



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΕΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΙΚΟΝΙΚΗΣ ΑΔΡΑΝΕΙΑΣ:
ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ GRID-
FORMING ΚΑΙ GRID-FOLLOWING ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ευγενία Σ. Τσελά

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Ομότιμος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2025



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΕΣ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΙΚΟΝΙΚΗΣ ΑΔΡΑΝΕΙΑΣ: ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ GRID- FORMING ΚΑΙ GRID-FOLLOWING ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ευγενία Σ. Τσελά

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Ομότιμος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14^η Οκτωβρίου 2025.

.....

Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Ομότιμος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

.....

Άρης–Ευάγγελος Δημέας

Επίκουρος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

.....

Βασίλειος Νικολαΐδης

Επίκουρος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2025

.....
Ευγενία Σ. Τσελά

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

Copyright © Ευγενία Σ. Τσελά, 2025.

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

Η αυξανόμενη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει οδηγήσει σε νέες απαιτήσεις σε ό,τι αφορά τη δυνατότητα τους να στηρίζουν την συχνότητα του συστήματος. Οι μονάδες παραγωγής που συνδέονται στο δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών ισχύος δεν προσφέρουν εγγενώς αδράνεια, όπως οι συμβατικοί σταθμοί, με αποτέλεσμα τη μείωση της συνολικής αδράνειας του συστήματος, καθιστώντας το ευάλωτο σε διαταραχές της συχνότητας. Για το λόγο αυτό έχουν αναπτυχθεί τεχνολογίες εικονικής αδράνειας, που αναπληρώνουν αυτό το έλλειμμα αδράνειας που εισάγουν οι μετατροπείς.

Η παρούσα εργασία μελετάει δύο προσεγγίσεις ελέγχου εικονικής αδράνειας, σε μετατροπείς grid-following και grid-forming. Τα δύο είδη μετατροπέων μοντελοποιούνται σε ένα κοινό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, αντικαθιστώντας μια από τις σύγχρονες γεννήτριες του συστήματος. Επιβάλλονται τρεις ξεχωριστές διαταραχές στο σύστημα: αύξηση του φορτίου, αποσύνδεση μιας γεννήτριας από το σύστημα και βραχυκύκλωμα σε ένα ζυγό.

Μέσω της παρατήρησης των αποκρίσεων συχνότητας του συστήματος σε κάθε περίπτωση, συγκρίνεται η συμπεριφορά ενός grid-following μετατροπέα, με και χωρίς έλεγχο εικονικής αδράνειας, ενός grid-forming μετατροπέα και της αρχικής γεννήτριας του συστήματος.

Η ανάλυση των αποτελεσμάτων αποκαλύπτει την γενική υπεροχή των grid-forming μετατροπέων ως προς τη συνεισφορά τους στην ευστάθεια συχνότητας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αποτελέσματα πάρθηκαν μετά από προσομοιώσεις σε μια τροποποίηση του IEEE 9-bus system που εφαρμόστηκαν στο λογισμικό DIgSILENT PowerFactory.

Λέξεις Κλειδιά

Διεσπαρμένη παραγωγή, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ευστάθεια συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ρύθμιση συχνότητας, εικονική αδράνεια (virtual inertia), grid-forming μετατροπείς, grid-following μετατροπείς, virtual synchronous machine, σύγχρονες γεννήτριες, διαταραχές συχνότητας, PowerFactory, IEEE 9-bus system.

Abstract

The increasing penetration of renewable energy sources in electric power systems has introduced new requirements regarding their capability to support the system frequency. Converter-interfaced generation units do not inherently provide inertia, unlike conventional power plants, resulting in the reduction of the total system inertia, making the system more vulnerable to frequency disturbances. To address this issue, virtual inertia technologies have been developed, to compensate for the inertia deficit introduced by power converters.

This thesis studies two virtual inertia control approaches, in grid-following and grid-forming inverters. Both converter types are modelled in a common power system, replacing one of the systems' synchronous generators. Three types of disturbances are applied to the system: an increase in load, the disconnection of a synchronous generator, and a short circuit at a bus.

Based on the observation of the system frequency responses in each scenario, the behavior of a grid-following inverter -with and without virtual inertia control- is compared to that of a grid-forming inverter and the original synchronous generator.

The results analysis reveals the overall superiority of grid-forming converters in power systems' frequency stability.

These results are obtained after simulations of the modified IEEE 9-bus system implemented in DIgSILENT PowerFactory.

Key Words

Distributed generation, renewable energy sources, power system stability, frequency regulation, virtual inertia, grid-forming inverters, grid-following inverters, virtual synchronous machine, synchronous generators, frequency disturbances, PowerFactory, IEEE 9-bus system.

Ευχαριστίες

Η παρούσα εργασία συνεγράφη υπό την επίβλεψη του Ομότιμου Καθηγητή του Ε.Μ.Π., κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου. Τον ευχαριστώ θερμά για την ανάθεση της εργασίας, την ανταπόκρισή του όταν χρειάστηκα τη βοήθειά του καθώς και για το ενδιαφέρον που έδειξε ώστε να βγει ένα καλό αποτέλεσμα. Επίσης, ευχαριστώ τον υποψήφιο Διδάκτορα Χρήστο Νικολακάκο για την συνεχή καθοδήγηση και την αμέριστη βοήθεια που μου προσέφερε· ήταν πάντα πρόθυμος να μου μάθει ό,τι ήταν δυνατό στους λίγους μήνες συνεργασίας μας. Τέλος, με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου και το στενό μου κύκλο για την υποστήριξή τους παντός είδους στα χρόνια των σπουδών μου.

Περιεχόμενα

Κατάλογος Εικόνων και Πινάκων.....	13
Κατάλογος Σχημάτων	14
Κεφάλαιο 1 : Εισαγωγή	19
1.1 Γενικά.....	19
1.2 Αντικείμενο της εργασίας.....	20
1.3 Δομή της εργασίας.....	21
Κεφάλαιο 2 : Θεωρητικό Υπόβαθρο.....	23
2.1 Αδράνεια σε συμβατικά συστήματα.....	23
2.2 Διείσδυση ΑΠΕ και αδράνεια	24
2.3 Αντίκτυπο της μείωσης αδράνειας στην συχνότητα.....	25
2.4 Δείκτης RoCoF (Rate of Change of Frequency – Ρυθμός Μεταβολής Συχνότητας).....	26
2.5 Χρονική κλίμακα απόκρισης συχνότητας.....	27
2.6 Λοιπά προβλήματα ευστάθειας σε χαμηλή αδράνεια	29
2.7 Εισαγωγή εικονικής αδράνειας στα συστήματα με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ.....	30
2.8 Μεθοδολογίες παροχής εικονικής αδράνειας.....	31
2.8.1 Grid Following Control	31
2.8.1.1 Συγχρονισμός με το δίκτυο	32
2.8.1.2 Εικονική αδράνεια σε grid following μετατροπείς.....	33
2.8.2 Grid Forming Control.....	34
2.8.2.1 Virtual Synchronous Machine/Generator (VSM/VSG):.....	34
Κεφάλαιο 3 : Μοντελοποίηση	38
3.1 PowerFactory	38
3.2 Περιγραφή του συστήματος.....	38
3.3 Μεθοδολογία.....	40
3.4 Μοντελοποίηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	41
3.4.1 Static Generator	41
3.4.2 WECC DER system.....	42
3.4.2.1 SRF - PLL	43
3.4.2.2 Delay.....	44
3.4.2.3 Distributed Energy Resources (DER) model	44
3.4.2.4 Voltage Source Reference	46
3.4.3 Virtual Synchronous Machine System.....	47

3.4.3.1 Voltage Controller	49
3.4.3.2 Virtual Synchronous Machine.....	50
3.4.3.3 Virtual Impedance	51
3.4.3.4 Output Voltage Calculation	52
Κεφάλαιο 4 : Αποτελέσματα.....	54
4.1.1 Διαταραχή 1 ^η : Βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% του αρχικού	56
4.1.2 Περιορισμοί λόγω διακοπτικών στοιχείων.....	63
4.1.3 Επίδραση των παραμέτρων του PLL στην παροχή εικονικής αδράνειας....	68
4.2 Διαταραχή 2 ^η : Αποσύνδεση της γεννήτριας G1	70
4.3 Διαταραχή 3 ^η : Βραχυκύκλωμα.....	76
4.3.1 Βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3.....	76
4.3.2 Βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2.....	83
Κεφάλαιο 5 : Συμπεράσματα και Προοπτικές	90
Βιβλιογραφία	93
Παράρτημα.....	97

Κατάλογος Εικόνων και Πινάκων

Εικόνα 2.1: Αντίκτυπο της αδράνειας στην συχνότητα, μετά από αποσύνδεση μιας γεννήτριας από το δίκτυο. [3]	26
Εικόνα 2.2: Η εξάρτηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας από την αδράνεια..	27
Εικόνα 2.3: Τυπική απόκριση συχνότητας ενός συστήματος σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες, ακολουθώντας μια διαταραχή [11].....	28
Εικόνα 2.4: Τυπικές χρονικές κλίμακες δυναμικής απόκρισης συχνότητας σε συμβατικά συστήματα και τυπική χρονική κλίμακα ελέγχου συχνότητας από CIG [7].	29
Εικόνα 2.5: Γενική ιδέα εικονικής αδράνειας [13].	30
Εικόνα 2.6: Απόκριση συχνότητας σε ένα σύστημα ισχύος μετά από διαταραχή στη συχνότητα. Σύγκριση απόκρισης με και χωρίς εικονική αδράνεια [13].	31
Εικόνα 2.7: Τυπικό διάγραμμα ενός grid-following μετατροπέα [16]	32
Εικόνα 2.8: : Διάταξη PLL-SRF για την εκτίμηση της γωνίας φάσης της τάσης δικτύου στο PCC.....	33
Εικόνα 2.9: Τυπικό διάγραμμα ενός grid-forming μετατροπέα [16]	34
Εικόνα 2.10: Απλοποιημένο σχήμα ελέγχου virtual synchronous machine [19]	35
Εικόνα 2.11: Διάγραμμα grid-forming ελέγχου με χρήση Virtual Synchronous Machine [15].	36
Εικόνα 3.1: Ονομαστικά στοιχεία της γεννήτριας G3.	41
Εικόνα 4.1: Ορισμός διαταραχής φορτίου Load A	56
Εικόνα 4.2: Ορισμός διαταραχής αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 από το δίκτυο	70
Εικόνα 4.3: Ορισμός διαταραχής βραχυκυκλώματος στο ζυγό 3.....	76
Εικόνα 4.4: Ορισμός εκκαθάρισης βραχυκυκλώματος στο ζυγό 3.	77
 Πίνακας 1: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενδιαφέροντος των σύγχρονων γεννητριών του συστήματος.....	39
Πίνακας 2: Διαταραχές που εξετάστηκαν στις προσομοιώσεις	54
Πίνακας 3: Περιπτώσεις Μετατροπέων που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις	55

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: a) Παραδοσιακό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, b) Μελλοντικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας	19
Σχήμα 3.1: Μονογραμμικό διάγραμμα του IEEE 9-bus modified test system.	39
Σχήμα 3.2: Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος με αντικατάσταση της γεννήτριας G3 με grid-following μετατροπέα.	42
Σχήμα 3.3: Τροποποιημένο μοντέλο WECC DER System	43
Σχήμα 3.4: Τοπολογία SRF-PLL.	44
Σχήμα 3.5: Διάγραμμα μοντέλου Distributed Energy Resources (DER) model.	45
Σχήμα 3.6: Μεγέθυνση του μοντέλου DER για να φανεί ο έλεγχος συχνότητας, droop και inertial με κέρδος Kinertia	46
Σχήμα 3.7: Μεγέθυνση του μοντέλου DER για να φανεί ο έλεγχος συχνότητας, droop και inertial με συνάρτηση κέρδους C_{vi}	46
Σχήμα 3.8: Διάγραμμα Voltage Source Reference.	47
Σχήμα 3.9: Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος με αντικατάσταση της γεννήτριας G3 με grid-forming μετατροπέα.	48
Σχήμα 3.10: Διάγραμμα VSM Control System.	49
Σχήμα 3.11: Διάγραμμα Voltage Controller.	50
Σχήμα 3.12: Μοντέλο Virtual Synchronous Machine.	51
Σχήμα 4.1: Απόκριση της συχνότητας μετά από αύξηση του φορτίου Load A για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους C_{vi}) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	57
Σχήμα 4.2: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους C_{vi}) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	57
Σχήμα 4.3: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 30 s)	58
Σχήμα 4.4: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s)	58
Σχήμα 4.5: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 – 30 s).	59
Σχήμα 4.6: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.9 – 15.4 s)	59
Σχήμα 4.7: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από διαταραχή φορτίου.	61

Σχήμα 4.8: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από διαταραχή φορτίου (μεγέθυνση στα πρώτα 5 δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή) .	62
Σχήμα 4.9: Απόκριση συχνότητας grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία (ελεγκτής σταθερού κέρδους) με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος. (a) για όλο το χρόνο της προσομοίωσης, (b) μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s .	63
Σχήμα 4.10: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία (ελεγκτής σταθερού κέρδους) με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος. (a) για όλο το χρόνο της προσομοίωσης, (b) μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s .	64
Σχήμα 4.11: Ισχύς Εξόδου GFL μοντέλου με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος.	64
Σχήμα 4.12: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.5 – 25 s) .	65
Σχήμα 4.13: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s) .	66
Σχήμα 4.14: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.9 – 15.2 s) .	66
Σχήμα 4.15: Απόκριση συχνότητας για χρήση του μοντέλου grid-supporting μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για διαφορετικά κέρδη PLL σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s).	68
Σχήμα 4.16: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας για χρήση του μοντέλου grid-supporting μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για διαφορετικά κέρδη PLL σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 -15.5 s).	69
Σχήμα 4.17: Απόκριση συχνότητας σε διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	71
Σχήμα 4.18: Ρυθμός Μεταβολής της συχνότητας σε διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	71
Σχήμα 4.19: Απόκριση συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα .	72

Σχήμα 4.20: Απόκριση συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s)	72
Σχήμα 4.21: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα.	73
Σχήμα 4.22: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.8 – 15.5 s)	73
Σχήμα 4.23: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από αποσύνδεση της γεννήτριας G1.	74
Σχήμα 4.24: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	77
Σχήμα 4.25: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	78
Σχήμα 4.26: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s)	78
Σχήμα 4.27: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s)	79
Σχήμα 4.28: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s).	79
Σχήμα 4.29: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s)	80
Σχήμα 4.30: Τάση στο ζυγό Terminal DER για την περίπτωση του grid-following μετατροπέα με 1ο σχήμα ελέγχου μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s).	81
Σχήμα 4.31: Ενεργός ισχύς εξόδου grid-following μετατροπέα και συχνότητα σε κοινό διάγραμμα μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 (μεγέθυνση στα 14.5 – 18 s)	82
Σχήμα 4.32: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.	83
Σχήμα 4.33: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα	

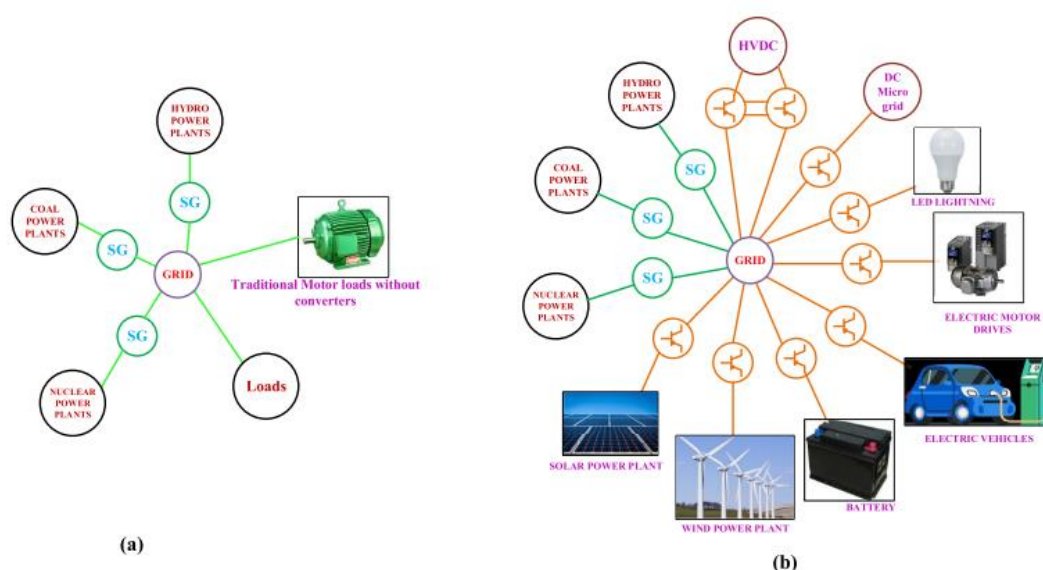
ελέγχου (συνάρτηση κέρδους C_{vi}) , (v) Grid-Following Μετατροπείας σε Grid-Feeding Mode.	84
Σχήμα 4.34: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s)	85
Σχήμα 4.35: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s)	85
Σχήμα 4.36: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s)	86
Σχήμα 4.37: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 - 16 s)	86
Σχήμα 4.38: Τάση στο ζυγό Terminal DER για την περίπτωση του grid-following μετατροπέα με 1ο σχήμα ελέγχου μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s).	87
Σχήμα 4.39: Ενεργός ισχύς εξόδου grid-following μετατροπέα και συχνότητα σε κοινό διάγραμμα μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 18 s)	88

Κεφάλαιο 1 : Εισαγωγή

1.1 Γενικά

Τις τελευταίες δεκαετίες, η αυξανόμενη ανησυχία για το περιβάλλον, η ανάγκη για ενεργειακή ασφάλεια καθώς και διάφοροι οικονομικοί και γεωπολιτικοί λόγοι έχουν επιβάλλει τη σταδιακή απεξάρτηση από παραδοσιακές πηγές ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα. Στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας (European Green Deal), η ΕΕ έχει θέσει ως στόχο την απανθρακοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος έως το 2050, με ενδιάμεσο στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 55% έως το 2030 (σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990) [1]. Η λύση έρχεται από την αντικατάσταση αυτών από (ΑΠΕ), όπως η ηλιακή, η αιολική, η υδροηλεκτρική και η γεωθερμική ενέργεια, η διεύθυνση των οποίων αυξάνεται συνεχώς στα ηλεκτρικά συστήματα ισχύος.

Η μετάβαση αυτή μετασχηματίζει ριζικά τον τρόπο λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων και δημιουργεί ανησυχία για τη ευστάθεια του συστήματος, και ειδικότερα για τη ευστάθεια της συχνότητας. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας συνδέονται στο δίκτυο κυρίως μέσω μετατροπέων ισχύος (Converter-Interfaced Generators - CIGs), οι οποίοι δεν διαθέτουν φυσική αδράνεια, σε αντίθεση με τις σύγχρονες γεννήτριες [2]. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 1.1, σε ένα μελλοντικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο οι μονάδες παραγωγής ΑΠΕ όσο και τα φορτία ενσωματώνονται στο δίκτυο μέσω μετατροπέων ισχύος [3].



Σχήμα 1.1: a) Παραδοσιακό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, b) Μελλοντικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Παραδοσιακά, η ευστάθεια συχνότητας και η διατήρηση της ενεργειακής ισορροπίας σε περιπτώσεις σφαλμάτων, διακυμάνσεων στην παραγωγή, μεταβολών στο φορτίο και αποκλίσεων συχνότητας βασίζεται στην εγγενή αδράνεια των σύγχρονων γεννητριών συμβατικών μονάδων. Όταν προκύπτει απόκλιση συχνότητας σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, η αδράνεια της σύγχρονης μηχανής είναι η πρώτη που αντιδρά, παρέχοντας ή απορροφώντας κινητική ενέργεια από το σύστημα [4].

Αντιθέτως, οι ΑΠΕ, όταν συνδέονται στο δίκτυο, προσφέρουν μόνο ψηφιακά ρυθμιζόμενες τιμές ισχύος, χωρίς αυτόματη απόκριση στις αιφνίδιες μεταβολές φορτίου ή παραγωγής. Ως συνέπεια, η διείσδυσή τους και η απόσυρση συμβατικών μονάδων παραγωγής προκαλεί αποσύζευξη (decoupling) μεταξύ της περιστροφικής δυναμικής και της συχνότητας του συστήματος και σημαντική μείωση της συνολικής αδράνειας του [5]. Αυτό καθιστά το σύστημα πιο ευάλωτο σε διαταραχές και αυξάνει τους κινδύνους ανεπιθύμητων διακυμάνσεων της τάσης και της συχνότητας.

Πολλές έρευνες έχουν πραγματοποιηθεί με σκοπό την εύρεση τρόπων για την αντιμετώπιση των απωλειών που προκύπτουν από την έλλειψη αδράνειας και απόσβεσης στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Ένας ιδιαίτερα μελετημένος τρόπος είναι η χρήση ελεγχόμενων μετατροπέων που μιμούνται τη λειτουργία των σύγχρονων γεννητριών. Αυτοί οι μετατροπείς μπορούν να εφαρμόσουν εικονική αδράνεια (Virtual Inertia - VI) σε συστήματα χαμηλής αδράνειας [4].

1.2 Αντικείμενο της εργασίας

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η μοντελοποίηση και η αξιολόγηση δύο διαδεδομένων τοπολογιών εφαρμογής εικονικής αδράνειας, μέσω μετατροπέων Grid Forming και Grid Following.

Αρχικά προκειμένου να είναι σαφή τα συμπεράσματα της μελέτης, θα γίνει μια ανασκόπηση σε θεωρητικά ζητήματα γύρω από τη σχέση αδράνειας συστήματος – ευστάθειας συχνότητας, καθώς και την επίδραση της διείσδυσης ΑΠΕ σε αυτή την εξάρτηση. Επίσης, θα εισαχθεί η εικονική αδράνεια σαν όρος, και θα περιγραφούν οι μετατροπείς grid-forming και grid-following με έλεγχο συχνότητας, γενικά και συγκεκριμένα οι τοπολογίες που χρησιμοποιήθηκαν στη μελέτη.

Στη συνέχεια, θα γίνει η μελέτη στο περιβάλλον PowerFactory της DIgSILENT, ένα εργαλείο ευρέως χρησιμοποιούμενο για μελέτες συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση το τυποποιημένο σύστημα για μελέτες ευστάθειας IEEE 9-bus system. Θα γίνει η αντικατάσταση μιας από τις γεννήτριες του συστήματος με σταθμούς παραγωγής που συνδέονται μέσω μετατροπέων grid forming και grid-following, με και χωρίς έλεγχο συχνότητας. Θα γίνει η προσομοίωση τριών ενδεικτικών διαταραχών που προκύπτουν συχνά σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αποτελέσματα που συλλέχθηκαν από την προσομοίωση θα αναλυθούν διεξοδικά. Θα γίνει συγκριτική μελέτη μεταξύ αυτών καθώς και το αρχικό σενάριο της σύγχρονης γεννήτριας. Η αξιολόγησή τους θα αφορά στην απόκριση συχνότητας του

συστήματος, με στόχο την παρατήρηση και την ανάλυση της συνεισφοράς αυτών των τοπολογιών στην ευστάθεια συχνότητας του συστήματος.

Η παρούσα εργασία έχει σκοπό να συνεισφέρει τελικά στη διείσδυση μεγαλύτερου ποσοστού ΑΠΕ στο δίκτυο, η οποία δε θα κοστίζει στην δυνατότητα του συστήματος να διαχειρίζεται διαταραχές.

1.3 Δομή της εργασίας

Το υπόλοιπο της εργασίας δομείται ως ακολούθως:

Κεφάλαιο 2 : Στο δεύτερο κεφάλαιο καλύπτονται κάποια θεωρητικά ζητήματα γύρω από τη μελέτη. Ορίζεται η έννοια της αδράνειας σε παραδοσιακά συστήματα και σε συστήματα με ΑΠΕ, με έμφαση στο φαινόμενο της μείωσης της αδράνειας στη δεύτερη περίπτωση. Εισάγεται ένας δείκτης που θα αναφερθεί κατά κόρον στην μελέτη, ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας. Επιπλέον δίνεται μια τυπική χρονική κλίμακα ελέγχου της συχνότητας σε ένα παραδοσιακό σύστημα και οι αλλαγές σε αυτή από τη διείσδυση ΑΠΕ. Τέλος, εισάγεται η έννοια της εικονικής αδράνειας και παρουσιάζονται οι τοπολογίες grid-forming και grid-following με αδρανειακό έλεγχο συχνότητας.

Κεφάλαιο 3 : Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύεται η μοντελοποίηση της προσομοίωσης. Γίνεται μια εισαγωγή στο πρόγραμμα προσομοίωσης power factory, περιγράφεται το σύστημα που χρησιμοποιείται και η διαδικασία που θα ακολουθηθεί στη συνέχεια συνοπτικά. Στη συνέχεια, παρατίθενται και αναλύονται οι υλοποιήσεις των σχημάτων ελέγχου του grid-forming και του grid-following μετατροπέα, καθώς και οτιδήποτε κρίνεται απαραίτητο για την κατανόηση της προσομοίωσης.

Κεφάλαιο 4 : Στο τέταρτο κεφάλαιο γίνεται η συλλογή των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης. Περιγράφονται αναλυτικά οι διαταραχές που εφαρμόστηκαν στο σύστημα. Για κάθε διαταραχή, παρατίθενται οι αποκρίσεις συχνότητας και ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του συστήματος. Τα αποτελέσματα σχολιάζονται αναλυτικά, με κύριο στόχο τη σύγκριση της συμπεριφοράς των μοντέλων σε διαταραχές.

Κεφάλαιο 5 : Στο πέμπτο και τελευταίο κεφάλαιο γίνεται μία σύνοψη των συμπερασμάτων που προέκυψαν από την διπλωματική εργασία και αναζητούνται πιθανές μελλοντικές προεκτάσεις για περαιτέρω διερεύνηση.

Κεφάλαιο 2 : Θεωρητικό Υπόβαθρο

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται το θεωρητικό υπόβαθρο της μελέτης. Αρχικά εξετάζεται η έννοια της αδράνειας σε συμβατικά και σε συστήματα με ΑΠΕ και ο αντίκτυπος της μείωσής της στη συχνότητα. Στη συνέχεια εισάγονται βασικοί δείκτες και χρονικές κλίμακες απόκρισης, καθώς και η έννοια της εικονικής αδράνειας με τις τοπολογίες grid-following και grid-forming που θα μελετηθούν στη συνέχεια.

2.1 Αδράνεια σε συμβατικά συστήματα

Σε ένα παραδοσιακό σύστημα η παραγωγή γίνεται από σταθμούς ορυκτών καυσίμων, πυρηνικούς και υδροηλεκτρικούς. Σε αυτές τις περιπτώσεις χρησιμοποιούνται σύγχρονες γεννήτριες για την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Κάθε σύγχρονη γεννήτρια συνδεδεμένη στο δίκτυο παρέχει αδράνεια J η οποία συνδέεται με την ακτίνα και τη μάζα των περιστρεφόμενων μερών της [3].

Η αδράνεια συνδέεται άμεσα με την κινητική ενέργεια ως εξής :

$$W_{KE} = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad [J] \quad (1)$$

Η μηχανική εξίσωση (swing equation) που διέπει τη σύγχρονη γεννήτρια είναι η εξής:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2}J\omega^2 \right) = M \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (2)$$

Όπου το M αντιπροσωπεύει την αδράνεια της γεννήτριας ως συνάρτηση της ονομαστικής της ισχύος S_B , της συχνότητας αναφοράς του συστήματος f_0 και της χρονικής σταθεράς T_a , που χρειάζεται η γεννήτρια για να επιταχύνει μέχρι την ονομαστική της ταχύτητα:

$$M = \frac{T_a S_B}{f_0} \quad (3)$$

Η παραπάνω εξίσωση περιγράφει πως ο ρυθμός μεταβολής της κινητικής ενέργειας ισούται με τη διαφορά μεταξύ της συνολικής μηχανικής ισχύος P_m και της ηλεκτρικής ισχύος P_e . Η μεταβολή της συχνότητας σχετίζεται άμεσα με την διαφορά αυτή και έτσι αποδεικνύεται η εξάρτηση της συχνότητας από την αδράνεια της γεννήτριας.

Συνηθίζεται η αδράνεια μιας γεννήτριας να εκφράζεται με την αδρανειακή σταθερά H :

$$H = \frac{1}{2} \left(\frac{J\omega^2 [J]}{S_B [W]} \right) = \frac{W_{KE}}{S_B} \quad [s] \quad (4)$$

Η αδρανειακή σταθερά H εκφράζει το χρόνο σε δευτερόλεπτα που χρειάζεται μια γεννήτρια για να παράξει την ονομαστική ισχύ χρησιμοποιώντας μόνο την κινητική ενέργεια αποθηκευμένη στις περιστρεφόμενες μάζες.

Η εξίσωση (2) μπορεί να γραφεί τώρα :

$$2H \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (5)$$

Η συνολική αδράνεια σε ένα σύστημα υπολογίζεται ως το σταθμισμένο άθροισμα των επιμέρους κινητικών ενεργειών των σύγχρονων γεννητριών σε σχέση με την βασική ισχύ του συστήματος. Τυπικές τιμές είναι τα 3 έως 5 δευτερόλεπτα.

Αφού η συχνότητα του συστήματος θεωρείται ως μια κοινή παράμετρος, όλες οι μονάδες παραγωγής μπορούν να συσσωματωθούν σε μία ενιαία μονάδα. Η συνολική αδρανειακή σταθερά σε ένα σύστημα με n σύγχρονες γεννήτριες ορίζεται σύμφωνα με την (6) :

$$H_{Total} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{KEi}}{S_{Total}} \quad (6)$$

Όπου H_i είναι η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας i και S_i είναι η ονομαστική της ισχύς.

Έτσι η εξίσωση (5) για ένα σύστημα σύγχρονων γεννητριών γίνεται :

$$2H_{total} \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (7)$$

όπου P_m είναι η μηχανική ισχύς και P_e η ηλεκτρική ισχύς.

Στα παραδοσιακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η συνολική αδράνεια λειτουργεί ως αντίσταση στις μεταβολές της συχνότητας που προκαλούνται από διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος, με τη μορφή ανταλλαγών κινητικής ενέργειας των σύγχρονων γεννητριών. Αυτή η βραχυπρόθεσμη υποστήριξη για την αντιμετώπιση των διακυμάνσεων φορτίου αναφέρεται ως αδράνεια [6].

Η απαιτούμενη κινητική ενέργεια κατά τη διάρκεια μιας ανισορροπίας ισχύος υπολογίζεται ως:

$$\Delta E_{KE} = \int (P_G - P_L) dt \quad (8)$$

όπου P_G είναι η ισχύς που παράγεται και P_L η ισχύς του φορτίου.

2.2 Διείσδυση ΑΠΕ και αδράνεια

Η ολοένα αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στα δίκτυα και η μείωση της παραγωγής από σύγχρονες γεννήτριες συμβατικών μονάδων έχει σαν αποτέλεσμα την αποσύζευξη της φυσικής αδράνειας των γεννητριών με το δίκτυο, ενώ επίσης τα ηλεκτρονικά ισχύος με τα οποία συνδέονται οι ΑΠΕ στο δίκτυο δεν διαθέτουν εγγενή αδρανειακή υποστήριξη. Έτσι, η εισαγωγή ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλει την εξίσωση ως εξής:

$$M \frac{df}{dt} = (P_{SG} - P_{NSG}) - (P_{LD} - P_J) \quad (9)$$

Όπου M η συνολική αδράνεια από σύγχρονες γεννήτριες, P_{SG} η παραγωγή από σύγχρονες γεννήτριες, P_{NSG} η παραγωγή εκτός αυτών, ενώ P_{LD} είναι η ζήτηση φορτίου και P_J οι απώλειες ισχύος [7]. Ο όρος P_{NSG} αντιπροσωπεύει την παραγωγή που συνδέεται στο δίκτυο με μετατροπείς που διαθέτουν σχήματα ελέγχου τάσης και συχνότητας όσο και παραγωγή χωρίς έλεγχο.

Με την ένταξη των ΑΠΕ μειώνεται ο όρος M συγκριτικά με ένα σύστημα που διαθέτει μόνο σύγχρονη παραγωγή. Στο δεξί σκέλος η παραγωγή αυξάνεται από τον όρο P_{NSG} ενώ ο όρος M μειώνεται. Αυτό οδηγεί σε μεγαλύτερες διακυμάνσεις στην συχνότητα τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά από μια ανισορροπία ισχύος.

Ένα υποθετικό σύστημα που λειτουργεί αποκλειστικά με μη-σύγχρονες γεννήτριες θα χαρακτηριζόταν από πλήρη αποσύζευξη μεταξύ της συχνότητας και του ισοζυγίου ισχύος του συστήματος, καθώς η αδράνεια θα ήταν σχεδόν μηδενική:

$$M \approx 0 \Rightarrow 0 = (P_{NSG}) - (P_{LD} - P_J) \quad (10)$$

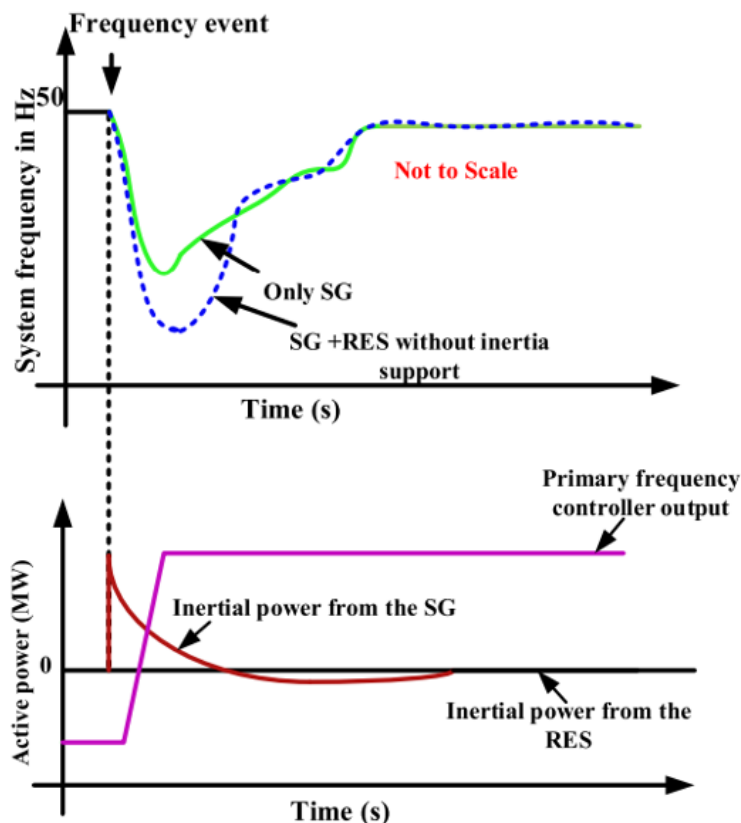
Σε αυτή την περίπτωση, το σύστημα ισχύος δεν θα μπορούσε να ανταποκριθεί αυτόνομα σε μεταβολές ισχύος. Τέτοια συμπεριφορά είναι προς το παρόν μη ρεαλιστική για μεγάλα δίκτυα, καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ απέχει ακόμη πολύ από το 100% και θα χρειαστούν αρκετά χρόνια για να φτάσει σε αυτό το επίπεδο [7,8].

Ωστόσο, αυτό το σενάριο μπορεί να προκύψει στιγμιαία σε μικρά αυτόνομα συστήματα (islanded mode), ή όταν η παραγωγή εκτός των σύγχρονων γεννητριών υπερβαίνει στιγμιαία τη συμβατική παραγωγή, λόγω προσωρινής υψηλής παραγωγής από φωτοβολταϊκά ή αιολικά πάρκα [8].

2.3 Αντίκτυπο της μείωσης αδράνειας στην συχνότητα

Η ένταξη ΑΠΕ μειώνει τη συνολική αδράνεια του συστήματος. Ένα σύστημα με χαμηλή αδράνεια αδυνατεί να αναπληρώσει άμεσα την ανισορροπία ισχύος μετά από διαταραχές όπως αλλαγή στο φορτίο και σφάλματα δικτύου. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (RoCoF) και της απόλυτης τιμής του ναδίου της συχνότητας.

Η Εικόνα 2.1 απεικονίζει ενδεικτικά το αντίκτυπο αυτό.



Εικόνα 2.1: Αντίκτυπο της αδράνειας στην συχνότητα, μετά από αποσύνδεση μιας γεννήτριας από το δίκτυο. [3]

2.4 Δείκτης RoCoF (Rate of Change of Frequency – Ρυθμός Μεταβολής

Συχνότητας)

Ο RoCoF είναι ένας δείκτης που αντιπροσωπεύει πόσο γρήγορα μεταβάλλεται η συχνότητα μετά από μια απότομη ανισορροπία μεταξύ ζήτησης και παραγωγής:

$$RoCoF = \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{\Delta P_{p.u.} f_0}{2H} \quad (11)$$

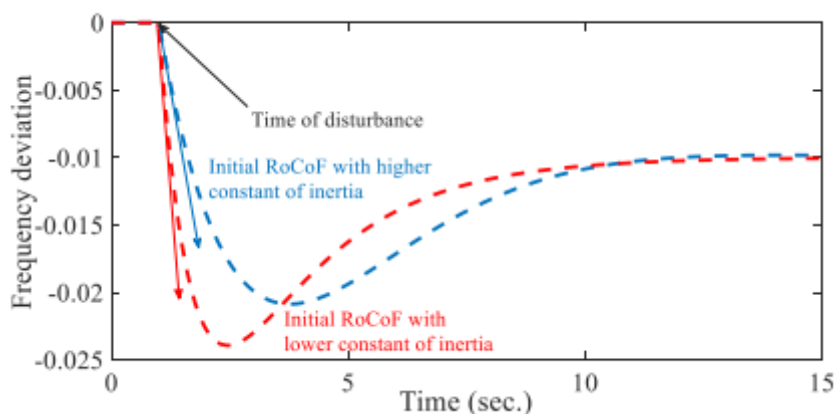
Όπου όπου H είναι η σταθερά αδράνειας σε δευτερόλεπτα, $\Delta P_{p.u.}$ είναι η απώλεια γεννήτριας σε ανά μονάδα τιμή, και f_0 είναι η συχνότητα του συστήματος πριν την απώλεια.

Παρατηρούμε πως μια μικρότερη σταθερά H μεταφράζεται σε υψηλότερη RoCoF. Η συμπεριφορά αυτή απεικονίζεται στην Εικόνα 2.2.

Για να διατηρηθεί η συχνότητα στα αποδεκτά όρια ($\pm 0.5 - 1$ Hz από την ονομαστική τιμή), χρησιμοποιούνται ηλεκτρονόμοι προστασίας RoCoF. Αν ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας ξεπεράσει κάποιο όριο, τότε αποξεύγουν τοπικούς παραγωγούς για να αποτραπεί η απομόνωση κάποιου μέρους του δικτύου (islanding) και η αστοχία γεννητριών [3]. Ένας πολύ αυξημένος RoCoF μπορεί να οδηγήσει στην αποσύνδεση πολλών σταθμών, και τελικά την κατάρρευση του δικτύου. Για το λόγο αυτό με την

ένταξη των ΑΠΕ έχουν μεταβληθεί τα όρια ανοχής RoCoF στις προστασίες ώστε να παραμένουν συνδεδεμένοι οι σταθμοί σε μεγαλύτερες τιμές του.

Σε μελέτες όπως αυτή του Ιρλανδικού δικτύου, αναδείχθηκε η ανάγκη αύξησης των ορίων των προστασιών RoCoF από 0.5 Hz/s σε 1 Hz/s για την αποφυγή ανεπιθύμητων αποσυνδέσεων [9].

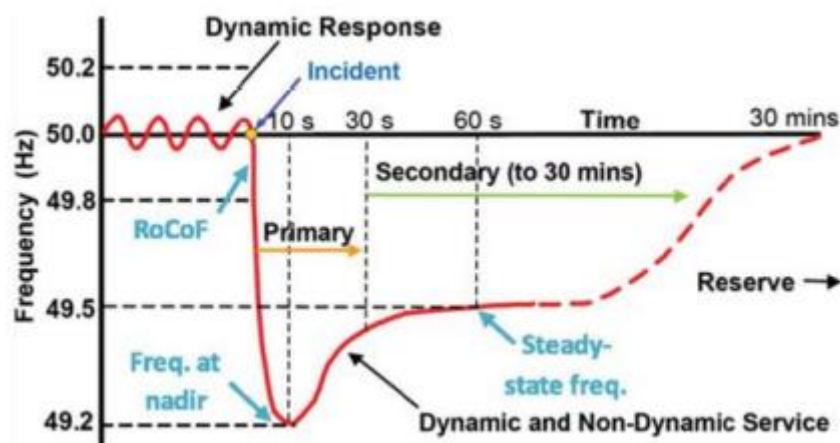


Εικόνα 2.2: Η εξάρτηση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας από την αδράνεια.

2.5 Χρονική κλίμακα απόκρισης συχνότητας

Οι διαχειριστές συστήματος (TSOs) ακολουθούν μια σειρά δράσεων για την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή (50 Hz) . Στην Εικόνα 2.3 απεικονίζεται μια τυπική χρονική κλίμακα αυτής της σειράς [10]. Η πρώτη συμβολή για την επαναφορά του ισοζυγίου ισχύος δίνεται από την αδρανειακή απόκριση των σύγχρονων γεννητριών, οι οποίες αξιοποιούν την κινητική τους ενέργεια για να περιορίσουν το ναδίρ της συχνότητας και τον δείκτη RoCoF . Σημειώνεται πως ως ναδίρ ορίζεται η ελάχιστη τιμή της συχνότητας στη μεταβατική περίοδο [10]. Στη συνέχεια για ένα διάστημα δεκάδων δευτερολέπτων ο πρωτεύων έλεγχος προσαρμόζει την παραγωγή των γεννητριών, χρησιμοποιώντας τα αποθέματα ενεργού ισχύος. Ο δευτερεύων έλεγχος αναλαμβάνει να αποκαταστήσει αυτά τα αποθέματα και να επαναφέρει επιπλέον τη συχνότητα σε διάστημα λεπτών.

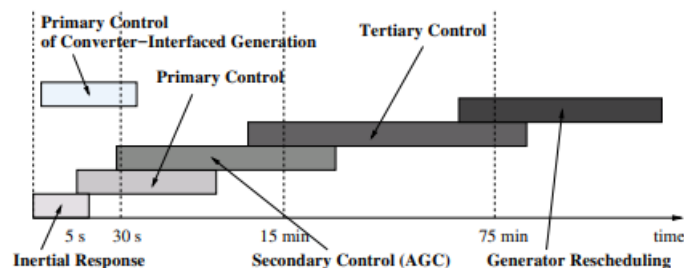
Σε κάποιες περιπτώσεις εφαρμόζονται επιπλέον ο τριτεύων έλεγχος και ο επαναπρογραμματισμός των μονάδων, που ακολουθούν σε μεγαλύτερο χρονικό διάστημα (ώρες) [3].



Εικόνα 2.3: Τυπική απόκριση συχνότητας ενός συστήματος σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες, ακολουθώντας μια διαταραχή [11].

Αξίζει να σημειωθεί πως η αδρανειακή απόκριση πυροδοτείται αμέσως με την αλλαγή από την ίδια τη μεταβολή του df/dt και άρα είναι έμφυτη ικανότητα ενός συμβατικού δικτύου να την παρέχει [3].

Στην Εικόνα 2.4 φαίνονται τυπικές χρονικές κλίμακες απόκρισης σε παραδοσιακά συστήματα και σε συστήματα με παραγωγή ΑΠΕ που συνδέεται μέσω μετατροπέων (CIGs) [10]. Στις σύγχρονες γεννήτριες, ο πρωτεύων έλεγχος είναι πιο αργός από τον αδρανειακή απόκριση, καθώς η δεύτερη είναι εγγενής. Από την άλλη, οι CIG μπορούν να παρέχουν ταχύτερη πρωτεύουσα απόκριση, καθώς οι μετατροπείς είναι γενικώς ταχύτεροι. Ωστόσο, επειδή δεν διαθέτουν φυσική αδράνεια, η αδρανειακή απόκριση πρέπει να εισαχθεί τεχνητά και υπόκειται σε καθυστερήσεις κατά τις μετρήσεις της συχνότητας, γεγονός που μπορεί να περιορίσει την αποτελεσματικότητά τους [7]. Έτσι στις πρώτες εκατοντάδες χιλιοστά του δευτερολέπτου μετά από διαταραχή, η ανταπόκρισή τους μπορεί να μην επαρκεί. Ένα άλλο θέμα αφορά τα αποθέματα ενέργειας για τον πρωτεύοντα έλεγχο. Συνήθίζεται να λειτουργούν σε maximum power point και επιπλέον η φύση τους είναι στοχαστική, με αποτέλεσμα να μην μπορούν να εγγραφούν ένα ασφαλές απόθεμα για το σύστημα [7]. Συνεπώς, ένα σύστημα με χαμηλή αδράνεια είναι γενικά λιγότερο ασφαλές και απαιτεί επιπλέον μέτρα σταθεροποίησης.



Εικόνα 2.4: Τυπικές χρονικές κλίμακες δυναμικής απόκρισης συχνότητας σε συμβατικά συστήματα και τυπική χρονική κλίμακα ελέγχου συχνότητας από CIG [7].

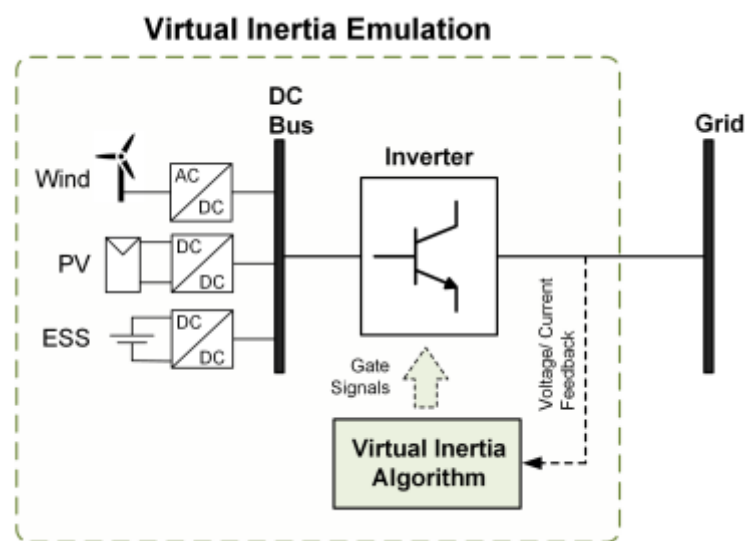
2.6 Λοιπά προβλήματα ευστάθειας σε χαμηλή αδράνεια

Παρατίθενται εν συντομία προβλήματα ευστάθειας σε συστήματα με χαμηλή αδράνεια, όπως παρουσιάζονται στο [12], τα οποία όμως δε θα αποτελέσουν αντικείμενο της εργασίας και απλώς παρατίθενται για πληρότητα.

- **Ευστάθεια γωνίας δρομέα (Rotor angle stability)**
Η μείωση της αδράνειας οδηγεί σε μεγαλύτερες και ταχύτερες ταλαντώσεις των γωνιών δρομέα, επηρεάζοντας την απόσβεση των ταλαντώσεων και τα όρια ευστάθειας μετά από διαταραχές.
- **Ευστάθεια τάσης (Voltage stability)**
Η μείωση της συμμετοχής συγχρόνων γεννητριών μειώνει την ικανότητα του συστήματος να στηρίζει την τάση, ιδιαίτερα σε αδύναμα δίκτυα. Μπορεί να οδηγήσει σε βραχυπρόθεσμη (stalling επαγωγικών κινητήρων) ή μακροπρόθεσμη αστάθεια τάσης.
- **Ευστάθεια συντονισμού (Resonance stability)**
Η ύπαρξη μετατροπέων και αντισταθμίσεων (π.χ. σειριακές χωρητικότητες) μπορεί να προκαλέσει υποσυγχρονισμό συντονισμό (SSR) με αρνητική απόσβεση και κίνδυνο ζημιών σε άξονες γεννητριών ή ηλεκτρικό εξοπλισμό.
- **Ευστάθεια λόγω μετατροπέων (Converter-driven stability)**
Η δυναμική συμπεριφορά μετατροπέων μπορεί να οδηγήσει σε αλληλεπιδράσεις και ταλαντώσεις χαμηλής ή υψηλής συχνότητας λόγω των ελέγχων τους, ιδιαίτερα σε αδύναμα δίκτυα (χαμηλό SCR).

2.7 Εισαγωγή εικονικής αδράνειας στα συστήματα με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ

Όπως αναφέρθηκε, οι CIGs δεν διαθέτουν εγγενή αδράνεια όπως οι SGs. Για την υποστήριξη συστημάτων με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ έχει αναπτυχθεί η έννοια της εικονικής αδρανείας (virtual inertia). Αυτή υλοποιείται μέσω κατάλληλων αλγορίθμων ελέγχου, αποθηκευμένης ενέργειας (π.χ. μπαταριών ή άλλων μεθόδων) και μετατροπών ισχύος, οι οποίοι προσδίδουν στα συστήματα ΑΠΕ συμπεριφορά παρόμοια με αυτήν των συμβατικών συγχρονισμένων γεννητριών [13]. Μέσω αυτής της προσέγγισης, μπορεί να μειωθεί ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (RoCoF) και να αποτραπούν κρίσιμες βυθίσεις συχνότητας. Η γενική ιδέα της εικονικής αδράνειας απεικονίζεται στην Εικόνα 2.5 .



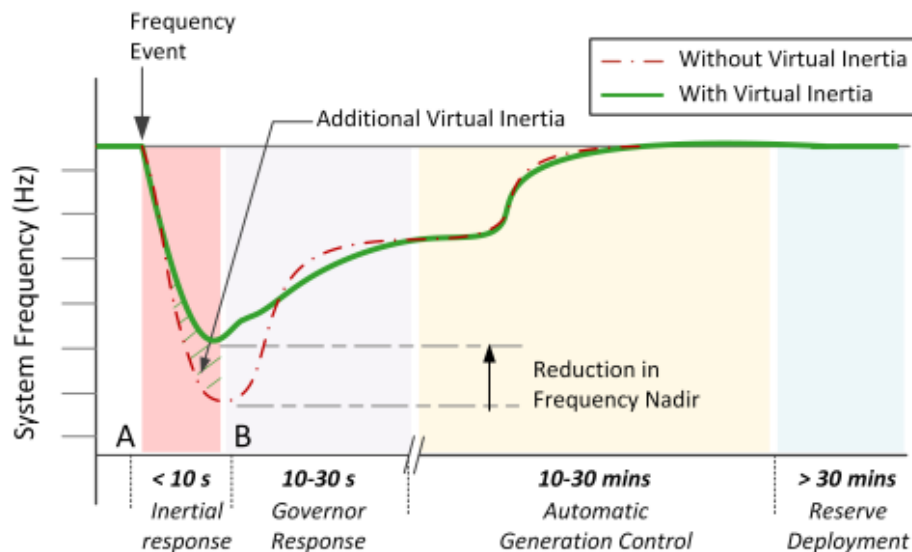
Εικόνα 2.5: Γενική ιδέα εικονικής αδράνειας [13].

Θεωρώντας ότι εισάγονται N_{CIG} μονάδες CIG με έλεγχο εικονικής αδράνειας, η συνολική αδράνεια του συστήματος μπορεί να οριστεί ως [10]:

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} H_i S_i + \sum_{j=1}^{N_{CIG}} H_{CIG,j} S_{B,j}}{\sum_{i=1}^{N_{SG}} S_{B,i} + \sum_{j=1}^{N_{CIG}} S_{B,j}} \quad (12)$$

Όπου H_i είναι η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας i , S_i η ονομαστική της ισχύς. $H_{CIG,j}$ είναι η εικονική αδράνεια της CIG μονάδας j και $S_{B,j}$ η ονομαστική της ισχύς.

Η Εικόνα 2.6 απεικονίζει ακριβώς αυτή την επιρροή της εικονικής αδράνειας στο δείκτη RoCoF και στο ναδίρ της συχνότητας .



Εικόνα 2.6: Απόκριση συχνότητας σε ένα σύστημα ισχύος μετά από διαταραχή στη συχνότητα. Σύγκριση απόκρισης με και χωρίς εικονική αδράνεια [13].

2.8 Μεθοδολογίες παροχής εικονικής αδράνειας

Παρόλο που υπάρχουν και άλλες ταξινομήσεις των τοπολογιών εικονικής αδράνειας, εδώ θα υιοθετηθεί ως βασικό κριτήριο ταξινόμησης η τεχνική συγχρονισμού με το δίκτυο. Ο αλγόριθμος ελέγχου των CIG (Converter-Interfaced Generators) απαιτεί συγχρονισμό με το περιστρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς $d-q$ του δικτύου. Υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας (σταθερή κατάσταση), τα δύο πλαίσια $d-q$ (του μετατροπέα και του δικτύου) είναι συγχρονισμένα [14].

Υπάρχουν δύο κύριες προσεγγίσεις για τον συγχρονισμό ενός CIG με το δίκτυο:

1. Μέσω ειδικής μονάδας συγχρονισμού, όπως ένα Phase-Locked Loop (PLL).
2. Μέσω εικονικής υλοποίησης σύγχρονης μηχανής (virtual synchronous machine), όπου ο συγχρονισμός επιτυγχάνεται μέσω υπολογισμού της ενεργού ισχύος και όχι με άμεσο PLL.

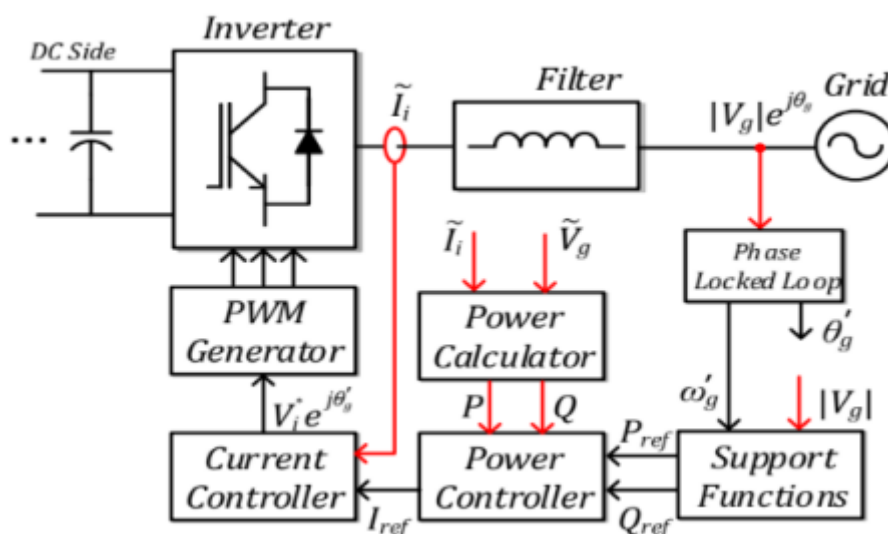
Κατά συνέπεια, οι αλγόριθμοι εικονικής αδράνειας μπορούν να ταξινομηθούν σε δύο βασικές κατηγορίες:

- Grid-Following: βασίζονται σε συγχρονισμό μέσω PLL.
- Grid-Forming: βασίζονται σε αναπαράσταση εικονικής γεννήτριας.

2.8.1 Grid Following Control

Οι GFL μετατροπείς είναι ο πλέον χρησιμοποιούμενος τύπος μετατροπέων για τη σύνδεση ΑΠΕ στο δίκτυο. Ο ρόλος τους είναι να εγχείουν την επιθυμητή ενεργό και

άεργη ισχύ στο δίκτυο, ακολουθώντας την υπάρχουσα τάση και συχνότητα που επιβάλλεται στο δίκτυο από μια ή πολλές άλλες γεννήτριες και λειτουργούν σαν πηγές ρεύματος [15]. Χρησιμοποιούνται κατά κόρον σε περιπτώσεις όπου οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας πρέπει να συγχρονιστούν με το υπάρχον δίκτυο. Έτσι διασφαλίζουν τη διασύνδεση μεταξύ συμβατικών σύγχρονων γεννητριών και μετατροπέων [16]. Το πρόβλημα με αυτούς τους μετατροπείς είναι πως δεν μπορούν να εισάγουν ή να στηρίζουν από μόνοι τους τάση και συχνότητα, παρά μόνο να συγχρονιστούν με τις ήδη υπαρκτές παραμέτρους του δικτύου [17]. Έτσι, λόγω καθυστερήσεων στην επικοινωνία μεταξύ των διατάξεων είναι ευάλωτοι σε αλλαγές στο σύστημα.



Εικόνα 2.7: Τυπικό διάγραμμα ενός grid-following μετατροπέα [16].

2.8.1.1 Συγχρονισμός με το δίκτυο

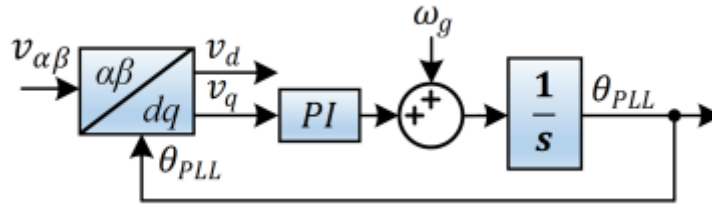
Για να γίνει η ομαλή σύνδεση της πλευράς εναλλασσόμενου ρεύματος (AC-side) του μετατροπέα με το δίκτυο, χωρίς τον κίνδυνο δημιουργίας μεταβατικών φαινομένων λόγω σύνδεσης εκτός φάσης, πρέπει να ευθυγραμμιστούν το διάνυσμα τάσης εξόδου του μετατροπέα και το διάνυσμα τάσης του δικτύου. Για τον συγχρονισμό της τάσης εξόδου του μετατροπέα και της τάσης δικτύου χρησιμοποιείται Phase Locked Loop (PLL), με το οποίο υπολογίζεται η γωνία της τάσης δικτύου και η συχνότητα.

Μια διάταξη που χρησιμοποιείται ευρέως για τον συγχρονισμό είναι το synchronous reference frame phase-locked loop (SRF-PLL).

Επιδιώκεται η ευθυγράμμιση της συνιστώσας V_d με το διάνυσμα της φασικής τάσης του δικτύου, έτσι ώστε όλη η τάση να απεικονίζεται επί του d-άξονα του συστήματος αναφοράς: $V_d = |V| \cdot \sin(\theta_g - \theta_{PLL})$

Κατά συνέπεια, η συνιστώσα V_q , η οποία εκφράζει το σφάλμα φάσης μεταξύ του εκτιμώμενου και του πραγματικού διανύσματος τάσης, πρέπει να είναι μηδενική όταν έχει επιτευχθεί συγχρονισμός: $V_q = |V| \cdot \sin(\theta_g - \theta_{PLL}) = 0$.

Στην Εικόνα 2.8 βλέπουμε ένα τυπικό διάγραμμα της διάταξης [18]. Δέχεται σαν είσοδο την τάση του δικτύου και πρώτα με τον μετασχηματισμό Clarke μετατρέπει την τάση στο $\alpha\beta$ σύστημα και στη συνέχεια με τον μετασχηματισμό Park στο dq σύστημα [16]. Με έναν PI ελεγκτή εξάγεται η γωνία της τάσης του δικτύου, έτσι ώστε η τάση V_q να είναι μηδέν. Με αυτή την τεχνική συγχρονισμού εισάγεται μία καθυστέρηση, η οποία μπορεί να προκαλέσει αστάθεια στην απόκριση του μετατροπέα μετά από μια διαταραχή.



Εικόνα 2.8: : Διάταξη PLL-SRF για την εκτίμηση της γωνίας φάσης της τάσης δικτύου στο PCC.

2.8.1.2 Εικονική αδράνεια σε grid following μετατροπείς

Για την εισαγωγή εικονικής αδράνειας εγχέεται ενεργός ισχύς ανάλογη με την διαταραχή στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας. Ο μετατροπέας υπολογίζει το RoCoF σύμφωνα με την συχνότητα που μετράει το PLL και με ένα κέρδος $2H$, προσομοιάζει την απόκριση μιας γεννήτριας [4]. Έτσι αναπληρώνει τη διαφορά μεταξύ μηχανικής και ηλεκτρικής ισχύος, όπως φαίνεται στην εξίσωση :

$$P_{VI} = 2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (13)$$

Εδώ ο έλεγχος υλοποιείται με ένα σταθερό κέρδος $K_{VI} = 2H$.

Μια βελτιωμένη μορφή του ελεγκτή μπορεί να συνδυάσει την παραπάνω συμπεριφορά με ένα φίλτρο πρώτης τάξης, διαμορφώνοντας την εικονική αδράνεια ως εξής [4] :

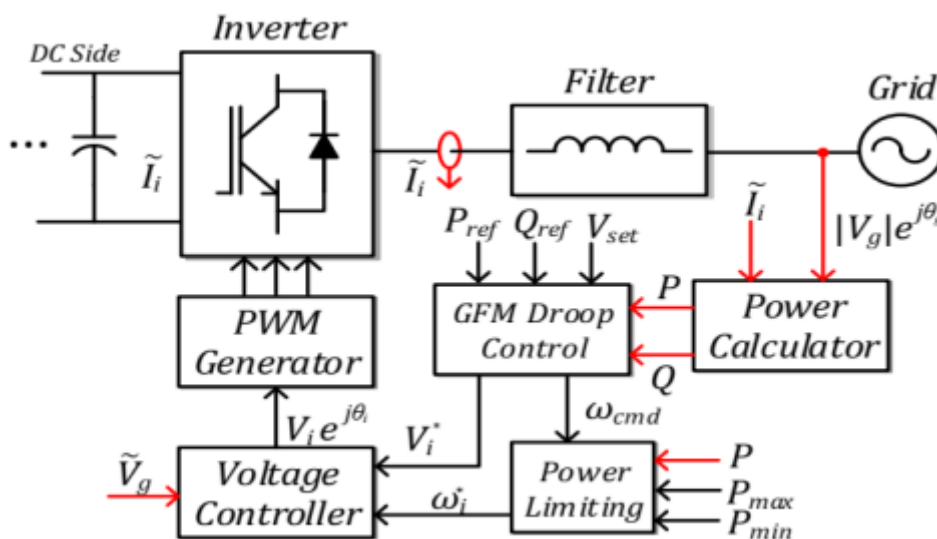
$$C_{VI} = \frac{K_{VI}}{sT_{VI}+1} \quad (14)$$

Αυτός ο τύπος εισαγάγει νέο δυναμικό κέρδος $C_{VI}(s)$ που προσφέρει ομαλότερη απόκριση, περιορίζοντας απότομες αλλαγές στην ισχύ.

Επιπλέον μπορεί να εισαχθεί και όρος droop στον έλεγχο για καλύτερη απόκριση στην μόνιμη κατάσταση.

2.8.2 Grid Forming Control

Ο έλεγχος grid forming αφορά στην ικανότητα ενός μετατροπέα να καθορίζει και να διατηρεί αυτόνομα τις συνθήκες του δικτύου, δηλαδή την τάση και τη συχνότητα. Είναι μια στρατηγική έλεγχου για μετατροπείς που τους επιτρέπει να μιμηθούν την συμπεριφορά μιας σύγχρονης γεννήτριας σε ότι αφορά τον δυναμικό έλεγχο συχνότητας [8]. Ένας grid forming μετατροπέας μπορεί να λειτουργήσει και απομονωμένα, χωρίς σύνδεση με το κεντρικό δίκτυο, όπως σε περιπτώσεις νησιδοποίησης και μικροδικτύων [16], και ακόμα να επανεκκινήσει ένα ηλεκτρικό δίκτυο από πλήρη απενεργοποίηση, χωρίς εξωτερική παροχή τάσης (black start) [17].



Εικόνα 2.9: Τυπικό διάγραμμα ενός grid-forming μετατροπέα [16].

Πολύ συνηθισμένες τοπολογίες είναι ο Synchronverter, ο έλεγχος droop control και η Virtual Synchronous Machine (VSM).

Στην παρούσα εργασία, θα μοντελοποιηθεί μια Virtual Synchronous Machine.

2.8.2.1 Virtual Synchronous Machine/Generator (VSM/VSG):

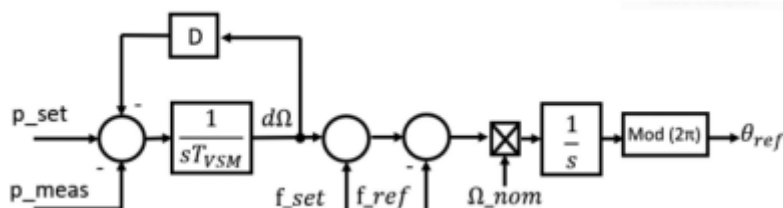
Η κύρια ιδέα πίσω από ένα Virtual Synchronous Generator (VSG) είναι να προσομοιάσει την συμπεριφορά μιας σύγχρονης γεννήτρια σε ένα σύστημα διεσπαρμένης παραγωγής. Σε αντίθεση με το droop έλεγχο που προσφέρει μόνο ρύθμιση της συχνότητας, η Vsg χρησιμοποιεί το ρυθμό μεταβολής της και προσφέρει δυναμικό έλεγχο που μιμείται την παροχή / απορρόφηση κινητικής ενέργειας από μια σύγχρονη γεννήτρια μετά από διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος [13].

Η VSM μιμείται την εξίσωση που διέπει την δυναμική απόκριση μιας σύγχρονης γεννήτριας σε ένα μετατροπέα πηγής τάσης:

$$s T_{VSM} \omega_{VSM} = P_{set} - P_{meas} - D_P(\omega_{VSM} - \omega_g) \quad (15)$$

Όπου $T_{VSM} = 2H$ είναι χρονική σταθερά, P_{set} είναι το σημείο ρύθμισης ενεργού ισχύος, P_{meas} είναι μετρούμενη ενεργός ισχύς εξόδου του μετατροπέα, D_p είναι ο συντελεστής απόσβεσης, ω_{vsm} είναι η γωνιακή συχνότητα της VSM και ω_g είναι η γωνιακή συχνότητα του δικτύου [19] .

Έτσι μπορεί να σχεδιαστεί ένα απλοποιημένο διάγραμμα του ελέγχου που θα χρησιμοποιηθεί στην συνέχεια (Εικόνα 2.10) :



Εικόνα 2.10: Απλοποιημένο σχήμα ελέγχου virtual synchronous machine [19] .

Στο πρώτο σκέλος εξάγεται η ω_{vsm} σε p.u. και πολλαπλασιάζεται με την ω_{nom} για να υπολογιστεί σε rad/sec. Τέλος ολοκληρώνεται για να εξαχθεί η γωνία θ_{ref} .

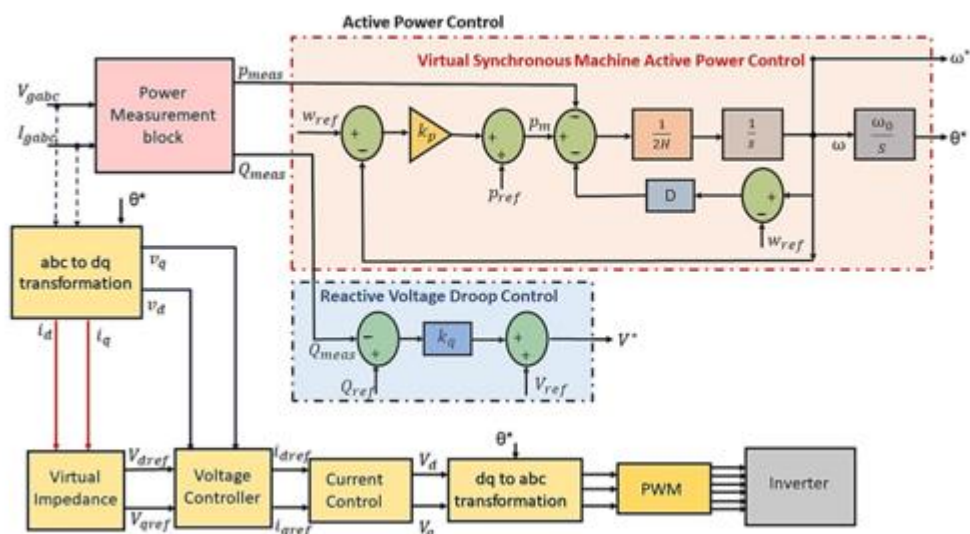
Η f_{set} είναι η επιθυμητή συχνότητα, ενώ η f_{ref} είναι η συχνότητα αναφοράς στις RMS προσομοιώσεις. Η θ_{ref} είναι η γωνία τάσης που αποστέλλεται στον υπολογισμό της τάσης εξόδου και τελικά στη στατική γεννήτρια, η οποία ελέγχεται ως πηγή τάσης.

Στην Εικόνα 2.11 απεικονίζεται ένα γενικό διάγραμμα VSM. Να σημειωθεί πως δεν χρειάζεται ξεχωριστή μονάδα συγχρονισμού, όπως PLL. Η VSM παράγει από μόνη της τη γωνία τάσης που χρειάζεται ο μετατροπέας.

Σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να χρησιμοποιηθεί και έλεγχος droop αέργου ισχύος, όπως φαίνεται στο σχήμα, για τον έλεγχο της τάσης του αντιστροφέα, όχι όμως στην παρούσα εργασία.

Οι grid-forming ελεγκτές μπορούν να συνδυαστούν με εικονική αντίσταση (virtual impedance), η οποία βελτιώνει την απόσβεση και επιτρέπει τον περιορισμό του ρεύματος σε περιπτώσεις βραχυκυκλωμάτων [20] . Επιπλέον, ο υπολογισμός της τάσης εξόδου περιλαμβάνει πρόσθετη λειτουργικότητα για τον περιορισμό ρεύματος. Η αλγεβρική μορφή των δυο αυτών μπλοκ που θα χρησιμοποιηθούν παρουσιάζεται στην ενότητα της μοντελοποίησης συγκεκριμένα για το μοντέλο της εργασίας .

Η προσέγγιση αυτή αποσκοπεί στο να μειώσει τα ρεύματα βραχυκυκλώματος, να αυξήσει την απόσβεση ταλαντώσεων κατά τη διάρκεια μεταβατικών φαινομένων.



Εικόνα 2.11: Διάγραμμα grid-forming ελέγχου με χρήση Virtual Synchronous Machine [15].

Με τα παραπάνω, είναι σαφές πως ο συγχρονισμός με το δίκτυο γίνεται εγγενώς, όπως σε μια σύγχρονη γεννήτρια, μέσω της μηχανικής εξίσωσης. Θα φανεί στη συνέχεια πως αυτό θα βοηθήσει στην ευστάθεια της συχνότητας σε διαταραχές του δικτύου.

Η απόκριση ενός μετατροπέα μπορεί, εφόσον το επιθυμούμε, να είναι ταχύτερη από την αντίστοιχη μιας συμβατικής σύγχρονης γεννήτριας. Ενώ οι σύγχρονες γεννήτριες έχουν συνήθως σταθερές χρόνου απόκρισης ισχύος της τάξης μερικών δευτερολέπτων, οι μετατροπείς μπορούν, όταν απαιτηθεί, να ρυθμίσουν την ισχύ σε λιγότερο από ένα δευτερόλεπτο. Στο [21] αναφέρεται πως οι μετατροπείς αυτοί μπορούν να ρυθμίσουν την ισχύ σε 0.1–0.3 δευτερόλεπτα, λόγω της μηδενικής καθυστέρησης των βρόχων ισχύος.

Κεφάλαιο 3 : Μοντελοποίηση

Στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστούν κάποιες λεπτομέρειες για το σύστημα που εξετάστηκε, τη μεθοδολογία των προσομοιώσεων που ακολουθήθηκε και τα στοιχεία του συστήματος που πρέπει να δοθεί έμφαση.

3.1 PowerFactory

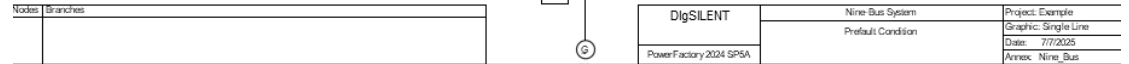
Οι προσομοιώσεις έγιναν στο λογισμικό DIgSILENT PowerFactory 2024. Είναι ένα λογισμικό ανάλυσης συστημάτων ισχύος, το οποίο χρησιμοποιείται για την ανάλυση συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και βιομηχανικών ηλεκτρικών δικτύων.

Καλύπτει όλο το εύρος των λειτουργιών, από βασικά χαρακτηριστικά έως ιδιαίτερα εξελιγμένες και προηγμένες εφαρμογές, όπως η αιολική ενέργεια, η αποκεντρωμένη παραγωγή, η προσομοίωση σε πραγματικό χρόνο και η παρακολούθηση απόδοσης για τον έλεγχο και την εποπτεία των συστημάτων [22].

3.2 Περιγραφή του συστήματος

Χρησιμοποιήθηκε μια τροποποίηση του IEEE 9-bus system, ένα γνωστό τυποποιημένο σύστημα για μελέτες ισχύος. Συγκεκριμένα, στο πρωτότυπο σύστημα δεν χρησιμοποιούνται controllers σε όλες τις γεννήτριες, γι' αυτό και επιλέχθηκε το IEEE 9-bus modified test system, όπως εισάγεται στο [23] και φαίνεται στο Σχήμα 3.1 .

Αποτελείται από 3 σύγχρονες γεννήτριες (G1, G2, G3) με IEEE type-1 exciters. Υπάρχουν 12 ζυγοί, 6 γραμμές μεταφοράς, 6 μετασχηματιστές και 3 φορτία σταθερής αντίστασης. Η συνολική ζήτηση φορτίου είναι 315 MW και 115 MVar. Η γεννήτρια G1 θεωρείται ως γεννήτρια αναφοράς, δηλαδή μπορεί να παρέχει άπειρη ισχύ στο σύστημα.



Σχήμα 3.1: Μονογραμμικό διάγραμμα του IEEE 9-bus modified test system.

Στον Πίνακα 1 βλέπουμε μερικά χαρακτηριστικά των σύγχρονων γεννητριών. Να σημειωθεί πως η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας G3 είναι 4.768 δευτερόλεπτα.

TABLE I
IEEE 9-BUS MODIFIED TEST SYSTEM MACHINE DATA

Type	GENROU	GENROU	GENROU
Operation	Sync. Gen.	Sync. Gen.	Sync. Gen.
Default Unit no. (New Unit no.)	1(12)	2(10)	3(11)
Rated power (MVA)	512	270	125
Rated voltage (kV)	24	18	15.5
Rated pf	0.9	0.85	0.85
H (s)	2.6312	4.1296	4.768
D	2.000	2.000	2

Πίνακας 3-1: Τεχνικά χαρακτηριστικά ενδιαφέροντος των σύγχρονων γεννητριών του συστήματος.

Περισσότερες πληροφορίες για τις παραμέτρους των γεννητριών, τους exciters και governors μπορούν να βρεθούν στο [24].

3.3 Μεθοδολογία

Στην παρούσα εργασία θα συγκριθούν οι αποκρίσεις συχνότητας σε περιπτώσεις που η παραγωγή γίνεται από

- Μόνο από σύγχρονες γεννήτριες
- Συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής που συνδέεται με το δίκτυο με μετατροπέα GFL χωρίς συμμετοχή στην δυναμική ρύθμιση συχνότητας (grid-feeding mode)
- Συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής που συνδέεται με το δίκτυο με μετατροπέα GFL με συμμετοχή στην δυναμική ρύθμιση συχνότητας (grid-supporting mode)
- Συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής που συνδέεται με το δίκτυο με μετατροπέα GFM

Ως βασικό σενάριο, ή σενάριο αναφοράς, θεωρείται η χρήση του συστήματος όπως είναι, δηλαδή με τις τρεις σύγχρονες γεννήτριες σε λειτουργία. Για να μοντελοποιηθεί η συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής, θα αντικατασταθεί η γεννήτρια G3 με σταθμούς μετατροπέων GFL και GFM. Για τον σταθμό με GFL μετατροπέα θα χρησιμοποιηθεί το template της DIgSILENT WECC DER system DER_A [25] . Όσον αφορά τον σταθμό με GFM μετατροπέα θα χρησιμοποιηθεί το Grid-Forming Converter Template της DIgSILENT και συγκεκριμένα το μοντέλο Virtual Synchronous Machine [20] . Στην μια περίπτωση grid-following ελέγχου θα εισαχθεί στρατηγική εικονικής αδράνειας χειροκίνητα.

Για να αναλυθεί η απόκριση της συχνότητας σε αλλαγές του συστήματος, θα εφαρμοστούν τρεις διαταραχές :

- Διαταραχή φορτίου: Θα επιβληθεί βηματική αλλαγή του φορτίου
- Αποσύνδεση γεννήτριας από το δίκτυο
- Βραχυκύκλωμα

Για κάθε τοπολογία του συστήματος και για κάθε διαταραχή, εφαρμόστηκε το εργαλείο “Simulation RMS” με :

- Integration step size of 0.1 s
- Η διαταραχή επιβάλλεται στα 15 δευτερόλεπτα
- Συνολικός χρόνος προσομοίωσης 40-70 δευτερόλεπτα

Η προσομοίωση αρχικοποιείται με τα αποτελέσματα ροής φορτίου.

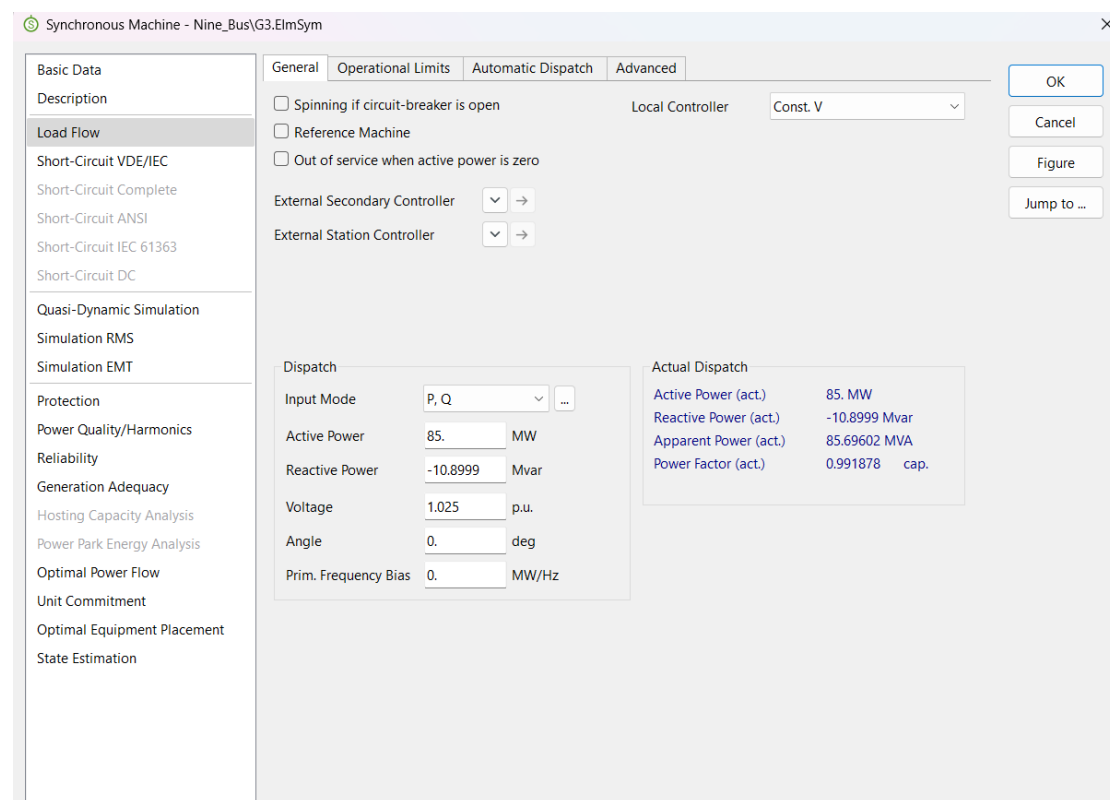
Τα αποτελέσματα αποσπάστηκαν ως πίνακες αριθμητικών τιμών που σχεδιάστηκαν στη συνέχεια στο MATLAB.

3.4 Μοντελοποίηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται ο τρόπος μοντελοποίησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που αντικατέστησαν τη σύγχρονη γεννήτρια G3 στο τροποποιημένο σύστημα IEEE 9-bus. Δίνεται έμφαση στα επιμέρους μοντέλα μετατροπέων (grid-following και grid-forming) και στα σχήματα ελέγχου τους, τα οποία καθορίζουν τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος.

3.4.1 Static Generator

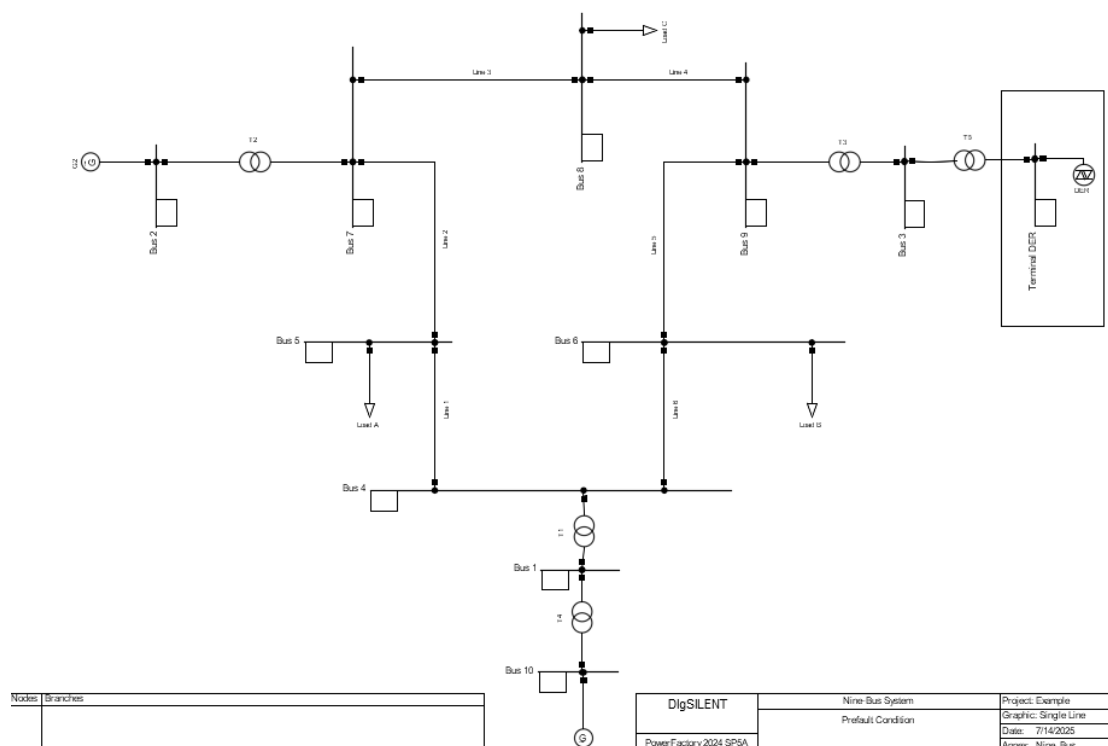
Στη θέση της γεννήτριας G3 τοποθετήθηκε ένα μοντέλο Static Generator. Το μοντέλο αυτού θα καθορίσει αν ο μετατροπέας λειτουργεί ως grid following η ως grid forming. Στην ονομαστική του λειτουργία, στη ροή φορτίου, πρέπει ο Static Generator να έχει την ίδια έξοδο με τη γεννήτρια στο αρχικό σύστημα, για να είναι συγκρίσιμες οι περιπτώσεις.



Εικόνα 3.1: Ονομαστικά στοιχεία της γεννήτριας G3.

3.4.2 WECC DER system

Όπως αναφέρθηκε, για την μοντελοποίηση μια μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής με grid following μετατροπέα χρησιμοποιήθηκε WECC DER Generation 14.25MW 50Hz, ένα έτοιμο template από τα WECC Distributed Energy Resources Templates, στη βιβλιοθήκη της DIgSILENT. Συγκεκριμένα, αποτελείται από έναν Static Generator “DER”, με μοντέλο το WECC DER System. Ο ζυγός 11 του αρχικού μονογραμμικού διαγράμματος θα ονομάζεται τώρα Terminal DER .



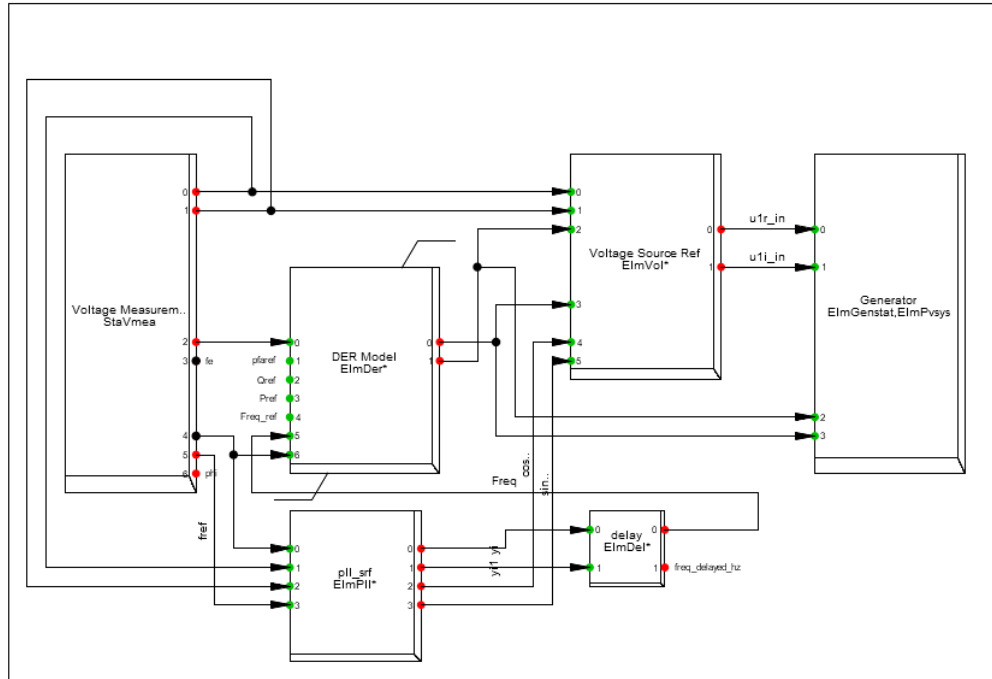
Σχήμα 3.2: Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος με αντικατάσταση της γεννήτριας G3 με grid-following μετατροπέα.

Έγιναν κάποιες τροποποιήσεις στο WECC DER System. Το τροποποιημένο composite model του WECC DER Sytem απεικονίζεται στο Σχήμα 3.3 .

Το αρχικό μοντέλο είχε σαν είσοδο στον ελεγκτή την συχνότητα που μετράει η συσκευή Voltage Measurement Device στο σημείο σύνδεσης της μονάδας με το δίκτυο, δηλαδή τον ζυγό Terminal DER. Αυτή η συσκευή μετράει την πραγματική συχνότητα. Αυτό δεν είναι ρεαλιστικό, καθώς σε πραγματικούς ελεγκτές GFL η συχνότητα δεν μετριέται από το δίκτυο, αλλά υπολογίζεται από μια συσκευή PLL. Για το λόγο αυτό εντάχθηκε στην συγκεκριμένη περίπτωση ένα μπλοκ SRF-PLL και ένα μπλοκ καθυστέρησης, για να μελετηθεί η επίπτωση του PLL στον έλεγχο της συχνότητας.

Η συσκευή Voltage Measurement Device θα μετράει τώρα μόνο την τάση και την συχνότητα αναφοράς στο σημείο σύνδεσης της μονάδας με το δίκτυο, δηλαδή τον ζυγό Terminal DER.

Frame WECC DER: Frame for WECC Distributed Energy Resources Model



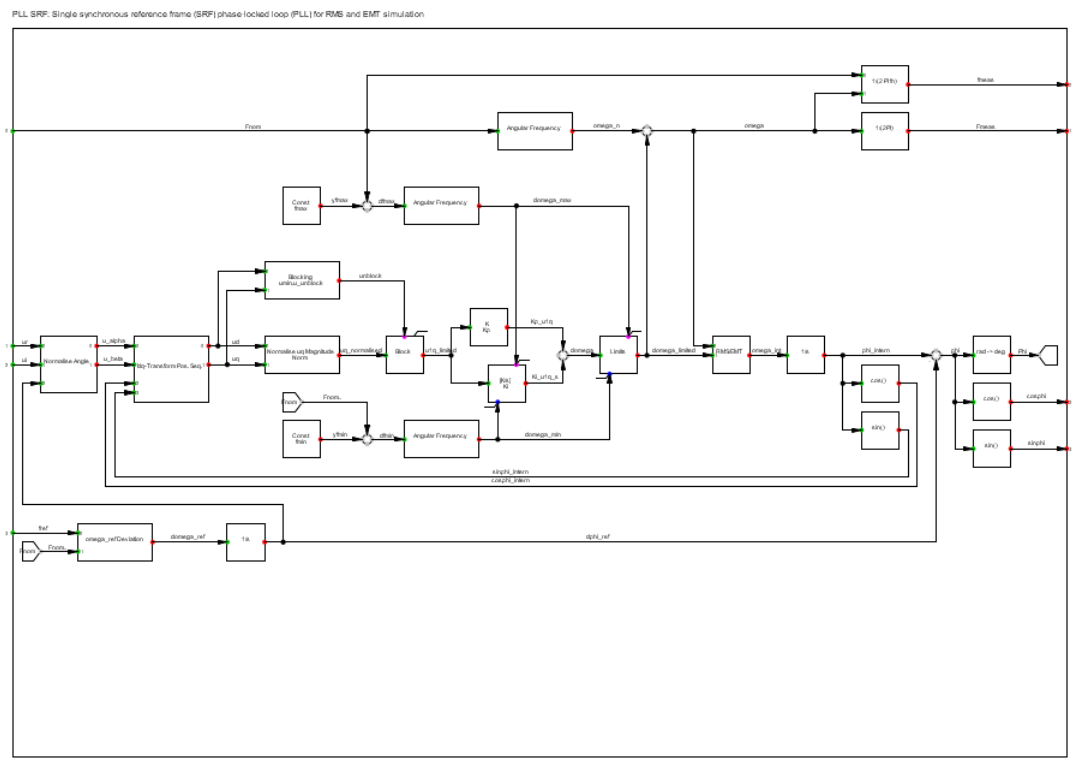
Σχήμα 3.3: Τροποποιημένο μοντέλο WECC DER System .

3.4.2.1 SRF - PLL

Το μπλοκ είναι ένα Single synchronous reference frame (SRF) phase-locked loop (PLL). Ακολουθεί την τοπολογία που περιεγράφηκε στο Θεωρητικό Υπόβαθρο.

Δέχεται σαν είσοδο το πραγματικό και φανταστικό μέρος της τάσης στο σημείο σύνδεσης, υπολογίζει την γωνία φάσης της τάσης και από αυτήν υπολογίζει τη συχνότητα (σε p.u.) που θα δεχτεί σαν είσοδο ο ελεγκτής του μετατροπέα.

Να σημειωθεί πως το ημίτονο και το συνημίτονο της γωνίας θα χρειαστούν για το μπλοκ Voltage Source Reference.



Σχήμα 3.4: Τοπολογία SRF-PLL.

3.4.2.2 Delay

Το delay μπλοκ είναι η εφαρμογή μιας απλής καθυστέρησης e^{-sT} . Χρησιμοποιείται για να προσομοιαστεί η καθυστέρηση που εισάγει το PLL μπλοκ.

3.4.2.3 Distributed Energy Resources (DER) model

Το μοντέλο περιλαμβάνει έλεγχο droop και εικονική αδράνεια για τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος σε απόκριση μεταβολών συχνότητας, όπως αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 2. Στο Σχήμα 3.5 φαίνεται το απόσπασμα του ελεγκτή που αφορά στον έλεγχο συχνότητας.

Όσον αφορά τον έλεγχο συχνότητας-ισχύος, η απόκλιση συχνότητας υπολογίζεται ως $f_{ref} - f$, όπου το f είναι η συχνότητα που υπολόγισε το pll μετά από φίλτρο. Αν η απόκλιση ξεπεράσει τα όρια της νεκρής ζώνης f_{dbd1} και f_{dbd2} , η ισχύς αυξάνεται (σε υποσυχνότητα) ή μειώνεται (σε υπερσυχνότητα) γραμμικά, με συντελεστές D_{up} και D_{dn} αντίστοιχα.

Επιπλέον, εφαρμόζεται εικονική αδράνεια, όπου από τη συχνότητα του PLL υπολογίζεται ο ρυθμός μεταβολής (RoCoF), και με κατάλληλο κέρδος υπολογίζεται η Pvirtual inertia που εισάγεται στο δίκτυο από τον μετατροπέα.

Για τον grid-following μετατροπέα σε λειτουργία Grid Supporting, εξετάζονται δύο εναλλακτικά σχήματα ελέγχου εικονικής αδράνειας.

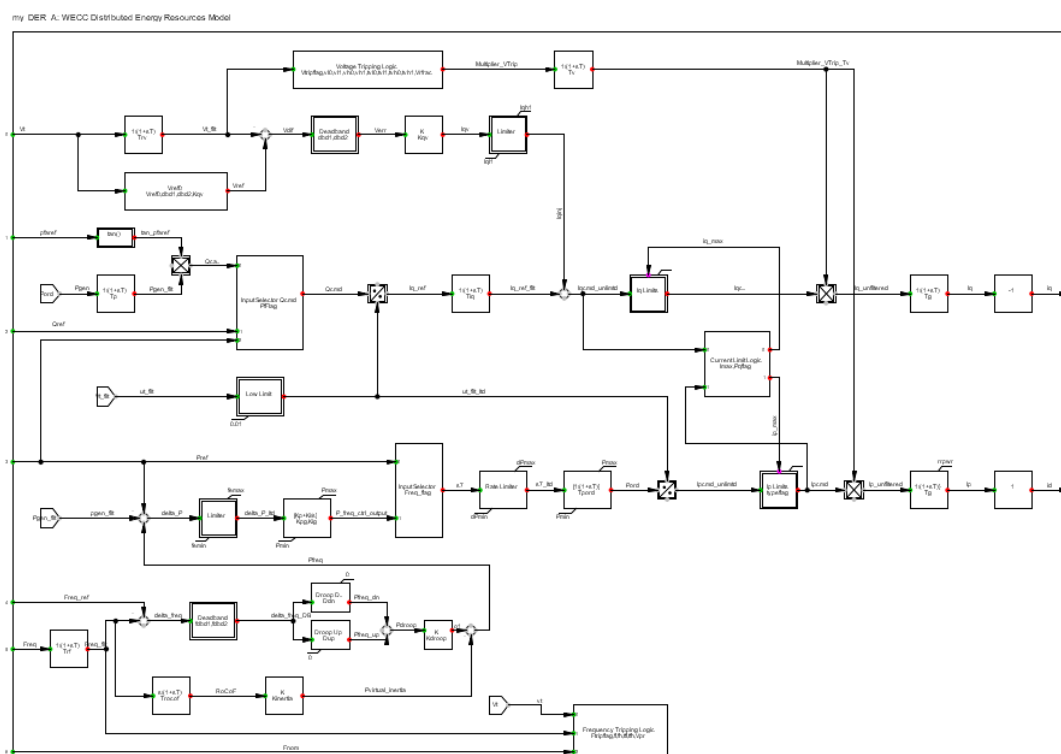
Στο 1^ο σχήμα, η εικονική αδράνεια υλοποιείται με τη χρήση σταθερού κέρδους $K_{inertia}$ για την εξαγωγή της προστιθέμενης «αδρανειακής» ισχύος από τον δείκτη RoCoF που υπολογίζεται εντός του σχήματος ελέγχου. Συγκεκριμένα $K_{inertia} = 2H$, όπου H η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας $G3$.

Στο 2^ο σχήμα, η εικονική αδράνεια υλοποιείται με τη χρήση της συνάρτησης κέρδους $C_{VI} = \frac{K_{VI}}{sT_{VI}+1}$ αντί του σταθερού κέρδους, όπου και πάλι $K_{VI} = 2H$, όπου H η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας $G3$.

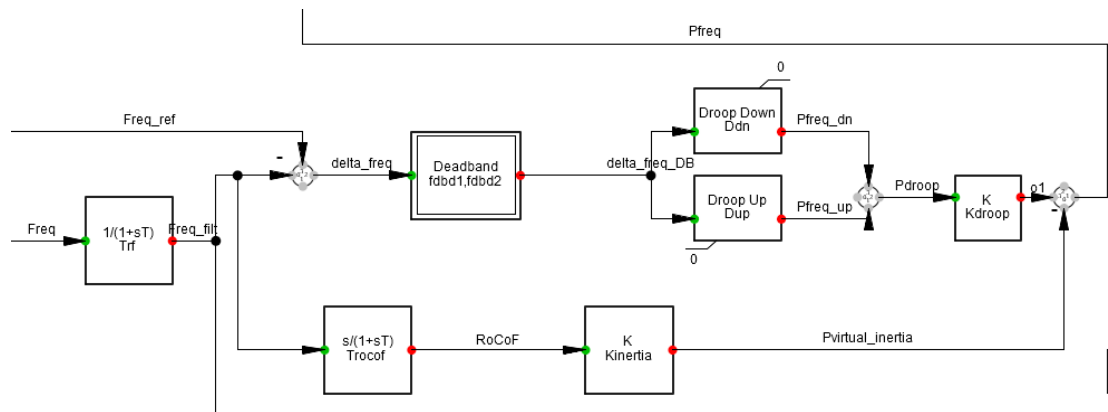
Να σημειωθεί πως χρησιμοποιείται ένα χαμηλοπερατό φίλτρο (Low-Pass Filter – LPF) για να φιλτραρισθεί η συχνότητα που εισάγεται στον ελεγκτή από θόρυβο που δεν αποτελεί πραγματικά διαταραχή στη συχνότητα, ώστε να μη παίρνουμε ανεπιθύμητη ισχύ από την εικονική αδράνεια.

Το μοντέλο υπολογίζει τα ρεύματα αναφοράς στο dq σύστημα που θα χρειαστούν για τη ρύθμιση του μετατροπέα.

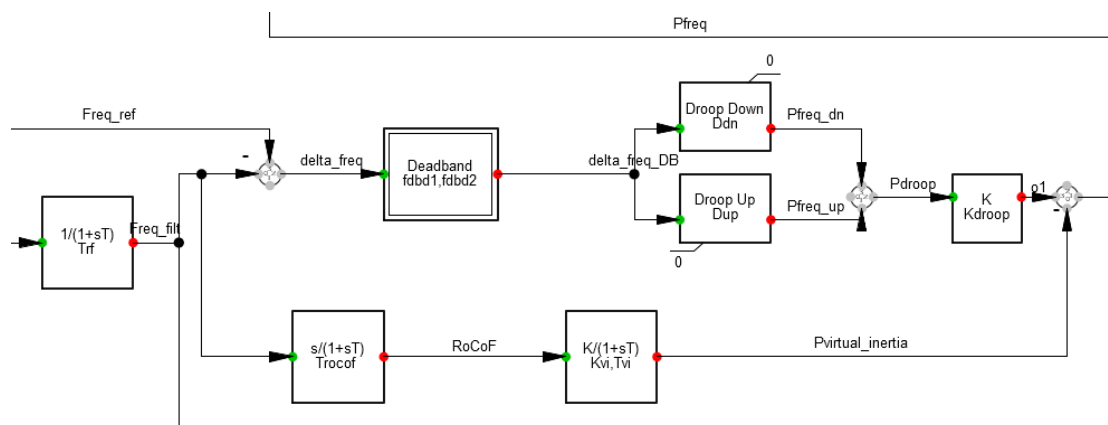
Και οι δύο τοπολογίες παρουσιάζονται στα Σχήματα 3.6 και 3.7 αντίστοιχα.



Σχήμα 3.5: Διάγραμμα μοντέλου Distributed Energy Resources (DER) model.



Σχήμα 3.6: Μεγέθυνση του μοντέλου DER για να φανεί ο έλεγχος συχνότητας, droop και inertial με κέρδος Kinertia .



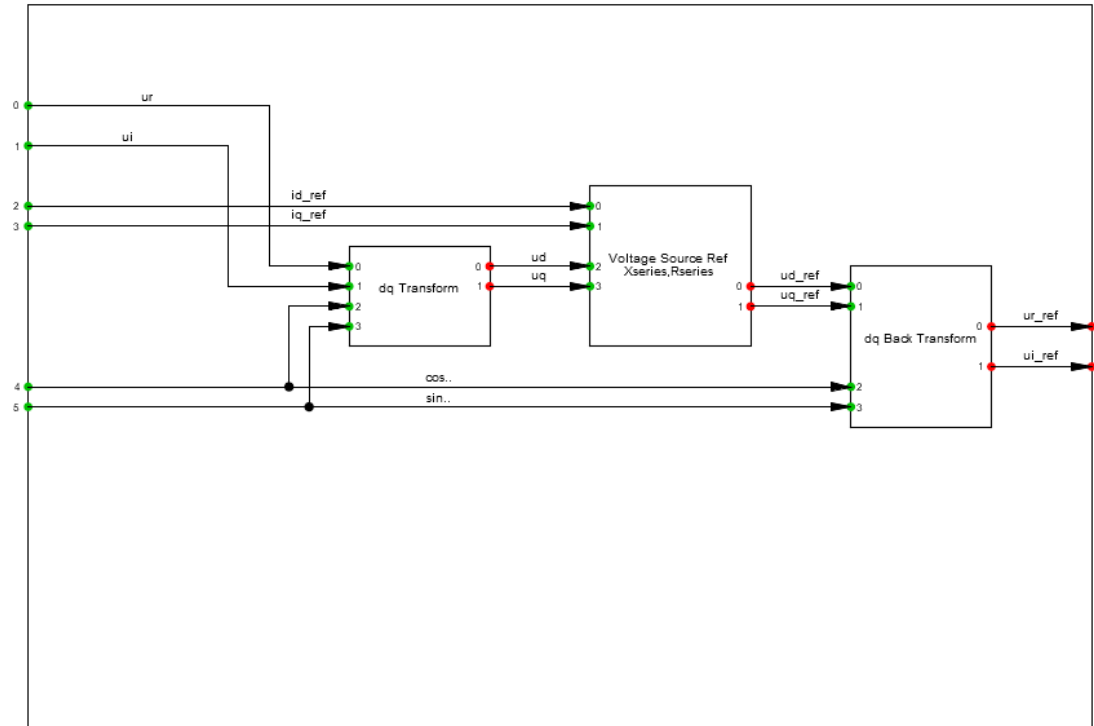
Σχήμα 3.7: Μεγέθυνση του μοντέλου DER για να φανεί ο έλεγχος συχνότητας, droop και inertial με συνάρτηση κέρδους Cvi .

3.4.2.4 Voltage Source Reference

Το μοντέλο Voltage Source Reference χρησιμοποιείται για να μετατρέπει σήματα αναφοράς ρεύματος, τα οποία προορίζονται για μοντέλα ελεγχόμενων πηγών ρεύματος, σε σήματα αναφοράς τάσης που απαιτούνται από μοντέλα ελεγχόμενων πηγών τάσης. Συγκεκριμένα, το μοντέλο λαμβάνει ως είσοδο την τάση στο σημείο σύνδεσης (συνιστώσες u_r και u_i) καθώς και τις αναφορές ρεύματος (i_{d_ref} και i_{q_ref}) από τον ελεγκτή του συστήματος. Στη συνέχεια, υπολογίζει την αντίστοιχη αναφορά τάσης στην έξοδο, ώστε να καθοδηγήσει σωστά τη λειτουργία του μετατροπέα ισχύος.

Να σημειωθεί πως στην περίπτωση του μοντέλου WECC DER A, ο Static Generator πρέπει να ρυθμιστεί ώστε να χρησιμοποιεί το μοντέλο πηγής τάσης.

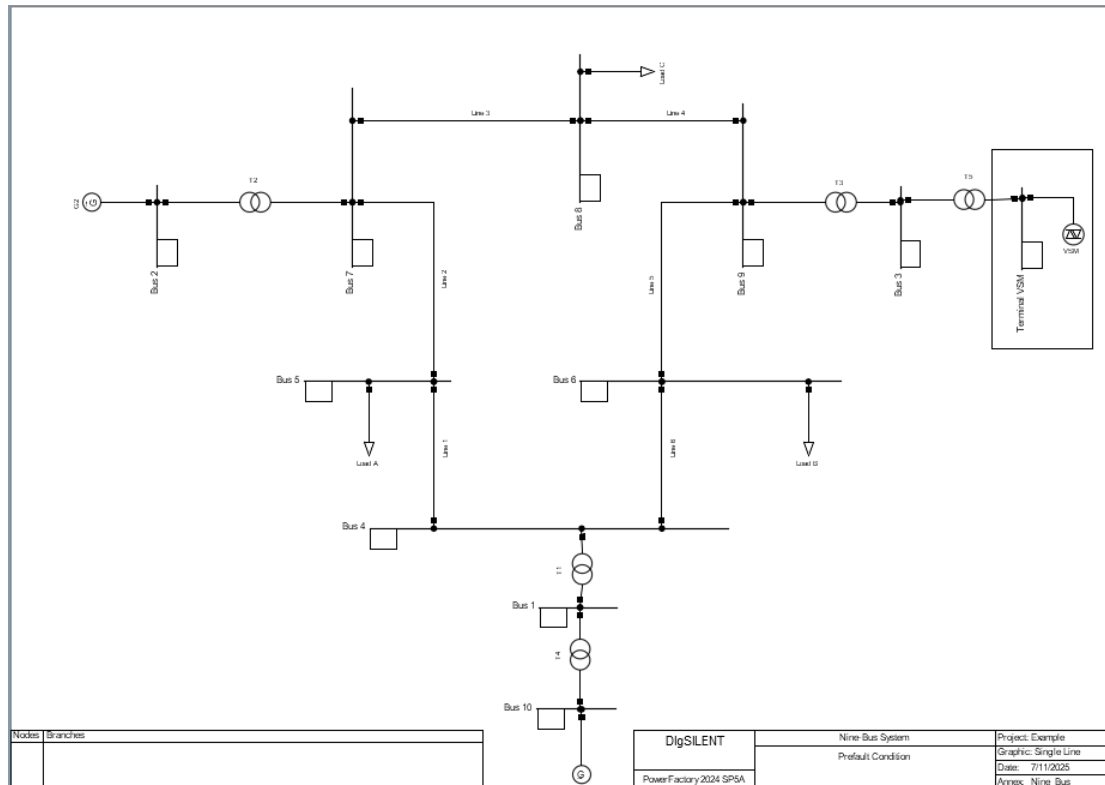
Voltage Source Reference (dq): Reference for Voltage Source Model in RMS simulation, calculation in dq reference frame



Σχήμα 3.8: Διάγραμμα Voltage Source Reference.

3.4.3 Virtual Synchronous Machine System

Όπως αναφέρθηκε, για την μοντελοποίηση μια μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής με grid forming μετατροπέα χρησιμοποιήθηκε το Virtual Synchronous Machine - Generation, ένα έτοιμο template από τα Grid-forming Converters Templates, στη βιβλιοθήκη της DIgSILENT. Συγκεκριμένα, αποτελείται από έναν Static Generator “VSM”, με μοντέλο το VSM Control System. Ο ζυγός 11 του αρχικού μονογραμμικού διαγράμματος θα ονομάζεται τώρα Terminal VSM.



Σχήμα 3.9: Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος με αντικατάσταση της γεννήτριας G3 με grid-forming μετατροπέα.

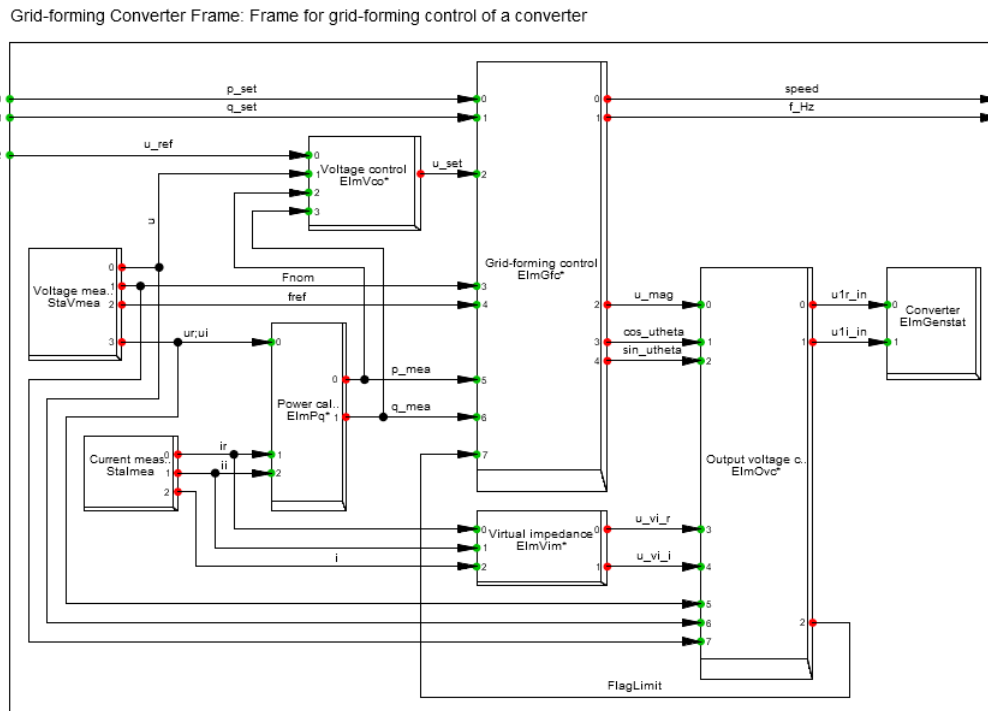
Το composite model του VSM Sytem απεικονίζεται στο Σχήμα 3.10 .

Οι τοπικές μετρήσεις τάσης και ρεύματος παρέχονται από τις συσκευές Voltage Measurement Device και Current Measurement Device.

Η ενεργός ισχύς υπολογίζεται στο μπλοκ Power Calculation ως εξής :

$$p_{mea} = u_r i_r + u_i i_i \quad (16)$$

Επιπλέον, το μοντέλο περιλαμβάνει το ελεγκτή grid-forming (εδώ VSM), την εικονική αντίσταση (virtual impedance) και τα μπλοκ voltage controller ,output voltage calculation και τον μετατροπέα static generator.

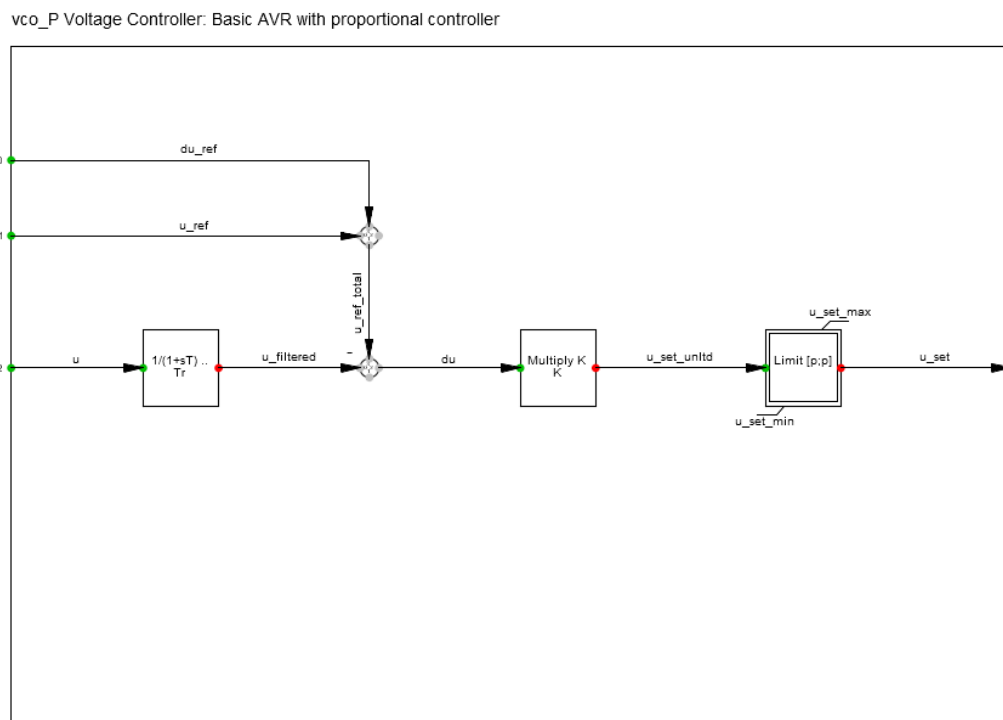


Σχήμα 3.10: Διάγραμμα VSM Control System.

3.4.3.1 Voltage Controller

Χρησιμοποιείται ένας Αυτόματος Ρυθμιστής Τάσης. (Automatic Voltage Regulator - AVR) τύπου proportional (αναλογικός).

Ο ελεγκτής τάσης ρυθμίζει το πλάτος της εξόδου του μετατροπέα συγκρίνοντας τη μετρούμενη τάση με την αναφορά. Το σφάλμα περνά από φίλτρο και ενισχύεται με έναν συντελεστή (K), ενώ η έξοδος περιορίζεται εντός καθορισμένων ορίων.



Σχήμα 3.11: Διάγραμμα Voltage Controller.

3.4.3.2 Virtual Synchronous Machine

Το μοντέλο ακολουθεί το σχήμα που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2.

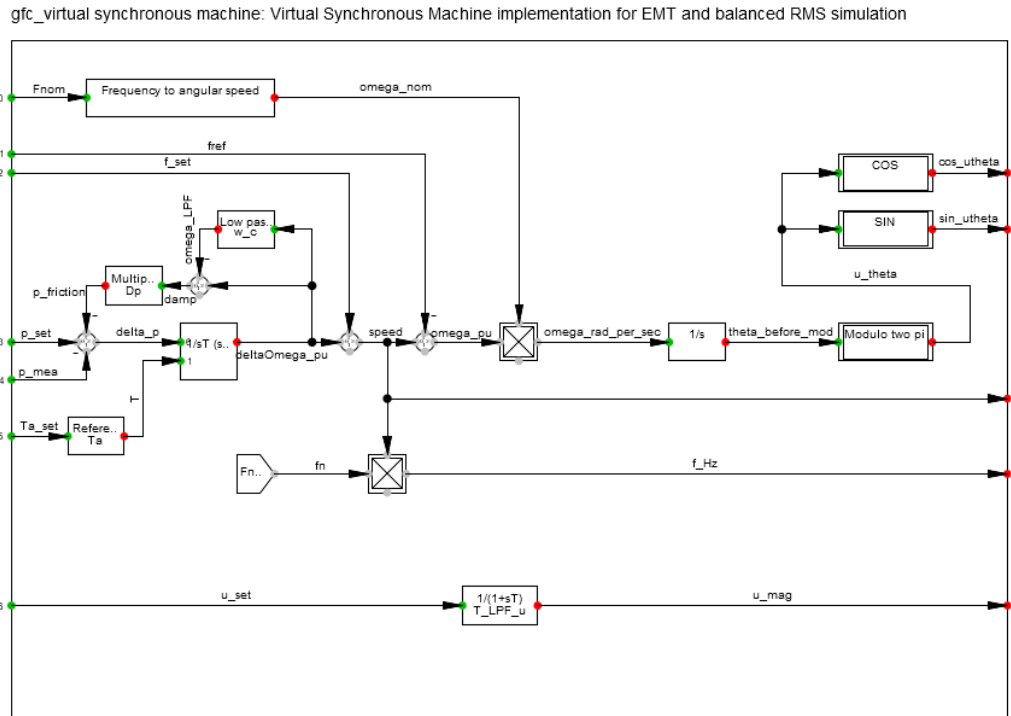
Να σημειωθεί πως στην εξίσωση (15) του Κεφ. 2 η $T_{VSG} = 2H$, όπου H η αδρανειακή σταθερά της γεννήτριας $G3$, ώστε να είναι συγκρίσιμες οι δυο περιπτώσεις με την απόκριση της γεννήτριας.

Η μεταβλητή f_{nom} είναι η ονομαστική συχνότητα και η f_{ref} είναι η συχνότητα αναφοράς στις RMS προσομοιώσεις.

Στο μοντέλο εμφανίζεται ένα low-pass filter $\frac{\omega_c}{\omega_c + s}$ στον όρο απόσβεσης, το οποίο εξαλείφει την επίδραση του όρου απόσβεσης στη μόνιμη κατάσταση, δηλαδή εξαλείφει το droop. Ωστόσο εδώ διατηρήθηκε αυτή η επίδραση, επομένως το ω_c τέθηκε μηδέν.

Το u_{set} είναι η τάση αναφοράς που προκύπτει από τον voltage controller. Περνάει από φίλτρο πρώτης τάξης, εδώ η σταθερά του φίλτρου είναι σχεδόν αμελητέα (0.003 s). Το αποτέλεσμα είναι το u_{mag} , δηλαδή το πλάτος της τάσης που χρησιμοποιείται στη δημιουργία του σήματος εξόδου $u(t) = u_{mag} \cdot \sin(\theta)$.

Έτσι, η VSM υπολογίζει τη γωνία εξόδου της τάσης (μεταβλητή θ_v) και τη συχνότητα, ενώ ο ελεγκτής τάσης προγραμματίζει το πλάτος. Και τα δύο μαζί δημιουργούν την τελική τάση εξόδου του inverter.



Σχήμα 3.12: Μοντέλο Virtual Synchronous Machine.

3.4.3.3 Virtual Impedance

Η εικονική αντίσταση προστίθεται ως μια υπολογισμένη πτώση τάσης στην έξοδο του μετατροπέα. Οι αντίστοιχες πτώσεις τάσης στους άξονες r και i (π.χ. d - q ή πραγματικό-φανταστικό) υπολογίζονται ως εξής:

$$\Delta u_{vi,r} = r_{vi} i_{vi,r} - x_{vi} i_{vi,i}$$

$$\Delta u_{vi,i} = r_{vi} i_{vi,i} + x_{vi} i_{vi,r}$$

όπου r_{vi} και x_{vi} είναι αντίστοιχα η εικονική αντίσταση και η εικονική αντίδραση. Το ρεύμα i_{vi} είναι το ρεύμα του μετατροπέα.

Αυτές οι πτώσεις αφαιρούνται από την επιθυμητή έξοδο τάσης του VSM για να προσομοιωθεί η ηλεκτρική συμπεριφορά μιας σύγχρονης γεννήτριας.

Επιπλέον, η τιμή της εικονικής σύνθετης αντίστασης μπορεί να προσαρμόζεται δυναμικά όταν το ρεύμα εξόδου ξεπερνά ένα όριο i_{lim} , με βάση τον ακόλουθο αλγόριθμο:

$$z_{vi} = \begin{cases} r_{vi} + jx_{vi} , & \text{if } |i_{vi}| \leq i_{lim} \\ (k_{pr}r_{vi} + jk_{px}x_{vi})(|i_{vi}| - i_{lim}) + r_{vi} + jx_{vi} & \text{otherwise} \end{cases}$$

όπου k_{pr} και k_{px} είναι οι αναλογικοί συντελεστές ενίσχυσης για την αντίσταση και την αντίδραση αντίστοιχα.

3.4.3.4 Output Voltage Calculation

Στο block «Υπολογισμός Τάσης Εξόδου» (Output Voltage Calculation), η τάση του grid-forming ελεγκτή και η πτώση τάσης λόγω της εικονικής αντίστασης χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της τελικής τάσης εξόδου του μετατροπέα.

Εκτός από τον περιορισμό του ρεύματος μέσω της εικονικής αντίστασης, σε αυτό το block υλοποιείται ένας επιπλέον μηχανισμός περιορισμού του ρεύματος εξόδου, προκειμένου να αποτραπεί η υπερφόρτιση του μετατροπέα. Αρχικά, η πτώση τάσης πάνω στη σύνθετη αντίσταση εξόδου του μετατροπέα $u_{drop,unlim}$ υπολογίζεται ως:

$$\underline{u}_{drop,unlim} = \underline{u}_{con,unlim} - \underline{u}_{term}$$

Όπου $\underline{u}_{con,unlim}$: η επιθυμητή (μη περιορισμένη) τάση εξόδου από τον ελεγκτή, $\underline{u}_{term}$: η πραγματική τάση στον ακροδέκτη σύνδεσης.

Επειδή η πτώση τάσης αυτή μπορεί να οδηγήσει σε υπερβολικό ρεύμα εξόδου, προβλέπεται ένας μέγιστος επιτρεπτός περιορισμός, ο οποίος εξαρτάται από την σύνθετη αντίσταση εξόδου του μετατροπέα z_{series} και το μέγιστο ρεύμα εξόδου του μετατροπέα $i_{con,lim}$:

$$\underline{u}_{drop,max} = |z_{series}| i_{con,lim}$$

Κατά συνέπεια, η πραγματική απόλυτη τιμή της πτώσης τάσης $|u_{drop,lim}|$ περιορίζεται από την $u_{drop,max}$ (ενώ η γωνία της $u_{drop,lim}$ παραμένει ίδια με αυτή της $u_{drop,unlim}$).

Τέλος, η περιορισμένη τάση εξόδου του μετατροπέα $\underline{u}_{con,lim}$ προκύπτει προσθέτοντας την περιορισμένη πτώση τάσης $u_{drop,lim}$ στην τάση του ακροδέκτη:

$$\underline{u}_{con,lim} = \underline{u}_{drop,lim} + \underline{u}_{term}$$

Κεφάλαιο 4 : Αποτελέσματα

Στο παρόν κεφάλαιο θα παραταθούν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που πραγματοποιήθηκαν. Όπως αναφέρθηκε θα γίνει η σύγκριση στη συμπεριφορά μιας γεννήτριας, ενός grid-forming και ενός grid-following μετατροπέα, σε λειτουργία Grid Supporting, δηλαδή με έλεγχο εικονικής αδράνειας της συχνότητας, και σε λειτουργία Grid Feeding, δηλαδή χωρίς κανένα έλεγχο της συχνότητας.

Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 3, για τον grid-following μετατροπέα σε λειτουργία Grid Supporting, θα μελετηθούν δύο σχήματα εικονικής αδράνειας. Όσον αφορά τον grid-forming μετατροπέα, χρησιμοποιείται μια Virtual Synchronous Machine.

Θα εφαρμοστούν 3 είδη διαταραχών : βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% του αρχικού, αποσύνδεση της γεννήτριας G1 και 2 βραχυκυκλώματα: στο ζυγό 3 και στον ζυγό 2. Να σημειωθεί πως ο ζυγός 3 είναι κοντά στη θέση των μοντέλων που μελετώνται, ενώ ο ζυγός 2 είναι μακριά.

Τα σενάρια των διαταραχών συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Σενάριο	Περιγραφή διαταραχής
1	Βηματική αύξηση φορτίου Load A κατά 90% του αρχικού
2	Αποσύνδεση της γεννήτριας G1
3	Βραχυκυκλώματα: (α) στον ζυγό 3, (β) στον ζυγό 2

Πίνακας 2: Διαταραχές που εξετάστηκαν στις προσομοιώσεις.

Παρατίθενται οι περιπτώσεις μετατροπέων που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις στον παρακάτω πίνακα.

Περίπτωση	Τύπος Μετατροπέα / Γεννήτριας	Αδρανειακή Απόκριση
1	Σύγχρονη Γεννήτρια (SG)	Φυσική αδράνεια
2	Grid-Forming Inverter	Εικονική Σύγχρονη Μηχανή (VSM)
3	Grid-Following (Grid-Supporting #1)	Εικονική αδράνεια με σταθερό κέρδος
4	Grid-Following (Grid-Supporting #2)	Εικονική αδράνεια με μεταβλητό κέρδος
5	Grid-Following (Grid-Feeding)	-

Πίνακας 3: Περιπτώσεις Μετατροπέων που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις

Επιπλέον, για την διαταραχή φορτίου θα θεωρηθεί μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση για τα διακοπτικά στοιχεία του μοντέλου grid-following, περιορίζοντας το ρυθμό αύξησης της ενεργού ισχύος. Επιπλέον, θα μελετηθεί η επίδραση των παραμέτρων ελεγκτή του Phase-Locked-Loop στην δυναμική απόκριση του grid-following μετατροπέα.

4.1.1 Διαταραχή 1^η : Βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% του αρχικού .

Σε χρόνο $t = 15$ s, επιβάλλεται βηματική αύξηση της ενεργού ισχύος στο φορτίο Load A κατά 90 %. Η μεταβολή της φόρτισης γίνεται ακαριαία, ώστε να προκληθεί σαφής μεταβατική απόκριση στη συχνότητα και στον έλεγχο των μετατροπών. Η διαταραχή μοντελοποιείται με ένα load event του powerfactory.

Load Event - ...ses\Documentation\Simulation Events\Fault\Load Event.EvtLod

☐ Out of Service

Execution Time

Absolute

hours 0 h

minutes 0 min

seconds 15. s

OK

Cancel

Loads

Event for

☒ Single Load Stage 0

☐ Multiple Loads

Load ▼ → Nine_Bus\Load A

Event of Load

☒ Step

☐ Ramp

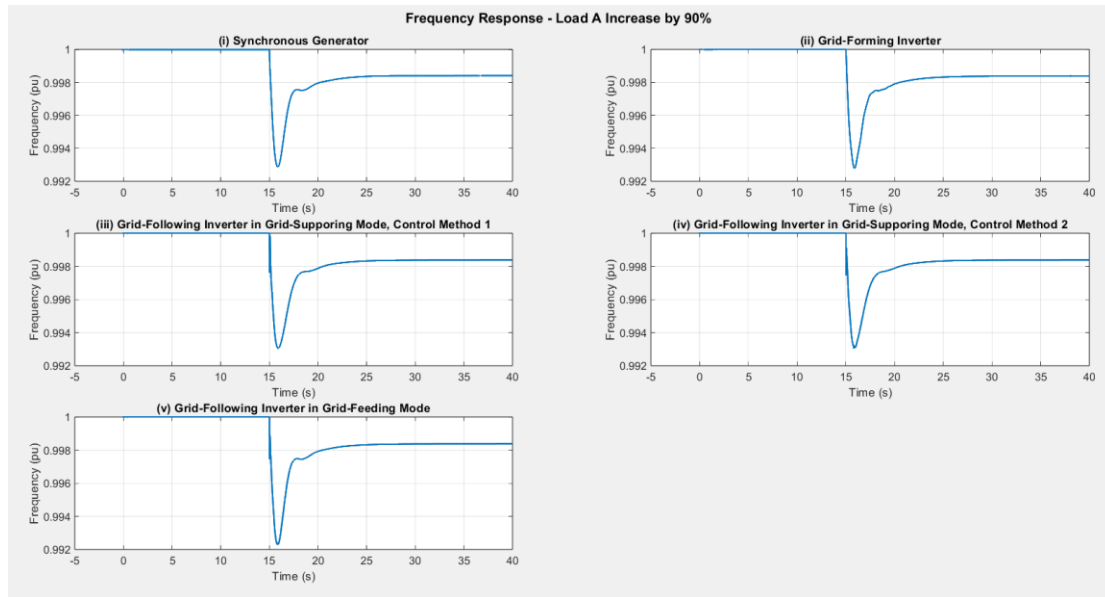
Proportional Load Step

Active Power 90. %

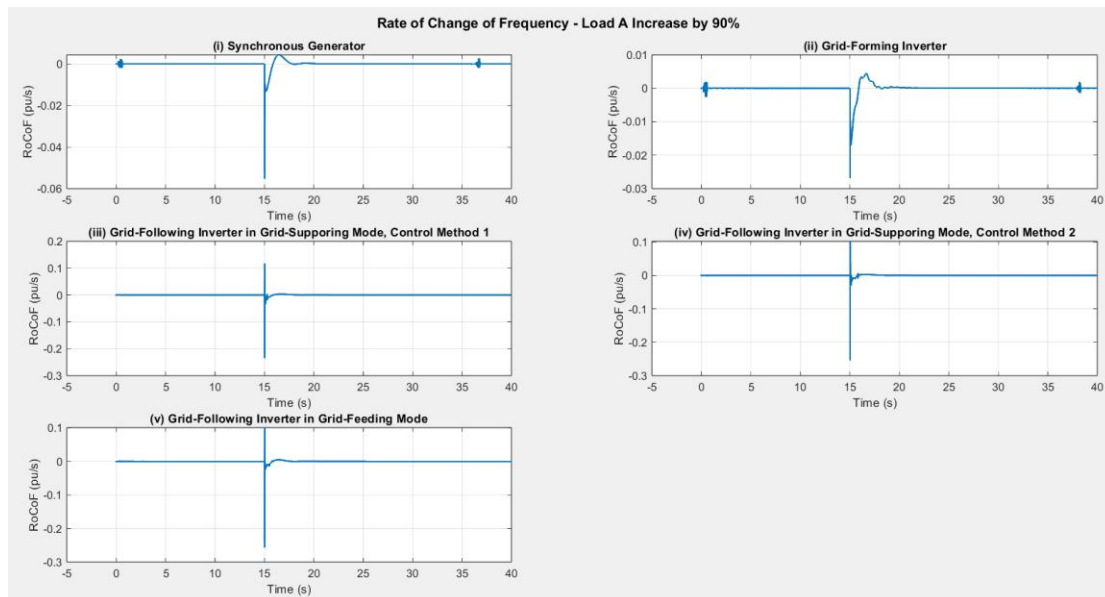
Reactive Power 0. %

Εικόνα 4.1: Ορισμός διαταραχής φορτίου Load A .

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη σύγχρονη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα. Τα 40 δευτερόλεπτα κρίθηκε αρκετός χρόνος για να επανέλθει το σύστημα σε ισορροπία για όλα τα μοντέλα.

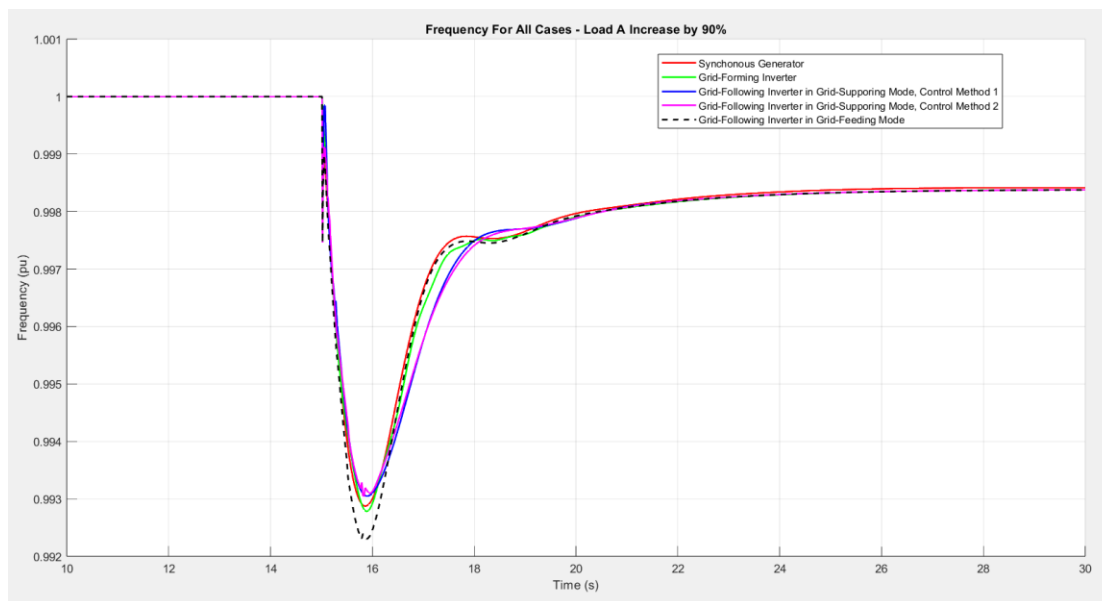


Σχήμα 4.1: Απόκριση της συχνότητας μετά από αύξηση του φορτίου Load A για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

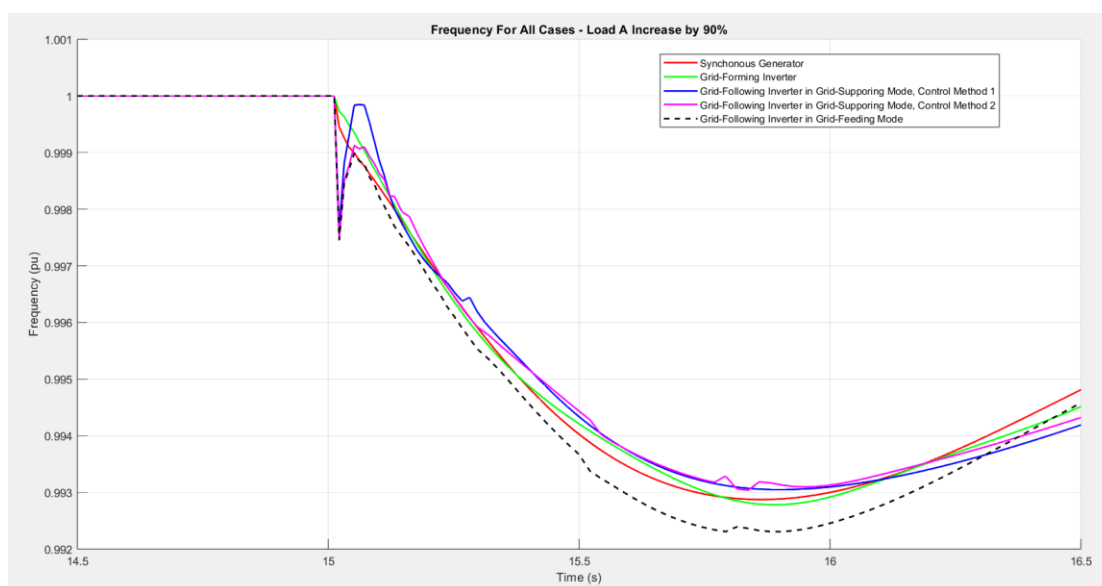


Σχήμα 4.2: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

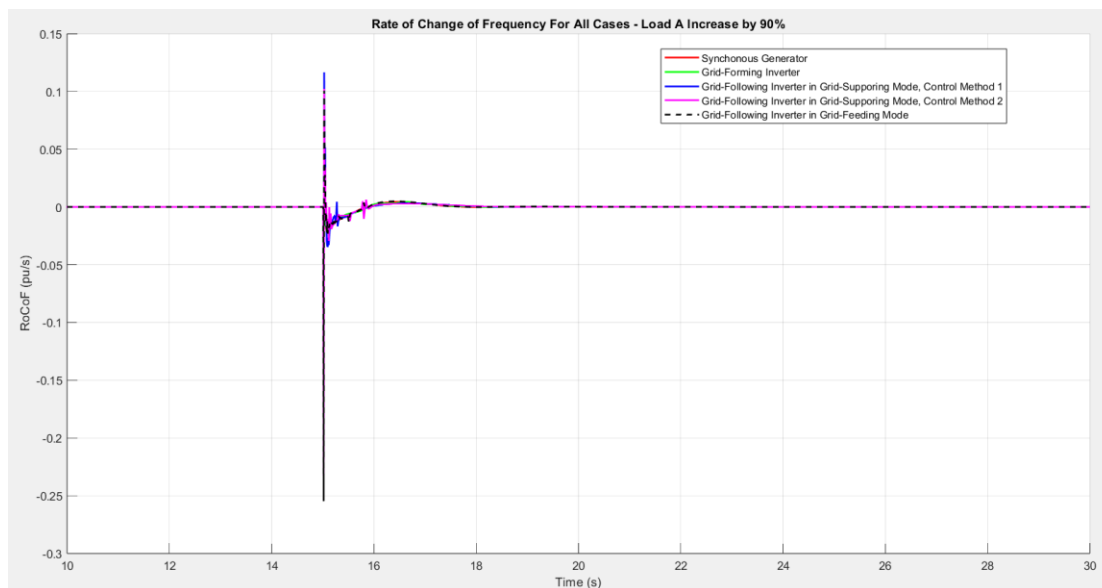
Ακολουθούν τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα σε κοινό διάγραμμα, για όλο το χρόνο της προσομοίωσης και σε μεγέθυνση στα πρώτα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή. Αποκλείστηκαν τα πρώτα και τα τελευταία 10 δευτερόλεπτα της προσομοίωσης, που το σύστημα παραμένει σταθερό.



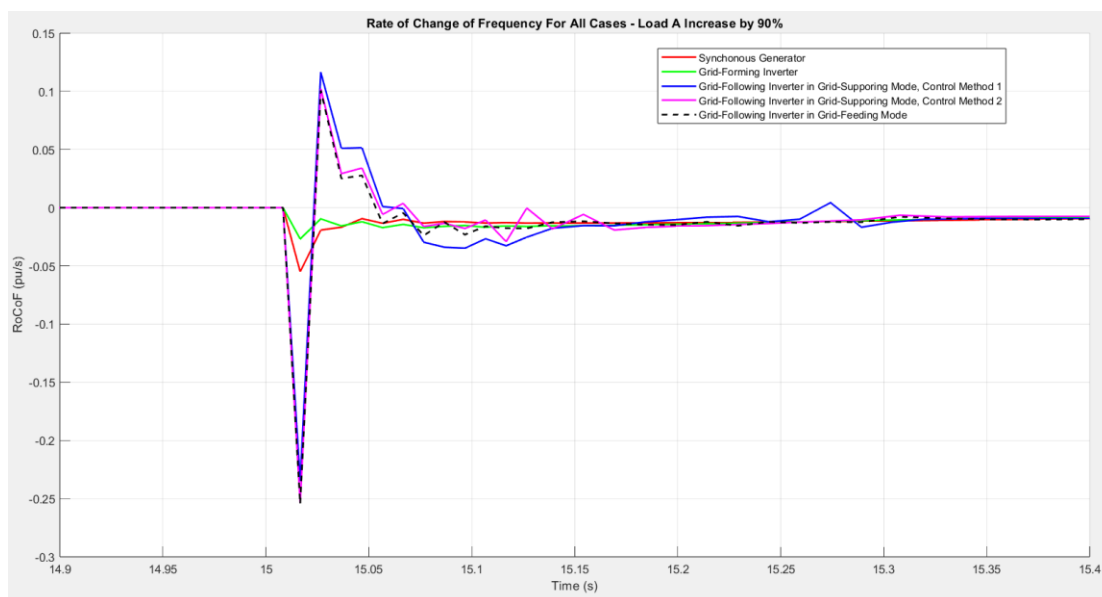
Σχήμα 4.3: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 30 s) .



Σχήμα 4.4: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s) .



Σχήμα 4.5: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 – 30 s).



Σχήμα 4.6: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.9 – 15.4 s) .

Από τα κοινά διαγράμματα είναι σαφές ότι η σύγχρονη γεννήτρια και ο grid-forming μετατροπέας παρουσιάζουν την καλύτερη συμπεριφορά, όσον αφορά το ναδίρ της συχνότητας ($\approx -0.7\%$) και το ρυθμό μεταβολής της, ενώ ο grid-following μετατροπέας σε λειτουργία grid-feeding έχει τη χειρότερη συμπεριφορά. Παρουσιάζει το χαμηλότερο ναδίρ ($\approx -1.8\%$) καθώς και πολύ απότομο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας μετά τη διαταραχή (-25%). Ουσιαστικά δεν προσφέρει καμία στήριξη

στη συχνότητα και απλώς ακολουθεί τη γωνία του συστήματος με το Phase-Locked-Loop (PLL) για να συγχρονίσει τον μετατροπέα.

Σε όλα τα μοντέλα grid-following παρατηρούμε στα πρώτα milliseconds μια πανομοιότυπη βύθιση της συχνότητας, η οποία είναι σαφής και από την αρνητική αιχμή του ρυθμού μεταβολής (RoCoF). Η συμπεριφορά αυτή οφείλεται στο κοινό PLL που χρησιμοποιούν τα τρία μοντέλα για το συγχρονισμό του μετατροπέα με το δίκτυο. Το PLL εισάγει μια καθυστέρηση και σε αυτό το διάστημα ο μετατροπέας αποσυγχρονίζεται. Μετά τη βύθιση, η συχνότητα αυξάνεται για πολύ λίγο, κάτι που δηλώνει το κλείδωμα του PLL στη συχνότητα του δικτύου, για να πέσει στη συνέχεια λόγω της διαταραχής.

Οι δύο grid-supporting ελεγκτές μετριάζουν σημαντικά το ναδίρ σε σχέση με το grid-feeding, σε παρόμοια επίπεδα μεταξύ τους ($\approx -0.65\%$), ικανοποιητικά συγκρίνοντας με τη σύγχρονη γεννήτρια, με μια πιο αργή επαναφορά της συχνότητας. Όπως αναφέρθηκε, η στήριξη της συχνότητας αργεί να έρθει λόγω του PLL και αυτή είναι η αδυναμία αυτών των μοντέλων να προσφέρουν ισχύ ταχεία.

Παρατηρώντας τα μεγεθυμένα διαγράμματα, μπορούμε να εξάγουμε κι άλλα συμπεράσματα για τα 2 grid-supporting μοντέλα.

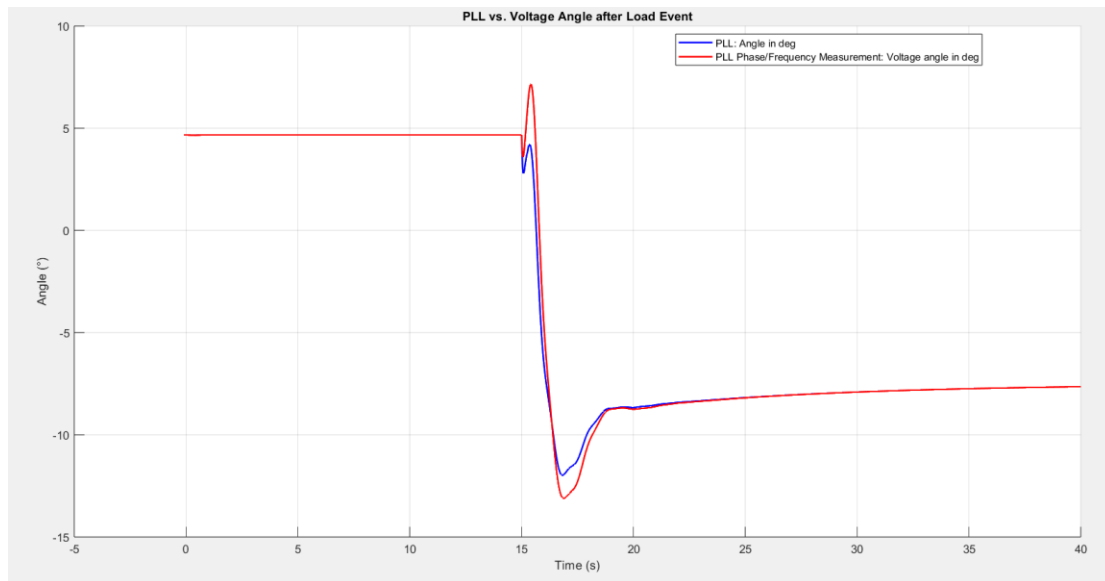
Σχετικά με το 1^ο σχήμα ελέγχου, με χρήση σταθερού κέρδους, όταν εν τέλει το μοντέλο συγχρονίζεται με το δίκτυο, παρατηρούμε τη σύντομη ανύψωση της συχνότητας και την στιγμιαία εκτόξευση του RoCoF ($+0.1$ pu/s) σε πιο υψηλές τιμές σε σχέση με το grid-feeding μοντέλο, κάτι που αποδεικνύει την συνεισφορά του ελέγχου να μεταβάλλει τη συχνότητα.

Η αντικατάσταση του σταθερού κέρδους με την συνάρτηση κέρδους C_{VI} έχει μια συμπεριφορά ανάμεσα στο 1^ο σχήμα ελέγχου και στο grid-feeding. Καταλήγουμε πως ο 2^{ος} έλεγχος είναι πιο αργός για γρήγορες μεταβολές της συχνότητας. Αυτό είναι λογικό, καθώς η συνάρτηση μεταφοράς $C_{VI} = \frac{K_{VI}}{sT_{VI}+1}$ για γρήγορες μεταβολές (μεγάλα s) συμπεριφέρεται σαν καθαρός ολοκληρωτής. Έτσι για απότομες μεταβολές, όπως η βηματική αύξηση του φορτίου, η απόκριση αργεί να φτάσει την τελική της τιμή και ο μετατροπέας προσεγγίζει τη feeding λειτουργία.

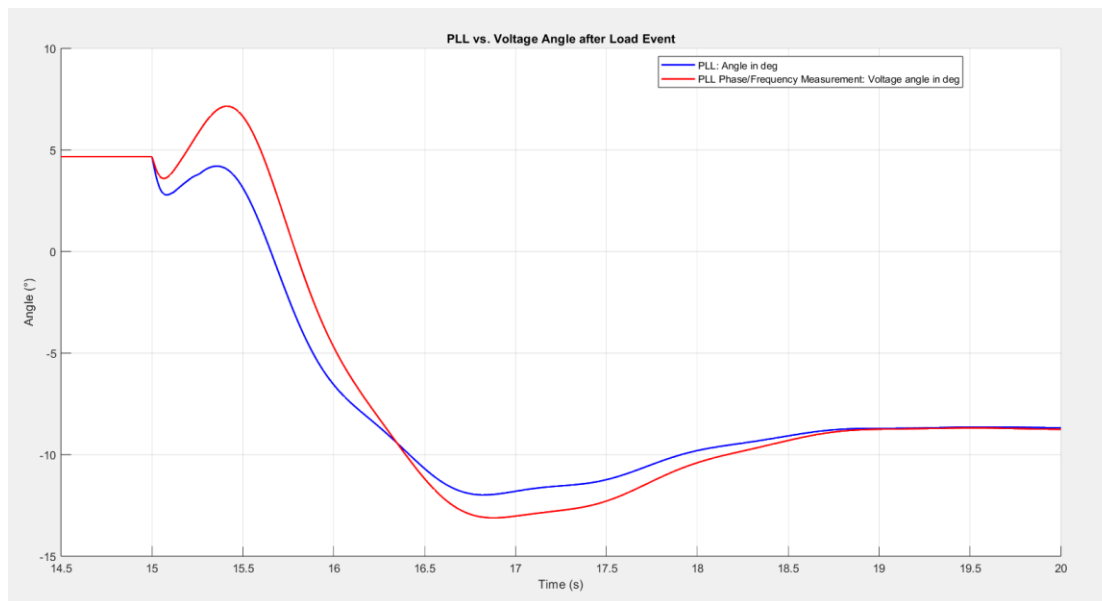
Αξίζει να σημειωθεί πως μεταξύ των αποκρίσεων της σύγχρονης γεννήτριας και του μετατροπέα με grid-forming έλεγχο, η πτώση της συχνότητας είναι ελαφρώς πιο ομαλή, κάτι που φαίνεται και από την εστίαση στην απόκριση της συχνότητας στα πρώτα κλάσματα του δευτερολέπτου, αλλά και από τον δείκτη RoCoF (-2.5% έναντι -5%). Στα πρώτα milliseconds, η βύθιση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας είναι ελαφρώς πιο έντονη στην περίπτωση της γεννήτριας και στη συνέχεια οι συμπεριφορές των δυο περιπτώσεων συγκλίνουν. Αυτό, αν και εκ πρώτης όψεως κρίνεται παράδοξο, είναι εν τέλει λογικό, καθώς θεωρήθηκε πως δεν υπάρχουν καθυστερήσεις στα σήματα του μετατροπέα, από την παραμετροποίησή του. Έτσι, ένας πλήρως ελέγξιμος έλεγχος grid-forming, χωρίς υστέρηση, μπορεί να είναι πιο άμεσος από την αδρανειακή απόκριση της σύγχρονης γεννήτριας και να ξεπεράσει τη συμπεριφορά αυτής.

Η συμπεριφορά του PLL

Όπως αναφέρθηκε, τα σήματα αναφοράς του GFL μετατροπέα και άρα η ενεργός ισχύς εξόδου του εξαρτώνται από τη γωνία που εξάγει το PLL. Για να δοθεί έμφαση στο σφάλμα που εισάγει το PLL στον μετατροπέα, καταγράφηκαν η γωνία που υπολογίζει το PLL και η πραγματική γωνία της τάσης στο ζυγό Terminal DER (που μετρείται από τη συσκευή PLL Phase/Frequency Measurement), για την περίπτωση του GFL με στήριξη συχνότητας από ελεγκτή σταθερού κέρδους. Οι δύο γωνίες απεικονίζονται σε μοίρες στα σχήματα 4.7, 4.8 .



Σχήμα 4.7: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από διαταραχή φορτίου.



Σχήμα 4.8: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από διαταραχή φορτίου (μεγέθυνση στα πρώτα 5 δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή) .

Σύμφωνα με το σχήμα, μέχρι να γίνει το συμβάν, οι δυο γωνίες είναι ταυτόσημες καθώς το PLL έχει ήδη συγχρονιστεί πλήρως με το δίκτυο και δεν υπάρχει διαφορά φάσης. Μετά τη διαταραχή η κόκκινη γωνία (τάση ζυγού) αυξάνεται στιγμιαία και κατόπιν βυθίζεται απότομα, καθώς το δίκτυο αντιδρά στην αλλαγή φορτίου. Το PLL (μπλε) ακολουθεί αυτές τις ταχείς μεταβολές με μια μικρή υστέρηση μέχρι που οι δύο γωνίες συγκλίνουν ξανά, όταν το σύστημα ισορροπεί στη νέα κατάσταση φορτίου.

Με άλλα λόγια, αυτό που βλέπουμε είναι η υστέρηση με την οποία το PLL κλειδώνει το ελεγχόμενο σήμα στο μετρούμενο πόλο της τάσης, ειδικά στις γρήγορες μεταβολές γωνίας που προκαλεί η απότομη μεταβολή του φορτίου.

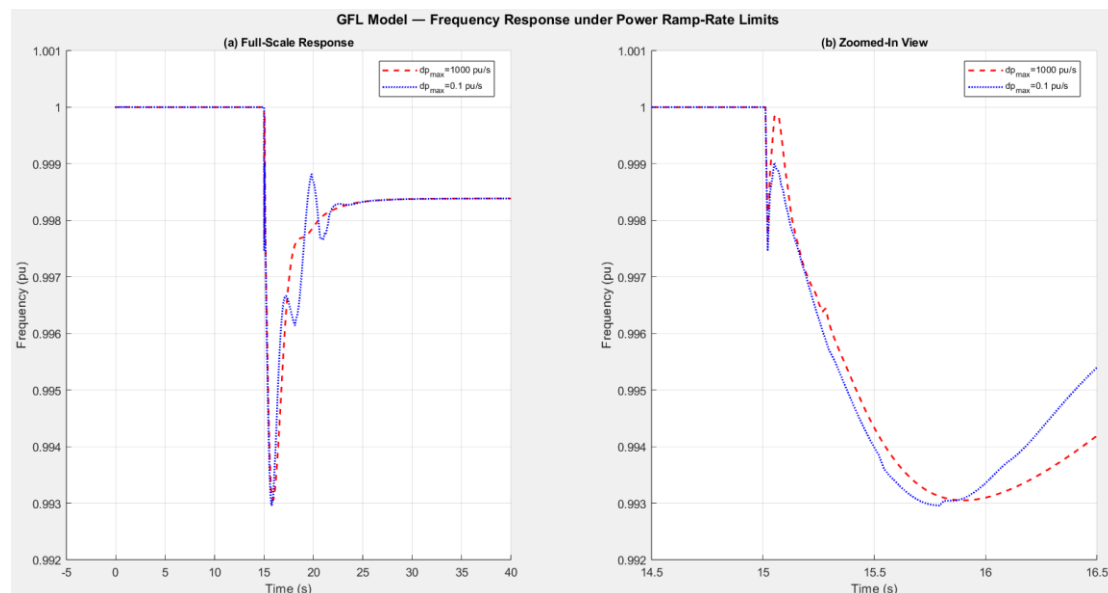
Παρόμοια συμπεριφορά διαπιστώνεται και για το 2^ο σχήμα ελέγχου grid-supporting καθώς και για την grid-feeding λειτουργία του grid-following μετατροπέα, γι' αυτό και παραλείφθηκαν τα διαγράμματα γωνιών τους.

4.1.2 Περιορισμοί λόγω διακοπτικών στοιχείων.

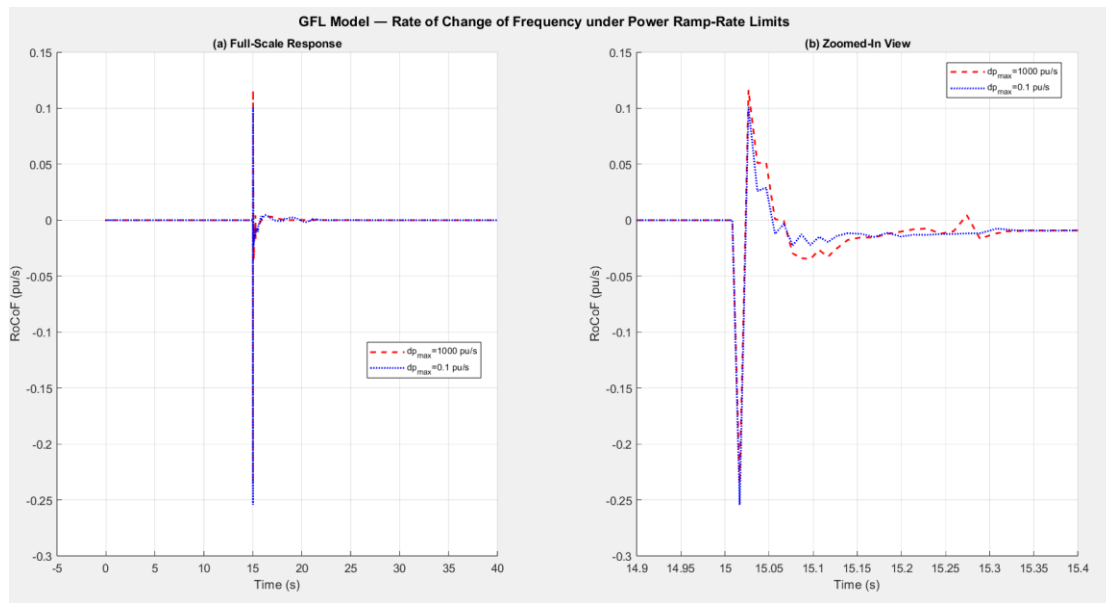
Μέχρι στιγμής τα διακοπτικά στοιχεία του μοντέλου GFL θεωρήθηκαν ιδανικά, δηλαδή θεωρήθηκε πως μπορούν να αυξήσουν άπειρα την ενεργό ισχύ εξόδου τους ανά δευτερόλεπτο. Αυτό δεν είναι ρεαλιστικό καθώς ένας τόσο μεγάλος ρυθμός αύξησης της ενεργού ισχύος θα σήμαινε μεγάλα ρεύματα, για τα οποία δεν είναι σχεδιασμένα τα διακοπτικά στοιχεία εντός των μετατροπών. Για μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση, είναι δυνατή η ρύθμιση εντός του μοντέλου DER_A του αντιστροφέα της παραμέτρου «maximum power ramp rate» (dp_{max}), δηλαδή το πόσο μπορεί να αυξήσει ο μετατροπέας την ενεργό ισχύ του ανά δευτερόλεπτο.

Επιβλήθηκε η 1^η διαταραχή (βηματική αύξηση του φορτίου Load A) για το μοντέλο grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία. Χρησιμοποιείται το 1^ο σχήμα ελέγχου του μετατροπέα, με ελεγκτή σταθερού κέρδους με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος. Για το ιδανικό σενάριο που δεν υπάρχει περιορισμός η παράμετρος dp_{max} ρυθμίστηκε στα ± 1000 pu/s, δηλαδή πρακτικά άπειρη. Για την ρεαλιστική προσέγγιση επιλέχθηκε στα ± 0.1 pu/s, δηλαδή ο αντιστροφέας μπορεί να αυξήσει την ενεργό ισχύ του μέχρι 10% της ονομαστικής του ανά δευτερόλεπτο.

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για τον grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία με ελεγκτή σταθερού κέρδους, με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος σε κοινό διάγραμμα, καθώς και το διάγραμμα της ενεργού ισχύος εξόδου του μετατροπέα, με και χωρίς τον περιορισμό των διακοπτικών στοιχείων.

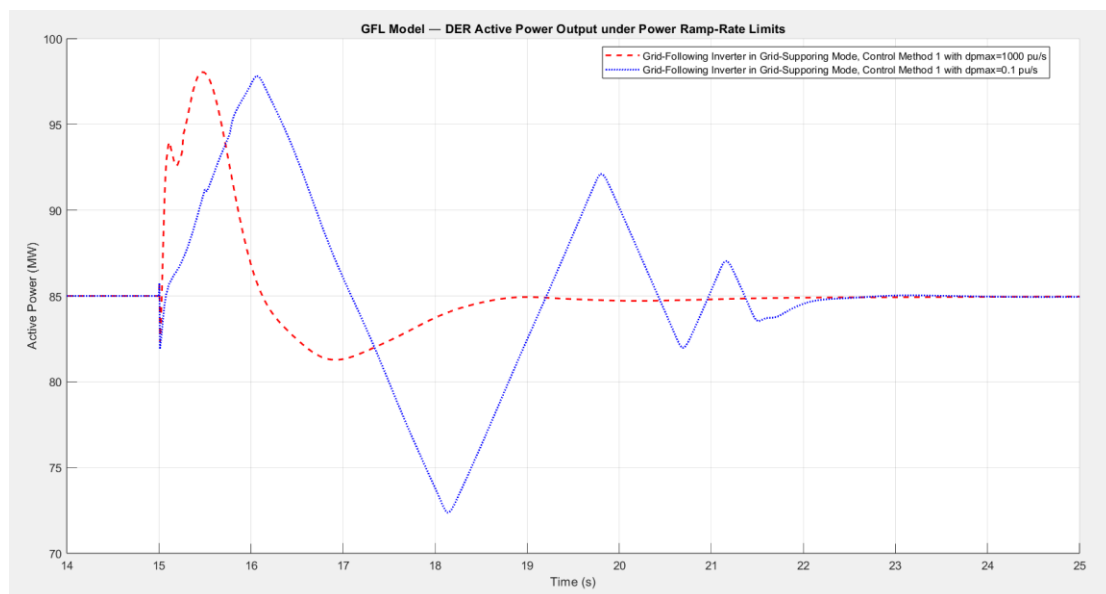


Σχήμα 4.9: Απόκριση συχνότητας grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία (ελεγκτής σταθερού κέρδους) με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος. (α) για όλο το χρόνο της προσομοίωσης, (β) μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s .



Σχήμα 4.10: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία (ελεγκτής σταθερού κέρδους) με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος. (α) για όλο το χρόνο της προσομοίωσης, (β) μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s .

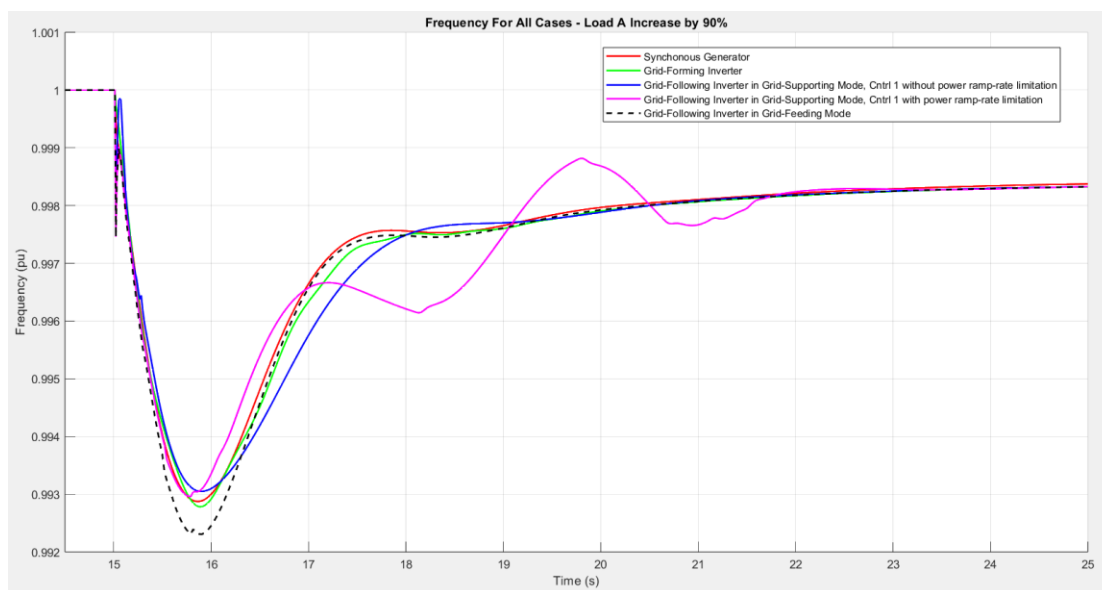
Είναι σαφές πως με τον περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος ($dp_{max} = 0.1$ pu/s), οι μεταβολές της συχνότητας είναι λιγότερο απότομες. Ωστόσο, εμφανίζει ταλαντώσεις για πολύ μεγαλύτερο χρονικό διάστημα από την ιδανική περίπτωση, καθώς ο μετατροπέας προσπαθεί να σταθεροποιηθεί.



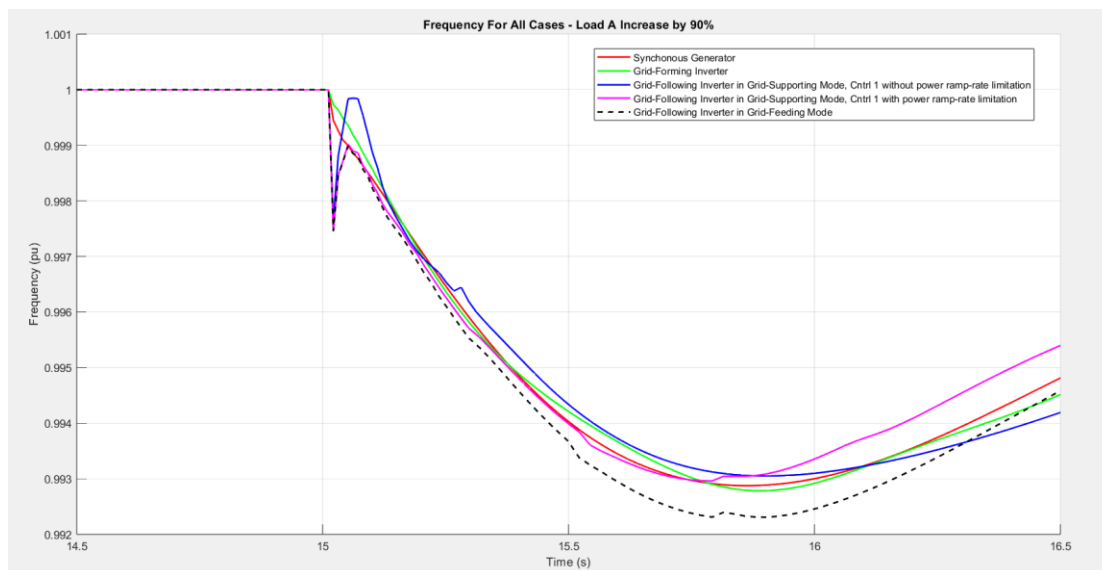
Σχήμα 4.11: Ισχύς Εξόδου GFL μοντέλου με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης ισχύος.

Από τα διαγράμματα της ισχύος εξόδου είναι εμφανές πως η αρχική κλίση της ισχύος εξόδου στη περίπτωση που εφαρμόζεται ο περιορισμός των διακοπτικών στοιχείων είναι μικρότερη από την περίπτωση που δεν εφαρμόζεται. Επιπλέον, βλέπουμε τις ταλαντώσεις της ισχύος που οδηγούν στην ταλάντωση της συχνότητας μέχρι τη μόνιμη κατάσταση.

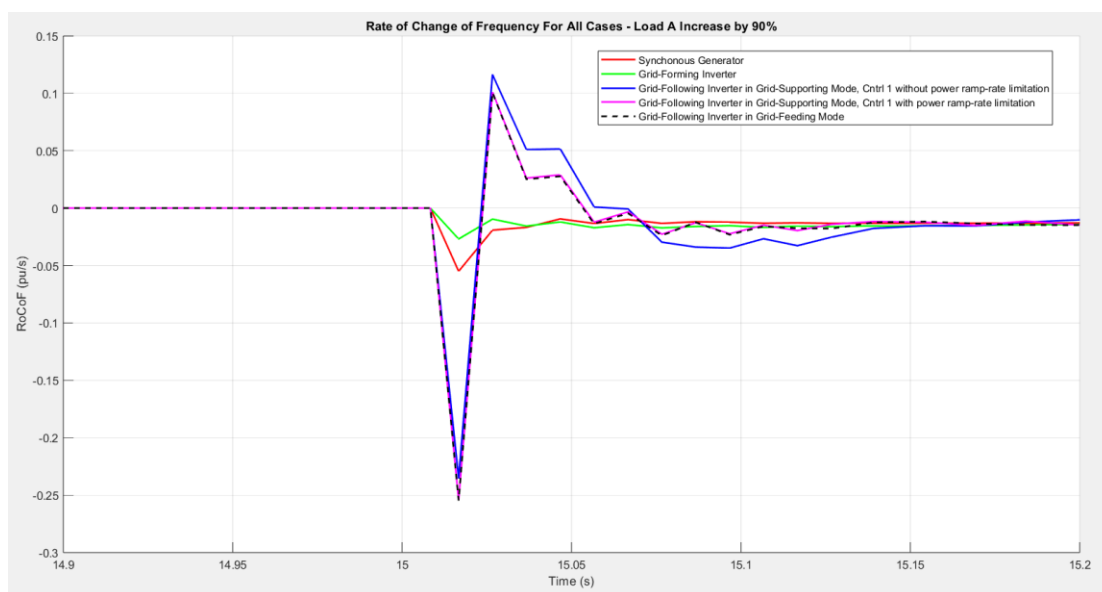
Ακολουθούν τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) σε κοινό διάγραμμα για τις εξής περιπτώσεις; Συγχρονη Γεννήτρια, Grid-Forming Μετατροπέας, Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1^ο σχήμα ελέγχου με και χωρίς περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος, με την παραμετροποίηση που ορίστηκε προηγουμένως για τον ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος, και Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode. Το 2^ο σχήμα ελέγχου του μετατροπέα δεν συμπεριλήφθηκε στα συγκεκριμένα διαγράμματα καθώς κρίθηκε περιττό για το σκοπό του συγκεκριμένου υποκεφαλαίου.



Σχήμα 4.12: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.5 – 25 s) .



Σχήμα 4.13: Απόκριση της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s) .



Σχήμα 4.14: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% σε κοινό διάγραμμα για όλες τις περιπτώσεις με αντικατάσταση του 2ου σχήματος ελέγχου GFL από το 1ο σχήμα ελέγχου με περιορισμό του ρυθμού αύξησης της ενεργού ισχύος (μεγέθυνση στα 14.9 – 15.2 s) .

Από τη συγκριτική μελέτη προκύπτει πως αν λάβουμε υπόψιν μας τον περιορισμό των διακοπτικών στοιχείων, η συχνότητα ταλαντώνεται σημαντικά γύρω από το τελικό σημείο ισορροπίας για μεγάλο χρονικό διάστημα και προσεγγίζει τη συμπεριφορά του μοντέλου χωρίς έλεγχο συχνότητας στα πρώτα milliseconds μετά τη

διαταραχή, τόσο στη βύθιση της συχνότητας όσο και στο ρυθμού μεταβολής της. Αυτό δείχνει ότι η συμπεριφορά ενός ρεαλιστικού grid-following ελέγχου αποκλίνει πολύ από αυτή μιας σύγχρονης γεννήτριας και απαιτείται βελτίωσή του για να φτάσει σε σταθερότερο αποτέλεσμα αντίστοιχο αυτής.

Στο εξής θα θεωρείται πως ο ρυθμός μεταβολής της ενεργού ισχύος του μετατροπέα GFL είναι άπειρος και έτσι δε θα λαμβάνεται υπόψιν αυτός ο περιορισμός των διακοπτικών για τις διαταραχές που θα μελετηθούν στη συνέχεια.

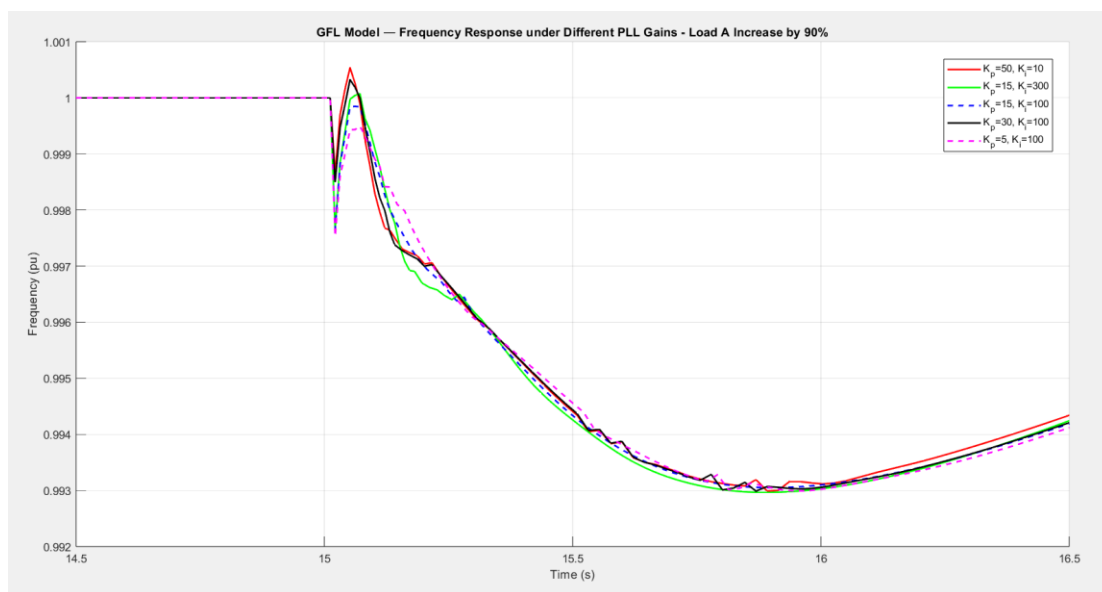
4.1.3 Επίδραση των παραμέτρων του PLL στην παροχή εικονικής αδράνειας

Σε αυτό το υποκεφάλαιο θα μελετηθεί η επίδραση των παραμέτρων του PI ελεγκτή του Phase-Locked-Loop.

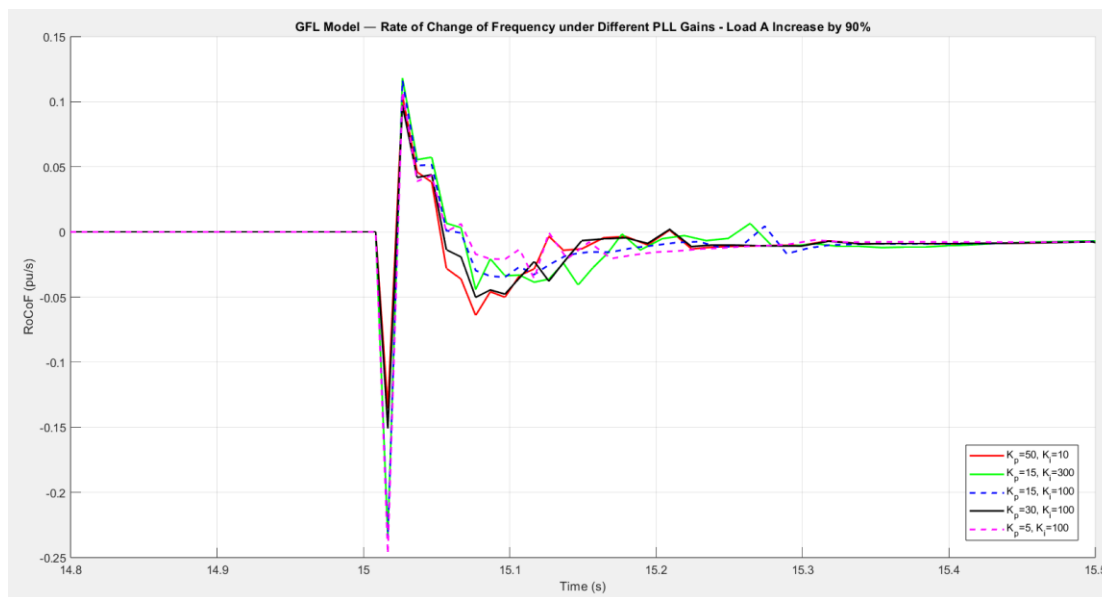
Στις προηγούμενες προσομοιώσεις το PLL λειτουργούσε με το ζεύγος (15,100) .

Επιβλήθηκε η 1^η διαταραχή (βηματική αύξηση του φορτίου Load A) για το μοντέλο grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία. Χρησιμοποιείται το 1^ο σχήμα ελέγχου του μετατροπέα, με ελεγκτή σταθερού κέρδους. Δοκιμάστηκαν τα εξής ζεύγη κερδών (K_p, K_i) : (50,10) , (15,200) , (15,100) , (30,100) , (5,100).

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για τον grid-following μετατροπέα σε grid-supporting λειτουργία με ελεγκτή σταθερού κέρδους, για διαφορετικά κέρδη PLL .



Σχήμα 4.15: Απόκριση συχνότητας για χρήση του μοντέλου grid-supporting μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για διαφορετικά κέρδη PLL σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s).



Σχήμα 4.16: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας για χρήση του μοντέλου grid-supporting μετά από βηματική αύξηση του φορτίου Load A κατά 90% για διαφορετικά κέρδη PLL σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 -15.5 s).

Τα παραπάνω διαγράμματα υποδηλώνουν η παραμετροποίηση του PI ελεγκτή είναι πολύ σημαντική για τη συμπεριφορά του PLL.

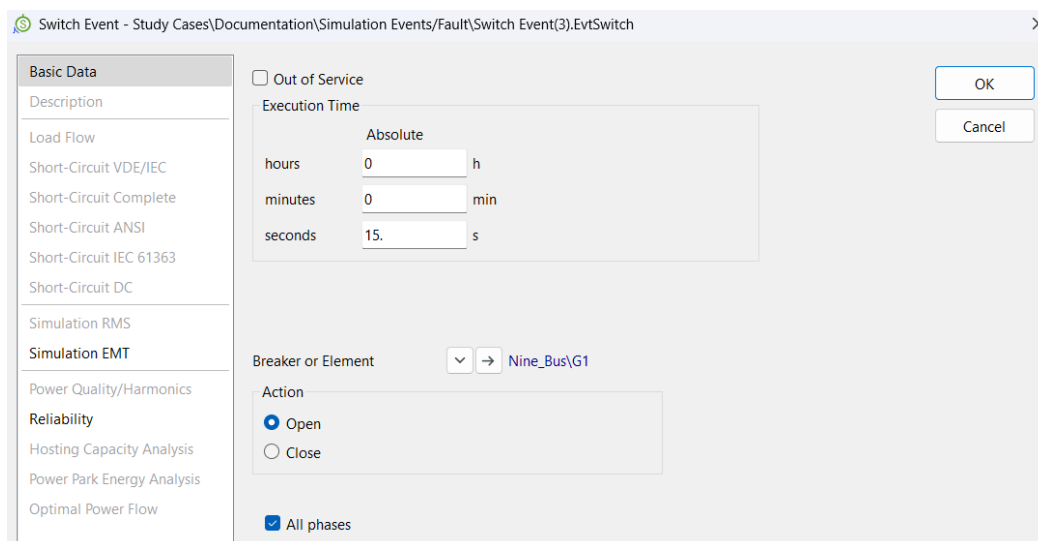
Με μεγαλύτερες τιμές του αναλογικού όρου η συχνότητα αποκαθίσταται πιο γρήγορα, αλλά υπερβαίνει την ονομαστική της τιμής πριν την αναμενόμενη τελική πτώση λόγω της διαταραχής φορτίου, δηλαδή προκαλείται υπερύψωση της συχνότητας στην αρχή του μεταβατικού χρόνου. Για παράδειγμα το ζεύγος $K_p = 30$, $K_i = 100$ η συχνότητα σταθεροποιείται γρηγορότερα, αλλά παρατηρείται μεγάλη υπερύψωση, ενώ στην περίπτωση $K_p = 5$, $K_i = 100$ η απόκριση είναι πιο αργή, αλλά ομαλή. Όσον αφορά τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας, μεγαλύτερες τιμές του K_p παρουσιάζουν τη μείωση της μέγιστης τιμής του δείκτη (π.χ., $K_p = 30$, $K_i = 100$ σε σύγκριση με $K_p = 5$, $K_i = 100$), αποδεικνύοντας την επίδραση του όρου στην καταστολή διαταραχών.

Ο ολοκληρωτικός όρος επηρεάζει γενικώς το σφάλμα μόνιμης κατάστασης αλλά ενδέχεται να προκαλέσει ταλαντώσεις. Για παράδειγμα, η εφαρμογή $K_p = 15$, $K_i = 300$ εμφανίζει εντονότερες ταλαντώσεις συγκριτικά με την περίπτωση $K_p = 15$, $K_i = 100$. Επιπλέον, υψηλές τιμές του ολοκληρωτικού κέρδους μπορεί να προκαλέσουν ταλαντώσεις υψηλής συχνότητας στο RoCoF, όπως στην περίπτωση με $K_i = 300$.

Ως βέλτιστος συνδυασμός κρίνεται η ρύθμιση $K_p = 15-30$ και $K_i = 100$. Τελικά επιλέγεται το ζεύγος (15,100) ως ένας ικανοποιητικός συνδυασμός για ταχεία, ομαλή απόκριση και μικρή απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική στα πρώτα milliseconds μετά τη διαταραχή.

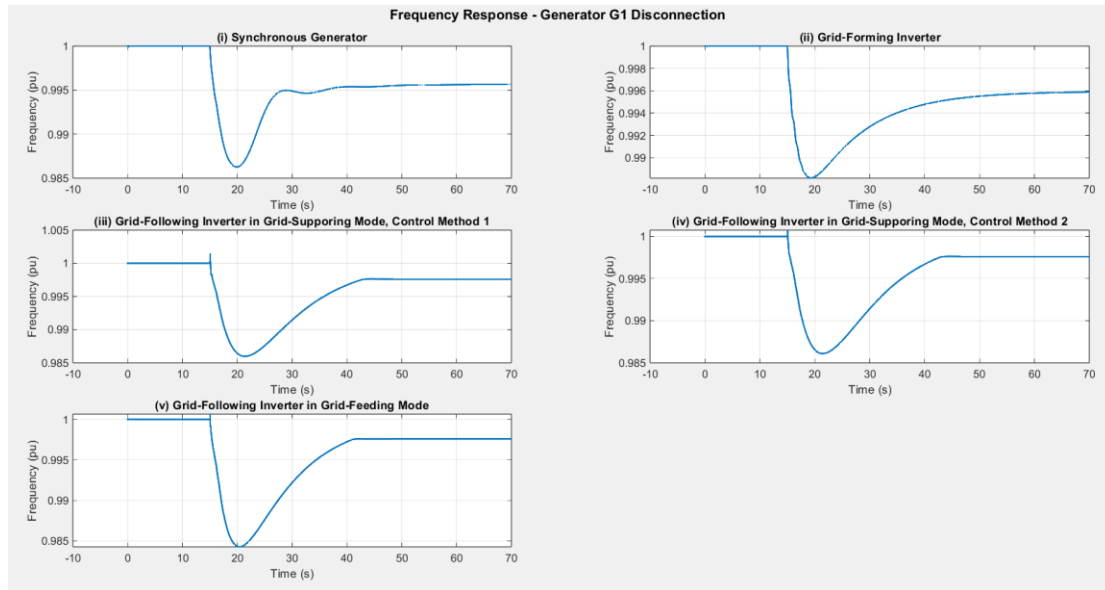
4.2 Διαταραχή 2^η : Αποσύνδεση της γεννήτριας G1

Μοντελοποιείται η αποσύνδεση της γεννήτριας G1 επίσης στο $t = 15$ s με ένα switch event του powerfactory. Να σημειωθεί πως η γεννήτρια G1 είναι ο άπειρος ζυγός του συστήματος και άρα η διακοπή της τροφοδοσίας του είναι κρίσιμη για το σύστημα. Με αυτόν τον τρόπο διερευνάται η συμπεριφορά όλων των μοντέλων απέναντι σε πιο ακραία διαταραχή, όπου η απώλεια μηχανικής αδράνειας και πρωτεύοντος ελέγχου από τη G1 δοκιμάζει την ικανότητα εικονικής αδράνειας και απόσβεσης των μετατροπών.

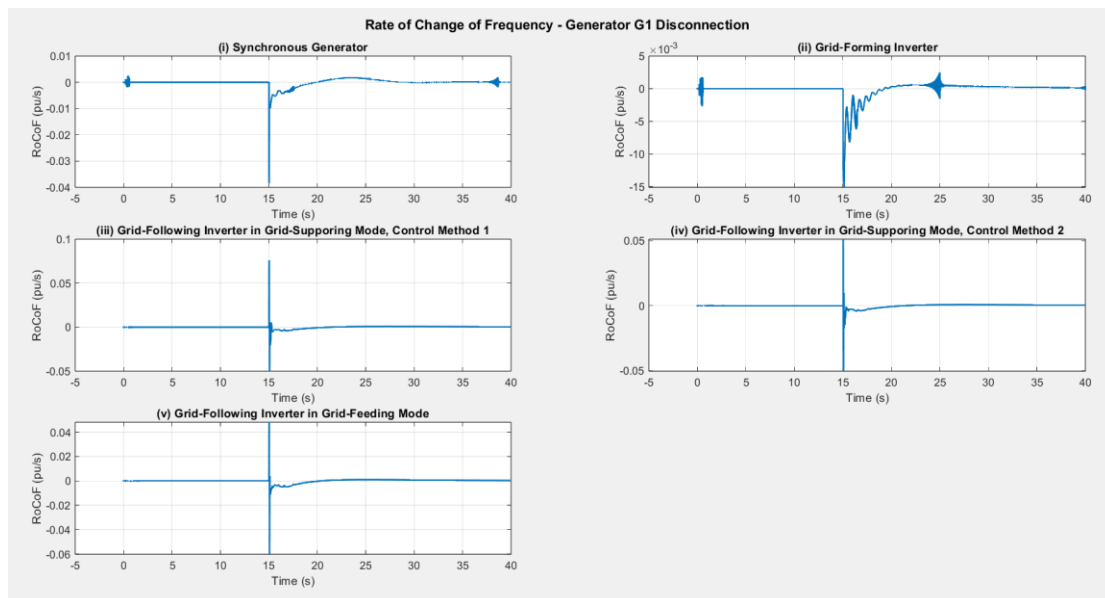


Εικόνα 4.2: Ορισμός διαταραχής αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 από το δίκτυο .

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη σύγχρονη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα. Το σύστημα χρειάστηκε περισσότερο χρόνο για να ισορροπήσει, ορίζοντας χρόνο προσομοίωσης τα 70 δευτερόλεπτα.

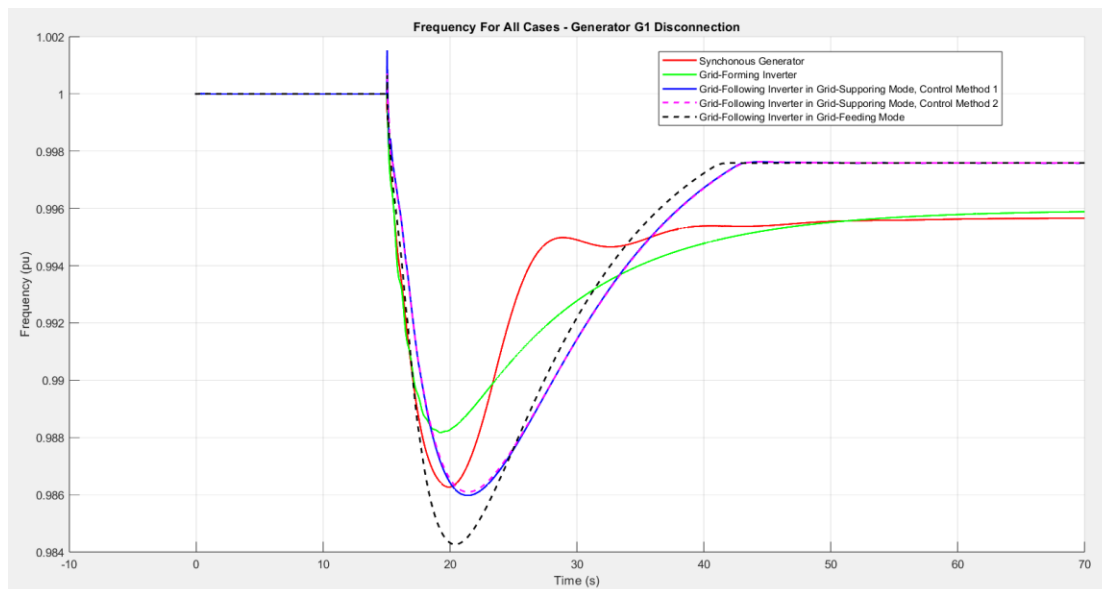


Σχήμα 4.17: Απόκριση συχνότητας σε διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

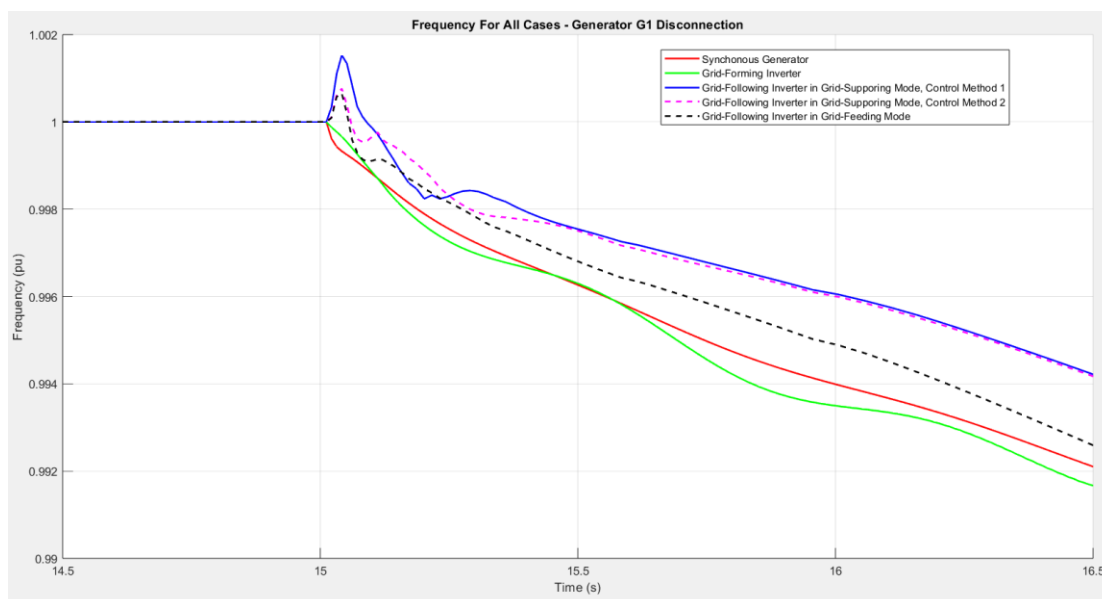


Σχήμα 4.18: Ρυθμός Μεταβολής της συχνότητας σε διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode..

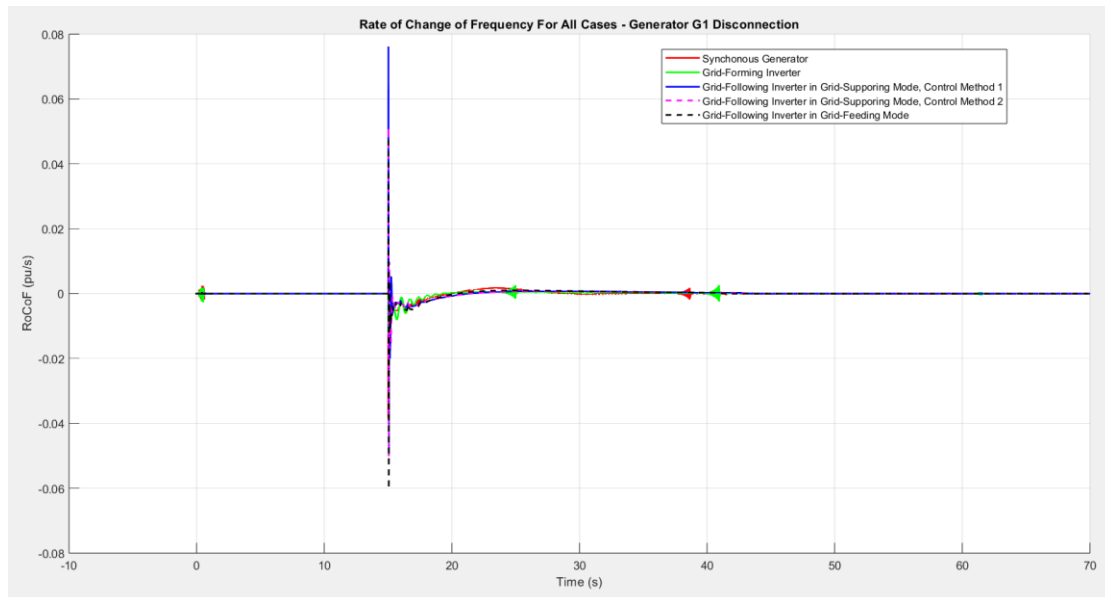
Ακολουθούν τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα σε κοινό διάγραμμα, για όλο το χρόνο της προσομοίωσης και σε μεγέθυνση στα πρώτα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή. Επιπλέον, παρατίθενται η γωνία που μετράει το PLL του GFL μετατροπέα και η πραγματική γωνία του ζυγού.



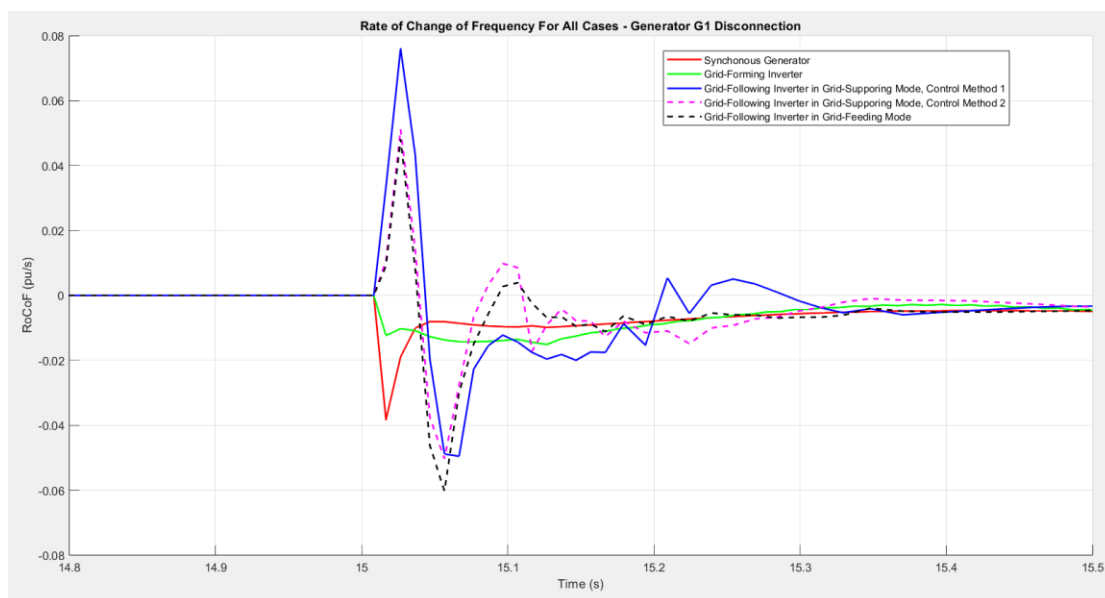
Σχήμα 4.19: Απόκριση συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα .



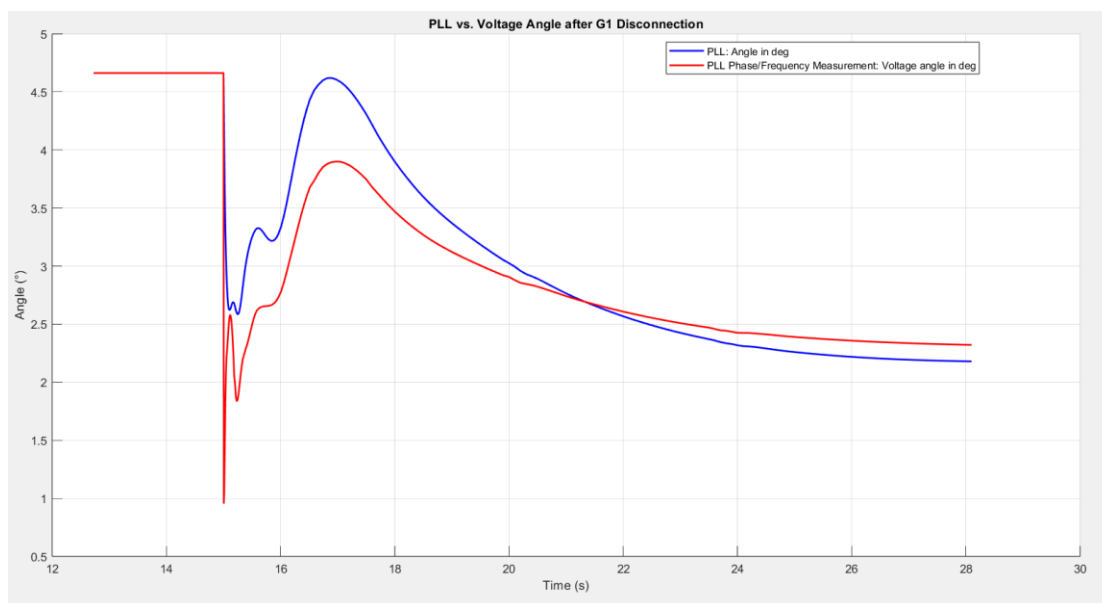
Σχήμα 4.20: Απόκριση συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s) .



Σχήμα 4.21: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα.



Σχήμα 4.22: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από διαταραχή αποσύνδεσης της γεννήτριας G1 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.8 – 15.5 s) .



Σχήμα 4.23: Σύγκριση γωνίας εξόδου PLL και πραγματικής γωνίας ζυγού (σε μοίρες) μετά από αποσύνδεση της γεννήτριας G1.

Στα 15 δευτερόλεπτα, διακόπτεται η τροφοδοσία από την γεννήτρια G1. Η ζήτηση πρέπει να καλυφθεί τώρα από την παραμένουσα γεννήτρια G2 και την γεννήτρια G3 ή τον αντίστοιχο μετατροπέα που την αντικαθιστά σε κάθε περίπτωση.

Είναι αμέσως φανερό πως η διαταραχή αποσύνδεσης μιας γεννήτριας είναι πιο δύσκολη διαταραχή για το σύστημα από την αύξηση της ζήτησης. Το σύστημα χρειάζεται σημαντικά περισσότερο χρόνο να επαναφέρει τη συχνότητα στα επιθυμητά επίπεδα. Αυτό ήταν αναμενόμενο, καθώς με την αποσύνδεση της μιας εκ των τριών γεννητριών του συστήματος μειώνεται σημαντικά η αδράνειά του, καθιστώντας το σύστημα πιο αδύναμο να ανταποκριθεί στην ανισορροπία ισχύος. Η διευκρίνιση αυτή επιβεβαιώνει την εξάρτηση αδράνειας – συχνότητας του δικτύου, για την οποία έγινε λόγος στο Κεφάλαιο 2.

Τα συμπεράσματα είναι παρόμοια με αυτά μετά την αύξηση του φορτίου, αλλά αυτή τη φορά είναι περισσότερο διακριτά.

Στο διάγραμμα που καλύπτει το σύνολο της προσομοίωσης η σύγχρονη γεννήτρια εμφανίζει την πιο γρήγορη επαναφορά, αποτέλεσμα της έμφυτης αδράνειας και του σταθερού πρωτεύοντα ελέγχου της με ναδίρ περίπου στο -1.4% . Αντίθετα, ο grid-feeding μετατροπέας προκαλεί το χαμηλότερο ναδίρ στη συχνότητα (-1.6%) και βαθιά βύθιση του RoCoF (-6%), καθώς δεν παρέχει κανενός είδους πρόσθετο έλεγχο για να αντισταθμίσει τη διακοπή της τροφοδοσίας. Στην προσέγγιση grid-supporting η ενσωμάτωση εικονικής αδράνειας μέσω PLL μετριάξει σημαντικά το ναδίρ (-1.4%) και τη βύθιση του RoCoF (-4%) σε σχέση με το απλό grid-feeding, χωρίς όμως να προσεγγίζει την ταχύτητα και την ποιότητα απόσβεσης της σύγχρονης γεννήτριας.

Στα πρώτα κλάσματα του δευτερολέπτου, παρατηρείται μια υπερύψωση ($+0.5$ – 1%) της συχνότητας για τα 3 μοντέλα grid following. Από τα διαγράμματα των γωνιών

βλέπουμε την απόκλιση της γωνίας που υπολογίζει το PLL από τη γωνία του ζυγού. Έτσι οι grid-following μετατροπείς υπολογίζουν λανθασμένη συχνότητα δικτύου, την οποία ακολουθούν μέχρι που πάλι συγχρονίζονται με το δίκτυο. Μάλιστα τα μοντέλα με έλεγχο συχνότητα έχουν ακόμα μεγαλύτερη υπερύψωση καθώς η προσπάθεια συγχρονισμού με το δίκτυο είναι πιο έντονη.

Η απόκριση του grid-forming μετατροπέα χαρακτηρίζεται από την πιο άμεση ενεργοποίηση του εικονικού ελέγχου: μόλις εντοπιστεί η απώλεια ισχύος της G1, ο μετατροπέας εγχείει ισχύ, με αποτέλεσμα η πτώση να φτάνει νωρίτερα στο ναδίρ αλλά σε υψηλότερο επίπεδο ($< -1.2\%$) από αυτό της σύγχρονης γεννήτριας, και η επάνοδος στην ονομαστική συχνότητα να ξεκινά πιο γρήγορα. Έτσι η απόκριση της συχνότητας είναι η πιο ομαλή από όλες τις περιπτώσεις, εφόσον έχουμε μηδενική καθυστέρηση των βρόχων ισχύος του μετατροπέα.

Να σημειωθεί πως οι grid-following μετατροπείς καταλήγουν σε υψηλότερη συχνότητα στη μόνιμη κατάσταση από τη σύγχρονη γεννήτρια και τον grid-forming μετατροπέα, με διαφορά περίπου 0.2% . Ωστόσο, τόσο η SG όσο και η GFM εξαλείφουν τη μεγάλη απόκλιση της συχνότητας πολύ πιο γρήγορα και αυτό είναι πιο σημαντικό για την ευστάθεια του συστήματος, από την τελική τιμή ισορροπίας. Η αργή επάνοδος στους grid-following μετατροπείς επιβεβαιώνει ότι, στην περίπτωση απώλειας μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής, μόνο ο grid-forming έλεγχος μπορεί να προσεγγίσει ή και να ξεπεράσει ελαφρά τη δυναμική συμπεριφορά της σύγχρονης γεννήτριας.

4.3 Διαταραχή 3^η: Βραχυκύκλωμα

4.3.1 Βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3

Θα γίνει μελέτη της απόκρισης του συστήματος σε βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3. Στα $t = 15$ s εφαρμόζεται βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3, το οποίο εκκαθαρίζεται στα 15.1 s, με δύο short-circuit events στο power factory.

Short-Circuit Event - ...ation\Simulation Events\Fault\Short-Circuit Event(1).EvtShc*

☐ Out of Service

Execution Time

Absolute

hours: 0 h

minutes: 0 min

seconds: 15. s

Object: ▼ → Nine_Bus\Bus 3

Fault Type: 3-Phase Short-Circuit

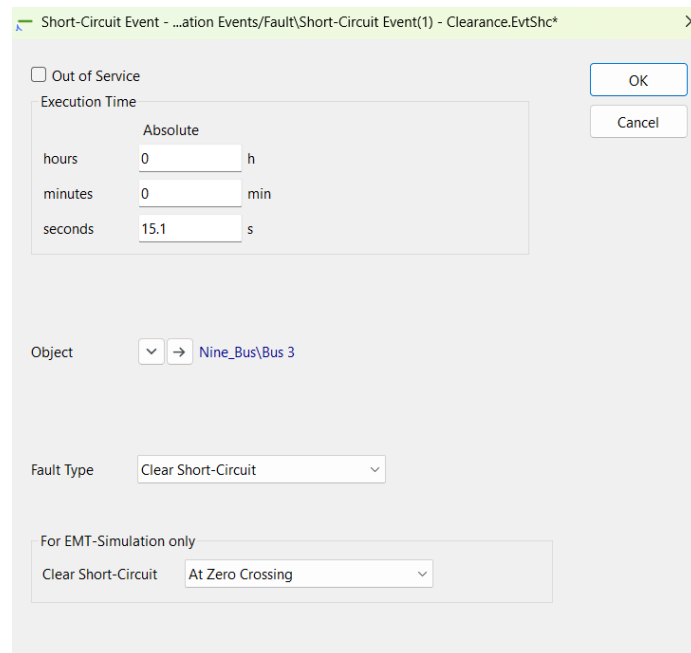
Fault Impedance

Input: Resistance, Reactance

Resistance: 0. Ohm Reactance: 0. Ohm

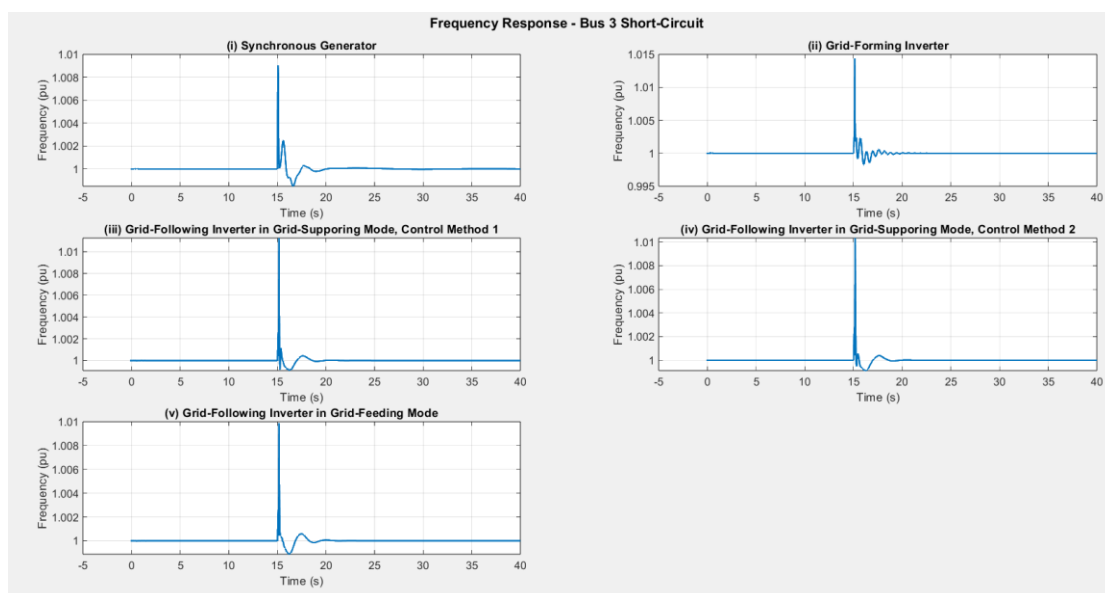
OK Cancel

Εικόνα 4.3: Ορισμός διαταραχής βραχυκυκλώματος στο ζυγό 3.

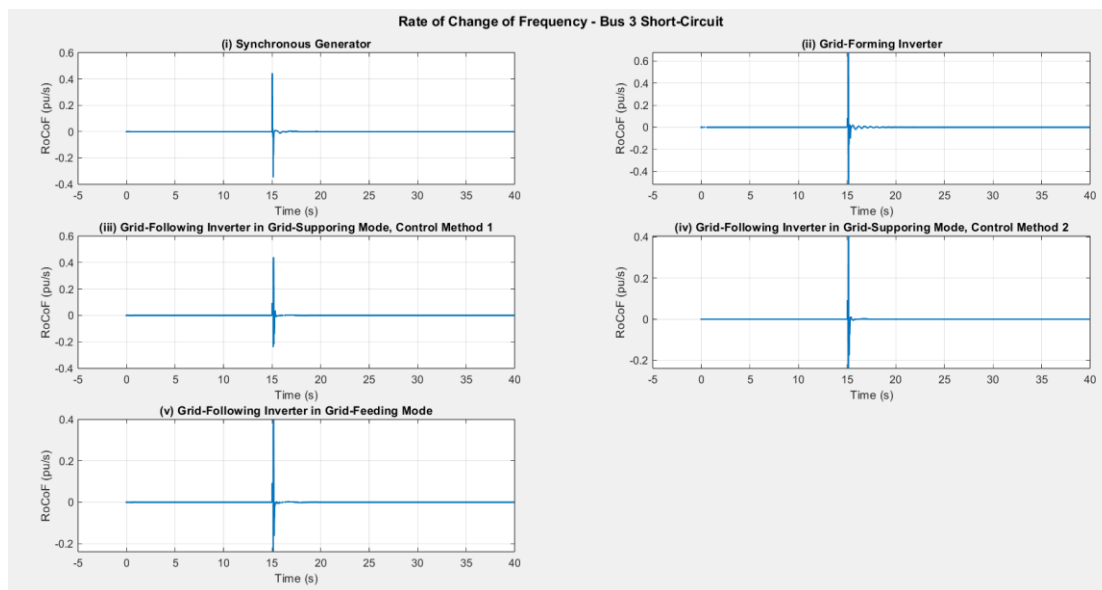


Εικόνα 4.4: Ορισμός εκκαθάρισης βραχυκυκλώματος στο ζυγό 3.

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη σύγχρονη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα. Η προσομοίωση εφαρμόστηκε για 40 δευτερόλεπτα.

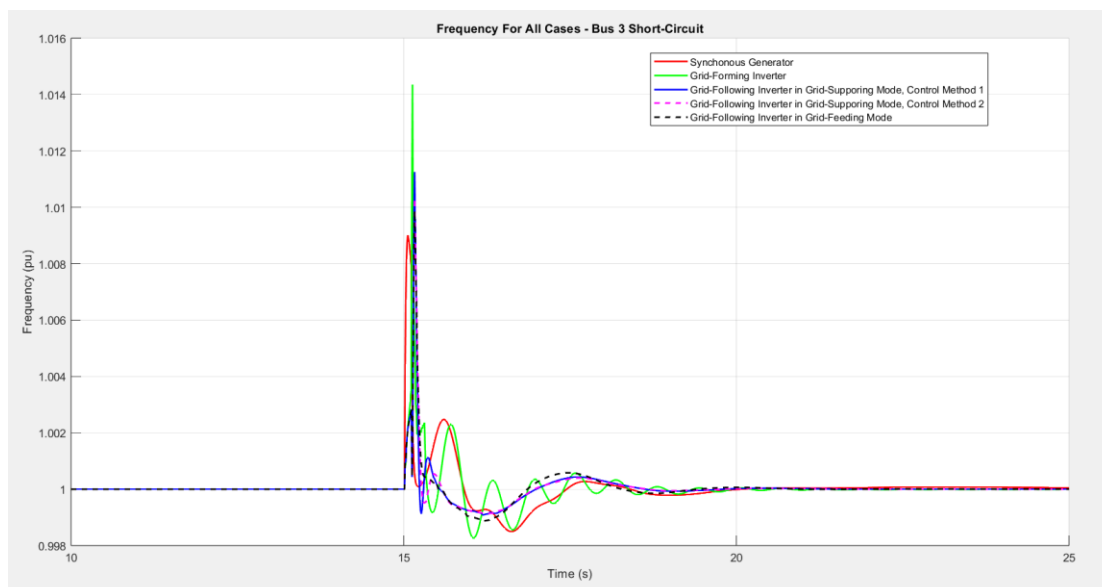


Σχήμα 4.24: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Σύγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

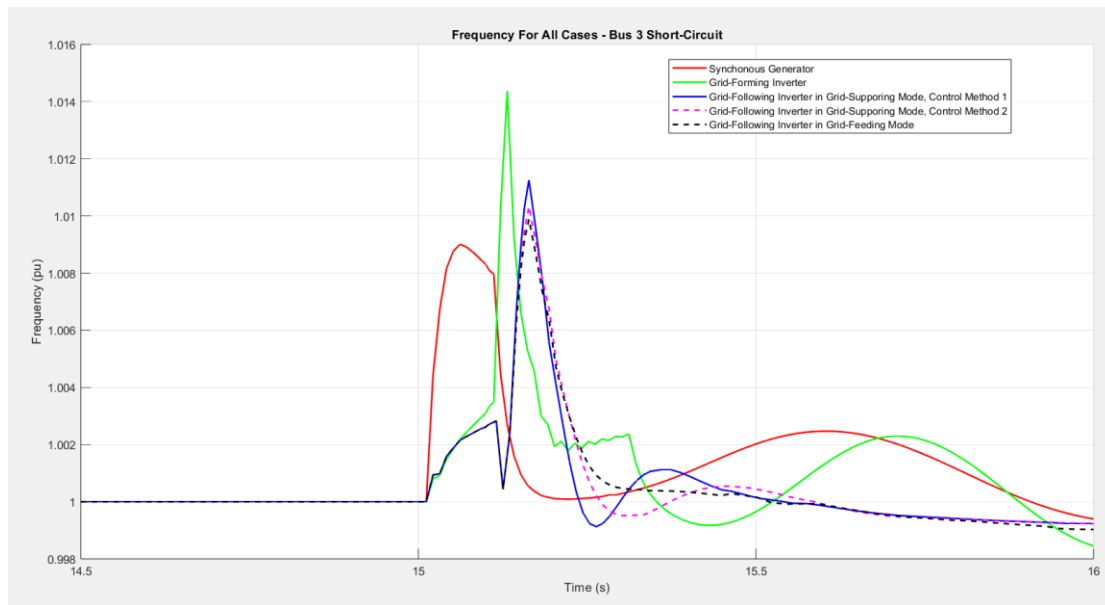


Σχήμα 4.25: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους Cvi) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

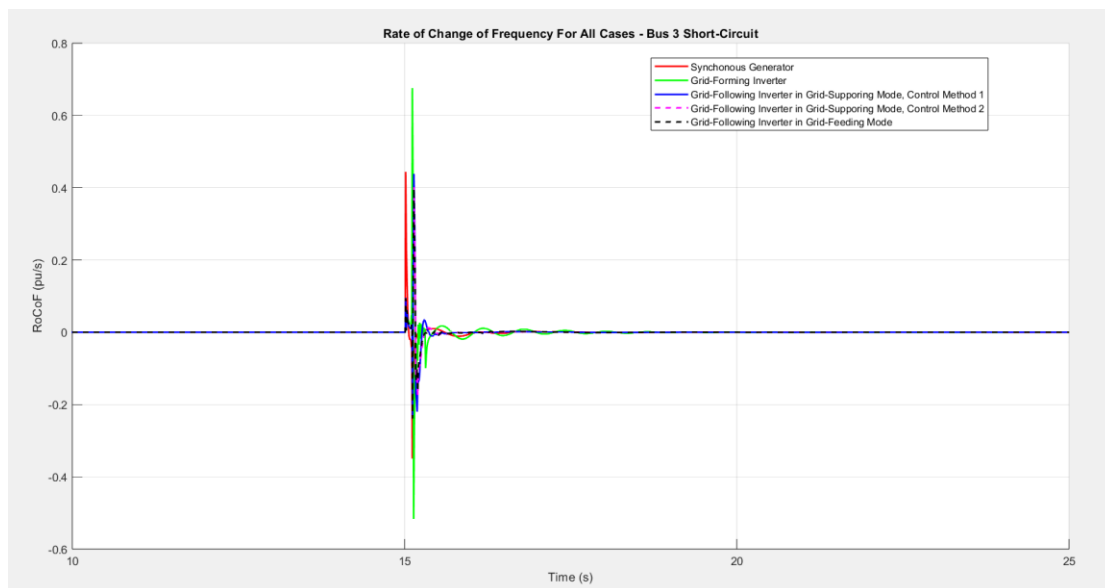
Ακολουθούν τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα σε κοινό διάγραμμα, για όλο το χρόνο της προσομοίωσης και σε μεγέθυνση στα πρώτα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή. Αποκλείστηκαν τα πρώτα και τα τελευταία δευτερόλεπτα της προσομοίωσης, που το σύστημα παραμένει σταθερό.



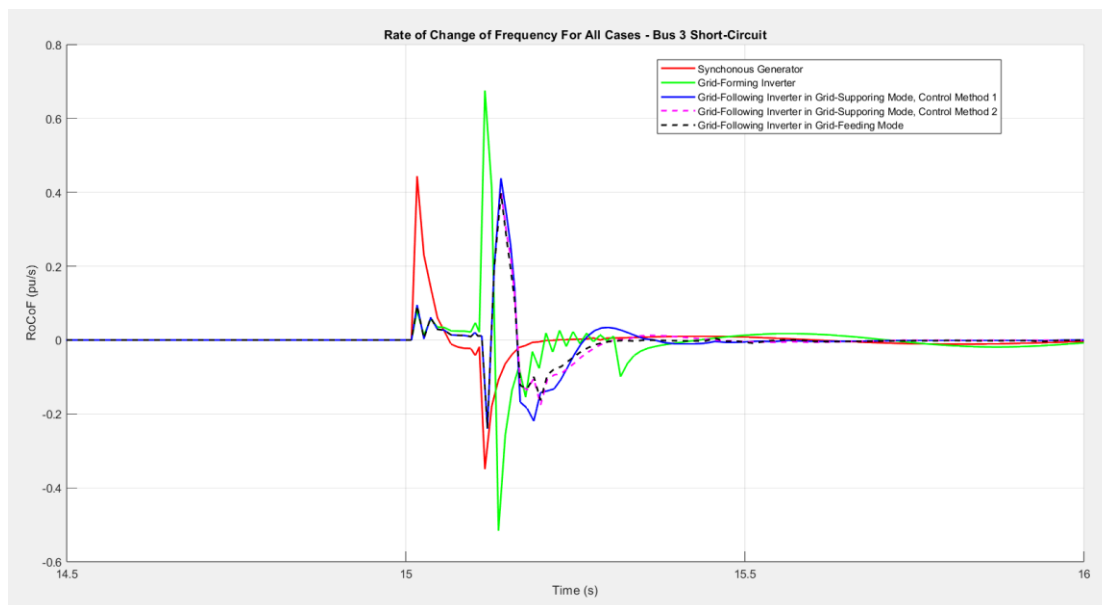
Σχήμα 4.26: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s) .



Σχήμα 4.27: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s) .



Σχήμα 4.28: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s).



Σχήμα 4.29: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s) .

Η σύγχρονη γεννήτρια παρουσιάζει την πιο ομαλή συμπεριφορά στο βραχυκύκλωμα. Λόγω της φυσικής της αδράνειας και του μηχανικού άξονα, μπορεί να τροφοδοτήσει ρεύμα βραχυκύκλωσης πολλαπλάσιο του ονομαστικού. Όταν εμφανίζεται το βραχυκύκλωμα, απορροφά αρχικά την ανισορροπία ισχύος πριν ανοίξει η προστασία και απομονώσει το σφάλμα, το οποίο υποδηλώνεται από την άμεση υπερύψωση της συχνότητας. Στη συνέχεια παρουσιάζει βύθιση στο ρυθμό μεταβολής της όταν το σφάλμα απομονώνεται. Οι μεταγενέστερες ηλεκτρομηχανικές ταλαντώσεις έχουν μικρό πλάτος, επιβεβαιώνοντας τον ρόλο της σύγχρονης γεννήτριας ως κύριας πηγής αδράνειας του συστήματος.

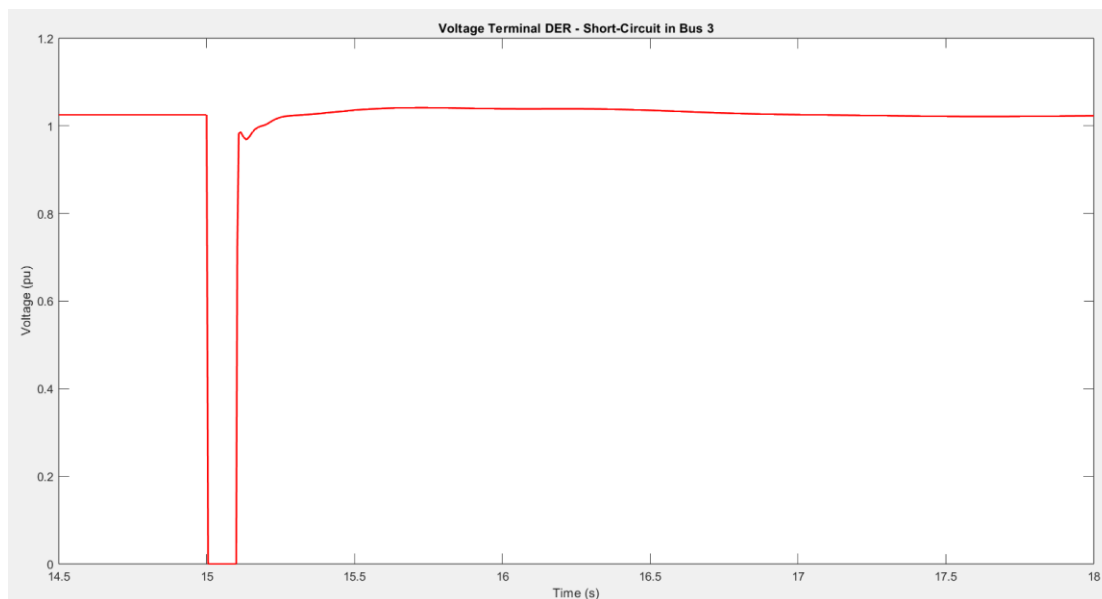
Για όλες τις περιπτώσεις χρήσης μετατροπέα η συχνότητα κατά το σφάλμα (0 – 0.1 s) μεταβάλλεται ελάχιστα, καθώς περιορίζουν το ρεύμα βραχυκύκλωσης και έχουν μικρότερη συνεισφορά στο σφάλμα από τη γεννήτρια.

Όταν η προστασία ανοίγει βλέπουμε την αιχμή της συχνότητας του grid-forming μετατροπέα και τις υψίσυχνες ταλαντώσεις της μέχρι να ισορροπήσει το σύστημα. Το γεγονός ότι ο δείκτης RoCoF διέρχεται από μεγάλες αρνητικές τιμές (–0,50 pu/s) καταδεικνύει την προσπάθεια του ελεγκτή να επαναφέρει τη συχνότητα.

Οι τρεις grid-following inverters παρουσιάζουν πολύ παρόμοια συμπεριφορά μεταξύ τους, με ή χωρίς έλεγχο της συχνότητας. Οι μετατροπείς διαθέτουν Ικανότητα Αδιάλειπτης Λειτουργίας Υπό Χαμηλή Τάση (Low Voltage Ride Through Capability - LVRT), με κατώφλι τα 0.15 pu για 0.1 s. Το σφάλμα γίνεται δίπλα στο ζυγό των μοντέλων οπότε η τάση στο ζυγό πέφτει στο 0, όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.30 . Έτσι ενεργοποιείται ο μηχανισμός LVRT και η γωνία/συχνότητα του PLL μένει στάσιμη στην τελευταία τιμή που είχε πάρει μέχρι να επανέλθει η τάση. Μετά την απόξευξη του σφάλματος, το PLL ανακατευθύνεται για να συγχρονιστεί ξανά και έτσι

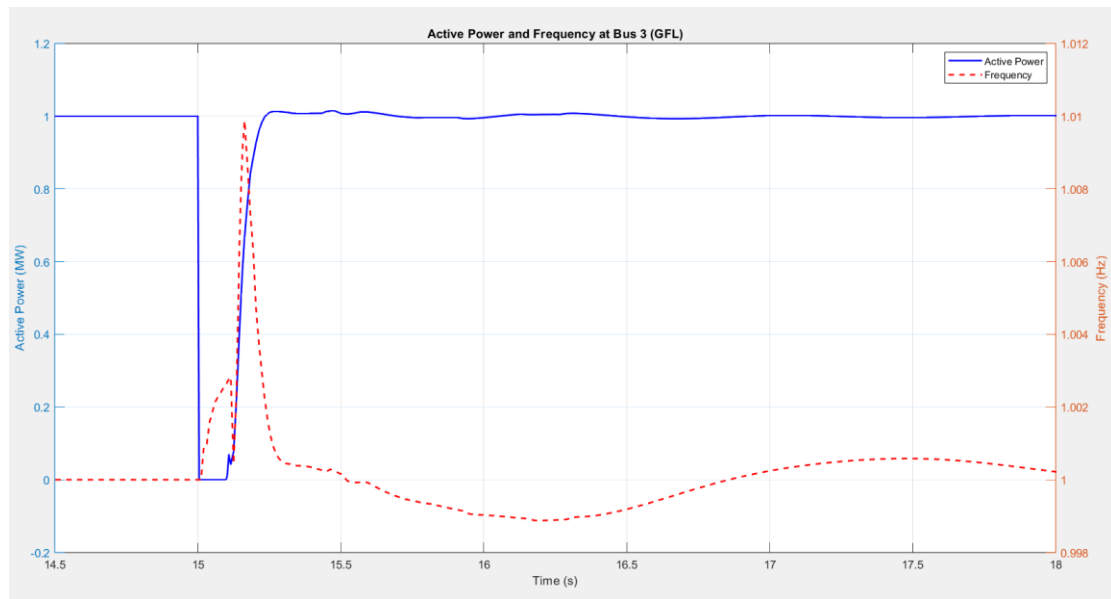
εμφανίζεται μια σύντομη βύθιση στη συχνότητα. Η θετική αιχμή συχνότητας (+ 0.1 pu) και RoCoF εμφανίζεται έως 70 ms αργότερα σε σχέση με τον grid-forming μετατροπέα, επίσης λόγω της καθυστέρησης του PLL.

Η συνεισφορά των supporting μεθόδων στο σφάλμα είναι μικρή, κάτι που υποδηλώνει η μικρή αρνητική βύθιση του RoCoF, πολύ παρόμοια με τη λειτουργία grid-feeding. Ακολουθούν την υπάρχουσα συχνότητα χωρίς να συμβάλλουν ενεργά και η συχνότητά τους εμφανίζει μια μεγάλη αργή ταλάντωση.



Σχήμα 4.30: Τάση στο ζυγό Terminal DER για την περίπτωση του grid-following μετατροπέα με 1ο σχήμα ελέγχου μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s).

Για την περαιτέρω κατανόηση της ικανότητας LVRT του grid-following μετατροπέα παρατίθεται η ενεργός ισχύς εξόδου του μετατροπέα και η συχνότητα σε κοινό διάγραμμα.

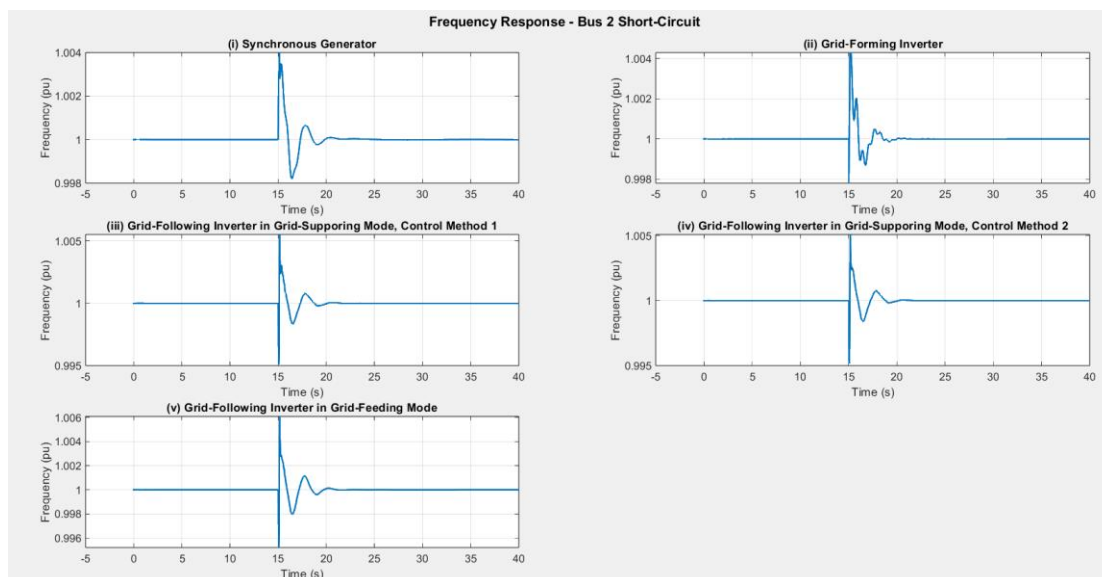


Σχήμα 4.31: Ενεργός ισχύς εξόδου grid-following μετατροπέα και συχνότητα σε κοινό διάγραμμα μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3 (μεγέθυνση στα 14.5 – 18 s) .

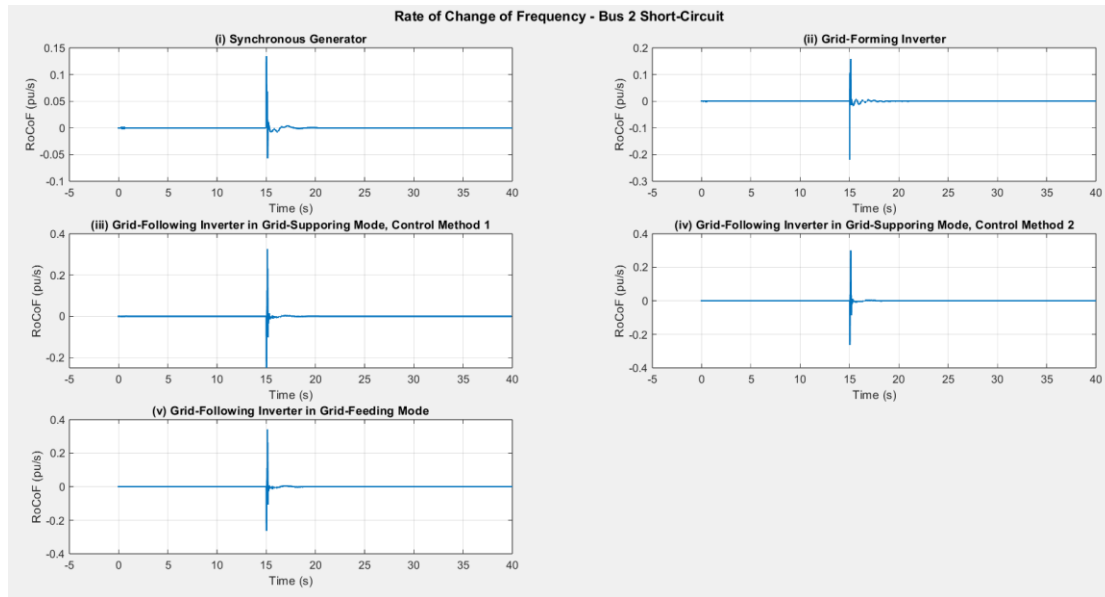
4.3.2 Βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2

Όμοια με το βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3, εφαρμόζεται στα $t = 15$ s βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2, το οποίο εκκαθαρίζεται στα 15.1 s.

Παρατίθενται τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη σύγχρονη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα. Η προσομοίωση εφαρμόστηκε για 40 δευτερόλεπτα.

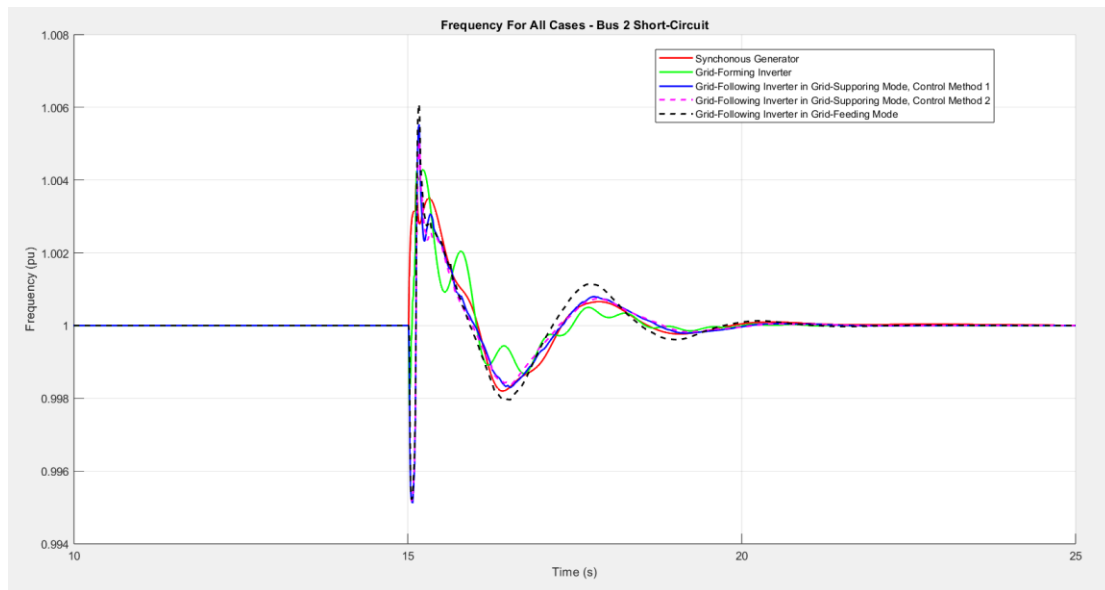


Σχήμα 4.32: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Σύγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους C_{vi}) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

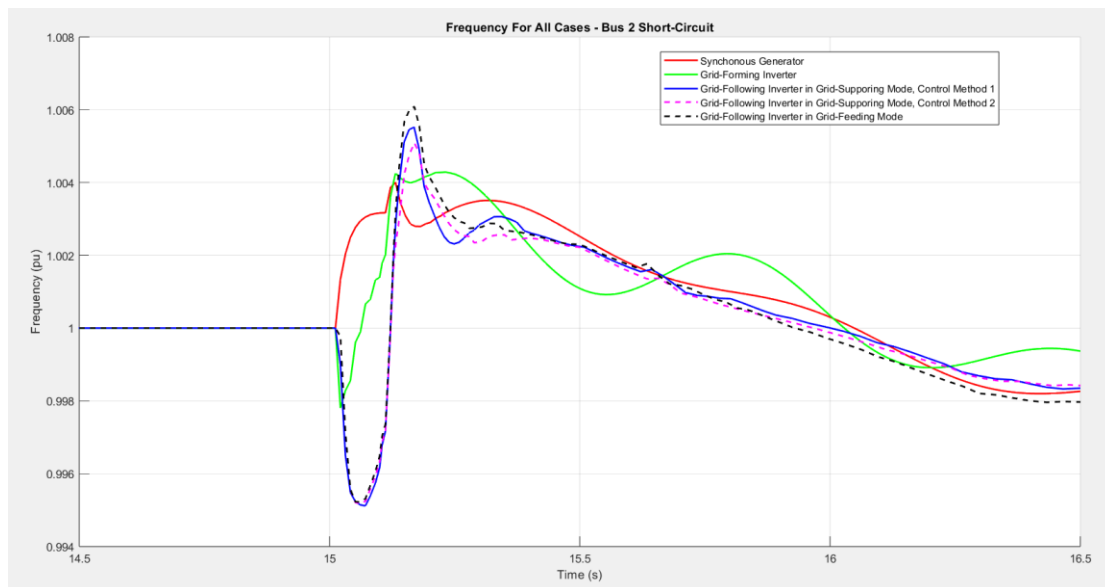


Σχήμα 4.33: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις: (i) Συγχρονη Γεννήτρια, (ii) Grid-Forming Μετατροπέας, (iii) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 1ο σχήμα ελέγχου (σταθερό κέρδος Kinertia) , (iv) Μετατροπέας σε Grid-Supporting Mode με 2ο σχήμα ελέγχου (συνάρτηση κέρδους C_{vi}) , (v) Grid-Following Μετατροπέας σε Grid-Feeding Mode.

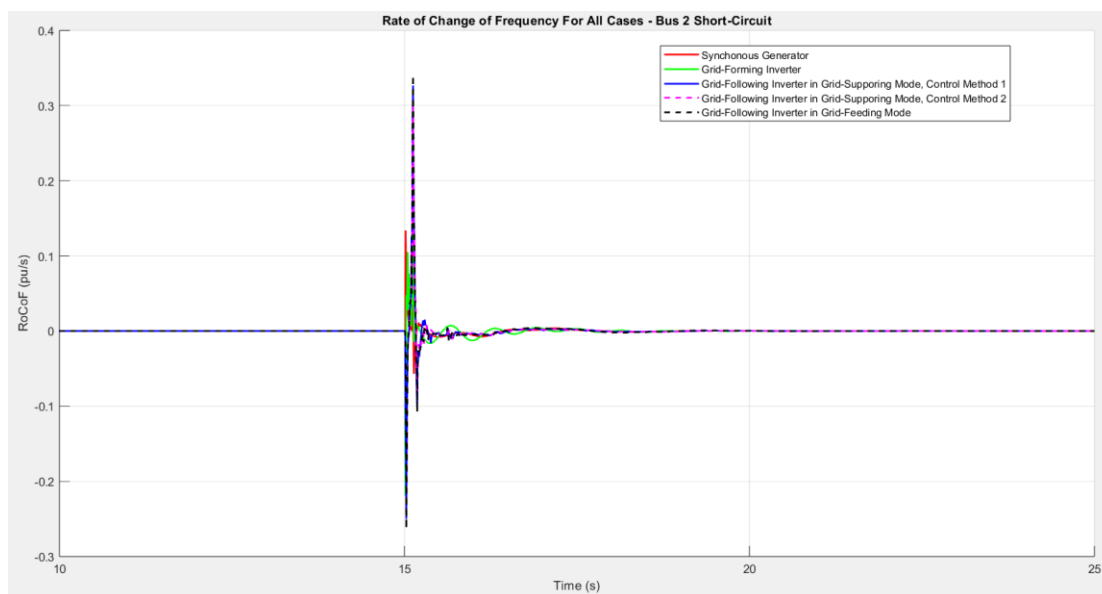
Ακολουθούν τα διαγράμματα συχνότητας και ρυθμού μεταβολής συχνότητας (RoCoF) για το αρχικό μοντέλο με τη γεννήτρια G3 και για τις τέσσερις περιπτώσεις ελέγχου του μετατροπέα σε κοινό διάγραμμα, για όλο το χρόνο της προσομοίωσης και σε μεγέθυνση στα πρώτα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή. Αποκλείστηκαν τα πρώτα και τα τελευταία δευτερόλεπτα της προσομοίωσης, που το σύστημα παραμένει σταθερό.



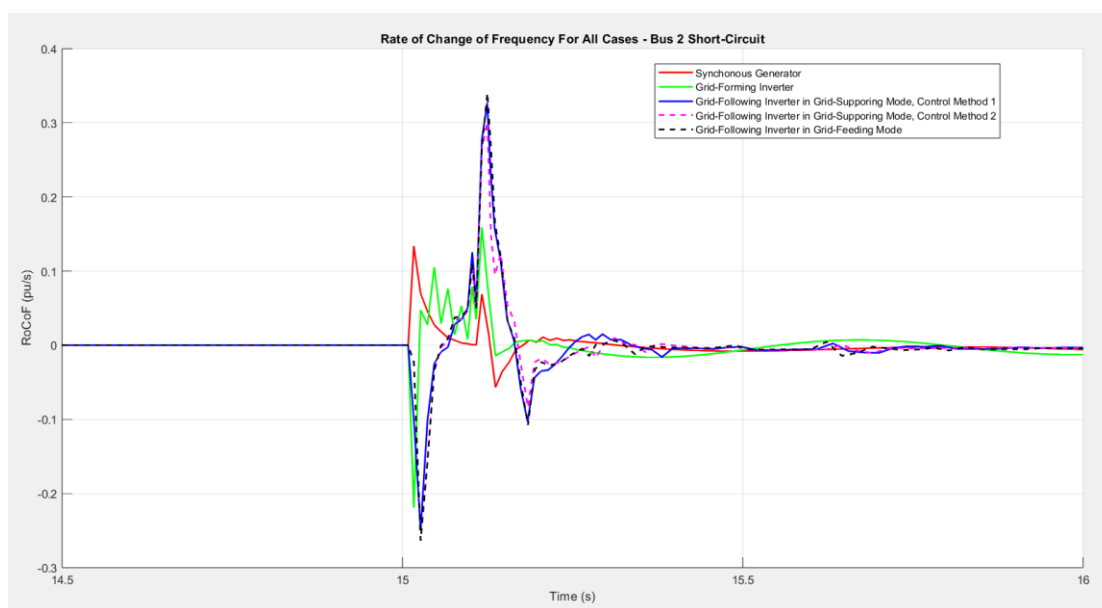
Σχήμα 4.34: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s) .



Σχήμα 4.35: Απόκριση συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 – 16.5 s) .



Σχήμα 4.36: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (10 - 25 s) .



Σχήμα 4.37: Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 για όλες τις περιπτώσεις σε κοινό διάγραμμα (μεγέθυνση στα 14.5 - 16 s) .

Η συμπεριφορά των μοντέλων στον βραχυκύκλωμα του ζυγού 2 ακολουθεί ποιοτικά την εικόνα που είδαμε στον ζυγό 3, αλλά με ηπιότερες τιμές, επειδή το σφάλμα απέχει ηλεκτρικά από το σημείο σύνδεσης των στοιχείων.

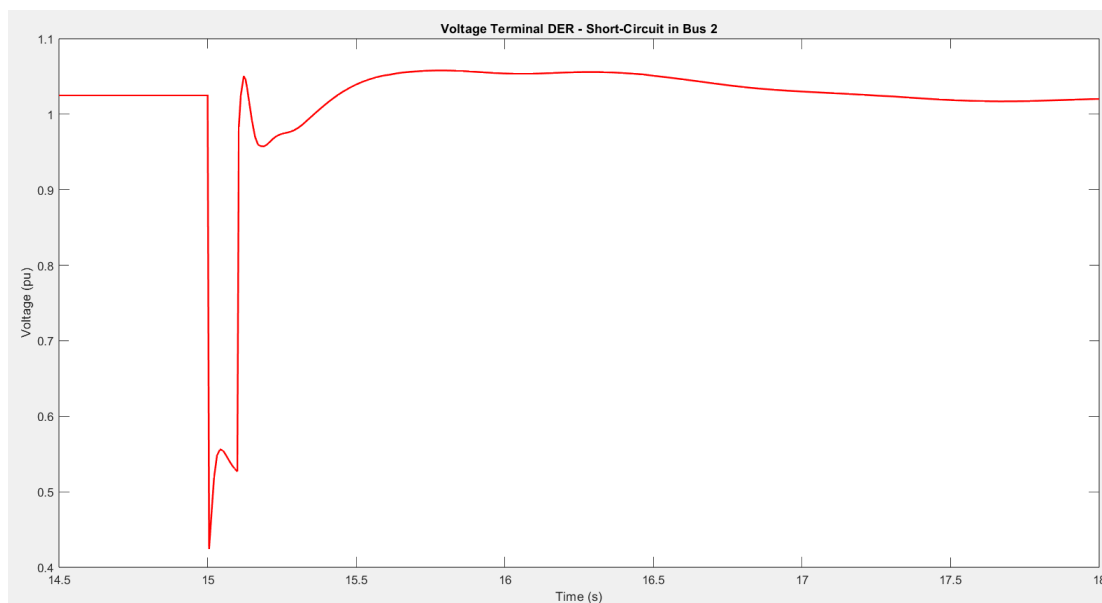
Η σύγχρονη γεννήτρια παρουσιάζει ξανά την πιο ομαλή απόκριση. Με την εμφάνιση του σφάλματος τροφοδοτεί μεγάλο ρεύμα μέσω της μηχανικής αδράνειας και αυτό

δημιουργεί μέτρια υπερένταση συχνότητας $\approx +0.4\%$, σαφώς μικρότερη από το βραχυκύκλωμα στο ζυγό 3, διότι η ανισορροπία ισχύος που αντιλαμβάνεται η SG στον μακρινό κόμβο είναι μικρότερη. Μετά την απομόνωση του σφάλματος ο ρυθμός μεταβολής (RoCoF) εμφανίζει μερικές θετικές και αρνητικές αιχμές $\approx \pm 0.5$ pu/s, και ακολουθούν ηλεκτρομηχανικές ταλαντώσεις χαμηλής συχνότητας μέχρι να ισορροπήσει το σύστημα.

Ο GFM κατά τη διάρκεια του σφάλματος και πάλι περιορίζει το ρεύμα του, ωστόσο επειδή το σφάλμα είναι ηλεκτρικά μακριά η συχνότητα έτσι κι αλλιώς μεταβάλλεται ελάχιστα. Έτσι εμφανίζει μια μικρή μεταβολή $< 0.4\%$. Μετά την απόζευξη του σφάλματος είναι διακριτή μια μικρή αιχμή της συχνότητας και οι γρήγορες ταλαντώσεις, αλλά το RoCoF παραμένει κάτω από ± 0.20 pu/s, αρκετά χαμηλότερο από τις τιμές που παρουσίασε όταν το σφάλμα βρισκόταν στον δικό του ζυγό.

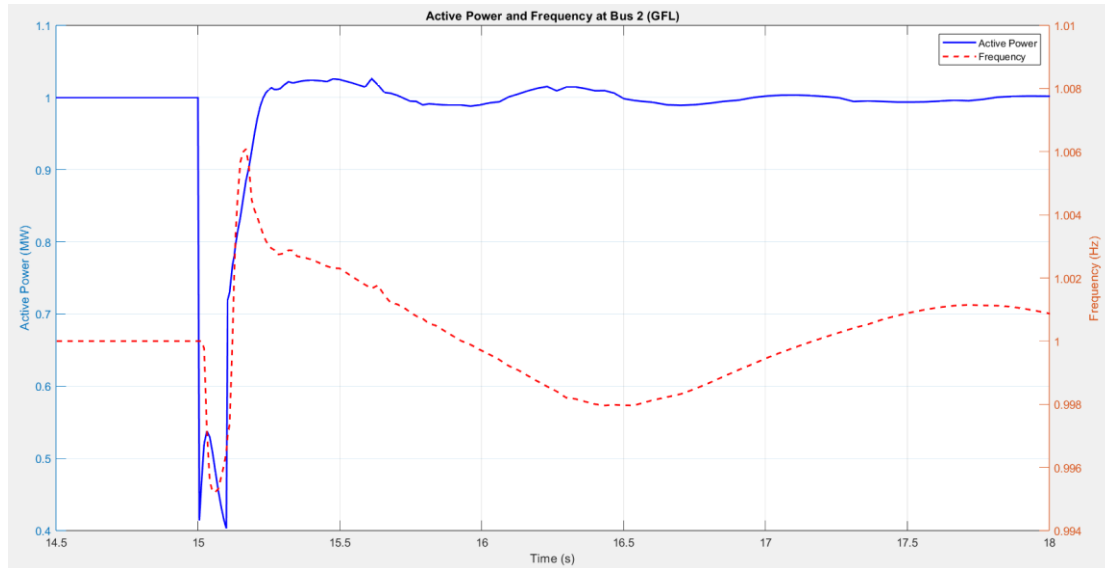
Σε ότι αφορά τους grid-following μετατροπείς, εδώ δεν ενεργοποιήθηκε η λειτουργία LVRT καθώς η τάση δεν πέφτει αρκετά χαμηλά, όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.38. Έτσι ο PLL συνεχίζει να δίνει τη γωνία στον μετατροπέα και χάνει τον συγχρονισμό λόγω της βαθιάς πτώσης τάσης. Γι' αυτό αμέσως μετά το σφάλμα και εμφανίζεται μια βύθιση της συχνότητας -4% . Περίπου 0.1 s αργότερα ακολουθούν την ανοδική πορεία του δικτύου και φτάνουν $+1\%$. Ο δείκτης RoCoF ακολουθεί τις διακυμάνσεις της συχνότητας σε τιμές αρκετά χαμηλότερες από τον GFM, αλλά πολλαπλάσιες της SG.

Και πάλι οι δύο grid-supporting μέθοδοι διαφέρουν ελάχιστα από το απλό grid-feeding. Η επιπλέον στήριξη της συχνότητας απλώς στρογγυλεύει τη μορφή του κύματος χωρίς ουσιαστική αλλαγή στο πλάτος, επιβεβαιώνοντας και πάλι ότι οι GFL παθητικά ακολουθούν τη συχνότητα του δικτύου και αναπαράγουν τις διακυμάνσεις του.



Σχήμα 4.38: Τάση στο ζυγό Terminal DER για την περίπτωση του grid-following μετατροπέα με 1ο σχήμα ελέγχου μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 16 s).

Για είναι σαφής η συμπεριφορά του grid-following μετατροπέα στα πρώτα κλάσματα του δευτερολέπτου παρατίθεται η ενεργός ισχύς εξόδου του μετατροπέα και η συχνότητα σε κοινό διάγραμμα.



Σχήμα 4.39: Ενεργός ισχύς εξόδου grid-following μετατροπέα και συχνότητα σε κοινό διάγραμμα μετά από βραχυκύκλωμα στο ζυγό 2 (μεγέθυνση στα 14.5 – 18 s) .

Κεφάλαιο 5 : Συμπεράσματα και Προοπτικές

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώθηκε στη σύγκριση στρατηγικών εικονικής αδράνειας σε μετατροπείς grid-forming (GFM) και grid-following (GFL). Η αντικατάσταση συμβατικών μονάδων παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ δημιουργεί προβλήματα ευστάθειας στη συχνότητα του δικτύου, λόγω έλλειψη εγγενούς αδράνειας των τελευταίων. Έτσι προέκυψε η ανάγκη ελέγχου των μετατροπέων με τους οποίους συνδέονται οι ΑΠΕ στο δίκτυο ώστε να προσομοιώνουν την απόκριση των συγχρόνων γεννητριών σε διαταραχές συχνότητας του συστήματος.

Η συμπεριφορά των μοντέλων αυτών μελετήθηκε στο τροποποιημένο πρότυπο σύστημα IEEE 9-bus στο DIgSILENT PowerFactory, υπό τρεις κατηγορίες διαταραχών: βηματική αύξηση φορτίου, αποσύνδεση μιας σύγχρονης γεννήτριας και βραχυκυκλώματα (κοντά και μακριά από το σημείο σύνδεσης των μετατροπέων).

Σε όλες τις κατηγορίες σεναρίων, ο GFM μετατροπέας με εικονική αδράνεια (μοντέλο virtual synchronous machine) παρείχε την πιο αποτελεσματική στήριξη συχνότητας, με απόδοση συγκρίσιμη ή και ελαφρώς ταχύτερη από τη σύγχρονη γεννήτρια. Η εισαγωγή εικονικής αδράνειας στον GFL μετατροπέα (grid-supporting λειτουργία) βελτιώνει τη συμπεριφορά του έναντι της grid-feeding λειτουργίας αλλά παραμένει σαφώς υποδεέστερη από αυτή του GFM, αναφορικά με το ναδίρ της συχνότητας και το ρυθμό μεταβολής της. Ο ελεγκτής με δυναμικό κέρδος $C_{vi}(s)$ είναι πιο ήπιος από τον ελεγκτή με σταθερό κέρδος $K_{inertia}$ και υστερεί σε ταχεία δυναμική.

Η μόνη περίπτωση κατά την οποία οι GFL τείνουν να καταλήγουν σε υψηλότερη τελική συχνότητα από τη σύγχρονη γεννήτρια και τον GFM είναι η αποσύνδεση της γεννήτριας. Ωστόσο για τη λειτουργική ευστάθεια, η γρήγορη εξάλειψη της μεγάλης απόκλισης στην οποία υστερούν είναι σημαντικότερη από τη μικρή διαφορά στη μόνιμη τιμή.

Η αδυναμία του GFL οφείλεται κυρίως στον συγχρονισμό του με το δίκτυο μέσω PLL. Μετά από διαταραχές, το PLL χάνει την αναφορά της γωνίας του δικτύου και καθυστερεί να συγχρονιστεί ξανά με αποτέλεσμα να εμποδίζει το σχήμα εικονικής αδράνειας να στηρίζει τη συχνότητα.

Η παραμετροποίηση του PI ελεγκτή του PLL είναι καθοριστική: με υψηλό K_p και χαμηλό K_i η απόκριση είναι πολύ ομαλή αλλά αργή, ενώ με χαμηλό K_p και πολύ υψηλό K_i η απόκριση είναι ταχύτερη αλλά με έντονη ταλάντωση. Ο ελεγκτής με δυναμικό κέρδος $C_{vi}(s)$ είναι πιο ήπιος από τον ελεγκτή με σταθερό κέρδος και υστερεί σε ταχεία δυναμική.

Στα βραχυκυκλώματα έγινε αισθητή και η επίδραση της LVRT λειτουργίας στους GFL. Κατά το βραχυκυκλώματα κοντά στο σημείο σύνδεσης, όπου ενεργοποιήθηκε η

LVRT, το PLL σταμάτησε προσωρινά να ανανεώνεται με αποτέλεσμα μετά την εκκαθάριση, να καθυστερεί η απόκριση της συχνότητας. Η λειτουργία LVRT δεν ενεργοποιήθηκε στο βραχυκύκλωμα ηλεκτρικά μακριά του σημείου σύνδεσης.

Τα συμπεράσματα ισχύουν στο πλαίσιο των επιλεγμένων παραμέτρων και παραδοχών της μοντελοποίησης, με αποτέλεσμα να είναι πιο αισιόδοξα για την συμπεριφορά του GFL μετατροπέα. Ο περιορισμός του ρυθμού αύξησης ισχύος επέδειξε πως η αποκατάσταση της συχνότητας καθυστερεί και εμφανίζονται εμμένουσες ταλαντώσεις στο σύστημα, αν ληφθούν υπόψιν κάποιοι ρεαλιστικοί περιορισμοί.

Προοπτικές & Μελλοντικές Επεκτάσεις

Η μελλοντική δουλειά μπορεί να εστιάσει στην καθολική ενσωμάτωση ρεαλιστικών περιορισμών των μετατροπέων, όπως όρια ισχύος, κορεσμοί και καθυστερήσεις των εσωτερικών βρόχων ελέγχου. Επιπλέον, μπορούν να μελετηθούν άλλες αρχιτεκτονικές εικονικού ελέγχου, όπως droop-controlled GFM, synchronverter και virtual oscillator control (VOC). Παράλληλα, αξίζει να εξεταστεί η αλληλεπίδραση μεταξύ πολλαπλών μονάδων GFM/GFL και η ρεαλιστική μοντελοποίηση του DC-link και της αποθήκευσης, ώστε να ποσοτικοποιείται η διαθέσιμη συνθετική αδράνεια. Ακόμη, προτείνεται η σύζευξη με δευτερεύον και τριτεύον έλεγχο (AGC) και η αξιοποίηση εφεδρειών FFR/FRR, καθώς και η περαιτέρω διερεύνηση συμμόρφωσης με προστασίες και grid codes (ρελέ RoCoF, LVRT). Τέλος, η κλιμάκωση σε μεγαλύτερα δίκτυα με χρονική μεταβλητότητα φορτίων και παραγωγής ΑΠΕ, η πειραματική επαλήθευση σε πραγματικά συστήματα και η ανάλυση κόστους-οφέλους ολοκληρώνουν έναν ουσιαστικό οδικό χάρτη για την επέκταση της παρούσας εργασίας.

Βιβλιογραφία

- [1] European Commission, “2030 climate targets,” European Commission — Climate Action. [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-climate-targets/2030-climate-targets_en. [Accessed: Jul. 27, 2025].
- [2] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, “On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 7, no. 4, pp. 2130–2146, Dec. 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2877766.
- [3] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, and G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions—A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 124, 109773, May 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109773.
- [4] Y. R. Ferreira, R. Trentini, and R. Kutzner, “Control strategy for inertia emulation through grid-following inverters,” in *Proc. 2021 9th Int. Conf. Syst. Control (ICSC)*, Caen, France, Nov. 24–26, 2021, pp. 50–55, doi: 10.1109/ICSC50472.2021.9666746.
- [5] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and F. Blaabjerg, “The role of power electronics in future low inertia power systems,” in *Proc. 2018 IEEE Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. (PEAC)*, Shenzhen, China, Nov. 4–7, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590632.
- [6] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [7] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and challenges of low-inertia systems,” in *Proc. 2018 Power Syst. Comput. Conf. (PSCC)*, Dublin, Ireland, Jun. 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [8] M. Gangi, “Dynamic Modelling of Virtual and Real Inertia Systems in Green Microgrids,” M.S. thesis, Politecnico di Torino, Turin, Italy, Jul. 2021.
- [9] Utility Regulator (Northern Ireland), “Rate of Change of Frequency (RoCoF) modification to the Grid Code,” 2014. [Online]. Available: <https://www.uregni.gov.uk/news-centre/rate-change-frequency-rocof-modification-grid-code>. [Accessed: May 9, 2019].
- [10] B. Tan, J. Zhao, M. Netto, V. Krishnan, V. Terzija, and Y. Zhang, “Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 134, 107362, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107362.
- [11] I. Vokony, “Effect of inertia deficit on power system stability—synthetic inertia concepts analysis,” in *Proc. 2017 6th Int. Youth Conf. Energy (IYCE)*, Budapest, Hungary, Jun. 21–24, 2017, doi: 10.1109/IYCE.2017.8003725.

- [12] N. Hatziaargyriou et al., “Definition and classification of power system stability—Revisited & extended,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [13] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. Bhattarai, T. Hansen, and R. Tonkoski, “Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions,” *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017, doi: 10.3390/app7070654.
- [14] L. Vetoshkin, “Enhancing power system stability with grid-forming control of power converters,” Ph.D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering, Czech Technical University in Prague, Prague, Czech Republic, Aug. 2022.
- [15] V. V. Babu, J. P. Roselyn, C. Nithya, and P. Sundaravadivel, “Development of grid-forming and grid-following inverter control in microgrid network ensuring grid stability and frequency response,” *Electronics*, vol. 13, no. 10, Art. no. 1958, May 2024, doi: 10.3390/electronics13101958.
- [16] F. Emon, S. Sajlin, and M. Hassan, “Comparative assessment of frequency stability techniques in inverter-based power grid,” in *Proc. 2024 6th Int. Conf. on Electrical Engineering and Information & Communication Technology (ICEEICT)*, 2024, doi: 10.1109/ICEEICT62016.2024.10534428.
- [17] G. M. Tina, G. Maione, and D. Stefanelli, “The impact of grid-forming vs. grid-following converters on frequency regulation: comparing centralised or distributed photovoltaic generation,” *Energies*, vol. 17, no. 23, Art. no. 5827, Nov. 2024, doi: 10.3390/en17235827.
- [18] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, “An overview of assessment methods for synchronization stability of grid-connected converters under severe symmetrical grid faults,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 10, pp. 9655–9670, Oct. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2019.2892142.
- [19] A. Berizzi, A. Bosisio, V. Ilea, D. Marchesini, R. Perini, and A. Vicario, “Analysis of Synthetic Inertia Strategies from Wind Turbines for Large System Stability,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, no. 3, pp. 3184–3192, May–Jun. 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3154671.
- [20] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory 2021 Technical Reference: Grid-forming Converter Templates (Droop Controlled Converter, Synchronverter, Virtual Synchronous Machine)*, Rev. 2, Gomaringen, Germany, Jan. 26, 2021. [Online]. Available: <https://www.scribd.com/document/502919510/PowerFactory-TechRef-Grid-forming-Converter>. [Accessed: Jul. 27, 2025].
- [21] A. Hoke, B. Pierre, R. Mahmud, M. Elkhatab, A. Nelson, J. Tan, D. Pattabiraman, V. Gevorgian, M. Asano, C. Antonio, D. Arakawa, and E. Ifuku, *Fast Grid Frequency Support from Distributed Energy Resources*, Tech. Rep. NREL/TP-5D00-71156, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Mar. 2021.
- [22] DIgSILENT GmbH, “Power System Solutions – DIgSILENT.” [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>. [Accessed: Jul. 27, 2025].

- [23] KIOS Research and Innovation Center of Excellence (KIOS CoE), University of Cyprus, “IEEE 9-bus modified test system,” Dynamic IEEE Test Systems, Mar. 31, 2020. [Online]. Available: <https://www2.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-9-bus-modified-test-system/>. [Accessed: Jul. 27, 2025].
- [24] KIOS Research and Innovation Center of Excellence (KIOS CoE), University of Cyprus, *IEEE 9-Bus Modified Test System Data*, Mar. 2020.
- [25] Electric Power Research Institute (EPRI), *The New Aggregated Distributed Energy Resources (DER_A) Model for Transmission Planning Studies: 2019 Update*, White Paper, Product 3002015320, Palo Alto, CA, USA, Mar. 2019.

Παράρτημα

Παρατίθενται οι τιμές των σημαντικότερων παραμέτρων που χρησιμοποιήθηκαν στη μοντελοποίηση των μονάδων παραγωγής Grid-Following και Grid-Forming. Οι υπόλοιπες παράμετροι παραλείπονται είτε γιατί διατηρήθηκαν στις default τιμές του DigSILENT είτε γιατί δεν επηρεάζουν σημαντικά τα δυναμικά αποτελέσματα.

Μονάδα Παραγωγής Grid-Following			
Υποσύστημα	Παράμετρος	Σύμβολο	Τιμή
DER_A model	Χρονική σταθερά LPF μετρητή συχνότητας	Trf	0.001 s
	Κέρδος ενεργοποίησης / απενεργοποίησης droop ελέγχου	Kdroop	0
	Κέρδος ελέγχου εικονικής αδράνειας	Kvi	9.536
	Χρονική σταθερά συνάρτησης μεταφοράς Cvi	Tvi	0.1 s
	Χρονική σταθερά LPF για τον υπολογισμό RoCoF	Trocof	0.1 s
	Μέγιστο ρεύμα μετατροπέα	Imax	1.2 pu
	Ελάχιστη επιτρεπτή τάση για LVRT	Vl0	0.15 pu
	Μέγιστος χρόνος παραμονής κάτω από το όριο LVRT	Tvl0	0.1 s
	Μέγιστος ρυθμός αύξησης ισχύος	dPmax	1000 p.u./s
Delay block	Χρονική σταθερά καθυστέρησης	Tl	0.1 s
SRF-PLL	Αναλογικό κέρδος PI ελεγκτή	Kp	15
	Ολοκληρωτικό κέρδος PI ελεγκτή	Ki	100

Μονάδα Παραγωγής Grid-Forming			
Υποσύστημα	Παράμετρος	Σύμβολο	Τιμή
Virtual Synchronous Machine	Χρονική σταθερά επιτάχυνσης	Ta	9.536 s
	Συντελεστής απόσβεσης	Dp	10 p.u.
	Συχνότητα αποκοπής φίλτρου απόσβεσης	ω_c	0 rad/s
	Αρχική τιμή ρύθμισης ταχύτητας	f_set	1 p.u.
	Χρονική σταθερά LPF τάσης εξόδου	T_LPF_u	0.003 s
Virtual Impedance	Εικονική αντίσταση	r	0.006 p.u.
	Εικονική αντίδραση	x	0.006 p.u.
	Κατώφλι υπερέντασης	i_lim	1.01 p.u.
Output Voltage Calculation	Μέγιστο ρεύμα	i_max	1 p.u.