



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

Συνεισφορά Φωτοβολταϊκών Πάρκων στη Ρύθμιση
Συχνότητας:
Έμφαση σε Ασθενή-Αυτόνομα Ηλεκτρικά Δίκτυα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεοδωρόπουλος Γ. Βασίλειος

Επιβλέπων: Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2013



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

Συνεισφορά Φωτοβολταϊκών Πάρκων στη Ρύθμιση
Συχνότητας:
Έμφαση σε Ασθενή-Αυτόνομα Ηλεκτρικά Δίκτυα

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεοδωρόπουλος Γ. Βασίλειος

Επιβλέπων: Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 15η Ιουλίου 2013.

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Στ. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Π. Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2013

.....

Θεοδωρόπουλος Γ. Βασίλειος

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

Copyright © Θεοδωρόπουλος Γ. Βασίλειος, 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.

Περίληψη

Η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται ραγδαία τα τελευταία χρόνια. Η τάση αυτή αναμένεται να πάρει ακόμα μεγαλύτερες διαστάσεις τις επόμενες δεκαετίες. Μέχρι πρόσφατα οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν είχαν συμβολή στην ευστάθεια του δικτύου, όπως κάνουν οι συμβατικές μονάδες. Αυτό κρίθηκε αναγκαίο, καθώς σταδιακά με την αύξηση της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η συνολική αξιοπιστία του συστήματος θα μειωνόταν.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα αναμένεται να πρωταγωνιστήσουν στην ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Έτσι στην παρούσα διπλωματική γίνεται μια προσπάθεια αντιμετώπισης του προβλήματος της ευστάθειας της συχνότητας του δικτύου από τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Όπως ειπώθηκε το πρόβλημα αυτό προκύπτει από την σταδιακή απώλεια των συμβατικών μονάδων παραγωγής, τα οποία αποτελούνται από σύγχρονες μηχανές. Έτσι λοιπόν εισάγεται μια νέα στρατηγική ελέγχου των φωτοβολταϊκών συστημάτων, η οποία προσομοιώνει μερικά χαρακτηριστικά των σύγχρονων μηχανών (καμπύλη στατισμού, αδρανειακή απόκριση).

Αρχικά γίνεται μία προσέγγιση των χαρακτηριστικών των λεγόμενων «ασθενών δικτύων» (αυτόνομα δίκτυα, μικροδίκτυα, αγροτικά δίκτυα), στα οποία η μελέτη της ευστάθειας είναι ιδιαίτερης σημασίας. Στη συνέχεια ακολουθεί μία ανάλυση για το πως γίνεται η ρύθμιση συχνότητας στα ηλεκτρικά δίκτυα (καμπύλη ρύθμισης φορτίου συχνότητας, αδρανειακή απόκριση), καθώς και μία απαρίθμηση των κανόνων που επιβάλλονται στα ηλεκτρικά δίκτυα στο κομμάτι της συχνότητας. Στη συνέχεια δίνονται κάποιες μέθοδοι για το πώς μπορεί να εισαχθεί εικονική αδράνεια στο δίκτυο μέσω διάφορων μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας).

Στη συνέχεια αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Συγκεκριμένα αναλύεται το μοντέλο του φωτοβολταϊκού πλαισίου που χρησιμοποιήθηκε, όπως επίσης αναφέρονται και διάφορες τεχνικές MPPT αλλά παρουσιάζεται και ένας αλγόριθμος που επιτρέπει την επιβολή ισχύος στο φωτοβολταϊκό σύστημα. Ακολουθεί η ανάλυση της προτεινόμενης φωτοβολταϊκής διάταξης, ώστε να συνεισφέρει στη ρύθμιση της συχνότητας. Πιο αναλυτικά παρουσιάζεται η δομή του φωτοβολταϊκού πάρκου, η μέθοδος εκτίμησης της μέγιστης ισχύος, η καμπύλη στατισμού και η αδρανειακή απόκριση που επιλέχθηκε αλλά και ο τρόπος που συνεργάζονται συνολικά. Επίσης παρουσιάζεται η συμπεριφορά της διάταξης σε ένα προφίλ συχνότητας με την φωτεινότητα σταθερή αλλά και μεταβαλλόμενη. Τέλος προσομοιώθηκαν τρία δίκτυα (ένα ασθενές, ένα ισχυρό και ένα αυτόνομο) ώστε να επιβεβαιωθεί η λειτουργία του προτεινόμενου φωτοβολταϊκού πάρκου με τα αποτελέσματα να είναι ενθαρρυντικά.

Λέξεις-κλειδιά

ασθενή δίκτυα, αυτόνομα δίκτυα, αγροτικά δίκτυα, πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, καμπύλη στατισμού, αδρανειακή απόκριση, κώδικες ηλεκτρικών δικτύων, εικονική αδράνεια, φωτοβολταϊκά συστήματα, αλγόριθμοι MPPT, αλγόριθμος ελέγχου ισχύος εξόδου φωτοβολταϊκού συστήματος, εκτίμηση μέγιστης ισχύος φωτοβολταϊκού συστήματος, προσομοίωση ασθενών δικτύων, προσομοίωση ισχυρών δικτύων, προσομοίωση αυτόνομων δικτύων.

Abstract

The penetration of renewable energy in power systems is increasing rapidly in recent years. This trend is expected to become bigger in the coming decades. Until recently, renewable energy sources were not contributing to grid stability, as conventional units do. This contribution was very critical, because in different case the system reliability would be reduced.

Photovoltaic systems are expected to lead in power generation from renewable energy sources. So this thesis addresses the problem of stability of the grid frequency through PV systems. As said the problem arises from the gradual loss of conventional generating units, which consist of synchronous machines. So, a new control strategy of PV systems is introduced, which simulates some features of synchronous machines (droop control, inertial response).

Initially there is a brief survey of the so called "weak grids" (autonomous grids, microgrids, rural grids), in which the study of stability is of particular importance. Then follows an analysis of how frequency regulation in electrical networks (droop control, inertial response) is implemented, and a list of mainly grid codes imposed on electrical networks in the frequency domain. Next there are some methods on how to introduce virtual inertia on the electrical network through various dispersed production-storage units (wind turbines, PV systems, energy storage systems).

Then the operation of photovoltaic systems is analyzed. Specifically we analyze the model of solar module used, also various MPPT techniques are mentioned but also we present an algorithm that allows the imposition of power in the PV system. In addition, there is an analysis of the proposed photovoltaic device, to help regulate the grid frequency. More specifically the structure of the solar park is showed, the method of maximum power estimation, the droop curve and the virtual inertial response chosen and the way they work overall. Also the PV park behavior to a frequency profile with constant and changing irradiation is presented. Finally three networks are simulated (a weak, a strong and an autonomous) to confirm the operation of the proposed photovoltaic park and the results are encouraging.

Key words

weak grids, autonomous grids, rural electrification, primary frequency response, droop control, inertial response, grid codes, virtual inertia, PV systems, solar systems, MPPT algorithms, algorithm for PV power control, PV max power estimation, weak grid simulation, stiff grid simulation, autonomous grid simulation.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, καθηγητή Ε.Μ.Π., για την υποστήριξη της πρωτοβουλίας της διπλωματικής και την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα αρκετά ενδιαφέρον θέμα.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υποψήφιο διδάκτορα Ε.Μ.Π. Παναγιώτη Κοτσαμπόπουλο για την καθοδήγηση του και την συνεργασία που είχαμε κατά την εκπόνηση αυτής της διπλωματικής. Ακόμα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Νάσο Βασιλάκη και τα υπόλοιπα μέλη του εργαστηρίου που είχαν πάντα καλή διάθεση να λύσουν τις απορίες μου.

Ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στους φίλους, εντός και εκτός Ε.Μ.Π., με τον καθένα από αυτούς απέκτησα ξεχωριστές αναμνήσεις και εμπειρίες και θα ήθελα να τους ευχηθώ υγεία και προσωπική επιτυχία.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω ιδιαίτερες ευχαριστίες στην οικογένεια μου που όλα αυτά τα χρόνια με στήριξε, για αυτό θα ήθελα να τους αφιερώσω την παρούσα εργασία.



Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Ασθενή ηλεκτρικά δίκτυα.....	13
1.1 Ορισμός.....	13
1.2 Χαρακτηριστικά ασθενών δικτύων.....	13
1.3 Διασυνδέσεις ηλεκτρικών δικτύων	15
1.4 Νησιωτικά ηλεκτρικά δίκτυα.....	16
1.5 Αγροτικά ηλεκτρικά δίκτυα.....	17
1.5.1 Ορισμός αγροτικών δικτύων	17
1.5.2 Χαρακτηριστικά αγροτικών δικτύων	19
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Ρύθμιση συχνότητας.....	23
2.1 Γενικά	23
2.2 Ρύθμιση φορτίου συχνότητας	23
2.2.1 Συσχέτιση ενεργού ισχύος με συχνότητα και αέργου ισχύος με πτώση τάσης	25
2.2.2 Χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας.....	27
2.2.3 Αδρανειακή απόκριση.....	29
2.3 Κώδικες δικτύου	30
2.3.1 Καμπύλες ενεργού ισχύος – συχνότητας (droop) που εφαρμόζονται σε ηλεκτρικά δίκτυα.....	35
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής στην αδράνεια του συστήματος..	39
3.1 Γενικά για την εικονική αδράνεια	39
3.2 Εικονική αδράνεια μέσω ανεμογεννητριών μεταβλητών στροφών	40
3.2.1 Επιλογή μεθόδου εικονικής αδράνειας ανεμογεννητριών.....	41
3.3 Εικονική αδράνεια μέσω των φωτοβολταϊκών.....	42
3.4 Εικονική αδράνεια μέσω συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας	43
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Μοντελοποίηση φωτοβολταϊκού συστήματος	45
4.1 Μοντέλο φωτοβολταϊκής γεννήτριας.....	45
4.1.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πλαισίου των προσομοιώσεων.....	46
4.1.2 Χαρακτηριστικές καμπύλες των υπό εξέταση πλαισίων μέσω της προσομοίωσης τους στο MATLAB.....	47
4.2 Τεχνικές ιχνηλάτισης σημείου μέγιστης ισχύος φωτοβολταϊκού συστήματος (MPPT)	50

4.2.1	Γενικά για το MPPT.....	50
4.2.2	Αλγόριθμοι MPPT	52
4.3	Αλγόριθμος ελεγχόμενης ισχύος εξόδου του φ/β συστήματος.....	58
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Ανάλυση λειτουργίας φ/β πάρκου για συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας		61
5.1	Έλεγχος στατισμού φωτοβολταϊκού πάρκου.....	61
5.2	Αδρανειακή απόκριση φωτοβολταϊκού πάρκου	62
5.3	Προσδιορισμός μέγιστης ισχύς φωτοβολταϊκού πάρκου.....	63
5.4	Συνολική περιγραφή λειτουργίας	65
5.5	Προσομοίωση συμπεριφοράς φ/β πάρκου στις μεταβολές της συχνότητας	66
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Επιβεβαίωση λειτουργίας σε ηλεκτρικά δίκτυα		73
6.1	Φωτοβολταϊκό πάρκο σε ασθενές δίκτυο	73
6.2	Φωτοβολταϊκό πάρκο σε ισχυρό δίκτυο.....	76
6.3	Φωτοβολταϊκό πάρκο σε αυτόνομο δίκτυο.....	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: Συμπεράσματα-Προοπτικές.....		87
Παράρτημα.....		89
1.	Μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος στο Simulink	89
2.	Μοντέλο φωτοβολταϊκού στο MATLAB.....	92
3.	Καμπύλη στατισμού, όπως υλοποιήθηκε στο MATLAB	92
4.	Μοντέλοποίηση συστήματος προσδιορισμού της ισχύος.....	93
5.	Μοντέλο προτεινόμενης φωτοβολταϊκής διάταξης στο Simulink	93
6.	Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε ασθενής/ισχυρό δίκτυο	94
7.	Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε αυτόνομο δίκτυο.....	94
Βιβλιογραφία.....		95

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1:

Ασθενή ηλεκτρικά δίκτυα

1.1 Ορισμός

Η έννοια του ασθενούς ηλεκτρικού δικτύου δεν είναι μονοσήμαντη. Στην διεθνή βιβλιογραφία έχουν δοθεί αρκετοί ορισμοί και διάφορα χαρακτηριστικά που θα μπορούσαν να χαρακτηρίσουν ένα δίκτυο ως ασθενές. Σαν γενικότερος ορισμός θα μπορούσε να είναι ο εξής:

Ασθενές μπορεί να ονομαστεί ένα ηλεκτρικό δίκτυο, όταν για την μελέτη του (με ή χωρίς άλλα δίκτυα) χρειάζεται να λάβουμε υπόψη μας τις τυχόν διακυμάνσεις που μπορεί να έχει στην τάση και στη συχνότητα [4].

Όπως θα δούμε αναλυτικότερα και στη συνέχεια υπάρχουν πολλά είδη δικτύων που θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ασθενή. Αυτά μπορεί να είναι τα νησιωτικά δίκτυα ή γενικότερα αυτόνομα δίκτυα, τα αγροτικά και δίκτυα που βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές, ή και δίκτυα που μπορεί να έχουν «χαλαρή» διασύνδεση με κάποιο ισχυρό.

1.2 Χαρακτηριστικά ασθενών δικτύων

Τα ηλεκτρικά δίκτυα μπορούν να χωριστούν σε 2 μέρη: γραμμές μεταφοράς και γραμμές διανομής [1]. Ιστορικά αυτή η δομή ήταν απαραίτητη, γιατί το σύνολο σχεδόν της ενέργειας παράγεται σε μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και στη συνέχεια μεταφέρεται μέσω των γραμμών μεταφοράς υψηλής τάσης στα κέντρα κατανάλωσης και τέλος διανέμεται μέσω των γραμμών διανομής μέσης και χαμηλής τάσης σε νοικοκυριά και βιομηχανίες. Σήμερα, με την αύξηση της αποκεντρωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η δομή αυτή αλλάζει. Μια σταθερά αυξανόμενη ποσότητα της ενέργειας παράγεται απευθείας στα κέντρα κατανάλωσης (π.χ. μέσω φωτοβολταϊκών) ή σε αποκεντρωμένες περιοχές. Ειδικά οι ανεμογεννήτριες βρίσκονται σε παράκτιες περιφέρειες, λόγω της ισχυρότερων και σταθερότερων συνθηκών ανέμου από ό,τι στην ύπαιθρο. Ένα πρόβλημα που προκύπτει με την αλλαγή αυτή είναι ότι τα υπάρχοντα ηλεκτρικά δίκτυα δεν έχουν κατασκευασθεί για τη μεταφορά μεγάλων ποσών ενέργειας από αυτές τις περιοχές.

Ένα ηλεκτρικό δίκτυο μπορεί να χαρακτηρίζεται από διάφορες παραμέτρους. Από το επίπεδο της τάσης του και της συνολικής του δυνατότητας ισχύος μπορεί να οριστεί η ισχύς βραχυκύκλωσης (SCC: Short Circuit Capacity). Η ισχύς βραχυκύκλωσης είναι το ποσό της ισχύος που ρέει σε ένα δεδομένο σημείο σε περίπτωση βραχυκυκλώματος. Κατά κύριο λόγο εξαρτάται από την ονομαστική τάση U_G και την απόλυτη τιμή της σύνθετης αντίστασης του δικτύου Z_{grid} , η οποία μπορεί να μετρηθεί σε αυτό το σημείο. Η σύνθετη αντίσταση του δικτύου είναι το άθροισμα των στοιχείων του δικτύου και συνήθως διαφέρει από περιοχή σε

περιοχή. Ένα μέρος της αποτελείται από την σύνθετη αντίσταση των γραμμών μεταφοράς, η οποία εξαρτάται κυρίως από το υλικό, από τη διάμετρο και το μήκος της γραμμής. Οι μετασχηματιστές χρησιμοποιούνται για τη σύνδεση γραμμών με διαφορετικά επίπεδα τάσης. Αυτοί είναι συνήθως υψηλά επαγωγικοί. Για να ανακουφίζουν το ηλεκτρικό δίκτυο από άεργη ροή ηλεκτρικής ενέργειας και για να το σταθεροποιούν, συνδέουμε συσκευές για αντιστάθμιση ισχύος. Είναι συνήθως χωρητικές (πυκνωτές). Επίσης, τα φορτία έχουν μεγάλη συνεισφορά στην σύνθετη αντίσταση του δικτύου. Μπορούν να αλλάξουν κατά τη διάρκεια της ημέρας και μπορεί να έχουν ωμικό, επαγωγικό ή χωρητικό χαρακτήρα.

Εάν μία μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής με ονομαστική ισχύ $S_{N,DG}$ είναι συνδεδεμένη με το δίκτυο, ο λόγος βραχυκύκλωσης της (SCR: Short Circuit Ratio) ορίζεται από τον τύπο:

$$SCR = \frac{SCC}{S_{N,DG}} = \frac{U_G^2}{Z_{weak} S_{N,DG}} \quad (1.1)$$

Σύμφωνα με το [1] αν ο λόγος βραχυκύκλωσης είναι μικρότερος από 10 το ηλεκτρικό δίκτυο θεωρείται ασθενές, ενώ το [2] αναφέρει πως για τιμή μικρότερη του 20 το δίκτυο είναι ασθενές.

Ένας άλλος σημαντικός παράγοντας, σύμφωνα με το [1], για να χαρακτηρίσουμε το δίκτυο είναι ο λόγος των επαγωγικών (X) και ωμικών (R) του αντιστάσεων (X/R -ratio ή xrr). Η επαγωγική και η ωμική αντίσταση του δικτύου δίνεται από τους παρακάτω τύπους (όπου Z η σύνθετη αντίσταση του δικτύου):

$$X = \frac{Z}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{xrr}\right)^2}} \quad (1.2)$$

$$R = \frac{Z}{\sqrt{1 + (xrr)^2}} \quad (1.3)$$

Τα ασθενή δίκτυα τυπικά έχουν ένα χαμηλό λόγο επαγωγικής προς ωμική αντίσταση. Ο λόγος αυτός είναι περίπου 0.5, επομένως τα ασθενή δίκτυα έχουν ωμικό χαρακτήρα [1].

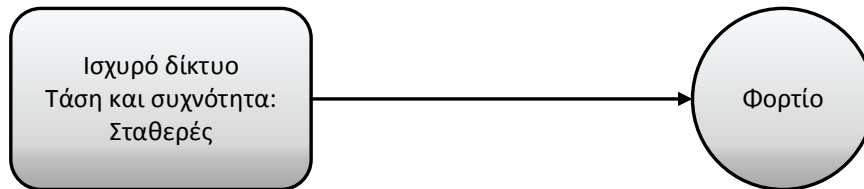
Επίσης, σύμφωνα με το [3], σε ένα ασθενές δίκτυο κάθε αλλαγή στο φορτίο μπορεί να έχει επίδραση στην λειτουργία του δικτύου. Το όριο για το συνολικό φορτίο που είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο, μπορεί να υπολογιστεί. Όταν το φορτίο υπερβεί αυτό το όριο, τότε η λειτουργία του δικτύου γίνεται μη αποδεκτή.

Επιπλέον το [4] αναφέρει πως λόγω της σύνθετης αντίστασης του δικτύου, το ποσό της διεσπαρμένης παραγωγής που μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο στο σημείο σύνδεσης είναι περιορισμένο λόγω του ορίου της μέγιστης τάσης. Η διεσπαρμένη παραγωγή σε ένα ασθενές δίκτυο περιορίζεται από τα όρια λειτουργίας (πχ μέγιστη επιτρεπόμενη τάση) αλλά και από τη χωρητικότητα του δικτύου. Ακόμη τονίζει πως όταν το φορτίο υπερβεί το σχεδιασμό τότε το επίπεδο της τάσης θα είναι κάτω από το ελάχιστο επιτρεπόμενο ή / και η θερμική ισχύς του δικτύου έχει υπερβεί την ονομαστική της τιμή. Μία από τις συνέπειες αυτού είναι ότι η ανάπτυξη μιας περιοχής με ασθενές ηλεκτρικό δίκτυο είναι περιορισμένη λόγω του περιορισμού της μέγιστης δυναμικότητας που είναι διαθέσιμες για τη βιομηχανία κλπ.

1.3 Διασυνδέσεις ηλεκτρικών δικτύων

Στο [3] αναλύονται οι διάφοροι τρόποι που μπορεί ένα φορτίο να τροφοδοτηθεί από το δίκτυο. Κάνει μία ποιοτική διάκριση δηλαδή μεταξύ των διασυνδέσεων των δικτύων.

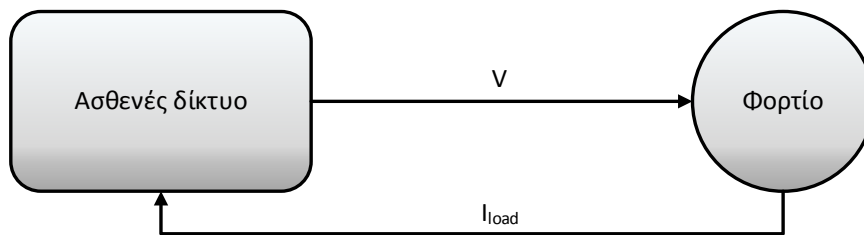
Ένα ιδανικό ισχυρό ηλεκτρικό δίκτυο διατηρεί σταθερή τάση και σταθερή συχνότητα ανεξάρτητα από τις μεταβολές (διακυμάνσεις) του φορτίου (σχήμα 1.1). Σαν γενικός κανόνας, μια διασύνδεση συστήματος είναι ισχυρή όταν η ισχύς βραχυκύκλωσης της είναι αρκετά μεγαλύτερη από το μέγεθος του φορτίου της.



Σχήμα 1.1: Απεικόνιση ισχυρού δικτύου

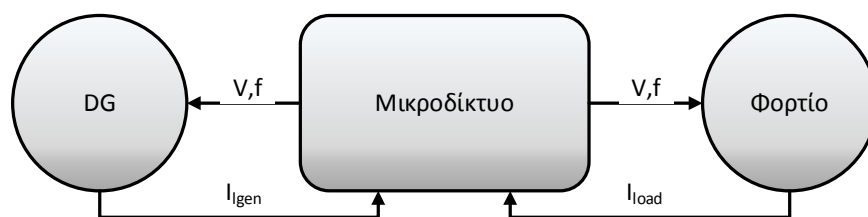
Στα ασθενή δίκτυα και στα μικροδίκτυα υπάρχει μια ισχυρή αλληλεπίδραση μεταξύ παραγωγής και παραμέτρων του συστήματος (πχ τάση, συχνότητα).

Ο όρος ασθενές δίκτυο (σχήμα 1.2) χρησιμοποιείται για να χαρακτηρίσει μια σύνδεση του συστήματος με μικρή ισχύ βραχυκύκλωσης συγκρινόμενη με το μέγεθος του φορτίου της. Αλλαγές στο ρεύμα του φορτίου προκαλούν πτώση τάσης και διακυμάνσεις στη συχνότητα.



Σχήμα 1.2: Απεικόνιση ασθενούς δικτύου

Σε ορισμένες περιπτώσεις ένα υποσύστημα του δικτύου μπορεί να αποσυνδεθεί από το υπόλοιπο και να παραμείνει σε λειτουργία τοπικά, σχηματίζοντας ένα μικροδίκτυο (σχήμα 1.3), του οποίου η παραγωγή και η κατανάλωση αλληλοεπιδρούν μεταξύ τους. Μικροδίκτυα είναι αρκετά πιθανό να υπάρχουν στο μελλοντικό δίκτυο διανομής. Σκόπιμη νησίδοποίηση θα μπορούσε να είναι ένα μέσο για να αυξηθεί η αξιοπιστία σε τοπικό επίπεδο. Στην περίπτωση αυτή, βοηθητικές υπηρεσίες θα πρέπει να παρέχονται σε τοπικό επίπεδο. Τα υφιστάμενα μικροδίκτυα θα μπορούσαν επίσης να είναι ευπροσάρμοστα. Η παροχή ρεύματος σε αυτά τα μικρά δίκτυα μπορεί να πραγματοποιηθεί με διάφορους τρόπους, το καθένα έχει τη δική του τάση και τα χαρακτηριστικά συχνότητας, καθώς το φορτίο μεταβάλλεται. Οι μεταβολές του φορτίου θα επηρεάζουν σε αυτή την περίπτωση και την τάση και την συχνότητα. Η αδράνεια των γεννητριών ή τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας του συστήματος έχουν την δυνατότητα να μειώσουν τις μεταβολές στη συχνότητα [3].



Σχήμα 1.3: Απεικόνιση μικροδικτύου

1.4 Νησιωτικά ηλεκτρικά δίκτυα

Σύμφωνα με τα παραπάνω γίνεται προφανές πως πολλά από τα χαρακτηριστικά των ασθενών δικτύων ταιριάζουν με τα χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών δικτύων των νησιών που δεν διαθέτουν διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα. Για την Ελλάδα τα νησιωτικά δίκτυα αποτελούν σημαντικό κομμάτι του ηλεκτρικού συστήματος, ίσως περισσότερο από κάθε άλλη χώρα στον κόσμο, λόγω του πλήθους τους. Συγκεκριμένα στην Ελλάδα λειτουργούν 38 αυτόνομα ενεργειακά συστήματα που καλύπτουν τις ανάγκες 50 νησιών. Οι κύριες διαφορές των αυτόνομων ενεργειακά συστημάτων σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ενέργειας είναι οι εξής ([5], [6]):

- Τα αυτόνομα συστήματα είναι πιο επιρρεπή σε απότομες μεταβολές του φορτίου και οι επιμέρους διατάξεις του πρέπει να ανταποκρίνονται αποτελεσματικά σε αυτές.
- Στα συστήματα αυτά απαιτείται να διατηρείται στρεφόμενη εφεδρεία, της οποίας το κόστος είναι υψηλό.
- Παρατηρούνται μεγάλες διακυμάνσεις στη συχνότητα του δικτύου, καθώς η συνολική αδράνεια του συστήματος είναι χαμηλή. Το ίδιο συμβαίνει και στην τάση λόγω της χαμηλής ισχύος βραχυκύκλωσης.
- Δεν υπάρχει η δυνατότητα κατανομής του φορτίου που συναντάται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, και έτσι, κάθε σύστημα θα πρέπει να είναι σε θέση αυτόνομα να αντιμετωπίζει τις όποιες δυσκολίες κάλυψης αναγκών.
- Υψηλοί ρυθμοί αύξησης της ζήτησης και αυξημένοι περιβαλλοντικοί περιορισμοί στην ανάπτυξη νέων έργων παραγωγής και μεταφοράς, ειδικά σε οικονομίες με υψηλή τουριστική ανάπτυξη.
- Ο συντελεστής φορτίου είναι συνήθως, σχετικά με το μέγεθος του συστήματος, αρκετά χαμηλός. Αυτό οφείλεται στην υψηλή ζήτηση που παρουσιάζεται κάποιες μέρες τον χρόνο και χαμηλής ζήτησης τον υπόλοιπο. Ο χαμηλός συντελεστής φορτίου προϋποθέτει και αυξημένο ενεργειακό απόθεμα, το οποίο με τη σειρά του οδηγεί σε υψηλό επενδυτικό κόστος.
- Εξαιτίας του συγκεντρωτικού χαρακτήρα της παραγωγής, μειώνεται η αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές.

Παράλληλα ιδιαίτερα σοβαρό πρόβλημα για τη λειτουργία των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων καθίσταται η απώλεια μιας μονάδας παραγωγής που βρίσκεται σε λειτουργία. Ενδεικτικά, επισημαίνεται η υφιστάμενη εμπειρία μερικών ή και γενικών διακοπών που έχουν παρουσιαστεί στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου τα τελευταία χρόνια όπου πολλές φορές τα φαινόμενα που οδήγησαν στη διακοπή είχαν ως αιτία την απώλεια κάποιας μονάδας παραγωγής. Το πρόβλημα καθίσταται περισσότερο έντονο, δεδομένης και της μεγάλης συχνότητας εμφάνισης περιστατικών απώλειας κάποιας

μονάδας παραγωγής. Για παράδειγμα στο σύστημα της Κρήτης, για το οποίο υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία, εμφανίζονται περισσότερα από 100 trip μονάδων παραγωγής το χρόνο.

Με βάση τα παραπάνω, είναι προφανές ότι κατά την επιλογή νέων μονάδων παραγωγής σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, θα πρέπει να λαμβάνονται σοβαρά υπόψη παράγοντες που έχουν σχέση με την ασφάλεια του συστήματος, όπως το μέγεθος της μονάδας παραγωγής, η σταθερά αδράνειας της, τα όρια αντοχής σε υποσυχνότητα και υπόταση, ο ρυθμός ανάληψης φορτίου κ.λ.π.

Ενδεικτικά καταγράφονται μερικά από τα αυτόνομα ελληνικά νησιωτικά δίκτυα στον παρακάτω πίνακα [7]:

ΚΡΗΤΗ	ΡΟΔΟΣ - ΧΑΛΚΗ	ΚΩΣ - ΚΑΛΥΜΝΟΣ - ΛΕΡΟΣ - ΛΕΙΨΟΙ
ΚΑΡΠΑΘΟΣ - ΚΑΣΟΣ	ΔΗΜΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ
ΜΥΤΙΛΗΝΗ	ΠΑΤΜΟΣ	ΜΗΛΟΣ - ΚΙΜΩΛΟΣ
ΚΥΘΝΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ
ΜΥΚΟΝΟΣ	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΧΙΟΣ - ΨΑΡΑ
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΣΥΡΟΣ	ΑΓΙΟΣ ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ
ΙΚΑΡΙΑ	ΑΝΑΦΗ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
ΣΑΜΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ
ΣΥΜΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΣΑΝΤΟΡΙΝΗ - ΘΗΡΕΣΙΑ
ΘΩΝΟ	ΠΑΡΟΣ - ΝΑΞΟΣ - ΙΟΣ	ΔΟΝΟΥΣΑ

Πίνακας 1.1: Ελληνικά νησιωτικά δίκτυα

1.5 Αγροτικά ηλεκτρικά δίκτυα

1.5.1 Ορισμός αγροτικών δικτύων

Βασικά, η έννοια της ηλεκτροδότησης των αγροτικών περιοχών αναφέρεται στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές εκτός των πόλεων. Ωστόσο, πολλοί ερευνητές έχουν δώσει ιδιαίτερα αποκλίνουσες ερμηνείες [8].

Ο Munasinghe (1990) σημειώνει ότι τα προγράμματα αγροτικής ηλεκτροδότησης ορίζονται συχνά με όρους των τοπικών διοικητικών μονάδων, κυρίως για την ευκολία στην υλοποίηση. Παρατηρεί επίσης (Munasinghe 1988) ότι τις περισσότερες φορές ο όρος «αγροτική ηλεκτροδότηση» αναφέρεται σε συνδέσεις με ένα κεντρικό δίκτυο. Ο ίδιος συνεχίζει λέγοντας ότι αυτό ο τρόπος δεν είναι απαραίτητα η πιο οικονομική μέθοδος ηλεκτροδότησης κάθε περιοχής σε κάθε χώρα.

Ο Vogel (1993) παρατηρεί: «σύμφωνα με τη διεθνή συζήτηση η έννοια της αγροτικής ηλεκτροδότησης δεν αναφέρεται μόνο σε αυστηρά αγροτικές περιοχές, όπως ορίζονται στα στατιστικά στοιχεία της χώρας, αλλά μπορεί επίσης να περιλαμβάνει μικρές και μεσαίου μεγέθους πόλεις, που αποτελούν κέντρα εξυπηρέτησης για τις γύρω αγροτικές περιοχές».

Ο Barnes (1988) ορίζει την ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών ως «τη διαθεσιμότητα της ηλεκτρικής ενέργειας για χρήση σε αγροτικές κοινότητες, ανεξάρτητα από το είδος της παραγωγής». Ο Yaron (1994) απλώς δηλώνει: «η ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών είναι η διαδικασία που θα φέρει ηλεκτρική ενέργεια στις αγροτικές κοινότητες».

Ο Maillard (1985) αναφέρει ότι ο ακριβής ορισμός της ηλεκτροδότησης των αγροτικών περιοχών εγείρει το θέμα της οριοθέτησης των αστικών και αγροτικών περιοχών. Υποστηρίζουν ότι μια διαφοροποίηση στη βάση των στατιστικών στοιχείων εγκυμονεί τον κίνδυνο της ανακρίβειας λόγω των διαφορών μεταξύ των χωρών, και λόγω του γεγονότος ότι τα δεδομένα είναι συχνά αναξιόπιστα. Θα πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι η κατάταξη των αστικών και αγροτικών περιοχών βάσει των στατιστικών στοιχείων δεν λαμβάνει υπόψη συγκεκριμένα χαρακτηριστικά των δύο περιοχών. Ο Maillard πρότεινε τον ακόλουθο ορισμό: «ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών περιλαμβάνει όλες τις δραστηριότητες που στοχεύουν στη διευκόλυνση των χρηστών που βρίσκονται έξω από τις μεγάλες πόλεις για να έχουν πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια. Η διαδικασία ηλεκτροδότησης μπορεί να διαφοροποιηθεί από το συμβατικό καθεστώς της επέκτασης του εθνικού δικτύου, δεδομένου ότι καλύπτει τα πάντα έως ανεξάρτητες διαμορφώσεις που παρέχουν ισχύ για μία συγκεκριμένη, αποφασισμένη ανάγκη και την επίλυση συγκεκριμένων τεχνικών και οικονομικών προβλημάτων».

Ο Mason (1990) υποστηρίζει ότι σε όλους τους σχετικούς τομείς, συμπεριλαμβανομένης της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, η «αγροτική» πάσχει από τα ίδια προβλήματα ορισμού. Μολονότι οι έρευνες έχουν αποκαλύψει ότι τα περισσότερα από τα έργα αγροτικής ηλεκτροδότησης στο παρελθόν αναφέρονται σε κοινότητες μεταξύ 500 και 2000 άτομων, τόσο ο Mason (1990) όσο και ο Foley (1990) αναφέρουν ότι οι ορισμοί της ηλεκτροδότησης των αγροτικών περιοχών διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών. Σε μία χώρα ο όρος «αγροτική περιοχή» περιλαμβάνει επίσης επαρχιακές πόλεις με πληθυσμό έως 50.000 και σε ένα άλλο αναφέρεται σε μικρά χωριά.

Μία από τις συνέπειες των εν λόγω διαφορών στην ερμηνεία είναι ότι μία σύγκριση μεταξύ των αγροτικών έργων ηλεκτροδότησης σε διάφορες χώρες είναι εξαιρετικά δύσκολη αν όχι αδύνατη.

Ο Mason (1990) ορθώς αναφέρει ότι η ομοιογένεια ως προς την ερμηνεία αυτή δεν είναι απαραίτητη, αλλά ότι είναι σημαντικό να εντοπιστούν οι τομείς που απαιτούν ιδιαίτερη χρηματοδότηση, τεχνικές και θεσμικές προσεγγίσεις.

Η άποψη αυτή επιβεβαιώνεται από τις εμπειρίες στην Ιρλανδία με το πρόγραμμα της ηλεκτροδότησης των αγροτικών περιοχών το 1940 και το 1950. Ο Shiel (1984) ανέφερε ότι η έννοια της «αγροτικής ηλεκτροδότησης» ορίστηκε από το συμβούλιο του παρόχου ηλεκτρικής ενέργειας και της κυβέρνησης της Ιρλανδίας γιατί οι επιδοτήσεις δόθηκαν για τις αγροτικές περιοχές μόνο. Πόλεις και χωριά με πληθυσμό πάνω από 250 κατοίκων δεν θεωρήθηκαν αγροτικές και ούτε απομονώθηκαν φορτία με μέγιστη ζήτηση άνω των 100 kVA.

Μετά από κάποιο χρονικό διάστημα, ο ορισμός αυτός οδήγησε στην περίεργη κατάσταση, όπου οι περιοχές γύρω από χωριά ηλεκτροδοτούνται, ενώ τα χωριά με πάνω από 250 κατοίκους δεν είχαν ηλεκτρικό ρεύμα ή έπρεπε να βασίζονται σε ανεπαρκή τοπική παραγωγή. Ο επαναπροσδιορισμός της έννοιας της «αγροτικής ηλεκτροδότησης» ήταν απαραίτητη.

Η εμπειρία αυτή δείχνει επίσης τη σημασία μιας προγραμματισμένης προσέγγισης που λαμβάνει ολόκληρη την περιοχή υπόψη.

Το πλαίσιο αυτής της μελέτης για την αγροτική ηλεκτροδότηση περιλαμβάνει τις δραστηριότητες που έχουν σχεδιαστεί για να παρέχουν πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια σε εκείνες τις περιοχές που παρουσιάζουν ειδικά χαρακτηριστικά. Τα χαρακτηριστικά αυτά

δεν περιλαμβάνουν μόνο χαμηλά φορτία και την ανάγκη για ειδικές προσεγγίσεις, όπως προτείνεται από τον Mason, αλλά και περιοχές με συγκεκριμένες ευκαιρίες.

Η μέθοδος για να φέρουν ηλεκτρική ενέργεια σε αυτές τις περιοχές μπορεί να είναι πολύ διαφορετική συμπεριλαμβανομένων απομονωμένων γεννητριών που εξυπηρετούν ένα μόνο ή περισσότερους καταναλωτές, με παροχή από ένα περιφερειακό ή εθνικό δίκτυο, και φωτοβολταϊκών συστημάτων για το σπίτι. Επίσης παρατηρείται ότι οι μέθοδοι μπορεί να ποικίλουν, ανάλογα με τις τοπικές συνθήκες και ο βαθμός κορεσμού του ηλεκτρικού δικτύου [8].

1.5.2 Χαρακτηριστικά αγροτικών δικτύων

Από την ενεργειακή άποψη, υπάρχουν σημαντικές διαφορές μεταξύ των αστικών και βιομηχανικών περιοχών με τις αγροτικές περιοχές. Αστικές και βιομηχανικές περιοχές διαθέτουν σημαντικά υψηλότερη ενεργειακή πυκνότητα και τις ευκαιρίες αγοράς τόσο θερμότητας όσο και ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τις αγροτικές και απομακρυσμένες περιοχές [8].

Συνδεδεμένες με τις διαφορές αυτές είναι οι μέθοδοι και οι ευκαιρίες κατάλληλες να ικανοποιήσουν τις ενεργειακές ανάγκες. Τα χαρακτηριστικά των αστικών και βιομηχανικών περιοχών καθιστούν οικονομικώς πιο ελκυστική την ανάπτυξη και τη λειτουργία συνδέσεων σε ένα τοπικό, περιφερειακό ή ακόμα και ένα εθνικό σύστημα ενέργειας, ώστε να αναπτύξει αποτελεσματικά συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και να παρέχουν τις κατάλληλες υπηρεσίες. Οι συνθήκες αυτές προσφέρουν ευκαιρίες για την παροχή θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας σε λογικές τιμές.

Οι αγροτικές περιοχές παρουσιάζουν άλλα χαρακτηριστικά. Μπορούν, για παράδειγμα, να χαρακτηρίζονται από μεγάλες εκτάσεις γης (όπως είναι για παράδειγμα η περίπτωση της Ολλανδίας) ή από διάσπαρτα μεμονωμένα αγροκτήματα (όπως συμβαίνει στην Ιρλανδία, την Αυστραλία και τον Καναδά).

Στις περισσότερες αναπτυσσόμενες χώρες τα αγροτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από διάσπαρτους καταναλωτές με συχνά περιορισμένη κατανάλωση, χαμηλό συντελεστή φορτίου και σχετικά χαμηλή ποιότητα παροχής ρεύματος. Οι διάσπαρτοι καταναλωτές απαιτούν μεγάλη γραμμές μεταφοράς και / ή ντίζελ ή άλλες μονάδες παραγωγής.

Παρά τις διαφορές μεταξύ αστικών και αγροτικών περιοχών, οι Pearce και Webb (1987) έχουν την άποψη ότι η ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών δεν είναι αρκετά ειδική περίπτωση για να δικαιολογηθεί μια διαδικασία αξιολόγησης, η οποία διαφέρει από τη γενική εκτίμηση των σχεδίων στον τομέα της ενέργειας και άλλων αγροτικών ενεργειακών επενδύσεων.

Εντόπισαν διάφορους λόγους που προκρίνουν μια ειδική προσέγγιση για την ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών: ωφελεί τους φτωχούς, που λειτουργεί ως καταλύτης για την αγροτική ανάπτυξη, τα αγροτικά ενεργειακά προβλήματα είναι ιδιαίτερα περίπλοκα και η ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών προσφέρει μια εύκολα υλοποιήσιμη λύση, η οποία βοηθά στη μείωση της μετανάστευσης μεταξύ αγροτικών και αστικών περιοχών και συνεπώς στην ανακούφιση της συμφόρησης στα αστικά κέντρα και συνδέονται με κοινωνικές συνέπειες, όπως η φτώχεια και η εγκληματικότητα, το οποίο βοηθά στην προώθηση της πολιτικής σταθερότητας στις αγροτικές περιοχές και έχει, μέσω της παροχής φωτισμού και ψύξης, κοινωνικές παροχές, όπως η βελτίωση της υγείας, η

ενίσχυση της παιδείας, της γενικής εκπαίδευσης και της κοινωνικής συνοχής και την ανάπτυξη των αγροτικών κοινοτήτων.

Στη συνέχεια συμπεραίνουν, βάσει της αξιολόγησης των πραγματικών επιτευγμάτων των διαφόρων έργων και της υπάρχουσα βιβλιογραφίας, ότι «με την εξαίρεση των προς τα πίσω και προς τα εμπρός διασυνδέσεων στη γεωργία», τα άμεσα οφέλη της αγροτικής ηλεκτροδότησης δεν είναι αρκετά «ειδικά».

Υποστηρίζουν ότι «με αύξηση της παραγωγικότητας της γεωργίας μπορεί να αντιμετωπιστεί με το συνηθισμένο τρόπο εκτίμησης του πλεονάσματος του παραγωγού με και χωρίς ηλεκτροδότηση, ενώ τα κέρδη στα νοικοκυριά μπορούν να αντιμετωπίζονται από την άποψη της διαφοράς του κόστους και του πλεονάσματος του κέρδους, αν και οι ποιοτικές πτυχές της οικιακής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τη σημαντική πρόκληση για τον αναλυτή».

Το συμπέρασμα ότι η ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών δεν είναι αρκετά ιδιαίτερη σε σχέση με αστική ηλεκτροδότηση, οδηγεί τους Pearce και Webb στην πρόταση: «ένα συμβατικό ποσοστό των κριτηρίων απόδοσης πρέπει να διαδραματίσει ισχυρότερο ρόλο στον καθορισμό των δαπανών των ηλεκτροδοτούμενων αγροτικών περιοχών και ότι ορισμένα από τα μη χρηματικά οφέλη δεν εμφανίζονται ούτε να είναι ευρέως διαδεδομένα ούτε τόσο ισχυρά όσο υποστηρικτές της αγροτικής ηλεκτρικής ενέργειας προτείνουν. Ενώ η ηλεκτροδότηση της υπαίθρου είναι, ωστόσο, σημαντικό στη διαδικασία της ανάπτυξης, είναι πιο χρήσιμο να ενταχθούν στο ευρύτερο προγράμματα ανάπτυξης της αγροτικής ενέργειας».

Με βάση τη δήλωση αυτή ο Ranganathan (1992) καταλήγει στο συμπέρασμα: «οι Pearce και Webb απορρίπτουν το επιχειρήμα για το κοινωνικό όφελος υποστηρίζοντας ότι τα μη χρηματικά οφέλη από την ηλεκτροδότηση των αγροτικών περιοχών δεν είναι ούτε τόσο διαδεδομένα ούτε τόσο ισχυρά ώστε να δικαιολογούν ένα εν μέρει αναβάθμιση του συμβατικού επιτοκίου του κριτηρίου επιστροφής».

Στην πραγματικότητα οι Pearce και Webb δεν απορρίπτουν το επιχειρήμα του κοινωνικού οφέλους, αλλά συμπεραίνουν, με βάση την αξιολόγηση των πραγματικών επιτευγμάτων των έργων, ότι δεν υπάρχει καμία ή μόνο λίγες ενδείξεις ότι οι προσδοκίες σχετικά με τα οφέλη που συχνά συνδέονται με την ηλεκτροδότηση της υπαίθρου, έχει τεκμηριωθεί στο παρελθόν.

Θα πρέπει ωστόσο να προστεθεί ότι, παρόλο που τα μη χρηματικά οφέλη δεν μπορούν να ποσοτικοποιηθούν, αυτό δεν σημαίνει απαραίτητα ότι δεν αντιπροσωπεύουν μια αξία από κοινωνικής και πολιτικής άποψης. Η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε αγροτικές και απομακρυσμένες περιοχές έχει ως επί το πλείστον αντιμετωπιστεί ως «ειδική».

Ο Mason (1990) θέτει επίσης το ερώτημα για ποιο λόγο θα πρέπει να υπάρχει διάκριση μεταξύ αστικών και αγροτικών περιοχών λόγω των προγραμμάτων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Ισχυρίζεται ότι τα έργα αγροτικής διανομής συνήθως κοστίζουν περισσότερο από έργα αστικής διανομής ανά συνδεδεμένο νοικοκυριό και ότι οι πολιτικές της κυβέρνησης είναι μερικές φορές κατευθυνόμενες ειδικά στις αγροτικές περιοχές, γεγονός που καθιστά αναγκαίο να αναγνωριστούν αγροτικές περιοχές σε προγράμματα ηλεκτροδότησης. Το υψηλότερο κόστος της αγροτικής ηλεκτροδότησης θα έχει επιπτώσεις για την οικονομική και χρηματοοικονομική βιωσιμότητα των έργων αυτών και αυτό καθιστά απαραίτητη ώστε να διαχωρίζονται από την γενικά προγράμματα διανομής ισχύος. Ωστόσο, σε ορισμένες χώρες οι εγκαταστάσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας συχνά καλύπτουν την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε αστικές, ημιαστικές και αγροτικές περιοχές και συνεπώς ένας ακριβής διαχωρισμός μπορεί να είναι δύσκολος.

Υπάρχουν τρεις κύριοι λόγοι που προτείνονται για τη διάκριση μεταξύ της αγροτικής και αστικής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Τα αγροτικά συστήματα ηλεκτροδότησης συνήθως κοστίζουν περισσότερο ανά σύνδεση ως αποτέλεσμα των διεσπαρμένων φορτίων, της μάλλον χαμηλής κατανάλωσης και του κακού συντελεστή φορτίου.
- Η ηλεκτροδότηση της υπαίθρου θα πρέπει να ενσωματωθεί ή να συντονίζεται με άλλα αγροτικά αναπτυξιακά προγράμματα.
- Η αστική και βιομηχανική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, και η αγροτική παροχή ενέργειας χρειάζεται διαφορετικές τεχνικές προσέγγισης.

Ο πίνακας 1.2 συνοψίζει, για το σκοπό της αμοιβαίας σύγκρισης, έναν αριθμό χαρακτηριστικών ειδικά για αστικές και βιομηχανικές περιοχές και για αγροτικές περιοχές παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συνδυασμένες επιπτώσεις των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των αγροτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και περισσότερο η προβληματική τους λειτουργία και συντήρηση, κάνουν το οριακό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στους αγροτικούς καταναλωτές υψηλό σε σχέση με εκείνη των καταναλωτών στις αστικές περιοχές [8].

Χαρακτηριστικό	Αστικές και βιομηχανικές περιοχές	Αγροτικές περιοχές
Πυκνότητα φορτίου στην περιοχή (kW/km ²)	500 με 100000	2 με 50
Πυκνότητα καταναλωτών (καταναλωτές/km ²)	>500	1 με 75
Αριθμός καταναλωτών ανά km γραμμής XT και MT	> 2000000	5000 με 200000
Συνολικό κόστος ανά kWh (USct)	10 με 15	<ul style="list-style-type: none"> • Από το δίκτυο: 12 με 50 • Από diesel: 25 με 100 • Από φωτοβολταϊκά: 50 με 500
Κόστη επένδυσης (\$) ανά σύνδεση (εξαιρούνται κόστη παραγωγής και μεταφοράς)	<500	500 με 7000, κατά μ.ο. 1200
Κοινωνικές πτυχές	Περιορισμένες	Ειδική οικονομική υποστήριξη και λύσεις που απαιτούνται
Τεχνικό-οργανωτικές πτυχές	<ul style="list-style-type: none"> • Μεγάλα έργα • Συχνά «βαριά» τεχνολογία ισχύος στη πλευρά της παροχής • Λογικοί συντελεστές φορτίου σαν αποτέλεσμα μικτών φορτίων 	<ul style="list-style-type: none"> • Διάφορες τεχνολογίες και εφαρμογές μικρής κλίμακας • Χαμηλός συντελεστής φορτίου • Εντατική υποστήριξη πελατών
Κοινωνικοπολιτικές πτυχές	Σπάνιας σημασίας	Σημαντικές
Οικονομικές πτυχές	Κερδοφόρες επιχειρηματικές ευκαιρίες	Περιορισμένες κερδοφόρες επιχειρηματικές ευκαιρίες

Πίνακας 1.2: Σύγκριση μεταξύ αγροτικών και αστικών/βιομηχανικών περιοχών

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2:

Ρύθμιση συχνότητας

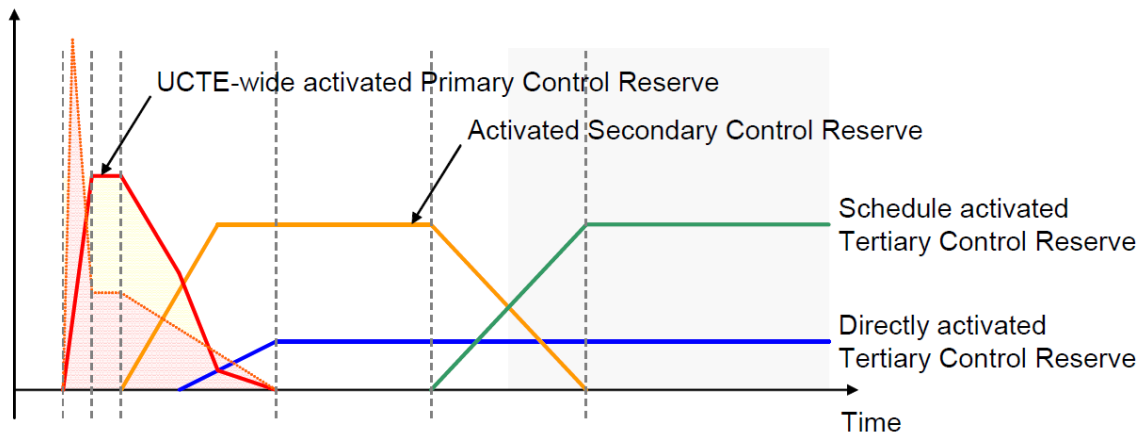
2.1 Γενικά

Η ρύθμιση της συχνότητας διακρίνεται σε τρία στάδια:

- Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας
- Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας
- Τριτεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Οι επικουρικές υπηρεσίες ρύθμιση συχνότητας και ενεργού ισχύος, ορίζονται από τους κανονισμούς του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) οι οποίοι μας παρέχουν πλήρη περιγραφή της διατήρησης του επιπέδου της συχνότητας του δικτύου μέσω εφεδρειών, έτσι ώστε να διατηρείται ομαλή η λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και να παρέχεται στο καταναλωτή αδιάλειπτα ηλεκτρική ενέργεια καλής ποιότητας ([9], [10]).

Ένα τυπικό διάγραμμα που χρησιμοποιείται για την περιγραφή της ρύθμισης συχνότητας σε περίπτωση εμφάνισης σφάλματος στο δίκτυο είναι το εξής:



Σχήμα 2.1: Τυπικό διάγραμμα των τριών επιπέδων ρύθμισης της συχνότητας σε περίπτωση σφάλματος στο δίκτυο, σύμφωνα με το ENTSO-E

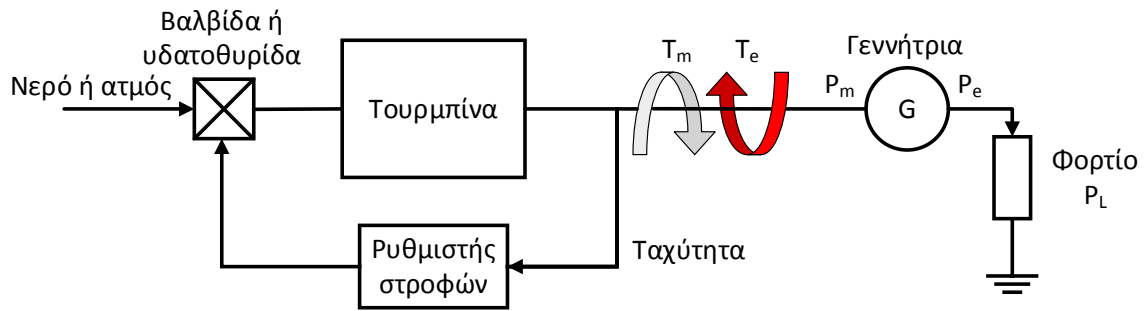
2.2 Ρύθμιση φορτίου συχνότητας

Η διατήρηση μίας σταθερής συχνότητας στα επιθυμητά επίπεδα είναι καθοριστικής σημασίας για την ομαλή και ευσταθή λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Οποιαδήποτε διαταραχή ισχύος είτε στην παραγωγή είτε στην κατανάλωση έχει άμεση επίδραση στη συχνότητα του δικτύου. Η ρύθμιση συχνότητας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται στη συνεχή προσαρμογή της παραγόμενης ισχύος από τις γεννήτριες προς το φορτίο του συστήματος, ώστε η συχνότητα να διατηρεί την κανονική της τιμή. Όπως θα αποδειχθεί και παρακάτω, η συχνότητα βρίσκεται σε άμεση εξάρτηση με την ενεργό ισχύ που διακινείται στο σύστημα και για αυτό το λόγο η ρύθμισή της καθιστά την εξίσωση της παραγόμενης ισχύος με τη ζητούμενη θεμελιώδες ζήτημα στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, η ευστάθεια και η ομαλή λειτουργία των ηλεκτρικών δικτύων απαιτούν διατάξεις οι οποίες να ρυθμίζουν τη συχνότητα, ώστε να διατηρείται σε επιθυμητές τιμές. Βασικός λόγος, για τον οποίο επιβάλλεται η λειτουργία των δικτύων με σταθερή συχνότητα είναι η διασφάλιση της ευστάθειας και της σταθερότητας της ταχύτητας περιστροφής των σύγχρονων και ασύγχρονων μηχανών των δικτύων. Χωρίς ρύθμιση, οι γεννήτριες δεν θα μπορούσαν να ικανοποιήσουν μια αύξηση του φορτίου, καθώς το άνοιγμα των βαλβίδων των στροβίλων θα παρέμενε σταθερό και θα επέτρεπε μια ορισμένη μόνο τιμή της μηχανικής ισχύος, με αποτέλεσμα την επιβράδυνση των μηχανών. Επίσης η μείωση της συχνότητας μπορεί να επιφέρει μεγάλη αύξηση των ρευμάτων μαγνήτισης των ασύγχρονων μηχανών και των μετασχηματιστών. Ένα θέμα άξιο αναφοράς είναι ότι η χρήση της συχνότητας του δικτύου για λόγους μέτρησης χρόνου και η εκτεταμένη χρήση ηλεκτρικών ρολογιών δεν επιτρέπουν μεγάλες αποκλίσεις της συχνότητας από την ονομαστική τιμή της. Επιπρόσθετα, η λειτουργία συστημάτων με μικρότερες τιμές συχνότητας έχει να κάνει με αυξημένες μηχανικές καταπονήσεις από τις δονήσεις των πτερυγίων των θερμικών σταθμών παραγωγής και υπολειτουργία των αντλιών τροφοδότησης στους λέβητες και των ανεμιστήρων που παρέχουν αέρα απαραίτητο για την ανάφλεξη του καυσίμου. Σε περίπτωση πυρηνικού σταθμού παραγωγής, τα προβλήματα υποσυχνότητας μπορεί να αντανακλώνται σε υπερθέρμανση των αντιδραστήρων λόγω χαμηλής ροής των ψυκτικών υγρών. Τέλος, η λειτουργία με συχνότητα μικρότερης της ονομαστικής δύναται να επηρεάσει την απόδοση των βοηθητικών συστημάτων των ασύγχρονων γεννητριών και προφανώς, τέτοια προβλήματα είναι ικανά να οδηγήσουν σε αποκοπή των μονάδων παραγωγής.

Από την άλλη πλευρά, η λειτουργία με συχνότητες μεγαλύτερες της ονομαστικής, που μπορεί να οφείλεται είτε σε περίσσεια παραγόμενης ισχύος είτε σε απώλεια φορτίου προκαλεί επίσης αρκετά προβλήματα. Οι υψηλές στροφές απαιτούν αυξημένη ψύξη των μονάδων παραγωγής και επειδή οι τάσεις του συστήματος έχουν αρκετά μεγάλες τιμές υπάρχει περίπτωση να ενεργοποιηθούν οι ρυθμιστές τάσεως, με σκοπό να επαναφέρουν τις τάσεις των μονάδων στις επιθυμητές τιμές. Σε αυτή την περίπτωση, η αποκοπή μίας μονάδας παραγωγής μπορεί από την μία πλευρά να συμβάλλει θετικά στη γρηγορότερη αποκατάσταση του ισοζυγίου παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύος, αλλά από την άλλη υπάρχει και η πιθανότητα κάτω από ορισμένες συνθήκες να οδηγήσει το σύστημα σε αστάθεια, να μειωθεί η αδράνειά του, οι μονάδες παραγωγής να απομονωθούν σε ομάδες και να αποσυγχρονιστούν μεταξύ τους ([11], [12]).

Σε ένα σύστημα γεννήτριας-φορτίου, μία αύξηση του φορτίου, εφόσον δε συμβαδίζει με αντίστοιχη αύξηση της τροφοδότησης της μηχανής, τροφοδοτείται από την κινητική ενέργεια των στρεφόμενων μερών της και μεταβάλλει την ταχύτητα της γεννήτριας. Η μείωση των στροφών της μηχανής αντιστοιχεί στο ρυθμό παροχής της ενέργειας, η οποία ισούται με την αύξηση του φορτίου. Συνεπώς, χωρίς ρύθμιση, το ισοζύγιο παραγωγής-καταναλώσεως θα επιτυχανόταν σε συχνότητα και τάση μικρότερες από τις κανονικές τιμές. Αυτή η διαδικασία μπορεί να κατανοηθεί καλύτερα με τη βοήθεια του παρακάτω σχήματος:



Σχήμα 2.2: Γεννήτρια που τροφοδοτεί απομακρυσμένο φορτίο

Στο παραπάνω σχήμα T_m , P_m είναι η μηχανική ροπή και ισχύς αντίστοιχα, T_e , P_e είναι η ηλεκτρική ροπή και ισχύς αντίστοιχα και P_L η ισχύς του φορτίου.

Μία μεταβολή στο φορτίο αντανακλάται αυτόματα ως αλλαγή στην ηλεκτρική ροπή εξόδου της γεννήτριας T_e . Αυτή η αλλαγή προκαλεί μία διαφορά ανάμεσα στην μηχανική T_m και την ηλεκτρική ροπή T_e , η οποία καταλήγει με τη σειρά σε μεταβολές της ταχύτητας-συχνότητας σύμφωνα με τη σχέση:

$$T_m - T_e = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2.1)$$

όπου $\Delta\omega$ η ανά μονάδα μεταβολή της γωνιακής ταχύτητας

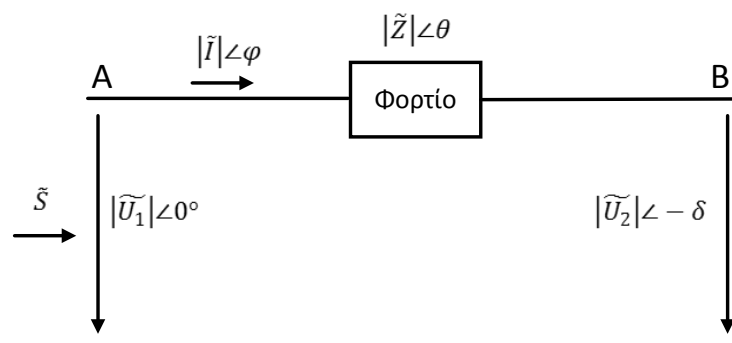
H η χρονική σταθερά αδρανείας της γεννήτριας

Η μείωση της συχνότητας για μία συγκεκριμένη αύξηση του φορτίου καθορίζεται από την αντίστοιχη χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας της γεννήτριας ([13], [12]).

2.2.1 Συσχέτιση ενεργού ισχύος με συχνότητα και αέργου ισχύος με πτώση τάσης

Στην υποπαράγραφο αυτή θα αναλυθεί το πώς συνδέεται η ενεργός ισχύς με τη συχνότητα του δικτύου, καθώς και η άεργος ισχύς με την τάση. Η συσχέτιση αυτή είναι πολύ σημαντική στην παρούσα εργασία αφού θα αποτελέσει ένα μέρος του ελέγχου που θα εφαρμοστεί στη φωτοβολταϊκή γεννήτρια.

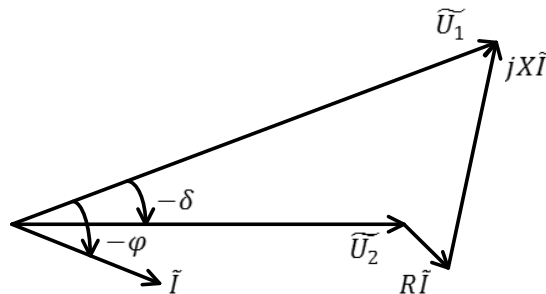
Ας εξετάσουμε ένα μέρος του δικτύου, στο οποίο η ισχύς ρέει από το σημείο A προς το σημείο B, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 2.3: Ροή ισχύος μέσω μια γραμμής

Το παραπάνω μέρος του δικτύου περιγράφεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$\begin{aligned}
 P + jQ = \tilde{S} &= \tilde{U}_1 \tilde{I}^* = \tilde{U}_1 \left(\frac{\tilde{U}_1 - \tilde{U}_2}{\tilde{Z}} \right)^* = \tilde{U}_1 \left(\frac{U_1 - U_2 e^{j\delta}}{Z e^{-j\theta}} \right) \\
 &= \frac{U_1^2}{Z} e^{j\theta} - \frac{U_1 U_2}{Z} e^{j(\theta+\delta)}
 \end{aligned} \tag{2.2}$$



Σχήμα 2.4: Το φασικό διάγραμμα του δικτύου

Έτσι η ενεργός και η άεργος ισχύς που ρέει στη γραμμή αντίστοιχα είναι:

$$P = \frac{U_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{U_1 U_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \tag{2.3}$$

$$Q = \frac{U_1^2}{Z} \sin \theta - \frac{U_1 U_2}{Z} \sin(\theta + \delta) \tag{2.4}$$

Με $Z e^{j\theta} = R + jX$ οι εξισώσεις 2.3 και 2.4 γράφονται ως εξής:

$$P = \frac{U_1^2}{R^2 + X^2} (R(U_1 - U_2 \cos \delta) + XU_2 \sin \delta) \tag{2.5}$$

$$Q = \frac{U_1^2}{R^2 + X^2} (-RU_2 \sin \delta + X(U_1 - U_2 \cos \delta)) \tag{2.6}$$

ή αλλιώς:

$$U_2 \sin \delta = \frac{XP - RQ}{U_1} \tag{2.7}$$

$$U_1 - U_2 \cos \delta = \frac{RP + XQ}{U_1} \tag{2.8}$$

Όμως οι εναέριες γραμμές έχουν επαγωγικό χαρακτήρα, δηλαδή $X \gg R$, οπότε στις παραπάνω εξισώσεις το R μπορεί να αμεληθεί. Επίσης εάν η γωνία δ είναι μικρή, τότε ισχύει ότι $\sin \delta = \delta$ και $\cos \delta = 1$. Οπότε οι εξισώσεις 2.7 και 2.8 γίνονται:

$$\delta \cong \frac{XP}{U_1 U_2} \tag{2.9}$$

$$U_1 - U_2 \cong \frac{XQ}{U_1} \tag{2.10}$$

Οπότε για $X \gg R$, μικρή γωνία δ και πτώση τάσης $U_1 - U_2$ οι εξισώσεις 2.9 και 2.10 δείχνουν ότι η γωνία ισχύος εξαρτάται κυρίως από την ενεργό ισχύ P , ενώ η πτώση τάσης εξαρτάται κυρίως από την άεργο ισχύ Q . Με άλλα λόγια, η γωνία μπορεί να ελεγχθεί με τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος, ενώ η τάση μπορεί να ελεγχθεί με τη ρύθμιση της άεργου ισχύος.

Έτσι, με την προσαρμογή ενεργού και αέργου ισχύος ανεξάρτητα, η συχνότητα και το πλάτος της τάσης του δικτύου αντίστοιχα προσαρμόζονται. Τα συμπεράσματα αυτά αποτελούν τη βάση της ρύθμισης συχνότητας και πτώσης τάσης μέσω της ρύθμισης αντίστοιχα της ενεργού και αέργου ισχύος, γνωστό στη διεθνή βιβλιογραφία ως droop control ([14]). Επομένως έχουμε τις παρακάτω εξισώσεις:

$$f - f_0 = -k_p(P - P_0) \quad (2.11)$$

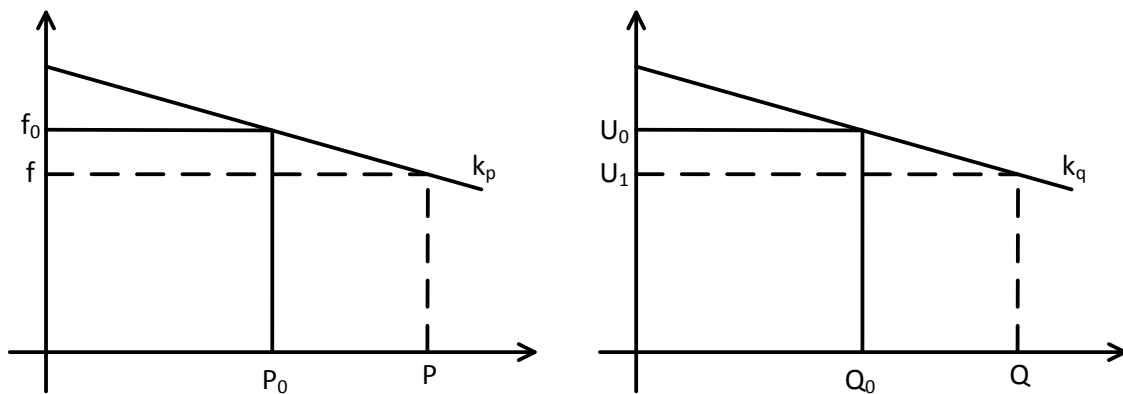
$$U_1 - U_0 = -k_q(Q - Q_0) \quad (2.12)$$

όπου f_0 η ονομαστική συχνότητα του δικτύου

P_0 η στιγμιαία ονομαστική ενεργός ισχύς (set point)

U_0 η ονομαστική τάση του δικτύου

Q_0 η στιγμιαία ονομαστική άεργος ισχύς (set point)



Σχήμα 2.5: Καμπύλες droop για ενεργό και άεργο ισχύ αντίστοιχα

2.2.2 Χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας

Η εξισορρόπηση και η ομαλή αποκατάσταση του ισοζυγίου παραγόμενης ισχύος και φορτίου, καθώς και η διατήρηση της επιθυμητής συχνότητας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με τους ρυθμιστές στροφών των γεννητριών, οι οποίοι είναι υπεύθυνοι και ελέγχουν τη μηχανική ισχύ, η οποία παράγεται από τις κινητήριες μηχανές. Οι ρυθμιστές στροφών θεωρούνται μηχανισμοί ελέγχου είτε της συχνότητας, είτε της ισχύος. Σε περίπτωση δηλαδή, κατά την οποία μια γεννήτρια τροφοδοτεί ένα απομονωμένο φορτίο, ο ρυθμιστής στροφών λειτουργεί ελέγχοντας τη συχνότητα. Σε περίπτωση που η γεννήτρια είναι συνδεδεμένη σε ένα μεγάλο σύστημα, η ταχύτητα περιστροφής είναι δεσμευμένη από τη συχνότητα του συστήματος και ο ρυθμιστής στροφών ελέγχει την παραγόμενη ισχύ. Κάθε μονάδα παραγωγής χαρακτηρίζεται από μία ρυθμιζόμενη χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας (ή στροφών-παραγόμενης ισχύος). Η χαρακτηριστική αυτή είναι ευθεία και η κλίση της ονομάζεται στατισμός της μηχανής. Ο στατισμός μίας μονάδας εκφράζει την ευαισθησία της ισχύος στις μεταβολές της συχνότητας.

Σύμφωνα με τα παραπάνω ο στατισμός μίας μονάδας ορίζεται ως εξής:

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

Σε αυτήν τη σχέση ως $\Delta\omega$ ορίζεται η ανά μονάδα μεταβολή της συχνότητας, η οποία είναι ίση με την ανά μονάδα μεταβολή της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα της γεννήτριας, που παραμένει μετά τη λειτουργία της πρωτεύουσας ρύθμισης και ως ΔP ορίζεται η ανά μονάδα μεταβολή του φορτίου που προκάλεσε τη μεταβολή $\Delta\omega$.

Όπως προκύπτει και από το παραπάνω σχήμα, αλλά και από την παραπάνω σχέση του στατισμού αν αυξηθεί η ζήτηση του φορτίου, προκαλείται πτώση της συχνότητας του δικτύου από την αρχική τιμή ω_0 στην τελική τιμή νέας ισορροπίας ω_1 του συστήματος. Αυτό το γεγονός επομένως, μετά το τέλος της πρωτεύουσας ρύθμισης, θα έχει οδηγήσει στην αύξηση της παραγόμενης ενεργού ισχύος από την αρχική τιμή P_0 ή στη νέα τιμή P_1 .

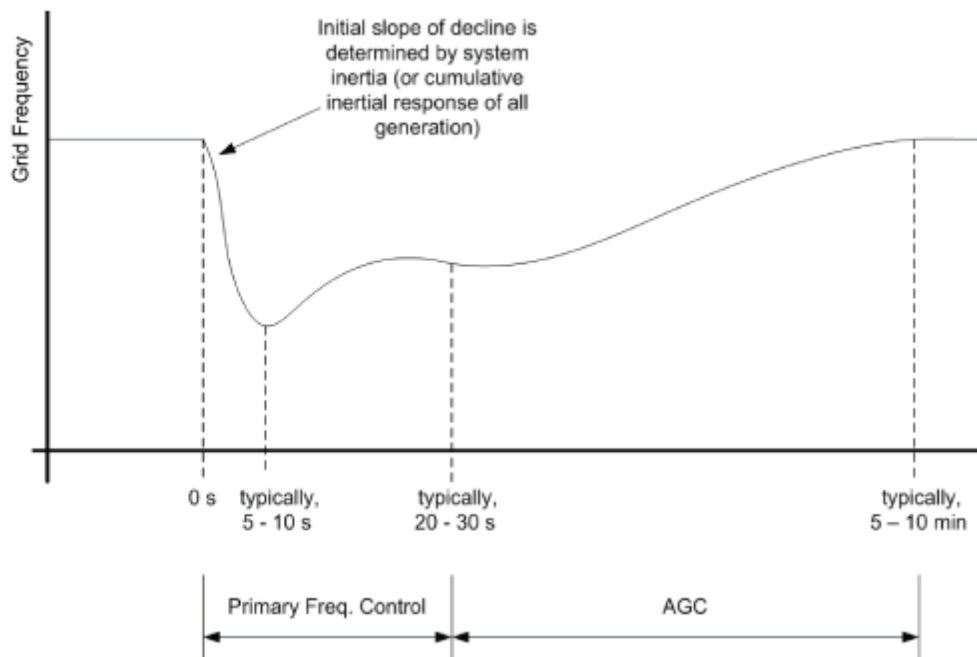
Ο στατισμός μετριέται συχνά σε ποσοστό επί τοις εκατό. Όπως φαίνεται από το παραπάνω σχήμα, η κλίση της χαρακτηριστικής φορτίου-συχνότητας είναι αρνητική με συνέπεια ο στατισμός να είναι θετικό μέγεθος. Είναι πολύ σημαντικό να παρατηρηθεί ότι όταν μια μονάδα έχει μικρή τιμή στατισμού, τότε με δεδομένο μια μικρή μεταβολή της συχνότητας, μεταβάλλει σημαντικά το φορτίο της και αυτός είναι ο λόγος, για τον οποίο ονομάζεται ρυθμίζουσα μονάδα, καθώς συμμετέχει καθοριστικά με τη μεταβολή της παραγωγής της στη ρύθμιση της συχνότητας. Αντιθέτως, αν μια μονάδα έχει μεγάλο στατισμό ονομάζεται μονάδα βάσης, καθώς σε μια μεταβολή της συχνότητας μεταβάλλει ελάχιστα το φορτίο της. Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι η χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας μιας μονάδας μπορεί να μεταβληθεί με δύο τρόπους:

- Σε περίπτωση μεταβολής του στατισμού R , η χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας στρέφεται γύρω από το σημείο λειτουργίας ω_0, P_0 .
- Σε περίπτωση μεταβολής της ταχύτητας (συχνότητας) αναφοράς μέσω του μηχανισμού αλλαγής στροφών, η χαρακτηριστική μετακινείται παράλληλα διατηρώντας την κλίση της ([11], [12]).

Η Ρύθμιση Φορτίου Συχνότητας των συστημάτων πραγματοποιείται κυρίως με τη βοήθεια των ρυθμιστών στροφών των μονάδων παραγωγής, αλλά σε ορισμένες περιπτώσεις και μέσω ειδικών μετασχηματιστών ρυθμίσεως της φασικής γωνίας της τάσεως. Στα σύγχρονα διασυνδεδεμένα συστήματα εκατοντάδες μονάδες παραγωγών λειτουργούν παράλληλα και κάθε μία μονάδα εξυπηρετεί μέρος του φορτίου και ως εκ τούτου μπορεί να ρυθμίζεται έτσι ώστε να μεταβάλλει την παραγωγή της ανάλογα με τη ζήτηση. Οι ρυθμιστές στροφών κάθε μονάδας είναι αυτοί που επιτυγχάνουν ουσιαστικά τη ρύθμιση της συχνότητας του συνολικού συστήματος μέσω της πρωτεύουσας και της δευτερεύουσας ρύθμισης, οι οποίες αναφέρονται αμέσως παρακάτω. Αμέσως μετά από μία ενδεχόμενη μεταβολή της ζήτησης του φορτίου, οι μονάδες μοιράζονται μεταξύ τους τις μεταβολές του φορτίου μεταβάλλοντας την παραγωγή τους κατά ποσότητες αντιστρόφως ανάλογες του στατισμού των ρυθμιστών τους. Αυτό που συμβαίνει ουσιαστικά σε αυτήν την περίπτωση είναι ότι ο ρυθμιστής στροφών αντιλαμβάνεται μία αλλαγή της ταχύτητας περιστροφής της γεννήτριας (η οποία οφείλεται στη μεταβολή του φορτίου) και μετασχηματίζει αυτήν την αλλαγή σε σήμα για την αντίστοιχη αναπροσαρμογή της παραγόμενης μηχανικής ισχύος από τον αντίστοιχο στρόβιλο. Η ρύθμιση αυτή, που αναφέρεται ως πρωτεύουσα ρύθμιση αφήνει πάντα ένα μόνιμο σφάλμα συχνότητας, το οποίο είναι το ερέθισμα και το αντικείμενο της δευτερεύουσας ρύθμισης, καθώς η δευτερεύουσα ρύθμιση καλείται να το εξαλείψει. Έτσι, στη συνέχεια, το φορτίο ανακατανέμεται μετακινώντας παράλληλα τις χαρακτηριστικές φορτίου-συχνότητας των μονάδων, αλλάζοντας δηλαδή την ταχύτητα αναφοράς τους, μέσω των ρυθμιστών στροφών τους. Σε αυτήν την περίπτωση ενεργοποιείται ο μηχανισμός

αλλαγής στροφών του ρυθμιστή, μετριέται δηλαδή το σφάλμα συχνότητας του συστήματος μετά την πρωτεύουσα ρύθμιση, καθώς και οι τυχούσες διαφορές στη διακινούμενη ισχύ των εξωτερικών διασυνδέσεων, και με μία κατάλληλη στρατηγική ελέγχου αποστέλλονται σήματα που καθορίζουν μία νέα ταχύτητα αναφοράς κάθε γεννήτριας. Αυτή η διαδικασία αποτελεί τη δευτερεύουσα ρύθμιση και επαναφέρει πλήρως τη συχνότητα στην επιθυμητή τιμή ([15], [12]).

Εν ολίγοις, όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα η πρωτεύουσα ρύθμιση περιλαμβάνει τη σταθεροποίηση της τιμής της συχνότητας, ενώ η δευτερεύουσα ρύθμιση περιλαμβάνει την ολική αποκατάσταση και την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική τιμή της. Επιγραμματικά στο παρακάτω σχήμα παρατηρούμε την πτώση της συχνότητας του συστήματος ύστερα από μια τυχούσα αύξηση του φορτίου ή από μια αποκοπή μιας μονάδας παραγωγής. Στα πρώτα δευτερόλεπτα που ακολουθούν λαμβάνει χώρα η πρωτεύουσα ρύθμιση που οδηγεί στην σταθεροποίηση της συχνότητας στην τιμή του μόνιμου σφάλματος και ύστερα επέρχεται η δευτερεύουσα ρύθμιση όπου επιτυγχάνεται η επαναφορά της συχνότητας.



Σχήμα 2.6: Πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

2.2.3 Αδρανειακή απόκριση

Η αδράνεια περιορίζει το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας, γεγονός που επιτρέπει στην πρωτεύουσα ρύθμιση να ανταποκριθεί καλύτερα στη ρύθμιση της συχνότητας. Η σχέση που συνδέει τη μεταβολή στο ισοζύγιο ενεργού ισχύος – μεταβολή φορτίου ή μεταβολή παραγωγής – με τη συνεπαγόμενη μεταβολή συχνότητας είναι η ακόλουθη (η βάση της είναι η εξίσωση 2.1) [16]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2H} \quad (2.14)$$

όπου $\frac{df}{dt}$ ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας

ΔP η μεταβολή στο φορτίο ή την παραγωγή

H η σταθερά αδράνειας του συστήματος σε sec

Η σταθερά αδράνειας στο επίπεδο της μηχανής δίνεται από τη σχέση:

$$H = \frac{J\omega_{e0}^2}{2p^2S} \quad (2.15)$$

όπου J η ροπή αδράνειας του στρεφόμενου μηχανικού συστήματος σε kgm^2

ω_{e0} η ηλεκτρική γωνιακή ταχύτητα σε rad/sec

p τα ζεύγη πόλων της μηχανής

S η φαινόμενη ισχύς της μηχανής σε VA

Η κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στο δρομέα μιας μηχανής δίνεται από τον τύπο:

$$E_k = \frac{1}{2}J\omega_m^2 \quad (2.16)$$

όπου J η ροπή αδράνειας του στρεφόμενου μηχανικού συστήματος σε kgm^2

ω_m η μηχανική γωνιακή ταχύτητα σε rad/sec

Αν παραγωγίσουμε τη σχέση 2.16, τότε μπορούμε να υπολογίσουμε την ισχύ της μηχανής:

$$P = \frac{dE_k}{dt} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.17)$$

Χρησιμοποιώντας τη σχέση 2.15 η παραπάνω σχέση γίνεται:

$$\frac{P}{S} = 2H \frac{\omega_m}{\omega_{e0}} \frac{d\left(\frac{\omega_m}{\omega_{e0}}\right)}{dt} \quad (2.18)$$

Δηλαδή σε ανά μονάδα τιμές η ισχύς είναι:

$$P_{pu} = 2H\omega_{pu} \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (2.19)$$

Αντίστοιχα η ανά μονάδα ροπή είναι:

$$T_{pu} = 2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (2.20)$$

2.3 Κώδικες δικτύου

Έχουν καθοριστεί διάφοροι κώδικες δικτύου που καθορίζουν τις απαιτήσεις των διαφόρων μονάδων, οι οποίες πρέπει να πληρούνται, με σκοπό τη δόκιμη και ασφαλή σύνδεση τους στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα υπάρχει ο κώδικας ENTSO – E([17]), ο οποίος είναι από το διαχειριστή του ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς

ηλεκτρική ενέργειας, και καθορίζει ένα κοινό πλαίσιο απαιτήσεων για τις μονάδες παραγωγής ισχύος, συμπεριλαμβανομένων και τις σύγχρονες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα πάρκα παραγωγή ισχύος, και τα υπεράκτια πάρκα (offshore generation facilities). Ορίζει επίσης ένα κοινό πλαίσιο υποχρεώσεων για τους διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να κάνουν την καταλληλότερη χρήση των μονάδων ισχύος κατά τρόπο διαφανή και αμερόληπτο και ο οποίος να μπορεί να εξασφαλίζει συνθήκες υγιούς ανταγωνισμού σε όλη την επικράτεια της Ευρώπης. Οι δαπάνες, οι οποίες εκπορεύονται από αυτές τις υποχρεώσεις και οι οποίες βαρύνουν την αρμόδια υπηρεσία διαχείρισης των δικτύων, αξιολογούνται από τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές. Σύμφωνα με τον προαναφερθέντα κώδικα οι απαιτήσεις σχετικά με τα ζητήματα συχνότητας είναι οι εξής:

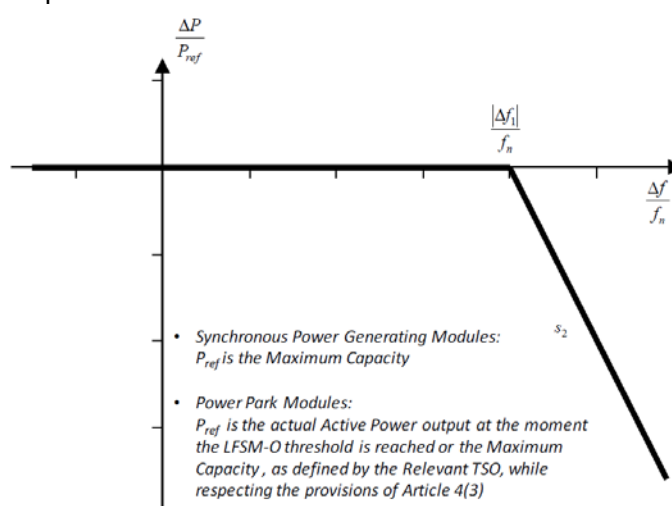
- Μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι σε θέση να παραμένει συνδεδεμένη στο δίκτυο εντός των διακυμάνσεων της συχνότητας και των χρονικών ορίων που ορίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	47.5Hz – 48.5Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5Hz – 49.0Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5Hz – 48.5Hz
	49.0Hz – 51.0Hz	Unlimited
	51.0Hz – 51.5Hz	30 minutes
Nordic	47.5Hz – 48.5Hz	30 minutes
	48.5Hz – 49.0Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	49.0Hz – 51.0Hz	Unlimited
	51.0Hz – 51.5Hz	30 minutes
Great Britain	47.0Hz – 47.5Hz	20 seconds
	47.5Hz – 48.5Hz	90 minutes
	48.5Hz – 49.0Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0Hz – 51.0Hz	Unlimited
	51.0Hz – 51.5Hz	90 minutes
	51.5Hz – 52.0Hz	15 minutes
Ireland	47.5Hz – 48.5Hz	90 minutes
	48.5Hz – 49.0Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0Hz – 51.0Hz	Unlimited
	51.0Hz – 51.5Hz	90 minutes
Baltic	47.5Hz – 48.5Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5Hz – 49.0Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3),

		but not less than the period for 47.5Hz – 48.5Hz
	49.0Hz – 51.0Hz	Unlimited
	51.0Hz – 51.5Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes

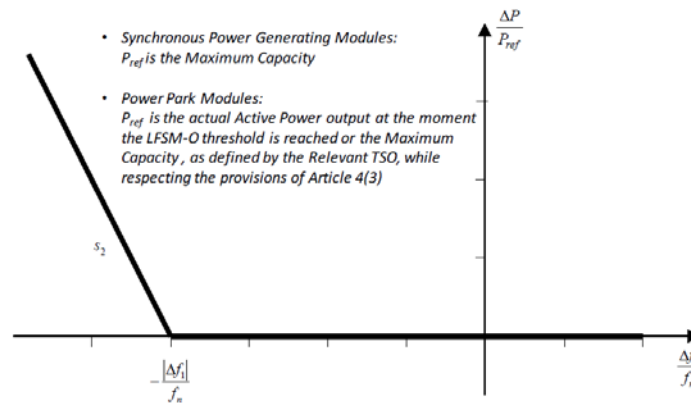
Πίνακας 2.1: Ελάχιστα χρονικά διαστήματα για τα οποία οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να λειτουργούν, χωρίς να αποσυνδεθούν από το δίκτυο σύμφωνα με το πρότυπο ENTSO-E του 2012 [17]

- Ευρύτερα φάσματα συχνοτήτων ή μεγαλύτερα χρονικά ελάχιστα μπορούν να συμφωνηθούν μεταξύ της ιδιοκτησίας της μονάδας παραγωγής και του αρμόδιου διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς, με στόχο τη διασφάλιση της βέλτιστης χρήσης των τεχνικών δυνατοτήτων της μονάδας παραγωγής, αν αυτές απαιτούνται για τη διατήρηση ή την αποκατάσταση της σταθερότητας του συστήματος.
- Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι σε θέση να αποσυνδέονται αυτόματα σε συγκεκριμένες συχνότητες, αν αυτό απαιτείται από τη διαχειριστή του συστήματος.
- Μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο και να είναι σε θέση να λειτουργεί σε ρυθμούς μεταβολής της συχνότητας μέχρι μια τιμή, η οποία ορίζεται από το διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς.
- Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να μπορούν να ενεργοποιήσουν τη δυνατότητα ρύθμισης φορτίου- συχνότητας σύμφωνα με το παρακάτω σχήμα. Αυτό συμβαίνει όταν η συχνότητα του δικτύου ξεπεράσει ένα κατώφλι μεταξύ των τιμών 50.2Hz και 50.5Hz και η ρύθμιση αυτή συμβαίνει με τιμή στατισμού μεταξύ 2-12%. Το κατώφλι, καθώς και οι τιμές του στατισμού καθορίζονται από τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς. Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να ενεργοποιούν το μηχανισμό, το γρηγορότερα δυνατό.



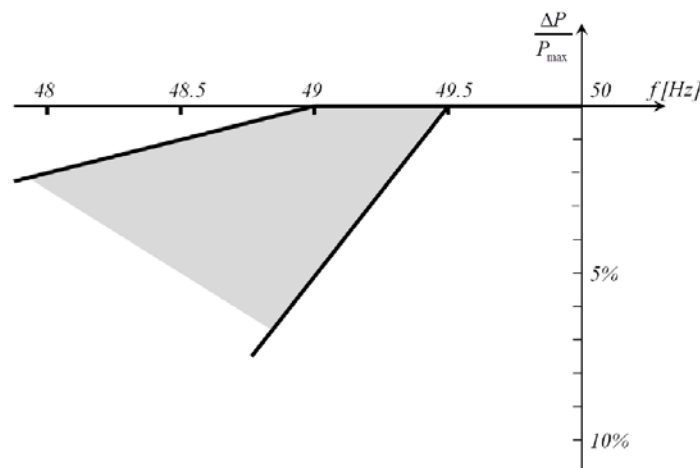
Σχήμα 2.7: P_{ref} είναι η ισχύς αναφοράς ενεργού ισχύος, με την οποία σχετίζεται η μεταβολή της ισχύος ΔP και μπορεί να ορίζεται διαφορετικά ανάλογα με τη μονάδα όπως φαίνεται και

στην εικόνα. f_n είναι η ονομαστική συχνότητα του δικτύου (50Hz) και Δf η μεταβολή της συχνότητας που συμβαίνει στο δίκτυο



Σχήμα 2.8: P_{ref} είναι η ισχύς αναφοράς ενεργού ισχύος, με την οποία σχετίζεται η μεταβολή της ισχύος ΔP και μπορεί να ορίζεται διαφορετικά ανάλογα με τη μονάδα όπως φαίνεται και στην εικόνα. f_n είναι η ονομαστική συχνότητα του δικτύου (50Hz) και Δf η μεταβολή της συχνότητας που συμβαίνει στο δίκτυο

- Ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς μπορεί να καθορίσει αποδεκτή μείωση της ενεργού ισχύος από την μέγιστη ισχύ εξόδου, λόγω της πτώσης της συχνότητας.
 - Κάτω από 49Hz με ρυθμό μείωσης ισχύος 2% ανά 1Hz πτώσης της συχνότητας, σε σχέση με τη μέγιστη ισχύ στα 50Hz.
 - Κάτω από 49.5Hz με ρυθμό μείωσης ισχύος 10% ανά 1Hz πτώση της συχνότητα, σε σχέση με τη μέγιστη ισχύ στα 50Hz.



Σχήμα 2.9: Η μέγιστη μείωση της ισχύος, λόγω πτώσης της συχνότητας. Στο διάγραμμα αναπαρίστανται τα όρια που τίθενται από το διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς

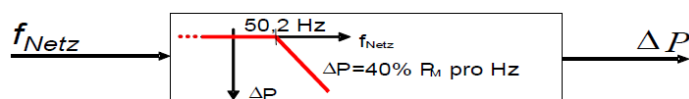
- Ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να καθορίζει τις συνθήκες, κάτω από τις οποίες είναι δυνατή η αυτόματη

επανασύνδεση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι συνθήκες θα πρέπει να περιλαμβάνουν:

- Το εύρος της μεταβολής της συχνότητας, εντός του οποίου η αυτόματη σύνδεση των μονάδων είναι αποδεκτή, καθώς επίσης και μια αντίστοιχη χρονική καθυστέρηση.
- Μέγιστος αποδεκτός ρυθμός της αύξησης της ενεργού ισχύος εξόδου.
- Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να μπορούν να ενεργοποιήσουν τη δυνατότητα ρύθμισης φορτίου- συχνότητας σύμφωνα με το σχήμα 2.8. Αυτό συμβαίνει όταν η συχνότητα του δικτύου πέσει κάτω από ένα κατώφλι μεταξύ των τιμών 49.8Hz και 49.5Hz και η ρύθμιση αυτή συμβαίνει με τιμή στατισμού μεταξύ 2-12%. Το κατώφλι, καθώς και οι τιμές του στατισμού καθορίζονται από τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς. Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να ενεργοποιούν το μηχανισμό, το γρηγορότερα δυνατό. Η υποχρέωση αυτή ισχύει για μεγάλες μονάδες παραγωγής, δηλαδή μονάδες που η ονομαστική τους ισχύς ξεπερνάει τα 50MW.
- Τα πάγκα διεσπαρμένης παραγωγής μεγάλης ισχύος πρέπει να έχουν την δυνατότητα στήριξης της συχνότητας του δικτύου με εικονική αδράνεια. Με τον όρο εικονική αδράνεια εννοεί τη δυνατότητα να προσομοιώνουν με κάποιο τρόπο τη μηχανική αδράνεια των σύγχρονων μηχανών ([17], [12]).

Σύμφωνα με το πρότυπο του BDEW, "Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network " [18], οι απαιτήσεις όσον αφορά στα θέματα συχνότητας είναι οι εξής:

- Οι μονάδες παραγωγής πρέπει να είναι ικανές να μειώσουν την ενεργό τους ισχύ με βήματα 10% της συμφωνημένης ισχύος σύνδεσης.
- Αυτή η μείωση πρέπει να είναι δυνατή, χωρίς την αυτόματη αποσύνδεση της μονάδας παραγωγής από το δίκτυο.
- Όλες οι μονάδες παραγωγής θα πρέπει να μειώσουν την ενεργό ισχύ τους, ενώ βρίσκονται σε λειτουργία, όταν η συχνότητα του δικτύου υπερβεί τα 50.2Hz με ρυθμό 40% ανά Hz σε σχέση με τη μέγιστη διαθέσιμη στιγμιαία ισχύ.

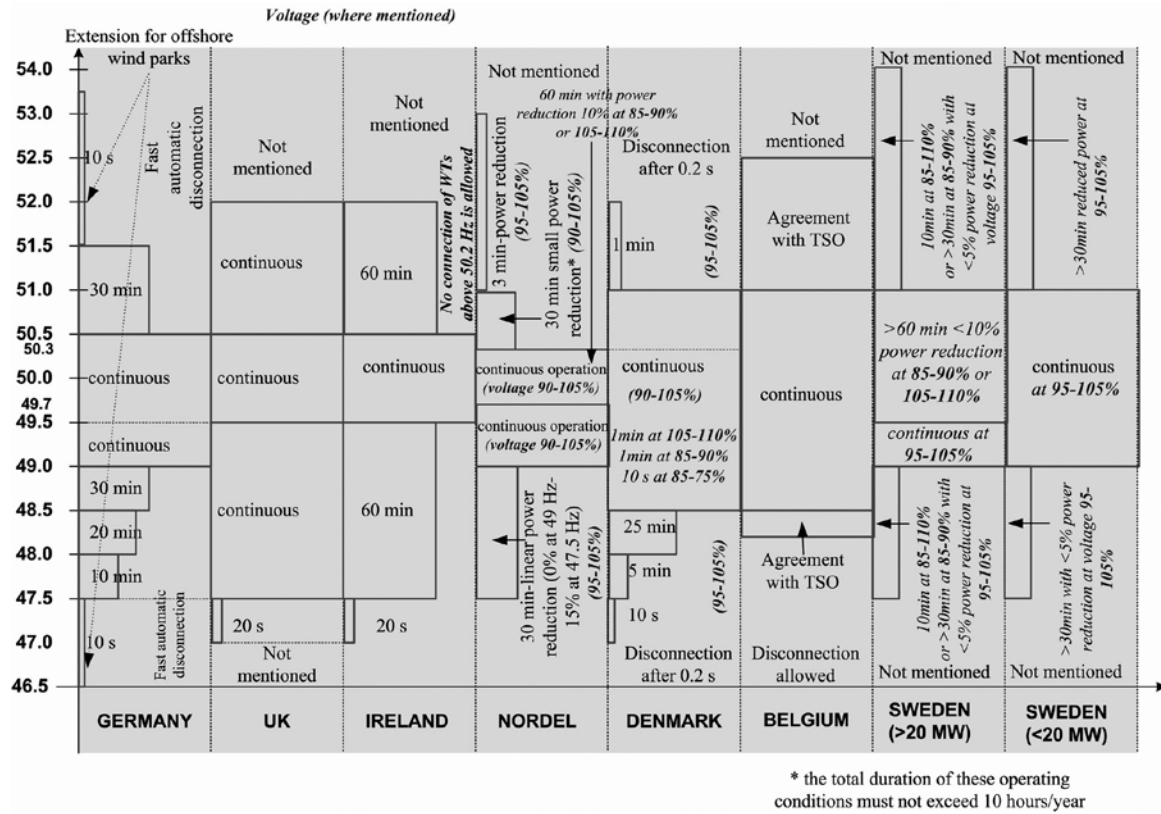


$$\Delta P = 20 P_M \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{bei } 50,2 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 51.5 \text{ Hz}$$

Σχήμα 2.10: Η μείωση της ενεργού ισχύος σε περίπτωση υπερσυχνότητας. P_M : η μέγιστη διαθέσιμη στιγμιαία ισχύς και f_{Netz} η συχνότητα του δικτύου

- Η ενεργός ισχύς μπορεί να αυξηθεί και πάλι, αν και μόνο η συχνότητα του δικτύου αποκτήσει τιμή $f \leq 50.05\text{Hz}$. Προβλέπεται και εύρος ευαισθησίας, το οποίο πρέπει να είναι κάτω από 10mHz([18], [12]).

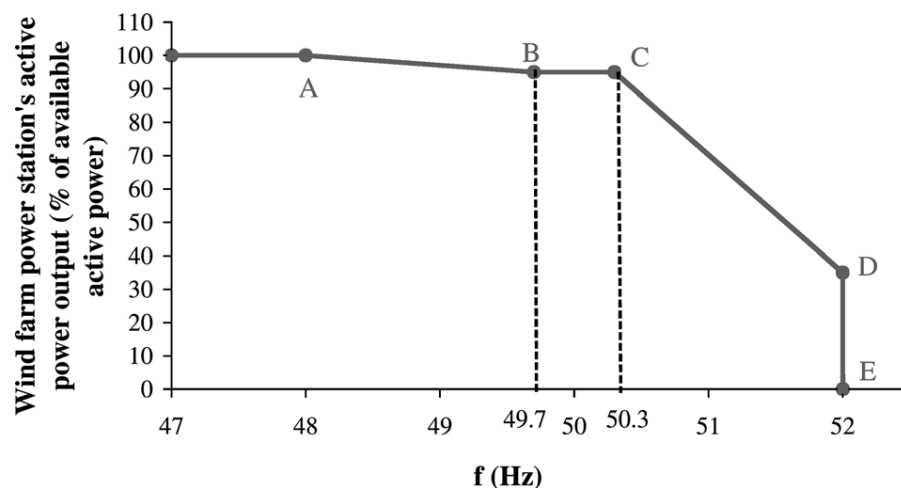
Παρακάτω φαίνονται συγκεντρωμένα τα όρια λειτουργίας της συχνότητας του δικτύου σε διάφορους κώδικες συστήματος.



Σχήμα 2.11: Σύγκριση μεταξύ των ορίων λειτουργίας της συχνότητας του δικτύου σε διάφορους κώδικες συστήματος (αφορά κυρίως αιολικά πάρκα) [19]

2.3.1 Καμπύλες ενεργού ισχύος – συχνότητας (droop) που εφαρμόζονται σε ηλεκτρικά δίκτυα

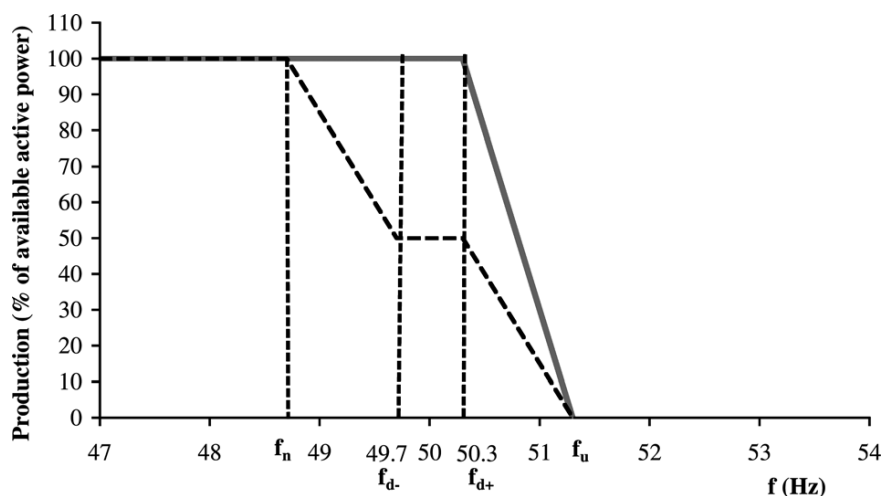
Σύμφωνα με τον Ιρλανδικό Κώδικα η μεταβολή της ενεργού ισχύος των αιολικών πάρκων σύμφωνα με τη συχνότητα προκύπτει από την παρακάτω καμπύλη.



Σχήμα 2.12: Μεταβολή ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας για τα ιρλανδικά αιολικά πάρκα ([19], [12])

Σύμφωνα με την καμπύλη, σε συνθήκες κανονικής συχνότητας, δηλαδή μεταξύ κάποιων καθορισμένων τιμών γύρω από τα 50Hz, το αιολικό πάρκο παράγει λιγότερη ενεργό ισχύ από τη διαθέσιμη με βάση τον άνεμο. Αυτό γίνεται, ούτως ώστε να μπορεί να προσφέρει έγχυση πρόσθετης ενεργού ισχύος σε περίπτωση υποσυχνότητας. Όταν η συχνότητα του συστήματος υπερβαίνει τη ζώνη κανονικής λειτουργίας, άρα και η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση το αιολικό πάρκο πρέπει να μειώσει την ενεργό ισχύ που εγχύει στο δίκτυο, ώστε να συμβάλλει στην αποκατάσταση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος. Από την άλλη πλευρά, σε χαμηλές συχνότητες (κάτω των 48Hz), όταν δηλαδή η παραγωγή είναι μικρότερη της κατανάλωσης, η αιολική παραγωγή πρέπει να ισούται με τη μέγιστη διαθέσιμη.

Στη συνέχεια (σχήμα 2.13) φαίνεται η το πώς επιβάλλεται στα αιολικά πάρκα της Δανίας να μεταβάλλουν την ισχύ τους ανάλογα με τη συχνότητα του δικτύου.



Σχήμα 2.13: Ρύθμιση εξόδου ενεργού ισχύος με βάση τη συχνότητα για τα αιολικά πάρκα στη Δανία [19]

Στον πίνακα 2.2 επεξηγούνται οι παράμετροι της παραπάνω χαρακτηριστικής.

	Setting range	Default value
lower frequency limit for the control range during under frequency (f_n)	50.00...47.00Hz	48.70Hz
upper frequency range for the control range during over frequency (f_u)	50.00...52.00Hz	51.30Hz
lower frequency limit for the deadband during under-frequency (f_{d-})	50.00...52.00Hz	50.15Hz
upper frequency limit for the deadband during over-frequency (f_{d+})	50.00...52.00Hz	50.15Hz
control factor for the production applying to frequencies in the range $f_n \dots f_{d-}$ and $f_{d+} \dots f_u$	Over frequency: $\left(1 - \frac{f - f_{d+}}{f_u - f_{d+}}\right)$	
(Control factor $\frac{1}{4}$ 1 corresponds to max. possible production—or to power set point, if specified)	Under frequency: $\left(1 - \frac{f - f_{d-}}{f_d - f_{d-}}\right)$	
regulating speed calculated from exceeding a limit value to completed control action	10% of the rated power per second	

Πίνακας 2.2: Τιμές που εφαρμόζονται στο σχήμα 2.13

Τέτοιου είδους χαρακτηριστικές ελέγχου προσομοιάζουν στις καμπύλες στατισμού των συμβατικών μονάδων. Επιπρόσθετα, οι αυξομειώσεις στην παραγωγή των αιολικών μονάδων αρκετές φορές έχουν όρια ρυθμού μεταβολής, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις το αιολικό πάρκο μπορεί να δέχεται εντολή από το σύστημα ελέγχου του διαχειριστή του δικτύου να τροποποιήσει την παραγωγή του με βάση σήμα αναφοράς για την ενεργό ισχύ εξόδου του.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3:

Συμμετοχή διεσπαρμένης παραγωγής στην αδράνεια του συστήματος

3.1 Γενικά για την εικονική αδράνεια

Η σταθερότητα των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται παραδοσιακά χρησιμοποιώντας μεγάλες σύγχρονες μηχανές με μεγάλη μηχανική αδράνεια ώστε να απορροφούν τις διαταραχές του συστήματος.

Η διαρκής εισαγωγή μεγάλης κλίμακας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ενδέχεται να επηρεάσουν δυσμενώς την σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου. Από την μια πλευρά, η ισχύς που παρέχουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχει μεγάλες διακυμάνσεις που εξαρτώνται από συνθήκες εξωτερικές του δικτύου (ηλιοφάνεια, άνεμος κτλ.), ενώ από την άλλη είναι διασυνδεδεμένες μέσω ηλεκτρονικών ισχύος που δεν παρέχουν σύγχρονη αδράνεια. Όσο η εισαγωγή θα συνεχίζεται τα επόμενα χρόνια, κάποιες από τις μεγάλες σύγχρονες γεννήτριες θα περιορίσουν την λειτουργία τους ή ακόμα και θα την διακόψουν σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Κάποια από τα βασικά μειονεκτήματα που οφείλονται στη μη συμμετοχή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην αδρανειακή απόκριση του δικτύου είναι τα παρακάτω:

- Η συνολική αδράνεια του συστήματος μειώνεται, οπότε ο διαχειριστής του συστήματος είναι υποχρεωμένος να εξασφαλίσει την άμεση απόκριση του συστήματος σε κάθε περίπτωση. Άρα θα υπάρξει αύξηση της ζήτησης στρεφόμενης εφεδρείας ή και λειτουργία συμβατικών σταθμών παραγωγής, οι οποίοι θα δουλεύουν στο τεχνικό ελάχιστο, με σκοπό τη διατήρηση της συνολικής αδράνειας του δικτύου στα επιθυμητά επίπεδα. Το γεγονός αυτό πιθανώς να προκαλέσει αύξηση στο κόστος λειτουργίας του δικτύου.
- Συσκευές προστασίας του δικτύου όπως διακόπτες υποσυχνότητας ή υπερσυχνότητας έχουν σχεδιαστεί για συστήματα με σημαντικό αριθμό συμβατικών σταθμών παραγωγής. Σε κάποιες χώρες υπάρχουν και διακόπτες που ελέγχουν το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας και οι οποίοι έχουν ρυθμιστεί με την υπόθεση της συμμετοχής όλων των μονάδων παραγωγής στην αδρανειακή απόκριση του δικτύου. Επομένως η έντονη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή πιθανώς να οδηγήσει σε εσφαλμένη ενεργοποίηση τέτοιων συστημάτων προστασίας.

Μία προτεινόμενη λύση στο αναδυόμενο αυτό πρόβλημα, λαμβάνοντας υπόψη τους παρόντες περιορισμούς στις στρατηγικές ελέγχου του συστήματος, είναι να παρέχουμε εναλλακτικά της σύγχρονης αδράνειας, εικονική περιστροφική αδράνεια. Για παράδειγμα, αυτό μπορεί να επιτευχθεί τοποθετώντας σύστημα αποθήκευσης σε κάθε μονάδα ανανεώσιμης ενέργειας μαζί με τον απαραίτητο έλεγχο στη διασύνδεση των ηλεκτρονικών ισχύος. Ένας άλλος τρόπος είναι κρατώντας εφεδρείες ισχύος κατά τη διάρκεια της παραγωγής ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε περίπτωση υποσυχνότητας και περιορίζοντας την παραγωγή τους σε περιπτώσεις υπερσυχνότητας. Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής τότε θα λειτουργούν σαν εικονικές σύγχρονες μηχανές, υιοθετώντας μερικές από τις επιθυμητές ιδιότητες των σύγχρονων μηχανών για μικρά χρονικά διαστήματα όταν αυτό είναι επιθυμητό ([10], [12]).

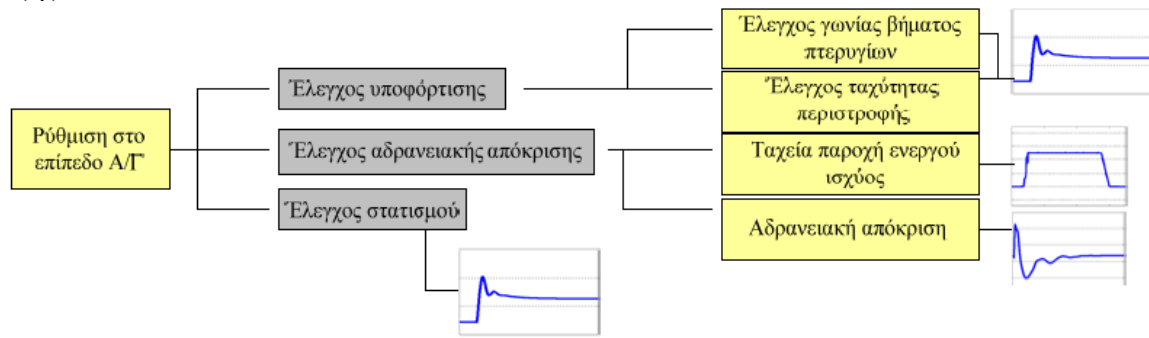
3.2 Εικονική αδράνεια μέσω ανεμογεννητριών μεταβλητών στροφών

Η συμβολή των ανεμογεννητριών στην πρωτεύουσα ρύθμιση φορτίου συχνότητας είχε μέχρι πριν μερικά χρόνια περιορισμένη εφαρμογή. Αυτό συνέβαινε, επειδή η αρχική επιδίωξη ήταν η όσο το δυνατόν μεγαλύτερη παραγόμενη ισχύς και δεν δινόταν σημασία στη συμβολή των ανεμογεννητριών στη ρύθμιση της συχνότητας. Ολοένα και περισσότερο όμως υπάρχει η ανάγκη για συμβολή των ανεμογεννητριών στη ρύθμιση της συχνότητας. Υπάρχουν διάφοροι λόγοι, για τους οποίους οι ανεμογεννήτριες θα πρέπει να συμμετέχουν στη ρύθμιση. Ο κύριος λόγος είναι ότι η ρύθμιση είναι απαραίτητη για τη διατήρηση της συχνότητας του δικτύου και δεδομένου ότι η αιολική διείδυση θα αυξηθεί περαιτέρω, οι ανεμογεννήτριες μπορούν να αποτελέσουν βασικό παράγοντα στη διατήρηση της απαιτούμενης ισορροπίας. Μια μελέτη του FERC / LBNL (Federal Energy Regulatory Commission/Lawrence Berkeley National Laboratory) ασχολείται με μια πρόσφατη μείωση της απόκρισης της συχνότητας του δικτύου και μολονότι η αύξηση της αιολικής ενέργειας δεν είναι η αιτία γι' αυτό το φαινόμενο, η απόκριση της συχνότητας θα μπορούσε να βελτιωθεί με την εκτεταμένη χρήση του ελέγχου της συχνότητας από τις ανεμογεννήτριες. Επιπλέον, μια πρόσφατη μελέτη από την IPCC (Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή) διαπίστωσε ότι, αν και η χαμηλή έως και μέτρια διείδυση αιολικής ενέργειας (έως 20% της ετήσιας ζήτησης) δεν δημιουργεί κανένα ανυπερβλήτο τεχνικό εμπόδιο, υψηλότερα επίπεδα διείδυσης απαιτούν πρόσθετες επιλογές στη χρήση της αιολικής ενέργειας (περικοπή αιολικής ενέργειας, έλεγχο εξόδου).

Στα πολύ υψηλά επίπεδα διείδυσης αιολικής ενέργειας καθίσταται αναγκαίο για τις ανεμογεννήτριες η συμμετοχή στη ρύθμιση της συχνότητας και αυτό αντικατοπτρίζεται και στις απαιτήσεις των διαχειριστών των δικτύων, οι οποίοι επιβάλλουν τη συμμετοχή των ανεμογεννητριών στη ρύθμιση της συχνότητας.

Κάποιες από τις τεχνικές που έχουν προταθεί και χρησιμοποιηθεί για τη συμμετοχή αυτή είναι η συμβολή στη ρύθμιση μέσω της αδρανειακής απόκρισης ή μέσω της ποσοστιαίας αποφόρτισης ή συνδυασμός αυτών των δύο, η οποία ανάμεσα στα άλλα μπορεί να επιτευχθεί με τη βοήθεια της γωνίας pitch (pitch deloading) ή με τη βοήθεια της γωνιακής ταχύτητας (overspeeding ή underspeeding). Με τον τρόπο της ποσοστιαίας αποφόρτισης υπάρχει περιθώριο ισχύος, ίσο με την αποφόρτιση αυτή, για εκμετάλλευση και συνεισφορά στην ρύθμιση συχνότητας. Όπως είπαμε υπάρχουν διάφοροι τρόποι συμμετοχής στη ρύθμιση συχνότητας, αλλά και διάφοροι τρόποι ποσοστιαίας αποφόρτισης [12].

Συνολικά οι μέθοδοι συμμετοχής της Α/Γ στη ρύθμιση της συχνότητας συνοψίζονται στα εξής:



Σχήμα 3.1: Μέθοδοι συμμετοχής στη ρύθμιση συχνότητας [16]

Ακόμη σε μικρότερο βαθμό, έχει προταθεί η λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε ισχύ πάνω από την ονομαστική της, ώστε να μπορεί να προσφέρει για λίγο χρονικό διάστημα εικονική αδράνεια [16]. Κάτι τέτοιο όμως καταπονεί το δρομέα της μηχανής.

Τέλος, πλέον υπάρχουν εμπορικές ανεμογεννήτριες που διαθέτουν την δυνατότητα παροχής εικονικής αδράνειας.

3.2.1 Επιλογή μεθόδου εικονικής αδράνειας ανεμογεννητριών

Σε σχέση με τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας η επιλογή του συντελεστή εικονικής αδράνειας είναι ευκολότερη, καθώς για τις περισσότερες ανεμογεννήτριες του εμπορίου γνωρίζουμε ή μπορούμε να υπολογίσουμε την μηχανική τους αδράνεια. Υπάρχει λοιπόν η δυνατότητα σε αυτή την περίπτωση να εφαρμοστούν κατά γράμμα οι σχέσεις που προέκυψαν θεωρητικά (σχέσεις 2.15 και 2.19). Συγκεκριμένα έχοντας την μηχανική αδράνεια της ανεμογεννήτριας, η ισχύς αναφοράς για την αδρανειακή της απόκριση θα δίνεται από τη σχέση:

$$P_{inertia,pu} = 2H\omega_{pu} \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (3.1)$$

Συνεπώς όταν υπάρχει μια πτώση στη συχνότητα του δικτύου, αυτό θα μεταφραστεί μεταβατικά σαν αύξηση της ισχύος αναφοράς, άρα θα αποδοθεί περισσότερη ενέργεια που θα προέλθει από τη μείωση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα, γεγονός που θα οδηγήσει στην απελευθέρωση κινητικής ενέργειας με στόχο την συγκράτηση της βύθισης [12].

Επειδή όμως ο έλεγχος της εικονικής αδράνειας γίνεται στο επίπεδο του αντιστροφέα, δηλαδή δεν υπάρχει κάποιο μηχανικό σύστημα που να περιορίζει το ποσό της ισχύος που μπορεί να δοθεί για αδρανειακή απόκριση, υπάρχει δυνατότητα μέσα σε ορισμένα πλαίσια (λόγω της ισχύος της ονομαστικής ισχύος της ανεμογεννήτριας) να επιλέγει ο συντελεστής της εικονικής αδράνειας [16]. Δηλαδή είναι:

$$P_{inertia,pu} = K_H H \frac{d\omega}{dt} \quad (3.2)$$

όπου K_H ο συντελεστής αδρανείας

Αυτός ο συντελεστής, για παράδειγμα, μπορεί να υπολογιστεί από την απώλεια αδράνειας, αν αντικατασταθούν οι συμβατικές μονάδες με αιολικά πάρκα [16].

3.3 Εικονική αδράνεια μέσω των φωτοβολταϊκών

Η λογική του ελέγχου που πρέπει να εφαρμοστεί στα φωτοβολταϊκά, ώστε να προσφέρουν εικονική αδράνεια μοιάζει με αυτή των ανεμογεννητριών μεταβλητών στροφών, καθώς ανάμεσα στην παραγωγή (ηλεκτρικό μέρος ανεμογεννήτριας από την μία και φωτοβολταϊκό πλαίσιο από την άλλη) και στην σύνδεση με το δίκτυο παρεμβάλλεται ο αντιστροφέας.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα έχουν, όπως θα δούμε αναλυτικότερα στη συνέχεια, για δεδομένη ισχύ και θερμοκρασία μία μέγιστη ισχύ, την οποία δεν μπορούν να ξεπεράσουν, όπως πχ οι ανεμογεννήτριες που διαθέτουν γεννήτρια, αλλά αποτελούν μία γεννήτρια χωρίς μηχανικά μέρη. Επομένως μία επιλογή για να προσφέρουν εικονική αδράνεια είναι να κρατούν ένα ποσοστό εφεδρείας μέσω της μείωσης της ισχύος εξόδου τους ([20], [21], [22]). Ομοίως με τις ανεμογεννήτριες από τη σχέση 3.1, τότε η ισχύς της εικονικής αδράνειας δίνεται από τον τύπο:

$$P_{inertia,pu} = 2H\omega_{pu} \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (3.3)$$

Επομένως ανάλογα με το πόση εικονική αδράνεια θέλουμε να προσφέρει επιλέγουμε την εικονική σταθερά αδράνειας H .

Μία ιδέα επίσης θα ήταν να επιλέξουμε το ποσοστό της ισχύος που μπορεί να δώσει το φωτοβολταϊκό σύστημα σαν αδράνεια (δηλ. να επιλέξουμε το $\%P_{inertia}$) στο μέγιστο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας ($\left. \frac{df}{dt} \right|_{max}$). Με αυτόν τον τρόπο βρίσκουμε τον συντελεστή K_H .

Αναλυτικά:

$$\%P_{inertia} \cdot P_{nom} = K_H \left. \frac{df}{dt} \right|_{max} \Rightarrow K_H = \frac{\%P_{inertia} \cdot P_{nom}}{\left. \frac{df}{dt} \right|_{max}} \quad (3.4)$$

όπου	$\%P_{inertia}$	το ποσοστό της ονομαστικής ισχύος για την εικονική αδράνεια
	P_{nom}	η ονομαστική ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού
	$\left. \frac{df}{dt} \right _{max}$	ο μέγιστος ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (εξαρτάται από το δίκτυο, δίνεται συνήθως από κώδικες δικτύου)

Ένα άλλος τρόπος για να προσφέρουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα εικονική αδράνεια είναι να ενσωματωθεί στο dc bus του αντιστροφέα ένα αρκετά μεγαλύτερος πυκνωτής (πχ υπερπυκνωτής), ώστε να προσφέρει αυτός την επιπλέον ενέργεια που χρειάζεται, έτσι ώστε να μην κρατάει κάποιο ποσοστό εφεδρείας [23]. Η λύση αυτή όμως έχει αρκετά μεγάλο κόστος.

3.4 Εικονική αδράνεια μέσω συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (πχ μπαταρίες) αποτελούν έναν πολύ ευέλικτο τρόπο, ώστε να προσφέρουν οι σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εικονική αδράνεια (και υποστήριξη συχνότητας γενικότερα), καθώς μπορούν να απορροφούν και να αποδίδουν ενέργεια κατ' εντολή. Τέτοια συστήματα έχουν προταθεί σε πολλά άρθρα (ενδεικτικά [24], [25], [26]).

Δεν υπάρχουν στην περίπτωση αυτή τόσο «στενοί» περιορισμοί στην ισχύ όσο στις παραπάνω περιπτώσεις. Επομένως λόγω της ευελιξίας που έχουν μπορούν να αποδοθούν αρκετά μεγαλύτερα ποσά εικονικής αδράνειας σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα. Η εικονική αδράνεια που μπορούν να προσφέρουν τα συστήματα αποθήκευσης δίνεται από τον τύπο [10]:

$$P_{inertia} = K_D \frac{df}{dt} \quad (3.5)$$

Ο συντελεστής K_D περιορίζεται μόνο από τα χαρακτηριστικά του συστήματος αποθήκευσης (ενέργεια, χωρητικότητα, ρυθμός εκφόρτισης κλπ).

Θα μπορούσε σε ένα ιδανικό σύστημα αποθήκευσης ο συντελεστής εικονικής αδράνειας να δίνεται από το τύπο:

$$K_D = \frac{P_{nom}}{\left. \frac{df}{dt} \right|_{max}} \quad (3.6)$$

όπου P_{nom} η ονομαστική ισχύς του συστήματος αποθήκευσης
 $\left. \frac{df}{dt} \right|_{max}$ ο μέγιστος ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (εξαρτάται από το δίκτυο)

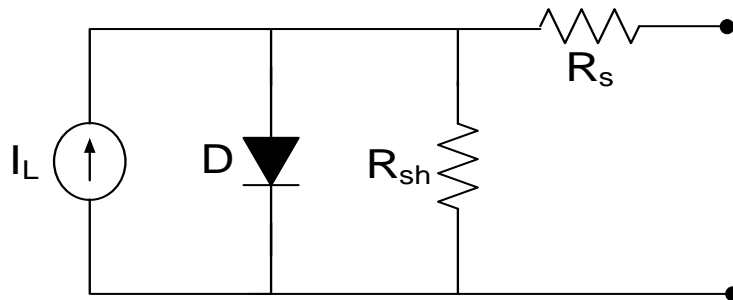
Παρόλα αυτά τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας έχουν το μειονέκτημα του σχετικά μεγάλου κόστους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4:

Μοντελοποίηση φωτοβολταϊκού συστήματος

4.1 Μοντέλο φωτοβολταϊκής γεννήτριας

Γενικά ένα φωτοβολταϊκό πλαίσιο μπορεί να αναπαρασταθεί με το παρακάτω ισοδύναμο κύκλωμα, το οποίο χρησιμοποιείται κατά κόρον στη βιβλιογραφία:



Σχήμα 4.1: Ισοδύναμο μοντέλο φωτοβολταϊκού πλαισίου

Το παραπάνω μοντέλο, αν και είναι ακριβές και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες δοκιμές προσομοίωσης, έχει το μειονέκτημα της ενσωμάτωσης ποσοτήτων οι οποίες είναι πολύ δύσκολο να προσδιοριστούν και δεν δίνονται από τους κατασκευαστές. Εξαιτίας αυτού, στην παρούσα διπλωματική χρησιμοποιήθηκε μία άλλη μέθοδος.

Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις μοντελοποιήθηκε μέσω της μεθόδου της παρεμβολής, όπως είναι γνωστή στη βιβλιογραφία ([27], [28]), η οποία σε σύγκριση με άλλα μαθηματικά μοντέλα είναι πιο συμφέρουσα, διότι απαιτεί παραμέτρους που δίνονται από τους κατασκευαστών φωτοβολταϊκών πλαισίων, εκτός από την αντίσταση σειράς (R_s). Η μέθοδος αυτή λοιπόν μπορεί να προσεγγίζει την πραγματική καμπύλη του φωτοβολταϊκού πλαισίου χρησιμοποιώντας μόνο παραμέτρους που αναφέρονται στο φύλλο τεχνικών χαρακτηριστικών του και δεν υπάρχει ανάγκη για προσαρμογή ή άλλους υπολογισμούς. Για την προσέγγιση της πραγματικής καμπύλης λειτουργίας του πλαισίου απαιτούνται τρία σημεία της καμπύλης: το σημείο μέγιστης ισχύος (V_{mp}, I_{mp}), το σημείο ανοικτού κυκλώματος ($V_{oc}, 0$) και το σημείο βραχυκυκλώματος ($0, I_{sc}$). Από τα τρία αυτά σημεία προσδιορίζονται δύο συντελεστές:

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (4.1)$$

$$C_2 = \left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} - 1\right) / \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \quad (4.2)$$

Δύο επιπλέον παράμετροι εισάγουν την επιρροή της θερμοκρασίας και της ακτινοβολίας στα χαρακτηριστικά εξόδου του εξομοιωτή:

$$D_I = \alpha\Phi(T - T_{ref}) + I_{sc}(\Phi - 1) \quad (4.3)$$

$$V_R = V + \beta(T - T_{ref}) + R_s D_I \quad (4.4)$$

όπου	Φ	η ηλιακή ακτινοβολία σε W/m^2
	T	η θερμοκρασία του πλαισίου σε $^{\circ}C$
	T_{ref}	η θερμοκρασία αναφοράς ($25^{\circ}C$)
	V	η τάση λειτουργίας του πλαισίου
	α	συντελεστής θερμοκρασία του I_{sc}
	β	συντελεστής θερμοκρασία του V_{oc}

Από όλες τις παραπάνω εξισώσεις προκύπτει η εξίσωση του ρεύματος του πλαισίου ([27], [28]):

$$I = I_{sc} \left(1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V_R}{C_2 V_{oc}}\right) - 1\right)\right) + D_I \quad (4.5)$$

Το υπό εξέταση φωτοβολταϊκό πλαίσιο με βάση τις παραπάνω εξισώσεις μοντελοποιήθηκε στο MATLAB/SIMULINK. Το μοντέλο χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις και η υλοποίηση του περιγράφεται αναλυτικά στο παράρτημα 1.

4.1.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πλαισίου των προσομοιώσεων

Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο που μοντελοποιήθηκε και χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις είναι αυτό που είναι εγκατεστημένο στο μικροδίκτυο του εργαστηρίου. Στο εργαστήριο είναι εγκατεστημένοι 10 συλλέκτες, οι οποίοι με τη σειρά τους περιέχουν 36 στοιχεία.

Η μέγιστη ισχύς κάθε συλλέκτη είναι 110 Wp, η δε τάση ανοιχτού κύκλου είναι 21.6 V, οπότε αυτά συνδεδεμένα σε σειρά δίνουν συνεχή τάση 180 V.

Τα συγκεκριμένα στοιχεία, ισπανικής κατασκευής, είναι από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο. Τα στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου έχουν τη μεγαλύτερη απόδοση, περίπου 15%. Άλλες τεχνολογίες ευρέως διαδεδομένες είναι του πολυκρυσταλλικού και του άμορφου πυριτίου.

Η μέθοδος κατασκευής είναι αυτή που διαφοροποιεί τα στοιχεία μονοκρυσταλλικού πυριτίου τόσο στην απόδοση όσο και στο κόστος παραγωγής [29].

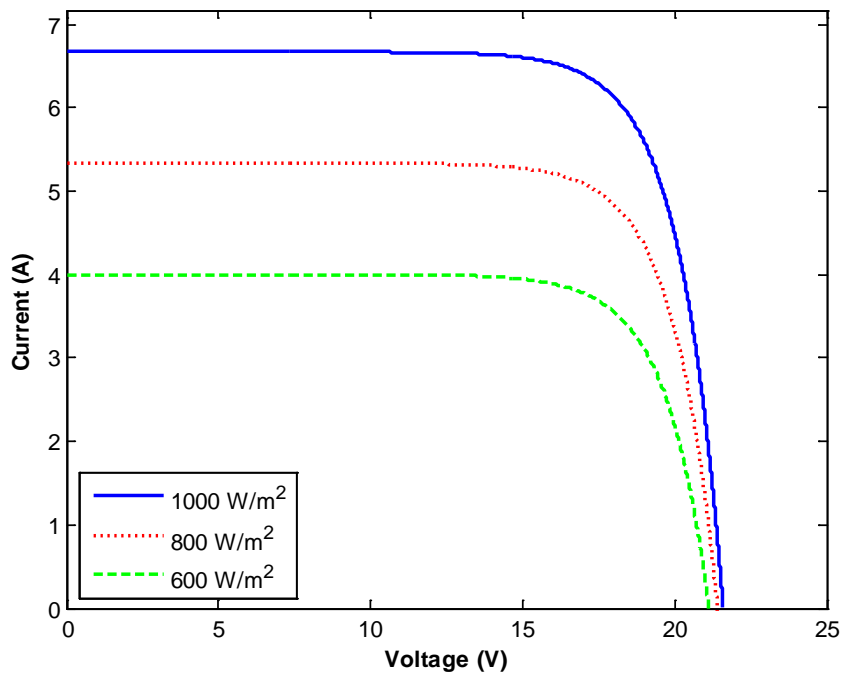
Αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	
Διαστάσεις	1310*654*39,5 mm
Βάρος	11.5 kg
Αριθμός εν σειρά κυψελών	36
Αριθμός κυψελών εν παραλλήλω	2
Αναφορά μετρήσεων	NOCT (800 W/m ² , 25°C, AM 1.5)
ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ (μετρήσεις σε συνθήκες 800 W/m², 25°C, AM 1.5)	
Ονομαστική τάση λειτουργίας	12 V
Μέγιστη ισχύς	110 Wp +- 10%
Ρεύμα βραχυκύκλωσης I_{sc}	6.67 A
Τάση ανοιχτοκύκλωσης V_{oc}	21.6 V
Ένταση στη μέγιστη ισχύ I_{mp}	6.32 A
Τάση στη μέγιστη ισχύ V_{mp}	17.4 V
ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	
Στοιχεία	Μονοκρυσταλλικού πυριτίου, με αντανάκλαστική επίστρωση
Επαφές	Ενισχυμένες επαφές σε κάθε στοιχείο για αξιοπιστία του κυκλώματος
Κάλυψη	EVA(ethylene vinyl acetate)
Εμπρόσθια όψη	Ενισχυμένο γυαλί με βελτιωμένη μετάδοση φωτός
Πλαίσιο	Ανοδιωμένο αλουμίνιο
Κιβώτια επαφών	IP65 με ενσωματωμένες διόδους παράκαμψης
Ακροδέκτες γείωσης	ναι
Καλώδια επαφών	4 – 10 mm ²

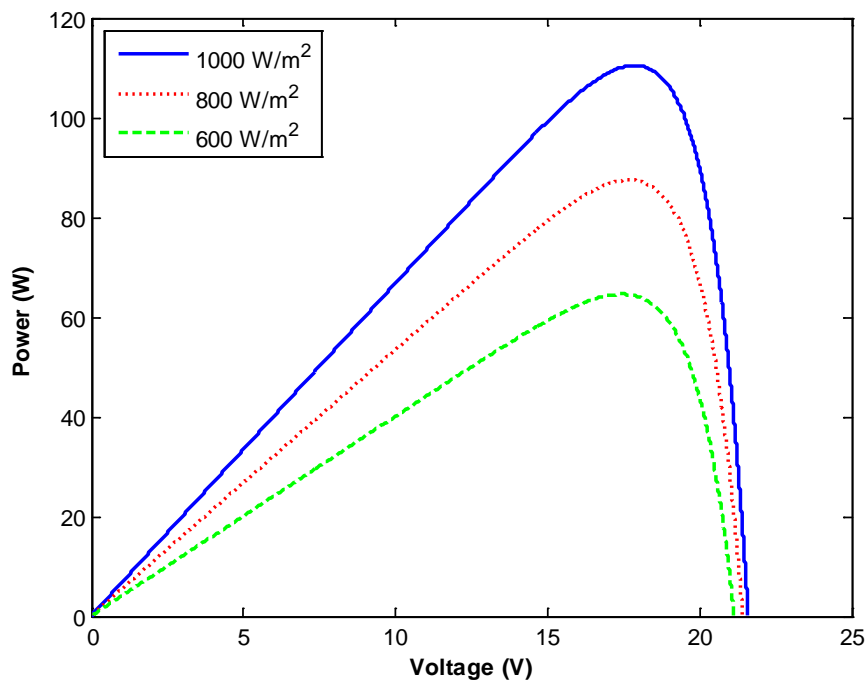
Πίνακας 4.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκών πλαισίων του μικροδικτύου

4.1.2 Χαρακτηριστικές καμπύλες των υπό εξέταση πλαισίων μέσω της προσομοίωσης τους στο MATLAB

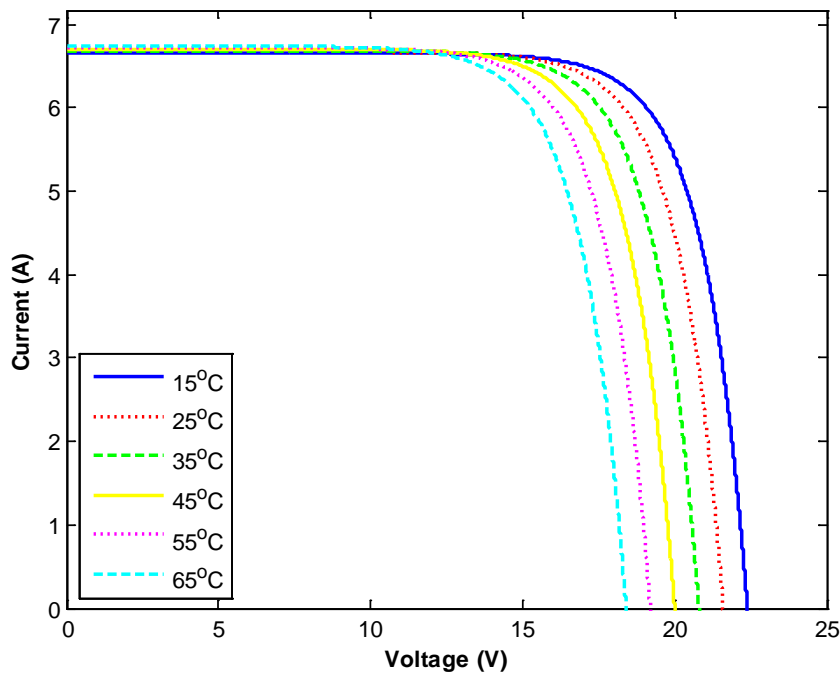
Με βάση τις εξισώσεις της μεθόδου της παρεμβολής που περιγράφησαν στην παράγραφο 4.1 και τη βοήθεια του MATLAB εξαγάγουμε τις παρακάτω χαρακτηριστικές ρεύματος-τάσης και ισχύος-τάσης για διάφορες τιμές ηλιοφάνειας και θερμοκρασίας. Ο κώδικας που χρησιμοποιήθηκε για την δημιουργία των παρακάτω χαρακτηριστικών βρίσκεται στο παράρτημα 2.



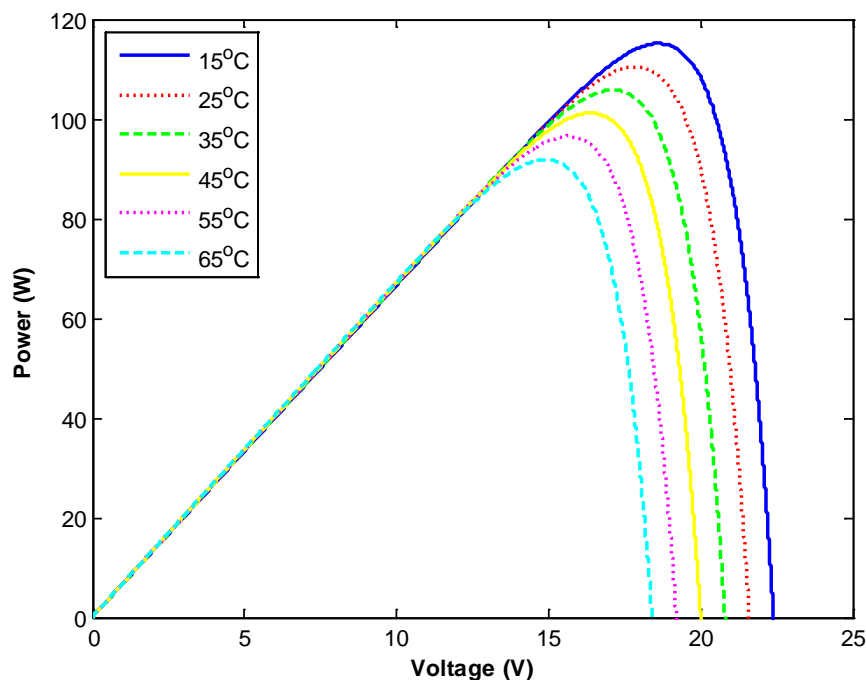
Σχήμα 4.2: Εξάρτηση της I-V χαρακτηριστικής του πλαισίου από την ηλιακή ακτινοβολία



Σχήμα 4.3: Καμπύλη ισχύος εξόδου (γινόμενο $V \cdot I$) των φωτοβολταϊκών του μικροδικτύου συναρτήσει της τάσης εξόδου, για διάφορες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας. Είναι φανερό η μεγάλη επίδραση αυτής στην απόδοση του φωτοβολταϊκού



Σχήμα 4.4: Εξάρτηση της I-V χαρακτηριστικής από την θερμοκρασία του πλαισίου. Με αύξηση αυτής, προκαλείται μείωση της τάσης εξόδου για συγκεκριμένη τιμή του ρεύματος εξόδου

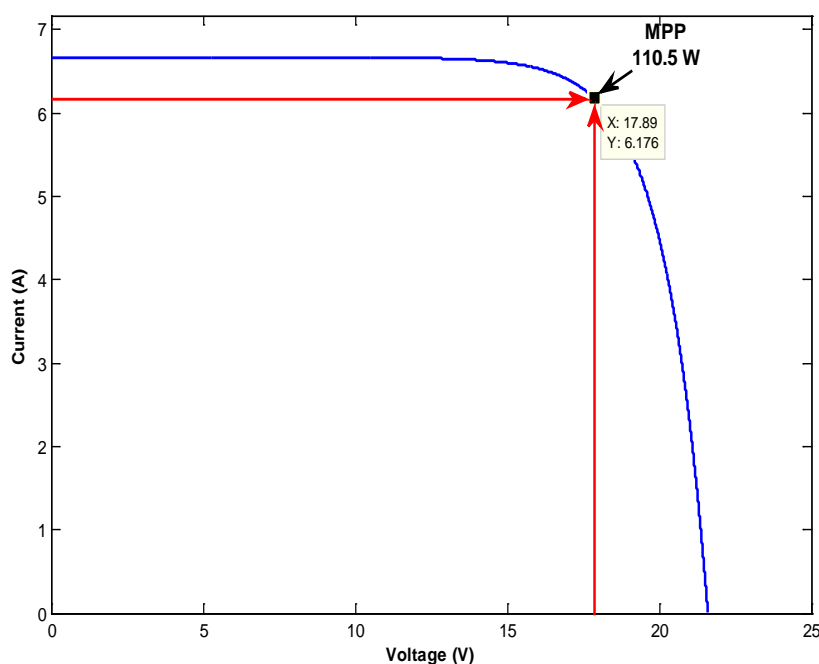


Σχήμα 4.5: Καμπύλες ισχύος εξόδου ενός φωτοβολταϊκού του μικροδικτύου συναρτήσει της τάσης εξόδου, για διάφορες θερμοκρασίες λειτουργίας. Για τιμές μετά τα 12V, υπάρχει μεγάλη εξάρτηση της ισχύος εξόδου από την θερμοκρασία

4.2 Τεχνικές ιχνηλάτισης σημείου μέγιστης ισχύος φωτοβολταϊκού συστήματος (MPPT)

4.2.1 Γενικά για το MPPT

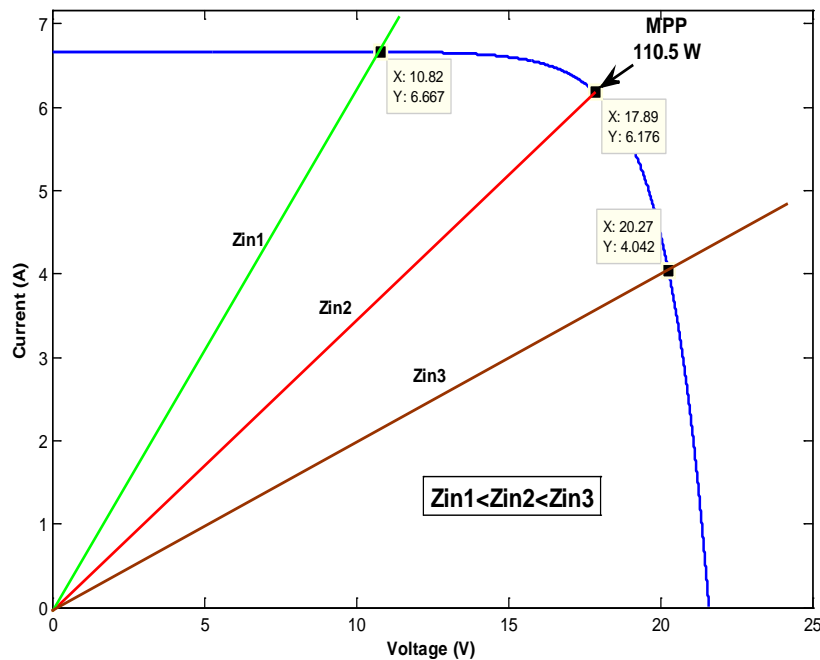
Από τις καμπύλες ισχύος των σχημάτων 4.3 και 4.5 είναι φανερό ότι ένα φωτοβολταϊκό πλαίσιο έχει μόνο ένα σημείο λειτουργίας στο οποίο η ισχύς που αποδίδει γίνεται μέγιστη. Το σημείο αυτό αντιστοιχεί σε μια συγκεκριμένη τιμή ρεύματος και τάσης και εξαρτάται κάθε φορά από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας και τη θερμοκρασία. Η γνώση του σημείου αυτού είναι σημαντική, γιατί φωτοβολταϊκό πλαίσιο μπορεί να λειτουργεί σε οποιοδήποτε σημείο της χαρακτηριστικής του καθώς ο καθοριστικός παράγοντας είναι η αντίσταση εισόδου της επόμενης βαθμίδας. Πρέπει να αναλογιστούμε, όμως, ότι η απόδοση ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου δεν υπερβαίνει το 17% (mono-Si) στην καλύτερη των περιπτώσεων. Επομένως θα πρέπει να διασφαλιστεί με κάθε τρόπο ότι η εξαγόμενη ισχύς από το φωτοβολταϊκό πλαίσιο θα είναι πάντα η μέγιστη δυνατή ακόμα και στην περίπτωση που η θερμοκρασία περιβάλλοντος ή/και η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας μεταβάλλονται. Υπάρχει ένα μοναδικό σημείο στην I-V χαρακτηριστική, το οποίο βρίσκεται στο «γόνατο» που κάνει η καμπύλη, στο οποίο η εξαγόμενη ισχύς προς την επόμενη βαθμίδα είναι η μέγιστη δυνατή. Το σημείο αυτό αποκαλείται Σημείο Μέγιστης Ισχύος (Maximum Power Point, MPP) και η γνώση του ανά πάσα στιγμή είναι πολύ σημαντική για τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Στο σχήμα 4.6 απεικονίζεται το σημείο αυτό πάνω στην καμπύλη του υπό εξέταση φωτοβολταϊκού πλαισίου.



Σχήμα 4.6: Το σημείο MPP του υπό εξέταση φωτοβολταϊκού πλαισίου

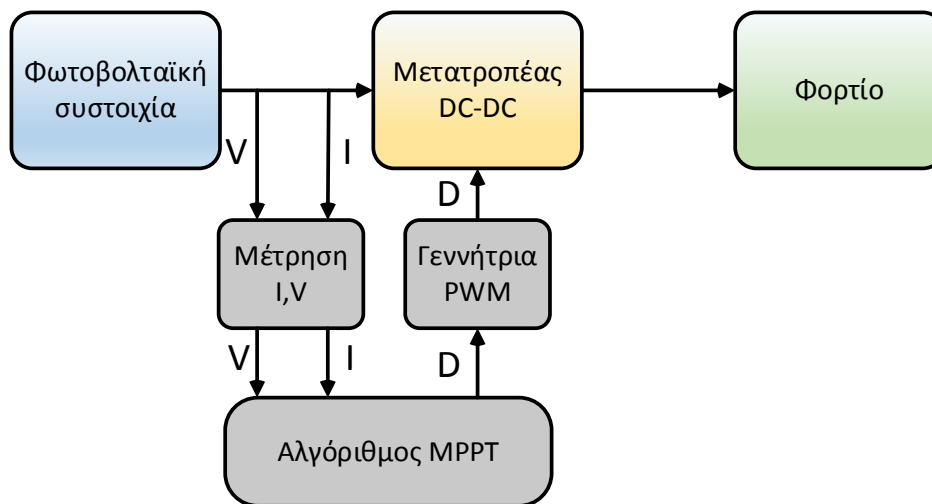
Όπως αναφέρθηκε, όταν ένα φωτοβολταϊκό πλαίσιο συνδεθεί απευθείας πάνω σε ένα φορτίο, τότε το σημείο λειτουργίας θα καθοριστεί από την αντίσταση εισόδου Z_{in} του φορτίου. Το σημείο αυτό πάνω στην χαρακτηριστική I-V θα είναι η τομή της ευθείας φορτίου (που έχει κλίση $1/Z_{in}$) με τη χαρακτηριστική I-V της φωτοβολταϊκής διάταξης. Στο σχήμα

4.7 παρουσιάζεται ο τρόπος που προσδιορίζεται το σημείο λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου που εξετάζουμε μέχρι τώρα για τρεις διαφορετικές τιμές φορτίου.



Σχήμα 4.7: Τα σημεία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου για τρία διαφορετικά φορτία

Η μέθοδος συνεχούς ιχνηλάτισης του MPP μιας φωτοβολταϊκής διάταξης απαιτεί την παρεμβολή μεταξύ της διάταξης και του φορτίου ενός μετατροπέα DC μαζί με το κύκλωμα ελέγχου του, όπως παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 4.8: Τυπική δομή ενός ελεγκτή MPPT

Ο ρόλος του μετατροπέα είναι να εξάγει από τη φωτοβολταϊκή διάταξη τη μέγιστη ισχύ και να την μεταβιβάζει στο φορτίο, δρώντας ουσιαστικά σαν διεπαφή (interface) μεταξύ φωτοβολταϊκής διάταξης και φορτίου. Αυτό επιτυγχάνεται χάρη στους ειδικούς

αλγόριθμους που ελέγχουν το duty cycle του μετατροπέα γιατί με αυτό τον τρόπο μεταβάλλεται η συνολική αντίσταση που «βλέπει» η φωτοβολταϊκή συστοιχία (προσαρμογή φορτίου). Οι αλγόριθμοι αυτοί διασφαλίζουν τη λειτουργία της φωτοβολταϊκής συστοιχίας στο MPP για μεταβολές στις συνθήκες περιβάλλοντος αλλά και φορτίου του φωτοβολταϊκού συστήματος. Πιο αναλυτική περιγραφή των αλγορίθμων MPPT παρουσιάζεται στη συνέχεια. Τέλος, πρέπει να τονιστεί ότι η αξία του MPPT είναι πολύ σημαντική σε μια φωτοβολταϊκή εφαρμογή διότι με την προσάρτηση μιας ηλεκτρονικής συσκευής (κατά κανόνα όχι πολύ μεγάλου κόστους και με συντελεστή απόδοσης συνήθως κοντά στο 90%) αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση της φωτοβολταϊκής συστοιχίας, κάτι που κοστίζει σαφώς περισσότερο. Γι' αυτό, ο ιχνηλάτης MPP ενσωματώνεται σε διατάξεις φόρτισης συσσωρευτών για εφαρμογές αυτόνομων φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων αλλά και σε διασυνδεδεμένες με το δίκτυο διανομής διατάξεις [30].

4.2.2 Αλγόριθμοι MPPT

Οι περισσότεροι αλγόριθμοι που έχουν αναπτυχθεί για την ιχνηλάτηση του σημείου MPP βασίζονται στη μέτρηση της τάσης και του ρεύματος εξόδου της φωτοβολταϊκής συστοιχίας βάση των οποίων προσδιορίζεται το τρέχον σημείο λειτουργίας πάνω στην P-V χαρακτηριστική. Στις περισσότερες περιπτώσεις αλγορίθμων γίνεται έλεγχος αν το τρέχον σημείο λειτουργίας αντιστοιχεί στο MPP (ολικό μέγιστο της P-V χαρακτηριστικής) και, ανάλογα με τον αλγόριθμο, προσαρμόζεται το Duty Cycle του μετατροπέα ώστε να συγκλίνει το σημείο λειτουργίας στο MPP. Πρέπει να σημειωθεί και η δυνατότητα που έχουν αρκετές MPPT τεχνικές ώστε σε περίπτωση σκίασης της συνολικής επιφάνειας της φωτοβολταϊκής συστοιχίας και, κατ' επέκταση, της δημιουργίας πολλών τοπικών μεγίστων στη P-V χαρακτηριστική, να προσδιορίζεται πάντα το ολικό μέγιστο. Αυτό συμβαίνει σε περιπτώσεις φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων μεγάλης ισχύος όπου η έκταση της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι σημαντική.

Η ιχνηλάτηση του σημείου μέγιστης ισχύος σε συστοιχία φωτοβολταϊκών γεννητριών είναι πολύ σημαντική για τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Για το λόγο αυτό τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί ευφυείς αλγόριθμοι MPPT, οι οποίοι ενσωματώθηκαν σε πολλές τεχνικές. Οι τεχνικές αυτές διαφέρουν μεταξύ τους ως προς την πολυπλοκότητα, τον αριθμό των αισθητήρων που χρειάζονται, τους αλγόριθμους που χρησιμοποιούν, την ταχύτητα ιχνηλάτησης του MPP σημείου, το κόστος του υλικού, το hardware που χρειάζεται για την υλοποίησή τους κ.α.

Στη συνέχεια θα επιχειρηθεί μια παρουσίαση των κυριότερων τεχνικών MPPT με σκοπό την ανάδειξη των πιο σημαντικών χαρακτηριστικών τους ([30], [31]).

4.2.2.1 Perturb & Observe (Διαταραχή και Παρατήρηση)

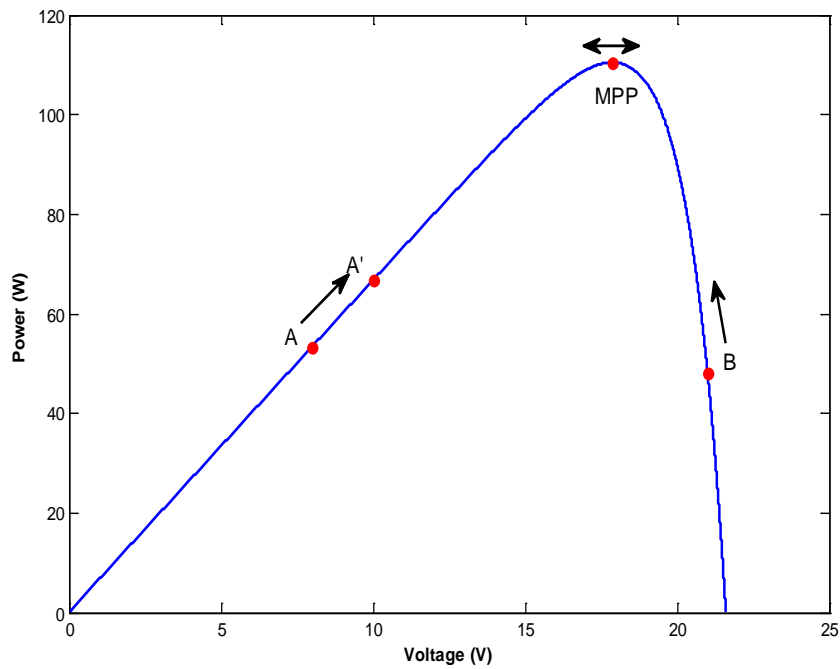
Η Διαταραχή και Παρατήρηση είναι μια από τις πιο διαδεδομένες μεθόδους MPPT, στην οποία χρησιμοποιείται αλγόριθμος τύπου Hill climbing. Εν συντομία, ένας Hill climbing αλγόριθμος είναι μια μαθηματική τεχνική βελτιστοποίησης μέσω της οποίας μπορούν να λυθούν προβλήματα που έχουν πολλές λύσεις, με κάποιες από αυτές να είναι καλύτερες από τις άλλες. Ο αλγόριθμος ξεκινά με μια τυχαία (πιθανή) λύση, για την οποία πραγματοποιούνται πολύ μικρές αλλαγές-δοκιμές επαναληπτικά πάνω σε αυτή, επιχειρώντας τη βελτιστοποίησή της. Όταν ο αλγόριθμος αδυνατεί να τη βελτιστοποιήσει περαιτέρω, τότε προβάλλει την τελευταία λύση που προέκυψε ως τη βέλτιστη. Ωστόσο, όπως θα φανεί και παρακάτω, δεν είναι απόλυτα σίγουρο ότι η συγκεκριμένη λύση είναι όντως η βέλτιστη δυνατή.

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, στο οποίο το φωτοβολταϊκό πλαίσιο παρουσιάζει την P-V χαρακτηριστική του σχήματος 4.9, η βασική εκδοχή της P&O μεθόδου λειτουργεί ως εξής: αρχικά λαμβάνεται σαν αφετηρία ένα τυχαίο σημείο A μέσω της μέτρησης του I και V από την έξοδο του πλαισίου. Αυξάνοντας (διαταράσσοντας) τεχνητά την τάση λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου με μεταβολή του duty ratio του μετατροπέα κατά dV , λαμβάνεται ένα νέο ρεύμα I' και, κατά συνέπεια, η φωτοβολταϊκή συστοιχία λειτουργεί σε νέο σημείο A' στη χαρακτηριστική P-V. Αν $dP/dV > 0$, τότε η συστοιχία λειτουργεί αριστερά του MPP (βλ. σχήμα 4.9) και θα πρέπει να αυξηθεί η τάση λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου περαιτέρω κατά dV προκειμένου να κινηθεί το σημείο λειτουργίας προς το MPP. Στον επόμενο κύκλο επαναλαμβάνεται η σύγκριση και αν $dP/dV < 0$, δηλαδή το σημείο λειτουργίας βρεθεί δεξιά του MPP, τότε θα πρέπει να μειωθεί η τάση λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου. Η συγκεκριμένη διαδικασία επαναλαμβάνεται διαρκώς με απώτερο σκοπό την προσέγγιση του MPP. Στον πίνακα 4.2 συνοψίζεται ο τρόπος λειτουργίας του αλγόριθμου και στο σχήμα 4.10 το διάγραμμα ροής.

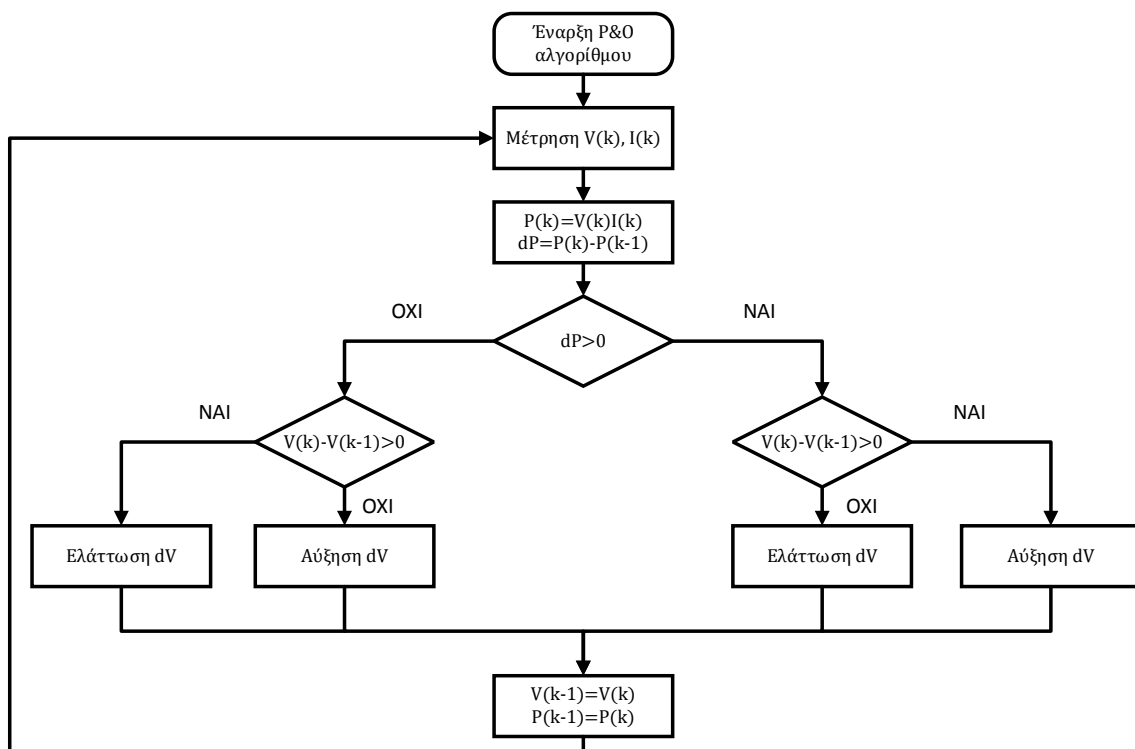
ΔΙΑΤΑΡΑΧΗ dV	ΑΛΛΑΓΗ ΣΤΟ dP	ΕΠΟΜ. ΔΙΑΤΑΡΑΧΗ dV
ΘΕΤΙΚΗ	ΘΕΤΙΚΟ	ΘΕΤΙΚΗ
ΘΕΤΙΚΗ	ΑΡΝΗΤΙΚΟ	ΑΡΝΗΤΙΚΗ
ΑΡΝΗΤΙΚΗ	ΘΕΤΙΚΟ	ΑΡΝΗΤΙΚΗ
ΑΡΝΗΤΙΚΗ	ΑΡΝΗΤΙΚΟ	ΘΕΤΙΚΗ

Πίνακας 4.2: Τρόπος λειτουργίας του αλγόριθμου

Ένα πολύ σημαντικό πρόβλημα του συγκεκριμένου αλγορίθμου, που ταυτόχρονα υποβαθμίζει την απόδοση του όλου συστήματος ιχνηλάτισης του MPP, είναι η αδυναμία τερματισμού του όταν προσεγγιστεί η περιοχή του MPP, με αποτέλεσμα τη διαρκή ταλάντωση γύρω από αυτό. Το εύρος της ταλάντωσης έχει να κάνει με το βήμα όπου είναι προγραμματισμένη να μεταβάλλεται η τάση dV , σε συνδυασμό πάντα με την ταχύτητα μεταβολής των ατμοσφαιρικών συνθηκών. Μια πρόταση για τη μείωση της ταλάντωσης θα μπορούσε να είναι η μείωση του βήματος της μεταβολής στην τάση dV . Κάτι τέτοιο, όμως, θα καθιστούσε τη συγκεκριμένη τεχνική αργή στην εύρεση του MPP. Τελικά προκύπτει ότι η καλύτερη λύση για το πρόβλημα της ταλάντωσης γύρω από το MPP είναι το βήμα μεταβολής της τάσης dV να είναι μεταβλητό και να μειώνεται σταδιακά όσο προσεγγίζεται το MPP [30].



Σχήμα 4.9: Μετακίνηση του σημείου λειτουργίας πάνω στη P-V χαρακτηριστική του φωτοβολταϊκού



Σχήμα 4.10: Διάγραμμα ροής αλγορίθμου P&O

4.2.2.2 Incremental Conductance (Στοιχειώδης Αγωγιμότητα)

Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος (IncCond εν συντομία) βασίζεται στο γεγονός ότι η κλίση της P-V χαρακτηριστικής στο MPP είναι μηδέν (βλ. σχήμα 4.11 και σχήμα 4.12), αριστερά του MPP θετική και δεξιά του MPP αρνητική ([30]). Δηλαδή:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0, \text{ στο MPP} \\ \frac{dP}{dV} > 0, \text{ αριστερά του MPP} \\ \frac{dP}{dV} < 0, \text{ δεξιά του MPP} \end{cases} \quad (4.6)$$

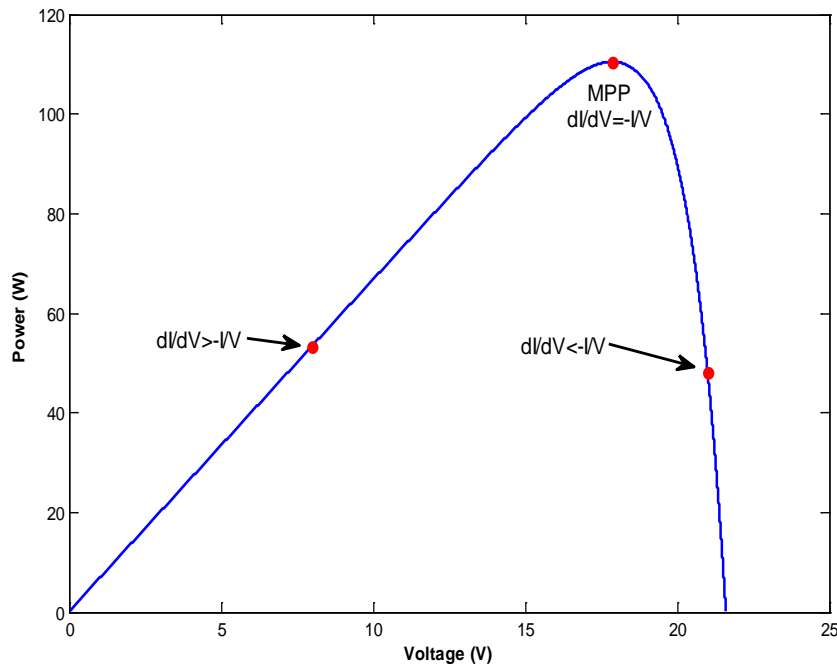
Όμως

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (4.7)$$

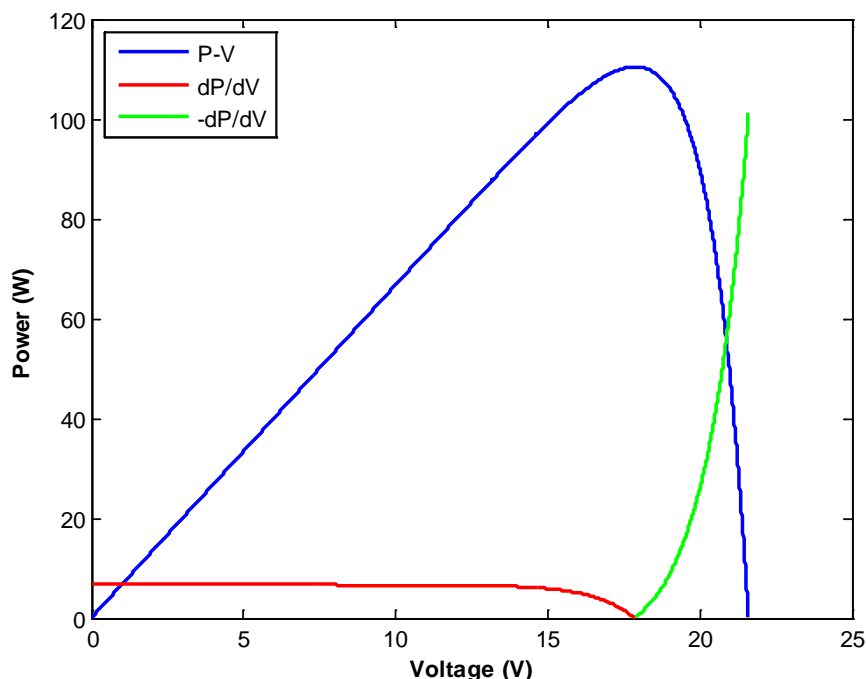
Επομένως από τις σχέσεις 4.6 και 4.7 έχω ότι:

$$\begin{cases} \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}, \text{ στο MPP} \\ \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}, \text{ αριστερά του MPP} \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}, \text{ δεξιά του MPP} \end{cases} \quad (4.8)$$

Επομένως, το σημείο MPP προσεγγίζεται συγκρίνοντας διαδοχικά τη στιγμιαία αγωγιμότητα (I/V) με τη στοιχειώδη (dI/dV).



Σχήμα 4.11: Λογικής λειτουργίας αλγορίθμου IncCond



Σχήμα 4.12: Κλίση dP/dV για την θεμελίωση του αλγορίθμου IncCond

Όπως και στην περίπτωση του P&O, ο αλγόριθμος IncCond ξεκινά μετρώντας την τρέχουσα τιμή του ρεύματος και της τάσης της φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Κατόπιν, υπολογίζονται οι στοιχειώδης μεταβολές dI και dV (χρησιμοποιώντας τις αμέσως προηγούμενες τιμές ρεύματος και τάσης της φωτοβολταϊκής συστοιχίας) προκειμένου να γίνουν οι έλεγχοι της σχέσης 4.8. Βάσει αυτών των ελέγχων θα ληφθεί η απόφαση για το πρόσημο και το πλάτος του βήματος μεταβολής της τάσης της φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Σχηματικά τα παραπάνω παρουσιάζονται στο σχήμα 4.11.

Το μεγάλο πλεονέκτημα που υπεισέρχεται σε αυτόν τον αλγόριθμο είναι ότι όταν προσεγγιστεί το MPP, τότε το σημείο λειτουργίας της φωτοβολταϊκής συστοιχίας παραμένει αμετάβλητο δίχως να ταλαντώνεται. Οι μηχανισμοί μεταβολής του σημείου λειτουργίας θα ενεργοποιηθούν ξανά μόλις η διαφορά στιγμιαίας και στοιχειώδους αγωγιμότητας γίνει διάφορη του μηδέν, κάτι που θα συμβεί όταν μεταβληθούν οι συνθήκες του περιβάλλοντος που λειτουργεί η φωτοβολταϊκή συστοιχία.

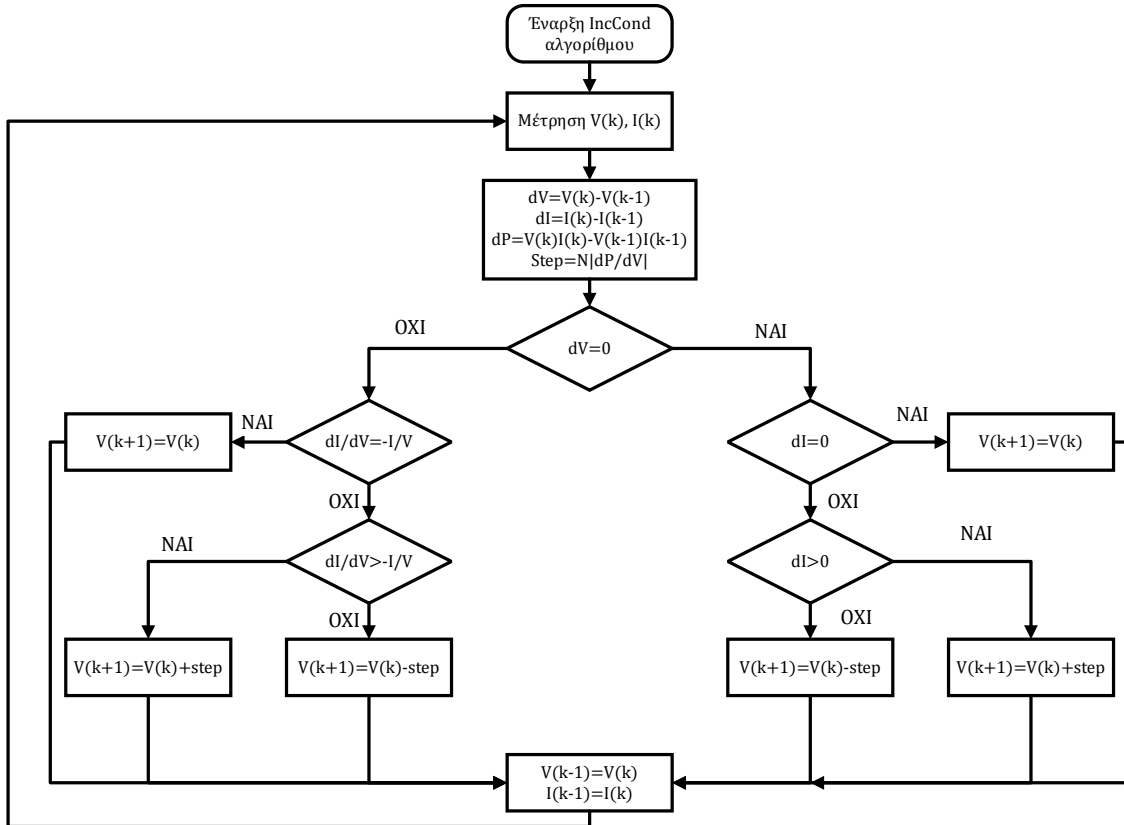
Το βήμα της στοιχειώδους μεταβολής της τάσης καθορίζει και το πόσο γρήγορα ο αλγόριθμος προσδιορίζει το MPP. Ωστόσο, υπερβολική αύξηση του βήματος ενέχει τον κίνδυνο το σημείο MPP να μην μπορεί να προσεγγιστεί επακριβώς, με αποτέλεσμα την ύπαρξη ταλαντώσεων γύρω από αυτό (ότι δηλαδή συμβαίνει και στην περίπτωση του P&O) [30]. Για την αποφυγή αυτών των ταλαντώσεων, αλλά και για τον ταχύτερο εντοπισμό του σημείου MPP, στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί διάφοροι αλγόριθμοι IncCond με μεταβλητό βήμα για την διαταραχή της τάσης. Στο [32] προτείνεται η μεταβολή της τάσης αναφοράς να είναι:

$$step = N \left| \frac{dP}{dV} \right| \quad (4.9)$$

όπου N σταθερά που επιλέγεται ανάλογα με τη συχνότητα εκτέλεσης του αλγορίθμου ώστε να γίνεται όσο πιο ομαλά ο εντοπισμός του MPP

Αναλυτικά το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου φαίνεται στο σχήμα 4.13.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η τεχνική IncCond έχει πολύ καλή συμπεριφορά σε γρήγορες μεταβολές των καιρικών συνθηκών. Για να λειτουργήσει χρειάζεται μόνο δύο αισθητήρες, έναν για τη μέτρηση της τάσης και έναν για τη μέτρηση του ρεύματος της φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Λόγω του αλγορίθμου ελέγχου, η συγκεκριμένη τεχνική υλοποιείται με μικροπολογιστή.



Σχήμα 4.13: Διάγραμμα ροής αλγορίθμου IncCond

Ο αλγόριθμος αυτός χρησιμοποιείται στις προσομοιώσεις αυτής της διπλωματικής. Η υλοποίηση του στο Simulink βρίσκεται στο παράρτημα 1.

4.2.2.3 Προσδιορισμός του MPP ως ποσοστό του Voc (Open Voltage, OV)

Η συγκεκριμένη τεχνική αφορά σε έναν απλό τρόπο ιχνηλάτισης του MPP, ο οποίος στηρίζεται στην προσέγγιση ότι το MPP αντιστοιχεί περίπου στο 70-80% της τάσης ανοικτού κυκλώματος Voc της φ/β συστοιχίας [30]. Ακόμα και στην περίπτωση που μεταβάλλεται η θερμοκρασία περιβάλλοντος και η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, η παραπάνω προσέγγιση δεν παύει να ισχύει. Ποσοτικά, η συγκεκριμένη τεχνική περιγράφεται ως:

$$V_{MPP} \cong KV_{oc} \quad (4.10)$$

όπου K ο συντελεστής ποσόστωσης

Ο συντελεστής ποσόστωσης κυμαίνεται μεταξύ 0.7-0.8 και προσδιορίζεται εξ' αρχής, συνήθως για μεταβαλλόμενη θερμοκρασία περιβάλλοντος, καθώς αποτελεί ίδιον της εκάστοτε φωτοβολταϊκής συστοιχίας που χρησιμοποιείται. Η τεχνική αυτή λειτουργεί ως εξής: από τη στιγμή που έχει προσδιοριστεί το K , διακόπτοντας τη φωτοβολταϊκή συστοιχία περιοδικά (συνήθως κάθε 30 sec) για μερικά ms μετράται το V_{oc} . Έτσι, το MPP υπολογίζεται από την προσεγγιστική σχέση 4.10 και αμέσως δίνεται εντολή στο κύκλωμα ελέγχου του μετατροπέα DC να οδηγήσει το σημείο λειτουργίας της φωτοβολταϊκής γεννήτριας στο νέο αυτό σημείο.

Είναι φανερό ότι αυτή η τεχνική έχει ως σοβαρότερο μειονέκτημα την περιοδικά στιγμιαία διακοπή της λειτουργίας της φωτοβολταϊκής συστοιχίας για τη μέτρηση του V_{oc} . Όπως και σε όλες τις τεχνικές προσδιορισμού του MPP, έτσι και σ' αυτή έχουν γίνει προσπάθειες βελτίωσης. Κάποιες από αυτές χρησιμοποιούν ένα κύτταρο της φωτοβολταϊκής συστοιχίας (κύτταρο πιλότος) για την μέτρηση του V_{oc} , ενώ σε κάποιες άλλες προσδιορίζεται το V_{oc} (και κατ' επέκταση το MPP) με έμμεσο τρόπο, καθιστώντας αυτές ακόμα περισσότερο επισφαλείς.

Γενικά, η συγκεκριμένη τεχνική δεν εγγυάται την ιχνηλάτηση του MPP με απόλυτη ακρίβεια. Ωστόσο, πρόκειται για μια απλή και αρκετά φτηνή τεχνική (δεν χρειάζεται απαραίτητα μικροπολογιστή για να υλοποιηθεί), η οποία απευθύνεται σε περιπτώσεις όπου οι συνθήκες περιβάλλοντος είναι σχετικά σταθερές.

4.3 Αλγόριθμος ελεγχόμενης ισχύος εξόδου του ϕ/β συστήματος

Σύμφωνα με τους νέους κώδικες δικτύου και τις νέες απαιτήσεις που θέτουν, όπως αναλύθηκε εκτενώς στην παράγραφο 2.3, οι νέοι φωτοβολταϊκοί σταθμοί θα πρέπει να αυξομειώνουν την ισχύ που αποδίδουν στο δίκτυο σε περιπτώσεις διακυμάνσεων της συχνότητας. Έτσι, είναι αναγκαίο να δημιουργηθεί ένας αλγόριθμος που να μπορεί να υποδεικνύει την τάση της φωτοβολταϊκής συστοιχίας, ώστε να παράγει ενεργό ισχύ σύμφωνα με τις εντολές που παίρνει.

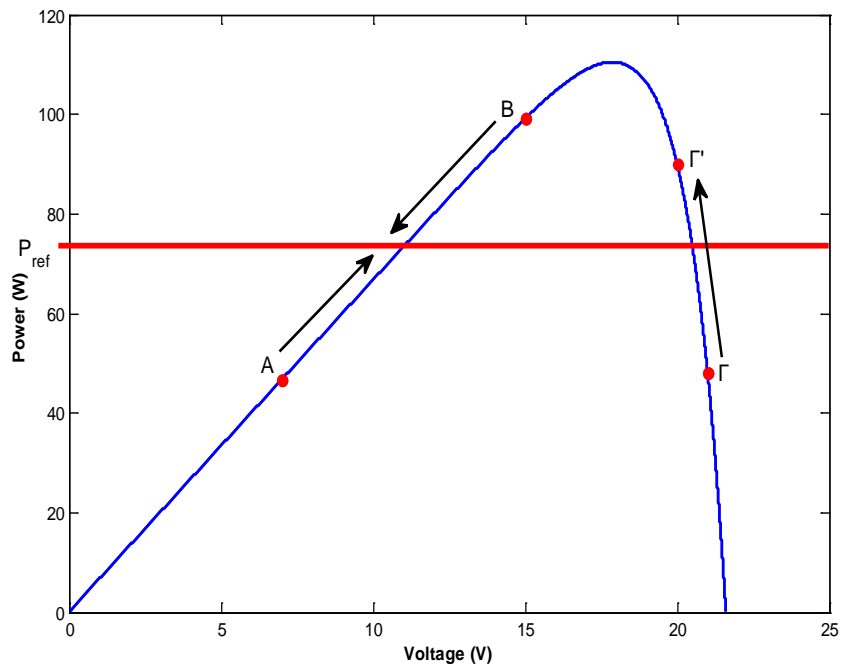
Ο αλγόριθμος που αναλύεται και χρησιμοποιείται ([20]) στη συνέχεια της διπλωματικής έχει σαν βάση του τον αλγόριθμο IncCond, η λειτουργία του οποίου περιγράφηκε στην παράγραφο 4.2.2.2. Η λογική λειτουργίας του φαίνεται στο σχήμα 4.14. Γνωρίζοντας την εντολή της ισχύος (P_{ref}), όπως φαίνεται στο σχήμα 4.14 με κόκκινη γραμμή, υπάρχουν δύο σημεία πάνω στην καμπύλη που ικανοποιούν την εντολή. Επειδή το τμήμα της καμπύλης ισχύος δεξιά του MPP είναι πιο «απότομο», επιλέχθηκε ο αλγόριθμος να λειτουργεί μόνο στο αριστερό τμήμα (αριστερά του MPP). Οπότε αν το σημείο λειτουργίας είναι το A (βλ. σχήμα 4.14), στο οποίο σύμφωνα με το σχήμα 4.11 ισχύει ότι $dI/dV > -I/V$, τότε η τάση πρέπει να αυξηθεί ώστε να ικανοποιηθεί η εντολή. Αντίστοιχα αν βρισκόμαστε στο B, η τάση θα πρέπει να μειωθεί. Τέλος αν το σημείο λειτουργίας είναι το Γ, θα πρέπει η τάση να μειωθεί αρκετά (περνώντας από το Γ'), ώστε να βρεθούμε στο αριστερό άκρο της καμπύλης. Ομοίως αν το αρχικό σημείο λειτουργίας είναι το Γ', η τάση πρέπει να μειωθεί. Για να γίνουν πιο κατανοητά τα παραπάνω το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου φαίνεται στο σχήμα 4.15.

Το βήμα με το οποίο θα μεταβάλλεται η τάση αναφοράς δίνεται από τον τύπο:

$$step = N \frac{|P_{ref} - P|}{P} \quad (4.11)$$

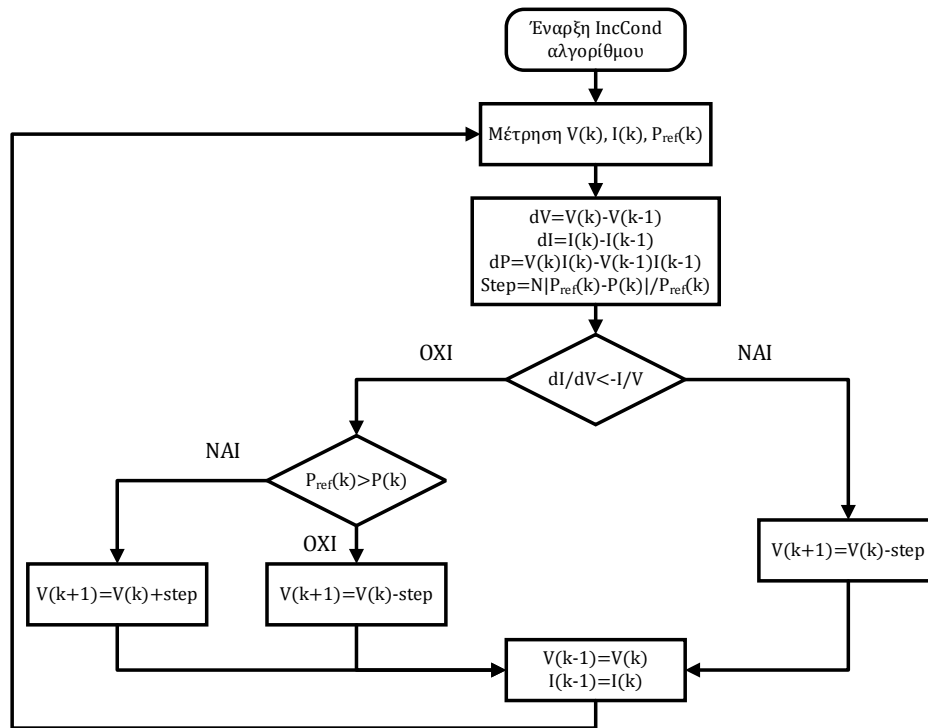
όπου N σταθερά που επιλέγεται ανάλογα με τη συχνότητα εκτέλεσης του αλγορίθμου και το μέγεθος που μπορεί να έχει η μεταβολή της τάσης

P_{ref} η εντολή της ισχύος εξόδου του φωτοβολταϊκού
 P η μετρούμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού



Σχήμα 4.14: Λογική λειτουργίας αλγορίθμου ελεγχόμενης ισχύος εξόδου φωτοβολταϊκού συστήματος

Ο αλγόριθμος αυτός χρησιμοποιείται στις προσομοιώσεις αυτής της διπλωματικής. Η υλοποίηση του στο Simulink βρίσκεται στο παράρτημα 1.



Σχήμα 4.15: Διάγραμμα ροής αλγορίθμου ελέγχου ενεργού ισχύος εξόδου φωτοβολταϊκού

Θα πρέπει να σημειωθεί πως έχουν προταθεί και άλλοι αλγόριθμοι για τον έλεγχο ισχύος εξόδου στη βιβλιογραφία (ενδεικτικά [21], [22]) που όμως υπολείπονται ταχύτητας και ακρίβειας αυτού που αναλύθηκε παραπάνω.

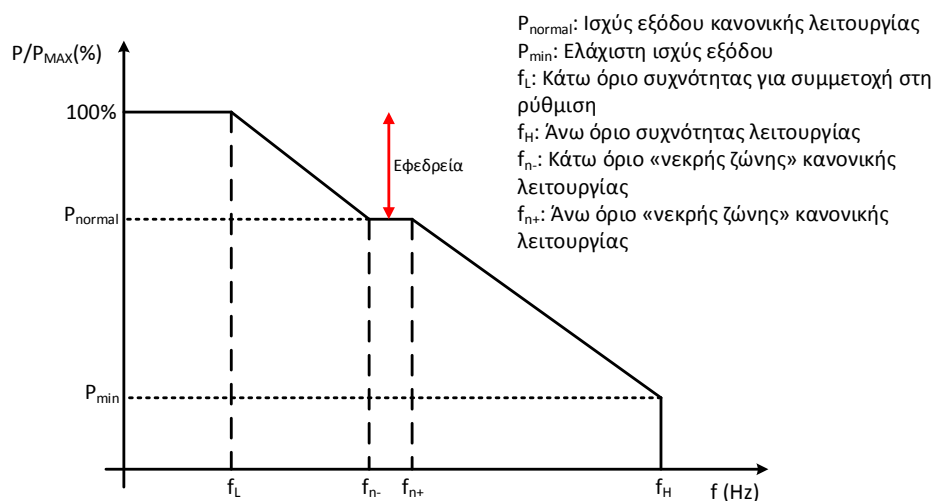
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5:

Ανάλυση λειτουργίας φ/β πάρκου για συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας

5.1 Έλεγχος στατισμού φωτοβολταϊκού πάρκου

Όπως αποδείχθηκε στην υποπαράγραφο 2.2.1 ο έλεγχος της ενεργού ισχύος δυναμικά επηρεάζει την συχνότητα. Σε συνδυασμό και με τις απαιτήσεις των διαφόρων κώδικων του δικτύου (βλ. παράγραφο 2.3) για όλες τις μονάδες, υλοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική μία καμπύλη στατισμού (droop curve), ώστε να ελέγχεται η ενεργός ισχύς εξόδου του φωτοβολταϊκού πάρκου ανάλογα με την εκάστοτε συχνότητα του δικτύου. Όσον αφορά τα χαρακτηριστικά αυτής της καμπύλης, αυτά εξαρτώνται από το είδος του δικτύου που το φωτοβολταϊκό σύστημα θα εγκατασταθεί (π.χ. για τα φωτοβολταϊκά πάρκα που είναι εγκατεστημένα στη Γερμανία εφαρμόζεται η καμπύλη του σχήματος 2.10).

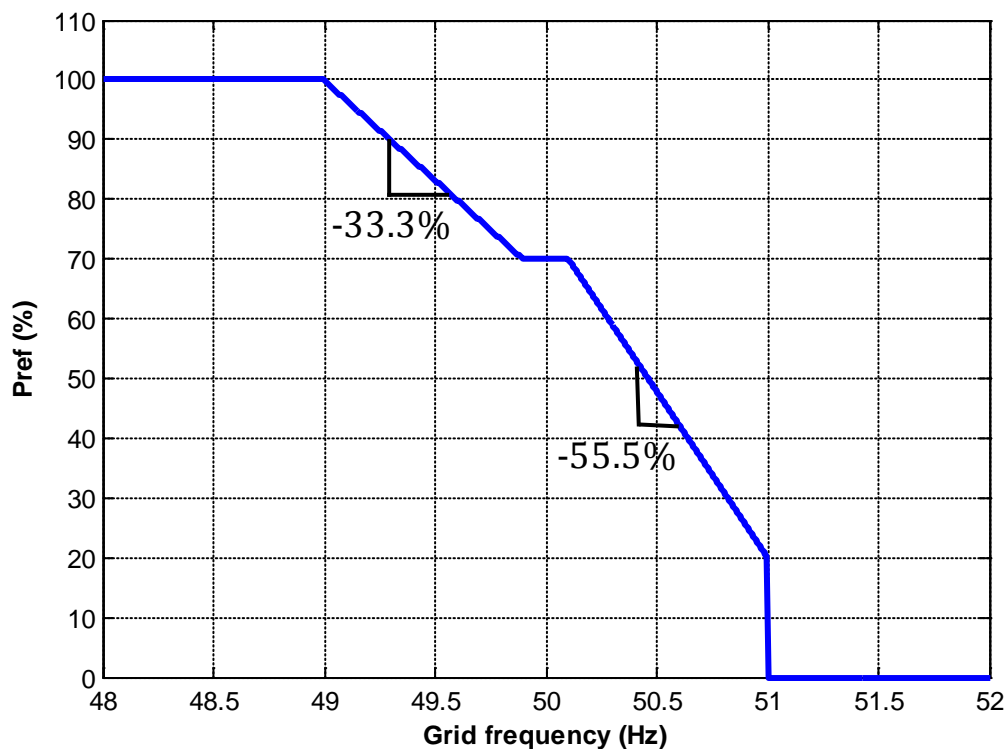
Αναλυτικότερα, αρχικά επιλέγεται μία «νεκρή ζώνη» γύρω από την ονομαστική συχνότητα του δικτύου (50Hz), πχ 49.8Hz – 50.2Hz, στην οποία το φωτοβολταϊκό δεν μεταβάλλει την ισχύ του, καθώς και το ποσοστό από την εκάστοτε μέγιστη ισχύ που θα αποδίδεται στο δίκτυο. Στη συνέχεια προσδιορίζεται η τιμή της συχνότητας (υποσυχνότητα) στην οποία το φωτοβολταϊκό πάρκο θα αποδίδει την μέγιστη ισχύ, καθώς και η τιμή της συχνότητας (υπερσυχνότητα) που το σύστημα θα διακόπτει τη λειτουργία του. Η γενική ιδέα μια καμπύλης, όπως περιγράφεται παραπάνω, φαίνεται στο σχήμα 5.1.



Σχήμα 5.1: Γενική δομή καμπύλης στατισμού φωτοβολταϊκού πάρκου

Η λειτουργία αυτής της καμπύλης είναι πολύ σημαντική για την στήριξη της συχνότητας από το φωτοβολταϊκό πάρκο.

Στη συνέχεια ακολουθεί η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις.



Σχήμα 5.2: Η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις

Στο παράρτημα 3 παρουσιάζεται ο κώδικας που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική για την υλοποίηση της παραπάνω καμπύλης.

5.2 Αδρανειακή απόκριση φωτοβολταϊκού πάρκου

Εκτός από την καμπύλη στατισμού, ένα άλλο χαρακτηριστικό των σύγχρονων μηχανών που βοηθά το δίκτυο να διατηρεί τη συχνότητα και κατά συνέπεια την σταθερότητα του είναι η απόκριση στις μεταβολές μέσω της αδράνειας. Η ανά μονάδα ισχύς που παρέχεται λόγω της αδράνειας μια μηχανής, όπως αναλύθηκε στην υποπαράγραφο 2.2.3, δίνεται από τον τύπο (εδώ θεωρούμε πως $\omega_{pu} \cong 1$, οπότε παραλείπεται):

$$P_{inertia,pu} = 2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (5.1)$$

οπότε η ισχύς που παρέχεται από το φωτοβολταϊκό πάρκο λόγω εικονικής αδράνειας είναι:

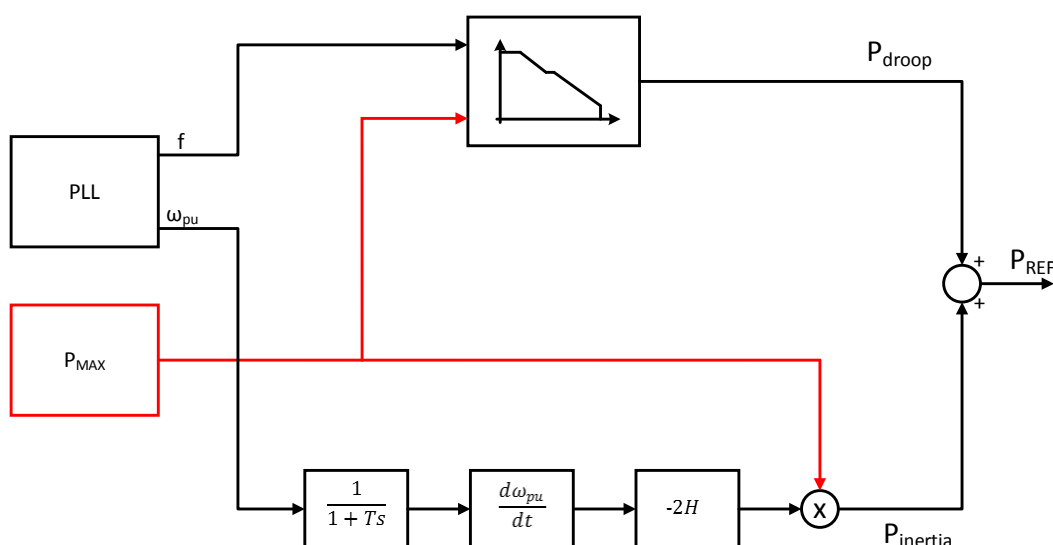
$$P_{inertia} = P_{inertia,pu} P_{MAX,park} = 2H \frac{d\omega_{pu}}{dt} P_{MAX,park} \quad (5.2)$$

όπου $P_{MAX,park}$ η εκτιμώμενη μέγιστη ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου. Ο τρόπος που υπολογίζεται αναλύεται στην επόμενη παράγραφο.

Δηλαδή εκτός από την ισχύ αναφοράς μέσω της καμπύλης στατισμού, το φωτοβολταϊκό πάρκο έχει την δυνατότητα να αποδίδει και εικονική αδράνεια μέσω ενός επιπρόσθετου όρου.

Στις προσομοιώσεις, όσον αφορά το καθορισμό του μεγέθους της ισχύος λόγω της εικονικής αδράνειας, χρησιμοποιήθηκε ένα φίλτρο πρώτης τάξης, ώστε να φιλτραριστούν οι τυχόν ταλαντώσεις της συχνότητας του δικτύου που δίνεται από το PLL (Phase Locked Loop). Επίσης χρησιμοποιήθηκε ένα εύρος συχνότητας μεταξύ 49.9Hz και 50.1Hz, στο οποίο οι μεταβολές της συχνότητας αμελούνταν. Αυτό κρίθηκε απαραίτητο για να μην υπάρχουν ταλαντώσεις γύρω από την ονομαστική τιμή της συχνότητας.

Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται πως σε συνδυασμό οι δύο προαναφερθείσες τεχνικές δίνουν εντολές για την ισχύ που πρέπει να έχει ένα ζευγάρι φωτοβολταϊκών συστοιχιών (βλ. παράγραφο 5.3) κάθε χρονική στιγμή (παραλείπεται η περιγραφή του τρόπου που εκτιμάται η μέγιστη ισχύς του πάρκου, βλ. παράγραφο 5.3).



Σχήμα 5.3: Σύστημα προσδιορισμού της ισχύς ενός ζευγαριού φωτοβολταϊκών συστοιχιών ανάλογα με την συχνότητα (συνδυασμός καμπύλης στατισμού και αδρανειακής απόκρισης)

Στο παράρτημα 4 φαίνεται η υλοποίηση του παραπάνω συστήματος στο Simulink.

5.3 Προσδιορισμός μέγιστης ισχύς φωτοβολταϊκού πάρκου

Όπως είδαμε παραπάνω για να προσδιοριστεί η ισχύς αναφοράς του φωτοβολταϊκού συστήματος, ώστε να διατηρεί κάποια τιμή εφεδρείας, χρειάζεται η γνώση της μέγιστης ισχύς που μπορεί να αποδώσει στο δίκτυο με τις εκάστοτε τιμές ηλιοφάνειας και θερμοκρασίας.

Η τιμή της μέγιστης ισχύς μπορεί να δοθεί από τους εξής τρόπους ([20]):

- από την τελευταία τιμή ισχύος που μετρήθηκε, όταν χρησιμοποιήθηκε ο αλγόριθμος MPPT (π.χ. πριν βγει η συχνότητα εκτός της νεκρής ζώνης). Η εκτίμηση αυτή ενδεχομένως να απέχει αρκετά από την πραγματική τιμή, αφού

μπορεί να έχει μεσολαβήσει μεγάλο χρονικό διάστημα, άρα και μεγάλες αλλαγές στην ηλιοφάνεια και την θερμοκρασία.

- μέσω εκτίμησης της τιμής βάσει των χαρακτηριστικών των εκάστοτε φωτοβολταϊκών πλαισίων. Για την εκτίμηση απαιτείται ένα αναλυτικό μοντέλο φωτοβολταϊκού, το οποίο θα έχει σαν είσοδο την ηλιοφάνεια και την θερμοκρασία (πχ μοντέλο φωτοβολταϊκού που χρησιμοποιείται για τις προσομοιώσεις στην παρούσα εργασία, βλ. παράγραφο 4.1 και παράρτημα 1).
- από ένα μέρος του φωτοβολταϊκού πάρκου που αποδίδει ισχύ εξόδου μόνιμα στο μέγιστο (MPP). Σε αυτή την περίπτωση το υπόλοιπο φωτοβολταϊκό πάρκο λαμβάνει εντολές ισχύος εξόδου μέσω του μέρους που λειτουργεί στο MPP.

Στην παρούσα διπλωματική επιλέχθηκε η τρίτη μέθοδος, καθώς δίνει την πιο ακριβή εκτίμηση της μέγιστης ισχύος, αλλά και επειδή είναι στην πραγματικότητα μία εφικτή λύση, ιδιαίτερα σε μεγάλου μεγέθους φωτοβολταϊκά πάρκα.

Αναλυτικότερα αναπτύχθηκε μία μεθοδολογία για το πώς θα μπορούσε σε αυτή την περίπτωση να δομηθεί ένα τέτοιο φωτοβολταϊκό πάρκο. Δηλαδή ένα μέρος της παραγωγής του να δίνεται από φωτοβολταϊκά πλαίσια που λειτουργούν στο MPP και τα υπόλοιπα να αυξομειώνουν την ισχύ τους ανάλογα με τις συνθήκες (συχνότητα δικτύου και μέγιστη ισχύ). Το φωτοβολταϊκό πάρκο λοιπόν χωρίζεται σε ζευγάρια συστοιχιών. Το κάθε ζευγάρι αποτελείται από μία συστοιχία που λειτουργεί στο MPP («συστοιχία μέγιστης ισχύος») και από μία που ακολουθεί εντολές ισχύος («συστοιχία ελεγχόμενης ισχύος»).

Αν N ο συνολικός αριθμός των πλαισίων του ζευγαριού των συστοιχιών, N_{max} ο αριθμός των πλαισίων της συστοιχίας μέγιστης ισχύος (MPP) και $N_{control}$ ο αριθμός των πλαισίων της συστοιχίας ελεγχόμενης ισχύος, τότε:

$$N = N_{max} + N_{control} \quad (5.3)$$

Αν η φωτοβολταϊκή συστοιχία μέγιστης ισχύος παράγει μέγιστη ισχύ P_{max} , τότε, αν θεωρήσουμε πως δεν υπάρχουν σκιάσεις, η μέγιστη ισχύς P_{MAX} των δύο συστοιχιών θα είναι:

$$P_{MAX} = \frac{N}{N_{max}} P_{max} \quad (5.4)$$

Με τον τρόπο αυτό έχουμε εκτιμήσει την μέγιστη ισχύ ενός ζευγαριού συστοιχιών του φωτοβολταϊκού πάρκου. Πρέπει όμως να προσδιοριστεί και η ισχύς αναφοράς που θα πρέπει να παράγει η συστοιχία που έχει αναλάβει να αυξομειώνει την ισχύ της. Η ισχύς αυτής θα δίνεται από τον τύπο:

$$P_{ref,correction} = P_{REF} - P_{max} \quad (5.5)$$

όπου P_{REF} η ενεργός ισχύς αναφοράς όπως προκύπτει από το σχήμα 5.3

Επίσης πρέπει να προσδιοριστεί η αναλογία των πλαισίων των δύο συστοιχιών, ώστε να μην παράγεται περισσότερη ισχύ από τη συστοιχία μέγιστης ισχύος σε σχέση με την ισχύ αναφοράς P_{REF} . Η πιο πιθανή περίπτωση να συμβεί αυτό είναι στην τιμή της συχνότητας, στην οποία το φωτοβολταϊκό διακόπτει την λειτουργία του (f_H , βλ. σχήμα 5.1), δηλαδή στην περίπτωση που η ισχύς του είναι ελάχιστη (P_{min}). Πρέπει να εξασφαλιστεί δηλαδή ότι η $P_{ref,correction}$ θα είναι πάντα μη αρνητική. Δηλαδή θέλω:

$$P_{ref,correction} \geq 0 \stackrel{(5.5)}{\implies} P_{REF} \geq P_{max} \quad (5.6)$$

Όμως από την παράγραφο 5.1 ισχύει ότι το P_{REF} είναι ένα ποσοστό του P_{MAX} . Όπως αναφέρθηκε η ακραία περίπτωση, στην οποία μπορεί το $P_{ref,correction}$ να είναι αρνητικό, είναι όταν η ισχύς του φωτοβολταϊκού είναι ελάχιστη, δηλαδή:

$$P_{REF} = P_{min}(\%) \cdot P_{MAX} \quad (5.7)$$

Συνδυάζοντας τις σχέσεις (5.4), (5.6) και (5.7) έχω ότι:

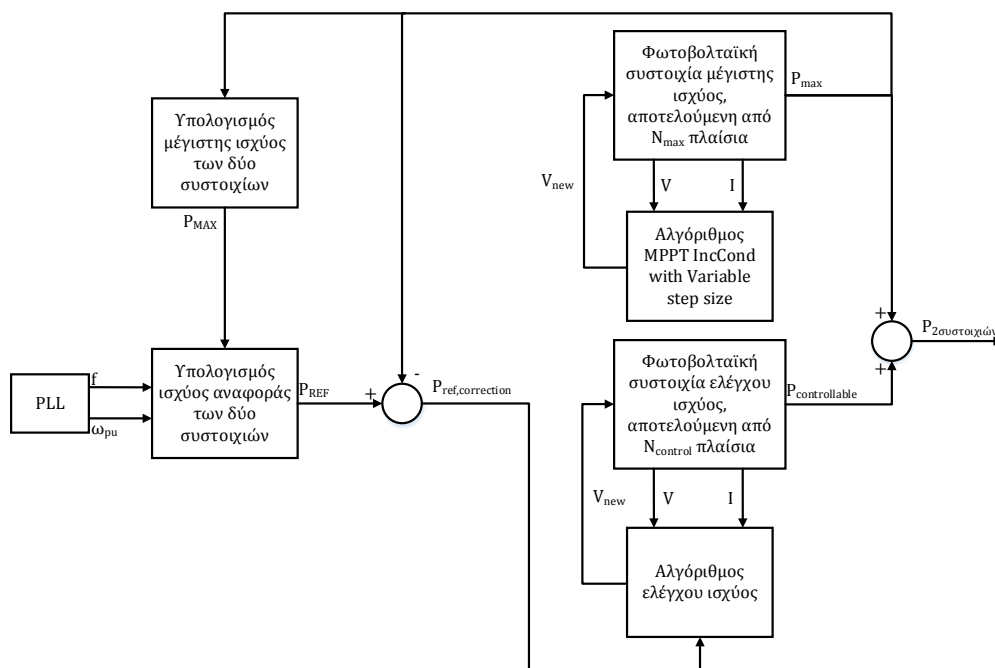
$$P_{min}(\%) \geq \frac{N_{max}}{N} \quad (5.8)$$

Από την παραπάνω σχέση βλέπουμε ότι το ποσοστό της ελάχιστης ισχύος που δίνεται από το φωτοβολταϊκό σταθμό (βλ. παράγραφο 5.1) πρέπει να είναι μεγαλύτερο από N_{max}/N . Έτσι μπορούμε να προσδιορίσουμε είτε τον αριθμό των πλαισίων είτε το ελάχιστο ποσοστό P_{min} (βλ. σχήμα 5.1).

5.4 Συνολική περιγραφή λειτουργίας

Γνωρίζοντας την συχνότητα του δικτύου μέσω του PLL αλλά και υπολογίζοντας την μέγιστη διαθέσιμη ενεργό ισχύ, όπως περιγράφηκε στην προηγούμενη παράγραφο, προσδιορίζεται η ισχύς αναφοράς, η οποία υπόκειται διόρθωση (βλ. σχέση 5.5), ώστε να δοθεί στην αντίστοιχη συστοιχία. Η τάση αναφοράς για την συστοιχία που λειτουργεί στο MPP δίνεται μέσω του αλγορίθμου Incremental Conductance with Variable step size (βλ. υποπαράγραφο 4.2.2.2, [32]), ενώ η τάση αναφοράς για την άλλη συστοιχία δίνεται μέσω του αλγορίθμου που περιγράφηκε στη παράγραφο 4.3 ([20]).

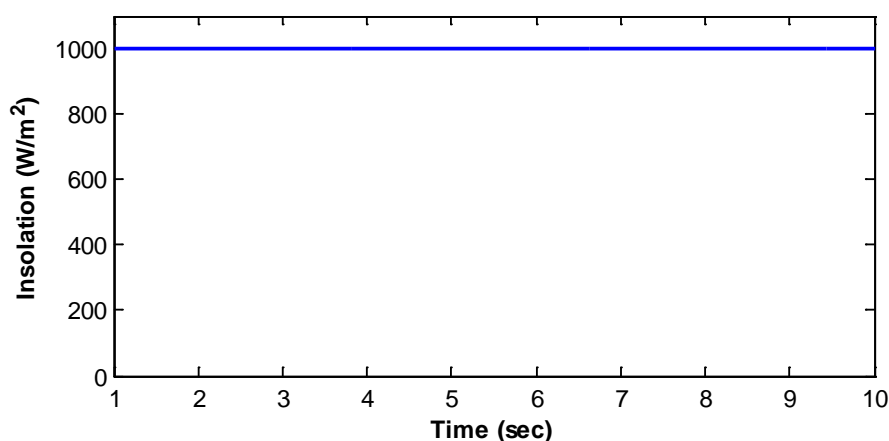
Συνολικά η λειτουργία του φωτοβολταϊκού πάρκου φαίνεται στο σχήμα 5.4 ενώ η υλοποίηση του στο Simulink βρίσκεται στο παράρτημα 5.



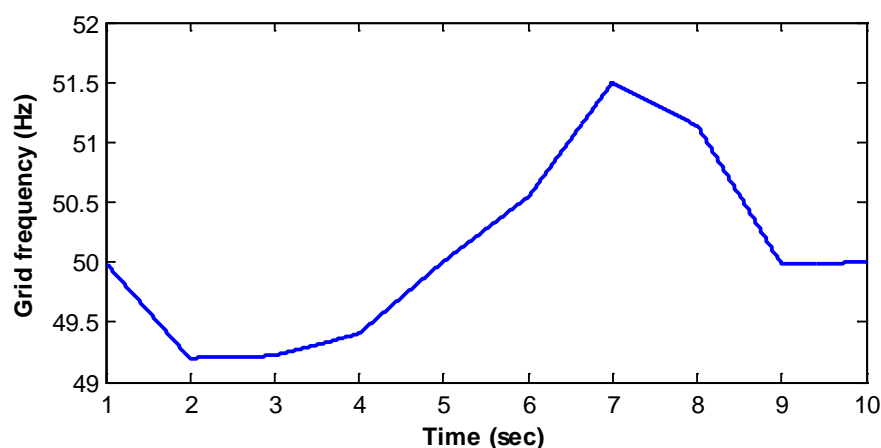
Σχήμα 5.4: Λειτουργία φωτοβολταϊκού πάρκου σε μπλοκ διαγράμματα

5.5 Προσομοίωση συμπεριφοράς φ/β πάρκου στις μεταβολές της συχνότητας

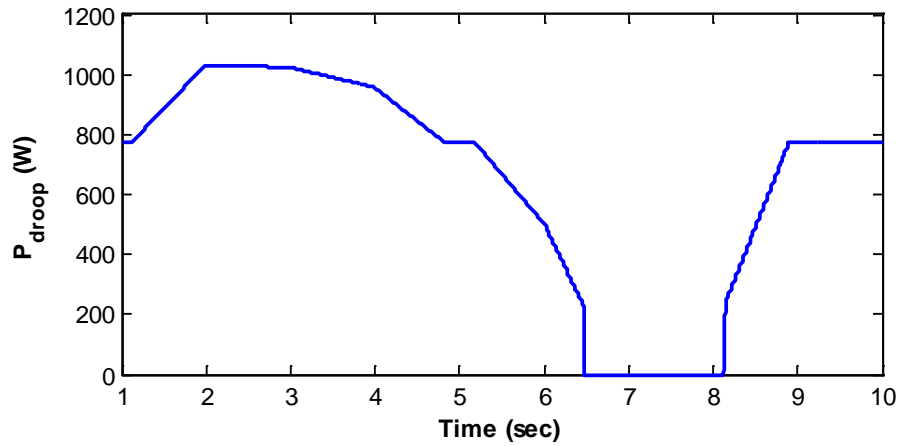
Παρακάτω φαίνονται δύο προσομοιώσεις στο Simulink του προαναφερθέντος συστήματος, καθώς η συχνότητα του δικτύου μεταβάλλεται με τη ηλιοφάνεια σταθερή και μεταβαλλόμενη αντίστοιχα. Η θερμοκρασία είναι σταθερή και ίση με 25°C. Η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε απεικονίζεται στο σχήμα 5.2 και η σταθερά εικονική αδράνειας που χρησιμοποιήθηκε είναι ίση με 2s. Επίσης η νεκρή ζώνη των μεταβολών της συχνότητας, για την περίπτωση του στατισμού και της αδράνειας είναι μεταξύ 49.9Hz και 50.1Hz. Τέλος το κάθε ζευγάρι συστοιχιών αποτελείται από 10 πλαίσια, εκ των οποίων τα 9 λειτουργούν υπό εντολές ισχύος ενώ το ένα λειτουργεί συνέχεια στο MPPT.



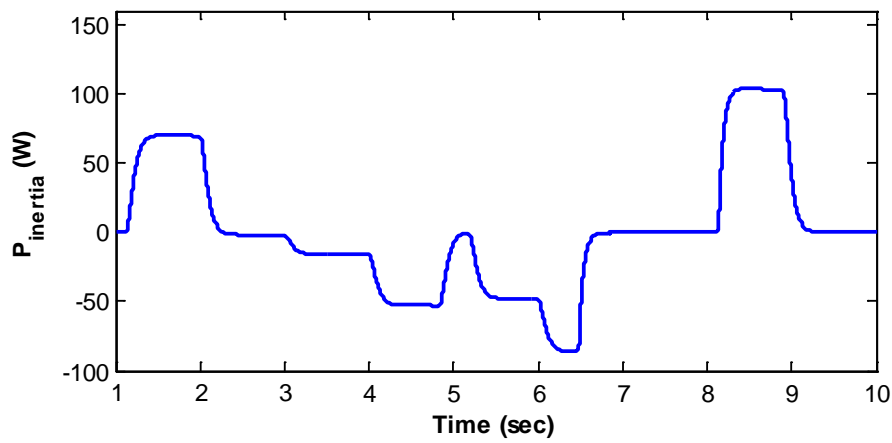
Σχήμα 5.5: Η ηλιακή ακτινοβολία διατηρείται σταθερή σε αυτή την περίπτωση.



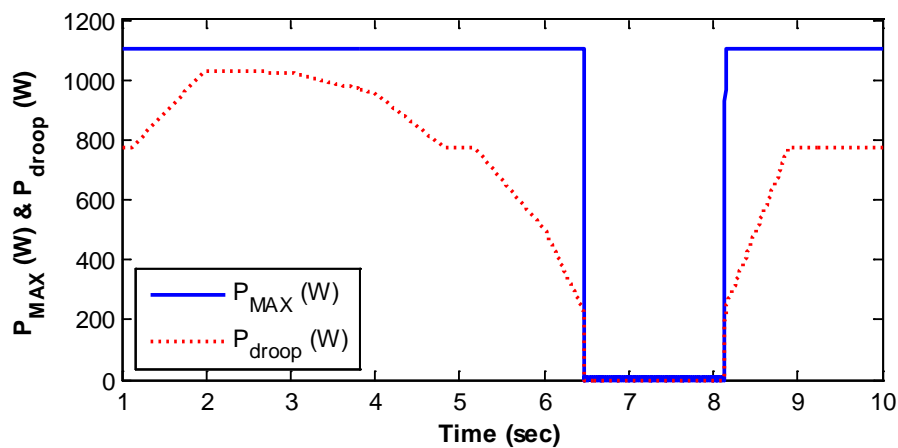
Σχήμα 5.6: Προφίλ συχνότητας δικτύου για την μελέτη της συμπεριφοράς της ισχύος εξόδου του φωτοβολταϊκού συστήματος



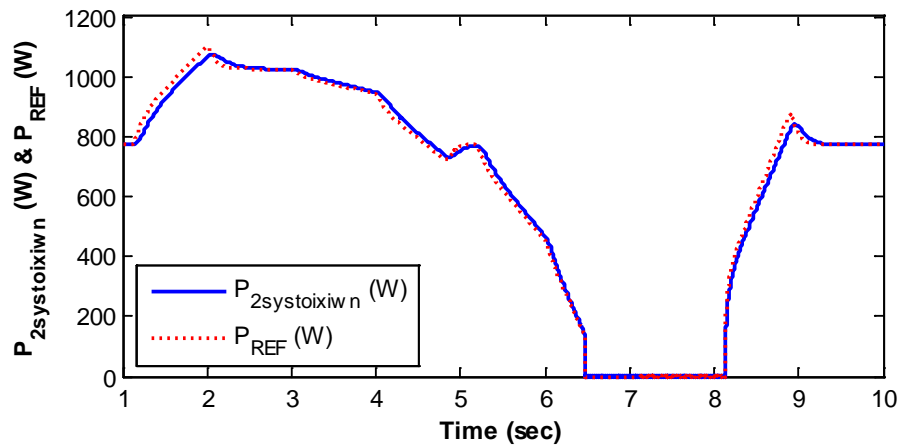
Σχήμα 5.7: Η ισχύς αναφοράς ενός ζευγαριού συστοιχιών λόγω της καμπύλης στατισμού



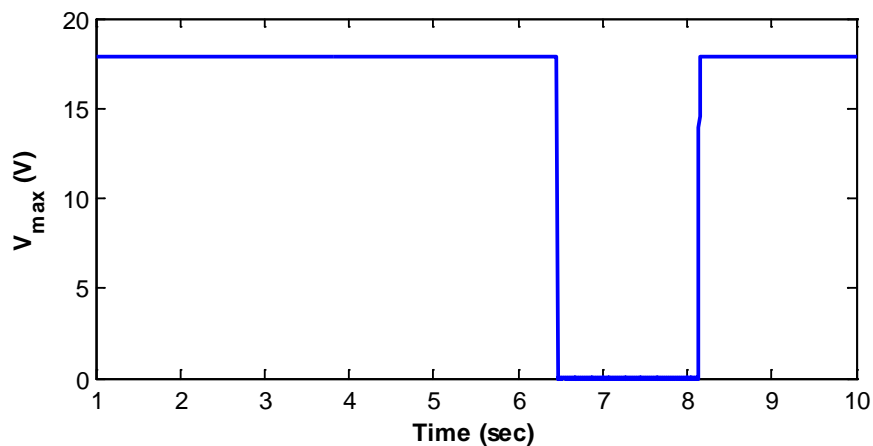
Σχήμα 5.8: Η ισχύς αναφοράς ενός ζευγαριού συστοιχιών λόγω της εικονικής αδράνειας



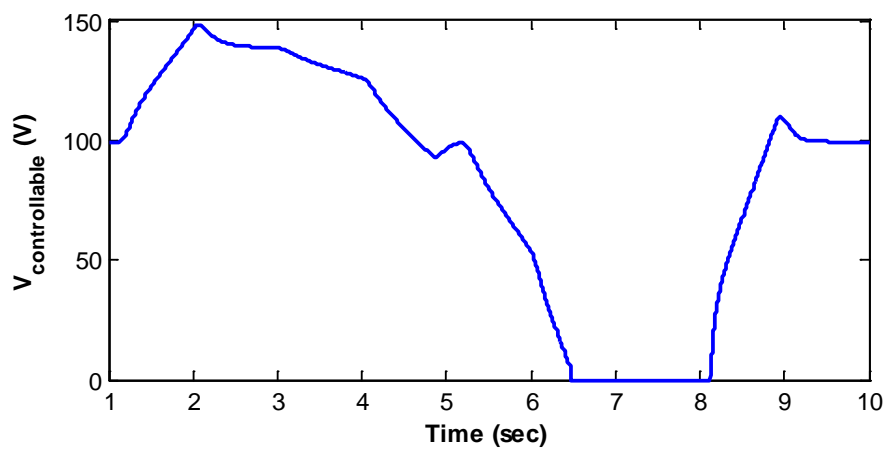
Σχήμα 5.9: Η εκτιμώμενη μέγιστη ισχύς και η ισχύς αναφοράς λόγω στατισμού



Σχήμα 5.10: Η ισχύς εξόδου του ζευγαριού συστοιχιών και η ισχύς αναφοράς τους (στατισμός και αδράνεια ενεργοποιημένα)

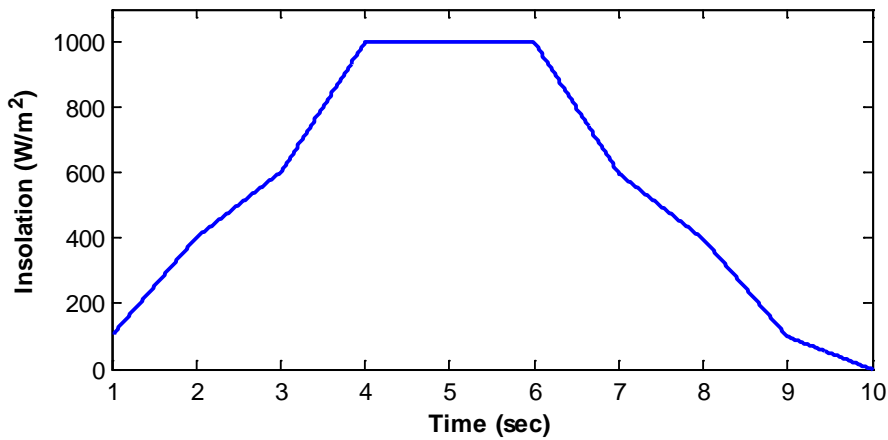


Σχήμα 5.11: Η τάση λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου που λειτουργεί στο MPP

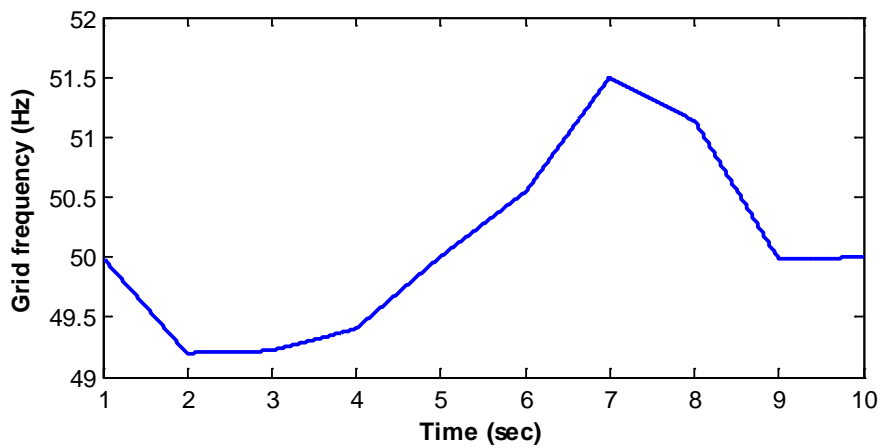


Σχήμα 5.12: Η τάση της συστοχίας ελεγχόμενης ισχύος (αποτελείται από 9 πλαίσια εν σειρά)

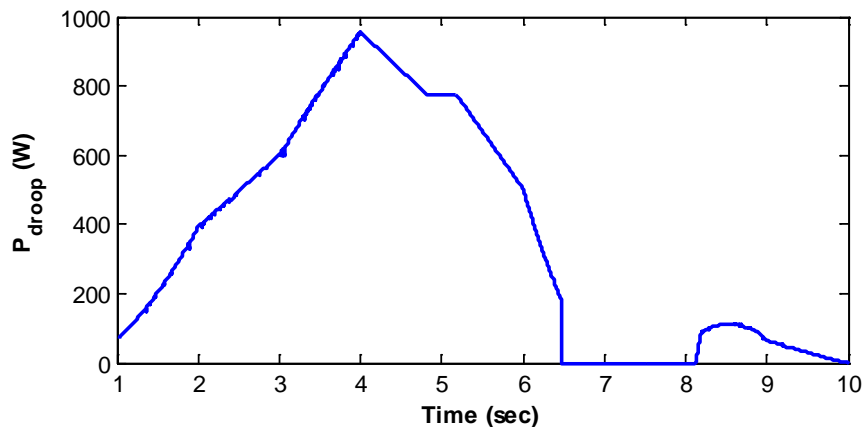
Στη συνέχεια ακολουθούν τα αποτελέσματα στην περίπτωση που η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας μεταβάλλεται.



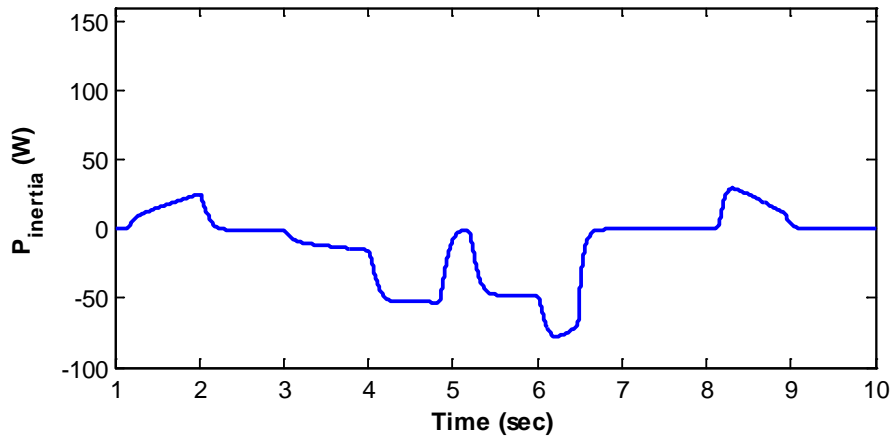
Σχήμα 5.13: Η ηλιακή ακτινοβολία μεταβάλλεται σε αυτή την περίπτωση.



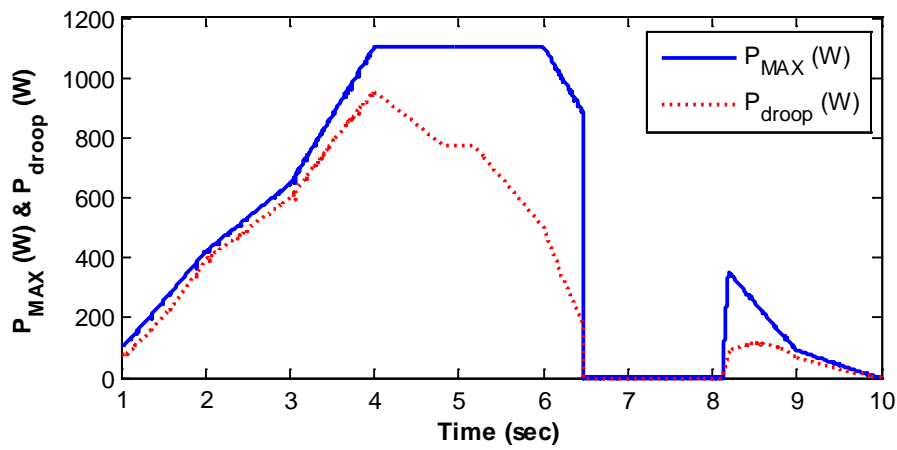
Σχήμα 5.14: Προφίλ συχνότητας δικτύου για την μελέτη της συμπεριφοράς της ισχύος εξόδου του φωτοβολταϊκού συστήματος



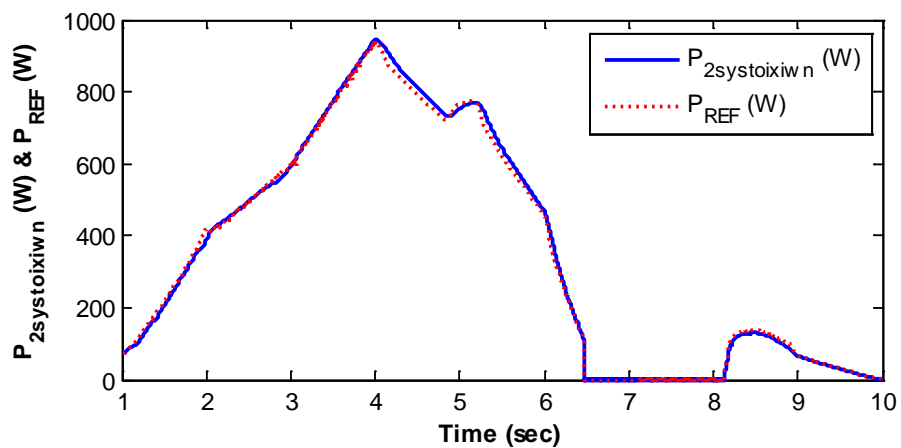
Σχήμα 5.15: Η ισχύς αναφοράς ενός ζευγαριού συστοιχιών λόγω της καμπύλης στατισμού



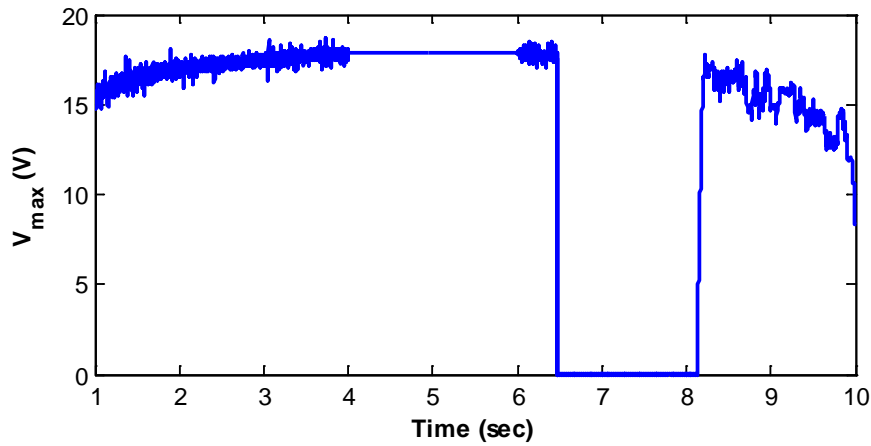
Σχήμα 5.16: Η ισχύς αναφοράς ενός ζευγαριού συστοιχιών λόγω της εικονικής αδράνειας



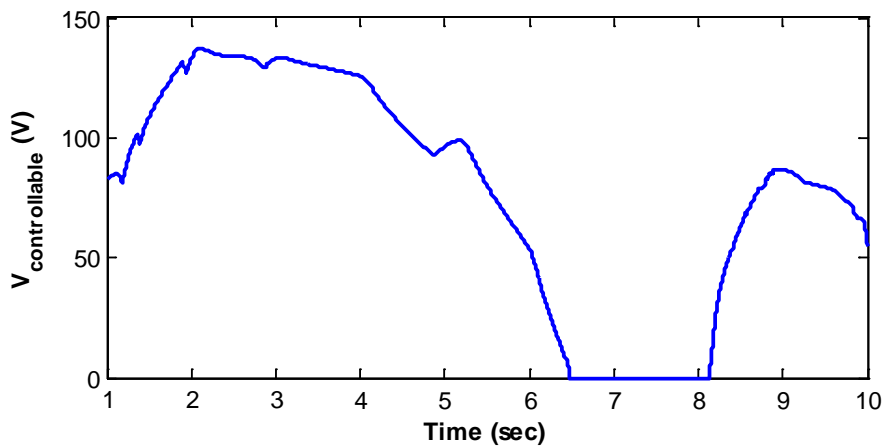
Σχήμα 5.17: Η εκτιμώμενη μέγιστη ισχύς και η ισχύς αναφοράς λόγω στατισμού



Σχήμα 5.18: Η ισχύς εξόδου του ζευγαριού συστοιχιών και η ισχύς αναφοράς τους



Σχήμα 5.19: Η τάση λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου που λειτουργεί στο MPP



Σχήμα 5.20: Η τάση της συστοχίας ελεγχόμενης ισχύος (αποτελείται από 9 πλαίσια εν σειρά)

Παρατηρούμε πως (όπως ήταν αναμενόμενο) η ισχύς αναφοράς λόγω του στατισμού αλλά και λόγω της εικονικής αδράνειας εξαρτάται και από τη μέγιστη ισχύ δηλαδή από την ηλιοφάνεια (βλ. σχ. 5.15, σχ. 5.16, σχ. 5.17). Ακόμα βλέπουμε ότι η τάση MPP δεν αλλάζει πολύ σε σχέση με τις ραγδαίες μεταβολές της ηλιοφάνειας, κάτι το οποίο είναι λογικό καθώς κυρίως το ρεύμα επηρεάζεται από την ηλιοφάνεια (βλ. σχήμα 4.2). Τέλος βλέπουμε πως η ισχύς εξόδου ακολουθεί σχετικά γρήγορα την ισχύ αναφοράς.

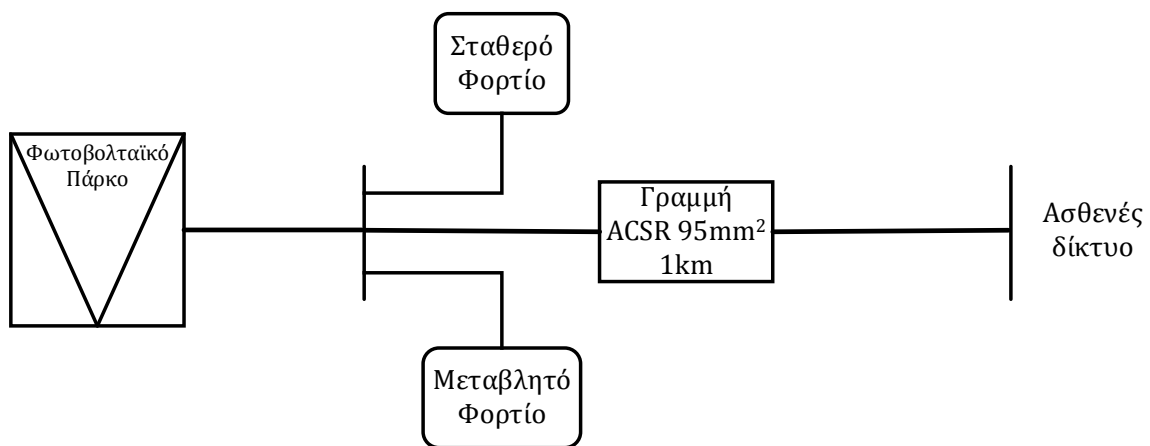
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6:

Επιβεβαίωση λειτουργίας σε ηλεκτρικά δίκτυα

6.1 Φωτοβολταϊκό πάρκο σε ασθενές δίκτυο

Στη παράγραφο αυτή παρουσιάζεται η συμπεριφορά σε μεταβολές της συχνότητας φωτοβολταϊκών πάρκων με και χωρίς συμμετοχή στη ρύθμιση της συχνότητας που είναι συνδεδεμένα σε ασθενές δίκτυο (βλ. Κεφάλαιο 1).

Σε αυτό το σενάριο λειτουργίας έχουμε ένα φωτοβολταϊκό πάρκο του 1MWp, το οποίο είναι συνδεδεμένο στη μέση τάση με ένα ασθενές δίκτυο, το οποίο έχει ισχύς βραχυκύκλωσης 10MVA και $X/R = 2$, όπως φαίνεται στο σχήμα 6.1. Στο δίκτυο αυτό υπάρχει σταθερό φορτίο με ενεργό ισχύ 2MW και συντελεστή ισχύος 0.85. Η διαταραχή που εισέρχεται στο δίκτυο προκαλείται από ένα ωμικό φορτίο των 800kW. Η γραμμή διανομής είναι ACSR 95mm².



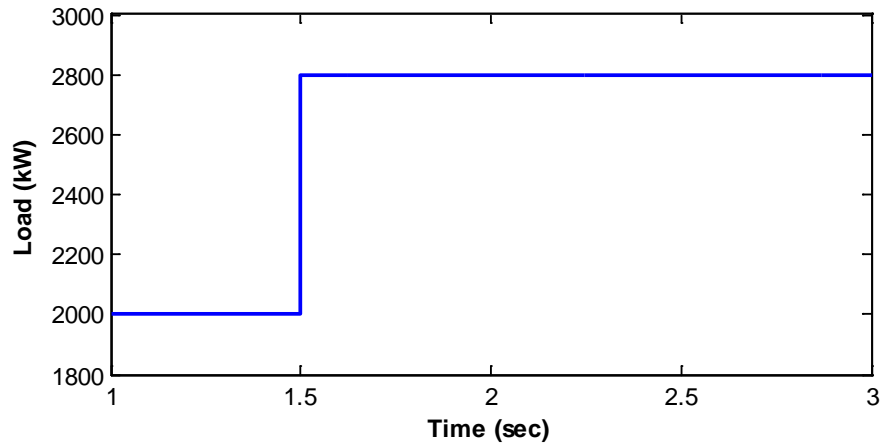
Σχήμα 6.1: Διάταξη εξεταζόμενου δικτύου

Στο παράρτημα 6 παρουσιάζεται η υλοποίηση του πιο πάνω δικτύου στο Simulink.

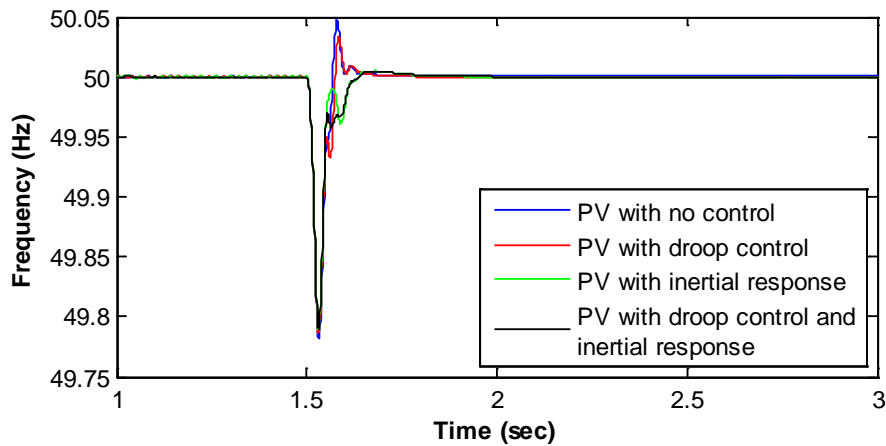
Οι δοκιμές που έγιναν αφορούσαν φωτοβολταϊκό πάρκο χωρίς συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας, με συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας μέσω στατισμού, μέσω εικονικής αδράνειας και συνδυασμό των δύο τελευταίων. Η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε απεικονίζεται στο σχήμα 5.2 και η σταθερά εικονική αδράνειας που χρησιμοποιήθηκε είναι ίση με 5s. Επίσης η νεκρή ζώνη των μεταβολών της συχνότητας, για την περίπτωση του στατισμού και της αδράνειας είναι μεταξύ 49.9Hz και 50.1Hz. Τέλος το κάθε ζευγάρι

συστοιχιών αποτελείται από 10 πλαίσια, εκ των οποίων τα 9 λειτουργούν υπό εντολές ισχύος ενώ το ένα λειτουργεί συνέχεια στο MPPT.

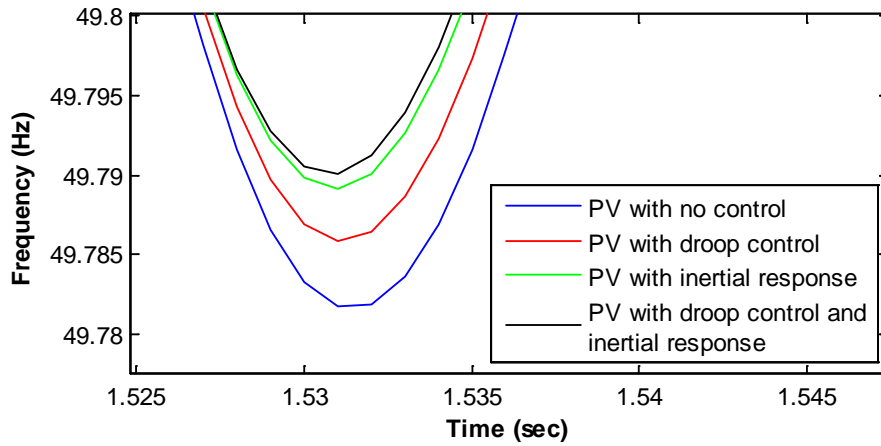
Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων βρίσκονται στα παρακάτω σχήματα. Οι συνθήκες θερμοκρασίας και ηλιοφάνειας είναι σταθερές και ονομαστικές (1000 W/m^2 , 25°C), οπότε στην περίπτωση που το φωτοβολταϊκό πάρκο δεν συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας η ισχύς εξόδου του είναι 1MW.



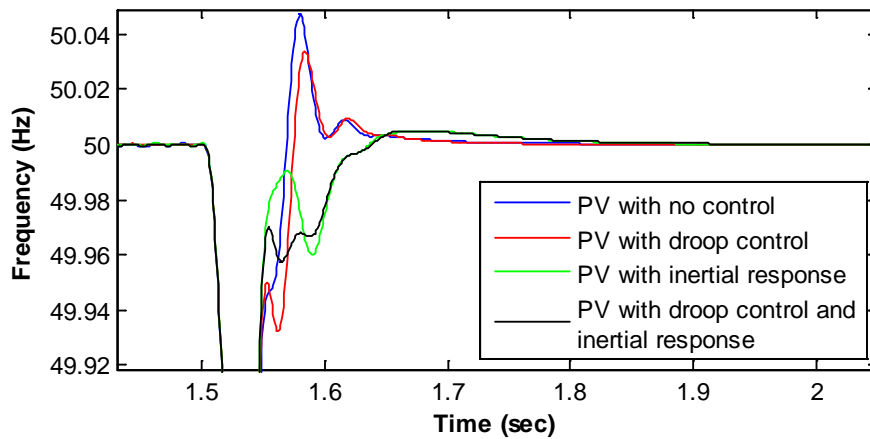
Σχήμα 6.2: Ενεργός ισχύς των φορτίων του δικτύου



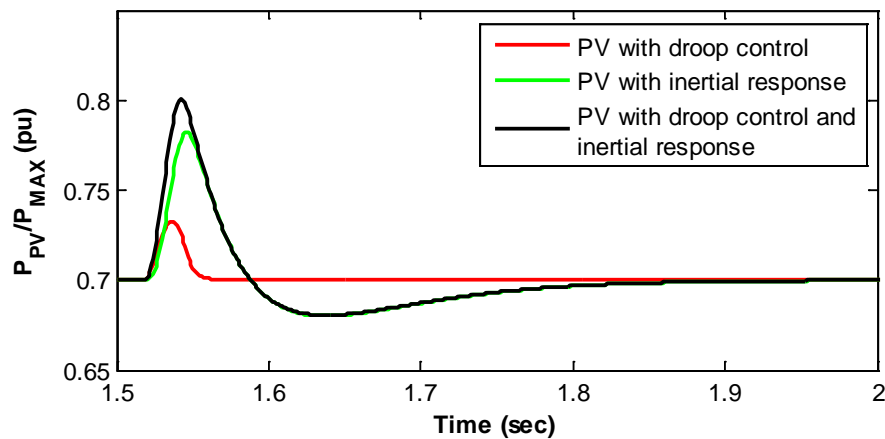
Σχήμα 6.3: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος



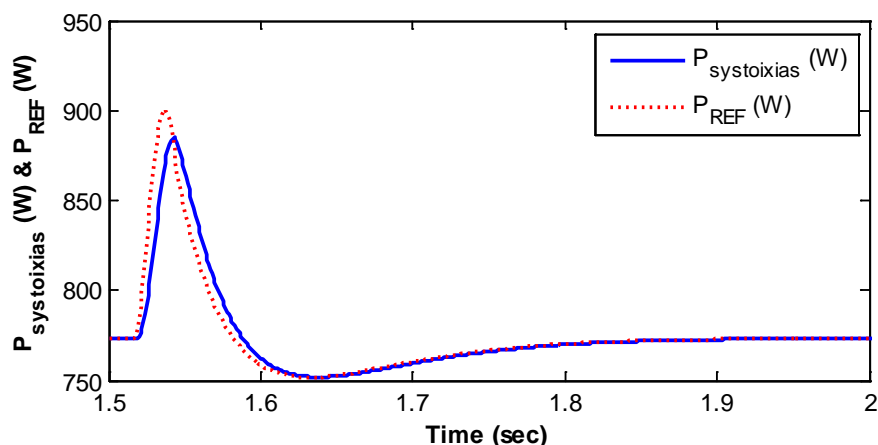
Σχήμα 6.4: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση η βύθιση συχνότητας)



Σχήμα 6.5: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση η επαναφορά στην ονομαστική συχνότητα)



Σχήμα 6.6: Ισχύς εξόδου φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας



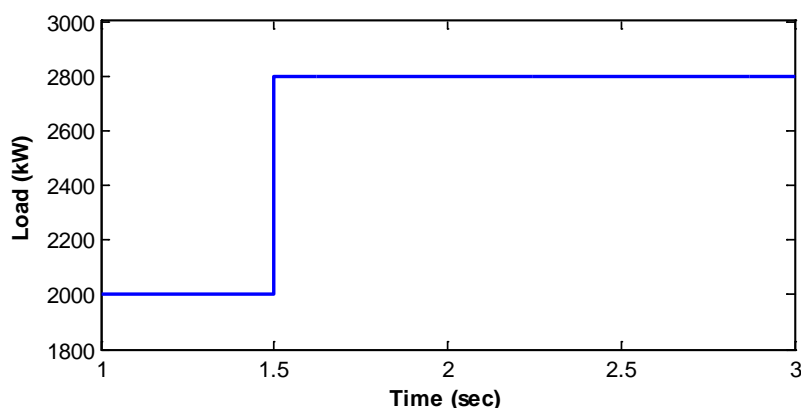
Σχήμα 6.7: Ισχύς εξόδου και ισχύς αναφοράς συστοιχίας φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας (στατισμός και αδρανειακή απόκριση ενεργοποιημένα)

Από τα παραπάνω σχήματα συμπεραίνουμε ότι η λειτουργία του στατισμού και της αδρανειακής απόκρισης από το φωτοβολταϊκό πάρκο έχουν θετική συμβολή στην διατήρηση της συχνότητας ενός ασθενές δικτύου. Αναλυτικότερα παρατηρούμε πως σε ένα ασθενές δίκτυο η ρύθμιση συχνότητας από ένα φωτοβολταϊκό πάρκο έχει μικρή συνεισφορά στη βύθιση της συχνότητας κατά την σύνδεση ενός φορτίου αλλά η συμβολή του για την επαναφορά της ονομαστικής συχνότητας είναι πολύ θετική, καθώς αποφεύγεται η υπερακόντιση. Επίσης βλέπουμε πως τα πλαίσια του πάρκου που λειτουργούν υπό ελεγχόμενη συχνότητα ανταποκρίνονται σχετικά γρήγορα στις εντολές ισχύος.

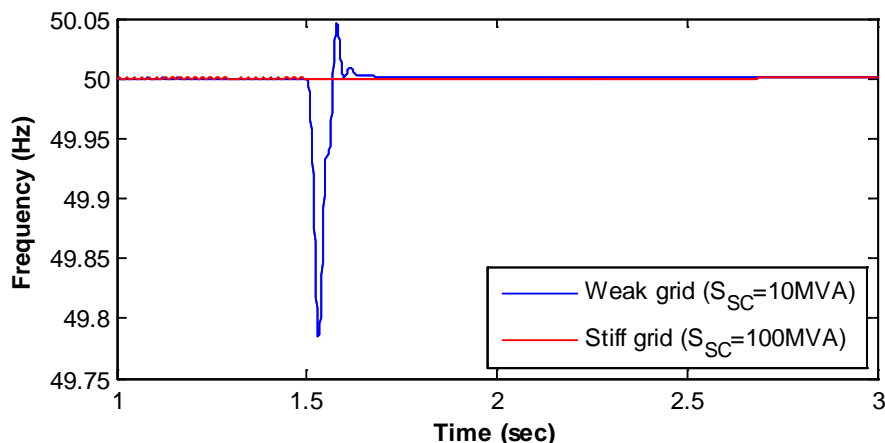
6.2 Φωτοβολταϊκό πάρκο σε ισχυρό δίκτυο

Σε αντίθεση με την προηγούμενη παράγραφο αυτή τη φορά παρουσιάζεται η συμπεριφορά σε μεταβολές της συχνότητας φωτοβολταϊκών πάρκων με και χωρίς συμμετοχή στη ρύθμιση της συχνότητας που είναι συνδεδεμένα σε ισχυρό δίκτυο.

Προφανώς σε αυτήν την περίπτωση το φορτίο του συστήματος αυξάνεται σε σχέση με πριν, καθώς αν παρέμενε αμετάβλητο η μεταβολή στη συχνότητα θα ήταν ελάχιστη(βλ. σχήμα 6.9).



Σχήμα 6.8: Ενεργός ισχύς των φορτίων του δικτύου



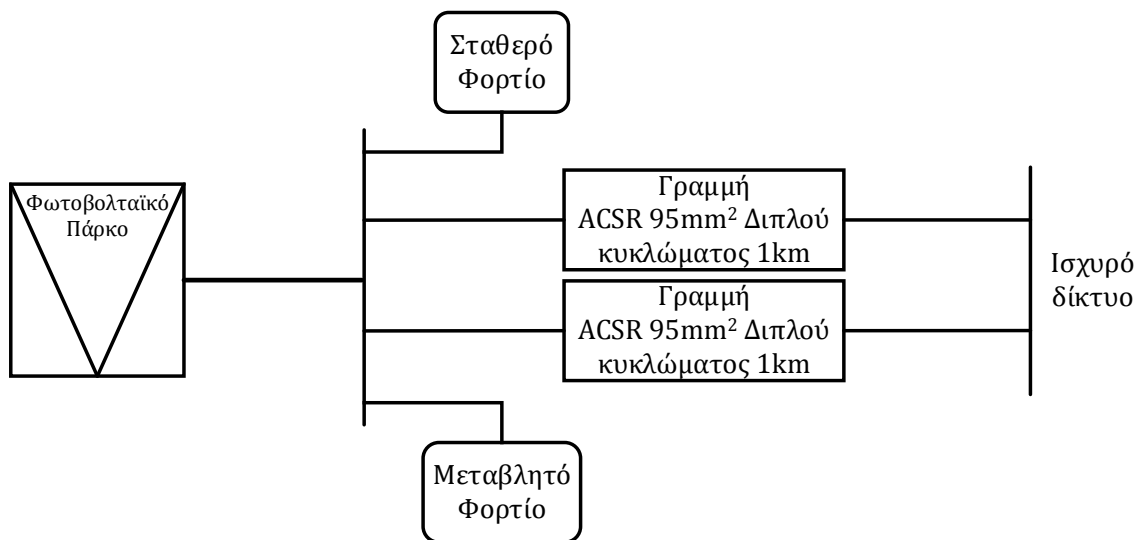
Σχήμα 6.9: Σύγκριση ασθενούς και ισχυρού δικτύου με φωτοβολταϊκό πάρκο 1MWp χωρίς ρύθμιση συχνότητας σε διαταραχή φορτίου

Σε αυτό λοιπόν το σενάριο λειτουργίας έχουμε ένα φωτοβολταϊκό πάρκο του 1MWp, το οποίο είναι συνδεδεμένο στη μέση τάση με ισχυρό δίκτυο, το οποίο έχει ισχύ βραχυκύκλωσης 100MVA και $X/R = 2$, όπως φαίνεται στο σχήμα 6.10. Στο δίκτυο αυτό υπάρχει σταθερό φορτίο με ενεργό ισχύ 22MW και συντελεστή ισχύος 0.85. Η διαταραχή που εισέρχεται στο δίκτυο είναι ένα ωμικό φορτίο των 2MW. Η διανομή γίνεται από δύο γραμμές ACSR 95mm² διπλού κυκλώματος.

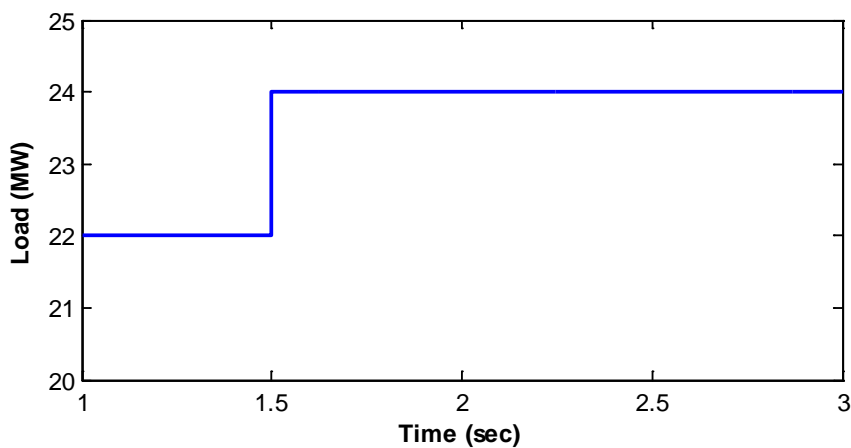
Η υλοποίηση του στο Simulink είναι όμοια με το δίκτυο που μοντελοποιήθηκε στην προηγούμενη παράγραφο (βλ. παράρτημα 6).

Οι δοκιμές που έγιναν αφορούσαν φωτοβολταϊκό πάρκο χωρίς συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας, με συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας μέσω στατισμού, μέσω εικονικής αδράνειας και συνδυασμό των δύο τελευταίων. Η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε απεικονίζεται στο σχήμα 5.2 και η σταθερά εικονική αδράνειας που χρησιμοποιήθηκε είναι ίση με 5s. Επίσης η νεκρή ζώνη των μεταβολών της συχνότητας, για την περίπτωση του στατισμού και της αδράνειας είναι μεταξύ 49.9Hz και 50.1Hz. Τέλος το κάθε ζευγάρι συστοιχιών αποτελείται από 10 πλαίσια, εκ των οποίων τα 9 λειτουργούν υπό εντολές ισχύος ενώ το ένα λειτουργεί συνέχεια στο MPPT.

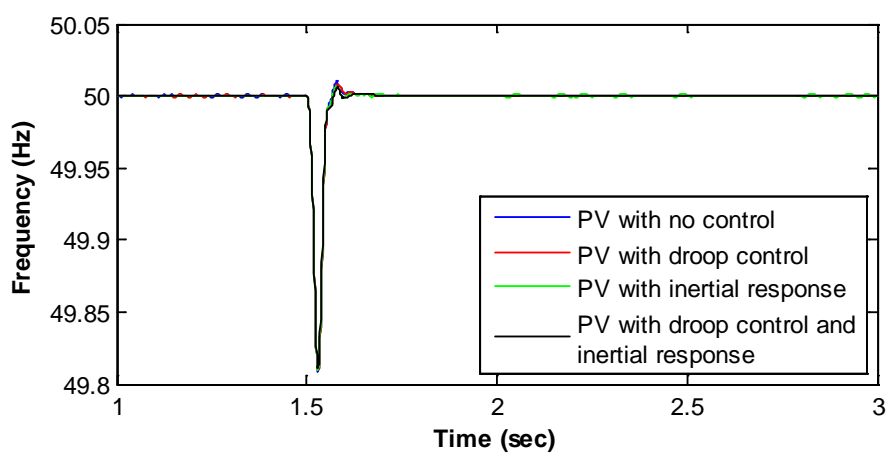
Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων βρίσκονται στα παρακάτω σχήματα. Οι συνθήκες θερμοκρασίας και ηλιοφάνειας είναι σταθερές και ονομαστικές (1000 W/m², 25°C), οπότε στην περίπτωση που το φωτοβολταϊκό πάρκο δεν συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας η ισχύς εξόδου του είναι 1MW.



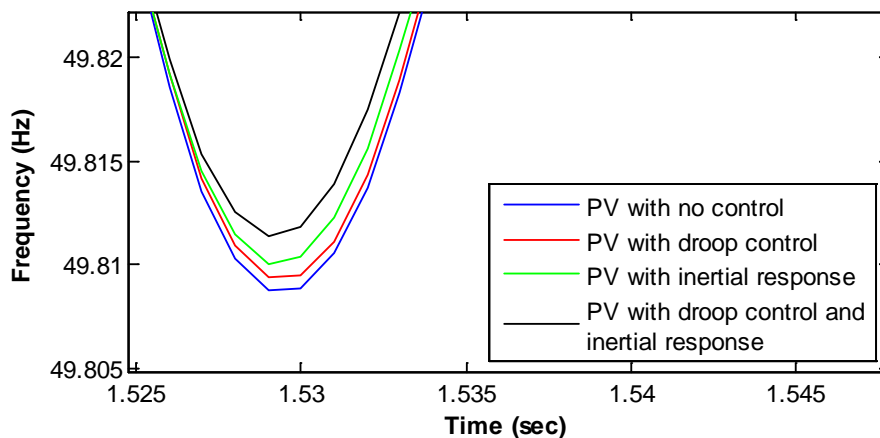
Σχήμα 6.10: Διάταξη εξεταζόμενου δικτύου



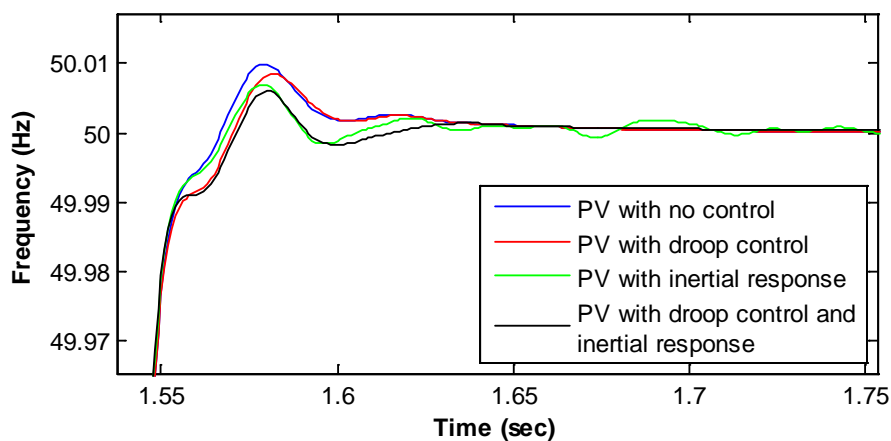
Σχήμα 6.11: Ενεργός ισχύς των φορτίων του δικτύου



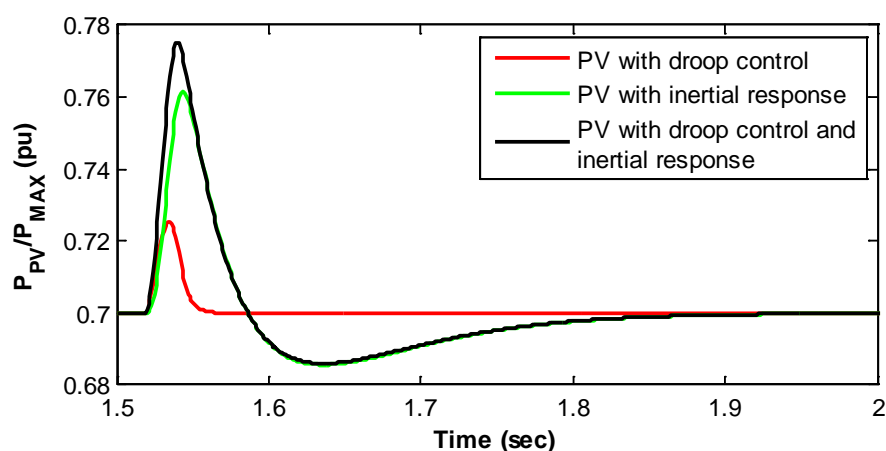
Σχήμα 6.12: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος



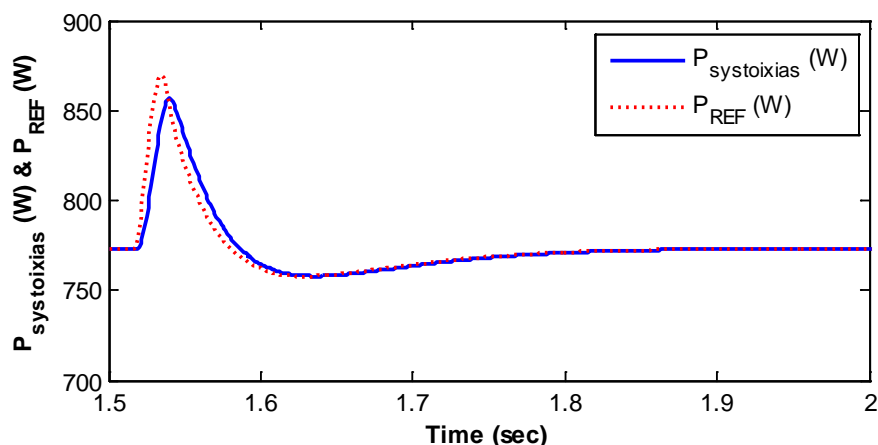
Σχήμα 6.13: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση η βύθιση συχνότητας)



Σχήμα 6.14: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση η επαναφορά στην ονομαστική συχνότητα)



Σχήμα 6.15: Ισχύς εξόδου φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας

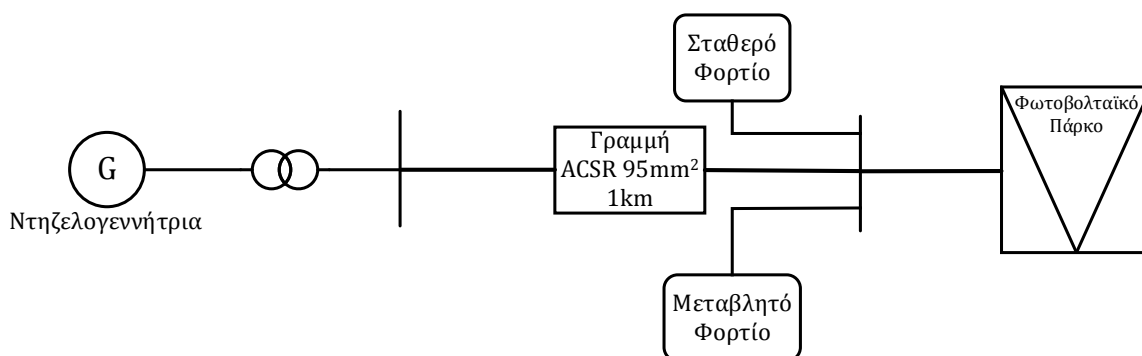


Σχήμα 6.16: Ισχύς εξόδου και ισχύς αναφοράς συστοιχίας φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας (στατισμός και αδρανειακή απόκριση ενεργοποιημένα)

Από τα παραπάνω σχήματα βλέπουμε ότι η συνεισφορά του στατισμού και της αδρανειακής απόκρισης από το φωτοβολταϊκό πάρκο είναι θετική στην διατήρηση της συχνότητας του δικτύου, παρότι το φωτοβολταϊκό πάρκο είναι αρκετά μικρότερο σε μέγεθος σε σχέση με το υπόλοιπο ηλεκτρικό δίκτυο. Σε σχέση με ένα ασθενές δίκτυο οι μεταβολές της συχνότητας είναι μικρότερου μεγέθους και η συνεισφορά του φωτοβολταϊκού πάρκου λιγότερο κρίσιμη.

6.3 Φωτοβολταϊκό πάρκο σε αυτόνομο δίκτυο

Τέλος, προσομοιώνουμε ένα αυτόνομο σύστημα, το οποίο αποτελείται από μια νηζελογεννήτρια με σύγχρονη μηχανή 3.125MVA, 2.4kV, 50Hz και σταθερά αδρανείας 1.07s ([33]), ένα μετασχηματιστή 5MVA, 2.4kV/20kV, γραμμή μεταφοράς 1km ACSR 95mm² και ένα φωτοβολταϊκό πάρκο ισχύος 1MWp. Το φορτίο του συστήματος αποτελείται από ένα σταθερό φορτίο 2MW με συντελεστή ισχύος 0.85 και από ένα δυναμικό φορτίο, το οποίο χρησιμοποιείται για να συνδεθεί και να αποσυνδεθεί ωμικό φορτίο της τάξης των 800kW στο σύστημα. Το σύστημα όπως υλοποιήθηκε φαίνεται στο σχήμα 6.17.



Σχήμα 6.17: Δομή εξεταζόμενου δικτύου

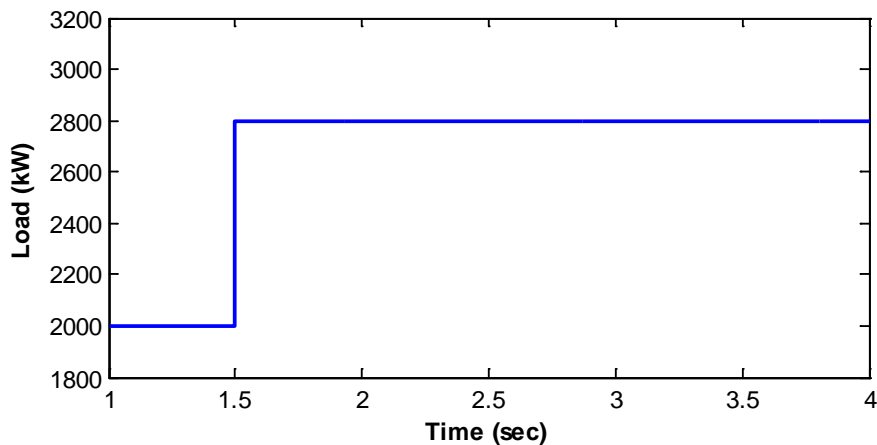
Στο παράρτημα 7 παρουσιάζεται η υλοποίηση του πιο πάνω δικτύου στο Simulink.

Όπως και προηγουμένως, οι δοκιμές που έγιναν αφορούσαν φωτοβολταϊκό πάρκο χωρίς συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας, με συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας μέσω στατισμού, μέσω εικονικής αδράνειας και συνδυασμό των δύο τελευταίων. Η καμπύλη στατισμού που χρησιμοποιήθηκε απεικονίζεται στο σχήμα 5.2 και η σταθερά εικονική αδράνειας που χρησιμοποιήθηκε είναι ίση με 5s. Επίσης η νεκρή ζώνη των μεταβολών της συχνότητας, για την περίπτωση του στατισμού και της αδράνειας είναι μεταξύ 49.9Hz και 50.1Hz. Τέλος το κάθε ζευγάρι συστοιχιών αποτελείται από 10 πλαίσια, εκ των οποίων τα 9 λειτουργούν υπό εντολές ισχύος ενώ το ένα λειτουργεί συνέχεια στο MPPT.

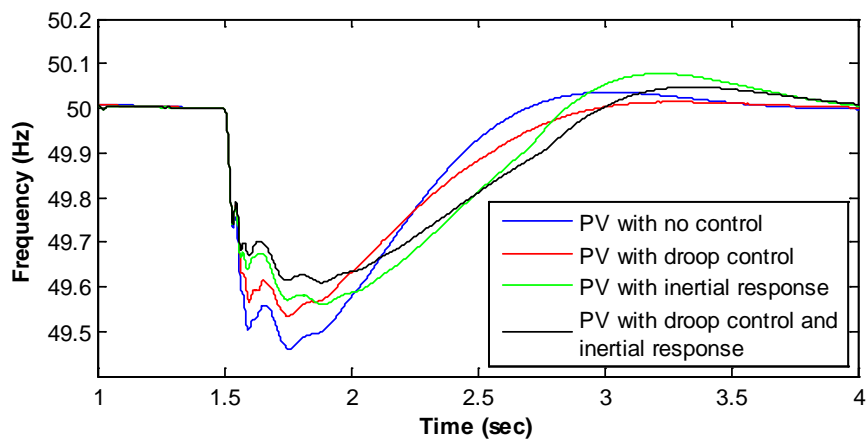
Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων βρίσκονται στα παρακάτω σχήματα. Οι συνθήκες θερμοκρασίας και ηλιοφάνειας είναι σταθερές και ονομαστικές ($1000 W/m^2$, $25^\circ C$), οπότε στην περίπτωση που το φωτοβολταϊκό πάρκο δεν συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας η ισχύς εξόδου του είναι 1MW.

Προσομοιώνεται η συμπεριφορά κατά τη σύνδεση φορτίου και κατά την αποκοπή φορτίου.

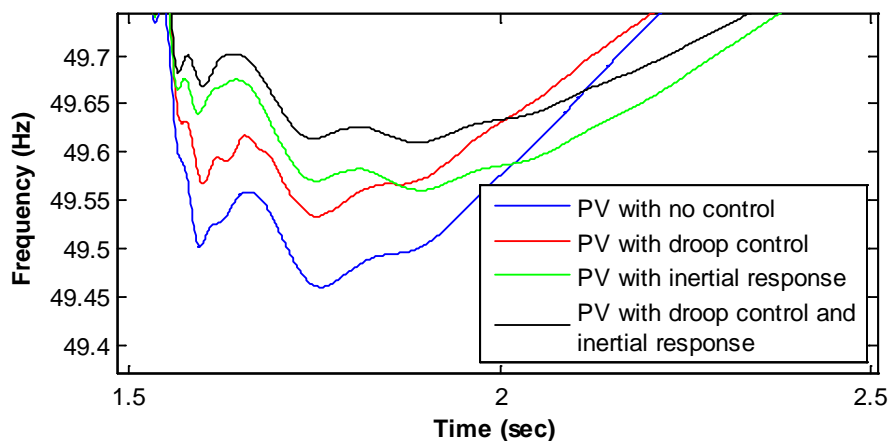
- Σύνδεση φορτίου 800kW



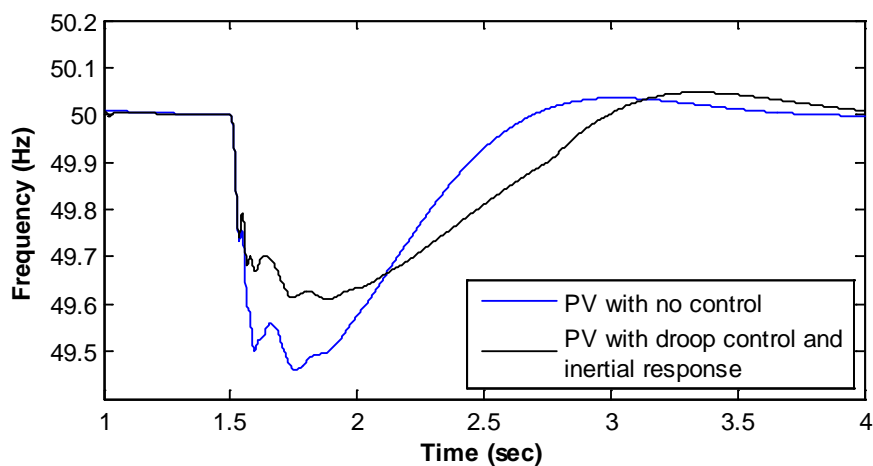
Σχήμα 6.18: Ενεργός ισχύς των φορτίων του δικτύου



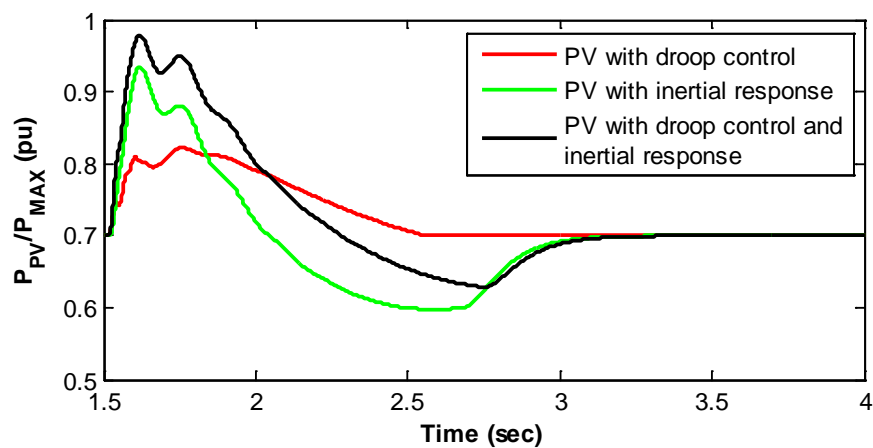
Σχήμα 6.19: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος



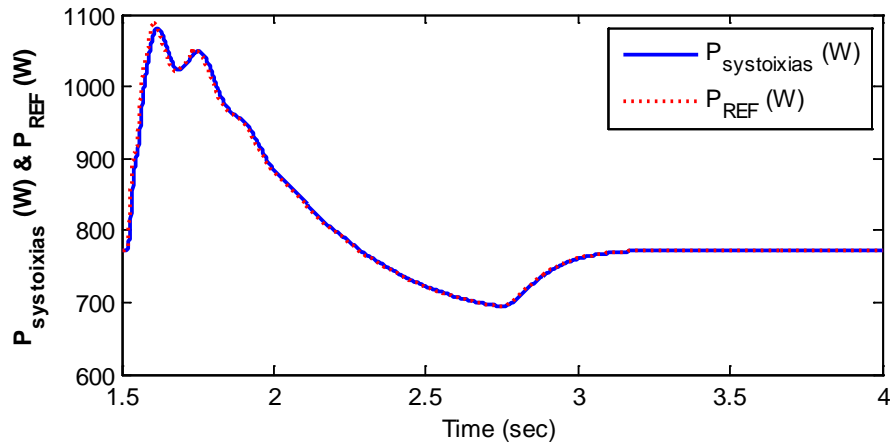
Σχήμα 6.20: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση)



Σχήμα 6.21: Σύγκριση απόκρισης συχνότητας δικτύου για φωτοβολταϊκό πάρκο με και χωρίς δυνατότητα ρύθμισης συχνότητας



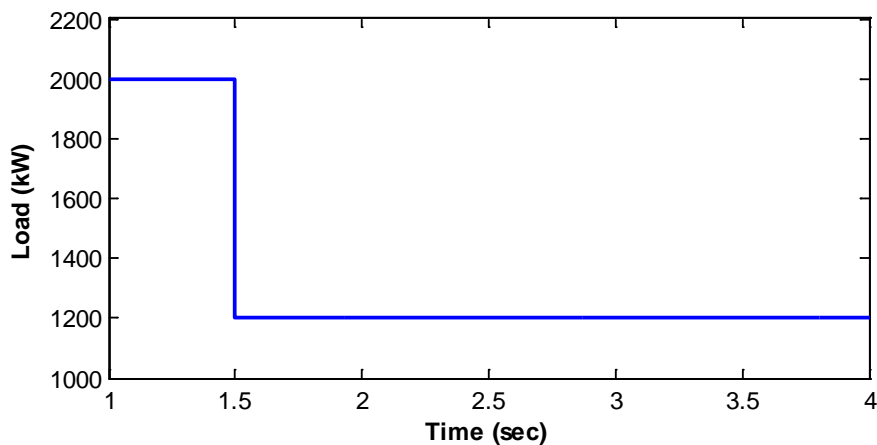
Σχήμα 6.22: Ισχύς εξόδου φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας



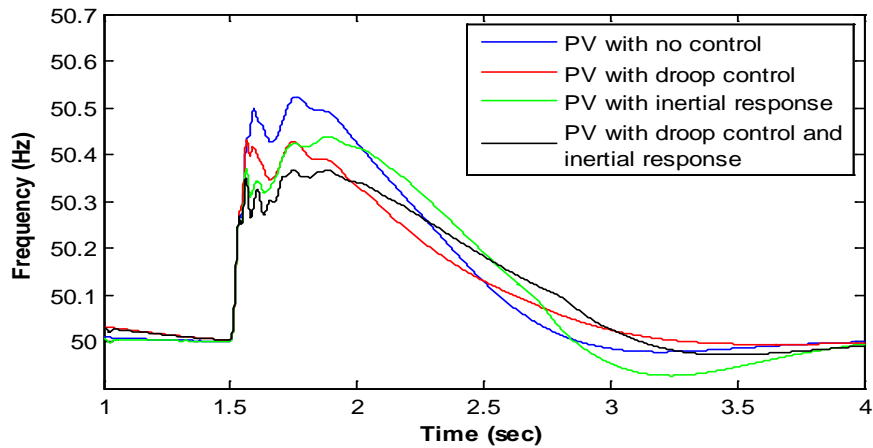
Σχήμα 6.23: Ισχύς εξόδου και ισχύς αναφοράς συστοιχίας φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας (στατισμός και αδρανειακή απόκριση ενεργοποιημένα)

Από τα παραπάνω αποτελέσματα βλέπουμε πως η συμμετοχή στη ρύθμιση συχνότητας ενός αιολικού πάρκου αποκτά μεγαλύτερη σημασία για ένα αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο. Κατά τη σύνδεση φορτίου 800kW η νηζελογεννήτρια ρίχνει κατά πολύ τη συχνότητα λειτουργίας της (ελάχιστη τιμή 49.46Hz) όταν το φωτοβολταϊκό πάρκο δεν συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας, κάτι το οποίο είναι προφανώς ανεπιθύμητο. Στην περίπτωση που το φωτοβολταϊκό πάρκο διαθέτει καμπύλη στατισμού και εικονική αδράνεια η απόκριση συχνότητας κατά τη σύνδεση του ίδιου φορτίου βελτιώνεται (ελάχιστη τιμή συχνότητας 49.61Hz).

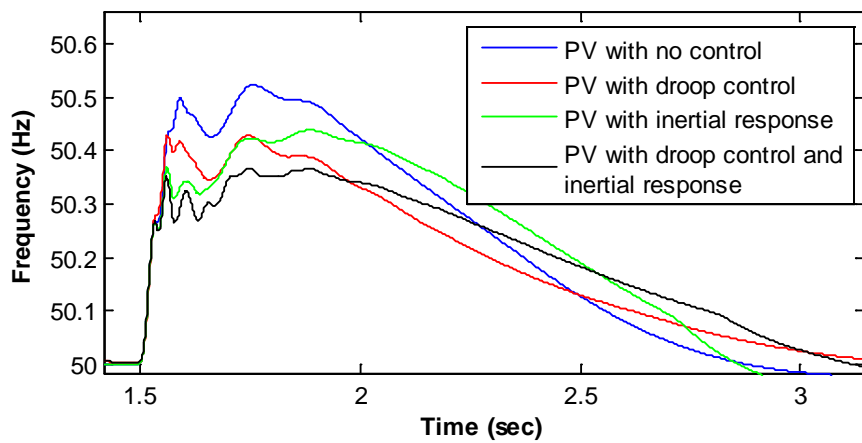
- Αποκοπή φορτίου 800kW



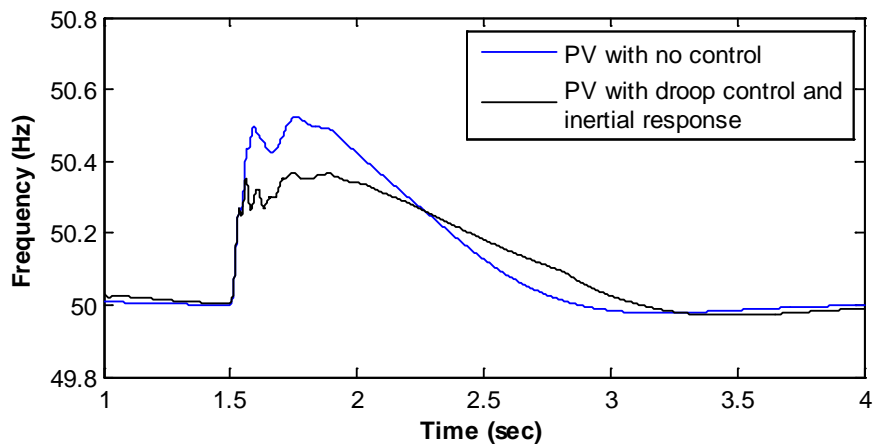
Σχήμα 6.24: Ενεργός ισχύς των φορτίων του δικτύου



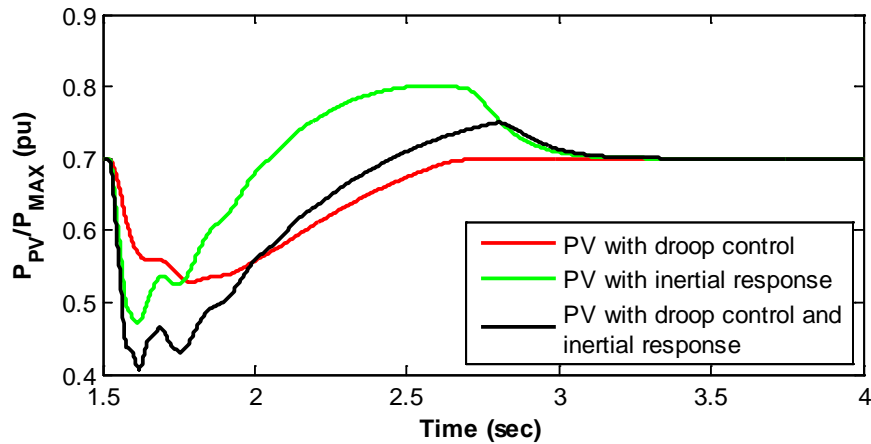
Σχήμα 6.25: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος



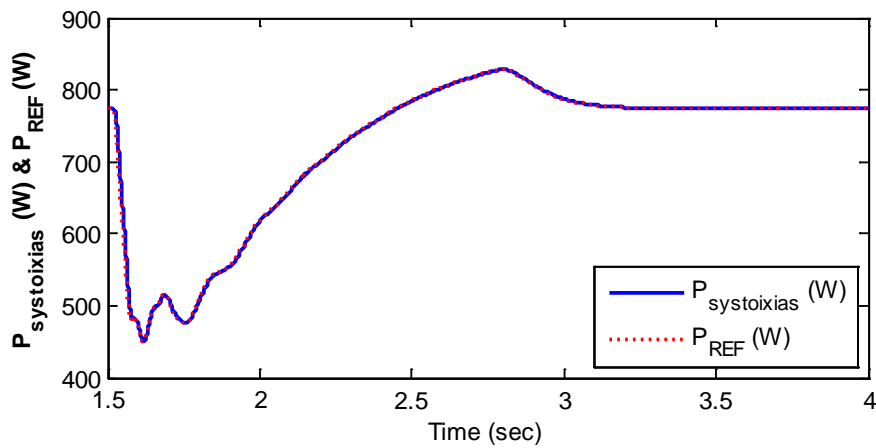
Σχήμα 6.26: Απόκριση συχνότητας δικτύου για τις διάφορες τεχνικές ελεγχόμενης ισχύος (σε μεγέθυνση)



Σχήμα 6.27: Σύγκριση απόκρισης συχνότητας δικτύου για φωτοβολταϊκό πάρκο με και χωρίς δυνατότητα ρύθμισης συχνότητας



Σχήμα 6.28: Ισχύς εξόδου φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας



Σχήμα 6.29: Ισχύς εξόδου και ισχύς αναφοράς συστοιχίας φωτοβολταϊκού πάρκου κατά τις μεταβολές της συχνότητας (στατισμός και αδρανειακή απόκριση ενεργοποιημένα)

Όπως και προηγουμένως, παρατηρούμε πως κατά την αποκοπή φορτίου 800kW η απόκριση συχνότητας του δικτύου βελτιώθηκε. Σημειώνουμε πως θα μπορούσε το Φ/Β πάρκο να δουλεύει στα ονομαστικά του μεγέθη και να συνεισφέρει μόνο σε περίπτωση υπερσυχνότητας. Με αυτόν τον τρόπο η περικοπή της φωτοβολταϊκής παραγωγής θα περιοριζόταν σημαντικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7:

Συμπεράσματα-Προοπτικές

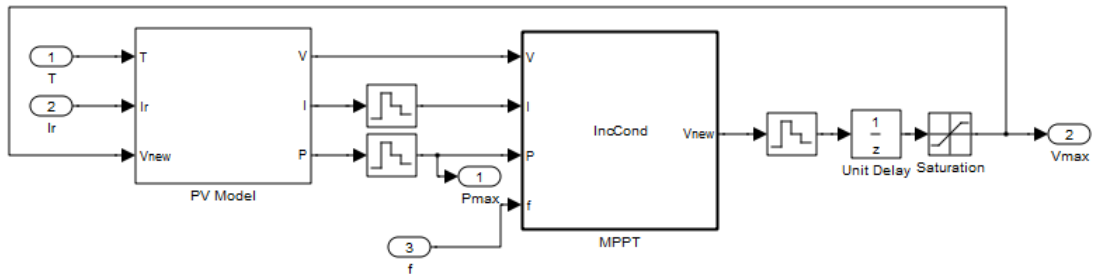
Είναι δεδομένο πως τα επόμενα χρόνια οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα πρωταγωνιστήσουν στην ηλεκτροπαραγωγή. Αυτό φέρνει αρκετά πλεονεκτήματα, αλλά και μερικά σημαντικά μειονεκτήματα που χρήζουν αντιμετώπισης. Ένα από τα μειονεκτήματα είναι πως με την όλο και μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα χάνεται ένα μεγάλο μέρος της αδράνειας που συνολικά είχαν. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η ευστάθεια του δικτύου να εξασθενεί.

Στην παρούσα διπλωματική εξετάστηκε το πώς θα μπορούσαν τα φωτοβολταϊκά συστήματα να βοηθήσουν στην ευστάθεια του δικτύου, όσον αφορά τις μεταβολές στη συχνότητα, κάτι το οποίο, όπως είδαμε, επιβάλλουν και οι νέοι κώδικες δικτύου. Γενικά είδαμε πως υπάρχουν περιθώρια συνεισφοράς των φωτοβολταϊκών στις μεταβολές της συχνότητας, ιδιαίτερα σε ασθενή ή αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα. Σε όλες τις περιπτώσεις που προσομοιώθηκαν η συμβολή τους ήταν θετική. Ο έλεγχος στατισμού και η εικονική αδράνεια συνέβαλαν θετικά τόσο στη βύθιση όσο και στην ανύψωση συχνότητας. Ειδικά για την εικονική αδράνεια παρατηρήθηκαν διαφορές στην υλοποίηση της στα φωτοβολταϊκά σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες, καθώς τα φωτοβολταϊκά δεν έχουν κινούμενα μέρη, έτσι ώστε να εκμεταλλευτούν την κινητική τους ενέργεια προς όφελος της αδράνειας. Για αυτό, όπως είδαμε, πρέπει στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών να διατηρείται μεγαλύτερη εφεδρεία. Επίσης το σύστημα εκτίμησης της μέγιστης ισχύος και γενικά η συνολική λειτουργία του φωτοβολταϊκού πάρκου (βλ. σχήμα 5.4) δείχνει να λειτουργεί αρμονικά. Ακόμη είδαμε πως στην περίπτωση ενός ασθενούς δικτύου τα περιθώρια συνεισφοράς ενός φωτοβολταϊκού πάρκου είναι μεγαλύτερα σε σχέση με ένα αντίστοιχης ισχύος που είναι συνδεδεμένο σε ένα πιο ισχυρό δίκτυο. Σε αυτόνομα δίκτυα παρατηρήθηκε πως η συμβολή της ρύθμισης συχνότητας μέσω ενός φωτοβολταϊκού πάρκου είναι πιο καθοριστική. Εδώ θα πρέπει να τονισθεί ότι η όλη διάταξη θα είχε σαφώς πιο μεγάλα περιθώρια συνεισφοράς αν έπαιρνε μέρος στη ρύθμιση μόνο υπερσυχνότητας, καθώς σε αυτή την περίπτωση δεν θα ήταν απαραίτητη η διατήρηση εφεδρείας και επομένως η μείωση της ισχύος εξόδου θα μπορούσε να είναι μεγαλύτερη.

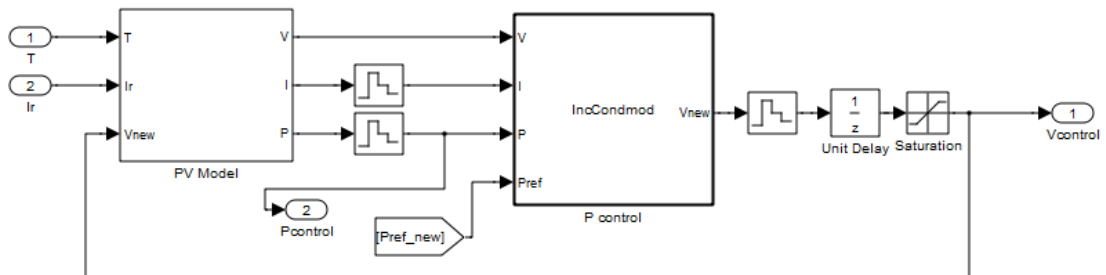
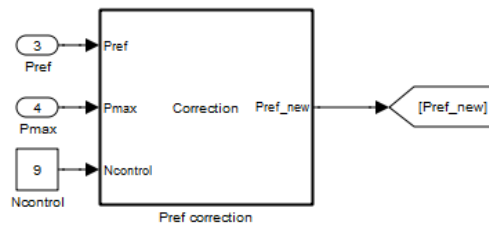
Τέλος, πολλά από αυτά που εξετάστηκαν χρήζουν βελτίωσης. Καταρχάς θα μπορούσε στο μέλλον να μοντελοποιηθεί ο dc-dc μετατροπέας ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, καθώς και ο αντιστροφέας του, έτσι ώστε να έχουμε μια πιο ακριβή εικόνα της συμπεριφοράς και της απόκρισης του. Επίσης καλό θα ήταν να χρησιμοποιηθεί ένα ακόμα πιο γρήγορο και ακριβές PLL. Μικρές βελτιώσεις ίσως να μπορούν να γίνουν στον έλεγχο στατισμού και αδρανειακής απόκρισης, αλλά και γενικότερα θα μπορούσαν να εισαχθούν περισσότερα χαρακτηριστικά μιας σύγχρονης μηχανής στον αντιστροφέα. Σαν προοπτική σίγουρα είναι απαραίτητη η μελέτη του εν λόγω προτεινόμενου φωτοβολταϊκού πάρκου σε δίκτυα χαμηλής τάσης. Ακόμα μια καλή ιδέα θα ήταν η χρήση ενός υπερπυκνωτή στο ζυγό dc του φωτοβολταϊκού πάρκου, αποκλειστικά για τη χρησιμοποίησή του για εικονική αδράνεια. Κάτι αντίστοιχο δηλαδή με την κινητική ενέργεια που διαθέτουν οι έλικες των ανεμογεννητριών.

Παράρτημα

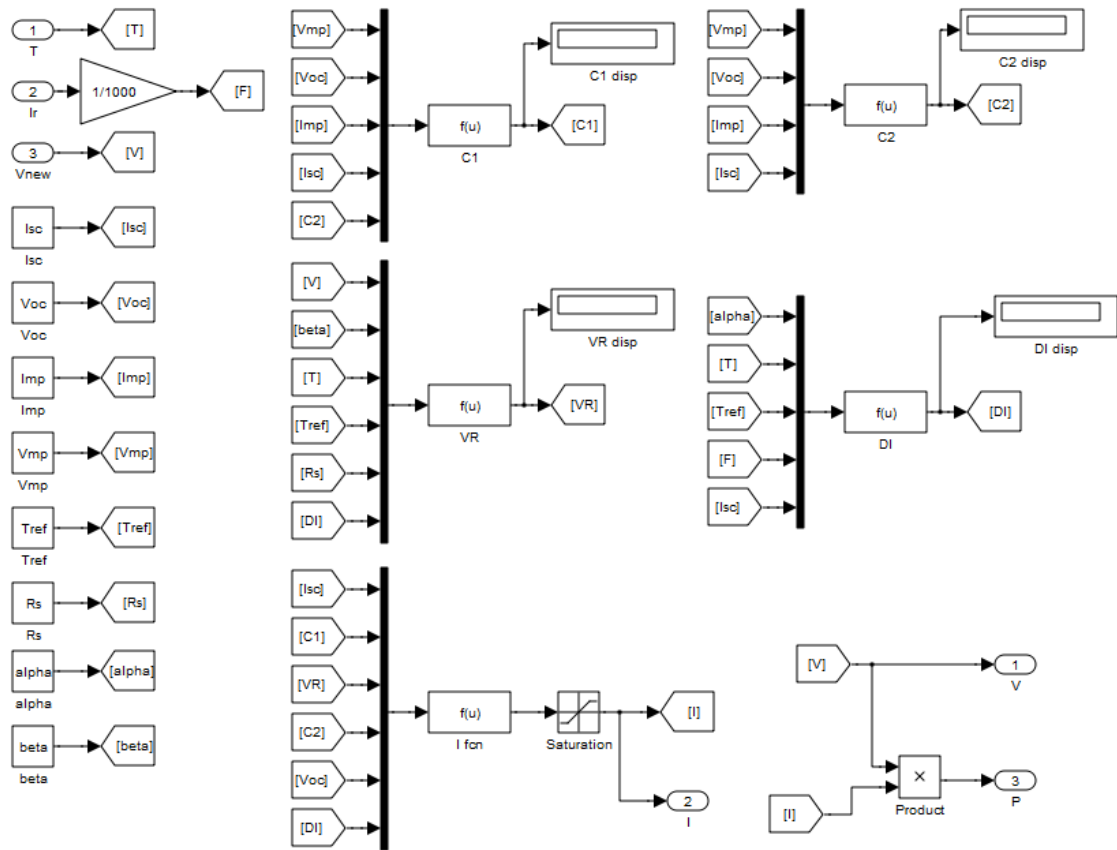
1. Μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος στο Simulink



Σχήμα 1: Υλοποίηση συστοιχίας μέγιστης ισχύος (φωτοβολταϊκό πλαίσιο και αλγόριθμος MPPT)



Σχήμα 2: Υλοποίηση συστοιχίας ελεγχόμενης ισχύος (φωτοβολταϊκό πλαίσιο και αλγόριθμος ελεγχόμενης ισχύος)



Σχήμα 3: Μοντέλο φωτοβολταϊκού πλαισίου

Αλγόριθμος MPPT Incremental Conductance with variable step size, όπως υλοποιήθηκε στο Simulink:

```
function Vnew = IncCond(V,I,P,f)
%#eml

persistent Vold Pold Iold off;

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Iold=0;
    Pold=0;
    off=0;
end

dV=V-Vold;
dI=I-Iold;
dP=P-Pold;

step=0.1*abs(dP/dV);

if isnan(step) || step>=1
    step=0.1;
end
if f<51
    if dV==0
        if dI==0
            Vnew=V;
        else
            if dI>0
                Vnew=V+step;
            end
        end
    end
end
```

```

        else
            Vnew=V-step;
        end
    end
else
    if dI/dV== -I/V
        Vnew=V;
    else
        if dI/dV> -I/V
            Vnew=V+step;
        else
            Vnew=V-step;
        end
    end
end
end
off=0;
elseif off==1 || f<51
    Vnew=0.1;
    off=0;
else
    Vnew=0;
    off=1;
end

if Vnew<0
    Vnew=0.1;
end

Vold=V;
Iold=I;
Pold=P;

```

Αλγόριθμος ελεγχόμενης ισχύος, όπως υλοποιήθηκε στο Simulink:

```

function Vnew = IncCondmod(V,I,P,Pref)
%#eml

persistent Vold Iold;

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Iold=0;
end

dV=V-Vold;
dI=I-Iold;

step=0.15*abs(Pref-P)/Pref;

if isnan(step)
    step=0.1;
end

if Pref>0
    if dI/dV< -I/V
        Vnew=V-step;
    else
        if Pref>P
            Vnew=V+step;
        else
            Vnew=V-step;
        end
    end
else
    Vnew=0;
end

```

```
Vold=V;
Iold=I;
```

2. Μοντέλο φωτοβολταϊκού στο MATLAB

```
Isc=6.67;
Voc=21.6;
Imp=6.32;
Vmp=17.4;
Tref=25;
T=25;
Rs=0.1;
alpha=0.0017;
beta=0.08;

C2=(Vmp/Voc-1)/log(1-Imp/Isc);
C1=(1-Imp/Isc)*exp(-Vmp/C2/Voc);

Ir=1;
i=0;
for V=0:0.001:Voc
    i=i+1;

    DI=alpha*Ir*(T-Tref)+Isc*(Ir-1);
    VR=V+beta*(T-Tref)+Rs*DI;
    I(i)=Isc*(1-C1*(exp(VR/C2/Voc)-1))+DI;
    P(i)=V*I(i);
end

j=j+1;

V=0:0.001:Voc;

figure(1)
hold on
box on
plot(V,I,'Linewidth',2)
ylim([0 Isc+0.5]);
xlabel('\bfVoltage (V)')
ylabel('\bfCurrent (A)')

figure(2)
hold on
box on
plot(V,P,'Linewidth',2)
ylim([0 120]);
xlabel('\bfVoltage (V)')
ylabel('\bfPower (W)')
```

3. Καμπύλη στατισμού, όπως υλοποιήθηκε στο MATLAB

```
Pmax=100;
i=0;

for f=48:0.0001:52
    i=i+1;

    if f<49
        Pref(i)=Pmax;
    elseif f<49.9
```

```

    Pref(i)=-0.333333*Pmax*f+17.333333*Pmax;
elseif f<50.1
    Pref(i)=0.70*Pmax;
elseif f<51
    Pref(i)=-0.555555*Pmax*f+28.5333333*Pmax;
else
    Pref(i)=0;
end
end
end

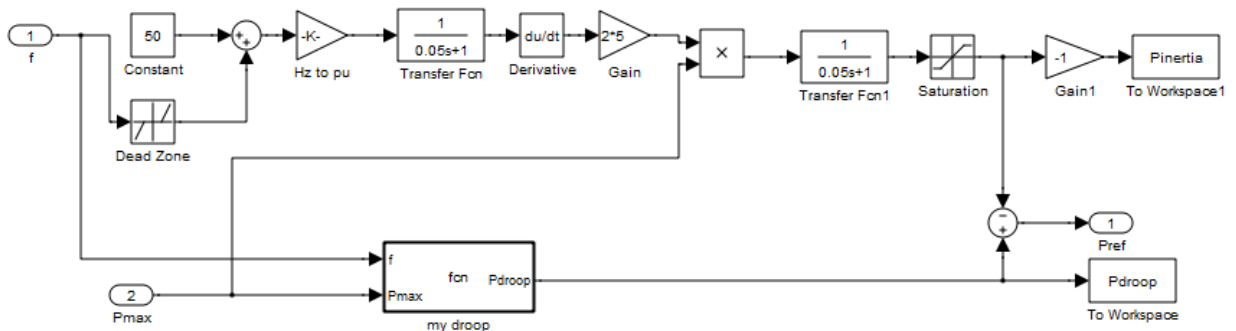
f=48:0.0001:52;

plot(f,Pref,'LineWidth',2.5)
xlabel('\bfGrid frequency (Hz)')
ylabel('\bfPref (%)')
grid on

ylim([0 110])

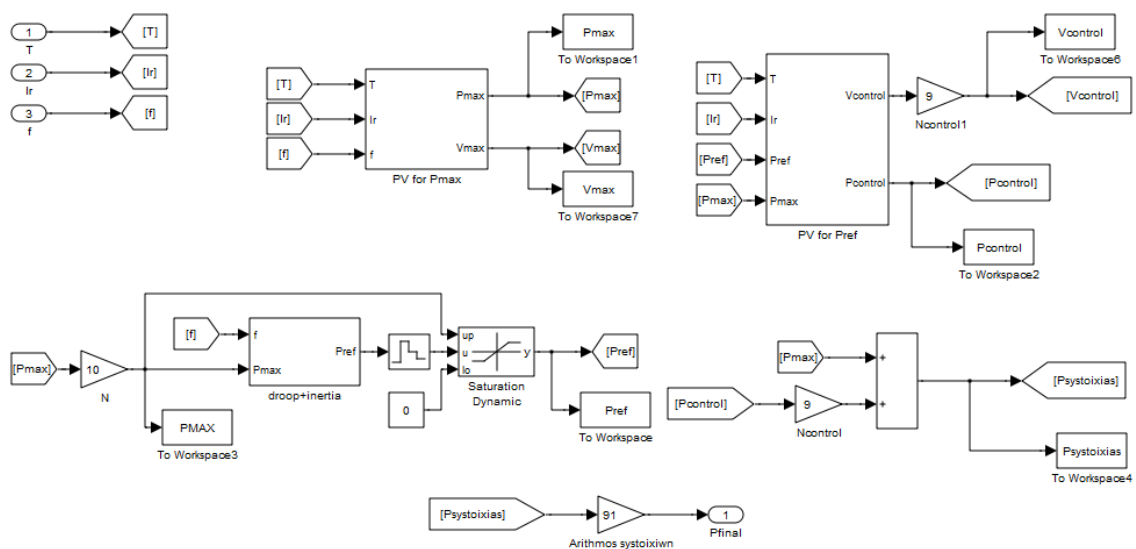
```

4. Μοντέλοποίηση συστήματος προσδιορισμού της ισχύος



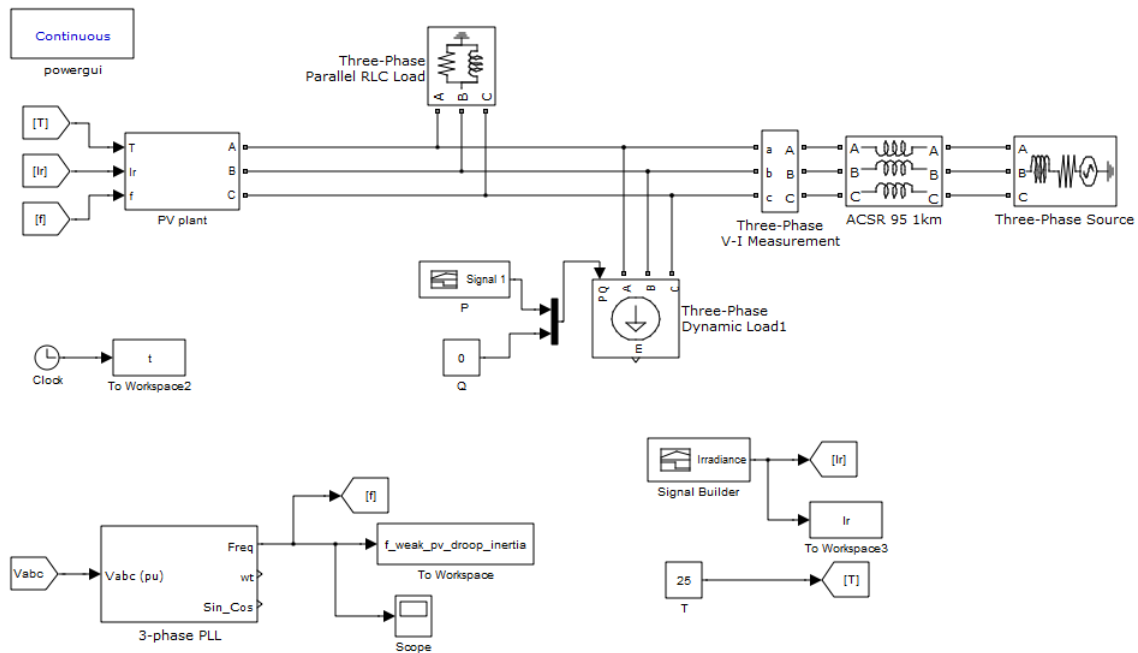
Σχήμα 4: Μοντέλο προσδιορισμού ισχύος αναφοράς ανάλογα με τη συχνότητα

5. Μοντέλο προτεινόμενης φωτοβολταϊκής διάταξης στο Simulink



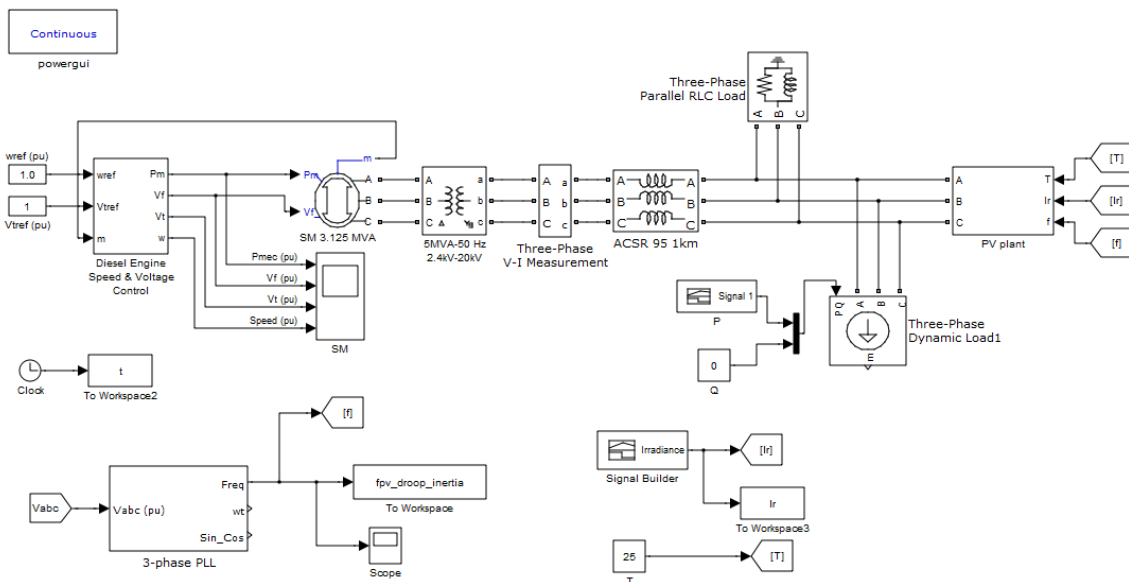
Σχήμα 5: Συνολικό μοντέλο προσομοίωσης φωτοβολταϊκού συστήματος 100kW

6. Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε ασθενής/ισχυρό δίκτυο



Σχήμα 6: Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε ασθενής/ισχυρό δίκτυο

7. Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε αυτόνομο δίκτυο



Σχήμα 7: Μοντέλο σύνδεσης φωτοβολταϊκού πάρκου σε αυτόνομο δίκτυο

Βιβλιογραφία

- [1] S. Grunau και F. W. Fuchs, «Effect of Wind-Energy Power Injection into Weak Grids».
- [2] M. F. Farias, P. E. Battaiotto και M. G. Cendoya, «Wind Farm to Weak-Grid Connection using UPQC Custom Power Device,» IEEE, 2010.
- [3] E. Haesen, F. Minne, J. Driesen και M. Bollen, «Hosting Capacity for Motor Starting in Weak Grids,» IEEE.
- [4] H. Bindner, «Power Control for Wind Turbines in Weak Grids: Concepts Development,» Risø National Laboratory, Roskilde, March 1999.
- [5] Β. Γ. Λακιώτης, «Ρύθμιση συχνότητας μέσω Υβριδικού Αντλησιοταμιευτικού Σταθμού,» ΕΜΠ, Αθήνα, Φεβρουάριος 2010.
- [6] Ε. Δ. Γαϊτάνου, «Μοντελοποίηση και Ανάλυση λειτουργίας αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Νήσου Ρόδου,» ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2007 .
- [7] Ε. Γ. ΚΑΡΑΜΑΝΟΥ, «ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΩΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΝΗΣΙΩΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥ,» ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2006.
- [8] A. N. Zomers, «Rural Electrification,» Twente University Press, Twente, 2001.
- [9] UCTE, «Load-Frequency Control and Performance,» 19 March 2009.
- [10] Α. ΒΑΣΙΛΑΚΗΣ, «Μελέτη της συμπεριφοράς των Εικονικών Σύγχρονων Μηχανών στη Στήριξη της Συχνότητας,» ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβρης 2012.
- [11] Β. Παπαδιάς και Κ. Βουρνάς, Παραγωγή Ηλεκτρικής ενέργειας και έλεγχος συχνότητας και τάσεως, Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 1991.
- [12] Ν. Α. ΚΑΤΣΟΥΛΑΚΟΣ, «ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ ΧΡΟΝΟ ΓΙΑ ΜΕΛΕΤΗ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ,» ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2013.
- [13] P. Kundur, Power Systems stability and control, New York, 1994.
- [14] K. D. Brabandere, J. V. d. Keybus και R. Belmans, «A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters,» IEEE, JULY 2007.
- [15] Μ. Κατσαμπάνη, «Υβριδική υποστήριξη ρύθμισης φορτίου – συχνότητας από ανεμογεννήτρια και υδροηλεκτρικό σταθμό,» ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2010.
- [16] Γ. Δ. Μάργαρης, «Μοντελοποίηση ανεμογεννητριών για τη μελέτη δυναμικών φαινομένων σε συνθήκες αυξημένης αιολικής διεύθυνσης,» ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2011.

- [17] ENTSO-E, «ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,» Brussels, 26 June 2012.
- [18] BDEW, «Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network,» June 2008.
- [19] M. Tsili και S. Papathanassiou, «Review of grid code technical requirements for wind farms,» IET Renewable Power Generation, 31st July 2008.
- [20] S. NANOU, A. PAPAKONSTANTINOU και S. PAPATHANASSIOU, «CONTROL OF A PV GENERATOR TO MAINTAIN ACTIVE POWER RESERVES DURING OPERATION,» 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012.
- [21] L. D. Watson και J. W. Kimball, «Frequency Regulation of a Microgrid Using Solar Power,» IEEE, 2011.
- [22] Venkata Ajay Kumar Pappu, Badrul H. Chowdhury και Jonathan W. Kimball, «IMPLEMENTING FREQUENCY REGULATION CAPABILITY IN SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS,» Proceedings of the 4th Annual ISC Research Symposium, Missouri, April 21, 2010.
- [23] RenewableUK, «RenewableUK Position Paper on Inertia,» RenewableUK, London, 7th April 2011.
- [24] P. Tielens και D. V. Hertem, «Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables».
- [25] Du Yan, Su Jianhui και Shi Yong, «A Unified Power Controller for Photovoltaic Generators in Microgrid».
- [26] M. Datta, H. Ishikawa, H. Naitoh και T. Senjyu, «Frequency Control Improvement in a PV-Diesel Hybrid Power System with a Virtual Inertia Controller,» IEEE, 2011.
- [27] Θ. Κ. Κορλός, «Αντιμετώπιση φαινομένου ανύψωσης τάσης λόγω διείσδυσης φωτοβολταϊκών στη Χαμηλή Τάση,» ΕΜΠ, Αθήνα, 5 Νοεμβρίου 2012.
- [28] Α. Νανάκος, Ι. Κομπούγιας και Ε. Τατάκης, «ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΑΚΗ ΕΞΟΜΟΙΩΣΗ ΤΩΝ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΕΞΟΔΟΥ ΕΝΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ».
- [29] Χ. Ι. Αναστόπουλος, «Ανάλυση της λειτουργίας εργαστηριακού πρωτότυπου μικροδικτύου,» ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2004.
- [30] Κ. Α. ΜΑΡΜΑΡΙΝΟΣ, «ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΙΧΝΗΛΑΤΗΣΗΣ ΣΗΜΕΙΟΥ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΜΕ ΤΟ MATLAB/SIMULINK,» ΕΜΠ, Αθήνα, ΦΛΕΒΑΡΗΣ 2011.
- [31] D. P. Hohm και M. E. Ropp, «Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms,» PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, 2003.
- [32] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu και Y. Kang, «A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems,» IEEE, JULY 2008.

- [33] G. Sybille και T. Zabaïou, «Emergency Diesel-Generator and Asynchronous Motor (<http://www.mathworks.com/help/physmod/powersys/examples/emergency-diesel-generator-and-asynchronous-motor.html>).