



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μοντελοποίηση και Έλεγχος Πολυτερματικού HVDC
Δικτύου διασυνδεδεμένου σε ασύγχρονα ΣΗΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χρήστος Κ. Ζουμπούλης

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018



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

**Μοντελοποίηση και Έλεγχος Πολυτερματικού HVDC
Δικτύου διασυνδεδεμένου σε ασύγχρονα ΣΗΕ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Χρήστος Κ. Ζουμπούλης

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 2018

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....

.....

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Γεώργιος Κορρές

Αντώνιος Κλαδάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2018

(Υπογραφή)

.....

Χρήστος Κ. Ζουμπούλης

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

Copyright © Χρήστος Κ. Ζουμπούλης, 2018.

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 τεχνολογία HVDC - High Voltage Direct Current, η οποία επιτρέπει τη μεταφορά μεγάλης ισχύος σε μακρινές αποστάσεις με συνδέσμους υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος και αποτελεί εναλλακτική έναντι της HVAC μεταφοράς, λόγω μείωσης απωλειών και κόστους. Πιο συγκεκριμένα, η μελέτη πραγματοποιήθηκε μέσω της μοντελοποίησης ενός πολυτεματικού (4 τερματικά) HVDC δικτύου μετατροπέων πηγής τάσης (VSC-HVDC), το οποίο δίκτυο διασυνδέει δύο μεγάλης ισχύος θαλάσσια αιολικά πάρκα (ΘΑΠ) με δύο ασύγχρονα ηπειρωτικά AC δίκτυα (ΣΗΕ). Πέραν της επιτυχούς μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος από την υπεράκτια πλευρά των αιολικών προς τα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ σε συνθήκες μόνιμης κατάστασης, η διπλωματική επικεντρώθηκε στη μελέτη των σχημάτων ελέγχου που επιτρέπουν την απόκριση συχνότητας του πολυτεματικού HVDC δικτύου προς τα ΣΗΕ, σύμφωνα με τους Κώδικες Συστήματος.

Αρχικά, γίνεται μία συνοπτική επισκόπηση της τεχνολογίας HVDC, ιστορική αναδρομή αυτής, περιγραφή των δύο HVDC τεχνολογιών, CSC-HVDC και VSC-HVDC, και ανάλυση των Κωδίκων Συστήματος για τις HVDC διασυνδέσεις.

Ακολούθως, η ανάλυση επικεντρώνεται στη μοντελοποίηση των συστημάτων ελέγχου των VSC-HVDC μετατροπέων του πολυτεματικού HVDC δικτύου (MTDC). Αναλύεται ενδελεχώς ο μετασχηματισμός Park, το σύστημα συγχρονισμού PLL, ο διανυσματικός έλεγχος ρευμάτων που εφαρμόζονται για τον έλεγχο των ηπειρωτικών και υπεράκτιων HVDC μετατροπέων. Στη συνέχεια γίνεται εισαγωγή του HVDC-VSC μετατροπέα στο MTDC δίκτυο, το οποίο μοντελοποιείται εξ ολοκλήρου. Τέλος, αναλύονται οι μέθοδοι ελέγχου ενός MTDC δικτύου, με έμφαση στον έλεγχο στατισμού DC τάσης, ο οποίος και χρησιμοποιείται στη παρούσα εργασία.

Το δεύτερο μέρος της εργασίας ασχολείται με τη συμβολή του MTDC δικτύου στην υποστήριξη συχνότητας των διασυνδεδεμένων ασύγχρονων ΣΗΕ και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοιώσεων. Η ανάλυση χωρίζεται σε τρία Σενάρια. Στο Σενάριο I διερευνάται η απόκριση συχνότητας του MTDC, δίχως συνεισφορά των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ. Στο Σενάριο II προσομοιώνονται ίδιες διαταραχές AC φορτίου με το Σενάριο I, με την αξιοποίηση των λειτουργιών απόκρισης συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ μέσω τηλεπικοινωνιακής αποστολής δεδομένων. Τέλος στο Σενάριο III, προτείνεται τεχνική βελτίωσης της απόκρισης συχνότητας του MTDC δικτύου. Ένα μικρό κομμάτι της εργασίας αφιερώθηκε επίσης σε τεχνικές διαμοιρασμού ισχύος μεταξύ των ηπειρωτικών μετατροπέων στη μόνιμη κατάσταση.

Όλες οι προσομοιώσεις διεξήχθησαν μέσω του λογισμικού Matlab/Simulink, ενώ τα σχέδια πραγματοποιήθηκαν στο Microsoft Visio.

Λέξεις Κλειδιά

Τεχνολογία HVDC, μετατροπέας πηγής τάσης, πολυτεματικό δίκτυο συνεχούς ρεύματος, αιολικό πάρκο, στρατηγικές ελέγχου MTDC, έλεγχος στατισμού DC τάσης, κώδικες συστήματος, απόκριση συχνότητας, αδρανειακή απόκριση

Abstract

The main subject of this Diploma Thesis is the High Voltage Direct Current (HVDC) technology, which allows transmission of large power on long distances using high-voltage direct current links and it is an alternative to HVAC transport, due to reduced losses and costs. More specifically, the study was carried out by modeling a multi-terminal (4 terminal) HVDC network of voltage source converters (VSC-HVDC), which network interconnects two high-power offshore wind parks with two asynchronous AC grids. In addition to the successful transfer of power from offshore wind parks to both asynchronous AC grids under steady state conditions, the Thesis focuses on the control methods that allow frequency response of the multi-terminal HVDC network to the AC grids, according to the System Codes.

Initially, a brief overview of HVDC technology, a historical review of it, a description of the two HVDC technologies, CSC-HVDC and VSC-HVDC, and an analysis of the System Codes for HVDC interconnections is committed.

Subsequently, the analysis focuses on the modeling of control systems of VSC-HVDC converters of the multi-terminal HVDC grid (MTDC). The Park transform, the PLL synchronization system, the vector current control applied to the onshore and offshore HVDC converters are thoroughly analyzed. The HVDC-VSC converter is then integrated into the MTDC grid, which is fully modeled. Finally, the control methods of MTDC grid are analyzed, with emphasis on DC voltage droop control, which is used in the present work.

The second part deals with the contribution of the MTDC grid to the frequency support of the interconnected asynchronous AC grids and presents the results of the simulations. The analysis is divided into three scenarios. Scenario I investigates the frequency response of MTDC without the contribution of interconnected Wind Parks (WP). Scenario II simulates same AC load disturbances with Scenario I, utilizing the frequency response of interconnected WP via telecommunication data transmission. Finally, in Scenario III, a technique for improving the MTDC network frequency response is proposed. A small part of the work is devoted to methods of sharing DC power between the onshore converters at steady state.

All simulations were performed in Matlab/Simulink environment, while diagrams were designed in Microsoft Visio.

Keywords

HVDC technology, voltage source converter, direct current multiterminal grid, wind farm, MTDC control strategies, DC voltage droop control, system codes, frequency response, inertia response

Ευχαριστίες

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή και επιβλέποντα κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την ανάθεση ενός τόσο ενδιαφέροντος θέματος Διπλωματικής εργασίας, καθώς και για τις πολύτιμες συμβουλές και την καθοδήγηση του κατά τη πραγματοποίηση αυτής. Τον ευχαριστώ επίσης για τα ερεθίσματα και τις γνώσεις που αποκόμισα κατά τη διάρκεια των διαλέξεων.

Ένα ιδιαίτερα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στον Διδάκτορα Σωτήριο Νάνου, ο οποίος με καθοδήγησε με υπομονή και επιμονή αναφορικά με το τεχνικό κομμάτι της εργασίας. Η συμβολή του στην αντιμετώπιση των δυσκολιών και αποριών που προκύπτανε ήταν καθοριστική στην ολοκλήρωση της.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου που με στήριξε καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου στη Σ.Η.Μ.Μ.Υ.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Συντομεύσεις – Ακρονύμια.....	11
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	13
1.1 Η αιολική ισχύς στην Ευρώπη μέχρι το 2017	13
1.2 Η Τεχνολογία HVDC	17
1.2.1 HVDC έναντι HVAC τεχνολογίας	17
1.2.2 Ιστορική αναδρομή των HVDC διασυνδέσεων	18
1.2.3 Η τεχνολογία διασύνδεσης CSC-HVDC	20
1.2.4 Η τεχνολογία διασύνδεσης VSC-HVDC	21
1.2.5 Multiterminal HVDC	24
1.3 Κώδικες Συστήματος.....	25
1.3.1 Εισαγωγή.....	25
1.3.2 Αδιάλειπτη λειτουργία σε συνθήκες σφάλματος (Fault Ride-Through).....	26
1.3.3 Έλεγχος συχνότητας και ενεργού ισχύος.....	29
1.3.4 Ανακεφαλαίωση.....	33
1.4 Οφέλη διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών διασυνδέσεων στην Ευρώπη.....	33
2 Μετατροπείας πηγής τάσης VSC	35
2.1 Εισαγωγή.....	35
2.2 Μετατροπείας VSC και το μοντέλο μέσω των τιμών.....	35
2.3 Χαρακτηρισμός μετατροπείων με βάση τη λειτουργία τους στο δίκτυο	38
2.4 Μετασχηματισμός στο σύγχρονο στρεφόμενο dq πλαίσιο αναφοράς (Μετασχηματισμός Park)	39
2.5 Συστήματα συγχρονισμού με το δίκτυο – PLL (Phase Locked Loop)	42
2.6 Γενική δομή του συστήματος ελέγχου του ηπειρωτικού VSC μετατροπέα	44
2.7 Εσωτερικός βρόχος ελέγχου ρευμάτων.....	45
2.8 Εξωτερικός βρόχος ελέγχου ρευμάτων	49
2.9 Βρόχος ελέγχου grid-forming VSC μετατροπέα.....	51
3 Το πολυτερματικό HVDC δίκτυο.....	53
3.1 Εισαγωγή του VSC μετατροπέα στο μοντέλο προσομοίωσης.....	53
3.2 Οι DC πυκνωτές του MTDC δικτύου	54
3.3 Το Πηνίο και το Φίλτρο στην έξοδο του VSC μετατροπέα	56
3.4 Οι μετασχηματιστές στην έξοδο του VSC μετατροπέα	57
3.5 Εξεταζόμενο Πολυτερματικό HVDC δίκτυο (MTDC).....	57
3.6 Μοντελοποίηση ηπειρωτικών συστημάτων	59
3.7 Έλεγχος του πολυτερματικού δικτύου	60
3.8 Έλεγχος λειτουργίας κύριου-ακόλουθου (master – slave).....	61
3.9 Έλεγχος περιθωρίου τάσης (voltage margin).....	62
3.10 Έλεγχος στατισμού DC τάσης (DC voltage droop control).....	63
3.11 Dead – band και undead – band droop control	65

4	Μοντελοποίηση Αιολικού Πάρκου.....	67
4.1	Μοντελοποίηση αεροδυναμικού υποσυστήματος.....	67
4.2	Επιλογή γεννήτριας-Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών	69
4.3	Πλήρης μετατροπέας ισχύος και έλεγχος αυτού	71
4.4	Έλεγχος του αεροδυναμικού μέρους.....	74
5	Συμβολή HVDC πολυτερματικού δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ	80
5.1	Ενσωμάτωση συστήματος απόκρισης συχνότητας στο σχήμα ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα.....	80
5.2	Σενάριο I : Διερεύνηση συμβολής MTDC δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας ασύγχρονων ΣΗΕ, δίχως απόκριση συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ.	83
5.3	Ενσωμάτωση σχήματος τεχνητής μεταβολής της συχνότητας των υπεράκτιων HVDC μετατροπέων, με σκοπό τη συμμετοχή των ΘΑΠ στην απόκριση συχνότητας του MTDC δικτύου	87
5.4	Σενάριο II : Διερεύνηση συμβολής του MTDC δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας ασύγχρονων ΣΗΕ, μέσω αξιοποίησης λειτουργιών απόκρισης συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ	90
5.5	Επίδραση επιπέδου εφεδρείας ισχύος από τα ΘΑΠ.....	96
5.6	Σενάριο III : Προτεινόμενη τεχνική βελτίωσης της απόκρισης συχνότητας του MTDC δικτύου που συνδέεται σε ασύγχρονα ΣΗΕ.....	98
5.7	Απόκριση MTDC δικτύου σε ταυτόχρονες διαταραχές συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ	103
6	Μέθοδοι ανακατανομής της ισχύος στο MTDC	107
6.1	Ρύθμιση εγχεόμενης ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων μέσω εξωτερικής εντολής	107
6.2	Τεχνική μεταβολής της τάσης αναφοράς στατισμού DC τάσης με σκοπό την ανακατανομή της DC ισχύος μεταξύ των ηπειρωτικών μετατροπέων	109
7	Συμπεράσματα-Προτάσεις.....	112
7.1	Συμπεράσματα.....	112
7.2	Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα.....	114
8	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	116

Συντομεύσεις – Ακρονύμια

CSC	Current Source Converter
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FCWT	Full Converter Wind Turbine
FRT	Fault Ride-Through
FSPC	Full Scale Power Converter
GSC	Grid Side Converter
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
MMC	Modular Multilevel Converter
MPMSG	Multipole Permanent Magnet Synchronous Generator
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MSC	Machine Side Converter
MTDC	Multi-terminal Direct Current
PI	Proportional Integral
PLL	Phase Locked Loop
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PWM	Pulse Width Modulation
ROCOF	Rate of Change of Frequency
SCR	Short Circuit Ratio
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
THD	Total Harmonic Distortion
TSO	Transmission System Operator
VSC	Voltage Source Converter
WF	Wind Farm
WT	Wind Turbine
A/Γ	Ανεμογεννήτρια
A/Π	Αιολικό Πάρκο
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΘΑΠ	Θαλάσσιο Αιολικό Πάρκο
M/Σ	Μετασχηματιστής
MT	Μέση Τάση
NTK	Νόμος Τάσεων Kirchhoff
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΚΣ	Σημείο Κοινής Σύνδεσης
ΥΤ	Υψηλή Τάση

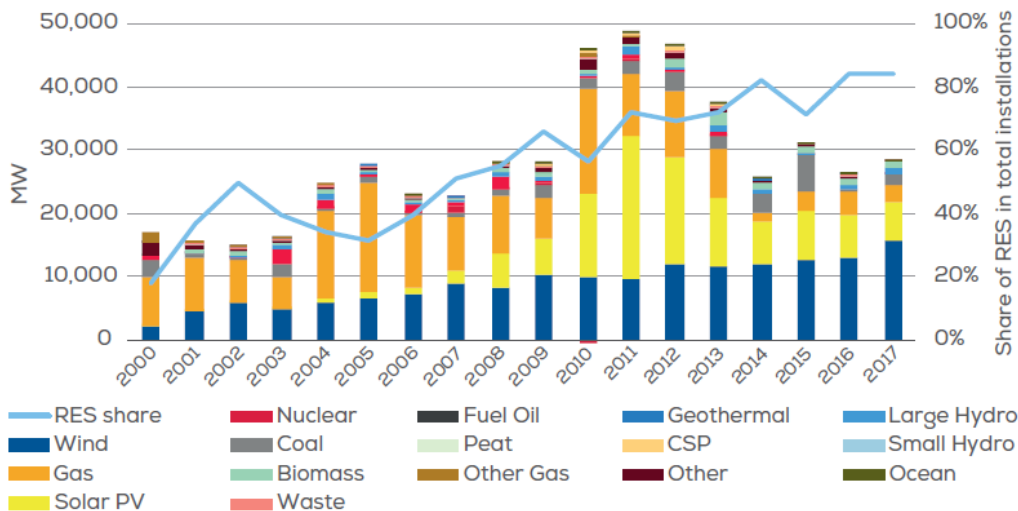
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Η αιολική ισχύς στην Ευρώπη μέχρι το 2017

Στις 22 Απριλίου 2016 υπογράφεται η Συμφωνία του Παρισιού, η πρώτη οικουμενική, νομικά δεσμευτική παγκόσμια συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Στόχος η απεξάρτηση της παγκόσμιας οικονομίας από τα ορυκτά καύσιμα, η μείωση των εκπομπών των αερίων θερμοκηπίου και ο περιορισμός της αύξησης των μέσων παγκόσμιων θερμοκρασιών σε λιγότερο από 2 βαθμούς Κελσίου πάνω από το επίπεδο που είχαν πριν τη βιομηχανοποίηση.

Ως εκ τούτου, η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί μια από τις σημαντικότερες προτεραιότητες του ενεργειακού τομέα σε παγκόσμιο επίπεδο. Στην Ευρώπη, από το 2000 και μετά, αναπτύσσονται όλες οι τεχνολογίες ΑΠΕ με υψηλούς ρυθμούς. Το 2005 οι ΑΠΕ κατείχαν το 26% του μεριδίου της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, ενώ το 2017 το μερίδιο αυξήθηκε στο 47%. Από το 2007 και μετά οι ΑΠΕ κατέχουν κάθε χρόνο πάνω από το 50% της νέας εγκατεστημένης ισχύος στην ΕΕ, με αποκορύφωμα το 2017 που κατέλαβαν το 85% του συνόλου των νέων εγκαταστάσεων ισχύος, 23,9 GW από συνολικά 28,3 GW.

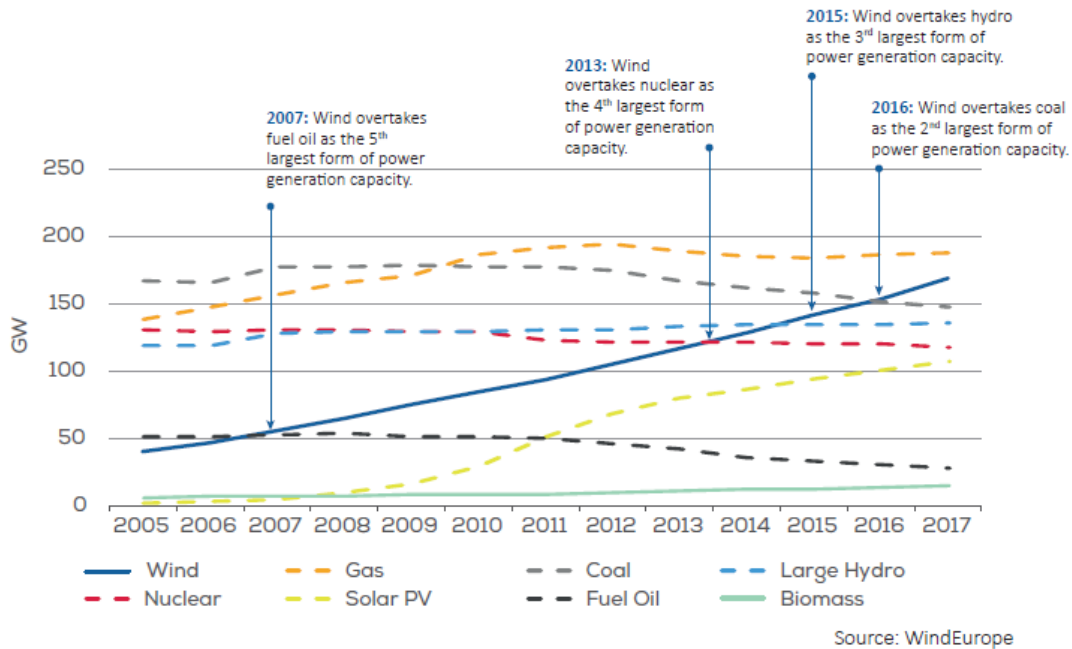
Annual installed capacity and renewable share



Source: WindEurope

Σχήμα 1.1. Ετήσια εγκατάσταση νέας ισχύος κάθε τεχνολογίας στην Ευρώπη μεταξύ 2000 με 2017.

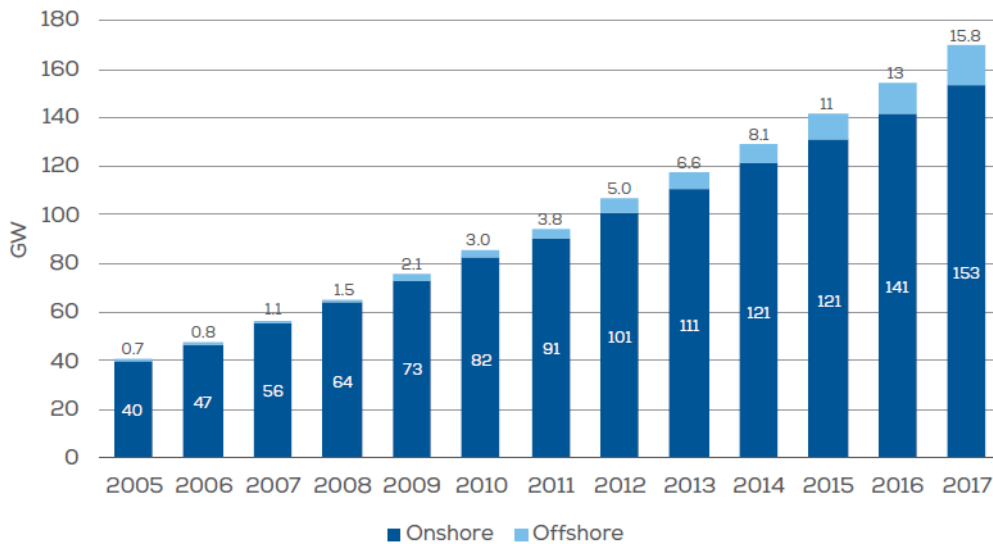
Total power generation capacity in the European Union 2005-2017



Σχήμα 1.2. Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος στην ΕΕ την περίοδο 2005 με 2017.

Η αιολική ισχύς αποτελεί τη βασική και πιο διαδεδομένη τεχνολογία ΑΠΕ, ενώ σε σχέση με όλες τις άλλες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει τον μεγαλύτερο ρυθμό ανάπτυξης. Στην Ευρώπη τα αιολικά πάρκα, τόσο τα χερσαία (onshore) όσο και τα υπεράκτια (offshore), αυξάνουν συνεχώς τα όρια διεξόδου τους. Το 2017 η αιολική ισχύς κατείχε το μεγαλύτερο ποσοστό νέων εγκαταστάσεων, με 15.638 MW στην ΕΕ (16,8 GW στην Ευρώπη), αύξηση κατά 25% σε σύγκριση με το 2016 σε ετήσιες εγκαταστάσεις. Από αυτά 12.484 MW ήταν νέα onshore και 3.154 MW νέα offshore αιολική ισχύς, νούμερα ρεκόρ συγκριτικά με τα προηγούμενα χρόνια. Από το 2000 μέχρι σήμερα σημειώθηκε καθαρή αύξηση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος 157,7 GW.

Cumulative installations onshore and offshore in the EU. Total: 168.7 GW

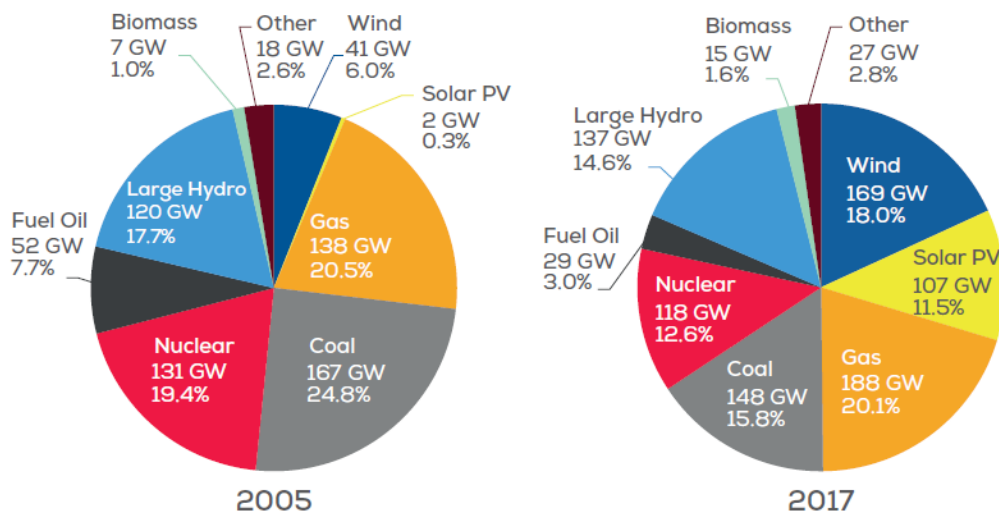


Source: WindEurope

Σχήμα 1.3. Εξέλιξη onshore και offshore εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην ΕΕ από το 2005 μέχρι το 2017, με συνολικά 168,7 GW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος το 2017.

Σε επίπεδο κρατών, η Γερμανία εγκατέστησε το μεγαλύτερο δυναμικό αιολικής ισχύος το 2017, 6.581 MW ή 42% των νέων αιολικών εγκαταστάσεων και παραμένει η χώρα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, ακολουθώντας η Ισπανία και έπειτα το Ηνωμένο Βασίλειο. Στην Ελλάδα το 2017 εγκαταστάθηκαν 282 MW onshore αιολικής ισχύος, φτάνοντας τα 2.651 MW στο τέλος του 2017.

Share in installed capacity in 2005 and 2017



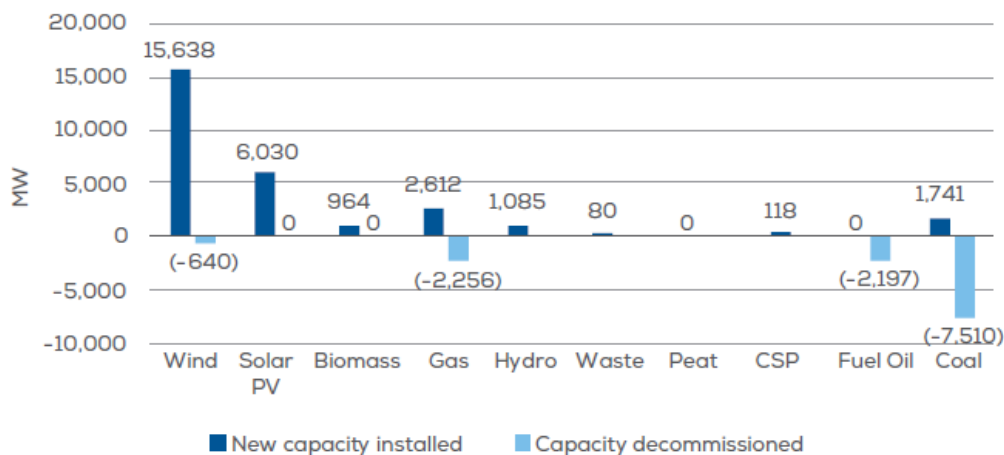
Source: WindEurope

Σχήμα 1.4. Πίτα εγκατεστημένης ισχύος κάθε τεχνολογίας στην ΕΕ το 2005 και το 2017.

Στο τέλος του 2017 η ΕΕ μετρούσε 168,8 GW συνολικής καθαρής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος (18 % των συνολικών εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος), 153 GW onshore και 15,8 GW offshore. Τη χρονιά αυτή, η αιολική ισχύς κάλυψε το 11,6% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, με

κυρίαρχο ποσοστό αυτό της Δανίας, η οποία κάλυψε το 44% της ενεργειακής της ζήτησης μέσω των αιολικών της πάρκων. Η αιολική ενέργεια έρχεται πλέον δεύτερη σε εγκατεστημένη ισχύ, πρώτη ανάμεσα στις ΑΠΕ, πλησιάζοντας τις εγκαταστάσεις φυσικού αερίου.

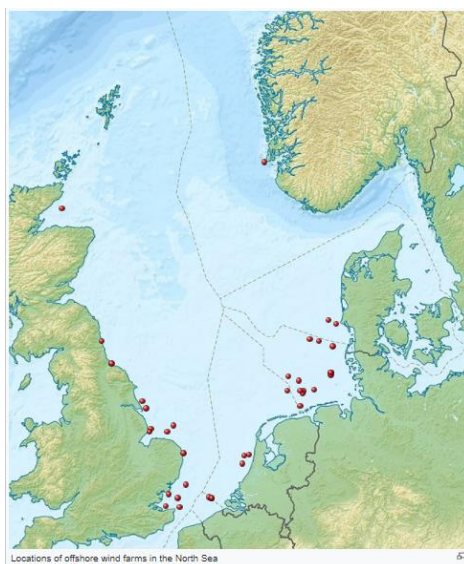
Newly installed and decommissioned capacity in the European Union



Source: WindEurope, Platts, SolarPower Europe, Ocean Energy Europe

Σχήμα 1.5. Νεοοσταθείσα και παροπλισμένη εγκατεστημένη ισχύς για κάθε τεχνολογία στην ΕΕ το 2017.

Είναι πλέον φανερή η απομάκρυνση της ΕΕ από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Το 2017, οι συμβατικές πηγές ενέργειας όπως το πετρέλαιο και ο άνθρακας παρόπλισαν περισσότερη ισχύ από ότι εγκατέστησαν, ενώ τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων αυξάνονται. Η εγκατάσταση αιολικής ισχύος, καθώς και των περισσότερων τεχνολογιών ΑΠΕ είναι πλέον οικονομικότερη από την εγκατάσταση νέων συμβατικών σταθμών παραγωγής. Μέχρι το 2030 εκτιμάται ότι ο άνεμος θα καλύπτει το ένα τέταρτο των ενεργειακών αναγκών της ΕΕ και θα αποτελεί τη ραχοκοκαλιά του Ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος.



Σχήμα 1.6. Offshore αιολικά πάρκα στη Βόρεια Θάλασσα.

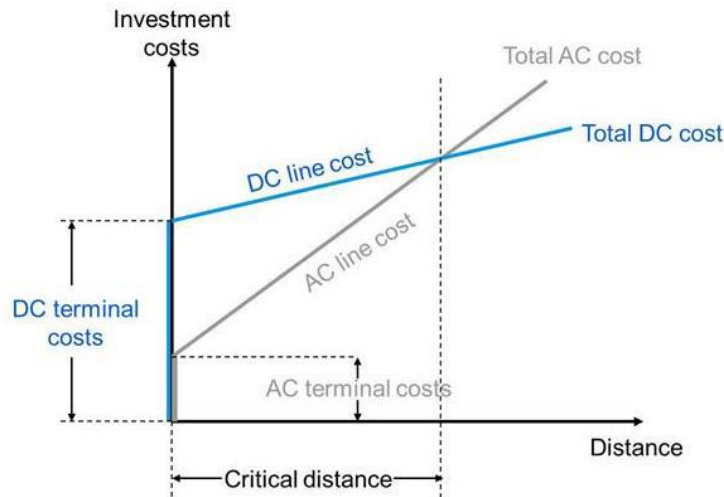
1.2 Η Τεχνολογία HVDC

1.2.1 HVDC έναντι HVAC τεχνολογίας

Ο όρος HVDC (High Voltage Direct Current) αναφέρεται στην τεχνολογία διασύνδεσης υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος, με σκοπό τη μεταφορά ηλεκτρικής ισχύος σε μακρινές αποστάσεις χρησιμοποιώντας συνεχές ρεύμα, αντί του παραδοσιακού τριφασικού δικτύου υψηλής τάσης εναλλασσόμενου ρεύματος (High Voltage Alternative Current, HVAC).

Υιοθετείται ολοένα και περισσότερο παγκοσμίως για τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις, καθιστώντας εφικτή τη διασύνδεση ασύγχρονων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. δίκτυα γειτονικών χωρών), διαφορετικής συχνότητας λειτουργίας, καθώς και τη διασύνδεση μεγάλων θαλάσσιων αιολικών πάρκων και απομακρυσμένων νησιών με το ηπειρωτικό ΣΗΕ. Η τεχνολογία HVDC κερδίζει έναντι της HVAC, κυρίως στις εφαρμογές υποβρυχίων διασυνδέσεων, λόγω του εγγενούς μειονεκτήματος της συμβατικής τεχνολογίας HVAC που σχετίζεται με τον περιορισμό της ικανότητας μεταφοράς ενεργού ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις, λόγω του υψηλού χωρητικού ρεύματος που απαιτούν (φόρτιση και εκφόρτιση της χωρητικότητας των καλωδίων σε κάθε κύκλο), κυρίως τα υποβρύχια καλώδια, καθιστώντας επιπλέον αναγκαία τη κοστοβόρα χρήση αντισταθμιστών αέργου ισχύος για τη ρύθμιση της AC τάσης. Η άρση του περιορισμού της απόστασης είναι ένα από τα μεγαλύτερα πλεονεκτήματα της τεχνολογίας HVDC, αφού με την ανάπτυξη και διεύρυνση των ΑΠΕ δίνεται η δυνατότητα αξιοποίησης απομακρυσμένων περιοχών με πλούσιο ηλιακό, αιολικό, υδροηλεκτρικό δυναμικό.

Το επενδυτικό κόστος των DC αγωγών είναι χαμηλότερο από αυτό των AC αγωγών, διότι για τη μεταφορά της ίδιας ποσότητας ισχύος απαιτούνται περισσότεροι αγωγοί στην περίπτωση του AC. Από την άλλη, στην περίπτωση του HVDC υπεισέρχεται το υψηλό κόστος των μετατροπών AC/DC. Οι απώλειες μεταφοράς ισχύος μέσω HVAC αγωγών είναι μεγαλύτερες (επιδερμικό φαινόμενο, χωρητικά ρεύματα, περισσότεροι αγωγοί) από τις απώλειες HVDC αγωγών της ίδιας μεταφορικής ικανότητας, από την άλλη όμως η HVDC τεχνολογία εμπεριέχει τις επιπρόσθετες απώλειες ισχύος των AC/DC μετατροπών (0.7 - 1%). Αυτό που τελικά συμβαίνει είναι ότι η τεχνολογία HVDC κρίνεται συμφέρουσα για αποστάσεις μεγαλύτερες από ένα κατώφλι, που καλείται απόσταση εξισορρόπησης (break-even distance). Για τιμές μεγαλύτερες της απόστασης εξισορρόπησης το μακροπρόθεσμο AC κόστος λόγω των αυξημένων απωλειών υπερβαίνει το DC κόστος, παρά το αρχικά υψηλότερο κόστος επένδυσης του τελευταίου. Ας σημειωθεί ότι οι τιμές αυτές αποτελούν απλά μια εκτίμηση, με την ακριβή τιμή να είναι αποτέλεσμα αλληλεπίδρασης πολλών παραγόντων (είδος αγωγών, επίπεδα τάσης) και συνεπώς να προσδιορίζεται διαφορετικά για κάθε επένδυση.



Σχήμα 1.7. Κόστη επένδυσης των 2 τεχνολογιών. Η σχέση απόστασης-κόστους μπορεί να εκληφθεί ως το ανοιγμένο σε τιμές βάσης μακροπρόθεσμο κόστος λόγω των απωλειών. Πηγή: ABB.

Κατά κύριο λόγο, ένα σύστημα HVDC αποτελείται από έναν μετατροπέα σε κάθε άκρο (λαμβάνει AC τάση και την μετατρέπει σε DC και αντίστροφα) και ένα κύκλωμα DC ενδιάμεσα. Οι εμπορικές εφαρμογές HVDC σήμερα χωρίζονται σε δύο κατηγορίες με κριτήριο την τεχνολογία των χρησιμοποιούμενων μετατροπέων ισχύος : (α) η συμβατική τεχνολογία HVDC με μετατροπείς τύπου πηγής ρεύματος (current source converter, CSC-HVDC), με χρήση ελεγχόμενων thyristor, και (β) η τεχνολογία HVDC με μετατροπείς τύπου πηγής τάσης (voltage source converter, VSC-HVDC), οι οποίοι χρησιμοποιούν αυτομεταγόμενα ημιαγωγικά στοιχεία.

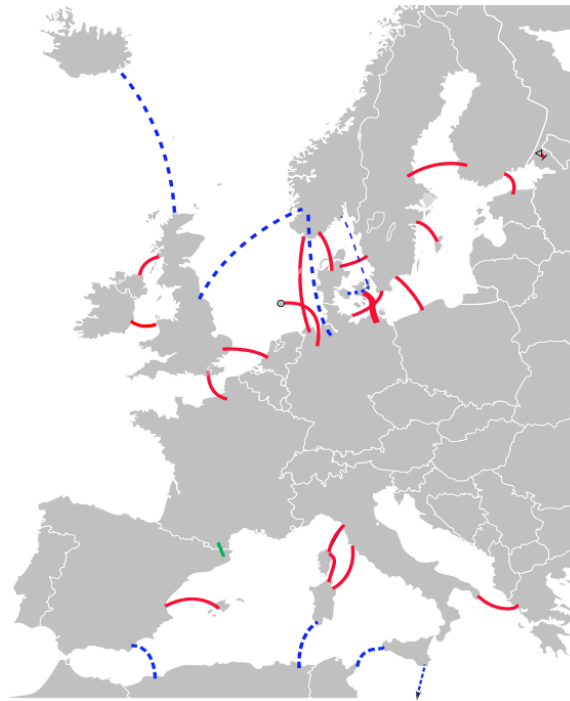
1.2.2 Ιστορική αναδρομή των HVDC διασυνδέσεων

Ιστορικά, οι πρώτες εμπορικές HVDC εφαρμογές στην σύγχρονη μορφή ήταν η διασύνδεση Μόσχας-Kashira το 1951 (115 km, 60 MW, ± 200 kV) και η υποβρύχια διασύνδεση του ηπειρωτικού δικτύου της Σουηδίας με το νησί Gotland το 1954 (96 km, 20MW, 100 kV). Η τελευταία HVDC εφαρμογή πραγματοποιήθηκε από την σουηδική ASEA, η οποία το 1988 προχώρησε σε συγχώνευση με την ελβετική Brown, Boveri & Cie (BBC), συστήνοντας τη σημερινή ABB. Οι δύο αυτές εφαρμογές χρησιμοποιούσαν ελεγχόμενους διακόπτες τόξου υδραργύρου (mercury arc valves) στους μετατροπείς. Από τα τέλη της δεκαετίας του 1960 ξεκινά η ανάπτυξη των στοιχείων στερεάς κατάστασης (solid-state devices), κυρίως των ελεγχόμενων διακοπών θυρίστορ (thyristor valves), με το πρώτο ολοκληρωμένο HVDC σύστημα βασισμένο σε thyristor να είναι το σύστημα του Eel River στον Καναδά, το οποίο χτίστηκε από τη General Electric και τέθηκε σε λειτουργία το 1972. Από το 1977 και έπειτα εγκαταλείπεται οριστικά η χρήση των mercury arc valves και οι HVDC μετατροπείς χρησιμοποιούν ελεγχόμενα thyristor. Το 1979 πραγματοποιείται η μεγαλύτερη για εκείνη την εποχή HVDC διασύνδεση βασισμένη σε thyristor (1410 km, 1920 MW, ± 533 kV) μεταξύ Cabora Bassa και Johannesburg στη Νότια Αφρική, με μετατροπείς σχεδιασμένους από τις εταιρείες AEG, BBC και Siemens. Όλα τα παραπάνω έργα αποτελούν τη συμβατική HVDC τεχνολογία μετατροπέων πηγής ρεύματος (current source converter - CSC). Άλλα γνωστά παραδείγματα CSC HVDC τεχνολογίας (ή Line-Commutated Converter (LCC) HVDC) είναι :

- Pacific Interie HVDC link (1354 km, 3100MW, ± 500 kV)
- Itaipu HVDC link μεταξύ Βραζιλίας και Παραγουάης 6300MW (2 bipoles, 3.150 MW, ± 600 kV το καθένα).
- Xiangjiaba–Shanghai HVDC link στη Κίνα (2000 km, 6400 MW, ± 800 kV, bipolar system)

Το 1997 πρωτοπαρουσιάστηκαν στη τεχνολογία HVDC οι μετατροπείς ισχύος πηγής τάσης (voltage source converters - VSC), οι οποίοι χρησιμοποιούνταν ευρέως από το 1980 σε εφαρμογές ηλεκτρικής κίνησης. Η ανάπτυξη των υψηλής διαστασιολόγησης αυτομεταγόμενων ημιαγωγών IGBTs (Insulated-Gate Bipolar Transistors), GTOs, GCTs κατέστησαν τα μικρότερα HVDC συστήματα οικονομικά. Η τεχνολογία προωθήθηκε στην αγορά από την ABB ως HVDC Light και από τη Siemens με την επωνυμία HVDC PLUS (Power Link Universal System). Μέχρι το τέλος του 2011 είχε καταγράψει ένα σημαντικό ποσοστό της αγοράς HVDC, λόγω των πλεονεκτημάτων συγκριτικά με τους μετατροπείς CSC.

Από την πρωτοεμφάνισή τους το 1997, τα συστήματα VSC-HVDC σταδιακά αύξαναν τα επίπεδα τάσης και ισχύος λειτουργίας. Σήμερα υπάρχουν έργα διασύνδεσης ΘΑΠ όπως π.χ. το BorWin2 (2015 Siemens HVDC PLUS, 200 km, ± 300 kV) και το DolWin1 (2015 ABB HVDC Light, 165 km, ± 320 kV) που χρησιμοποιούν συνδέσμους VSC-HVDC μεταφορικής ικανότητας 800 MW. Αντιπροσωπευτικό παράδειγμα σύγχρονου έργου ηλεκτρικής διασύνδεσης συστημάτων μεταξύ χωρών αποτελεί το έργο Inelfe, το οποίο αφορά στη διασύνδεση των ΣΗΕ Ισπανίας και Γαλλίας και αποτελείται από δύο ανεξάρτητα δίπολα ± 320 kV 1000 MW έκαστο, χρησιμοποιώντας την τεχνολογία Siemens HVDC PLUS. Το Skagerrak 4 αφορά τη προσθήκη νέας VSC-HVDC διασύνδεσης των ήδη διασυνδεδεμένων ΣΗΕ της Νορβηγίας και Δανίας, με μεταφορική ικανότητα 700 MW και τάση λειτουργίας 500 kV. Τέλος, μέχρι το 2020 προγραμματίζεται να μπει σε εφαρμογή από την ABB το NordLink, η μεγαλύτερη VSC-HVDC διασύνδεση παγκοσμίως, ανάμεσα στα ΣΗΕ Νορβηγίας και Γερμανίας (ABB HVDC Light, IGBT-based, bipolar, ± 525 kV, 1400 MW, 623 km), επιτρέποντας τη ροή ισχύος μεταξύ Νορβηγίας, με το τεράστιο ποσό της εύελικτης υδροηλεκτρικής ενέργειας, και Γερμανία, με μια συνεχώς αυξανόμενη ποσότητα αιολικής και ηλιακής ισχύος. Οι διακρατικές HVDC διασυνδέσεις επιτρέπουν καλύτερη λειτουργία των αγορών ενέργειας, ενδεχομένως μειώνοντας τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και αυξάνοντας τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα.

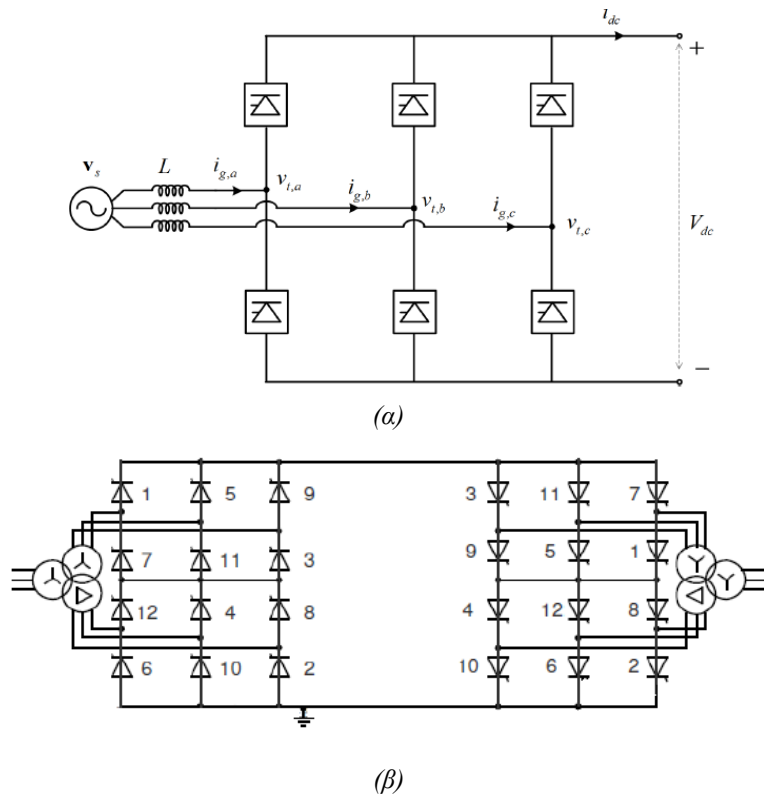


red: existing, blue: proposed, green: under construction

Σχήμα 1.8. HVDC διασυνδέσεις στην Ευρώπη.

1.2.3 Η τεχνολογία διασύνδεσης CSC-HVDC

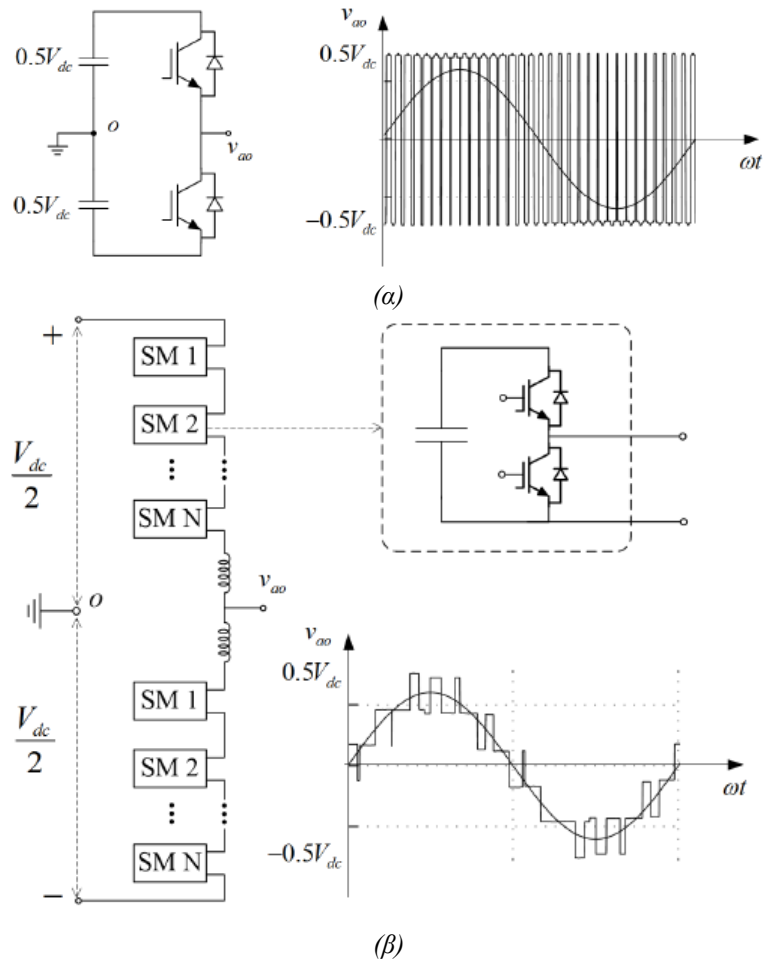
Η τεχνολογία CSC-HVDC (συμβατική HVDC τεχνολογία-HVDC Classic) είναι πλέον μια ώριμη τεχνολογία, με δεκάδες ολοκληρωμένα έργα ανά τον κόσμο. Ενδείκνυται για μεταφορά τεράστιων ποσοτήτων ισχύος σε μακρινές αποστάσεις, όπου η χρήση AC γραμμής καθίσταται πλέον απαγορευτική (Αμερική, Κίνα, Ινδία). Ο μετατροπέας πηγής ρεύματος CSC-HVDC επιτυγχάνει την ανόρθωση μέσω εξαπαλμικής ή δωδεκαπαλμικής γέφυρας thyristor. Στο Σχήμα 1.9 παρουσιάζεται η εξαπαλμική ανόρθωση με ελεγχόμενα thyristors, η αγωγή των οποίων πραγματοποιείται όταν δοθεί παλμός έναυσης, με την προϋπόθεση ότι αυτά είναι θετικά πολωμένα. Ο έλεγχος της διακινούμενης ενεργού ισχύος επί της διασύνδεσης επιτυγχάνεται με κατάλληλο έλεγχο των παλμών έναυσης. Η δωδεκαπαλμική γέφυρα είναι ουσιαστικά μια υπέρθεση δύο εξαπαλμικών, οι οποίες έχουν διαφορετική φάση λόγω των διαφορετικών διαμορφώσεων των μετασχηματιστών (Σχήμα 1.9 (β)). Χρησιμοποιείται για ελαχιστοποίηση των αρμονικών χαμηλών συχνοτήτων. Οι σταθμοί μετατροπής CSC απαιτούν σύνδεση σε ένα ισχυρό AC δίκτυο. Σε περίπτωση σύνδεσης σε ασθενές ΣΗΕ (Short Circuit Ratio στο εύρος 2-3) απαιτείται η εγκατάσταση πρόσθετων ηλεκτρονικών συστημάτων αντιστάθμισης αέργου ισχύος τύπου STATCOM ή SVC για την αποτελεσματική μεταγωγή των ελεγχόμενων thyristor, με αύξηση του κόστους και του όγκου της εγκατάστασης.



Σχήμα 1.9. (α) CSC-HVDC εξαπαλμική γέφυρα με ελεγχόμενα thyristors (β) Back-to-Back σύνδεσμος HVDC με CSC μετατροπείς δωδεκαπαλμικής ανόρθωσης. Οι διαφορετικές διαμορφώσεις των μετασχηματιστών εισάγουν τη διαφορά φάσης και επιτυγχάνεται η μείωση του αρμονικού περιεχομένου της τελικής AC κυματομορφής.

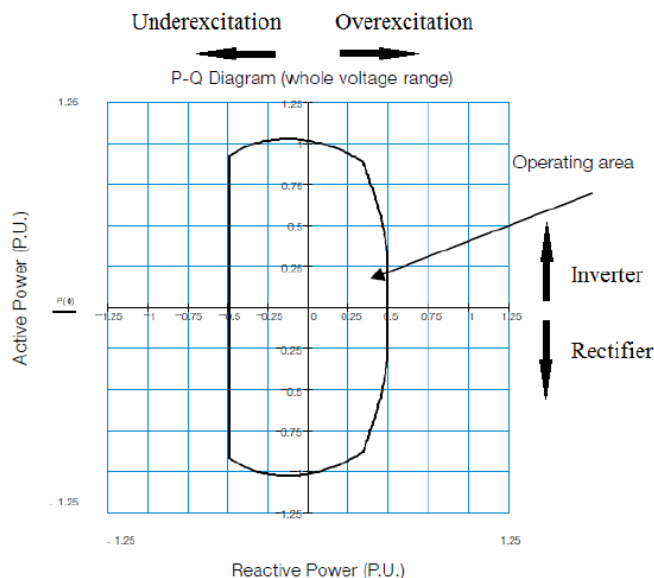
1.2.4 Η τεχνολογία διασύνδεσης VSC-HVDC

Η απλούστερη και οικονομικότερη τεχνολογία VSC-HVDC είναι ο μετατροπέας δύο επιπέδων, ο οποίος χρησιμοποιεί διαμόρφωση εύρους παλμών (Pulse-Width Modulation, PWM). Έτσι δημιουργείται η κυματομορφή τάσης δύο επιπέδων, (Σχήμα 1.10 (α)), η οποία με χρήση κατάλληλων φίλτρων προσεγγίζει την επιθυμητή κυματομορφή της θεμελιώδους συνιστώσας της τάσης εξόδου. Βασικό μειονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι η απαίτηση υψηλής διακοπτικής συχνότητας λειτουργίας των IGBTs, γεγονός που αυξάνει σημαντικά τις απώλειες ισχύος σε εφαρμογές HVDC. Κάθε ημιαγωγικό στοιχείο που εικονίζεται στο Σχήμα 1.10 αποτελείται στην πραγματικότητα από κατάλληλο αριθμό IGBTs (με αντιπαράλληλη δίοδο) συνδεδεμένων εν σειρά, η αγωγή των οποίων είναι συγχρονισμένη. Με βάση τη θεμελιώδη τοπολογία δύο επιπέδων μπορεί να κατασκευαστεί ένας μετατροπέας ισχύος τριών ή και παραπάνω επιπέδων. Η τεχνολογική εξέλιξη στον τομέα των ηλεκτρονικών ισχύος τα τελευταία χρόνια έχει οδηγήσει στην επικράτηση των πολυεπίπεδων μετατροπέων ισχύος (multilevel), οι οποίοι παρέχουν AC τάση εξόδου πολύ κοντά στη θεμελιώδη συνιστώσα (καλύτερη ποιότητα ισχύος, φθηνότερα και μικρότερα φίλτρα εξόδου, χαμηλό αρμονικό περιεχόμενο τάσης και ρεύματος). Οι μεγάλες εταιρείες παραγωγής multilevel HVDC-VSC διαθέτουν στην αγορά τη συγκεκριμένη τεχνολογία με τις εξής επωνυμίες : HVDC PLUS (Siemens), HVDC Light (ABB) και HVDC MaxSine (Alstom Grid).



Σχήμα 1.10. Τοπολογίες μετατροπέων VSC (α) δύο επιπέδων (β) πολλαπλών επιπέδων (6 στο παράδειγμα του σχήματος). Κάθε υπομονάδα (submodule – SM) ενός μετατροπέα MMC-VSC (Modular Multilevel Converter) βασίζεται στη διεπίπεδη τεχνολογία με παράλληλο πυκνωτή, η τάση του οποίου αξιοποιείται για τη σύνθεση της επιθυμητής κυματομορφής της φασικής AC τάσης.

Ο μετατροπέας VSC δίνει τη δυνατότητα πλήρως ανεξάρτητου ελέγχου της ροής ενεργού και αέργου ισχύος στο AC σύστημα. Η ενεργός ισχύς μπορεί να ελέγχεται εντός των ορίων του μετατροπέα ώστε το DC δίκτυο να εγχέει ή να απορροφά από το AC. Μοναδικός περιορισμός είναι η απαίτηση τήρησης του ισοζυγίου ενεργού ισχύος μέσα στο δίκτυο, δηλαδή η απορροφούμενη ισχύς στο ένα άκρο να ισούται με την εγχεόμενη ισχύ στην AC πλευρά του άλλου άκρου, αφού ενδεχόμενη ανισορροπία θα προκαλούσε ταχεία υπερφόρτιση ή εκφόρτιση των DC πυκνωτών και συνεπώς υπέρταση ή υπόταση. Όπως θα αναλυθεί αργότερα, υπάρχουν διαφορετικές μεθοδολογίες ελέγχου της ισορροπίας μέσα στο HVDC δίκτυο, η πιο απλή εκ των οποίων είναι ο ένας μετατροπέας να αναλαμβάνει τον έλεγχο της DC τάσης και ο άλλος μετατροπέας να ελέγχει την AC ισχύ του (ενεργό και άεργο) με εξωτερική εντολή αναφοράς (master-slave control). Τυπική καμπύλη P-Q για έναν μετατροπέα VSC φαίνεται στο Σχήμα 1.11.



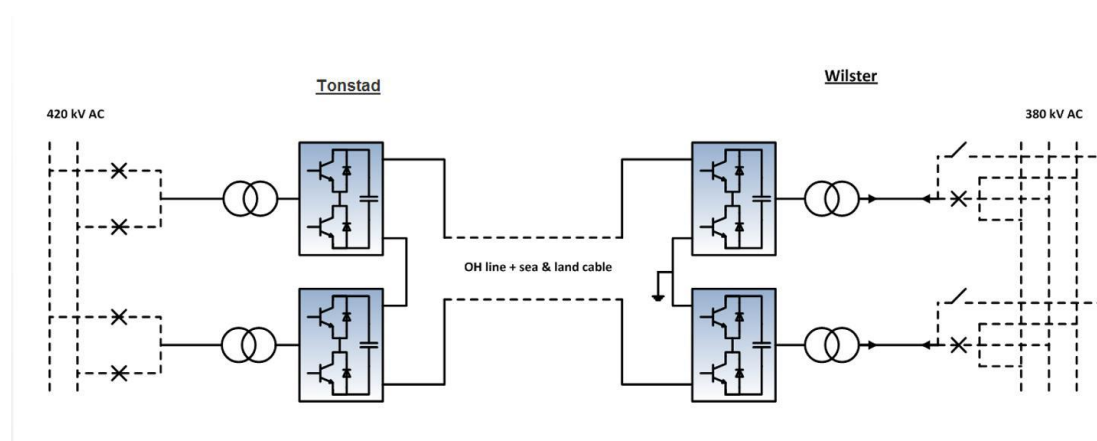
Σχήμα 1.11. P-Q διάγραμμα λειτουργίας ενός μετατροπέα VSC-HVDC. Η ενεργός ισχύς θεωρείται θετική όταν εγχέεται από τον DC σύνδεσμο στο AC δίκτυο. Ένας μετατροπέας μπορεί να λειτουργεί ως αντιστροφέας, εγχέοντας ισχύ στο δίκτυο ή ως ανορθωτής, απορροφώντας ισχύ από το δίκτυο. Ομοίως, εάν ο μετατροπέας εγχέει άεργο ισχύ στο δίκτυο τότε υποτίθεται λειτουργία υπερδιέγερσης και αντιστρόφως.

Η ανεξάρτητη ρύθμιση της ενεργού ισχύος του μετατροπέα μπορεί να πραγματοποιείται δυναμικά από το σύστημα ελέγχου του, με βάση τον ορισμένο από τον Διαχειριστή στατισμό συχνότητάς του, ώστε να συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας του AC δικτύου. Αντίστοιχα, η άεργος ισχύς μπορεί να ρυθμίζεται σε εντολές του Διαχειριστή ή αυτόματα μέσω συστήματος ελέγχου, ώστε να διατηρείται η επιθυμητή AC τάση στο ΣΚΣ με το AC δίκτυο, μέσω παραγωγής ή κατανάλωσης αέργου ισχύος (π.χ. παραγωγή αέργου ισχύος μετά από 3Φ βραχυκύκλωμα για την υποστήριξη τάσης), με τον μετατροπέα συνεπώς να λειτουργεί ως αντισταθμιστής αέργου ισχύος (Static VAR Compensator, SVC), ακόμα και με το άεργο ρεύμα να φτάνει ακόμη το 100% του ονομαστικού.

Ο μετατροπέας VSC μπορεί να ελεγχθεί ως μια ιδανική πηγή τάσης, όπου το σύστημα ελέγχου καθορίζει το μέτρο, συχνότητα και φάση της επιθυμητής κυματομορφής τάσης που θα παράγει ο μετατροπέας, ή με άλλα λόγια ένας VSC μπορεί να «στήσει» από μόνος του ένα AC δίκτυο (grid-forming VSC). Αυτό προέρχεται από το γεγονός ότι τα IGBTs ημιαγωγικά στοιχεία είναι αυτομεταγόμενα, δηλαδή η δυνατότητα αγωγής και σβέσης τους δεν εξαρτάται από την τάση του δικτύου, όπως συμβαίνει με το thyristor των CSC μετατροπέων. Η βασική αυτή διαφορά αποτελεί συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι των CSC μετατροπέων, οι οποίοι απαιτούν προϋπάρχουσα διασύνδεση με ισχυρό AC δίκτυο, και επιτρέπει πιο ευέλικτη λειτουργία στον σταθμό μετατροπής VSC. Συνεπώς, τα συστήματα VSC-HVDC προτιμώνται για εφαρμογές διασύνδεσης ΘΑΠ και ασθενών νησιωτικών συστημάτων, συγκριτικά με τα συστήματα CSC-HVDC, καθώς δεν απαιτείται η σύνδεση σε ισχυρό δίκτυο. Επιπρόσθετα, λόγω της μικρότερης γεωγραφικής έκτασης που καταλαμβάνουν, η χρήση τους σε υπεράκτιους σταθμούς είναι εμφανώς καταλληλότερη.

Ένα άλλο βασικό πλεονέκτημα της τεχνολογίας διασύνδεσης VSC-HVDC αποτελεί η ικανότητα ταχείας αντιστροφής της ροής ενεργού ισχύος επί της διασύνδεσης χωρίς την ανάγκη αντιστροφής της πολικότητας της DC τάσης, όπως συμβαίνει με τη συμβατική τεχνολογία CSC-HVDC, καθώς υπάρχει η δυνατότητα αντιστροφής της κατεύθυνσης του DC ρεύματος όταν αυτό απαιτηθεί σε κανονική

λειτουργία μέσω των συστημάτων ελέγχου. Η ιδιότητα αυτή είναι ιδιαίτερα χρήσιμη όχι μόνο για τις ανάγκες ρύθμισης της διακινούμενης ισχύος μεταξύ μεγάλων AC συστημάτων, αλλά και για την περίπτωση διασυνδεδεμένης λειτουργίας νησιωτικών συστημάτων με αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), η μεταβλητότητα των οποίων σε συνδυασμό με τις διακυμάνσεις της ζήτησης φορτίου μπορεί να επιβάλλει συχνές εναλλαγές της κατεύθυνσης της διακινούμενης ενεργού ισχύος επί της διασύνδεσης.



Σχήμα 1.12. Simplified single line diagram of the NordLink interconnector. Source ABB.

1.2.5 Multiterminal HVDC

Το πολυτερματικό (Multiterminal) HVDC αναφέρεται σε δίκτυο HVDC με τρία ή περισσότερα τερματικά. Υπάρχουν επί του παρόντος δύο multiterminal HVDC συστήματα συμβατικής τεχνολογίας CSC σε λειτουργία παγκοσμίως (Hydro-Québec–New England, Canada / Sardinia-Corsica-Italy interconnection-SACOI). Το North-East Agra (NEA) είναι το πρώτο multiterminal UHVDC (Ultra HVDC, ± 800 kV, 6000MW, 1728 km) και βρίσκεται υπό κατασκευή από την ABB στην Ινδία.

Οι δυσκολίες στα CSC HVDC συστήματα προκύπτουν από το γεγονός ότι για να αλλάξει η κατεύθυνση της ροής ισχύος πρέπει να αλλάξει η πολικότητα του μετατροπέα. Αυτό έχει οδηγήσει σε CSC συστήματα πολλαπλών τερματικών όπου η ροή ισχύος προορίζεται να είναι μόνο προς μία κατεύθυνση. Ο συγκεκριμένος περιορισμός εξαλείφεται με τη χρήση VSC-HVDC, η ανάπτυξη της τεχνολογίας των οποίων έχει αυξήσει την πιθανότητα υλοποίησης MTDC που συμπεριφέρεται περισσότερο σαν το AC σύστημα. Εν όψει 2018, υπάρχουν σχέδια για VSC MTDC δίκτυα σε όλο τον κόσμο, τα οποία δεν έχουν ακόμη υλοποιηθεί (Nan'ao VSC-HVDC στην Κίνα, Zhoushan MTDC grid στην Κίνα, the Atlantic Wind Connection -AWC Project στις Η.Π.Α).



Σχήμα 1.13. VSC MTDC Atlantic Wind Connection (AWC) project στις Η.Π.Α .

1.3 Κώδικες Συστήματος

1.3.1 Εισαγωγή

Η όλο αυξανόμενη εγκατάσταση των νέων αιολικών πάρκων, τόσο ηπειρωτικών όσο και υπεράκτιων κατέστησαν απαραίτητη τη θέσπιση ενός συνόλου αυστηρών τεχνικών απαιτήσεων από τους διαχειριστές, τις οποίες πρέπει να πληρούν τα αιολικά πάρκα, ώστε να επιτραπεί η σύνδεσή τους στο δίκτυο Διανομής και Μεταφοράς. Σκοπός των κανονισμών αυτών είναι η ενίσχυση της ευσταθούς λειτουργίας των αιολικών και του δικτύου, ιδίως σε συνθήκες διαταραχών, όπου το αιολικό πάρκο πρέπει να παραμείνει συνδεδεμένο και να συμβάλλει στη στήριξη της τάσης και της συχνότητας του δικτύου.

Το σύνολο των τεχνικών απαιτήσεων καθορίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς της κάθε χώρας και καλείται Κώδικας Συστήματος (grid code ή network code). Τυπικά παραδείγματα σύγχρονων κωδίκων συστήματος είναι ο Βρετανικός και ο Γερμανικός, οι οποίοι εκδόθηκαν από τους διαχειριστές συστήματος NGET plc και Tennet TSO GmbH αντίστοιχα, όπως επίσης και το προσχέδιο κώδικα για συνδέσεις HVDC του Ευρωπαϊκού Συνδέσμου Διαχειριστών ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators). Στην παρούσα εργασία, ως αναφορά για τα υπεράκτια (offshore) αιολικά πάρκα χρησιμοποιείται ο γερμανικός Tennet TSO GmbH κώδικας συστήματος, διότι είναι ένας από τους σαφέστερους κώδικες. Ο κώδικας αυτός αποτελείται από δύο μέρη, εκ των οποίων το πρώτο αφορά τη σύνδεση με τα δίκτυα υψηλής και υπερ-υψηλής τάσης και το δεύτερο, το οποίο και ενδιαφέρει στην παρούσα μελέτη, ορίζει τις απαιτήσεις για τη διασύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στο δίκτυο.

Στη παρούσα εργασία, το σημείο διασύνδεσης των υπεράκτιων αιολικών πάρκων με το δίκτυο είναι οι offshore (υπεράκτιοι) VSC-HVDC μετατροπείς και

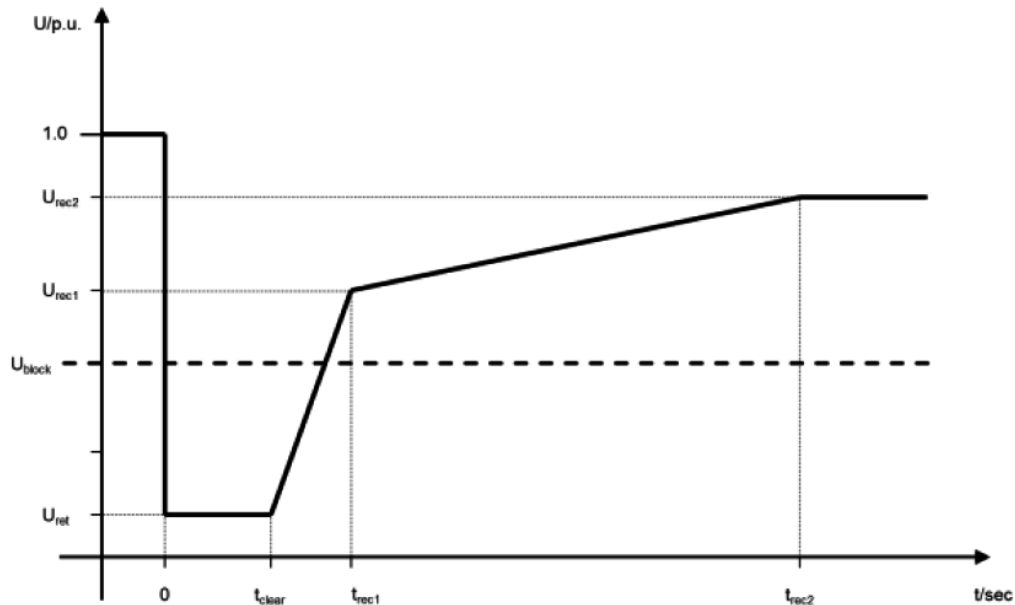
σηματοδοτεί το όριο μεταξύ της ιδιοκτησίας του παραγωγού και του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς, στον οποίο ανήκει και το σύστημα διασύνδεσης. Στο σημείο αυτό πρέπει να τηρούνται οι απαιτήσεις του Γερμανικού Κώδικα συστήματος αναφορικά με διασύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στο δίκτυο, ώστε να διασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του πάρκου, του υπεράκτιου AC δικτύου και του πολυτερματικού HVDC δικτύου που έπεται.

Κεντρικό θέμα της παρούσας εργασίας, όμως, δεν είναι τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αλλά το πολυτερματικό HVDC δίκτυο (MTDC grid). Αυτό δηλαδή που ενδιαφέρει κυρίως είναι η συμβατότητα του MTDC ως σύνολο, όπως αυτό φαίνεται από τα δύο ανεξάρτητα ηπειρωτικά AC δίκτυα μέσω των δύο onshore HVDC μετατροπέων. Το ενδιαφέρον εστιάζεται λοιπόν στους δύο onshore μετατροπείς, αφού αυτοί εγχέουν την παραγόμενη ενεργό ισχύ και δρουν ως «διεπαφή» όλου του offshore συστήματος (MTDC δίκτυο συν υπεράκτια αιολικά πάρκα) με καθένα από τα δύο ανεξάρτητα ηπειρωτικά δίκτυα. Συνεπώς, οι τεχνικές απαιτήσεις πρέπει να ισχύουν στην AC πλευρά των onshore HVDC μετατροπέων.

Τα ήδη υπάρχοντα καθώς και τα μελλοντικά επενδυτικά σχέδια κατασκευής πλήθους HVDC διασυνδέσεων στον Ευρωπαϊκό χώρο (Βόρεια Θάλασσα, Μεσόγειος, ηπειρωτική Ευρώπη), διτερματικών ή πολυτερματικών, έθεσαν την ανάγκη θέσπισης ενός θεσμικού πλαισίου κανόνων που να αναφέρεται αποκλειστικά στα HVDC δίκτυα. Ο ENTSO-E, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες γραμμές πλαισίου του ACER σχετικά με τις συνδέσεις ηλεκτρικού δικτύου, εκδίδει στις 30 Απριλίου 2014 το προσχέδιο 'ENTSO-E Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC connected Power Park Modules', δηλαδή ένα προσχέδιο κώδικα αποκλειστικά για HVDC διασυνδέσεις. Οι τεχνικές απαιτήσεις που ορίζει το προσχέδιο του ENTSO-E είναι συμβατές και παρόμοιες σε πολλά σημεία με τον Γερμανικό κώδικα συστήματος του Διαχειριστή Tennet TSO GmbH. Συνεπώς, στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, ακολουθεί παρακάτω μια συνοπτική περιγραφή των κυριότερων τεχνικών απαιτήσεων, οι οποίες λήφθηκαν υπόψιν κυρίως για τους onshore VSC HVDC μετατροπείς αλλά και κατά δεύτερον για τις υπεράκτια Α/Π.

1.3.2 Αδιάλειπτη λειτουργία σε συνθήκες σφάλματος (Fault Ride-Through)

Μία από τις θεμελιώδεις απαιτήσεις των σύγχρονων κωδίκων συστήματος αποτελεί η ικανότητα του onshore μετατροπέα (ή του αιολικού πάρκου) να παραμείνει συνδεδεμένος στο δίκτυο (δηλαδή, να επιτύχει fault ride-through ή low-voltage ride-through) στη περίπτωση σφαλμάτων του δικτύου. Η απαίτηση αυτή είναι πολύ σημαντική για την ευσταθή λειτουργία του ΣΗΕ κατόπιν εμφάνισης διαταραχής (π.χ. βραχυκύκλωμα), αν αναλογιστεί κανείς τη δυσμενή επίδραση που θα επέφερε στη μεταβατική ευστάθεια ΣΗΕ ενδεχόμενη αποσύνδεση συστημάτων HVDC ή αιολικών πάρκων που διακινούν τεράστιες ποσότητες ενεργού ισχύος. Η ικανότητα FRT περιγράφεται με μία καμπύλη τάσης – χρόνου, όπως αυτό που εικονίζεται στο Σχήμα 1.14.



(α)

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{RET}	0.00 – 0.30	t_{CLEAR}	0.14-0.25
U_{REC1}	0.25-0.85	t_{REC1}	1.5 – 2.5
U_{REC2}	0.85-0.90	t_{REC2}	$t_{REC1} - 10.0$

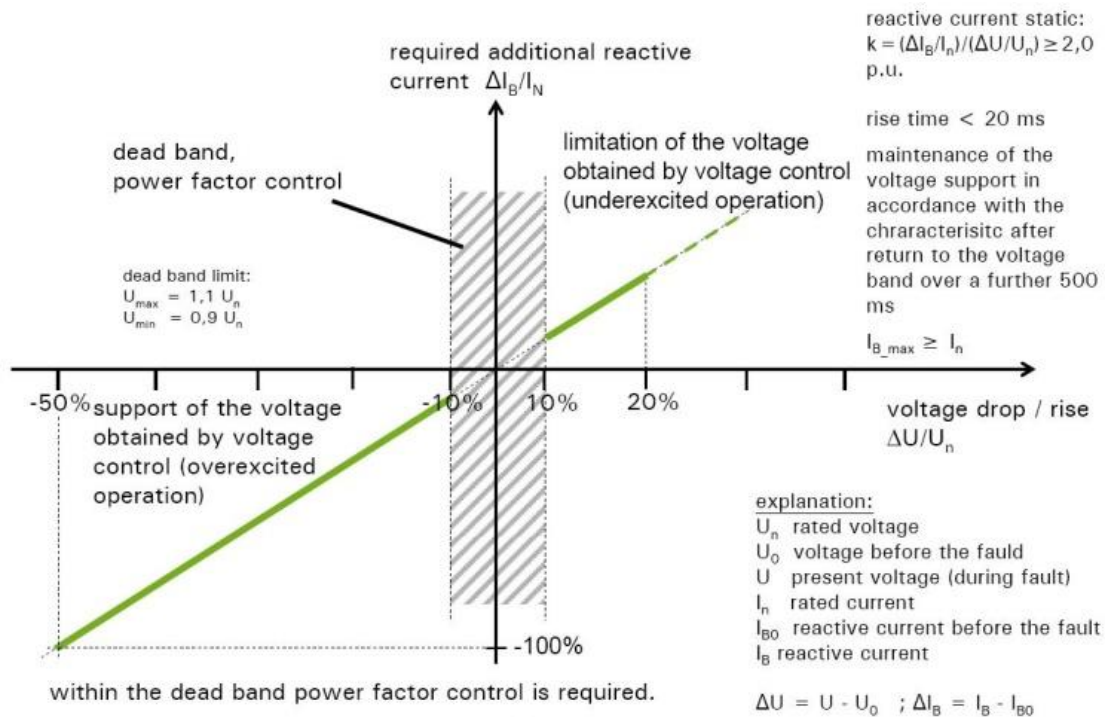
(β)

Σχήμα 1.14. (α) Τυπική καμπύλη τάσης – χρόνου για την απαίτηση αδιάλειπτης λειτουργίας HVDC μετατροπέα – Κώδικας ENTSO-E για συνδέσμους HVDC.

(β) Πίνακας παραμέτρων.

Το συγκεκριμένο προφίλ εφαρμόζεται στο σημείο κοινής σύνδεσης σε συνθήκες σφάλματος, στη διάρκεια του οποίου ο HVDC μετατροπέας πρέπει να μπορεί να παραμείνει συνδεδεμένος στο Δίκτυο και να συνεχίσει σταθερή λειτουργία μετά από την εκκαθάριση σφάλματος δικτύου, εφόσον η τάση παραμένει άνω του ορίου καμπύλης που έχει οριστεί από τον διαχειριστή. Παρόμοιες καμπύλες εμπεριέχονται στον Γερμανικό κώδικα για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα.

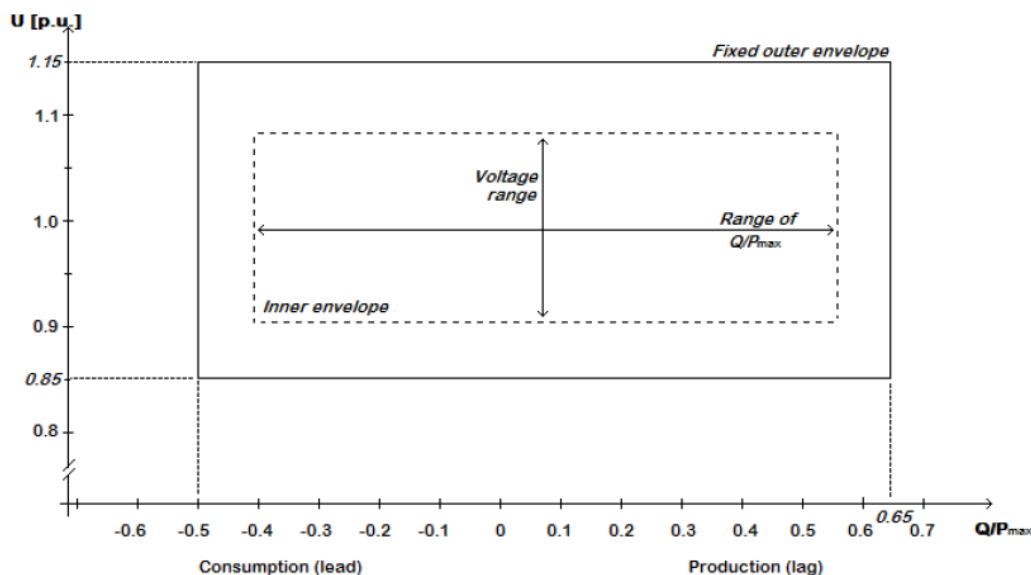
Εκτός της τεχνικής απαίτησης να παραμείνει συνδεδεμένος ο onshore μετατροπέας (ή το αιολικό πάρκο), πρέπει επίσης να στηρίζει την τάση του δικτύου παρέχοντας άεργο ρεύμα κατά τη διάρκεια της βύθισης (δίνοντας του προτεραιότητα εις βάρος του ενεργού). Η ταχεία ρύθμιση της αέργου συνιστώσας του ρεύματος εξόδου γίνεται ανάλογα της μετρούμενης πτώσης τάσης του δικτύου. Στο Σχήμα 1.15 εικονίζεται χαρακτηριστική του Γερμανικού κώδικα, μέσω της οποίας υπολογίζεται το απαιτούμενο άεργο ρεύμα.



Σχήμα 1.15. Χαρακτηριστική τάσης – ρεύματος για τη ρύθμιση της αέργου συνιστώσας του ρεύματος εξόδου σε συνθήκες σφάλματος – Γερμανικός κώδικας για τη σύνδεση ΘΑΠ.

Σύμφωνα με την παραπάνω χαρακτηριστική, η άεργος συνιστώσα του ρεύματος εξόδου θα πρέπει να αυξάνεται με ρυθμό τουλάχιστον 2% του ονομαστικού ρεύματος ανά 1% απόκλιση της τάσης από την ονομαστική της τιμή, ώστε για βύθισης τάσης 50%, η αύξηση της αέργου συνιστώσας να ισούται με το 100% του ονομαστικού ρεύματος. Η ενεργοποίηση του ελέγχου τάσης πραγματοποιείται εάν η βύθιση ξεπεράσει το 10% της ονομαστικής τιμής, ενώ ο μηχανισμός πρέπει να ενεργοποιηθεί εντός 20 msec από τη στιγμή της βύθισης. Μόλις η τάση επιστρέψει εντός του φυσιολογικού εύρους, η στήριξή της πρέπει να συνεχιστεί για τα επόμενα 500 msec.

Όσον αφορά τη σταθερότητα της τάσης στο Σημείο Κοινής Σύνδεσης (ΣΚΣ), ένας HVDC μετατροπέας πρέπει να μπορεί να υποστηρίξει την τάση του δικτύου όχι μόνο σε συνθήκες σφάλματος αλλά και στο πλαίσιο μεταβολών τάσης κανονικής λειτουργίας μέσω ανταλλαγής αέργου ισχύος με το δίκτυο. Ο μηχανισμός αυτός στοχεύει στην ενίσχυση της ευστάθειας τάσης του ΣΗΕ, που παραδοσιακά επιτελείται από τις σύγχρονες γεννήτριες των συμβατικών μονάδων παραγωγής μέσω των αυτόματων ρυθμιστών τάσης και του πεδίου διέγερσης. Με βάση τον κώδικα ENTSO-E για συνδέσμους HVDC, ο Διαχειριστής του συστήματος ορίζει ένα U-Q/Pmax προφίλ, μέσα στα όρια του οποίου ο HVDC μετατροπέας πρέπει να μπορεί να παρέχει/απορροφά άεργο ισχύ σε συνθήκες μέγιστης μεταφοράς ενεργού ισχύος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.16 .



Σχήμα 1.16. Διάγραμμα U - Q/P_{max} -προφίλ. Κώδικας ENTSO-E για συνδέσμους HVDC.

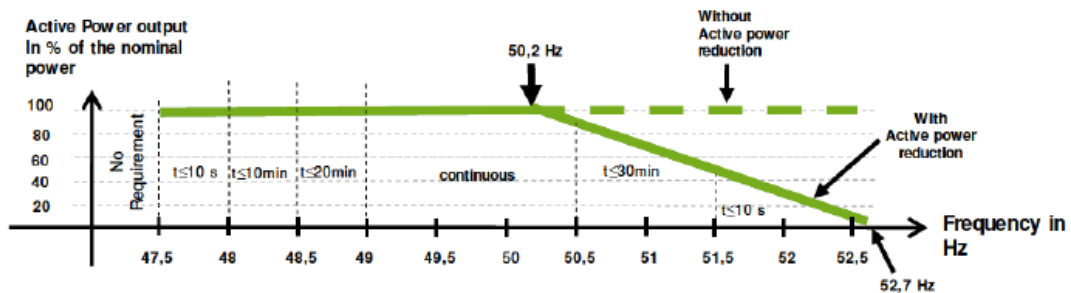
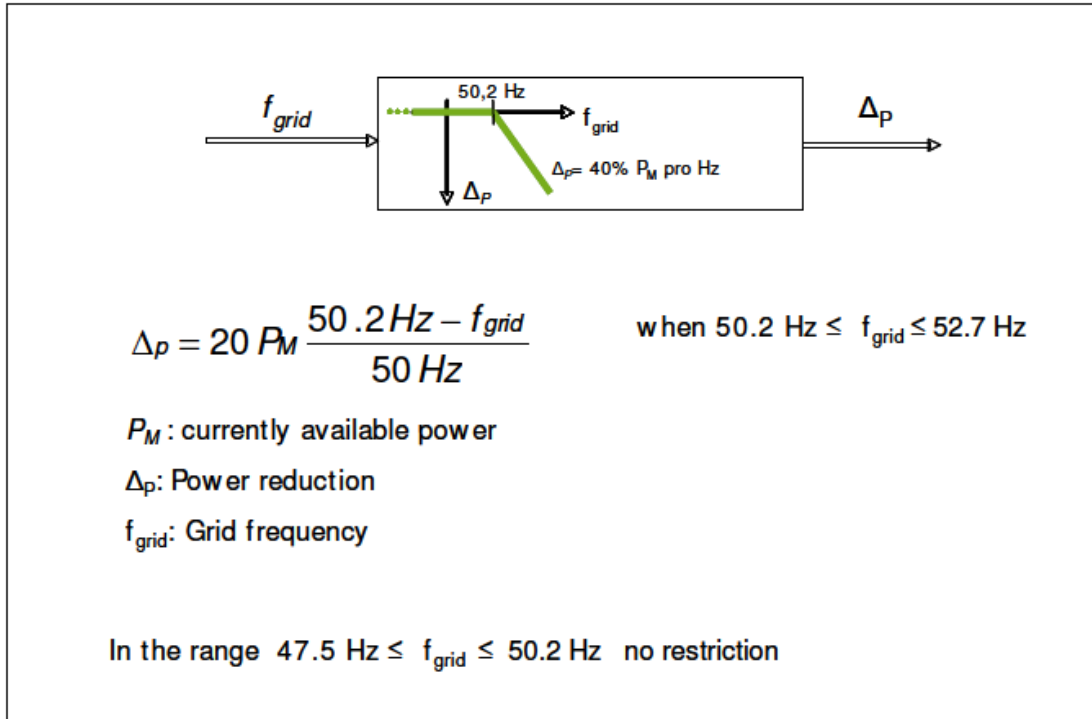
Η U - Q/P_{max} -περιοχή δεν πρέπει να υπερβαίνει τον Inner envelope που φαίνεται στο σχήμα και δεν χρειάζεται να είναι ορθογώνια, ενώ η θέση της πρέπει να ευρίσκεται στα όρια του Fixed outer envelope. Ο μετατροπέας HVDC πρέπει να είναι ικανός να μετακινείται σε οποιοδήποτε σημείο λειτουργίας εντός αυτής της περιοχής στο χρονοδιάγραμμα που ζητήθηκε από τον Διαχειριστή Συστήματος. Το παραπάνω προφίλ ισχύει και για μεταφερόμενη ισχύ μικρότερη της μέγιστης. Συνήθως, η μορφή της περιοχής λειτουργίας διαμορφώνεται με τρόπο που να επιβάλλει λειτουργία υπερδιέγερσης σε συνθήκες χαμηλής τάσης και λειτουργία υποδιέγερσης σε συνθήκες υψηλότερης τάσης λειτουργίας από την ονομαστική. Παρόμοια προφίλ οριοθετημένων περιοχών U - $\cos\phi$ εμπεριέχονται στον Γερμανικό κώδικα για την δυνατότητα ρύθμισης του συντελεστή ισχύος από τα υπεράκτια αιολικά πάρκα.

Στην παρούσα εργασία, η ικανότητα FRT, η χαρακτηριστική που εικονίζεται στο Σχήμα 1.15 καθώς και το προφίλ του Σχήματος 1.16 δεν ενσωματώθηκαν στο σύστημα ελέγχου των ηπειρωτικών μετατροπέων VSC-HVDC, διότι η υποστήριξη σφαλμάτων ή μεταβολών τάσης δικτύου από το MTDC δίκτυο δεν ήταν αντικείμενο μελέτης.

1.3.3 Έλεγχος συχνότητας και ενεργού ισχύος

Οι σύγχρονοι κώδικες απαιτούν από τους σταθμούς HVDC και από τα αιολικά πάρκα να έχουν την ικανότητα αναπροσαρμογής της εγχεόμενης ενεργού ισχύος τους συναρτήσει της συχνότητας του δικτύου. Η απαίτηση αυτή προσομοιάζει τη λειτουργία πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας των συμβατικών μονάδων παραγωγής των ΣΗΕ.

Η ρύθμιση της ενεργού ισχύος συναρτήσει μεταβολών συχνότητας περιγράφεται με γραμμικές καμπύλες ισχύος – συχνότητας που προσομοιάζουν τις καμπύλες στατισμού των συμβατικών μονάδων. Ο Γερμανικός κώδικας για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα εμπεριέχει τη καμπύλη του Σχήματος 1.17 .



Σχήμα 1.17. Γερμανικός κώδικας για τη σύνδεση ΘΑΠ (α) Καμπύλη ρύθμισης ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας του δικτύου. (β) ενεργός ισχύς εξόδου ΘΑΠ συναρτήσει της συχνότητας και της διάρκειας λειτουργίας.

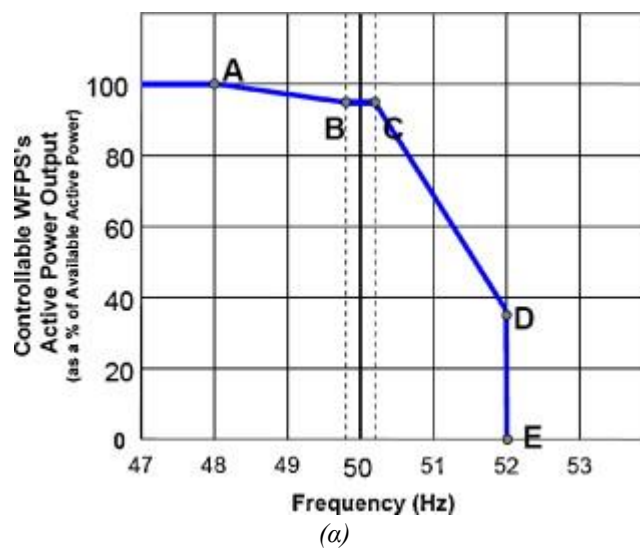
Η παραπάνω καμπύλη αναφέρεται σε συνθήκες υπερσυχνότητας, κατά την οποία για συχνότητα δικτύου μεγαλύτερη των 50.2 Hz , το υπεράκτιο αιολικό πάρκο πρέπει να περιορίζει την εγχεόμενη ισχύ εξόδου με ρυθμό ίσο με το 40% της ονομαστικής για αύξηση της συχνότητας κατά 1 Hz . Το σύστημα ελέγχου του πάρκου πρέπει να επιτυγχάνει μέγιστο ρυθμό μείωσης ίσο με 25% της διαθέσιμης ισχύος ανά sec. Η καμπύλη του Σχήματος 1.17 (β) υπαγορεύει τη διάρκεια που πρέπει να μείνει συνδεδεμένο το πάρκο στο ΣΚΣ όταν η συχνότητα του δικτύου βρίσκεται στα όρια που ορίζονται στον οριζόντιο άξονα. Στον Γερμανικό κώδικα εμπεριέχονται ακόμα πιο αναλυτικά σχήματα που υπαγορεύουν τη διάρκεια λειτουργίας του πάρκου συναρτήσει της συχνότητας αλλά και της τάσης στο ΣΚΣ.

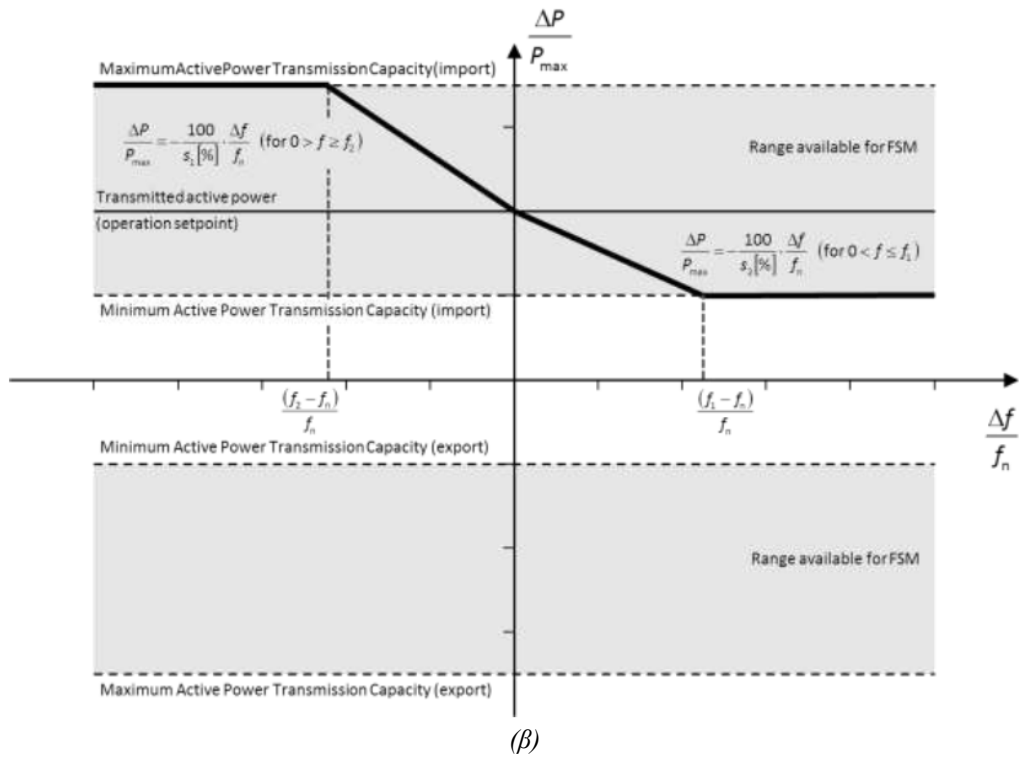
Ωστόσο, σε άλλους κώδικες συμπεριλαμβάνονται αυστηρότερες απαιτήσεις ρύθμισης συχνότητας, όπως στον Ιρλανδικό κώδικα για τα αιολικά πάρκα (Α/Π) και στο προσχεδίου κώδικα ENTSO-E για συνδέσμους HVDC (Σχήμα 1.18(α) και (β)). Οι συγκεκριμένοι κώδικες, εκτός της απαίτησης μείωσης της ενεργού ισχύος σε συνθήκες

υπερσυχνότητας, απαιτούν επίσης την απελευθέρωση πρόσθετης ενεργού ισχύος κατόπιν ανίχνευσης συνθηκών υποσυχνότητας, με σκοπό πάντα την στήριξη της συχνότητας του δικτύου.

Σε δίκτυα HVDC, όπως το MTDC δίκτυο που θα μελετηθεί στη παρούσα εργασία, η συγκεκριμένη απαίτηση προϋποθέτει την ανάγκη τήρησης εφεδρείας ισχύος της πρωτογενούς πηγής σε κανονική λειτουργία, στην προκειμένη περίπτωση τήρηση εφεδρείας ισχύος από τα αιολικά πάρκα. Η λειτουργικότητα αυτή επανακαθορίζει τη φιλοσοφία ελέγχου της παραγόμενης ισχύος σταθμών ΑΠΕ καθώς και τον τρόπο αμοιβής των παραγωγών για τις επικουρικές υπηρεσίες εφεδρείας ισχύος.

Στο κώδικα του ENTSO-E για HVDC διασυνδέσεις, η απόκριση συχνότητας ενός HVDC μετατροπέα ονομάζεται Frequency Sensitive Mode (FSM) . Στο Σχήμα 1.18 (β) παρουσιάζεται καμπύλη μηδενικής νεκρής ζώνης συχνότητας (zero deadband), κατά την οποία η ρύθμιση της απόκρισης συχνότητας περιορίζεται από την ελάχιστη και μέγιστη ικανότητα διακίνησης ενεργού ισχύος του HVDC μετατροπέα σε κάθε κατεύθυνση. Στο Σχήμα 18.6 (γ) παρουσιάζεται πίνακας τιμών των ρυθμιστικών παραμέτρων της καμπύλης. Οι στατισμοί $s_1(\%)$, $s_2(\%)$ ορίζουν την κλίση της ευθείας σε συνθήκες υπό και υπερσυχνότητας (δεν απαιτείται αναγκαστικά $s_1(\%) \neq s_2(\%)$).





Parameters	Ranges
Frequency Response Deadband	0 – ±500mHz
Droop s_1 (upward regulation)	Minimum 0.1%
Droop s_2 (downward regulation)	Minimum 0.1%
Frequency Response Insensitivity	Maximum 30 mHz

(γ)

Σχήμα 1.18. Καμπύλες ρύθμισης ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας του συστήματος (α) Ιρλανδικός Κώδικας για τη σύνδεση ΘΑΠ (β) προσχέδιο κώδικα ENTSO-E για σταθμούς HVDC (γ) παράμετροι της καμπύλης.

Τέλος, μια πρόσθετη τεχνητή απαίτηση που εμφανίζεται στο κώδικα συστήματος του ENTSO-E αφορά στην ικανότητα ενός μετατροπέα HVDC να προσφέρει λειτουργία αδρανειακής απόκρισης (Synthetic Inertia response), σε αντιστοιχία με τη φυσική αδρανειακή απόκριση των συμβατικών στρεφόμενων ηλεκτρικών μηχανών που είναι απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο. Σκοπός είναι ο περιορισμός του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας λειτουργίας (rate of change of Frequency-ROCOF) τα πρώτα δευτερόλεπτα κατόπιν εμφάνισης διαταραχής. Η εν λόγω απαίτηση θέτει την ανάγκη σχεδίασης πρόσθετων τεχνικών ελέγχου στο σύστημα απόκρισης συχνότητας του HVDC μετατροπέα και της πρωτογενούς πηγής ισχύος, στη παρούσα εργασία των ανεμογεννητριών, προκειμένου να παρέχεται η ταχεία απόκριση ενεργού ισχύος προς το ηπειρωτικό AC σύστημα.

1.3.4 Ανακεφαλαίωση

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου ήταν η εισαγωγή του αναγνώστη στην έννοια του Κώδικα Συστήματος. Παρουσιάστηκαν κάποια κύρια σημεία, τα οποία αντλήθηκαν από το Γερμανικό κώδικα και τον προσχέδιο κώδικα του ENTSO-E για HVDC διασυνδέσεις. Σε καμία περίπτωση δε μπορούν να αναλυθούν όλες οι τεχνικές απαιτήσεις, παρά μόνο τα κύρια σημεία ενδιαφέροντος για την παρούσα εργασία. Το κεντρικό σημείο της εργασίας είναι το πολυτερματικό HVDC δίκτυο, για αυτό και η εργασία βασίστηκε κυρίως στο κώδικα του ENTSO-E. Επίσης, στη παρούσα εργασία μελετήθηκε μόνο η απόκριση ενεργού ισχύος του MTDC σε μεταβολές συχνότητας του ηπειρωτικού AC δικτύου και όχι απόκριση σε σφάλματα τάσης δικτύου.

1.4 Οφέλη διασυνοριακών ηλεκτρικών διασυνδέσεων στην Ευρώπη

Η ενεργειακή πολιτική της Ευρώπης τις δύο τελευταίες δεκαετίες είναι πάγια προσανατολισμένη προς την επίτευξη τριών βασικών στόχων: η ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση να παρέχεται σε προσιτές και ανταγωνιστικές τιμές, να είναι περιβαλλοντικά βιώσιμη και εξασφαλισμένη για όλους. Μια καλά ενοποιημένη εσωτερική αγορά ενέργειας αποτελεί θεμελιώδη προϋπόθεση για την επίτευξη αυτών των στόχων με οικονομικά αποδοτικό τρόπο.

Οι κυβερνήσεις των ευρωπαϊκών χωρών αλλά και πρωταγωνιστές από τους οργανισμούς του κλάδου έως τους οργανισμούς καταναλωτών αναγνωρίζουν τη σπουδαιότητα της εσωτερικής αγοράς ενέργειας και όρισαν σαφή προθεσμία ολοκλήρωσής της το 2014, υπογραμμίζοντας ότι κανένα κράτος μέλος δεν πρέπει να παραμείνει αποκομμένο από τα ευρωπαϊκά δίκτυα φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας μετά το 2015, καθώς όλοι πλέον αναγνωρίζουν τη τεράστια σημασία του ενεργειακού τομέα για την ανταγωνιστικότητα, την ευημερία και την ανεξαρτησία της Ευρώπης.

Οι ανταγωνιστικές αγορές εξασφαλίζουν ανταγωνιστικές τιμές και μειώνουν το κόστος του συστήματος. Σύμφωνα με μελέτη που εκπονήθηκε για λογαριασμό της Ευρωπαϊκής Επιτροπής το 2014, το καθαρό οικονομικό όφελος μιας ολοκληρωμένης εσωτερικής αγοράς υπολογίζεται να είναι της τάξης των 16-40 δις ευρώ ετησίως.

Οι μελλοντική πρόκληση που καλούνται να αντιμετωπίσουν αρμόδιοι φορείς είναι να καταστούν τα ευρωπαϊκά ενεργειακά συστήματα κατάλληλα για χαμηλές ανθρακούχες εκπομπές, μέσω περεταίρω διείσδυσης των ΑΠΕ και των νέων τεχνολογιών (smart grids, storage, HVDC grids), με ασφαλή και αξιόπιστο τρόπο. Η ανταγωνιστική και ενοποιημένη εσωτερική αγορά ενέργειας αποτελεί σημαντική συνιστώσα αυτού του πλαισίου, καθώς θα παρέχει τις αναγκαίες συνθήκες για την επίτευξη φιλόδοξων μελλοντικών στόχων πολιτικής για την ενέργεια και το κλίμα με οικονομικά αποδοτικό τρόπο και, συνεπώς, θα συμβάλει στη διασφάλιση της αποφυγής στρέβλωσης των ενεργειακών τιμών για τις επιχειρήσεις και τα νοικοκυριά και στη διατήρηση της απαραίτητης εμπιστοσύνης των επενδυτών.

Η ΕΕ είναι στην πορεία για την επίτευξη του στόχου 20% ΑΠΕ έως το 2020, το οποίο αποτελεί ισχυρή βάση πιο φιλόδοξων στόχων ως το 2030. Καθώς αυξάνεται η διείσδυση της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές προκύπτουν επίσης προβλήματα. Η

μεταβλητότητα και περιορισμένη δυνατότητα πρόβλεψης των ποσοτήτων της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας καθιστούν πιο απαιτητική τη σταθεροποίηση του δικτύου. Καλά ενοποιημένες ηλεκτρικά αγορές είναι αναμφισβήτητα οι καταλληλότερες για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος. Καθιστούν δυνατή τη σύνδεση περιοχών με συμπληρωματικά ενεργειακά μίγματα και, κατά συνέπεια, ενισχύουν την ανθεκτικότητα του ενεργειακού συστήματος στις διακυμάνσεις της ζήτησης ή της προσφοράς. Όσο μεγαλύτερη είναι η συνδεδεμένη περιοχή τόσο ευκολότερη είναι η εξισορρόπηση των μεταβλητών ποσοτήτων ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Εύγλωττο παράδειγμα είναι οι συνδεδεμένες γερμανικές και γαλλικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, όπου η συνεχής διασυνοριακή ροή ηλεκτρικής ενέργειας παρέχει τη δυνατότητα στη Γερμανία να διατηρεί σταθερό το σύστημα σε περιόδους κατά τις οποίες αφθονούν ο άνεμος και η ηλιοφάνεια, ενώ συγχρόνως παρέχει τη δυνατότητα στη Γαλλία να διασφαλίζει τον εφοδιασμό κατά την αιχμή ζήτησης.

Οι διασυνοριακές συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των περισσότερων χωρών της ΕΕ έχουν αυξηθεί, όπως και η χρήση των AC και διτερματικών HVDC γραμμών διασύνδεσης, ωστόσο μακράν απέχει η εξάντληση του δυναμικού διασυνοριακών συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας. Από την μία, για περισσότερες εμπορικές συναλλαγές απαιτείται η ανάπτυξη εναρμονισμένου νομικού πλαισίου σε ευρωπαϊκό επίπεδο, το οποίο διαμορφώνεται μέσω συνεργασίας των εθνικών διοικήσεων, των ρυθμιστικών αρχών ενέργειας (υπό την αιγίδα του Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER)) και των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Από την άλλη, απαιτείται η ενίσχυση της ηλεκτρικής σύνδεσης των ευρωπαϊκών αγορών, κάτι στο οποίο μπορεί να συνεισφέρει η τεχνολογία HVDC διασυνδέσεων, ιδιαίτερα των πολυτερματικών. Μια σημαντική πρόκληση, με πιθανή μελλοντική εγκατάσταση MTDC δικτύων, είναι η κατασκευή ενοποιημένου υπεράκτιου ηλεκτρικού δικτύου στη Βόρεια θάλασσα, καθώς και των αρτηριών ηλεκτρικής ενέργειας, που θα καταστήσουν δυνατή την οικονομικά βέλτιστη ενσωμάτωση της υπεράκτιας και χερσαίας ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Φυσικά, τέτοια δίκτυα απαιτείται να είναι «έξυπνα», ώστε να διασφαλιστεί ότι θα είναι ικανά να αντιμετωπίσουν τις μελλοντικές προκλήσεις.

2 Μετατροπέας πηγής τάσης VSC

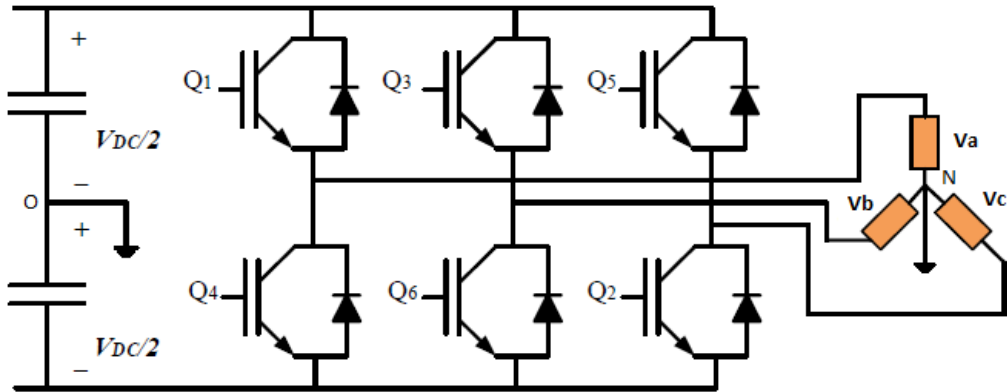
2.1 Εισαγωγή

Η βασικότερη συνιστώσα ενός VSC-HVDC δικτύου είναι ο μετατροπέας πηγής τάσης, αφού η λειτουργία και ο έλεγχος του καθορίζουν τη συμπεριφορά όλου του συστήματος. Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται σημαντικά στοιχεία που έχουν να κάνουν με τον έλεγχο και τον ρόλο του VSC στο πολυτεματικό HVDC δίκτυο. Αρχικά, παρουσιάζεται το μοντέλο μέσω των τιμών που χρησιμοποιήθηκε κατά τις προσομοιώσεις στο Matlab/Simulink για τη μοντελοποίηση του μετατροπέα πηγής τάσης. Ακολούθως γίνεται μια κατηγοριοποίηση των μετατροπέων ανάλογα με τη λειτουργία που επιτελούν στο MTDC. Ύστερα περιγράφεται συνοπτικά ο μετασχηματισμός στο σύγχρονα στρεφόμενο dq-πλαίσιο αναφοράς και το σύστημα συγχρονισμού (PLL) του ηπειρωτικού μετατροπέα με το δίκτυο. Στη συνέχεια, γίνεται αναφορά σε κάθε επίπεδο του συστήματος ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα ξεχωριστά. Τέλος αναλύεται το σύστημα ελέγχου του υπεράκτιου μετατροπέα.

2.2 Μετατροπέας VSC και το μοντέλο μέσω των τιμών

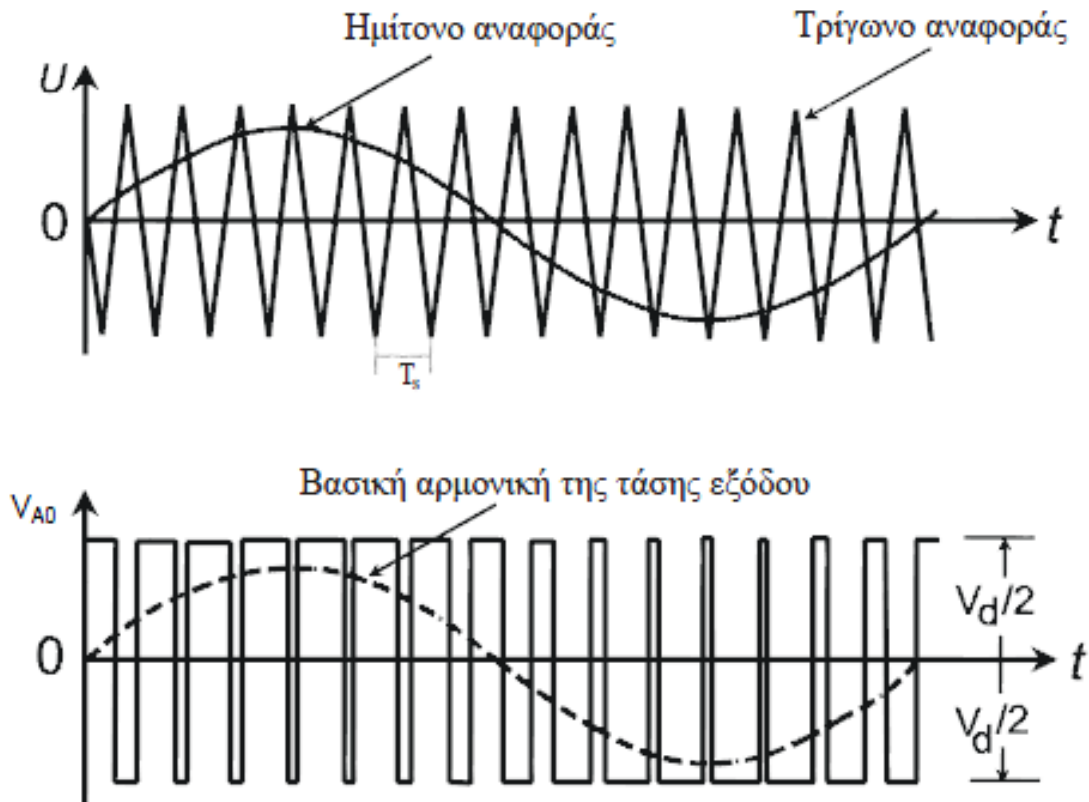
Για τη μοντελοποίηση των μετατροπέων του HVDC δικτύου και των μετατροπέων των Α/Γ χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο μέσω των τιμών του μετατροπέα πηγής τάσης δύο επιπέδων, το οποίο υπάρχει ως έτοιμο block (Universal Bridge block) στο περιβάλλον Matlab/Simulink. Στην περίπτωση αυτή, ο μετατροπέας λειτουργεί σαν μια ελεγχόμενη πηγή τάσης θεμελιώδους συνιστώσας, με αποτέλεσμα να εξαλείφονται οι απώλειες και οι αρμονικές ανώτερης τάξης που θα εισήγαγε το διακοπτικό μοντέλο και να λαμβάνονται ημιτονοειδείς κυματομορφές τάσης εξόδου. Στη σύγχρονη βιβλιογραφία, αλλά και στη βιομηχανία, εμφανίζονται οι μετατροπείς πολλαπλών επιπέδων, οι οποίοι παράγουν κυματομορφές τάσης πολύ καλύτερης ποιότητας από έναν μετατροπέα δύο επιπέδων και οι απώλειες των οποίων είναι συγκριτικά μειωμένες. Συνεπώς δεν θα είχε νόημα η χρήση διακοπτικού μοντέλου δύο επιπέδων και τα αποτελέσματα που δίνει το μοντέλο μέσω των τιμών κρίνονται επαρκή για τη παρούσα εργασία.

Για λόγους πληρότητας, η δομή και η μεθοδολογία διαμόρφωσης της 3Φ τάσης ενός τριφασικού μετατροπέα δύο επιπέδων περιγράφεται παρακάτω. Αποτελείται από έξι ημιαγωγίμους διακόπτες IGBT με αντιπαράλληλη δίοδο (Σχήμα 2.1). Η DC τάση εισόδου μετασχηματίζεται στο τριφασικό σύστημα v_a , v_b , v_c . Οι IGBT διακόπτες του κάθε βραχίονα είναι συμπληρωματικοί μεταξύ τους, δηλαδή όταν ο ένας διακόπτης άγει ο άλλος θα βρίσκεται σε κατάσταση αποκοπής. Δημιουργούνται έτσι οκτώ πιθανοί διακοπτικοί συνδυασμοί που αντιστοιχούν σε οκτώ δυνατές καταστάσεις λειτουργίας, ενώ κάθε μια από αυτές τις καταστάσεις δίνει ένα συνδυασμό φασικών τάσεων εξόδου v_a , v_b , v_c . Λόγω των πεπερασμένων διακοπτικών καταστάσεων είναι αδύνατον να δοθεί στην έξοδο ένα συνεχές ημίτονο.



Σχήμα 2.1. Μετατροπέας πηγής τάσης δύο επιπέδων (2-level VSC).

Η προσέγγιση ενός ημιτονοειδούς σήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω της διαμόρφωσης PWM. Κατά τη διαμόρφωση PWM, το κύκλωμα ελέγχου του μετατροπέα παράγει μια τριγωνική κυματομορφή φορέα με τιμές στο διάστημα $[-1, 1]$. Ακόμα χρησιμοποιούνται τρεις ημιτονοειδείς κυματομορφές αναφοράς $m_a(t)$, $m_b(t)$, $m_c(t)$, μία για κάθε φάση του μετατροπέα. Τα ημίτονα αναφοράς $m_a(t)$, $m_b(t)$, $m_c(t)$ συγκρίνονται με την τριγωνική κυματομορφή φορέα, και από το αποτέλεσμα αυτής της σύγκρισης προκύπτουν οι κατάλληλοι παλμοί οδήγησης που καθορίζουν την αγωγή ή όχι του κάθε IGBT διακόπτη. Στο Σχήμα 2.2 φαίνεται ενδεικτικά η παραγωγή της V_{AO} μέσω τεχνικής SPWM.



Σχήμα 2.2. Παραγωγή τάσης V_{AO} με τεχνική διαμόρφωσης PWM.

Τα ημίτονα αναφοράς $m_a(t)$, $m_b(t)$, $m_c(t)$ καθορίζουν το τριφασικό σύστημα τάσεων που παράγει ο μετατροπέας στην έξοδο του. Για τη θεμελιώδη συνιστώσα

($f=50\text{Hz}$) της τάσης εξόδου, το τριφασικό σύστημα τάσεων υπολογίζεται από την εξίσωση :

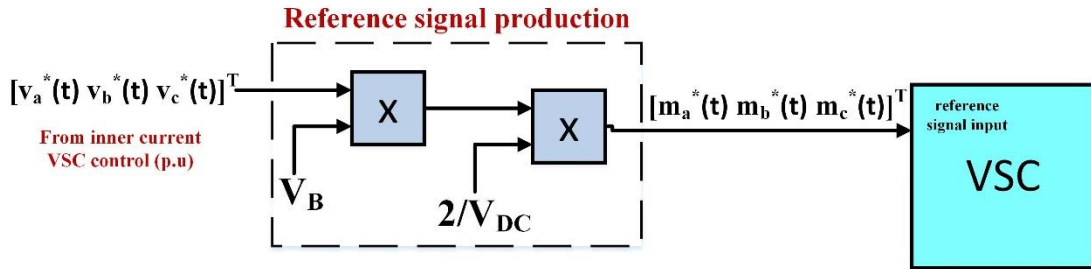
$$\begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_a(t) \\ m_b(t) \\ m_c(t) \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.1)$$

Η εξίσωση είναι εκφρασμένη σε κανονικά μεγέθη. Αν θεωρήσουμε ότι ο έλεγχος του VSC μετατροπέα παράγει στην έξοδό του, όπως θα δούμε παρακάτω, τις τάσεις αναφοράς $[v_a^* \ v_b^* \ v_c^*]^T$, τότε τα ημίτονα αναφοράς δίνονται ως :

$$\begin{bmatrix} m_a^*(t) \\ m_b^*(t) \\ m_c^*(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{V_{DC}} \begin{bmatrix} v_a^*(t) \\ v_b^*(t) \\ v_c^*(t) \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Η ιδιαιτερότητα εδώ είναι ότι το μοντέλο ελέγχου του VSC διαχειρίζεται μεγέθη πάντα σε α.μ. . Συνεπώς, πρέπει να γίνει μετατροπή των $[v_a^* \ v_b^* \ v_c^*]^T$ από α.μ. (παράγονται στην έξοδο του ελέγχου) σε κανονικές τιμές, μέσω πολλαπλασιασμού με τη βασική τάση V_B , για να χρησιμοποιηθεί η Εξ. 2.2 .

Αν $V_{N,ph-ph}$ είναι η ονομαστική πολική rms τιμή της τάσης του VSC, τότε $V_B = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{N,ph-ph}$ είναι η βασική τάση (pick φασικής τάσης) που χρησιμοποιείται στον έλεγχο του VSC μετατροπέα. Παρακάτω φαίνεται σχηματικά η παραγωγή των ημιτόνων αναφοράς κατά τη πραγματοποίηση του ελέγχου στο Matlab/Simulink. Τα ημίτονα αναφοράς δίνονται απευθείας ως είσοδοι στο μοντέλο μέσω των τιμών VSC μετατροπέα (PWM διαμόρφωση παραλείπεται).



Σχήμα 2.3. Παραγωγή ημιτόνου αναφοράς

Τα μέτρα των $[m_a^* \ m_b^* \ m_c^*]^T$ πρέπει να είναι μικρότερα της μονάδας, ώστε η τεχνική να μην εισέρχεται στη περιοχή κορεσμού με αρνητικές συνέπειες για τη παραγόμενη τάση. Για το λόγο γίνεται χρήση περιοριστή, ο οποίος περιορίζει τα μέτρα στο $[-1,1]$.

Εφαρμόζοντας τον μετασχηματισμό Park στην Εξ. 2.1, προκύπτουν οι αντίστοιχες τάσεις στο dq πλαίσιο αναφοράς ως εξής :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.3)$$

Η εξίσωση αυτή θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για τη παραγωγή των ημιτόνων αναφοράς $[m_d^* \ m_q^*]^T$ στο dq-πλαίσιο και ύστερα μέσω μετασχηματισμού Park να μετασχηματισθούν στο abc και να δοθούν ως είσοδος στον μετατροπέα.

Να συνοψισθεί σε αυτό το σημείο ότι, επειδή τα φαινόμενα που θα μελετηθούν (απότομη μεταβολή παραγωγής-φορτίου, απόκριση συχνότητας) διαρκούν αρκετά δευτερόλεπτα, η χρήση του μοντέλου μέσω των τιμών του VSC κρίθηκε ικανοποιητική. Επομένως ο μετατροπέας μπορεί να θεωρηθεί ως μια ελεγχόμενη πηγή τάσης η οποία παράγει τριφασική ημιτονοειδή τάση στην έξοδο του με βάση τις τάσεις αναφοράς $[v_a^* \ v_b^* \ v_c^*]^T$ που προκύπτουν από το σύστημα ελέγχου του.

2.3 Χαρακτηρισμός μετατροπέων με βάση τη λειτουργία τους στο δίκτυο

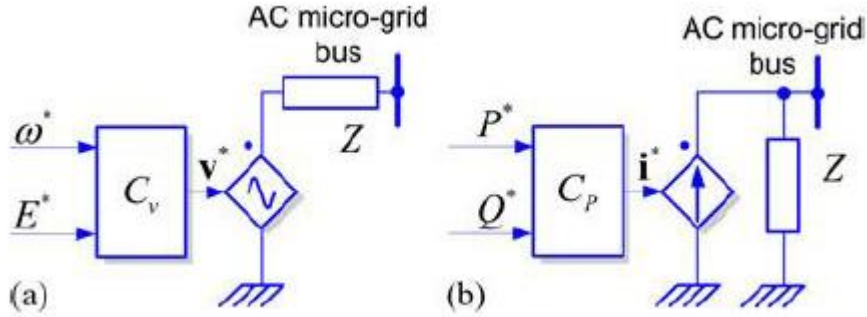
Ένας μετατροπέας μπορεί να κατηγοριοποιηθεί ανάλογα με τις υπηρεσίες που προσφέρει στο δίκτυο. Στη παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκαν μετατροπείς πηγής τάσης οι οποίοι λειτουργούν, ανάλογα με τη θέση τους στο δίκτυο, είτε ως grid-feeding και είτε ως grid-forming.

Ένας grid-forming μετατροπέας αναλαμβάνει να «στήσει» ένα AC δίκτυο, ρυθμίζοντας την τάση και τη συχνότητα στις επιθυμητές τιμές αναφοράς, V^* και f^* μέσω κλειστού βρόχου ελέγχου. Κυκλωματικά ένας grid-forming μετατροπέας μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια ιδανική πηγή AC τάσης με μια χαμηλή αντίσταση εξόδου, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.4 (a). 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. Στη παρούσα εργασία grid-forming μετατροπείς είναι οι υπεράκτιοι HVDC μετατροπείς των ΘΑΠ (offshore grid-forming VSC).

Ένας grid-feeding μετατροπέας έχει ως στόχο την παροχή της επιθυμητής ενεργού και αέργου ισχύος στο δίκτυο με το οποίο συνδέεται. Όλη η ανάλυση που γίνεται στις επόμενες παραγράφους (PLL, outer current controller, inner current controller) περιγράφει το σύστημα ελέγχου ενός grid-feeding μετατροπέα. Ένας τέτοιος μετατροπέας δε μπορεί να λειτουργήσει σε ένα αυτόνομο σύστημα εάν δεν υπάρχει grid-forming μετατροπέας ή μια σύγχρονη γεννήτρια που θα διαμορφώνουν την τάση και τη συχνότητα του AC δικτύου. Για αυτό χρειάζεται κάποιο σύστημα συγχρονισμού με τη συχνότητα του δικτύου (π.χ. PLL). Μπορεί βέβαια να λειτουργεί παράλληλα με άλλους grid-feeding μετατροπείς διασυνδεδεμένους στο ίδιο προυπάρχον δίκτυο.

Ένας grid-feeding μετατροπέας μπορεί, είτε να δέχεται απευθείας τις αναφορές της ενεργού και αέργου ισχύος, P^* και Q^* αντίστοιχα, είτε αυτές να διαμορφωθούν κατάλληλα από ελεγκτές υψηλότερου επιπέδου ώστε να συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας ή της τάσης του AC δικτύου. Στη παρούσα εργασία ως grid-feeding μετατροπείς λειτουργούν οι δύο ηπειρωτικοί μετατροπείς (onshore VSC) και οι grid-side VSC των ανεμογεννητριών.

Κυκλωματικά ο grid-feeding μετατροπέας μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια ιδανική πηγή ρεύματος συνδεδεμένη παράλληλα με μια υψηλή αντίσταση εξόδου. 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.



Σχήμα 2.4: Απλουστευμένη κυκλωματική αναπαράσταση των δύο κατηγοριών μετατροπέων ισχύος ανάλογα με τη λειτουργία τους στο δίκτυο.
(a) grid-forming (b) grid-feeding

2.4 Μετασηματισμός στο σύγχρονο στρεφόμενο dq πλαίσιο αναφοράς (Μετασηματισμός Park)

Σε τριφασικά συστήματα στρεφόμενων ηλεκτρικών μηχανών αλλά και μετατροπέων ισχύος παρουσιάζεται η ανάγκη μετασηματισμού χρονικά μεταβαλλόμενων μεγεθών (τάση, ρεύμα) σε συνεχή μεγέθη κατά τον έλεγχο της δυναμικής λειτουργίας τους. Αυτό επιτρέπει την υλοποίηση συστημάτων με PI ελεγκτές, οι οποίοι εξαλείφουν τα σφάλματα των μετασηματισμένων συνεχών μεγεθών.

Ο μετασηματισμός Park αναλύει τα μεγέθη ενός τριφασικού συστήματος στους κάθετους μεταξύ τους άξονες d (ευθύς) και q (εγκάρσιος) ενός στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς (dq frame). Έστω ένα συμμετρικό τριφασικό σύστημα τάσεων v_a, v_b, v_c :

$$v_a = \frac{V_{rms}}{\sqrt{2}} \cos(\omega_e t) \quad (2.4\alpha)$$

$$v_b = \frac{V_{rms}}{\sqrt{2}} \cos(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}) \quad (2.4\beta)$$

$$v_c = \frac{V_{rms}}{\sqrt{2}} \cos(\omega_e t + \frac{2\pi}{3}) \quad (2.4\gamma)$$

, το οποίο αντιστοιχίζεται στο διάνυσμα τάσης \vec{V} που στρέφεται με τη γωνιακή συχνότητα των τριφασικών τάσεων ω_e . Η γωνία που σχηματίζει κάθε χρονική στιγμή το \vec{V} με τον οριζόντιο άξονα (στην προκειμένη περίπτωση τον a) είναι $\theta_e = \int \omega_e dt = \omega_e t$, αφού $\omega_e = 2\pi f_e$ είναι η σταθερή γωνιακή συχνότητα του δικτύου.

Εφαρμόζοντας τον πίνακα T_{dq0} του μετασηματισμού Park στο $[v_a, v_b, v_c]^T$ προκύπτει το $[v_d, v_q, v_0]^T$, που είναι το ισοδύναμο σύστημα τάσεων στο dq πλαίσιο.

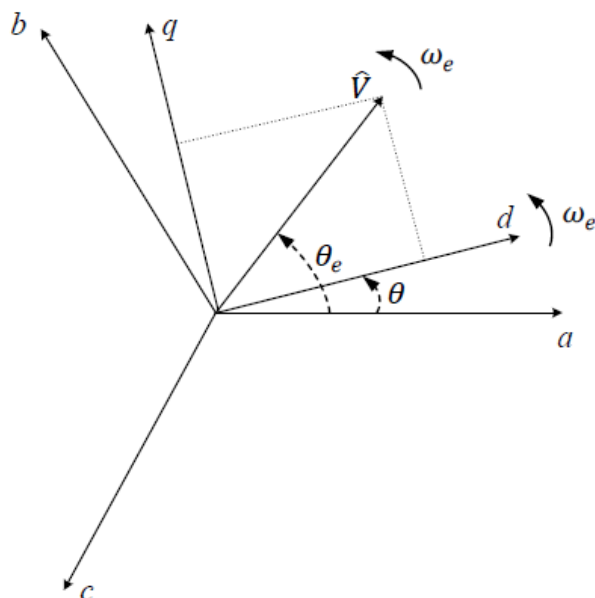
$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = T_{dq0} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Επειδή $[v_a, v_b, v_c]^T$ είναι συμμετρικό ισχύει $v_a+v_b+v_c=0 \Rightarrow v_0=0$. Εδώ θ είναι η γωνία που σχηματίζει το στρεφόμενο με γωνία ω dq πλαίσιο (ισοδύναμο ο στρεφόμενος άξονας d) με τον οριζόντιο άξονα a και ισχύει $\theta = \int \omega dt = \omega t$, εφόσον το ω είναι σταθερή τιμή.

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 2.5, στην περίπτωση που $\omega=\omega_e$, δηλαδή το πλαίσιο αναφοράς dq περιστρέφεται και αυτό με τη γωνιακή ταχύτητα ω_e , η σχετική θέση μεταξύ του διανύσματος της τάσης \vec{V} και του dq πλαισίου παραμένει σταθερή. Επομένως, αναλύοντας το διάνυσμα τάσης $\vec{V} = v_d + jv_q$ σε συνιστώσες v_d, v_q πάνω στο σύγχρονο πια dq-πλαίσιο, οι συνιστώσες αυτές του διανύσματος θα είναι σταθερές.

Σε αυτήν την περίπτωση ισχύει ότι $|\vec{V}| = \sqrt{v_d^2 + v_q^2} = v_{pick} = \sqrt{2}v_{rms}$.

Από το σχήμα παρατηρούμε επίσης ότι αν $\omega=\omega_e$ και ταυτόχρονα η γωνία θ του στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς dq (φάση μετασχηματισμού Park) συμπίπτει με τη γωνία θ_e του διανύσματος της τάσης \vec{V} , τότε όλο το διάνυσμα \vec{V} προβάλλεται πάνω στον άξονα d και η συνιστώσα q είναι μηδενική. Το γεγονός αυτό, όπως θα δούμε παρακάτω, 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. Στην περίπτωση ελέγχου του VSC μετατροπέα, ο συγχρονισμός της γωνίας του μετασχηματισμού Park με τη γωνία της τάσης του δικτύου εξασφαλίζεται μέσω του συστήματος συγχρονισμού PLL, όπως θα αναλυθεί παρακάτω.



Σχήμα 2.5. Τριφασικό σύστημα abc και το σύγχρονα στρεφόμενο dq- πλαίσιο.

Αντίστροφα, αν θεωρήσουμε γνωστό το $[v_d, v_q, v_0]^T$, υπολογίζεται το \vec{V} στο abc επίπεδο εφαρμόζοντας τον αντίστροφο μετασχηματισμό Park T_{dq0}^{-1} .

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = T_{dq0}^{-1} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Ότι ισχύει για την τάση ισχύει αντίστοιχα και για το ρεύμα. Να τονισθεί ότι κατά τον έλεγχο των HVDC μετατροπέων, στους τύπους η τάση είναι φασική (phase to ground) και το ρεύμα είναι γραμμής (line). Επίσης, ο μετασχηματισμός Park εφαρμόζεται σε p.u μεγέθη κατά τη πραγματοποίηση του ελέγχου του VSC μετατροπέα, αλλά οι τύποι είναι ίδιοι και για πραγματικά μεγέθη.

Ανεξάρτητα σε ποιο πεδίο γίνεται ο μετασχηματισμός, ισχύει πάντα το αναλλοίωτο της μεταφερόμενης ισχύος, είτε σε πραγματικές είτε σε p.u τιμές. Συνεπώς το $p_{dq}=p_{abc}=p$ & $q_{dq}=q_{abc}=q$ σε p.u ή $P_{dq}=P_{abc}=P$ & $Q_{dq}=Q_{abc}=Q$ σε W & VA. Αυτό που αλλάζει είναι οι τύποι υπολογισμού ανάλογα με το πλαίσιο. Μετασχηματίζοντας τους τύπους υπολογισμού ισχύος από το abc στο dq-πλαίσιο ισχύει σε πραγματικές τιμές ότι :

$$P = \frac{3}{2} (V_d I_d + V_q I_q) \quad (2.7\alpha)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_q I_d - V_d I_q) \quad (2.7\beta)$$

Κατά την πραγματοποίηση του ελέγχου ως βασικές τιμές επιλέγονται τα πλάτη (pick) των εναλλασσόμενων κυματομορφών τάσης και ρεύματος. Οι βασικές τιμές (ρεύμα, τάση, ισχύς) ταυτίζονται για το abc και το dq πλαίσιο. Άρα :

$$V_{B,dq} = V_B^{\text{pick}} \quad \& \quad I_{B,dq} = I_B^{\text{pick}} \quad (2.8)$$

Είναι γνωστό ότι :

$$S_B^{\text{abc}} = 3V_B^{\text{rms}}I_B^{\text{rms}} = 3 \frac{V_B^{\text{pick}}}{\sqrt{2}} \frac{I_B^{\text{pick}}}{\sqrt{2}} = \frac{3}{2} V_B^{\text{pick}} I_B^{\text{pick}} = S_B^{\text{dq}} = S_B \quad (2.9)$$

Συνεπώς διαιρώντας, οι τύποι της ισχύος σε p.u είναι :

$$p^{\text{pu}} = \frac{P}{S_B} = v_d^{\text{pu}} i_d^{\text{pu}} + v_q^{\text{pu}} i_q^{\text{pu}} \quad (2.10\alpha)$$

$$q^{\text{pu}} = \frac{Q}{S_B} = v_q^{\text{pu}} i_d^{\text{pu}} - v_d^{\text{pu}} i_q^{\text{pu}} \quad (2.10\beta)$$

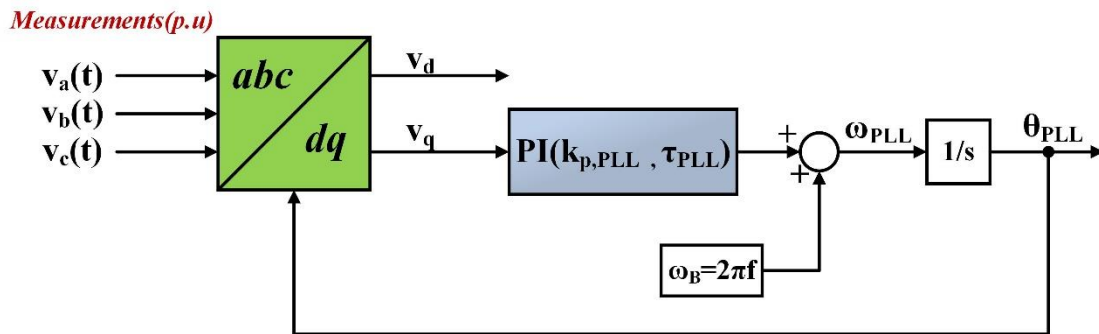
2.5 Συστήματα συγχρονισμού με το δίκτυο – PLL (Phase Locked Loop)

Για την υλοποίηση των διάφορων τεχνικών ελέγχου του VSC μετατροπέα είναι απαραίτητος ο συγχρονισμός του με το προϋπάρχον AC δίκτυο. Αυτό ισχύει για τον ηπειρωτικό (on-shore) VSC, ο οποίος συνδέεται μέσω μετασχηματιστή 320/400 kV με το AC δίκτυο υπερυψηλής τάσης (το επίπεδο υπερυψηλής τάσης μπορεί να διαφέρει). Ταυτόχρονα με τον συγχρονισμό γίνεται η ανίχνευση του πλάτους, συχνότητας και φάσης της τάσης του AC δικτύου για την προσαρμογή της λειτουργίας του μετατροπέα ανάλογα με την κατάσταση και τις απαιτήσεις του AC δικτύου. Τέλος μέσω του συστήματος συγχρονισμού παρέχεται η ικανότητα αποσυζευγμένου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος όπως θα φανεί παρακάτω.

Το ίδιο σύστημα συγχρονισμού απαιτείται και στον grid-side VSC των A/Γ μεταβλητών στροφών, όπου κάθε A/Γ υφίσταται ασύγχρονη σύνδεση με το δίκτυο λόγω της παρεμβολής των δύο back to back μετατροπέων ισχύος. Η χρήση συστήματος συγχρονισμού οδηγεί στην ανίχνευση των μεταβολών της συχνότητας του AC δικτύου που συνδέεται η A/Γ, το οποίο αποτελεί προϋπόθεση για την αποτελεσματική απόκριση συχνότητας της A/Γ. Θα πρέπει επομένως το σύστημα συγχρονισμού να έχει την ικανότητα συνεχούς και ακριβούς ανίχνευσης της τάσης και της συχνότητας του AC δικτύου, ακόμα και σε μεταβατικές καταστάσεις λόγω διαταραχών.

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). Το PLL εξασφαλίζει ανά πάσα στιγμή ότι η φάση του σύγχρονου dq πλαισίου αναφοράς 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.



Σχήμα 2.6. Δομή της διάταξης SRF-PLL (Synchronous Reference Frame PLL).

Το διάγραμμα ενός τυπικού PLL αναπαρίσταται στο Σχήμα 2.6 και η φιλοσοφία λειτουργίας είναι η εξής. Αρχικά παράγεται μια εκτίμηση της κυκλικής συχνότητας του δικτύου, που είναι η ονομαστική συχνότητα $\omega_B = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314$ rad/sec. Η συχνότητα αυτή ολοκληρώνεται για να προκύψει η φάση θ_{PLL} του PLL, ως εκτίμηση της φάσης της τάσης του AC δικτύου. Η τιμή αυτή δίνεται ως είσοδος στο μπλοκ abc/dq και χρησιμοποιείται για τον μετασχηματισμό Park του τριφασικού συστήματος τάσεων του δικτύου στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς. Εάν η φάση θ_{PLL} είναι ακριβώς ίδια με τη φάση του δικτύου θα προκύψει μηδενική συνιστώσα v_q . Εάν προκύψει μη μηδενική συνιστώσα, αυτό σημαίνει πως υπάρχει απόκλιση της παραγόμενης φάσης θ_{PLL} από την πραγματική φάση του δικτύου. Σε αυτή την περίπτωση ο PI ελεγκτής θα δώσει το κατάλληλο σήμα, το οποίο θα προστεθεί ονομαστική συχνότητα ω_B , ώστε η απόκλιση να εξαλειφθεί μέσα από την τροποποίηση της συχνότητας ω_{PLL} και ακολούθως της φάσης. Για παράδειγμα, εάν η τάση v_q είναι ελαφρώς μεγαλύτερη του μηδενός, αυτό σημαίνει ότι η φάση της τάσης του δικτύου είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της φάσης του πλαισίου και προηγείται. Δεδομένου ότι στην είσοδο του PI δίνεται θετικό σήμα, ο ελεγκτής θα αυξήσει λίγο την έξοδό του, δηλαδή θα αυξήσει τη συχνότητα του dq πλαισίου κάνοντάς το ταχύτερο, οπότε και το τελευταίο θα «προλάβει» την τάση του δικτύου και θα συγχρονιστεί. Προφανώς, στην μόνιμη κατάσταση η είσοδος του PI ελεγκτή είναι μηδενική, πράγμα που σημαίνει ότι $v_q = 0$, οπότε και το PLL επιτυγχάνει τον ζητούμενο συγχρονισμό.

Ο μηδενισμός του v_q οδηγεί στον αποσυζευγμένο έλεγχο ενεργού και αέργου ισχύος διότι ισχύει πλέον ότι: $p = v_d i_d$ και $q = -v_d i_q$ (Εξ. 2.10α, β). Επίσης, η συχνότητα του AC δικτύου μπορεί πλέον να μετρηθεί εύκολα μέσω του σήματος ω_{PLL} ως $f_{grid} = \omega_{PLL} / 2\pi$. Οι τιμές των κερδών επιλέχθηκαν εμπειρικά ώστε να πραγματοποιείται επιτυχώς ο βρόγχος ελέγχου: $k_{p, PLL} = 80$, $\tau_{PLL} = 0.05$ sec.

Το PLL ανταποκρίνεται πολύ ικανοποιητικά σε περιπτώσεις συμμετρίας και κανονικής λειτουργίας του δικτύου, και χρησιμοποιήθηκε στη παρούσα εργασία. 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 διαταραχών στο δίκτυο. Έτσι στην περίπτωση αυτή εμφανίζεται μικρότερη υπερπήδηση σε σχέση με τη χρήση ενός PLL.

2.6 Γενική δομή του συστήματος ελέγχου του ηπειρωτικού VSC μετατροπέα

Στη παρούσα εργασία χρησιμοποιούνται δύο ειδών μετατροπείς πηγής τάσης (VSC) στο HVDC δίκτυο. Οι offshore (υπεράκτιοι) μετατροπείς που λειτουργούν ως grid-forming και οι onshore (ηπειρωτικοί) που λειτουργούν ως grid-feeding. Ο offshore VSC μετατροπέας διαμορφώνει μέσω του ελεγκτή του μια τάση συγκεκριμένου πλάτους και επιθυμητής συχνότητας. Η ανάλυση του ελέγχου των offshore grid-forming VSC θα γίνει παρακάτω.

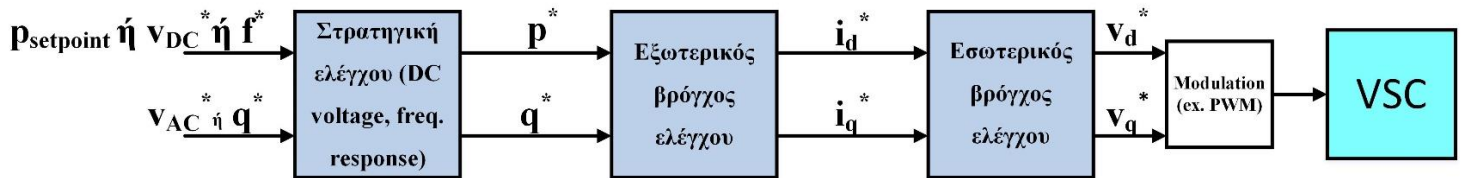
Ο έλεγχος των grid-feeding onshore VSC είναι πιο περίπλοκος και παρουσιάζεται στη συνέχεια. Η μεθοδολογία που χρησιμοποιείται είναι ο διανυσματικός έλεγχος ρευμάτων, όπου απαιτείται ο μετασχηματισμός των μετρούμενων στην έξοδο του VSC μεγεθών του δικτύου (3Φ τάση, 3Φ ρεύμα) στο επίπεδο dq, ώστε να επιτευχθεί τελικά ο αποσυζευγμένος έλεγχος ενεργού και αέργου ισχύος.

Το σύστημα ελέγχου απαρτίζεται από τρία επίπεδα ελέγχου. Καταρχήν, υπάρχει ο εσωτερικός βρόχος ελέγχου (inner current controller), ο οποίος ελέγχει τις dq συνιστώσες του ρεύματος i_d , i_q στις τιμές αναφοράς i_d^* , i_q^* , παράγοντας μέσω κατάλληλων σημάτων ελέγχου τις τάσεις αναφοράς v_d^* , v_q^* στην είσοδο του μετατροπέα. Ο μετατροπέας με τη σειρά του αναλαμβάνει να δημιουργήσει την κατάλληλη AC τάση στην έξοδο του (σύμφωνα με την εντολή αναφοράς v_d^* , v_q^*) μέσω κατάλληλης μεθοδολογίας διαμόρφωσης, όπως θα αναλυθεί αργότερα. Ο έλεγχος αυτός είναι ταχύτατος, αφού απαιτεί χρόνους της τάξεως κάποιων δεκάδων msec και η δυναμική του μπορεί να συγκριθεί με αυτή των DC πυκνωτών των γραμμών.

Τα σήματα αναφοράς ρεύματος i_d^* , i_q^* δίνονται από έναν εξωτερικό βρόχο (outer current controller), ο οποίος αποτελεί και το δεύτερο επίπεδο του ελέγχου. Ο βρόχος αυτός ελέγχει την ενεργό και άεργο ισχύ στις τιμές αναφοράς τους p^* , q^* , τις οποίες και δέχεται ως είσοδο, παράγοντας στην έξοδό του τις προαναφερθείσες αναφορές ρεύματος i_d^* , i_q^* . Ο εξωτερικός βρόχος ελέγχου είναι σαφώς πιο αργός από τον εσωτερικό.

Τέλος, οι αναφορές ενεργού και αέργου ισχύος παράγονται στο τρίτο επίπεδο, όπου για τον τρόπο καθορισμού τους υπάρχουν διάφορες τεχνικές ανάλογα με τις απαιτήσεις της κάθε εφαρμογής και τη στρατηγική ελέγχου που ακολουθείται. Σε μια απλή HVDC point-to-point διασύνδεση, η αναφορά ενεργού ισχύος μπορεί να καθορίζεται μέσω του ελέγχου της DC τάσης στην αναφορά της, ώστε ο μετατροπέας να εγγχεί το σύνολο της μεταφερόμενης DC ισχύος στο AC δίκτυο. Σε μια πολυτεματική τοπολογία, δεδομένου ότι ο έλεγχος master-slave (όπου μόνο ένας μετατροπέας ελέγχει την DC τάση) θα οδηγούσε σε κατάρρευση του δικτύου σε περίπτωση βλάβης του κεντρικού μετατροπέα, η αναφορά ισχύος μπορεί να προκύπτει κατανομημένα σε κάθε onshore VSC μέσω μιας γραμμικής σχέσης (voltage droop control) ή να διατηρείται σταθερή όσο η τάση παραμένει εντός συγκεκριμένων ορίων (voltage margin control). Εναλλακτικά, η αναφορά ισχύος μπορεί να καθορίζεται από τον Διαχειριστή μέσω setpoints, ανεξαρτήτως της DC τάσης, οπότε σε αυτή την περίπτωση οι υπόλοιποι μετατροπείς θα πρέπει να δύνανται να διαχειριστούν την

υπόλοιπη ισχύ (ένας τουλάχιστον ηπειρωτικός μετατροπέας να λειτουργεί ως slack-bus DC ισχύος). Τέλος, η αναφορά ισχύος διαμορφώνεται με βάση τη στρατηγική υποστήριξης συχνότητας (frequency response) που επιλέγεται. Η άεργος ισχύς συνήθως διατηρείται στο μηδέν, ώστε να επιτυγχάνεται ωμικός συντελεστής ισχύος κατά την κανονική λειτουργία, ενώ σε περιπτώσεις σφάλματος AC δικτύου το q^* καθορίζεται με κριτήριο τη στήριξη της τάσης του δικτύου.



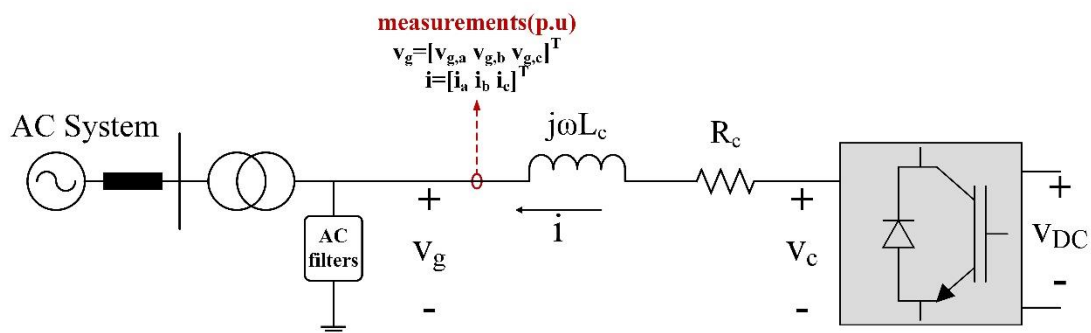
Σχήμα 2.7. Γενική δομή του συστήματος ελέγχου των grid-feeding ηπειρωτικών μετατροπέων για HVDC εφαρμογές.

Τα τρία επίπεδα του ελέγχου απεικονίζονται στο Σχήμα 2.7. Σημειώνεται ότι η παραπάνω φιλοσοφία ελέγχου που εφαρμόζεται στον grid-feeding VSC του HVDC συστήματος (πολυτεματικού ή όχι) είναι η ίδια με τον έλεγχο που εφαρμόζεται στον grid-side VSC των Α/Γ. Ο εσωτερικός, ο εξωτερικός βρόγχος καθώς και οι στρατηγικές ελέγχου παρουσιάζονται αναλυτικότερα στα επόμενα κεφάλαια.

2.7 Εσωτερικός βρόχος ελέγχου ρευμάτων

Για την ανάλυση της δυναμικής και της λειτουργίας του εσωτερικού βρόχου ελέγχου ρευμάτων, ο μετατροπέας πηγής τάσης (VSC) μοντελοποιείται ως μια εξαρτημένη πηγή τάσης $v_c = [v_{c,a} \ v_{c,b} \ v_{c,c}]^T$, σε σειρά με μία σύνθετη αντίσταση $Z_c = R_c + jX_c$, η οποία τάση ελέγχεται μέσω των βρόγχων ελέγχου.

Έστω λοιπόν ένας μετατροπέας πηγής τάσης με τάση V_{DC} στην DC πλευρά, φίλτρο επαγωγής $X_c = \omega L_c$ και αντίσταση R_c στην AC πλευρά, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.8. Στην προσομοίωση επιλέχθηκαν τυπικές τιμές $R_c = 0.005$ p.u και $L_c = 0.10$ p.u, ανηγμένα στα βασικά μεγέθη του μετατροπέα. Να τονιστεί ότι το dq πλαίσιο, στο οποίο γίνεται ο μετασχηματισμός Park των μετρούμενων από κάθε φάση μεγεθών $i = [i_a \ i_b \ i_c]^T$, $v_g = [v_{g,a} \ v_{g,b} \ v_{g,c}]^T$, είναι πάντα συγχρονισμένο μέσω του PLL με τη συχνότητα του AC συστήματος, οπότε ισχύει $\omega_{PLL} \equiv \omega$. Τα ρεύματα $[i_d \ i_q]^T$ και οι τάσεις $[v_{g,d} \ v_{g,q}]^T$ προκύπτουν από τον μετασχηματισμό Park των μετρήσεων v_g, i . Όλα τα μεγέθη είναι εκφρασμένα σε α.μ. .



Σχήμα 2.8. Μονοφασικό α.μ. ισοδύναμο κύκλωμα μετατροπέα πηγής τάσης (VSC).

Εφαρμόζοντας το νόμο Kirchoff σε κάθε φάση του μετατροπέα προκύπτει :

$$\begin{bmatrix} v_{c,a} \\ v_{c,b} \\ v_{c,c} \end{bmatrix} = \left(L_c \frac{d}{dt} + R_c \right) \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{g,a} \\ v_{g,b} \\ v_{g,c} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Εφαρμόζοντας μετασχηματισμό Park (σε στρεφόμενο, με σύγχρονη ταχύτητα ω , dq-πλαίσιο), η παραπάνω εξίσωση μετασχηματίζεται στο dq πλαίσιο ως :

$$v_{c,d} = L_c \frac{di_d}{dt} + R_c i_d - \omega L_c i_q + v_{g,d} \quad (2.12\alpha)$$

$$v_{c,q} = L_c \frac{di_q}{dt} + R_c i_q + \omega L_c i_d + v_{g,q} \quad (2.12\beta)$$

Οι επιπλέον όροι $-\omega L_c i_q$ και $+\omega L_c i_d$ προκύπτουν από την παραγωγή του πίνακα γωνιακής περιστροφής του μετασχηματισμού και ονομάζονται όροι αντιστάθμισης (feed-forward). Από τις παραπάνω εξισώσεις φαίνεται ότι οι dq συνιστώσες είναι πεπλεγμένες. Για να αποσυμπλεχθούν (decoupling) οι d από τις q συνιστώσες, θεωρούνται οι εξής βοηθητικές μεταβλητές :

$$v_{dum,d} = v_{c,d} - v_{g,d} + \omega L_c i_q \quad (2.13\alpha)$$

$$v_{dum,q} = v_{c,q} - v_{g,q} - \omega L_c i_d \quad (2.13\beta)$$

Χρησιμοποιώντας τις βοηθητικές μεταβλητές, οι Εξ. 2.12 σε αποσυζευγμένη μορφή εκφράζονται ως :

$$v_{dum,d} = L_c \frac{di_d}{dt} + R_c i_d \quad (2.14\alpha)$$

$$v_{dum,q} = L_c \frac{di_q}{dt} + R_c i_q \quad (2.14\beta)$$

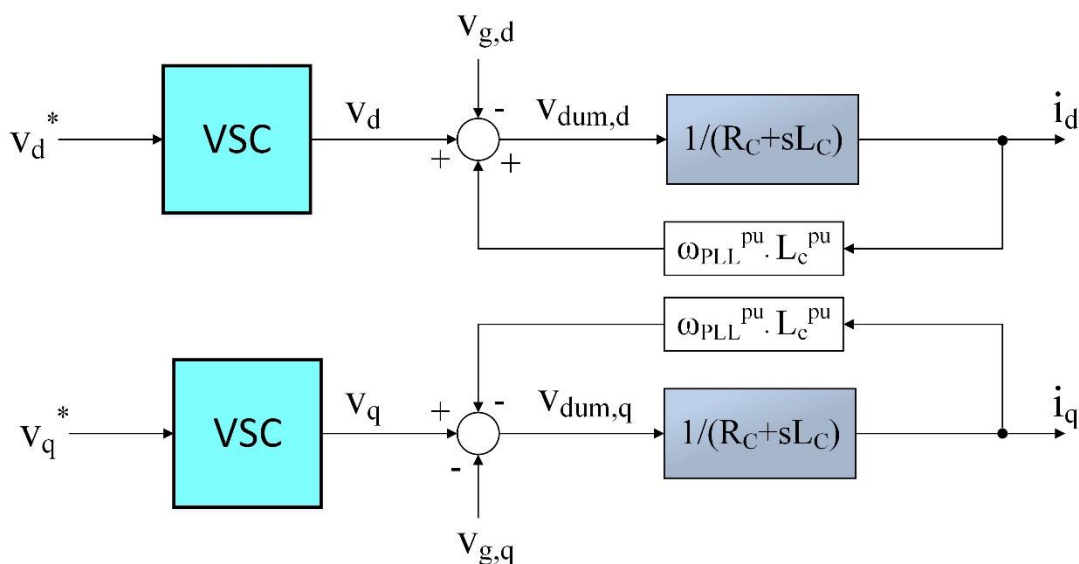
Ελέγχοντας τις βοηθητικές μεταβλητές $v_{dum,d}$ και $v_{dum,q}$ είναι πλέον δυνατό να ελεγχθούν αποσυζευγμένα τα ρεύματα i_d και i_q . Μετασχηματίζοντας στο πεδίο Laplace, οι συναρτήσεις μεταφοράς του συστήματος προκύπτουν ως εξής :

$$\frac{I_d}{V_{dum,d}} = \frac{1}{sL_c + R_c} \quad (2.15\alpha)$$

$$\frac{I_q}{V_{dum,q}} = \frac{1}{sL_c + R_c} \quad (2.15\beta)$$

όπου I_d , I_q , $V_{dum,d}$, $V_{dum,q}$ είναι τώρα οι μετασχηματισμένες κατά Laplace τιμές των αντίστοιχων μεγεθών. Από τις παραπάνω συναρτήσεις μεταφοράς πρώτης τάξης φαίνεται ότι είναι δυνατόν να ελέγξουμε τα ρεύματα i_d και i_q παράγοντας μέσω PI ελεγκτή τις βοηθητικές μεταβλητές $V_{dum,d}$, $V_{dum,q}$, και προσθέτοντας στην έξοδο των ελεγκτών όρους ανάδρασης, να προκύψουν τελικά οι τάσεις διαμόρφωσης v_d^* , v_q^* , του μετατροπέα (Σχήμα 2.10).

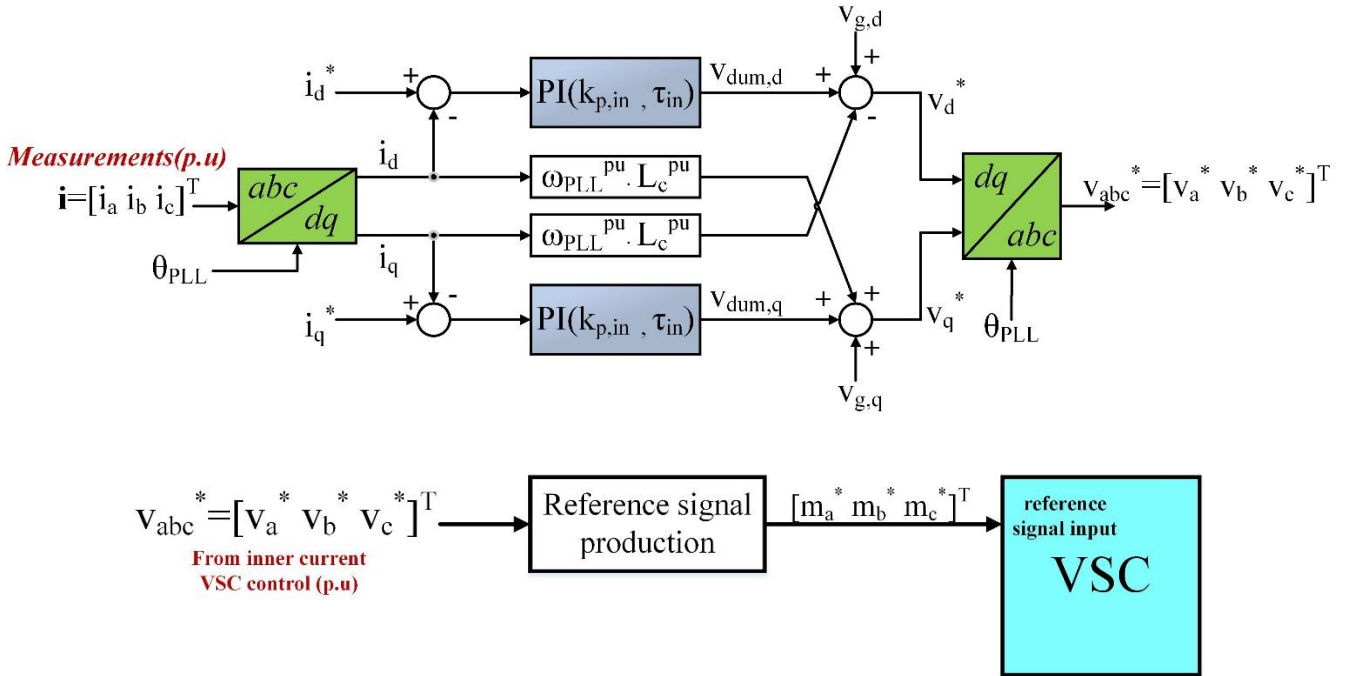
Το ισοδύναμο διάγραμμα της μοντελοποίησης του συστήματος στο σύγχρονο dq πλαίσιο αναφοράς, βάση των σχέσεων ελέγχου των ρευμάτων (2.14α), (2.14β), δίνεται στο Σχήμα 2.9. Το διάγραμμα αυτό αναπαριστά τη δυναμική του συστήματος του VSC μετατροπέα, όταν ο μετατροπέας παράγει χωρίς καθυστέρηση στην έξοδο του την τάση αναφοράς που δέχεται ως εντολή εισόδου. Σε περίπτωση διαμόρφωσης PWM θα υπήρχε μικρή καθυστέρηση λόγω της διαμόρφωσης, η οποία θα μπορούσε να αναπαρασταθεί μέσω της συνάρτησης μεταφοράς $\frac{1}{1+s \cdot T_\sigma}$, ώστε να ισχύει $v_d = \frac{1}{1+s \cdot T_\sigma} \cdot v_d^*$ και ομοίως $v_q = \frac{1}{1+s \cdot T_\sigma} \cdot v_q^*$.



Σχήμα 2.9. Ισοδύναμο μοντέλο συστήματος προς έλεγχο βάση των εξισώσεων ελέγχου ρευμάτων.

Το ισοδύναμο μοντέλο του Σχήματος 2.9 δεν μοντελοποιήθηκε στη παρούσα εργασία, διότι το Matlab/Simulink παρέχει έτοιμα μπλοκ κυκλωματικής αναπαράστασης του VSC, του πηνίου L, και αντίστασης R.

Η δομή του εσωτερικού βρόγχου ελέγχου ρευμάτων στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς, όπως ακριβώς πραγματοποιήθηκε στο Matlab/Simulink, παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.10. Οι τιμές των μεγεθών $v_{g,d}$, $v_{g,q}$ προκύπτουν από τον μετασχηματισμό Park της τριφασικής τάσης $v_g = [v_{g,a} \ v_{g,b} \ v_{g,c}]^T$, η οποία μετράται τοπικά μαζί με τα ρεύματα $i = [i_a \ i_b \ i_c]^T$ στην έξοδο του VSC.



Σχήμα 2.10. Decoupled inner current controller of i_d, i_q .

Αφού παραχθεί το σήμα v_{abc}^* από τον εσωτερικό βρόγχο ελέγχου, πρέπει να παραχθεί το σήμα $m_{abc}^* = [m_a^* \ m_b^* \ m_c^*]^T$ με βάση τις εξισώσεις που περιεγραφήκαν στο Κεφ 2.2, Σχήμα 2.3. Το m_{abc}^* μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην τεχνική διαμόρφωσης PWM ώστε να παραχθούν οι παλμοί οδήγησης των ημιδιακοπτικών στοιχείων (IGBDs) του VSC. Στη παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε μετατροπέας δύο επιπέδων μοντέλου μέσω τιμών, συνεπώς παραλείπεται η διαμόρφωση PWM και ως σήμα αναφοράς του μετατροπέα δίνεται το m_{abc}^* .

Μένει η επιλογή των κερδών των δύο PI ελεγκτών, οι οποίοι είναι όμοιοι μεταξύ τους. Η συνάρτηση μεταφοράς ενός PI ελεγκτή είναι της μορφής $G(s) = k_p + \frac{k_i}{s}$ ή $G(s) = k_p (1 + \frac{1}{\tau_i \cdot s})$, όπου $k_i = \frac{k_p}{\tau_i}$. Από το Σχήμα 2.10 προκύπτει ότι η συνάρτηση μεταφοράς κλειστού βρόχου του συστήματος (όμοια μορφή για το ρεύμα i_d και για το ρεύμα i_q) δίνεται από την εξής σχέση :

$$\frac{i_d}{i_{d,ref}} = \frac{(k_p + \frac{k_i}{s})(1 + \frac{1}{sL_C + R_C})}{1 + (k_p + \frac{k_i}{s})(1 + \frac{1}{sL_C + R_C})} = \frac{(k_p + \frac{k_i}{s})}{sL_C + R_C + (k_p + \frac{k_i}{s})}$$

$$\frac{i_d}{i_{d,ref}} = \frac{k_i + k_p s}{k_i + s(k_p + R_C) + s^2 L_C} \quad (2.16)$$

Η συνάρτηση μεταφοράς καταδεικνύει σύστημα δεύτερης τάξης με χαρακτηριστικό πολυώνυμο της μορφής :

$$x(s) = s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n \quad (2.17)$$

Λύνοντας ως προς τα κέρδη προκύπτει ότι :

$$k_p = 2\zeta\omega_n L_C - R_C \quad (2.17\alpha)$$

$$k_i = \omega_n^2 L_C \quad (2.17\beta)$$

$$\tau_i = \frac{k_p}{k_i} \quad (2.17\gamma)$$

Τα κέρδη μπορούν να προσδιορισθούν συναρτήσει του συντελεστή απόσβεσης ζ και της φυσικής συχνότητας ω_n . Αυτά με τη σειρά τους προσδιορίζονται αν τεθούν συγκεκριμένοι περιορισμοί στο σύστημα. Μία παράμετρος προσδιορισμού είναι ο χρόνος αποκατάστασης t_s , που πρέπει να είναι της τάξεων των msec και ορίζεται από τη σχέση :

$$t_s = \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad (2.18)$$

Ωστόσο πρακτικοί κανόνες ρύθμισης κερδών επαρκούν για την επίτευξη ικανοποιητικής μεταβατικής απόκρισης των συστημάτων ελέγχου, απαλλάσσοντας έτσι από την ανάγκη διενέργειας πολυπλοκότερων αναλύσεων στο πεδίο της συχνότητας αποκλειστικά και μόνο για τη βέλτιστη δυνατή ρύθμιση των κερδών. Στη παρούσα εργασία, με βάση τους πρακτικούς κανόνες και δοκιμές των προσομοιώσεων, επιλέχθηκαν $k_{p,inner} = 0.2$, $\tau_{i,inner} = 0.01$ sec.

Το σχήμα ελέγχου που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.10 ονομάζεται διανυσματικός έλεγχος ρευμάτων στο σύγχρονο πλαίσιο dq αναφοράς και αποτελεί τον εσωτερικό βρόγχο ελέγχου (inner-current control) του ηπειρωτικού μετατροπέα.

2.8 Εξωτερικός βρόγχος ελέγχου ρευμάτων

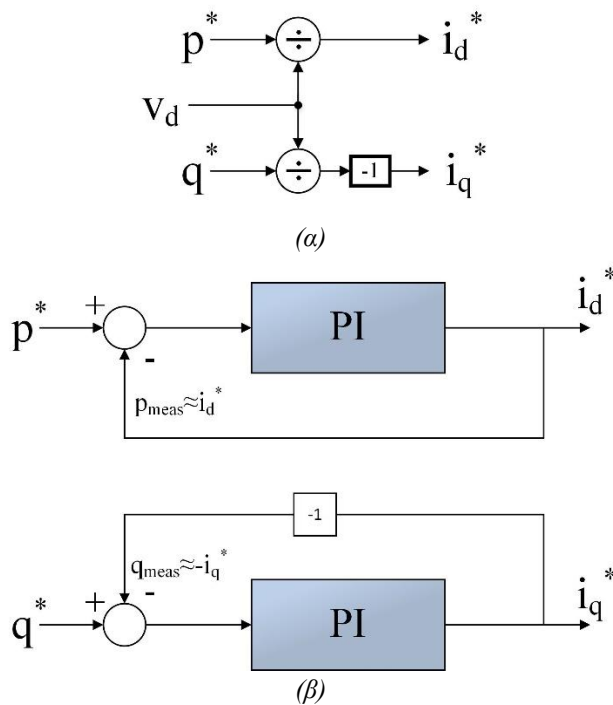
Στο Κεφ. 2.4 εξηγήθηκε ότι εάν το στρεφόμενο dq πλαίσιο περιστρέφεται με τη σύγχρονη ταχύτητα (δηλαδή με τη συχνότητα ω του AC δικτύου) και η φάση του ταυτιστεί με τη φάση του διανύσματος $v_a = \frac{V_{rms}}{\sqrt{2}} \cos(\omega t)$, τότε $v_q=0$ και η ενεργός και η άεργος ισχύς δίνονται από τις εξισώσεις $p=v_d i_d$ και $q=-v_d i_q$. Έτσι, επιτυγχάνεται η αποσύζευξη του ελέγχου ενεργού και άεργου ισχύος. Εάν ως είσοδο στον εξωτερικό βρόγχο ελέγχου δίνονται οι ισχείς αναφοράς p^* , q^* , και λαμβάνονται από μετρήσεις οι συνιστώσες dq της τάσης του δικτύου, τότε τα ρεύματα αναφοράς στην έξοδο του εξωτερικού και είσοδο του εσωτερικού βρόχου δίνονται από τις εξισώσεις :

$$i_d^* = \frac{p^*}{v_d} \quad (2.19\alpha)$$

$$i_q^* = -\frac{q^*}{v_d} \quad (2.19\beta)$$

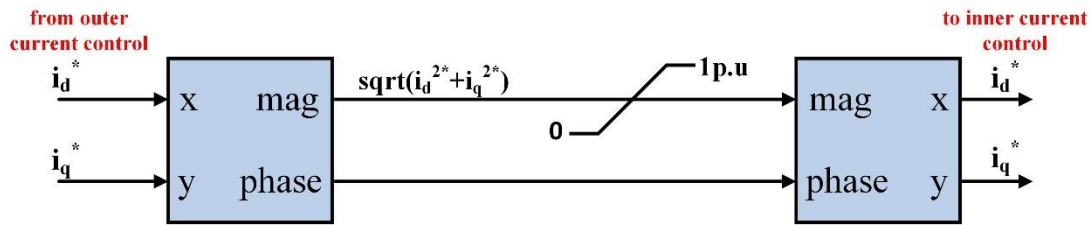
Τα μεγέθη εκφράζονται πάντα σε α.μ στην πραγματοποίηση του ελέγχου.

Εκτός του παραπάνω απλού τρόπου, ένας εναλλακτικός τρόπος πραγματοποίησης του εξωτερικού βρόγχου ελέγχου είναι χρήση δεύτερου επιπέδου PI ελεγκτών, οι οποίοι ελέγχουν τις ισχείς στις αναφορές τους παράγοντας στην έξοδό τους τα αντίστοιχα ρεύματα αναφοράς. Δεδομένου ότι η τάση λαμβάνει τιμές πολύ κοντά στην ονομαστική ($v_d \approx 1 \text{ p.u.}$, $v_q = 0$) μπορεί να θεωρηθεί ότι η μετρούμενη ισχύς ισούται προσεγγιστικά με το μετρούμενο ρεύμα, οπότε $p_{\text{meas}} \approx i_d = i_d^*$, $q_{\text{meas}} \approx -i_q = -i_q^*$. Η επιλογή των κερδών για τους ελεγκτές του εξωτερικού βρόγχου γίνεται έχοντας υπόψη ότι οι ελεγκτές αυτοί δεν απαιτείται να είναι τόσο γρήγοροι όσο οι αντίστοιχοι του εσωτερικού βρόγχου ρευμάτων (inner current control) που έπεται. Στη παρούσα εργασία επιλέχθηκε ο πρώτος τρόπος, αν και πρακτικά οι δύο τρόποι δεν παρουσιάζουν διαφορές.



Σχήμα 2.11. Εναλλακτικές δομές του εξωτερικού βρόγχου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος (α) Απευθείας υπολογισμός των αναφορών ρεύματος χάρις στην αποσύζευξη των μεγεθών (β) Υλοποίηση με PI ελεγκτές.

Το ρεύμα του μετατροπέα δεν επιτρέπεται να πάρει οσοδήποτε μεγάλη τιμή λόγω των θερμικών ορίων προστασίας του εξοπλισμού του. Επειδή στη τελική κατάσταση $i_d = i_d^*$ και $i_q = i_q^*$, ο περιορισμός γίνεται στα ρεύματα αναφοράς. Στη παρούσα εργασία επιλέχθηκε $|i| = \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \leq 1$ α.μ. . Συνεπώς τα ρεύματα αναφοράς, που εξέρχονται από τον εξωτερικό βρόγχο ελέγχου, διορθώνονται πριν δοθούν στον εσωτερικό βρόγχο ελέγχου ρευμάτων όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.12 .



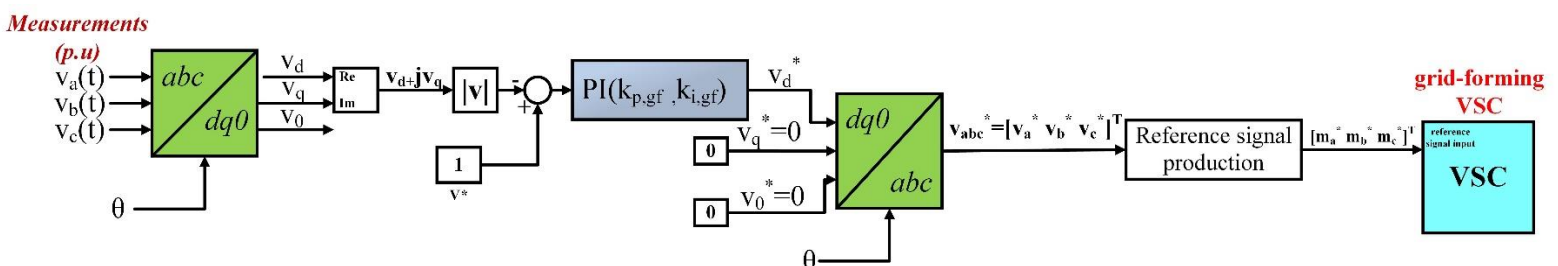
Σχήμα 2.12. Μεθοδολογία περιορισμού του ρεύματος αναφοράς του μετατροπέα.

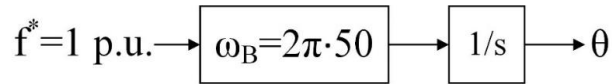
Η μεθοδολογία περιορισμού του πλάτους του συνολικού ρεύματος, διατηρώντας σταθερή τη φασική γωνία είναι η πιο γενική και είναι αυτή που χρησιμοποιήθηκε στην προσομοίωση. Ένας άλλος τρόπος είναι ο περιορισμός κάθε συνιστώσας i_d^* , i_q^* του ρεύματος ξεχωριστά ανάλογα με τις επικουρικές υπηρεσίες που προσφέρει ο μετατροπέας. 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.

Σε κάθε περίπτωση στο τέλος πρέπει πάντα να ισχύει $|i| = \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \leq 1$ α.μ. .

2.9 Βρόγχος ελέγχου grid-forming VSC μετατροπέα

Ένας grid-forming μετατροπέας αναλαμβάνει να «στήσει» ένα AC δίκτυο. Grid-forming VSC μετατροπείς στη παρούσα εργασία είναι οι δύο υπεράκτιοι (offshore) μετατροπείς, οι οποίοι απορροφούν την παραγόμενη ενεργό ισχύ των ΘΑΠ τους, ρυθμίζοντας την τάση και συχνότητα λειτουργίας του υπεράκτιου AC δικτύου. Η ρύθμιση της AC τάσης και συχνότητας του δικτύου στις επιθυμητές τιμές αναφοράς τους, V^* και f^* πραγματοποιείται μέσω κλειστού βρόγχου ελέγχου. Ο έλεγχος της τάσης υλοποιείται μέσω ενός PI controller (επιλεγμένα κέρδη $k_{p,gf}=0.05$, $k_{i,gf}=1/0.05$), ο οποίος ελέγχει το μέτρο της μετρούμενης από την έξοδο του VSC τάσης (η μέτρηση γίνεται στην έξοδο του πηνίου του VSC) στη τιμή 1 α.μ. . Όπως φαίνεται και από το Σχήμα 2.13, η μετρούμενη τριφασική τάση μετασχηματίζεται στο στρεφόμενο dq πλαίσιο αναφοράς ώστε να οδηγηθεί στο κύκλωμα ελέγχου. Τα μεγέθη είναι εκφρασμένα πάντα σε α.μ. . Όσον αφορά τη συχνότητα, ένας grid-forming VSC δε χρειάζεται σύστημα συγχρονισμού PLL. Η συχνότητα λειτουργίας ορίζεται στην ονομαστική τιμή $f^*=1$ p.u. (50 Hz), η οποία δίνεται ως αναφορά για να παραχθεί η γωνία θ του στρεφόμενου dq πλαισίου. Η γωνία θ χρησιμοποιείται ως είσοδος για τη πραγματοποίηση του ορθού και αντίστροφου μετασχηματισμού Park στον βρόγχο ελέγχου.





Σχήμα 2.13. Βρόγχος ελέγχου τάσης και συχνότητας ενός grid-forming VSC.

Σε κανονικές συνθήκες η συχνότητα αναφοράς είναι $f^* = 1$ p.u (50 Hz). Παρόλα αυτά, η f^* , που είναι η υπεράκτια συχνότητα του AC δικτύου που διαμορφώνει ο grid-forming VSC, μπορεί να μεταβάλλεται γύρω από τα 50 Hz ανάλογα με εξωτερικά σήματα. Τα σήματα αυτά είναι σήματα απαιτούμενης ισχύος για τη ρύθμιση της συχνότητας των ηπειρωτικών δικτύων, σε περίπτωση απότομης μεταβολής των ηπειρωτικών φορτίων τους. Αποστέλλονται τηλεπικοινωνιακά, με μικρή καθυστέρηση που εισάγει το τηλεπικοινωνιακό μέσο, και μεταφράζονται από τον υπεράκτιο ελεγκτή σε μεταβολή της συχνότητας αναφοράς f^* . Ουσιαστικά γίνεται μία εξομοίωση των συνθηκών λειτουργίας (συχνότητα) του ηπειρωτικού συστήματος στο υπεράκτιο AC δίκτυο. Αυτή η μεταβολή της f^* των υπεράκτιων AC δικτύων θα οδηγήσει σε μεταβολή της παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ, με σκοπό την μείωση ή αύξηση της παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ και τελικά τη ρύθμιση συχνότητας των ηπειρωτικών συστημάτων. Η παραπάνω μέθοδος παρουσιάζεται αναλυτικά σε επόμενο κεφάλαιο.

3 Το πολυτεματικό HVDC δίκτυο

3.1 Εισαγωγή του VSC μετατροπέα στο μοντέλο προσομοίωσης

Για τη πραγματοποίηση της παρούσας εργασίας, δημιουργήθηκε στο Matlab Simulink ένα μοντέλο, το οποίο χτίστηκε σταδιακά. Το πρώτο κομμάτι του μοντέλου ήταν ο VSC μετατροπέας του ηπειρωτικού (onshore) δικτύου και η επιλογή των βασικών τιμών. Επιλέχθηκε μετατροπέας ονομαστικής ενεργού ισχύος $P_N=1000$ MW και ονομαστικού συντελεστή ισχύος $\cos\phi_N=0.9$. Συνεπώς, μετατροπέας ονομαστικής φαινόμενης ισχύος $S_N=1000/0.9$ MVA, το οποίο είναι και η βασική τιμή ισχύος που χρησιμοποιήθηκε για το συνολικό MTDC ($S_B=1000/0.9$ MVA). Για τη μεταφορά ισχύος τέτοια κλίμακας, η DC τάση επιλέχθηκε, με βάση πρότυπα πραγματικών εφαρμογών, ± 320 KV ή αλλιώς διαφορά τάσης μεταξύ θετικού και αρνητικού πόλου της τάξης των 640 KV. Συνεπώς, η βασική τιμή της DC τάσης ισούται με $V_{DC,B}=2\cdot 320=640$ KV.

Για διεπίπεδο VSC μετατροπέα, το πλάτος (peak) της θεμελιώδους αρμονικής ($f=50$ Hz) της φασικής (phase-ground) AC τάσης εξόδου συνδέεται με τη DC τάση εισόδου μέσω του τύπου :

$$V_{\text{ph-gr}}^{\text{peak}} = m_a \cdot \frac{V_{\text{DC}}}{2} \quad (3.1)$$

Άρα, η RMS τιμή της πολικής (phase-phase) AC τάσης εξόδου ισούται με :

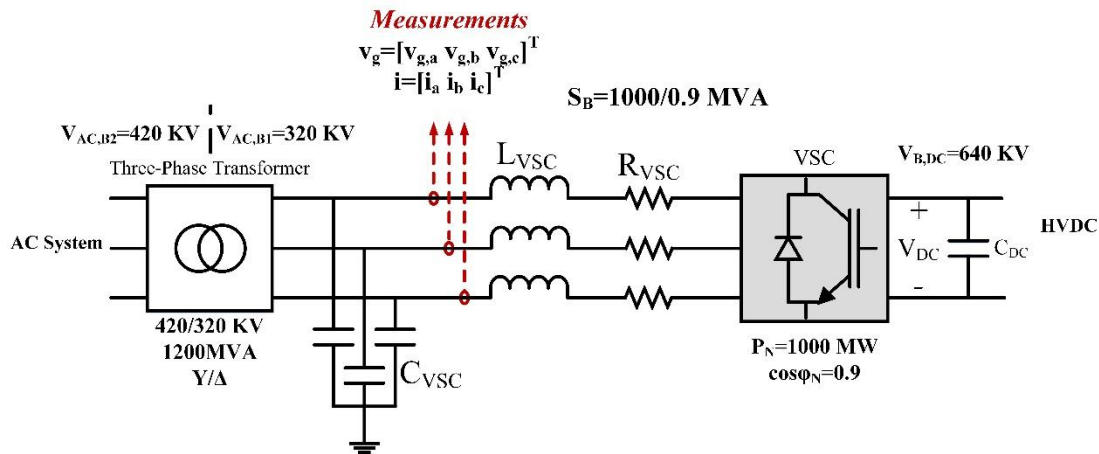
$$V_{\text{ph-ph}}^{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot m_a \cdot \frac{V_{\text{DC}}}{2} \approx \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot 0.8 \cdot \frac{V_{\text{DC}}}{2} \approx \frac{V_{\text{DC}}}{2} \quad (3.2)$$

Συνεπώς, η RMS τιμή της πολικής τάσης εξόδου ισούται περίπου με το μισό της DC τάσης εισόδου και έτσι η βασική RMS πολική τάση επιλέγεται ίση με $V_{AC,B1}=320$ KV. Στον συμβολισμό $V_{AC,B1}$, ο αριθμός 1 χρησιμοποιείται για να αναφερθεί στην AC πλευρά του μετασχηματιστή που ανήκει ο μετατροπέας. Ο μετασχηματιστής, ο οποίος έπεται του μετατροπέα, μετασχηματίζει τα 320KV AC πολική τάση εξόδου του μετατροπέα σε 380 KV (AC δίκτυο Γερμανίας) ή 420 KV (AC δίκτυο Νορβηγίας) υπερυψηλής AC πολικής τάσης, με σκοπό τη μεταφορά της ισχύος αυτής προς τα φορτία των ηπειρωτικών δικτύων. Συνεπώς, στην άλλη πλευρά του μετασχηματιστή επιλέγεται $V_{AC,B2}=380$ KV (ή $V_{AC,B2}=420$ KV). Η βασική RMS τιμή του ρεύματος γραμμής υπολογίζεται μέσω του τύπου $I_B = \frac{S_B}{V_B \cdot \sqrt{3}}$ και η βασική τιμή της αντίστασης

μέσω του τύπου $Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}$.

Η ονομαστική συχνότητα όλων των ανεξάρτητων AC δικτύων ισούται με $f_B=50$ Hz. Άρα, η ονομαστική γωνιακή συχνότητα ισούται με $\omega_B = 2\pi \cdot 50=314$ rad/sec. Οι βασικές τιμές αναλύονται τόσο διεξοδικά διότι ο έλεγχος του VSC μετατροπέα γίνεται πάντα σε α.μ τιμές, συνεπώς είναι απαραίτητο να είναι πάντα γνωστές οι βασικές τιμές των μεγεθών. Τα ημιτονοειδή σήματα της 3Φ τάσης και του ρεύματος κάθε φάσης (μοντέλο μέσω τιμών) μετρούνται τοπικά μετά το πηνίο του μετατροπέα

και μετατρέπονται σε α.μ (διαιρούμενα με το πλάτος (peak) των βασικών μεγεθών), ώστε να δοθούν σε α.μ. ως είσοδοι στο κύκλωμα ελέγχου του VSC. Παρακάτω φαίνεται το κυκλωματικό σχέδιο της εισόδου και εξόδου του VSC. Το κυκλωματικό σχέδιο είναι όμοιο για τον υπεράκτιο VSC, με μοναδική αλλαγή την AC βασική πολική τάση του υπεράκτιου AC δικτύου μετά τον Μ/Σ, η οποία ορίστηκε ίση με $V_{B,offshore}=33$ KV.



Σχήμα 3.1. Κυκλωματικό σχέδιο εισόδου και εξόδου του HVDC-VSC.

3.2 Οι DC πυκνωτές του MTDC δικτύου

Οι DC πυκνωτές είναι στοιχεία αποθήκευσης ενέργειας και αποτελούν βασική συνιστώσα στη δόμηση του multiterminal HVDC δικτύου. Για τη σωστή διακίνηση της ενεργού ισχύος στο MTDC δίκτυο, η DC τάση πρέπει να διατηρείται σταθερή. Η αύξηση ή πτώση της DC τάσης στους κόμβους των μετατροπέων οφείλεται στη φόρτιση ή εκφόρτιση των πυκνωτών, όταν δεν τηρείται το ισοζύγιο ενεργού ισχύος ή κατά τη πραγματοποίηση μεταβατικών φαινομένων.

Στην περίπτωση μετατροπέα δύο επιπέδων και συνδεσμολογίας διπολικού συνδέσμου, η χωρητικότητα συνδέεται σε κάθε πόλο, οπότε χρησιμοποιούνται δύο πυκνωτές τάσης $V_{DC}/2$ ο καθένας. Οι δύο πυκνωτές μπορούν να αντικατασταθούν με πυκνωτή ισοδύναμης χωρητικότητας και τάσης V_{DC} , ο οποίος συνδέεται στο DC άκρο του μετατροπέα. Η ισοδύναμη χωρητικότητα C_{DC} χαρακτηρίζει τον μετατροπέα και επηρεάζει τη δυναμική συμπεριφορά του.

Κύριο κριτήριο για τη διαστασιολόγηση των πυκνωτών είναι η επιθυμητή ευαισθησία της διακυμάνσης της τάσης. Εάν στιγμιαία το ισοζύγιο ισχύος στο MTDC «σπάσει», το πλεόνασμα ισχύος αποθηκεύεται στους πυκνωτές, προκαλώντας στιγμιαίες διακυμάνσεις στη DC τάση. Επίσης, το ρεύμα που διαρρέει έναν πυκνωτή ισούται με $i_c = C_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt}$ και στην περίπτωση που οι μετατροπείς μοντελοποιούνται με διακοπικό μοντέλο, το ρεύμα θα ήταν ασυνεχές, ακολουθώντας τη διακοπική συχνότητα του μετατροπέα και εισάγοντας αρμονικές. Αυτό προκαλεί επιπλέον ανεπιθύμητες διακυμάνσεις τάσης στον DC κόμβο. Η λύση για να διατηρηθούν σε χαμηλά επίπεδα οι υψηλές διακυμάνσεις της τάσης λόγω των παραπάνω δύο αιτιών είναι να χρησιμοποιηθεί αρκετά υψηλή τιμή χωρητικότητας, το οποίο ισοδυναμεί με

αυξημένη σταθερά χρόνου. Συνεπώς βραδύτερη απόκριση της τάσης στις μεταβολές ή αλλιώς πιο σταθερή τιμή τάσης, το οποίο αυξάνει τη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού.

Από την άλλη, υψηλή τιμή χωρητικότητας δεν επιτρέπει τον γρήγορο έλεγχο της ενεργού ισχύος λόγω της αργής πλέον μεταβολής της τάσης. Οι δύο παραπάνω απαιτήσεις είναι αντικρουόμενες. Τελικά η επιλογή της διαστασιολόγησης του πυκνωτή αποτελεί ένα trade-off μεταξύ των χαμηλών διακυμάνσεων της τάσης και του γρήγορου ελέγχου του DC συνδέσμου. Στη βιβλιογραφία χρησιμοποιείται η παρακάτω σχέση:

$$C_{DC} = \frac{S_N}{U_{DC} \cdot \Delta U_{DC} \cdot 2 \cdot \omega_e} \quad (3.3)$$

όπου S_N είναι η ονομαστική φαινόμενη ισχύς του μετατροπέα, U_{DC} η μέση τάση του DC συνδέσμου, ω_e η ηλεκτρική συχνότητα και ΔU_{DC} η μέγιστη επιτρεπτή διακύμανση τάσης.

Ένας άλλος τρόπος υπολογισμού της ισοδύναμης χωρητικότητας είναι μέσω της σταθερά χρόνου, η οποία εκφράζει το χρόνο που χρειάζεται ο πυκνωτής για να φορτισθεί σε τάση V_{DC} εάν τροφοδοτείται με σταθερή ισχύ S_N .

$$\tau_{DC} = \frac{1/2 C_{DC} V_{DC}^2}{S_N} \quad (3.4)$$

Λύνοντας ως προς τη χωρητικότητα προκύπτει $C_{DC} = 2 \cdot S_N \cdot \tau_{DC} / V_{DC}^2$. Στη παρούσα εργασία S_N είναι η ονομαστική φαινόμενη ισχύς του VSC μετατροπέα και V_{DC} η ονομαστική τάση του DC κόμβου του.

Οι δύο παραπάνω σχέσεις δίνουν το άνω και κάτω όριο για τη διαστασιολόγηση του πυκνωτή. Στη παρούσα εργασία χρησιμοποιείται το μοντέλο μέσω των τιμών και όχι το διακοπτικό μοντέλο για τη μοντελοποίηση του VSC μετατροπέα. Συνεπώς το πρόβλημα των διακυμάνσεων τάσης λόγω διακοπτικής συχνότητας αποφεύγεται. Αυτό παρέχει μία ελαστικότητα στη διαστασιολόγηση των πυκνωτών με την τελική επιλογή της τιμής της χωρητικότητας να γίνεται θέτοντας μια συγκεκριμένη τιμή για τη σταθερά χρόνου τ_{DC} μεταξύ τυπικών τιμών 20 μέχρι 50 ms. Οι τιμές αυτές οδηγούν σε διακύμανση της τάσης των πυκνωτών της τάξεως του 10% για ονομαστικές συνθήκες λειτουργίας. Οι τέσσερις VSC μετατροπείς που διαμορφώνουν το multiterminal HVDC δίκτυο έχουν όμοια ονομαστική φαινόμενη ισχύ και ονομαστική DC τάση. Θέτοντας $\tau_{DC} = 40$ ms προκύπτει :

$$C_{DC} = 2 \cdot \frac{1000 MVA}{0.9} \cdot 40 ms / (2 \cdot 320 KV)^2 = 217 \mu F$$

η οποία είναι η ισοδύναμη τιμή της χωρητικότητας στο DC κόμβο καθενός από τους τέσσερις VSC μετατροπείς του MTDC δικτύου.

3.3 Το Πηνίο και το Φίλτρο στην έξοδο του VSC μετατροπέα

Στην AC έξοδο του VSC μετατροπέα βρίσκεται το πηνίο προσαρμογής και το AC φίλτρο. Όπως περιγράφηκε στο Κεφ. 2.7, μέσω της εφαρμογής του νόμου του Kirchhoff μεταξύ της τάσης του πηνίου και των τάσεων στα άκρα του VSC (με την μία να μετράται και την άλλη τοπικά να ελέγχεται μέσω του VSC μετατροπέα), η τιμή της αυτεπαγωγής L του πηνίου αναμειγνύεται στις εξισώσεις του εσωτερικού βρόγχου ελέγχου ρευμάτων, με καθοριστική σημασία στον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος. Επίσης, το πηνίο αυξάνει τη σύνθετη αντίσταση εξόδου περιορίζοντας το ρεύμα βραχυκυκλώσεως. Τέλος, χρησιμεύει ως βαθυπερατό φίλτρο για την αποκοπή των ανώτερων αρμονικών ρεύματος, που εμφανίζονται κυρίως λόγω του διακοπτικού μοντέλου διαμόρφωσης τάσης. Η αυτεπαγωγή λαμβάνει σε τέτοιες εφαρμογές τυπικές τιμές 5-10% ανά μονάδα. Στη παρούσα εργασία επιλέχθηκε $L_{VSC}=10\%=0.1$ p.u, ανηγμένη στα βασικά μεγέθη του μετατροπέα. Ο υπολογισμός της φυσικής τιμής της αυτεπαγωγής πραγματοποιήθηκε ως εξής :

$$L_{VSC} = 0.1 \cdot L_B = 0.1 \cdot \frac{Z_B}{\omega} = 0.1 \cdot \left(\frac{V_{AC,B}^2}{S_B} \right) \cdot \frac{1}{\omega} = 0.1 \cdot \left(\frac{320^2 \text{KV}^2}{\frac{1000}{0.9} \text{MVA}} \right) \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50 \frac{\text{rad}}{\text{s}}}$$
$$= 29.3 \text{ Mh}$$

Πηνίο αυτεπαγωγής ίσης με 29.3 mH συνδέεται σε κάθε φάση στη 3Φ έξοδο του VSC μετατροπέα. Το ωμικό στοιχείο του πηνίου προσομοιώθηκε μέσω αντίστασης $R=0.05\%=0.005$ p.u, της οποίας η φυσική τιμή υπολογίσθηκε ως εξής :

$$R_{VSC} = 0.005 \cdot Z_B = 0.1 \cdot \left(\frac{V_{AC,B}^2}{S_B} \right) = 0.1 \cdot \left(\frac{320^2 \text{KV}^2}{\frac{1000}{0.9} \text{MVA}} \right) = 0.4608 \Omega$$

Το AC φίλτρο τοποθετείται μετά το πηνίο και χρησιμοποιείται για τον περιορισμό των αρμονικών της τάσης εξόδου, ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις που τίθενται από το διαχειριστή του δικτύου στο σημείο κοινής σύνδεσης. Στην παρούσα εργασία λόγω της χρήσης του μοντέλου μέσω τιμών, η χρήση AC φίλτρου δεν έχει πρακτική αξία διότι ο VSC μετατροπέας παράγει ελεγχόμενη ημιτονοειδή μορφή τάσης δίχως αρμονικές. Το χαμηλό αρμονικό περιεχόμενο της τάσης δεν απέχει πολύ από τη σύγχρονη πραγματικότητα λόγω της χρήσης των μετατροπέων πολλαπλών επιπέδων, οι οποίοι παράγουν ποιοτική μορφή τάσης. Παρόλα αυτά, επειδή στις πραγματικές εφαρμογές χρησιμοποιούνται πάντα φίλτρα εξόδου, στη προσομοίωση συνδέθηκε πυκνωτής χωρητικότητας 10% α.μ αμέσως μετά το πηνίο του μετατροπέα. Η όλη διάταξη στην έξοδο του VSC μετατροπέα μπορεί να χαρακτηριστεί ως φίλτρο LC, όπου ως αυτεπαγωγή θεωρείται το πηνίο του μετατροπέα. Ο υπολογισμός της φυσικής τιμής της χωρητικότητας πραγματοποιήθηκε ως εξής:

$$\begin{aligned}
C_{VSC} &= 0.1 \cdot C_B = 0.1 \cdot \frac{1}{\omega \cdot Z_B} = 0.1 \cdot \frac{1}{\omega \cdot \left(\frac{V_{AC,B}^2}{S_B} \right)} \\
&= 0.1 \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50 \frac{\text{rad}}{\text{s}}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{320^2 \text{KV}^2}{\frac{1000}{0.9} \text{MVA}} \right)} = 3.45 \mu\text{F}
\end{aligned}$$

Τέλος, η σύνδεση ενός πυκνωτή σε κάθε φάση του μετατροπέα επιφέρει έγχυση μικρής ποσότητας αέργου ισχύος στο δίκτυο, με αποτέλεσμα μικρή αύξηση της AC τάσης.

3.4 Οι μετασχηματιστές στην έξοδο του VSC μετατροπέα

Τόσο στα δύο ανεξάρτητα ηπειρωτικά δίκτυα (onshore) όσο και στα δύο υπεράκτια δίκτυα (offshore), όπου συνδέονται τα θαλάσσια αιολικά πάρκα, μετά τον VSC μετατροπέα χρησιμοποιούνται 3Φ μετασχηματιστές για τον μετασχηματισμό της AC τάσης του μετατροπέα (320 KV) στην υπερυψηλή AC τάση του onshore δικτύου (420 KV ή 380 KV) ή στη μέση του offshore δικτύου (33 KV). Το δευτερεύον του κάθε onshore μετασχηματιστή που βρίσκεται σε υπερυψηλή τάση αποτελεί το σημείο κοινής σύνδεσης (Σ.Κ.Σ) με το AC σύστημα. Στην έξοδο των τεσσάρων VSC μετατροπέων επιλέχθηκαν μετασχηματιστές ονομαστικών τιμών $S_{tr}=1200 \text{ MVA}$, $r_{tr}=0.5\%$, $x_{tr}=15\%$. Τα τυλίγματα που βρίσκονται στην πλευρά του μετατροπέα υλοποιούνται σε συνδεσμολογία τριγώνου (Δ), ώστε να επιτυγχάνεται καταστολή των αρμονικών τρίτης τάξης που προέρχονται από τη διακοπτική διαμόρφωση τάσης του μετατροπέα και όχι μόνο, ενώ στην άλλη πλευρά χρησιμοποιείται συνδεσμολογία αστέρα (Y). Ο μετατροπέας βέβαια είναι ούτως ή άλλως εφοδιασμένος με φίλτρα, ενώ το αρμονικό περιεχόμενο είναι μειωμένο και στην περίπτωση των μετατροπέων πολλαπλών επιπέδων. Σε πραγματικές εφαρμογές ο μετασχηματιστής έχει πολλαπλές λήψεις (taps) ώστε να μπορεί να μεταβάλλει το λόγο μετασχηματισμού του βοηθώντας στη ρύθμιση του επιπέδου τάσης.

3.5 Εξεταζόμενο Πολυτερματικό HVDC δίκτυο (MTDC)

Έχοντας αναλύσει κυκλωματικά την AC και DC πλευρά ενός VSC, είναι δυνατόν πλέον να σχηματισθεί το Πολυτερματικό (Multiterminal) HVDC δίκτυο. Το MTDC αποτελείται από τέσσερεις VSC μετατροπείς (4-terminal MTDC). Δύο offshore υπεράκτιοι μετατροπείς και δύο onshore ηπειρωτικοί μετατροπείς.

Κάθε offshore VSC σχηματίζει ένα AC δίκτυο (grid-forming VSC), πάνω στο οποίο συνδέεται offshore αιολικό πάρκο (ΘΑΠ) ονομαστικής ισχύος 570MW. Τα δύο offshore αιολικά πάρκα είναι όμοια μεταξύ τους. Επίσης, οι δύο offshore VSC είναι όμοιοι μεταξύ τους.

Κάθε onshore VSC συνδέεται σε ένα ανεξάρτητο AC ηπειρωτικό δίκτυο. Οι δύο onshore VSC είναι όμοιοι μεταξύ τους. Οι onshore VSC λειτουργούν ως grid-

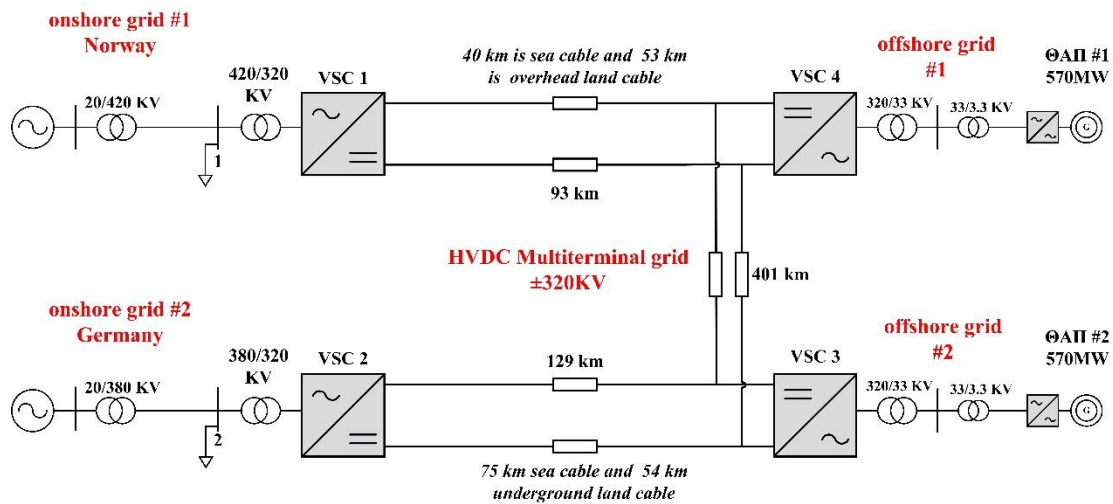
feeding, δηλαδή λειτουργούν με σκοπό την απρόσκοπτη ανταλλαγή ισχύος με το ηπειρωτικό τους σύστημα. Επίσης, είναι υπεύθυνοι για τον έλεγχο της DC τάσης και της ροής ισχύος στο HVDC δίκτυο μέσω των βρόγχων ελέγχου τους. Η μέθοδος ελέγχου του MTDC που χρησιμοποιείται είναι η μέθοδος στατισμού DC τάσης (DC voltage droop control method), και θα αναλυθεί σε επόμενο κεφάλαιο.

Όπως αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, αυτό που διαφοροποιεί onshore από offshore μετατροπείς είναι τα σχήματα ελέγχου τους, λόγω της διαφορετικού ρόλου που εξυπηρετούν στο MTDC. Το επίπεδο της DC τάσης είναι 640 KV (ή διπολικός σύνδεσμος ± 320 KV). Η διασύνδεση που διαμορφώνεται φαίνεται στο Σχήμα 3.2 .

Το MTDC μοντέλο που δημιουργήθηκε στο Matlab Simulink δεν αναφέρεται σε κάποιο υπαρκτό έργο ή σε κάποιο μελλοντικό επενδυτικό σχέδιο. Ωστόσο, μια περιοχή η οποία ευνοεί επενδυτικά έργα πολυτεματικών HVDC δικτύων, τα οποία να συνδέουν AC δίκτυα διαφορετικών χωρών μεταξύ τους και offshore αιολικά πάρκα μέσω HVDC δικτύου , είναι η Βόρεια Θάλασσα (North Sea).

Για να ανταποκρίνεται το μοντέλο όσο πιο κοντά γίνεται σε πραγματικές συνθήκες θεωρήθηκε ότι ο onshore VSC1 συνδέεται στο AC δίκτυο της Νορβηγίας και ο onshore VSC2 συνδέεται στο δίκτυο της Γερμανίας. Ουσιαστικά, το HVDC δίκτυο αποτελεί μία HVDC ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ των δύο χωρών, με τα δύο μεγάλα ΘΑΠ να συνδέονται κατά μήκος HVDC γραμμής. Η διασύνδεση των ΘΑΠ γίνεται μέσω των offshore σταθμών των VSC μετατροπέων, οι οποίοι τοποθετούνται πάνω σε πλατφόρμες μέσα στη θάλασσα. Θεωρούμε ότι χωροταξικά το ΘΑΠ βρίσκεται πολύ κοντά στον offshore σταθμό του VSC. Το μήκος των υποθαλάσσιων HVDC αγωγών αντλήθηκε από το σχέδιο μελλοντικής (2020) διτεματικής διασύνδεσης ανάμεσα στα ΣΗΕ Γερμανίας-Νορβηγίας – NordLink.

Όσον αφορά τα offshore αιολικά πάρκα, η απόστασή τους από τις ακτές των χωρών της Βόρειας Θάλασσας κυμαίνεται από 1 έως 100 km. Σε αυτή την απόσταση προστίθεται η απόσταση μεταξύ του ηπειρωτικού σταθμού του μετατροπέα από την ακτή της θάλασσας. Με βάση αυτό και πραγματικές εφαρμογές επιλέχθηκαν οι αποστάσεις των offshore VSC από τους onshore VSC, δηλαδή το μήκος των υποθαλάσσιων και χερσαίων (υπόγειων ή εναέριων) HVDC αγωγών που συνδέουν έναν offshore VSC με τον αντίστοιχο του onshore VSC, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.2 . Η ονομαστική ισχύς των ΘΑΠ (570 MW) ανταποκρίνεται εν μέρει στη πραγματικότητα, καθώς η Γερμανία έχει πάρκα τέτοιας κλίμακας στη Βόρεια Θάλασσα αλλά η Νορβηγία όχι.



Σχήμα 3.2. Αναπαράσταση Multiterminal HVDC δικτύου που προσομοιώθηκε.

Αν και με πρώτη ματιά φαίνεται ότι η ισχύς του ΘΑΠ#1 απορροφάται από τη Νορβηγία και η ισχύς του ΘΑΠ#2 απορροφάται από τη Γερμανία, στη πραγματικότητα DC ισχύς ρέει στην HVDC γραμμή 3-4 (VSC3-VSC4). Όπως θα δούμε παρακάτω, ο διαχειριστής του HVDC δικτύου μπορεί να ορίσει εξωτερικά μέσω εντολής πόση ισχύ θέλει να απορροφά ένας από τους δύο onshore VSC, με τον άλλο onshore VSC να λειτουργεί ως slack bus περίσσειας DC ισχύος. Επίσης, η μεταβολή των κερδών στατισμού DC τάσης και της τάσης αναφοράς των ελεγκτών των onshore VSC επηρεάζει τη διακίνηση ισχύος στο HVDC δίκτυο. Τέλος, όλη η HVDC γραμμή, από τον VSC1 μέχρι τον VSC2, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά ισχύος από τη μία χώρα στην άλλη, ακόμα και όταν τα αιολικά πάρκα παράγουν την ονομαστική ισχύ τους. Οι τρεις παραπάνω λόγοι φανερώνουν διακίνηση ισχύος σε όλες τις γραμμές του HVDC δικτύου παραπάνω από την ονομαστική ισχύ των ΘΑΠ. Η επιλογή του άνω ορίου μεταφορικής ικανότητας δεν είναι τόσο απλή, με το κύριο προβληματισμό να τίθεται στο πόση ισχύ θέλει να μεταφέρει ο διαχειριστής από τη μία χώρα στην άλλη, ανεξαρτήτου αιολικής παραγωγής. Στη παρούσα εργασία θα θεωρηθεί μεταφορική ικανότητα όλων των HVDC αγωγών ίση με 1000 MW.

Η τιμή της αντίστασης ανά χιλιόμετρο που χρησιμοποιήθηκε είναι $0.022 \Omega/\text{km}$, της αυτεπαγωγής $0.112 \text{ mH}/\text{km}$ και της χωρητικότητας $0.141 \mu\text{F}/\text{km}$. Οι τιμές αυτές χρησιμεύουν για την ρεαλιστικότερη μοντελοποίηση της γραμμής κατά τις προσομοιώσεις. Για τη μοντελοποίηση των DC αγωγών χρησιμοποιήθηκε το καταναμημένο μοντέλο που είναι διαθέσιμο στη βιβλιοθήκη του λογισμικού Matlab/Simulink.

3.6 Μοντελοποίηση ηπειρωτικών συστημάτων

Για την αναπαράσταση ενός ηπειρωτικού δικτύου χρησιμοποιείται το ισοδύναμο Thevenin, δηλαδή μια ισοδύναμη πηγή τάσης σε σειρά με μια σύνθετη αντίσταση. Όταν η σύνθετη αντίσταση λαμβάνει χαμηλές τιμές, τότε η πτώση τάσης είναι μικρή και το δίκτυο θεωρείται ισχυρό. Από την άλλη, για υψηλές τιμές της αντίστασης συνεπάγεται μεγάλη πτώση τάσεως στα άκρα τη σύνθετης αντίστασης και

άρα το δίκτυο θεωρείται αδύναμο. Ένα μέγεθος που ποσοτικοποιεί το πόσο ισχυρό είναι ένα δίκτυο είναι η ισχύς βραχυκύκλωσης, που ορίζεται ως το πηλίκο του τετραγώνου της ονομαστικής πολικής τάσης του ζυγού V προς το μέτρο της ισοδύναμης αντίστασης Thevenin, $Z_{Thevenin}$.

$$S_K = \frac{V^2}{|Z_{Thevenin}|} \quad (3.5)$$

Στο περιβάλλον του Matlab Simulink υπάρχει έτοιμο μοντέλο προσομοίωσης τριφασικού δικτύου, όπου ορίστηκε $S_K=20000$ MVA, $V=420$ KV (ή 380 KV) και λόγος επαγωγικής προς ωμική αντίσταση $x/R=10$.

Τέλος, για να ποσοτικοποιηθεί πόσο ισχυρό είναι το ηπειρωτικό δίκτυο σε σχέση με μια εγκατάσταση στην οποία συνδέεται, χρησιμοποιείται ο λόγος βραχυκυκλώσεως SCR (Short-Circuit Ratio), ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της ισχύος βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο ΣΚΣ, προς την ονομαστική ισχύ της εγκατάστασης. Επομένως στην περίπτωση της σύνδεσης ενός HVDC δικτύου, μπορεί να οριστεί ως ο λόγος της ισχύος βραχυκυκλώσεως του ηπειρωτικού δικτύου S_K , προς την ονομαστική φαινόμενη ισχύ $S_{N,VSC}$ του on-shore μετατροπέα.

$$SCR = \frac{S_K}{S_{N,VSC}} = \frac{20000 \text{ MVA}}{1000/0.9 \text{ MVA}} \approx 20$$

Ένα ηπειρωτικό δίκτυο με λόγο βραχυκύκλωσης ίσο με 20 θεωρείται πολύ ισχυρό σε σχέση με την εγκατάσταση στην οποία συνδέεται και ικανοποιεί τις ανάγκες της παρούσας εργασίας. Να αναφερθεί ότι επειδή η τάση του ηπειρωτικού δικτύου είναι στα 420 KV (ή 380 KV), για τη σύνδεση του ηπειρωτικού μετατροπέα με το δίκτυο γίνεται χρήση ενός μετασχηματιστή ανύψωσης 320/420 KV (ή 320/380 KV) , ώστε να προσαρμοστεί η τάση του μετατροπέα (320 kV) στην υπερυψηλή τάση των ΣΗΕ.

Τα δύο ανεξάρτητα ηπειρωτικά δίκτυα (Νορβηγίας, Γερμανίας) χρησιμοποιούν το ίδιο μοντέλο προσομοίωσης, με τις ίδιες παραμέτρους. Ουσιαστικά, τα ηπειρωτικά δίκτυα χρησιμοποιούνται ως AC slack buses, οι οποίοι παρέχουν σταθερή συχνότητα $f=50\text{Hz}$, σταθερή τάση και δυνατότητα ανταλλαγής ισχύος σε οποιαδήποτε κατεύθυνση. Αυτό βοηθάει στη προσομοίωση διαφόρων σεναρίων του MTDC δικτύου, θεωρώντας ότι το MTDC δε συνεισφέρει στη ρύθμιση συχνότητας, η οποία ρυθμίζεται από το ΣΗΕ. Στα σενάρια frequency support από το MTDC δίκτυο χρησιμοποιήθηκε διαφορετικό μοντέλο προσομοίωσης των ηπειρωτικών συστημάτων, το οποίο αναλύεται σε επόμενη παράγραφο.

3.7 Έλεγχος του πολυτερματικού δικτύου

Ο έλεγχος ενός MTDC δικτύου αφορά τον έλεγχο της DC τάσης και συνεπώς της ροής ισχύος στο δίκτυο. Σε ένα MTDC δίκτυο η ροή ισχύος μεταξύ των μετατροπέων οφείλεται στις διαφορετικές τιμές που λαμβάνει η DC τάση στα διάφορα σημεία του. Για την ασφαλή λειτουργία του MTDC δικτύου απαιτείται η συνεχής

διατήρηση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος, δηλαδή η ενεργός ισχύς που απορροφούν οι grid-feeding μετατροπείς να ισούται με αυτή που εγχέουν οι grid-forming μετατροπείς. Οποιαδήποτε ανισορροπία στο ισοζύγιο ισχύος θα προκαλούσε την ταχύτερη φόρτιση ή εκφόρτιση των DC πυκνωτών των γραμμών και επομένως την αύξηση ή πτώση της DC τάσης. Αυτό θα μπορούσε να προκαλέσει την ενεργοποίηση των προστασιών με αποτέλεσμα ένα μέρος ή το σύνολο του DC δικτύου να βγει εκτός, με αρνητικές συνέπειες τόσο για υπεράκτια όσο και για τα ηπειρωτικά συστήματα.

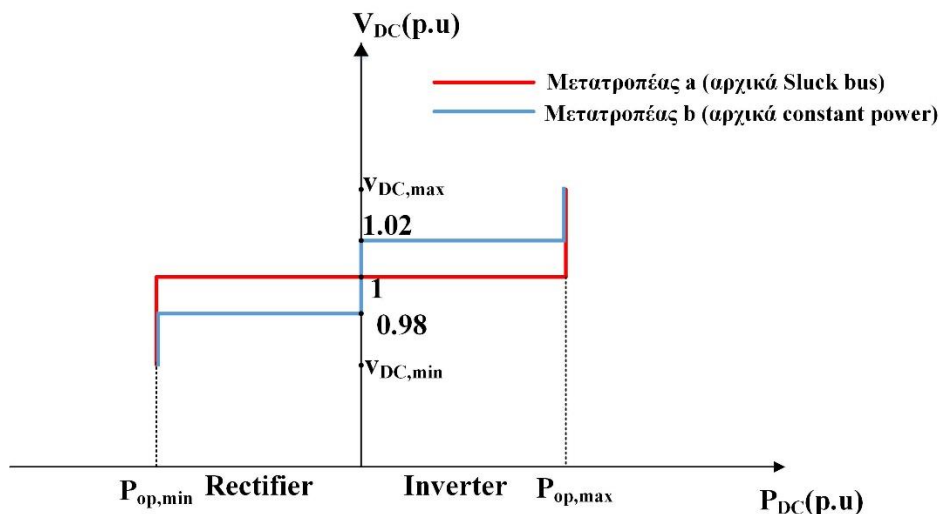
Ο έλεγχος ενός MTDC δικτύου μπορεί να βασιστεί σε στρατηγικές ελέγχου οι οποίες χρησιμοποιούν τοπικές μετρήσεις (π.χ. V_{DC}) στο κόμβο κάθε grid-feeding ηπειρωτικού μετατροπέα. Αυτές οι στρατηγικές ελέγχου είναι οι πιο αξιόπιστες διότι δεν απαιτούν τηλεπικοινωνιακή επικοινωνία και προσφέρουν σχεδόν ακαριαία ρύθμιση σε περίπτωση διαταραχών. Σε ένα MTDC δίκτυο η καλύτερη λύση είναι ο έλεγχος DC τάσης να κατανεμηθεί σε περισσότερους από έναν μετατροπέα, όπως θα αναλυθεί παρακάτω. Η πιο διαδεδομένη τεχνική για να επιτευχθεί αυτός ο κατανεμημένος έλεγχος είναι ο στατισμός. Στην πράξη και οι άλλες στρατηγικές αποτελούν ειδικές περιπτώσεις στατισμού, οπότε ο στατισμός θα αποτελέσει την κεντρική έννοια της εργασίας.

Η σύμβαση που ακολουθείται είναι ότι η ισχύς είναι αρνητική όταν εισέρχεται στο DC δίκτυο, οπότε και ο μετατροπέας λειτουργεί ως ανορθωτής (rectifier), ενώ όταν εξέρχεται από το DC δίκτυο θεωρείται θετική (inverter). Επίσης, αγνοούνται οι απώλειες του μετατροπέα, οπότε θεωρείται ότι η ισχύς στην DC πλευρά ισούται με την ισχύ στην AC πλευρά δηλαδή $V_{DC} \cdot I_{DC} = \sqrt{3} V_{AC} \cdot I_{AC} \cdot \cos\theta$. Να ξεκαθαριστεί επίσης ότι μόνο οι grid-feeding ηπειρωτικοί μετατροπείς υποβάλλονται σε έλεγχο ισχύος (Μετατροπείς ελεγχόμενης ισχύος). Η ισχύς των νησιωτικών grid-forming μετατροπέων εξαρτάται από τη στοχαστικότητα της παραγωγής ΑΠΕ (ΘΑΠ), συνεπώς δε δύναται να συμμετέχουν στη ρύθμιση ισχύος – τάσης του MTDC δικτύου (Μετατροπείς μη ελεγχόμενης ισχύος). Παρακάτω αναλύονται οι πιο βασικές στρατηγικές ελέγχου MTDC δικτύων.

3.8 Έλεγχος λειτουργίας κύριου-ακόλουθου (master – slave)

Ο έλεγχος master-slave είναι η πιο απλή στρατηγική και η εφαρμογή σε MTDC δίκτυο αποτελεί γενίκευση του τρόπου ελέγχου μιας διτερματικής HVDC γραμμής. Οι υπεράκτιοι (offshore) μετατροπείς λειτουργούν ως grid-forming εγχέοντας την ισχύ τους στο DC δίκτυο. Από τους ηπειρωτικούς (onshore) μετατροπείς, ο ένας αναλαμβάνει τον έλεγχο της DC τάσης στην ονομαστική τιμή της (1 p.u.), δρώντας ως DC power slack bus (constant voltage mode), ενώ οι άλλοι ελέγχουν την ισχύ που απορροφούν στις ορισμένες τιμές αναφοράς τους (constant power mode). Έστω δίκτυο με δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς. Αν P_b η ισχύς του δεύτερου μετατροπέα και P_{total} η συνολικά εγχεόμενη ισχύς στο MTDC δίκτυο, τότε ο μετατροπέας a , ο οποίος ελέγχει την DC τάση στο κόμβο του στην ονομαστική τιμή, πρέπει να μπορεί να απορροφά ισχύ $P_a = P_{total} - P_b$, ώστε να τηρείται το ισοζύγιο ισχύος στο δίκτυο. Σε περίπτωση αύξησης του P_{total} , όπου ο μετατροπέας a φτάσει τα όρια ισχύος του, δίνεται προτεραιότητα στην προστασία του, ο έλεγχος DC τάσης εγκαταλείπεται και η ισχύς περιορίζεται σε $P_a = P_{a,max}$. Η ανισορροπία στο ισοζύγιο ισχύος θα προκαλέσει ταχύτερη άνοδο της DC τάσης στους κόμβους του δικτύου, με κίνδυνο κατάρρευσης

λειτουργώντας ως DC slack bus, ενώ ο δεύτερος μετατροπέας λειτουργεί υπό σταθερή αναφορά ισχύος, η οποία μπορεί να δίνεται από τον Διαχειριστή (TSO). Σε περίπτωση αύξησης της εισερχόμενης ισχύος στο MTDC δίκτυο, ο DC slack bus μετατροπέας μπορεί να φτάσει το όριο του περιορίζοντας την ισχύ που εγχέει στο AC δίκτυο σε μία σταθερή τιμή, οπότε η DC τάση θα αυξηθεί. Επειδή η DC τάση αυξάνεται καθολικά σε όλους τους κόμβους, εάν η τάση στον κόμβο του constant power mode μετατροπέα υπερβεί το περιθώριο, τότε ο μετατροπέας αυτός θα αναλάβει τον έλεγχο τάσης (άρα θα μετατραπεί σε DC slack bus) όσο ο άλλος μετατροπέας δουλεύει στο όριο ισχύος. Στο Σχήμα 3.4 παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές $P_{DC}-V_{DC}$ της μεθόδου.



Σχήμα 3.4. Χαρακτηριστικές $P_{DC}-V_{DC}$ των δύο μετατροπέων, voltage margin ελέγχου (ίδια ονομαστική ισχύ, κοινά όρια ισχύος).

Παρά το πλεονέκτημα που προσφέρει σε σχέση με το master-slave, και πάλι μόνο ένας μετατροπέας λειτουργεί με έλεγχο τάσης σε κάθε χρονική στιγμή. Επίσης, η μεταγωγή μεταξύ των λειτουργιών ελέγχου στους μετατροπέες μπορεί να προκαλέσει απότομες διακυμάνσεις στη μεταβατική συμπεριφορά του MTDC δικτύου. Καμία από τις παραπάνω μεθόδους δεν προσομοιώθηκε στη παρούσα εργασία λόγω των μειονεκτημάτων.

3.10 Έλεγχος στατισμού DC τάσης (DC voltage droop control)

Στα AC συστήματα η ρύθμιση συχνότητας γίνεται μέσω χαρακτηριστικών φορτίου– συχνότητας του ρυθμιστή στροφών των σύγχρονων γεννητριών (οι οποίοι ελέγχουν τη μηχανική ισχύ που παράγεται από τις κινητήριες μηχανές). Εκεί, στατισμός καλείται η αρνητική κλίση της χαρακτηριστικής φορτίου-συχνότητας και μέσω αυτού καθορίζεται ο ρόλος που παίζει η κάθε μονάδα στη ρύθμιση συχνότητας και ο τρόπος με τον οποίο παράλληλα διασυνδεδεμένες μονάδες μοιράζονται το φορτίο τους.

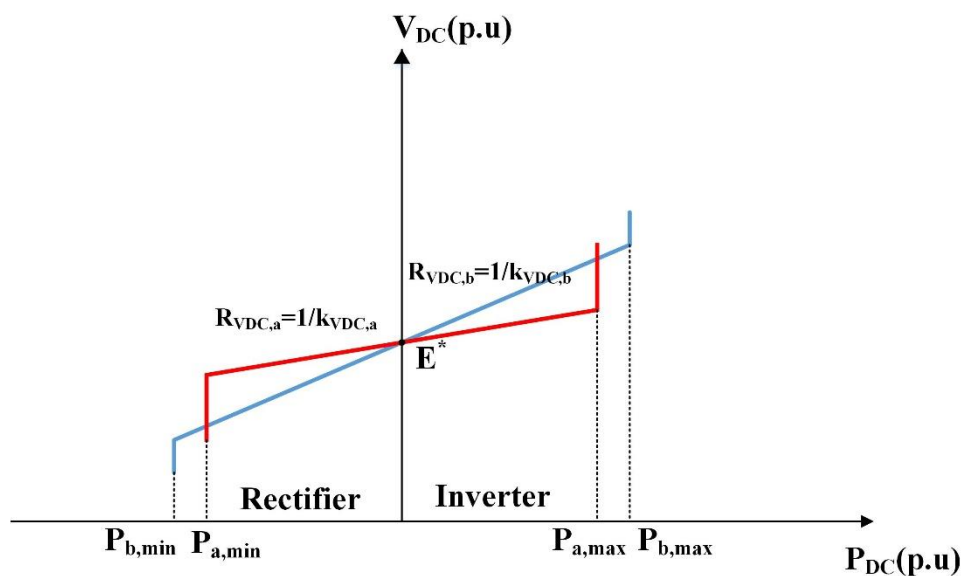
Παρόμοια λογική χρησιμοποιείται στον έλεγχο ενός πολυτερματικού HVDC δικτύου, όπου εκεί ο στατισμός συσχετίζει την ισχύ που απορροφά ο ηπειρωτικός (onshore) μετατροπέας από το MTDC δίκτυο με τη DC τάση στον κόμβο του μετατροπέα. Εάν η DC τάση στο κόμβο του μετατροπέα αυξάνεται, τότε υπάρχει πλεόνασμα εισερχόμενης ισχύος στο MTDC δίκτυο. Συνεπώς ο μετατροπέας ελεγχόμενης ισχύος θα πρέπει να αυξήσει την αναφορά ενεργού ισχύος (άρα την DC

ισχύ που εγγεί AC πλευρά) ανάλογα με την επιλεγμένη τιμή του κέρδους στατισμού της χαρακτηριστικής ελέγχου του. Αντίστοιχα, εάν η εισερχόμενη ισχύς στο MTDC δίκτυο μειωθεί, οδηγώντας σε μειωμένα επίπεδα DC τάσης, ο μετατροπέας ελεγχόμενης ισχύος θα μειώσει την αναφορά ενεργού ισχύος σύμφωνα με την επιλεγμένη τιμή του κέρδους στατισμού του.

Ο στατισμός συνδέει τα μεγέθη DC ισχύος και τάσης μέσω της σχέσης :

$$P_{DC}^* = k_{VDC}(V_{DC} - E^*) \quad (3.6)$$

, όπου k_{VDC} είναι το κέρδος στατισμού και E^* το σημείο τομής της χαρακτηριστικής με τον άξονα y της DC τάσης. Στο Σχήμα 3.5 απεικονίζονται οι χαρακτηριστικές στατισμού δύο onshore grid-feeding μετατροπέων, με διαφορετικούς στατισμούς και ίδιο E^* .



Σχήμα 3.5. P_{DC} - V_{DC} χαρακτηριστικές στατισμού δύο ηπειρωτικών μετατροπέων. Ισχύει ότι $R=1/k$, R η κλίση της ευθείας (στατισμός).

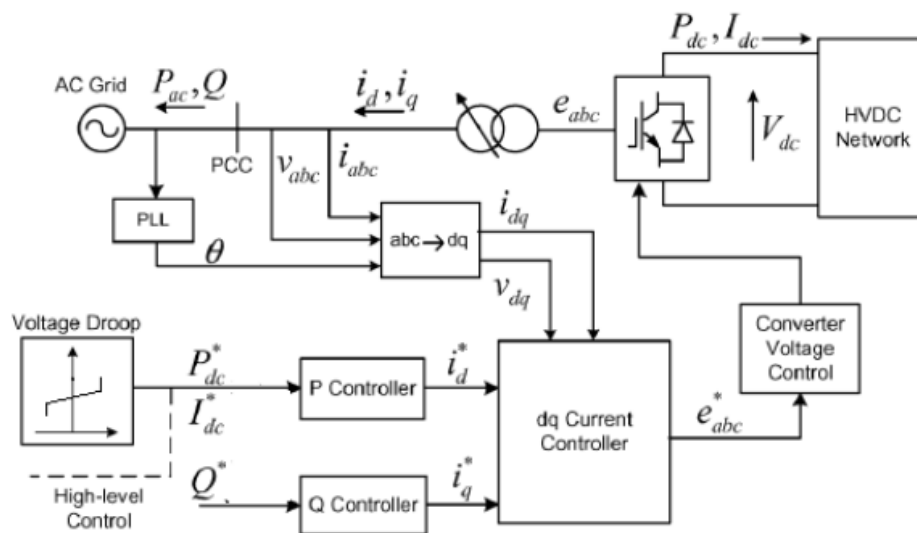
Η εξίσωση συσχέτισης DC ισχύος αναφοράς (ή ισοδύναμα AC ενεργού ισχύος) με την DC τάση του κόμβου είναι γραμμική, και επειδή η τάση και ισχύς μεταβάλλονται ευθέως ανάλογα, το κέρδος στατισμού k_{VDC} είναι θετική σταθερά. Ο στατισμός, ο οποίος χρησιμοποιείται πιο συχνά σαν έννοια, είναι το αντίστροφο του κέρδους στατισμού ($R_{VDC}=1/k_{VDC}$). V_{DC} είναι η μετρούμενη τάση στον κόμβο του μετατροπέα. Κατά τη πραγματοποίηση του ελέγχου, όλα τα μεγέθη είναι εκφρασμένα σε α.μ. .

Σε επίπεδο Multiterminal HVDC δικτύου, ο στατισμός χρησιμοποιείται για να δημιουργούνται κατάλληλες ισχύεις αναφοράς για τους onshore grid-feeding μετατροπέες, ώστε να διασφαλίζεται ότι το σύνολο της ενεργού ισχύος μεταφέρεται στο AC δίκτυο. Το σαφές πλεονέκτημα του ελέγχου στατισμού είναι η φιλοσοφία κατανεμημένου ελέγχου τάσης που εισάγει, γεγονός που εξασφαλίζει την ευσταθή και ομαλή λειτουργία του MTDC δικτύου σε κανονικές και έκτακτες συνθήκες, χωρίς την ανάγκη μεταγωγής λειτουργιών ελέγχου. Επίσης, ανάλογα με την ονομαστική ικανότητα ισχύος των μετατροπέων (ή την επιθυμητή ικανότητα απορρόφησης ισχύος), μπορεί να γίνει προσαρμογή των κερδών στατισμού προκειμένου να επιτυγχάνεται η επιθυμητή ανάληψη φορτίου μεταξύ των μετατροπέων. Συνεπώς, τα κέρδη στατισμού,

ως παράμετροι, δίνουν τη δυνατότητα στο Διαχειριστή να παρέμβει στον διαμοιρασμό της ισχύος ανάλογα με την τρέχουσα ανάγκη.

Σημειώνεται ότι το κέρδος στατισμού k_{VDC} είναι αντιστρόφως ανάλογο της κλίσης της χαρακτηριστικής R_{VDC} (στατισμός), συνεπώς μεγάλο κέρδος συνεπάγεται μικρή κλίση δηλαδή μικρό στατισμό. Τα όρια P_{max} , P_{min} είναι τα θερμοκά όρια ισχύος του μετατροπέα και διασφαλίζονται από τους περιοριστές ρευμάτων, με τη λογική να δίνεται προτεραιότητα στην προστασία του μετατροπέα έναντι των εντολών ελέγχου αν τα παραγόμενα σήματα ελέγχου φτάσουν τα όρια του μετατροπέα. Στη παρούσα εργασία ρυθμίστηκε $E^*=1$ p.u και στους δύο onshore VSC. Να σημειωθεί ότι μέσω μεταβολής του E^* γύρω από την τιμή 1 p.u μπορεί να ελεγχθεί η ροή ισχύος μεταξύ των grid-feeding μετατροπέων στη μόνιμη κατάσταση. Οι τιμές των κερδών στατισμού επιλέχθηκαν εντός του εύρους 10 με 50 δηλαδή στατισμός 10% με 2%. Ο έλεγχος στατισμού DC τάσης αποτελεί το τρίτο επίπεδο ελέγχου του ηπειρωτικού VSC μετατροπέα.

Στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, λόγω της διαφοροποίησης των επιπέδων της DC τάσης σε κάθε κόμβο του δικτύου, δεν είναι δυνατό να προσδιορισθεί εκ των προτέρων η ισχύς που απορροφά ο κάθε grid feeding μετατροπέας. Αυτό είναι το κύριο μειονέκτημα της στρατηγικής, αφού ο Διαχειριστής δεν μπορεί επιβάλλει setpoints ισχύος στους μετατροπέες μέσω του συγκεκριμένου ελέγχου. Η κατάλληλη διαμόρφωση του k_{VDC} ή του E^* κάθε ελεγχόμενου μετατροπέα μπορεί να οδηγήσει σε ανακατανομή της ισχύος προς τα επιθυμητά setpoint ισχύος του Διαχειριστή.



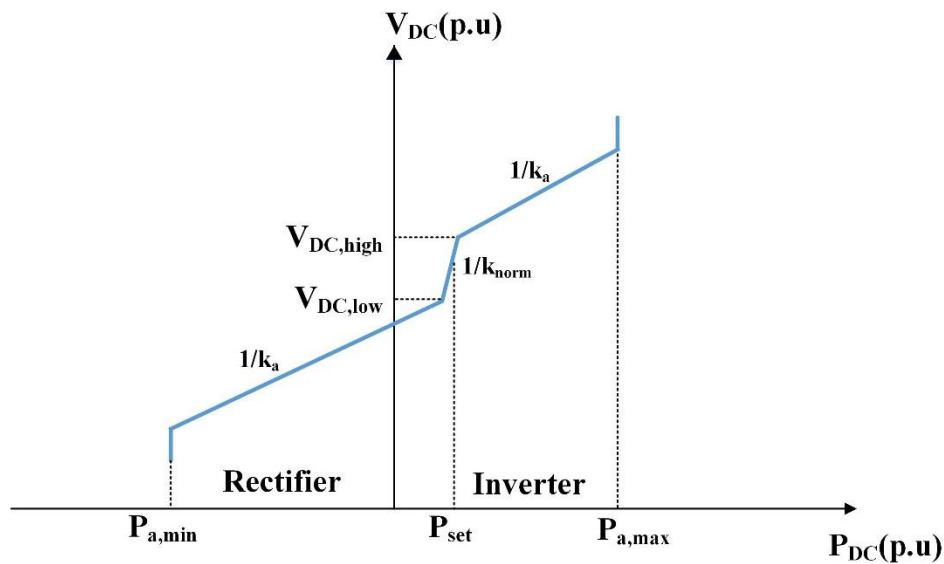
Σχήμα 3.6. Δομή συστήματος ελέγχου ηπειρωτικού μετατροπέα.

3.11 Dead – band και undead – band droop control

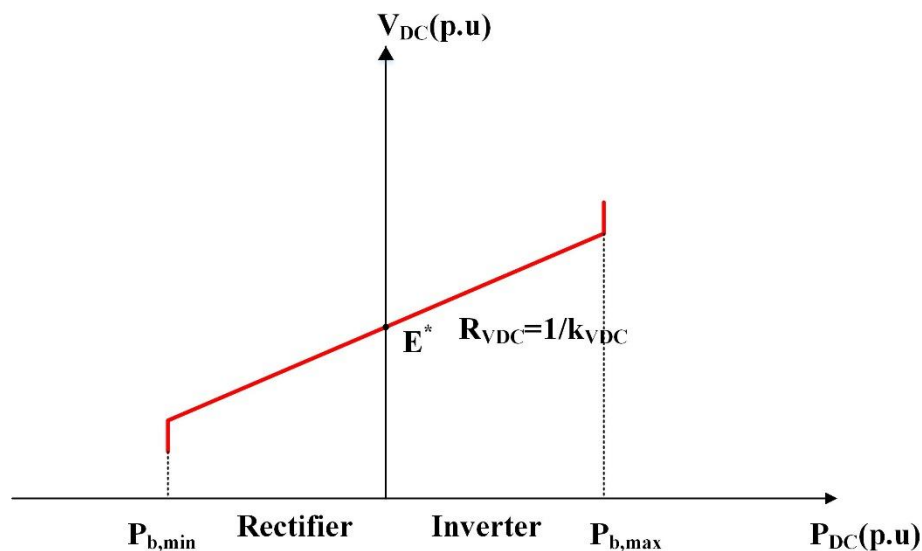
Μια παραλλαγή των ανωτέρω τεχνικών ελέγχου είναι ο dead-band droop control, που συνδυάζει τα πλεονεκτήματα του voltage droop control με τον voltage margin control. Όσο η DC τάση είναι χαμηλότερη από $V_{DC,low}$ ή υψηλότερη από $V_{DC,high}$, ο μετατροπέας ακολουθεί μια τυπική χαρακτηριστική στατισμού με δεδομένο κέρδος. Στην κανονική λειτουργία, όσο δηλαδή η τάση διατηρείται εντός του «deadband» (νεκρή ζώνη) $[V_{DC,low}, V_{DC,high}]$, ο μετατροπέας λειτουργεί υπό σταθερή αναφορά ισχύος. Έτσι, οι μετατροπέες μπορούν να τηρούν τα setpoint ισχύος κατά την κανονική λειτουργία. Σε περίπτωση αύξησης της εισερχόμενης ισχύος στο MTDC,

αφού ανιχνευθούν τα αυξημένα επίπεδα τάσης, οι μετατροπείς θα λάβουν μέρος στον έλεγχο της τάσης μεταβαίνοντας σε droop control. Από το σύνολο των μετατροπέων ένας πρέπει πάντα να λειτουργεί με απλή χαρακτηριστική στατισμού ώστε να λειτουργεί ως άπειρος ζυγός για την περίσσεια ισχύος.

Εναλλακτικά, η ζώνη deadband μπορεί να αντικατασταθεί με γραμμικό τμήμα πολύ μεγάλου στατισμού σε σχέση με τα άλλα τμήματα (undead-band). Έτσι, η ισχύς λαμβάνει τιμή πολύ κοντά στην αναφορά της και βελτιώνεται η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος. Μια παρόμοια λογική είναι η διαμόρφωση χαρακτηριστικής που διαχωρίζεται σε τμήματα με διαφορετικά κέρδη στατισμού το καθένα, με σκοπό τον καλύτερο έλεγχο της ισχύος. Στο Σχήμα 3.7 φαίνονται οι χαρακτηριστικές δύο μετατροπέων, με τον ένα να δουλεύει undead-band droop control και τον άλλο αναγκαστικά με droop control.



Μετατροπέας a (undead-band droop control)



Μετατροπέας b (droop control)

Σχήμα 61. Χαρακτηριστικές $P_{DC}-V_{DC}$ δύο ηπειρωτικών μετατροπέων για έλεγχο undead-band droop

4 Μοντελοποίηση Αιολικού Πάρκου

4.1 Μοντελοποίηση αεροδυναμικού υποσυστήματος

Η αιολική ενέργεια είναι η κινητική ενέργεια της μάζας του ανέμου. Η διαθέσιμη ισχύς P_w από άνεμο με ταχύτητα v_w δίνεται από την σχέση :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (4.1)$$

, όπου $A = \pi R^2$ η κυκλική επιφάνεια ακτίνας R σε επίπεδο κάθετο στην ταχύτητα της αέριας μάζας που τη διαπερνά και ρ η πυκνότητα του αέρα. Στη περίπτωση Α/Γ, R είναι η ακτίνα του δρομέα. Για να απορροφηθεί το σύνολο αυτής της ισχύος από μια Α/Γ θα έπρεπε η ταχύτητα της αέριας μάζας πίσω από το δρομέα να μηδενισθεί. Αυτό φυσικά είναι αδύνατον σε πραγματικές συνθήκες. Σύμφωνα με το νόμο του Betz, το ανώτατο όριο απορρόφησης αιολικής ισχύος από μια ανεμογεννήτρια ισούται με 59,2% της συνολικής ισχύος και επιτυγχάνεται εάν η ταχύτητα πίσω από το δρομέα μειωθεί στο 1/3 της αρχικής. Λόγω διαφόρων παραγόντων όπως η τριβή των πτερυγίων και η αντίσταση του αέρα το ποσοστό της μέγιστης δυνατής απορροφούμενης ισχύος μειώνεται ακόμα παραπάνω από το όριο του Betz. Τελικά, η αεροδυναμική ισχύς που απορροφάται από μια Α/Γ παραμένει ανάλογη του κύβου της ταχύτητας ανέμου και δίνεται από την παρακάτω αλγεβρική εξίσωση :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \pi R^2 v_w^3 \quad (4.2)$$

, όπου $C_p = C_p(\lambda, \beta)$ είναι ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος (power coefficient) ως συνάρτηση του λόγου ταχύτητας ακροπτερυγίου λ (tip-speed ratio) και της γωνίας κλίσης του πτερυγίου β (pitch angle).

Από μηχανικής απόψεως, η αεροδυναμική ισχύς αυτή που δεσμεύεται από την ανεμογεννήτρια είναι αποτέλεσμα της περιστροφής των πτερυγίων, και 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 το ρευστό (αέρα) που το περιβάλλει. Εμφανίζεται σε σώματα που παρουσιάζουν ασυμμετρία κατά τον άξονα που είναι παράλληλος με τη διεύθυνση της κίνησης (πτερύγιο Α/Γ), καθώς σε αυτή την περίπτωση λόγω διαφοράς ταχυτήτων του ρευστού μεταξύ δύο πλευρών του σώματος δημιουργείται διαφορά πιέσεων (νόμος Bernoulli) και τελικά δύναμη που κινεί το σώμα προς μια συγκεκριμένη κατεύθυνση. Στη παρούσα εργασία, η μοντελοποίηση του αεροδυναμικού υποσυστήματος της Α/Γ έγινε χωρίς τη χρήση μηχανικού συστήματος, παρά μόνο με τη χρήση των αλγεβρικών σχέσεων αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος.

Ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου δίνεται από τον εξής τύπο :

$$\lambda = \frac{\omega_{rot} R}{v_w} \quad (4.3)$$

, όπου ω_{rot} η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της Α/Γ.

Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$ ρυθμίζει το ποσοστό της αεροδυναμικής ισχύος που απορροφάται από τον άνεμο (όριο Betz : $C_p < 0.592$), μέσω των παραμέτρων του λόγου ταχύτητας λ ή της γωνία βήματος πτερυγίου β . Πάνω σε αυτή την εξάρτηση στηρίζονται και οι διάφορες στρατηγικές ελέγχου του αεροδυναμικού μέρους. Σε πραγματικές συνθήκες, ο συντελεστής C_p καθορίζεται είτε με μετρήσεις της ισχύος συγκεκριμένου μοντέλου ανεμογεννήτριας, είτε με ανάλυση σε πρόγραμμα προσομοίωσης των πτερυγίων. Υπάρχουν αρκετές εκδοχές στη βιβλιογραφία που έχουν δοθεί για την αναλυτική σχέση, όλες όμως ποιοτικά εμφανίζουν παρόμοια χαρακτηριστικά. Στη παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε η παρακάτω μορφή :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(-\frac{c_7}{\lambda_i}\right) \quad (4.4)$$

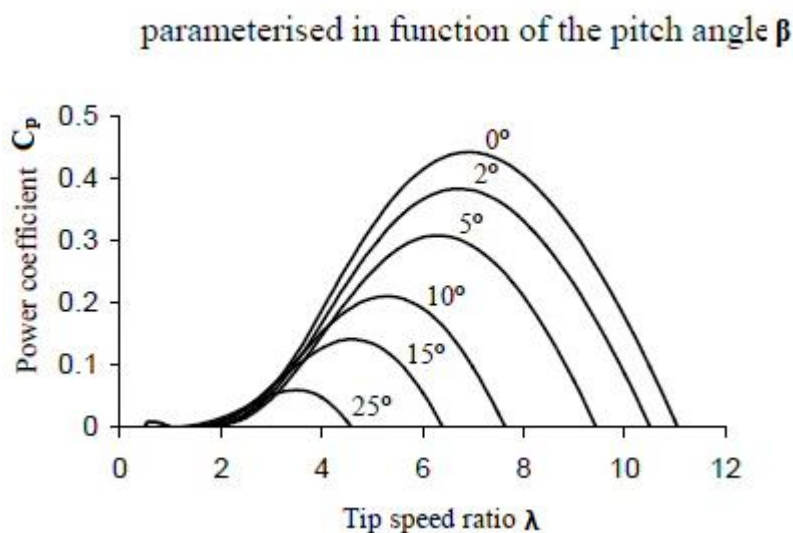
$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8\beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (4.5)$$

, όπου c_1-c_9 σταθερές που μπορούν να μεταβληθούν ώστε να υπάρχει καλύτερη ταύτιση με τα δεδομένα του κάθε τύπου ανεμογεννήτριας. Η μορφή του γραφήματος του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος συναρτήσει του λόγου ταχύτητας ακροπτερυγίου λ , για διάφορες τιμές της γωνίας pitch β (σύνολο καμπυλών για διαφορετικές τιμές του β) φαίνεται στο Σχήμα 4.1 . Η γενική μορφή του γραφήματος είναι τυποποιημένη ανεξαρτήτως της ακριβούς σχέσης του $C_p(\lambda, \beta)$. Η καμπύλη με τις μέγιστες τιμές εμφανίζεται στη γωνία $\beta=0^0$. Επίσης, η σχέση που συνδέει το C_p με το λόγο λ είναι παραβολική και εμφανίζει μέγιστο για μια συγκεκριμένη τιμή του λ . 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 Α/Γ. Το λ_{opt} τυπικά κυμαίνεται γύρω στο 6 με 8, με τον μέγιστο συντελεστή ισχύος C_{pmax} να προσδιορίζεται περίπου στο 0.438. Σε λειτουργία μεταβλητών στροφών, όπως επιλέχθηκε στη παρούσα εργασία, η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα ρυθμίζεται ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται συνεχώς βέλτιστος λόγος λ_{opt} και άρα μέγιστος συντελεστής C_{pmax} .

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. Η μεταβολή της γωνίας κλίσης πτερυγίου β (pitch angle), δηλαδή της γωνίας μεταξύ του επιπέδου περιστροφής και της θέσης του πτερυγίου, δημιουργεί την απαιτούμενη ασυμμετρία στα πτερύγια της Α/Γ, με αποτέλεσμα μείωση της αεροδυναμικής ισχύος που απορροφάται από το μηχανικό σύστημα της Α/Γ. Αυξάνεται αυτόματα από το σύστημα ελέγχου είτε σε περίπτωση αύξησης της ταχύτητας ανέμου πάνω από την ονομαστική τιμή, ώστε οι στροφές της γεννήτριας να παραμείνουν στις ονομαστικές, περιορίζοντας την αεροδυναμική ισχύς που δεσμεύεται από τον άνεμο στην ονομαστική τιμή (λόγοι ασφαλείας), είτε όταν ο έλεγχος επιβάλλει μείωση της παραγόμενης ισχύος από την Α/Γ λόγω εξωτερικών παραγόντων (π.χ. απόκριση σε αύξηση συχνότητας του AC δικτύου). Επίσης, οι απαίτηση των σύγχρονων κωδίκων (π.χ. Ιρλανδικός) για απόκριση ενός Α/Π σε υποσυχνότητα του AC συστήματος,

απαιτεί τη διατήρηση εφεδρείας ισχύος από τις Α/Γ, η οποία επιτυγχάνεται με τη λειτουργία τους υπό γωνία pitch μεγαλύτερης του μηδενός. Η γωνία αυτή μειώνεται αυτόματα από τον ελεγκτή των Α/Γ με σκοπό την απελευθέρωση παραπάνω ισχύος από το Α/Π όταν απαιτηθεί.

Εναλλακτικά, υπάρχει η μοντελοποίηση μέσω της αεροδυναμικής ροπής $T_w = P_w / \omega_{rot}$ και ορίζοντας τον αεροδυναμικό συντελεστή ροπής C_q . Η διαδικασία είναι η ίδια, η επιλογή της ροπής θα μπορούσε να βολεύει για κάποια συγκεκριμένη εφαρμογή.



Σχήμα 4.1. Καμπύλες αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος $C_p(\lambda, \beta)$ συναρτήσει του λόγου ταχύτητας ακροπτερυγίου λ , για διαφορετικές τιμές της γωνίας pitch β . Ο C_p έχει τις μεγαλύτερες τιμές για $\beta=0^\circ$ και τη μέγιστη τιμή (περίπου 0.44) την λαμβάνει για $\lambda_{opt}=7.2$.

4.2 Επιλογή γεννήτριας-Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών

Στη παρούσα εργασία, για το ηλεκτρικό μέρος της Α/Γ, επιλέχθηκε Πολυπολική Σύγχρονη Γεννήτρια Μονίμων Μαγνητών (Multipole Permanent Magnet Synchronous Generator-MPMSG), συνοδευόμενη από πλήρη μετατροπέα ισχύος AC/DC/AC (Full-Power Converter) για τη σύνδεσή της με το AC δίκτυο. Αυτός ο τύπος γεννήτριας επιτρέπει τη λειτουργία μεταβλητών στροφών, με σκοπό τη προσαρμογή των στροφών της γεννήτριας στη ταχύτητα του ανέμου, ώστε να επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση του συντελεστή αεροδυναμικής ισχύος C_p και συνεπώς της απορροφούμενης μηχανικής ισχύος της Α/Γ. Οι μεταβλητές στροφές επιτυγχάνονται μέσω του ελέγχου της συχνότητας του στάτη από τον μετατροπέα στη πλευρά της γεννήτριας (Machine Side Converter – MSC). Η ταχύτητα της γεννήτριας, λοιπόν, είναι πλήρως αποξευγμένη από τη σταθερή συχνότητα των 50 Hz του δικτύου. Η ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής με βάση την ταχύτητα ανέμου μειώνει επίσης τις 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.

Εκτός της μεγιστοποίησης της ενεργειακή απόδοσης λόγω της προσαρμογής της Α/Γ στις τοπικές ανεμολογικές συνθήκες, η συγκεκριμένη γεννήτρια επιτρέπει τη

δυνατότητα απαλοιφής του κιβωτίου ταχυτήτων. Στις κοινές Α/Γ, η ταχύτητα του δρομέα είναι πολύ μικρότερη από την ταχύτητα της γεννήτριας με μικρό αριθμό πόλων, που μπορεί να είναι και της τάξεως των χιλιάδων στροφών ανά λεπτό. Αυτός είναι και ο λόγος ύπαρξης του κιβωτίου ταχυτήτων, το οποίο επιτρέπει τη συνύπαρξη των δύο ταχυτήτων παρέχοντας την κατάλληλη κλιμάκωση. Το κιβώτιο ταχυτήτων συνεπάγεται αυξημένο κόστος και απαίτηση συντήρησης. Μία κοινή ηλεκτρική γεννήτρια όμως δεν ενδείκνυται για λειτουργία σε τόσο χαμηλές στροφές, αφού θα χρειαζόταν πολύ υψηλή ροπή για να παραχθεί η απαιτούμενη ισχύς. Η λύση είναι γεννήτριες με μεγάλη διάμετρο δρομέα και μεγάλο αριθμό πόλων, όπως η σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών της παρούσας εργασίας, η οποία προσομοιώθηκε με 76 πόλους.

Με τη χρήση μονίμων μαγνητών εξαλείφονται οι απώλειες του DC 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 από τον μετατροπέα πηγής τάσης από την πλευρά της γεννήτριας (MSC), ο οποίος πέρα από τη ρύθμιση της αέργου ισχύος της γεννήτριας, αυξάνει και την αποδοτικότητα λειτουργίας αυτής. Οι Α/Γ με Πολυπολική Σύγχρονη Γεννήτρια Μονίμων Μαγνητών έχουν αυξημένο αρχικό επενδυτικό κόστος σε σχέση με αυτές με ασύγχρονη γεννήτρια σταθερών στροφών.

Σε επίπεδο προσομοίωσης, χρησιμοποιήθηκε το block “Permanent Magnet Synchronous Machine” που είναι διαθέσιμο στη βιβλιοθήκη του λογισμικού Matlab/Simulink. Το μοντέλο βασίζεται στην παραδοχή ότι η κατανομή της μαγνητικής ροής που δημιουργείται από τους μόνιμους μαγνήτες στον στάτη είναι ημιτονοειδής, πράγμα που υποδηλώνει ότι οι ηλεκτροκινητικές δυνάμεις είναι ημιτονοειδείς, για αυτό ονομάζεται ημιτονοειδές μοντέλο. Ο δρομέας θεωρήθηκε έκτυπων πόλων. Οι διαφορικές εξισώσεις (μοντέλο δευτέρας τάξης) του ηλεκτρικού μέρους της γεννήτριας είναι οι εξής :

$$\frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} v_d - \frac{R}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} p \omega_m i_q$$

$$\frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} v_q - \frac{R}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} p \omega_m i_d - \frac{\lambda p \omega_m}{L_q} \quad (4.6\alpha, \beta, \gamma)$$

$$T_e = 1.5 p [\lambda i_q + (L_d - L_q) i_d i_q]$$

Όλες οι μεταβλητές αφορούν τον στάτη και εκφράζονται στο στρεφόμενο dq πλαίσιο αναφοράς του δρομέα, όπου v_d , v_q είναι οι τάσεις του στάτη στον οριζόντιο (d) και κάθετο (q) άξονα, i_d , i_q τα αντίστοιχα ρεύματα, L_d , L_q οι αντίστοιχες επαγωγές, ω_m η γωνιακή ταχύτητα του δρομέα, R η αντίσταση των τυλιγμάτων του στάτη, T_e η

ηλεκτρομαγνητική ροπή που αναπτύσσεται, p ο αριθμός των ζευγαριών πόλων, λ το πλάτος της ροής που προκαλείται από τους μόνιμους μαγνήτες του δρομέα στις φάσεις του στάτη.

Από τη στιγμή που το κιβώτιο ταχυτήτων έχει απαλειφθεί, ο άξονας του δρομέα της ανεμογεννήτριας συνδέεται απευθείας με τον άξονα της σύγχρονης γεννήτριας μονίμων μαγνητών. Για την αναπαράσταση του μηχανικού μέρους χρησιμοποιείται από το συγκεκριμένο block του Simulink το μοντέλο μιας μάζας, όπου το μηχανικό σύστημα θεωρείται ως μια ενιαία μάζα, με μια συνολική αδράνεια J_{tot} , ενώ στη μια πλευρά ασκείται η αεροδυναμική ροπή T_m και στην άλλη η ηλεκτρομαγνητική ροπή της γεννήτριας T_e . Επομένως, η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας ταυτίζεται με την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της ανεμογεννήτριας ω_m . Σε επίπεδο εξισώσεων το μοντέλο μιας μάζας αναπαρίσταται ως :

$$T_m - T_e = J_{tot} \frac{d\omega_m}{dt} \quad (4.7)$$

Η αναπαράσταση αυτή θεωρείται επαρκής για το συγκεκριμένο τύπο Α/Γ (FCWT-Full Converter Wind Turbine) και προτείνεται στη βιβλιογραφία, λόγω του ότι ο πλήρης μετατροπέας ισχύος απομονώνει πλήρως τη μηχανή από το δίκτυο, καθώς και λόγω της εξάλειψης του κιβωτίου ταχυτήτων.

Η δράση των δύο ροπών T_m και T_e προκαλεί μια στρεπτική παραμόρφωση στον άξονα, ο οποίος και συμπεριφέρεται ως στρεπτικό ελατήριο. Η παραπάνω παραμόρφωση μπορεί να προκαλέσει ανεπιθύμητες ταλαντώσεις στη γωνιακή ταχύτητα της γεννήτριας όταν το σύστημα διεγείρεται λόγω αλλαγών στο μηχανικό ή ηλεκτρικό φορτίο. Η ιδιοσυχνότητα αυτών των ταλαντώσεων, που καλείται και free – free frequency, ισούται με :

$$f_{osc} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k}{J_{tot}}} \quad (4.8)$$

όπου k είναι η ισοδύναμη σταθερά δυσκαμψίας.

4.3 Πλήρης μετατροπέας ισχύος και έλεγχος αυτού

Η πολυπολική σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών-MPMSG ακολουθείται από πλήρη μετατροπέα ισχύος (Full Scale Power Converter) μέσω του οποίου επιτυγχάνεται η σύνδεση στο υπεράκτιο AC δίκτυο. Ο πλήρης μετατροπέας στις κλασσικές εφαρμογές αποτελείται συνήθως από έναν παθητικό ανορθωτή και έναν μετατροπέα πηγής τάσης. Σιγά σιγά όμως η έρευνα στρέφεται στην αποκλειστική χρήση μετατροπέων πηγής τάσης (VSC), με διακοπτικό στοιχείο το πλήρως ελεγχόμενο IGBT, ελεγχόμενους με τεχνική PWM τόσο για την ανόρθωση όσο και την αντιστροφή. Λόγω της σταθερής διέγερσης της γεννήτριας μονίμων μαγνητών, ο μετατροπέας πηγής τάσης στη πλευρά της γεννήτριας (MSC) 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 αξιοποίησή της. Επιπλέον, μπορεί να παράγει σταθερή DC τάση ανεξαρτήτως της ταχύτητας περιστροφής της γεννήτριας. Ο μετατροπέας από πλευράς δικτύου (GSC), λόγω του συστήματος ελέγχου του, έχει τη δυνατότητα να καταναλώνει ή να παράγει ελεγχόμενη άεργο ισχύ από ή προς το δίκτυο. Ο DC σύνδεσμος απομονώνει την άεργο ισχύ που διαχειρίζονται οι δύο VSC μετατροπείς, συνεπώς η παροχή αυτής προς το AC δίκτυο καθορίζεται ανεξάρτητα από την εντολή για άεργο ισχύ από την πλευρά της γεννήτριας. Η παραγόμενη προς το δίκτυο άεργος ισχύς περιορίζεται από την ονομαστική ικανότητα του μετατροπέα καθώς και τη ροή ενεργού ισχύος από την Α/Γ. Η ελεγχόμενη ανταλλαγή αέργου ισχύος από τις Α/Γ και συνεπώς από το αιολικό πάρκο δίνει τη δυνατότητα υποστήριξης της τάσης του δικτύου σύμφωνα με τις απαιτήσεις των σύγχρονων Κωδίκων Συστήματος. Επίσης, η συγκεκριμένη διαμόρφωση προστατεύει τη γεννήτρια από τα σφάλματα του δικτύου. Στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται το υψηλότερο κόστος των Α/Γ, καθώς και η ανάγκη για προστασίας του μετατροπέα στη πλευρά του δικτύου έναντι υπερρευματών και υπερτάσεων.

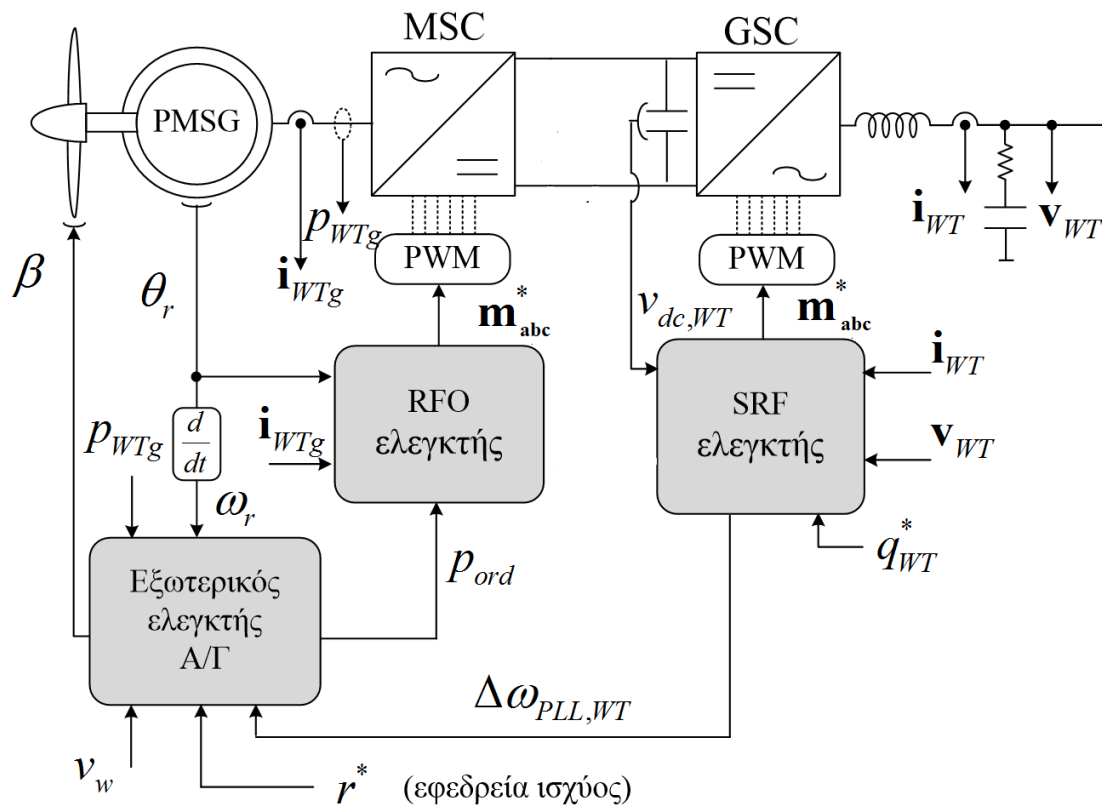
Η δομή του ηλεκτρικού συστήματος της ανεμογεννήτριας απεικονίζεται στο Σχήμα 4.2. Πρόκειται για δύο ανεξάρτητα ελεγχόμενους back-to-back μετατροπείς πηγής τάσης, με τον ένα μετατροπέα στη πλευρά της γεννήτριας (Machine Side Converter-MSC), έναν ενδιάμεσο DC σύνδεσμο με πυκνωτή στους ακροδέκτες και τον άλλο μετατροπέα στη πλευρά του δικτύου (Grid Side Converter-GSC). Ο μετατροπέας από πλευράς γεννήτριας λειτουργεί ως ανορθωτής, ανορθώνοντας 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 του δικτύου.

Ο πυκνωτής αποτελεί στοιχείο αποθήκευσης ενέργειας και η ύπαρξή του συνεπάγεται την απόξευξη των δύο μετατροπέων. Για τον πυκνωτή του ενδιάμεσου DC συνδέσμου των μετατροπέων ισχύει ότι και για τους DC πυκνωτές του MTDC δικτύου, με την επιλογή της διαστασιολόγησης του να αποτελεί μία σύμβαση μεταξύ των διακυμάνσεων της τάσης και του γρήγορου ελέγχου του DC συνδέσμου. Σε επίπεδο προσομοίωσης, χρησιμοποιείται η εξίσωση :

$$C_{DC} = 2 \cdot S_N \cdot \frac{\tau_{DC}}{V_{DC}^2} \quad (4.9)$$

$V_{DC}=6.6$ kV η ονομαστική τάση του DC συνδέσμου, S_N η ονομαστική φαινόμενη ισχύς της Α/Γ και $\tau_{DC} = 0.02$ sec η σταθερά χρόνου που επιλέχθηκε.

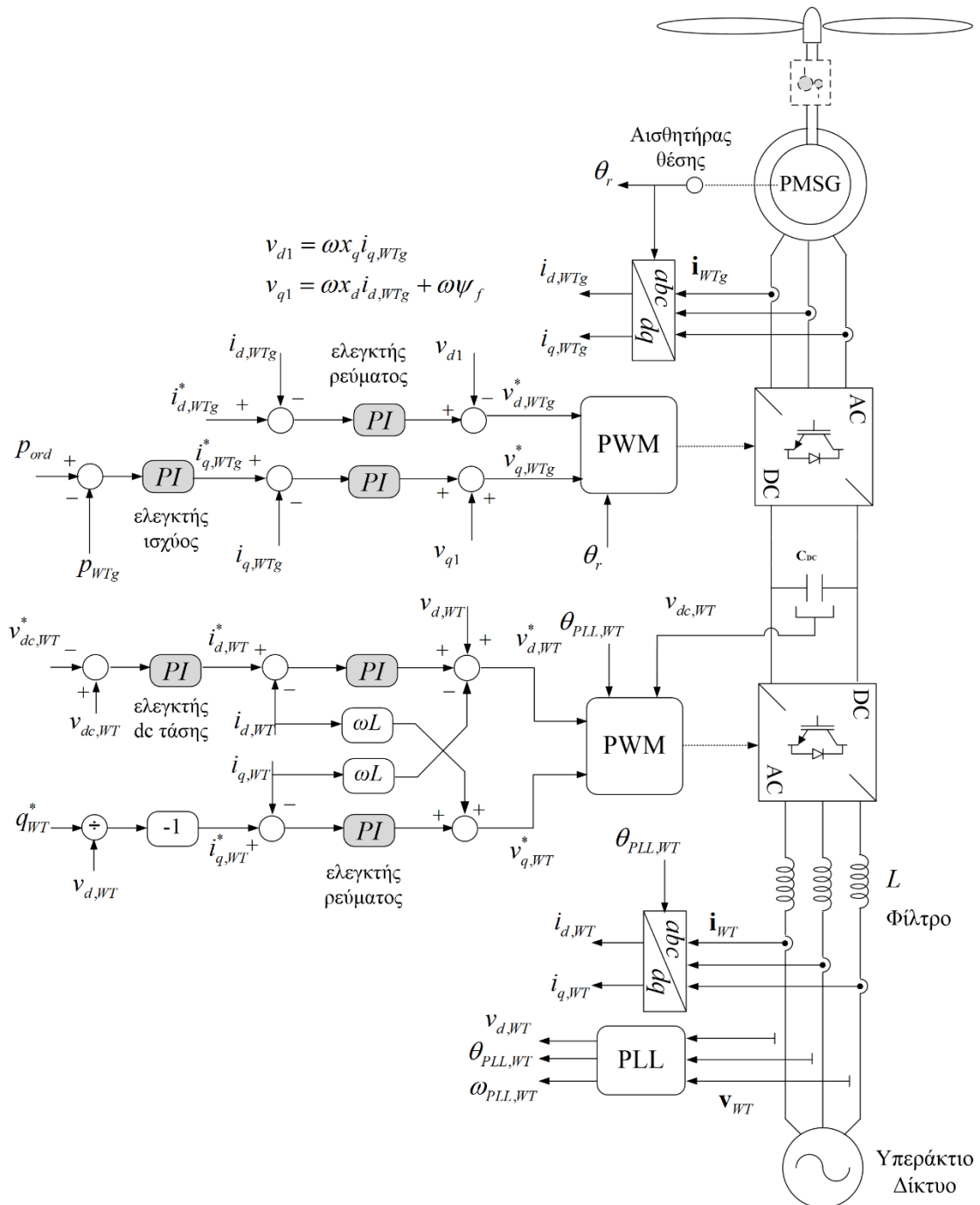
Η γεννήτρια μονίμων μαγνητών ελέγχεται από το μετατροπέα πλευράς γεννήτριας-MSC, στον οποίο εφαρμόζεται έλεγχος προσανατολισμένου πεδίου (Rotor Field Oriented-RFO) για τον τελικό καθορισμό των σημάτων ελέγχου m_{abc}^* που οδηγούνται στον ελεγκτή διαμόρφωσης εύρους παλμών (Pulse Width Modulation-PWM). Η εσωτερική λειτουργία του RFO ελεγκτή απεικονίζεται στο Σχήμα 4.3, και στηρίζεται στη χρήση PI ελεγκτών και κατάλληλων όρων αποσύζευξης.



Σχήμα 4.2. Διάταξη Α/Γ με μετατροπείς πλήρους ισχύος.

Για τον έλεγχο του μετατροπέα πλευράς δικτύου-GSC ισχύει περίπου ότι και για τους grid-feeding ηπειρωτικούς μετατροπείς του HVDC δικτύου. Εφαρμόζεται ο διανυσματικός έλεγχος ρεύματος στο σύγχρονο πλαίσιο αναφοράς (Synchronous Reference Frame – SRF), το οποίο ορίζεται από αποκλειστική διάταξη κλειδώματος φάσης (Phase Locked Loop – PLL) για τον συγχρονισμό με τη συχνότητα της τάσης του δικτύου, όπως φαίνεται και αναλυτικότερα στο Σχήμα 4.3. Ο ρόλος του μετατροπέα είναι να εγχέει την παραγόμενη ενεργό ισχύ της Α/Γ στο υπεράκτιο AC δίκτυο, ρυθμίζοντας την DC τάση $v_{dc,WT}$ του συστήματος μετατροπέων στην ονομαστική της τιμή, που ορίστηκε στο $v_{dc,WT}^* = 1$ α.μ, μέσω PI ελεγκτή, ο οποίος παράγει το ρεύμα αναφοράς $i_{d,WT}^*$. Για τη παραγωγή του $i_{q,WT}^*$ δίνεται ως είσοδος η άεργος ισχύς αναφοράς q_{WT}^* . Εναλλακτικά, ως είσοδος μπορεί να δίνεται η d συνιστώσα της τάσης του AC υπεράκτιου δικτύου (q συνιστώσα ορίζεται στο μηδέν μέσω PLL), με σκοπό επίτευξης λειτουργίας FRT-Fault ride through και υποστήριξης της τάσης του υπεράκτιου AC δικτύου. Στη παρούσα εργασία, δεν μελετήθηκαν σφάλματα τάσης του υπεράκτιου AC δικτύου από τα ΘΑΠ και συνεπώς η q_{WT}^* ορίζεται ίση με το μηδέν.

Να σημειωθεί ότι στη παρούσα εργασία, για τη μοντελοποίηση των δύο VSC μετατροπέων δεν χρησιμοποιείται το διακοπτικό μοντέλο, αλλά το μοντέλο μέσω των τιμών (Mean Value Model), συνεπώς η διαμόρφωση PWM παραλείπεται κατά τις προσομοιώσεις και ως σήμα έλεγχου των VSC δίνεται κατευθείαν το $m_{abc}^* = [m_a^* \ m_b^* \ m_c^*]^T$. Ο λόγος είναι ότι οι προσομοιώσεις διαρκούν πολλά δευτερόλεπτα, συνεπώς η χρήση PWM δε διαφοροποιείται από το μοντέλο μέσω των τιμών στα πλαίσια τόσο μεγάλου διαστήματος χρόνου.



Σχήμα 4.3. Σχήμα ελέγχου συστήματος μετατροπών υπεράκτιας Α/Γ (τύπος FCWT).

4.4 Έλεγχος του αεροδυναμικού μέρους

Ο εξωτερικός ελεγκτής της Α/Γ βασίζεται σε μοντέλα εμπορικά διαθέσιμων Α/Γ τύπου FCWT και η βασική λειτουργία του είναι η ρύθμιση της ενεργού ισχύος αναφοράς p_{ord} και της γωνίας βήματος των περυνγιών β (pitch angle). Η εσωτερική δομή του ελεγκτή παρουσιάζεται αναλυτικά στο Σχήμα 4.4, με τις ακόλουθες λειτουργίες ελέγχου :

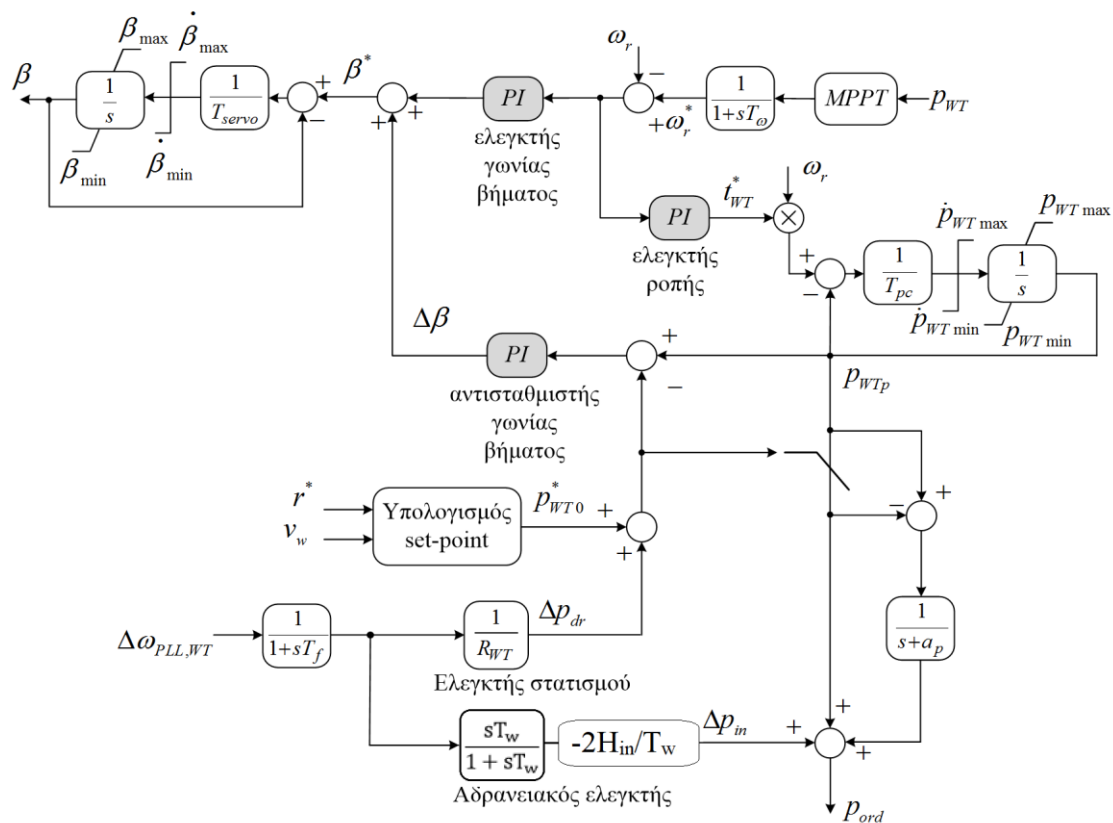
Έλεγχος ηλεκτρικής ροπής : Ο ελεγκτής ροπής ρυθμίζει μέσω PI ελεγκτή την ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας ω_r στην τιμή αναφοράς ω_r^* που διαμορφώνεται από τη στρατηγική μέγιστης απολαβής ισχύος (Maximum Power Point Tracking-MPPT). Το άνω όριο ισχύος p_{WT0}^* παράγεται με βάση το αεροδυναμικό μοντέλο που περιγράφηκε στην Κεφ. 4.1 και την εντολή εφεδρείας ισχύος r^* . Βάσει της ηλεκτρικής ροπής αναφοράς t_{WT}^* και του άνω όριο ισχύος p_{WT0}^* διαμορφώνεται η τελική ενεργός ισχύς αναφοράς p_{ord} , με την παρεμβολή κατάλληλων περιοριστών ρυθμού μεταβολής και επιπέδου ρύθμισης της ενεργού ισχύος. Οι παράμετροι των ελεγκτών του εξωτερικού ελεγκτή της Α/Γ επιλέχθηκαν με βάση τυπικές τιμές που παρατίθενται στη βιβλιογραφία για τη διάταξη Α/Γ τύπου FCWT.

Έλεγχος γωνίας βήματος πτερυγίων β (pitch angle) : Ο PI ελεγκτής γωνίας βήματος λαμβάνει ως είσοδο τη μεταβολή της ταχύτητας της Α/Γ από την τιμή αναφοράς ω_r^* και αποτρέπει ανεπιθύμητες υπερταχύνσεις της Α/Γ πάνω την τιμή αυτή. Ο αντισταθμιστής γωνίας βήματος παράγει ένα επιπλέον σήμα $\Delta\beta$, ώστε να αναδιαμορφώσει τη γωνία βήματος β τόσο σε συνθήκες μόνιμης κατάστασης (περίπτωση τήρησης εφεδρείας r^* ενεργού ισχύος σε κανονική λειτουργία), όσο και σε συνθήκες διαταραχών, στη προκειμένη περίπτωση απόκριση στατισμού παρουσία διακυμάνσεων της συχνότητας λειτουργίας. Η παραγόμενη τιμή του β σε μοίρες αναπροσαρμόζει την αεροδυναμική ισχύ στην ελεγχόμενη ηλεκτρική ισχύ εξόδου της γεννήτριας. Για τη ρεαλιστική προσομοίωση του μηχανισμού αλλαγής της γωνίας βήματος, στο μοντέλο περιλαμβάνεται η χρονική καθυστέρηση που υπεισέρχεται λόγω του σερβομηχανισμού (σταθερά T_{servo}) καθώς και τα όρια της γωνίας βήματος $[0^0-27^0]$ και του ρυθμού μεταβολής αυτής.

Απόκριση συχνότητας της Α/Γ : Η συγκεκριμένη λειτουργία αφορά στην ικανοποίηση τεχνικών απαιτήσεων των σύγχρονων Κωδίκων Συστήματος αναφορικά με την ικανότητα συμμετοχής της Α/Γ στη ρύθμιση συχνότητας, με κατάλληλη αναδιαμόρφωση της εγχεόμενης ενεργού ισχύος συναρτήσει της μεταβολής της συχνότητας λειτουργίας του AC δικτύου στο οποίο συνδέεται. Όπως παρουσιάστηκε και στο Κεφ. 1.3, το Α/Π και συνεπώς το σύνολο των Α/Γ, σύμφωνα με τις πιο αυστηρές τεχνικές απαιτήσεις των Κωδίκων συστήματος, πρέπει να έχει την ικανότητα μείωσης της εγχεόμενης ενεργού ισχύος σε συνθήκες υπερσυχνότητας και αύξηση αυτής σε συνθήκες υποσυχνότητας του δικτύου. Οι συγκεκριμένες λειτουργίες επιτυγχάνονται μέσω αυτόματης αύξησης της γωνίας πτερυγίων β ή μείωσης αυτής κατόπιν εντολής διατήρησης εφεδρείας ισχύος στη μόνιμη κατάσταση. Η απόκριση συχνότητας βασίζεται σε δύο θεμελιώδεις λειτουργίες: α) τον έλεγχο στατισμού συχνότητας, δηλαδή τη μόνιμη αναπροσαρμογή της ισχύος εξόδου σε περίπτωση απόκλισης της συχνότητας λειτουργίας από την ονομαστική της τιμή, και β) την αδρανειακή απόκριση, η οποία βασίζεται σε ταχύτερη μεταβολή της ενεργού ισχύος εξόδου, ευθέως ανάλογη του μετρούμενου ρυθμού μεταβολής της συχνότητας, προσομοιάζοντας τη φυσική αδρανειακή απόκριση στρεφόμενων ηλεκτρικών μηχανών απευθείας συνδεδεμένων στο δίκτυο. Η αδρανειακή απόκριση στηρίζεται κυρίως στην προσωρινή απελευθέρωση μέρους της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στο δρομέα της Α/Γ, και συνεπώς δεν είναι αναγκαία η αναδιαμόρφωση του αεροδυναμικού σημείου λειτουργίας της Α/Γ μέσω του αντισταθμιστή της γωνίας

βήματος β των πτερυγίων, για αυτό και ως σήμα το ΔP_{in} προστίθεται κατευθείαν στο τελικό σήμα εξόδου p_{ord} .

Το σφάλμα συχνότητας $\Delta\omega_{PLL,WT} = (\omega_{PLL,WT} - 1)$ α.μ εξάγεται από τη διάταξη PLL του ελεγκτή του GSC μετατροπέα (βλ. Σχήμα 4.3). Στη συνέχεια το σήμα αυτό περνάει από χαμηλοπερατό φίλτρο σταθεράς $T_f=1$ sec για την εξάλειψη υψίσυχνων αρμονικών. Από εκεί και πέρα, από τη μία παράγεται το σήμα μεταβολής ισχύος $\Delta p_{dr} = \frac{\Delta\omega_{PLL,WT}}{R_{WT}}$ (p.u), με βάση τη παράμετρο στατισμού συχνότητας R_{WT} της Α/Γ. Από την άλλη, το σφάλμα συχνότητας περνάει από υψιπερατό φίλτρο (wash-out filter) σταθεράς $T_w=5.5$ sec και στη συνέχεια από πολλαπλασιαστικό παράγοντα $2 \cdot H_{in}$. Ο αδρανειακός ελεγκτής εκτιμάει το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας με βάση την οποία παράγεται το σήμα μεταβολής ισχύος Δp_{in} . Περισσότερα για τον αδρανειακό ελεγκτή αναλύονται στο Κεφ. 5.1, όπου ενσωματώνεται και στο σύστημα ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα.



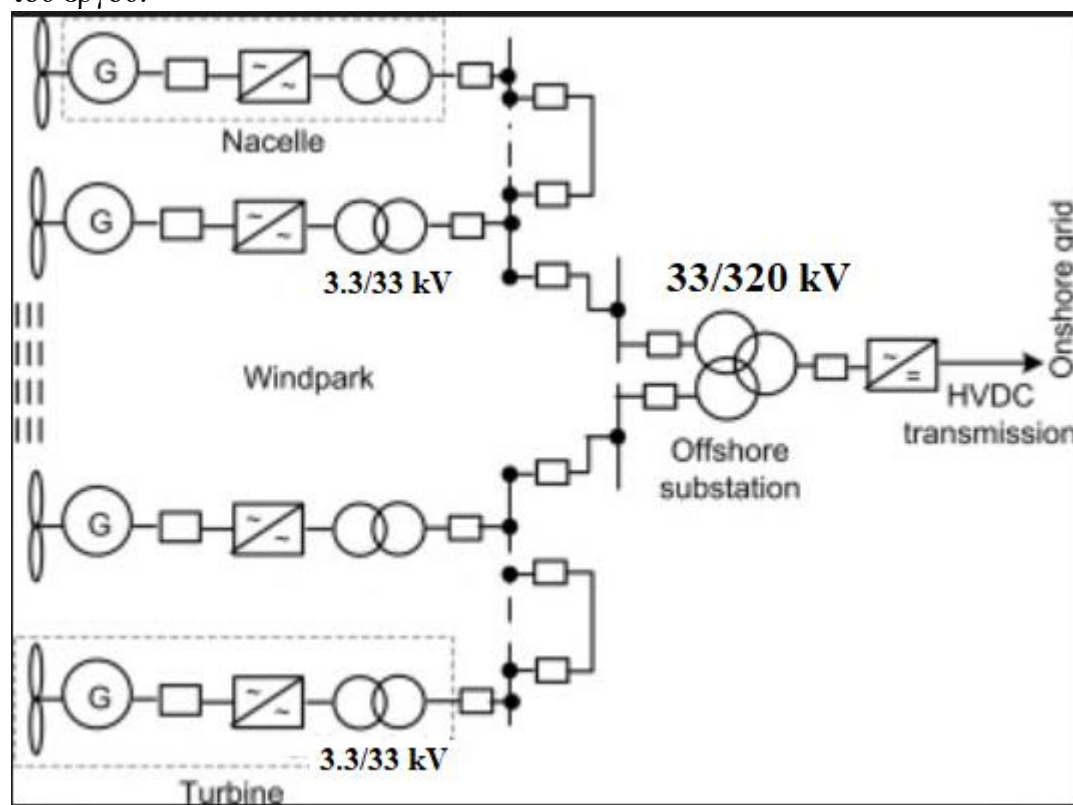
Σχήμα 4.4. Δομή τυποποιημένου εξωτερικού ελεγκτή της Α/Γ.

Στη 3Φ έξοδο του πλήρη AC/DC/AC μετατροπέα της Α/Γ υπάρχει σε σειρά φίλτρο εξόδου L , με αυτεπαγωγή τοποθετημένη σε κάθε φάση, για το οποίο ισχύει ότι και για το πηνίο εξόδου του ηπειρωτικού HVDC μετατροπέα του MTDC δικτύου. Η τιμή της αυτεπαγωγής του πηνίου L σε α.μ αναμειγνύεται στις εξισώσεις του εσωτερικού βρόγχου ελέγχου ρευμάτων του GSC της Α.Γ, με καθοριστική σημασία στον έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος. Επίσης, χρησιμεύει ως βαθυπερατό φίλτρο, για την αποκοπή των ανώτερων αρμονικών ρεύματος. Στη παρούσα εργασία επιλέχθηκε $L_{fil,WT}=0.05$ p.u, ανηγμένη στα βασικά μεγέθη (βασική φαινόμενη ισχύς Α/Γ, βασική πολική τάση 3Φ AC υπεράκτιου δικτύου). Μετά το πηνίο ακολουθεί 3Φ AC φίλτρο τοποθετημένο παράλληλα, το οποίο χρησιμοποιείται για τον περιορισμό

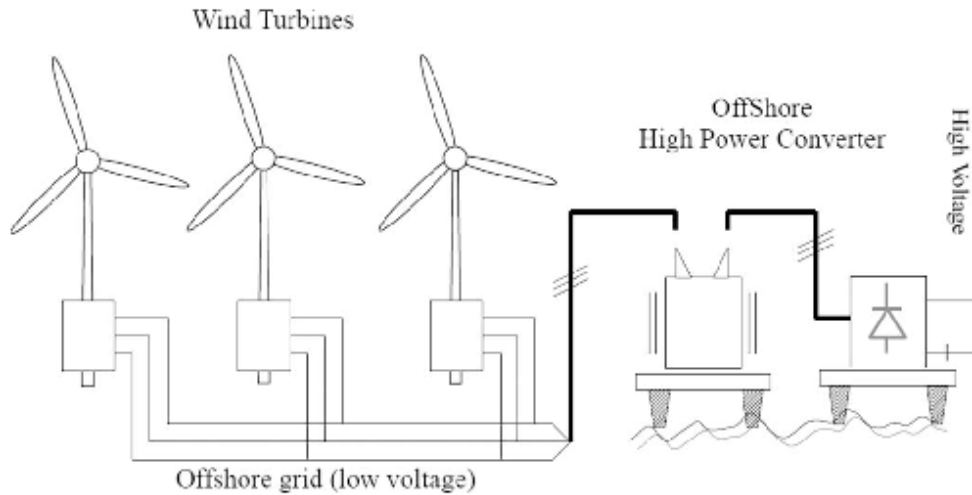
των αρμονικών της τάσης εξόδου που προκαλούνται κυρίως λόγω διαμόρφωσης PWM, ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις που τίθενται από το διαχειριστή του δικτύου στο ΣΚΣ. Στην παρούσα εργασία λόγω της χρήσης του μοντέλου μέσω των τιμών, η χρήση AC φίλτρου δεν έχει πρακτική αξία, διότι ο GSC-VSC μετατροπέας παράγει ελεγχόμενη ημιτονοειδή μορφή τάσης δίχως αρμονικές. Συνεπώς, παραλείπεται η προσομοίωσή του.

Η πολική AC τάση εξόδου του πλήρη μετατροπέα ισχύος ισούται με 3.3 KV. Μετά τον μετατροπέα ακολουθεί 3Φ Δ-Υ Μ/Σ ανύψωσης 3.3/33 kV, ο οποίος χωρικά είναι εγκατεστημένος εσωτερικά στη νασέλλα (nacelle) ή στον πύργο της offshore Α/Γ.

Οι offshore Α/Γ ομαδοποιούνται, παραλληλισμένες στα 33 kV. Σε offshore VSC HVDC εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων, οι Α/Γ παραλληλίζονται αρχικά σε κοινό offshore AC Transformer substation και έπειτα η ισχύς οδηγείται με AC καλωδίωση στον offshore HVDC VSC station. Οι σταθμοί αυτοί βρίσκονται πάνω σε ξεχωριστές πλατφόρμες (platforms) πολλών τόνων πακτωμένες στο βυθό της θάλασσας. Ένας offshore HVDC VSC station δέχεται στην είσοδό του δύο ή παραπάνω ανεξάρτητα offshore Αιολικά Πάρκα αυτής της τοπολογίας (π.χ. τρία Α/Π στο DoIWin1). Στη παρούσα εργασία θεωρήθηκε μεγάλο Α/Π 570 MW, του οποίου οι Α/Γ ομαδοποιούνται παραλληλισμένες στα 33 kV, και ύστερα η ισχύς οδηγείται μέσω 3Φ AC υποθαλάσσιας καλωδίωσης στον μετασχηματιστή 33/320 kV του offshore HVDC VSC station. Ουσιαστικά παραλήφθηκε ο offshore AC Transformer substation, για λόγους οικονομίας της εγκατάστασης, διότι θεωρείται ότι ο offshore HVDC VSC station εξυπηρετεί αποκλειστικά το Α/Π των 570 MW. Γενικά, οι τοπολογίες ηλεκτρικής διασύνδεσης μεταβάλλονται ανάλογα με την εταιρεία που αναλαμβάνει να υλοποιήσει την HVDC εγκατάσταση (Siemens, ABB) και με βάση τις ιδιαιτερότητες του έργου.

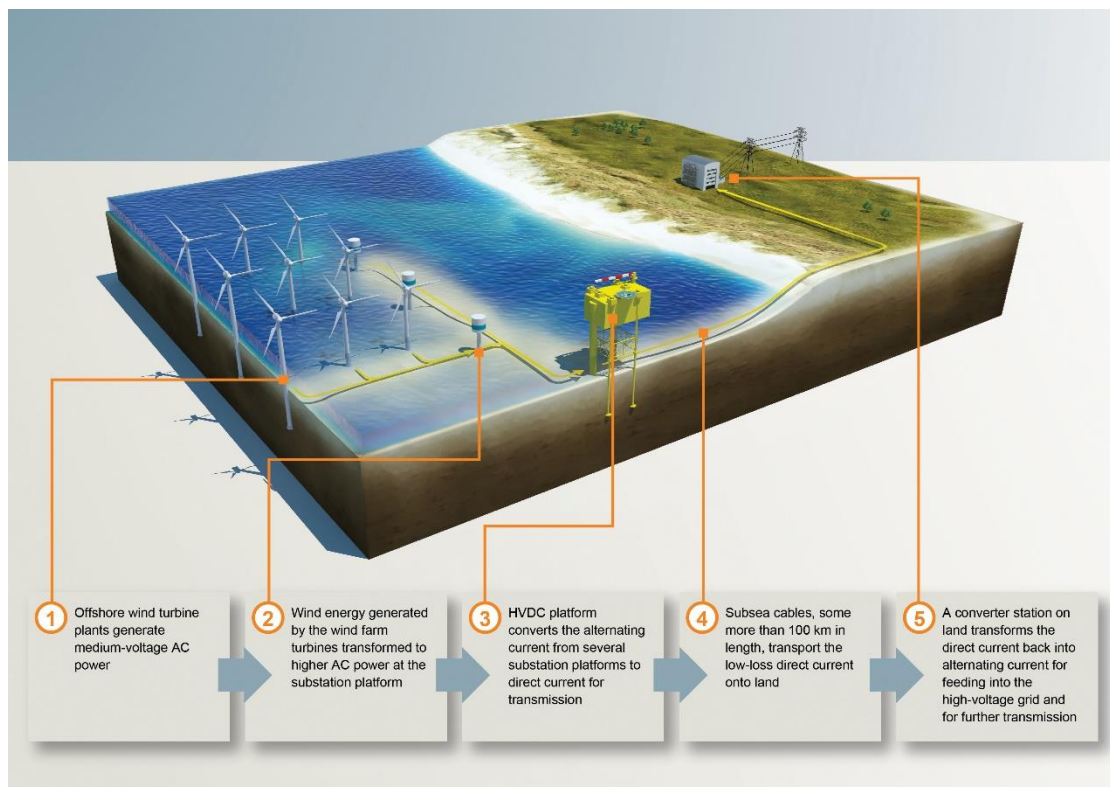


Σχήμα 4.5. Επιλεγμένη τοπολογία ηλεκτρικής διασύνδεσης των Α/Γ του offshore Α/Π.

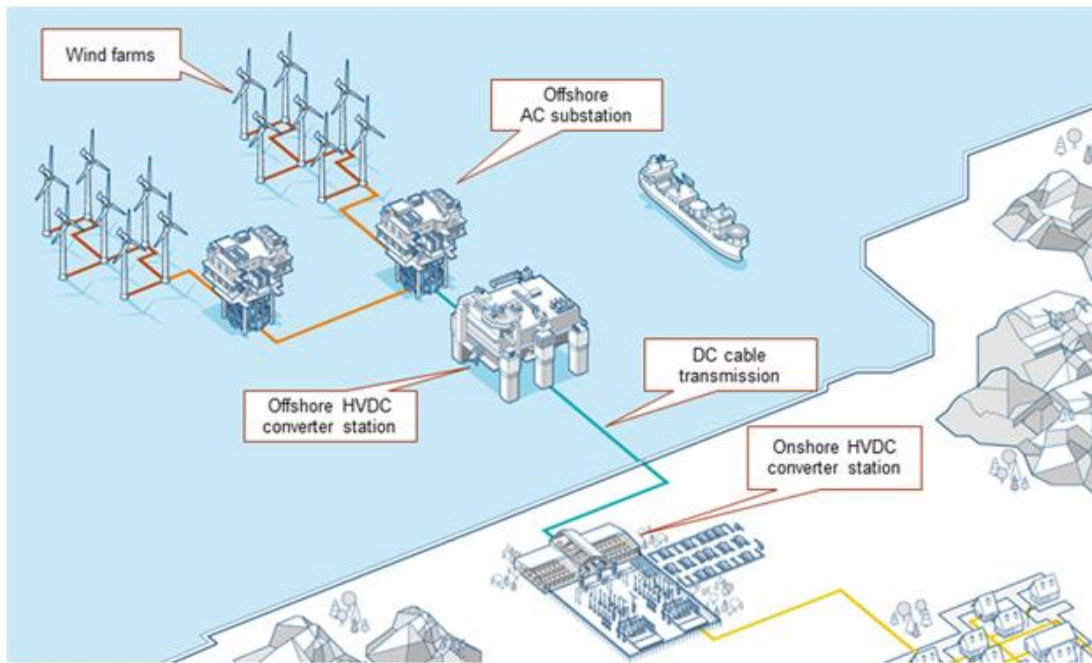


Σχήμα 4.6. Παράλληλη σύνδεση των Α/Γ σε offshore αιολικό πάρκο.

Σε επίπεδο προσομοίωσης στο Matlab/Simulink, η μοντελοποίηση του Αιολικού Πάρκου έγινε με χρήση της μεθόδου της ομαδοποίησης (aggregation method). Στο πλαίσιο αυτό, θεωρώντας ότι το αιολικό πάρκο αποτελείται από όμοιες παράλληλα συνδεδεμένες 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.).



Σχήμα 4.7. HVDC grid connection «BorWin3» στη Βόρεια Θάλασσα από τη Siemens. Μεταφερόμενης ισχύος 900 MW και απώλειες κάτω του 3%. Αναμένεται να παραδοθεί στον Διαχειριστή TenneT. το 2019.



Σχήμα 4.8. ABB-VSC HVDC offshore wind connections.

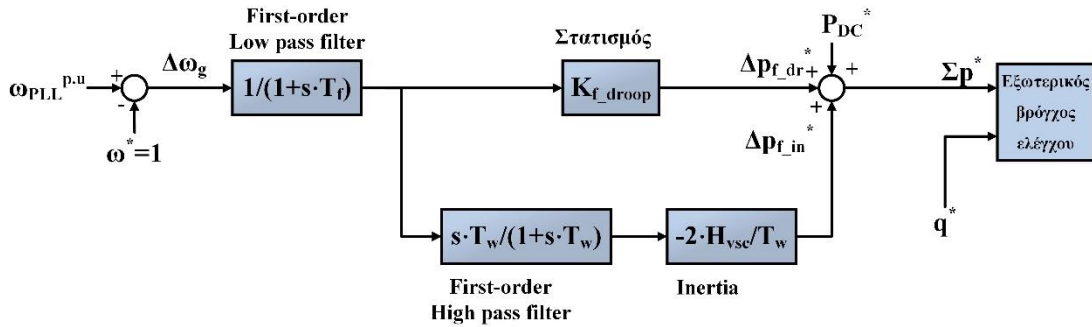
5 Συμβολή HVDC πολυτερματικού δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ

5.1 Ενσωμάτωση συστήματος απόκρισης συχνότητας στο σχήμα ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα

Σε ένα πολυτερματικό HVDC δίκτυο, η βασική λειτουργία του ηπειρωτικού μετατροπέα έγκειται στην έγχυση της εισερχόμενης DC ισχύος από το MTDC δίκτυο προς το ηπειρωτικό AC δίκτυο, ανάλογα με τη στρατηγική ελέγχου του MTDC δικτύου, συνεπώς των μετατροπέων, που έχει επιλεγθεί. Στη παρούσα εργασία, για τους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς επιλέχθηκε έλεγχος στατισμού DC τάσης (DC voltage droop control), λόγω του κατανεμημένου ελέγχου ισχύος που προσφέρει, ενώ οι δύο υπεράκτιοι μετατροπείς λειτουργούν ως grid-forming, απορροφώντας την παραγόμενη ενεργό ισχύ του αντίστοιχου ΘΑΠ τους, με ρύθμιση της τάσης και συχνότητας του υπεράκτιου AC δικτύου στις ονομαστικές τιμές. Ωστόσο, για την επίτευξη απόκρισης συχνότητας προς το ηπειρωτικό AC δίκτυο, απαιτούνται προσθήκες στο σχήμα ελέγχου ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων.

Μέχρι τώρα είδαμε ότι η αναφορά ενεργού ισχύος στο τρίτο επίπεδο ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα διαμορφώνεται μέσω της γραμμικής σχέσης στατισμού DC τάσης : $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$. Ο στατισμός DC τάσης $R_{DC} = \frac{1}{K_{DC}}$, ανάλογα με τη τιμή του, σε συνδυασμό με τη αντίσταση των HVDC αγωγών, διαμορφώνουν τη ροή ισχύος στο MTDC δίκτυο. Αν στο σήμα P_{DC}^* υπερτεθούν επιπλέον σήματα αναφοράς ισχύος, ο ηπειρωτικός μετατροπέας μπορεί να συμμετέχει στην υποστήριξη συχνότητας (frequency support) του ηπειρωτικού AC δικτύου που διασυνδέεται, δίχως περεταίρω αλλαγή στον εσωτερικό και εξωτερικό βρόγχο ελέγχου του μετατροπέα, οι οποίοι έχουν ήδη αναλυθεί. Η απόκριση συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων αφορά τη πρωτογενή ρύθμιση συχνότητας προς το διασυνδεδεμένο AC δίκτυο.

Το σύστημα απόκρισης συχνότητας που ενσωματώνεται στο τρίτο επίπεδο ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα φαίνεται στο Σχήμα 5.1. Η συχνότητα του AC ηπειρωτικού δικτύου ω_{PLL} μετράται από τη διάταξη συγχρονισμού PLL του HVDC μετατροπέα. Η μετρούμενη συχνότητα συγκρίνεται με τη συχνότητα αναφοράς $\omega^* = 1$ p.u (αντιστοιχεί σε $f=50$ Hz). Το σφάλμα συχνότητας AC ηπειρωτικού δικτύου $\Delta\omega_g = \omega_{PLL} - \omega^*$ περνάει αρχικά μέσα από βαθυπερατό φίλτρο με χρονική σταθερά $T_f = 0.1$ sec, με σκοπό την εξάλειψη υψίσυχων αρμονικών της μετρούμενης από το PLL συχνότητας. Στη συνέχεια ακολουθεί ο έλεγχος στατισμού συχνότητας (frequency droop control) και η αδρανειακή απόκριση (inertia response) του ηπειρωτικού μετατροπέα.



Σχήμα 5.1. Σύστημα απόκρισης συχνότητας στατισμού και αδρανείας του ηπειρωτικού HVDC μετατροπέα.

Έλεγχος στατισμού συχνότητας : Αν K_{f_droop} είναι η επιθυμητή τιμή κέρδους στατισμού συχνότητας ($R_{f_droop} = \frac{1}{K_{f_droop}}$ ο αντίστοιχος στατισμός) του ηπειρωτικού μετατροπέα, ο οποίος ορίζεται από τον Διαχειριστή Συστήματος (TSO), τότε το σήμα αναφοράς ισχύος που θα υπερτεθεί στη συνολική ισχύ αναφοράς Σp^* δίνεται από τη σχέση :

$$\Delta p_{f_droop}^* = K_{f_droop} \cdot \Delta \omega_g = \frac{\Delta \omega_g}{R_{f_droop}} \quad (5.1)$$

Το κέρδος στατισμού συχνότητας λαμβάνει τιμές μικρότερες του μηδενός ($K_{f_droop} < 0$), διότι αύξηση της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου ($\Delta \omega_g > 0$) σημαίνει μείωση της συνολικής εξαγόμενης ισχύος από τον ηπειρωτικό μετατροπέα προς το AC δίκτυο, ενώ μείωση της συχνότητας του ηπειρωτικού δικτύου ($\Delta \omega_g < 0$) πρέπει να συνεπάγεται αύξηση της εξαγόμενης ισχύος προς αυτό, με σκοπό και στις δύο περιπτώσεις τη πρωτογενή διόρθωση του σφάλματος συχνότητας. Παρόλα αυτά η αναφορά στον στατισμό συχνότητας γίνεται πάντα ως θετική τιμή. Οι τιμές στατισμού συχνότητας κυμαίνονται ανάμεσα σε 2% με 10% (κέρδος στατισμού συχνότητας 50 με 10).

Αδρανειακή απόκριση : Η αδρανειακή απόκριση χαρακτηρίζεται από την ισοδύναμη σταθερά αδρανείας H_{VSC} του ηπειρωτικού μετατροπέα. Η σταθερά αδρανείας είναι φυσικό μέγεθος που εμφανίζεται στις στρεφόμενες ηλεκτρικές μηχανές και ποσοτικοποιεί την φυσική τους αδράνεια. Στους ηπειρωτικούς μετατροπέες αποτελεί μια μαθηματική σταθερά, η οποία προσομοιώνει την αντίδραση του μετατροπέα σε μεταβολές συχνότητας παρόμοια με αυτή που θα είχε μια πραγματική στρεφόμενη ηλεκτρική μηχανή απευθείας συνδεδεμένη με το δίκτυο (π.χ. σύγχρονη γεννήτρια).

Με την εφαρμογή της αδρανειακής απόκρισης, παράγεται ένα σήμα αναφοράς ισχύος $\Delta p_{f_in}^*$ το οποίο μεταβάλλεται με βάση το ρυθμό μεταβολής του σφάλματος συχνότητας (δηλαδή της συχνότητας) του ηπειρωτικού AC δικτύου $\Delta \omega_g$ σύμφωνα με τον τύπο :

$$\Delta p_{f_in}^* = -2H_{VSC} \frac{d\Delta \omega_g}{dt} \quad (5.2)$$

Με μετασχηματισμό κατά Laplace:

$$\Delta p_{f_in}^* = -2H_{VSC} \cdot s \cdot \Delta \omega_g \quad (5.3)$$

Αν σε σειρά με τον διαφοριστή προστεθεί μία συνάρτηση μεταφοράς χαμηλοπερατού φίλτρου χρονικής σταθεράς T_w , τότε το σήμα αναφοράς ισχύος αδρανειακής απόκρισης $\Delta p_{f_in}^*$ υπολογίζεται από τη σχέση :

$$\Delta p_{f_in}^* = \left[\frac{1}{1 + sT_w} \cdot (-2H_{VSC} \cdot s) \right] \cdot \Delta \omega_g = \frac{sT_w}{1 + sT_w} \cdot \left(-2 \frac{H_{VSC}}{T_w} \right) \cdot \Delta \omega_g \quad (5.4)$$

Το χαμηλοπερατό φίλτρο T_w επενεργεί ανεξάρτητα του χαμηλοπερατού φίλτρου T_f , αφού σε περίπτωση $T_w > T_f$ γίνεται αυστηρότερο φιλτράρισμα των υψίσυχνων αρμονικών της συχνότητας κατά την αδρανειακή απόκριση.

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 5.1, για την εκτίμηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας του ηπειρωτικού AC δικτύου, προτείνεται η χρήση ενός τυποποιημένου υψιπερατού φίλτρου (washout filter) χρονικής σταθεράς T_w της μορφής $\frac{sT_w}{1+sT_w}$, το οποίο αντικαθιστά ισοδύναμα τον διαφοριστή σε σειρά με το χαμηλοπερατό φίλτρο. Στη παρούσα εργασία επιλέχθηκε $H_{VSC}=30$ sec και χρονική σταθερά υψιπερατού φίλτρου $T_w=1$ sec.

Το συνολικά παραγόμενο σήμα αναφοράς ενεργού ισχύος Σp^* και το σήμα αναφοράς αέργου ισχύος q^* (στη παρούσα εργασία ρυθμίζεται στο μηδέν) δίνεται ως είσοδος στον εξωτερικό βρόγχο ελέγχου του μετατροπέα, ο οποίος με τη σειρά του θα παράγει τα σήματα αναφοράς ρευμάτων i_d^* , i_q^* . Το σύστημα απόκρισης συχνότητας που αναλύθηκε είναι όμοιο και στους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς του πολυτεματικού δικτύου που μελετάται.

Με βάση τα παραπάνω, σε περίπτωση μεταβολής συχνότητας του ηπειρωτικού AC δικτύου, ο αντίστοιχος ηπειρωτικός μετατροπέας θα αυξήσει ή θα μειώσει την ισχύ που απορροφά από το HVDC δίκτυο. Το ερώτημα που προκύπτει εδώ είναι το εξής. Από πού θα αντληθεί η παραπάνω ισχύς που χρειάζεται το AC δίκτυο σε περίπτωση απότομης μείωσης της συχνότητας ή ποιος θα απορροφήσει την περίσσεια ισχύ που απορρίπτει ο ηπειρωτικός μετατροπέας σε περίπτωση απότομης αύξησης της συχνότητας ;

Ο ηπειρωτικός μετατροπέας «βλέπει» στην είσοδό του το MTDC δίκτυο και αντιλαμβάνεται μόνον μεταβολές της DC τάσης του κόμβου του, λόγω της στρατηγικής στατισμού DC τάσης. Στα επόμενα κεφάλαια θα μελετηθεί η συμπεριφορά του MTDC δικτύου και όλων των μετατροπέων αυτού σε περίπτωση απότομης μεταβολής φορτίου σε ένα από τα δύο ανεξάρτητα ηπειρωτικά AC δίκτυα, με ή χωρίς την υποστήριξη των δύο υπεράκτιων αιολικών πάρκων (ΘΑΠ).

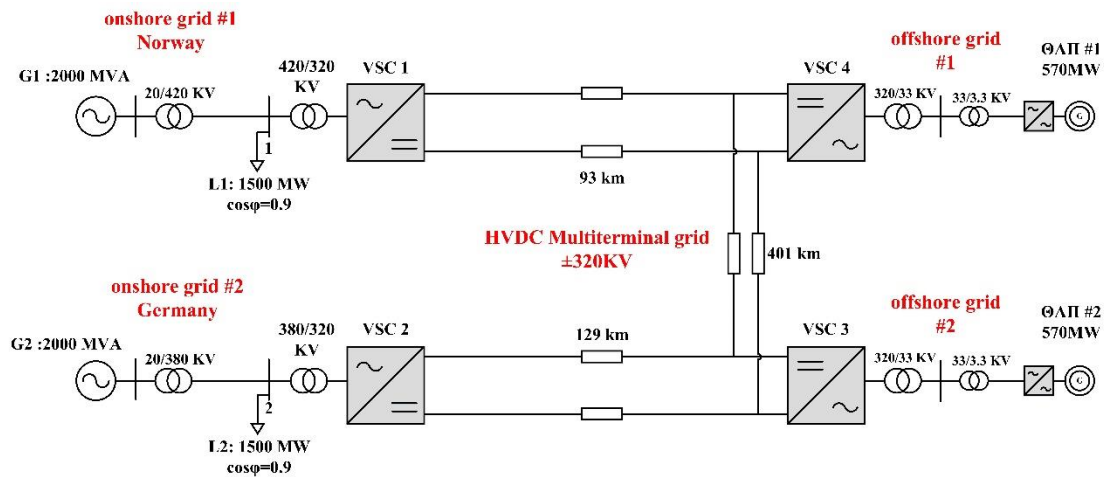
5.2 Σενάριο I : Διερεύνηση συμβολής MTDC δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας ασύγχρονων ΣΗΕ, δίχως απόκριση συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ.

Στο Κεφ. 1.3 αναλύθηκαν θεωρητικά οι τεχνικές απαιτήσεις των σύγχρονων κωδίκων συστήματος, ενώ στο Κεφ. 5.1 έγινε προσαρμογή της απαίτησης απόκρισης συχνότητας στο σύστημα ελέγχου των ηπειρωτικών μετατροπέων. Σύμφωνα με όσα έχουν αναλυθεί ως τώρα, το MTDC δίκτυο θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα αναπροσαρμογής της εγγεόμενης ενεργού ισχύος εξόδου παρουσία διακυμάνσεων συχνότητας σε οποιοδήποτε από τα δύο ανεξάρτητα AC ηπειρωτικά συστήματα. Η απαίτηση αφορά τόσο στη δυνατότητα μόνιμης στήριξης της συχνότητας μέσω ρύθμισης στατισμού, όσο και στη δυνατότητα μεταβατικής υποστήριξης συχνότητας τα πρώτα δευτερόλεπτα ύστερα από την εμφάνιση διαταραχής, μέσω τεχνητής αδρανείας, προσομοιάζοντας τη φυσική λειτουργία αδρανειακής απόκρισης των στρεφόμενων ηλεκτρικών μηχανών που είναι απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο.

Στην παρούσα ενότητα, διερευνάται η ικανότητα συμμετοχής του MTDC στη ρύθμιση συχνότητας του ΣΗΕ της Νορβηγίας, δίχως την παροχή επικουρικών υπηρεσιών υποστήριξης συχνότητας από τα δύο ΘΑΠ . Αυτό σημαίνει ότι κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων που θα ακολουθήσουν, τα ΘΑΠ θα παράγουν σταθερή ενεργό ισχύ κοντά στην ονομαστική τους τιμή. Οι υπεράκτιοι HVDC μετατροπείς θα εγγέουν την παραγόμενη ενεργό ισχύ των πάρκων στο MTDC δίκτυο, η τιμή της οποίας δεν θα επηρεασθεί κατά τη διάρκεια της μεταβολής της συχνότητας του ΣΗΕ Νορβηγίας. Αυτό συμβαίνει διότι το υπεράκτιο σύστημα (VSC μετατροπείς και ΘΑΠ) δεν διαθέτει προς το παρόν προσαρμοσμένο στον έλεγχο του συστήματος ανίχνευσης μεταβολής συχνότητας των ηπειρωτικών AC δικτύων, ούτε υπάρχει τηλεπικοινωνιακή αποστολή δεδομένων από τα ηπειρωτικά προς τα υπεράκτια δίκτυα. Η απαίτηση απόκρισης συχνότητας από το MTDC δίκτυο πραγματοποιείται μόνο με τη συνεισφορά των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων, σύμφωνα με το σχήμα απόκρισης συχνότητα που αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Στο Σχήμα 5.2 εικονίζεται η τοπολογία του εξεταζόμενου συστήματος. Τα δύο ανεξάρτητα AC ηπειρωτικά συστήματα είναι απόλυτα όμοια μεταξύ τους . Καθένα αναπαρίσταται από μία συμβατική μονάδα παραγωγής, ονομαστικής ισχύος 2000 MVA και στατισμού συχνότητας $R_{SG}=5\%$. Οι συμβατικές μονάδες G1 και G2 είναι θερμικές και εξοπλισμένες με σύγχρονες γεννήτριες και αμοστροβίλους τριών βαθμίδων. Για την αναπαράσταση του ρυθμιστή στροφών των μονάδων χρησιμοποιείται το μοντέλο IEEE G1, ενώ κάθε γεννήτρια είναι εφοδιασμένη με αυτόματο ρυθμιστή τάσης και σταθεροποιητή, τα οποία αναπαρίστανται με συμβατικά μοντέλα που είναι διαθέσιμα στη βιβλιοθήκη του λογισμικού Matlab/Simulink.

Στους ζυγούς 1 και 2 είναι συνδεδεμένα φορτία ισχύος 1500 MW και $\cos\phi=0.9$, τα οποία τροφοδοτούνται από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς του MTDC δικτύου και τις συμβατικές μονάδες. Το υπό εξέταση MTDC δίκτυο διασυνδέει δύο όμοια ΘΑΠ ονομαστικής ισχύος 570 MW έκαστο, με εφεδρεία ισχύος 10% (ΘΑΠ 513 MW) και τα άκρα του MTDC συνδέονται στους ζυγούς 1 και 2 των ΣΗΕ της Νορβηγίας και της Γερμανίας αντίστοιχα.



Σχήμα 5.2. Τοπολογία εξεταζόμενου 4-τερματικού MTDC δικτύου διασύνδεσης ΘΑΠ με δύο ασύγχρονα ΣΗΕ

Στην ανάλυση που ακολουθεί, εξετάζεται η απόκριση του MTDC δικτύου σε συνθήκες υποσυχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος της Νορβηγίας (onshore grid #1), η οποία προκαλείται από βηματική αύξηση του φορτίου του ζυγού 1 κατά 500 MW. Οι τιμές στατισμού DC τάσης των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων επιλέχθηκαν από τον Διαχειριστή (TSO) ίσες με $R_{DC}=4\%$ (κέρδος στατισμού DC τάσης $K_{DC}=25$), προκειμένου να επιδιωχθεί ισοκαταμερισμός της φόρτισής τους. Οι τιμές του στατισμού συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων επιλέγονται ίσες με $R_{f_droop}=5\%$ (κέρδος στατισμού συχνότητας $K_{f_droop}=20$) και η ισοδύναμη σταθερά αδρανείας τους ίση με $H_{vsc}=30$ s.

Λόγω της εφεδρείας ισχύος, η ενεργός ισχύς κάθε ΘΑΠ είναι ίση με 513 MW έκαστο, από τα οποία 500 MW φθάνουν στον αντίστοιχο υπεράκτιο HVDC μετατροπέα λόγω απωλειών. Η ισχύς που εισάγεται στο MTDC δίκτυο δε θα μεταβληθεί κατά τη μεταβολή συχνότητας του ΣΗΕ της Νορβηγίας όπως εξηγήθηκε παραπάνω.

Στα Σχήματα 5.3 παρουσιάζονται συγκριτικά αποτελέσματα της μεταβολής συχνότητας των δύο ασύγχρονων ΣΗΕ, με εφαρμογή εναλλακτικών μεθόδων ελέγχου συχνότητας. Όταν δεν εφαρμόζεται έλεγχος συχνότητας σε κανέναν ηπειρωτικό μετατροπέα, η μεταβολή της συχνότητας καθορίζεται αποκλειστικά από τον στατισμό συχνότητας R_{SG} των συμβατικών AC γεννητριών, με τη συχνότητα του ΣΗΕ Νορβηγίας να μειώνεται στα 49.448 Hz (μπλε γραμμή), ενώ η συχνότητα του ΣΗΕ Γερμανίας παραμένει ανεπηρέαστη.

Στην περίπτωση εφαρμογής ελέγχου στατισμού συχνότητας και στους δύο ηπειρωτικούς μετατροπέες, το MTDC δίκτυο αποκρίνεται ως εξής. Ο ηπειρωτικός VSC1 της Νορβηγίας, λόγω μείωσης της συχνότητας που «βλέπει», παράγει αρχικά αναφορά ισχύος $\Delta p_{f_droop}^* = K_{f_droop} \cdot \Delta \omega_g > 0$. Έτσι, τραβάει ισχύ από το MTDC, οπότε πέφτει η DC τάση όλου του δικτύου. Λόγω του τελευταίου, η αναφορά ισχύος λόγω στατισμού DC τάσης $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$ μειώνεται. Αυτό σημαίνει ότι το σήμα P_{DC}^* αντιδρά αναιρετικά στο $\Delta p_{f_droop}^*$. Τελικά το $\Delta p_{f_droop}^*$ υπερिशχύει και ο VSC1 τραβάει ισχύ από το MTDC, με συνέπεια τη μείωση της DC τάσης στους κόμβους όλων των μετατροπέων.

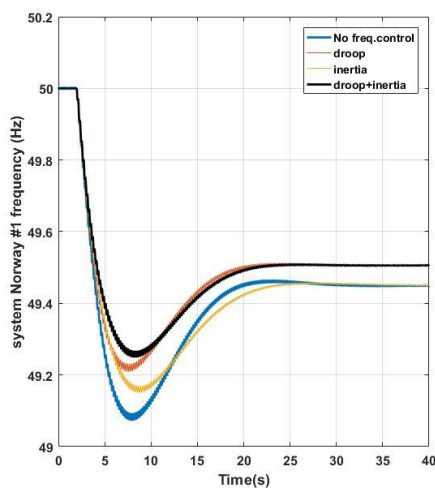
Ο ηπειρωτικός VSC2 της Γερμανίας «βλέπει» μείωση της DC τάσης του κόμβου του και αντιδρά, μειώνοντας την αναφορά ενεργού ισχύος που τραβάει από το MTDC, μέσω της σχέσης $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$. Το ισοζύγιο ισχύος του «υγιούς» ΣΗΕ#2 της Γερμανίας χαλαρεί, με αποτέλεσμα να μειώνεται η συχνότητά του. Η AC συμβατική μονάδα, που προσομοιώνει το ΣΗΕ#2 αντιδρά στη μείωση της συχνότητας λόγω του στατισμού της R_{SG} , αυξάνοντας την ενεργό ισχύ της. Τέλος, επειδή ο ηπειρωτικός VSC2 είναι επίσης εφοδιασμένος με στατισμό συχνότητας, παράγει θετική αναφορά ισχύος $\Delta P_{fdroop}^* = K_{fdroop} \cdot \Delta \omega_g > 0$, αντικρουόμενο σήμα με το $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$, του οποίου όμως η μείωση υπερισχύει. Τελικά μειώνεται η ισχύς που απορροφά ο VSC2, με συνέπεια την αύξηση της μεταφερόμενης ισχύος της HVDC γραμμής 3-4.

Εδώ έχουμε τον προβληματισμό ότι ο στατισμός συχνότητας δεν προσδιορίζει τη συμβολή του VSC1 στη ρύθμιση συχνότητας του ΣΗΕ#1, διότι έχουμε τον «ανταγωνισμό» του loop ρύθμισης συχνότητας με αυτό της ρύθμισης της DC τάσης. Τελικά, υπάρχει βελτίωση του μόνιμου σφάλματος συχνότητας του ΣΗΕ#1 στα 49.507 Hz λόγω του στατισμού συχνότητας, αλλά προκαλείται μόνιμο σφάλμα συχνότητας στο ΣΗΕ#2 της Γερμανίας.

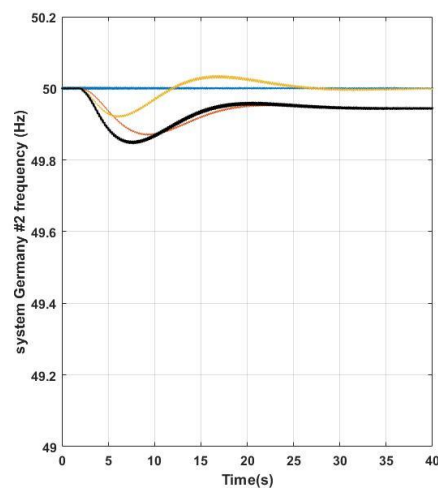
Όταν εφαρμόζεται μονάχα έλεγχος αδρανειακής απόκρισης και στους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς παρατηρείται περιορισμός του ρυθμού μεταβολής και μικρότερη μεταβατική βύθιση της συχνότητας του ΣΗΕ#1 Νορβηγίας τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή, ωστόσο δεν επιφέρει καμία βελτίωση του μόνιμου σφάλματος, όπως και αναμενόταν. Στο ΣΗΕ#2 Γερμανίας παρατηρείται ένα μεταβατικό στη συχνότητα, η οποία θα επιστρέψει στην ονομαστική της τιμή των 50 Hz μετά τη σταθεροποίηση της συχνότητας της Νορβηγίας. Η καλύτερη απόκριση επιτυγχάνεται με την εφαρμογή του συνδυασμένου ελέγχου στατισμού και αδρανειακής, καθώς βελτιώνονται ταυτόχρονα το μόνιμο σφάλμα, ο ρυθμός μεταβολής και η μέγιστη βύθιση συχνότητας. Ο στατισμός συχνότητας που τελικά επιτυγχάνει ο VSC1 είναι :

$$R_{f droop}^{REAL} = \frac{\Delta \omega_{real}}{\Delta P_{VSC1}^{real}} = \frac{\frac{49.5042}{50} - \frac{50}{50}}{\frac{534.098}{1000} - \frac{483.943}{1000}} = -21.97\% \neq R_{f droop}^{TSO} = -5\%$$

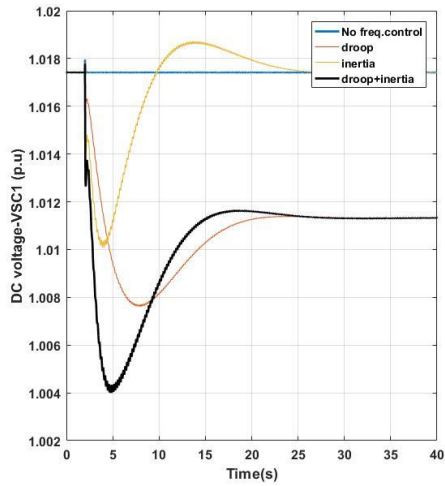
Παρατηρούμε ότι η τιμή στατισμού συχνότητας που διαμορφώνει ο VSC1 είναι πολύ μακριά από την αναμενόμενη του 5% που έχει οριστεί από τον TSO.



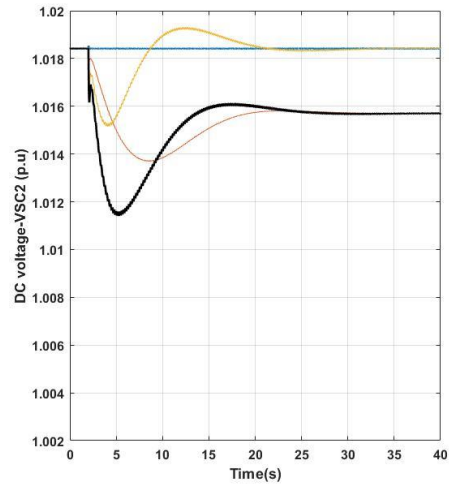
(a)



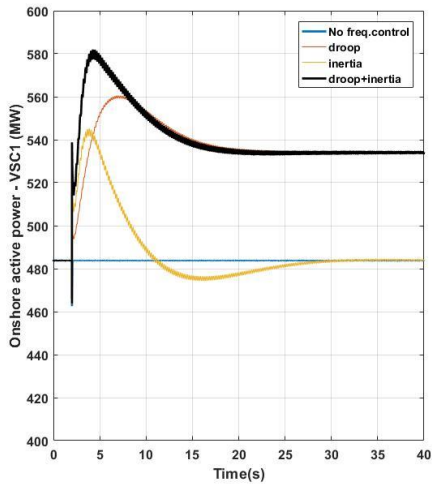
(β)



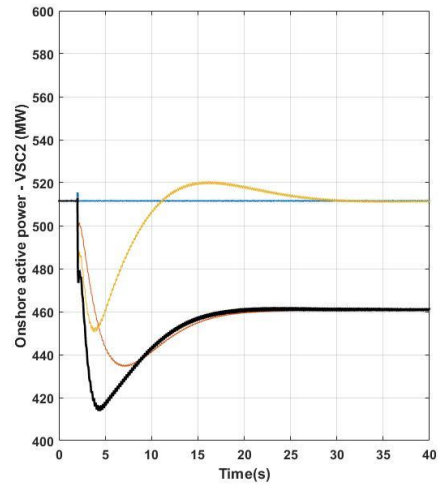
(γ)



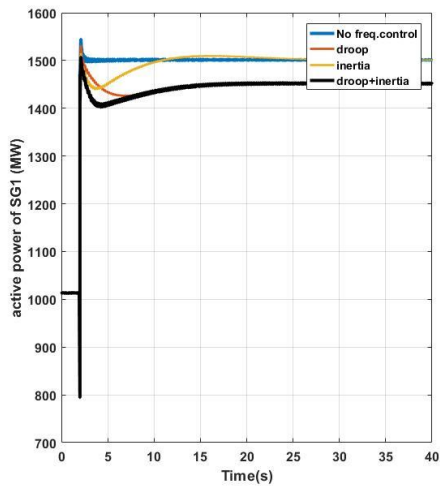
(δ)



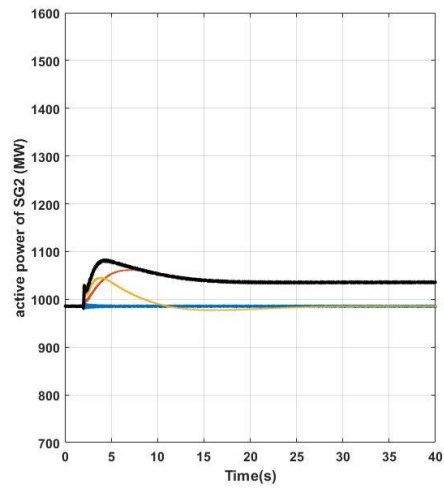
(ϵ)



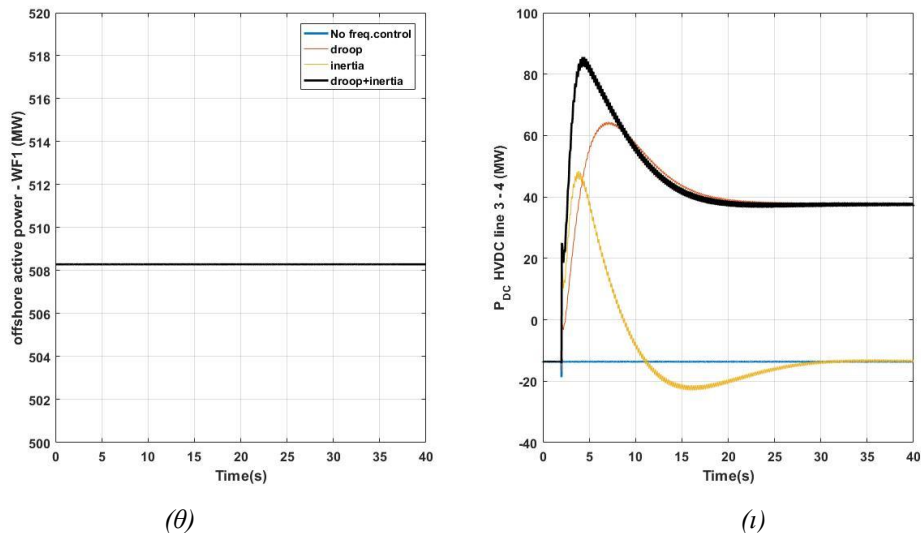
(σ)



(ζ)



(η)



Σχήμα 5.3. Επίδραση εναλλακτικών λειτουργιών απόκρισης συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων σε βηματική αύξηση φορτίου στο ΣΗΕ#1, δίχως απόκριση συχνότητας διασυνδεδεμένων ΘΑΠ (α, β) συχνότητα λειτουργίας ΣΗΕ #1, #2, (γ, δ) DC τάση των κόμβων των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ε, στ) ενεργός ισχύς εξόδου των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ζ, η) απόκριση ισχύος SG1, SG2, (θ) εγγεόμενη ενεργός ισχύς εξόδου του ΘΑΠ#1 (δ) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4.

5.3 Ενσωμάτωση σχήματος τεχνητής μεταβολής της συχνότητας των υπεράκτιων HVDC μετατροπέων, με σκοπό τη συμμετοχή των ΘΑΠ στην απόκριση συχνότητας του MTDC δικτύου

Στο προηγούμενο κεφάλαιο μελετήθηκε το σενάριο απόκρισης συχνότητας του MTDC δικτύου προς το ένα εκ των δύο ΣΗΕ, όταν η παραγόμενη ισχύς από τα διασυνδεδεμένα ΘΑΠ παραμένει σταθερή και ανεπηρέαστη από τη μεταβολή συχνότητας. Όπως διαπιστώθηκε, η υποστήριξη συχνότητας προς το ένα ηπειρωτικό AC δίκτυο, δημιουργεί σφάλμα συχνότητας στο άλλο ανεξάρτητο ηπειρωτικό δίκτυο. Αυτό συμβαίνει διότι η επιπλέον ισχύς που απαιτεί το ένα δίκτυο απορροφάται από το άλλο, αφού η πρωτογενής πηγή ισχύος, δηλαδή τα ΘΑΠ, δεν ανιχνεύουν τη μεταβολή συχνότητας των ΣΗΕ και δεν αντιδρούν σε αυτή.

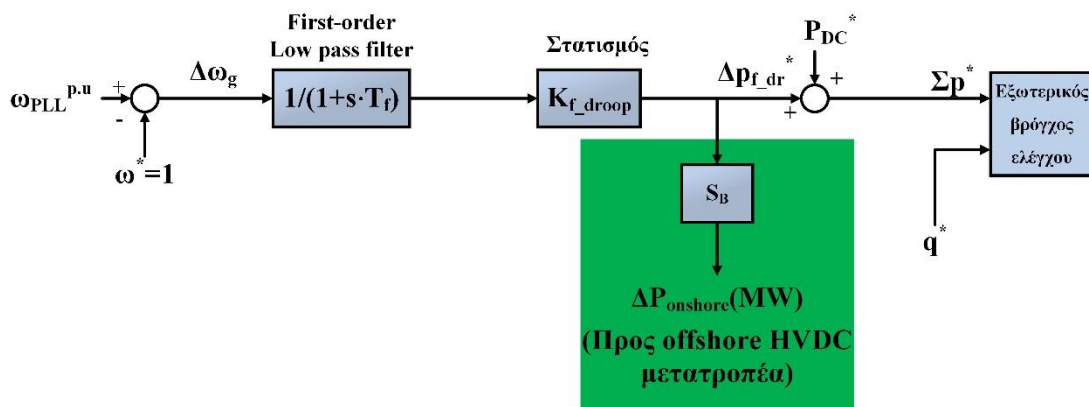
Όπως παρουσιάστηκε στο Κεφ. 1.3, οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, συνεπώς και τα ΘΑΠ ως σύνολο, είναι εφοδιασμένα με συμβατικά σχήματα ελέγχου απόκρισης συχνότητας του AC δικτύου που είναι απευθείας συνδεδεμένα. Έχουν δηλαδή την ικανότητα μείωσης της παραγόμενης ισχύος σε περίπτωση υπερσυχνότητας και αύξησης της παραγόμενης ισχύος σε περίπτωση υποσυχνότητας, με τη προϋπόθεση διατήρησης εφεδρείας ισχύος των Α/Γ.

Στην υπάρχουσα βιβλιογραφία, η πλειοψηφία των εξεταζόμενων τεχνικών ρύθμισης συχνότητας μέσω MTDC δικτύων βασίζεται στη μεταβολή της DC τάσης λειτουργίας στους κόμβους του MTDC συναρτήσει των μετρούμενων μεταβολών συχνότητας. Οι τεχνητές μεταβολές τάσης αποτελούν έτσι ένα εικονικό μέσο επικοινωνίας από τα ηπειρωτικά AC δίκτυα προς τους υπεράκτιους HVDC μετατροπείς. Ωστόσο, η υπόψιν μέθοδος παρουσιάζει εμφανή μειονεκτήματα ως προς τον τρόπο λειτουργίας του MTDC δικτύου, καθώς απαιτείται ο ορισμός μιας νεκρής

ζώνης λειτουργίας, έτσι ώστε να αποσυζευχθούν οι διακυμάνσεις τάσης που προέρχονται από τη μεταβλητότητα των συνθηκών λειτουργίας, από τις τεχνητές διακυμάνσεις που στοχεύουν στην ενεργοποίηση των ρυθμιστών συχνότητας των υπεράκτιων HVDC μετατροπέων.

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται μια εναλλακτική μέθοδος απόκρισης συχνότητας, η οποία βασίζεται στην αξιοποίηση των διαθέσιμων τηλεπικοινωνιακών υποδομών του MTDC δικτύου. Τέτοιες υποδομές είναι οπτικές ίνες στο εσωτερικό των HVDC αγωγών. Σε περίπτωση που τα δύο ηπειρωτικά AC δίκτυα δεν ήταν ασύγχρονα, αλλά αποτελούσαν ένα ενιαίο AC δίκτυο, η μεταβολή συχνότητας του ενιαίου AC ηπειρωτικού δικτύου θα αποστέλλοταν τηλεπικοινωνιακά προς τους δύο υπεράκτιους HVDC μετατροπέες. Αυτοί με τη σειρά τους θα παρήγαγαν τεχνητή μεταβολή συχνότητας στο υπεράκτιο AC δίκτυό τους, όμοια με αυτή του ενιαίου ηπειρωτικού δικτύου. Έτσι, θα προέκυπτε εξομοίωση των συνθηκών λειτουργίας του ηπειρωτικού AC δικτύου στα υπεράκτια AC δίκτυα Τα ΘΑΠ με τη σειρά τους, λόγω των εγκατεστημένων συστημάτων απόκρισης συχνότητας των Α/Γ, θα αντιδρούσαν στη τεχνητή μεταβολή της συχνότητας των υπεράκτιων AC δικτύων, μειώνοντας ή αυξάνοντας την εγχεόμενη ισχύ τους. Η ισχύς αυτή θα μεταφερόταν μέσω του MTDC δικτύου προς το ενιαίο AC ηπειρωτικό δίκτυο, συνδράμοντας στην υποστήριξη σφάλματος υπέρ- ή υπό- συχνότητας αυτού αντίστοιχα.

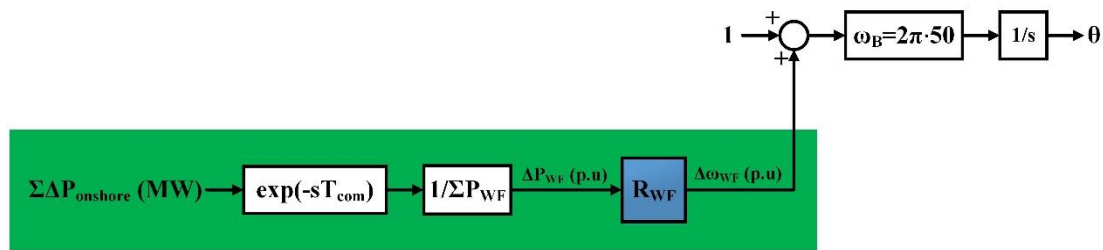
Στη περίπτωση διασύνδεσης ασύγχρονων ΣΗΕ στο ίδιο MTDC δίκτυο, η φιλοσοφία των δεδομένων που αποστέλλονται τηλεπικοινωνιακά προς τα υπεράκτια δίκτυα των ΘΑΠ αλλάζει, λόγω των διαφορετικών συχνοτήτων λειτουργίας των ηπειρωτικών AC συστημάτων. Βασικός προβληματισμός αποτελεί ο τρόπος μεταβολής της συχνότητας που θα πρέπει να επιβληθεί στα ΘΑΠ, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψιν τις ανάγκες απόκρισης συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ. Για το λόγο αυτό, πρέπει να γίνει ενσωμάτωση επιπλέον σχημάτων στο σύστημα ελέγχου τόσο του ηπειρωτικού όσο και του υπεράκτιου HVDC μετατροπέα. Στη παρούσα εργασία προτείνονται οι ελεγκτές που εικονίζονται στο Σχήμα 5.4, όπου με πράσινο σημειώνονται οι προσθήκες που γίνονται στα συστήματα που έχουν ήδη παρουσιασθεί ως τώρα.



Σχήμα 5.4. Αποστολή απαίτησης μεταβολής ισχύος από το σύστημα απόκρισης συχνότητας στατισμού του ηπειρωτικού HVDC μετατροπέα προς υπεράκτιους HVDC μετατροπέες.

Όπως εικονίζεται, ο ηπειρωτικός HVDC μετατροπέας υπολογίζει πρωτίστως την απαιτούμενη μεταβολή της εγχεόμενης ενεργού ισχύος προκειμένου να επιτευχθεί η απόκριση συχνότητας που ορίζει ο Διαχειριστής (TSO), μέσω της ορισμένης από

αυτόν τιμής στατισμού συχνότητας R_{f_droop} (ή αλλιώς κέρδος στατισμού συχνότητας $K_{f_droop} = \frac{1}{R_{f_droop}}$). Για τον υπολογισμό του $\Delta P_{onshore}$ δεν ενσωματώνεται, όπως προηγουμένως, στο σύστημα ελέγχου του ηπειρωτικού μετατροπέα αδρανειακή απόκριση μέσω σταθερά αδρανείας H_{VSC} , διότι δεν είναι επιθυμητό να σταλθεί στο υπεράκτιο δίκτυο απαίτηση μεταβολής της εγχεόμενης ισχύος επηρεασμένη από τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας. Η συχνότητα ω_{PLL} εκτιμάται από το PLL, έπειτα το σφάλμα συχνότητας $\Delta\omega_g$ φιλτράρεται μέσω του low-pass filter και τέλος υπολογίζεται η απαιτούμενη μεταβολή της εγχεόμενης ενεργού ισχύος του ηπειρωτικού μετατροπέα μέσω του τύπου $\Delta P_{onshore} = S_B \cdot (K_{f_droop} \cdot \Delta\omega_g)$, όπου $S_B=1000/0.9$ MVA, η βασική τιμή ισχύος του HVDC ηπειρωτικού μετατροπέα, ώστε η μεταβολή ισχύος να εκφραστεί σε MW. Το συγκεκριμένο σύστημα ελέγχου είναι όμοιο και στους δύο ηπειρωτικούς μετατροπέες.



Σχήμα 5.5. Προτεινόμενος ρυθμιστής συχνότητας υπεράκτιου HVDC μετατροπέα, με τηλεπικοινωνιακή αποστολή απαίτησης ισχύος από ηπειρωτικούς HVDC μετατροπέες.

Η απαιτούμενη μεταβολή ενεργού ισχύος $\Delta P_{onshore}$ αποστέλλεται στο σύστημα ελέγχου των υπεράκτιων μετατροπέων (Σχήμα 5.5), μέσω των διαθέσιμων τηλεπικοινωνιακών υποδομών του MTDC δικτύου, με μικρή καθυστέρηση T_{com} λόγω τηλεπικοινωνιακού μέσου. Με βάση τη φιλοσοφία αυτή, κάθε υπεράκτιος μετατροπέας λαμβάνει το άθροισμα των συνολικών απαιτήσεων σε ενεργό ισχύ $\Sigma \Delta P_{onshore}$ (MW) των ασύγχρονων ΣΗΕ, οι οποίες στη συνέχεια επιμερίζονται αναλογικά στα διασυνδεδεμένα ΘΑΠ, συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος των ΘΑΠ, ως εξής :

$$\Delta P_{WF} = \frac{\Sigma \Delta P_{onshore} \cdot \frac{P_{WF}}{\Sigma P_{WF}}}{P_{WF}} = \frac{\Sigma \Delta P_{onshore}}{\Sigma P_{WF}}, (\alpha. \mu) \quad (5.5)$$

, όπου P_{WF} η ονομαστική ισχύς του ΘΑΠ που συνδέεται στον υπεράκτιο μετατροπέα. Στη παρούσα εργασία, τα δύο ΘΑΠ είναι απόλυτα όμοια και ίδιας ονομαστικής ισχύος

P_{WF} , συνεπώς $\Delta P_{WF} = \frac{\Sigma \Delta P_{onshore} \cdot \frac{P_{WF}}{\Sigma P_{WF}}}{P_{WF}} = \frac{\Sigma \Delta P_{onshore}}{2 \cdot P_{WF}}$. Η διαίρεση με το P_{WF} γίνεται ώστε να εκφραστεί το ΔP_{WF} σε α.μ. τιμή.

Η απαιτούμενη πλέον μεταβολή ισχύος των ΘΑΠ πρέπει να μεταφραστεί σε μεταβολή συχνότητας από τον υπεράκτιο μετατροπέα, ώστε να γίνει αντιληπτή από το σύστημα ελέγχου της κάθε Α/Γ του ΘΑΠ. Αν η τιμή στατισμού συχνότητας των υπεράκτιων Α/Γ είναι R_{WF} , τότε η απαιτούμενη μεταβολή συχνότητας που επιβάλλει ο υπεράκτιος μετατροπέας είναι $\Delta\omega_{WF}$ και εκφράζεται από την ακόλουθη σχέση :

$$\Delta\omega_{WF} = R_{WF} \cdot \Delta P_{WF} \quad (5.6)$$

, όπου $\Delta\omega_{WF}$ η απαίτηση μεταβολής συχνότητας σε α.μ. τιμή. Οι εξισώσεις (5.6), (5.7) διαμορφώνουν το ρυθμιστή συχνότητας του υπεράκτιου μετατροπέα, ο οποίος εικονίζεται στο Σχήμα 5.5. Η τιμή $\Delta\omega_{WF}$ υπερτίθεται στην ονομαστική τιμή 1 α.μ (αντιστοιχεί στα 50 Hz) της συχνότητας. Μέσω της ανά μονάδας τιμής της συχνότητας παράγεται η κυκλική συχνότητα ω_{offshore} , η ολοκλήρωση της οποίας παράγει την γωνία $\theta(t)$ η οποία δίνεται ως είσοδος στο σχήμα ελέγχου του υπεράκτιου μετατροπέα, όπως έχει παρουσιασθεί στο Κεφ. 2.9.

Η μεταβολή της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή επιτρέπει την ενεργοποίηση των διαθέσιμων λειτουργιών απόκρισης συχνότητας των υπεράκτιων Α/Γ των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ. Η σχέση που χρησιμοποιείται από το σύστημα απόκρισης συχνότητας στατισμού των Α/Γ είναι η αντίστροφη της σχέσης 5.6 :

$$\Delta P_{f_droop}^* = \frac{\Delta\omega_{WF}}{R_{WF}} \quad (\alpha. \mu) \quad (5.7)$$

, $\Delta P_{f_droop}^*$ είναι η ισχύς αναφοράς στατισμού συχνότητας του συστήματος ελέγχου των Α/Γ. Επιπρόσθετα, ενεργοποιείται ταυτόχρονα και ο ρυθμιστής αδρανειακής απόκρισης των Α/Γ, ο οποίος επενεργεί στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας με βάση τη σταθερά αδρανείας H_{WF} , όπως αναλύθηκε στο Κεφ. 4.4.

5.4 Σενάριο II : Διερεύνηση συμβολής του MTDC δικτύου στη ρύθμιση συχνότητας ασύγχρονων ΣΗΕ, μέσω αξιοποίησης λειτουργιών απόκρισης συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ

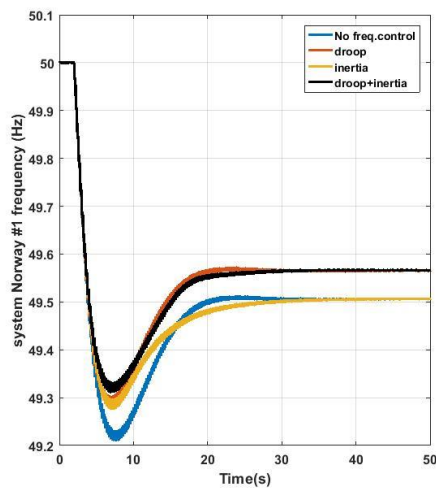
Λαμβάνοντας υπόψιν τη μεθοδολογία απόκρισης συχνότητας του υπεράκτιου δικτύου (υπεράκτιος μετατροπέας και ΘΑΠ), όπως αναλύθηκε στη προηγούμενη παράγραφο, προσομοιώνεται ακολούθως η συμβολή του MTDC δικτύου σε μεταβολή συχνότητας του ηπειρωτικού AC δικτύου της Νορβηγίας. Η ουσιαστική διαφορά με το Σενάριο I είναι η αποστολή της απαιτούμενης μεταβολής ενεργού ισχύος των ανεξάρτητων ηπειρωτικών συστημάτων από το σύστημα ελέγχου των ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2 στο σύστημα ελέγχου των υπεράκτιων μετατροπέων #3, #4, μέσω της αξιοποίηση των διαθέσιμων τηλεπικοινωνιακών υποδομών του MTDC δικτύου. Για την αποστολή των μετρούμενων μεταβολών συχνότητας θεωρήθηκε μια χρονική καθυστέρηση της τάξεως των 20 ms, χωρίς ωστόσο να αναμένεται αισθητή διαφοροποίηση των αποτελεσμάτων ακόμα και για μεγαλύτερες τιμές, λόγω των πολύ βραδύτερων μεταβολών συχνότητας. Σκοπός είναι η διερεύνηση της επίδρασης των εναλλακτικών λειτουργιών ρύθμισης συχνότητας των ΘΑΠ τόσο στην απόκριση συχνότητας των δύο ηπειρωτικών συστημάτων, όσο και στη μεταβατική συμπεριφορά του MTDC δικτύου.

Για λόγους συγκρισιμότητας με το Σενάριο I, επιλέγεται η ίδια τοπολογία του MTDC δικτύου που παρουσιάστηκε στο Σχήμα 5.2. Τα χαρακτηριστικά των συμβατικών γεννητριών και γενικότερα των δύο ηπειρωτικών ΣΗΕ παραμένουν τα ίδια. Εξετάζεται η απόκριση των ΘΑΠ και του MTDC δικτύου σε συνθήκες

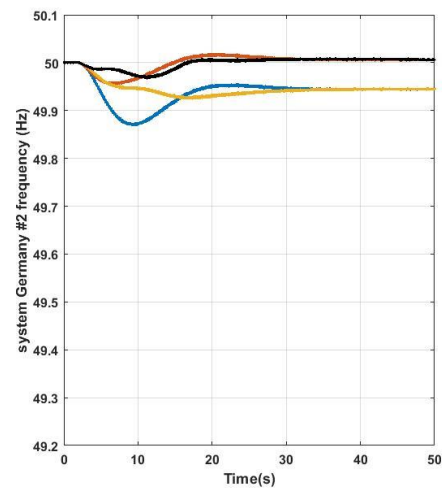
υποσυχνότητας και υπερσυχνότητας του ΣΗΕ Νορβηγίας, προσομοιώνοντας βηματική αύξηση και μείωση του φορτίου του ζυγού 1 κατά 500 MW. Οι τιμές στατισμού DC τάσης και των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων επιλέχθηκαν και πάλι ίσες με $R_{DC}=4\%$. Οι τιμές του στατισμού συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων ορίζονται από τον TSO ίσες με $R_{f_droop}=5\%$, ενώ η αδρανειακή απόκριση των ηπειρωτικών μετατροπέων απενεργοποιείται, για το λόγο που αναλύθηκε παραπάνω.

Η παραγόμενη προ διαταραχής ενεργός ισχύς των ΘΑΠ είναι ίση με 513 MW, με τις υπεράκτιες Α/Γ να λειτουργούν με εντολή εφεδρείας ενεργού ισχύος ίση με 10%. Στα αποτελέσματα προσομοιώσεων που ακολουθούν, επενεργεί ο συνδυασμένος έλεγχος στατισμού και αδρανειακής απόκρισης των υπεράκτιων Α/Γ. Η τιμή του στατισμού συχνότητας και η ισοδύναμη σταθερά αδρανείας των Α/Γ θεωρήθηκαν ίσες με $R_{WF}=5\%$ και $H_{WF}=30$ sec αντίστοιχα.

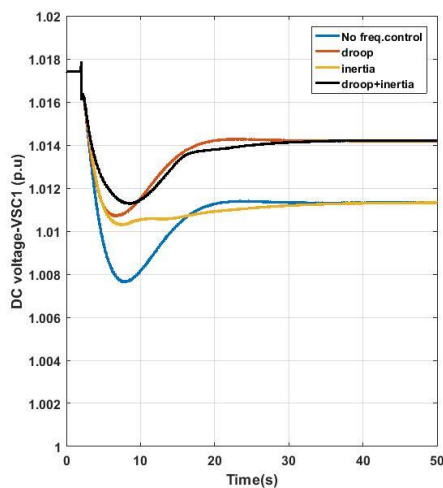
Στο Σχήμα 5.6 παρατίθενται συγκριτικά αποτελέσματα απόκρισης συστήματος με εφαρμογή των εναλλακτικών μεθόδων ελέγχου των ΘΑΠ στη περίπτωση υποσυχνότητας, προσομοιώνοντας βηματική αύξηση του φορτίου στο ζυγό 1 κατά 500 MW. Επειδή οι δύο υπεράκτιοι μετατροπείς και τα δύο διασυνδεδεμένα ΘΑΠ είναι απόλυτα όμοια μεταξύ τους, οι αποκρίσεις των ΘΑΠ δε διαφέρουν μεταξύ τους, συνεπώς παρουσιάζονται αποτελέσματα μόνο από το ΘΑΠ #1.



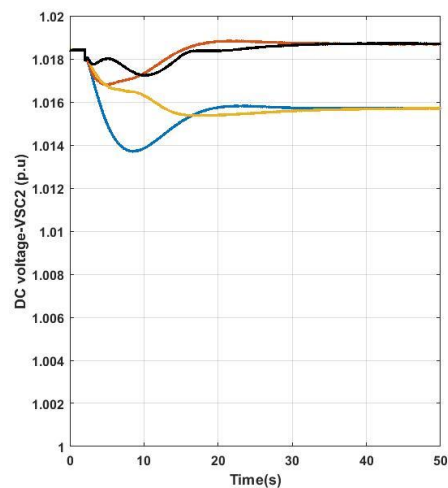
(α)



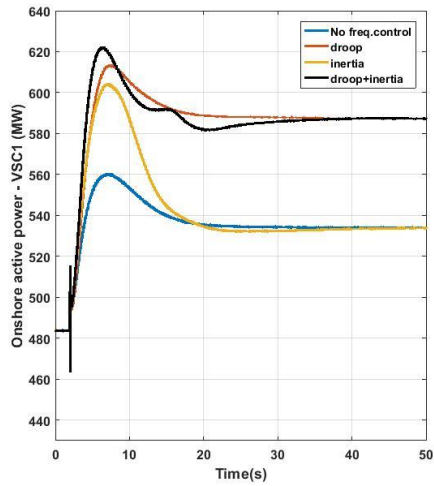
(β)



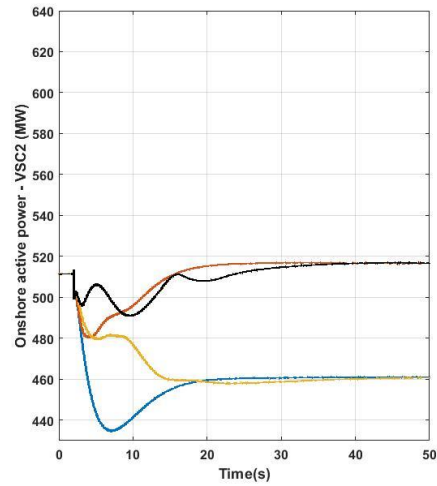
(γ)



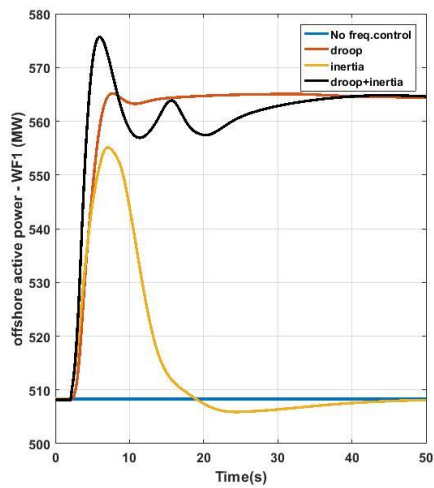
(δ)



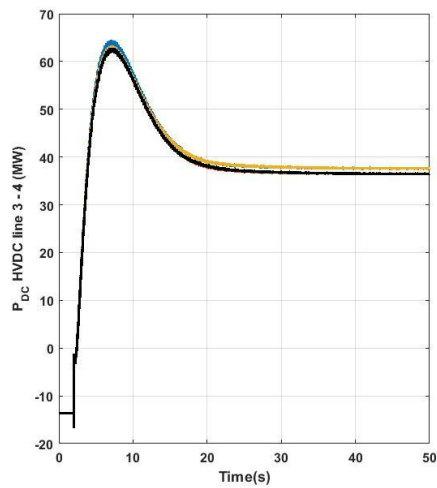
(ε)



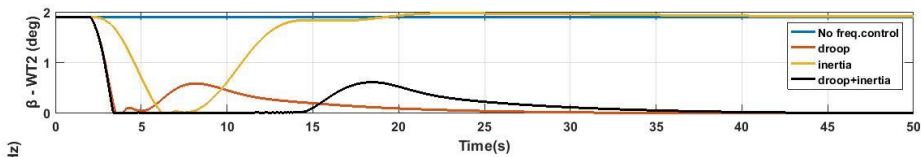
(στ)



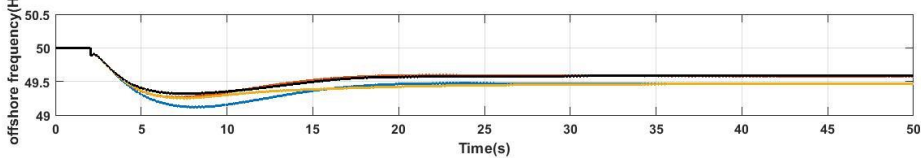
(ζ)



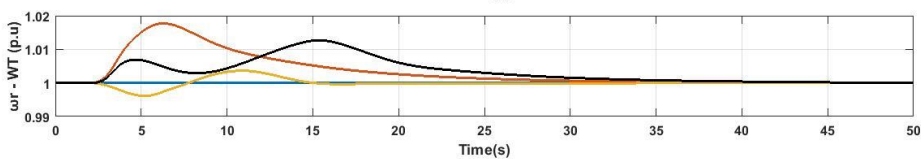
(η)



(θ)



(ι)



(κ)

Σχήμα 5.6. Επίδραση εναλλακτικών λειτουργιών απόκριση συχνότητας ΘΑΠ σε βηματική αύξηση φορτίου στο ΣΗΕ#1, (α, β) συχνότητα λειτουργίας ΣΗΕ #1, #2, (γ, δ) DC τάση των κόμβων των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ε, στ) ενεργός ισχύς εξόδου των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ζ) εγγεώμενη ενεργός ισχύς εξόδου του ΘΑΠ#1, (η) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4,

(θ) γωνία βήματος των πτερυγίων των υπεράκτιων Α/Γ του ΘΑΠ #1, (ι) συχνότητα λειτουργίας υπεράκτιου AC δικτύου #4, (κ) ταχύτητα περιστροφής των υπεράκτιων Α/Γ του ΘΑΠ #1.

Όπως διαπιστώνεται από τα αποτελέσματα προσομοίωσης υποσυχνότητας στο ΣΗΕ#1 Νορβηγίας, η πρόσθετη αιολική ισχύς (λόγω εφεδρείας) που απελευθερώνεται από τα ΘΑΠ #1 και #2, μέσω συνδυασμένου ελέγχου συχνότητας των Α/Γ (droop&inertia), ανακατανέμεται στα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ. Ο ηπειρωτικός μετατροπέας #1 επιτυγχάνει τότε απόκριση στατισμού συχνότητας ίση με :

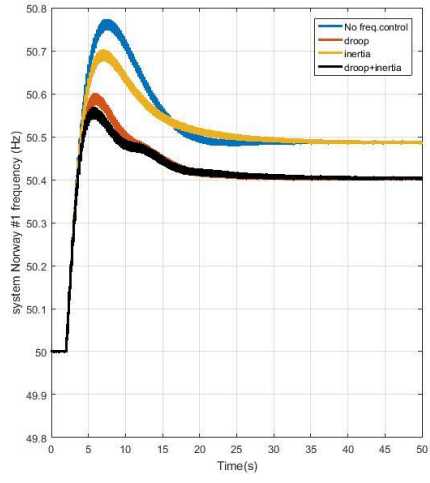
$$R_{f_{droop}}^{REAL} = \frac{\Delta\omega_{real}}{\Delta P_{real}^{VSC1}} = \frac{\frac{49.5656}{50} - \frac{50}{50}}{\frac{1000}{0.9} - \frac{1000}{0.9}} = -9.33\% \neq R_{f_{droop}}^{TSO} = -5\%$$

Η τιμή 9.33% είναι βελτιωμένη σε σχέση με το Σενάριο I, αλλά μακριά ακόμα από τον στατισμό $R_{f_{droop}}^{TSO}=5\%$ που ορίζει ο Διαχειριστής για τον ηπειρωτικό μετατροπέα #1.

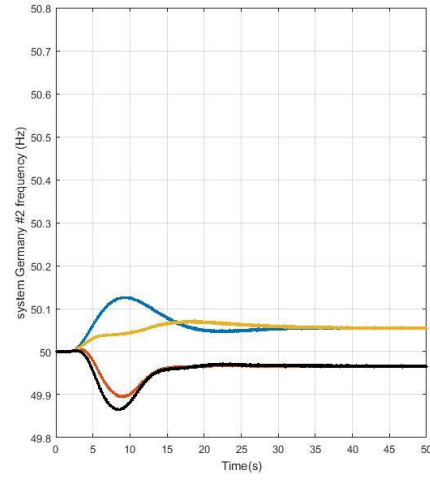
Οι εναλλακτικές λειτουργίες απόκρισης συχνότητας των ΘΑΠ παρουσιάζουν όμοια συμπεριφορά με αυτές των ηπειρωτικών μετατροπέων του Σεναρίου I, με τη καλύτερη λειτουργία να επιτυγχάνεται με συνδυασμένο έλεγχο στατισμού και αδρανείας. Η αδρανειακή απόκριση των ΘΑΠ επιφέρει μικρότερη μεταβατική μείωση της συχνότητας του ΣΗΕ Νορβηγίας #1 κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα του σφάλματος, λόγω της άμεσης απελευθέρωσης κινητικής ενέργειας από τους άξονες των Α/Γ.

Στον συνδυασμένο έλεγχο (droop&inertia), αυξάνεται η εγχεόμενη ενεργός ισχύς των ΘΑΠ, μέσω μείωσης της γωνίας πτερυγίων β. Στη προκειμένη περίπτωση το β μηδενίζεται, που σημαίνει ότι τα ΘΑΠ εξαντλούν το reserve 10% για αύξηση φορτίου 500 MW. Η DC τάση του onshore VSC1 μειώνεται λιγότερο λόγω της πρόσθετης ισχύος εφεδρείας των ΘΑΠ που εισέρχεται στο MTDC. Η DC τάση του onshore VSC2 δέχεται ένα μεταβατικό και ισορροπεί ελάχιστα πάνω από την προ διαταραχής τιμή της. Αυτό οφείλεται στη πρόσθετη αιολική ισχύ λόγω reserve που απορροφάται από το «υγιές» ΣΗΕ της Γερμανίας. Ισοδύναμα, η εγχεόμενη ισχύς του VSC2 είναι μεγαλύτερη σε σχέση με τον no.freq.control έλεγχο και προσεγγίζει την προ διαταραχής τιμή της μετά την ισορροπία. Για αυτό και η συχνότητα του ΣΗΕ#2 Γερμανίας σταθεροποιείται ελάχιστα πάνω από τα 50 Hz. Θετικό είναι ότι η ελεγχόμενη συχνότητα των υπεράκτιων AC δικτύων παρουσιάζει μικρότερη μείωση κατά τον συνδυασμένο έλεγχο.

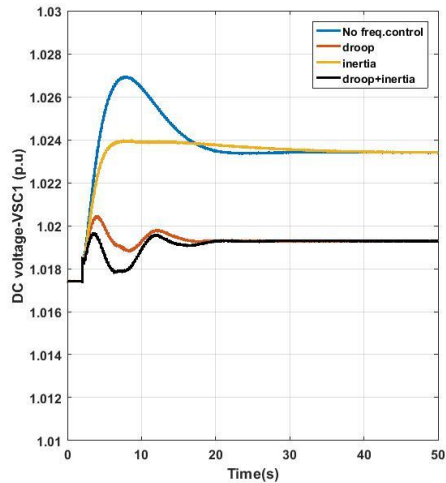
Στο Σχήμα 5.7 εξετάζεται η αντίστοιχη ικανότητα των ΘΑΠ να αναπροσαρμόσουν την εγχεόμενη ενεργό ισχύ σε συνθήκες υπερσυχνότητας, προσομοιώνοντας βηματική μείωση του φορτίου στο ζυγό 1 κατά 500 MW.



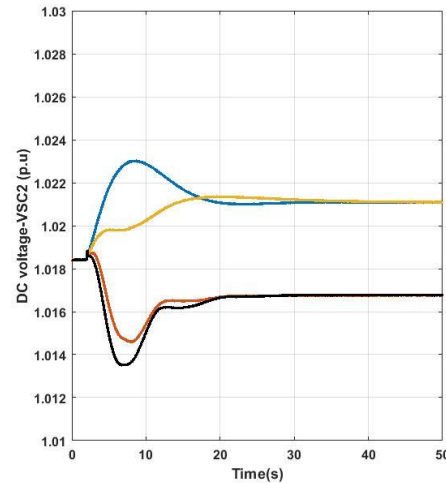
(α)



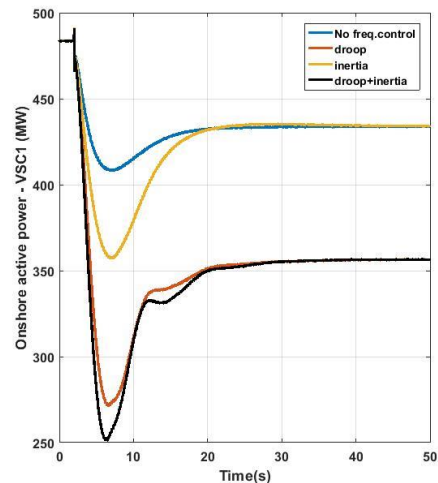
(β)



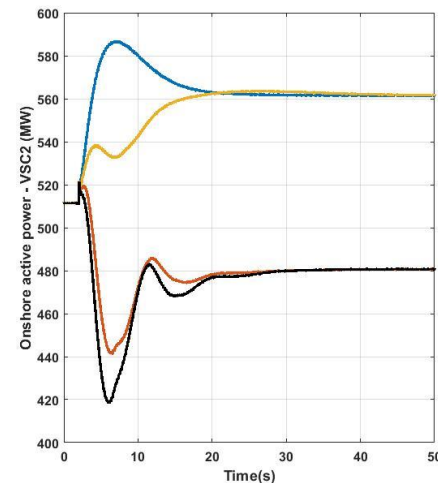
(γ)



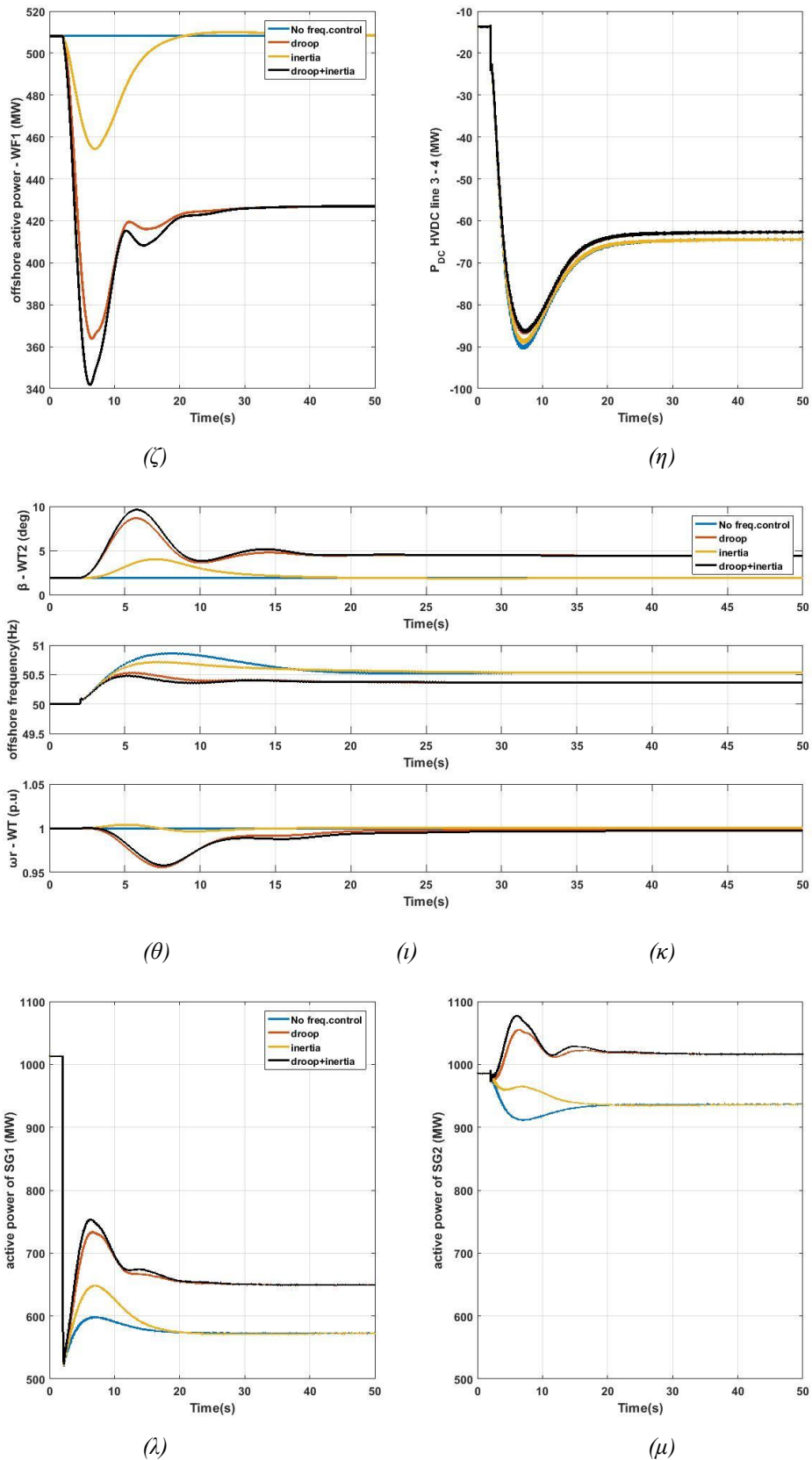
(δ)



(ϵ)



(σ)



Σχήμα 5.7. Επίδραση εναλλακτικών λειτουργιών απόκρισης συχνότητας ΘΑΠ σε βηματική μείωση φορτίου στο ΣΗΕ#1 κατά 500 MW, (α, β) συχνότητα λειτουργίας ΣΗΕ #1, #2, (γ, δ) DC τάση των κόμβων των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ε, στ) ενεργός ισχύς εξόδου των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ζ) εγχώριμη ενεργός ισχύς εξόδου του ΘΑΠ#1, (η) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4, (θ) γωνία βήματος των πτερυγίων των υπεράκτιων Α/Γ του ΘΑΠ #1, (ι) συχνότητα

λειτουργίας υπεράκτιου AC δικτύου #4, (κ) ταχύτητα περιστροφής των υπεράκτιων Α/Γ του ΘΑΠ #1, (λ, μ) απόκριση ισχύος SG1, SG2.

Όταν δεν εφαρμόζεται απόκριση συχνότητας από τα ΘΑΠ (μπλε γραμμή-No freq.control), επενεργεί μονάχα ο στατισμός DC τάσης και ο στατισμός συχνότητας των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων. Ο ηπειρωτικός VSC1 της Νορβηγίας, λόγω αύξησης της συχνότητας που «βλέπει», παράγει αρχικά αναφορά ισχύος $\Delta p_{f_droop}^* = K_{f_droop} \cdot \Delta \omega_g < 0$. Έτσι, μειώνει την απορροφούμενη ισχύ από το MTDC, οπότε αυξάνεται η DC τάση όλου του δικτύου. Λόγω του τελευταίου, η αναφορά ισχύος λόγω στατισμού DC τάσης $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$ αυξάνεται, δηλαδή P_{DC}^* αντιδρά αναιρετικά στο $\Delta p_{f_droop}^*$. Τελικά το $\Delta p_{f_droop}^*$ υπερισχύει και ο VSC1 μειώνει την απορροφούμενη ισχύ από το MTDC.

Ο ηπειρωτικός VSC2 της Γερμανίας «βλέπει» αύξηση της DC τάσης του κόμβου του και αντιδρά, αυξάνοντας την αναφορά ενεργού ισχύος $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$ που τραβάει από το MTDC. Το ισοζύγιο ισχύος του «υγιούς» ΣΗΕ#2 Γερμανίας χαλάει, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η συχνότητά του. Η AC συμβατική μονάδα, που προσομοιώνει το ΣΗΕ#2 αντιδρά λόγω του στατισμού της R_{SG} , μειώνοντας την ενεργό ισχύ της. Τέλος, επειδή ο ηπειρωτικός VSC2 είναι επίσης εφοδιασμένος με στατισμό συχνότητας, παράγει αρνητική αναφορά ισχύος $\Delta p_{f_droop}^* = K_{f_droop} \cdot \Delta \omega_g < 0$, αντικρουόμενο σήμα με το $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$. Τελικά αυξάνεται η ισχύς που απορροφά ο VSC2.

Η εφαρμογή droop&inertia control από τα ΘΑΠ επενεργεί επιπρόσθετα, επιφέροντας περιορισμό της αύξησης συχνότητας κατά 0.1 Hz στο ΣΗΕ Νορβηγίας. Κατά την απότομη μείωση φορτίου, στέλνεται προς τους υπεράκτιους μετατροπείς εντολή μείωσης εγχεόμενης ισχύος, το οποίο μεταφράζεται σε εντολή αύξησης της offshore AC συχνότητας και οδηγεί σε μείωση της παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ μέσω αύξησης της γωνίας περυγίων β . Τελικά, η μείωση παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ, μειώνει δυστυχώς και την απορροφούμενη ισχύ του VSC2, με συνέπεια τη μείωση της συχνότητας του «υγιούς» ΣΗΕ Γερμανίας. Το κριτήριο αξιολόγησης είναι η πραγματική απόκριση στατισμού συχνότητας που επιτυγχάνει ο VSC1 :

$$R_{f_droop}^{REAL} = \frac{\Delta \omega_{real}}{\Delta P_{real}^{VSC1}} = \frac{\frac{50.4054}{50} - \frac{50}{50}}{\frac{356.296}{1000} - \frac{483.572}{1000}} = -7.08\% \neq R_{f_droop}^{TSO} = -5\%$$

, το οποίο δε προσεγγίζει απόλυτα την τιμή -5% που ορίζει ο Διαχειριστής για τον VSC1.

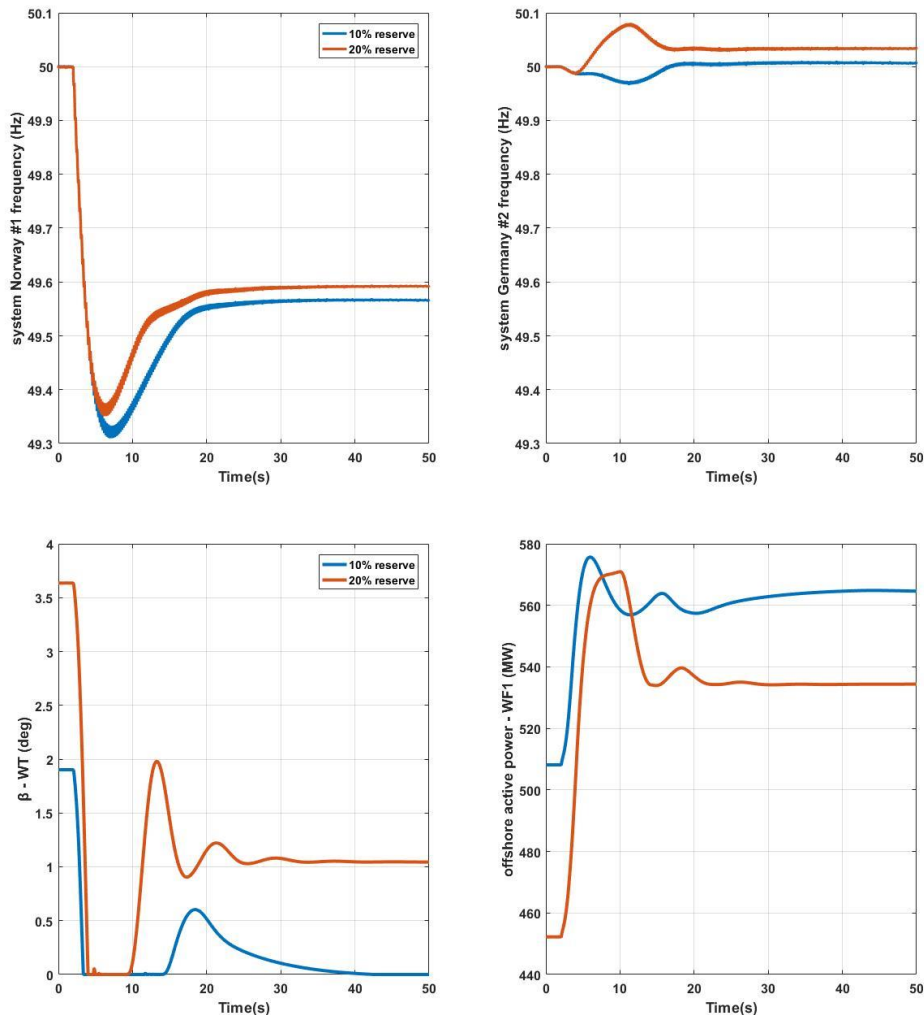
Κατά τον έλεγχο droop&inertia των ΘΑΠ, η ελεγχόμενη συχνότητα των υπεράκτιων AC δικτύων παρουσιάζει μικρότερη αύξηση. Η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα δέχεται μια αισθητή μείωση τα πρώτα δευτερόλεπτα λόγω της ταχύτερης μείωσης της αεροδυναμικής ισχύος σε σχέση με την ενεργό ισχύ αναφοράς και επανέρχεται πρακτικά στην αρχική της τιμή μετά το πέρας διαταραχής.

5.5 Επίδραση επιπέδου εφεδρείας ισχύος από τα ΘΑΠ

Η τήρηση εφεδρείας ισχύος από τα ΘΑΠ σε κανονική λειτουργία δίνει τη δυνατότητα έγχυσης πρόσθετης ενεργού ισχύος σε συνθήκες υποσυχνότητας των ΣΗΕ

και συνδέεται άμεσα με τον επιτευχθείσα απόκριση στατισμού συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων του MTDC. Για την αναλυτικότερη εξέταση της επίδρασης του επιπέδου εφεδρείας ισχύος στην απόκριση συχνότητας, διενεργήθηκαν προσομοιώσεις για την ίδια διαταραχή φορτίου, εξετάζοντας δύο διαφορετικά επίπεδα εφεδρείας. Σε όλες τις περιπτώσεις εξέτασης εφαρμόζεται ο συνδυασμένος έλεγχος στατισμού και αδρανειακής απόκρισης (droop&inertia) από τα ΘΑΠ.

Στο Σενάριο II διαπιστώθηκε ότι κατά την αύξηση φορτίου 500 MW στο ΣΗΕ#1, τα ΘΑΠ εξαντλούν το 10% reserve αιολικής ισχύος με το β των Α/Γ να μηδενίζεται. Ενδιαφέρον θα ήταν να εξετασθεί η απόκριση συχνότητας του MTDC για 20% reserve από τα δύο ΘΑΠ με όμοια αύξηση φορτίου 500 MW στο ΣΗΕ#1 Νορβηγίας.



Σχήμα 5.8. Επίδραση επιπέδου εφεδρείας ισχύος των ΘΑΠ στην απόκριση συχνότητας του MTDC, (α, β) συχνότητα λειτουργίας ΣΗΕ #1, #2, (γ) γωνία βήματος των πτερυγίων των υπεράκτιων Α/Γ του ΘΑΠ #1, (δ) εγχεόμενη ενεργός ισχύς εξόδου του ΘΑΠ#1.

Όπως αναμενόταν η συχνότητα του ΣΗΕ#1 Νορβηγίας ισορροπεί πιο ψηλά με reserve 20%. Βέβαια, αυτό οδηγεί και τη συχνότητα του ΣΗΕ Γερμανίας να ξεπερνά τα 50 Hz. Η αιτία είναι πως το reserve ισχύος που απελευθερώνεται από τα δύο ΘΑΠ κατευθύνεται και στα δύο ΣΗΕ και όχι προς αυτό που δέχεται τη μεταβολή φορτίου. Η γωνία πτερυγίων ισορροπεί στο $\beta=1.045^0$, φανερώνοντας ότι δεν εξαντλείται όλο το

reserve των ΘΑΠ. Ως κριτήριο αξιοπιστίας θα υπολογισθεί και πάλι η πραγματική απόκριση συχνότητας του VSC1 για reserve 20%, η οποία είναι $R_{f\text{droop}}^{REAL} = 7.08\%$. Για όμοια μεταβολή φορτίου 500 MW και reserve 10%, ο VSC1 παρουσιάζει χειρότερη απόκριση συχνότητας $R_{f\text{droop}}^{REAL} = 9.33\%$ με το β των Α/Γ να μηδενίζεται. Συμπέρασμα, η επιτευχθείσα απόκριση στατισμού συχνότητας από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς εξαρτάται από την πρωτογενή ικανότητα των ΘΑΠ προσφέρουν την ισχύ που τους ζητείται.

Ωστόσο, είναι προφανές ότι κύριος ανασταλτικός παράγοντας τόσο υψηλού reserve σε πραγματικές εφαρμογές είναι οι απαιτούμενες περικοπές ισχύος σε κανονική λειτουργία που έχουν άμεσες οικονομικές συνέπειες για τον παραγωγό του ΘΑΠ. Βασική προϋπόθεση για τη ρεαλιστική αξιοποίηση των διαθέσιμων λειτουργιών ελέγχου συχνότητας των αιολικών πάρκων γενικότερα είναι η εξασφάλιση της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης, ενώ κρίνεται σκόπιμη η συμμετοχή των σταθμών στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών και ιδίως στην αγορά εφεδρειών πρωτεύουσας ρύθμισης συστήματος.

Ισοδύναμα μπορεί να προσομοιασθεί αύξηση φορτίου 250 MW (το μισό από τα 500 MW) στο ΣΗΕ#1 Νορβηγίας με reserve 10% από τα ΘΑΠ. Η απόκριση συχνότητας του ηπειρωτικού VSC1 είναι :

$$R_{f\text{droop}}^{REAL} = \frac{\Delta\omega_{real}}{\Delta P_{real}^{VSC1}} = \frac{\frac{49.7968}{50} - \frac{50}{50}}{\frac{547.460}{1000} - \frac{483.710}{1000}} = -7.08\%$$

, δηλαδή ακριβώς η ίδια απόκριση συχνότητας με αυτή για reserve 20% και αύξηση φορτίου 500 MW. Στη προκειμένη περίπτωση, η γωνία πτερυγίων ισορροπεί στο $\beta=0.5073^0$, δηλαδή δεν εξαντλείται όλο το reserve των ΘΑΠ.

5.6 Σενάριο III : Προτεινόμενη τεχνική βελτίωσης της απόκρισης συχνότητας του MTDC δικτύου που συνδέεται σε ασύγχρονα ΣΗΕ

Ο προβληματισμός που δημιουργήθηκε από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της προηγούμενης παραγράφου, για την επίτευξη της επιθυμητής απόκρισης συχνότητας διακριτά σε κάθε ηπειρωτικό AC δίκτυο, είναι ο τρόπος διακίνησης της απαιτούμενης αιολικής ισχύος προς το ΣΗΕ που εμφανίζει τη διαταραχή συχνότητας, ελαχιστοποιώντας την επίπτωση στη λειτουργία του άλλου ηπειρωτικού ΣΗΕ που δεν εμφανίζει την εν λόγω διαταραχή.

Στη παρούσα εργασία, η προτεινόμενη μέθοδος διακίνησης της αιολικής ισχύος μέσω του MTDC δικτύου προς την επιθυμητή κατεύθυνση βασίζεται στη τεχνητή μεταβολή του στατισμού DC τάσης R_{DC} των ηπειρωτικών μετατροπέων (ή ισοδύναμα του κέρδους στατισμού DC τάσης $K_{DC} = \frac{1}{R_{DC}}$), κατόπιν ανίχνευσης μεταβολών συχνότητας. Στόχος της προτεινόμενης λογικής ελέγχου είναι η ανάληψη της πρόσθετης ισχύος από τον ηπειρωτικό μετατροπέα του ΣΗΕ που εμφανίζει τη διαταραχή συχνότητας, διατηρώντας κατά το δυνατόν ανεπηρέαστα τα επίπεδα της DC τάσης λειτουργίας των υπόλοιπων ηπειρωτικών μετατροπέων, προκειμένου να μην

αλλοιωθεί η ενεργός ισχύς που διακινούν αυτοί προς τα διασυνδεδεμένα τους ΣΗΕ, η οποία ισχύς ελέγχεται από ελεγκτές στατισμού DC τάσης.

Με βάση τα παραπάνω, στόχος της προτεινόμενης τεχνικής αποτελεί η μεταβατική αναδιαμόρφωση του στατισμού τάσης R_{DC} από την ονομαστική του τιμή, σύμφωνα με έναν νόμο ελέγχου της μορφής :

$$R'_{DC} = R_{DC} \cdot f(\omega) \quad (5.8)$$

Για παράδειγμα, σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας λειτουργίας του ΣΗΕ, θα πρέπει να μειωθεί μεταβατικά ο στατισμός DC τάσης R_{DC} (ή ισοδύναμα να αυξηθεί μεταβατικά το κέρδος στατισμού DC τάσης K_{DC}), με στόχο την αύξηση της εγγεόμενης ενεργού ισχύος από τον ηπειρωτικό μετατροπέα προς το ΣΗΕ, γνωρίζοντας ότι η πρόσθετη ισχύς θα απελευθερωθεί από το σύνολο των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ. Με άλλα λόγια, ο ηπειρωτικός μετατροπέας αυτός γίνεται περισσότερο «ευαίσθητος» ως προς την ανάληψη ισχύος σε σχέση με τον άλλο. Η μορφή του νόμου ελέγχου της Εξ. 5.8 προσδιορίζεται στην ανάλυση που ακολουθεί.

Όπως έχουμε ήδη δει, όταν στους ηπειρωτικούς μετατροπείς του MTDC δικτύου εφαρμόζεται στρατηγική ελέγχου στατισμού DC τάσης, η αναφορά της διακινούμενης ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων δίνεται από την εξίσωση :

$$p_{DC}^* = \frac{V_{DC} - E^*}{R_{DC}} \quad (5.9)$$

όπου V_{DC} η μετρούμενη τάση του κόμβου και E^* η επιλεγμένη τάση αναφοράς.

Η μεταβολή της απορροφούμενης ενεργού ισχύος ενός ηπειρωτικού μετατροπέα μέσω μεταβολής του στατισμού τάσης R_{DC} , διατηρώντας σταθερή την τάση αναφοράς E^* , μπορεί να προσδιοριστεί από την ακόλουθη εξίσωση :

$$\Delta p = p' - p = \frac{V_{DC}' - E^*}{R_{DC}'} - \frac{V_{DC} - E^*}{R_{DC}} \quad (5.10)$$

Η ανωτέρω εξίσωση αναδιατυπώνεται ως εξής :

$$\Delta p = \left(\frac{1}{R_{DC}'} - \frac{1}{R_{DC}} \right) (V_{DC} - E^*) + \frac{1}{R_{DC}'} (V_{DC}' - V_{DC}) \quad (5.11)$$

Αμελώντας την επίδραση της μεταβολής της τάσης λειτουργίας $V_{DC}' - V_{DC}$ του MTDC δικτύου στην απορροφούμενη ισχύ Δp , η Εξ. 5.11 δίνει :

$$\Delta p \approx \left(\frac{1}{R_{DC}'} - \frac{1}{R_{DC}} \right) (V_{DC} - E^*) \quad (5.12)$$

Λαμβάνοντας υπόψη την Εξ. 5.9, η ανωτέρω σχέση αναδιατυπώνεται ως εξής :

$$\Delta p = \left(\frac{1}{R_{DC}'} - \frac{1}{R_{DC}} \right) \cdot p \cdot R_{DC} \quad (5.13)$$

Από τη στιγμή που ο TSO επιβάλλει στον ηπειρωτικό μετατροπέα απόκριση στατισμού συχνότητας σταθεράς R_{f_droop} , η μεταβολή της απορροφούμενης ενεργού ισχύος του μετατροπέα, για τις ανάγκες ρύθμισης συχνότητας του ηπειρωτικού ΣΗΕ, θα πρέπει να προσεγγίσει την τιμή :

$$\Delta p = \frac{\Delta \omega}{R_{f_droop}} \quad (5.14)$$

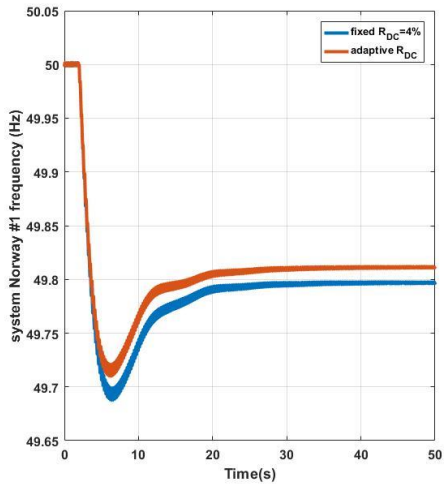
Συνδυάζοντας τις Εξ 5.13 και 5.14, συμπεραίνεται ότι η τιμή του στατισμού τάσης R_{DC}' θα πρέπει να μεταβληθεί σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση :

$$\frac{\Delta \omega}{R_{f_droop}} = \left(\frac{1}{R_{DC}'} - \frac{1}{R_{DC}} \right) p R_{DC} \Rightarrow$$

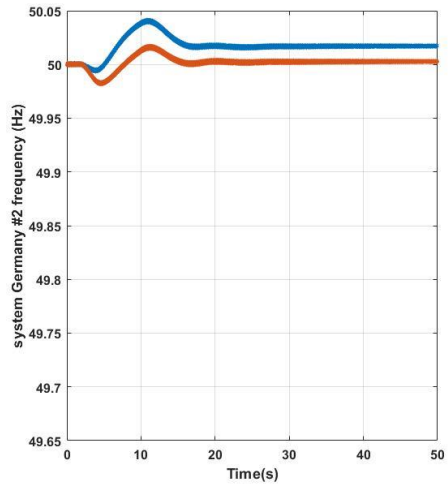
$$R_{DC}' = R_{DC} \frac{1}{1 + \frac{\Delta \omega}{p \cdot R_{f_droop}}} \quad (5.15)$$

, όπου p η μέτρηση της απορροφούμενης DC ισχύος του ηπειρωτικού HVDC μετατροπέα και $\Delta \omega$ η μέτρηση των μεταβολών συχνότητας (όλα εκφρασμένα σε α.μ). Σε περίπτωση που $\Delta \omega = 0$, η εξίσωση δίνει προφανώς $R_{DC}' = R_{DC}$.

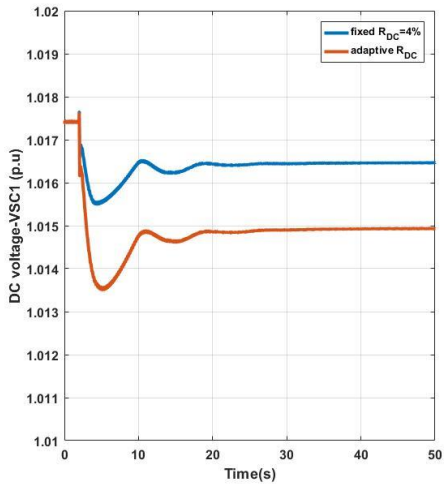
Ενσωματώνοντας την παραπάνω εξίσωση στο σύστημα ελέγχου και των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων, με σκοπό τη μεταβατική αναδιαμόρφωση του στατισμού DC τάσης συναρτήσει των μεταβολών της συχνότητας των διασυνδεδεμένων ΣΗΕ, πραγματοποιείται προσομοίωση της απόκρισης του MTDC δικτύου σε συνθήκες υποσυχνότητας του ΣΗΕ#1 Νορβηγίας, μέσω βηματικής αύξησης του φορτίου του ζυγού 1 κατά **250 MW**. Για λόγους συγκρισιμότητας, η τοπολογία του συνολικού συστήματος και οι παράμετροι είναι ακριβώς όμοιοι με αυτούς του Σεναρίου II. Στα αποτελέσματα προσομοιώσεων που ακολουθούν, επενεργεί ο συνδυασμένος έλεγχος στατισμού και αδρανειακής απόκρισης των υπεράκτιων Α/Γ ($R_{WF}=5\%$ και $H_{WF}=30$ s). Η τιμή στατισμού συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων VSC1 και VSC2 για την απόκριση συχνότητας των ΣΗΕ#1 και #2 έχει οριστεί και πάλι από τον TSO ίση με $R_{f_droop}^{TSO}=5\%$. Η τιμή στατισμού DC τάσης ορίζεται και για τους δύο ηπειρωτικούς μετατροπέες ίση με $R_{DC}=4\%$ ($K_{DC}=25$). Τα συγκριτικά αποτελέσματα των προσομοιώσεων ανάμεσα σε σταθερό (fixed) και μεταβλητό (adaptive) R_{DC} παρουσιάζονται στο Σχήμα 5.9 .



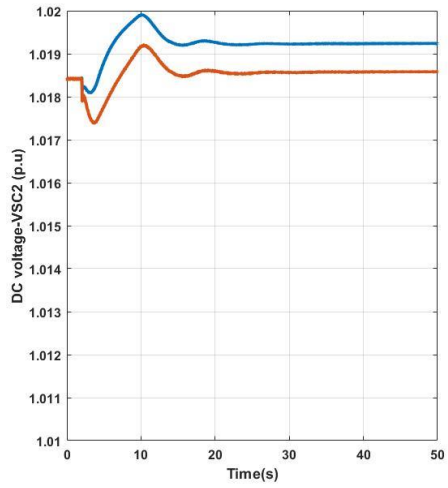
(α)



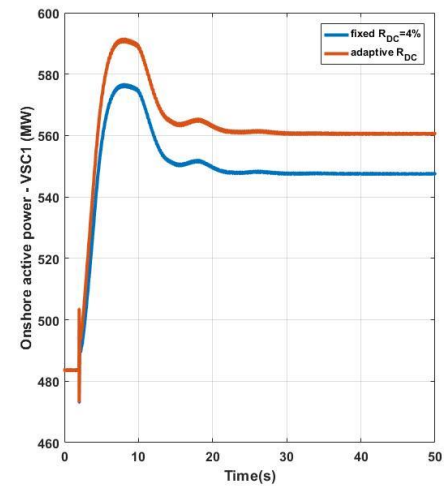
(β)



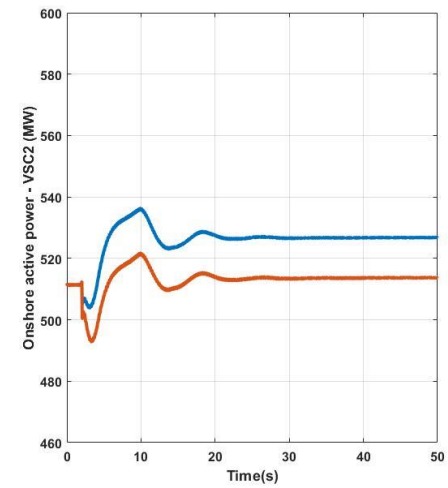
(γ)



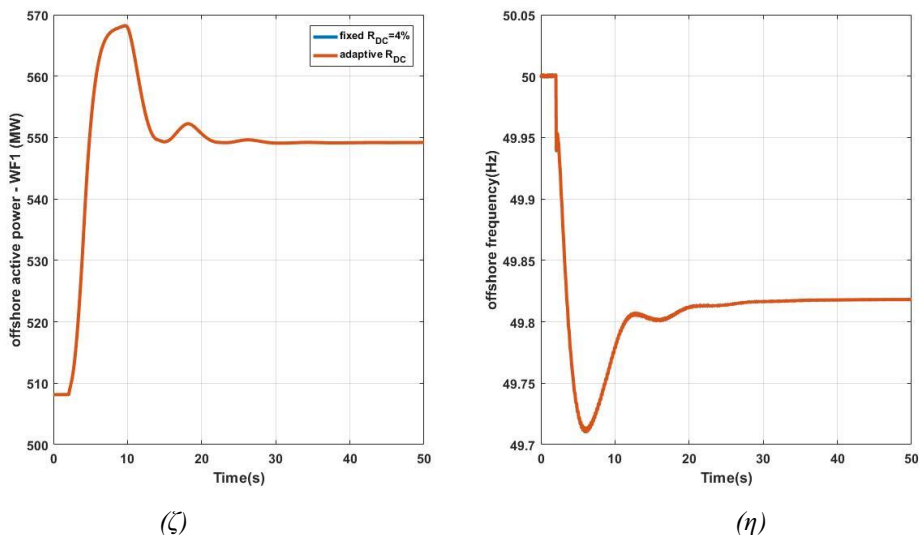
(δ)



(ϵ)



(σ)



Σχήμα 5.9. Απόκριση MTDC δικτύου με την προτεινόμενη τεχνική μεταβατικής διακύμανσης του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών μετατροπέων σε συνθήκη υποσυχνότητας του ΣΗΕ#1, (α, β) συχνότητα λειτουργίας ΣΗΕ #1, #2, (γ, δ) DC τάση των κόμβων των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων#1, #2, (ε, στ) ενεργός ισχύς εξόδου των HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2, (ζ) εγγεόμενη ενεργός ισχύς εξόδου του ΘΑΠ#1, (η) συχνότητα λειτουργίας υπεράκτιου AC δικτύου #4.

Αν ο στατισμός DC τάσης R_{DC} μείνει αμετάβλητος (4% και για τους δύο ηπειρωτικούς στην παρούσα ανάλυση), τότε η πρόσθετη αιολική ισχύς που απελευθερώνεται από τα ΘΑΠ#1 και #2 ανακατανέμεται στα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ, με αποτέλεσμα να εμφανίζεται ανεπιθύμητη αύξηση συχνότητας στο «υγιές» ΣΗΕ#2 Γερμανίας και παράλληλα αδυναμία του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 να επιτύχει την απαιτούμενη απόκριση στατισμού συχνότητας $R_{f_droop}^{TSO}=5\%$ που ορίζει ο Διαχειριστής, η οποία διαμορφώνεται στο 7.08% για αύξηση φορτίου 250 MW και reserve 10% των ΘΑΠ.

Ο προτεινόμενος νόμος ελέγχου της Εξ. 5.15 οδηγεί σε κατάλληλη μείωση του στατισμού R_{DC} του μετατροπέα #1 στο 3.48% (R_{DC} του μετατροπέα #2 σχεδόν αμετάβλητος στο 4.08%), με αποτέλεσμα πρακτικά το σύνολο της πρόσθετης αιολικής ισχύος να διακινηθεί προς την επιθυμητή κατεύθυνση (προς ΣΗΕ#1), ενώ η συχνότητα του ΣΗΕ#2 παραμένει σχεδόν στην ονομαστική της τιμή (50.0027 Hz). Η τιμή στατισμού συχνότητας που επιτυγχάνει ο μετατροπέας #1 είναι 5.44%, πολύ κοντά στην ορισμένη τιμή. Τέλος αξίζει να σημειωθεί ότι η μεταβολή της συχνότητας των υπεράκτιων AC δικτύων, άρα και η παραγόμενη ισχύς των ΘΑΠ δεν επηρεάζεται από τη μέθοδο, που σημαίνει ότι αθροιστικά η απαίτηση επιπλέον ισχύος από τα ΘΑΠ παραμένει η ίδια.

Ενδιαφέρον είναι να μελετηθεί αν η προτεινόμενη μέθοδος λειτουργεί για μεγαλύτερες αυξήσεις φορτίου και για μεγαλύτερο reserve των ΘΑΠ. Από τον Πίνακα 5.1 φαίνεται ότι η μεταβατική αναδιαμόρφωση του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών λειτουργεί πάντα βελτιωτικά ως προς την επιτευχθείσα τιμή στατισμού συχνότητας του VSC1, αλλά προσεγγίζει καλά την ορισμένη τιμή 5% όταν το reserve των Α/Γ είναι ικανό να καλύψει την ανάγκη ισχύος του ΣΗΕ που δέχεται την απότομη μεταβολή φορτίου.

$R_{DC}=4\%$	Επιθυμητή τιμή στατισμού $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$	Επιτευχθείσα τιμή $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$, $R_{DC}: adaptive$	Επιτευχθείσα τιμή $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$, $R_{DC}: fixed$
Load +250 MW, 10 % reserve	5	5.44	7.08
Load +500 MW, 10 % reserve	5	7.5	9.33
Load +500 MW, 20 % reserve	5	5.76	7.08

Πίνακας 5.1. Συγκριτική αξιολόγηση επιτευχθείσας ακρίβειας στη ρύθμιση στατισμού συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 για διαφορετικές μεταβολές φορτίου και reserve των Α/Γ, με και χωρίς την προτεινόμενη μέθοδο μεταβατικής ρύθμισης του στατισμού DC τάσης.

Η ικανοποιητική επίδοση της προτεινόμενης τεχνικής ελέγχου MTDC δικτύων παρουσία διακυμάνσεων συχνότητας, επιβεβαιώνεται και για διαφορετικές τιμές στατισμού $R_{f_droop}^{TSO}$. Στον Πίνακα 5.2 παρατίθενται αναλυτικότερα τα αποτελέσματα της επιτευχθείσας τιμής στατισμού συχνότητας που εμφανίζει ο ηπειρωτικός μετατροπέας #1, για δύο ακραίες τιμές στατισμού $R_{f_droop}^{TSO}$. Από τα εν λόγω αποτελέσματα επιβεβαιώνεται η βελτίωση που επιτυγχάνεται στην ακρίβεια ρύθμισης με την προτεινόμενη φιλοσοφία ελέγχου του στατισμού τάσης των ηπειρωτικών R_{DC} , γεγονός που καθιστά ρεαλιστική την τηλεπικοινωνιακή μέθοδο απόκρισης συχνότητας ακόμα και σε MTDC δίκτυα που συνδέονται σε ασύγχρονα ΣΗΕ.

Load +250 MW, 10 % reserve		
Επιθυμητή τιμή στατισμού $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$	Επιτευχθείσα τιμή με την προτεινόμενη τεχνική ελέγχου (%)	Επιτευχθείσα τιμή χωρίς παρεμβάσεις (%)
2	2.85	3.54
10	10.74	14.17

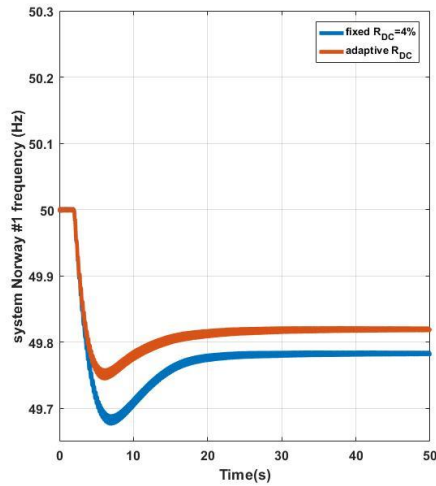
Πίνακας 5.2. Συγκριτική αξιολόγηση επιτευχθείσας ακρίβειας στη ρύθμιση στατισμού συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 για διαφορετικές τιμές $R_{f_droop}^{TSO}$, με και χωρίς την προτεινόμενη μέθοδο μεταβατικής ρύθμισης του στατισμού DC τάσης.

5.7 Απόκριση MTDC δικτύου σε ταυτόχρονες διαταραχές συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ

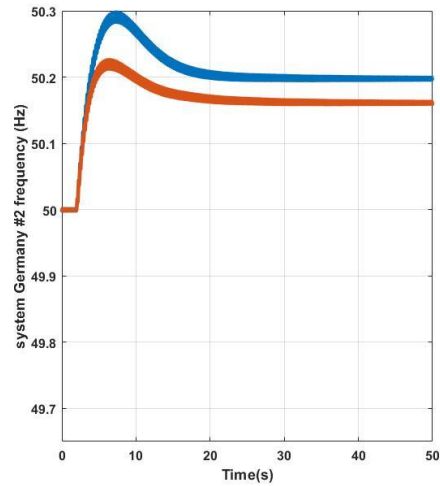
Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζεται η επίτευξη της απαιτούμενης απόκρισης συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων στο ακραίο σενάριο ταυτόχρονων αντιτιθέμενων μεταβολών συχνότητας στα διασυνδεδεμένα ασύγχρονα ΣΗΕ. Στην περίπτωση αυτή, τα σήματα $\Delta P_{onshore}$ που στέλνονται τηλεπικοινωνιακά από τους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς αλληλοεξουδετερώνονται, συνεπώς το άθροισμα $\sum \Delta P_{onshore}$ τείνει να μηδενισθεί ($\sum \Delta P_{onshore} = 0$, αν $\Delta P_{onshore\#1} = -\Delta P_{onshore\#4}$). Λόγω αυτού, οι ρυθμιστές συχνότητας των δύο υπεράκτιων HVDC μετατροπέων αδυνατούν να μεταβάλλουν τη συχνότητά τους, και συνεπώς τα ΘΑΠ δεν αντιδρούν σωστά στις απαιτήσεις ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων. Μέσω της τεχνικής μεταβατικής

ρύθμισης του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών μετατροπέων μπορεί να πραγματοποιηθεί η απαιτούμενη αναπροσαρμογή της ροής ισχύος μέσα στο HVDC δίκτυο, ώστε να πραγματοποιηθεί η απαιτούμενη απόκριση συχνότητας των ηπειρωτικών, ακόμα και αν τα ΘΑΠ δεν ανταποκριθούν.

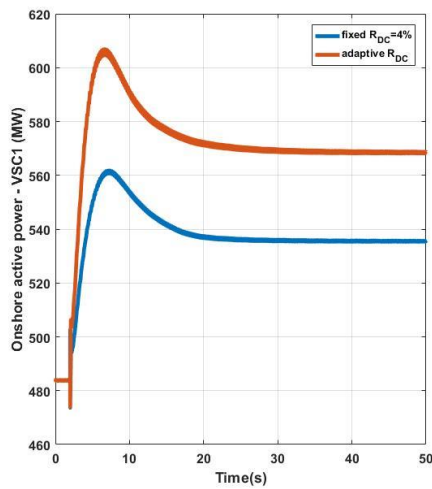
Για την επιβεβαίωση της παραπάνω θεώρησης, στο Σχήμα 5.2 προσομοιώνεται η απόκριση του MTDC δικτύου σε σενάριο λειτουργίας όπου υφίσταται ταυτόχρονα βηματική αύξηση του φορτίου του ΣΗΕ #1 Νορβηγίας κατά 250 MW, αλλά και ισόποση μείωση του φορτίου στο ΣΗΕ #2 Γερμανίας (reserve ΘΑΠ 10%).



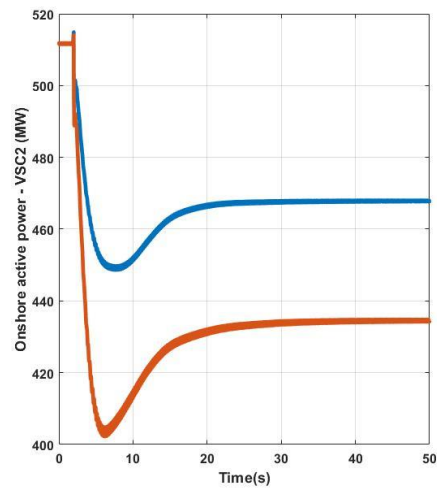
(α)



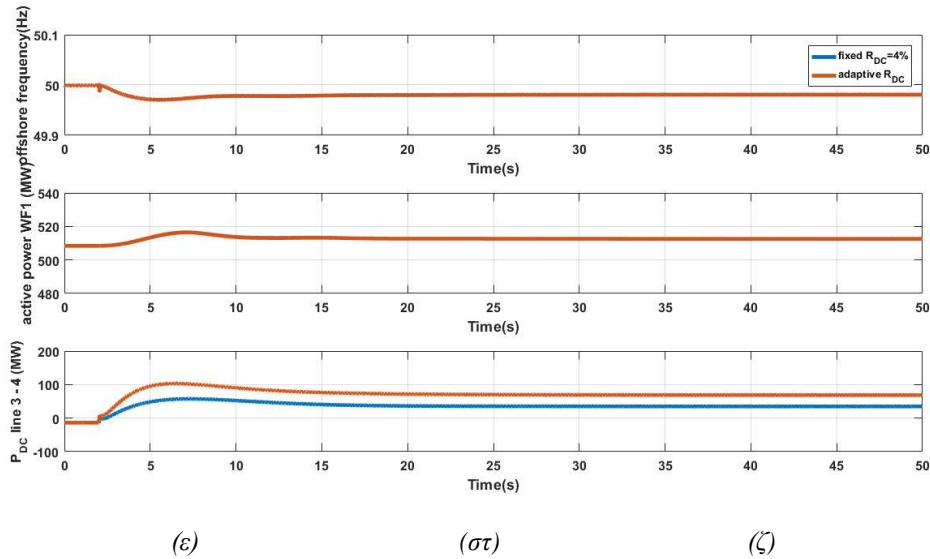
(β)



(γ)



(δ)



<i>fixed</i>	<i>adaptive</i>
$R_{DC\#1}=4\%$	$R_{DC\#1}=3.51\%$
$R_{DC\#4}=4\%$	$R_{DC\#4}=4.79\%$

(η)

Σχήμα 5.3. Απόκριση MTDC δικτύου σε ταυτόχρονες διαταραχές συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ, (α,β) συχνότητα ΣΗΕ #1,#2, (γ,δ) ενεργός ισχύς εξόδου ηπειρωτικού μετατροπέα #1,#2, (ε) συχνότητα λειτουργίας υπεράκτιου AC δικτύου #4, (στ) ενεργός ισχύς εξόδου ΘΑΠ#1, (ζ) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4, (η) αναπροσαρμοσμένο R_{DC} των ηπειρωτικών HVDC μετατροπέων #1, #2.

Όπως φαίνεται από το Σχήμα 5.10, λόγω της αλληλοαναιρέσεως των απαιτήσεων σε ενεργό ισχύ των ΣΗΕ #1 και #2, το σήμα ελέγχου $\sum \Delta P_{onshore}$ γίνεται πρακτικά μηδενικό, γεγονός που δε μεταβάλλει ουσιαστικά τη συχνότητα λειτουργίας των δύο υπεράκτιων AC δικτύων, άρα ούτε την παραγόμενη ισχύ των δύο διασυνδεδεμένων ΘΑΠ ($\Delta P \approx +4.2$ MW).

Με την εφαρμογή της προτεινόμενης τεχνικής ελέγχου, επιτυγχάνεται μείωση του στατισμού DC τάσης στον VSC1 και ταυτόχρονη αύξησή στον VSC2, με αποτέλεσμα να αυξάνεται παραπάνω η απορροφούμενη ισχύς του πρώτου και να μειώνεται παραπάνω η ισχύς του δεύτερου σε σχέση με το σταθερό R_{DC} .

	Επιθυμητή τιμή στατισμού $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$	Επιτευχθείσα τιμή $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$, R_{DC}: adaptive	Επιτευχθείσα τιμή $R_{f_droop}^{TSO}(\%)$, R_{DC}: fixed
VSC#1	5	4.69	9.35
VSC#2	5	4.60	10.08

Πίνακας 5.4. Επιτευχθείσα ρύθμιση στατισμού συχνότητας των ηπειρωτικών μετατροπέων #1 και #4, με και χωρίς την προτεινόμενη μέθοδο μεταβατικής ρύθμισης του στατισμού DC τάσης ($R_{DC}=4\%$), σε ταυτόχρονη και αντίθετη διαταραχή συχνότητας των ασύγχρονων ΣΗΕ.

Από τον Πίνακα 5.4 φαίνεται η βελτίωση της απαιτούμενης απόκρισης συχνότητας και των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων, η οποία προσεγγίζει πολύ την απαιτούμενη από τον TSO. Οι ηπειρωτικοί μετατροπέες επιφέρουν την απαιτούμενη

απόκριση συχνότητας μόνο μέσω επανακατανομής των ροών ισχύος επί του MTDC δικτύου, χωρίς να απαιτείται η μεταβολή της παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ για τον σκοπό αυτό. Αυτό φαίνεται και από την αύξηση της διακινούμενης ισχύος της HVDC γραμμής 3-4.

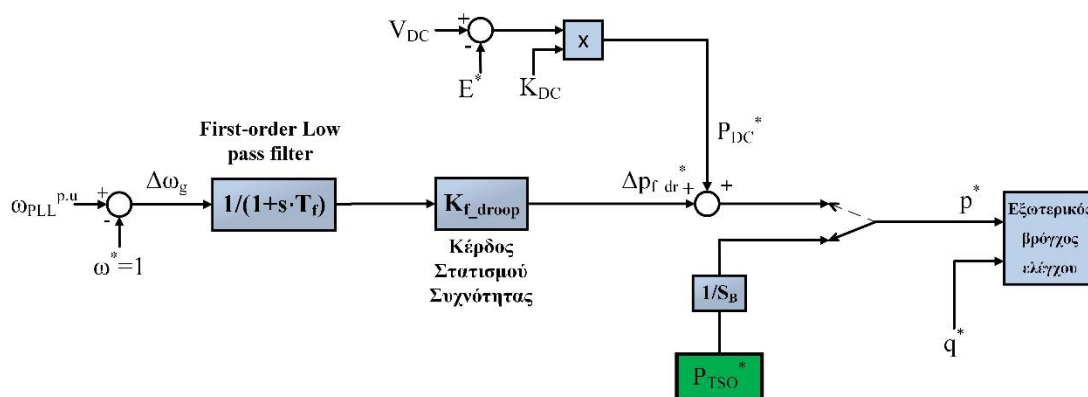
Η εξέταση του παραπάνω ακραίου σεναρίου ταυτόχρονης μεταβολής συχνότητας στα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ επιβεβαιώνει ότι η προτεινόμενη μέθοδος τηλεπικοινωνιακής αποστολής των απαιτούμενων μεταβολών ενεργού ισχύος στους υπεράκτιους μετατροπείς των ΘΑΠ, σε συνδυασμό με τη μεταβατική διακύμανση του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών μετατροπέων συναρτήσει των μεταβολών συχνότητας, επιφέρει την επιθυμητή απόκριση συχνότητας που ορίζουν οι κώδικες συστήματος στη γενική περίπτωση σύνδεσης του MTDC δικτύου σε ασύγχρονα ΣΗΕ.

6 Μέθοδοι ανακατανομής της ισχύος στο MTDC

6.1 Ρύθμιση εγγεόμενης ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων μέσω εξωτερικής εντολής

Σε ένα Multiterminal HVDC δίκτυο, το οποίο συνδέει ηλεκτρικά δύο ασύγχρονα ΣΗΕ, είναι αναγκαίο να μπορεί να ρυθμιστεί με ακρίβεια ανά πάσα στιγμή η εγγεόμενη προς κάθε ΣΗΕ ενεργός ισχύς από τον Διαχειριστή του MTDC. Η εντολή δίνεται κατόπιν συνεννοήσεως του Διαχειριστή του MTDC με τους Διαχειριστές των ΣΗΕ, αν θεωρήσουμε ότι αυτοί αποτελούν διαφορετικούς φορείς.

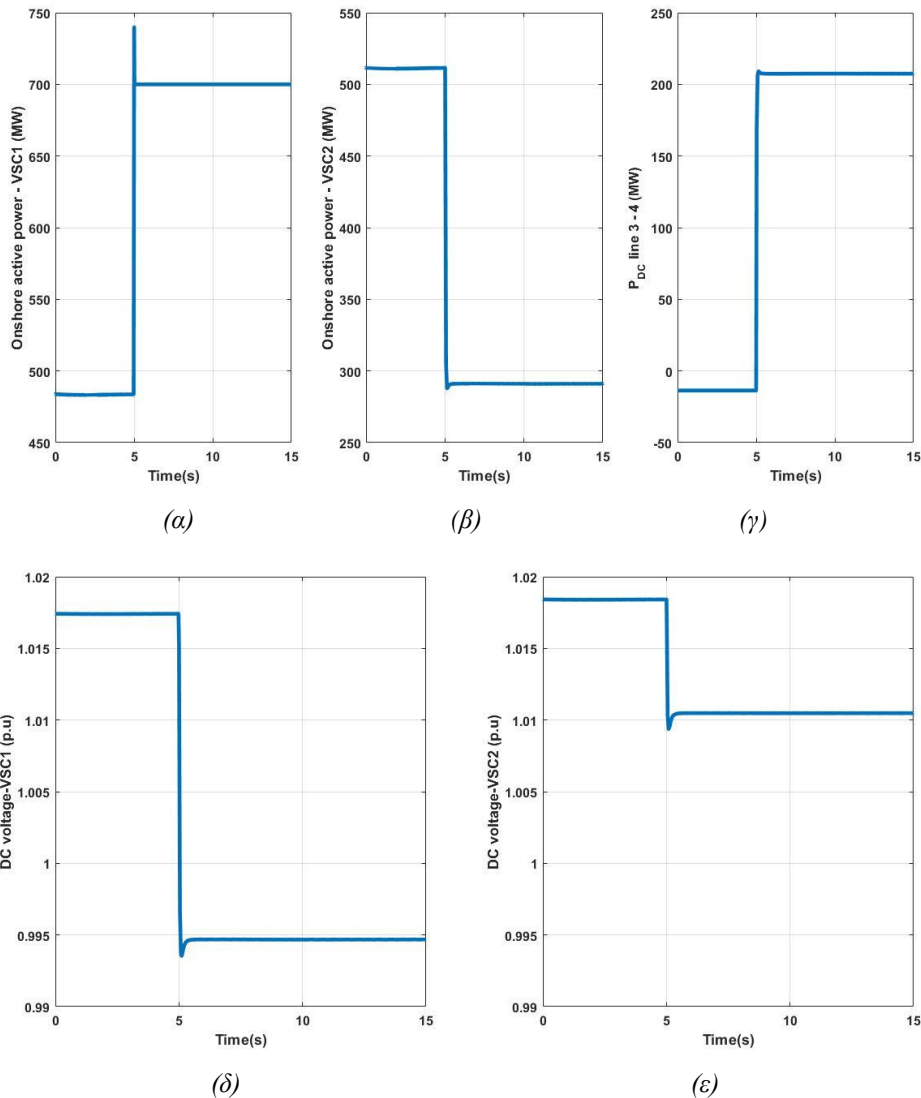
Αρχικός σκοπός είναι να μπορεί να ρυθμιστεί με ακρίβεια από τον TSO, μέσω εξωτερικής εντολής, η απορροφούμενη από τον ηπειρωτικό μετατροπέα ενεργός ισχύς. Αυτό πραγματοποιείται πολύ εύκολα αν αντί των σημάτων P_{DC}^* (αναφορά ισχύος λόγω στατισμού DC τάσης) και $\Delta p_{f_droop}^*$ (αναφορά ισχύος λόγω στατισμού συχνότητας), δοθεί απευθείας στον εξωτερικό ελεγκτή του ηπειρωτικού μετατροπέα η επιθυμητή απορροφούμενη ενεργός ισχύς P_{TSO}^* (W), αφού μετατραπεί σε α.μ ($\pm S_B=1000/0.9$ MVA), όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1. Εξωτερική εντολή ρύθμισης ενεργού ισχύος του ηπειρωτικού HVDC μετατροπέα.

Πραγματοποιήθηκε προσομοίωση για να μελετηθεί η συμπεριφορά του MTDC σε τέτοιες εντολές. Το MTDC δίκτυο είναι όμοιο με αυτό του Σχήματος 5.2. Τα ΣΗΕ #1,#2 Νορβηγίας και Γερμανίας προσομοιώνονται μέσω ισοδύναμης πηγής Thevenin, συνεπώς η συχνότητα τους παραμένει σταθερή, αφού οι ισοδύναμες πηγές λειτουργούν ως slack bus των AC ηπειρωτικών δικτύων, ρυθμίζοντας την AC τάση και συχνότητα στις ονομαστικές τιμές. Η παραγόμενη ενεργός ισχύς κάθε ΘΑΠ είναι ίση με 513 MW. Οι ηπειρωτικοί μετατροπέες λειτουργούν με στατισμό DC τάσης $R_{DC}=4\%$.

Δίνεται εντολή εγγεόμενης ισχύος 700 MW στον ηπειρωτικό μετατροπέα #1, μέσω εξωτερική εντολής ρύθμισης ενεργού ισχύος όπως εξηγήθηκε παραπάνω.



Σχήμα 6.2. Απόκριση MTDC σε εντολή έγχυσης ισχύος 700 MW από τον ηπειρωτικό μετατροπέα #1 (α, β) ενεργός ισχύς εξόδου ηπειρωτικού μετατροπέα #1, #2, (γ) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4, (δ, ε) DC τάση ακροδεκτών HVDC ηπειρωτικών μετατροπέων #1, #2.

Παρατηρείται πράγματι ότι ο ηπειρωτικός μετατροπέας #1 αυξάνει την ισχύ στην έξοδό του από 480 στα 700 MW, ενώ ο μετατροπέας #2 μειώνει ισόποσα τη δική του. Η DC ισχύς των 220 MW ταξιδεύει μέσω της HVDC γραμμής 3-4 από τον μετατροπέα #2 προς τον #1. Συνέπεια αυτής της ανακατανομής ισχύος είναι η μείωση της DC τάσης όλων των κόμβων.

Στη περίπτωση εξωτερικής παρέμβασης στην ενεργό ισχύ του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 μέσω εντολής, πρέπει ο άλλος ηπειρωτικός να λειτουργεί ως slack bus DC ισχύος. Αυτό πραγματοποιείται μέσω της αναπροσαρμογής της DC τάσης (μείωση στη συγκεκριμένη περίπτωση) του MTDC, αφού ο μετατροπέα #2 ορίζει την ισχύ του μέσω στατισμού DC τάσης.

Αν γινόταν ταυτόχρονη εξωτερική παρέμβαση στην ισχύ και των δύο ηπειρωτικών θα παρουσιαζόταν έλλειμα ή πλεόνασμα ισχύος στο MTDC δίκτυο, το οποίο απορροφάται ή αποθηκεύεται στους DC πυκνωτές, με αποτέλεσμα η DC τάση όλων των κόμβων να μειώνεται ή να αυξάνεται συνεχώς μέχρι τελικά την κατάρρευση του MTDC.

Συνεπώς, δε μπορεί να ρυθμιστεί το ισοζύγιο ισχύος στο MTDC, αν τουλάχιστον ένας ηπειρωτικός μετατροπέας δε λειτουργεί ως slack bus DC ισχύος, κάνοντας απαγορευτικό τον εξωτερικό ορισμό ισχύος και στους δύο ηπειρωτικούς μετατροπείς. Ο Διαχειριστής του MTDC μπορεί να εξυπηρετεί μέσω εντολής ισχύος μόνον ένα από τα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ κάθε φορά, με τη προϋπόθεση ότι το άλλο ασύγχρονο ΣΗΕ θα λειτουργεί ως slack bus ισχύος.

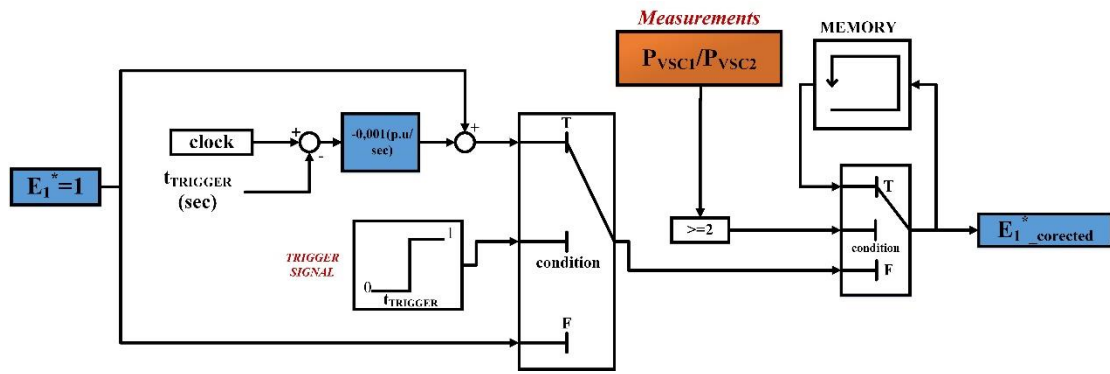
6.2 Τεχνική μεταβολής της τάσης αναφοράς στατισμού DC τάσης με σκοπό την ανακατανομή της DC ισχύος μεταξύ των ηπειρωτικών μετατροπέων

Η παραγόμενη ενεργός ισχύς των ΘΑΠ είναι μέγεθος στοχαστικό, καθώς σχετίζεται με την ταχύτητα του ανέμου. Συνεπώς και η DC ισχύς που απορροφούν οι ηπειρωτικοί μετατροπείς δεν είναι σταθερή ούτε προβλέπεται με ευκολία. Άρα, το να δίνεται σαφής εντολή σε MW σε έναν ηπειρωτικό μετατροπέα μπορεί να μην είναι πάντα σωστό. Για παράδειγμα, μπορεί ενώ η εντολή ισχύος στον ηπειρωτικό μετατροπέα #1 να παραμένει 700 MW, η ισχύς των ΘΑΠ να μειωθεί από τα 1000 MW στα 500 MW.

Λόγω τοπολογίας του MTDC (αποστάσεις HVDC γραμμών) και στρατηγικής στατισμού DC τάσης, με όμοιες παραμέτρους στους ηπειρωτικούς μετατροπείς ($R_{DC}=4\%$, $E^*=1$), η DC ισχύς στη μόνιμη κατάσταση σχεδόν ισοκατανέμεται μεταξύ του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 και #2. Έστω ότι ο Διαχειριστής επιθυμεί να κατευθύνει την DC ισχύ με τέτοιο τρόπο ώστε $P_{VSC1}=2 \cdot P_{VSC2}$. Για να γίνει αυτό, αρκεί να αυξηθεί η απορροφούμενη DC ισχύς του VSC1 μέχρι να γίνει διπλάσια της ισχύος του VSC2.

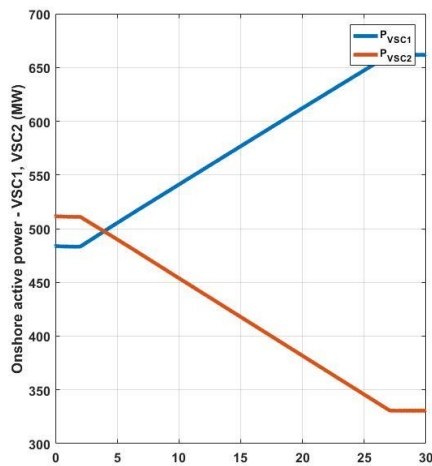
Η μέθοδος που προτείνεται είναι η μεταβολή της τάσης αναφοράς E_1^* , αφού οι ηπειρωτικοί ελέγχονται μέσω της σχέσης $P_{DC}=K_{DC}(V_{DC}-E^*)$. Θα θεωρήσουμε ότι το E_1^* δε μεταβάλλεται ακαριαία, διότι αυτό θα σήμαινε ακαριαία μεταβολή της διακινούμενης DC ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων, γεγονός με αρνητικές συνέπειες για τον εξοπλισμό σε μια πραγματική εφαρμογή. Συνεπώς, το E_1^* επιλέγεται να μειώνεται γραμμικά με το χρόνο με ρυθμό -0.001 p.u./sec, ξεκινώντας από την τιμή 1 p.u.

Λόγω της πολυπλοκότητας του συστήματος που μελετάται (MTDC, ΣΗΕ, ΘΑΠ), θα χρειαζόταν κάποιος αναλυτικός τρόπος σε μορφή εξισώσεων για να προσδιορισθεί με ακρίβεια η τιμή του E_1^* , ώστε $P_{VSC1}=2 \cdot P_{VSC2}$ (ή οποιοδήποτε άλλον διαμοιρασμό DC ισχύος επιλέξει ο Διαχειριστής). Η λογική που εφαρμόζεται εδώ είναι η εξής. Μέσω «χειροκίνητου» εξωτερικού trigger signal ξεκινά η γραμμική μείωση του E_1^* . Παράλληλα, μετράται ο λόγος $\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}}$, ο οποίος θα αυξάνεται αφού η αναφορά DC ισχύος του VSC1 θα αυξάνεται και λόγω ισοζυγίου ισχύος το P_{VSC2} θα μειώνεται αναγκαστικά. Μόλις ανιχνευθεί $\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}} \geq 2$, τότε δίνεται εντολή στο E_1^* να «παγώσει» στη παρούσα τιμή του, συνεπώς παραμένει $\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}} = 2$. Η επιλογή μεγαλύτερο ή ίσο επιλέγεται διότι ενδιαφέρει τότε το $\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}}$ παίρνει για πρώτη φορά τιμή μεγαλύτερη ή ίση με το 2, μετά τη χρονική στιγμή $t_{TRIGGER}$.

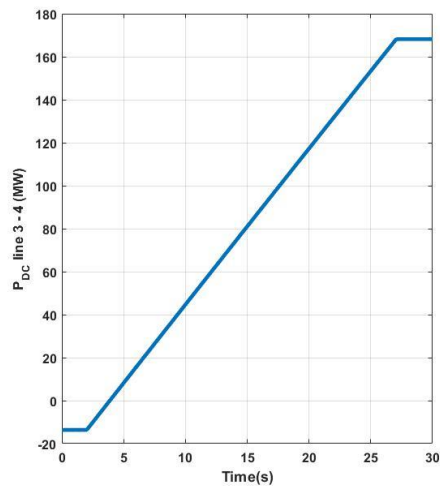


Σχήμα 6.3. Μεταβολή τάσης αναφοράς στατισμού DC τάσης E_1^* , με σκοπό τον ανακαταμερισμό DC ισχύος μεταξύ των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων.

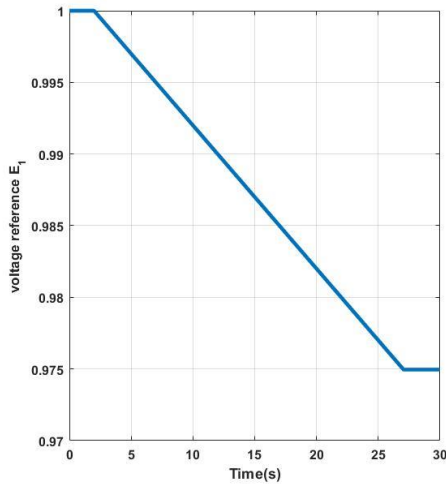
Το block “MEMORY” του Matlab/Simulink χρησιμοποιείται για να διατηρείται στη μνήμη η τιμή του προηγούμενου χρονικού κύκλου, καθώς η προσομοίωση είναι διακριτού χρόνου (discrete time simulation). Το clock μετράει το χρόνο t_{CLOCK} από τη στιγμή που ξεκινά η προσομοίωση στο Simulink. Η διαφορά $t_{\text{CLOCK}} - t_{\text{TRIGGER}}$ προσφέρει χρονική μετατόπιση στο $t=0$ τη χρονική στιγμή $t_{\text{CLOCK}} = t_{\text{TRIGGER}}$.



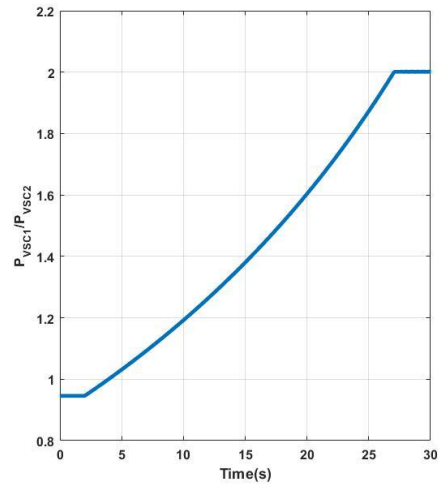
(α)



(β)



(γ)



(δ)

Σχήμα 6.4. Ανακαταμερισμός DC ισχύος, μέσω μείωσης τάσης αναφοράς στατισμού DC τάσης E_1^* (α) ενεργός ισχύς εξόδου ηπειρωτικού μετατροπέα #1,#2, (β) μεταφερόμενη DC ισχύς της HVDC γραμμής 3-4, (γ) τάσης αναφοράς E_1^* , (δ) λόγος P_{VSC1}/P_{VSC2} .

Η απόκριση του MTDC δικτύου στη παραπάνω μέθοδο παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.4. Την $t_{TRIGGER}=2$ sec δίνεται ο παλμός έναυσης στο κύκλωμα του Σχήματος 6.3 . Μετά από χρονικό διάστημα περίπου 24 sec ανακαταμερίζεται η ισχύς με $\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}} = 2$, ενώ η τάσης E_1^* μειώνεται γραμμικά μέχρι να «παγώσει» στο 0.975 p.u. Ο χρόνος σταθεροποίησης εξαρτάται από τον ρυθμό μείωσης του E_1^* και μπορεί να αλλάξει αν η εφαρμογή το απαιτεί.

Η συνθήκη «παγώματος» του E_1^* ($\frac{P_{VSC1}}{P_{VSC2}} \geq 2$) μπορεί να πάρει κι άλλες μορφές, ανάλογα με την απαίτηση διανομής της ισχύος μεταξύ των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων. Θα μπορούσε να ορισθεί για παράδειγμα $P_{VSC1} \geq 0.8$ p.u , δηλαδή σαφής εντολή ισχύος, η οποία να επιτυγχάνεται με τη μέθοδο της παρούσας παραγράφου κι όχι της προηγούμενης.

7 Συμπεράσματα-Προτάσεις

Κύριο αντικείμενο μελέτης της παρούσας εργασίας είναι η διασύνδεση ενός πολυτερματικού (4 terminal MTDC) HVDC δικτύου με δύο ασύγχρονα ΣΗΕ. Ο κύριος ρόλος του MTDC είναι η μεταφορά ισχύος από δύο μεγάλης ισχύος υπεράκτια ΘΑΠ προς τα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ. Εκτός από τη διασφάλιση της μεταφοράς ισχύος σε συνθήκες μόνιμης κατάστασης, ένα μεγάλο κομμάτι της εργασίας αφιερώθηκε στην υποστήριξη συχνότητας του MTDC προς τα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ, μέσω σχημάτων ελέγχου και απόκρισης συχνότητας των ηπειρωτικών HVDC μετατροπέων και των διασυνδεδεμένων ΘΑΠ.

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα βασικά συμπεράσματα που προέκυψαν από τη μελέτη του αντικειμένου και από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων. Επιπλέον θα εκτεθούν ορισμένες πιθανές προεκτάσεις της παρούσας εργασίας, οι οποίες θα μπορούσαν να αποτελέσουν αντικείμενο μελλοντικής έρευνας.

7.1 Συμπεράσματα

- Τα πλεονεκτήματα της τεχνικής διανυσματικού ελέγχου ρεύματος στο σύγχρονο dq πλαίσιο αναφοράς που εφαρμόζεται στους HVDC ηπειρωτικούς μετατροπείς, τα οποία αναφέρθηκαν κατά την ΕΙΣΑΓΩΓΗ, επιβεβαιώνονται από τις προσομοιώσεις. Οι grid-feeding ηπειρωτικοί HVDC VSC έχουν την ικανότητα ανεξάρτητης ρύθμισης της ενεργού ισχύος τους μέσω εξωτερικής εντολής από τον Διαχειριστή. Φυσικά, όταν ο ένας ηπειρωτικός μετατροπέας δέχεται εξωτερική εντολή ισχύος, πρέπει αναγκαστικά ο άλλος ηπειρωτικός μετατροπέας να λειτουργεί ως slack bus DC ισχύος, να απορροφά δηλαδή την υπόλοιπη DC ισχύ με βάση τη στρατηγική ελέγχου του (στατισμός DC τάσης στη παρούσα εργασία).

- Μέσα από τις προσομοιώσεις αποδεικνύεται ότι το σύστημα ελέγχου των υπεράκτιων HVDC μετατροπέων τους επιτρέπει να καθορίζουν το μέτρο και τη συχνότητα της επιθυμητής κυματομορφής τάσης που θα παράγεται ή με άλλα λόγια να «στήσουν» ένα υπεράκτιο AC δίκτυο πάνω στο οποίο συνδέεται ένα ΘΑΠ, χωρίς την προϋπόθεση ύπαρξης υφιστάμενου AC δικτύου. Επίσης, οι προσθήκες που έγιναν στο σχήμα ελέγχου των υπεράκτιων HVDC μετατροπέων, τους δίνουν τη δυνατότητα δυναμικής μεταβολής της υπεράκτιας AC συχνότητας, με βάση εισερχόμενο τηλεπικοινωνιακό σήμα απαίτησης ισχύος από τους ηπειρωτικούς μετατροπείς. Σκοπός της δυναμικής μεταβολής συχνότητας είναι η ενεργοποίηση των μηχανισμών απόκρισης συχνότητας (στατισμός συχνότητας και αδράνεια) των ΘΑΠ.

- Στο κεφάλαιο 6.2 αποδείχθηκε ότι η μεταβολή της τάσης αναφοράς στρατηγικής ελέγχου στατισμού DC τάσης του ενός εκ των δύο ηπειρωτικών μετατροπέων είναι ικανή να αναδιαμορφώσει το διαμοιρασμό ισχύος μεταξύ των ασύγχρονων ΣΗΕ. Η τεχνική μεταβολής του E^* βασίστηκε σε τοπικές μετρήσεις DC ισχύος, δίχως την επίλυση αναλυτικών εξισώσεων

Αναφορικά με την απόκριση συχνότητας του MTDC προς τα διασυνδεδεμένα ασύγχρονα ΣΗΕ :

- Από το Σενάριο I (απόκριση συχνότητας MTDC προς ασύγχρονα ΣΗΕ δίχως τη συμβολή των ΘΑΠ) φαίνεται ότι η αναφορά ισχύος λόγω στατισμού DC τάσης $P_{DC}^* = K_{DC} \cdot (V_{DC} - E^*)$ λειτουργεί πάντα αναίρετικά ως προς την αναφορά ισχύος απόκρισης συχνότητας $\Delta P_{fdroop}^* = K_{fdroop} \cdot \Delta \omega_g$, τόσο στον ηπειρωτικό μετατροπέα #1 του οποίου το ΣΗΕ δέχεται τη μεταβολή συχνότητας, όσο και στον ηπειρωτικό μετατροπέα #2, εφόσον έχουν όμοιο σύστημα ελέγχου. Το φαινόμενο αυτό εξακολουθεί να ισχύει και στα επόμενα Σενάρια, όπου προστίθεται και η απόκριση συχνότητας των ΘΑΠ. Λόγω αυτού, ο ορισμένος από τον TSO στατισμός συχνότητας τελικά δεν προσδιορίζει τη συμμετοχή του MTDC στη ρύθμιση συχνότητας του ΣΗΕ#1 κατά το Σενάριο I. Από το Σενάριο I διαπιστώνεται επίσης ότι η οποιαδήποτε μεταβολή ισχύος του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 με σκοπό την υποστήριξη συχνότητας του ΣΗΕ#1, μεταβάλλει την εγγεόμενη ισχύ του ηπειρωτικού μετατροπέα #2 και άρα τη συχνότητα του «αγιούς» ΣΗΕ#2, εφόσον οι μεταβολές ισχύος προκαλούν μεταβολή της DC τάσης όλων των κόμβων και η επιλεγμένη στρατηγική ελέγχου του MTDC είναι ο στατισμός DC τάσης.

- Από το Σενάριο II (απόκριση συχνότητας του MTDC με τη συμβολή των ΘΑΠ) αποδεικνύεται ότι η επιτευχθείσα απόκριση συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 βελτιώνεται σε σχέση με το Σενάριο I. Η αιτία είναι η απελευθέρωση πρόσθετης αιολικής ισχύος (λόγω εφεδρείας) των ΘΑΠ σε συνθήκες υποσυχνότητας ή η μείωση της παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ σε συνθήκες υπερσυχνότητας του ΣΗΕ#1. Παρόλα αυτά, η επιτευχθείσα τιμή στατισμού του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 δεν ταυτίζεται με την ορισμένη από τον TSO. Αυτό συμβαίνει λόγω του «ανταγωνισμού» στατισμού συχνότητας και στατισμού DC τάσης που συναντήθηκε στο Σενάριο I και στην «αδυναμία» του MTDC να κατευθύνει τη πρόσθετη αιολική ισχύ προς το ΣΗΕ#1 που υφίσταται την μεταβολή συχνότητας.

- Από το Σενάριο II επίσης φαίνεται ότι για ίδια απότομη αύξηση φορτίου στο ΣΗΕ#1, η επιτευχθείσα απόκριση συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα I εξαρτάται από το ποσοστό πρωτογενούς εφεδρείας ισχύος που διατηρούν τα ΘΑΠ. Εάν η εφεδρεία ισχύος των ΘΑΠ είναι μικρότερη από την απαίτηση ισχύος των ηπειρωτικών μετατροπέων, τότε η επιτευχθείσα απόκριση συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα #1 είναι χειρότερη από ότι σε συνθήκες επάρκειας εφεδρείας.

- Από τις προσομοιώσεις διαφαίνεται ότι η αδρανειακή απόκριση των ΘΑΠ επιφέρει μικρότερη μεταβατική μεταβολή της συχνότητας κατά τα πρώτα δευτερόλεπτα. Φυσικά, η καλύτερη λειτουργία επιτυγχάνεται με συνδυασμένο έλεγχο στατισμού συχνότητας και αδρανείας (droop&inertia) των ΘΑΠ, διότι η τελική απόκριση συχνότητας των ΘΑΠ, άρα και του MTDC δικτύου, εξαρτάται από τον στατισμό.

- Μέσω των προσομοιώσεων του Σεναρίου III αποδεικνύεται ότι η προτεινόμενη μέθοδος μεταβατικής αναδιαμόρφωσης του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών μετατροπέων συναρτήσει των μεταβολών συχνότητας του

διασυνδεδεμένου τους ΣΗΕ $R'_{DC} = R_{DC} \cdot f(\omega)$ εξυπηρετεί τη διακίνηση της απαιτούμενης αιολικής ισχύος προς το ΣΗΕ που εμφανίζει τη μείωση συχνότητας, ελαχιστοποιώντας την επίπτωση στη λειτουργία του άλλου ηπειρωτικού ΣΗΕ που δεν εμφανίζει την εν λόγω διαταραχή. Από τα αποτελέσματα φαίνεται ότι ο ηπειρωτικός μετατροπέας #1 επιτυγχάνει στατισμό συχνότητας πολύ κοντά στη τιμή που ορίζει ο Διαχειριστής. Προϋπόθεση αυτού είναι η εφεδρεία ισχύος των ΘΑΠ να επαρκεί να καλύψει την απότομη αύξηση φορτίου του ΣΗΕ#1 Νορβηγίας, αλλά ακόμα και αν όχι, η μέθοδος λειτουργεί πάντα βελτιωτικά ως προς την επιτευχθείσα απόκριση συχνότητας του ηπειρωτικού μετατροπέα #1. Εν τέλει, το Σενάριο III επιβεβαιώνει ότι η τηλεπικοινωνιακή αποστολή των απαιτούμενων μεταβολών ενεργού ισχύος στους υπεράκτιους μετατροπείς των ΘΑΠ, ο επιμερισμός των απαιτήσεων αναλογικά στα διασυνδεδεμένα ΘΑΠ, σε συνδυασμό με τη μεταβατική διακύμανση του στατισμού DC τάσης των ηπειρωτικών μετατροπέων, επιφέρει την επιθυμητή απόκριση συχνότητας που ορίζουν οι κώδικες συστήματος στη γενική περίπτωση σύνδεσης του MTDC δικτύου σε ασύγχρονα ΣΗΕ.

7.2 Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Η παρούσα εργασία θα μπορούσε να έχει πολλές πιθανές προεκτάσεις. Ενδεικτικά αναφέρονται οι εξής προτάσεις:

- Στο μοντέλο της εργασίας χρησιμοποιήθηκαν HVDC VSC μετατροπείς δύο επιπέδων με μοντέλο μέσων τιμών. Το μοντέλο μέσων τιμών θα μπορούσε να αντικατασταθεί από PWM διαμόρφωση. Αυτό θα απαιτούσε σίγουρα τη προσθήκη φίλτρων στην έξοδο των HVDC μετατροπέων, με σκοπό την αποκοπή των αρμονικών. Σε ακόμα υψηλότερο επίπεδο, επειδή πλέον η βιομηχανία προσανατολίζεται σε HVDC VSC πολλαπλών επιπέδων, μια πρόταση είναι η χρησιμοποίηση πολυεπίπεδων HVDC μετατροπέων κατά τις προσομοιώσεις, είτε μέσω μοντέλου μέσης τιμής, είτε ιδανικότερα μέσω διακοπτικού μοντέλου. Κάτι τέτοιο θα επέτρεπε επίσης έναν πιο ακριβή υπολογισμό των απωλειών των μετατροπέων, οι οποίες δεν εξετάστηκαν επαρκώς στην εργασία.

- Τα ηπειρωτικά ΣΗΕ Νορβηγίας, Γερμανίας προσομοιώθηκαν μέσω σύγχρονων γεννητριών 2000 MVA. Φυσικά αυτό είναι πολύ μακριά από την πραγματικότητα, καθώς το ΣΗΕ Νορβηγίας είναι πολύ μεγαλύτερο και το ΣΗΕ της Γερμανίας είναι ουσιαστικά το ΣΗΕ όλης της ηπειρωτικής Ευρώπης. Παρόλα αυτά η ισχύς των σύγχρονων γεννητριών προσομοιώθηκε έτσι για να προκύψουν ορατά αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις. Μία πρόταση είναι τα ΣΗΕ να προσομοιωθούν με πιο σύνθετα μοντέλα ηλεκτρικών δικτύων, πιο κοντά στη πραγματικότητα και να ελεγχθεί αν το MTDC προσφέρει όμοια απόκριση συχνότητας.

- Η στρατηγική ελέγχου του MTDC που χρησιμοποιήθηκε είναι ο στατισμός DC τάσης. Η επιλεγμένη στρατηγική, εκτός από τον διαμοιρασμό της DC ισχύος μεταξύ των ηπειρωτικών μετατροπέων κατά τη μόνιμη κατάσταση, καθορίζει και την απόκριση συχνότητας του MTDC, όπως αναλύθηκε και στα συμπεράσματα. Ο

προβληματισμός ήταν ότι ο στατισμός DC τάσης λειτουργούσε αναιρητικά ως προς τον στατισμό συχνότητας. Ενδιαφέρουσα θα ήταν η μελέτη απόκρισης συχνότητας του MTDC προς τα δύο ασύγχρονα ΣΗΕ μέσω διαφορετικής στρατηγικής ελέγχου. Μία πρόταση είναι να ελεγχθεί ο ηπειρωτικός μετατροπέας με τέτοιο τρόπο, ώστε να αντιδρά στις μεταβολές συχνότητας στο δικό του ΣΗΕ, αλλά να παραμένει ανεπηρέαστος από τις μεταβολές συχνότητας του γειτονικού ασύγχρονου ΣΗΕ. Επίσης, ενδιαφέρον θα ήταν να μπορεί να ελεγχθεί ποσοτικά η διακινούμενη ισχύς από τον ένα ηπειρωτικό μετατροπέα στον άλλον, ουσιαστικά από το ένα ΣΗΕ στο άλλο, κατά την απόκριση συχνότητας του MTDC, είτε με την υπάρχουσα είτε με διαφορετική στρατηγική ελέγχου.

- Ένα μικρό κομμάτι της εργασίας αφιερώθηκε στο διαμοιρασμό ισχύος μεταξύ των ηπειρωτικών μετατροπέων κατά τη μόνιμη κατάσταση. Ενδιαφέρον θα ήταν η μελέτη ενός συστήματος τηλεοπτείας και ελέγχου που να αναδιαμορφώνει το διαμοιρασμό DC ισχύος σε απρόσμενες συνθήκες (π.χ. απώλεια ενός ΘΑΠ) ή σε μοντέλα μεταβολών ταχύτητας ανέμου, άρα και παραγόμενης ισχύος των ΘΑΠ.

- Ενδιαφέρουσα θα ήταν η μελέτη ανταλλαγής ισχύος μεταξύ των ασύγχρονων ΣΗΕ, με ταυτόχρονη παραγωγή από τα ΘΑΠ.

- Τέλος, ένα βασικό κομμάτι του κώδικα των HVDC διασυνδέσεων με τα ΣΗΕ αφορά την απόκριση σε σφάλμα του AC δικτύου. Στο εξεταζόμενο MTDC, αυτό θα σχετιζόταν με την ικανότητα Fault Ride-Through των ηπειρωτικών μετατροπέων και την στήριξη της τάσης των ΣΗΕ παρέχοντας άεργο ρεύμα κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης (δίνοντας του προτεραιότητα εις βάρος του ενεργού). Ενδιαφέρον θα ήταν να εξετασθεί πώς η συγκεκριμένη απόκριση επηρεάζει το MTDC, αν και πώς θα χρειαζόταν να συμβάλουν τα ΘΑΠ.

8 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Buigues, G., V. Valverde, A. Etxegarai, P. Eguía, and E. Torres. "Present and future multiterminal HVDC systems: current status and forthcoming developments."
- [2] Ackermann, Thomas. "Transmission systems for offshore wind farms." *Wind Power in Power Systems*, T. Ackermann, ed (2005): 479-504.
- [3] Adeuyi, Oluwole Daniel, Marc Cheah-Mane, Jun Liang, and Nick Jenkins. "Fast Frequency Response From Offshore Multiterminal VSC–HVDC Schemes." *IEEE Transactions on Power Delivery* 32, no. 6 (2017): 2442-2452.
- [4] Endegnanew, Atsede G., and Kjetil Uhlen. "Global analysis of frequency stability and inertia in AC systems interconnected through an HVDC." In *Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International*, pp. 1-6. IEEE, 2016.
- [5] Zhang, Weiyi, Kumars Rouzbehi, J. I. Candela, A. Luna, Gevorg B. Gharehpetian, and P. Rodriguez. "Autonomous inertia-sharing control of multi-terminal VSC-HVDC grids." In *Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016*, pp. 1-5. IEEE, 2016.
- [6] Bucurenciu, A., Mario Ndreko, Marjan Popov, and Mart AMM van der Meijden. "Frequency response using MTDC grids: A comparative study of common methods." In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1-6. IEEE, 2015.
- [7] Nanou, Sotirios I., and Stavros A. Papathanassiou. "Frequency Control of Island VSC-HVDC Links Operating in Parallel With AC Interconnectors and Onsite Generation." *IEEE Transactions on Power Delivery* 33, no. 1 (2018): 447-454.
- [8] Liu, Hongzhi, and Zhe Chen. "Contribution of VSC-HVDC to frequency regulation of power systems with offshore wind generation." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 30, no. 3 (2015): 918-926
- [9] Akkari, Samy, Jing Dai, Marc Petit, and Xavier Guillaud. "Interaction between the voltage-droop and the frequency-droop control for multi-terminal HVDC systems." *IET Generation, Transmission & Distribution* 10, no. 6 (2016): 1345-1352.
- [10] Akkari, Samy, Jing Dai, Marc Petit, and Xavier Guillaud. "Coupling between the frequency droop and the voltage droop of an AC/DC converter in an MTDC system." In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1-6. IEEE, 2015.
- [11] Fradley, John, Robin Preece, and Mike Barnes. "VSC-HVDC for Frequency Support (a review)." (2017): 62-6.

- [12] Beerten, Jef, Stijn Cole, and Ronnie Belmans. "Modeling of multi-terminal VSC HVDC systems with distributed DC voltage control." *IEEE Transactions on Power Systems* 29, no. 1 (2014): 34-42.
- [13] Silva, B., C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, and JA Pecas Lopes. "Provision of inertial and primary frequency control services using offshore multiterminal HVDC networks." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3, no. 4 (2012): 800-808.
- [14] Yazdani, Amirnaser, and Reza Iravani. *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [15] Akkari, Samy, Jing Dai, Marc Petit, and Xavier Guillaud. "Interaction between the voltage-droop and the frequency-droop control for multi-terminal HVDC systems." *IET Generation, Transmission & Distribution* 10, no. 6 (2016): 1345-1352.
- [16] Shi, Gang, Xu Cai, and Zhe Chen. "Design and control of multi-terminal VSC-HVDC for large offshore wind farms." *Przełąd Elektrotechniczny* 88, no. 12a (2012): 264-268.
- [17] Wang, Wenyuan, and Mike Barnes. "Power flow algorithms for multi-terminal VSC-HVDC with droop control." *IEEE Transactions on Power Systems* 29, no. 4 (2014): 1721-1730.
- [18] <https://www.mathworks.com/>
- [19] "Grid Code – High and extra high voltage." Tennet TSO GmbH, Germany, 2015.
- [20] "Requirements for Offshore Grid Connections in the Grid of TenneT TSO GmbH." TenneT TSO GmbH, Germany, 2012.
- [21] "DolWin1 Offshore wind connection." ABB.
- [22] "Wind in power 2017-Annual combined onshore and offshore wind energy statistics." Wind Europe, February 2018.
- [23] "ENTSO-E Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DCconnected Power Park Modules." ENTSO-E, Belgium, April 2014.
- [24] "Offshore Transmission Technology." ENTSO-E, Belgium, November 2011.
- [25] "Offshore Grid Development in the North Seas ENTSO-E views." ENTSO-E, Belgium, February 2011.

- [26] Σωτήριος Ι. Νάνου. "Συμβολή στην Ανάπτυξη Τεχνικών Ελέγχου για Συστήματα Διασύνδεσης Υψηλής Τάσης, Συνεχούς Ρεύματος, Τύπου Πηγής Τάσης (VSC-HVDC), Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων και Νησιών." Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος. 2016.
- [27] Ορέστης Δ. Τζωρτζόπουλος. "Μοντελοποίηση και Έλεγχος Πολυτερματικού Δικτύου HVDC για Συμβατότητα με τις Απαιτήσεις Κωδίκων Συστήματος." Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάιος 2014.
- [28] Ανάργυρος Π. Σπετσιώτης. "Συμβολή Ανεμογεννητριών στη Ρύθμιση Συχνότητας Διατηρώντας Εφεδρεία – Εφαρμογή σε HVDC Πολυτερματικό Δίκτυο." Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2015.
- [29] Σταύρος Παπαθανασίου. "Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Σημειώσεις Παραδόσεων." ΕΜΠ, Αθήνα, 2008.
- [30] Κ. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς, Κ. Ντελκής. "Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Έλεγχος και ευστάθεια συστήματος." Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα, 2011.
- [31] Στέφανος Ν. Μανιάς. "Ηλεκτρονικά Ισχύος." Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα, 2014.
- [32] Callavik, Magnus, Peter Lundberg, and O. Hansson. "NORDBLINK Pioneering VSC-HVDC interconnector between Norway and Germany." ABB White Paper (2015).