



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

Συμβολή Φωτοβολταϊκών Σταθμών στη Ρύθμιση Συχνότητας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

Επιβλέπων : Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Δεκέμβριος 2013



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

Συμβολή Φωτοβολταϊκών Σταθμών στη Ρύθμιση Συχνότητας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

Επιβλέπων : Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 2013

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Αντώνιος Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Στέφανος Μανιάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Δεκέμβριος 2013

.....
Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

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

Copyright © Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου, 2013

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.

Στον πατέρα μου, που έφυγε ξαφνικά από τη ζωή μας

Περίληψη

Τα τελευταία έτη η ανάπτυξη των Φωτοβολταϊκών (Φ/Β) συστημάτων έχει σημειώσει ραγδαία εξέλιξη. Το γεγονός αυτό οφείλει να συνδυάζεται με τη συμμετοχή τους στη ρύθμιση του συστήματος, ώστε να μη φθίνει το επίπεδο ασφάλειας, αξιοπιστίας και σχετικής ευστάθειάς του. Στην παρούσα εργασία αναπτύσσεται μια πρωτότυπη στρατηγική ελέγχου ενός Φ/Β σταθμού δύο σταδίων – δίχως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας – σύμφωνα με την οποία το Φ/Β Πάρκο προσαρμόζει την παραγωγή ενεργού ισχύος του στις ανάγκες της ρύθμισης συχνότητας του δικτύου. Ο συγκεκριμένος ελεγκτής οδηγεί τον DC/DC μετατροπέα, υλοποιώντας είτε έναν αλγόριθμο Maximum Power Point Tracking (MPPT), είτε την παραγωγή μόνο ενός μέρους της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος. Επιπλέον, περιγράφεται και ο απαραίτητος εκτιμητής της τελευταίας, όταν το Φ/Β πάρκο δε λειτουργεί στο σημείο μέγιστης ισχύος (MPP). Στην περίπτωση παραγωγής Φ/Β ισχύος μικρότερης της μέγιστης διαθέσιμης παρουσιάζεται η δυνατότητα εφαρμογής στατισμού, αδρανειακής απόκρισης, καθώς και σταθερού ποσοστού εφεδρείας.

Αναλυτικότερα, στο Κεφάλαιο 1 γίνεται μια εισαγωγή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και περιγράφεται η εξέλιξη των Φ/Β συστημάτων. Επιπλέον, εξηγείται η αναγκαιότητα της συμμετοχής των σταθμών ΑΠΕ στη ρύθμιση των δικτύων.

Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται η μοντελοποίηση του μηχανικού μέρους των σύγχρονων μηχανών των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και εξηγείται η άμεση συσχέτιση μεταξύ ενεργού ισχύος και συχνότητας. Ύστερα, περιγράφεται η ρύθμιση συχνότητας από τους συμβατικούς σταθμούς. Στη συνέχεια παρουσιάζονται διάφοροι Κωδικοί Δικτύων, οι οποίοι αποσκοπούν στη συμβολή των Αιολικών Πάρκων στη ρύθμιση του δικτύου. Μεταξύ αυτών περιγράφεται και ένας Κώδικας που αναφέρεται στη διασύνδεση σταθμών στη Μέση Τάση. Επιπρόσθετα, αναφέρεται ο Κώδικας που έχει προταθεί για εφαρμογή στο Ευρωπαϊκό δίκτυο, ο οποίος θα αφορά όλες τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, περιγράφοντας όλες τις απαιτήσεις του που αφορούν τη ρύθμιση συχνότητας.

Το Κεφάλαιο 3 παρουσιάζει την τοπολογία του εξεταζόμενου Φ/Β σταθμού δύο σταδίων, η απόκριση του οποίου προσομοιώθηκε με το λογισμικό MATLAB/SIMULINK, ώστε να διαπιστωθεί η δυνατότητα συμβολής του στη ρύθμιση συχνότητας ενός μικροδικτύου. Το μικροδίκτυο αυτό περιλαμβάνει τον Φ/Β σταθμό, μια Ντιζελογεννήτρια, μια Ανεμογεννήτρια (Α/Γ) και το φορτίο. Ο Φ/Β σταθμός αποτελείται από το Φ/Β πεδίο, στο οποίο λαμβάνει χώρα η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική, τους DC/DC και DC/AC μετατροπείς, το φίλτρο και τον μετασχηματιστή ανύψωσης. Στο Κεφάλαιο αυτό περιγράφονται τα μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν για την αναπαράσταση των υποσυστημάτων του Φ/Β σταθμού και του υπολοίπου δικτύου.

Στο Κεφάλαιο 4 περιγράφονται οι ελεγκτές του Φ/Β σταθμού. Ο DC/DC μετατροπέας ρυθμίζεται έτσι ώστε να εξάγεται η επιθυμητή ισχύς από το Φ/Β πεδίο, ανάλογα με την τιμή της συχνότητας. Στη συνέχεια περιγράφεται η στρατηγική ελέγχου του DC/AC μετατροπέα, ο οποίος εγχέει στο μικροδίκτυο την ενεργό ισχύ του Φ/Β πεδίου, που ρυθμίζεται από τον DC/DC μετατροπέα. Για την περιγραφή του ελεγκτή αυτού παρουσιάζεται ο μετασχηματισμός Park, το σύστημα συγχρονισμού με το δίκτυο (PLL) και οι ελεγκτές της τάσεως του DC link και των εγχεόμενων ρευμάτων στο μικροδίκτυο.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του συστήματος. Οι περιπτώσεις που εξετάστηκαν ήταν η μεταβαλλόμενη ένταση προσπίπτουσας ακτινοβολίας στα Φ/Β πλαίσια, η μεταβαλλόμενη ζητούμενη εφεδρεία ενεργού ισχύος του Φ/Β σταθμού, η βηματική μείωση και αύξηση του φορτίου και η περίπτωση ταχύτητας ανέμου με τυρβώδη συνιστώσα (της Α/Γ που είναι συνδεδεμένη στο μικροδίκτυο).

Τέλος, στο Κεφάλαιο 6 αναφέρονται τα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας και πιθανές μελλοντικές προεκτάσεις αυτής.

Λέξεις Κλειδιά

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, φωτοβολταϊκά, κώδικες δικτύου, μικροδίκτυο, ρύθμιση συχνότητας, έλεγχος ενεργού ισχύος, αδρανειακή απόκριση, στατισμός, εκτιμητής μέγιστης διαθέσιμης φωτοβολταϊκής ισχύος, μετατροπείας ισχύος δύο σταδίων

Abstract

In recent years the development of Photovoltaic (PV) systems has made an enormous progress. This has to be combined with their contribution to grid regulation, so that the level of system's security, reliability and stability do not decline. In the present study, a novel control strategy for a two-stage PV system – without an Energy Storage System (ESS) – is developed, according to which the PV Park provides frequency response characteristics, via appropriate adjustment of its generated active power. The DC/DC converter is regulated by this control scheme, either by functioning according to a Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm, or by generating less active power than the maximum available. Moreover, the necessary maximum available PV power estimator is presented, when the PV plant does not operate at its MPP. In this work, suitable control schemes are proposed in order for the PV system to operate at a constant active power reserve level, including droop and inertial control modes.

More specifically, in Chapter 1 an introduction to the Renewable Energy Sources (RES) and the progress of PV systems is illustrated. Furthermore, the necessity of the participation of RES plants in grid regulation is explained.

In Chapter 2 the model used for the mechanical part of synchronous generators of conventional power plants is described and the correlation between active power and frequency is explained. Then, frequency control of conventional power plants is presented. Thereafter, several Grid Codes describing the contribution of Wind Parks to the grid regulation are illustrated. Among them a Code concerning plants interconnected to Medium Voltage is presented. Additionally, a proposed European Network Code applicable to all generators is presented, illustrating the requirements concerning frequency regulation.

The topology of the examined two-stage PV system is described in Chapter 3, the response of which was simulated in MATLAB/SIMULINK, so as to explore the potential of its contribution to frequency control of a microgrid (μ G). The μ G system comprises this PV plant, a Diesel Unit, a Full-power Converter Wind Turbine and a load. The PV plant consists of the PV Field, where the conversion of solar energy into electrical takes place, a DC/DC and a DC/AC converter, a filter and a step-up transformer. In this Chapter the models used to represent the subsystems of the PV plant and the rest of the microgrid are presented.

In Chapter 4 the controllers of the PV plant are described. The DC/DC converter is regulated so that the appropriate level of power is extracted by the PV field, according to frequency. Furthermore, the control strategy of the DC/AC converter is illustrated, which is required to extract the output active power of the PV field into the microgrid. For the description of this controller Park's transformation is presented, along with the grid synchronization unit (PLL) and the controllers of the DC link's voltage and the injected currents into the microgrid.

Time domain simulations are presented in Chapter 5. The case studies include varying intensity of solar irradiance and active power reserves command, step reduction and rise of the grid's load and a stochastic wind speed profile of the wind turbine which is connected to the microgrid.

The main conclusions of this work are summarized in Chapter 6 along with possible future extensions of this study.

Keywords

Renewable energy sources, photovoltaics, grid codes, microgrid, frequency control, active power control, inertial response, droop, maximum available photovoltaic power estimator, two-stage power converter

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, Αναπληρωτή Καθηγητή ΕΜΠ κ. Σταύρο Παπαθανασίου, για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα, καθώς και για τις γνώσεις που αποκόμισα από τη διδασκαλία του. Η διαθεσιμότητά του για την επίλυση οποιασδήποτε απορίας μου και οι δυνατότητες συνεργασίας μας που μου προσέφερε συνέβαλαν ουσιαστικά στην επιτυχή περάτωση της παρούσας εργασίας.

Επιπλέον, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Υποψήφιο Διδάκτωρα ΕΜΠ Σωτήρη Νάνου για την άψογη συνεργασία μας. Η ειλικρινής διάθεση και η επιμονή του στο να βοηθήσει στις δυσκολίες που παρουσιαζόντουσαν καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της παρούσας εργασίας, καθώς και οι συζητήσεις που είχαμε για την επίλυσή τους, ήταν καθοριστικής σημασίας για το τελικό αποτέλεσμα της διπλωματικής αυτής.

Δε θα μπορούσα να παραλείψω να ευχαριστήσω τη μητέρα μου, Ασημίνα, και τον αδελφό μου, Μιχάλη, για τη διαρκή υποστήριξή τους, με κάθε μέσο, όλα αυτά τα χρόνια.

Τέλος, θέλω να ευχαριστήσω τον άνθρωπο που τα τελευταία επτά χρόνια μου έχει σταθεί σε κάθε δύσκολη στιγμή και με στήριζει διαρκώς, την Κατερίνα.

Αποστόλης Παπακωνσταντίνου

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	7
Abstract.....	9
Ευχαριστίες.....	11
Περιεχόμενα.....	13
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή.....	17
1.1 Εισαγωγή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και τα Φωτοβολταϊκά Συστήματα	17
1.2 Αναγκαιότητα για Συμμετοχή Μονάδων ΑΠΕ στη Ρύθμιση των Δικτύων	20
Κεφάλαιο 2: Ρύθμιση Συχνότητας & Κώδικες Δικτύων.....	23
2.1 Αλληλεπίδραση Ενεργού Ισχύος και Συχνότητας	23
2.2 Ρύθμιση Συχνότητας από Συμβατικούς Σταθμούς.....	26
2.2.1 Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας	26
2.2.2 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	28
2.2.3 Τριτεύουσα ρύθμιση συχνότητας	29
2.3 Εισαγωγή στους Κώδικες Δικτύων.....	29
2.4 Κώδικες Δικτύου για Αιολικά Πάρκα Μεγάλης Ισχύος	31
2.5 Κώδικας Δικτύου για Σταθμούς Διασυνδεδεμένους στη Μέση Τάση	37
2.6 Κώδικας Δικτύου του Ευρωπαϊκού Συστήματος.....	40
2.6.1 Απαιτήσεις για μονάδες τύπου Α και Β	41
2.6.2 Επιπρόσθετες απαιτήσεις για μονάδες τύπου Γ και Δ.....	46
Κεφάλαιο 3: Τοπολογία & Μοντελοποίηση Φωτοβολταϊκού Σταθμού.....	51
3.1 Φωτοβολταϊκό Πεδίο.....	52
3.1.1 Εισαγωγή στο Φωτοβολταϊκό πεδίο	52
3.1.2 Μοντελοποίηση Φωτοβολταϊκού πεδίου	53
3.2 DC/DC Μετατροπέας.....	62
3.2.1 Τοπολογία DC/DC μετατροπέα.....	62
3.2.2 Μοντελοποίηση DC/DC μετατροπέα	63
3.3 DC/AC Μετατροπέας.....	64
3.3.1 Τοπολογία DC/AC μετατροπέα.....	64
3.3.2 Μοντελοποίηση DC/AC μετατροπέα	65
3.4 Φίλτρο Εξόδου	66

3.5 Μετασχηματιστής Ανύψωσης	67
3.6 Μικροδίκτυο.....	69
3.6.1 Συμβατικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής	70
3.6.2 Ανεμογεννήτρια.....	71
Κεφάλαιο 4: Συστήματα Ελέγχου Φωτοβολταϊκού Σταθμού.....	75
4.1 Ελεγκτής του DC/DC Μετατροπέα	75
4.1.1 Maximum Power Point Tracking.....	75
4.1.2 Παραγωγή του Duty Cycle	78
4.1.3 Διατήρηση εφεδρείας ενεργού ισχύος και ρύθμιση συχνότητας.....	79
4.1.4 Εκτιμητής μέγιστης διαθέσιμης Φωτοβολταϊκής ισχύος	85
4.2 Ελεγκτής του DC/AC Μετατροπέα	89
4.2.1 Μετασχηματισμός Park	89
4.2.2 Phase Locked Loop	90
4.2.3 Ελεγκτής τάσεως του DC link	92
4.2.4 Ελεγκτής ρευμάτων εξόδου του DC/AC μετατροπέα.....	93
Κεφάλαιο 5: Αποτελέσματα Προσομοιώσεων.....	97
5.1 Μεταβαλλόμενη Ένταση Ηλιακής Ακτινοβολίας.....	97
5.1.1 Μεταβολές μορφής ράμπας	97
5.1.2 Βηματικές μεταβολές	101
5.2 Μεταβαλλόμενη Εφεδρεία Ισχύος.....	106
5.2.1 Μεταβολές μορφής ράμπας	107
5.2.2 Βηματικές μεταβολές	109
5.3 Αποκοπή Φορτίου του Δικτύου.....	111
5.3.1 Στατισμός Φωτοβολταϊκού σταθμού	112
5.3.2 Ανηγγεμένη σταθερά αδρανείας Φωτοβολταϊκού σταθμού	114
5.3.3 Στρατηγικές ελέγχου Φωτοβολταϊκού σταθμού	118
5.3.4 Χρονική καθυστέρηση της μηχανής Diesel	123
5.3.5 Ανηγγεμένη σταθερά αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας	126
5.3.6 Δευτερεύουσα ρύθμιση συμβατικού σταθμού	128
5.3.7 Διείσδυση Φωτοβολταϊκού σταθμού	130
5.4 Αύξηση Φορτίου του Δικτύου.....	132
5.4.1 Στρατηγικές ελέγχου Φωτοβολταϊκού σταθμού	132
5.4.2 Ανηγγεμένη σταθερά αδρανείας Φωτοβολταϊκού σταθμού	135
5.4.3 Εφεδρεία ισχύος μονίμου καταστάσεως Φωτοβολταϊκού σταθμού.....	137
5.5 Άνεμος με Τύρβη	139

Κεφάλαιο 6: Επίλογος.....	145
6.1 Συμπεράσματα	145
6.2 Συμβολή και Πρωτοτυπία της Εργασίας	146
6.3 Μελλοντικές Προεκτάσεις	147
Βιβλιογραφία.....	149

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Εισαγωγή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και τα Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Τα τελευταία έτη η ηλεκτροπαραγωγή από *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)* έχει σημειώσει μεγάλη ανάπτυξη. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια, όπως ορίζει η *Οδηγία 2001/77/ΕΚ*. Η ολοένα και αυξανόμενη διεξόδυση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα παγκοσμίως οφείλεται κυρίως στο ότι:

1. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ δε συνδέεται με καύση υδρογονανθράκων, η οποία εκλύει στην ατμόσφαιρα διαφόρων ειδών αέρια, αρκετά εκ των οποίων έχουν χαρακτηριστεί επιβλαβή για την υγεία ζωντανών οργανισμών. Μια έκθεση της *Urban Emissions* και της *Greenpeace* εκτιμά ότι στην Ινδία ετησίως 85.000 – 115.000 άνθρωποι πεθαίνουν πρόωρα και παρουσιάζονται 20.000.000 κρούσματα άσθματος από αίτια που σχετίζονται με τη λειτουργία σταθμών, οι οποίοι παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από την καύση άνθρακα [1]. Η ίδια έρευνα εκτιμά επίσης ότι το ετήσιο κόστος στον τομέα της υγείας της Ινδίας από τη λειτουργία των εν λόγω σταθμών ανέρχεται στα 3.000.000.000€.
2. Υπάρχουν ενδείξεις ότι τα παραγόμενα αέρια από την καύση υδρογονανθράκων συμβάλλουν στην όξυνση του φαινομένου του θερμοκηπίου, το οποίο συνδέεται με την υπερθέρμανση του πλανήτη. Η 4^η έκθεση αξιολόγησης της *Διακυβερνητικής Ομάδας για την Κλιματική Αλλαγή (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC)* αναφέρει χαρακτηριστικά ότι “η υπερθέρμανση του πλανήτη είναι αναμφίβολη, καθώς είναι πλέον καταφανής από παρατηρήσεις αύξησης της μέσης θερμοκρασίας της ατμόσφαιρας και των ωκεανών, την εκτεταμένη τήξη των πάγων και την άνοδο της στάθμης των θαλασσών παγκοσμίως” [2]. Το κατά πόσο οφείλεται η καταγεγραμμένη αυτή υπερθέρμανση σε ανθρωπογενείς παράγοντες είναι κάτι που αμφισβητείται από μια μερίδα επιστημόνων. Σχετικά με την κλιματική αλλαγή, η εκτενής έκθεση της *IPPC “Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability”* αναφέρεται μεταξύ άλλων τόσο στα αίτια της όσο και στις προβλεπόμενες μελλοντικές συνέπειες αυτής στα οικοσυστήματα, τα αποθέματα νερού, τη γεωργία, την επάρκεια τροφίμων, την ανθρώπινη υγεία, τις παραθαλάσσιες περιοχές και τη βιομηχανία [3].
3. Κατά την ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ δεν καταναλώνονται μη ανανεώσιμοι πόροι, όπως ορυκτά καύσιμα. Αυτό αποτελεί πλεονέκτημα των σταθμών ΑΠΕ καθώς υπάρχει παγκόσμια ανησυχία για το χρονικό διάστημα για το οποίο θα μπορούν να καλύπτονται οι ανάγκες ηλεκτροδότησης του πλανήτη από άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο.

Οι παραπάνω λόγοι οδήγησαν το 1997 στην υιοθέτηση ενός σχεδίου σχετικά με τον περιορισμό της συγκέντρωσης των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα από τα κράτη τα οποία έχουν ενταχθεί στα “*United Nations Framework Convention on Climate Change*” (όλα τα έθνη εκτός των Η.Π.Α.). Αυτό το σχέδιο τέθηκε σε ισχύ το 2005 και είναι γνωστό ως το «Πρωτόκολλο του Κιότο» [4]. Επιπρόσθετα, η *Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.)* έχει θέσει συγκεκριμένους στόχους, μέσω της *Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2009/28/Ε.Ε.* που θα πρέπει να επιτευχθούν έως το 2020 και σχετίζονται με το κλίμα και την ενέργεια [5]. Αυτοί είναι γνωστοί ως οι στόχοι “20-20-20” και απαιτούν [5]:

1. Τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου της Ε.Ε. τουλάχιστον κατά 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
2. Το 20% της καταναλισκόμενης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ.
3. Μείωση κατά 20% της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας, σε σύγκριση με τα προβλεπόμενα επίπεδα του 2020, μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης.

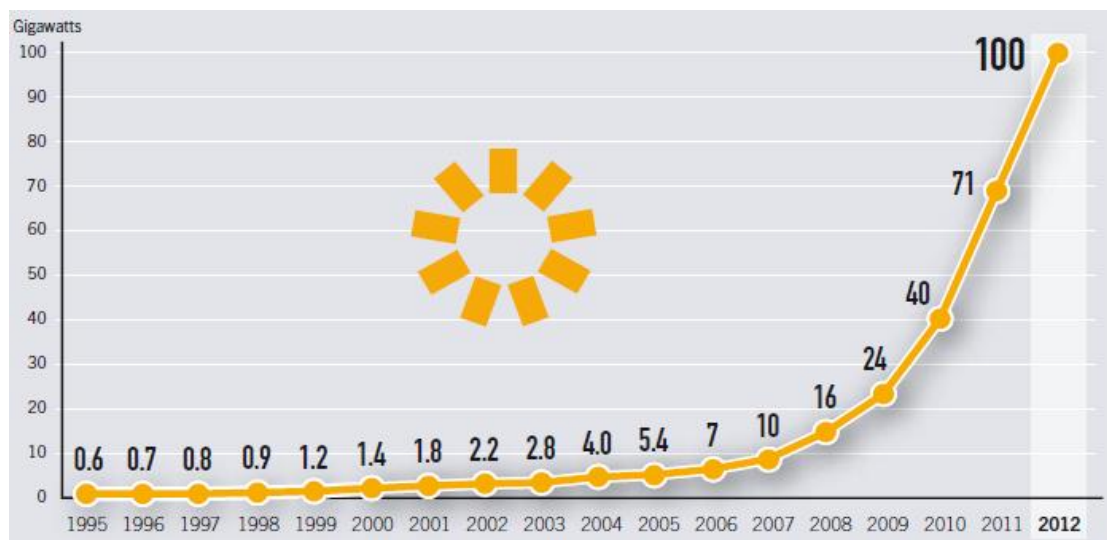
Σχετικά με τον δεύτερο στόχο της Ευρωπαϊκής Οδηγίας, αναφέρεται ότι το 2011 το 13.4% της καταναλισκόμενης ενέργειας – όχι αποκλειστικά της ηλεκτρικής – παράχθηκε από ΑΠΕ [6]. Οι στόχοι της Ελλάδος που προκύπτουν από τους στόχους “20-20-20” είναι η μείωση κατά 4% των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και η συμμετοχή κατά 18% των ΑΠΕ στην ενεργειακή κατανάλωση. Σύμφωνα με το *Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας* οι προηγούμενοι στόχοι αυξήθηκαν απαιτώντας το 20% της κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ [7]. Συγκεκριμένα καθορίζεται ως στόχος η ενεργειακή διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή να φτάσει το 40% [7], με το 2011 το ποσοστό αυτό να ήταν ίσο με 15% [6]. Για να προωθηθεί η ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ το 2009 ψηφίστηκε η Κοινή Υπουργική Απόφαση «*Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων*» (ΦΕΚ Β 1079/4.6.2009) [8], η οποία αναφέρεται σε *Φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα* ισχύος έως και 10 kWp και ορίζει την τιμή πώλησης της ενέργειας που παράγεται από αυτά σταθερή για 25 έτη λειτουργίας [8].

Για τους λόγους που αναφέρθηκαν έχει σημειωθεί σημαντική ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι σύμφωνα με προβλέψεις της *International Energy Agency (IEA)* το 2016 η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ παγκοσμίως θα ξεπεράσει αυτήν από φυσικό αέριο και θα είναι διπλάσια αυτής των πυρηνικών σταθμών [9]. Σύμφωνα με μια έκθεση της *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)*, η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΑΠΕ παγκοσμίως το τέλος του 2012 ανερχόταν στα 480 GW, ενώ η ενεργειακή διείσδυση στην ηλεκτροπαραγωγή των σταθμών ΑΠΕ ανήλθε στο 20.6% το 2011 [6].

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος παγκοσμίως παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.1, με αυτή να φτάνει τα 100 GWp στα τέλη του 2012 [6], [10]. Η μονάδα μέτρησης *Wp(eak)* αναφέρεται στην παραγωγή ενεργού ισχύος από τον Φ/Β σταθμό σε συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας (STC), οι οποίες θα περιγραφούν στην Ενότητα 3.1.2.

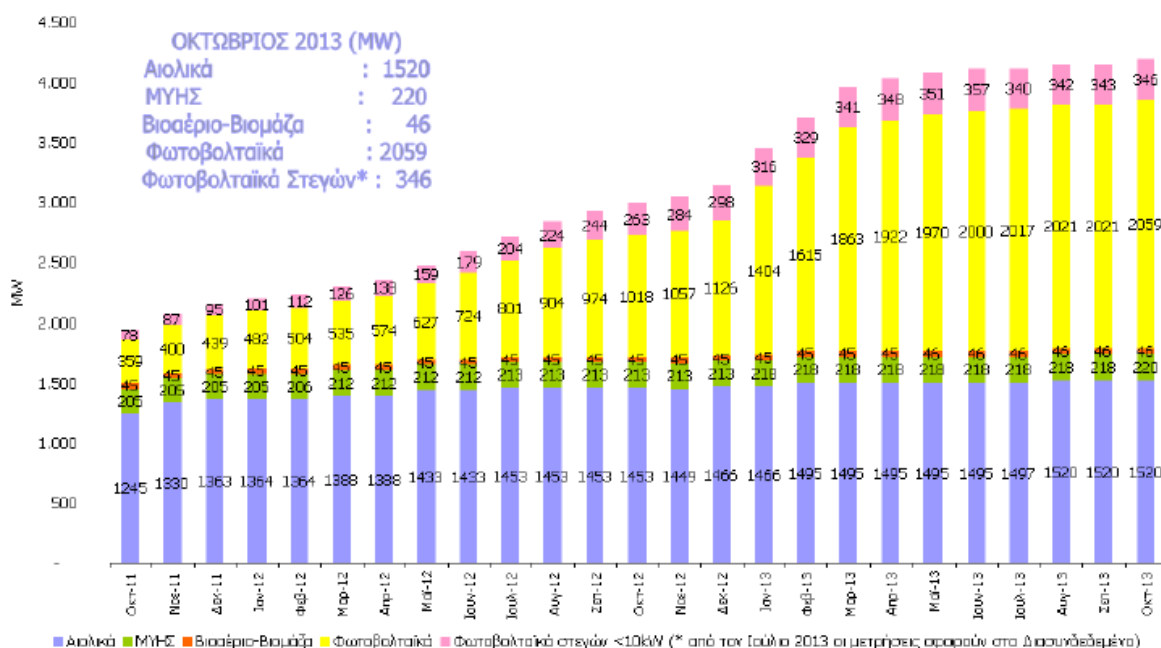
Στην ετήσια αναφορά της *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)* για το έτος 2012 [10] περιγράφεται ότι την τελευταία δεκαετία Φ/Β πάρκα ισχύος της τάξεως των *MWp* ολοένα και πληθαίνουν, ενώ ακόμη και σταθμοί της τάξεως των 100 *MWp* έχουν υλοποιηθεί [10]. Έως και τον Νοέμβριο 2013, ο Φ/Β σταθμός *Agua Caliente* στην Αριζόνα των 250 *MWp* είχε τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ παγκοσμίως [6]. Επιπλέον, εξετάζεται η δυνατότητα μελλοντικής εγκατάστασης

Φ/Β σταθμών της τάξεως των *GWp*, αναφερόμενοι και ως *Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems* [10].



Σχήμα 1.1: Εξέλιξη της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος παγκοσμίως [6]

Όσον αφορά την υφιστάμενη κατάσταση σχετικά με τους σταθμούς ΑΠΕ στην Ελλάδα, παρατηρείται σημαντική ανάπτυξη τα τελευταία έτη. Στις επενδύσεις για μικρής κλίμακας σταθμούς ΑΠΕ η Ελλάδα ήταν 8^η παγκοσμίως το 2012, σημειώνοντας αύξηση κατά 195% το έτος 2012 συγκριτικά με το 2011, ποσοστό όμοιο με αυτό της Κίνας [6]. Επιπλέον, ανάγοντας την εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β συστημάτων ανά κάτοικο, η Ελλάδα κατείχε την 5^η σχετική θέση παγκοσμίως το 2012 [6]. Σύμφωνα με το μηνιαίο πληροφοριακό δελτίο του Οκτωβρίου 2013 των σταθμών ΑΠΕ, το οποίο εκδίδεται από τον *Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΑΓΗΕ)* της Ελλάδος, η μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα την τελευταία διετία απεικονίζονται στο Σχήμα 1.2.



Σχήμα 1.2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα [11]

Από τα παραπάνω στοιχεία προκύπτει ότι η εγκατάσταση νέων Φ/Β σταθμών είναι ραγδαία την τελευταία διετία. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι τον Οκτώβριο 2011 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ήταν σχεδόν τριπλάσια αυτής των Φ/Β σταθμών, ενώ τον Οκτώβριο 2013 η τελευταία ήταν κατά 58% μεγαλύτερη της πρώτης. Αξίζει να σημειωθεί ότι η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β σταθμών στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδος τον Οκτώβριο 2013 ήταν ίση με $2.405 MWp$, ξεπέρασε δηλαδή τον στόχο των $2.200 MWp$ που είχε τεθεί για το 2020. Επιπρόσθετα, σύμφωνα με στοιχεία του ΛΑΓΗΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα παράχθηκε κατά το έτος 2012 συνολική ενέργεια από Φ/Β σταθμούς ίση με $1.231 GWh$. Εδώ πρέπει να αναφερθεί ότι στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η εγκατάσταση νέων σταθμών ΑΠΕ περιορίζεται σημαντικά από τα περιθώρια διείσδυσής τους. Η περαιτέρω ανάπτυξη τέτοιων μονάδων στα νησιά προαπαιτεί τη διασύνδεσή τους με το Ηπειρωτικό σύστημα. Αυτός είναι ένας από τους λόγους που μελετάται η διασύνδεση των Κυκλάδων, της Κρήτης και των νησιών του Βορείου Αιγαίου (Λέσβος, Λήμνος και Χίος) με το Ηπειρωτικό σύστημα.

1.2 Αναγκαιότητα για Συμμετοχή Μονάδων ΑΠΕ στη Ρύθμιση των Δικτύων

Σύμφωνα με όσα έχουν αναφερθεί, η ανάγκη για ανάπτυξη των ΑΠΕ, η παρούσα εξέλιξή τους και οι μελλοντικές προβλέψεις σχετικά με αυτές υποδεικνύουν ότι η διείσδυσή τους στα ηλεκτρικά δίκτυα τις επόμενες δεκαετίες θα είναι αρκετά αυξημένη συγκριτικά με τα σημερινά δεδομένα. Ένα ερώτημα όμως που προκύπτει από την ενδεχόμενη αυτή εξέλιξη είναι το κατά πόσο ένα τέτοιο ηλεκτρικό δίκτυο θα δύναται να παρέχει στους καταναλωτές αδιάλειπτα ισχύ με αξιοπιστία και ασφάλεια. Το πρόβλημα που δημιουργείται οφείλεται στο ότι τα λειτουργικά ζητήματα των δικτύων, από το πρώτο ολοκληρωμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) που λειτούργησε το 1882, ρυθμιζόνταν από τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής – θερμικές και υδροηλεκτρικές – καθώς αυτές παρείχαν με αποκλειστικότητα ισχύ στα ηλεκτρικά φορτία. Μερικά τέτοια ζητήματα σχετίζονται με τη ρύθμιση της ενεργού τιμής (RMS) της τάσεως (V) του δικτύου εντός ανεκτών ορίων, τη ρύθμιση της συχνότητας (f) της τάσεως εντός ενός στενού εύρους τιμών και τη διατήρηση των σταθμών εντός του δικτύου σε περίπτωση βραχυκυκλωμάτων, για την αποφυγή προβλημάτων ευστάθειας συχνότητας λόγω πιθανής μαζικής απώλειας παραγωγής.

Οι λόγοι που απαιτούν να ρυθμίζονται κατάλληλα τα V, f σχετίζονται με τα ηλεκτρικά φορτία που εξυπηρετεί το δίκτυο, αλλά και τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Για παράδειγμα, εάν τα φορτία φωτισμού λειτουργούν σε τάση ενεργού τιμής μικρότερης από την ενδεικνυόμενη δεν παρέχουν επαρκή φωτισμό. Τα φορτία θέρμανσης επηρεάζονται από την ενεργό τιμή της τάσεως, επειδή η θερμική ισχύς που παράγουν είναι ανάλογη του V^2 . Όσον αφορά τις ηλεκτρικές μηχανές που συνδέονται στο δίκτυο, αυτές είναι ιδιαίτερα ευαίσθητες σε μεταβολές της συχνότητας, αφού η ταχύτητα περιστροφής τους είναι ανάλογη αυτής. Επιπρόσθετα, η μαγνητική ροή εντός του πυρήνα της μηχανής είναι ανάλογη του λόγου (V/f) και έτσι μια σημαντική μεταβολή αυτού μπορεί να οδηγήσει είτε στην υπολειτουργία της, είτε στον μαγνητικό κορεσμό του πυρήνα της. Με τις θερμικές απώλειες του πυρήνα της μηχανής να είναι ανάλογες του V^2 , προκύπτει ότι μια υπέρταση ενδέχεται να οδηγήσει σε υπερθέρμανση τη μηχανή.

Εφόσον αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή καλούνται και αυτοί οι σταθμοί να συμβάλλουν στη ρύθμιση του

δικτύου. Οι υποχρεώσεις όλων των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής σε κάθε δίκτυο αναφέρονται στους *Κώδικες Δικτύων*, οι οποίοι θα αναφερθούν στο Κεφάλαιο 2. Στην παρούσα εργασία προτείνεται μια στρατηγική ελέγχου ενός Φ/Β σταθμού, με στόχο τη συμμετοχή του στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου. Η τοπολογία και η μοντελοποίηση του Φ/Β πάρκου παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3, ενώ στο Κεφάλαιο 4 περιγράφεται η προτεινόμενη στρατηγική ελέγχου. Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοίωσης της λειτουργίας ενός μικροδικτύου σε διάφορες διαταραχές, ώστε να αξιολογηθεί η συμβολή του Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας. Τέλος, στο Κεφάλαιο 6 περιγράφεται η συμβολή και τα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας.

Κεφάλαιο 2

Ρύθμιση Συχνότητας & Κώδικες Δικτύων

Στο παρόν κεφάλαιο θα αναλυθεί η αλληλεπίδραση της εγγεόμενης ενεργού ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με τη συχνότητα του δικτύου, η στρατηγική ρύθμισης της συχνότητας των συμβατικών σταθμών παραγωγής και τέλος θα περιγραφούν διάφοροι Κώδικες Δικτύων, οι οποίοι εισάγουν την απαίτηση της συμβολής των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στη ρύθμιση συχνότητας.

2.1 Αλληλεπίδραση Ενεργού Ισχύος και Συχνότητας

Σε αυτήν την ενότητα θα αναλυθεί η αλληλεπίδραση μεταξύ της ενεργού ισχύος που εγγείει ένας συμβατικός σταθμός στο δίκτυο με τη συχνότητα της τάσεώς του. Για το σκοπό αυτό, αρχικά θα περιγραφεί η διαδικασία μετατροπής της ενέργειας που λαμβάνει χώρα στους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής καταλήγοντας στο μοντέλο που περιγράφει το μηχανικό τους μέρος.

Για την καλύτερη κατανόηση του φαινομένου, αρχικά περιγράφεται ποιοτικά η μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Ο ατμός ή το νερό προσφέρουν μηχανική ενέργεια στα πτερύγια του στρόβιλου, η οποία μετατρέπεται σε κινητική του άξονα, στον οποίο είναι συνδεδεμένοι ο στρόβιλος και ο δρομέας της γεννήτριας. Έτσι αυξάνεται η κινητική ενέργεια του άξονα με αποτέλεσμα αυτός να επιταχύνεται. Παράλληλα, η γεννήτρια λαμβάνει ενέργεια από τον άξονα της μηχανής, μέσω της ηλεκτρομαγνητικής ροπής που αντιτίθεται στη φορά περιστροφής του, οπότε η ροπή αυτή τείνει να τον επιβραδύνει. Όταν η ηλεκτρική ενέργεια εισόδου της γεννήτριας γίνει ίση με τη μηχανική που προσφέρεται στον στρόβιλο – αμελώντας για την κατανόηση του φαινομένου τις μηχανικές απώλειες – τότε ο άξονας θα διατηρεί σταθερή ταχύτητα περιστροφής. Η ενέργεια που λαμβάνει η γεννήτρια μετατρέπεται σε ηλεκτρική και μεταφέρεται προς τα φορτία που εξυπηρετεί ο συγκεκριμένος σταθμός ηλεκτροπαραγωγής.

Η εξίσωση κίνησης του δρομέα της μηχανής, στην πλήρη μορφή της, είναι η ακόλουθη [12]:

$$T_m - T_e = J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} + D \frac{d\theta_m}{dt} + K_H(\theta_m - \theta_0) \quad (2.1)$$

Όπου:

- T_m (Nm) η μηχανική ροπή που ασκείται από τον στρόβιλο στον άξονα.
- T_e (Nm) η ηλεκτρομαγνητική ροπή που ασκείται από τον δρομέα της γεννήτριας στον άξονα, η οποία έχει αντίθετη φορά από την T_m .
- J (kgm²) η συνολική ροπή αδρανείας του δρομέα της γεννήτριας, όλων των βαθμίδων του στρόβιλου και της διεγέρτριας (εάν είναι στρεφόμενη).
- θ_m (rad) η γωνιακή θέση του άξονα στον δρομέα της μηχανής.

- D (Nms/rad) η σταθερά αποσβέσεως.
- K_H (Nm/rad) η ισοδύναμη σταθερά Hook, που μοντελοποιεί την ελαστικότητα του άξονα.
- θ_0 (rad) η γωνιακή θέση του άξονα στην πρώτη βαθμίδα του στροβίλου.

Η παράμετρος D μοντελοποιεί τις τριβές και τις απώλειες σιδήρου, λόγω δινορευμάτων, της μηχανής [12]. Επιπλέον, μέσω αυτής της παραμέτρου μοντελοποιείται και η *Αυτορρύθμιση Φορτίου*. Ως αυτορρύθμιση φορτίου περιγράφεται το γεγονός ότι μια αύξηση της συχνότητας του συστήματος οδηγεί, λόγω της επαγωγικής συνιστώσας του φορτίου (κινητήρες επαγωγής), σε αύξηση της ενεργού ισχύος του ζητούμενου φορτίου και αντιστρόφως [13], [14].

Στη βιβλιογραφία όταν αναλύονται ηλεκτρομηχανικά φαινόμενα που παρουσιάζονται κατά τη λειτουργία των μηχανών και εστιάζονται θέματα ρύθμισης συχνότητας δε χρησιμοποιείται η Εξίσωση (2.1) στην πλήρη μορφή της. Συγκεκριμένα, δε μοντελοποιείται η ελαστικότητα του άξονα, δηλαδή θεωρείται $\theta_m \approx \theta_0$. Μόνο σε περιπτώσεις όπου ο άξονας είναι πολύ μεγάλος επηρεάζει την ακρίβεια των αποτελεσμάτων ο συγκεκριμένος όρος. Ένα τέτοιο παράδειγμα είναι οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου, όπου ο δρομέας είναι σε κοινό άξονα με τους στροβίλους χαμηλής, μέσης και υψηλής πίεσης. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε ο όρος $(D \frac{d\theta_m}{dt})$, αν και σε μερικές σχετικές αναλύσεις στη βιβλιογραφία αυτός αμελείται. Έτσι, η μηχανική εξίσωση που μελετάται – γνωρίζοντας ότι $\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt}$ – είναι η επόμενη [13], [14] :

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} + D\omega_m \quad (2.2)$$

Σε αυτήν τη διαφορική εξίσωση 1^{ης} τάξης η μεταβλητή κατάστασης είναι η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του άξονα ω_m (rad/s).

Ένα ιδιαίτερα χρήσιμο μέγεθος για την ανάλυση της μηχανικής εξίσωσης είναι η *Ανηγμένη Σταθερά Αδρανείας (H)*. Αυτή εκφράζει το πηλίκο της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στον άξονα της μηχανής υπό ονομαστική ταχύτητα περιστροφής (ω_s) προς την ονομαστική της ισχύ και ορίζεται βάσει του ακόλουθου τύπου [13], [14]:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{P_N} \quad (2.3)$$

Η ανηγμένη σταθερά αδρανείας μετράται σε MJ/MW ή MWs/MW ή sec . Το H κανονικοποιεί τη σταθερά αδράνεας (J) της μηχανής και τις περισσότερες φορές λαμβάνει τιμές μεταξύ 3–5 s [13]. Σύμφωνα με την αναφορά [14] συνήθεις τιμές για διπολικές γεννήτριες *Ατμοηλεκτρικών Σταθμών (ΑΗΣ)* κυμαίνονται μεταξύ 2.5–6 s , για τετραπολικές μεταξύ 4–10 s , ενώ για *Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς (ΥΗΣ)* μεταξύ 2–4 s .

Λύνοντας ως προς J την Εξίσωση (2.3) και αντικαθιστώντας στην Εξίσωση (2.2) προκύπτει ότι:

$$T_m - T_e = \frac{2H}{\omega_s^2} P_N \frac{d\omega_m}{dt} + D\omega_m \Rightarrow$$

$$\frac{T_m}{P_N/\omega_s} - \frac{T_e}{P_N/\omega_s} = 2H \frac{d(\frac{\omega_m}{\omega_s})}{dt} + \frac{D}{P_N/\omega_s} \omega_m \quad (2.4)$$

Επιπρόσθετα, η ισχύς συνδέεται με τη ροπή βάσει της ακόλουθης εξίσωσης [13], [14]:

$$P = \omega T \quad (2.5)$$

Ορίζοντας ως ροπή βάσης $T_b = P_N/\omega_s$ και με $P_b = P_N$, $\omega_b = \omega_s$ από τις Εξισώσεις (2.4) και (2.5) προκύπτει η εξίσωση κίνησης, με τα μεγέθη της ανηγμένα στις *ανα μονάδα (αμ)* τιμές τους (Εξίσωση (2.6)).

$$T_m - T_e = 2H \frac{d\omega_m}{dt} + B\omega_m \quad (2.6)$$

Όπου $B = \frac{D}{P_N/\omega_s}$. Όταν μελετάται η ρύθμιση φορτίου – συχνότητας είναι προτιμότερο να γίνεται αναφορά σε ισχείς αντί των ροπών. Αναφερόμενοι σε μικρές αποκλίσεις των P, ω, T από τις αρχικές τους τιμές (P_0, ω_0, T_0) μπορούμε να εκφράσουμε τα μεγέθη αυτά ως εξής:

$$\begin{aligned} P &= P_0 + \Delta P \\ \omega &= \omega_0 + \Delta\omega \\ T &= T_0 + \Delta T \end{aligned} \quad (2.7)$$

Αγνοώντας τους όρους ανωτέρας τάξης από τις Εξισώσεις (2.5) και (2.7) προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} P_0 + \Delta P &= (\omega_0 + \Delta\omega)(T_0 + \Delta T) \Rightarrow \\ \Delta P &= \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega \Rightarrow \\ \Delta P_m - \Delta P_e &= \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + \Delta\omega (T_{m0} - T_{e0}) \end{aligned} \quad (2.8)$$

Στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, αγνοώντας τις απώλειες, η μηχανική και η ηλεκτρομαγνητική ροπή είναι ίσες ($T_{m0} = T_{e0}$) και η ταχύτητα περιστροφής είναι ίση με την ονομαστική ($\omega_0 = 1$ αμ) επομένως από την Εξίσωση (2.8) έχουμε ότι:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.9)$$

Από τις Εξισώσεις (2.6) και (2.7) έχουμε ότι:

$$\begin{aligned} T_{m0} + \Delta T_m - (T_{e0} + \Delta T_e) &= 2H \frac{d(\omega_0 + \Delta\omega)}{dt} + B(\omega_0 + \Delta\omega) \Rightarrow \\ \Delta T_m - \Delta T_e &= 2H \frac{d(\Delta\omega)}{dt} + B(\omega_0 + \Delta\omega) \xrightarrow{\text{Εξ. (2.9)}} \\ \Delta P_m - \Delta P_e &= 2H \frac{d(\Delta\omega)}{dt} + B(\omega_0 + \Delta\omega) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Η Εξίσωση (2.10) αποτελεί τη μηχανική εξίσωση που συνδέει τις ισχείς με την ταχύτητα περιστροφής του άξονα και αυτή θα χρησιμοποιηθεί στη μελέτη της αλληλεπίδρασης των μεγεθών αυτών. Ισοδύναμα, χρησιμοποιώντας την Εξίσωση (2.7) η (2.10) μπορεί να γραφεί και στην ακόλουθη μορφή :

$$P_m - P_e = 2H \frac{d\omega}{dt} + B\omega \quad (2.11)$$

Η ταχύτητα περιστροφής ω_m συνδέεται άμεσα με τη συχνότητα της τάσεως που παράγεται από τη σύγχρονη μηχανή. Συγκεκριμένα, η ακριβής σχέση που συνδέει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα n_m (ΣΑΛ) με τη συχνότητα της τάσεως f σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας εξαρτάται από τους πόλους της μηχανής p και δίνεται από την επόμενη εξίσωση [14]:

$$n_m = \frac{120f}{p} \quad (2.12)$$

Η Εξίσωση (2.12) δείχνει πως αναφερόμενοι στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας και σε ανα μονάδα μεγέθη θα έχουμε ότι η ταχύτητα περιστροφής του άξονα της μηχανής θα είναι ίση με τη συχνότητα της τάσεως που παράγει η γεννήτρια του συμβατικού σταθμού.

Έχοντας εξηγήσει πως στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ισχύει $P_m = P_e$ και $f = \omega_m$ (σε αμ) μπορούμε να εξετάσουμε τι συμβαίνει όταν μεταβάλλεται η ισχύς εξόδου του συμβατικού σταθμού. Έστω ότι η P_e μειώνεται βηματικά, λόγω π.χ. απόρριψης φορτίου που προέκυψε από κάποια βλάβη στο ηλεκτρικό δίκτυο. Τότε ο δρομέας της γεννήτριας θα αρχίσει να λαμβάνει μικρότερη ηλεκτρική ισχύ από τον άξονα, ενώ η μηχανική ισχύς που εισέρχεται στον τελευταίο αρχικά παραμένει σταθερή, καθώς αυτή δε δύναται να μεταβληθεί βηματικά. Στους ΑΗΣ, αυτό συμβαίνει επειδή ο στρόβιλος δεν αντιδρά βηματικά σε άνοιγμα ή κλείσιμο της δικλείδας του ατμού και συγκεκριμένα όσο μεγαλύτερος είναι ο όγκος των σωληνώσεων μεταξύ δικλείδας και στροβίλου τόσο βραδύτερη απόκριση έχει αυτός [13], [14]. Στους ΥΗΣ εάν επιχειρηθεί να ανοίξουν

βηματικά οι υδατοθυρίδες – κάτι που δε συμβαίνει ποτέ για λόγους δυσμενούς μεταβατικής αποκρίσεως και μηχανικής καταπόνησης των θυρίδων – τότε θα προκύψει βηματική μεταβολή της P_m αντίθετη από αυτήν που είναι επιθυμητή και με διπλάσιο πλάτος. Αυτό το φαινόμενο οφείλεται στην αδράνεια του νερού και ονομάζεται υδραυλικό πλήγμα ή φαινόμενο του κριού [13], [14]. Αυτή η ανισορροπία ισχύος οδηγεί σε αύξηση της κινητικής ενέργειας του άξονα και έτσι αυτός αρχίζει να επιταχύνεται. Έτσι η συχνότητα της παραγόμενης τάσεως αυξάνεται αναλόγως, και το σύστημα οδηγείται σε *υπερσυχνότητα*. Στην περίπτωση όπου το φορτίο της γεννήτριας αυξάνεται βηματικά, προκύπτει επιβράδυνση του άξονα και μείωση της συχνότητας ή *υποσυχνότητα*.

2.2 Ρύθμιση Συχνότητας από Συμβατικούς Σταθμούς

Συνοψίζοντας, στην προηγούμενη ενότητα καταλήξαμε ότι μια αύξηση του φορτίου τείνει να οδηγήσει το ΣΗΕ σε υποσυχνότητα, ενώ μια μείωση σε υπερσυχνότητα. Ακόμη και μικρές διαφοροποιήσεις στη συχνότητα του ΣΗΕ μπορούν να δημιουργήσουν μεγάλα προβλήματα και η συχνότητα ρυθμίζεται σε όλα τα ΣΗΕ εντός ιδιαίτερα στενών ορίων. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι στην κανονική λειτουργία του Ελληνικού ΣΗΕ η συχνότητά του βρίσκεται εντός του εύρους 49.85–50.15 Hz, σύμφωνα με τον *Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας* [15]. Σημαντικό ποσοστό των φορτίων ενός ΣΗΕ παρουσιάζει έντονα λειτουργικά προβλήματα εάν τροφοδοτείται από τάση συχνότητας διαφορετικής της ονομαστικής. Επιπρόσθετα, οι στρόβιλοι των συμβατικών σταθμών είναι σχεδιασμένοι με τέτοιο τρόπο ώστε όταν προκύπτουν αποκλίσεις της ταχύτητας περιστροφής του άξονά τους από την ονομαστική ταλαντώνονται έντονα. Αυτές οι ταλαντώσεις καταπονούν μηχανικά τον στρόβιλο σε τέτοιο βαθμό που μειώνεται το προσδόκιμο ζωής του ραγδαία σε εμφάνιση τέτοιων φαινομένων [14]. Για τον λόγο αυτό οι σταθμοί παραγωγής έχουν προστασία υπερτάχυνσης, ώστε να αποσυνδέονται από το δίκτυο όταν η ταχύτητα περιστροφής του άξονα φτάσει σε επικίνδυνες τιμές. Τυπική τιμή ταχύτητας αποσύνδεσης είναι το 104–110% της ονομαστικής, που αντιστοιχεί στα 52–55 Hz σε ΣΗΕ των 50 Hz [13], [14]. Αντίστοιχα, όταν η συχνότητα μειωθεί κάτω από ένα όριο – ενδεικτικά αναφέρονται τα 47 Hz [13] – οι μονάδες παραγωγής αποσυνδέονται για παρόμοιο λόγο.

Από τα παραπάνω είναι προφανές πως οι μεταβολές στο φορτίο των σταθμών παραγωγής θα πρέπει να ακολουθούνται από αντίστοιχες ρυθμίσεις της παραγόμενης μηχανικής ισχύος των στρόβιλων τους, ώστε η συχνότητα να μη μεταβάλλεται αισθητά. Ως *Ρύθμιση της Συχνότητας* ενός ΣΗΕ ορίζεται η διαρκής προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος των γεννητριών προς το φορτίο, ώστε η συχνότητα να διατηρείται πολύ κοντά στην ονομαστική της τιμή [13]. Η ρύθμιση της παραγόμενης ισχύος των γεννητριών γίνεται από τους *Ρυθμιστές Στροφών*. Μπορούν να ορισθούν τρία επίπεδα ρυθμίσεως της συχνότητας, η *Πρωτεύουσα*, η *Δευτερεύουσα* και η *Τριτεύουσα*.

2.2.1 Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Η *Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συχνότητας* ή *Συστήματος* έχει ως σκοπό την εξισορρόπηση της παραγόμενης ισχύος με την καταναλισκόμενη. Αυτή στοχεύει στη διατήρηση της συχνότητας εντός ενός προκαθορισμένου εύρους τιμών [16]. Σε αυτήν έχουμε ότι η απόκλιση της ταχύτητας περιστροφής του άξονα της γεννήτριας από την ταχύτητα αναφοράς μετράται από κατάλληλο όργανο μέτρησης ταχύτητας. Η μέτρηση αυτή οδηγεί

με κάποιο μηχανισμό – μηχανικό, υδραυλικό ή ηλεκτρικό – σε κατάλληλη μετακίνηση της δικλίδας του ατμού σε αμοστροβίλους ή των υδατοθυρίδων σε υδροστροβίλους. Αναλυτική περιγραφή τέτοιων συστημάτων μπορεί να αναζητηθεί στις αναφορές [13], [14]. Όταν προκύψει υπερτάχυνση κλείνει περισσότερο η δικλίδα ή οι υδατοθυρίδες και αντιστρόφως. Έτσι οι μετακινήσεις αυτές μεταβάλλουν την παραγόμενη μηχανική ισχύ του στροβίλου, προσαρμόζοντάς την στις ανάγκες της ρύθμισης συχνότητας του ΣΗΕ.

Το μέγεθος της μεταβολής της παραγόμενης ισχύος ενός συμβατικού σταθμού σε μια μεταβολή της συχνότητας εξαρτάται από τον *Στατισμό* της. Ο στατισμός μιας μονάδας παραγωγής αντιστοιχεί στην επί τοις εκατό μεταβολή της συχνότητας που απαιτείται ώστε να μεταβληθεί κατά 100% η παραγωγή ισχύος του σταθμού και δίνεται από την Εξίσωση (2.13):

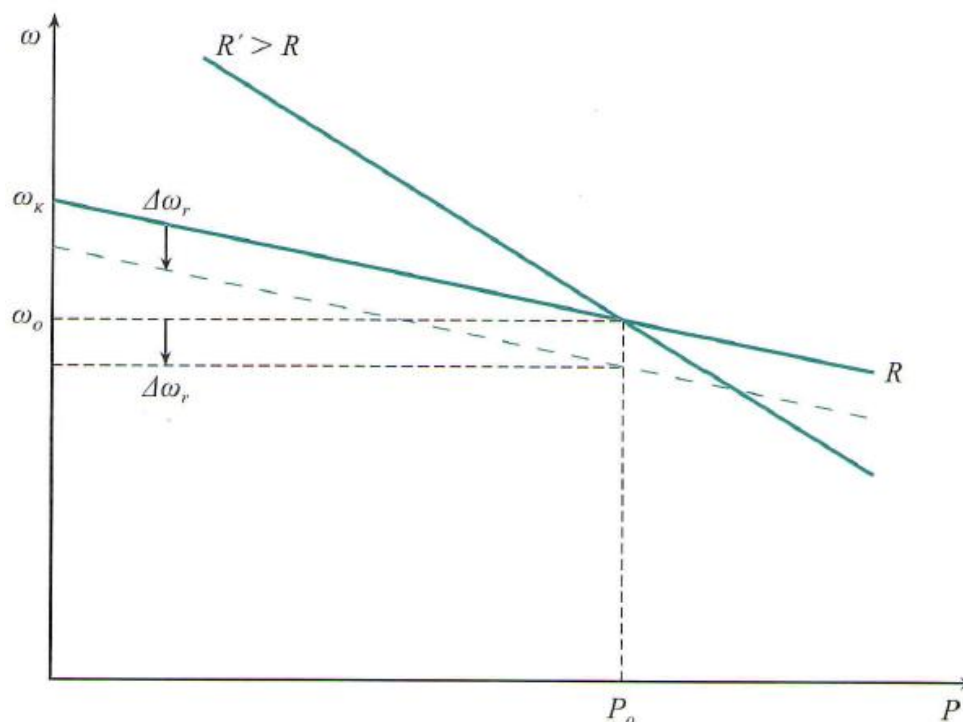
$$R = -\frac{\Delta\omega}{\Delta P} (\alpha\mu) \quad (2.13)$$

Όπου $\Delta\omega$ είναι η ανα μονάδα μεταβολή της συχνότητας και ΔP η ανα μονάδα μεταβολή της παραγόμενης ισχύος που προκλήθηκε από την $\Delta\omega$. Τυπικές τιμές του στατισμού ΑΗΣ και ΥΗΣ βρίσκονται μεταξύ του εύρους 3-5% [14], [17], [18]. Μελετώντας την τροφοδότηση του φορτίου από μια μονάδα παραγωγής στατισμού R έχουμε ότι μεταβολή του φορτίου κατά ΔP οδηγεί σε μόνιμη απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική ίση με $\Delta\omega = -R \cdot \Delta P$. Είναι σημαντικό να τονισθεί ότι η πρωτεύουσα ρύθμιση εξισώνει την παραγωγή με την κατανάλωση, με το ΣΗΕ να ισορροπεί σε συχνότητα διαφορετική της ονομαστικής. Το χρονικό διάστημα που μεσολαβεί από τη διαταραχή της συχνότητας έως και τη σταθεροποίησή της από την πρωτεύουσα ρύθμιση, βάσει του Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, είναι ίσο με 30 δευτερόλεπτα [15]. Επιπλέον, ως *Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης* αναφέρεται η μεταβολή της παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδος ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών προκειμένου να λάβει χώρα η πρωτεύουσα ρύθμιση συστήματος [15]. Στο Ηπειρωτικό Ελληνικό ΣΗΕ οι μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 2 MW οφείλουν να συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση [15]. Στον Κώδικα Δικτύου [16] αναφέρεται ότι οι Διαχειριστές Συστήματος μιας περιοχής οφείλουν να διαθέτουν αθροιστικά εφεδρεία η οποία να καλύπτει το 99% των ανισορροπιών που επρόκειτο να συμβούν, βασιζόμενοι σε ιστορικά δεδομένα.

Η *Χαρακτηριστική Φορτίου – Συχνότητας* μιας μονάδας παραγωγής συνδέει την παραγωγή ισχύος της μηχανής με τη συχνότητα και έχει τη μορφή που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.1. Η χαρακτηριστική αυτή αντιστοιχεί στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας που επέρχεται ύστερα από την πρωτεύουσα ρύθμιση και πριν δράσει η δευτερεύουσα.

Όσο μεγαλύτερος είναι ο στατισμός ενός σταθμού τόσο ασθενέστερη είναι η πρωτεύουσα ρύθμισή του, καθώς απαιτείται μεγαλύτερη $|\Delta\omega|$ ώστε να προκύψει $|\Delta P| = 100\%$. Στο Σχήμα 2.1 παρουσιάζονται δύο χαρακτηριστικές φορτίου – συχνότητας, με $R' > R$. Και οι δύο σταθμοί παραγωγής εγγέουν στο δίκτυο ενεργό ισχύ P_0 όταν η συχνότητα είναι ίση με την ονομαστική (ω_0). Όμως, η μονάδα με στατισμό R' μεταβάλλει λιγότερο την παραγωγή της όταν προκύπτει απόκλιση της συχνότητας, σε σχέση με τη μονάδα στατισμού R .

Τέλος, αναφέρεται ότι στους ΥΗΣ υπάρχει ο μόνιμος στατισμός και ο μεταβατικός στατισμός. Ο μεταβατικός στατισμός είναι ιδιαίτερα υψηλός και σύμφωνα με αυτόν αποκρίνεται τα πρώτα δευτερόλεπτα του μεταβατικού φαινομένου ο ΥΗΣ, ώστε να αποφευχθεί το ανεπιθύμητο φαινόμενο του υδραυλικού πλήγματος. Η τιμή του μεταβατικού στατισμού εξαρτάται από τη χρονική σταθερά με την οποία επιθυμείται να μεταβαίνει ο ΥΗΣ από τον μεταβατικό στον μόνιμο στατισμό και μια τυπική τιμή αυτού είναι 38% [14].



Σχήμα 2.1: Χαρακτηριστική φορτίου – συχνότητας [13]

2.2.2 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συχνότητας ή Συστήματος αποσκοπεί στον μηδενισμό του σφάλματος της συχνότητας, το οποίο προέκυψε από την πρωτεύουσα ρύθμιση ή/και στην επαναφορά των διακινούμενων ισχύων στις διασυνδέσεις του ΣΗΕ στα προ της πρωτεύουσας ρύθμισης επίπεδα. Αυτές οι ρυθμίσεις επιτυγχάνονται μέσω μεταβολής της ταχύτητας αναφοράς του ρυθμιστή στροφών των μονάδων παραγωγής, η οποία συνήθως τηλερυθμίζεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Η ρύθμιση της παραγωγής ενεργού ισχύος οφείλει να έχει ολοκληρωθεί εντός 15 λεπτών στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [15]. Στο διασυνδεδεμένο σύστημα του Ελληνικού ΣΗΕ στη δευτερεύουσα ρύθμιση συμμετέχουν οι μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 60 MW [15]. Επιπρόσθετα, η Εφεδρεία Δευτερεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδος ώστε να πραγματοποιείται η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος [15].

Παρατηρώντας το Σχήμα 2.1 φαίνεται πως το σφάλμα της συχνότητας μπορεί να διορθωθεί μέσω κατάλληλης ρύθμισης της ταχύτητας αναφοράς των μονάδων. Εκεί παρουσιάζεται η περίπτωση μείωσης της ταχύτητας αναφοράς – στην οποία παράγεται ισχύς P_0 – κατά $\Delta\omega_r$, διατηρώντας σταθερό τον στατισμό της μονάδος. Κατά τη μεταβολή αυτή η χαρακτηριστική μετακινήθηκε παράλληλα με τον εαυτό της προς τα κάτω κατά $\Delta\omega_r$. Έτσι μειώθηκε η συχνότητα στην οποία παράγει την ισχύ P_0 η συγκεκριμένη μονάδα.

Ανάλογα με το μέγεθος του εκάστοτε ΣΗΕ και τις διασυνδέσεις του διαφοροποιείται και η ρύθμιση φορτίου – συχνότητας. Απομονωμένα συστήματα εφαρμόζουν *Επίπεδο Έλεγχου Συχνότητας*, κατά τον οποίο ρυθμίζεται μόνο η συχνότητα. Αυτός ο έλεγχος υλοποιείται και από ΣΗΕ τα οποία είναι συνδεδεμένα με αρκετά πιο ασθενή συστήματα [13]. Σε συστήματα τα οποία τροφοδοτούνται από έναν μόνο συμβατικό σταθμό η δευτερεύουσα ρύθμιση υλοποιείται μέσω της προσθήκης ενός I ελεγκτή της συχνότητας [14], [18]. Έτσι εξασφαλίζεται το μηδενικό σφάλμα της συχνότητας στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Κατά τον *Επίπεδο Έλεγχου Διασύνδεσης* ρυθμίζονται μόνο οι ροές ισχύος στις

διασυνδέσεις του ΣΗΕ. Αυτός ο έλεγχος προτιμάται από συστήματα που συνδέονται με αρκετά μεγαλύτερά τους, τα οποία και αναλαμβάνουν τη ρύθμιση του σφάλματος της συχνότητας [13]. Η τρίτη εναλλακτική στρατηγική έλεγχου είναι ο *Σύνθετος Έλεγχος με Συντελεστή Πολώσεως*. Σε αυτόν ρυθμίζεται τόσο το σφάλμα της συχνότητας όσο και οι ανταλλαγές ισχύος στις διασυνδέσεις του ΣΗΕ, συνδυάζοντας έτσι τις δύο προηγούμενες ρυθμίσεις.

2.2.3 Τριτεύουσα ρύθμιση συχνότητας

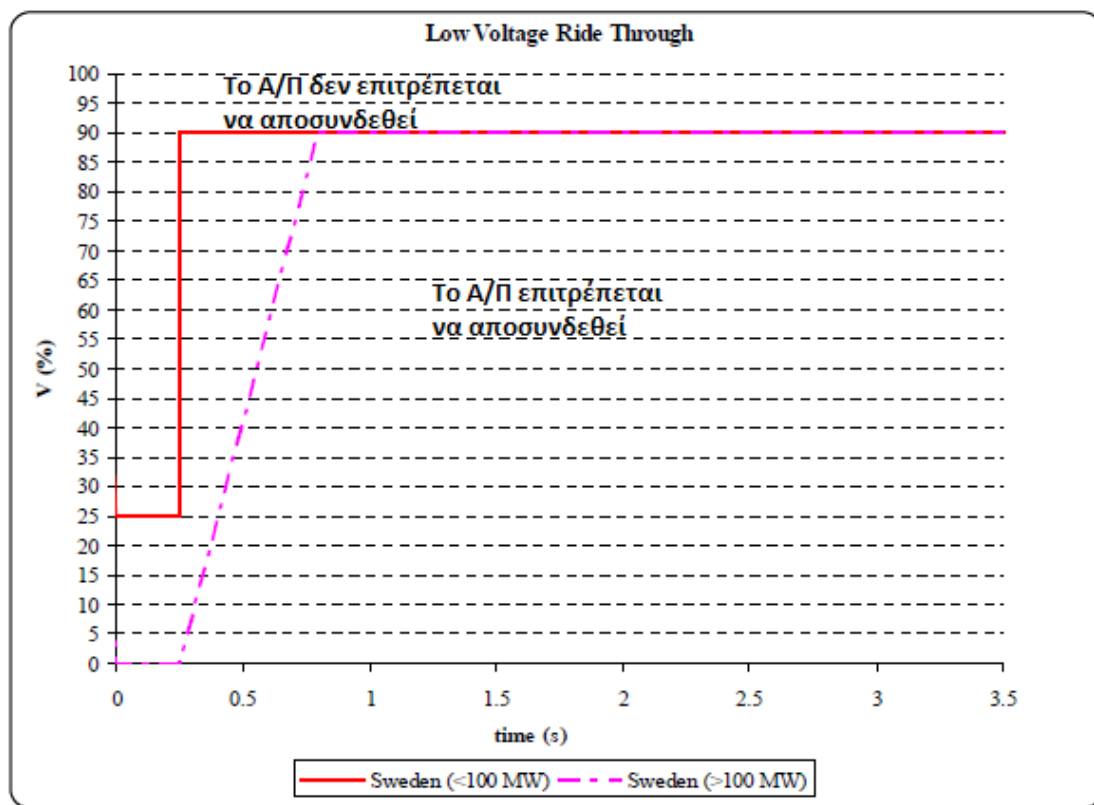
Ως *Τριτεύουσα Ρύθμιση Συχνότητας* ή *Συστήματος* αναφέρεται η ρύθμιση με περίοδο ολίγων λεπτών, η οποία αποσκοπεί στην αποκατάσταση της Δευτερεύουσας Εφεδρείας, σε περίπτωση που η τελευταία έχει μεταβληθεί λόγω δράσης της Δευτερεύουσας Ρύθμισης Συχνότητας [15], [16]. Η *Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης* είναι το περιθώριο μεταβολής της ενεργού ισχύος των μονάδων ώστε να είναι δυνατή η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος [15].

2.3 Εισαγωγή στους Κώδικες Δικτύων

Με την ολοένα αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή προκύπτει ότι η συμμετοχή τους στη ρύθμιση των δικτύων είναι απαραίτητη ώστε να διατηρηθεί το επίπεδο αξιοπιστίας και ασφάλειάς τους στα επιθυμητά επίπεδα. Προς την κατεύθυνση αυτήν την τελευταία δεκαετία έχουν αρχίσει να εφαρμόζονται διάφοροι *Κώδικες Δικτύων* (*Grid Codes*) που ορίζουν τις τεχνικές απαιτήσεις για σταθμούς ΑΠΕ, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στο εκάστοτε δίκτυο. Αυτοί οι Κώδικες συχνά καταρτίζονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και αναφέρονται σε μονάδες παραγωγής ΑΠΕ οι οποίες έχουν σημαντική διείσδυση στην συνολική παραγωγή. Αυτό συμβαίνει διότι μόνο οι συγκεκριμένοι σταθμοί έχουν επιρροή στην αξιοπιστία και τη γενικότερη εύρυθμη λειτουργία του δικτύου. Με γνώμονα τη διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή το 2003 δημοσιεύθηκαν Κώδικες σχετικά με τη λειτουργία των μεγάλης ισχύος Αιολικών Πάρκων (Α/Π) που συνδέονται σε Υψηλή και Υπέρυψηλή Τάση (ΥΤ και ΥΥΤ) [19], [20]. Από τότε αντίστοιχοι Κώδικες έχουν εκδοθεί σε χώρες όπου η διείσδυση της Αιολικής παραγωγής είναι σημαντική, όπως σε Δανία, Γερμανία, Ιρλανδία, Ισπανία, Μ. Βρετανία, Η.Π.Α., Καναδά κ.α. [20], [21]. Σε αυτές τις οδηγίες αναφέρονται οι τρεις παρακάτω βασικές απαιτήσεις για τα διασυνδεδεμένα Α/Π στο ηλεκτρικό δίκτυο [20]:

1. Η ανοχή των Α/Π σε βυθίσεις τάσεως, που αναφέρεται και ως *Low Voltage Ride Through* (LVRT) ή *Fault Ride Through* (FRT).

Πιο αναλυτικά προδιαγράφονται χαρακτηριστικές τάσης – χρόνου εντός των οποίων υπάρχει απαίτηση για αδιάλειπτη λειτουργία των Α/Π. Ενδεικτικά παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.2 η μορφή δύο καμπυλών που ορίζουν τις απαιτήσεις του Κωδικά της Σουηδίας για παραμονή λειτουργίας των Α/Π σε περίπτωση υπότασης.

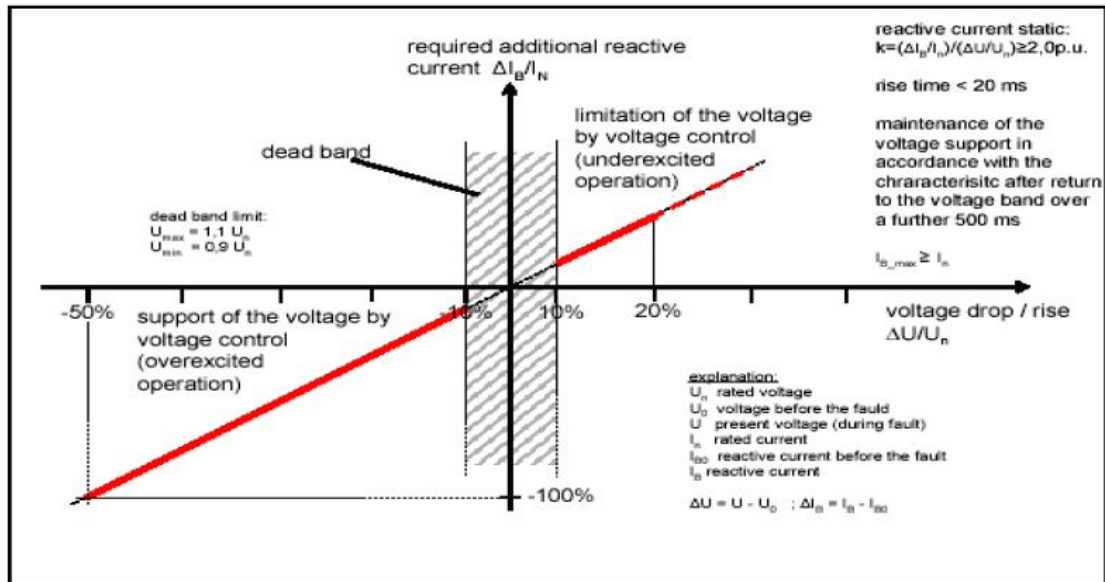


Σχήμα 2.2: Απαιτήσεις LVRT για ΥΤ και ΥΥΤ στη Σουηδία

Όταν ο συνδυασμός τάσεως και χρονικής διάρκειας βρίσκεται άνω της προδιαγραφόμενης καμπύλης τότε το Α/Π δεν πρέπει να αποσυνδεθεί, ενώ σε αντίθετη περίπτωση έχει αυτήν τη δυνατότητα. Οι Κώδικες αναφέρουν και το εύρος της τάσεως στο οποίο τα Α/Π θα μπορούν να λειτουργούν αδιάλειπτα. Συνήθης τιμή της απόκλισης αυτής από την ονομαστική τάση είναι το $\pm 10\%$ [20].

2. Η έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος από το δίκτυο βάσει του ελέγχου της τάσεώς του.

Αυτό προκύπτει από την ισχυρή συσχέτιση μεταξύ τάσεως και αέργου ισχύος. Σε περίπτωση που υπάρχει υπόταση, το Α/Π καλείται να προσφέρει άεργο ισχύ προς το δίκτυο, ώστε να συμβάλει στην ανύψωσή της, ενώ σε υπέρταση οφείλει να απορροφήσει άεργο ισχύ. Αυτές οι δυνατότητες προαπαιτούν την ικανότητα των Α/Π να λειτουργούν σε ένα σχετικά ευρύ φάσμα συντελεστών ισχύος. Το άεργο ρεύμα που καλείται να εγγείει/απορροφά το Α/Π σύμφωνα με την απόκλιση της τάσεως βάσει του Κώδικα της Ε.ΟΝ. παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3.



Σχήμα 2.3: Άεργο ρεύμα βάσει της τάσεως, από Κώδικα της E.ON. [20] – [22]

Από το προηγούμενο σχήμα φαίνεται πως υπάρχει μια νεκρή ζώνη ($\Delta V = \pm 10\%$) στην οποία επιτρέπεται η παραγωγή μηδενικού άεργου ρεύματος. Επίσης, φαίνεται ότι για πτώση τάσης ίση με 50% το Α/Π θα πρέπει να εγχέει άεργο ρεύμα ίσο με το ονομαστικό, δίχως να μπορεί να παρέχει ενεργό ισχύ στο δίκτυο.

3. Ο έλεγχος της παραγόμενης ενεργού ισχύος σύμφωνα με τη συχνότητα του δικτύου.

Η συγκεκριμένη οδηγία των Κωδίκων κατέχει κεντρικό ρόλο στην παρούσα εργασία. Σε αυτό το σημείο απλώς αναφέρεται ότι το Α/Π καλείται να μειώσει την παραγόμενη ισχύ του σε συνθήκες υπερσυχνότητας και ενδεχομένως να την αυξήσει όταν υπάρχει υποσυχνότητα στο δίκτυο, σε αντιστοιχία με τη συμπεριφορά των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής.

2.4 Κωδικές Δικτύου για Αιολικά Πάρκα Μεγάλης Ισχύος

Σε αυτήν την ενότητα θα αναφερθούν οι απαιτήσεις των Κωδίκων που αφορούν τη ρύθμιση συχνότητας από Α/Π μεγάλης ισχύος. Τρεις είναι οι επικρατέστερες στρατηγικές περιορισμού της ενεργού ισχύος των Α/Π, οι οποίες απεικονίζονται στο Σχήμα 2.4 και περιγράφονται ακολούθως [20], [21]:

1. Η πρώτη στρατηγική ελέγχου απεικονίζεται στο Σχήμα 2.4(α). Αυτή ορίζει ότι η ισχύς δε θα ξεπερνά μια συγκεκριμένη τιμή (έστω C_1), δηλαδή:

$$P_{A/\Pi} \leq C_1$$

2. Άλλη στρατηγική ορίζει να υπάρχει σταθερή διαφορά (έστω C_2) μεταξύ της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος που δύναται να παραχθεί και αυτής που εγχέεται τελικώς στο δίκτυο (Σχήμα 2.4(β)). Ο συγκεκριμένος έλεγχος ονομάζεται Έλεγχος Δέλτα (Delta Control) και μέσω αυτού μπορεί το Α/Π να συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας. Η σχέση που ισχύει σε αυτήν την περίπτωση είναι η ακόλουθη:

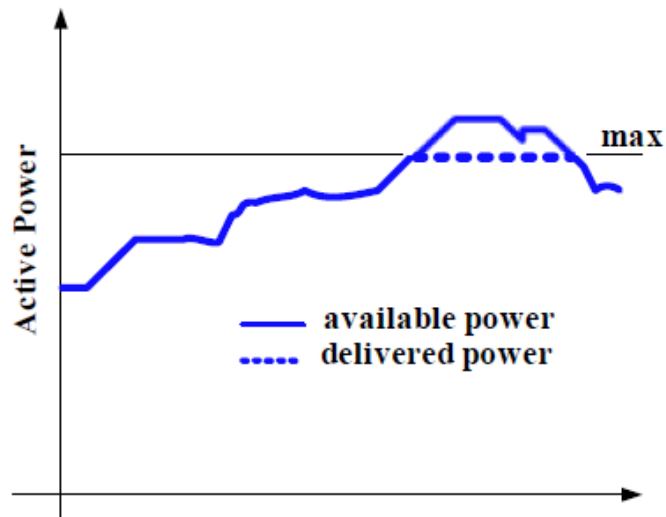
$$P_{max} - P_{A/\Pi} = C_2$$

3. Υπάρχει και η περίπτωση να απαιτείται περιορισμός του ρυθμού αυξήσεως της ισχύος (Σχήμα 2.4(γ)), σε τιμές μικρότερες ενός προκαθορισμένου ορίου (έστω C_3). Δηλαδή θα πρέπει να ισχύει:

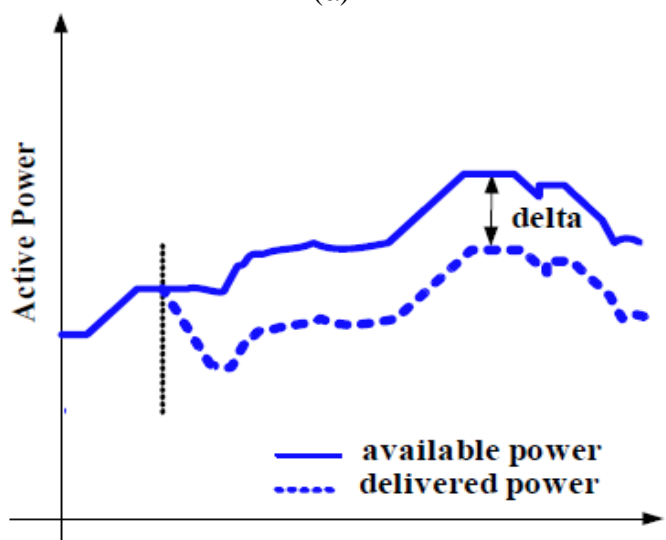
$$\frac{dP_{A/\Pi}}{dt} \leq C_3$$

Η 3^η στρατηγική ελέγχου ισχύος αναφέρεται στις ταχείες αυξήσεις της εγχεόμενης ισχύος, αλλά η απαίτηση να μην επιτρέπονται ταχείες μειώσεις δεν υφίσταται στους συγκεκριμένους Κώδικες. Αυτό διότι η τελευταία δεν μπορεί να υλοποιηθεί εφόσον ο σταθμός λειτουργεί δίχως εφεδρεία ενεργού ισχύος σε κανονικές συνθήκες και δε χρησιμοποιείται κάποιου είδους αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από τον σταθμό. Εάν διατηρείται κάποια μη μηδενική εφεδρεία από τον σταθμό – χρησιμοποιώντας Έλεγχο Δέλτα – ο περιορισμός του ρυθμού μείωσης της ισχύος είναι εφικτός. Η ύπαρξη της 3^{ης} στρατηγικής ελέγχου οφείλεται στο ότι απότομες μεταβολές της παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ δεν είναι εν γένει επιθυμητές, όταν αυτές γίνονται λόγω απότομης μεταβολής της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος τους, καθώς οδηγούν σε προβλήματα τη ρύθμιση της συχνότητας. Για την κατανόηση των προβλημάτων αυτών θα θεωρήσουμε την απλούστερη περίπτωση ενός δικτύου που τροφοδοτείται από ένα συμβατικό σταθμό και ένα σταθμό ΑΠΕ. Απότομες αυξήσεις της παραγόμενης ισχύος του σταθμού ΑΠΕ, θεωρώντας σταθερό το φορτίο του συστήματος στη χρονική κλίμακα που εξετάζεται, οδηγούν σε αντίστοιχες απότομες μειώσεις την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του συμβατικού σταθμού. Όμως η μηχανική ισχύς που δίδεται στον άξονα του στροβίλου της γεννήτριας δεν μπορεί να μεταβληθεί πολύ γρήγορα, λόγω των σταθερών χρόνου που συνδέονται με τη λειτουργία των συγκεκριμένων μονάδων. Άρα για σύντομο χρονικό διάστημα θα προκύψει ηλεκτρική ισχύς στην έξοδο της γεννήτριας μικρότερη από τη μηχανική στην είσοδό της, γεγονός που θα προκαλέσει την απόδοση κινητικής ενέργειας στον άξονα, ώστε να ισχύει η Αρχή Διατήρησης της Ενέργειας. Όσο η κινητική ενέργεια του άξονα αυξάνεται θα αυξάνεται και η ταχύτητα περιστροφής του, η οποία συνδέεται άμεσα με τη συχνότητα της παραγόμενης τάσης. Συμπερασματικά, μεγάλοι ρυθμοί ανόδου της παραγόμενης ισχύος των Α/Π προκαλούν καταστάσεις υπερσυχνότητας στο δίκτυο.

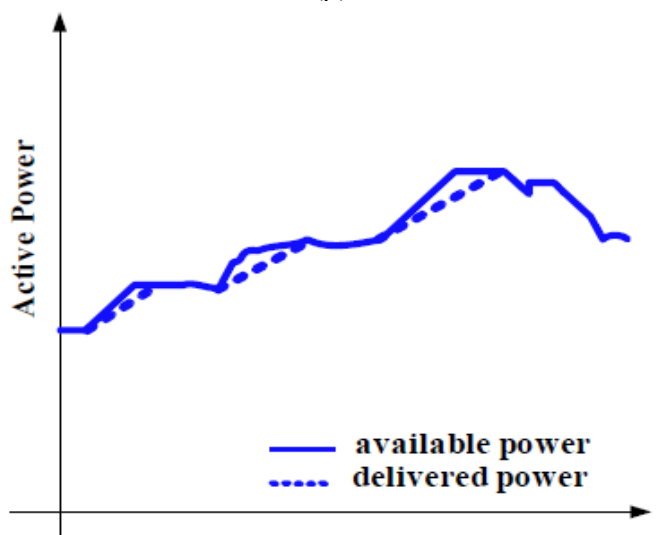
Σύμφωνα με τις προαναφερθείσες δυνατότητες των Α/Π, αυτά είναι σε θέση να παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες προς το δίκτυο, όπως τη συμβολή τους στη ρύθμιση συχνότητας ή τη «στρεφόμενη εφεδρεία» που ενδέχεται να διατηρούν [21]. Ο όρος «στρεφόμενη εφεδρεία» αναφέρεται στην εφεδρεία που διατηρούν οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής, ώστε να υπάρχει δυνατότητα πρόσθετης ανάληψης φορτίου, η οποία ενδεχομένως να προήλθε από λανθασμένη πρόβλεψη φορτίου ή από απώλεια κάποιας γεννήτριας. Σε συγκεκριμένους Κώδικες, όπως της Ιρλανδίας, αναφέρεται η διατήρηση εφεδρείας ισχύος σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας, έτσι ώστε να μπορεί να συμβάλλει το Α/Π και σε καταστάσεις υποσυχνότητας. Όμως, η συγκεκριμένη λειτουργία συνδέεται με ελλειπή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, καθώς και με τις συνεπαγόμενες οικονομικές επιπτώσεις στον ιδιοκτήτη του Α/Π.



(α)



(β)

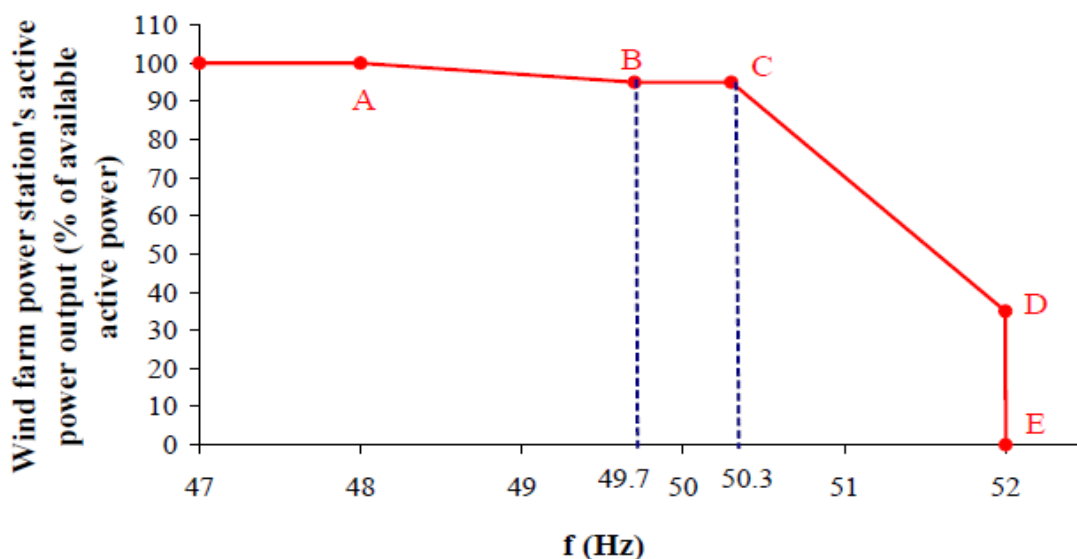


(γ)

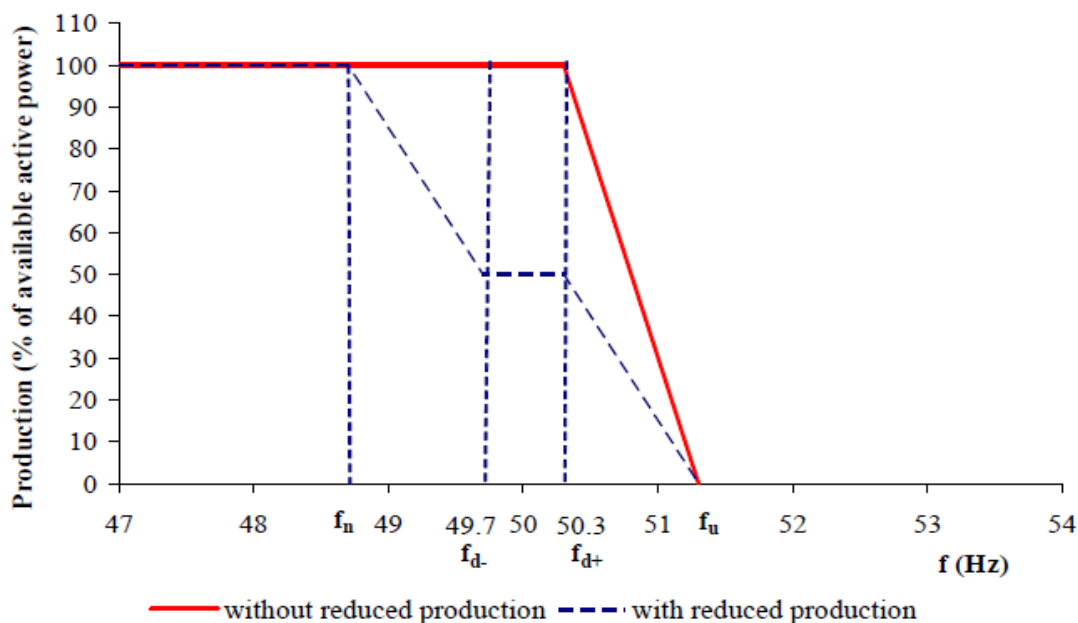
Σχήμα 2.4: Στρατηγικές περιορισμού ενεργού ισχύος Α/Π: (α) Άνω όριο παραγωγής , (β) Έλεγχος Δέλτα , (γ) Περιορισμός μέγιστου ρυθμού αύξησης εγγεόμενης ισχύος [21]

Σχετικά με τους Κώδικες που αναφέρονται στη ρύθμιση συχνότητας από Α/Π έχουμε τα ακόλουθα [21]:

- Στη Γερμανία απαιτείται η συμβολή των Α/Π στην καταστολή υπερσυχνοτήτων.
- Στη Μεγάλη Βρετανία απαιτείται από τα Α/Π η ικανότητα να συμβάλλουν στην πρωτεύουσα και τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.
- Ο Ιρλανδικός Κώδικας απαιτεί απόκριση ενεργού ισχύος από τα Α/Π που καθορίζεται στο Σχήμα 2.5. Σε αυτό φαίνεται ότι ο συγκεκριμένος Κώδικας απαιτεί και διατήρηση εφεδρείας υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας
- Ο Κώδικας της Δανίας υποδεικνύει έλεγχο ισχύος βάσει του Σχήματος 2.6. Σε αυτόν αναφέρονται οι περιπτώσεις διατήρησης και μη εφεδρείας σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας.

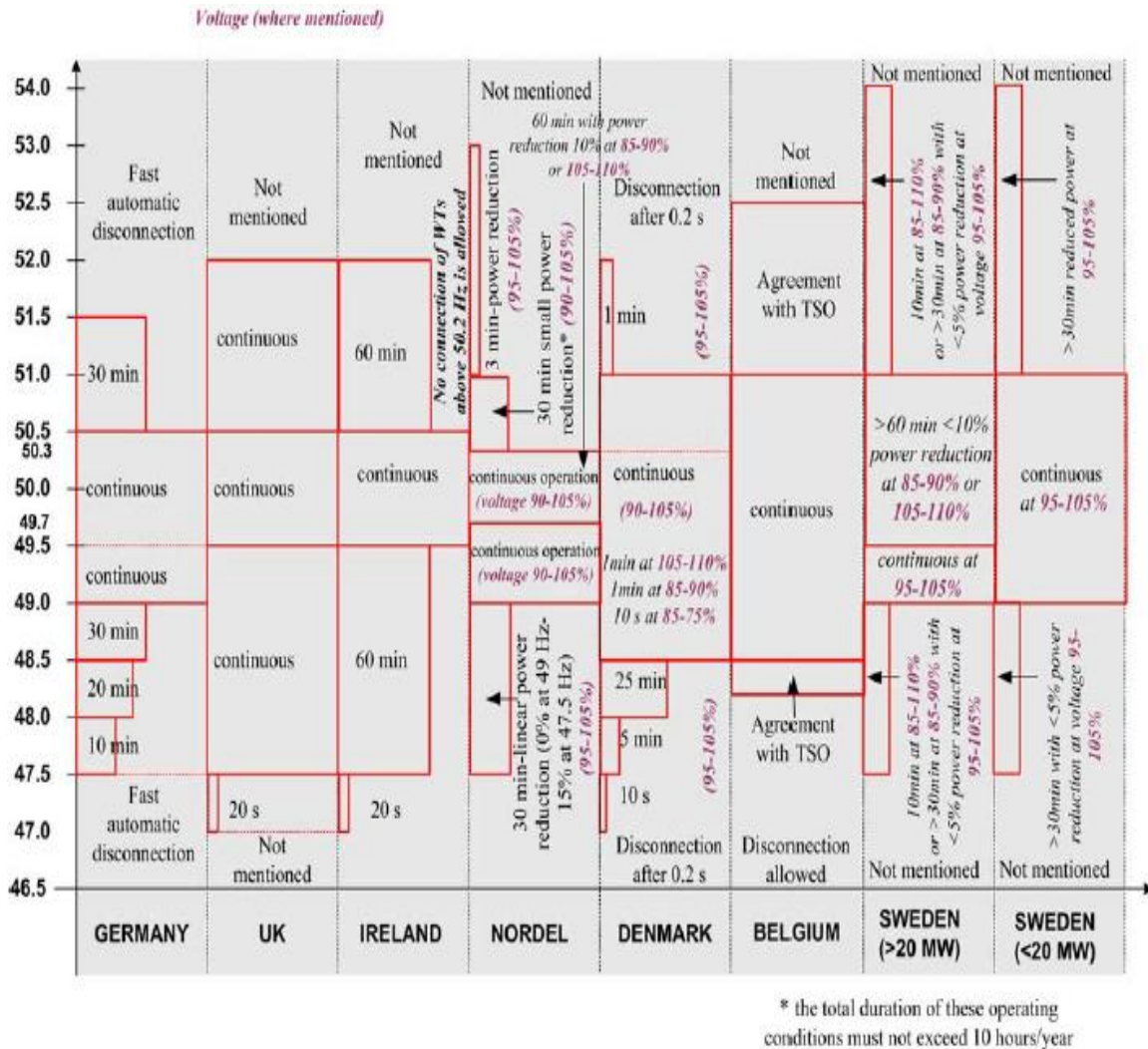


Σχήμα 2.5: Έλεγχος ενεργού ισχύος βάσει συχνότητας, Κώδικας Ιρλανδίας [21]



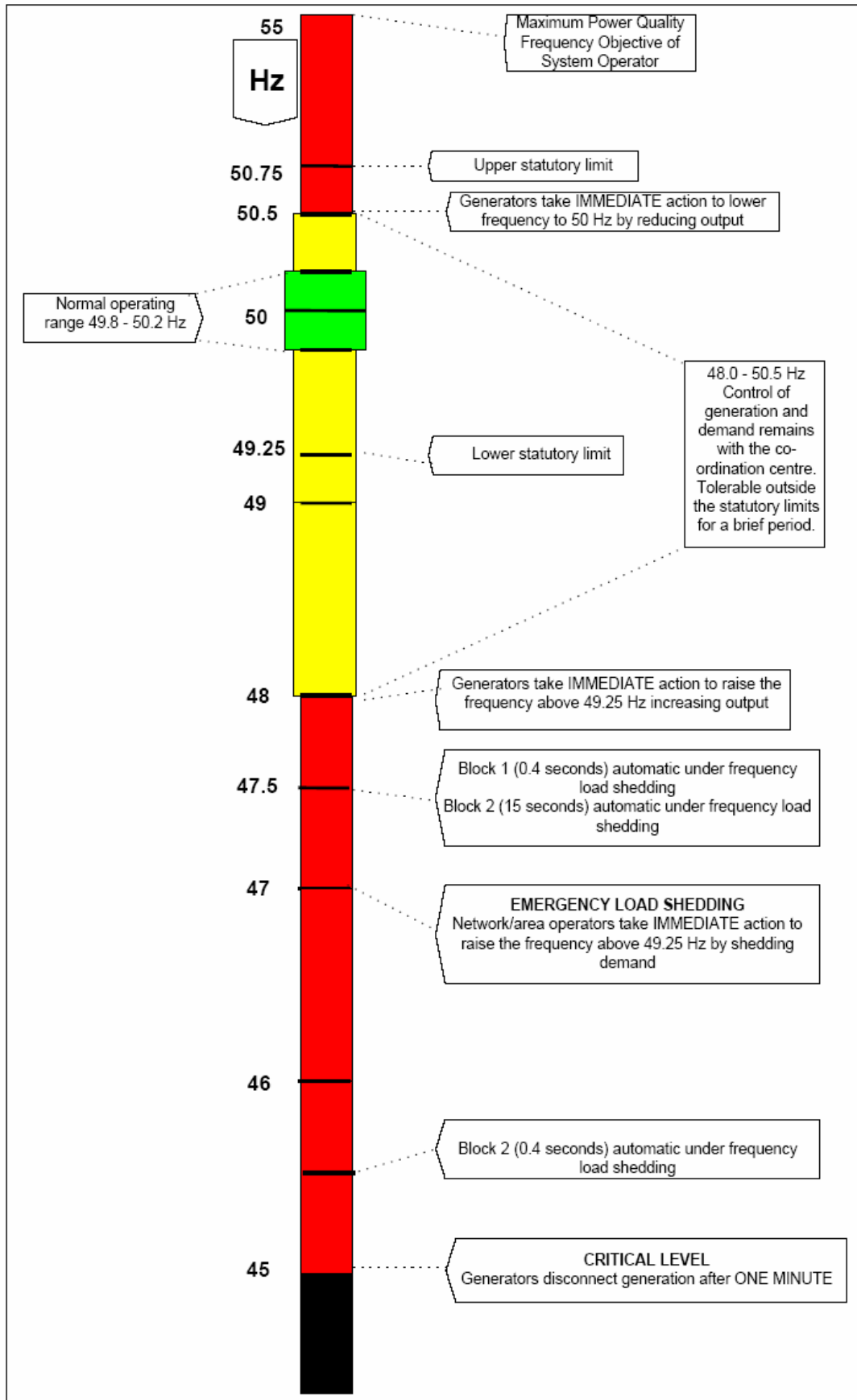
Σχήμα 2.6: Έλεγχος ενεργού ισχύος βάσει συχνότητας με (μπλε) και δίχως (κόκκινο) εφεδρεία σε ονομαστική συχνότητα, Κώδικας Δανίας [21]

Στο Σχήμα 2.7 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στοιχεία για μερικά ΣΗΕ που αφορούν όρια της συχνότητας εντός των οποίων τα Α/Π θα πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα, καθώς και τα αντίστοιχα χρονικά διαστήματα.



Σχήμα 2.7: Απαιτήσεις παραμονής διασύνδεσης Α/Π βάσει συχνότητας σε διάφορα ΣΗΕ [21]

Αξίζει να σημειωθεί πως το εύρος συχνότητας στο οποίο καλούνται τα Α/Π να λειτουργούν είναι άμεσα συνδεδεμένο με τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε ΣΗΕ. Ως ενδεικτικό παράδειγμα αναφέρεται ότι ο Κώδικας της Νέας Ζηλανδίας (Σχήμα 2.8) απαιτεί από τα Α/Π να παραμένουν διασυνδεδεμένα για συχνότητα μεταξύ 45–55 Hz [21]. Οι συγκεκριμένες οδηγίες αφορούν το Νότιο νησί και είναι περισσότερο απαιτητικές απ’ότι αυτές του Βορείου. Αυτό το εύρος είναι ιδιαίτερα μεγάλο, συγκριτικά με τους Κώδικες του Σχήματος 2.7, επειδή το ΣΗΕ της Νέας Ζηλανδίας δεν είναι διασυνδεδεμένο με κάποιο άλλο. Βέβαια, το Βόρειο νησί είναι διασυνδεδεμένο με το Νότιο. Αντίθετα, οι ισχυρές διασυνδέσεις της Γερμανίας της δίνουν τη δυνατότητα να απαιτεί τη λειτουργία των Α/Π σε ένα σαφώς στενότερο εύρος συχνοτήτων (47.5–51.5 Hz).



Σχήμα 2.8: Απαιτήσεις παραμονής διασύνδεσης Α/Π βάσει συχνότητας, Κώδικας Νοτίου νησιού Νέας Ζηλανδίας [20]

2.5 Κώδικας Δικτύου για Σταθμούς Διασυνδεδεμένους στη Μέση Τάση

Οι Κώδικες που αναφέρθηκαν στην προηγούμενη ενότητα αφορούσαν Α/Π συνδεδεμένα σε ΥΤ και ΥΥΤ, δίχως να αναφέρεται η περίπτωση σύνδεσης σταθμού στη Μέση Τάση (ΜΤ). Η απουσία Κωδίκων για τη διασύνδεση σταθμών στη ΜΤ δικαιολογείται όσο οι συγκεκριμένες μονάδες αντιστοιχούν σε ένα αρκετά μικρό ποσοστό της συνολικής παραγωγής του ΣΗΕ. Τα τελευταία χρόνια όμως αυτοί οι σταθμοί πληθαίνουν διαρκώς και για το λόγο αυτό Κώδικες Δικτύων έχουν αρχίσει να παράγονται και για τη σύνδεση Α/Π και Φ/Β πάρκων σε δίκτυα ΜΤ, στα οποία ένα μη αμεληταίο ποσοστό της παραγωγής προέρχεται από αυτά. Έτσι το 2008 η *BDEW* εισήγαγε έναν Κώδικα που αφορά τη σύνδεση των μονάδων παραγωγής στη ΜΤ [22]. Οι σταθμοί παραγωγής στους οποίους αναφέρονται οι συγκεκριμένοι Κώδικες αφορούν Α/Π, ΥΗΣ, σταθμούς συνδυασμένου κύκλου και Φ/Β σταθμούς. Αναφέρεται εδώ ότι τα Φ/Β πάρκα σπανίως συνδέονται στην ΥΤ, άρα συνήθως είναι διασυνδεδεμένα στο δίκτυο διανομής. Το εύρος του μεγέθους ισχύος των σταθμών που συνδέονται στη ΜΤ δεν είναι μοναδικό και συγκεκριμένο για όλα τα δίκτυα, αλλά εξαρτάται από τις ιδιαιτερότητες του καθενός. Ενδεικτικές τιμές ισχύος για σύνδεση στη ΜΤ είναι μεταξύ 0.1–100 MW [22], [23], αν και ο Διαχειριστής του Συστήματος αξιολογεί εάν είναι εφικτή η σύνδεση του σταθμού στη ΜΤ. Στην Ελλάδα ο Διαχειριστής του Συστήματος, ύστερα από εφαρμογή του Ν. 4001/2011, είναι ο *Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)*.

Η διεσπαρμένη παραγωγή στα δίκτυα διανομής συνδέεται με σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως:

- Οι μειωμένες απώλειες ενεργού και αέργου ισχύος στα δίκτυα μεταφοράς.
- Η αποφυγή υπερδιαστασιολόγησης του εξοπλισμού του δικτύου, όπως των γραμμών μεταφοράς και των μετασχηματιστών.
- Η αύξηση της αξιοπιστίας, καθώς αυξάνεται το πλήθος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Όμως η διανεμημένη παραγωγή προκαλεί και διαφόρων ειδών προβλήματα, τα οποία – εάν δε γίνει κατάλληλος σχεδιασμός – ενδέχεται να υπερκαλύψουν τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από αυτήν. Γι' αυτό υπάρχουν αρκετές προϋποθέσεις που θα πρέπει να τηρούνται ώστε να γίνει δεκτή η εγκατάσταση ενός σταθμού ΑΠΕ στο δίκτυο διανομής. Συγκεκριμένα, στο Ελληνικό δίκτυο τα ζητήματα που ελέγχονται είναι πολλά, μερικά εκ των οποίων αναφέρονται ενδεικτικά ακολούθως [23]:

- Επάρκεια δικτύου, που αφορά την αντοχή του εξοπλισμού στα αναμενόμενα μέγιστα ρεύματα που θα προκύψουν ύστερα από τη σύνδεση του σταθμού.
- Συμβολή στη στάθμη βραχυκύκλωσης, καθώς η εγκατάσταση σταθμών στη διανεμημένη παραγωγή αυξάνει το ρεύμα βραχυκύκλωσης που προκύπτει όταν συμβεί σφάλμα κοντά στον υπό εγκατάσταση σταθμό.
- Αργές μεταβολές της τάσεως, που αναφέρονται στη μεταβολή της τάσης μονίμου καταστάσεως.
- Ταχείες μεταβολές της τάσεως, οι οποίες αφορούν μεταβατικές βυθίσεις τάσεως ή υπερτάσεις που συχνά προκαλούνται από ζεύξεις και αποζεύξεις μονάδων παραγωγής.
- Εκπομπή “flicker”, που ορίζεται ως η οπτική ενόχληση από τις διακυμάνσεις της φωτεινότητας λαμπτήρων πυρακτώσεως λόγω διακυμάνσεων της τάσεως.
- Εγγεόμενες αρμονικές, οι οποίες – εφόσον χρησιμοποιείται DC/AC μετατροπέας για τη σύνδεση με το δίκτυο – θα πρέπει να κατασταλούν με κατάλληλα φίλτρα.

- Προστασίες στις διασυνδέσεις σταθμού – δικτύου, οι οποίες είναι απαραίτητες για την έγκυρη ανίχνευση και εκκαθάριση σφαλμάτων

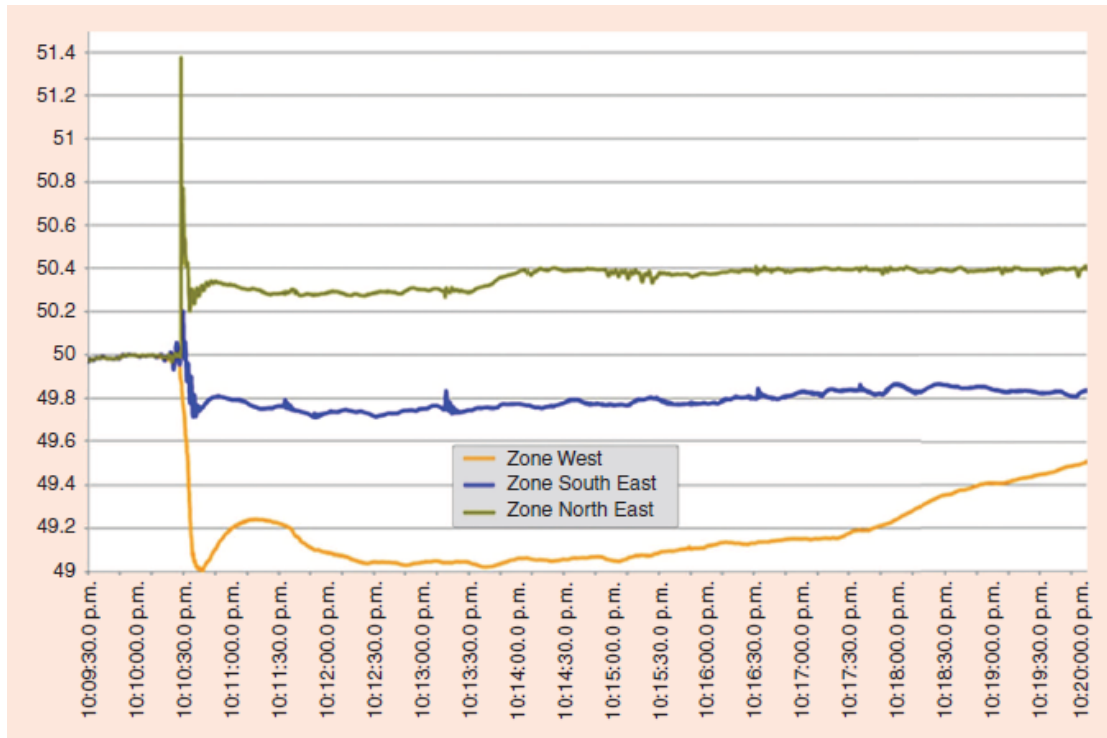
Ο Κώδικας της BDEW για τη διασύνδεση των σταθμών στη ΜΤ αναφέρει λεπτομερώς τις παραπάνω απαιτήσεις διασύνδεσης. Εκτός από τις προαναφερόμενες απαιτήσεις, στον Κώδικα της BDEW περιγράφονται και οι οδηγίες που ισχύουν και για τα Α/Π που είναι συνδεδεμένα σε ΥΤ/ΥΥΤ. Δηλαδή, δίνονται συγκεκριμένες απαιτήσεις που αφορούν την παραμονή του σταθμού στο δίκτυο σε περίπτωση υπότασης, την έγχυση αέργου ρεύματος στο δίκτυο σύμφωνα με την τάση, καθώς και την επιθυμητή έγχυση ενεργού ισχύος βάσει της συχνότητας. Καθώς η παρούσα εργασία έχει ως αντικείμενο τη ρύθμιση συχνότητας, παρακάτω θα γίνει αναλυτική παρουσίαση του Κώδικα που αφορά τον έλεγχο της ενεργού ισχύος.

Σύμφωνα με τον Κώδικα που εκδόθηκε από την BDEW, οι περιπτώσεις κατά τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει το δικαίωμα να απαιτήσει τον προσωρινό περιορισμό της έγχυσης ενεργού ισχύος από τον εκάστοτε σταθμό ή ακόμη και την αποσύνδεση αυτού είναι όταν υφίσταται [22], [24]:

- Πιθανός κίνδυνος για την ασφαλή λειτουργία του δικτύου.
- Κίνδυνος υπερφόρτισης του δικτύου.
- Κίνδυνος νησιδοποίησης.
- Κίνδυνος για τη στατική ή δυναμική ευστάθεια του συστήματος.
- Αύξηση της συχνότητας που απειλεί την ευστάθεια του συστήματος.
- Επισκευές και συντήρηση του δικτύου.

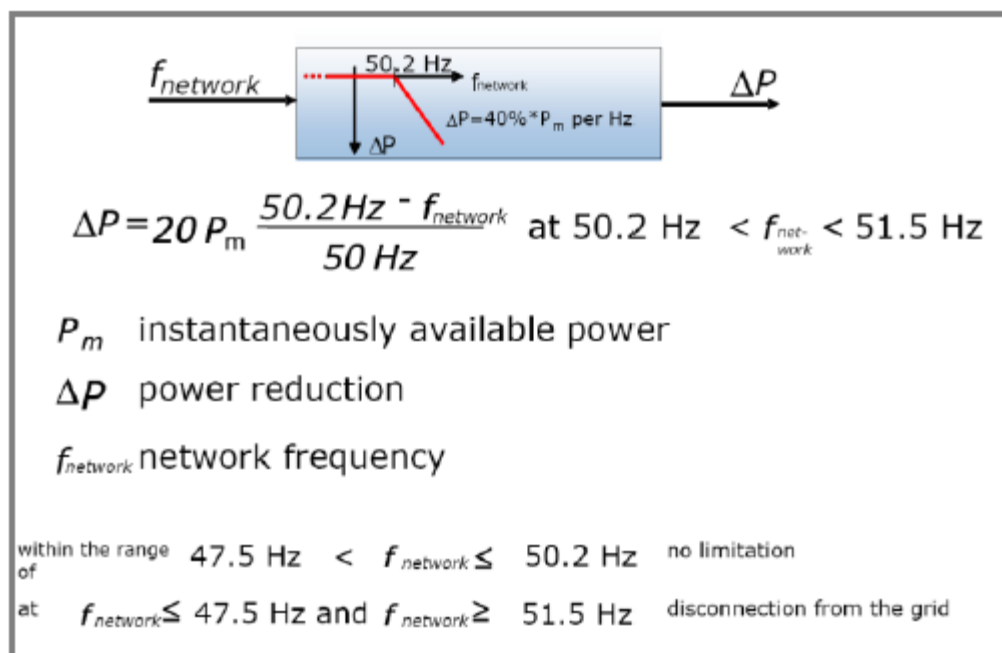
Βάσει του Κώδικα αυτού, οι σταθμοί παραγωγής θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα μείωσης της ενεργού ισχύος τους ανά διακριτά βήματα, όπως π.χ. ανά 10% της συμφωνηθείσας παραγόμενης ισχύος. Οι επιθυμητές τιμές παραγόμενης ισχύος που δίνονται από τον Διαχειριστή του δικτύου ως αναφορές θα πρέπει να μπορούν να ακολουθηθούν από τον σταθμό, με τη χρήση καταλλήλων στρατηγικών ελέγχου. Τιμές αναφοράς που έχουν αναδειχθεί αποτελεσματικές είναι 100% / 60% / 30% / 0% [22], [24]. Επίσης, στον συγκεκριμένο Κώδικα αναγράφεται ότι οι σταθμοί θα πρέπει να οδηγούν την ενεργό ισχύ τους στην αναφορά δίχως μεγάλη καθυστέρηση, αναφέροντας το 1 λεπτό ως μέγιστο χρόνο απόκρισης [24]. Όσον αφορά την ελάχιστη παραγωγή ισχύος, άνω της οποίας ο σταθμός θα πρέπει να μην αποσυνδέεται, αυτή αναφέρεται ως το 10% της συμφωνηθείσας.

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ευρώπης οι Φ/Β σταθμοί έχουν εν γένει διαφορετική συχνότητα αποσύνδεσης, ανάλογα με τη χώρα στην οποία είναι εγκατεστημένοι, με τους Φ/Β σταθμούς στη Χαμηλή Τάση (XT) της Γερμανίας να αποσυνδέονται στα 50.2 Hz, ενώ αυτά της Ιταλίας και της Δανίας στα 50.3 Hz [25]. Η ακαριαία αποσύνδεση των Φ/Β σταθμών της Γερμανίας εάν η συχνότητα ξεπεράσει τα 50.2 Hz οδηγεί σε απότομη μείωση της ηλεκτροπαραγωγής, γεγονός που ενδέχεται να οδηγήσει σε υποσυχνότητα. Ένα σχετικό συμβάν σημειώθηκε στις 4 Νοεμβρίου 2006, όταν μια βλάβη σε μια γραμμή μεταφοράς της Γερμανίας προκάλεσε τον διαχωρισμό του Ευρωπαϊκού ηλεκτρικού δικτύου σε τρεις επιμέρους σύγχρονες περιοχές, με τις συχνότητες αυτών να απεικονίζονται στο Σχήμα 2.9 δέκα λεπτά ύστερα από τη διαταραχή [25].



Σχήμα 2.9: Απόκριση συχνότητας των τριών διαφορετικών σύγχρονων περιοχών που προέκυψαν ύστερα από διαταραχή του Ευρωπαϊκού δικτύου στις 4 Νοεμβρίου 2006 [25].

Το «Πρόβλημα των 50.2 Hz», όπως αναφέρεται σε σχετικές εκθέσεις, μπορεί να αμβλυνθεί απαιτώντας την ελεγχόμενη μείωση της εγχεόμενης ενεργού Φ/Β ισχύος, όταν η συχνότητα ξεπεράσει τα 50.2 Hz. Προς αυτήν την κατεύθυνση ο Κώδικας της BDEW καθορίζει τη μείωση της ενεργού ισχύος που λαμβάνει ως αναφορά ο σταθμός, βάσει της συχνότητας του δικτύου, όπως ορίζεται στο Σχήμα 2.10.



Σχήμα 2.10: Έλεγχος ενεργού ισχύος βάσει συχνότητας, Κώδικας BDEW για σταθμούς διασυνδεδεμένους στη MT [22]

Οι σταθμοί παραγωγής καλούνται να μειώσουν την εγγεόμενη ενεργό ισχύ τους όταν η συχνότητα του δικτύου ξεπεράσει τα 50.2 Hz. Συγκεκριμένα, η μείωση αυτή θα έχει ρυθμό μεταβολής 40% της διαθέσιμης ισχύος ανά Hz ή αντίστοιχο στατισμό ίσο με 5%, όσο η συχνότητα βρίσκεται στο εύρος τιμών 50.2–51.5 Hz. Ο τύπος που δίνει την απαιτούμενη μεταβολή της ενεργού ισχύος, όταν η συχνότητα βρίσκεται εντός του προαναφερθέντος εύρους τιμών, είναι ο ακόλουθος:

$$\Delta P = 20P_{max} \frac{50.2 - f}{50}$$

Όπου ως P_{max} συμβολίζεται η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς. Οπότε βάσει του συγκεκριμένου Κώδικα ο σταθμός θα πρέπει να μπορεί να παραμένει διασυνδεδεμένος για ενεργό ισχύ μεγαλύτερη ή και ίση του 48% της διαθέσιμης ισχύος του. Επίσης, στον Κώδικα αναφέρεται ότι ο σταθμός θα δύναται να αυξήσει την ισχύ που εγγεί στο δίκτυο μόνο αφού η συχνότητα επανέλθει σε τιμή μικρότερη των 50.05 Hz.

Για παράδειγμα, σε περίπτωση που η συχνότητα ξεκινήσει να αυξάνεται λαμβάνοντας στιγμιαία τη μέγιστη τιμή των 51 Hz, τότε ο σταθμός θα λάβει αναφορά από τον Διαχειριστή να μειώσει την ενεργό του ισχύ κατά 32%. Αυτή η αναφορά της μείωσης ενεργού ισχύος θα δίνεται διαρκώς στον σταθμό έως ότου η συχνότητα μειωθεί κάτω από τα 50.05 Hz. Τότε από τον σταθμό θα ζητείται να παράξει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του.

Όταν η συχνότητα βρίσκεται στο εύρος 47.5–50.2 Hz ο σταθμός δεν υποχρεούται να περιορίσει την εγγεόμενη ενεργό ισχύ του. Τέλος, σε περίπτωση που η συχνότητα ξεπεράσει τα 51.5 Hz ή λάβει τιμή μικρότερη των 47.5 Hz ο σταθμός καλείται να αποσυνδεθεί.

2.6 Κώδικας Δικτύου του Ευρωπαϊκού Συστήματος

Στις 8 Μαρτίου 2013 ο *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)* δημοσίευσε την αναθεωρημένη έκδοση ενός Κώδικα Δικτύου που αναφέρεται σε ολόκληρο το Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό δίκτυο και τις υποχρεώσεις των σταθμών παραγωγής που συνδέονται σε αυτό [26]. Η έναρξη της ισχύος του Κώδικα αυτού δρομολογείται 3 χρόνια μετά από τη δημοσίευσή του στην Εφημερίδα της Ε.Ε. Αυτός περιγράφει αναλυτικά τις υποχρεώσεις και τις δυνατότητες που θα οφείλουν να έχουν όλες οι “νέες” μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. “Νέες” μονάδες θα θεωρούνται αυτές οι οποίες δεν θα έχουν οριστική σύμβαση 2 χρόνια και 20 ημέρες μετά από τη δημοσίευση του Κώδικα, καθώς και αυτές που θα έχουν τη σύμβαση έως τότε αλλά δε θα την έχουν παρέχει στον Διαχειριστή του Συστήματος τους 2.5 χρόνια και 20 ημέρες μετά από τη δημοσίευση του Κώδικα. Στις 27 Μαρτίου 2013 η *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)* πρότεινε την υιοθέτηση του Κώδικα του ENTSO-E από την Ε.Ε. Στην παρούσα περίοδο αναμένεται η έγκριση από την τελευταία. Καθώς το αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η ρύθμιση συχνότητας, ακολούθως θα περιγραφούν μόνο οι σχετικές με αυτήν οδηγίες του συγκεκριμένου Κώδικα.

Για τη συχνότητα αναφέρεται χαρακτηριστικά σε συνοδευτικό με τον Κώδικα έγγραφο του ENTSO-E ότι είναι αναμφισβήτητα η παράμετρος ενός διασυνδεδεμένου συστήματος η οποία έχει τις μεγαλύτερες διασυννοριακές επιπτώσεις. Η συχνότητα είναι κοινή εντός μιας σύγχρονης περιοχής δικτύου και σε όλα τα επίπεδα της τάσης. Αποκλίσεις αυτής από την ονομαστική της τιμή συμβαίνουν σε όλο το διασυνδεδεμένο σύστημα την ίδια χρονική στιγμή και επηρεάζουν όλους τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ανεξαρτήτως της ισχύος τους και του επιπέδου της τάσεως.

Στον Κώδικα του ENTSO-E που αναφέρεται στη Ρύθμιση Φορτίου – Συχνότητας και στις Εφεδρείες περιγράφονται διάφορα κριτήρια αξιολόγησης ποιότητας της συχνότητας, μερικά από τα οποία είναι [16]:

1. Η διακύμανση της υπό κανονικές συνθήκες του ΣΗΕ, με συνήθεις τιμές τα 50–200 *mHz*.
2. Η μέγιστη τιμή της στιγμιαίας απόκλισης της συχνότητας, όταν συμβεί η *Διαταραχή Αναφοράς* του συστήματος, με τυπικές τιμές τα 0.8–1.2 *Hz*. Η Διαταραχή Αναφοράς διαφέρει σε κάθε Σύγχρονη Περιοχή. Για παράδειγμα, αυτή της Κεντρικής Ευρώπης ορίζεται ως η μέγιστη ανισορροπία που προκύπτει από την ακαριαία μεταβολή της ενεργού ισχύος δύο σταθμών παραγωγής, δύο φορτίων ή δύο γραμμών *High Voltage DC (HVDC)*. Στις υπόλοιπες Περιοχές ενδιαφέρει η μεταβολή ενός σταθμού παραγωγής ή φορτίου ή γραμμής HVDC.
3. Η μέγιστη τιμή της απόκλισης της συχνότητας αφού δράσει η πρωτεύουσα ρύθμιση, ύστερα από τη Διαταραχή Αναφοράς, με συνήθεις τιμές 200–500 *mHz*.
4. Ο χρόνος για να επανέλθει η συχνότητα στην τιμή που καθορίζει η πρωτεύουσα ρύθμιση, συνήθως 1 λεπτό.
5. Ο χρόνος για να επανέλθει η συχνότητα στην ονομαστική της τιμή, με τυπικές τιμές 10–20 λεπτά.
6. Ο μέγιστος χρόνος ανά έτος κατά τον οποίο η συχνότητα βρίσκεται εκτός του κανονικού εύρους τιμών της, π.χ. 15.000 λεπτά στη Νότια Ευρώπη ή το 3% του χρόνου ετησίως.

Εάν τα παραπάνω κριτήρια ποιότητας συχνότητας δεν ικανοποιούνται οι Διαχειριστές της συγκεκριμένης Σύγχρονης Περιοχής οφείλουν να λάβουν τα απαραίτητα μέτρα, όπως περιορισμό στον ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος των σταθμών παραγωγής, των φορτίων και των γραμμών μεταφοράς HVDC [16]. Επίσης, αναφέρεται εδώ ότι βάσει της αναφοράς [16] όλοι οι Διαχειριστές οφείλουν να δημοσιεύουν στο διαδίκτυο διάφορα δεδομένα που αφορούν τον έλεγχο της συχνότητας.

Ο Κώδικας του ENTSO-E κατηγοριοποιεί τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής σε τέσσερις τύπους. Ο τύπος στον οποίο αντιστοιχεί η κάθε μονάδα εξαρτάται από την ονομαστική της ισχύ και την τάση στην οποία συνδέεται. Οι μονάδες τύπου Α, Β και Γ είναι διασυνδεδεμένες σε επίπεδο τάσης μικρότερο των 110 *kV* και η διαφοροποίησή τους γίνεται βάσει της ονομαστικής τους ισχύος και της χώρας στην οποία είναι εγκατεστημένοι. Οι λιγότερο αυστηρές απαιτήσεις του Κώδικα αναφέρονται σε σταθμούς τύπου Α, οι οποίοι έχουν ονομαστική ισχύ τουλάχιστον ίση με 0.8 *kW*. Ένας σταθμός θεωρείται τύπου Β εάν έχει ονομαστική ισχύ τουλάχιστον ίση με 0.1–1.5 *MW*, ανάλογα με τη χώρα στην οποία βρίσκεται, ενώ τύπου Γ εάν έχει ονομαστική ισχύ τουλάχιστον ίση με 5–50 *MW*. Οι σταθμοί που συνδέονται σε τάση μεγαλύτερη ή ίση των 110 *kV* ή έχουν ονομαστική ισχύ τουλάχιστον ίση με 10–75 *MW* θεωρούνται τύπου Δ και πρέπει να ικανοποιούν τις αυστηρότερες απαιτήσεις του Κώδικα.

Ο Φ/Β σταθμός που θα προσομοιωθεί στην παρούσα εργασία θα έχει ονομαστική ισχύ 1 *MWp*, οπότε εάν συνδεόταν στο Ηπειρωτικό δίκτυο της Ελλάδος θα έπρεπε να ικανοποιεί οριακά απαιτήσεις σταθμού τύπου Β του Κώδικα του ENTSO-E, επειδή το κατώφλι ισχύος που χωρίζει τους Σταθμούς τύπου Α και Β στην Ηπειρωτική Ευρώπη είναι το 1 *MW* [26].

2.6.1 Απαιτήσεις για μονάδες τύπου Α και Β

Σε αυτήν την ενότητα θα αναφερθούν όλες οι υποχρεώσεις και οι δυνατότητες που θα πρέπει να έχουν οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής τύπου Α σχετικά με τη ρύθμιση συχνότητας.

Ο Κώδικας του ENTSO-E ορίζει τα εύρη συχνοτήτων εντός των οποίων θα πρέπει να παραμένουν διασυνδεδεμένες οι μονάδες τύπου A, καθώς και τα αντίστοιχα ελάχιστα χρονικά διαστήματα κατά τα οποία απαιτείται να μην αποσυνδέονται. Για τα εύρη λαμβάνονται υπόψη και οι ιδιαιτερότητες των περιοχών, με τις μονάδες των ασθενέστερων του Ευρωπαϊκού δικτύου να οφείλουν να πληρούν περισσότερο απαιτητικές συνθήκες διασύνδεσης ώστε να υπάρχει το ίδιο επίπεδο ασφάλειας και αξιοπιστίας εντός του Ευρωπαϊκού συστήματος. Στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζονται οι απαιτήσεις του Κώδικα για τις πέντε διαφορετικές περιοχές του Ευρωπαϊκού δικτύου που ορίζονται σε αυτόν. Αναφέρεται εδώ ότι ο Κώδικας αυτός δεν αναφέρεται σε μικρά απομονωμένα ΣΗΕ.

Ανεξαρτήτως της περιοχής του σταθμού, αυτός θα πρέπει να παραμένει διαρκώς συνδεδεμένος στο δίκτυο όσο η συχνότητα βρίσκεται εντός του εύρους 49–51 Hz. Η χρονική διάρκεια για την οποία απαιτείται να παραμένουν συνδεδεμένοι οι σταθμοί εκτός του εύρους αδιάλειπτης λειτουργίας διαφέρει ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι ιδιαιτερότητες των διαφόρων περιοχών. Από τον Πίνακα 2.1 έχουμε επιπλέον ότι οι σταθμοί θα μπορούν να αποσυνδέονται σε όλες τις περιοχές της Ευρώπης όταν η συχνότητα ξεφύγει από το εύρος 47–52 Hz.

Στο συνοδευτικό κείμενο του Κώδικα “*NC RfG requirements in the context of present practices*” αναφέρεται ότι οι περιπτώσεις κατά τις οποίες η συχνότητα ξεφεύγει από το εύρος 49–51 Hz είναι ιδιαίτερα σπάνιες και συνδέονται με ακραίες καταστάσεις. Αυτές οι περιπτώσεις αναμένεται όμως να γίνουν συχνότερες στο μέλλον, λόγω της μείωσης της συνολικής αδράνειας του συστήματος, που θα προέρχεται από την αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ, καθώς αυτές δεν προσδίδουν αδρανειακή απόκριση. Στις περιπτώσεις όπου η συχνότητα βρεθεί εκτός του εύρους 49–51 Hz πρέπει να γίνουν οι κατάλληλες ενέργειες ώστε να οδηγηθεί η συχνότητα σε ασφαλείς τιμές. Για παράδειγμα, όταν η συχνότητα βρεθεί εντός των τιμών 47.5–48.5 Hz ή 51–51.5 Hz οι μονάδες της Μεγάλης Βρετανίας καλούνται να παραμείνουν διασυνδεδεμένες 90 λεπτά. Αυτό το χρονικό διάστημα σε γενικά πλαίσια διαμοιράζεται σε 30 λεπτά για να καθοριστούν οι συνθήκες που οδήγησαν στην απόκλιση αυτή της συχνότητας και να βρεθεί ένα σχέδιο που θα την οδηγήσει σε τιμές κοντά στην ονομαστική, 30 λεπτά για να εφαρμοστεί το σχέδιο αυτό και 30 λεπτά ως περιθώριο ασφαλείας.

Ο Κώδικας του ENTSO-E αναφέρει επίσης ότι εάν η τεχνολογία ορισμένων μονάδων το επιτρέπει ενδέχεται να ζητηθεί από αυτές να παραμένουν εντός λειτουργίας για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα από αυτά που αναφέρονται στον Πίνακα 2.1, καθώς και για ευρύτερο φάσμα συχνοτήτων. Αυτό είναι δυνατόν να ζητηθεί από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος ώστε να γίνεται η βέλτιστη εκμετάλλευση των τεχνολογικών δυνατοτήτων των σταθμών παραγωγής, καθώς η διατήρηση της διασύνδεσης των μονάδων σε αποκλίσεις συχνότητας είναι καθοριστική για την ασφάλεια του συστήματος.

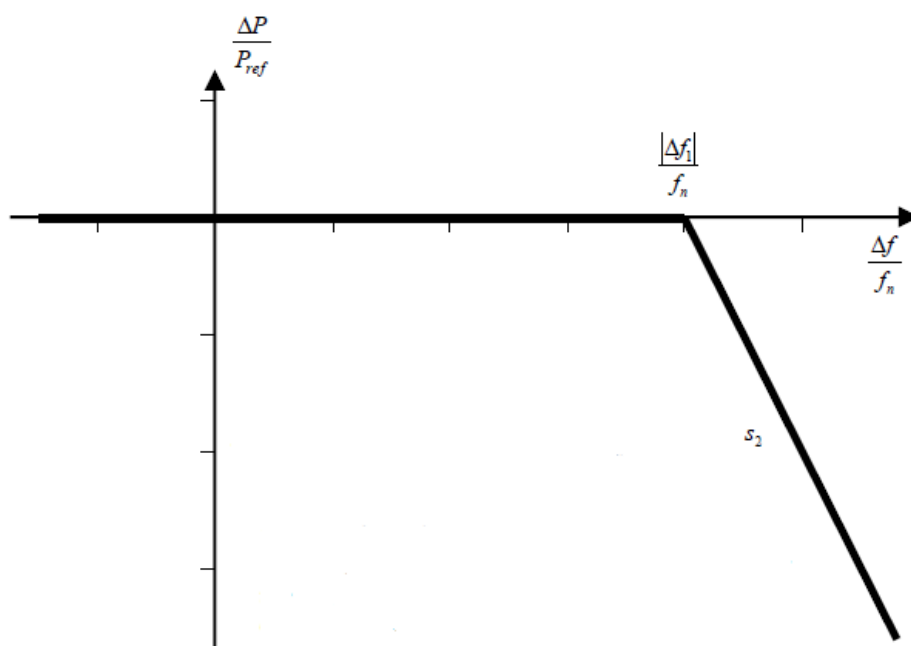
Οι μονάδες παραγωγής θα πρέπει επίσης να έχουν τη δυνατότητα να αποσυνδέονται αυτόματα από το δίκτυο σε συχνότητες που ενδεχομένως να καθορίζονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος, τηρώντας παράλληλα τις απαιτήσεις του Πίνακα 2.1. Η διαφοροποίηση της απαίτησης αυτής του Κώδικα από αυτής του Πίνακα 2.1 είναι ότι στον πίνακα περιγράφονται τα όρια εντός των οποίων οι μονάδες θα οφείλουν να μην αποσυνδέονται, ενώ η τελευταία απαίτηση αναφέρεται στις συχνότητες στις οποίες οι μονάδες θα οφείλουν να αποσυνδέονται.

Σύγχρονη Περιοχή	Εύρος Συχνότητας	Χρονική Διάρκεια Λειτουργίας
Ηπειρωτική Ευρώπη	47.5 – 48.5 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με 30 min
	48.5 – 49.0 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με τη χρονική περίοδο για 47.5–48.5 Hz
	49.0 – 51.0 Hz	Αδιάλειπτη
	51.0 – 51.5 Hz	30 min
Σκανδιναβικές Χώρες	47.5 – 48.5 Hz	30 min
	48.5 – 49.0 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με 30 min
	49.0 – 51.0 Hz	Αδιάλειπτη
	51.0 – 51.5 Hz	30 min
Μεγάλη Βρετανία	47.0 – 47.5 Hz	20 sec
	47.5 – 48.5 Hz	90 min
	48.5 – 49.0 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με 90 min
	49.0 – 51.0 Hz	Αδιάλειπτη
	51.0 – 51.5 Hz	90 min
	51.5 – 52.0 Hz	15 min
Ιρλανδία	47.5 – 48.5 Hz	90 min
	48.5 – 49.0 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με 90 min
	49.0 – 51.0 Hz	Αδιάλειπτη
Χώρες της Βαλτικής	51.0 – 51.5 Hz	90 min
	47.5 – 48.5 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με 30 min
	48.5 – 49.0 Hz	Θα ορίζεται από τον αντίστοιχο Διαχειριστή Συστήματος, αλλά θα είναι τουλάχιστον ίση με τη χρονική περίοδο για το εύρος 47.5 – 48.5 Hz
	49.0 – 51.0 Hz	Αδιάλειπτη

Πίνακας 2.1: Ελάχιστη χρονική διάρκεια κατά την οποία οι μονάδες παραγωγής τύπου A θα πρέπει να παραμένουν διασυνδεδεμένες στα αντίστοιχα εύρη συχνοτήτων, βάσει Κώδικα ENTSO-E

Μια επιπλέον απαίτηση του Κώδικα του ENTSO-E αναφέρει ότι οι σταθμοί παραγωγής θα πρέπει να παραμένουν διασυνδεδεμένοι όσο ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (*Rate Of Change Of Frequency - ROCOF*) δεν ξεπερνά κατά μέτρο μια μέγιστη τιμή που θα ορίζει ο Διαχειριστής του τοπικού Δικτύου. Στο συνοδευτικό κείμενο του Κώδικα “*NC RfG justification outlines*” εξηγείται ότι το ROCOF είναι ένα μέγεθος που αξιολογείται σχετικά δύσκολα σε επίπεδο συνολικού συστήματος, καθώς εξαρτάται από την αδράνεια της εκάστοτε περιοχής. Γι’ αυτόν τον λόγο δεν αναφέρονται συγκεκριμένες τιμές του ROCOF στον Κώδικα και αφήνεται στους Διαχειριστές η επιλογή αυτών.

Ο Κώδικας αναφέρει ότι οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής θα έχουν τη δυνατότητα – μόνο όταν ζητείται από τον Διαχειριστή – να ενεργοποιούν την κατάσταση *Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O)*, κατά την οποία οι μονάδες θα μειώνουν την έγχυση ισχύος τους ανάλογα με την αύξηση της συχνότητας, όταν αυτή ξεπεράσει μια προκαθορισμένη τιμή. Η ισχύς αναφοράς των μονάδων, βάσει της συχνότητας σε λειτουργία LFSM-O, απεικονίζεται στο Σχήμα 2.11.



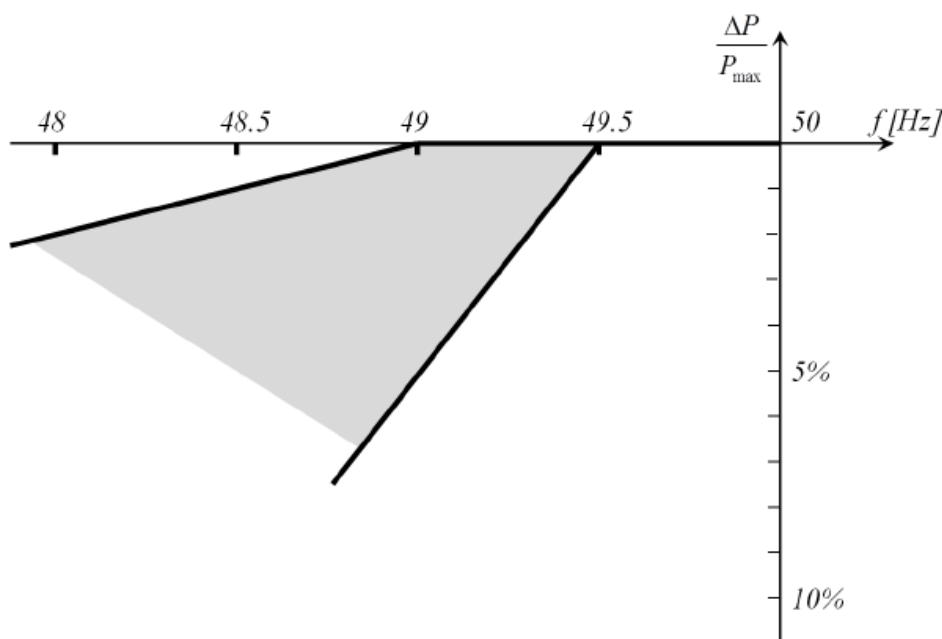
Σχήμα 2.11: Απόκριση ενεργού ισχύος μονάδων ηλεκτροπαραγωγής τύπου Α σε λειτουργία LFSM-O, βάσει Κώδικα του ENTSO-E [26]

Η μείωση έγχυσης ενεργού ισχύος θα ξεκινά εφόσον η συχνότητα ξεπεράσει ένα προκαθορισμένο κατώφλι ($\Delta f > \Delta f_1$), μεταξύ 50.2–50.5 Hz και ο στατισμός (s_2) των μονάδων θα κυμαίνεται στο εύρος 2–12%. Οι ακριβείς τιμές των μεγεθών θα καθορίζονται από τον εκάστοτε Διαχειριστή Δικτύου. Η απόκριση συχνότητας που περιγράφεται από το Σχήμα 2.11 θα πρέπει να υλοποιείται το ταχύτερο δυνατόν και οφείλει να αιτιολογείται επαρκώς στον Διαχειριστή μια καθυστέρηση μεγαλύτερη των 2 δευτερολέπτων. Η έγχυση ισχύος θα μειώνεται όσο αυξάνεται η συχνότητα έως ότου η μονάδα προσδίδει στο δίκτυο το ελάχιστο δυνατό επίπεδο ισχύος της. Αυτό το επίπεδο διαφέρει σημαντικά μεταξύ των διαφορετικών τύπων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και υπάρχει για λόγους ευστάθειας, αλλά και για προκύπτοντα τεχνοοικονομικά ζητήματα.

Η λειτουργία LFSM-O απαιτείται ώστε να μειώνεται η μέγιστη απόκλιση της συχνότητας σε διάφορες διαταραχές του δικτύου. Σε διαφορετική περίπτωση η συχνότητα θα λάμβανε συχνότερα τιμές που θα οδηγούσαν σε αποσύνδεση πολλούς σταθμούς παραγωγής και αυτό θα μείωνε σημαντικά τη σχετική ευστάθεια του συστήματος.

Ο Κώδικας ορίζει ότι οι σταθμοί τύπου A θα πρέπει να διατηρούν την έγχυση ενεργού ισχύος στην τιμή αναφοράς της ανεξαρτήτως των μεταβολών στη συχνότητα του δικτύου, εκτός από τις περιπτώσεις όπου η ισχύς οφείλει να ακολουθεί μεταβολές που καθορίζονται από τον Κώδικα, όπως στη λειτουργία LFSM-O.

Ο Διαχειριστής του εκάστοτε συστήματος θα ορίζει τη δυνατότητα μείωσης έγχυσης ενεργού ισχύος από τις μονάδες τύπου A σε καταστάσεις υποσυχνότητας, εντός της γκρι περιοχής του Σχήματος 2.12 που ορίζεται μεταξύ των δύο έντονων γραμμών.



Σχήμα 2.12: Δυνατότητα μείωσης ενεργού ισχύος εξόδου μερικών μονάδων τύπου A σε κατάσταση υποσυχνότητας, βάσει Κώδικα ENTSO-E [26]

Αναφέρεται εδώ ότι η μείωση της έγχυσης ενεργού ισχύος από τους σταθμούς σε καταστάσεις υποσυχνότητας επιδεινώνει την έλλειψη παραγωγής ισχύος που υφίσταται σε αυτές τις περιπτώσεις και γι' αυτό οφείλει να περιοριστεί όσο περισσότερο γίνεται. Βάσει του Κώδικα του ENTSO-E, ο Διαχειριστής του Δικτύου θα δίνει τη δυνατότητα αποσύνδεσης – δίχως να την απαιτεί – μόνο σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που παρουσιάζουν λειτουργικά προβλήματα όταν η συχνότητα αποκλίνει από την ονομαστική, για την προστασία των σταθμών αυτών και όχι για την ταχύτερη επαναφορά του δικτύου σε κανονική κατάσταση λειτουργίας. Για παράδειγμα, οι ταλαντώσεις των στρόβιλων των ΑΗΣ όταν ο άξονας τους στρέφεται με ταχύτητα διαφορετική από την ονομαστική είναι ένα σημαντικό λειτουργικό πρόβλημα. Επιπλέον, όπως αναφέρεται και στο κείμενο “*NC RfG requirements in the context of present practices*”, σε ΑΗΣ η μειωμένη συχνότητα προκαλεί μείωση της ταχύτητας περιστροφής του στρόβιλου, με αποτέλεσμα να μειώνεται και η ροή του ατμού προς αυτόν. Για να προκύπτει ασφαλής καύση, η ροή του καυσίμου μειώνεται όταν μειώνεται η ροή του ατμού και επομένως ο σταθμός μειώνει την παραγόμενη ενεργό ισχύ του. Επομένως γίνεται σαφές ότι θα δίνεται στους ΑΗΣ η δυνατότητα απόκρισης του Σχήματος 2.12. Αντιθέτως, τα Φ/Β πάρκα δεν παρουσιάζουν κάποια δυσλειτουργία σε συχνότητες διαφορετικές της ονομαστικής, άρα δεν υφίσταται λόγος να τους δίνεται η δυνατότητα απόκρισης του Σχήματος 2.12.

Οι σταθμοί τύπου A θα πρέπει επίσης να μπορούν να ακολουθούν αναφορές παραγωγής ενεργού ισχύος που θα δίνονται από τον Διαχειριστή, σε χρονικό διάστημα μικρότερο των 5 δευτερολέπτων. Αυτή η ρύθμιση θα γίνεται για μονάδες τύπου A και B

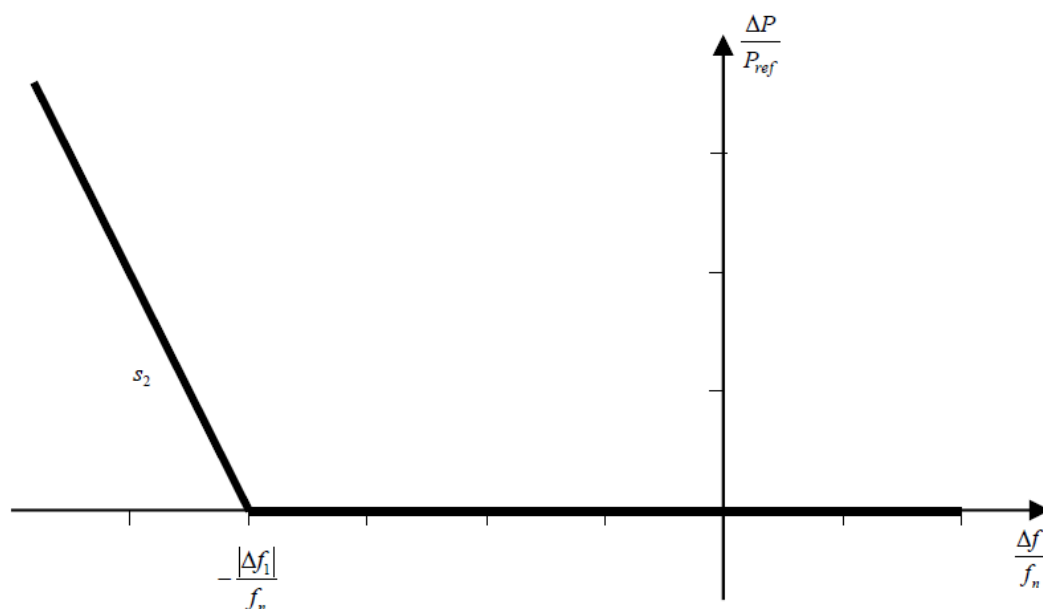
μόνο αυτόματα μέσω κατάλληλου τηλεπικοινωνιακού σήματος από τον Διαχειριστή, ενώ για μονάδες τύπου Γ και Δ εκτός από την αυτόματη ρύθμιση θα υπάρχει και η δυνατότητα χειροκίνητης εντολής από το προσωπικό της μονάδος ηλεκτροπαραγωγής. Ο χειροκίνητος ορισμός της ενεργού ισχύος αναφοράς θα υπάρχει ως επιλογή για την περίπτωση όπου έχει συμβεί βλάβη σε κάποια συσκευή του συστήματος αυτομάτου ελέγχου. Όταν ο σταθμός τροφοδοτείται από μη ελεγχόμενη πηγή ενέργειας – όπως τα Α/Π και τα Φ/Β πάρκα – τότε η αναφορά θα αντιστοιχεί σε ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος τους. Αυτό δεν θα ισχύει για σταθμούς τύπου Γ. Αυτή η δυνατότητα πρέπει να υπάρχει ώστε σε καταστάσεις κατά τις οποίες τίθεται σε κίνδυνο η ευστάθεια του συστήματος να μπορεί ο Διαχειριστής να ορίζει κατάλληλα την επιθυμητή ενεργό ισχύ εξόδου των σταθμών.

Οι μονάδες παραγωγής τύπου Β θα πρέπει να πληρούν όλες τις απαιτήσεις που αναφέρθηκαν για τις μονάδες τύπου Α. Επιπρόσθετα με αυτές, θα οφείλουν να πληρούν και άλλες απαιτήσεις που σχετίζονται με θέματα όπως η ικανότητα LVRT και τα μέσα προστασίας, οι οποίες ξεφεύγουν από τον σκοπό της παρούσας εργασίας. Όσον αφορά τη ρύθμιση συχνότητας, οι μονάδες τύπου Β δε θα καλούνται να πληρούν κάποια επιπλέον αξιοσημείωτη απαίτηση από αυτές των μονάδων τύπου Α.

2.6.2 Επιπρόσθετες απαιτήσεις για μονάδες τύπου Γ και Δ

Οι μονάδες τύπου Γ και Δ θα οφείλουν να τηρούν όλες τις απαιτήσεις που έχουν προαναφερθεί στην προηγούμενη ενότητα για τις μονάδες τύπου Α και Β, με τη διαφοροποίηση που περιγράφηκε για τη δυνατότητα χειροκίνητου ορισμού της ισχύος αναφοράς και του καθορισμού της ισχύος αναφοράς σταθμών τύπου Γ, οι οποίοι τροφοδοτούνται από μη ελεγχόμενη πρωτεύουσα ενέργεια. Επίσης, οι μονάδες τύπου Δ θα πληρούν μερικές παραπάνω προϋποθέσεις από αυτές τύπου Γ, αλλά επειδή αυτές δε σχετίζονται με τη ρύθμιση της συχνότητας δε θα αναφερθούν στην παρούσα εργασία.

Οι σταθμοί τύπου Γ και Δ θα έχουν τη δυνατότητα ενεργοποίησης της *Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U)*, η οποία σχετίζεται με συνθήκες υποσυχνότητας. Όταν είναι ενεργοποιημένη η συγκεκριμένη λειτουργία θα πρέπει οι μονάδες αυτές να αποκρίνονται όπως υποδεικνύει το Σχήμα 2.13.

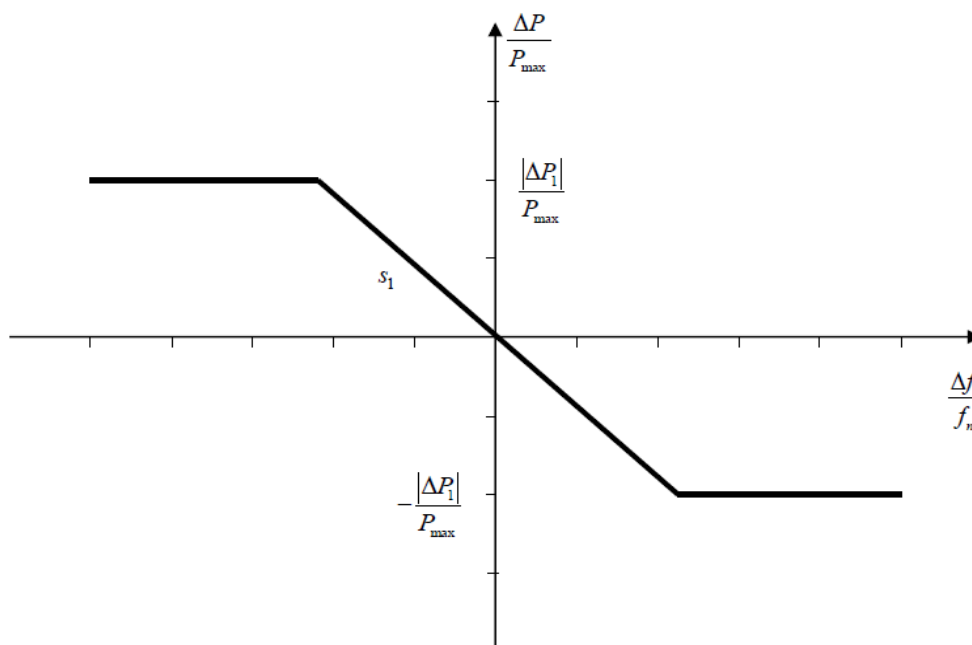


Σχήμα 2.13: Απόκριση ενεργού ισχύος μονάδων παραγωγής τύπου Γ και Δ σε λειτουργία LFSM-U, βάσει Κώδικα του ENTSO-E [26]

Στη λειτουργία LFSM-U οι μονάδες τύπου Γ και Δ θα αυξάνουν την έγχυση ενεργού ισχύος στο δίκτυο με στατισμό (s_2), ο οποίος θα βρίσκεται μεταξύ 2–12%, όταν η συχνότητα γίνει μικρότερη από ένα όριο ($\Delta f < \Delta f_1$) μεταξύ 49.5–49.8 Hz. Οι ακριβείς τιμές και αυτών των μεγεθών θα καθοριστούν από τον εκάστοτε Διαχειριστή Δικτύου. Ο σταθμός θα πρέπει να μπορεί να αυξήσει την ισχύ του μέχρι και τη μέγιστη διαθέσιμη. Όπως και στη λειτουργία LFSM-O, η απόκριση συχνότητας που περιγράφεται από το Σχήμα 2.13 θα πρέπει να υλοποιείται το ταχύτερο δυνατόν και οφείλει να αιτιολογείται επαρκώς στον Διαχειριστή μια καθυστέρηση μεγαλύτερη των 2 δευτερολέπτων.

Η λειτουργία σε LFSM-U που ζητείται από τον Κώδικα του ENTSO-E δεν έχει εφαρμοστεί έως τώρα στις περισσότερες χώρες της Ευρώπης, γι' αυτό και δεν υπάρχει υφιστάμενο πρότυπο με το οποίο μπορούν να αντιπαραβληθούν οι απαιτήσεις της. Στο συνοδευτικό κείμενο “*NC RfG requirements in the context of present practices*” του Κώδικα περιγράφεται ότι η LFSM-U αφορά μόνο τις μονάδες που δε λειτουργούν στην ονομαστική ή τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τους και άρα έχουν τη δυνατότητα να αυξήσουν την ισχύ εξόδου τους σε καταστάσεις υποσυχνότητας, ώστε να αποφευχθούν τυχόν απορρίψεις φορτίων καθώς και σοβαρές διαταραχές στο δίκτυο. Για παράδειγμα, ένας ΥΗΣ που είναι προγραμματισμένος να παράγει το 60% της ονομαστικής του ισχύος θα μπορεί να αυξήσει την παραγωγή του σε υποσυχνότητα ώστε να συμβάλλει στην επαναφορά της συχνότητας σε ασφαλή επίπεδα.

Επιπρόσθετα της λειτουργίας LFSM-U, οι σταθμοί τύπου Γ και Δ θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να ρυθμίζουν την εγχέομενη ενεργό ισχύ τους όπως καθορίζει το Σχήμα 2.14, όταν αυτοί λειτουργούν σε *Frequency Sensitive Mode (FSM)*.

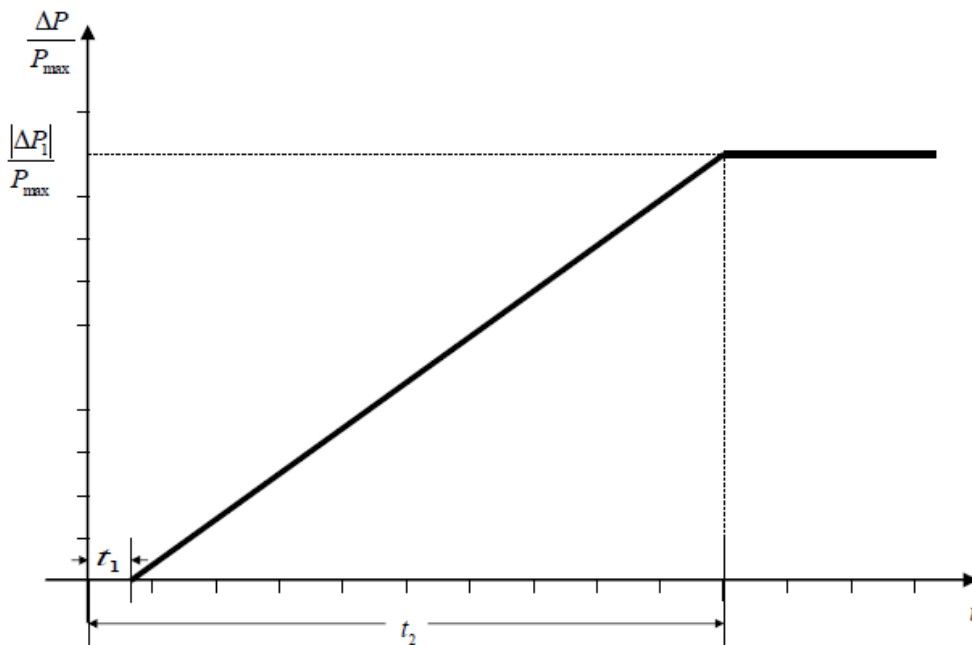


Σχήμα 2.14: Απόκριση ενεργού ισχύος μονάδων παραγωγής τύπου Γ και Δ σε λειτουργία FSM, βάσει Κώδικα του ENTSO-E [26]

Στη FSM η απόκλιση της παραγωγής ενεργού ισχύος από την προγραμματισμένη μπορεί να λάβει τιμές μεταξύ 1.5–10%. Το εύρος του στατισμού είναι και εδώ 2–12% και επιπλέον μπορεί να οριστεί ένα στενό εύρος απόκλισης της συχνότητας από την ονομαστική (10–30 mHz) για το οποίο να παράγεται η προγραμματισμένη ενεργός ισχύς. Όπως αναφέρεται και στο σχετικό με τον Κώδικα κείμενο “*Evaluation of consultation comments*”,

η λειτουργία FSM στοχεύει στη συνεχή διατήρηση της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή κατά την κανονική λειτουργία του συστήματος. Όμως, η FSM πιθανώς να μην επαρκεί για την αποτελεσματική ρύθμιση της συχνότητας ύστερα από μια σημαντική διαταραχή στο δίκτυο που προκάλεσε υπερσυχνότητα και σε τέτοιες περιπτώσεις ενεργοποιείται η LFSM-O.

Ο Κώδικας του ENTSO-E περιγράφει και την αναμενόμενη απόκριση των μονάδων τύπου Γ και Δ σε βηματική μεταβολή της συχνότητας. Προφανώς, στα ηλεκτρικά δίκτυα δε γίνεται να προκύψει ποτέ βηματική μεταβολή της συχνότητας, αλλά στον Κώδικα αναφέρεται η συγκεκριμένη περίπτωση ώστε να περιγραφεί η απαίτηση για την απόκριση των σταθμών στη δυσμενέστερη δυνατή περίπτωση. Τότε οι σταθμοί θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να ενεργοποιήσουν τη μέγιστη δυνατή μεταβολή της εγχεόμενης ενεργού ισχύος τους, διατηρούμενοι πάνω από την έντονη καμπύλη του Σχήματος 2.15.



Σχήμα 2.15: Βραδύτερη δυνατή απόκριση σταθμών τύπου Γ και Δ σε βηματική μεταβολή της συχνότητας, βάσει Κώδικα του ENTSO-E [26]

Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής θα μπορούν να καθυστερούν την έναρξη της απόκρισης συχνότητας για χρονικό διάστημα έως και t_1 και θα πρέπει να έχουν ενεργοποιήσει πλήρως την επιθυμητή μεταβολή ισχύος εξόδου τους εντός χρονικού διαστήματος το πολύ ίσο με t_2 . Η αρχική καθυστέρηση t_1 θα πρέπει να είναι όσο το δυνατόν συντομότερη και οφείλει να αιτιολογείται επαρκώς στον Διαχειριστή μια καθυστέρηση μεγαλύτερη των 2 δευτερολέπτων για μονάδες με αδράνεια, όπως ΥΗΣ και ΑΗΣ. Για μονάδες οι οποίες δεν έχουν αδράνεια – π.χ. Φ/Β πάρκα και Α/Π – θα καθορίζεται από τον εκάστοτε Διαχειριστή η μέγιστη δυνατή χρονική καθυστέρηση t_1 . Επίσης το μέγιστο t_2 που θα μπορεί να επιλεγεί θα είναι ίσο με 30 δευτερόλεπτα, εκτός εάν ο Διαχειριστής απαιτεί μεγαλύτερο χρονικό διάστημα για λόγους ευστάθειας.

Οι σταθμοί παραγωγής τύπου Γ και Δ θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να συμβάλλουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, δηλαδή στην επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή και/ή στη διατήρηση των ροών ισχύος μεταξύ των περιοχών ελέγχου συστήματος στις προγραμματισμένες τους τιμές.

Επιπλέον, οι μονάδες παραγωγής τύπου Γ θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα να στέλνουν on-line διάφορες πληροφορίες στο κέντρο ελέγχου του Διαχειριστή, μερικές από

τις οποίες θα είναι η κατάσταση της λειτουργία FSM, η ισχύς εξόδου, ο στατισμός και η νεκρή ζώνη της ρύθμισης συχνότητας.

Οι σταθμοί τύπου Γ και Δ θα έχουν επίσης και προκαθορισμένο μέγιστο και ελάχιστο ρυθμό μεταβολής της εγγεόμενης ενεργού ισχύος στο δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψιν τις ιδιαιτερότητες της τεχνολογίας του κάθε σταθμού. Για παράδειγμα, στους ΑΗΣ μπορεί να εφαρμοστεί η τήρηση ελάχιστου ρυθμού, καθώς η παραγωγή ισχύος ρυθμίζεται δίχως προβλήματα. Αντίθετα, στα Α/Π σε περίπτωση που μειωθεί απότομα η ταχύτητα του ανέμου θα πρέπει έχει διατηρηθεί εφεδρεία ισχύος ή να υπάρχει αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να μη μειωθεί ο ρυθμός αυτός κάτω από μια ελάχιστη τιμή, λόγω της μη ελεγχόμενης φύσης της πρωτογενούς ενέργειας που εκμεταλλεύονται οι εν λόγω σταθμοί. Στο κείμενο “*Evaluation of consultation comments*” αναφέρεται ως ενδεικτικό παράδειγμα της αναγκαιότητας του περιορισμού αυτού ότι σε περιοχές με υψηλή διείσδυση αιολικής παραγωγής απαιτείται να υπάρχει μέγιστο όριο στον ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος εξόδου των Α/Π, ιδίως εάν αναμένεται μέτωπο καταιγίδας.

Ο Κώδικας του ENTSO-E θίγει και ένα επιπλέον ζήτημα που αφορά την εξέλιξη των ηλεκτρικών δικτύων τα τελευταία έτη, το οποίο σχετίζεται με την αδράνεια των συστημάτων. Κάθε σύγχρονη γεννήτρια που είναι απευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο συμβάλλει στην αύξηση της συνολικής αδράνειας του συστήματος, επειδή στον άξονα και τον στρόβιλό της υπάρχει αποθηκευμένη κινητική ενέργεια κατά την ηλεκτροπαραγωγή. Όμως στους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, όπως τα Α/Π και οι Φ/Β σταθμοί, δεν υπάρχει αντίστοιχη αποθήκευση κινητικής ενέργειας, οπότε η αντικατάσταση συμβατικών σταθμών παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ οδηγεί στη μείωση της συνολικής αδράνειας του συστήματος [27]. Όπως προκύπτει από την Εξίσωση (2.11) μια ανισορροπία μεταξύ της μηχανικής ισχύος εισόδου και της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου των σύγχρονων γεννητριών οδηγεί σε $|ROCOF|$ αντιστρόφως ανάλογο της συνολικής αδράνειας του συστήματος. Επομένως, η μείωση της αδράνειας των ηλεκτρικών δικτύων οδηγεί στη μείωση της σχετικής τους ευστάθειας, αφού τα καθιστά πιο ευάλωτα σε ανισορροπίες παραγωγής και ζήτησης. Αυτός είναι ένας από τους λόγους για τους οποίους η διείσδυση ισχύος των σταθμών ΑΠΕ δεν επιτρέπεται να υπερβεί το 30% στη Γουαδελούπη [27]. Επίσης, η ελάχιστη τιμή της συχνότητας ύστερα από μια διαταραχή εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως το μέτρο της ανισορροπίας ισχύος, η αδράνεια του συστήματος, καθώς και διάφορα δυναμικά χαρακτηριστικά των γεννητριών και των φορτίων [27]. Εάν δεν επαρκεί η πρωτεύουσα εφεδρεία του ΣΗΕ ή αυτή είναι πολύ αργή για να αποφευχθεί επικίνδυνη μείωση της συχνότητας γίνονται αποκοπές φορτίου, λύση προφανώς δυσάρεστη για τους κατοίκους της περιοχής. Στο Ηπειρωτικό Ελληνικό ΣΗΕ οι αποκοπές φορτίου εκκινούν όταν η συχνότητα γίνει μικρότερη των 49 Hz [15]. Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι αποκοπές φορτίου που συμβαίνουν στο Ελληνικό ΣΗΕ ανάλογα με τη συχνότητά του.

Συχνότητα	Αποκοπτόμενο φορτίο (ως % του αρχικού)
Μικρότερη των 49 Hz	10
Μικρότερη των 48.8 Hz	15
Μικρότερη των 48.4 Hz	10
Μικρότερη των 48.2 Hz	10
Συνολική Αποκοπή για μικρότερη των 48.2 Hz	45

Πίνακας 2.2: Απόρριψη φορτίου στο Ηπειρωτικό Ελληνικό ΣΗΕ, σύμφωνα με τη συχνότητα [15]

Ο Κώδικας του ENTSO-E αναφέρει και για εφαρμογή κατάλληλου ελέγχου ώστε μια μονάδα τύπου Γ ή Δ, η οποία είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο ασύγχρονα ή μέσω ηλεκτρονικών ισχύος (π.χ. Φ/Β πάρκο ή Α/Π), να προσφέρει αδρανειακή απόκριση σε συνθήκες υποσυχνότητας. Συγκεκριμένα, οι Διαχειριστές μιας Σύγχρονης Περιοχής του ΣΗΕ της Ευρώπης θα έχουν το δικαίωμα να ζητήσουν από μια μονάδα, ονομαστικής ισχύος άνω του MW , να παρουσιάζει αδρανειακή απόκριση ώστε να περιορίζεται το μέτρο του ROCOF ύστερα από ενδεχόμενη απώλεια παραγωγής μονάδων εντός της Σύγχρονης Περιοχής. Αντίστοιχα, η εφαρμογή της λειτουργίας LFSM-O θα στοχεύει στη μείωση της μέγιστης απόκλισης της συχνότητας. Στο κείμενο “*NC RfG Frequently Asked Questions*” που συνοδεύει τον Κώδικα του ENTSO-E αναφέρεται σχετικά με την αδρανειακή απόκριση ότι μια μελέτη που έγινε στο Ιρλανδικό Σύστημα έδειξε ότι υπάρχει ένα άνω όριο στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής (60–70%) πάνω από το οποίο διακινδυνεύεται η ευστάθεια της συχνότητας. Το άνω όριο περιορίζεται σε αυτό το εύρος διότι στο μέγεθος της συνολικής αδράνειας του συστήματος συμβάλλουν μόνο οι σύγχρονα συνδεδεμένες μονάδες στο δίκτυο. Επομένως, εάν στο Ιρλανδικό Σύστημα τα Α/Π συνέβαλαν στην αδράνεια του συστήματος, σε περίπτωση απώλειας μιας μονάδας μεγάλης ισχύος αυτό θα είχε αυξημένη σχετική ευστάθεια και έτσι θα μπορούσε να επιτευχθεί με ασφάλεια διείσδυση ΑΠΕ μεγαλύτερη από το όριο που προαναφέρθηκε. Η αδρανειακή απόκριση από μη σύγχρονες μονάδες αναφέρεται στο κείμενο αυτό ως γρήγορη (π.χ. εντός 200 ms) έγχυση μεγάλης ποσότητας ενεργού ισχύος στο δίκτυο για μικρό χρονικό διάστημα. Η υλοποίηση αυτής της απόκρισης στο σύστημα ελέγχου αυτών των μονάδων είναι ακόμη υπό ανάπτυξη, αλλά δύο επικρατέστερες επιλογές είναι:

1. Η αύξηση της έγχυσης ενεργού ισχύος να είναι ανάλογη του ROCOF.
2. Η ταχεία απόκριση συχνότητας, κατά την οποία η επιθυμητή έγχυση ισχύος θα ολοκληρώνεται σε μικρό χρονικό διάστημα. Σε περίπτωση που γίνει επιλογή αυτής της μεθόδου, οι Διαχειριστές θα μπορούν να ορίζουν χρόνους απόκρισης των μονάδων μικρότερους από αυτούς που αναφέρθηκαν για την απόκριση συχνότητας προηγουμένως στον Κώδικα του ENTSO-E.

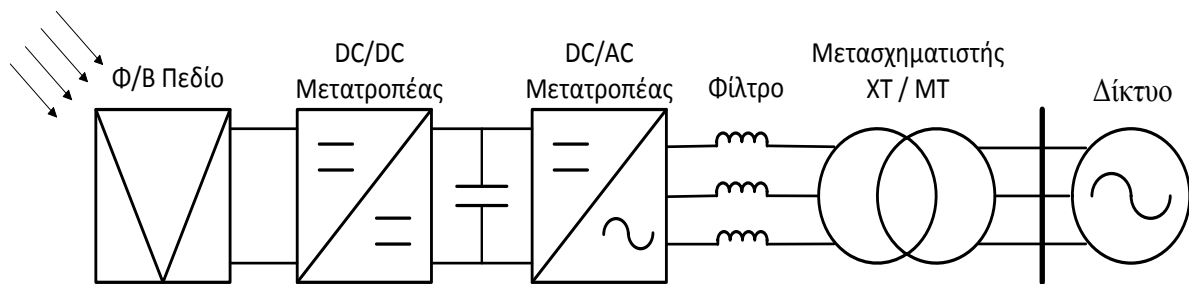
Η 1^η εναλλακτική υιοθετείται για τη ρύθμιση συχνότητας από Α/Π στην αναφορά [17], καθώς και στην παρούσα εργασία ώστε να συμβάλλει το Φ/Β πάρκο στον περιορισμό των τιμών του ROCOF. Παρόμοια στρατηγική ελέγχου με τη 2^η προτεινόμενη του ENTSO-E προτάθηκε στην αναφορά [28] για Φ/Β πάρκο δίχως διαθέσιμο σύστημα αποθήκευσης. Τέλος, η αναφορά [27] αναφέρεται σε Φ/Β πάρκο με σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, έχοντας έτσι τη δυνατότητα να συμβάλλει και στην καταστολή υποσυχνοτήτων.

Κεφάλαιο 3

Τοπολογία & Μοντελοποίηση Φωτοβολταϊκού Σταθμού

Στην παρούσα εργασία θα μελετηθεί η συμβολή ενός Φ/Β πάρκου εγκατεστημένης ισχύος 1 MWp στη ρύθμιση συχνότητας ενός μη διασυνδεδεμένου δικτύου. Το δίκτυο αυτό τροφοδοτείται επιπλέον από έναν θερμικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο Diesel (Ντιζελογεννήτρια) και μια Ανεμογεννήτρια (Α/Γ). Στο Κεφάλαιο αυτό θα αναλυθεί η τοπολογία του Φ/Β πάρκου και του δικτύου και θα αναλυθούν τα μοντέλα που περιγράφουν το κάθε υποσύστημα στις προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν στο υπολογιστικό πακέτο MATLAB/SIMULINK.

Η τοπολογία του Φ/Β πάρκου παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.1.



Σχήμα 3.1: Τοπολογία Φ/Β πάρκου

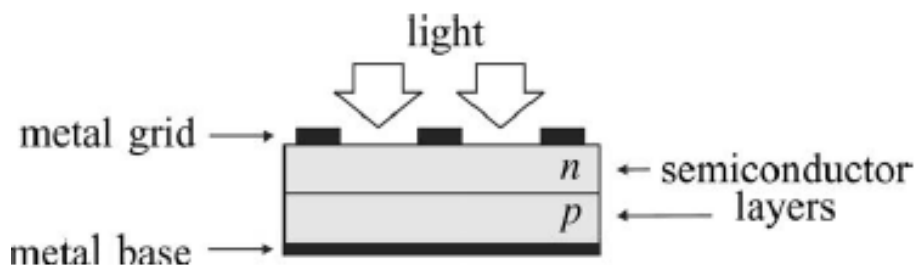
Στο Φ/Β πεδίο η ηλιακή ενέργεια που προσπίπτει στα Φ/Β πλαίσια μετατρέπεται σε ηλεκτρική, χάρη στο Φ/Β φαινόμενο. Η DC τάση που παράγεται από το Φ/Β πεδίο ελέγχεται κατάλληλα από τον DC/DC μετατροπέα ώστε να παράγεται η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς ή ένα συγκεκριμένο ποσοστό αυτής για τη συμβολή του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας. Ύστερα από τον DC/DC μετατροπέα υπάρχει το DC link, του οποίου η τάση διατηρείται σταθερή, σύμφωνα με τον έλεγχο ρεύματος εξόδου του DC/AC μετατροπέα, ώστε να ρυθμίζεται η τάση του Φ/Β πεδίου αποτελεσματικά. Σε σειρά με τον DC/AC μετατροπέα συνδέεται ένα φίλτρο L για την καταστολή των αρμονικών που παράγονται από τη διακοπτική λειτουργία του μετατροπέα. Τέλος, το Φ/Β πάρκο συνδέεται μέσω ενός Μετασχηματιστή (Μ/Σ) ανυψώσεως στον ζυγό ΜΤ του δικτύου.

Στην επόμενη ενότητα θα περιγραφεί το μοντέλο το οποίο προσομοιώνει τη συμπεριφορά του Φ/Β πεδίου, ενώ στις επόμενες περιγράφεται το κάθε υποσύστημα του Φ/Β πάρκου και η μοντελοποίησή του. Επίσης, το ίδιο γίνεται και για τους υπόλοιπους σταθμούς παραγωγής του δικτύου, δηλαδή την Ντιζελογεννήτρια και την Α/Γ.

3.1 Φωτοβολταϊκό Πεδίο

3.1.1 Εισαγωγή στο Φωτοβολταϊκό πεδίο

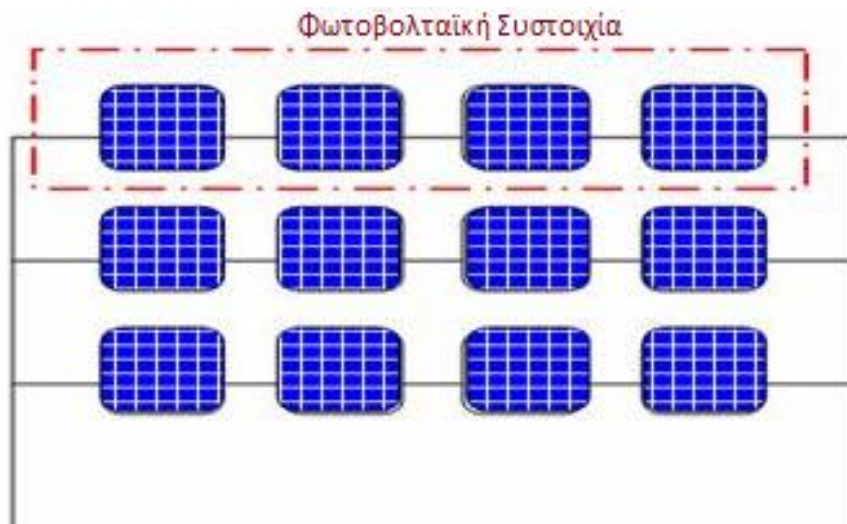
Η θεμελιώδης δομική μονάδα που συνθέτει τη Φ/Β εγκατάσταση είναι το *Φωτοβολταϊκό Στοιχείο (Photovoltaic Cell)*. Ως φωτοβολταϊκό στοιχείο ορίζεται μια διόδος, η οποία μπορεί να είναι $p-n$ ή *Schottky* [29]. Η διόδος αυτή εκμεταλλεύεται το ηλιακό δυναμικό για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η φυσική δομή ενός Φ/Β στοιχείου παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2.



Σχήμα 3.2: Φυσική δομή ενός Φ/Β στοιχείου [30]

Στο Φ/Β στοιχείο προσπίπτουν φωτόνια και όσα διαθέτουν την απαιτούμενη ενέργεια παράγουν *Ζεύγη Οπών – Ηλεκτρονίων (ZOΗ)* εντός της διάταξης. Όσα φωτόνια απορροφηθούν στις περιοχές p ή n , δηλαδή μακριά από την περιοχή απόθησης ηλεκτρικών φορέων, θα δημιουργήσουν ZOΗ που πιθανότατα θα καταστραφούν μέσω επανασύνδεσης [29]. Όσα όμως απορροφηθούν στην περιοχή απόθησης ηλεκτρικών φορέων της διόδου – δηλαδή κοντά στο σημείο της ένωσης του p ημιαγωγού με τον n – θα δημιουργήσουν ZOΗ τα οποία το πιθανότερο είναι να μην καταστραφούν με επανασύνδεση, αλλά να διαχωριστούν από το τοπικό ηλεκτρικό πεδίο της περιοχής αυτής [29]. Γι' αυτό επιδιώκεται για τις Φ/Β διατάξεις να κατασκευάζονται διόδους με μεγάλη περιοχή απόθησης. Έτσι παράγοντας ZOΗ και οδηγώντας τους ηλεκτρικούς φορείς σε ωμικές επαφές προκύπτει ροή ρεύματος στο Φ/Β στοιχείο. Περισσότερα σχετικά με τη λειτουργία και τα χαρακτηριστικά των Φ/Β στοιχείων μπορούν να βρεθούν στις αναφορές [29], [31], [32].

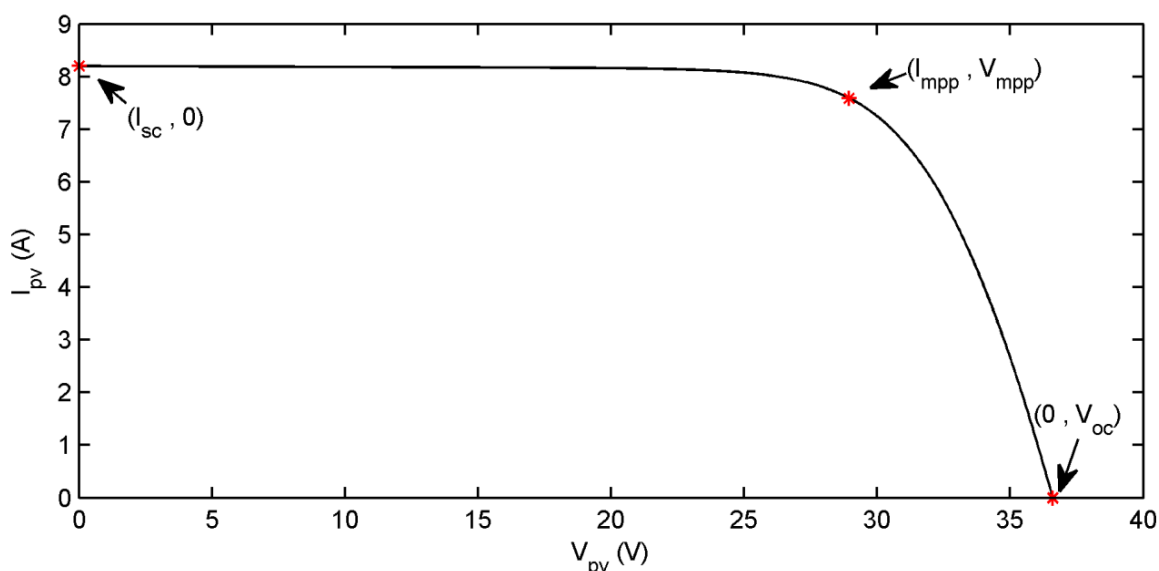
Όταν εκτίθεται το Φ/Β στοιχείο σε ηλιακή ακτινοβολία συμπεριφέρεται ως μια διόδος $p-n$ σε ορθή πόλωση και έτσι παράγεται στα άκρα της μια τάση της τάξεως των 0.7 V . Επειδή η παραγόμενη ισχύς ενός Φ/Β στοιχείου είναι πολύ μικρή – όχι μεγαλύτερη των 5 Wp – για διατάξεις ισχύος συνδέονται πολλά Φ/Β στοιχεία σε σειρά ώστε να παράξουν τάση πολλαπλάσια του πλήθους τους. Αυτό το σύνολο των Φ/Β στοιχείων αποτελεί το *Φωτοβολταϊκό Πλαίσιο (PV Module)*. Συνήθεις τιμές εν σειρά στοιχείων σε ένα Φ/Β πλαίσιο είναι 60 ή 72. Εάν η τάση που παράγει ένα Φ/Β πλαίσιο δεν επαρκεί για την εφαρμογή που μελετάται τότε συνδέονται όσα πλαίσια σε σειρά απαιτούνται ώστε να προκύψει η επιθυμητή τάση στην έξοδο της διάταξης. Το σύνολο αυτών των Φ/Β πλαισίων παράγουν μια *Φωτοβολταϊκή Συστοιχία (PV Array)*. Εάν το ρεύμα που εξέρχεται από τη συστοιχία πλαισίων έχει τιμή μικρότερη από την επιθυμητή του συνολικού συστήματος μπορούν να συνδεθούν πολλές συστοιχίες παράλληλα ώστε αθροιστικά να οδηγήσουν το ρεύμα της εγκατάστασης στην επιθυμητή του τιμή. Συνολικά το σύστημα με όλα τα Φ/Β πλαίσια μαζί ονομάζεται *Φωτοβολταϊκό Πεδίο (PV Field)*. Δηλαδή, το Φ/Β πεδίο είναι ο φυσικός χώρος που εγκαθίστανται όλα τα πλαίσια. Για να γίνει περισσότερο κατανοητή η διάταξη ενός Φ/Β πεδίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.3 ένα παράδειγμα ενός πεδίου με τέσσερα Φ/Β πλαίσια σε σειρά συνδεδεμένα ανά Φ/Β συστοιχία και τρεις Φ/Β συστοιχίες παράλληλα συνδεδεμένες.



Σχήμα 3.3: Παράδειγμα Φ/Β πεδίου με τρεις συστοιχίες και τέσσερα πλαίσια ανά συστοιχία

3.1.2 Μοντελοποίηση Φωτοβολταϊκού πεδίου

Τα Φ/Β πλαίσια έχουν μια χαρακτηριστική ρεύματος – τάσεως μη γραμμική και μια τυπική I-V καμπύλη παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.4.

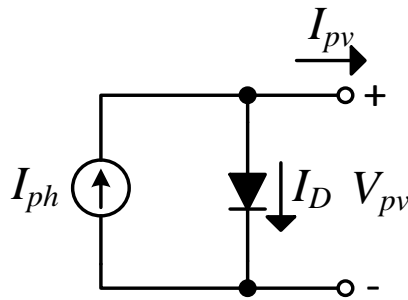


Σχήμα 3.4: Τυπική χαρακτηριστική I-V ενός Φ/Β πλαισίου

Στην I-V καμπύλη του Σχήματος 3.4 επισημαίνονται τα κρίσιμα σημεία της, τα οποία είναι το ζεύγος ρεύματος – τάσεως που παράγει τη μέγιστη ισχύ (I_{mpp}, V_{mpp}), το ρεύμα βραχυκύκλωσης (I_{sc}) και η τάση ανοικτοκύκλωσης (V_{oc}).

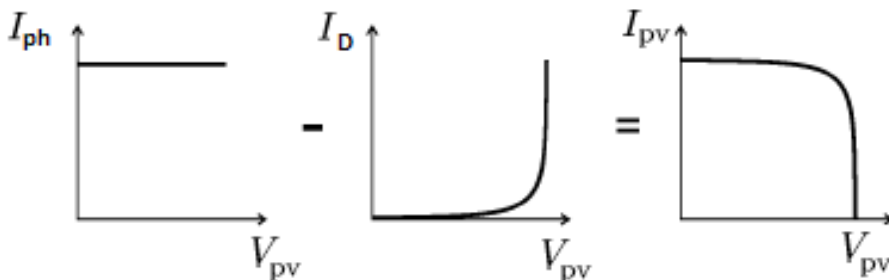
Διάφοροι ερευνητές έχουν προτείνει εναλλακτικά μοντέλα που να δίνουν την παραπάνω μη γραμμική συμπεριφορά ενός πλαισίου. Αυτά ποικίλουν σε ακρίβεια, πολυπλοκότητα και απαιτούμενο αριθμό παραμέτρων που θα πρέπει να είναι γνωστές, οπότε αναλόγως την εφαρμογή επιλέγεται το καταλληλότερο.

Το απλούστερο μοντέλο αναπαράστασης ενός Φ/Β πλαισίου είναι το εξιδανικευμένο, το οποίο περιλαμβάνει μια πηγή ρεύματος παράλληλα συνδεδεμένη με μια δίοδο (Σχήμα 3.5) [29], [30].



Σχήμα 3.5: Μοντέλο ιδανικού Φ/Β πλαισίου

Από το ισοδύναμο κύκλωμα του Σχήματος 3.5 προκύπτει η I-V χαρακτηριστική που ακολουθεί:



Σχήμα 3.6: I-V χαρακτηριστική μοντέλου ιδανικού Φ/Β πλαισίου [30]

Το φωτόρευμα I_{ph} εξαρτάται από τα παραγόμενα ΖΟΗ εντός της διάταξης και αυτά συνδέονται άμεσα με την πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στο Φ/Β πλαίσιο, καθώς και με τη θερμοκρασία εντός αυτού. Συγκεκριμένα το φωτόρευμα είναι ευθέως ανάλογο της ισχύος της ακτινοβολίας και δίνεται από την ακόλουθη σχέση [30], [33]:

$$I_{ph} = [I_{ph,n} + K_{I,sc}(T - T_n)] G/G_n \quad (3.1)$$

Το $K_{I,sc}$ (A/K) είναι ένας συντελεστής που εκφράζει την εξάρτηση του φωτορεύματος από τη θερμοκρασία, το T (K) είναι η θερμοκρασία εντός του Φ/Β στοιχείου και το G (W/m^2) είναι η πυκνότητα ισχύος της ακτινοβολίας. Αναφέρεται εδώ ότι η θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι διαφορετική αυτής εντός του Φ/Β στοιχείου, με την τελευταία να είναι σημαντικά μεγαλύτερη. Το $I_{ph,n}$ (A) είναι το φωτόρευμα που παράγεται σε κάποια πρότυπη συνθήκη λειτουργίας και τα T_n (K), G_n (W/m^2) είναι η θερμοκρασία του στοιχείου και η πυκνότητα ισχύος ακτινοβολίας αντίστοιχα στις πρότυπες αυτές συνθήκες. Συνηθίζεται οι παράμετροι των Φ/Β πλαισίων που δίνονται στα τεχνικά τους χαρακτηριστικά να αναφέρονται σε *Standard Test Conditions* (STC). Οι STC αντιστοιχούν σε [29], [30]:

$$G_n = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$T_n = 25^\circ \text{C}$$

AM1.5

Το AM1.5 δίνει πληροφορία για το φάσμα της προσπίπτουσας ακτινοβολίας στο Φ/Β πλαίσιο. Επίσης, οι παραμέτροι του Φ/Β πλαισίου δίνονται από μερικούς κατασκευαστές και στη *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), η οποία αντιστοιχεί στη θερμοκρασία που αναπτύσσεται στο πλαίσιο όταν η θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι 20°C , η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας είναι $G = 800 \text{ W/m}^2$ και η ταχύτητα του ανέμου ισούται με 1 m/s . Συνήθεις τιμές της NOCT για εμπορικά Φ/Β πλαίσια, βάσει

των τεχνικών τους χαρακτηριστικών, κυμαίνονται μεταξύ 42–52°C. Η αναφορά τυπικών παραμέτρων εμπορικά διαθέσιμων πλαισίων στην ενότητα αυτή προέρχεται από τα τεχνικά χαρακτηριστικά δώδεκα τυχαία επιλεγμένων Φ/Β πλαισίων διαφόρων εταιριών.

Για τον υπολογισμό του ρεύματος της διόδου του μοντέλου ενός Φ/Β πλαισίου απαιτείται εύρεση της θερμικής τάσης (V_t) της, η οποία δίνεται από τον ακόλουθο τύπο [33]:

$$V_t = n_{cells} \frac{kT}{q} \quad (3.2)$$

Όπου k η σταθερά Boltzmann ($k = 1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K), q το ηλεκτρικό φορτίο ενός ηλεκτρονίου ($q = 1.602 \cdot 10^{-19}$ C) και n_{cells} το πλήθος των Φ/Β στοιχείων που συνδέονται σε σειρά ώστε να συνθέσουν ένα Φ/Β πλαίσιο.

Η διόδος του ισοδύναμου κυκλώματος εκφράζει το ρεύμα διάχυσης του Φ/Β στοιχείου. Το ρεύμα αυτό εξαρτάται από την τάση στα άκρα της, όπως καθορίζει η ακόλουθη σχέση [19], [29] – [32]:

$$I_D = I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{pv}}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad (3.3)$$

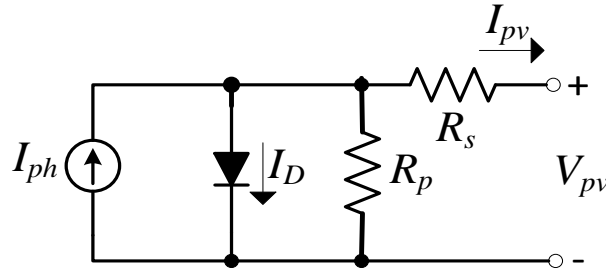
Όπου I_{sat} είναι το ρεύμα κορεσμού της διόδου και a ο συντελεστής ποιότητας του Φ/Β πλαισίου ($a \geq 1$). Αυτός ο συντελεστής εκφράζει το ότι μόνο η τάση (V_{pv}/a) εφαρμόζεται στην περιοχή απόθησης φορέων της διάταξης [29].

Το ιδανικό μοντέλο ενός Φ/Β πλαισίου που περιγράφηκε έως τώρα υστερεί σημαντικά σε ακρίβεια και γι' αυτό δε χρησιμοποιείται συχνά σε σχετικές μελέτες. Για την ακριβέστερη μοντελοποίηση ενός Φ/Β πλαισίου απαιτείται η αναπαράσταση πρόσθετων ηλεκτρικών στοιχείων στο ισοδύναμο ηλεκτρικό κύκλωμά του, όπως μια αντιστάση σειράς, μια αντίσταση παράλληλα συνδεδεμένη με την πηγή φωτορεύματος, μια επιπλέον πηγή ρεύματος, ένας πυκνωτής, καθώς και δεύτερη ή ακόμη και τρίτη διόδος [30].

Η αντίσταση σειράς (R_s) εκφράζει την πτώση τάσης που προκύπτει εντός της διάταξης όταν αυτή διαρρέεται από ρεύμα. Αυτή εμφανίζεται στο υπόστρωμα του στοιχείου, στις ωμικές του επαφές και στις καλωδιώσεις. Η ισοδύναμη αντίσταση σειράς μειώνεται όσο μεγαλύτερη επιφάνεια έχει το Φ/Β στοιχείο και όσο μεγαλύτερη είναι η συγκέντρωση των φορέων πλειονότητας του ημιαγωγού, ο οποίος εκτίθεται στην ακτινοβολία (τύπου n για στοιχείο από Si). Η παράλληλα συνδεδεμένη αντίσταση (R_p) μοντελοποιεί τα ρεύματα διαρροής της διόδου $p-n$ κάθε Φ/Β στοιχείου [30]. Η δεύτερη διόδος χρησιμοποιείται για να μοντελοποιήσει την επανασύνδεση των ΖΟΗ εντός του όγκου του υλικού (συνήθως όχι σημαντική), καθώς και στην επιφάνεια που συνδέει τον ημιαγωγό με την ωμική επαφή [29], [34]. Σε πολυκρυσταλλικά Φ/Β στοιχεία οι επανασυνδέσεις είναι περισσότερες σε σύγκριση με τα μονοκρυσταλλικά. Επιπλέον, σε ημιαγωγούς άμεσου ενεργειακού διακένου (π.χ. $GaAs$) προκύπτουν περισσότερες απώλειες επανασύνδεσης σε σχέση με τους ημιαγωγούς έμμεσου διακένου (π.χ. Si). Επίσης, οι βαθιές ενεργειακές στάθμες στο διάκενο του ημιαγωγού, οι οποίες δημιουργούνται από διάφορες κατασκευαστικές ατέλειες, συνεισφέρουν στις επανασυνδέσεις εντός του όγκου του υλικού. Η τρίτη διόδος που έχει προταθεί στη βιβλιογραφία έχει στόχο να συμπεριληφθούν στη μοντελοποίηση και τα ρεύματα διαρροής στην περιφέρεια του Φ/Β στοιχείου [34], [35]. Η επιπλέον πηγή ρεύματος χρησιμοποιείται ώστε να περιγράφεται επαρκώς η λειτουργία του Φ/Β στοιχείου όταν αυτό είναι ανάστροφα πολωμένο [36]. Ο όρος αυτός περιλαμβάνεται στο μοντέλο όταν μελετάται η συμπεριφορά του Φ/Β πλαισίου σε συνθήκες μερικής σκίασης. Ως μερική σκίαση αναφέρεται η περίπτωση όπου μερικά από τα Φ/Β στοιχεία που συνθέτουν ένα πλαίσιο εκτίθενται σε ένταση ηλιακής ακτινοβολίας G_1 , ενώ τα υπόλοιπα σκιάζονται, δηλαδή εκτίθενται σε ένταση ακτινοβολίας $G_2 \ll G_1$. Σε αυτήν την περίπτωση άγουν οι λεγόμενες διόδοι παράκαμψης (*bypass diodes*) του πλαισίου

ώστε να προστατευθεί αυτό από τοπική υπερθέρμανση που ενδέχεται να οδηγήσει στην εμφάνιση *θερμών κηλίδων* (*hot spots*). Θερμή κηλίδα είναι η μόνιμη βλάβη που συμβαίνει στον ημιαγωγό από υπερβολική αύξηση της θερμοκρασίας του. Ένα πλαίσιο συνήθως περιλαμβάνει 0–6 διόδους παράκαμψης.

Στην παρούσα εργασία θα χρησιμοποιηθεί το μοντέλο με μια πηγή ρεύματος, μια δίοδο και δύο αντιστάσεις. Το ισοδύναμο του κύκλωμα παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.7.



Σχήμα 3.7: Ισοδύναμο κύκλωμα Φ/Β πλαισίου που χρησιμοποιήθηκε

Βάσει του ισοδυνάμου κυκλώματος του Σχήματος 3.7, η σχέση που συνδέει την τάση του Φ/Β πλαισίου (V_{pv}) με το ρεύμα του (I_{pv}) είναι η ακόλουθη [30]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv}R_s}{R_p} \quad (3.4)$$

Η παραπάνω εξίσωση δεν έχει αναλυτική λύση και γι' αυτό η εύρεση του I_{pv} για δεδομένο V_{pv} προκύπτει με επαναληπτικές αριθμητικές μεθόδους. Στην εξίσωση αυτή οι παράμετροι που πρέπει να είναι γνωστές ώστε να καθοριστεί για κάποιο V_{pv} το αντίστοιχο I_{pv} είναι το ρεύμα κορεσμού της διόδου (I_{sat}) και ο συντελεστής ποιότητάς της (a), το φωτόρευμα (I_{ph}), η θερμική τάση (V_t), καθώς και οι αντιστάσεις R_s και R_p . Οι παράμετροι αυτοί μεταβάλλονται ανάλογα με τις μετεωρολογικές συνθήκες λειτουργίας του Φ/Β πλαισίου (G, T) και ο προσδιορισμός των τιμών τους απαιτεί τη χρήση μερικών παραμέτρων που δίνονται στα τεχνικά χαρακτηριστικά των πλαισίων, καθώς και κάποιων απλοποιητικών παραδοχών.

Ξεκινώντας με την εύρεση του I_{ph} αυτό υπολογίζεται σύμφωνα με την Εξίσωση (3.1) που αναπτύχθηκε για το ιδανικό μοντέλο Φ/Β πλαισίου. Το φωτόρευμα σε STC ($I_{ph,n}$) υπολογίζεται μελετώντας τη λειτουργία του Φ/Β πλαισίου σε συνθήκες βραχυκύκλωσης. Από την Εξίσωση (3.4) θέτοντας $I_{pv} = I_{sc,n}$ και $V_{pv} = 0$ και γνωρίζοντας ότι ισχύει $I_{sat} \left[\exp\left(\frac{I_{sc,n}R_s}{aV_t}\right) - 1 \right] \approx 0$ [30] έχουμε:

$$I_{ph,n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{sc,n} \quad (3.5)$$

Η θερμική τάση του Φ/Β πλαισίου υπολογίζεται από την Εξίσωση (3.2). Ο συντελεστής ποιότητας του Φ/Β πλαισίου (a) συνήθως λαμβάνει τιμές μεταξύ 1–1.9 [30], [37]. Ο συντελεστής αυτός μειώνεται καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία [37], αλλά στο μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία λαμβάνεται σταθερός και ίσος με 1.3.

Το ρεύμα κορεσμού της διόδου εξαρτάται από τη θερμοκρασία, όπως ορίζει η επόμενη εξίσωση [30]:

$$I_{sat} = \frac{I_{sc,n} + K_{I,sc}(T - T_n)}{\exp\left[\frac{V_{oc,n} + K_{V,oc}(T - T_n)}{aV_t}\right] - 1} \quad (3.6)$$

Όπου $K_{V,oc}$ (V/K) είναι ένας συντελεστής που εκφράζει την εξάρτηση της τάσεως ανοικτοκυκλώσεως του Φ/Β πλαισίου από τη θερμοκρασία.

Οι μόνοι παράμετροι που απομένει να υπολογιστούν ώστε να ολοκληρωθεί το μοντέλο ενός Φ/Β πλαισίου είναι οι αντιστάσεις R_s, R_p . Σε ένα μοντέλο πολύ μεγάλης ακρίβειας οι αντιστάσεις αυτές θα έπρεπε να εξαρτώνται από τη θερμοκρασία [37], αλλά στην παρούσα εργασία λαμβάνονται σταθερές και ίσες με αυτές που υπολογίζονται ακολούθως σε STC.

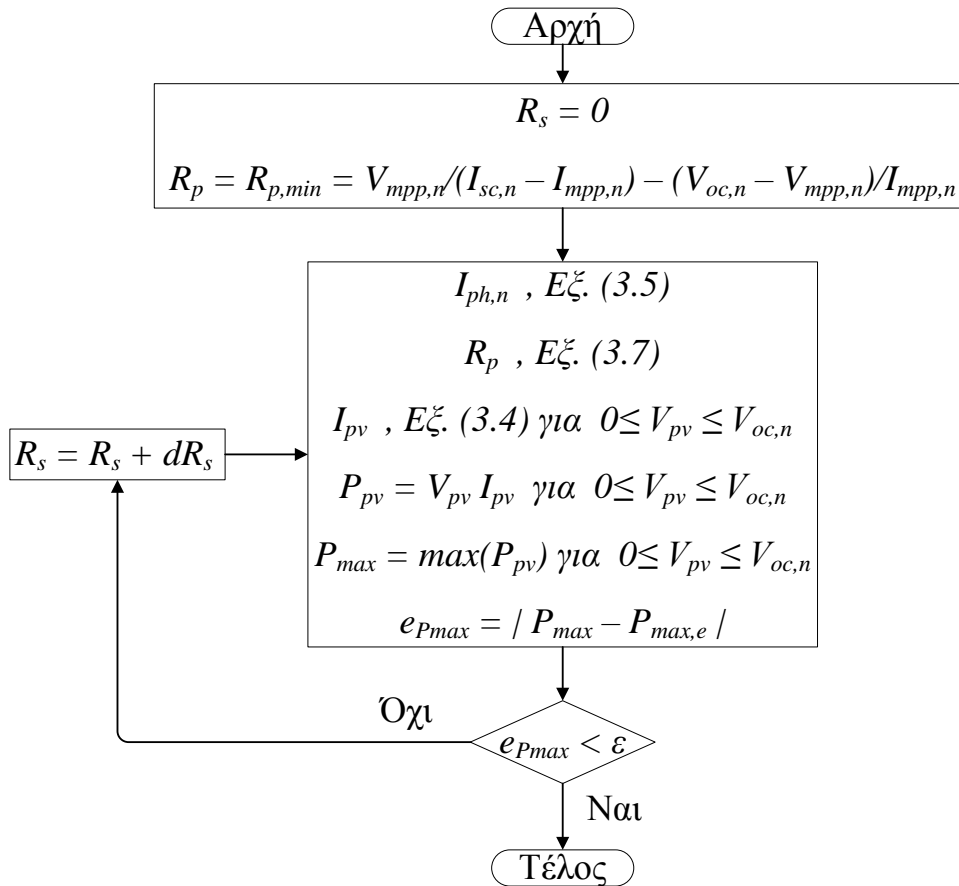
Στην αναφορά [30] προτείνεται να υπολογισθούν οι αντιστάσεις βασιζόμενοι στο ότι μόνο ένα ζεύγος (R_s, R_p) εξασφαλίζει ότι η μέγιστη παραγόμενη Φ/Β ισχύς σε STC που υπολογίζεται από την Εξίσωση (3.4) ταυτίζεται με αυτήν που δίνεται στο *Datasheet* του Φ/Β πλαισίου ($P_{max,e}$). Εξισώνοντας τις δύο προαναφερθείσες ισχύεις και υπολογίζοντας τις παραμέτρους I_{ph}, I_{sat} και V_t για STC ($T = (25 + 273)K, G = 1000 W/m^2$) προκύπτει ότι [30]:

$$P_{max,e} = V_{mpp,n} \left\{ I_{ph,n} - I_{sat,n} \left[\exp \left(\frac{V_{mpp,n} + I_{mpp,n} R_s}{aV_{t,n}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mpp,n} + I_{mpp,n} R_s}{R_p} \right\}$$

Λύνοντας την παραπάνω εξίσωση ως προς R_p προκύπτει η εξίσωση υπολογισμού της R_p , εφόσον είναι γνωστή η R_s [30]:

$$R_p = \frac{V_{mpp,n}(V_{mpp,n} + I_{mpp,n} R_s)}{V_{mpp,n} \left\{ I_{ph,n} - I_{sat,n} \left[\exp \left(\frac{V_{mpp,n} + I_{mpp,n} R_s}{aV_{t,n}} \right) - 1 \right] \right\} - P_{max,e}} \quad (3.7)$$

Η επαναληπτική διαδικασία η οποία εκτελείται ώστε να καθοριστούν τα R_s, R_p σε διακριτά βήματα απεικονίζεται σε μορφή διαγράμματος ροής στο Σχήμα 3.8.



Σχήμα 3.8: Διάγραμμα ροής υπολογισμού R_s, R_p [30]

Όπως φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα ροής, αρχικά τίθεται $R_s = 0$, $R_p = R_{p,min}$. Ύστερα υπολογίζονται τα προκύπτοντα $I_{ph,n}$ και R_p σύμφωνα με τις Εξισώσεις (3.5) και (3.7). Στη συνέχεια, υπολογίζονται τα I_{pv} και P_{pv} για V_{pv} από 0 έως και $V_{oc,n}$ ανά ένα σταθερό βήμα. Στην παρούσα εργασία το βήμα μεταβολής της V_{pv} επιλέχθηκε ίσο με 0.1 V. Έχοντας υπολογίσει το P_{pv} για V_{pv} από 0 έως και $V_{oc,n}$ υπολογίζεται η μέγιστη τιμή αυτών (P_{max}). Εάν το μέτρο του σφάλματος ($e_{p,max}$) μεταξύ της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος σε STC που υπολογίστηκε βάσει των (R_s, R_p) και αυτής που δίνεται από το datasheet ($P_{max,e}$) είναι μικρότερο από μια προκαθορισμένη μικρή σταθερά ε τότε επιλέγονται οι συγκεκριμένες τιμές αντιστάσεως. Διαφορετικά, αυξάνεται το R_s κατά μια μικρή σταθερά dR_s και επαναλαμβάνονται οι παραπάνω υπολογισμοί. Ως μέγιστο επιτρεπόμενο σφάλμα μέγιστης ισχύος στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε $\varepsilon = 10mW$, ενώ το βήμα αύξησης της αντιστάσεως σειράς λήφθηκε ίσο με $dR_s = 0.1m\Omega$.

Έχοντας αναλύσει το μοντέλο του Φ/Β πλαισίου που χρησιμοποιήθηκε, στους Πίνακες 3.1 και 3.2 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά του Φ/Β πλαισίου που δίνονται από το datasheet και αυτά που προέκυψαν από το μοντέλο σε STC αντίστοιχα.

Παράμετρος	Τιμή
$I_{mpp,n}$	7.6 A
$V_{mpp,n}$	28.9 V
$P_{mpp,n}$	219.64 W
$I_{sc,n}$	8.2 A
$V_{oc,n}$	36.6 V
$K_{V,oc}$	0.065 % ή 0.0053 A/K
$K_{I,sc}$	-0.36 % ή -0.1318 V/K

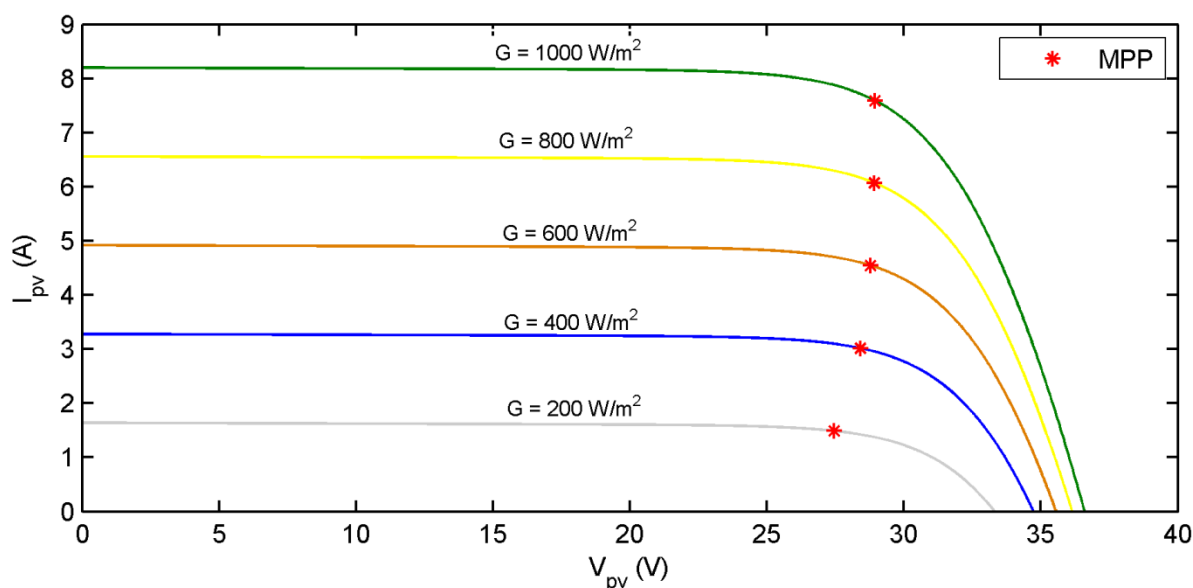
Πίνακας 3.1: Παράμετροι Φ/Β πλαισίου σύμφωνα με το Datasheet, σε STC

Παράμετρος	Τιμή
$I_{mpp,n}$	7.6 A
$V_{mpp,n}$	28.9 V
$P_{mpp,n}$	219.64 W
$I_{sc,n}$	8.2 A
$V_{oc,n}$	36.59 V
$I_{ph,n}$	8.204 A
$I_{sat,n}$	957.4 μ A
a	1.3
R_s	0.303 Ω
R_p	630.68 Ω

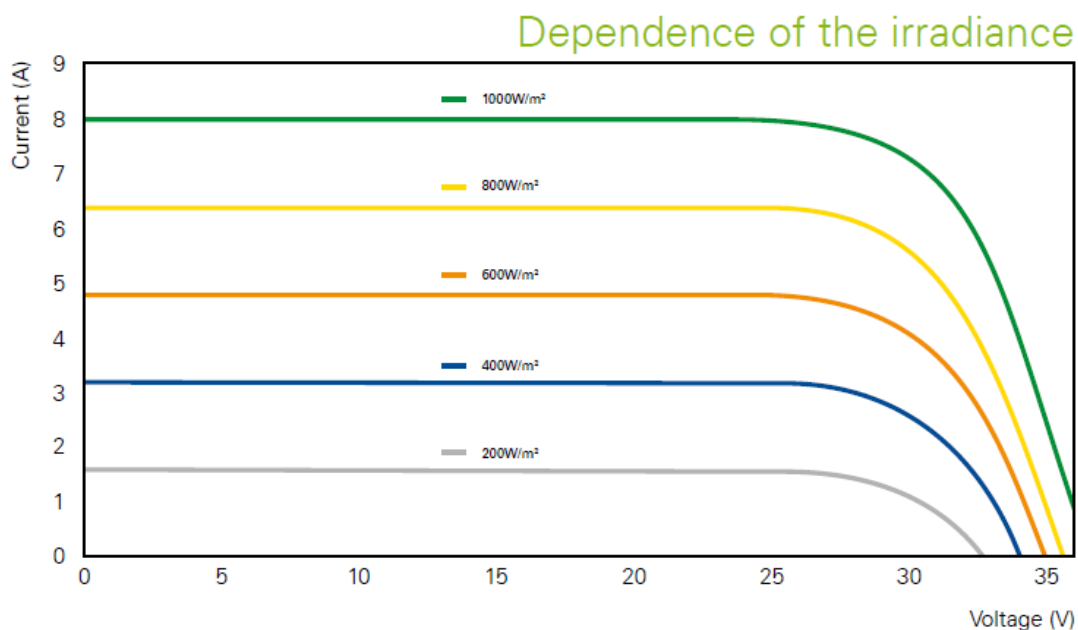
Πίνακας 3.2: Παράμετροι μοντέλου Φ/Β πλαισίου, σε STC

Τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε παρουσιάζονται και μέσω I-V, P-V χαρακτηριστικών για διάφορα G, T στα Σχήματα 3.9, 3.11, 3.13, 3.14. Στα σχήματα αυτά παρουσιάζεται και το MPP της κάθε καμπύλης με '*'. Στα Σχήματα 3.10 και 3.12 παρουσιάζονται σε αντιπαραβολή, όπως και στην αναφορά [19], οι χαρακτηριστικές I-V για μεταβαλλόμενη ένταση ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασία πλαισίου αντίστοιχα, που προέκυψαν από μετρήσεις επί του Φ/Β πλαισίου που μοντελοποιήθηκε, σύμφωνα με το

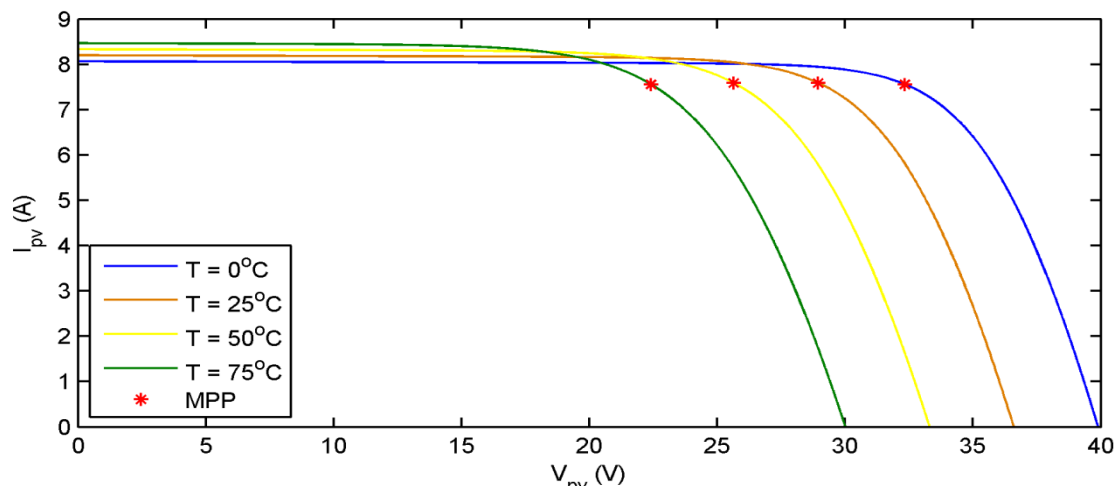
datasheet του. Από τα Σχήματα 3.9–12 προκύπτει ότι το μοντέλο του Φ/Β πλαισίου που αναπτύχθηκε δίνει αποτελέσματα που αποκλίνουν ελάχιστα από τις μετρήσεις του πλαισίου.



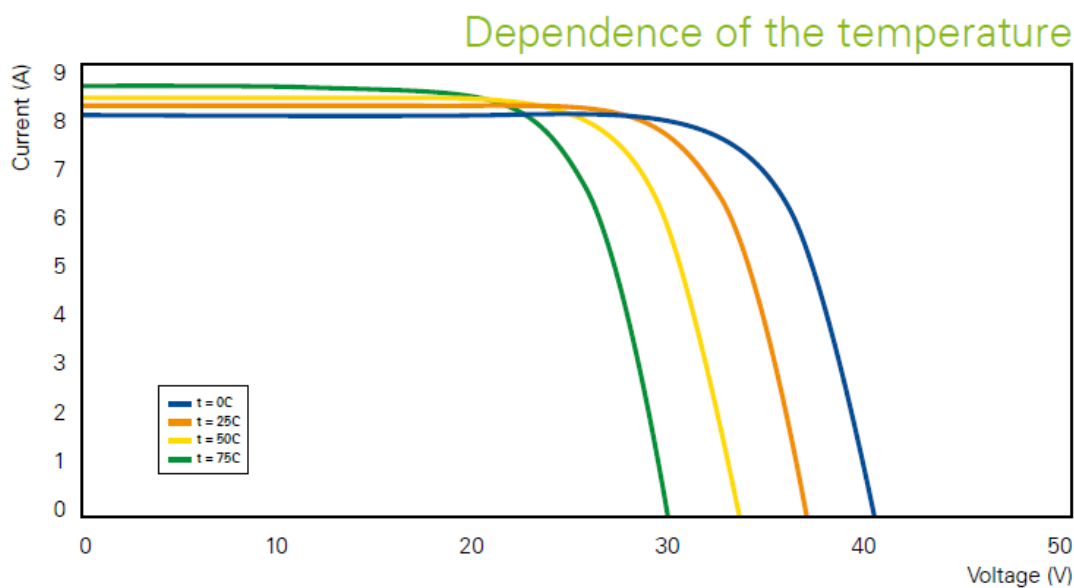
Σχήμα 3.9: Χαρακτηριστική I-V του μοντέλου του Φ/Β πλαισίου για μεταβαλλόμενη ένταση ηλιακής ακτινοβολίας και $T = 25^\circ C$



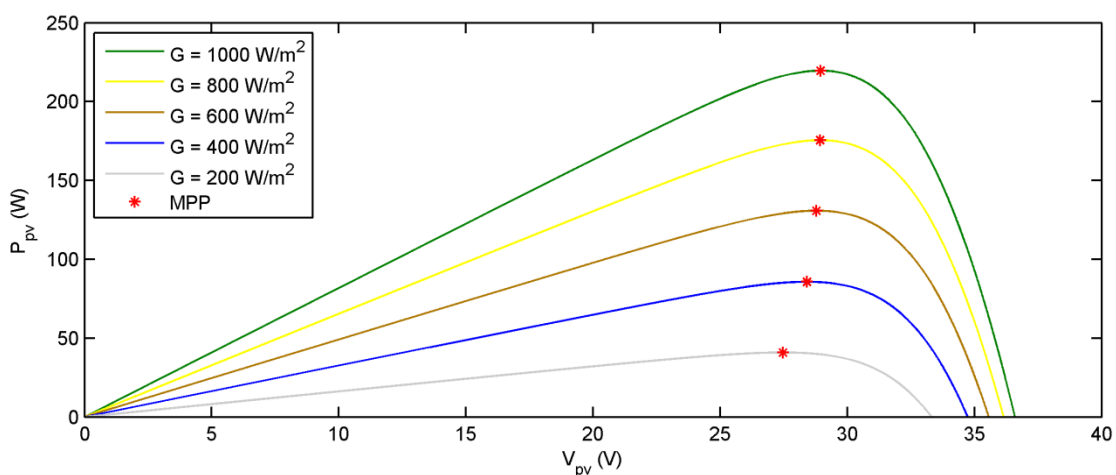
Σχήμα 3.10: Χαρακτηριστική I-V από μετρήσεις του Φ/Β πλαισίου, σύμφωνα με το Datasheet του για μεταβαλλόμενη ένταση ηλιακής ακτινοβολίας και $T = 25^\circ C$



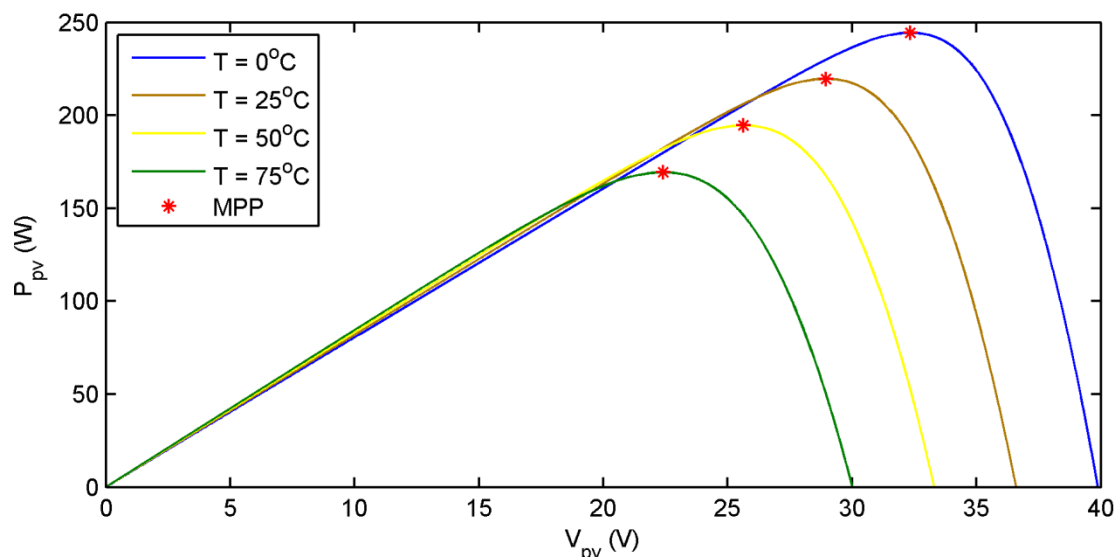
Σχήμα 3.11: Χαρακτηριστική I-V του μοντέλου του Φ/Β πλαισίου για μεταβαλλόμενη θερμοκρασία πλαισίου και $G = 1000 \text{ W/m}^2$



Σχήμα 3.12: Χαρακτηριστική I-V από μετρήσεις του Φ/Β πλαισίου, σύμφωνα με το Datasheet του για μεταβαλλόμενη θερμοκρασία πλαισίου και $G = 1000 \text{ W/m}^2$



Σχήμα 3.13: Χαρακτηριστική P-V του μοντέλου του Φ/Β πλαισίου για μεταβαλλόμενη ένταση ηλιακής ακτινοβολίας και $T = 25^\circ \text{C}$



Σχήμα 3.14: Χαρακτηριστική P-V του μοντέλου του Φ/B πλαισίου για μεταβαλλόμενη θερμοκρασία πλαισίου και $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Το Φ/B πεδίο του σταθμού που μελετάται αποτελείται από 4.600 Φ/B πλαίσια, άρα η ονομαστική του ισχύς είναι ίση με $4600 \cdot 219.64 \text{ Wp} = 1.01 \text{ MWp}$. Σε Φ/B πάρκα μεγάλης ισχύος είναι σύνηθες τα Φ/B πλαίσια να ομαδοποιούνται, με την κάθε ομάδα να συνδέεται και ελέγχεται από διαφορετικό μετατροπέα ισχύος. Μερικοί λόγοι για τους οποίους επιλέγεται αυτό είναι η αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος, καθώς και ο καλύτερος έλεγχος των επιμέρους ομάδων Φ/B πλαισίων. Στο Φ/B πάρκο του 1 MWp της παρούσας εργασίας θα χρησιμοποιηθεί ένας μετατροπέας για όλα τα Φ/B πλαίσια ώστε να μειωθεί η υπολογιστική πολυπλοκότητα των προσομοιώσεων και να απλοποιηθεί η διάταξη. Συγκεκριμένα, θα υπάρχουν $N_p = 230$ συστοιχίες Φ/B πλαισίων παράλληλα συνδεδεμένες, με την κάθε μια να αποτελείται από $N_s = 20$ πλαίσια συνδεδεμένα σε σειρά. Το μοντέλο του Φ/B που αναπτύχθηκε στην ενότητα αυτή αναφέρεται σε ένα μεμονωμένο Φ/B πλαίσιο, αλλά η εξαγωγή του ρεύματος του Φ/B πεδίου από αυτό είναι ιδιαίτερα απλή. Συγκεκριμένα, η τάση που δίνεται στο μοντέλο ώστε να υπολογιστεί το ρεύμα θα έχει προκύψει από τη μέτρηση στα άκρα του Φ/B πεδίου διαιρεμένη με το N_s , ενώ το ρεύμα που θα υπολογίζεται μέσω του μοντέλου του Φ/B πλαισίου θα πολλαπλασιάζεται με N_p ώστε να προκύπτει το ρεύμα του Φ/B πεδίου. Τα στοιχεία του μοντέλου του Φ/B πεδίου που εξετάζεται παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3.

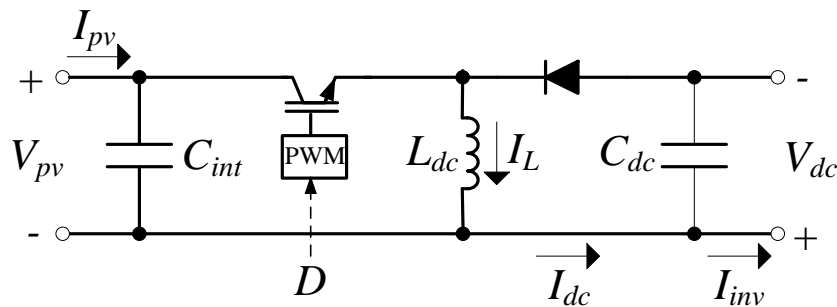
Παράμετρος	Τιμή
N_s	20
N_p	230
$I_{mpp,n}$	1748 A
$V_{mpp,n}$	578 V
$P_{mpp,n}$	1.01 MW
$I_{sc,n}$	1886 A
$V_{oc,n}$	731.8 V

Πίνακας 3.3: Παράμετροι μοντέλου Φ/B πεδίου, σε STC

3.2 DC/DC Μετατροπέας

3.2.1 Τοπολογία DC/DC μετατροπέα

Το Φ/Β πεδίο, του οποίου η μοντελοποίηση περιγράφηκε στην Ενότητα 3.1, συνδέεται με έναν DC/DC Μετατροπέα. Ο DC/DC μετατροπέας που επιλέχθηκε είναι ο *buck-boost*, ο οποίος συνδυάζει τη λειτουργία των DC/DC μετατροπέων ανύψωσης και υποβιβασμού τάσεως. Η κυκλωματική αναπαράσταση του buck-boost μετατροπέα παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.15. Στην τοπολογία προστέθηκε και ένας ενδιάμεσος πυκνωτής (χωρητικότητας C_{int}), ώστε να μειωθεί η κυμάτωση της τάσεως του Φ/Β πεδίου [19].



Σχήμα 3.15: Buck-boost DC/DC μετατροπέας

Χάριν απλότητας οι ημιαγωγικοί διακόπτες και τα στοιχεία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (πηνία και πυκνωτές) επιλέχθηκε να προσομοιωθούν ως ιδανικά. Από την τοπολογία του buck-boost μετατροπέα έχουμε ότι για όσο χρονικό διάστημα άγει ο πλήρως ελεγχόμενος ημιαγωγικός διακόπτης, ο οποίος στην παρούσα εργασία μπορεί να θεωρηθεί IGBT, η δίοδος βρίσκεται σε αποκοπή και η πλευρά του DC link τροφοδοτείται από τον πυκνωτή χωρητικότητας C_{dc} . Παράλληλα, το ρεύμα I_{pv} οδηγείται στον πυκνωτή χωρητικότητας C_{int} και στο πηνίο αυτεπαγωγής L_{dc} . Όσο το IGBT βρίσκεται σε αποκοπή το I_{pv} φορτίζει τον ενδιάμεσο πυκνωτή (χωρητικότητας C_{int}) – με τη δίοδο να άγει – ενώ τα ρεύματα του πηνίου και του πυκνωτή του DC link συνθέτουν το ρεύμα της DC πλευράς του DC/AC μετατροπέα. Στο Σχήμα 3.16 παρουσιάζονται τα δύο ισοδύναμα κυκλώματα που αντιστοιχούν στη λειτουργία του DC/DC μετατροπέα, ανάλογα με την κατάσταση αγωγής του IGBT.

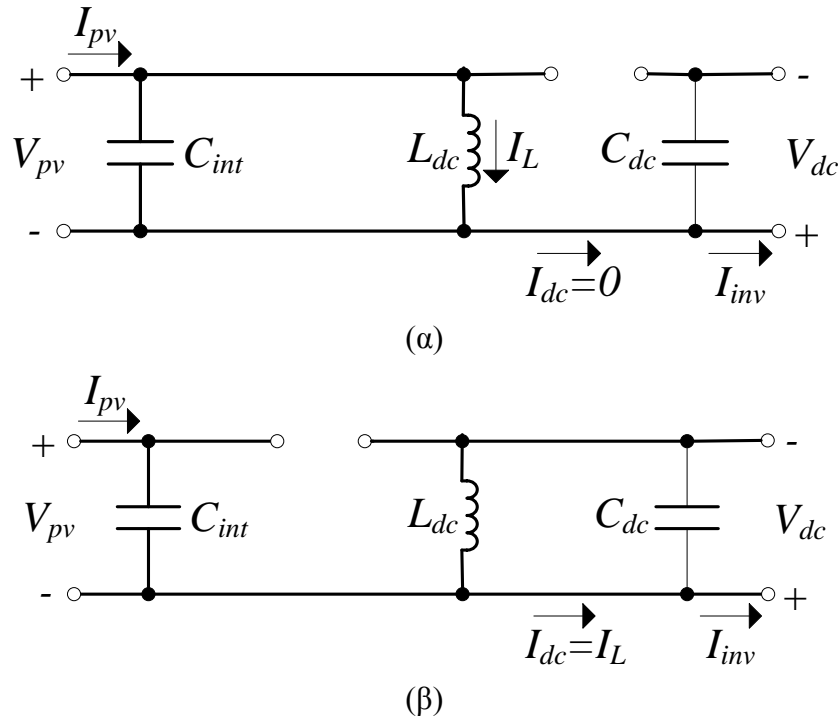
Στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ο buck-boost μετατροπέας παρουσιάζει τον παρακάτω λόγο τάσεως εξόδου προς τάσεως εισόδου [38]:

$$\frac{V_{dc}}{V_{pv}} = \frac{D}{1-D} \quad (3.8)$$

Όπου D είναι το *Duty cycle* του IGBT του μετατροπέα και ορίζεται ως ο λόγος του χρονικού διαστήματος κατά το οποίο άγει ο διακόπτης εντός μιας διακοπτικής περιόδου (t_{on}) προς τη διακοπτική περίοδο (T_{sw}), δηλαδή [38]:

$$D = \frac{t_{on}}{T_{sw}} \quad (3.9)$$

Επιλέγοντας $D > 0.5$ ο buck-boost ανυψώνει την τάση ($V_{dc} > V_{pv}$), ενώ η τάση υποβιβάζεται ($V_{dc} < V_{pv}$) για $D < 0.5$. Η τάση του Φ/Β πεδίου (V_{pv}) ρυθμίζεται μέσω του duty cycle του DC/DC μετατροπέα, καθώς η τάση του DC link (V_{dc}) ελέγχεται έτσι ώστε να παραμένει διαρκώς σταθερή. Η τιμή του V_{dc} στην παρούσα εργασία στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας είναι 700 V.



Σχήμα 3.16: Ισοδύναμο κύκλωμα του buck-boost DC/DC μετατροπέα, όταν το IGBT βρίσκεται σε κατάσταση (α) αγωγής και (β) αποκοπής

3.2.2 Μοντελοποίηση DC/DC μετατροπέα

Η συμπεριφορά του DC/DC μετατροπέα επιλέχθηκε να προσομοιωθεί με το απλοποιημένο μοντέλο μέσω των τιμών, η ανάπτυξη του οποίου περιγράφεται στις αναφορές [19], [39].

Εφαρμόζοντας τον *Νόμο Ρευμάτων Kirchhoff (NPK)* στο άνω άκρο του ενδιάμεσου πυκνωτή προκύπτει:

$$I_{C_{int}} = C_{int} \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_D \quad (3.10)$$

Επιπλέον, η τάση του πηνίου δίνεται από την Εξίσωση (3.11):

$$V_L = L_{dc} \frac{dI_L}{dt} \quad (3.11)$$

Από NPK στο άνω άκρο του πυκνωτή του DC link ισχύει:

$$I_{C_{dc}} = C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{dc} - I_{inv} \quad (3.12)$$

Πλην των τριών παραπάνω διαφορικών εξισώσεων θα χρησιμοποιηθούν και σχέσεις που συνδέουν τη μέση τιμή ρευμάτων και τάσεων ώστε να μοντελοποιηθεί ο μετατροπέας. Η πρώτη εξίσωση προκύπτει από το ότι μη μηδενικό ρεύμα I_{dc} (τιμής I_L) ρέει μόνο όσο ο πλήρως ελεγχόμενος ημιαγωγικός διακόπτης βρίσκεται σε κατάσταση αποκοπής, οπότε σε μια χρονική περίοδο T_{sw} η μέση τιμή του είναι ίση με [19]:

$$I_{dc} = (1 - D)I_L \quad (3.13)$$

Επιπλέον, γνωρίζοντας ότι το ρεύμα της διόδου είναι μη μηδενικό (τιμής I_L) μόνο όσο άγει το IGBT έχουμε [19]:

$$I_D = DI_L \quad (3.14)$$

Επιπρόσθετα, η τάση του πηνίου είναι ίση με V_{pv} όσο άγει το IGBT, ενώ όσο βρίσκεται σε αποκοπή λαμβάνει την τιμή $(-V_{dc})$, άρα [19]:

$$V_L = DV_{pv} + (1 - D)(-V_{dc}) \quad (3.15)$$

Αντικαθιστώντας τις Εξισώσεις (3.13–15) στις (3.10–12) έχουμε τις τρεις ακόλουθες διαφορικές εξισώσεις που μοντελοποιούν τον DC/DC μετατροπέα στην παρούσα εργασία:

$$\begin{cases} C_{int} \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - DI_L \\ L_{dc} \frac{dI_L}{dt} = DV_{pv} - (1 - D)V_{dc} \\ C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = (1 - D)I_L - I_{inv} \end{cases} \quad (3.16)$$

Οι τιμές των χωρητικοτήτων και της αυτεπαγωγής που επιλέχθηκαν για τις προσομοιώσεις στην παρούσα εργασία δίνονται ακολούθως:

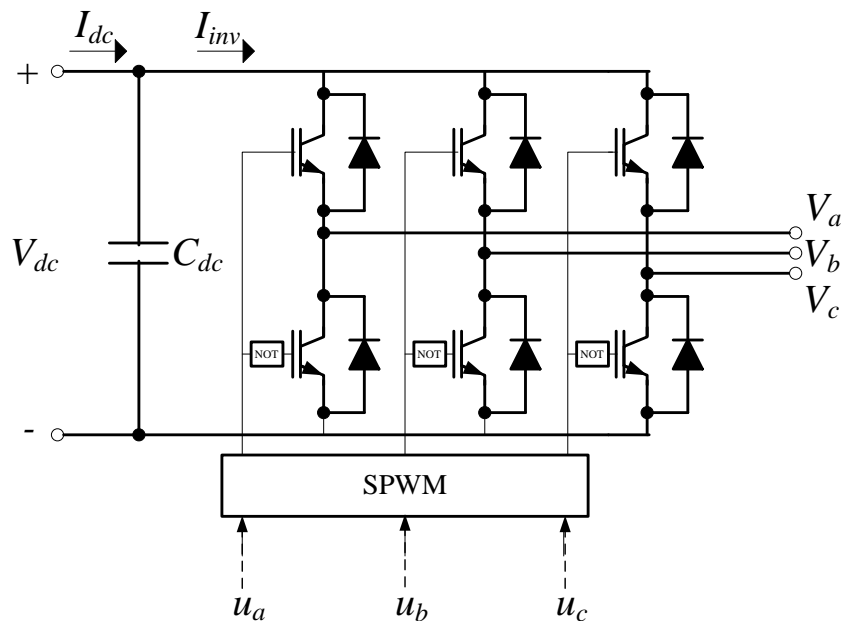
Παράμετρος	Τιμή
C_{int}	30 mF
L_{dc}	2 mH
C_{dc}	40 mF

Πίνακας 3.4: Παράμετροι DC/DC μετατροπέα

3.3 DC/AC Μετατροπέας

3.3.1 Τοπολογία DC/AC μετατροπέα

Η πλευρά του DC link του Φ/Β συστήματος, της οποίας η τάση ελέγχεται ώστε να παραμένει σταθερή, συνδέεται με έναν DC/AC Μετατροπέα ή Inverter ώστε να παραχθεί η εναλλασσόμενη τάση της επιθυμητής συχνότητας και RMS τιμής. Στο σύστημα της εργασίας αυτής χρησιμοποιήθηκε ένας Τριφασικός Inverter Πλήρους Γέφυρας (Three-Phase Full-Bridge Inverter) η τοπολογία του οποίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.17.



Σχήμα 3.17: Τοπολογία τριφασικού inverter πλήρους γέφυρας

Ο παραπάνω DC/AC μετατροπέας ανήκει στην κατηγορία των *Μετατροπέων Πηγής Τάσεως* (*Voltage Source Converter – VSC*). Οι μετατροπείς ισχύος των μονάδων ΑΠΕ που συνδέονται στο δίκτυο είναι αποκλειστικά τέτοιου τύπου [23]. Αυτοί επιλέγονται λόγω των υψηλών απαιτήσεων αναφορικά με την ποιότητα ισχύος που εγγέεται στο δίκτυο από τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Οι VSC περιλαμβάνουν πλήρως ελεγχόμενους ημιαγωγικούς διακόπτες, με τον DC/AC μετατροπέα της παρούσας εργασίας να διαθέτει IGBTs. Αυτοί οι μετατροπείς – σε αντίθεση με τους μετατροπείς που απαρτίζονται από *θυρίστωρες* (*thyristors*) – έχουν τη δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος τους και έχουν σημαντικά χαμηλότερο αρμονικό περιεχόμενο στο ρεύμα τους [23]. Επιπρόσθετα, οι VSC μπορούν να λειτουργήσουν και δίχως προϋπάρχουσα AC τάση στην οποία συνδέονται, μπορούν δηλαδή να δημιουργήσουν ηλεκτρικό δίκτυο [23].

Η τοπολογία του τριφασικού DC/AC μετατροπέα του Σχήματος 3.17 επιτρέπει στο ρεύμα της AC πλευράς να είναι είτε θετικό είτε αρνητικό, ανάλογα με το εάν άγει η διόδος ή ο πλήρως ελεγχόμενος διακόπτης της εκάστοτε φάσης. Θεωρώντας εξιδανικευμένους διακόπτες, έχουμε ότι η τάση της κάθε φάσης είναι ανεξάρτητη της φοράς του ρεύματος και εξαρτάται μόνο από την κατάσταση αγωγής των πλήρως ελεγχόμενων διακοπών [38]. Επομένως, αφού μπορεί να προκύψει $P_{inv} = V_{inv}I_{inv} > 0$ και < 0 η τοπολογία αυτού του μετατροπέα ισχύος μπορεί να λειτουργήσει και ως inverter, αλλά και ως ανορθωτής. Καθώς μπορεί να ρυθμιστεί και η διαφορά φάσης μεταξύ V_{inv} και I_{inv} ο DC/AC μετατροπέας αυτός έχει τη δυνατότητα να εγγέει και να απορροφά άεργο ισχύ (Q_{inv}) από το δίκτυο στο οποίο συνδέεται. Επειδή μπορεί να προκύψουν P_{inv} και Q_{inv} θετικά ή αρνητικά, ο συγκεκριμένος μετατροπέας ισχύος είναι τεσσάρων τεταρτημορίων.

Η διαμόρφωση των παλμών οι οποίοι ελέγχουν την κατάσταση αγωγής των IGBTs μπορεί να γίνει με διάφορες μεθόδους, όπως η *Διαμόρφωση Τετραγωνικής Κυματομορφής*, η *Sinusoidal Pulse Width Modulation (SPWM)* και η *Space Vector Modulation (SVM)*. Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε η τεχνική SPWM. Στην SPWM τεχνική οι παλμοί των IGBTs παράγονται από τη σύγκριση ενός ημιτονοειδούς σήματος ελέγχου (φέρον) με μια τριγωνική κυματομορφή. Ο λόγος του πλάτους του φέροντος προς αυτό της τριγωνικής κυματομορφής ονομάζεται *λόγος διαμόρφωσης πλάτους* (m_a), ο οποίος είναι επιθυμητό – για λόγους αρμονικής παραμόρφωσης της τάσεως εξόδου – να διατηρείται μικρότερος του 1. Η RMS τιμή της κυρίαρχης αρμονικής της πολικής τάσεως εξόδου εξαρτάται από το m_a και το V_{dc} όπως ορίζει η ακόλουθη σχέση [38]:

$$V_{LL,rms,1} \approx 0.612m_aV_{dc} \quad (3.17)$$

Επιθυμώντας να παραχθεί στην έξοδο του inverter XT με $V_{LL,rms,1} = 400V$ και έχοντας ότι $V_{dc} = 700V$ προκύπτει ότι στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας θα προκύπτει:

$$m_a \approx \frac{V_{LL,rms,1}}{0.612V_{dc}} = 0.934$$

3.3.2 Μοντελοποίηση DC/AC μετατροπέα

Ο inverter στις προσομοιώσεις δεν περιγράφηκε από το διακοπτικό του μοντέλο, αλλά από μοντέλο μέσων τιμών. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιήθηκε ένα έτοιμο μοντέλο από τις βιβλιοθήκες του MATLAB/SIMULINK. Έχοντας τέτοιο μοντέλο δεν παρουσιάζεται αρμονική παραμόρφωση στις τάσεις και τα ρεύματα, η οποία προκαλείται από τη διακοπτική συμπεριφορά του inverter. Το γεγονός αυτό μειώνει σημαντικά την υπολογιστική πολυπλοκότητα του συστήματος, δίχως σημαντικό κόστος στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, καθώς η παρούσα εργασία στοχεύει στην εξέταση της συνεισφοράς των Φ/Β σταθμών στη ρύθμιση συχνότητας και όχι φαινομένων που συνδέονται με την αρμονική παραμόρφωση της τάσεως και του ρεύματος των μετατροπέων ισχύος.

Το μοντέλο του inverter έχει ως εισόδους τις κυματομορφές αναφοράς u_a, u_b, u_c της SPWM και βάσει αυτών προκύπτει η στιγμιαία τιμή των φασικών τάσεων ως [19]:

$$\begin{aligned} V_{an} &= u_a \frac{V_{dc}}{2} \\ V_{bn} &= u_b \frac{V_{dc}}{2} \\ V_{cn} &= u_c \frac{V_{dc}}{2} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Επιπλέον, από την Αρχή Διατήρησης της Ενέργειας, αμελώντας τις απώλειες εντός του inverter, έχουμε ότι:

$$V_{dc}I_{dc} = V_{ao}I_a + V_{bo}I_b + V_{co}I_c \quad (3.19)$$

Έχοντας συμμετρικά τριφασικά ρεύματα προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} I_a + I_b + I_c &= 0 \Rightarrow \\ I_b &= -I_a - I_c \end{aligned} \quad (3.20)$$

Άρα αντικαθιστώντας την Εξίσωση (3.20) στην (3.19) προκύπτει:

$$\begin{aligned} V_{dc}I_{dc} &= V_{ao}I_a - V_{bo}I_a - V_{bo}I_c + V_{co}I_c \Rightarrow \\ I_{dc} &= (V_{ab}I_a - V_{bc}I_c)/V_{dc} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Οι Εξισώσεις (3.18) και (3.21) συνθέτουν το μοντέλο μέσω των τιμών που χρησιμοποιήθηκε για την αναπαράσταση του inverter πλήρους γέφυρας στην παρούσα εργασία.

3.4 Φίλτρο Εξόδου

Οι αρμονικές τάσεως και ρεύματος που προκύπτουν στην έξοδο του inverter από τη διακοπτική του λειτουργία καθιστούν απαγορευτική την απευθείας σύνδεσή του με το δίκτυο. Ακόμη και στην περίπτωση όπου ο inverter είναι πολυεπίπεδος και η διακοπτική συχνότητά του υψηλή, οι προκύπτουσες αρμονικές ρεύματος δεν προκύπτουν μικρότερες από τα όρια των διεθνών προτύπων, όπως το EN 61000-3-2 [40]. Επομένως μεταξύ του μετασχηματιστή XT/MT και του inverter μεσολαβεί ένα φίλτρο, που στόχο έχει την καταστολή των αρμονικών. Αυτή η καταστολή θα πρέπει κατ' ελάχιστον να οδηγεί σε εγγεόμενες αρμονικές στο δίκτυο που να επιτρέπουν τη διασύνδεση του Φ/Β σταθμού βάσει των διεθνών προτύπων.

Το φίλτρο αυτό μπορεί να ανήκει είτε στην κατηγορία των ενεργών είτε των παθητικών. Τα ενεργά φίλτρα αποτελούνται από ημιαγωγά στοιχεία και ένα στοιχείο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (πυκνωτής ή πηνίο) και διακρίνονται σε τάσης και ρεύματος [41]. Τα ενεργά φίλτρα ρεύματος συνδέονται παράλληλα με τους ακροδέκτες του inverter. Αυτά αποσκοπούν στο να απορροφούν ρεύμα ίσο με το αρμονικό ρεύμα του μετατροπέα, έτσι ώστε το ρεύμα προς το δίκτυο να είναι άριστης ποιότητας, περιέχοντας δηλαδή μόνο τη θεμελιώδη συνιστώσα του ρεύματος του μετατροπέα [41]. Όμως επειδή τα ενεργά φίλτρα είναι σημαντικά ακριβότερα από τα παθητικά και συνδέονται με περίπλοκο έλεγχο δεν έχουν καθιερωθεί ακόμη σε εφαρμογές ισχύος. Έτσι η συνηθέστερη περίπτωση είναι η επιλογή ενός παθητικού φίλτρου και τέτοιο επιλέγεται να χρησιμοποιηθεί στην τοπολογία του Φ/Β σταθμού της παρούσας εργασίας.

Το απλούστερο παθητικό φίλτρο είναι ένα πηνίο – Φίλτρο L – που να συνδέει τον inverter με το δίκτυο. Το φίλτρο L έχει απόκριση πρώτης τάξης και έτσι δε συντονίζεται σε κάποια συχνότητα. Η απουσία συχνότητας συντονισμού είναι ιδιαίτερα θετικό στοιχείο για τη σχετική ευστάθεια του συστήματος. Το μειονέκτημα του φίλτρου L είναι ότι σε εφαρμογές ισχύος η αποτελεσματική καταστολή των αρμονικών απαιτεί πηνίο ιδιαίτερα

υψηλής αυτεπαγωγής [42], [43]. Αυτό αυξάνει το κόστος, τον όγκο και το βάρος του φίλτρου. Επιπλέον αυξημένη τιμή αυτεπαγωγής οδηγεί σε αργό ρυθμό μεταβολής του ρεύματος, γεγονός που πλήττει τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος [42], [43].

Ένα άλλο παθητικό φίλτρο που χρησιμοποιείται για καταστολή αρμονικών είναι το LC. Σε ένα φίλτρο LC η αυτεπαγωγή που απαιτείται για την αποτελεσματική καταστολή των αρμονικών του ρεύματος είναι μικρότερη από αυτήν που θα απαιτούνταν έχοντας φίλτρο L. Άρα το κόστος και η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος βελτιώνονται με χρήση LC αντί του L φίλτρου. Όμως το LC συντονίζεται σε κάποια συχνότητα, η οποία εξαρτάται από τις τιμές των L και C. Για να αποφευχθούν προβλήματα ασταθούς συμπεριφοράς απαιτείται προσεκτικός σχεδιασμός, έτσι ώστε στη συγκεκριμένη συχνότητα να μην υπάρχουν μη αμεληταίες αρμονικές του inverter.

Σε εφαρμογές όπου η δυναμική συμπεριφορά και το κόστος του συστήματος αποτελούν κρίσιμα στοιχεία συνήθως χρησιμοποιείται Φίλτρο LCL [43]. Αυτό συμβαίνει ώστε να προκύπτει η κατά το δυνατόν ελάχιστη τιμή αυτεπαγωγής στο φίλτρο εξόδου. Αναφέρεται ενδεικτικά ότι στην αναφορά [44] η σχεδίαση του LCL οδήγησε σε συνολική αυτεπαγωγή του φίλτρου (άθροισμα των δύο αυτεπαγωγών του LCL) ίση με το 1/11 αυτής που θα έπρεπε να χρησιμοποιηθεί σε φίλτρο L για ίδια καταστολή αρμονικών. Όμως, το φίλτρο αυτό, όπως και το LC, συντονίζεται σε κάποια συχνότητα.

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε η χρήση φίλτρου L. Οι λόγοι που συνέβαλαν στην επιλογή αυτή είναι η απλότητα του ελέγχου του ρεύματός του, η μειωμένη υπολογιστική πολυπλοκότητα του μοντέλου προσομοίωσης του φίλτρου, καθώς και η αποφυγή του συντονισμού του φίλτρου, όπως θα συνέβαινε για τα LC και LCL. Η τιμή της αυτεπαγωγής του επιλέχθηκε ίση με:

$$L_f = 0.05 \alpha\mu$$

Σε απόλυτα μεγέθη η παραπάνω τιμή αντιστοιχεί σε:

$$L_f = \frac{0.05R_b}{\omega} = \frac{0.05 \frac{400^2}{10^6}}{2\pi 50} = 25.5\mu H$$

Για την πληρέστερη αναπαράσταση του φίλτρου στη μοντελοποίησή του συμπεριλήφθηκε και μια ωμική αντίσταση, η τιμή της οποίας επιλέγεται ίση με:

$$R_f = 0.001 \alpha\mu \text{ ή } 0.16 m\Omega$$

3.5 Μετασηματιστής Ανύψωσης

Ο τρόπος σύνδεσης του Φ/Β σταθμού στο δίκτυο εξαρτάται από την ονομαστική του ισχύ, την επάρκεια του δικτύου, τεχνοοικονομικά ζητήματα κ.α. Σχετικά με το επίπεδο τάσης στο οποίο συνδέονται οι σταθμοί υπάρχουν δύο περιορισμοί που εφαρμόζονται στην Ελλάδα αναφορικά με την ονομαστική τους ισχύ. Οι σταθμοί παραγωγής ισχύος μεγαλύτερης των 100 kW δε συνδέονται στη XT και μεγαλύτερης των 20 MW δε συνδέονται στη MT [23]. Η αιτία αυτών των περιορισμών είναι τα υψηλής τιμής ρεύματα που προκύπτουν από τη μεταφορά μεγάλης ισχύος σε σχετικά χαμηλή για αυτήν τάση. Ρεύματα μεγάλης τιμής συνδέονται με αυξημένες απώλειες θερμότητας και πτώσεις τάσεως στα δίκτυα διανομής, καθώς και με επιβάρυνση των γραμμών που ενδέχεται να οδηγήσουν σε υπερφορτίσεις του εξοπλισμού των δικτύων. Το Φ/Β πάρκο της παρούσας εργασίας συνδέεται στη MT, μέσω Μ/Σ ανύψωσης 0.4/20 kV. Εάν είναι εφικτό, για τη σύνδεση του σταθμού χρησιμοποιείται υφιστάμενος Μ/Σ του δικτύου στον οποίο κατασκευάζεται νέα αναχώρηση αποκλειστικά για τον Φ/Β σταθμό. Σε περίπτωση που δεν είναι δυνατή η

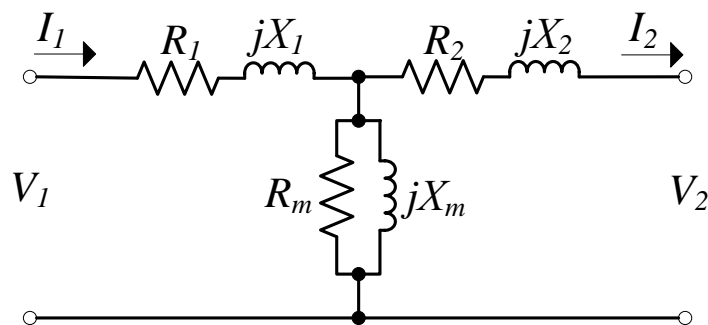
κατασκευή νέας αναχώρησης – λόγω π.χ. αναμενόμενης υπερφόρτισης του Μ/Σ, ή υπέρβασης του ορίου των δώδεκα αναχωρήσεων ανά Μ/Σ διανομής που εφαρμόζεται στο Ελληνικό Δίκτυο – κατασκευάζεται νέος υποσταθμός ανύψωσης τάσεως, το κόστος του οποίου επιβαρύνει τον παραγωγό. Ο Φ/Β σταθμός θα συνδέεται σε Μ/Σ Dy11 των 1250 kVA, με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά, που αντιστοιχούν σε τυποποιημένους Μ/Σ μειωμένων απωλειών του Ελληνικού Δικτύου Διανομής:

$$v_{s/c} = 7.5\%$$

$$P_{cu} = 16.4 \text{ kW}$$

$$P_{fe} = 3.3 \text{ kW}$$

Για τη μοντελοποίηση ανά φάση του Μ/Σ χρησιμοποιήθηκε το ισοδύναμο κύκλωμα του Σχήματος 3.18.



Σχήμα 3.18: Ισοδύναμο ανά φάση κύκλωμα μετασχηματιστή

Για τον Μ/Σ του Φ/Β σταθμού της παρούσας εργασίας έχουμε ότι:

$$I_{n,YT} = \frac{\frac{P_n}{3}}{\frac{V_{n,YT}}{\sqrt{3}}} = 36.08 \text{ A}$$

Επομένως, η αντίσταση βάσης του – ανηγμένη στην πλευρά YT – είναι:

$$Z_{b,YT} = \frac{V_{n,YT}^2}{P_n} = 320 \Omega$$

Γνωρίζοντας ότι στη δοκιμή βραχυκυκλώσεως ρέει ονομαστικό ρεύμα στον Μ/Σ, έχουμε σε ανά μονάδα μεγέθη:

$$|Z| = \frac{|v_{s/c}|}{|I_n|} = 7.5\%$$

Από τις απώλειες χαλκού του Μ/Σ προκύπτει η αντίστασή του ανηγμένη στην πλευρά της YT:

$$R_{YT} = \frac{\frac{P_{cu}}{3}}{I_{n,YT}^2} = 4.2 \Omega \quad \text{ή} \quad R = \frac{R_{YT}}{Z_{b,YT}} = 1.31\%$$

Οπότε η αντίδραση του είναι:

$$X = \sqrt{|Z|^2 - R^2} = 7.38\%$$

Όσον αφορά τον παράλληλο κλάδο του μοντέλου του Μ/Σ έχουμε ότι στη δοκιμή ανοικτοκυκλώσεως εφαρμόζεται ονομαστική τάση στο ένα τύλιγμα, με το άλλο να είναι ανοικτοκυκλωμένο, οπότε προσεγγιστικά η τάση που εφαρμόζεται στον παράλληλο κλάδο είναι ίση με την ονομαστική. Επομένως, η ισοδύναμη ωμική αντίσταση του κλάδου αυτού υπολογίζεται βάσει των απωλειών σιδήρου ως:

$$\frac{P_{fe}}{3} = \frac{V_{n, \gamma T}^2}{R_{m, \gamma T}} \Rightarrow$$

$$R_{m, \gamma T} = \frac{V_{n, \gamma T}^2}{P_{fe}/3} = 363.6 \text{ k}\Omega \quad \text{ή} \quad R_m = 1136 \text{ }\mu\Omega$$

Για τον επαγωγικό κλάδο δεν υπάρχουν επαρκή δεδομένα ώστε να προσδιοριστεί η τιμή της αντιδράσεώς του. Γι' αυτό, γνωρίζοντας ότι συνήθως έχει μικρότερη ισοδύναμη αντίσταση απ' ότι ο ωμικός κλάδος, θέτουμε :

$$X_m = 875 \text{ }\mu\Omega$$

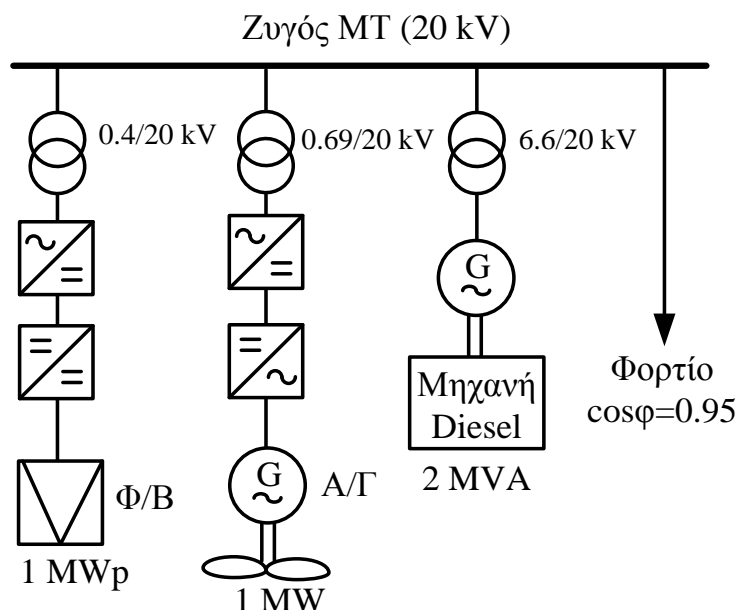
Συγκεντρωτικά οι τιμές των παραμέτρων του μοντέλου του Μ/Σ ανύψωσης του Φ/Β σταθμού παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.5.

Παράμετρος	Τιμή
R	0.0131 $\mu\Omega$
X	0.0738 $\mu\Omega$
R_m	1136 $\mu\Omega$
X_m	875 $\mu\Omega$

Πίνακας 3.5: Παράμετροι Μ/Σ ανύψωσης

3.6 Μικροδίκτυο

Η τοπολογία του δικτύου που προσομοιώθηκε στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.19.



Σχήμα 3.19: Τοπολογία Δικτύου

Οι αγωγοί της ΜΤ που αναχωρούν από τον Μ/Σ του Φ/Β πάρκου οδηγούνται σε ζυγό, στον οποίο συνδέονται οι αγωγοί ΜΤ του Μ/Σ του συμβατικού σταθμού παραγωγής, οι αγωγοί του Μ/Σ της Α/Γ και το φορτίο του δικτύου. Η σύνθετη αντίσταση των αγωγών

ΜΤ δε μοντελοποιήθηκε στις προσομοιώσεις. Το φορτίο του δικτύου είναι επαγωγικό και σύμφωνα με την απόκριση συχνότητας σε περιπτώσεις απότομης μεταβολής του θα κριθεί το μέγεθος της συμβολής του Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας του απομονωμένου συστήματος που μελετάται.

3.6.1 Συμβατικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής

Το δίκτυο στο οποίο είναι συνδεδεμένο το Φ/Β πάρκο του 1 MWp τροφοδοτείται και από μια Ντιζελογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 2 MVA. Αυτή συνδέεται μέσω ενός Μ/Σ στον ζυγό ΜΤ του δικτύου, από τον οποίο τροφοδοτείται το φορτίο.

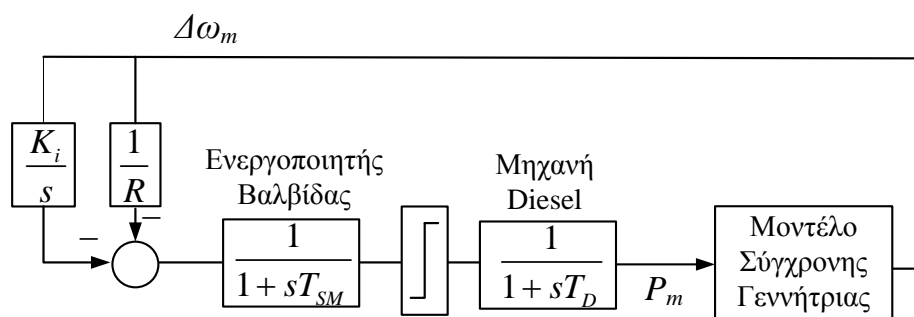
Για την επαρκή αναπαράσταση της απόκρισης του ηλεκτρικού μέρους της σύγχρονης μηχανής της Ντιζελογεννήτριας χρησιμοποιήθηκε το πλήρες μοντέλο 6^{ης} τάξης στο πλαίσιο *dq*, το οποίο υπάρχει και στις βιβλιοθήκες του MATLAB/SIMULINK. Το μοντέλο αυτό περιγράφει τη δυναμική συμπεριφορά της σύγχρονης μηχανής λαμβάνοντας υπόψη τα τυλίγματα του στάτη, του δρομέα, καθώς και τα τυλίγματα αποσβέσεώς της. Οι εξισώσεις που περιγράφουν το μοντέλο αυτό μπορούν να βρεθούν στις αναφορές [12], [14].

Το μηχανικό μέρος της Ντιζελογεννήτριας περιγράφεται από την Εξίσωση (2.11), η οποία επαναλαμβάνεται εδώ για ευκολία:

$$P_m - P_e = 2H \frac{d\omega}{dt} + B\omega \quad (2.11)$$

Η εξαγωγή της εξίσωσης αυτής έχει περιγραφεί αναλυτικά στην Ενότητα 2.1.

Η μηχανική ισχύς του άξονα της σύγχρονης μηχανής ρυθμίζεται από τον ρυθμιστή στροφών της Ντιζελογεννήτριας. Ο ρυθμιστής στροφών υλοποιεί την πρωτεύουσα και την δευτερεύουσα ρύθμιση με επίπεδο έλεγχο συχνότητας, όπως συμβαίνει πάντοτε στα μη διασυνδεδεμένα ΣΗΕ [14]. Αυτό προκύπτει από το ότι δεν υπάρχουν διασυνδέσεις σε αυτά, ώστε να ρυθμιστεί η ροή ισχύος τους. Η επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή ύστερα από προκύπτουσες διαταραχές διασφαλίζεται εισάγοντας έναν ολοκληρωτικό όρο στον ρυθμιστή στροφών, μετατρέποντάς τον σε έναν PI ελεγκτή της συχνότητας [14], [18]. Προσομοιώνοντας τις καθυστερήσεις του σερβομηχανισμού του ρυθμιστή της δικλείδας, της μηχανής diesel, καθώς και τα όρια ανοίγματος της δικλείδας προκύπτει το μοντέλο του ρυθμιστή στροφών που χρησιμοποιήθηκε (Σχήμα 3.20).



Σχήμα 3.20: Μοντέλο ρυθμιστή στροφών Ντιζελογεννήτριας

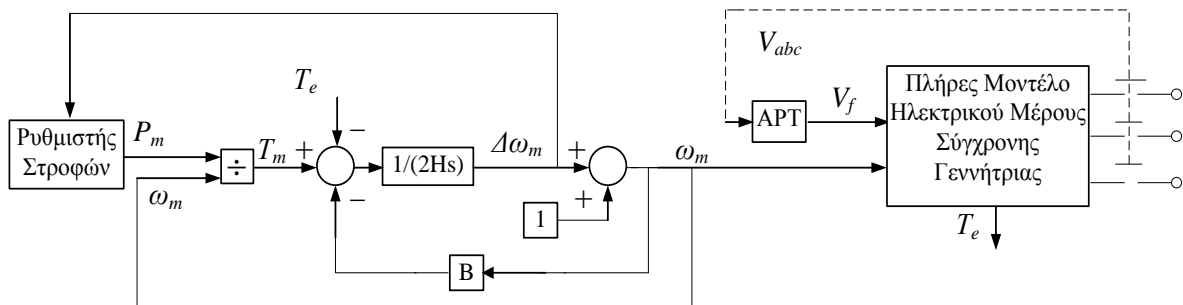
Οι τιμές των παραμέτρων της Ντιζελογεννήτριας και του ρυθμιστή στροφών που επιλέχθηκαν για τις προσομοιώσεις παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.6. Οι τιμές των παραμέτρων που επιλέχθηκαν είναι συνήθεις για τη μοντελοποίηση της απόκρισης Ντιζελογεννήτριας, με παραπλήσιες να έχουν επιλεγεί και στην αναφορά [18].

Παράμετρος	Τιμή
H	2.5 s
B	0.01 αμ
R	5 %
K_i	5
$T_{d,diesel}$	300 ms
T_{SM}	50 ms

Πίνακας 3.6: Παράμετροι Ντιζελογεννήτριας και ρυθμιστή στροφών αυτής

Ο *Αυτόματος Ρυθμιστής Τάσεως* ή *APT* (*Automatic Voltage Regulator – AVR*) της γεννήτριας και το σύστημα διεγέρσεως της επιλέχθηκε να περιγραφούν από το μοντέλο *IEEE Τύπου I*. Το μοντέλο αυτό υπάρχει στις βιβλιοθήκες του MATLAB/SIMULINK. Αναλυτική περιγραφή του APT που χρησιμοποιήθηκε μπορεί να βρεθεί στις αναφορές [13], [14] και [45]. Τέλος, αναφέρεται ότι στον ρυθμιστή τάσεως δε χρησιμοποιήθηκε *Σταθεροποιητής ΣΗΕ* (*Power System Stabilizer – PSS*).

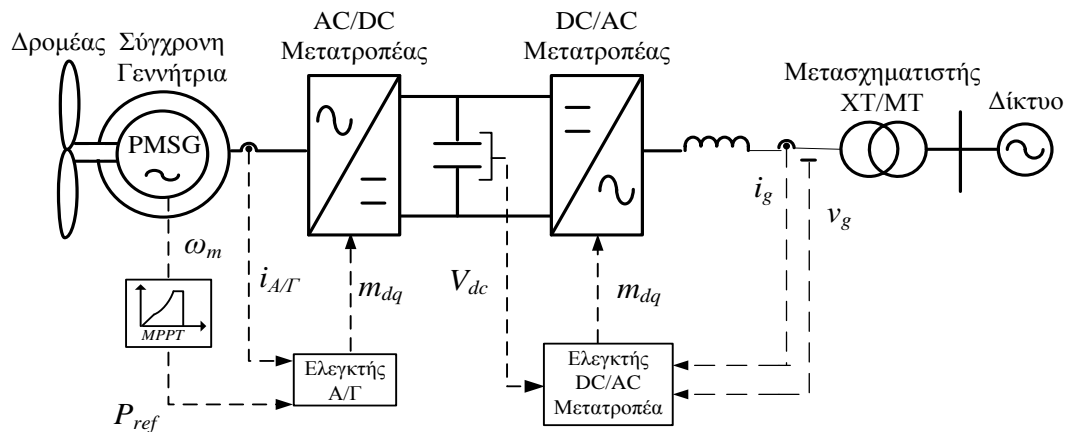
Το μοντέλο του συμβατικού σταθμού που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.21.



Σχήμα 3.21: Μοντέλο Ντιζελογεννήτριας

3.6.2 Ανεμογεννήτρια

Στο υπό εξέταση μικροδίκτυο του Σχήματος 3.19 είναι συνδεδεμένη και μια Α/Γ, ονομαστικής ισχύος 1 MW. Αυτή συνδέεται μέσω ενός Μ/Σ στον ζυγό ΜΤ του δικτύου. Η μοντελοποίηση και ο έλεγχος της Α/Γ δεν αποτελεί κεντρικό ζήτημα της παρούσας εργασίας, έτσι αυτά θα περιγραφούν σε αυτήν την ενότητα σε συντομία. Η τοπολογία της Α/Γ με τους μετατροπείς ισχύος της παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.22.



Σχήμα 3.22: Τοπολογία Ανεμογεννήτριας

Η μοντελοποίηση του αεροδυναμικού μέρους της Α/Γ αποσκοπεί στην εξαγωγή της μηχανικής ροπής στον άξονα της πτερωτής (T_m), με δεδομένη την ταχύτητα περιστροφής του ω_m (ΣΑΑ), την ταχύτητα ανέμου V_w (m/s) και τη γωνία pitch των πτερυγίων β ($^\circ$). Η γωνία pitch των πτερυγίων επηρεάζει την αεροδυναμική τους και η μέγιστη εκμετάλλευση της αιολικής ισχύος προκύπτει για $\beta = 0^\circ$ [23]. Για V_w έως αυτήν με την οποία παράγεται η ονομαστική ισχύς της Α/Γ ($V_{w,n}$) ζητείται η μέγιστη δυνατή παραγωγή ισχύος από την Α/Γ, οπότε τίθεται $\beta = 0^\circ$. Για $V_w > V_{w,n}$ ζητείται να παράγεται μόνο ένα ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, διότι εάν παραγόταν αυτή τότε η σύγχρονη μηχανή θα κινδύνευε από υπερθέρμανση. Έτσι όσο ισχύει $V_w > V_{w,n}$ η β αυξάνεται κατάλληλα ώστε να παράγεται ισχύς ίση με την ονομαστική [23]. Οι τέσσερις εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της T_m παρουσιάζονται παρακάτω [23], [46]:

$$\begin{cases} \lambda_i = \frac{1}{\frac{2\pi\omega_m R_{A/G}}{60V_w} + 0.08\beta} \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-12.5/\lambda_i} \\ P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R_{A/G}^2 C_p V_w^3 \\ T_m = \frac{P_m}{\frac{2\pi\omega_m}{60}} \end{cases} \quad (3.22)$$

Όπου $R_{A/G}$ (m) η ακτίνα της έλικας, εδώ $R_{A/G} = 26.5m$, C_p ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος, ο οποίος εκφράζει το ποσοστό της αεροδυναμικής ισχύος που μετατρέπεται σε εκμεταλέυσιμη μηχανική ισχύ στον άξονα της πτερωτής (P_m) και ρ (kg/m^3) η πυκνότητα του αέρα, που εδώ λαμβάνεται $\rho = 1.225 kg/m^3$.

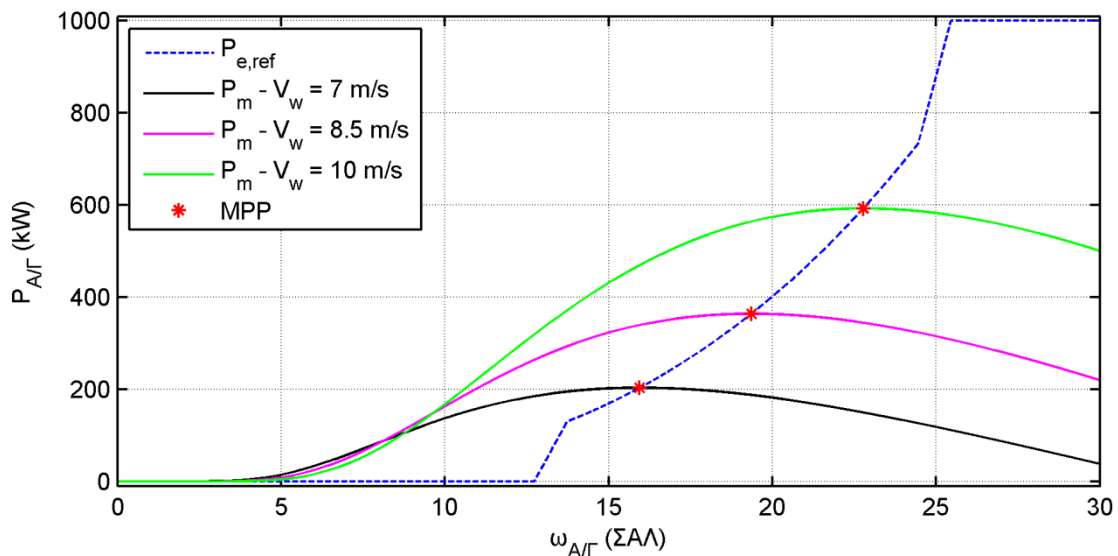
Η μηχανή που συνδέεται στον άξονα της πτερωτής είναι *Σύγχρονη Μηχανή Μονίμων Μαγνητών*. Στις σύγχρονες μηχανές μονίμων μαγνητών το πεδίο του δρομέα παράγεται από τον μόνιμο μαγνήτη σε αυτόν, επομένως δεν υπάρχει τύλιγμα διεγέρσεως στον δρομέα, ούτε και τυλίγματα αποσβέσεως. Η απουσία τυλίγματος διεγέρσεως συνεπάγεται και την απουσία ελέγχου του πεδίου διεγέρσεως της σύγχρονης μηχανής. Το μοντέλο της μηχανής μονίμων μαγνητών που χρησιμοποιήθηκε υπάρχει στις βιβλιοθήκες του MATLAB/SIMULINK.

Η μεταβλητότητα της ταχύτητας περιστροφής της πτερωτής, η οποία απαιτείται για την κατά το δυνατόν βέλτιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, οδηγεί και σε μεταβλητή συχνότητα τάσεως που παράγεται από τη σύγχρονη μηχανή της Α/Γ. Επομένως, η σύγχρονη μηχανή της Α/Γ δε συνδέεται απευθείας στο δίκτυο, αλλά μεταξύ των δύο μεσολαβούν δύο μετατροπείς ισχύος, ένας AC/DC (ανορθωτής) και ένας DC/AC (inverter). Πλην της αύξησεως της ενεργειακής απόδοσης των Α/Γ με μετατροπείς ισχύος υπάρχουν και επιπλέον λόγοι που καθιστούν αυτού του είδους την τοπολογία την εφαρμόσιμη στις υφιστάμενες εγκαταστάσεις. Μερικοί από αυτούς είναι [23]:

- Η πλήρης ελεγχιμότητα της Α/Γ.
- Ο περιορισμός των διακυμάνσεων της ισχύος εξόδου.
- Η μείωση των μηχανικών καταπονήσεων των πτερυγίων, λόγω του ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής τους.
- Η δυνατότητα απαλειφής του κιβωτίου ταχυτήτων, το οποίο είναι ιδιαίτερα αναξιόπιστο υποσύστημα της Α/Γ και έχει αυξημένο κόστος.
- Ο περιορισμός των μεταβατικών ζεύξης.
- Η μείωση του ακουστικού θορύβου που παράγει η Α/Γ, καθώς για ασθενή άνεμο η ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων είναι μειωμένη.

Οι δύο μετατροπείς ισχύος που χρησιμοποιούνται στην τοπολογία της Α/Γ είναι *Τριφασικοί Inverters Πλήρους Γέφυρας* αμφίπλευρης ροής ισχύος. Η τοπολογία του μετατροπέα αυτού, όπως και η μοντελοποίησή του, έχουν περιγραφεί στην Ενότητα 3.3. Ο μετατροπέας στην πλευρά της Α/Γ λειτουργεί ως ανορθωτής, ενώ αυτός της πλευράς του δικτύου ως inverter. Σε σειρά με τον inverter συνδέεται και ένα φίλτρο L για την καταστολή των αρμονικών στην έξοδο της Α/Γ.

Ο ανορθωτής που συνδέεται στη σύγχρονη γεννήτρια καλείται να ελέγξει την ταχύτητα περιστροφής της πτερωτής ώστε να πραγματοποιείται η μέγιστη απολαβή αιολικής ισχύος (MPPT) από την Α/Γ. Η στρατηγική ελέγχου του ανορθωτή περιγράφεται αναλυτικά στην αναφορά [46]. Για κάθε ταχύτητα ανέμου η απολαβή της αεροδυναμικής ισχύος γίνεται μέγιστη για μια συγκεκριμένη ταχύτητα περιστροφής της πτερωτής [23], η οποία ταυτίζεται με την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της σύγχρονης μηχανής (ω_m), λόγω απουσίας κιβωτίου ταχυτήτων στην τοπολογία που μελετάται. Η μηχανική ισχύς εισόδου της ανεμογεννήτριας ως προς την ω_m και τα σημεία μέγιστης απολαβής ισχύος (MPP) σχεδιάστηκαν στο Σχήμα 3.23 για $V_w = 7, 8.5$ και 10 m/s . Αντιστοιχίζοντας σε κάθε ω_m τη μέγιστη εισερχόμενη μηχανική ισχύ στη γεννήτρια $P_{m,max}$ προκύπτει μια καμπύλη $P_{max}(\omega_m)$, η οποία παρουσιάζεται με διακεκομμένες στο Σχήμα 3.23. Έτσι, μετρώντας την ω_m – και όχι την V_w – προκύπτει η αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος της Α/Γ, εάν η ω_m είναι η βέλτιστη για την παρούσα ταχύτητα ανέμου.



Σχήμα 3.23: Μηχανική και ηλεκτρική ισχύς της εξεταζόμενης Α/Γ ως προς την ταχύτητα περιστροφής της πτερωτής

Λαμβάνοντας ο ανορθωτής την $P_{max}(\omega_m)$ ως ενεργό ισχύ αναφοράς το σύστημα καταλήγει να ισορροπεί στην ω_m , η οποία για την εκάστοτε ταχύτητα ανέμου δίνει τη μέγιστη απολαβή ισχύος [46]. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί μελετώντας τις καμπύλες μηχανικής και ηλεκτρικής ισχύος αναφοράς της Α/Γ ως προς την ω_m . Για να γίνει κατανοητός ο έλεγχος αυτός θα αναφερθεί ένα παράδειγμα λειτουργίας της Α/Γ. Έστω ότι ισχύει $V_w = 8.5 \text{ m/s}$ (μωβ χαρακτηριστική του Σχήματος 3.23) και $\omega_m = 15 \text{ ΣΑΛ}$. Από το Σχήμα 3.23 προκύπτει ότι η βέλτιστη ω_m για τη συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου είναι ίση με 19.4 ΣΑΛ , άρα $\omega_m < \omega_{m,mppt}$. Όμως, ο ελεγκτής του ανορθωτή με μετρούμενη $\omega_m = 15 \text{ ΣΑΛ}$ παράγει ηλεκτρική ισχύ αναφοράς ίση με 169 kW (βλ. $P_{e,ref}$ στο Σχήμα 3.23). Επειδή, για $V_w = 8.5 \text{ m/s}$ και $\omega_m = 15 \text{ ΣΑΛ}$ η μηχανική ισχύς εισόδου της Α/Γ είναι ίση με $323 \text{ kW} > 169 \text{ kW}$ ο άξονάς της υπερταχύνεται. Όσο αυξάνεται η ω_m τόσο

μειώνεται η διαφορά μεταξύ P_m και P_e σύμφωνα με το Σχήμα 3.23, άρα μειώνεται και ο ρυθμός της υπερτάχυνσης του άξονα. Τελικώς, το σύστημα θα ισορροπήσει όταν προκύψει η εξίσωση των P_m και P_e και αυτό συμβαίνει για $\omega_m = \omega_{m,mp} = 19.4$ ΣΑΛ.

Έχοντας παράξει το $P_{e,ref}$ προκύπτει η $T_{e,ref}$ ως:

$$T_{e,ref} = \frac{P_{e,ref}}{\frac{2\pi\omega_m}{60}}$$

Σε αμ τιμή η $T_{e,ref}$ είναι ίση με την d συνιστώσα του επιθυμητού παραγόμενου ρεύματος εισόδου του ανορθωτή ($i_{d,AC/DC,ref}$), ενώ τίθεται $i_{q,AC/DC,ref} = 0$, καθώς δεν υπάρχει λόγος παραγωγής αέργου ισχύος από τη σύγχρονη μηχανή. Αναφέρεται εδώ ότι η αέργος ισχύς που παράγει η μηχανή δεν ισούται με την εγχεόμενη στο δίκτυο από τον inverter, διότι μεταξύ αυτών παρεμβάλλεται η μετατροπή της AC σε DC τάση και το ισοζύγιο αέργου ισχύος αφορά την κάθε AC πλευρά ξεχωριστά. Έχοντας το επιθυμητό ρεύμα εισόδου του AC/DC μετατροπέα αυτός οδηγείται στην παρακολούθησή του με την ίδια στρατηγική παραγωγής παλμών με αυτή που χρησιμοποιείται και στον inverter του Φ/B σταθμού (βλ. Ενότητα 4.2). Τέλος, η μεθοδολογία οδήγησης του DC/AC μετατροπέα της A/Γ στην πλευρά του δικτύου επίσης ταυτίζεται με αυτήν του Φ/B σταθμού.

Κεφάλαιο 4

Συστήματα Ελέγχου Φωτοβολταϊκού Σταθμού

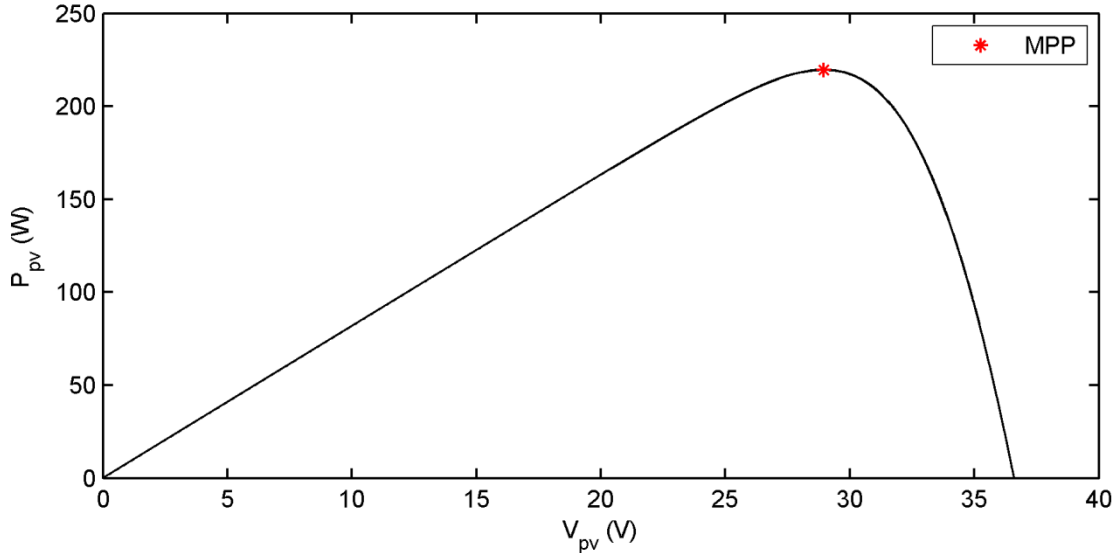
Στο παρόν Κεφάλαιο θα εξεταστούν τα συστήματα ελέγχου που αφορούν τη λειτουργία του Φ/Β πάρκου. Στην εργασία αυτή έχει επιλεγεί η τοπολογία Φ/Β σταθμού δύο σταδίων (*two-stage PV System*), δηλαδή υπάρχουν δύο μετατροπείς ισχύος, με τον DC/DC να αναλαμβάνει την υλοποίηση της στρατηγικής μέγιστης απολαβής ισχύος (MPPT), όταν αυτό ζητείται. Αναφέρεται εδώ ότι σε τοπολογίες όπου χρησιμοποιείται μόνο ένας μετατροπέας ισχύος (*single-stage PV Systems*), αυτός ελέγχεται σύμφωνα με αλγόριθμο MPPT. Μια ανάλυση της λειτουργίας single-stage Φ/Β σταθμών πραγματοποιείται στην αναφορά [34]. Οι ελεγκτές που παρουσιάζονται στον παρόν Κεφάλαιο ρυθμίζουν την απόκριση των δύο μετατροπέων ισχύος του Φ/Β σταθμού – DC/DC και DC/AC – μέσω παραγωγής των κατάλληλων παλμών των πλήρως ελεγχόμενων ημιαγωγικών στοιχείων που απαρτίζουν τους δύο αυτούς μετατροπείς.

4.1 Ελεγκτής του DC/DC Μετατροπέα

Ο ελεγκτής του buck-boost μετατροπέα καλείται να παράξει τους κατάλληλους παλμούς του IGBT. Καθώς δεν έχει μοντελοποιηθεί διακοπτική λειτουργία του DC/DC μετατροπέα αυτό ανάγεται στην παραγωγή του επιθυμητού duty cycle. Αυτό σχετίζεται άμεσα με την τάση αναφοράς του Φ/Β πεδίου – όπως υποδεικνύει η Εξίσωση (3.8) – η οποία διαφέρει ανάλογα με το εάν επιθυμείται να παραχθεί η μέγιστη διαθέσιμη Φ/Β ισχύς ή προτιμάται η διατήρηση εφεδρείας Φ/Β ισχύος, ώστε να προκύψει η επιθυμητή συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας. Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι υπολογισμοί που πραγματοποιούνται από τον ελεγκτή του DC/DC μετατροπέα ώστε αυτός να έχει την επιθυμητή απόκριση.

4.1.1 Maximum Power Point Tracking

Σύμφωνα με τη μορφή της I-V καμπύλης των Φ/Β πλαισίων (Σχήμα 3.4) υπάρχει ένα άπειρο πλήθος ζευγών (I_{pv}, V_{pv}) στα οποία μπορούν να λειτουργούν τα Φ/Β πλαίσια. Το κάθε ζεύγος δίνει και διαφορετική ισχύ ($P_{pv} = V_{pv}I_{pv}$) και το σημείο της I-V καμπύλης στο οποίο παράγεται η μέγιστη δυνατή ισχύς ($P_{max} = V_{mpp}I_{mpp}$) ονομάζεται *Σημείο Μέγιστης Ισχύος* (*Maximum Power Point – MPP*). Μια τυπική χαρακτηριστική P-V ενός Φ/Β πλαισίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1: Τυπική χαρακτηριστική P-V ενός Φ/B πλαισίου

Για να παράγει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ το Φ/B πλαίσιο πρέπει να ελέγχεται κατάλληλα ώστε η V_{pv} να είναι όσο το δυνατόν πλησιέστερα στη V_{mpp} . Στην παρούσα εργασία ένας DC/DC μετατροπέας ελέγχει όλα τα Φ/B πλαίσια, επομένως τα μεγέθη που αναφέρονται αφορούν το σύνολο των Φ/B πλαισίων και όχι κάθε πλαίσιο ξεχωριστά. Όταν επιθυμείται ο Φ/B σταθμός να παράγει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ τότε η τάση αναφοράς $V_{pv,ref}$, στην οποία καλείται να οδηγήσει ο ελεγκτής του DC/DC μετατροπέα το Φ/B πεδίο, παράγεται από κάποιον αλγόριθμο που πραγματοποιεί την αναζήτηση του MPP, δηλαδή το *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Υπάρχουν διάφοροι αλγόριθμοι MPPT που διαφέρουν σε υπολογιστικό κόστος, ταχύτητα απόκρισης, σφάλμα μόνιμης κατάστασης και ενεργειακές απώλειες. Μερικοί αλγόριθμοι MPPT που έχουν αναπτυχθεί στη βιβλιογραφία είναι οι *Incremental Conductance (INC)*, *Perturb and Observe (P&O)*, *Short Circuit Current Method*, *Open Circuit Voltage Method*, *Ασαφείς Μέθοδοι*, καθώς και μέθοδοι που βασίζονται σε *Νευρωνικά Δίκτυα* [47]. Σε πραγματικές εγκαταστάσεις οι ευρέως χρησιμοποιούμενοι αλγόριθμοι είναι οι P&O και INC [34], [47] και στην παρούσα εργασία ο αλγόριθμος που επιλέχθηκε είναι ο *Fixed Step Size INC MPPT*. Ο αλγόριθμος αυτός περιγράφεται στην αναφορά [34], ενώ μια πληρέστερη περιγραφή του με μεταβλητό βήμα (*Variable Step Size INC MPPT*) γίνεται στην [47].

Ο INC MPPT χρησιμοποιεί το γεγονός ότι η P-V χαρακτηριστική των Φ/B πλαισίων έχει θετική κλίση ($\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} > 0$) για $V_{pv} < V_{mpp}$ και αρνητική ($\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} < 0$) για $V_{pv} > V_{mpp}$. Έτσι, εάν στο σημείο λειτουργίας των Φ/B πλαισίων ισχύει $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} > 0$, τότε η $V_{pv,ref}$ πρέπει να αυξηθεί και το αντίστροφο [34], [47]. Η κλίση υπολογίζεται ως εξής:

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial}{\partial V_{pv}} (V_{pv} I_{pv}) = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} \quad (4.1)$$

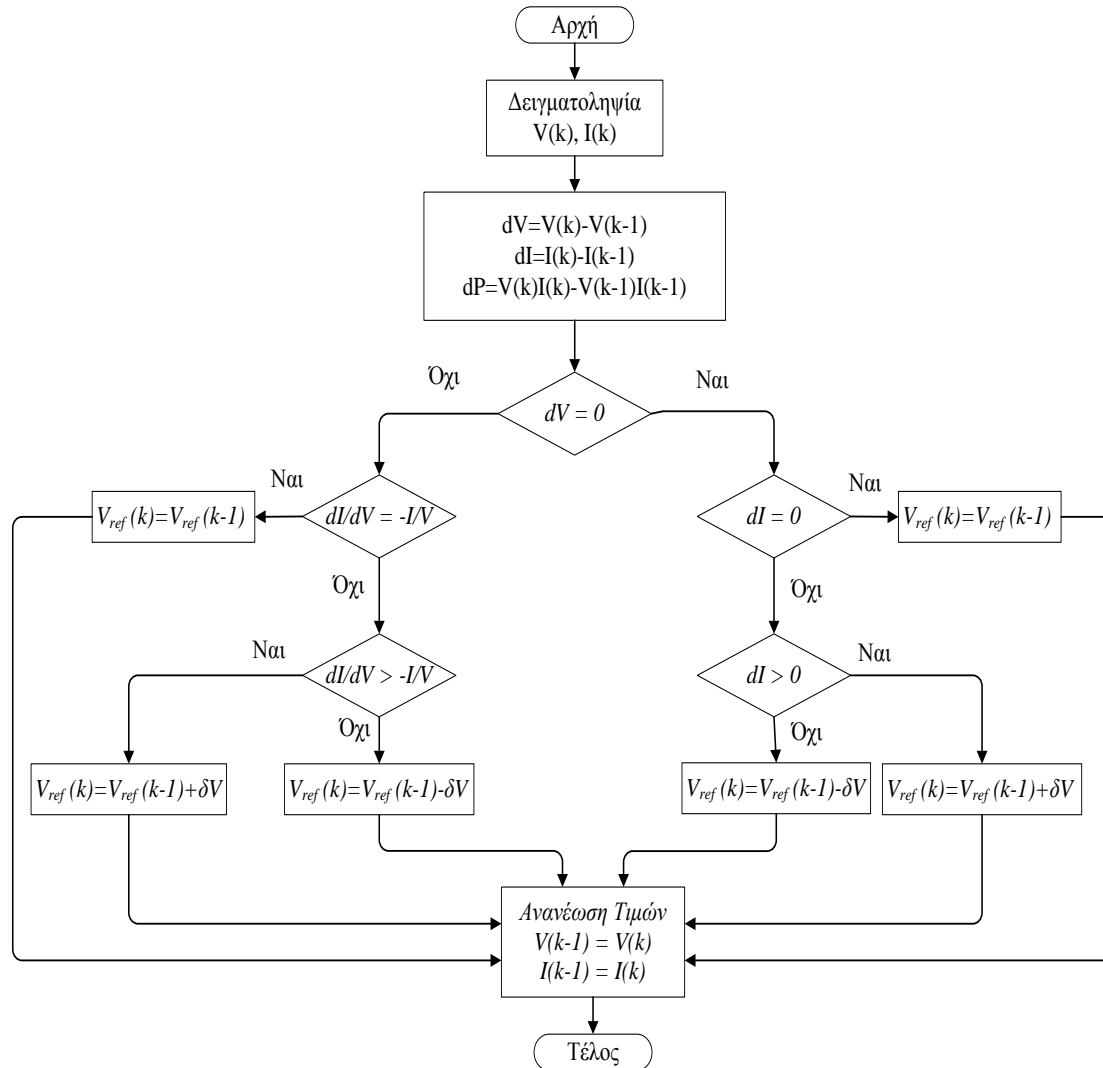
Οπότε ισχύει ότι

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} > 0 \Leftrightarrow \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$$

Επειδή επιλέχθηκε ο σταθερού βήματος INC MPPT το πλάτος της μεταβολής του $V_{pv,ref}$ σε κάθε βήμα εκτελέσεως του MPPT είναι σταθερό και στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε $\delta V = 1 V$. Αντίθετα, ο INC MPPT μεταβλητού βήματος έχει $\delta V = N \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}}$, με

αυτή τη μεταβλητότητα να συμβάλλει στην καλύτερη δυναμική συμπεριφορά και στη μείωση του σφάλματος μόνιμης κατάστασης [47].

Το διάγραμμα ροής του INC MPPT σταθερού βήματος παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.2.



Σχήμα 4.2: Διάγραμμα ροής του INC MPPT Σταθερού Βήματος

Ο INC MPPT εκτελείται σε διακριτά βήματα, με συχνότητα f_{MPPT} η οποία επηρεάζει σημαντικά τη συμπεριφορά του αλγορίθμου. Μικρή τιμή του f_{MPPT} οδηγεί σε αργή απόκριση, ενώ το αντίστροφο έχει ως αποτέλεσμα μειωμένη σχετική ευστάθεια, η οποία σχετίζεται με υπερψώσεις στην απόκριση, ταλαντώσεις στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας και αστάθεια. Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε – ύστερα από δοκιμές διαφόρων f_{MPPT} στις προσομοιώσεις της συμπεριφοράς του συστήματος – να τεθεί $f_{MPPT} = 100 \text{ Hz}$. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου, χρησιμοποιούνται τέσσερις μετρήσεις για τον καθορισμό της $V_{pv,ref}$ του βήματος k ($V_{pv,ref}(k)$), τα $V_{pv}(k)$, $V_{pv}(k-1)$, $I_{pv}(k)$ και $I_{pv}(k-1)$. Η αριθμητική παράγωγος που υπολογίζεται σε κάθε βήμα του αλγορίθμου $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)}$ δίνει ορθά αποτελέσματα μόνο για f_{MPPT} μεγαλύτερα από μια ελάχιστη τιμή.

4.1.2 Παραγωγή του Duty Cycle

Έχοντας την $V_{pv,ref}$ ο DC/DC μετατροπέας καλείται να οδηγήσει την V_{pv} σε αυτήν την τιμή. Στη συγκεκριμένη εργασία επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί ένας PI ελεγκτής της τάσεως του Φ/Β πεδίου, ο οποίος θα παράγει το επιθυμητό Duty Cycle του IGBT του DC/DC μετατροπέα. Αυτή είναι η τιμή του σήματος που συγκρίνεται με το τρίγωνο της PWM διαμόρφωσης του IGBT, ώστε να καθοριστεί η κατάσταση αγωγής του. Επειδή το μοντέλο του DC/DC μετατροπέα δεν είναι διακοπτικό, στην παρούσα εργασία η επιθυμητή τιμή του Duty Cycle ταυτίζεται στις προσομοιώσεις με την τιμή του D , η οποία χρησιμοποιείται στο μοντέλο του DC/DC μετατροπέα, όπως περιγράφηκε στην Ενότητα 3.2.2.

Η προαναφερθείσα διαμόρφωση εισάγει μια καθυστέρηση στον έλεγχο, η οποία στο απλοποιημένο μοντέλο μέσω των τιμών που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις πρέπει να μοντελοποιηθεί [19], [48], [49]. Επίσης, επειδή ο έλεγχος θα υλοποιηθεί από ψηφιακό ελεγκτή θα πρέπει να εισαχθεί στη μοντελοποίηση και η χρονική καθυστέρηση που εισάγει η δειγματοληψία, καθώς και οι υπολογισμοί αυτού [19], [48], [49]. Η συνολική χρονική καθυστέρηση που μοντελοποιεί τις προαναφερθείσες διαδικασίες λαμβάνεται ίση με

$$T_d = 0.1 \text{ ms}$$

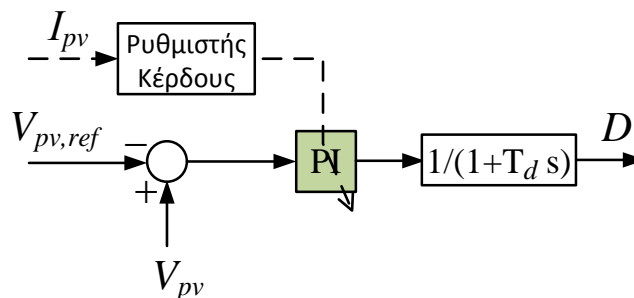
Όπως υποδεικνύεται στις αναφορές [19], [39] η σχεδίαση του PI ελεγκτή με χρήση σταθερών κερδών δεν οδηγεί σε ικανοποιητική σχετική ευστάθεια και χρόνο αποκατάστασης για μικρές τιμές εντάσεως της ακτινοβολίας. Συγκεκριμένα, στις αναφορές αυτές το σύστημα καθίσταται ασταθές για $G < 130 \text{ W/m}^2$, παρόλο που η σχετική του ευστάθεια σε STC είναι ικανοποιητική. Η λύση που προτείνεται στις αναφορές [19], [39] – και εφαρμόζεται στην παρούσα εργασία – είναι το κέρδος K_p να είναι αντιστρόφως ανάλογο του I_{pv} . Χρησιμοποιείται το I_{pv} για τον καθορισμό του K_p επειδή το μέγεθος αυτό είναι ανάλογο της έντασης της ακτινοβολίας, όσο τα Φ/Β πλαίσια λειτουργούν στο MPP τους. Με την τροποποίηση αυτή η σχετική ευστάθεια και η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος για μικρές τιμές ισχύος ακτινοβολίας βελτιώνεται σημαντικά [19], [39]. Έτσι, το αναλογικό κέρδος δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$K_p = 0.02 \frac{I_{mpp,STC}}{I_{pv}}$$

Όπου $I_{mpp,STC}$ είναι το ρεύμα που ρέει από το Φ/Β πεδίο σε STC. Το ολοκληρωτικό κέρδος του ελεγκτή λαμβάνεται ίσο με:

$$K_i = 0.5$$

Το σύστημα αυτομάτου ελέγχου της V_{pv} με τη χρήση του PI ελεγκτή παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.3.



Σχήμα 4.3: Σύστημα ελέγχου της τάσεως του Φ/Β πεδίου

4.1.3 Διατήρηση εφεδρείας ενεργού ισχύος και ρύθμιση συχνότητας

Ο αλγόριθμος MPPT που περιγράφηκε στην Ενότητα 4.1.1 δίνει το $V_{pv,ref}$ όταν ο Φ/Β σταθμός καλείται να παράξει το 100% της διαθέσιμης ισχύος του. Όμως, για να συμβάλει στη ρύθμιση συχνότητας ο Φ/Β σταθμός οφείλει να έχει τη δυνατότητα να παράγει ενεργό ισχύ λιγότερη από τη μέγιστη διαθέσιμη, όπως εξηγείται στις Ενότητες 2.4 – 2.6. Όταν ο Φ/Β σταθμός καλείται να λειτουργεί με εφεδρεία ισχύος, το $V_{pv,ref}$ πρέπει να παράγεται από έναν αλγόριθμο διαφορετικό από τον INC MPPT. Σε αυτήν την ενότητα θα παρουσιαστεί η μέθοδος σύμφωνα με την οποία ο Φ/Β σταθμός θα έχει την επιθυμητή απόκριση όταν του ζητείται διατήρηση εφεδρείας ενεργού ισχύος.

Στην υφιστάμενη βιβλιογραφία προτείνονται διάφορες στρατηγικές ελέγχου ώστε Α/Π ή Φ/Β σταθμοί να μεταβάλλουν την εγγεόμενη ενεργό ισχύ τους στο δίκτυο συναρτήσει της συχνότητας. Μερικές δημοσιεύσεις σχετικά με τη συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας από Α/Π είναι οι αναφορές [17], [50], [51]. Όσον αφορά τα Φ/Β πάρκα, η συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας δίχως τη χρήση συστήματος αποθήκευσης οδηγεί στην απόρριψη διαθέσιμης Φ/Β ισχύος σε καταστάσεις υπερσυχνότητας. Όμως, σε καταστάσεις υποσυχνότητας, ο Φ/Β σταθμός δεν μπορεί να συμβάλει αυξάνοντας την παραγόμενη ισχύ του, εάν λειτουργεί προηγουμένως στο σημείο μέγιστης ισχύος (με αλγόριθμο MPPT). Το ενδεχόμενο να διατηρεί εφεδρεία ισχύος το Φ/Β πάρκο σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ώστε να συμβάλλει και σε καταστάσεις υποσυχνότητας προκαλεί προβλήματα που σχετίζονται με τη μείωση της Φ/Β διείσδυσης και των εσόδων των παραγωγών. Έχοντας διαθέσιμο κάποιο σύστημα αποθήκευσης, όπως μπαταρίες, υπερπυκνωτές ή κυψέλες καυσίμου, το Φ/Β πάρκο μπορεί να λειτουργεί διαρκώς με αλγόριθμο MPPT και ταυτόχρονα να συμβάλλει στη ρύθμιση της συχνότητας, μεταβάλλοντας κατάλληλα την εγγεόμενη ισχύ του στο δίκτυο, ακόμη και σε υποσυχνότητα. Στις αναφορές [27], [52] περιγράφεται η ρύθμιση συχνότητας από Φ/Β πάρκα που διαθέτουν και σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, στην αναφορά [27] καθορίζεται ότι σε καταστάσεις υποσυχνότητας η έγχυση ισχύος από το Φ/Β πάρκο θα πρέπει να έχει ολοκληρωθεί προτού η συχνότητα φτάσει σε τιμές μικρότερες των 48.5 Hz, κατώφλι στο οποίο ξεκινά η απόρριψη φορτίου στη Γουαδελούπη. Καθώς, σε τέτοια μη διασυνδεδεμένα συστήματα το ROCOF μπορεί να ξεπεράσει το 1 Hz/s [17], [27] είναι επιθυμητό να ολοκληρωθεί η πλήρης έγχυση της ενεργού ισχύος σε λιγότερο από 1 s. Η στρατηγική ελέγχου του Φ/Β πάρκου στην αναφορά [27] ορίζει:

- Στατισμό ίσο με 1–2% κατά τη διάρκεια υποσυχνοτήτων.
- Όταν ισχύει $ROCOF < -0.8 \text{ Hz/s}$ για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο των 100 ms τότε ζητείται να παραχθεί η μέγιστη διαθέσιμη ενεργός ισχύς. Όταν προκύψει $ROCOF > 0 \text{ Hz/s}$ για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο των 100 ms, αφού έχει ξεκινήσει δηλαδή η επαναφορά της συχνότητας στα επιθυμητά επίπεδα, σταματάει να ζητείται η έγχυση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος λόγω αυτής της λειτουργίας και η ισχύς αναφοράς δίνεται σύμφωνα με τον στατισμό της μονάδος.
- Εάν ισχύει $|\Delta f| < 50 \text{ ms}$ για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο των 10 λεπτών ξεκινά η φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης, ώστε να μην αποδυναμωθεί περαιτέρω το δίκτυο κατά τη διάρκεια της υποσυχνότητας.

Δίχως σύστημα αποθήκευσης στη βιβλιογραφία υπάρχουν μερικές δημοσιεύσεις, οι οποίες προτείνουν εναλλακτικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β σταθμού ώστε να συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας. Στις αναφορές [53], [54] εξετάζεται Φ/Β πάρκο ενός σταδίου (single-stage), όπου χρησιμοποιείται ασαφής έλεγχος και παρατηρητής κατάστασης με στόχο να ελαχιστοποιηθεί η απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή. Οι συγγραφείς της [28] προτείνουν για single-stage Φ/Β σύστημα την εφαρμογή στατισμού,

αλλά και απότομης μείωσης προκαθορισμένης ενεργού ισχύος σε περιπτώσεις υπερσυχνότητας, εάν το ROCOF ξεπεράσει μια προκαθορισμένη τιμή. Αναφορικά με Φ/B συστήματα δύο σταδίων (two-stage), έχει παρουσιαστεί στην [55] η εφαρμογή στατισμού στον DC/AC μετατροπέα, με τον DC/DC να αναλαμβάνει την ρύθμιση της τάσεως του DC link, ενώ στην [56] εφαρμόζεται PI έλεγχος της συχνότητας. Τέλος, στην αναφορά [57] προτείνεται η εφαρμογή ενός αλγορίθμου, ο οποίος χρησιμοποιώντας την εκτίμηση της P_{max} της Ενότητας 4.1.4, παράγει την $V_{pv,ref}$, ρυθμίζοντας έτσι την εφεδρεία ισχύος που ζητείται στα επιθυμητά επίπεδα. Παρ' όλα αυτά, αναπάντητο ερευνητικό ερώτημα αποτελεί η σχεδίαση ελεγκτή αδρανειακής απόκρισης για Φ/B συστήματα δύο σταδίων. Στην παρούσα εργασία έχει αναπτυχθεί ένας συνδυαστικός ελεγκτής στατισμού και αδρανειακής απόκρισης, με στόχο τη διερεύνηση της συμβολής ενός Φ/B πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας.

Ένα πρόβλημα το οποίο προκύπτει όταν ο Φ/B σταθμός καλείται να λειτουργεί με ένα μη μηδενικό ποσοστό εφεδρείας είναι ότι τότε η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς του δεν είναι εν γένει γνωστή, καθώς δε θα λειτουργεί πλέον με κάποιον αλγόριθμο MPPT. Ο εκτιμητής μέγιστης Φ/B ισχύος που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.1.4 και μπορεί να γίνει αποδεκτό για τη συνέχεια ότι η P_{max} είναι γνωστή με σχετικά καλή ακρίβεια, ακόμη και όταν ο Φ/B σταθμός δε λειτουργεί κοντά στο MPP του.

Έστω ότι στο Φ/B πάρκο δίνεται – π.χ. από τον Διαχειριστή του Συστήματος – μια εντολή να διατηρήσει ένα συγκεκριμένο ποσοστό εφεδρείας r_{ref} . Ως εφεδρεία ισχύος θα αναφέρεται η ποσοστιαία διαφορά της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος από αυτήν που επιθυμείται να παραχθεί, δηλαδή:

$$r_{ref}(\%) = 100 \frac{P_{max} - P_{ref}}{P_{max}} \quad (4.2)$$

Από την εντολή της εφεδρείας που δίνεται στον σταθμό προκύπτει η ισχύς αναφοράς ως εξής:

$$P_{ref} = \left[1 - \frac{r_{ref}(\%)}{100} \right] P_{max} \quad (4.3)$$

Όταν ζητηθεί διατήρηση εφεδρείας ισχύος θα πρέπει το Φ/B πάρκο να σταματήσει να λειτουργεί βάσει MPPT και να ελέγχεται έτσι ώστε να παραχθεί η P_{ref} . Το πως η P_{ref} καταλήγει να παραχθεί θα παρουσιαστεί αργότερα στην παρούσα ενότητα. Η απόκριση του Φ/B πάρκου έχοντας ως δεδομένη μια μεταβαλλόμενη εντολή εφεδρείας παρουσιάζεται στην Ενότητα 5.2.

Έως εδώ περιγράφηκε η παρακολούθηση μιας δεδομένης εντολής εφεδρείας Φ/B ισχύος. Στη συνέχεια θα περιγραφεί το πως παράγεται η Φ/B ισχύς αναφοράς ώστε να συμβάλει το Φ/B πάρκο στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου.

Όπως και οι συμβατικοί σταθμοί, έτσι και το Φ/B πάρκο μπορεί να αποκρίνεται σύμφωνα με στατισμό ώστε να αναλαμβάνει εν μέρει μεταβολές του φορτίου του δικτύου. Η ανάληψη ενός μέρους του φορτίου είναι προσωρινή, διότι η συχνότητα οδηγείται πάντοτε στην ονομαστική της τιμή, λόγω της δράσης της δευτερεύουσας ρύθμισης των συμβατικών σταθμών του δικτύου. Ο όρος της Φ/B ισχύος αναφοράς που προέρχεται από την πρωτεύουσα ρύθμιση του Φ/B πάρκου δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\Delta P_{droop} = - \left(\frac{P_{pv,n}}{f_n} \right)_{RPV} \frac{1}{RPV} (f - f_n) \quad (4.4)$$

Όπου $P_{pv,n}$ είναι η ονομαστική ισχύς του Φ/B πάρκου (εδώ 1 MW), f η μετρούμενη συχνότητα, f_n η ονομαστική συχνότητα του δικτύου (εδώ 50 Hz) και RPV ο στατισμός του Φ/B σταθμού. Η μέτρηση της συχνότητας του δικτύου πραγματοποιείται από το σύστημα συγχρονισμού του Φ/B πάρκου με το δίκτυο (PLL), το οποίο περιγράφεται στην

Ενότητα 4.2.2. Σύμφωνα με την Εξίσωση (4.4) ο έλεγχος βάσει στατισμού αποτελεί ουσιαστικά την υλοποίηση ενός αναλογικού (P) ελεγκτή της συχνότητας. Οι τιμές του στατισμού που προτείνονται από τον Κώδικα του ENTSO-E για όλους τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής βρίσκονται στο εύρος 2–12%, όπως έχει προαναφερθεί στην Ενότητα 2.6. Διάφορες τιμές στατισμού δοκιμάστηκαν στις προσομοιώσεις του συστήματος και τα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάζονται στην Ενότητα 5.3.1.

Έχει ήδη αναφερθεί ότι πλην της πρωτεύουσας ρύθμισης από τις μονάδες ΑΠΕ έχει παρουσιαστεί η ανάγκη για κατάλληλη απόκρισή τους, η οποία αποσκοπεί στη μείωση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (ROCOF). Στη στρατηγική ελέγχου της παρούσας εργασίας περιλαμβάνεται και ελεγκτής *Αδρανειακής Απόκρισης*, σύμφωνα με τον οποίο η ισχύς του Φ/Β πάρκου μεταβάλλεται ανάλογα με το μετρούμενο ROCOF. Η μέτρηση του df/dt προκύπτει επίσης από το PLL που χρησιμοποιείται στον ελεγκτή του Φ/Β inverter. Η μεταβολή της ισχύος αναφοράς του Φ/Β πεδίου σύμφωνα με την αδρανειακή απόκρισή του δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\Delta P_{inertia} = - \left(\frac{P_{PV,n}}{f_n} \right) 2H_{PV} \frac{df}{dt} \quad (4.5)$$

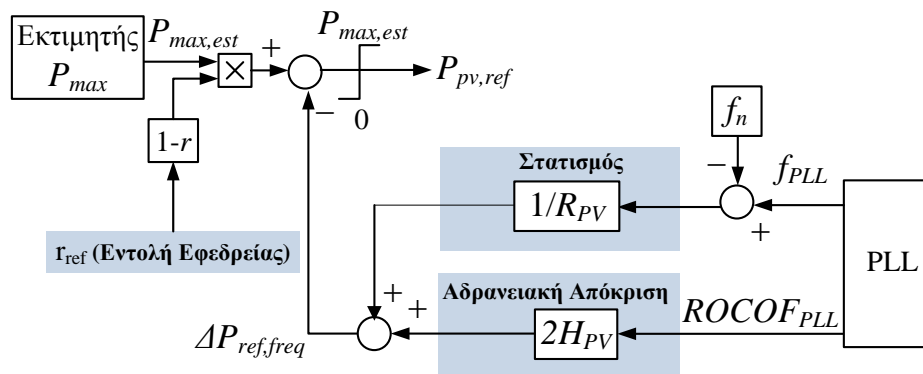
Όπου H_{PV} είναι η ανηγμένη σταθερά αδρανείας του Φ/Β σταθμού. Από την παραπάνω εξίσωση προκύπτει ότι η αδρανειακή απόκριση αντιστοιχεί σε διαφορικό (D) έλεγχο της συχνότητας. Αν και η ανηγμένη σταθερά αδρανείας συμβατικών σταθμών δεν ξεπερνά συνήθως τα 10 s [14], στους Φ/Β σταθμούς δεν υπάρχει κάποιος περιορισμός από το φυσικό σύστημα στην εφαρμογή σημαντικά μεγαλύτερων τιμών. Στους συμβατικούς σταθμούς η ανηγμένη σταθερά αδρανείας αποτελεί χαρακτηριστικό του φυσικού συστήματος (αδράνεια στρεφόμενου μέρους), ενώ στα Φ/Β πάρκα το H_{PV} αποτελεί μια παράμετρο του ελεγκτή, η οποία μπορεί να ρυθμιστεί σε οποιαδήποτε τιμή. Βέβαια, εφαρμόζοντας υπερβολικά υψηλές τιμές του H_{PV} η ενεργός ισχύς του Φ/Β σταθμού καθιστάται υπερβολικά ευαίσθητη σε μεταβολές της συχνότητας και αυτό μπορεί να οδηγήσει το σύστημα σε αστάθεια, ιδιαίτερα όταν η διεύδυση του Φ/Β πάρκου στην ηλεκτροπαραγωγή είναι σημαντική. Τα αποτελέσματα προσομοιώσεων για επιλογή διαφόρων τιμών H_{PV} σε διαταραχές της συχνότητας παρουσιάζονται στις Ενότητες 5.3.2 και 5.4.2.

Η ταυτόχρονη εφαρμογή στατισμού και αδρανειακής απόκρισης ονομάζεται *Συνδυαστικός Έλεγχος* και αντιστοιχεί σε PD ελεγκτή της συχνότητας. Η $P_{field,ref}$ στη γενική περίπτωση όπου εφαρμόζονται και οι τρεις προαναφερθείσες στρατηγικές ελέγχου δίνεται από την επόμενη εξίσωση:

$$P_{field,ref} = \left[1 - \frac{r_0(\%)}{100} \right] P_{max} - \left(\frac{P_{pv,n}}{f_n} \right) \left[\frac{1}{R_{PV}} (f - f_n) + 2H_{PV} \frac{df}{dt} \right] \quad (4.6)$$

Η παραπάνω ισχύς αναφοράς εισέρχεται σε έναν περιοριστή ισχύος με όρια 0 και P_{max} . Δίνοντας μη μηδενική εντολή εφεδρείας r_0 ταυτόχρονα με στατισμό ή/και αδρανειακή απόκριση, το Φ/Β πάρκο παράγει στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ισχύ μικρότερη της μέγιστης διαθέσιμης και έτσι μόνο σε μεταβατικά της συχνότητας δύναται να ελέγχεται το σύστημα βάσει αλγορίθμου MPPT.

Έχοντας περιγράψει την παρακολούθηση ενός δεδομένου ποσοστού εφεδρείας από το Φ/Β πάρκο, καθώς και την εφαρμογή στατισμού και αδρανειακής απόκρισης, στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζεται η τοπολογία του ελεγκτή, σύμφωνα με την οποία προκύπτει η ισχύς αναφοράς του Φ/Β πεδίου στην περίπτωση όπου αυτό δεν ελέγχεται από αλγόριθμο MPPT.



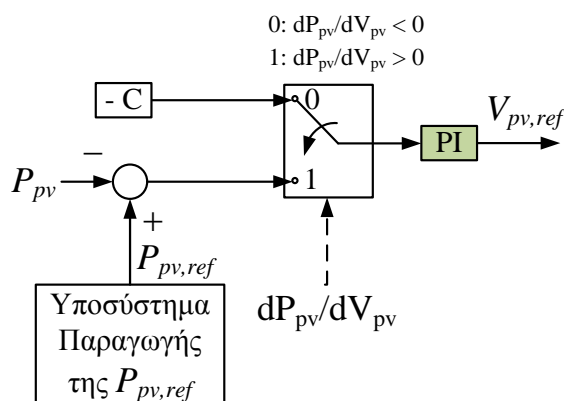
Σχήμα 4.4: Υποσύστημα παραγωγής ενεργού ισχύος αναφοράς του Φ/Β πεδίου, σε λειτουργία εφεδρείας

Έχοντας παράξει την ισχύ αναφοράς του Φ/Β πεδίου ($P_{field,ref}$), με τη χρήση αναλογικού – ολοκληρωτικού (PI) ελεγκτή οδηγείται η P_{field} στην τιμή αυτή. Η έξοδος του PI ελεγκτή αποτελεί την τάση αναφοράς του Φ/Β πεδίου ($V_{pv,ref}$) όταν αυτό λειτουργεί με εφεδρεία. Τα κέρδη του PI ελεγκτή επιλέγονται ίσα με:

$$K_p = 0.0004$$

$$K_i = 0.05$$

Όταν καλείται ο Φ/Β σταθμός να απορρίψει ισχύ αυτός οδηγείται σε σημείο λειτουργίας της P-V αριστερά του MPP (όπου ισχύει $V_{pv} < V_{mpp}$). Αυτό επιλέγεται καθώς η καμπύλη P-V σε αυτήν την περιοχή έχει μικρότερη κλίση γεγονός που οδηγεί σε καλύτερη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος [57]. Επιπρόσθετα, ο εκτιμητής της μέγιστης ισχύος – που αναλύεται στην Ενότητα 4.1.4 – έχει ιδιαίτερα ακριβή αποτελέσματα για $V_{pv} < V_{mpp}$. Η λειτουργία του Φ/Β στην περιοχή “πηγής ρεύματος” (αριστερά του MPP) εξασφαλίζεται με τον έλεγχο του προσήμου του όρου dP_{pv}/dV_{pv} , καθώς εάν αυτό λάβει αρνητικές τιμές η είσοδος του PI ελεγκτή γίνεται μια αρνητική σταθερά, η οποία οδηγεί σε μείωση το παραγόμενο $V_{pv,ref}$. Το υποσύστημα βάσει του οποίου παράγεται η $V_{pv,ref}$ όταν το Φ/Β πεδίο λειτουργεί με εφεδρεία ισχύος απεικονίζεται στο Σχήμα 4.5.



Σχήμα 4.5: Υποσύστημα παραγωγής τάσεως αναφοράς του Φ/Β πεδίου, σε λειτουργία εφεδρείας

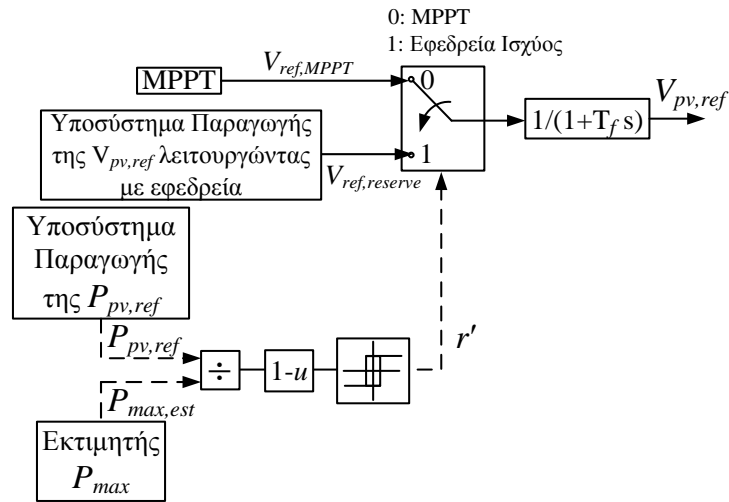
Έχοντας περιγράψει τη μέθοδο παραγωγής του $V_{pv,ref}$ λειτουργώντας τόσο με INC MPPT όσο και με εφεδρεία ισχύος απομένει να περιγραφεί η μετάβαση από τη μια λειτουργία στην άλλη. Η απλούστερη λύση θα ήταν η απόρριψη Φ/Β ισχύος εάν προκύψει

$P_{field,ref} \neq P_{max}$. Όμως, σε κάθε υφιστάμενο δίκτυο πάντοτε υπάρχουν μικρές αυξομειώσεις της συχνότητας, λόγω της διαρκούς μεταβολής του φορτίου, οπότε η απλούστερη λύση δεν εφαρμόζεται, διότι το Φ/Β δεν θα παρήγαγε ποτέ τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του. Η στρατηγική που επιλέγεται χρησιμοποιεί την τιμή της απαιτούμενης εφεδρείας ισχύος που προκύπτει από τον ελεγκτή Φ/Β ισχύος ως:

$$r_{ref}(\%) = 100 \frac{P_{max} - P_{field,ref}}{P_{max}}$$

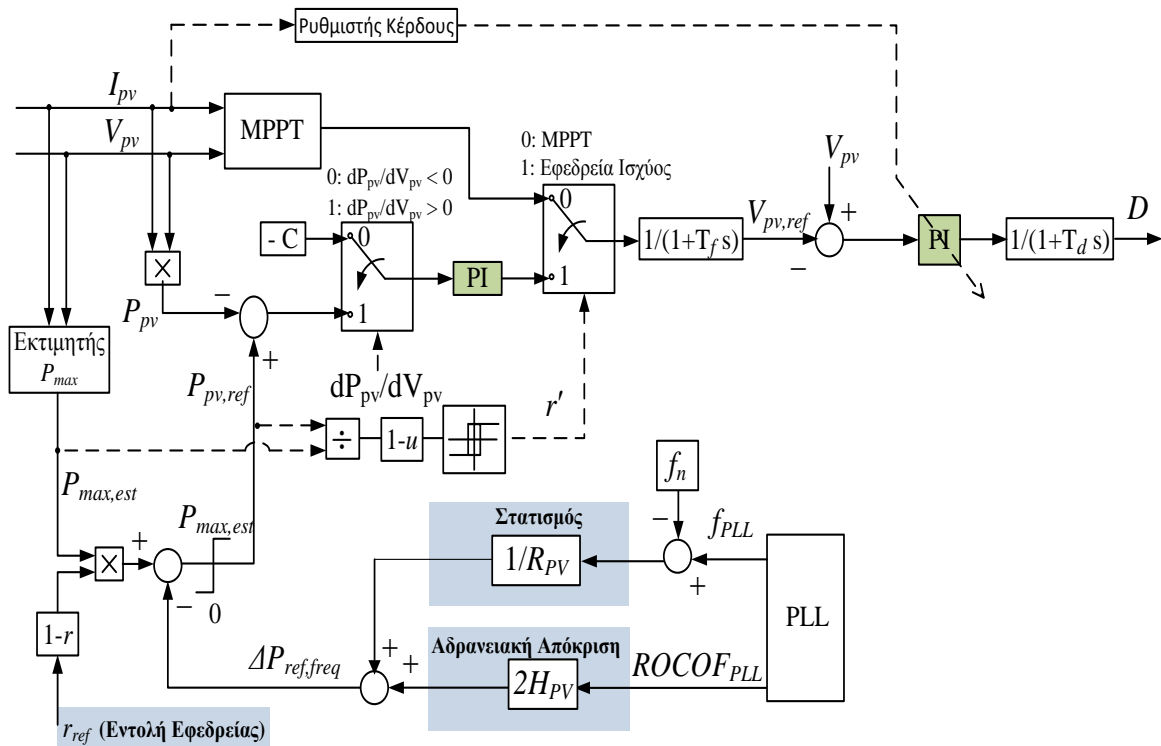
Όπου το $P_{field,ref}$ δίνεται στη γενική περίπτωση από την Εξίσωση (4.6). Στην παρούσα εργασία εάν η τιμή της παραμέτρου r_{ref} ξεπεράσει το 4% για χρονικό διάστημα τουλάχιστον ίσο με 10 ms τότε ενεργοποιείται η λειτουργία μείωσης της παραγόμενης Φ/Β ισχύος (παύση λειτουργίας στρατηγικής MPPT). Αν η στιγμιαία εφεδρεία ισχύος προκύπτει $r_{ref} < 1\%$ για τουλάχιστον 10 ms το Φ/Β πεδίο μεταβαίνει σε λειτουργία μέγιστης απολαβής ισχύος, σύμφωνα με τον αλγόριθμο INC MPPT. Η χρήση του χρονικού διαστήματος για το οποίο ισχύει η συνθήκη, η οποία επηρεάζει τη μεταβολή της στρατηγικής ελέγχου, έχει προταθεί και στην αναφορά [27] και σκοπό έχει να μη μεταβάλλεται η μεθοδολογία ελέγχου υπερβολικά συχνά, γεγονός που θα προκαλούσε ανεπιθύμητες ταλαντώσεις στο σύστημα. Επίσης, η διαφοροποίηση των κατωφλίων του r_{ref} στις δύο μεταβάσεις (1% και 4%) επιλέχθηκε ώστε να μην υπάρχει μια τιμή του r_{ref} στην οποία το Φ/Β πάрко θα εναλλασσόταν διαρκώς από τη μια λειτουργία στην άλλη. Για να γίνει κατανοητό αυτό θα περιγραφεί η υποθετική απόκριση του Φ/Β πάρκου εάν μετέβαινε σε MPPT για $r_{ref} < 4\%$. Λειτουργώντας σε εφεδρεία, εάν προέκυπε $r_{ref} < 4\%$ για $t > 10$ ms το Φ/Β πάрко θα μετέβαινε σε λειτουργία βάσει MPPT και αυτό θα οδηγούσε σε ταχεία αύξηση την P_{pv} . Αυτή η ταχεία αύξηση θα προκαλούσε την αύξηση της συχνότητας του δικτύου γεγονός που θα οδηγούσε σε $r_{ref} > 4\%$ και άρα σε επιστροφή του Φ/Β σε λειτουργία με εφεδρεία. Λειτουργώντας με εφεδρεία η συχνότητα θα μειωνόταν γεγονός που θα οδηγούσε σε $r_{ref} < 4\%$ και αυτός ο κύκλος θα επαναλαμβάνονταν αρκετές φορές έως ότου οδηγηθεί η συχνότητα στην ονομαστική της τιμή.

Η $V_{pv,ref}$ που παράγεται από οποιαδήποτε από τις δύο λειτουργίες ελέγχου εισάγεται σε ένα φίλτρο 1^{ης} τάξης σταθεράς χρόνου 10 ms. Για την αποφυγή των προαναφερόμενων ταλαντώσεων, κατά τη μετάβαση από εφεδρεία ισχύος σε MPPT τα πρώτα 500 ms η σταθερά του φίλτρου αυξάνεται από 10 ms σε 100 ms, ώστε ο ρυθμός αύξησης της $P_{pv,ref}$ να μην είναι αρκετά υψηλός. Στην αναφορά [27] προτείνεται παρόμοια προοδευτική αύξηση της P_{pv} ώστε να μην προκύπτουν απότομες ανισορροπίες μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε ένα ήδη ασθενές δίκτυο κατά τη διάρκεια μιας υπερσυχνότητας. Η μέθοδος επιλογής στρατηγικής ελέγχου που περιγράφηκε παραπάνω παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.6.



Σχήμα 4.6: Μέθοδος επιλογής στρατηγικής ελέγχου του Φ/Β πεδίου

Στο Σχήμα 4.7 παρουσιάζεται συγκεντρωτικά ο ελεγκτής του DC/DC μετατροπέα.



Σχήμα 4.7: Στρατηγική ελέγχου του DC/DC μετατροπέα

Τέλος, στον Πίνακα 4.1 παρουσιάζονται διάφορες τιμές παραμέτρων του ελεγκτή του DC/DC μετατροπέα.

Σταθερού Βήματος INC MPPT	
δV	1 V
f_{MPPT}	100 Hz
PI Ελεγκτής της P_{field}	
K_p	0.0004
K_i	0.05
PI Ελεγκτής της V_{pv}	
K_p	$0.02(I_{mpp,STC}/I_{pv})$
K_i	0.5

Πίνακας 4.1: Παράμετροι ελεγκτή του DC/DC μετατροπέα

4.1.4 Εκτιμητής μέγιστης διαθέσιμης Φωτοβολταϊκής ισχύος

Σε αυτήν την ενότητα θα περιγραφεί ο προτεινόμενος εκτιμητής της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος, όταν το Φ/Β πεδίο δε βρίσκεται στο MPP. Η θεώρηση ότι η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς, λειτουργώντας σε εφεδρεία, θα είναι ίση με αυτήν που ίσχυε πριν δωθεί η εντολή απόρριψης ισχύος είναι ορθή μόνο εάν καθ'όλη τη διάρκεια διατήρησης της εφεδρείας έχουμε αμετάβλητες μετεωρολογικές συνθήκες λειτουργίας του σταθμού (G, T). Αντιθέτως, όταν η θερμοκρασία ή η ακτινοβολία στην οποία εκτίθενται τα πλαίσια μεταβληθεί τότε για να έχουμε λειτουργία με συγκεκριμένο ποσοστό εφεδρείας θα πρέπει να γίνει κάποια εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, όσο δε βρίσκονται τα Φ/Β πλαίσια στο MPP τους.

Στην αναφορά [58] παρουσιάζεται μια μέθοδος εκτίμησης της I-V χαρακτηριστικής Φ/Β πλαισίων με χρήση πολωνύμων. Όμως επειδή χρησιμοποιούνται πολώνυμα 4^{ου} ή 6^{ου} βαθμού, ανάλογα με τον τύπο του Φ/Β πλαισίου, η παραμετροποίηση τους παρουσιάζει αυξημένο υπολογιστικό κόστος. Μια εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος μπορεί να προκύψει από την προσέγγιση της P-V χαρακτηριστικής, βάσει μετρήσεων της τάσεως και του ρεύματος του Φ/Β πεδίου. Στην αναφορά [57] προτείνεται ο συνδυασμός δύο προσεγγίσεων της καμπύλης P-V, η μια εκ των οποίων είναι ευθεία και η δεύτερη παραβολή. Οι δύο αυτές προσεγγίσεις παρουσιάζονται – μαζί με την πραγματική P-V καμπύλη – στο Σχήμα 4.8 σε κανονικοποιημένα μεγέθη ως προς το MPP.

Οι εκτιμήσεις αυτές γίνονται σε διακριτά βήματα και για την πραγματοποίησή τους απαιτούνται οι μετρήσεις της τάσεως και του ρεύματος του Φ/Β πεδίου των δύο τελευταίων βημάτων $(V_{pv}(k), V_{pv}(k-1), I_{pv}(k), I_{pv}(k-1))$. Από αυτές προκύπτουν οι παραγόμενες ισχύεις στα δύο αυτά βήματα ως:

$$P_{pv}(m) = V_{pv}(m) \cdot I_{pv}(m) \quad , \quad m \in \{k-1, k\}$$

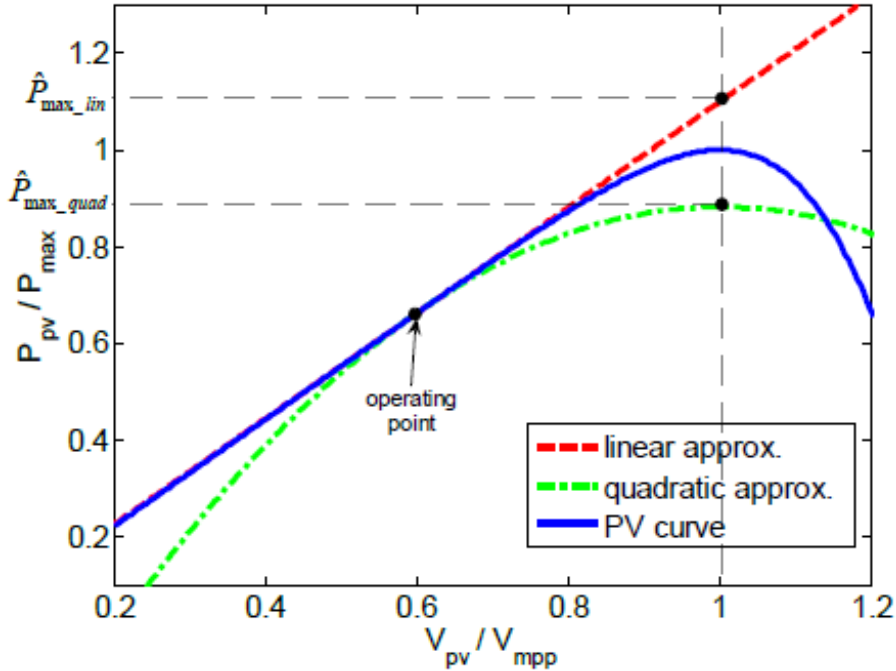
Προσεγγίζοντας την P-V ως ευθεία έχουμε ότι η P_{pv} δίνεται από την παρακάτω γενική μορφή εξίσωσης:

$$P_{pv} = \alpha V_{pv} + \beta \quad (4.7)$$

Έχοντας τις μετρήσεις $P_{pv}(k), V_{pv}(k)$ και $P_{pv}(k-1), V_{pv}(k-1)$ έχουμε δύο σημεία της ευθείας $P_{pv}(V_{pv})$, οπότε και υπολογίζονται οι όροι α, β της Εξίσωσης (4.7) ίσοι με:

$$\alpha = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)}$$

$$\beta = P_{pv}(k) - V_{pv}(k) \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)}$$



Σχήμα 4.8: Καμπύλη P-V ενός Φ/Β πλαισίου και προσεγγίσεις αυτής μέσω ευθείας και παραβολής, με κανονικοποιημένη την τάση και την ισχύ ως προς το MPP [57]

Επομένως, η προσέγγιση της P-V ως ευθεία καμπύλη δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$P_{pv} = P_{pv}(k) - \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} (V_{pv}(k) - V_{pv}) \quad (4.8)$$

Από την Εξίσωση (4.8) υπολογίζεται η εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος σύμφωνα με την προσέγγιση της P-V ως ευθεία ($\hat{P}_{max,lin}(k)$) από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\hat{P}_{max,lin}(k) = P_{pv}(k) - \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} [V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)] \quad (4.9)$$

Όπου ο όρος $\hat{V}_{mpp}(k)$ αντιστοιχεί στην εκτίμηση της $V_{mpp}(k)$, η εύρεση της οποίας θα εξηγηθεί στη συνέχεια.

Προσεγγίζοντας την P-V ως παραβολή, από τη μορφή αυτή προκύπτει πως έχει τα κοίλα προς τα κάτω και θα έχει τη μέγιστη τιμή της για $V_{pv} = V_{mpp}$, οπότε θα έχει την παρακάτω μορφή [19]:

$$P_{pv} = \gamma - \delta (V_{pv} - \hat{V}_{mpp})^2 \quad (4.10)$$

Η μέγιστη τιμή της παραπάνω συνάρτησης είναι ίση με την εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος χρησιμοποιώντας την προσέγγιση της P-V ως παραβολή ($\hat{P}_{max,quad}$) και είναι:

$$\hat{P}_{max,quad} = P_{pv}(V_{mpp}) = \gamma \quad (4.11)$$

Ο ρυθμός μεταβολής της ισχύος ως προς την τάση της εκτιμώμενης P-V καμπύλης, βάσει της Εξίσωσης (4.10), είναι ίσος με

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = -2\delta (V_{pv} - \hat{V}_{mpp}) \quad (4.12)$$

Ο ίδιος ρυθμός υπολογίζεται αριθμητικά ως:

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \quad (4.13)$$

Θεωρώντας, για μικρό χρονικό διάστημα μεταξύ δύο διαδοχικών διακριτών βημάτων, ότι ο αριθμητικός υπολογισμός δίνει όμοια αποτελέσματα με τον αναλυτικό [19] έχουμε από τις Εξισώσεις (4.12) και (4.13):

$$-2\delta[V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)] = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \Rightarrow$$

$$\delta = -\frac{1}{2[V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)]} \cdot \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)}$$

Από το δ που υπολογίστηκε παραπάνω και την Εξίσωση (4.10) προκύπτει ότι

$$P_{pv}(k) = \gamma - \left\{ -\frac{1}{2[V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)]} \cdot \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \right\} [V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)]^2 \Rightarrow$$

$$\gamma = P_{pv}(k) - \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} [V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)]$$

Άρα από την Εξίσωση (4.11) προκύπτει

$$\hat{P}_{max,quad}(k) = P_{pv}(k) - \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} [V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)] \quad (4.14)$$

Από τις Εξισώσεις (4.9) και (4.14) προκύπτει ότι προϋπόθεση για τον υπολογισμό των $\hat{P}_{max,lin}$ και $\hat{P}_{max,quad}$ αποτελεί η γνώση του V_{mpp} όταν ο Φ/Β σταθμός λειτουργεί μακριά από το MPP του. Μια εκτίμηση του V_{mpp} μπορεί να προκύψει με έναν από τους τρεις παρακάτω τρόπους [57]:

1. Σε επίπεδο Φ/Β σταθμού μπορεί ένα ή περισσότερα πλαίσια να λειτουργούν βάσει αλγορίθμου MPPT ακόμη και όταν έχει δοθεί εντολή απόρριψης ισχύος, δίχως αυτό να έχει πρακτική συνέπεια στην παραγόμενη ισχύ του Φ/Β σταθμού. Στον Φ/Β σταθμό του 1 MWp που μελετάται στην παρούσα εργασία χρησιμοποιούνται 4.600 πλαίσια, άρα είτε λειτουργούν όλα σε εφεδρεία ισχύος είτε ελάχιστα λιγότερα η συνολικά παραγόμενη ισχύς δε διαφέρει πρακτικά. Οπότε, λαμβάνοντας τη μέτρηση της τάσεως αυτού ή αυτών των Φ/Β πλαισίων και ανάγοντάς την στην τάση του συνόλου των συστοιχιών που ελέγχονται από τον DC/DC μετατροπέα προκύπτει μια εκτίμηση της V_{mpp} .
2. Εναλλακτικά μπορεί να θεωρείται ότι η V_{mpp} ισούται με την τάση που είχε το Φ/Β πεδίο τη στιγμή που δόθηκε η εντολή εφεδρείας. Για να έχει σημαντικές αποκλίσεις αυτή η εκτίμηση θα πρέπει όσο ο Φ/Β σταθμός λειτουργεί δίχως MPPT να προκύψει σημαντική μεταβολή στις μετεωρολογικές συνθήκες λειτουργίας του σταθμού, δηλαδή της ακτινοβολίας ή της θερμοκρασίας των πλαισίων.
3. Μια διαφορετική εκτίμηση της V_{mpp} μπορεί να προκύψει βάσει του μοντέλου των Φ/Β πλαισίων εκτιμώντας με κάποια υπολογιστική μέθοδο τα G, T .

Στην εργασία αυτή, όπως και στην αναφορά [57], επιλέγεται η 1^η εκτίμηση, οπότε το V_{mpp} θα θεωρείται γνωστό από μετρήσεις πλαισίων που λειτουργούν διαρκώς με αλγόριθμο MPPT. Ένα μειονέκτημα της μεθόδου αυτής είναι ότι απαιτείται ένας επιπλέον DC/DC μετατροπέας – πολύ μικρής ισχύος, άρα και μειωμένου κόστους – ο οποίος θα οδηγείται διαρκώς από αλγόριθμο MPPT. Επίσης, λόγω του ότι υπάρχει μια ανομοιογένεια μεταξύ των Φ/Β πλαισίων του Φ/Β πεδίου, πρέπει να επιλεγθούν για να λειτουργούν διαρκώς στο MPP τους εκείνα τα πλαίσια τα οποία έχουν χαρακτηριστικά που ταυτίζονται με τη μέση τιμή του συνόλου των πλαισίων της εγκατάστασης. Για να υλοποιηθεί αυτό θα χρησιμοποιηθούν τα αποτελέσματα των δοκιμών που γίνονται σε όλα τα πλαίσια πριν αυτά εγκατασταθούν στο Φ/Β πεδίο, τα οποία παρουσιάζονται στο “Flash Report” τους. Στις δοκιμές αυτές τα Φ/Β πλαίσια λειτουργούν σε συγκεκριμένες συνθήκες (ακτινοβολίας και

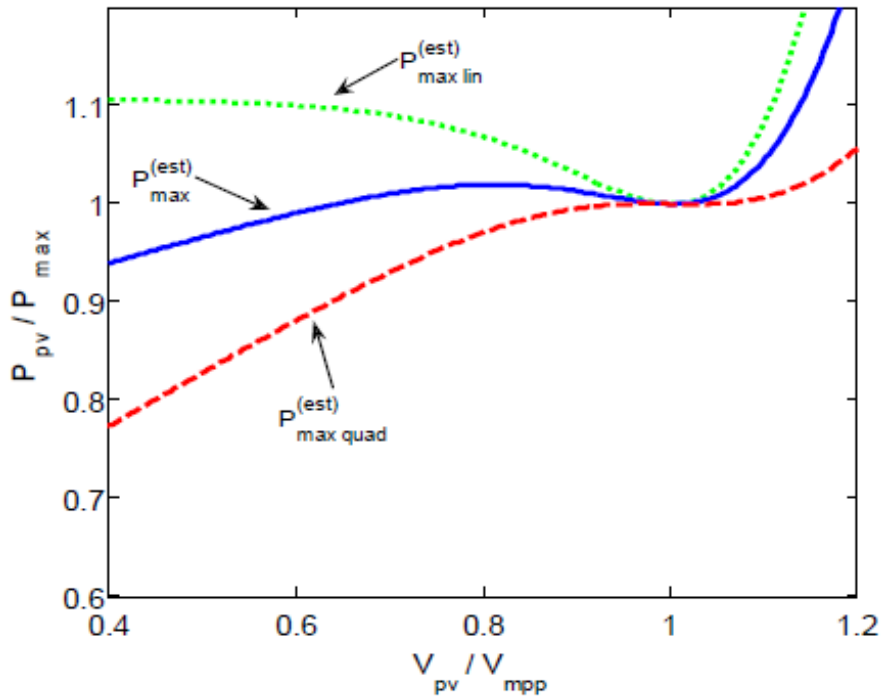
θερμοκρασίας) και μετρώνται διάφορα χαρακτηριστικά τους, όπως η τάση και το ρεύμα τους.

Όταν δίνεται εντολή μη μηδενικής εφεδρείας ο ελεγκτής ισχύος του Φ/Β σταθμού οδηγεί το σημείο λειτουργίας αριστερά από το MPP (όπου ισχύει $V_{pv} < V_{mpp}$). Σχετικά με την ακρίβεια των προσεγγίσεων ευθείας και παραβολής, έχουμε ότι η πρώτη δίνει υπερεκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος σε οποιοδήποτε σημείο της P-V, ενώ η δεύτερη οδηγεί σε υποεκτίμησή αυτής όταν το σημείο λειτουργίας του Φ/Β είναι αριστερά του MPP. Γι' αυτό η τελική εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος (\hat{P}_{max}) επιλέγεται να προκύπτει ως το ημιάθροισμα (μέσος όρος) των $\hat{P}_{max,lin}$, $\hat{P}_{max,quad}$ [57], δηλαδή έχουμε:

$$\hat{P}_{max} = \frac{\hat{P}_{max,lin} + \hat{P}_{max,quad}}{2}$$

$$\xrightarrow{\text{Εξ. (4.9), (4.14)}} \hat{P}_{max} = P_{pv}(k) - \frac{3}{4} \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} [V_{pv}(k) - \hat{V}_{mpp}(k)] \quad (4.15)$$

Η εκτίμηση της P_{max} μέσω ευθείας, παραβολής και συνδυασμού αυτών παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.9 για διάφορες τάσεις λειτουργίας του Φ/Β πλαισίου.



Σχήμα 4.9: Εκτίμηση μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος, μέσω προσέγγισης της P-V ως ευθεία, παραβολή και ημιάθροισμα αυτών [57]

Το Σχήμα 4.9 δείχνει ότι όσο το Φ/Β πλαίσιο λειτουργεί στο εύρος $0.4V_{mpp} < V_{pv} < V_{mpp}$ το μέτρο του ποσοστιαίου σφάλματος της εκτίμησης του P_{max} δεν υπερβαίνει το 7%. Επειδή το σφάλμα της εκτίμησης είναι αυξημένο για $V_{pv} > V_{mpp}$, η τιμή του \hat{P}_{max} ανανεώνεται μόνο όταν το σημείο λειτουργίας του Φ/Β πεδίου βρίσκεται αριστερά του MPP ($V_{pv} < V_{mpp}$), διαφορετικά χρησιμοποιείται η τιμή του τελευταίου βήματος για το οποίο ίσχυε $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} > 0$. Η επίδοση του εκτιμητή της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος εξετάζεται και στο Κεφάλαιο 5, όπου παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του συστήματος.

4.2 Ελεγκτής του DC/AC Μετατροπέα

Σε αυτήν την ενότητα θα αναλυθεί η στρατηγική ελέγχου του DC/AC Μετατροπέα ή *Inverter*. Προτού παρουσιαστεί το σύστημα ελέγχου του inverter θα περιγραφεί ένας μετασχηματισμός των τριφασικών εναλλασόμενων μεγεθών (τάσεων και ρευμάτων), ο οποίος χρησιμοποιείται σε αυτό, ο *Μετασχηματισμός Park*.

4.2.1 Μετασχηματισμός Park

Μέσω του Park μετασχηματίζονται τα τριφασικά εναλλασόμενα μεγέθη από τα μετρούμενα στις a, b, c φάσεις στο *Σύγχρονα Στρεφόμενο Πλαίσιο* (*Synchronous Reference Frame – SRF*) $dq0$. Σε αυτόν τον μετασχηματισμό συγχρονίζεται ο d άξονας με τη διεύθυνση του στρεφόμενου διανύσματος της τάσεως, επομένως τα μεγέθη του $dq0$ πλαισίου είναι μη εναλλασόμενα. Η μετατροπή των ρευμάτων από το abc πλαίσιο στο $dq0$ γίνεται όπως ορίζει η Εξίσωση (4.16) [59], [60]:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Όπου $\theta = \omega t$. Αναφέρεται εδώ ότι στη βιβλιογραφία υπάρχει και μια εναλλακτική μορφή του μετασχηματισμού Park, η οποία έχει την σταθερά $\frac{2}{3}$ αντί της $\sqrt{\frac{2}{3}}$ [14]. Το $I_0 = \frac{\sqrt{3}}{3}(I_a + I_b + I_c)$ αποτελεί το ρεύμα μηδενικής ακολουθίας, το οποίο σε συνθήκες συμμετρίας είναι μηδενικό.

Στον μετασχηματισμό Park η γωνία μεταξύ του άξονα d και της διεύθυνσης της τάσεως του δικτύου είναι ίση με μηδέν, δηλαδή η προβολή του V_d στον άξονα q να είναι ίση με μηδέν ($V_q = 0$). Στο dq πλαίσιο αποδεικνύεται ότι για τις ισχύεις προκύπτει [14], [19]:

$$P = V_d I_d + V_q I_q \quad (4.17)$$

$$Q = V_q I_d - V_d I_q \quad (4.18)$$

Έτσι, έχοντας $V_q = 0$ προκύπτει $P = V_d I_d$ και $Q = -V_d I_q$. Επομένως, το ρεύμα I_d (συμφασικό με το διάνυσμα της τάσεως) αντιστοιχεί στη μεταφορά ενεργού ισχύος, ενώ το I_q (κάθετο στο διάνυσμα της τάσεως) αντιστοιχεί στη μεταφορά αέργου ισχύος [60]. Ο διαχωρισμός των δύο αυτών συνιστωσών του ρεύματος είναι ιδιαίτερα χρήσιμος για τον έλεγχο της εγχεόμενης ενεργού και αέργου ισχύος στο δίκτυο, αφού η πρώτη ρυθμίζεται από την τιμή αναφοράς του I_d , ενώ η δεύτερη από του I_q . Αυτό είναι και ένα σημαντικό πλεονέκτημα του μετασχηματισμού Park, η αποσύζευξη του ελέγχου της ενεργού ισχύος από αυτόν της αέργου.

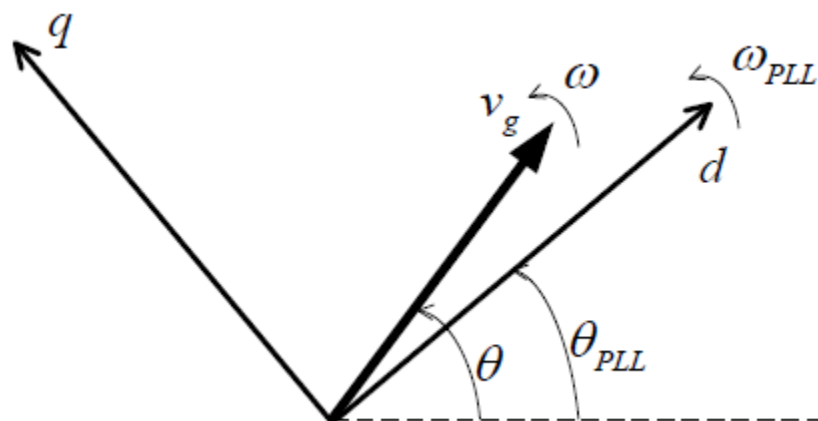
Από το $dq0$ πλαίσιο οδηγούμαστε στα τριφασικά εναλλασόμενα μεγέθη σύμφωνα με τον αντίστροφο του μετασχηματισμού της Εξίσωσης (4.16), όπως ορίζει η ακόλουθη σχέση [59], [60]:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

4.2.2 Phase Locked Loop

Ο μετασχηματισμός Park, που παρουσιάστηκε στην προηγούμενη ενότητα, απαιτεί τη γνώση της γωνίας $\theta = \omega t$ της τριφασικής τάσεως. Επίσης, η γνώση της συχνότητας της τάσεως του δικτύου είναι απαραίτητη ώστε να συμμετέχει το Φ/B πάρκο στη ρύθμιση συχνότητας, όπως καθορίζεται από τους Κώδικες Δικτύων. Η μέτρηση των τάσεων και των ρευμάτων είναι εφικτή με τη χρήση κατάλληλων οργάνων, αλλά η ανεύρεση της γωνίας των μεγεθών αυτών, καθώς και της θεμελιώδους συχνότητάς τους, απαιτεί ένα σύστημα κλειστού βρόχου που θα εκτελείται στον ψηφιακό επεξεργαστή, όπου εκτελούνται όλοι οι υπολογισμοί που αφορούν τον ηλεκτρολογικό έλεγχο του Φ/B πάρκου. Το σύστημα αυτό ονομάζεται *Phase Locked Loop (PLL)* και έχουν προταθεί διάφορες υλοποιήσεις του στη βιβλιογραφία.

Στην απλοικότερη και ευρέως χρησιμοποιούμενη μορφή ενός PLL μετασχηματίζεται η τάση του δικτύου στο πλαίσιο dq0 και η d συνιστώσα της αντιστοιχεί στην RMS τιμή της πολικής τάσεως, ενώ η V_q αποτελεί την είσοδο σε έναν PI ελεγκτή. Προσθέτοντας στην έξοδο αυτού την ονομαστική κυκλική συχνότητα του δικτύου λαμβάνουμε από το PLL την κυκλική συχνότητα της τάσεως ω_{pll} [61]. Ο λόγος που εισέρχεται η V_q σε έναν PI ελεγκτή είναι ότι επιζητείται να ισχύει $V_q = 0$ – όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 4.2.1 – οπότε η έξοδος του PI είναι τέτοια ώστε να επιτυγχάνεται αυτό, αφού ως είσοδο ο PI λαμβάνει το σφάλμα προς μηδενισμό. Έτσι, όταν προκύπτει απόκλιση της V_q από το μηδέν, τότε το σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq μεταβάλλει την ταχύτητα περιστροφής του έτσι ώστε να προκύψει ταύτιση του d άξονα με αυτόν της V_g . Η σχηματική απεικόνιση του διανύσματος της τάσεως του δικτύου και του dq πλαισίου του PLL παρουσιάζεται ακολούθως:

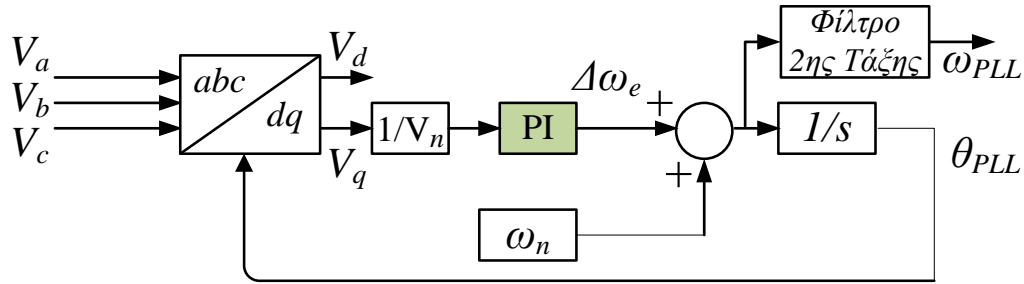


Σχήμα 4.10: Διάνυσμα της τάσεως του δικτύου και dq πλαίσιο του PLL [19]

Ολοκληρώνοντας το ω_{pll} λαμβάνεται η γωνία της τάσεως (θ), η οποία χρησιμοποιείται στον μετασχηματισμό Park της τάσεως και του ρεύματος. Καθώς σε αυτήν την υλοποίηση χρησιμοποιείται το σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq0 το σύστημα αυτό ονομάζεται SRF-PLL και παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.11. Το SRF-PLL είναι αυτό που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία για τον συγχρονισμό του Φ/B πάρκου με το δίκτυο.

Το εύρος ζώνης του SRF-PLL είναι ανάλογο του λόγου $K_{i,PLL}/K_{p,PLL}$ [61]. Σε συνθήκες πλήρους συμμετρίας των τάσεων και δίχως αρμονική παραμόρφωση αυτών, το SRF-PLL αυξάνει την ακρίβεια και την ταχύτητα απόκρισής του όσο αυξάνεται το εύρος ζώνης του [61]. Όταν η αρμονική παραμόρφωση των τάσεων είναι μη αμεληταία, το εύρος ζώνης του SRF-PLL οφείλει να μειωθεί ώστε να απορρίπτεται η επιρροή των ανωτέρων

αρμονικών στην ακρίβεια της διάταξης, γεγονός το οποίο μειώνει την ταχύτητα απόκρισής του. Όταν όμως οι τάσεις περιέχουν ασυμμετρίες, τότε η μείωση του εύρους ζώνης δεν αποτελεί ικανοποιητική λύση και για αυτές τις συνθήκες πρέπει να χρησιμοποιείται ένα PLL διαφορετικής μορφής από το SRF-PLL [61]. Διαφορετικές υλοποιήσεις που λαμβάνουν υπόψη περισσότερα ζητήματα σχετικά με την παρακολούθηση της τάσεως του δικτύου έχουν προταθεί από ερευνητές. Για παράδειγμα, στην αναφορά [61] περιγράφεται η λειτουργία του *Decoupled Double SRF-PLL (DDSRF-PLL)*, το οποίο έχει ικανοποιητική συμπεριφορά και όταν η τριφασική τάση έχει μη αμελητέες ασύμμετρες συνιστώσες. Δύο επιπλέον εναλλακτικές επιλογές διατάξεων συγχρονισμού αποτελούν τα *3PH-EPLL* και *DSOGI-PLL*, με την ανάλυση της τελευταίας να παρουσιάζεται στην αναφορά [62].



Σχήμα 4.11: Σύστημα SRF-PLL

Η συνάρτηση μεταφοράς κλειστού βρόχου του PLL είναι η ακόλουθη [19], [61], [63]:

$$G_{PLL}(s) = \frac{\omega_{PLL}}{\omega_g} = \frac{K_{p,PLL} s + K_{i,PLL}}{s^2 + K_{p,PLL} s + K_{i,PLL}}$$

Η παραπάνω συνάρτηση μεταφοράς είναι της παρακάτω γενικής μορφής:

$$G(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}$$

Άρα επιλέγοντας ως συντελεστή αποσβέσεως τον συνήθη ($\zeta = \frac{\sqrt{2}}{2}$) σε σχεδίαση συστημάτων αυτομάτου ελέγχου [48], [61], [64] και φυσική συχνότητα του PLL $\omega_n = 2\pi r/s$ έχουμε:

$$K_{p,PLL} = 2\zeta\omega_n = 8.89$$

$$K_{i,PLL} = \omega_n^2 = 39.48$$

Η σχετικά χαμηλή φυσική συχνότητα του PLL (1 Hz) επιλέχθηκε ώστε τα f_{PLL} και $ROCOF_{PLL}$, βάσει των οποίων συμμετέχει το Φ/Β πάρκο στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου, να μην έχουν υψίσυχνες διακυμάνσεις, οι οποίες θα μειώναν ιδιαίτερα τη σχετική ευστάθεια του συστήματος. Επίσης, η συχνότητα που χρησιμοποιείται στον έλεγχο του Φ/Β πάρκου είναι η έξοδος του PLL φιλτραρισμένη με ένα φίλτρο 2^{ης} τάξης με $\zeta = \frac{\sqrt{2}}{2}$ και συχνότητα αποκπής ίση με 50 Hz.

Για να ελεγχθεί το Φ/Β πάρκο σύμφωνα με αδρανειακή απόκριση είναι απαραίτητη η γνώση του ROCOF. Η υλοποίηση παραγωγίσις σημάτων σε πραγματικές εγκαταστάσεις αποφεύγεται, διότι ακόμη και ένα σήμα με πολύ μικρού πλάτους θορύβου έχει παράγωγο με υψίσυχνες αυξομειώσεις σημαντικού πλάτους [50]. Έτσι, για τον υπολογισμό του ROCOF χρησιμοποιείται μια συνάρτηση μεταφοράς που υλοποιεί παραγωγή στο φάσμα χαμηλών συχνοτήτων, όπως προτείνεται στην αναφορά [50]. Συγκεκριμένα, το ROCOF προκύπτει από το παραγόμενο V_q του PLL, όπως ορίζει η ακόλουθη εξίσωση [50]:

$$ROCOF_{PLL} = \frac{K_{i,PLL}}{2\pi} V_q = \frac{K_{i,PLLS}}{s^2 + K_{p,PLLS} + K_{i,PLL}} f \quad (4.20)$$

Επιπρόσθετα, για να προκύψει πιο ευσταθής απόκριση σε περίπτωση αδρανειακής απόκρισης χρησιμοποιείται ένα φίλτρο 1^{ης} τάξης (σταθεράς χρόνου 20 ms) ύστερα από την παραγωγή του $ROCOF_{PLL}$ από την Εξίσωση (4.20), ώστε να προκύψει το χρησιμοποιούμενο ROCOF στη ρύθμιση συχνότητας.

4.2.3 Ελεγκτής τάσεως του DC link

Ο έλεγχος του DC/AC μετατροπέα ανάγεται στην κατάλληλη ρύθμιση των ρευμάτων στην έξοδό του, έτσι ώστε να διατηρείται η τάση του DC link (V_{dc}) σε μια σταθερή τιμή.

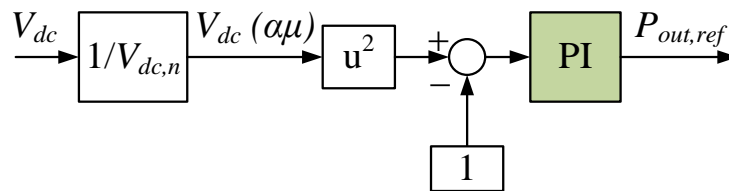
Επειδή η παρούσα εργασία δεν εξετάζει τη συνεισφορά του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση της τάσεως του δικτύου – μέσω κατάλληλης έγχυσης αέργου ισχύος – ορίζεται ως επιθυμητός συντελεστής ισχύος στην έξοδό του ο μοναδιαίος. Έτσι στην παρούσα εργασία τίθεται:

$$Q_{out,ref} = 0$$

Στην αναφορά [19] μπορεί να αναζητηθεί η υλοποίηση μιας στρατηγικής ελέγχου της αέργου ισχύος ενός Φ/Β σταθμού, καθώς και η συμβολή της αποκρίσεώς του σε ασύμμετρα σφάλματα του δικτύου.

Η ενεργός ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο (P_{out}) ρυθμίζεται βάσει της τάσεως του DC link (V_{dc}). Αυτό επιλέγεται ώστε στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας η ενεργός ισχύς που παράγεται από το Φ/Β πεδίο (P_{field}), η οποία αμελώντας τις απώλειες ισούται με την ισχύ εξόδου του DC/DC μετατροπέα, να ισούται με την ενεργό ισχύ που εγχέεται στο δίκτυο (P_{out}). Σε περίπτωση όπου ισχύει $P_{field} > P_{out}$ η πλεονάζουσα ισχύς ($P_{field} - P_{out}$) – αμελώντας τις απώλειες του συστήματος – αποθηκεύεται στον πυκνωτή του DC link με αποτέλεσμα να αυξάνει την τάση του. Τότε, για να μην οδηγηθεί σε υπερφόρτιση αυτός, η P_{out} πρέπει να αυξηθεί και αυτό συμβαίνει αυξάνοντας το $P_{out,ref}$. Στην αντίθετη περίπτωση ($P_{field} < P_{out}$) για να μην αποφορτιστεί επικίνδυνα ο πυκνωτής του DC link πρέπει να μειωθεί η P_{out} , άρα και το $P_{out,ref}$. Τη λογική που περιγράφηκε υλοποιεί ο PI ελεγκτής του τετραγώνου της τάσεως του DC link. Επιλέγεται ως είσοδος στον PI ελεγκτή το V_{dc}^2 – και όχι το V_{dc} – ώστε μικρές αποκλίσεις της V_{dc} να οδηγούν σε σημαντικές μεταβολές της ενεργού ισχύος αναφοράς του inverter, όπως προτείνεται και στην αναφορά [65]. Η έξοδος του PI αυτού αποτελεί την ενεργό ισχύ αναφοράς του DC/AC μετατροπέα ($P_{out,ref}$).

Ο ελεγκτής της V_{dc} που περιγράφηκε σε αυτή την ενότητα παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.12.



Σχήμα 4.12: Ελεγκτής της τάσεως του DC link

Τα κέρδη του αναλογικού – ολοκληρωτικού ελεγκτή της τάσεως του DC link, με σταθερά χρόνου του πυκνωτή $T_{dc} = \frac{\frac{1}{2}C_{dc}V_{dc}^2}{S_b} \simeq 10 \text{ ms}$ και επιλέγοντας συντελεστή αποσβέσεως ίσο με $\frac{\sqrt{2}}{2}$ και φυσική συχνότητα τα 50 Hz , είναι ίσα με:

$$\begin{aligned} K_p &= 2\zeta\omega_n T_{dc} = 4.40 \\ K_i &= \omega_n^2 T_{dc} = 986.96 \end{aligned}$$

4.2.4 Ελεγκτής ρευμάτων εξόδου του DC/AC μετατροπέα

Σε αυτήν την ενότητα θα παρουσιαστεί η δομή του ελέγχου του ρεύματος στην έξοδο του inverter του Φ/Β σταθμού. Διάφοροι ελεγκτές έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία για να ρυθμίζουν το εγγεόμενο ρεύμα των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, μερικοί από τους οποίους είναι δύο PI ελεγκτές στο σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο dq, δύο PR ελεγκτές στο σταθερό πλαίσιο αβ0, τρεις PI ελεγκτές στο abc πλαίσιο, τρεις PR ελεγκτές στο abc πλαίσιο, Deadbeat ελεγκτής, LQR ελεγκτής και ελεγκτής ασαφούς λογικής [64], [66]. Στην εργασία αυτή επιλέχθηκε η χρήση δύο PI ελεγκτών στο σύγχρονα στρεφόμενο dq πλαίσιο. Όταν το μέγεθος που πρέπει να ελεγχθεί είναι ημιτονοειδούς μορφής – όπως στα πλαίσια abc και αβ0 – προτιμάται η χρήση του PR ελεγκτή, καθώς ο PI δεν μπορεί να ρυθμίσει εναλλασσόμενα μεγέθη δίχως σφάλμα μόνιμης κατάστασης [43], [49], [64], [67]. Ο PI είναι η καλύτερη επιλογή εδώ, διότι τα ρεύματα μετασχηματίζονται κατά Park στο dq0 πλαίσιο, οπότε αυτός καλείται να ελέγξει μη εναλλασσόμενα μεγέθη [49], [64].

Από την προηγούμενη ενότητα καταλήξαμε στην παραγωγή των σημάτων $P_{out,ref}$ και $Q_{out,ref}$. Αντικαθιστώντας αυτές τις ισχύεις αναφοράς στις Εξισώσεις (4.17) και (4.18) προκύπτουν οι παρακάτω εξισώσεις:

$$\begin{cases} P_{out,ref} = V_d I_{d,ref} + V_q I_{q,ref} \\ Q_{out,ref} = V_q I_{d,ref} - V_d I_{q,ref} \end{cases}$$

Λύνοντας το παραπάνω σύστημα ως προς τις αναφορές των ρευμάτων I_d και I_q έχουμε:

$$\begin{cases} I_{d,ref} = \frac{P_{out,ref}V_d + Q_{out,ref}V_q}{V_d^2 + V_q^2} \\ I_{q,ref} = \frac{P_{out,ref}V_q - Q_{out,ref}V_d}{V_d^2 + V_q^2} \end{cases} \quad (4.21)$$

Οι παραπάνω αναφορές δίνονται στους ελεγκτές των δύο συνιστωσών του ρεύματος εξόδου του inverter. Δίνοντας $Q_{out,ref} = 0$ και καθώς στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ισχύει $V_q = 0$ και $V_d = 1 \text{ αμ}$ προκύπτει ότι στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ισχύει $I_{d,ref}(\alpha\mu) = P_{out,ref}(\alpha\mu)$ και $I_{q,ref} = 0$.

Έχοντας παράξει τα $I_{d,ref}$ και $I_{q,ref}$, οι διαφορές μεταξύ αυτών και των μετρούμενων I_d και I_q εισέρχονται σε δύο PI ελεγκτές, ώστε μέσω του κλειστού βρόγχου του ελέγχου που περιγράφεται σε αυτήν την ενότητα να οδηγηθούν οι dq συνιστώσες του ρεύματός του inverter στην επιθυμητή τους τιμή. Με μοναδιαίο συντελεστή αποσβέσεως ($\zeta_{inv} = 1$) και φυσική συχνότητα του ελεγκτή των ρευμάτων του inverter $\omega_{n,inv} = 800\pi \text{ r/s}$ έχουμε τα ακόλουθα κέρδη ελεγκτών:

$$K_{p,inv} = 2\zeta_{inv}\omega_{n,inv} \frac{L_f}{100\pi} \sqrt{\frac{3}{2}} = 0.98$$

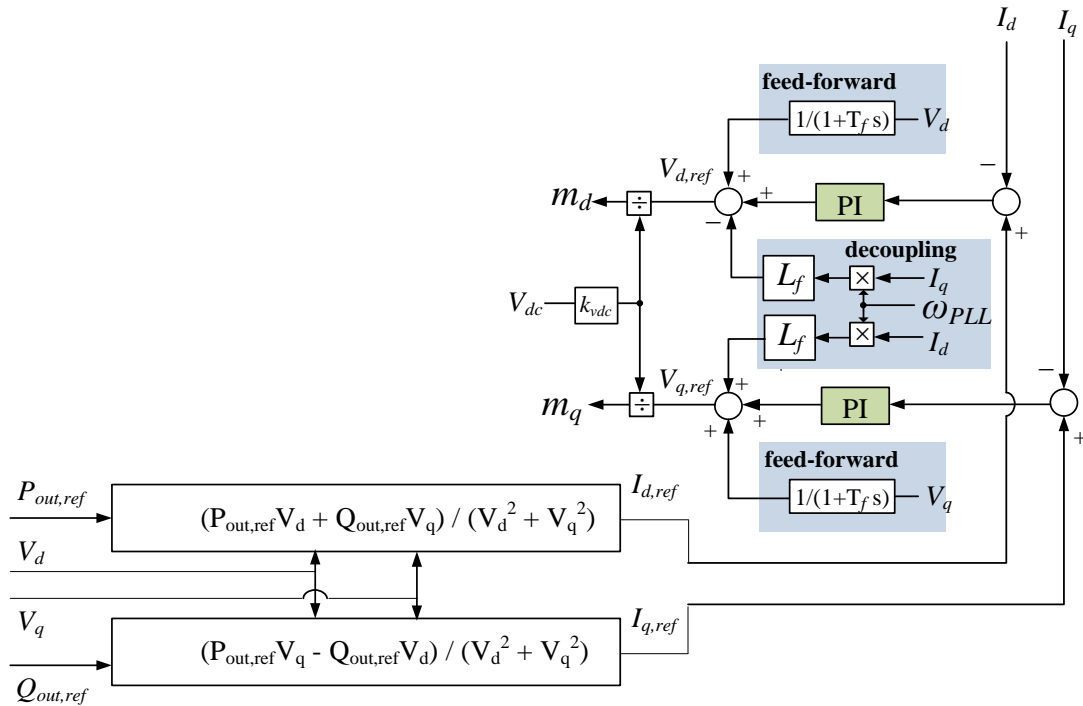
$$K_{i,inv} = \omega_{n,inv}^2 \frac{L_f}{100\pi} \sqrt{\frac{3}{2}} = 1231.25$$

Στην απλούστερη υλοποίηση του dq ελέγχου του ρεύματος εξόδου του inverter η έξοδος των ελεγκτών αυτών είναι οι αναφορές των V_d και V_q [64]. Στην παρούσα εργασία όμως στην παραγωγή των $V_{d,ref}, V_{q,ref}$ χρησιμοποιείται και *προσωτροφοδότηση* (*feed-forward*) των μετρούμενων V_d και V_q αντίστοιχα, ώστε ο inverter να αποκρίνεται ταχύτερα κατά την εκκίνηση και να ρυθμίζει αποτελεσματικότερα την έξοδό του σε διαταραχές και ασυμμετρίες της τάσεως του δικτύου [19], [34], [64]. Επίσης, χρησιμοποιήθηκαν φίλτρα 1^{ης} τάξης στο feed-forward – σταθεράς χρόνου 50 ms – για την καταστολή ταχέων διακυμάνσεων στις τάσεις V_d και V_q .

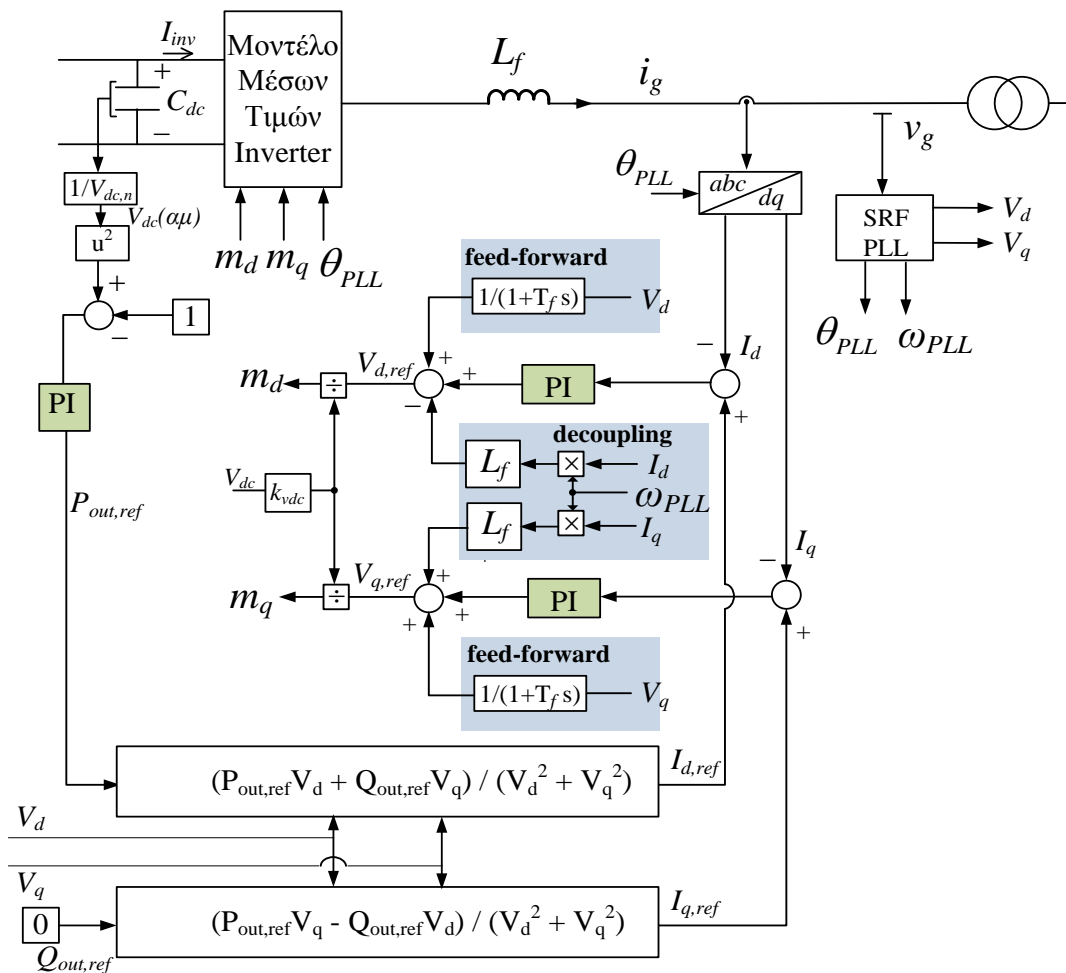
Επιπλέον, για την παραγωγή των $V_{d,ref}, V_{q,ref}$ χρησιμοποιείται και το λεγόμενο “*cross coupling*” των ρευμάτων. Αυτό υλοποιείται από την πρόσθεση των όρων $(-\omega_{PLL}L_f i_q)$ και $(-\omega_{PLL}L_f i_d)$ στα παραγόμενα $V_{d,ref}$ και $V_{q,ref}$ αντίστοιχα [34], [64], [65].

Από τις τάσεις αναφοράς των d και q αξόνων υπολογίζεται το μέτρο της τάσεως αναφοράς ως $|V_{inv,ref}| = \sqrt{V_{d,ref}^2 + V_{q,ref}^2}$. Πραγματοποιώντας τον πλήρη μετασχηματισμό από καρτεσιανές σε πολικές συντεταγμένες υπολογίζεται και η γωνία της τάσεως ως $\theta_{inv,ref} = \arctan\left(\frac{V_{q,ref}}{V_{d,ref}}\right)$. Το $|V_{inv,ref}|$ διαιρείται με τον όρο $k_{v,dc} = \frac{V_{dc}}{2V_{u,n}\sqrt{2/3}}$, παράγοντας το μέτρο του συντελεστή διαμορφώσεως πλάτους m , δηλαδή το $|m| = \sqrt{m_d^2 + m_q^2}$. Για να μην εισέρχεται ο inverter στην περιοχή της υπερδιαμόρφωσης ($|m| > 1$) το σήμα του $|m|$ οδηγείται σε έναν κορεστή με ακραίες τιμές 0 και 1. Αυτό επιλέγεται ώστε να μην προκύπτει μη γραμμική συμπεριφορά του DC/AC μετατροπέα. Επιπλέον, το μοντέλο μέσω των τιμών που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία δεν περιγράφει επαρκώς τη λειτουργία του inverter για υπερδιαμόρφωση [34]. Ύστερα, από το $|m|$ και τη γωνία $\theta_{inv,ref}$ επανερχόμαστε στις καρτεσιανές συντεταγμένες, δηλαδή στις τιμές m_d, m_q και μέσω του μετασχηματισμού Park σε αυτές παράγονται τα σήματα οδήγησης του inverter (m_a, m_b, m_c). Το υποσύστημα που λαμβάνει τις ισχείς αναφοράς και εξάγει τα σήματα οδήγησης του DC/AC μετατροπέα απεικονίζεται στο Σχήμα 4.13.

Ο πλήρης έλεγχος του DC/AC μετατροπέα που περιγράφηκε στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.14.



Σχήμα 4.13: Υποσύστημα παραγωγής παλμών οδήγησης του DC/AC μετατροπέα



Σχήμα 4.14: Στρατηγική ελέγχου του DC/AC μετατροπέα

Οι τιμές των κερδών των PI ελεγκτών του DC/AC μετατροπέα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 4.2.

PI Ελεγκτής του SRF-PLL	
K_p	8.89
K_i	39.48
PI Ελεγκτής της V_{dc}	
K_p	4.40
K_i	986.96
PI Ελεγκτές των I_d, I_q	
K_p	0.98
K_i	1231.25

Πίνακας 4.2: Παράμετροι ελεγκτή του DC/AC μετατροπέα

Κεφάλαιο 5

Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

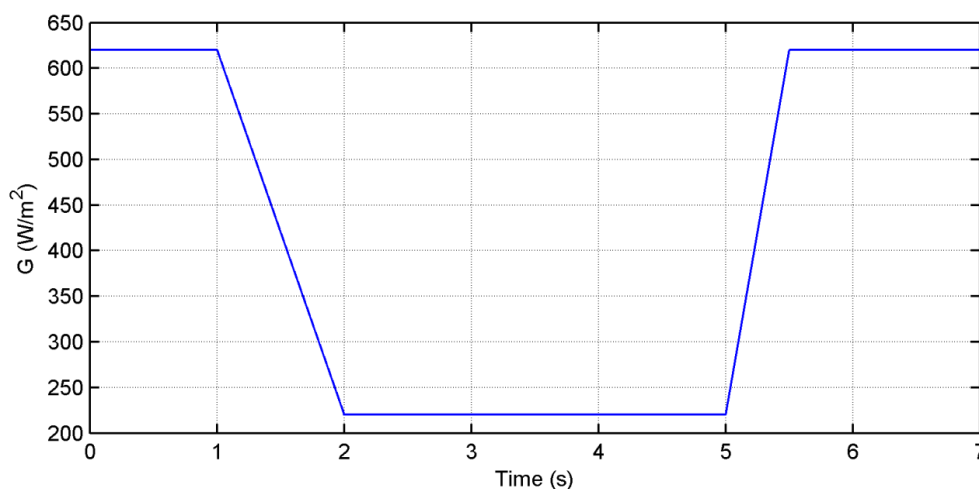
Στο Κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του μικροδικτύου που μελετάται. Το σύστημα προσομοιώθηκε με τη χρήση του λογισμικού MATLAB/SIMULINK με τα μοντέλα του κάθε υποσυστήματος, καθώς και τον έλεγχο αυτών, να έχουν παρουσιαστεί στα Κεφάλαια 3 και 4. Οι προσομοιώσεις που εκτελέστηκαν αποσκοπούν στην παρουσίαση της επίδοσης των ελεγκτών του Φ/Β πάρκου, της συμβολής αυτού στη ρύθμιση συχνότητας και της επιρροής διαφόρων παραμέτρων του μικροδικτύου στη ρύθμιση συχνότητας.

5.1 Μεταβαλλόμενη Ένταση Ηλιακής Ακτινοβολίας

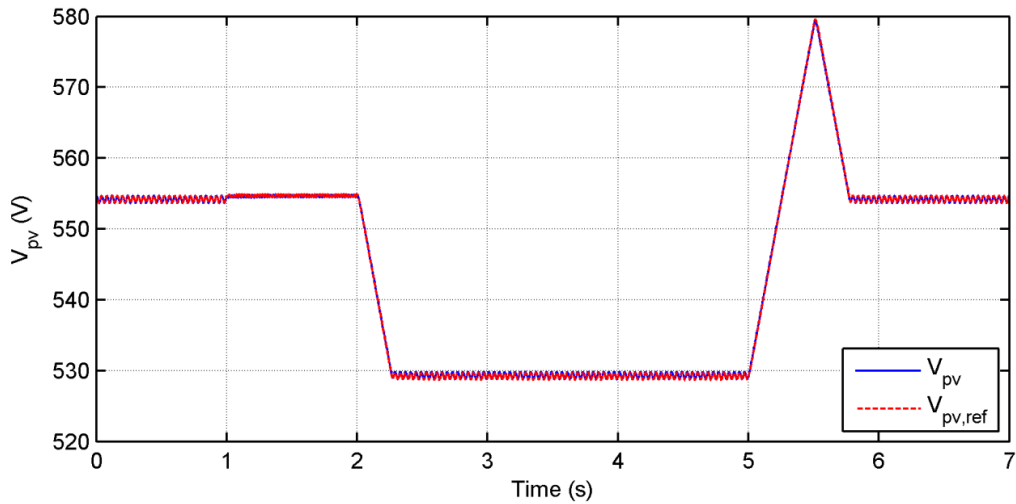
Η στρατηγική μέγιστης απολαβής Φ/Β ισχύος περιγράφηκε στην Ενότητα 4.1.1. Για να εξεταστεί η δυνατότητα του Φ/Β πάρκου να παρακολουθεί τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του προσομοιώθηκαν δύο περιπτώσεις μεταβολής της έντασης της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας (G) στα Φ/Β πλαίσια. Οι μεταβολές αυτές είχαν τη μορφή ράμπας και βηματικής. Στις προσομοιώσεις αυτές η θερμοκρασία των πλαισίων παρέμεινε σταθερή και ίση με $T = 33^{\circ}C$.

5.1.1 Μεταβολές μορφής ράμπας

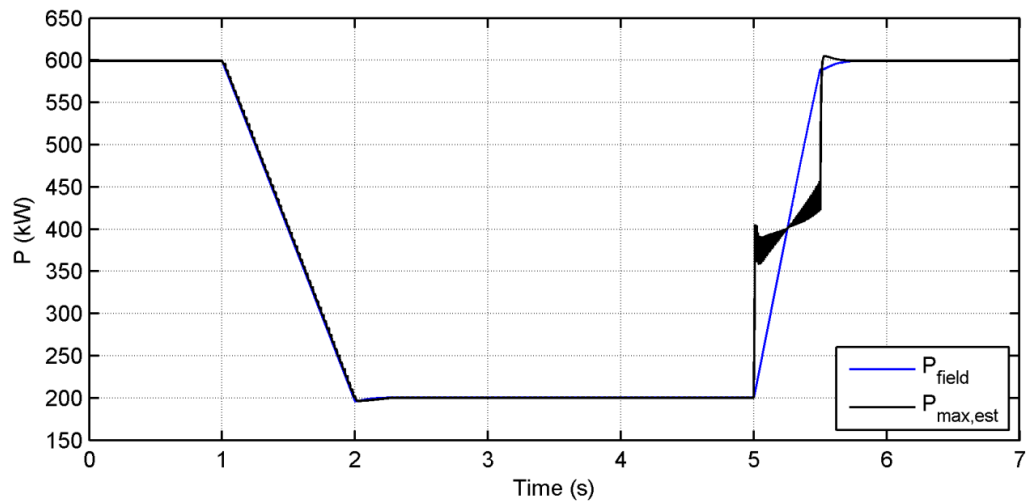
Η πρώτη περίπτωση αντιστοιχεί στην περισσότερο ρεαλιστική μεταβολή του G με μορφή ράμπας. Η ένταση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στα Φ/Β πλαίσια παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.1. Το G της μορφής αυτής θα μπορούσε να αντιστοιχεί στην περίπτωση όπου ένα σύννεφο σκίασε για μερικά δευτερόλεπτα το Φ/Β πεδίο. Στα Σχήματα 5.2–7 απεικονίζονται οι αποκρίσεις διαφόρων μεγεθών του Φ/Β πάρκου, ώστε να εξεταστεί κατά πόσο αυτά έχουν την αναμενόμενη απόκριση.



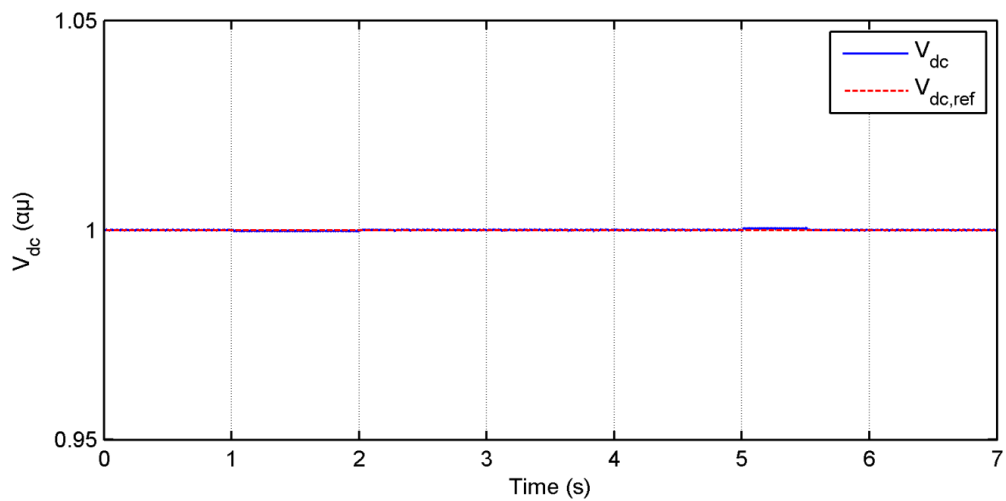
Σχήμα 5.1: Ένταση ηλιακής ακτινοβολίας (G) με μεταβολές μορφής ράμπας



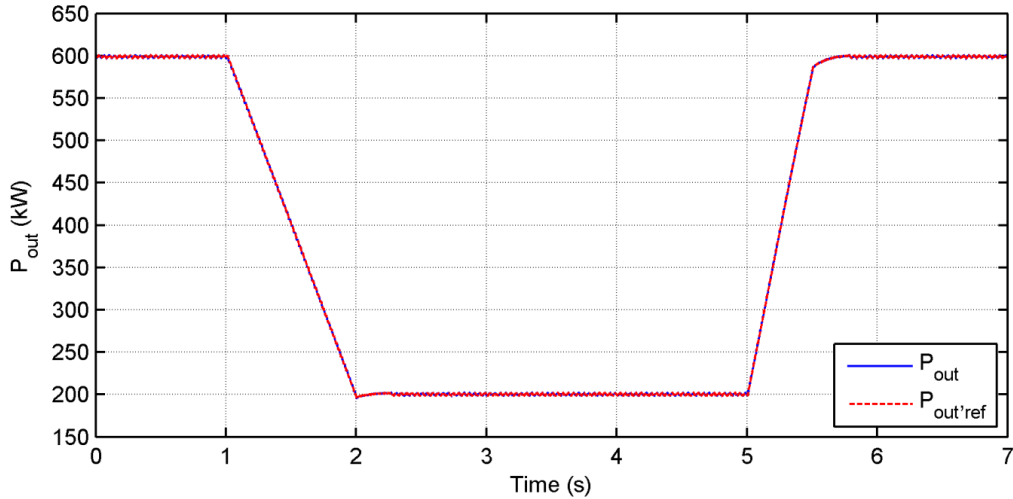
Σχήμα 5.2: Τάση Φ/Β πεδίου (V_{pv}) και η αναφορά αυτής ($V_{pv,ref}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας



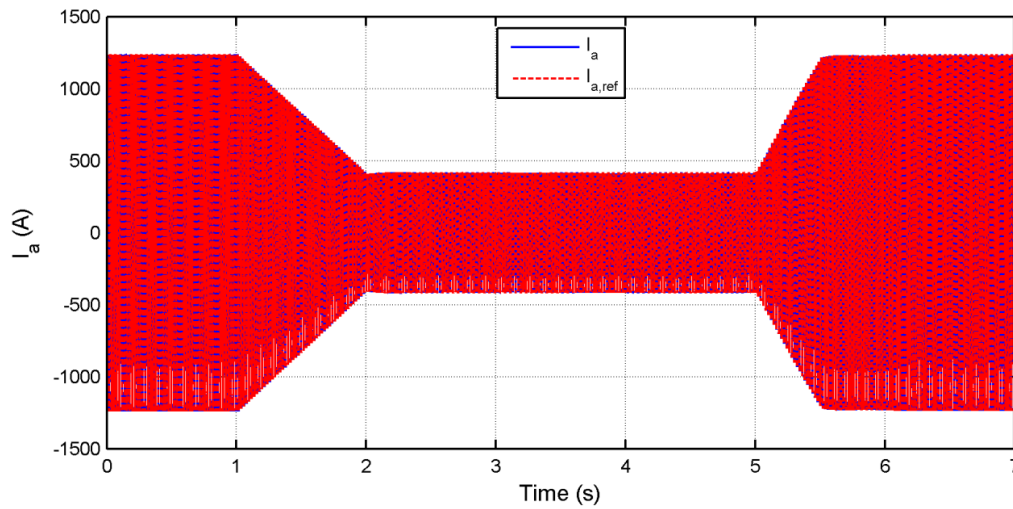
Σχήμα 5.3: Ισχύς Φ/Β πεδίου (P_{field}) και εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ($P_{max,est}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας



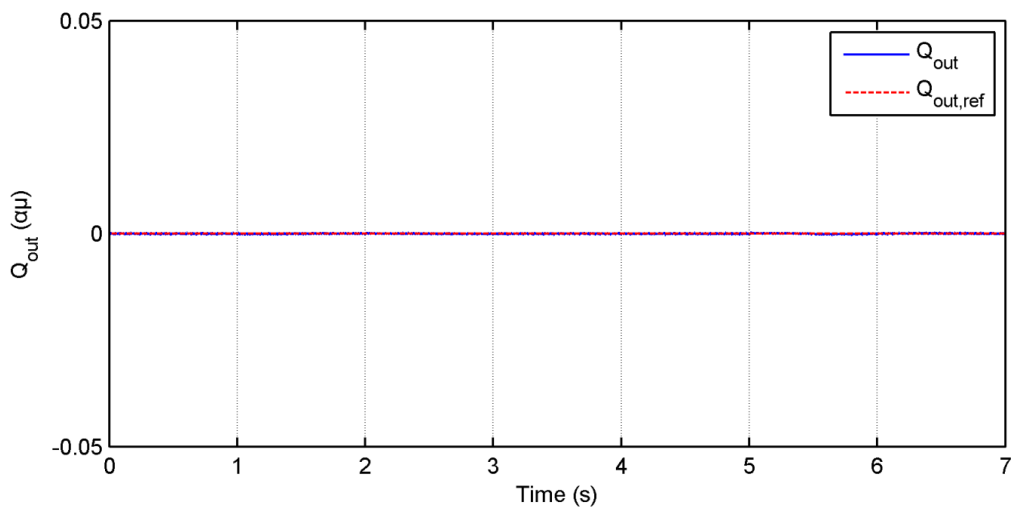
Σχήμα 5.4: Τάση του DC link (V_{dc}) και η αναφορά αυτής ($V_{dc,ref}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας



Σχήμα 5.5: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου (P_{out}) και η αναφορά αυτής ($P_{out,ref}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας



Σχήμα 5.6: Ρεύμα της φάσης a του Φ/Β πάρκου (I_a) και η αναφορά αυτού ($I_{a,ref}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας



Σχήμα 5.7: Άεργος ισχύς Φ/Β πάρκου (Q_{out}) και η αναφορά αυτής ($Q_{out,ref}$), για G με μεταβολές μορφής ράμπας

Η τάση του Φ/B πεδίου και η αναφορά αυτής, η οποία παράγεται από τον αλγόριθμο MPPT, απεικονίζονται στο Σχήμα 5.2. Οι ταλαντώσεις μικρού πλάτους (~ 1 V) όσο η ακτινοβολία παραμένει σταθερή υφίστανται στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας με τον αλγόριθμο INC MPPT σταθερού βήματος. Κατά τη διάρκεια της μείωσης της ακτινοβολίας (1-2 s) η τάση δε μειώνεται, αλλά αυτό συμβαίνει αφού σταθεροποιηθεί η G . Αυτή η απόκριση προκύπτει επειδή σε αυτό το χρονικό διάστημα το dP_{pv}/dV_{pv} , που υπολογίζεται ώστε να επιλεγεί εάν θα αυξηθεί ή θα μειωθεί το $V_{pv,ref}$, δεν υπολογίζεται πάνω σε μια μοναδική P-V καμπύλη – όπως αυτή για $G = 620$ W/m² – αλλά μεταξύ διαρκώς διαφορετικών, λόγω της διαρκούς μείωσης της G . Αυτό μπορεί να γίνει περισσότερο κατανοητό με τη βοήθεια του Σχήματος 3.13 της Ενότητας 3.1.2, αναλογιζόμενοι ότι στο διάστημα 1-2 s η P-V μεταβάλλεται περίπου από αυτή των $G = 600$ W/m² σε αυτή των $G = 200$ W/m². Η μη ιδανική απόκριση του Φ/B πεδίου παρατηρείται και στο χρονικό διάστημα 5-5.5 s, όπου ο ταχύτερος ρυθμός αύξησης της G οδηγεί σε συνεχή $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, οπότε και δίνεται διαρκώς η εντολή να αυξηθεί η $V_{pv,ref}$. Ύστερα από τη σταθεροποίηση του G (2 s και 5.5 s) φαίνεται ότι ο MPPT οδηγεί το Φ/B πεδίο στην επιθυμητή V_{pv} εντός ~ 250 ms. Αυτός ο χρόνος εξαρτάται από τη μεταβολή της G , το δV του MPPT και το f_{MPPT} .

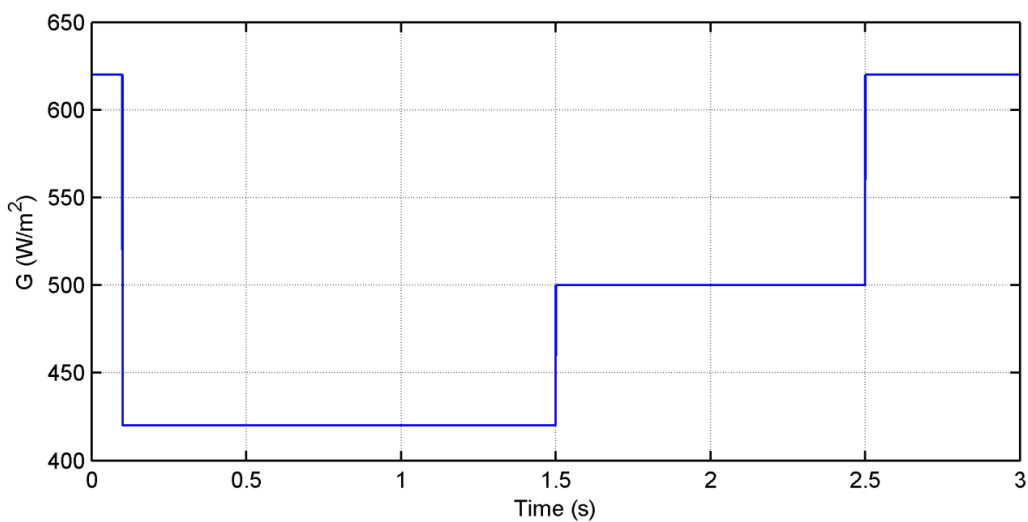
Στο Σχήμα 5.3 παρουσιάζεται η παραγόμενη ισχύς από το Φ/B πεδίο (P_{field}) και η εκτιμώμενη μέγιστη διαθέσιμη ισχύς ($P_{max,est}$). Η $P_{max,est}$ παρακολουθεί ικανοποιητικά την P_{field} , με την τελευταία να είναι – με αρκετά μικρό σφάλμα – ίση με τη μέγιστη διαθέσιμη, λόγω ελέγχου της V_{pv} από τον INC MPPT. Η μη ιδανική απόκριση στο διάστημα 5-5.5 s οφείλεται στον υπολογισμό του dP_{pv}/dV_{pv} , το οποίο είναι διαρκώς θετικό τότε. Η απόκριση της P_{field} δείχνει ότι ακόμη και κατά τη διάρκεια της μεταβολής της G , οπότε και προκύπτει η μη ιδανική απόκριση της V_{pv} , το Φ/B πεδίο παράγει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ με πολύ μικρή απόκλιση. Επομένως, ο MPPT λειτουργεί αποτελεσματικά και στο διάστημα αυτό, αφού αυτός αποσκοπεί στη διαρκή εκμετάλλευση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/B ισχύος. Η προαναφερθείσα συμπεριφορά μπορεί να εξηγηθεί καλύτερα με επισκόπηση των Σχημάτων 3.13 και 5.2. Στο Σχήμα 3.13 φαίνεται ότι οι καμπύλες των 200 W/m² και 600 W/m² δεν έχουν το MPP τους σε τάση σημαντικά διαφορετική και στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται ότι η μεταβολή της V_{mpp} μεταξύ 220 W/m² και 620 W/m² είναι ίση με μόλις 4.5%. Επομένως, η απώλεια παραγωγής είναι ιδιαίτερα μικρή κατά τη μεταβολή της G .

Στο Σχήμα 5.4 παρουσιάζεται ο αποτελεσματικός έλεγχος της τάσεως του DC link, η οποία δεν αποκλίνει περισσότερο από 0.05% ή 0.0005 αμ από την τιμή αναφοράς των 700 V. Η απουσία μεταβολής της αποθηκευμένης ενέργειας στο DC link, η οποία προκύπτει από την απόκριση του V_{dc} , σημαίνει ότι η παραγόμενη ισχύς του Φ/B πεδίου σχεδόν ταυτίζεται με την ισχύ εισόδου στον inverter, άρα και με αυτήν της εξόδου του (έχουν θεωρηθεί μηδενικές απώλειες). Συνεπώς, η απόκριση της εγγεόμενης ενεργού ισχύος P_{out} (Σχήμα 5.5), είναι παρόμοια με αυτήν της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος του Φ/B πεδίου P_{field} . Στο σχήμα αυτό διαπιστώνεται και η αποτελεσματική λειτουργία του ελεγκτή ισχύος του Φ/B inverter (ρύθμιση στην ενεργό ισχύ αναφοράς $P_{out,ref}$).

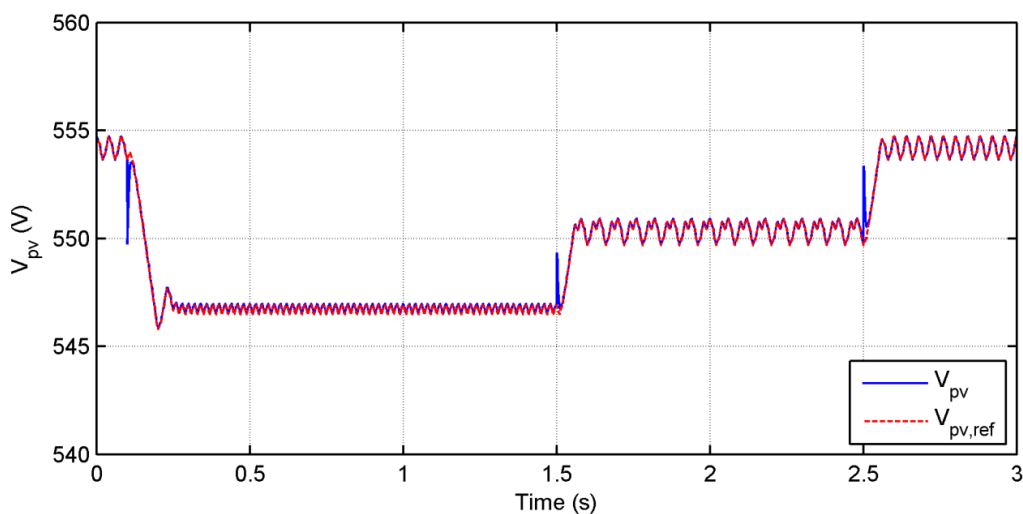
Στο Σχήμα 5.6 παρατίθεται η απόκριση του ρεύματος εξόδου της φάσεως a του inverter του Φ/B πάρκου. Από το συγκεκριμένο σχήμα φαίνεται πως το ρεύμα παρακολουθεί την αναφορά του. Τέλος, η άεργος ισχύς εξόδου του Φ/B inverter φαίνεται στο Σχήμα 5.7, η οποία ρυθμίζεται αποτελεσματικά στην επιθυμητή της τιμή.

5.1.2 Βηματικές μεταβολές

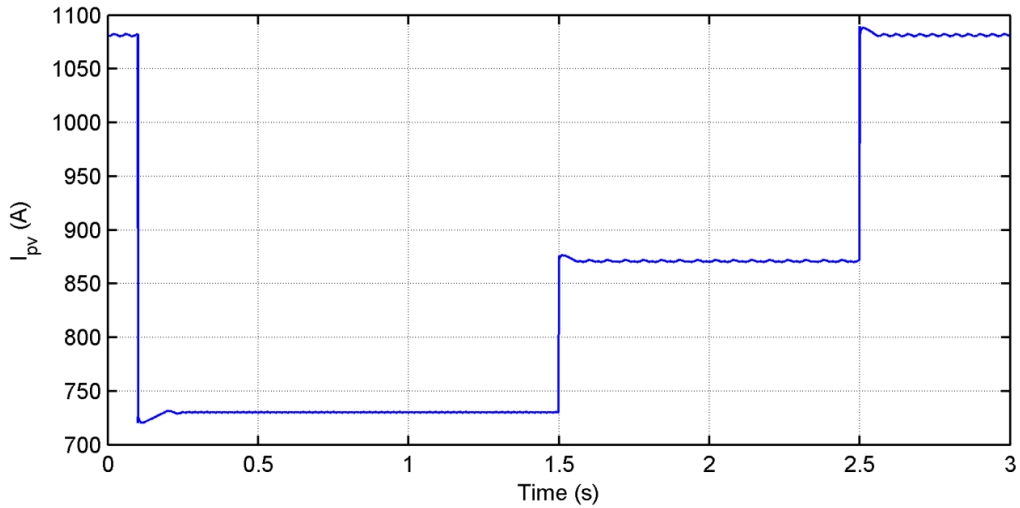
Η απόκριση του Φ/Β πάρκου προσομοιώθηκε και για την πιο ακραία περίπτωση των βηματικών μεταβολών της έντασης της ακτινοβολίας, η οποία παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.8. Στα Σχήματα 5.9–18 παρουσιάζονται τα σημαντικότερα μεγέθη του Φ/Β πάρκου προς αξιολόγηση. Οι βηματικές μεταβολές της έντασεως της ηλιακής ακτινοβολίας του Σχήματος 5.8 δεν είναι ρεαλιστικές σε μια πραγματική εγκατάσταση και η συγκεκριμένη προσομοίωση εκτελέστηκε ώστε να παρατηρηθεί η απόκριση του Φ/Β πάρκου ακόμη και στην ακραία αυτή περίπτωση. Για να εξεταστεί καλύτερα η απόκριση του Φ/Β σταθμού κατά τη διάρκεια των βηματικών μεταβολών τα P_{field} , $P_{max,est}$ και V_{dc} απεικονίζονται τόσο για τα 3 δευτερόλεπτα της προσομοίωσης όσο και για ένα μικρό χρονικό διάστημα εντός του οποίου συμβαίνει η βηματική μείωση του G (0.09 – 0.14 s).



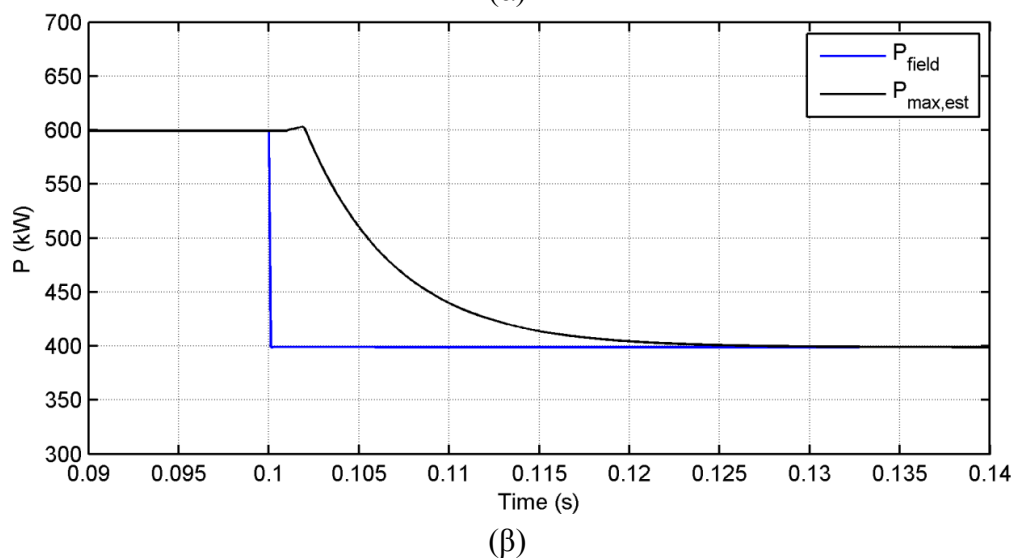
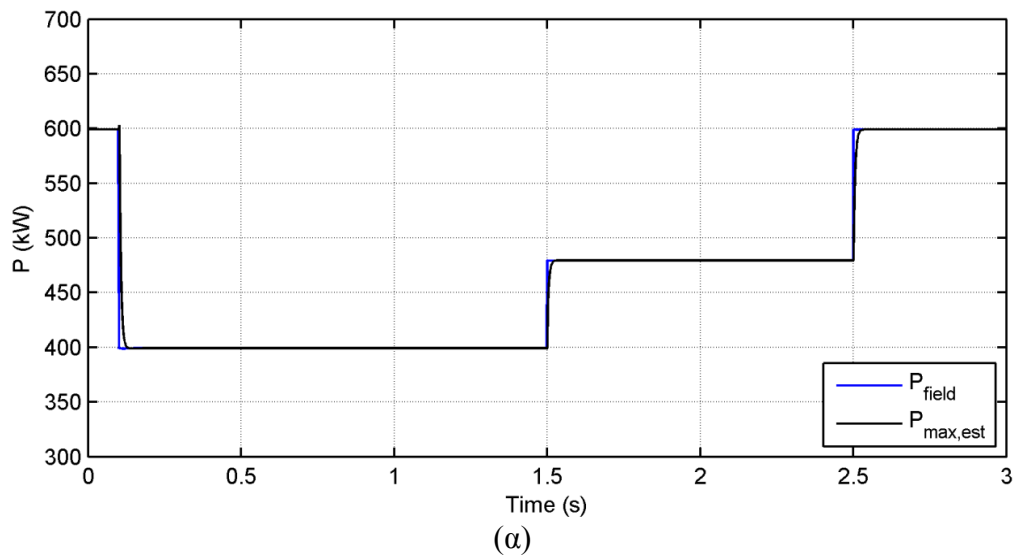
Σχήμα 5.8: Ένταση ηλιακής ακτινοβολίας (G) με βηματικές μεταβολές



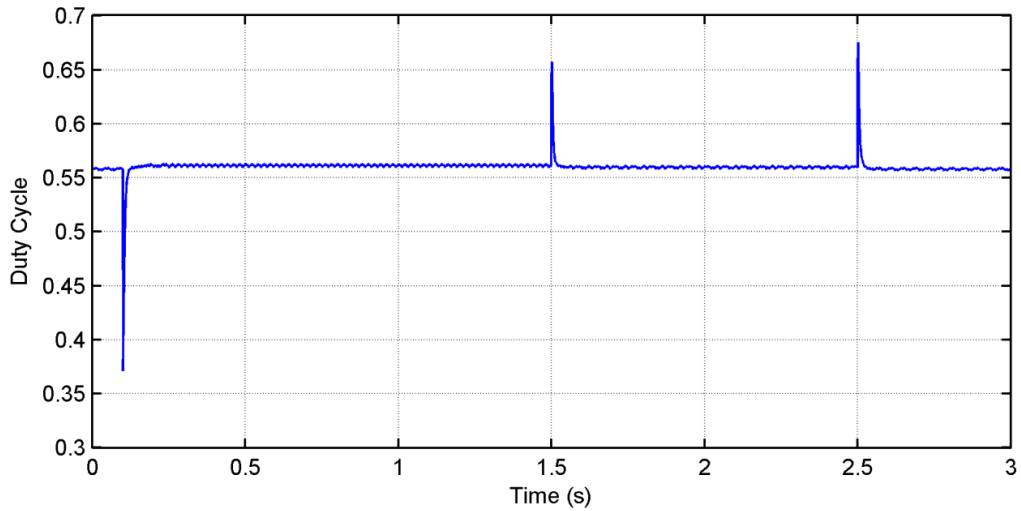
Σχήμα 5.9: Τάση Φ/Β πεδίου (V_{pv}) και η αναφορά αυτής ($V_{pv,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές



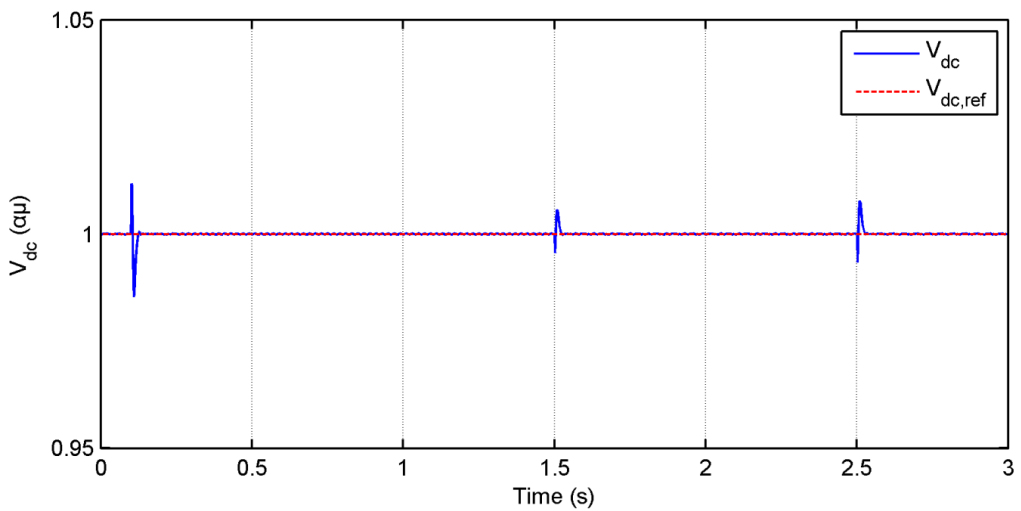
Σχήμα 5.10: Ρεύμα Φ/Β πεδίου (I_{pv}), για G με βηματικές μεταβολές



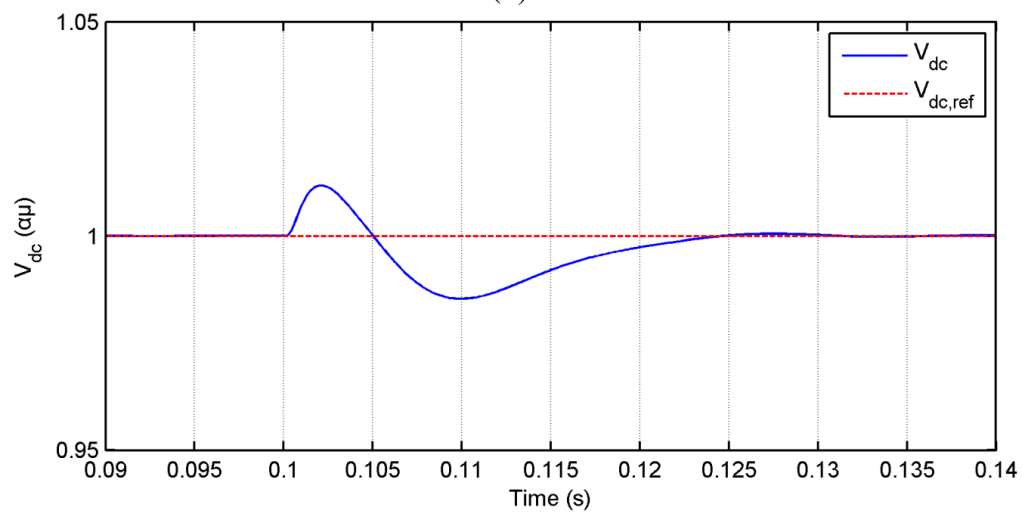
Σχήμα 5.11: Ισχύς Φ/Β πεδίου (P_{field}) και εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ($P_{max,est}$), για G με βηματικές μεταβολές (α) σε όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης, (β) εντός του χρονικού διαστήματος (0.09 – 0.14 s)



Σχήμα 5.12: Duty Cycle του DC/DC μετατροπέα, για G με βηματικές μεταβολές

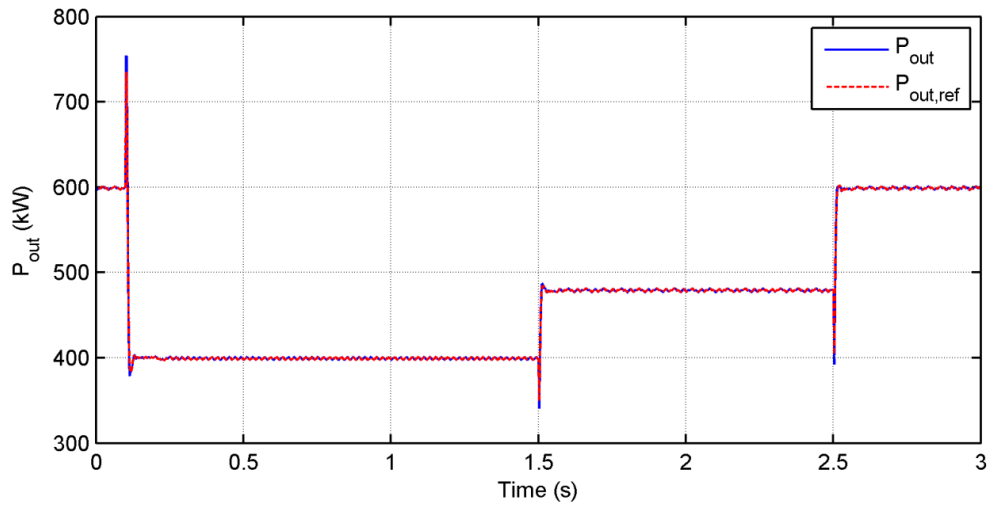


(α)

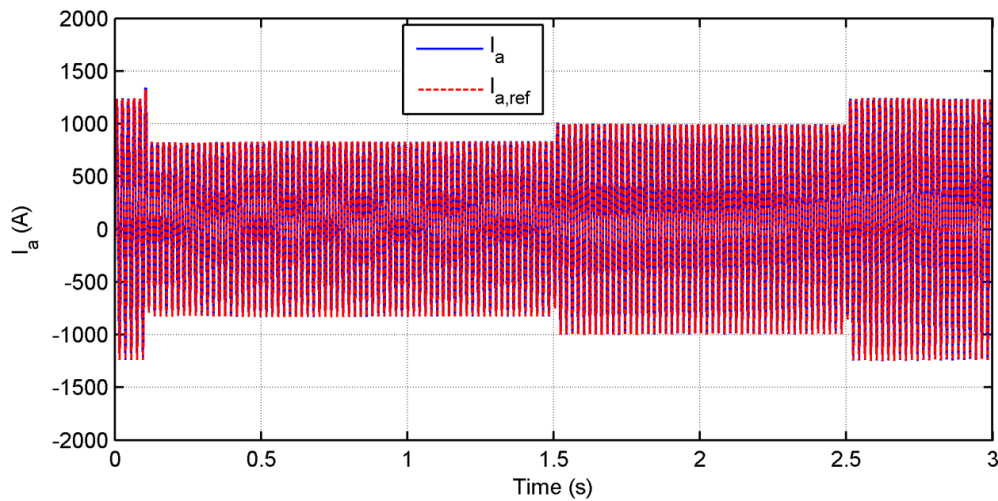


(β)

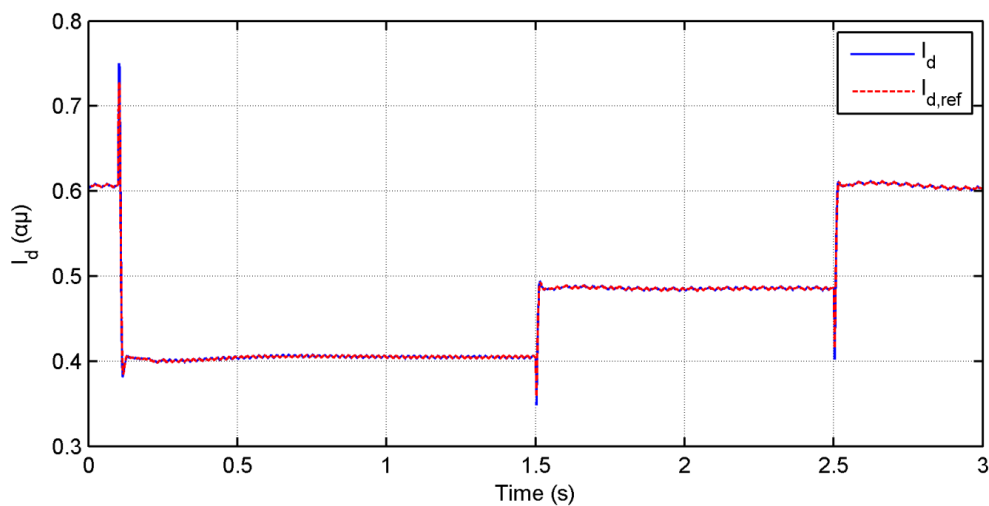
Σχήμα 5.13: Τάση του DC link (V_{dc}) και η αναφορά αυτής ($V_{dc,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές (α) καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης, (β) εντός του χρονικού διαστήματος (0.09 – 0.14 s)



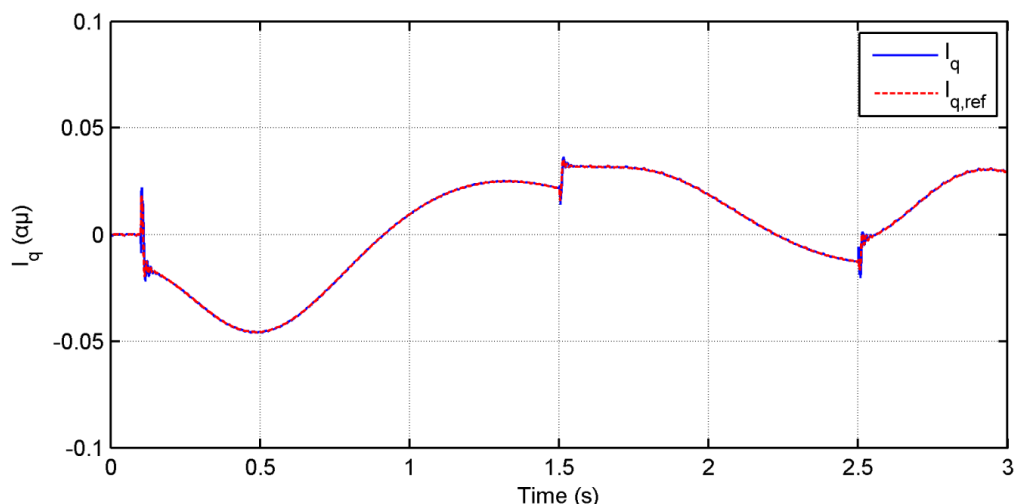
Σχήμα 5.14: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου (P_{out}) και η αναφορά αυτής ($P_{out,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές



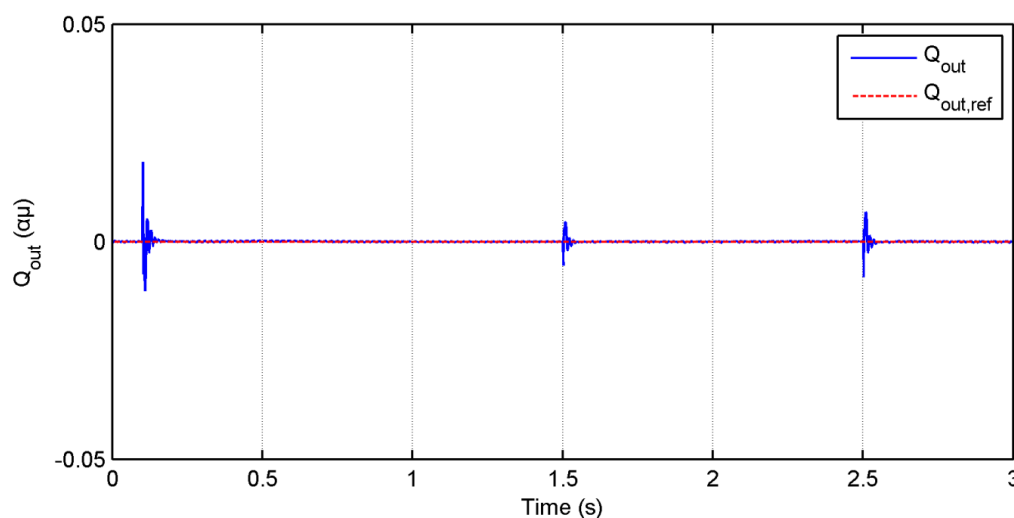
Σχήμα 5.15: Ρεύμα της φάσης a του Φ/Β πάρκου (I_a) και η αναφορά αυτού ($I_{a,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.16: Συνιστώσα d του ρεύματος εξόδου του DC/AC μετατροπέα (I_d) και η αναφορά αυτού ($I_{d,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.17: Συνιστώσα q του ρεύματος εξόδου του DC/AC μετατροπέα (I_q) και η αναφορά αυτού ($I_{q,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.18: Άεργος ισχύς Φ/Β πάρκου (Q_{out}) και η αναφορά αυτής ($Q_{out,ref}$), για G με βηματικές μεταβολές

Η V_{pv} παρακολουθεί ικανοποιητικά την $V_{pv,ref}$ με over/undershoot να εμφανίζονται κατά τη βηματική μεταβολή του G . Από την Εξίσωση (3.16) της μοντελοποίησης του DC/DC μετατροπέα, όταν μεταβάλλεται στιγμιαία το I_{pv} με σταθερό τον όρο DI_L τότε το dV_{pv}/dt λαμβάνει τιμή ανάλογη της βηματικής μείωσης του I_{pv} . Γι' αυτό και στη μείωση του G προκύπτει undershoot της V_{pv} , ενώ στις αυξήσεις overshoot. Η μη επιθυμητή συμπεριφορά της $V_{pv,ref}$ που είχε εμφανιστεί για τις μεταβολές τύπου ράμπας του G δεν παρουσιάζεται εδώ, καθώς δεν υπάρχει χρονικό διάστημα κατά το οποίο το dP_{pv}/dV_{pv} υπολογίζεται μεταξύ μεταβαλλόμενων καμπυλών P-V.

Το Φ/Β πεδίο παρακολουθεί ικανοποιητικά την P_{max} , όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.11. Επίσης, ο εκτιμητής μέγιστης ισχύος έχει την επιθυμητή συμπεριφορά, καθώς εντός ~ 20 ms έχει παρακολουθήσει τη μείωση της P_{max} .

Η V_{dc} παρουσιάζει ταλαντώσεις μικρού πλάτους όταν συμβαίνουν οι βηματικές μεταβολές του G , όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.13. Κατά τη μείωση του G προκύπτει υπερύψωση στην απόκριση του V_{dc} . Αυτό εκ πρώτης όψεως δεν είναι αναμενόμενο, αφού η

P_{field} μειώνεται, με την P_{out} να παραμένει για τα πρώτα msec του μεταβατικού σταθερή. Η αιτία αυτής της μικρής αύξησης του V_{dc} μπορεί να γίνει κατανοητή από τη μελέτη του μοντέλου του DC/DC μετατροπέα και τον ελεγκτή του V_{pv} . Κατά τη μείωση της εντάσεως της ακτινοβολίας προκύπτει βηματική μείωση ιδιαίτερα μεγάλης τιμής στο ρεύμα I_{pv} (βλ. Σχήμα 5.10). Αυτή έχει άμεσο αντίκτυπο στο $K_{p,DC/DC}$ – όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 4.1.2 – το οποίο μειώνεται βηματικά. Αυτή η μείωση οδηγεί το παραγόμενο Duty Cycle του buck-boost σε αντίστοιχη βηματική μείωση, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.12. Έτσι το ρεύμα εισόδου στο DC link, το οποίο σύμφωνα με το μοντέλο του DC/DC μετατροπέα είναι ίσο με $(1 - D)I_L$, αυξάνεται βηματικά, με το ρεύμα εξόδου αυτού να παραμένει για τα πρώτα msec του μεταβατικού σταθερό. Οπότε, η πλεονάζουσα ροή ρεύματος προς το DC link που περιγράφηκε είναι αυτή που οδηγεί στην υπερύψωση της V_{dc} .

Οι αποκλίσεις της V_{dc} προκαλούν έντονες μεταβολές στο $P_{out,ref}$, καθώς η είσοδος του PI ελεγκτή της V_{dc} είναι το $(V_{dc}^2 - 1)$. Έτσι, μια μικρή αύξηση της V_{dc} οδηγεί σε $P_{out,ref}$ σημαντικά μεγαλύτερη, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.14. Από το ίδιο σχήμα έχουμε ότι η $P_{out,ref}$ παρακολουθείται ικανοποιητικά από την P_{out} .

Το ρεύμα εξόδου της φάσης a του inverter φαίνεται στο Σχήμα 5.15. Σε αυτά φαίνεται η καλή επίδοση του ελέγχου του ρεύματος. Για την καλύτερη παρουσίαση της αποτελεσματικής παρακολούθησης του ρεύματος αναφοράς παρουσιάζονται στα Σχήματα 5.16-17, οι συνιστώσες d,q του τριφασικού ρεύματος εξόδου του inverter μαζί με τις αναφορές αυτών. Το ρεύμα I_d σε αμ μεγέθη έχει τιμή περίπου ίση με την P_{out} , καθώς η d συνιστώσα της τάσεως του δικτύου είναι περίπου ίση με 1 αμ και η q ίση με 0, ενώ ισχύει $P = V_d I_d + V_q I_q$. Το $I_{q,ref}$ φαίνεται ότι δεν είναι διαρκώς ίσο με 0, όπως και θα αναμένονταν, παρόλο που το Q_{ref} τίθεται ίσο με το μηδέν. Η λειτουργία του PLL είναι το αίτιο αυτής της απόκρισης. Συγκεκριμένα, όπως έχει αναφερθεί και στην Ενότητα 4.2.2, το PLL επιδιώκει να συγχρονίσει τον d άξονα του dq πλαισίου με τη διεύθυνση του στρεφόμενου διανύσματος της τάσεως του δικτύου (V_g). Όσο συμβαίνει αυτό τότε πράγματι ισχύει $V_q = 0$ και άρα με $Q = V_q I_d - V_d I_q$, για $Q_{ref} = 0$ προκύπτει $I_{q,ref} = 0$. Όμως, εάν μεταβατικά ο d άξονας δεν ταυτίζεται με τη διεύθυνση του διανύσματος V_g , τότε προκύπτει μη μηδενική συνιστώσα του V_g στον q άξονα ($V_q \neq 0$) και έτσι για $Q_{ref} = 0$ προκύπτει $I_{q,ref} = \frac{V_q}{V_d} I_{d,ref} \neq 0$. Άρα η μη ιδανική συμπεριφορά του I_q κατά τα μεταβατικά του G οφείλεται στη μη ιδανική παρακολούθηση της V_g από το PLL. Παρά την απόκριση αυτή του I_q , η παραγόμενη άεργος ισχύς του inverter ελέγχεται αποτελεσματικά, καθώς η τιμή του ρεύματος αναφοράς $I_{q,ref}$ αναπροσαρμόζεται καταλλήλως λόγω της μη μηδενικής τιμής της μεταβλητής V_q . Συνεπώς, η άεργος ισχύς εξόδου οδηγείται στην τιμή αναφοράς της σε λίγες δεκάδες msec ύστερα από τις μεταβολές της ακτινοβολίας, με μέγιστη τιμή μικρότερη του 0.02 αμ.

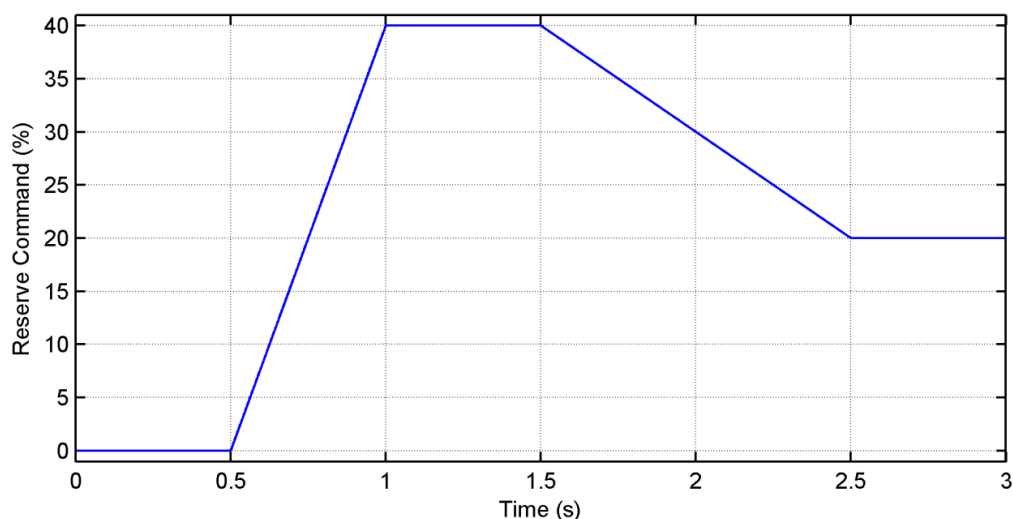
5.2 Μεταβαλλόμενη Εφεδρεία Ισχύος

Η απόκριση του Φ/B πάρκου προσομοιώθηκε και για την περίπτωση της μεταβολής της ζητούμενης εφεδρείας ισχύος με μορφή βηματικής και ράμπας. Στις προσομοιώσεις αυτές ισχύει διαρκώς $G = 620 W/m^2$ και $T = 33^\circ C$, οπότε η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς είναι σταθερή και ίση με $P_{max} = 600 kW$. Με τις συγκεκριμένες προσομοιώσεις

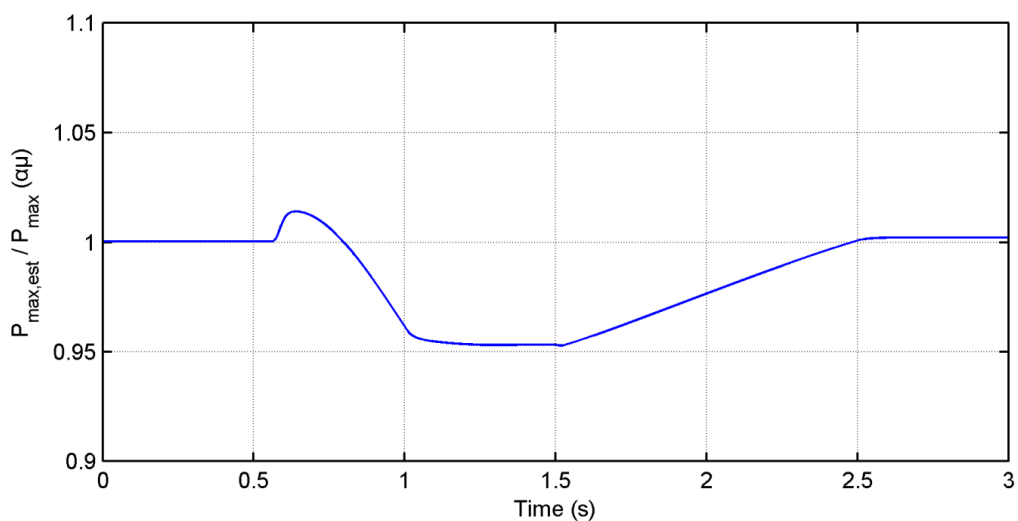
παρουσιάζεται η αποτελεσματικότητα του εκτιμητή της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος και η επίδοση του ελεγκτή της παραγόμενης ισχύος από το Φ/Β πεδίο όταν αυτό δε λειτουργεί στο MPP.

5.2.1 Μεταβολές μορφής ράμπας

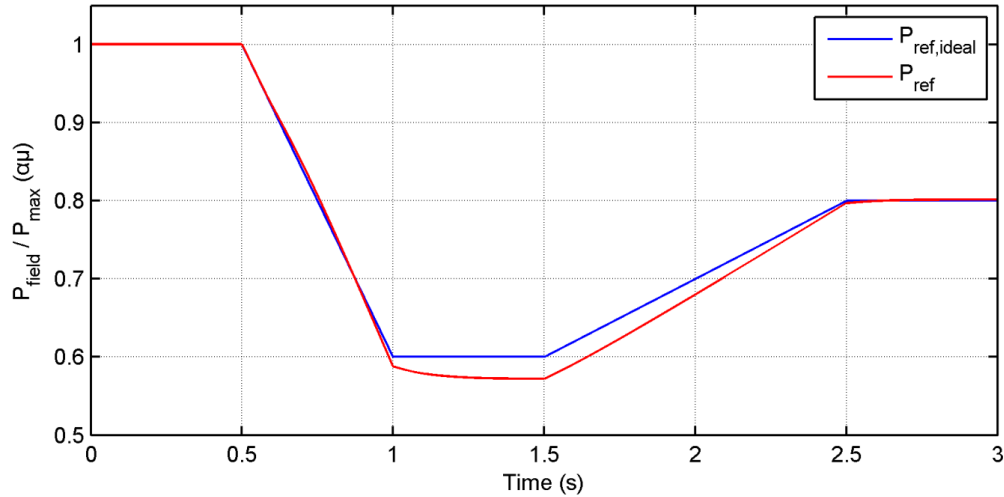
Η εντολή εφεδρείας με μεταβολές μορφής ράμπας που δίνεται στον ελεγκτή Φ/Β ισχύος παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.19. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τη συγκεκριμένη ζητούμενη εφεδρεία παρουσιάζονται στα Σχήματα 5.20–23.



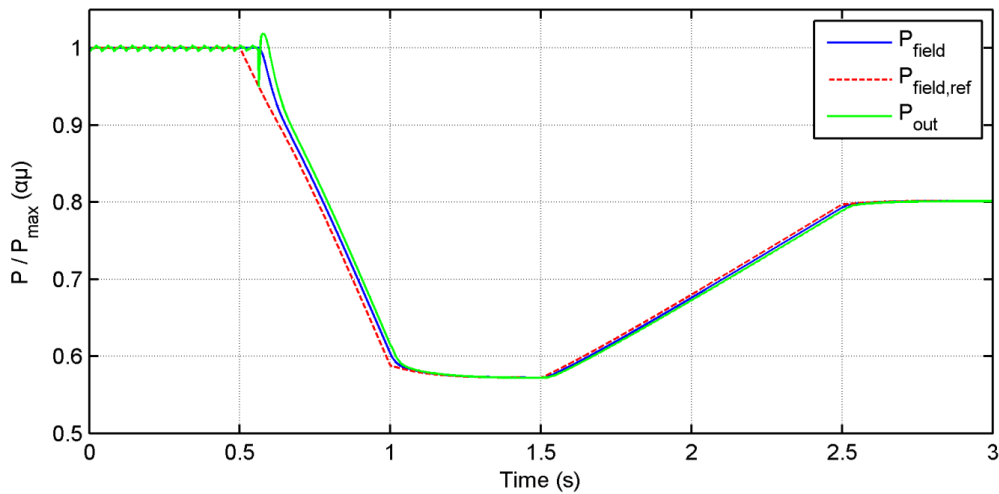
Σχήμα 5.19: Εντολή ποσοστού εφεδρείας ενεργού ισχύος με μεταβολές μορφής ράμπας



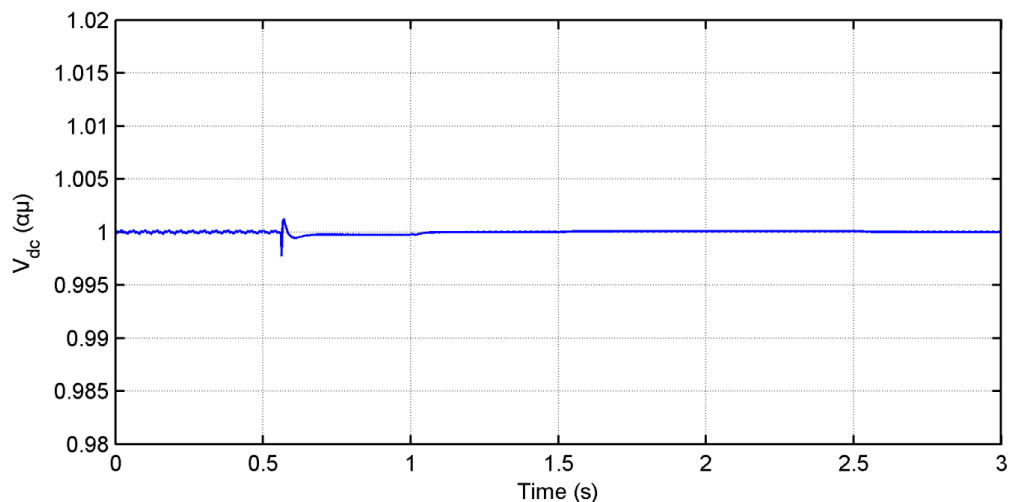
Σχήμα 5.20: Εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος ($P_{max,est}$) ανηγμένη στη μέγιστη διαθέσιμη, για εντολή εφεδρείας με μεταβολές μορφής ράμπας



Σχήμα 5.21: Εντολή Φ/Β ισχύος εάν ίσχυε διαρκώς $P_{max,est} = P_{max}(P_{ref,ideal})$ και υφιστάμενη εντολή Φ/Β ισχύος (P_{ref}) ανηγμένες στη μέγιστη διαθέσιμη, για εντολή εφεδρείας με μεταβολές μορφής ράμπας



Σχήμα 5.22: Ισχύς Φ/Β πεδίου (P_{field}), αναφορά αυτής ($P_{field,ref}$) και ενεργός ισχύς εξόδου του inverter (P_{out}) ανηγμένες στη μέγιστη διαθέσιμη, για εντολή εφεδρείας με μεταβολές μορφής ράμπας



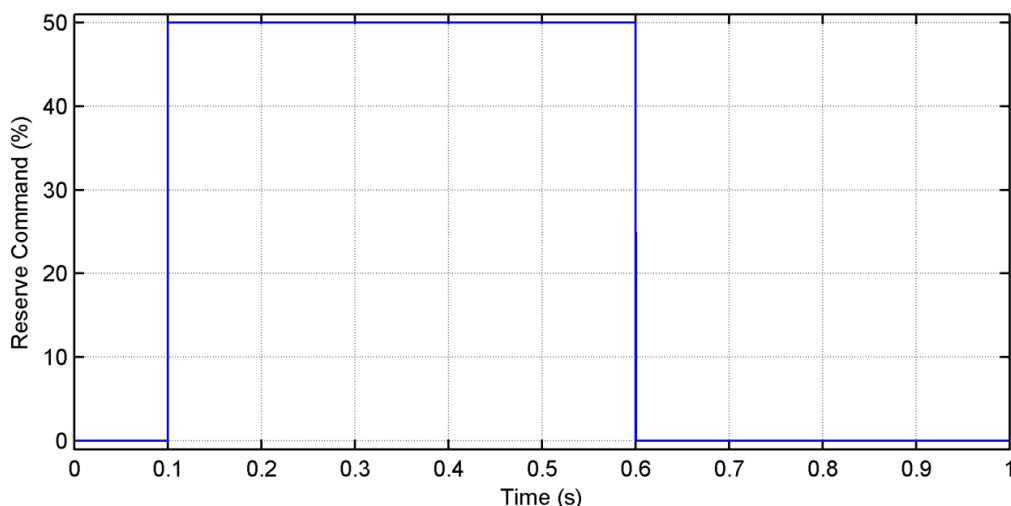
Σχήμα 5.23: Τάση του DC link (V_{dc}), για εντολή εφεδρείας με μεταβολές μορφής ράμπας

Η εκτίμηση μέγιστης ισχύος εκφρασμένη σε αμ τιμή της σταθερής πραγματικής μέγιστης ισχύος (600 kW) απεικονίζεται στο Σχήμα 5.20. Σε αυτό φαίνεται ότι το μέγιστο σφάλμα του εκτιμητή ισχύος δεν ξεπερνά το 5%, το οποίο παρουσιάζεται όσο το Φ/Β πάρκο λειτουργεί με τη μέγιστη εφεδρεία. Το αποτέλεσμα της μη ιδανικής εκτίμησης της P_{max} παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.21. Εκεί απεικονίζονται μαζί η εντολή παραγωγής ισχύος που θα δινόταν στο Φ/Β πάρκο εάν ήταν γνωστή επ'ακριβώς η P_{max} ($P_{ref,ideal}$) και η εντολή παραγωγής ισχύος που δίνεται στον ελεγκτή του DC link έχοντας τον μη ιδανικό εκτιμητή μέγιστης Φ/Β ισχύος (P_{ref}). Κατά το χρονικό διάστημα 1-1.5 s παρόλο που δίνεται εντολή εφεδρείας ίση με 40%, η εντολή αυτή ερμηνεύεται στην πράξη ως 41-43%, λόγω του μη μηδενικού σφάλματος του εκτιμητή μέγιστης ισχύος.

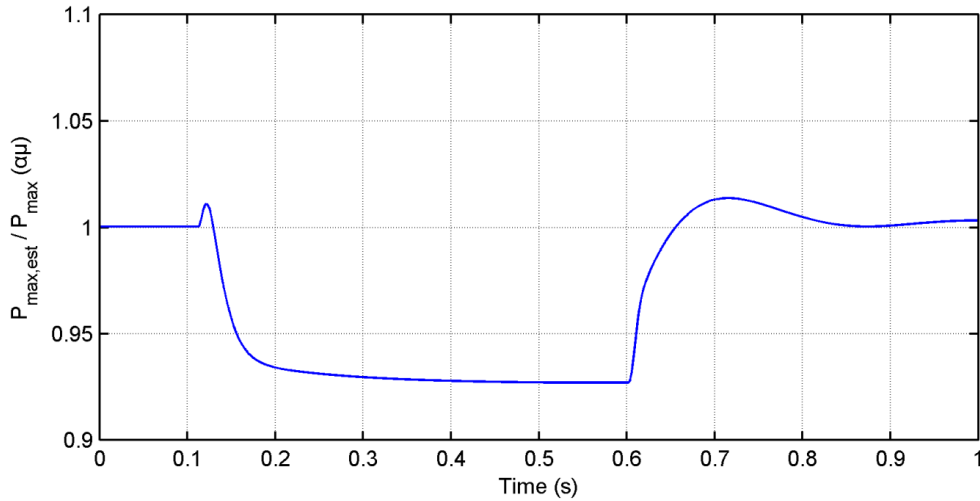
Επιπλέον, σε κοινό σχήμα απεικονίζονται η ισχύς του Φ/Β πεδίου (P_{field}), η αναφορά αυτής ($P_{field,ref}$) και η ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου (P_{out}). Η $P_{field,ref}$ οδηγεί την P_{field} αποτελεσματικά και η δεύτερη παρακολουθείται από την P_{out} , όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.22. Η ταλάντωση της P_{out} που εμφανίζεται κατά την εκκίνηση της αύξησης της ζητούμενης εφεδρείας οφείλεται στην αποτελεσματική ρύθμιση της V_{dc} σε τιμές κοντά στο 1 αμ. Επίσης, οι ταλαντώσεις μικρού πλάτους της P_{out} στη μόνιμη κατάσταση (0-0.5 s) οφείλονται στη λειτουργία του MPPT, διότι οι ταλαντώσεις της V_{pv} μεταφέρονται στην απόκριση του V_{dc} (βλ. Σχήμα 5.23), η οποία καθορίζει – μέσω του PI ελεγκτή – την $P_{out,ref}$.

5.2.2 Βηματικές μεταβολές

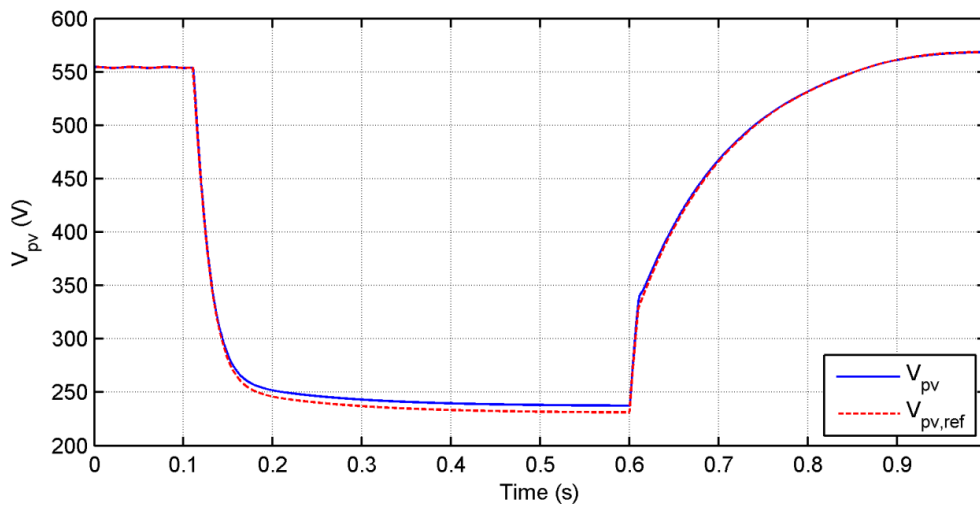
Στη συνέχεια εξετάστηκε η ακραία περίπτωση της βηματικής αυξομείωσης της ζητούμενης εφεδρείας κατά 50%, όπως δείχνει το Σχήμα 5.24. Η απόκριση των διαφόρων μεγεθών του Φ/Β πάρκου απεικονίζεται στα Σχήματα 5.25–28.



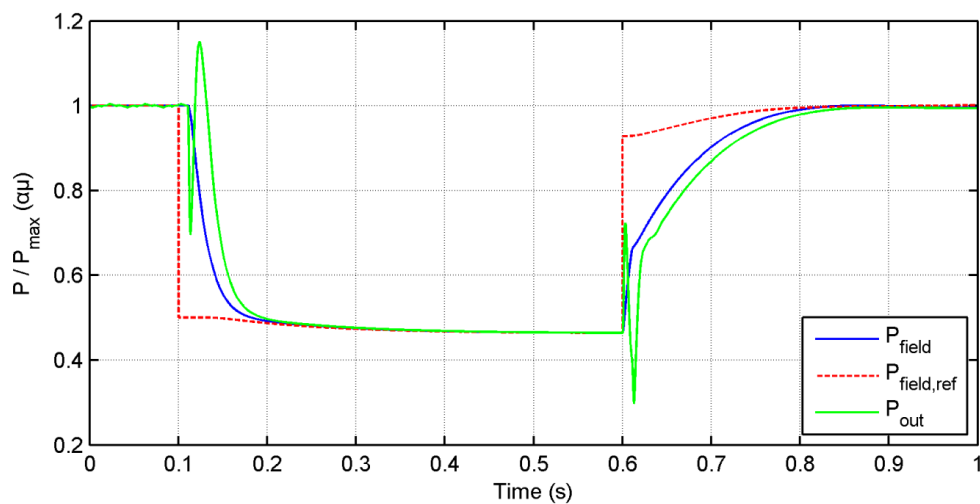
Σχήμα 5.24: Εντολή ποσοστού εφεδρείας ενεργού ισχύος με βηματικές μεταβολές



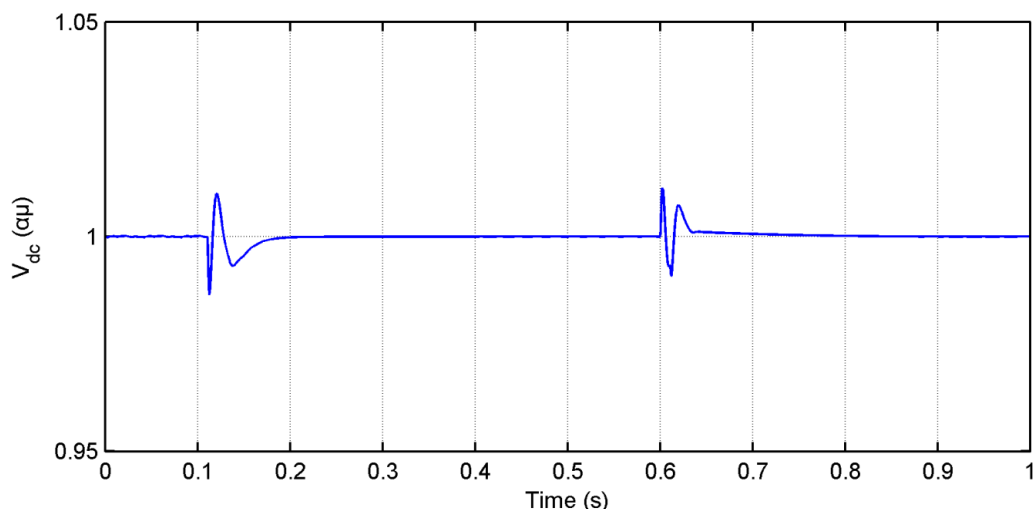
Σχήμα 5.25: Εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος ($P_{max,est}$) ανηγμένη στην πραγματικά μέγιστη διαθέσιμη, για εντολή εφεδρείας με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.26: Τάση Φ/Β πεδίου (V_{pv}) και η αναφορά αυτής ($V_{pv,ref}$), για εντολή εφεδρείας με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.27: Ισχύς Φ/Β πεδίου (P_{field}), αναφορά αυτής ($P_{field,ref}$) και ενεργός ισχύς εξόδου του inverter (P_{out}) ανηγμένες στη μέγιστη διαθέσιμη, για εντολή εφεδρείας με βηματικές μεταβολές



Σχήμα 5.28: Τάση του DC link (V_{dc}), για εντολή εφεδρείας με βηματικές μεταβολές

Ο εκτιμητής ισχύος λειτουργεί ικανοποιητικά και σε αυτήν την περίπτωση με μέγιστο σφάλμα περίπου ίσο με 7% (βλ. Σχήμα 5.25). Επιπλέον, και στην προσομοίωση αυτή φαίνεται η αποτελεσματική παρακολούθηση της $V_{pv,ref}$, σύμφωνα με το Σχήμα 5.26. Σε αυτό φαίνεται ότι όταν δίνεται η εντολή εφεδρείας μετακινείται το σημείο λειτουργίας του Φ/Β πεδίου αριστερά από το MPP, μειώνεται δηλαδή η V_{pv} έως ότου ρυθμιστεί το επιθυμητό ποσοστό εφεδρείας ισχύος. Επιπρόσθετα, στο Σχήμα 5.27 απεικονίζεται ο γρήγορος έλεγχος του P_{field} και η προκύπτουσα P_{out} . Η τελευταία παρουσιάζει μια ταλάντωση κατά τη βηματική μεταβολή της εφεδρείας, η οποία σχετίζεται άμεσα με τη δυναμική του συστήματος ελέγχου της V_{dc} . Καθώς μειώνεται η ισχύς P_{field} μειώνεται και η τάση V_{dc} (βλ. Σχήμα 5.28), καθώς στιγμιαία η P_{out} παραμένει σταθερή. Έτσι, ο PI ελεγκτής της DC τάσεως μειώνει την ενεργό ισχύ εξόδου P_{out} και αυτό οδηγεί σε αύξηση την V_{dc} , η οποία προκαλεί εν συνεχεία αύξηση της P_{out} κ.ο.κ.

5.3 Αποκοπή Φορτίου του Δικτύου

Στη συνέχεια προσομοιώθηκε η συμπεριφορά του συστήματος σε αποκοπή του 20% του αρχικού φορτίου (1.9 MW) του μικροδικτύου, δηλαδή 380 kW, τη χρονική στιγμή $t = 1$ s. Αυτή η περίπτωση θα μπορούσε να προκύψει σε ένα υφιστάμενο σύστημα από την απόξευση ενός ασφαλειοαποξεύκτη εξαιτίας μιας τοπικής βλάβης του δικτύου. Ο συντελεστής ισχύος του φορτίου σε όλες τις προσομοιώσεις είναι επαγωγικός και ίσος με 0.95. Η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, η θερμοκρασία των πλαισίων και η ταχύτητα του ανέμου παρέμειναν σταθερές καθ' όλη τη διάρκεια των συγκεκριμένων προσομοιώσεων, με $G = 620 \text{ W/m}^2$, $T = 33^\circ \text{C}$ και $V_w = 8.77 \text{ m/s}$. Σε αυτές τις συνθήκες η μέγιστη διαθέσιμη Φ/Β ισχύς είναι ίση με $P_{max} = 600 \text{ kW}$. Καθώς, η Α/Γ ελέγχεται έτσι ώστε να παράγει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της – μέσω MPPT στρατηγικής – η ενεργός ισχύς εξόδου της παραμένει σταθερή, έχοντας σταθερή ταχύτητα ανέμου. Πιο συγκεκριμένα ισχύει διαρκώς $P_{WT} = 400 \text{ kW}$.

Οι προσομοιώσεις των Ενοτήτων 5.3–5 αφορούν τη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου. Η απόκριση των μεγεθών τα οποία επιλέχθηκαν να παρουσιαστούν στις προσομοιώσεις αυτές είναι η συχνότητα και το ROCOF που εξάγονται από το SRF-PLL, τα οποία χρησιμοποιούνται στον έλεγχο και η ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου ως προς

τη μέγιστη διαθέσιμή του. Επιπρόσθετα της απεικόνισης διαφόρων μεγεθών σε σχήματα, για την καλύτερη διερεύνηση του μεγέθους της συμβολής του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας παρουσιάζονται σε πίνακες κάποια ποσοτικά κριτήρια που αφορούν τη ρύθμιση συχνότητας και την αντίστοιχη μείωση της ενεργού ισχύος του Φ/Β πάρκου. Αναφορικά με τη συχνότητα, ως κριτήρια χρησιμοποιούνται η μέγιστη απόκλιση της από την ονομαστική της τιμή ($|\Delta f|_{max}$), ο χρόνος επαναφοράς της ($T_{set,f}$), ο οποίος ορίζεται ως το χρονικό διάστημα που μεσολαβεί μεταξύ της διαταραχής του φορτίου και της επαναφοράς της συχνότητας στο εύρος τιμών (50 ± 0.1) Hz και η τυπική της απόκλιση από την ονομαστική της τιμή, η οποία προκύπτει ως:

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{[f(k)-50]^2}{N}} \quad (5.1)$$

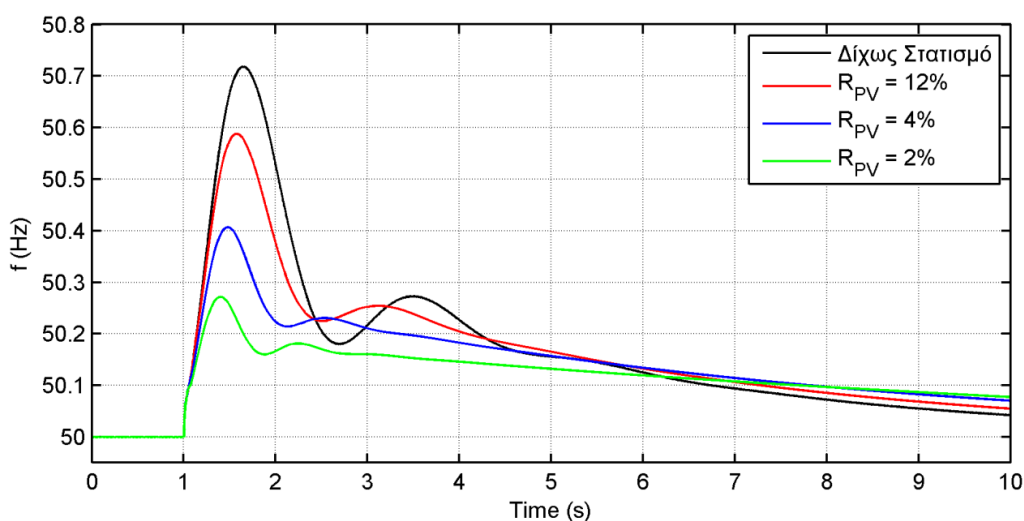
Όπου $f(k)$ οι διακριτές μετρήσεις της συχνότητας και N το πλήθος των μετρήσεων αυτών. Για το ROCOF παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή του ($|ROCOF|_{max}$) και η τυπική του απόκλιση:

$$\sigma_{ROCOF} = \sqrt{\frac{[ROCOF(k)]^2}{N}} \quad (5.2)$$

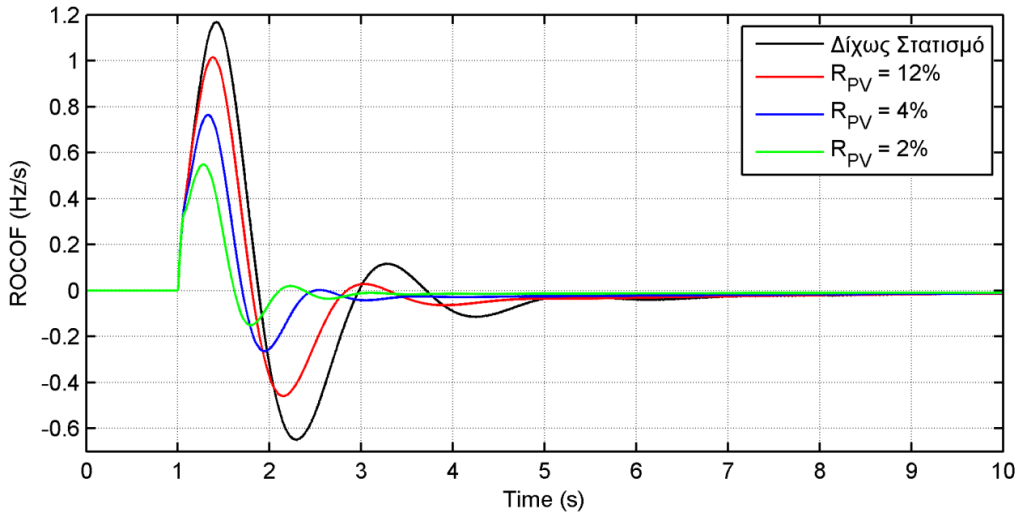
Επιπρόσθετα, παρουσιάζεται και η ελάχιστη τιμή της ενεργού ισχύος του Φ/Β πάρκου ως προς τη μέγιστη διαθέσιμή του ($P_{PV,min}$).

5.3.1 Στατισμός Φωτοβολταϊκού σταθμού

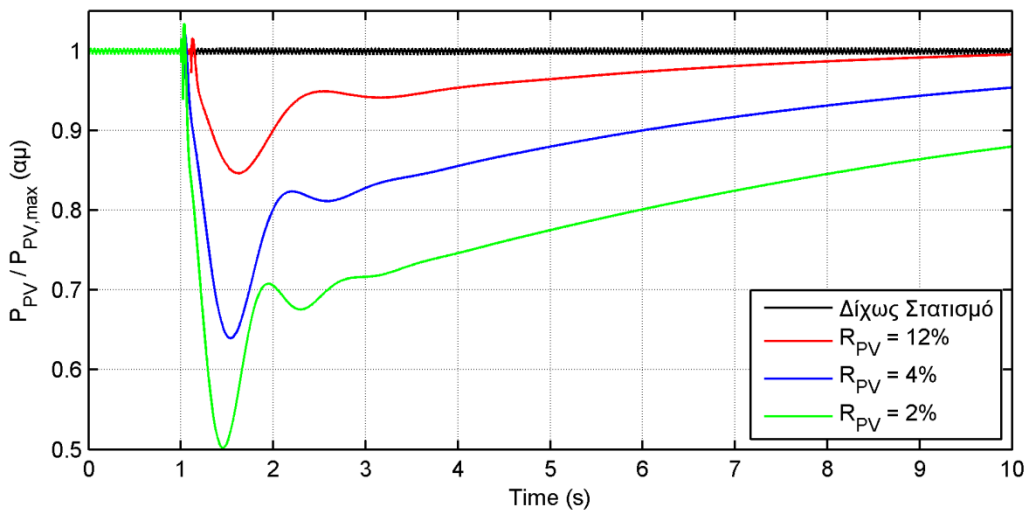
Αρχικά, στα Σχήματα 5.29–32 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για απόκριση του Φ/Β πάρκου σύμφωνα μόνο με τον στατισμό του, δίχως δηλαδή αδρανειακή απόκριση. Οι προσομοιώσεις έγιναν για R_{PV} ίσο με 2, 4 και 12%, δηλαδή εύρος που προτείνεται στον Κώδικα ENTSO-E για όλες τις γεννήτριες (2-12%), καθώς και για την περίπτωση όπου δε συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας το Φ/Β πάρκο ($R_{PV} \rightarrow \infty$).



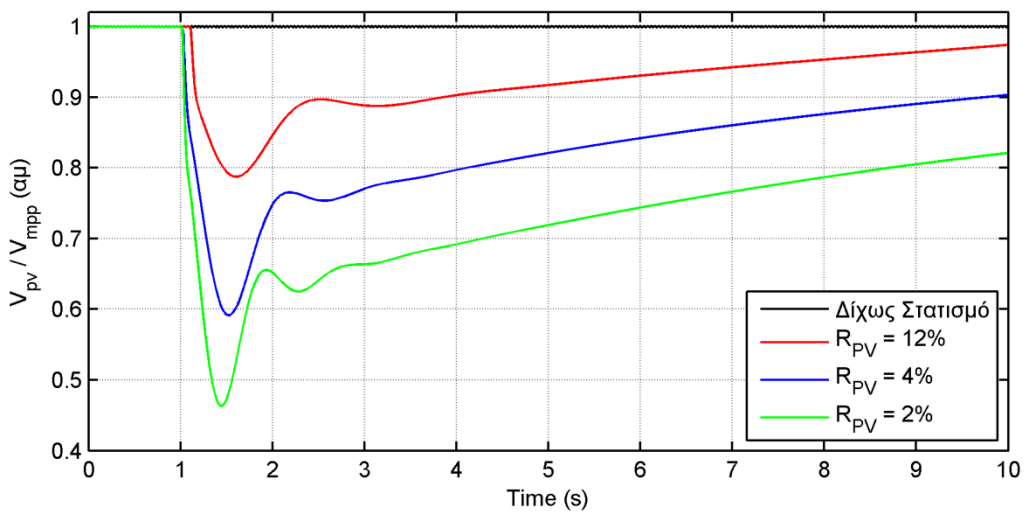
Σχήμα 5.29: Συχνότητα δικτύου, για διάφορες τιμές στατισμού του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.30: ROCOF δικτύου, για διάφορες τιμές στατισμού του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.31: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες τιμές στατισμού αυτού



Σχήμα 5.32: Τάση Φ/Β πεδίου, για διάφορες τιμές στατισμού του Φ/Β πάρκου

Κριτήριο / R_{PV}	Δίχως Στατισμό	12%	4%	2%
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.718	0.588	0.407	0.272
σ_f (Hz)	0.230	0.204	0.165	0.129
$T_{set,f}$ (s)	5.76	6.29	6.83	6.72
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	1.168	1.015	0.764	0.549
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.283	0.224	0.151	0.101
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.985	0.846	0.640	0.502

Πίνακας 5.1: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες τιμές στατισμού του Φ/Β πάρκου

Από το Σχήμα 5.29 και τα μεγέθη $|\Delta f|_{max}$, σ_f του Πίνακα 5.1 είναι εμφανές ότι η μείωση του R_{PV} οδηγεί σε μικρότερες αποκλίσεις της συχνότητας σε αποκοπές φορτίου. Βάσει του Σχήματος 5.30 και των $|ROCOF|_{max}$, σ_{ROCOF} προκύπτει ότι μικρές τιμές του R_{PV} προκαλούν και περιορισμό στο ROCOF. Ο περιορισμός αυτός οδηγεί σε πιο αργή επαναφορά της συχνότητας στα 50 Hz. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι δίχως στατισμό το ROCOF οδηγείται σε τιμές κοντά στο 0 για $t > 5$ s, ενώ με $R_{PV} = 2\%$ αυτό συμβαίνει για $t > 2.5$ s. Στο Σχήμα 5.31 παρουσιάζεται και η αιτία αυτού, η οποία είναι η μεγαλύτερη μείωση της P_{PV} όσο μειώνεται το R_{PV} . Η V_{pv} ύστερα από την αποκοπή μειώνεται ώστε να παραχθεί $P_{PV} < P_{max}$ και η P_{PV} έχει ταλάντωση όμοιας μορφής με την V_{pv} (βλ. Σχήματα 5.31–32).

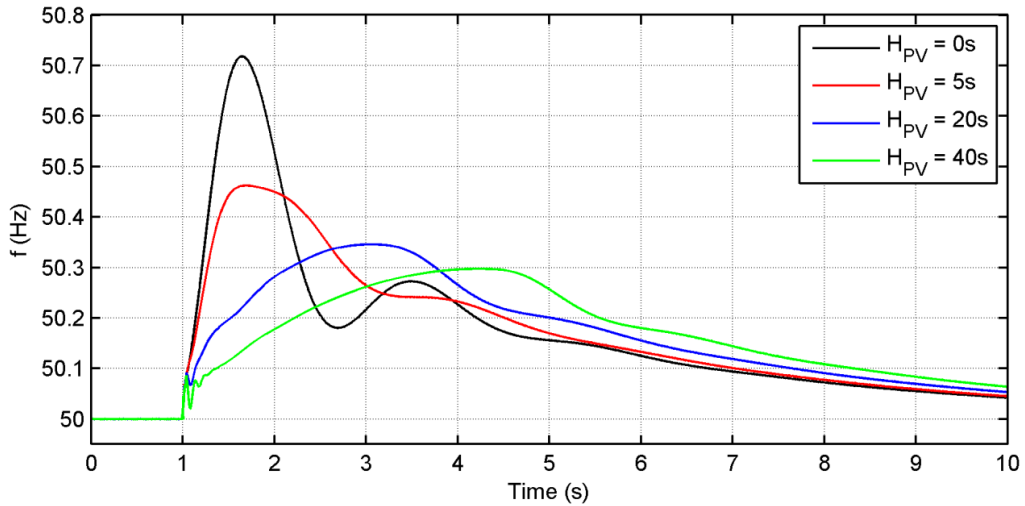
Αξίζει να σημειωθεί ότι παρόλο που η μείωση της ισχύος για λίγα δευτερόλεπτα είναι σημαντική, η απώλεια στην παραγωγή ενέργειας του Φ/Β πάρκου είναι αμεληταία, λόγω του μικρού χρονικού διαστήματος για το οποίο παράγεται ισχύς διαφορετική της μέγιστης διαθέσιμης. Για να γίνει κατανοητό αυτό αρκεί να αναλογιστούμε ότι ακόμη και μια ακραία απώλεια Φ/Β ισχύος του 1 MW για 15 sec προκαλεί απώλεια παραγωγής ίση με:

$$\Delta P_{PV,loss} = 1MW \frac{15s}{3600s} h = 4.2kWh$$

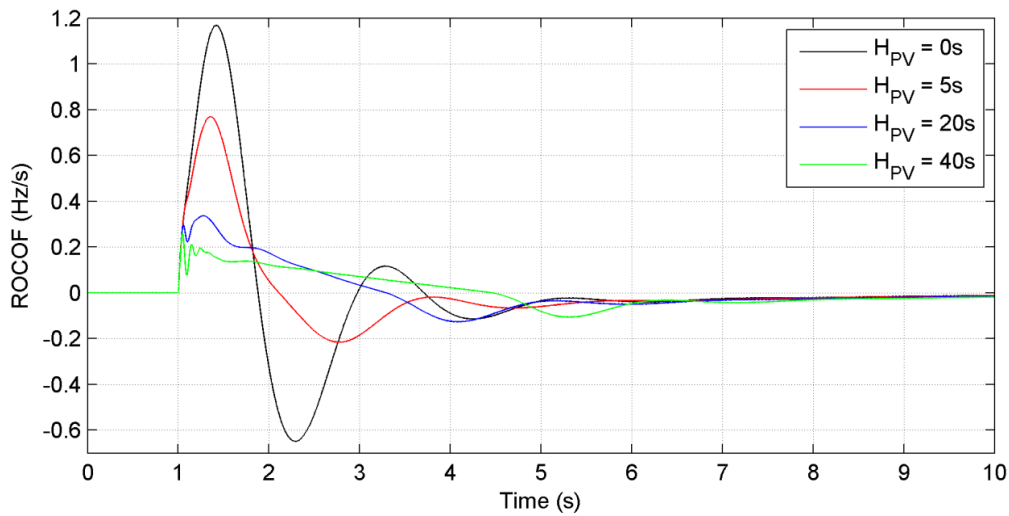
Η απώλεια παραγωγής 4.2kWh είναι αμεληταία για Φ/Β πάρκο του 1 MWp. Η απώλεια εσόδων του παραγωγού σε περίπτωση όπου η ενέργεια πωλείται με 0.196 €/kWh – τιμή πώλησης Φ/Β ισχύος στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδος τον Φεβρουάριο 2014 [68] – για τη συγκεκριμένη μείωση ισχύος είναι ίση με μόλις 0.82 €.

5.3.2 Ανηγμένη σταθερά αδρανείας Φωτοβολταϊκού σταθμού

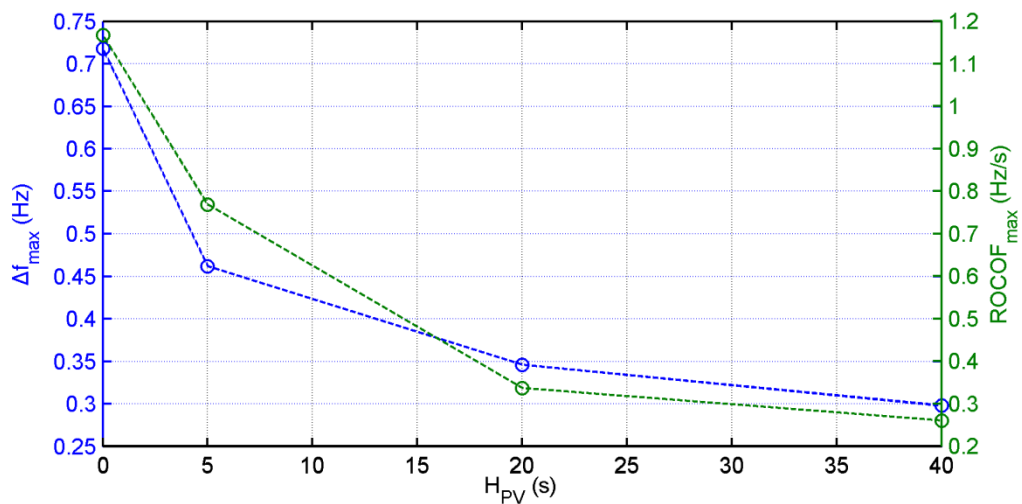
Στα Σχήματα 5.33–34 και 5.38–39 απεικονίζονται τα μεγέθη που παρουσιάστηκαν και παραπάνω για την ίδια διαταραχή με προηγουμένως, δίχως στατισμό στο Φ/Β πάρκο, αλλά με αδρανειακή απόκριση διαφόρων ανηγμένων σταθερών αδρανείας (H_{PV}). Χρησιμοποιήθηκαν οι τιμές $H_{PV} = 0, 5, 20$ και 40 s. Επιπλέον, πλην του Πίνακα 5.2 με τα κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, αυτά απεικονίζονται και στα Σχήματα 5.35–5.37 ως προς το H_{PV} .



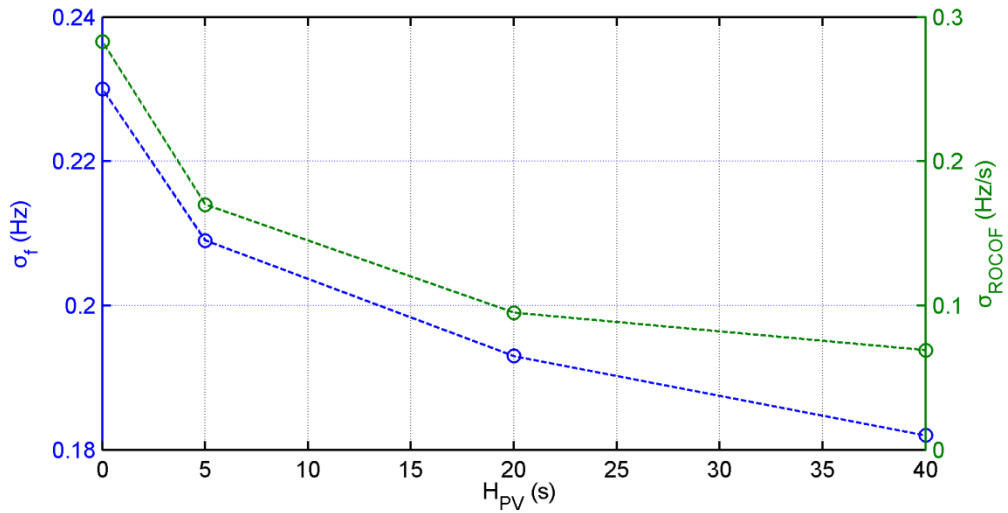
Σχήμα 5.33: Συχνότητα δικτύου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



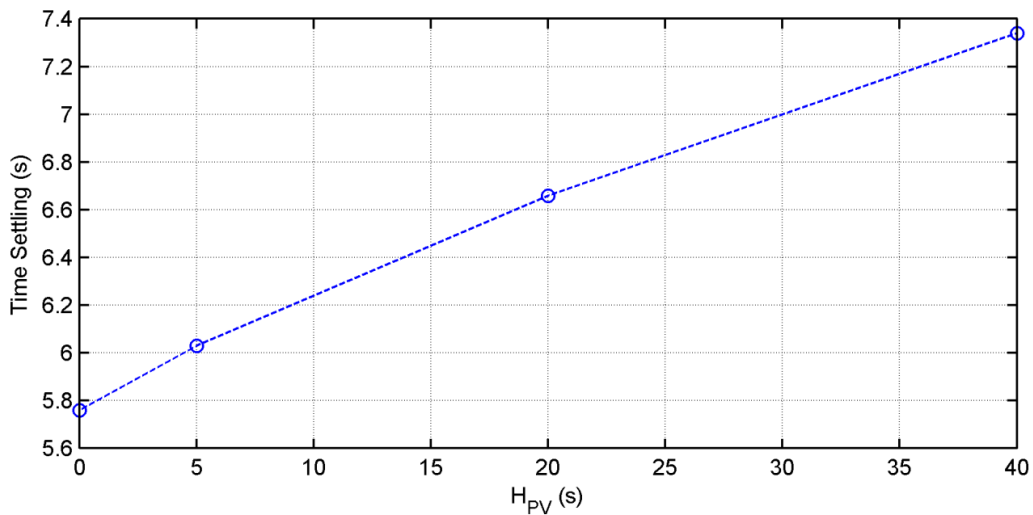
Σχήμα 5.34: ROCOF δικτύου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



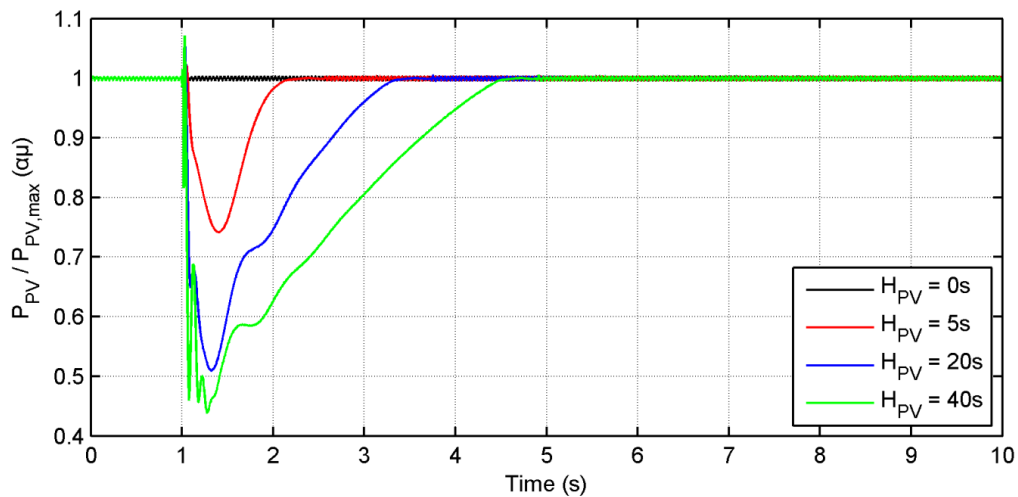
Σχήμα 5.35: Μέγιστες αποκλίσεις της συχνότητας και του ROCOF, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



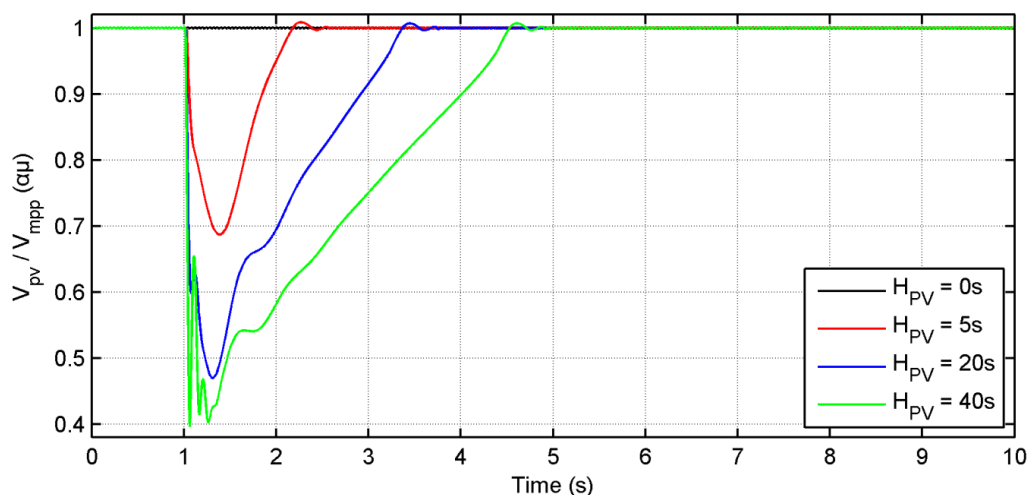
Σχήμα 5.36: Τυπικές αποκλίσεις της συχνότητας και του ROCOF, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.37: Χρόνος επαναφοράς της συχνότητας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.38: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας αυτού



Σχήμα 5.39: Τάση Φ/Β πεδίου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου

Κριτήριο / H_{PV}	0 s	5 s	20 s	40 s
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.718	0.462	0.346	0.298
σ_f (Hz)	0.230	0.209	0.193	0.182
$T_{set,f}$ (s)	5.76	6.03	6.66	7.34
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	1.168	0.769	0.337	0.261
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.283	0.170	0.095	0.069
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.985	0.742	0.509	0.438

Πίνακας 5.2: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου

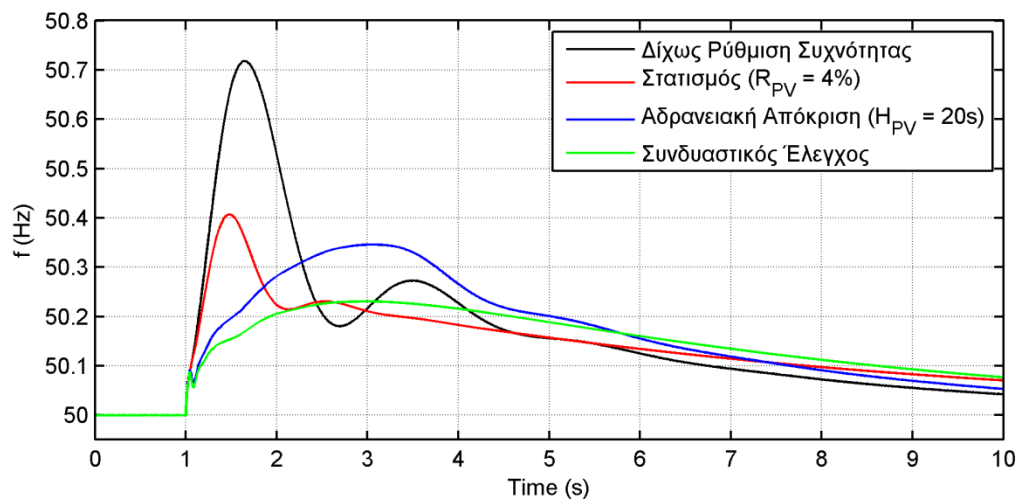
Η συμβολή της αδρανειακής απόκρισης στη ρύθμιση συχνότητας είναι εμφανής από την απόκριση των f , $ROCOF$ (βλ. Σχήματα 5.33–34). Βάσει των Σχημάτων 5.35–37 και του Πίνακα 5.2, αυξάνοντας το H_{PV} μειώνονται τα $|\Delta f|_{max}$, $|ROCOF|_{max}$, σ_f και σ_{ROCOF} . Η αύξηση του H_{PV} φαίνεται ότι έχει σημαντική επιρροή στο $ROCOF$, αφού η μέγιστη τιμή του μειώθηκε κατά 78% μεταβάλλοντας το H_{PV} από 0 σε 40 s, ενώ η αντίστοιχη μείωση της μέγιστης αποκλίσεως του f είναι ίση με 58%. Ο περιορισμός του $ROCOF$ αυξάνοντας το H_{PV} ήταν αναμενόμενος, επειδή με αυτόν τον τρόπο αυξάνεται η ισοδύναμη συνολική αδράνεια του δικτύου, μειώνοντας έτσι αισθητά την επίδραση του ισοζυγίου ισχύος στην απόκριση συχνότητας (βλ. Εξίσωση (2.11)). Και εδώ παρατηρείται ότι η μείωση του $ROCOF$ προκαλεί την πιο αργή επαναφορά της f . Ένα επιπλέον χαρακτηριστικό της απόκρισης της συχνότητας είναι ότι αυξάνοντας το H_{PV} η $|\Delta f|_{max}$ προκύπτει σε αρκετά μεταγενέστερη χρονική στιγμή, κάτι το οποίο δεν είχε παρατηρηθεί στην ίδια κλίμακα μειώνοντας το R_{PV} . Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι ο περιορισμός του $ROCOF$ είναι πολύ εντονότερος με αδρανειακή απόκριση και αυτή η μείωση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας προκαλεί την πιο αργή μετάβασή της στα 50 Hz.

Αυτό που παρατηρείται για $H_{PV} = 40$ s είναι ότι τα V_{pv} , P_{PV} παρουσιάζουν ταλαντώσεις υψηλής συχνότητας ύστερα από τη διαταραχή. Αυτές είναι μια ένδειξη ότι δεν μπορεί να επιλεγεί αυθαίρετα υψηλή τιμή για την παράμετρο H_{PV} . Βέβαια, επιδιώκεται ταυτόχρονα και η επιλογή ενός H_{PV} αρκετού ώστε να συμβάλλει το Φ/Β πάρκο στη ρύθμιση συχνότητας. Παρατηρείται ότι οι ταλαντώσεις αυτές του P_{PV} μεταφέρονται εν μέρει και στα f , $ROCOF$. Προσομοιώνοντας την απόκριση του συστήματος για τιμές H_{PV} αρκετά μεγαλύτερες του 40 s αυτό είχε ασταθή συμπεριφορά. Το H_{PV} το οποίο θα

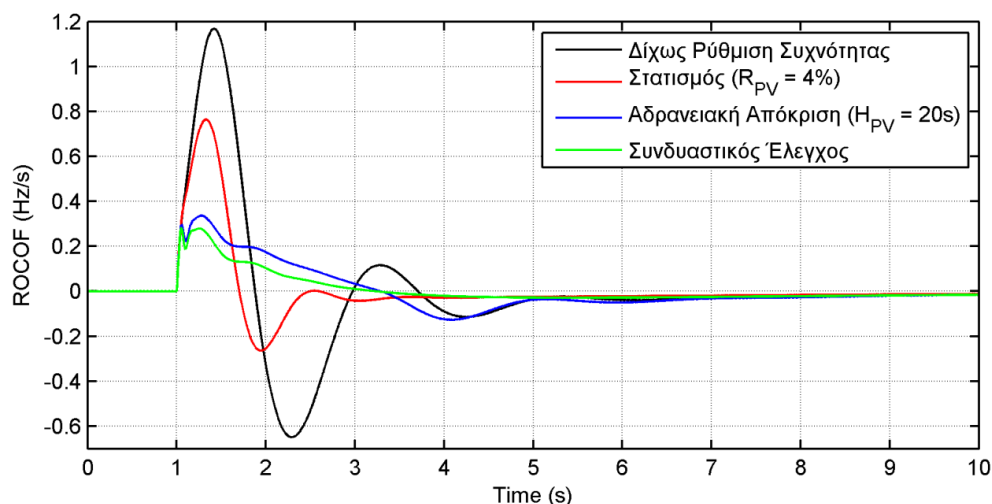
χρησιμοποιηθεί στον έλεγχο του Φ/Β σταθμού εξαρτάται από το εκάστοτε δίκτυο – πιο σθεναρό δίκτυο μπορεί να λειτουργήσει με μεγαλύτερο H_{PV} – και για να είναι ο σχεδιασμός του ελέγχου από την ασφαλή πλευρά το H_{PV} θα πρέπει να είναι κατάλληλο ώστε να μη δημιουργεί ανεπιθύμητες ταλαντώσεις στο δίκτυο, ακόμη και για μεγαλύτερες αποκοπές φορτίου.

5.3.3 Στρατηγικές ελέγχου Φωτοβολταϊκού σταθμού

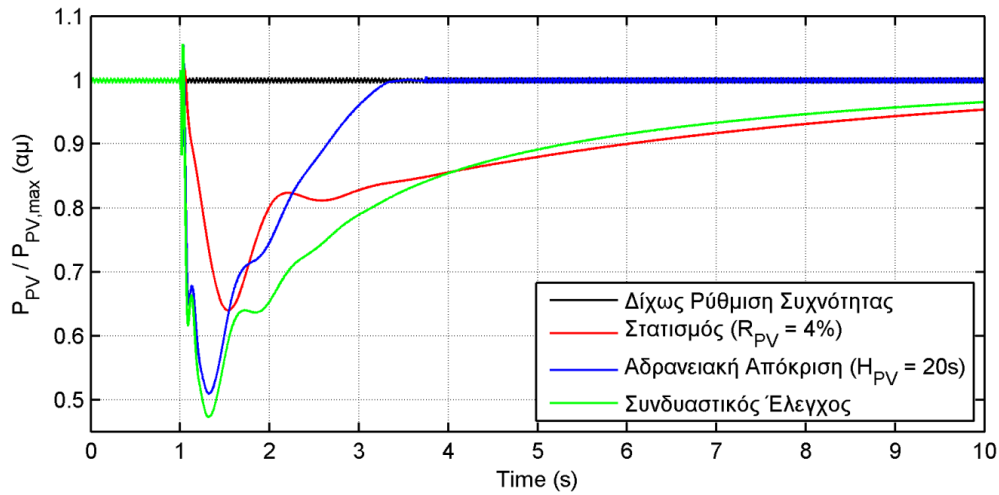
Έχοντας δει την επιρροή των παραμέτρων R_{PV} , H_{PV} στη ρύθμιση συχνότητας, στα Σχήματα 5.40–44 απεικονίζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β σταθμού, δηλαδή δίχως συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας, μόνο με στατισμό, μόνο με αδρανειακή απόκριση και με συνδυαστικό έλεγχο (στατισμό και αδρανειακή απόκριση). Για τον στατισμό επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί $R_{PV} = 4\%$, ενώ για την αδρανειακή απόκριση $H_{PV} = 20\text{ s}$, τιμή η οποία προκαλεί εμφανή συμβολή του Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας, έχοντας ταυτόχρονα αρκετό περιθώριο από τιμές οι οποίες οδηγούν σε σημαντικά μειωμένη σχετική ευστάθεια το δίκτυο.



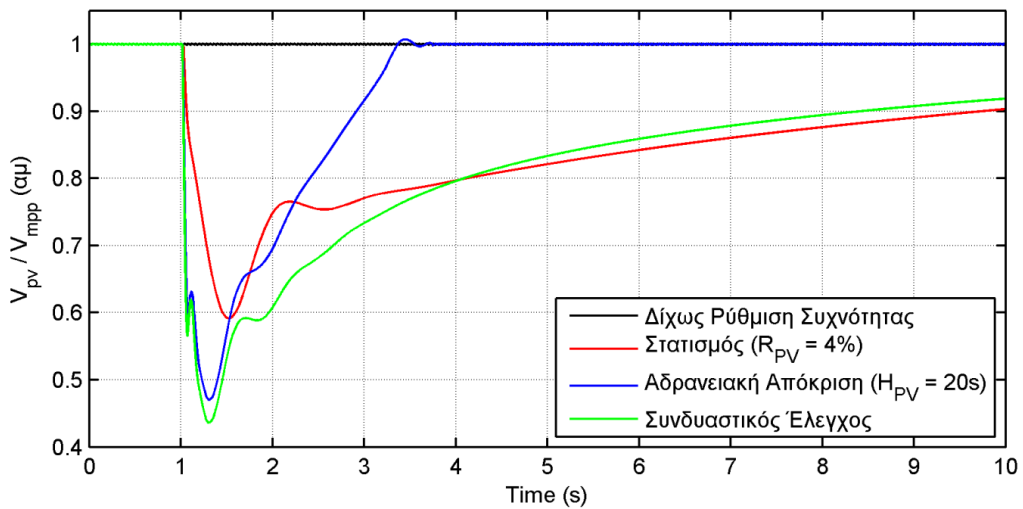
Σχήμα 5.40: Συχνότητα δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



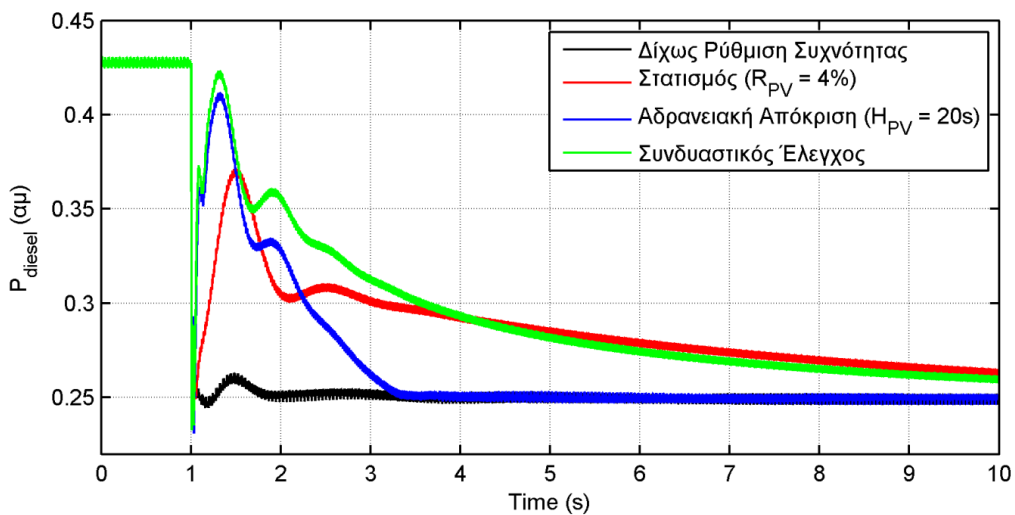
Σχήμα 5.41: ROCOF δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.42: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.43: Τάση Φ/Β πεδίου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.44: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

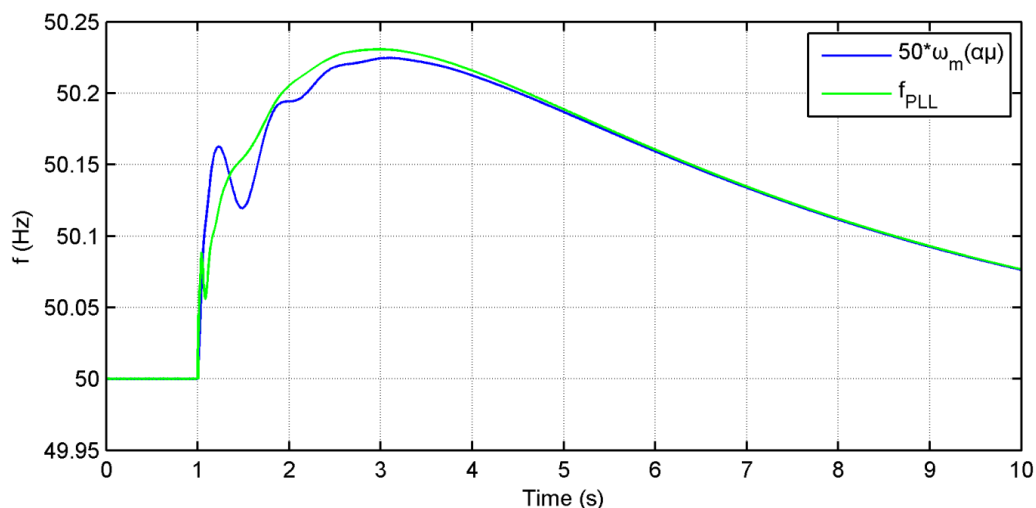
Κριτήριο / Στρατηγική Έλεγχου	Δίχως Ρύθμιση Συχνότητας	Στατισμός	Αδρανειακή Απόκριση	Συνδυαστικός Έλεγχος
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.718	0.407	0.346	0.231
σ_f (Hz)	0.230	0.165	0.193	0.158
$T_{set,f}$ (s)	5.76	6.83	6.66	7.61
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	1.168	0.764	0.337	0.283
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.283	0.151	0.095	0.066
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.985	0.640	0.509	0.472

Πίνακας 5.3: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

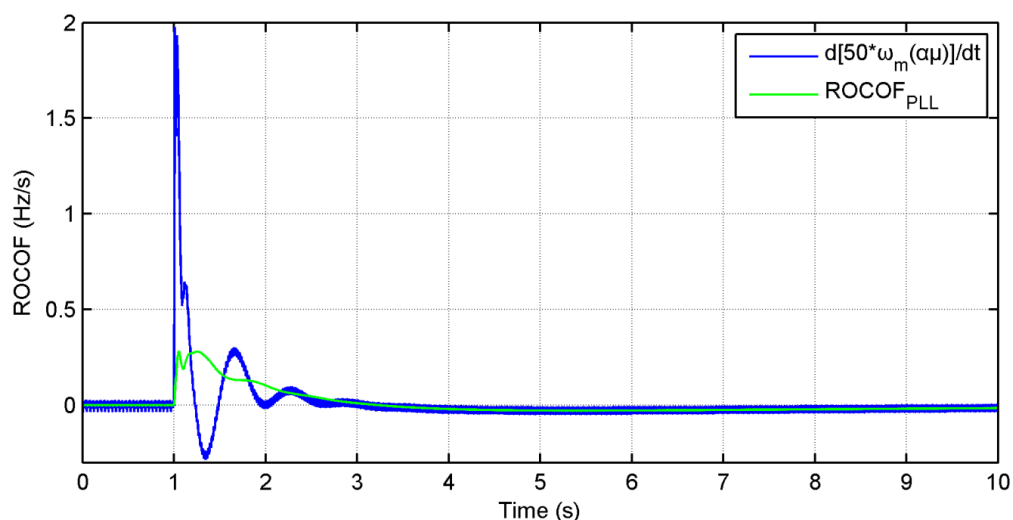
Από τα παραπάνω αποτελέσματα είναι εμφανές ότι ο συνδυαστικός έλεγχος οδηγεί στη βέλτιστη απόκριση συχνότητας. Αναφορικά με τα ποσοτικά κριτήρια του Πίνακα 5.3, ο συνδυαστικός έλεγχος, συγκριτικά με την απουσία συμβολής του Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας, οδήγησε τα $|\Delta f|_{max}$ και $|ROCOF|_{max}$ σε μείωση κατά 68% και 76% αντίστοιχα και τις τυπικές αποκλίσεις των f και $ROCOF$ σε 31% και 77% αντίστοιχα. Η απεικόνιση του ROCOF (Σχήμα 5.41) δείχνει ότι η αδρανειακή απόκριση συνεισφέρει πολύ περισσότερο στον περιορισμό του, συγκριτικά με τον στατισμό. Επίσης, από το Σχήμα 5.42 παρατηρείται ότι έχοντας μόνο αδρανειακή απόκριση το Φ/Β πάρκο λειτουργεί με εφεδρεία ισχύος για πολύ μικρότερο χρονικό διάστημα, συγκριτικά με τις άλλες δύο στρατηγικές συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας, διότι ο χρόνος για τον οποίο το ROCOF έχει μη αμεληταία τιμή είναι αρκετά περιορισμένος.

Στο Σχήμα 5.44, η ηλεκτρική ενεργός ισχύς εξόδου του συμβατικού σταθμού για $t = 1$ s παρουσιάζει ακαριαία μείωση, η οποία ταυτίζεται με αυτήν του φορτίου. Ύστερα παρουσιάζει μια ταλάντωση, η οποία προκύπτει από αυτήν του Φ/Β πάρκου, καθώς το άθροισμα της παραγωγής των δύο αυτών σταθμών είναι σταθερό, με την Α/Γ να παράγει διαρκώς σταθερή ισχύ. Επειδή στις Ενότητες 5.3–4 η P_{WT} διατηρείται σταθερή, από την απόκριση της P_{PV} προκύπτει άμεσα η P_{diesel} , γι' αυτό και η τελευταία δεν απεικονίζεται σε όλες τις προσομοιώσεις.

Στα Σχήματα 5.45–46 παρουσιάζονται η συχνότητα και το ROCOF που εξάγονται από το PLL σε αντιπαραβολή με αυτά που προκύπτουν από τη μέτρηση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα της σύγχρονης μηχανής ($50\omega_m(\alpha\mu)$), με το Φ/Β πάρκο να λειτουργεί με συνδυαστικό έλεγχο.



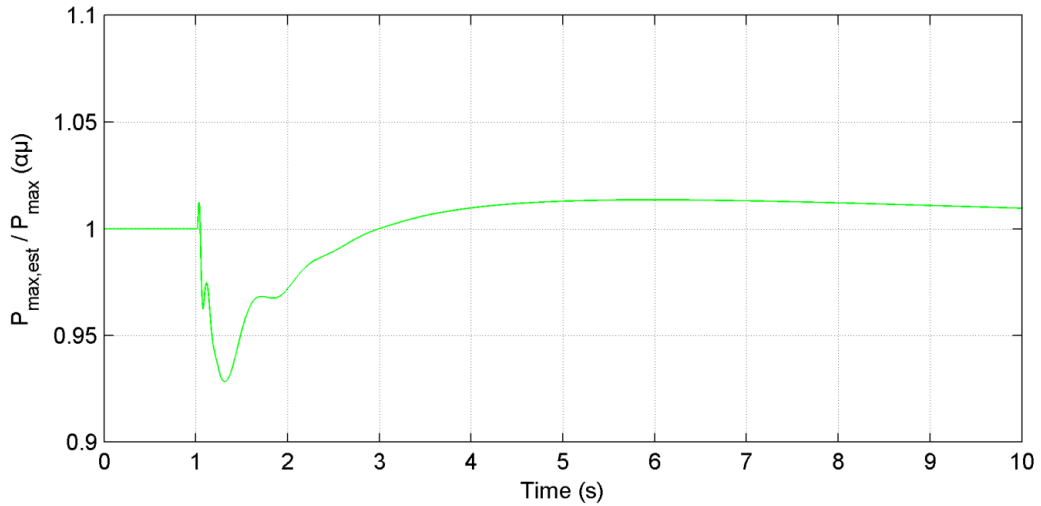
Σχήμα 5.45: Συχνότητα βάσει ταχύτητας περιστροφής του δρομέα της μηχανής ($50\omega_m(\alpha\mu)$) και βάσει του SRF-PLL (f_{PLL}), για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου



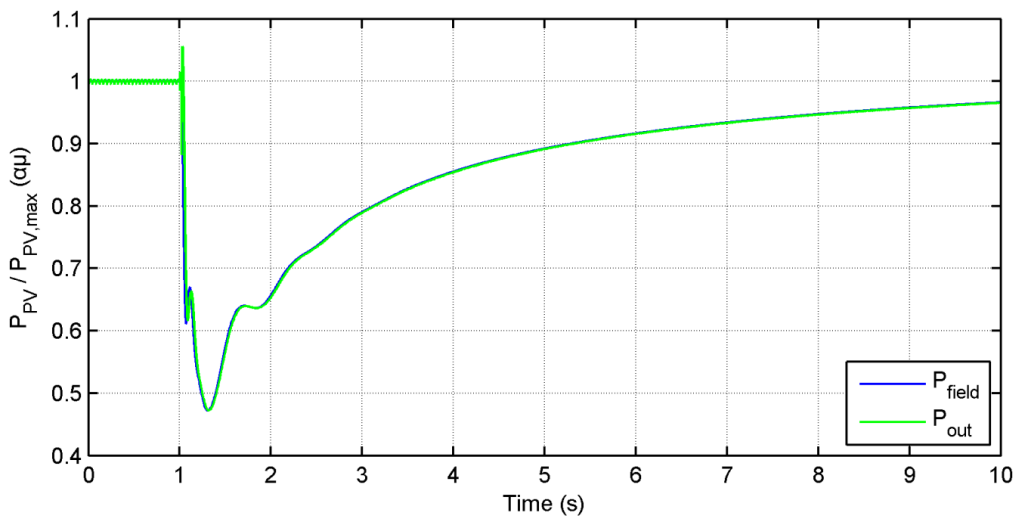
Σχήμα 5.46: ROCOF βάσει ταχύτητας περιστροφής του δρομέα της μηχανής ($50d\omega_m(\alpha\mu)/dt$) και βάσει του SRF-PLL ($ROCOF_{PLL}$), για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου

Από τη σύγκριση μεταξύ του f_{PLL} και του $50\omega_m(\alpha\mu)$ φαίνεται ότι το πρώτο είναι μια φιλτραρισμένη εκδοχή του δευτέρου. Το ίδιο ισχύει και για το ROCOF. Αυτό είναι αναμενόμενο διότι αν και στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας τα δύο αυτά μεγέθη ταυτίζονται (βλ. Ενότητα 2.1) μεταβατικά αυτό δεν υφίσταται. Σε περίπτωση υπερσυχνότητας η ταχύτητα περιστροφής του πεδίου του δρομέα αυξάνεται κατά την ανισορροπία μηχανικής και ηλεκτρικής ισχύος της μηχανής, με τη γωνία μεταξύ των δύο πεδίων να αυξάνεται, οδηγώντας μεταβατικά σε $50\omega_m(\alpha\mu)$ μεγαλύτερο του f . Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.45, λίγα δευτερόλεπτα ύστερα από τη διαταραχή τα $50\omega_m(\alpha\mu)$ και f_{PLL} ταυτίζονται.

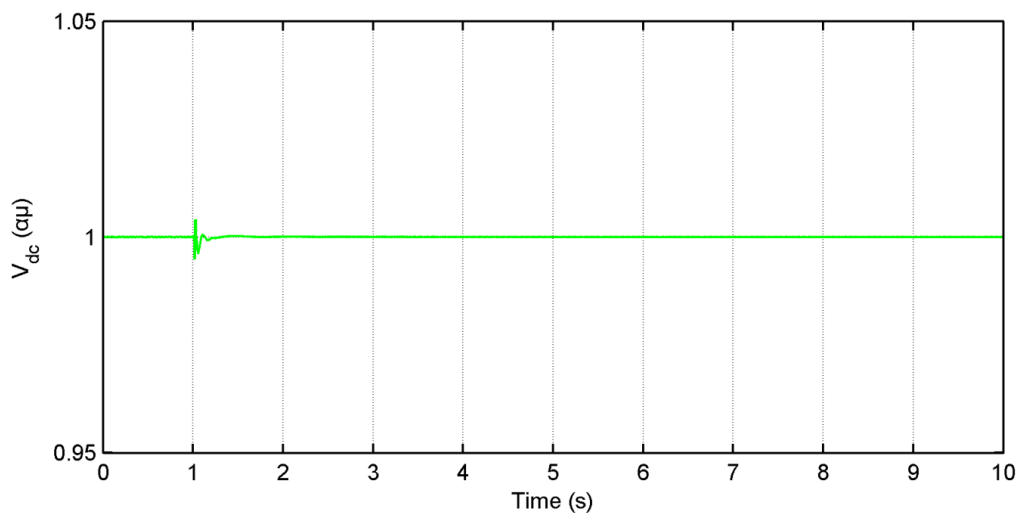
Στη συνέχεια παρουσιάζονται κάποια μεγέθη του δικτύου και του Φ/Β πάρκου στην περίπτωση του συνδυαστικού ελέγχου, ώστε να κριθεί εάν αυτά έχουν την επιθυμητή απόκριση.



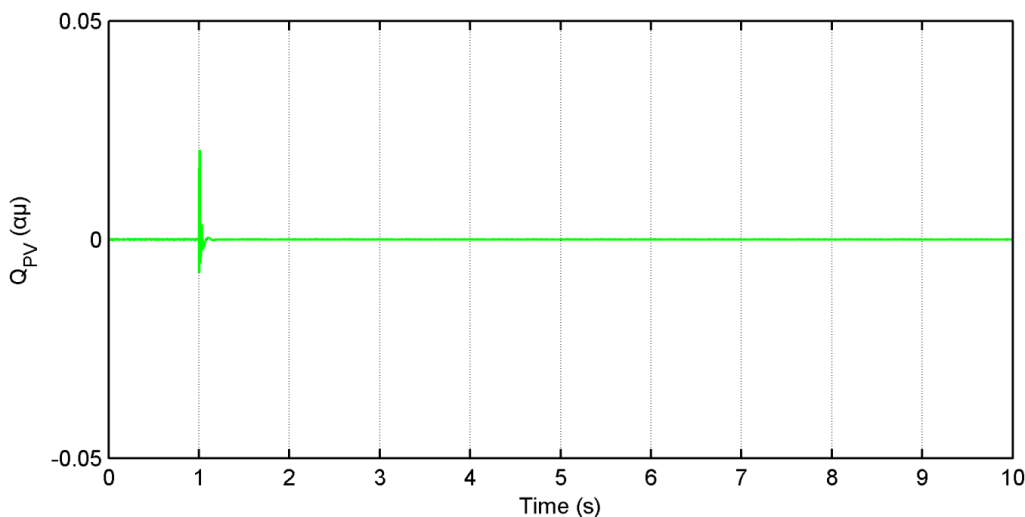
Σχήμα 5.47: Εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου



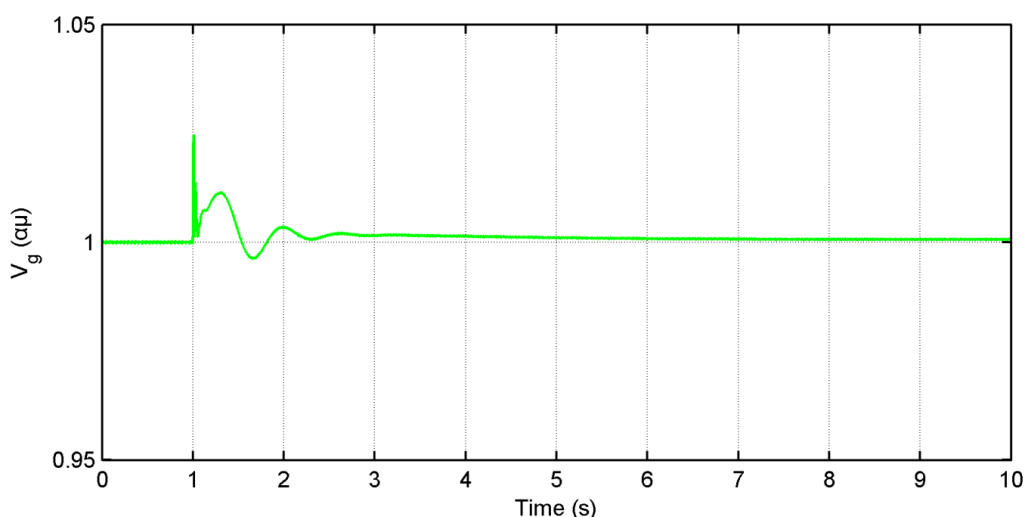
Σχήμα 5.48: Ισχύς Φ/Β πεδίου (P_{field}) και ενεργός ισχύς εξόδου του inverter (P_{out}), για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.49: Τάση του DC link, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.50: Άεργος ισχύς Φ/Β πάρκου, για συνδυαστικό έλεγχο αυτού

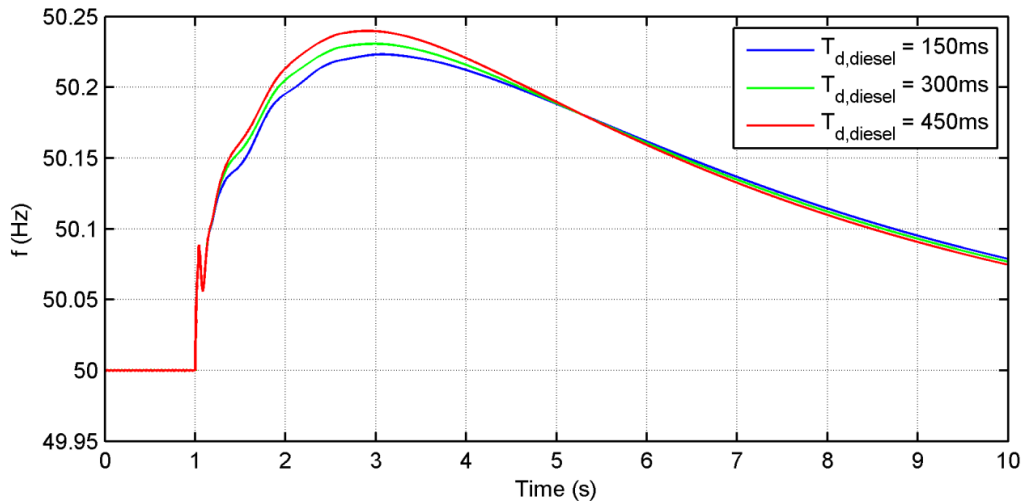


Σχήμα 5.51: Τάση δικτύου, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου

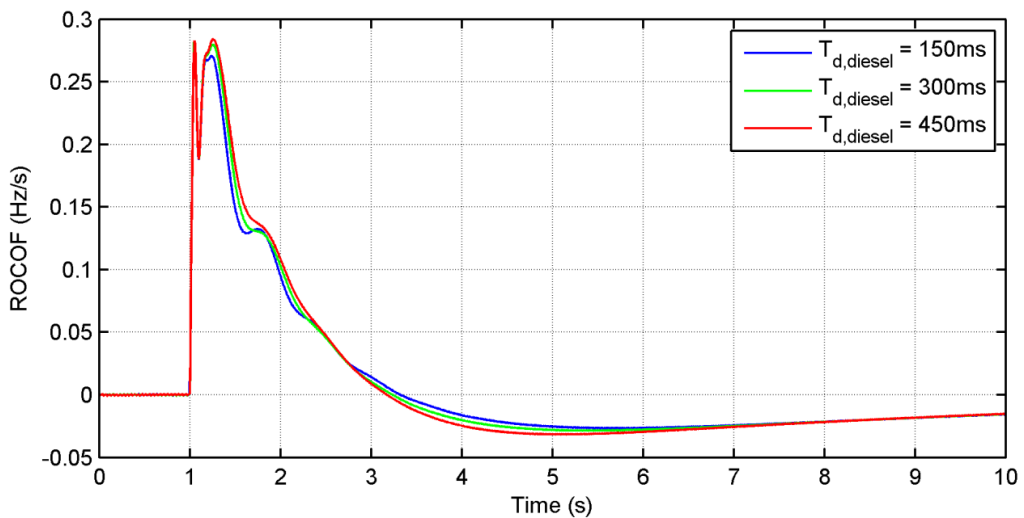
Από το Σχήμα 5.47 έχουμε ότι ο εκτιμητής μέγιστης ισχύος παρακολουθεί ικανοποιητικά την P_{max} , με μέγιστο σφάλμα περίπου ίσο με 7%, το οποίο προκύπτει την χρονική στιγμή κατά την οποία το Φ/Β πάρκο λειτουργεί με τη μέγιστη εφεδρεία (53%). Στη συνέχεια, το Σχήμα 5.48 παρουσιάζει την παρακολούθηση του P_{field} από το P_{out} , η οποία εγγυάται τη σταθερή τιμή της ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στο DC link, η τάση του οποίου ελέγχεται αποτελεσματικά (βλ. Σχήμα 5.49). Επίσης, η άεργος ισχύς του Φ/Β πάρκου σε όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης παραμένει πρακτικά στην τιμή αναφοράς (0) (βλ. Σχήμα 5.50). Τέλος, παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.51 η απόκριση της τάσεως του δικτύου σε αμ τιμή ώστε να φανεί ότι ο APT την ελέγχει αποτελεσματικά κατά τη διάρκεια της διαταραχής.

5.3.4 Χρονική καθυστέρηση της μηχανής Diesel

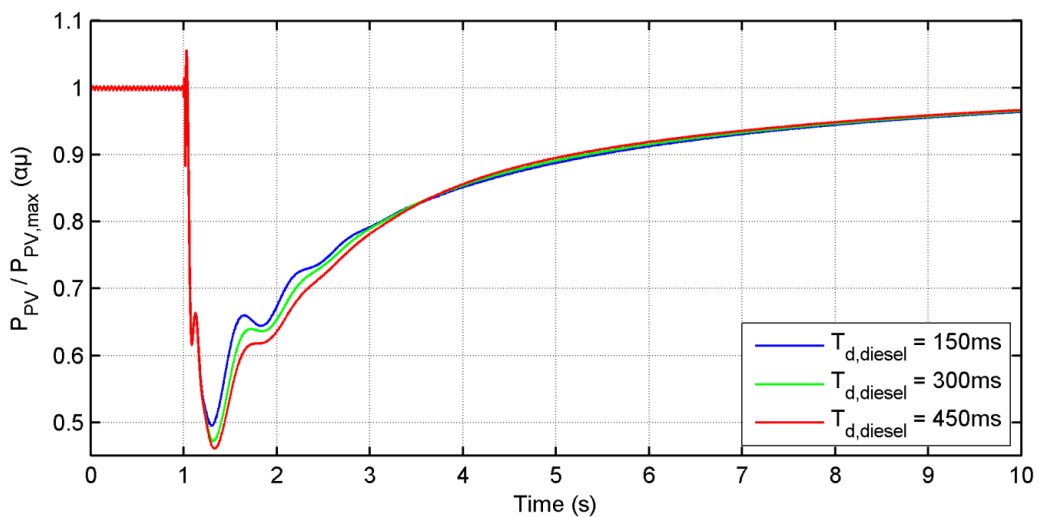
Στη συνέχεια, στα Σχήματα 5.52–56 και στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοιώσεων με συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β σταθμού, στις οποίες μεταβάλλονταν η χρονική καθυστέρηση της μηχανής Diesel ($T_{d,diesel} = 150\text{ ms}$, 300 ms και 450 ms).



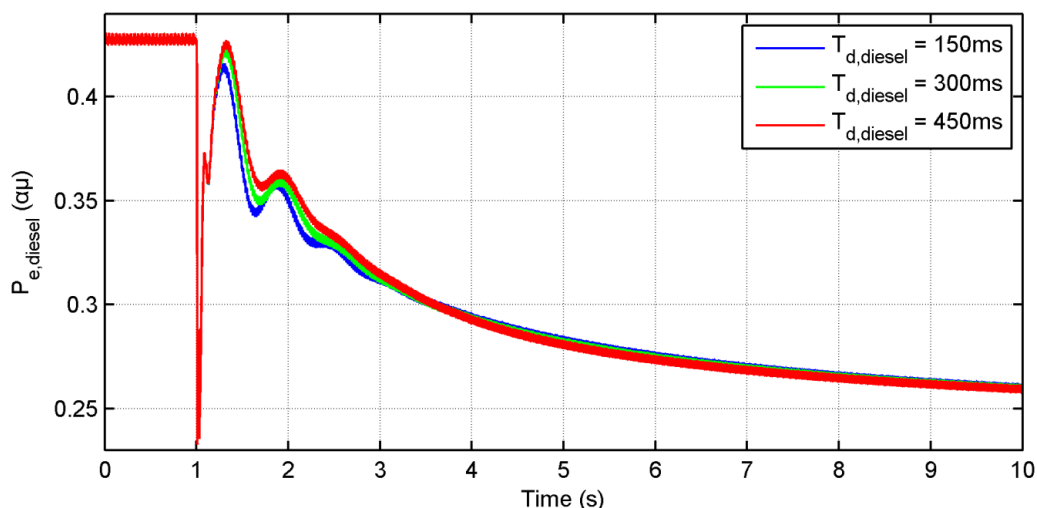
Σχήμα 5.52: Συχνότητα δικτύου, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel



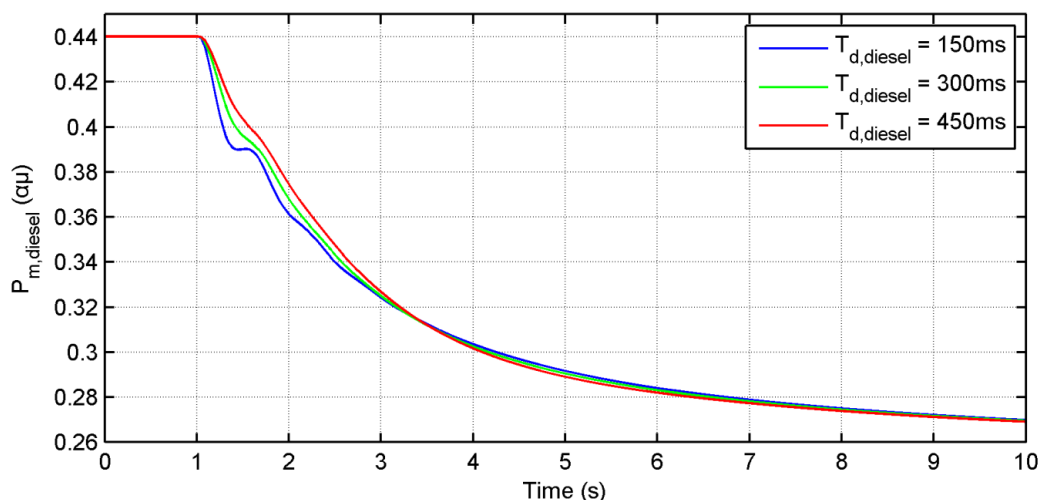
Σχήμα 5.53: ROCOF δικτύου, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel



Σχήμα 5.54: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel



Σχήμα 5.55: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel



Σχήμα 5.56: Μηχανική ισχύς εισόδου της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel

Κριτήριο / $T_{d,diesel}$	150 ms	300 ms	450 ms
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.223	0.231	0.240
σ_f (Hz)	0.156	0.158	0.161
$T_{set,f}$ (s)	7.72	7.61	7.48
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.283	0.283	0.284
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.063	0.066	0.068
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.495	0.472	0.461

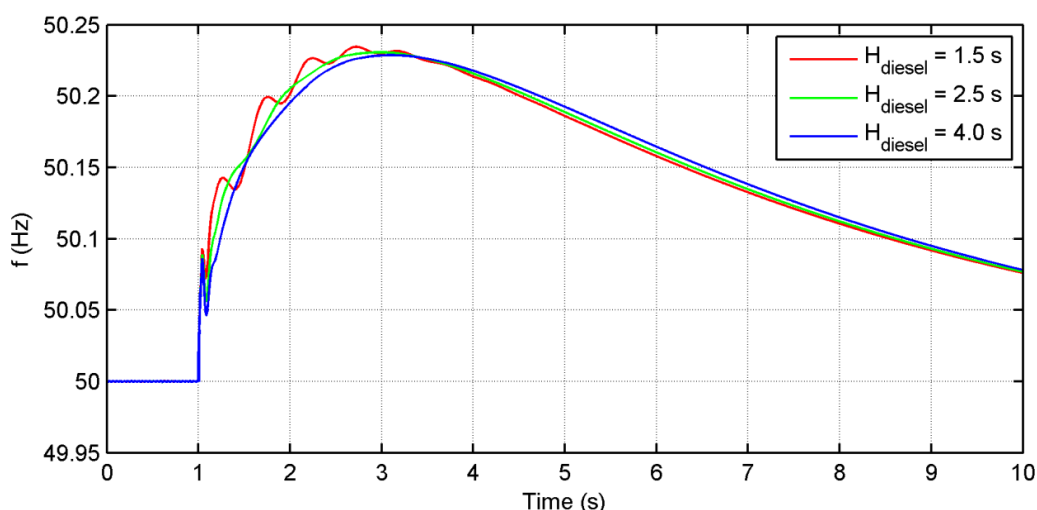
Πίνακας 5.4: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης της μηχανής Diesel

Από τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης προσομοίωσης φαίνεται ότι η μικρότερη τιμή της χρονικής καθυστέρησης οδηγεί σε ελαφρώς πιο περιορισμένη αποκλίση τη συχνότητα. Αυξάνοντας το $T_{d,diesel}$ από 150 σε 450 ms μειώνεται το $|\Delta f|_{max}$ κατά 7%, ενώ τα υπόλοιπα κριτήρια ρύθμισης συχνότητας έχουν αμεληταίες μεταβολές (< 3.5%). Η επιρροή του $T_{d,diesel}$ στο δίκτυο μπορεί να γίνει κατανοητή παρατηρώντας την απόκριση

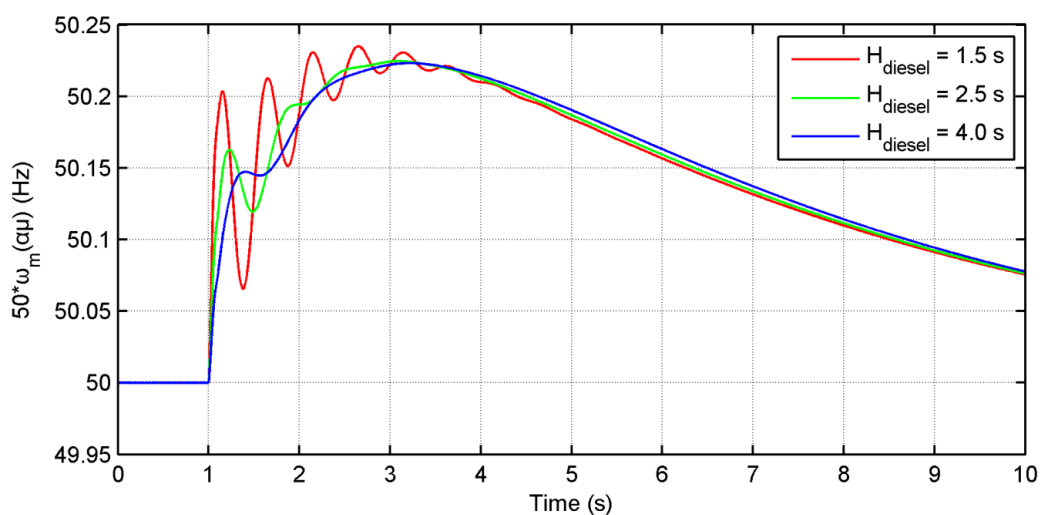
της μηχανικής ισχύος εισόδου στην Ντιζελογεννήτρια (Σχήμα 5.56). Μεγάλες τιμές του $T_{d,diesel}$ οδηγούν σε πιο αργή απόκριση του $P_{m,diesel}$, με το πλάτος της διαφοράς του από το $P_{e,diesel}$ να οδηγεί στις αποκλίσεις της ταχύτητας περιστροφής του άξονα της Ντιζελογεννήτριας, άρα και της συχνότητας του δικτύου.

5.3.5 Ανηγμένη σταθερά αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας

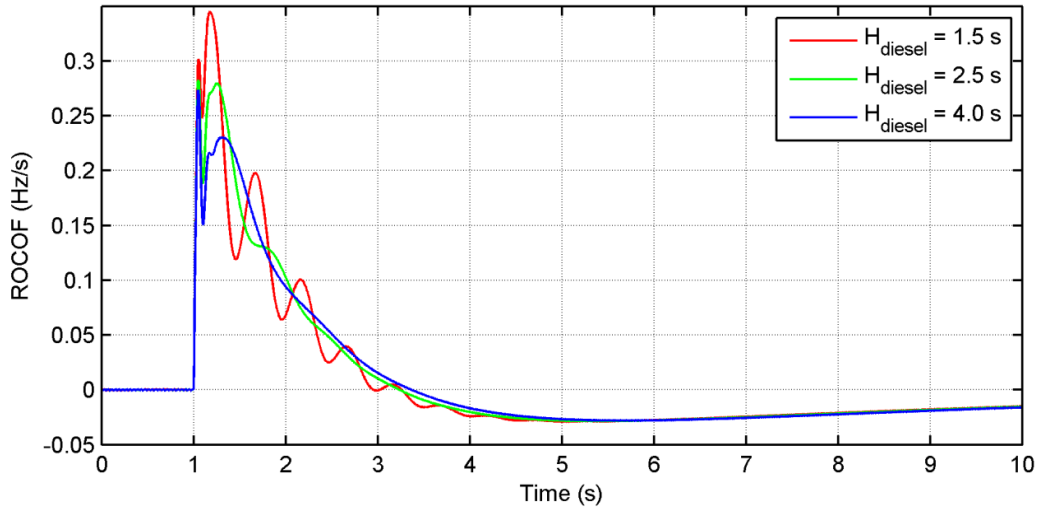
Μια επιπλέον παράμετρος της Ντιζελογεννήτριας που επηρεάζει τη ρύθμιση συχνότητας είναι η ανηγμένη σταθερά αδρανείας της (H_{diesel}). Σε αυτήν την ενότητα απεικονίζονται τα μεγέθη του δικτύου μεταβάλλοντας το H_{diesel} από 1.5 σε 4 s (Σχήματα 5.57–61).



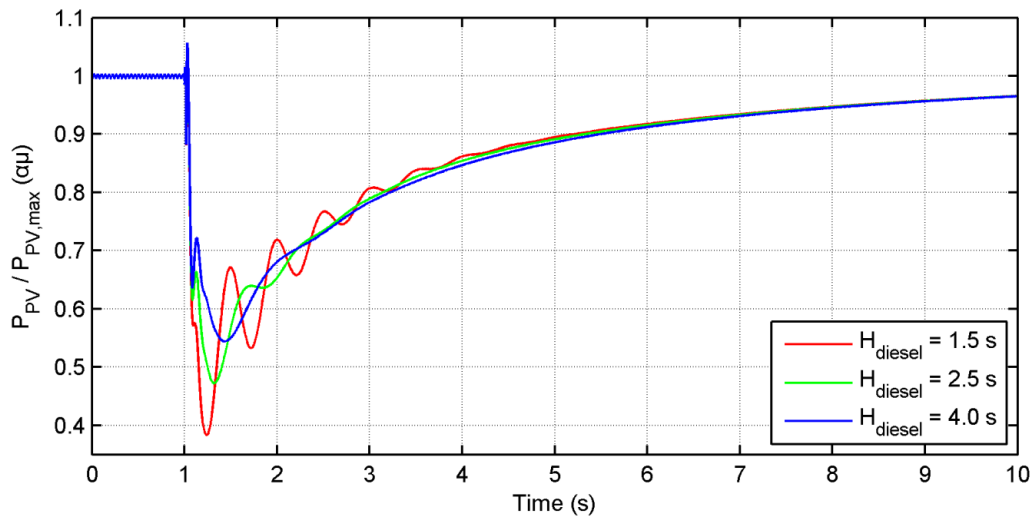
Σχήμα 5.57: Συχνότητα δικτύου από SRF-PLL, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας



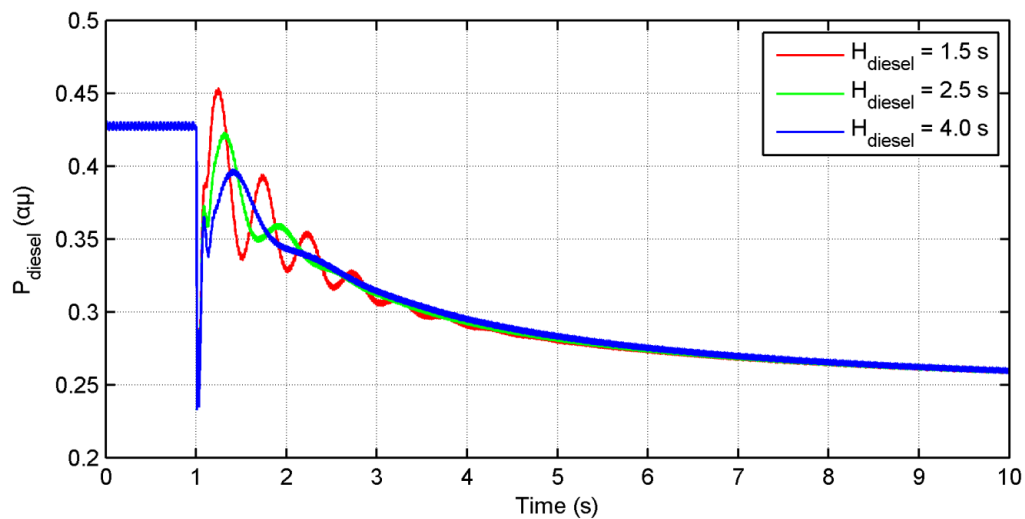
Σχήμα 5.58: Συχνότητα δικτύου σύμφωνα με την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας αυτής



Σχήμα 5.59: ROCOF δικτύου από SRF-PLL, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας



Σχήμα 5.60: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας



Σχήμα 5.61: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας

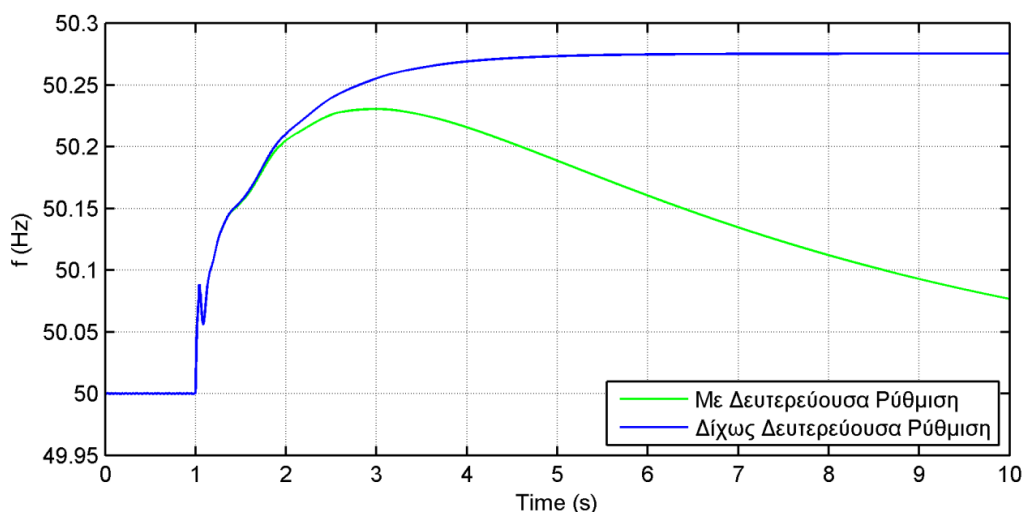
Κριτήριο / H_{diesel}	1.5 s	2.5 s	4 s
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.235	0.231	0.229
σ_f (Hz)	0.158	0.158	0.158
$T_{set,f}$ (s)	7.54	7.61	7.73
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.345	0.283	0.274
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.069	0.066	0.063
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.383	0.472	0.544

Πίνακας 5.5: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας της Ντιζελογεννήτριας

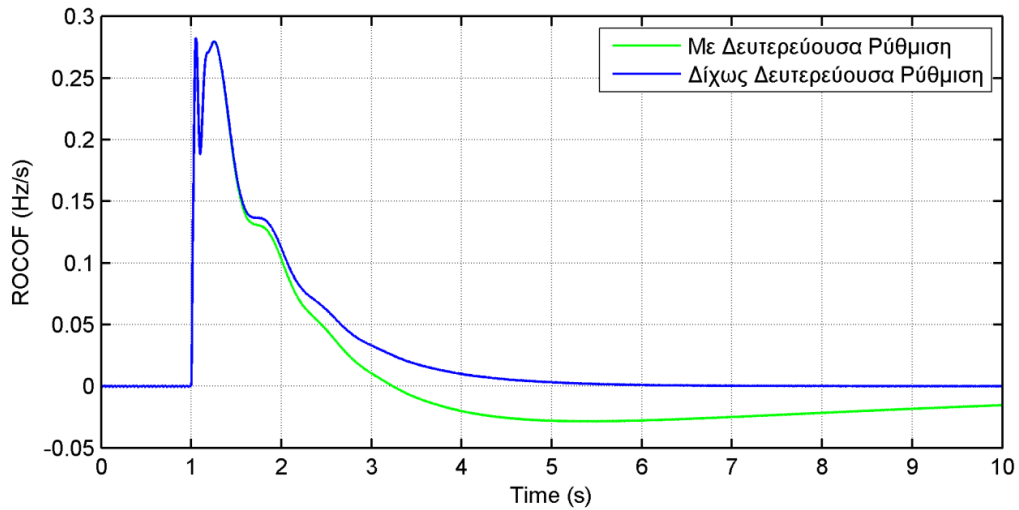
Μεγαλύτερη τιμή του H_{diesel} οδηγεί σε δίκτυο πιο σθεναρό σε διαταραχές. Το H_{diesel} αποτελεί κεντρική παράμετρο για τις τιμές του ROCOF (βλ. Εξίσωση (2.11)) και πράγματι η προσομοίωση με τη μικρότερη τιμή του παρουσιάζει τα μέγιστα $|ROCOF|_{max}$ και σ_{ROCOF} . Για να παρουσιαστεί καλύτερα η επιρροή του H_{diesel} απεικονίζεται στο Σχήμα 5.58 η ταχύτητα περιστροφής του άξονα της Ντιζελογεννήτριας ανηγμένη στα 50 Hz. Κατά την αποκοπή του φορτίου προκύπτει μηχανική ισχύς εισόδου στο άξονα μεγαλύτερη της εξόδου και αυτό οδηγεί στην άμεση επιτάχυνσή του (βλ. Σχήμα 5.58). Αν και οι ταλαντώσεις της ταχύτητας περιστροφής είναι σημαντικές, το μέγεθος αυτών δε μεταφέρεται στη συχνότητα του δικτύου, καθώς όπως έχει ήδη εξηγηθεί τα δύο αυτά μεγέθη (σε αμ τιμή) δεν ταυτίζονται μεταβατικά. Επίσης, φαίνεται ότι οι ταλαντώσεις στη συχνότητα και τον ρυθμό μεταβολής της μεταφέρονται στην παραγόμενη ισχύ του Φ/Β πάρκου, άρα και της Ντιζελογεννήτριας – αφού ισχύει διαρκώς $P_{WT} = 400 \text{ kW}$ – και αυτό είναι αναμενόμενο λειτουργώντας με συνδυαστικό έλεγχο.

5.3.6 Δευτερεύουσα ρύθμιση συμβατικού σταθμού

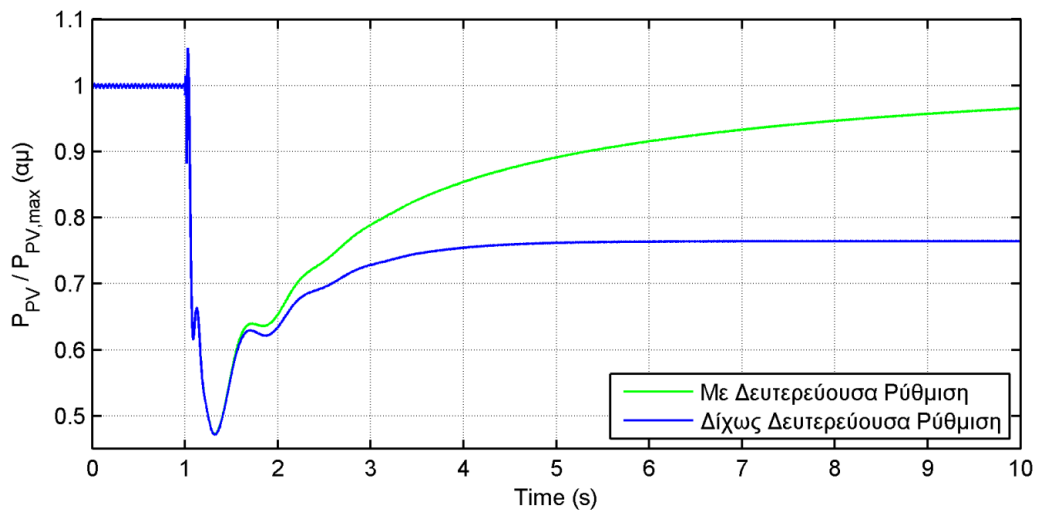
Τα αποτελέσματα που απεικονίζονται στα Σχήματα 5.62–65 αφορούν την ενεργοποίηση ή όχι της δευτερεύουσας ρύθμισης της Ντιζελογεννήτριας. Το Φ/Β πάρκο λειτουργεί και εδώ με συνδυαστικό έλεγχο.



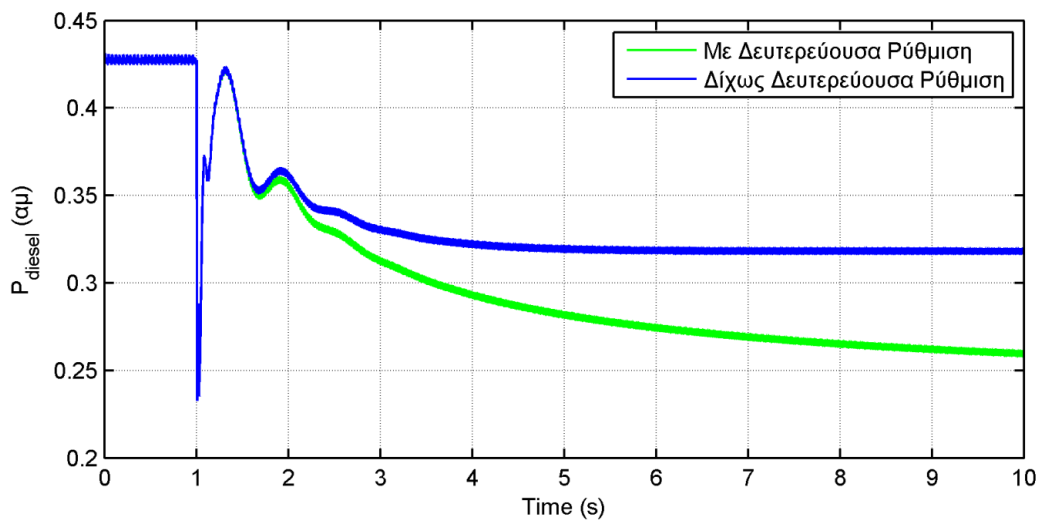
Σχήμα 5.62: Συχνότητα δικτύου, με και δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση της Ντιζελογεννήτριας



Σχήμα 5.63: ROCOF δικτύου, με και δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση της Ντιζελογεννήτριας



Σχήμα 5.64: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, με και δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση της Ντιζελογεννήτριας



Σχήμα 5.65: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, με και δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση αυτής

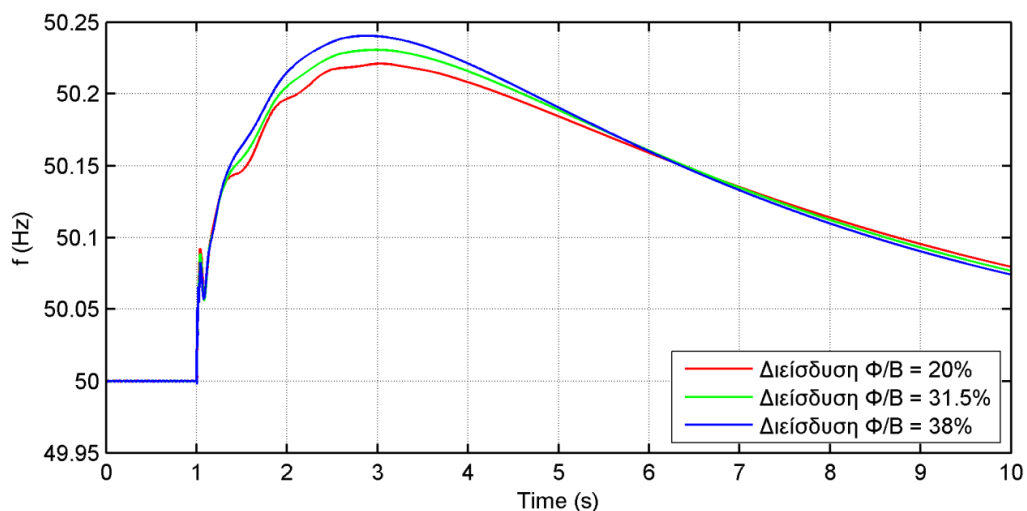
Κριτήριο / Δευτερεύουσα Ρύθμιση	Με Δευτερεύουσα Ρύθμιση	Δίχως Δευτερεύουσα Ρύθμιση
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.231	0.276
σ_f (Hz)	0.158	0.246
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.283	0.283
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.066	0.065
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.472	0.472

Πίνακας 5.6: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, με και δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση της Ντιζελογεννήτριας

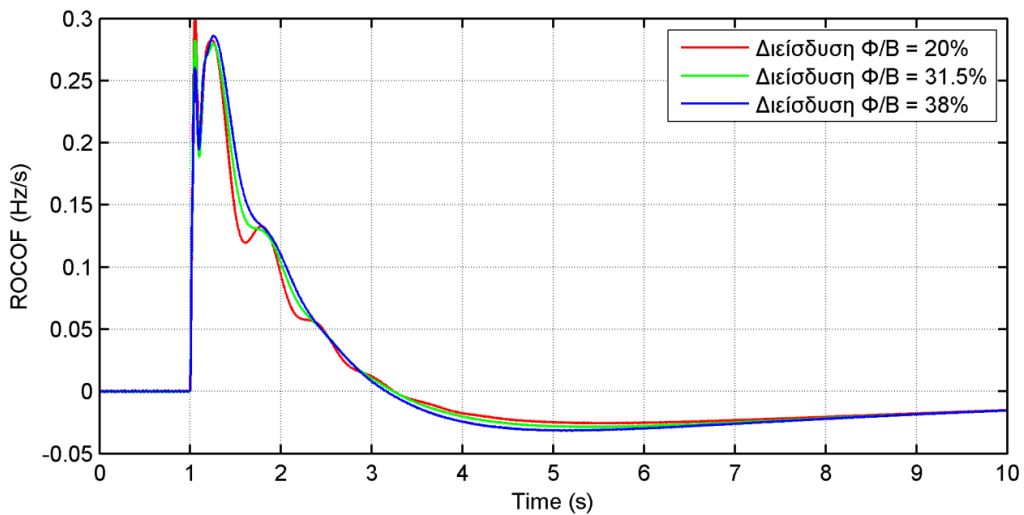
Δίχως δευτερεύουσα ρύθμιση η συχνότητα δεν επανέρχεται στα 50 Hz, αλλά διατηρεί μια μόνιμη απόκλιση, η οποία εξαρτάται από τη μεταβολή του φορτίου και τον στατισμό του Φ/Β πάρκου και της Ντιζελογεννήτριας, καθώς στο δίκτυο που μελετάται δε συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας η Α/Γ. Το μόνιμο σφάλμα της συχνότητας προκαλεί και μόνιμη απόκλιση της P_{PV} από την P_{max} , λόγω του στατισμού του Φ/Β πάρκου. Κάτι τέτοιο δε θα συνέβαινε στην περίπτωση όπου το Φ/Β πάρκο λειτουργούσε μόνο με αδρανειακή απόκριση. Επίσης, η δευτερεύουσα ρύθμιση δεν επηρεάζει το ROCOF, καθώς με αυτήν η παραγωγή της Ντιζελογεννήτριας μεταβάλλεται με αρκετά αργό ρυθμό προς την τιμή για την οποία προκύπτει $\Delta f = 0$, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.65.

5.3.7 Διείσδυση Φωτοβολταϊκού σταθμού

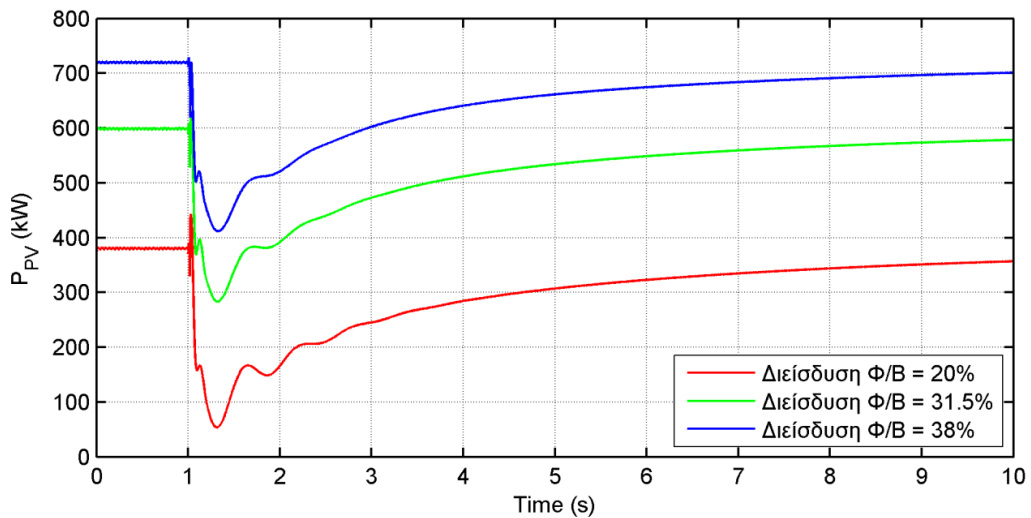
Στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αυτής της ενότητας εξετάστηκε η επιρροή της διείσδυσης του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση της συχνότητας, λειτουργώντας με συνδυαστικό έλεγχο. Τρία επίπεδα διείσδυσης προσομοιώθηκαν, με το μεγαλύτερο των 38% να αντιστοιχεί στην περίπτωση όπου η Ντιζελογεννήτρια παράγει το τεχνικό της ελάχιστο (0.2 αμ) στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ύστερα από την αποκοπή του 20% του αρχικού φορτίου (βλ. Σχήμα 5.69). Η Φ/Β διείσδυση 20% προέκυψε για $G = 390W/m^2$ και $T = 27^{\circ}C$, η 31.5% για $G = 620W/m^2$ και $T = 33^{\circ}C$ και η 38% για $G = 850W/m^2$ και $T = 60^{\circ}C$. Εδώ η παραγωγή Φ/Β ισχύος δεν απεικονίζεται ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη ώστε να είναι εμφανές ότι αυτή είναι διαφορετική στις τρεις περιπτώσεις που εξετάζονται.



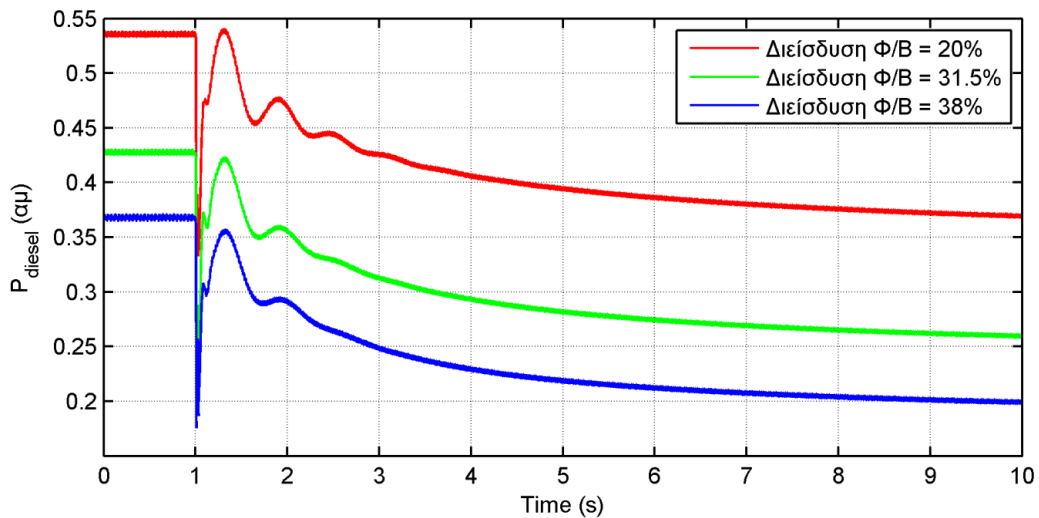
Σχήμα 5.66: Συχνότητα δικτύου, για διάφορες διεισδύσεις Φ/Β



Σχήμα 5.67: ROCOF δικτύου, για διάφορες διεισδύσεις Φ/Β



Σχήμα 5.68: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες διεισδύσεις αυτού



Σχήμα 5.69: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορες διεισδύσεις Φ/Β

Κριτήριο / Διείσδυση Φ/B	20%	31.5%	38%
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.221	0.231	0.241
σ_f (Hz)	0.154	0.158	0.161
$T_{set,f}$ (s)	7.74	7.61	7.48
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.299	0.283	0.286
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.064	0.066	0.069
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.141	0.472	0.572

Πίνακας 5.7: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες διείσδυσεις Φ/B

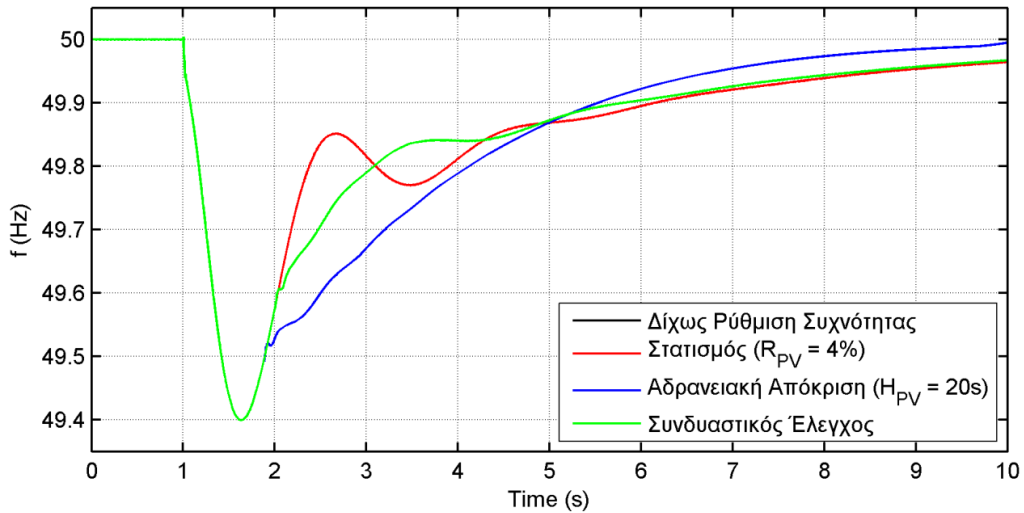
Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.66 και τον Πίνακα 5.7, η συχνότητα ρυθμίζεται καλύτερα όσο η διείσδυση του Φ/B πάρκου λαμβάνει μικρότερη τιμή. Αυτό προκύπτει καθώς όσο μειώνεται η διείσδυση του Φ/B πάρκου τόσο αυξάνεται αυτή της Ντιζελογεννήτριας, με αποτέλεσμα η μείωση του φορτίου ως προς την παραγωγή του συμβατικού σταθμού να μειώνεται. Αυτή η μείωση οδηγεί σε μικρότερη ποσοστιαία ανισορροπία μηχανικής και ηλεκτρικής ισχύος της γεννήτριας, άρα και σε μικρότερες αποκλίσεις την ταχύτητα περιστροφής του άξονά της. Ένα επιπλέον χαρακτηριστικό των αποτελεσμάτων αυτών είναι ότι όσο μικρότερη είναι η Φ/B διείσδυση τόσο μεγαλύτερο ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος καλείται το Φ/B να απορρίψει κατά την αποκοπή του φορτίου (βλ. Πίνακα 5.7). Αυτό προκύπτει διότι, όπως περιγράφηκε και στην Ενότητα 4.1.3 το μέγεθος της μείωσης Φ/B ισχύος που καλείται να ακολουθήσει ο σταθμός για ρύθμιση συχνότητας δε δίνεται ως ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, όπως υποδεικνύουν και οι Εξισώσεις (4.4–5). Έτσι, έχοντας δύο διαφορετικές περιπτώσεις διείσδυσης με 700 kW και 400 kW μέγιστη διαθέσιμη ισχύ κατά την αποκοπή του φορτίου και στις δύο περιπτώσεις θα ζητηθεί από το Φ/B να απορρίψει 320 kW. Γι'αυτό και αυτή η κατά απόλυτη τιμή ίδια απαιτούμενη μείωση οδηγεί σε $P_{PV,min} = 0.141$ αμ για 20% Φ/B διείσδυση και $P_{PV,min} = 0.572$ αμ για 38%.

5.4 Αύξηση Φορτίου του Δικτύου

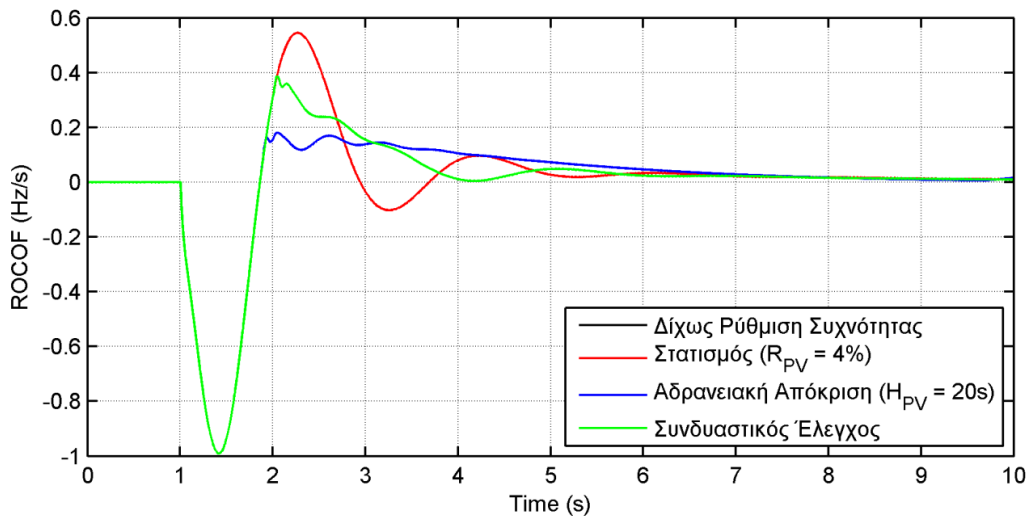
Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων στις οποίες η διαταραχή του συστήματος ήταν μια βηματική αύξηση του αρχικού φορτίου κατά 20% ή 316 kW για $t = 1$ s. Η περίπτωση αυτή θα μπορούσε να προκύψει κατά την επαναφορά φορτίου, στο οποίο η παροχή ισχύος είχε προηγουμένως διακοπεί. Αντίστοιχη απόκριση θα είχε το σύστημα εάν το δίκτυο είχε μια δεύτερη γεννήτρια, η οποία παρήγαγε το 20% της ζητούμενης ισχύος και για $t = 1$ s αυτή αποσυνδεόταν από το δίκτυο. Το αρχικό φορτίο του δικτύου ήταν ίσο με 1.58 MW και η αρχική παραγωγή ενεργού ισχύος του Φ/B πάρκου ήταν περίπου ίση με 530 kW, δηλαδή έχουμε 33.5% διείσδυση Φ/B ισχύος. Η ένταση της ακτινοβολίας είναι σταθερή και ίση με για $G = 550 \text{ W/m}^2$, ενώ η θερμοκρασία στο εσωτερικό των Φ/B πλαισίων είναι ίση με $T = 33^\circ \text{ C}$.

5.4.1 Στρατηγικές ελέγχου Φωτοβολταϊκού σταθμού

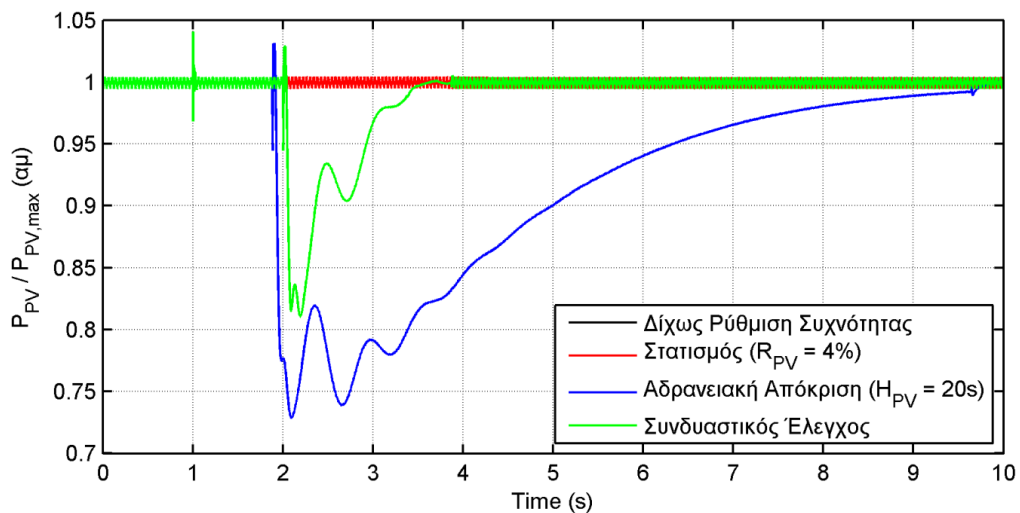
Στα Σχήματα 5.70–74 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τις τέσσερις στρατηγικές ελέγχου του Φ/B πάρκου. Οι τιμές των παραμέτρων R_{PV} και H_{PV} που χρησιμοποιήθηκαν είναι οι ίδιες με αυτές για τη μείωση φορτίου, δηλαδή $R_{PV} = 4\%$ και $H_{PV} = 20$ s.



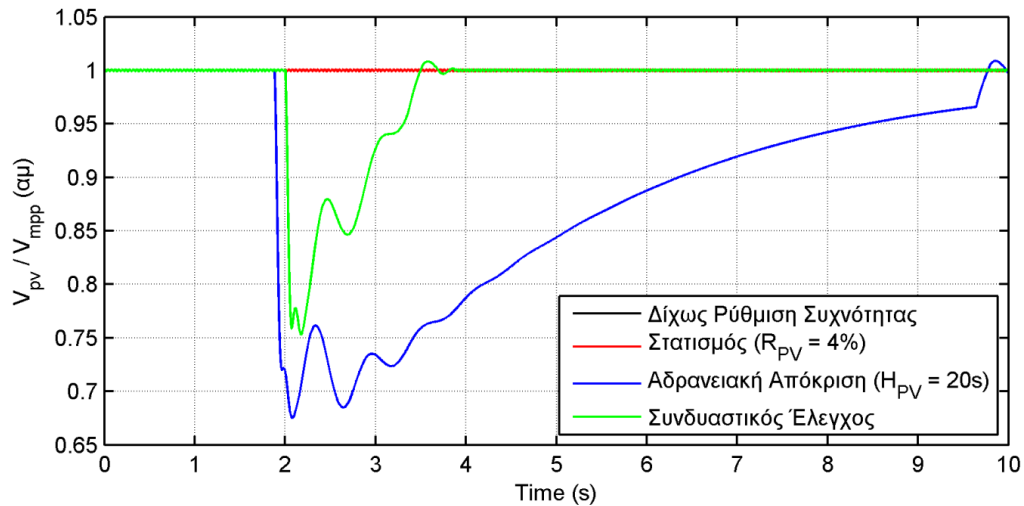
Σχήμα 5.70: Συχνότητα δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



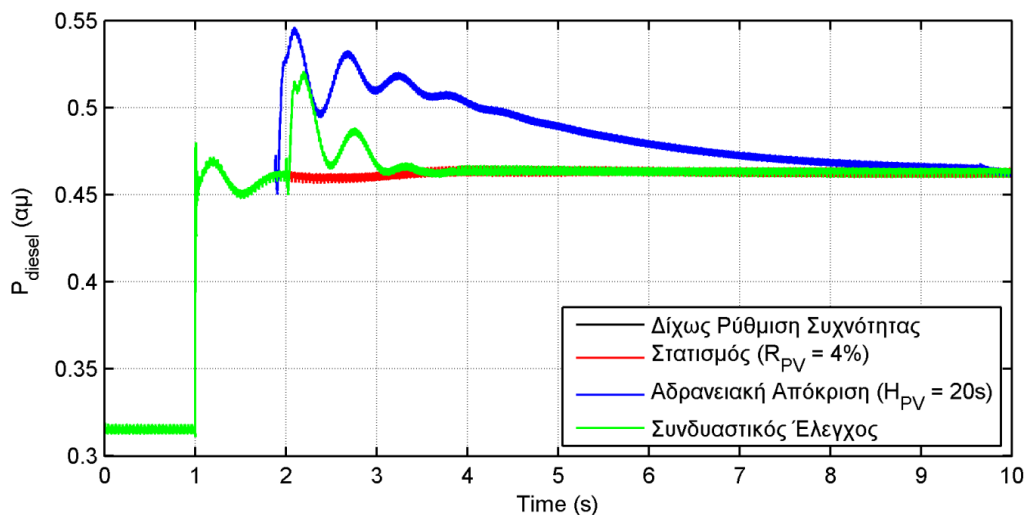
Σχήμα 5.71: ROCOF δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.72: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου αυτού



Σχήμα 5.73: Τάση Φ/Β πεδίου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.74: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

Κριτήριο / Στρατηγική Ελέγχου	Δίχως Ρύθμιση Συχνότητας	Στατισμός	Αδρανηακή Απόκριση	Συνδυαστικός Έλεγχος
$ \Delta f _{max} (Hz)$	0.601			
$\sigma_f (Hz)$	0.191		0.222	0.196
$T_{set,f} (s)$	5.14		4.53	4.80
$ ROCOF _{max} (Hz/s)$	0.991			
$\sigma_{ROCOF} (Hz/s)$	0.237		0.213	0.221
$P_{PV,min} (\alpha\mu)$	0.969		0.729	0.811

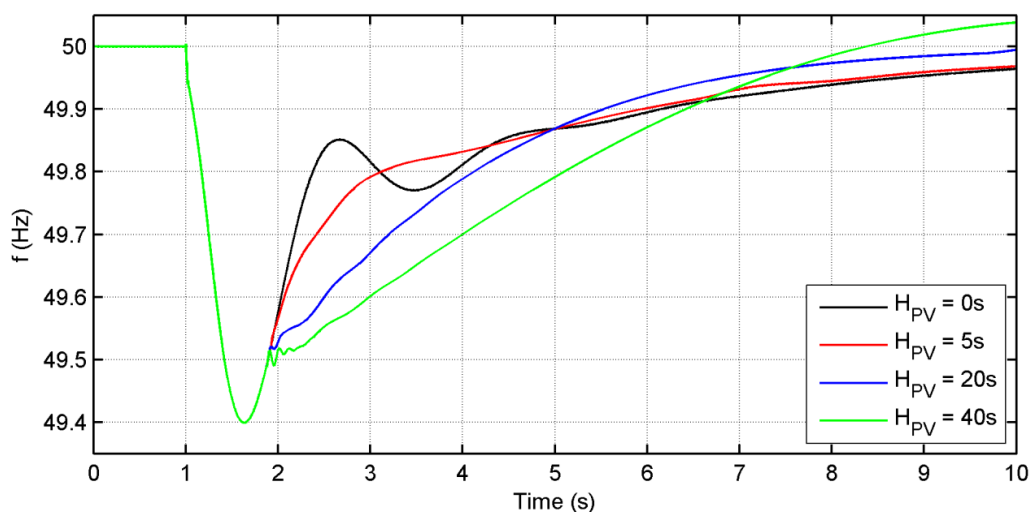
Πίνακας 5.8: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

Η απόκριση της συχνότητας παρουσιάζει ένα σημαντικό αποτέλεσμα σχετικά με τις καταστάσεις υποσυχνότητας του δικτύου και τη συμβολή του Φ/Β πάρκου στη ρύθμισή της. Εφόσον το Φ/Β πάρκο στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του παράγει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, όταν συμβεί αύξηση στο φορτίο – ή μείωση στην παραγόμενη ισχύ των

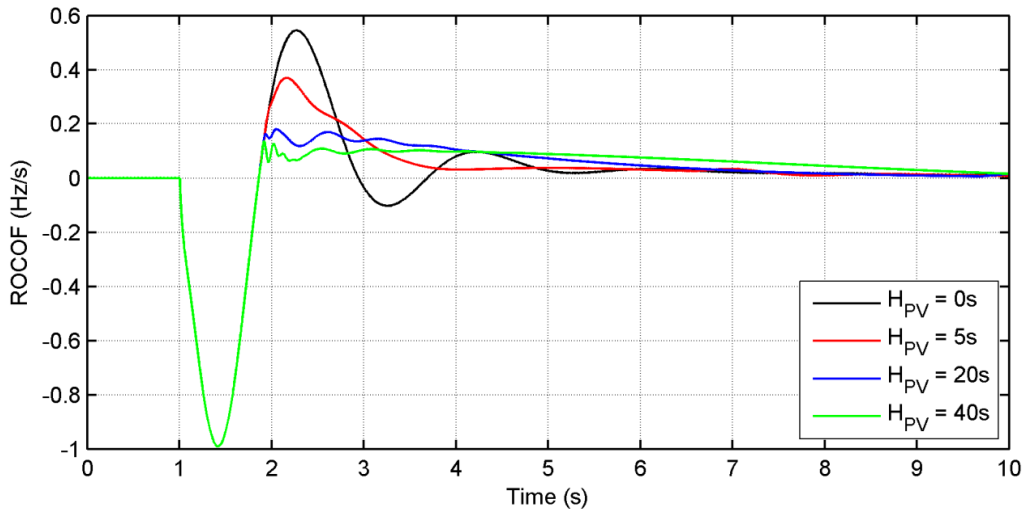
σταθμών του δικτύου – τότε το Φ/Β πάρκο δε δύναται να αυξήσει την εγγεόμενη ενεργό ισχύ του στο δίκτυο, ώστε να συμβάλει στην καταστολή της υποσυχνότητας. Γι' αυτό ανεξαρτήτως ελέγχου του Φ/Β πάρκου οι αποκρίσεις όλων των μεγεθών του συστήματος ταυτίζονται έως ότου το ROCOF λάβει θετικές τιμές. Συγκεκριμένα, έως και τη στιγμή στην οποία προκύπτει η ελάχιστη τιμή της συχνότητας τόσο η αδρανειακή απόκριση όσο και ο στατισμός απαιτούν από τον Φ/Β σταθμό να αυξήσει την εγγεόμενη ισχύ του, γεγονός αδύνατον αφού δε λειτουργεί με εφεδρεία ισχύος στη μόνιμη κατάσταση. Ύστερα από την παρουσίαση θετικών τιμών του ROCOF, η αδρανειακή απόκριση απαιτεί τη μείωση της ισχύος, ενώ ο στατισμός την αύξηση λόγω της παραμένουσας αρνητικής Δf . Η διαρκής $\Delta f < 0$ οδηγεί στην πλήρη ταύτιση των αποκρίσεων για στατισμό και δίχως έλεγχο του Φ/Β πάρκου. Στην περίπτωση συνδυαστικού ελέγχου όταν η $|\Delta P_{inertia}|$ η οποία προκύπτει από την αδρανειακή απόκριση ξεπεράσει την αύξηση της ισχύος που απαιτεί ο στατισμός ($|\Delta P_{droop}|$), τότε προκύπτει η εντολή για μείωση της P_{PV} . Η ταχύτερη και εντονότερη μείωση της P_{PV} με αδρανειακή απόκριση οδηγεί σε περιορισμό το ROCOF κατά την επαναφορά της συχνότητας στα 50 Hz, συγκριτικά με τον συνδυαστικό έλεγχο και έτσι το σ_{ROCOF} είναι μικρότερο στην πρώτη περίπτωση (βλ. Πίνακα 5.8).

5.4.2 Ανηγγεμένη σταθερά αδρανείας Φωτοβολταϊκού σταθμού

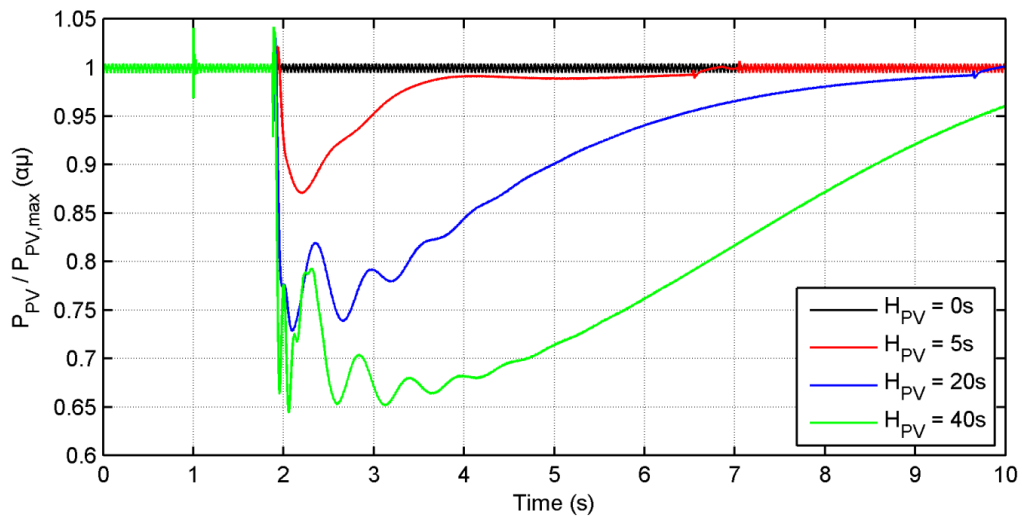
Στο επόμενο σύνολο Σχημάτων (5.75–78) παρουσιάζεται η επιρροή της ανηγγεμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας για την περίπτωση της υποσυχνότητας που μελετάται. Οι τιμές του H_{PV} που χρησιμοποιήθηκαν είναι ίδιες με αυτές της περίπτωσης της υπερσυχνότητας, δηλαδή $H_{PV} = 0, 5, 20$ και 40 s.



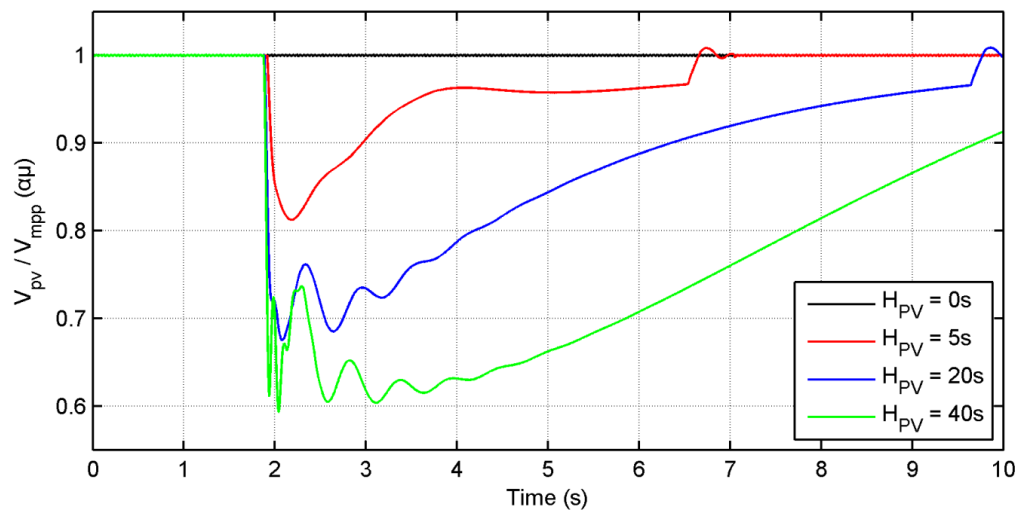
Σχήμα 5.75: Συχνότητα δικτύου, για διάφορες τιμές ανηγγεμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.76: ROCOF δικτύου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.77: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.78: Τάση Φ/Β πεδίου, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου

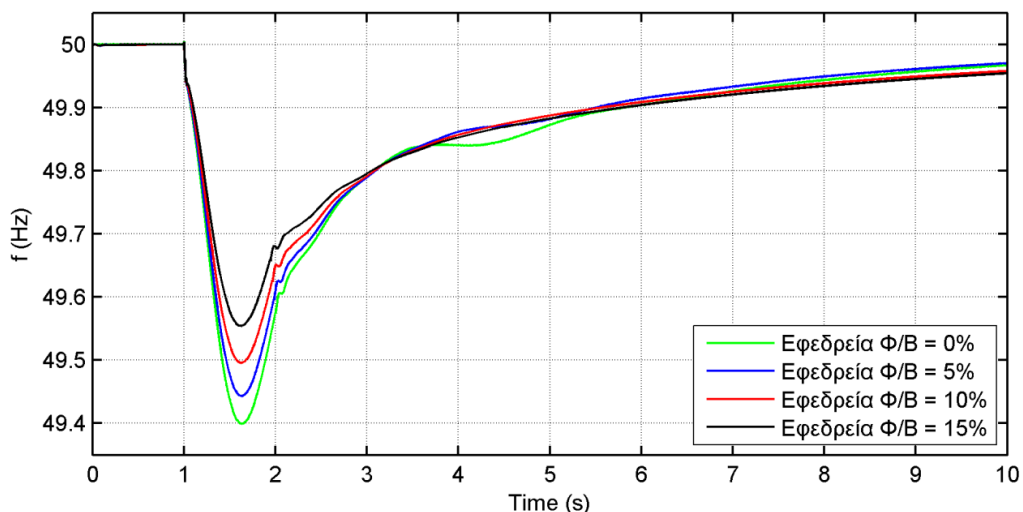
Κριτήριο / H_{PV}	0 s	5 s	20 s	40 s
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.601			
σ_f (Hz)	0.191	0.196	0.222	0.254
$T_{set,f}$ (s)	5.14	4.94	4.53	5.41
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.991			
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.237	0.221	0.213	0.211
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.969	0.871	0.729	0.644

Πίνακας 5.9: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορες τιμές ανηγμένης σταθεράς αδρανείας του Φ/Β πάρκου

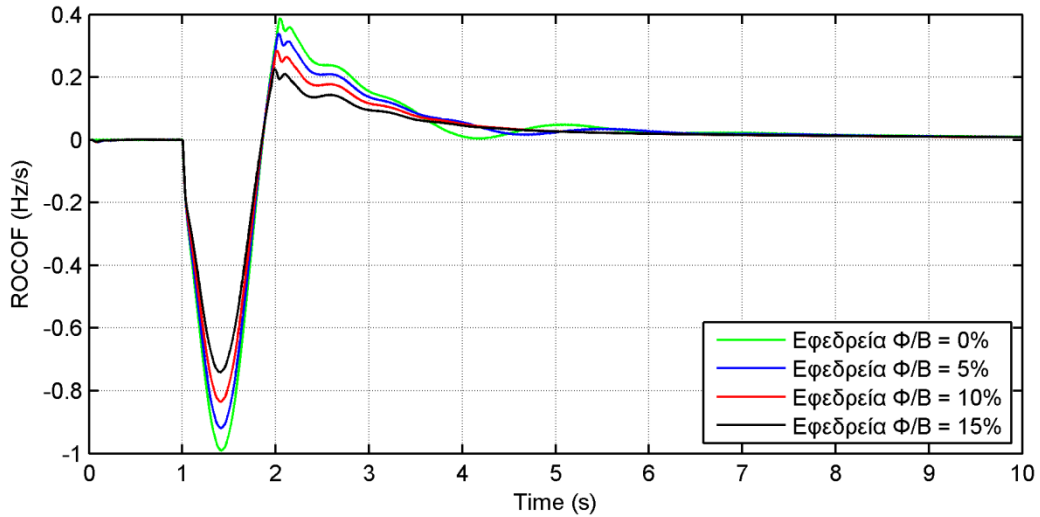
Από τα παραπάνω αποτελέσματα έχουμε ότι όσο μεγαλύτερο είναι το H_{PV} τόσο μεγαλύτερη μείωση Φ/Β ισχύος συμβαίνει, αφού το ROCOF λάβει θετικές τιμές. Στο Σχήμα 5.75 φαίνεται ότι αυτή η μείωση συμβάλλει στον περιορισμό της υπερψύωσης της συχνότητας κατά την επαναφορά της στα 50 Hz. Παρόμοια αποτελέσματα προκύπτουν και στο ROCOF (βλ. Σχήμα 5.76). Η χρονική στιγμή στην οποία ξεκινά η μείωση της Φ/Β ισχύος είναι ανεξάρτητη του H_{PV} , αφού αυτή εξαρτάται από το ROCOF προ της αποκοπής Φ/Β ισχύος. Όπως και στην υπερσυχνότητα, έτσι και εδώ είναι εμφανές ότι πολύ υψηλές τιμές του H_{PV} καθιστούν το Φ/Β πάρκο υπερβολικά ευαίσθητο σε μικρές αποκλίσεις του ROCOF, γεγονός που προκαλεί ταλαντώσεις σε διάφορα μεγέθη του δικτύου. Επίσης, αξίζει να αναφερθεί ότι η τυπική απόκλιση της συχνότητας αυξάνεται όσο αυξάνεται το H_{PV} (βλ. Πίνακα 5.9), διότι μεγαλύτερα H_{PV} απαιτούν μεγαλύτερη αποκοπή παραγωγής, με το σύστημα να βρίσκεται σε *υποσυχνότητα*, έχοντας δηλαδή έλλειμμα παραγωγής.

5.4.3 Εφεδρεία ισχύος μόνιμου καταστάσεως Φωτοβολταϊκού σταθμού

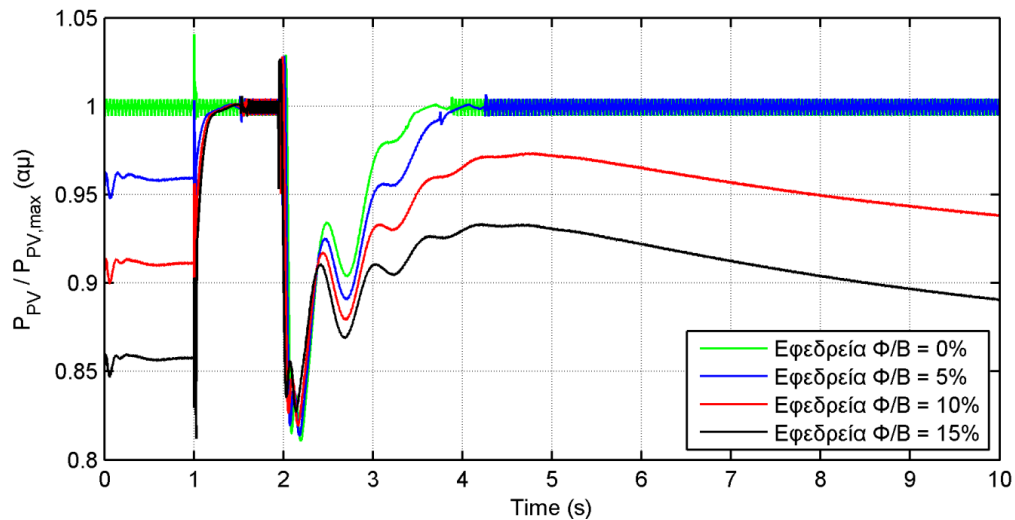
Στη συνέχεια προσομοιώθηκε το σύστημα για την περίπτωση όπου διατηρείται μη μηδενική εφεδρεία Φ/Β ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, ώστε να φανεί η ικανότητα συμβολής του Φ/Β σταθμού σε καταστάσεις υποσυχνότητας σε σχέση με το ποσοστό εφεδρείας που διατηρεί. Τα ποσοστά εφεδρείας που εξετάστηκαν ήταν 0, 5, 10 και 15%, με το Φ/Β πάρκο να λειτουργεί με συνδυαστικό έλεγχο.



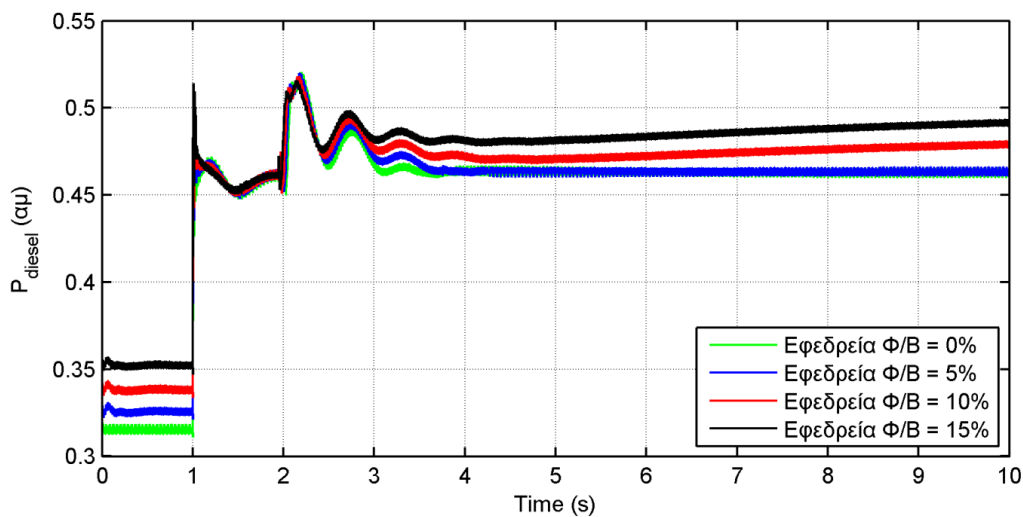
Σχήμα 5.79: Συχνότητα δικτύου, για διάφορα ποσοστά εφεδρείας Φ/Β ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας



Σχήμα 5.80: ROCOF δικτύου, για διάφορα ποσοστά εφεδρείας Φ/B ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας



Σχήμα 5.81: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/B πάρκου, για διάφορα ποσοστά εφεδρείας Φ/B ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας



Σχήμα 5.82: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για διάφορα ποσοστά εφεδρείας Φ/B ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας

Κριτήριο / Εφεδρεία Φ/B	0%	5%	10%	15%
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.601	0.557	0.505	0.446
σ_f (Hz)	0.196	0.183	0.173	0.162
$T_{set,f}$ (s)	4.80	4.51	4.56	4.79
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.991	0.919	0.835	0.740
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.221	0.203	0.183	0.160
$P_{PV,min}$ (αμ)	0.811	0.814	0.819	0.812

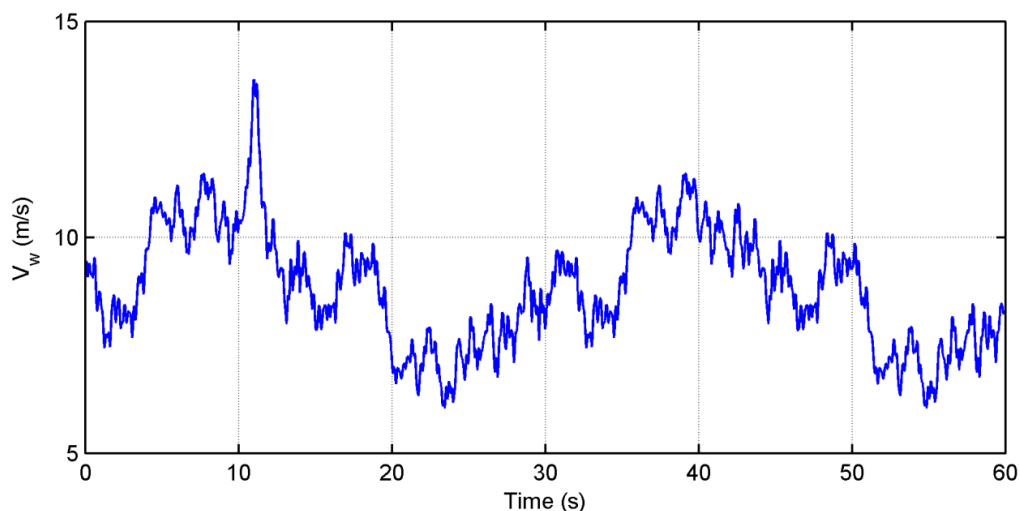
Πίνακας 5.10: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για διάφορα ποσοστά εφεδρείας Φ/B ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στα ανωτέρω σχήματα δείχνουν ότι όσο μεγαλύτερο ποσοστό εφεδρείας διατηρεί το Φ/B πάρκο, τόσο περισσότερη συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας έχει κατά την εμφάνιση υποσυχνοτήτων, καθώς η δυνατότητα αύξησης της P_{PV} είναι μεγαλύτερη. Έτσι όσο αυξάνεται η εφεδρεία ισχύος τόσο μειώνεται η μέγιστη απόκλιση της συχνότητας και του ρυθμού μεταβολής της (βλ. Σχήματα 5.79–80 και Πίνακα 5.10). Ενδεικτικά αναφέρεται ότι μεταβάλλοντας την εφεδρεία ισχύος από 0 σε 10% τα $|\Delta f|_{max}$ και $|ROCOF|_{max}$ μειώνονται κατά 16% αμφότερα. Όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.81 τη χρονική στιγμή $t = 1$ s δίνεται η εντολή στο Φ/B πάρκο να παράξει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του (μέσω MPPT) και αυτό το πραγματοποιεί έως ότου το ROCOF ξεπεράσει ένα θετικό κατώφλι ώστε η $|\Delta P_{inertia}|$ από την αδρανειακή απόκριση να γίνει μεγαλύτερη του $|\Delta P_{droop}|$ που απαιτεί ο στατισμός. Επίσης, στα τελευταία δευτερόλεπτα της προσομοίωσης, οπότε και η συχνότητα επανέρχεται στα 50 Hz, η ισχύς του Φ/B σταθμού οδηγείται προς το αρχικό ποσοστό της μέγιστης διαθέσιμης.

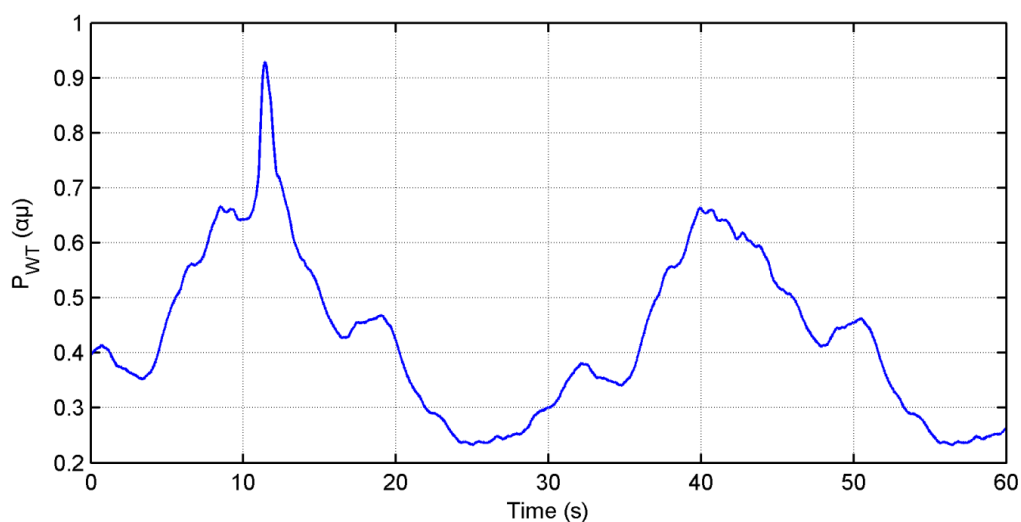
Αν και η συμβολή του Φ/B πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας σε καταστάσεις υποσυχνότητας είναι μεγαλύτερη διατηρώντας αρχική εφεδρεία ισχύος, η υλοποίηση σε πραγματικές εγκαταστάσεις τέτοιας λειτουργίας δημιουργεί προβλήματα. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η διατήρηση διαρκούς εφεδρείας από τα Φ/B πάρκα οδηγεί τόσο στη μείωση της ενεργειακής διείσδυσης των σταθμών ΑΠΕ στα δίκτυα, όσο και των εσόδων των παραγωγών. Περισσότερα αναφορικά με τα προκύπτοντα θέματα από την υλοποίηση τέτοιας στρατηγικής ελέγχου των Φ/B σταθμών θα συζητηθούν στην Ενότητα 6.1 των συμπερασμάτων της παρούσας εργασίας.

5.5 Άνεμος με Τύρβη

Στη συνέχεια προσομοιώθηκε η περίπτωση όπου ο άνεμος στο ύψος της πλύμνης της Α/Γ δεν είναι σταθερός αλλά έχει μη μηδενική τυρβώδη συνιστώσα. Ως τύρβη αναφέρεται η συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου η οποία έχει ταχείες μεταβολές και οφείλεται στο τοπικό ανάγλυφο της περιοχής [23]. Καθώς η Α/Γ του δικτύου που μελετάται παράγει ενεργό ισχύ σύμφωνα με αλγόριθμο MPPT, η τελευταία θα έχει έντονες διαταραχές, οι οποίες επιβαρύνουν τη σχετική ευστάθεια του δικτύου. Σκοπός των προσομοιώσεων αυτών είναι να φανεί κατά πόσο μπορεί να συμβάλει το Φ/B πάρκο στη ρύθμιση της συχνότητας υπό τέτοιες συνθήκες ανέμου. Το φορτίο του δικτύου και η προσπίπτουσα στα Φ/B πλαίσια ηλιακή ακτινοβολία παρέμειναν σταθερά καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης (1 λεπτό). Στα Σχήματα 5.83–84 παρουσιάζονται η ταχύτητα του ανέμου και η εγγεόμενη στο δίκτυο ενεργός ισχύς της Α/Γ.



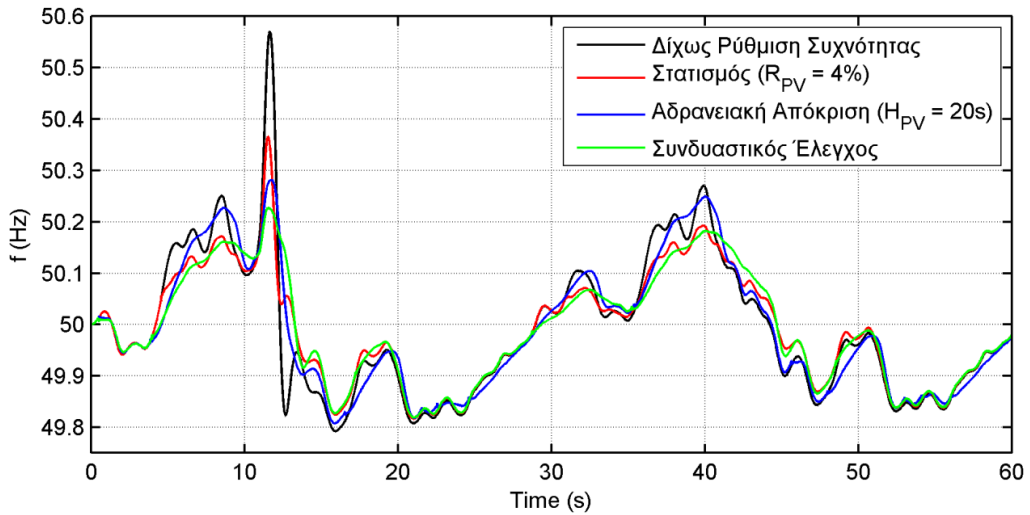
Σχήμα 5.83: Ταχύτητα ανέμου με μη μηδενική τυρβώδη συνιστώσα



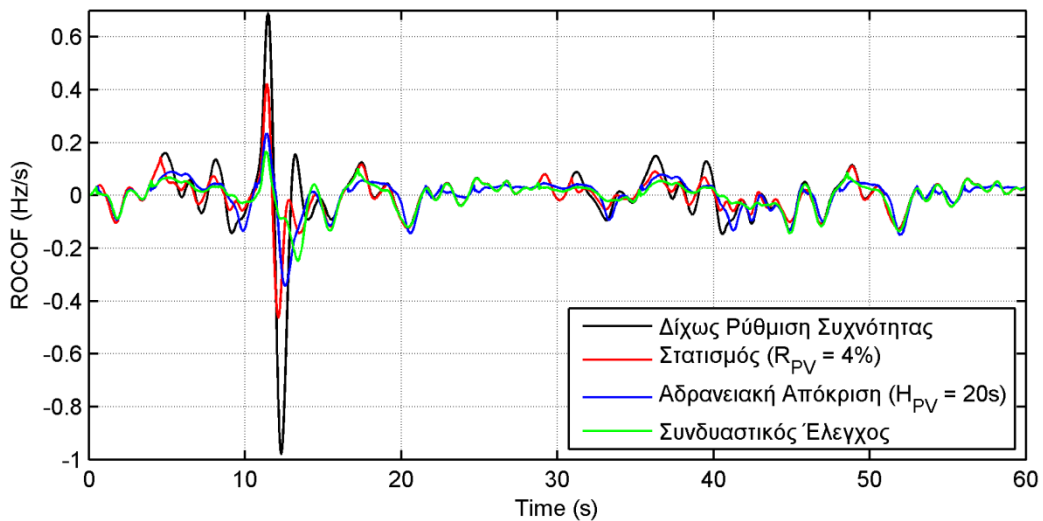
Σχήμα 5.84: Ενεργός ισχύς εξόδου της Α/Γ, για άνεμο με τύρβη

Λόγω της σημαντικής διακύμανσης της ταχύτητας ανέμου (βλ. Σχήμα 5.83) παρατηρείται αντίστοιχη έντονη διακύμανση και στην ισχύ εξόδου της Α/Γ P_{WT} (βλ. Σχήμα 5.84). Είναι εμφανές ότι η παραγωγή της Α/Γ πράγματι παρακολουθεί τις μεταβολές της ταχύτητας ανέμου, όπως ορίζει ο MPPT αλγόριθμος που περιγράφηκε στην Ενότητα 3.6.2.

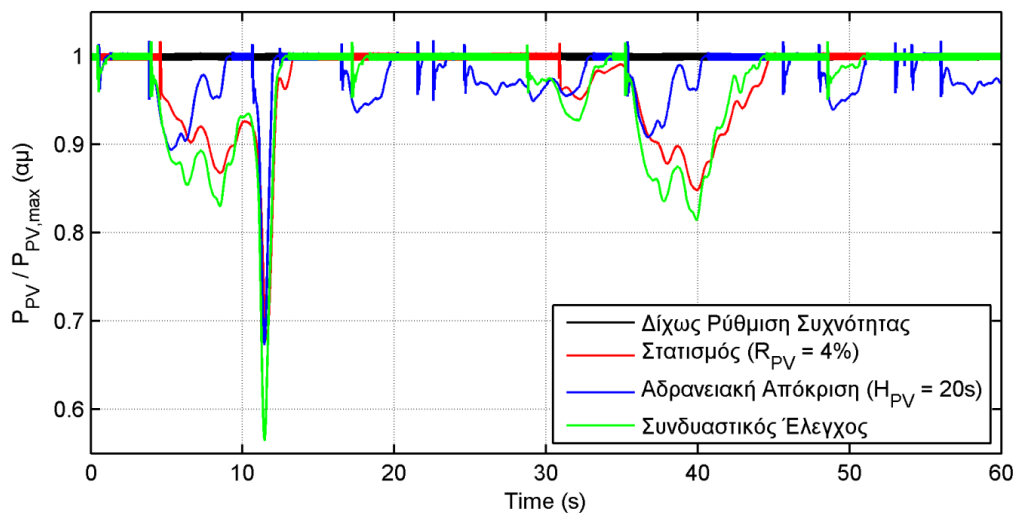
Στα Σχήματα 5.85–89 παρουσιάζονται κάποια μεγέθη που αφορούν τη ρύθμιση συχνότητας για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου. Και εδώ επιλέχθηκαν $R_{pV} = 4\%$, $H_{pV} = 20\text{ s}$ και μηδενική εφεδρεία Φ/Β ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας.



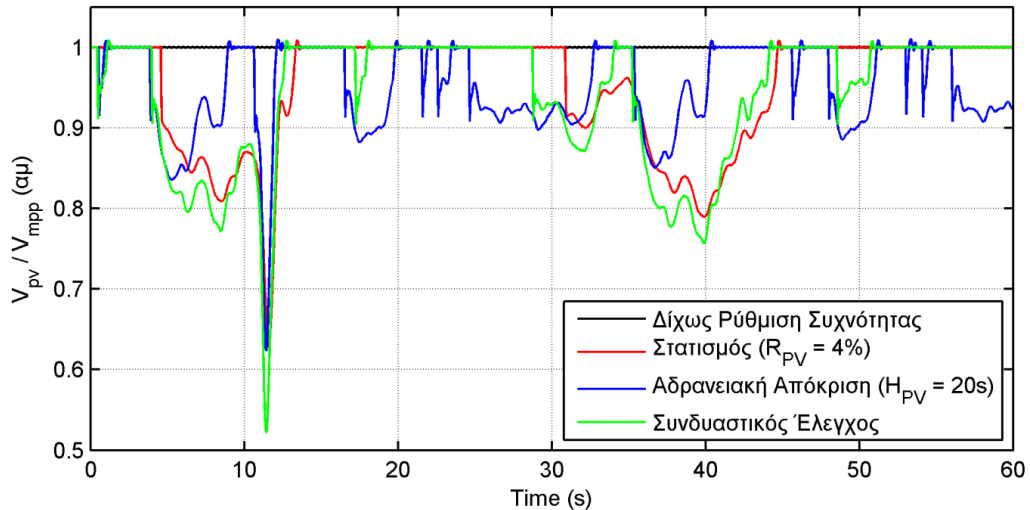
Σχήμα 5.85: Συχνότητα δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



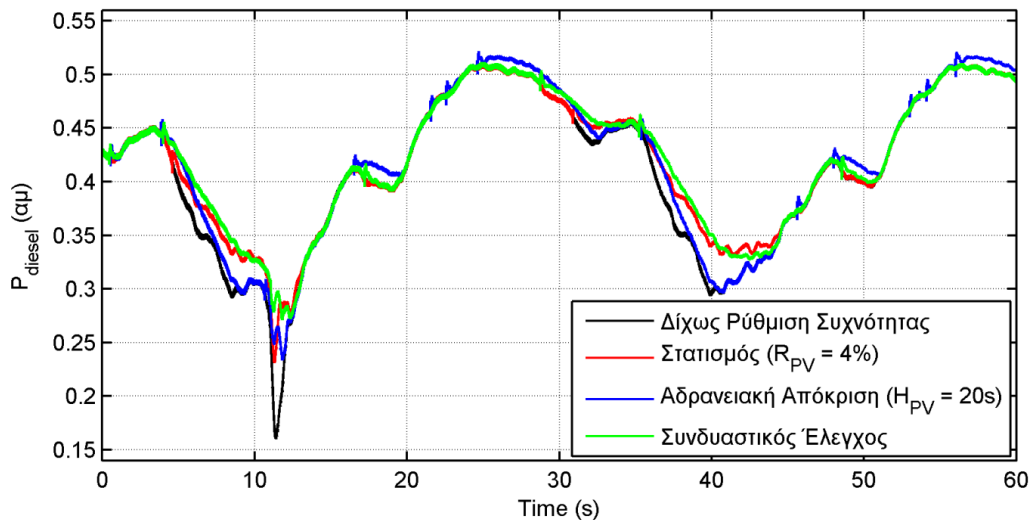
Σχήμα 5.86: ROCOF δικτύου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.87: Ενεργός ισχύς εξόδου του Φ/Β πάρκου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.88: Τάση Φ/Β πεδίου, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.89: Ενεργός ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

Κριτήριο / Στρατηγική Ελέγχου	Δίχως Ρύθμιση Συχνότητας	Στατισμός	Αδρανειακή Απόκριση	Συνδυαστικός Έλεγχος
$ \Delta f _{max}$ (Hz)	0.571	0.366	0.282	0.227
σ_f (Hz)	0.135	0.109	0.124	0.108
$ ROCOF _{max}$ (Hz/s)	0.980	0.464	0.343	0.248
σ_{ROCOF} (Hz/s)	0.123	0.072	0.065	0.054
$P_{pV,min}$ (αμ)	0.995	0.679	0.673	0.564

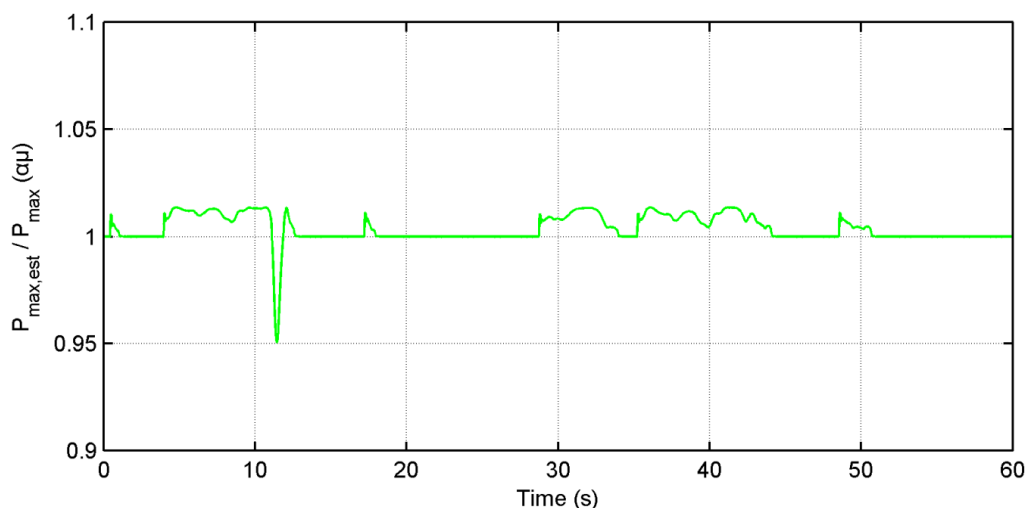
Πίνακας 5.11: Κριτήρια ρύθμισης συχνότητας, για τις τέσσερις διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου του Φ/Β πάρκου

Από το Σχήμα 5.85 παρατηρείται ότι η απόκριση συχνότητας παρουσιάζει διαρκείς αυξομειώσεις λόγω των αυξομειώσεων της P_{WT} . Η ηλεκτρική ισχύς εξόδου της Ντιζελογεννήτριας προσαρμόζεται στις αυξομειώσεις της P_{WT} μέσω του ρυθμιστή στροφών της. Στην περίπτωση όπου το Φ/Β πάρκο λειτουργεί δίχως ρύθμιση συχνότητας, η

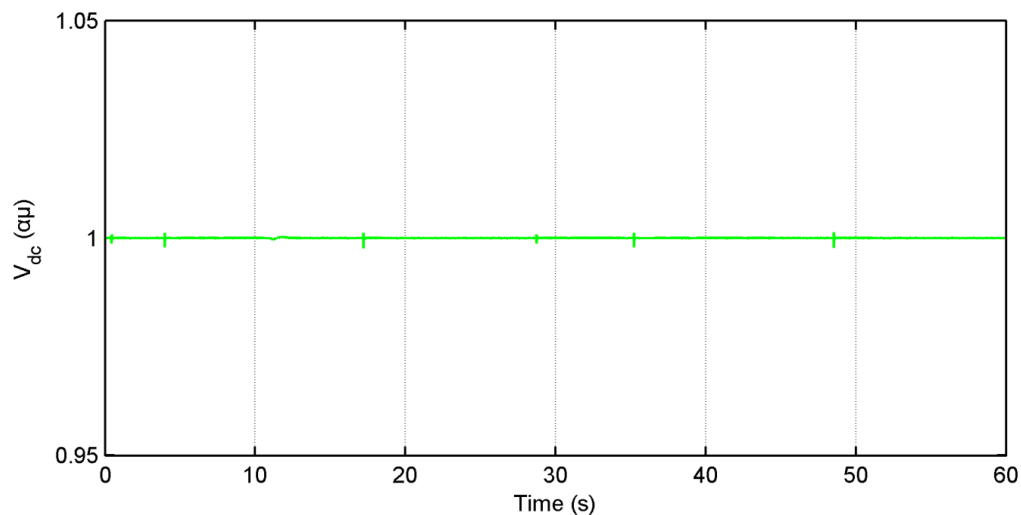
Ντιζελογεννήτρια έχει μεταβολές στην ισχύ της ίσες με το αντίθετο των μεταβολών της P_{WT} , αφού το φορτίο του δικτύου διατηρείται σταθερό.

Η συμβολή του Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας είναι εμφανής από την απόκριση των f και $ROCOF$ (βλ. Σχήματα 5.85–86), καθώς και από τα κριτήρια ρύθμισής τους (βλ. Πίνακα 5.11). Για να γίνει περισσότερο κατανοητή η συμβολή του συνδυαστικού ελέγχου, συγκριτικά με την απουσία ρύθμισης, αναφέρεται ότι με την επιλογή της πρώτης στρατηγικής η $|\Delta f|_{max}$ μειώθηκε κατά 60%, η τυπική απόκλιση της f κατά 20%, το $|ROCOF|_{max}$ κατά 75% και η τυπική του απόκλιση κατά 56%. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων υποδεικνύουν και πάλι το ότι η αδρανειακή απόκριση έχει σημαντικότερο αντίκτυπο στο $ROCOF$ συγκριτικά με τον στατισμό. Επιπλέον, ο συνδυαστικός έλεγχος οδηγεί στις μεγαλύτερες απορρίψεις ισχύος (βλ. Σχήμα 5.87 και Πίνακα 5.11). Επιπρόσθετα, αξίζει να σημειωθεί ότι από το Σχήμα 5.89 προκύπτει πως με τον συνδυαστικό έλεγχο η P_{diesel} εξομαλύνεται περισσότερο από κάθε άλλη στρατηγική, καθώς τότε τις αυξομειώσεις της P_{WT} , μέσω του ελεγκτή ρύθμισης συχνότητας, τις αναλαμβάνει σε σημαντικό ποσοστό και το Φ/Β πάρκο. Αυτή η εξομάλυνση αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα, διότι η παραγωγή ισχύος με έντονες αυξομειώσεις καταπονεί τον συμβατικό σταθμό.

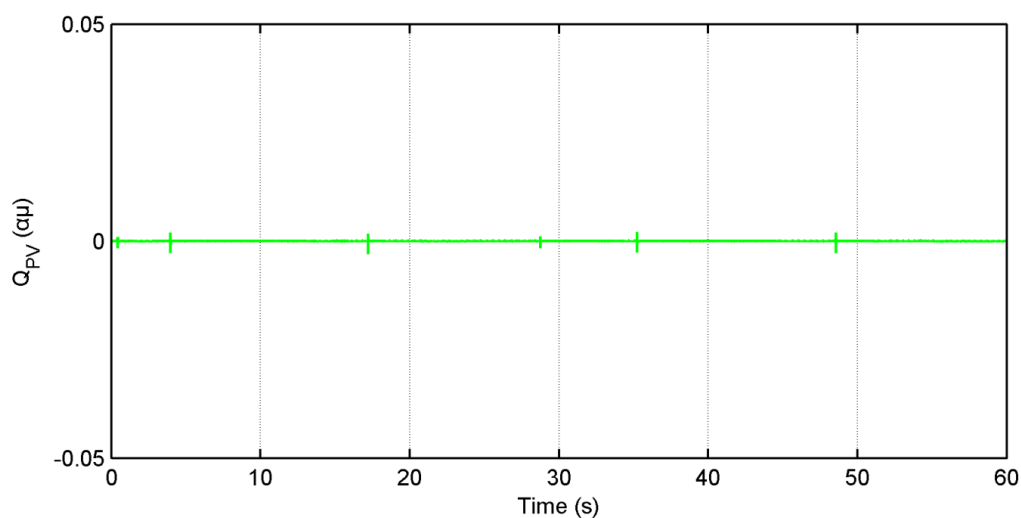
Τέλος, στα Σχήματα 5.90–92 παρατίθενται για τις ίδιες συνθήκες μερικά επιπλέον μεγέθη του Φ/Β πάρκου στην περίπτωση συνδυαστικού ελέγχου, ώστε να επιβεβαιωθεί ότι ακόμη και σε αυτές τις δυσμενείς συνθήκες λειτουργίας δεν προκύπτουν απρόβλεπτες αποκρίσεις.



Σχήμα 5.90: Εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/Β πάρκου



Σχήμα 5.91: Τάση του DC link, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/B πάρκου



Σχήμα 5.92: Άεργος ισχύς Φ/B πάρκου, για συνδυαστικό έλεγχο του Φ/B πάρκου

Από το Σχήμα 5.90 προκύπτει ότι ο εκτιμητής μέγιστης ισχύος έχει ικανοποιητικά αποτελέσματα. Επίσης, η V_{dc} ρυθμίζεται και εδώ με καλή ακρίβεια κοντά στο 1 *αμ* (βλ. Σχήμα 5.91) και σύμφωνα με το Σχήμα 5.92 το ίδιο ισχύει και για την Q_{PV} , της οποίας η απόλυτη τιμή δεν ξεπερνά σε καμία χρονική στιγμή το 0.005 *αμ*.

Κεφάλαιο 6

Επίλογος

6.1 Συμπεράσματα

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του 5^{ου} Κεφαλαίου οδηγούμαστε στο συμπέρασμα ότι οι Φ/Β σταθμοί έχουν τη δυνατότητα να συνεισφέρουν στη ρύθμιση της συχνότητας, μέσω κατάλληλης προσαρμογής της εγχεόμενης στο δίκτυο ενεργού ισχύος τους.

Σε καταστάσεις υπερσυχνότητας το Φ/Β πάρκο μειώνει την εγχεόμενη ενεργό ισχύ του ώστε να επανέλθει η συχνότητα σε τιμές κοντά στην ονομαστική της. Βάσει των αποτελεσμάτων, η υλοποίηση στατισμού συνεισφέρει στον περιορισμό των αποκλίσεων της συχνότητας ύστερα από κάποια διαταραχή. Επιπρόσθετα, η εφαρμογή αδρανειακής αποκρίσεως του Φ/Β σταθμού συμβάλλει τόσο στον αποτελεσματικό περιορισμό της αποκλίσεως της συχνότητας, όσο και του ρυθμού μεταβολής αυτής (ROCOF), λόγω της ταχείας μείωσης της εγχεόμενης Φ/Β ισχύος στη στρατηγική αυτή. Εφαρμόζοντας συνδυαστικό έλεγχο – δηλαδή στατισμό και αδρανειακή απόκριση – προκύπτει η βέλτιστη περίπτωση ρύθμισης. Επιπλέον, αξίζει να αναφερθεί ότι ο προσωρινός περιορισμός της ενεργού ισχύος του Φ/Β πάρκου για λίγα δευτερόλεπτα ύστερα από μια διαταραχή δεν έχει κανένα πρακτικό αντίκτυπο στη συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργειά του εντός π.χ. μιας ημέρας.

Σε καταστάσεις υποσυχνότητας οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής καλούνται να αυξήσουν την εγχεόμενη ενεργό ισχύ τους στο δίκτυο, ώστε να επανέλθει το ταχύτερο δυνατόν το σύστημα σε κανονική κατάσταση λειτουργίας και να αποφευχθεί ανεπιθύμητη απόρριψη φορτίων. Με το Φ/Β πάρκο της παρούσας εργασίας να μη διαθέτει σύστημα αποθήκευσης, εάν παράγει στην κανονική κατάσταση τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του, αυτό δεν μπορεί να συμβάλλει στον περιορισμό των υποσυχνοτήτων. Πιο συγκεκριμένα, η συμβολή του Φ/Β πάρκου στην καταστολή υποσυχνότητας περιορίζεται στη μείωση της αποκλίσεως του ROCOF αφού η συχνότητα έχει λάβει την ελάχιστη τιμή της. Εφόσον στο μέλλον αναμένεται οι Φ/Β σταθμοί να κατέχουν κεντρικό ρόλο στην ηλεκτροπαραγωγή η απουσία συμβολής τους στην επαναφορά της συχνότητας όταν υπάρχει έλλειμμα παραγωγής στο δίκτυο αποτελεί πρόβλημα το οποίο οφείλει να επιλυθεί.

Σε Φ/Β σταθμούς δίχως σύστημα αποθήκευσης η μοναδική δυνατότητα συμβολής σε καταστάσεις υποσυχνότητας είναι η διατήρηση εφεδρείας ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν ότι ανάλογα με το ποσοστό εφεδρείας που διατηρείται, το Φ/Β πάρκο συμβάλλει αποτελεσματικότερα στη ρύθμιση της συχνότητας. Όμως, η λειτουργία αυτή συνεπάγεται την απόρριψη ενέργειας από το Φ/Β πάρκο ίση με το ποσοστό εφεδρείας. Κάτι τέτοιο αντιτίθεται στην επιδίωξη αύξησης της ενεργειακής διείσδυσης των Φ/Β σταθμών στα ηλεκτρικά δίκτυα. Οι λόγοι που αιτιολογούν την επιδίωξη αυτή από την Ευρωπαϊκή Ένωση και την Ελλάδα έχουν αναφερθεί στην Ενότητα 1.1. Επίσης, η μείωση της παραγωγικότητας των Φ/Β σταθμών κατά π.χ. 10% έρχεται σε αντιδιαστολή με την πολυετή έρευνα που πραγματοποιείται από τον κλάδο των ηλεκτρονικών υλικών ώστε να αυξηθεί η απόδοση των Φ/Β στοιχείων ακόμη και για πολύ

μικρά ποσοστά. Επιπρόσθετα, η μερική απόρριψη Φ/Β παραγωγής μειώνει κατά το ίδιο ποσοστό και τα έσοδα του παραγωγού, γεγονός αποτρεπτικό για την εγκατάσταση νέων Φ/Β σταθμών.

Η υλοποίηση της παραπάνω λειτουργίας του Φ/Β Πάρκου δε θα ήταν τόσο αμφισβητήσιμη σε περίπτωση όπου μελετάται ένα ασθενές δίκτυο, στο οποίο υφίστανται ήδη περιορισμοί στη διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ και αυτές παράγουν συχνά ισχύ μικρότερη της μέγιστης διαθέσιμής τους. Επίσης, ο περιορισμός του επενδυτικού ενδιαφέροντος εξαιτίας της απώλειας εσόδων του παραγωγού θα μπορούσε να επιλυθεί εάν αυτός αποζημιωνόταν επαρκώς για τη διατήρηση εφεδρείας, διότι παρέχει επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο. Αυτή η αποζημίωση όμως ενδέχεται εμμέσως να κατέληγε σε επιβάρυνση των καταναλωτών.

Η λύση που προτείνεται από αρκετούς ερευνητές στη βιβλιογραφία αναφορικά με τη συμβολή Φ/Β σταθμών σε καταστάσεις υποσυχνότητας είναι η εγκατάσταση ενός συστήματος αποθήκευσης, το οποίο θα εγγχεί την πρόσθετη ισχύ που απαιτείται από το δίκτυο όταν αυτό απαιτείται, δίχως να χρειάζεται να παράγει ο Φ/Β σταθμός ισχύ μικρότερη της μέγιστης διαθέσιμης. Το μειονέκτημα αυτής της προσέγγισης είναι το αυξημένο κόστος εγκατάστασης του συστήματος αποθήκευσης. Μελέτες σχετικά με τη συνεργασία Φ/Β σταθμών και συστημάτων αποθήκευσης για ρύθμιση συχνότητας μπορούν να αναζητηθούν στις αναφορές [27], [52].

Συμπερασματικά, χρησιμοποιώντας τον προτεινόμενο έλεγχο της παρούσας εργασίας οι Φ/Β σταθμοί μπορούν να συμβάλλουν στην καταστολή υπερσυχνοτήτων με αμελητέο κόστος. Αντίθετα, η συμβολή Φ/Β σταθμού δίχως αποθήκευση στην καταστολή υποσυχνοτήτων απαιτεί την διατήρηση ποσοστού εφεδρείας στη μόνιμη κατάσταση. Αυτή η λειτουργία παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα και έχουν προταθεί εναλλακτικές λύσεις στη βιβλιογραφία για την σταθεροποίηση του συστήματος ύστερα από έλλειμμα παραγωγής. Παρόλαυτα υπάρχουν περιπτώσεις στις οποίες η εφαρμογή της διατήρησης εφεδρείας ισχύος θα αποτελούσε την τεχνοοικονομικά βέλτιστη λύση ακόμη και για την αύξηση της διείσδυσης των Φ/Β σταθμών. Επομένως, η απόφαση για διατήρηση ή όχι εφεδρείας από τα Φ/Β πάρκα, καθώς και το μέγεθος αυτής, θα πρέπει να είναι αποτέλεσμα προσεκτικού σχεδιασμού του Διαχειριστή του Συστήματος, έτσι ώστε να καλύπτονται οι ανάγκες και οι ιδιαιτερότητες του εκάστοτε δικτύου.

6.2 Συμβολή και Πρωτοτυπία της Εργασίας

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκε η δυνατότητα συμβολής ενός Φ/Β σταθμού, δίχως σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου. Το ζήτημα αυτό αποτελεί αντικείμενο το οποίο πρόσφατα μόνο έχει αρχίσει να εξετάζεται, γι' αυτό και αντίστοιχα ερευνητικά αποτελέσματα είναι ιδιαίτερα περιορισμένα στη βιβλιογραφία. Η προσθήκη αδρανειακής απόκρισης στον έλεγχο Φ/Β σταθμού δύο σταδίων αποτελεί πρωτότυπη συμβολή της παρούσας εργασίας στη βιβλιογραφία της συγκεκριμένης ερευνητικής περιοχής. Επιπλέον, αναπτύσσεται ένας πρωτότυπος εκτιμητής της μέγιστης Φ/Β ισχύος με ιδιαίτερα περιορισμένο υπολογιστικό κόστος, ο οποίος χρησιμοποιείται όταν ο Φ/Β σταθμός δεν λειτουργεί στο σημείο μέγιστης ισχύος (MPP). Η προσθήκη αδρανειακής απόκρισης σε Φ/Β σταθμούς δίχως σύστημα αποθήκευσης αποτελεί μια πρόταση για τους ελεγκτές των σταθμών αυτών δίχως κάποιο ουσιαστικό κόστος, καθώς η απώλεια παραγωγής ενέργειας που προκαλεί αυτή είναι ελάχιστη και η ενεργοποίησή της

περιορίζεται μόνο κατά την εμφάνιση σημαντικών διαταραχών της συχνότητας του δικτύου. Αντιθέτως, η συμβολή αυτής της λειτουργίας είναι καθοριστική για την άμεση απόκριση Φ/Β σταθμών κατά την εμφάνιση ανισορροπιών παραγωγής και ζήτησης, η οποία οδηγεί σε σημαντικό περιορισμό του ρυθμού μεταβολής και της μέγιστης απόκλισης της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή. Η μελέτη Φ/Β σταθμών δίχως σύστημα αποθήκευσης έχει σημαντική αξία, διότι το κόστος εγκατάστασης συστημάτων αποθήκευσης είναι ακόμη υψηλό προκειμένου να αντιμετωπιστεί ως ρεαλιστική η γενικευμένη ανάπτυξη Φ/Β σταθμών αυτής της μορφής.

6.3 Μελλοντικές Προεκτάσεις

Στην παρούσα εργασία το ζήτημα της ρύθμισης συχνότητας από Φ/Β σταθμούς προτάθηκε να λυθεί μέσω απόρριψης Φ/Β ισχύος σε μεταβατικά της συχνότητας, αλλά και στη μόνιμη κατάσταση, εάν ζητείται συμβολή και σε καταστάσεις υποσυχνότητας. Η στρατηγική αυτή ελέγχου προτάθηκε επειδή μελετήθηκε Φ/Β σταθμός δίχως σύστημα αποθήκευσης. Μια ενδιαφέρουσα προοπτική σχετικά με την παρούσα εργασία θα ήταν να μελετηθεί ο συνδυασμός Φ/Β πάρκου και συστήματος αποθήκευσης, όπως μπαταρίες, υπερπυκνωτής στο DC link, κυψέλες καυσίμων ή ακόμη και flywheel. Στην περίπτωση αυτή θα μπορούσε ο DC/DC μετατροπέας να εξάγει μόνιμως τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του Φ/Β πεδίου μέσω MPPT, με την απαιτούμενη για τη ρύθμιση της συχνότητας αυξομείωση της ενεργού ισχύος του σταθμού να μεταφέρεται στο σύστημα αποθήκευσης. Έτσι, ο στατισμός και η αδρανειακή απόκριση θα υλοποιούνταν στον ελεγκτή του συστήματος αποθήκευσης.

Επιπρόσθετα, αξία θα είχε και μια συστηματική ανάλυση της επιρροής διαφόρων παραμέτρων του συστήματος ελέγχου του Φ/Β σταθμού, όπως η ανηγμένη σταθερά αδρανείας του, στην ευστάθεια και την ταχύτητα απόκρισης του δικτύου. Αυτό θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί μοντελοποιώντας τα διάφορα υποσυστήματα του Φ/Β σταθμού και του μικροδικτύου με απλοποιητικές παραδοχές και εφαρμόζοντας στη συνέχεια κλασσικές μεθόδους ανάλυσης συστημάτων αυτομάτου ελέγχου, όπως ο *Γεωμετρικός Τόπος των Ριζών* και το *Κριτήριο Nyquist*.

Βιβλιογραφία

- [1] «Coal Kills - An Assessment of Death and Disease caused by India's Dirtiest Energy Source,» Conservation Action Trust, Urban Emission, Greenpeace, India, Mar. 2013.
- [2] «Climate Change 2007: Synthesis Report,» Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, 2007.
- [3] «Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability,» Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, 2007.
- [4] «Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change,» United Nations, 1998.
- [5] «Οδηγία 2009/28/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 23ης Απριλίου 2009,» Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 5 Ιουν. 2009.
- [6] «Renewables 2013: Global Status Report,» Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21, 2013.
- [7] «Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ,» Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, ΥΠΕΚΑ.
- [8] «Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων (ΦΕΚ Β 1079/4.6.2009),» Εφημερίς της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας.
- [9] «Renewable Energy: Medium-Term Market Report 2013,» International Energy Agency, IEA, Jun. 2013.
- [10] «IEA PVPS annual report 2012,» International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, IEA PVPS, 30 Apr. 2013.
- [11] «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας & ΣΗΘΥΑ: Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο - Οκτώβριος 2013,» Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΛΑΓΗΕ, 25 Νοε. 2013.
- [12] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, USA: IEEE Press, Wiley- Interscience, 2002.
- [13] Κ. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς και Κ. Ντελκής, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας - Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος, Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- [14] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

- [15] «Κώδικας Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΑΔΜΗΕ, Οκτ. 2012.
- [16] «Network Code on Load-Frequency Control and Reserves,» European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, 28 Jun. 2013.
- [17] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziaargyriou, A. D. Hansen and P. Sørensen, «Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration,» *IEEE Trans. Sustain. Energy*, τόμ. 3, αρ. 2, pp. 189-199, Apr. 2012.
- [18] S. A. Papathanassiou and M. P. Papadopoulos, «Dynamic characteristics of autonomous wind-diesel systems,» *Renew. Energy*, τόμ. 23, αρ. 2, pp. 293-311, Jun. 2001.
- [19] Σ. Ι. Νάνου, «Ανάπτυξη Μεταβατικών Μοντέλων Φωτοβολταϊκών Σταθμών,» Μεταπτυχιακή Εργασία ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλ. 2011.
- [20] Χ. Π. Πατσιούρας, «Τεχνικές Απαιτήσεις Κωδίκων για τη Σύνδεση Μεγάλων Αιολικών Πάρκων στο Σύστημα,» Διπλωματική Εργασία ΕΜΠ, Αθήνα, 2007.
- [21] M. Tsili and S. Papathanassiou, «A review of grid code technical requirements for wind farms,» *IET Renew. Power Generation*, τόμ. 3, αρ. 3, pp. 308-332, Sept. 2009.
- [22] E. Troester, «New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid,» σε *2nd Int. Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design, Production, Grid Connection*, Darmstadt, Germany, Mar. 9-10, 2009, pp. 1-4.
- [23] Σ. Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας - Σημειώσεις Παραδόσεων*, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΜΠ, 2008.
- [24] «Technical Guideline - Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network,» Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, BDEW, Jun. 2008.
- [25] «Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid,» *IEEE Power Energy Mag.*, Mar./Apr. 2013.
- [26] «ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,» European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, Mar. 2013.
- [27] G. Delille, B. François and G. Malarange, «Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia,» *IEEE Trans. Sustain. Energy*, τόμ. 3, αρ. 4, pp. 931-939, Oct. 2012.
- [28] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan and T. Yang, «A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems Without Energy Storage,» *IEEE Trans. Sustain. Energy*, To be published.
- [29] Κ. Θ. Δέρβος, *Εισαγωγή στα ημιαγώγιμα υλικά και φωτοβολταϊκές διατάξεις*, Αθήνα: Εκδόσεις

- ΕΜΠ, 2011.
- [30] M. G. Villalva, J. R. Gazoli and E. R. Filho, «Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,» *IEEE Trans. on Power Electron.*, τόμ. 24, αρ. 5, pp. 1198-1208, May 2009.
- [31] S.O. Kasap, *Αρχές Ηλεκτρονικών Υλικών και Διατάξεων*, 2η έκδ., Αθήνα: Εκδόσεις Παπασωτηρίου, 2004.
- [32] D. Neamen, *An introduction to semiconductor devices*, NY: McGraw-Hill, 2006.
- [33] K. Ishaque, Z. Salam and Syafaruddin, «A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model,» *Solar Energy*, τόμ. 85, αρ. 9, pp. 2217-2227, Jul. 2011.
- [34] A. Yazdani, A. R. D. Fazio, H. Ghoddami, M. Russo, M. Kazerani, J. Jatskevich, K. Strunz, S. Leva and J. A. Martinez, «Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems,» *IEEE Trans. Power Del.*, τόμ. 26, αρ. 2, pp. 1247-1264, Apr. 2011.
- [35] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka and T. Fuyuki, «Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration,» *Solar Energy Materials & Solar Cells*, τόμ. 91, αρ. 13, pp. 1222-1227, May 2007.
- [36] V. Quaschnig and R. Hanitsch, «Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells,» *Solar Energy*, τόμ. 56, αρ. 6, pp. 513-520, 1996.
- [37] W. Xiao, W. G. Dunford, A. Capel, «A Novel Modeling Method for Photovoltaic Cells,» σε *2004 IEEE 35th Annu. (Volume: 3) Power Electronics Specialists Conf. (PESC 04)*, Aachen, Germany, Jun. 20-25, 2004, pp. 1950-1956.
- [38] N. Mohan, T. Undeland and W. Robbins, *Εισαγωγή στα Ηλεκτρονικά Ισχύος*, 3η έκδ., Εκδόσεις Τζιόλα, 2010.
- [39] S. Nanou, S. Papathanassiou and G. Vokas, «Small Signal Analysis and Gain Scheduling Control of a Photovoltaic DC/DC Converter,» σε *27th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition (EU PVSEC)*, Frankfurt, Germany, Sep. 24-28, 2012, pp. 3579-3583.
- [40] B. K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*, NJ: Prentice Hall, 2002.
- [41] A. Emadi, A. Nasiri and S. B. Bekiarov, *Uninterruptible Power Supplies and Active Filters*, Chicago, IL: CRC Press, 2005.
- [42] M. Liserre, F. Blaabjerg and S. Hansen, «Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier,» *IEEE Trans. Ind. Appl.*, τόμ. 41, αρ. 5, pp. 1281-1291, Sep./Oct. 2005.

- [43] Z. Yan, D. Shanxu, L. Fei and Y. Jinjun, «Research on digital implementation of Proportional-Resonant controller based on a three-phase PV grid-connected system,» σε *2008 Int. Conf. on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Wuhan, China, Oct. 17-20, 2008, pp. 2746-2749.
- [44] H. R. Karshenas and H. Saghafi, «Performance Investigation of LCL Filters in Grid Connected Converters,» σε *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conf. and Expo.: Latin America (TDC '06)*, Caracas, Venezuela, Aug. 15-18, 2006, pp. 1-6.
- [45] «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» IEEE, NY, Apr. 2006.
- [46] Σ. Ι. Νάνου, «Μοντέλο Ανεμογεννήτριας με Πλήρη Μετατροπέα για Μελέτες Ευστάθειας,» Διπλωματική Εργασία ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλ. 2009.
- [47] Fangrui Liu, S. Duan, Fei Liu and Y. Kang, «A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, τόμ. 55, αρ. 7, pp. 2622-2628, Jul. 2008.
- [48] W. Xiao, W. G. Dunford, P. R. Palmer and A. Capel, «Regulation of Photovoltaic Voltage,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, τόμ. 54, αρ. 3, pp. 1365-1374, Jun. 2007.
- [49] D. G. Holmes, T. A. Lipo, B. P. McGrath and W. Y. Kong, «Optimized Design of Stationary Frame Three Phase AC Current Regulators,» *IEEE Trans. Power Electron.*, τόμ. 24, αρ. 11, pp. 2417-2426, Nov. 2009.
- [50] M. F. M. Arani and E. F. El-Saadany, «Implementing Virtual Inertia in DFIG-Based Wind Power Generation,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 28, αρ. 2, pp. 1373-1384, May 2013.
- [51] J. M. Mauricio, A. Marano, A. Gómez-Expósito and J. L. M. Ramos, «Frequency Regulation Contribution Through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 24, αρ. 1, pp. 173-180, Feb. 2009.
- [52] H. Taheri, O. Akhrif and A. F. Okou, «Nonlinear Frequency and Voltage Regulation in a PV-Battery-Diesel Microgrid,» σε *2013 8th Int. Conf. and Exhibition Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte Carlo, Monaco, Mar. 27-30, 2013, pp. 1-6.
- [53] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi and C. H. Kim, «A Coordinated Control Method for Leveling PV Output Power Fluctuations of PV–Diesel Hybrid Systems Connected to Isolated Power Utility,» *IEEE Trans. Energy Convers.*, τόμ. 24, αρ. 1, pp. 153-162, Mar. 2009.
- [54] T. Senjyu, M. Datta, A. Yona and C. H. Kim, «A Control Method for Small Utility Connected Large PV System to Reduce Frequency Deviation Using a Minimal-Order Observer,» *IEEE Trans. Energy Convers.*, τόμ. 24, αρ. 2, pp. 520-528, Jun. 2009.
- [55] R. G. Wandhare and V. Agarwal, «Novel Control Scheme for High Power Centralized PV-Grid System to Realize Functionalities of AVR and Governor as in Conventional Generators,» σε *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conf. (PVSC)*, Seattle, WA, Jun. 19-24, 2011, pp. 002460-002465.

- [56] L. D. Watson and J. W. Kimball, «Frequency Regulation of a Microgrid Using Solar Power,» σε *2011 26th IEEE Annu. Applied Power Electronics Conf. and Expo. (APEC)*, Fort Worth, TX, Mar. 6-11, 2011, pp. 321-326.
- [57] S. Nanou, A. Papakonstantinou and S. Papathanassiou, «Control of a PV Generator to Maintain Active Power Reserves During Operation,» σε *27th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition (EU PVSEC)*, Frankfurt, Germany, Sep. 24-28, 2012, pp. 4059-4063.
- [58] W. Xiao, M. G. J. Lind, W. G. Dunford and A. Capel, «Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, τόμ. 53, αρ. 4, pp. 1017-1026, Aug. 2006.
- [59] Μ. Π. Παπαδόπουλος, Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας - Ηλεκτρομηχανική Μετατροπή, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΜΠ, 1995.
- [60] E. Figueres, G. Garcerá, J. Sandia, F. González-Espín and J. C. Rubio, «Sensitivity Study of the Dynamics of Three-Phase Photovoltaic Inverters With an LCL Grid Filter,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, τόμ. 56, αρ. 3, pp. 706-717, Mar. 2009.
- [61] P. Rodríguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos and D. Boroyevich, «Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control,» *IEEE Trans. Power Electron.*, τόμ. 22, αρ. 2, pp. 584-592, Mar. 2007.
- [62] P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A.V. Timbus, M. Liserre and F. Blaabjerg, «New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions,» σε *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conf. (PESC '06)*, Jun. 18-22, 2006, pp.1-7.
- [63] S. K. Chung, «A Phase Tracking System for Three Phase Utility Interface Inverters,» *IEEE Trans. Power Electron.*, τόμ. 15, αρ. 3, pp. 431-438, May 2000.
- [64] A. Timbus, M. Liserre, R. Teodorescu, P. Rodriguez and F. Blaabjerg, «Evaluation of Current Controllers for Distributed Power Generation Systems,» *IEEE Trans. Power Electron.*, τόμ. 24, αρ. 3, pp. 654-664, Mar. 2009.
- [65] A. Yazdani and R. Iravani, Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications, Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2010.
- [66] S. Alepuz, S. Busquets, J. Bordonau, J. Pontt, C. Silva and J. Rodríguez, «Comparison of Control Strategies to Meet Low Voltage Ride-Through Requirements in Distributed Power Generation Systems,» σε *2007 IEEE Int. Symp. on Industrial Electronics (ISIE)*, Vigo, Spain, Jun. 4-7, 2007, pp. 2619-2624.
- [67] A. V. Timbus, M. Ciobotaru, R. Teodorescu and F. Blaabjerg, «Adaptive Resonant Controller for Grid-Connected Converters in Distributed Power Generation Systems,» σε *2006 21th Annu. IEEE Applied Power Electronics Conf. and Expo. (APEC '06)*, Mar. 19-23, 2006.

[68] «Τροποποίηση της απόφασης με αριθμό Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/31.1.2012 (Β' 97) σχετικά με την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς (ΦΕΚ Β 2037/10.8.2012),» Εφημερίς της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας.