



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

**Συμβολή Ανεμογεννητριών στη Ρύθμιση Συχνότητας
Διατηρώντας Εφεδρεία – Εφαρμογή σε HVDC
Πολυτεματικό Δίκτυο**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανάργυρος Π. Σπετσιώτης

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2015



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

**Συμβολή Ανεμογεννητριών στη Ρύθμιση Συχνότητας
Διατηρώντας Εφεδρεία – Εφαρμογή σε HVDC
Πολυτερματικό Δίκτυο**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανάργυρος Π. Σπετσιώτης

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Στέφανος Μανιάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Αντώνιος Κλαδάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2015

.....
Ανάργυρος Π. Σπετσιώτης

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

Copyright © Ανάργυρος Π. Σπετσιώτης, 2015
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.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση του τρόπου με τον οποίο οι ανεμογεννήτριες μπορούν να διατηρούν εφεδρεία ισχύος και να αποκρίνονται στις μεταβολές της συχνότητας. Παράλληλα εξετάζεται η δυνατότητα ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου, στην υπεράκτια πλευρά του οποίου συνδέονται νησιωτικά συστήματα με μεγάλη αιολική παραγωγή, να συμβάλλει στη ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος στο οποίο συνδέεται.

Αρχικά γίνεται μια σύντομη αναφορά στη ρύθμιση συχνότητας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και ακολουθεί μια εισαγωγή στους κώδικες δικτύων που αφορούν τη διασύνδεση αιολικών πάρκων (χερσαίων ή υπεράκτιων) στο σύστημα, με επικέντρωση στις απαιτήσεις που σχετίζονται με τη συμμετοχή των πάρκων στη ρύθμιση της συχνότητας. Στη συνέχεια, αφού παρουσιάζονται οι βασικοί τύποι ανεμογεννητριών, πραγματοποιείται ανάλυση και μοντελοποίηση των επιμέρους υποσυστημάτων μιας ανεμογεννήτριας με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών και πλήρη μετατροπέα ισχύος, η οποία χρησιμοποιείται και κατά τις προσομοιώσεις.

Ακολούθως, εισάγεται το ζήτημα της διατήρησης εφεδρείας και απόκρισης συχνότητας από τις ανεμογεννήτριες και τα αιολικά πάρκα. Για να μπορούν οι ανεμογεννήτριες να παρέχουν εφεδρεία πρέπει η παραγόμενη ισχύ τους να είναι μικρότερη από την πραγματικά διαθέσιμη, έτσι ώστε να διατηρείται ανά πάσα στιγμή ένα περιθώριο ισχύος ως εφεδρεία. Αφού παρουσιάζονται τα είδη εφεδρείας που είναι σε θέση να παρέχουν οι ανεμογεννήτριες, επιχειρείται να αναλυθεί η βασική φιλοσοφία και οι τεχνικές μέσω των οποίων επιτυγχάνεται η επιθυμητή αποφόρτιση των ανεμογεννητριών, ώστε να λειτουργούν διατηρώντας εφεδρεία. Οι δύο βασικές τεχνικές που χρησιμοποιούνται είναι ο έλεγχος της γωνίας pitch των πτερυγίων (τεχνικές pitching) και η λειτουργία υπό αυξημένη γωνιακή ταχύτητα περιστροφής (τεχνικές overspeeding), με την κάθε μία να παρουσιάζει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της. Ακολουθεί μια επισκόπηση των μεθόδων αποφόρτισης που προτείνονται στη βιβλιογραφία και βασίζονται στις τεχνικές που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Στη συνέχεια αναφέρονται οι τρόποι με τους οποίους οι ανεμογεννήτριες μπορούν να αποκριθούν στις μεταβολές της συχνότητας, οι οποίοι είναι ο έλεγχος στατισμού και η αδρανειακή απόκριση. Ύστερα, γίνεται η παρουσίαση και η ανάλυση του σχήματος ελέγχου που χρησιμοποιείται για τη μοντελοποίηση των ανεμογεννητριών ή των αιολικών πάρκων κατά τις προσομοιώσεις και το οποίο δίνει τη δυνατότητα σε μια ανεμογεννήτρια μεταβλητών στροφών να διατηρεί εφεδρεία και να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας, τόσο μέσω στατισμού όσο και μέσω τεχνητής αδράνειας.

Εν συνεχεία καλύπτονται θέματα που αφορούν τη διαμόρφωση και τη λειτουργία ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου, που αποτελείται από μετατροπείς πηγής τάσης

(VSC-HVDC). Μετά από μια σύντομη αναφορά στη συγκεκριμένη τεχνολογία, αναλύονται ζητήματα που έχουν να κάνουν με τη μοντελοποίηση του μετατροπέα πηγής τάσης (μοντέλο μέσω τιμών), τα συστήματα ελέγχου και συγχρονισμού αυτού με το δίκτυο, καθώς και τους πιθανούς τρόπους λειτουργίας διασυνδεδεμένων με το δίκτυο μετατροπέων. Ακολουθεί μια περιγραφή του εξεταζόμενου HVDC πολυτερματικού δικτύου στο Β. Αιγαίο. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται θέματα που αφορούν τον έλεγχο ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου τόσο στην κανονική λειτουργία όσο και στην περίπτωση απόκρισης στις μεταβολές της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος. Για τον έλεγχο στην κανονική λειτουργία κυρίαρχο ρόλο έχει η ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος. Όσο αναφορά τη συμμετοχή του HVDC δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας, το κύριο ζήτημα έχει να κάνει με τον τρόπο που τα αιολικά πάρκα θα ειδοποιηθούν για τη μεταβολή της συχνότητας στο ηπειρωτικό σύστημα, εάν υποθεθεί ότι δεν υπάρχει κάποιου είδους απομακρυσμένη επικοινωνία. Η λύση που προτείνεται σε αυτή την περίπτωση, είναι η μεταφορά του σφάλματος συχνότητας στα νησιωτικά δίκτυα μέσω τεχνητής μεταβολής των ηλεκτρικών μεγεθών (DC τάση, νησιωτική συχνότητα).

Ακολουθούν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, όπου αρχικά προσομοιώνεται μια ανεμογεννήτρια εφοδιασμένη με το προτεινόμενο σχήμα ελέγχου, ώστε να διαπιστωθεί η δυνατότητα της ανεμογεννήτριας να διατηρεί την απαιτούμενη εφεδρεία και να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας. Παράλληλα, ελέγχεται και η συμβατότητα με τους κώδικες δικτύων. Στο δεύτερο μέρος των προσομοιώσεων εξετάζεται η λειτουργία του HVDC πολυτερματικού δικτύου στη μόνιμη κατάσταση για διάφορα επίπεδα εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα. Τέλος, διερευνάται η δυνατότητα του δικτύου να συμμετέχει στη ρύθμιση της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος, τόσο σε περίπτωση υπερσυχνότητας όσο και σε περίπτωση υποσυχνότητας.

Για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα Matlab/Simulink, ενώ για την κατασκευή των σχημάτων της εργασίας χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα Microsoft Visio.

Λέξεις Κλειδιά

Αιολικό πάρκο, ανεμογεννήτρια με πλήρη μετατροπέα ισχύος, διατήρηση εφεδρείας ισχύος, απόκριση συχνότητας, στατισμός, αδρανειακή απόκριση, HVDC πολυτερματικό δίκτυο, έλεγχος πολυτερματικού δικτύου, κώδικες δικτύων

Abstract

This diploma thesis investigates the way in which wind turbines provide power reserve and frequency response. An additional scope is the examination of the ability of a multi-terminal HVDC grid to participate in mainland system frequency control, in case of this grid is used for the interconnection of islands systems with high wind power penetration.

Initially, a brief presentation of power systems frequency control is carried out followed by an introduction of grid code requirements for participation of wind power plants (onshore or offshore) in system frequency control. Afterwards, the modelling of a wind turbine based on a multipole permanent magnet synchronous generator with a full converter is performed. This specific wind turbine model is used for the simulations.

In the next step, the ability of wind turbines and wind farms to provide power reserves and frequency response is introduced. Wind turbines can provide power reserve only if their actual active power generation is lower than their maximum available power. After a presentation of reserve types, the basic control idea and methods for the deloaded operation of wind turbines are illustrated. The most commonly used methods are pitching techniques and overspeeding techniques. Each from these techniques appears its own advantages and disadvantages. Later, a review of wind turbines deloading methods from bibliography is presented. Following this, the two fundamental frequency response methods, droop control and inertial control, are explained. Subsequently, the presentation of deloading control method that is used for the simulations is taken place. This control scheme gives to variable speed wind turbines the ability to provide power reserve and participate in system frequency control with both droop and inertial control.

Next, main issues about the configuration and operation of multi-terminal HVDC grid, which is implemented with voltage source converters (VSC-HVDC), are covered. After a brief reference in specific technology, topics such as the modelling of voltage source converter (average-value model), its control systems and grid synchronization are analyzed. Furthermore, the alternatives operation modes of an interconnected to the grid converter are presented. Moreover the selected case study, which is the planned multi-terminal HVDC interconnection in North Aegean, is described. After that, control strategies of a multi-terminal grid both in steady state operation and in case of mainland frequency disturbance are explained. In normal operation, the regulation of power balance into the HVDC grid has the main role. As far as the frequency response is concerned, the basic problem is the way that offshore wind farms will be informed about the frequency disturbance which takes place in the mainland grid, in case of any communication system is not used. The solution for this

issue is the production of a controlled frequency disturbance in the power systems of islands.

Finally, the results of the simulations are illustrated and evaluated. Firstly a wind turbine, which is equipped with the proposed control scheme, is simulated. The main objective is the verification of the wind turbine ability to provide power reserve and participate in system frequency control. In parallel, its grid code compatibility is verified. The second part of the simulations includes examination of the steady state operation of the multi-terminal HVDC grid for various levels of wind farms power reserve. Last, the ability of the multi-terminal grid to participate in mainland system frequency regulation is tested for both overfrequency and underfrequency events.

All the simulations were implemented in Matlab/Simulink software. In addition, Microsoft Visio was used for the creation of figures.

Keywords

Wind farm, full power converter wind turbine, power reserve, frequency response, droop control, inertial response, multi-terminal HVDC grid, multi-terminal grid control strategies, grid codes

Ευχαριστίες

Θα ήθελα κατ' αρχάς να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την ανάθεση της διπλωματικής εργασίας, καθώς και για την άψογη συνεργασία που είχαμε κατά την εκπόνηση αυτής. Τον ευχαριστώ επίσης για τις πολύτιμες γνώσεις και τα εναύσματα που μου μετέδωσε, τόσο κατά τη διάρκεια των συζητήσεων που είχαμε στα πλαίσια της διπλωματικής όσο και κατά τη διδασκαλία του. Επίσης θα ήθελα ιδιαίτερα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Σωτήριο Νάνου για το χρόνο που αφιέρωσε και την ουσιαστική συνεργασία που είχαμε. Η συμβολή του στην αντιμετώπιση των δυσκολιών που ανέκυπταν, αλλά και γενικότερα στην ολοκλήρωση της παρούσας εργασίας ήταν εξαιρετικά σημαντική. Τέλος, ευχαριστώ την οικογένειά μου για τη συμπαράσταση και τη στήριξη που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου στο Ε.Μ.Π..

Περιεχόμενα

Περίληψη	5
Abstract.....	7
Ευχαριστίες.....	9
Περιεχόμενα.....	11
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	15
1.1 Διείσδυση αιολικών πάρκων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.....	15
1.2 Αντικείμενο διπλωματικής.....	18
1.3 Δομή της εργασίας	22
Κεφάλαιο 2: Ρύθμιση Συχνότητας και Εισαγωγή στους Κώδικες Δικτύων	23
2.1 Ρύθμιση συχνότητας	23
2.2 Εισαγωγή στους κώδικες δικτύων για αιολικά πάρκα	26
2.3 Απαιτήσεις κωδίκων για τη συμμετοχή των αιολικών πάρκων στη ρύθμιση της συχνότητας	32
2.4 Απαιτήσεις κωδίκων για τη διασύνδεση offshore αιολικών πάρκων	39
Κεφάλαιο 3: Μοντελοποίηση Ανεμογεννήτριας με Πλήρη Μετατροπέα.....	43
3.1 Εισαγωγικά	43
3.2 Μοντελοποίηση ανέμου.....	47
3.3 Αεροδυναμικό υποσύστημα.....	48
3.4 Μοντελοποίηση μηχανικού υποσυστήματος	51
3.5 Στρατηγική μέγιστης παραγωγής MPPT και έλεγχος γωνίας pitch των πτερυγίων	53
3.6 Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών	59
3.7 Πλήρης μετατροπέας ισχύος.....	62
3.7.1 Διαμόρφωση πλήρη μετατροπέα ισχύος	62
3.7.2 Έλεγχος πλήρη μετατροπέα ισχύος.....	64
3.8 Fault ride through και low voltage ride through	68
Κεφάλαιο 4: Διατήρηση Εφεδρείας και Απόκριση Συχνότητας από Ανεμογεννήτριες	71
4.1 Εισαγωγικά	71
4.2 Παροχή εφεδρείας ισχύος από ανεμογεννήτριες	76

4.2.1	Είδη εφεδρείας που παρέχονται από τα αιολικά πάρκα	76
4.2.2	Βασική ιδέα ελέγχου και τεχνικές αποφόρτισης των ανεμογεννητριών ..	79
4.2.3	Επισκόπηση μεθόδων αποφόρτισης ανεμογεννητριών	85
4.3	Απόκριση συχνότητας από ανεμογεννήτριες.....	93
4.3.1	Γενικά	93
4.3.2	Έλεγχος συχνότητας μέσω στατισμού	96
4.3.3	Έλεγχος αδρανειακής απόκρισης	99
4.4	Προτεινόμενο σχήμα ελέγχου ανεμογεννήτριας.....	105
Κεφάλαιο 5: VSC-HVDC Πολυτερματικό Δίκτυο		117
5.1	Τεχνολογία HVDC.....	117
5.1.1	Γενικά	117
5.1.2	Τοπολογίες HVDC	120
5.2	Μετατροπέας πηγής τάσης VSC.....	122
5.2.1	Μετατροπέας VSC και μοντέλο μέσω των τιμών	122
5.2.2	Χαρακτηρισμός μετατροπέων με βάση τη λειτουργία τους στο δίκτυο	125
5.2.3	Μετασηματισμός στο σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq ...	127
5.2.4	Συστήματα συγχρονισμού με το δίκτυο	129
5.2.5	Έλεγχος του μετατροπέα	130
5.3	Εξεταζόμενο HVDC πολυτερματικό δίκτυο στο Β. Αιγαίο	137
5.3.1	Η διασύνδεση των νησιών του Β. Αιγαίου.....	137
5.3.2	Διαστασιολόγηση μετατροπέων και DC αγωγών	139
5.3.3	DC πυκνωτές και φίλτρα μετατροπέων.....	140
5.3.4	Μοντελοποίηση νησιωτικών συστημάτων.....	140
5.3.5	Μοντελοποίηση ηπειρωτικού συστήματος	141
5.4	Έλεγχος του πολυτερματικού δικτύου.....	142
5.5	Συμβολή HVDC πολυτερματικού δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας.....	148
Κεφάλαιο 6: Αποτελέσματα Προσομοίωσης Μοντέλου Ανεμογεννήτριας		153
6.1	Διατήρηση εφεδρείας ισχύος	154
6.1.1	Σταθερή ποσότητα εφεδρείας υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου ..	154
6.1.2	Ποσοστιαία εφεδρεία υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου και περιορισμός της παραγόμενης ισχύος	161
6.2	Απόκριση σε βηματική αύξηση της συχνότητας	165
6.3	Απόκριση σε βηματική μείωση της συχνότητας διατηρώντας εφεδρεία.....	170

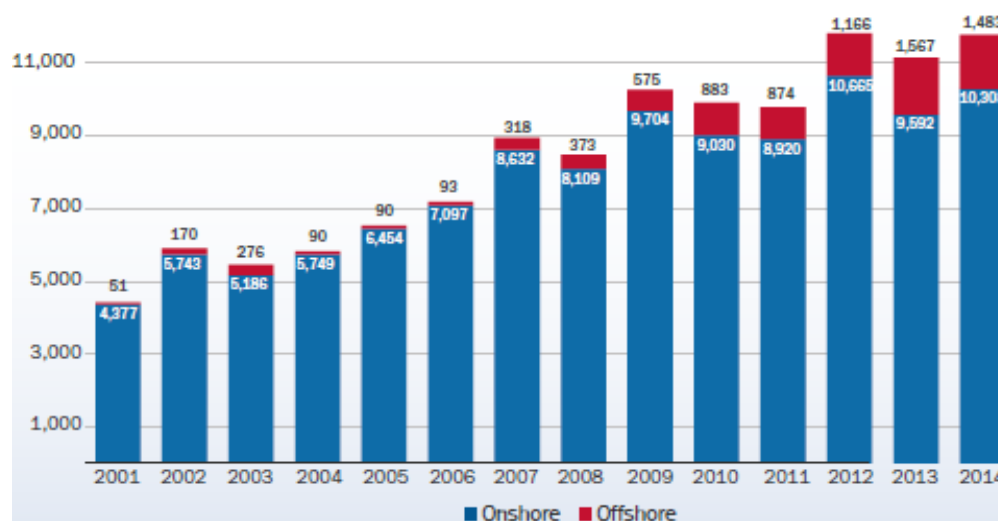
6.4	Αδρανειακή απόκριση σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας.....	175
Κεφάλαιο 7: Αποτελέσματα Προσομοίωσης HVDC Πολυτεματικού		
	Δικτύου.....	181
7.1	Λειτουργία HVDC δικτύου με έλεγχο στατισμού για διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας.....	181
7.2	Απόκριση HVDC δικτύου σε περίπτωση υπερσυχνότητας.....	189
7.3	Απόκριση HVDC δικτύου σε περίπτωση υποσυχνότητας.....	196
Κεφάλαιο 8: Συμπεράσματα και Μελλοντικές Προοπτικές.....		205
8.1	Συμπεράσματα	205
8.2	Μελλοντικές προοπτικές.....	209
Βιβλιογραφία		213

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Διείσδυση αιολικών πάρκων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας

Η όσο το δυνατόν μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [ΑΠΕ] στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί μια από τις σημαντικότερες προτεραιότητες του ενεργειακού τομέα σε παγκόσμιο επίπεδο. Ανάμεσα στις διάφορες μορφές ΑΠΕ η αιολική ενέργεια αποτελεί τη βασική και πιο διαδεδομένη τεχνολογία, ενώ και σε σχέση με όλες τις άλλες τεχνολογίες και πηγές ηλεκτροπαραγωγής έχει να παρουσιάσει τα τελευταία χρόνια έναν από τους μεγαλύτερους ρυθμούς ανάπτυξης. Στην Ευρώπη τα αιολικά πάρκα, τόσο τα χερσαία (onshore) όσο και τα υπεράκτια (offshore), αυξάνουν συνεχώς τα όρια διείσδυσής τους και με αρκετά ταχύ ρυθμό όπως δείχνουν τα στοιχεία του European Wind Energy Association [EWEA] στο σχήμα 1.1. Σύμφωνα με τα τελευταία στατιστικά στοιχεία του EWEA [1] η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη αγγίζει τα 128.8 GW για το 2014, που είναι ικανή να καλύψει ένα ποσοστό περίπου 10.2% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη. Σε παγκόσμιο επίπεδο η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων προσδιορίζεται στα 369.6 GW [2].



Σχήμα 1.1: Ετήσια εγκατάσταση (σε MW) χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη. Πηγή: [1]

Η καθιέρωση της αιολικής ενέργειας ως μια από τις σημαντικότερες πηγές ηλεκτροπαραγωγής οφείλεται στα συγκριτικά πλεονεκτήματα που αυτή παρουσιάζει σε σχέση με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρισμού. Κατ' αρχάς σαν μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας διαθέτει όλα τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ, με κύριο ότι πρόκειται για μια καθαρή μορφή ενέργειας που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την μείωση των εκπομπών CO₂ και την αντιμετώπιση του παγκόσμιου ζητήματος της κλιματικής αλλαγής. Από εκεί και πέρα συμβάλλει στην σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα με ότι αυτό συνεπάγεται για το περιβάλλον αλλά και την ενεργειακή ασφάλεια των χωρών που εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από εισαγόμενα καύσιμα. Επιπλέον η πρωτογενής πηγή ενέργειας, που είναι ο άνεμος, είναι ένας ανανεώσιμος και ανεξάντλητος πόρος που βρίσκεται ελεύθερα στη φύση σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, άνθρακας) που είναι μη ανανεώσιμοι πόροι και εκφράζουν φόβοι για το χρονικό διάστημα μέσα στο οποίο μπορεί να εξαντληθούν. Πέρα από τα παραπάνω η αιολική τεχνολογία είναι σήμερα μια από τις οικονομικότερες τεχνολογίες ΑΠΕ ικανή να ανταγωνιστεί ακόμα και συμβατικούς σταθμούς παραγωγής. Στο σχήμα 1.2 παρουσιάζεται το εκτιμώμενο σταθμισμένο κόστος ενέργειας [Levelised Cost of Energy – LCOE] για τις διάφορες μορφές ηλεκτροπαραγωγής [3], από το οποίο διαπιστώνεται ότι τα χερσαία αιολικά πάρκα αποτελούν μία από τις πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο μέλλον η αιολική ενέργεια αναμένεται να γίνει ακόμα πιο ανταγωνιστική καθώς αναμένεται περεταίρω μείωση στα κόστη που σχετίζονται με την αιολική βιομηχανία.



Σχήμα 1.2: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ και συμβατικών σταθμών παραγωγής που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Πηγή: [3]

Η ενσωμάτωση με ασφαλή και αποδοτικό τρόπο των ολοένα και αυξανόμενων σταθμών αιολικής παραγωγής αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα που πρέπει να αντιμετωπίσουν σήμερα τα ηλεκτρικά δίκτυα. Στα πρώτα χρόνια εμφάνισης των αιολικών πάρκων, όπου το μέγεθός τους δεν ήταν ιδιαίτερα μεγάλο και η

διείσδυση τους στα δίκτυα ήταν ακόμα σε χαμηλά επίπεδα, κύριο μέλημα των διαχειριστών αποτελούσε η ανάπτυξη στρατηγικών λειτουργίας για τις υπόλοιπες συνιστώσες (συμβατικοί σταθμοί παραγωγής κτλ.) του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) ώστε να πραγματοποιηθεί η όσο το δυνατόν ομαλότερη ενσωμάτωση της αιολικής παραγωγής, ενώ ταυτόχρονα δινόταν ιδιαίτερη προσοχή στην προστασία των ανεμογεννητριών από τις διαταραχές του δικτύου. Η αυξημένη όμως διείσδυσή τους στα δίκτυα και η σταδιακή αντικατάσταση συμβατικών σταθμών παραγωγής από αιολικά πάρκα συγκρίσιμου μεγέθους έθεσε ζητήματα σχετικά με την ευστάθεια και τον έλεγχο των ΣΗΕ. Αυτά τα ζητήματα που εμφανίζονται εντονότερα σε αδύναμα ή αυτόνομα δίκτυα δημιουργούν θέματα αξιοπιστίας λειτουργίας των ΣΗΕ και μπορεί να αποτελέσουν σε ορισμένες περιπτώσεις λόγους περιορισμού της διείσδυσης αιολικής παραγωγής. Τα παραπάνω θέματα δημιούργησαν την ανάγκη για συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην ρύθμιση των ΣΗΕ. Οι σύγχρονοι κώδικες δικτύων απαιτούν από τα αιολικά πάρκα να διαθέτουν λειτουργίες και να συμπεριφέρονται παρόμοια με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Η ανάγκη για ενεργό συμμετοχή των ανεμογεννητριών και των αιολικών πάρκων στον έλεγχο των δικτύων οδήγησε στην ανάπτυξη τεχνολογιών που δίνουν την δυνατότητα στους αιολικούς σταθμούς παραγωγής να ικανοποιήσουν ένα ευρύ φάσμα τεχνικών απαιτήσεων. Κάποιες από αυτές τις απαιτήσεις που οφείλουν να ικανοποιούν κατά την διασύνδεσή τους στο δίκτυο αφορούν την παραμονή σε λειτουργία σε περίπτωση βύθισης τάσης λόγω σφάλματος στο δίκτυο, τον έλεγχο της τάσης και της αέργου ισχύος που ανταλλάσσεται με το δίκτυο, τον έλεγχο της ενεργού ισχύος και την προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος με σκοπό τη ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος.

Ακόμα, όπως διαπιστώνεται και από το σχήμα 1.1 τα τελευταία χρόνια παρουσιάζεται αυξημένο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη μεγάλων θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Η περίπτωση των offshore πάρκων δίνει την δυνατότητα για εκμετάλλευση των πλούσιων αιολικών δυναμικών που υπάρχουν σε μακρινές θαλάσσιες περιοχές, ενώ ταυτόχρονα παρουσιάζουν τα πλεονεκτήματα της μικρότερης οπτικής και ακουστικής όχλησης σε σχέση με την περίπτωση των onshore εγκαταστάσεων. Μια από τις κύριες τεχνολογικές προκλήσεις αφορά την διασύνδεση των offshore αιολικών με τα ηπειρωτικά δίκτυα, καθώς στις περισσότερες των περιπτώσεων η απόσταση μεταξύ της θέσης εγκατάστασης των πάρκων και του δικτύου στο οποίο εγχέεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγάλη. Ενώ τα προηγούμενα χρόνια η διασύνδεση γινόταν συνήθως μέσω υποθαλάσσιων γραμμών μεταφοράς υψηλής τάσης εναλλασσόμενου ρεύματος (HVAC), γίνεται πλέον όλο και πιο ελκυστική η χρήση υποβρύχιων συστημάτων μεταφοράς υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (HVDC). Οι κύριοι λόγοι έχουν να κάνουν με την δυνατότητα των HVDC συστημάτων να προσφέρουν αυξημένες δυνατότητες στήριξης των δικτύων στα οποία συνδέονται αλλά και ότι η εν λόγω τεχνολογία προσφέρεται για την μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις με συγκριτικά μειωμένο κόστος και απώλειες. Τα δεδομένα αυτά οδηγούν στην συνεχή εξέλιξη των κωδίκων από τους διαχειριστές των δικτύων, ώστε αυτοί να συμπεριλάβουν και απαιτήσεις για

την σύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στα δίκτυα που είναι ανάλογες και πολλές φορές περισσότερο απαιτητικές σε σχέση με την περίπτωση των onshore πάρκων. Η ενσωμάτωση των offshore αιολικών εγκαταστάσεων στα δίκτυα αποτελεί μια σημαντική πρόκληση που έχουν να αντιμετωπίσουν οι διαχειριστές των συστημάτων και οι κατασκευαστές του σχετικού εξοπλισμού λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών που παρουσιάζουν, ειδικότερα δε όταν μιλάμε για την περίπτωση HVDC διασύνδεσης.

1.2 Αντικείμενο διπλωματικής

Η αιολική ενέργεια είναι μία από τις πηγές ηλεκτροπαραγωγής με την σημαντικότερη ανάπτυξη τα τελευταία χρόνια. Η αυξανόμενη διείσδυση των αιολικών πάρκων, χερσαίων ή υπεράκτιων, στα ηλεκτρικά δίκτυα σε συνδυασμό με τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζουν δημιουργούν πολλές προκλήσεις σχετικά με την πλήρη ενσωμάτωση αυτών στα ΣΗΕ. Κατ' αρχάς λόγω της φύσης της πρωτογενούς πηγής ενέργειας, που είναι ο άνεμος, η μέγιστη διαθέσιμη ισχύ των αιολικών σταθμών μεταβάλλεται συνεχώς, είναι μη ελεγχόμενη και είναι αρκετά δύσκολο να προβλεφθεί. Επιπλέον οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών, των οποίων η σύνδεση με το δίκτυο γίνεται μέσω ηλεκτρονικών μετατροπών ισχύος, δεν είναι συγχρονισμένες με την ηλεκτρική συχνότητα του δικτύου και επομένως ούτε αποκρίνονται εγγενώς στις μεταβολές αυτής. Αυτά τα χαρακτηριστικά (μεταβλητότητα, αβεβαιότητα, ασύγχρονη σύνδεση) μπορούν να προκαλέσουν σημαντικές προκλήσεις για την διατήρηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας λειτουργίας των ΣΗΕ. Προκύπτει επομένως η ανάγκη για ρύθμιση της παραγόμενης ενεργού ισχύος εκ μέρους των αιολικών σταθμών ώστε να συμβάλλουν και αυτοί στην αντιμετώπιση των ζητημάτων που δημιουργούνται.

Η συχνότητα ενός ΣΗΕ αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα μεγέθη του και πρέπει να διατηρείται πάντα εντός των προκαθορισμένων στενών ορίων που έχουν τεθεί. Επομένως για την ευσταθή λειτουργία των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκαία η συνεχής ρύθμιση της συχνότητας τόσο στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας όσο και σε περίπτωση μιας σοβαρής διαταραχής. Μια διαταραχή (π.χ. αποσύνδεση μιας μονάδας παραγωγής ή μιας διασύνδεσης ή ενός μεγάλου φορτίου) που προκαλεί ανισορροπία μεταξύ παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύος αντιμετωπίζεται αρχικά μέσω της αδρανειακής απόκρισης των μονάδων παραγωγής που συνδέονται σύγχρονα με το δίκτυο, κάτι που προκαλεί τη μείωση ή την αύξηση της συχνότητας του δικτύου. Η αδρανειακή απόκριση η οποία επιβραδύνει το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας ακολουθείται από την πρωτεύουσα ρύθμιση, η οποία προσαρμόζει την παραγόμενη ισχύ των μονάδων στο φορτίο του ΣΗΕ. Η ρύθμιση αυτή τυπικά παρέχεται από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής μέσω των

ρυθμιστών στροφών τους, οι οποίοι με βάση τους στατισμούς τους μεταβάλλουν την παραγόμενη ισχύ τους ανάλογα με τις μεταβολές της συχνότητας.

Η μεγάλη διεύθυνση των αιολικών πάρκων, και γενικότερα των ΑΠΕ, η οποία γίνεται σε βάρος των συμβατικών σταθμών παραγωγής προκαλεί νέα και οξύνει ήδη υπάρχοντα θέματα. Κάποια από αυτά είναι η μείωση της συνολικής αδράνειας του συστήματος, οι συχνότερες και εντονότερες διακυμάνσεις της συχνότητας λόγω της μείωσης της συνολικής αδράνειας και της έντονης μεταβλητότητας της παραγόμενης αιολικής ισχύος, αλλά και οι δυσκολίες στον προγραμματισμό της παραγωγής των ΣΗΕ λόγω αδυναμίας ακριβούς πρόβλεψης της αιολικής παραγωγής. Τα παραπάνω σε συνδυασμό με το ότι τυπικά τα αιολικά πάρκα δεν συνήθιζαν να παρέχουν κάποιου είδους ευελιξία στον έλεγχο των ΣΗΕ, ενώ ταυτόχρονα αντικαθιστούν συμβατικούς σταθμούς παραγωγής που παρείχαν τέτοιου είδους επικουρικές υπηρεσίες, μπορούν να δημιουργήσουν προβλήματα αξιοπιστίας και ευστάθειας στα δίκτυα. Ακόμα μπορεί να αυξήσουν τα κόστη λειτουργίας των ΣΗΕ όταν οι συμβατικές μονάδες αναγκάζονται να λειτουργούν μη αποδοτικά έτσι ώστε να μετριάσουν αυτές τις επιπτώσεις. Τα δεδομένα αυτά δημιούργησαν την ανάγκη τα αιολικά πάρκα να διαθέτουν δυνατότητες ελέγχου της παραγόμενης ισχύος τους, παρόμοιες με αυτές των συμβατικών μονάδων. Προς αυτή την κατεύθυνση οι διαχειριστές των συστημάτων ενσωμάτωσαν στους κώδικες απαιτήσεις σχετικά με την συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην ρύθμιση της συχνότητας, αλλά και γενικότερα ελέγχου της ενεργού ισχύος τους ώστε να παρέχουν κάποιου είδους ευελιξία προ το σύστημα. Οι απαιτήσεις αυτές μεταξύ άλλων αφορούν τη μείωση ή την αύξηση της παραγόμενης ισχύος από τα πάρκα με σκοπό την απόκρισή τους στις μεταβολές της συχνότητας, στην λογική της λειτουργίας των ρυθμιστών στροφών των συμβατικών μονάδων. Αναγκαία προϋπόθεση για την δυνατότητα αύξησης της ισχύος είναι η διατήρηση κάποιου είδους εφεδρείας εκ μέρους των αιολικών πάρκων. Επιπλέον, αναφέρεται η δυνατότητα μεταβολής της παραγόμενης ισχύος με τρόπο που να εξομοιώνει την αδρανειακή απόκριση των σύγχρονων γεννητριών του συστήματος.

Ένας από τους κύριους στόχους της εργασίας είναι να διερευνηθεί το κατά πόσο οι ανεμογεννήτριες είναι σε θέση να λειτουργούν διατηρώντας εφεδρεία ισχύος καθώς και ο τρόπος με τον οποίο αυτό επιτυγχάνεται. Η λειτουργία ανεμογεννητριών σε μειωμένα επίπεδα παραγωγής ώστε να διατηρούν την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας αποτελεί θεμελιώδη αλλαγή για την συμβατική φιλοσοφία λειτουργίας τους που στηρίζεται στη στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος. Στην περίπτωση των συμβατικών μονάδων παραγωγής η εφεδρεία ισχύος ορίζεται ως το περιθώριο της παραγόμενης από την ονομαστική ισχύ των μονάδων. Τα ιδιαίτερα όμως χαρακτηριστικά των αιολικών σταθμών, όπως η στοχαστικότητα του ανέμου, υπαγορεύουν ότι η ενεργός ισχύς των ανεμογεννητριών περιορίζεται από την μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τους. Επομένως η διατήρηση εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα αναφέρεται ουσιαστικά στο περιθώριο μεταξύ της παραγόμενης ενεργού ισχύος και της μέγιστης διαθέσιμης με βάση την εκάστοτε ταχύτητα του ανέμου. Η επιθυμητή

αποφόρτιση της ανεμογεννήτριας μπορεί να επιτευχθεί είτε με μεταβολή της γωνίας pitch, είτε με μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής ώστε να μειωθεί ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος και άρα η απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύς να είναι μικρότερη από τη μέγιστη δυνατή. Κάθε μία από τις παραπάνω τεχνικές παρουσιάζει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά της, και χρησιμοποιούνται ως βάση για την ανάπτυξη των διαφόρων μεθόδων ελέγχου με στόχο τη διατήρηση εφεδρείας. Επίσης, σημαντική παράμετρος για τις περισσότερες μεθόδους αποτελεί η αξιόπιστη εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος.

Στη συνέχεια εξετάζεται το ζήτημα της απόκρισης συχνότητας από τα αιολικά πάρκα ώστε να υπάρχει συμβατότητα με τους κώδικες δικτύων. Όπως ειπώθηκε παραπάνω, οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών συνδέονται ασύγχρονα με το δίκτυο λόγω της διαμεσολάβησης των μετατροπέων ισχύος. Επομένως το αιολικό πάρκο και οι ανεμογεννήτριες θα πρέπει να διαθέτουν κατάλληλα συστήματα ελέγχου που θα τους δίνουν την δυνατότητα να αντιλαμβάνονται και να αποκρίνονται με κάποιο τρόπο στις μεταβολές της συχνότητας. Η ανίχνευση των μεταβολών της συχνότητας επιτυγχάνεται αξιόπιστα μέσω των συστημάτων συγχρονισμού με το δίκτυο (PLL). Για να ικανοποιούν κάποιες από τις απαιτήσεις των κωδίκων τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να μπορούν να αυξομειώνουν την παραγόμενη ισχύ τους ανάλογα με τις μεταβολές της συχνότητας, με τρόπο παρόμοιο του ελέγχου στατισμού των ρυθμιστών στροφών στις συμβατικές μονάδες. Έτσι μια απόκλιση της συχνότητας μετατρέπεται σε ένα σήμα μεταβολής της ισχύος μέσω της καμπύλης στατισμού των ανεμογεννητριών ή του πάρκου. Πέρα από την απαίτηση για συμμετοχή των αιολικών πάρκων στην πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας, έχει διαπιστωθεί η ανάγκη για τεχνητή αδρανειακή απόκριση των ανεμογεννητριών που συνδέονται μέσω μετατροπέων με το δίκτυο. Στην περίπτωση αυτή με κατάλληλο έλεγχο των μετατροπέων της ανεμογεννήτριας επιτυγχάνεται η ταχύτερη μεταβολή της εγχεόμενης ενεργού ισχύος προς το δίκτυο για ένα σύντομο χρονικό διάστημα. Όταν εφαρμόζονται οι παραπάνω στρατηγικές ελέγχου θα πρέπει να υπάρχει μέριμνα ώστε να μην επιδρούν αρνητικά στην ευσταθή λειτουργία και τη διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών.

Η ανάπτυξη μεγάλων υπεράκτιων αιολικών πάρκων απαιτεί τη διασύνδεση αυτών με το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο, το οποίο συνήθως βρίσκεται σε μεγάλη απόσταση από τη θέση εγκατάστασης των πάρκων. Επιπλέον η αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ σε αυτόνομα ή αδύναμα δίκτυα προκαλεί ζητήματα ευστάθειας και ασφαλούς λειτουργίας αυτών λόγω της περιορισμένης δυνατότητας τους να απορροφήσουν μεγάλες ποσότητες ισχύος από ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, γίνεται ολοένα και πιο θεμιτή η διασύνδεση αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων με τα ηπειρωτικά δίκτυα, έτσι ώστε τα νησιωτικά φορτία να εξυπηρετούνται με μεγαλύτερη αξιοπιστία και οικονομικότητα. Για όλες τις παραπάνω περιπτώσεις η χρήση συστημάτων μεταφοράς HVDC αποτελεί μια εξαιρετική λύση αφού μεταξύ άλλων προσφέρει αυξημένες δυνατότητες ελέγχου στα δίκτυα αλλά και την δυνατότητα μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μακρινές αποστάσεις με μειωμένα κόστη και

απώλειες. Σε ένα επόμενο στάδιο η δημιουργία πολυτεματικών HVDC δικτύων μπορεί να αποτελέσει μια ιδιαίτερα ελκυστική λύση για ορισμένες εφαρμογές. Ένας από τους στόχους της παρούσας εργασίας είναι να εξεταστεί η λειτουργία και ο έλεγχος ενός HVDC πολυτεματικού δικτύου όταν στην υπεράκτια πλευρά του υπάρχουν ταυτόχρονα νησιωτικά συστήματα και μεγάλη αιολική παραγωγή.

Η υλοποίηση πολυτεματικών τοπολογιών εμπεριέχει αρκετά ζητήματα προς επίλυση με κυριότερο την πολυπλοκότητα του ελέγχου ενός τέτοιου δικτύου. Σημαντική συνεισφορά στην αντιμετώπιση αυτών των ζητημάτων έχουν οι τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα των ηλεκτρονικών ισχύος και πιο συγκεκριμένα η ανάπτυξη των μετατροπέων πηγής τάσης. Ο μετατροπέας πηγής τάσης παρέχει τη δυνατότητα ανεξάρτητου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος, μπορεί να δημιουργήσει από μόνος του δίκτυο αλλά και να στηρίζει την τάση σε περίπτωση που συνδέεται σε αδύναμα δίκτυα. Παράλληλα καθιστά εφικτό τον έλεγχο των ροών ισχύος σε μία HVDC πολυτεματική τοπολογία με μεγαλύτερη ευκολία.

Ιδιαίτερα σημαντικό ρόλο στην ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του HVDC δικτύου διακατέχει ο έλεγχος της DC τάσης, ο οποίος συνδέεται άμεσα με τον έλεγχο του ισοζυγίου ενεργού ισχύος στο δίκτυο. Μεταξύ των στρατηγικών ελέγχου που προτείνονται στην βιβλιογραφία ως η πιο δημοφιλής εμφανίζεται ο κατανεμημένος έλεγχος της DC τάσης από όλους τους ηπειρωτικούς μετατροπείς με χρήση χαρακτηριστικών στατισμού. Μέσω αυτών των χαρακτηριστικών οι μεταβολές της τάσης μετατρέπονται σε αντίστοιχες μεταβολές στην ενεργό ισχύ των μετατροπέων, ώστε να εξασφαλίζεται ανά πάσα στιγμή το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στο πολυτεματικό δίκτυο.

Αυτό όμως που κυρίως διερευνάται στα πλαίσια της παρούσας εργασίας είναι η συμβατότητα μια τέτοιας offshore πολυτεματικής τοπολογίας με τους κώδικες συστήματος που αφορούν την συμμετοχή στη ρύθμιση της συχνότητας. Το ζήτημα που τίθεται σε αυτή την περίπτωση έχει να κάνει με το ότι η υπεράκτια πλευρά δεν αντιλαμβάνεται τυχόν διαταραχές στο ηπειρωτικό σύστημα λόγω της παρεμβολής του DC δικτύου. Εάν λοιπόν δεν ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα τα αιολικά πάρκα στην υπεράκτια πλευρά δεν αντιλαμβάνονται το σφάλμα στο ηπειρωτικό σύστημα και επομένως δεν αποκρίνονται σε αυτό. Ένας τρόπος για να αντιμετωπιστεί αυτό το πρόβλημα θα μπορούσε να είναι η χρήση απομακρυσμένης επικοινωνίας που όμως εγείρει θέματα αξιοπιστίας. Συνεπώς η λύση που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία είναι η μετάδοση της πληροφορίας του σφάλματος στην υπεράκτια πλευρά μέσω των ηλεκτρικών μεγεθών, όπως η DC τάση και η νησιωτική συχνότητα, ώστε τα αιολικά πάρκα να ειδοποιηθούν για το σφάλμα συχνότητας και να προσαρμόσουν κατάλληλα την παραγόμενη ισχύ τους.

1.3 Δομή της εργασίας

Η δομή της παρούσας εργασίας έχει ως εξής:

- Στο κεφάλαιο 1 γίνεται μια εισαγωγή στο αντικείμενο της διπλωματικής και σε θέματα που αφορούν τη διείσδυση των αιολικών πάρκων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.
- Στο κεφάλαιο 2 γίνεται μια σύντομη αναφορά στη ρύθμιση της συχνότητας στα ΣΗΕ και παρουσιάζονται συνοπτικά οι απαιτήσεις από τους κώδικες δικτύων που πρέπει να ικανοποιούν τα αιολικά πάρκα, με επικέντρωση στο ζήτημα της συμμετοχής τους στη ρύθμιση της συχνότητας.
- Στο κεφάλαιο 3 αρχικά πραγματοποιείται μια σύντομη παρουσίαση των διαφόρων τύπων ανεμογεννητριών και εν συνεχεία παρουσιάζονται όλα τα επιμέρους υποσυστήματα της ανεμογεννήτριας με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών και πλήρη μετατροπέα ισχύος.
- Στο κεφάλαιο 4 διερευνάται το ζήτημα της διατήρησης εφεδρείας και της απόκρισης συχνότητας από τις ανεμογεννήτριες. Μετά την εξέταση των παραπάνω θεμάτων παρουσιάζεται το σχήμα ελέγχου και το μοντέλο της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε κατά τις προσομοιώσεις.
- Στο κεφάλαιο 5 αρχικά γίνεται μια σύντομη εισαγωγή στην τεχνολογία HVDC και περιγράφεται το μοντέλο και τα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα πηγής τάσης. Ακολουθεί μια περιγραφή του υπό εξέταση δικτύου στο Αιγαίο, ενώ στη συνέχεια παρουσιάζονται οι στρατηγικές ελέγχου και η δυνατότητα απόκρισης συχνότητας του πολυτεματικού δικτύου.
- Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων σχετικά με τη δυνατότητα της ανεμογεννήτριας να διατηρεί εφεδρεία καθώς και την απόκρισή της σε μεταβολές της συχνότητας.
- Στο κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις για το HVDC πολυτεματικό δίκτυο του Αιγαίου τόσο στην κανονική λειτουργία όσο και στην περίπτωση απόκρισης στις μεταβολές της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου.
- Στο κεφάλαιο 8 εξάγονται τα συμπεράσματα της εργασίας και προσδιορίζονται πιθανές προοπτικές για μελλοντική διερεύνηση.

Κεφάλαιο 2

Ρύθμιση Συχνότητας και Εισαγωγή στους Κώδικες Δικτύων

2.1 Ρύθμιση συχνότητας

Απαραίτητη προϋπόθεση για την ευσταθή λειτουργία ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) αποτελεί η ρύθμιση της συχνότητας. Η ικανότητα ενός ΣΗΕ να διατηρεί την συχνότητά του εντός ενός συγκεκριμένου εύρους καλείται ευστάθεια συχνότητας. Η ρύθμιση της συχνότητας συνίσταται στην συνεχή προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος με το φορτίο του συστήματος, ώστε η συχνότητα να διατηρείται στην ονομαστική της τιμή ή εντός κάποιων επιτρεπτών ορίων που έχουν τεθεί. Λόγω των μεγάλων σύγχρονων γεννητριών των συμβατικών μονάδων παραγωγής, των οποίων η ταχύτητα περιστροφής είναι συγχρονισμένη με τη συχνότητα του δικτύου, η εξισορρόπηση της ισχύος σε ένα ΣΗΕ συνδέεται με την συχνότητα του συστήματος. Πιο συγκεκριμένα μια μεταβολή στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αντιμετωπίζεται αρχικά με αντίστοιχη μεταβολή στην αποθηκευμένη κινητική ενέργεια των στρεφόμενων γεννητριών (και στροβίλων στην περίπτωση θερμικών, υδροηλεκτρικών μονάδων), κάτι που έχει άμεσο αντίκτυπο στην ταχύτητα περιστροφής των γεννητριών και συνεπώς στην συχνότητα του συστήματος. Η αλληλεπίδραση αυτή μπορεί να γίνει περισσότερο κατανοητή μέσω της μηχανικής εξίσωσης της γεννήτριας η οποία μπορεί να εκφραστεί ως [4]:

$$P_{mech} - P_{elec} = J\omega_g \frac{d\omega_g}{dt} \quad (2.1)$$

Όπου P_{mech} είναι η μηχανική ισχύς που παρέχεται στην γεννήτρια, P_{elec} είναι το ηλεκτρικό φορτίο αυτής, J η ροπή αδράνειας του άξονα της γεννήτριας και ω_g η μηχανική ταχύτητα περιστροφής της, η οποία συδέεται με την ηλεκτρική γωνιακή ταχύτητα ω_e της γεννήτριας μέσω της σχέσης $\omega_e = \omega_g \frac{p}{2}$ (με p συμβολίζονται οι πόλοι της γεννήτριας). Δεδομένου ότι ισχύει $\omega_e = 2\pi f_e$, όπου f_e η ηλεκτρική συχνότητα, συμπεραίνεται ότι η μηχανική ταχύτητα περιστροφής ω_g συνδέεται άμεσα με την συχνότητα της τάσεως που παράγεται από την σύγχρονη μηχανή. Με βάση αυτό και την εξίσωση (2.1) γίνεται αντιληπτό ότι μια μεταβολή στο ηλεκτρικό φορτίο των γεννητριών, με δεδομένο ότι η μηχανική ισχύς που παρέχεται σε αυτές παραμένει αρχικά σταθερή, θα προκαλέσει την επιτάχυνση ή την επιβράδυνση της ταχύτητας περιστροφής των γεννητριών με αποτέλεσμα την αντίστοιχη αύξηση ή

μείωση της συχνότητας του ΣΗΕ στο οποίο αυτές συνδέονται. Αυτή η ιδιότητα αναφέρεται ως φυσική αδράνεια των γεννητριών του συστήματος. Ένας σύνηθες τρόπος για να κανονικοποιηθεί η αδράνεια μιας σύγχρονης μηχανής είναι η ανηγμένη σταθερά αδρανείας H η οποία προσδιορίζεται ως το πηλίκο της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στον άξονα της μηχανής στην ονομαστική ταχύτητα περιστροφής ω_s προς την ονομαστική της ισχύ P_N από τον τύπο $H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{P_N}$. Η σταθερά αδρανείας H (σε sec) εκφράζει θεωρητικά την χρονική διάρκεια για την οποία η μονάδα παραγωγής θα μπορούσε να παρέχει την ονομαστική της ισχύ χρησιμοποιώντας μόνο την κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στα στρεφόμενα μέρη της. Συνήθεις τιμές αυτής για τις συμβατικές μονάδες είναι 3-5 sec [5] αλλά μπορεί να πάρει και μεγαλύτερες τιμές ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά κάθε μονάδας. Ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας [Rate Of Change Of Frequency, ROCOF] εξαρτάται από την συνολική αδράνεια του συστήματος, καθώς όσο μεγαλύτερη είναι η αδράνεια ενός ΣΗΕ τόσο περιορίζεται ο ρυθμός μεταβολής αυτής και δίνεται μεγαλύτερο χρονικό περιθώριο για την ενεργοποίηση των συστημάτων ελέγχου της συχνότητας .

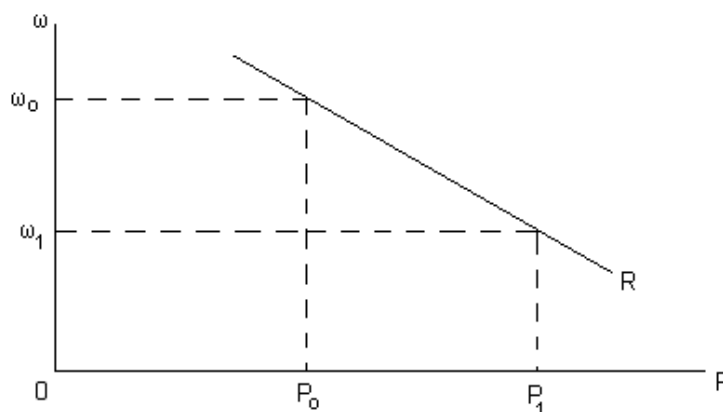
Γίνεται επομένως προφανές από τα παραπάνω ότι χωρίς κάποια ρύθμιση της παραγωγής οι μεταβολές στο φορτίο ενός ΣΗΕ θα δημιουργούσαν αντίστοιχες μεταβολές στη συχνότητα, η οποία πρέπει πάντα να ρυθμίζεται εντός περιορισμένων ορίων καθώς ακόμα και μικρές αποκλίσεις από την κανονική της τιμή μπορούν να δημιουργήσουν σημαντικά προβλήματα στη λειτουργία του συστήματος. Δεδομένου ότι η συχνότητα είναι ενιαία σε όλη την έκταση ενός διασυνδεδεμένου ΣΗΕ, η τιμή της μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μεταβλητή ελέγχου από τα συστήματα ελέγχου των μονάδων που συμμετέχουν στην ρύθμιση της συχνότητας προσαρμόζοντας την παραγωγή τους ανάλογα με τις μεταβολές αυτής. Η ρύθμιση αυτή γίνεται τυπικά από τις μεγάλες συμβατικές μονάδες παραγωγής μέσω των ρυθμιστών στροφών τους και μπορεί να διαχωριστεί σε τρία επίπεδα: την πρωτεύουσα, τη δευτερεύουσα και την τριτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας.

Η πρωτεύουσα ρύθμιση έχει ως σκοπό τη γρήγορη εξισορρόπηση της παραγόμενης με την καταναλισκόμενη ισχύ του συστήματος, έτσι ώστε η συχνότητα να διατηρηθεί εντός ενός συγκεκριμένου εύρους τιμών. Ενεργοποιείται αυτόματα και τοπικά μέσω των ρυθμιστών στροφών των συμβατικών μονάδων, κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα που ακολουθούν μετά από μια μεταβολή της συχνότητας. Η βασική φιλοσοφία λειτουργίας του ρυθμιστή στροφών είναι ότι μια απόκλιση της ταχύτητας περιστροφής του άξονα της γεννήτριας από την ταχύτητα αναφοράς, μετατρέπεται σε εντολή για την κατάλληλη μετακίνηση π.χ. της δικλείδας του ατμοστροβίλου, των υδατοθυρίδων του υδροστροβίλου κτλ. ώστε η παραγόμενη μηχανική ισχύς του στροβίλου που παρέχεται στην γεννήτρια να προσαρμόζεται στις ανάγκες της ρύθμισης της συχνότητας. Η κατανομή των μεταβολών του φορτίου μεταξύ των μονάδων παραγωγής που συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας, γίνεται μέσω της χαρακτηριστικής φορτίου – συχνότητας που διαθέτουν οι ρυθμιστές στροφών και

η οποία απεικονίζεται στο σχήμα 2.1. Η αρνητική κλίση της ευθύγραμμης χαρακτηριστικής φορτίου – συχνότητας αναφέρεται ως στατισμός της μονάδας (ή του ρυθμιστή στροφών) και μπορεί να οριστεί [5] ως ο λόγος της μεταβολής της ταχύτητας περιστροφής $\Delta\omega$ (ή μεταβολής της συχνότητας Δf) προς τη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος ΔP σύμφωνα και με την παρακάτω σχέση σε ανα μονάδα τιμές:

$$R = -\frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (2.2)$$

Ο στατισμός μετριέται συνήθως σε ποσοστό επί τοις εκατό π.χ. στατισμός 4% ($R=0.04$) και αντιστοιχεί σε μεταβολή συχνότητας στην μόνιμη κατάσταση κατά 4% μετά από μεταβολή του φορτίου ίση με την ονομαστική ισχύ της γεννήτριας. Μονάδες με μικρό στατισμό μεταβάλλουν περισσότερο το φορτίο τους σε μια μεταβολή της συχνότητας και γι αυτό το λόγο αναφέρονται ως ρυθμίζουσες μονάδες. Αντίθετα μονάδες με μεγαλύτερο στατισμό δεν μεταβάλλουν το φορτίο τους σε αντίστοιχο βαθμό όταν αλλάζει η συχνότητα και χαρακτηρίζονται ως μονάδες βάσεως. Να σημειωθεί εδώ ότι η χαρακτηριστική φορτίου – συχνότητας αναφέρεται στην μόνιμη κατάσταση μετά την πρωτεύουσα και πριν τη δευτερεύουσα ρύθμιση. Επίσης λόγω του στατισμού, κατά την πρωτεύουσα ρύθμιση εξισώνεται μεν η παραγωγή με την κατανάλωση ισχύος αλλά σε μία συχνότητα διαφορετική από την ονομαστική. Αυτή η μόνιμη απόκλιση που βέβαια είναι εντός κάποιων προκαθορισμένων ορίων ονομάζεται μόνιμο σφάλμα συχνότητας. Ακόμα συχνά χρησιμοποιείται ο όρος πρωτεύουσα εφεδρεία που αναφέρεται στο συνολικό περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ισχύος των συμβατικών μονάδων που συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση στα πλαίσια της ενεργοποίησης αυτής. Η απαιτούμενη πρωτεύουσα εφεδρεία για το Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο δίκτυο καθορίζεται από το λεγόμενο συμβάν αναφοράς [reference incident], το οποίο προσδιορίζει την μέγιστη αναμενόμενη ανισορροπία ισχύος που μπορεί να προκύψει στιγμιαία στο δίκτυο λόγω μιας μεγάλης διαταραχής (π.χ. αποσύνδεσης μονάδας παραγωγής ή διασύνδεσης) [6]. Για την ηπειρωτική Ευρώπη, η απαιτούμενη πρωτεύουσα εφεδρεία εκτιμάται στα 3000 MW και διαμοιράζεται ανάμεσα στα επιμέρους διασυνδεδεμένα συστήματα [7].



Σχήμα 2.1: Χαρακτηριστική φορτίου – συχνότητας.

Η δευτερεύουσα ρύθμιση έχει ως στόχο να εξαλείψει το μόνιμο σφάλμα συχνότητας που παραμένει μετά την δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης ώστε να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή. Ταυτόχρονα ρυθμίζει τις ροές ισχύος στις διασυνδέσεις μεταξύ των περιοχών ελέγχου στις προγραμματισμένες τους τιμές. Με την ενεργοποίηση της δευτερεύουσας απελευθερώνεται η πρωτεύουσα ρύθμιση που είχε ενεργοποιηθεί για την αντιμετώπιση της μεταβολής της συχνότητας. Η δευτερεύουσα ρύθμιση ενεργοποιείται κεντρικά από το διαχειριστή του συστήματος, είτε χειροκίνητα είτε αυτόματα, ώστε να πραγματοποιηθεί η επιθυμητή ανακατανομή του φορτίου. Η παραπάνω λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω ρύθμισης της ισχύος των μονάδων παραγωγής που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση και υλοποιείται με την αποστολή προς τις μονάδες των κατάλληλων σημάτων που αντιστοιχούν σε μεταβολή της ταχύτητας αναφοράς του ρυθμιστή στροφών τους. Εδώ να σημειωθεί ότι ως δευτερεύουσα εφεδρεία συστήματος αποκαλείται το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ισχύος από το σύνολο των μονάδων που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση. Από σχετικούς κώδικες [6] αναφέρεται ότι αρχική ενεργοποίηση της δευτερεύουσας εφεδρείας πρέπει να γίνεται μέσα στα πρώτα 30 sec από την εμφάνιση ενός συμβάντος συχνότητας, ενώ ο χρόνος για την πλήρη απόδοση αυτής θα πρέπει να μην ξεπερνά τα 15 min. Οι συγκεκριμένοι κανόνες βέβαια διαφέρουν από κώδικα σε κώδικα και έχουν να κάνουν με τις ιδιαιτερότητες του κάθε ΣΗΕ.

Η τριτεύουσα ρύθμιση έχει ως στόχο την αντικατάσταση της δευτερεύουσας εφεδρείας και την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή σε περίπτωση που η δευτερεύουσα εφεδρεία δεν επαρκεί. Επιπλέον χρησιμοποιείται για την οικονομική κατανομή του φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος. Και εδώ μπορεί να χρησιμοποιηθεί ο όρος τριτεύουσα εφεδρεία ως το συνολικό περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ισχύος των μονάδων που συμμετέχουν στην τριτεύουσα ρύθμιση του συστήματος. Η τριτεύουσα εφεδρεία του συστήματος ενεργοποιείται κεντρικά και χειροκίνητα από τον αντίστοιχο διαχειριστή σε κλίμακες χρόνου κάποιων λεπτών, και σε περιπτώσεις όπως η παρατεταμένη ενεργοποίηση της δευτερεύουσας εφεδρείας, η μη επάρκεια αυτής ή για πρόληψη σε περίπτωση κάποιας αναμενόμενης ανισορροπίας ισχύος στο σύστημα.

2.2 Εισαγωγή στους κώδικες δικτύων για αιολικά πάρκα

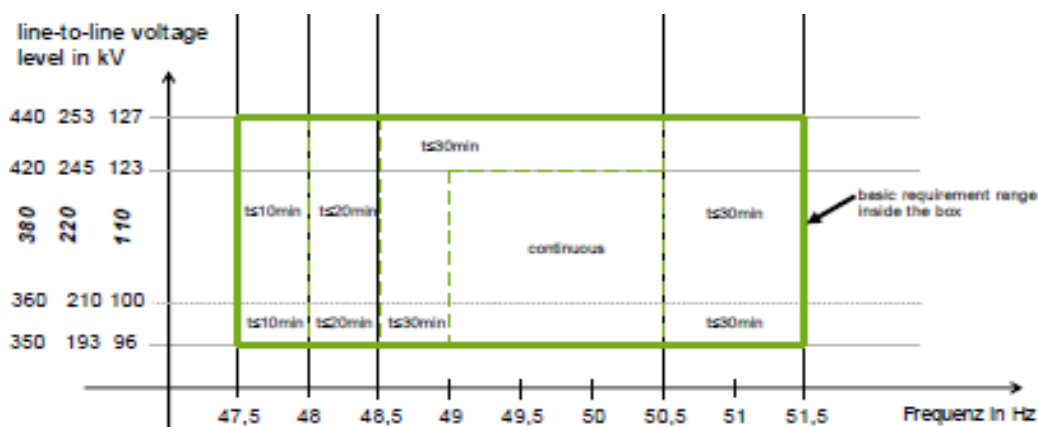
Οι κώδικες δικτύων [grid codes] ή κώδικες διασύνδεσης καθορίζουν τις αρμοδιότητες και τις υποχρεώσεις του συστήματος μεταφοράς (ή του δικτύου διανομής), των παραγωγών και των καταναλωτών που συνδέονται σε αυτό. Στην περίπτωση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας συχνά αναφέρεται και ο όρος κώδικας συστήματος. Σε γενικές γραμμές στόχος των κωδίκων είναι να θέτουν

ένα σύνολο απαιτήσεων για όλα τα εμπλεκόμενα μέρη που θα πρέπει να ικανοποιούνται ώστε να διασφαλίζεται η συνολική απόδοση του συστήματος, τόσο από τεχνικής όσο και από οικονομικής πλευράς. Συνήθως καταρτίζονται από τους διαχειριστές των αντίστοιχων συστημάτων μεταφοράς [TSO's], αλλά μπορεί να εκδίδονται και από άλλους φορείς που έχουν αναλάβει την ευθύνη για την διασφάλιση της αξιοπιστίας του συστήματος μεταφοράς. Στην Ευρώπη ο European Network of Transmission System Operators for Electricity [ENTSO-E], ο οποίος αποτελεί τον οργανισμό που εκπροσωπεί τους Ευρωπαίους διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς, εξέδωσε ένα προσχέδιο κώδικα δικτύου που αναφέρεται σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο και τις υποχρεώσεις των σταθμών παραγωγής (συμβατικών ή μη) που συνδέονται σε αυτό [8]. Το συγκεκριμένο κείμενο δίνει τις κατευθυντήριες γραμμές με τις οποίες θα πρέπει να εναρμονιστούν οι κώδικες δικτύων των χωρών της Ευρώπης. Ανάμεσα από τους κώδικες δικτύων των χωρών ο Γερμανικός κώδικας συστήματος του οποίου η πιο πρόσφατη έκδοση εκδόθηκε από τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς υψηλής και υπερυψηλής τάσης της Γερμανίας, Tennet TSO [9] θεωρείται ένας από τους πληρέστερους που υπάρχουν. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι ιδιαιτερότητες του κώδικα που εφαρμόζεται σε κάθε χώρα από τον αντίστοιχο διαχειριστή του συστήματος εξαρτώνται από τα χαρακτηριστικά κάθε δικτύου και επομένως μπορεί να διαφέρουν από χώρα σε χώρα. Για παράδειγμα οι κώδικες χωρών των οποίων τα δίκτυα είναι ασθενώς ή καθόλου διασυνδεδεμένα με άλλα, έχουν συνήθως αυστηρότερες τεχνικές απαιτήσεις από τις μονάδες παραγωγής που συνδέονται σε αυτά.

Η αυξανόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα ΣΗΕ, η συνεχιζόμενη αύξηση του μεγέθους ισχύος των αιολικών πάρκων και η σύνδεση αυτών στα συστήματα μεταφοράς έχει οδηγήσει στην ενσωμάτωση στους κώδικες τεχνικών απαιτήσεων που έχουν να κάνουν με την διασύνδεση των αιολικών πάρκων στα δίκτυα. Οι νέοι κώδικες ορίζουν ότι οι αιολικοί σταθμοί παραγωγής θα πρέπει πλέον να συμμετέχουν στη ρύθμιση των δικτύων με τρόπο παρόμοιο με αυτό των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αυτοί οι κώδικες αναφέρονται τόσο στη συμβολή των αιολικών πάρκων στον έλεγχο του συστήματος, όσο και στην επιθυμητή απόκρισή τους σε περίπτωση διαταραχής στο δίκτυο στο οποίο συνδέονται. Κάποιες από τις βασικές τεχνικές απαιτήσεις για τα αιολικά πάρκα που διασυνδέονται στο σύστημα είναι η ικανότητα να παραμένουν συνδεδεμένα με το δίκτυο για συγκεκριμένα όρια τάσης και συχνότητας και για όσο διάστημα απαιτείται, η απόκρισή τους σε σφάλματα δικτύου, ο έλεγχος της τάσης και της αέργου ισχύος, η συμμετοχή τους στη ρύθμιση της συχνότητας μέσω μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος τους και γενικότερα θέματα που αφορούν την δυνατότητα ελέγχου της ενεργού ισχύος.

Οι κώδικες δικτύων απαιτούν από τα αιολικά πάρκα να παραμένουν συνδεδεμένα και να μπορούν να λειτουργούν για συγκεκριμένα όρια τάσης και συχνότητας και για τα αντίστοιχα χρονικά διαστήματα που καθορίζονται από τους κώδικες. Για παράδειγμα, οι σχετικές απαιτήσεις που ορίζει ο Γερμανικός κώδικας του διαχειριστή

Tennet παρουσιάζονται στο σχήμα 2.2 [9]. Από αυτό διαφαίνεται ότι υπάρχουν κάποια όρια τάσης και συχνότητας για τα οποία απαιτείται συνεχής λειτουργία, και άλλα μέσα στα οποία απαιτείται λειτουργία για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Επίσης, οι σταθμοί παραγωγής οφείλουν να αποσυνδεθούν από το δίκτυο σε περίπτωση που η συχνότητα βγεί εκτός του εύρους 47.5-51.5 Hz, μετά από μια προκαθορισμένη χρονική καθυστέρηση. Ακόμα διευκρινίζεται ότι μπορούν να ζητηθούν και επιπλέον απαιτήσεις μετά από συμφωνία του διαχειριστή με τον παραγωγό, εάν αυτό κριθεί αναγκαίο.

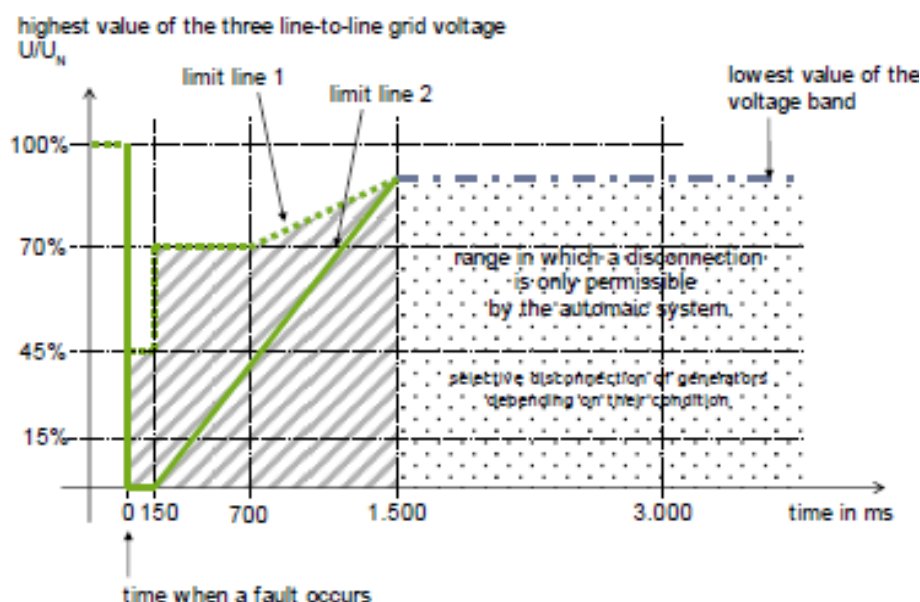


Σχήμα 2.2: Απαιτούμενη διάρκεια λειτουργίας των σταθμών παραγωγής για διάφορες τιμές της τάσης και της συχνότητας του δικτύου. Πηγή: [9]

Η απαίτηση για ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας σε περίπτωση σφάλματος (πχ. βραχυκυκλώματα) ή βύθισης τάσεως στο δίκτυο από τα αιολικά πάρκα αποτελεί μια από τις βασικές απαιτήσεις που περιλαμβάνει η πλειοψηφία των κωδικών. Η ικανότητα αυτή που αναφέρεται ως Fault Ride Through (FRT) ή Low Voltage Ride Through (LVRT) έχει να κάνει σε γενικές γραμμές με την υποχρέωση των αιολικών πάρκων να παραμένουν συνδεδεμένα κατά τη διάρκεια του σφάλματος, να στηρίζουν την τάση παρέχοντας άεργο ισχύ και να μεταβάλλουν κατάλληλα την ενεργό και άεργο ισχύ τους. Τα αιολικά πάρκα πρέπει να είναι σε θέση να λειτουργούν σε επίπεδα τάσης χαμηλότερα της ονομαστικής για προκαθορισμένη χρονική διάρκεια και για το σκοπό αυτό προδιαγράφονται από τους αντίστοιχους κώδικες χαρακτηριστικές τάσης – χρόνου εντός των οποίων τα πάρκα οφείλουν να παραμένουν συνδεδεμένα με το δίκτυο. Στο σχήμα 2.3 δίνονται ενδεικτικά οι οριακές καμπύλες λειτουργίας σε περίπτωση σφάλματος που καθορίζονται από το Γερμανικό κώδικα ο οποίος έχει εκδοθεί από τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς Tennet.

Με βάση το σχήμα 2.3 διαπιστώνεται ότι απαιτείται για σφάλμα ή βύθιση τάσης πάνω από την γραμμή 1 το αιολικό πάρκο να παραμένει συνδεδεμένο χωρίς να οδηγείται σε ανισορροπία. Για σφάλμα στην γραμμοσκιασμένη περιοχή και πάνω από την γραμμή 2, το αιολικό πάρκο γενικά θα πρέπει να παραμείνει συνδεδεμένο εκτός και αν έχει συμφωνηθεί με το διαχειριστή του δικτύου μετακίνηση του ορίου. Αν παρ' όλα αυτά ο σταθμός παραγωγής μεταβεί κατά τη διάρκεια του σφάλματος σε

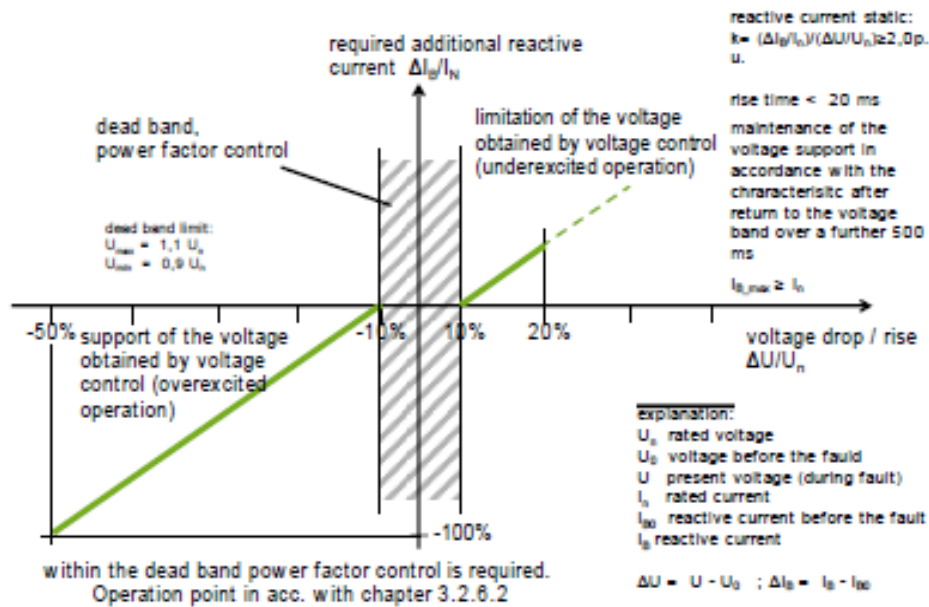
ασταθή κατάσταση τότε το αιολικό πάρκο επιτρέπεται να αποσυνδεθεί προσωρινά μετά από συμφωνία με το διαχειριστή. Ο επανασυγχρονισμός θα πρέπει να πραγματοποιηθεί μέσα σε 2 sec το πολύ, ενώ η αύξηση της ενεργού ισχύος να γίνει με ρυθμό 10-20% της ονομαστικής ισχύος ανά δευτερόλεπτο. Ακόμα, για σφάλματα κάτω από την οριακή καμπύλη 2 επιτρέπεται η προσωρινή αποσύνδεση του πάρκου πάντα όμως σε συμφωνία με το διαχειριστή. Η επαναφορά της ενεργού ισχύος μετά την αποκατάσταση του σφάλματος για τα αιολικά πάρκα που παρέμειναν συνδεδεμένα στο δίκτυο θα πρέπει να γίνει με έναν ρυθμό 10-20% της ονομαστικής ισχύος ανά δευτερόλεπτο. Πέρα από την απαίτηση για αδιάλειπτη λειτουργία και παροχή επιπρόσθετης αέργου ισχύος κατά την διάρκεια της βύθισης τάσης, απαιτείται και η έγχυση της ενεργού ισχύος να είναι ανάλογη της τάσης του συστήματος.



Σχήμα 2.3: Οριακές καμπύλες τάσης – χρόνου που καθορίζουν τις απαιτήσεις για την διατήρηση της σύνδεσης του αιολικού πάρκου σε περίπτωση σφάλματος στο δίκτυο. Πηγή: [9]

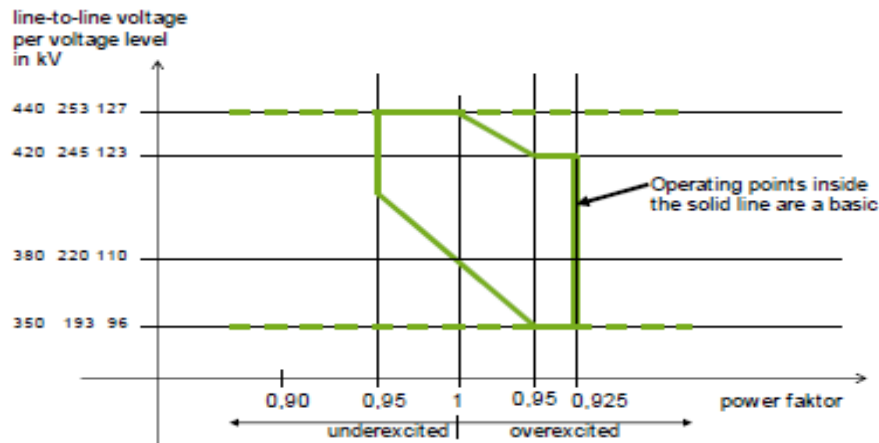
Όπως έχει ειπωθεί και παραπάνω, αρκετοί κώδικες απαιτούν από τα αιολικά πάρκα να στηρίζουν την τάση εγχέοντας επιπρόσθετο άεργο ρεύμα κατά τη διάρκεια ενός σφάλματος στο δίκτυο. Το μέγεθος της παρεχόμενης αέργου ισχύος εξαρτάται από τη μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης της ανεμογεννήτριας ή του αιολικού πάρκου, ανάλογα με τα συμφωνηθέντα με τον διαχειριστή του δικτύου. Ενδεικτικά, όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.4 ο Γερμανικός κώδικας επιβάλλει ενεργοποίηση του μηχανισμού υποστήριξης της τάσης για βύθιση αυτής μεγαλύτερη του 10%. Η υποστήριξη της τάσης θα πρέπει να ενεργοποιείται μέσα στα πρώτα 20 ms από την στιγμή που ανιχνεύεται το σφάλμα. Σε αυτή την περίπτωση το άεργο ρεύμα στην πλευρά χαμηλής τάσης του μετασχηματιστή της γεννήτριας πρέπει να αυξάνεται με ρυθμό τουλάχιστον 2% του ονομαστικού ρεύματος για κάθε ποσοστιαία μονάδα βύθισης τάσης. Στον κώδικα αναφέρεται ότι θα πρέπει να είναι εφικτή η παροχή αέργου ρεύματος μέχρι και 100% του ονομαστικού αν αυτό κριθεί αναγκαίο. Ακόμα, από το σχήμα 2.4 παρατηρείται ότι οι απαιτήσεις αέργου ρεύματος αφορούν

γενικότερα καταστάσεις όπου παρατηρούνται μεγάλες διακυμάνσεις της τάσης πέρα από μια νεκρή ζώνη [dead-band] $\pm 10\%$, οπότε ο κώδικας απαιτεί να υπάρχει και δυνατότητα απορρόφησης αέργου ισχύος σε περίπτωση αύξησης της τάσης πάνω από τα προκαθορισμένα όρια.



Σχήμα 2.4: Απαίτηση για μεταβολή του αέργου ρεύματος των ανεμογεννητριών κατά τη διαταραχή της τάσης. Πηγή: [9]

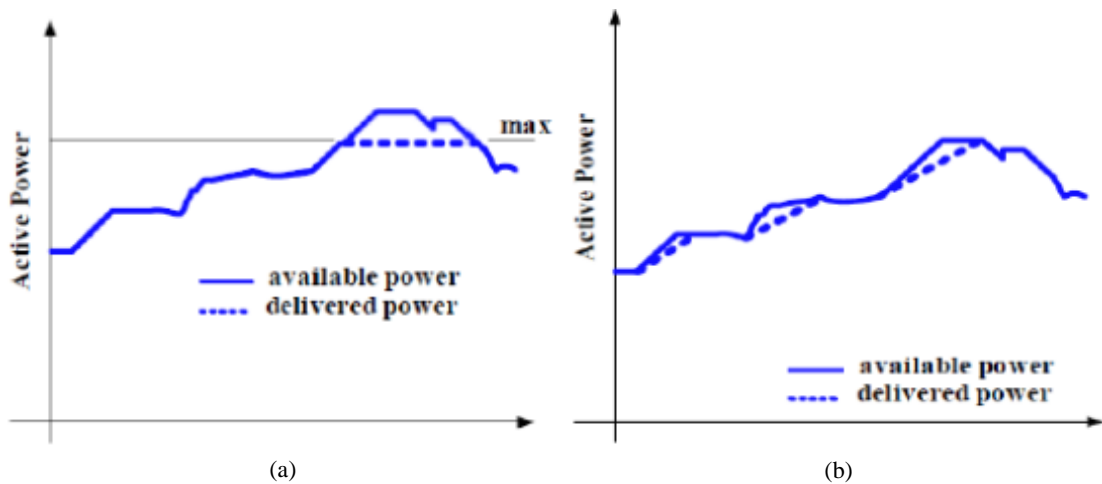
Οι διαχειριστές μπορεί να απαιτούν τη ρύθμιση της αέργου ισχύος του αιολικού πάρκου στο σημείο κοινής σύνδεσης όχι μόνο σε περίπτωση διαταραχών αλλά και στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Στο σχήμα 2.5 παρουσιάζονται τα όρια ρύθμισης του συντελεστή ισχύος του αιολικού πάρκου συναρτήσει της τάσης του δικτύου ανεξαρτήτως της παραγωγής ενεργού ισχύος, κατά την κανονική λειτουργία και όταν η συχνότητα κυμαίνεται μεταξύ 49.5 και 50.5 Hz. Σε λειτουργία υπερδιέγερσης [overexcited] το αιολικό πάρκο παράγει άεργο ισχύ, ενώ στην περίπτωση υποδιέγερσης [underexcited] καταναλώνει. Με αυτό τον τρόπο μέσω ελέγχου της αέργου ισχύος πραγματοποιείται ουσιαστικά και ο έλεγχος της τάσης του δικτύου.



Σχήμα 2.5: Απαιτήσεις για την παροχή αέργου ισχύος για διαφορετικά επίπεδα τάσης χωρίς περιορισμό ενεργού ισχύος. Πηγή: [9]

Πέρα από τη δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος οι κώδικες επιβάλλουν και συγκεκριμένες απαιτήσεις σχετικά με τον έλεγχο της παραγόμενης ενεργού ισχύος από τα αιολικά πάρκα. Ένα μεγάλο μέρος αυτών των απαιτήσεων αναφέρεται στη ρύθμιση της ενεργού ισχύος με βάση τις μεταβολές στη συχνότητα του δικτύου. Το συγκεκριμένο ζήτημα θα αναλυθεί στην επόμενη ενότητα, εδώ απλά να αναφερθεί ότι τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να είναι σε θέση να μειώνουν την παραγόμενη ισχύ τους σε περίπτωση υπερσυχνότητας και συχνά να αυξάνουν την ενεργό ισχύ τους σε περίπτωση υποσυχνότητας στο δίκτυο. Η δεύτερη περίπτωση συνδέεται αναπόφευκτα με μια άλλη απαίτηση των διαχειριστών των δικτύων που έχει να κάνει με τη δυνατότητα των αιολικών πάρκων να λειτουργούν διατηρώντας εφεδρεία ισχύος. Για να μπορούν οι ανεμογεννήτριες να διατηρούν κάποιου είδους εφεδρεία, θα πρέπει η παραγόμενη ισχύ τους να είναι μικρότερη από τη μέγιστη διαθέσιμη κατά μια συγκεκριμένη ποσότητα ισχύος που αντιστοιχεί στην επιθυμητή εφεδρεία. Με αυτόν τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα στα αιολικά πάρκα να παρέχουν τη ζητούμενη εφεδρεία στο σύστημα με τρόπο παρόμοιο με αυτόν των συμβατικών μονάδων, και να μπορούν να αυξήσουν την παραγόμενη ισχύ τους σε περίπτωση που αυτό κριθεί αναγκαίο. Περισσότερες πληροφορίες για το συγκεκριμένο θέμα δίνονται στην επόμενη ενότητα και στο κεφάλαιο 4, οπότε και δεν θα επεκταθούμε περισσότερο εδώ. Επιπλέον ένα αιολικό πάρκο θα πρέπει να είναι σε θέση να δέχεται εντολή για περιορισμό της παραγόμενης ενεργού ισχύος του σε ένα επίπεδο παραγωγής που καθορίζεται από το διαχειριστή του συστήματος. Ο συγκεκριμένος έλεγχος επιτυγχάνει η ισχύς εξόδου του πάρκου να μην υπερβαίνει μια προκαθορισμένη τιμή και χρησιμοποιείται π.χ. σε περίπτωση που το δίκτυο δεν μπορεί για τεχνικούς λόγους να απορροφήσει το σύνολο της αιολικής παραγωγής. Μια ακόμα απαίτηση που εμφανίζεται στους κώδικες αφορά τον περιορισμό του ρυθμού μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος των πάρκων. Στην περίπτωση αυτή τίθενται κάποια συγκεκριμένα όρια που αφορούν το μέγιστο ρυθμό αύξησης ή μείωσης της ενεργού ισχύος εξόδου του πάρκου (σε MW/min ή pu/min). Η ανάγκη για μια τέτοια ρύθμιση οφείλεται στο ότι οι απότομες μεταβολές του ανέμου οδηγούν σε αντίστοιχες ανεπιθύμητες διακυμάνσεις στην παραγόμενη ισχύ του αιολικού πάρκου,

δημιουργώντας προβλήματα στη συχνότητα του δικτύου και στη λειτουργία των υπολοίπων μονάδων παραγωγής. Οι στρατηγικές περιορισμού της ισχύος και του ρυθμού μεταβολής αυτής παρουσιάζονται ποιοτικά στο σχήμα 2.6.



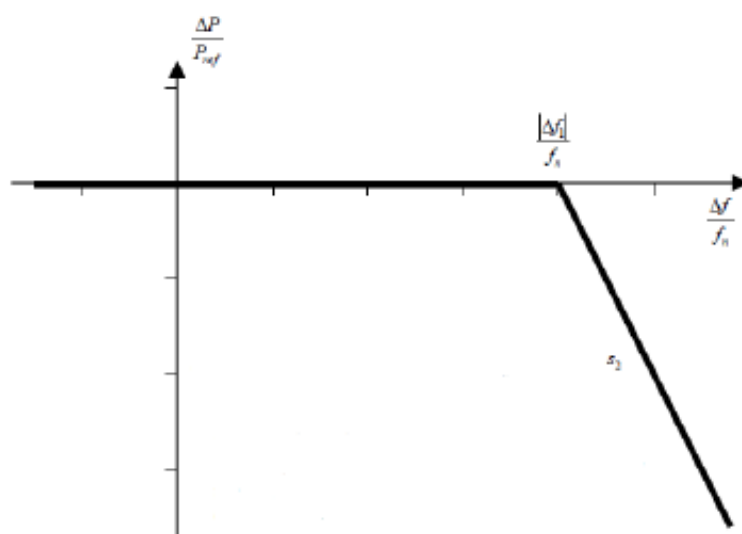
Σχήμα 2.6: Απαιτήσεις περιορισμού της παραγόμενης ισχύος (a) και περιορισμού του ρυθμού μεταβολής της ενεργού ισχύος εξόδου (b) των αιολικών πάρκων. Πηγή: [10]

2.3 Απαιτήσεις κωδίκων για τη συμμετοχή των αιολικών πάρκων στη ρύθμιση της συχνότητας

Πολλοί κώδικες απαιτούν τη συμμετοχή των αιολικών πάρκων στη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου. Τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να είναι σε θέση να ελέγχουν την παραγόμενη ισχύ τους με βάση τις μεταβολές της συχνότητας. Πιο συγκεκριμένα θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να μειώσουν την ισχύ τους σε περίπτωση γεγονότος υπερσυχνότητας και να την αυξήσουν όταν συμβεί κάποιο συμβάν υποσυχνότητας. Για να μπορούν να ανταπεξέλθουν στη δεύτερη απαίτηση τα πάρκα θα πρέπει πρώτα να διατηρούν την κατάλληλη εφεδρεία ισχύος. Ο κώδικας του ENTSO-E [8] κάνει εκτενή αναφορά στις υποχρεώσεις όλων των νέων διασυνδεδεμένων με το Ευρωπαϊκό σύστημα σταθμών παραγωγής, ανεξάρτητα αν πρόκειται για συμβατικούς ή ΑΠΕ, σχετικά με τη συμβολή τους στον έλεγχο της συχνότητας. Για τον καθορισμό των απαιτήσεων ο κώδικας του ENTSO-E κατηγοριοποιεί τις μονάδες παραγωγής σε τέσσερις τύπους ανάλογα με την τάση στην οποία συνδέονται και την ονομαστική τους ισχύ, η οποία μπορεί να διαφέρει ανάλογα με τη γεωγραφική περιοχή (ηπειρωτική Ευρώπη, Σκανδιναβία, Ην.Βασίλειο, Ιρλανδία κτλ.). Ειδικότερα οι μονάδες τύπου Α, Β και Γ είναι διασυνδεδεμένες σε επίπεδο τάσης μικρότερο από 110 kV, με τις μονάδες τύπου Α να έχουν ονομαστική ισχύ τουλάχιστον 0.8 kW, τις μονάδες τύπου Β να έχουν ονομαστική ισχύ τουλάχιστον 0.1-1.5 MW (ανάλογα με τη γεωγραφική περιοχή) και τις μονάδες τύπου Γ ονομαστική ισχύ τουλάχιστον 5-50 MW. Επιπλέον οι μονάδες παραγωγής οι οποίες συνδέονται σε επίπεδο τάσης μεγαλύτερο ή ίσο των 110 kV ή

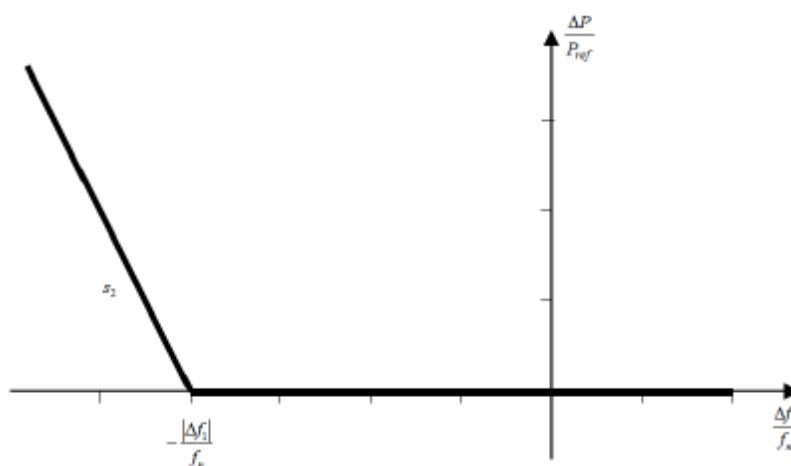
έχουν ονομαστική ισχύ τουλάχιστον 10-75 MW, ανάλογα με την γεωγραφική περιοχή, θεωρούνται τύπου Δ.

Οι μονάδες τύπου Α και Β έχουν ίδιες υποχρεώσεις όσο αναφορά τον έλεγχο της συχνότητας του δικτύου. Συγκεκριμένα ο κώδικας αναφέρει ότι οι μονάδες αυτές θα έχουν τη δυνατότητα, εφόσον κάτι τέτοιο ζητηθεί από το διαχειριστή του συστήματος, να ενεργοποιούν τη λειτουργία Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency [LFSM-O], κατά την οποία οι μονάδες θα μειώνουν την παραγόμενη ισχύ τους σε περίπτωση που η συχνότητα του δικτύου αυξηθεί πέρα από ένα όριο. Η συγκεκριμένη λειτουργία παρουσιάζεται στο σχήμα 2.7. Το άνω όριο της συχνότητας για την ενεργοποίηση της μείωσης της ισχύος (Δf_1) τίθεται μεταξύ 50.2 και 50.5 Hz, ενώ ο στατισμός (s_2) των μονάδων κυμαίνεται σε ένα εύρος 2-12%. Οι ακριβείς τιμές των παραμέτρων θα καθορίζονται από τους αντίστοιχους διαχειριστές των συστημάτων. Αναφέρεται επίσης ότι η αρχική καθυστέρηση για την ενεργοποίηση της απόκρισης θα πρέπει να είναι όσο το δυνατόν μικρότερη και να αιτιολογείται από τον παραγωγό σε περίπτωση που είναι μεγαλύτερη από 2 sec. Η μονάδα παραγωγής θα πρέπει να μπορεί να μειώνει την ισχύ της μέχρι το τεχνικό της ελάχιστο, το οποίο διαφέρει ανάλογα με την τεχνολογία των σταθμών παραγωγής. Όπως φαίνεται από το σχήμα 2.7 η μεταβολή της ισχύος ΔP είναι ανηγμένη στην ισχύ αναφοράς P_{ref} , η οποία στην περίπτωση των συμβατικών σταθμών παραγωγής ορίζεται ως η ονομαστική ισχύ του σταθμού. Στην περίπτωση όμως ενός αιολικού πάρκου, ή γενικότερα ενός σταθμού ΑΠΕ, ορίζεται είτε ως η μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τη στιγμή που ενεργοποιείται η ρύθμιση της συχνότητας είτε ως η ονομαστική ισχύ του σταθμού ανάλογα με το τι ορίζει ο αντίστοιχος διαχειριστής κάθε χώρας. Η διαφοροποίηση αυτή έχει να κάνει με την στοχαστικότητα της πρωτογενούς πηγής ενέργειας των ΑΠΕ, που καθορίζει και την ανά πάσα στιγμή μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τους.



Σχήμα 2.7: Απόκριση συχνότητας μονάδων παραγωγής σε λειτουργία LFSM-O, όπως ορίζεται από τον κώδικα του ENTSO-E. Πηγή: [8]

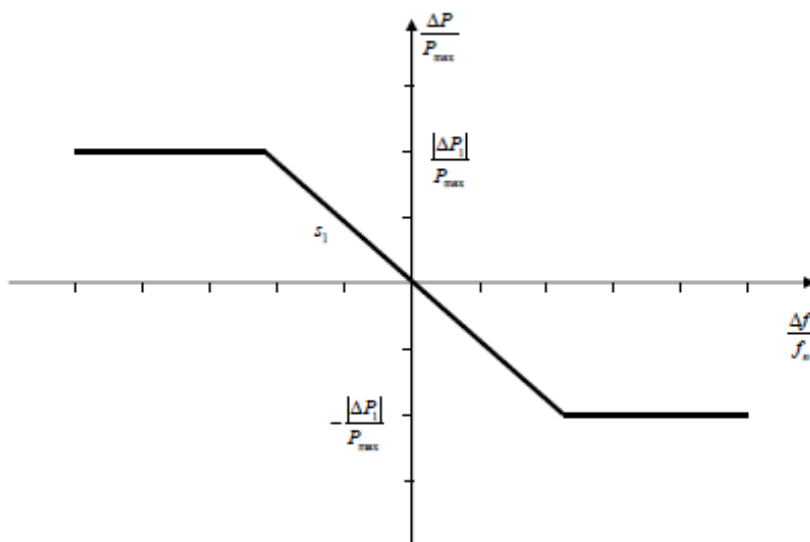
Ο κώδικας του ENTSO-E υποδεικνύει ότι οι μονάδες τύπου Γ και Δ θα πρέπει, όσο αναφορά τη ρύθμιση της συχνότητας, να τηρούν όλες τις απαιτήσεις που έχουν τεθεί για τις μονάδες τύπου Α και Β και να ικανοποιούν κάποιες ακόμα. Ειδικότερα μια τέτοια μονάδα παραγωγής θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα ενεργοποίησης της λειτουργίας Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency [LFSM-U], η οποία μειώνει την παραγόμενη ισχύ της μονάδας σε περίπτωση που η συχνότητα μειωθεί κάτω από ένα προκαθορισμένο όριο σύμφωνα και με το σχήμα 2.8. Το όριο αυτό (Δf_1) τίθεται στα 49.8 με 49.5 Hz, ενώ αντίστοιχα με την περίπτωση υπερσυχνότητας ο στατισμός (s_2) λαμβάνει τιμές 2-12 %. Για να μπορεί μια μονάδα παραγωγής να υλοποιήσει την παραπάνω λειτουργία θα πρέπει πρώτα να έχει διατηρήσει την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας είτε από την ονομαστική ισχύ (στην περίπτωση συμβατικών μονάδων) είτε από τη μέγιστη διαθέσιμη (στην περίπτωση αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκών). Αναφέρεται ότι η μονάδα θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα να αυξήσει την ισχύς της μέχρι και την ονομαστική ή τη μέγιστη διαθέσιμη τιμή ανάλογα με το είδος του σταθμού παραγωγής. Για το χρόνο αρχικής καθυστέρησης της απόκρισης συχνότητας ισχύουν τα ίδια που προαναφέρθηκαν για την περίπτωση λειτουργίας LFSM-O.



Σχήμα 2.8: Απόκριση συχνότητας μονάδων παραγωγής σε λειτουργία LFSM-U, όπως ορίζεται από τον κώδικα του ENTSO-E. Πηγή: [8]

Επιπλέον με τα προηγούμενα, οι μονάδες τυπου Γ και Δ θα πρέπει να μπορούν να λειτουργούν σε κατάσταση Frequency Sensitive Mode [FSM], κατά την οποία η μονάδα παραγωγής θα παρέχει απόκριση ενεργού ισχύος στις μεταβολές της συχνότητας του δικτύου με βάση την καμπύλη στατισμού του σχήματος 2.9. Ουσιαστικά αυτή η περίπτωση πρόκειται για συνδυασμό των δύο λειτουργιών που αναφέρθηκαν παραπάνω και καθορίζει τη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος της μονάδας τόσο για συμβάν υπερσυχνότητας όσο και για ένα συμβάν υποσυχνότητας. Είναι προφανές επομένως ότι και σε αυτή την περίπτωση η μονάδα παραγωγής οφείλει να λειτουργεί διατηρώντας εφεδρεία. Ο κώδικας αναφέρει ότι η μεταβολή της παραγόμενης ενεργού ισχύος από την προγραμματισμένη μπορεί να είναι μεταξύ 1.5-10% της ονομαστικής ή της διαθέσιμης ισχύος, ενώ ο στατισμός λαμβάνει τιμές από 2-12%. Ακόμα αναφέρεται ότι επιτρέπεται η ύπαρξη νεκρής ζώνης από 0 έως 0.5 Hz

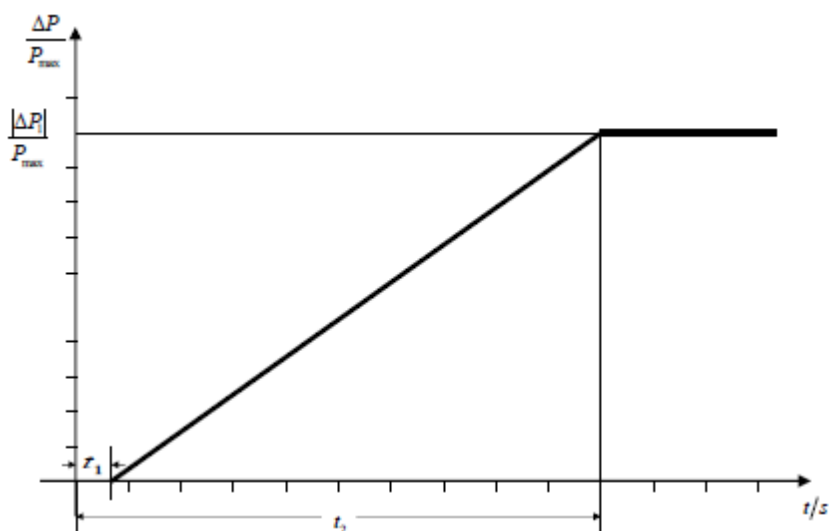
μέσα στην οποία οι μεταβολές της συχνότητας δεν οδηγούν σε κάποια μεταβολή της παραγόμενης ισχύος. Και εδώ τονίζεται ότι η τελική επιλογή των τιμών για τις σχετικές παραμέτρους είναι στην ευθύνη των διαχειριστών των δικτύων στα οποία συνδέονται οι σταθμοί παραγωγής. Ακόμα, η μείωση της ισχύος σε περίπτωση υπερσυχνότητας περιορίζεται από το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας, ενώ αντίστοιχα η αύξηση σε περίπτωση υποσυχνότητας περιορίζεται από την ονομαστική ή τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του σταθμού παραγωγής.



Σχήμα 2.9: Απόκριση συχνότητας μονάδων παραγωγής σε λειτουργία FSM, όπως ορίζεται από τον κώδικα του ENTSO-E. Πηγή: [8]

Επίσης ο κώδικας του ENTSO-E καθορίζει την απαιτούμενη απόκριση των μονάδων παραγωγής σε περίπτωση βηματικής μεταβολής της συχνότητας ικανή να προκαλέσει τη μέγιστη δυνατή μεταβολή της παραγόμενης ισχύος. Μια τέτοια μεταβολή δεν συναντάται φυσικά στην πράξη αλλά ο κώδικας περιγράφει την επιθυμητή μεταβολή σε μια ακραία περίπτωση ώστε να μπορεί να αξιολογηθεί η απόκριση της μονάδας. Σύμφωνα με τον κώδικα η μεταβολή της ισχύος σε μια τέτοια περίπτωση θα πρέπει να βρίσκεται πάνω από την οριακή καμπύλη του σχήματος 2.10 και με τις παραμέτρους να καθορίζονται από τους αντίστοιχους διαχειριστές των συστημάτων με βάση τις τιμές που προτείνονται από τον κώδικα. Πιο συγκεκριμένα, προτείνεται η μεταβολή της παραγόμενης ισχύος να είναι μεταξύ του 1.5-10% της ονομαστικής ή της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, ενώ η αρχική καθυστέρηση για την ενεργοποίηση της μεταβολής δεν θα πρέπει να ξεπερνάει την τιμή t_1 . Η αρχική καθυστέρηση θα πρέπει να είναι όσο το δυνατό μικρότερη, ενώ θα αιτιολογείται επαρκώς στο διαχειριστή η περίπτωση που είναι μεγαλύτερη από 2 sec για μονάδες που έχουν εγγενής αδρανειακή απόκριση (μονάδες που συνδέονται σύγχρονα με το δίκτυο). Για τις μονάδες που δεν εμφανίζουν εγγενώς αδρανειακή απόκριση (π.χ. φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες με μετατροπείς) θα καθορίζεται από τον εκάστοτε διαχειριστή η μέγιστη δυνατή αρχική καθυστέρηση t_1 , η οποία μπορεί να είναι μικρότερη από 2 sec. Ταυτόχρονα, καθορίζεται ο μέγιστος δυνατός χρόνος t_2 για την πλήρη ενεργοποίηση της μεταβολής της παραγόμενης ισχύος που απαιτείται, ο οποίος

δεν θα πρέπει να ξεπερνά τα 30 sec, εκτός και αν ορίζεται κάτι διαφορετικό από το διαχειριστή για λόγους ευστάθειας του συστήματος. Ακόμα αναφέρεται ότι η ακριβής επιλογή των τιμών των παραμέτρων θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς της κάθε τεχνολογίας.



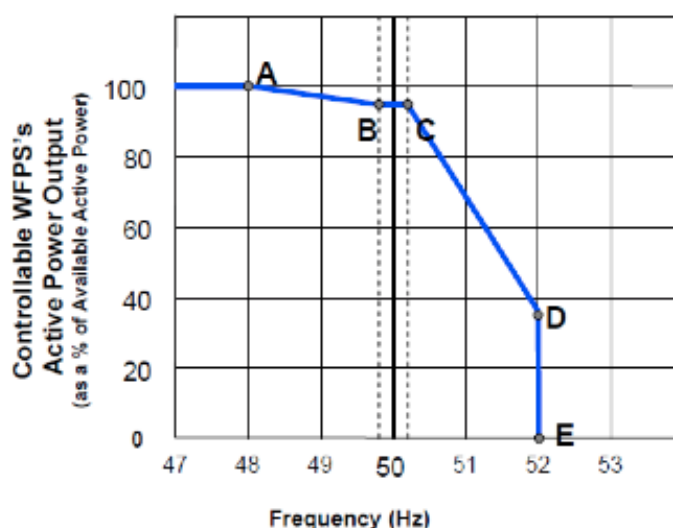
Σχήμα 2.10: Επιθυμητή μεταβολή της παραγόμενης ισχύος των μονάδων παραγωγής σε μια βηματική μεταβολή της συχνότητας, όπως ορίζεται από τον κώδικα του ENTSO-E. Πηγή: [8]

Επιπλέον αναφέρεται ότι οι μονάδες παραγωγής τύπου Γ και Δ θα πρέπει να είναι σε θέση να λάβουν και να υλοποιήσουν τις εντολές από το διαχειριστή ώστε να συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση της συχνότητας. Αυτό για την περίπτωση των αιολικών πάρκων μπορεί να εκληφθεί ως μεταβολή του μεγέθους της εφεδρείας που δίνεται ως εντολή από τον διαχειριστή του συστήματος προς το πάρκο.

Μια ακόμα απαίτηση που αναφέρεται στον κώδικα του ENTSO-E αφορά την δυνατότητα τεχνητής αδρανειακής απόκρισης των μονάδων τύπου Γ και Δ που δεν συνδέονται σύγχρονα με το δίκτυο, όπως στην περίπτωση ενός αιολικού πάρκου του οποίου οι ανεμογεννήτριες συνδέονται στο δίκτυο μέσω μετατροπέων ισχύος. Ειδικότερα, ο κώδικας αναφέρεται στη δυνατότητα αυτών των μονάδων να παρέχουν κάποιου είδους συνθετική αδράνεια σε περίπτωση γεγονότος υποσυχνότητας. Σύμφωνα με αυτόν, ο εκάστοτε διαχειριστής του συστήματος θα έχει το δικαίωμα να απαιτήσει από μια μονάδα παραγωγής που δεν έχει την ικανότητα για εγγενής αδρανειακή απόκριση και έχει ονομαστική ισχύ άνω του MW, να είναι εφοδιασμένη με τα κατάλληλα συστήματα ελέγχου που θα της δίνουν τη δυνατότητα για ταχύτατη παροχή επιπρόσθετης ενεργού ισχύος για μικρό χρονικό διάστημα σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας, ώστε να περιοριστεί ο ρυθμός μεταβολής αυτής. Περισσότερα σχετικά με την τεχνητή αδρανειακή απόκριση και την ανάγκη για παροχή αυτής από τις ανεμογεννήτριες αναφέρονται στο κεφάλαιο 4. Εδώ απλά να αναφερθεί ότι διεύθυνση στα ηλεκτρικά δίκτυα μονάδων που δεν συνδέονται σύγχρονα με αυτά έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της συνολικής αδράνειας του συστήματος και δημιουργεί προβλήματα στη ρύθμιση της συχνότητας, όπως η αύξηση του ROCOF και της μέγιστης απόκλισης της συχνότητας, καθιστώντας τα

ΣΗΕ πιο ευάλωτα σε ανισορροπίες μεταξύ παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύος. Το πρόβλημα αυτό εμφανίζεται πιο έντονα στα αυτόνομα ή ασθενώς διασυνδεδεμένα ΣΗΕ και αποτελεί έναν από τους κύριους λόγους που μπορεί να τεθούν περιορισμοί στη διείσδυση ΑΠΕ σε ορισμένες περιοχές.

Πέρα από τον κώδικα του ENTSO-E που δίνει τις κατευθυντήριες οδηγίες βάση των οποίων θα πρέπει να κινηθούν οι κώδικες δικτύων των Ευρωπαϊκών χωρών, αρκετοί διαχειριστές συστημάτων έχουν εντάξει στους αντίστοιχους κώδικές τους την απαίτηση για κάποιου είδους ρύθμιση της παραγόμενης ενεργού ισχύος των αιολικών πάρκων με βάση τις μεταβολές της συχνότητας. Η βασική φιλοσοφία τους είναι πανομοιότυπη και σύμφωνη με όσα παρουσιάστηκαν παραπάνω, αλλά εμφανίζονται διαφορές στον ακριβή τρόπο υλοποίησης της ρύθμισης, στην επιλογή των διαφόρων παραμέτρων ελέγχου και στους ορισμούς που χρησιμοποιούνται. Στη συνέχεια γίνεται μια συνοπτική αναφορά σε κάποιους από αυτούς τους κώδικες.

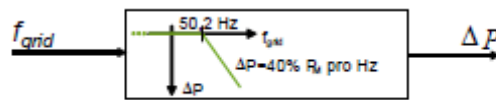


Σχήμα 2.11: Καμπύλη μεταβολής της ενεργού ισχύος ενός αιολικού πάρκου συναρτήσει της συχνότητας του συστήματος. Κώδικας του Ιρλανδού διαχειριστή EirGrid. Πηγή: [11]

Ο Ιρλανδικός κώδικας που έχει εκδώσει ο Ιρλανδός διαχειριστής EirGrid [11] επιβάλλει στα αιολικά πάρκα να έχουν τη δυνατότητα λειτουργίας σύμφωνα με την καμπύλη του σχήματος 2.11, όπου οι αντίστοιχες τιμές συχνότητας και ενεργού ισχύος των σημείων A-E μπορούν να διαμορφωθούν ανάλογα με τις απαιτήσεις του διαχειριστή. Υπάρχει μια νεκρή ζώνη (σημεία B-C) εντός της οποίας το αιολικό πάρκο δεν αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας και λειτουργεί διατηρώντας μια προκαθορισμένη ποσότητα εφεδρείας ως ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος. Όταν η συχνότητα βγει εκτός του deadband το αιολικό πάρκο θα μειώσει ή θα αυξήσει την ισχύ του ανάλογα με τον αν πρόκειται για συμβάν υπερσυχνότητας ή υποσυχνότητας. Η επιλογή των σημείων πραγματοποιείται με τέτοιο τρόπο ώστε ο στατισμός των καμπυλών να διαμορφώνεται μεταξύ 2-10%. Σημειώνεται ότι υπάρχει η δυνατότητα για την επιλογή διαφορετικού στατισμού για περίπτωση υποσυχνότητας ή υπερσυχνότητας. Στον κώδικα αναφέρεται ότι η ισχύς κατά την κανονική

λειτουργία (εντός του deadband) μπορεί να οριστεί από το 15 έως το 100% της διαθέσιμης ισχύος, με την περίπτωση του 100% να αντιστοιχεί σε λειτουργία μέγιστης παραγωγής οπότε και δεν υπάρχει η δυνατότητα για αύξηση της ισχύος σε περίπτωση υποσυχνότητας. Το εύρος του deadband μπορεί να οριστεί από 0 έως 0.5 Hz, ενώ αναφέρεται ότι από τη στιγμή που η συχνότητα του δικτύου βρεθεί εκτός της νεκρής ζώνης η πλήρης αναμενόμενη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος θα πρέπει να πραγματοποιηθεί μέσα σε 15 sec.

Ο Γερμανικός κώδικας του διαχειριστή Tennet απαιτεί έλεγχο της ενεργού ισχύος των αιολικών πάρκων στις μεταβολές της συχνότητας βάση του σχήματος 2.12. Από το σχήμα διαπιστώνεται ότι δεν απαιτείται η διατήρηση κάποιου είδους εφεδρείας και επομένως η ρύθμιση της ενεργού ισχύος αναφέρεται μόνο στην περίπτωση υπερσυχνότητας πάνω από τα 50.2 Hz. Με βάση το επιλεγμένο κέρδος στατισμού, για κάθε επιπλέον Hz που αυξάνεται απαιτείται μείωση της ενεργού ισχύος κατά 40% σε σχέση με την διαθέσιμη ισχύ τη στιγμή του σφάλματος. Για εύρος συχνότητας από 47.5 έως 50.2 Hz δεν απαιτείται κανένας περιορισμός στην παραγόμενη ισχύ του αιολικού πάρκου, ενώ όταν η συχνότητα μειωθεί κάτω από τα 47.5 Hz ή υπερβεί τα 51.5 Hz μπορεί να επιτραπεί η αποσύνδεση του αιολικού πάρκου από το δίκτυο. Σημειώνεται επίσης ότι η μείωση της ισχύος κατά τη ρύθμιση της συχνότητας πρέπει να γίνεται με μέγιστο ρυθμό 25% της διαθέσιμης ισχύος ανά sec. Παράλληλα ο ελάχιστος ρυθμός μείωσης τίθεται στο 10% της ονομαστικής ισχύος του πάρκου ανά min.



$$\Delta P = 20 P_M \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{grid}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{when } 50,2 \text{ Hz} \leq f_{grid} \leq 51,5 \text{ Hz}$$

P_M power currently available

ΔP power reduction

f_{Netz} grid frequency

In the range $47,5 \text{ Hz} \leq f_{grid} \leq 50,2 \text{ Hz}$ no restriction

When $f_{grid} \leq 47,5$ and $f_{Netz} \geq 51,5 \text{ Hz}$ disconnection from grid

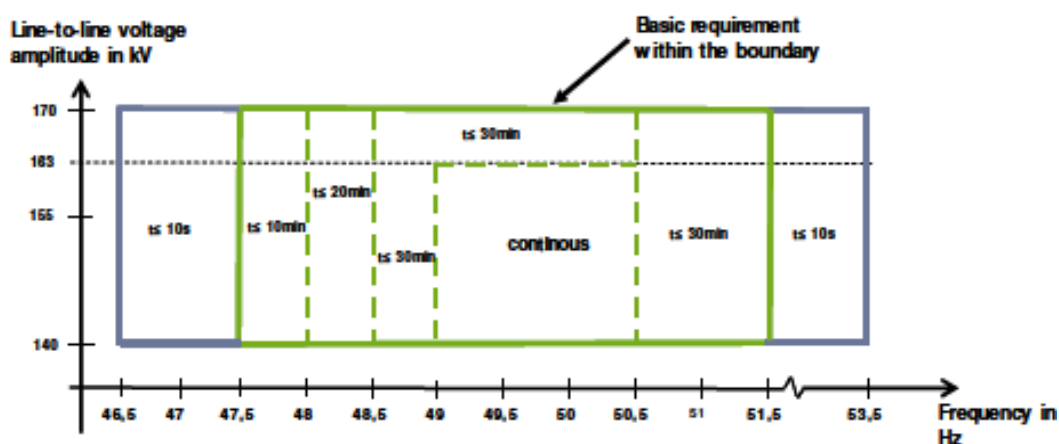
Σχήμα 2.12: Απαίτηση για μείωση της ενεργού ισχύος του αιολικού πάρκου σε περίπτωση υπερσυχνότητας. Γερμανικός κώδικας του διαχειριστή Tennet. Πηγή: [9]

Ο διαχειριστής της Μ.Βρετανίας απαιτεί από κάθε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής να μπορεί να συμβάλει στη ρύθμιση της συχνότητας είτε με λειτουργία LFSM-U είτε με FSM, οι οποίες ακολουθούν τη βασική φιλοσοφία των αντίστοιχων λειτουργιών που επιβάλλει ο κώδικας ENTSO-E και περιγράφηκαν νωρίτερα. Η λειτουργία FSM απαιτείται να είναι διαθέσιμη σε όλα τα αιολικά πάρκα άνω των 50 MW. Για την λειτουργία LFSM-U ζητείται μείωση της ισχύος όταν η συχνότητα ξεπεράσει τα 50.4

Hz. Ακόμα, ο διαχειριστής του Ιταλικού συστήματος μεταφοράς απαιτεί από τα αιολικά πάρκα να έχουν τη δυνατότητα μείωσης της ισχύος τους όταν η συχνότητα υπερβεί τα 50.3 Hz με ένα στατισμό μεταξύ 2-5%, στη λογική της λειτουργίας LFSM-U του ENTSO-E.

2.4 Απαιτήσεις κωδίκων για τη διασύνδεση offshore αιολικών πάρκων

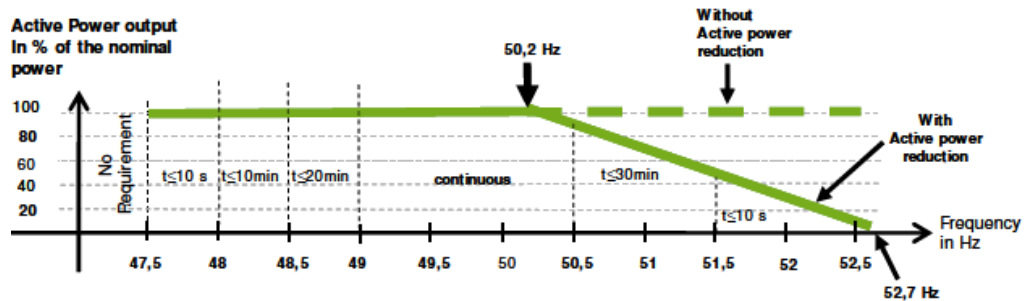
Αρκετοί διαχειριστές έχουν ενσωματώσει στους κώδικες τους απαιτήσεις σχετικά με τη διασύνδεση offshore αιολικών πάρκων στο δίκτυο. Οι υποχρεώσεις που οφείλουν να ικανοποιούν τα offshore πάρκα είναι παρόμοιες με αυτές που αναφέρθηκαν στα προηγούμενα για την περίπτωση των onshore αιολικών. Σε αυτή την ενότητα αναφέρονται ενδεικτικά οι τεχνικές απαιτήσεις που θέτει ο Γερμανικός κώδικας του διαχειριστή Tennet [12] σχετικά με την απόκριση των offshore πάρκων στις μεταβολές της συχνότητας. Να σημειωθεί ότι αυτές οι απαιτήσεις αναφέρονται στο σημείο σύνδεσης του offshore αιολικού πάρκου με το δίκτυο.



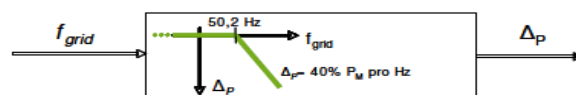
Σχήμα 2.13: Απαιτούμενη διάρκεια λειτουργίας ενός offshore αιολικού πάρκου για διάφορες τιμές της τάσης στο σημείο σύνδεσης και της συχνότητας του δικτύου. Πηγή: [12]

Συμπληρωματικά με το σχήμα 2.13 ο κώδικας του Tennet αναφέρει ότι τα offshore αιολικά πάρκα θα πρέπει να αποσυνδέονται από το δίκτυο σε περίπτωση που η συχνότητα γίνει μικρότερη από 46.5 Hz ή μεγαλύτερη από 53.5 Hz και μετά από μια χρονική καθυστέρηση 300 ms. Επίσης σημειώνεται ότι θα πρέπει να αποσυνδέονται σε περίπτωση που η συχνότητα γίνει μικρότερη από 47.5 Hz ή μεγαλύτερη από 51.5 Hz και μετά από μια χρονική καθυστέρηση 10 sec. Για τα υπόλοιπα εύρη συχνότητας, η λειτουργία του πάρκου εξαρτάται από την τάση και τη συχνότητα του δικτύου και σύμφωνα με αυτά που υπαγορεύει το σχήμα 2.13.

Ακόμα, στο σχήμα 2.14 παρουσιάζεται η επιθυμητή απόκριση του αιολικού πάρκου σε περίπτωση υπερσυχνότητας στο δίκτυο. Για τιμές συχνότητας μικρότερες από 50.2 Hz η παραγόμενη ισχύς θα πρέπει να εγχέεται στο δίκτυο χωρίς κανέναν περιορισμό, ενώ για τιμές μεγαλύτερες από 50.2 Hz η ενεργός ισχύς εξόδου θα πρέπει να μειώνεται ανάλογα με την αύξηση της συχνότητας. Η μείωση αυτή θα πρέπει να γίνεται με βάση τις απαιτήσεις που παρουσιάζονται το σχήμα 2.14. Μεταξύ άλλων επιλέγεται στατισμός 5%, ενώ ο μέγιστος ρυθμός μεταβολής θα πρέπει να μην ξεπερνά το 25% της διαθέσιμης ισχύος ανά sec.



(a)



$$\Delta p = 20 P_M \frac{50.2 \text{ Hz} - f_{\text{grid}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{when } 50.2 \text{ Hz} \leq f_{\text{grid}} \leq 52.7 \text{ Hz}$$

P_M : currently available power

Δp : Power reduction

f_{grid} : Grid frequency

In the range $47.5 \text{ Hz} \leq f_{\text{grid}} \leq 50.2 \text{ Hz}$ no restriction

(b)

Σχήμα 2.14: Απαίτηση για μείωση της ενεργού ισχύος ενός offshore αιολικού πάρκου σε περίπτωση υπερσυχνότητας στο δίκτυο στο οποίο συνδέεται. Πηγή: [12]

Σημειώνεται επίσης ότι τα παραπάνω αφορούν τις τεχνικές απαιτήσεις που οφείλουν να ικανοποιούν τα offshore αιολικά πάρκα στο σημείο σύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο, ανεξάρτητα με το αν η διασύνδεση πραγματοποιείται μέσω AC ή HVDC συστήματος μεταφοράς. Βέβαια στην περίπτωση HVDC διασύνδεσης υπάρχουν αρκετές ιδιαιτερότητες, με κυριότερη την πλήρη απομόνωση της υπεράκτιας πλευράς από τις μεταβολές της συχνότητας και της τάσης του δικτύου στο οποίο συνδέεται το πάρκο. Θα πρέπει επομένως να ληφθεί μέριμνα ώστε η υπεράκτια πλευρά να ειδοποιηθεί για αυτές τις μεταβολές. Η ενσωμάτωση στους κώδικες σχετικών απαιτήσεων γίνεται ολοένα και πιο επιτακτική λόγω της αναμενόμενης αύξησης στη χρήση της HVDC τεχνολογίας τόσο στον τομέα των offshore αιολικών όσο και για τη δημιουργία πολυτεματικών δικτύων. Στα πλαίσια αυτά ο ENTSO-E εξέδωσε ένα προσχέδιο κώδικα [13] που αναφέρεται αποκλειστικά σε HVDC διασυνδέσεις και σε μονάδες παραγωγής που συνδέονται μέσω HVDC

συστημάτων με το δίκτυο. Σύμφωνα με το συγκεκριμένο κώδικα τα αιολικά πάρκα που διασυνδέονται μέσω HVDC συνδέσμων θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να λάβουν γρήγορα από το σημείο σύνδεσης στο ηπειρωτικό δίκτυο σήμα σχετικά με τη μεταβολή της συχνότητας του δικτύου, ενώ ταυτόχρονα αναφέρεται μια χρονική καθυστέρηση 0.1 sec σχετικά με τη διαδικασία αποστολής αυτού του σήματος. Φυσικά η μέτρηση της συχνότητας θα πρέπει να γίνεται στο σημείο σύνδεσης του δικτύου στο οποίο παρέχεται και η σχετική ρύθμιση εκ μέρους του πάρκου. Επιπλέον, αναφέρεται ότι ένα offshore πάρκο θα πρέπει να παραμένει σε λειτουργία όσο ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου στην offshore πλευρά (το οποίο δημιουργεί ο offshore μετατροπέας) παραμένει εντός του ± 2 Hz/sec, για δίκτυο με ονομαστική συχνότητα 50 Hz. Ακόμα τονίζεται ότι τα αιολικά πάρκα που συνδέονται μέσω HVDC συστημάτων μεταφοράς θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να αποκριθούν στις μεταβολές της συχνότητας σύμφωνα με τις λειτουργίες LFSM-O, LFSM-U και FSM που περιγράφηκαν στα προηγούμενα, λαμβάνοντας όμως υπόψη και το σήμα για τη μεταβολή της συχνότητας που αναφέρθηκε παραπάνω.

Κεφάλαιο 3

Μοντελοποίηση Ανεμογεννήτριας με Πλήρη Μετατροπέα

3.1 Εισαγωγικά

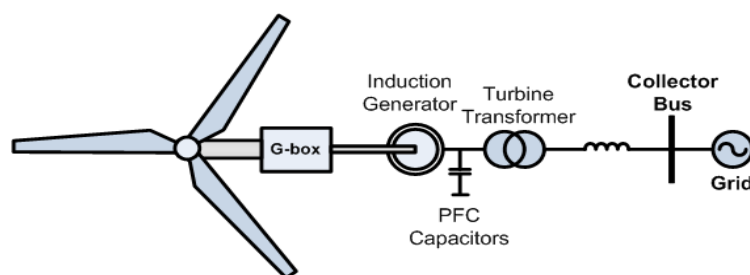
Η ανεμογεννήτρια αποτελεί τη διάταξη μέσω της οποίας η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Ένα σύνολο ανεμογεννητριών συνδεδεμένων στο δίκτυο μέσω κοινού υποσταθμού δημιουργούν ένα αιολικό πάρκο, του οποίου η ονομαστική ισχύς μπορεί να κυμαίνεται από μερικές δεκάδες μέχρι και εκατοντάδες MW. Η εξέλιξη της αιολικής τεχνολογίας έχει ως αποτέλεσμα την ύπαρξη διαφορετικών τύπων ανεμογεννητριών που βρίσκονται σήμερα σε εμπορική λειτουργία. Τα είδη των ανεμογεννητριών μπορούν να διαχωριστούν με βάση διάφορα κριτήρια όπως η διαμόρφωση του ηλεκτρικού τους μέρους, το εύρος ταχύτητας (σταθερών ή μεταβλητών στροφών), τον τρόπο περιορισμού της ισχύος στην ονομαστική τιμή για υψηλές ταχύτητες ανέμου, την ύπαρξη ή μη κιβωτίου ταχυτήτων κτλ.

Ο διαχωρισμός των Α/Γ σε σταθερών και μεταβλητών στροφών αφορά τη δυνατότητα αυτών να μεταβάλλουν την ταχύτητα περιστροφής τους. Στην περίπτωση σταθερών στροφών η γεννήτρια (ασύγχρονη) συνδέεται απευθείας στο δίκτυο και συνεπώς η ταχύτητα περιστροφής της είναι πρακτικά σταθερή καθώς καθορίζεται από τη συχνότητα του δικτύου. Σε μια ανεμογεννήτρια μεταβλητών στροφών επιτυγχάνεται μέσω των ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος η αποσύζευξη της ταχύτητας περιστροφής της από τη συχνότητα του δικτύου με αποτέλεσμα να μπορεί να επιτευχθεί λειτουργία για ένα μεγάλο εύρος ταχυτήτων. Αυτό δίνει τη δυνατότητα για ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής με βάση την ταχύτητα ανέμου ώστε να επιτυγχάνεται η μεγιστοποίηση της ενεργειακή απόδοση από πλευράς ανεμογεννήτριας. Ταυτόχρονα μειώνονται οι μηχανικές καταπονήσεις σε σύγκριση με τις ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών, στις οποίες οι έντονες διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου μετατρέπονται σε αντίστοιχες μεταβολές στη μηχανική ροπή.

Μια επιπλέον διάκριση των Α/Γ που είναι εγκατεστημένες στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με βάση τον τρόπο περιορισμού της απορροφούμενης αεροδυναμικής ισχύος στην ονομαστική τιμή όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει την ονομαστική. Οι παλαιότερες Α/Γ (σταθερών στροφών) δεν είναι εφοδιασμένες με συστήματα ρύθμισης της γωνίας pitch των πτερυγίων με αποτέλεσμα ο περιορισμός της αεροδυναμικής ισχύος να στηρίζεται σε παθητικό αεροδυναμικό έλεγχο, δηλαδή

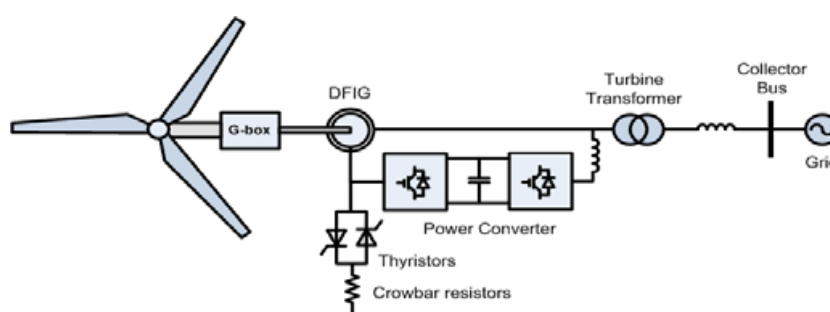
στο φαινόμενο απώλειας στήριξης [passive stall]. Να σημειωθεί ότι υπάρχει και η περίπτωση του ενεργού ελέγχου απώλειας στήριξης [active stall], κατά τον οποίο γίνεται συνδυασμός του passive stall και μιας περιορισμένης ρύθμισης της γωνίας pitch ώστε να εξασφαλίζεται σταθερή ισχύ κατά τον περιορισμό. Οι Α/Γ νεότερης τεχνολογίας διαθέτουν σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch, με αποτέλεσμα για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής η γωνία pitch να αυξάνεται ώστε να περιορίζεται η αεροδυναμική ισχύς που δεσμεύεται από τον άνεμο.

Στη βιβλιογραφία έχει επικρατήσει μια γενική κατηγοριοποίηση των ανεμογεννητριών με βάση τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού τους μέρους σε τέσσερις τύπους. Η πρώτη και παλαιότερη κατηγορία αναφέρεται σε ανεμογεννήτρια σταθερών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια, συνήθως τύπου κλωβού, η οποία συνδέεται μέσω μετασχηματιστή απευθείας στο δίκτυο. Η σχηματική αναπαράσταση αυτού του τύπου ανεμογεννητριών φαίνεται στο σχήμα 3.1. Λόγω της απευθείας σύνδεσης, η ταχύτητα περιστροφής είναι πρακτικά σταθερή (πολύ μικρή ολίσθηση) στη σύγχρονη ταχύτητα που επιβάλλει η συχνότητα του δικτύου. Ο δρομέας της Α/Γ συνδέεται μηχανικά με τη γεννήτρια μέσω κιβωτίου ταχυτήτων, ώστε η υψηλή ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας να προσαρμόζεται στη χαμηλή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα. Συχνά για καλύτερη ενεργειακή απόδοση και μείωση του θορύβου για χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου, η γεννήτρια είναι εφοδιασμένη με δύο ομάδες τυλιγμάτων ώστε να υπάρχει η δυνατότητα λειτουργίας για δύο ταχύτητες περιστροφής. Η ασύγχρονη μηχανή κατά τη λειτουργία της καταναλώνει άεργο ισχύ και επομένως απαιτούνται κατάλληλες διατάξεις αντιστάθμισης αέργου ισχύος (π.χ. πυκνωτές) ώστε ο συντελεστής ισχύος να ρυθμίζεται εντός των ορίων που έχουν τεθεί από το διαχειριστή του δικτύου. Στα πλεονεκτήματα αυτού του τύπου ανεμογεννητριών συγκαταλέγονται το χαμηλό κόστος, η απλή σχεδίαση και η αξιοπιστία λειτουργίας. Κύρια μειονεκτήματα είναι η μειωμένη ενεργειακή απόδοση και η περιορισμένη ελεγχσιμότητά της (αδυναμία ελέγχου αέργου ισχύος, ποιότητα ισχύος κτλ.). Η δεύτερη κατηγορία αναφέρεται σε ανεμογεννήτρια περιορισμένης λειτουργίας μεταβλητών στροφών και ουσιαστικά αποτελεί μια παραλλαγή της πρώτης κατηγορίας. Σε αυτή την περίπτωση χρησιμοποιείται μια ασύγχρονη γεννήτρια τυλιγμένου δρομέα με εξωτερική ρυθμιζόμενη αντίσταση δρομέα που επιτρέπει τη μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής σε ένα μικρό διάστημα, περίπου $\pm 10\%$, γύρω από τη σύγχρονη.



Σχήμα 3.1: Αναπαράσταση ανεμογεννήτριας σταθερών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια συνδεδεμένη απευθείας στο δίκτυο μέσω μετασχηματιστή. Πηγή: [14]

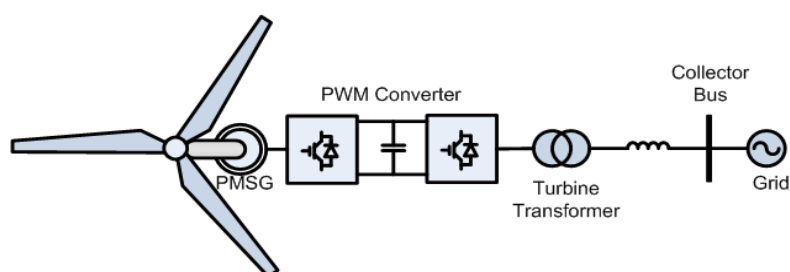
Στην τρίτη κατηγορία ανήκει η ανεμογεννήτρια μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδότησης [Doubly Fed Induction Generator, DFIG], η σχηματική απεικόνιση της οποίας δίνεται στο σχήμα 3.2. Στην περίπτωση αυτή γίνεται χρήση ασύγχρονης γεννήτριας τυλιγμένου δρομέα, της οποίας ο δρομέας συνδέεται μέσω μετατροπέα συχνότητας (AC/DC/AC) στο δίκτυο παράλληλα με την απευθείας σύνδεση του στάτη. Η συνολική ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο είναι ίση με το άθροισμα της ισχύος από το στάτη και το δρομέα. Ο back-to-back μετατροπέας δίνει τη δυνατότητα λειτουργίας του κυκλώματος του δρομέα σε μεταβλητή συχνότητα επιτυγχάνοντας λειτουργία μεταβλητών στροφών για την Α/Γ. Λόγω ότι ο συγκεκριμένος μετατροπέας, ο οποίος συνήθως αποτελείται από δύο μετατροπείς πηγής τάσης με κοινό DC σύνδεσμο, διαχειρίζεται μόνο την ισχύ του δρομέα διαστασιολογείται για ένα μέρος (περίπου 30%) της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ και συνεπώς το κόστος του είναι μικρότερο από το κόστος ενός μετατροπέα πλήρους ισχύος. Με αυτό τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα στην ανεμογεννήτρια για λειτουργία σε ένα αρκετά μεγάλο εύρος ταχυτήτων γύρω από τη σύγχρονη ταχύτητα. Επομένως, η συγκεκριμένη διάταξη έχει όλα τα πλεονεκτήματα που παρέχει η λειτουργία μεταβλητών στροφών (μεγιστοποίηση ενεργειακής απόδοσης, περιορισμός θορύβου στις χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου κτλ.), ενώ ταυτόχρονα είναι οικονομικά ανταγωνιστική λόγω του περιορισμένου μεγέθους του μετατροπέα. Επιπλέον, η ύπαρξη του μετατροπέα παρέχει τη δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος προς το δίκτυο. Τα μειονεκτήματα της συγκεκριμένης διαμόρφωσης έχουν να κάνουν με θέματα αξιοπιστίας και αυξημένου κόστους λόγω χρήσης των μετατροπέων, καθώς και με την ανάγκη για προστασία κατά τη διάρκεια σφαλμάτων στο δίκτυο αφού η γεννήτρια είναι εκτεθειμένη στις διαταραχές του δικτύου. Να αναφερθεί ότι ο συγκεκριμένος τύπος ανεμογεννητριών είναι αυτή τη στιγμή ο πιο διαδεδομένος.



Σχήμα 3.2: Αναπαράσταση ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδότησης (DFIG). Πηγή: [14]

Η τέταρτη κατηγορία περιλαμβάνει τις ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών με πλήρη μετατροπέα ισχύος. Στην περίπτωση αυτή γίνεται χρήση σύγχρονης ή ασύγχρονης γεννήτριας, η σύνδεση της οποίας με το δίκτυο γίνεται μέσω πλήρη μετατροπέα ισχύος (AC/DC/AC). Η πλήρης αποσύζευξη της γεννήτριας από τη συχνότητα του δικτύου μέσω του μετατροπέα, επιτρέπει τη λειτουργία μεταβλητών στροφών σε όλο το εύρος ταχυτήτων της γεννήτριας. Η ακριβής διαμόρφωση εξαρτάται από το είδος της γεννήτριας που χρησιμοποιείται. Σε περίπτωση ασύγχρονης γεννήτριας ή σύγχρονης γεννήτριας μονίμων μαγνητών, ο μετατροπέας

από πλευράς γεννήτριας είναι ένας μετατροπέας πηγής τάσης, ενώ η χρήση σύγχρονης γεννήτριας με ηλεκτρική διέγερση επιτρέπει τη χρήση ανορθωτή διόδων. Επίσης ιδιαίτερα σημαντικό είναι ότι σε περίπτωση επιλογής πολυπολικής σύγχρονης γεννήτριας, το κιβώτιο ταχυτήτων μπορεί να παραλειφθεί καθώς τότε η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας είναι χαμηλή στα επίπεδα του δρομέα της ανεμογεννήτριας. Τα πλεονεκτήματα του συγκεκριμένου τύπου Α/Γ αφορούν σε γενικές γραμμές τη λειτουργία μεταβλητών στροφών, ενώ συγκριτικά με την Α/Γ διπλής τροφοδότησης σε αυτή την περίπτωση παρουσιάζεται αυξημένη ενεργειακή απόδοση, αξιοπιστία και προστασία της γεννήτριας από τα σφάλματα του δικτύου. Παράλληλα παρέχεται η δυνατότητα απαλοχής του κιβωτίου ταχυτήτων μειώνοντας τα κόστη κατασκευής και συντήρησης. Επιπλέον, ο μετατροπέας πηγής τάσης από την πλευρά του δικτύου παρέχει αυξημένες δυνατότητες όσο αναφορά τη ρύθμιση της αέργου ισχύος που ανταλλάσσεται με το δίκτυο. Κύριο μειονέκτημα αποτελεί το αυξημένο κόστος λόγω του πλήρη μετατροπέα ισχύος. Η μείωση του κόστους των ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος και τα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει ο συγκεκριμένος τύπος Α/Γ αναμένεται να αυξήσουν το μερίδιο του στην αγορά αιολικής ενέργειας στο μέλλον.



Σχήμα 3.3: Αναπαράσταση ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών συνδεδεμένη στο δίκτυο μέσω πλήρη μετατροπέα ισχύος. Πηγή: [14]

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί ανεμογεννήτρια με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών και πλήρη μετατροπέα ισχύος. Μια σχηματική αναπαράσταση της συγκεκριμένης διαμόρφωσης δίνεται στο σχήμα 3.3. Για τον πλήρη μετατροπέα ισχύος γίνεται χρήση μετατροπέων πηγής τάσης ελεγχόμενων με τεχνικές PWM, τόσο από την πλευρά της γεννήτριας όσο και από την πλευρά του δικτύου. Η συγκεκριμένη διαμόρφωση παρουσιάζει αρκετά πλεονεκτήματα και αναμένεται η χρήση της να ενταθεί στο μέλλον. Με τη χρήση μονίμων μαγνητών εξαλείφονται οι απώλειες του τυλίγματος διέγερσης και ταυτόχρονα αυξάνεται η απόδοση λόγω της καλύτερης πυκνότητας ισχύος από τους μόνιμους μαγνήτες. Στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται το κόστος, η πιθανότητα απομαγνήτισης και η αδυναμία ρύθμισης της αέργου ισχύος (διέγερσης) λόγω της σταθερής διέγερσης από τους μαγνήτες. Το τελευταίο ζήτημα αντιμετωπίζεται με τη χρήση του μετατροπέα πηγής τάσης από την πλευρά της γεννήτριας, ο οποίος πέρα από τη ρύθμιση της αέργου ισχύος της γεννήτριας, αυξάνει και την αποδοτικότητα λειτουργίας αυτής. Επιπλέον, η χρήση πολυπολικής σύγχρονης γεννήτριας μονίμων μαγνητών επιτρέπει την απουσία του κιβωτίου ταχυτήτων κάτι που είναι επιθυμητό

για τους λόγους που εξηγήθηκαν. Περισσότερα για τη συγκεκριμένη διαμόρφωση θα αναφερθούν στις ενότητες που ακολουθούν.

Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ότι η μοντελοποίηση του αιολικού πάρκου έγινε με χρήση της μεθόδου της ομαδοποίησης (aggregation method) ή μέθοδος των συγκεντρωτικών μοντέλων. Στο πλαίσιο αυτό, θεωρώντας ότι το αιολικό πάρκο αποτελείται από όμοιες ανεμογεννήτριες με ίδια συστήματα ελέγχου, το ομαδοποιημένο μοντέλο (aggregated model) θεωρείται ως μια ισοδύναμη ανεμογεννήτρια με την κατάλληλη διαστασιολόγηση των επιμέρους συνιστωσών της (αεροδυναμικό σύστημα, μηχανικό, ηλεκτρικό κτλ.).

3.2 Μοντελοποίηση ανέμου

Η πρωτογενής πηγή ενέργειας για μια ανεμογεννήτρια είναι ο άνεμος, και πιο συγκεκριμένα η κινητική ενέργεια του ανέμου. Ειδικότερα για τις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα, των οποίων το επίπεδο περιστροφής είναι κατακόρυφο, ενδιαφέρει η οριζόντια συνιστώσα του ανέμου. Η μελέτη της συμπεριφοράς και η σωστή μοντελοποίηση του ανέμου είναι απαραίτητη σε όλα τα στάδια ανάπτυξης και χρήσης της αιολικής τεχνολογίας, από τη σχεδίαση της ανεμογεννήτριας για βέλτιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού και την αλληλεπίδραση των αιολικών πάρκων με τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι την πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής, την μελέτη ενεργειακής απόδοσης ενός αιολικού πάρκου ή και γενικότερα την αξιολόγηση των σχετικών επενδύσεων.

Η ταχύτητα του ανέμου κυμαίνεται συνήθως από 0 έως 30 m/s, και εμφανίζει έντονη μεταβλητότητα σε σχετικά μικρές χρονικές κλίμακες. Επομένως, μπορεί να μοντελοποιηθεί ως άθροισμα δύο συνιστωσών σύμφωνα με την παρακάτω σχέση :

$$V_w(t) = \overline{V_w} + v(t) \quad (3.1)$$

όπου $V_w(t)$ η στιγμιαία ταχύτητα ανέμου, $\overline{V_w}$ η μέση ταχύτητα ανέμου και $v(t)$ η τυρβώδη συνιστώσα.

Η μέση ταχύτητα ανέμου θεωρείται συνήθως ως η μέση ωριαία τιμή (μπορεί να υπολογίζεται και σε διαστήματα δεκαλέπτου) και καθορίζει την ενεργειακή απόδοση του αιολικού συστήματος, ενώ μπορεί να εκφραστεί μέσω πιθανοτικής κατανομής θεωρώντας ότι ακολουθεί την κατανομή Weibull. Όσο αναφορά την τυρβώδη συνιστώσα, αυτή αναπαριστά την μεγάλη μεταβλητότητα που εμφανίζεται σε μικρές χρονικές κλίμακες (δευτερολέπτων-λεπτών) και αναφέρεται ως τύρβη. Αυτές οι ταχείες διακυμάνσεις του ανέμου έχουν σημαντικές επιπτώσεις στη λειτουργία των ανεμογεννητριών και των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία συνδέονται αυτές, λόγω του ότι αυξάνουν τα κοπωτικά φορτία της ανεμογεννήτριας (αυξημένες

καταπονήσεις στον άξονα) αλλά και επηρεάζουν αρνητικά την ποιότητα της παραγόμενης ισχύος. Τα αίτια δημιουργίας της τύρβης φαίνεται να συνδέονται με την τριβή που προκαλείται σε σχέση με την επιφάνεια της γης και με θερμικά φαινόμενα που προκαλούν κάθετες μετακινήσεις αέριων μαζών. Επιπλέον η τύρβη, η οποία μπορεί να περιγραφεί από φάσμα τύπου von Karman, έχει ως χαρακτηριστικό μέγεθος την ένταση της τύρβης που ορίζεται ως εξής :

$$I = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (3.2)$$

όπου σ είναι η απόκλιση των διακυμάνσεων στην ταχύτητα του ανέμου γύρω από τη μέση τιμή \bar{V} . Η ένταση της τύρβης επηρεάζεται από την τραχύτητα του εδάφους (μεγαλύτερη ένταση σε τραχύτερο έδαφος) και από το υψόμετρο (μικρότερη ένταση σε μεγαλύτερο ύψος).

Η χρονική κλίμακα για την οποία ενδιαφέρει η γνώση της ταχύτητας του ανέμου διαφέρει ανάλογα με τον σκοπό που θα χρησιμοποιηθεί. Πιο συγκεκριμένα, όταν απαιτείται η ακριβής γνώση της ταχύτητας τότε θα πρέπει να λαμβάνονται χρονοσειρές ανέμου σε μικρότερες χρονικές κλίμακες που να περιέχουν τη συνιστώσα της τύρβης. Από την άλλη, σε περιπτώσεις όπως η μελέτη της ενεργειακής απόδοσης ή η αξιολόγηση γεωγραφικών θέσεων για την επιλογή της κατάλληλης τοποθεσίας για ανάπτυξη αιολικής παραγωγής, η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου θεωρείται ως ένα αρκετά καλό μέγεθος για την ικανοποίηση των παραπάνω περιπτώσεων.

Ο τύπος του μοντέλου του ανέμου που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία διαφοροποιείται ανάλογα με την εφαρμογή. Έτσι σε περιπτώσεις μόνιμης κατάστασης λειτουργίας των αιολικών πάρκων που κυρίως ενδιαφέρουν οι διακυμάνσεις ανέμου και πως αυτές αντιμετωπίζονται από την ανεμογεννήτρια ή το πως επηρεάζουν λόγω της μεταβαλλόμενης ισχύος τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν χρησιμοποιηθεί ρεαλιστικές μεταβαλλόμενες χρονοσειρές ανέμου που εμπεριέχουν το στοιχείο της τυχαιότητας (τύρβης). Ενώ σε άλλες περιπτώσεις, όπως η ανάλυση δυναμικών φαινομένων του δικτύου και η διερεύνηση του τρόπου απόκρισης από την ανεμογεννήτρια, η ταχύτητα ανέμου θεωρείται σταθερή αφού σε τέτοιες χρονικές κλίμακες κάτι τέτοιο είναι αποδεκτό.

3.3 Αεροδυναμικό υποσύστημα

Η ροπή που ασκείται στα πτερύγια του δρομέα της ανεμογεννήτριας, και έχει ως αποτέλεσμα την περιστροφή του, οφείλεται στη ροή του αέρα. Η αεροδυναμική ισχύς που δεσμεύεται από την ανεμογεννήτρια είναι αποτέλεσμα της περιστροφής των πτερυγίων, η οποία οφείλεται στη δυναμική άνοση (lift). Η δυναμική άνοση είναι η κάθετη στη ροή του αέρα συνιστώσα της δύναμης που ασκείται σε ένα σώμα όταν

αυτό βρίσκεται σε κίνηση σε σχέση με τον αέρα που το περιβάλλει. Εμφανίζεται σε σώματα που παρουσιάζουν ασυμμετρία κατά τον άξονα που είναι παράλληλος με τη διεύθυνση της κίνησης, καθώς σε αυτή την περίπτωση λόγω διαφοράς ταχυτήτων του ρευστού μεταξύ δύο πλευρών του σώματος δημιουργείται διαφορά πιέσεων και τελικά δύναμη που κινεί το σώμα προς μια συγκεκριμένη κατεύθυνση. Η απόδοση μιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται σημαντικά από την κατασκευή, τον προσανατολισμό και τον έλεγχο των πτερυγίων.

Η διαθέσιμη ισχύς από άνεμο με ταχύτητα v_w δίνεται από την σχέση :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v_w^3 \quad (3.3)$$

όπου P_w είναι η συνολική διαθέσιμη ισχύς του ανέμου, ρ η πυκνότητα του αέρα και R η ακτίνα του δρομέα. Όμως, η ανεμογεννήτρια είναι σε θέση να απορροφήσει ένα μέρος της διαθέσιμης αιολικής ισχύος, αφού για να μπορούσε να απορροφηθεί το σύνολο της θα έπρεπε η ταχύτητα του ανέμου πίσω από το δρομέα να μηδενιστεί, κάτι που σε πραγματικές συνθήκες δεν συμβαίνει. Από το νόμο του Betz προκύπτει ότι μπορεί να δεσμευθεί από το δρομέα περίπου μέχρι και το 59% της συνολικής διαθέσιμης αιολικής ισχύος, που βέβαια λόγω διαφόρων παραγόντων όπως η τριβή των πτερυγίων και η αντίσταση του αέρα το ποσοστό της μέγιστης δυνατής απορροφούμενης ισχύος είναι ακόμα μικρότερο. Τελικά, η αεροδυναμική ισχύς που απορροφάται από μια ανεμογεννήτρια δίνεται από την παρακάτω αλγεβρική σχέση :

$$P_{mech} = \frac{1}{2} \rho C_p \pi R^2 v_w^3 \quad (3.4)$$

όπου $C_p = C_p(\lambda, \beta)$ είναι ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος ως συνάρτηση του λόγου ταχύτητας ακροπτερυγίου λ και της γωνίας κλίσης του πτερυγίου β (γωνία pitch). Ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου (tip-speed ratio) δίνεται από τον εξής τύπο :

$$\lambda = \frac{\omega_{rot} R}{v_w} \quad (3.5)$$

όπου ω_{rot} η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της ανεμογεννήτριας.

Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$ ρυθμίζει την αεροδυναμική ισχύ που εξάγεται από τον άνεμο σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν και προηγουμένως (όριο Betz: $C_p < 0.59$). Πιο συγκεκριμένα, όταν μεταβάλλεται είτε ο λόγος ταχύτητας λ είτε η γωνία βήματος πτερυγίου β , μεταβάλλεται ο αεροδυναμικός συντελεστής C_p και επομένως η αεροδυναμική ισχύς στον άξονα της ανεμογεννήτριας. Πάνω σε αυτή την εξάρτηση στηρίζονται και οι διάφορες στρατηγικές ελέγχου του αεροδυναμικού μέρους όπως θα δούμε και σε επόμενο κεφάλαιο αναλυτικότερα. Ο συντελεστής C_p καθορίζεται είτε με μετρήσεις της ισχύος συγκεκριμένου μοντέλου ανεμογεννήτριας, είτε με ανάλυση σε πρόγραμμα προσομοίωσης των πτερυγίων, ενώ η αναπαράσταση του μπορεί να γίνει με διάφορους τρόπους όπως αναλυτική σχέση (πολυωνυμική ή μη) ή αναπαράσταση με πίνακα (με χρήση κατάλληλης μεθόδου παρεμβολής). Υπάρχουν αρκετές εκδοχές στη βιβλιογραφία που έχουν δοθεί για την αναλυτική

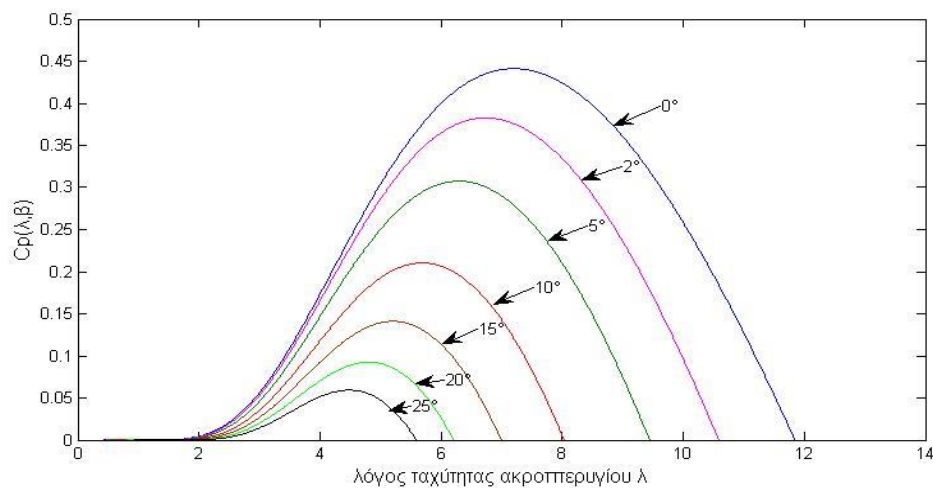
σχέση, όλες όμως ποιοτικά εμφανίζουν παρόμοια χαρακτηριστικά. Στη γενική περίπτωση μπορεί να δοθεί στην παρακάτω μορφή :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(\frac{-c_7}{\lambda_i}\right) \quad (3.6)$$

όπου

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8\beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3.7)$$

και $c_1 - c_9$ σταθερές που μπορούν να μεταβληθούν ώστε να υπάρχει καλύτερη ταύτιση με τα δεδομένα του κάθε τύπου ανεμογεννήτριας. Έτσι, μπορεί να κατασκευαστεί γράφημα του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος συναρτήσει του λόγου ταχύτητας ακροπερυγίου λ , για διάφορες τιμές της γωνίας pitch β (σύνολο καμπυλών για διαφορετικές τιμές του β). Η μορφή αυτού του γραφήματος φαίνεται στο σχήμα 3.4 και είναι ποιοτικά παρόμοια ανεξαρτήτως της ακριβούς σχέσης του $C_p(\lambda, \beta)$. Από το γράφημα διαφαίνεται ότι η καμπύλη με τις μεγαλύτερες τιμές αντιστοιχεί στη γωνία $\beta=0^\circ$. Επιπλέον, η σχέση που συνδέει το C_p με το λόγο λ είναι παραβολική και εμφανίζει μέγιστο για μια συγκεκριμένη τιμή του λ . Επομένως γίνεται εμφανές από τα παραπάνω, ότι για μηδενική γωνία pitch υπάρχει μια συγκεκριμένη τιμή του λ (βέλτιστος λόγος λ_{opt}) για την οποία μεγιστοποιείται ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος (C_{pmax}) και άρα επιτυγχάνεται η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αεροδυναμικής ισχύος από την ανεμογεννήτρια. Τυπικές τιμές του βέλτιστου λόγου λ_{opt} κυμαίνονται από 6 μέχρι 8, ενώ όπως θα φανεί και σε επόμενο κεφάλαιο έχοντας τη δυνατότητα λειτουργίας μεταβλητών στροφών η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα μπορεί να ρυθμίζεται ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται συνεχώς βέλτιστος λόγος λ_{opt} και άρα μέγιστος συντελεστής C_{pmax} .



Σχήμα 3.4: Καμπύλες αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$ συναρτήσει του λόγου ταχύτητας ακροπερυγίου λ , για διαφορετικές τιμές της γωνίας pitch β . Φαίνεται ότι ο C_p έχει τις μεγαλύτερες τιμές για $\beta=0^\circ$ και τη μέγιστη τιμή (περίπου 0,4412) την λαμβάνει για $\lambda_{opt}=7.21$.

Αντίστοιχα, μπορεί να χρησιμοποιηθεί η αεροδυναμική ροπή που αναπτύσσεται στον άξονα του δρομέα μέσω της σχέσης $T_{rot} = P_{rot}/\omega_{rot}$ και ορίζοντας κατ' αναλογία τον αεροδυναμικό συντελεστή ροπής $C_q(\lambda, \beta)$. Η ανάλυση μπορεί να γίνει παρόμοια με πριν, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις η χρήση της αεροδυναμικής ροπής καθίσταται καταλληλότερη, όπως για παράδειγμα κατά την ακινησία του δρομέα όπου η αεροδυναμική ισχύς είναι μηδενική ενώ η ροπή όχι.

3.4 Μοντελοποίηση μηχανικού υποσυστήματος

Στη γενική περίπτωση, μια ανεμογεννήτρια τυπικά αποτελείται από το δρομέα, στον οποίο συνδέονται τα πτερύγια, τον άξονα που συνδέεται με αυτόν (άξονας χαμηλής ταχύτητας), το κιβώτιο ταχυτήτων (μπορεί και να παραλειφθεί), τον άξονα που συνδέει το κιβώτιο με τη γεννήτρια και την ίδια τη γεννήτρια. Το είδος του μοντέλου που χρησιμοποιείται για το μηχανικό μέρος της ανεμογεννήτριας εξαρτάται από το είδος της ανάλυσης, την κατηγορία των φαινομένων που μελετώνται και μπορεί να διαφοροποιείται ανάλογα με τον τύπο της ανεμογεννήτριας που προσομοιώνεται.

Στην περίπτωση ανεμογεννήτριας πλήρους μετατροπέα με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών το κιβώτιο ταχυτήτων μπορεί να παραλειφθεί. Τότε ο άξονας του δρομέα συνδέεται απευθείας με τον άξονα της σύγχρονης γεννήτριας, οπότε και περιστρέφονται με την ίδια μηχανική ταχύτητα περιστροφής. Ο άξονας μετάδοσης της κίνησης έχει ορισμένη μάζα και μπορεί να εμφανίζει ελαστικές ιδιότητες. Το μοντέλο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί είναι αυτό των δύο μαζών όπως αναπαρίσταται στο σχήμα 3.5, όπου η μία μάζα αναπαριστά την αδράνεια του δρομέα της ανεμογεννήτριας, J_{rot} και η άλλη αντιπροσωπεύει την αδράνεια της γεννήτριας, J_{gen} . Οι δύο μάζες συνδέονται μέσω ενός άξονα χαμηλών ταχυτήτων με παράμετρο δυσκαμψίας k_s και παράμετρο απόσβεσης c_s . Η σταθερά δυσκαμψίας εκφράζει το αντίστροφο της ελαστικότητας, ενώ το μηχανικό ισοδύναμο του άξονα μπορεί να θεωρηθεί ως ένα ελατήριο στρέψης που συνδέεται ανάμεσα στις δύο μάζες. Οι εξισώσεις κίνησης που περιγράφουν τη συμπεριφορά του συστήματος είναι :

$$T_{rot} - T_s = J_{rot} \frac{d\omega_{rot}}{dt} \quad (3.8)$$

$$T_s - T_{gen} = J_{gen} \frac{d\omega_{gen}}{dt} \quad (3.9)$$

$$T_s = c_s(\omega_{rot} - \omega_{gen}) + k_s(\theta_{rot} - \theta_{gen}) \quad (3.10)$$

$$\frac{d\theta_{rot}}{dt} = \omega_{rot} \quad (3.11)$$

$$\frac{d\theta_{gen}}{dt} = \omega_{gen} \quad (3.12)$$

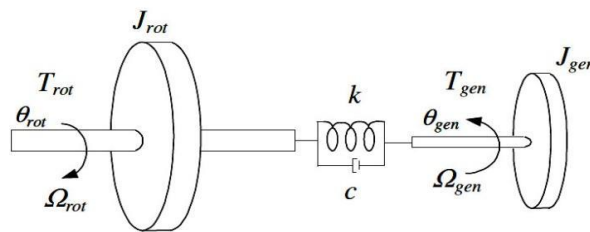
όπου T_{rot} η αεροδυναμική ροπή που ασκείται στο δρομέα της ανεμογεννήτριας, T_s η μηχανική ροπή στον άξονα (χρησιμοποιείται σαν βοηθητική μεταβλητή), T_{gen} η ηλεκτρομαγνητική ροπή της γεννήτριας, ω_{rot} και θ_{rot} η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής και η γωνία του δρομέα της ανεμογεννήτριας αντίστοιχα, και ω_{gen} , θ_{gen} η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής και η γωνία του δρομέα της γεννήτριας. Στη μια πλευρά του άξονα που συνδέει τον δρομέα με τον άξονα της γεννήτριας, ασκείται η αεροδυναμική ροπή T_{rot} ενώ στην άλλη η μηχανική ροπή στην είσοδο της γεννήτριας. Λόγω των ιδιοτήτων του άξονα, η δράση των δύο αυτών ρομών προκαλεί τη στρεπτική παραμόρφωσή του, κάτι που μπορεί να προκαλέσει ανεπιθύμητες ταλαντώσεις στην ταχύτητα περιστροφής του άξονα μετάδοσης της κίνησης κατά τη διάρκεια οποιουδήποτε μεταβατικού φαινομένου επιδρά στο μηχανικό σύστημα. Η ιδιοσυχνότητα αυτών των ταλαντώσεων (free-free frequency) συνδέεται με τη σταθερά δυσκαμψίας μέσω της σχέσης :

$$f_{osc} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k_s}{J_{eq}}} \quad (3.13)$$

όπου J_{eq} η ισοδύναμη αδράνεια του μηχανικού συστήματος που υπολογίζεται από τη σχέση :

$$J_{eq} = \frac{J_{rot} J_{gen}}{J_{rot} + J_{gen}} \quad (3.14)$$

Η απόσβεση των πιθανών αυτών ταλαντώσεων του μηχανικού συστήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί εξωτερικά από το σύστημα ελέγχου της Α/Γ. Ειδικότερα, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας ελεγκτής απόσβεσης, όπως αυτός που περιγράφεται συνοπτικά σε επόμενο κεφάλαιο, ο οποίος θα ενσωματωνόταν στα συστήματα ελέγχου του πλήρους μετατροπέα και θα επιδρούσε στον έλεγχο της DC τάσης, έτσι ώστε μέσω του ηλεκτρικού συστήματος να έχουμε την επιθυμητή απόσβεση.



Σχήμα 3.5: Μοντέλο δύο μαζών για τη μοντελοποίηση του μηχανικού υποσυστήματος.

Εναλλακτικά, για την περίπτωση Α/Γ με πλήρη μετατροπέα ισχύος και πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια, για την αναπαράσταση του μηχανικού μέρους μπορεί να υιοθετηθεί το μοντέλο μιας μάζας όπου το μηχανικό σύστημα θεωρείται ως μια ενιαία μάζα, με μια συνολική αδράνεια J_{total} ενώ στην μια πλευρά ασκείται η αεροδυναμική ροπή T_{rot} και στην άλλη η ηλεκτρική ροπή της γεννήτριας T_{gen} . Επομένως, η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας ταυτίζεται με την ταχύτητα

περιστροφής του δρομέα της ανεμογεννήτριας. Σε επίπεδο εξισώσεων το μοντέλο μιας μάζας αναπαρίσταται ως:

$$T_{rot} - T_{gen} = J_{total} \frac{d\omega_{gen}}{dt} \quad (3.15)$$

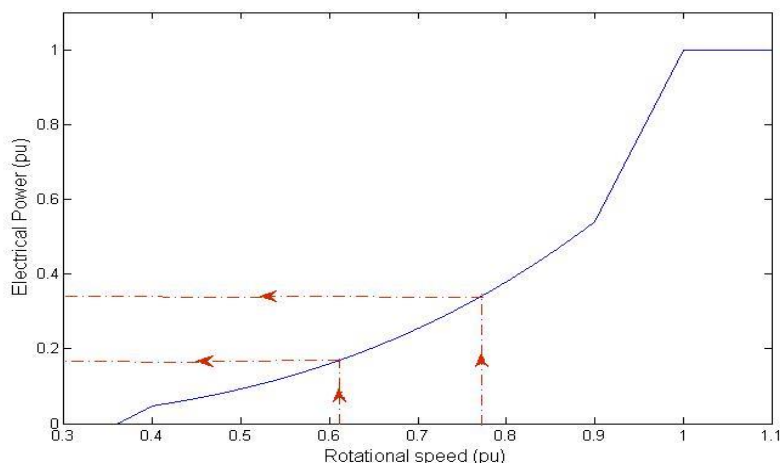
Η αναπαράσταση αυτή θεωρείται επαρκής και σε ορισμένες περιπτώσεις προτείνεται από τους κατασκευαστές, λόγω του ότι ο πλήρης μετατροπέας ισχύος απομονώνει πλήρως την μηχανή από το δίκτυο, καθώς και λόγω της εξάλειψης του κιβωτίου ταχυτήτων.

3.5 Στρατηγική μέγιστης παραγωγής MPPT και έλεγχος γωνίας pitch των πτερυγίων

Στην ενότητα αυτή θα αναλυθεί και θα επεξηγηθεί η βασική φιλοσοφία των συστημάτων ελέγχου που αφορούν το αεροδυναμικό μέρος της ανεμογεννήτριας. Βασικός σκοπός του συνολικού ελέγχου είναι η ανεμογεννήτρια να απορροφά όσο το δυνατόν περισσότερη αεροδυναμική ισχύ από το διαθέσιμο άνεμο, χωρίς να υπερβαίνει την ονομαστική ικανότητα του εξοπλισμού της. Πιο συγκεκριμένα, για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής επιδιώκεται η μέγιστη δυνατή παραγωγή, ενώ για ταχύτητες μεγαλύτερες από την ονομαστική σκοπός είναι να περιορίζεται η ισχύς γύρω από την ονομαστική τιμή ώστε να μην υπάρχουν ανεπιθύμητες υπερφορτίσεις που θα μπορούσαν να προκαλέσουν βλάβες και καταστροφή του εξοπλισμού. Η αεροδυναμική ισχύς που δεσμεύει η ανεμογεννήτρια εξαρτάται όπως εξηγήθηκε και σε προηγούμενη ενότητα από τον αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$, ο οποίος με τη σειρά του εξαρτάται από το λόγο ταχύτητας λ αλλά και τη γωνία των πτερυγίων β . Ειδικότερα, όπως ξεκάθαρα φαίνεται και στο σχήμα 3.4, ο C_p λαμβάνει τις μεγαλύτερες τιμές του για $\beta=0^\circ$ και μεγιστοποιείται για μια συγκεκριμένη τιμή λ_{opt} . Έτσι λόγω των παραπάνω, καθίσταται δυνατή η ρύθμιση του συντελεστή C_p και άρα της αεροδυναμικής ισχύος στις επιθυμητές τιμές μέσω κατάλληλης ρύθμισης της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα ω_{rot} και της γωνίας pitch β . Για να πραγματοποιηθεί ο έλεγχος γίνεται χρήση της καμπύλης ανίχνευσης σημείου μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point Tracking, MPPT), καθώς και του συστήματος ελέγχου της γωνίας κλίσης των πτερυγίων. Ανεξαρτήτως της ακριβούς διαμόρφωσης των επιμέρους συστημάτων, ο έλεγχος του αεροδυναμικού μέρους μπορεί να θεωρηθεί ότι δίνει ως έξοδο δύο σήματα αναφοράς (setpoints), την εντολή ενεργού ισχύος προς τα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα και την αναφορά για την επιθυμητή γωνία pitch β .

Όπως προαναφέρθηκε η βασική λειτουργία της ανεμογεννήτριας για ταχύτητες ανέμου μικρότερες από την ονομαστική είναι η μέγιστη δυνατή παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, και άρα η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αεροδυναμικής ισχύος

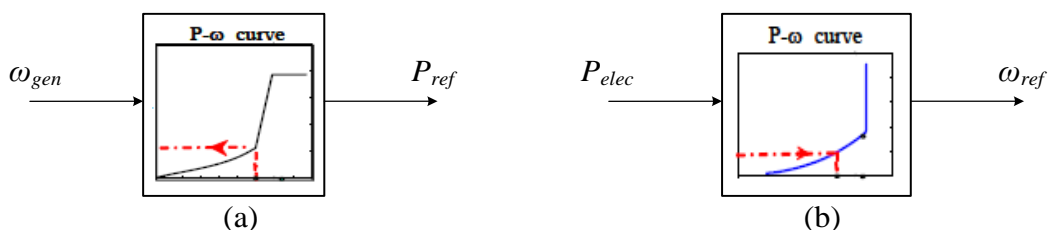
από τον άνεμο. Για την πραγματοποίηση αυτής της λειτουργίας γίνεται χρήση της καμπύλης MPPT, με τρόπο που θα αναλυθεί παρακάτω. Για να μπορούμε να έχουμε μέγιστη δυνατή αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού θα πρέπει η ανεμογεννήτρια να λειτουργεί συνεχώς υπό μέγιστο αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος C_{pmax} . Όπως έχει ήδη αναλυθεί ο C_p παίρνει τη μέγιστη τιμή του για ένα συγκεκριμένο σημείο λειτουργίας στο οποίο ισχύει ότι η γωνία κλίσης των πτερυγίων είναι $\beta=0^\circ$ και ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου λ έχει μια συγκεκριμένη βέλτιστη τιμή λ_{opt} . Από τη σχέση (3.5) διαφαίνεται ότι ο λόγος λ εξαρτάται τόσο από την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα όσο και από την ταχύτητα του ανέμου. Έτσι για δεδομένη ταχύτητα ανέμου υπάρχει συγκεκριμένη ταχύτητα περιστροφής ω_{opt} για την οποία πετυχαίνεται βέλτιστος λόγος λ_{opt} και η οποία μπορεί να προσδιορισθεί από την σχέση $\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R}$. Έπομένως, οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών μεταβάλλουν συνεχώς την ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας (και άρα του δρομέα) ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου, με σκοπό να προσαρμόζουν την ταχύτητα περιστροφής τους στην βέλτιστη τιμή (άρα βέλτιστο λόγο λ_{opt}), έτσι ώστε να πετυχαίνουν λειτουργία κοντά στη μέγιστη τιμή του αεροδυναμικού συντελεστή C_{pmax} και άρα μέγιστη απορρόφηση αεροδυναμικής ισχύος. Στην πράξη μέγιστος συντελεστής επιτυγχάνεται για ορισμένες ταχύτητες ανέμου, ενώ για τις υπόλοιπες έχουμε λειτουργία όσο το δυνατόν πιο κοντά στο μέγιστο αεροδυναμικό συντελεστή. Ο προσδιορισμός της βέλτιστης κάθε φορά ταχύτητας περιστροφής της γεννήτριας μπορεί να γίνει και χωρίς τη μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου, μέσω μιας προσχεδιασμένης χαρακτηριστικής ελέγχου, της καμπύλης MPPT. Η καμπύλη αυτή ουσιαστικά περιλαμβάνει τα ζεύγη βέλτιστης ταχύτητας περιστροφής ω_{opt} – αντίστοιχης παραγόμενης ισχύος για κάθε ταχύτητα ανέμου μικρότερη από την ονομαστική, και για γωνία pitch $\beta=0^\circ$.



Σχήμα 3.6: Τυπική καμπύλη MPPT για προσδιορισμό της βέλτιστης ισχύος με βάση την ταχύτητα περιστροφής.

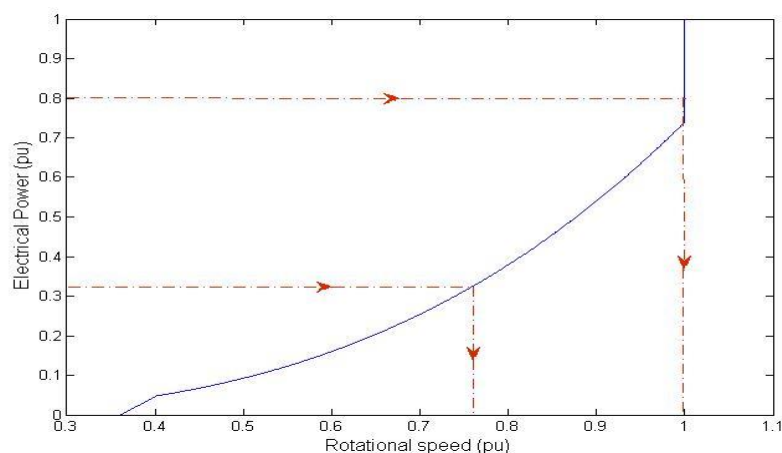
Η στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT) υλοποιείται επομένως μέσω της χαρακτηριστικής ελέγχου MPPT. Η ακριβής σχεδίαση της καμπύλης MPPT μπορεί

να γίνει με διάφορες μεθόδους, όλες όμως στηρίζονται στη βασική φιλοσοφία του προσδιορισμού της βέλτιστης ταχύτητας περιστροφής που περιγράφηκε προηγουμένως και έχουν μια τυπική μορφή που δίνεται στο σχήμα 3.6. Η καμπύλη MPPT αντιστοιχίζει τις μετρούμενες τιμές της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα με τις αντίστοιχες τιμές αναφοράς ενεργού ισχύος ικανοποιώντας την συνθήκη μεγιστοποίησης της αεροδυναμικής απόδοσης. Με άλλα λόγια για κάθε τιμή της μετρούμενης ταχύτητας περιστροφής προκύπτει ως αναφορά ισχύος προς τον μετατροπέα η μέγιστη δυνατή παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Από την χαρακτηριστική MPPT προκύπτουν κάποιες διακριτές περιοχές που αποτελούν και τις περιοχές λειτουργίας της ανεμογεννήτριας. Έχουμε λοιπόν την περιοχή βελτιστοποίησης της αεροδυναμικής ισχύος, η οποία αντιστοιχεί σε ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής, και στην οποία η ενεργός ισχύς ρυθμίζεται αυτόματα από την ταχύτητα περιστροφής μέσω της καμπύλης MPPT με σκοπό την επίτευξη βέλτιστου λόγου ταχύτητας ακροπερυγίου λ_{opt} και άρα μέγιστου αεροδυναμικού συντελεστή C_{pmax} . Στην περιοχή αυτή η γωνία pitch παραμένει σταθερή στη βέλτιστη τιμή της ($\beta=0^\circ$), ενώ η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα όπως και η ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι κάτω από τις ονομαστικές τους τιμές. Ακόμα, η σχέση μεταξύ της ταχύτητας περιστροφής και της αναφοράς της ισχύος είναι της μορφής $P \propto \omega^3$. Η δεύτερη περιοχή είναι η περιοχή ονομαστικής λειτουργίας και αντιστοιχεί σε ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ονομαστική. Στην περιοχή αυτή στόχος είναι η ισχύς της Α/Γ και η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα να μην υπερβούν τις ονομαστικές τους τιμές, κάτι που πετυχαίνεται μέσω κατάλληλης ρύθμισης της γωνίας pitch από το σύστημα ελέγχου της γωνίας βήματος των πτερυγίων, όπως θα δούμε και παρακάτω. Από την άλλη, η ισχύς αναφοράς που δίνεται ως έξοδο από την καμπύλη MPPT παραμένει σταθερή (στην ονομαστική τιμή) ανεξάρτητα από την μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής. Όπως φαίνεται στο σχήμα 3.6, οι δύο περιοχές που περιγράφηκαν παραπάνω συνδέονται γραμμικά μέσω μιας ενδιάμεσης περιοχής. Αυτό συμβαίνει γιατί ακολουθώντας μόνο τις βέλτιστες τιμές είναι πιθανό να φτάσουμε την ονομαστική ταχύτητα περιστροφής για ισχύ μικρότερη από την ονομαστική. Κάτι τέτοιο μεταξύ άλλων οφείλεται και στη διαστασιολόγηση της Α/Γ, η οποία είναι μια πολυσύνθετη και πολυκριτηριακή διαδικασία. Επομένως, σε αυτή την περιοχή η Α/Γ δεν λειτουργεί στο βέλτιστο λόγο λ_{opt} και άρα ούτε στον βέλτιστο αεροδυναμικό συντελεστή. Ακολουθώντας αυτή την τακτική επιτρέπονται μεταβατικές μεταβολές της γωνιακής ταχύτητας γύρω από την ονομαστική τιμή για την απορρόφηση ταχέων αλλαγών στην αεροδυναμική ισχύ, καθώς επίσης αποφεύγονται επικίνδυνες αυξημένες διακυμάνσεις ισχύος στην περιοχή μετάβασης από την μερική φόρτιση στην ονομαστική λειτουργία.



Σχήμα 3.7: Εναλλακτικοί τρόποι υλοποίησης της στρατηγικής MPPT.

Συνεπώς, η στρατηγική MPPT υλοποιείται μέσω ενός πίνακα (look-up table) ο οποίος δέχεται ως είσοδο τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής και δίνει ως έξοδο την αντίστοιχη ισχύ αναφοράς, όπως φαίνεται και στην απλοποιημένη αναπαράσταση του σχήματος 3.7(a). Όσο αναφορά την δυναμική λειτουργία της στρατηγικής ελέγχου αυτή συνοπτικά περιγράφεται ως εξής: Έστω ότι για μια ταχύτητα ανέμου v_1 η ανεμογεννήτρια έχει ισορροπήσει σε ένα σημείο λειτουργίας πάνω στην καμπύλη MPPT (ω_1, P_1) όπου P_1 είναι η αεροδυναμική ισχύς που απορροφά η Α/Γ που σε κατάσταση ισορροπίας (αγνοώντας τις απώλειες) ισούται με την ηλεκτρική ισχύ που εγχέει η γεννήτρια προς το μετατροπέα. Μια αύξηση της ταχύτητας ανέμου από v_1 σε v_2 θα έχει ως αποτέλεσμα την άξηση της αεροδυναμικής ισχύος πάνω από την P_1 , και άρα όπως γίνεται αντιληπτό η μηχανή θα επιταχυνθεί. Η αυξανόμενη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής δίνει μέσω της χαρακτηριστικής MPPT και μεγαλύτερη αναφορά ισχύος προς τον μετατροπέα, και έτσι αυξάνεται και η ηλεκτρική ισχύς της γεννήτριας. Έστω ότι για τη νέα ταχύτητα ανέμου v_2 η μέγιστη δυνατή απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύς είναι P_2 . Όσο η αναφορά ισχύος προς τον μετατροπέα είναι μικρότερη από την P_2 η μηχανή συνεχίζει να επιταχύνεται μέχρις ότου η εντολή ισχύος να ξεπεράσει την P_2 , όπου και θα αρχίσει να επιβραδύνεται αφού η ηλεκτρική ισχύς θα είναι μεγαλύτερη από την αεροδυναμική. Τελικά, μετά από μια πολύ μικρή ταλάντωση η Α/Γ θα ισορροπήσει στο καινούριο σημείο ισορροπίας (ω_2, P_2) που υπαγορεύεται από την καμπύλη MPPT. Όπως είναι προφανές, σε περίπτωση μείωσης της ταχύτητας ανέμου ακολουθείται η αντίστροφη διαδικασία.



Σχήμα 3.8: Εναλλακτική διαμόρφωση της καμπύλης MPPT για τον προσδιορισμό της αναφοράς της ταχύτητας περιστροφής με βάση την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ της Α/Γ.

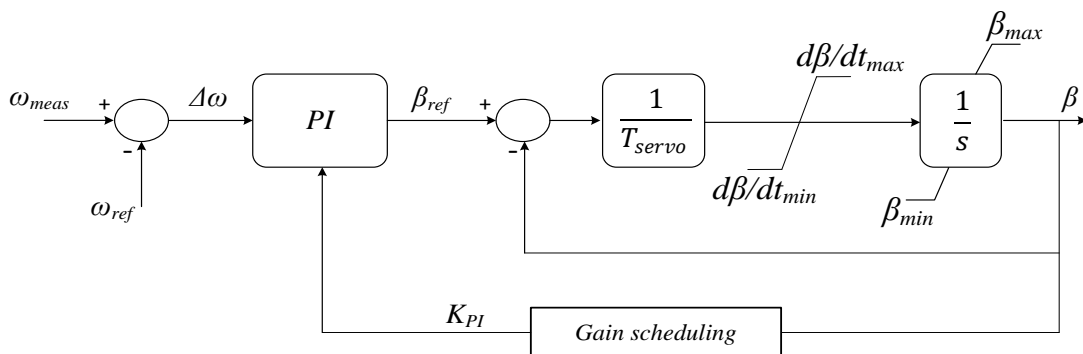
Στη βιβλιογραφία παρατηρείται και μια εναλλακτική υλοποίηση για τη στατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος η οποία παρουσιάζεται ποιοτικά στο σχήμα 3.7(b). Πιο συγκεκριμένα, σε αντίθεση με όσα αναφέρθηκαν μέχρι τώρα, λαμβάνεται ως είσοδος η μετρούμενη ηλεκτρική ισχύς που παράγεται από την ανεμογεννήτρια και μέσω της καμπύλης MPPT δίνεται ως έξοδος η αναφορά για την ταχύτητα περιστροφής. Στη συνέχεια η ταχύτητα αναφοράς δίνεται ως είσοδο σε ένα σύστημα ελέγχου στροφών

από το οποίο προκύπτει και η εντολή ισχύος προς τον μετατροπέα. Επομένως, έχουμε την αντίστροφη διαδικασία σε σχέση με τα προηγούμενα. Η κατασκευή της χαρακτηριστικής ελέγχου ακολουθεί την ίδια φιλοσοφία με πριν μέχρι την ισχύ για την οποία δίνεται ως έξοδος η ονομαστική ταχύτητα περιστροφής. Για τιμές της μετρούμενης ηλεκτρικής ισχύος πάνω από την συγκεκριμένη ισχύ (ενδεικτικά 46-80% της ονομαστικής) η ταχύτητα αναφοράς που δίνει ως έξοδο η καμπύλη παραμένει σταθερή και ίση με την ονομαστική. Στο σχήμα 3.8 παρουσιάζεται μια τυπική καμπύλη MPPT που χρησιμοποιείται σε αυτή την περίπτωση. Η λειτουργία της στρατηγικής είναι η ίδια όπως περιγράφηκε αναλυτικότερα προηγουμένως, ενώ στα πλεονεκτήματα αυτής της παραλλαγής συγκαταλέγεται η δυνατότητα γρήγορου και άμεσου ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα λόγω του PI ελεγκτή του ρυθμιστή στροφών, καθώς και η ομαλότερη διαχείριση του ελέγχου όταν φτάνουμε στην ονομαστική ταχύτητα περιστροφής.

Όσο αναφορά το σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch των πτερυγίων, αυτό είναι ένα μηχανικό σύστημα που έχει ως βασικό σκοπό να αποτρέπει τις υπερφορτίσεις της ανεμογεννήτριας. Έτσι, για ταχύτητες ανέμου μικρότερες ή ίσες της ονομαστικής όπου η μέγιστη διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύς είναι μικρότερη από την ονομαστική, η A/Γ πρέπει να λειτουργεί υπό βέλτιστο αεροδυναμικό συντελεστή $C_p(\lambda, \beta)$, ώστε να έχουμε την μέγιστη δυνατή παραγωγή. Όπως έχει αναλυθεί για να επιτευχθεί αυτό θα πρέπει η γωνία κλίσης των πτερυγίων β να είναι μηδενική και ο λόγος ταχύτητας λ να είναι βέλτιστος. Επομένως για εύρος ταχυτήτων μικρότερων ή ίσων της ονομαστικής ο έλεγχος θα πρέπει να εξασφαλίζει ότι η γωνία β παραμένει 0° . Για ταχύτητα ανέμου πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, η διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύς υπερβαίνει την ονομαστική κάτι που αν δεν ελεγχθεί θα προκαλέσει αύξηση της ταχύτητας περιστροφής σε ανεπιθύμητα μεγάλα επίπεδα, προκαλώντας καταστροφικές συνέπειες για τη μηχανή. Συνεπώς απαιτείται περιορισμός της απορροφούμενης αεροδυναμικής ισχύος στην ονομαστική τιμή, έτσι ώστε η παραγόμενη ισχύς και η ταχύτητα περιστροφής να διατηρηθούν σε ονομαστικά επίπεδα. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω μείωσης του αεροδυναμικού συντελεστή C_p κάτω από την βέλτιστη τιμή του, και πιο συγκεκριμένα μέσω της αύξησης της γωνίας pitch β . Άρα βασική λειτουργία του ελέγχου όταν η διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύς ξεπερνάει την ονομαστική, είναι να αυξάνει γρήγορα τη γωνία pitch έτσι ώστε, σύμφωνα και με όσα έχουν ειπωθεί περι αεροδυναμικής της A/Γ, να μειώνεται ο συντελεστής C_p και άρα να μειώνεται η αεροδυναμική ισχύς που διοχετεύεται στον άξονα.

Μια πιθανή υλοποίηση του ελέγχου της γωνίας κλίσης των πτερυγίων φαίνεται στο σχήμα 3.9. Για να μπορέσει ο έλεγχος να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις που περιγράφηκαν προηγουμένως, έχει ως μεταβλητή ελέγχου την ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας ή του δρομέα της A/Γ. Ειδικότερα, συγκρίνεται η μετρούμενη γωνιακή ταχύτητα με την ταχύτητα αναφοράς ω_{ref} και το σφάλμα $\Delta\omega = \omega_{meas} - \omega_{ref}$ δίνεται ως είσοδο σε έναν PI ελεγκτή, ο οποίος οδηγεί τη γωνία pitch β στην επιθυμητή τιμή. Ως ταχύτητα αναφοράς δίνεται η ονομαστική ταχύτητα περιστροφής, που μπορεί να είναι ανηγμένη στο ανα μονάδα σύστημα με βασική τιμή την

ονομαστική ταχύτητα ($\omega_{ref} = 1 \text{ pu}$). Για την πληρότητα του μοντέλου θα πρέπει να ληφθούν υπόψη η χρονική καθυστέρηση που υπεισέρχεται λόγω του σερβομηχανισμού (χρονική σταθερά T_{servo}), τα όρια ρύθμισης της γωνίας βήματος (συνήθως σε ένα εύρος 0° - 30°), καθώς και τα όρια του ρυθμού μεταβολής της γωνίας των πτερυγίων $\frac{d\beta_{min}}{dt}$, $\frac{d\beta_{max}}{dt}$ (ενδεικτικά $\pm 10 \text{ deg/sec}$). Για την καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας του ελεγκτή ας θεωρήσουμε την περίπτωση που λόγω άυξης της ταχύτητας ανέμου πάνω από την ονομαστική, έχουμε και αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος πέρα από την ονομαστική της τιμή. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα η ταχύτητα περιστροφής να γίνει μεγαλύτερη από την ταχύτητα αναφοράς (ονομαστική ταχύτητα) και το σφάλμα $\Delta\omega$ να γίνει θετικό. Έτσι ο αναλογικός-ολοκληρωτικός ελεγκτής δίνει στην έξοδο θετική ποσότητα αυξάνοντας την γωνία βήματος β , και μειώνοντας τον αεροδυναμικό συντελεστή και άρα την απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύ. Όταν το σύστημα έχει ισορροπήσει σε μια γωνία $\beta > 0^\circ$ και η γωνιακή ταχύτητα πέσει κάτω από την ονομαστική τότε ακολουθείται προφανώς η αντίστροφη διαδικασία. Στην περίπτωση όμως που η γωνία $\beta = 0^\circ$, και λόγω μείωσης της ταχύτητας ο ελεγκτής βγάζει αρνητική έξοδο, η παρουσία του κάτω ορίου του περιοριστή δεν επιτρέπει περαιτέρω μείωση οπότε τελικά και η γωνία β διατηρείται σταθερή στις 0° (κάτι που είναι επιθυμητό όπως αναφέρθηκε προηγουμένως). Τότε βέβαια η ενεργοποίηση του περιοριστή θα οδηγούσε σε ανεπιθύμητη αύξηση του ολοκληρωτικού όρου. Για να αποφευχθεί κάτι τέτοιο μπορεί να ενσωματωθεί έλεγχος anti-windup στον ελεγκτή, η λειτουργία του οποίου θα αναλυθεί σε επόμενη ενότητα. Τέλος, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.9 η διαμόρφωση του ελεγκτή μπορεί να περιλαμβάνει και ένα σύστημα προκαθορισμένων κερδών (gain scheduling), που έχει ως στόχο την αντιστάθμιση των μη γραμμικών αεροδυναμικών χαρακτηριστικών [15]. Σκοπός του συγκεκριμένου συστήματος είναι η κατάλληλη μείωση των κερδών του ελεγκτή (κυρίως του αναλογικού) για μεγαλύτερες τιμές της γωνίας pitch. Αυτό γίνεται διότι σε μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, και συνεπώς σε μεγαλύτερες γωνίες pitch, η ευαισθησία της ισχύος στη μεταβολή της γωνίας βήματος είναι μεγαλύτερη οπότε και απαιτούνται μικρότερες μεταβολές.



Σχήμα 3.9: Διαμόρφωση του συστήματος ελέγχου της γωνίας pitch των πτερυγίων.

Η διαμόρφωση του ελεγκτή της γωνίας pitch μπορεί να πάρει διάφορες μορφές ανάλογα με τη στρατηγική ελέγχου που πρόκειται να ακολουθηθεί. Για παράδειγμα όπως θα δούμε αναλυτικότερα σε επόμενο κεφάλαιο, σε περίπτωση που η ανεμογεννήτρια πρέπει να διατηρήσει εφεδρεία και να αποκριθεί στη συχνότητα θα πρέπει να υπάρξει μια διαφορετική φιλοσοφία στην υλοποίηση του ελεγκτή της γωνίας κλίσης των πτερυγίων. Ακόμα όμως και όταν επιτελεί τη συμβατική λειτουργία που αναλύθηκε προηγουμένως μπορεί να έχει μια διαφορετική διαμόρφωση. Για παράδειγμα ο ελεγκτής του σχήματος 3.9 μπορεί να χρησιμοποιεί ως μεταβλητή ελέγχου τη μετρούμενη παραγόμενη ισχύ της ανεμογεννήτριας, αντί της ταχύτητας περιστροφής. Και πάλι όμως ο σκοπός είναι να περιορίσει την ισχύ στην ονομαστική της τιμή, οπότε και η φιλοσοφία λειτουργίας του είναι παρόμοια με πριν. Επιπλέον όπως γίνεται αντιληπτό λόγω της αλληλεξάρτησης του συστήματος MPPT με το σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch, ο τρόπος διαμόρφωσης του ενός καθορίζεται ως ένα βαθμό από τη διαμόρφωση του άλλου, σύμφωνα και με όσα ειπώθηκαν για τους διαφορετικούς τρόπους υλοποίησης της στρατηγικής MPPT.

3.6 Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών

Η σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών (permanent magnet synchronous generator, PMSG) διαφέρει από μια κοινή σύγχρονη γεννήτρια στο ότι δεν διαθέτει τυλίγμα διέγερσης. Το πεδίο διέγερσης της μηχανής δημιουργείται από συστοιχία μονίμων μαγνητών, οι οποίοι βρίσκονται τοποθετημένοι περιμετρικά στην επιφάνεια του δρομέα της. Σκοπός της ενότητας αυτής είναι να γίνει μια συνοπτική περιγραφή της συγκεκριμένης γεννήτριας ώστε να παρουσιαστούν τα κυριότερα χαρακτηριστικά της και να εξαχθούν οι εξισώσεις που διέπουν τη λειτουργία της και ενδιαφέρουν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

Κατά την ανάλυση και μοντελοποίηση της σύγχρονης γεννήτριας με μόνιμους μαγνήτες γίνεται συνήθως η παραδοχή ότι η κατανομή της μαγνητικής ροής στο δρομέα είναι ημιτονοειδής και ο δρομέας είναι κυλινδρικός. Επιπλέον, αγνοούνται τα ηλεκτρομαγνητικά μεταβατικά της ροής του στάτη και λαμβάνεται υπόψη ότι η γεννήτρια μονίμων μαγνητών δεν διαθέτει τυλίγματα απόσβεσης. Επομένως, οι εξισώσεις μπορούν να εξαχθούν απευθείας από τις εξισώσεις της σύγχρονης γεννήτριας με DC διέγερση, με την απλοποιητική παραδοχή ότι δεν υπάρχουν τυλίγματα απόσβεσης.

Με βάση τα παραπάνω, οι εξισώσεις τάσεων του στάτη της γεννήτριας δίνονται σε μετασχηματισμένες κατά Park συνιστώσες ως εξής :

$$u_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_e \psi_{sq} - \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.16)$$

$$u_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_e \psi_{sd} - \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.17)$$

όπου u_{sd}, u_{sq} οι τάσεις στους ακροδέκτες του στάτη, i_{sd}, i_{sq} τα ρεύματα στάτη, ψ_{sd}, ψ_{sq} οι μαγνητικές ροές του στάτη στο dq πλαίσιο αναφοράς και επίσης ω_e η ηλεκτρική συχνότητα της γεννήτριας και R_s η ωμική αντίσταση του τυλίγματος του στάτη. Οι συνιστώσες της μαγνητικής ροής του στάτη δίνονται από τους τύπους :

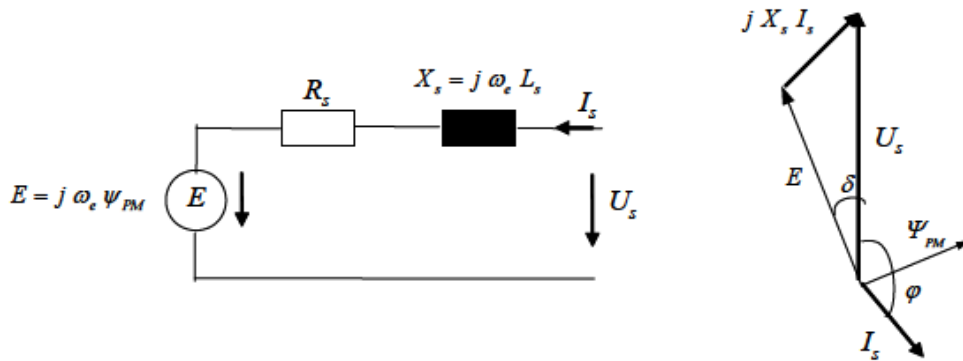
$$\psi_{sd} = -L_d i_{sd} + \psi_{PM} \quad (3.18)$$

$$\psi_{sq} = L_q i_{sq} \quad (3.19)$$

με L_d, L_q οι αυτεπαγωγές του στάτη στο dq πλαίσιο και ψ_{PM} η ροή που παράγεται από τους μόνιμους μαγνήτες και θεωρείται σταθερή. Επιπλέον, στην περίπτωση κυλινδρικού δρομέα που θεωρήθηκε, η ηλεκτρική ροπή που αναπτύσσεται στη γεννήτρια εκφράζεται ως :

$$T_e = \frac{3}{2} p \psi_{PM} i_{sq} \quad (3.20)$$

όπου p τα ζεύγη πόλων της γεννήτριας. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί ότι πάνω σ' αυτή τη σχέση, που αναδεικνύει την ισχυρή εξάρτηση της αναπτυσσόμενης ροπής με την q συνιστώσα του ρεύματος του στάτη, μπορεί να στηριχθεί ο έλεγχος της ροπής (ισχύος) της γεννήτριας μέσω του μετατροπέα όπως θα φανεί και στην επόμενη ενότητα.



Σχήμα 3.10: Μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα και διανυσματικό διάγραμμα της σύγχρονης γεννήτριας μόνιμων μαγνητών. Πηγή: [16]

Το ηλεκτρικό μέρος της σύγχρονης γεννήτριας μπορεί να αναπαρασταθεί από ένα μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα, όπως φαίνεται και στο σχήμα 3.10. Με βάση την παραδοχή της ημιτονοειδούς κατανομής της μαγνητικής ροής, η ροή μπορεί να περιγραφεί μέσω διανύσματος και επομένως η ΗΕΔ E_f που επάγεται στο στάτη από τους μόνιμους μαγνήτες μπορεί να εκφραστεί ως εξής :

$$\tilde{E}_f = j\omega_e \psi_{PM} = j2\pi f_e \psi_{PM} \quad (3.21)$$

όπου f_e η ηλεκτρική συχνότητα. Επομένως, η επαγόμενη τάση στο στάτη εξαρτάται από την ηλεκτρική συχνότητα (ταχύτητα) της γεννήτριας, εφόσον η ροή παραμένει

σταθερή. Σημειώνεται επίσης ότι η ηλεκτρική συχνότητα ω_e της γεννήτριας, συνδέεται με τη μηχανική ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της γεννήτριας ω_{gen} μέσω του αριθμού των πόλων της. Εναλλακτικά, το μονοφασικό ισοδύναμο κύκλωμα μπορεί να προκύψει εύκολα από τις εξισώσεις τάσεων και ρευμάτων του στάτη. Πιο συγκεκριμένα θεωρώντας $\tilde{U}_s = u_{sd} + ju_{sq}$, $\tilde{I}_s = i_{sd} + ji_{sq}$, $\frac{d\psi_{sd}}{dt} = \frac{d\psi_{sq}}{dt} = 0$, $L_d = L_q = L_s$ και με βάση τις εξισώσεις (3.16), (3.17) προκύπτει ότι :

$$\begin{aligned}\tilde{U}_s &= u_{sd} + ju_{sq} = (-R_s i_{sd} - \omega_e L_q i_{sq}) + j(-R_s i_{sq} + \omega_e(-L_d i_{sd} + \psi_{PM})) \\ &= -R_s(i_{sd} + ji_{sq}) - j\omega_e L_s(i_{sd} + ji_{sq}) + j\omega_e \psi_{PM} \\ &= -(R_s + j\omega_e L_s)\tilde{I}_s + j\omega_e \psi_{PM}\end{aligned}\quad (3.22)$$

όπου επαληθεύεται και από εδώ ότι $\tilde{E}_f = j\omega_e \psi_{PM}$. Από τα παραπάνω μπορεί να κατασκευαστεί και το αντίστοιχο διανυσματικό διάγραμμα χρησιμοποιώντας τους φασιθέτες των μεγεθών, το οποίο παρατίθεται στο σχήμα 3.10.

Υπό συνθήκες φόρτισης, το ρεύμα και το τύλιγμα του στάτη παράγουν ένα μαγνητικό πεδίο το οποίο υπερτίθεται στο πεδίο που παράγεται από τους μόνιμους μαγνήτες, συνθέτοντας το συνιστάμενο μαγνητικό πεδίο. Σε αυτό το συνολικό μαγνητικό πεδίο, οφείλεται και η τάση \tilde{U}_s στους ακροδέκτες του στάτη. Για λειτουργία γεννήτριας, η επαγόμενη τάση E_f στο τύλιγμα του στάτη προηγείται της τάσης ακροδεκτών στάτη U_s , κατά μία γωνία $\delta > 0$ (γωνία φόρτισης). Ανάλογα με τη γωνία φόρτισης μεταξύ της εσωτερικής τάσης και της τάσης στους ακροδέκτες του στάτη, το συνολικό μαγνητικό πεδίο της γεννήτριας είτε αυξάνεται είτε μειώνεται καθώς το ρεύμα αυξάνεται. Επομένως, λόγω της σταθερής διέγερσης της γεννήτριας μονίμων μαγνητών αυτή μπορεί να παράγει (υπερδιέγερση) ή να καταναλώνει (υποδιέγερση) άεργο ισχύ, και άρα ο πλήρης μετατροπέας θα πρέπει να είναι σε θέση είτε να καταναλώνει είτε να παρέχει αντίστοιχα την απαιτούμενη άεργο ισχύ. Στην περίπτωση όπου η τάση ακροδεκτών της γεννήτριας προηγείται του ρεύματος στάτη ($\phi > 0$) έχουμε λειτουργία της γεννήτριας σε κατάσταση υπερδιέγερσης, και άρα παραγωγή αέργου ρεύματος. Στην αντίθετη περίπτωση, όπου το ρεύμα στάτη προηγείται της τάσης, έχουμε λειτουργία υποδιέγερσης και άρα η γεννήτρια καταναλώνει άεργο ισχύ η οποία και παρέχεται από το μετατροπέα.

Τέλος, η ενεργός και άεργος ισχύς στην έξοδο της σύγχρονης γεννήτριας δίνονται από τις εξής σχέσεις :

$$P_{gen} = T_e \omega_{gen} = \frac{3}{2} [u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}] \quad (3.23)$$

$$Q_{gen} = \frac{3}{2} [u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}] \quad (3.24)$$

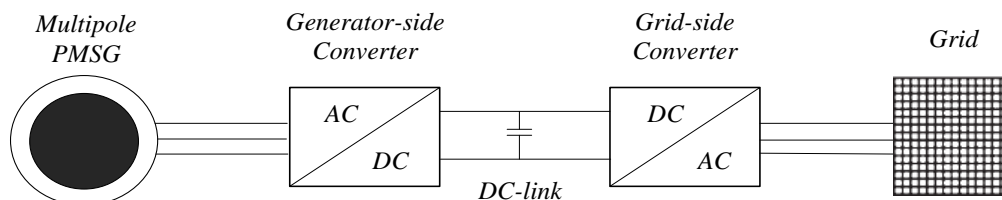
Επομένως, προκύπτει ότι η ενεργός και η άεργος ισχύς της γεννήτριας ελέγχονται από το μετατροπέα μέσω της τάσης και του ρεύματος του στάτη της γεννήτριας. Ακόμα

σημειώνεται και πάλι ότι λόγω της σύνδεσης της γεννήτριας μέσω πλήρη μετατροπέα με το δίκτυο, η άεργος ισχύς που αναφέρεται ανταλλάσσεται μεταξύ της γεννήτριας και του μετατροπέα από πλευράς γεννήτριας, και όχι με το δίκτυο.

3.7 Πλήρης μετατροπέας ισχύος

3.7.1 Διαμόρφωση πλήρη μετατροπέα ισχύος

Η διασύνδεση της γεννήτριας μόνιμων μαγνητών με το δίκτυο γίνεται μέσω του πλήρη μετατροπέα ισχύος [Full-scale Power Converter], με τη διαμόρφωση που φαίνεται στο σχήμα 3.11. Πρόκειται για έναν back-to-back μετατροπέα ο οποίος αποτελείται από το μετατροπέα πλευράς γεννήτριας [generator-side converter], έναν ενδιάμεσο DC σύνδεσμο (πυκνωτής) και από το μετατροπέα από πλευράς δικτύου [grid-side converter]. Ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας λειτουργεί ουσιαστικά ως ανορθωτής, ο οποίος ανορθώνει την AC τάση στην έξοδο της γεννήτριας (συχνότητας μεταβλητής και χαμηλότερης των 50 Hz) σε DC τάση. Η DC τάση σταθεροποιείται μέσω του πυκνωτή του DC συνδέσμου και στη συνέχεια μετατρέπεται από το μετατροπέα πλευράς δικτύου σε AC τάση σταθερής συχνότητας (50 Hz), όπως δηλαδή και η τάση του δικτύου στο οποίο συνδέεται.



Σχήμα 3.11: Ηλεκτρική διαμόρφωση A/Γ με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών και πλήρη μετατροπέα ισχύος.

Σε αντίθεση με ότι συνηθιζόταν τα προηγούμενα χρόνια, όπου οι σύγχρονες γεννήτριες στις A/Γ χρησιμοποιούνταν συνήθως μαζί με ανορθωτές διόδων και αντιστροφείς με θυρίστορ, η τάση που επικρατεί πλέον είναι η χρήση αυτομεταγόμενων μετατροπέων που χρησιμοποιούν ως διακοπτικό στοιχείο το πλήρως ελεγχόμενο IGBT. Ειδικά στην περίπτωση των σύγχρονων γεννητριών με μόνιμους μαγνήτες, τόσο ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας όσο και ο μετατροπέας από πλευράς δικτύου υλοποιούνται με αυτού του είδους τους μετατροπέις, δηλαδή με μετατροπέις πηγής τάσης. Λόγω της σταθερής διέγερσης της γεννήτριας μόνιμων μαγνητών, ο μετατροπέας πηγής τάσης έχει πλεονέκτημα συγκριτικά με τη συμβατική επιλογή του ανορθωτή διόδων, διότι έχει την ικανότητα να παρέχει την απαιτούμενη άεργο ισχύ προς τη γεννήτρια και συνεπώς να συμβάλλει στη βέλτιστη αξιοποίηση της. Επιπλέον, μπορεί να παράγει σταθερή DC τάση ανεξαρτήτως της ταχύτητας περιστροφής της γεννήτριας. Στα μειονεκτήματα

συγκαταλέγονται το υψηλότερο κόστος, καθώς και η ανάγκη για προστασία έναντι υπερρευσμάτων και υπερτάσεων. Όσο αναφορά το μετατροπέα από πλευράς δικτύου, λόγω της υλοποίησης του έχει τη δυνατότητα να καταναλώνει ή να παράγει άεργο ισχύ από ή προς το δίκτυο. Ακόμη γίνεται αντιληπτό ότι αφού ο back-to-back μετατροπέας απομονώνει την άεργο ισχύ που διαχειρίζονται οι δύο μετατροπείς, η παροχή αυτής προς το δίκτυο μπορεί να καθοριστεί ανεξάρτητα από την εντολή για άεργο ισχύ από την πλευρά της γεννήτριας. Βέβαια, η άεργος παροχή από τον grid-side μετατροπέα περιορίζεται από την ονομαστική ικανότητα του μετατροπέα καθώς και τη ροή ενεργού ισχύος από την Α/Γ.

Ο πυκνωτής του DC συνδέσμου λειτουργεί ως ενδιάμεσο στοιχείο αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο απομονώνει τους μετατροπείς. Η μεταφορά ενεργού ισχύος από τη γεννήτρια προς το δίκτυο μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω του DC συνδέσμου, μόνο εάν η DC τάση διατηρείται σταθερή. Αμελώντας τις απώλειες του μετατροπέα και του DC συνδέσμου θα πρέπει να ισχύει $P_{AC} = P_{DC} = U_{DC}I_{DC}$, οπότε στη μόνιμη κατάσταση η ισχύς στην DC πλευρά πρέπει να είναι ίση με την ισχύ στην AC πλευρά. Όταν αυτό το ισοζύγιο σπάσει, το στιγμιαίο πλεόνασμα ισχύος αποθηκεύεται στον πυκνωτή του DC συνδέσμου κάτι που οδηγεί σε διακυμάνσεις της DC τάσης. Το ρεύμα που διαρρέει τον πυκνωτή δίνεται από τη σχέση $i_C = C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt}$, και είναι ασυνεχές καθώς ακολουθεί τη διακοπτική συχνότητα του μετατροπέα, με αποτέλεσμα να προκαλεί διακυμάνσεις στην DC τάση. Για να διατηρηθούν σε χαμηλά επίπεδα αυτές οι διακυμάνσεις απαιτείται μεγαλύτερη χωρητικότητα, η οποία έχει βραδύτερη απόκριση στις μεταβολές της τάσης αλλά αυξάνει τη διάρκεια ζωής. Από την άλλη πλευρά, μικρότερη τιμή της χωρητικότητας δίνει τη δυνατότητα ταχύτερων μεταβολών της τάσης, άρα και ταχύτερο έλεγχο της ενεργού ισχύος, όμως προκαλεί μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην DC τάση και μειωμένη διάρκεια ζωής. Τελικά η επιλογή της διαστασιολόγησης του πυκνωτή αποτελεί ένα trade-off μεταξύ των διακυμάνσεων της τάσης, της διάρκειας ζωής και του γρήγορου ελέγχου του DC συνδέσμου και μπορεί να ποσοτικοποιηθεί μέσω των παρακάτω σχέσεων :

$$C_{DC} = \frac{S_n}{\bar{U}_{DC} \Delta U_{DC} \cdot 2 \cdot \omega_e} \quad (3.25)$$

$$\tau_{DC} = \frac{1/2 \cdot C \cdot U_{DC}^2}{S_n} \quad (3.26)$$

όπου S_n η ονομαστική ικανότητα του μετατροπέα, \bar{U}_{DC} η μέση τάση του DC συνδέσμου, ΔU_{DC} η επιτρεπόμενη διακύμανση της τάσης (peak-peak) και ω_e η ηλεκτρική συχνότητα. Η σχέση (3.26) δίνει τη σταθερά χρόνου τ_{DC} του πυκνωτή, η οποία εκφράζει το χρόνο που απαιτείται για να φορτιστεί ο πυκνωτής σε τάση U_{DC} όταν τροφοδοτείται από πηγή σταθερής ισχύος S_n και είναι της τάξεως κάποιων ms. Οι δύο σχέσεις δίνουν το άνω και κάτω όριο για τη διαστασιολόγηση του πυκνωτή, καθώς όμως στην παρούσα εργασία για τη μοντελοποίηση του μετατροπέα δεν χρησιμοποιείται το διακοπτικό μοντέλο αλλά το μοντέλο μέσων τιμών δεν υφίσταται το πρόβλημα των διακυμάνσεων, και έτσι η τελική επιλογή της τιμής της

χωρητικότητας γίνεται θέτοντας μια συγκεκριμένη τιμή για τη σταθερά χρόνου τ_{DC} (ενδεικτικά $\tau_{DC} = 20 \text{ ms}$).

3.7.2 Έλεγχος πλήρη μετατροπέα ισχύος

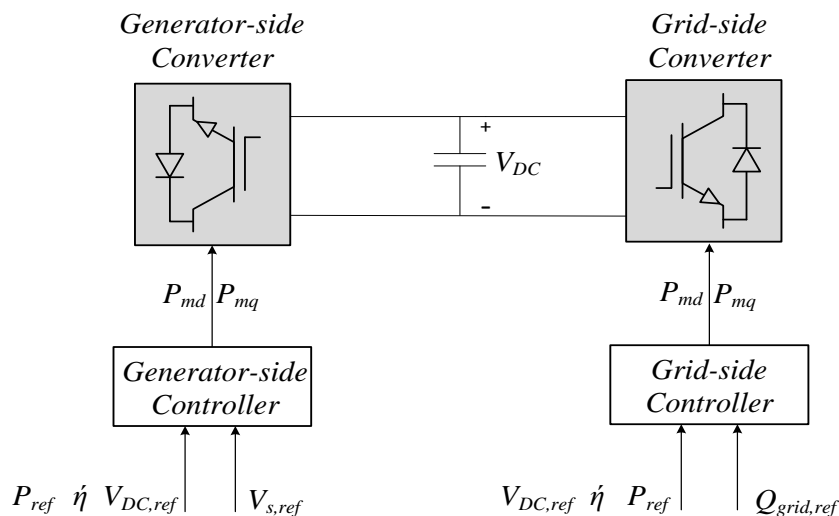
Οι μετατροπείς της ανεμογεννήτριας συνηθίζεται να ελέγχονται χρησιμοποιώντας τεχνικές διανυσματικού ελέγχου. Κύριο πλεονέκτημα του διανυσματικού ελέγχου είναι ότι επιτρέπει αποσυζευγμένο έλεγχο ενεργού και άεργου ισχύος. Η βασική ιδέα του ελέγχου έγκειται στη χρήση ενός στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς βασισμένου στην AC τάση ή στη μαγνητική ροή, πάνω στο οποίο προβάλλονται τα ρεύματα. Αυτές οι προβολές συνήθως αναφέρονται ως d και q συνιστώσες των ρευμάτων, ενώ με κατάλληλη επιλογή του πλαισίου αναφοράς, τα AC ρεύματα εμφανίζονται ως DC ποσότητες στη μόνιμη κατάσταση. Για στρεφόμενα πλαίσια προσανατολισμένα στη μαγνητική ροή, μεταβολές στην q συνιστώσα οδηγούν σε μεταβολές στην ενεργό ισχύ, ενώ αλλαγές στην d συνιστώσα οδηγούν σε μεταβολές στην άεργο ισχύ. Για πλαίσια που χρησιμοποιούν ως αναφορά την AC τάση (και τα οποία βρίσκονται 90° μπροστά από αυτά με αναφορά τη μαγνητική ροή), τα αποτελέσματα είναι τα αντίστροφα.

Τόσο ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας όσο και ο μετατροπέας από πλευράς δικτύου αναλαμβάνουν τον έλεγχο δύο μεγεθών. Ο καθορισμός για το ποια ακριβώς μεγέθη θα αναλάβει να ρυθμίζει ο κάθε μετατροπέας εξαρτάται από τη στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται. Ανεξάρτητα από την ακριβή διαμόρφωση, ο έλεγχος του κάθε μετατροπέα βασίζεται στη διασύνδεση δύο βρόχων ελέγχου σε αλληλουχία. Έτσι υπάρχει ο πιο αργός εξωτερικός ελεγκτής, ο οποίος ελέγχει κάποιο συγκεκριμένο μέγεθος (ισχύ, τάση) και δίνει ως έξοδο τις τιμές αναφοράς για τις συνιστώσες ρεύματος $i_{d,ref}$ και $i_{q,ref}$. Τα ρεύματα αναφοράς περιορίζονται για την προστασία υπερρεύματος του μετατροπέα και στη συνέχεια δίνονται στον πολύ γρήγορο εσωτερικό βρόχο ελέγχου. Ο βρόχος ελέγχου ρευμάτων αναλαμβάνει να ρυθμίσει τα ρεύματα στις τιμές αναφοράς τους, ρυθμίζοντας τις συνιστώσες dq των σημάτων ελέγχου, P_{md} και P_{mq} , που είναι είσοδοι στο μοντέλο της διαμόρφωσης PWM του μετατροπέα. Περισσότερα σχετικά με τον έλεγχο του μετατροπέα πηγής τάσης παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 5. Οι συνηθέστερες στρατηγικές ελέγχου που ακολουθούνται για τους δύο μετατροπείς παρουσιάζονται απλοποιημένα στο σχήμα 3.12 και είναι οι εξής :

- Ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας αναλαμβάνει συνήθως τον έλεγχο της ενεργού ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο, καθώς επίσης ελέγχει είτε την άεργο ισχύ που ανταλλάσσεται με τη γεννήτρια είτε την τάση στο στάτη της γεννήτριας. Η εντολή ενεργού ισχύος διαμορφώνεται από το σύστημα ελέγχου της ανεμογεννήτριας με βάση τη φιλοσοφία ελέγχου που χρησιμοποιείται (π.χ λειτουργία MPPT, λειτουργία εφεδρείας και απόκριση συχνότητας), και στέλνεται ως αναφορά στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα. Εναλλακτικά, ο

μετατροπέας αντί για την ενεργό ισχύ μπορεί να ελέγχει την τάση του DC συνδέσμου, ώστε να διατηρείται το ισοζύγιο ισχύος στο σύστημα. Όπως άλλωστε έχει αναφερθεί ο έλεγχος της ενεργού ισχύος και της DC τάσης σχετίζονται στενά, αφού η μεταφορά της ενεργού ισχύος από τους ακροδέκτες της γεννήτριας προς το δίκτυο διασφαλίζεται όσο η τάση του DC συνδέσμου παραμένει σταθερή. Με τον έλεγχο της τάσης ακροδεκτών της γεννήτριας στην ονομαστική της τιμή ή την ανταλλαγή της απαιτούμενης αέργου ισχύος με τη γεννήτρια, αποφεύγονται επικίνδυνες υπερτάσεις, περιπτώσεις κορεσμού του μετατροπέα και δίνεται η δυνατότητα λειτουργίας υπό ονομαστική τάση οπότε και η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού γίνεται εξασφαλίζοντας βέλτιστη λειτουργία του όλου συστήματος γεννήτριας και μετατροπέα. Το μειονέκτημα είναι ότι ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας πρέπει να παρέχει την μεταβλητή αέργου ισχύ που απαιτείται από τη σύγχρονη γεννήτρια, γεγονός που αυξάνει την ονομαστική του ικανότητα και επομένως το κόστος.

- Ο μετατροπέας από πλευράς δικτύου ελέγχει συνήθως την DC τάση καθώς και την ανταλλαγή αέργου ισχύος με το δίκτυο. Και εδώ σε αναλογία με αυτά που ειπώθηκαν προηγουμένως, αντί για την DC τάση ο μετατροπέας μπορεί να αναλάβει τον έλεγχο της ενεργού ισχύος που εγχέεται προς το δίκτυο. Η αναφορά αέργου ισχύος μπορεί να τεθεί στο μηδέν εάν δεν απαιτείται καμία άεργη υποστήριξη προς το δίκτυο, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται ωμικός συντελεστής ισχύος. Διαφορετικά, το σήμα αναφοράς μπορεί να προκύψει είτε από το σύστημα ρύθμισης του συντελεστή ισχύος, είτε από επιπρόσθετο βρόχο ελέγχου της τάσης στον τερματικό ζυγό της ανεμογεννήτριας ή στο σημείο κοινής σύνδεσης του αιολικού πάρκου, είτε τέλος από μια προκαθορισμένη εντολή από το διαχειριστή του συστήματος (TSO) ή το διαχειριστή του αιολικού σταθμού παραγωγής.

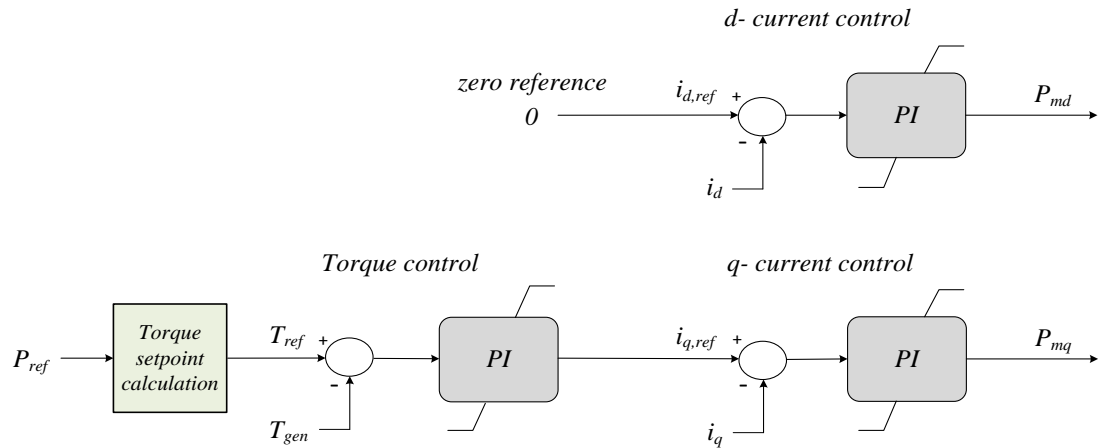


Σχήμα 3.12: Εναλλακτικές στρατηγικές ελέγχου του πλήρη μετατροπέα ισχύος.

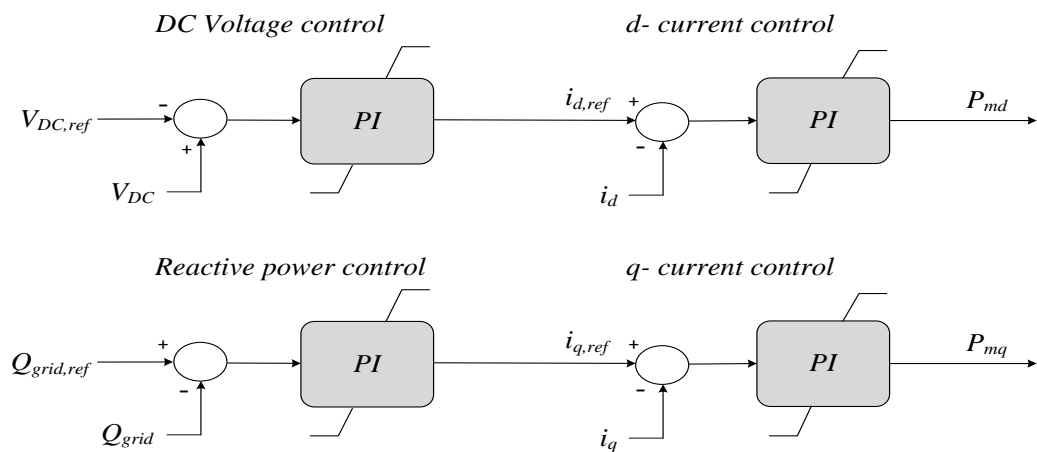
Η διαμόρφωση του συστήματος ελέγχου του πλήρη μετατροπέα, όπως η επιλογή των μεταβλητών ελέγχου, μπορεί να διαφέρει ανάλογα με τις ανάγκες της εφαρμογής.

Πάντα όμως ακολουθεί τη βασική φιλοσοφία ελέγχου που αναφέρθηκε στα προηγούμενα. Στη συγκεκριμένη εργασία έγινε μια διαφορετική επιλογή μεταβλητών ελέγχου κυρίως για το μετατροπέα από πλευράς γεννήτριας, με την υλοποίηση του συστήματος να γίνεται ως εξής :

- Ο μετατροπέας στην πλευρά της γεννήτριας ελέγχει τη σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών χρησιμοποιώντας διανυσματικό έλεγχο του ρεύματος του στάτη. Ο έλεγχος βασίζεται στη δυναμική που απορρέει από τις ηλεκτρικές εξισώσεις και την εξίσωση ροπής της γεννήτριας μονίμων μαγνητών. Πιο συγκεκριμένα, από την εξίσωση ροπής (3.20) διαφαίνεται η ισχυρή εξάρτηση της ηλεκτρομαγνητικής ροπής της γεννήτριας από το ρεύμα κάθετου άξονα i_q . Επομένως, ο μετατροπέας αναλαμβάνει τον έλεγχο της παραγόμενης ηλεκτομαγνητικής ροπής μέσω του ρεύματος αναφοράς $i_{q,ref}$ και ταυτόχρονα ελέγχει την d συνιστώσα του ρεύματος i_d σε μηδενική τιμή [17]. Ο ακριβής τρόπος υλοποίησης διαφέρει ανάλογα με το είδος της εντολής που λαμβάνεται ως έξοδο από το σύστημα ελέγχου της ανεμογεννήτριας και αφορά τη στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται (MPPT, διατήρηση εφεδρείας, απόκριση συχνότητας κτλ.). Στην παρούσα εργασία ως σήμα αναφοράς προς τον μετατροπέα στέλνεται μια εντολή ενεργού ισχύος η οποία και μετατρέπεται σε αντίστοιχη εντολή ροπής. Στη συνέχεια πραγματοποιείται ακριβής έλεγχος της ηλεκτρομαγνητικής ροπής της γεννήτριας μέσω PI ελεγκτή, ο οποίος ρυθμίζει το ρεύμα αναφοράς $i_{q,ref}$ στην κατάλληλη τιμή και έτσι επιτυγχάνεται η επιθυμητή παραγωγή ενεργού ισχύος από τη γεννήτρια. Επίσης, στην υλοποίηση του ελέγχου περιλαμβάνονται περιοριστές για προστασία από υπερρεύματα. Η διαμόρφωση του συγκεκριμένου ελέγχου παρουσιάζεται ποιοτικά στο σχήμα 3.13.
- Ο μετατροπέας στην πλευρά του δικτύου ακολουθεί μια από τις συμβατικές μεθόδους ελέγχου που αναλύθηκαν προηγουμένως, αναλαμβάνοντας να διασφαλίζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος μέσω ελέγχου της τάσης του DC συνδέσμου, ενώ ταυτόχρονα ελέγχει την ανταλλαγή αέργου ισχύος με το δίκτυο. Επομένως, μέσω κατάλληλα ρυθμισμένου PI ελεγκτή ελέγχεται η DC τάση στην ονομαστική της τιμή μεταβάλλοντας ανάλογα την d συνιστώσα του ρεύματος του μετατροπέα. Όσο αναφορά την άεργο υποστήριξη προς το δίκτυο ισχύουν αυτά που αναφέρθηκαν προηγουμένως, ενώ υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας η αναφορά αέργου ισχύος είναι μηδενική ώστε να επιτυγχάνεται μοναδιαίος συντελεστής ισχύος. Ακόμα, ο έλεγχος της αέργου πραγματοποιείται μέσω μεταβολής της q συνιστώσας του ρεύματος. Η σχηματική απεικόνιση του συγκεκριμένου ελέγχου δίνεται ποιοτικά στο σχήμα 3.14. Επιπλέον, η όλη διαμόρφωση του ελέγχου του grid-side μετατροπέα μοιάζει σε μεγάλο βαθμό με το σύστημα ελέγχου των ηπειρωτικών μετατροπέων σε μια HVDC διασύνδεση, που θα παρουσιαστεί αναλυτικότερα στο κεφάλαιο 5.



Σχήμα 3.13: Έλεγχος του μετατροπέα από την πλευρά της γεννήτριας.



Σχήμα 3.14: Έλεγχος του μετατροπέα από την πλευρά του δικτύου.

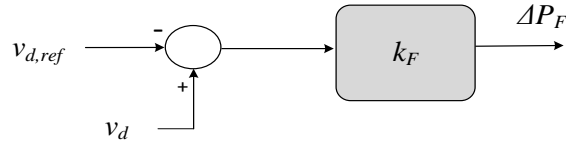
Ακόμα, υπάρχουν κάποιες αναφορές στη βιβλιογραφία [16] σχετικά με την πιθανή εμφάνιση ταλαντώσεων στον άξονα μετάδοσης της κίνησης της Α/Γ. Υποστηρίζεται ότι στην περίπτωση διασύνδεσης με πλήρη μετατροπέα, τα τυλίγματα απόσβεσης της σύγχρονης γεννήτριας με ηλεκτρική διέγερση δεν μπορούν να αναπτύξουν ροπή αντιστάθμισης καθώς δεν υπάρχει σχετική κίνηση μεταξύ του πεδίου του δρομέα και του πεδίου του στάτη. Στην περίπτωση βέβαια της σύγχρονης γεννήτριας με μόνιμους μαγνήτες δεν υπάρχουν έτσι κι αλλιώς τυλίγματα απόσβεσης, επομένως η απόσβεση τυχόν ταλαντώσεων θα πρέπει να γίνει μέσω εξωτερικού συστήματος ελέγχου. Η ιδέα της απόσβεσης των ηλεκτρομηχανικών ταλαντώσεων είναι γνωστή από τις μεγάλες σύγχρονες γεννήτριες των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας όπου γίνεται χρήση του σταθεροποιητή ΣΗΕ [Power System Stabilizer, PSS], ο οποίος συμβάλλει στην απόσβεση των ταλαντώσεων της ταχύτητας περιστροφής ελέγχοντας τη διέγερση της γεννήτριας. Αφού η γεννήτρια μόνιμων μαγνητών έχει σταθερή διέγερση, η λύση που

προτείνεται είναι ένας ελεγκτής απόσβεσης ο οποίος ενσωματώνεται στον έλεγχο του μετατροπέα από πλευράς γεννήτριας και ρυθμίζει κατάλληλα την τάση του DC συνδέσμου. Ο ελεγκτής αυτός όταν αντιλαμβάνεται ταλαντώσεις στην ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας παράγει κατάλληλες ταλαντώσεις στην DC τάση και άρα παράγεται η απαιτούμενη ροπή απόσβεσης. Η υλοποίησή του περιλαμβάνει έναν βρόχο ελέγχου που έχει ως είσοδο την ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας και ως έξοδο το σήμα αναφοράς της DC τάσης προς το μετατροπέα από πλευράς γεννήτριας, το οποίο περιλαμβάνει πλέον και την ταλαντούμενη συνιστώσα. Στην παρούσα εργασία δεν κρίθηκε αναγκαία η χρήση ενός τέτοιου ελεγκτή απόσβεσης.

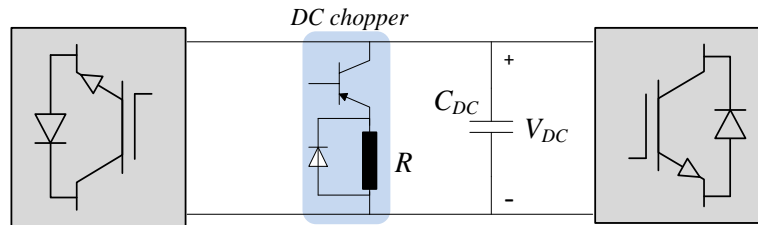
3.8 Fault ride through και low voltage ride through

Οι σύγχρονοι κώδικες συστήματος απαιτούν από τις ανεμογεννήτριες να είναι εφοδιασμένες με τεχνολογίες fault ride through και low voltage ride through. Με τους όρους αυτούς αναφέρεται η ικανότητα που οφείλουν να έχουν οι Α/Γ, έτσι ώστε σε περίπτωση σφάλματος (π.χ. βραχυκύκλωμα) ή βύθισης τάσης στο δίκτυο στο οποίο συνδέονται, να παραμένουν διασυνδεδεμένες και να στηρίζουν την τάση παρέχοντας την απαιτούμενη άεργο ισχύ στο δίκτυο. Η λειτουργία αυτή παρέχεται μέσω κατάλληλου ελέγχου του μετατροπέα από πλευράς δικτύου και διαφοροποιείται ανάλογα με την ακριβή διαμόρφωση του συστήματος ελέγχου του πλήρη μετατροπέα.

Στην περίπτωση που ο έλεγχος της ενεργού ισχύος αναλαμβάνεται από το μετατροπέα από πλευράς δικτύου και ο έλεγχος της DC τάσης από το μετατροπέα στην πλευρά της γεννήτριας, το σφάλμα αντιμετωπίζεται ως μια απότομη μεταβολή της εντολής ισχύος. Πιο συγκεκριμένα, σε μια βύθιση τάσης του δικτύου ο grid-side μετατροπέας θα αυξήσει την παροχή αέργου ρεύματος (συνιστώσα i_q), ενώ ο περιορισμός ρευμάτων του μετατροπέα θα οδηγήσει σε άμεση μείωση του ενεργού ρεύματος προς το δίκτυο. Εδώ να αναφερθεί ότι η ακριβής φιλοσοφία λειτουργίας του περιορισμού ρευμάτων του μετατροπέα θα επεξηγηθεί σε επόμενο κεφάλαιο. Η άμεση μείωση της παροχής ενεργού ισχύος προς το δίκτυο προκαλεί ανισορροπία μεταξύ της ενεργού ισχύος που παράγεται από τη γεννήτρια και αυτής που εγχέεται στο δίκτυο. Η ανισορροπία αυτή θα οδηγήσει σε αύξηση της τάσης του DC συνδέσμου, με αποτέλεσμα ο αντίστοιχος ελεγκτής του generator-side μετατροπέα να μειώσει την παραγόμενη ενεργό ισχύ της γεννήτριας ώστε να διατηρήσει την DC τάση σταθερή. Αυτή η μείωση της ισχύος της γεννήτριας προκαλεί υπερτάχυνση των στρεφόμενων μαζών της Α/Γ, η οποία εφόσον χρειαστεί μπορεί να ρυθμιστεί με ανάλογη μείωση της αεροδυναμικής ισχύος μέσω του ελέγχου της γωνίας pitch. Έτσι στην παραπάνω στρατηγική ελέγχου η DC τάση παραμένει εντός επιτρεπτών ορίων και το μεταβατικό μεταφέρεται στη στρεφόμενη μάζα της ανεμογεννήτριας, όπου μπορεί να αντιμετωπιστεί μέσω κατάλληλου ελέγχου του αεροδυναμικού μέρους.



Σχήμα 3.15: Έλεγχος για μείωση της ενεργού ισχύος σε περίπτωση βύθισης τάσης.



Σχήμα 3.16: Χρήση DC chopper στον DC σύνδεσμο του πλήρη μετατροπέα ισχύος της Α/Γ.

Στην εναλλακτική στρατηγική, όπου ο μετατροπέας γεννήτριας αναλαμβάνει τον έλεγχο της ενεργού ισχύος και ο μετατροπέας δικτύου τον έλεγχο της DC τάσης, η αντιμετώπιση του σφάλματος διαφοροποιείται λόγω της διαμόρφωσης του ελέγχου του πλήρη μετατροπέα ισχύος. Εδώ ο ελεγκτής του grid-side μετατροπέα αδυναμεί να ρυθμίσει την DC τάση αφού ο περιορισμός ρευμάτων του μετατροπέα δίνει προτεραιότητα στην άεργο παροχή προκαλώντας τον περιορισμό της έγχυσης ενεργού ισχύος προς το δίκτυο, κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης. Λόγω αυτής της αδυναμίας ρύθμισης είναι δυνατό να προκληθεί αύξηση της DC τάσης, την οποία σε αυτή την περίπτωση δεν μπορεί να διαχειριστεί όπως πριν ο μετατροπέας γεννήτριας αφού οι βρόχοι ελέγχου του δεν του επιτρέπουν να αντιληφθεί αυτή τη μεταβολή και να μεταβάλλει ανάλογα την παραγόμενη ισχύ της γεννήτριας, ώστε να αποκατασταθεί το ισοζύγιο ενεργού ισχύος. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το πρόβλημα ένας τρόπος είναι η ενσωμάτωση ενός βρόχου ελέγχου στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα ο οποίος θα μειώνει ανάλογα την εντολή ενεργού ισχύος. Ο ελεγκτής αυτός που απεικονίζεται στο σχήμα 3.15 θα χρησιμοποιεί τη μέτρηση της d συνιστώσας της τάσης του δικτύου και θα δίνει ως έξοδο το ανάλογο σήμα μείωσης της ενεργού ισχύος σύμφωνα με τη σχέση $\Delta P_F = k_F(v_d - v_{d,ref})$, ώστε η μείωση της τάσης του δικτύου να προκαλεί την κατάλληλη μείωση της ισχύος. Με αυτή τη λύση το μεταβατικό θα μεταβεί και πάλι στη στρεφόμενη μάζα της Α/Γ, όπου θα αντιμετωπιστεί όπως και πριν με την κατάλληλη ρύθμιση του αεροδυναμικού μέρους. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι αυτός ο συγκεκριμένος βρόχος ελέγχου δεν συμπεριλαμβάνεται αυτή τη στιγμή ούτε σε ήδη εγκατεστημένες ούτε σε καινούργιες ανεμογεννήτριες. Μια εναλλακτική λύση αποτελεί η χρήση DC chopper στο DC σύνδεσμο του πλήρη μετατροπέα της Α/Γ, ο οποίος μπορεί να συμβάλει στη μείωση της DC τάσης εντός φυσιολογικών ορίων. Η υλοποίηση του φαίνεται στο σχήμα 3.16.

Πρόκειται ουσιαστικά για μια ωμική αντίσταση η οποία συνδέεται παράλληλα προς τον πυκνωτή του DC συνδέσμου, μέσω ενός ηλεκτρονικού ημιαγωγικού διακόπτη (π.χ. IGBT). Όταν η DC τάση υπερβεί ένα επιτρεπτό όριο η ωμική αντίσταση αναλαμβάνει να καταναλώσει την πλεονάζουσα ισχύ της A/Γ έτσι ώστε να εκφορτιστεί ο πυκνωτής και να αποφευχθούν επικίνδυνες υπερτάσεις του DC συνδέσμου. Πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου αποτελεί η πλήρης αποσύζευξη της πλευράς της γεννήτριας, αλλά η χρήση chopper έχει ως μειονέκτημα το αυξημένο κόστος εξοπλισμού που μεγαλώνει καθώς αυξάνεται η ονομαστική ικανότητα και το πλήθος των ανεμογεννητριών.

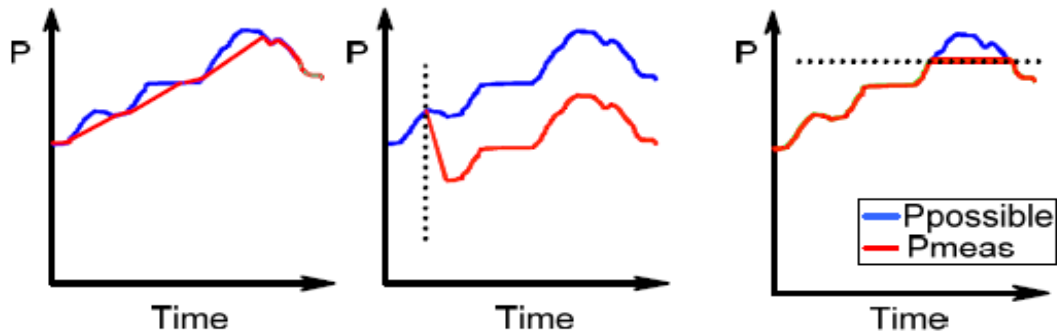
Κεφάλαιο 4

Διατήρηση Εφεδρείας και Απόκριση Συχνότητας από Ανεμογεννήτριες

4.1 Εισαγωγικά

Η ραγδαία διείσδυση αιολικών πάρκων στα δίκτυα έχει προκαλέσει, λόγω της στοχαστικής φύσης του ανέμου, σημαντικά ζητήματα στη λειτουργία και τον έλεγχο των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτά τα ζητήματα μεταξύ άλλων αφορούν και την ευστάθεια συχνότητας του συστήματος. Η μείωση της συνολικής αδράνειας λόγω της διασύνδεσης μη συγχρονισμένων μονάδων (σύνδεση μονάδων παραγωγής μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων), προκαλεί αυξημένες σε συχνότητα και μέγεθος μεταβολές στη συχνότητα. Αυτό το πρόβλημα εμφανίζεται πιο έντονα στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα λόγω της εξ αρχής μικρότερης αδράνειας που παρουσιάζουν. Επιπλέον, η μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής αλλά και η δυσκολία στην ακριβή πρόβλεψη της οδηγούν στην απαίτηση αυξημένων στρεφόμενων εφεδρειών από τις θερμικές μονάδες κάτι που έχει άμεση επίπτωση στην κατανομή των συμβατικών μονάδων και στην οικονομικότητα του συστήματος. Επίσης, σε δίκτυα με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ μπορεί να υπάρξουν εντολές για περιορισμό της αιολικής παραγωγής από το διαχειριστή του συστήματος, έτσι ώστε να αποφευχθούν επικίνδυνες καταστάσεις για την ασφάλεια του συστήματος. Για την αντιμετώπιση όλων αυτών των τεχνικών θεμάτων που απορρέουν από την όλο και αυξανόμενη ενσωμάτωση αιολικής παραγωγής στα ΣΗΕ, οι κώδικες δικτύων ήδη επιβάλλουν συγκεκριμένες απαιτήσεις για τους αιολικούς σταθμούς παραγωγής, κάτι που αναμένεται να ενταθεί στο μέλλον.

Οι σύγχρονοι κώδικες συστημάτων απαιτούν από τις διασυνδεδεμένες ανεμογεννήτριες να διαθέτουν μια σειρά από λειτουργίες που αφορούν τη ρύθμιση της παραγόμενης ενεργού ισχύος τους. Τέτοιες λειτουργίες μπορεί να είναι ο περιορισμός της μέγιστης παραγόμενης ισχύος και του ρυθμού μεταβολής αυτής, η διατήρηση εφεδρείας, η απόκριση στις μεταβολές της συχνότητας κτλ., ενώ κάποιες από αυτές απεικονίζονται στο σχήμα 4.1. Η απόκριση της ανεμογεννήτριας στις μεταβολές της συχνότητας αποτελεί βασική απαίτηση των κωδίκων και σχετίζεται ανάλογα με την περίπτωση, όπως θα φανεί και παρακάτω, με την ικανότητα της ανεμογεννήτριας να διατηρεί εφεδρεία.



Σχήμα 4.1: Στο σχήμα απεικονίζονται ποιοτικά οι λειτουργίες περιορισμού του ρυθμού μεταβολής της ισχύος, η διατήρηση εφεδρείας και του περιορισμού της μέγιστης παραγόμενης ισχύος, αντίστοιχα. Πηγή: [21]

Η διατήρηση εφεδρείας από μια ανεμογεννήτρια αναφέρεται στη δυνατότητά της να διατηρεί ανά πάσα στιγμή μια συγκεκριμένη ποσότητα εφεδρείας ισχύος [power reserve]. Για να το πετύχει αυτό θα πρέπει να μην λειτουργεί πλέον με τη στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος MPPT αλλά η παραγόμενη ισχύς της να είναι μικρότερη, κατά μια καθορισμένη ποσότητα, από τη μέγιστη διαθέσιμη. Οι διάφοροι τύποι εφεδρειών οι οποίοι αναφέρονται στη σχετική βιβλιογραφία είναι η διατήρηση σταθερής ποσότητας εφεδρείας, η ποσοστιαία εφεδρεία και ο περιορισμός της ισχύος σε ένα καθορισμένο επίπεδο μικρότερο από το διαθέσιμο. Αυτή η αποφόρτιση [de-loading] της Α/Γ μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με κατάλληλο έλεγχο της γωνίας pitch των πτερυγίων είτε μεταβάλλοντας την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα σε τιμές διαφορετικές από τη βέλτιστη ταχύτητα που ορίζεται από τον MPPT. Στην πρώτη περίπτωση ο έλεγχος είναι κατάλληλος για Α/Γ είτε σταθερών είτε μεταβλητών στροφών, ενώ η δεύτερη μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών. Η κάθε τεχνική εμφανίζει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τα οποία θα αναλυθούν παρακάτω.

Ο όρος απόκριση συχνότητας [frequency response] αναφέρεται στη δυνατότητα των Α/Γ να μεταβάλλουν την ενεργό ισχύ εξόδου τους ανάλογα με τις μεταβολές της συχνότητας του συστήματος. Η απόκριση των Α/Γ εξαρτάται από τον τύπο τους και πιο συγκεκριμένα από την ηλεκτρική διαμόρφωσή τους. Έτσι οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών που η σύνδεση τους με το δίκτυο γίνεται μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων (full power converter, DFIG) αποδεσμεύονται από τη συχνότητα του συστήματος, με αποτέλεσμα να μην έχουν τη δυνατότητα αντίδρασης των μεταβολών της και άρα εγγενούς απόκρισης σε αυτήν. Για να μπορέσει λοιπόν μια ανεμογεννήτρια να αποκριθεί παρόμοια με μια συμβατική μονάδα, της οποίας η σύγχρονη γεννήτρια είναι σε πλήρη σύζευξη με τη συχνότητα του δικτύου, θα πρέπει να εφοδιαστεί με κατάλληλα συστήματα αντίδρασης και ελέγχου της συχνότητας. Οι δύο θεμελιώδεις μέθοδοι απόκρισης στη συχνότητα είναι η αδρανειακή απόκριση [inertia control/response] και ο έλεγχος στατισμού [droop control] ή απόκριση ρυθμιστή στροφών [governor response]. Και τα δύο είδη αποκρίσεων, είτε ξεχωριστά

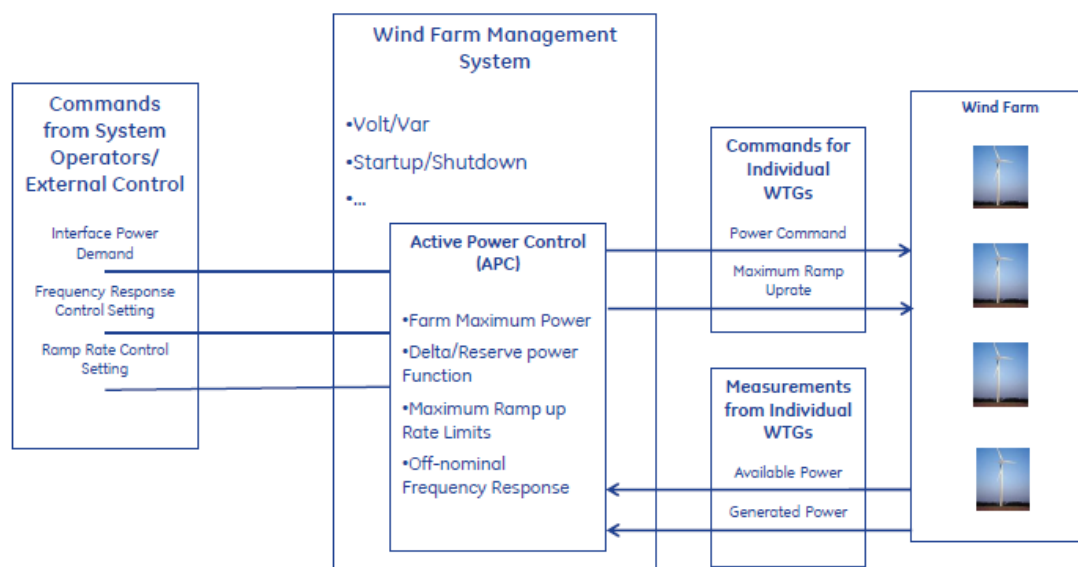
είτε σε συνδυασμό, μπορούν να πραγματοποιηθούν από μια ανεμογεννήτρια που διαθέτει τα κατάλληλα συστήματα ελέγχου.

Γίνεται λοιπόν αντιληπτό ότι για να συμμετέχει πλήρως στη ρύθμιση της συχνότητας η ανεμογεννήτρια θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα είτε να μειώσει είτε να αυξήσει την ενεργό ισχύ της, ανάλογα με το αν αντιμετωπίζει ένα συμβάν υπερσυχνότητας ή υποσυχνότητας αντίστοιχα. Στην περίπτωση υπερσυχνότητας η Α/Γ θα μειώσει εύκολα μέσω κατάλληλου ελέγχου την παραγόμενη ισχύ της οπότε και δεν χρειάζεται να έχει κρατήσει κάποιου είδους εφεδρεία. Από την άλλη όταν μειωθεί η συχνότητα του συστήματος η Α/Γ θα πρέπει να είναι σε θέση να αυξήσει για όσο διάστημα απαιτείται την παραγόμενη ισχύ της. Όταν η Α/Γ βρίσκεται σε λειτουργία μέγιστης δυνατής παραγωγής, θα μπορεί μεν να αυξήσει την ενεργό ισχύ της πέρα από τη μέγιστη διαθέσιμη για ένα όμως σύντομο χρονικό διάστημα. Σε περίπτωση όμως που απαιτείται μια αύξηση της παραγόμενης ισχύος για μεγαλύτερη χρονική διάρκεια, για να μπορέσει η ανεμογεννήτρια να ανταπεξέλθει σε αυτή την απαίτηση θα πρέπει προηγουμένως να έχει διατηρήσει την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας ή να υπάρχει διαθέσιμη κάποια κατάλληλη συσκευή αποθήκευσης ενέργειας. Στην παρούσα εργασία διερευνάται η λύση της πρώτης μεθόδου.

Σε αρκετές περιοχές, τόσο στην Ευρώπη (π.χ. Ιρλανδία, Δανία) όσο και στη Βόρεια Αμερική (π.χ. Αλμπέρτα, Τέξας), οι διαχειριστές των συστημάτων απαιτούν από τα αιολικά πάρκα να έχουν την ικανότητα να παρέχουν απόκριση συχνότητας και προς τις δύο κατευθύνσεις και άρα να λειτουργούν διατηρώντας την απαιτούμενη εφεδρεία. Για να ικανοποιήσει αυτές τις απαιτήσεις η αιολική βιομηχανία στράφηκε προς την αντίστοιχη κατεύθυνση και ήδη είναι σε εμπορική λειτουργία αρκετά αιολικά πάρκα ανά τον κόσμο τα οποία διαθέτουν τις απαιτούμενες τεχνολογίες που τους επιτρέπουν να επιτελέσουν σε πολύ ικανοποιητικό βαθμό τις λειτουργίες που αναφέρθηκαν. Ειδικότερα, η General Electric [GE] έχει εφοδιάσει αρκετά αιολικά πάρκα με συστήματα ελέγχου και ανεμογεννήτριες, που τους δίνουν τη δυνατότητα να παρέχουν μια μορφή αδρανειακής απόκρισης (GE's WindINERTIA control) ή μια απόκριση παρόμοια με αυτή των ρυθμιστών στροφών (governor frequency response) των συμβατικών μονάδων [23]. Για να μπορούν να πραγματοποιούν την τελευταία λειτουργία και για καταστάσεις υποσυχνότητας τα αιολικά πάρκα διατηρούν την απαραίτητη εφεδρεία μέσω των αντίστοιχων συστημάτων ελέγχου του πάρκου (GE WindCONTROL). Και άλλοι βέβαια κατασκευαστές όπως η Enercon και η Vestas έχουν να επιδείξουν αντίστοιχες τεχνολογίες με την τελευταία να αναφέρει ότι τα αιολικά της πάρκα έχουν την ικανότητα για απόκριση συχνότητας (αδρανειακή ή με χαρακτηριστικά του ρυθμιστή στροφών), για διατήρηση εφεδρείας ισχύος και για περιορισμό της ισχύος ή του ρυθμού μεταβολής της [24]. Τέλος, και η Siemens [25] αναφέρει ότι και οι αιολικοί σταθμοί της διαθέτουν ανάλογα χαρακτηριστικά με κάποιες επιπλέον λειτουργίες όπως τον αυτόματο έλεγχο παραγωγής [Automatic Generation Control, AGC]. Πολλοί λοιπόν κατασκευαστές έχουν ήδη συμπεριλάβει στους καινούργιους αιολικούς σταθμούς διάφορα συστήματα ελέγχου που αφορούν τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος, και τα αποτελέσματα τόσο από τις διάφορες

πιλοτικές εφαρμογές αλλά κυρίως και από την εμπορική λειτουργία αυτών των μονάδων είναι πολύ ενθαρρυντικά για την επίδοση και την ακρίβεια των εν λόγω συστημάτων.

Ο έλεγχος της ενεργού ισχύος σε έναν αιολικό σταθμό παραγωγής υλοποιείται συνήθως σε επίπεδο αιολικού πάρκου. Πιο συγκεκριμένα, το κεντρικό σύστημα διαχείρισης του Α/Π δέχεται σήματα εντολών από το διαχειριστή του συστήματος σχετικά με θέματα εφεδρείας, περιορισμού του ρυθμού μεταβολής της ισχύος, ρύθμισης της συχνότητας κτλ., μετρήσεις στο σημείο κοινής σύνδεσης του πάρκου καθώς και σήματα από τις επιμέρους ανεμογεννήτριες σχετικά με την παραγόμενη και τη διαθέσιμη ισχύ τους. Στη συνέχεια, ο κεντρικός ελεγκτής του Α/Π ανάλογα με τη στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται κάνει καταμερισμό των σημάτων του διαχειριστή του συστήματος, στέλνοντας στις επιμέρους ανεμογεννήτριες τα αντίστοιχα σήματα αναφοράς τους ομοιόμορφα ή σύμφωνα με διάφορα κριτήρια όπως το επίπεδο φόρτισης, το σημείο λειτουργίας τους κτλ. Μια σχηματική απεικόνιση των παραπάνω δίνεται στο σχήμα 4.2. Μέσω του κεντρικού ελέγχου εξασφαλίζονται οι απαιτήσεις του διαχειριστή του συστήματος στο σημείο κοινής σύνδεσης του πάρκου, καθορίζοντας τις ισχείς αναφοράς των επιμέρους Α/Γ. Η υλοποίηση της κεντρικής ρύθμισης γίνεται με τη βοήθεια τηλεπικοινωνιακών συστημάτων, όπως η χρήση των συστημάτων SCADA. Η πραγματοποίηση κεντρικού ελέγχου δείχνει να προτιμάται, γιατί εκτός των άλλων οι απαιτήσεις των κωδίκων αναφέρονται συνήθως στο σημείο κοινής σύνδεσης του αιολικού πάρκου.



Σχήμα 4.2: Σχηματική απεικόνιση της φιλοσοφίας ελέγχου της ισχύος σε επίπεδο αιολικού πάρκου. Απεικονίζονται το κεντρικό σύστημα διαχείρισης του αιολικού σταθμού το οποίο δέχεται σήματα από το διαχειριστή του συστήματος και από τις Α/Γ του πάρκου, ενώ στέλνει τα κατάλληλα σήματα αναφοράς στις Α/Γ. Επιπλέον, διαφαίνονται οι διάφορες λειτουργίες ελέγχου που μπορεί να επιτελέσει το Α/Π που αφορούν τον έλεγχο τόσο της ενεργού όσο και της αέργου ισχύος. Πηγή: [26]

Όσο αναφορά τον έλεγχο για απόκριση συχνότητας αυτός μπορεί να υλοποιηθεί είτε σε επίπεδο αιολικού πάρκου είτε σε επίπεδο ανεμογεννήτριας. Η επιλογή εξαρτάται από τις απαιτήσεις του διαχειριστή του συστήματος αλλά και από το είδος της απόκρισης που επιδιώκεται. Όπως αναφέρθηκε, συνήθως οι απαιτήσεις των κωδίκων επιβάλλονται στο σημείο κοινής σύνδεσης του αιολικού πάρκου, αυτό όμως ειδικά για την περίπτωση της απόκρισης συχνότητας δεν είναι απόλυτο. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι στους κανονισμούς του δανέζικου διαχειριστή, Energinet.dk, καθορίζεται ότι οι Α/Γ πρέπει να ρυθμίζουν την παραγωγή τους με βάση μια χαρακτηριστική στατισμού, οπότε σε αυτή την περίπτωση η ρύθμιση συχνότητας ενσωματώνεται στο σύστημα ελέγχου των επιμέρους ανεμογεννητριών [29]. Τα πλεονεκτήματα από την υλοποίηση του ελέγχου σε επίπεδο Α/Γ είναι η γρηγορότερη απόκριση σε μεταβατικά φαινόμενα συχνότητας καθώς αποφεύγεται ο κίνδυνος καθυστερήσεων που μπορεί να οφείλονται στο σύστημα επικοινωνίας μεταξύ ελεγκτή Α/Π και ελεγκτών των επιμέρους Α/Γ. Ταυτόχρονα, η ρύθμιση παραμένει σε λειτουργία ακόμα και σε περίπτωση που χαθεί η επικοινωνία λόγω κάποιου σφάλματος. Επιπλέον, ο έλεγχος συχνότητας πρέπει να εξασφαλίζεται με μεταβολή της παραγόμενης ενεργού ισχύος όλων των Α/Γ και όχι με διακοπή λειτουργίας κάποιων επιμέρους Α/Γ, σε περίπτωση που απαιτείται μείωση της ισχύος. Ακόμα, μια τέτοιου είδους υλοποίηση απαιτεί μια διαδικασία πιστοποίησης μόνο για τον κάθε τύπο Α/Γ. Στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται η μη κεντρική διαχείριση του αιολικού σταθμού, ότι η απόκριση είναι προβλέψιμη σε επίπεδο Α/Γ, η δυσκολία στον έλεγχο εφαρμογής (field test/validation) για ολόκληρο το Α/Π, καθώς επίσης μπορεί να παρατηρηθούν διάφορα προβλήματα μεταξύ ελέγχου ισχύος στο επίπεδο του Α/Π και ελέγχου συχνότητας στο επίπεδο των επιμέρους Α/Γ.

Από την άλλη πλευρά, η υλοποίηση σε επίπεδο Α/Π εξασφαλίζει τον έλεγχο της ενεργού ισχύος στο ΣΚΣ του πάρκου, κάτι που δείχνει να είναι περισσότερο θεμιτό από τους διαχειριστές των συστημάτων, ενώ με αυτό τον τρόπο η απόκριση είναι προβλέψιμη σε επίπεδο Α/Π και απαιτείται απλούστερη διαδικασία για δοκιμές κατά την εφαρμογή (field tests). Η λειτουργία όμως της ρύθμισης συχνότητας εξαρτάται από το σύστημα επικοινωνίας, με ότι συνεπάγεται αυτό για την αξιοπιστία αλλά και τις καθυστερήσεις που θα υπάρχουν. Σημειώνεται βέβαια ότι οι καθυστερήσεις αυτές καθίστανται συνεχώς μειούμενες λόγω της συνεχούς εξέλιξης των τηλεπικοινωνιακών συστημάτων που εφαρμόζονται στα σύγχρονα συστήματα ελέγχου. Επιπλέον, σε περίπτωση διακοπής της λειτουργίας επιμέρους Α/Γ ο κεντρικός ελεγκτής θα είναι σε θέση να αντισταθμίσει την απώλεια ισχύος, αυξάνοντας την ενεργό ισχύ από τις εναπομείνουσες σε λειτουργία Α/Γ. Τέλος, η διαδικασία πιστοποίησης πιθανόν να απαιτείται για κάθε αιολικό πάρκο λόγω των διαφορετικών τεχνολογιών επικοινωνίας που χρησιμοποιούνται αλλά και των άλλων διαφοροποιήσεων στη διαμόρφωση του κάθε πάρκου.

Γίνεται λοιπόν κατανοητό ότι η ακριβής διαμόρφωση του ελέγχου μπορεί να έχει διάφορες μορφές και αποτελεί πεδίο ανταλλαγής απόψεων μεταξύ των διαχειριστών των συστημάτων, κατασκευαστών και διαχειριστών των αιολικών σταθμών. Όπως

έχει αναφερθεί, στην παρούσα εργασία το αιολικό πάρκο μοντελοποιείται με την μέθοδο της ομαδοποίησης [aggregated model]. Επομένως, στο aggregated μοντέλο δεν τίθενται τα ζητήματα που αναλύθηκαν παραπάνω σε σχέση με την υλοποίηση των ελεγκτών σε επίπεδο Α/Π ή σε επίπεδο Α/Γ, αφού για τις προσομοιώσεις οι ελεγκτές υλοποιούνται στο ισοδύναμο aggregated μοντέλο της ανεμογεννήτριας.

4.2 Παροχή εφεδρείας ισχύος από ανεμογεννήτριες

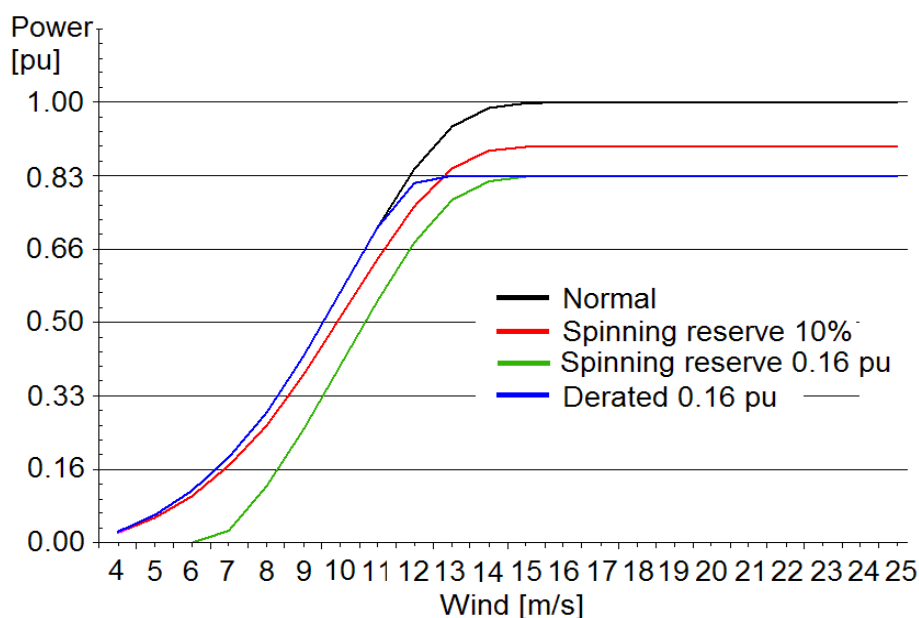
4.2.1 Είδη εφεδρείας που παρέχονται από τα αιολικά πάρκα

Η παροχή εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα σταδιακά ενσωματώνεται στους κώδικες των δικτύων, ιδιαίτερα στα συστήματα με αυξημένα επίπεδα διείσδυσης αιολικής ισχύος. Αυτό συμβαίνει διότι από πολλούς διαχειριστές συστημάτων απαιτείται από τους αιολικούς σταθμούς να συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας μεταβάλλοντας την ενεργό ισχύ εξόδου τους είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω σύμφωνα με μια χαρακτηριστική στατισμού και για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια. Συνεπώς, οι ανεμογεννήτριες θα πρέπει να λειτουργούν σε αποφόρτιση διατηρώντας εφεδρεία, ώστε να μπορούν να αυξήσουν την παραγόμενη ισχύ τους για τα χρονικά διαστήματα που απαιτείται.

Σε γενικές γραμμές για να διατηρεί μια ανεμογεννήτρια εφεδρεία θα πρέπει η παραγόμενη ισχύς της να είναι μικρότερη από την πραγματικά διαθέσιμη, έτσι ώστε να δημιουργείται ένα περιθώριο ισχύος μεταξύ αυτών. Οι τύποι εφεδρείας που αναφέρονται στη βιβλιογραφία είναι η στρεφόμενη εφεδρεία [spinning reserve/delta control], κατά την οποία η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας μειώνεται κατά ένα συγκεκριμένο μέγεθος κάτω από τη διαθέσιμη ισχύ, καθώς και ο περιορισμός της μέγιστης παραγόμενης ισχύος σε ένα επίπεδο μικρότερο από τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ [derating/balance control]. Επομένως, η στρεφόμενη εφεδρεία ενδεχομένως να συμπίπτει με τον περιορισμό της μέγιστης ισχύος για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ονομαστική, όπου η Α/Γ βρίσκεται κανονικά σε ονομαστική κατάσταση λειτουργίας.

Η στρεφόμενη εφεδρεία μπορεί να είναι μια σταθερή ποσότητα ισχύος κάτω από τη διαθέσιμη ισχύ ανεξάρτητα από την ταχύτητα ανέμου ή μπορεί να είναι ένα ποσοστό της εκάστοτε μέγιστης διαθέσιμης ισχύος. Η σταθερή ποσότητα εφεδρείας είναι πιο κοντά στη λογική της εφεδρείας των συμβατικών μονάδων και επομένως περισσότερο επιθυμητή από πλευράς των διαχειριστών των συστημάτων. Επίσης, λόγω αυτού μπορεί να συμβάλει στην ευκολότερη ενσωμάτωση των αιολικών πάρκων σε μια αγορά επικουρικών υπηρεσιών. Από την άλλη, η ποσοστιαία εφεδρεία δείχνει να είναι μια πιο ασφαλής επιλογή για τη λειτουργία των ανεμογεννητριών λόγω ότι εξαρτάται πάντα από τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ. Στο σχήμα 4.3 δίνεται μια ποιοτική απεικόνιση των δύο παραπάνω τύπων στρεφόμενης εφεδρείας καθώς και

του περιορισμού της ισχύος σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο, με τη μορφή των αντίστοιχων καμπυλών ισχύος. Όπως φαίνεται, σε αντίθεση με την ποσοστιαία εφεδρεία όπου η A/Γ παράγει για όλες τις ταχύτητες ανέμου που θα παρήγαγε κατά την κανονική λειτουργία, στη διατήρηση σταθερού μεγέθους εφεδρείας δεν συμβαίνει το ίδιο. Αυτό γίνεται διότι για χαμηλές ταχύτητες ανέμου η μείωση της ισχύος κατά μια σταθερή ποσότητα κάτω από τη μέγιστη διαθέσιμη δίνει μηδενική ή και αρνητική τιμή, έτσι για αυτό το εύρος ταχυτήτων η παραγωγή της A/Γ παραμένει μηδενική. Παρατηρείται ότι κατά την ποσοστιαία εφεδρεία το απόλυτο μέγεθος της ισχύος αυξάνεται με την αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, κάτι που είναι λογικό καθώς είναι ποσοστό της εκάστοτε διαθέσιμης ισχύος. Επίσης σε αυτή την περίπτωση ενώ για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής η εφεδρεία είναι μεταβαλλόμενη, κατά την ονομαστική λειτουργία της A/Γ το ποσοστό είναι ως προς την ονομαστική ισχύ οπότε και η εφεδρεία είναι μια σταθερή ποσότητα. Από την άλλη η λειτουργία με σταθερή ποσότητα εφεδρείας διατηρεί για όλες τις ταχύτητες ανέμου ένα σταθερό μέγεθος ισχύος. Όσο αναφορά τη λειτουργία περιορισμού της μέγιστης ισχύος, αυτή συμπίπτει με την κανονική λειτουργία της A/Γ μέχρι και την ταχύτητα του ανέμου για την οποία παράγει την ισχύ που έχει τεθεί ως περιορισμός. Για μεγαλύτερες ταχύτητες η ισχύς περιορίζεται και παραμένει σταθερή στο επίπεδο που έχει τεθεί. Σημειώνεται ότι τέτοιου είδους καμπύλες ισχύος θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για μελέτες ενεργειακής απόδοσης, ώστε να εκτιμηθούν οι απώλειες ενέργειας για κάθε τύπο λειτουργίας με ότι αυτό συνεπάγεται για την οικονομική απόδοση των αντίστοιχων επενδύσεων.



Σχήμα 4.3: Στο σχήμα παρουσιάζονται ποιοτικά οι καμπύλες ισχύος για λειτουργία MPPT (μαύρη), ποσοστιαίας εφεδρείας (κόκκινη), σταθερής ποσότητας εφεδρείας (πράσινη) και περιορισμού της μέγιστης παραγόμενης ισχύος (μπλε). Πηγή: [24]

Για την καλύτερη κατανόηση των παραπάνω μπορεί να δοθεί μια μαθηματική διατύπωση των διαφορετικών καταστάσεων λειτουργίας σε επίπεδο αιολικού πάρκου

με βάση τις εξισώσεις (4.1) έως (4.3). Οι μεταβλητές αναφέρονται σε επίπεδο αολικού πάρκου αν και θα μπορούσαν εύκολα να αντιστοιχούν και σε επίπεδο Α/Γ. Έτσι η P_{ref}^{Mode-n} είναι η αναφορά ενεργού ισχύος του ελεγκτή του Α/Π για κάθε κατάσταση λειτουργίας n , $P_{Operator}$ είναι ο περιορισμός ισχύος που τίθεται από το διαχειριστή του σταθμού η μέγιστη τιμή του οποίου είναι η ονομαστική ισχύς του πάρκου P_{Rated} , P_{Avail} είναι η συνολική διαθέσιμη ισχύς του πάρκου, $\Delta P_{Reserve}$ είναι η σταθερή ποσότητα ισχύος που τίθεται από το διαχειριστή για τη λειτουργία στρεφόμενης εφεδρείας (σταθερή ποσότητα εφεδρείας) ανεξάρτητα από την ταχύτητα ανέμου, ΔP_{Max} είναι η μέγιστη σταθερή εφεδρεία ισχύος, ενώ ο συντελεστής $K_{Reserve}$ αναπαριστά ένα ποσοστό εφεδρείας επί της διαθέσιμης ισχύος το οποίο τίθεται από το διαχειριστή και μπορεί θεωρητικά να παρεί τιμές από 0 έως 1.

1) Λειτουργία περιορισμού παραγόμενης ισχύος (Derated)

$$P_{ref}^{Mode-1} = \begin{cases} P_{Operator}, & \forall P_{Operator} \leq P_{Avail} \\ P_{Avail}, & \forall P_{Avail} \leq P_{Operator} \end{cases} \quad (4.1)$$

$$P_{Operator} = [0, \dots, P_{Rated}]$$

2) Λειτουργία σταθερής ποσότητας εφεδρείας (Fixed spinning reserve)

$$P_{ref}^{Mode-2} = \begin{cases} 0, & \forall (P_{Avail} - \Delta P_{Reserve}) \leq 0 \\ P_{Avail} - \Delta P_{Reserve}, & \forall P_{Avail} \leq P_{Rated} \\ P_{Rated} - \Delta P_{Reserve}, & \forall P_{Avail} > P_{Rated} \end{cases} \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{Reserve} = [0, \dots, \Delta P_{Max}]$$

3) Λειτουργία ποσοστιαίας εφεδρείας (Relative-percentage spinning reserve)

$$P_{ref}^{Mode-3} = \begin{cases} (1 - K_{Reserve}) \cdot P_{Avail}, & \forall P_{Avail} \leq P_{Rated} \\ (1 - K_{Reserve}) \cdot P_{Rated}, & \forall P_{Avail} > P_{Rated} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$K_{Reserve} = [0, \dots, 1]$$

Από τα παραπάνω προκύπτει μεταξύ άλλων, ότι η εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος είναι ιδιαίτερα σημαντική τόσο για τη σχεδίαση αξιόπιστου συστήματος διατήρησης εφεδρείας και ρύθμισης συχνότητας στις Α/Γ, όσο και για την εκτίμηση των απωλειών ενέργειας που υπάρχουν κατά τη λειτουργία των Α/Γ σε εφεδρεία ισχύος. Σημειώνεται εδώ ότι το συγκεκριμένο ζήτημα αποτελεί ανοιχτό πεδίο ανταλλαγής απόψεων μεταξύ διαχειριστών των συστημάτων, ρυθμιστικών

αρχών και εταιρειών αιολικής παραγωγής όσο αναφορά τον πλέον αξιόπιστο τρόπο εκτίμησης της πραγματικά διαθέσιμης ισχύος, αφού εκτός των άλλων με βάση αυτή υπολογίζονται οι απώλειες ενέργειας του αιολικού σταθμού κατά τη συμμετοχή του στους μηχανισμούς στήριξης του δικτύου και άρα εκτιμώνται οι αναμενόμενες απώλειες εσόδων των παραγωγών. Στη συνέχεια θα γίνει μια συνοπτική αναφορά στις μεθόδους που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση της διαθέσιμης ισχύος των Α/Γ και γενικότερα του Α/Π, όπως αυτές αναφέρονται στη σχετική βιβλιογραφία.

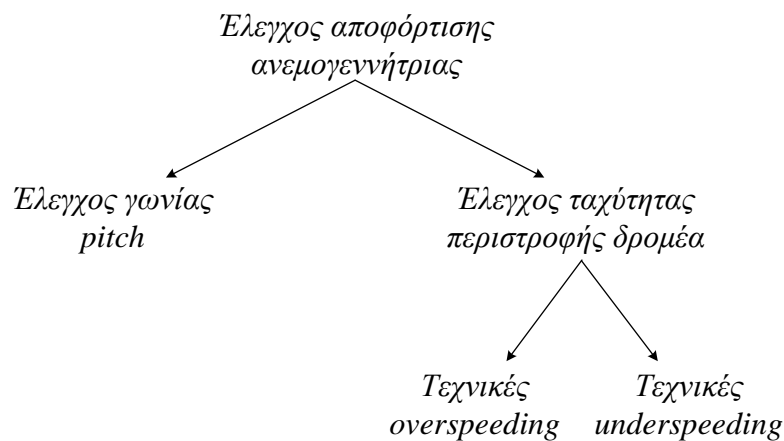
Μια αρκετά διαδεδομένη μέθοδος γνωστή και ως μέθοδος καμπύλης ισχύος, χρησιμοποιεί μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου από τα διάφορα μετρητικά συστήματα (νασσέλα/Nacelle, τεχνολογία Lidar) και μια καμπύλη ισχύος για την εκτίμηση της πιθανής παραγωγής. Είναι μια σχετικά απλή μέθοδος που όμως εγείρει θέματα αξιοπιστίας που αφορούν κυρίως την ακρίβεια των μετρήσεων του ανέμου αλλά και του μοντέλου καμπύλης ισχύος που χρησιμοποιείται. Μια εναλλακτική μέθοδος υλοποιείται σε επίπεδο Α/Π χρησιμοποιώντας μετρήσεις ισχύος αντί για μετρήσεις ανέμου. Πιο συγκεκριμένα, το Α/Π χωρίζεται σε δύο τμήματα χρησιμοποιώντας το ένα για την εκτίμηση της ολικής παραγωγής του Α/Π και το άλλο για την εφαρμογή των εντολών ελέγχου της ενεργού ισχύος από το διαχειριστή του συστήματος. Όπως γίνεται αντιληπτό, παρά την απλότητά της η μέθοδος εμφανίζει το μειονέκτημα ότι μειώνει τη δυνατότητα εφεδρειών στο 50% (ή και λιγότερο ανάλογα με τους περιορισμούς των Α/Γ) της εγκατεστημένης ισχύος του Α/Π. Ακόμη, έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία κάποιες μέθοδοι εκτίμησης της ταχύτητας του ανέμου, και κατ'επέκταση της ισχύος, από το σημείο λειτουργίας της Α/Γ μέσω προηγμένων συστημάτων εκτίμησης κατάστασης (wind speed estimator). Βέβαια η χρήση τέτοιων μεθόδων δεν φαίνεται να είναι εύκολα εφαρμόσιμη στην πράξη. Τέλος, όσο αναφορά τις μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου αυτές εμφανίζουν αρκετές δυσκολίες αλλά η ερευνητική δραστηριότητα πάνω σε αυτό το θέμα είναι έντονη (π.χ. Lidar technology), και αναμένεται βελτίωση της αξιοπιστίας τους στο μέλλον.

4.2.2 Βασική ιδέα ελέγχου και τεχνικές αποφόρτισης των ανεμογεννητριών

Συμβατικά, οι ανεμογεννήτριες λειτουργούν υπό μέγιστη αεροδυναμική απόδοση, έτσι ώστε να μπορούν να μεγιστοποιούν την αεροδυναμική ισχύ που δεσμεύουν από τον άνεμο. Όπως έχει αναλυθεί αυτό επιτυγχάνεται μέσω του συστήματος ανίχνευσης σημείου μέγιστης ισχύος (MPPT) και με χρήση της αντίστοιχης καμπύλης MPPT. Για μέγιστη παραγωγή η γωνία pitch β παραμένει σταθερή στις 0° όσο η ταχύτητα ανέμου είναι μικρότερη της ονομαστικής. Αντίθετα κατά την ονομαστική λειτουργία ενεργοποιείται ο έλεγχος pitch με σκοπό να περιορίσει την ισχύ που δεσμεύεται από τον άνεμο, έτσι ώστε να μην υπερβεί την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας.

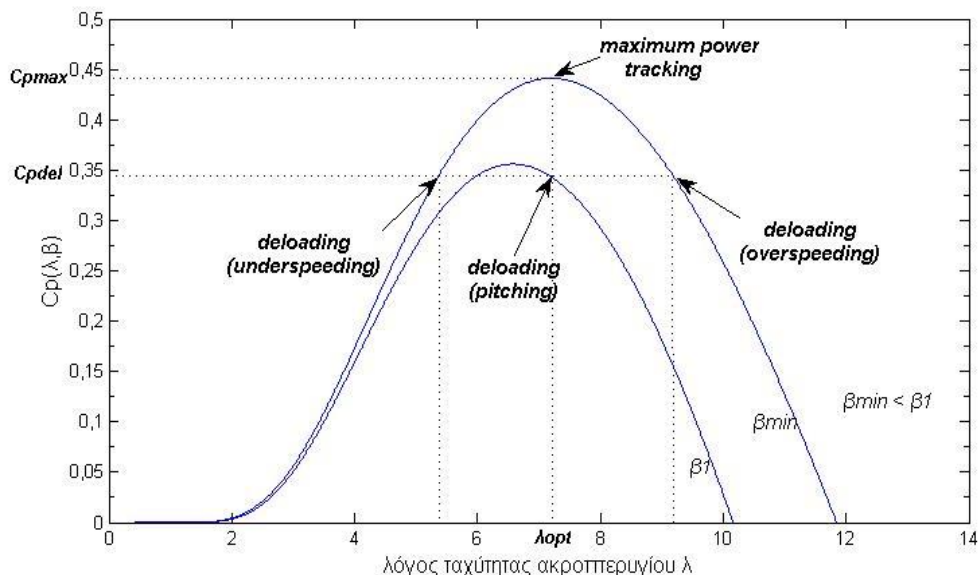
Για να μπορέσει μια ανεμογεννήτρια να συμμετέχει στη ρύθμιση της συχνότητας θα πρέπει να είναι σε θέση να διατηρεί εφεδρεία. Αυτό σημαίνει ότι η Α/Γ θα πρέπει

να λειτουργεί υπό αποφόρτιση, δηλαδή η παραγόμενη ισχύ της να είναι μικρότερη από την πραγματικά διαθέσιμη κατά μία ποσότητα που καθορίζεται από τον τύπο της εντολής εφεδρείας. Αρκετές διαφορετικές προσεγγίσεις μπορούν να βρεθούν στη σχετική βιβλιογραφία πάνω στο κομμάτι των μεθόδων αποφόρτισης των Α/Γ, οι οποίες όμως μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε δύο βασικές κατηγορίες όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.4: τις τεχνικές μεταβολής της γωνίας pitch και τις τεχνικές μεταβολής της ταχύτητας περιστροφής της ανεμογεννήτριας. Η τελευταία μέθοδος αναφέρεται σε λειτουργία είτε υπό αυξημένη [overspeeding] είτε υπό μειωμένη [underspeeding] ταχύτητα περιστροφής του δρομέα σε σχέση με τη βέλτιστη ταχύτητα. Επίσης μπορεί να χρησιμοποιηθούν υβριδικές τεχνικές με χρήση τόσο της γωνίας pitch όσο και της μεταβολής της ταχύτητας περιστροφής, είτε ταυτόχρονα είτε σε διαφορετικές περιόδους λειτουργίας.



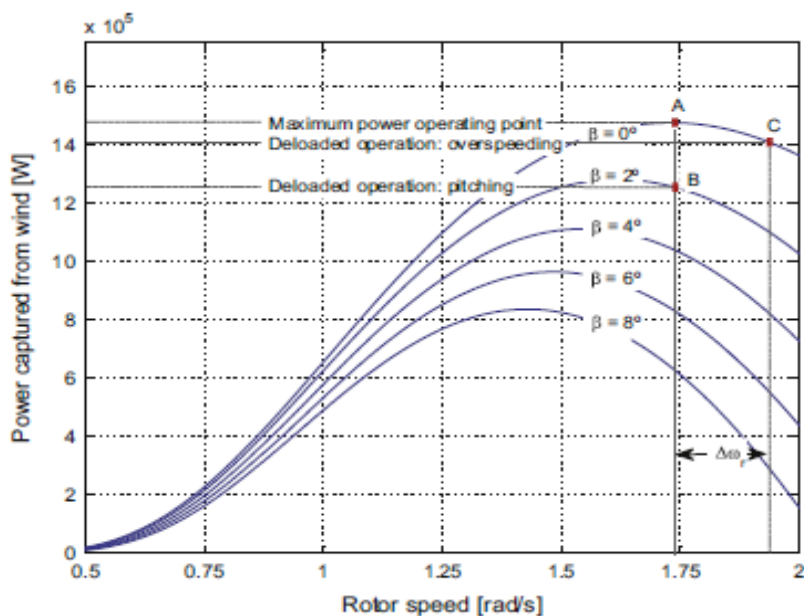
Σχήμα 4.4: Τεχνικές μέσω των οποίων επιτυγχάνεται η αποφόρτιση των ανεμογεννητριών.

Η βασική ιδέα της αποφόρτισης στηρίζεται στον κατάλληλο χειρισμό του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$, ο οποίος ως γνωστόν είναι συνάρτηση της γωνίας pitch και της ταχύτητας περιστροφής (λόγω της εξάρτησης με το λόγο ταχύτητας ακτοπερυγίου λ) της ανεμογεννήτριας. Έτσι ενώ στη λειτουργία MPPT επιδιώκεται μέγιστος αεροδυναμικός συντελεστής C_{pmax} , στην περίπτωση αποφόρτισης οποιοδήποτε επιθυμητό επίπεδο ισχύος κάτω από το μέγιστο διαθέσιμο μπορεί να μεταφραστεί ως μια αντίστοιχη επιδιωκόμενη τιμή του αεροδυναμικού συντελεστή C_p μικρότερη του μέγιστου συντελεστή C_{pmax} . Επομένως ελέγχοντας είτε τη γωνία βήματος των πτερυγίων είτε την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα είτε και τα δύο ταυτόχρονα, μπορεί να επιτευχθεί η επιδιωκόμενη τιμή του αεροδυναμικού συντελεστή και άρα το επιθυμητό επίπεδο απορροφούμενης αεροδυναμικής ισχύος, με αποτέλεσμα να διατηρηθεί η επιθυμητή εφεδρεία. Στο σχήμα 4.5 απεικονίζεται και γραφικά η θεμελιώδης φιλοσοφία του ελέγχου αποφόρτισης της Α/Γ. Θεωρητικά, όπως διαφαίνεται και από το σχήμα η επιθυμητή τιμή C_{pdel} μπορεί να επιτευχθεί είτε με λειτουργία σε ένα από τα τρία προαναφερθέντα σημεία (pitching, overspeeding, underspeeding) είτε σε οποιοδήποτε σημείο που βρίσκεται ενδιάμεσα στα διαστήματα που ορίζουν αυτά τα τρία σημεία.



Σχήμα 4.5: Βασική φιλοσοφία των μεθόδων αποφόρτισης μιας ανεμογεννήτριας.

Ισοδύναμα μπορεί να θεωρηθεί ότι οι διάφορες τεχνικές βασίζονται στην ιδέα της επίτευξης μη βέλτιστου σημείου λειτουργίας στην καμπύλη ισχύος – ταχύτητας περιστροφής της ανεμογεννήτριας. Στο σχήμα 4.6 παρουσιάζεται η βασική ιδέα της αποφόρτισης πάνω στην συγκεκριμένη καμπύλη.



Σχήμα 4.6: Στο σχήμα απεικονίζεται πάνω στο διάγραμμα ισχύος-ταχύτητας περιστροφής (P- ω) ο έλεγχος αποφόρτισης της Α/Γ με έλεγχο της γωνίας pitch και με τη μέθοδο overspeeding. Πηγή: [4]

Όσο αναφορά την αποφόρτιση μέσω ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής αυτή μπορεί να υλοποιηθεί μόνο σε Α/Γ μεταβλητών στροφών. Όταν χρησιμοποιούνται τέτοιες τεχνικές η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ ελέγχεται σε τιμές μεγαλύτερες ή

μικρότερες από τη βέλτιστη ταχύτητα που ορίζει η στρατηγική MPPT, ενώ η γωνία pitch διατηρείται σταθερή. Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ότι οι τεχνικές underspeeding δεν προτιμούνται για εφαρμογή. Μια επιβράδυνση του δρομέα από τη βέλτιστη ταχύτητα περιστροφής με σκοπό τη μείωση της παραγόμενης ισχύος θα οδηγούσε μεταβατικά σε αύξηση της ισχύος. Αυτό συμβαίνει διότι κατά την επιβράδυνσή του ο δρομέας απελευθερώνει κινητική ενέργεια. Από την άλλη όταν η ταχύτητα θα αυξηθεί πηγαίνοντας προς τη βέλτιστη τιμή της με σκοπό την αύξηση της ισχύος εξόδου, ο δρομέας αυτή τη φορά θα καταναλώσει μεταβατικά ισχύ ώστε να επιταχυνθεί. Παρατηρείται λοιπόν αυτή η μεταβατική απόκριση που είναι αντίθετη προς την επιδιωκόμενη κατεύθυνση και άρα μη επιθυμητή. Βέβαια, αυτή η μεταβατική απόκριση μπορεί να μην είναι τόσο έντονη ώστε να επηρεάζει το συνολικό αποτέλεσμα και φυσικά εξαρτάται από το μέγεθος της επιβράδυνσης. Αναφέρονται επίσης στη βιβλιογραφία θέματα που είναι πιθανόν να προκύψουν σχετικά με την ευστάθεια μικρών διαταραχών του συστήματος της Α/Γ. Ακόμη, η μεγαλύτερη ταχύτητα περιστροφής έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στα στρεφόμενα μέρη της μηχανής, κάτι που μπορεί να συντελέσει στην καλύτερη απόκριση σε περιπτώσεις υποσυχνότητας εξάγοντας μέρος της επιπλέον κινητικής ενέργειας. Βασική πτυχή για την υλοποίηση των τεχνικών overspeeding αποτελούν οι γνωστές ως καμπύλες αποφόρτισης ισχύος. Η λογική πίσω από αυτές τις καμπύλες οι οποίες παρουσιάζονται στο σχήμα 4.7, εξηγείται αμέσως παρακάτω. Κατά την συμβατική λειτουργία των Α/Γ τα επιθυμητά σημεία λειτουργίας αποκτώνται από την καμπύλη μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT, optimum power curve) στο διάγραμμα P-ω. Αντίθετα, για την αποφόρτιση της Α/Γ τα επιδιωκόμενα σημεία λειτουργίας βασίζονται στην εκάστοτε καμπύλη αποφόρτισης, η οποία αντιστοιχεί στο απαιτούμενο ποσοστό (επίπεδο) αποφόρτισης x. Αυτές οι καμπύλες αποφόρτισης μπορούν είτε να προχωραχθούν ή να υπολογίζονται online. Επομένως η αναφορά ισχύος που στέλνεται στον μετατροπέα, αποκτάται από τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ, το ζητούμενο ποσοστό αποφόρτισης x και το διάγραμμα των καμπυλών ισχύος. Η ισχύς P_{del} που επιτυγχάνει τη διατήρηση της απαιτούμενης εφεδρείας σχετίζεται με τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ P_{opt} και το ζητούμενο ποσοστό αποφόρτισης x μέσω της παρακάτω σχέσης:

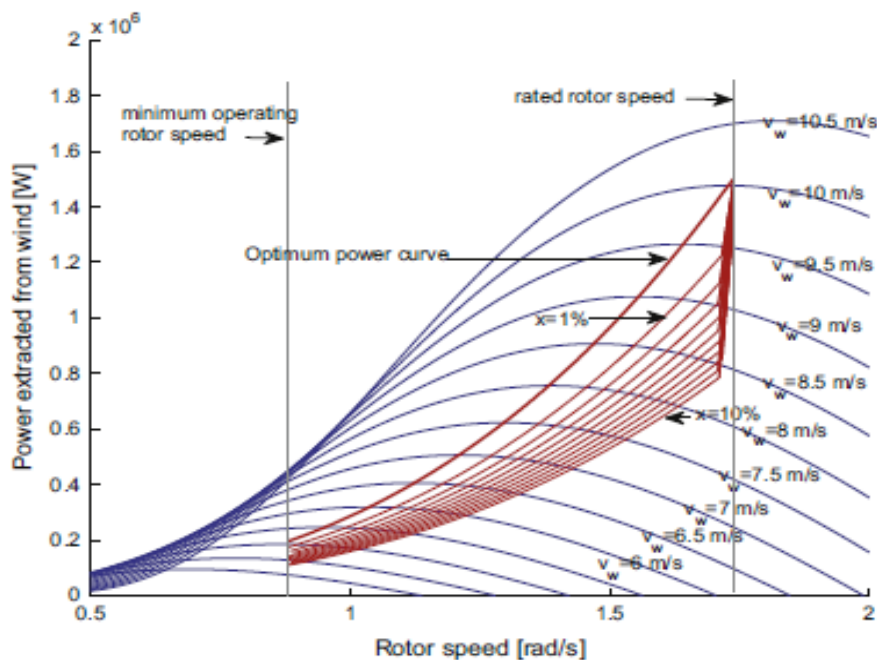
$$P_{del} = P_{opt}(1 - x) \quad (4.4)$$

Από την παραπάνω σχέση δοθέντος της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος και της επιθυμητής ισχύος της Α/Γ μπορεί να υπολογιστεί το εκάστοτε ζητούμενο ποσοστό αποφόρτισης x, και αντίστροφα. Επομένως, οι καμπύλες αποφόρτισης που φαίνονται και στο σχήμα 4.7 μπορούν να υπολογιστούν ως εξής. Για το εκάστοτε επιθυμητό επίπεδο αποφόρτισης, ο αντίστοιχος υποβέλτιστος αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος C_{pdel} μπορεί να υπολογιστεί για μια συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου από τη σχέση:

$$C_{pdel} = \frac{P_{opt}(1-x)}{0.5\rho Av_w^3} = C_{pdel}(v_w, \omega_t, \beta) \quad (4.5)$$

όπου ως γνωστόν ο αεροδυναμικός συντελεστής είναι συνάρτηση της ταχύτητας του ανέμου, της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα και της γωνίας pitch. Συνεπώς για δεδομένη γωνία pitch και ταχύτητα ανέμου, μπορεί να προσδιοριστεί η ταχύτητα περιστροφής ω_t , η οποία αντιστοιχεί στον ζητούμενο υποβέλτιστο αεροδυναμικό συντελεστή. Επαναλαμβάνοντας αυτόν τον υπολογισμό για κάθε ταχύτητα ανέμου καθορίζονται οι αντίστοιχες ταχύτητες ω_t , οι οποίες ορίζουν την καμπύλη ισχύος που αντιστοιχεί στο επιθυμητό επίπεδο αποφόρτισης x . Μέσω αυτής της διαδικασίας, μια οικογένεια καμπυλών αποφόρτισης P- ω για κάθε επίπεδο αποφόρτισης x μπορεί να καθοριστεί.

Η παραπάνω μεθοδολογία αφορά κυρίως τον υπολογισμό καμπυλών αποφόρτισης όταν χρησιμοποιούνται αποκλειστικά τεχνικές overspeeding. Στην περίπτωση που χρησιμοποιούνται τεχνικές pitching είτε αποκλειστικά είτε σε συνδυασμό με τεχνικές overspeeding, η ακριβής διαδικασία για τον προσδιορισμό των καμπυλών P- ω διαφοροποιείται με τη βασική φιλοσοφία βέβαια να παραμένει ίδια. Οι διαφορές έχουν να κάνουν με την επιλογή των τιμών της ταχύτητας περιστροφής ω_t και της γωνίας pitch β στη σχέση (4.5).



Σχήμα 4.7: Ενδεικτικό σχήμα καμπυλών αποφόρτισης στο διάγραμμα ισχύος-ταχύτητας περιστροφής P- ω . Πηγή: [4]

Ο κύριος περιορισμός στην εφαρμογή των τεχνικών overspeeding είναι ότι για ταχύτητες ανέμου κοντά ή πάνω από την ονομαστική, η ταχύτητα περιστροφής που απαιτείται μπορεί να φτάσει ή ακόμα και να ξεπεράσει την ονομαστική ταχύτητα, οπότε και δεν είναι πλέον δυνατή η εφαρμογή των εν λόγω τεχνικών. Ο περιορισμός αυτός μπορεί να εμφανιστεί ακόμα και σε χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου ανάλογα με την επιθυμητή αποφόρτιση. Επομένως, η μέθοδος overspeeding εφαρμόζεται κυρίως για χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου και μέχρι η ταχύτητα περιστροφής να φτάσει την

ονομαστική. Κύριο πλεονέκτημα της μεθόδου αποτελεί η πολύ γρήγορη απόκριση που οφείλεται στη δυναμική του δρομέα και στη χρήση του ηλεκτρονικού μετατροπέα ισχύος για τον έλεγχο της ταχύτητας περιστροφής. Υπάρχει βέβαια ο κίνδυνος υπερβολικής μηχανικής καταπόνησης του άξονα του δρομέα που οφείλεται στον πολύ γρήγορο έλεγχο ροπής που πραγματοποιείται με σκοπό τη ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής. Αυτό ίσως κάνει αναγκαία τη χρήση περιορισμού του ρυθμού μεταβολής της ροπής. Εν τω μεταξύ, στην περίπτωση των DFIG ανεμογεννητριών το ποσοστό της ισχύος που μεταφέρεται μέσω του μετατροπέα γίνεται μεγαλύτερο με την αύξηση της ολίσθησης, κάτι που μπορεί να περιορίσει την εφαρμογή των τεχνικών overspeeding με σκοπό να μην υπάρξει υπέρβαση της ονομαστικής ικανότητας του μετατροπέα. Ακόμη λόγω της αδράνειας του δρομέα η μεταβολή της ισχύος δεν είναι γραμμική, ενώ για την εφαρμογή των μεθόδων απαιτούνται συνήθως μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου έτσι ώστε να μπορεί να καθοριστεί η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς των Α/Γ, οπότε γίνεται κρίσιμος παράγοντας η ακρίβεια και η αξιοπιστία των μετρήσεων.

Κατά την εφαρμογή των τεχνικών pitching, όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.6, η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ μπορεί να διατηρηθεί σταθερή. Αυτό δίνει τη δυνατότητα υλοποίησης των παραπάνω τεχνικών τόσο σε Α/Γ μεταβλητών στροφών όσο και σε σταθερών στροφών. Σε αυτή την περίπτωση το συμβατικό σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch που παρουσιάστηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, τροποποιείται κατάλληλα έτσι ώστε πέρα του περιορισμού της αεροδυναμικής ισχύος στην ονομαστική ισχύ να μπορεί να υλοποιήσει και στρατηγικές αποφόρτισης. Έτσι ο ελεγκτής pitch δέχεται ανάλογα με τη μέθοδο αποφόρτισης που ακολουθείται τα κατάλληλα σήματα αναφοράς (αναφορά ισχύος, αναφορά ταχύτητας περιστροφής κτλ.) και μεταβάλλοντας τη γωνία pitch ελέγχει τα αντίστοιχα μεγέθη πετυχαίνοντας την επιθυμητή αποφόρτιση. Ακόμη μπορεί να χρησιμοποιηθεί ώστε να μεταβάλλει την αεροδυναμική ισχύ προς τα πάνω ή προς τα κάτω με σκοπό τη συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας. Η εφαρμογή της τεχνικής pitching μπορεί να γίνει αυτόνομα ή και σε συνδυασμό με την τεχνική overspeeding όταν η ταχύτητα περιστροφής φτάνει την ονομαστική. Σημειώνεται ότι ακόμα και κατά την αποφόρτιση της Α/Γ μόνο μέσω της γωνίας pitch παραμένει, όπως γίνεται αντιληπτό, η ανάγκη για έλεγχο της αναφοράς ισχύος προς το μετατροπέα μέσω τρόπου και καμπυλών P-ω που καθορίζονται από την εκάστοτε μέθοδο. Επομένως οι παραπάνω τεχνικές μπορούν να εφαρμοστούν σε όλο το εύρος ταχυτήτων ανέμου, ενώ όπως εξηγήθηκε προηγουμένως όταν εφαρμόζονται σε συνδυασμό με τεχνικές overspeeding προτιμάται η εφαρμογή τους μόνο σε υψηλότερες ταχύτητες ανέμου ή όταν η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα φτάσει την ονομαστική.

Η υπερβολική χρήση του ελέγχου pitch είναι πιθανόν να οδηγήσει στην καταπόνηση και τη φθορά του μηχανισμού. Επιπλέον, η συνεχής ρύθμιση της γωνίας μπορεί να έχει αρνητική επίδραση στη διάρκεια ζωής των πτερυγίων, του μηχανισμού ελέγχου και σε άλλα μέρη του εξοπλισμού της Α/Γ λόγω της αύξησης των κοπωτικών φορτίων αυτής. Ένα άλλο ζήτημα είναι οι βραδύτεροι χρόνοι απόκρισης των

τεχνικών pitching σε σχέση με τις τεχνικές overspeeding, λόγω των χρονικών καθυστερήσεων που ενυπάρχουν στο σερβομηχανισμό του μηχανικού συστήματος ρύθμισης της γωνίας pitch. Τέλος, στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί μέθοδοι αποφόρτισης με χρήση της γωνίας pitch οι οποίες δεν απαιτούν μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου.

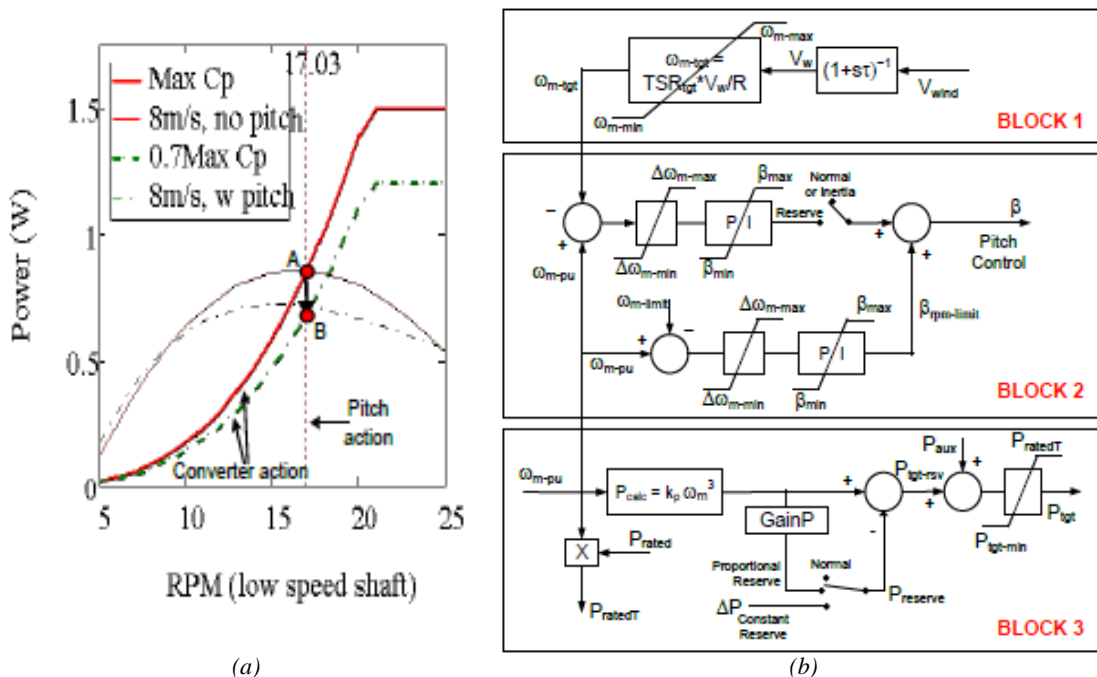
4.2.3 Επισκόπηση μεθόδων αποφόρτισης ανεμογεννητριών

Στην προηγούμενη ενότητα παρουσιάστηκαν βασικά στοιχεία που αφορούν τις τεχνικές pitching και overspeeding κατά την εφαρμογή τους για την αποφόρτιση των Α/Γ. Σε αυτή την ενότητα γίνεται μια σύντομη επισκόπηση των διαφόρων μεθόδων ελέγχου που προτείνονται στη βιβλιογραφία και εφαρμόζονται στις Α/Γ, με σκοπό τη διατήρηση εφεδρείας και τη συμμετοχή τους στις διάφορες λειτουργίες ρύθμισης συχνότητας.

Στο [27] η μέθοδος που εφαρμόζεται σε Α/Γ μεταβλητών στροφών χρησιμοποιεί τον έλεγχο της γωνίας pitch για την αποφόρτιση της Α/Γ. Η βασική φιλοσοφία της συγκεκριμένης μεθόδου, που παρουσιάζεται γραφικά στο σχήμα 4.8, είναι ότι κατά την κανονική λειτουργία χωρίς κάποια απαίτηση για εφεδρεία η αναφορά ενεργού ισχύος ρυθμίζεται μέσω της καμπύλης MPPT (παχιά κόκκινη καμπύλη). Σε περίπτωση που απαιτηθεί η διατήρηση κάποιου είδους εφεδρείας η ρύθμιση της ηλεκτρικής ισχύος γίνεται μέσω μιας άλλης καμπύλης (διακεκομμένη πράσινη καμπύλη) που συμπεριλαμβάνει την απαιτούμενη εφεδρεία. Σημειώνεται ότι το σχήμα αναφέρεται στην περίπτωση της ποσοστιαίας εφεδρείας, αλλά με ανάλογο τρόπο υλοποιείται και η διατήρηση σταθερής ποσότητας εφεδρείας. Όπως έχει αναφερθεί, ανεξάρτητα από την καμπύλη που χρησιμοποιείται η αναφορά ισχύος που εξάγεται ρυθμίζεται μέσω του ελέγχου του μετατροπέα. Η λεπτότερη κόκκινη καμπύλη αναπαριστά την αεροδυναμική ισχύ της Α/Γ στο διάγραμμα P- ω για μια συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου και για μηδενική γωνία pitch. Σε αυτή την περίπτωση το σημείο λειτουργίας της Α/Γ είναι το σημείο A που αντιστοιχεί στη βέλτιστη λειτουργία. Για να διατηρηθεί επιτυχώς η εφεδρεία, η γωνία pitch ελέγχεται ώστε να διασφαλιστεί ότι η αεροδυναμική λειτουργία της Α/Γ θα διατηρηθεί υπό βέλτιστο λόγο ταχύτητας ακροπτερυγίου λ , ενώ μετά την προσαρμογή της γωνίας pitch η καμπύλη αεροδυναμικής ισχύος P- ω μετακινείται προς τα κάτω (διακεκομμένη πράσινη καμπύλη). Το καινούργιο σημείο λειτουργίας είναι πλέον το σημείο B, στο οποίο επιτυγχάνεται η επιθυμητή αποφόρτιση. Η μετακίνηση από το σημείο λειτουργίας A στο σημείο B απαιτεί την αεροδυναμική προσαρμογή τόσο μέσω του ελέγχου pitch όσο και του ελέγχου του μετατροπέα ισχύος. Ο σκοπός της διατήρησης του λόγου ταχύτητας ακροπτερυγίου λ στη βέλτιστη τιμή του είναι να βελτιστοποιείται η απόκριση της Α/Γ όταν η γωνία pitch επιστρέφει στην κανονική της τιμή ($\beta=0^\circ$), αφού τότε θα επιστρέφει και στη λειτουργία υπό βέλτιστο αεροδυναμικό συντελεστή C_{pmax} αμέσως. Φυσικά όταν δεν ζητείται πλέον διατήρηση εφεδρείας από την Α/Γ το σημείο λειτουργίας κινείται πίσω από το σημείο B στο

σημείο A, με αποτέλεσμα να έχουμε και πάλι λειτουργία μέγιστης απολαβής ισχύος κατά τα συμβατικά.

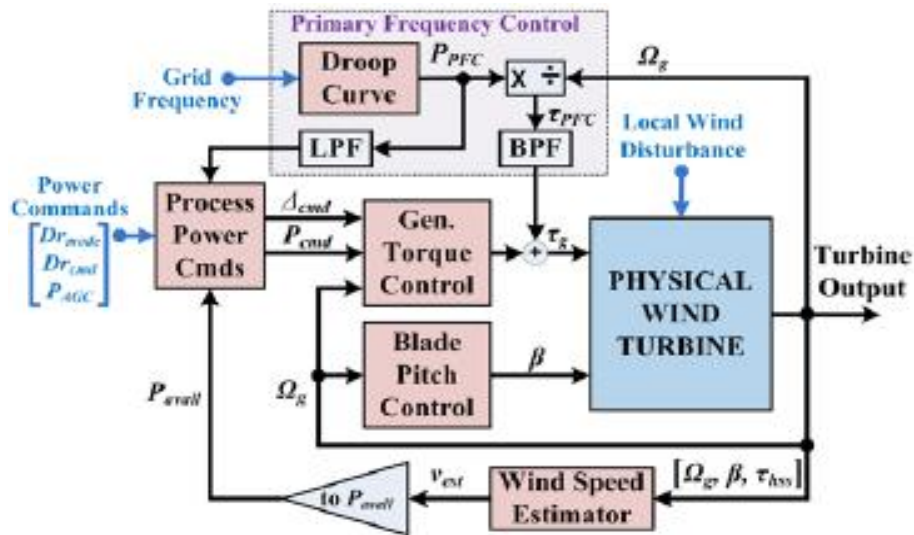
Το σχήμα ελέγχου που υλοποιεί την παραπάνω μέθοδο παρουσιάζεται στο σχήμα 4.8 και μπορεί να διαιρεθεί σε 3 μέρη (block). Το block 1 διασφαλίζει ότι η λειτουργία της Α/Γ διατηρείται υπό βέλτιστο λόγο ταχύτητας ακροπερυγίου λ . Είσοδος σε αυτό το block είναι η μετρούμενη ταχύτητα ανέμου η οποία περνάει από ένα βαθυπερατό φίλτρο με σκοπό την αποκοπή των υψηλής συχνότητας διακυμάνσεων της.



Σχήμα 4.8: Το σχήμα (a) απεικονίζει στο διάγραμμα P- ω την φιλοσοφία της στρατηγικής ελέγχου που προτείνεται. Ενώ στο σχήμα (b) παρουσιάζεται το διάγραμμα ελέγχου που υλοποιεί τη συγκεκριμένη μέθοδο. Πηγή: [27]

Η φιλτραρισμένη τιμή χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό μέσω της σχέσης (3.5) της βέλτιστης ταχύτητας περιστροφής που αντιστοιχεί στο βέλτιστο λόγο ταχύτητας ακροπερυγίου λ_{opt} (TSR_{opt}). Ο λόγος που επιδιώκεται η διατήρηση του λόγου ταχύτητας ακροπερυγίου λ στη βέλτιστη τιμή του είναι να διασφαλιστεί ότι η Α/Γ θα έχει τη δυνατότητα γρήγορης επιστροφής στο αρχικό βέλτιστο σημείο λειτουργίας μόνο με μεταβολή της γωνίας pitch στη βέλτιστη τιμή της. Το block 2 ελέγχει τη γωνία pitch έτσι ώστε η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ να ρυθμίζεται στη βέλτιστη ταχύτητα αναφοράς (ω_{m-tgt}) που προέκυψε από το block 1. Μια άλλη λειτουργία του ελέγχου εδώ είναι να διασφαλίσει ότι η ταχύτητα περιστροφής δεν θα υπερβεί την ονομαστική. Για να το πετύχει αυτό χρησιμοποιεί έναν ακόμα βρόχο ελέγχου της γωνίας pitch που δίνει την κατάλληλη συνιστώσα στο συνολικό σήμα αναφοράς. Στο block 3 υπολογίζεται η ισχύς αναφοράς (P_{tgt}), η οποία οδηγεί τον ελεγκτή pitch να προσαρμόσει κατάλληλα την ισχύ της Α/Γ. Πιο συγκεκριμένα, από τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής μέσω της καμπύλης MPPT υπολογίζεται η βέλτιστη ισχύς που θα δινόταν κατά τη λειτουργία μέγιστης παραγωγής. Από αυτό το σήμα ισχύος

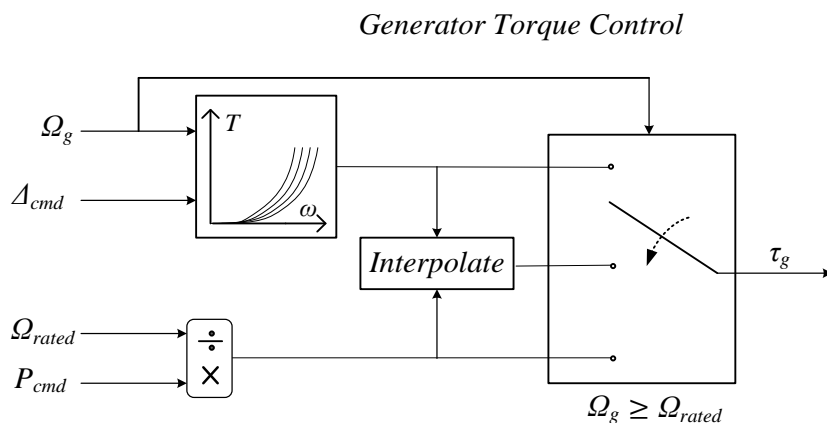
αφαιρείται η ζητούμενη ποσότητα εφεδρείας ισχύος (σταθερή ποσότητα ή ποσοστιαία), έτσι ώστε να αποκτηθεί η αναφορά ενεργού ισχύος (P_{tgt_rsv}) που συμπεριλαμβάνει και την εφεδρεία. Σε αυτή την αναφορά ισχύος μπορεί να προστεθεί και ένα επιπλέον σήμα ισχύος (P_{aux}), το οποίο προκύπτει από τους ελεγκτές που αφορούν την απόκριση συχνότητας της Α/Γ και οι οποίοι θα αναλυθούν σε επόμενη ενότητα. Στη συνέχεια η τελική εντολή ισχύος που σχηματίστηκε στέλνεται ως αναφορά ενεργού ισχύος στον έλεγχο του μετατροπέα, ο οποίος φροντίζει για τη ρύθμιση της παραγόμενης ενεργού ισχύος στην επιθυμητή τιμή. Ακόμα, στο σχήμα συμπεριλαμβάνονται διάφοροι περιοριστές οι οποίοι διατηρούν μέσα στα επιτρεπτά όρια τα διάφορα μεγέθη όπως η γωνία pitch, η ταχύτητα περιστροφής, η ροπή και η ενεργός ισχύς της Α/Γ.



Σχήμα 4.9: Προτεινόμενο σύστημα ελέγχου στο οποίο διακρίνονται τα μπλοκ ελέγχου ροπής και γωνίας pitch, το μπλοκ μετατροπής των εντολών ισχύος σε κατάλληλα σήματα ελέγχου, ο εκτιμητής ταχύτητας ανέμου από το σημείο λειτουργίας καθώς και μια υλοποίηση ελεγκτή για πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Πηγή [28]

Στο [28] παρουσιάζεται ένα σύστημα ελέγχου το οποίο αναφέρεται ως ελεγκτής ροπής-ταχύτητας [Torque-Speed Tracking Controller, TTC] και χρησιμοποιεί τη μέθοδο overspeeding για να πετύχει την επιθυμητή αποφόρτιση. Η συγκεκριμένη μέθοδος χρησιμοποιεί τον τυπικό ελεγκτή pitch ώστε να περιορίζει την ταχύτητα περιστροφής στην ονομαστική της τιμή και υλοποιεί τις εντολές ισχύος μέσω του ελεγκτή ροπής. Μέσω του συστήματος ελέγχου είναι δυνατόν να επιτευχθούν οι λειτουργίες του περιορισμού της μέγιστης παραγόμενης ισχύος, της διατήρησης σταθερής ποσότητας εφεδρείας, της ποσοστιαίας εφεδρείας καθώς επίσης και η δυνατότητα παροχής πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Για την υλοποίηση των λειτουργιών εφεδρείας είναι απαραίτητη η εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος της Α/Γ. Στη συγκεκριμένη περίπτωση αυτό γίνεται χρησιμοποιώντας έναν απλό εκτιμητή ταχύτητας ανέμου από το σημείο λειτουργίας της Α/Γ και στη συνέχεια υπολογίζοντας τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ που αντιστοιχεί σε αυτή την ταχύτητα. Ειδικότερα χρησιμοποιούνται μετρήσεις που μπορούν σχετικά

εύκολα και με ακρίβεια να αποκτηθούν, όπως η γωνία pitch των πτερυγίων, η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα, η παράγωγος αυτής (επιτάχυνση γεννήτριας), η ροπή του άξονα της γεννήτριας και μέσω αυτών μπορεί να προσδιοριστεί η αεροδυναμική ροπή από την εξίσωση κίνησης του μηχανικού συστήματος. Έχοντας την αεροδυναμική ροπή υπολογίζεται ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος και από αυτόν η εκτιμώμενη ταχύτητα ανέμου. Το σχηματικό διάγραμμα του ελέγχου παρουσιάζεται στο σχήμα 4.9. Το σύνολο των εντολών ισχύος που δέχεται το σύστημα αφορούν τις διάφορες εντολές αποφόρτισης καθώς και τις εντολές ισχύος που αφορούν τη ρύθμιση της συχνότητας. Ένας κατάλληλος αλγόριθμος δέχεται ως είσοδο τις εντολές εφεδρείας και περιορισμού ισχύος από το διαχειριστή και τις μετατρέπει σε αντίστοιχες εντολές ισχύος και ποσοστού αποφόρτισης, οι οποίες δίνονται ως είσοδο στο σύστημα ελέγχου ροπής. Για την υλοποίηση των εντολών το σύστημα ελέγχου ροπής χρησιμοποιεί δύο διαφορετικές μεθόδους ανάλογα με το αν ο έλεγχος της γωνίας pitch είναι ενεργοποιημένος και περιορίζει την ταχύτητα περιστροφής στην ονομαστική της τιμή ή όχι. Επομένως, η λειτουργία του συστήματος ελέγχου χωρίζεται σε δύο περιοχές: τη λειτουργία για ονομαστική ταχύτητα περιστροφής και τη λειτουργία για ταχύτητα περιστροφής μικρότερη από την ονομαστική.



Σχήμα 4.10: Διαμόρφωση του Generator Torque Control του σχήματος 4.9.

Στην περιοχή λειτουργίας κάτω από την ονομαστική ταχύτητα περιστροφής το σύστημα ελέγχου πετυχαίνει την αποφόρτιση της Α/Γ μεταβάλλοντας την ηλεκτρική ροπή της γεννήτριας ώστε να επιτευχθεί ο επιθυμητός μη βέλτιστος λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου λ . Η αποφόρτιση επιτυγχάνεται λειτουργώντας την Α/Γ σε ταχύτητα περιστροφής μεγαλύτερη από τη βέλτιστη (άρα και λόγο λ μεγαλύτερο από λ_{opt}), ενώ η γωνία pitch των πτερυγίων παραμένει σταθερή στις 0° , αφού η ταχύτητα περιστροφής είναι μικρότερη της ονομαστικής και το σύστημα ελέγχου pitch λειτουργεί για να παρεμποδίζει την ταχύτητα να υπερβεί την ονομαστική τιμή. Ο έλεγχος ροπής σε αυτή την περιοχή γίνεται χρησιμοποιώντας καμπύλες ροπής-ταχύτητας περιστροφής (αντί για καμπύλες ισχύος-ταχύτητας περιστροφής) παρόμοιας λογικής με τις καμπύλες αποφόρτισης που παρουσιάστηκαν στο σχήμα 4.7. Έτσι οποιαδήποτε εντολή ισχύος μετατρέπεται σε ένα αντίστοιχο ποσοστό

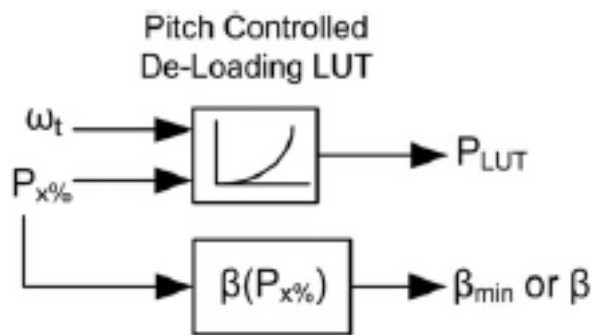
αποφόρτισης με βάση το οποίο επιλέγεται η κατάλληλη καμπύλη ροπής-ταχύτητας. Στη συνέχεια από τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής, μέσω της αντίστοιχης καμπύλης αποφόρτισης αποκτάται η αναφορά ηλεκτρικής ροπής η οποία και αναπτύσσεται στη γεννήτρια μέσω κατάλληλου ελέγχου από το μετατροπέα. Από την άλλη πλευρά μόλις η Α/Γ φτάσει την ονομαστική ταχύτητα, το σύστημα ελέγχου pitch ενεργοποιείται με σκοπό να παρεμποδίσει την υπερτάχυνση της Α/Γ πέρα από την ονομαστική τιμή. Για την επίτευξη της επιθυμητής αποφόρτισης σε αυτή την περίπτωση η αναφορά ροπής προσδιορίζεται από τη σχέση $\tau_g = \frac{P_{cmd}}{\Omega_{rated}}$, όπου P_{cmd} η αναφορά ισχύος που υπολογίζεται από το αντίστοιχο μπλοκ με βάση την εντολή εφεδρείας και τη διαθέσιμη ισχύ, ενώ Ω_{rated} είναι η ονομαστική ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας. Ακόμα, αναφέρεται ότι ο ελεγκτής ροπής ανάλογα με τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής μεταβαίνει από την μια περιοχή λειτουργίας στην άλλη χρησιμοποιώντας μια ενδιάμεση περιοχή η οποία συνδέει τις εντολές ροπής των βασικών περιοχών λειτουργίας μέσω γραμμικής παρεμβολής, έτσι ώστε να αποφευχθούν απότομες μεταβολές αυτής. Η διαμόρφωση του ελέγχου της ηλεκτρικής ροπής ανάλογα με την περιοχή λειτουργίας που περιγράφηκε παραπάνω παρουσιάζεται στο σχήμα 4.10. Επίσης για την αποφυγή απότομων διακυμάνσεων γίνεται χρήση βαθυπερατών φίλτρων, όπου αυτό κρίνεται σκόπιμο. Τέλος όσο αναφορά τον ελεγκτή πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας παρατηρείται ότι το σήμα ισχύος που καθορίζεται από αυτόν χωρίζεται σε δύο σήματα τα οποία ανάλογα με το περιεχόμενό τους είτε λαμβάνονται υπ' όψιν από το μπλοκ υπολογισμού των εντολών ισχύος είτε προστίθενται απευθείας στην αναφορά ροπής. Το ένα λαμβάνεται μέσω ενός βαθυπερατού φίλτρου και περιέχει τις πιο αργές μεταβολές και το άλλο από ένα ζωνοπερατό φίλτρο και περιέχει τις πιο απότομες διακυμάνσεις.

Μια άλλη στρατηγική αποφόρτισης με χρήση του ελέγχου της γωνίας pitch προτείνεται στα [30],[33]. Λόγω ότι για μια δεδομένη ταχύτητα ανέμου η αεροδυναμική ισχύς που απορροφάται είναι γραμμικώς εξαρτώμενη από τον αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος C_p , μια καθορισμένη ποσοστιαία μείωση της ισχύος μπορεί να επιτευχθεί με μια όμοια ποσοστιαία μεταβολή του C_p από τη βέλτιστη τιμή του C_{popt} . Με σκοπό να αποφευχθεί η όποια άμεση χρήση μετρήσεων της ταχύτητας του ανέμου και τυχόν γραμμικές προσεγγίσεις γύρω από το σημείο λειτουργίας, προτείνεται ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου λ να διατηρείται στη βέλτιστη τιμή του λ_{opt} με αποτέλεσμα η σχέση μεταξύ ταχύτητας ανέμου και ταχύτητας περιστροφής να παραμένει όμοια με την περίπτωση της στρατηγικής MPPT. Επομένως για ταχύτητες ανέμου κάτω από την ονομαστική η ποσοστιαία αποφόρτιση από τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ αντιστοιχεί σε μια ίδια ποσοστιαία μείωση του C_{popt} , και επιτυγχάνεται αυξάνοντας ανάλογα τη γωνία pitch β . Η κατάλληλη τιμή της γωνίας β υπολογίζεται μαθηματικά από τη σχέση:

$$C_p(\lambda_{opt}, \beta) = (1 - x)\% \cdot C_{popt}(\lambda_{opt}, \beta_{min}) \quad (4.6)$$

όπου x είναι το επιθυμητό ποσοστό αποφόρτισης και β_{min} η ελάχιστη/βέλτιστη γωνία pitch ($\beta=0^\circ$). Έχοντας ως δεδομένα το ποσοστό αποφόρτισης x , το λ_{opt} και το C_{popt}

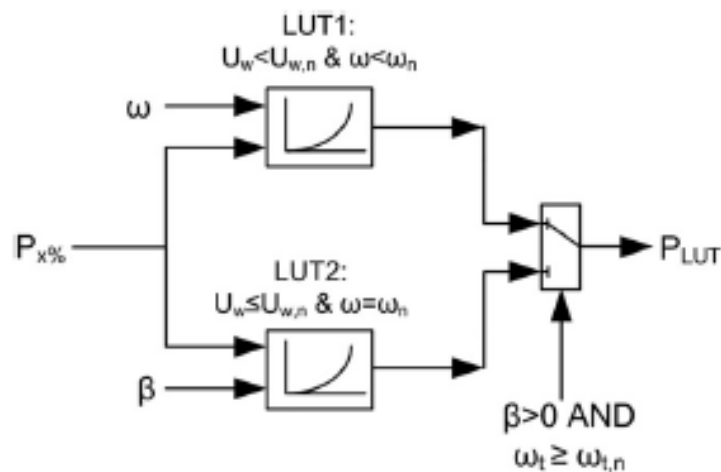
υπολογίζεται η επιδιωκόμενη τιμή C_p και στη συνέχεια από τη σχέση $C_p(\lambda_{opt}, \beta)$ προσδιορίζεται η ζητούμενη τιμή της γωνίας pitch β . Έτσι για αυτό το εύρος ταχυτήτων ανέμου, η επιθυμητή εφεδρεία επιτυγχάνεται εφαρμόζοντας μέσω του συστήματος ρύθμισης της γωνίας pitch την υπολογισμένη γωνία κλίσης των πτερυγίων. Ο υπολογισμός της γωνίας β μπορεί να γίνεται είτε online είτε offline σχηματίζοντας και τους αντίστοιχους πίνακες (look-up tables), οι οποίοι περιέχουν τις κατάλληλες καμπύλες ισχύος-ταχύτητας περιστροφής. Είσοδοι σε έναν τέτοιο look-up table είναι η μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής και το απαιτούμενο επίπεδο αποφόρτισης. Το ποσοστό αποφόρτισης καθορίζει την καμπύλη μέσω της οποίας θα εξάγεται η αναφορά ενεργού ισχύος ανάλογα με τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής, έτσι ώστε η A/G να ισορροπεί στο επιθυμητό σημείο λειτουργίας. Σημειώνεται ότι η βασική ιδέα για την κατασκευή αυτών των καμπυλών είναι ότι για κάθε ταχύτητα περιστροφής η αναφορά ισχύος που δίνεται πρέπει να είναι μειωμένη κατά ποσοστό αποφόρτισης x σε σχέση με την αναφορά που θα δινόταν στην περίπτωση που γινόταν χρήση της συμβατικής καμπύλης MPPT. Έτσι επιτυγχάνεται η επιθυμητή αποφόρτιση μέσω της γωνίας pitch, ενώ ταυτόχρονα ο λόγος λ παραμένει στη βέλτιστη τιμή του. Μια σχηματική απεικόνιση της μεθόδου δίνεται στο σχήμα 4.11. Για ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη ή ίση της ονομαστικής, η ταχύτητα περιστροφής φτάνει στην ονομαστική της τιμή οπότε και το σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch ενεργοποιείται με σκοπό να περιορίσει την ταχύτητα στην ονομαστική τιμή της. Αυτή η επίδραση προστίθεται στην αναφορά της γωνίας pitch που προκύπτει από τη στρατηγική αποφόρτισης έτσι ώστε η τελική γωνία να πετυχαίνει την επιθυμητή αποφόρτιση παράλληλα με τον έλεγχο της ταχύτητας στην ονομαστική τιμή της.



Σχήμα 4.11: Απλοποιημένη αναπαράσταση της μεθόδου αποφόρτισης με χρήση της γωνίας pitch. Πηγή: [31]

Στο [31] προτείνεται μέθοδος η οποία εφαρμόζει τεχνικές overspeeding χωρίς όμως να απαιτούνται μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου. Όσο η ταχύτητα περιστροφής παραμένει κάτω από την ονομαστική, η αποφόρτιση μέσω overspeeding επιτυγχάνεται με χρήση ενός look-up table δύο διαστάσεων ο οποίος περιέχει ένα σύνολο καμπυλών αποφόρτισης όμοιες με αυτές του σχήματος 4.7. Ο συγκεκριμένος πίνακας δέχεται ως εισόδους τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής και το επιθυμητό επίπεδο αποφόρτισης, και δίνει ως έξοδο την αναφορά ενεργού ισχύος η οποία οδηγεί

το σύστημα ελέγχου του μετατροπέα. Όταν η ταχύτητα περιστροφής γίνει ίση ή και μεταβατικά μεγαλύτερη από την ονομαστική (κάτι που μπορεί να συμβεί και για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής, ανάλογα με το μέγεθος της αποφόρτισης), ο καθορισμός της επιθυμητής αναφοράς ισχύος γίνεται πλέον με τη χρήση ενός δεύτερου look-up table δύο διαστάσεων. Είσοδοι σε αυτόν τον πίνακα είναι η μετρούμενη γωνία pitch και το απαιτούμενο ποσοστό αποφόρτισης. Στην ουσία αναζητείται η τιμή της γωνίας pitch για την οποία θα επιτευχθεί η επιθυμητή αποφόρτιση, ενώ παράλληλα η ταχύτητα περιστροφής θα περιοριστεί στην ονομαστική της τιμή. Επίσης αναφέρεται ότι γίνεται χρήση κυβικής παρεμβολής διότι μικρές μεταβολές της γωνίας pitch κοντά στην ελάχιστη τιμή της, έχουν ως αποτέλεσμα σχετικά μεγάλες μεταβολές στην αεροδυναμική ισχύ. Στο σχήμα 4.12 παρουσιάζεται το γενικό σχήμα ελέγχου της μεθόδου. Η μεταγωγή μεταξύ των δύο πινάκων γίνεται με κριτήριο την ταχύτητα περιστροφής και τη γωνία pitch. Παρατηρούμε λοιπόν ότι το σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch ενεργοποιείται μόνο όταν η ταχύτητα περιστροφής φτάσει ή ξεπεράσει την ονομαστική της τιμή, ενώ η χρήση του look-up table που υλοποιεί τη μέθοδο overspeeding γίνεται μόνο όταν η γωνία β είναι μηδενική.



Σχήμα 4.12: Απλοποιημένη αναπαράσταση του σχήματος ελέγχου για επίτευξη αποφόρτισης μέσω μεθόδου overspeeding. Πηγή: [31]

Στο [32] χρησιμοποιώντας μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου μέσω της βέλτιστης καμπύλης ισχύος υπολογίζονται η βέλτιστη αναφορά ισχύος και η βέλτιστη ταχύτητα περιστροφής. Από αυτά τα σήματα και το απαιτούμενο επίπεδο αποφόρτισης καθορίζεται το σημείο λειτουργίας (ισχύς, ταχύτητα περιστροφής) που αντιστοιχεί στην επιθυμητή αποφόρτιση με χρήση overspeeding. Ο προσδιορισμός της αναφοράς ισχύος γίνεται χρησιμοποιώντας γραμμική παρεμβολή μεταξύ του βέλτιστου και του μη βέλτιστου σημείου λειτουργίας ανάλογα με τη μετρούμενη ταχύτητα περιστροφής. Τέλος, ο έλεγχος pitch λειτουργεί ταυτόχρονα ρυθμίζοντας την ταχύτητα περιστροφής ανάλογα με την αναφορά ισχύος που αποκτάται από την παραπάνω διαδικασία. Στο [34] προτείνεται ένας συνδυασμένος έλεγχος της ταχύτητας περιστροφής και της γωνίας pitch ταυτόχρονα για όσο διάστημα η

ταχύτητα περιστροφής είναι μικρότερη από την ονομαστική. Η ιδέα είναι ελέγχοντας τις δύο αυτές παραμέτρους να επιτυγχάνεται το επιθυμητό επίπεδο αποφόρτισης, οπότε και οποιαδήποτε μεταβολή της ισχύος γίνεται μεταβάλλοντας και τις δύο μεταβλητές. Η διαδικασία που ακολουθείται για τον προσδιορισμό των σημάτων αναφοράς τόσο για την ταχύτητα περιστροφής όσο και για τη γωνία pitch είναι η παρακάτω. Δεδομένου του απαιτούμενου επιπέδου αποφόρτισης, ο αντίστοιχος υποβέλτιστος αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος $C_{pdel}(v_w, \omega_t, \beta)$ μπορεί να προσδιοριστεί από τη σχέση (4.5). Για κάθε ταχύτητα ανέμου ο επιθυμητός συντελεστής $C_{pdel}(v_w, \omega_t, \beta)$ μπορεί να επιτευχθεί με την επιλογή ενός κατάλληλου συνδυασμού ω_t και β , ενώ όπως έχει εξηγηθεί υπάρχουν περισσότεροι του ενός πιθανοί συνδυασμοί. Στη συγκεκριμένη περίπτωση προτείνεται μια διαδικασία βελτιστοποίησης μέσω της οποίας επιλέγεται ο συνδυασμός με τη μεγαλύτερη δυνατή ταχύτητα περιστροφής, έτσι ώστε να μεγιστοποιείται η κινητική ενέργεια που αποθηκεύεται στα στρεφόμενα μέρη της Α/Γ. Η επιλογή αυτή συμβάλλει ευεργετικά στην απόκριση συχνότητας της Α/Γ κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα, λόγω της υψηλότερης ταχύτητας περιστροφής και της δυνατότητας έγχυσης μεγαλύτερης ποσότητας κινητικής ενέργειας στο δίκτυο. Σημειώνεται ότι για την υλοποίηση του συγκεκριμένου αλγορίθμου ελέγχου απαιτούνται μετρήσεις της ταχύτητας του ανέμου. Τέλος για ταχύτητες ανέμου κοντά ή πάνω από την ονομαστική, χρησιμοποιείται μόνο ο έλεγχος pitch για την υλοποίηση της αναφοράς ισχύος της Α/Γ, έτσι ώστε να αποφευχθεί τυχόν υπέρβαση της ονομαστικής ταχύτητας περιστροφής. Περαιτέρω διερεύνηση της ιδέας απόκτησης πλεονεκτημάτων από την αποθήκευση μεγαλύτερης κινητικής ενέργειας καθώς η Α/Γ λειτουργεί αποφορτισμένη, γίνεται από τους συγγραφείς του [34] στο [35]. Εκεί προτείνονται καινούργιοι αλγόριθμοι ελέγχου για τον προσδιορισμό του συνδυασμού γωνίας pitch και ταχύτητας περιστροφής, ο οποίος επιτρέπει τη μεγιστοποίηση της κινητικής ενέργειας των στρεφόμενων μαζών της Α/Γ. Τέλος, η αποφόρτιση της Α/Γ επιτυγχάνεται στο [36] μέσω ελέγχου της γωνίας pitch. Στην περιοχή λειτουργίας πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, η ισχύς της Α/Γ περιορίζεται στην ονομαστική της τιμή αυξάνοντας τη γωνία pitch. Στη συγκεκριμένη περίπτωση προτείνεται η αποφόρτιση της Α/Γ σε αυτή την περιοχή να γίνεται με περαιτέρω αύξηση της γωνίας pitch, έτσι ώστε να υπάρχει η δυνατότητα αύξησης ή μείωσης της παραγόμενης ισχύος για ρύθμιση της συχνότητας. Όσο αναφορά τη λειτουργία για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής, που συμβατικά βασίζεται στον αλγόριθμο MPPT και τη διατήρηση της γωνίας pitch στην ελάχιστη τιμή της, στο συγκεκριμένο άρθρο η γωνία pitch ελέγχεται έτσι ώστε να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας μεταβάλλοντας την παραγόμενη ισχύ μέσα σε ένα περιορισμένο εύρος.

4.3 Απόκριση συχνότητας από ανεμογεννήτριες

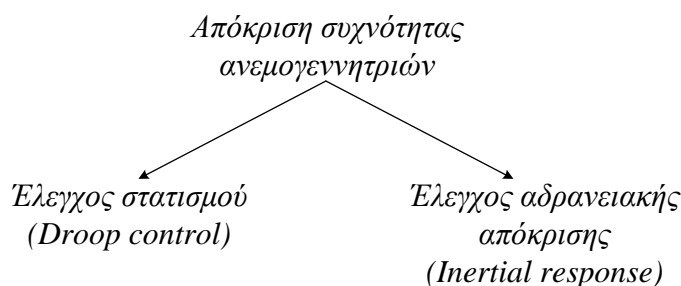
4.3.1 Γενικά

Οι σύγχρονοι κώδικες δικτύων απαιτούν από τις Α/Γ, και κατ' επέκταση από τα Α/Π, να συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος με τρόπο παρόμοιο με αυτόν των συμβατικών μονάδων. Ως απόκριση συχνότητας αναφέρεται η δυνατότητα των Α/Γ να μεταβάλλουν την ενεργό ισχύ εξόδου τους σύμφωνα με τις μεταβολές της συχνότητας. Ο τρόπος με τον οποίο οι διάφοροι τύποι Α/Γ αποκρίνονται εγγενώς (χωρίς επιπρόσθετο έλεγχο) στις μεταβολές της συχνότητας εξαρτάται κυρίως από τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους αυτών. Ειδικότερα για τους τύπους Α/Γ των οποίων η σύνδεση με το δίκτυο γίνεται απ' ευθείας, χωρίς την ενδιάμεση παρεμβολή ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος (Α/Γ σταθερών στροφών), η φυσική απόκρισή τους στις μεταβολές της συχνότητας είναι παρόμοια με αυτή των γεννητριών των συμβατικών μονάδων. Αυτό οφείλεται στη σύνδεση της ταχύτητας περιστροφής αυτών των μηχανών με τη συχνότητα του συστήματος και έχει να κάνει με τη φυσική (έμφυτη) αδράνεια που παρέχουν στο σύστημα στο οποίο συνδέονται. Για παράδειγμα, όταν μειωθεί η συχνότητα ο δρομέας της γεννήτριας επιβραδύνεται με ρυθμό που καθορίζεται από την αδράνεια της γεννήτριας σε συνδυασμό με τις μάζες που συνδέονται στον άξονα της μηχανής. Η σύζευξη της ταχύτητας περιστροφής αυτών των τύπων Α/Γ με τη συχνότητα δίνει τη δυνατότητα άμεσης ανίχνευσης των μεταβολών αυτής, καθώς και φυσικής αδρανειακής απόκρισης.

Οι ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών οι οποίες συνδέονται με το δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος, χάνουν τη δυνατότητα εγγενούς ανίχνευσης και απόκρισης στη συχνότητα του συστήματος στο οποίο συνδέονται. Η χρήση των μετατροπέων οδηγεί στην αποσύζευξη της ταχύτητας περιστροφής των Α/Γ από τη συχνότητα, με αποτέλεσμα η αδρανειακή απόκριση αυτών να είναι ουσιαστικά αμελητέα. Εδώ να σημειωθεί ότι στην περίπτωση της Α/Γ με πλήρη μετατροπέα ισχύος η αποδέσμευση της ταχύτητας από τη συχνότητα είναι πλήρης, ενώ στην Α/Γ διπλής τροφοδότησης (DFIG) η σύνδεση του στάτη απευθείας στο δίκτυο συνεπάγεται μια συσχέτιση μεταξύ ταχύτητας περιστροφής και συχνότητας η οποία όμως δεν προκαλεί σημαντική αδρανειακή απόκριση. Οπότε η αδράνεια των Α/Γ μεταβλητών στροφών από την πλευρά του συστήματος είναι ουσιαστικά μηδενική.

Για να μπορέσουν λοιπόν οι Α/Γ μεταβλητών στροφών να συμβάλλουν στη ρύθμιση της συχνότητας θα πρέπει να εφοδιαστούν με κατάλληλους ελεγκτές, οι οποίοι δίνουν σε αυτές τη δυνατότητα να ανιχνεύουν τις μεταβολές της συχνότητας και να αποκρίνονται με τρόπο παρόμοιο με αυτόν των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η συμβολή των Α/Γ περιλαμβάνει τις δύο θεμελιώδεις μεθόδους απόκρισης σε μεταβολές της συχνότητας, τον έλεγχο στατισμού (droop control, governor response) και τον έλεγχο αδρανειακής απόκρισης (inertial response). Τα χαρακτηριστικά του κάθε ελέγχου θα αναλυθούν στις δύο επόμενες υποενότητες, εδώ

απλά να αναφερθεί ότι ο έλεγχος στατισμού έχει ανάλογη φιλοσοφία με τη λειτουργία του ρυθμιστή στροφών των συμβατικών μονάδων ενώ ο έλεγχος αδρανειακής απόκρισης έχει ως στόχο την εξομοίωση της έμφυτης αδρανειακής συμπεριφοράς που εμφανίζουν οι μεγάλες σύγχρονες γεννήτριες των συμβατικών σταθμών παραγωγής. Ανεξάρτητα από τα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά, η βασική φιλοσοφία των ελεγκτών συχνότητας είναι να λαμβάνουν ως είσοδο τη μετρούμενη συχνότητα και ανάλογα με τον έλεγχο που πραγματοποιείται να δίνουν ως έξοδο ένα σήμα αναφοράς ισχύος που μεταβάλλει την ενεργό ισχύ εξόδου προς την επιθυμητή κατεύθυνση ώστε να επιτευχθεί η συμβολή στη ρύθμιση της συχνότητας.



Σχήμα 4.13: Θεμελιώδεις μέθοδοι απόκρισης συχνότητας ανεμογεννητριών.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να αναφερθούν κάποια ζητήματα που τίθενται κατά την εφαρμογή στρατηγικών ελέγχου με σκοπό τη συμμετοχή των Α/Γ στη ρύθμιση της συχνότητας. Όπως αναλύθηκε και σε προηγούμενη ενότητα ο έλεγχος για απόκριση συχνότητας μπορεί να υλοποιηθεί είτε σε επίπεδο Α/Π είτε σε επίπεδο Α/Γ με τα θετικά και τα αρνητικά που αναφέρθηκαν για την κάθε περίπτωση. Όσο αναφορά το κυριότερο κριτήριο, που έχει να κάνει με το χρόνο απόκρισης, αυτό υπαγορεύει ότι ο ελεγκτής αδρανειακής απόκρισης προτιμάται να υλοποιείται στις επιμέρους Α/Γ λόγω των πολύ αυστηρών χρονικών απαιτήσεων (λίγα seconds ή και εκατοντάδες milliseconds) για τέτοιου είδους απόκριση. Από την άλλη, ο έλεγχος στατισμού ο οποίος έχει μεγαλύτερους επιτρεπτούς χρόνους απόκρισης με βάση και τους σχετικούς κώδικες, μπορεί να υλοποιείται είτε στον κεντρικό ελεγκτή του Α/Π είτε στους τοπικούς ελεγκτές των Α/Γ, με τη βιβλιογραφία να δείχνει ότι προτιμάται η λύση του κεντρικού ελεγκτή χωρίς όμως αυτό να αποτελεί πάγια λύση για όλες τις υπάρχουσες εφαρμογές. Όπως επίσης σημειώθηκε, λόγω της χρήσης aggregated μοντέλου Α/Π για τις προσομοιώσεις το παραπάνω ζήτημα δεν υφίσταται στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

Ένα άλλο ζήτημα έχει να κάνει με τον προορισμό του σήματος μεταβολής ισχύος που λαμβάνεται ως έξοδο από έναν ελεγκτή συχνότητας. Πιο συγκεκριμένα, υπάρχει η δυνατότητα υλοποίησης αυτής της εντολής ισχύος μέσω του αεροδυναμικού συστήματος ελέγχου (π.χ. ελεγκτής γωνίας pitch, καμπύλες ισχύος-ταχύτητας περιστροφής) ή του ηλεκτρικού συστήματος (έλεγχος μέσω των μετατροπέων ισχύος). Στην πρώτη περίπτωση μεταβάλλεται πρώτα η αεροδυναμική ισχύς και στη συνέχεια ακολουθεί ταχύτατα και η ηλεκτρική μέσω κατάλληλου ελέγχου της ενεργού ισχύος από τους μετατροπείς. Στην άλλη περίπτωση η εντολή ισχύος

στέλνεται στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα, ο οποίος ταχύτατα μεταβάλλει την ενεργό ισχύ εξόδου και στη συνέχεια ο έλεγχος του αεροδυναμικού αναλαμβάνει να ρυθμίσει κατάλληλα την αεροδυναμική ισχύ ώστε η Α/Γ να ισορροπήσει με ασφάλεια στο επιθυμητό σημείο λειτουργίας. Ακόμη υπάρχει και η δυνατότητα ταυτόχρονης ρύθμισης της ισχύος τόσο στο αεροδυναμικό όσο και στο ηλεκτρικό μέρος. Η μεταβολή της ισχύος απευθείας από τους μετατροπείς εμφανίζει το πλεονέκτημα της ταχύτερης μεταβολής σε σχέση με την περίπτωση του ελέγχου του αεροδυναμικού μέρους. Οι πολύ γρήγορες και απότομες μεταβολές της ισχύος εγείρουν βέβαια θέματα ασφαλούς και ευσταθούς λειτουργίας της Α/Γ, ενώ αυξάνουν και τα κοπωτικά φορτία της. Με βάση τα παραπάνω, η απαιτούμενη μεταβολή ισχύος που λαμβάνεται από τον ελεγκτή αδρανειακής απόκρισης προστίθεται απευθείας στην εντολή ενεργού ισχύος που δίνεται στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα ώστε η μεταβολή της ισχύος να γίνει ταχύτατα. Από την άλλη η αναφορά ισχύος που δίνεται ως έξοδο από τον έλεγχο στατισμού υλοποιείται είτε από το αεροδυναμικό μέρος είτε από το μετατροπέα (είτε και από τα δύο ταυτόχρονα), καθώς σε αυτή την περίπτωση δεν είναι τόσο απαιτητικά τα περιθώρια χρόνου για τη μεταβολή της ισχύος. Ένας ακόμη παράγοντας που επιδρά στην επίδοση της ρύθμισης της συχνότητας από τις Α/Γ είναι η μέθοδος με την οποία επιτυγχάνεται η αποφόρτιση της Α/Γ, δηλαδή είτε με τεχνικές *pitching* είτε με τεχνικές *overspeeding*. Σε περίπτωση που γίνεται χρήση τεχνικών *overspeeding*, οι μεταβολές της αεροδυναμικής ισχύος πραγματοποιούνται πιο γρήγορα σε σχέση με τη ρύθμιση της ισχύος μέσω της γωνίας *pitch*. Παρ' όλα αυτά και η χρήση του συστήματος ελέγχου *pitch* επιτυγχάνει μεταβολή της αεροδυναμικής ισχύος σε ικανοποιητικούς χρόνους σε σύγκριση με τους χρόνους απόκρισης των συμβατικών μονάδων παραγωγής και σύμφωνα με τις απαιτήσεις των κωδίκων. Συμπερασματικά, η ακριβής διαμόρφωση του ελέγχου συχνότητας εξαρτάται από διάφορους παράγοντες και η τελική επιλογή μπορεί να διαφέρει ανάλογα με τις απαιτήσεις που τίθενται σχετικά με την απόκριση αλλά και τη λειτουργία της Α/Γ.

Τέλος κομβικό ρόλο στη ρύθμιση της συχνότητας από τις Α/Γ έχει η σωστή και έγκαιρη ανίχνευση των μεταβολών της. Στην περίπτωση των μη συγχρονισμένων μονάδων παραγωγής που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων με το δίκτυο (Α/Γ μεταβλητών στροφών), δεν υφίσταται όπως έχει ειπωθεί σύζευξη μεταξύ της ταχύτητας περιστροφής τους και της συχνότητας του δικτύου στο οποίο συνδέονται. Για να μπορέσουν επομένως να αποκριθούν στις μεταβολές της συχνότητας θα πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα για μέτρηση της πραγματικής τιμής αυτής και χρήση της μετρούμενης τιμής για κατάλληλους υπολογισμούς. Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία για τη μέτρηση της συχνότητας είναι η χρήση του συστήματος συγχρονισμού των ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος με το δίκτυο και πιο συγκεκριμένα η χρήση της διάταξης PLL [Phase-Locked Loop]. Η περιγραφή και η ανάλυση της λειτουργίας του PLL γίνεται σε επόμενο κεφάλαιο, εδώ απλά να αναφερθεί ότι οι ελεγκτές των ηλεκτρονικών μετατροπέων είναι συνήθως εφοδιασμένοι με μια διάταξη PLL η οποία χρησιμοποιείται για την ανίχνευση της φάσης της τάσης του δικτύου. Όσο αναφορά τη μέτρηση της συχνότητας, η λειτουργία του PLL θα πρέπει να είναι τέτοια ώστε να πετυχαίνει την όσο το δυνατόν ακριβέστερη μέτρηση αυτής στον κατάλληλο χρόνο,

τόσο στη μόνιμη όσο και σε μεταβατικές καταστάσεις. Στο [37] αναφέρεται ότι μια τυπική χρονική καθυστέρηση του PLL κυμαίνεται μεταξύ 10-100 ms. Ταχύτερη απόκριση από το PLL είναι εφικτή αλλά κάτι τέτοιο κάνει το σύστημα πολύ ευαίσθητο στο θόρυβο των μετρήσεων, και αυτό αποτελεί τον κύριο λόγο για τον οποίο δεν προτιμάται ταχύτερη απόκριση από το PLL σε εφαρμογές στην πράξη. Λόγω της πιο αργής δυναμικής των μεταβολών της συχνότητας σε σχέση με άλλες περιπτώσεις εφαρμογής των συστημάτων συγχρονισμού, η χρήση του PLL αποτελεί μια πολύ αξιόπιστη λύση για την ανίχνευση της συχνότητας.

4.3.2 Έλεγχος συχνότητας μέσω στατισμού

Προκειμένου οι Α/Γ να έχουν τη δυνατότητα να συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας, θα πρέπει να μπορούν να μεταβάλλουν την παραγόμενη ισχύ τους με τρόπο παρόμοιο με αυτόν του ρυθμιστή στροφών στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής. Απαιτείται επομένως να εφοδιαστούν με κατάλληλα συστήματα ελέγχου τα οποία επιτελούν την παραπάνω λειτουργία, η οποία αναφέρεται ως έλεγχος στατισμού [droop control] ή έλεγχος με χαρακτηριστικά ρυθμιστή στροφών [governor characteristics control]. Η μεταβολή της ισχύος μπορεί να είναι είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω ανάλογα με το αν ανιχνευθεί υποσυχνότητα ή υπερσυχνότητα αντίστοιχα, και για όσο χρονικό διάστημα απαιτηθεί. Γίνεται λοιπόν αντιληπτό ότι για την περίπτωση υποσυχνότητας θα πρέπει να έχει διατηρηθεί η αναγκαία εφεδρεία ισχύος ώστε η Α/Γ να μπορεί να αυξήσει και να διατηρήσει την παραγόμενη ισχύ της στο επιθυμητό επίπεδο. Για να πραγματοποιηθεί αυτό, η ρύθμιση συχνότητας λειτουργεί σε συνεργασία με τα συστήματα ελέγχου που είναι υπεύθυνα για τη διατήρηση της εφεδρείας.

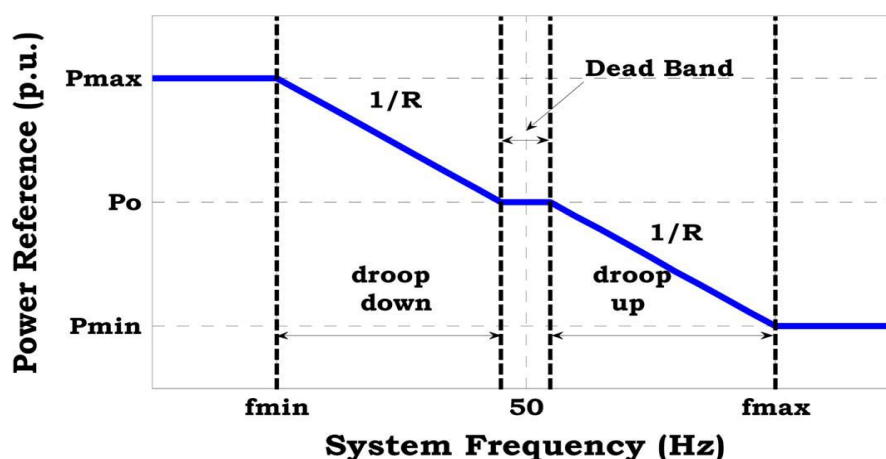
Για να επιτευχθεί απόκριση παρόμοια με αυτή των ρυθμιστών στροφών των συμβατικών μονάδων, ο έλεγχος στατισμού κάνει χρήση μιας καμπύλης στατισμού [droop curve] σαν και αυτή του σχήματος 4.14, η οποία συσχετίζει τις αποκλίσεις στη συχνότητα με κατάλληλες μεταβολές της αναφοράς ενεργού ισχύος. Έτσι η μετρούμενη συχνότητα του δικτύου μετατρέπεται στην επιθυμητή εντολή ισχύος της Α/Γ μέσω της καμπύλης στατισμού ή χαρακτηριστικής συχνότητας όπως αλλιώς αναφέρεται στη βιβλιογραφία. Πιο συγκεκριμένα, ο έλεγχος παρέχει ένα σήμα μεταβολής της ισχύος ΔP_{droop} ανάλογο προς την απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή ή την τιμή αναφοράς της, σύμφωνα με τη σχέση :

$$\Delta P_{droop} = \frac{1}{R} (f_{ref} - f_{grid}) \quad (4.7)$$

όπου f_{ref} η ονομαστική συχνότητα ή συχνότητα αναφοράς, f_{grid} η μετρούμενη συχνότητα του δικτύου και R ο στατισμός. Συχνά χρησιμοποιείται ο όρος κέρδος στατισμού k_{dr} ο οποίος ορίζεται ως το αντίστροφο του στατισμού R . Από την παραπάνω σχέση διαφαίνεται ότι μια αύξηση της συχνότητας του δικτύου πάνω από τη συχνότητα αναφοράς θα δώσει ένα ανάλογο σήμα μείωσης της ισχύος. Η

αντίστροφη διαδικασία ακολουθείται σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας. Επίσης ο ελεγκτής στατισμού δίνει ένα μη μηδενικό σήμα ισχύος όσο υπάρχει απόκλιση της συχνότητας από την τιμή αναφοράς της, παρέχοντας έτσι μια μόνιμη μεταβολή της ισχύος από την προγραμματισμένη τιμή για όσο χρονικό διάστημα απαιτείται.

Η τιμή του στατισμού σχετίζεται με την κλίση της χαρακτηριστικής στατισμού και έχει να κάνει με το μέγεθος της μεταβολής της ισχύος που προκαλεί μια μεταβολή της συχνότητας. Μικρότερη τιμή στατισμού συνεπάγεται μεγαλύτερη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος για μια δεδομένη απόκλιση συχνότητας. Η χρήση και η υλοποίηση της καμπύλης στατισμού των ανεμογεννητριών δίνει τη δυνατότητα μη συμμετρικής κατασκευής της. Ειδικότερα, μπορούν να επιλεγούν διαφορετικές τιμές για την κλίση των τμημάτων της χαρακτηριστικής ανάλογα με το αν πρόκειται για την περιοχή υπερσυχνότητας ή υποσυχνότητας. Εδώ να αναφερθεί ότι οι παράμετροι στατισμού των Α/Π σε ένα ΣΗΕ, ειδικά στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα, πρέπει να επιλέγονται σε συνδυασμό με τους στατισμούς των συμβατικών μονάδων ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή απόκριση κατά την εμφάνιση μεταβολών στη συχνότητα. Ακόμα, για να είναι ενεργοποιημένη η χαρακτηριστική στατισμού και για την περιοχή υποσυχνότητας θα πρέπει να διατηρείται παράλληλα και η κατάλληλη εφεδρεία ισχύος, αλλιώς η καμπύλη στατισμού είναι ενεργοποιημένη μόνο για την περιοχή υπερσυχνότητας.

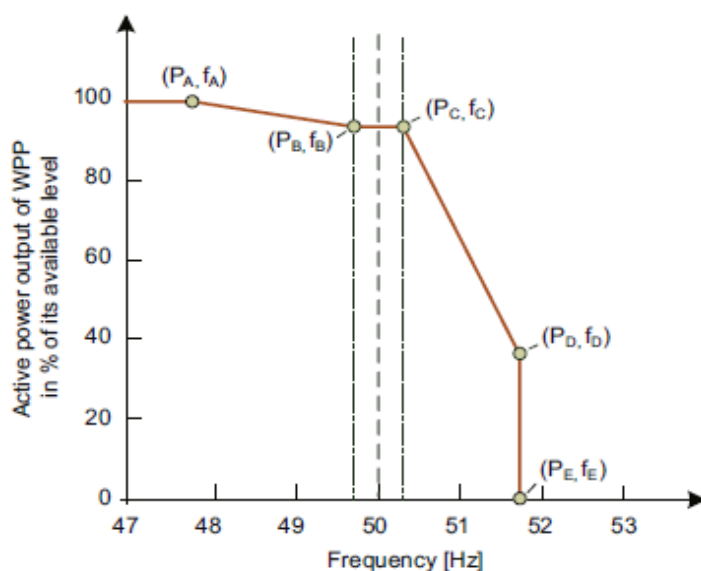


Σχήμα 4.14: Ενδεικτική καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιείται κατά τον έλεγχο στατισμού των ανεμογεννητριών. Πηγή:[38]

Στη χαρακτηριστική στατισμού μπορεί να συμπεριλαμβάνεται μια νεκρή ζώνη [dead band], τα όρια της οποίας καθορίζουν ένα εύρος μεταβολών της συχνότητας στο οποίο δεν απαιτείται απόκριση συχνότητας από τις Α/Γ. Το εύρος της νεκρής ζώνης ρυθμίζεται ανάλογα με το αν είναι επιθυμητό η Α/Γ να μεταβάλλει την ισχύ εξόδου της για μικρές μεταβολές της συχνότητας ή να αποκρίνεται μόνο σε πιο σοβαρά συμβάντα. Κάποιες επιπλέον παράμετροι που μπορούν να ρυθμιστούν είναι η συχνότητα αναφοράς και διάφορα όρια (ισχύος, συχνότητας) στην καμπύλη στατισμού. Λόγω της ψηφιακής διαμόρφωσης των συστημάτων ελέγχου, οι καινούργιοι αιολικοί σταθμοί θεωρούνται 'προγραμματιζόμενες' πηγές ενέργειας η

λειτουργία των οποίων μπορεί να καθοριστεί εύκολα ανά πάσα χρονική στιγμή. Έτσι οι παράμετροι όπως ο στατισμός (υποσυχνότητας/υπερσυχνότητας), η νεκρή ζώνη, η αναφορά συχνότητας, οι διάφοροι περιορισμοί αλλά και η επιθυμητή κατάσταση λειτουργίας μπορούν να οριστούν από το διαχειριστή του σταθμού παραγωγής έτσι ώστε να υπάρχει συμβατότητα με τους αντίστοιχους κώδικες δικτύων. Επίσης ανάλογα και με τις εντολές του διαχειριστή του συστήματος οι παράμετροι αυτές μεταβάλλονται εύκολα, ώστε να προσαρμόζονται στις τοπικές απαιτήσεις του δικτύου και καταστάσεις του ανέμου.

Επιπλέον όπως αναφέρεται και στο [39] η καμπύλη στατισμού των Α/Γ υλοποιείται τεχνητά (ψηφιακά), με σκοπό να παράγει το κατάλληλο σήμα μεταβολής της ισχύος ανάλογα με τη μετρούμενη συχνότητα. Αυτό διαφέρει από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, όπου οι χαρακτηριστικές στατισμού χαρακτηρίζουν τη φυσική απόκριση των ρυθμιστών στροφών. Συνεπώς, τα χαρακτηριστικά της καμπύλης στατισμού των ανεμογεννητριών μπορούν δυναμικά να μεταβληθούν ανά πάσα χρονική στιγμή ανάλογα με τη μεταβολή της συχνότητας. Για παράδειγμα, εάν ανιχνευθεί μια μεγάλη αρνητική τιμή του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας ο στατισμός της καμπύλης και η νεκρή ζώνη μπορούν να μειωθούν ώστε να αντιμετωπιστεί το διαφαινόμενο συμβάν υποσυχνότητας. Έτσι η δυναμική διαμόρφωση της καμπύλης στατισμού μπορεί δυνητικά να επιτρέψει μια πιο επιθετική απόκριση για την αντιμετώπιση μεγάλων μεταβολών της συχνότητας. Οι χαρακτηριστικές που έχουν αυτή τη δυνατότητα που περιγράφηκε, αναφέρονται στη βιβλιογραφία ως δυναμικές καμπύλες στατισμού [dynamic droop curves].



Σχήμα 4.15: Καμπύλη απόκρισης συχνότητας για συμμετοχή των ανεμογεννητριών στη ρύθμιση της συχνότητας μέσω ελέγχου στατισμού. Πηγή: [4]

Όπως έχει αναφερθεί και προηγουμένως, το σήμα μεταβολής της ισχύος ΔP_{droop} που δίνεται από τον έλεγχο στατισμού μπορεί είτε να προστεθεί απευθείας στην εντολή ισχύος που στέλνεται ως αναφορά στο μετατροπέα της Α/Γ είτε να δοθεί ως επιπρόσθετο σήμα ισχύος στον έλεγχο του αεροδυναμικού μέρους, με τα θετικά και

τα αρνητικά που εξηγήθηκαν για την κάθε περίπτωση. Επίσης η υλοποίηση του ελέγχου στατισμού μπορεί να γίνει είτε τοπικά σε επίπεδο A/Γ είτε σε επίπεδο A/Π, οπότε στη συνέχεια κατανομούνται τα αντίστοιχα σήματα μεταβολής της ισχύος στις επιμέρους A/Γ. Ακόμα το σήμα μεταβολής της ισχύος ΔP_{droop} μπορεί να είναι ανηγμένο είτε στην οναμαστική είτε στη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, με την επιλογή να εξαρτάται από την ακριβή υλοποίηση του ελέγχου αλλά και από τον τύπο εφεδρείας που έχει διατηρηθεί, όταν μιλάμε για την περίπτωση υποσυχνότητας.

Εναλλακτικά από ορισμένους κώδικες δικτύου, όπως ο Ιρλανδικός, απαιτείται η συμμετοχή των A/Γ στη ρύθμιση της συχνότητας με βάση μια καμπύλη όπως αυτή του σχήματος 4.15. Η φιλοσοφία του ελέγχου με βάση τη συγκεκριμένη χαρακτηριστική είναι η παρακάτω. Όταν η συχνότητα βρίσκεται εντός της προκαθορισμένης νεκρής ζώνης, η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι ένα ποσοστό (συνήθως 90-95%) της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, ώστε να παρέχεται η επιθυμητή ποσότητα εφεδρείας. Σε περίπτωση που ανιχνευθεί μεταβολή της συχνότητας εκτός των τιμών κανονικής λειτουργίας που έχουν προκαθοριστεί, η παραγόμενη ισχύς μεταβάλλεται είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω ανάλογα με τη μεταβολή της συχνότητας. Για να επιτευχθεί η παραπάνω λειτουργία, ο έλεγχος δέχεται ως είσοδο τη μετρούμενη συχνότητα και την εκτιμώμενη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ ενώ παράγει ως έξοδο την αναφορά ενεργού ισχύος που πρόκειται να υλοποιηθεί. Ειδικότερα με βάση την καμπύλη στατισμού του σχήματος 4.15 η μετρούμενη συχνότητα συσχετίζεται με έναν ποσοστιαίο συντελεστή (επιθυμητό ποσοστό αποφόρτισης), με τον οποίο πολλαπλασιάζεται η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς ώστε να προκύψει η τιμή της αναφοράς ισχύος. Τα σημεία λειτουργίας (P_A, f_A) έως (P_E, f_E) που φαίνονται στην καμπύλη καθορίζονται από το διαχειριστή του συστήματος ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος στο οποίο συνδέεται το αιολικό πάρκο. Ο καθορισμός αυτών των σημείων στην ουσία ρυθμίζει παραμέτρους όπως ο στατισμός (η κλίση των διαφόρων τμημάτων της καμπύλης), η νεκρή ζώνη και το μέγεθος της εφεδρείας που διατηρείται κατά την κανονική λειτουργία. Φυσικά και σε αυτή την υλοποίηση υπάρχει μεγάλη ευελιξία ως προς την επιλογή αυτών των παραμέτρων ανάλογα με τις απαιτήσεις του διαχειριστή του συστήματος.

4.3.3 Έλεγχος αδρανειακής απόκρισης

Κατά τη διάρκεια των πρώτων δευτερολέπτων που ακολουθούν μια ανισορροπία στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος του συστήματος, ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας [ROCOF] εξαρτάται από τη συνολική αδράνεια του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μεγάλοι θερμοηλεκτρικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής έχουν μεγάλες στρεφόμενες μάζες προσφέροντας έτσι στο σύστημα την απαιτούμενη στρεφόμενη αδράνεια, μειώνοντας το ROCOF. Όπως έχει αναφερθεί στην περίπτωση των A/Γ μεταβλητών στροφών, λόγω της διασύνδεσής τους με το δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων, η ταχύτητα περιστροφής τους δεν σχετίζεται με τη συχνότητα του δικτύου χάνοντας έτσι την ικανότητα εγγενούς αδρανειακής

απόκρισης σε αυτήν. Συνεπώς διακυμάνσεις της συχνότητας δεν μεταβάλλουν την ισχύ εξόδου των Α/Γ, με αποτέλεσμα από τη πλευρά του συστήματος η αδράνεια των Α/Γ να φαίνεται μηδενική. Για μεγάλα ποσοστά διείσδυσης αιολικών πάρκων στο σύστημα ή για μη διασυνδεδεμένα συστήματα, αυτό το γεγονός μπορεί να είναι ένας πολύ κρίσιμος παράγοντας για την ευστάθεια της συχνότητας.

Οι καινούργιες ανεμογεννήτριες λειτουργούν ως προγραμματιζόμενες πηγές ενέργειας, και έχουν τη δυνατότητα για πολύ γρήγορο έλεγχο της παραγόμενης ενεργού ισχύος τους. Γίνεται λοιπόν εφικτή η ταχύτερη μεταβολή της ισχύος εξόδου της Α/Γ ως απόκριση σε μια μεταβολή της συχνότητας, με σκοπό να εξομοιωθεί η αδρανειακή απόκριση των συμβατικών μονάδων. Για να επιτευχθεί αυτό απαιτείται κατάλληλη συσχέτιση της μετρούμενης συχνότητας του συστήματος με την ενεργό ισχύ της Α/Γ, ώστε η απόκριση να έχει δυναμικά χαρακτηριστικά και να σχετίζεται με τη συχνότητα, με τρόπο παρόμοιο με τη συμπεριφορά των μεγάλων σύγχρονων γεννητριών του συστήματος. Οι ανεμογεννήτριες μεγαλύτερης ισχύος διαθέτουν σταθερές αδράνειας (ενδεικτικά 4-6 s) συγκρίσιμες με αυτές των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Σημειώνεται ότι η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας μιας Α/Γ μπορεί να μειωθεί σε αρκετά χαμηλά επίπεδα (π.χ 0.7 α.μ.), σε αντίθεση με την περίπτωση των συμβατικών μονάδων που λόγω του συγχρονισμού της γεννήτριας με τη συχνότητα του δικτύου η ταχύτητα περιστροφής μεταβάλλεται σε ένα περιορισμένο εύρος (0.95-1.05). Λόγω αυτού, μια Α/Γ μεταβλητών στροφών ίδιας ονομαστικής ισχύος και ίδιας αδράνειας με μια συμβατική γεννήτρια μπορεί να δώσει σχεδόν τετραπλάσια ενέργεια από την αποθηκευμένη κινητική ενέργεια που υπάρχει στα στρεφόμενα μέρη της. Πέρα από τη δυνατότητα παροχής μεγαλύτερων ποσοτήτων κινητικής ενέργειας, ο έλεγχος των Α/Γ μπορεί να παρέχει ταχύτερη απόκριση λόγω της υλοποίησής του μέσω του ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα.

Η βασική φιλοσοφία για τη σχεδίαση του ελεγκτή είναι ότι αυτός θα πρέπει να εξομοιώνει τη φυσική αδρανειακή απόκριση των γεννητριών που είναι συγχρονισμένες με τη συχνότητα του συστήματος. Στόχος του ελέγχου είναι να αξιοποιηθεί η κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στα στρεφόμενα μέρη της Α/Γ η οποία ως γνωστόν δίνεται από τη σχέση $E_{κιν} = \frac{1}{2}J\omega^2$, όπου J η ροπή αδρανείας και ω η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ. Για μια γεννήτρια που συνδέεται απευθείας με το δίκτυο, η ισχύς που μπορεί να εξαχθεί από το στρεφόμενο δρομέα της για μια μεταβολή της συχνότητας (ταχύτητας περιστροφής της) μπορεί να ποσοτικοποιηθεί από τη σχέση $P_e = P_m - 2Hf \frac{df}{dt}$ (α.μ.), όπου P_m η μηχανική ισχύς που παρέχεται στη γεννήτρια, P_e η ηλεκτρική ισχύς εξόδου, f η συχνότητα του συστήματος και H η ανηγμένη σταθερά αδρανείας της γεννήτριας [40]. Επομένως σύμφωνα με την αρχή λειτουργίας της αδρανειακής απόκρισης για να μπορεί η Α/Γ να εμφανίζει μια ανάλογη συμπεριφορά, η οποία συχνά αναφέρεται ως εικονική αδράνεια [virtual inertia] ή συνθετική αδράνεια [synthetic inertia], θα πρέπει να αποκρίνεται στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας [ROCOF]. Λόγω της χρήσης του σήματος $\frac{df}{dt}$ απαιτείται προσεκτικό φιλτράρισμα αυτού για αποφυγή του σχετικού θορύβου. Σκοπός του

ελεγκτή είναι έχοντας τη μετρούμενη συχνότητα του δικτύου να υπολογίζει το ROCOF και με βάση αυτό να παράγει το κατάλληλο σήμα μεταβολής της ενεργού ισχύος, το οποίο προστίθεται απευθείας στην αναφορά ενεργού ισχύος προς το μετατροπέα. Η προσαρμογή της ενεργού ισχύος με βάση το ROCOF δίνει τη δυνατότητα απόκρισης παρόμοιας με αυτήν των συγχρονισμένων μονάδων. Σύμφωνα με το [40], ένα σήμα μεταβολής της ενεργού ισχύος $\Delta P_{inertia}$ που εξομοιώνει την αδρανειακή απόκριση των σύγχρονων γεννητριών μπορεί να παραχθεί από την παρακάτω σχέση (σε α.μ.):

$$\Delta P_{inertia} = -2H_{WT}f \frac{df}{dt} \quad (4.8)$$

όπου H_{WT} η ισοδύναμη σταθερά αδρανείας της Α/Γ σε sec. Με βάση τη σχέση (4.8) μπορεί να σχεδιαστεί ένας ελεγκτής αδρανειακής απόκρισης που έχει την παρακάτω μορφή [19]:

$$\Delta P_{inertia} = -K_H H_{WT} \frac{df}{dt} \quad (4.9)$$

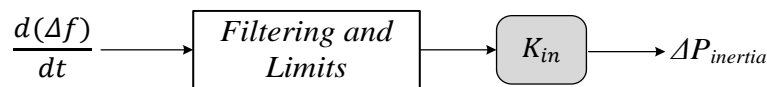
όπου έχει παραμετροποιηθεί το κέρδος K_H και έχει παραλειφθεί η απόλυτη τιμή της συχνότητας, καθώς σε α.μ. τιμές προσεγγίζει τη μονάδα. Εν συνεχεία, από τη σχέση (4.9) συμπεραίνεται ότι το συνολικό κέρδος του ελεγκτή αδρανειακής απόκρισης K_{in} προκύπτει από το γινόμενο του κέρδους K_H με τη σταθερά αδρανείας H_{WT} , οπότε και η γενική έκφραση πάνω στην οποία βασίζεται η σχεδίαση του ελεγκτή είναι η εξής:

$$\Delta P_{inertia} = K_{in} \frac{df}{dt} \quad (4.10)$$

με την επιλογή της παραμέτρου K_{in} να γίνεται με βάση την επιθυμητή απόκριση του ελεγκτή, χωρίς όμως να διακινδυνεύεται η ευστάθεια λειτουργίας της Α/Γ. Για παράδειγμα υψηλές τιμές του κέρδους K_{in} , που μπορεί να οδηγήσουν σε μεγάλη και ταχύτατη αύξηση της ισχύος εξόδου, αυξάνουν τον κίνδυνο υπερβολικής επιβράδυνσης της Α/Γ κάτι που μπορεί να την θέσει εκτός λειτουργίας. Από την παραπάνω σχέση διαπιστώνεται ότι λόγω του όρου της παραγωγού της συχνότητας $\frac{df}{dt}$, η έξοδος του ελεγκτή είναι μη μηδενική όσο ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας είναι μη μηδενικός. Επομένως ο ελεγκτής επενεργεί όσο η συχνότητα μεταβάλλεται, ενώ έχει μηδενική συνεισφορά όταν η συχνότητα παραμένει σταθερή ακόμα και αν έχει τιμή διαφορετική από την αναφορά της (π.χ. κατά το μόνιμο σφάλμα συχνότητας που παραμένει μετά τη λειτουργία της πρωτεύουσας ρύθμισης). Μια γενική σχηματική απεικόνιση του ελεγκτή αδρανειακής απόκρισης δίνεται στο σχήμα 4.16.

Με την ενσωμάτωση στα συστήματα ελέγχου της Α/Γ ενός ελεγκτή εικονικής αδράνειας καθίσταται εφικτή η συμβολή των Α/Γ στη μείωση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας κατά τη διάρκεια ενός σοβαρού συμβάντος στο σύστημα, με αποτέλεσμα να παρέχεται πολύτιμος χρόνος στις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος να μεταβάλλουν την παραγωγή τους. Η εφαρμογή του ελέγχου της αδρανειακής απόκρισης μπορεί να γίνει ενώ η Α/Γ λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης απολαβής

ισχύος (MPPT), χωρίς να απαιτείται κάποια εκ των προτέρων αποφόρτιση αυτής. Στην περίπτωση αυτή οποιαδήποτε έγχυση ισχύος ακολουθείται από μια περίοδο αποκατάστασης, έτσι ώστε να αποκατασταθεί και πάλι η κινητική ενέργεια του δρομέα και να αποφευχθεί η υπερβολική μείωση της ταχύτητας που μπορεί να θέσει την Α/Γ εκτός λειτουργίας. Πιο συγκεκριμένα, μια μείωση της συχνότητας θα προκαλέσει ταχύτερη αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος της Α/Γ, ενώ η αεροδυναμική ισχύς αρχικά παραμένει ανεπηρέαστη. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα να ακολουθήσει μια μείωση της ταχύτητας περιστροφής, η οποία λόγω της καμπύλης MPPT θα οδηγήσει σε μεταβατική μείωση της ηλεκτρικής ισχύος κάτω από την αεροδυναμική ισχύ της Α/Γ ώστε να αποκατασταθεί η κινητική ενέργεια επιταχύνοντας το δρομέα. Ένα κρίσιμο σημείο εδώ είναι ότι η επιβράδυνση της Α/Γ τείνει να μειώσει την αεροδυναμική απόδοση της. Ως εκ τούτου, μειώνεται η αναπτυσσόμενη αεροδυναμική ροπή στον άξονα και επομένως επιδεινώνεται η μείωση της ταχύτητας περιστροφής που προκαλείται από την αύξηση της ηλεκτρικής ροπής της γεννήτριας.



Σχήμα 4.16: Γενικό σχήμα ελέγχου αδρανειακού ελεγκτή.

Κατ' ουσίαν λοιπόν, η εικονική αδράνεια είναι ενεργειακά ουδέτερη λόγω ότι η περίοδος αύξησης της ενεργού ισχύος ακολουθείται από μια περίοδο μείωσης αυτής, ώστε να διατηρηθεί η ευσταθής λειτουργία της Α/Γ. Επομένως, για ταχύτητες ανέμου κάτω από την ονομαστική η κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στα στρεφόμενα μέρη προσφέρεται στο δίκτυο, αλλά αργότερα αποκαθίσταται πάλι. Σε περίπτωση βέβαια υψηλότερων ταχυτήτων ανέμου ο έλεγχος pitch, ο οποίος ελέγχει την ταχύτητα περιστροφής στην ονομαστική της τιμή, μπορεί να αυξήσει μεταβατικά την απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύ και προσωρινά να υπερβεί την ονομαστική ικανότητα της Α/Γ. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα η μείωση της ταχύτητας περιστροφής να είναι μικρότερη και η ενεργειακή αποκατάσταση μειωμένη σε χρόνο και μέγεθος. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό ότι ο έλεγχος συνθετικής αδράνειας, ενώ η Α/Γ λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης παραγωγής, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της ενεργού ισχύος μόνο για ένα σύντομο χρονικό διάστημα κάποιων δευτερολέπτων. Εδώ να προστεθεί ότι όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα των μεθόδων αποφόρτισης της Α/Γ, έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία τεχνικές που αυξάνουν την αποθηκευμένη κινητική ενέργεια των στρεφόμενων μερών (π.χ. λειτουργία υπό αυξημένη ταχύτητα περιστροφής), κάτι που οδηγεί στη βελτίωση της αδρανειακής απόκρισης αυξάνοντας τη διάρκεια παροχής ισχύος προς το δίκτυο και μειώνοντας την απαιτούμενη περίοδο αποκατάστασης. Ακόμα στην περίπτωση λειτουργίας σε ταχύτητα περιστροφής μεγαλύτερη από τη βέλτιστη, η επιβράδυνση του δρομέα που θα προκληθεί από την αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος θα έχει ως αποτέλεσμα τη βελτίωση της αεροδυναμικής απόδοσης καθώς η ταχύτητα περιστροφής θα πλησιάζει προς τη βέλτιστη τιμή της. Η ταυτόχρονη αύξηση της

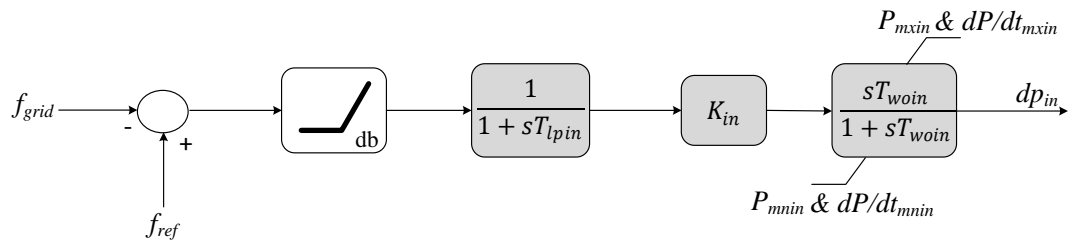
αεροδυναμικής ισχύος μπορεί να λειτουργήσει ευεργετικά για τον περιορισμό της επιβράδυνσης της Α/Γ.

Η επιπλέον ενέργεια που παρέχεται από την αδρανειακή απόκριση της Α/Γ περιορίζεται από την ποσότητα της κινητικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευθεί στα στρεφόμενα μέρη της (συνολική αδράνεια Α/Γ), τα επιτρεπτά όρια μεταβολής της ταχύτητας περιστροφής, τη στρατηγική επαναφοράς της ταχύτητας μετά την επιβράδυνση του δρομέα, και όπως είναι προφανές από την ονομαστική ικανότητα του μηχανικού και του ηλεκτρικού εξοπλισμού (γεννήτρια, μετατροπέας ισχύος) της Α/Γ. Να τονιστεί ότι η διαστασιολόγηση των μετατροπέων έχει ιδιαίτερη σημασία, λόγω του ότι η κινητική ενέργεια διοχετεύεται στο δίκτυο μέσω των ηλεκτρονικών ισχύος. Ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει την ικανότητα συνθετικής αδράνειας είναι η αρχική φόρτιση της Α/Γ, όπως π.χ. η αρχική ταχύτητα περιστροφής, αφού η κινητική ενέργεια εξαρτάται από το τετράγωνο της ταχύτητας. Ακόμα, εξηγήθηκε προηγουμένως ότι η αδρανειακή απόκριση εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου, με την έννοια ότι η απόκριση της Α/Γ διαφέρει ανάλογα με την κατάσταση λειτουργίας της.

Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε για τις προσομοιώσεις ένας ελεγκτής αδρανειακής απόκρισης που προτείνεται από συγκεκριμένο κατασκευαστή [GE] και με τον οποίο είναι εφοδιάσμενες πολλές Α/Γ που βρίσκονται σε εμπορική λειτουργία. Στα [26],[41],[42] ο ελεγκτής αναφέρεται ως WindINERTIA™ control και παρουσιάζονται η φιλοσοφία λειτουργίας του και τα βασικά χαρακτηριστικά του. Η εν λόγω τεχνολογία χρησιμοποιεί αλγορίθμους ελέγχου για να μετασχηματίσει τη μηχανική αδράνεια των στρεφόμενων μερών σε μια προσωρινή αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου. Σύμφωνα με τον κατασκευαστή για σοβαρά γεγονότα υποσυχνότητας ο αδρανειακός έλεγχος αυξάνει προσωρινά την ισχύ εξόδου των Α/Γ κατά περίπου 5-10% της ονομαστικής τους και για χρονικό διάστημα μερικών δευτερολέπτων. Και εδώ αναφέρεται ότι σε περίπτωση λειτουργίας της Α/Γ για μέγιστη παραγωγή, η αύξηση της ισχύος ακολουθείται από μια περίοδο μείωσης αυτής ώστε να αποκατασταθεί η ισορροπία του συστήματος.

Στόχος της σχεδίασης είναι να παρέχεται μια απόκριση παρόμοια με αυτή των σύγχρονων μηχανών. Παρ' όλα αυτά υπάρχουν και σημαντικές διαφορές, όπως ότι η απόκριση των Α/Γ δεν είναι ακριβώς η ίδια για όλες τις καταστάσεις λειτουργίας, καθώς και ότι ο έλεγχος είναι ασύμμετρος αφού ανταποκρίνεται μόνο για περιπτώσεις υποσυχνότητας. Στη συγκεκριμένη εργασία αυτό το χαρακτηριστικό τροποποιήθηκε έτσι ώστε ο ελεγκτής να αποκρίνεται και σε περιπτώσεις υπερσυχνότητας, μειώνοντας την ισχύ της Α/Γ. Ακόμα, εξηγείται ότι ο προτεινόμενος ελεγκτής ανταποκρίνεται μόνο για σοβαρά συμβάντα, γι' αυτά δηλαδή που η αδρανειακή απόκριση είναι σημαντική για τη διατήρηση της ευστάθειας του δικτύου. Έτσι οι συνεχείς μικροδιακυμάνσεις της συχνότητας, οι οποίες χαρακτηρίζουν την κανονική λειτουργία ενός ΣΗΕ, δεν επιδρούν στον ελεγκτή ώστε να μην επηρεάζουν την κανονική λειτουργία της Α/Γ. Ιδιαίτερη προσοχή έχει δοθεί στην αποτροπή πιθανής υπερβολικής επιβράδυνσης του δρομέα, η οποία θα μπορούσε να οδηγήσει

μέχρι και στην πλήρη ακινητοποίηση του δρομέα της Α/Γ. Για το σκοπό αυτό, η αδρανειακή απόκριση περιορίζεται όταν η αρχική ταχύτητα περιστροφής είναι χαμηλή (προτείνεται μηδενική αδρανειακή συνεισφορά για επίπεδα ισχύος κάτω από το 20% της ονομαστικής).



Σχήμα 4.17: Σχηματική απεικόνιση προτεινόμενου αδρανειακού ελεγκτή.

Το σχηματικό διάγραμμα του προτεινόμενου ελεγκτή παρουσιάζεται στο σχήμα 4.17. Είσοδος του αδρανειακού ελεγκτή είναι η συχνότητα που ανιχνεύεται στο σημείο σύνδεσης της Α/Γ. Η μετρούμενη συχνότητα συγκρίνεται με την ονομαστική, ώστε να προκύψει ένα σφάλμα συχνότητας. Θετική τιμή του σφάλματος σημαίνει ότι η συχνότητα είναι μικρότερη της ονομαστικής και χρειάζεται παροχή επιπρόσθετης ισχύος. Στη συνέχεια υπάρχει ένα εύρος νεκρής ζώνης (deadband), το οποίο έχει ως στόχο να καταστείλει την απόκριση του ελεγκτή μέχρις ότου το σφάλμα υπερβεί το όριο της νεκρής ζώνης που έχει οριστεί. Όπως αναφέρθηκε, από τον κατασκευαστή προτείνεται το όριο να είναι τέτοιο ώστε η αδρανειακή απόκριση να ενεργοποιείται μόνο για μεγάλες μεταβολές της συχνότητας, παρ' όλα αυτά ο καθορισμός του συγκεκριμένου ορίου όπως και των άλλων παραμέτρων μπορεί να πραγματοποιηθεί ανάλογα με τις απαιτήσεις που τίθενται για την απόκριση της Α/Γ. Στη συνέχεια το σήμα φιλτράρεται μέσω ενός βαθυπερατού φίλτρου [Low-Pass Filter, LPF], ώστε να εξομαλυνθεί και να εξαλειφθεί ο σχετικός θόρυβος. Η χρονική σταθερά T_{lpin} του φίλτρου επηρεάζει την απόκριση του ελεγκτή στις μεταβολές της συχνότητας, και επομένως η επιλογή της γίνεται με βάση ενός συμβιβασμού μεταξύ της ταχύτητας απόκρισης και της αποφυγής του θορύβου της μέτρησης. Με σκοπό την απόκτηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας το σήμα διέρχεται από ένα φίλτρο απαλοιφής [wash-out filter] με συνάρτηση μεταφοράς:

$$G(s) = \frac{sT_{woin}}{1+sT_{woin}} \quad (4.11)$$

όπου T_{woin} η χρονική σταθερά του φίλτρου που επιλέγεται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της Α/Γ και την επιθυμητή απόκριση. Η έξοδος του φίλτρου απαλοιφής, η οποία είναι μη μηδενική σε περίπτωση που ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας είναι μη μηδενικός, πολλαπλασιάζεται με ένα κέρδος K_{in} ώστε η μεταβολή της συχνότητας να αντιστοιχηθεί σε μια ανάλογη μεταβολή της ενεργού ισχύος. Τέλος, με χρήση περιοριστών περιορίζεται τόσο το μέγεθος όσο και ο ρυθμός της μεταβολής του παραγόμενου σήματος ισχύος.

Το τελικό σήμα μεταβολής της ενεργού ισχύος που προκύπτει από τον προτεινόμενο αδρανειακό ελεγκτή προστίθεται απευθείας στην αναφορά ενεργού ισχύος και υλοποιείται από τα συστήματα ελέγχου των μετατροπέων της Α/Γ, με σκοπό την ταχύτερη μεταβολή της παρεχόμενης ενεργού ισχύος προς το δίκτυο.

4.4 Προτεινόμενο σχήμα ελέγχου ανεμογεννήτριας

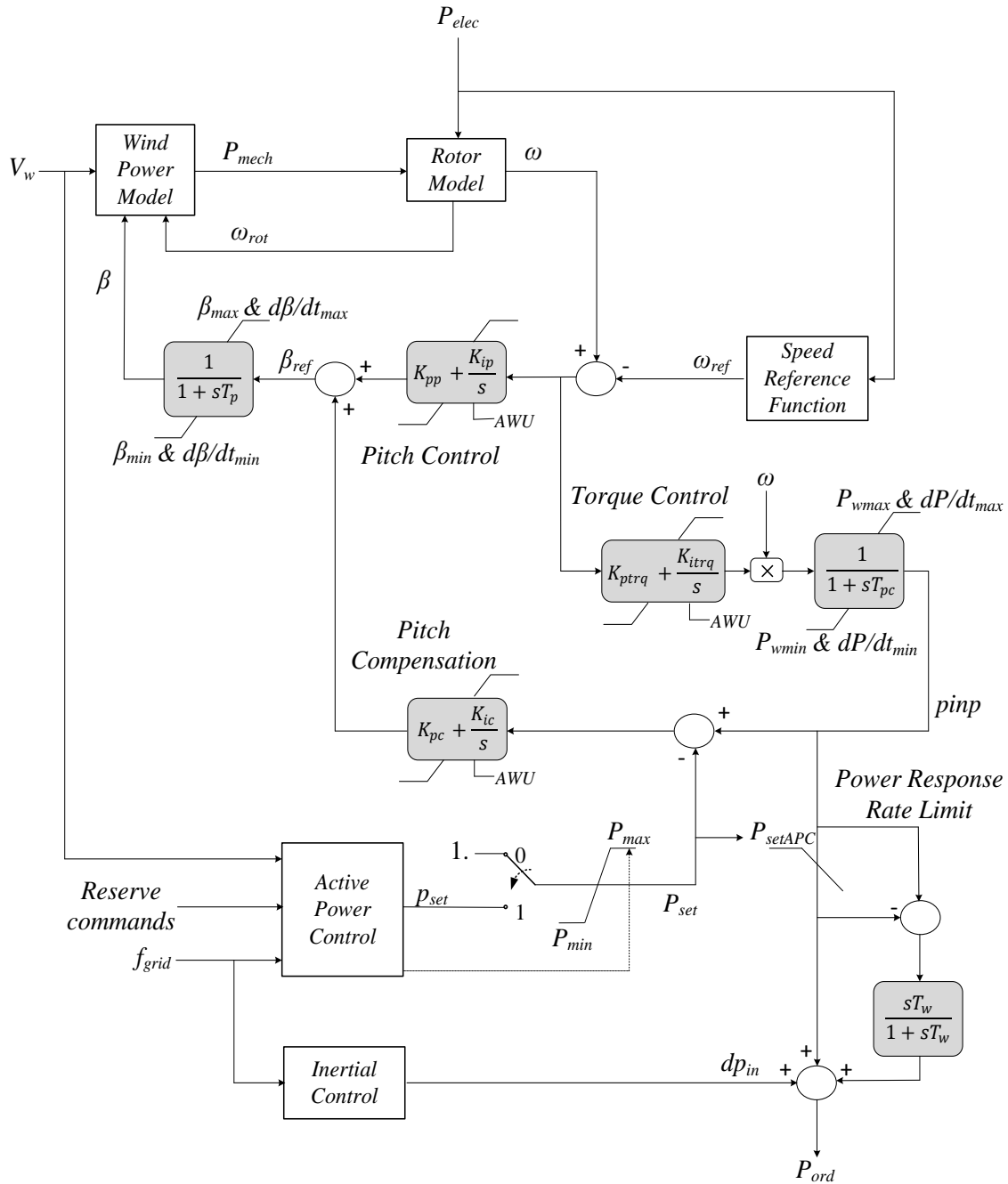
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η μοντελοποίηση και ο έλεγχος της ανεμογεννήτριας που υλοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσας εργασίας. Το συγκεκριμένο σχήμα ελέγχου έχει προταθεί από έναν κατασκευαστή [GE],[42] και έχει εφαρμοστεί σε Α/Γ που βρίσκονται σε εμπορική λειτουργία. Το σχηματικό διάγραμμα του προτεινόμενου μοντέλου της Α/Γ παρουσιάζεται στο σχήμα 4.18 και συμπεριλαμβάνει τους σχετικούς ελέγχους, τα μπλοκ που δίνουν τη δυνατότητα για διατήρηση εφεδρείας και απόκριση συχνότητας, καθώς και τα αντίστοιχα μοντέλα του αεροδυναμικού και του μηχανικού υποσυστήματος. Τόσο το αεροδυναμικό όσο και το μηχανικό υποσύστημα έχουν περιγραφεί στο κεφάλαιο 3, όπου έγινε ειδική αναφορά για κάθε ένα από τα επιμέρους υποσυστήματα της Α/Γ, οπότε εδώ απλά θα συμπεριληφθούν στο διάγραμμα για λόγους πληρότητας. Σύμφωνα με τον κατασκευαστή το συγκεκριμένο μοντέλο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αναπαράσταση οποιουδήποτε τύπου Α/Γ μεταβλητών στροφών (πλήρους μετατροπέα, DFIG). Κατά τα γνωστά η στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται κατά τη συμβατική λειτουργία της Α/Γ, έχει ως βασικό στόχο τη λειτουργία υπό βέλτιστο αεροδυναμικό συντελεστή απόδοσης ώστε να μεγιστοποιείται η παραγόμενη ισχύς. Για να επιτευχθεί αυτό, η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ οδηγείται μέσω μιας καμπύλης ελέγχου (καμπύλη MPPT) στην εκάστοτε βέλτιστη τιμή της. Επιπλέον όταν η διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύς είναι μεγαλύτερη από την ονομαστική ικανότητα του εξοπλισμού, η γωνία pitch αυξάνεται ώστε να περιορίσει την μηχανική ισχύ που διοχετεύεται στον άξονα της Α/Γ σε ονομαστικά επίπεδα. Από την άλλη όταν η διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύς είναι μικρότερη από την ονομαστική, η γωνία pitch των πτερυγίων τίθεται στην ελάχιστη τιμή της ώστε να μεγιστοποιείται η απορρόφηση αεροδυναμικής ισχύος. Κύριες συνιστώσες του ελέγχου που προτείνεται αποτελούν ο έλεγχος ροπής (ισχύος) και ο έλεγχος της γωνίας pitch.

Όπως φαίνεται και από το σχηματικό διάγραμμα, για τη ρύθμιση της ταχύτητας ακολουθείται η εναλλακτική διαμόρφωση που αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 3, όπου από τη μετρούμενη ηλεκτρική ισχύ εξόδου P_{elec} λαμβάνεται η αναφορά της ταχύτητας περιστροφής ω_{ref} . Για τη λήψη της αναφοράς γίνεται χρήση μιας κατάλληλης συνάρτησης (speed reference function), η οποία υλοποιεί τη λογική της καμπύλης MPPT. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε απευθείας μια καμπύλη MPPT σαν και αυτή του σχήματος 3.8, η οποία για κάθε τιμή της ηλεκτρικής ισχύος παρέχει την εκάστοτε βέλτιστη ταχύτητα περιστροφής μέχρι να φτάσει την ονομαστική. Από το

επίπεδο αυτό της ηλεκτρικής ισχύος (ενδεικτικά 46-75% της ονομαστικής ισχύος) και πάνω, η αναφορά της ταχύτητας περιστροφής διατηρείται σταθερή στην ονομαστική της τιμή. Προτείνεται η τιμή της αναφοράς που λαμβάνεται, να φιλτράρεται μέσω ενός βαθυπερατού φίλτρου με μια αρκετά μεγάλη σταθερά χρόνου (60 sec), ώστε η αναφορά της ταχύτητας να ακολουθεί αργά τις μεταβολές της ισχύος.

Η πραγματική ταχύτητα περιστροφής της A/Γ ω (προκύπτει από το μοντέλο του μηχανικού υποσυστήματος, Rotor Model) συγκρίνεται με την αναφορά της ω_{ref} , και το σφάλμα δίνεται ως είσοδο τόσο στον έλεγχο ροπής όσο και στον έλεγχο της γωνίας pitch. Ο έλεγχος ροπής [Torque Control] περιλαμβάνει έναν PI ελεγκτή, ο οποίος ρυθμίζει την ταχύτητα ελέγχοντας την τιμή της ηλεκτρικής ροπής. Στη συνέχεια, η ροπή πολλαπλασιάζεται με την ταχύτητα περιστροφής και λαμβάνεται η αντίστοιχη τιμή της ηλεκτρικής ισχύος. Η τιμή αυτή εξομαλύνεται μέσω ενός βαθυπερατού φίλτρου με σχετικά μικρή σταθερά χρόνου (0.05 sec), και περιορίζεται τόσο ως προς τη μεταβολή της όσο και ως προς το ρυθμό μεταβολής της. Εδώ να αναφερθεί ότι ο άνω περιορισμός της ισχύος στο συγκεκριμένο σημείο του ελέγχου λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες της ονομαστικής, λόγω της χρήσης αυτού του σήματος και για τον έλεγχο της γωνίας pitch όπως θα φανεί παρακάτω. Το σήμα ισχύος $pinp$ που προκύπτει από τον έλεγχο ροπής αποτελεί τη βάση πάνω στην οποία διαμορφώνεται η εντολή ισχύος προς το μετατροπέα P_{ord} . Επίσης όπως φαίνεται, ο PI ελεγκτής του torque control είναι εφοδιασμένος με μηχανισμό anti-windup για τις περιπτώσεις περιορισμού του σήματος ισχύος στην έξοδο του ελέγχου.

Όπως ειπώθηκε το σφάλμα της ταχύτητας περιστροφής δίνεται ταυτόχρονα ως είσοδο και στον έλεγχο pitch [Pitch Control], ο οποίος μέσω ενός PI ελεγκτή δίνει ως έξοδο τη μία από τις δύο συνιστώσες που συνθέτουν την αναφορά της γωνίας pitch που προκύπτει από το συνολικό έλεγχο. Η δεύτερη συνιστώσα της γωνίας προκύπτει από το βρόγχο αντιστάθμισης της γωνίας pitch [Pitch Compensation]. Ο βρόγχος αυτός δέχεται ως είσοδο το σφάλμα μεταξύ της τιμής της ισχύος $pinp$ που προκύπτει από τον έλεγχο ροπής και μιας αναφοράς ισχύος P_{set} που διαμορφώνεται εξωτερικά ανάλογα με τη στρατηγική λειτουργίας που ακολουθείται. Ένας PI ελεγκτής αναλαμβάνει αυτό το σφάλμα δίνοντας ως έξοδο την απαιτούμενη πρόσθετη συνιστώσα της γωνίας pitch. Η συνολική τιμή της γωνίας pitch που προκύπτει από τις δύο συνιστώσες υλοποιείται μέσω του μηχανισμού μεταβολής της γωνίας ενώ λαμβάνεται υπόψιν, μέσω κατάλληλης σταθεράς χρόνου T_p , η χρονική καθυστέρηση που ενυπάρχει στο μηχανικό μηχανισμό ρύθμισης της γωνίας pitch. Επίσης περιορίζεται τόσο η μεταβολή όσο και ο ρυθμός μεταβολής της γωνίας pitch, ενώ η απόκριση της ρύθμισης της γωνίας είναι σχετικά βραδύτερη από τον πολύ γρήγορο έλεγχο του ηλεκτρικού μέρους. Ακόμη να σημειωθεί ότι και εδώ οι PI ελεγκτές είναι εφοδιασμένοι με μηχανισμό anti-windup, για τις περιπτώσεις που επενεργούν οι περιοριστές στη γωνία pitch.



Σχήμα 4.18: Μοντελοποίηση ανεμογεννήτριας για απόκριση συχνότητας διατηρώντας εφεδρεία.

Στην περίπτωση που επιδιώκεται μέγιστη παραγωγή από την Α/Γ, η αναφορά ισχύος που δίνεται ως είσοδο στον pitch compensation είναι μόνιμα η ονομαστική ισχύς της Α/Γ (1 pu). Με τον τρόπο αυτό διασφαλίζεται ότι για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ονομαστικής, όπου επιθυμείτε μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος, η γωνία pitch θα διατηρείται στην ελάχιστη τιμή της (δηλαδή στις 0°). Για αυτό το εύρος ταχυτήτων ανέμου, μια αύξηση της ταχύτητας περιστροφής (π.χ. λόγω αύξησης της ταχύτητας ανέμου/αεροδυναμικής ισχύος) θα οδηγήσει σε ένα θετικό σφάλμα ταχύτητας περιστροφής. Λόγω αυτού του σφάλματος ο pitch control τείνει να αυξήσει τη γωνία pitch με σκοπό να περιορίσει την αεροδυναμική ισχύ στον άξονα,

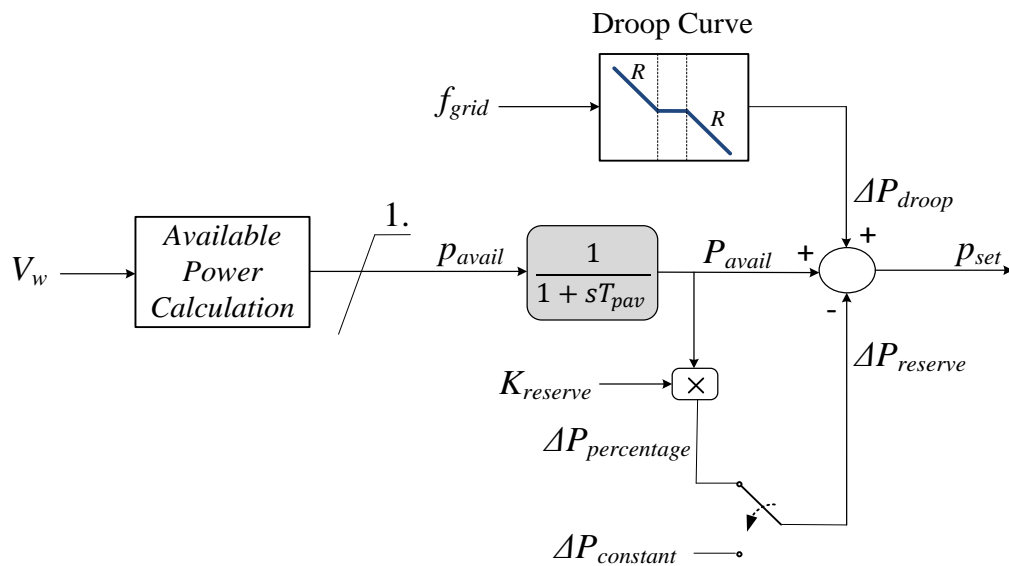
ενώ παράλληλα ο torque control αυξάνει ταχύτητα την αναφορά ηλεκτρικής ισχύος p_{inP} με στόχο την επιβράδυνση του δρομέα. Με την αναφορά ισχύος p_{inP} όμως να είναι μικρότερη της ονομαστικής ($P_{set}=1pu$), ο pitch compensation δίνει μια αρνητική συνιστώσα της γωνίας pitch με αποτέλεσμα να αντισταθμίζεται η όποια αύξηση της γωνίας πάει να προκύψει από τον pitch control. Ο έλεγχος επιτυγχάνει την επιθυμητή λειτουργία, λόγω και της γρηγορότερης απόκρισης του ελέγχου της ηλεκτρικής ροπής σε σχέση με τον έλεγχο της γωνίας pitch. Σε αντίθετη περίπτωση μια μείωση της ταχύτητας περιστροφής (π.χ. λόγω μείωσης της ταχύτητας ανέμου/αεροδυναμικής ισχύος), οδηγεί σε μείωση της γωνίας από τον pitch control και μείωση της ηλεκτρικής ισχύος από τον torque control. Ο pitch compensation σε αυτή την περίπτωση έχει πάλι αρνητική συνεισφορά στη γωνία, αλλά τώρα είναι προς την ίδια κατεύθυνση με τη συνιστώσα του pitch control. Παρόλο όμως τη συνιστάμενη αρνητική αναφορά της γωνίας pitch που διαμορφώνεται, αυτή λόγω του κάτω περιοριστή παραμένει σταθερή στη μηδενική τιμή της. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι για επίπεδα ισχύος χαμηλότερα της ονομαστικής, η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ θα ρυθμίζεται κυρίως από την εντολή ηλεκτρικής ισχύος στην ταχύτητα αναφοράς που καθορίζεται από τη στρατηγική MPPT, ενώ η γωνία pitch διατηρείται σταθερή στην ελάχιστη τιμή της.

Για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής που επιδιώκεται περιορισμός της αεροδυναμικής ισχύος στην ονομαστική τιμή, η λειτουργία του ελέγχου έχει ως εξής: Μια αύξηση της ταχύτητας περιστροφής έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της γωνίας από τον pitch control και ταυτόχρονα την αύξηση του σήματος ισχύος p_{inP} στην έξοδο του torque control. Επειδή όμως σε αυτό το εύρος ταχυτήτων ανέμου η τιμή του σήματος ισχύος p_{inP} γίνεται ίση ή μεγαλύτερη από την ονομαστική (P_{set}), ο pitch compensation δίνει μια μηδενική ή θετική συνιστώσα της γωνίας η οποία προστίθεται με τη θετική συνιστώσα από τον pitch control, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η γωνία κλίσης των πτερυγίων. Έτσι επιτυγχάνεται ο περιορισμός της αεροδυναμικής ισχύος μέσω αύξησης της γωνίας pitch. Στην περίπτωση μείωσης της ταχύτητας περιστροφής η λειτουργία του ελέγχου είναι η αντίστροφη, ώστε να μειωθεί η γωνία pitch και η παραγόμενη ισχύς να παραμείνει στην ονομαστική τιμή της. Επομένως για επίπεδα ισχύος πάνω από την ονομαστική, η ταχύτητα περιστροφής θα ελέγχεται κυρίως μέσω του ελέγχου της γωνίας pitch που ταυτόχρονα θα περιορίζει την αεροδυναμική ισχύ στην ονομαστική της τιμή.

Μέσω της συγκεκριμένης διαμόρφωσης επιτυγχάνεται επομένως πλήρως η επιθυμητή λειτουργία της Α/Γ, καθώς λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης παραγωγής για ταχύτητες ανέμου χαμηλότερες της ονομαστικής ενώ περιορίζει την αεροδυναμική ισχύ στην ονομαστική τιμή για υψηλότερες ταχύτητες. Τονίζεται ότι ο έλεγχος δρα με σκοπό να εξομαλύνει τις διακυμάνσεις στην ηλεκτρική ισχύ εξόδου, που οφείλονται στην έντονη διακύμανση της αεροδυναμικής ισχύος που διοχετεύεται στον άξονα της Α/Γ. Αυτό επιτυγχάνεται επιτρέποντας στην ταχύτητα περιστροφής της μηχανής να μεταβάλλεται γύρω από την ταχύτητα αναφοράς, έτσι ώστε η αδράνεια της μηχανής να λειτουργεί ως χώρος αποθήκευσης (buffer), απορροφώντας

τις μεταβολές της αεροδυναμικής ισχύος. Σημειώνεται επίσης, ότι η ταχύτητα μπορεί μεταβατικά να υπερβαίνει ακόμα και την ονομαστική τιμή της.

Το σήμα ισχύος p_{inp} στην έξοδο του torque control προτού δοθεί ως αναφορά ενεργού ισχύος στα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα περιορίζεται από έναν άνω περιοριστή. Το άνω όριο P_{setAPC} αυτού του περιοριστή καθορίζεται από την εξωτερική αναφορά ισχύος P_{set} που δίνεται ως είσοδος και στον pitch compensation. Η λογική αυτού του περιορισμού θα εξηγηθεί παρακάτω. Επιπλέον με σκοπό να αποφευχθούν απότομες μεταβολές κατά τον παραπάνω περιορισμό της εντολής ισχύος, γίνεται χρήση μιας λειτουργίας περιορισμού του ρυθμού απόκρισης της ισχύος [Power Response Rate Limit]. Αυτός ο περιορισμός υλοποιείται υπολογίζοντας τη διαφορά μεταξύ της αρχικής αναφοράς ισχύος p_{inp} και της τιμής που λαμβάνεται μετά τον άνω περιορισμό. Το σφάλμα που υπολογίζεται δίνεται ως είσοδος σε ένα φίλτρο απαλοιφής [washout filter], η έξοδος του οποίου προστίθεται στην περιορισμένη εντολή ισχύος ώστε να παραχθεί η τελική αναφορά P_{ord} που υλοποιείται από τα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα της Α/Γ. Η χρονική σταθερά T_w του φίλτρου απαλοιφής καθορίζει το ρυθμό μεταβολής του άνω περιορισμού που επιβάλλεται στο σήμα αναφοράς της ισχύος p_{inp} .



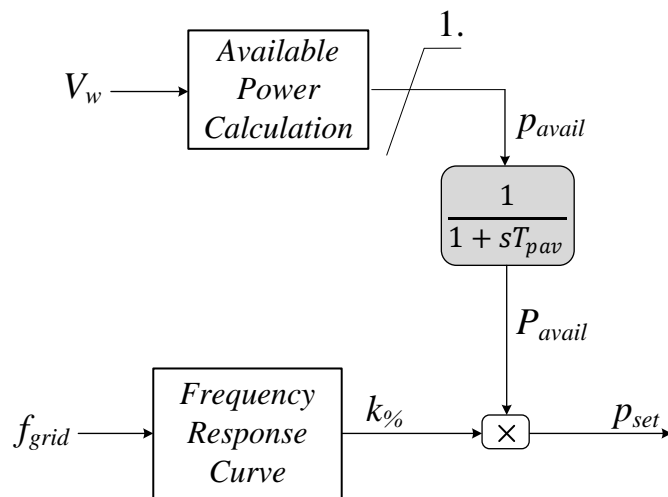
Σχήμα 4.19: Διαμόρφωση Active Power Control μπλοκ για διατήρηση ποσοστιαίας ή σταθερής ποσότητας εφεδρείας και απόκριση συχνότητας μέσω καμπύλης στατισμού.

Στην περίπτωση που απαιτείται η παραγόμενη ισχύς από την Α/Γ να είναι μικρότερη από τη μέγιστη διαθέσιμη π.χ. για διατήρηση εφεδρείας, για απόκριση συχνότητας, για περιορισμό της ισχύος κτλ., η αναφορά ισχύος P_{set} που δίνεται ως είσοδος στον pitch compensation δεν είναι πια η ονομαστική (1 pu) αλλά η επιθυμητή ισχύς που υπολογίζεται με βάση τη στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται. Στην πραγματικότητα, όπως έχει ειπωθεί, η αναφορά αυτή λαμβάνεται από τον κεντρικό ελεγκτή του Α/Π. Για τους σκοπούς της μοντελοποίησης γίνεται χρήση ενός μπλοκ ελέγχου ενεργού ισχύος [Active Power Control, APC]. Το μπλοκ αυτό δέχεται ως

είσοδο τις εντολές εφεδρείας από το διαχειριστή του συστήματος (σταθερή ποσότητα εφεδρείας $\Delta P_{constant}$ ή ποσοστό εφεδρείας $K_{reserve}$), τη μετρούμενη συχνότητα του δικτύου και τη μετρούμενη ταχύτητα του ανέμου. Με βάση αυτά τα δεδομένα, τον τύπο εφεδρείας (σταθερή ποσότητα ή ποσοστιαία) και ρύθμισης συχνότητας που απαιτείται, υπολογίζεται η απαιτούμενη αναφορά ισχύος p_{set} που δίνεται στην έξοδο του APC μπλοκ. Όσο αναφορά τη ρύθμιση συχνότητας, αυτή αναφέρεται στον έλεγχο στατισμού που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.3.2 και υλοποιείται ανάλογα με τον τύπο ρύθμισης που χρησιμοποιείται. Στην περίπτωση απόκρισης μέσω της καμπύλης στατισμού του σχήματος 4.14 η μετρούμενη συχνότητα μετατρέπεται σε ένα σήμα μεταβολής της ισχύος ΔP_{droop} , το οποίο προστίθεται στο σήμα ισχύος που έχει συμπεριλάβει τη ζητούμενη εφεδρεία ώστε να προκύψει το σήμα p_{set} που δίνεται ως έξοδο από το APC μπλοκ. Η διαμόρφωση του APC μπλοκ σε αυτή την περίπτωση παρουσιάζεται στο σχήμα 4.19. Εναλλακτικά, σε περίπτωση που η ρύθμιση της συχνότητας γίνεται με βάση την καμπύλη στατισμού 4.15, η μετρούμενη τιμή της συχνότητας αντιστοιχίζεται απευθείας στην επιθυμητή τιμή της ισχύος p_{set} με τον τρόπο που αναλύθηκε στην ενότητα 4.3.2. Η διαμόρφωση του APC μπλοκ σε αυτή την περίπτωση δίνεται στο σχήμα 4.20, ενώ μια τέτοια υλοποίηση επιτρέπει τη διατήρηση μόνο ποσοστιαίας εφεδρείας. Ανεξάρτητα από τον τύπο εφεδρείας και απόκρισης συχνότητας, το συνολικό σήμα ισχύος p_{set} που δίνεται ως έξοδος από το APC μπλοκ περιορίζεται από έναν περιοριστή έτσι ώστε να αποκτηθεί η τελική αναφορά ισχύος P_{set} . Το κάτω όριο P_{min} αντιστοιχεί στο ελάχιστο επιτρεπτό επίπεδο παραγωγής, ενώ το άνω όριο P_{max} αντιστοιχεί σε τυχόν περιορισμό της μέγιστης παραγόμενης ισχύος που μπορεί να επιβληθεί από το διαχειριστή του συστήματος στον αιολικό σταθμό με σκοπό τον περιορισμό της παραγωγής του. Σημειώνεται ότι η ταχύτητα ανέμου χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος της Α/Γ, μέσω ενός αεροδυναμικού μοντέλου που χρησιμοποιεί την καμπύλη ισχύος της Α/Γ. Στη συνέχεια, η εκτιμώμενη διαθέσιμη ισχύς φιλτράρεται μέσω ενός βαθυπερατού φίλτρου με σταθερά χρόνου T_{pav} ώστε να προκύψει μια πιο εξομαλυμένη εκτίμηση αυτής P_{avail} . Στην πράξη βέβαια, η εκτίμηση της διαθέσιμης ισχύος μπορεί να γίνει με διάφορους τρόπους κάποιοι από τους οποίους αναφέρθηκαν σε προηγούμενη ενότητα.

Η αναφορά ισχύος που λαμβάνεται ως έξοδος από το Active Power Control μπλοκ, αφού περιοριστεί δίνεται ως είσοδος στον pitch compensation ενώ ταυτόχρονα τίθεται ως άνω όριο του άνω περιοριστή της αναφοράς ισχύος p_{inp} . Μια μείωση της αναφοράς ισχύος P_{set} (π.χ. για αύξηση εφεδρείας, λόγω αύξησης της συχνότητας, μείωση της διαθέσιμης ισχύος) θα έχει ως αποτέλεσμα την πολύ γρήγορη μείωση της εντολής ισχύος προς το μετατροπέα, λόγω του περιορισμού αυτής από τον άνω περιοριστή. Η ταχύτητα της μεταβολής εξαρτάται από τη σταθερά χρόνου T_w του περιοριστή ρυθμού μεταβολής της απόκρισης που έχει αναφερθεί στα προηγούμενα. Παράλληλα η μειωμένη αναφορά ισχύος δίνεται ως είσοδος στον pitch compensation, με αποτέλεσμα αυτός να αυξάνει τη γωνία pitch. Αυτό θα έχει ως συνέπεια τη μείωση της αεροδυναμικής ισχύος που απορροφά η Α/Γ και άρα τη μείωση της ταχύτητας περιστροφής. Η μείωση αυτή είναι σχετικά μικρή γιατί ταυτόχρονα έχουμε και τη

μείωση της ηλεκτρικής ισχύος λόγω του άνω περιορισμού που περιγράφηκε προηγουμένως. Στη συνέχεια λόγω του αρνητικού σφάλματος της ταχύτητας περιστροφής, ο pitch control τείνει να μειώσει τη γωνία pitch και ο torque control να μειώσει την αναφορά ισχύος p_{inp} . Λόγω της αντιστάθμισης που παρέχεται από τον pitch compensation και της γρηγορότερης δυναμικής του ελέγχου της ηλεκτρικής ροπής, η γωνία pitch παραμένει αυξημένη και η ηλεκτρική ισχύς της Α/Γ μειώνεται στην επιθυμητή τιμή που έχει δοθεί ως αναφορά από το APC μπλοκ. Έπομένως η Α/Γ ισορροπεί στο νέο μειωμένο επίπεδο ισχύος κάτω από τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, για μια αυξημένη γωνία pitch και για την ίδια ή μικρότερη ταχύτητα περιστροφής σε σχέση με το αρχικό σημείο λειτουργίας. Το αν τελικά μειωθεί ή όχι η ταχύτητα εξαρτάται από το αρχικό σημείο ισορροπίας και το κατά πόσο αυτό θα μετακινηθεί πάνω στην καμπύλη ελέγχου που οδηγεί την ταχύτητα περιστροφής (καμπύλη MPPT), όταν μειώνεται το επίπεδο ισχύος.

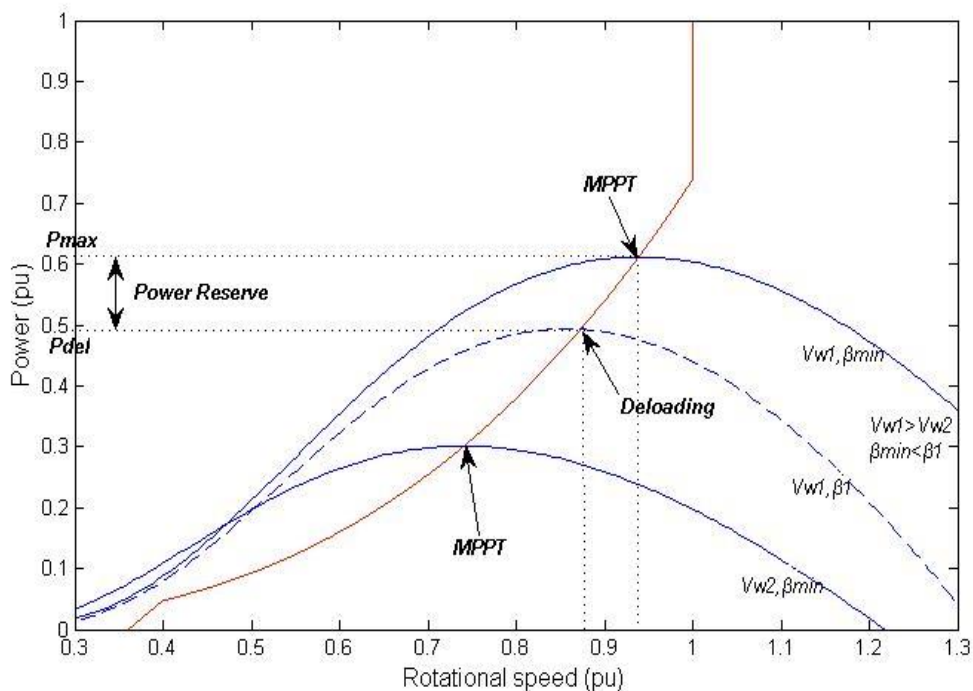


Σχήμα 4.20: Εναλλακτική διαμόρφωση Active Power Control μπλοκ για διατήρηση ποσοστιαίας εφεδρείας και απόκριση συχνότητας με βάση την καμπύλη στατισμού του σχήματος 4.15. Το $k\%$ εκφράζει το επιθυμητό ποσοστό της διαθέσιμης ισχύος με βάση τη μεταβολή της συχνότητας.

Κατά την ίδια λογική όταν επιδιώκεται αύξηση της παραγόμενης ισχύος, αυξάνεται η αναφορά ισχύος P_{set} που δίνεται ως είσοδος στον pitch compensation και ως άνω όριο στον άνω περιοριστή. Συνεπώς σε αυτήν την περίπτωση λόγω αύξησης του άνω περιορισμού, η εντολή ισχύος προς το μετατροπέα δεν αυξάνεται άμεσα όπως στην περίπτωση μείωσης της ισχύος. Έτσι η όποια μεταβολή θα επέλθει λόγω μεταβολής της αεροδυναμικής ισχύος. Ειδικότερα, η αυξημένη αναφορά προκαλεί μέσω του pitch compensation μια μείωση της γωνίας pitch, με αποτέλεσμα την αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος. Η αύξηση αυτή οδηγεί στην επιτάχυνση του δρομέα, δημιουργώντας ένα θετικό σφάλμα ταχύτητας. Λόγω αυτού του σφάλματος ο pitch control τείνει να αυξήσει τη γωνία pitch, ενώ ο torque control αυξάνει την αναφορά ισχύος p_{inp} προς το μετατροπέα. Τελικά με τη συμβολή και του pitch compensation η όποια αύξηση της γωνίας pitch εξουδετερώνεται, οπότε η γωνία παραμένει μειωμένη και η ηλεκτρική ισχύς αυξάνεται. Έπομένως η Α/Γ για να

πετύχει την επιθυμητή αύξηση ισχύος ισορροπεί σε μια μειωμένη γωνία pitch, ενώ η ταχύτητα περιστροφής της σε αναλογία με πριν είτε θα παραμείνει σταθερή είτε θα αυξηθεί.

Η βασική φιλοσοφία του τρόπου με τον οποίο επιτυγχάνεται η αποφόρτιση της Α/Γ παρουσιάζεται σχηματικά στο σχήμα 4.21. Η ρύθμιση της ισχύος επιτυγχάνεται ουσιαστικά με την κατάλληλη ρύθμιση της γωνίας pitch μέσω του βρόγχου ελέγχου pitch compensation. Όπως φαίνεται και από το σχήμα 4.21, το σύστημα ελέγχου της γωνίας pitch βρίσκει δυναμικά την κατάλληλη τιμή β_1 της γωνίας για την οποία η καμπύλη της αεροδυναμικής ισχύος τέμνει την καμπύλη MPPT στο επιθυμητό επίπεδο ισχύος που έχει δοθεί ως αναφορά στον pitch compensation. Εξηγήθηκε βέβαια ότι μπορεί να υπάρξει παράλληλα και μια μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής της Α/Γ σε σχέση με την αρχική. Αυτή η πιθανή μεταβολή της ταχύτητας φαίνεται και από το σχήμα 4.21, ότι απορρέει από την καμπύλη οδήγησης της ταχύτητας περιστροφής (καμπύλη MPPT) που είναι και αυτή που καθορίζει το σημείο που θα ισοροπήσει η Α/Γ ανάλογα με το επίπεδο ισχύος και τη γωνία pitch. Επομένως, πρόκειται ουσιαστικά για μια μέθοδο αποφόρτισης που βασίζεται σε τεχνικές pitching. Σημειώνεται ότι όπως αναφέρθηκε στα προηγούμενα εμφανίζεται μια διαφοροποιημένη απόκριση ανάλογα με τον αν επιδιώκεται αύξηση ή μείωση της ισχύος, λόγω του άνω περιοριστή που επιδρά στην εντολή ισχύος προς το μετατροπέα.



Σχήμα 4.21: Σχηματική απεικόνιση της βασικής φιλοσοφίας της προτεινόμενης μεθόδου, μέσω της οποίας επιτυγχάνεται η ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος στο επιθυμητό επίπεδο.

Στο σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου της Α/Γ που παρουσιάζεται στο σχήμα 4.18 συμπεριλαμβάνεται και ο έλεγχος αδρανειακής απόκρισης. Ο έλεγχος αυτός

επιτυγχάνεται μέσω του Inertial Control, ο οποίος υλοποιεί τον αδρανειακό ελεγκτή που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.3.3 και του οποίου η σχηματική απεικόνιση φαίνεται στο σχήμα 4.17. Ο ελεγκτής αυτός δέχεται ως είσοδο τη μετρούμενη συχνότητα και διαμορφώνει ένα σήμα μεταβολής της ενεργού ισχύος dp_{in} . Το σήμα αυτό προστίθεται, όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.18, απευθείας στην αναφορά ισχύος που διαμορφώνεται από τον έλεγχο της Α/Γ ώστε να προκύψει η τελική εντολή ενεργού ισχύος P_{ord} που θα υλοποιηθεί από τα συστήματα ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται ταχύτατη μεταβολή της ενεργού ισχύος που εγγέεται στο δίκτυο, κάτι που οφείλεται στην εξαιρετικά γρήγορη απόκριση του ελέγχου των μετατροπέων.

Για να γίνει κατανοητή η επίδραση του αδρανειακού ελεγκτή στην απόκριση της Α/Γ ενώ αυτή λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος, ας θεωρηθεί η περίπτωση που για μια δεδομένη ταχύτητα ανέμου μικρότερη της ονομαστικής ανιχνεύεται από τον ελεγκτή μια πτώση συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή ο αδρανειακός ελεγκτής θα διαμορφώσει ένα θετικό σήμα μεταβολής της ισχύος dp_{in} , το οποίο θα αυξήσει ταχύτατα μέσω του ελέγχου του μετατροπέα την ενεργό ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο. Η αύξηση της ενεργού ισχύος θα έχει ως αποτέλεσμα την επιβράδυνση της Α/Γ. Η μειωμένη ταχύτητα περιστροφής θα δημιουργήσει ένα αρνητικό σφάλμα ταχύτητας με αποτέλεσμα ο pitch control να δώσει μια αρνητική συνιστώσα για τη γωνία pitch και ο torque control να μειώσει την αναφορά ισχύος p_{inp} στην έξοδο του. Επειδή υποτίθεται λειτουργία MPPT, η γωνία pitch έχει την ελάχιστη τιμή της οπότε δεν μπορεί να μειωθεί περαιτέρω. Επομένως, για την επαναφορά της ταχύτητας περιστροφής απαιτείται να μειωθεί η ηλεκτρική ισχύς ώστε να γίνει μικρότερη της αεροδυναμικής και να επιταχυνθεί ο δρομέας. Συμπεραίνεται λοιπόν όπως ήταν αναμενόμενο, ότι σε αυτή την περίπτωση η αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος είναι προσωρινή (κάποια sec) και ακολουθείται από μια περίοδο μείωσης της, ώστε να αποκατασταθεί η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ. Να συμπληρωθεί ότι η μείωση της ταχύτητας επιτείνεται παραπάνω από το γεγονός ότι αφού η ταχύτητα περιστροφής γίνεται χαμηλότερη από την αντίστοιχη βέλτιστη που επιβάλλει η στρατηγική MPPT, μειώνεται και η αεροδυναμική απόδοση της Α/Γ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος να επιτελείται ταυτόχρονα με μια μικρή μείωση της αεροδυναμικής ισχύος, κάτι που πιθανόν να επιδεινώσει ακόμα περισσότερο την επιβράδυνση της Α/Γ.

Η απόκριση είναι διαφορετική για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής, όπου η ισχύς της Α/Γ περιορίζεται στην ονομαστική τιμή της, ή όταν διατηρείται από την Α/Γ κάποιου είδους εφεδρεία ισχύος. Σε αυτές τις περιπτώσεις η γωνία pitch δεν βρίσκεται στην ελάχιστη τιμή της, αλλά σε μια μεγαλύτερη ώστε να ρυθμίζει την αεροδυναμική ισχύ στο επιθυμητό επίπεδο που είναι μικρότερο από το μέγιστο διαθέσιμο. Επομένως, ο έλεγχος της Α/Γ αναλαμβάνει να επαναφέρει την ταχύτητα περιστροφής μειώνοντας τη γωνία pitch και άρα αυξάνοντας την αεροδυναμική ισχύ που παρέχεται στον άξονα της Α/Γ. Έτσι η επιβράδυνση που προκαλείται από την αδρανειακή απόκριση δεν αντιμετωπίζεται με μείωση της

ηλεκτρικής ισχύος εξόδου, αλλά με αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος. Αυτή η συμπεριφορά δίνει τη δυνατότητα αύξησης και διατήρησης της ηλεκτρικής ισχύος της Α/Γ για πολύ μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και χωρίς να απαιτείται η μείωση αυτής κάτω από την αεροδυναμική ισχύ. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι για την περίπτωση λειτουργίας για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής, όπου η Α/Γ περιορίζεται στην ονομαστική ισχύ της, για να επιτευχθεί η απόκριση που περιγράφηκε θα πρέπει να προϋπάρχει μια υπερδιαστασιολόγηση τόσο του αεροδυναμικού (μηχανικού) όσο και του ηλεκτρικού εξοπλισμού της Α/Γ. Αυτό πρέπει να γίνει γιατί σε αυτή την περίπτωση θα έχουμε μια παρατεταμένη υπερφόρτιση της Α/Γ πάνω από τα ονομαστικά της μεγέθη. Κάτι τέτοιο βέβαια συνεπάγεται και μεγαλύτερο κόστος. Από την άλλη η διατήρηση εφεδρείας δεν δημιουργεί τέτοια ανάγκη, αλλά μειώνει την παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ.

Στον πίνακα 4.1 παρατίθενται οι τιμές των παραμέτρων των σχημάτων 4.18 και 4.20, όπως αυτές προτείνονται στο [42] και χρησιμοποιούνται κατά τις προσομοιώσεις. Ενώ στον πίνακα 4.2 φαίνονται οι προτεινόμενες τιμές σχετικά με τη ρύθμιση του αδρανειακού ελεγκτή του σχήματος 4.17. Να σημειωθεί ότι οι ανά μονάδα τιμές είναι ανηγμένες στην ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας.

Παράμετρος	Τιμή
K_{pp}	150
K_{ip}	25
T_p (sec)	0.30
β_{max} (deg)	27
β_{min} (deg)	0
$d\beta/dt_{max}$ (deg/sec)	10
$d\beta/dt_{min}$ (deg/sec)	-10
P_{wmax} (pu)	1.12
P_{wmin} (pu)	0
dP/dt_{max} (pu/sec)	0.45
dP/dt_{min} (pu/sec)	-0.45
K_{pc}	3
K_{ic}	30
K_{ptrq}	3
K_{itrq}	0.6
T_{pc} (sec)	0.05
T_w (sec)	1
T_{pav} (sec)	0.15

Πίνακας 4.1: Τιμές των παραμέτρων των σχημάτων 4.18 και 4.20.

Παράμετρος	Τιμή
K_{in}	10
$T_{lpin} (sec)$	1
$T_{woin} (sec)$	5.5
$dP/dt_{mxin} (pu/sec)$	0.1
$dP/dt_{mmin} (pu/sec)$	-0.1
$P_{mxin} (pu)$	0.1
$P_{mmin} (pu)$	-0.1

Πίνακας 4.2: Τιμές των παραμέτρων του αδρανειακού ελεγκτή του σχήματος 4.17.

Κεφάλαιο 5

VSC-HVDC Πολυτερματικό Δίκτυο

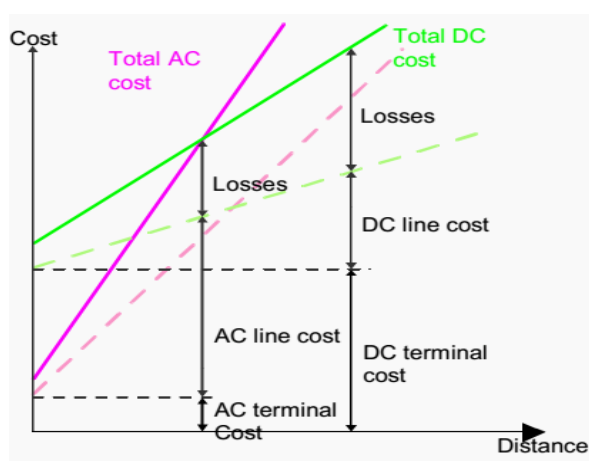
5.1 Τεχνολογία HVDC

5.1.1 Γενικά

Η τεχνολογία HVDC [High Voltage Direct Current] αναφέρεται στη μεταφορά ηλεκτρικής ισχύος χρησιμοποιώντας συνεχές ρεύμα, σε αντίθεση με το συμβατικό τριφασικό δίκτυο υψηλής τάσης εναλλασσόμενου ρεύματος [High Voltage Alternating Current, HVAC]. Η επικράτηση του εναλλασσόμενου ρεύματος για την ανάπτυξη των ηλεκτρικών δικτύων ήταν όλα αυτά τα χρόνια σχεδόν καθολική. Η ραγδαία ανάπτυξη τεχνολογιών που σχετίζονται με τη μεταφορά HVDC, καθώς και η διαπίστωση ότι το συνεχές ρεύμα παρουσιάζει συγκριτικά πλεονεκτήματα σε σχέση με το εναλλασσόμενο, κυρίως για μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις, έκανε σταδιακά όλο πιο συχνή τη χρήση της εν λόγω τεχνολογίας.

Τα κυριότερα πλεονεκτήματα, από τεχνικής πλευράς, της τεχνολογίας HVDC σε σχέση με την HVAC είναι η δυνατότητα ασφαλούς διασύνδεσης δύο ασύγχρονων μεταξύ τους δικτύων (π.χ. δίκτυα γειτονικών χωρών), η μη απαίτηση αέργου αντιστάθμισης (ιδιαίτερα σημαντικό για μακρινές υποβρύχιες διασυνδέσεις), οι μεγάλες δυνατότητες ελεγκσιμότητας ενός συστήματος HVDC (π.χ ακριβής έλεγχος της ενεργού ισχύος) και η περιορισμένη συμβολή στο ρεύμα βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο οποίο συνδέεται (π.χ. κατά τη διασύνδεση μιας μονάδας παραγωγής). Από τεχνοοικονομικής απόψεως, στις περισσότερες των περιπτώσεων οι απώλειες μεταφοράς με HVDC είναι μικρότερες, ειδικά όσο αυξάνεται η απόσταση μεταφοράς. Αυτό οφείλεται μεταξύ άλλων στο ότι για τη μεταφορά ίδιας ποσότητας ηλεκτρικής ισχύος απαιτούνται λιγότεροι αγωγοί. Όσο αναφορά το ύψος της επένδυσης, το κόστος μια γραμμής dc είναι μικρότερο από μια αντίστοιχη γραμμή με αγωγούς ac, αφού όπως αναφέρθηκε χρησιμοποιούνται λιγότεροι αγωγοί. Από την άλλη στο κόστος ενός συστήματος HVDC συμπεριλαμβάνεται και το υψηλό κόστος των μετατροπέων AC/DC, αυξάνοντας έτσι το συνολικό κόστος της επένδυσης. Επομένως η τεχνολογία HVDC κρίνεται συμφέρουσα για αποστάσεις μεγαλύτερες από μια 'κρίσιμη' απόσταση, όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.1. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι τυπικές τιμές της κρίσιμης απόστασης για εναέρια μεταφορά είναι τα 600-800 χιλιόμετρα, ενώ στην περίπτωση υποβρύχιων διασυνδέσεων η απόσταση μειώνεται στα 50 χιλιόμετρα.

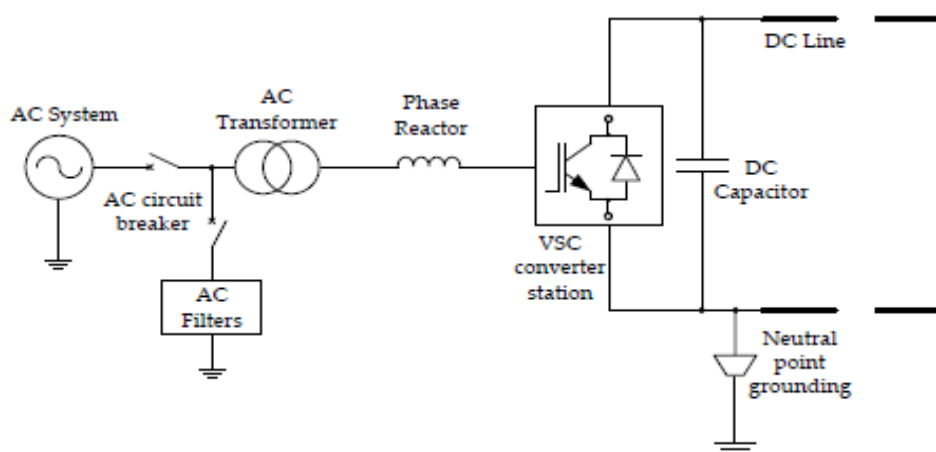
Κύριο κριτήριο που διαχωρίζει σήμερα τις εμπορικές εφαρμογές HVDC είναι ο τύπος των μετατροπέων που χρησιμοποιούν. Η μια κατηγορία είναι τα συστήματα CSC-HVDC (γνωστή και ως HVDC Classic) με μετατροπείς πηγής ρεύματος [Current Source Converters] και η άλλη τα συστήματα VSC-HVDC με μετατροπείς πηγής τάσης [Voltage Source Converters]. Η θεμελιώδης διαφορά μεταξύ των δύο μετατροπέων είναι ότι ο μετατροπέας πηγής ρεύματος χρησιμοποιεί ως ημιαγωγικό στοιχείο το θυρίστορ, του οποίου η μεταγωγή είναι μερικώς ελεγχόμενη (μετατροπέας φυσικής μεταγωγής, line-commutated converter), σε αντίθεση με το μετατροπέα πηγής τάσης που χρησιμοποιεί το πλήρως ελεγχόμενο IGBT (αυτομεταγόμενος μετατροπέας, self-commutated converter). Επίσης μια διαφορά ανάμεσα στα δύο ημιαγωγικά στοιχεία που ενδιαφέρει στην περίπτωση εφαρμογών HVDC είναι ότι το θυρίστορ είναι στοιχείο μονής κατεύθυνσης ενώ το IGBT διπλής κατεύθυνσης, με την έννοια ότι μπορεί να άγει ρεύμα και προς τις δύο κατευθύνσεις. Ένας πολύ σημαντικός παράγοντας είναι ότι στο μετατροπέα πηγής ρεύματος το DC ρεύμα διατηρεί σταθερή πολικότητα και επομένως η κατεύθυνση της ροής ισχύος καθορίζεται από την πολικότητα της DC τάσης, με την DC πλευρά του μετατροπέα να συνδέεται σε σειρά με ένα πηνίο μεγάλης αυτεπαγωγής. Αντίστροφα, στο μετατροπέα πηγής τάσης η πολικότητα της DC τάσης είναι αυτή που διατηρείται σταθερή και η κατεύθυνση της ισχύος καθορίζεται από την πολικότητα του DC ρεύματος, ενώ σε αυτή την περίπτωση η DC πλευρά του μετατροπέα συνδέεται παράλληλα με έναν πυκνωτή μεγάλης χωρητικότητας. Το χαρακτηριστικό αυτό των μετατροπέων πηγής ρεύματος αποτελεί μεγάλο ανασταλτικό παράγοντα για τη χρήση αυτών των μετατροπέων κατά την υλοποίηση πολυτερματικών τοπολογιών (οι οποίες θα αναφερθούν παρακάτω). Έτσι η υλοποίηση πολυτερματικών δικτύων [multi-terminal ή MTDC] καθίσταται εφικτή με χρήση μετατροπέων πηγής τάσης.



Σχήμα 5.1: Ποιοτική σύγκριση των τεχνολογιών μεταφοράς HVDC και HVAC σχετικά με τα κόστη επένδυσης και τις απώλειες.

Τα κύρια πλεονεκτήματα της τεχνολογίας VSC-HVDC έχουν να κάνουν με τα παρακάτω. Κατ' αρχάς ο μετατροπέας VSC δίνει τη δυνατότητα ταχύτατου και πλήρως ανεξάρτητου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος, με αποτέλεσμα τόσο η ενεργός όσο και η άεργος ισχύς να μπορούν να ρυθμιστούν στις επιθυμητές τιμές που

επιβάλλονται είτε από το διαχειριστή του AC συστήματος είτε από τοπικούς ελεγκτές. Έτσι μπορεί να επιτευχθεί και η συμμετοχή του HVDC συστήματος στη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου στο οποίο συνδέεται ή η ρύθμιση της AC τάσης στο σημείο σύνδεσης. Ένα ακόμα πλεονέκτημα είναι ότι ο μετατροπέας μπορεί να λειτουργήσει σε πολύ χαμηλή ή και μηδενική ενεργό ισχύ, οπότε μπορεί σε περίπτωση σφάλματος να δώσει προτεραιότητα στην παροχή αέργου ισχύος ώστε να στηρίξει την τάση του δικτύου. Λόγω αυτών των δυνατοτήτων ελέγχου ένα VSC-HVDC σύστημα μπορεί να συνδεθεί και να στηρίξει αδύναμα δίκτυα καθώς και να βελτιώσει τη λειτουργία και την ευστάθεια των μεγαλύτερων AC συστημάτων στα οποία συνδέεται (π.χ ευστάθεια τάσης, ευστάθεια συχνότητας, απόσβεση ηλεκτρομηχανικών ταλαντώσεων κτλ.). Επίσης η εν λόγω τεχνολογία κάνει εφικτή την ταχύτατη αντιστροφή της ισχύος (σε μερικά ms), λόγω της αντιστροφής της πολικότητας του DC ρεύματος που αναφέρθηκε παραπάνω, χωρίς φυσικά αυτή η αντιστροφή να επηρεάζει τον έλεγχο της αέργου ισχύος στην επιθυμητή τιμή. Πέρα από τα παραπάνω ένα VSC-HVDC σύστημα μπορεί επίσης να συμβάλει στην γρήγορη αποκατάσταση της λειτουργίας του δικτύου μετά από ολική σβέση (black-start). Στα συγκριτικά μειονεκτήματα της συγκεκριμένης τεχνολογίας συγκαταλέγονται η περιορισμένη δυνατότητα μεταφοράς πολύ μεγάλης ισχύος (~1200 MW) σε σχέση με την τεχνολογία CSC-HVDC (~8000 MW), η μειωμένη ικανότητα υπερφόρτισης, οι υψηλότερες διακοπτικές απώλειες λόγω εφαρμογής της τεχνικής PWM καθώς και το υψηλότερο κόστος κατά 10-15%. Στην παρούσα εργασία όπου δεν αναφέρεται διαφορετικά με τον όρο HVDC γίνεται αναφορά σε VSC-HVDC συστήματα.



Σχήμα 5.2: Τυπικό μονογραμμικό διάγραμμα ενός VSC-HVDC σταθμού. Πηγή: [45]

Ένας τυπικός VSC-HVDC σταθμός αποτελείται από το DC τμήμα με τους πυκνωτές, τους αγωγούς και τους πιθανούς πυλώνες, το μετατροπέα με τα φίλτρα του και τον υπόλοιπο εξοπλισμό σύνδεσης με το δίκτυο (μετασχηματιστές, αποζεύκτες κτλ.). Τα επιμέρους αυτά τμήματα συνδέονται μεταξύ τους με αγωγούς υψηλής τάσης, συνεπώς μπορεί να καθοριστεί ανάλογα με το διαθέσιμο χώρο η χωροταξική τους τοποθέτηση στο σταθμό. Τυπικό διάγραμμα ενός VSC-HVDC σταθμού δίνεται στο σχήμα 5.2.

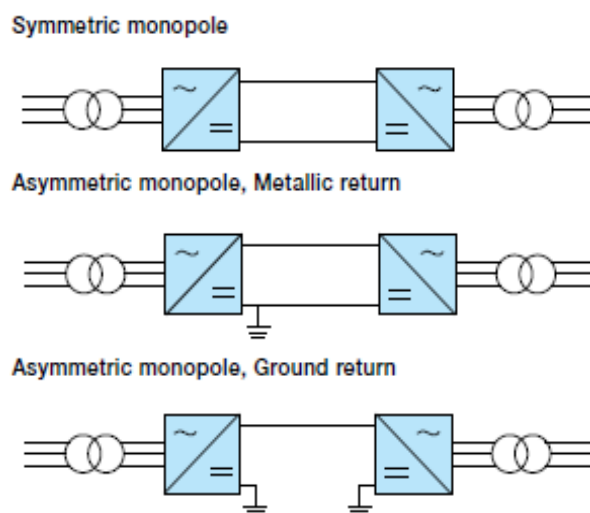
Σημαντική συνεισφορά στην περαιτέρω εξέλιξη των VSC-HVDC συστημάτων έχει η ανάπτυξη των μετατροπέων πολλαπλών επιπέδων, η οποία επιτρέπει την αύξηση του επιπέδου τάσης αλλά και της ονομαστικής ικανότητας ισχύος των σταθμών. Όλα τα προηγούμενα χρόνια οι μετατροπείς που χρησιμοποιούνταν για τέτοιου είδους εφαρμογές ήταν δύο ή τριών επιπέδων. Υπενθυμίζεται ότι ένας μετατροπέας με τάση V_{DC} στην DC πλευρά του, που παράγει με μέθοδο PWM φασική εναλλασσόμενη τάση εξόδου επιπέδων $+V_{DC}/2$ και $-V_{DC}/2$ ονομάζεται μετατροπέας δύο επιπέδων. Σε εφαρμογές υψηλών τάσεων και ισχύων, οι αντιστροφείς δύο ή τριών επιπέδων έχουν κάποιους περιορισμούς λειτουργίας σε υψηλές συχνότητες λόγω των διακοπτικών απωλειών και του περιορισμού των ονομαστικών τιμών ρεύματος και τάσης των ημιαγωγών. Οι μετατροπείς που παράγουν τάση με μεγάλο αριθμό επιπέδων ονομάζονται μετατροπείς πολλαπλών επιπέδων, οι οποίοι επιτυγχάνουν υψηλές τάσεις μειώνοντας ταυτόχρονα το αρμονικό περιεχόμενο της παραγόμενης τάσης και τη διακοπτική συχνότητα. Τέλος να αναφερθεί ότι καθώς οι απαιτήσεις μεταφορικής ικανότητας αυξάνονται, το επίπεδο τάσης των 500 kV που μπορεί να χρησιμοποιηθεί σήμερα αρχίζει να μην είναι επαρκές. Οπότε οι κατασκευαστές τείνουν προς τη δημιουργία HVDC συνδέσμων οι οποίοι θα μπορούν να λειτουργούν στο επίπεδο τάσης των 800 kV (Ultra HVDC).

5.1.2 Τοπολογίες HVDC

Η ακριβής τοπολογία ενός HVDC συστήματος εξαρτάται από τις ανάγκες και τις απαιτήσεις της κάθε εφαρμογής. Στην υποενότητα αυτή παρουσιάζονται συνοπτικά οι συνηθέστερες τοπολογίες, δίνοντας ιδιαίτερη έμφαση στα πολυτεματικά δίκτυα HVDC.

Κατ' αρχάς, όπως αναφέρθηκε υπάρχει η back-to-back τοπολογία με τους δύο μετατροπείς να βρίσκονται στον ίδιο σταθμό χωρίς να υπάρχει ενδιάμεσος DC σύνδεσμος μεγάλου μήκους, η οποία και εξυπηρετεί τη διασύνδεση δύο ασύγχρονων μεταξύ τους δικτύων. Η πρώτη γενική κατηγορία τοπολογιών αφορά τα μονοπολικά συστήματα HVDC, τα οποία μπορούν να διαχωριστούν σε συμμετρικά και ασύμμετρα, και απεικονίζονται στο σχήμα 5.3. Στο συμμετρικό μονοπολικό σύστημα, οι δύο μετατροπείς συνδέονται με έναν συμμετρικό πόλο θετικής-αρνητικής DC τάσης. Η εν λόγω διαμόρφωση έχει χρησιμοποιηθεί σε πολλές υποβρύχιες διασυνδέσεις, ενώ η επιστροφή γίνεται μέσω της γης. Η διαφορά αυτής της τοπολογίας σε σχέση με το ασύμμετρο μονοπολικό σύστημα είναι ότι στο τελευταίο είτε υπάρχει γειωμένος ουδέτερος που υλοποιείται με μεταλική επιστροφή, είτε η επιστροφή γίνεται μέσω γης με χρήση ηλεκτροδίων γείωσης. Μια άλλη κατηγορία αποτελούν τα διπολικά συστήματα HVDC, τα οποία ουσιαστικά προκύπτουν από την ένωση δύο μονοπολικών συστημάτων, με τους δύο πόλους να είναι συμμετρικοί και να μεταφέρουν την ίδια ισχύ. Και πάλι η επιστροφή μπορεί να γίνει είτε μέσω γης είτε με μεταλλικό ουδέτερο. Πλεονέκτημα αυτής της τοπολογίας αποτελεί ότι στην περίπτωση που ο ένας πόλος βγει εκτός λειτουργίας (π.χ. λόγω βλάβης ή

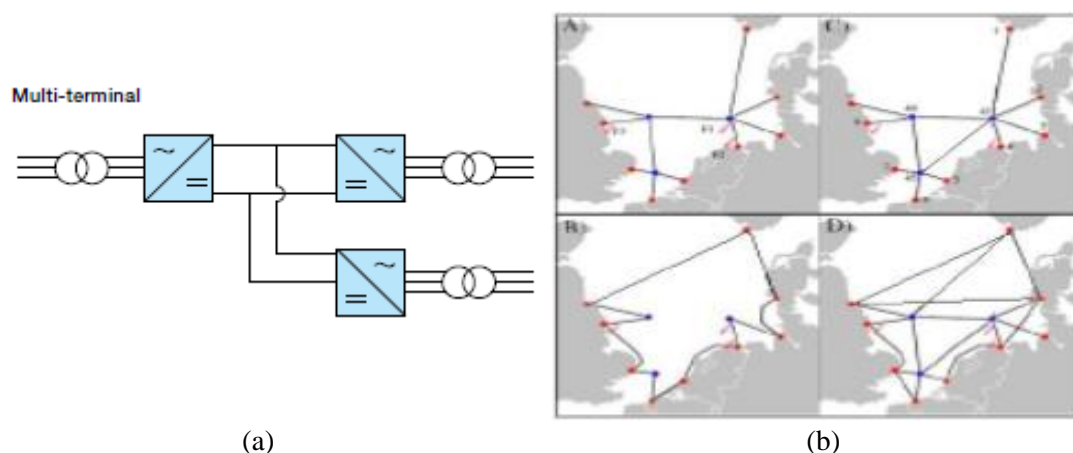
συντήρησης), ο δεύτερος πόλος μπορεί να συνεχίζει να λειτουργεί ανεξάρτητα, χρησιμοποιώντας πλέον αναγκαστικά τη γη για επιστροφή. Η μεταφορική ικανότητα ενός τέτοιου συστήματος μπορεί να είναι διπλάσια σε σχέση με ένα μονοπολικό σύστημα.



Σχήμα 5.3: Μονοπολικά συστήματα HVDC, συμμετρικά και ασύμμετρα. Πηγή: [ABB,46]

Στην περίπτωση που υπάρχουν περισσότερα από δύο τερματικά γίνεται αναφορά για πολυτερματική τοπολογία ή πολυτερματικό δίκτυο, ενώ υπάρχει αρκετή ευελιξία στη διαμόρφωση μιας τέτοιας τοπολογίας. Οι τερματικοί σταθμοί μπορούν να συνδέονται είτε παράλληλα, δηλαδή στην ίδια DC τάση, είτε σε σειρά όπου και θα διαρρέονται από το ίδιο DC ρεύμα. Μια περίπτωση παράλληλης σύνδεσης παρουσιάζεται στο σχήμα 5.4(a). Με την ανάπτυξη ενός πολυτερματικού δικτύου είναι δυνατή η διασύνδεση μεταξύ περισσότερων από δύο AC δικτύων (που μπορεί να είναι νησιωτικά δίκτυα), η διασύνδεση υπεράκτιων [offshore] αιολικών πάρκων με το δίκτυο κτλ. Η συνήθης τακτική που ακολουθείται σήμερα είναι η διασύνδεση κάθε offshore αιολικού πάρκου με μια αποκλειστική HVDC γραμμή μεταφοράς, οπότε και κάθε νέα εγκατάσταση πάρκου απαιτεί και την κατασκευή μιας νέας γραμμής HVDC. Η παραπάνω τακτική αποτελεί ένα τροχοπέδη για την κατασκευή νέων offshore αιολικών πάρκων, για λόγους οικονομικούς και περιβαλλοντικούς. Μέσω της δημιουργίας πολυτερματικών δικτύων δίνεται η δυνατότητα σύνδεσης του μετατροπέα ενός νέου πάρκου στην κοντινότερη ήδη υπάρχουσα DC γραμμή. Μια τέτοια δυνατότητα μειώνει φυσικά το κόστος επένδυσης και περιορίζει τις απώλειες ενέργειας λόγω και της χρήσης λιγότερων μετατροπέων. Έτσι δίνεται η δυνατότητα αύξησης των επενδύσεων για ανάπτυξη περισσότερων νέων αιολικών πάρκων ώστε να αξιοποιηθεί στο έπακρο το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής. Η λογική της επέκτασης ήδη υπάρχοντων DC δικτύων μπορεί να βρει εφαρμογή και στην περίπτωση της ηλεκτροδότησης των πλατφορμών εξόρυξης πετρελαίου. Ακόμα, σε γενικές γραμμές η πολυτερματική τοπολογία μπορεί να διαχωριστεί ανάλογα με τη χωρική διαμόρφωση σε ακτινική (A), βροχοειδής (B), απλό πλέγμα (C) και έντονο πλέγμα (D), όπως διακρίνεται και στο σχήμα 5.4(b). Η επιλογή του τύπου

διαμόρφωσης του HVDC δικτύου εξαρτάται από διάφορους παράγοντες και καθορίζεται από τα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά της κάθε εφαρμογής.



Σχήμα 5.4: (a) Παράδειγμα πολυτερματικής τοπολογίας με παράλληλη σύνδεση. (b) Πιθανοί εναλλακτικοί τρόποι διαμόρφωσης ενός πολυτερματικού δικτύου. Πηγή: [46]

5.2 Μετατροπείας πηγής τάσης VSC

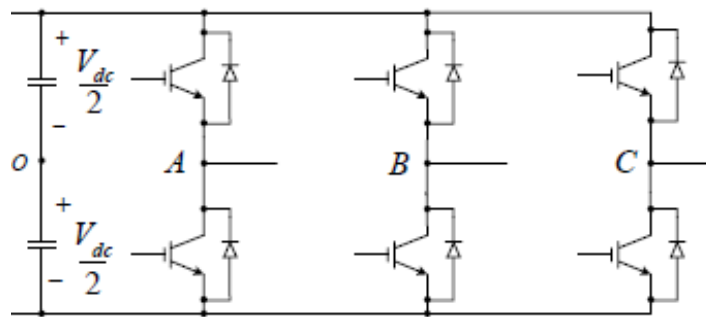
Η βασικότερη συνιστώσα ενός VSC-HVDC δικτύου είναι ο μετατροπείας πηγής τάσης, αφού η λειτουργία και ο έλεγχος του καθορίζουν σε πολύ μεγάλο βαθμό τη συμπεριφορά όλου του συστήματος. Για το λόγο αυτό στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται κάποια σημαντικά στοιχεία που έχουν να κάνουν με το μετατροπέα. Αρχικά, παρουσιάζεται το μοντέλο μέσω των τιμών που χρησιμοποιήθηκε κατά τις προσομοιώσεις για τη μοντελοποίηση του μετατροπέα πηγής τάσης. Ακολούθως γίνεται μια κατηγοριοποίηση των μετατροπέων ανάλογα με τη λειτουργία που επιτελούν. Ύστερα περιγράφεται συνοπτικά ο μετασχηματισμός στο σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq και το σύστημα συγχρονισμού (PLL) του μετατροπέα με το δίκτυο, ενώ στη συνέχεια γίνεται αναφορά στα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα που έχουν κρίσιμο ρόλο για τον έλεγχο ενός HVDC συστήματος.

5.2.1 Μετατροπείας VSC και μοντέλο μέσω των τιμών

Οι μετατροπείες πηγής τάσης που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία τόσο για τη διαμόρφωση των A/Γ πλήρους μετατροπέα όσο και του HVDC συστήματος, μοντελοποιήθηκαν με το μοντέλο μέσω των τιμών του μετατροπέα πηγής τάσης δύο επιπέδων. Στην περίπτωση αυτή, ο μετατροπέας θα λειτουργεί σαν μια ελεγχόμενη πηγή τάσης θεμελιώδους συνιστώσας, με αποτέλεσμα να περιορίζονται οι απώλειες που θα εισήγαγε το διακοπτικό μοντέλο και να λαμβάνονται ημιτονοειδείς κυματομορφές τάσης εξόδου. Η επιλογή αυτή έγινε λόγω ότι η πιο δημοφιλής λύση που προτείνεται στη βιβλιογραφία πλέον είναι οι μετατροπείες πολλαπλών επιπέδων,

οι οποίοι όπως αναφέρθηκε έχουν μειωμένες απώλειες και παράγουν κυματομορφές τάσης πολύ καλύτερης ποιότητας από έναν μετατροπέα δύο επιπέδων. Επομένως, η χρήση διακοπτικού μοντέλου δύο επιπέδων δεν θα είχε ουσιαστική αξία και γι αυτό το λόγο επιλέχθηκε το μοντέλο μέσω των τιμών.

Ο τριφασικός μετατροπέας δύο επιπέδων παρουσιάζεται στο σχήμα 5.5 και αποτελείται από έξι ημιαγωγίμους διακόπτες IGBT με αντιπαράλληλη δίοδο ελεύθερης διέλευσης. Η τάση στην DC πλευρά μετασχηματίζεται σε τριφασικό σύστημα τάσεων u_a, u_b, u_c . Οι διακόπτες του κάθε βραχίονα είναι συμπληρωματικοί μεταξύ τους, που σημαίνει ότι όταν ο ένας βρίσκεται σε κατάσταση αγωγής ο άλλος θα είναι σε αποκοπή. Με τον τρόπο αυτό δημιουργούνται οκτώ πιθανοί διακοπτικοί συνδυασμοί που αντιστοιχούν σε οκτώ καταστάσεις λειτουργίας του μετατροπέα. Κάθε μία από τις καταστάσεις αυτές διαμορφώνει έναν συνδυασμό φασικών τάσεων εξόδου u_a, u_b, u_c . Λόγω των πεπερασμένων καταστάσεων του μετατροπέα δύο επιπέδων είναι αδύνατο να παραχθεί στην έξοδο μια συνεχής ημιτονοειδής τάση. Η όσο το δυνατόν καλύτερη προσέγγιση ενός ημιτονοειδούς σήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω της διαμόρφωσης SPWM.



Σχήμα 5.5: Μετατροπέας πηγής τάσης δύο επιπέδων με IGBT's.

Κατά τη διαμόρφωση μέσω της τεχνικής SPWM, το κύκλωμα ελέγχου του μετατροπέα παράγει μια τριγωνική κυματομορφή φορέα με τιμές στο διάστημα [-1,1]. Ακόμα χρησιμοποιούνται τρεις ημιτονοειδείς κυματομορφές αναφοράς (m_a, m_b, m_c), μία για κάθε φάση του μετατροπέα. Τα ημίτονα αναφοράς συγκρίνονται με την κυματομορφή φορέα, και από το αποτέλεσμα αυτής της σύγκρισης προκύπτουν οι κατάλληλοι παλμοί οδήγησης που καθορίζουν την αγωγή ή όχι του κάθε ημιαγωγικού διακόπτη. Οι κυματομορφές αναφοράς καθορίζουν το τριφασικό σύστημα τάσεων που παράγει ο μετατροπέας στην έξοδο του. Ειδικότερα για τη θεμελιώδη συνιστώσα της τάσης εξόδου ισχύει:

$$u_a = m_a \frac{V_{DC}}{2} \quad (5.1\alpha')$$

$$u_b = m_b \frac{V_{DC}}{2} \quad (5.1\beta')$$

$$u_c = m_c \frac{V_{DC}}{2} \quad (5.1\gamma')$$

όπου με u_a, u_b, u_c συμβολίζονται τα πλάτη των αντίστοιχων φασικών τάσεων εξόδου. Σημειώνεται ότι τα παραπάνω μεγέθη είναι σε φυσικές μονάδες και για να υπολογιστούν οι ανα μονάδα τιμές τους θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί ως βασική τάση η $V_B = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{n,ph-ph}$, όπου με $V_{n,ph-ph}$ συμβολίζεται η ονομαστική πολική rms τιμή της τάσης του τριφασικού συστήματος. Εφαρμόζοντας μετασχηματισμό Park στις εξισώσεις (5.1) και στους συντελεστές διαμόρφωσης m_a, m_b, m_c προκύπτουν οι αντίστοιχες τάσεις στο dq πλαίσιο αναφοράς ως εξής:

$$u_d = m_d \frac{V_{DC}}{2} \quad (5.2\alpha')$$

$$u_q = m_q \frac{V_{DC}}{2} \quad (5.2\beta')$$

Οι παραπάνω δύο εξισώσεις αποτελούν ουσιαστικά τις βασικές σχέσεις που διέπουν το μοντέλο μέσω των τιμών του μετατροπέα. Σαν είσοδο θεωρούνται οι συντελεστές διαμόρφωσης και η γωνία με την οποία πραγματοποιείται ο μετασχηματισμός Park, η οποία προκύπτει από το PLL με βάση τοπικές μετρήσεις στο δίκτυο μετά το πηνίο του μετατροπέα.

Η χρήση του μοντέλου μέσω των τιμών στηρίζεται στην παραδοχή ότι ο μετατροπέας θα εφαρμόσει την εντολή τάσης που θα λάβει, παράγοντας μια ημιτονοειδής τάση στην έξοδο του. Κάτι τέτοιο είναι πρακτικά αδύνατο για το μετατροπέα δύο επιπέδων λόγω των πεπερασμένων καταστάσεων που υπαγορεύει το διακοπτικό μοντέλο αυτού. Έτσι θα έπρεπε να ληφθούν υπόψη και οι αρμονικές που προκύπτουν στην τάση εξόδου. Λόγω όμως της χρήσης πλέον μετατροπέων πολλαπλών επιπέδων ζητήματα που έχουν να κάνουν με την ποιότητα της τάσης και τις διακοπτικές απώλειες έχουν αντιμετωπιστεί ικανοποιητικά, ώστε η χρήση του μοντέλου μέσω των τιμών να κρίνεται επαρκής για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας. Επομένως το μοντέλο του μετατροπέα μπορεί να θεωρηθεί ως μια ελεγχόμενη πηγή τάσης η οποία παράγει τις επιθυμητές τάσεις αναφοράς $u_{d,ref}, u_{q,ref}$. Όπως θα εξηγηθεί παρακάτω, το σύστημα ελέγχου του μετατροπέα διαμορφώνει τις τάσεις αναφοράς $u_{d,ref}$ και $u_{q,ref}$ από τις οποίες στη συνέχεια λαμβάνονται τα αντίστοιχα σήματα ελέγχου $m_{d,ref}$ και $m_{q,ref}$ μέσω κατάλληλης μετατροπής ως εξής:

$$m_{d,ref} = \frac{2u_d}{V_{DC}} \quad (5.3\alpha')$$

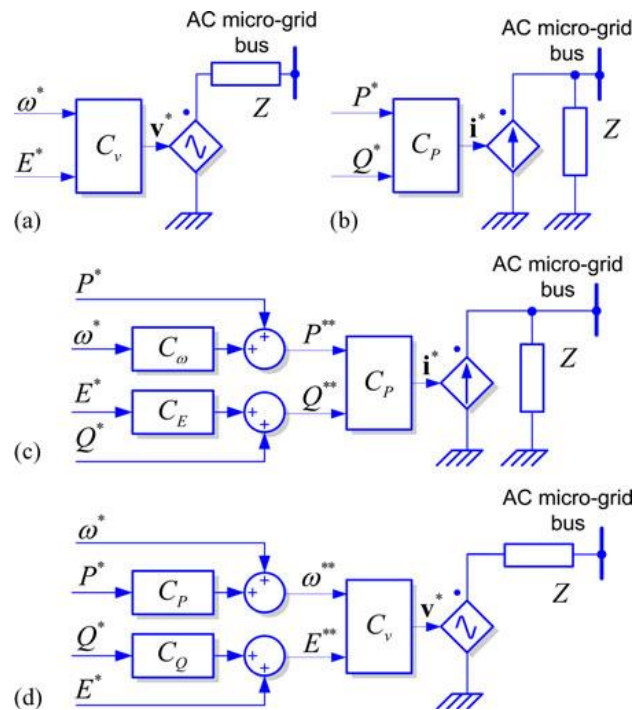
$$m_{q,ref} = \frac{2u_q}{V_{DC}} \quad (5.3\beta')$$

Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι η τεχνική ελέγχου SPWM δεν θα παράγει την αναφορά τάσης ανεξάρτητα από το μέγεθος των dq συνιστωσών του συντελεστή διαμόρφωσης. Πιο συγκεκριμένα εάν το μέτρο του συντελεστή που είναι $\sqrt{m_d^2 + m_q^2}$ πάρει τιμές μεγαλύτερες της μονάδας, η τεχνική εισέρχεται στην περιοχή κορεσμού με αποτέλεσμα η παραγόμενη τάση να περιορίζεται και οι αρμονικές να αυξάνονται.

Για το λόγο αυτό όπως θα φανεί και παρακάτω γίνεται χρήση περιοριστών, οι οποίοι περιορίζουν το συντελεστή διαμόρφωσης ώστε το μέτρο του να είναι μικρότερο ή ίσο της μονάδας.

5.2.2 Χαρακτηρισμός μετατροπέων με βάση τη λειτουργία τους στο δίκτυο

Ανάλογα με τη λειτουργία που επιτελούν σε ένα δίκτυο οι μετατροπείς ισχύος μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε grid-forming, grid-feeding και grid-supporting. Στο σχήμα 5.6 δίνεται μια σχηματική απεικόνιση των τριών τύπων μετατροπέων που αναφέρθηκαν.



Σχήμα 5.6: Απλοποιημένη σχηματική αναπαράσταση των τριών τύπων, διασυνδεδεμένων με το δίκτυο, μετατροπέων. Πηγή: [48]

Ένας grid-forming μετατροπέας αναλαμβάνει να ‘στήσει’ δίκτυο, ρυθμίζοντας την τάση και τη συχνότητα στις επιθυμητές τιμές αναφοράς τους, E^* και ω^* αντίστοιχα. Μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια ιδανική πηγή AC τάσης με μια χαμηλή αντίσταση εξόδου όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.6a. Ένας τέτοιος μετατροπέας ελέγχεται μέσω κλειστού βρόχου ώστε να λειτουργεί ως ιδανική πηγή AC τάσης με καθορισμένο πλάτος E^* και συχνότητα ω^* , διαμορφώνοντας την τάση και τη συχνότητα στο δίκτυο που συνδέεται. Λόγω της χαμηλής αντίστασης εξόδου που παρουσιάζει απαιτείται ένα εξαιρετικά ακριβές σύστημα συγχρονισμού για να λειτουργήσει παράλληλα με άλλους grid-forming μετατροπείς, ενώ ο διαμοιρασμός της ισχύος ανάμεσα σε τέτοιους μετατροπείς συνδεδεμένους παράλληλα εξαρτάται από τις τιμές των αντιστάσεων εξόδου τους. Σε γενικές γραμμές, ο έλεγχος υλοποιείται μέσω δύο διαδοχικών ελεγκτών που λειτουργούν στο dq πλαίσιο αναφοράς. Είσοδοι σε αυτό το

σύστημα ελέγχου είναι το πλάτος E^* και η συχνότητα ω^* της τάσης που πρέπει να διαμορφώσει ο μετατροπέας στο σημείο κοινής σύνδεσης. Έτσι ο εξωτερικός βρόχος ελέγχει την τάση του δικτύου στην τιμή αναφοράς της, ενώ ο εσωτερικός βρόχος ρυθμίζει το ρεύμα που παρέχεται από το μετατροπέα.

Ένας grid-feeding μετατροπέας έχει ως στόχο την παροχή της επιθυμητής ενεργού και αέργου ισχύος στο δίκτυο με το οποίο συνδέεται. Όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.6b μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια ιδανική πηγή ρεύματος συνδεδεμένη παράλληλα με μια υψηλή αντίσταση εξόδου. Σημειώνεται ότι αυτή η πηγή ρεύματος θα πρέπει να είναι απόλυτα συγχρονισμένη με την AC τάση στο σημείο σύνδεσης, έτσι ώστε να ρυθμίζει με ακρίβεια την ενεργό και άεργο ισχύ που ανταλλάσσεται με το δίκτυο. Αυτός ο μετατροπέας είναι κατάλληλος για να λειτουργεί παράλληλα με άλλους grid-feeding μετατροπείς διασυνδεδεμένους στο ίδιο δίκτυο. Οι αναφορές της ενεργού και αέργου ισχύος, P^* και Q^* αντίστοιχα, μπορούν είτε να καθοριστούν απευθείας είτε να διαμορφωθούν κατάλληλα από ελεγκτές υψηλότερου επιπέδου ώστε π.χ. να συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας ή της τάσης του δικτύου. Τονίζεται ότι οι grid-feeding μετατροπείς δεν μπορούν να λειτουργήσουν σε ένα αυτόνομο σύστημα εάν δεν υπάρχει grid-forming μετατροπέας ή μια σύγχρονη γεννήτρια που θα διαμορφώνουν την τάση και τη συχνότητα του δικτύου. Οι περισσότεροι μετατροπείς που χρησιμοποιούνται σε αιολικά ή φωτοβολταϊκά συστήματα παραγωγής λειτουργούν ως grid-feeding. Συγκεκριμένα στις Α/Γ, από έναν έλεγχο υψηλότερου επιπέδου όπως π.χ. σύστημα ελέγχου MPPT, σύστημα ελέγχου της ενεργού ισχύος για εφεδρεία ή απόκριση συχνότητας, έλεγχος DC τάσης, έλεγχος της AC τάσης του δικτύου κ.τ.λ., καθορίζονται οι κατάλληλες τιμές αναφοράς της ενεργού και αέργου ισχύος που δίνονται προς υλοποίηση στα συστήματα ελέγχου του μετατροπέα. Επομένως και οι μετατροπείς των Α/Γ που μοντελοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία, και παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 3, μπορεί να θεωρηθεί ότι λειτουργούν ως grid-feeding μετατροπείς.

Ένας grid-supporting μετατροπέας έχει ως βασικό σκοπό την παροχή των κατάλληλων τιμών ενεργού και αέργου ισχύος έτσι ώστε να συνεισφέρει στη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης του δικτύου. Ο συγκεκριμένος τύπος μετατροπέα μπορεί να αναπαρασταθεί είτε ως μια ιδανική πηγή AC ρεύματος με μια σύνθετη αντίσταση εν παραλλήλω (σχήμα 5.6c) είτε ως μια ιδανική πηγή AC τάσης σε σειρά με μια σύνθετη αντίσταση (σχήμα 5.6d). Σε κάθε περίπτωση κύριος στόχος είναι η ρύθμιση του πλάτους E^* και της συχνότητας ω^* της AC τάσης του δικτύου, ελέγχοντας την ενεργό και άεργο ισχύ που παρέχεται σε αυτό. Στην περίπτωση που ο μετατροπέας ελέγχεται ως πηγή ρεύματος, σκοπός της λειτουργίας του δεν είναι μόνο η παροχή ισχύος στο δίκτυο αλλά και η κατάλληλη προσαρμογή των εξόδων του, ώστε να συνεισφέρει στη ρύθμιση της τάσης και της συχνότητας του δικτύου. Τέλος όταν ο μετατροπέας ελέγχεται ως μια πηγή AC τάσης συνδεδεμένης σε σειρά με μια σύνθετη αντίσταση, η ενεργός και άεργος ισχύς που παρέχονται στο δίκτυο είναι συνάρτηση της AC τάσης του δικτύου, της τάσης της ισοδύναμης πηγής AC τάσης και της σύνθετης αντίστασης. Η αντίσταση αυτή μπορεί να είναι φυσική ή να είναι

μια εικονική συνιστώσα που εξομοιώνεται μέσω των βρόχων ελέγχου ρεύματος. Επιπλέον, αυτού του είδους οι μετατροπείς μπορεί να συμμετέχουν στη ρύθμιση του πλάτους και της συχνότητας της τάσης του δικτύου τόσο σε διασυνδεδεμένη όσο και σε απομονωμένη λειτουργία. Ακόμα μπορούν να λειτουργούν παράλληλα σε ένα αυτόνομο δίκτυο ρυθμίζοντας την κατανομή της ισχύος χωρίς τη χρήση κάποιου είδους επικοινωνίας, αλλά με τη χρήση ελεγκτών στατισμού και εικονικής αντίστασης εξόδου, οι οποίοι δυναμικά διαμορφώνουν τις παραμέτρους λειτουργίας τους ανάλογα με τις καταστάσεις του δικτύου.

5.2.3 Μετασηματισμός στο σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq

Ο μετασηματισμός dq ή μετασηματισμός Park αναλύει τα μεγέθη (τάση, ρεύμα, κτλ.) ενός τριφασικού συστήματος στους άξονες d και q ενός στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς. Ο άξονας d που ονομάζεται ευθύς άξονας είναι κάθετος με τον άξονα q που ονομάζεται εγκάρσιος άξονας. Όπως θα φανεί παρακάτω με την επιλογή του κατάλληλου πλαισίου αναφοράς μπορεί να απλοποιηθεί σημαντικά η ανάλυση των μεγεθών του τριφασικού συστήματος. Έστω ένα συμμετρικό τριφασικό σύστημα τάσεων v_a, v_b, v_c στο οποίο αντιστοιχίζεται το διάνυσμα τάσης \hat{V} που στρέφεται με τη γωνιακή συχνότητα των τριφασικών τάσεων, έστω ω_e . Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό από το σχήμα 5.7, στην περίπτωση που το πλαίσιο αναφοράς dq περιστρέφεται και αυτό με τη γωνιακή ταχύτητα ω_e η σχετική θέση μεταξύ του διανύσματος της τάσης και του πλαισίου παραμένει σταθερή και επομένως οι συνιστώσες του διανύσματος στους άξονες d και q θα είναι σταθερές. Το παραπάνω επιτυγχάνεται μέσω του μετασηματισμού Park ο οποίος μπορεί να πάρει την ακόλουθη μορφή:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = T_{dq0} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Όπου θ είναι η γωνία που σχηματίζεται κάθε χρονική στιγμή μεταξύ του άξονα d του πλαισίου αναφοράς και της φάσης a, ενώ όπως είναι γνωστό η γωνία θ συνδέεται με τη γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του πλαισίου μέσω της σχέσης $\omega_e = \frac{d\theta}{dt}$. Επίσης να σημειωθεί, ότι η συνιστώσα στον άξονα 0 (ομοπολική συνιστώσα) είναι μηδενική σε περίπτωση συμμετρικού συστήματος. Αντίστροφα θεωρώντας γνωστές τις συνιστώσες στο επίπεδο dq0, τα μεγέθη στο επίπεδο abc υπολογίζονται μέσω του ακόλουθου αντίστροφου μετασηματισμού:

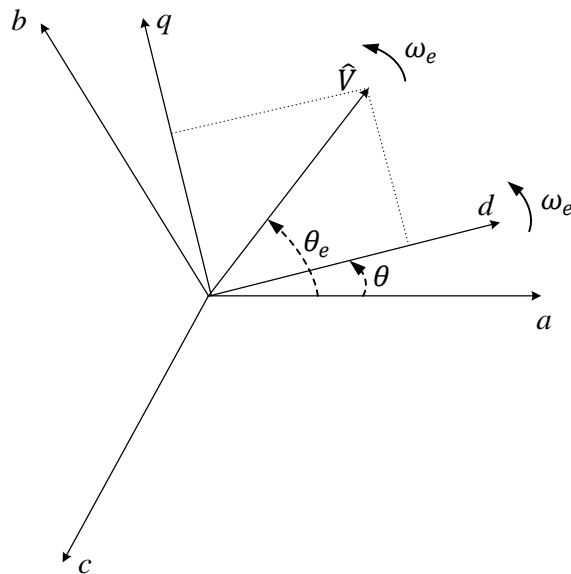
$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = T_{dq0}^{-1} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Η ενεργός και η άεργος ισχύς σε αυτή την περίπτωση υπολογίζονται ως εξής:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (5.6)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (5.7)$$

Από το σχήμα παρατηρούμε ότι εάν η γωνία θ του στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς dq (φάση μετασχηματισμού Park) συμπίπτει με τη γωνία θ_e του διανύσματος της τάσης \hat{V} , τότε όλο το διάνυσμα προβάλλεται πάνω στον άξονα d και η συνιστώσα q είναι μηδενική. Το γεγονός αυτό δίνει τη δυνατότητα αποσυζευγμένου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος, κάτι που μεταξύ άλλων αξιοποιείται για τον έλεγχο των μετατροπέων πηγής τάσης που διασυνδέονται με το δίκτυο. Σε αυτή την περίπτωση ο συγχρονισμός της φάσης του μετασχηματισμού Park με τη γωνία της τάσης εξασφαλίζεται μέσω του συστήματος συγχρονισμού PLL, όπως θα εξηγηθεί και παρακάτω.



Σχήμα 5.7: Τριφασικό σύστημα abc και το σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο dq.

Τέλος ως παρουσιαστούν εδώ συνοπτικά οι βασικές τιμές των μετασχηματισμένων μεγεθών. Κατ' αρχάς στο επίπεδο abc θεωρείται ως βασική τάση $V_{B,abc}$ η ενεργός τιμή της φασικής τάσης $V_{rms,ph}$ και ως βασική τιμή για το ρεύμα $I_{B,abc}$ η ενεργός τιμή του ρεύματος γραμμής $I_{rms,l}$. Επειδή για τη συγκεκριμένη μορφή του μετασχηματισμού που επιλέχθηκε, το διάνυσμα που προκύπτει στο dq επίπεδο έχει μέτρο ίσο με το πλάτος του μεγέθους που μετασχηματίζεται, σαν βασικές τιμές επιλέγονται τα πλάτη της φασικής τάσης και ρεύματος γραμμής αντίστοιχα. Συνεπώς ισχύουν τα παρακάτω:

$$V_{B,dq} = \sqrt{2}V_{B,abc} = \sqrt{2}V_{rms,ph} \quad (5.8)$$

$$I_{B,dq} = \sqrt{2}I_{B,abc} = \sqrt{2}I_{rms,l} \quad (5.9)$$

$$S_B = 3V_{B,abc}I_{B,abc} = \frac{3}{2}V_{B,dq}I_{B,dq} \quad (5.10)$$

ενώ η ενεργός και η άεργος ισχύς στο ανά μονάδα σύστημα προκύπτουν ως εξής:

$$P_{pu} = v_{d,pu}i_{d,pu} + v_{q,pu}i_{q,pu} \quad (5.11)$$

$$Q_{pu} = v_{q,pu}i_{d,pu} - v_{d,pu}i_{q,pu} \quad (5.12)$$

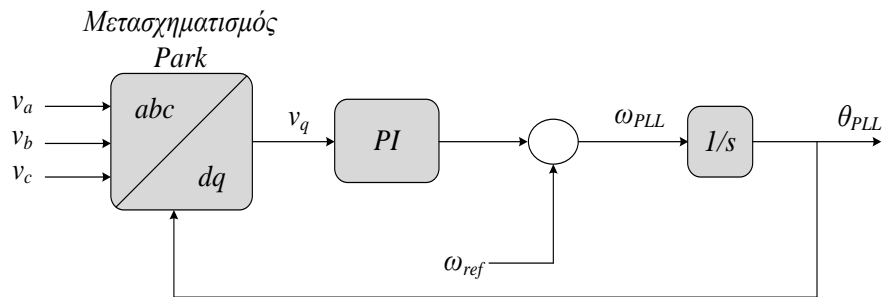
5.2.4 Συστήματα συγχρονισμού με το δίκτυο

Ο συγχρονισμός με το δίκτυο είναι κομβικής σημασίας για την υλοποίηση των διάφορων τεχνικών ελέγχου του μετατροπέα, τη δυνατότητα αποσυζευγμένου ελέγχου ενεργού και άεργου ισχύος καθώς και για τη μέτρηση των μεγεθών του δικτύου. Πέρα από τα παραπάνω ο ακριβής προσδιορισμός της τάσης του δικτύου (πλάτος, συχνότητα, φάση) είναι απαραίτητος και για την προσαρμογή της λειτουργίας του μετατροπέα ανάλογα με την κατάσταση και τις απαιτήσεις του δικτύου. Θα πρέπει επομένως το σύστημα συγχρονισμού να είναι αξιόπιστο και να έχει την ικανότητα συνεχούς και ακριβούς ανίχνευσης της τάσης του συστήματος, ακόμα και σε μεταβατικές καταστάσεις λόγω διαταραχών ή σε περιπτώσεις ασυμμετριών. Τονίζεται επίσης ότι στην περίπτωση των Α/Γ μεταβλητών στροφών, όπου υφίσταται ασύγχρονη σύνδεση με το δίκτυο λόγω της παρεμβολής των μετατροπέων ισχύος, η χρήση αυτών των συστημάτων για τη σωστή και έγκαιρη ανίχνευση των μεταβολών της συχνότητας του συστήματος αποτελεί αναγκαία προϋπόθεση για την αποτελεσματική απόκριση συχνότητας των Α/Γ.

Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία για το συγχρονισμό του μετατροπέα με την τάση του δικτύου είναι η διάταξη SRF-PLL ή αλλιώς PLL [Phase-Locked Loop]. Βασικός σκοπός του PLL είναι να εξασφαλίζει ανά πάσα στιγμή ότι η φάση του σύγχρονου πλαισίου αναφοράς του μετασχηματισμού Park είναι ίδια με τη φάση των μετρούμενων τάσεων του δικτύου, ώστε η συνιστώσα τάσης V_q του μετασχηματισμού Park να έχει μηδενική τιμή. Σε περίπτωση που κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει, το PLL ρυθμίζει την ταχύτητα περιστροφής του πλαισίου με στόχο η φάση του μετασχηματισμού Park να είναι ίδια με τη φάση των τάσεων του δικτύου.

Το γενικό διάγραμμα μια διάταξης PLL παρουσιάζεται στο σχήμα 5.8, ενώ η φιλοσοφία λειτουργίας του περιγράφεται παρακάτω. Αρχικά το PLL δίνει μια αρχική εκτίμηση της συχνότητας του δικτύου, που είναι η ονομαστική συχνότητα ω_{ref} . Στη συνέχεια η συχνότητα αυτή ολοκληρώνεται για να προκύψει η γωνία του PLL θ_{PLL} , που αποτελεί εκτίμηση της φάσης του δικτύου. Η τιμή αυτή της φάσης χρησιμοποιείται για το μετασχηματισμό Park του τριφασικού συστήματος τάσεων του δικτύου. Στην περίπτωση που η εκτιμώμενη φάση είναι ίδια με την πραγματική φάση του δικτύου, η συνιστώσα V_q που θα προκύψει από το μετασχηματισμό Park θα έχει μηδενική τιμή. Εάν όμως η συνιστώσα V_q δεν είναι μηδενική, αυτό σημαίνει ότι υπάρχει απόκλιση μεταξύ της φάσης που παράγεται από το PLL και της πραγματικής

φάσης του δικτύου. Στην προκειμένη περίπτωση, ο PI ελεγκτής που δέχεται ως είσοδο την τάση V_q παράγει την κατάλληλη διόρθωση ώστε να μεταβάλλει την εκτίμηση συχνότητας ω_{PLL} , και άρα την προκύπτουσα φάση θ_{PLL} , με σκοπό να εξαλείψει την απόκλιση και να μηδενίσει τη V_q συνιστώσα. Για παράδειγμα ας εξεταστεί η περίπτωση όπου η τάση V_q είναι μεγαλύτερη του μηδενός, κάτι που σημαίνει ότι η φάση των τάσεων του δικτύου είναι μεγαλύτερη από τη φάση του πλαισίου αναφοράς και προηγείται. Συνεπώς λόγω ότι στην είσοδο του PI ελεγκτή δίνεται θετικό σήμα, ο ελεγκτής θα αυξήσει την ταχύτητα περιστροφής (συχνότητα) του πλαισίου ώστε το τελευταίο να συγχρονιστεί με την τάση του δικτύου. Στη μόνιμη κατάσταση η είσοδος του PI είναι μηδενική, συνεπώς η συνιστώσα V_q είναι μηδενική κάτι που σημαίνει ότι έχει επιτευχθεί ο ζητούμενος συγχρονισμός.



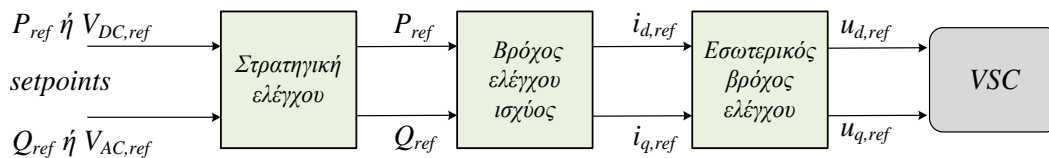
Σχήμα 5.8: Δομή της διάταξης SRF-PLL (Synchronous Reference Frame PLL).

Το PLL ανταποκρίνεται πολύ ικανοποιητικά σε περιπτώσεις συμμετρίας και κανονικής λειτουργίας του δικτύου. Σε περιπτώσεις όμως ασυμμετρίας ή παραμορφωμένης τάσης, η απόκρισή του δεν είναι πάντα ικανοποιητική. Για την αντιμετώπιση αυτών των περιπτώσεων έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία διάφορες διατάξεις όπως το Double-Synchronous Reference Frame PLL, το Dual Second-Order Generalized Integrator PLL, που επιτυγχάνουν βελτιωμένη απόκριση κατά τις ασύμμετρες ή μεταβατικές καταστάσεις. Ακόμα μια άλλη τεχνική που έχει προταθεί είναι το Stationary Reference Frame Frequency-Locked Loop (FLL), το οποίο είναι λιγότερο ευαίσθητο στις απότομες μεταβολές της φάσης που μπορεί να παρατηρηθούν κατά τη διάρκεια μεταβατικών καταστάσεων λόγω κάποιων διαταραχών στο δίκτυο. Έτσι στην περίπτωση αυτή εμφανίζεται μικρότερη υπερπήδηση σε σχέση με τη χρήση ενός PLL.

5.2.5 Έλεγχος του μετατροπέα

Στην υποενότητα αυτή θα αναλυθούν οι συνήθειες μέθοδοι που εφαρμόζονται για τον έλεγχο των μετατροπέων πηγής τάσης. Όπως θα εξηγηθεί παρακάτω, στην παρούσα εργασία οι μετατροπείς θα λειτουργούν είτε ως grid-forming είτε ως grid-feeding. Στην πρώτη περίπτωση ο μετατροπέας διαμορφώνει μια τάση συγκεκριμένου πλάτους και συχνότητας, οπότε ο έλεγχος είναι σχετικά απλός. Στην περίπτωση των

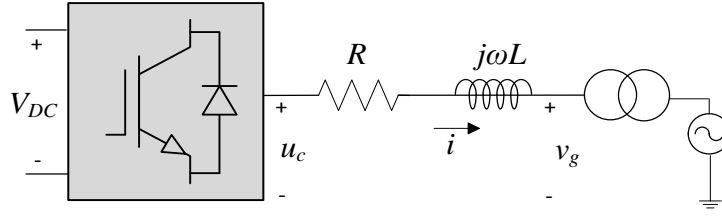
grid-feeding μετατροπέων ο έλεγχος είναι πιο περίπλοκος οπότε και θα αναλυθεί στη συνέχεια. Η συνηθέστερη μεθοδολογία που εφαρμόζεται είναι ο διανυσματικός έλεγχος ρευμάτων, που στηρίζεται στον κατάλληλο μετασχηματισμό Park των μεγεθών του δικτύου (τάσης, ρεύματος), ο οποίος θα επιτρέψει τον αποσυζευγμένο έλεγχο ενεργού και αέργου ισχύος από το μετατροπέα. Σημειώνεται ότι η φιλοσοφία ελέγχου που εφαρμόζεται στο μετατροπέα ενός VSC-HVDC συστήματος (πολυτεματικού ή όχι) είναι η ίδια, κυρίως στα χαμηλότερα επίπεδα ελέγχου, με τον έλεγχο που εφαρμόζεται στους μετατροπείς πηγής τάσης των Α/Γ. Επομένως, τα επόμενα αναφέρονται και στον έλεγχο των μετατροπέων της Α/Γ πλήρους μετατροπέα ισχύος που περιγράφηκε στο κεφάλαιο 3.



Σχήμα 5.9: Γενική δομή του ελέγχου ενός grid-feeding μετατροπέα για εφαρμογές HVDC και ανεμογεννητριών με πλήρη μετατροπέα ισχύος.

Στη γενική περίπτωση μπορεί να θεωρηθεί ότι το σύστημα ελέγχου του μετατροπέα περιλαμβάνει τρία επίπεδα ελέγχου, όπως παρουσιάζεται και στο σχήμα 5.9. Στο ανώτερο επίπεδο ελέγχου παράγονται συνήθως οι αναφορές ενεργού και αέργου ισχύος του μετατροπέα, όπου ο ακριβής τρόπος διαμόρφωσής τους εξαρτάται από τις απαιτήσεις της κάθε εφαρμογής και τη στρατηγική έλεγχου που ακολουθείται. Οι εντολές ενεργού και αέργου ισχύος δίνονται ως είσοδοι στον εξωτερικό βρόχο ελέγχου, ο οποίος αποτελεί και το δεύτερο επίπεδο ελέγχου. Ο βρόχος αυτός ρυθμίζει την ενεργό και άεργο ισχύ στις τιμές αναφοράς τους, παράγοντας στην έξοδο του τις επιθυμητές αναφορές ρεύματος στο dq πλαίσιο. Οι αναφορές αυτές δίνονται ως είσοδοι σε έναν εσωτερικό βρόχο ελέγχου ρευμάτων, ο οποίος βρίσκεται στο κατώτερο επίπεδο ελέγχου και ρυθμίζει τις dq συνιστώσες του ρεύματος στις αναφορές τους, παράγοντας τα κατάλληλα σήματα έλεγχου προς το μετατροπέα (και συνεπώς την κατάλληλη τάση στην έξοδο του). Τονίζεται ότι ο εξωτερικός βρόχος ελέγχου είναι πιο αργός από τον εσωτερικό, ο οποίος είναι ταχύτατος απαιτώντας χρόνους της τάξεως κάποιων δεκάδων ms.

Για την ανάλυση της δυναμικής και της λειτουργίας του εσωτερικού βρόχου ελέγχου ρευμάτων, ο μετατροπέας πηγής τάσης θεωρείται ως μια εξαρτημένη πηγή τάσης. Έστω λοιπόν ένας μετατροπέας πηγής τάσης με τάση V_{DC} στην DC πλευρά και φίλτρο επαγωγής $X=\omega L$ και αντίστασης R στην AC πλευρά, όπως φαίνεται στο σχήμα 5.10.



Σχήμα 5.10: Απλοποιημένο ισοδύναμο κύκλωμα μετατροπέα πηγής τάσης.

Με βάση τους συμβολισμούς του σχήματος 5.10, εφαρμόζοντας νόμο Kirchoff σε κάθε φάση του μετατροπέα προκύπτει η παρακάτω σχέση:

$$\begin{bmatrix} u_{c,a} \\ u_{c,b} \\ u_{c,c} \end{bmatrix} = \left(L \frac{d}{dt} + R \right) \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{g,a} \\ v_{g,b} \\ v_{g,c} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Εφαρμόζοντας μετασχηματισμό Park σε στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς με σύγχρονη συχνότητα, η παραπάνω σχέση μετασχηματίζεται ισοδύναμα στο dq επίπεδο ως:

$$u_{c,d} = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d - \omega Li_q + v_{g,d} \quad (5.14\alpha')$$

$$u_{c,q} = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q + \omega Li_d + v_{g,q} \quad (5.14\beta')$$

όπου οι όροι ωLi_d και ωLi_q προκύπτουν από το μετασχηματισμό, άρα με ω συμβολίζεται η σύγχρονη ταχύτητα περιστροφής του πλαισίου. Από τις παραπάνω σχέσεις διαπιστώνεται ότι οι dq συνιστώσες είναι πεπλεγμένες. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το ζήτημα ορίζονται οι παρακάτω βοηθητικές μεταβλητές:

$$u_{dum,d} = u_{c,d} - v_{g,d} + \omega Li_q \quad (5.15\alpha')$$

$$u_{dum,q} = u_{c,q} - v_{g,q} - \omega Li_d \quad (5.15\beta')$$

Με βάση τους παραπάνω ορισμούς οι εξισώσεις (5.14α') και (5.14β') παίρνουν την παρακάτω μορφή:

$$u_{dum,d} = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d \quad (5.16\alpha')$$

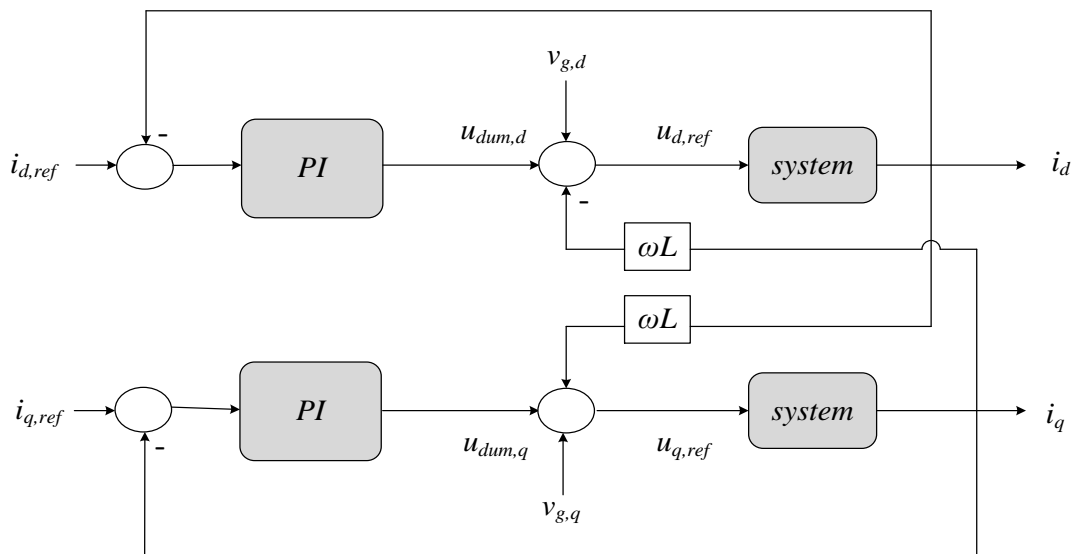
$$u_{dum,q} = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q \quad (5.16\beta')$$

Από τις παραπάνω εξισώσεις παρατηρούμε πως ελέγχοντας τις βοηθητικές μεταβλητές $u_{dum,d}$, $u_{dum,q}$ είναι πλέον δυνατόν να ελεγχθούν ανεξάρτητα τα ρεύματα i_d και i_q . Στη συνέχεια μετασχηματίζοντας τις παραπάνω εξισώσεις στο πεδίο Laplace προκύπτουν οι παρακάτω συναρτήσεις μεταφοράς του συστήματος:

$$\frac{I_d}{V_{dum,d}} = \frac{1}{sL+R} \quad (5.17\alpha')$$

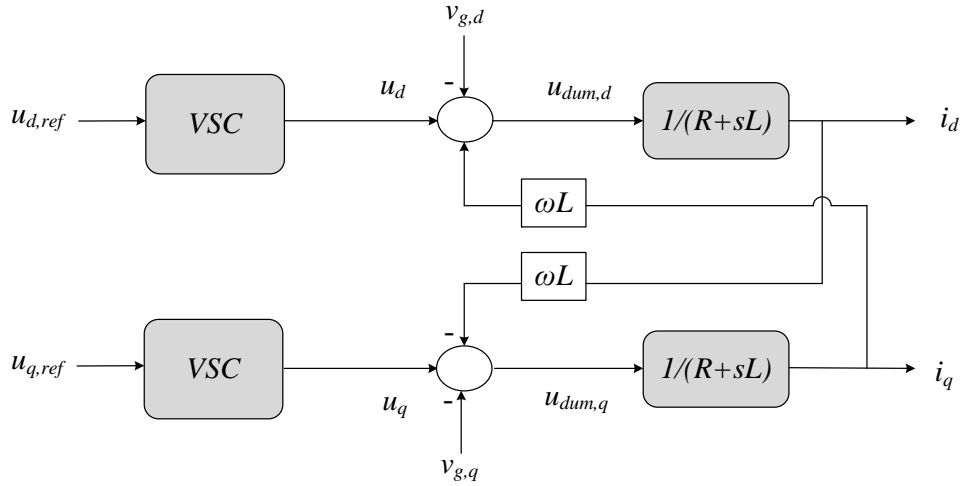
$$\frac{I_q}{V_{dum,q}} = \frac{1}{sL+R} \quad (5.17\beta')$$

όπου με I_d , I_q , $V_{dum,d}$, $V_{dum,q}$ είναι οι μετασχηματισμένες κατά Laplace τιμές των αντίστοιχων μεγεθών. Από τις παραπάνω συναρτήσεις μεταφοράς φαίνεται ότι είναι δυνατόν να ελέγξουμε τα ρεύματα παράγοντας μέσω PI ελεγκτή τις βοηθητικές μεταβλητές $u_{dum,d}$, $u_{dum,q}$ και προσθέτοντας στην έξοδο των ελεγκτών όρους θετικής ανάδρασης, ώστε τελικά να προκύψουν οι τάσεις διαμόρφωσης του μετατροπέα. Το σύστημα ελέγχου των ρευμάτων παρουσιάζεται στο σχήμα 5.11. Εδώ να σημειωθεί ότι οι πραγματικές τιμές των διαφορών μεγεθών προκύπτουν από τοπικές μετρήσεις στο δίκτυο, και χρήση PLL για τον προσδιορισμό των αντίστοιχων dq συνιστωσών και της συχνότητας.



Σχήμα 5.11: Δομή συστήματος ελέγχου ρευμάτων μετατροπέα.

Το μπλοκ διάγραμμα της μοντελοποίησης του συστήματος βάση των εξισώσεων ελέγχου των ρευμάτων (5.17α'), (5.17β') δίνεται στο σχήμα 5.12. Το διάγραμμα αυτό αναπαριστά τη δυναμική του συστήματος του μετατροπέα, ενώ να σημειωθεί ότι στη συγκεκριμένη περίπτωση θεωρείται ότι ο μετατροπέας παράγει χωρίς καθυστέρηση στην έξοδο του την τάση αναφοράς που δέχεται ως εντολή εισόδου. Στην πραγματικότητα βέβαια υπάρχει μια μικρή καθυστέρηση λόγω της διαμόρφωσης PWM.



Σχήμα 5.12: Μοντελοποίηση συστήματος μετατροπέα βάση των εξισώσεων ελέγχου των ρευμάτων.

Όσο αναφορά τη ρύθμιση των PI ελεγκτών του συστήματος ελέγχου ρευμάτων του μετατροπέα, αυτή μπορεί να γίνει θέτοντας κάποιες συγκεκριμένες προδιαγραφές για την απόκριση του συστήματος και στη συνέχεια να μοντελοποιηθεί το σύστημα, ώστε να εφαρμοστούν τεχνικές από τη θεωρία του αυτομάτου ελέγχου για τον προσδιορισμό των κερδών. Μια συχνή προδιαγραφή που τίθεται για την απόκριση του συστήματος είναι ο χρόνος αποκατάστασης, που στη συγκεκριμένη περίπτωση πρέπει να είναι της τάξεως των ms.

Όσο αναφορά τον εξωτερικό βρόχο ελέγχου ισχύος, με βάση την ανάλυση του μετασχηματισμού Park προκύπτει ότι εάν η φάση του στρεφόμενου πλαισίου είναι ίδια με τη φάση των τάσεων του δικτύου, τότε η συνιστώσα V_q είναι μηδενική με αποτέλεσμα η ενεργός και η άεργος ισχύς που ανταλλάσσονται με το δίκτυο να δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις:

$$P = v_d i_d \quad (5.18)$$

$$Q = -v_d i_q \quad (5.19)$$

Συνεπώς για δεδομένες ισχείς αναφοράς και λαμβάνοντας από τοπικές μετρήσεις τις dq συνιστώσες της τάσης του δικτύου, τα ρεύματα αναφοράς του εσωτερικού βρόχου ελέγχου ρευμάτων μπορούν να προσδιοριστούν ως εξής:

$$i_{d,ref} = \frac{P_{ref}}{v_d} \quad (5.20)$$

$$i_{q,ref} = -\frac{Q_{ref}}{v_d} \quad (5.21)$$

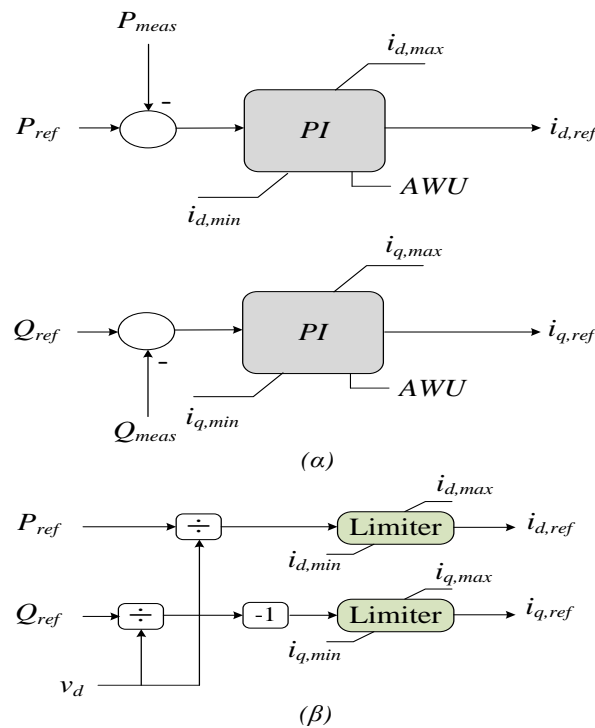
Ένας εναλλακτικός τρόπος ελέγχου της ενεργού και άεργου ισχύος υλοποιείται με τη χρήση ενός δεύτερου επιπέδου PI ελεγκτών, οι οποίοι ρυθμίζουν τις ισχείς στις αναφορές τους, δίνοντας στην έξοδό τους τα αντίστοιχα ρεύματα αναφοράς. Με την

κατάλληλη ρύθμιση των PI ελεγκτών οι δύο τρόποι δεν παρουσιάζουν διαφορές στην απόκριση, ενώ η επιλογή των κερδών μπορεί να γίνει και εμπειρικά λαμβάνοντας υπόψη ότι ο εξωτερικός βρόχος ελέγχου ισχύος είναι πιο αργός από τον εσωτερικό βρόχο ελέγχου των ρευμάτων. Οι δύο τρόποι ελέγχου απεικονίζονται σχηματικά στο σχήμα 5.13. Ακόμα, ο πρώτος τρόπος ελέγχου της ενεργού και αέργου ισχύος μπορεί να τροποποιηθεί κατάλληλα ώστε να ληφθεί υπόψη η πιθανή αργή απόκριση του PLL σε περιπτώσεις μεταβατικών καταστάσεων. Σε τέτοιες περιπτώσεις είναι πιθανό να μην διατηρείται ο απόλυτος συγχρονισμός με το δίκτυο, οπότε και η συνιστώσα V_q να έχει πρόσκαιρα μη μηδενική τιμή. Για να αντιμετωπιστούν πιθανές τέτοιες περιπτώσεις, ο υπολογισμός των ρευμάτων αναφοράς γίνεται με τους πλήρεις τύπους μέσω των παρακάτω σχέσεων:

$$i_{d,ref} = \frac{P_{ref}v_d + Q_{ref}v_q}{v_d^2 + v_q^2} \quad (5.22)$$

$$i_{q,ref} = \frac{P_{ref}v_q - Q_{ref}v_d}{v_d^2 + v_q^2} \quad (5.23)$$

Όπως φαίνεται και από τις παραπάνω εξισώσεις κατά την κανονική λειτουργία ο αποσυζευγμένος έλεγχος ενεργού και αέργου ισχύος παραμένει.



Σχήμα 5.13: Εναλλακτικοί τρόποι διαμόρφωσης του εξωτερικού βρόχου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος.

Σε όλες τις περιπτώσεις, όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.13, τα παραγόμενα ρεύματα αναφοράς περιορίζονται από μια μέγιστη και μια ελάχιστη τιμή. Σκοπός είναι ο περιορισμός του μέτρου του συνολικού ρεύματος $i = \sqrt{i_d^2 + i_q^2}$ στα όρια

αντοχής του μετατροπέα, απ' όπου και διαπιστώνεται ότι οι τιμές περιορισμού των ρευμάτων αναφοράς $i_{d,ref}$ και $i_{q,ref}$ δεν είναι εντελώς ανεξάρτητες. Ο τρόπος με τον οποίο πραγματοποιείται ο περιορισμός των ρευμάτων διαφέρει ανάλογα με τη στρατηγική περιορισμού της κάθε μιας συνιστώσας ρεύματος. Ένας τρόπος είναι ο περιορισμός του πλάτους του συνολικού ρεύματος, διατηρώντας την ίδια φασική γωνία, και άρα την ίδια αναλογία μεταξύ των δύο συνιστωσών του ρεύματος. Σε κάποιες περιπτώσεις, όπως π.χ. κατά την αδρανειακή απόκριση της Α/Γ σε μια πτώση της συχνότητας, μπορεί να πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στην έγχυση ενεργού ισχύος και άρα στη i_d συνιστώσα. Από την άλλη, σε περίπτωση που απαιτείται στήριξη της τάσης, π.χ. σε μια βύθιση τάσης, θα πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στην άεργο ισχύ και επομένως στη συνιστώσα i_q του ρεύματος.

Από το σχήμα 5.13 παρατηρείται ότι οι PI ελεγκτές είναι εφοδιασμένοι με μηχανισμό anti-windup, ο οποίος έχει αναφερθεί και σε προηγούμενο κεφάλαιο. Η χρήση του συγκεκριμένου μηχανισμού μπορεί να είναι αναγκαία στην περίπτωση που η έξοδος ενός PI ελεγκτή περιορίζεται από μια μέγιστη και μια ελάχιστη τιμή, όπως π.χ. στην περίπτωση του περιορισμού των ρευμάτων του μετατροπέα. Αυτό συμβαίνει διότι στην περίπτωση που η έξοδος του ελεγκτή περιορίζεται, δεν θα δίνεται η κατάλληλη εντολή για την εξάλειψη του σφάλματος στην είσοδο του ελεγκτή, οπότε και αυτό θα συνεχίζει να υπάρχει. Και ενώ ο αναλογικός όρος δεν επηρεάζεται από αυτή τη συμπεριφορά, ο ολοκληρωτικός όρος συσσωρεύει το συνεχές σφάλμα της εισόδου με συνεχή ολοκλήρωση. Έτσι ακόμα και όταν η έξοδος επανέλθει εντός των ορίων του περιοριστή, ο ελεγκτής θα δίνει λανθασμένα ένα διογκωμένο σήμα προς μια κατεύθυνση λόγω της μνήμης του ολοκληρωτικού όρου. Για την αντιμετώπιση αυτού του ζητήματος γίνεται χρήση του μηχανισμού anti-windup, έτσι ώστε να παγώνει ο ολοκληρωτής υπό συγκεκριμένες συνθήκες όταν επενεργούν οι περιοριστές. Ειδικότερα, η ολοκλήρωση παγώνει όταν ο περιοριστής επενεργεί στην έξοδο αλλά και τα σήματα εισόδου και εξόδου είναι ομόσημα, έτσι ώστε ακόμα και στην περίπτωση περιορισμού της εξόδου να μην παγώνει ο ολοκληρωτής εάν δεν δίνεται εντολή προς τη σωστή κατεύθυνση από τον PI ελεγκτή. Εδώ να ξαναειπωθεί ότι το συνολικό σύστημα ελέγχου του μετατροπέα περιλαμβάνει αρχικά το ανώτερο επίπεδο ελέγχου, το οποίο μπορεί να υλοποιείται με PI ελεγκτές, που καθορίζει τις αναφορές ενεργού και άεργου ισχύος. Στη συνέχεια αυτές οι εντολές μέσω του βρόχου ελέγχου, ο οποίος και αυτός μπορεί να περιλαμβάνει PI ελεγκτές, μετατρέπονται στις αντίστοιχες αναφορές ρεύματος που ρυθμίζονται ταχύτατα από τον εσωτερικό βρόχο ελέγχου των ρευμάτων. Έτσι σε περίπτωση που οι περιοριστές επενεργήσουν στα ρεύματα αναφοράς $i_{d,ref}$, $i_{q,ref}$, τότε οι αντίστοιχοι PI ελεγκτές όλων των επιπέδων ελέγχου που προηγούνται πρέπει μέσω του anti-windup μηχανισμού να παγώσουν την ολοκλήρωση.

Τέλος, να αναφερθεί εδώ ότι εκτός από τον περιορισμό των ρευμάτων πραγματοποιείται και περιορισμός της τάσης του μετατροπέα. Πιο συγκεκριμένα, οι αναφορές τάσης που προκύπτουν από τον έλεγχο των ρευμάτων και δίνονται στο μετατροπέα ώστε να παραχθούν με μια τεχνική PWM, περιορίζονται ώστε να

διασφαλίζεται ότι ο μετατροπέας δεν θα εισέλθει στην περιοχή κορεσμού. Στην περίπτωση της μεθόδου διαμόρφωσης SPWM, ο περιοριστής φροντίζει ώστε οι συντελεστές διαμόρφωσης να μην ξεπερνούν τη μονάδα.

5.3 Εξεταζόμενο HVDC πολυτεματικό δίκτυο στο Β. Αιγαίο

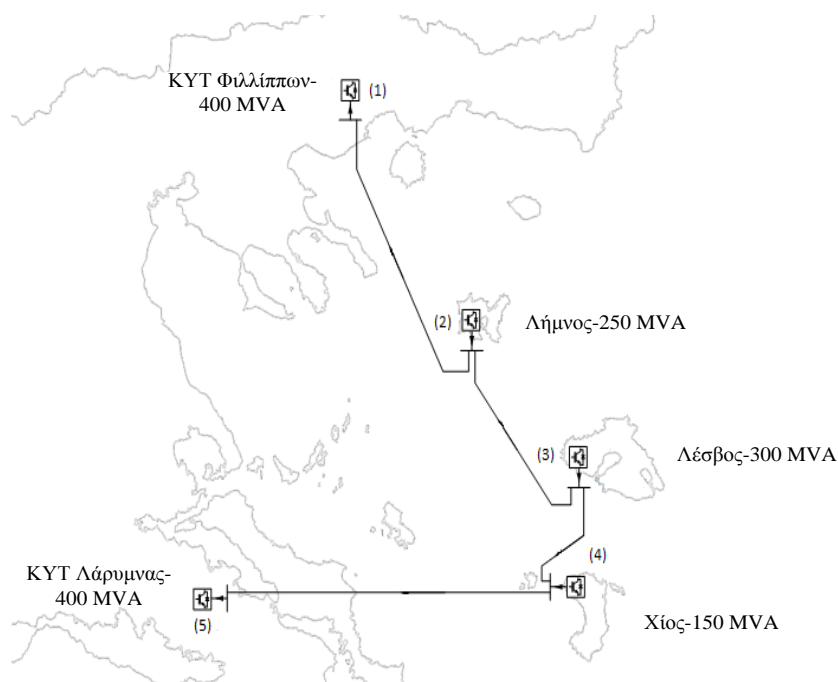
Οι ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια των δεκάδων νησιών της Ελλάδας καλύπτεται ως επί το πλείστον σήμερα από τοπική συμβατική παραγωγή. Έτσι πέρα από το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα υπάρχουν και περίπου 34 μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα που βρίσκονται κυρίως στα νησιά του Αιγαίου. Το ζήτημα της διασύνδεσης κάποιων αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων (Κυκλάδες, Κρήτη) έχει τεθεί και συζητηθεί εδώ και πάρα πολλά χρόνια. Ο κύριος λόγος για τον οποίο η διασύνδεση των μη διασυνδεδεμένων νησιών κρίνεται επωφελής είναι το πολύ υψηλό κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας των νησιωτικών συστημάτων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η πλειονότητα της παραγωγής στα νησιά βασίζεται σε παλαιές και μη αποδοτικές θερμοηλεκτρικές μονάδες οι οποίες καταναλώνουν κοστοβόρα καύσιμα (diesel, μαζούτ). Επομένως, η παραγωγή τους κρίνεται ιδιαίτερα ασύμφορη και ταυτόχρονα επιβαρυντική για το περιβάλλον λόγω των αυξημένων εκπομπών CO₂. Πέρα από την οικονομικότητα του συνολικού συστήματος η διασύνδεση των νησιωτικών συστημάτων συμβάλλει στην ασφάλεια τροφοδοσίας αυτών. Ακόμα μπορεί να δώσει σημαντική ώθηση στην αξιοποίηση του πλούσιου αιολικού δυναμικού του Αιγαίου. Πιο συγκεκριμένα δρομολογείται ένας μεγάλος αριθμός επενδύσεων σε αιολικά πάρκα, η παραγόμενη ισχύς των οποίων δεν θα μπορεί να απορροφηθεί από τα νησιωτικά συστήματα λόγω των τεχνικών περιορισμών που έχουν τα κατά τόπους αυτόνομα συστήματα για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής. Ενώ παλαιότερα η υλοποίηση τέτοιων διασυνδέσεων ήταν σχεδόν αδύνατη, τα τελευταία χρόνια λόγω των σχετικών τεχνολογικών εξελίξεων (HVDC, υποβρύχια καλώδια κτλ.) αλλά και της μείωσης του κόστους του εξοπλισμού, φαίνεται να είναι ρεαλιστική και εφικτή. Προς αυτή την κατεύθυνση ήδη βρίσκεται σε φάση υλοποίησης η διασύνδεση των νησιών των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα, ενώ δρομολογείται και η διασύνδεση της Κρήτης. Σε ένα μακροπρόθεσμο χρονικό διάστημα συζητείται η διασύνδεση των νησιών του Β.Α. Αιγαίου, με στόχο πέρα όλων των άλλων και την εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού στην περιοχή.

5.3.1 Η διασύνδεση των νησιών του Β. Αιγαίου

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η περίπτωση της ηλεκτρικής διασύνδεσης του ηπειρωτικού συστήματος με νησιά του Β.Α. Αιγαίου. Πιο συγκεκριμένα εξετάζεται η

διασύνδεση της Λήμνου, της Λέσβου και της Χίου με το ΚΥΤ Λάρυμνας και το ΚΥΤ Φιλίππων. Ένας από τους λόγους που διερευνάται η συγκεκριμένη διασύνδεση είναι το πολύ έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον για την ανάπτυξη πολλών αιολικών πάρκων στα συγκεκριμένα νησιά αλλά και στην ευρύτερη θαλάσσια περιοχή (offshore Α/Π). Στο σενάριο που εξετάστηκε θεωρήθηκε ότι στη Λήμνο, στη Λέσβο και στη Χίο είναι εγκατεστημένα αιολικά πάρκα ονομαστικής ισχύος 250 MW, 300 MW και 150 MW αντίστοιχα. Η συγκεκριμένη διασύνδεση αφορά μια βροχοειδή DC τοπολογία μέσω των ακόλουθων συνδέσεων: ΚΥΤ Λάρυμνας – Χίος (250 km), Χίος – Λέσβος (100 km), Λέσβος – Λήμνος (120 km) και Λήμνος – ΚΥΤ Φιλίππων (160km).

Η διασύνδεση που διαμορφώνεται είναι, όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.14, μια HVDC πολυτερματική τοπολογία με τρεις offshore νησιωτικούς μετατροπέες και δύο onshore ηπειρωτικούς μετατροπέες. Δεδομένου ότι ένας offshore μετατροπέας συνδέεται σε ένα νησιωτικό δίκτυο με φορτία, αιολικά πάρκα και πιθανόν συμβατική παραγωγή, θα πρέπει να λειτουργεί ως grid-forming μετατροπέας δηλαδή αναλαμβάνει να στήσει δίκτυο δεδομένης τάσης και συχνότητας απορροφώντας παράλληλα το σύνολο της αιολικής παραγωγής. Από την άλλη οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπέες λειτουργούν με βασικό σκοπό την απρόσκοπτη ανταλλαγή ισχύος με το ηπειρωτικό σύστημα, ρυθμίζοντας ταυτόχρονα τη ροή ισχύος στο HVDC δίκτυο. Ο τρόπος που γίνεται αυτό θα αναλυθεί στη συνέχεια. Να σημειωθεί ότι η ύπαρξη των νησιωτικών δικτύων στην υπεράκτια πλευρά του HVDC πολυτερματικού συστήματος δημιουργεί κάποιους περιορισμούς για τα όρια λειτουργίας των αντίστοιχων μετατροπέων, κυρίως όσο αναφορά τις επιτρεπτές διακυμάνσεις της τάσης και της συχνότητας των νησιωτικών συστημάτων. Οι περιορισμοί αυτοί θα πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά τη σχεδίαση και τη λειτουργία του HVDC δικτύου.



Σχήμα 5.14: Η εξεταζόμενη HVDC διασύνδεση του Β.Α. Αιγαίου.

5.3.2 Διαστασιολόγηση μετατροπέων και DC αγωγών

Για τη διαστασιολόγηση του συστήματος γίνεται χρήση των στοιχείων που παρατίθενται στον πίνακα 5.1 και αφορούν την ονομαστική ισχύ των αιολικών πάρκων (επιλογή με βάση σενάρια για τη μελλοντική εγκατάσταση αιολικών πάρκων στο κάθε νησί) και την ετήσια αιχμή της ζήτησης του κάθε νησιού:

	Ονομαστική ισχύς αιολικών πάρκων (MW)	Μέγιστο φορτίο (MW)
Λήμνος	250	16
Λέσβος	300	60
Χίος	150	50

Πίνακας 5.1: Ονομαστική ισχύς αιολικών πάρκων και μέγιστο φορτίο κάθε νησιού που επιλέχθηκαν για το συγκεκριμένο σενάριο.

Με βάση τις απαιτήσεις ισχύος του HVDC συστήματος η τάση στην DC πλευρά των μετατροπέων επιλέγεται στα 300 kV, οπότε η τάση στην AC πλευρά είναι 150 kV. Η ονομαστική ικανότητα τόσο του μετατροπέα Φιλίππων όσο και του μετατροπέα της Λάρυμνας επιλέγονται στα 400 MVA, με κριτήριο τις απαιτήσεις του συστήματος και του μεγέθους της ισχύος που θα πρέπει να διαχειριστούν. Όσο αναφορά τους νησιωτικούς μετατροπείς, οι ονομαστικές ικανότητες αυτών μπορούν να τεθούν ίσες με τις ονομαστικές ισχύεις των αντίστοιχων πάρκων, εν προκειμένω 250 MVA για τη Λήμνο, 300 MVA για τη Λέσβο και 150 MVA για τη Χίο.

Για τη διαστασιολόγηση των DC αγωγών χωρίς να υπάρχει κίνδυνος υπερφόρτισης, πρέπει να υπολογιστεί η μέγιστη πιθανή ροή ισχύος στον κάθε αγωγό. Με βάση το σενάριο και την τοπολογία της συγκεκριμένης περίπτωσης που εξετάζεται, μέγιστη ροή ισχύος εμφανίζεται όταν υπάρχει αυξημένη αιολική παραγωγή η οποία και μεταφέρεται μέσω των DC συνδέσμων στο ηπειρωτικό σύστημα. Συνεπώς κατά τον υπολογισμό θεωρούνται για τα νησιωτικά συστήματα συνθήκες μέγιστης παραγωγής-ελάχιστου φορτίου [maxG – minL], και λαμβάνεται ένας συντελεστής ταυτοχρονισμού 0.8 για την παραγωγή και 0.9 για τα φορτία. Επίσης ως ελάχιστο φορτίο θεωρείται το 25% της αιχμής της ζήτησης. Ακόμα οι γραμμές Λήμνος – Φίλιπποι και Χίος – Λάρυμνα έχουν την ίδια ροή ισχύος οπότε διαστασιολογούνται και όμοια. Με βάση τα παραπάνω προκύπτουν οι παρακάτω μέγιστες μεταφορικές ικανότητες:

- Λήμνος – Φίλιπποι:

$$P_{MAX} = 700 \cdot 0,8 - (16 + 60 + 50) \cdot 0,25 \cdot 0,9 = 532 \text{ MW}$$

- Λήμνος – Λέσβος:

$$P_{MAX} = 450 \cdot 0,8 - (60 + 50) \cdot 0,25 \cdot 0,9 = 336 \text{ MW}$$

- Λέσβος – Χίος:

$$P_{MAX} = 550 \cdot 0,8 - (16 + 60) \cdot 0,25 \cdot 0,9 = 423 \text{ MW}$$

Με βάση τους παραπάνω υπολογισμούς και σχετικά τεχνικά εγχειρίδια κατασκευαστών επιλέγεται η διατομή των αγωγών. Από την επιλογή των διατομών προκύπτουν και οι παρακάτω ωμικές αντιστάσεις των αγωγών σε Ω/km, που είναι για το σύνδεσμο Λέσβου – Λήμνου 0,028 Ω/km, για τον αγωγό Λέσβου – Χίου 0,022 Ω/km και για τους αγωγούς διασύνδεσης με τους ηπειρωτικούς μετατροπείς 0,0151 Ω/km.

5.3.3 DC πυκνωτές και φίλτρα μετατροπέων

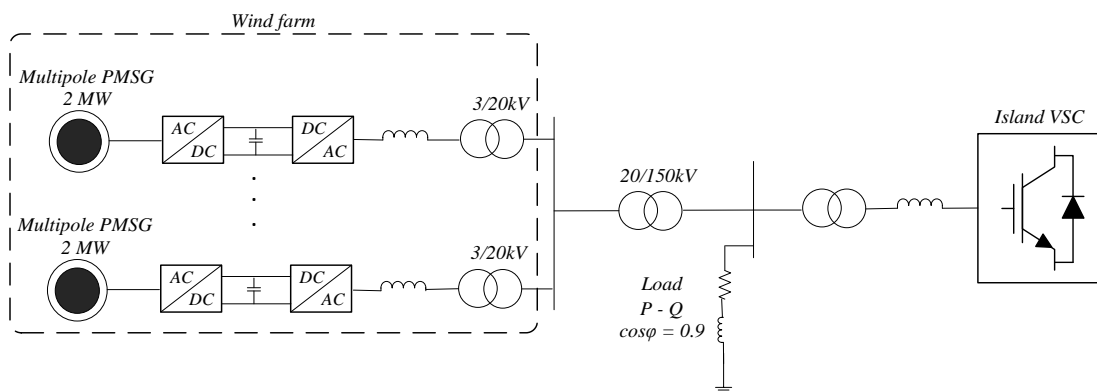
Οι DC πυκνωτές είναι στοιχεία αποθήκευσης ενέργειας και αποτελούν μια κρίσιμη συνιστώσα του HVDC δικτύου. Αυτό οφείλεται στο ότι όταν δεν τηρείται το ισοζύγιο ενεργού ισχύος πραγματοποιείται φόρτιση ή εκφόρτιση των πυκνωτών, και άρα αύξηση ή πτώση της DC τάσης. Γίνεται επομένως αντιληπτή η σημασία των DC πυκνωτών στη λειτουργία αλλά και τον έλεγχο του HVDC συστήματος. Στην περίπτωση που εξετάζεται γίνεται χρήση μετατροπέα δύο επιπέδων και συνδεσμολογίας διπολικού συνδέσμου, οπότε χρησιμοποιούνται δύο πυκνωτές τάσης $\frac{V_{DC}}{2}$ ο καθένας. Η διαστασιολόγηση των πυκνωτών γίνεται με βάση τα όσα ειπώθηκαν και στην ενότητα 3.7 σχετικά με τον πυκνωτή του DC link του πλήρη μετατροπέα ισχύος. Πιο συγκεκριμένα κύριο κριτήριο αποτελεί η σταθερά χρόνου, η οποία εκφράζει το χρόνο που απαιτείται ώστε ο πυκνωτής να φορτιστεί σε τάση V_{DC} εάν τροφοδοτείται με σταθερή ισχύ S_N . Η τελική επιλογή αποτελεί ένα trade-off μεταξύ του γρήγορου ελέγχου της ισχύος, των διακυμάνσεων της DC τάσης και της διάρκειας ζωής. Ενδεικτικές τιμές για τον καθορισμό της σταθεράς χρόνου στην περίπτωση ενός HVDC συστήματος είναι 25-30 ms.

Στην έξοδο του μετατροπέα βρίσκεται το πηνίο προσαρμογής και πιθανόν κάποιο AC φίλτρο. Η σημασία του πηνίου έγινε φανερή προηγουμένως, όταν αναλύθηκε η δυναμική του συστήματος του μετατροπέα πάνω στην οποία βασίζεται ο έλεγχος αυτού. Πέρα από αυτό, το πηνίο αυξάνει τη σύνθετη αντίσταση εξόδου περιορίζοντας το ρεύμα βραχυκυκλώσεως, ενώ μπορεί να χρησιμεύσει και ως βαθυπερατό φίλτρο για την αποκοπή των ανώτερων αρμονικών ρεύματος. Η αυτεπαγωγή λαμβάνει σε τέτοιες εφαρμογές τυπικές τιμές 5-10% ανά μονάδα. Όσο αναφορά το AC φίλτρο, αυτό τοποθετείται μετά το πηνίο και χρησιμοποιείται αποκλειστικά για τον περιορισμό των αρμονικών της τάσης εξόδου, ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις που τίθενται από το διαχειριστή του δικτύου. Στην παρούσα εργασία λόγω της χρήσης του μοντέλου μέσων τιμών, η χρήση τέτοιων φίλτρων δεν έχει κάποια πρακτική αξία.

5.3.4 Μοντελοποίηση νησιωτικών συστημάτων

Όπως έχει αναφερθεί προηγουμένως, στην περίπτωση που εξετάζεται η υπεράκτια πλευρά του πολυτερματικού HVDC δικτύου περιλαμβάνει νησιωτικά δίκτυα τα οποία

διαθέτουν αιολική παραγωγή, φορτία και πιθανόν τοπική συμβατική (στρεφόμενη) παραγωγή. Για τη μοντελοποίηση των νησιωτικών συστημάτων θεωρήθηκε σύμφωνα και με το [49], ότι το κάθε ένα από αυτά αποτελείται από παθητικά φορτία και ένα aggregated-μοντέλο αιολικού πάρκου με μετατροπέα πλήρους ισχύος. Θα μπορούσε επίσης να προστεθεί συμβατική παραγωγή από σύγχρονες γεννήτριες, κάτι που όμως δεν κρίθηκε σκόπιμο. Τα φορτία του νησιού λαμβάνονται ίσα είτε με την αντίστοιχη ετήσια αιχμή ζήτησης (όπως παρουσιάστηκε στον πίνακα 5.1) είτε με το 25% αυτής (ελάχιστο φορτίο) ανάλογα με την περίπτωση, ενώ λαμβάνεται συντελεστής ισχύος $\cos\phi = 0,9$. Ακόμα, η τάση του δικτύου θεωρείται στα 150 kV και στο σημείο σύνδεσης του κάθε αιολικού πάρκου υπάρχει ένας μετασχηματιστής υποβιβασμού στα 20 kV. Τέλος, χρησιμοποιείται ακόμα ένας μετασχηματιστής υποβιβασμού 20/3 kV, ώστε να γίνει προσαρμογή στην τάση εξόδου της Α/Γ. Το σχηματικό διάγραμμα της αναπαράστασης των νησιωτικών συστημάτων δίνεται στο σχήμα 5.15.



Σχήμα 5.15: Απλοποιημένη αναπαράσταση νησιωτικών δικτύων με αιολική παραγωγή και φορτία, όπως μοντελοποιήθηκαν κατά τις προσομοιώσεις.

5.3.5 Μοντελοποίηση ηπειρωτικού συστήματος

Για την αναπαράσταση του ηπειρωτικού δικτύου χρησιμοποιείται το ισοδύναμο Thevenin, δηλαδή μια ισοδύναμη πηγή τάσης σε σειρά με μια σύνθετη αντίσταση. Στην περίπτωση που η σύνθετη αντίσταση λαμβάνει χαμηλές τιμές, τότε η πτώση τάσης είναι μικρή και το δίκτυο θεωρείται ισχυρό. Από την άλλη πλευρά, για υψηλές τιμές της αντίστασης συνεπάγεται μεγάλη πτώση τάσεως και άρα το δίκτυο θεωρείται αδύναμο. Ένα μέγεθος για την ποσοτικοποίηση του πόσο ισχυρό είναι ένα δίκτυο στο οποίο συνδέεται μια εγκατάσταση είναι ο λόγος βραχυκυκλώσεως SCR [Short-Circuit Ratio], ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της ισχύος βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο ΣΚΣ των εγκαταστάσεων, προς την ονομαστική ισχύ της εγκατάστασης. Επομένως στην περίπτωση της σύνδεσης ενός HVDC δικτύου, μπορεί να οριστεί ως ο λόγος της ισχύος βραχυκυκλώσεως του δικτύου S_k , μετρημένη στην έξοδο του φίλτρου του μετατροπέα, προς την ονομαστική ισχύ της DC γραμμής $P_{DC,N}$ ως εξής:

$$SCR = \frac{S_k}{P_{DC,N}} \quad (5.24)$$

Η ισχύς βραχυκυκλώσεως ορίζεται ως το πηλίκο του τετραγώνου της τάσης του ζυγού V προς το μέτρο της ισοδύναμης αντίστασης Thevenin, $Z_{Thevenin}$, στην έξοδο του φίλτρου του μετατροπέα. Λόγω ότι το δίκτυο είναι κυρίως επαγωγικό, η σύνθετη αντίσταση μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι εξ ολοκλήρου επαγωγική οπότε ισχύει:

$$S_k = \frac{V^2}{Z_{Thevenin}} = \frac{V^2}{\omega L_{Thevenin}} \quad (5.25)$$

Για ένα ισχυρό δίκτυο, όπως είναι το ηπειρωτικό Ελληνικό σύστημα στην περίπτωση μας, ο λόγος βραχυκυκλώσεως λαμβάνει τυπικά τιμές μεγαλύτερες του 3. Ενώ ένα αδύναμο δίκτυο θα έχει λόγο βραχυκυκλώσεως 2 – 3.

Τέλος να αναφερθεί ότι επειδή η τάση του ηπειρωτικού συστήματος είναι στα 400 kV, για τη σύνδεση του ηπειρωτικού μετατροπέα με το δίκτυο γίνεται χρήση ενός μετασχηματιστή ανύψωσης 150/400 kV ώστε να προσαρμοστεί η τάση του μετατροπέα (150 kV) στο επίπεδο τάσης του δικτύου.

5.4 Έλεγχος του πολυτερματικού δικτύου

Ο έλεγχος ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου αναφέρεται κυρίως στον έλεγχο της DC τάσης και συνεπώς της ροής ισχύος στο δίκτυο. Όπως έχει τονιστεί για την ασφαλή λειτουργία του HVDC συστήματος απαιτείται η συνεχής διατήρηση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος. Αυτό συνεπάγεται ότι η ενεργός ισχύς που απορροφούν ορισμένοι μετατροπείς του δικτύου θα πρέπει να εγχέεται από κάποιους άλλους μετατροπείς αυτού. Οποιαδήποτε ανισορροπία στο ισοζύγιο ισχύος θα προκαλούσε την ταχύτατη φόρτιση ή εκφόρτιση των DC πυκνωτών των γραμμών και επομένως την αύξηση ή πτώση της DC τάσης. Κάτι τέτοιο δεν είναι φυσικά επιθυμητό και θα μπορούσε να προκαλέσει την ενεργοποίηση των προστασιών με αποτέλεσμα ένα μέρος ή το σύνολο του DC δικτύου να βγει εκτός, με ότι αυτό συνεπάγεται όχι μόνο για τα νησιωτικά συστήματα αλλά και για το ηπειρωτικό σύστημα στο οποίο διασυνδέεται. Γίνεται λοιπόν εμφανές ότι ο έλεγχος της DC τάσης, και επομένως της ροής ισχύος, σε ένα πολυτερματικό δίκτυο είναι κομβικής σημασίας.

Χαρακτηριστικό στοιχείο ενός DC συστήματος είναι ότι η ροή ισχύος στις γραμμές μεταξύ των τερματικών του (μετατροπείς) οφείλεται στις διαφορετικές τιμές που λαμβάνει η DC τάση στα διάφορα σημεία του, λόγω και των πτώσεων τάσεων των γραμμών. Θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι όπως σε ένα AC δίκτυο το ισοζύγιο ενεργού ισχύος αντικατοπτρίζεται στις μεταβολές της συχνότητας, έτσι και σε ένα DC δίκτυο οποιαδήποτε ανισορροπία στο ισοζύγιο ισχύος έχει άμεσο αντίκτυπο στην

DC τάση. Η διαφορά βέβαια είναι ότι ενώ η συχνότητα είναι ίδια σε οποιοδήποτε σημείο του δικτύου, η DC τάση είναι διαφορετική στα διάφορα σημεία λόγω των πτώσεων τάσεων. Ακόμα, όπως ένα AC δίκτυο έτσι και ένα DC μπορεί να μοντελοποιηθεί μαθηματικά ώστε αυτό να περιγράφεται από εξισώσεις ροής φορτίου. Οι εξισώσεις ροής φορτίου θα μπορούσαν να αποτελέσουν τη βάση για την υλοποίηση στρατηγικών ελέγχου του HVDC συστήματος, αλλά με χρήση ταυτόχρονα και τηλεπικοινωνιακών συστημάτων. Μια τέτοια στρατηγική ελέγχου θα απαιτούσε την ύπαρξη ενός κέντρου ελέγχου ενέργειας στο οποίο θα συλλέγονταν οι μετρήσεις από το κάθε τερματικό (κόμβο). Στη συνέχεια μέσω συνεχούς επίλυσης της ροής φορτίου, αλλά και λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτήσεις του συστήματος, θα εξάγονταν οι ζητούμενες ρυθμίσεις που θα αποστέλλονταν στους μετατροπείς. Οι προβληματισμοί που προκύπτουν από μια τέτοια υλοποίηση αφορούν την αξιοπιστία του συστήματος ελέγχου καθώς και την ταχύτητα απόκρισής του. Σε περίπτωση βλάβης του συστήματος επικοινωνιών θα χανόταν η δυνατότητα ελέγχου και οι DC τάσεις θα ξεπερνούσαν πολύ γρήγορα τα επιτρεπτά όρια, με ότι αυτό συνεπάγεται. Όσο αναφορά το χρόνο απόκρισης σε μια διαταραχή του συστήματος αυτός είναι της τάξεως των ms λόγω της δυναμικής των πυκνωτών. Τέτοιες χρονικές απαιτήσεις είναι αρκετά δύσκολο να υλοποιηθούν ακόμα και με προχωρημένες τεχνολογίες, όπως χρήση οπτικής ίνας κτλ. Εναλλακτικά, ο έλεγχος ενός HVDC συστήματος μπορεί να βασιστεί σε στρατηγικές ελέγχου οι οποίες χρησιμοποιούν μόνο τοπικές μετρήσεις και δεν απαιτούν κάποιου είδους επικοινωνία. Τέτοιες τεχνικές ελέγχου μπορούν να προσφέρουν σχεδόν ακαριαία ρύθμιση σε περίπτωση διαταραχών. Ο έλεγχος του πολυτερματικού δικτύου που αναλύθηκε στην παρούσα εργασία υλοποιήθηκε με βάση αυτή τη φιλοσοφία και με την υπόθεση ότι δεν υπάρχει κάποιου είδους τηλεπικοινωνιακή υποδομή.

Στην περίπτωση μιας HVDC γραμμής δύο τερματικών με σκοπό τη διασύνδεση ενός offshore αιολικού πάρκου με το ηπειρωτικό σύστημα, ο μετατροπέας από πλευράς δικτύου ελέγχει την DC τάση στην ονομαστική τιμή της ώστε ταυτόχρονα να εξασφαλίζεται και το ισοζύγιο ενεργού ισχύος. Από την άλλη, ο μετατροπέας του αιολικού πάρκου λειτουργεί ως grid-forming μετατροπέας διατηρώντας ονομαστική τάση και συχνότητα στο τοπικό AC δίκτυο του αιολικού πάρκου με στόχο να απορροφάται το σύνολο της παραγόμενης ισχύος. Σε μια πολυτερματική τοπολογία όμως τα πράγματα είναι πιο πολύπλοκα. Πιο συγκεκριμένα οι υπεράκτιοι μετατροπείς (νησιωτικοί στη συγκεκριμένη περίπτωση) λειτουργούν ως grid-forming, δημιουργώντας τα νησιωτικά δίκτυα, ώστε να απορροφάται το σύνολο της αιολικής παραγωγής σε αυτά. Παράλληλα, τουλάχιστον ένας από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς θα πρέπει να ελέγχει την DC τάση. Στην περίπτωση όμως που μόνο ένας μετατροπέας είναι επιφορτισμένος με τον έλεγχο της DC τάσης, εάν αυτός τεθεί για κάποιο λόγο εκτός λειτουργίας θα χαθεί η δυνατότητα ελέγχου της DC τάσης και είναι πολύ πιθανό όλο το HVDC δίκτυο να καταρρεύσει. Για αυτό το λόγο μια πιο αξιόπιστη λύση είναι ο έλεγχος της DC τάσης να κατανεμηθεί σε περισσότερους από έναν μετατροπέα. Η πιο διαδεδομένη τεχνική για να επιτευχθεί αυτός ο κατανεμημένος έλεγχος είναι ο στατισμός. Στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί και

κάποιες άλλες τεχνικές οι οποίες παρουσιάζουν μια διαφοροποιημένη φιλοσοφία, όλες όμως μπορούν να θεωρηθούν ως ειδικές περιπτώσεις στατισμού. Στη συνέχεια γίνεται μια συνοπτική αναφορά στις μεθόδους αυτές, ενώ ύστερα θα αναλυθεί η περίπτωση του στατισμού.

Μία από τις πιο απλές στρατηγικές είναι ο έλεγχος master – slave. Σε αυτή την περίπτωση οι υπεράκτιοι μετατροπείς λειτουργούν ως grid-forming και απορροφούν το σύνολο της αιολικής παραγωγής των νησιών. Όσο αναφορά τον έλεγχο της DC τάσης αυτόν τον αναλαμβάνει μόνο ένας από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς, ενώ οι άλλοι ελέγχουν την ισχύ που αποδίδουν στο ηπειρωτικό δίκτυο σε μια καθορισμένη τιμή αναφοράς [constant power mode]. Κύρια μειονεκτήματα της μεθόδου είναι ότι αν ο μετατροπέας που ελέγχει την DC τάση φτάσει στα όρια ισχύος του ή αν πάθει κάποια βλάβη, χάνεται η δυνατότητα ελέγχου της τάσης. Μια παραλλαγή αυτής της μεθόδου αναφέρεται ως voltage margin method και διαφέρει στο ότι όταν η DC τάση σε έναν κόμβο ηπειρωτικού μετατροπέα, που αρχικά λειτουργεί με σταθερή ισχύ αναφοράς, υπερβεί ένα προκαθορισμένο όριο τάσης τότε ο αντίστοιχος μετατροπέας θα αναλάβει πλέον τον έλεγχο της τάσης.

Στην περίπτωση χρήσης ελέγχου στατισμού [droop control] για τον έλεγχο ενός πολυτεματικού HVDC δικτύου, ο έλεγχος της DC τάσης κατανέμεται σε περισσότερους από έναν ηπειρωτικούς μετατροπείς. Για να επιτευχθεί η ζητούμενη ρύθμιση, η αναφορά ενεργού ισχύος αυτών των μετατροπέων καθορίζεται σε σχέση με την DC τάση στους αντίστοιχους κόμβους τους. Ο έλεγχος στατισμού επιβάλλει μια γραμμική συσχέτιση μεταξύ της αναφοράς ισχύος και της DC τάσης του κόμβου του μετατροπέα. Έτσι μια αύξηση της εγχεόμενης ισχύος στο HVDC σύστημα θα προκαλούσε αύξηση των τάσεων στους κόμβους του δικτύου, με αποτέλεσμα την αύξηση μέσω του στατισμού των αναφορών ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων, έτσι ώστε να αυξηθεί τελικά η αποδιδόμενη ενεργός ισχύς από το HVDC δίκτυο προς το ηπειρωτικό σύστημα. Η αντίστροφη διαδικασία θα ακολουθηθεί σε περίπτωση μείωσης της εγχεόμενης ισχύος στο πολυτεματικό δίκτυο. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται η ρύθμιση της τάσης, και επομένως της ισχύος, του πολυτεματικού δικτύου από περισσότερους μετατροπείς. Για την υλοποίηση του παραπάνω ελέγχου μπορεί να γίνει συσχέτιση είτε της ισχύος είτε του DC ρεύματος με την τάση V_{DC} . Η δυνατότητα αυτή απορρέει από το γεγονός ότι στην κανονική λειτουργία οι τάσεις των κόμβων είναι στο ανά μονάδα σύστημα περίπου 1 pu, επομένως μπορεί να θεωρηθεί ότι:

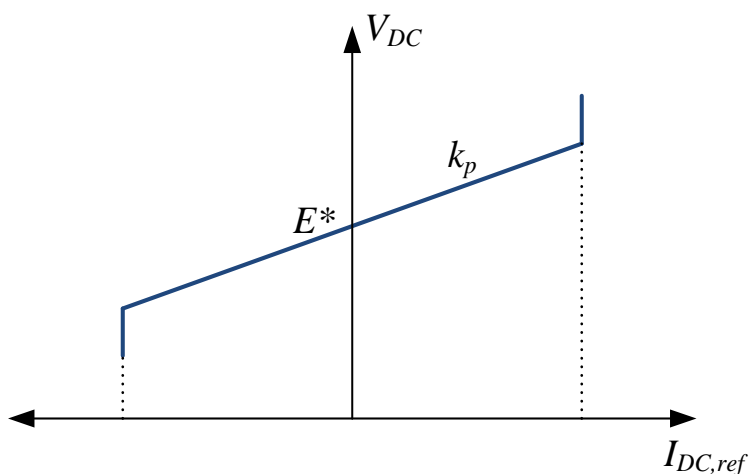
$$P_{DC} = V_{DC}I_{DC} \approx I_{DC} \quad (5.26)$$

Στα πλαίσια των προσομοιώσεων επιλέχθηκε η σύνδεση των μεγεθών του ρεύματος με την τάση, οπότε και ο προσδιορισμός της ισχύος αναφοράς P_{ref} γίνεται με βάση τις παρακάτω σχέσεις:

$$I_{ref} = k_p(V_{DC} - E^*) \quad (5.27)$$

$$P_{ref} = V_{DC}I_{ref} \quad (5.28)$$

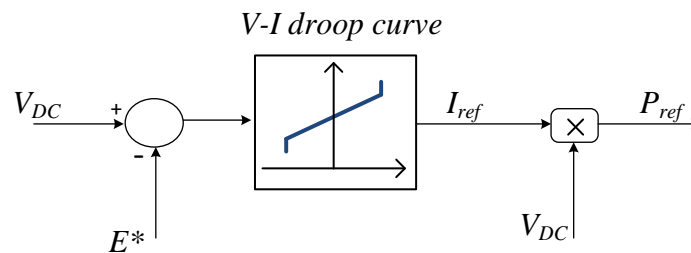
Όπου με k_p συμβολίζεται το κέρδος του στατισμού, με E^* η DC τάση αναφοράς και με V_{DC} η μετρούμενη τάση στον κόμβο του μετατροπέα. Στο σχήμα 5.16 παρουσιάζεται ποιοτικά μια χαρακτηριστική V-I ή στατισμού ενός ηπειρωτικού μετατροπέα, ενώ στο σχήμα 5.17 παρουσιάζεται σχηματικά ο τρόπος καθορισμού της αναφοράς ενεργού ισχύος P_{ref} για τον έλεγχο στατισμού των ηπειρωτικών μετατροπέων. Σημειώνεται ότι το κέρδος k_p είναι το αντίστροφο του στατισμού και άρα της κλίσης της χαρακτηριστικής V-I. Επομένως μεγάλο κέρδος συνεπάγεται μικρό στατισμό, ενώ όπως γίνεται αντιληπτό λόγω ότι το ρεύμα αναφοράς I_{ref} (και άρα η P_{ref}) μεταβάλλονται προς την ίδια κατεύθυνση με την τάση, η κλίση της χαρακτηριστικής V-I είναι θετική. Το ζήτημα της επιλογής των κερδών στατισμού για τους μετατροπέες που συμμετέχουν στον καταναμημένο έλεγχο της DC τάσης αποτελεί ανοικτό πεδίο έρευνας, και επικεντρώνεται στον προσδιορισμό των τιμών που επιτυγχάνουν τον επιθυμητό έλεγχο και διαμοιρασμό της ισχύος διασφαλίζοντας ταυτόχρονα την ευστάθεια του συστήματος. Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας τα κέρδη επιλέγονται βάση πειραματικής διαδικασίας σε ένα εύρος τιμών 50-100, ανάλογα με το case study που εξετάζεται.



Σχήμα 5.16: Ποιοτική απεικόνιση χαρακτηριστικής στατισμού ενός ηπειρωτικού μετατροπέα με κέρδος στατισμού k_p και DC τάση αναφοράς E^* .

Σχετικά με την DC τάση αναφοράς E^* , αυτή όπως φαίνεται και από το παραπάνω σχήμα μπορεί να θεωρηθεί ως το σημείο τομής της χαρακτηριστικής V-I με τον άξονα της τάσης. Με τη μεταβολή της αναφοράς E^* , μεταβάλλεται αντίστοιχα και η αναφορά ενεργού ισχύος του μετατροπέα. Επομένως γίνεται κατανοητό ότι μέσω του ελέγχου του E^* μπορεί να ελεγχθεί η ροή ισχύος στο HVDC δίκτυο. Αυτή η δυνατότητα μπορεί να συμβάλει στο να επιτευχθεί η επιθυμητή ανακατανομή της ισχύος. Πιο συγκεκριμένα σε περίπτωση που δεν υπάρχει κάποιου είδους τηλεπικοινωνιακή υποδομή, κατά τον έλεγχο με στατισμό τυχόν setpoints από το διαχειριστή του συστήματος σχετικά με τις ισχύεις αναφοράς των μετατροπέων είναι

δύσκολο να ικανοποιηθούν. Όμως με την ανακατανομή της ισχύος που μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω κατάλληλης διαμόρφωσης των σημάτων αναφοράς E^* , μπορεί να γίνει εφικτή η όσο το δυνατόν καλύτερη τήρηση των setpoints που τίθενται. Σημειώνεται ότι σε περίπτωση ύπαρξης συστήματος τηλεπικοινωνίας, η τήρηση των setpoints και γενικότερα ο επιθυμητός διαμοιρασμός της ισχύος είναι πολύ πιο εύκολο να πραγματοποιηθούν. Σε αυτή την περίπτωση είναι δυνατόν να συλλεχθούν σε ένα κέντρο ελέγχου οι μετρήσεις της τάσης και του ρεύματος από όλους τους κόμβους του δικτύου και στη συνέχεια με βάση τις εξισώσεις ροής φορτίου και τις απαιτήσεις που τίθενται, μπορούν να προσδιοριστούν επακριβώς ο στατισμός k_p και η αναφορά E^* που απαιτούνται για κάθε μετατροπέα.

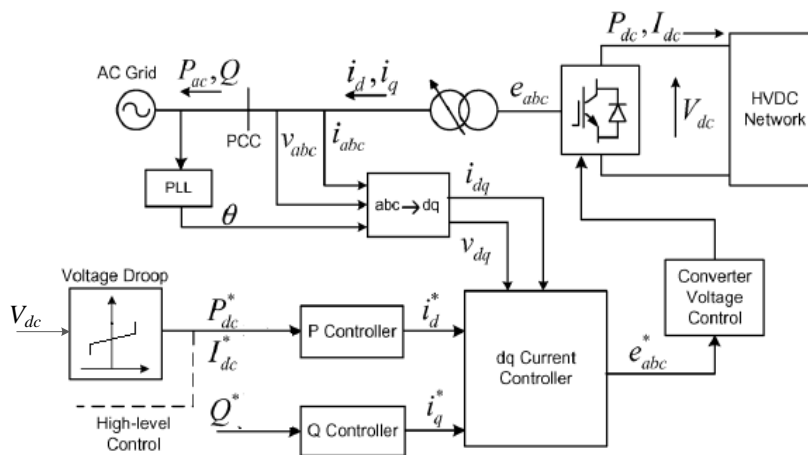


Σχήμα 5.17: Σχηματική αναπαράσταση του τρόπου καθορισμού της αναφοράς ενεργού ισχύος P_{ref} στην περίπτωση ελέγχου στατισμού των ηπειρωτικών μετατροπέων.

Στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί και κάποιες παραλλαγές του ελέγχου στατισμού που παρουσιάστηκε παραπάνω. Μια από τις μεθόδους, που αναφέρεται ως dead-band droop, εμπεριέχει στη χαρακτηριστική στατισμού μια νεκρή ζώνη (dead-band) η οποία ορίζεται από δύο επίπεδα τάσεων. Η λογική είναι ότι όσο η DC τάση του κόμβου βρίσκεται εντός των ορίων της ζώνης, ο μετατροπέας λειτουργεί με σταθερή αναφορά ισχύος ενώ όταν η DC τάση βγει εκτός ορίων τότε ο μετατροπέας λειτουργεί με βάση μια χαρακτηριστική στατισμού. Σκοπός της συγκεκριμένης διαμόρφωσης είναι ο μετατροπέας να μπορεί κατά τη μόνιμη κατάσταση να τηρεί το setpoint ισχύος και όταν χρειαστεί να συμμετέχει στη ρύθμιση της DC τάσης. Η υλοποίηση μιας τέτοιας στρατηγικής απαιτεί βέβαια τουλάχιστον ένας μετατροπέας να λειτουργεί με τη συμβατική καμπύλη στατισμού. Ακόμα η υλοποίηση των χαρακτηριστικών στατισμού μέσω software και ψηφιακών συστημάτων, δίνει τη δυνατότητα διαμόρφωσης μιας χαρακτηριστικής που διαχωρίζεται σε τμήματα με διαφορετικά κέρδη στατισμού το καθένα. Μια τέτοια τεχνική η οποία αναφέρεται ως undead-band droop, θα μπορούσε να επιφέρει καλύτερο έλεγχο της ισχύος. Ανεξάρτητα από την ακριβή διαμόρφωση της χαρακτηριστικής στατισμού η δομή του σχήματος ελέγχου του μετατροπέα απεικονίζεται στο σχήμα 5.18, όπου φαίνεται ότι η ισχύς ή το ρεύμα αναφοράς λαμβάνονται από μια καμπύλη στατισμού με βάση τοπικές μετρήσεις της DC τάσης του κόμβου του μετατροπέα.

Θα πρέπει να αναφερθεί εδώ ότι η ροή ισχύος σε ένα HVDC πολυτεματικό δίκτυο καθορίζεται εγγενώς από τα φυσικά χαρακτηριστικά της τοπολογίας. Με άλλα λόγια χωρίς κάποιον εξωτερικό έλεγχο, η ροή ισχύος ακολουθεί την όδευση

χαμηλότερης αντίστασης. Στο σενάριο του Β.Α. Αιγαίου που εξετάζεται, με βάση τις χιλιομετρικές αποστάσεις και τις αντιστάσεις των γραμμών προκύπτει ότι εάν εφαρμοσθεί έλεγχος στατισμού με κοινά κέρδη και για τους δύο μετατροπείς το μεγαλύτερο μέρος της ισχύος ρέει προς το μετατροπέα Φιλίππων. Όπως αναφέρθηκε η ανακατανομή της ισχύος μπορεί να επιτευχθεί μεταβάλλοντας είτε τα E^* είτε τα κέρδη στατισμού. Για να επιτευχθεί βέβαια τέτοιος διαμοιρασμός, ώστε το μεγαλύτερο μέρος της ισχύος να διοχετεύεται προς το μετατροπέα της Λάρυμνας απαιτείται σημαντική μεταβολή αυτών των παραμέτρων. Μια μέθοδος ελέγχου που έχει προταθεί στη βιβλιογραφία και μπορεί να εφαρμοσθεί σε μια τέτοια περίπτωση είναι ο έλεγχος κατά προτεραιότητα [priority control]. Κατά τη συγκεκριμένη στρατηγική ελέγχου, ο μετατροπέας στον οποίο επιδιώκεται να διοχετευθεί το μεγαλύτερο ποσοστό της ισχύος αναλαμβάνει τον έλεγχο της DC τάσης και έχει προτεραιότητα στο διαμοιρασμό της ισχύος απορροφώντας το σύνολο της ισχύος από το HVDC δίκτυο μέχρι να φτάσει στα όριά του, όπου και αρχίζουν να συμμετέχουν και οι υπόλοιποι μετατροπείς με στατισμό. Όπως γίνεται κατανοητό, η DC τάση είναι αυτή που καθορίζει τη συμμετοχή ή όχι των υπόλοιπων μετατροπέων.



Σχήμα 5.18: Διαμόρφωση του συστήματος ελέγχου ενός ηπειρωτικού μετατροπέα για συμμετοχή του στη ρύθμιση της DC τάσης μέσω ελέγχου στατισμού. Πηγή:[50]

Τέλος, ας ειπωθεί και εδώ η στρατηγική ελέγχου που εφαρμόστηκε για τον έλεγχο του HVDC πολυτεματικού δικτύου του Β.Α. Αιγαίου στα πλαίσια της παρούσας εργασίας. Κατ' αρχάς οι νησιωτικοί μετατροπείς λειτουργούν ως grid-forming στήνοντας το δίκτυο και απορροφώντας το σύνολο της αιολικής παραγωγής, αφού φυσικά ικανοποιηθούν τα τοπικά φορτία. Οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς αποδίδουν στο ηπειρωτικό σύστημα το σύνολο της ισχύος που εγχέεται στο HVDC δίκτυο συντονίζοντας τη λειτουργία τους μέσω ελέγχου στατισμού.

5.5 Συμβολή HVDC πολυτερματικού δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας

Τα τελευταία χρόνια έχουν συμπεριληφθεί στους κώδικες δικτύων τεχνικές απαιτήσεις σχετικά με τη διασύνδεση HVDC συστημάτων (πολυτερματικών ή μη) με τα δίκτυα της κάθε χώρας. Για να διασφαλίζεται η συμβατότητα με τους κώδικες, ένα offshore HVDC δίκτυο θα πρέπει κυρίως να μπορεί να συμβάλει στη ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος στο οποίο συνδέεται [frequency response], και επίσης να έχει την ικανότητα στήριξης της τάσης παρέχοντας την απαιτούμενη άεργο ισχύ κατά τη διάρκεια βύθισης τάσης στο δίκτυο [low voltage ride through, fault ride through]. Στην παρούσα ενότητα αναλύεται η πρώτη δυνατότητα, καθώς είναι και αυτή που εξετάστηκε κατά τις προσομοιώσεις.

Όπως είναι γνωστό η ρύθμιση της συχνότητας αναφέρεται είτε σε περιπτώσεις υπερσυχνότητας όπου απαιτείται μείωση της αποδιδόμενης ενεργού ισχύος είτε σε συμβάντα υποσυχνότητας τα οποία αντιμετωπίζονται με αύξηση της ισχύος. Επομένως σε περίπτωση υπερσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο (η οποία προφανώς αφορά όλο το δίκτυο), οι ηπειρωτικοί μετατροπείς θα πρέπει να μειώσουν την ενεργό ισχύ που εγχέουν στο ηπειρωτικό σύστημα. Για την επίτευξη αυτής της μείωσης απαιτείται μείωση της παραγόμενης ισχύος από τα Α/Π ή χρήση chopper για την κατανάλωση της πλεονάζουσας ισχύος. Στη δεύτερη περίπτωση το chopper μπορεί να τοποθετηθεί είτε στους ηπειρωτικούς μετατροπείς είτε στο dc link της κάθε ανεμογεννήτριας. Μειονεκτήματα αυτής της λύσης αποτελούν το αυξημένο κόστος εγκατάστασης, ειδικά για συστήματα εκατοντάδων MW, και οι αυξημένες χωρικές απαιτήσεις. Έτσι στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η λύση της μείωσης της αιολικής παραγωγής. Από την άλλη πλευρά σε ένα συμβάν υποσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο, οι ηπειρωτικοί μετατροπείς θα πρέπει να αυξήσουν την εγχέομενη ισχύ τους προς το δίκτυο. Αυτό μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε εάν τα αιολικά πάρκα διατηρούν την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας είτε εάν υπάρχει κάποια διάταξη αποθήκευσης ενέργειας. Αυτή τη στιγμή η δεύτερη λύση δεν φαντάζει ρεαλιστική για εφαρμογή σε τέτοιας μεγάλης κλίμακας συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, για να αντιμετωπιστεί ένα τέτοιο συμβάν θα πρέπει πρώτα τα αιολικά πάρκα να λειτουργούν διατηρώντας εφεδρεία, κάτι που εξετάστηκε στη συγκεκριμένη εργασία.

Η συμμετοχή στη ρύθμιση της συχνότητας ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου, μέσω κατάλληλης προσαρμογής της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων που βρίσκονται στο υπεράκτιο τμήμα αυτού, δημιουργεί ζητήματα σε σχέση με την ακριβή υλοποίηση της παραπάνω στρατηγικής. Πιο συγκεκριμένα δεδομένου ότι η μεταβολή της συχνότητας λαμβάνει χώρα στο ηπειρωτικό σύστημα, δεν επηρεάζει με άμεσο τρόπο τα νησιωτικά συστήματα και άρα τα αιολικά πάρκα που συνδέονται σε αυτά. Για να μπορέσουν λοιπόν τα αιολικά πάρκα να αποκριθούν, θα πρέπει με κάποιο τεχνητό τρόπο να ειδοποιηθούν για αυτή τη μεταβολή στη συχνότητα. Μια

λύση για να πραγματοποιηθεί αυτό είναι μέσω της χρήσης τηλεπικοινωνιακής υποδομής, ώστε σε περίπτωση σφάλματος στο ηπειρωτικό σύστημα τα αιολικά πάρκα να ειδοποιηθούν και να προσαρμόσουν ανάλογα την παραγόμενη ισχύ τους. Κύριο μειονέκτημα αυτής της λύσης είναι το θέμα της αξιοπιστίας του συστήματος απομακρυσμένης επικοινωνίας, καθώς σε περίπτωση απώλειας αυτής θα χανόταν η δυνατότητα ελέγχου. Ένας άλλος παράγοντας, που είναι ο χρόνος καθυστέρησης μετάδοσης του σήματος, πρέπει να λαμβάνεται υπόψη όμως στην περίπτωση των μεταβολών της συχνότητας οι χρόνοι απόκρισης δεν είναι τόσο απαιτητικοί σε σχέση με περιπτώσεις όπως βύθιση τάσης, βραχυκυκλώματα κτλ. Εναλλακτικά, μπορεί να γίνει χρήση μεθόδων ελέγχου που δεν απαιτούν κάποιου είδους επικοινωνία. Σε αυτή την περίπτωση γίνεται η μεταφορά του σφάλματος στα νησιωτικά δίκτυα μέσω των ηλεκτρικών μεγεθών (DC τάση, νησιωτική συχνότητα ή τάση). Πιο συγκεκριμένα, ο ηπειρωτικός μετατροπέας θα πρέπει να ανιχνεύσει τη μεταβολή της συχνότητας και να προκαλέσει μια κατάλληλη τεχνητή μεταβολή της DC τάσης. Με τη σειρά του ένας νησιωτικός μετατροπέας θα πρέπει με βάση τοπικές μετρήσεις της DC τάσης να αντιληφθεί το σφάλμα και να διαμορφώσει αντίστοιχα τη συχνότητα του νησιωτικού συστήματος, έτσι ώστε αυτή η μεταβολή της συχνότητας να ανιχνευθεί και να προκαλέσει την επιθυμητή μεταβολή της ισχύος από τα αιολικά πάρκα. Πάνω σε αυτή τη λογική στηρίζεται και ο έλεγχος που υλοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, με τα ζητήματα που προκύπτουν να αναλύονται παρακάτω.

Η απόκριση από τη μεριά των νησιωτικών συστημάτων μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με διαμόρφωση της συχνότητας των νησιωτικών δικτύων, όπου τότε τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να αποκριθούν στη μεταβολή της συχνότητας, είτε με κατάλληλη διαμόρφωση του πλάτους της τάσης έτσι ώστε οι μετατροπείς των ανεμογεννητριών να δράσουν άμεσα ρυθμίζοντας την τάση του δικτύου. Λόγω της ύπαρξης των νησιωτικών φορτίων αλλά και πιθανής τοπικής συμβατικής παραγωγής, δείχνει να είναι προτιμότερη η διαμόρφωση της νησιωτικής συχνότητας αντί της τάσης, λόγω ότι μια τεχνητή βύθιση τάσης για όσο χρόνο διαρκέσει ένα σφάλμα συχνότητας επηρεάζει τα φορτία που εξυπηρετούνται από το τοπικό δίκτυο. Από την άλλη, η απόκριση των αιολικών πάρκων μέσω διαμόρφωσης της συχνότητας είναι σαφώς πιο αργή από την περίπτωση απόκρισης σε μια πτώση της τάσης. Εδώ να σημειωθεί ότι και η παρατεταμένη μεταβολή της νησιωτικής συχνότητας καθώς και των DC τάσεων του HVDC δικτύου, για όσο διαρκεί το σφάλμα συχνότητας στο ηπειρωτικό σύστημα, αποτελούν ζητήματα που εγείρουν προβληματισμούς σχετικά με την εφαρμογή αυτών των μεθόδων.

Για να μπορούν να αποκριθούν στις μεταβολές της συχνότητας, οι μετατροπείς θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να ανιχνεύουν τις διακυμάνσεις της. Αυτό πραγματοποιείται όπως και στην περίπτωση των ανεμογεννητριών μέσω χρήσης της διάταξης συγχρονισμού PLL. Έτσι γίνεται εφικτή η μέτρηση της συχνότητας και ο υπολογισμός της απόκλισής της από την ονομαστική ή κάποια άλλη τιμή αυτής. Σύμφωνα με τους κώδικες συστημάτων το HVDC δίκτυο θα πρέπει να είναι σε θέση να αποκριθεί στις μεταβολές της συχνότητας, μέσω μιας καμπύλης στατισμού

παρόμοιας με αυτήν των αιολικών πάρκων. Επομένως μια απόκλιση της συχνότητας από την αναφορά της, μετατρέπεται σε μια επιθυμητή μεταβολή της ενεργού ισχύος του ηπειρωτικού μετατροπέα. Να τονιστεί εδώ ότι σε περίπτωση που ένας ηπειρωτικός μετατροπέας συμμετέχει στη ρύθμιση της DC τάσης μέσω στατισμού, δεν έχει τη δυνατότητα να αντιμετωπίσει άμεσα ένα σφάλμα συχνότητας. Ειδικότερα εάν η επιθυμητή μεταβολή της ισχύος λόγω μεταβολής της συχνότητας προστεθεί απευθείας στην αναφορά ισχύος του μετατροπέα, θα προκαλέσει μια μεταβολή της ενεργού ισχύος η οποία όμως θα είναι προσωρινή. Αυτό συμβαίνει διότι μια άμεση μεταβολή της ισχύος θα έχει ως αποτέλεσμα την ταχύτατη μεταβολή της DC τάσης, οπότε και ο έλεγχος στατισμού της τάσης θα επενεργήσει ώστε να ρυθμιστεί η DC τάση. Συνεπώς μια άμεση μεταβολή της ισχύος του μετατροπέα λόγω μεταβολής της συχνότητας εξουδετερώνεται από τον έλεγχο στατισμού της DC τάσης του ίδιου μετατροπέα. Γίνεται επομένως αντιληπτό ότι η μεταβολή της ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων πραγματοποιείται μέσω μεταβολής της παραγόμενης ισχύος πρώτα από τα αιολικά πάρκα.

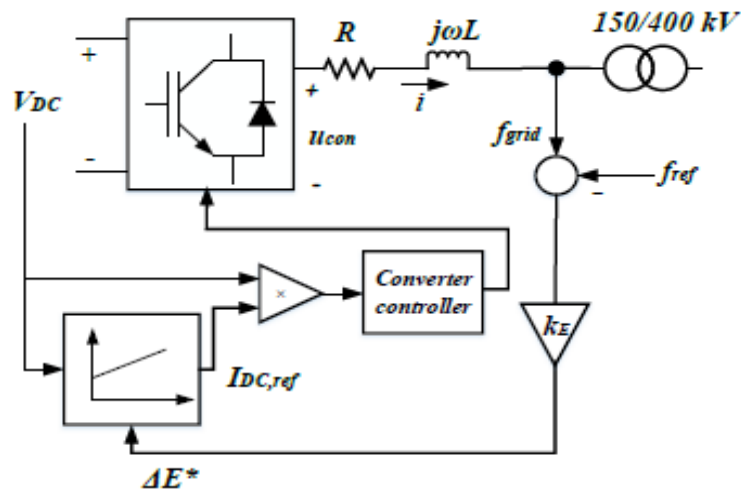
Ένα από τα κυριότερα ζητήματα σχετικά με την υλοποίηση της απαιτούμενης μεταβολής της ισχύος έχει να κάνει με τη δημιουργία της τεχνητής μεταβολής της DC τάσης, ώστε οι νησιωτικοί μετατροπείς να αντιληφθούν το σφάλμα και να διαμορφώσουν ανάλογα τη νησιωτική συχνότητα. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το ζήτημα η τεχνητή μεταβολή της DC τάσης πραγματοποιείται μέσω μεταβολής των παραμέτρων στατισμού E^* με χρήση της παρακάτω σχέσης:

$$\Delta E^* = k_E (f_{grid} - f_{ref}) \quad (5.29)$$

Η μεταβολή ΔE^* θα προκαλέσει μια πραγματική, και για όσο χρονικό διάστημα απαιτείται, μεταβολή της DC τάσης. Για παράδειγμα από τη σχέση (5.29) φαίνεται ότι μια αύξηση της συχνότητας έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της παραμέτρου E^* , κάτι που όπως διαπιστώνεται και από τις σχέσεις (5.27), (5.28) θα δημιουργήσει μειωμένη αναφορά ισχύος P_{ref} . Από τις μειωμένες τιμές αναφοράς ενεργού ισχύος στους ηπειρωτικούς μετατροπείς θα προκληθεί αύξηση της DC τάσης, αφού οι νησιωτικοί μετατροπείς αρχικά δεν μεταβάλλουν την εγχεόμενη ισχύ τους. Στη συνέχεια η αύξηση αυτή γίνεται αντιληπτή από τους υπεράκτιους μετατροπείς, οι οποίοι και αυξάνουν ανάλογα τη νησιωτική συχνότητα ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή μείωση από τα αιολικά πάρκα. Η σχηματική απεικόνιση της υλοποίησης της παραπάνω στρατηγικής ελέγχου στα συστήματα ελέγχου ενός ηπειρωτικού μετατροπέα δίνεται στο σχήμα 5.19.

Ένα από τα θέματα που δημιουργούνται λοιπόν, είναι πώς θα επιτευχθεί η επιθυμητή τεχνητή μεταβολή της DC τάσης σε όλους τους κόμβους του συστήματος συμπεριλαμβανομένων και των νησιωτικών. Λαμβάνοντας υπόψη τα σχετικά μεγάλα κέρδη στατισμού των ηπειρωτικών μετατροπέων, ότι στο ανα μονάδα σύστημα το ρεύμα παίρνει τιμές από 0 έως 1 και ότι οι πτώσεις τάσεις στις γραμμές του HVDC συστήματος είναι αρκετά μικρές, μπορεί να γίνει η υπόθεση ότι οι τάσεις στους κόμβους όλων των μετατροπέων είναι περίπου ίσες με την παράμετρο E^* και άρα και

μεταξύ τους. Από αυτή την προσεγγιστική διαπίστωση μπορεί να θεωρηθεί ότι ελέγχοντας το E^* μπορούν να ελεγχθούν ως ένα βαθμό και οι τάσεις στους νησιωτικούς κόμβους.



Σχήμα 5.19: Τροποποίηση του ελέγχου στατισμού των ηπειρωτικών μετατροπέων ώστε να υπάρχει δυνατότητα μεταβολής της παραμέτρου E^* ανάλογα με τη μεταβολή της συχνότητας του δικτύου. Πηγή:[44]

Αφού διασφαλισθεί ότι οι υπεράκτιοι μετατροπέες θα ανιχνεύσουν τη σωστή μεταβολή της DC τάσης, η επιθυμητή προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος επιτυγχάνεται με κατάλληλη διαστασιολόγηση της διαμόρφωσης συχνότητας από τους νησιωτικούς μετατροπέες και της απόκρισης συχνότητας των αιολικών πάρκων. Συνεπώς, το επόμενο ζήτημα που τίθεται αφορά τον τρόπο με τον οποίο ένας νησιωτικός μετατροπέας, που κανονικά διαμορφώνει ονομαστική τάση και συχνότητα, μετατρέπει τη μεταβολή της DC τάσης σε κατάλληλη τεχνητή μεταβολή συχνότητας. Ένας τρόπος για να επιτευχθεί αυτό είναι μέσω μιας χαρακτηριστικής στατισμού της μορφής:

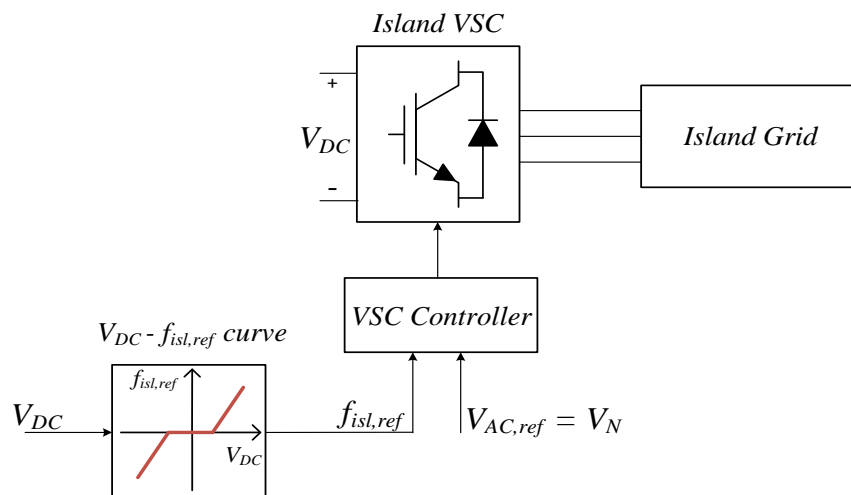
$$f_{isl,ref} = k_f(V_{DC} - V_{DC,ref}) \quad (5.30)$$

Στη σχέση (5.30) με k_f συμβολίζεται το κέρδος της χαρακτηριστικής, V_{DC} η μετρούμενη DC τάση και με $V_{DC,ref}$ η αναφορά με βάση την οποία υπολογίζεται η μεταβολή της τάσης. Εναλλακτικά, η σχέση DC τάσης – νησιωτικής συχνότητας ($V_{DC} - f_{isl,ref}$) μπορεί να εκφραστεί από μια ισοδύναμη γραμμική σχέση όπως η παρακάτω:

$$f_{isl,ref} = aV_{DC} + b \quad (5.31)$$

όπου a , b οι αντίστοιχες παράμετροι. Επομένως ο νησιωτικός μετατροπέας διατηρεί σταθερό το πλάτος της τάσης στην ονομαστική τιμή και μεταβάλλει τη συχνότητα σύμφωνα με τις σχέσεις (5.30) ή (5.31). Όπως γίνεται αντιληπτό η μεταβολή της συχνότητας εξαρτάται από το επιλεγμένο κέρδος, καθώς μεγάλες τιμές αυτού θα δώσουν μεγάλες μεταβολές της νησιωτικής συχνότητας και αντίστροφα. Επιπλέον

μέριμνα πρέπει να δοθεί και στο ROCOF της διαμορφώμενης νησιωτικής συχνότητας, ώστε να μην επιτυγχάνεται η επιθυμητή απόκριση αλλά ταυτόχρονα να διασφαλίζεται η μείωση των καταπονήσεων του δικτύου. Σημαντικό ρόλο επίσης έχει η τιμή της $V_{DC,ref}$, η οποία λειτουργεί ως όριο ενεργοποίησης του μηχανισμού και καθορίζει την τιμή της DC τάσης από την οποία θα αρχίσει να μεταβάλλεται η συχνότητα. Κατά την επιλογή των συγκεκριμένων ορίων θα πρέπει να γίνεται προσεκτική ανάλυση, ώστε στην κανονική λειτουργία να μην υπάρχει η πιθανότητα ενεργοποίησης της συγκεκριμένης ρύθμισης από το νησιωτικό μετατροπέα. Ο συγκεκριμένος τρόπος ελέγχου των νησιωτικών μετατροπέων παρουσιάζεται ποιοτικά στο σχήμα 5.20.



Σχήμα 5.20: Απλοποιημένη αναπαράσταση της διαμόρφωσης συχνότητας με βάση τη μετρούμενη DC τάση από έναν νησιωτικό μετατροπέα.

Η επιλογή του κέρδους της γραμμικής σχέσης $V_{DC} - f_{isl,ref}$, που υλοποιούν οι νησιωτικοί μετατροπέες, δεν είναι ανεξάρτητη από την επιλογή του στατισμού και του κέρδους αδρανειακής απόκρισης των ανεμογεννητριών. Η ρύθμιση αυτών των παραμέτρων, καθώς και του κέρδους k_E , θα πρέπει να γίνεται συνολικά ώστε να επιτυγχάνεται η επιθυμητή απόκριση του HVDC πολυτεματικού δικτύου. Έτσι αν για μια μεταβολή της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου απαιτείται μείωση της ενεργού ισχύος κατά ένα συγκεκριμένο ποσοστό και δημιουργείται μια συγκεκριμένη τεχνητή μεταβολή της τάσης ΔE^* , τότε ο έλεγχος του υπεράκτιου μετατροπέα και τα συστήματα απόκρισης συχνότητας των αιολικών πάρκων θα πρέπει να είναι με τέτοιο τρόπο ρυθμισμένα ώστε για αυτή τη μεταβολή της DC τάσης να μειώσουν την ισχύ τους κατά το συγκεκριμένο ποσοστό που επιδιώκεται. Αυτό μπορεί να πραγματοποιηθεί για διαφορετικούς συνδυασμούς των κερδών. Για παράδειγμα μπορεί να επιδιώκεται μικρότερη μεταβολή της νησιωτικής συχνότητας, οπότε και θα πρέπει να αυξηθούν τα κέρδη στατισμού και αδρανειακής απόκρισης των ανεμογεννητριών ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό αποτέλεσμα. Στην παρούσα εργασία η επιλογή των κερδών έγινε πειραματικά, με βάση κάποια κριτήρια που τίθενται.

Κεφάλαιο 6

Αποτελέσματα Προσομοίωσης Μοντέλου Ανεμογεννήτριας

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του μοντέλου της ανεμογεννήτριας που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.4. Οι προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκαν στο λογισμικό Matlab/Simulink. Στόχος της μελέτης είναι να εξακριβωθεί κατά πόσο το συγκεκριμένο σχήμα ελέγχου που προτείνεται δίνει τη δυνατότητα σε μια Α/Γ να διατηρεί αξιόπιστα τη ζητούμενη εφεδρεία ισχύος και να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας, σύμφωνα με τις απαιτήσεις που επιβάλλονται από τους σύγχρονους κώδικες. Στα πλαίσια αυτά, το συγκεκριμένο σχήμα ελέγχου εφαρμόστηκε σε μια Α/Γ ονομαστικής ισχύος 2 MW με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών συνδεδεμένη στο δίκτυο μέσω πλήρη μετατροπέα ισχύος και μετασχηματιστή ανύψωσης. Στοιχεία που αφορούν τα τεχνικά χαρακτηριστικά της Α/Γ δίνονται στον πίνακα 6.1. Σε κάθε ένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν παρουσιάζεται η μεταβολή των μεγεθών που ενδιαφέρουν, έτσι ώστε να διαπιστωθεί αν η συγκεκριμένη στρατηγική ελέγχου πετυχαίνει ικανοποιητικά τη ζητούμενη λειτουργία της Α/Γ ενώ ταυτόχρονα διασφαλίζεται η ευσταθής λειτουργία αυτής. Ακόμα να σημειωθεί πως θεωρείται δεδομένο (από τον έλεγχο κατά τις προσομοιώσεις) ότι τα επιμέρους συστήματα ελέγχου τόσο του αεροδυναμικού όσο και του ηλεκτρικού μέρους λειτουργούν σύμφωνα με τις επιθυμητές προδιαγραφές, οπότε και η απόκρισή τους δεν παρουσιάζεται για λόγους περιορισμού της έκτασης της παρούσας εργασίας.

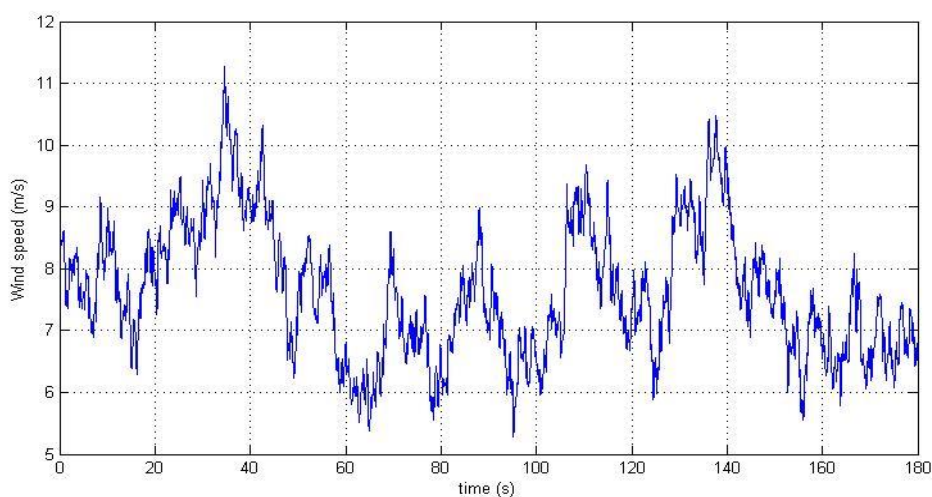
Παράμετρος	Τιμή
Ονομαστική ισχύς	2 MW
Διάμετρος δρομέα	82 m
Εύρος ταχύτητας δρομέα	6-18.5 ΣΑΛ
Ονομαστική ταχύτητα δρομέα	17 ΣΑΛ
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου	11.34 m/s
Σταθερά αδρανείας	4.18 s
Ζεύγη πόλων γεννήτριας	38
Ονομαστική τάση εξόδου	3.3 kV
Ονομαστική ισχύς μετατροπέα	2.5 MVA
Μετασχηματιστής ανύψωσης	3.3/20 kV

Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά Α/Γ με πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών συνδεδεμένη στο δίκτυο μέσω πλήρη μετατροπέα ισχύος.

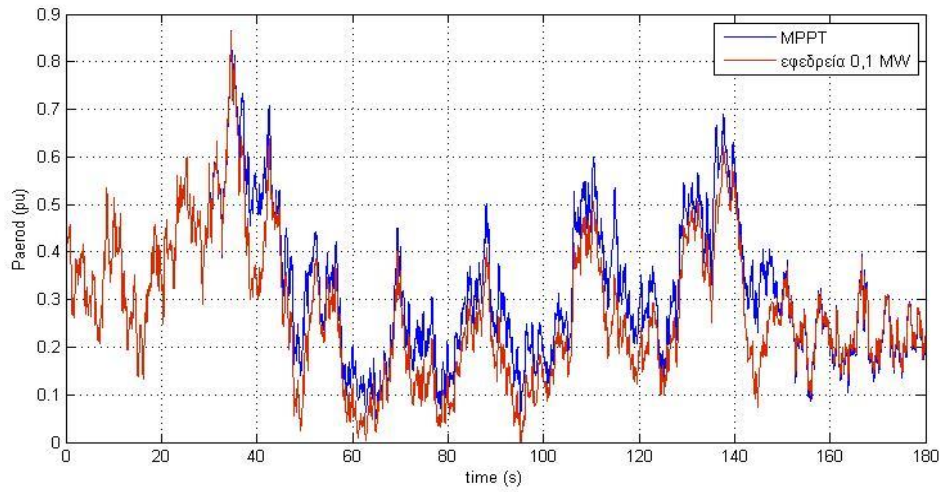
6.1 Διατήρηση εφεδρείας ισχύος

6.1.1 Σταθερή ποσότητα εφεδρείας υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου

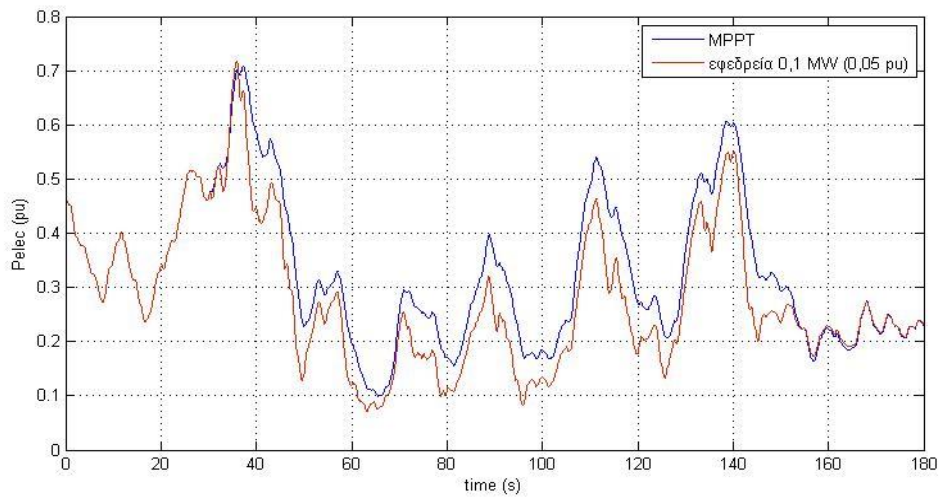
Στην περίπτωση αυτή εξετάστηκε η δυνατότητα που δίνει το προτεινόμενο σχήμα ελέγχου στην Α/Γ να διατηρεί μια σταθερή ποσότητα εφεδρείας, θεωρώντας μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου. Για το σκοπό αυτό εξετάστηκαν τρία διαφορετικά σενάρια για χρονοσειρές ανέμου με ταχύτητα που λαμβάνει τιμές μικρότερες, μεγαλύτερες και γύρω από την ονομαστική, και για εντολή εφεδρείας 100, 300 και 200 KW αντίστοιχα. Σε κάθε ένα από αυτά αντιπαραβάλλεται και συγκρίνεται η απόκριση της Α/Γ για δύο διαφορετικές στρατηγικές λειτουργίας. Στη μια περίπτωση λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος, οπότε και η αναφορά ισχύος P_{set} που δίνεται στον pitch compensation είναι μόνιμα η ονομαστική (1 pu). Στη δεύτερη περίπτωση επιθυμείται η διατήρηση μιας προκαθορισμένης ποσότητας εφεδρείας, για όσο χρονικό διάστημα ζητηθεί, οπότε και στον pitch compensation δίνεται ως είσοδος το κατάλληλο σήμα ισχύος P_{set} που διαμορφώνεται από το Active Power Control (APC) μπλοκ με βάση την εντολή εφεδρείας και τα όσα έχουν ειπωθεί στην ενότητα 4.4.



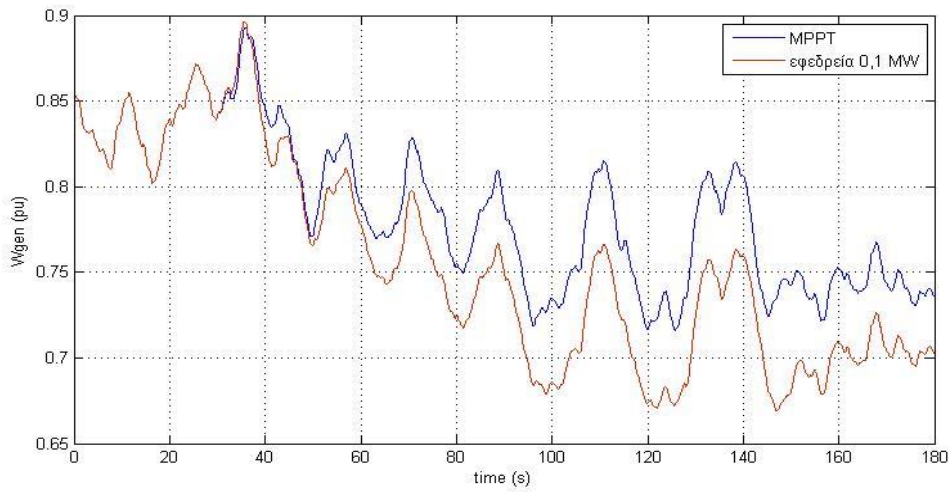
(α) Ταχύτητα ανέμου



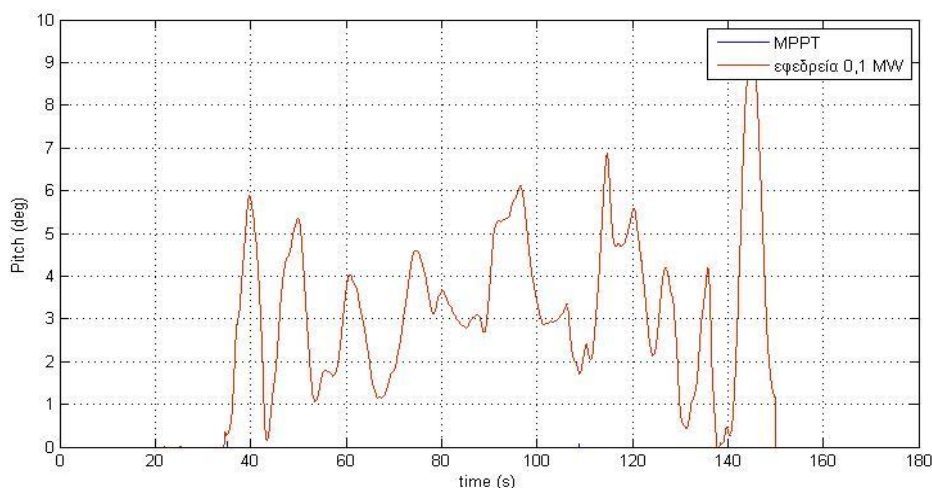
(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Ενεργός ισχύς



(δ) Ταχύτητα περιστροφής

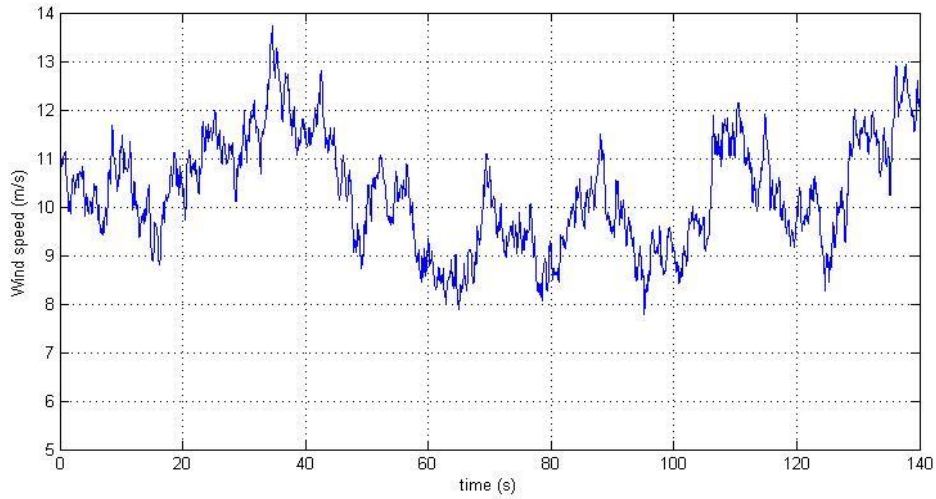


(ε) Γωνία pitch πτερυγίων

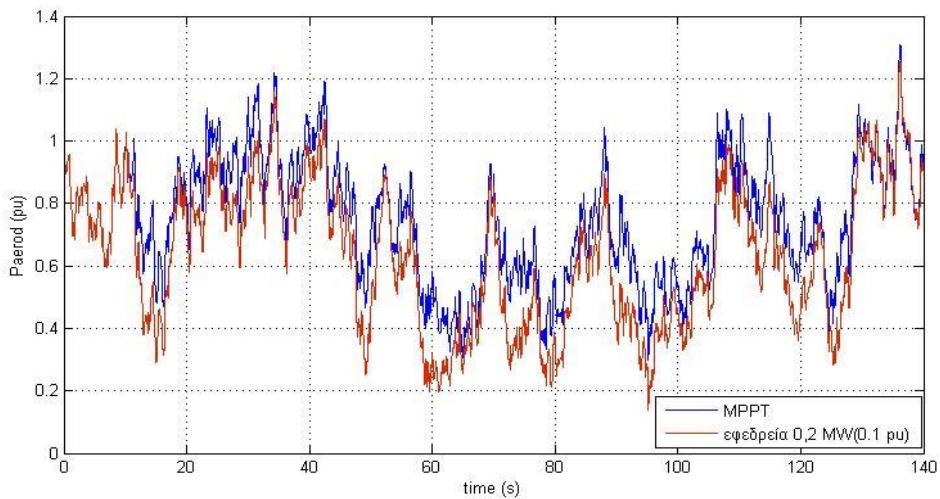
Σχήμα 6.1: Απόκριση ανεμογεννήτριας για λειτουργία MPPT και διατηρώντας εφεδρεία 100 KW υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου με εύρος τιμών μικρότερο της ονομαστικής.

Από τα παραπάνω αρχικά διαπιστώνεται ότι ο προτεινόμενος έλεγχος επιτρέπει στην ανεμογεννήτρια να απορροφά τη μέγιστη δυνατή αεροδυναμική ισχύ όταν αυτή λειτουργεί με στρατηγική μέγιστης παραγωγής, δεδομένου και ότι η ταχύτητα ανέμου δεν ξεπερνάει την ονομαστική. Πιο συγκεκριμένα η γωνία pitch διατηρείται σταθερή στη βέλτιστη τιμή της (0°) πράγμα που σημαίνει ότι ο pitch compensation, ο οποίος δέχεται σε αυτή την περίπτωση μόνιμα ως αναφορά την ονομαστική ισχύ (1 pu), αντισταθμίζει επαρκώς την όποια μεταβολή στη γωνία κλίσης των πτερυγίων πάει να κάνει ο pitch control για να ρυθμίσει την ταχύτητα περιστροφής. Έτσι οι όποιες μεταβολές της ταχύτητας ρυθμίζονται μέσω μεταβολής της ενεργού ισχύος κάτι που είναι και το επιθυμητό για αυτό το εύρος ταχυτήτων. Με τη σειρά της η ταχύτητα περιστροφής μεταβάλλεται σε λογικά πλαίσια, λόγω της μεταβαλλόμενης ταχύτητας ανέμου και με σκοπό να βρίσκεται συνεχώς κοντά στη βέλτιστη τιμή της. Ακόμα φαίνεται ότι ο έλεγχος κατορθώνει να εξομαλύνει την πολύ έντονη διακύμανση που παρουσιάζει η απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύς, με αποτέλεσμα η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς να παρουσιάζει αρκετά πιο ήπια μεταβλητότητα. Σε αυτό συμβάλλει και η δυνατότητα μεταβολής της ταχύτητας περιστροφής γύρω από την τιμή αναφοράς της, ώστε να λειτουργεί ως buffer ενέργειας απορροφώντας τις μεταβολές της αεροδυναμικής ισχύος. Όσο αναφορά τη λειτουργία εφεδρείας, παρατηρούμε από το διάγραμμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος ότι η ανεμογεννήτρια επιτυγχάνει ικανοποιητικά να διατηρεί τη ζητούμενη εφεδρεία ισχύος από τα 30 έως τα 150 sec, συνυπολογίζοντας κίολας ότι η συγκεκριμένη χρονοσειρά ανέμου παρουσιάζει πολύ μεγάλη μεταβλητότητα. Η αποφόρτιση της ανεμογεννήτριας επιτυγχάνεται μέσω αύξησης της γωνίας pitch, έτσι ώστε να μειωθεί η αεροδυναμική ισχύς που διοχετεύεται στον άξονα της Α/Γ. Επίσης φαίνεται να υπάρχει πλήρη συμβατότητα με τα όσα ειπώθηκαν στην ενότητα 4.4 σχετικά με τη βασική φιλοσοφία της μεθόδου, καθώς η αύξηση της γωνίας pitch συνοδεύεται από μια μικρή μείωση της ταχύτητας περιστροφής που είναι πιθανό να επιβάλλεται από την καμπύλη ελέγχου που

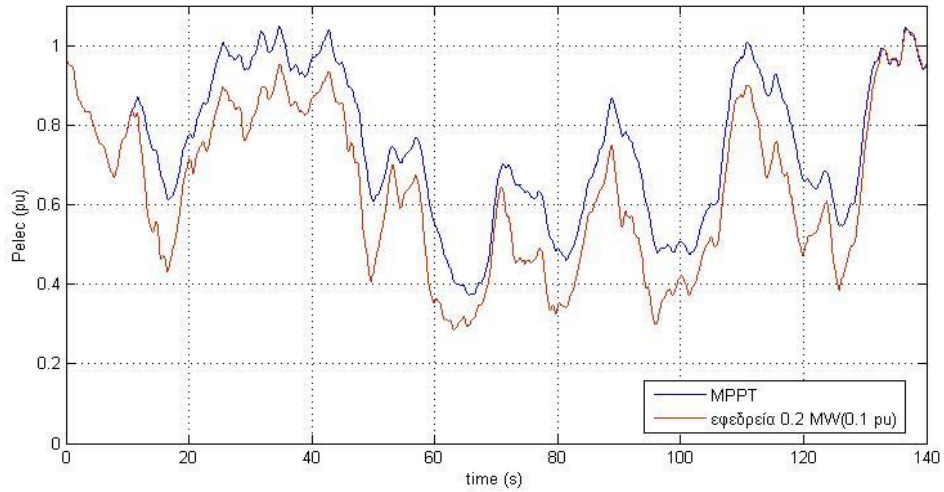
καθορίζει την αναφορά της ταχύτητας περιστροφής (βλέπε σχήμα 4.21). Αυτή η μείωση της ταχύτητας δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλη και οφείλεται στη μειωμένη ταχύτητα αναφοράς που προκύπτει από τη μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος.



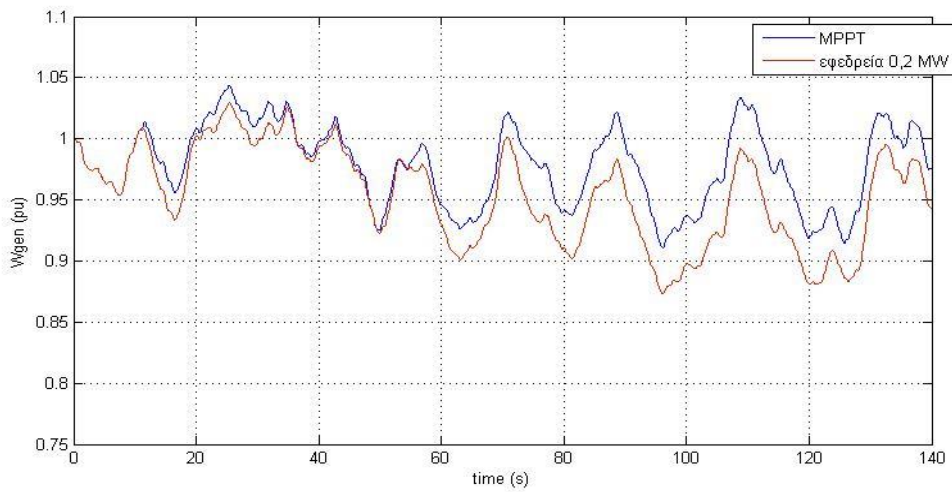
(α) Ταχύτητα ανέμου



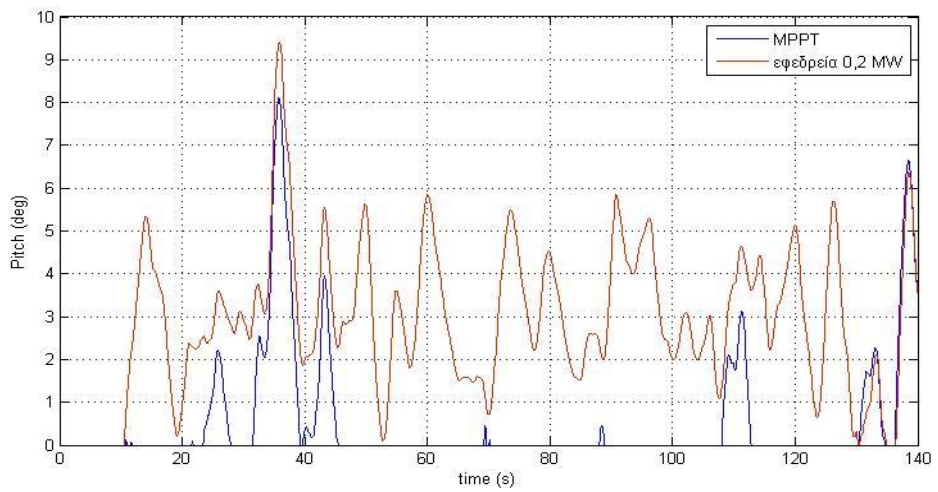
(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Ενεργός ισχύς



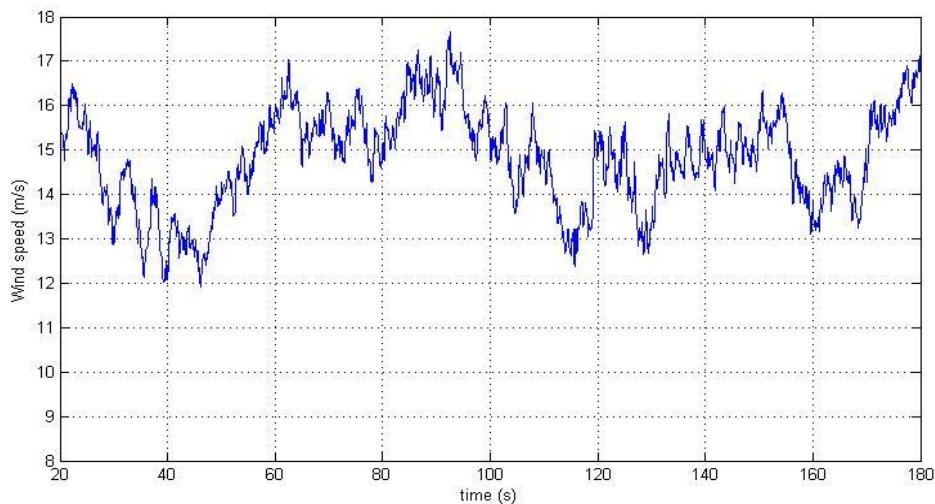
(δ) Ταχύτητα περιστροφής



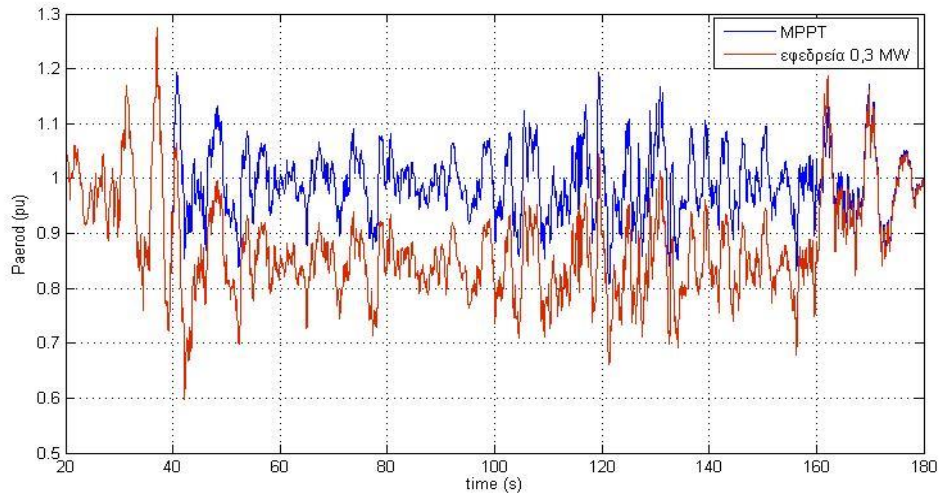
(ε) Γωνία pitch πτερυγών

Σχήμα 6.2: Απόκριση ανεμογεννήτριας για λειτουργία MPPT και διατηρώντας εφεδρεία 200 KW υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου με εύρος τιμών γύρω από την ονομαστική.

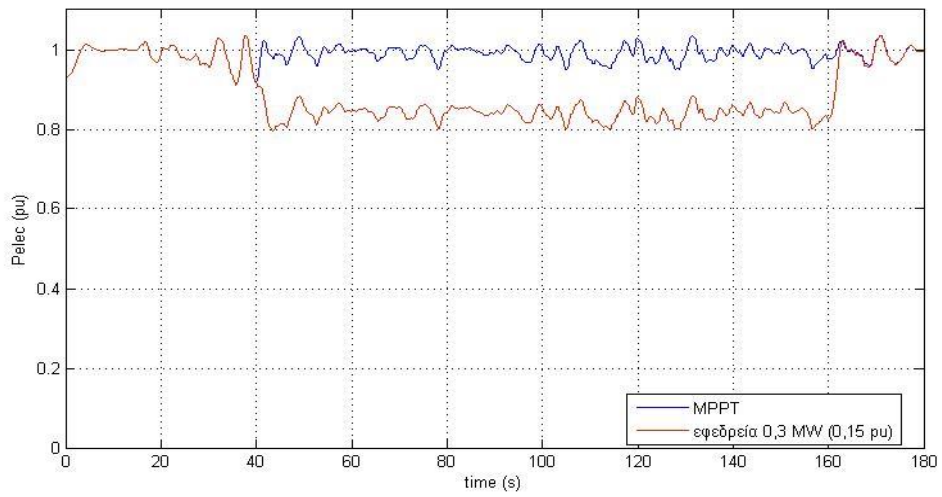
Σε αυτό το εύρος ταχυτήτων ανέμου φαίνεται ότι κατά τη λειτουργία με στρατηγική μέγιστης παραγωγής, όταν η ταχύτητα ξεπεράσει την ονομαστική αυξάνεται η γωνία pitch με σκοπό να περιορίσει την απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύ και την ταχύτητα περιστροφής στις ονομαστικές τους τιμές. Λόγω της πολύ έντονης διακύμανσης του ανέμου, η αεροδυναμική ισχύς μεταβατικά ξεπερνάει την ονομαστική αλλά μέσα σε επιτρεπτά όρια και για σύντομο χρονικό διάστημα, ενώ παράλληλα επιτρέπεται στην ταχύτητα περιστροφής να υπερβαίνει προσωρινά την ονομαστική της τιμή ώστε να συμβάλλει στην εξομάλυνση της παραγόμενης ισχύος. Όταν η ταχύτητα ανέμου παραμένει μικρότερη από την ονομαστική, η γωνία pitch διατηρείται σταθερή στις 0° όπως επιβάλλει η στρατηγική MPPT. Ακόμα διαπιστώνεται ότι η ενεργός ισχύς μπορεί για ένα πολύ μικρό χρονικό διάστημα να ξεπεράσει την ονομαστική της τιμή κάτι που οφείλεται στην ύπαρξη της λειτουργίας του Power Response Rate Limit, η οποία αποτρέπει τον απότομο περιορισμό της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Επιβεβαιώνεται και εδώ η ικανότητα του ελέγχου να διατηρεί την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας από τα 10 έως τα 130 sec, αυξάνοντας κατάλληλα τη γωνία pitch. Από το διάγραμμα της γωνίας pitch φαίνεται ότι για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ονομαστική, όπου η γωνία είναι ήδη μη μηδενική ώστε να περιορίζει την αεροδυναμική ισχύ, η αποφόρτιση της Α/Γ επιτυγχάνεται με περεταίρω αύξηση της γωνίας. Επίσης γίνεται εμφανές ότι όσο μεγαλύτερη είναι η παραγόμενη ισχύς, τόσο μικρότερη είναι η μείωση της ταχύτητας περιστροφής σε σχέση με την περίπτωση μέγιστης παραγωγής.



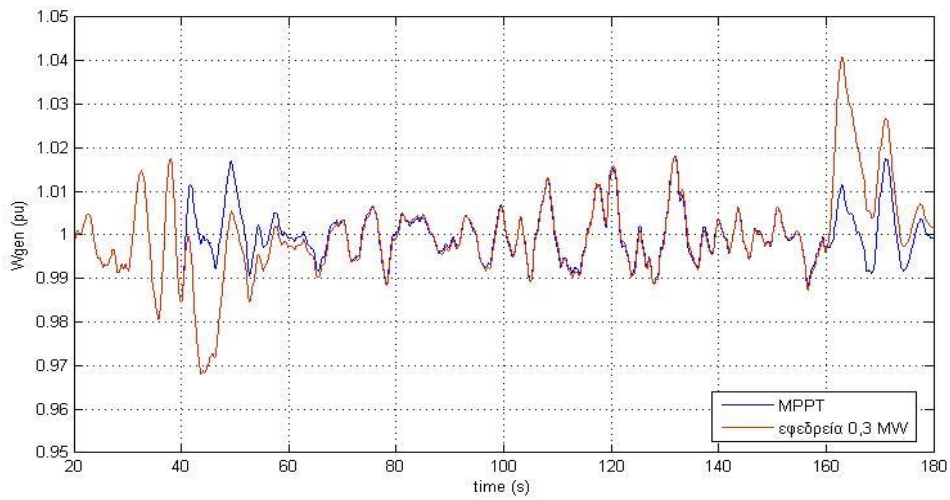
(α) Ταχύτητα ανέμου



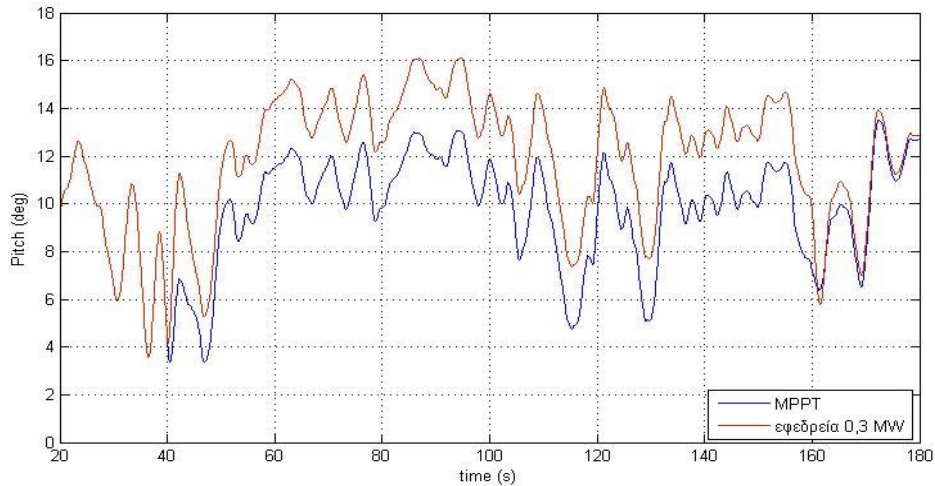
(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Ενεργός ισχύς



(δ) Ταχύτητα περιστροφής



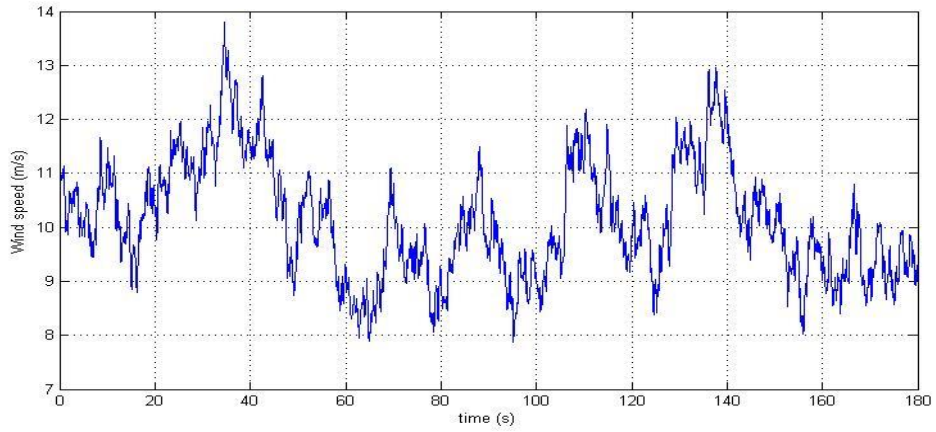
(ε) Γωνία pitch πτερυγίων

Σχήμα 6.3: Απόκριση ανεμογεννήτριας για λειτουργία MPPT και διατηρώντας εφεδρεία 300 KW υπό υψηλή μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου.

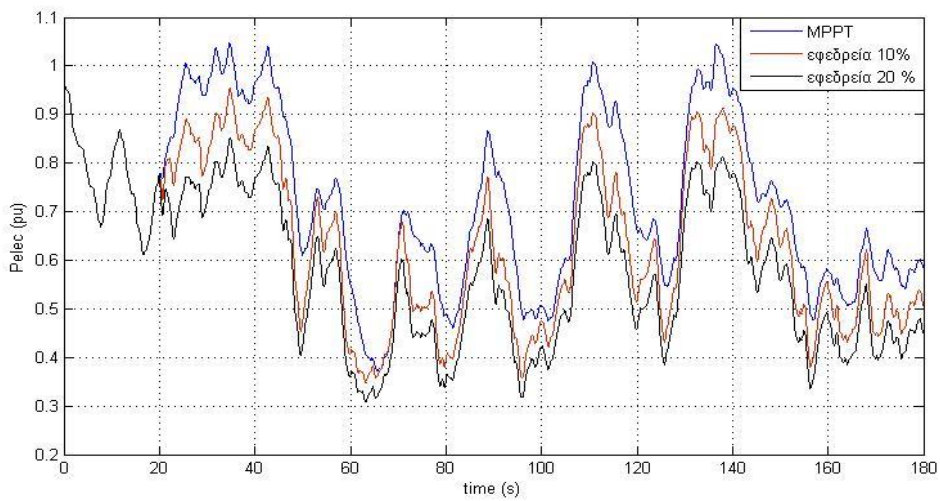
Λόγω του ότι σε αυτό το σενάριο η ταχύτητα ανέμου λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες από την ονομαστική, κατά τη στρατηγική MPPT η γωνία pitch είναι για όλο το χρονικό διάστημα μεγαλύτερη του μηδενός ώστε η αεροδυναμική ισχύς και η ταχύτητα περιστροφής να περιορίζονται στην ονομαστική τους τιμή. Η εντολή εφεδρείας που δίνεται για το διάστημα 40-160 sec, υλοποιείται απόλυτα μέσω περαιτέρω αύξησης της γωνίας pitch. Για αυτά τα επίπεδα ισχύος διαπιστώνεται ότι η ταχύτητα περιστροφής δεν παρουσιάζει μεγάλες διαφορές με και χωρίς εφεδρεία. Αυτό όπως έχει αναλυθεί στα προηγούμενα οφείλεται στο ότι σε αυτό το εύρος παραγόμενης ισχύος η αναφορά της ταχύτητας περιστροφής, που καθορίζεται από την καμπύλη ελέγχου, παραμένει στην ονομαστική της τιμή.

6.1.2 Ποσοστιαία εφεδρεία υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου και περιορισμός της παραγόμενης ισχύος

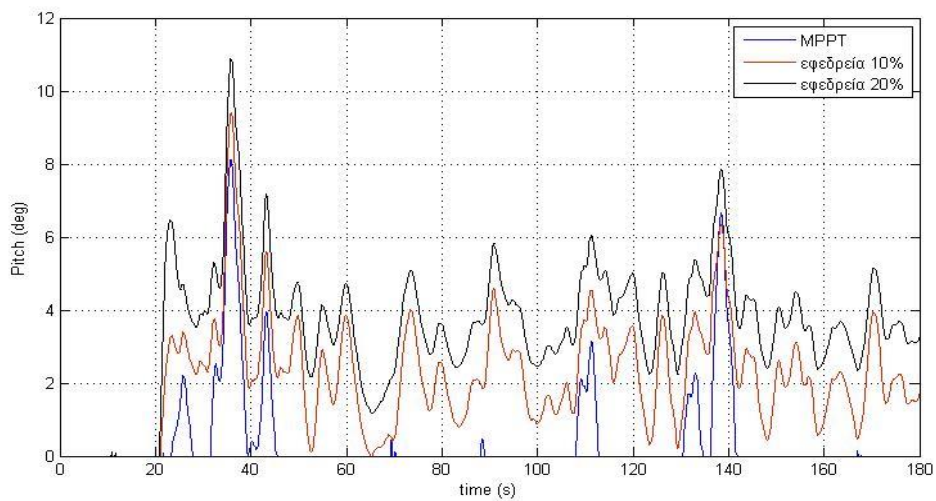
Στην πρώτη περίπτωση δίνεται εντολή στην ανεμογεννήτρια να διατηρήσει ποσοστιαία εφεδρεία της τάξεως του 10 και 20% από τα 20 sec και ύστερα. Και πάλι η χρονοσειρά ανέμου είναι στοχαστική, με την ταχύτητα να λαμβάνει τιμές γύρω από την ονομαστική. Στο σχήμα 6.4 παρατίθενται τα αποτελέσματα σχετικά με την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ και τη γωνία pitch. Με βάση αυτά επιβεβαιώνεται η δυνατότητα της ανεμογεννήτριας να διατηρεί τη ζητούμενη ποσοστιαία εφεδρεία, το απόλυτο μέγεθος της οποίας μεταβάλλεται λόγω του ότι εκφράζεται σαν ποσοστό της εκάστοτε μέγιστης διαθέσιμης ισχύος. Διαπιστώνεται και εδώ ότι όσο μεγαλύτερη είναι η αποφόρτιση της ανεμογεννήτριας τόσο μεγαλύτερη είναι και η αύξηση της γωνίας pitch.



(α) Ταχύτητα ανέμου



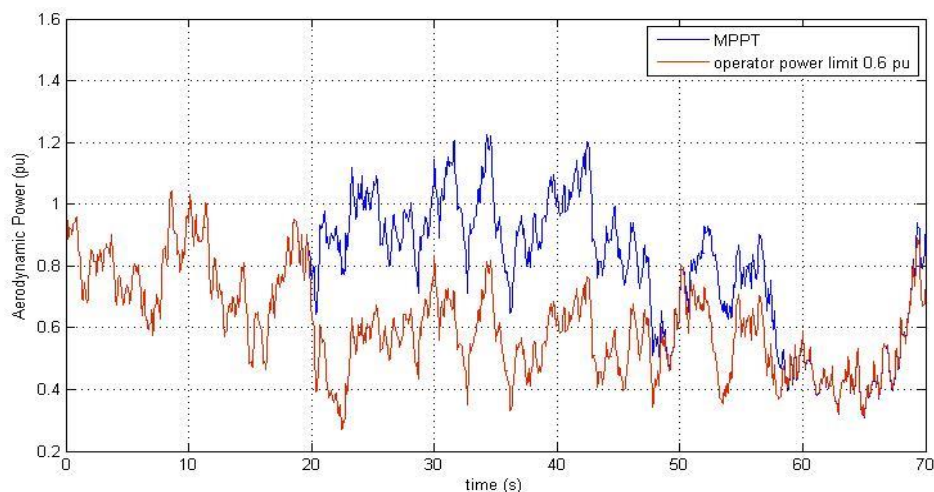
(β) Ενεργός ισχύς



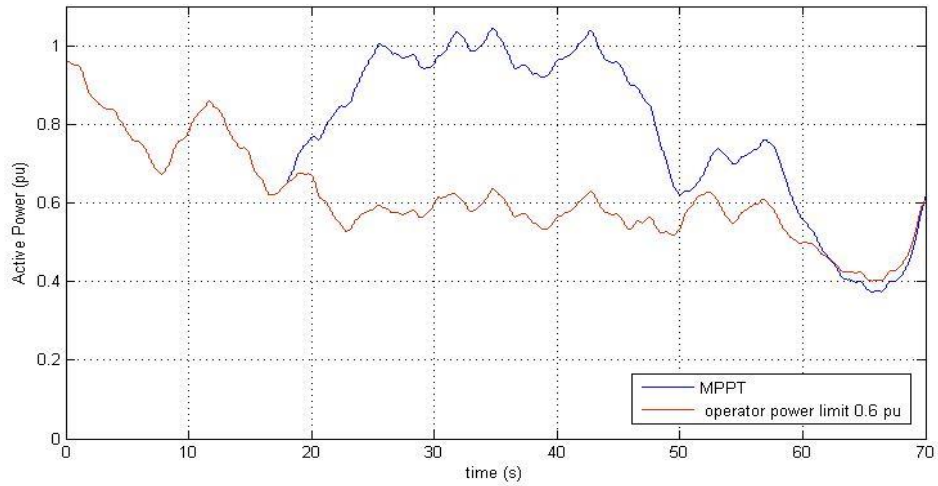
(γ) Γωνία Pitch πτερυγίων

Σχήμα 6.4: Απόκριση ανεμογεννήτριας για λειτουργία MPPT και διατηρώντας εφεδρεία 10 και 20% υπό μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου.

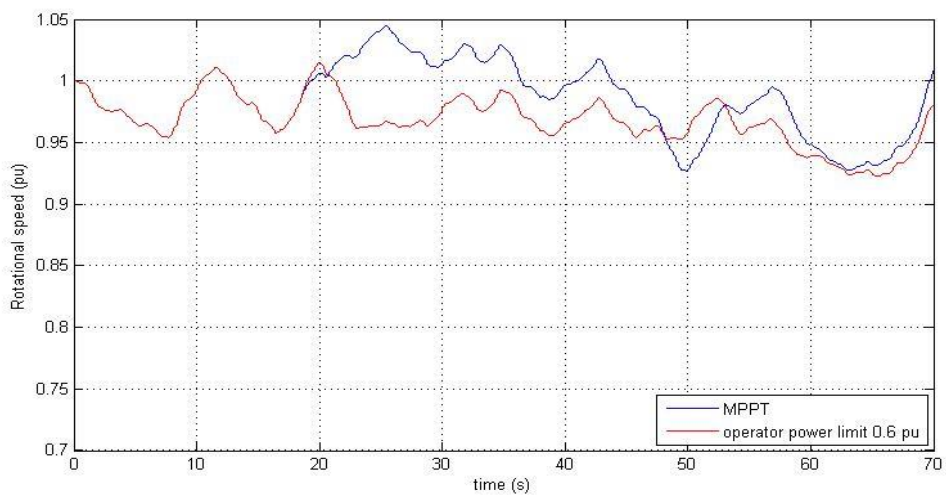
Στη συνέχεια εξετάζεται η δυνατότητα της ανεμογεννήτριας να περιορίσει την παραγόμενη ισχύ της σε ένα επίπεδο μικρότερο από τη μέγιστη διαθέσιμη. Παράδειγμα εφαρμογής της συγκεκριμένης λειτουργίας είναι όταν για λόγους αδυναμίας απορρόφησης του συνόλου της αιολικής παραγωγής από ένα δίκτυο, ο διαχειριστής δίνει εντολή για περιορισμό της ισχύος του πάρκου. Εδώ για χρονοσειρά ανέμου ίδια με αυτή του σχήματος 6.4(α), εφαρμόζεται εντολή περιορισμού της παραγόμενης ισχύος της ανεμογεννήτριας στο 0.6 pu (1.2 MW) από τα 18 sec και μετά. Ο περιορισμός αυτός υλοποιείται μέσω αντίστοιχης μεταβολής στο άνω όριο P_{max} του περιοριστή που περιορίζει την αναφορά ισχύος P_{set} , πριν αυτή δοθεί στον pitch compensation και στον άνω περιοριστή του σήματος ισχύος $pinp$. Τα αποτελέσματα του σχήματος 6.5 δείχνουν ότι για την υλοποίηση της συγκεκριμένης εντολής ο έλεγχος αυξάνει τη γωνία pitch, έτσι ώστε να μειωθεί η αεροδυναμική ισχύς που εγγέεται στον άξονα και η παραγόμενη ενεργός ισχύς να περιοριστεί γύρω από το 0.6 pu για όσο διάστημα η διαθέσιμη ισχύς είναι μεγαλύτερη από αυτό το επίπεδο. Αντίθετα για τη χρονική περίοδο που η διαθέσιμη ισχύς είναι μικρότερη από τον περιορισμό ισχύος που έχει τεθεί, η γωνία pitch διατηρείται σταθερή στις 0° με αποτέλεσμα οι ισχύεις που αντιστοιχούν στις δύο διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας να τείνουν να συμπίσουν. Τέλος, η ταχύτητα περιστροφής κινείται σε χαμηλότερα επίπεδα σε σχέση με τη στρατηγική MPPT, λόγω της μειωμένης παραγόμενης ισχύος που λαμβάνει ως είσοδο η καμπύλη ελέγχου που καθορίζει την αναφορά της ταχύτητας.



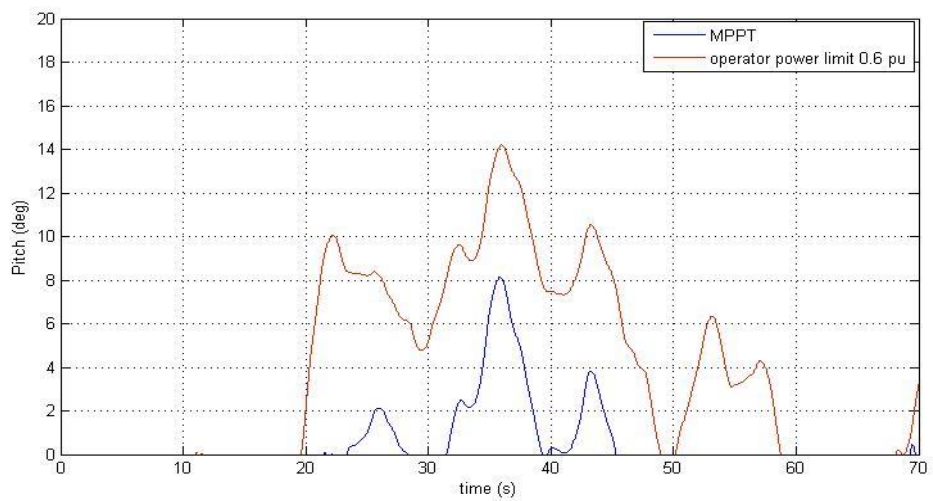
(α) Αεροδυναμική ισχύς



(β) Ενεργός ισχύς



(γ) Ταχύτητα περιστροφής

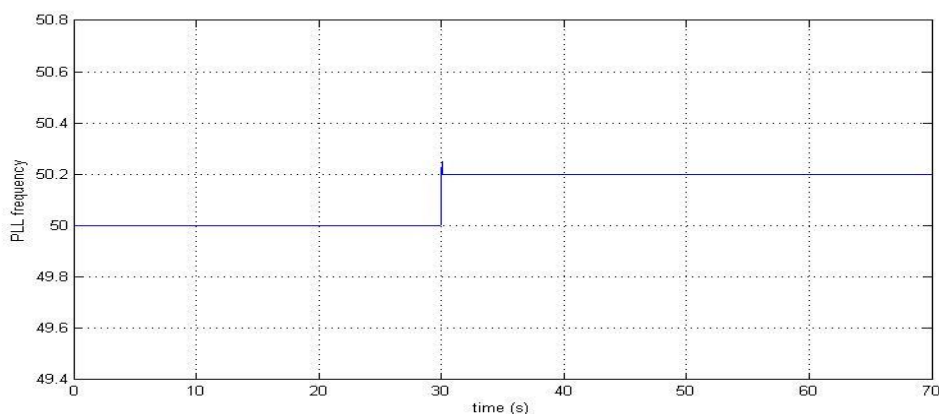


(δ) Γωνία pitch πτερυγίων

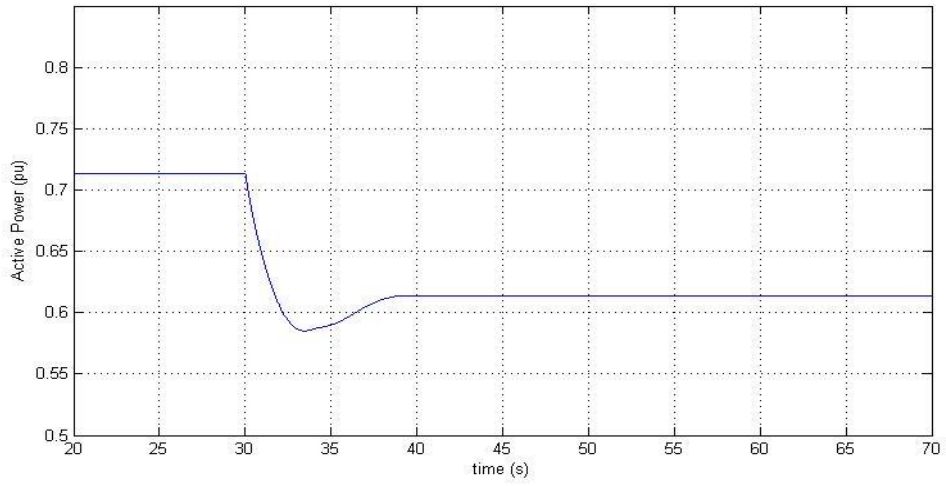
Σχήμα 6.5: Απόκριση ανεμογεννήτριας για λειτουργία υπό περιορισμό της παραγόμενης ισχύος στο 0.6 pu (1.2 MW).

6.2 Απόκριση σε βηματική αύξηση της συχνότητας

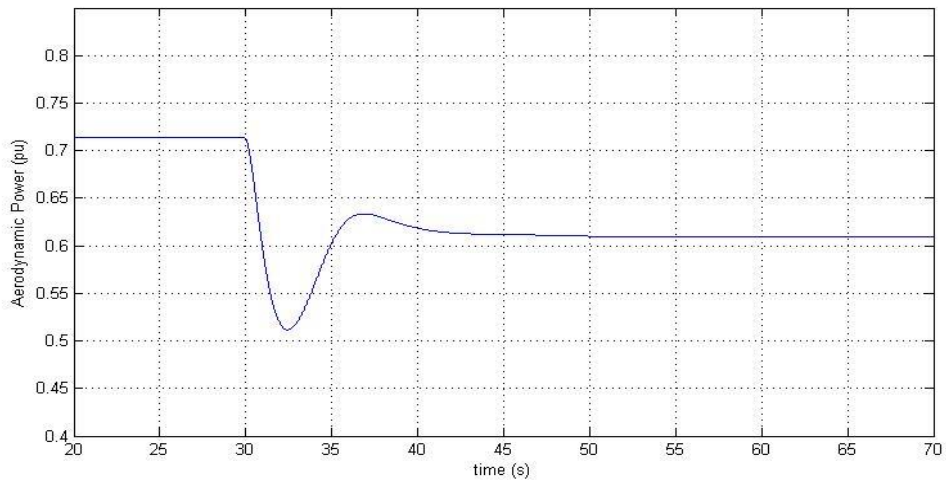
Στη συγκεκριμένη ενότητα διερευνήθηκε το κατά πόσο η συγκεκριμένη διαμόρφωση του ελέγχου της ανεμογεννήτριας παρέχει συμβατότητα με τους κώδικες δικτύων, που αναφέρονται στην επιθυμητή απόκριση των μονάδων παραγωγής σε περίπτωση γεγονότος υπερσυχνότητας. Ως βάση λαμβάνονται οι απαιτήσεις που τίθενται από τον κώδικα του ENTSO-E, σχετικές λεπτομέρειες του οποίου δίνονται στο κεφάλαιο που παρουσιάστηκαν οι κώδικες. Σύμφωνα με αυτόν, σε περίπτωση αύξησης της συχνότητας του δικτύου οι μονάδες παραγωγής θα πρέπει να έχουν την ικανότητα να μειώσουν την ισχύ τους βάση μιας καμπύλης στατισμού. Λαμβάνοντας υπόψη τα όρια που τίθενται σχετικά με την επιλογή των παραμέτρων της καμπύλης στατισμού, εδώ επιλέγεται στατισμός 4% ($k_{dr} = 25$) και μηδενικό deadband. Να σημειωθεί ότι για τη μελέτη τέτοιων δυναμικών φαινομένων του δικτύου, των οποίων οι σχετικοί χρόνοι είναι κάποιες δεκάδες δευτερόλεπτα, συνηθίζεται η απόκριση των ανεμογεννητριών να εξετάζεται υπό σταθερή ταχύτητα ανέμου. Στη συγκεκριμένη περίπτωση εφαρμόστηκε μια βηματική αύξηση της συχνότητας κατά 0.2 Hz από την ονομαστική τιμή της. Για τις επιλογές που έγιναν σχετικά με τις παραμέτρους του στατισμού αναμένεται η συγκεκριμένη μεταβολή της συχνότητας να προκαλέσει μια μείωση της παραγόμενης ισχύος κατά $\frac{0.2}{50} \cdot 25 = 0.1 pu$, άρα 10% της ονομαστικής (0.2 MW). Σύμφωνα με τον κώδικα του ENTSO-E, ο μέγιστος επιτρεπόμενος χρόνος για την αρχική μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος είναι τα 2 sec, ενώ η αντίστοιχη επιτρεπόμενη χρονική διάρκεια για την πλήρη ενεργοποίηση της μεταβολής είναι τα 30 sec (σε κάποιους διαχειριστές το όριο αυτό μπορεί να είναι 10 με 20 sec). Η απόκριση στη συγκεκριμένη μεταβολή της συχνότητας εξετάστηκε για δύο διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας της ανεμογεννήτριας. Στην πρώτη περίπτωση θεωρήθηκε σταθερή ταχύτητα ανέμου 10 m/s μικρότερη της ονομαστικής και λειτουργία υπό στρατηγική μέγιστης παραγωγής τη στιγμή του σφάλματος. Στην άλλη περίπτωση η ταχύτητα του ανέμου τέθηκε στα 14 m/s και ταυτόχρονα η ανεμογεννήτρια διατηρεί εφεδρεία 0.1 pu (0.2 MW).



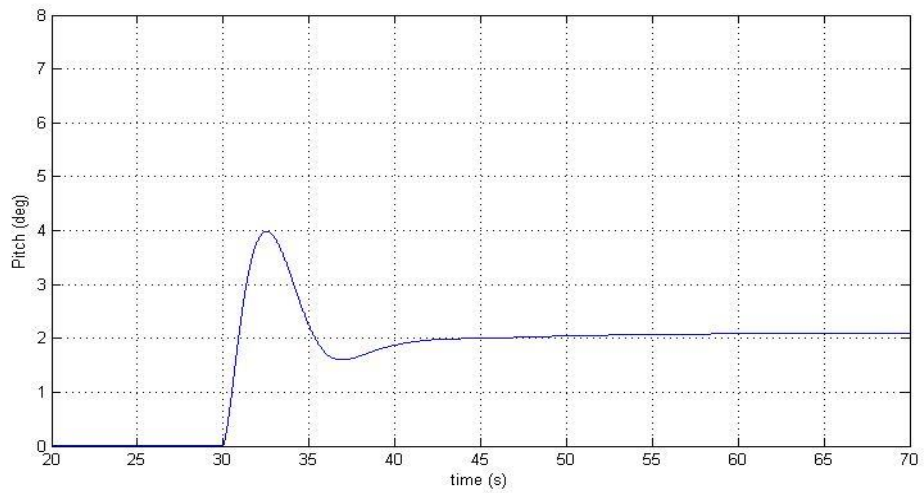
(α) Μεταβολή της συχνότητας όπως ανιχνεύεται από το PLL του μετατροπέα της ανεμογεννήτριας.



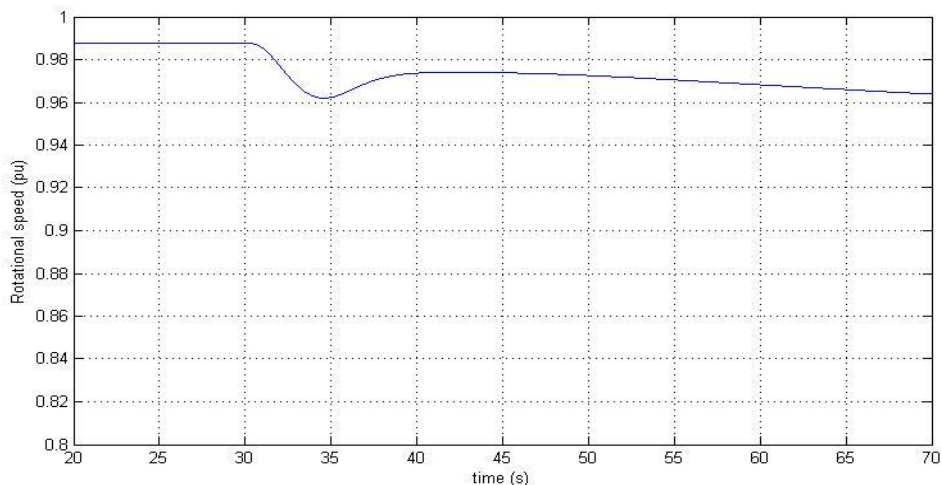
(β) Ενεργός ισχύς



(γ) Αεροδυναμική ισχύς



(δ) Γωνία pitch πτερυγίων

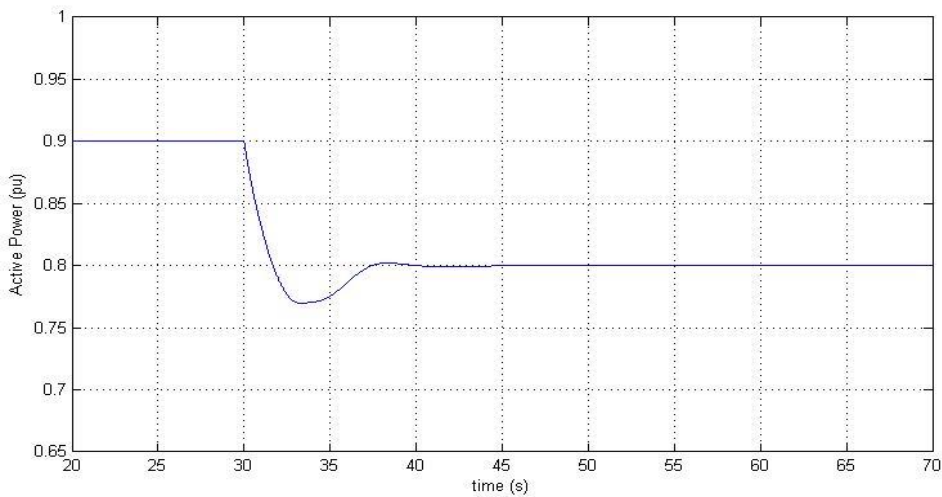


(ε) Ταχύτητα περιστροφής

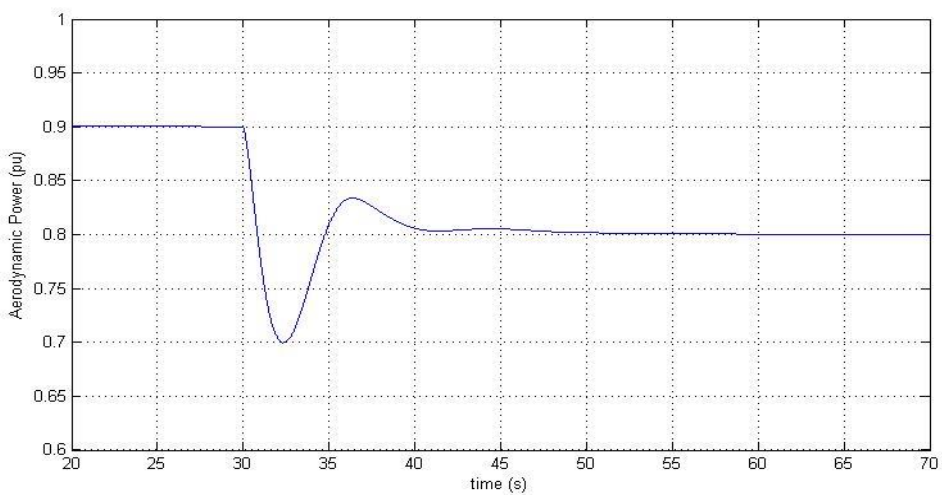
Σχήμα 6.6: Απόκριση της ανεμογεννήτριας σε βηματική αύξηση της συχνότητας κατά 0.2 Hz, ενώ λειτουργεί με στρατηγική MPPT και για ταχύτητα ανέμου 10 m/s.

Αρχικά διαπιστώνεται ότι μέχρι τη στιγμή που πραγματοποιείται η μεταβολή της συχνότητας, η γωνία pitch διατηρείται σταθερή στις 0° ώστε η ανεμογεννήτρια να απορροφά τη μέγιστη διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύ. Η βηματική αύξηση της συχνότητας, η οποία ανιχνεύεται χωρίς κάποιο ιδιαίτερο πρόβλημα από το PLL του μετατροπέα από πλευράς δικτύου της Α/Γ, προκαλεί τη γρήγορη αύξηση της γωνίας pitch πάντα μέσα στα όρια που επιβάλλονται από τον αντίστοιχο περιοριστή του ρυθμού μεταβολής της γωνίας (± 10 deg/sec). Αυτή ήταν και η αναμενόμενη απόκριση καθώς με βάση την ανάλυση που έχει προηγηθεί στην ενότητα 4.4, μια αύξηση της συχνότητας μετατρέπεται μέσω του APC μπλοκ στην αντίστοιχη μείωση του σήματος αναφοράς P_{set} . Αυτή η μείωση του σήματος αναφοράς προς τον pitch compensation προκαλεί την αύξηση της γωνίας pitch η οποία μετά από μια μεταβατική υπερπήδηση ισορροπεί στην τιμή που υπαγορεύεται από τον έλεγχο, μέσω της καμπύλης που οδηγεί την ταχύτητα περιστροφής, για την απαιτούμενη μείωση της ισχύος. Η υπερπήδηση αυτή προκαλεί μια αντίστοιχη μεταβατική μείωση της αεροδυναμικής ισχύος, με αποτέλεσμα αυτή η μεταβολή να περνάει σε πιο ήπια μορφή και στην ενεργό ισχύ εξόδου. Παρατηρείται ότι η μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος είναι κατά το αρχικό στάδιο ηπιότερη σε σχέση με την αεροδυναμική. Αυτό αφενός έχει να κάνει με την επιλογή των παραμέτρων του torque control (κέρδη PI ελεγκτή, σταθερές χρόνου), αλλά και με το ότι η λειτουργία Power Response Rate Limit αποτρέπει τον ακαριαίο περιορισμό που επιβάλλεται από τον άνω περιοριστή στην εντολή ισχύος προς το μετατροπέα. Το στοιχείο αυτό σε συνδυασμό με τη βαθύτερη μείωση της αεροδυναμικής ισχύος προκαλεί μια μεταβατική μείωση της ταχύτητας περιστροφής, που όμως δεν είναι ιδιαίτερα σημαντική, ενώ στη συνέχεια η ταχύτητα περιστροφής τείνει να ισορροπήσει στη μειωμένη, σε σχέση με την αρχική, τιμή αναφοράς που υπαγορεύει το χαμηλότερο επίπεδο παραγόμενης ισχύος. Η απόκριση της ανεμογεννήτριας κρίνεται απόλυτα συμβατή με τις αντίστοιχες απαιτήσεις του κώδικα. Κατ' αρχάς η μείωση της παραγόμενης ισχύος που

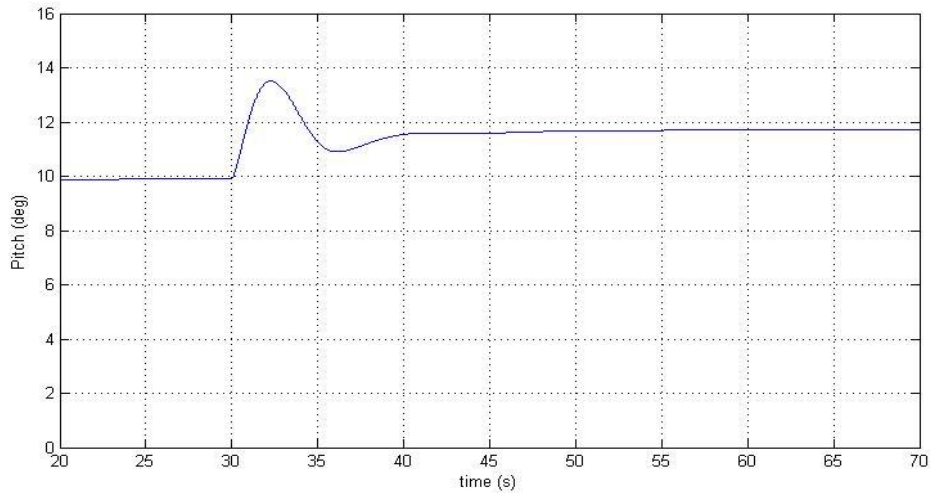
επιτεύχθηκε προσδιορίζεται στο 0.1 pu, όσο δηλαδή και η απαιτούμενη μείωση που επιβάλλει ο στατισμός 4% για μια μείωση της συχνότητας κατά 0.2 Hz. Επιπλέον από τη στιγμή που γίνεται το σφάλμα υπερσυχνότητας, η αρχική μεταβολή της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος είναι σχεδόν ακαριαία και πάντως αρκετά μικρότερη από το χρονικό όριο των 2 sec. Αυτό εν μέρη αποτελεί και δείγμα ότι η ανίχνευση των μεταβολών της συχνότητας μέσω PLL είναι αξιόπιστη ακόμα και στην ακραία περίπτωση της βηματικής μεταβολής της συχνότητας. Ακόμα, η παραγόμενη ενεργός ισχύς αρχικά μειώνεται στο επιθυμητό επίπεδο παραγωγής μέσα σε περίπου 3 sec και μετά από το μεταβατικό που υφίσταται ισορροπεί στην επιδιωκόμενη τιμή μέσα σε 8 sec, κάτι που σημαίνει ότι καλύπτεται πλήρως η χρονική απαίτηση για τη ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος.



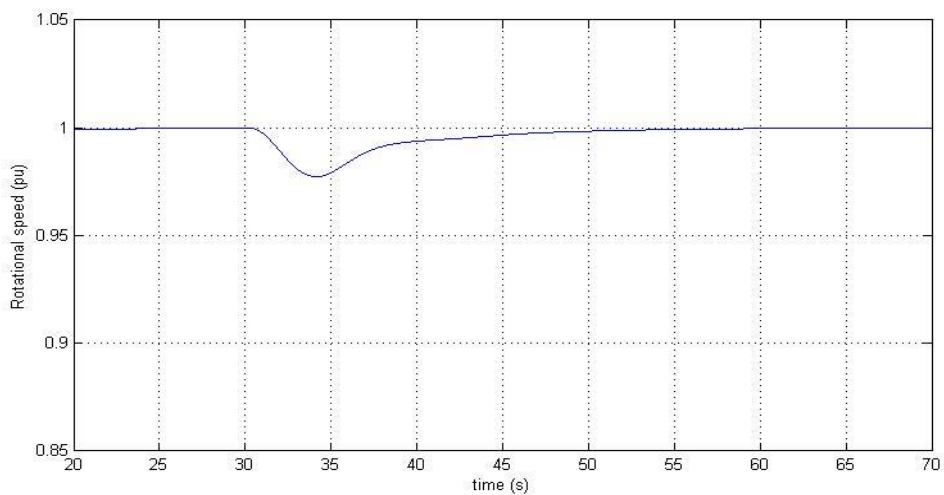
(α) Ενεργός ισχύς



(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Γωνία pitch πτερυγίων



(δ) Ταχύτητα περιστροφής

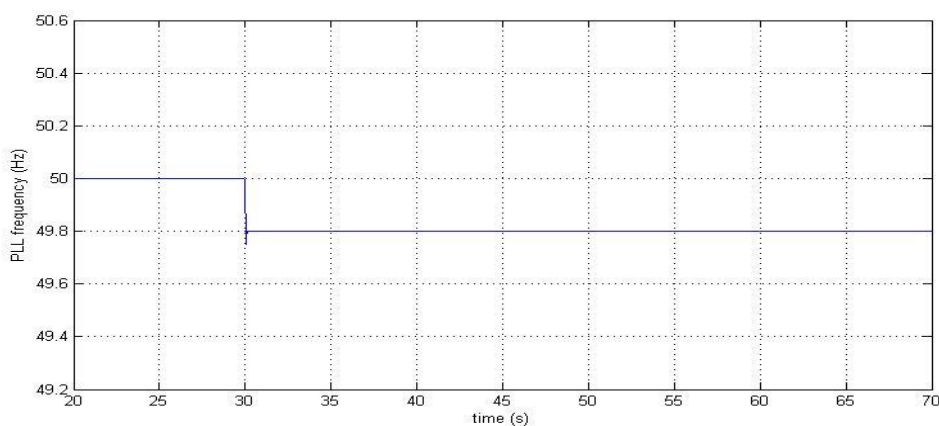
Σχήμα 6.7: Απόκριση της ανεμογεννήτριας σε βηματική αύξηση της συχνότητας κατά 0.2 Hz, ενώ λειτουργεί διατηρώντας εφεδρεία 0.1 pu (0.2 MW) και για ταχύτητα ανέμου 14 m/s.

Στο σενάριο του σχήματος 6.7, η ταχύτητα ανέμου υπερβαίνει την ονομαστική επομένως στο χρονικό διάστημα πριν την αύξηση της συχνότητας ο έλεγχος ρυθμίζει τη γωνία pitch σε μια αυξημένη τιμή, ώστε όχι μόνο να περιορίζει την αεροδυναμική ισχύ στην ονομαστική της τιμή αλλά και να διατηρείται εφεδρεία 0.1 pu. Η απαιτούμενη μείωση της ισχύος λόγω της μεταβολής της συχνότητας επιτυγχάνεται στην ίδια φιλοσοφία με προηγουμένως, με αποτέλεσμα η γωνία pitch να αυξάνεται σε ακόμα μεγαλύτερα επίπεδα. Παρά την ήδη αυξημένη τιμή της γωνίας δεν φαίνεται να αντιμετωπίζεται κάποιο πρόβλημα στην επίτευξη της απαιτούμενης μείωσης της ισχύος. Αντιπαραβάλλοντας τα δύο σχήματα μπορεί να διαπιστωθεί ότι στη δεύτερη περίπτωση η ίδια μείωση της ισχύος επιτυγχάνεται με ελαφρώς μικρότερη αύξηση της γωνίας pitch κάτι που οφείλεται στα μη γραμμικά αεροδυναμικά χαρακτηριστικά, με την ευαισθησία της ισχύος στη μεταβολή της γωνίας να είναι εντονότερη όσο μεγαλώνει η ταχύτητα του ανέμου. Η αναμενόμενη μείωση κατά 0.1 pu

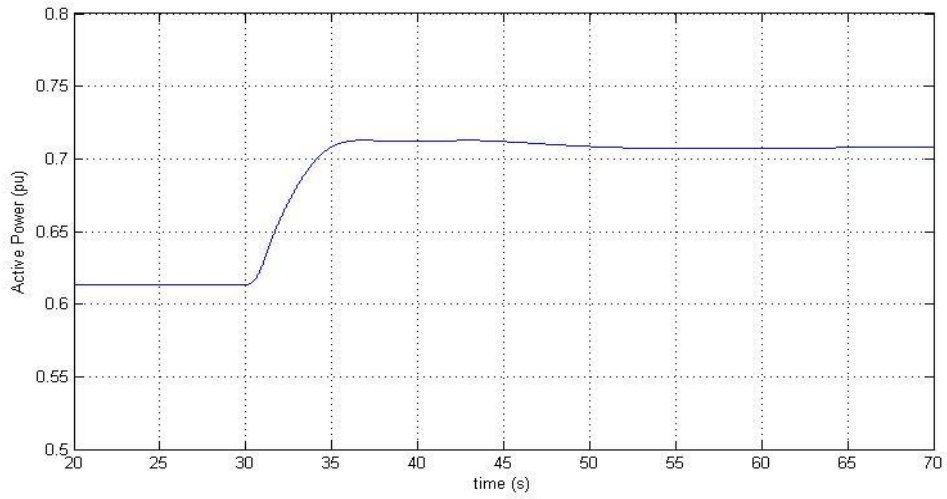
πραγματοποιείται με μεγάλη ακρίβεια, ενώ για το νέο μειωμένο επίπεδο παραγωγής 0.8 pu η καμπύλη ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής διατηρεί σταθερή την αναφορά της ταχύτητας στην ονομαστική τιμή της, οπότε και αυτή μετά από ένα μικρό μεταβατικό επιστρέφει στην αρχική της τιμή. Όμοια με πριν και σε αυτό το σενάριο υπάρχει πλήρη συμβατότητα με τις απαιτήσεις που ορίζει ο κώδικας για την απόκριση σε μια βηματική μεταβολή της συχνότητας.

6.3 Απόκριση σε βηματική μείωση της συχνότητας διατηρώντας εφεδρεία

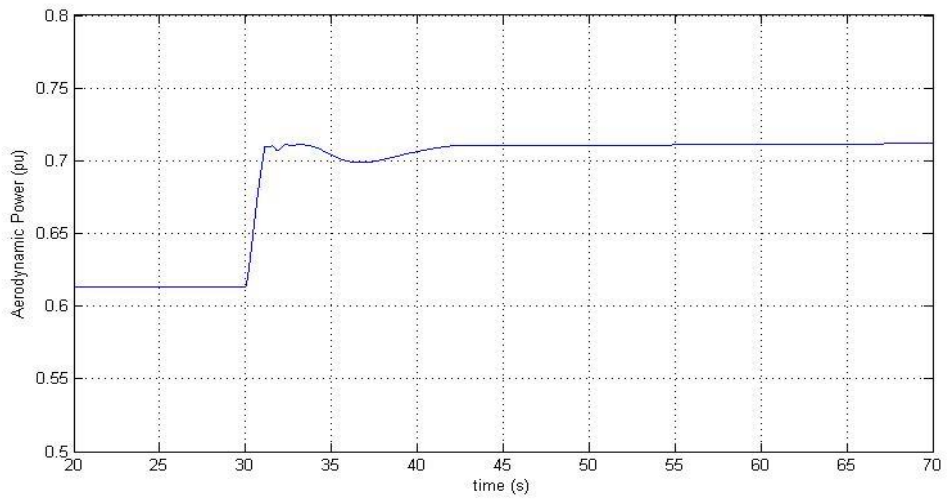
Στην ενότητα αυτή εξετάζεται η απόκριση της ανεμογεννήτριας σε περίπτωση βηματικής μείωσης της συχνότητας. Και εδώ σαν βάση για τον έλεγχο της συμβατότητας με τους κώδικες δικτύων λαμβάνεται ο προτεινόμενος κώδικας του ENTSO-E. Ο κώδικας απαιτεί σε περίπτωση ενός συμβάντος υποσυχνότητας, οι μονάδες παραγωγής να είναι σε θέση να αυξήσουν την παραγόμενη ισχύ τους σύμφωνα με μια χαρακτηριστική στατισμού. Η σημαντική διαφοροποίηση εδώ είναι ότι για να το πετύχει αυτό η ανεμογεννήτρια θα πρέπει να έχει διατηρήσει πρώτα την κατάλληλη ποσότητα εφεδρείας. Στο σενάριο που παρουσιάζεται υποτίθεται ότι η ανεμογεννήτρια διατηρεί εφεδρεία 0.1 pu (0.2 MW). Ο στατισμός τίθεται ίσος με 4%, επομένως για μια μεταβολή της συχνότητας 0.2 Hz απαιτείται η πλήρης απόδοση της διατηρούμενης εφεδρείας 0.1 pu. Επίσης, τα χρονικά περιθώρια σχετικά με την αρχική και την πλήρη ενεργοποίηση της μεταβολής της ισχύος είναι ίδια με αυτά που τέθηκαν για την περίπτωση της υπερσυχνότητας. Προσομοιώθηκαν δύο σενάρια για ταχύτητες ανέμου 10 και 14 m/s, ενώ και στις δύο περιπτώσεις η ανεμογεννήτρια διατηρεί μέχρι τη στιγμή του σφάλματος εφεδρεία 0.1 pu.



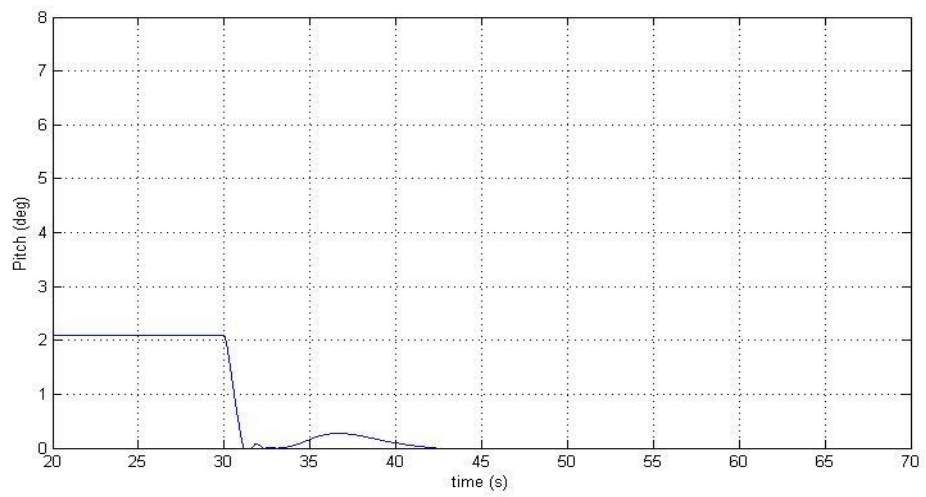
(α) Μεταβολή της συχνότητας όπως ανιχνεύεται από το PLL του μετατροπέα της ανεμογεννήτριας.



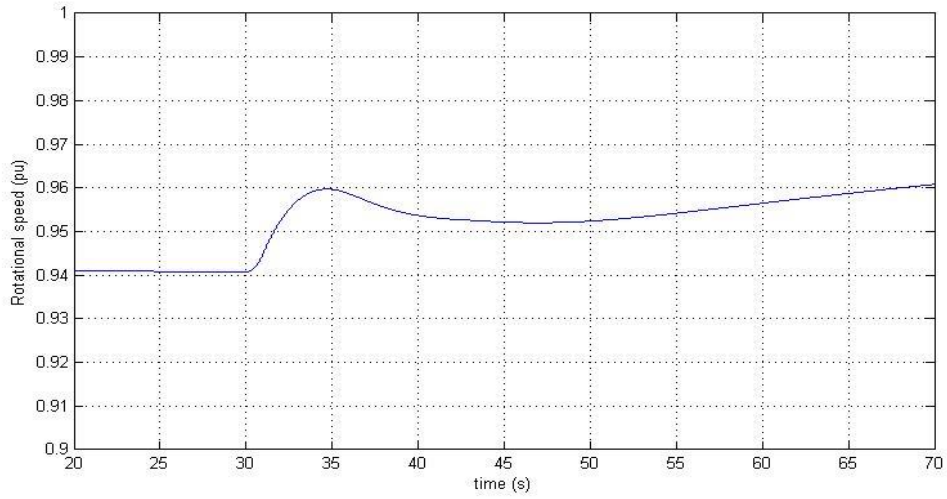
(β) Ενεργός ισχύς



(γ) Αεροδυναμική ισχύς

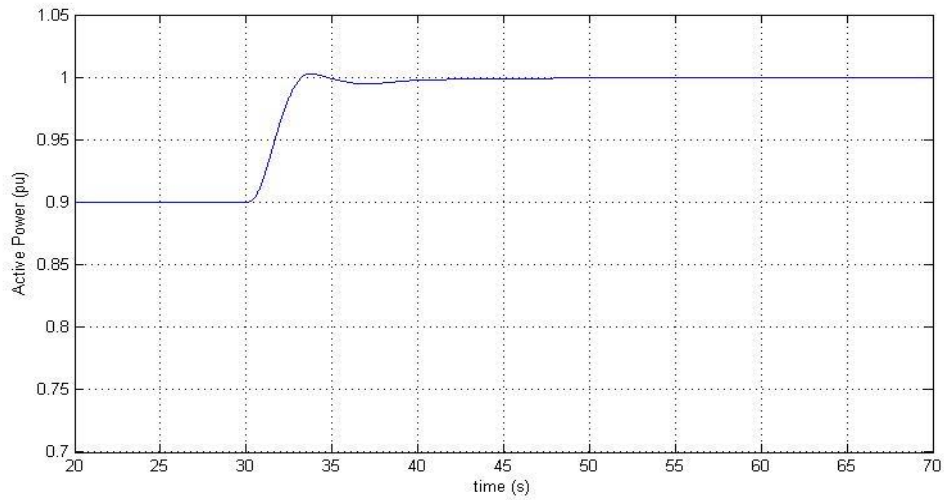


(δ) Γωνία pitch πτερυγών

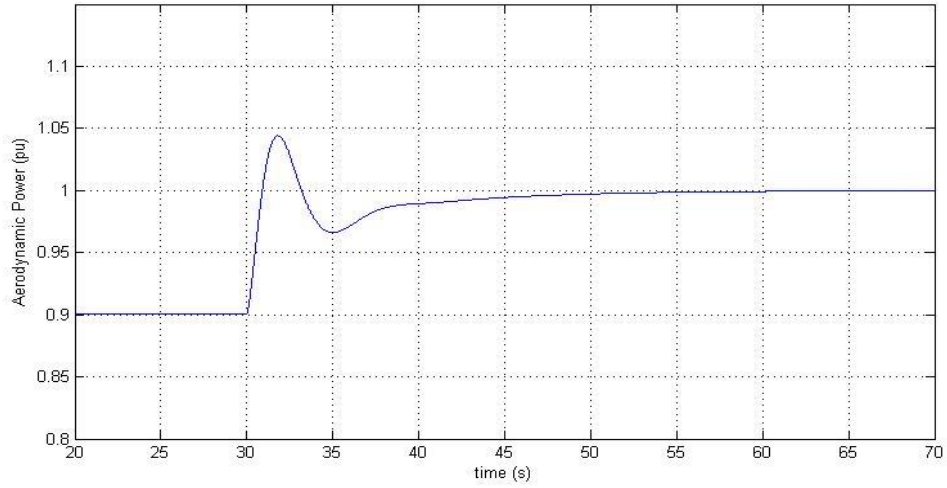


(ε) Ταχύτητα περιστροφής

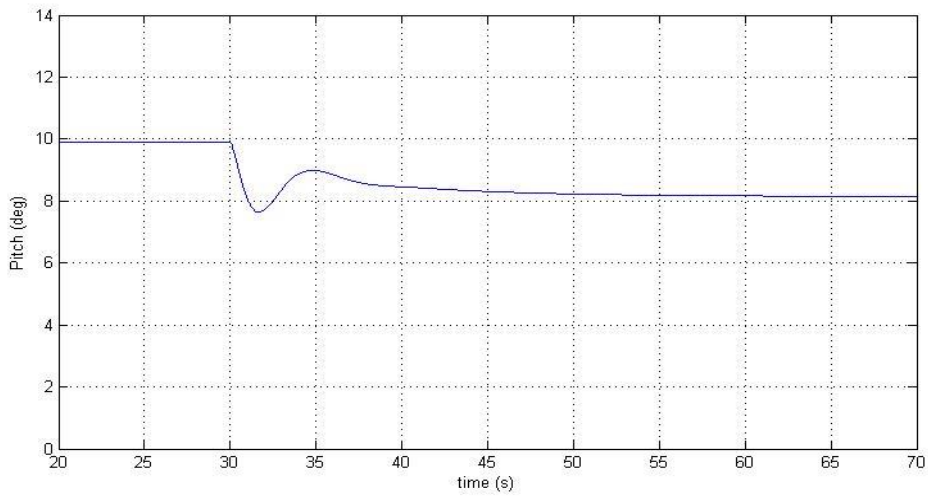
Σχήμα 6.8: Απόκριση της ανεμογεννήτριας σε βηματική μείωση της συχνότητας κατά 0.2 Hz, ενώ λειτουργεί διατηρώντας εφεδρεία 0.1 pu (0.2 MW) και για ταχύτητα ανέμου 10 m/s.



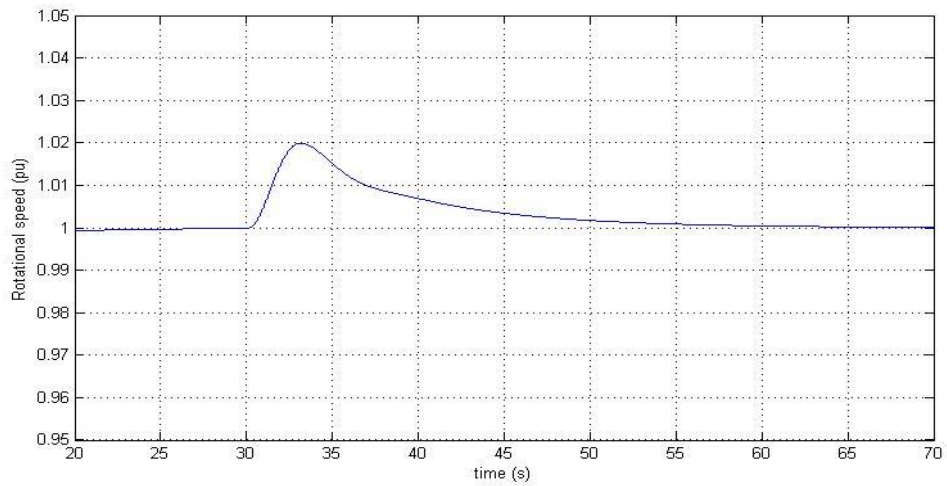
(α) Ενεργός ισχύς



(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Γωνία pitch πτερυγίων



(δ) Ταχύτητα περιστροφής

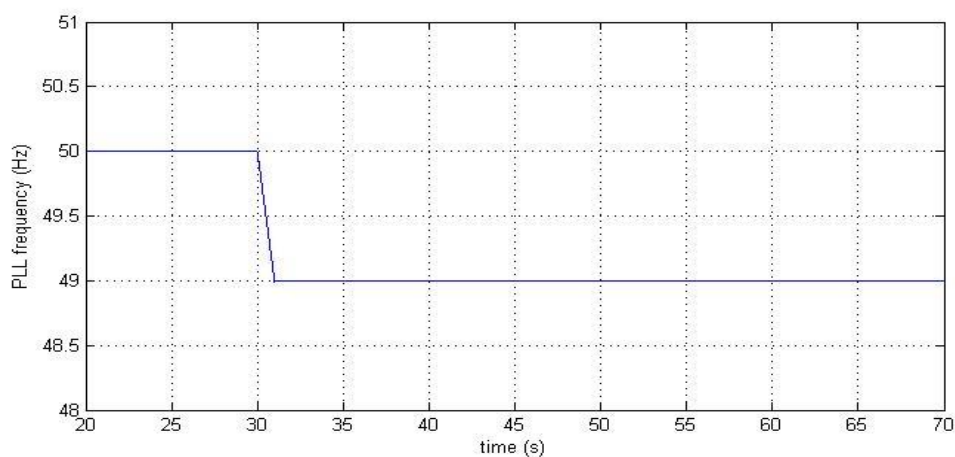
Σχήμα 6.9: Απόκριση της ανεμογεννήτριας σε βηματική μείωση της συχνότητας κατά 0.2 Hz, ενώ λειτουργεί διατηρώντας εφεδρεία 0.1 pu (0.2 MW) και για ταχύτητα ανέμου 14 m/s.

Από τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι η ανεμογεννήτρια είναι σε θέση να πραγματοποιήσει την επιθυμητή ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος της. Για το χρονικό διάστημα πριν από το σφάλμα συχνότητας διατηρείται επιτυχώς η απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας μέσω της αυξημένης γωνίας pitch. Η μείωση της συχνότητας μετατρέπεται σε αύξηση της αναφοράς ισχύος P_{set} στην έξοδο του APC μπλοκ. Αυτή η αύξηση προκαλεί τη μείωση της γωνίας pitch και άρα την αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος που απορροφάται από την Α/Γ, με αποτέλεσμα την επιτάχυνση του δρομέα. Η επιτάχυνση αυτή ρυθμίζεται μέσω αύξησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Επομένως, η επιθυμητή ρύθμιση επιτυγχάνεται μέσω αρχικής αύξησης της αεροδυναμικής ισχύος που ακολουθείται από μια αντίστοιχη αύξηση της ενεργού ισχύος. Η αρχική υπερπήδηση που παρατηρείται στην αεροδυναμική ισχύ, και που εμφανίζεται εντονότερη για την υψηλότερη ταχύτητα ανέμου, απορροφάται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από μια αντίστοιχη μεταβατική αύξηση της ταχύτητας περιστροφής η οποία όμως δεν είναι ιδιαίτερα σημαντική. Έτσι το μεταβατικό αυτό εξαλείφεται σχεδόν απόλυτα στην ενεργό ισχύ εξόδου. Για ταχύτητα ανέμου 10 m/s, η ταχύτητα του δρομέα τείνει τελικά να ισορροπήσει σε μια αυξημένη ταχύτητα περιστροφής λόγω της μεγαλύτερης παραγόμενης ισχύος. Ενώ όπως αναμενόταν η ταχύτητα περιστροφής για τον υψηλότερο άνεμο μετά το μεταβατικό επιστρέφει στην αρχική τιμή της. Όσο αναφορά τη μεταβολή της γωνίας pitch, επιβεβαιώνεται και εδώ ότι λόγω των μη γραμμικών χαρακτηριστικών του αεροδυναμικού συστήματος, για μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου απαιτείται ελαφρώς μικρότερη μεταβολή της γωνίας pitch για την ίδια μεταβολή της ισχύος. Επιπλέον ενώ για την ταχύτητα ανέμου που είναι μικρότερη της ονομαστικής η γωνία pitch μηδενίζεται, ώστε το διατηρούμενο ποσό εφεδρείας να αποδοθεί πλήρως, στην υψηλότερη ταχύτητα ανέμου μετά την αύξηση της ισχύος η γωνία pitch διατηρείται σε μια μη μηδενική τιμή ώστε να περιορίζει την αεροδυναμική ισχύ και την ταχύτητα περιστροφής στα ονομαστικά μεγέθη.

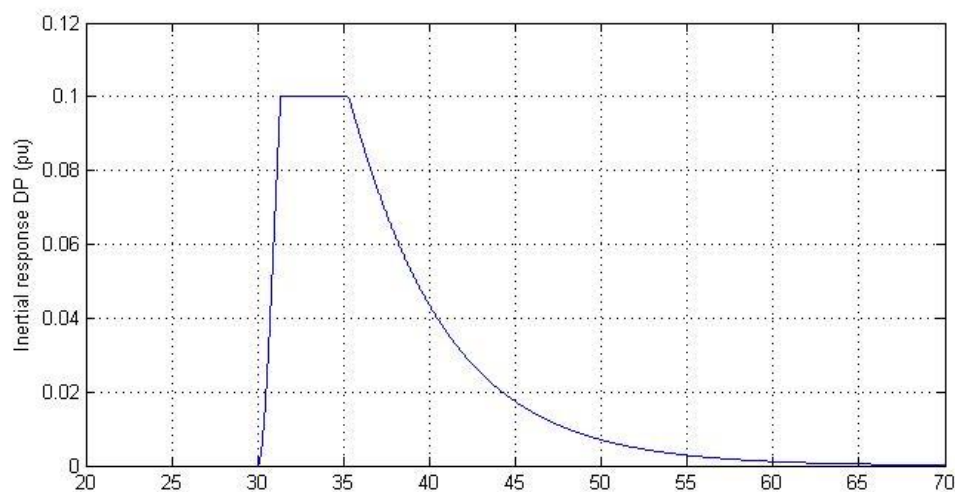
Διαπιστώνεται επίσης η πλήρης συμβατότητα με τις απαιτήσεις που θέτουν οι κώδικες. Πιο συγκεκριμένα η επιθυμητή αύξηση του 0.1 pu επιτυγχάνεται με μεγάλη ακρίβεια, ενώ η πλήρη ενεργοποίηση της ζητούμενης μεταβολής της ισχύος πραγματοποιείται μέσα στα πρώτα 10 sec ικανοποιώντας και τους κώδικες που θέτουν πιο αυστηρές χρονικές απαιτήσεις. Παράλληλα, η αρχική καθυστέρηση της απόκρισης είναι σχεδόν μηδαμινή και σίγουρα μικρότερη των 2 sec που τίθεται ως μέγιστο όριο από τον κώδικα. Ακόμα συγκρίνοντας με την περίπτωση της μείωσης της παραγόμενης ισχύος συμπεραίνεται ότι η μεταβολή κατά την αύξηση είναι ελαφρώς βραδύτερη. Αυτό δικαιολογείται σύμφωνα και με όσα έχουν ειπωθεί για τη λειτουργία του ελέγχου. Να τονιστεί εδώ ότι η ακριβής αύξηση της ισχύος κατά 0.1 pu, όσο δηλαδή και η εφεδρεία που διατηρείται, επιβεβαιώνει απόλυτα ότι το συγκεκριμένο σχήμα ελέγχου δίνει τη δυνατότητα για αξιόπιστη παροχή εφεδρείας εκ μέρους της ανεμογεννήτριας.

6.4 Αδρανειακή απόκριση σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας

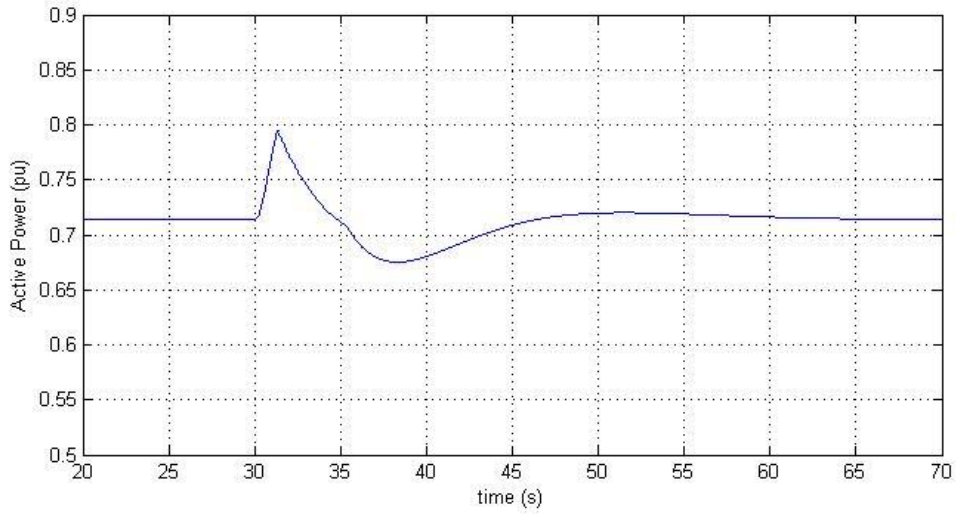
Στην παρούσα ενότητα προσομοιώθηκε η αδρανειακή απόκριση της ανεμογεννήτριας σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας. Θεωρείται ότι η Α/Γ είναι εφοδιασμένη με τον αδρανειακό ελεγκτή που απεικονίζεται στο σχήμα 4.17. Για τη ρύθμιση των παραμέτρων αυτού χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές που δίνονται στον πίνακα 4.2 του κεφαλαίου 4, οπότε και επιλέχθηκε κέρδος $K_{in}=10$. Κατά τις προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκε μια μείωση της συχνότητας κατά 1 Hz, σε μορφή ράμπας, ικανή να προκαλέσει τη μέγιστη επιτρεπτή μεταβολή της ενεργού ισχύος, ενώ εξετάστηκαν δύο σενάρια το ένα χωρίς τη διατήρηση κάποιας ποσότητας εφεδρείας ισχύος και το άλλο έχοντας κρατήσει εφεδρεία 0.1 pu. Η ταχύτητα του ανέμου θεωρείται σταθερή στα 10 m/s για όλο το χρονικό διάστημα της προσομοίωσης.



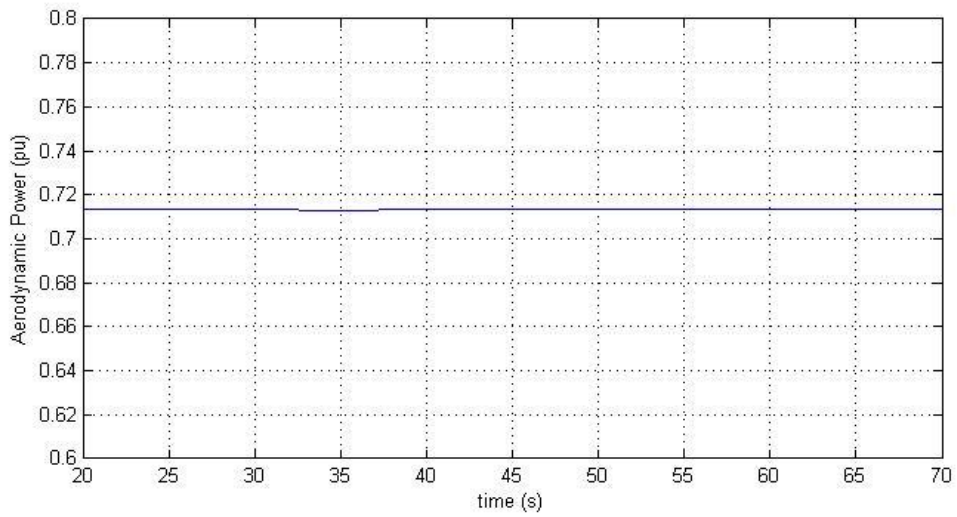
(α) Μεταβολή της συχνότητας όπως ανιχνεύεται από το PLL του μετατροπέα της ανεμογεννήτριας.



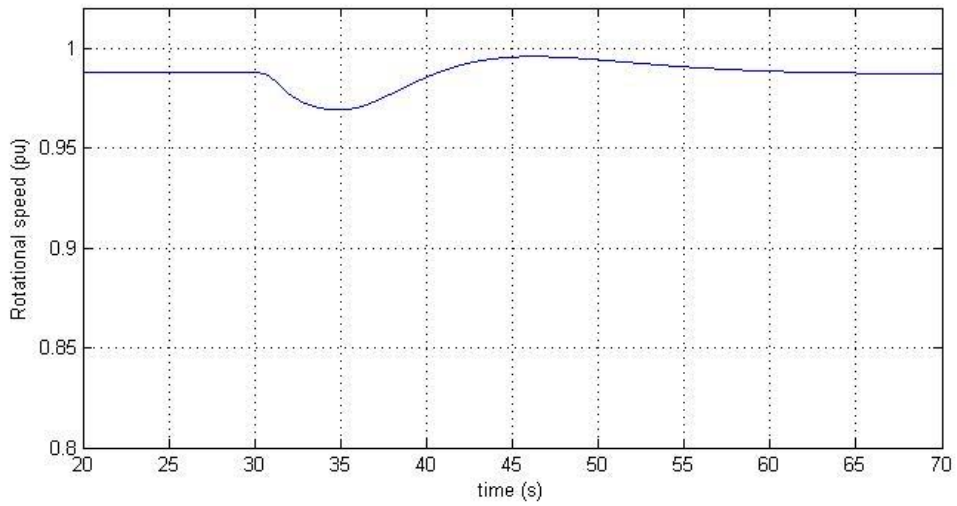
(β) Σήμα μεταβολής της ισχύος στην έξοδο του αδρανειακού ελεγκτή



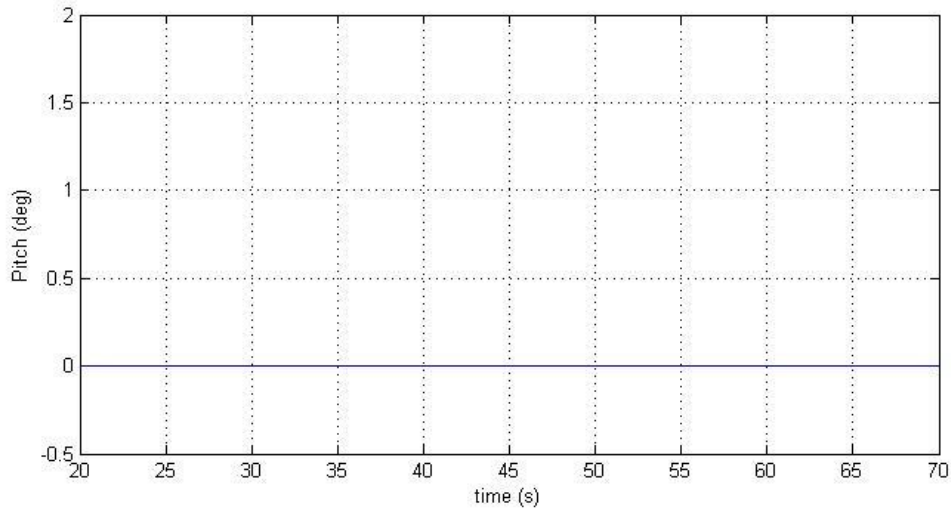
(γ) Ενεργός ισχύς



(δ) Αεροδυναμική ισχύς



(ε) Ταχύτητα περιστροφής

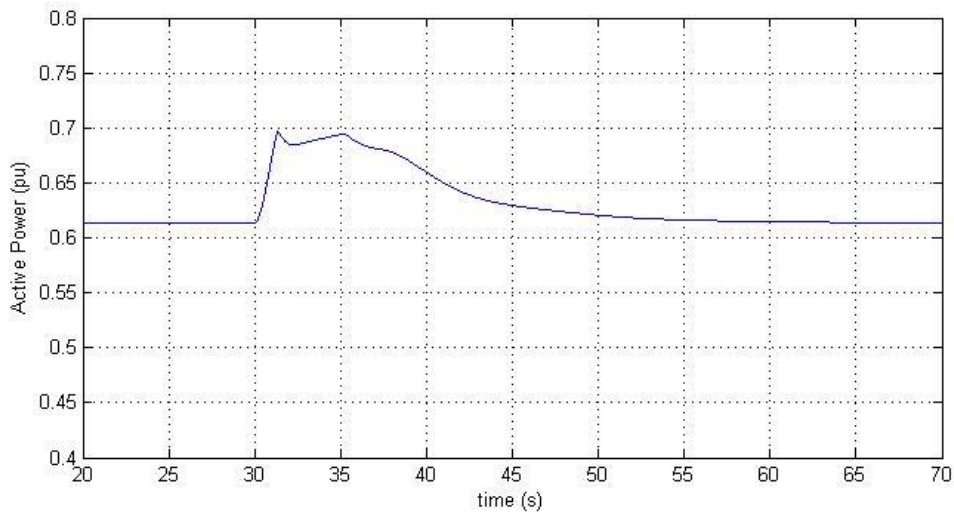


(στ) Γωνία pitch πτερυγίων

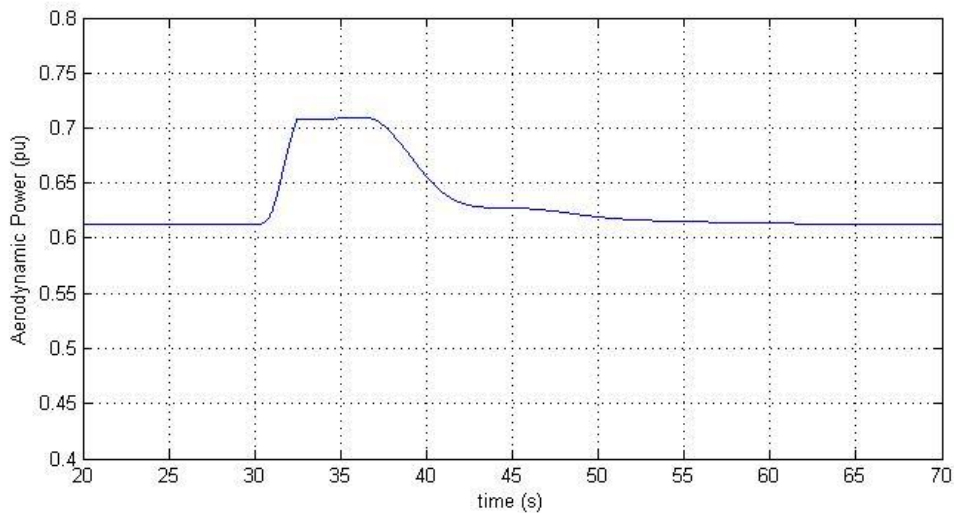
Σχήμα 6.10: Αδρανειακή απόκριση της ανεμογεννήτριας σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας, ενώ λειτουργεί υπό στρατηγική μέγιστης παραγωγής για ταχύτητα ανέμου 10 m/s.

Αρχικά παρατηρείται ότι για το χρονικό διάστημα πριν από το σφάλμα συχνότητας, η γωνία pitch διατηρείται στις 0° όπως επιβάλλεται από τη στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος. Η μεταβολή της συχνότητας, η οποία ανιχνεύεται αξιόπιστα από το PLL, μετατρέπεται μέσω του αδρανειακού ελεγκτή σε ένα σήμα πρόσθετης έγχυσης ισχύος για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, όπως φαίνεται και στο σχήμα 6.10(β). Αυτό το σήμα ισχύος προστίθεται άμεσα στην εντολή ενεργού ισχύος προς το μετατροπέα, που έχει διαμορφωθεί από το σύστημα ελέγχου του αεροδυναμικού μέρους. Προκαλείται έτσι μια ταχύτατη αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος για περίπου 1 sec, όμως στη συνέχεια η ηλεκτρική ισχύς μειώνεται προσωρινά ακόμα και κάτω από το αρχικό επίπεδο παραγωγής και ύστερα ισορροπεί στην τιμή που είχε πριν το σφάλμα συχνότητας. Η παραπάνω μεταβολή της παραγόμενης ισχύος οφείλεται στο γεγονός ότι η ανεμογεννήτρια λειτουργεί απορροφώντας τη μέγιστη διαθέσιμη αεροδυναμική ισχύ, χωρίς να διατηρεί κάποια ποσότητα εφεδρείας. Πιο συγκεκριμένα η ταχύτατη αρχική αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος προκαλεί την επιβράδυνση του δρομέα, χωρίς να υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης αυτής μέσω αύξησης της αεροδυναμικής ισχύος. Συνεπώς η επιβράδυνση αυτή ρυθμίζεται από τον torque control μέσω μείωσης της ηλεκτρικής ισχύος σε τιμές μικρότερες από την απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύ, ώστε η ταχύτητα του δρομέα να επιστρέψει στην προ του σφάλματος τιμή της. Η μείωση αυτή της ταχύτητας περιστροφής δεν προλαβαίνει να γίνει ιδιαίτερα σημαντική, παρ' όλα αυτά προκαλεί μια πολύ μικρή μείωση της αεροδυναμικής ισχύος που οφείλεται στο ότι η ταχύτητα εκτοπίζεται από τη βέλτιστη τιμή της. Αυτή η επίδραση στην αεροδυναμική ισχύ πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά το σχεδιασμό του αδρανειακού ελεγκτή, καθώς μπορεί να προκαλέσει ακόμα μεγαλύτερη μείωση της ταχύτητας και συνεπώς της εγγεόμενης ηλεκτρικής ισχύος προς το δίκτυο. Ακόμα φαίνεται ότι καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης η γωνία pitch παραμένει αμετάβλητη στις 0° , καθώς ήδη

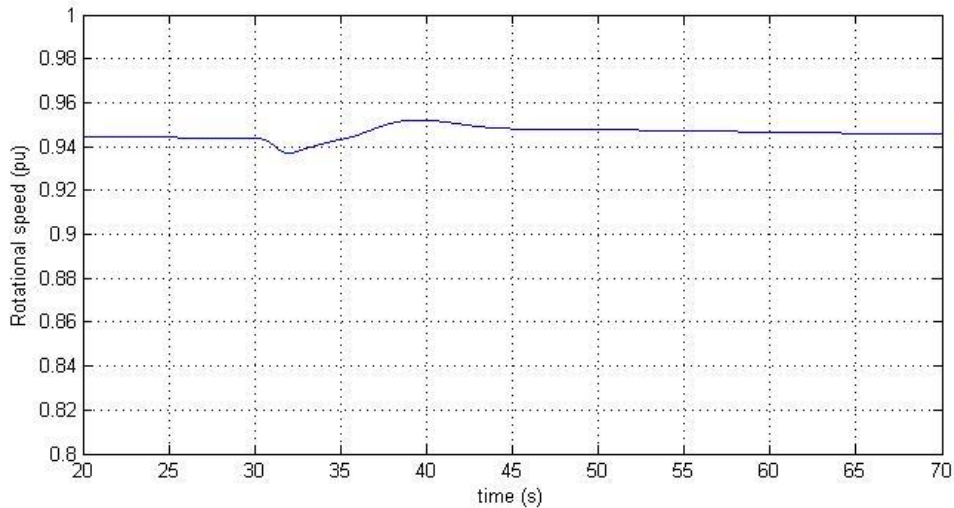
βρίσκεται στην ελάχιστη τιμή της. Συμπεραίνεται επομένως ότι σε περίπτωση λειτουργίας MPPT, η αύξηση της παραγόμενης ισχύος μπορεί να είναι μόνο προσωρινή και ακολουθείται από ένα μεταβατικό όπου η εγγεόμενη ηλεκτρική ισχύς προς το δίκτυο μειώνεται κάτω και από το αρχικό επίπεδο παραγωγής. Μια τέτοια απόκριση θα μπορούσε βέβαια να συνεισφέρει κατά τα πρώτα κρίσιμα δευτερόλεπτα που ακολουθούν μια σοβαρή διαταραχή της συχνότητας, ώστε να δώσει χρόνο στις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής να δράσουν.



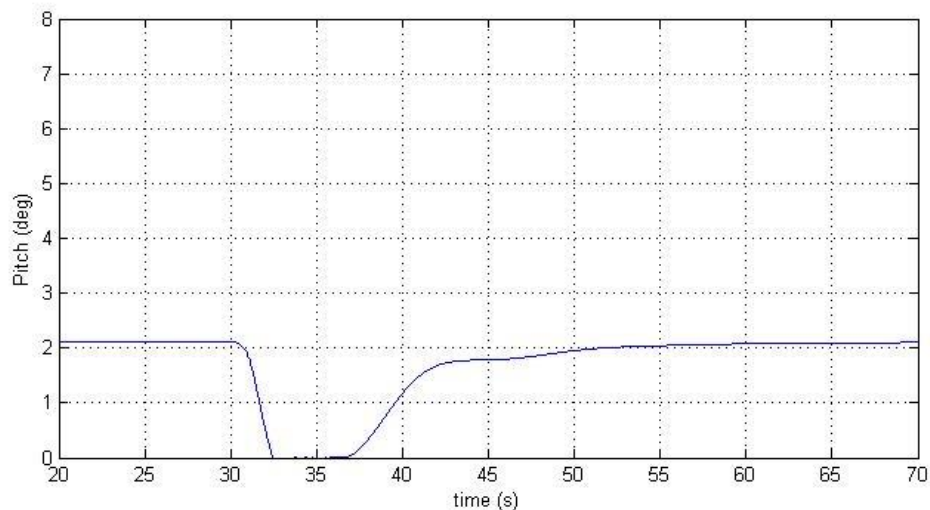
(α) Ενεργός ισχύς



(β) Αεροδυναμική ισχύς



(γ) Ταχύτητα περιστροφής



(δ) Γωνία pitch πτερυγίων

Σχήμα 6.11: Αδρανεϊακή απόκριση της ανεμογεννήτριας σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας, ενώ λειτουργεί διατηρώντας εφεδρεία 0.1 pu για ταχύτητα ανέμου 10 m/s.

Σε αυτή την περίπτωση αρχικά διατηρείται εφεδρεία 0.1 pu, μέσω της αυξημένης γωνίας pitch, με αποτέλεσμα η απόκριση της ανεμογεννήτριας να έχει ως εξής: Το σήμα μεταβολής της ισχύος που λαμβάνεται από τον αδρανεϊακό ελεγκτή είναι ίδιο με την προηγούμενη περίπτωση, αφού πρόκειται για την ίδια μεταβολή της συχνότητας. Τώρα όμως υπάρχει το απαιτούμενο περιθώριο για αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος, με αποτέλεσμα η μείωση της ταχύτητας περιστροφής που προκαλείται από την ταχύτερη αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος να αντιμετωπίζεται με αύξηση της εγχεόμενης αεροδυναμικής ισχύος στον άξονα, μέσω μείωσης της γωνίας pitch. Η αύξηση αυτή επιταχύνει το δρομέα της ανεμογεννήτριας, έτσι ώστε η ταχύτητα να διατηρηθεί στην επιθυμητή τιμή και να μην χρειάζεται πλέον η μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Έτσι η ενεργός ισχύς παραμένει αυξημένη για όσο διάστημα απαιτηθεί από τον αδρανεϊακό ελεγκτή και στη συνέχεια επιστρέφει στην αρχική τιμή της. Οι μικροδιακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύος, που

παρατηρούνται κατά την απόδοση της επιπλέον ισχύος, οφείλονται στην έστω και μικρή πλέον συμμετοχή του torque control στη ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής. Ακόμα καλύτερα αποτελέσματα θα μπορούσαν να εξαχθούν με κατάλληλη τροποποίηση των παραμέτρων του συνολικού συστήματος ελέγχου. Μετά το πέρας της απαίτησης για αυξημένη έγχυση ενεργού ισχύος στο δίκτυο, η γωνία pitch επιστρέφει στην αρχική τιμή της ώστε και πάλι να διατηρείται η απαιτούμενη εφεδρεία. Ακόμα σε σύγκριση με την περίπτωση χωρίς εφεδρεία διαπιστώνεται ότι η μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής είναι κατά την αδρανειακή απόκριση ηπιότερη, λόγω της ρύθμισής της από το αεροδυναμικό μέρος. Συμπερασματικά και στις δύο περιπτώσεις η έγχυση ενεργού ισχύος είναι ταχύτερη, αλλά στη περίπτωση που δεν διατηρείται εφεδρεία η αύξηση αυτή είναι πολύ σύντομη και ακολουθείται από ένα μεταβατικό που μπορεί να έχει δυσμενείς επιπτώσεις για το δίκτυο στο οποίο συνδέεται η Α/Γ. Επίσης και στα δύο σενάρια μέσω του ελέγχου και των προτεινόμενων ρυθμίσεων εξασφαλίζεται η ευσταθής λειτουργία της ανεμογεννήτριας κατά την αδρανειακή απόκριση, κάτι που αποτελεί έναν από τους βασικούς στόχους της σχεδίασης του αδρανειακού ελεγκτή.

Κεφάλαιο 7

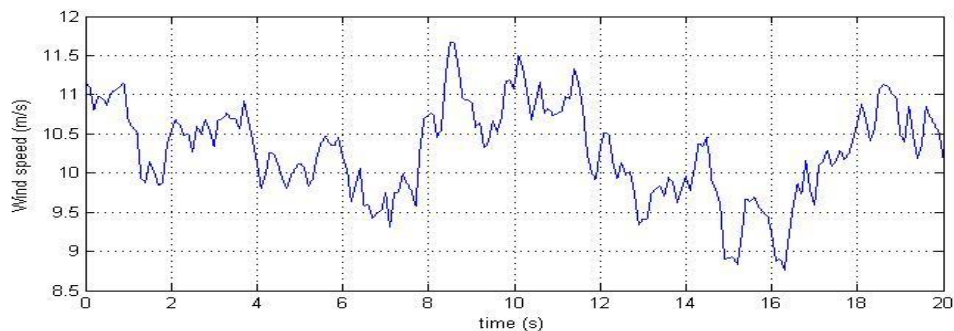
Αποτελέσματα Προσομοίωσης HVDC Πολυτερματικού Δικτύου

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις στο Matlab/Simulink του HVDC πολυτερματικού δικτύου του Β.Α. Αιγαίου. Για τα αιολικά πάρκα που είναι εγκατεστημένα στα νησιωτικά συστήματα χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο της ανεμογεννήτριας που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.4 και προσομοιώθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, ως aggregated-μοντέλο πλέον αιολικού πάρκου. Προσομοιώθηκαν διαφορετικά σενάρια που αφορούν τόσο την κανονική λειτουργία όσο και μεταβατικές καταστάσεις του πολυτερματικού δικτύου. Στην πρώτη περίπτωση μελετήθηκε η λειτουργία του HVDC συστήματος στη μόνιμη κατάσταση, υποθέτοντας έλεγχο των ηπειρωτικών μετατροπών με στατισμό και μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου, για διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα. Στόχος είναι να διερευνηθεί η επίδραση των διαφορετικών επιπέδων αιολικής παραγωγής στα μεγέθη του συστήματος που ενδιαφέρουν, όπως οι DC τάσεις και η κατανομή της ισχύος στους ηπειρωτικούς μετατροπείς. Στη συνέχεια προσομοιώθηκε η απόκριση του όλου συστήματος (πολυτερματική τοπολογία, νησιωτικά συστήματα, αιολικά πάρκα) σε περίπτωση σφάλματος υπερσυχνότητας ή υποσυχνότητας στο ηπειρωτικό σύστημα. Σκοπός σε αυτές τις περιπτώσεις είναι να διαπιστωθεί κατά πόσο το HVDC πολυτερματικό δίκτυο μπορεί να συμβάλλει αξιόπιστα στη ρύθμιση της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος, έτσι ώστε να υπάρχει και συμβατότητα με τους σχετικούς κώδικες συστημάτων. Λόγω της μεγάλης έκτασης του μοντέλου παρακάτω παρουσιάζονται τα κυριότερα μεγέθη με στόχο την αξιολόγηση της λειτουργίας αυτού, ενώ για τα επιμέρους συστήματα θεωρείται ότι τόσο η μοντελοποίηση όσο και η απόκρισή τους είναι η σωστή. Στο τέλος της ενότητας δίνεται μια σχηματική αναπαράσταση της τοπολογίας του HVDC πολυτερματικού δικτύου που προσομοιώθηκε.

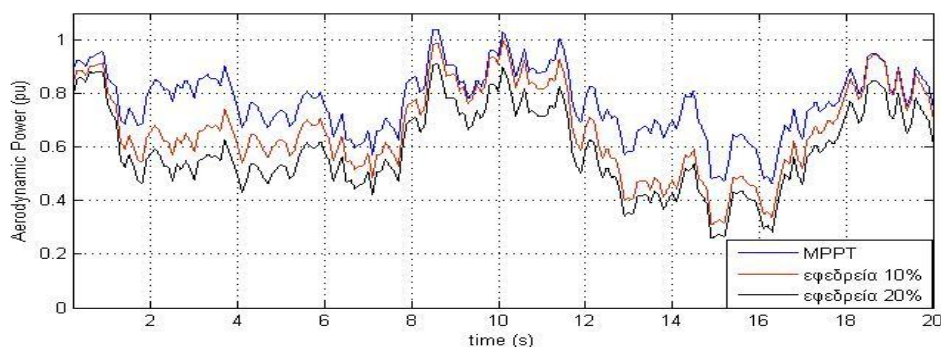
7.1 Λειτουργία HVDC δικτύου με έλεγχο στατισμού για διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας

Στην περίπτωση αυτή οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς αναλαμβάνουν τη ρύθμιση της DC τάσης μέσω στρατηγικής ελέγχου στατισμού, ενώ οι νησιωτικοί μετατροπείς λειτουργούν ως grid-forming διατηρώντας την τάση και τη συχνότητα των

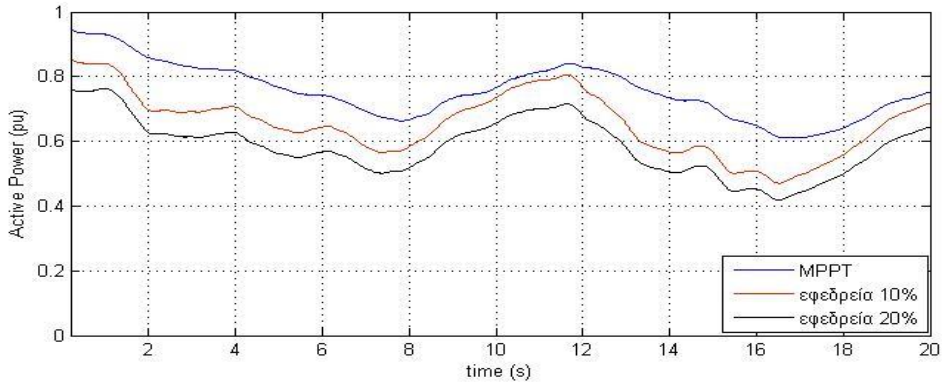
νησιωτικών δικτύων στην ονομαστική τους τιμή. Για το συγκεκριμένο case study επιλέγονται κέρδος στατισμού $k_p = 100$ και DC τάση αναφοράς $E^* = 1$ pu, και για τους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς. Η λειτουργία του HVDC δικτύου προσομοιώνεται θεωρώντας μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου, η οποία είναι η ίδια και για τα τρία νησιά. Επομένως, η απόκριση των αιολικών πάρκων είναι όμοια και εμφανίζει τα ίδια αποτελέσματα στο ανα μονάδα σύστημα όταν ως βάση οριστεί η ονομαστική ισχύς του κάθε πάρκου. Γι αυτό το λόγο παρακάτω παρουσιάζονται τα μεγέθη του αιολικού πάρκου στο ένα νησί (Λέσβος). Τα φορτία των νησιωτικών συστημάτων θεωρούνται σταθερά και επιλέγονται να είναι τα ελάχιστα (25% της αιχμής ζήτησης) με συντελεστή ισχύος 0.9, ώστε να υπάρχει μεγαλύτερη ροή ισχύος στους DC συνδέσμους του δικτύου. Επομένως στο σενάριο που εξετάζεται σε κάθε νησιωτικό σύστημα η αιολική παραγωγή είναι μεγαλύτερη από την τοπική ζήτηση, με αποτέλεσμα οι νησιωτικοί μετατροπείς να εγχέουν ισχύ στο HVDC δίκτυο. Εδώ να σημειωθεί ότι η κατανάλωση αέργου ισχύος από τα νησιωτικά φορτία καλύπτεται από τους νησιωτικούς μετατροπείς, καθώς τα αιολικά πάρκα επιλέγεται να λειτουργούν με ωμικό συντελεστή ισχύος. Για αυτές τις συνθήκες εξετάζεται η μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του πολυτεματικού δικτύου στην περίπτωση που τα αιολικά πάρκα παράγουν με βάση τη δοσμένη χρονοσειρά ανέμου τη μέγιστη δυνατή ισχύ, και όταν αυτά διατηρούν εφεδρεία 10% και 20%. Στόχος είναι να επιβεβαιωθεί ότι η συγκεκριμένη στρατηγική ελέγχου διασφαλίζει την ομαλή λειτουργία του HVDC συστήματος, και ότι το σύνολο της ισχύος που εγχέεται από τους νησιωτικούς μετατροπείς μεταφέρεται στο ηπειρωτικό σύστημα χωρίς ανεπιθύμητες υπερτάσεις στους DC κόμβους. Παράλληλα, μελετάται η επίδραση που έχει στα μεγέθη του δικτύου η διατήρηση διαφορετικών επιπέδων εφεδρείας.



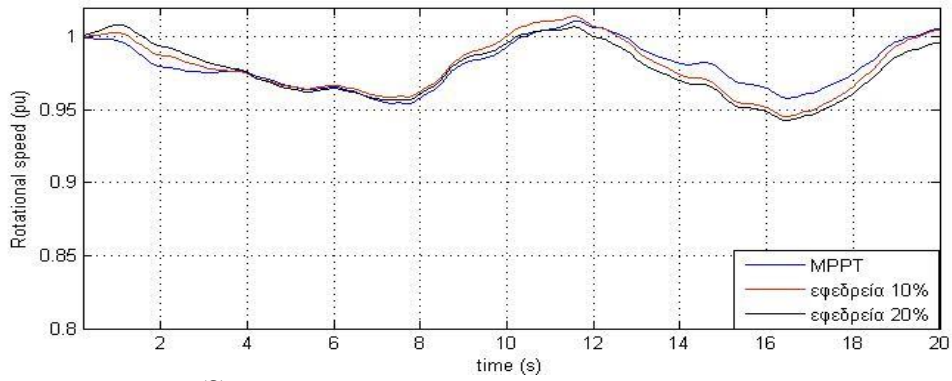
(α) Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου.



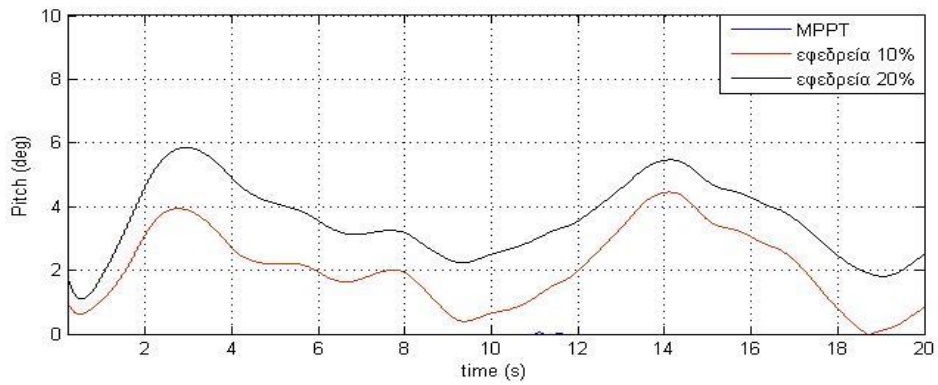
(β) Αεροδυναμική ισχύς αιολικών πάρκων (ανηγμένη στην ονομαστική ισχύ κάθε πάρκου).



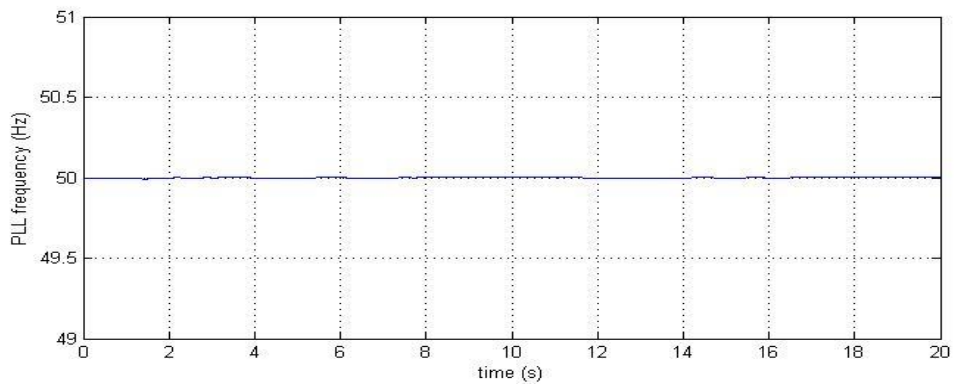
(γ) Ενεργός ισχύς αιολικών πάρκων (ανηγμένη στην ονομαστική ισχύ του κάθε πάρκου).



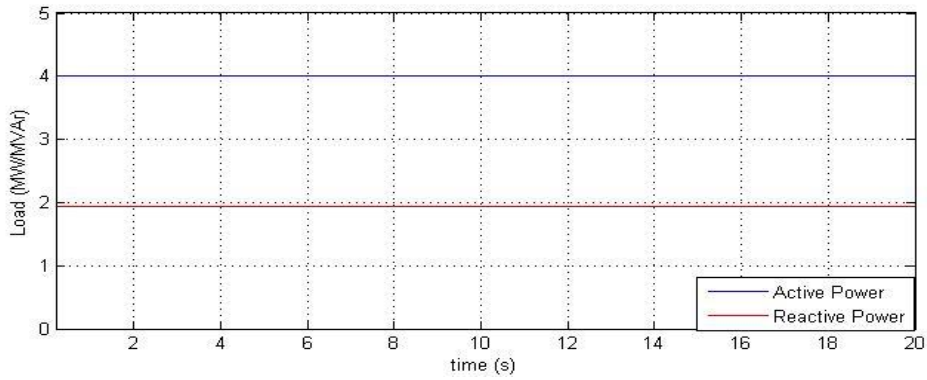
(δ) Ταχύτητα περιστροφής των ανεμογεννητριών.



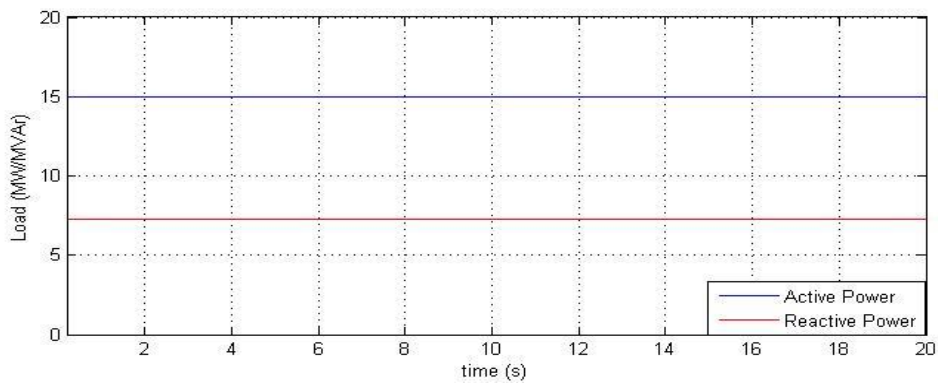
(ε) Γωνία pitch πτερυγίων των ανεμογεννητριών.



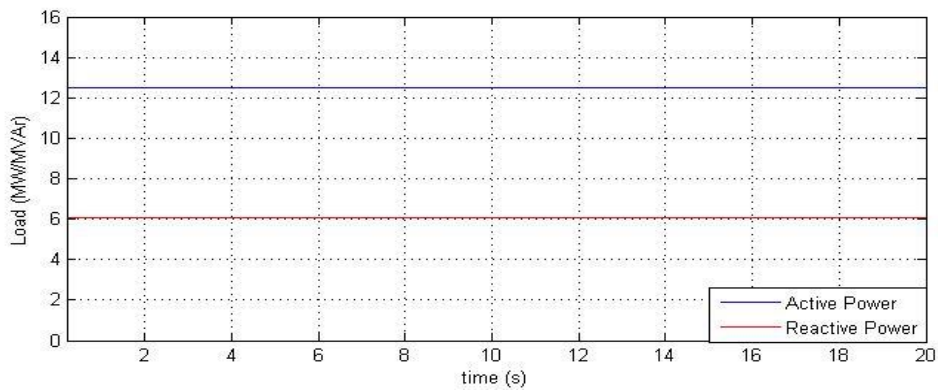
(στ) Συχνότητα νησιωτικών δικτύων.



(ζ) Ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου Λήμνου.

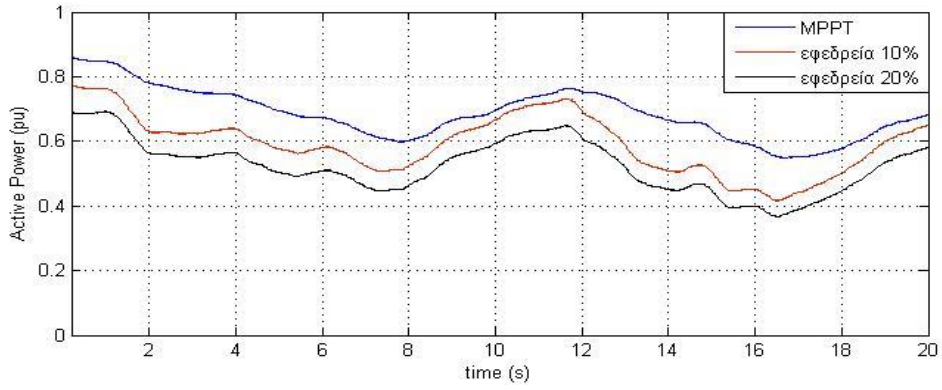


(η) Ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου Λέσβου.

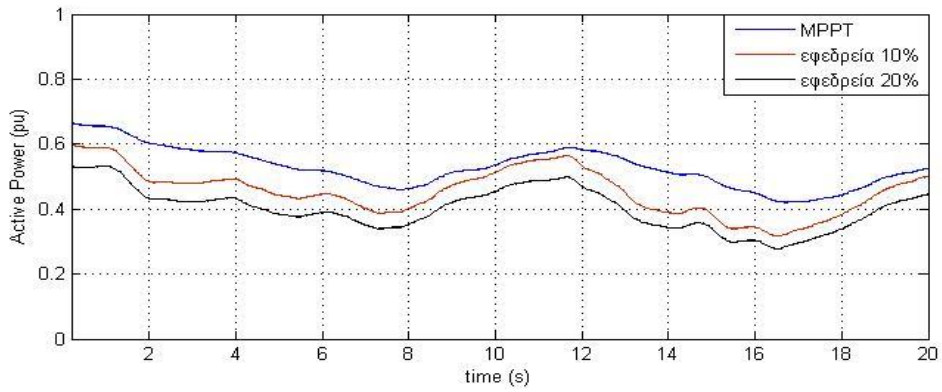


(θ) Ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου Χίου.

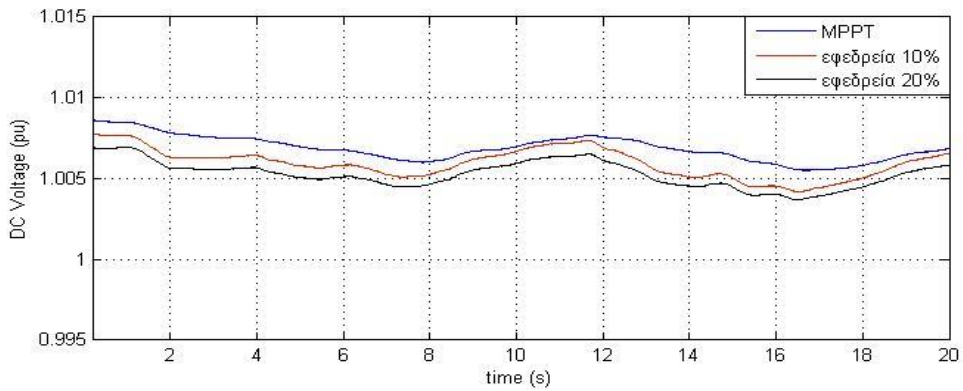
Σχήμα 7.1: Απόκριση αιολικών πάρκων σε περίπτωση μεταβαλλόμενης χρονοσειράς ανέμου και για διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας ισχύος. Παρουσιάζονται επίσης τα φορτία και η συχνότητα των νησιωτικών δικτύων.



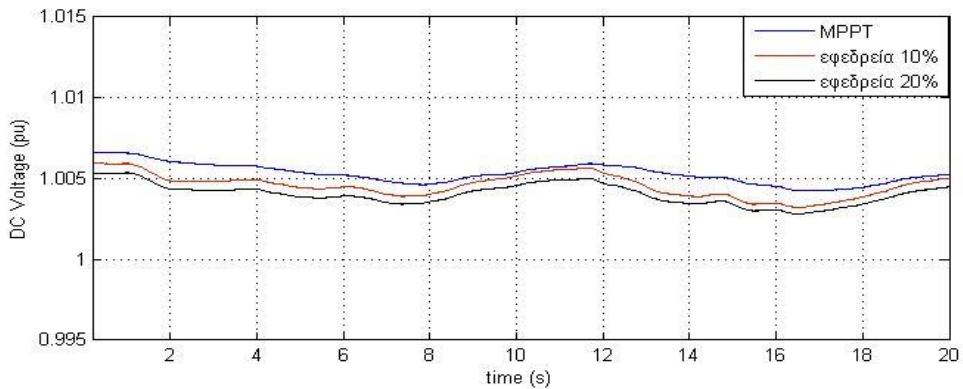
(α) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Φιλίππων ($S_b = 400\text{MVA}$).



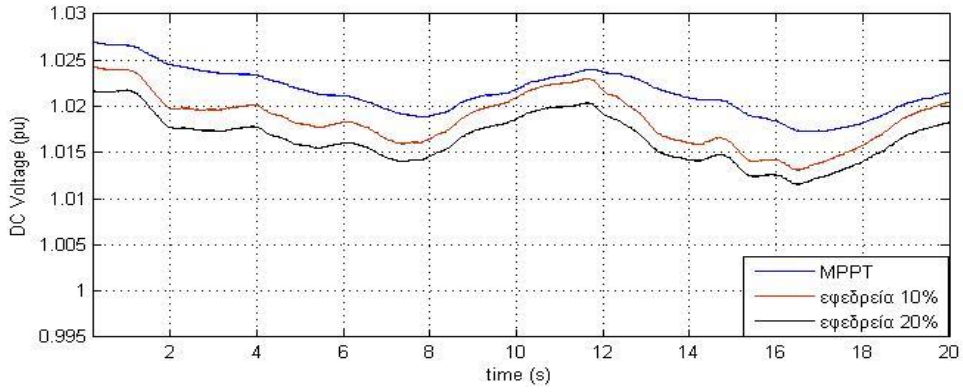
(β) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Λάρυμνας ($S_b = 400\text{MVA}$).



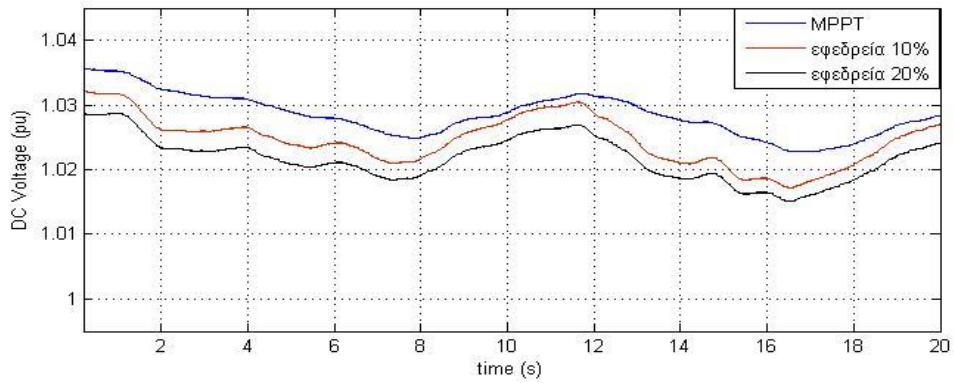
(γ) DC τάση μετατροπέα Φιλίππων ($V_b=300\text{kV}$).



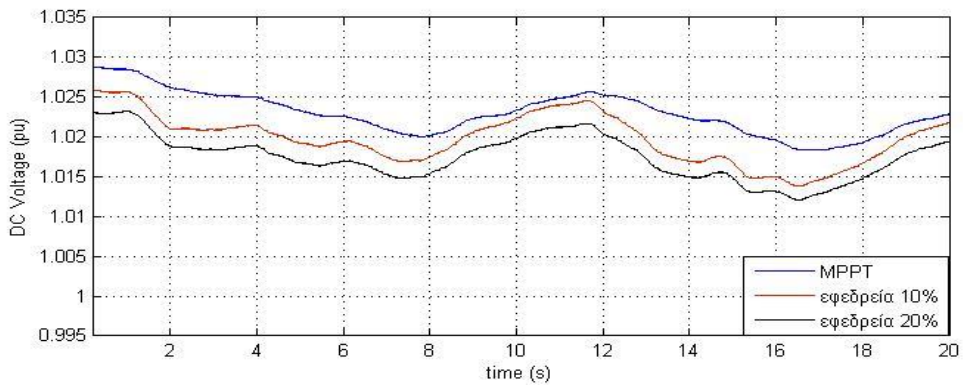
(δ) DC τάση μετατροπέα Λάρυμνας ($V_b=300\text{kV}$).



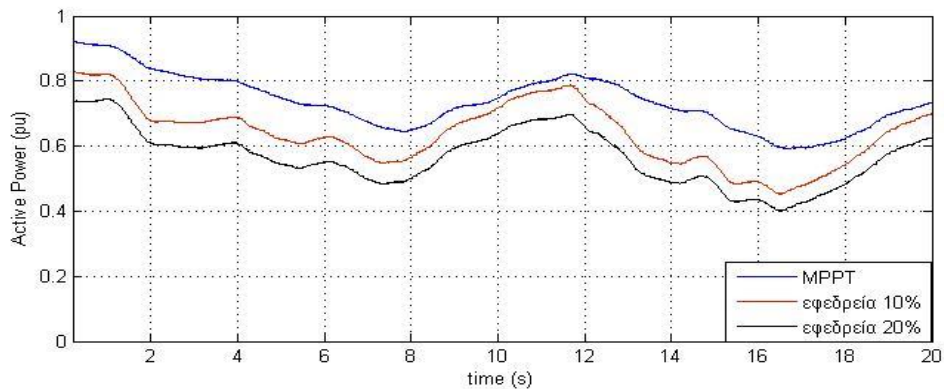
(ε) DC τάση μετατροπέα Λήμνου ($V_b=300kV$).



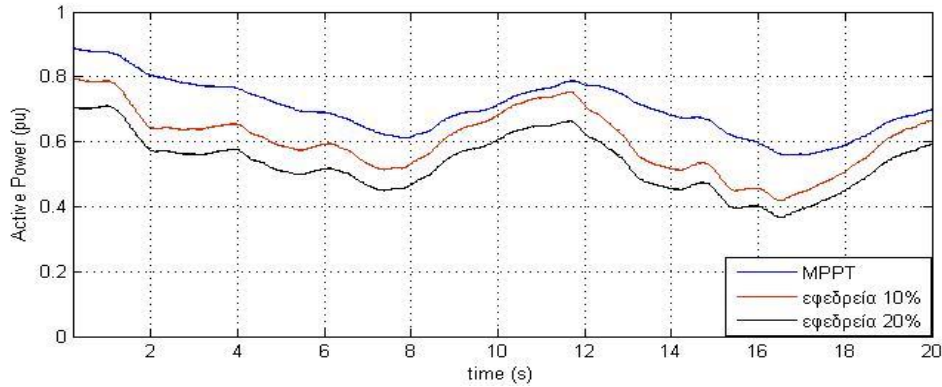
(στ) DC τάση μετατροπέα Λέσβου ($V_b=300kV$).



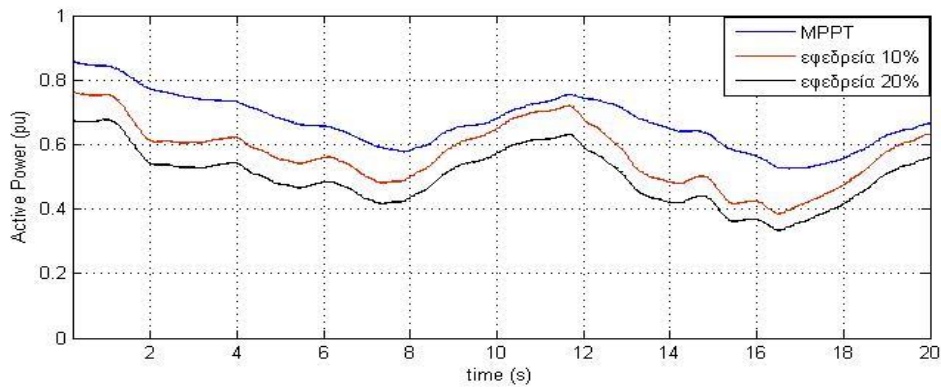
(ζ) DC τάση μετατροπέα Χίου ($V_b=300kV$).



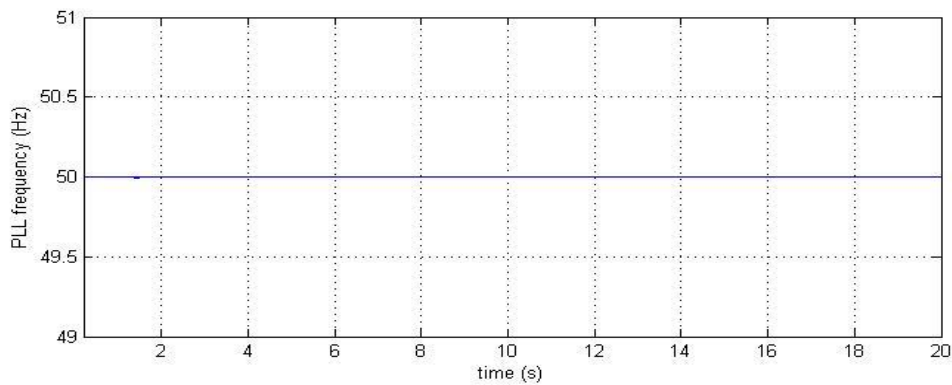
(η) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Λήμνου ($S_b = 250MVA$).



(θ) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Λέσβου ($S_b = 300\text{MVA}$).



(ι) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Χίου ($S_b = 150\text{MVA}$).



(κ) Συχνότητα ηπειρωτικού δικτύου.

Σχήμα 7.2: Απόκριση HVDC πολυτερματικού δικτύου στην περίπτωση μεταβαλλόμενης ταχύτητας ανέμου και με ελάχιστα φορτία στα νησιωτικά συστήματα.

Στην περίπτωση μέγιστης δυνατής αιολικής παραγωγής η απόκριση των αιολικών πάρκων είναι η αναμενόμενη. Πιο συγκεκριμένα, η έντονα μεταβαλλόμενη αεροδυναμική ισχύς που απορροφάται μετατρέπεται σε μια αρκετά πιο εξομαλυσμένη παραγόμενη ενεργό ισχύ. Ταυτόχρονα η ταχύτητα περιστροφής των ανεμογεννητριών μεταβάλλεται εντός φυσιολογικών ορίων, ενώ η γωνία pitch των πτερυγίων διατηρείται σταθερή στις 0° όπως επιβάλλεται από τη στρατηγική MPPT. Η ενεργός και άεργος ισχύς των νησιωτικών φορτίων είναι στα επιθυμητά επίπεδα και η νησιωτική συχνότητα διαμορφώνεται στα 50 Hz, όπως ανιχνεύεται από το PLL των

αιολικών πάρκων. Οι μικροδιακυμάνσεις που παρατηρούνται σε αυτή οφείλονται στη συνεχή μεταβολή της αιολικής παραγωγής, αλλά δεν είναι ιδιαίτερα σημαντικές. Η απορροφούμενη ισχύς από έναν νησιωτικό μετατροπέα είναι ουσιαστικά η εκκαθάριση της παραγόμενης ενεργού ισχύος του αιολικού πάρκου με την τοπική ζήτηση του αντίστοιχου νησιού. Με βάση αυτό διαπιστώνεται ότι οι υπεράκτιοι μετατροπείς καταφέρνουν αξιόπιστα να εγγέουν το σύνολο της αιολικής παραγωγής στο HVDC δίκτυο. Από τα αντίστοιχα γραφήματα των ηπειρωτικών μετατροπέων γίνεται αντιληπτό ότι για τις παραμέτρους στατισμού που επιλέχθηκαν, ο μετατροπέας Φιλίππων απορροφά μεγαλύτερη ποσότητα ισχύος από το μετατροπέα της Λάρυμνας. Κάτι που δείχνει ότι για ίδιες παραμέτρους στατισμού ο διαμοιρασμός της ισχύος εξαρτάται από τα φυσικά χαρακτηριστικά του δικτύου, δηλαδή τις αποστάσεις και τις αντιστάσεις των γραμμών, τα οποία καθιστούν την ισοδύναμη αντίσταση προς το μετατροπέα των Φιλίππων μικρότερη. Παρατηρείται βέβαια ότι η έγχυση της ενεργού ισχύος προς το ηπειρωτικό σύστημα έχει πανομοιότυπη μορφή και από τους δύο μετατροπείς. Λόγω ότι στο σενάριο που εξετάζεται η ισχύς μεταφέρεται από τους νησιωτικούς κόμβους προς το ηπειρωτικό δίκτυο, οι DC τάσεις των νησιωτικών μετατροπέων είναι υψηλότερες από την τάση στους ηπειρωτικούς μετατροπείς. Ακόμα φαίνεται ότι όσο μεγαλύτερη είναι η ισχύς που εγγέεται στο HVDC δίκτυο από τους νησιωτικούς μετατροπείς τόσο περισσότερο αυξημένα είναι και τα επίπεδα της DC τάσης, πάντα όμως παραμένουν εντός των επιτρεπτών ορίων. Αυτό είναι αναμενόμενο αφού οι μεγαλύτερες ροές ισχύος προκαλούν και μεγαλύτερες πτώσεις τάσεων μεταξύ των κόμβων του δικτύου, με την ανύψωση της τάσης να είναι πιο έντονη στους νησιωτικούς μετατροπείς. Από τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι ο έλεγχος με στατισμό επιτυγχάνει την απρόσκοπτη μεταφορά της ισχύος από την υπεράκτια πλευρά προς το ηπειρωτικό δίκτυο, χωρίς να εμφανίζεται κάποιο πρόβλημα στην DC τάση και στη ροή ισχύος στο HVDC πολυτεταματικό δίκτυο.

Όσο αναφορά τη λειτουργία του συνολικού συστήματος για διάφορα επίπεδα εφεδρείας από τη μεριά των αιολικών πάρκων, μπορούν να εξαχθούν τα παρακάτω συμπεράσματα. Κατ' αρχάς όπως είχε φανεί και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η διατήρηση εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα επιτυγχάνεται μέσω κατάλληλης μεταβολής της γωνίας pitch των ανεμογεννητριών, η οποία είναι μεγαλύτερη όσο αυξάνεται η ζητούμενη ποσότητα εφεδρείας. Η μείωση της αιολικής παραγωγής λόγω εφεδρείας, ενώ ταυτόχρονα τα νησιωτικά φορτία παραμένουν αμετάβλητα, έχει ως αποτέλεσμα οι νησιωτικοί μετατροπείς να μειώσουν την εγγεόμενη ισχύ προς το HVDC σύστημα. Η μείωση αυτή προκαλεί αντίστοιχη μείωση στην ισχύ που απορροφούν οι ηπειρωτικοί μετατροπείς, με το διαμοιρασμό της ισχύος να καθορίζεται όμοια με την περίπτωση που δεν διατηρείται κάποιου είδους εφεδρεία. Διαπιστώνεται ότι η αύξηση της ποσότητας εφεδρείας μειώνει τα επίπεδα της DC τάσης, κάτι που είναι λογικό λόγω ότι οι χαμηλότερες ροές ισχύος δημιουργούν μικρότερες πτώσεις τάσεων. Η μείωση της DC τάσης είναι εντονότερη στους νησιωτικούς κόμβους, χωρίς φυσικά να εμφανίζεται κάποια υπέρβαση των επιτρεπόμενων ορίων. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι η διατήρηση εφεδρείας από τα

αιολικά πάρκα δεν προκαλεί κάποια διαταραχή στην κανονική λειτουργία του συστήματος, καθώς επίσης και ότι ο έλεγχος της αιολικής παραγωγής μέσω διαφορετικών εντολών εφεδρείας παρέχει τη δυνατότητα για ρύθμιση των επιπέδων της DC τάσης εάν αυτό κριθεί για κάποιο λόγο απαραίτητο.

7.2 Απόκριση HVDC δικτύου σε περίπτωση υπερσυχνότητας

Σε αυτήν και την επόμενη ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που αφορούν τη συμβολή του HVDC πολυτερματικού δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος. Σε πρώτη φάση εξετάζεται η συμβατότητα της πολυτερματικής τοπολογίας του B. Αιγαίου με τους κώδικες συστήματος που αναφέρονται στην απόκριση ενός HVDC δικτύου σε περίπτωση υπερσυχνότητας. Σύμφωνα με αυτούς το DC δίκτυο θα πρέπει να μειώσει την εγγεόμενη, στο ηπειρωτικό σύστημα, ενεργό ισχύ σύμφωνα με μια προκαθορισμένη καμπύλη στατισμού. Δεδομένου ότι η μεταβολή της συχνότητας είναι ενιαία για όλο το ηπειρωτικό σύστημα, απαιτείται και οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς να μειώσουν την ισχύ τους σύμφωνα με τις προδιαγραφές που έχουν τεθεί. Για τον έλεγχο του δικτύου γίνεται χρήση της στρατηγικής ελέγχου στατισμού, ενώ για τις σχετικές παραμέτρους επιλέγονται ίδιες τιμές και για τους δύο μετατροπείς με κέρδος στατισμού $k_p = 100$ και DC τάση αναφοράς κατά την κανονική λειτουργία $E^* = 1$ pu. Όπως περιγράφηκε στην ενότητα 5.5, μια αύξηση της συχνότητας πρέπει να προκαλέσει, μέσω μείωσης της εγγεόμενης ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς, τεχνητή αύξηση της DC τάσης στους νησιωτικούς κόμβους. Αυτό πραγματοποιείται μέσω κατάλληλης αύξησης της παραμέτρου E^* . Στη συνέχεια αυτή η τεχνητή αύξηση της DC τάσης ανιχνεύεται από τους νησιωτικούς μετατροπείς, οι οποίοι αυξάνουν ανάλογα τη συχνότητα των νησιωτικών δικτύων ώστε τα αιολικά πάρκα να μειώσουν στο επιθυμητό επίπεδο την παραγόμενη ισχύ τους. Υποτίθεται κατάσταση μέγιστης παραγωγής-ελάχιστου φορτίου (maxG-minL) υπό σταθερή ταχύτητα ανέμου, η οποία είναι ίδια και για τα τρία νησιά. Η απόκριση του δικτύου εξετάστηκε τόσο για την περίπτωση που οι ανεμογεννήτριες αποκρίνονται στις μεταβολές της συχνότητας μέσω μιας χαρακτηριστικής στατισμού, όσο και στην περίπτωση που ενσωματώνουν και δυνατότητα αδρανειακής απόκρισης.

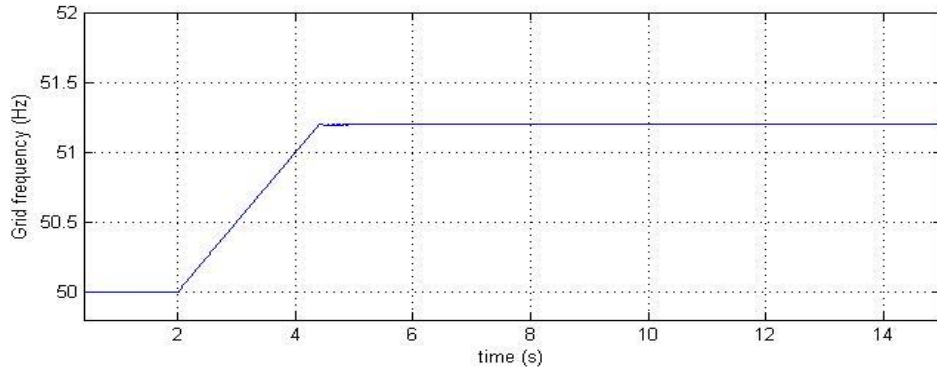
Στο συγκεκριμένο σενάριο εξετάστηκε η απόκριση σε περίπτωση αύξησης της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου από τα 50 στα 51.2 Hz μέσα σε χρόνο 2.4 sec. Ως αναφορά για το συγκεκριμένο σενάριο χρησιμοποιούνται οι απαιτήσεις που θέτει ο Γερμανικός κώδικας του διαχειριστή Tennet σχετικά με την απόκριση offshore εγκαταστάσεων σε περίπτωση υπερσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο, οι οποίες παρουσιάζονται στο σχήμα 2.14 του αντίστοιχου κεφαλαίου. Με βάση τα παραπάνω ο στατισμός είναι 5% και το άνω όριο deadband 50.2 Hz, και αφορούν την απόκριση

συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων. Με βάση τις συνθήκες παραγωγής-φορτίου και τις επιλεγμένες τιμές των παραμέτρων στατισμού, ο διαμοιρασμός της ισχύος στη μόνιμη κατάσταση υπαγορεύει ότι η απορροφούμενη ενεργός ισχύς από το μετατροπέα Φιλίππων είναι 0.88 pu (352 MW) και η αντίστοιχη για το μετατροπέα της Λάρυμνας είναι 0.68 pu (272 MW). Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω τιμές και τις απαιτήσεις του κώδικα, η απαιτούμενη μείωση για τον κάθε μετατροπέα προσδιορίζεται ως εξής:

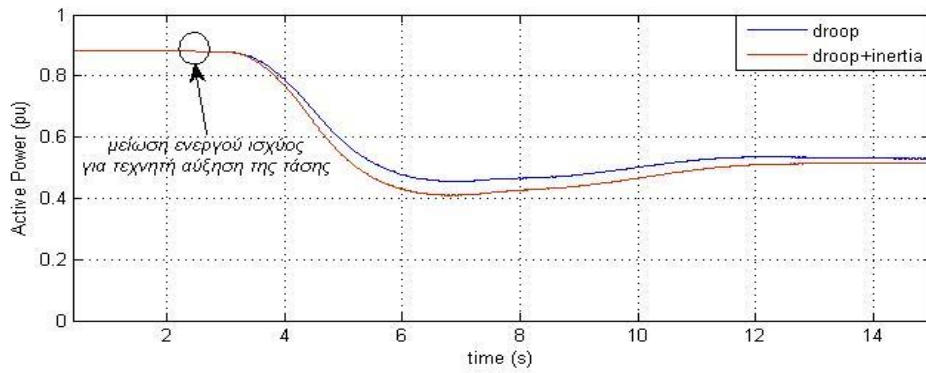
$$\Delta p_{\phi\iota\lambda} = 20 \cdot 0.88 \cdot \frac{50.2 - 51.2}{50} = -0.352 \text{ pu}$$

$$\Delta p_{\lambda\alpha\rho} = 20 \cdot 0.683 \cdot \frac{50.2 - 51.2}{50} = -0.273 \text{ pu}$$

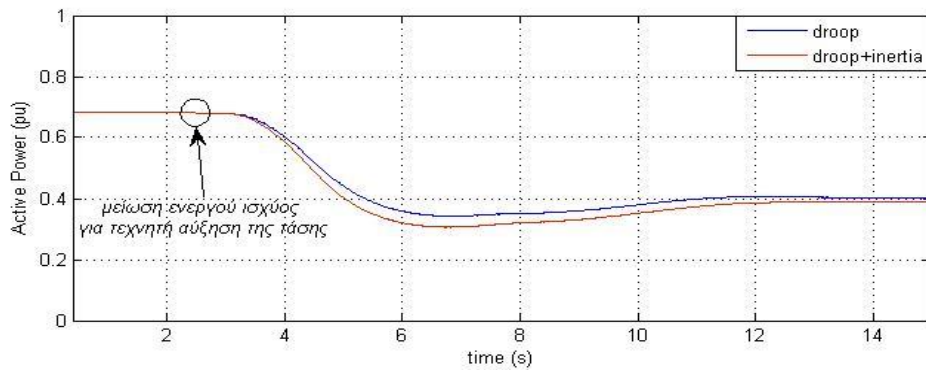
Από τα παραπάνω γίνεται εμφανές ότι για στατισμό 5% που ορίζει ο κώδικας, η μεταβολή της ισχύος είναι 40% ανά Hz. Επομένως στο case study που εξετάζεται η μεταβολή της συχνότητας θα πρέπει να προκαλέσει μείωση της απορροφούμενης ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς κατά 40%. Έτσι αναμένεται μετά τη ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα, οι ισχείς που εγγέουν οι μετατροπείς Φιλίππων και Λάρυμνας να είναι 0.53 και 0.41 pu αντίστοιχα. Κατά τη διαστασιολόγηση του συνολικού συστήματος που περιγράφηκε παραπάνω, στόχος είναι η επιθυμητή απόκριση από τα αιολικά πάρκα να επιτευχθεί με όσο το δυνατό μικρότερη τεχνητή αύξηση της DC τάσης και της νησιωτικής συχνότητας. Παράλληλα θα πρέπει να έχουν ληφθεί υπόψη τα επίπεδα τάσεων κατά την κανονική λειτουργία, έτσι ώστε ο συγκεκριμένος μηχανισμός να ενεργοποιείται μόνο όταν πραγματικά υπάρχει σφάλμα συχνότητας στο ηπειρωτικό σύστημα. Με βάση αυτά τα κριτήρια και σε συνδυασμό με όσα έχουν ειπωθεί στην ενότητα 5.5, το κέρδος k_E της σχέσης $\Delta E^* = k_E (f_{grid} - f_{ref})$ επιλέγεται ίσο με 3. Στη συνέχεια δεδομένου ότι κατά την κανονική λειτουργία για συνθήκες maxG-minL η DC τάση στους νησιωτικούς κόμβους δεν ξεπερνάει το 1.04 pu, ως άνω όριο της τάσης για την ενεργοποίηση της μεταβολής της συχνότητας από τους νησιωτικούς μετατροπείς λαμβάνεται το 1.05 pu. Οι τιμές των παραμέτρων της γραμμικής σχέσης $V_{DC} - f_{isl,ref}$ για τη διαμόρφωση της συχνότητας από τους νησιωτικούς μετατροπείς επιλέγονται έτσι ώστε για την πραγματοποιούμενη αύξηση της DC τάσης, η συχνότητα των νησιωτικών δικτύων να διαμορφώνεται περίπου στα 50.6 Hz. Με αυτά τα δεδομένα το κέρδος στατισμού των αιολικών πάρκων επιλέγεται να είναι $k_{dr} = 38$ και το κέρδος του αδρανειακού ελεγκτή $K_{in} = 10$. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρατίθενται στα σχήματα 7.3 και 7.4.



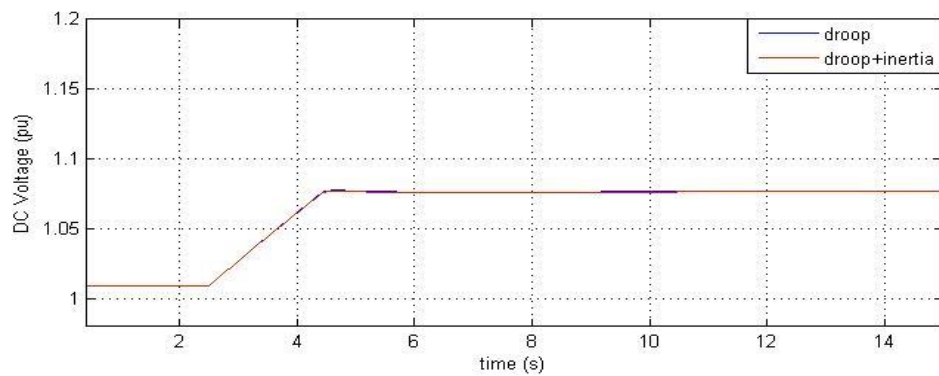
(α) Συχνότητα ηπειρωτικού δικτύου.



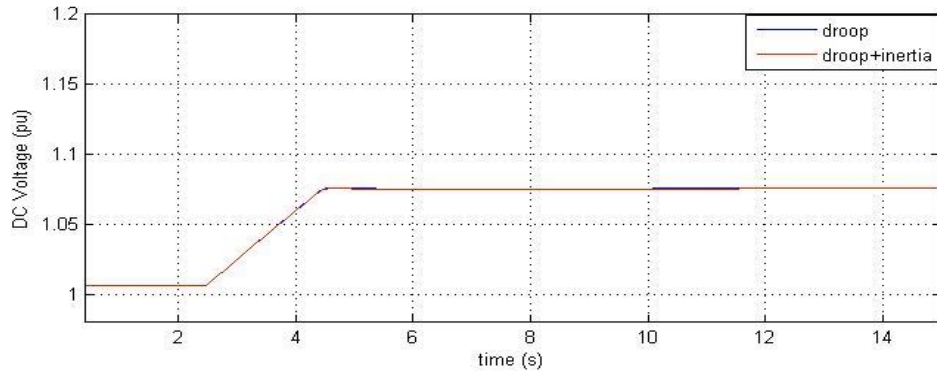
(β) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Φιλίππων ($S_b = 400\text{MVA}$).



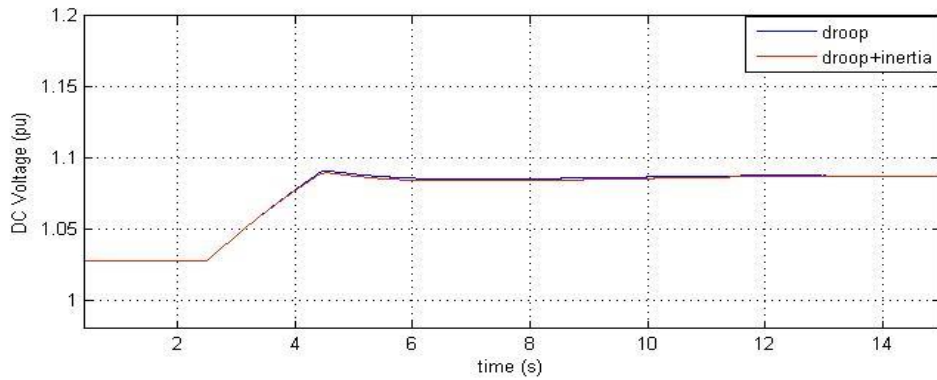
(γ) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Λάρυμνας ($S_b = 400\text{MVA}$).



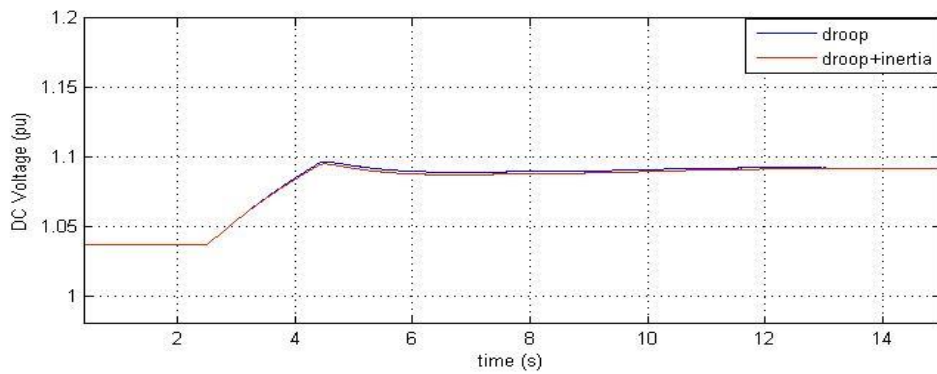
(δ) DC τάση μετατροπέα Φιλίππων ($V_b=300\text{kV}$).



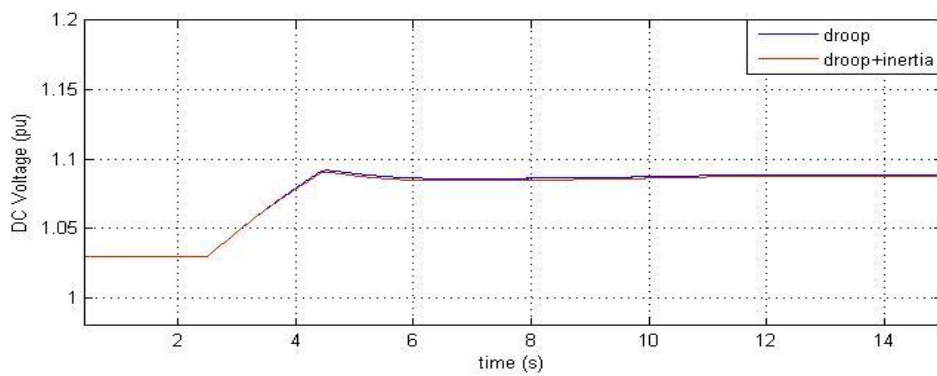
(ε) DC τάση μετατροπέα Λάρυμνας ($V_b=300kV$).



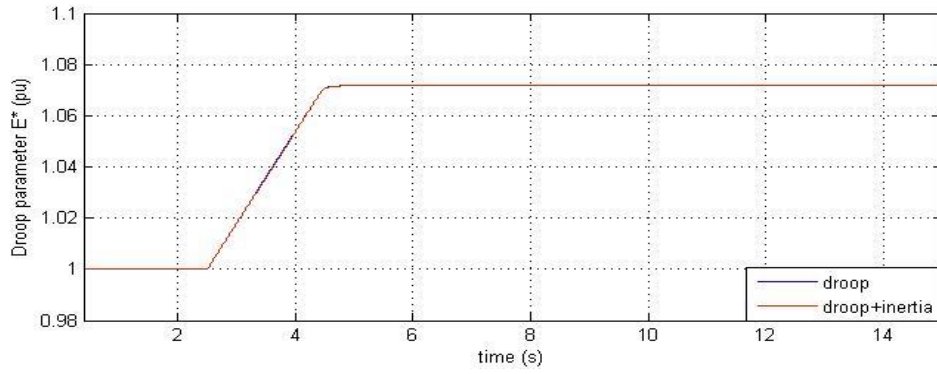
(στ) DC τάση μετατροπέα Λήμνου ($V_b=300kV$).



(ζ) DC τάση μετατροπέα Λέσβου ($V_b=300kV$).

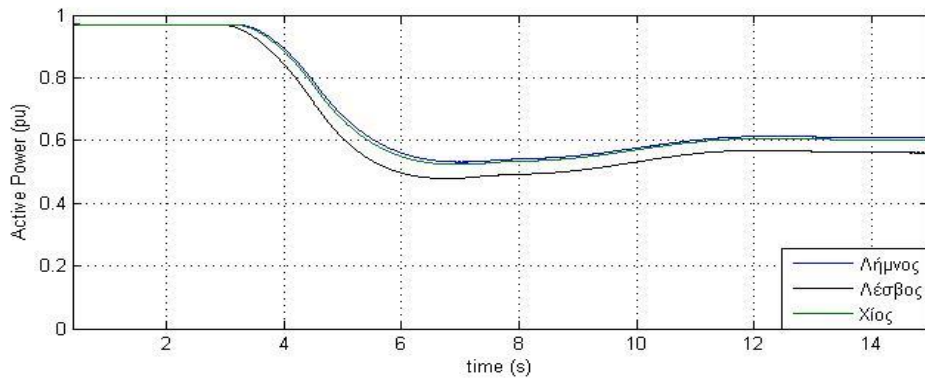


(η) DC τάση μετατροπέα Χίου ($V_b=300kV$).

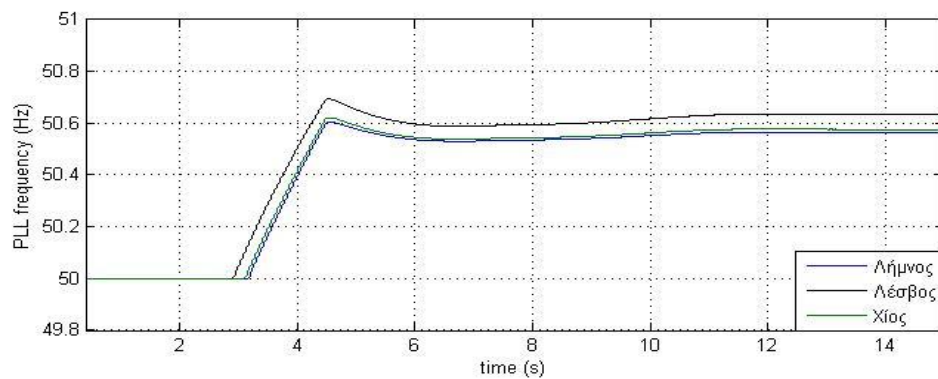


(θ) Τεχνητή μεταβολή της παραμέτρου E^* ($V_b=300kV$).

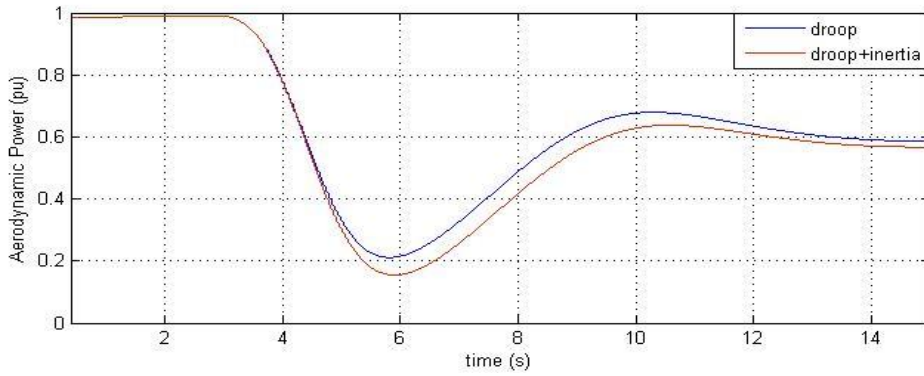
Σχήμα 7.3: Συμβολή HVDC πολυτεματικού δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας, με και χωρίς αδρανειακή απόκριση, σε περίπτωση συμβάντος υπερσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο.



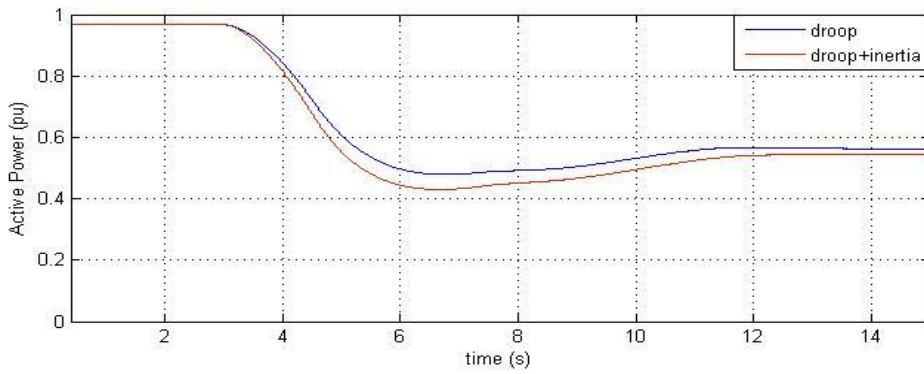
(α) Ενεργός ισχύς αιολικών πάρκων στα νησιωτικά συστήματα (ανηγμένη στην ονομαστική ισχύ του κάθε πάρκου).



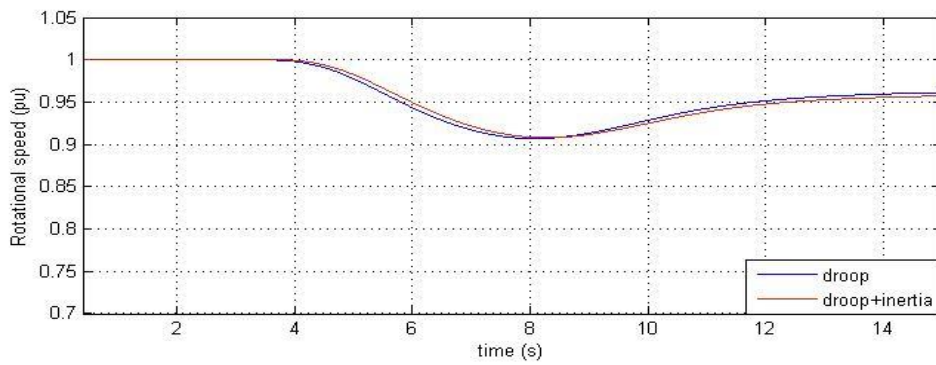
(β) Συχνότητα νησιωτικών δικτύων.



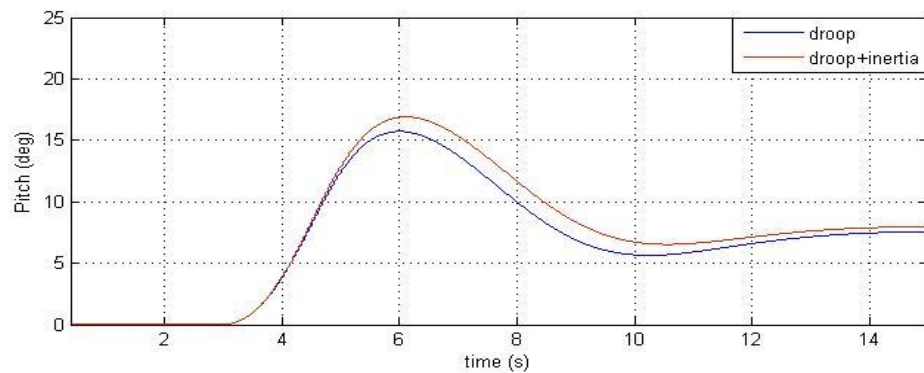
(γ) Αεροδυναμική ισχύς αιολικού πάρκου στη Λέσβο ($S_b = 350\text{MW}$).



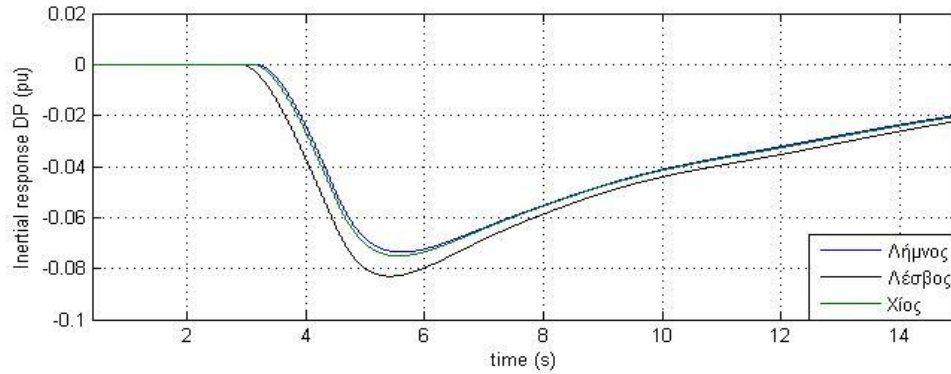
(δ) Ενεργός ισχύς αιολικού πάρκου στη Λέσβο ($S_b = 350\text{MW}$).



(ε) Ταχύτητα περιστροφής των ανεμογεννητριών.



(στ) Γωνία pitch πτερυγίων των ανεμογεννητριών.



(ζ) Σήμα μεταβολής της ισχύος στην έξοδο των αδρανειακών ελεγκτών για κάθε νησί (ανηγμένη στην ονομαστική ισχύ του κάθε πάρκου).

Σχήμα 7.4: Απόκριση αιολικών πάρκων και νησιωτικών δικτύων σε περίπτωση συμβάντος υπερσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο.

Κατ' αρχάς παρατηρούμε ότι μόλις η συχνότητα υπερβεί το άνω όριο των 50.2 Hz, ο μηχανισμός μεταβάλλει γραμμικά την παράμετρο στατισμού E^* ώστε να προκαλέσει την τεχνητή αύξηση της DC τάσης. Η αύξηση του E^* οδηγεί σε μια προσωρινή μικρή μείωση της απορροφούμενης ενεργού ισχύος, με αποτέλεσμα να δημιουργείται η επιθυμητή υπέρταση στους κόμβους του HVDC δικτύου. Διαπιστώνεται ότι η αύξηση της DC τάσης ακολουθεί τη μεταβολή της συχνότητας και είναι πανομοιότυπη σε όλους τους κόμβους. Τα διαφορετικά επίπεδα τάσεως στους νησιωτικούς μετατροπείς, που οφείλονται στη ροή ισχύος μεταξύ αυτών, δημιουργούν διαφοροποίηση στη μεταβολή της συχνότητας που προκαλείται σε κάθε νησί. Η διαφορά αυτή αν και δεν είναι πολύ μεγάλη παρουσιάζεται εντονότερη για τη Λέσβο, καθώς στον αντίστοιχο κόμβο η τάση παρουσιάζεται περισσότερο αυξημένη σε σχέση με τα άλλα δύο νησιά. Παρ' όλα αυτά λόγω της μείωσης της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα μειώνονται και οι ροές ισχύος στους DC συνδέσμους, επομένως οι αποκλίσεις μεταξύ των τάσεων περιορίζονται ακόμα περισσότερο. Κατά τα αναμενόμενα τα αιολικά πάρκα μειώνουν την παραγόμενη ισχύ τους σύμφωνα με τα προκαθορισμένα, καθώς η μεταβολή της συχνότητας που είναι περίπου στα 50.6 Hz ανιχνεύεται από το PLL του κάθε πάρκου. Λόγω της διαφοράς στις νησιωτικές συχνότητες που αναφέρθηκε παραπάνω, παρατηρείται και η μικρή διαφορά στη μεταβολή της ενεργού ισχύος των αιολικών πάρκων. Η απόκλιση δεν είναι πολύ μεγάλη, και μέσω κατάλληλης ρύθμισης το συνιστάμενο αποτέλεσμα μπορεί να είναι το επιθυμητό. Όσο αναφορά τη μείωση από τα αιολικά πάρκα, αυτή επιτυγχάνεται με κατάλληλη αύξηση της γωνίας pitch ενώ ταυτόχρονα η ταχύτητα περιστροφής μειώνεται στην τιμή που επιβάλλει το νέο επίπεδο παραγωγής.

Διαπιστώνεται λοιπόν ότι και οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς κατορθώνουν αξιόπιστα να μειώσουν την εγχεόμενη στο ηπειρωτικό δίκτυο ενεργό ισχύ τους, στο επίπεδο που επιβάλλεται από τον κώδικα σύμφωνα και με την ανάλυση που έγινε παραπάνω. Η μείωση αυτή πραγματοποιείται μέσα σε 3 sec από τη στιγμή που η συχνότητα θα ξεπεράσει τα 50.2 Hz, ενώ παρατηρείται ένας χρόνος αποκατάστασης της αποδιδόμενης ισχύος μικρότερος από 10 sec. Ακόμα, η αρχική μεταβολή της

ισχύος πραγματοποιείται μέσα σε 1 sec από τη στιγμή που η συχνότητα υπερβεί τα 50.2 Hz. Παρατηρούμε επίσης ότι η επιθυμητή ρύθμιση επιτυγχάνεται με το επίπεδο της DC τάσης να παραμένει εντός των αποδεκτών ορίων λειτουργίας ($\pm 20\%$), καθώς η υπέρταση δεν υπερβαίνει ούτε το 10% σε κανέναν από τους κόμβους του δικτύου. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι η συγκεκριμένη στρατηγική ελέγχου του HVDC συστήματος και ο προτεινόμενος έλεγχος των ανεμογεννητριών παρέχουν τη δυνατότητα για συμβατότητα με τις απαιτήσεις του κώδικα. Στην περίπτωση που ενσωματώνεται και η αδρανειακή απόκριση, η μείωση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα (και συνεπώς από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς) πραγματοποιείται ακόμα πιο γρήγορα και παρατηρείται μεγαλύτερη μεταβατική μείωση. Βέβαια όπως είναι λογικό η επίδραση του αδρανειακού ελεγκτή είναι μόνο για τα πρώτα δευτερόλεπτα, αφού στη συνέχεια το επίπεδο της παραγόμενης ισχύος καθορίζεται από τη χαρακτηριστική στατισμού των πάρκων, με αποτέλεσμα μετά από αυτό το διάστημα η ισχύς να είναι ίδια και για τις δύο περιπτώσεις. Ακόμα φαίνεται μια αμελητέα επίδραση στις DC τάσεις των νησιωτικών κόμβων που προκαλείται κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα, επειδή η προσωρινά μεγαλύτερη μείωση της παραγόμενης ισχύος δημιουργεί μικρότερες πτώσεις τάσεων. Εδώ να σημειωθεί ότι εάν η μεταβολή της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος δεν ήταν προκαθορισμένη, όπως στην περίπτωσή μας, θα αναμενόταν η αδρανειακή απόκριση να είχε επίδραση στη μεταβολή της συχνότητας και άρα στην τεχνητή μεταβολή της DC τάσης.

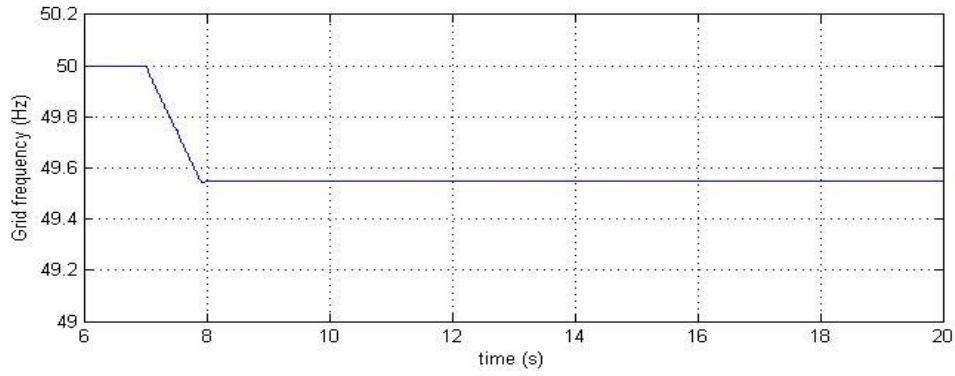
Διαπιστώνεται επίσης ότι η ρύθμιση που επιλέχθηκε για τις παραμέτρους των επιμέρους μηχανισμών κρίνεται ικανοποιητική, καθώς το σφάλμα υπερσυχνότητας μεταφέρεται μέσω τεχνητής αύξησης της τάσης ως ένα αντίστοιχο σφάλμα συχνότητας στα νησιωτικά δίκτυα. Επιπλέον, τα αιολικά πάρκα προσαρμόζουν την ισχύ τους με τέτοιο τρόπο ώστε οι ηπειρωτικοί μετατροπείς να αποκρίνονται σύμφωνα με τις προδιαγραφές που τίθενται. Ταυτόχρονα, το επίπεδο των DC τάσεων είναι εντός των φυσιολογικών ορίων καθώς δεν ξεπερνά ούτε το 10%. Η όποια βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης θα πρέπει να γίνει για το σύνολο των επιμέρους μηχανισμών (γραμμικές σχέσεις $f_{grid} - E^*$ και $V_{DC} - f_{isl,ref}$, κέρδη στατισμού και αδρανειακού ελεγκτή των αιολικών πάρκων), αφού λόγω της πολυπλοκότητας του συνολικού συστήματος μια μεμονωμένη αλλαγή μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα μια εσφαλμένη απόκριση από το HVDC δίκτυο.

7.3 Απόκριση HVDC δικτύου σε περίπτωση υποσυχνότητας

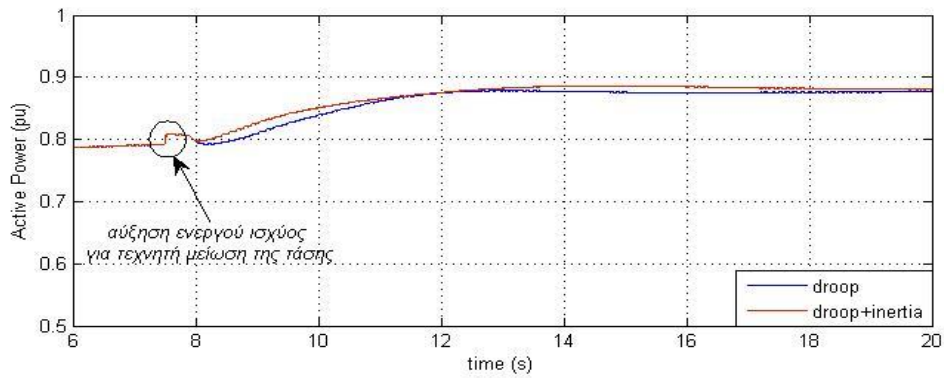
Στην παρούσα ενότητα προσομοιώνεται η απόκριση του HVDC συστήματος σε περίπτωση που στο ηπειρωτικό δίκτυο λάβει χώρα ένα συμβάν υποσυχνότητας. Σε αυτή την περίπτωση και οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς θα πρέπει να αυξήσουν την

εγγεόμενη ισχύ τους. Για να μπορεί να πραγματοποιηθεί αυτή η αύξηση θα πρέπει πρώτα τα αιολικά πάρκα να λειτουργούν διατηρώντας την απαιτούμενη εφεδρεία ισχύος. Η λογική που ακολουθείται εδώ είναι αντίστροφη της περίπτωσης υπερσυχνότητας. Ειδικότερα, η μείωση της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου προκαλεί τεχνητή μείωση της DC τάσης στους κόμβους του HVDC συστήματος με αποτέλεσμα οι νησιωτικοί μετατροπείς να μειώνουν τη συχνότητα των δικτύων. Έτσι τα αιολικά πάρκα αυξάνουν την παραγόμενη ισχύ τους ως απόκριση στη μείωση της νησιωτικής συχνότητας. Η στρατηγική ελέγχου του HVDC πολυτεματικού δικτύου χρησιμοποιεί και πάλι την έννοια του στατισμού, ενώ οι τιμές των σχετικών παραμέτρων τίθενται ίδιες με την περίπτωση που υλοποιήθηκε για το συμβάν υπερσυχνότητας. Η ταχύτητα του ανέμου θεωρείται σταθερή κοντά στην ονομαστική της τιμή, με τα αιολικά πάρκα να διατηρούν εφεδρεία 10% από τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ και τα νησιωτικά φορτία να λαμβάνονται ως ελάχιστα (συνθήκες maxG-minL). Και εδώ οι συνθήκες ανέμου θεωρούνται ίδιες και για τα τρία νησιά. Ακόμα, κατά τις προσομοιώσεις εξετάστηκε η απόκριση του HVDC συστήματος με και χωρίς αδρανειακή απόκριση από τα αιολικά πάρκα.

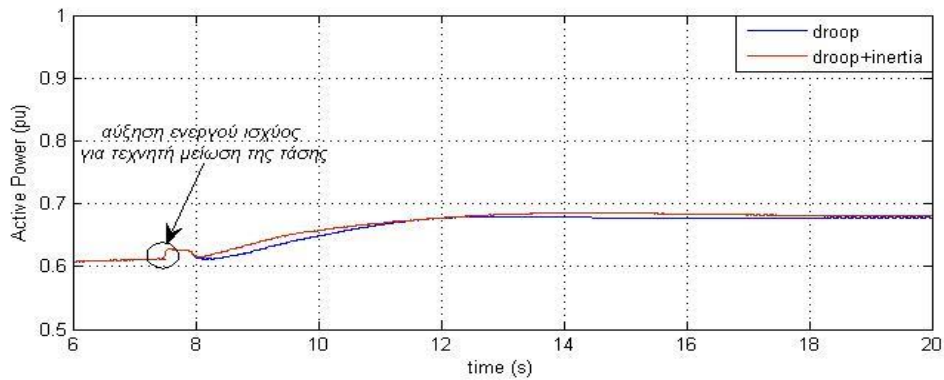
Για το συγκεκριμένο σενάριο η συχνότητα του ηπειρωτικού συστήματος μειώνεται από τα 50 στα 49.55 Hz μέσα σε 0.9 sec. Επιλέγεται στατισμός 5% και κάτω όριο deadband τα 49.8 Hz, για την απόκριση συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων. Με βάση τα παραπάνω, για την εξεταζόμενη μεταβολή της συχνότητας η απαιτούμενη αύξηση της εγγεόμενης ισχύος από τους μετατροπείς των Φιλιππων και της Λάρυμνας είναι 10% της διαθέσιμης ισχύος, οπότε γίνεται αντιληπτό ότι τα αιολικά πάρκα θα πρέπει να αποδώσουν το σύνολο της εφεδρείας που διατηρούν. Μελετώντας την περίπτωση που η αιχμή της ζήτησης των νησιών εξυπηρετείται αποκλειστικά από το ηπειρωτικό σύστημα μέσω του HVDC δικτύου (περίπτωση minG-maxL), η ελάχιστη τιμή της DC τάσης προσδιορίζεται στο 0.991 pu. Με βάση αυτό το δεδομένο, το κάτω όριο της τάσης για την ενεργοποίηση του μηχανισμού μεταβολής της συχνότητας από τους νησιωτικούς μετατροπείς ορίζεται στο 0.98 pu. Η διαστασιολόγηση των επιμέρους συστημάτων ελέγχου του μηχανισμού έγινε λαμβάνοντας υπόψη τα κριτήρια που αναφέρθηκαν και στην περίπτωση του σφάλματος υπερσυχνότητας. Για το σκοπό αυτό το κέρδος k_E ορίστηκε ίσο με 8, ενώ οι παράμετροι της γραμμικής σχέσης $V_{DC} - f_{isl,ref}$ επιλέχθηκαν έτσι ώστε η μεταβολή της ηπειρωτικής συχνότητας στα 49.55 Hz να μεταφέρεται στα νησιωτικά δίκτυα ως μια απόκριση στα 49.85 Hz. Με δεδομένα τα παραπάνω, η επιλογή των κερδών στατισμού και αδρανειακής απόκρισης των αιολικών πάρκων είναι $k_{dr} = 38$ και $K_{in} = 10$ αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων παρουσιάζονται στα σχήματα 7.5 και 7.6.



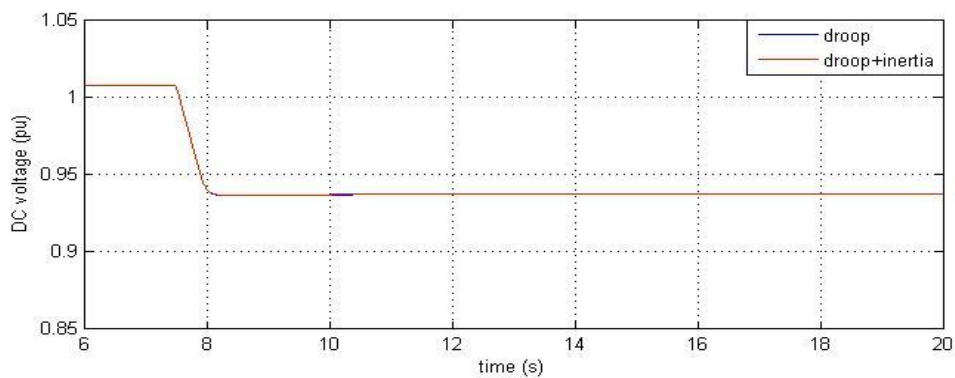
(α) Συχνότητα ηπειρωτικού δικτύου.



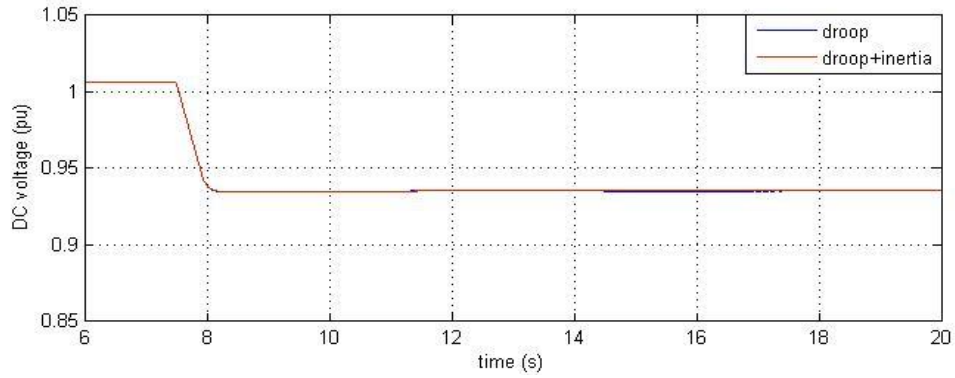
(β) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Φιλίππων ($S_b = 400\text{MVA}$).



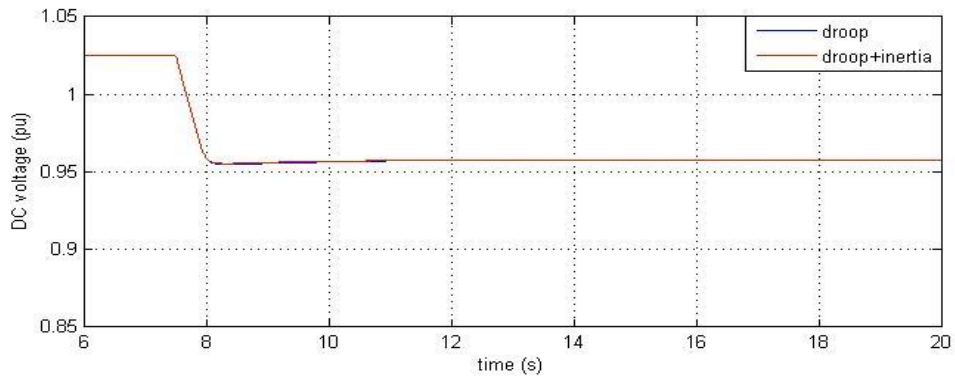
(γ) Ενεργός ισχύς μετατροπέα Λάρυμνας ($S_b = 400\text{MVA}$).



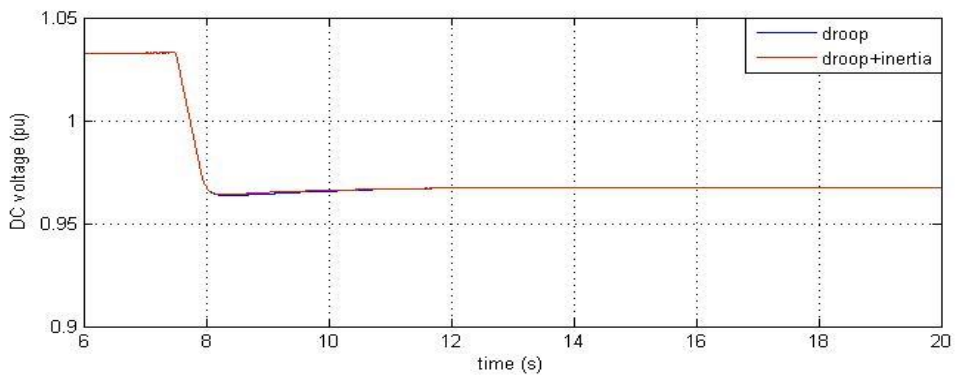
(δ) DC τάση μετατροπέα Φιλίππων ($V_b=300\text{kV}$).



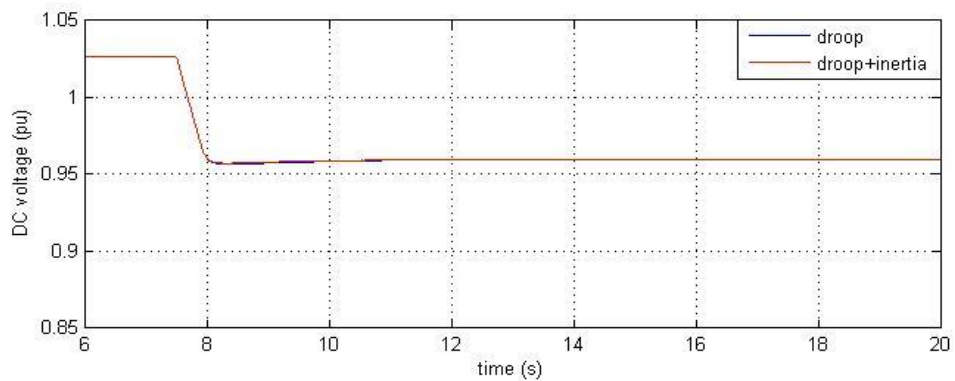
(ε) DC τάση μετατροπέα Λάρυμνας ($V_b=300\text{kV}$).



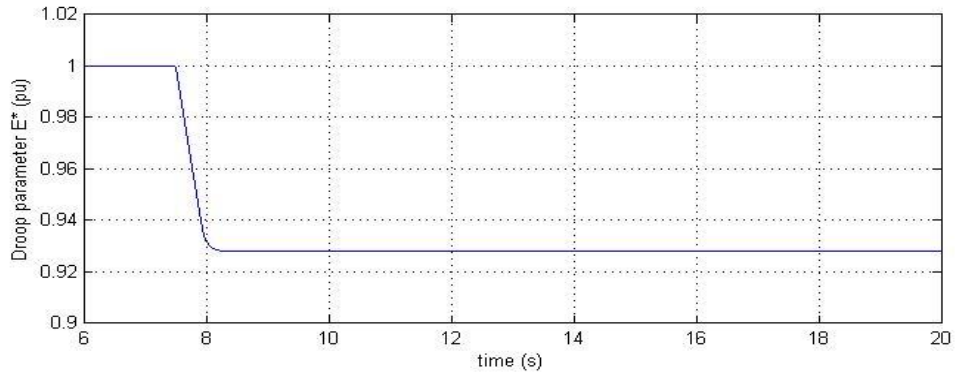
(στ) DC τάση μετατροπέα Λήμνου ($V_b=300\text{kV}$).



(ζ) DC τάση μετατροπέα Λέσβου ($V_b=300\text{kV}$).

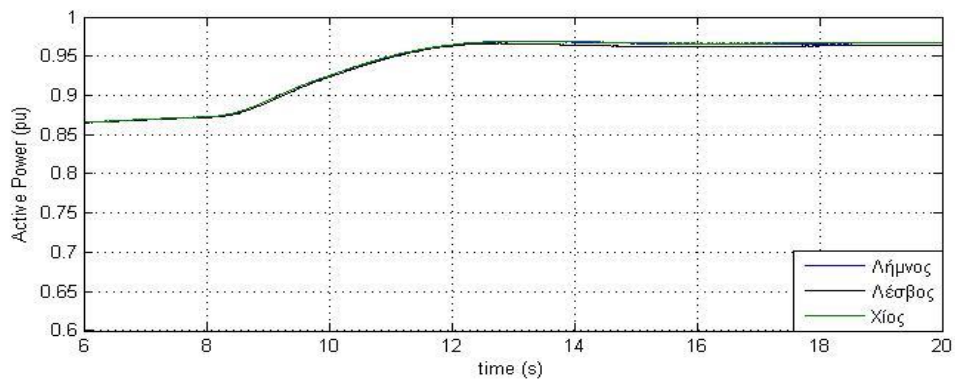


(η) DC τάση μετατροπέα Χίου ($V_b=300\text{kV}$).

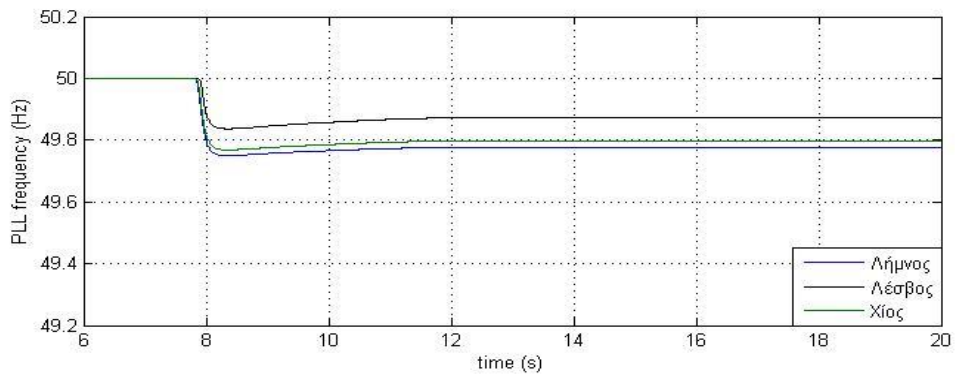


(θ) Τεχνητή μεταβολή της παραμέτρου E^* ($V_b=300kV$).

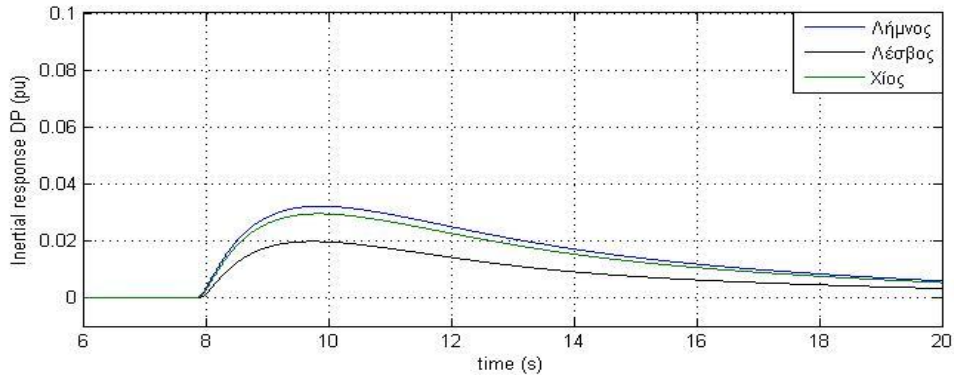
Σχήμα 7.5: Συμβολή HVDC πολυτεματικού δικτύου στη ρύθμιση της συχνότητας, με και χωρίς αδρανειακή απόκριση, σε περίπτωση συμβάντος υποσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο.



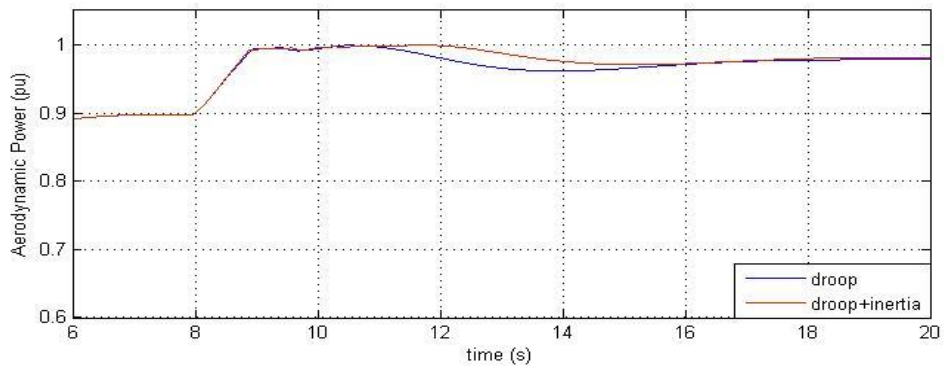
(α) Ενεργός ισχύς αιολικών πάρκων στα νησιωτικά συστήματα (ανηγμένη στην ονομαστική ισχύ του κάθε πάρκου).



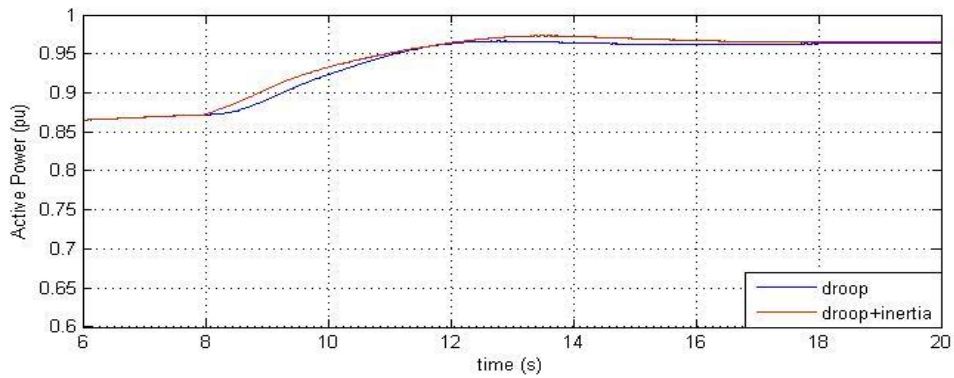
(β) Συχνότητα νησιωτικών δικτύων.



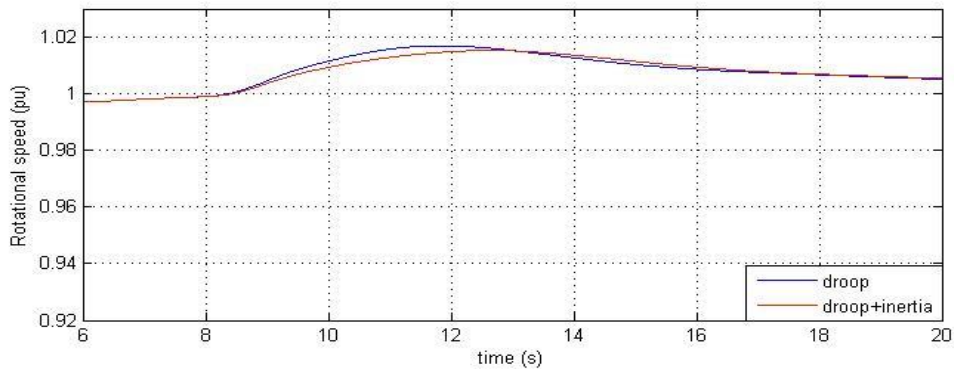
(γ) Σήμα μεταβολής της ισχύος από τους αδρανειακούς ελεγκτές των αντίστοιχων αιολικών πάρκων (ανηγμένα στην ονομαστική ισχύ του κάθε πάρκου).



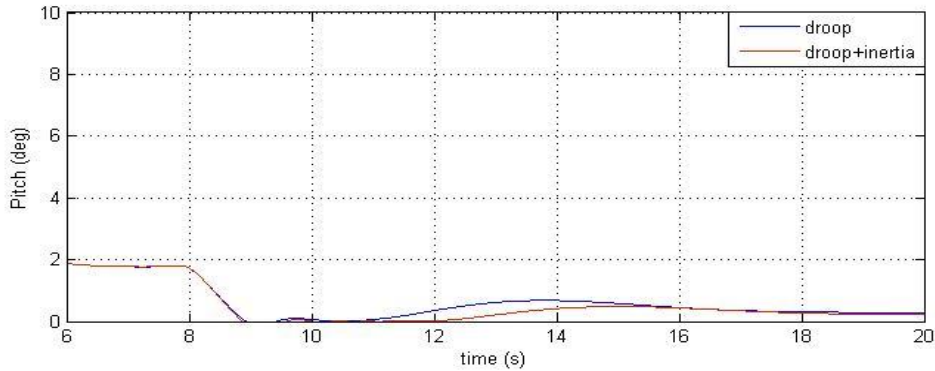
(δ) Αεροδυναμική ισχύς αιολικού πάρκου στη Λέσβο ($S_b = 350\text{MW}$).



(ε) Ενεργός ισχύς αιολικού πάρκου στη Λέσβο ($S_b = 350\text{MW}$).



(στ) Ταχύτητα περιστροφής των ανεμογεννητριών.



(ζ) Γωνία pitch πτερυγίων των ανεμογεννητριών.

Σχήμα 7.6: Απόκριση αιολικών πάρκων και νησιωτικών δικτύων σε περίπτωση συμβάντος υπερσυχνότητας στο ηπειρωτικό δίκτυο.

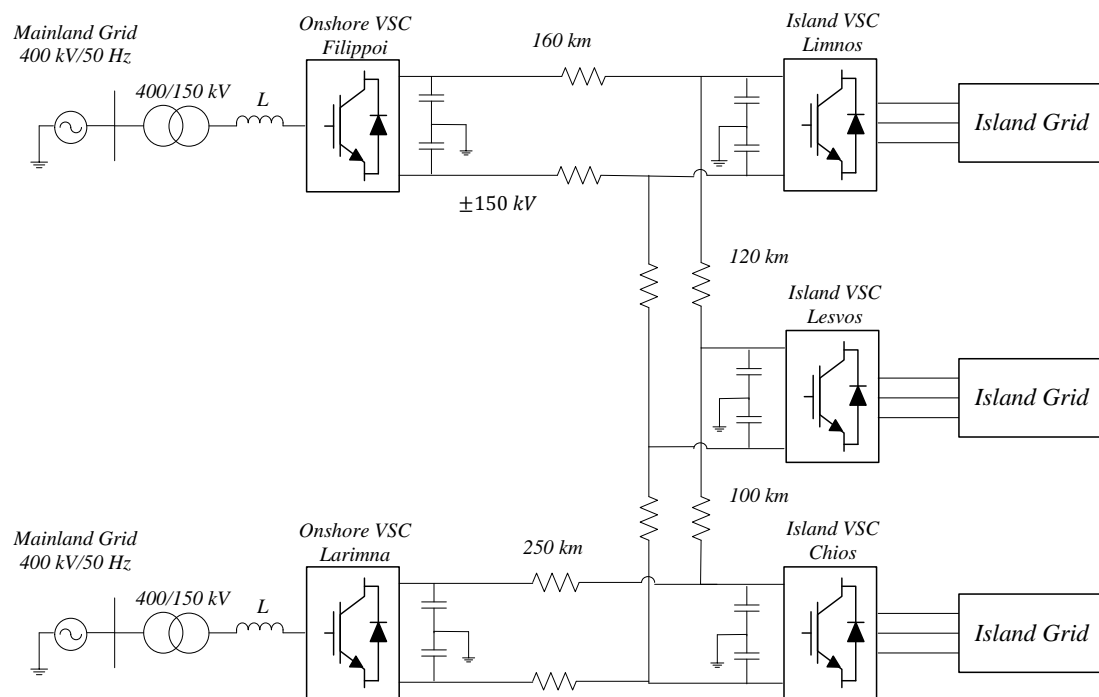
Από τα παραπάνω διαφαίνεται ότι η απόκριση του HVDC δικτύου είναι σύμφωνα με τα αναμενόμενα. Πιο συγκεκριμένα, η μείωση της συχνότητας κάτω από τα 49.8 Hz προκαλεί την άμεση μείωση της παραμέτρου E^* , η οποία μειώνεται ανάλογα με τη μεταβολή της ηπειρωτικής συχνότητας και ίδια για τους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς. Η μεταβολή αυτή του E^* έχει ως αποτέλεσμα την προσωρινή αύξηση την απορροφούμενης ενεργού ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς, ώστε να προκληθεί η τεχνητή μείωση της DC τάσης. Αυτή η προσωρινή μεταβολή της ισχύος είναι εντονότερη σε αυτή την περίπτωση, διότι ο ρυθμός μεταβολής της παραμέτρου E^* είναι μεγαλύτερος σε σχέση με τον αντίστοιχο ρυθμό στο case study της υπερσυχνότητας που εξετάστηκε προηγουμένως. Ο παραπάνω μηχανισμός επιτυγχάνει τη μείωση του επιπέδου των DC τάσεων πανομοιότυπα σε όλους τους κόμβους. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η DC τάση στους νησιωτικούς μετατροπείς να πέφτει κάτω από το όριο ενεργοποίησης του 0.98 pu, κάτι που είναι και το επιθυμητό. Η μεταβολή της συχνότητας των νησιωτικών δικτύων είναι βάση των ρυθμίσεων που έχουν γίνει, παρατηρούνται όμως κάποιες αποκλίσεις που οφείλονται στις διαφορετικές τάσεις μεταξύ των νησιωτικών κόμβων. Οι αποκλίσεις αυτές είναι εντονότερες εδώ, διότι τα αυξημένα επίπεδα παραγωγής οδηγούν σε μεγαλύτερες ροές ισχύος μεταξύ των κόμβων του δικτύου. Με την κατάλληλη ρύθμιση του στατισμού των αιολικών πάρκων, το παραπάνω ζήτημα μπορεί να αντιμετωπιστεί ως ένα βαθμό ώστε τα αιολικά πάρκα να αποδώσουν το σύνολο της εφεδρείας που διατηρούν. Οι ανεμογεννήτριες, μέσω μείωσης της γωνίας pitch, αυξάνουν την αεροδυναμική ισχύ που απορροφούν κάτι που οδηγεί σε αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος που αποδίδουν στο δίκτυο, ενώ η ταχύτητα περιστροφής αυξάνεται μεταβατικά μέσα σε λογικά όρια. Συμπεραίνεται επομένως ότι με τη συγκεκριμένη ρύθμιση επιτυγχάνεται η πλήρης απόδοση της εφεδρείας από τα αιολικά πάρκα, με αποτέλεσμα και οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς να αυξήσουν την εγγεόμενη στο ηπειρωτικό σύστημα ισχύ τους κατά 10%, όπως ήταν και το επιθυμητό. Όσο αφορά τους χρόνους απόκρισης, η αρχική μεταβολή της αποδιδόμενης ενεργού ισχύος στο ηπειρωτικό δίκτυο από το μετατροπέα πραγματοποιείται σε λιγότερο από 1 sec, ενώ η πλήρης αύξηση της ισχύος γίνεται μέσα στα πρώτα 5 sec.

Στην περίπτωση που συμπεριλαμβάνεται και η αδρανειακή απόκριση, τα αιολικά πάρκα αυξάνουν ταχύτερα και περισσότερο την παραγόμενη ισχύ τους κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα, ενώ στη συνέχεια όπως είναι λογικό η μεταβολή είναι ίδια με την περίπτωση χωρίς αδρανειακή απόκριση κάτι που οφείλεται στο ότι ο στατισμός παραμένει ίδιος και για τις δύο περιπτώσεις. Λόγω της μικρής μεταβολής στη συχνότητα των νησιωτικών δικτύων, η συμβολή του αδρανειακού ελεγκτή είναι περιορισμένη, παραμένει όμως εμφανής. Επίσης παρατηρείται ότι η παροχή αυτής της επιπλέον ισχύος διαφέρει μεταξύ των νησιών, λόγω των αποκλίσεων στη μεταβολή της συχνότητας. Όπως και να χει, η αδρανειακή απόκριση συμβάλλει έστω και περιορισμένα στην ταχύτερη και μεγαλύτερη αύξηση της εγχέομενης ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς κατά το αρχικό διάστημα μετά την εμφάνιση του σφάλματος. Επιπλέον φαίνεται να μην υπάρχει κάποια ουσιαστική μεταβολή στην DC τάση, παρά μόνο μια αμελητέα αύξηση των τάσεων στους νησιωτικούς κόμβους για το χρονικό διάστημα που η παραγόμενη ισχύς αυξάνεται περισσότερο λόγω της επιπλέον ισχύος που εγχέεται προσωρινά. Για αυτά τα επίπεδα πρόσθετης ισχύος η επίδραση του ελεγκτή δεν δείχνει να είναι ιδιαίτερα μεγάλη στα μεγέθη των ανεμογεννητριών, επομένως το κέρδος των αδρανειακών ελεγκτών θα μπορούσε να αυξηθεί ώστε να γίνει και πιο έντονη η συμβολή τους στην απόκριση του HVDC δικτύου κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα.

Όσο αναφορά την επιλεγείσα διαστασιολόγηση των επιμέρους συστημάτων ελέγχου του μηχανισμού, αυτή κρίνεται ικανοποιητική δεδομένου ότι επιτυγχάνεται η επιθυμητή αύξηση της ισχύος μέσα σε έγκαιρο χρονικό διάστημα. Επιπλέον η μείωση του επιπέδου των DC τάσεων είναι μέσα στα επιτρεπόμενα όρια ($\pm 20\%$), αφού οι μεταβολές τους δεν ξεπερνούν ούτε το 10%, ενώ ταυτόχρονα η τάση στους νησιωτικούς κόμβους είναι κάτω από το προκαθορισμένο όριο ενεργοποίησης του μηχανισμού μεταβολής της συχνότητας από τους αντίστοιχους μετατροπείς. Είναι αυτονόητο ότι και σε αυτή την περίπτωση όπως και στην προηγούμενη, οποιαδήποτε βελτιστοποίηση των παραμέτρων των επιμέρους ελεγκτών θα πρέπει να γίνεται με βάση το συνολικό μηχανισμό και όχι μεμονωμένα.

Τοπολογία του εξεταζόμενου HVDC πολυτερματικού δικτύου

Στο σχήμα 7.7 παρουσιάζεται η τοπολογία του HVDC πολυτερματικού δικτύου που χρησιμοποιήθηκε κατά τις προσομοιώσεις. Διακρίνονται οι δύο ηπειρωτικοί και οι τρεις νησιωτικοί μετατροπείς, οι μεταξύ τους διασυνδέσεις, οι χιλιομετρικές αποστάσεις και μια απλοποιημένη αναπαράσταση του ηπειρωτικού συστήματος. Η αναπαράσταση των νησιωτικών συστημάτων έχει παρουσιαστεί στο κεφάλαιο 5.



Σχήμα 7.7: Αναπαράσταση της πολυτερματικής HVDC τοπολογίας που προσομοιώθηκε.

Κεφάλαιο 8

Συμπεράσματα και Μελλοντικές Προοπτικές

8.1 Συμπεράσματα

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας αρχικά διερευνήθηκε, θεωρητικά και μέσω προσομοιώσεων, η δυνατότητα των ανεμογεννητριών να διατηρούν εφεδρεία ισχύος και να αποκρίνονται στις μεταβολές της συχνότητας. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την παραπάνω διερεύνηση οδηγούν στο συμπέρασμα ότι τα αιολικά πάρκα έχουν πλέον την ικανότητα να παρέχουν εφεδρείες και να συμμετέχουν αξιόπιστα στη ρύθμιση της συχνότητας των ΣΗΕ.

Η έννοια της εφεδρείας από ανεμογεννήτριες παρουσιάζει διαφορές σε σχέση με την εφεδρεία των συμβατικών μονάδων, καθώς το περιθώριο ισχύος διατηρείται από την εκάστοτε μέγιστη διαθέσιμη ισχύ και όχι από την ονομαστική ισχύ του σταθμού παραγωγής. Υπάρχουν διάφοροι τύποι εφεδρείας που παρέχονται από τα αιολικά πάρκα, όπως σταθερή ποσότητα ισχύος ή ποσοστιαία εφεδρεία ως ποσοστό της διαθέσιμης ισχύος. Οι τεχνικές που χρησιμοποιούνται ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή αποφόρτιση αναφέρονται είτε σε μεταβολή της γωνίας pitch είτε σε μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα. Οι τεχνικές pitching μπορούν να εφαρμοστούν σε όλα τα εύρη λειτουργίας, με τη συνεχή όμως μεταβολή της γωνίας να αυξάνει την καταπόνηση του μηχανισμού pitch. Οι μέθοδοι με μεταβολή της ταχύτητας αφορούν κυρίως λειτουργία σε μεγαλύτερη ταχύτητα περιστροφής (overspeeding), έχουν όμως περιορισμένο εύρος εφαρμογής καθώς η ταχύτητα περιστροφής δεν μπορεί να ξεπερνάει την ονομαστική. Όσο αναφορά την απόκριση συχνότητας αυτή αναφέρεται είτε στον έλεγχο στατισμού, ώστε οι ανεμογεννήτριες να μπορούν να συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας, είτε στην τεχνητή αδρανειακή απόκριση αυτών, η οποία εκμεταλεύεται τον ταχύτερο έλεγχο των ηλεκτρονικών μετατροπέων ώστε μέρος της κινητικής ενέργειας των στρεφόμενων μερών να αποδοθεί στο δίκτυο. Ακόμα, σημαντικό ρόλο για την απόκριση στις μεταβολές της συχνότητας των Α/Γ μεταβλητών στροφών έχει η αξιόπιστη ανίχνευση αυτής, η οποία πραγματοποιείται μέσω της διάταξης του PLL που χρησιμοποιείται για το συγχρονισμό των μετατροπέων με το δίκτυο.

Κατά τις προσομοιώσεις χρησιμοποιήθηκε ένα μοντέλο του αεροδυναμικού μέρους της Α/Γ που συμπεριλαμβάνει τα κατάλληλα σχήματα ελέγχου, τα οποία δίνουν τη δυνατότητα σε μια Α/Γ μεταβλητών στροφών να λειτουργεί με εφεδρεία

και να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας. Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αρχικά διαφαίνεται ότι το συγκεκριμένο σχήμα ελέγχου δίνει τη δυνατότητα για λειτουργία μέγιστης δυνατής παραγωγής για ταχύτητες ανέμου μικρότερες από την ονομαστική και περιορισμού της ισχύος στην ονομαστική τιμή για μεγαλύτερες ταχύτητες. Στη συνέχεια διαπιστώνεται ότι η Α/Γ είναι σε θέση να διατηρεί διάφορα επίπεδα εφεδρείας, τόσο σταθερής ισχύος όσο και ποσοστιαίας, ανάλογα με τις εντολές που λαμβάνει και για διαφορετικά επίπεδα ταχύτητας ανέμου. Η ρύθμιση επιτυγχάνεται μέσω κατάλληλης αύξησης της γωνίας pitch σε σχέση με τη λειτουργία σε MPPT, ενώ μπορεί ανάλογα και με το επίπεδο φόρτισης της Α/Γ να παρατηρηθεί ή όχι μια μικρή μείωση της ταχύτητας περιστροφής. Επίσης, η Α/Γ είναι σε θέση να δεχτεί μια εντολή περιορισμού της παραγόμενης ισχύος και να την υλοποιήσει αξιόπιστα μεταβάλλοντας τη γωνία pitch, ώστε να περιοριστεί η απορροφούμενη αεροδυναμική ισχύς στο επιθυμητό επίπεδο.

Όσο αναφορά την απόκριση συχνότητας της Α/Γ μέσω ελέγχου στατισμού, συμπεραίνεται ότι υπάρχει πλήρη συμβατότητα με τους κώδικες δικτύων. Πιο συγκεκριμένα, η Α/Γ μεταβάλλει με ακρίβεια την παραγόμενη ισχύ της στο επιθυμητό επίπεδο που υπαγορεύει η καμπύλη στατισμού με βάση τη μεταβολή της συχνότητας. Παράλληλα, οι χρόνοι αρχικής απόκρισης και αποκατάστασης της μεταβολής της ισχύος ικανοποιούν τις απαιτήσεις που τίθενται από τους κώδικες, ενώ συμπεραίνεται ότι είναι δυνατόν να επιτευχθεί γρηγορότερη ρύθμιση σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Επίσης παρατηρείται μια διαφοροποίηση στους χρόνους απόκρισης ανάλογα με τον αν αυξάνεται ή μειώνεται η παραγόμενη ισχύς, κάτι που οφείλεται στη διαμόρφωση του συγκεκριμένου ελέγχου. Η προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος πραγματοποιείται μέσω μεταβολής της γωνίας pitch, ενώ η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ μεταβάλλεται εντός φυσιολογικών ορίων. Επιπλέον από τις προσομοιώσεις επιβεβαιώνεται η αξιόπιστη ανίχνευση της συχνότητας από το PLL της Α/Γ ακόμα και σε ακραίες περιπτώσεις μεταβολής αυτής, όπως οι βηματικές μεταβολές. Να σημειωθεί εδώ ότι η πλήρης και ακριβής αύξηση της παραγόμενης ισχύος στην περίπτωση σφάλματος υποσυχνότητας επιβεβαιώνει την αξιόπιστη διατήρηση εφεδρείας εκ μέρους των ανεμογεννητριών.

Διαπιστώθηκε ακόμα ότι οι Α/Γ που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών μετατροπέων ισχύος με το δίκτυο έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν κάποιας μορφής τεχνητής αδρανειακής απόκρισης. Από την προσομοίωση ενός συμβάντος υποσυχνότητας διαπιστώθηκε ότι στην περίπτωση που δεν έχει διατηρηθεί κάποια ποσότητα εφεδρείας, η αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος που εγγέεται στο δίκτυο είναι μεν ταχύτερη αλλά διαρκεί μόνο κάποια δευτερόλεπτα και ακολουθείται από μία μεταβατική μείωση αυτής. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι ότι η μείωση της ταχύτητας περιστροφής που προκαλείται από την αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος, δεν μπορεί να ρυθμιστεί από την αεροδυναμική ισχύ με αποτέλεσμα να ρυθμίζεται μέσω μείωσης της ηλεκτρικής ισχύος. Στην περίπτωση που η Α/Γ διατηρεί εφεδρεία υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης της ταχύτητας περιστροφής μέσω αύξησης της

αεροδυναμικής ισχύος, οπότε και δίνεται η δυνατότητα για μεταβολή της ηλεκτρικής ισχύος για όσο διάστημα απαιτηθεί από τον αδρανειακό ελεγκτή.

Στη συνέχεια εξετάστηκε η λειτουργία και η απόκριση ενός HVDC πολυτερματικού δικτύου (DC βρόχος του Β. Αιγαίου), όταν στην υπεράκτια πλευρά του υπάρχουν συνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα με μεγάλη αιολική παραγωγή και φορτία. Ένα από τα κύρια θέματα που ανακύπτουν κατά την κανονική λειτουργία μιας τέτοιας τοπολογίας αφορά τον έλεγχο του ισοζυγίου ενεργού ισχύος στο δίκτυο, ο οποίος συνδέεται άμεσα με τη ρύθμιση της DC τάσης. Η στρατηγική ελέγχου που εφαρμόστηκε κατά τις προσομοιώσεις είναι ο έλεγχος στατισμού, βάση του οποίου ο έλεγχος της DC τάσης γίνεται κατανεμημένα από όλους τους ηπειρωτικούς μετατροπείς με βάση τις χαρακτηριστικές στατισμού τους. Όσο αναφορά τους υπεράκτιους μετατροπείς, αυτοί λειτουργούν ως grid-forming ρυθμίζοντας την τάση και τη συχνότητα στα νησιωτικά δίκτυα στις τιμές αναφοράς τους. Κατά την προσομοίωση, θεωρώντας μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου στην υπεράκτια πλευρά, διαπιστώνεται ότι η μεταβαλλόμενη παραγωγή των αιολικών πάρκων εγγέεται απρόσκοπτα στο HVDC δίκτυο από τους νησιωτικούς μετατροπείς, ενώ οι ηπειρωτικοί μετατροπείς κατορθώνουν να απορροφούν το σύνολο της ισχύος διατηρώντας τα επίπεδα της DC τάσης εντός των φυσιολογικών ορίων. Για τα ίδια κέρδη στατισμού k_p που έχουν επιλεγεί ο διαμοιρασμός της ισχύος γίνεται με βάση τα φυσικά χαρακτηριστικά του συστήματος, οπότε η μεγαλύτερη ροή ισχύος είναι προς το μετατροπέα των Φιλίππων λόγω ότι πρόκειται για την όδευση με τη χαμηλότερη αντίσταση. Επίσης, τα διαφορετικά επίπεδα παραγωγής από τα αιολικά πάρκα έχουν ως αποτέλεσμα διαφορετικά επίπεδα DC τάσεων στους κόμβους του HVDC δικτύου, με τη μεταβολή να είναι εντονότερη στους νησιωτικούς κόμβους. Επομένως, η μεταβολή της εφεδρείας των πάρκων αποτελεί έναν τρόπο ρύθμισης των επιπέδων της DC τάσης εάν αυτό κριθεί αναγκαίο.

Ακολούθως, εξετάστηκε η δυνατότητα του HVDC πολυτερματικού δικτύου να αποκρίνεται στις μεταβολές της συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος, ώστε να υπάρχει συμβατότητα με τους κώδικες. Το κυρίως ζήτημα που τίθεται σε αυτή την περίπτωση έχει να κάνει με το ότι το HVDC δίκτυο απομονώνει την υπεράκτια πλευρά από τα σφάλματα του ηπειρωτικού συστήματος, με αποτέλεσμα το σφάλμα συχνότητας να μην γίνεται αντιληπτό από τα νησιωτικά συστήματα και έτσι τα αιολικά πάρκα να μην μεταβάλλουν την παραγόμενη ισχύ τους. Μια λύση για την αντιμετώπιση αυτού του ζητήματος είναι η χρήση απομακρυσμένης επικοινωνίας, ώστε να μεταδοθεί η πληροφορία του σφάλματος και τα αιολικά πάρκα να ειδοποιηθούν για να μεταβάλλουν την παραγόμενη ισχύ τους. Μια τέτοια λύση όμως εγείρει θέματα αξιοπιστίας και γι' αυτό το λόγο στην παρούσα εργασία εξετάστηκε η μεταφορά του σφάλματος στα νησιωτικά δίκτυα μέσω των ηλεκτρικών μεγεθών (DC τάση, νησιωτική συχνότητα). Πιο συγκεκριμένα, οι μετατροπείς εφοδιάζονται με μηχανισμούς ελέγχου που δίνουν τη δυνατότητα το σφάλμα συχνότητας στο ηπειρωτικό σύστημα να μετατραπεί σε μια τεχνητή μεταβολή της DC τάσης από τον ηπειρωτικό μετατροπέα. Με βάση αυτή τη μεταβολή οι υπεράκτιοι μετατροπείς

διαμορφώνουν ανάλογα τη νησιωτική συχνότητα, ώστε τα αιολικά πάρκα να ανιχνεύσουν αυτή τη μεταβολή και να προσαρμόσουν ανάλογα την παραγόμενη ισχύ τους. Η δυσκολία σε αυτή την περίπτωση έγκειται στη διαστασιολόγηση των επιμέρους μηχανισμών, ώστε το συνολικό σύστημα να αποκριθεί σύμφωνα με τα αναμενόμενα. Ένας ακόμα προβληματισμός είναι ότι η μεταβολή της DC τάσης και των νησιωτικών συχνοτήτων παραμένει καθ' όλη τη διάρκεια του σφάλματος συχνότητας, η οποία μπορεί να είναι αρκετά μεγάλη. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την ύπαρξη των νησιωτικών δικτύων, που περιλαμβάνουν φορτία και πιθανόν συμβατική παραγωγή, δημιουργεί προβληματισμούς για την εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθόδου.

Από την προσομοίωση για ένα σφάλμα υπερσυχνότητας διαπιστώθηκε ότι η απαιτούμενη μείωση της ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς πραγματοποιείται με μεγάλη ακρίβεια. Παράλληλα, οι χρόνοι αρχικής καθυστέρησης και ενεργοποίησης της πλήρους μεταβολής είναι εντός των απαιτήσεων που τίθενται από τους κώδικες. Φάνηκε ότι και οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς μειώνουν προσωρινά την ισχύ τους ώστε να προκληθεί η τεχνητή αύξηση της DC τάσης. Η επιλεγμένη ρύθμιση μεταφέρει το σφάλμα της συχνότητας μειωμένο στα νησιωτικά δίκτυα όπου τα αιολικά πάρκα, τα οποία αρχικά παράγουν τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τους, μειώνουν την παραγωγή τους στα επιθυμητά επίπεδα. Συμπεραίνεται επομένως ότι οι επιλεγμένες τιμές για το κέρδος k_E , τις παραμέτρους της γραμμικής σχέσης $V_{DC} - f_{isl,ref}$ και το κέρδος στατισμού k_{dr} , διασφαλίζουν ότι η απόκριση του HVDC δικτύου είναι η επιθυμητή ενώ ταυτόχρονα τα επίπεδα της DC τάσης παραμένουν εντός των επιτρεπτών ορίων. Ακόμα, η ενεργοποίηση και του αδρανειακού ελεγκτή οδηγεί σε μια ταχύτερη και μεγαλύτερη μείωση της αιολικής παραγωγής, κάτι που φαίνεται και στη μεταβολή της ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων.

Για την περίπτωση του σφάλματος υποσυχνότητας, τα αιολικά πάρκα διατηρούν την απαιτούμενη ποσότητα εφεδρείας ώστε να μπορούν να αυξήσουν την ισχύ τους. Και σε αυτή την περίπτωση τα αποτελέσματα έδειξαν ότι εφόσον έχει διατηρηθεί η απαιτούμενη εφεδρεία από τα πάρκα, το HVDC δίκτυο είναι σε θέση να αυξήσει την εγχεόμενη ισχύ προς το ηπειρωτικό σύστημα ικανοποιώντας πλήρως τις απαιτήσεις τόσο ως προς την επιθυμητή μεταβολή όσο και ως προς τους χρόνους απόκρισης. Διαπιστώθηκε ότι οι ηπειρωτικοί μετατροπείς αυξάνουν προσωρινά την ισχύ τους ώστε να προκληθεί η τεχνητή μείωση της DC τάσης. Ακόμα η επιλεγμένη ρύθμιση των παραμέτρων των επιμέρους μηχανισμών εξασφαλίζει και εδώ την επιθυμητή μεταβολή της ισχύος από το σύνολο των αιολικών πάρκων, με τα επίπεδα της DC τάσης να διατηρούνται εντός των επιτρεπτών ορίων και τη μεταβολή της συχνότητας να μεταφέρεται μειωμένη στα νησιά. Τα μεγαλύτερα επίπεδα αιολικής παραγωγής οδηγούν σε μεγαλύτερες πτώσεις τάσεων, με αποτέλεσμα μεγαλύτερες αποκλίσεις μεταξύ των νησιωτικών συχνοτήτων. Με κατάλληλη ρύθμιση των στατισμών των αιολικών πάρκων το πρόβλημα αυτό περιορίστηκε, έτσι ώστε η συνιστάμενη μεταβολή της ισχύος του HVDC δικτύου να είναι η επιθυμητή. Τέλος, η συμβολή της αδρανειακής απόκρισης κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα που ακολουθούν τη διαταραχή

είναι εμφανής αλλά μικρή, λόγω του επιλεγμένου κέρδους K_{in} του αδρανειακού ελεγκτή και της περιορισμένης μεταβολής της νησιωτικής συχνότητας.

8.2 Μελλοντικές προοπτικές

Από τα θέματα που εξετάστηκαν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας προκύπτουν αρκετά ζητήματα για μελλοντική έρευνα. Κατ' αρχάς το προτεινόμενο σχήμα ελέγχου της Α/Γ εμπεριέχει πλήθος παραμέτρων των οποίων οι τιμές επηρεάζουν τη λειτουργία της. Έχει επομένως ιδιαίτερο ενδιαφέρον η διερεύνηση της απόκρισης της Α/Γ για διάφορες τιμές των παραμέτρων (κέρδη PI ελεγκτών, χρονικές σταθερές φίλτρων) και κυρίως των παραμέτρων του Torque Control (K_{ptrq} , K_{itrq} , T_{pc}) και του wash-out φίλτρου του Power Response Rate Limit (T_w), που επηρεάζουν αρκετά τη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος. Στα πλαίσια αυτά θα μπορούσε να γίνει μια μοντελοποίηση με βάση απλοποιητικές παραδοχές και στη συνέχεια να πραγματοποιηθεί μια θεωρητική ανάλυση για την επίδραση των διαφόρων παραμέτρων στην απόκριση του συστήματος, με εφαρμογή μεθόδων από τη θεωρία αυτομάτου ελέγχου. Ένα ακόμα ζήτημα αποτελεί η επιλογή των παραμέτρων του αδρανειακού ελεγκτή, ώστε η ενεργοποίησή του να έχει ακόμα μεγαλύτερη συνεισφορά, χωρίς όμως αυτό να επιδρά αρνητικά στην ευσταθή λειτουργία της Α/Γ.

Πέρα από τα παραπάνω ενδιαφέρον παρουσιάζει η εξέταση της συμβολής των ανεμογεννητριών στη ρύθμιση της συχνότητας ενός δικτύου. Προς αυτήν την κατεύθυνση, η Α/Γ ή το ισοδύναμο αιολικό πάρκο θα μπορούσε να συνδεθεί σε ένα δίκτυο ώστε να εξεταστεί η απόκριση του πάρκου σε πραγματικές μεταβολές της συχνότητας. Σε μια τέτοια περίπτωση θα μπορούσε να εξεταστεί πώς οι διάφορες τιμές των παραμέτρων (π.χ. κέρδος αδρανειακού ελεγκτή K_{in} , στατισμός R, κέρδη PI ελεγκτών κτλ.) επιδρούν στη μεταβολή της συχνότητας του δικτύου, επηρεάζοντας το ρυθμό μεταβολής και τη μέγιστη απόκλισή της. Ακόμα θα είχε νόημα να μελετηθεί η απόκριση για μεταβαλλόμενη ταχύτητα ανέμου, ώστε να υπάρξει μια πιο ρεαλιστική εικόνα για τη συμβολή των Α/Γ στη ρύθμιση της συχνότητας. Επίσης, το προτεινόμενο σχήμα ελέγχου θα μπορούσε να εφαρμοστεί και σε άλλες ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών, όπως σε Α/Γ διπλής τροφοδότησης.

Θα ήταν επίσης θεμιτό να εξεταστούν και άλλες μέθοδοι ελέγχου που δίνουν τη δυνατότητα στην Α/Γ να λειτουργεί με εφεδρεία και να αποκρίνεται στη συχνότητα του δικτύου, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα σύγκρισης της επίδοσης των διαφορετικών μεθόδων. Επιπλέον λόγω ότι η λειτουργία των ανεμογεννητριών διατηρώντας εφεδρεία μειώνει την παραγόμενη ενέργεια, θα παρουσίαζε ενδιαφέρον να προσδιοριστεί για διάφορα σενάρια η ποσότητα της απορριπτόμενης ενέργειας και οι επιπτώσεις στην ενεργειακή απόδοση και στα οικονομικά μεγέθη των σχετικών επενδύσεων. Ακόμα για το μέλλον σίγουρα θα είχε νόημα να εξεταστεί η δυνατότητα

παροχής εφεδρείας και απόκρισης συχνότητας από A/Γ σε συνδυασμό με κάποια διάταξη αποθήκευσης (π.χ. συσσωρευτές), χωρίς να απαιτείται πλέον η απόρριψη μέρους της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής.

Για την περίπτωση του HVDC πολυτεματικού δικτύου τα αποτελέσματα είναι ικανοποιητικά, προκύπτουν όμως αρκετά θέματα για περαιτέρω διερεύνηση. Ένα από τα σημαντικότερα θέματα αφορούν τη διαστασιολόγηση όλων των επιμέρους μηχανισμών, όπως το κέρδος k_E στους ηπειρωτικούς μετατροπείς, οι παράμετροι της σχέσης $V_{DC} - f_{isl,ref}$ καθώς και τα κέρδη στατισμού και αδρανειακής απόκρισης των αιολικών πάρκων. Θα μπορούσε να εξεταστεί η απόκριση συχνότητας του HVDC δικτύου για διαφορετικές τιμές των παραμέτρων καθώς και να επιχειρηθεί κάποιου είδους βελτιστοποίηση αυτών, η οποία όμως θα πρέπει να αφορά το σύνολο του συστήματος και όχι τα μεμονωμένα συστήματα ελέγχου. Στα πλαίσια των προσομοιώσεων η χαρακτηριστική ελέγχου $V_{DC} - f_{isl,ref}$ των νησιωτικών μετατροπέων, τα κέρδη k_{dr} και K_{in} των αιολικών πάρκων θεωρήθηκαν ίδια και για τα τρία νησιά, κάτι που δημιούργησε αποκλίσεις στη νησιωτική συχνότητα και στη μεταβολή της ισχύος των πάρκων ανάμεσα στα τρία νησιά, λόγω των πτώσεων τάσεων μεταξύ των κόμβων του HVDC δικτύου. Αυτό θα μπορούσε να αντιμετωπιστεί εάν γινόταν μια διαφορετική διαστασιολόγηση για κάθε ένα νησιωτικό σύστημα. Επίσης μπορεί να εξεταστεί στο μέλλον η δυνατότητα οι ηπειρωτικοί μετατροπείς να αποκρίνονται άμεσα στο σφάλμα συχνότητας μεταβάλλοντας την ισχύ τους, και οι νησιωτικοί μετατροπείς με τα πάρκα να αναλαμβάνουν τη ρύθμιση της DC τάσης. Για να μπορούν βέβαια οι ηπειρωτικοί μετατροπείς να μεταβάλλουν για όσο διάστημα απαιτηθεί την ισχύ τους, θα πρέπει ταυτόχρονα με κάποιο τρόπο να απορρίπτεται το σήμα μεταβολής που θα διαμορφώνει ο έλεγχος στατισμού, διαφορετικά η όποια μεταβολή των μετατροπέων θα είναι προσωρινή.

Αν και στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε ότι δεν υπάρχει κάποιου είδους απομακρυσμένη επικοινωνία, στην πράξη η χρήση συστήματος τηλεπικοινωνίας αποτελεί την πιο ρεαλιστική λύση τόσο για τον έλεγχο του συστήματος στην κανονική λειτουργία όσο και σε περίπτωση απόκρισης σε μια μεταβολή της συχνότητας. Συνεπώς θα ήταν σκόπιμο να διερευνηθεί η λειτουργία ενός τέτοιου HVDC δικτύου υποθέτοντας ότι υπάρχει τηλεπικοινωνιακή υποδομή, ώστε να αποκτηθεί μια πιο ρεαλιστική εικόνα για την απόκριση αυτού. Ένα άλλο ζήτημα που θα μπορούσε να διερευνηθεί είναι η απόκριση του HVDC δικτύου και των αιολικών πάρκων σε περίπτωση που κάποιος ηπειρωτικός μετατροπέας κληθεί να αντιμετωπίσει ένα σφάλμα στο ηπειρωτικό δίκτυο (λειτουργία Fault Ride Through). Σε αυτή την περίπτωση οι χρόνοι απόκρισης είναι της τάξεως των ms, και επομένως θα είχε ενδιαφέρον να εξεταστεί εάν τα αιολικά πάρκα, με τα συγκεκριμένα σχήματα ελέγχου που είναι εφοδιασμένα, θα είναι σε θέση να μειώσουν την παραγόμενη ισχύ τους σε τέτοιους χρόνους ώστε οι DC τάσεις στους κόμβους να μην υπερβούν τα επιτρεπτά όρια.

Ακόμα, στα σενάρια που εξετάστηκαν η μεταβολή της ηπειρωτικής συχνότητας ήταν προκαθορισμένη, επομένως μελλοντικά θα ήταν θεμιτό να εξεταστεί η απόκριση σε περίπτωση πραγματικής μεταβολής της συχνότητας ώστε να μπορέσει να γίνει μια πιο ρεαλιστική εκτίμηση της συμβολής ενός HVDC δικτύου. Επίσης θα ήταν ενδιαφέρον να γίνει και μια πιο λεπτομερή μοντελοποίηση των νησιωτικών συστημάτων, ώστε να αξιολογηθούν και οι επιπτώσεις σε αυτά από τις διάφορες μεθόδους που υλοποιούνται. Τέλος, θα ήταν χρήσιμο να μελετηθεί η κανονική λειτουργία και η απόκριση συχνότητας του HVDC δικτύου για διάφορα σενάρια παραγωγής – φορτίου των νησιωτικών συστημάτων, καθώς και για διαφορετικές συνθήκες ανέμου σε κάθε νησί.

Βιβλιογραφία

- [1] “Wind in Power, 2014 European Statistics”, European Wind Energy Association (EWEA).
- [2] “Global wind statistics 2014”, Global Wind Energy Council (GWEC).
- [3] “Renewable power generation costs in 2014”, International Renewable Energy Agency (IRENA).
- [4] Francisco Diaz-Gonzales, Melanie Hau, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, “Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, ScienceDirect, March 2014.
- [5] Κ. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς, Κ. Ντελκής, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Έλεγχος και ευστάθεια συστήματος”, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα, 2011.
- [6] “Network Code on Load-Frequency Control and Reserves”, ENTSO-E, June 2013.
- [7] “Load-Frequency Control and Performance”, ENTSO-E, 2009.
- [8] “ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators”, ENTSO-E, March 2013.
- [9] “Grid Code, High and extra high voltage”, Tennet TSO GmbH, December 2012.
- [10] M. Tsili, S. Papathanassiou, “A review of grid code technical requirements for wind farms”, IET Renewable Power Generation, September 2009.
- [11] “EirGrid Grid Code, Version 5.0”, EirGrid, October 2013.
- [12] “Requirements for Offshore Grid Connections in the Grid of TenneT TSO GmbH”, Tennet TSO GmbH, December 2012.
- [13] “ENTSO-E Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules”, ENTSO-E, April 2014.
- [14] “Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps”, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), January 2014.

- [15] Anca Hansen, Florin Iov, Poul Sorensen, Nicolaos Cutululis, Clemens Jauch, Frede Blaabjerg, “Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT”, Technical University of Denmark, August 2007.
- [16] Anca Hansen, Gabriele Michalke, “Modelling and Control of Variable-speed Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine”, Wiley Interscience, May 2008.
- [17] Salvador Alepuz, Alejandro Calle, Sergio Busquets-Monge, Samir Kouro, Bin Wu, “Used of Stored Energy in PMSG Rotor Inertia for Low-Voltage Ride-Through in Back-to-Back NPC Converter-Based Wind Power Systems”, IEEE Transactions, May 2013.
- [18] Γεώργιος Ν. Πατσάκης, “Διερεύνηση Συμβατότητας με Κώδικες Συστήματος Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων Διασυνδεδεμένων μέσω Συνδέσμων HVDC”, Διπλωματική Εργασία, Ε.Μ.Π., Οκτώβριος 2013.
- [19] Γιάννης Δ. Μάργαρης, “Μοντελοποίηση ανεμογεννητριών για τη μελέτη δυναμικών φαινομένων σε συνθήκες αυξημένης αιολικής διεύθυνσης”, Διδακτορική Διατριβή, Ε.Μ.Π., Ιούλιος 2011.
- [20] Thomas Ackermann, “Wind Power in Power Systems”, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2005.
- [21] Steven Saylor, “Advanced Wind Power Plant Solutions”, Vestas, IEEE-PES GM 2014 – National Harbor MD, July 2014.
- [22] Σταύρος Παπαθανασίου, “Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Σημειώσεις Παραδόσεων”, ΕΜΠ, Αθήνα, 2008.
- [23] N. Miller, K. Clark, M. Shao, “Frequency Responsive Wind Plant Controls: Impacts on Grid Performance”, GE Energy, IEEE, 2011.
- [24] German Tarnowski, Philip Kjaer, Soren Dalsgaard, Anders Nyborg, “Regulation and Frequency Response Service Capability of Modern Wind Power Plants”, Vestas Wind Systems A/S, Denmark, IEEE, 2010.
- [25] Robert Nelson, “Active Power Control in Siemens Wind Turbines”, Siemens Energy, 2011.
- [26] Nicholas W. Miller, “GE Wind Plant Advanced Controls”, GE Energy, June 2013.

- [27] M. Singh, V. Gevorgian, E. Muljadi, E. Ela, “Variable-Speed Wind Power Plant Operating With Reserve Power Capability”, NREL, September 2013.
- [28] Jacob Aho, Andrew Buckspan, Lucy Pao, Paul Fleming, “An Active Power Control System for Wind Turbines Capable of Primary and Secondary Frequency Control for Supporting Grid Reliability”, Nrel, January 2013.
- [29] “Wind Turbines Connected to Grids with Voltage above 100kV”, Energinet.dk, Technical regulation, 2004.
- [30] Panayiotis Moutis, Emmanouil Loukarakis, Stavros Papathanasiou, Nikos D. Hatziargyriou, “Primary Load-Frequency Control from Pitch-Controlled Wind Turbines”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, July 2009.
- [31] Panayiotis Moutis, Stavros Papathanassiou, Nikos Hatziargyriou, “Improved load-frequency control contribution of variable speed variable pitch wind generators”, Renewable Energy 48 514-523, Elsevier, July 2012.
- [32] Rogerio de Almeida, Edgardo Castronuovo, Pecas Lopes, “Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operator Requests”, IEEE Transactions on Power Systems, May 2006.
- [33] Emmanouil Loukarakis, Ioannis Margaris, Panayiotis Moutis, “Frequency Control Support and Participation Methods Provided by Wind Generation”, IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2009.
- [34] Zertec G., Verbic A., Pantos M., “Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines”, IET Renewable, 2012.
- [35] Zertec G., Verbic A., Pantos M., “A novel strategy for variable-speed wind turbines’ participation in primary frequency control”, IEEE Transactions on sustainable energy, October 2012.
- [36] Holdsworth L., Ekanayake J., Jenkins N., “Power system frequency response from a fixed speed and double fed induction generator-based wind turbines”, Wind Energy, 2004.
- [37] Ralph Hendriks, Ronald Volzke, Wil Kling, “Fault Ride-Through Strategies for VSC-Connected Wind Parks”, EWEC, March 2009.
- [38] I. Margaris, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, A. Hansen, P. Sorensen, “Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration”, IEEE Transactions on sustainable energy, April 2012.

- [39] J. Aho, A. Buckspan, L. Pao, P. Fleming, Y. Jeong, “Combining Droop Curve Concepts with Control Systems for Wind Turbine Active Power Control”, NREL, IEEE Symposium in Wind Applications, July 2012.
- [40] G. Tarnowski, P. Kjaer, P. Sorensen, J. Osteergard, “Study on Variable Speed Wind Turbines Capability for Frequency Response”, EWEC, Marseille, 2009.
- [41] “WindINERTIA™ Control”, GE Energy Fact sheet, 2009.
- [42] Kara Clark, Nicholas Miller, Juan Sanchez-Gasca, “Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies”, Version 4.5, GE Energy, April 2010.
- [43] Nicholas Miller, “Recent North American experience on use of advanced wind plant controls to meet grid obligations”, GE, IEEE Power & Energy Society General Meeting 2014, July 2014.
- [44] Ορέστης Δ. Τζωρτζόπουλος, “Μοντελοποίηση και Έλεγχος Πολυτερματικού Δικτύου HVDC για Συμβατότητα με τις Απαιτήσεις Κωδίκων Συστήματος”, Διπλωματική Εργασία, Ε.Μ.Π., Μάιος 2014.
- [45] Rodrigo T. Pinto, “Multi-Terminal DC Networks, System Integration, Dynamics and Control”, Phd Dissertation, March 2014.
- [46] “HVDC Light, It’s time to connect”, ABB, 2012.
- [47] Στέφανος Μανιάς, “Ηλεκτρονικά Ισχύος”, Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα, 2012.
- [48] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids”, IEEE Transactions on power electronics, November 2012.
- [49] L. Zhang, L. Harnefors, H.-P. NEE, “Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems”, IEEE Transactions on power systems, May 2011.
- [50] W. Wang, M. Barnes, “Power Flow Algorithms for Multi-Terminal VSC-HVDC With Droop Control”, IEEE Transactions on Power Systems, July 2014.
- [51] “ENERCON product overview”, Enercon GmbH, April 2012.