



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

**Έλεγχος Αυτόνομων Ηλεκτρικών Συστημάτων
με Υψηλή Διεξόδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
και Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2023



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

Έλεγχος Αυτόνομων Ηλεκτρικών Συστημάτων με Υψηλή Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

Συμβουλευτική Επιτροπή: Σταύρος Παπαθανασίου (Επιβλέπων)

Αντώνιος Κλαδάς

Στέφανος Μανιάς

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 22^η Σεπτεμβρίου 2023

Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αντώνιος Κλαδάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Στέφανος Μανιάς
Ομότ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Παύλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επίκ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Άρης-Ευάγγελος Δημέας
Επίκ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Georgios
Stavrakakis

Digitally signed by Georgios
Stavrakakis
Date: 2023.09.25 00:11:46
+03'00'

Γεώργιος Σταυρακάκης
Καθηγητής Πολυτεχνείου Κρήτης

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2023

Η παρούσα διδακτορική διατριβή υλοποιήθηκε με υποτροφία του ΙΚΥ η οποία συγχρηματοδοτήθηκε από την Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο) μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Ανάπτυξη Ανθρώπινου Δυναμικού, Εκπαίδευση και Διά Βίου Μάθηση», στο πλαίσιο της Πράξης «Ενίσχυση του ανθρώπινου ερευνητικού δυναμικού μέσω της υλοποίησης διδακτορικής έρευνας – 2^{ος} Κύκλος» (MIS-5000432).



Επιχειρησιακό Πρόγραμμα
Ανάπτυξη Ανθρώπινου Δυναμικού,
Εκπαίδευση και Διά Βίου Μάθηση
Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης



.....

Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου

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

Copyright © Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου, 2023

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.

*Στην Κατερίνα
και στη μητέρα μου,*

Περίληψη

Αντικείμενο της διατριβής αποτελεί η ρύθμιση συχνότητας σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα υπό συνθήκες υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Βασικές δυσκολίες στη ρύθμιση τέτοιων δικτύων που διερευνώνται στην παρούσα διατριβή είναι η μειωμένη αδράνεια, η ανάγκη παροχής εφεδρειών από μονάδες ΑΠΕ στοχαστικής παραγωγής, συσσωρευτές περιορισμένου ενεργειακού αποθέματος και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς με περιορισμούς στην ταχύτητα απόκρισής τους, καθώς και η λειτουργία αυτόνομων συστημάτων σε συνθήκες υπό τις οποίες τροφοδοτούνται πλήρως από πόρους που συνδέονται μέσω μετατροπών ισχύος. Η διατριβή κινείται σε δύο άξονες, της πρωτεύουσας ρύθμισης μέσω παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης και της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας.

Αναφορικά με τον πρώτο άξονα (εφεδρείες ταχείας απόκρισης), παρουσιάζεται μέθοδος ελέγχου φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών που επιτρέπει τη λειτουργία σε συγκεκριμένο επίπεδο ανοδικών εφεδρειών, παρέχοντας επίσης πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και αδρανειακή απόκριση. Οι προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν αναδεικνύουν ότι η προτεινόμενη μέθοδος συμβάλλει αποτελεσματικά στη διαχείριση δυσμενών συνθηκών διαταραχής του ισοζυγίου ισχύος αυτόνομου ηλεκτρικού δικτύου. Απουσία εσωτερικής αποθήκευσης στο Φ/Β, η ικανότητα συμβολής του σε συνθήκες υποσυχνότητας επηρεάζεται καθοριστικά από το επίπεδο απορρίψεων μέρους της πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας, το οποίο καθορίζεται αξιολογώντας τις ελάχιστες συνθήκες λειτουργίας.

Στη συνέχεια διερευνάται η λειτουργία αυτόνομων συστημάτων υπό συνθήκες πλήρους (100%) τροφοδότησής τους από πόρους που συνδέονται στο δίκτυο μέσω μετατροπών ισχύος (μπαταρίες και στοχαστικές ΑΠΕ). Από τις προσομοιώσεις νησιωτικού συστήματος συμπεραίνεται ότι η χρήση ελέγχου grid forming σε μέρος των μετατροπών ισχύος, σε συνδυασμό με την εφαρμογή στατισμού σε όλα τα συστήματα συσσωρευτών, επιτυγχάνει αποτελεσματικό διαμοιρασμό εφεδρειών ταχείας απόκρισης μεταξύ του συνόλου των μονάδων, επιτρέποντας την αποτελεσματική εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ελέγχου στα Φ/Β.

Επιπρόσθετα, πραγματοποιείται συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας σε αυτόνομα συστήματα που ηλεκτροδοτούνται από υβριδικό σταθμό που περιλαμβάνει αντλησιοταμίευση (υδροστροβίλους και αντλίες) και ανεμογεννήτριες, απουσία θερμικών μονάδων (100% ΑΠΕ). Τα μέσα που αξιοποιούνται για την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας είναι υδροστροβίλοι τύπου Pelton, μέσω χρήσης των εκτροπών δέσμης ύδατος που διαθέτουν, αντλίες μεταβλητών στρωφών, ανεμογεννήτριες και συσσωρευτές. Προτείνονται δύο νέες μέθοδοι ελέγχου: η 1^η αξιοποιεί τους εκτροπείς των υδροστροβίλων, ώστε να παρέχεται άμεσα η ζητούμενη εφεδρεία, ενώ στη 2^η οι συσσωρευτές υποστηρίζουν επιπλέον την παρακολούθηση της παραγόμενης ισχύος των ανεμογεννητριών του υβριδικού σταθμού από το αντλιοστάσιο. Οι προσομοιώσεις αναδεικνύουν πως η προτεινόμενη χρήση εκτροπών συμβάλλει στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος, οδηγώντας όμως σε ενεργειακή υποαξιοποίηση του υδάτινου αποθέματος. Η προσθήκη συσσωρευτών αναδεικνύεται ως η πλέον αποτελεσματική λύση, ειδικά στις περιπτώσεις που εφαρμόζεται η προτεινόμενη μέθοδος συγχρονισμού αιολικού πάρκου – αντλιοστασίου – συσσωρευτών.

Επιπλέον των διερευνήσεων παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης, αναπτύχθηκε μέθοδος ελέγχου τριών επιπέδων για την αποτελεσματική συμμετοχή συσσωρευτών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, παράλληλα με θερμικές μονάδες. Το 1^ο επίπεδο ελέγχου υλοποιείται τοπικά στις μονάδες συσσωρευτών και εξασφαλίζει διατήρηση ενεργειακών αποθεμάτων εντός αποδεκτών ορίων, παρέχοντας παράλληλα πρωτεύουσα εφεδρεία και αδρανειακή απόκριση. Το 2^ο επίπεδο αποτελείται

από το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής που διαμοιράζει την απαιτούμενη δευτερεύουσα εφεδρεία, περιορίζοντας τη συμβολή συσσωρευτών, των οποίων η στάθμη φόρτισης πλησιάζει στο μέγιστο/ελάχιστο αποδεκτό επίπεδο. Το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών επανέρχεται στα επιθυμητά επίπεδα με εφαρμογή του 3^{ου} επιπέδου ελέγχου, που συνιστά προγραμματισμό οικονομικής κατανομής. Επιπρόσθετα, αναπτύσσεται και μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας για εφαρμογή υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Η αποτελεσματικότητα εφαρμογής των προτεινόμενων στρατηγικών ελέγχου επιβεβαιώνεται από προσομοιώσεις λειτουργίας νησιωτικού δικτύου, υπό συνθήκες εξάντλησης του ενεργειακού αποθέματος συσσωρευτών που αναλαμβάνουν μεγάλο μέρος της δευτερεύουσας εφεδρείας.

Λέξεις κλειδιά

Ρύθμιση συχνότητας, αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, αποθήκευση, συσσωρευτές, αντλησιοταμίευση, φωτοβολταϊκό σύστημα, υβριδικός σταθμός, αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, στάθμη φόρτισης, αδρανειακή απόκριση, στατισμός, μετατροπέας διαμόρφωσης δικτύου

Abstract

This dissertation investigates frequency control in autonomous power systems operating under high renewable energy sources (RES) share. Power regulation challenges faced in such grids, that are examined in this dissertation, include their low inertia, the need for reserve provision by stochastic RES, batteries with energy reserves limitations, pumped-hydro storage stations with limited ramping capabilities, as well as system operation supplied entirely by inverter-based resources. The investigation presented addresses two main topics, fast reserves provision and secondary frequency regulation.

As regards fast reserves, a control strategy is introduced for a photovoltaic (PV) generator, allowing operation at a specified upward reserve level, along with primary frequency regulation and inertia emulation. Simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed method in supporting an island grid subjected to major active power equilibrium disturbances. In the absence of storage within the PV station, underfrequency support can only be provided when the station operates in curtailed output mode, depending on system conditions.

The operation of autonomous systems under 100% inverter-based resources (batteries and stochastic RES) is also examined. In such conditions, the operation of some converters in grid forming mode is required. Simulation results from a non-interconnected island grid show that applying a droop-based grid-forming control scheme in battery converters achieves effective sharing of fast reserves amongst participating units, including PVs adopting the proposed control method.

In addition, a comparative assessment is presented of solutions allowing the provision of primary reserves by hybrid stations, consisting of pumped-hydro storage and wind turbines, operating in island grids in the absence of thermal units (100% RES share). Assets utilized for reserve provision include Pelton hydro turbines, regulated via their water jet deflectors, variable speed pumps, wind turbines and batteries. Two novel control methods are introduced; the 1st utilizes the hydro units' deflectors for fast reserve provision, while in the 2nd method batteries support the pumping facility of the hybrid station in tracking wind power variations. Simulation results demonstrate that the proposed deflector control supports the active power equilibrium, albeit at the detriment of energy efficiency. Battery storage is the most effective solution, especially when implementing the proposed wind farm – pumping station – battery storage coordinating control scheme.

A novel three-level power control method is also introduced, allowing the effective participation of batteries in secondary reserves provision, in parallel with thermal units. The 1st control layer is implemented locally, at individual battery station level, ensuring operation within acceptable state of charge limits, while also providing primary reserves and inertia emulation. The 2nd control level is a central automatic generation control system that allocates required secondary reserves, limiting the contribution of batteries whose available energy reserves are diminishing. State of charge restoration is achieved via the economic dispatch algorithm of the 3rd level of control. In addition, a secondary frequency control method for 100% RES conditions is introduced. The effectiveness of the proposed control method is demonstrated via time-domain simulations of an island grid under conditions resulting in battery energy reserves depletion, while providing secondary reserves.

Keywords

Frequency regulation, autonomous power system, storage, batteries, pumped storage, photovoltaic system, hybrid station, automatic generation control, state of charge, inertia emulation, droop control, grid forming converter

Ευχαριστίες

Κατά τη διάρκεια του διδακτορικού συνάντησα αρκετές δυσκολίες στην έρευνα, περνώντας περιόδους απογοήτευσης, αμφιβολίας και αυτοαμφισβήτησης. Δεν θα είχα καταφέρει να ολοκληρώσω την εκπόνηση της διατριβής χωρίς δίκτυο υποστήριξης και ευχαριστώ όλους όσους συνέβαλαν σε αυτό.

Κατ' αρχάς οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Καθηγητή Σταύρο Παπαθανασίου, για την αμέριστη στήριξη και τη διαθεσιμότητά του για συζήτηση όποιου ζητήματος ανέκυπτε. Η επιστημονική προσέγγιση, η ψυχραιμία, ο ρεαλισμός και η διαλακτικότητα με την οποία αντιμετώπιζε τα εμπόδια που προέκυπταν ήταν καθοριστικά, ώστε να βρίσκονται λύσεις και να προχωράει η έρευνα. Με δίδαξε πολλά και η καθοδήγησή του με βοήθησε να εξελιχθώ ερευνητικά και επαγγελματικά. Τον ευχαριστώ και για την ευκαιρία που μου έδωσε να συμμετέχω στις διαλέξεις μαθημάτων της σχολής, διαδικασία που επίσης με εξέλιξε.

Ευχαριστώ επίσης θερμά τους Καθηγητές Αντώνιο Κλαδά, Στέφανο Μανιά, Παύλο Γεωργιάκη, Αντώνιο Παπαβασιλείου, Άρη-Ευάγγελο Δημέα και Γεώργιο Σταυρακάκη για τη συμμετοχή τους στην επταμελή εξεταστική επιτροπή της διατριβής.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στους Απόστολο Κωνσταντέα, Σπύρο Μπόσμη και Σωτήρη Νάνου, για τη συνεργασία μας, η οποία συνέβαλε ενεργά στην έρευνα της παρούσας διατριβής.

Ευχαριστίες οφείλω και στο Ίδρυμα Κρατικών Υποτροφιών για την τριετή χρηματοδότηση της έρευνας που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής.

Ευχαριστώ επίσης τους υποψήφιους διδάκτορες και συνεργάτες του εργαστηρίου Παντελή Δράτσα, Ελένη Καραμάνου, Όλγα Σχινά, Βαγγέλη Χατζηστυλιανό, Περικλή Χήναρη και Γιώργο Ψαρρό για το ευχάριστο κλίμα, τη βοήθεια και τις συζητήσεις μας. Ευχαριστώ και τους φοιτητές με τους οποίους συνεργαστήκαμε στο πλαίσιο εκπόνησης διπλωματικών και μεταπτυχιακών εργασιών για όσα μου προσέφεραν.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω να ευχαριστήσω τη μητέρα μου, Ασημίνα, για τη διαρκή στήριξή της σε όλη την ακαδημαϊκή μου σταδιοδρομία και για την αγάπη που μου μετέδωσε για τη γνώση. Ευχαριστώ επίσης τον αδερφό μου, Μιχάλη, για την υποστήριξή του, ειδικά σε περιόδους απογοήτευσης, που η έρευνα αντιμετώπιζε δυσκολίες.

Ευχαριστώ και τον γιό μου, Γιώργο, ο οποίος – χωρίς να το ξέρει – με βοήθησε να εστιάσω στην ολοκλήρωση της διατριβής.

Τέλος, ευχαριστώ από καρδιάς την αγαπημένη μου Κατερίνα, συνοδοιπόρο στη ζωή, για την αμέριστη συμπαράσταση σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής. Χωρίς την έμπρακτη υποστήριξή της θα μου ήταν αδύνατον να ανταπεξέλθω στις απαιτήσεις του διδακτορικού.

Περιεχόμενα

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή.....	17
1.1. Ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας & ανάγκη για αποθήκευση.....	17
1.2. Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας	19
1.2.1. Αρχές απόκρισης συχνότητας	19
1.2.2. Αρχές απελευθέρωσης πρωτεύουσας εφεδρείας.....	21
1.3. Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	23
1.3.1. Αρχές απελευθέρωσης δευτερεύουσας εφεδρείας.....	23
1.3.2. Σφάλμα ελέγχου περιοχής.....	25
1.3.3. Έλεγχος σφάλματος ελέγχου περιοχής	26
1.3.4. Επιμερισμός δευτερεύουσας εφεδρείας στις μονάδες	27
1.3.5. Εναλλακτικές μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας	28
1.4. Ρύθμιση συχνότητας υπό συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.....	29
1.4.1. Ανάγκη παροχής εφεδρειών από μονάδες ΑΠΕ & αποθήκευσης.....	29
1.4.2. Μείωση αδράνειας ηλεκτρικών συστημάτων	31
1.5. Σκοπός, συμβολή & δομή διατριβής.....	33
1.5.1. Σκοπός διατριβής	33
1.5.2. Συμβολή διατριβής στο πεδίο της ρύθμισης συχνότητας.....	34
1.5.3. Δομή διατριβής.....	36
Κεφάλαιο 2: Συμμετοχή φωτοβολταϊκών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	39
2.1. Εισαγωγή	39
2.2. Παροχή εφεδρειών από φωτοβολταϊκούς σταθμούς	39
2.2.1. Ανάγκη περιορισμού παραγωγής φωτοβολταϊκών σταθμών.....	39
2.2.2. Μέθοδοι εκτίμησης μέγιστης διαθέσιμης ισχύος.....	40
2.2.3. Μέθοδοι παροχής εφεδρειών φωτοβολταϊκών σταθμών χωρίς αποθήκευση	42
2.3. Μοντέλο φωτοβολταϊκού σταθμού	44
2.3.1. Τοπολογία φωτοβολταϊκού σταθμού	44
2.3.2. Μοντέλο φωτοβολταϊκού πεδίου	44
2.3.3. Αλγόριθμος μεγιστοποίησης ισχύος	46
2.3.4. DC/DC μετατροπέας ισχύος.....	47
2.3.5. Grid following DC/AC μετατροπέας ισχύος.....	48
2.4. Εφαρμοζόμενη μέθοδος παροχής εφεδρειών φωτοβολταϊκού σταθμού	51
2.4.1. Εκτιμητής μέγιστης ισχύος.....	52
2.4.2. Ελεγκτής ισχύος.....	53

2.5.	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	55
2.5.1.	Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.....	55
2.5.2.	Υπηρεσίες συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας.....	56
2.5.3.	Παραμετρική διερεύνηση ανοδικής εφεδρείας.....	61
2.5.4.	Ελάχιστη ανοδική εφεδρεία για αποδεκτή ποιότητα συχνότητας.....	64
Κεφάλαιο 3:	Συμμετοχή μπαταριών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	65
3.1.	Εισαγωγή.....	65
3.2.	Αρχές παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες.....	65
3.2.1.	Μέθοδοι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης.....	65
3.2.2.	Εφαρμογές εφεδρειών ταχείας απόκρισης σε πραγματικά συστήματα.....	67
3.3.	Grid forming μετατροπείς ισχύος.....	68
3.3.1.	Γενικά.....	68
3.3.2.	Grid forming έλεγχος με σταθερή συχνότητα.....	70
3.3.3.	Grid forming έλεγχος με εφαρμογή στατισμού.....	72
3.3.4.	Άλλες υλοποιήσεις grid forming ελέγχου.....	74
3.4.	Μοντέλο σταθμού μπαταριών.....	75
3.4.1.	Τοπολογία σταθμού μπαταριών.....	75
3.4.2.	Μοντέλο μπαταριών.....	76
3.5.	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	77
3.5.1.	Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.....	77
3.5.2.	Μέθοδοι ελέγχου μπαταριών.....	78
3.5.3.	Παραμετρική διερεύνηση στατισμού.....	81
3.5.4.	Παραμετρική διερεύνηση ισχύος θερμικής μονάδας.....	84
Κεφάλαιο 4:	Συμμετοχή υβριδικών σταθμών που βασίζονται σε αντλησιοταμίευση στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	89
4.1.	Εισαγωγή.....	89
4.2.	Περιορισμοί στην παροχή εφεδρειών από αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς & διαθέσιμες λύσεις στη βιβλιογραφία.....	89
4.3.	Ηλεκτρικό σύστημα Ικαρίας.....	94
4.4.	Μοντέλο & έλεγχος υδροηλεκτρικών μονάδων.....	96
4.4.1.	Τοπολογία υδροηλεκτρικών μονάδων.....	96
4.4.2.	Μοντέλο μηχανικής ισχύος υδροστροβίλων.....	97
4.4.3.	Έλεγχος υδροστροβίλων.....	98
4.5.	Έλεγχος αντλιοστασίου & συσσωρευτών.....	101
4.5.1.	Τοπολογία αντλιών σταθερών & μεταβλητών στροφών.....	101
4.5.2.	Έλεγχος αντλιών μεταβλητών στροφών.....	102

4.5.3.	Αρχές ένταξης-απένταξης αντλιών.....	103
4.5.4.	Έλεγχος συσσωρευτών	103
4.6.	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	105
4.6.1.	Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.....	105
4.6.2.	Μέθοδοι ελέγχου για υψηλή μεταβλητότητα ανέμου.....	105
4.6.3.	Μέθοδοι ελέγχου για απώλεια μονάδας παραγωγής	110
4.6.4.	Έλεγχος αιολικού πάρκου.....	112
4.6.5.	Παραμετρική διερεύνηση χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας	114
Κεφάλαιο 5: Συμμετοχή μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.....		117
5.1.	Εισαγωγή	117
5.2.	Μέθοδοι παροχής υπηρεσιών δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας από μπαταρίες ..	117
5.3.	Εφαρμοζόμενη μέθοδος συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας παρουσία θερμικών μονάδων	120
5.3.1.	Βασικές αρχές	120
5.3.2.	Παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας	122
5.3.3.	Διατήρηση στάθμης φόρτισης & αναπροσαρμογή συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα εφεδρεία.....	123
5.3.4.	Παραμετροποίηση μεθόδου & ζητήματα εφαρμογής.....	124
5.4.	Μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας για συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ 127	
5.4.1.	Βασικές αρχές	127
5.4.2.	Επιμερισμός εφεδρείας μεταξύ συσσωρευτών & ΑΠΕ	127
5.4.3.	Επιμερισμός ισχύος εντός των χαρτοφυλακίων συσσωρευτών & ΑΠΕ	129
5.4.4.	Μέτρα αντιμετώπισης έκτακτων καταστάσεων.....	131
5.4.5.	Τοπικοί ελεγκτές σταθμών ΑΠΕ & συσσωρευτών	132
5.5.	Εναλλακτικές μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας που προσομοιώνονται ..	133
5.5.1.	Σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής με φιλτράρισμα της δευτερεύουσας εφεδρείας	133
5.5.2.	Τυπικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.....	135
5.5.3.	Εφαρμοζόμενη μέθοδος χωρίς αποστολή σημάτων στάθμης φόρτισης σε αυτόματο σύστημα παραγωγής	136
5.6.	Πρόγραμμα οικονομικής κατανομής.....	136
5.7.	Αποτελέσματα προσομοιώσεων με θερμικές μονάδες σε λειτουργία	141
5.7.1.	Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.....	141
5.7.2.	Μέθοδοι συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	142
5.7.3.	Παραμετρική διερεύνηση κέρδους ελεγκτή στάθμης φόρτισης.....	148

5.7.4.	Παραμετρική διερεύνηση εύρους ακραίων ζωνών στάθμης φόρτισης.....	150
5.7.5.	Παραμετρική διερεύνηση χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας με σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.....	151
5.8.	Αποτελέσματα προσομοιώσεων σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ.....	153
5.8.1.	Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος.....	153
5.8.2.	Μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας.....	154
Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα & μελλοντικές επεκτάσεις.....		159
6.1.	Συμπεράσματα.....	159
6.1.1.	Συμμετοχή φωτοβολταϊκών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	159
6.1.2.	Συμμετοχή μπαταριών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	160
6.1.3.	Συμμετοχή υβριδικών σταθμών με συστήματα αποθήκευσης αντλησιοταμιευτικού τύπου στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	161
6.1.4.	Συμμετοχή μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.....	162
6.2.	Μελλοντικές επεκτάσεις.....	163
6.2.1.	Εφεδρείες ταχείας απόκρισης.....	163
6.2.2.	Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.....	164
Παράρτημα Α: Μοντέλο θερμικών μονάδων.....		167
A.1.	Τοπολογία.....	167
A.2.	Μηχανή εσωτερικής καύσης.....	167
A.3.	Ρυθμιστής στροφών.....	169
Παράρτημα Β: Μοντέλο ανεμογεννήτριας.....		171
B.1.	Τοπολογία.....	171
B.2.	Δρομέας.....	171
B.3.	Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών.....	172
B.4.	Μετατροπέας πλευράς γεννήτριας.....	173
Παράρτημα Γ: Τιμές παραμέτρων.....		175
Παράρτημα Δ: Αγγλική ορολογία.....		179
Βιβλιογραφία.....		181
Δημοσιεύσεις του συγγραφέα.....		197

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1. Ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας & ανάγκη για αποθήκευση

Έως τα τέλη του 20^{ου} αιώνα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασιζόταν σε μονάδες που συνδέονταν απευθείας στο δίκτυο και κατανάλωναν ορυκτά καύσιμα (με εξαίρεση τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς). Αυτό ξεκίνησε να αλλάζει όταν η διεθνής κοινότητα αναγνώρισε -αρχικά με το πρωτόκολλο του Κιότο το 1997- ότι οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (ρύποι και CO₂) πρέπει να περιοριστούν σε παγκόσμια κλίμακα, ώστε να αποτραπεί η υπερθέρμανση του πλανήτη. Ένας από τους κύριους τομείς στους οποίους εστιάζουν οι στόχοι περιορισμού των εκπομπών έκτοτε είναι η ηλεκτροπαραγωγή, από την οποία προέρχεται το 1/3 των συνολικών εκπομπών CO₂, αν και η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί μόνο το 1/5 της καταναλωθείσας ενέργειας παγκοσμίως, λόγω της απόδοσης μετατροπής της (στοιχεία 2021) [1]. Στις αρχές του 21^{ου} αιώνα ξεκίνησε η ευρεία ανάπτυξη σταθμών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) με την εγκατάσταση αιολικών πάρκων, για να ακολουθήσει μία δεκαετία αργότερα (~2010) η αρχή της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών. Οι δύο αυτές τεχνολογίες ΑΠΕ είναι οι κυρίαρχες σε ανάπτυξη και προοπτικές, αν και διαθέτουν στοχαστική παραγωγή. Το έτος 2010 τα αιολικά πάρκα και οι Φ/Β σταθμοί παρήγαγαν μόλις το 1,6% και 0,1% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής παγκοσμίως, αντίστοιχα (διείσδυση ΑΠΕ 20%, κυρίως υδροηλεκτρική παραγωγή), με τα μεγέθη αυτά να αυξάνονται σε 6,6% και 3,5% το 2021 (διείσδυση ΑΠΕ στο 28%) [1]. Η αυξητική αυτή τάση αναμένεται να ενταθεί την τρέχουσα και τις επόμενες δεκαετίες. Με βάση τις πολιτικές που έχουν ήδη ληφθεί παγκοσμίως¹ η διείσδυση των ΑΠΕ στο διεθνές μείγμα ηλεκτροπαραγωγής αναμένεται να αυξηθεί σε 43% (αιολικά πάρκα: 13%, Φ/Β: 11%) έως το 2030 και 65% (αιολικά πάρκα 21%, Φ/Β: 24%) έως το 2050 [1]. Ο εξηλεκτρισμός των μεταφορών και της θέρμανσης/ψύξης εκτιμάται ότι θα αυξήσει σε μεγάλο βαθμό τη συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής στην τελική κατανάλωση ενέργειας, καθιστώντας ακόμη πιο επιτακτική την απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής [1].

Η απανθρακοποίηση των ηλεκτρικών συστημάτων φέρνει τεχνικές δυσκολίες σε διάφορους τομείς, όπως η ασφάλεια εφοδιασμού, η λειτουργία των ηλεκτρικών αγορών με κυρίαρχη την παραγωγή ΑΠΕ (πρακτικά μηδενικού μεταβλητού κόστους), η συμφόρηση των δικτύων, η συστηματική απόρριψη διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ και η απουσία πόρων ευελιξίας. Οι τεχνικές προκλήσεις της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ είναι ακόμη μεγαλύτερες σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, λόγω της απουσίας στήριξης του ισοζυγίου ισχύος από γειτονικά συστήματα. Η απουσία διασυνδέσεων οδηγεί στην ανάγκη συστηματικών περιοχών μέρους της διαθέσιμης ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ, περιορίζει σε μεγάλο βαθμό την αδράνεια του συστήματος σε ώρες

¹ Το εν λόγω σενάριο ανάπτυξης αποτελεί το πλέον συντηρητικό εκ των τριών που περιγράφονται στην [1].

χαμηλού φορτίου, το οποίο δρα αρνητικά στην ποιότητα ρύθμισης της συχνότητας, δημιουργεί προβλήματα στη διατήρηση της αξιόπιστης ηλεκτροδότησης και αυξάνει το κόστος ηλεκτροπαραγωγής.

Οι σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν πόρο που μπορεί να συμβάλει στην αντιμετώπιση των ανωτέρω ζητημάτων, παρέχοντας πληθώρα υπηρεσιών, όπως αποθήκευση πλεονάζουσας ενέργειας ΑΠΕ, χρονική μετατόπιση ενέργειας (arbitrage), εφεδρείες ισχύος, συμβολή στην επάρκεια ισχύος και στη διαχείριση συμφόρησης των δικτύων, υποστήριξη της λειτουργίας σταθμών ΑΠΕ ως ενσωματωμένες μονάδες σε αυτούς, βελτίωση της συνέχειας τροφοδότησης τμημάτων του δικτύου, ρύθμιση τάσης, μείωση απωλειών των δικτύων, επανεικίνηση από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας, αναβολή/ματαιώση ενίσχυσης του δικτύου και υπηρεσίες σε καταναλωτές, μέσω ενσωμάτωσής τους σε τέτοιες εγκαταστάσεις [1]–[28]. Η ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ προϋποθέτει την παρουσία αποθηκευτικών μονάδων (κεντρικών ή ενσωματωμένων στους σταθμούς ΑΠΕ) ώστε να αξιοποιείται η πλεονάζουσα ενέργεια σε περιόδους χαμηλού φορτίου [15], [27]–[30]. Βασικό εμπόδιο για την ανάπτυξη τέτοιων έργων, τα οποία κρίνονται αναγκαία για την απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής, είναι ότι ο υφιστάμενος σχεδιασμός των ηλεκτρικών αγορών δεν τα καθιστά βιώσιμα, αποκομίζοντας πολύ λιγότερα έσοδα από τα οφέλη που προσφέρουν [1], [18], [30]. Επιπρόσθετα, απαραίτητη προϋπόθεση για την ανάπτυξη της αποθήκευσης αποτελεί και η διαμόρφωση του αναγκαίου θεσμικού πλαισίου για τη υποδοχή τέτοιων έργων. Στην Ελλάδα θεσπίστηκε ομάδα έργου για τη διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη της αποθήκευσης, η οποία εξέδωσε το 2021 την εισήγησή της [31], καλύπτοντας ζητήματα αδειοδότησης, σύνδεσης στο δίκτυο, συμμετοχής στις αγορές, στήριξης σχετικών επενδύσεων και ανάπτυξης στα μη διασυνδεδεμένα νησιά [30].

Η τεχνολογία αποθήκευσης που κυριαρχεί στην ανάπτυξη νέων εγκαταστάσεων σήμερα είναι οι μπαταρίες. Η εγκατεστημένη τους ισχύς διεθνώς ανήλθε στα 27 GW το έτος 2021, με το 1/3 της ισχύος αυτής να εγκαταστάθηκε το έτος αυτό [1]. Οι βασικότεροι λόγοι της ραγδαίας ανάπτυξης τους -και ιδιαίτερα των μπαταριών ιόντων λιθίου- είναι ο μικρός χρονικός ορίζοντας κατασκευής (εντός 1-2 ετών), η δυνατότητα να εγκατασταθούν σε κάθε περιοχή και επίπεδο ισχύος, η υψηλή πυκνότητα ενέργειας και ισχύος, ο χαμηλός ρυθμός αυτό-εκφόρτισης και ο υψηλός βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης [1], [32]. Η τεχνολογία συσσωρευτών ιόντων λιθίου αποτελεί από το 2016 τη μεγάλη πλειονότητα των νέων εγκαταστάσεων αποθήκευσης, ήτοι 92-96%². Η χρήση μπαταριών ιόντων λιθίου και στα ηλεκτρικά οχήματα έχει επιδράσει θετικά στην ταχεία μείωση του κόστους τους, αν και από τα μέσα του 2021 οι τιμές του λιθίου έχουν αυξηθεί σημαντικά.

Κυρίαρχο ζήτημα προς αντιμετώπιση σε ηλεκτρικά συστήματα που λειτουργούν υπό υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, στην αντιμετώπιση του οποίου συμβάλλουν οι μπαταρίες, αποτελεί η αποτελεσματική ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος, στην οποία συμμετέχουν κατά κύριο λόγο οι πλήρως ελεγχόμενες θερμικές μονάδες, μέσω παροχής εφεδρειών. Η παροχή εφεδρειών ισχύος είναι μία από τις κυριότερες υπηρεσίες που προσφέρουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί, με το 73% τέτοιων έργων παγκοσμίως να παρέχουν υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας (στοιχεία 2019) [33]. Η παροχή των υπηρεσιών αυτών από σταθμούς ΑΠΕ επίσης είναι εφικτή, αλλά αντιμετωπίζει εμπόδια που σχετίζονται με τη στοχαστικότητα της παραγωγής τους, αλλά και με την ανάγκη συστηματικής απόρριψης μέρους της διαθέσιμης πρωτογενούς ενέργειάς τους, ώστε να παρέχουν ανοδικές εφεδρείες. Αν και η απόρριψη μέρους της ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ σε περιόδους υψηλής παραγωγής και χαμηλού φορτίου είναι αναπόφευκτη υπό πολύ αυξημένα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, το επίπεδο των

² Εξαιρέση αποτελεί το έτος 2019, όπου οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αποτέλεσαν το 83% των νέων εγκαταστάσεων αποθήκευσης.

περιοχών ενέργειας μπορεί να περιοριστεί σημαντικά σε περίπτωση διαθεσιμότητας εφεδρειών από άλλους πόρους του δικτύου, όπως η αποθήκευση.

Η ανάγκη για αποθήκευση είναι ακόμη πιο επιτακτική σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα. Η σχετική βιβλιογραφία περιλαμβάνει αρκετή έρευνα αναφορικά με τα οφέλη από την ανάπτυξη αποθηκευτικών σταθμών σε νησιωτικά δίκτυα στην οικονομικότητα ηλεκτροδότησης, τη μείωση των περιοχών ΑΠΕ, την αύξηση του περιθωρίου υποδοχής νέων σταθμών ΑΠΕ και την ενίσχυση της αξιοπιστίας ηλεκτροδότησης [3]–[7], [9], [11], [12], [15], [17], [27], [28], [34], [35]. Η μειωμένη αδράνεια των αυτόνομων συστημάτων [36], [37] ενισχύει την ανάγκη για εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης που έχουν τη δυνατότητα παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης, με τα συστήματα συσσωρευτών να αποτελούν την πιο συχνή επιλογή τεχνολογίας. Επιπλέον των μπαταριών, ως μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομα δίκτυα χρησιμοποιείται και η αντλησιοταμίευση, που έχει τη μεγαλύτερη τεχνολογική ωριμότητα, όντας ιδιαίτερα αποτελεσματική στη χρονική μετατόπιση ενέργειας και στη συμβολή στην επάρκεια ισχύος. Τα δύο κυριότερα εμπόδια ανάπτυξης αντλησιοταμιευτικών σταθμών σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα είναι οι γεωμορφολογικοί περιορισμοί της τεχνολογίας και η σχετικά χαμηλή ταχύτητα απόκρισης (για χαμηλής αδράνειας συστήματα) των υδροηλεκτρικών μονάδων [38]–[40]. Αν και η τεχνολογία υδρογόνου αναμένεται πως θα αποτελέσει βασικό μέσο μακροχρόνιας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο μέλλον, με τα υποσυστήματα τέτοιων έργων να μπορούν να συμβάλλουν και στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος [20], το υψηλό τους κόστος αποτελεί παράγοντα περιορισμού της ανάπτυξής τους προς το παρόν.

Σε κλίμακα λίγων λεπτών, η ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος, τόσο σε διασυνδεδεμένα, όσο και σε αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα, πραγματοποιείται διεθνώς μέσω της πρωτεύουσας και της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας αντιμετωπίζει απρόσμενα συμβάντα που διαταράσσουν το ισοζύγιο ισχύος, όπως απώλεια μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, διασύνδεσης ή τμήματος του φορτίου, με τις βασικές αρχές να περιγράφονται στην Ενότητα 1.2. Η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας εξασφαλίζει την ομαλή παρακολούθηση του υπολειπόμενου φορτίου από τις μονάδες παραγωγής, όπως περιγράφεται αναλυτικότερα στην Ενότητα 1.3. Η συμβολή σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης και στα δύο αυτά είδη εφεδρειών είναι ιδιαίτερα σημαντική για την αποτελεσματική λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων υπό συνθήκες περιορισμένης (ή ακόμη και μηδενικής) συμμετοχής θερμικών μονάδων.

1.2. Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας

1.2.1. Αρχές απόκρισης συχνότητας

Το φορτίο των ηλεκτρικών συστημάτων μεταβάλλεται διαρκώς, σύμφωνα με τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Η τήρηση του ισοζυγίου ηλεκτρικής ισχύος απαιτεί από το σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο να παρέχουν όση ηλεκτρική ισχύ ζητείται από τους καταναλωτές (και τις απώλειες μεταφοράς) κάθε χρονική στιγμή. Συνεπώς, η ηλεκτρική ισχύς που εγγέεται από τις ηλεκτρικές γεννήτριες των μονάδων παραγωγής παρακολουθεί αυτόματα το διαρκώς μεταβαλλόμενο φορτίο.

Θεωρώντας την απλούστερη περίπτωση συστήματος που τροφοδοτείται από μία γεννήτρια, η διακύμανση της ηλεκτρικής ισχύος της, διατηρώντας σταθερή τη μηχανική ισχύ που παρέχεται, π.χ. από στρόβιλο που συνδέεται στον άξονά της, οδηγεί σε διαφοροποίηση ηλεκτρικής και μηχανικής ισχύος. Η διαφορά των δύο παρέχεται από την κινητική ενέργεια του άξονα της γεννήτριας,

μεταβάλλοντας την ταχύτητα περιστροφής του. Όσο υψηλότερη είναι η αδράνεια των στρεφόμενων μαζών μίας γεννήτριας, τόσο πιο αργός είναι ο ρυθμός μεταβολής της ταχύτητας για κάποια ανισορροπία μηχανικής-ηλεκτρικής ισχύος. Η ανηγμένη σταθερά αδράνειας (H) ποσοτικοποιεί την αδράνεια μίας μηχανής, ως προς την ονομαστική της ισχύ και ορίζεται σύμφωνα με την (1.1) [38], [41].

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_n^2}{P_n} \quad (1.1)$$

Όπου J (σε $\text{kg}\cdot\text{m}^2$) είναι η σταθερά αδράνειας, και ω_n (σε rad/s), P_n (σε W) η ονομαστική ταχύτητα περιστροφής και ισχύς της γεννήτριας, αντίστοιχα.

Σύμφωνα με την (1.1) η ανηγμένη σταθερά αδράνειας εκφράζει (σε s) το χρονικό διάστημα για το οποίο η γεννήτρια δύναται να παρέχει την ονομαστική της ισχύ, αξιοποιώντας αποκλειστικά την κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στον άξονά της ($\frac{1}{2} J \omega_n^2$), όταν στρέφεται σε ονομαστική ταχύτητα. Η τιμή της ανηγμένης σταθεράς αδράνειας εξαρτάται από την τεχνολογία της μονάδας και συνήθως είναι λίγα δευτερόλεπτα (π.χ. 1-4 s), για θερμικές μονάδες με μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) και για υδροηλεκτρικές μονάδες [38], [41].

Η διαφορική εξίσωση που μοντελοποιεί με απλοποιητικές παραδοχές (αγνοώντας τις τριβές και την ελαστικότητα του άξονα) σε ανά μονάδα μεγέθη τη δυναμική της ταχύτητας περιστροφής (ω) του άξονα γεννήτριας με ηλεκτρική και μηχανική ισχύ P_e και P_m , αντίστοιχα, είναι η εξής [38], [41]:

$$P_m - P_e = 2H\dot{\omega} \quad (1.2)$$

Δεδομένου ότι η ταχύτητα περιστροφής του άξονα των σύγχρονων γεννητριών ταυτίζεται σε μόνιμη κατάσταση με την ηλεκτρική συχνότητα της τάσης που διαμορφώνεται στην έξοδό τους, η (1.2) μοντελοποιεί ταυτόχρονα και την απόκριση συχνότητας ενός ηλεκτρικού δικτύου, στην απλούστερη περίπτωση τροφοδοσίας του από μία μονάδα [38], [42]. Συνεπώς, οι ανισορροπίες μεταξύ μηχανικής και ηλεκτρικής ισχύος των μονάδων παραγωγής έχουν άμεση επίπτωση στη συχνότητα του δικτύου.

Αν και υψηλές τιμές συνολικής αδράνειας ενός συστήματος καθιστούν πιο σθεναρή τη συχνότητα σε ανισορροπίες του ισοζυγίου ισχύος, η μηχανική ισχύς απαιτείται να παρακολουθεί διαρκώς την ηλεκτρική, ώστε να είναι εφικτή η διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος για αρκετά δευτερόλεπτα, χωρίς να προκύπτουν μη ανεκτές αποκλίσεις συχνότητας. Η συχνότητα των ηλεκτρικών συστημάτων περιορίζεται σε ένα στενό εύρος τιμών [38], [41], ώστε να αποφεύγονται προβλήματα στη λειτουργία των γεννητριών, των κινητήρων αλλά και γενικά των ηλεκτρικών συσκευών των καταναλωτών. Το τυπικό εύρος απόκλισης συχνότητας στα ευρωπαϊκά διασυνδεδεμένα συστήματα με βάση τον Κανονισμό Ε.Ε. 2017/1485 (SOGL) είναι μόλις $\pm 50\text{-}200$ mHz (0,1-0,4% από την ονομαστική τιμή των 50 Hz) [43]. Σύμφωνα με τον Κανονισμό Ε.Ε. 2016/631 (RfG) που θέτει τις απαιτήσεις για τη σύνδεση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στα ευρωπαϊκά συστήματα, αυτές επιτρέπεται να αποσυνδεθούν όταν η συχνότητα μειωθεί σε επίπεδα κάτω των 47-47,5 Hz ή υπερβεί τιμές των 51,5-52 Hz [44]. Η αποσύνδεση μονάδων παραγωγής σε απαιτητικές συνθήκες του δικτύου δεν είναι επιθυμητή και απαιτούνται αξιόπιστες μετρήσεις συχνότητας για ένα ελάχιστο χρονικό διάστημα εκτός του αποδεκτού εύρους λειτουργίας, ώστε να ενεργοποιείται η διαδικασία αποσύνδεσής τους. Ένα συμβάν στην Καλιφόρνια το 2016 ανέδειξε αυτήν την ανάγκη, όπου αποσυνδέθηκαν ακαριαία Φ/B

συστήματα, που παρήγαγαν 1,2 GW, λόγω εσφαλμένων μετρήσεων συχνότητας τη στιγμή κάποιων βλαβών στο σύστημα μεταφοράς [45].

Η πτώση στα ελάχιστα επίπεδα συχνότητας 47-47,5 Hz που αναφέρονται στον RfG θέτει σε μεγάλο κίνδυνο την αδιάλειπτη λειτουργία των ηλεκτρικών δικτύων και για τον λόγο αυτό προτού φτάσει η συχνότητα σε τόσο χαμηλά επίπεδα ενεργοποιείται το τελευταίο επίπεδο προστασίας από μία γενικευμένη διακοπή ηλεκτροδότησης, η περιοική φορτίου σε συνθήκες υποσυχνότητας (underfrequency load shedding – UFLS) [46]. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω κατάλληλα ρυθμισμένων ηλεκτρονόμων στις αναχωρήσεις των υποσταθμών, ώστε να ανοίγουν οι διακόπτες κάποιων εξ αυτών, όταν η συχνότητα ή ο ρυθμός μεταβολής (rate of change of frequency – ROCOF) της πέσει κάτω από ένα προκαθορισμένο επίπεδο (π.χ. 48-49 Hz), για λίγες εκατοντάδες ms [47].

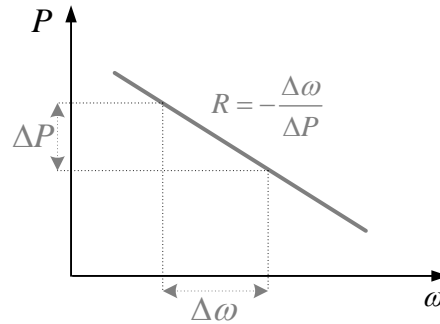
Ο Κανονισμός Ε.Ε. 2017/1485 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφει διάφορα κριτήρια αξιολόγησης της ποιότητας συχνότητας που χρησιμοποιούνται από τους διαχειριστές ευρωπαϊκών συστημάτων μεταφοράς [43]. Μεταξύ αυτών βρίσκονται η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της συχνότητας, διάφορα εκατοστημόρια (1-, 5-, 10-, 90-, 95-, 99ο εκατοστημόριο), καθώς και ο χρόνος που η απόκλιση της συχνότητας ξεπερνάει κάποια επίπεδα. Μέρος αυτών των δεικτών χρησιμοποιείται και για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων που παρουσιάζονται στις Ενότητες 2.5, 3.5, 4.6 και 5.7. Τα επίπεδα αυτά διαφέρουν ανά ευρωπαϊκό σύστημα και σε ασθενώς διασυνδεδεμένα ή αυτόνομα συστήματα είναι αποδεκτές μεγαλύτερες αποκλίσεις συχνότητας [43], [48]. Στις ΗΠΑ εφαρμόζονται διαφορετικά κριτήρια ποιότητας συχνότητας, που αναφέρονται σε κανονικής συνθήκες, και σε συνθήκες διαταραχών, θέτοντας όρια στη μέση τιμή του σφάλματος ελέγχου περιοχής (βλ. Ενότητα 1.3.2) σε διάφορες χρονικές κλίμακες [39], [46], [49].

1.2.2. Αρχές απελευθέρωσης πρωτεύουσας εφεδρείας

Η παρακολούθηση της ζητούμενης ισχύος των φορτίων από τις μονάδες παραγωγής επιτυγχάνεται μέσω τοπικών ελεγκτών που ονομάζονται ρυθμιστές στροφών [38], [41]. Η βασική αρχή λειτουργίας τους είναι η εξής: μετράται η ταχύτητα περιστροφής του άξονα της μηχανής και με βάση αυτή αναπροσαρμόζεται (συνήθως μέσω αλλαγής της θέσης της ρυθμιστικής βαλβίδας) η πρωτογενής ενέργεια που τροφοδοτεί την κίνηση του άξονα της μονάδας (π.χ. πετρέλαιο σε μηχανές εσωτερικής καύσης, ποσότητα νερού σε υδροστροβίλους), ώστε να μεταβληθεί η μηχανική ισχύς. Ο στατισμός (droop – R) των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ένα ρυθμιζόμενο μέγεθος που επηρεάζει την ευαισθησία των μεταβολών της ισχύος (ΔP) στις μεταβολές της ταχύτητας περιστροφής ($\Delta \omega$) ή συχνότητας και ορίζεται σύμφωνα με την (1.3).

$$R = -\frac{\Delta \omega}{\Delta P} \quad (1.3)$$

Η τυπική μορφή καμπύλης στατισμού μονάδας ηλεκτροπαραγωγής που παρέχει πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας απεικονίζεται στο Σχ. 1.1. Ο στατισμός εκφράζει την ποσοστιαία μεταβολή της συχνότητας που απαιτείται (ως προς την ονομαστική τιμή), ώστε να προκύψει μία μεταβολή 100% της ισχύος της μονάδας (ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη) [38], [41], [44]. Η τιμή που λαμβάνει ο στατισμός καθορίζει τον επιμερισμό της ισχύος μεταξύ των μονάδων τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά από μία διαταραχή και προσδιορίζεται με γνώμονα τις τεχνικές δυνατότητες των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, τη σύνθεσή τους και τις ανάγκες του συστήματος. Όσο μικρότερος τίθεται ο στατισμός, τόσο πιο ευαίσθητη καθίσταται η απόκριση της μονάδας σε μεταβολές της συχνότητας. Ο Κανονισμός Ε.Ε. 2016/631 (RfG) ορίζει ως εύρος τιμών στατισμού το 2-12% για το σύνολο των



Σχ. 1.1. Καμπύλη στατισμού μονάδας που παρέχει πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

μονάδων που συνδέονται στο διασυνδεδεμένο ευρωπαϊκό δίκτυο [44]. Για αυτόνομα συστήματα, ο Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών ορίζει ως σύνηθες εύρος τιμών για τις μηχανές εσωτερικής καύσης το 3-5% [48]. Ο στατισμός δύναται να λάβει και μικρότερες τιμές από την ελάχιστη οριζόμενη από τον RfG (2%), αναφέροντας ενδεικτικά ότι οι προδιαγραφές διαγωνισμού για ανάπτυξη μπαταριών στο ηλεκτρικό δίκτυο της Χαβάης, απαιτούν ο στατισμός να μπορεί να λάβει τιμές στο εύρος 0,1-10% [50], ενώ διαγωνισμός ανάπτυξης αποθηκευτικών σταθμών στην Ελλάδα θέτει επίσης απαιτήσεις μεγάλου εύρους ρύθμισης (0,2-27%) [51].

Με βάση τα παραπάνω, σε περίπτωση απώλειας μίας γεννήτριας, η ηλεκτρική ισχύς που παρείχε στο δίκτυο αναλαμβάνεται ακαριαία από τις υπόλοιπες συγχρονισμένες στο δίκτυο, με αποτέλεσμα το έλλειμμα ισχύος να προκαλέσει υποσυχνότητα στο σύστημα. Η υποσυχνότητα αυτή οδηγεί, χάρη στη δράση των ρυθμιστών στροφών στην αύξηση της μηχανικής ισχύος, με τελικό αποτέλεσμα τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος και τη σταθεροποίηση της συχνότητας. Το αντίστροφο συμβαίνει σε συνθήκες μείωσης της ηλεκτρικής ισχύος (π.χ. απώλεια φορτίου), όπου η υπερσυχνότητα οδηγεί στη μείωση της ισχύος των μονάδων. Στα ευρωπαϊκά συστήματα, οι διαθέσιμες εφεδρείες ισχύος για τη διατήρηση της συχνότητας μετά από τέτοια συμβάντα ονομάζονται εφεδρείες διατήρησης συχνότητας (ΕΔΣ ή Frequency Containment Reserves – FCR) [43], ενώ ευρύτερα στη βιβλιογραφία αναφέρεται ως πρωτεύουσα εφεδρεία.

Ο καθορισμός της αναγκαίας ΕΔΣ κάθε συστήματος πρέπει να εξασφαλίζει τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος για ένα δυσμενές – αλλά ρεαλιστικό – συμβάν (συμβάν αναφοράς), λαμβάνοντας υπόψη και τους διαθέσιμους πόρους του [43], [52]. Εκτός των αναμενόμενων διαταραχών ισοζυγίου ισχύος του δικτύου, το αναγκαίο επίπεδο εφεδρειών εξαρτάται και από το επίπεδο αδράνειάς του [53], καθώς όσο πιο ασθενές είναι το δίκτυο, τόσο υψηλότερες απαιτήσεις έχει και αντιστρόφως. Για το διασυνδεδεμένο σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης αυτό ορίζεται ως το συμβάν ταυτόχρονης απώλειας δύο πυρηνικών μονάδων, ισχύος 3 GW [43]. Αυτή η ισχύς επιμερίζεται σε όλες τις χώρες αναλογικά με την παραγωγή και τη ζήτησή τους. Στην Ελλάδα αυτό οδηγεί σε ανάγκες ΕΔΣ του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) ίσες με ~40 MW [54]. Το συμβάν αναφοράς μπορεί να προκύπτει και από ταυτόχρονη απώλεια μεγάλου μέρους της παραγωγής σταθμών ΑΠΕ. Στο σύστημα της Νότιας Αυστραλίας στη διαστασιολόγηση των εφεδρειών λαμβάνεται υπόψη και το ενδεχόμενο απώλειας μεγάλου μέρους της διανεμημένης Φ/Β παραγωγής, σε περίπτωση σφάλματος [53]. Επιπρόσθετα, στη λειτουργία πραγματικού χρόνου των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών λαμβάνεται ως συμβάν αναφοράς και η ακαριαία απώλεια μέρους της αιολικής παραγωγής [48].

Η απελευθέρωση της ΕΔΣ είναι κρίσιμη για τη διατήρηση της ασφαλούς λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων, αλλά δεν είναι πάντοτε επιθυμητό να παρέχονται τέτοιες εφεδρείες για πολύ μικρές διαταραχές συχνότητας. Γι' αυτό, ορίζεται συνήθως και μία νεκρή ζώνη, εντός της οποίας δεν

παρέχεται ΕΔΣ, κυρίως για να αποφευχθεί η καταπόνηση των μονάδων [55]. Στα μεγάλα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα το εύρος της νεκρής ζώνης είναι περιορισμένο, π.χ. στα ευρωπαϊκά συστήματα είναι $\pm 10-15$ mHz [43], [56], ενώ στα αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα είναι μεγαλύτερο (π.χ. ± 50 mHz), λόγω των συχνότερων και μεγαλύτερων διαταραχών συχνότητας [55].

Η δυναμική της (1.2) καθορίζει την αναγκαία ταχύτητα ενεργοποίησης της ΕΔΣ, καθώς σε ηλεκτρικά συστήματα με μεγάλη αδράνεια τα φαινόμενα εξελίσσονται πιο αργά, σε σχέση με μικρότερα συστήματα ή ακόμη και αυτόνομα δίκτυα. Για παράδειγμα, στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ηπειρωτικής Ευρώπης απαιτείται η απελευθέρωση της ΕΔΣ εντός 30 s, ενώ της Μεγάλης Βρετανίας εντός 10 s [43]. Ύστερα από την απελευθέρωση της ΕΔΣ η συχνότητα σταθεροποιείται σε τιμή διαφορετική της ονομαστικής (σφάλμα μόνιμης κατάστασης), λόγω του αναλογικού ελέγχου της συχνότητας που εφαρμόζεται σε αυτό το στάδιο. Επιπλέον φαινόμενο που επηρεάζει την απόκλιση συχνότητας είναι και η αυτορρύθμιση του φορτίου (D), η οποία προσδιορίζει το μέγεθος μεταβολής του ηλεκτρικού φορτίου ενός συστήματος, σε σχέση με την απόκλιση συχνότητας. Η δράση της αυτορρύθμισης συμβάλλει στη στήριξη της συχνότητας (μείωση φορτίου σε υποσυχνότητες και αντιστρόφως) και οφείλεται κυρίως στη λειτουργία των ηλεκτρικών κινητήρων που είναι απευθείας συνδεδεμένοι στο δίκτυο [38], [41].

Η χαρακτηριστική φορτίου-συχνότητας (C), που εκφράζει τον ισοδύναμο στατισμό (σε MW/Hz) του συστήματος, καθορίζει το επίπεδο της απόκλισης συχνότητας μετά τη δράση της ΕΔΣ, αναλόγως και με το επίπεδο της ανισορροπίας ισχύος, σύμφωνα με τις (1.4)-(1.5) [41]. Η συχνότητα επανέρχεται στην ονομαστική της τιμή ύστερα από τη δράση της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας, όπως εξηγείται στην επόμενη ενότητα.

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{C} \quad (1.4)$$

$$C = D + \frac{1}{f_n} \sum_i \frac{P_{n,i}}{R_i} \quad (1.5)$$

1.3. Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

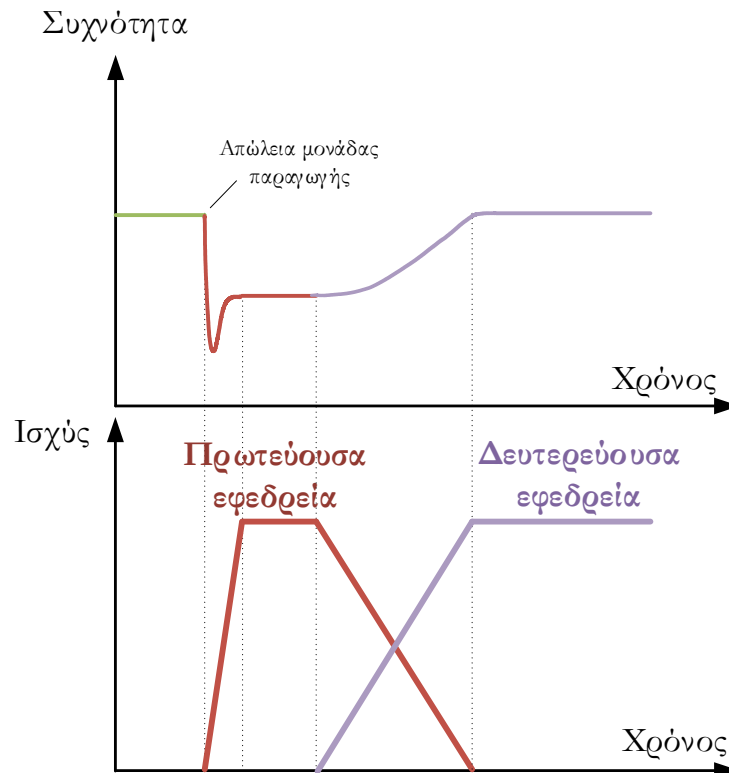
1.3.1. Αρχές απελευθέρωσης δευτερεύουσας εφεδρείας

Η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι του ελέγχου κάθε ηλεκτρικού συστήματος. Βασικός σκοπός της είναι η επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή, διορθώνοντας αποκλίσεις που προκύπτουν από τη δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης (βλ. Ενότητα 1.2). Επιπρόσθετα, η δευτερεύουσα ρύθμιση ρυθμίζει το επίπεδο των ροών ισχύος προς και από άλλα γειτονικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας στις προγραμματισμένες τους τιμές [39]. Οι επιθυμητές τιμές διασυνδεδετικών ροών στις περισσότερες περιπτώσεις προκύπτουν από τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

Το επίπεδο ανάληψης τέτοιων εφεδρειών από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής προγραμματίζεται λαμβάνοντας υπόψη και το κόστος παροχής της υπηρεσίας αυτής [38]. Αυτό μπορεί να προκύπτει είτε από αντικειμενικά κοστολογικά στοιχεία, είτε από τις αγορές ηλεκτρισμού. Συνήθως, η υπηρεσία παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας αποδίδεται στο πλαίσιο των αγορών ηλεκτρισμού, μέσω υποβολής οικονομικών προσφορών. Εξαιρέση αποτελούν ηλεκτρικά συστήματα στα οποία δεν έχει διαμορφωθεί

επαρκής ανταγωνισμός, ώστε να είναι αποτελεσματική η προμήθεια τέτοιων υπηρεσιών από αντίστοιχες αγορές. Για παράδειγμα η λειτουργία των ελληνικών αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων προγραμματίζεται αξιοποιώντας κοστολογικά στοιχεία (όχι οικονομικές προσφορές), διότι υφίσταται μόνο ένας παραγωγός θερμικών μονάδων (απουσία επαρκούς ανταγωνισμού). Στις ευρωπαϊκές αγορές η δευτερεύουσα εφεδρεία αντιστοιχεί στο προϊόν automatic frequency restoration reserve (aFRR) [57], ενώ στην ελληνική αγορά εξισορρόπησης το αντίστοιχο προϊόν ονομάζεται αυτόματη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (αΕΑΣ) [58].

Η βασική αρχή λειτουργίας της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας επιβάλλει στις μονάδες να τροποποιήσουν την ισχύ αναφοράς (επίπεδο ισχύος που παρέχεται υπό ονομαστική συχνότητα), έτσι ώστε η συχνότητα να ισορροπήσει τελικώς σε αυτήν. Αυτό αντιστοιχεί σε μετατόπιση της καμπύλης φορτίου – συχνότητας των μονάδων (βλ. Σχ. 1.1) και σε συμβατικές μονάδες επιτυγχάνεται επενεργώντας στην ισχύ ή την ταχύτητα αναφοράς του ρυθμιστή στροφών. Η δράση της δευτερεύουσας ρύθμισης τις περισσότερες περιπτώσεις επιλέγεται σκόπιμα αργιέτα πιο αργή από αυτήν της πρωτεύουσας, ώστε να μην υπάρχει σύζευξη μεταξύ των δυναμικών των δύο διακριτών επιπέδων ελέγχου [59]. Στο Σχ. 1.2 παρουσιάζεται η παροχή εφεδρειών σε περίπτωση απώλειας μονάδας παραγωγής, διαχωρίζοντας την πρωτεύουσα από τη δευτερεύουσα εφεδρεία. Ύστερα από τη διαταραχή, αφού η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας έχει αποκαταστήσει το ισοζύγιο ισχύος και έχει ισορροπήσει τη συχνότητα σε μία τιμή διαφορετική της ονομαστικής, τότε πρέπει ιδανικά να ξεκινήσει η δράση της δευτερεύουσας ρύθμισης. Στα ευρωπαϊκά συστήματα ως χρόνος για τον περιορισμό των αποκλίσεων συχνότητας 100-200 mHz ορίζονται τα 15 λεπτά [43].



Σχ. 1.2. Παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας σε συμβάν απώλειας παραγωγικού δυναμικού.

1.3.2. Σφάλμα ελέγχου περιοχής

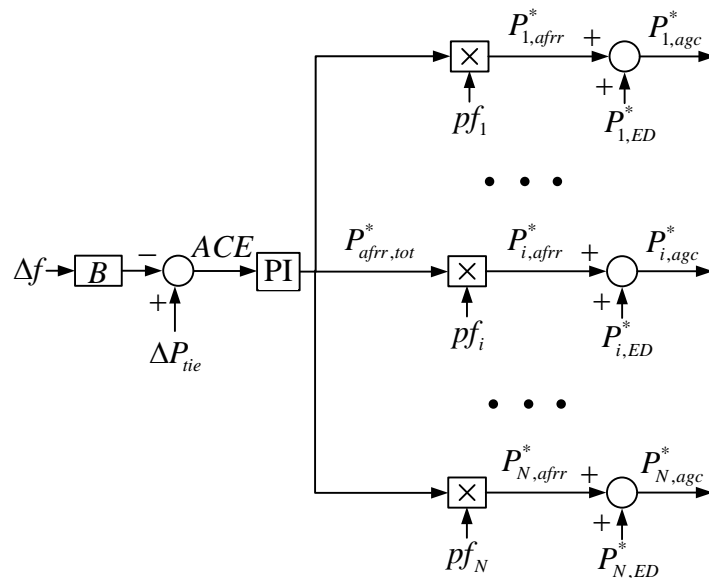
Η μορφή ενός τυπικού κεντρικού συστήματος ΑΡΠΙ, που υλοποιεί τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, απεικονίζεται στο Σχ. 1.3. Οι βασικές αρχές ελέγχου τέτοιων συστημάτων περιγράφονται εκτενώς στη βιβλιογραφία [38], [39], [41], [46], [60]–[71].

Όπως φαίνεται στο Σχ. 1.3, στη γενική περίπτωση σύνθετου ελέγχου, ρυθμίζεται η απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή (Δf)³ και η απόκλιση των διασυνδεδειγμένων ροών από τις προγραμματισμένες τους τιμές (ΔP_{ie}). Με βάση τις δύο αυτές μετρήσεις υπολογίζεται το σφάλμα ελέγχου περιοχής (area control error – ACE) σύμφωνα με την (1.6) [43].

$$ACE = -B\Delta f + \Delta P_{ie} \quad (1.6)$$

Όπου B είναι ο συντελεστής πόλωσης (σε MW/Hz), ο οποίος συνήθως ορίζεται ίσος με τη χαρακτηριστική φορτίου συχνότητας ή ρυθμιζουσα ενέργεια του συστήματος, η οποία εκφράζει το αντίστροφο του συνολικού στατισμού των ενταγμένων μονάδων που παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία, λαμβάνοντας υπόψη και την αυτορρύθμιση του φορτίου (μείωση φορτίου σε μειώσεις συχνότητας και αντιστρόφως) [38], [41], [43], [66], όπως περιγράφεται και στην Ενότητα 1.2.2. Λόγω αβεβαιοτήτων για την ακριβή τιμή της χαρακτηριστικής φορτίου συχνότητας, κάποιες φορές ο συντελεστής πόλωσης τίθεται και σε υψηλότερη τιμή [43], [72]. Η υλοποίηση του ανωτέρω σύνθετου ελέγχου επιτυγχάνει τον μηδενισμό του σφάλματος συχνότητας και την ανάληψη των μεταβολών του υπολειπόμενου φορτίου κάθε συστήματος από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής του.

Σε συστήματα με πολύ ισχυρές διασυνδέσεις μπορεί να εφαρμόζεται και επίπεδος έλεγχος διασύνδεσης, όπου δεν λαμβάνεται υπόψη στη διαμόρφωση του σφάλματος ελέγχου περιοχής η απόκλιση συχνότητας [41]. Σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα που δεν έχουν διασυνδέσεις, εφαρμόζεται επίπεδος έλεγχος συχνότητας, θέτοντας $\Delta P_{ie} = 0$ στην (1.6) [41].



Σχ. 1.3. Τυπικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.

³ Η απόκλιση συχνότητας μπορεί να υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη και το χρονικό σφάλμα (time error) που προκύπτει στα ηλεκτρονικά ρολόγια, λόγω των διαρκών αποκλίσεων συχνότητας που επηρεάζουν την ταχύτητα περιστροφής των δεικτών τους [80]. Μία απλή υλοποίηση αυτού είναι η πρόσθεση ενός προκαθορισμένου επιπέδου απόκλισης συχνότητας (π.χ. ± 10 mHz) στη μετρούμενη, όταν αυτό απαιτείται [74].

Το υπολογιζόμενο σφάλμα ελέγχου περιοχής συνήθως εισέρχεται σε βαθυπερατό ή μη γραμμικό φίλτρο, ώστε η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας να μη λαμβάνει υπόψη γρήγορα φαινόμενα που βρίσκονται εκτός της χρονικής κλίμακας δράσης της [38], [39], [46], [66], [69], [70], [73], [74]. Επίσης, στα συστήματα ΑΡΠ εφαρμόζεται συνήθως και μία νεκρή ζώνη στο υπολογιζόμενο σφάλμα ελέγχου περιοχής, ώστε να μην αποκρίνεται ο ελεγκτής του σε πολύ μικρές αποκλίσεις συχνότητας ή διασυνδετικών ροών [66], [70]. Επιπρόσθετα, το μετρούμενο σφάλμα ελέγχου περιοχής υφίσταται δειγματοληψία (συνήθως με συχνότητα 1-6 s [60], [68], [69], [71], [73]) ώστε να προχωρήσει στις επόμενες βαθμίδες του συστήματος ΑΡΠ [46]. Στη βιβλιογραφία προτείνονται και μέθοδοι εκτός της δειγματοληψίας, όπως ο έλεγχος μέσης τιμής λεπτού σφάλματος ελέγχου περιοχής, με ορισμό νεκρής ζώνης, που προκύπτει από εφαρμογή ασαφούς λογικής [75].

1.3.3. Έλεγχος σφάλματος ελέγχου περιοχής

Στις περισσότερες περιπτώσεις συστημάτων ΑΡΠ, η συνολικά απαιτούμενη παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας προκύπτει από την έξοδο PI ελεγκτή [46], [56], [62], [63], [66], [67], [69], [70], [73]–[77], αλλά υπάρχουν και περιπτώσεις όπου χρησιμοποιείται I ελεγκτής [38], [39], [61], [64], [65] ή PID ελεγκτής [60], [78]. Και στις τρεις περιπτώσεις, η παρουσία ολοκληρωτικού ελέγχου είναι αναγκαία, ώστε να εξασφαλίζεται μηδενικό σφάλμα μόνιμης κατάστασης.

Το μοντέλο του συστήματος ΑΡΠ -και των ηλεκτρικών δικτύων συνολικά- είναι μη γραμμικό, λόγω περιοριστών στην ισχύ και στον ρυθμό μεταβολής ισχύος των μονάδων, της νεκρής ζώνης των ρυθμιστών στροφών, των χρονικών καθυστερήσεων στην αποστολή και λήψη σημάτων του συστήματος ΑΡΠ, της δειγματοληψίας των μετρήσεων συχνότητας και διασυνδετικών ροών, της αποστολής εντολών κατανομής ανά λίγα δευτερόλεπτα, καθιστώντας τη ρύθμιση των παραμέτρων του με συμβατικές τεχνικές γραμμικοποίησης ανεπαρκή [62], [66]. Ως γενικές αρχές σχεδίασης, αποφεύγεται η χρήση υψηλών τιμών αναλογικού κέρδους για την ενίσχυση της σχετικής ευστάθειας, ενώ προτιμώνται σχετικά χαμηλές τιμές ολοκληρωτικού κέρδους, ώστε να υπάρχει αποσύζευξη μεταξύ των δυναμικών πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ρύθμισης [59], [67]. Σε συστήματα με γρήγορες μονάδες μπορούν να επιλέγονται και υψηλότερες τιμές ολοκληρωτικού κέρδους [76]. Ο πλέον αποτελεσματικός τρόπος ρύθμισης των κερδών των ελεγκτών του σφάλματος ελέγχου περιοχής είναι η πραγματοποίηση σχετικών παραμετρικών διερευνήσεων στο πλήρες μοντέλο του ηλεκτρικού συστήματος σε διάφορες συνθήκες λειτουργίας [38].

Στη βιβλιογραφία αναφέρονται και πιο σύνθετες μέθοδοι ελέγχου πέρα από την εφαρμογή PID ελεγκτών, οι οποίες όμως δεν βρίσκουν εφαρμογή σε πραγματικά συστήματα [39]. Ενδεικτικά αναφέρονται η χρήση μεθόδου Particle Swarm Optimization [78], προσαρμοστικής μεθόδου που αξιοποιεί εκτιμήσεις χρονικής καθυστέρησης σημάτων, ρυθμίζοντας ενέργειας και αδράνειας συστήματος [76], καθώς και εύρωστου [46], [60] και ασαφούς ελέγχου [62], [63], [66].

Ένας παράγοντας που επηρεάζει τη λειτουργία του συστήματος ΑΡΠ και τη ρύθμιση του ελεγκτή του σφάλματος ελέγχου περιοχής είναι οι χρονικές καθυστερήσεις που παρουσιάζονται στην επικοινωνία με τις ρυθμιζουσες μονάδες (αποστολή εντολών, λήψη μετρήσεων) [46], [66], οι οποίες επηρεάζονται από την ταχύτητα και το είδος των τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων [60], [70], αλλά και τις διάφορες βαθμίδες φίλτρων και επεξεργασίας σημάτων του συστήματος ΑΡΠ [66]. Οι καθυστερήσεις αυτές πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τη ρύθμιση των παραμέτρων του συστήματος ΑΡΠ και αν ξεπεράσουν μία τιμή (που διαφέρει ανά ηλεκτρικό σύστημα) η επίδοση της δευτερεύουσας ρύθμισης μειώνεται σημαντικά [60].

1.3.4. Επιμερισμός δευτερεύουσας εφεδρείας στις μονάδες

Στη συννηθέστερη περίπτωση, η συνολικά απαιτούμενη δευτερεύουσα εφεδρεία ($P_{afrr,tot}^*$) επιμερίζεται στις ρυθμίζουσες μονάδες με χρήση των συντελεστών συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση (participation factors - pf_i), οι οποίοι αθροίζουν στη μονάδα ($\sum pf_i = 1$). Έτσι, η εντολή κατανομής του συστήματος ΑΡΠ ($P_{i,agc}^*$) υπολογίζεται με χρήση της (1.7).

$$P_{i,agc}^* = P_{i,ED}^* + pf_i P_{afrr,tot}^* \quad (1.7)$$

Ο υπολογισμός του $P_{i,agc}^*$ πραγματοποιείται με παρόμοια εξίσωση με την (1.7) και στο σύστημα ΑΡΠ του ΕΣΜΗΕ, στο οποίο όμως έχει εισαχθεί και ένας πρόσθετος όρος προσαρμογής της εντολής κατανομής, με βάση την εικάστοτε ζήτηση, για βελτίωση της επίδοσης της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας [79]. Τέτοιος όρος προσαρμογής εφαρμόζεται και στο σύστημα ΑΡΠ της Νότιας Κορέας [80].

Ο υπολογισμός των συντελεστών συμμετοχής μπορεί να λαμβάνει υπόψη διάφορες παραμέτρους. Μία εξ αυτών είναι η ταχύτητα απόκρισης των μονάδων (μέγιστος ρυθμός ανόδου/καθόδου ισχύος) [38], [39], [74], με τη βιβλιογραφία να περιλαμβάνει και περιπτώσεις όπου οι συντελεστές υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη αποκλειστικά αυτές τις παραμέτρους (ευθέως ανάλογοι με ρυθμούς μεταβολής ισχύος) [69]. Συνήθως οι μονάδες με αργή απόκριση (π.χ. λιγνιτικές στο ΕΣΜΗΕ) δεν παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία, αλλά αυτό εξαρτάται και από τη δυνατότητα του συστήματος να λάβει τις ζητούμενες υπηρεσίες από τις υπόλοιπες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής [59], [67]. Σχετικά με τις μονάδες που συμμετέχουν στην ΑΡΠ, στην [71] προτείνεται η θέσπιση ελάχιστου ποσοστού συνολικής ισχύος μονάδων που παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία, ως προς το φορτίο, ώστε να εξασφαλίζεται ικανοποιητικό επίπεδο δεικτών ποιότητας συχνότητας.

Ο υπολογισμός των συντελεστών λαμβάνει υπόψη συνήθως και το κόστος παροχής εφεδρειών ή τα αποτελέσματα των δημοπρασιών εφεδρειών που αντανακλούν το κόστος παροχής των υπηρεσιών υπό συνθήκες υψηλού ανταγωνισμού [39], [81]. Οι συντελεστές αυτοί μπορούν να υπολογίζονται αποκλειστικά με βάση οικονομικά κριτήρια ή αποτελέσματα σχετικών δημοπρασιών και να αποστέλλονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής στο σύστημα ΑΡΠ, ανεξαρτήτως του επιπέδου ανισορροπίας ισοζυγίου ισχύος που καλείται να καλύψει η απελευθέρωση της δευτερεύουσας εφεδρείας [69], [81]. Η προσέγγιση αυτή χρησιμοποιείται ως βάση για την προτεινόμενη μέθοδο δευτερεύουσας ρύθμισης που παρουσιάζεται στην Ενότητα 5.3. Στην αναφορά [81] παρουσιάζεται και μέθοδος επιμερισμού δευτερεύουσας εφεδρείας στις ρυθμίζουσες μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη και το επίπεδο της ανισορροπίας του ισοζυγίου ισχύος.

Σε κάποιες περιπτώσεις, για τον υπολογισμό των συντελεστών χρησιμοποίησης λαμβάνεται υπόψη και το περιθώριο δευτερεύουσας εφεδρείας κάθε μονάδας [69], [74], όπως και στην προτεινόμενη μέθοδο στην Ενότητα 5.4, ενώ μπορεί να λαμβάνονται υπόψη και τυχόν τοπικοί περιορισμοί σε μέρος του παραγωγικού δυναμικού (π.χ. συνθήκες συμφόρησης δικτύου) [46], αλλά και διμερή συμβόλαια μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών [78]. Στην [70] προτείνεται διαφορετική μέθοδος προσδιορισμού των συντελεστών συμμετοχής αναλόγως της κατάστασης του επιπέδου του σφάλματος ελέγχου περιοχής: όταν η τιμή του είναι μικρή χρησιμοποιούνται συντελεστές που ελαχιστοποιούν το κόστος, όταν ξεπερνά ένα προκαθορισμένο όριο υπολογίζονται με βάση τους ρυθμούς μεταβολής ισχύος, ενώ όταν είναι ακόμη μεγαλύτερη οι τιμές τους υπολογίζονται με βάση κάποιους έκτακτους ρυθμούς ανόδου/καθόδου που έχουν δηλωθεί από τους παραγωγούς για έκτακτες συνθήκες και μόνο.

Οι τελικές εντολές κατανομής αποστέλλονται ανά λίγα δευτερόλεπτα στις ρυθμιζουσες μονάδες. Τυπικές τιμές της περιόδου αποστολής είναι 2-10 s [38], [41]. Ο κύκλος αποστολής των εντολών κατανομής εξαρτάται από την ταχύτητα απόκρισης των πιο αργών μονάδων που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Επίσης, σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα προτείνεται να πραγματοποιείται ταχύτερα η αποστολή εντολών κατανομής από το σύστημα ΑΡΠ, λόγω των εντονότερων διακυμάνσεων της συχνότητας σε σχέση με διασυνδεδεμένα συστήματα. Για παράδειγμα, στο ΕΣΜΗΕ οι εντολές κατανομής αποστέλλονται κάθε 8 δευτερόλεπτα από το σύστημα ΑΡΠ [79], ενώ στις τεχνικές προδιαγραφές ανάπτυξης συστήματος ΑΡΠ των συστημάτων της Κρήτης και της Ρόδου γινόταν αναφορά σε αποστολή εντολών κάθε 4 δευτερόλεπτα [74].

1.3.5. Εναλλακτικές μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας

Σε διασυνδεδεμένα, αλλά και σε πολλά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας υλοποιείται μέσω του κεντρικού συστήματος ΑΡΠ. Σε μικρά αυτόνομα δίκτυα όμως, τα οποία τροφοδοτούνται από ένα σταθμό ηλεκτροπαραγωγής συχνά δεν υπάρχει τέτοιο σύστημα ΑΡΠ [68]. Στις περιπτώσεις αυτές η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας μπορεί να εφαρμοστεί ακόμη και χειροκίνητα από το προσωπικό του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο μεταβάλλει συστηματικά την ισχύ ή ταχύτητα αναφοράς μίας μονάδας, ώστε να περιορίζεται το σφάλμα συχνότητας κάτω από ένα προκαθορισμένο επίπεδο (π.χ. 0,1 Hz) [67].

Η απλούστερη αυτόματη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας είναι η πλήρης ανάληψη της από μία μονάδα παραγωγής, μέσω εφαρμογής ισόχρονου ελέγχου [39]. Αυτό πραγματοποιείται απενεργοποιώντας τον κλάδο ανατροφοδότησης στατισμού του ρυθμιστή στροφών της (εφαρμογή μηδενικού στατισμού) [38]. Η εφαρμογή ισόχρονου ελέγχου σε δύο ή περισσότερες μονάδες του ίδιου δικτύου (με σταθερή ταχύτητα και ισχύ αναφοράς) δεν εφαρμόζεται, λόγω ταλαντώσεων ισχύος μεταξύ των μονάδων που προκύπτουν σε αυτήν την περίπτωση [39].

Μία διαφορετική υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης είναι η εφαρμογή ολοκληρωτικού (ή PI ή PID) ελέγχου στη μετρούμενη απόκλιση ταχύτητας, με την έξοδο του ελεγκτή αυτού να τροποποιεί την ταχύτητα αναφοράς του ρυθμιστή στροφών [38], [39], [63], [65], [66], [68]. Όσες μονάδες δεν είναι επιθυμητό να συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση λαμβάνουν σταθερή ταχύτητα αναφοράς στον ρυθμιστή στροφών τους, παρέχοντας έτσι μόνο πρωτεύουσα εφεδρεία. Παρόμοια μέθοδος εφαρμόζεται και στα περισσότερα ελληνικά νησιωτικά συστήματα, όπου οι ρυθμιστές στροφών κάθε μονάδας λειτουργούν ισόχρονα και λαμβάνουν από τοπικό ελεγκτή (ένας ανά μονάδα) ένα σήμα ταχύτητας αναφοράς διαρκώς προσαρμοζόμενο με βάση τη συχνότητα και την παραγόμενη ισχύ [82]. Με βάση τη ρύθμιση του τοπικού ελεγκτή της κάθε μονάδας καθορίζεται το πώς λειτουργούν οι μονάδες (μη συμμετοχή σε ρύθμιση συχνότητας, παροχή μόνο πρωτεύουσας εφεδρείας, παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας). Η λειτουργικότητα που παρέχει και δευτερεύουσα ρύθμιση διαμορφώνει την ταχύτητα αναφοράς με βάση ολοκληρωτικό έλεγχο της ταχύτητας (μηδενισμός απόκλισης συχνότητας σε μόνιμη κατάσταση) και αναλογικού ελέγχου ισχύος αναφοράς. Η ζητούμενη ισχύς κάθε μονάδας προκύπτει ισομοιράζοντας (σε ανά μονάδα τιμές) το φορτίο των μονάδων που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση.

1.4. Ρύθμιση συχνότητας υπό συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ

1.4.1. Ανάγκη παροχής εφεδρειών από μονάδες ΑΠΕ & αποθήκευσης

Η παροχή της πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας πραγματοποιούνταν διαχρονικά από πλήρως ελεγχόμενες συμβατικές μονάδες, που δεν αντιμετωπίζουν περιορισμούς ανεπάρκειας πρωτογενούς ενέργειας. Αν και η παροχή εφεδρειών από σταθμούς ΑΠΕ και αποθήκευσης είναι αναμφίβολα υποστηρικτική στη μετάβαση σε ένα απανθρακοποιημένο παραγωγικό δυναμικό, αντικαθιστώντας όσο γίνεται τις υπηρεσίες που παρέχονται από συμβατικές μονάδες, αυτές οι μονάδες αντιμετωπίζουν περιορισμούς στη δυνατότητα παροχής τέτοιων υπηρεσιών. Οι μονάδες ΑΠΕ αντιμετωπίζουν προβλήματα στην αποτελεσματική συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας, λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα της πρωτογενούς διαθέσιμης ενέργειας που εξαρτάται κατά βάση από τις καιρικές συνθήκες.

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί αντλησιοταμίευσης έχουν ως κυρίαρχο περιορισμό στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης την αδράνεια του νερού στον αγωγό προσαγωγής των υδροηλεκτρικών μονάδων που προκαλεί το φαινόμενο του υδραυλικού πλήγματος. Αυτό περιορίζει σημαντικά την ταχύτητα απόκρισης τέτοιων σταθμών, με αποτέλεσμα να υπάρχουν δυσκολίες στη στήριξη αυτόνομων δικτύων από σταθμούς αντλησιοταμίευσης, απουσία θερμικών μονάδων.

Αποθηκευτικοί σταθμοί συσσωρευτών αντιμετωπίζουν λιγότερους περιορισμούς στην παροχή εφεδρειών, οι οποίοι σχετίζονται με το περιορισμένο ενεργειακό τους απόθεμα και αφορούν κυρίως τη δευτερεύουσα εφεδρεία, που είναι υπηρεσία «έντασης ενέργειας»⁴. Στο πλαίσιο των αγορών ηλεκτρισμού αποτελεί ευθύνη των συμμετεχόντων να έχουν επαρκές ενεργειακό απόθεμα για την απελευθέρωση των εφεδρειών που έχουν δεσμευθεί να παρέχουν, εφόσον τους ζητηθεί. Σε νησιωτικά δίκτυα με περιορισμένο ανταγωνισμό η κατανομή των εφεδρειών μεταξύ των διαθέσιμων πόρων συνήθως πραγματοποιείται εκτός πλαισίου αγορών. Σε κάθε περίπτωση, η πραγματική λειτουργία ενδέχεται να οδηγήσει σε εξάντληση του ενεργειακού αποθέματος αποθηκευτικών μονάδων που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, π.χ. λόγω ιδιαίτερα δυσμενών συμβάντων που διαταράσσουν το ισοζύγιο ισχύος. Συνεπώς, όσο αυξάνεται η συμμετοχή των αποθηκευτικών σταθμών στην παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας, οι διαχειριστές συστήματος θα πρέπει να διαθέτουν αποτελεσματικές μεθόδους διαχείρισης καταστάσεων εξάντλησης του ενεργειακού αποθέματος τέτοιων σταθμών. Οι μέθοδοι αυτές θα πρέπει να συνεργάζονται αποτελεσματικά με τους ελεγκτές των μονάδων αποθήκευσης, αλλά και των υπολοίπων μονάδων που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, ώστε να εξασφαλιστεί η κατά το δυνατόν αποτελεσματική διαχείριση τέτοιων καταστάσεων.

Η υποχρέωση όλων των μονάδων να συμβάλλουν στη ρύθμιση συχνότητας αναγνωρίζεται και από τον κώδικα δικτύου του Κανονισμού Ε.Ε. 2016/631 (RfG), ο οποίος θέτει τις απαιτήσεις για τη σύνδεση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο ευρωπαϊκό δίκτυο [44]. Στον κώδικα αυτόν τίθενται ειδικές απαιτήσεις σε μονάδες που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος, αναφορικά με την απόκρισή τους σε συνθήκες διαταραχών τάσης και συχνότητας, έχοντας διαφορετικές απαιτήσεις αναλόγως της ισχύος των μονάδων και της τάσης του σημείου σύνδεσης.

⁴ Αντλησιοταμειυτικοί σταθμοί κατά βάση δεν αντιμετωπίζουν τέτοιους περιορισμούς, λόγω του ότι έχουν μεγάλη χωρητικότητα.

Μία απαίτηση που τίθεται πρακτικά για όλες τις μονάδες με ηλεκτρονικά ισχύος είναι ο περιορισμός της ισχύος εξόδου τους σε συνθήκες υπερσυχνότητας, με υλοποίηση στατισμού 2-12%. Η μείωση της ισχύος πρέπει να ξεκινάει το αργότερο 2 δευτερόλεπτα αφού η συχνότητα ξεπεράσει ένα προκαθορισμένο όριο (50,2-50,5 Hz)⁵. Η ισχύς αναφοράς ως προς την οποία γίνεται ο περιορισμός είναι η εξερχόμενη του σταθμού όταν η συχνότητα ξεπεράσει το όριο που τίθεται. Μονάδες ισχύος άνω των 0,1-1 MW (τύπου Β) απαιτείται να μπορούν να παρακολουθούν και εντολές κατανομής που λαμβάνουν από τον διαχειριστή συστήματος. Για μονάδες ισχύος άνω των 5-50 MW (τύπου Γ), τίθεται και πρόσθετη απαίτηση παροχής ανοδικών εφεδρειών με χρήση στατισμού σε συνθήκες υποσυχνότητας, όταν η συχνότητα πέσει κάτω από 49,5-49,8 Hz, αν και γίνεται αναφορά στο ότι η παροχή των εφεδρειών πρέπει να λαμβάνει υπόψη και τη διαθεσιμότητα πρωτογενούς ενέργειας, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα στους διαχειριστές συστημάτων να μην απαιτούν τέτοια απόκριση από μονάδες ΑΠΕ που εκμεταλλεύονται πλήρως τη διαθέσιμη ισχύ τους. Παρ' όλα αυτά, η εφαρμογή της λειτουργικότητας αυτής είναι τεχνικά εφικτή όσο οι μονάδες ΑΠΕ περιορίζουν ούτως ή άλλως την εγγεόμενη ισχύ προς το δίκτυο σε τιμές μικρότερες της μέγιστης διαθέσιμης, λόγω περιορισμών απορρόφησης του δικτύου [10], [28], [34], [83]–[87].

Αντίστοιχες απαιτήσεις ισχύουν και για διασυνδεδεμένα και αυτόνομα συστήματα εκτός Ευρώπης. Ενδεικτικά, αναφέρεται η απαίτηση σε όλες τις μονάδες του Τέξας άνω των 10 MW για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας με στατισμό έως 5% και νεκρή ζώνη έως $\pm 0,06\%$ της ονομαστικής συχνότητας [88]. Επιπρόσθετα, στο Πουέρτο Ρίκο υπάρχει ήδη απαίτηση για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από Φ/Β σταθμούς με στατισμό 5% για αποκλίσεις συχνότητας έως 0,3 Hz και για άμεση παροχή 10% της μέγιστης ισχύος (εντός 1 s), αν η απόκλιση συχνότητας είναι μεγαλύτερη [88].

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα προικαλεί και αύξηση των αναγκαίων εφεδρειών (ιδιαίτερα της δευτερεύουσας εφεδρείας [89]). Αυτό συμβαίνει λόγω της αύξησης των σφαλμάτων πολύ βραχυπρόθεσμων προβλέψεων και της διαρκούς μεταβλητότητας της παραγωγής τους, τα οποία πρέπει να εξισορροπούνται από τους πόρους που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση, ώστε να διατηρείται η συχνότητα στην ονομαστική της τιμή και οι διασυνδεδετικές ροές στα προγραμματισμένα τους επίπεδα. Έχοντας την υφιστάμενη λειτουργία του ελληνικού συστήματος ως αναφορά, τα σφάλματα πρόβλεψης ΑΠΕ που καλύπτονται από τη δευτερεύουσα ρύθμιση αφορούν προβλέψεις παραγωγής 15', που πραγματοποιούνται από τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς στο πλαίσιο της αγοράς εξισορρόπησης, ελάχιστα λεπτά πριν τον πραγματικό χρόνο [58]. Επιπλέον της απόκλισης μεταξύ πρόβλεψης μέσης και μετρηθείσας παραγωγής 15', οι αποκλίσεις από τη μέση παραγωγή σε κλίμακα δευτερολέπτων πρέπει επίσης να καλύπτεται από τη δευτερεύουσα ρύθμιση. Πρόσθετο παράγοντα που οφείλει να ληφθεί υπόψη στη διαστασιολόγηση της δευτερεύουσας εφεδρείας αποτελεί και η ιδιαίτερα αργή παρακολούθηση εντολών κατανομής που προέρχονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής (ανά 5-15'), ώστε να μην προκαλούνται διαταραχές συχνότητας σε κάθε αρχή περιόδου κατανομής [90].

Τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ αποτελούν έναν περιοριστικό παράγοντα παροχής εφεδρειών από τέτοιες μονάδες. Οι αποκλίσεις μεταξύ εκτιμώμενης και πραγματικά μέγιστης διαθέσιμης παραγωγής εισάγουν αβεβαιότητες, τόσο στον προημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, όπου καθορίζεται το περιθώριο εφεδρείας που οφείλουν να διατηρούν οι σταθμοί που παρέχουν τέτοιες υπηρεσίες, όσο και σε πραγματικό χρόνο, όταν οι σταθμοί ΑΠΕ δεν λειτουργούν σε καθεστώς μεγιστοποίησης της παραγόμενης ενέργειάς τους [88], [91], [92]. Η αύξηση των απαιτήσεων εφεδρείας είναι μία λύση που συμβάλλει στην ενίσχυση της ασφάλειας των

⁵ Ειδικά για μονάδες ισχύος μικρότερης των 0,1-1 MW (τύπου Α), ενδέχεται να επιτραπεί η αποσύνδεσή τους, αντί της προοδευτικής μείωσης ισχύος.

ηλεκτρικών συστημάτων, εάν σταθμοί ΑΠΕ στοχαστικής παραγωγής παρέχουν τέτοιες υπηρεσίες, με την ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης που καλύπτει τις αποκλίσεις των προβλέψεων παραγωγής να συμβάλλει επίσης στην αντιμετώπιση του προβλήματος [88], [91].

1.4.2. Μείωση αδράνειας ηλεκτρικών συστημάτων

Επιπλέον της αναγκαιότητας παροχής εφεδρειών από σταθμούς ΑΠΕ και αποθήκευσης, η ραγδαία ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ οδηγεί και σε ένα επιπλέον τεχνικό ζήτημα λόγω της ολοένα και μεγαλύτερης κάλυψης μέρους του φορτίου από την παραγωγή τέτοιων σταθμών σε ώρες με υψηλή διαθεσιμότητα δυναμικού ΑΠΕ (ώρες υψηλής έντασης ηλιακής ακτινοβολίας ή/και υψηλής ταχύτητας ανέμου). Στις ώρες αυτές, η αυξημένη παραγωγή ΑΠΕ αντικαθιστά παραγωγή από πλήρως ελεγχόμενες συμβατικές μονάδες που συνδέονται απευθείας στο δίκτυο. Η πλειονότητα των μονάδων ΑΠΕ συνδέονται πλέον μέσω ηλεκτρονικών ισχύος στο δίκτυο⁶, ενώ το ίδιο ισχύει και για τα συστήματα συσσωρευτών, με αποτέλεσμα να μην παρέχουν αδράνεια στο σύστημα [93].

Ο περιορισμός της αδράνειας έχει χαρακτηριστεί ως η μεγαλύτερη πρόκληση για το σύστημα της Κεντρικής Ευρώπης από σχετική ομάδα έργου του ENTSO-e [93]. Αυτό συμβαίνει διότι η μείωση της αδράνειας έχει αρνητική επίπτωση στην απόκριση συχνότητας, καθώς σύμφωνα με την (1.2) οι ανισορροπίες ισχύος σε συνθήκες διαταραχών προκαλούν μεγαλύτερο ρυθμό μεταβολής συχνότητας (ROCOF), το οποίο οδηγεί σε πιο μεγάλες πτώσεις συχνότητας σε καταστάσεις ελλείμματος ισχύος (π.χ. απώλεια μονάδας) [93]–[95]. Αν η ελάχιστη συχνότητα ύστερα από συμβάν απώλειας παραγωγικού δυναμικού καταλήξει χαμηλότερη από το επίπεδο της προστασίας υποσυχνότητας (UFLS) αυτό μπορεί να προκαλέσει απόρριψη μέρους του φορτίου του συστήματος. Σε αντίθετη κατάσταση (μείωση φορτίου) η υπερσυχνότητα ενδέχεται να οδηγήσει σε αποσύνδεση μονάδων παραγωγής, η οποία ενδέχεται να θέσει σε κίνδυνο την ευστάθεια του συστήματος [94]. Η ενεργοποίηση τέτοιων προστασιών⁷ υπερ/υποσυχνότητας ή υπέρβασης των ανεκτών ορίων ROCOF θέτουν σε κίνδυνο την αδιάλειπτη λειτουργία των ηλεκτρικών δικτύων. Τέτοια συμβάντα είναι ήδη εμφανή σε συστήματα χαμηλής αδράνειας, όπως στο Ηνωμένο Βασίλειο τον Αύγουστο του 2019, όπου η απώλεια παραγωγικού δυναμικού οδήγησε σε πρόσθετη αποσύνδεση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και φορτίου [96].

Η επαναρρύθμιση των προστασιών UFLS, αν και ενδείκνυται σε περίπτωση μεγάλης αύξησης της διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο⁸ [66], [97], δεν μπορεί να είναι το αποκλειστικό μέτρο αντιμετώπισης του προβλήματος, δεδομένου του στενού εύρους στο οποίο πρέπει να βρίσκεται η συχνότητα, για λόγους εύρυθμης λειτουργίας των γεννητριών, κινητήρων και γενικά των ηλεκτρικών συσκευών των καταναλωτών. Ειδικά σε συστήματα που δεν λειτουργούν σύγχρονες γεννήτριες η απόρριψη φορτίου λόγω υψηλών τιμών ROCOF οφείλει να επαναξιολογηθεί, καθώς ενδέχεται οι μετατροπείς ισχύος να μπορούν να ανταπεξέλθουν σε τέτοιες συνθήκες [97]. Η ταχύτερη πτώση της συχνότητας λόγω της μειωμένης αδράνειας του συστήματος δεν μπορεί να αντισταθμιστεί από αντίστοιχη αύξηση της ταχύτητας απόκρισης των μονάδων που παρέχουν ΕΔΣ, λόγω των τεχνικών

⁶ Αυτό δεν ισχύει για μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς, σταθμούς βιομάζας/βιοαερίου, Α/Γ σταθερών στροφών, σταθμούς γεωθερμίας και ηλιοθερμικούς σταθμούς. Οι σταθμοί αυτοί ΑΠΕ συνδέονται συνήθως απευθείας στο δίκτυο, αλλά αποτελούν ένα μικρό ποσοστό των νέων εγκαταστάσεων ΑΠΕ σήμερα.

⁷ Η αποσύνδεση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής όταν η συχνότητα ή/και ο ρυθμός μεταβολής της βρίσκεται εκτός ορίων εφαρμόζεται και ως μέτρο αντι-νησιδοποίησης.

⁸ Ανάγκη επαναρρύθμισης των προστασιών UFLS προκύπτει και λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ, η οποία πρέπει να ληφθεί υπόψη όταν επιλέγονται τα στάδια αποσύνδεσης γραμμών διανομής σε έκτακτες καταστάσεις. Το άνοιγμα διακοπών γραμμών διανομής που εγχέουν ισχύ προς τον Υ/Σ (εξαγωγικές, λόγω μεγαλύτερης παραγωγής από το φορτίο) είναι ανεπιθύμητο σε συνθήκες υποσυχνότητας.

(κυρίως μηχανολογικών) περιορισμών τους, που θέτουν όρια στον μέγιστο ρυθμό μεταβολής της ισχύος τους.

Το πρόβλημα της χαμηλής αδράνειας είναι εντονότερο στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, λόγω απουσίας διασυνδέσεων και λίγων μονάδων που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο σε περιόδους χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής ΑΠΕ [47], [88], [93]. Ακόμη και σε ισχυρά διασυνδεδεμένα συστήματα η αδράνεια πρέπει να παρακολουθείται, καθώς σε καταστάσεις διαχωρισμού (splitting) συστημάτων προκύπτουν εν γένει μεγάλες ανισορροπίες ισχύος, που καλούνται να διαχειριστούν διακριτά τα αποσυνδεδεμένα συστήματα [98]. Το φαινόμενο της κάμψης της αδράνειας των ηλεκτρικών συστημάτων έχει αναφερθεί εκτενώς στη βιβλιογραφία, με αναφορές στα συστήματα της Κεντρικής Ευρώπης, του Ηνωμένου Βασιλείου, της Ιρλανδίας, της Νότιας Αυστραλίας, αλλά και για αυτόνομα συστήματα όπως τα Γαλλικά Υπερπόντια Διαμερίσματα και το Πουέρτο Ρίκο [53], [83], [88], [93], [94], [97], [99]–[101].

Τα συστήματα της Αυστραλίας, του Ηνωμένου Βασιλείου, της Ιρλανδίας και του Τέξας αντιμετωπίζουν ζητήματα χαμηλής αδράνειας, λόγω του ότι δεν έχουν σύγχρονες διασυνδέσεις με γειτονικά ηλεκτρικά συστήματα [47]. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η συνηθέστερη τιμή αδράνειας του συστήματος του Ηνωμένου Βασιλείου το διάστημα 2016-2017 ήταν 220 GWs, ενώ το 2025-2026 εκτιμάται πως θα περιοριστεί σε μόλις 100 GWs [45]. Για τον λόγο αυτό, ο διαχειριστής συστήματος του Ηνωμένου Βασιλείου αναπτύσσει μεθόδους παρακολούθησης και εκτίμησης της αδράνειας σε πραγματικό χρόνο, ώστε να λαμβάνονται έγκαιρα μέτρα σε περίπτωση πολύ χαμηλών τιμών [45], [96], [102], ενώ αντίστοιχα συστήματα έχουν εφαρμοστεί και στο Τέξας [101], [103].

Μία λύση αντιμετώπισης του παραπάνω φαινομένου είναι η διατήρηση κάποιου ελάχιστου επιπέδου αδράνειας, η οποία και εφαρμόζεται σε πραγματικά συστήματα, όπως της Νοτίου Αυστραλίας, του Τέξας (100 GWs⁹) και της Ιρλανδίας (23 GWs) [47], [53], [94], [101], [103], [104]. Αυτή η απαίτηση μπορεί να ικανοποιηθεί διατηρώντας σύγχρονες γεννήτριες εντός λειτουργίας, εντάσσοντας σύγχρονους πυκνωτές στο σύστημα ή παρέχοντας οι μετατροπείς ισχύος ΑΠΕ και μπαταριών εικονική αδράνεια. Γενικά, όσο μικρότερη είναι η αδράνεια του συστήματος τόσο μεγαλύτερο επίπεδο εφεδρειών ταχείας απόκρισης απαιτείται για να διατηρηθεί η συχνότητα εντός αποδεκτών τιμών σε συμβάν ελλείμματος ισχύος [53], [99]. Η Νότια Αυστραλία σε συνθήκες χαμηλού υπολειπόμενου φορτίου θα κατέληγε να λειτουργεί με ελάχιστες σύγχρονες γεννήτριες, σύμφωνα με τα αποτελέσματα των αγορών ηλεκτρισμού (μη εφαρμόζοντας περιορισμό ελάχιστης αδράνειας), αλλά ο διαχειριστής του συστήματος τροποποιεί το πρόγραμμα ένταξης των μονάδων για λόγους ασφαλείας [53]. Το 2020 αυτή η διαδικασία πραγματοποιήθηκε περισσότερες από 250 φορές. Ο περιορισμός της αδράνειας των ηλεκτρικών συστημάτων είναι ένα φαινόμενο που εντείνεται και απαιτεί μελέτη ανά περίπτωση, ώστε να διαπιστωθεί έγκαιρα αν απαιτείται να ληφθούν μέτρα για την αντιμετώπισή του, λαμβάνοντας υπόψη τις διαθέσιμες τεχνικές επιλογές και τις αγορές ηλεκτρισμού.

Ο κώδικας δικτύου RfG δίνει τη δυνατότητα στους διαχειριστές συστημάτων να θέτουν απαίτηση σε μονάδες (άνω των 5-50 MW) που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών ισχύος περί παροχής αδρανειακής απόκρισης (inertial response ή synthetic/virtual inertia) [44]. Στην Αυστραλία παρέχεται ήδη αυτή η λειτουργικότητα από σταθμούς μπαταριών [105]. Στη γενική περίπτωση αυτή η λειτουργικότητα υλοποιείται μέσω προσθήκης όρου μεταβολής της ισχύος αναφοράς των μετατροπέων ισχύος (ΔP_{ir}^*), ο οποίος είναι ανάλογος του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας [46], [106]. Έχοντας ως βάση την (1.2) η αδρανειακή απόκριση υλοποιείται σύμφωνα με την (1.8). Συνήθως, εφαρμόζεται και μία νεκρή ζώνη ROCOF, εντός της οποίας δεν εφαρμόζεται αδρανειακή απόκριση.

⁹ Ο ERCOT (διαχειριστής συστήματος Τέξας) επιδιώκει να περιορίσει την απαίτηση αυτή στα 90 GWs [101].

$$\Delta P_{ir}^* = -2H\dot{\omega} \quad (1.8)$$

Οι διαχειριστές συστημάτων αναγνωρίζοντας την ανάγκη να γίνονται αποδεκτές υψηλότερες τιμές ROCOF, βρίσκονται σε διαδικασία επαναπροσδιορισμού των ανεκτών τιμών σε συνθήκες διαταραχών. Όσο πιο αυστηρά όρια τίθενται για τη διακύμανση του ROCOF τόσο μεγαλύτερες είναι οι αναγκαίες τιμές αδράνειας των συστημάτων για την επίτευξή τους [98]. Συνήθως, το μέγιστο ανεκτό επίπεδο ROCOF (μέση τιμή 500 ms [47], [107], [108]) κινείται στο εύρος 1-2 Hz/s [51], [98], [107]–[109], με το άνω όριο των 2 Hz/s να επιδιώκεται να είναι ανεκτό στο μέλλον και σε επίπεδο ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου συστήματος, σύμφωνα με τον ENTSO-e. Το υφιστάμενο πλαίσιο λειτουργίας νησιωτικών συστημάτων της Ελλάδας [48] και της Κύπρου [110] αναφέρει πως οι μονάδες παραγωγής δεν είναι υποχρεωμένες να παραμείνουν σε λειτουργία όταν η τιμή του ROCOF λαμβάνει τιμή μικρότερη του -1 Hz/s. Το όριο μεγαλύτερων συστημάτων είναι συνήθως ακόμη χαμηλότερο, 0,125 Hz/s στο Ηνωμένο Βασίλειο και 0,5 Hz/s στην Ιρλανδία [47], [96]. Σημειώνεται ότι η αξιολόγηση του ROCOF ως δείκτη αποτελεσματικής ρύθμισης του συστήματος έχει μικρότερη αξία σε δίκτυα που λειτουργούν χωρίς σύγχρονες γεννήτριες, καθώς οι μετατροπείς ισχύος ενδέχεται να μπορούν να ανταπεξέλθουν σε υψηλότερες τιμές [97]. Ενδεικτικά αναφέρεται πως σε διαγωνισμό του 2022 για ανάπτυξη συστημάτων συσσωρευτών (σύνδεση με μετατροπείς ισχύος στο δίκτυο) στη Χαβάη, τίθεται απαίτηση να διατηρούνται σε λειτουργία ακόμη και για στιγμιαίες τιμές ROCOF έως 5 Hz/s, ή και υψηλότερες αν δεν υπάρχουν τεχνικοί λόγοι που καθιστούν ανέφικτη τέτοια λειτουργία [50]. Η αντίστοιχη απαίτηση διαγωνισμού επιδότησης αποθηκευτικών σταθμών στην Ελλάδα το 2023 αναφέρεται σε 2 Hz/s (μέση τιμή 500 ms) [51].

1.5. Σκοπός, συμβολή & δομή διατριβής

1.5.1. Σκοπός διατριβής

Αναγνωρίζοντας τη δραστική αλλαγή στο ενεργειακό μείγμα των ηλεκτρικών συστημάτων και τις δυσκολίες που αυτή επιφέρει στον τρόπο λειτουργίας και ελέγχου τους, η παρούσα διατριβή έχει ως κύριο αντικείμενο τη μελέτη της ρύθμισης συχνότητας αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων υπό συνθήκες υψηλής παραγωγής ΑΠΕ. Η διατριβή εστιάζει στη λειτουργία αυτόνομων συστημάτων διότι αποτελούν τα πρώτα στα οποία παρουσιάζονται συνθήκες πολύ υψηλής διεύθυνσης ΑΠΕ και κατά συνέπεια τα σχετικά τεχνικά προβλήματα στη ρύθμιση ισχύος. Ενδεικτικά αναφέρεται πως οι περιορισμοί μέγιστης ισχύος που μόλις τώρα ξεκινούν να εφαρμόζονται σε σταθμούς ΑΠΕ του ΕΣΜΗΕ, εφαρμόζονται συστηματικά (για χιλιάδες ώρες ανά έτος) στα αιολικά πάρκα των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιών εδώ και περισσότερο από 20 έτη. Επιπρόσθετα, τα αυτόνομα συστήματα έχουν πολύ μικρότερη αδράνεια και διαθέσιμους πόρους παροχής εφεδρειών, συγκριτικά με ισχυρά διασυνδεδεμένα συστήματα, συνεπώς αντιμετωπίζουν μεγαλύτερα προβλήματα στη διατήρηση αποδεκτών επιπέδων ποιότητας συχνότητας και στον περιορισμό των περικοπών φορτίου. Συχνά η οικονομική λειτουργία τέτοιων νησιωτικών συστημάτων επιβάλλει τη λειτουργία τους με οριακά επαρκείς ή ακόμη και ανεπαρκείς εφεδρείες για τη διαχείριση πιθανών βλαβών, συνεπώς έχει ιδιαίτερη αξία η έρευνα στις μεθόδους μέσω των οποίων το σύνολο των ενταγμένων πόρων τέτοιων δικτύων θα συμβάλλει στον μέγιστο δυνατό βαθμό στη ρύθμιση συχνότητας.

Η παρούσα διατριβή εστιάζει στα δύο πρώτα επίπεδα ρύθμισης συχνότητας αυτόνομων δικτύων, την πρωτεύουσα και τη δευτερεύουσα. Η τριτεύουσα ρύθμιση αποτελεί θέμα οικονομικής ένταξης και φόρτισης, ιδίως σε νησιωτικά δίκτυα με μικρές και ευέλικτες μονάδες, το οποίο εκφεύγει από το άμεσο

αντικείμενο της παρούσας διατριβής. Στο πρώτο πεδίο, των εφεδρειών ταχείας απόκρισης, παρουσιάζεται μέθοδος ελέγχου Φ/Β σταθμών ώστε να παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία (ανοδική και καθοδική) και να ενισχύουν την αδράνεια του δικτύου. Επίσης, εξετάζεται η λειτουργία αυτόνομων δικτύων υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ και διερευνάται η ενδεδειγμένη μέθοδος ρύθμισης ισχύος των μετατροπέων των μπαταριών που αναλαμβάνουν τον βασικό ρόλο της ρύθμισης σε αυτές τις συνθήκες λειτουργίας του δικτύου, δεδομένης της επιδίωξης μεγιστοποίησης της παραγόμενης ισχύος, αλλά και της στοχαστικότητας της παραγωγής ΑΠΕ. Επιπρόσθετα, διερευνώνται λύσεις που δίνουν τη δυνατότητα παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης σε υβριδικούς σταθμούς (ΥΒΣ) που βασίζονται σε αντλησιοταμίευση. Στο πλαίσιο αυτό προτείνεται μέθοδος ελέγχου που αξιοποιεί τους εκτροπείς υδροηλεκτρικών μονάδων τύπου Pelton για αυτόν τον σκοπό, ενώ προτείνεται και μέθοδος ελέγχου συσσωρευτών που διευκολύνει την εσωτερική διαχείριση του ισοζυγίου ισχύος τέτοιων σταθμών.

Στην παρούσα διατριβή παρουσιάζεται επίσης μέθοδος ελέγχου 3 επιπέδων για αυτόνομα δίκτυα στα οποία λειτουργούν και θερμικές μονάδες, που επιτρέπει την αποτελεσματική συμμετοχή μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Το προτεινόμενο κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής πλαισιώνεται από τοπικούς ελεγκτές στους μετατροπείς των μπαταριών και πρόγραμμα οικονομικής κατανομής που ρυθμίζει, μεταξύ άλλων, τη στάθμη φόρτισης των μπαταριών. Επιπρόσθετα, παρουσιάζεται προτεινόμενο σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής για εφαρμογή υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ, το οποίο επιμερίζει την αναγκαία δευτερεύουσα εφεδρεία σε σταθμούς ΑΠΕ και αποθήκευσης. Στην Ενότητα 1.5.2 περιγράφονται τα κύρια σημεία συμβολής της διατριβής στο ερευνητικό πεδίο της ρύθμισης συχνότητας αυτόνομων δικτύων, ενώ στην Ενότητα 1.5.3 παρουσιάζεται η δομή της διδακτορικής διατριβής.

1.5.2. Συμβολή διατριβής στο πεδίο της ρύθμισης συχνότητας

1) Ανάπτυξη μεθόδου παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από Φ/Β σταθμούς

Η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου επιτρέπει, πέρα από τη λειτουργία στο μέγιστο επίπεδο διαθέσιμης ισχύος, την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας με χρήση στατισμού, αλλά και αδρανειακής απόκρισης. Ο ελεγκτής του DC/DC μετατροπέα που καθορίζει το επίπεδο παραγωγής του Φ/Β συστήματος, έχει και δυνατότητα παρακολούθησης εντολής συγκεκριμένου ποσοστού εφεδρείας επί της μέγιστης διαθέσιμης, ώστε ο σταθμός να έχει τη δυνατότητα παροχής ανοδικών εφεδρειών.

Η στρατηγική ελέγχου είναι σχετικά απλή, εύκολα εφαρμόσιμη και ιδιαίτερα επίκαιρη, δεδομένης της ανάγκης ενίσχυσης της αδράνειας των δικτύων που τείνουν να τροφοδοτούνται όλο και περισσότερο από μονάδες με μετατροπείς ισχύος. Επιπρόσθετα, ο περιορισμός της παραγωγής ΑΠΕ τις μεσημβρινές ώρες εντείνει την ανάγκη για παρουσία εφαρμόσιμων λύσεων που επιτρέπουν στους Φ/Β σταθμούς να παρέχουν αποτελεσματικά ανοδικές εφεδρείες για στήριξη του δικτύου. Ο προτεινόμενος έλεγχος εφαρμόζεται σε Φ/Β σταθμούς δύο επιπέδων (DC/DC/AC) δίχως αποθήκευση, αλλά έχει τη δυνατότητα εφαρμογής και σε σταθμούς με Φ/Β και μπαταρίες που συνδέονται σε κοινό DC ζυγό (DC coupled), τοπολογία που εμφανίζει ανάπτυξη τα τελευταία έτη.

2) Ρύθμιση ισχύος αυτόνομων ηλεκτρικών δικτύων υπό πλήρη απουσία σύγχρονων γεννητριών απευθείας συνδεδεμένων στο δίκτυο (100% διείσδυση ΑΠΕ)

Εξετάζεται η παράλληλη λειτουργία συστημάτων συσσωρευτών με σταθμούς ΑΠΕ υπό συνθήκες πλήρους απουσίας στρεφόμενων γεννητριών που επιτελούν λειτουργία «δημιουργίας δικτύου – grid forming» και διερευνάται η καταλληλότερη μέθοδος ελέγχου των μετατροπέων των μπαταριών και η

παραμετροποίησή τους, επιβεβαιώνοντας παράλληλα την εφαρμοσιμότητα της προτεινόμενης μεθόδου ελέγχου Φ/Β συστημάτων υπό αυτές τις συνθήκες.

Η συγκριτική αξιολόγηση της λειτουργίας δικτύων για εφαρμογή grid following (GFL) ή/και διαφορετικών grid forming (GFM) μεθόδων είναι ιδιαίτερα επίκαιρη, δεδομένης της αύξησης της διείσδυσης πόρων που συνδέονται με μετατροπείς ισχύος, οι οποίοι καλούνται να διαμορφώνουν οι ίδιοι την τάση του δικτύου. Αν και η απαίτηση για περαιτέρω ανάπτυξη GFM μετατροπέων είναι γνωστή διεθνώς, η ενδεδειγμένη μέθοδος υλοποίησης της λειτουργικότητας αυτής και διαμοιρασμού ισχύος μεταξύ του συνόλου των πόρων του δικτύου παραμένει ανοικτό αντικείμενο που απασχολεί την ερευνητική κοινότητα, τους διαχειριστές συστημάτων και τη βιομηχανία.

3) Ανάπτυξη μεθόδων που επιτρέπουν την παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης σε υβριδικό σταθμό που διαθέτει αποθήκευση αντλησιοταμιευτικού τύπου και συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων

Η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου υδροηλεκτρικών μονάδων τύπου Pelton με αξιοποίηση των εκτροπέων δέσμης ύδατος επιτρέπει την άμεση απελευθέρωση εφεδρείας, ρυθμίζοντας το τμήμα της παροχής που καταλήγει στα περύγια του υδροστροβίλου. Η ρύθμιση της παροχής στον αγωγό προσαγωγής πραγματοποιείται με πιο αργό ρυθμό, λόγω των περιορισμών που σχετίζονται με την αδράνεια του νερού. Επιπρόσθετα, προτείνεται έλεγχος στους συσσωρευτές του ΥΒΣ που επιτρέπει την αποτελεσματικότερη παρακολούθηση των μεταβολών της αιολικής παραγωγής του σταθμού, οι οποίες επιβαρύνουν το ισοζύγιο ισχύος του δικτύου σε συνθήκες έντονης μεταβλητότητας της ταχύτητας ανέμου. Η διερεύνηση που παρουσιάζεται στη διατριβή περιλαμβάνει τη συγκριτική αξιολόγηση διαφόρων λύσεων που επιτρέπουν την αποτελεσματική ρύθμιση συχνότητας από ΥΒΣ σε αυτόνομο σύστημα, χωρίς την παρουσία θερμικών μονάδων.

Οι προτεινόμενες μέθοδοι και η συγκριτική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων στήριξης του ισοζυγίου ισχύος παρουσία ΑΤΣ συμβάλλουν στη βιβλιογραφία ενός πεδίου που έχει δεν έχει ερευνηθεί σε βάθος. Η δυνατότητα σταθμών που βασίζονται στην ΑΤΣ να παρέχουν ταχεία εφεδρεία είναι ιδιαίτερα σημαντική, ώστε να καταστεί εφικτή η περαιτέρω απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα σε αυτόνομα συστήματα που ηλεκτροδοτούνται κατά μεγάλο μέρος από τέτοιους σταθμούς, όπως η Ιακάρια και το Ελ Ιέρρο. Επιπλέον των αυτόνομων δικτύων, η αναγκαιότητα για μεγαλύτερη χωρητικότητα αποθηκευτικών σταθμών στα διασυνδεδεμένα συστήματα, ώστε να παρέχουν αποτελεσματικά υπηρεσίες μετατόπισης ενέργειας και συμβολής στην επάρκεια ισχύος, καθιστά χρήσιμη τη διερεύνηση και τις προτεινόμενες μεθόδους για σταθμούς ΑΤΣ που εγκαθίστανται σε μεγάλα ηλεκτρικά συστήματα.

4) Ανάπτυξη μεθόδου δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας με συμμετοχή συσσωρευτών και θερμικών μονάδων

Η προτεινόμενη μέθοδος περιλαμβάνει 3 επίπεδα ελέγχου. Στο 1^ο επίπεδο εφαρμόζεται τοπικά στους σταθμούς μπαταριών έλεγχος διατήρησης της στάθμης φόρτισης εντός αποδεκτών ορίων, παράλληλα με όρους στατισμού και αδρανειακής απόκρισης (εφεδρείες ταχείας απόκρισης). Όταν διαπιστωθεί ότι το ενεργειακό απόθεμα οποιουδήποτε αποθηκευτικού σταθμού που παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία εξαντλείται, το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (2^ο επίπεδο ελέγχου) αναδιανέμει σταδιακά τη δευτερεύουσα εφεδρεία στις υπόλοιπες ρυθμίζουσες μονάδες, σε συνάρτηση με τη στάθμη φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού και τους συντελεστές συμμετοχής δευτερεύουσας ρύθμισης, που καθορίζονται από τις αγορές ηλεκτρισμού. Η επαναφορά της στάθμης φόρτισης στα επιθυμητά επίπεδα πραγματοποιείται μέσω του προγράμματος οικονομικής κατανομής (3^ο επίπεδο ελέγχου).

Το προτεινόμενο σύστημα ελέγχου ισχύος είναι ιδιαίτερα αποτελεσματικό στη διαχείριση συνθηκών εξάντλησης ενεργειακών αποθεμάτων των μπαταριών. Βασικό ερώτημα που απαντάται από τη συγκεκριμένη έρευνα είναι το πώς να ελαχιστοποιηθούν οι αρνητικές επιπτώσεις στην ποιότητα ρύθμισης συχνότητας και στις διαθέσιμες εφεδρείες, σε περίπτωση καταστάσεων εξάντλησης των ενεργειακών αποθεμάτων των μπαταριών, όσο αυτές παρέχουν δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Η προτεινόμενη μέθοδος είναι απλή στην εφαρμογή έχοντας ως βάση την κυρίαρχη μέθοδο δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας που εφαρμόζεται διεθνώς σε πραγματικά συστήματα και στην υφιστάμενη βιβλιογραφία για κεντρικά συστήματα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής. Επιπρόσθετα, οι ανάγκες παραμετροποίησής της είναι πολύ περιορισμένες, ενώ είναι εφαρμόσιμη σε οποιοδήποτε περιβάλλον αγοράς, δίνοντας τη δυνατότητα στις μπαταρίες να συμμετέχουν στην παροχή υπηρεσιών δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας όπως οι υπόλοιπες μονάδες του δικτύου (level playing field). Η προτεινόμενη μέθοδος είναι ιδιαίτερα επίκαιρη, δεδομένης της ραγδαίας ανάπτυξης της αποθήκευσης διεθνώς, με την υλοποίηση αποθηκευτικών σταθμών οι οποίοι σταδιακά θα αναλαμβάνουν ολοένα και πιο κυρίαρχο ρόλο στη ρύθμιση ισχύος του δικτύου.

5) Ανάπτυξη μεθόδου δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ

Το προτεινόμενο σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής επιμερίζει τη δευτερεύουσα εφεδρεία μεταξύ σταθμών ΑΠΕ και μπαταριών, μεριμνώντας για τη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας από τους σταθμούς ΑΠΕ. Σε συνθήκες εξάντλησης του ενεργειακού αποθέματος ενός συστήματος συσσωρευτών, οι υπόλοιπες μπαταρίες του δικτύου αναλαμβάνουν την παρεχόμενη δευτερεύουσα εφεδρεία από αυτό. Υπό έκτακτες συνθήκες ελλείμματος δευτερεύουσας εφεδρείας, το σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής οδηγεί σε μεταβατική υπέρβαση -για το ελάχιστο δυνατό χρονικό διάστημα και επίπεδο ισχύος- των περιορισμών που τίθενται στους σταθμούς ΑΠΕ για λόγους επάρκειας του ηλεκτρικού χώρου που δεσμεύουν στο δίκτυο.

Η εφαρμογή του προτεινόμενου κεντρικού συστήματος αυτόματης ρύθμισης παραγωγής είναι απλή και ταιριάζει με τις ισχύουσες πρακτικές δευτερεύουσας εφεδρείας διεθνώς. Η προτεινόμενη μεταβατική αξιοποίηση του περιθωρίου ανοδικών εφεδρειών των σταθμών ΑΠΕ, που προέρχεται από την εφαρμογή περιορισμών ισχύος για την ενίσχυση του περιθωρίου υποδοχής τους, εισάγει επιπλέον εφεδρεία στο σύστημα, που υπό έκτακτες συνθήκες είναι κρίσιμη για την εξασφάλιση της συνέχειας ηλεκτροδότησης. Η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου συνιστά συμβολή στις μεθόδους συνεργασίας μεταξύ σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης για παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας απουσία θερμικών μονάδων, συνθήκες που πλησιάζουν ολοένα και περισσότερο τις επικρατούσες στα νησιωτικά δίκτυα.

1.5.3. Δομή διατριβής

Το Κεφάλαιο 2 περιλαμβάνει την προτεινόμενη μέθοδο συμβολής Φ/Β σταθμών στη ρύθμιση συχνότητας. Αρχικά, περιγράφονται οι εναλλακτικές μέθοδοι παροχής εφεδρειών ισχύος από Φ/Β συστήματα και οι σχετικές μέθοδοι εκτίμησης μέγιστης διαθέσιμης ισχύος. Στη συνέχεια παρουσιάζεται το χρησιμοποιούμενο μοντέλο Φ/Β σταθμού και ο προτεινόμενος έλεγχος, που επιτρέπει την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, αδρανειακής απόκρισης και παρακολούθηση εντολών ανοδικής εφεδρείας συγκεκριμένου ποσοστού ως προς την εκάστοτε μέγιστη διαθέσιμη. Στο τελευταίο τμήμα του κεφαλαίου παρουσιάζονται προσομοιώσεις λειτουργίας πραγματικού χρόνου αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, με βάση τις οποίες αξιολογείται η αποτελεσματικότητα του προτεινόμενου ελέγχου και διερευνάται το επίπεδο ανοδικής εφεδρείας κατά την εφαρμογή του.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται οι διάφορες μέθοδοι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες και τα χαρακτηριστικά αντίστοιχων προϊόντων αγορών ηλεκτρισμού που εφαρμόζονται σε διάφορες χώρες. Ακολούθως, παρουσιάζεται η αρχή ελέγχου grid forming που εφαρμόζεται σε

μετατροπείς ισχύος που καλούνται να διαμορφώσουν την τάση του δικτύου, χωρίς να προϋποθέτουν την παρουσία της. Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφεται και το μοντέλο συσσωρευτών που χρησιμοποιείται στη διατριβή. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η διερεύνηση της λειτουργίας αυτόνομου συστήματος υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ, εξετάζοντας εναλλακτικές μεθόδους ελέγχου των μπαταριών και τις κρίσιμότερες παραμέτρους προς ρύθμιση.

Στο Κεφάλαιο 4 αρχικά περιγράφονται οι περιορισμοί ΑΤΣ στην παροχή εφεδρείας ταχείας απόκρισης και οι κυριότερες λύσεις αντιμετώπισης του προβλήματος που περιλαμβάνονται στη βιβλιογραφία. Αιολούθως παρουσιάζονται το αυτόνομο σύστημα και ο ΥΒΣ που προσομοιώνονται και στη συνέχεια περιγράφονται το μοντέλο και ο έλεγχος των υδροηλεκτρικών μονάδων. Στη συνέχεια περιγράφεται ο έλεγχος των αντλιών και των συσσωρευτών που περιλαμβάνονται στον ΥΒΣ. Στο τέλος του κεφαλαίου παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοιώσεων που αναδεικνύουν τα οφέλη και τους περιορισμούς από την εφαρμογή κάθε λύσης.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται η βιβλιογραφική ανασκόπηση μεθόδων συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συστημάτων. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται η προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας παρουσία και θερμικών μονάδων, ο τοπικός έλεγχος διατήρησης αποδεικτής στάθμης φόρτισης μπαταριών και το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής που επαναφέρει το ενεργειακό απόθεμα των συσσωρευτών στα επιθυμητά επίπεδα. Αιολούθως, παρουσιάζεται η προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται και τρεις εναλλακτικές μέθοδοι ρύθμισης, η εφαρμογή των οποίων επίσης προσομοιώνεται σε νησιωτικό δίκτυο. Στις προσομοιώσεις αυτές, εκτός της συγκριτικής αξιολόγησης των μεθόδων που εφαρμόζονται, πραγματοποιείται και παραμετρική διερεύνηση διαφόρων παραμέτρων.

Στο Κεφάλαιο 6 συνοψίζονται τα κυριότερα συμπεράσματα της διατριβής, αναφορικά με τη συμβολή μπαταριών, ΥΒΣ με ΑΤΣ και Φ/Β στη ρύθμιση συχνότητας αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων. Στη συνέχεια, περιγράφονται και προτεινόμενες κατευθύνσεις σχετικής μελλοντικής έρευνας.

Στα Παραρτήματα Α και Β περιλαμβάνονται τα μοντέλα θερμικών μονάδων και ανεμογεννήτριας (Α/Γ) που χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις της διατριβής. Στο Παράρτημα Γ συγκεντρώνονται όλα τα δεδομένα παραμετροποίησης των μοντέλων και των ελεγκτών που χρησιμοποιήθηκαν στο σύνολο των προσομοιώσεων της διατριβής. Στο Παράρτημα Δ περιλαμβάνεται η αγγλική ορολογία που χρησιμοποιείται στη διατριβή.

Κεφάλαιο 2

Συμμετοχή φωτοβολταϊκών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

2.1. Εισαγωγή

Η υλοποίηση των απαιτήσεων του κώδικα δικτύου (RfG) προϋποθέτει τη δυνατότητα παροχής ΕΔΣ, παρακολούθησης εντολών κατανομής, ακόμη και αδρανειακής απόκρισης από μονάδες ΑΠΕ. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται μέθοδος συμβολής Φ/Β σταθμών στη ρύθμιση συχνότητας που ικανοποιεί τις σχετικές απαιτήσεις. Αρχικά, στην Ενότητα 2.2 περιγράφονται οι διάφορες μέθοδοι ελέγχου Φ/Β συστημάτων που προτείνονται στη βιβλιογραφία. Στη συνέχεια (Ενότητα 2.3) περιγράφεται το χρησιμοποιούμενο μοντέλο Φ/Β σταθμών που υλοποιείται στις προσομοιώσεις που παρουσιάζονται στη διατριβή. Στην Ενότητα 2.4 περιγράφεται η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου, ενώ στην Ενότητα 2.5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοιώσεων αυτόνομου ηλεκτρικού δικτύου εφαρμόζοντας την εν λόγω στρατηγική ελέγχου.

2.2. Παροχή εφεδρειών από φωτοβολταϊκούς σταθμούς

2.2.1. Ανάγκη περιορισμού παραγωγής φωτοβολταϊκών σταθμών

Η λύση που δεν οδηγεί σε απορριψείς Φ/Β ενέργειας για παροχή ανοδικών εφεδρειών ενεργού ισχύος είναι η συν-εγκατάσταση αποθηκευτικών μονάδων στα Φ/Β πάρκα [45], [95]. Αρκετές αναφορές προτείνουν μεθόδους συμμετοχής των Φ/Β συστημάτων στη ρύθμιση συχνότητας και παρακολούθησης εντολών κατανομής, αξιοποιώντας και μονάδες αποθήκευσης [111], όπως μπαταρίες [112]–[116], υπερπυκνωτές [117]–[120] και κυψέλες καυσίμου [121], [122] που συν-εγκαθίστανται με τα Φ/Β, ώστε το περιθώριο ρύθμισης να λαμβάνεται από την αποθηκευτική μονάδα. Οι λύσεις αυτές μεγιστοποιούν την αξιοποιήσιμη ενέργεια ΑΠΕ, όμως το αυξημένο κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων, καθώς και η μικρότερη διάρκεια ζωής τους (συγκριτικά με των Φ/Β πλαισίων), δεν επιτρέπει συχνά τη συν-εγκατάσταση αποθήκευσης με τα Φ/Β συστήματα. Για τον λόγο αυτό η ανάπτυξη τέτοιων σταθμών χωρίς κρατικές ενισχύσεις δεν είναι ακόμη διαδεδομένη διεθνώς.

Αν και η συστηματική απόρριψη μέρους της διαθέσιμης Φ/Β παραγωγής αποκλειστικά για την τήρηση ανοδικών εφεδρειών ισχύος φαίνεται αμφισβητήσιμη ως αρχή διαχείρισης, σε χρονικές περιόδους υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ ενδέχεται να καταστεί ούτως ή άλλως αναγκαία. Αυτό διότι σε συνθήκες ταυτοχρονισμού υψηλής παραγωγής ΑΠΕ (π.χ. μεσημβρινές ώρες) και χαμηλού φορτίου, το επίπεδο του φορτίου, η εξαγωγική ικανότητα του συστήματος και η ικανότητα απορρόφησης

ενέργειας αποθηκευτικών σταθμών δεν θα επιτρέπουν την απορρόφηση του συνόλου της διαθέσιμης ισχύος ΑΠΕ όλο και περισσότερο τα επόμενα έτη [10], [27], [83], [101], το οποίο συμβαίνει συστηματικά ήδη στα νησιωτικά δίκτυα [28], [34], [84]–[87]. Επιπρόσθετα, η ανάγκη ένταξης συμβατικών μονάδων στο σύστημα σε συνθήκες υψηλής παραγωγής ΑΠΕ και χαμηλού φορτίου μειώνει ακόμη περισσότερο τη δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας ΑΠΕ.

Η ανάγκη περικοπής μέρους της διαθέσιμης παραγωγής θα τίθεται και λόγω περιορισμένου ηλεκτρικού χώρου για σύνδεση νέων σταθμών ΑΠΕ στο σύστημα μεταφοράς και στο δίκτυο διανομής. Τέτοια ζητήματα αναγκαίων περικοπών ενέργειας ΑΠΕ έχουν ήδη εισαχθεί στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο, μέσω του ν. 4951/2022 [123], που περιγράφει τη δυνατότητα να τίθενται μόνιμοι περιορισμοί στην εγγεόμενη ισχύ σταθμών ΑΠΕ (ισχύος μικρότερης της ονομαστικής) ή μόνο σε χρονικά διαστήματα που απαιτείται βάσει των τοπικών συνθηκών του δικτύου [10].

Οι παραπάνω λόγοι οδηγούν σε απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ισχύος των σταθμών ΑΠΕ, ειδικά σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, αφήνοντας έτσι περιθώριο για παροχή ανοδικών εφεδρειών. Αυτό το περιθώριο είναι σκόπιμο να αξιοποιείται – όταν είναι τεχνικά εφικτό – για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών, όπως η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας (μέσω μεταβολής ισχύος ανάλογης της απόκλισης συχνότητας) και η αδρανειακή απόκριση (μεταβολή ισχύος ανάλογη του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας), αντικαθιστώντας έτσι τις συμβατικές μονάδες σε αυτόν τον ρόλο [45]. Η αντικατάσταση μέρους της ζητούμενης ανοδικής εφεδρείας από σταθμούς ΑΠΕ συμβάλλει στον περιορισμό της χρήσης συμβατικών μονάδων σε συνθήκες κορεσμού του συστήματος, αλλά εισάγει και αβεβαιότητα στην παροχή των υπηρεσιών, λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα τους, κάτι που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, ούτως ώστε να μην τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια του συστήματος [124].

Ο προσδιορισμός του αναγκαίου επιπέδου ανοδικών εφεδρειών Φ/Β συστημάτων μπορεί να προσεγγιστεί με διαφορετικούς τρόπους. Στην [125] προτείνεται το επίπεδο ανοδικής εφεδρείας των Φ/Β να εξασφαλίζει ίδιο επίπεδο απόκλισης συχνότητας σε κάποια διαταραχή, με αυτό που θα προέκυπτε απουσία των Φ/Β. Το ζητούμενο επίπεδο εφεδρείας Φ/Β πάρκων μπορεί να προκύπτει και από τον ενεργειακό προγραμματισμό του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων (και τις τεχνικές δυνατότητες παροχής εφεδρειών) και τα στοιχεία κόστους ή οικονομικών προσφορών τους.

2.2.2. Μέθοδοι εκτίμησης μέγιστης διαθέσιμης ισχύος

Η βιβλιογραφία για τη συμμετοχή Φ/Β πάρκων στη ρύθμιση συχνότητας χωρίς αποθήκευση, είναι πολύ πιο περιορισμένη, σε σχέση με αυτή που τα Φ/Β συνδυάζονται με αποθηκευτικές μονάδες [95]. Μία δυσκολία στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών από Φ/Β σταθμούς, απουσία αποθήκευσης, είναι η εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, δεδομένου ότι τα Φ/Β δεν λειτουργούν πλέον στο σημείο μέγιστης ισχύος τους. Η εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος είναι αναγκαία, ώστε να προσδιοριστεί το τηρούμενο επίπεδο ανοδικών εφεδρειών των Φ/Β συστημάτων σε πραγματικό χρόνο. Έχοντας δεσμευτεί για την παροχή συγκεκριμένου επιπέδου ανοδικών εφεδρειών, τυχόν σημαντική απόκλιση από αυτό θέτει την ασφάλεια του συστήματος σε κίνδυνο και επιφέρει την επιβολή προστίμων από τους διαχειριστές συστημάτων [126]. Ένα τέτοιο παράδειγμα υπερεκτίμησης των ανοδικών εφεδρειών περιγράφεται και στην [88], κατά τη συμμετοχή ενός πιλοτικού Φ/Β πάρκου στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

Μία κατηγορία τέτοιας μεθόδου εκτίμησης που περιγράφεται στη βιβλιογραφία είναι η λειτουργία ενός ή περισσότερων μετατροπέων μόνιμα στο σημείο μέγιστης ισχύος με εφαρμογή αλγορίθμου Maximum Power Point Tracking (MPPT) (βλ. Ενότητα 2.3.3) και των υπολοίπων σε έλεγχο

απόρριψης μέρους της ισχύος τους [45], [126]–[128]. Η μέθοδος αυτή εφαρμόστηκε σε έναν Φ/Β σταθμό 300 MW της Καλιφόρνια, όπου 1 εκ των 80 μετατροπέων λειτουργούσε μόνιμα σε MPPT, επιτυγχάνοντας ικανοποιητικά αποτελέσματα [127]. Παρόμοια μέθοδος προτείνεται και στην [128], όπου κάποιες Φ/Β συστοιχίες λειτουργούν υπό MPPT, ενώ οι υπόλοιπες περιορίζουν την ισχύ τους, μέσω αλγορίθμου Perturb & Observe (P&O), μειώνοντας την τάση έως ότου επιτύχουν το επιθυμητό επίπεδο ισχύος εξόδου. Αυτή η μέθοδος όμως θεωρεί ίδιες συνθήκες ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας σε όλα τα Φ/Β πλαίσια της εγκατάστασης, το οποίο δεν είναι ακριβές σε ημέρες με συννεφιά, σε καταστάσεις μερικής σκίασης, ή σε συστοιχίες που περιλαμβάνουν Φ/Β πλαίσια με θερμές κηλίδες. Στην [126] προτείνεται μία βελτιωμένη εκδοχή αυτής της μεθόδου ελέγχοντας πολλαπλούς μετατροπείς με αλγόριθμο MPPT, για περιορισμό του σφάλματος εκτίμησης. Στη μέθοδο αυτή, οι μετατροπείς που λειτουργούν υπό MPPT επιλέγονται αξιοποιώντας και τον ρυθμό μεταβολής ισχύος όλων των μετατροπέων, που αποτελεί ένδειξη του πώς κινούνται τα σύννεφα σε πραγματικό χρόνο. Η μέθοδος αυτή όμως δεν μπορεί να εφαρμοστεί σε μικρής ισχύος Φ/Β συστήματα, που περιλαμβάνουν ελάχιστους μετατροπείς. Στην [129] προτείνεται μία μέθοδος εκτίμησης που έχει κοινά στοιχεία με τις προαναφερόμενες. Εκεί οι μετατροπείς ισχύος λειτουργούν ανά λίγα δευτερόλεπτα υπό MPPT, ώστε να εκτιμηθεί η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς βάσει των μετρήσεων ισχύος εξόδου, αποθηκεύοντας στο DC link την πλεονάζουσα ενέργεια, ώστε να μην προκύπτουν μεγάλες αυξήσεις ισχύος στην έξοδο του μετατροπέα. Η σχεδίαση του ελέγχου όμως είναι ιδιαίτερα απαιτητική ώστε να μην προκύπτουν έντονες διακυμάνσεις ισχύος στην έξοδο του Φ/Β συστήματος, οι οποίες σε κάποιον βαθμό είναι αναπόφευκτες. Επίσης, το επίπεδο εφεδρείας περιορίζεται από τη χωρητικότητα του πυκνωτή του DC link. Επιπρόσθετα, ενδεχομένως να χρειάζεται διερεύνηση σε ζητήματα ασφαλείας, λόγω συστηματικών υπερτάσεων στο DC link.

Μία άλλη κατηγορία εκτιμητών αξιοποιεί μετρήσεις ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας σε πραγματικό χρόνο, ώστε να προβλέψει τη μέγιστη διαθέσιμη Φ/Β ισχύ [130]–[132]. Μία σχετική υλοποίηση πραγματοποιεί off-line εκτιμήσεις μέγιστης διαθέσιμης ισχύος για ένα μεγάλο εύρος συνδυασμού ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας με χρήση γραμμικής παλινδρόμησης και σε πραγματικό χρόνο τροφοδοτεί το μοντέλο εκτίμησης με μετρήσεις ακτινοβολίας και θερμοκρασίας [130]. Όπως περιγράφεται και από τους συγγραφείς όμως, η μέθοδος αυτή δεν είναι κατάλληλη για συνθήκες μερικής σκίασης ή ανομοιόμορφο Φ/Β πεδίο. Παρόμοια μέθοδος προτείνεται και στην [131]. Στην [132] χρησιμοποιούνται μετεωρολογικά δεδομένα (ηλιακή ακτινοβολία, θερμοκρασία, ταχύτητα ανέμου) για την τροφοδότηση νευρωνικού δικτύου που εκτιμά τη διαθέσιμη ισχύ, μέθοδος που έχει αυξημένη πολυπλοκότητα και υπολογιστικό κόστος για να καθιερωθεί ως εμπορική λύση για εφαρμογή σε πραγματικό χρόνο. Βασικό μειονέκτημα των παραπάνω μεθόδων είναι ότι δεν είναι πάντοτε διαθέσιμες αξιόπιστες αντιπροσωπευτικές μετρήσεις ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας για το σύνολο των Φ/Β πλαισίων που ελέγχονται από κάθε μετατροπέα ισχύος μίας Φ/Β εγκατάστασης.

Στη βιβλιογραφία περιγράφονται και μέθοδοι εκτίμησης μέγιστης ισχύος, μέσω μετρήσεων ρεύματος και τάσης, χωρίς τη χρήση μετεωρολογικών δεδομένων [133]–[137]. Μία απλή τέτοια μέθοδος περιγράφεται στην [133], όπου το Φ/Β λειτουργεί σε τάση ίση με ένα ποσοστό της τάσης ανοικτοκύκλωσής του, το οποίο ρυθμίζεται σύμφωνα με το επιθυμητό επίπεδο ανοδικής εφεδρείας που ζητείται. Μία δυσκολία στην εφαρμογή της μεθόδου αυτής έγκειται στην εύρεση του ποσοστού αυτού, το οποίο εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των Φ/Β πλαισίων και τις μετεωρολογικές συνθήκες. Μία υποκατηγορία τέτοιων μεθόδων εκτιμούν την καμπύλη P-V των Φ/Β με χρήση μετρήσεων ρεύματος και τάσης. Μία απλή τέτοια μέθοδος εκτίμησης της μέγιστης ισχύος περιγράφεται στην [134], όπου συνδυάζεται γραμμική και παραβολική εκτίμηση της P-V καμπύλης, αξιοποιώντας τις δύο τελευταίες μετρήσεις ρεύματος και τάσης. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται στις

προσομοιώσεις της παρούσας διατριβής και εξηγείται περαιτέρω στην Ενότητα 2.4.1. Στην [135] η καμπύλη P-V προσεγγίζεται ως μία παραβολή, της οποίας οι παράμετροι επανεκτιμούνται διαρκώς σύμφωνα με ένα δείγμα τελευταίων μετρήσεων ρεύματος και τάσης, υπολογίζοντας τελικώς μέσω αυτής την τάση αναφοράς για κάθε ζητούμενο επίπεδο ισχύος αναφοράς. Η μέθοδος περιλαμβάνει εφαρμογή απαλοιφής Gauss και φιλτράρισμα των συντελεστών της παραβολής για αυξημένη ακρίβεια και ανοχή σε θόρυβο μετρήσεων. Άλλη μέθοδος εκτιμάει την P-V καμπύλη μέσω εφαρμογής μεθόδου ελαχίστων τετραγώνων σε ένα σύνολο μετρήσεων τάσης/ρεύματος, εφαρμόζοντας διαρκώς μικρές διαταραχές στη σχετική διάρκεια αγωγής (duty cycle) του ημιαγωγικού στοιχείου του DC/DC μετατροπέα, ώστε να υπάρχει επαρκές εύρος μετρήσεων τάσης-ισχύος για καλύτερη εκτίμηση της καμπύλης P-V [136]. Η μέθοδος αυτή έχει καλή ακρίβεια μετρήσεων, αλλά παράγει και μία διακύμανση στην ισχύ εξόδου. Στην [137] χρησιμοποιείται μέθοδος με κοινά σημεία με αυτήν της [136], η οποία διαχειρίζεται αποτελεσματικά καταστάσεις μερικής σκίασης.

2.2.3. Μέθοδοι παροχής εφεδρειών φωτοβολταϊκών σταθμών χωρίς αποθήκευση

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διάφορες αναφορές στην παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας που εφαρμόζονται σε Φ/B σταθμούς, απουσία αποθηκευτικών μονάδων¹⁰, κυρίως με χρήση στατισμού στη διαμόρφωση της ισχύος αναφοράς [88], [130], [131], [138]–[145]. Οι μετατροπείς Φ/B έχουν την τεχνική δυνατότητα να παρέχουν εφεδρεία εντός 1 s, καθιστώντας τα Φ/B ικανά να παρέχουν εφεδρείες ταχείας απόκρισης [141].

Στο Πουέρτο Ρίκο πραγματοποιήθηκαν δοκιμές σε Φ/B σταθμό 20 MW όπου διατηρούνταν 10-40% περιθώριο ανοδικών εφεδρειών, ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του, παρέχοντας πρωτεύουσα ρύθμιση μέσω στατισμού 3-5% και ταχείες εφεδρείες μέσω μεγιστοποίησης της ισχύος του εντός 0,5 s [88]. Στις δοκιμές, η χρονική καθυστέρηση μεταξύ του συμβάντος αναφοράς και της έναρξης αύξησης ισχύος για ταχείες εφεδρείες ήταν περίπου 0,1 s. Ο σταθμός συμμετείχε και στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, διατηρώντας επαρκές περιθώριο από τη μέγιστη ισχύ του. Η ακρίβεια του ελέγχου όμως δεν ήταν υψηλή σε συνθήκες έντονης μεταβλητότητας της ηλιακής ακτινοβολίας.

Σε μία μέθοδο που προτείνεται στη βιβλιογραφία, αξιολογείται και η συνολική εγχεόμενη ισχύς του Φ/B πάρκου στο σημείο σύνδεσης, ώστε να περιορίζονται οι αποκλίσεις από τις εντολές κατανομής συνολικής ισχύος, που οφείλονται στις απώλειες και στις ανομοιογενείς συνθήκες στο Φ/B πεδίο [139]. Σε αυτή τη μέθοδο η απόκλιση μεταξύ ζητούμενης και μετρηθείσας ισχύος του Φ/B πάρκου εισάγεται σε PI ελεγκτή, η έξοδος του οποίου συν-διαμορφώνει την εντολή κατανομής των αντιστροφών της εγκατάστασης. Μειονεκτήματα αυτής της μεθόδου είναι η πολυπλοκότητα ελέγχου δύο επιπέδων και ότι απαιτεί τροποποιήσεις στις εισόδους πραγματικών αντιστροφών [139].

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διάφορες αναφορές για συμμετοχή Φ/B συστημάτων ενός και δύο επιπέδων¹¹ στη ρύθμιση συχνότητας. Για Φ/B συστήματα ενός επιπέδου (χωρίς DC/DC μετατροπέα ισχύος) έχουν προταθεί διάφορες μέθοδοι στήριξης της συχνότητας, όπως η εφαρμογή στατισμού [130], [142]–[144], [146], λειτουργικότητας περικοπής ισχύος σε έκτακτες συνθήκες υπερσυχνότητας

¹⁰ Δεδομένου ότι ο πυκνωτής που στηρίζει την τάση του DC link έχει πολύ μικρή χωρητικότητα για να μπορέσει να στηρίξει τη ζητούμενη λειτουργικότητα, η παρακολούθηση της ισχύος αναφοράς πραγματοποιείται απορρίπτοντας μέρος της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος των Φ/B.

¹¹ Φ/B δύο επιπέδων: Περιλαμβάνουν DC/DC μετατροπέα. Φ/B ενός επιπέδου: Ο DC/AC αντιστροφέας συνδέεται απευθείας στην ελεγχόμενη Φ/B συστοιχία.

[143], διατήρησης σταθερής εφεδρείας και παροχής αδρανειακής απόκρισης [146], αλλά και πιο σύνθετες με χρήση ασαφούς ελέγχου [147], [148] και εκτιμητή κατάστασης [149]. Στην [130] προτείνεται η off-line διαμόρφωση ενός πίνακα εκτίμησης ισχύος για ένα ευρύ φάσμα ηλιακής ακτινοβολίας, θερμοκρασίας και DC τάσης μετατροπέα, από τον οποίο θα εκτιμάται σε πραγματικό χρόνο η αναγκαία τάση, ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή ισχύς εξόδου (η οποία διαμορφώνεται βάσει στατισμού), αξιοποιώντας μετρήσεις ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας. Αν και η μέθοδος έχει καλή ακρίβεια και ταχύτητα απόκρισης, απαιτεί αξιόπιστες μετρήσεις ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας που είναι αντιπροσωπευτικές για το σύνολο του Φ/Β σταθμού, ενώ δεν προτείνεται σε συνθήκες μερικής σκίασης ή σε Φ/Β πάρκα με ανομοιογενές πεδίο. Στην [146] η ισχύς αναφοράς του αντιστροφέα διαμορφώνεται βάσει του επιθυμητού επιπέδου εφεδρείας, και όρων στατισμού, αδρανειακής απόκρισης και εκτιμώμενης μέγιστης ισχύος, με την τελευταία να υπολογίζεται σύμφωνα με μετρήσεις θερμοκρασίας και ακτινοβολίας. Η απόκλιση της ισχύος αναφοράς από τη μετρούμενη εισάγεται σε PI ελεγκτή, η έξοδος του οποίου συν-διαμορφώνει τα ρεύματα αναφοράς του αντιστροφέα (που ελέγχονται μέσω PR ελεγκτών).

Η υλοποίηση ελεγκτών ρύθμισης ισχύος Φ/Β συστημάτων δύο επιπέδων (με DC/DC μετατροπέα) είναι πιο σύνθετη, αλλά δίνει περισσότερη ευελιξία στη σχεδίαση του ελέγχου, λόγω αποσύζευξης της τάσης του DC link από την τάση του Φ/Β πεδίου [150]–[153]. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν αρκετές αναφορές στην εφαρμογή στατισμού (αναλογικός έλεγχος συχνότητας) από τέτοια συστήματα [138], [141], [145], [154]. Στην [138] προτείνεται η εφαρμογή στατισμού με υστέρηση σε συνθήκες υπερσυχνότητας ή η παρακολούθηση συγκεκριμένου επιπέδου ισχύος αναφοράς, υλοποιώντας την εντολή μέσω PI ελέγχου ισχύος, η έξοδος του οποίου διαμορφώνει τους παλμούς του DC/DC μετατροπέα. Στην [129] η παρακολούθηση εντολών περιορισμού ισχύος υλοποιείται μειώνοντας σταδιακά την τάση αναφοράς σε σχέση με την τάση του MPP, έως ότου επιτευχθεί το επιθυμητό επίπεδο ισχύος. Η DC τάση αναφοράς παρακολουθείται μέσω PI ελέγχου που διαμορφώνει το duty cycle του DC/DC μετατροπέα, ενώ στον αντιστροφέα περιλαμβάνεται και όρος διαμόρφωσης ρευμάτων που συμβάλλει στο να μην υπερβεί η ισχύς εξόδου το όριο ισχύος που τίθεται από τον χειριστή συστήματος. Στην [154] χρησιμοποιείται ένα μοντέλο χώρου κατάστασης για το Φ/Β σύστημα, όπου η DC τάση αναφοράς διαμορφώνεται από PI έλεγχο της ισχύος, με την ισχύ αναφοράς να λαμβάνει υπόψη το επιθυμητό επίπεδο ανοδικής εφεδρείας και την παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Η τάση αυτή παρακολουθείται από τον DC/DC μετατροπέα, μέσω PI ελέγχου, που καθορίζει το duty cycle του μετατροπέα. Στην [155] προτείνεται η ισχύς αναφοράς του Φ/Β σταθμού να προκύπτει από PI έλεγχο της συχνότητας. Η ισχύς αναφοράς και οι μετρήσεις τάσης, ρεύματος τροφοδοτούν αλγόριθμο που οδηγεί σε σταδιακές μεταβολές του duty cycle του DC/DC μετατροπέα, με παρόμοιες αρχές που εφαρμόζονται στους αλγορίθμους MPPT. Η μέθοδος όμως δεν είναι κατάλληλη για παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης, λόγω της μέτριας δυναμικής και σχετικά αργής απόκρισης που οφείλεται κυρίως στην περιοδική εκτέλεση του αλγορίθμου και στα μικρά βήματα αλλαγής του duty cycle.

Στην [156] προτείνεται η εφαρμογή grid forming ελέγχου σε Φ/Β σύστημα δύο επιπέδων (βλ. Ενότητα 3.3 για grid forming μετατροπείς), διαμορφώνοντας τη συχνότητα με χρήση στατισμού. Όταν το Φ/Β σύστημα περικόπτει μέρος της διαθέσιμης ισχύος του, ο αντιστροφέας παρέχει την αναγκαία ισχύ στο σύστημα και ο DC/DC μετατροπέας διατηρεί σταθερή την τάση του DC link. Αντιθέτως, όταν το Φ/Β σύστημα έχει εξαντλήσει τις ανοδικές του εφεδρείες, ο DC/DC μετατροπέας εφαρμόζει έλεγχο MPPT και ο αντιστροφέας διατηρεί σταθερή την τάση του DC link.

Έχοντας παρουσιάσει τις εφαρμοζόμενες λύσεις συμβολής Φ/Β πάρκων στη ρύθμιση συχνότητας των ηλεκτρικών δικτύων, στις επόμενες δύο ενότητες (2.3 και 2.4) παρουσιάζονται ένα πλήρες μοντέλο Φ/Β συστήματος δύο επιπέδων χωρίς αποθηκευτικές μονάδες και οι εφαρμοζόμενες αρχές ελέγχου

που επιτρέπουν στο Φ/Β σύστημα να καλύπτει τις τεχνικές απαιτήσεις των κωδίκων συστήματος, παρέχοντας ΕΔΣ με χρήση στατισμού και αδρανειακής απόκριση για στήριξη της συχνότητας, καθώς και συγκεκριμένο επίπεδο ανοδικών εφεδρειών [157]. Για την παροχή ανοδικής εφεδρείας εφαρμόζεται μέθοδος εκτίμησης μέγιστης ισχύος, η οποία αξιοποιεί τις δύο τελευταίες μετρήσεις τάσης/ρεύματος των Φ/Β συστοιχιών που ελέγχονται από τον DC/DC μετατροπέα [134]. Στην Ενότητα 2.3 παρουσιάζεται το χρησιμοποιούμενο μοντέλο Φ/Β πεδίου, DC/DC και DC/AC μετατροπέα και ο αλγόριθμος MPPT που εφαρμόζεται. Η Ενότητα 2.4 περιλαμβάνει αναλυτική περιγραφή του προτεινόμενου συστήματος ελέγχου του DC/DC μετατροπέα, ώστε το Φ/Β σύστημα να συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας.

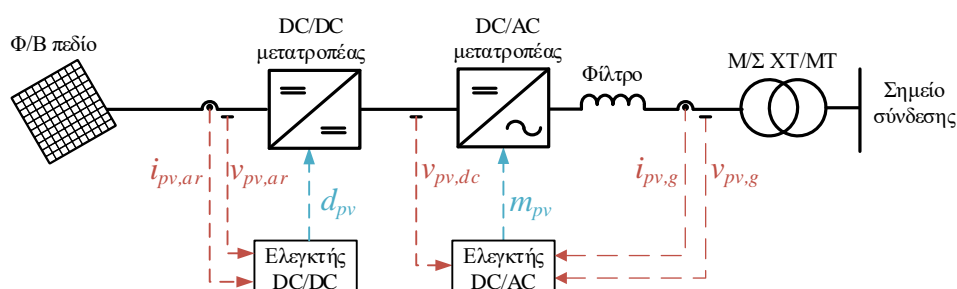
2.3. Μοντέλο φωτοβολταϊκού σταθμού

2.3.1. Τοπολογία φωτοβολταϊκού σταθμού

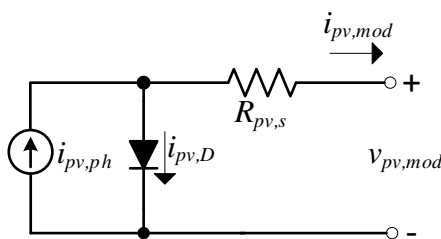
Το Φ/Β σύστημα που προσομοιώνεται είναι δύο επιπέδων, δηλαδή διαθέτει μετατροπέα DC/DC σε σειρά με αντιστροφέα DC/AC. Η τοπολογία του θεωρούμενου Φ/Β απεικονίζεται στο Σχ. 2.1. Το Φ/Β πεδίο τροφοδοτεί τον DC/DC μετατροπέα με τάση και ρεύμα $v_{pv,ar}$ και $i_{pv,ar}$, αντίστοιχα. Οι μετρήσεις των μεγθών αυτών αξιοποιούνται για τη διαμόρφωση του επιθυμητού duty cycle d_{pv} του ημιαγωγικού στοιχείου (insulated-gate bipolar transistor – IGBT). Το μοντέλο του Φ/Β πεδίου παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.3.2. Το duty cycle καθορίζει την τάση λειτουργίας του Φ/Β πεδίου και διαμορφώνεται είτε επιζητώντας τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του Φ/Β (Ενότητα 2.3.3), είτε απορρίπτοντας ένα μέρος της διαθέσιμης ισχύος. Το μοντέλο και ο έλεγχος τάσης του DC/DC μετατροπέα παρουσιάζονται στην Ενότητα 2.3.4, ενώ η προτεινόμενη μέθοδος συμμετοχής του Φ/Β στη ρύθμιση συχνότητας στην Ενότητα 2.4. Οι μετρήσεις της τάσης του DC link ($v_{pv,dc}$) και των ρευμάτων και τάσεων του αντιστροφέα ($v_{pv,g}$, $i_{pv,g}$) αξιοποιούνται για τον έλεγχο ισχύος του αντιστροφέα, που υλοποιείται μέσω ρύθμισης του λόγου διαμόρφωσης πλάτους (m_{pv}), όπως εξηγείται αναλυτικότερα στην Ενότητα 2.3.5.

2.3.2. Μοντέλο φωτοβολταϊκού πεδίου

Τα θεμελιώδη στοιχεία των Φ/Β συστημάτων είναι οι Φ/Β κυψέλες (δίοδοι) οι οποίες μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Αυτό συμβαίνει μέσω απορρόφησης από τη Φ/Β κυψέλη φωτονίων κατάλληλης ενεργειακής στάθμης ($\sim 1,1\text{eV}$ για Φ/Β πυριτίου), η οποία δημιουργεί ζεύγη οπών-ηλεκτρονίων τα οποία κινούνται στο κρυσταλλικό πλέγμα οδηγούμενα από το εσωτερικό ηλεκτρικό πεδίο, με αποτέλεσμα να προκαλείται διαφορά δυναμικού στο στοιχείο [158]–[161]. Λόγω της πολύ μικρής τάσης που παράγουν οι Φ/Β κυψέλες



Σχ. 2.1. Τοπολογία Φ/Β σταθμού.



Σχ. 2.2. Μοντέλο Φ/Β πλαισίων.

(~0,6-0,7 V), απαιτείται η σύνδεση δεκάδων κυψελών σε σειρά ($n_{pv,c}$) ώστε να σχηματιστεί ένα Φ/Β πλαίσιο. Τα Φ/Β πλαίσια έχουν τάση λίγων δεκάδων V και είναι η ελάχιστη Φ/Β μονάδα που διατίθεται εμπορικά.

Για την προσομοίωση της απόκρισης των Φ/Β πλαισίων χρησιμοποιείται το μη ιδανικό μοντέλο μίας διόδου που παρουσιάζεται στο Σχ. 2.2. Στη βιβλιογραφία υπάρχει πληθώρα μοντέλων, είτε πιο απλών (χωρίς αντίσταση), είτε πιο σύνθετων (χρήση 2^{n_s} αντίστασης, 2^{n_s} ή και 3^{n_s} διόδου, 2^{n_s} πηγής ρεύματος, πυκνωτή) [158], [161]–[165]. Στην [164] χρησιμοποιείται μοντέλο μίας διόδου και δύο αντιστάσεων, με την τιμή της αντίστασης σειράς να μεταβάλλεται, ώστε να μοντελοποιείται αποτελεσματικότερα η παρουσία θερμών κηλίδων στα Φ/Β πλαίσια. Η επιλογή του μοντέλου εξαρτάται από την εφαρμογή (επίπεδο επιθυμητής ακρίβειας) και από τις διαθέσιμες παραμέτρους.

Το ρεύμα του Φ/Β πλαισίου μοντελοποιείται με χρήση των (2.1)-(2.4).

$$i_{pv,mod} = i_{pv,ph} - i_{pv,sat} (e^{(v_{pv,mod} + i_{pv,mod} R_{pv,s}) / (a_{pv} v_{pv,t})} - 1) \quad (2.1)$$

$$i_{pv,ph} = [i_{pv,mod,sc} + K_{pv,i,sc} (T_{pv} - T_{pv,stc})] \frac{G_{pv}}{G_{pv,stc}} \quad (2.2)$$

$$i_{pv,sat} = \frac{i_{pv,mod,sc} [1 + K_{pv,i,sc} (T_{pv} - T_{pv,stc})]}{e^{v_{pv,mod,oc} [1 + K_{pv,s,oc} (T_{pv} - T_{pv,stc})] / (a_{pv} v_{pv,t})} - 1} \quad (2.3)$$

$$v_{pv,t} = n_{pv,c} \frac{kT_{pv}}{q} \quad (2.4)$$

Όπου:

- STC : υποδείκτης που υποδηλώνει τιμές μεγεθών υπό standard test conditions (STC), δηλαδή θερμοκρασία κυψέλης (T_{pv}) 298,15 K (25°C) και ένταση προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας (G_{pv}) 1000 W/m²,
- OC : υποδείκτης που υποδηλώνει τιμές μεγεθών σε συνθήκες ανοικτοκύκλωσης (open circuit – OC) του Φ/Β πλαισίου,
- SC : υποδείκτης που υποδηλώνει τιμές μεγεθών σε συνθήκες βραχυκύκλωσης (short circuit – SC) του Φ/Β πλαισίου,
- $i_{pv,ph}$: φωτόρρευμα (A), που είναι ανάλογο της έντασης ηλιακής ακτινοβολίας, όπως περιγράφεται στην (2.2),
- $i_{pv,sat}$: ρεύμα ανάστροφης πόλωσης διόδου (A),
- $v_{pv,mod}$: τάση Φ/Β πλαισίου (V),
- $R_{pv,s}$: αντίσταση σειράς (Ω),

- a_{pv} : συντελεστής ποιότητας διόδου,
- $v_{pv,i}$: θερμική τάση (V),
- $K_{pv,i,sc}$: συντελεστής συσχέτισης ρεύματος βραχυκύκλωσης με θερμοκρασία (%/K),
- $K_{pv,v,oc}$: συντελεστής συσχέτισης τάσης ανοικτοκύκλωσης με θερμοκρασία (%/K),
- k : σταθερά Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K),
- q : φορτίο ηλεκτρονίου ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

Η παραγόμενη ισχύς και τάση ενός Φ/B πλαισίου υπολείπεται σημαντικά από την απαιτούμενη ισχύ και τάση του μετατροπέα ισχύος. Για να αυξηθούν αμφότερα συνδέονται $n_{pv,mod}$ πλαίσια σε σειρά ώστε να διαμορφώσουν μία Φ/B συστοιχία επαρκούς τάσης. Με σκοπό την περαιτέρω αύξηση της ισχύος του Φ/B συστήματος συνδέονται $n_{pv,str}$ συστοιχίες παράλληλα, ώστε να διαμορφωθεί το Φ/B σύστημα¹². Η τάση ($v_{pv,ar}$) και το ρεύμα ($i_{pv,ar}$) του Φ/B πεδίου δίνονται από τις (2.5)-(2.6).

$$v_{pv,ar} = n_{pv,mod} v_{pv,mod} \quad (2.5)$$

$$i_{pv,ar} = n_{pv,str} i_{pv,mod} \quad (2.6)$$

Περισσότερες πληροφορίες αναφορικά με το μη ιδανικό μοντέλο Φ/B μίας διόδου μπορούν να βρεθούν στην [158]. Η παραμετροποίηση του μοντέλου που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις της διατριβής περιλαμβάνεται στον Πίν. Γ.1 του Παραρτήματος Γ.

2.3.3. Αλγόριθμος μεγιστοποίησης ισχύος

Ο αλγόριθμος μεγιστοποίησης ισχύος του Φ/B (Maximum Power Point Tracking – MPPT) εξασφαλίζει τη λειτουργία του στο επίπεδο τάσης και ρεύματος που οδηγούν στη μεγιστοποίηση της ισχύος εξόδου του για κάθε ένταση ηλιακής ακτινοβολίας. Έχουν προταθεί διάφοροι αλγόριθμοι MPPT στη βιβλιογραφία, όπως αυξητικής αγωγιμότητας, perturb and observe, μέθοδοι που βασίζονται στο ρεύμα βραχυκύκλωσης και στην τάση ανοικτοκύκλωσης, ασαφείς μέθοδοι και μέθοδοι νευρωνικών δικτύων [148], [162], [166], [167]. Η εφαρμογή των αλγορίθμων αυτών είναι πιο απαιτητική σε καταστάσεις μερικής σκίασης, λόγω παρουσίας πολλαπλών τοπικών μεγίστων, για αυτό είναι χρήσιμες μέθοδοι προσδιορισμού του κατά πόσο το Φ/B πεδίο λειτουργεί υπό μερική σκίαση [168]. Στο εξεταζόμενο Φ/B εφαρμόζεται αλγόριθμος σταθερού βήματος αυξητικής αγωγιμότητας, ο οποίος αξιοποιεί το γεγονός ότι ο ρυθμός μεταβολής της ισχύος του Φ/B ως προς την τάση του μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με την (2.7) [162]. Σύμφωνα με αυτήν την εξίσωση, το πρόσημο της κλίσης της χαρακτηριστικής P-V ενός Φ/B πεδίου μπορεί να υπολογιστεί με βάση την (2.8), η οποία αξιοποιεί μετρήσεις τάσης και ρεύματος του Φ/B πεδίου, ώστε να διαπιστωθεί αν το σημείο λειτουργίας του Φ/B βρίσκεται δεξιά ή αριστερά του σημείου μέγιστης ισχύος (MPP). Αν το Φ/B λειτουργεί αριστερά του MPP ($\frac{di_{pv,ar}}{dv_{pv,ar}} > -\frac{i_{pv,ar}}{v_{pv,ar}}$), τότε αυξάνεται κατά μία σταθερή ποσότητα $\Delta V_{pv,mppt}$

η τάση του Φ/B (π.χ. 0,1 V στο εξεταζόμενο Φ/B σύστημα). Οι υπολογισμοί της κλίσης της καμπύλης ισχύος του Φ/B και η αυξομείωση της τάσης αναφοράς πραγματοποιούνται διαρκώς με

¹² Η τοπολογία ενός κεντρικού μετατροπέα DC/DC/AC σε ένα Φ/B πάρκο με σημείο σύνδεσης στη μέση τάση δεν είναι συνηθισμένη σε πραγματικές εγκαταστάσεις (συνήθως χρησιμοποιούνται πολλαπλοί μετατροπείς ισχύος), αλλά χρησιμοποιείται για απλότητα μοντελοποίησης και περιορισμό του υπολογιστικού κόστους των προσομοιώσεων.

μία προκαθορισμένη συχνότητα (π.χ. $f_{pv,mppt} = 20$ Hz), αξιοποιώντας τις δύο τελευταίες μετρήσεις τάσης και ρεύματος ως $\frac{di_{pv,ar}}{dv_{pv,ar}} = \frac{i_{pv,ar}(k) - i_{pv,ar}(k-1)}{v_{pv,ar}(k) - v_{pv,ar}(k-1)}$.

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = i_{pv} + v_{pv} \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} \quad (2.7)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} > 0 \Leftrightarrow \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} > -\frac{i_{pv}}{v_{pv}} \quad (2.8)$$

2.3.4. DC/DC μετατροπέας ισχύος

Ο DC/DC μετατροπέας ρυθμίζει την τάση του Φ/Β πεδίου στην επιθυμητή τιμή, η οποία καθορίζεται από τον αλγόριθμο MPPT, όταν επιζητείται η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος του Φ/Β. Η χρήση Φ/Β συστήματος δύο επιπέδων (DC/DC και DC/AC μετατροπέας) είναι συχνή σε πραγματικές εφαρμογές και επιτρέπει την αποσύζευξη της τάσης του Φ/Β πεδίου από τον DC/AC μετατροπέα (έναν επιπλέον βαθμό ελευθερίας στον έλεγχο), επιτρέποντας έτσι γρήγορες και μεγάλης κλίμακας μεταβολές της τάσης του Φ/Β πεδίου για τον έλεγχο ισχύος. Η δυνατότητα αποτελεσματικής ρύθμισης τάσης Φ/Β πεδίου σε ευρύ φάσμα τιμών κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική όταν απαιτείται η απόρριψη μεγάλου ποσοστού της διαθέσιμης Φ/Β ισχύος για παροχή εφεδρειών, όπως παρουσιάζεται και στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων του παρόντος κεφαλαίου. Το ισοδύναμο κύκλωμα του μετατροπέα και ο έλεγχος τάσης που εφαρμόζεται παρουσιάζονται στο Σχ. 2.3. Η δυναμική του DC/DC μετατροπέα προσομοιώνεται με χρήση του μοντέλου μέσω των τιμών των (2.9)-(2.11) [169].

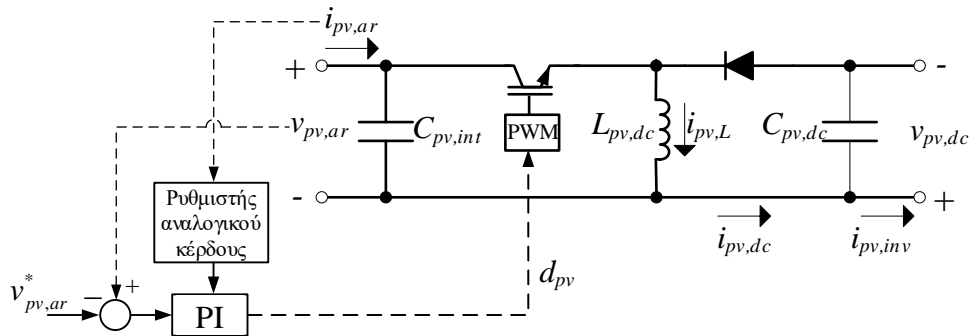
$$C_{pv,int} \frac{dv_{pv,ar}}{dt} = i_{pv,ar} - d_{pv} i_{pv,L} \quad (2.9)$$

$$L_{pv,dc} \frac{di_{pv,L}}{dt} = d_{pv} v_{pv,ar} - (1 - d_{pv}) v_{pv,dc} \quad (2.10)$$

$$i_{pv,dc} = (1 - d_{pv}) i_{pv,L} \quad (2.11)$$

Όπου:

- $C_{pv,int}$: χωρητικότητα του πυκνωτή (F)



Σχ. 2.3. Ισοδύναμο κύκλωμα DC/DC μετατροπέα και έλεγχος τάσης του.

- d_{pv} : duty cycle του IGBT
- $i_{pv,L}$: ρεύμα του πηνίου (A)
- $L_{pv,dc}$: αυτεπαγωγή του πηνίου (H)
- $v_{pv,dc}$: τάση DC link (V)
- $i_{pv,dc}$: ρεύμα DC link (A)

Η τάση του Φ/B πεδίου ρυθμίζεται μεταβάλλοντας το duty cycle του IGBT, λόγω της συσχέτισης duty cycle – τάσης Φ/B πεδίου – τάσης DC link που αποτυπώνεται στην (2.12). Οι μεταβολές του duty cycle καθορίζουν τελικώς την τάση του Φ/B πεδίου, χωρίς να επηρεάζουν την τάση του DC link, λόγω της αρχής ελέγχου του DC/AC μετατροπέα, ο οποίος διατηρεί σταθερή την τάση του DC link, όπως εξηγείται στην Ενότητα 2.3.5.

$$\frac{v_{pv,dc}}{v_{pv,ar}} = \frac{d_{pv}}{1-d_{pv}} \quad (2.12)$$

Το duty cycle ελέγχεται μέσω ενός PI ελεγκτή, όπως απεικονίζεται στο Σχ. 2.3, ο οποίος λαμβάνει ως είσοδο την απόκλιση της τάσης του Φ/B από την τάση αναφοράς ($v_{pv,ar}^*$). Το αναλογικό κέρδος του ελεγκτή ρυθμίζεται με βάση το μετρούμενο ρεύμα (βλ. (2.13)¹³), ώστε να επιτυγχάνεται αποτελεσματικότερη παρακολούθηση της τάσης αναφοράς και σε συνθήκες μειωμένης ηλιακής ακτινοβολίας [169]. Η παραμετροποίηση του DC/DC μετατροπέα παρουσιάζεται στον Πίν. Γ.1 του Παραρτήματος Γ.

$$K_{pv,dcdc,p} = K_{pv,dcdc,src,p} \frac{i_{pv,ar,mpp,src}}{i_{pv,ar}} \quad (2.13)$$

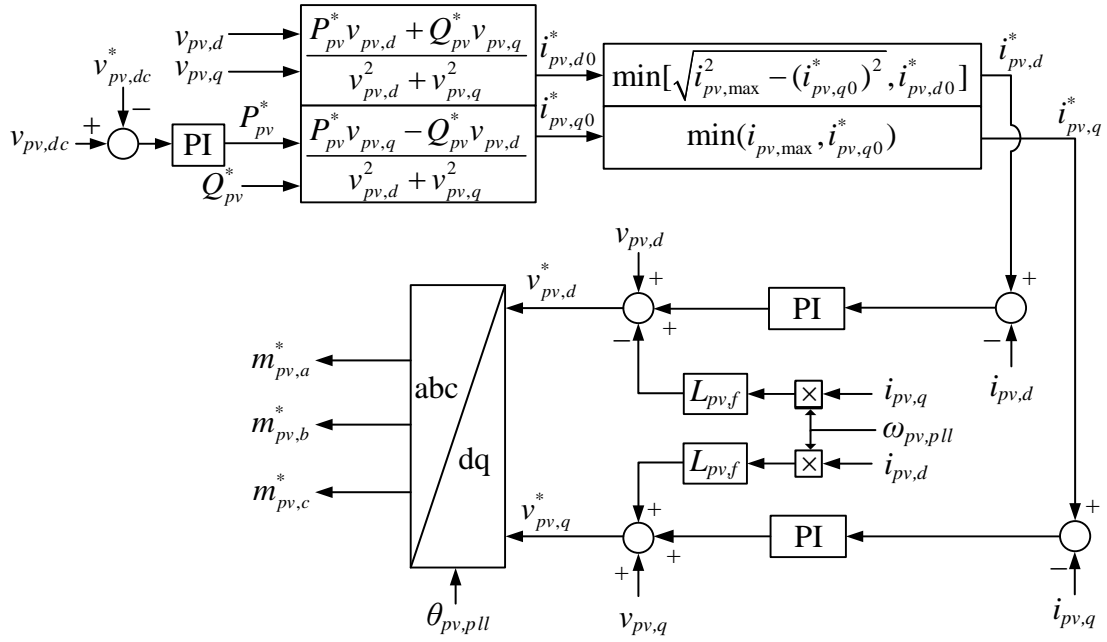
2.3.5. Grid following DC/AC μετατροπέας ισχύος

Ο DC/AC μετατροπέας είναι αναγκαίος για τη σύνδεση Φ/B συστημάτων στο δίκτυο, για τη μετατροπή της DC τάσης σε AC. Οι δύο βασικές κατηγορίες DC/AC μετατροπέων είναι οι grid following (GFL)¹⁴ και οι grid forming (GFM), με την πλειοψηφία των μετατροπέων ισχύος να είναι της 1^{ης} κατηγορίας (GFL) [170]. Οι μετατροπείς GFM περιγράφονται αναλυτικά στην Ενότητα 3.3.

Ο έλεγχος των GFL μετατροπέων βασίζεται σε μετρήσεις ρεύματος και τάσης στο σημείο σύνδεσης και στο DC link. Η θεμελιώδης αρχή ελέγχου του DC/AC μετατροπέα που εφαρμόζεται στην πλειοψηφία των περιπτώσεων συστημάτων δύο επιπέδων (DC/DC/AC) είναι η εξασφάλιση ότι η ισχύς που εγχέεται στο DC link από τον DC/DC μετατροπέα μεταφέρεται στο δίκτυο, δηλαδή η ταύτιση της ισχύος εισόδου με την ισχύ εξόδου του. Η εφαρμοζόμενη αρχή ελέγχου παρουσιάζεται στο Σχ. 2.4. Όπως φαίνεται, η απόκλιση της τάσης του DC link από την τιμή αναφοράς ($v_{pv,dc}^*$) εισάγεται σε έναν PI ελεγκτή, η έξοδος του οποίου διαμορφώνει την ενεργό ισχύ αναφοράς του DC/AC μετατροπέα (P_{pv}^*). Η άεργος ισχύς αναφοράς (Q_{pv}^*) μπορεί να καθορίζεται μέσω αναλογικού ελέγχου της τάσης του δικτύου, εξωτερικού σήματος αναφοράς ή προκαθορισμένου επιπέδου συντελεστή ισχύος.

¹³ Το μετρούμενο ρεύμα αποτελεί αξιόπιστο δείκτη της έντασης ηλιακής ακτινοβολίας.

¹⁴ Στη βιβλιογραφία οι μετατροπείς αυτοί αναφέρονται και ως grid-supporting current source [174], αλλά χρησιμοποιείται ο όρος grid following που έχει επικρατήσει πλέον για τη συγκεκριμένη κατηγορία μετατροπέων.



Σχ. 2.4. Έλεγχος DC/AC μετατροπέα του Φ/Β σταθμού.

Ο έλεγχος του μετατροπέα πραγματοποιείται εφαρμόζοντας τον μετασχηματισμό Park στα τριφασικά ρεύματα και τάσεις (abc), ώστε να μεταφερθούν στο σύγχρονα στρεφόμενο πλαίσιο αναφοράς dq0 [171]–[173]. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται η αποσύζευξη του ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος, με το ρεύμα ευθέως άξονα (i_d) να επηρεάζει την ενεργό ισχύ και το ρεύμα εγκάρσιου άξονα (i_q) την άεργο. Για να επιτευχθεί η εν λόγω αποσύζευξη απαιτείται και η παρουσία των όρων ωiL στη διαμόρφωση της τάσης αναφοράς του ελέγχου, όπως φαίνεται στο Σχ. 2.4 [171], [172]. Επίσης, πραγματοποιώντας τον έλεγχο τάσεως και ρεύματος στο πλαίσιο dq0 επιτυγχάνεται ο μετασχηματισμός των εναλλασσόμενων μεγεθών abc σε σταθερές (dc) ποσότητες, επιτρέποντας έτσι την αποτελεσματική παρακολούθηση των τιμών αναφοράς τους με χρήση PI ελεγκτών.

Η ενεργός και άεργος ισχύς συνδέονται με τα ρεύματα και τις τάσεις ευθέως και εγκάρσιου άξονα με τις ακόλουθες εξισώσεις [171], [172]:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.14)$$

$$Q = v_q i_d - v_d i_q \quad (2.15)$$

Με βάση τις (2.14)-(2.15), έχοντας διαθέσιμες τις μετρήσεις της τάσης ($v_{pv,d}$, $v_{pv,q}$) και τις επιθυμητές τιμές ενεργού και αέργου ισχύος (P_{pv}^* , Q_{pv}^*) υπολογίζονται τα ρεύματα αναφοράς ($i_{pv,d0}^*$, $i_{pv,q0}^*$) με χρήση των (2.16)-(2.17).

$$i_{pv,d0}^* = \frac{P_{pv}^* v_{pv,d} + Q_{pv}^* v_{pv,q}}{v_{pv,d}^2 + v_{pv,q}^2} \quad (2.16)$$

$$i_{pv,q0}^* = \frac{P_{pv}^* v_{pv,q} - Q_{pv}^* v_{pv,d}}{v_{pv,d}^2 + v_{pv,q}^2} \quad (2.17)$$

Πριν από την τροφοδότησή των ρευμάτων αναφοράς των (2.16)-(2.17) στους ελεγκτές εξασφαλίζεται ότι η εφαρμογή τους δεν οδηγεί σε υπερφόρτιση του μετατροπέα, με βάση τις (2.18)-(2.19)¹⁵.

$$i_{pv,q}^* = \min(i_{pv,max}, i_{pv,q0}^*) \quad (2.18)$$

$$i_{pv,d}^* = \min(\sqrt{i_{pv,max}^2 - (i_{pv,q}^*)^2}, i_{pv,d0}^*) \quad (2.19)$$

Η απόκλιση των ρευμάτων από τις τιμές αναφοράς τους εισάγεται σε PI ελεγκτές (έναν για το ρεύμα ευθέως και έναν για του εγκάρσιου άξονα), σε συνδυασμό με τους όρους $(-\omega_{pv,pl}i_{pv,q}L_{pv,f}, \omega_{pv,pl}i_{pv,d}L_{pv,f})$ που επιτυγχάνουν αποσύζευξη του ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος¹⁶ και την προσοτροφοδότηση της μετρούμενης τάσης $(v_{pv,d}, v_{pv,q})$ [171]–[173]. Για τον έλεγχο ρεύματος έχουν προταθεί και διαφορετικοί ελεγκτές, όπως PR στην περίπτωση χρήσης αβ0 πλαισίου αναφοράς, αντί του dq0 [146], [174] ή dead-beat έλεγχος [175]. Οι δύο PI ελεγκτές διαμορφώνουν την επιθυμητή τάση εξόδου του DC/AC μετατροπέα στους δύο άξονες $(v_{pv,d}^*, v_{pv,q}^*)$, η οποία καθορίζει τελικώς τους συντελεστές διαμόρφωσης $(m_{pv,a}^*, m_{pv,b}^*, m_{pv,c}^*)$.

Ένα μειονέκτημα των GFL μετατροπέων είναι ότι αντιμετωπίζουν προβλήματα ευστάθειας και διατήρησης συγχρονισμού όταν συνδέονται σε ασθενή σημεία του δικτύου, κυρίως σε καταστάσεις ασυμμετρικών και βραχυκυκλωμάτων [100], [170], [174], [176]. Έχει διαπιστωθεί ότι η μείωση της ταχύτητας απόκρισης GFL μετατροπέων που συνδέονται σε ασθενή σημεία σύνδεσης συμβάλλει στην απόσβεση ταλαντώσεων που προκύπτουν ύστερα από διαταραχές, αν και μειώνουν την επίδοση του ελέγχου ισχύος [100]. Οι ταλαντώσεις αυτές είναι υψηλότερης συχνότητας σε σύστημα που ηλεκτροδοτούνται κατά κύριο λόγο από μετατροπείς ισχύος σε σχέση με την περίπτωση σύγχρονων γεννητριών [37], [53], [94]. Η παραμετροποίηση των ελεγκτών των μετατροπέων, η απόσταση μεταξύ των μονάδων¹⁷ και η γωνία του δικτύου στο σημείο σύνδεσης επηρεάζουν σημαντικά το μέγεθος των ταλαντώσεων αυτών [53], [94], [100], [104], [170], [176]. Γι' αυτό η παραμετροποίηση των ελεγκτών πρέπει να λαμβάνει υπόψη και το σύστημα στο οποίο συνδέεται ο μετατροπέας, λόγω της αλληλεπίδρασής του με τους υπόλοιπους μετατροπείς. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι στη Νότιο Αυστραλία, η εκ νέου παραμετροποίηση των PLL (βλ. παρακάτω), των κερδών των ελεγκτών, των ορίων ρεύματος και των αποδεκτών ρυθμών μεταβολής ρεύματος σε συνεργασία του διαχειριστή του συστήματος με τους παραγωγούς, συνέβαλε στον περιορισμό ταλαντώσεων που παρατηρούνταν ύστερα από σφάλματα σε γραμμές μεταφοράς [53], [176]. Επιπρόσθετα, προσομοιώσεις του συστήματος του Ηνωμένου Βασιλείου ανέδειξαν ότι η σχετική ευστάθεια ενισχύεται σε περίπτωση αυξημένης ωμικής αντίστασης δικτύου ή ισχυρότερου σημείου σύνδεσης των μετατροπέων [100].

Η ανωτέρω ισορροπία μεταξύ ευστάθειας και επίδοσης λήφθηκε υπόψη και στη ρύθμιση των κερδών των PI ελεγκτών που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις. Τα κέρδη των ελεγκτών ρυθμίστηκαν αξιολογώντας την απόκριση του συστήματος ύστερα από διαταραχές, μέθοδος που είναι

¹⁵ Δίνεται προτεραιότητα στον έλεγχο αέργου ισχύος, ώστε να μεγιστοποιείται η υποστήριξη της τάσης του νησιωτικού δικτύου από το Φ/B πάκτο, ιδιαίτερα σε συνθήκες βραχυκυκλώματος.

¹⁶ $L_{pv,f}$: Συντελεστής αυτεπαγωγής φίλτρου σύνδεσης DC/AC μετατροπέα με τον Μ/Σ ανύψωσης.

¹⁷ Αν και η μειωμένη απόσταση περιορίζει τις ταλαντώσεις, η συγκέντρωση των μονάδων έχει αρνητική επίπτωση στην απόκριση μεγάλων συστημάτων σε περίπτωση διαχωρισμού (splitting), όπου προκύπτουν μεγάλες μεταβολές στις γωνίες των τάσεων [93]. Αυτό το ζήτημα δεν παρουσιάζεται σε μικρά αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα.

η πλέον εφαρμοζόμενη σε ηλεκτρικά συστήματα με διάφορες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής [176]. Η παραμετροποίηση του DC/AC μετατροπέα του Φ/Β πάριου παρουσιάζεται στον Πίν. Γ.1.

Σύμφωνα με το σχήμα ελέγχου του αντιστροφέα του Φ/Β πάριου, σε περίπτωση αύξησης της ισχύος εισόδου (π.χ. αύξηση ηλιακής ακτινοβολίας), αρχικά η ισχύς εξόδου του DC/AC μετατροπέα θα παρέμενε σταθερή ($P_{pv} < P_{pv,dc}$), οδηγώντας σε αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας στον πυκνωτή του DC link, αυξάνοντας την τάση του ($v_{pv,dc} > v_{pv,dc}^*$). Η αύξηση αυτή θα σηματοδοτούσε – μέσω του PI ελέγχου – την αύξηση της ισχύος αναφοράς του DC/AC μετατροπέα, με αποτέλεσμα η ισχύς εξόδου να ισορροπήσει τελικά στη νέα αυξημένη τιμή, διατηρώντας την αποθηκευμένη ενέργεια του DC link στα επιθυμητά επίπεδα ($v_{pv,dc} = v_{pv,dc}^*$).

Η λειτουργία των GFL μετατροπέων προϋποθέτει την ύπαρξη τάσης στο σημείο σύνδεσης, με την οποία συγχρονίζονται με χρήση ενός υποσυστήματος που ονομάζεται Phase Locked Loop (PLL) [59], [100], [171], [174], [176]. Στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί διάφορες υλοποιήσεις PLL [174]. Η βασική αρχή λειτουργίας τους είναι ότι διαμορφώνουν διαρκώς τη γωνία του σύγχρονου πλαισίου αναφοράς, έτσι ώστε η τάση εγκάρσιου άξονα (v_g) να λαμβάνει μηδενική τιμή σε μόνιμη κατάσταση¹⁸, ευθυγραμμίζοντας έτσι τον ευθύ άξονα του πλαισίου αναφοράς με το διάνυσμα της τάσης του δικτύου. Δεδομένου ότι στις προσομοιώσεις χρησιμοποιούνται φασιθέτες για την αναπαράσταση των ρευμάτων και των τάσεων, η γωνία του σύγχρονα στρεφόμενου πλαισίου αναφοράς υπολογίζεται ως η γωνία του φασιθέτη της τάσης εξόδου του αντιστροφέα, σύμφωνα με την (2.20).

$$\theta_{pv,pll} = \arg\left[\frac{1}{3}(e^{j0}v_{pv,a} + e^{j\frac{2\pi}{3}}v_{pv,b} + e^{-j\frac{2\pi}{3}}v_{pv,c})\right] \quad (2.20)$$

Ο έλεγχος GFL μετατροπέα που παρουσιάζεται στην παρούσα ενότητα εφαρμόζεται επίσης και στην Α/Γ του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, το μοντέλο και ο έλεγχος της οποίας παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β. Επίσης, ο ίδιος έλεγχος εφαρμόζεται και στις μπαταρίες με μετατροπείς GFL (βλ. Κεφάλαια 3-5), με μόνη διαφοροποίηση ότι η ενεργός ισχύς αναφοράς προκύπτει εφαρμόζοντας αναλογικό ή και διαφορικό (PD) έλεγχο συχνότητας.

2.4. Εφαρμοζόμενη μέθοδος παροχής εφεδρειών φωτοβολταϊκού σταθμού

Όταν επιζητείται η αξιοποίηση του συνόλου της διαθέσιμης ισχύος του Φ/Β συστήματος, εφαρμόζεται ο αλγόριθμος MPPΓ της Ενότητας 2.3.3, ώστε να υπολογιστεί η τάση αναφοράς του DC/DC μετατροπέα. Επιπλέον αυτής της λειτουργικότητας, τα Φ/Β συστήματα πρέπει να μπορούν να συμμετέχουν ενεργά στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος, το οποίο προϋποθέτει τη δυνατότητα (α) τήρησης εφεδρειών, (β) παροχής ΕΔΣ με χρήση στατισμού, (γ) για κάποιους σταθμούς την παροχή αδρανειακής απόκρισης, (δ) παροχής αΕΑΣ. Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ο προτεινόμενος ελεγκτής που υλοποιεί τις ανωτέρω λειτουργικότητες, καθιστώντας το Φ/Β σύστημα ικανό να συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου [157].

¹⁸ Συνήθης υλοποίηση για την επίτευξη του στόχου αυτού είναι η διαμόρφωση της γωνιακής ταχύτητας περιστροφής του πλαισίου αναφοράς να πραγματοποιείται από έναν PI ελεγκτή που λαμβάνει στην είσοδό του την τάση v_g .

2.4.1. Εκτιμητής μέγιστης ισχύος

Όταν το Φ/Β λειτουργεί σε σημείο διαφορετικό του MPP, απαιτείται κάποια εκτίμηση για τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του¹⁹, ώστε να είναι εφικτός ο υπολογισμός της τηρούμενης εφεδρείας. Για τον σκοπό αυτό εφαρμόζεται ο εκτιμητής μέγιστης ισχύος της [134]. Συγκεκριμένα, όσο το Φ/Β πάροκο λειτουργεί σε σημείο διαφορετικό του MPP, πραγματοποιούνται δύο εκτιμήσεις της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, αξιοποιώντας τις μετρήσεις ρεύματος και τάσης του Φ/Β πεδίου. Η 1^η εκτίμηση πραγματοποιείται μέσω γραμμικής παρεμβολής ($\hat{P}_{pv,max,lin}$) μεταξύ των δύο τελευταίων διαδοχικών μετρήσεων τάσης και ρεύματος, σύμφωνα με την (2.21). Η 2^η εκτίμηση προσεγγίζει την P-V καμπύλη ως παραβολή και εκτιμά τη μέγιστη ισχύ ($\hat{P}_{pv,max,quad}$) σύμφωνα με την (2.22).

$$\hat{P}_{pv,max,lin} = P_{pv,ar}(k) - \frac{P_{pv,ar}(k) - P_{pv,ar}(k-1)}{v_{pv,ar}(k) - v_{pv,ar}(k-1)} (v_{pv,ar}(k) - \hat{v}_{pv,mpp}) \quad (2.21)$$

$$\hat{P}_{pv,max,quad} = P_{pv,ar}(k) - \frac{1}{2} \frac{P_{pv,ar}(k) - P_{pv,ar}(k-1)}{v_{pv,ar}(k) - v_{pv,ar}(k-1)} (v_{pv,ar}(k) - \hat{v}_{pv,mpp}) \quad (2.22)$$

Και στις δύο μεθόδους απαιτείται η εκτίμηση της τάσης του MPP ($\hat{v}_{pv,mpp}$) η οποία μπορεί να πραγματοποιηθεί (i) λαμβάνοντας την τελευταία μέτρηση τάσης όσο το Φ/Β λειτουργούσε υπό MRPT, (ii) αξιοποιώντας μετρήσεις έντασης ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας, (iii) αξιοποιώντας τη μέτρηση της τάσης λειτουργίας λίγων Φ/Β πλασιών τα οποία ελέγχονται διαρκώς με αλγόριθμο MRPT. Η εκτίμηση (iii) είναι η πλέον αποτελεσματική και απλούστερη για πραγματικές εφαρμογές, όπου συνήθως περιλαμβάνουν μεγάλο πλήθος αντιστροφών, ένας εκ των οποίων μπορεί να ρυθμιστεί μόνιμα σε MRPT λειτουργία. Αυτή η προσέγγιση διαφέρει από τη μέθοδο των αναφορών [126], [127], καθώς λαμβάνεται μόνο η τάση του MPP από τον/τους μετατροπείς που λειτουργούν υπό MRPT, η οποία έχει μικρότερη ευαισθησία στην ηλιακή ακτινοβολία, σε σχέση με την ισχύ εξόδου.

Δεδομένου ότι η εκτίμηση $\hat{P}_{pv,max,lin}$ υπερεκτιμά τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, ενώ το αντίθετο ισχύει για την εκτίμηση $\hat{P}_{pv,max,quad}$, επιλέγεται η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς ($\hat{P}_{pv,max}$) να εκτιμάται ως ο μέσος όρος των δύο εκτιμήσεων, όπως περιγράφει η (2.23). Το πλεονέκτημα της εκτίμησης αυτής είναι ότι καταλήγει σε αποδεκτά επίπεδα ακρίβειας²⁰, όντας πολύ απλή στην εφαρμογή και έχοντας χαμηλό υπολογιστικό κόστος.

$$\hat{P}_{pv,max} = \frac{1}{2} (\hat{P}_{pv,max,lin} + \hat{P}_{pv,max,quad}) \quad (2.23)$$

Η εφαρμοζόμενη εκτίμηση μέγιστης ισχύος έχει πολύ καλύτερα αποτελέσματα όταν το Φ/Β λειτουργεί σε τάση μικρότερη της $v_{pv,mpp}$, γι' αυτό και όταν η τάση ξεπεράσει την τιμή αυτή, μειώνεται η τιμή της τάσης αναφοράς του DC/DC μετατροπέα, ώστε το Φ/Β να επανέλθει στην επιθυμητή πλευρά της P-V καμπύλης. Η λειτουργία στην αριστερή πλευρά της καμπύλης P-V σε συνθήκες απόρριψης Φ/Β ισχύος εφαρμόζεται και λόγω της μικρότερης ευαισθησίας της ισχύος σε μεταβολές

¹⁹ Δεν ταυτίζεται με τη μετρούμενη πλέον, όπως όταν εφαρμόζεται αλγόριθμος MRPT.

²⁰ Τα περιορισμένης κλίμακας σφάλματα ανά DC/DC μετατροπέα Φ/Β σταθμού έχουν μικρότερη επίπτωση στη συνολικά εκτιμώμενη διαθέσιμη Φ/Β ισχύ, σε Φ/Β σταθμούς με μεγάλο πλήθος μετατροπέων ισχύος, λόγω στατιστικής εξομάλυνσης του συνολικού σφάλματος.

της τάσης. Η σχεδίαση του εκτιμητή για λειτουργία σε μία εκ των δύο πλευρών της καμπύλης P-V είναι συνήθης στη σχετική βιβλιογραφία [128], [129], [136], [148], [156].

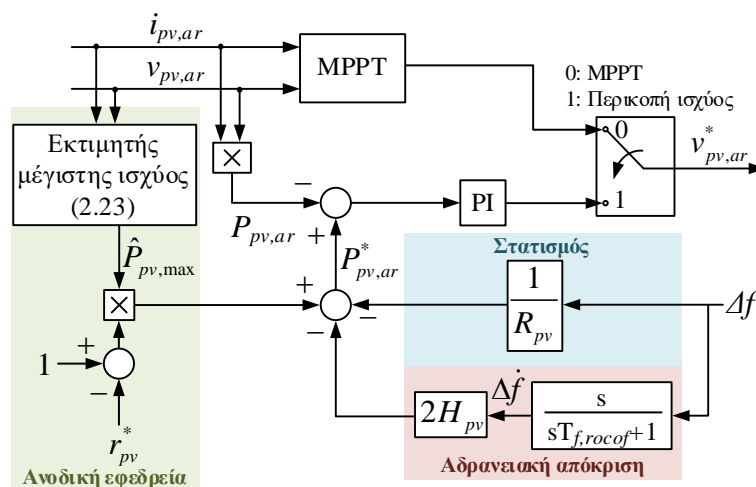
2.4.2. Ελεγκτής ισχύος

Όπως έχει αναφερθεί στην Ενότητα 2.2.1, απουσία συν-εγκαθιστόμενων μονάδων αποθήκευσης, τα Φ/B πάκια πρέπει να απορρίπτουν μέρος της διαθέσιμης ενέργειάς τους, ώστε να συμμετέχουν στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων. Η αποθηκευμένη ενέργεια στο DC link επαρκεί για παροχή ενέργειας για λίγα μόλις ms [93] και άρα δεν μπορεί να στηρίξει τέτοια λειτουργικότητα. Το εφαρμοζόμενο σχήμα διαμόρφωσης τάσης αναφοράς του DC/DC μετατροπέα του Φ/B παρουσιάζεται στο Σχ. 2.5 [157]. Σε περίπτωση όπου ζητείται απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ισχύος η τάση αναφοράς διαμορφώνεται από έναν PI ελεγκτή ισχύος, ο οποίος λαμβάνει στην είσοδό του την απόκλιση της μετρούμενης παραγόμενης ισχύος ($P_{pv,ar}$) από την ισχύ αναφοράς ($P_{pv,ar}^*$). Η ισχύς αναφοράς διαμορφώνεται σύμφωνα με την (2.24).

$$P_{pv,ar}^* = (1 - r_{pv}^*) \hat{P}_{pv,max} - \frac{1}{R_{pv}} \Delta f - 2H_{pv} \Delta \dot{f} \quad (2.24)$$

Ο 1^{ος} όρος ($(1 - r_{pv}^*) \hat{P}_{pv,max}$) χρησιμοποιείται για την τήρηση συγκεκριμένου ποσοστού εφεδρείας (r_{pv}^*) ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, που μπορεί να ζητηθεί από τον διαχειριστή συστήματος για να παρέχεται ανοδική εφεδρεία. Λειτουργώντας για παράδειγμα διαρκώς με $r_{pv}^* = 10\%$, το Φ/B πάκιο έχει τη δυνατότητα συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας σε καταστάσεις υποσυχνότητας με ανοδική εφεδρεία ίση με το 1/10 της διαθέσιμης ισχύος του. Η δυνατότητα αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική, δεδομένης της ολοένα και μεγαλύτερης διεύδυσης Φ/B σταθμών στο ενεργειακό ισοζύγιο των ηλεκτρικών συστημάτων διεθνώς και του ότι η διαχείριση συνθηκών υποσυχνότητας είναι η πιο κρίσιμη (σε σχέση με συνθήκες υπερσυχνότητας) για την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση.

Ο 2^{ος} όρος της (2.24) ($-\Delta f/R_{pv}$) υλοποιεί την παροχή ΕΔΣ με χρήση στατισμού (R_{pv}), σύμφωνα με τις απαιτήσεις του ευρωπαϊκού κώδικα δικτύου. Όπως περιγράφεται και στην Ενότητα 1.2.2, όσο μικρότερη τιμή στατισμού επιλέγεται, τόσο μεγαλύτερη είναι η συμβολή του Φ/B στη ρύθμιση συχνότητας. Για την αποφυγή ενεργοποίησης του όρου αυτού για σχετικά μικρές αποκλίσεις συχνότητας (για νησιωτικό σύστημα) τίθεται νεκρή ζώνη $\Delta f_{pr,db} = 100$ mHz, εντός της οποίας δεν



Σχ. 2.5. Έλεγχος τάσης αναφοράς DC/DC μετατροπέα Φ/B πάκιο.

συμμετέχει το Φ/B πάριο στην παροχή ΕΔΣ, εντός του εύρους 50-200 mHz που αναφέρεται στη βιβλιογραφία [55], [106]. Ο ορισμός επαρκούς νεκρής ζώνης είναι χρήσιμος σε πραγματικές εφαρμογές, ώστε να λαμβάνεται υπόψη και τυχόν σφάλμα μέτρησης της συχνότητας από το PLL [46], αλλά και για να αποφεύγεται η διαρκής παροχή εφεδρειών για συνήθεις διαταραχές συχνότητας, ειδικά σε μικρά αυτόνομα συστήματα [55].

Ο τελευταίος όρος ($-2H_{pv}\Delta f$) εφαρμόζει αδρανειακή απόκριση στο Φ/B , με ανηγμένη σταθερά αδρανείας H_{pv} . Η λειτουργικότητα αυτή ενδέχεται να ζητηθεί από μεγάλους σταθμούς ΑΠΕ, βάσει ευρωπαϊκού κώδικα δικτύου και αποκτά ολοένα και μεγαλύτερη αξία όσο αντικαθίστανται οι σύγχρονες γεννήτριες από μονάδες που συνδέονται στο δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών ισχύος. Παρ' όλο που η ανηγμένη σταθερά αδρανείας συμβατικών μονάδων αποτυπώνει την αδράνεια των στρεφόμενων μαζών του άξονα της γεννήτριας, η αδράνεια του ελεγκτή του Φ/B δεν αντιστοιχεί, ούτε περιορίζεται, από κάποιο φυσικό χαρακτηριστικό του. Για τον υπολογισμό του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) χρησιμοποιείται και φιλτράρισμα 1^{ης} τάξης (χρονικής σταθεράς $T_{f,rocof} = 20$ ms), ώστε να αποφευχθεί η παραγωγή υψίσυχων συνιστωσών της μέτρησης της συχνότητας, που θα καθιστούσε την αδρανειακή απόκριση επιζήμια για την ευστάθεια του συστήματος. Παρόμοια τιμή (10 ms) χρησιμοποιείται και στην [146]. Τέτοιο φιλτράρισμα εφαρμόζεται σε πραγματικά συστήματα και για τη δράση του σχήματος προστασίας UFSL για την αποσύνδεση γραμμών διανομής σύμφωνα με το μετρούμενο ROCOF [97]. Επίσης, εφαρμόζεται και νεκρή ζώνη ROCOF ($ROCOF_{pv,db}$) με εύρος $\pm 0,1$ Hz/s, εντός της οποίας δεν παρέχεται αδρανειακή απόκριση.

Με σκοπό την αποφυγή διαρκών μεταβάσεων μεταξύ ελέγχου ισχύος και MPPT, καθώς και των διαταραχών κατά τη μετάβαση, εφαρμόζεται μέθοδος υστέρησης για τη μετάβαση από τη μία στρατηγική ελέγχου στην άλλη. Όταν η ζητούμενη ισχύς αναφοράς πλησιάζει πολύ κοντά στη μέγιστη διαθέσιμη ($P_{pv,ar}^* \geq 0,999\hat{P}_{pv,max}$) για κάποιο προκαθορισμένο χρονικό διάστημα (π.χ. 10 ms), τότε ο έλεγχος της τάσης αναφοράς μεταβαίνει ομαλά από τον έλεγχο ισχύος στον αλγόριθμο MPPT. Αντίστοιχα, όταν το Φ/B λειτουργεί υπό MPPT και προκύψει ζητούμενη ισχύς αναφοράς τουλάχιστον 1% μικρότερη της μέγιστης διαθέσιμης ($P_{pv,ar}^* \leq 0,99\hat{P}_{pv,max}$), είτε λόγω ζητούμενης εφεδρείας από τον διαχειριστή, είτε λόγω υπερσυχνότητας, τότε πραγματοποιείται η μετάβαση στον έλεγχο ισχύος. Η μετάβαση μεταξύ των δύο καταστάσεων γίνεται ομαλά, μέσω μεταβατικής (για 500 ms) αύξησης της χρονικής σταθεράς του φίλτρου 1^{ης} τάξης της τάσης αναφοράς από 10 ms σε 100 ms, με σκοπό την αποφυγή διαταραχών στο ισοζύγιο ισχύος του δικτύου.

Όπως αναφέρεται και στην Ενότητα 2.4.1, ο εκτιμητής μέγιστης Φ/B ισχύος λειτουργεί αποδοτικά όσο η τάση είναι μικρότερη του σημείου MPP (λειτουργία Φ/B αριστερά από το MPP). Παρ' όλα αυτά, ο ελεγκτής ισχύος του Σχ. 2.5 θα μπορούσε να ισορροπήσει στη δεξιά πλευρά του MPP ($v_{pv,ar} > \hat{v}_{pv,mpp}$) παράγοντας τη ζητούμενη ισχύ αναφοράς. Για τον λόγο αυτό εφαρμόζεται μία λειτουργικότητα στον PI ελεγκτή ισχύος, η οποία όταν αντιληφθεί πως το Φ/B λειτουργεί δεξιά του MPP ($\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} < 0 \Leftrightarrow \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} < -\frac{i_{pv}}{v_{pv}}$), τότε στην είσοδο του ελεγκτή εφαρμόζεται μία προκαθορισμένη

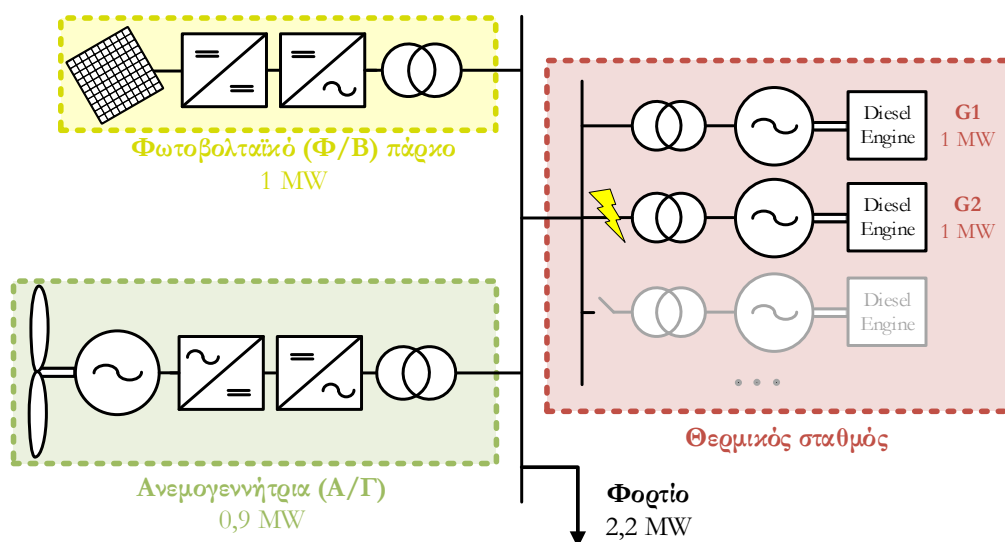
αρνητική απόκλιση ισχύος μικρής τιμής (π.χ. $-0,01\%$ της ονομαστικής ισχύος), παρακάμπτοντας την πραγματική απόκλιση ισχύος από την αναφορά της. Έτσι, ο PI ελεγκτής μειώνει ομαλά την τάση αναφοράς του DC/DC μετατροπέα, οδηγώντας το σημείο λειτουργίας στην αριστερή πλευρά της P-V καμπύλης ισχύος.

2.5. Αποτελέσματα προσομοιώσεων

2.5.1. Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

Η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου συμμετοχής Φ/Β σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας εξετάζεται στο νησιωτικό σύστημα του Σχ. 2.6. Το αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο που προσομοιώνεται στην παρούσα διατριβή έχει παρόμοια χαρακτηριστικά φορτίου, θερμικών μονάδων και ισχύος Α/Γ με τα μη διασυνδεδεμένα συστήματα της Ικαρίας²¹, της Πάτμου και της Σίφνου. Διερευνώντας τη λειτουργία αυτόνομων συστημάτων υπό υψηλή διεύθυνση, αλλά και την εφαρμογή του προτεινόμενου ελέγχου Φ/Β σταθμών θεωρείται σημαντικά υψηλότερη Φ/Β ισχύς (1 MW) από την εγκατεστημένη στα εν λόγω συστήματα (~0,2-0,4 MW). Συγκεκριμένα, το αυτόνομο σύστημα περιλαμβάνει θερμικό σταθμό παραγωγής που αποτελείται από μονάδες μηχανών εσωτερικής καύσης, ισχύος 1 MW, έकाστη. Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για την αναπαράσταση των θερμικών μονάδων και ο έλεγχός τους, παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α. Αναλόγως με την εκάστοτε διερεύνηση είναι ενταγμένο και διαφορετικό πλήθος θερμικών μονάδων στις προσομοιώσεις της διατριβής, στις διερευνήσεις της παρούσας ενότητας οι συγχρονισμένες μονάδες είναι δύο, η G1 και η G2. Οι σταθμοί ΑΠΕ του νησιού περιλαμβάνουν ένα Φ/Β σταθμό 1 MW, που μοντελοποιείται και ελέγχεται με βάση τα όσα περιγράφονται στις Ενότητες 2.3 και 2.4 και μία ανεμογεννήτρια, ισχύος 0,9 MW, της οποίας το μοντέλο και ο έλεγχος περιγράφονται στο Παράρτημα Β. Στις εξεταζόμενες συνθήκες το φορτίο του νησιού ισούται με 2,2 MW, ενώ η αυτορρύθμισή του θεωρείται αμελητέα, λόγω του μικρού μεγέθους του εξεταζόμενου νησιωτικού δικτύου [177].

Οι προσομοιώσεις υλοποιούνται με τη χρήση του λογισμικού MATLAB/Simulink [178] χρησιμοποιώντας φασιθέτες (phasors) για την αναπαράσταση των ρευμάτων και των τάσεων του δικτύου. Αν και η χρήση phasors περιορίζει την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων σε κλίμακα ms, επιτρέπει τη μελέτη της ρύθμισης συχνότητας αυτόνομων συστημάτων και περιορίζει σε πολύ μεγάλο βαθμό το υπολογιστικό κόστος των προσομοιώσεων.



Σχ. 2.6. Τοπολογία και συνθήκες λειτουργίας εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

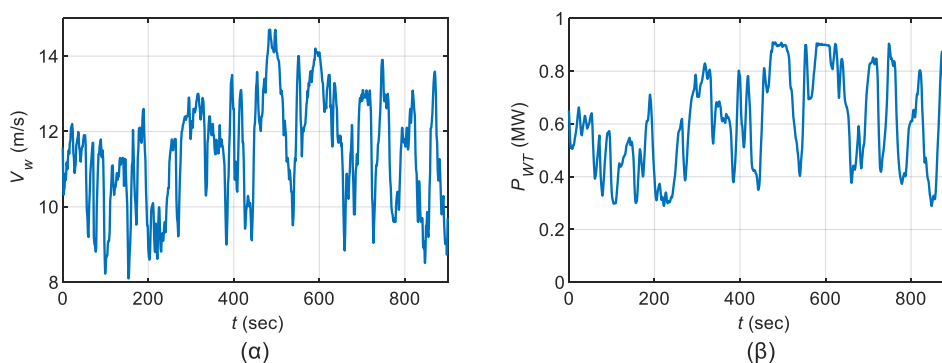
²¹ Ειδικά στο Κεφάλαιο 4, προσομοιώνεται το σύστημα της Ικαρίας, λόγω διερεύνησης λειτουργίας υβριδικού σταθμού που βασίζεται σε αντλησιοταμίευση.

Η απόκριση του συστήματος εξετάζεται σε συνθήκες σφάλματος της θερμικής μονάδας G2, αλλά και σε συνθήκες έντονης μεταβλητότητας του ανέμου. Στην 1^η περίπτωση, η δυνατότητα αποτελεσματικής παροχής εφεδρειών ισχύος από το Φ/Β πάρκο εξετάζεται αρχικά μέσω προσομοιώσεων διάρκειας 1 λεπτού, στο 10^ο δευτερόλεπτο των οποίων αποσυνδέεται ξαφνικά η θερμική μονάδα G2, παράγοντας 0,45 MW, δηλαδή το 1/5 του φορτίου του νησιού. Για να επιτευχθεί ίδια παραγωγή ισχύος της G2 σε όλα τα σενάρια, ανεξαρτήτως επιπέδου εφεδρειών του Φ/Β συστήματος, η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας αναλαμβάνεται εξ ολοκλήρου από την G1, μέσω ισόχρονου ολοκληρωτικού ελέγχου που αναπροσαρμόζει διαρκώς την ισχύ αναφοράς της, ώστε να ισορροπεί σε μόνιμη κατάσταση η συχνότητα στα 50 Hz. Σε αυτές τις προσομοιώσεις, η ταχύτητα ανέμου θεωρείται σταθερή (11,5 m/s), οδηγώντας σε σταθερή παραγωγή ~0,6 MW τη μοναδική Α/Γ του νησιού. Η συμμετοχή του Φ/Β πάρκου στη στήριξη της συχνότητας σε τέτοιες συνθήκες ελλείμματος ισχύος, προϋποθέτει την απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ισχύος, προ διαταραχής, ώστε να υπάρχει επαρκές περιθώριο ανοδικών εφεδρειών (απουσία συστήματος αποθήκευσης). Για τον λόγο αυτό ως βασικό σενάριο θεωρείται πως το Φ/Β σύστημα λειτουργεί με εντολή εφεδρείας ίση με $r_{pv}^* = 20\%$, παράγοντας δηλαδή σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας μόνο το 80% της διαθέσιμης ισχύος του, ενώ εξετάζονται και άλλα επίπεδα εφεδρειών, καθώς και η περίπτωση λειτουργίας υπό ΜΡΡΤ. Η συστηματική απόρριψη μέρους της διαθέσιμης Φ/Β ισχύος θα καταστεί ούτως ή άλλως αναγκαία σε περιόδους υψηλής παραγωγής ΑΠΕ και χαμηλού φορτίου (π.χ. μεσημβρινές ώρες) ακόμη και στα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά δίκτυα στο προσεχές μέλλον.

Η απόκριση του συστήματος διερευνήθηκε και παρουσία υψηλής διακύμανσης της ταχύτητας ανέμου διάρκειας 10 λεπτών που παρουσιάζεται στο Σχ. 2.7(α), η οποία προκαλεί έντονη μεταβλητότητα στην εγχεόμενη ισχύ της Α/Γ του συστήματος (Σχ. 2.7(β)). Τέτοιες συνθήκες «ασταθούς ανέμου» είναι ιδιαίτερα απαιτητικές για τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος μικρών νησιωτικών συστημάτων, ειδικά όταν το 1/4 του φορτίου (μέση παραγωγή Α/Γ ίση με 0,6 MW) τροφοδοτείται από Α/Γ, όπως στις εξεταζόμενες συνθήκες.

2.5.2. Υπηρεσίες συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας

Αρχικά εξετάζεται η απόκριση του συστήματος με λειτουργία του Φ/Β πάρκου (i) σε ΜΡΡΤ σε αντιπαραβολή με την περίπτωση τήρησης εφεδρείας 20% επί της διαθέσιμης μέγιστης ισχύος, εφαρμόζοντας (ii) έλεγχο στατισμού (droop), (iii) αδρανειακή απόκριση (inertia) και (iv) συνδυαστικό έλεγχο στατισμού και αδρανειακής απόκρισης (droop+inertia). Οι παράμετροι R_{pv} και H_{pv}



Σχ. 2.7. (α) Ταχύτητα ανέμου, (β) παραγωγή Α/Γ, στα σενάρια υψηλής μεταβλητότητας παραγωγής Α/Γ.

επιλέχθηκαν ίσες με 2%²² και 5 s²³, αντίστοιχα, λαμβάνοντας υπόψη την απόκριση του συστήματος σε μία ιδιαίτερα δυσμενή συνθήκη (απώλεια μίας εκ των δύο θερμικών μονάδων και σε συνθήκες πολύ υψηλής διακύμανσης της αιολικής παραγωγής του νησιού), όπως συνηθίζεται στην ανάλυση ηλεκτρικών συστημάτων [47], [93]. Αν και η εφαρμογή κάποιας μορφής προσαρμοστικού ελέγχου, όπως στις [117], [179], θα επιτύγχανε τροποποίηση της τιμής με βάση τις εκάστοτε ανάγκες του νησιού, η εφαρμοσιμότητα σε πραγματικά συστήματα τέτοιας μεθόδου είναι αμφισβητήσιμη, λόγω πολυπλοκότητας και απόκλισης από την ισχύουσα πρακτική ρύθμισης των ελεγκτών σταθμών ΑΠΕ στο στάδιο της σύνδεσής τους με το δίκτυο.

Στο Σχ. 2.8 παρουσιάζεται η απόκριση συχνότητας (Σχ. 2.8(α)), ρυθμού μεταβολής της συχνότητας²⁴ (Σχ. 2.8(β)), εγχεόμενης ισχύος από το Φ/Β πάρκο προς το δίκτυο (Σχ. 2.8(γ)), συνολικής παραγόμενης ισχύος των δύο θερμικών μονάδων (Σχ. 2.8(δ)), τάσης του Φ/Β πεδίου (Σχ. 2.8(ε)) και τάσης του DC link του Φ/Β πάρκου (Σχ. 2.8(στ)). Στον Πίν. 2.1 αποτυπώνονται δύο δείκτες αξιολόγησης της ρύθμισης συχνότητας του δικτύου σε κάθε μία εκ των τεσσάρων περιπτώσεων, που αντιστοιχούν στην ελάχιστη τιμή της συχνότητας (f_{min}) και του ROCOF ($ROCOF_{min}$).

Πίν. 2.1. Δείκτες ποιότητας συχνότητας, για διάφορες στρατηγικές ελέγχου Φ/Β πάρκου σε περίπτωση απώλειας θερμικής μονάδας G2 το 10^ο s της προσομοίωσης.

Δείκτες ρύθμισης συχνότητας	MPPT	Στατισμός	Αδρανειακή απόκριση	Συνδυαστικός έλεγχος
f_{min} (Hz)	47,6	48,8	48,8	49,0
$ROCOF_{min}$ (Hz/s)	-2,4	-1,9	-1,6	-1,6

Λειτουργώντας το Φ/Β πάρκο υπό MPPT, διατηρεί σταθερή τάση Φ/Β πεδίου και ισχύ καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης (βλ. Σχ. 2.8(γ),(ε)), αφήνοντας την ανάληψη ολόκληρης της ΕΔΣ στην G1, με αποτέλεσμα η συχνότητα να μειώνεται έως και τα 47,6 Hz και το ROCOF να λαμβάνει τιμές έως και -2,4 Hz/s. Η απόκριση αυτή δείχνει ότι το νησιωτικό σύστημα δεν θα μπορούσε να ανταπεξέλθει σε αυτή τη διαταραχή χωρίς τη συμβολή του Φ/Β πάρκου, συνεπώς εάν κρινόταν σκόπιμο να αποφευχθούν περιοχές φορτίου σε μία τέτοια διαταραχή θα έπρεπε να ενταχθεί και 3^η θερμική μονάδα, οδηγώντας αναγκαστικά σε περιοχές ισχύος τους σταθμούς ΑΠΕ του νησιού, λόγω τεχνικών ελαχίστων των τριών θερμικών μονάδων²⁵.

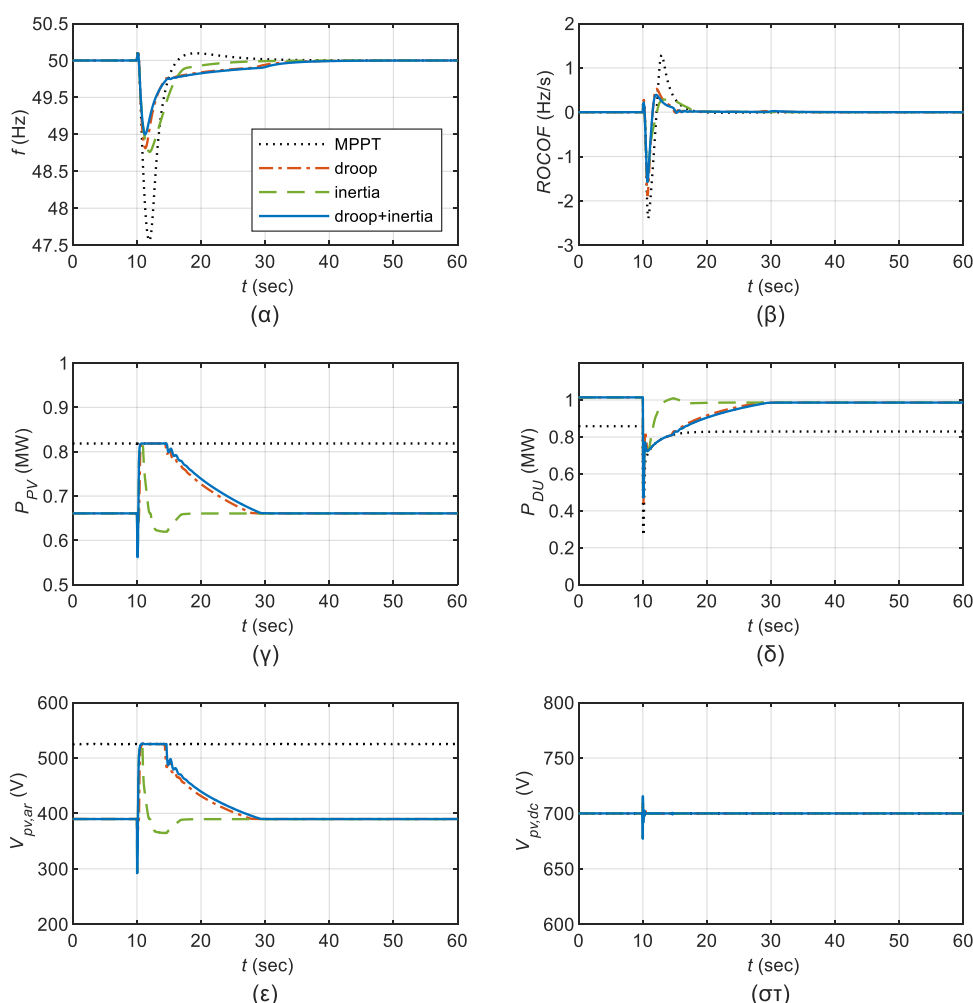
Επιζητώντας εφεδρεία ισχύος ίση με 20% της διαθέσιμης, το Φ/Β σύστημα λειτουργεί σε χαμηλότερο επίπεδο φόρτισης, μέσω μειωμένης τάσης Φ/Β πεδίου (390 V αντί 525 V, βλ. Σχ. 2.8(ε)) με τη θερμική μονάδα G1 να αναλαμβάνει τη διαφορά (βλ. Σχ. 2.8(γ),(δ)). Η τηρούμενη εφεδρεία Φ/Β ισχύος είναι 19,2% (αντί του 20%), λόγω περιορισμένου σφάλματος του εφαρμοζόμενου

²² Συνεκτιμώντας την ανάγκη για ταχεία παροχή εφεδρειών και τη θετική επιρροή στην απόκριση του δικτύου που επιφέρει η επιλογή χαμηλών τιμών στατισμού του Φ/Β πάρκου επιλέγεται η τιμή 2% (ελάχιστη που ορίζεται από Κανονισμό RfG [44]), δεδομένου ότι δεν έχει πρακτικό αντίκτυπο στην ενεργειακή απόδοση του Φ/Β πάρκου και μπορεί να υποστηριχθεί χωρίς τεχνικά προβλήματα από σύγχρονους μετατροπείς ισχύος τέτοιων έργων.

²³ Υψηλότερες τιμές έχουν περιορισμένο όφελος, καθιστώντας το Φ/Β πάρκο πιο ευαίσθητο σε διακυμάνσεις του ROCOF. Το φαινόμενο του κορεσμού της βελτίωσης της ρύθμισης συχνότητας όσο αυξάνεται η σταθερά αδρανείας των πόρων που παρέχουν ρύθμιση αναδεικνύεται και σε σχετική διερεύνηση για το αυτόνομο σύστημα του Τζέτζου (Νότια Κορέα) [311].

²⁴ Απεικονίζεται ο κυλιόμενος μέσος όρος 500 ms [47], [93], [107], [108].

²⁵ Εντάσσοντας την G3 και θεωρώντας τεχνικό ελάχιστο θερμικών μονάδων ίσο με 40% της ονομαστικής, ο θερμικός σταθμός θα έπρεπε να λειτουργεί σε επίπεδο 1,2 MW κατ' ελάχιστον (χωρίς καθοδικές εφεδρείες), αφήνοντας περιθώριο 1 MW στους σταθμούς ΑΠΕ του νησιού. Με βάση τη δυνατότητα παραγωγής του Φ/Β πάρκου και της Α/Γ, εφαρμόζοντας αναλογική περιοπή ισχύος, το Φ/Β πάρκο θα έπρεπε να περιοχόπει το ~29% της διαθέσιμης ισχύος του. Συνεπώς, θεωρώντας ως απαίτηση να μπορεί το σύστημα να διαχειριστεί τέτοια απώλεια παραγωγικού δυναμικού χωρίς περιοχές φορτίου, είναι προτιμότερο και από οπτική μεγιστοποίησης της αξιοποίησης ενέργειας ΑΠΕ η εκ των προτέρων συστηματική απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ισχύος.



Σχ. 2.8. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή Φ/B πάρκου, (δ) παραγωγή θερμικού σταθμού, (ε) τάση Φ/B πεδίου, (στ) τάση DC link Φ/B πάρκου, για διάφορες στρατηγικές ελέγχου Φ/B πάρκου σε περίπτωση απώλειας θερμικής μονάδας G2 το 10^ο s της προσομοίωσης.

εκτιμητή μέγιστης ισχύος (βλ. Ενότητα 2.4.1). Εφαρμόζοντας αναλογικό έλεγχο συχνότητας (στατισμός), επιτυγχάνεται διατήρηση της ελάχιστης τιμής συχνότητας στα 48,8 Hz και του ROCOF στο $-1,9$ Hz/s. Αν και οι ρυθμίσεις του συστήματος UFLS μικρών νησιωτικών συστημάτων ενδέχεται να έχουν χαμηλότερο 1^ο επίπεδο ενεργοποίησης (π.χ. 48,5 Hz), το όριο αποδεκτών τιμών ROCOF (μέση τιμή 500 ms [47], [107], [108]) συνήθως κυμαίνεται στο εύρος 1-2 Hz/s [107]–[109]. Η παροχή ανοδικών εφεδρειών αυξάνει την απόσβεση των ταλαντώσεων που παρουσιάζονται μετά από τη διαταραχή του ισοζυγίου ισχύος, το οποίο φαίνεται και από την απάλειψη της υπερύψωσης συχνότητας και ROCOF που παρουσιάζεται στα Σχ. 2.8(α),(β). Η ίδια θετική επίδραση στη μεταβατική απόκριση είναι εμφανής και στις υπόλοιπες δύο στρατηγικές ελέγχου του Φ/B πάρκου (inertia, droop+inertia).

Η Φ/B ισχύς μεγιστοποιείται εντός 0,6 s από τη διαταραχή²⁶ - μέσω άμεσης αύξησης της τάσης του Φ/B πεδίου (βλ. Σχ. 2.8(ε)) - διατηρείται εκεί για ~4 s και για τα επόμενα 13 s επανέρχεται προοδευτικά προς το αρχικό της επίπεδο. Αυτό συμβαίνει λόγω της δράσης της δευτερεύουσας ρύθμισης της G1, η οποία επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή, αναλαμβάνοντας

²⁶ Χρησιμοποιείται το κριτήριο χρόνου αποκατάστασης, που ορίζεται ως ο χρόνος που απαιτείται για να πραγματοποιηθεί το 98% της μεταβολής ισχύος.

πλήρως σε μόνιμη κατάσταση την παραγόμενη ισχύ από την $G2^{27}$. Το επίπεδο της τάσης του Φ/B πεδίου έχει μεγάλες διακυμάνσεις κατά το μεταβατικό, ώστε να επιτυγχάνεται η επιθυμητή λειτουργία, το οποίο καθίσταται εφικτό μέσω του μετατροπέα δύο επιπέδων που χρησιμοποιείται (DC/DC/AC), ο οποίος απεμπλέκει την DC τάση του Φ/B πεδίου από την DC τάση του αντιστροφέα (τάση DC link). Η τάση του DC link διατηρείται εντός αποδεκτών ορίων (-3% έως $+2\%$ από την τιμή αναφοράς) κατά το μεταβατικό σε όλες τις περιπτώσεις που εξετάζονται.

Εφαρμόζοντας έλεγχο αδρανειακής απόκρισης, χωρίς όρο στατισμού (διαφορικός έλεγχος συχνότητας) επιτυγχάνεται ίδιο επίπεδο ελάχιστης τιμής συχνότητας με την περίπτωση χρήσης στατισμού (48,8 Hz), αλλά η ελάχιστη τιμή του ROCOF περιορίζεται στο $-1,6$ Hz/s. Ο έλεγχος αδρανειακής απόκρισης έχει το πλεονέκτημα ότι δρα προβλεπτικά, καθώς δεν αναμένει να λάβει η συχνότητα χαμηλές τιμές προτού αποδώσει τη διαθέσιμη εφεδρεία ισχύος. Έτσι, στην περίπτωση αυτή μεγιστοποιείται η παρεχόμενη Φ/B ισχύς εντός $\sim 0,5$ s από τη διαταραχή, μέσω άμεσης αύξησης της τάσης του Φ/B πεδίου στο επίπεδο της τάσης MPP. Τέτοιας κλιμακίας χρονικό διάστημα παροχής συνθετικής αδράνειας κρίνεται αποτελεσματικό για πραγματικές εφαρμογές, δεδομένων των καθυστερήσεων που υφίστανται στη μέτρηση και το φιλτράρισμα της συχνότητας και του ρυθμού μεταβολής της, καθώς και στη δράση των ελεγκτών των μετατροπέων ισχύος [101]. Η ισχύς διατηρείται στη μέγιστη τιμή για μόλις 0,5 s, αφού το ROCOF επανέρχεται γρήγορα σε χαμηλές τιμές. Στην περίοδο αποκατάστασης της συχνότητας, η Φ/B ισχύς μειώνεται σε σχέση με την αρχική (παροχή καθοδικής εφεδρείας), λόγω αρνητικής τιμής του ROCOF, ενισχύοντας έτσι την απόσβεση των ταλαντώσεων του συστήματος. Συνολικά, η απόκριση του Φ/B συστήματος με χρήση μόνο αδρανειακής απόκρισης φαίνεται να μην αξιοποιεί πλήρως τη διαθέσιμη ανοδική εφεδρεία.

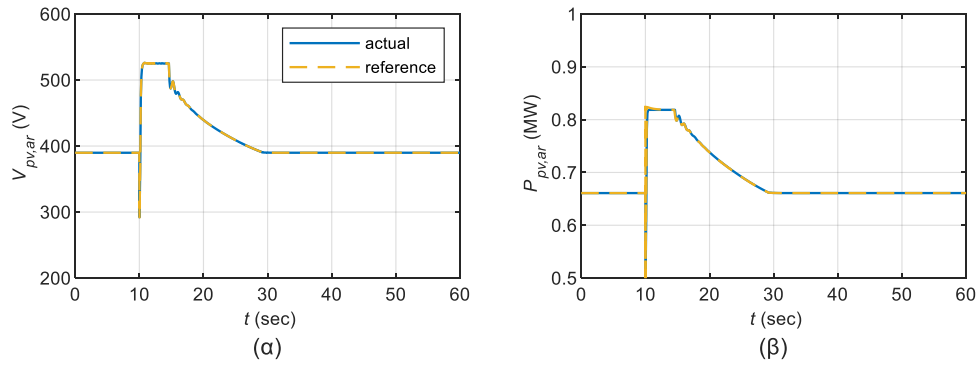
Συνδυάζοντας τους δύο όρους (στατισμός και αδρανειακή απόκριση – PD έλεγχος συχνότητας), επιτυγχάνεται ο συνδυασμός του οφέλους της κάθε μεθόδου, δηλαδή γρήγορη απόκριση στη διαταραχή (μεγιστοποίηση ισχύος εντός 0,5 s) και διατήρησή της ισχύος σε υψηλά επίπεδα όσο η συχνότητα δεν έχει επανέλθει επαρκώς. Με αυτή τη μέθοδο η ελάχιστη τιμή της συχνότητας και του ROCOF προκύπτουν 49 Hz και $-1,6$ Hz/s, δηλαδή επιτυγχάνεται μείωση των αποκλίσεων τους από τις ονομαστικές τιμές κατά 58% και 33%, αντίστοιχα, συγκριτικά με την περίπτωση λειτουργίας του Φ/B υπό MPPT.

Με σκοπό την απεικόνιση της ταχύτητας απόκρισης των ελεγκτών του Φ/B πάρκου, στο Σχ. 2.9 παρουσιάζεται ειδικά για την περίπτωση συνδυαστικού ελέγχου (droop+inertia) η απόκριση της τάσης του Φ/B πεδίου ($V_{pv,ar}$), σε αντιπαράβολή με την τιμή αναφοράς που παράγεται από τον έλεγχο που παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.4.2 (Σχ. 2.9(α)) και η παραγόμενη ισχύς του Φ/B πεδίου ($P_{pv,ar}$) μαζί με την τιμή αναφοράς της (Σχ. 2.9(β)). Οι αποκρίσεις του σχήματος επιβεβαιώνουν την άμεση παρακολούθηση της τάσης αναφοράς που οδηγεί στην παρακολούθηση της ισχύος αναφοράς εντός κύκλου (~ 20 ms).

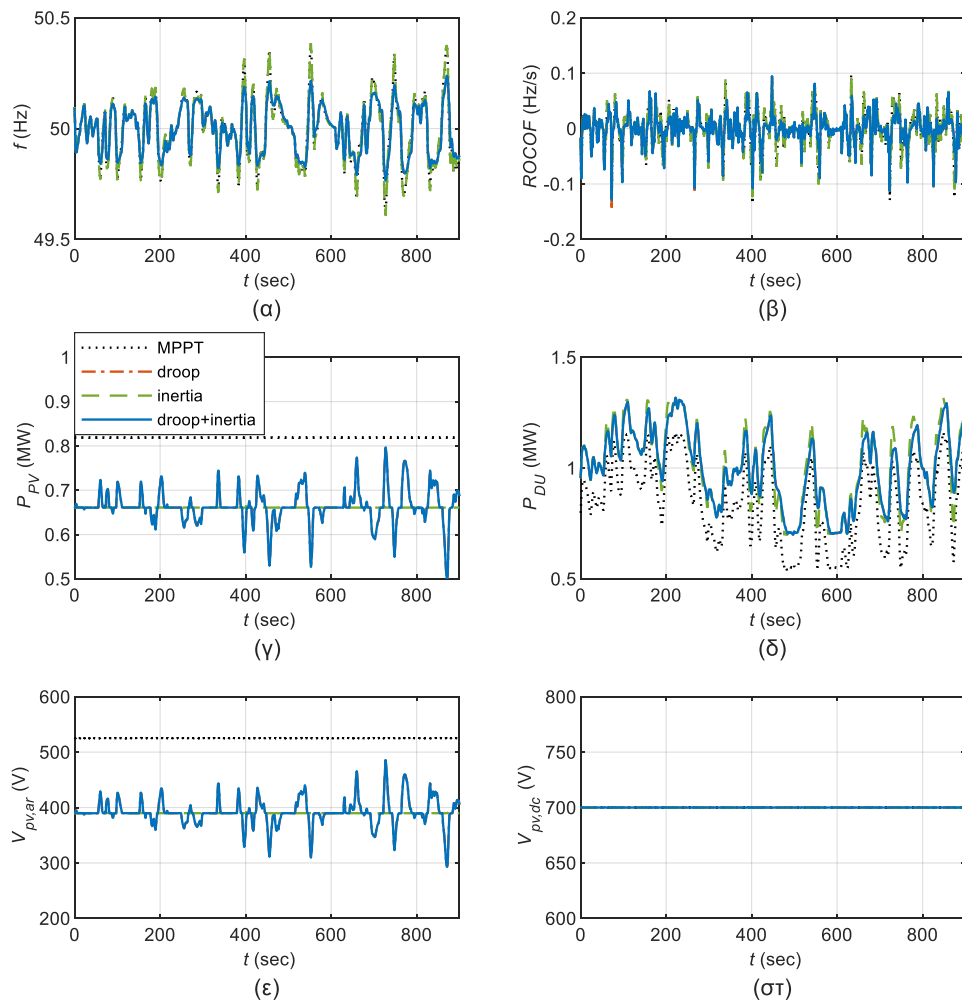
Η απόκριση του ηλεκτρικού συστήματος εξετάζεται και για τις ανεμολογικές συνθήκες του Σχ. 2.7, απουσία σφάλματος θερμικής μονάδας, με τα βασικά μεγέθη να απεικονίζονται στο Σχ. 2.10. Για να αξιολογηθεί η απόκριση συχνότητας του συστήματος για το διάστημα 10 λεπτών της προσομοίωσης, στο Σχ. 2.11 απεικονίζονται σε ραβδογράμματα το εύρος διακύμανσης (f_{range}) και η τυπική απόκλιση της συχνότητας (σ_f) και το ποσοστό του χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός τους εύρους 49,8-50,2 Hz²⁸ ($t_{out\pm 0,2Hz}$). Στην περίπτωση μεγιστοποίησης ισχύος του

²⁷ Η φόρτιση του θερμικού σταθμού είναι ~ 30 kW μικρότερη μετά από την απώλεια της $G2$, λόγω των ιδιοκαταναλώσεων της συγκεκριμένης μονάδας.

²⁸ Άνω όριο τυπικού εύρους απόκλισης συχνότητας στα ευρωπαϊκά διασυνδεδεμένα συστήματα με βάση τον Κανονισμό E.E. 2017/1485 (SOGL) [43].

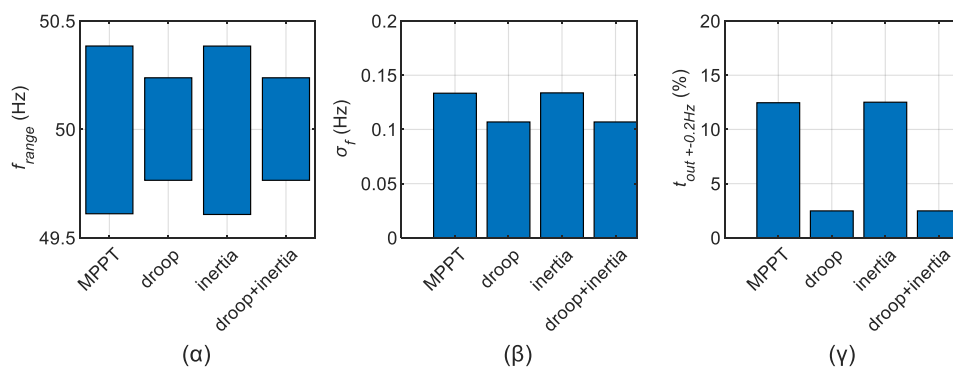


Σχ. 2.9. Μέτρηση (actual) και τιμή αναφοράς (reference) (α) τάσης και (β) ισχύος Φ/Β πεδίου, για συνδυαστικό έλεγχο Φ/Β πάρκου σε περίπτωση απώλειας θερμικής μονάδας G2 το 10^ο s της προσομοίωσης.



Σχ. 2.10. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (δ) παραγωγή θερμικού σταθμού, (ε) τάση Φ/Β πεδίου, (στ) τάση DC link Φ/Β πάρκου, για διάφορες στρατηγικές ελέγχου Φ/Β πάρκου σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.

Φ/Β σταθμού, το νησί αντιμετωπίζει έντονες διακυμάνσεις της συχνότητας ($\pm 0,4$ Hz, $\sigma_f = 0,13$ Hz), με το 1/8 του χρονικού διαστήματος να βρίσκεται εκτός του τυπικού εύρους 49,8-50,2 Hz. Οι διακυμάνσεις αυτές σχετίζονται άμεσα με την ταχύτητα προσαρμογής της μηχανικής ισχύος των



Σχ. 2.11. (α) Εύρος διακύμανσης συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικής περιόδου εκτός του εύρους 49,8-50,2 Hz, για διάφορες στρατηγικές ελέγχου Φ/Β πάρκου σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.

θερμικών μονάδων στην ταχέως μεταβαλλόμενη ηλεκτρική ισχύ εξόδου τους, τη σταθερά αδρανείας τους και το πλήθος των ενταγμένων μονάδων.

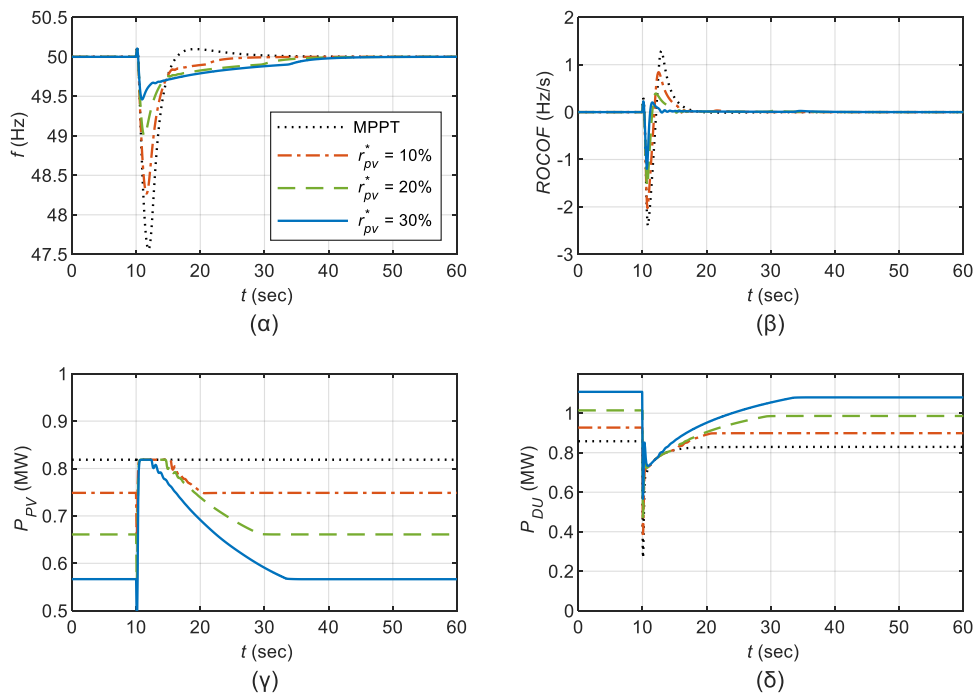
Σε περίπτωση που δεν κρίνεται αποδεκτή η εικονιζόμενη απόκριση συχνότητας μία λύση θα ήταν η εφαρμογή εντολής περιορισμού παραγόμενης ισχύς της Α/Γ, διατηρώντας το Φ/Β πάρκο σε λειτουργία MPPT. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Σχ. 2.8, αυτό όμως θα οδηγούσε σε περικοπές φορτίου σε περίπτωση απώλειας μίας εκ των δύο θερμικών μονάδων (μη τήρηση κριτηρίου N-1).

Σε περίπτωση τήρησης ανοδικής εφεδρείας 20% (~220 kW) από το Φ/Β πάρκο και παροχής πρωτεύουσας ρύθμισης με στατισμό 2% όλοι οι δείκτες ποιότητας συχνότητας βελτιώνονται σημαντικά, π.χ. μείωση κατά 50% των μέγιστων/ελάχιστων τιμών (49,8-50,2 Hz) και 15% της τυπικής απόκλισης (0,11 Hz). Οι διακυμάνσεις ισχύος και τάσης του Φ/Β πάρκου γύρω από τις τιμές μόνιμης κατάστασης (660 kW και 390 V) είναι συστηματικές (βλ. Σχ. 2.10(γ),(ε)) και πραγματοποιούνται όταν η συχνότητα ξεφεύγει από το εύρος 49,9-50,1 Hz, λόγω εφαρμογής νεκρής ζώνης 0,1 Hz στην πρωτεύουσα ρύθμιση. Η τάση του DC link διατηρείται πρακτικά αμετάβλητη, λόγω της σχετικά ομαλής απόκρισης του Φ/Β συστήματος, σε αντίθεση με τις συνθήκες απώλειας της G2 (βλ. Σχ. 2.8(στ) και Σχ. 2.10(στ)).

Εφαρμόζοντας αδρανειακή απόκριση ($H_{pv} = 5$ s) μόνο (χωρίς στατισμό) το Φ/Β δεν συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας, λόγω της περιορισμένης διακύμανσης του ROCOF σε αυτές τις συνθήκες λειτουργίας (βλ. Σχ. 2.10(β)), σε συνδυασμό με εφαρμογή νεκρής ζώνης 0,1 Hz/s στην παροχή εικονικής αδρανείας στο δίκτυο. Για τον λόγο αυτό, οι αποκρίσεις στην περίπτωση συνδυαστικού ελέγχου ταυτίζονται με αυτές της εφαρμογής στατισμού.

2.5.3. Παραμετρική διερεύνηση ανοδικής εφεδρείας

Κρίσιμη παράμετρο για την αποτελεσματική συμβολή στη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος του δικτύου στις εξεταζόμενες συνθήκες απώλειας παραγωγικού δυναμικού με χρήση της προτεινόμενης συνδυαστικής μεθόδου ελέγχου του Φ/Β πάρκου αποτελεί η τηρούμενη ανοδική εφεδρεία. Στο Σχ. 2.12 παρουσιάζεται η απόκριση του νησιωτικού δικτύου για τήρηση εφεδρείας ίσης με 10%, 20% και 30% της μέγιστης διαθέσιμης του Φ/Β σταθμού (για συνδυαστικό έλεγχο), σε αντιπαραβολή με την περίπτωση λειτουργίας υπό MPPT. Η μεγάλη επίπτωση του επιπέδου εφεδρείας του Φ/Β σταθμού είναι εμφανής αξιολογώντας την απόκριση συχνότητας και ROCOF, αναφέροντας ενδεικτικά ότι οι τιμές των f_{min} και $ROCOF_{min}$ για εφεδρεία 10% (~70 kW) διαμορφώνονται σε 48,3 Hz και -2 Hz/s, αντίστοιχα, ενώ για 30% (~255 kW) σε 49,5 Hz και -1,2 Hz/s, αντίστοιχα. Σε όλες τις περιπτώσεις



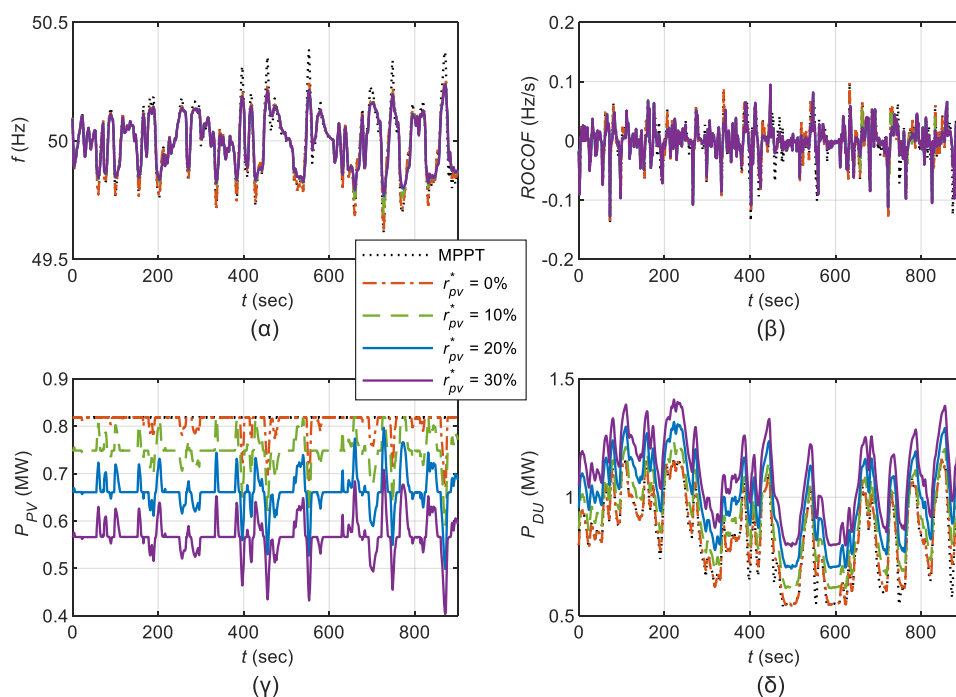
Σχ. 2.12. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (δ) παραγωγή θερμικού σταθμού, για παραμετρική ανάλυση τιμών ανοδικής εφεδρείας Φ/Β πάρκου (συνδυαστικός έλεγχος) σε περίπτωση απώλειας θερμικής μονάδας G2 το 10^ο s της προσομοίωσης.

η διαταραχή του ισοζυγίου είναι τέτοια που οδηγεί στην πλήρη απελευθέρωση της ανοδικής εφεδρείας από το Φ/Β πάρκο.

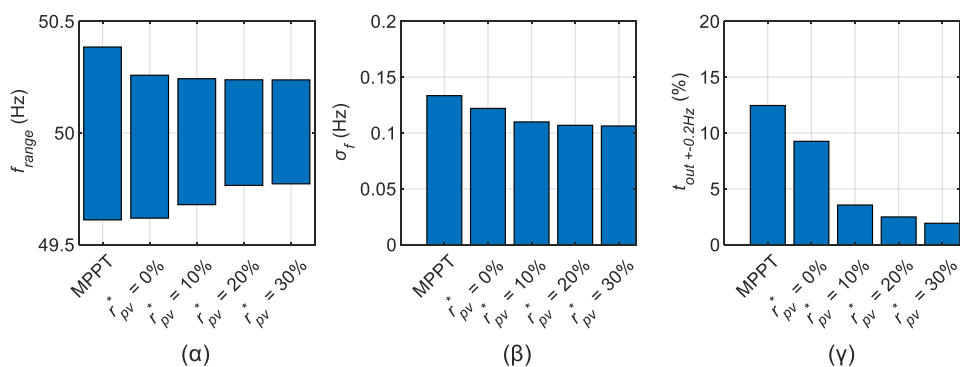
Στα Σχ. 2.13 και Σχ. 2.14 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τις συνθήκες υψηλής τύρβης ανέμου για τα ίδια επίπεδα εφεδρείας Φ/Β, καθώς και για την περίπτωση συμμετοχής του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας, χωρίς διατήρηση ανοδικών εφεδρειών ($r_{pv}^* = 0\%$). Η περίπτωση αυτή εξετάζεται ώστε να αξιολογηθεί η αξία συμμετοχής στη ρύθμιση συχνότητας σε αυτές τις απαιτητικές συνθήκες, μόνο για παροχή καθοδικής εφεδρείας. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι οι ανοδικές εφεδρείες συμβάλλουν στην αποτελεσματικότερη διαχείριση συνθηκών υποσυχνότητας, μέχρι ένα όριο. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με το Σχ. 2.13(γ), οι ανοδικές εφεδρείες 20% δεν εξαντλούνται σε καμία χρονική στιγμή, συνεπώς η αύξηση της εφεδρείας σε 30% δεν έχει πρακτικό αντίκτυπο στη ρύθμιση συχνότητας, αλλά μόνο στον επιμερισμό ισχύος μεταξύ θερμικών μονάδων και Φ/Β πάρκου. Προφανώς, όπως αναδεικνύεται από τα αποτελέσματα του Σχ. 2.12, η τήρηση εφεδρείας 30% θα έχει ουσιαστική επίπτωση σε περίπτωση που συμβεί ένα δυσμενές συμβάν απώλειας παραγωγικού δυναμικού (π.χ. θερμικής μονάδας ή Α/Γ). Επιπρόσθετα, η εφαρμογή συνδυαστικού ελέγχου, χωρίς εφεδρεία ισχύος, είναι ιδιαίτερα αποτελεσματική στον περιορισμό υπερσυχνοτήτων και προτείνεται η εφαρμογή της, δεδομένης της πολύ μικρής επίπτωσης στην ενεργειακή απόδοση του Φ/Β πάρκου. Συγκεκριμένα, στο σενάριο με ($r_{pv}^* = 0\%$) προκύπτουν περιεκτικές μόλις 1% της διαθέσιμης ενέργειας, το οποίο αξιολογείται ως πολύ περιορισμένο σε τέτοιες συνθήκες υψηλής διακύμανσης του ανέμου που δεν είναι συστηματικές στο νησιωτικό δίκτυο.

Συμπερασματικά, αυξάνοντας τις συνολικά διαθέσιμες ανοδικές εφεδρείες ταχείας απόκρισης, το νησιωτικό σύστημα καθίσταται πιο σθεναρό σε συμβάντα ελλείμματος παραγωγής. Το επίπεδο περιορισμού ισχύος του Φ/Β σταθμού κατά την πραγματική λειτουργία προκύπτει με γνώμονα την

ανάγκη ανοδικών εφεδρειών του συστήματος, τους περιορισμούς απορρόφησης ισχύος του νησιού, πιθανούς περιορισμούς λόγω τοπικού κορεσμού του δικτύου, αλλά και των σημάτων τιμών αγοράς (εάν υφίστανται). Οι προσομοιώσεις της παρούσας ενότητας αναδεικνύουν πως η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου μπορεί να αξιοποιήσει αποτελεσματικά προς όφελος του συστήματος το όποιο περιθώριο ισχύος τηρείται κάθε φορά από τον Φ/Β σταθμό για τους ανωτέρω λόγους. Επιπρόσθετα, αναδεικνύεται πως η εφαρμογή συνδυαστικού ελέγχου είναι ιδιαίτερα ωφέλιμη ακόμη και σε περιόδους χωρίς ανοδικές εφεδρείες από το Φ/Β πάρκο, ώστε να συμβάλλει αποτελεσματικά στον περιορισμό των υπερσυνοτήτων.



Σχ. 2.13. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (δ) παραγωγή θερμικού σταθμού, για παραμετρική ανάλυση τιμών ανοδικής εφεδρείας Φ/Β πάρκου (συνδυαστικός έλεγχος) σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.



Σχ. 2.14. (α) Εύρος διακύμανσης συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικής περιόδου εκτός του εύρους 49,8-50,2 Hz, για παραμετρική ανάλυση τιμών ανοδικής εφεδρείας Φ/Β πάρκου (συνδυαστικός έλεγχος) σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.

2.5.4. Ελάχιστη ανοδική εφεδρεία για αποδεκτή ποιότητα συχνότητας

Σύμφωνα με τη διερεύνηση της Ενότητας 2.5.3 το επίπεδο της ανοδικής εφεδρείας αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για την ποιότητα συχνότητας, τόσο σε συνθήκες σφαλμάτων, όσο και για έντονη μεταβλητότητα του ανέμου. Δεδομένου ότι οι περιεκτικές Φ/B ενέργειες είναι ανεπιθύμητες, αναζητείται το ελάχιστο αναγκαίο επίπεδο ανοδικής εφεδρείας του Φ/B συστήματος που οδηγεί σε αποδεκτή ποιότητα συχνότητας. Σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κανονισμό Ε.Ε. 2017/1485 [43] και τον Κώδικα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών [48], ως ελάχιστο αποδεκτό επίπεδο συχνότητας λαμβάνονται τα 49 Hz. Για την επίδοση της ρύθμισης σε συνθήκες έντονης διαταραχής ανέμου αξιολογείται το διάστημα εντός του οποίου η συχνότητα βρίσκεται εντός του εύρους 49,8-50,2 Hz, ζητώντας αυτό να μην υπερβίνει το 3%, λαμβάνοντας υπόψη αντίστοιχη απαίτηση σε επίπεδο ετήσιας λειτουργίας που περιγράφεται στον Κανονισμό Ε.Ε. 2017/1485 [43]. Η διερεύνηση πραγματοποιείται για διάφορα επίπεδα φορτίου και ενταγμένων θερμικών μονάδων, με ίδιες μετεωρολογικές συνθήκες με αυτές των προηγούμενων ενότητων. Στον Πίν. 2.2 παρουσιάζεται το ελάχιστο αναγκαίο επίπεδο εφεδρείας Φ/B συστήματος (σε % ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη και σε kW) ώστε (α) η συχνότητα να διατηρείται σε επίπεδα υψηλότερα του 49 Hz ύστερα από την απώλεια της G2 και (β) η συχνότητα να διατηρείται εντός του εύρους 49,8-50,2 Hz για τουλάχιστον 97% του χρονικού διαστήματος εξέτασης για την παραγωγή Α/Γ υψηλής μεταβλητότητας του Σχ. 2.7.

Η δυσμενέστερη περίπτωση είναι αυτή που εξετάστηκε στις προηγούμενες ενότητες, όπου το φορτίο είναι τόσο χαμηλό (2,2 MW²⁹), ώστε να είναι ενταγμένες μόλις 2 θερμικές μονάδες, απαιτώντας κατ' ελάχιστον εφεδρεία 21% επί της μέγιστης διαθέσιμης του Φ/B πάρκου (ή 170 kW), ώστε η συχνότητα να διατηρηθεί άνω των 49 Hz μετά από τη βλάβη της G2³⁰. Αυτό οφείλεται στη χαμηλή αδράνεια του συστήματος υπό αυτές τις συνθήκες, όπως επίσης και στην περιορισμένη πρωτεύουσα εφεδρεία από τις υπόλοιπες μονάδες (μόνο G1).

Σε περίπτωση φορτίου 3 MW, μπορούν να είναι ενταγμένες 3 ή 4 θερμικές μονάδες. Στην 1^η περίπτωση προκύπτει μικρότερη αδράνεια και εφεδρεία θερμικών μονάδων και για τον λόγο αυτό απαιτείται διατήρηση εφεδρείας στον Φ/B σταθμό τουλάχιστον 12% (ή 100 kW). Εάν στο σύστημα βρίσκονται συγχρονισμένες 4 ή περισσότερες θερμικές μονάδες δεν υφίσταται αναγκαιότητα παροχής εφεδρείας από τον Φ/B σταθμό. Συμπερασματικά, η διερεύνηση της παρούσας ενότητας αναδεικνύει ότι το αναγκαίο επίπεδο εφεδρείας Φ/B για λόγους στήριξης συχνότητας σχετίζεται με το επίπεδο αδράνειας και πρωτεύουσας εφεδρείας των υπόλοιπων μονάδων του αυτόνομου δικτύου.

Πίν. 2.2. Αναγκαία Φ/B εφεδρεία για διάφορα επίπεδα φορτίου και θερμικών μονάδων, ώστε να επιτυγχάνεται αποδεκτή ποιότητα συχνότητας ($f_{min} > 49$ Hz, $t_{out \pm 0,2Hz} < 3\%$), για απώλεια της G2 ή υψηλή μεταβλητότητα ανέμου.

Φορτίο (MW)	Ενταγμένες θερμικές μονάδες (1 MW έκαστη)	Παραγωγή G2 προ σφάλματος (kW)	Αναγκαία εφεδρεία Φ/B
2,2	2	450	21% ή 170 kW
3,0	3	550	12% ή 100 kW
3,0	4	400	0
$\geq 3,5$	≥ 4	-	0

²⁹ Σε περίπτωση ακόμη χαμηλότερου φορτίου, με ένταξη μόνο μίας θερμικής μονάδας, η αποφυγή διακοπής ηλεκτροδότησης σε περίπτωση απώλειάς της απαιτεί τη λειτουργία του Φ/B σταθμού ως grid forming (βλ. Ενότητα 3.3), διατηρώντας ακόμη υψηλότερο επίπεδο περιεκτικών Φ/B ενέργειας (>21%).

³⁰ Σε όλα τα σενάρια, ο περιοριστικός παράγοντας είναι το ελάχιστο επίπεδο συχνότητας μετά από την απώλεια της G2.

Κεφάλαιο 3

Συμμετοχή μπαταριών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

3.1. Εισαγωγή

Αναγνωρίζοντας την ολοένα και αυξανόμενη τάση ανάπτυξης μπαταριών στα ηλεκτρικά συστήματα, με σκοπό την υποστήριξη της μετάβασής τους σε υψηλά επίπεδα συμμετοχής ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι βασικές μέθοδοι ελέγχου μετατροπών μπαταριών για την παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης, οι οποίες επιτρέπουν την ηλεκτροδότηση δικτύων αποκλειστικά από μετατροπείς ισχύος. Επίσης, διερευνάται το πώς οι μέθοδοι παροχής εφεδρειών από μπαταρίες συνδυάζονται με την παρουσία Φ/Β σταθμών που παρέχουν εφεδρείες, με τη μέθοδο που παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.4. Στην Ενότητα 3.2 παρουσιάζονται οι αρχές παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες και σχετικά προϊόντα που υφίστανται σε πραγματικά συστήματα, ενώ στην Ενότητα 3.3 αναλύονται οι μετατροπείς που διαμορφώνουν τάση και συχνότητα (grid forming), χωρίς να προϋποθέτουν την παρουσία τάσης στο δίκτυο, καθώς και οι κυριότερες παραλλαγές τους. Στην Ενότητα 3.4 παρουσιάζεται το μοντέλο των μπαταριών που χρησιμοποιείται στις προσομοιώσεις που παρουσιάζονται στην Ενότητα 3.5 και περιλαμβάνουν συσσωρευτές με grid following και grid forming μετατροπείς, οι οποίοι λειτουργούν παράλληλα με Φ/Β πάροχο που εφαρμόζει τη μέθοδο παροχής εφεδρειών της Ενότητας 2.4.

3.2. Αρχές παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες

3.2.1. Μέθοδοι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης

Τα συστήματα συσσωρευτών έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν εφεδρείες ταχείας απόκρισης, αξιοποιώντας την ταχύτερη απόκριση των μετατροπών ισχύος, με παρόμοιες αρχές με αυτές που εφαρμόζονται και από σταθμούς ΑΠΕ. Οι [180]–[182] περιγράφουν τη συμμετοχή μπαταριών στην παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας ή/και αδρανειακής απόκρισης. Η παροχή τέτοιων υπηρεσιών μπορεί να πραγματοποιηθεί και σε συνεργασία με άλλους αποθηκευτικούς πόρους, όπως π.χ. υπερπυκνωτές [183], [184], οι οποίοι έχουν μικρότερη ενεργειακή χωρητικότητα και χρησιμοποιούνται για τα πιο γρήγορα φαινόμενα.

Η πιο απλή μέθοδος συμμετοχής στη ρύθμιση συχνότητας είναι η εφαρμογή στατισμού στη διαμόρφωση της ισχύος αναφοράς τέτοιων μονάδων, ώστε να μεταβάλλουν σε πραγματικό χρόνο την ενεργό τους ισχύ αναλογικά με την απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή. Μία

σημαντική διαφορά μεταξύ σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης στην εφαρμογή στατισμού έγκειται στο ότι - απουσία αποθήκευσης ή περιοχών σε μόνιμη κατάσταση - οι σταθμοί ΑΠΕ δεν μπορούν να παρέχουν ανοδικές εφεδρείες. Παρ' όλα αυτά, και οι συσσωρευτές έχουν περιορισμούς, λόγω πεπερασμένης αποθηκευμένης ενέργειας και για τον λόγο αυτό υπάρχουν διάφορες αναφορές στη βιβλιογραφία για εφαρμογή στατισμού λαμβάνοντας υπόψη και το επίπεδο φόρτισής τους (State of Charge – SOC) [32], [182], [184]–[192]. Στην [55] προτείνεται μέθοδος παροχής εφεδρειών με χρήση στατισμού όταν η συχνότητα είναι στο εύρος 50-200 mHz, με παροχή πλήρους ισχύος όταν η απόκλιση συχνότητας γίνει μεγαλύτερη των 200 mHz. Στην [185] προτείνεται εφαρμογή στατισμού σε στόλο ηλεκτρικών οχημάτων όταν η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,95-50,05 Hz, η οποία υπερτίθεται στην ισχύ αναφοράς που προκύπτει από τη ζητούμενη τιμή στάθμης φόρτισης των οχημάτων. Στις [187], [188] παρουσιάζεται μέθοδος αύξησης του στατισμού, όταν το SOC τους βρίσκεται εκτός του κανονικού εύρους. Στις [186], [188] προτείνεται και επιπλέον μέθοδος όπου υπερτίθεται ένας όρος φόρτισης/εκφόρτισης στον όρο μεταβολής ισχύος λόγω στατισμού, ώστε να λαμβάνεται υπόψη στην ισχύ αναφοράς το επίπεδο αποθηκευμένης ενέργειας των μπαταριών. Αντίστοιχη μέθοδος περιγράφεται και στην [193], όπου η ζητούμενη ισχύς των μπαταριών προκύπτει ως υπέρθεση όρων πρωτεύουσας ρύθμισης και φόρτισης/εκφόρτισης, με τον τελευταίο να περιορίζεται σε κλάσμα της μέγιστης ισχύος (π.χ. 20%), ώστε να επιτυγχάνεται σε μεγάλο βαθμό η αξιοποίηση της ικανότητας παροχής πρωτεύουσας ρύθμισης από τους συσσωρευτές, ανεξαρτήτως στάθμης φόρτισης. Στην [191] προτείνεται μία μέθοδος αποκατάστασης του SOC όταν οι αποκλίσεις συχνότητας είναι σχετικά περιορισμένες και άρα η συμμετοχή των συσσωρευτών στην πρωτεύουσα ρύθμιση δεν είναι κρίσιμη. Σε συνθήκες σημαντικών αποκλίσεων συχνότητας όμως προτεραιοποιείται η παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης, έναντι της αποκατάστασης του SOC. Σε ενδιάμεσες καταστάσεις, η ισχύς αναφοράς προκύπτει ως η συναλήθευση όρων πρωτεύουσας ρύθμισης και αποκατάστασης φόρτισης. Στην [192] προτείνεται η στήριξη της συχνότητας με χρήση στατισμού σε συνδυασμό με έναν ασαφή έλεγχο του SOC όταν το επίπεδο φόρτισης είναι κοντά στο επιθυμητό και έναν διαφορετικό έλεγχο (PI ελεγκτής του SOC) για συνθήκες υψηλότερων αποκλίσεων. Η αρχή παράκαμψης του ελέγχου υπό κανονικές συνθήκες όταν η στάθμη φόρτισης πλησιάζει τα άκρα της περιγράφεται και στην [194]. Η παροχή αδρανειακής απόκρισης από αποθηκευτικούς σταθμούς εξετάζεται στην [179], όπου προτείνεται η προσαρμογή της τιμής της σταθεράς αδρανείας του ελεγκτή σύμφωνα με τη μετρούμενη μεταβολή συχνότητας και τη διακύμανση της παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ, μέσω ασαφούς λογικής.

Αν και η εφαρμογή περιορισμών παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης σε συνθήκες ακραίων επιπέδων φόρτισης έχει αξία για την προστασία των μπαταριών, τέτοιες λύσεις δεν μπορούν να αποτελούν τη βασική μέθοδο ρύθμισης της στάθμης φόρτισης. Αυτό διότι ένα από τα βασικότερα οφέλη εγκατάστασης τέτοιων συστημάτων σε ασθενώς διασυνδεδεμένα ή αυτόνομα δίκτυα είναι η αδιάλειπτη παροχή τέτοιων υπηρεσιών σε καταστάσεις σημαντικών διαταραχών του ενεργειακού ισοζυγίου (π.χ. απώλεια μονάδας παραγωγής) και άρα πρέπει η διαχείριση του ενεργειακού τους αποθέματος να είναι τέτοια ώστε να εξασφαλίζει (στην πλειοψηφία των περιπτώσεων) τη δυνατότητα παροχής εφεδρειών.

Παράγοντας που δρα θετικά στη διαχείριση του ενεργειακού αποθέματος των μπαταριών που αποδίδουν εφεδρείες ταχείας απόκρισης είναι το ότι δεν απαιτείται η παροχή τους για μεγάλο χρονικό διάστημα, λόγω της παρουσίας του επόμενου επιπέδου εφεδρειών (δευτερεύουσα). Ειδικά η παροχή αδρανειακής απόκρισης δεν έχει πρακτική επίπτωση στη στάθμη φόρτισης αποθηκευτικών σταθμών, ενώ η παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας έχει μεγαλύτερη επίπτωση με τους κυριότερους παράγοντες που την επηρεάζουν να είναι η τιμή του στατισμού, η νεκρή ζώνη μη παροχής πρωτεύουσας ρύθμισης και ο κύκλος δράσης της δευτερεύουσας ρύθμισης. Σε κάθε περίπτωση όμως, η ρύθμιση της στάθμης φόρτισης τέτοιων μονάδων είναι πιο ωφέλιμο να πραγματοποιείται μέσω οικονομικού

προγραμματισμού που έχει χρονικό ορίζοντα αρκετές ώρες ή και ένα 24-ώρο, ώστε να μεγιστοποιείται η αξία της μπαταρίας, λαμβάνοντας υπόψη και τις εκτιμώμενες συνθήκες του δικτύου [28], [34], [35].

3.2.2. Εφαρμογές εφεδρειών ταχείας απόκρισης σε πραγματικά συστήματα

Η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες έχει καθιερωθεί σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες, όπως η Ιταλία, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Ιρλανδία, οι Σκανδιναβικές χώρες, καθώς και σε χώρες εκτός Ευρώπης, όπως οι ΗΠΑ, ο Καναδάς και η Αυστραλία. Σχετική τεχνική απαίτηση τέθηκε και σε διαγωνισμό που προκηρύχθηκε το 2023 για επιδότηση αποθηκευτικών σταθμών στην Ελλάδα. Η παροχή τέτοιων εφεδρειών, με συχνά χρησιμοποιούμενο όρο στη βιβλιογραφία τον «Fast Frequency Response» (FFR), αποτελεί ιδιαίτερα αποτελεσματική λύση για τον περιορισμό του ναδίρ της συχνότητας ύστερα από συμβάν απώλειας παραγωγικού δυναμικού [95]. Αντιθέτως, η παροχή αδρανειακής απόκρισης είναι πιο αποτελεσματική για τον περιορισμό του ROCOF [95].

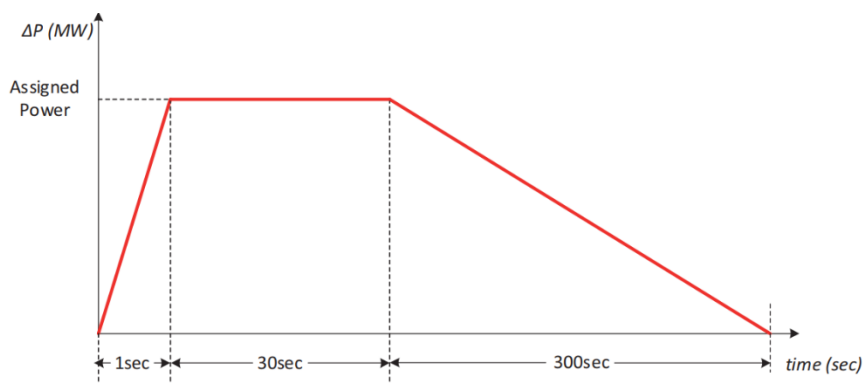
Στο Ηνωμένο Βασίλειο υπάρχουν διάφορα προϊόντα παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης, όπως Enhanced Frequency Response (EFR), Fast Frequency Response (FFR) και Dynamic Containment (DC). Η παροχή FFR αντιστοιχεί σε παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης με στατισμό ~1% και νεκρή ζώνη ~20 mHz. Η παροχή DC έχει πολύ μικρότερη συμβολή όσο η συχνότητα βρίσκεται στο εύρος 49,8-50,2 Hz (στατισμός ~8%), αλλά είναι πολύ ευαίσθητη σε μεταβολές εκτός αυτού του εύρους (στατισμός: ~0,65%). Αυτή η ζώνη περιορισμένης παροχής εφεδρειών της DC (49,8-50,2 Hz) καθιστά την παροχή ενέργειας περί τις 10 φορές μικρότερη σε σχέση με την FFR (πιο διευρυμένη ζώνη παροχής εφεδρειών), με βάση μετρήσεις συχνότητας του Ηνωμένου Βασιλείου. Επίσης, για συμμετρική παροχή DC (ανοδική και καθοδική), δεν εκτιμάται σκόπιμη κάποια συστηματική διαχείριση του επιπέδου φόρτισης αποθηκευτικών σταθμών που παρέχουν τέτοια υπηρεσία, λόγω στατιστικής συμμετρίας στις αποκλίσεις της συχνότητας.

Στην Ιρλανδία, η παροχή FFR ενεργοποιείται σε συμβάντα όπου η συχνότητα λαμβάνει τιμές μικρότερες των 49,5 Hz, ενώ ως λήξη του συμβάντος ορίζεται η χρονική στιγμή που η συχνότητα επανέρχεται στην τιμή των 49,8 Hz [195]. Στην Ιρλανδία και τη Β. Ιρλανδία έχει εισαχθεί και προϊόν αδρανειακής απόκρισης [93].

Στην Ιταλία η παροχή τέτοιας υπηρεσίας (Fast Reserve) από σταθμούς συσσωρευτών έχει ως απαίτηση χρόνο απελευθέρωσης 1 s, ύστερα από το συμβάν αναφοράς. Τέτοιοι χρόνοι απόκρισης είναι τεχνικά εφικτοί από εγκαταστάσεις μπαταριών, λόγω του γρήγορου ελέγχου των μετατροπέων ισχύος και της άμεσης διαθεσιμότητας της πρωτογενούς πηγής ενέργειας (ενεργειακό απόθεμα μπαταριών). Η Fast Reserve ορίζεται ως συνεχής παροχή ισχύος με χρήση στατισμού, με χρόνο διατήρησης τα 30 s και σταδιακό περιορισμό της παροχής, εντός 5 λεπτών, ώστε να αποφευχθεί η επιβάρυνση του συστήματος στο διάστημα αυτό [196]. Αντίστοιχες τεχνικές απαιτήσεις FFR τέθηκαν και σε διαγωνισμό επιδότησης αποθηκευτικών σταθμών στην Ελλάδα [51] (χρόνος απελευθέρωσης: 1 δευτερόλεπτο), όπως παρουσιάζεται και στο Σχ. 3.1.

Προϊόν FFR παρέχεται και στις Σκανδιναβικές χώρες, στο οποίο απαιτείται πλήρης παροχή ισχύος σε διάστημα 0,7-1,3 s, όταν η συχνότητα πέσει κάτω από το επίπεδο των 49,5-49,7 Hz [197]. Ο ελάχιστος χρόνος διατήρησης της ισχύος κυμαίνεται στο εύρος 5-30 s, αναλόγως του ρυθμού περιορισμού της αποδοθείσας εφεδρείας (π.χ. 5 s για ρυθμό καθόδου 20%/s). Επίσης, δίνεται και δυνατότητα απόδοσης ισχύος μεγαλύτερης έως και 20% από τη συμφωνηθείσα.

Στον Καναδά και στο Τέξας, ορίζεται ως παροχή FFR η απόδοση της ζητούμενης ισχύος εντός μόλις 0,2-0,25 s από τη στιγμή που η συχνότητα μειώνεται σε επίπεδο χαμηλότερο των 59,5-59,85 Hz [198], [199]. Ως ελάχιστος χρόνος διατήρησης της ισχύος FFR ορίζονται τα 15-60 λεπτά μετά από το συμβάν που την ενεργοποίησε, με την παροχή να ολοκληρώνεται και νωρίτερα εάν ληφθεί



Σχ. 3.1. Χαρακτηριστικά τεχνικής απαίτησης ταχείας εφεδρείας σε διαγωνισμό επιδότησης σταθμών αποθήκευσης στην Ελλάδα [51].

σχετικό σήμα από τον διαχειριστή του συστήματος. Μία ανάλυση του ERCOT (διαχειριστής συστήματος Τέξας) κατέληξε ότι 1 MW FFR που αποδίδεται εντός 0,5 s είναι ισοδύναμο με 2,35 MW πρωτεύουσας εφεδρείας [88], συνεπώς η πιο αυστηρή απαίτηση χρόνου απελευθέρωσης 0,25 s οδηγεί σε ακόμη υψηλότερη ισοδύναμη εφεδρεία.

Στην Αυστραλία λόγω της άμψης της αδράνειας λαμβάνονται ήδη μέτρα για την ενίσχυσή της, ώστε να καθίσταται πιο σθεναρό σε σημαντικές διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος, μεταξύ αυτών και η εισαγωγή ταχείας εφεδρείας (FFR) με χρόνο απελευθέρωσης ~ 1 s [200]. Σταθμοί συσσωρευτών παρέχουν ήδη και αδρανειακή απόκριση, όπως ο σταθμός Dalrymple (30 MW / 8 MWh), ο οποίος παρέχει εικονική αδράνεια 200 MWs και σταθμός συσσωρευτών 50 MW / 75 MWh της Νέας Νότιας Ουαλίας [99], [105], [176]. Ο σταθμός Dalrymple παρέχει και υπηρεσίες ταχείας εφεδρείας 30 MW.

Σημειώνεται ότι οι ανωτέρω απαιτήσεις εφεδρειών ταχείας απόκρισης προϋποθέτουν ένα ελάχιστο επίπεδο αδράνειας στα παραπάνω ηλεκτρικά συστήματα, ώστε να διατηρηθεί σε αποδεκτά επίπεδα το ROCOF τα πρώτα εκατοντάδες ms ύστερα από μία διαταραχή [104]. Η απελευθέρωση τέτοιων εφεδρειών εκτιμάται ιδιαίτερα ωφέλιμη και για την αντιμετώπιση συμβάντων διαχωρισμού (splitting) ισχυρά διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών συστημάτων, όπως π.χ. η Γερμανία [141]. Σε μελλοντικές συνθήκες όπου το επίπεδο της διαθέσιμης ταχείας εφεδρείας ξεπερνάει την αναγκαιότητα απελευθέρωσης, θα μπορούσε αυτή να επιμερίζεται στις διαθέσιμες μονάδες που παρέχουν τέτοιες υπηρεσίες, μέσω τηλεπικοινωνιακών σημάτων [88]. Βασικά εμπόδια για την εφαρμογή τέτοιων λύσεων αποτελούν οι απαιτήσεις υπερβολικά χαμηλής χρονικής καθυστέρησης στην τηλεπικοινωνιακή ζεύξη και ζητήματα αξιοπιστίας, λόγω του ενδεχομένου μη διαθεσιμότητας της ζεύξης.

3.3. Grid forming μετατροπείς ισχύος

3.3.1. Γενικά

Η συνήθης λειτουργία των μετατροπέων ισχύος είναι η grid following (GFL) που περιγράφεται στην Ενότητα 2.3.5. Σε αυτήν ο μετατροπέας συγχρονίζεται με το δίκτυο με τη χρήση PLL, έχοντας ως αναγκαία προϋπόθεση λειτουργίας την ύπαρξη τάσης στην έξοδό του. Σε αυτήν τη λειτουργία ο μετατροπέας μπορεί να υποστηρίξει τη ρύθμιση ισχύος του δικτύου εφαρμόζοντας αντίστοιχες αρχές με αυτές των σταθμών ΑΠΕ (στατισμός και αδρανειακή απόκριση), όπως περιγράφεται στην Ενότητα 3.2.1.

Η αρχή ελέγχου GFL χρησιμοποιείται κατά κόρον από σταθμούς ΑΠΕ και συσσωρευτών, λόγω της παράλληλης λειτουργίας τους με σύγχρονες γεννήτριες που συνδέονται απευθείας στο δίκτυο

(χωρίς παρεμβολή μετατροπών ισχύος), με τις τελευταίες να διαμορφώνουν την τάση του δικτύου. Τέτοιες γεννήτριες περιλαμβάνονται σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου, αεριοστρόβιλους, υδροηλεκτρικούς και ατμοηλεκτρικούς σταθμούς και μηχανές εσωτερικής καύσης, οι οποίες είχαν ανέκαθεν υψηλή διείσδυση στα ηλεκτρικά συστήματα. Όμως, η επιδιωκόμενη απανθρακοποίηση των ηλεκτρικών συστημάτων οδηγεί σε ανάγκη λειτουργίας με πολύ υψηλή διείσδυση πόρων συνδεδεμένων με μετατροπείς ισχύος (inverter-based resources, IBRs), που σε κάποιες χρονικές περιόδους μπορεί να φτάσει και σε επίπεδα 100%. Επιπρόσθετα, δίκτυα τα οποία αποσυνδέονται από το υπόλοιπο σύστημα σε έκτακτες συνθήκες, όπως βλάβη στο ανάντη σύστημα ή ακραία καιρικά φαινόμενα (π.χ. ισχυρές χιονοπτώσεις, πυρκαγιές), μπορούν να βρεθούν σε συνθήκες όπου ηλεκτροδοτούνται πλήρως από IBRs, όπως φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες και μπαταρίες. Η πλήρης απουσία σύγχρονων γεννητριών σε τέτοιες συνθήκες απαιτεί την τεχνική δυνατότητα μετατροπών ισχύος να διαμορφώνουν τάση στην έξοδό τους, χωρίς να προϋποθέτουν την παρουσία της. Η λειτουργικότητα αυτή αναφέρεται βιβλιογραφικά ως grid forming (GFM) και έχει διάφορες παραλλαγές υλοποίησης [45], [93], [94], [97], [104], [156], [170], [174], [176], [201]–[210].

Για τους διαχειριστές συστημάτων δεν είναι σκόπιμη η περιγραφή της μεθόδου ελέγχου μετατροπών GFM, αλλά οι τεχνικές προδιαγραφές τους [93], [94], [104], [205], [206], [208]. Μία βασική απαίτηση είναι η δυνατότητα διαμόρφωσης τάσης στην έξοδο του σταθμού (όχι μόνο των μετατροπών), άρα η ικανότητα τροφοδότησης και των βοηθητικών του φορτίων (χωρίς εξωτερική παροχή ισχύος) [93], [94], [104], [202], [206]–[208]. Άλλη απαίτηση είναι η δυνατότητα επανεκκίνησης από κατάσταση ολικής διακοπής (black start) [93], [94], [104], [207], [208]. Αυτό υλοποιείται συνήθως με ομαλή αύξηση της τάσης εξόδου (π.χ. εντός 200 ms [203]), για ελαχιστοποίηση του ρεύματος μαγνήτισης των τυλιγμάτων των μετασχηματιστών του ηλεκτρικού συστήματος. Οι δύο αυτές λειτουργικότητες δεν παρέχονται από GFL μετατροπείς [94]. Απαιτήσεις τίθενται και για την απόκριση των GFM μετατροπών σε συνθήκες σφαλμάτων, ασυμμετριών, διαχείρισης αρμονικών και νησιδοποίησης [93], [205], [206], [208].

Σημαντικό πλεονέκτημα λειτουργίας δικτύων που ελέγχονται από τέτοιους μετατροπείς, αντί σύγχρονων γεννητριών, είναι η μικρότερη επίπτωση που έχουν ανισορροπίες ισοζυγίου ισχύος στη ρύθμιση συχνότητας [210]. Αυτό οφείλεται στην ταχύτερη απόκριση τέτοιων μονάδων σε σχέση με τις συμβατικές, αλλά και στην απουσία αδράνειας του συστήματος. Ανεξαρτήτως του ελέγχου που υλοποιείται σε μετατροπείς GFL, η ταχύτητά απόκρισής τους δεν μπορεί να φτάσει στα επίπεδα των GFM, λόγω των καθυστερήσεων που εισάγονται από τη μέτρηση των ρευμάτων, τάσεων και συχνότητας [45], [104]. Παρ' όλα αυτά, είναι σκόπιμο οι GFM μετατροπείς να μην έχουν υπερβολικά υψηλή ταχύτητα απόκρισης ώστε να μην αντιδρούν ταχύτερα από τη δυναμική του δικτύου, αλλά και για να μην προκύπτουν πολύ γρήγορες μεταβολές στη συχνότητα του συστήματος [104]. Επιπρόσθετο όφελος τέτοιων μετατροπών είναι ότι δεν βασίζονται τόσο στην υπάρχουσα τάση του δικτύου, το οποίο κάνει τη λειτουργία τους πιο σθεναρή και ευσταθή σε συνθήκες διαταραχών, ειδικά σε περιπτώσεις όπου συνδέονται σε σχετικά ασθενή σημεία του δικτύου [45], [202], [203].

Η GFM λειτουργία εκθέτει τους μετατροπείς στη διαρκή μεταβολή του υπολειπόμενου φορτίου του συστήματος και για τον λόγο αυτό προτιμάται η εφαρμογή της σε σταθμούς αποθήκευσης (κυρίως μπαταρίες), οι οποίοι έχουν επαρκές ενεργειακό απόθεμα για να ακολουθούν τις μεταβολές αυτές [45], [59], [93], [94], [97], [104], [205], [206]. Η ανάπτυξη σταθμών αποθήκευσης με χρήση GFM μετατροπών εκτιμάται ότι αποτελεί μία εκ των λύσεων για τη μετάβαση των ηλεκτρικών συστημάτων σε ένα απανθρακοποιημένο παραγωγικό δυναμικό [45], [94], [206]. Σε συνθήκες πλήρους ηλεκτροδότησης από IBRs ένα ποσοστό των μετατροπών πρέπει να λειτουργεί ως GFM, η τιμή του οποίου αποτελεί αντικείμενο προς διερεύνηση, π.χ. στο ΗΒ εκτιμάται στο εύρος 10-30%, ενώ στην Ιρλανδία σε 30-40% [93].

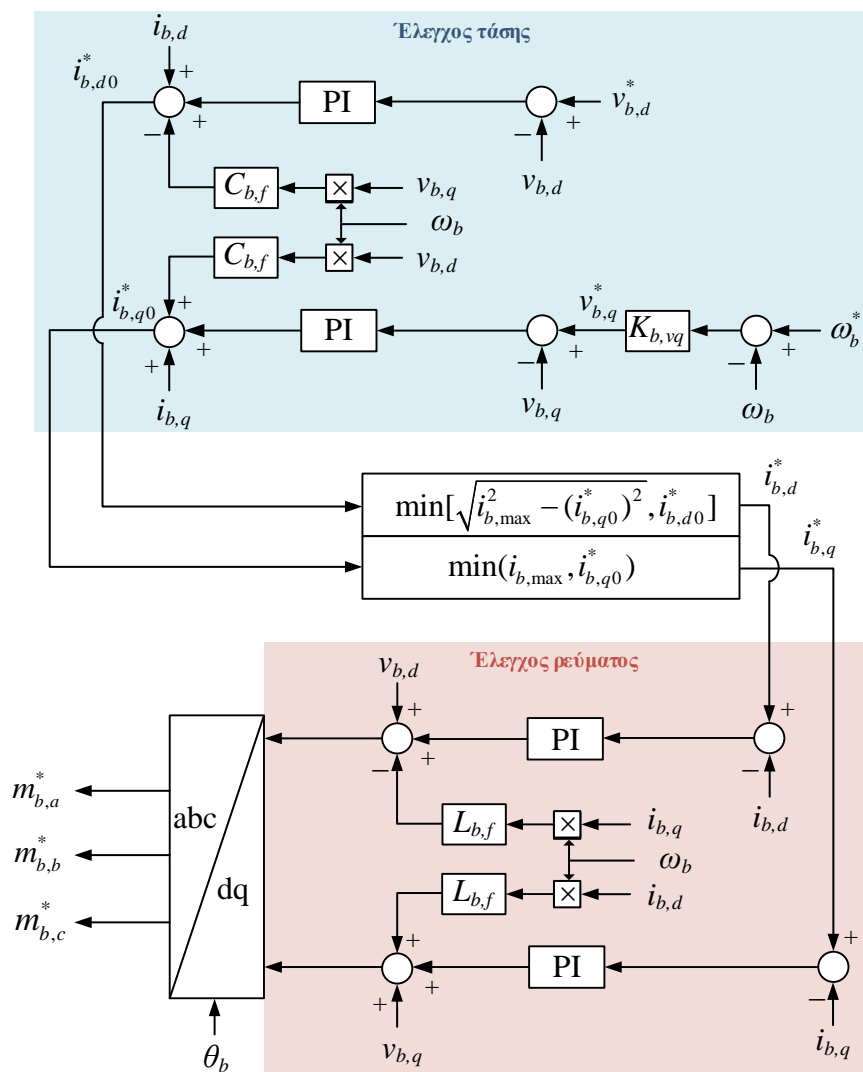
Αντιθέτως, οι σταθμοί ΑΠΕ που συνήθως λειτουργούν με αλγόριθμο μεγιστοποίησης ισχύος προτιμάται να λειτουργούν ως GFL που αντιστοιχεί σε αρχή ελέγχου πηγής ρεύματος, λόγω της μη ελεγχόμενης φύσης της πρωτογενούς ενέργειάς τους [59], [94], [104]. Στην [211] παρουσιάζεται η εφαρμογή GFM λειτουργίας σε μετατροπέα μπαταριών, που αναλαμβάνει τη διαμόρφωση τάσης και συχνότητας του δικτύου, με τη στάθμη φόρτισης να ρυθμίζεται από θερμοκή μονάδα και τους σταθμούς ΑΠΕ να λειτουργούν υπό MPPT, στηρίζοντας παράλληλα την τάση του δικτύου. Εφόσον απαιτηθεί από τις συνθήκες λειτουργίας του συστήματος, σταθμοί ΑΠΕ μπορούν επίσης να λειτουργούν ως GFM πηγές, εφόσον λειτουργούν σε επίπεδο ισχύος μικρότερο του μέγιστου διαθέσιμου, ώστε να υπάρχει επαρκές περιθώριο ανοδικών εφεδρειών [45], [59], [93], [104]. Η εφαρμογή GFM μετατροπέων είναι επίσης εφικτή και σε STATCOM, αλλά απουσία επαρκούς ενεργειακού αποθέματος τέτοιες διατάξεις μπορούν να συμβάλλουν κυρίως στη στήριξη της τάσης [205].

Μία τεχνική πρόκληση που αντιμετωπίζουν δίκτυα που ηλεκτροδοτούνται κυρίως ή αποκλειστικά από IBRs έγκειται στη μειωμένη στάθμη βραχυκύκλωσης που οφείλεται στους περιορισμούς μέγιστου ρεύματος των μετατροπέων ισχύος [45], [104], [176], που ακόμη και εάν αξιοποιηθεί η δυνατότητα βραχείας υπερφόρτισής τους δεν είναι σημαντικά υψηλότερο από το ονομαστικό τους, στις περισσότερες περιπτώσεις έως 160% του ονομαστικού [45], [201], [212], αν και υπάρχουν αναφορές και για επίπεδα έως 200% [176]. Σε περίπτωση σφάλματος, το μέγιστο ρεύμα των μετατροπέων ενδέχεται να μην επαρκεί για την ενεργοποίηση των προστασιών του δικτύου, το οποίο μπορεί να οδηγήσει σε παρατεταμένη τροφοδότηση του σφάλματος, κατάσταση επικίνδυνη. Επιπρόσθετα, το ανεπαρκές επίπεδο ρεύματος σε τέτοιες συνθήκες προκαλεί πρόβλημα στην αποκατάσταση της τάσης μετά την εκκαθάριση του σφάλματος, μειώνοντας τη σχετική ευστάθεια του συστήματος [45], [93]. Αυτό το πρόβλημα δεν υφίσταται σε δίκτυο που τροφοδοτείται κατά βάση από σύγχρονες γεννήτριες, καθώς σε περίπτωση βραχυκύκλωσης, οι γεννήτριες παρέχουν ρεύμα πολλαπλάσιο του ονομαστικού τους.

Υπάρχουν πολλά μικροδίκτυα διεθνώς που περιλαμβάνουν IBRs που λειτουργούν με GFM μετατροπείς [202]. Στην Αυστραλία ο σταθμός συσσωρευτών ο σταθμός συσσωρευτών Dalrymple λειτουργεί από το 2018 ως εικονική σύγχρονη μηχανή (κατηγορία GFM μεθόδου) και αποτελεί τον πρώτο σταθμό της Αυστραλίας με τέτοια λειτουργικότητα [93], [176]. Στην ίδια χώρα, ο σταθμός μπαταριών Hornsdale Power Reserve ισχύος 150 MW έχει επίσης δυνατότητα GFM λειτουργίας [213]. Στην Καλιφόρνια, το Mount Holly Research Facility λειτουργεί με σύστημα συσσωρευτών που περιλαμβάνει 30 GFM μετατροπείς ισχύος 1,25 MVA [104], [210]. Η Γαϊδουρομάνδρα αποτελεί επίσης τέτοιο μικροδίκτυο στην Ελλάδα, που περιλαμβάνει Φ/Β 11 kWp και μπαταρίες 77 kWh, πλέον μίας νηζελογεννήτριας 9 kVA [212].

3.3.2. Grid forming έλεγχος με σταθερή συχνότητα

Στην πιο βασική μορφή ελέγχου GFM, ο μετατροπέας διατηρεί σταθερό το πλάτος και τη συχνότητα της τάσης στην έξοδό του. Αυτό επιτυγχάνεται διαμορφώνοντας κατάλληλα τα ρεύματα αναφοράς του μετατροπέα, με τα τελευταία να ελέγχονται με τις ίδιες αρχές που εφαρμόζονται σε GFL μετατροπείς (βλ. Ενότητα 2.3.5), ώστε να εξασφαλίζεται ο περιορισμός τους εντός αποδεκτών ορίων [100]. Οι αρχές διαμόρφωσης των ρευμάτων αναφοράς τέτοιων μετατροπέων παρουσιάζονται στο Σχ. 3.2. Δύο παράλληλοι κλάδοι (ευθύ και εγγκάρσιου άξονα) διαμορφώνουν τα ρεύματα αναφοράς ($i_{b,d}^*$, $i_{b,q}^*$) έτσι ώστε να επιτυγχάνεται το επιθυμητό επίπεδο τάσης στην έξοδο του μετατροπέα, περιορίζοντας τα ζητούμενα ρεύματα των αξόνων d και q του ελεγκτή τάσης ($i_{b,d0}^*$, $i_{b,q0}^*$), λαμβάνοντας υπόψη το μέγιστο ρεύμα εξόδου του μετατροπέα, σε αντιστοιχία με όσα εφαρμόζονται και σε GFL



Σχ. 3.2. Έλεγχος grid forming μετατροπέα ισχύος.

μετατροπείς (βλ. Ενότητα 2.3.5). Η αποσύζευξη των τάσεων ευθέως και εγκάρσιου άξονα απαιτεί την εισαγωγή των όρων $\omega_b L_{b,f} C_{b,f}$ στη διαμόρφωση των ρευμάτων εξόδου, όπως απεικονίζεται στο Σχ. 3.2, όπου $C_{b,f}$ η χωρητικότητα του πυκνωτή του μετατροπέα. Για την παρακολούθηση της τάσης αναφοράς $(v_{b,d}^*, v_{b,q}^*)$ απαιτείται η χρήση δύο ελεγκτών, οι οποίοι εξασφαλίζουν μηδενικό σφάλμα μόνιμης κατάστασης, δεδομένου ότι ελέγχουν DC ποσότητες $(v_{b,d}, v_{b,q})$. Η συνηθέστερη επιλογή ελεγκτών είναι οι PI, οι οποίοι και χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις της Ενότητας 3.5. Παρ' όλα αυτά, η βιβλιογραφία περιλαμβάνει πληθώρα άλλων ελεγκτών, όπως PR, προβλεπτικό, dead-beat και ασφή έλεγχο, έλεγχο υστέρησης, LQG/LQR και H ∞ , αλλά και έλεγχο βασισμένο σε νευρωνικά δίκτυα [174], [207], [214], [215]. Συγκριτική αξιολόγηση του συνόλου των προαναφερόμενων μεθόδων ελέγχου αναφορικά με την ταχύτητα απόκρισής τους, το επίπεδο ευστάθειας του συστήματος, τη διαχείριση αρμονικών και ασυμμετριών, καθώς και την ευρωστία σε αλλαγές των παραμέτρων του συστήματος μπορεί να αναζητηθεί στην [215].

Η ταχύτητα απόκρισης του εξωτερικού βρόχου ελέγχου τάσης επιλέγεται πιο αργή συγκριτικά με του εσωτερικού βρόχου ελέγχου ρεύματος³¹, με σκοπό την αποσύζευξη των δυναμικών τους, για εξασφάλιση ευσταθούς λειτουργίας [214]. Αναφορικά με τα κέρδη των ελεγκτών ρεύματος παρατηρείται η αντίθετη επιρροή στην ευστάθεια του συστήματος σε σχέση με τους GFL μετατροπείς (βλ. Ενότητα 2.3.5), δηλαδή η αύξηση του εύρους ζώνης τους ενισχύει τη σχετική ευστάθεια του συστήματος [100].

Υπό κανονικές συνθήκες η τιμή αναφοράς της τάσης $v_{b,q}$ ($v_{b,q}^*$) είναι μηδενική, και της $v_{b,d}$ ($v_{b,d}^*$) είναι ίση με το ζητούμενο επίπεδο τάσης εξόδου [215]. Η συχνότητα αναφοράς (ω_b^*) είναι σταθερή και ίση με την ονομαστική σε αυτή την υλοποίηση. Για να επιτευχθεί η επιθυμητή συχνότητα, η τάση αναφοράς ($v_{b,q}^*$) διαμορφώνεται από ελεγκτή που λαμβάνει στην είσοδό του την απόκλιση της συχνότητας (ω_b), από τη συχνότητα αναφοράς (ω_b^*). Στις προσομοιώσεις της Ενότητας 3.5 εφαρμόζεται ο αναλογικός έλεγχος του Σχ. 3.2 (με κέρδος $K_{b,PLL}$), όπως και στην [209].

Η τάση μπορεί να αναλυθεί σε dq συνιστώσες χρησιμοποιώντας μία διάταξη PLL, που καλείται να μηδενίσει τη συνιστώσα εγκάρσιου άξονα (v_q) σε μόνιμη κατάσταση, παράγοντας στην έξοδό του τη γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του πλαισίου (ω_b). Στις προσομοιώσεις χρησιμοποιείται το PLL που παρουσιάζεται στην [209], με τη γωνιακή ταχύτητα περιστροφής (ω_b) και τη γωνία (θ_b) του πλαισίου αναφοράς να προκύπτουν από τις (3.1) και (3.2). Οι τιμές των παραμέτρων των ελεγκτών του GFM μετατροπέα που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις της Ενότητας 3.5 παρουσιάζονται στον Πίν. Γ.2 του Παραρτήματος Γ.

$$\omega_b = K_{b,PLL} \frac{s + T_{b,PLL,1}}{s(s + T_{b,PLL,2})} v_{b,q} \quad (3.1)$$

$$\theta_b = \frac{1}{s} \omega_b \quad (3.2)$$

3.3.3. Grid forming έλεγχος με εφαρμογή στατισμού

Η παράλληλη λειτουργία GFM μετατροπέων δημιουργεί δυσκολίες στον ελεγχόμενο διαμοιρασμό της ισχύος μεταξύ τέτοιων πόρων, αλλά και σε ανεπιθύμητες ταλαντώσεις ισχύος μεταξύ τους και κυκλικά ρεύματα [59], [176], [214]. Παρόμοια φαινόμενα παρατηρούνται και κατά την παράλληλη ισόχρονη (μηδενικός στατισμός) λειτουργία σύγχρονων γεννητριών. Με σκοπό την αντιμετώπιση τέτοιων ζητημάτων χωρίς να χρησιμοποιηθούν τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις μεταξύ των μετατροπέων, μπορεί να χρησιμοποιηθεί έλεγχος στατισμού στους GFM μετατροπείς, σε αντιστοιχία με τις σύγχρονες γεννήτριες, τόσο για τη ρύθμιση ενεργού όσο και αέργου ισχύος [45], [59], [93], [156], [173], [174], [176], [201]–[203], [214]–[220].

Η χρήση στατισμού σε παράλληλα συνδεδεμένους GFM μετατροπείς για τον αποτελεσματικό διαμοιρασμό ισχύος αποτελεί καθιερωμένη λύση στη βιβλιογραφία, με τα κυριότερα πλεονεκτήματά του να είναι η απλότητα εφαρμογής, η ομοιότητα με τις καθιερωμένες αρχές διαμοιρασμού ισχύος μεταξύ συμβατικών γεννητριών (βλ. Ενότητα 1.2.2) και η αυξημένη αξιοπιστία, λόγω απουσίας τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων [214], [217], [219]. Ειδικά το ότι βασίζεται αποκλειστικά σε τοπικές μετρήσεις τάσης, ρεύματος, χωρίς ζεύξη μεταξύ των μετατροπέων κρίνεται ιδιαίτερα σημαντικό ώστε

³¹ Ενδεικτικά αναφέρεται η χρήση τετραπλάσιου εύρους ζώνης στον ελεγκτή ρεύματος, σε σχέση με του ελεγκτή τάσης [59].

να υπάρχει η δυνατότητα να εφαρμοστεί σε περιπτώσεις απομακρυσμένων μονάδων, με χαμηλό κόστος, θόρυβο στα σήματα και σθεναρότητα σε περίπτωση απώλειας σύνδεσης [219]. Για τον λόγο αυτό η ρύθμιση ισχύος συστημάτων που ηλεκτροδοτούνται από μετατροπείς ισχύος μέσω τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων περιορίζεται σε περιπτώσεις που οι μονάδες είναι σε μικρή απόσταση ή συνδέονται σε κοινό ζυγό [174], [214]. Επιπρόσθετα, η λειτουργία σε GFM με στατισμό επιτυγχάνει ομαλή μετάβαση μεταξύ διασυνδεδεμένης και αυτόνομης λειτουργίας [221]. Διαφορετικά θα πρέπει ο μετατροπέας να λειτουργεί ως GFL (με/χωρίς στατισμό) και όταν απομονωθεί το μικροδίκτυο να μεταβεί σε “ισόχρονη” GFM λειτουργία, με την αντίστροφη μετάβαση να πρέπει να συμβεί όταν επανασυνδεθεί το μικροδίκτυο.

Το σχήμα ελέγχου τέτοιων μετατροπέων είναι παρόμοιο με αυτό των GFM μετατροπέων που διαμορφώνουν σταθερή τάση και συχνότητα (Σχ. 3.2). Η διαφορά από τον έλεγχο που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.2, έγκειται στο ότι το επιθυμητό επίπεδο τάσης εξόδου ($v_{b,d}^*, v_{b,q}^*$) δεν είναι πλέον σταθερό. Το πλάτος της τάσης εξόδου που καθορίζεται από την τάση αναφοράς ευθύ άξονα ($v_{b,d}^*$) διαμορφώνεται με βάση την απόκλιση της αέργου ισχύος (Q_b) από την επιθυμητή σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας (Q_b^*) και τον αντίστοιχο στατισμό (n_b). Η συχνότητα αναφοράς (ω_b^*) δεν είναι πλέον σταθερά ίση με την ονομαστική, αλλά μεταβάλλεται σύμφωνα με την απόκλιση της ενεργού ισχύος (P_b) από την επιθυμητή σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας (P_b^*) και τον στατισμό της μπαταρίας (R_b). Οι (3.3) και (3.4) περιγράφουν τη διαμόρφωση της επιθυμητής τάσης και συχνότητας του δικτύου τέτοιων μετατροπέων [59], [156], [174], [202], [214], [215], [217], [218], [220]. Σύμφωνα με την (3.3) προκαλείται σιόπιμη μεταβολή στη συχνότητα αναφοράς του μετατροπέα, εάν η έξοδος αποκλίνει από την ενεργό ισχύ αναφοράς, ώστε να καταστεί εφικτός ο επιμερισμός της μεταβολής ισχύος αφενός με μετατροπείς GFL που αποκρίνονται σε μεταβολές συχνότητας και αφετέρου με άλλους μετατροπείς GFM με στατισμό και σύγχρονες γεννήτριες του δικτύου. Οι υπολογιζόμενες επιθυμητές τιμές τάσης και συχνότητας μπορούν να εισάγονται και σε βαθυπερατό φίλτρο, ώστε να μην τροποποιούνται για υψίσυχνες μεταβολές της ισχύος εξόδου [214], [219].

$$\omega_b^* = \omega_n + R_b(P_b^* - P_b) \quad (3.3)$$

$$v_{b,d}^* = v_n + n_b(Q_b^* - Q_b) \quad (3.4)$$

Η απόκλιση της συχνότητας ρυθμίζεται από τον ίδιο αναλογικό ελεγκτή που εφαρμόζεται και στην περίπτωση σταθερής συχνότητας (βλ. Ενότητα 3.3.2), ο οποίος παράγει στην έξοδό του την επιθυμητή τάση εγκάρσιου άξονα $v_{b,q}^*$ [209]. Η λειτουργία του PLL της (3.1) εξασφαλίζει ότι η τιμή της συνιστώσας εγκάρσιου άξονα (v_q) θα ισορροπήσει σε μηδενική τιμή³², συνεπώς οι μη μηδενικές τιμές ($v_{b,q}^*$) είναι μόνο μεταβατικές, ώστε να επιταχύνει/επιβραδύνει το διάνυσμα της τάσης εξόδου, αυξάνοντας/μειώνοντας έτσι τη συχνότητα του δικτύου [209].

Η τιμή του στατισμού επιλέγεται σύμφωνα με τον επιθυμητό βαθμό συμμετοχής στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας των μονάδων, υψηλές τιμές περιορίζουν τη συμμετοχή και αντιστρόφως. Η τιμή του στατισμού μπορεί να αναπροσαρμόζεται και σε πραγματικό χρόνο (προσαρμοστικός έλεγχος), ώστε να λαμβάνονται υπόψη τροποποιήσεις στις συνθήκες λειτουργίας των συστημάτων [59], [214], [217], [218], [220]. Στην [59] περιγράφεται μέθοδος όπου τροποποιείται ο στατισμός σύμφωνα με τη στάθμη φόρτισης των μπαταριών, ενώ αντίστοιχη προσαρμοστική μέθοδος προτείνεται και στην

³² Η συνάρτηση μεταφοράς του PLL περιλαμβάνει έναν πόλο στο μηδέν, εξασφαλίζοντας έτσι ότι η είσοδος του ($v_{b,q}$) λαμβάνει μηδενική τιμή σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας.

[218] για την εξισορρόπηση του ενεργειακού αποθέματος διαφορετικών σταθμών συσσωρευτών. Στην [220] η τιμή του στατισμού τροποποιείται ανάλογα με το επίπεδο του ROCOF, όταν αυτό υπερβαίνει μία προκαθορισμένη τιμή. Στην [222] περιγράφεται η εφαρμογή στατισμού σε GFM μετατροπέα υβριδικού συστήματος αποθήκευσης με μπαταρίες και υπεραγωγίμο πηνίο, προτείνοντας την εφαρμογή χρονικά μεταβαλλόμενων τιμών στατισμού στις δύο συνιστώσες του συστήματος, ώστε το υπεραγωγίμο πηνίο να αναλαμβάνει τις υψίσυχνες μεταβολές ισχύος και οι μπαταρίες τις πιο αργές διακυμάνσεις. Για να υλοποιηθεί αυτό, η τιμή του στατισμού του πηνίου λαμβάνει χαμηλή τιμή αρχικά, η οποία σταδιακά αυξάνεται, λόγω του περιορισμένου ενεργειακού αποθέματος, ενώ για τις μπαταρίες ισχύει το αντίστροφο, ξεκινώντας με υψηλές τιμές που μειώνονται σταδιακά.

Για την εφαρμογή στατισμού μπορούν να χρησιμοποιηθούν και πληρέστερες εξισώσεις, οι οποίες λαμβάνουν υπόψη και τη γωνία της αντίστασης του δικτύου στο σημείο σύνδεσης, περιλαμβάνοντας και το επίπεδο αέργου ισχύος στη διαμόρφωση της επιθυμητής συχνότητας, μέθοδος που εμπίπτει στην κατηγορία της «εικονικής αντίστασης» που αναφέρεται στην Ενότητα 3.3.4 [59], [174], [214], [216]. Επιπρόσθετα, στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί και μέθοδοι που περιλαμβάνουν και διαφορικό όρο (ανάλογο του ρυθμού μεταβολής της ισχύος) στη διαμόρφωση της επιθυμητής συχνότητας και τάσης εξόδου [214], [217].

Με την εφαρμογή της απλής αυτής μεθόδου επιτυγχάνεται η παροχή πρωτεύουσας ρύθμισης από IBRs, εξισορροπώντας άμεσα το ενεργειακό ισοζύγιο και ενισχύοντας την ευστάθεια του δικτύου. Το βασικό μειονέκτημα της μεθόδου αυτής είναι ότι η δράση της προκαλεί απόκλιση συχνότητας [210], [215], [217]. Λόγω αυτού συχνά προτείνεται η εφαρμογή ιεραρχικών μεθόδων ελέγχου, που περιλαμβάνουν τρία επίπεδα, πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα, σε αντιστοιχία με ό,τι εφαρμόζεται και στις συμβατικές μονάδες. Η παραμένουσα απόκλιση συχνότητας από τη δράση της πρωτεύουσας ρύθμισης εξαιρείται με χρήση κάποιας μεθόδου δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας [174], [210], [214], [215], [219], όπως ισόχρονη ρύθμιση [219], επικοινωνία με άλλες μονάδες (peer-to-peer) ή με κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής που διορθώνει το επιθυμητό επίπεδο φόρτισης των μονάδων με βάση κάποιας μορφής έλεγχο της συχνότητας (π.χ. αναλογικός-ολοκληρωτικός) [59], [210]. Τέτοια κεντρικά συστήματα περιγράφονται αναλυτικά στην Ενότητα 1.3. Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων της Ενότητας 3.5 εφαρμόζεται ισόχρονος έλεγχος στην μπαταρία που αναλαμβάνει τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, δηλαδή η τιμή της ισχύος αναφοράς της σε συνθήκες ισορροπίας (P_b^*) διαμορφώνεται από την έξοδο ενός ολοκληρωτικού ελεγκτή συχνότητας. Η εφαρμογή τριτεύουσας ρύθμισης / οικονομικής κατανομής σε συστήματα που λειτουργούν με grid forming μετατροπείς είναι επίσης εφικτή, τροποποιώντας την ισχύ αναφοράς της δευτερεύουσας ρύθμισης [174], [214], [215]. Στην [59] περιγράφεται μέθοδος ελέγχου που περιλαμβάνει πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα ρύθμιση σε τέτοιο ηλεκτρικό σύστημα. Συνεπώς, αν και η πρωτεύουσα ρύθμιση τέτοιων συστημάτων μπορεί να υλοποιηθεί αποκεντρωμένα, είναι σκόπιμο κάποιο ελάχιστο επίπεδο συντονισμού μεταξύ των μονάδων, μέσω αξιοποίησης τηλεπικοινωνιακών συνδέσεων [210], [214]. Σημειώνεται ότι η βλάβη στις τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις για περιορισμένο χρονικό διάστημα δεν θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του συστήματος, καθώς η πρωτεύουσα ρύθμιση συνεχίζει να εφαρμόζεται, διατηρώντας ευσταθές το σύστημα [210].

3.3.4. Άλλες υλοποιήσεις grid forming ελέγχου

Η χρήση συμβατικού στατισμού έχει και μειονεκτήματα, όπως ο μη αποτελεσματικός επιμερισμός αρμονικών ρεύματος [59], [216], [217]. Η προσθήκη «εικονικής αντίστασης» εξόδου (virtual impedance) στον έλεγχο των μετατροπέων συμβάλλει στον αποτελεσματικότερο διαμοιρασμό ισχύος μεταξύ των μονάδων ειδικά σε συνθήκες ασυμμετριών και αρμονικών,

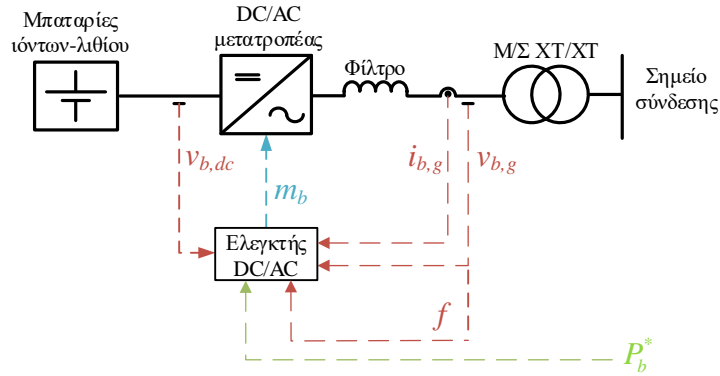
ενισχύοντας την ευστάθεια του συστήματος και τη διαχείριση συνθηκών σφάλματος [59], [174], [176], [214], [216], [217]. Η χρήση εικονικής αντίστασης μπορεί επίσης να προσαρμόσει την επιθυμητή τάση εξόδου, προσομοιάζοντας δίκτυο που έχει επαγωγική συμπεριφορά, το οποίο συμβάλλει στην αποσύζευξη μεταξύ του ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος σε δίκτυα χαμηλής τάσης [59], [174], [216], [217], [219]. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιείται αρνητική ωμική εικονική αντίσταση ή επαγωγική εικονική αντίδραση [216]. Επιπλέον αυτού, εικονική αντίσταση μπορεί να εφαρμοστεί και απευθείας στα σήματα διαμόρφωσης παλμών των μετατροπέων [216]. Στις προσομοιώσεις που παρουσιάζονται στην Ενότητα 3.5 δεν χρησιμοποιείται εικονική αντίσταση, αλλά ο έλεγχος του Σχ. 3.2, λόγω του επαγωγικού χαρακτήρα του δικτύου, που προκύπτει από τα φίλτρα εξόδου, τους μετασχηματιστές που παρεμβάλλονται μεταξύ των μετατροπέων ισχύος, καθώς και το ότι εξετάζεται η λειτουργία δικτύου μέσης τάσης (όχι αμιγώς ωμικής αντίστασης).

Μία λειτουργικότητα GFM που έχει υλοποιηθεί αρχικά σε πρακτικές εφαρμογές αποτελεί ο έλεγχος ως «εικονική σύγχρονη μηχανή» (virtual synchronous machine), λόγω της συνάφειάς της με τη λειτουργία σύγχρονων γεννητριών [45], [95], [170], [176], [202], [204], [207], [219]. Σε αυτήν, υλοποιείται η εξίσωση που συνδέει ταχύτητα περιστροφής και ισχύ μίας γεννήτριας, όπως αποτυπώνεται στην (1.2), περιλαμβάνοντας και όρο απόσβεσης ($D\omega$) [170], [176], [202], [204], [207], [219]. Στη διαμόρφωση της ισχύος αναφοράς μπορεί να εφαρμοστεί και στατισμός, σε αντιστοιχία με τις σύγχρονες γεννήτριες [219]. Ο έλεγχος τάσης είναι αντιστοίχος με αυτόν της Ενότητας 3.3.3 [219]. Το πλεονέκτημα του ελέγχου αυτού είναι ότι προσδίδει εικονική αδράνεια σε σύστημα που ρυθμίζεται από μετατροπείς ισχύος, περιορίζοντας έτσι το ROCOF που προκύπτει σε διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος [95], [219]. Η λειτουργία εικονικής σύγχρονης μηχανής ενισχύει επίσης και την απόσβεση των ταλαντώσεων ισχύος του συστήματος [219]. Όμως, η λειτουργία αυτή δεν είναι αποτελεσματική όταν οι μετατροπείς λειτουργούν παράλληλα με άλλες σύγχρονες μηχανές (διασυνδεδεμένη λειτουργία), κατάσταση στην οποία η χρήση GFM με στατισμό έχει καλύτερη απόκριση [219]. Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διαθέσιμες αναφορές που συγκρίνουν τη λειτουργία εικονικής σύγχρονης μηχανής με την GFM με στατισμό [219]. Στην [219] προτείνεται συνδυαστική μέθοδος των GFM με στατισμό και έλεγχο εικονικής σύγχρονης μηχανής, ενώ στην [204] προτείνεται προσαρμοστική μέθοδος ρύθμισης της αδράνειας και του συντελεστή απόσβεσης, λαμβάνοντας υπόψη την κατάσταση του συστήματος.

3.4. Μοντέλο σταθμού μπαταριών

3.4.1. Τοπολογία σταθμού μπαταριών

Η τοπολογία του συστήματος συσσωρευτών του εξεταζόμενου αυτόνομου ηλεκτρικού δικτύου παρουσιάζεται στο Σχ. 3.3. Θεωρούνται συσσωρευτές ιόντων λιθίου (Li-ion), λόγω του ότι αποτελούν την κυρίαρχη τεχνολογία σε νέους σταθμούς συσσωρευτών παγκοσμίως. Οι μπαταρίες συνδέονται σε έναν DC/AC μετατροπέα ισχύος, ο οποίος ελέγχεται λαμβάνοντας υπόψη και την DC τάση των μπαταριών ($v_{b,dc}$), η οποία υποδηλώνει το επίπεδο φόρτισής τους (SOC), ώστε να διατηρείται σε αποδεκτό εύρος. Άλλες μετρήσεις που αξιοποιούνται από τον έλεγχο του μετατροπέα είναι το επίπεδο ρεύματος ($i_{b,g}$) και τάσης ($v_{b,g}$) της AC πλευράς και η συχνότητα του δικτύου (f) και λόγω της δυνατότητας συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας. Επιπρόσθετα, ο μετατροπέας λαμβάνει και ένα εξωτερικό σήμα καθορισμού του επιπέδου φόρτισής του σε μόνιμη κατάσταση (P_b^*), το οποίο μπορεί να προέρχεται από κάποιο σύστημα δευτερεύουσας ρύθμισης, ή απευθείας από την οικονομική κατανομή του δικτύου, που αναλαμβάνει συνήθως και τη ρύθμιση του SOC των συσσωρευτών.



Σχ. 3.3. Τοπολογία συστήματος συσσωρευτών.

3.4.2. Μοντέλο μπαταριών

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου μοντελοποιούνται σύμφωνα με τις (3.5)-(3.6) [223]. Η (3.5) χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της DC τάσης των μπαταριών ($v_{b,dc}$), με το μοντέλο να τροποποιείται αναλόγως του εάν οι μπαταρίες βρίσκονται σε κατάσταση φόρτισης ($I_{b,f} < 0$) ή εκφόρτισης ($I_{b,f} > 0$). Η στάθμη φόρτισης των μπαταριών υπολογίζεται χρησιμοποιώντας την (3.6).

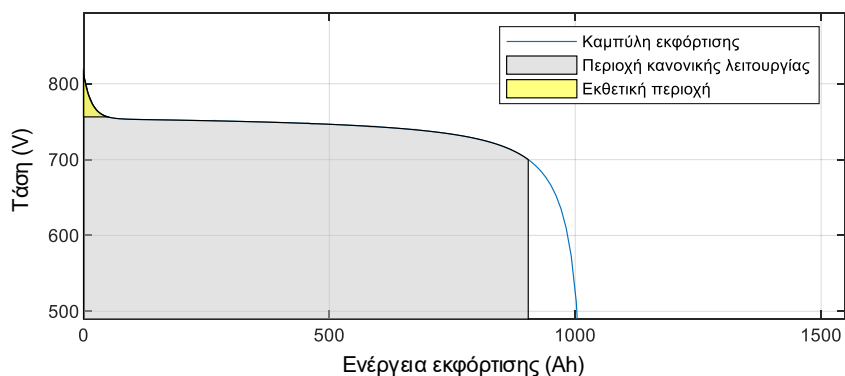
$$V_{b,c} = \begin{cases} E_{b,0} - R_{b,c}I_b - K_{b,c} \frac{Q_b}{I_b t - 0.1Q_b} I_{b,f} - K_{b,c} \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_b t + A_b e^{-B_b I_b t}, I_{b,f} < 0 \\ E_{b,0} - R_{b,c}I_b - K_{b,c} \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_{b,f} - K_{b,c} \frac{Q_b}{Q_b - I_b t} I_b t + A_b e^{-B_b I_b t}, I_{b,f} > 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

$$SOC_b = 100 \left(1 - \frac{1}{s} \frac{I_b}{Q_b} \right) \quad (3.6)$$

Όπου:

- A_b : εκθετική τάση (V)
- B_b : σταθερά χρόνου εκθετικής ζώνης (1/Ah)
- $E_{b,0}$: σταθερή τάση (V)
- I_b : ρεύμα (A)
- $I_{b,f}$: φιλτραρισμένο ρεύμα (A) από φίλτρο 1^{ης} τάξης με σταθερά χρόνου $T_{b,f}$
- $K_{b,c}$: σταθερά πόλωσης (V/Ah)
- Q_b : μέγιστη χωρητικότητα (Ah)
- $R_{b,c}$: εσωτερική αντίσταση (Ω)
- t : χρόνος (s)

Η χαρακτηριστική καμπύλη εκφόρτισης συστήματος συσσωρευτών 0,5 MW χωρητικότητας 1 ώρας (0,5 MWh), ενδεικτικά για ρεύμα ίσο με 435 A απεικονίζεται στο Σχ. 3.4. Όπως φαίνεται, παρ' όλο που η μέγιστη χωρητικότητα των μπαταριών ισούται με $Q_b = \sim 1000$ Ah, η περιοχή λειτουργίας υπό κανονικές συνθήκες (με γκρι) φτάνει έως και τα ~ 900 Ah, ή το 90% της ονομαστικής ικανότητας, καθώς η λειτουργία σε υψηλότερα επίπεδα θίγει τη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών. Τα ασφαλή όρια λειτουργίας των συσσωρευτών λαμβάνονται υπόψη κατά τη σχεδίαση του ελέγχου τους, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 3.2.1 και το Κεφάλαιο 5.



Σχ. 3.4. Ενδεικτική καμπύλη εκφόρτισης συστήματος συσσωρευτών 0,5 MW / 0,5 MWh.

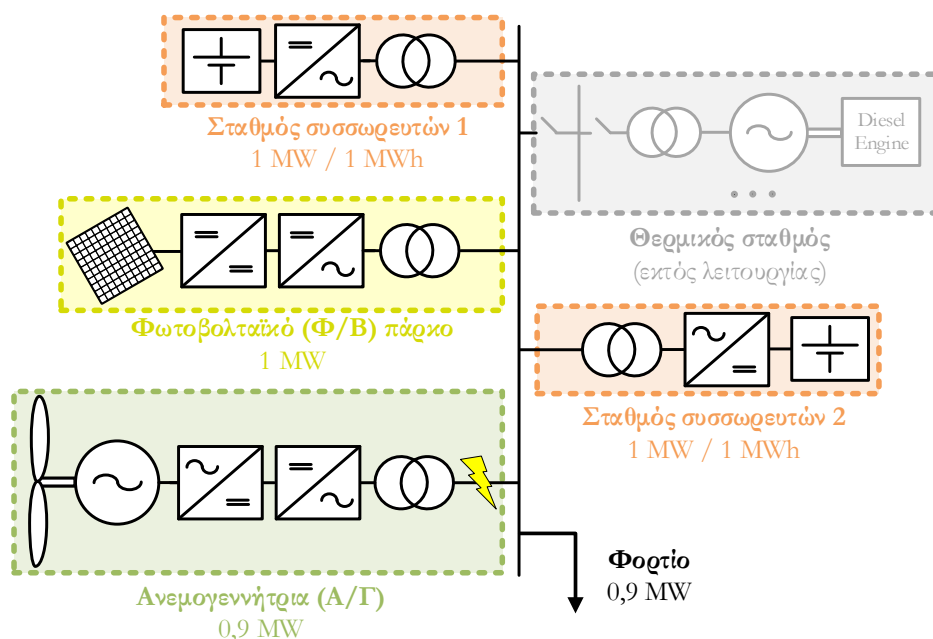
Ως δείκτης καταπόνησης και γήρανσης των μπαταριών στις προσομοιώσεις χρησιμοποιείται η διακινούμενη ενέργεια σε αυτές ή οι πλήρεις κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης τους, που υπολογίζονται σύμφωνα με τη διακινούμενη ενέργεια [224]. Η μεταβολή του SOC από το μέγιστο επίπεδο, στο ελάχιστο και πάλι στο μέγιστο αντιστοιχεί σε έναν πλήρη κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης. Σε προσομοιώσεις όπου η διακίνηση ενέργειας από τους συσσωρευτές είναι αρκετά περιορισμένη (π.χ. παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης στην Ενότητα 3.5) ως σχετικός δείκτης χρησιμοποιείται η σωρευτική μεταβολή του SOC καθ' όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης ($\sum_i |\Delta SOC_{\Delta t, i}|$). Τυχόν μεταβολές στη θερμοκρασία των κελιών και στην εσωτερική αντίσταση δεν λαμβάνονται υπόψη στις προσομοιώσεις [106]. Περισσότερες λεπτομέρειες για το χρησιμοποιούμενο μοντέλο συσσωρευτών μπορούν να αναζητηθούν στις [223], [225].

3.5. Αποτελέσματα προσομοιώσεων

3.5.1. Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

Η απόκριση του εξεταζόμενου αυτόνομου δικτύου διερευνάται και παρουσία συστημάτων συσσωρευτών, που ελέγχονται με τις αρχές λειτουργίας των Ενοτήτων 3.3.2 και 3.3.3. Τα αποθηκευτικά συστήματα με δυνατότητα ταχείας απόκρισης, όπως οι μπαταρίες, δίνουν τη δυνατότητα στο δίκτυο να λειτουργεί και σε συνθήκες πλήρους απουσίας σύγχρονων γεννητριών που συνδέονται απευθείας στο δίκτυο, δηλαδή υπό συνθήκες 100% διείδυσης μετατροπών ισχύος. Η θεωρούμενη τοπολογία του νησιού για τις προσομοιώσεις της παρούσας ενότητας παρουσιάζονται στο Σχ. 3.5. Όπως φαίνεται, για να εξεταστεί η λειτουργία του νησιωτικού δικτύου υπό 100% διείδυση ΑΠΕ θεωρείται ιδιαίτερα χαμηλό φορτίο (0,9 MW), το οποίο καλύπτεται πλήρως από την ηλεκτροπαραγωγή του Φ/Β σταθμού 1 MW και της Α/Γ 0,9 MW του νησιωτικού δικτύου³³. Με σκοπό την εξέταση της συμβολής του Φ/Β πάρκου στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος του δικτύου, απουσία θερμικής μονάδας, εφαρμόζεται ο συνδυαστικός έλεγχος της Ενότητας 2.4, διατηρώντας ανοδικές εφεδρείες ίσες με 20% της μέγιστης διαθέσιμης Φ/Β ισχύος. Το πλεόνασμα παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ απορροφάται από τις δύο μπαταρίες του συστήματος (b1 και b2), ισχύος 1 MW / 1 MWh έκαστη. Η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας θεωρείται ότι αναλαμβάνεται σε κάθε περίπτωση από την 1^η μπαταρία, εφαρμόζοντας ολοκληρωτικό έλεγχο συχνότητας στη διαμόρφωση της ισχύος

³³ Με εξαίρεση την παραμετρική διερεύνηση ένταξης θερμικής μονάδας, που παρουσιάζεται στην Ενότητα 3.5.4.



Σχ. 3.5. Τοπολογία και συνθήκες λειτουργίας εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

αναφοράς της. Η απόκριση του ηλεκτρικού συστήματος εξετάζεται σε περίπτωση απώλειας παραγωγικού δυναμικού (Α/Γ), αλλά και έντονης μεταβλητότητας αιολικής παραγωγής.

3.5.2. Μέθοδοι ελέγχου μπαταριών

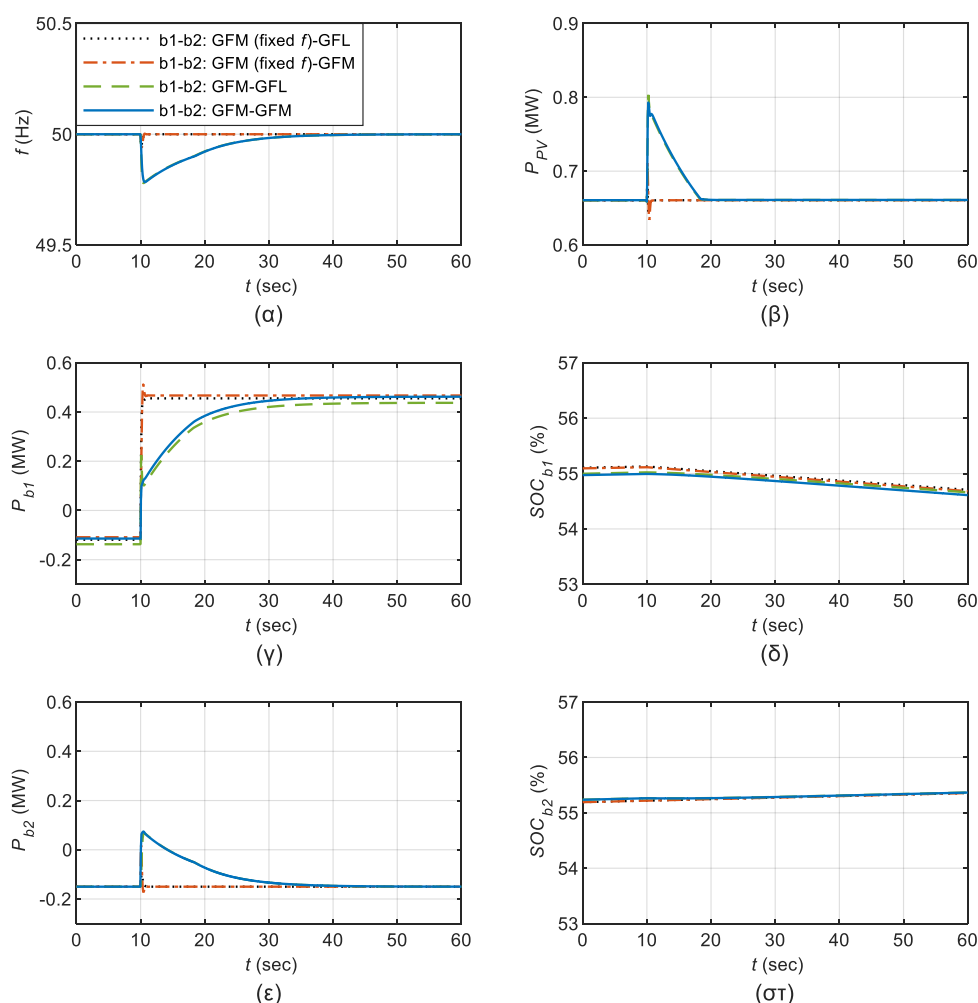
Αρχικά, εξετάζεται η απόκριση του δικτύου για τέσσερις συνδυασμούς στρατηγικών ελέγχου των δύο μπαταριών, στους δύο πρώτους η 1^η μπαταρία (b1) είναι σε λειτουργία GFM διατηρώντας σταθερή τη συχνότητα, με τη 2^η μπαταρία (b2) να βρίσκεται σε λειτουργία GFL ή GFM με στατισμό 2%³⁴. Στις δύο τελευταίες περιπτώσεις, η b1 λειτουργεί ως GFM³⁵ και η b2 ως GFL ή GFM. Αρχικά εξετάζεται η περίπτωση απώλειας της Α/Γ το 10^ο δευτερόλεπτο της προσομοίωσης, με την απόκριση συχνότητας, της ισχύος του Φ/Β σταθμού και των μπαταριών, καθώς και της στάθμης φόρτισης των μπαταριών να απεικονίζονται στο Σχ. 3.6. Επιπρόσθετα, προσομοιώνεται η λειτουργία του αυτόνομου συστήματος και σε περίπτωση της μεταβλητότητας αιολικής παραγωγής του Σχ. 2.7, για τις ανωτέρω 4 διαφορετικές στρατηγικές ελέγχου των μπαταριών, με τα αποτελέσματα να παρουσιάζονται στο Σχ. 3.7. Στο Σχ. 3.8 αποτυπώνονται δύο δείκτες ποιότητας συχνότητας που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση της απόκρισης στο εξεταζόμενο διάστημα 15 λεπτών μεγάλης διακύμανσης αιολικής παραγωγής, δηλαδή το εύρος διακύμανσης (f_{range}) και η τυπική απόκλιση της συχνότητας (σ)³⁶.

Στις περιπτώσεις όπου η μπαταρία b1 διατηρεί σταθερή τη συχνότητα του δικτύου (GFM fixed f) δρα ως άπειρος ζυγός ή ιδανική πηγή τάσης, αναλαμβάνοντας ακαριαία την όποια ανισορροπία ισχύος προκύπτει στο δίκτυο, δηλαδή το σύνολο της απώλειας παραγωγής της Α/Γ στο Σχ. 3.6 και όλες τις μεταβολές του υπολειπόμενου φορτίου στο Σχ. 3.7. Λόγω της απουσίας απόκλισης συχνότητας σε αυτές τις περιπτώσεις, η μπαταρία b2 (ασχέτως λειτουργίας ως GFL ή GFM) και ο Φ/Β σταθμός δεν συμμετέχουν στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Λόγω της περιορισμένης χωρητικότητάς της (1 h), η μπαταρία b1 δεν μπορεί να αναλάβει για μεγάλο διάστημα την παραγωγή

³⁴ Στο εξής η συντομογραφία GFM χωρίς περαιτέρω επεξήγηση αντιστοιχεί σε GFM με εφαρμογή στατισμού.

³⁵ Η λειτουργία και των δύο μπαταριών ως GFL δεν είναι εφικτή, απουσία άλλης πηγής τάσης, όπως οι θερμικές μονάδες.

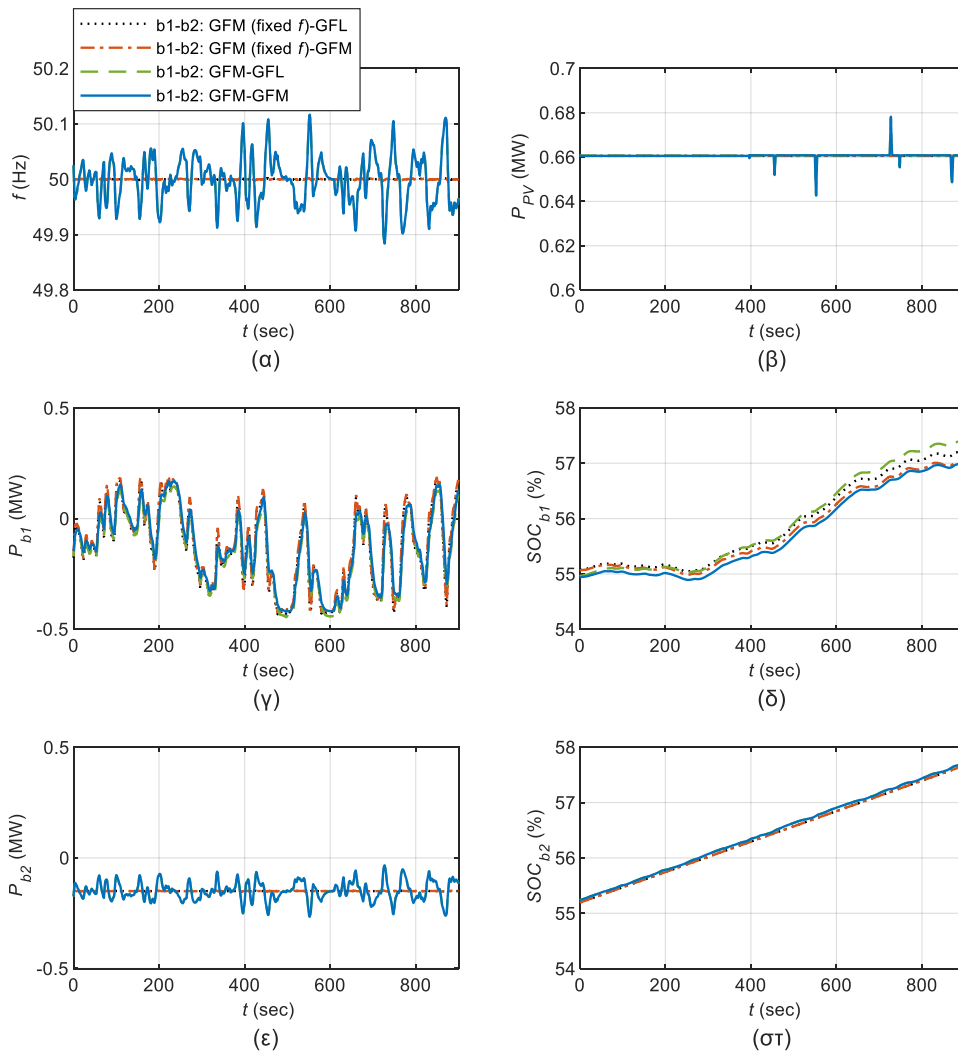
³⁶ Δεν χρησιμοποιείται ο 3^{ος} δείκτης του ποσοστού του χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός τους εύρους 49,8-50,2 Hz, καθώς η συχνότητα διατηρείται διαρκώς εντός αυτού σε όλες τις περιπτώσεις.



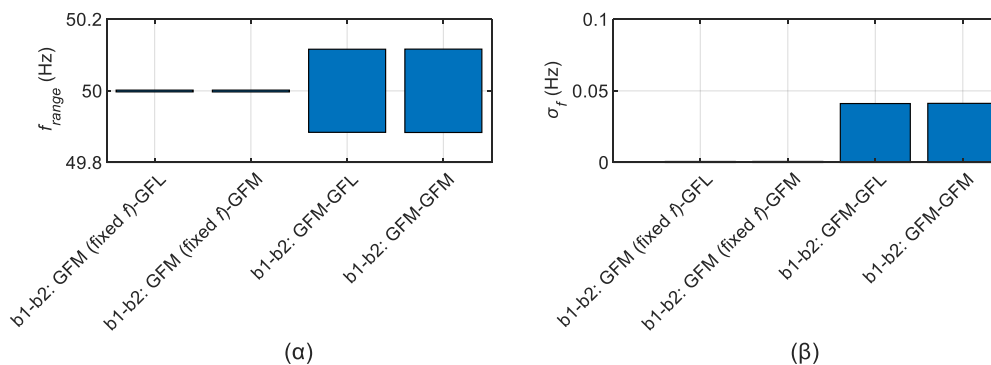
Σχ. 3.6. (α) Συχνότητα, (β) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (γ) ισχύς μπαταρίας b1, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b1, (ε) ισχύς μπαταρίας b2, (στ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b2, για συνδυασμούς λειτουργίας GFL, GFM και GFM με σταθερή συχνότητα σε περίπτωση απώλειας της Α/Γ το 10^ο s της προσομοίωσης.

της Α/Γ που τέθηκε εκτός λειτουργίας (βλ. Σχ. 3.6(στ)), συνεπώς μετά από ένα τέτοιο συμβάν απαιτείται η ένταξη μίας θερμικής μονάδας. Σημειώνεται ότι παρ' όλο που η απόκριση συχνότητας παρουσιάζεται άριστη στα εξεταζόμενα σενάρια, σε περιπτώσεις που η ισχύς της μπαταρίας b1 φτάσει στα όριά της, λόγω αδυναμίας επιμερισμού των μεταβολών ισχύος με τις υπόλοιπες μονάδες (b2, Φ/Β), η ασφάλεια του δικτύου τίθεται σε κίνδυνο.

Εάν η μπαταρία b1 διαμορφώνει συχνότητα με στατισμό (GFM) η απόκριση του συστήματος δεν έχει αξιόλογη διαφοροποίηση ανάλογα με το αν ο μετατροπέας της μπαταρίας b2 λειτουργεί ως GFL ή GFM, εφόσον έχει ίδιο επίπεδο στατισμού και στις δύο περιπτώσεις (2%). Αυτό συμβαίνει διότι σύμφωνα με το σχήμα ελέγχου GFM που παρουσιάζεται στην Ενότητα 3.3.3 το σημείο ισορροπίας του μετατροπέα καθορίζεται από το επίπεδο του στατισμού (2%) και την ισχύ αναφοράς σε μόνιμη κατάσταση, συνεπώς εφόσον τα δύο αυτά μεγέθη ταυτίζονται με αυτά που εφαρμόζονται σε λειτουργία GFL, δεν παρατηρείται αξιόλογη απόκλιση μεταξύ των αποκρίσεων GFL και GFM στα Σχ. 3.6 και Σχ. 3.7.



Σχ. 3.7. (α) Συχνότητα, (β) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (γ) ισχύς μπαταρίας b1, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b1, (ε) ισχύς μπαταρίας b2, (στ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b2, για συνδυασμούς λειτουργίας GFL, GFM και GFM με σταθερή συχνότητα σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.



Σχ. 3.8. (α) Εύρος διακύμανσης συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, για συνδυασμούς λειτουργίας GFL, GFM και GFM με σταθερή συχνότητα σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.

Εξετάζοντας τα αποτελέσματα για εφαρμογή στατισμού από την b1, στο Σχ. 3.6 παρατηρείται ότι προκύπτει μία περιορισμένης κλίμακας υποσυχνότητα τη στιγμή της απώλειας της Α/Γ (~49,8

Hz), η οποία σηματοδοτεί στις υπόλοιπες μονάδες του δικτύου ότι υφίσταται έλλειμμα παραγωγής. Αυτό τους επιτρέπει να παρέχουν ανοδικές εφεδρείες ανάλογα με τον στατισμό τους και τη μέγιστη ισχύ τους, το Φ/B παρέχει ~0,1 MW και η b2 ~0,3 MW. Εντός των επόμενων ~20 δευτερολέπτων η δευτερεύουσα ρύθμιση – που θεωρείται πως αναλαμβάνεται πλήρως από την b1 – επαναφέρει σταδιακά τη συχνότητα στα 50 Hz, το οποίο επαναφέρει την ισχύ των b2 και Φ/B³⁷ στα προ διαταραχής επίπεδά τους. Από τα αποτελέσματα του Σχ. 3.7 προκύπτουν αντίστοιχα συμπεράσματα, οι διαταραχές συχνότητας είναι πολύ περιορισμένες ($\pm 0,1$ Hz) δεδομένης της έντονης μεταβλητότητας του υπολειπόμενου φορτίου, οι οποίες σηματοδοτούν τη συμμετοχή στη ρύθμιση ισχύος και της b2. Η ισχύς της b2 μεταβάλλεται γύρω από την τιμή μόνιμης κατάστασής της, λόγω της ανάληψης της δευτερεύουσας ρύθμισης από την b1. Η εφαρμογή νεκρής ζώνης $\pm 0,1$ Hz στην πρωτεύουσα ρύθμιση του Φ/B πάγκου οδηγεί στο να μη συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας για τέτοιας κλίμακας αποκλίσεις συχνότητας³⁸. Ο περιορισμός της καταπόνησης της μπαταρίας b1 σε όρους κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης λόγω επιμερισμού της πρωτεύουσας ρύθμισης (σε σχέση με τις περιπτώσεις GFM σταθερής συχνότητας) δεν είναι σημαντικός (5%), καθώς η διακύμανση της ισχύος της μπαταρίας b1 καθορίζεται κυρίως από τη δευτερεύουσα ρύθμιση που θεωρείται πως αναλαμβάνει πλήρως.

Συνολικά, από τα αποτελέσματα συμπεραίνεται ότι δεδομένου ότι ένα από τα μεγαλύτερα οφέλη εγκατάστασης μπαταριών μικρής χωρητικότητας, όπως η θεωρούμενη (1 h), σε δίκτυα χαμηλής αδράνειας είναι η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης, η παρουσία τουλάχιστον 2 μπαταριών (ή γενικά πόρων παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης) καθιστά προβληματική τη λειτουργία GFM σταθερής συχνότητας μίας εξ αυτών, καθώς δεν αξιοποιεί την ικανότητα παροχής εφεδρειών των υπολοίπων πόρων του δικτύου. Επιπλέον αυτού, η εφαρμογή τέτοιας μεθόδου ελέγχου καταπονεί ασύμμετρα την μπαταρία b1. Συνεπώς, η χρήση GFM σταθερής συχνότητας δεν προτείνεται σε περιπτώσεις όπου υπάρχουν τουλάχιστον 2 μονάδες που συμμετέχουν στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος. Εφαρμόζοντας στατισμό στην b1 που λειτουργεί ως GFM προκαλείται σκόπιμα απόκλιση συχνότητας όταν η ισχύς της μεταβάλλεται ως προς την τιμή αναφοράς μόνιμης κατάστασης, επιτυγχάνοντας έτσι τον επιθυμητό επιμερισμό ισχύος μεταξύ των μονάδων σε συνθήκες ανισορροπίας του ισοζυγίου ισχύος. Δηλαδή η συχνότητα χρησιμοποιείται ως «μέσο επικοινωνίας» της ανισορροπίας ισοζυγίου προς όλες τις μονάδες που συμμετέχουν στη ρύθμιση. Αυτό επιτρέπει την αποτελεσματική εφαρμογή της μεθόδου ελέγχου του Φ/B πάγκου που παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.4 και σε συνθήκες πλήρους ηλεκτροδότησης του δικτύου από μετατροπείς ισχύος. Δεδομένου ότι οι αποκρίσεις δεν μεταβάλλονται αξιόλογα αν η 2^η μπαταρία λειτουργεί ως GFM ή GFL, η λειτουργία GFM κρίνεται προτιμητέα, ώστε σε περίπτωση απώλειας της b1 να συνεχίσει να υφίσταται μία μονάδα που διαμορφώνει τάση και συχνότητα στο δίκτυο, αποτρέποντας έτσι την ολική διακοπή ηλεκτροδότησης του νησιού.

3.5.3. Παραμετρική διερεύνηση στατισμού

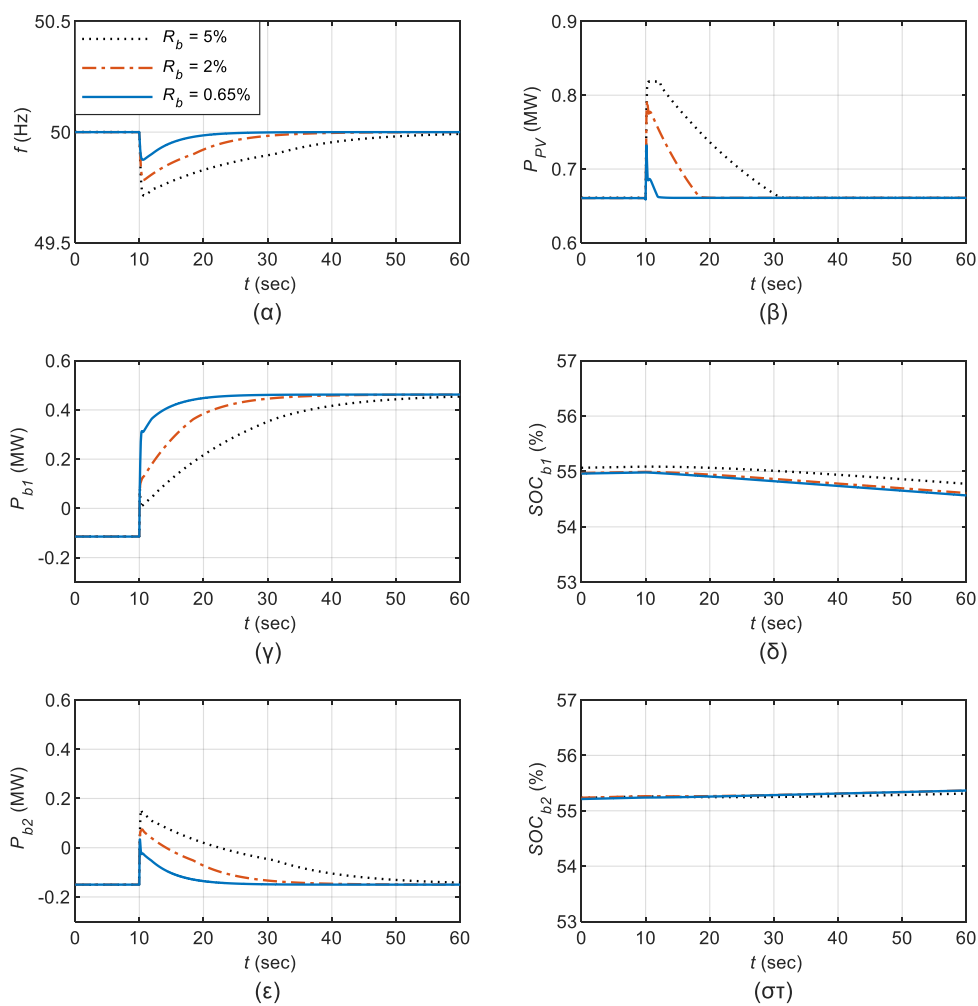
Προκρίνοντας τη λειτουργία των δύο μπαταριών ως GFM, εξετάζεται η επίδραση της τιμής του στατισμού στην απόκριση του δικτύου. Συγκεκριμένα, εφαρμόζονται τρεις διαφορετικές τιμές στην 1^η μπαταρία –όσο και οι δύο λειτουργούν με έλεγχο GFM- 5%, 2% (ελάχιστη που ορίζεται στον RfG) και 0,65%, με την τελευταία να αντιστοιχεί στον στατισμό που ζητείται στο προϊόν ταχείας εφεδρείας Dynamic Containment (DC) του Ηνωμένου Βασιλείου (βλ. Ενότητα 3.2.2). Τα αποτελέσματα

³⁷ Η εφαρμογή νεκρής ζώνης 0,1 Hz στην παροχή εφεδρείας από το Φ/B πάγκο οδηγεί στην επαναφορά του στα προ διαταραχής επίπεδα όταν η συχνότητα φτάσει στο επίπεδο των 49,9 Hz.

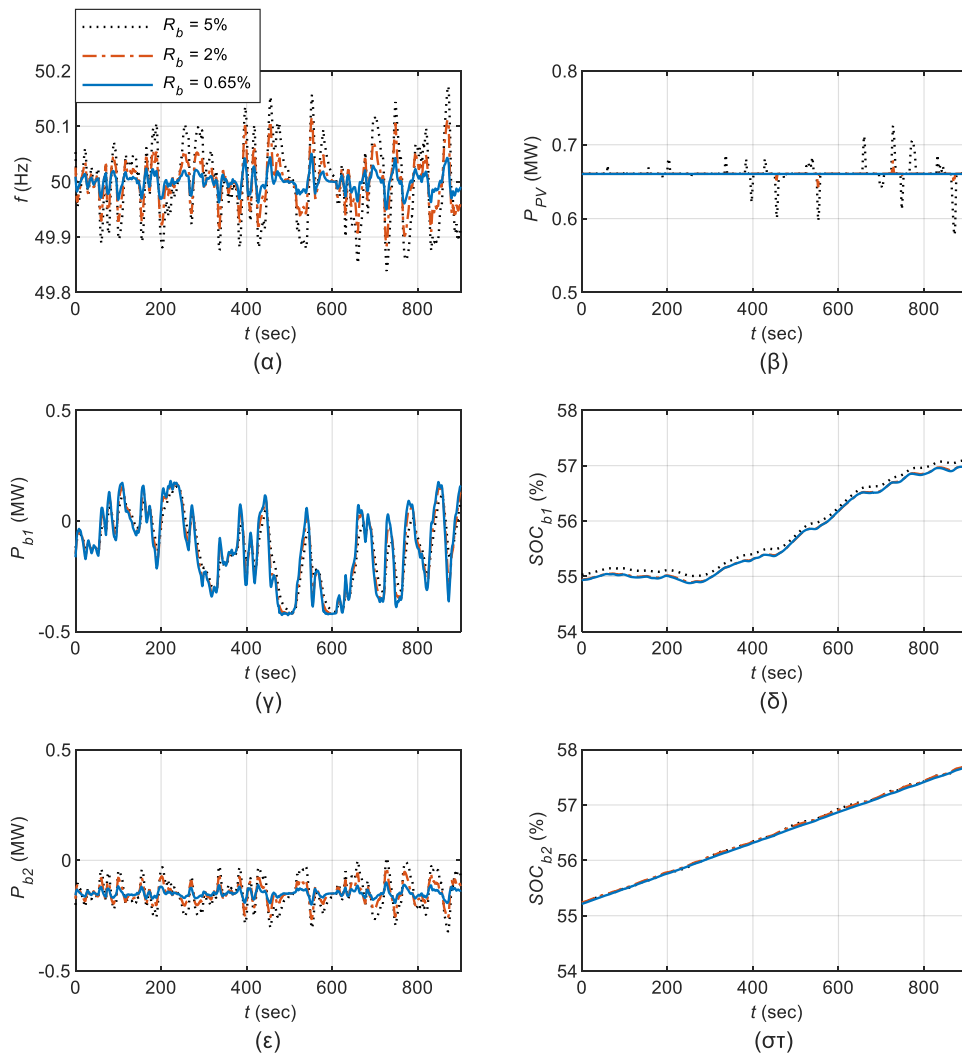
³⁸ Με εξαίρεση 5 χρονικών στιγμών όπου η απόκλιση συχνότητας ξεφεύγει οριακά από την τιμή του 0,1 Hz.

παρουσιάζονται στα Σχ. 3.9, Σχ. 3.10 και Σχ. 3.11 για τις δύο εξεταζόμενες συνθήκες λειτουργίας που περιγράφονται στην Ενότητα 3.5.1.

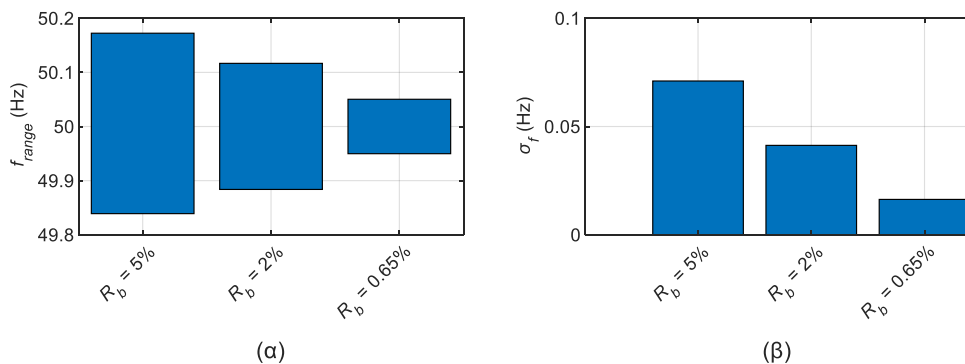
Μεγαλύτερες τιμές στατισμού οδηγούν σε μεγαλύτερες μεταβολές της συχνότητας, λόγω απόκλισης της ισχύος της b1 από την ισχύ μόνιμης κατάστασής τους, βάσει του ελέγχου της Ενότητας 3.3.3. Ενδεικτικά αναφέρεται πως η ελάχιστη συχνότητα προκύπτει 49,7 Hz για 5%, έναντι 49,9 Hz για 0,65% στο Σχ. 3.9, καθώς και ότι προκύπτει ~4,5 φορές μεγαλύτερη τυπική απόκλιση συχνότητας για χρήση στατισμού 5% έναντι 0,65% (~70 mHz, έναντι ~15 mHz) στις προσομοιώσεις υψηλής μεταβλητότητας ανέμου (βλ. Σχ. 3.11). Βέβαια, ακόμη και για τη μεγαλύτερη εξεταζόμενη τιμή στατισμού, η απόκριση συχνότητας είναι σχετικά ικανοποιητική (εντός του εύρους 49,8-50,2 Hz), για τις εξεταζόμενες δυσμενείς συνθήκες.



Σχ. 3.9. (α) Συχνότητα, (β) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (γ) ισχύς μπαταρίας b1, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b1, (ε) ισχύς μπαταρίας b2, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b2, για παραμετρική ανάλυση τιμών στατισμού μπαταρίας b1 σε περίπτωση απώλειας της Α/Γ το 10^ο s της προσομοίωσης.



Σχ. 3.10. (α) Συχνότητα, (β) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (γ) ισχύς μπαταρίας b1, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b1, (ε) ισχύς μπαταρίας b2, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b2, για παραμετρική ανάλυση τιμών στατισμού μπαταρίας b1 σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.



Σχ. 3.11. (α) Εύρος διακύμανσης συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, για παραμετρική ανάλυση τιμών στατισμού μπαταρίας b1 σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.

Εφαρμόζοντας χαμηλές τιμές στατισμού περιορίζεται η συμμετοχή των υπόλοιπων μονάδων στη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος, δηλαδή του Φ/Β και της b2, αλλά και των θερμικών μονάδων σε συνθήκες υψηλότερου φορτίου όπου απαιτείται η λειτουργία τους. Επιπρόσθετα, χαμηλές τιμές στατισμού αυξάνουν και την καταπόνηση της μπαταρίας b1, αναφέροντας ενδεικτικά ότι προκύπτει αύξηση 11% στους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης για εφαρμογή στατισμού 0,65% έναντι του 5% στις προσομοιώσεις υψηλής μεταβλητότητας αιολικής παραγωγής, γεγονός που σχετίζεται με τον επιμερισμό ισχύος με τις υπόλοιπες μονάδες του δικτύου.

Από τα αποτελέσματα αυτά συμπεραίνεται ότι δεν είναι σκόπιμη η εφαρμογή πολύ χαμηλών τιμών στατισμού σε μπαταρίες που λειτουργούν ως GFM, ώστε να επιτυγχάνεται αποτελεσματικότερος επιμερισμός των εφεδρειών ταχείας απόκρισης μεταξύ του συνόλου των πόρων του δικτύου (π.χ. θερμικές μονάδες, Φ/Β, λοιπές μονάδες αποθήκευσης με προκαθορισμένη τιμή στατισμού). Αυτό το συμπέρασμα συνδέεται και με την αποφυγή χρήσης GFM μετατροπέα που διατηρεί σταθερή συχνότητα, παρουσία άλλων μονάδων που συμμετέχουν στη ρύθμιση, όπως εξηγήθηκε στην Ενότητα 3.5.2, συνδέοντας τη λειτουργία αυτή πρακτικά με χρήση μηδενικού στατισμού. Σε κάθε περίπτωση, η επιλογή του στατισμού οφείλει να προκύψει ύστερα από στάθμιση της απαιτούμενης ποιότητας συχνότητας και του ζητούμενου βαθμού συμμετοχής κάθε μονάδας στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης.

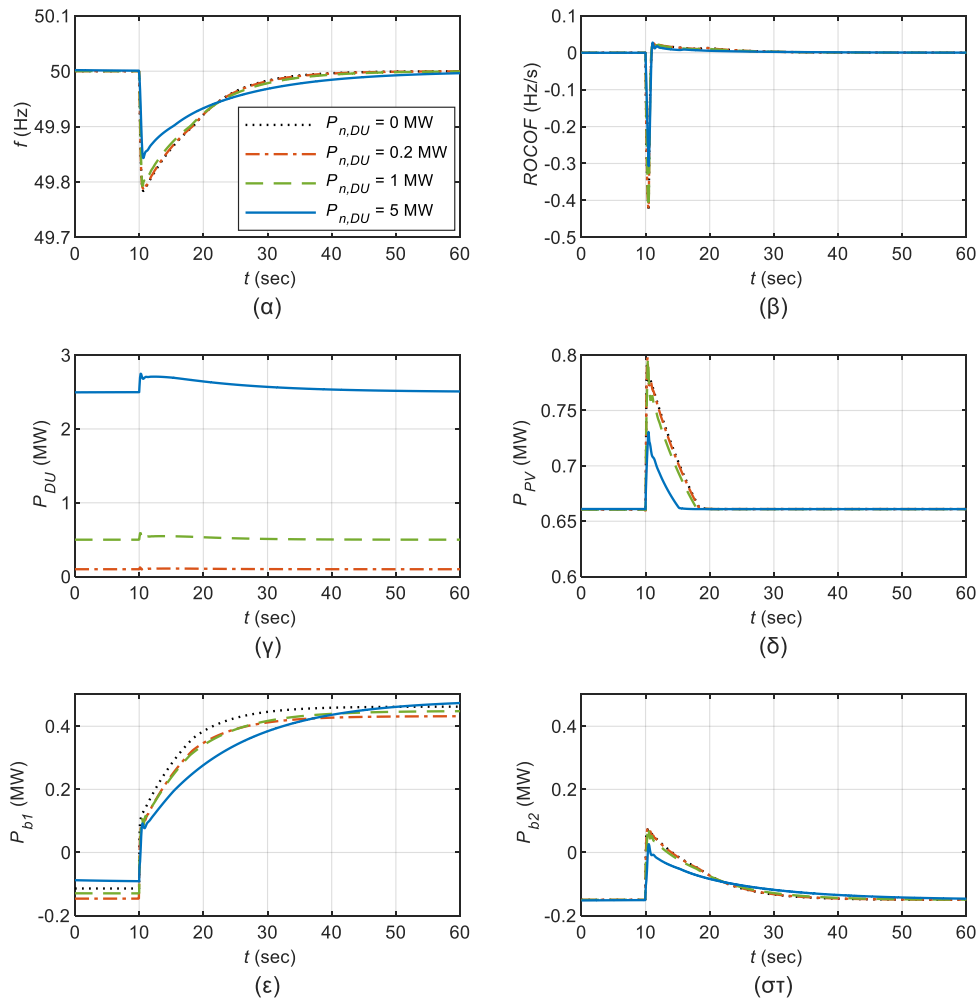
3.5.4. Παραμετρική διερεύνηση ισχύος θερμικής μονάδας

Το νησιωτικό δίκτυο προσομοιώνεται και παρουσία μίας θερμικής μονάδας, στις ίδιες συνθήκες λειτουργίας με παραπάνω, όσο οι μπαταρίες λειτουργούν ως GFM και το Φ/Β πάγκο συμμετέχει στη ρύθμιση συχνότητας διατηρώντας εφεδρεία 20%. Σκοπός των προσομοιώσεων είναι η διερεύνηση της επίπτωσης της αναλογίας ισχύος θερμικής μονάδας – μπαταριών στα συμπεράσματα που εξάγονται από τα αποτελέσματα των προηγούμενων ενοτήτων. Για τον λόγο αυτό, εξετάζεται η συμπεριφορά του δικτύου για μία θερμική μονάδα ισχύος 0,2 MW, 1 MW και 5 MW, σε αντιπαραβολή με την περίπτωση απουσίας συμβατικής μονάδας.

Τα βασικά μεγέθη του συστήματος σε περίπτωση απώλειας της Α/Γ και της έντονης μεταβλητότητας της αιολικής παραγωγής απεικονίζονται στα Σχ. 3.12, Σχ. 3.13 και Σχ. 3.14. Όπως φαίνεται, η παρουσία σύγχρονης γεννήτριας απευθείας συνδεδεμένης στο δίκτυο δεν αλλάζει κάτι στα ποιοτικά χαρακτηριστικά της απόκρισης του δικτύου, στο οποίο λειτουργούν δύο μετατροπείς GFM. Αυξάνοντας τη μέγιστη ισχύ της θερμικής μονάδας, αυτή αναλαμβάνει μεγαλύτερο μέρος της πρωτεύουσας εφεδρείας, κατά συνέπεια περιορίζεται η απόκλιση της ισχύος των μπαταριών από την τιμή αναφοράς τους σε συνθήκες ισορροπίας. Αυτό οδηγεί σε μικρότερες αποκλίσεις συχνότητας και άρα σε μικρότερη συμμετοχή στη ρύθμιση και των υπόλοιπων GFL μετατροπέων του δικτύου, δηλαδή του Φ/Β πάγκου.

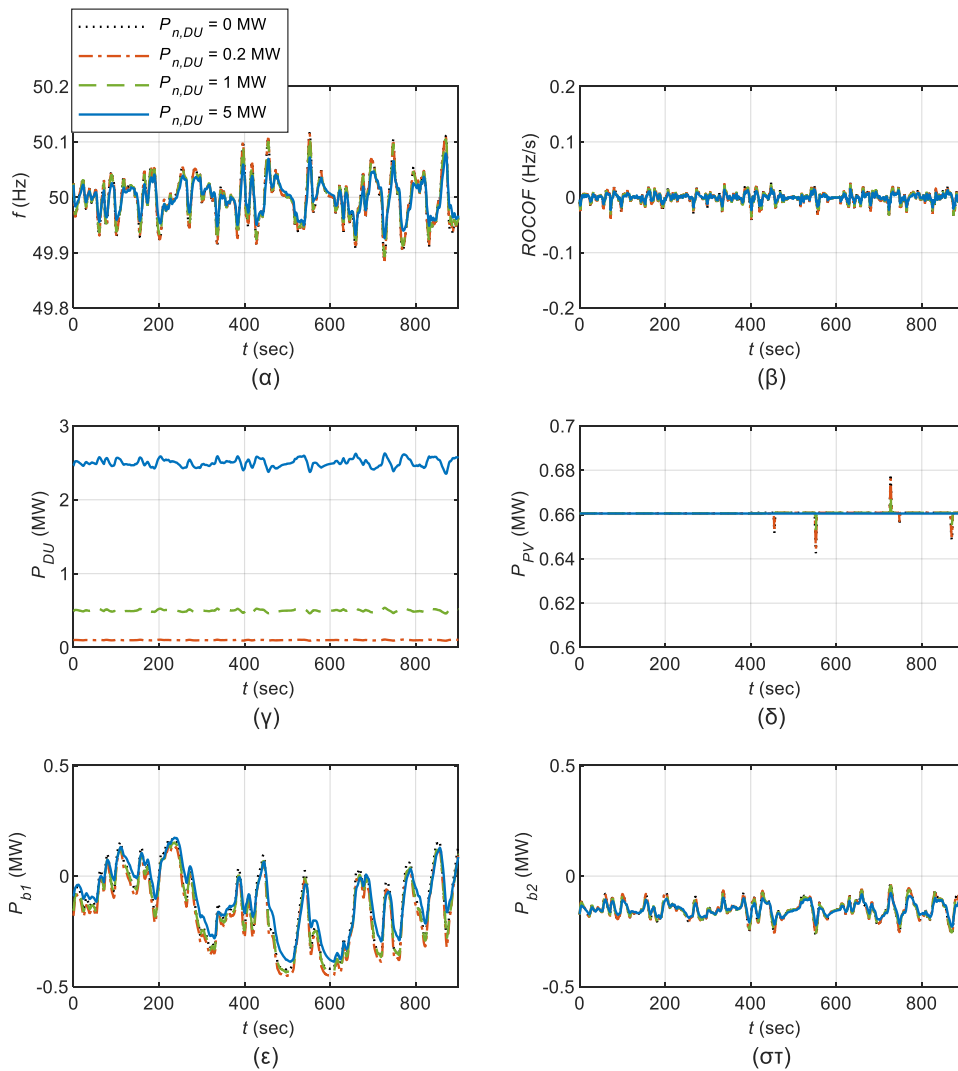
Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των Σχ. 3.12, Σχ. 3.13 και Σχ. 3.14, όταν η ισχύς της θερμικής μονάδας είναι σχετικά μικρή, συγκριτικά με τις μπαταρίες (π.χ. 0,2 MW) έχει πολύ περιορισμένη αξία η ανάληψη μέρους των εφεδρειών ταχείας απόκρισης από αυτήν για την ποιότητα συχνότητας, π.χ. προκύπτει μόλις 2% μείωση της τυπικής απόκλισής της, ενώ δεν προκύπτει αξιόλογη μεταβολή ούτε στην καταπόνηση των μπαταριών. Συνεπώς, εάν κρίνεται σκόπιμο για λόγους μείωσης της καταπόνησης των θερμικών μονάδων, όταν αυτές είναι δυσανάλογα μικρότερες των μπαταριών (π.χ. 10 φορές μικρότερες από τη συνολική ισχύ τους) θα μπορούσαν να τίθενται σε λειτουργία περιορισμένης συμμετοχής στη ρύθμιση ισχύος, μέσω αύξησης του στατισμού τους.

Τέλος, στο Σχ. 3.15 διερευνάται κατά πόσο παρατηρούνται διαφοροποιήσεις εφαρμόζοντας διαφορετική μέθοδο ελέγχου στην b2³⁹ (GFM ή GFL) παρουσία σχετικά μεγάλης θερμικής ισχύος στο δίκτυο (5 MW), ενδεικτικά για απώλεια της Α/Γ. Από τα αποτελέσματα δεν παρατηρείται αξιόλογη μεταβολή, συνεπώς ακόμη και για σχετικά μεγάλη συμβατική ισχύ στο νησί ενδείκνυται η λειτουργία των μπαταριών ως GFM.

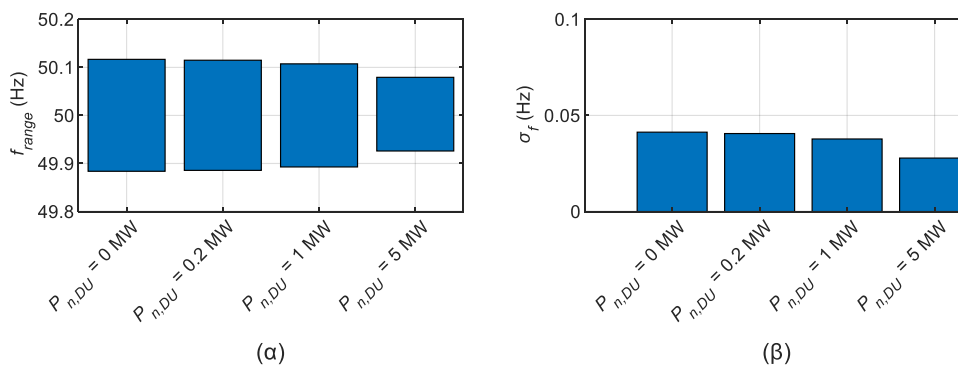


Σχ. 3.12. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή θερμικής μονάδας, (δ) παραγωγή Φ/Β πάρκου, (ε) ισχύς μπαταρίας b1, (στ) ισχύς μπαταρίας b2, για παραμετρική ανάλυση ονομαστικής ισχύος θερμικής μονάδας σε περίπτωση απώλειας της Α/Γ το 10^ο s της προσομοίωσης.

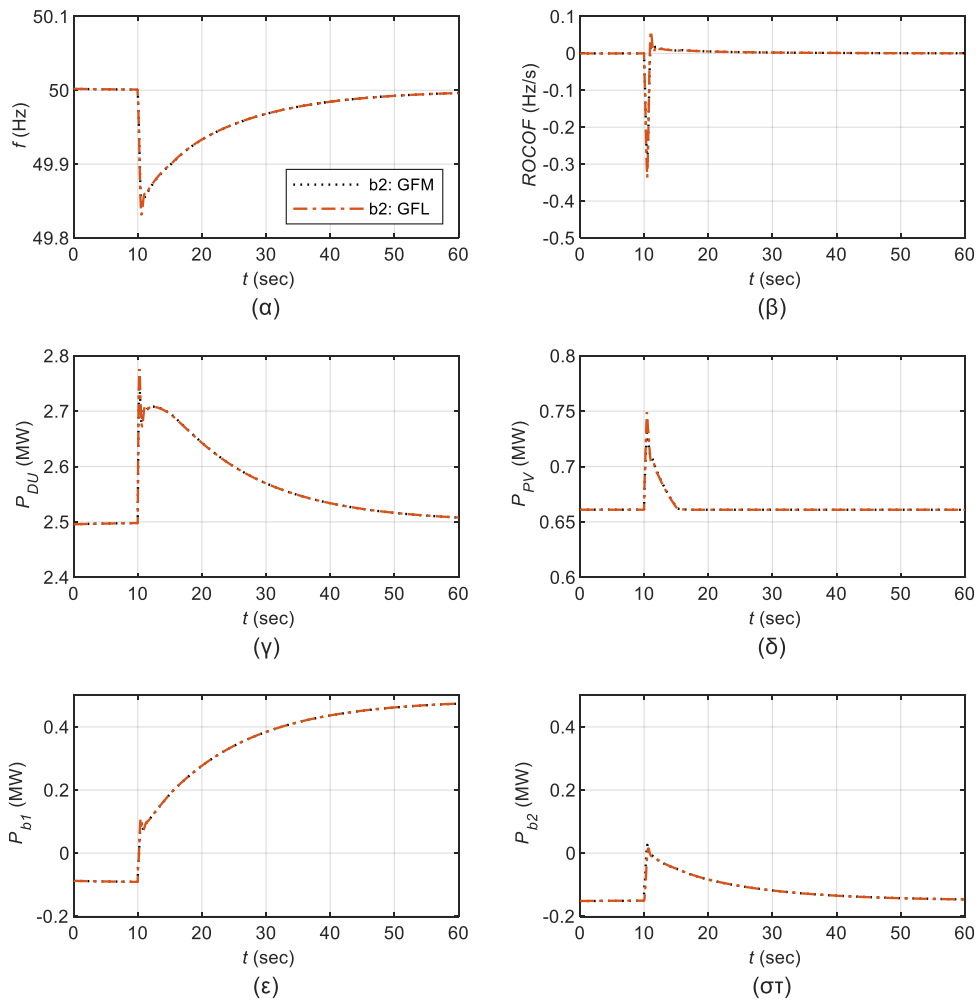
³⁹ Μία μπαταρία πρέπει σε κάθε περίπτωση να λειτουργεί ως GFM, ώστε να είναι εφικτή η διαχείριση απώλειας της μοναδικής θερμικής μονάδας του νησιού.



Σχ. 3.13. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή θερμικής μονάδας, (δ) παραγωγή Φ/Β πάριου, (ε) ισχύς μπαταρίας b1, (στ) ισχύς μπαταρίας b2, για παραμετρική ανάλυση ονομαστικής ισχύος θερμικής μονάδας σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.



Σχ. 3.14. (α) Εύρος διακύμανσης συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, για παραμετρική ανάλυση ονομαστικής ισχύος θερμικής μονάδας σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου.



Σχ. 3.15. (α) Συχνότητα, (β) ρυθμός μεταβολής συχνότητας, (γ) παραγωγή θερμικής μονάδας, (δ) παραγωγή Φ/Β πάριου, (ε) ισχύς μπαταρίας b1, (στ) ισχύς μπαταρίας b2, για λειτουργία GFM και GFL της μπαταρίας b2 σε περίπτωση απώλειας της Α/Γ το 10° s της προσομοίωσης.

Κεφάλαιο 4

Συμμετοχή υβριδικών σταθμών που βασίζονται σε αντλησιοταμίευση στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

4.1. Εισαγωγή

Στα Κεφάλαια 2 και 3 αναδείχθηκε η δυνατότητα Φ/Β σταθμών και συστημάτων συσσωρευτών να παρέχουν εφεδρείες ταχείας απόκρισης σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, επιτρέποντας έτσι την ηλεκτροδότηση υπό συνθήκες πλήρους (100%) τροφοδότησης από πόρους των δύο αυτών τεχνολογιών. Στο παρόν κεφάλαιο διερευνώνται λύσεις που επιτρέπουν την ηλεκτροδότηση αυτόνομων συστημάτων που βασίζονται στην αντλησιοταμίευση, ως μέσο αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, αποκλειστικά από ΑΠΕ. Το βασικότερο πρόβλημα που αντιμετωπίζουν οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί (ΑΤΣ) στη στήριξη συνθηκών 100% διείσδυσης ΑΠΕ έγκειται στις δυσκολίες παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης που προκύπτουν από το φαινόμενο του υδραυλικού πλήγματος στους υδροστροβίλους. Στην Ενότητα 4.2 περιγράφονται οι περιορισμοί παροχής εφεδρειών ΑΤΣ και οι διάφορες λύσεις που προτείνονται στη βιβλιογραφία για την άρση τους, αναφέροντας και τις εναλλακτικές επιλογές που διερευνώνται στο πλαίσιο της διατριβής. Στην Ενότητα 4.3 παρουσιάζεται το υπό εξέταση νησιωτικό σύστημα της Ικαρίας στο οποίο εφαρμόζονται οι προτεινόμενες λύσεις. Επιλέγεται η προσομοίωση του δικτύου της Ικαρίας διότι περιλαμβάνει υβριδικό σταθμό (ΥΒΣ) που συνδυάζει αντλησιοταμίευση και αιολική παραγωγή. Στην Ενότητα 4.4 περιγράφεται το μοντέλο και ο έλεγχος των υδροστροβίλων του ΑΤΣ, ενώ στην Ενότητα 4.5 παρουσιάζεται το μοντέλο και ο έλεγχος του αντλιοστασίου και του συστήματος συσσωρευτών που εξετάζεται προς ενσωμάτωση στον ΥΒΣ σε μερικά σενάρια. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων περιλαμβάνονται στην Ενότητα 4.6.

4.2. Περιορισμοί στην παροχή εφεδρειών από αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς & διαθέσιμες λύσεις στη βιβλιογραφία

Η ανάπτυξη σταθμών αποθήκευσης είναι αναγκαία προϋπόθεση για την επίτευξη πολύ υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων, παρέχοντας ένα ευρύ φάσμα υπηρεσιών [1], [13], [27], [226]. Από τις τεχνολογικά ώριμες λύσεις αποθήκευσης, οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου πλεονεκτούν σε αρκετά τεχνικά χαρακτηριστικά, όπως στην ταχύτητα

απόκρισης (κρίσιμη για αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα), στον βαθμό απόδοσης πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης, στη δυνατότητα να αναπτυχθούν σε οποιοδήποτε μέγεθος ισχύος και τοποθεσία, καθώς και στην ταχύτητα αδειοδότησης και ανάπτυξης. Η στήριξη πολύ υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ απαιτεί την ανάπτυξη αποθηκευτικών συστημάτων μεγάλης χωρητικότητας (σε MWh), για την αποτελεσματική μετατόπιση της παραγωγής των στοχαστικών ΑΠΕ σε ώρες και ημέρες που έχει μεγαλύτερη αξία. Επιπρόσθετα, η αποτελεσματική παροχή υπηρεσιών συμβολής στην επάρκεια ισχύος από αποθηκευτικούς σταθμούς, η οποία αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για την ασφαλή λειτουργία ηλεκτρικών συστημάτων που βασίζονται στην ηλεκτροπαραγωγή στοχαστικών ΑΠΕ, επίσης απαιτεί υψηλής χωρητικότητας έργα [7], [8]. Η ανάπτυξη συστημάτων συσσωρευτών ιόντων λιθίου υψηλής χωρητικότητας (π.χ. >6 MWh/MW) δεν έχει καθιερωθεί ακόμη διεθνώς, λόγω του υψηλού κόστους ανάπτυξης τέτοιων έργων [227]. Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πλέον ώριμη τεχνολογικά λύση, η οποία επιτρέπει την ανάπτυξη έργων πολύ μεγάλης χωρητικότητας με χαμηλότερο κόστος, έναντι των υπολοίπων τεχνολογιών αποθήκευσης. Άλλες λύσεις, όπως συσσωρευτές ροής ή συστήματα υδρογόνου [20], θα μπορούσαν ενδεχομένως να αποτελέσουν μελλοντικά βιώσιμες λύσεις αποθήκευσης υψηλής χωρητικότητας, αλλά δεν διαθέτουν ακόμη επαρκή τεχνολογική ωριμότητα, ενώ το κόστος τους είναι ακόμη πολύ υψηλό.

Αν και οι ΑΤΣ έχουν την ικανότητα αποτελεσματικής παροχής υπηρεσιών μετατόπισης ενέργειας και συμβολής στην επάρκεια ισχύος, αντιμετωπίζουν περιορισμούς στην ταχεία μεταβολή της παραγόμενης ισχύος τους. Αυτό οφείλεται στο φαινόμενο του υδραυλικού πλήγματος, που προκύπτει σε γρήγορες μεταβολές του ανοίγματος των υδατοθυρίδων των υδροστροβίλων. Συγκεκριμένα, σε περίπτωση απότομης αύξησης του ανοίγματος των υδατοθυρίδων, η υποπίεση που προκύπτει λόγω της αδράνειας του νερού που βρίσκεται στον αγωγό προσαγωγής οδηγεί μεταβατικά σε μείωση της παραγόμενης ισχύος του υδροστροβίλου, μεταβολή προς την αντίθετη κατεύθυνση από την επιθυμητή [41]. Το φαινόμενο αυτό οδηγεί στον περιορισμό του μέγιστου ρυθμού μεταβολής των υδατοθυρίδων, σύμφωνα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του κάθε ΑΤΣ (διατομή αγωγών, παρουσία πύργου αναπάλσεως). Αυτός ο περιορισμός ενδέχεται να μην εμποδίζει την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας σε πολύ ισχυρά διασυνδεδεμένα συστήματα, με υψηλή αδράνεια, λόγω του ότι οι μεταβολές συχνότητας σε τέτοια δίκτυα συμβαίνουν σχετικά αργά. Αυτό όμως δεν ισχύει σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία διαθέτουν πολύ χαμηλή αδράνεια, με αποτέλεσμα οι εφεδρείες να πρέπει να απελευθερωθούν εντός 1-2 δευτερολέπτων, ώστε να διατηρηθεί η συχνότητα εντός αποδεκτών ορίων ύστερα από διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος τους. Λόγω των παραπάνω, οι ΑΤΣ αντιμετωπίζουν προβλήματα στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης [228]–[233].

Η ικανότητα άμεσης παροχής εφεδρειών από ΑΤΣ μπορεί να ενισχυθεί μέσω αύξησης της διατομής των αγωγών προσαγωγής, η οποία μειώνει την αδράνεια της στήλης ύδατος. Άλλη παρέμβαση που περιορίζει το υδραυλικό πλήγμα είναι η κατασκευή πύργου αναπάλσεως κοντά στους υδροστροβίλους [41]. Ο πύργος αναπάλσεως συμβάλλει στην απορρόφηση των μεταβολών πίεσης που προκαλούνται από τις γρήγορες μεταβολές του ανοίγματος των υδατοθυρίδων. Αν και οι προαναφερόμενες λύσεις συμβάλλουν προς την κατεύθυνση περιορισμού του φαινομένου του υδραυλικού πλήγματος, δεν είναι συχνά εφικτές σε λειτουργούντες ΑΤΣ, ή και σε υπό σχεδιασμό έργα λόγω χωροταξικών περιορισμών. Επιπρόσθετα, οι ανωτέρω παρεμβάσεις δεν επιτρέπουν την αύξηση της ταχύτητας απόκρισης των υδροστροβίλων σε τέτοιο βαθμό που να είναι εφικτή η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης από τους ΑΤΣ.

Η τοπολογία ΑΤΣ μεταβλητών στρωφών επιτρέπει την ταχεία απόκρισή του σταθμού [228]–[230], [234]–[237]. Στη συγκεκριμένη κατηγορία ΑΤΣ, οι γεννήτριες συνδέονται μέσω μετατροπέων ισχύος, συνήθως τοπολογίας διπλής τροφοδότησης, καθιστώντας εφικτή τη ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής των αξόνων των υδροστροβίλων. Στην περίπτωση αυτή, χρησιμοποιούνται και αντλίες

μεταβλητών στροφών, οι οποίες συνδέονται επίσης μέσω μετατροπέων ισχύος στο δίκτυο. Η μεγάλη βελτίωση στην ικανότητα παροχής εφεδρειών ισχύος ΑΤΣ μεταβλητών στροφών, σε σχέση με ΑΤΣ σταθερών στροφών (απευθείας σύνδεσης ηλεκτρικών μηχανών στο δίκτυο) αναδεικνύεται στις [228]–[230]. Εκτός από τις περιπτώσεις σφαλμάτων, καταστάσεις στις οποίες τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα αντιμετωπίζουν μεγάλες δυσκολίες στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος -και συχνότητας- είναι οι περίοδοι έντονων διαταραχών αιολικής παραγωγής. ΑΤΣ μεταβλητών στροφών έχουν την ικανότητα αποτελεσματικής εξομάλυνσης των διακυμάνσεων παραγωγής Α/Γ, περιορίζοντας τις προκύπτουσες αρνητικές επιπτώσεις στη ρύθμιση συχνότητας, είτε οι σταθμοί αυτοί είναι συν-εγκαθιστώμενοι με τα αιολικά πάρκα [231], [237], είτε έχουν διαφορετικό σημείο σύνδεσης [229], [236]. Αν και η χρήση της τοπολογίας μεταβλητών στροφών αποτελεί μία λύση αντιμετώπισης των περιορισμών ρύθμισης ισχύος των ΑΤΣ, έχει ιδιαίτερα υψηλό επενδυτικό κόστος [228], [230], [234], [238]. Για τον λόγο αυτό είναι σκόπιμη η διερεύνηση και άλλων λύσεων, οι οποίες επιτρέπουν την αποτελεσματική παροχή υπηρεσιών ταχείας εφεδρείας με χαμηλότερο κόστος.

Μία λύση χαμηλότερου κόστους, που βελτιώνει την ταχύτητα απόκρισης των ΑΤΣ είναι ο συνδυασμός αντλιών μεταβλητών και σταθερών στροφών, διατηρώντας λειτουργικότητα σταθερών στροφών στους υδροστροβίλους. ΑΤΣ τέτοιας τοπολογίας βρίσκονται σε λειτουργία στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα της Ιακάριας και του Ελ Ιέρρο. Σε τέτοια έργα, η ταχεία ρύθμιση ισχύος αναλαμβάνεται από τις αντλίες μεταβλητών στροφών, οι οποίες διαθέτουν μετατροπείς ισχύος που επιτρέπουν την άμεση απόκρισή τους. Η ικανότητα του αντλιοστασίου τέτοιων σταθμών να συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας του Ελ Ιέρρο υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ αναδεικνύεται στις [239]–[243]. Σε αντίστοιχα συμπεράσματα οδηγούνται και οι [232], [233], χωρίς να εξετάζονται συνθήκες λειτουργίας υπό 100% διείσδυση ΑΠΕ. Στις [232], [233] διερευνάται και η δυνατότητα των αντλιών να αντισταθμίζουν τις μεταβολές παραγόμενης ισχύος αιολικού πάρκου, μέσω διαρκούς παρακολούθησης της ισχύος του. Με τον τρόπο αυτό περιορίζονται οι αρνητικές επιπτώσεις των διακυμάνσεων του ανέμου στην ποιότητα συχνότητας του δικτύου.

Αν και η παρουσία αντλιών μεταβλητών στροφών επιτρέπει σε ΑΤΣ τέτοιας τοπολογίας να μεταβάλλουν άμεσα την ισχύ τους, συμβάλλοντας στη ρύθμιση συχνότητας αυτόνομων δικτύων, η υπερβολική στήριξη σε αυτές τις μονάδες για την αντιμετώπιση των διαταραχών του ισοζυγίου ισχύος οδηγεί σε πολύ συχνές εντάξεις-απεντάξεις αντλιών, αυξάνοντας την καταπόνησή τους [239]. Κρίσιμο περιοριστικό παράγοντα στη συμβολή αντλιών στη ρύθμιση συχνότητας αποτελεί το στενό εύρος ταχύτητας περιστροφής (π.χ. $<\pm 10\%$) και ισχύος (π.χ. 50-100%) των αντλιών [232], [233], [239]. Δεδομένου ότι σε τέτοιες τοπολογίες ΑΤΣ οι αντλίες μεταβλητών στροφών αποτελούν ένα κλάσμα της συνολικής ισχύος του αντλιοστασίου, το περιορισμένο εύρος ρύθμισης ισχύος τους, σε συνδυασμό με την αδυναμία άμεσων εντάξεων/απεντάξεων αντλιών για τον περιορισμό της φθοράς τους, περιορίζουν αρκετά τη συμβολή τους στη ρύθμιση συχνότητας. Αυτή η διαπίστωση προκύπτει και στην [241], σε χρονικές περιόδους 100% διείσδυσης ΑΠΕ, όπου οι αντλίες μεταβλητών στροφών είναι ο μόνος πόρος ταχείας απόκρισης του Ελ Ιέρρο. Με βάση τα παραπάνω είναι αναγκαία η διερεύνηση εναλλακτικών πόρων άμεσης απόκρισης, ώστε να καταστεί εφικτή η αποτελεσματική ρύθμιση συχνότητας σε αυτόνομα συστήματα που βασίζονται σε ΑΤΣ σε περιόδους 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Επιπλέον αυτού, είναι χρήσιμη η περαιτέρω διερεύνηση ζητημάτων συγχρονισμού ισχύος αντλιοστασίου και αιολικού πάρκου ΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη τους πρακτικούς περιορισμούς στην εν λόγω μέθοδο ελέγχου των αντλιών, όπως ο αναγκαίος χρόνος μεταξύ διαδοχικών εναύσεων/σβέσεων αντλιών, καθώς και τη χρονική καθυστέρηση στην επικοινωνία μεταξύ αιολικού πάρκου και αντλιοστασίου, τα οποία βρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες.

Η βιβλιογραφία περιλαμβάνει αρκετή έρευνα που αποδεικνύει ότι οι Α/Γ αποτελούν έναν πόρο με ικανότητα αποτελεσματικής συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας αυτόνομων συστημάτων που βασίζονται σε ΑΤΣ και αιολική παραγωγή [232], [233], [240], [241], [243]–[245]. Παρ' όλη την ταχεία απόκριση των Α/Γ, λόγω σύνδεσής τους στο δίκτυο μέσω μετατροπών ισχύος, η παροχή ανοδικών εφεδρειών από αυτές προϋποθέτει την απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ενέργειάς τους σε κανονική λειτουργία [244], [245], ζήτημα που αντιμετωπίζουν και οι Φ/Β σταθμοί, όπως εξηγείται στο Κεφάλαιο 2. Η πρόβλεψη αιολικής παραγωγής για την επίλυση του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού την προηγούμενη ημέρα έχει υψηλότερα σφάλματα σε σχέση με αυτή της παραγωγής Φ/Β σταθμών, γεγονός που αυξάνει τις αναγκαίες τηρούμενες εφεδρείες σε συνθήκες υψηλής αιολικής παραγωγής [92] και επιδρά αρνητικά στην αξιοπιστία της εκτιμώμενης ανοδικής εφεδρείας από Α/Γ στο στάδιο κατανομής των εφεδρειών μεταξύ των διαθέσιμων μονάδων την προηγούμενη ημέρα [91]. Η αβεβαιότητα για τη διαθεσιμότητα του συνόλου των εκτιμώμενων εφεδρειών από Α/Γ μπορεί να αντιμετωπιστεί μέσω αύξησης των απαιτήσεων εφεδρείας, η οποία έχει αρνητική επίδραση στην οικονομικότητα λειτουργίας του συστήματος. Αντίστοιχα προβλήματα προκύπτουν και σε πραγματική λειτουργία υπό συνθήκες περιοχών ενέργειας, λόγω των σφαλμάτων πρόβλεψης της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος των Α/Γ.

Παροχή ανοδικών εφεδρειών από Α/Γ μπορεί να επιτευχθεί και χωρίς την απόρριψη ενέργειας σε κανονική λειτουργία, μέσω αξιοποίησης της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στον άξονα των Α/Γ. Όμως, το επίπεδο εφεδρειών που μπορεί να αποδοθεί με αυτόν τον τρόπο είναι πολύ περιορισμένο (5-10% της ονομαστικής ισχύος [244]) και το ίδιο ισχύει και για τη διάρκεια παροχής της ισχύος. Ύστερα από την απόδοση μέρους της κινητικής ενέργειας των Α/Γ, η εξερχόμενη προς το δίκτυο ισχύς καταλήγει να είναι χαμηλότερη από την αρχική, ώστε να αποκατασταθεί η ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ [241], [243], γεγονός που έχει αρνητική επίπτωση στη ρύθμιση συχνότητας του δικτύου [243]. Βασικός περιορισμός στη στήριξη σε Α/Γ για την παροχή εφεδρειών ισχύος είναι ότι σε περιόδους σχετικά χαμηλών ταχυτήτων ανέμου η διαθέσιμη ισχύς τους είναι ανεπαρκής και δεν επιτρέπει την αποτελεσματική συμβολή στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος [243], [246], [247]. Η παρουσία ΑΤΣ, οι οποίοι έχουν κατά βάση πολύ υψηλή χωρητικότητα επιτρέποντας υπερ-ημερήσια διαχείριση ενεργειακών αποθεμάτων, καθιστά εφικτή την ηλεκτροδότηση αυτόνομων συστημάτων σε συνθήκες χαμηλού δυναμικού στοχαστικών ΑΠΕ (π.χ. χαμηλής ταχύτητας ανέμου), από πλευράς ενεργειακού ισοζυγίου (όχι εφεδρειών) [248], συνεπώς είναι αναγκαίο σε συστήματα που βασίζονται στην ΑΤΣ να υφίστανται και μη στοχαστικοί πόροι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης. Λόγω των προαναφερόμενων ζητημάτων, τα αποτελέσματα της [243] αναδεικνύουν τις αντλίες μεταβλητών στροφών ως πιο αποτελεσματικό πόρο για παροχή εφεδρειών ισχύος σε συμβάντα απώλειας μονάδας παραγωγής, συγκριτικά με τις Α/Γ. Επιπλέον των ανωτέρω, σε περίπτωση όπου το αντλιοστάσιο ΑΤΣ παρακολουθεί την παραγωγή ενός αιολικού πάρκου, με σκοπό τον περιορισμό των αρνητικών επιπτώσεων των διακυμάνσεων της παραγωγής του στο ισοζύγιο ισχύος, στις [232], [233] γίνεται αναφορά σε προβλήματα που προκύπτουν από την ταυτόχρονη συμβολή των Α/Γ στη ρύθμιση συχνότητας, λόγω ακύρωσής της από το αντλιοστάσιο.

Η αξιοποίηση των εκτροπών (deflectors) της δέσμης του νερού, οι οποίοι είναι διαθέσιμοι σε υδροστρόβιλους τύπου Pelton, θα μπορούσε να συμβάλει στη ρύθμιση συχνότητας αυτόνομων συστημάτων που βασίζονται σε ΑΤΣ, πεδίο το οποίο δεν έχει ερευνηθεί επαρκώς στη σχετική βιβλιογραφία. Η βασική χρήση των εκτροπών είναι να αποτρέπουν ένα τμήμα της ροής του νερού, ώστε να μην καταλήγει στον υδροστρόβιλο, με σκοπό τον άμεσο περιορισμό της παραγόμενης μηχανικής ισχύος σε συνθήκες υπερτάχυνσης. Η αξιοποίηση των εκτροπών για παροχή ανοδικών εφεδρειών είναι επίσης τεχνικά εφικτή, εκτρέποντας μόνιμα ένα τμήμα της ροής του νερού, το οποίο μπορεί να κατευθυνθεί στον υδροστρόβιλο όταν απαιτείται η άμεση αύξηση της παραγόμενης ισχύος

του [249]. Η λειτουργία αυτή όμως οδηγεί σε υποαξιοποίηση του υδάτινου δυναμικού, καθώς ένα τμήμα της ροής του νερού δεν αξιοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή (απόρριψη μέρους της υδροηλεκτρικής ενέργειας). Στην [250] παρουσιάζεται ένας μη γραμμικός έλεγχος υστέρησης εκτροπών, ως μέσο προστασίας έναντι υπερτάχυνσης του δρομέα. Στον προτεινόμενο έλεγχο οι εκτροπές δεν περιλαμβάνονται στη ροή του νερού σε κανονική λειτουργία (πλήρης παραγωγή) και σε συνθήκες υπερτάχυνσης εκτρέπουν το σύνολο της ροής εκτός του υδροστροβίλου (μηδενική παραγωγή). Αυτή η βηματική αρχή ελέγχου (ακαριαία μετάβαση σε μηδενική παραγωγή ισχύος) δεν είναι κατάλληλη για συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας. Στις [238], [251] παρουσιάζονται δύο μέθοδοι ελέγχου εκτροπών δέσμης ύδατος για την αποτροπή υπερτάχυνσης των υδροστροβίλων της λίμνης Bradley, σε συνθήκες απόρριψης φορτίου. Και οι δύο αναφορές εστιάζουν στην ανάλυση της ευστάθειας της απόκρισης του υδροηλεκτρικού σταθμού, χωρίς να εξετάζεται συνολικά η ρύθμιση συχνότητας ενός αυτόνομου δικτύου που βασίζεται σε ΑΤΣ και στοχαστικές ΑΠΕ. Επιπλέον αυτού, στις ανωτέρω αναφορές δεν εξετάζεται η περίπτωση συνθηκών υποσυχνότητας και η δυνατότητα παροχής ανοδικών εφεδρειών ισχύος, ούτε αξιολογείται συγκριτικά η μέθοδος ρύθμισης μέσω εκτροπών με άλλες εναλλακτικές στήριξης της συχνότητας (π.χ. χρήση άλλων πόρων).

Ο συνδυασμός ΑΤΣ και ενός ταχύτερης απόκρισης συστήματος αποθήκευσης (π.χ. μπαταρίες, σφόνδυλος), είναι ιδιαίτερα αποτελεσματικός, συνδυάζοντας τα οφέλη της ΑΤΣ (ικανότητα μετατόπισης ενέργειας, συμβολή στην επάρκεια ισχύος [8]) με την ικανότητα παροχής ταχείας εφεδρείας. Οι σφόνδυλοι (flywheels) μπορούν να εγκαθίστανται είτε στους άξονες των υδροστροβίλων για αύξηση της αδράνειάς τους [233], είτε ως διακριτές μονάδες αποθήκευσης. Στις [240], [241] εξετάζονται τα οφέλη εγκατάστασης ανεξάρτητου σφόνδουλο στο Ελ Ιέρρο με σκοπό τη στήριξη στη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος, μέσω εφαρμογής αναλογικού-διαφορικού (PD) ελέγχου συχνότητας. Στην [242] αναλύεται η εφαρμογή διαφόρων σχημάτων ελέγχου σφονδύλων για το ανωτέρω ηλεκτρικό σύστημα. Αν και οι σφόνδυλοι έχουν την ικανότητα άμεσης απόκρισης, έχουν πολύ μικρή χωρητικότητα και κατά συνέπεια δεν έχουν τη δυνατότητα διατήρησης της παρεχόμενης εφεδρείας για επαρκές χρονικό διάστημα. Λόγω αυτού οι σφόνδυλοι παρέχουν ένα ιδιαίτερα στενό εύρος υπηρεσιών στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα (αδυναμία διατήρησης εφεδρείας, πλήρης απουσία δυνατότητας μετατόπισης ενέργειας). Στην [240] που εξετάζει τα οφέλη εγκατάστασης σφονδύλων στο ηλεκτρικό σύστημα του Ελ Ιέρρο, αναφέρεται ότι η αντικατάσταση του σφονδύλου με σύστημα συσσωρευτών ή υπερπυκνωτές αποτελεί καλή κατεύθυνση για μελλοντική έρευνα.

Τα συστήματα συσσωρευτών ιόντων λιθίου αναπτύσσονται με ταχείς ρυθμούς διεθνώς [1], λόγω της παροχής ενός ευρέως φάσματος υπηρεσιών [3], [4], [7], [9], [34], [252], όπως εξηγείται και στο Κεφάλαιο 1. Η συν-εγκατάσταση μπαταριών και ΑΤΣ μπορεί να οδηγήσει σε μείωση των ενάυσεων/σβέσεων των αντλιών και του ρυθμού μεταβολής της ισχύος τους, μειώνοντας έτσι το κόστος λειτουργίας και συντήρησής τους [234]. Ο συνδυασμός των δύο αυτών τεχνολογιών είναι πολύ αποτελεσματικός σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα [234], υπερτερώντας από σταθμούς που έχουν μόνο μία εκ των δύο τεχνολογιών σε εύρος παρεχόμενων υπηρεσιών, κόστους και δυνατότητας στήριξης σταθμών ΑΠΕ [253]. Η βιβλιογραφία έχει περιορισμένη έρευνα αναφορικά με (α) την ικανότητα ΥΒΣ που περιλαμβάνουν ΑΤΣ, συσσωρευτές και Α/Γ να λειτουργούν ως μία ενιαία οντότητα σε αυτόνομα συστήματα υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ, (β) πιθανές συνέργειες μεταξύ μπαταριών και αντλιοστασίου στην παρακολούθηση της παραγόμενης αιολικής ισχύος, με σκοπό τον περιορισμό των συνεπαγόμενων διαταραχών συχνότητας σε συνθήκες έντονης μεταβλητότητας ανέμου.

Στο πλαίσιο του παρόντος κεφαλαίου διερευνώνται εναλλακτικές λύσεις που επιτρέπουν σε αυτόνομα συστήματα να ηλεκτροδοτούνται αξιόπιστα -με αποδεκτή ποιότητα συχνότητας σε

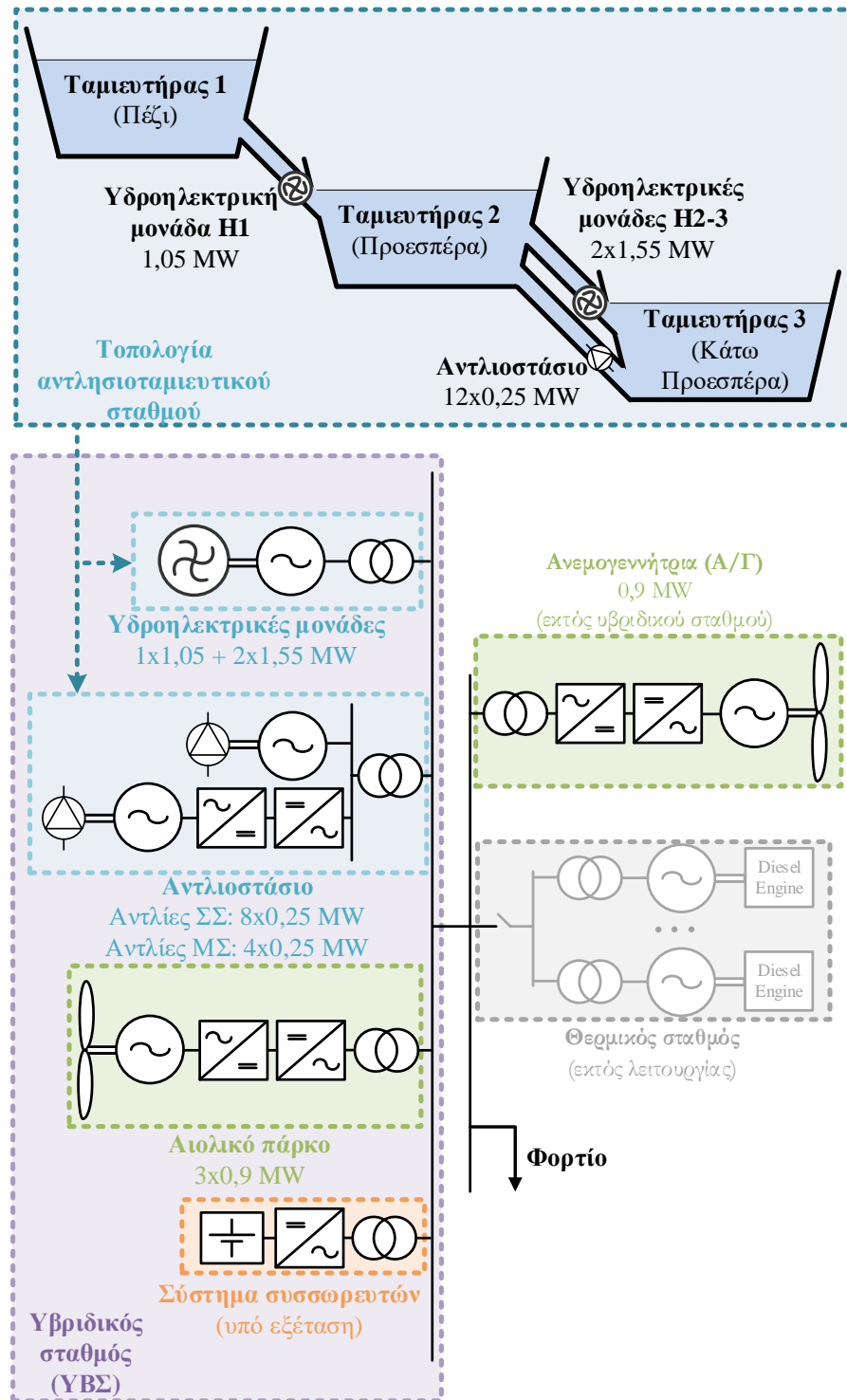
συνθήκες διαταραχών του ισοζυγίου ισχύος τους- από ΑΤΣ και στοχαστικές ΑΠΕ. Για τον σκοπό αυτό εξετάζεται η λειτουργία του νησιωτικού συστήματος της Ικαρίας υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ, στην οποία λειτουργεί ΥΒΣ που περιλαμβάνει ΑΤΣ και αιολικό πάρκο, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 4.3. Η ρύθμιση συχνότητας του νησιού σήμερα βασίζεται κατά κύριο λόγο στις θερμικές μονάδες του τοπικού σταθμού παραγωγής, οι οποίες βρίσκονται πάντοτε σε λειτουργία. Η δυνατότητα ανάληψης της ρύθμισης συχνότητας από τον ΥΒΣ αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα του νησιού. Οι περιορισμοί στην ταχύτητα απόκρισης των υδροστροβίλων καθιστούν αδύνατη τη διατήρηση υψηλού επιπέδου ποιότητας συχνότητας, απουσία θερμικών μονάδων στο νησί, ακόμη και σε περιόδους πολύ χαμηλού φορτίου και υψηλού δυναμικού ΑΠΕ. Οι λύσεις που εξετάζονται στο πλαίσιο της διατριβής για να επιτραπεί η ηλεκτροδότηση 100% από ΑΠΕ νησιωτικών δικτύων, όπως της Ικαρίας, τα οποία διαθέτουν αποθήκευση αντλησιοταμιευτικού τύπου είναι οι ακόλουθες:

- Η χρήση των εκτροπών δέσμης ύδατος των υδροστροβίλων τύπου Pelton, για παροχή καθοδικών και ανοδικών εφεδρειών, εφαρμόζοντας προτεινόμενο έλεγχο συντονισμού εκτροπών-υδατοθυρίδων. Για την παροχή ανοδικών εφεδρειών απαιτείται η συστηματική απόρριψη μέρους της διαθέσιμης υδροηλεκτρικής παραγωγής.
- Η αξιοποίηση των αντλιών για παρακολούθηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ και επιπλέον αυτού, η εφαρμογή ελέγχου στατισμού.
- Η εγκατάσταση μπαταριών εντός του ΥΒΣ, για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας. Επιπλέον αυτού εξετάζεται η δυνατότητα των συσσωρευτών να υποστηρίξουν τη λειτουργικότητα παρακολούθησης παραγόμενης ενέργειας του αιολικού πάρκου από το αντλιοστάσιο. Αναφορικά με τη λειτουργικότητα παρακολούθησης αιολικής παραγωγής -τόσο από το αντλιοστάσιο, όσο και από το σύστημα συσσωρευτών- εξετάζεται και η επιρροή της χρονικής καθυστέρησης στην επικοινωνία μεταξύ αιολικού πάρκου-αντλιοστασίου-μπαταριών.
- Η συμβολή του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ στη ρύθμιση συχνότητας, με παροχή καθοδικών και ανοδικών εφεδρειών. Όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 2 για τα Φ/Β, η παροχή ανοδικών εφεδρειών προϋποθέτει τη συστηματική απόρριψη μέρους της διαθέσιμης ενέργειας.

4.3. Ηλεκτρικό σύστημα Ικαρίας

Η Ικαρία είναι το αυτόνομο νησιωτικό σύστημα με την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό της μείγμα (32%) στην Ελλάδα, με ετήσιο φορτίο ~28 GWh και αιχμή φορτίου ~10 MW [254]. Στο νησιωτικό δίκτυο λειτουργεί ΥΒΣ από το 2019, ο οποίος περιλαμβάνει ΑΤΣ και αιολικό πάρκο. Σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο που εφαρμόζεται αποκλειστικά σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, οι ΥΒΣ περιλαμβάνουν μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης, οι οποίες λειτουργούν ως ένας ενιαίος κατανεμόμενος σταθμός, που οφείλει να παρακολουθεί τις εντολές του διαχειριστή των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΔΕΔΔΗΕ), όπως και οι θερμικές μονάδες [48], [248]. Σύμφωνα με το ισχύον πλαίσιο στην Ελλάδα, μόνο μέσω του πλαισίου ΥΒΣ υπάρχει η δυνατότητα ανάπτυξης συστημάτων αποθήκευσης στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Η βιβλιογραφία περιλαμβάνει αρκετή έρευνα αναφορικά με τη βέλτιστη διαστασιολόγηση ΥΒΣ [255], [256] και τη διαχείριση τέτοιων έργων, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς που θέτει το θεσμικό πλαίσιο [248], [257], [258].

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ικαρίας παρουσιάζεται στο Σχ. 4.1. Εκτός του ΥΒΣ, στο νησί υφίσταται μία επιπλέον Α/Γ 0,9 MW και ο θερμικός σταθμός, ο οποίος θεωρείται εκτός λειτουργίας



Σχ. 4.1. Ηλεκτρικό σύστημα Ικαρίας και τοπολογία υβριδικού σταθμού.

σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Τα Φ/Β του νησιού ισχύος 0,4 MW αποτελούν μη ελεγχόμενους σταθμούς και θεωρούνται ενσωματωμένα στο φορτίο, διότι δεν αποτελούν πόρους του ΥΒΣ. Η δυνατότητα ελέγχου Φ/Β για στήριξη της συχνότητας παρουσιάζεται αναλυτικά στα Κεφάλαια 2 και 3. Ο ΥΒΣ του νησιού περιλαμβάνει:

- Τρεις (3) υδροηλεκτρικές μονάδες συνολικής ισχύος 4,15 MW (Η1: 1,05 MW, Η2-3: 2x1,55 MW) οι οποίες διαθέτουν υδροστροβίλους τύπου Pelton. Η μοντελοποίηση και ο προτεινόμενος

έλεγχος των μονάδων ώστε να καταστεί εφικτή η αύξηση της ταχύτητας απόκρισης του ΥΒΣ σε συνθήκες διαταραχών του ισοζυγίου ισχύος του νησιού παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.4.

- Ένα αντλιοστάσιο ισχύος 3 MW, που περιλαμβάνει δώδεκα (12) αντλίες ισχύος 0,25 MW έκαστη. Τέσσερις (4) από αυτές τις αντλίες είναι μεταβλητών στροφών, με τις υπόλοιπες οκτώ (8) να είναι σταθερών στροφών. Η μοντελοποίηση και η αρχή ελέγχου τους παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.5.
- Ένα αιολικό πάρκο 2,7 MW που διαθέτει τρεις (3) Α/Γ ισχύος 0,9 MW, έκαστη. Η μοντελοποίηση και ο έλεγχος των Α/Γ περιλαμβάνεται στο Παράρτημα Α.
- Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής εξετάζεται και η εγκατάστασή συστήματος συσσωρευτών, το οποίο δεν υφίσταται στον ΥΒΣ. Εξετάζονται συστήματα ισχύος 0,5-1 MW, μικρής χωρητικότητάς (1 MWh/MW), δεδομένου ότι τις υπηρεσίες μετατόπισης ενέργειας και συμβολής στην επάρκεια ισχύος τις παρέχει αποτελεσματικά ο ΑΤΣ. Ο προτεινόμενος έλεγχος παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.5.

Ο ΥΒΣ διαθέτει τρεις (3) ταμιευτήρες, όπως φαίνεται και στο Σχ. 4.1. Το αντλιοστάσιο είναι εγκατεστημένο στον 3^ο ταμιευτήρα (Κάτω Προεσπέρας) με το χαμηλότερο υψόμετρο, το οποίο αξιοποιεί την παραγωγή του αιολικού πάρκου για άντληση υδάτων από τον 3^ο στον 2^ο ταμιευτήρα (Προεσπέρας). Οι ταμιευτήρες Κάτω Προεσπέρας και Προεσπέρας έχουν ίδια χωρητικότητα (80.000 m³). Η υδροηλεκτρική μονάδα Η1 αξιοποιεί τις υπερχειλίσεις του 1^{ου} ταμιευτήρα (στο Πέζι), ο οποίος έχει πολύ μεγαλύτερη χωρητικότητα από τους άλλους δύο (900.000 m³). Ο ταμιευτήρας στο Πέζι προϋπήρχε της ανάπτυξης του ΥΒΣ για ύδρευση και άρδευση. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες Η2 και Η3 αξιοποιούν ενεργειακά το νερό που αποθηκεύεται στον 2^ο ταμιευτήρα, το οποίο προέρχεται από (α) το νερό που αντλείται από τον 3^ο στον 2^ο ταμιευτήρα, (β) τις υπερχειλίσεις του 1^{ου} ταμιευτήρα. Οι ανεξάρτητοι αγωγοί προσαγωγής και κατάθλιψης που απεικονίζονται στο Σχ. 4.1 επιτρέπουν την παράλληλη λειτουργία των Η2-3 και του αντλιοστασίου. Παρ' όλο που η παράλληλη λειτουργία οδηγεί σε μειωμένη ενεργειακή αποδοτικότητα, λόγω απωλειών στη διαδικασία αποθήκευσης και επαναπόδοσης στο δίκτυο, είναι συχνά αναγκαία με βάση το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, ώστε ο ΥΒΣ να λειτουργεί ως κατανεμόμενος σταθμός, χωρίς η λειτουργία του να δρα αρνητικά στο περιθώριο απορρόφησης ενέργειας των υπόλοιπων σταθμών ΑΠΕ του νησιού και χωρίς να απορροφά ενέργεια από το δίκτυο.

4.4. Μοντέλο & έλεγχος υδροηλεκτρικών μονάδων

4.4.1. Τοπολογία υδροηλεκτρικών μονάδων

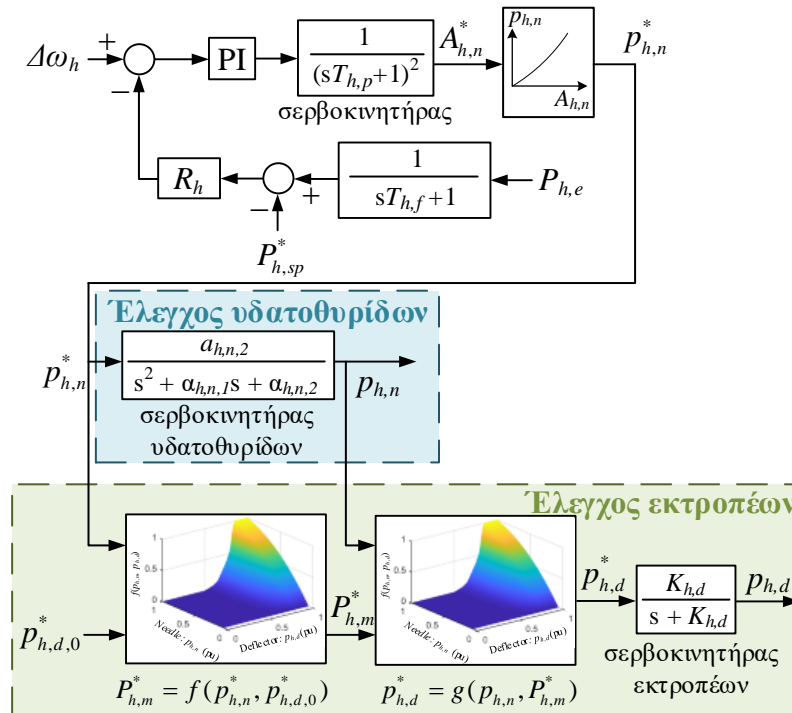
Η τοπολογία μίας υδροηλεκτρικής μονάδας παρουσιάζεται στο Σχ. 4.2 και περιλαμβάνει τον υδροστρόβιλο τύπου Pelton, τον ρυθμιστή στροφών, τη γεννήτρια και τον Μ/Σ. Οι μετρήσεις που αξιοποιούνται για τον έλεγχο είναι η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα (ω_n), και οι τάσεις (v_n) και τα ρεύματα (i_n) της γεννήτριας. Τα μεγέθη που ελέγχονται για τη ρύθμιση ισχύος της υδροηλεκτρικής μονάδας είναι η θέση των υδατοθυρίδων ($p_{h,n}$) και των εκτροπών δέσμης ύδατος ($p_{h,d}$). Το μοντέλο της μηχανικής ισχύος της υδροηλεκτρικής μονάδας παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.4.2 και ο προτεινόμενος έλεγχος περιγράφεται στην Ενότητα 4.4.3.

- $f_{h,n}$: άνοιγμα των υδατοθυρίδων,
- $k_{h,1}, k_{h,2}$: σταθερές που συνδέουν τα μεγέθη $f_{h,n}$ και $A_{h,n}$,
- q_b : στιγμιαία παροχή του νερού,
- h_b : πίεση νερού στο επίπεδο του υδροστροβίλου (ολικό μανομετρικό ύψος),
- f_b : συντελεστής τριβών,
- $T_{h,n}$: υδραυλική χρονική σταθερά αδρανείας του νερού (s), που σχετίζεται με το μήκος και τη διατομή του αγωγού προσαγωγής,
- $T_{h,e}$: κυματική σταθερά χρόνου (s), που εκφράζει τον χρόνο που απαιτείται για να διατρέξει το κύμα πίεσης τον αγωγό προσαγωγής,
- $P_{h,m}$: παραγόμενη μηχανική ισχύς του υδροστροβίλου,
- $A_{h,e}$: συντελεστής προσαρμογής,
- $q_{h,nl}$: παροχή κενού φορτίου,
- $f(f_{h,n}, f_{h,d})$: μη γραμμική συνάρτηση που σχετίζει την παραγόμενη ισχύ υδροστροβίλου με τη θέση των υδατοθυρίδων ($f_{h,n}$) και των εκτροπέων ($f_{h,d}$). Χρησιμοποιήθηκε συνάρτηση βασισμένη στην [251].
- D_b : συντελεστής απόσβεσης,
- $\Delta\omega_b$: απόκλιση ταχύτητας περιστροφής δρομέα από ονομαστική τιμή (1 α.μ.)

4.4.3. Έλεγχος υδροστροβίλων

Η ισχύς των υδροστροβίλων Pelton ρυθμίζεται μέσω της ροής του νερού που καταλήγει στα πτερύγιά τους, μεταβάλλοντας το άνοιγμα των υδατοθυρίδων ($f_{h,n}$) και τη θέση των εκτροπέων ($f_{h,d}$). Το άνοιγμα των υδατοθυρίδων επηρεάζει τη ροή του νερού στον αγωγό προσαγωγής, ενώ η συνήθης αξιοποίηση των εκτροπέων δέσμης νερού έγκειται στο να εκτρέπουν ένα τμήμα της ροής εκτός υδροστροβίλου για τον περιορισμό της ισχύος εξόδου σε συνθήκες υπερτάχυνσης [250]. Λόγω του περιορισμού της ταχύτητας απόκρισης των υδροηλεκτρικών μονάδων όταν ελέγχονται αποκλειστικά μέσω μεταβολής της θέσης των υδατοθυρίδων, που σχετίζεται με το υδραυλικό πλήγμα [259], στην παρούσα ενότητα περιγράφεται μέθοδος αξιοποίησης των εκτροπέων για άμεση παροχή εφεδρειών από υδροηλεκτρικές μονάδες σε αυτόνομα συστήματα. Δεδομένου ότι η θέση των εκτροπέων δεν επηρεάζει τη ροή του νερού στον αγωγό προσαγωγής, αλλά μόνο το τμήμα της παροχής που καταλήγει στα πτερύγια του υδροστροβίλου, η ταχύτητα μεταβολής της δεν περιορίζεται από το υδραυλικό πλήγμα και την αδράνεια της στήλης ύδατος, κατά συνέπεια μπορεί να είναι ιδιαίτερα γρήγορη [249]. Για τον λόγο αυτό αξιοποιούνται για άμεσο περιορισμό της ισχύος σε περίπτωση υπερτάχυνσης του δρομέα του υδροστροβίλου σε περίπτωση απόρριψης φορτίου, ο οποίος μπορεί να επιτευχθεί εντός 1 δευτερολέπτου [251]. Η προαναφερόμενη λειτουργικότητα μπορεί να αξιοποιηθεί για ταχεία παροχή καθοδικής εφεδρείας στο ηλεκτρικό σύστημα, αλλά η δυνατότητα άμεσης παροχής ανοδικής εφεδρείας, μέσω των εκτροπέων, προϋποθέτει ένα τμήμα της παροχής να εκτρέπεται μόνιμα εκτός του υδροστροβίλου, το οποίο θα κατευθύνεται σε αυτόν σε συνθήκες υποσυχνότητας. Η μόνιμη εκτροπή νερού οδηγεί σε απορριψείς υδροηλεκτρικής ενέργειας, καθώς ένα τμήμα της παροχής δεν αξιοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή.

Ο προτεινόμενος έλεγχος υδροηλεκτρικής μονάδας, που αξιοποιεί τη θέση των υδατοθυρίδων και των εκτροπέων, παρουσιάζεται στο Σχ. 4.4 [40]. Στον συμβατικό έλεγχο χωρίς ρύθμιση των εκτροπέων (χωρίς το τμήμα ελέγχου της πράσινης περιοχής), η απόκλιση της ταχύτητας από την ονομαστική της τιμή $\Delta\omega_b$ αποστέλλεται σε έναν αναλογικό-ολοκληρωτικό (PI) ελεγκτή με ανάδραση στατισμού (R_b). Η παραγόμενη ισχύς ($P_{h,e}$) φιλτράρεται από φίλτρο με χρονική σταθερά $T_{h,f}$. Η ισχύς



Σχ. 4.4. Έλεγχος υδροηλεκτρικής μονάδας.

αναφοράς της υδροηλεκτρικής μονάδας ($P_{h,sp}^*$) προκύπτει από τον ελεγκτή δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας του νησιού, που μπορεί να είναι είτε κεντρική (βλ. Ενότητες 1.3.1-1.3.4), είτε ισόχρονος έλεγχος (βλ. Ενότητα 1.3.5). Η έξοδος του PI ελεγκτή κινεί σερβοκινητήρα ($T_{h,p}$: παράμετρος της συνάρτησης μεταφοράς 2^{ης} τάξης που απεικονίζεται στο Σχ. 4.4 [259]) που προσαρμόζει τη ζητούμενη συνολική περιοχή που είναι διαθέσιμη για τη ροή του νερού προς τον υδροστρόβιλο ($A_{h,n}^*$), η οποία διαμορφώνει το ζητούμενο άνοιγμα υδατοθυρίδων ($p_{h,n}^*$), μέσω της (4.1) που συνδέει τα δύο αυτά μεγέθη. Στη συνέχεια ένας σερβοκινητήρας ($a_{h,n,1}$ και $a_{h,n,2}$: σταθερές της συνάρτησης μεταφοράς του) οδηγεί τη θέση των υδατοθυρίδων ($p_{h,n}$) στην επιθυμητή τιμή. Ο σερβοκινητήρας μεταβάλλει το $p_{h,n}$ με αρκετά αργό ρυθμό (π.χ. 0,02 α.μ./s), ώστε να αποφευχθούν οι αρνητικές επιπτώσεις του υδραυλικού πλήγματος.

Ο έλεγχος των εκτροπέων έχει δύο εισόδους, τη ζητούμενη θέση των υδατοθυρίδων ($p_{h,n}^*$) και τη θέση των εκτροπέων σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας ($p_{h,d,0}^*$). Με βάση τα δύο αυτά μεγέθη και τη συνάρτηση $f(p_{h,n}, p_{h,d})$, υπολογίζεται η ζητούμενη μηχανική ισχύς ($P_{h,m}^*$) από τον PI ελεγκτή. Με βάση την προαναφερόμενη ισχύ αναφοράς και τη μετρούμενη θέση των υδατοθυρίδων ($p_{h,n}$), η οποία μεταβατικά διαφέρει από τη θέση αναφοράς ($p_{h,n}^*$), υπολογίζεται η επιθυμητή τιμή της θέσης των εκτροπέων ($p_{h,d}^*$) που θα επιτρέψει την παραγωγή της ζητούμενης ισχύος, με αξιοποίηση της συνάρτησης $g(p_{h,n}, P_{h,m})$. Η συνάρτηση $g(p_{h,n}, P_{h,m})$ αξιοποιεί τις ίδιες καμπύλες που συνδέουν τα μεγέθη $p_{h,n}$, $p_{h,d}$ και $P_{h,m}$, συνεπώς δεν απαιτούνται επιπλέον στοιχεία για τον υπολογισμό τους, σε σχέση με τη συνάρτηση $f(p_{h,n}, p_{h,d})$. Οι συναρτήσεις f , g που αξιοποιούνται στον προτεινόμενο έλεγχο μπορούν να δοθούν από τον κατασκευαστή των υδροστρόβιλων και να εξακριβωθούν, αν απαιτείται, μέσω δοκιμαστικής λειτουργίας της μονάδας σε ενδεικτικά σημεία των χαρακτηριστικών. Η αξιοποίηση στατικών χαρακτηριστικών είναι διαδεδομένη στον έλεγχο μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, αναφέροντας ενδεικτικά τον έλεγχο των Α/Γ που αξιοποιεί στατική καμπύλη ισχύος – ταχύτητας

περιστροφής, όπως εξηγείται στο Παράρτημα Β. Η επιθυμητή τιμή ($p_{h,d}^*$) οδηγεί σε ρεβονινητήρα ($K_{h,d}$: σταθερά συνάρτησης μεταφοράς του [250]), ο οποίος ρυθμίζει τη θέση των εκτροπέων ($p_{h,d}$).

Η ρύθμιση των κερδών του PI ελεγκτή πραγματοποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη την απόκριση σε συνθήκες απότομης μεταβολής του φορτίου των υδροηλεκτρικών μονάδων, ώστε να εξασφαλιστεί ότι θα επιτυγχάνεται αποδεκτή απόκριση και σε λιγότερο απαιτητικές συνθήκες [249], [260]. Τα κυριότερα μεγέθη που αξιολογήθηκαν είναι το εύρος της ταχύτητας περιστροφής, ο χρόνος αποκατάστασης μετά από τη διαταραχή και οι μεταβολές της πίεσης. Η ρύθμιση των κερδών ξεκίνησε για λειτουργία μόνο με ρύθμιση του ανοίγματος των υδατοθυρίδων, αξιοποιώντας τις εξισώσεις της [261]. Για τη βελτίωση της δυναμικής της απόκρισης, όταν είναι ενεργοποιημένος ο παράλληλος έλεγχος των εκτροπέων επιλέγονται υψηλότερα κέρδη στον PI ελεγκτή [249]. Σχετική έρευνα αναφορικά με τη ρύθμιση των κερδών ρυθμιστή στρωφών υδροστροβίλων, χωρίς και με έλεγχο εκτροπέων, μπορούν να αναζητηθούν στις [249], [261], [262] και [238], [251], αντίστοιχα.

Σύμφωνα με το προτεινόμενο σχήμα ελέγχου, κάθε εντολή μεταβολής ισχύος που προκύπτει από την απόκλιση της ταχύτητας περιστροφής από την ονομαστική της τιμή παράγει μία ανάγκη μεταβολής της θέσης των υδατοθυρίδων. Δεδομένης της ιδιαίτερα αργής απόκρισης αυτών, η εντολή μεταβολής του ανοίγματος των υδατοθυρίδων μετατρέπεται σε εντολή μεταβολής της θέσης των εκτροπέων, τέτοια ώστε να προκύψει το ζητούμενο (από τον PI ελεγκτή) επίπεδο ισχύος. Όταν το άνοιγμα των υδατοθυρίδων ταυτίζεται με το επιθυμητό ($p_{h,n} = p_{h,n}^*$) οι εκτροπείς δέσμης ύδατος διατηρούνται στην αρχική τους θέση ($p_{h,d} = p_{h,d,0}^*$). Σε διαφορετική περίπτωση, οι εκτροπείς καλύπτουν την όποια διαφορά μεταξύ επιθυμητής και μετρούμενης τιμής $p_{h,n}$, ώστε τελικώς να επιτευχθεί και μεταβατικά το ζητούμενο επίπεδο ισχύος. Με τον τρόπο αυτό, οι εκτροπείς δρουν άμεσα, ώστε η ισχύς εξόδου να είναι εντός 1-2 δευτερολέπτων όση και η επιθυμητή από τον ρυθμιστή στρωφών. Παράλληλα, το άνοιγμα των υδατοθυρίδων μεταβαίνει αργά προς τη νέα ζητούμενη θέση (ώστε να μην προκαλέσει τις αρνητικές επιπτώσεις του υδραυλικού πλήγματος), με τους εκτροπείς να λαμβάνουν υπόψη διαρκώς τη νέα θέση των υδατοθυρίδων και να διατηρούν σταθερή την ισχύ εξόδου. Στο τέλος του μεταβατικού, οι υδατοθυρίδες έχουν προσαρμοστεί στη νέα ζητούμενη θέση και οι εκτροπείς έχουν επανέλθει στην αρχική τους κατάσταση. Στην εφαρμογή της μεθόδου πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι οι εκτροπείς οφείλουν να είναι σχεδιασμένοι έτσι ώστε να αντέχουν τη διάβρωση και τη μηχανική καταπόνηση που είναι συνυφασμένα με τη συστηματική εκτροπή τμήματος της παροχής εκτός των πτερυγίων του υδροστροβίλου [249].

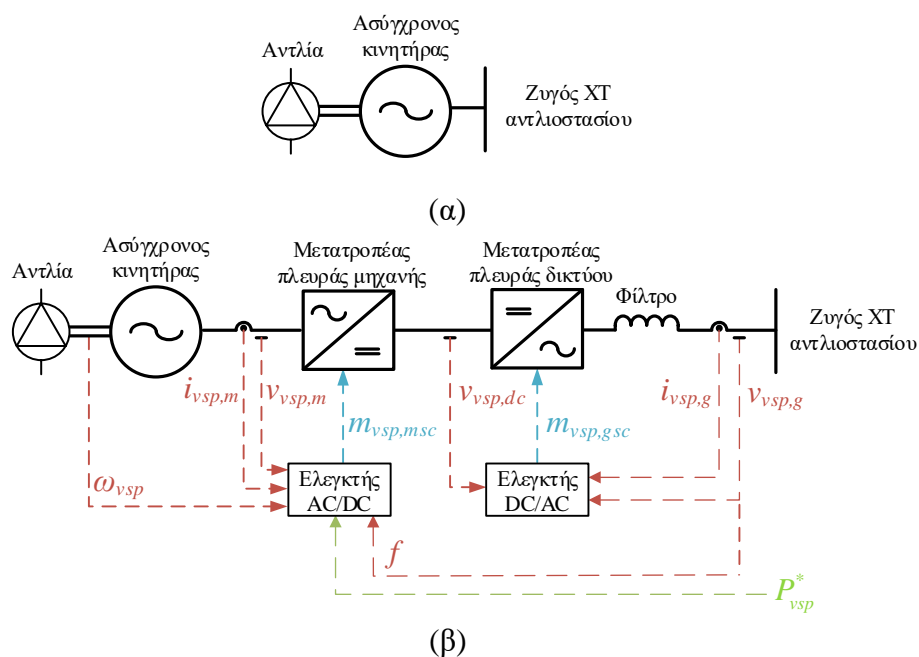
Σε περίπτωση που η αρχική θέση των εκτροπέων οδηγεί σε πλήρη αξιοποίηση της παροχής του νερού για ηλεκτροπαραγωγή, ο έλεγχος του Σχ. 4.4 επιτρέπει μόνο την άμεση απόδοση καθοδικών εφεδρειών. Για να υπάρξει περιθώριο ανοδικών εφεδρειών θα πρέπει να εκτρέπεται συστηματικά ένα τμήμα της ροής εκτός του υδροστροβίλου, απορρίπτοντας έτσι ένα τμήμα της διαθέσιμης υδροηλεκτρικής ενέργειας, σε αντιστοιχία με τα αναφερόμενα στο Κεφάλαιο 2 για Φ/Β σταθμούς. Αν και μία τέτοια στρατηγική διαχείρισης μειώνει την ενεργειακή απόδοση της υδροηλεκτρικής μονάδας, έχει αξία ως εναλλακτική επιλογή παροχής ανοδικών εφεδρειών σε συστήματα όπου πραγματοποιούνται ούτως ή άλλως συστηματικά περιοπές διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ, όπως τα αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα [27], [34]. Στη στάθμιση του μειονεκτήματος των απορρίψεων υδροηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ληφθεί υπόψη και ότι η απόρριψη τμήματος της ροής απελευθερώνει χώρο στον άνω ταμιευτήρα για αποθήκευση επιπλέον ενέργειας ΑΠΕ μεταγενέστερα, συνεπώς μέρος των απορρίψεων αυτών οδηγούν σε μείωση των περιοπών ΑΠΕ σε επόμενο χρόνο, οι οποίες θα συμβαίνουν σε περιόδους όπου ο άνω ταμιευτήρας είναι πλήρης.

4.5. Έλεγχος αντλιοστασίου & συσσωρευτών

4.5.1. Τοπολογία αντλιών σταθερών & μεταβλητών στροφών

Το αντλιοστάσιο του εξεταζόμενου ΑΤΣ περιλαμβάνει αντλίες σταθερών και μεταβλητών στροφών, η τοπολογία των οποίων απεικονίζεται στο Σχ. 4.5. Όπως φαίνεται στο Σχ. 4.5(α), οι αντλίες σταθερών στροφών (ΣΣ) συνδέονται απευθείας στον ζυγό ΧΤ του αντλιοστασίου, χωρίς την παρεμβολή ηλεκτρονικών ισχύος. Κατά συνέπεια οι συγκεκριμένες μονάδες δεν έχουν καμία ελεγχιμότητα, πέρα από τη σύνδεση/αποσύνδεσή τους στο δίκτυο, σύμφωνα με τις αρχές που περιγράφονται στην Ενότητα 4.5.3. Το ελαστικό υδραυλικό μοντέλο που χρησιμοποιείται για τις αντλίες έχει αρκετές ομοιότητες με αυτό της Ενότητας 4.4.2, με τη διαφορά ότι (α) οι υδατοθυρίδες είναι πλήρως ανοικτές σε κατάσταση λειτουργίας, (β) τα κύματα πίεσης και οι μεταβολές στην παροχή προκαλούνται από μεταβολές στην απορροφόμενη ισχύ των κινητήρων, (γ) η πίεση στις αντλίες προκύπτει από την ταχύτητα περιστροφής τους και την παροχή. Αναλυτικότερη περιγραφή του χρησιμοποιούμενου μοντέλου μπορεί να αναζητηθεί στην [263].

Οι αντλίες μεταβλητών στροφών (ΜΣ) που απεικονίζονται στο Σχ. 4.5(β), συνδέονται μέσω μετατροπέων ισχύος (πλευράς δικτύου και πλευράς μηχανής) στον ζυγό ΧΤ, σε αντιστοιχία με την τοπολογία Φ/Β συστημάτων (βλ. Ενότητα 2.3.1). Ο μετατροπέας πλευράς μηχανής ρυθμίζει την ισχύ που απορροφάται από την αντλία μέσω ελέγχου ροπής, με τη μαγνητική ροή να διατηρείται στην ονομαστική της τιμή. Ο έλεγχος ροπής και ροής πραγματοποιείται μέσω ρύθμισης των ρευμάτων q και d άξονα του στάτη του κινητήρα. Οι εφαρμοζόμενες αρχές ελέγχου περιγράφονται αναλυτικά στην [171]. Η ισχύς αναφοράς που λαμβάνει από τον κεντρικό ελεγκτή του αντλιοστασίου (P_{vsp}^*) διαμορφώνεται έτσι ώστε η συνολική ισχύς των αντλιών να παρακολουθεί την παραγόμενη ισχύ του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, όπως εξηγείται στην Ενότητα 4.5.2. Στις περιπτώσεις όπου παρέχεται και πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας από τις αντλίες ΜΣ, ο μετατροπέας πλευράς μηχανής αξιοποιεί και μέτρηση της συχνότητας του ηλεκτρικού συστήματος. Οι αρχές ελέγχου του μετατροπέα πλευράς

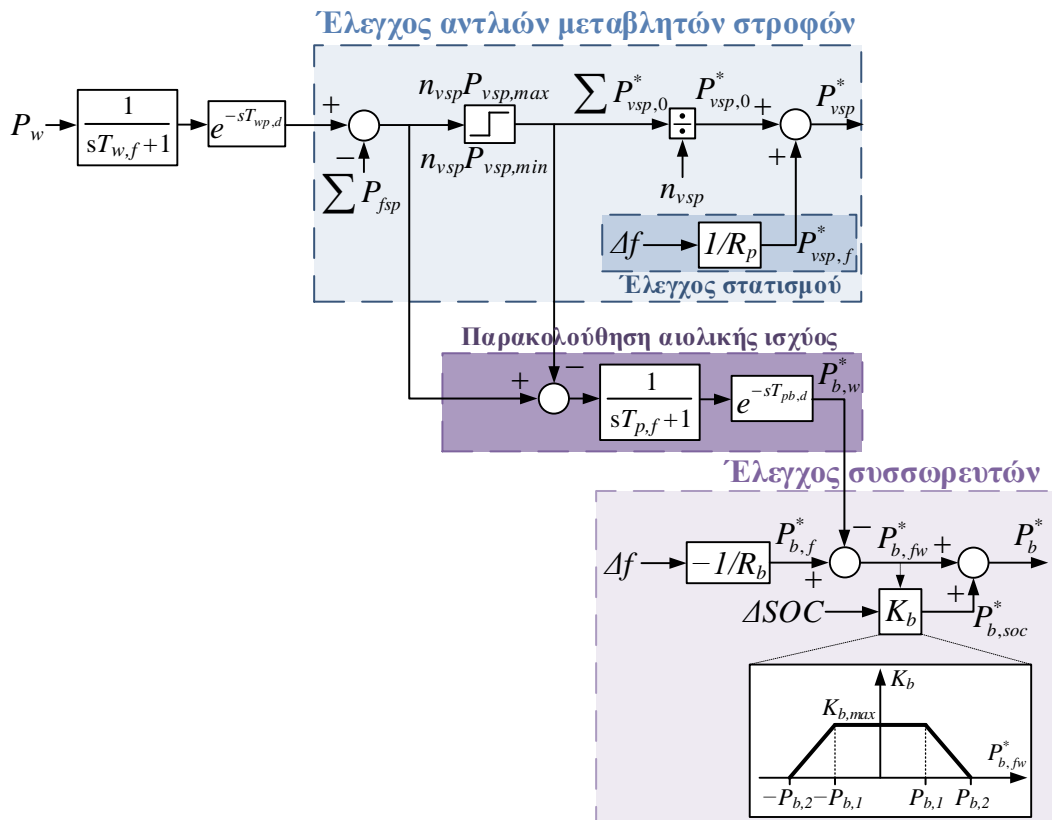


Σχ. 4.5. Τοπολογία αντλιών (α) σταθερών στροφών, (β) μεταβλητών στροφών.

δικτύου ταυτίζονται με αυτές του Φ/Β συστήματος (GFL), οι οποίες περιγράφονται στην Ενότητα 2.3.5 και εξασφαλίζουν την απορρόφηση από το δίκτυο της ισχύος που ζητείται από τον μετατροπέα πλευράς μηχανής, μέσω ελέγχου της τάσης του DC link. Όπως αναφέρεται στις Ενότητες 4.2 και 4.3, εξετάζεται και η ενσωμάτωση συσσωρευτών στον ΥΒΣ, ώστε να συμβάλλουν στη ρύθμιση συχνότητας και στον συγχρονισμό αντλιοστασίου-αιολικού πάρκου, με αρχές που περιγράφονται στην Ενότητα 4.5.4.

4.5.2. Έλεγχος αντλιών μεταβλητών στροφών

Με σκοπό την ελαχιστοποίηση των διαταραχών στο ισοζύγιο ισχύος του αυτόνομου συστήματος που προέρχονται από τη διακύμανση της παραγωγής του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, η παραγόμενη ισχύς του απορροφάται από τις αντλίες, ώστε η καθαρή ισχύς αιολικού πάρκου-αντλιοστασίου να είναι μηδενική. Αυτό επιτυγχάνεται κατά κύριο λόγο μέσω διαρκούς προσαρμογής της ισχύος των αντλιών ΜΣ, σύμφωνα με μετρήσεις πραγματικού χρόνου της παραγωγής του αιολικού πάρκου (P_w) και της απορρόφησης των μη ελέγξιμων αντλιών ΣΣ ($\sum P_{fsp}$) [40]. Ο έλεγχος που επιτυγχάνει αυτή τη λειτουργικότητα παρουσιάζεται στο Σχ. 4.6. Σε περίπτωση παρουσίας και συσσωρευτών στον ΥΒΣ, εξετάζεται και η συνεισφορά αυτών στην παρακολούθηση της ισχύος του αιολικού πάρκου, μέσω του ελέγχου του απεικονίζεται στο Σχ. 4.6, όπως εξηγείται στην Ενότητα 4.5.4. Η μετρούμενη ισχύς του αιολικού πάρκου υφίσταται φιλτράρισμα (από φίλτρο 1^{ης} τάξης σταθεράς χρόνου $T_{w,f}$) και αποστέλλεται στο αντλιοστάσιο, διαδικασία στην οποία εισέρχεται χρονική καθυστέρηση $T_{wp,d}$, που σχετίζεται με την επικοινωνία των δύο συστημάτων. Στην πλειοψηφία τέτοιων περιπτώσεων, όπως και στον ΥΒΣ Ικαρίας, οι αντλίες και το αιολικό πάρκο είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικές τοποθεσίες



Σχ. 4.6. Έλεγχος ισχύος αντλιών μεταβλητών στροφών και συσσωρευτών.

και για τον λόγο αυτό θεωρείται $T_{np,d} = 1$ s, ώστε τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της Ενότητας 4.6 να βρίσκονται από την ασφαλή πλευρά [264], [265].

Σε περίπτωση μεταβολών ισχύος αιολικής παραγωγής που υπερβαίνουν τα όρια ρύθμισης ισχύος των αντλιών ΜΣ ($n_{vsp}P_{vsp,min} - n_{vsp}P_{vsp,max}$, n_{vsp} : πλήθος ενταγμένων αντλιών ΜΣ) ακολουθείται η διαδικασία ένταξης/απένταξης αντλιών που περιγράφεται στην Ενότητα 4.5.3. Η ισχύς αναφοράς του συνόλου των αντλιών ΜΣ ($\sum P_{vsp,0}^*$: διαφορά παραγόμενης ισχύος αιολικού πάρκου και απορροφόμενης ισχύος αντλιών ΣΣ), επιμερίζεται αναλογικά στις ενταγμένες αντλίες (n_{vsp}). Επιπλέον της προαναφερόμενης λειτουργικότητας, εξετάζεται και η δυνατότητα των αντλιών ΜΣ να παρέχουν πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, με χρήση στατισμού (R_p), διαμορφώνοντας τον όρο ισχύος αναφοράς ($P_{vsp,f}^*$) ο οποίος προστίθεται στον όρο παρακολούθησης αιολικής παραγωγής ($P_{vsp,0}^*$) για να διαμορφωθεί η ισχύς αναφοράς της κάθε αντλίας ΜΣ (P_{vsp}^*), που οδηγεί τον μετατροπέα πλευράς μηχανής. Η παραμετροποίηση των αντλιών αποτυπώνεται στον Πίν. Γ.4 του Παραρτήματος Γ.

4.5.3. Αρχές ένταξης-απένταξης αντλιών

Ο έλεγχος των αντλιών ΣΣ γίνεται αποκλειστικά μέσω ένταξης/απένταξής τους. Αντιθέτως, οι αντλίες ΜΣ έχουν ένα συνεχές εύρος ρύθμισης, το οποίο είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τη ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος του αυτόνομου συστήματος, μέσω διαρκούς παρακολούθησης της παραγόμενης ισχύος του αιολικού πάρκου, αλλά και την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 4.5.2. Λόγω ελεγχιμότητας των αντλιών ΜΣ, αυτές προτιμώνται στη σειρά ένταξης σε σχέση με τις αντλίες ΣΣ. Παρ' όλα αυτά, σε περιόδους σχετικά χαμηλής αιολικής παραγωγής όπου δεν είναι εφικτή η λειτουργία όλων των διαθέσιμων αντλιών ΜΣ απεντάσσονται και αυτές. Οι αρχές ένταξης/απένταξης αντλιών που εφαρμόζονται είναι παρόμοιες με αυτές που περιγράφονται στην [239]. Σε περίπτωση που οποιαδήποτε αντλία ΜΣ παραμείνει σε επίπεδο ισχύος χαμηλότερο από το ελάχιστο αποδεκτό (50% της ονομαστικής), τότε πραγματοποιείται απένταξη μία αντλίας (ΣΣ αν υπάρχουν τέτοιες συνδεδεμένες). Αποσυνδέοντας μία αντλία σε τέτοιες συνθήκες η ισχύς των υπολοίπων αυξάνεται, επαναφέροντας τη φόρτιση των αντλιών ΜΣ εντός αποδεκτών ορίων. Σε περίπτωση που δεν λυθεί το ζήτημα της υποφόρτισης, απεντάσσεται επιπλέον αντλία, κ.ο.κ. Αντίστοιχη διαδικασία ακολουθείται για την ένταξη των αντλιών, σε περίπτωση υπερφόρτισης οποιασδήποτε αντλίας ΜΣ. Για τον περιορισμό των συνδέσεων/αποσυνδέσεων αντλιών εφαρμόζεται περιορισμός ελάχιστης χρονικής περιόδου μεταξύ διαδοχικών εντάξεων/απεντάξεων ($T_{p,on/off}$) ίσος με 5 s. Για λόγους ομοιόμορφης καταπόνησης των αντλιών ίδιας τεχνολογίας, η σειρά ένταξης/απένταξης πρέπει να αλλάζει τακτικά (π.χ. σε εβδομαδιαία ή μηνιαία βάση) [239].

4.5.4. Έλεγχος συσσωρευτών

Ως επιπλέον μέτρο ενίσχυσης της ικανότητας ταχείας απόκρισης του ΥΒΣ που βασίζεται σε ΑΤΣ διερευνάται και η ενσωμάτωση στον σταθμό μπαταριών, οι οποίες έχουν τη δυνατότητα αποτελεσματικής παροχής υπηρεσιών εφεδρείας ταχείας απόκρισης, όπως περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 3. Η συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας πραγματοποιείται μέσω εφαρμογής ελέγχου στατισμού (R_b), όπως απεικονίζεται και στο Σχ. 4.6.

Επιπλέον αυτής της υπηρεσίας εξετάζεται και στο ενδεχόμενο συμβολής των συσσωρευτών στην εσωτερική διαχείριση του ισοζυγίου του ΥΒΣ, μέσω υποστήριξης του συγχρονισμού αντλιοστασίου και αιολικού πάρκου [40]. Δεδομένου ότι η παρακολούθηση της παραγόμενης αιολικής ισχύος από τις αντλίες ΜΣ δεν είναι πάντα εφικτή, λόγω του στενού εύρους ρύθμισής τους, εξετάζεται το

ενδεχόμενο ανάληψης τυχόν αποκλίσεων από τους συσσωρευτές. Αυτό υλοποιείται μέσω διαμόρφωσης ενός όρου ισχύος που προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της ζητούμενης ισχύος από τις αντλίες ΜΣ αγνοώντας τους περιορισμούς ορίων φόρτισης τους ($n_{vsp}P_{vsp,min} - n_{vsp}P_{vsp,max}$) και της τελικής ισχύος αναφοράς των αντλιών ΜΣ ($\sum P_{vsp,0}^*$). Αυτός ο όρος οδηγείται σε φίλτρο 1^{ης} τάξης (χρονικής σταθεράς T_{pf}) και αποστέλλεται στο σύστημα συσσωρευτών ($P_{b,w}^*$), ώστε να ληφθεί υπόψη στη διαμόρφωση της τελικής ισχύος αναφοράς των μπαταριών (P_b^*). Αυτός ο έλεγχος έχει επίπτωση στον έλεγχο των συσσωρευτών μόνο σε περιόδους όπου το αντλιοστάσιο δεν μπορεί να ανταπεξέλθει στην παρακολούθηση της αιολικής ισχύος, κυρίως λόγω της αδυναμίας διαρκούς ένταξης/απένταξης των αντλιών.

Η εφαρμογή της ανωτέρω μεθόδου ελέγχου προϋποθέτει την παρουσία γρήγορης και αξιόπιστης επικοινωνίας μεταξύ αντλιοστασίου – συσσωρευτών. Η συν-εγκατάσταση συσσωρευτών και αντλιών⁴⁰ ευνοεί ιδιαίτερα την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου, ελαχιστοποιώντας τη χρονική καθυστέρηση και τυχόν άλλα προβλήματα επικοινωνίας μεταξύ των δύο πόρων. Παρ' όλα αυτά στις προσομοιώσεις της Ενότητας 4.6 θεωρείται η εγκατάσταση συσσωρευτών και αντλιών σε διαφορετικές τοποθεσίες εφαρμόζοντας χρονική καθυστέρηση στην επικοινωνία μεταξύ των δύο πόρων ίση με $T_{pb,d} = 1$ s, ώστε αφενός να εξεταστεί η αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθόδου στην πλέον δυσμενή περίπτωση και αφετέρου τα συμπεράσματα να είναι γενικεύσιμα και για τέτοιες τοπολογίες σύνδεσης [264], [265].

Στον έλεγχο των συσσωρευτών περιλαμβάνεται και μία συνιστώσα αποκατάστασης της στάθμης φόρτισης εντός αποδεκτών επιπέδων ($P_{b,soc}^*$). Ο όρος αυτός διαμορφώνεται μέσω ενός προσαρμοστικού αναλογικού ελέγχου του SOC, με κέρδος (K_b). Η τιμή του κέρδους λαμβάνει μηδενικές τιμές (δεν εφαρμόζεται έλεγχος SOC) όταν υφίσταται αναγκαιότητα παροχής υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας ή/και παρακολούθησης αιολικής ισχύος άνω ενός ελάχιστου ορίου ισχύος ($P_{b,2}$), δηλαδή ($|P_{b,fv}^*| > P_{b,2}$), όπως αποτυπώνεται στο Σχ. 4.6. Συνεπώς, προτεραιοποιείται η παροχή των ζητούμενων υπηρεσιών από τους συσσωρευτές και όταν το επιτρέψουν οι συνθήκες, ενεργοποιείται ο έλεγχος στάθμης φόρτισης. Σε συνθήκες όπου η στάθμη φόρτισης πλησιάζει στις ακραίες τιμές, οι συσσωρευτές θα απενταχθούν από το σύστημα, ασχέτως της τιμής του $P_{b,fv}^*$. Λαμβάνοντας υπόψη ότι οι υπηρεσίες που ζητούνται (μεταβατική διόρθωση παρακολούθησης αιολικής ισχύος και παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας) είναι πολύ χαμηλής έντασης ενέργειας, η ενεργοποίηση του ελέγχου υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας εκτιμάται ότι επαρκεί για την αποτελεσματική ρύθμιση της στάθμης φόρτισης, λαμβάνοντας υπόψη και την παρουσία ΑΤΣ που μπορεί να αναλάβει τις υπηρεσίες έντασης ενέργειας του νησιού σε κάθε περίπτωση. Η τιμή του κέρδους αυξάνεται όσο περιορίζονται οι ζητούμενες υπηρεσίες από τους συσσωρευτές ($|P_{b,fv}^*|$), λαμβάνοντας μέγιστη τιμή ($K_{b,max}$) σε περιόδους που ισχύει ($|P_{b,fv}^*| < P_{b,1}$). Ο Πίν. Γ.2 του Παραρτήματος Γ περιλαμβάνει την παραμετροποίηση του ελέγχου στάθμης φόρτισης που περιγράφεται στην παρούσα ενότητα.

Εκτός του αναφερόμενου ελέγχου στάθμης φόρτισης, οι συσσωρευτές θα μπορούσαν να συμμετέχουν και στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και στο πρόγραμμα οικονομική κατανομής του αυτόνομου δικτύου, με αρχές που περιγράφονται στο Κεφάλαιο 5, οι οποίες επίσης εξασφαλίζουν αποδεκτά επίπεδα SOC σε κάθε περίπτωση. Η ισχύς αναφοράς των συσσωρευτών που προκύπτει από

⁴⁰ Η επιλογή της εγκατάστασης συσσωρευτών κοντά στο αντλιοστάσιο είναι εφικτή λόγω της δυνατότητας εγκατάστασης συσσωρευτών, χωρίς σημαντικούς χωροταξικούς περιορισμούς και συμβάλλει στον περιορισμό των έργων σύνδεσης τους στο δίκτυο του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος.

την εφαρμογή των ανωτέρω (P_b^*) παρακολουθείται από τον DC/AC μετατροπέα, εφαρμόζοντας τις GFL αρχές ελέγχου τέτοιων μετατροπέων που περιγράφονται στην Ενότητα 2.3.5.

4.6. Αποτελέσματα προσομοιώσεων

4.6.1. Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

Ο προτεινόμενος έλεγχος των υδροηλεκτρικών μονάδων, των αντλιών και των συσσωρευτών εξετάζεται μέσω προσομοιώσεων της απόκρισης του αυτόνομου δικτύου της Ενότητας 4.3. Για τον έλεγχο των υδροηλεκτρικών μονάδων με αξιοποίηση των ειτροπέων δέσμης νερού για συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας της Ενότητας 4.4.3 εξετάζεται η περίπτωση περιθωρίου εφεδρείας 0% και 10%. Επίσης, εξετάζεται το όφελος της ενεργοποίησης ελέγχου στατισμού στις αντλίες ΜΣ, επιπρόσθετα της παρακολούθησης της αιολικής παραγωγής, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 4.5.2. Αξιολογείται και το ενδεχόμενο εγκατάστασης μπαταριών 0,5 MW ή 1 MW, εξετάζοντας παράλληλα το όφελος που προκύπτει από την υποστήριξη της παρακολούθησης της αιολικής παραγωγής από αυτές, σύμφωνα με τον έλεγχο της Ενότητας 4.5.4.

Όλα τα ανωτέρω ενδεχόμενα και διάφοροι συνδυασμοί αυτών αξιολογούνται συγκριτικά με την περίπτωση *ba* (*business-as-usual*), όπου δεν υφίσταται σύστημα συσσωρευτών στο νησί, οι υδροηλεκτρικές μονάδες ελέγχονται αποκλειστικά μέσω του ανοίγματος των υδατοθυρίδων τους, οι αντλίες υλοποιούν μόνο παρακολούθηση της παραγόμενης ισχύος του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, χωρίς παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας και το αιολικό πάρκο λειτουργεί χωρίς περιοχές ισχύος. Στις Ενότητες 4.6.2 και 4.6.3 παρουσιάζεται η απόκριση του συστήματος για διάφορους συνδυασμούς εφαρμογής προτεινόμενου ελέγχου των υδροηλεκτρικών μονάδων, των αντλιών και των συσσωρευτών για υψηλή μεταβλητότητα ανέμου και απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας του νησιού, αντίστοιχα. Η δυνατότητα του αιολικού πάρκου να παρέχει υπηρεσίες στήριξης συχνότητας διερευνάται στην Ενότητα 4.6.4. Στην Ενότητα 4.6.5 παρουσιάζεται μία παραμετρική διερεύνηση της χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας αιολικού πάρκου – αντλιοστασίου και αντλιοστασίου – μπαταριών.

4.6.2. Μέθοδοι ελέγχου για υψηλή μεταβλητότητα ανέμου

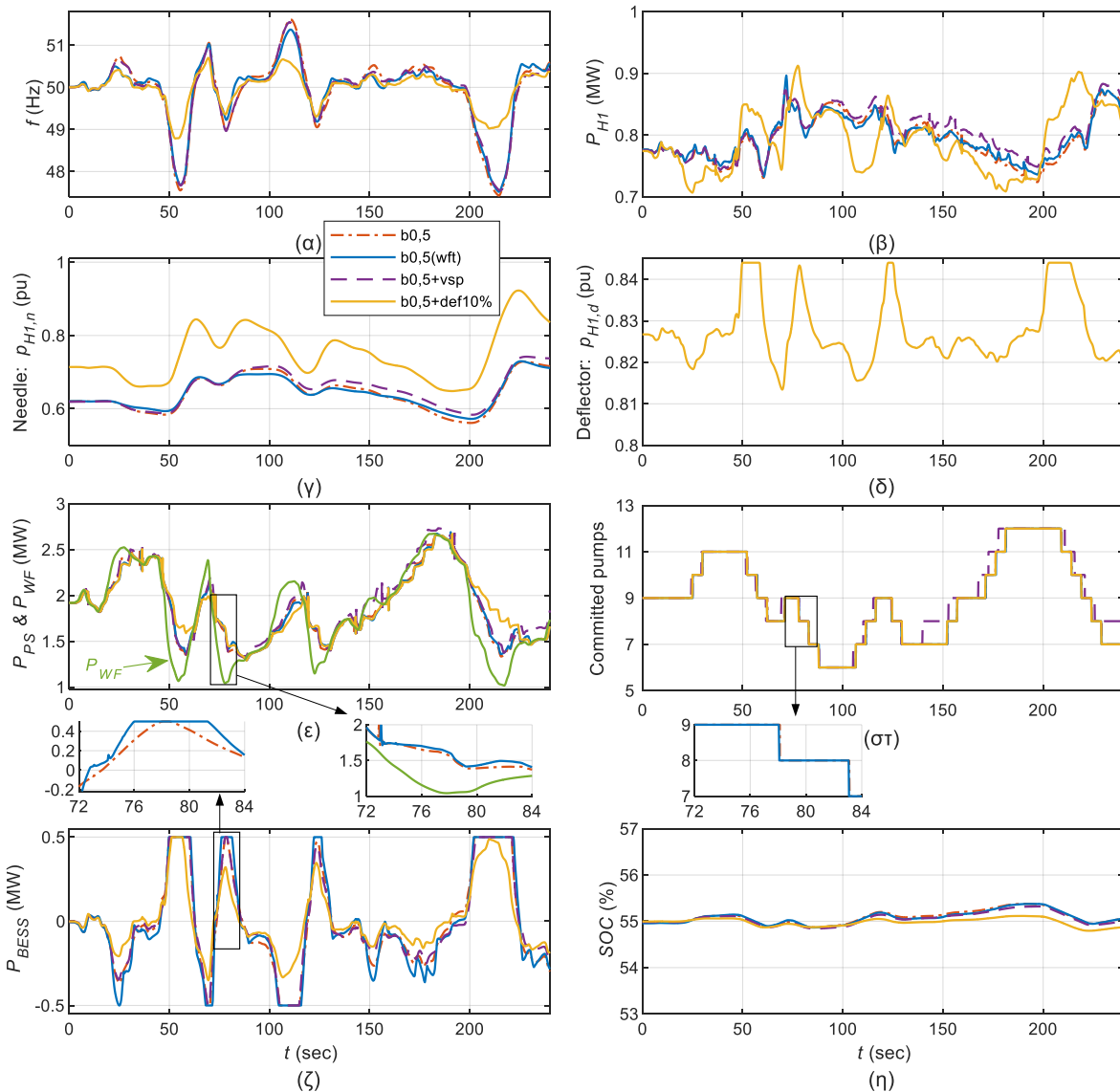
Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η λειτουργία του αυτόνομου συστήματος υπό έντονη μεταβλητότητα ανέμου διάρκειας 4 λεπτών, με φορτίο ίσο με 3,7 MW, χωρίς περιοχές αιολικής παραγωγής. Η αποτελεσματικότητα εφαρμογής των διαφόρων λύσεων στήριξης της ρύθμισης συχνότητας διερευνάται από την απόκριση του δικτύου για 30 διαφορετικά σενάρια. Οι δείκτες αξιολόγησης που προκύπτουν για όλα τα σενάρια συνοψίζονται στον Πίν. 4.1. Οι δείκτες ποιότητας συχνότητας που χρησιμοποιούνται είναι το εύρος (f_{max}, f_{min}) και η τυπική απόκλιση της συχνότητας (σ), καθώς και το χρονικό διάστημα που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,8-50,2 Hz ($t_{out\pm 0,2Hz}$). Η απόκριση συχνότητας αξιολογείται ως αποδεκτή εφόσον η συχνότητα διατηρείται σε τιμή υψηλότερη των 48,5 Hz, θεωρώντας ότι κάτω από τέτοια επίπεδα ενεργοποιείται το σχήμα απόρριψης φορτίου του νησιού (χωρίς να προσομοιώνεται κάτι τέτοιο). Το τμήμα της ροής που δεν αξιοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή ($q_{un-exploited}$), λόγω ειτροπής του από τα περύγια των υδροστροβίλων αποτελεί έναν επιπλέον δείκτη αξιολόγησης που περιλαμβάνεται στον Πίν. 4.1. Επίσης, αξιολογείται και η καταπόνηση των μπαταριών, χρησιμοποιώντας ως σχετικό δείκτη τη διακινούμενη ενέργειά τους (ET_b).

Πίν. 4.1. Δείκτες αξιολόγησης σεναρίων υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου: Εύρος (f_{max} , f_{min}) και τυπική απόκλιση συχνότητας (σ_j), χρονικό διάστημα που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,8-50,2 Hz ($t_{out\pm 0,2Hz}$), αναξιοποίητο τμήμα ροής ($q_{un-exploited}$) και διακινούμενη ενέργεια μπαταριών (ET_b).

A/A	Σενάριο	Ισχύς μπαταριών (MW)	Εφεδρεία εκτροπέων (%)	Στατισμός αντλιών ΜΣ	Παρακολούθηση αιολικής παραγωγής από μπαταρίες	f_{max} (Hz)	f_{min} (Hz)	σ_j (Hz)	$t_{out\pm 0,2Hz}$ (%)	$q_{un-exploited}$ (%)	ET_b (kWh)
1	<i>bau</i>	-	-	όχι	-	>52	<48	3,86	92	0	0
2	<i>vsp</i>	-	-	ναι	-	>52	<48	1,96	83	0	0
3	<i>def0%</i>	-	0	όχι	-	51,7	<48	1,20	85	6,3	0
4	<i>vsp+def0%</i>	-	0	ναι	-	51,7	<48	1,23	76	4,8	0
5	<i>def10%</i>	-	10	όχι	-	51,5	<48	0,94	75	11,5	0
6	<i>vsp+def10%</i>	-	10	ναι	-	51,4	<48	0,84	73	10,7	0
7	<i>b0,5</i>	0,5	-	όχι	όχι	51,6	<48	0,84	65	0	14,5
8	<i>b0,5(wft)</i>	0,5	-	όχι	ναι	51,4	<48	0,77	60	0	15,7
9	<i>b0,5+vsp</i>	0,5	-	ναι	όχι	51,6	<48	0,79	58	0	13,3
10	<i>b0,5(wft)+vsp</i>	0,5	-	ναι	ναι	51,4	<48	0,75	53	0	13,5
11	<i>b0,5+def0%</i>	0,5	0	όχι	όχι	50,9	<48	0,58	64	4,1	12,1
12	<i>b0,5(wft)+def0%</i>	0,5	0	όχι	ναι	50,8	<48	0,53	49	3,2	14,0
13	<i>b0,5+vsp+def0%</i>	0,5	0	ναι	όχι	50,9	<48	0,54	63	3,3	11,1
14	<i>b0,5(wft)+vsp+def0%</i>	0,5	0	ναι	ναι	50,7	48,0	0,48	53	2,1	11,8
15	<i>b0,5+def10%</i>	0,5	10	όχι	όχι	50,7	48,8	0,40	51	10,6	9,3
16	<i>b0,5(wft)+def10%</i>	0,5	10	όχι	ναι	50,5	48,9	0,32	35	10,3	12,9
17	<i>b0,5+vsp+def10%</i>	0,5	10	ναι	όχι	50,7	48,9	0,36	40	10,4	8,4
18	<i>b0,5(wft)+vsp+def10%</i>	0,5	10	ναι	ναι	50,5	49,0	0,28	30	10,0	11,6
19	<i>b1</i>	1	-	όχι	όχι	50,6	49,0	0,38	48	0	18,6
20	<i>b1(wft)</i>	1	-	όχι	ναι	50,3	49,2	0,23	32	0	20,7
21	<i>b1+vsp</i>	1	-	ναι	όχι	50,6	49,0	0,37	45	0	17,8
22	<i>b1(wft)+vsp</i>	1	-	ναι	ναι	50,4	48,9	0,26	29	0	19,5
23	<i>b1+def0%</i>	1	0	όχι	όχι	50,5	49,1	0,32	40	3,0	15,2
24	<i>b1(wft)+def0%</i>	1	0	όχι	ναι	50,3	49,4	0,18	19	1,5	18,0
25	<i>b1+vsp+def0%</i>	1	0	ναι	όχι	50,5	49,1	0,30	31	2,1	14,1
26	<i>b1(wft)+vsp+def0%</i>	1	0	ναι	ναι	50,3	49,4	0,16	16	1,5	16,6
27	<i>b1+def10%</i>	1	10	όχι	όχι	50,5	49,3	0,26	35	9,9	12,6
28	<i>b1(wft)+def10%</i>	1	10	όχι	ναι	50,2	49,5	0,13	13	10,0	17,6
29	<i>b1+vsp+def10%</i>	1	10	ναι	όχι	50,4	49,3	0,25	31	10,0	11,7
30	<i>b1(wft)+vsp+def10%</i>	1	10	ναι	ναι	50,2	49,5	0,13	12	10,0	16,5

Επιπλέον του Πίν. 4.1 που αποτυπώνει τους ανωτέρω δείκτες, η απόκριση του αυτόνομου δικτύου παρουσιάζεται στο Σχ. 4.7 για τα ακόλουθα 4 σενάρια, με όλα να περιλαμβάνουν σύστημα μπαταριών 0,5 MW εντός του ΥΒΣ:

- (i) Οι μπαταρίες στηρίζουν τη συχνότητα μόνο μέσω παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας (*b0,5*),
- (ii) Οι μπαταρίες συμβάλλουν στην παρακολούθηση της παραγόμενης ισχύος του αιολικού πάρκου από το αντλιοστάσιο (*b0,5(wft)*),
- (iii) Οι αντλίες ΜΣ παρέχουν και πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, επιπλέον της παρακολούθησης της παραγόμενης αιολικής ισχύος (*b0,5+vsp*),
- (iv) Οι υδροηλεκτρικές μονάδες εφαρμόζουν τον έλεγχο που περιλαμβάνει τους εκτροπείς, με περιθώριο ανοδικής εφεδρείας 10% (*b0,5+def10%*).



Σχ. 4.7. Απόκριση συστήματος υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου για 4 σενάρια με σύστημα συσσωρευτών 0,5 MW. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς υδροηλεκτρικής μονάδας H1, (γ) θέση υδατοθυρίδων H1, (δ) θέση εκτροπέων H1, (ε) ενεργός ισχύς αντλιοστασίου και αιολικού πάρκου, (στ) πλήθος ενταγμένων αντλιών, (ζ) ενεργός ισχύς μπαταριών, (η) στάθμη φόρτισης μπαταριών.

Όπως φαίνεται στον Πίν. 4.1, η απόκριση συχνότητας είναι μη αποδεκτή στο σενάριο bau, με τις υδροηλεκτρικές μονάδες να μην έχουν τη δυνατότητα να διαχειριστούν αποτελεσματικά τις πολύ έντονες και διαρκείς διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος του νησιού, που προκύπτουν από τη μεταβλητότητα του ανέμου. Η αδυναμία αυτή προκύπτει από τον περιορισμένο ρυθμό μεταβολής του ανοίγματος των υδατοθυρίδων (2% ανά δευτερόλεπτο), λόγω του υδραυλικού πλήγματος. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πίν. 4.1, σε περίπτωση απουσίας μπαταριών, η συχνότητα λαμβάνει τιμές χαμηλότερες των 48 Hz, στις εξεταζόμενες συνθήκες.

Η εγκατάσταση εντός του ΥΒΣ συστήματος συσσωρευτών ισχύος 0,5 MW που παρέχει πρωτεύουσα εφεδρεία (b0,5) περιορίζει τις αποκλίσεις συχνότητας που παρατηρούνται. Παρ' όλα αυτά, σε χρονικές περιόδους που επέρχεται κορεσμός στην παρεχόμενη ισχύ από τις μπαταρίες (π.χ. 200-220 s στο Σχ. 4.7) παρατηρούνται μεγάλης κλίμακας υποσυχνότητες ($f < 48$ Hz). Για σύστημα συσσωρευτών 1 MW που παρέχει πρωτεύουσα εφεδρεία η συχνότητα διατηρείται στο εύρος 48,9-50,6

Hz, χωρίς να απαιτούνται πρόσθετα μέσα συμβολής στη ρύθμιση ισχύος. Η στάθμη φόρτισης των μπαταριών διατηρείται κοντά στην τιμή αναφοράς της (55%) σε όλες τις περιπτώσεις (βλ. Σχ. 4.7(η)), κυρίως λόγω της παροχής ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών καθ' όλη τη διάρκεια προσομοίωσης, όπως φαίνεται και στο Σχ. 4.7(ζ). Στις εξεταζόμενες δυσμενείς συνθήκες ρύθμισης του ισοζυγίου ισχύος του νησιού δεν υπάρχει χώρος – εκτός ελάχιστων χρονικών στιγμών – για ενεργοποίηση του ελέγχου αποκατάστασης στάθμης φόρτισης των μπαταριών που περιγράφεται στην Ενότητα 4.5.4.

Αξιολογώντας τους δείκτες του Πίν. 4.1 σε όλα τα σενάρια με και χωρίς τον έλεγχο παρακολούθησης αιολικής παραγωγής από τις μπαταρίες (wind farm tracking – wft), αναδεικνύεται ότι ο προτεινόμενος έλεγχος συντονισμένης λειτουργίας αιολικού πάρκου – αντλιοστασίου – μπαταριών συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας του νησιού. Αυτό συμβαίνει διότι οι μπαταρίες αντισταθμίζουν την ανισορροπία ισχύος μεταξύ αιολικού πάρκου και αντλιών σε περιόδους που οι αντλίες ΜΣ έχουν φτάσει το όριο ισχύος τους (50% ή 100%), προτού αυτή προκαλέσει μεταβολές στη συχνότητα. Η αποτελεσματικότητα του ελέγχου επηρεάζεται σημαντικά από τη μέγιστη ισχύ των μπαταριών, καθώς υψηλότερες τιμές δίνουν μεγαλύτερο περιθώριο μεταβολής ισχύος. Η διαπίστωση αυτή είναι εμφανής παρατηρώντας ενδεικτικά τη μέση μείωση της τυπικής απόκλισης της συχνότητας (σ) σε όλα τα σενάρια με 0,5 MW και 1 MW σύστημα συσσωρευτών, η οποία είναι 11% και 42%, αντίστοιχα. Η λειτουργικότητα αυτή αν και βελτιώνει την εσωτερική διαχείριση του ΥΒΣ και άρα τη ρύθμιση του ισοζυγίου του νησιού, αυξάνει την καταπόνηση των μπαταριών. Ενδεικτικά, αναφέρεται ότι η ενεργοποίηση αυτού του ελέγχου οδηγεί σε μέση αύξηση της διακινούμενης ενέργειας (ET_b) των μπαταριών ίση με 19%. Εστιάζοντας στην απόκριση το χρονικό διάστημα 72-84 s στα Σχ. 4.7(ε),(στ),(ζ) φαίνεται η ενεργοποίηση του ελέγχου στήριξης της παρακολούθησης αιολικής ισχύος από τις μπαταρίες. Η μεγάλη μείωση της παραγόμενης ισχύος του αιολικού πάρκου το διάστημα αυτό, καθιστά αδύνατη την παρακολούθησή της από τις αντλίες, οδηγώντας σε υποσυχνότητα. Ενεργοποιώντας τον προτεινόμενο έλεγχο οι μπαταρίες φτάνουν τη μέγιστη ισχύ τους (0,5 MW) τη χρονική στιγμή 76 s ($b0,5(wft)$) – σε αντίθεση με την τιμή των 0,3 MW που παρατηρείται απουσία του ελέγχου αυτού ($b0,5$) – διατηρώντας το επίπεδο αυτό επί 5 δευτερόλεπτα.

Ενεργοποιώντας τον έλεγχο στατισμού στις αντλίες ΜΣ προκύπτει όφελος στη ρύθμιση συχνότητας, αλλά σε περιορισμένο βαθμό. Αυτό συμβαίνει διότι οι μεγάλης κλίμακας μεταβολές συχνότητας στις εξεταζόμενες συνθήκες συμβαίνουν σε περιόδους απότομων διακυμάνσεων της αιολικής ισχύος, κατά τις οποίες το περιθώριο ρύθμισης των αντλιών ΜΣ έχει συχνά ούτως ή άλλως εξαντληθεί, λόγω της παρακολούθησης της παραγόμενης ισχύος από το αιολικό πάρκο. Για τον λόγο αυτό δεν παρατηρούνται μεγάλες αποκλίσεις των δεικτών του Πίν. 4.1 με και χωρίς στατισμό στις αντλίες ΜΣ.

Η ενεργοποίηση του ελέγχου των εκτροπών χωρίς ανοδική εφεδρεία είναι αποτελεσματική κυρίως για τον περιορισμό των υπερσυχνοτήτων, που επιτυγχάνεται μέσω της ταχείας εκτροπής τμήματος της ροής του νερού από τα πτερύγια των υδροστροβίλων. Τα αποτελέσματα του Πίν. 4.1 αναδεικνύουν ότι υπάρχει κάποια επιρροή και στο επίπεδο των υποσυχνοτήτων, λόγω της απόσβεσης που εισάγει ο έλεγχος σε προγενέστερες περιόδους υπερσυχνοτήτων. Διατηρώντας περιθώριο ανοδικής εφεδρείας 10% ($def10\%$), δηλαδή περίπου 0,3 MW από τις τρεις υδροηλεκτρικές μονάδες, παρατηρείται μεγάλη βελτίωση των δεικτών ποιότητας συχνότητας (π.χ. μέση μείωση σ όλων των σεναρίων ίση με 62%), με τη διακύμανση της συχνότητας να διατηρείται πλέον στο εύρος 48,8-50,7 Hz στο σενάριο $b0,5+def10\%$. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πίν. 4.1, η εφαρμογή του εξεταζόμενου περιθωρίου ανοδικής εφεδρείας προκαλεί μη αξιοποίηση για ηλεκτροπαραγωγή του ~10,3% της παροχής στην υδροηλεκτρική μονάδα H1. Η μέγιστη συχνότητα που παρατηρείται σε σενάρια με διατήρηση εφεδρείας 10% ($def10\%$) είναι παρόμοια με αυτή σε σενάρια με ενεργοποιημένο τον έλεγχο εκτροπών χωρίς ανοδική εφεδρεία ($def0\%$), λόγω του ότι η ανοδική εφεδρεία δεν έχει

άμεση επίπτωση στη διαχείριση υπερσυχνοτήτων (μέση διαφορά f_{max} 0,1 Hz και μέση διαφορά f_{min} 0,7 Hz, συγκρίνοντας ισοδύναμα σενάρια με $def0\%$ και $def10\%$). Ο περιορισμός των διαταραχών συχνότητας στα σενάρια με διατήρηση 10% ανοδικής εφεδρείας μέσω εκτροπών ωφελεί και την καταπόνηση των μπαταριών, η οποία μειώνεται 25% κατά μέσο όρο σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Το Σχ. 4.7 δείχνει την ενεργό ισχύ (Σχ. 4.7(β)), το άνοιγμα των υδατοθυρίδων (Σχ. 4.7(γ)) και τη θέση των εκτροπών (Σχ. 4.7(δ)) της υδροηλεκτρικής μονάδας H1. Σε όλα τα σενάρια στα οποία δεν ενεργοποιείται ο έλεγχος εκτροπών, ο έλεγχος ισχύος (Σχ. 4.7(β)) πραγματοποιείται μέσω ρύθμισης του ανοίγματος των υδατοθυρίδων (Σχ. 4.7(γ)), με περιορισμένη αποτελεσματικότητα, δεδομένων των εξεταζόμενων συνθηκών. Για ενεργοποίηση του ελέγχου εκτροπών με 10% εφεδρεία, η θέση των εκτροπών κυμαίνεται γύρω από μία τιμή μικρότερη της μέγιστης (Σχ. 4.7(δ)), ώστε να υπάρχει η δυνατότητα άμεσης μεγιστοποίησης για απελευθέρωση ανοδικής εφεδρείας, όταν απαιτείται. Η θέση των εκτροπών φτάνει στη μέγιστη τιμή της σε περιόδους έντονων υποσυχνοτήτων (50-60 s, 205-215 s). Για να προκύπτει η ίδια παραγόμενη ισχύς από τις υδροηλεκτρικές μονάδες σε όλα τα σενάρια, το άνοιγμα των υδατοθυρίδων είναι υψηλότερο όταν είναι ενεργοποιημένος ο έλεγχος των εκτροπών (βλ. Σχ. 4.7(γ)), ώστε η αξιοποιήσιμη παροχή για ηλεκτροπαραγωγή να προκύπτει ίδια σε όλες τις περιπτώσεις. Σύμφωνα με τις αποκρίσεις των Σχ. 4.7(γ),(δ), οι γρήγορες μεταβολές που ζητούνται από τον PI ελεγκτή του ρυθμιστή στρωφών της H1 (βλ. Ενότητα 4.4.3) αναλαμβάνονται αρχικά από τους εκτροπείς, με τις υδατοθυρίδες να ακολουθούν τις μεταβολές με πιο αργό ρυθμό.

Το Σχ. 4.7(ε) απεικονίζει την ενεργό ισχύ που απορροφάται από το αντλιοστάσιο, σε αντιπαράθεση με την παραγόμενη ισχύ του αιολικού πάρκου (με πράσινο, κοινή σε όλα τα σενάρια). Το πλήθος των ενταγμένων αντλιών παρουσιάζεται στο Σχ. 4.7(στ). Σε περιόδους με περιορισμένη μεταβλητότητα αιολικής παραγωγής (π.χ. 130-140, 180-190 s) το αντλιοστάσιο επιτυγχάνει αποτελεσματικά την παρακολούθηση της ισχύος των τριών Α/Γ του ΥΒΣ (βλ. Σχ. 4.7(ε)), χωρίς να επιτρέπει τυχόν εσωτερική ανισορροπία ισχύος του ΥΒΣ να οδηγήσει σε έντονες μεταβολές συχνότητας (βλ. Σχ. 4.7(α)). Αντιθέτως, σε περιόδους έντονης μεταβλητότητας ανέμου δεν είναι εφικτός ο πλήρης συγχρονισμός αντλιοστασίου – αιολικού πάρκου, κυρίως λόγω του ελάχιστου χρόνου 5 s μεταξύ διαδοχικών εντάξεων/απεντάξεων αντλιών. Η συγκεκριμένη παράμετρος είναι κρίσιμη για την εσωτερική διαχείριση του ΥΒΣ, η οποία οφείλει να προκύπτει κατόπιν στάθμισης της καταπόνησης των αντλιών και της αποτελεσματικής παρακολούθησης ισχύος από το αντλιοστάσιο. Επιπλέον αυτού, παράμετρος που επηρεάζει τον έλεγχο των αντλιών είναι και η χρονική καθυστέρηση στην επικοινωνία μεταξύ αντλιοστασίου και αιολικού πάρκου, όπως αναδεικνύεται από τη σχετική παραμετρική ανάλυση της Ενότητας 4.6.5.

Αξιολογώντας τα αποτελέσματα της παρούσας υποενότητας, η συχνότητα διατηρείται σε επίπεδα άνω των 48,5 Hz με σύστημα συσσωρευτών 0,5 MW, μόνο εάν ενεργοποιηθεί ο προτεινόμενος έλεγχος εκτροπών με εφεδρεία 10%. Αυτή η λειτουργικότητα οδηγεί σε μη αξιοποίηση τμήματος της παροχής για ηλεκτροπαραγωγή, το οποίο πρέπει να αξιολογείται λαμβάνοντας υπόψη το επίπεδο περιεκτών ΑΠΕ που ούτως ή άλλως είναι αναπόφευκτο σε αυτόνομα συστήματα που λειτουργούν με πολύ υψηλό επίπεδο διεύθυνσης ΑΠΕ στο ενεργειακό τους μείγμα. Εγκαθιστώντας σύστημα συσσωρευτών 1 MW επιτυγχάνεται αποτελεσματική λειτουργία, χωρίς να απαιτείται οποιοδήποτε πρόσθετο μέτρο στήριξης της συχνότητας. Οι μπαταρίες αναδεικνύονται ως ο πιο αποτελεσματικός πόρος στήριξης του ισοζυγίου ισχύος του νησιού υπό συνθήκες 100% διεύθυνσης ΑΠΕ, με τον προτεινόμενο συμπληρωματικό έλεγχο στήριξης του συγχρονισμού Α/Γ-αντλιών να συμβάλλει στον περαιτέρω περιορισμό των διαταραχών της συχνότητας του δικτύου σε περιόδους έντονης μεταβλητότητας του ανέμου. Ο προτεινόμενος έλεγχος εκτροπών των υδροηλεκτρικών μονάδων δίνει τη δυνατότητα ταχείας στήριξης της ρύθμισης συχνότητας, μειώνοντας την καταπόνηση των μπαταριών.

4.6.3. Μέθοδοι ελέγχου για απώλεια μονάδας παραγωγής

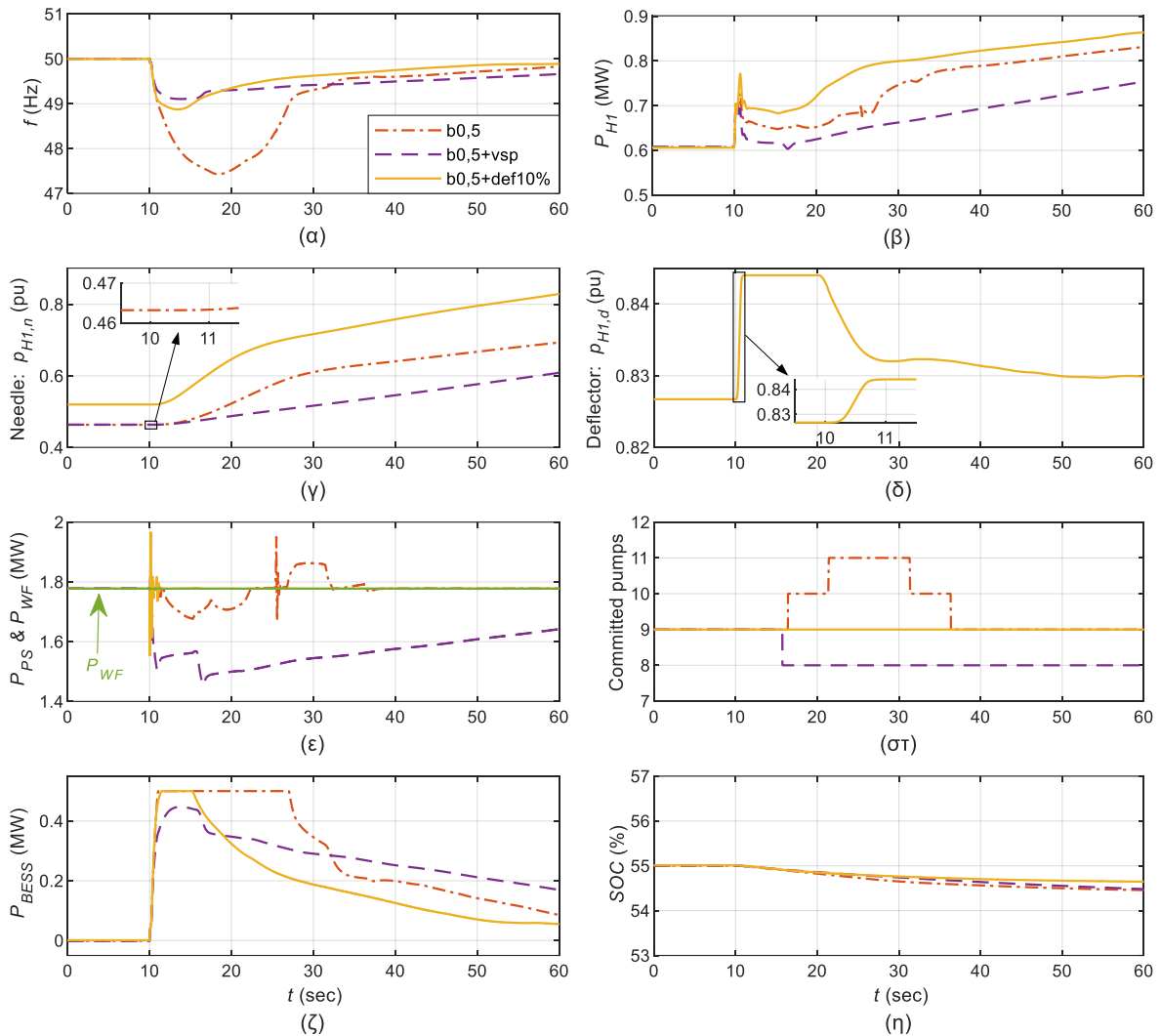
Στην παρούσα υποενότητα παρουσιάζεται η απόκριση του νησιωτικού δικτύου σε περίπτωση έκτακτης αποσύνδεσης της υδροηλεκτρικής μονάδας H3, ενώ παρήγαγε ~0,9 MW (το 30% του φορτίου ισχύος 3 MW). Η ταχύτητα ανέμου θεωρείται σταθερή σε όλο το χρονικό διάστημα 1 λεπτού προσομοίωσης. Η βλάβη συμβαίνει στο 10^ο δευτερόλεπτο της προσομοίωσης και η ελάχιστη συχνότητα που παρατηρείται στα εξεταζόμενα σενάρια παρουσιάζεται στον Πίν. 4.2. Η ενεργοποίηση του ελέγχου στήριξης της παρακολούθησης της αιολικής ισχύος από τις μπαταρίες δεν έχει αξία στην παρούσα ενότητα, δεδομένης της σταθερής παραγωγής των Α/Γ. Επίσης, δεν αξιολογούνται ούτε σενάρια με έλεγχο εκτροπών χωρίς ανοδική εφεδρεία (*def0%*), δεδομένου ότι το συμβάν που εξετάζεται απαιτεί την απελευθέρωση ανοδικής εφεδρείας.

Πίν. 4.2. Ελάχιστη συχνότητα (f_{min}) σεναρίων κατόπιν απώλειας της υδροηλεκτρικής μονάδας H3.

<i>A/A</i>	Σενάριο	Ισχύς μπαταριών (MW)	Εφεδρεία εκτροπών (%)	Στατισμός αντλιών ΜΣ	f_{min} (Hz)
1	<i>bau</i>	-	-	όχι	<48
2	<i>vsp</i>	-	-	ναι	<48
3	<i>def10%</i>	-	10	όχι	<48
4	<i>vsp+def10%</i>	-	10	ναι	48,1
5	<i>b0,5</i>	0,5	-	όχι	<48
6	<i>b0,5+vsp</i>	0,5	-	ναι	49,1
7	<i>b0,5+def10%</i>	0,5	10	όχι	48,9
8	<i>b0,5+vsp+def10%</i>	0,5	10	ναι	49,3
9	<i>b1</i>	1	-	όχι	49,3
10	<i>b1+vsp</i>	1	-	ναι	49,5
11	<i>b1+def10%</i>	1	10	όχι	49,4
12	<i>b1+vsp+def10%</i>	1	10	ναι	49,5

Απουσία μπαταριών, η έλλειψη πρωτεύουσας εφεδρείας του δικτύου οδηγεί σε μη αποδεκτές υποσυχνότητες. Αν και ο έλεγχος εκτροπών δίνει τη δυνατότητα άμεσης παροχής εφεδρείας, το εξεταζόμενο επίπεδο πρωτεύουσας εφεδρείας των υδροηλεκτρικών μονάδων H1 και H2 (~0,2 MW) είναι σημαντικά μικρότερο της απώλειας παραγωγής της H3. Ομοίως, το διαθέσιμο περιθώριο ανοδικής εφεδρείας των αντλιών ΜΣ είναι περιορισμένο σε περίπτωση ενεργοποίησης του ελέγχου στατισμού.

Η απόκριση του συστήματος απεικονίζεται στο Σχ. 4.8 για τα σενάρια *b0,5*, *b0,5+vsp* και *b0,5+def10%*. Η μη αποδεκτή απόκριση συχνότητας στο σενάριο *bau* βελτιώνεται εγχαθιστώντας μπαταρίες 0,5 MW στον ΥΒΣ (*b0,5*), αλλά και σε αυτήν την περίπτωση η συχνότητα φτάνει σε τιμές χαμηλότερες των 48,5 Hz. Ενεργοποιώντας και τον έλεγχο στατισμού στις αντλίες ΜΣ (*b0,5+vsp*) προκύπτει αποδεκτή υποσυχνότητα μετά από τη διαταραχή (49,1 Hz). Οι αντλίες παρέχουν εφεδρεία ~0,2 MW μειώνοντας την απορροφώμενη ισχύ τους μετά την απώλεια ισχύος (Σχ. 4.8(ε)). Η συμβολή των αντλιών ΜΣ στη στήριξη του ισοζυγίου που προκύπτει από την ενεργοποίηση του ελέγχου στατισμού είναι μεγαλύτερη σε σχέση με αυτήν που παρατηρείται για υψηλή μεταβλητότητα ανέμου (Ενότητα 4.6.2), διότι στη δεύτερη περίπτωση ο συγχρονισμός αιολικού πάρκου – αντλιοστασίου αφήνει πολύ περιορισμένο πρόσθετο περιθώριο ρύθμισης στις αντλίες ΜΣ. Στο Σχ. 4.8(ε) παρατηρούνται διαταραχές στην ισχύ του αντλιοστασίου και χωρίς την ενεργοποίηση ελέγχου στατισμού στις αντλίες ΜΣ, οι οποίες προκύπτουν από τις διαταραχές συχνότητας που επηρεάζουν την ισχύ των αντλιών ΣΣ, οι οποίες συνδέονται απευθείας στο δίκτυο. Απουσία ελέγχου στατισμού στις αντλίες ΜΣ, σε περίπτωση υποσυχνότητας οι αντλίες ΣΣ μειώνουν την απορρόφηση ισχύος τους, μείωση την οποία αντισταθμίζουν οι αντλίες ΜΣ με αντίστοιχη αύξηση της απορρόφησης ισχύος τους,



Σχ. 4.8. Απόκριση συστήματος κατόπιν απώλειας της υδροηλεκτρικής μονάδας H3 το 10^ο δευτερόλεπτο για 3 σενάρια με σύστημα συσσωρευτών 0,5 MW. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς υδροηλεκτρικής μονάδας H1, (γ) θέση υδατοθυρίδων H1, (δ) θέση εκτροπέων H1, (ε) ενεργός ισχύς αντλιοστασίου και αιολικού πάρκου, (στ) πλήθος ενταγμένων αντλιών, (ζ) ενεργός ισχύς μπαταριών, (η) στάθμη φόρτισης μπαταριών.

ώστε η συνολική ισχύς του αντλιοστασίου να παραμείνει σταθερή, σε περίπτωση σταθερής αιολικής ισχύος. Αυτό το φαινόμενο αποτελεί επιπρόσθετο λόγο ανάγκης ενεργοποίησης ελέγχου στατισμού στις αντλίες ΜΣ.

Όταν οι υδροηλεκτρικές μονάδες ελέγχονται με εφαρμογή του προτεινόμενου ελέγχου εκτροπέων, η ανοδική εφεδρεία αποδίδεται εντός 1 δευτερολέπτου από το συμβάν, όπως απεικονίζεται στο Σχ. 4.8(δ). Η θέση του ανοίγματος της υδατοθυρίδας παραμένει σχεδόν σταθερή σε αυτό το διάστημα (βλ. Σχ. 4.8(γ)). Στο διάστημα 20-30 s η συχνότητα επανέρχεται στα 50 Hz και το άνοιγμα των υδατοθυρίδων αυξάνεται σταδιακά προς τη νέα τιμή ισορροπίας του, οδηγώντας τη θέση των εκτροπέων στην προ σφάλματος τιμή της. Η ελάχιστη συχνότητα που παρατηρείται στην περίπτωση αυτή ($b0,5+def10\%$) είναι αποδεκτή (48,9 Hz) και παρόμοια με αυτή του σεναρίου $b0,5+vsp$.

Εγκαθιστώντας σύστημα συσσωρευτών 1 MW επιτυγχάνεται αποτελεσματική διαχείριση του συμβάντος N-1 ($f_{min} = 49,3$ Hz). Συνδυασμός συσσωρευτών 0,5 MW με έλεγχο εκτροπέων με εφεδρεία 10% ή έλεγχο στατισμού στις αντλίες ΜΣ οδηγεί επίσης σε αποδεκτή ελάχιστη συχνότητα.

Συνεπώς, οι δύο αυτές μέθοδοι είναι χρήσιμες ως συμπληρωματικές της εγκατάστασης συσσωρευτών, και οφείλουν να ληφθούν υπόψη στη διαστασιολόγηση των μπαταριών.

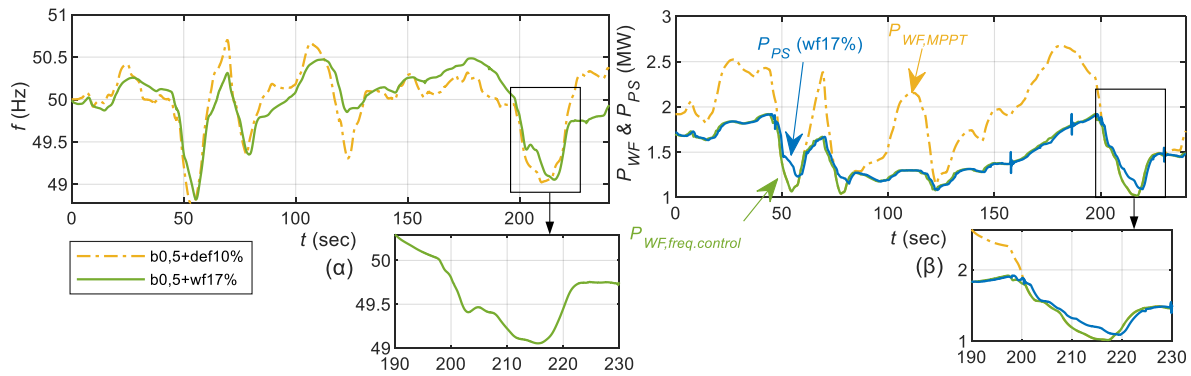
4.6.4. Έλεγχος αιολικού πάρκου

Έχοντας αξιολογήσει σενάρια όπου είναι αποδεκτή η απόρριψη ενός τμήματος της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ (υδροηλεκτρικής, μέσω ελέγχου εκτροπέων) στην παρούσα υποενότητα εξετάζεται και το ενδεχόμενο στήριξης της ρύθμισης συχνότητας από το αιολικό πάρκο του ΥΒΣ, μέσω απορρίψεων ενέργειας, ώστε να υπάρχει η δυνατότητα παροχής και ανοδικής εφεδρείας. Αρχικά εξετάζονται οι συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου της Ενότητας 4.6.2, απορρίπτοντας σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας το 17% της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, ώστε να προκύπτει το ίδιο επίπεδο ανοδικής εφεδρείας (σε MW) με το σενάριο απόρριψης 10% της διαθέσιμης υδροηλεκτρικής ισχύος, δεδομένου ότι η παραγωγή των υδροηλεκτρικών είναι υψηλότερη από αυτή του αιολικού πάρκου. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων συμβολής του αιολικού πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας παρουσιάζονται στον Πίν. 4.3 σε αντιπαραβολή με αντίστοιχα σενάρια ελέγχου των εκτροπέων των υδροηλεκτρικών για συγκριτική αξιολόγηση. Η απόκριση του συστήματος παρουσιάζεται ενδεικτικά για δύο σενάρια στο Σχ. 4.9. Στο Σχ. 4.9 αποτυπώνεται η παραγωγή του αιολικού πάρκου υπό MPPT ($b0,5+def10\%$) και περικοπές ($b0,5+nf17\%$) και η απορρόφηση ισχύος του αντλιοστασίου στη δεύτερη περίπτωση.

Πίν. 4.3. Δείκτες αξιολόγησης σεναρίων υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου για ρύθμιση συχνότητας από εκτροπείς και αιολικό πάρκο: Εύρος (f_{max}, f_{min}) και τυπική απόκλιση συχνότητας (σ) και χρονικό διάστημα που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,8-50,2 Hz ($f_{out\pm 0,2Hz}$).

A/A	Σενάριο	Ισχύς μπαταριών (MW)	Στατισμός αντλιών ΜΣ	Παρακολούθηση αιολικής παραγωγής από μπαταρίες	Εφεδρεία αιολικού πάρκου (%)	Εφεδρεία εκτροπέων (%)	f_{max} (Hz)	f_{min} (Hz)	σ (Hz)	$f_{out\pm 0,2Hz}$ (%)
1	$def10\%$	-	όχι	-	-	10	51,5	<48	0,94	75
2	$nf17\%$	-	όχι	-	17	-	51,6	<48	1,67	89
3	$vsp+def10\%$	-	ναι	-	-	10	51,4	<48	0,84	73
4	$vsp+nf17\%$	-	ναι	-	17	-	50,9	<48	0,94	70
5	$b0,5+def10\%$	0,5	όχι	όχι	-	10	50,7	48,8	0,40	51
6	$b0,5+nf17\%$	0,5	όχι	όχι	17	-	50,5	48,8	0,37	55
7	$b0,5(nft)+def10\%$	0,5	όχι	ναι	-	10	50,5	48,9	0,32	35
8	$b0,5(nft)+nf17\%$	0,5	όχι	ναι	17	-	50,4	48,9	0,34	54
9	$b0,5+vsp+def10\%$	0,5	ναι	όχι	-	10	50,7	48,9	0,36	40
10	$b0,5+vsp+nf17\%$	0,5	ναι	όχι	17	-	50,4	48,9	0,31	39
11	$b0,5(nft)+vsp+def10\%$	0,5	ναι	ναι	-	10	50,5	49,0	0,28	30
12	$b0,5(nft)+vsp+nf17\%$	0,5	ναι	ναι	17	-	50,4	48,9	0,28	34

Το αιολικό πάρκο συμβάλλει στη ρύθμιση συχνότητας μέσω μετατόπισης σε λειτουργία MPPT σε συνθήκες απότομης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου (π.χ. 50-60 s, 200-230 s) και μέσω περιορισμού της αύξησης παραγόμενης ισχύος υπό συνθήκες απότομης αύξησης της ταχύτητας ανέμου (π.χ. 60-70 s, 105-115 s). Παρ' όλα αυτά, οι παρεχόμενες υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας περιορίζονται σημαντικά από τον συγχρονισμό αντλιοστασίου – αιολικού πάρκου. Αυτό είναι εμφανές στο χρονικό διάστημα 165-190 s ($f > 50,2$ Hz), όπου παρ' όλο που το αιολικό πάρκο απομακρύνεται από το MPP για να παρέχει καθοδικές εφεδρείες, αυτό ακυρώνεται μερικώς από την ισόποση αύξηση της απορρόφησης ισχύος του αντλιοστασίου. Επομένως, η όποια συμβολή στη ρύθμιση συχνότητας παρατηρείται προέρχεται από τον περιορισμό των διαταραχών ισοζυγίου ισχύος του ΥΒΣ που

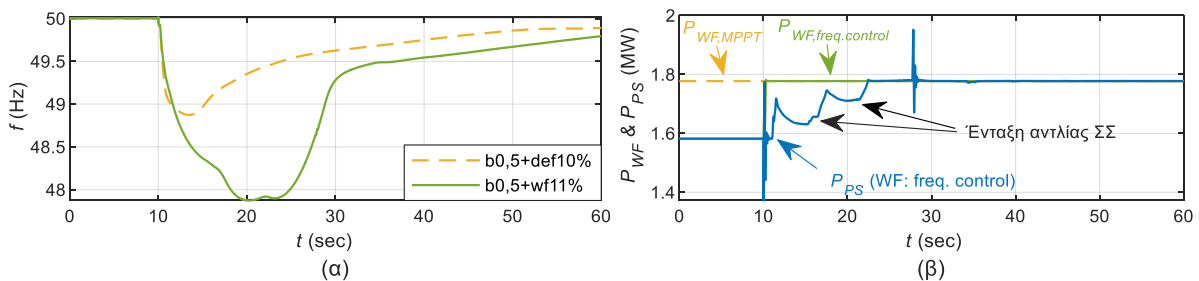


Σχ. 4.9. Απόκριση συστήματος υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου για ρύθμιση συχνότητας από εκτροπείς και αιολικό πάρκο, με σύστημα συσσωρευτών 0,5 MW. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς αιολικού πάρκου και αντλιοστασίου.

προκαλούν την ανάγκη για απελευθέρωση εφεδρειών και όχι από την απόδοση εφεδρειών προς το σύστημα. Για τον λόγο αυτό παρατηρούνται παρόμοιοι δείκτες ποιότητας συχνότητας στον Πίν. 4.3 με τον έλεγχο εκτροπέων και αιολικού πάρκου⁴¹.

Λόγω του ότι ο έλεγχος του αντλιοστασίου δρα αρνητικά στη συμβολή του αιολικού πάρκου στη ρύθμιση συχνότητας εξετάζεται και το ενδεχόμενο απενεργοποίησης του συγχρονισμού σε επίπεδο δευτερολέπτου των δύο εγκαταστάσεων. Αυτό υλοποιείται αυξάνοντας τη χρονική σταθερά T_{mf} που απεικονίζεται στο Σχ. 4.6 σε 30 s (από 0,05 s), ώστε οι αντλίες να απορροφούν τη μέση παραγωγή του αιολικού πάρκου (όπως απαιτείται για την εσωτερική διαχείριση του ΥΒΣ), δίνοντας χώρο για αποτελεσματική παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από το αιολικό πάρκο. Παρ' όλα αυτά η ποιότητα συχνότητας δεν βελτιώνεται ($\sigma_f = 0,37$ Hz, $t_{out \pm 0,2 Hz} = 54\%$ για το σενάριο $b0,5+nsr+wf17\%$), διότι σε αυτήν την περίπτωση δεν αξιοποιείται πλήρως το περιθώριο ρύθμισης των αντλιών ΜΣ. Επομένως, η εφεδρεία που παρέχεται από το αιολικό πάρκο δεν μπορεί να αντισταθμίσει την ελαχιστοποίηση των διαταραχών του εσωτερικού ισοζυγίου ισχύος του ΥΒΣ που επιτυγχάνει ο συγχρονισμός αντλιοστασίου – αιολικού πάρκου.

Η αναποτελεσματική παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από τις Α/Γ, ενώ υφίσταται συγχρονισμός με τις αντλίες, επιβεβαιώνεται και εξετάζοντας την απόκριση του συστήματος στην περίπτωση της απώλειας της υδροηλεκτρικής μονάδας Η3 (συνθήκες Ενότητας 4.6.3). Στο Σχ. 4.10 παρουσιάζεται η απόκριση του συστήματος παρουσία συσσωρευτών 0,5 MW, ενώ διατηρείται το ίδιο επίπεδο ανοδικής εφεδρείας (0,2 MW) από (α) τις δύο εναπομείνουσες υδροηλεκτρικές μονάδες ($b0,5+def10\%$), (β) τις Α/Γ ($b0,5+wf11\%$). Αν και το αιολικό πάρκο παρέχει άμεσα την ανοδική εφεδρεία (~0,3 s) το



Σχ. 4.10. Απόκριση συστήματος κατόπιν απώλειας της υδροηλεκτρικής μονάδας Η3 το 10^ο δευτερόλεπτο για ρύθμιση συχνότητας από εκτροπείς και αιολικό πάρκο, με σύστημα συσσωρευτών 0,5 MW. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς αιολικού πάρκου και αντλιοστασίου.

⁴¹ Σενάρια με χαμηλότερη τυπική απόκλιση συχνότητας (σ) για έλεγχο εκτροπέων: $def10\%$, $nsr+def10\%$, $b0,5(wf)+def10\%$. Σενάρια με χαμηλότερο σ για έλεγχο αιολικού πάρκου: $b0,5+wf17\%$, $b0,5+nsr+wf17\%$.

αντλιοστάσιο αυξάνει την απορρόφηση ισχύος του, λόγω συγχρονισμού, ακυρώνοντας έτσι μερικώς τη συμβολή των Α/Γ. Οι αντλίες επιτυγχάνουν την παρακολούθηση της αιολικής ισχύος 12 s μετά από την απώλεια της Η3, κυρίως λόγω της χρονικής καθυστέρησης μεταξύ διαδοχικών εντάξεων αντλιών.

Λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας, αν και ο έλεγχος εκτροπέν βασίζεται σε μηχανικά μέρη και είναι πιο αργός από τον έλεγχο των ηλεκτρονικών ισχύος των Α/Γ, επιτυγχάνει αποτελεσματικότερη στήριξη της ρύθμισης συχνότητας του δικτύου. Το αιολικό πάγκο δεν μπορεί να παρέχει εφεδρείες, όσο η ισχύς του παρακολουθείται από τις αντλίες. Ειδικά σε συνθήκες υψηλής μεταβλητότητας ανέμου ο έλεγχος των Α/Γ μπορεί να μειώσει τις διαταραχές του ισοζυγίου ισχύος του νησιού που προκαλούνται από τη μεταβλητότητα της παραγωγής τους, μειώνοντας έτσι τις αναγκαίες εφεδρείες που πρέπει σε κάθε περίπτωση να παρασχεθούν από τις υπόλοιπες μονάδες του δικτύου.

4.6.5. Παραμετρική διερεύνηση χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας

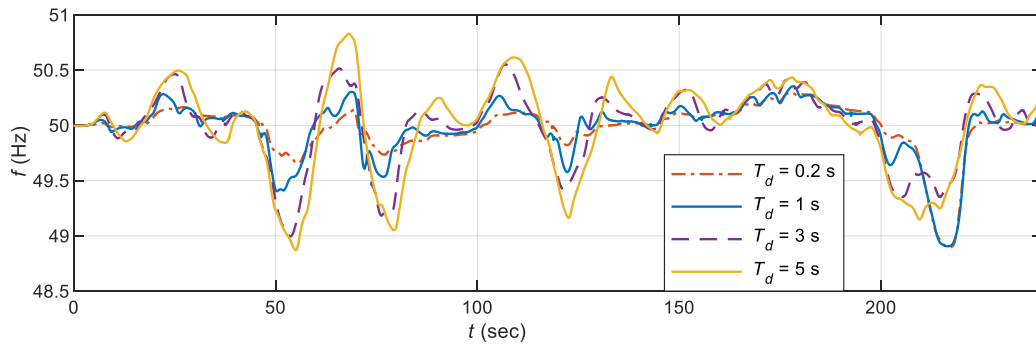
Ο έλεγχος του ΥΒΣ αξιολογείται ως προς τη σθεναρότητά του σε διακυμάνσεις της χρονικής καθυστέρησης στην επικοινωνία αιολικού πάγκου – αντλιοστασίου και αντλιοστασίου – συσσωρευτών στο εύρος 0,2 – 5 s. Στην παραμετρική εξέταση της παρούσας ενότητας θεωρείται ίση χρονική καθυστέρηση στην επικοινωνία αιολικού πάγκου – αντλιοστασίου ($T_{np,d}$) και αντλιοστασίου – συσσωρευτών ($T_{pb,d}$). Αν και η εμφάνιση χρονικής καθυστέρησης υψηλότερης του 1 s δεν είναι αναμενόμενη [264], [265], εξετάζεται ώστε να βρεθεί το επίπεδο τιμών της παραμέτρου $T_{pb,d}$ άνω του οποίου ο προτεινόμενος έλεγχος στήριξης της παρακολούθησης της αιολικής ισχύος από τους συσσωρευτές αντιμετωπίζει μεγάλους περιορισμούς στην εφαρμογή του. Εξετάζονται σενάρια με συσσωρευτές 1 MW⁴² και έλεγχο στατισμού στις αντλίες ΜΣ στις συνθήκες της Ενότητας 4.6.2 με και χωρίς τον έλεγχο *wft* των συσσωρευτών. Στον Πίν. 4.4 περιλαμβάνονται οι δείκτες αξιολόγησης της απόκρισης για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, ενώ στο Σχ. 4.11 παρουσιάζεται η απόκριση συχνότητας για τις περιπτώσεις με ενεργοποιημένο τον έλεγχο *wft*.

Πίν. 4.4. Δείκτες αξιολόγησης σεναρίων υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου για διάφορες τιμές χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας μεταξύ αιολικού πάγκου-αντλιοστασίου ($T_{np,d}$) και αντλιοστασίου-συσσωρευτών ($T_{pb,d}$), με σύστημα συσσωρευτών 1 MW και στατισμό στις αντλίες ΜΣ.

Παρακολούθηση αιολικής παραγωγής από μπαταρίες	$T_{np,d} = T_{pb,d}$ (s)	f_{max} (Hz)	f_{min} (Hz)	σ_f (Hz)	$t_{out\pm 0.2Hz}$ (%)	ET_b (kWh)
όχι	0,2	50,6	49,0	0,36	44	17,0
όχι	1	50,6	49,0	0,37	45	17,8
όχι	3	50,6	49,0	0,39	51	19,4
όχι	5	50,7	48,8	0,41	53	20,3
ναι	0,2	50,3	48,9	0,23	18	18,9
ναι	1	50,4	48,9	0,26	29	19,5
ναι	3	50,6	49,0	0,33	46	20,6
ναι	5	50,8	48,9	0,41	56	21,5

Όπως είναι αναμενόμενο, υψηλότερες τιμές χρονικής καθυστέρησης οδηγούν σε δυσμενέστερα αποτελέσματα. Συγκρίνοντας σενάρια του Πίν. 4.4 με ίδιο επίπεδο χρονικής καθυστέρησης παρατηρείται ότι το όφελος από την ενεργοποίηση του προτεινόμενου ελέγχου στους συσσωρευτές

⁴² Επιλέγεται η υψηλότερη ισχύς συσσωρευτών για αυξημένη δυνατότητα παροχής των εξεταζόμενων υπηρεσιών, μειώνοντας τα φαινόμενα κορεσμού που παρουσιάζονται όταν η ισχύς των μπαταριών φτάνει στη μέγιστη/ελάχιστη τιμή της.



Σχ. 4.11. Απόκριση συχνότητας υπό υψηλή μεταβλητότητα ανέμου για παραμετρική διερεύνηση χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας, με σύστημα συσσωρευτών 1 MW υπό έλεγχο στήριξης παρακολούθησης αιολικής παραγωγής και με στατισμό στις αντλίες ΜΣ.

περιορίζεται όσο αυξάνεται η χρονική καθυστέρηση. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η μείωση της τυπικής απόκλισης συχνότητας (σ_f) όταν ενεργοποιείται ο έλεγχος wft είναι 36%, 30%, 15% και 0%, για $T_{pb,d} = 0,2, 1, 3$ και 5 s, αντίστοιχα. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας, τα 5 s φαίνεται πως είναι η οριακή τιμή στην οποία δεν προκύπτει όφελος από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου.

Για τόσο υψηλά επίπεδα τιμών καθυστέρησης (5 s) εξετάζεται και η περίπτωση απενεργοποίησης του συγχρονισμού αντλιοστασίου – αιολικού πάρκου (θέτοντας $T_{w,f} = 30$ s, όπως εξηγείται στην Ενότητα 4.6.4) για τις ίδιες συνθήκες ($bt + wfp$). Οι δείκτες ποιότητας συχνότητας είναι χειρότεροι από αυτούς του Πίν. 4.4 ($\sigma_f = 0,45$ Hz, $t_{\pm 0,2Hz} = 69\%$), συνεπώς ακόμη και υπό αυτές τις υπερβολικά δυσμενείς συνθήκες επικοινωνίας η παρακολούθηση ισχύος των Α/Γ από τις αντλίες αναδεικνύεται ωφέλιμη, ακυρώνοντας ένα τμήμα των μεταβολών αιολικής ισχύος που προκαλούν διαταραχές στη συχνότητα του δικτύου.

Κεφάλαιο 5

Συμμετοχή μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

5.1. Εισαγωγή

Αν και η ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ προϋποθέτει την ολοένα και μεγαλύτερη συμμετοχή αποθηκευτικών σταθμών στη ρύθμιση του συστήματος, η συμμετοχή εγκαταστάσεων συσσωρευτών στις δευτερεύουσες εφεδρείες δεν είναι τόσο διαδεδομένη, όσο η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης. Ο βασικότερος λόγος που συμβαίνει αυτό είναι το περιορισμένο ενεργειακό απόθεμα τέτοιων μονάδων. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου 3 επιπέδων, με κύριο υποσύστημα κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής, μέσω του οποίου συμμετέχουν συστήματα συσσωρευτών (παράλληλα με θερμικές μονάδες) στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας νησιωτικού δικτύου. Επίσης, περιγράφεται προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας σε συνθήκες ηλεκτροδότησης αποκλειστικά από μπαταρίες και σταθμούς ΑΠΕ. Αρχικά, στην Ενότητα 5.2 περιγράφονται οι μέθοδοι παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας μπαταριών που περιλαμβάνονται στη βιβλιογραφία. Οι προτεινόμενες μέθοδοι ελέγχου παρουσία και απουσία θερμικών μονάδων παρουσιάζονται στις Ενότητες 5.3 και 5.4, αντίστοιχα, ενώ στην Ενότητα 5.5 περιγράφονται τρεις επιπρόσθετες που προσομοιώνονται για συγκριτική αξιολόγηση. Στην Ενότητα 5.6 περιγράφεται το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής που επαναφέρει τη στάθμη φόρτισης των μπαταριών, που παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία, στα επιθυμητά επίπεδα. Τέλος, οι Ενότητες 5.7 και 5.8 περιλαμβάνουν τα αποτελέσματα προσομοιώσεων νησιωτικού δικτύου με την εφαρμογή των προτεινόμενων και άλλων στρατηγικών ελέγχου και παραμετρικών διερευνήσεων.

5.2. Μέθοδοι παροχής υπηρεσιών δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας από μπαταρίες

Δεδομένου ότι ο ρόλος των θερμικών μονάδων θα μετατοπίζεται ολοένα και περισσότερο στην παροχή εφεδρειών, η αποτελεσματική αντικατάστασή τους στις συγκεκριμένες υπηρεσίες από αποθηκευτικούς σταθμούς θα συμβάλει στην ταχύτερη απανθρακοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου. Επίσης, η παροχή εφεδρειών από μπαταρίες θα αυξήσει τον ανταγωνισμό και στα σχετικά προϊόντα των αγορών, οδηγώντας τελικώς σε περιορισμό του κόστους εξισορρόπησης [28], [266], [267]. Επιπρόσθετα, η ταχεία απόκριση των συσσωρευτών μπορεί να επιτρέψει την αποτελεσματικότερη παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας, σε χρονική κλίμακα μικρότερη της υφιστάμενης, που βασίζεται και στους ρυθμούς μεταβολής παραγωγής θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων. Αυτή η διαπίστωση οδήγησε τον διαχειριστή συστήματος του Ηνωμένου Βασιλείου να ξεκινήσει το 2022 την παροχή της

νέας υπηρεσίας «Dynamic Regulation», η οποία μπορεί να παρέχεται και από αποθηκευτικούς σταθμούς. Η εν λόγω υπηρεσία έχει παρόμοιες απαιτήσεις και σκοπό με τη δευτερεύουσα ρύθμιση, διορθώνοντας σφάλματα συχνότητας. Όπως αναφέρεται και στην [268], υπάρχει χώρος για περαιτέρω έρευνα στη βελτίωση του συντονισμού μεταξύ των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης στην παροχή εφεδρειών, ιδιαίτερα σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα. Αντίστοιχη αναφορά πραγματοποιείται και στην [95], περιγράφοντας την ανάγκη για αποτελεσματικότερη συνεργασία μεταξύ IBRs και συμβατικών μονάδων στη ρύθμιση συχνότητας, λαμβάνοντας υπόψη και τους περιορισμούς των αποθηκευτικών μονάδων.

Μία μέθοδος συμμετοχής μπαταριών σε σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (ΑΡΠ) που προτείνεται στις [73], [269]–[272] είναι ο επιμερισμός των αργών μεταβολών ισχύος στις συμβατικές μονάδες και το υπολειπόμενο μέρος (σχετικά γρήγορες μεταβολές) να αναλαμβάνεται από μπαταρίες. Αντίστοιχη μέθοδος υλοποιείται από την PJM σε διάφορες Πολιτείες των ΗΠΑ [36]. Αυτή η μέθοδος υλοποιείται στέλνοντας μία φιλτραρισμένη εκδοχή της συνολικής αναγκαίας μεταβολής ισχύος που καθορίζει το σύστημα ΑΡΠ στις συμβατικές μονάδες και ό,τι περισσεύει να αποστέλλεται στις μπαταρίες του συστήματος. Στην [272] προτείνεται μία διαφορετική υλοποίηση της παραπάνω αρχής, με χρήση ενός ασαφούς ελεγκτή για τον επιμερισμό του ταχέως μεταβαλλόμενου τμήματος της δευτερεύουσας εφεδρείας σε ένα σύνολο μονάδων συσσωρευτών, λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά τους. Η παραπάνω αρχή συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, αν και οδηγεί σε ικανοποιητική απόκριση, δεν επιτρέπει τη συμμετοχή των συστημάτων συσσωρευτών στην παροχή δευτερεύουσας ρύθμισης με ίσους όρους με τις υπόλοιπες μονάδες (level playing field), διότι δεν δύνανται να αναλάβουν το αργά μεταβαλλόμενο τμήμα της δευτερεύουσας εφεδρείας και να ανταγωνιστούν τις θερμικές μονάδες σε αυτόν τον ρόλο. Το γεγονός αυτό εμποδίζει την ενίσχυση του ανταγωνισμού στην παροχή τέτοιων υπηρεσιών στις αγορές ηλεκτρισμού.

Σε μία άλλη μέθοδο που έχει προταθεί στη βιβλιογραφία, ο επιμερισμός της δευτερεύουσας εφεδρείας λαμβάνει υπόψη και τη δυνατότητα φόρτισης/εκφόρτισης των μπαταριών σε επίπεδο 1 λεπτού [273]. Οι συγγραφείς της σχετικής εργασίας αναφέρουν ότι ο επιμερισμός του σήματος της ΑΡΠ στους επιμέρους πόρους με βάση κάποιους σταθερούς συντελεστές συμμετοχής δεν είναι αποτελεσματικός όταν στη ρύθμιση συμμετέχουν και μπαταρίες, λόγω των περιορισμών διαχείρισης του ενεργειακού τους αποθέματος.

Στην [274] περιγράφεται μέθοδος ελέγχου μπαταριών η οποία στοχεύει στον περιορισμό των αποκλίσεων συμβατικών μονάδων από τις εντολές κατανομής που λαμβάνουν από το σύστημα ΑΡΠ. Στην [274], όπως και στις [271], [275], υλοποιείται παρόμοια μέθοδος ρύθμισης του SOC των συσσωρευτών, στην οποία περιορίζεται το επίπεδο φόρτισης/εκφόρτισης, όταν οι μπαταρίες φτάσουν στο μέγιστο/ελάχιστο αποδεκτό επίπεδο ενεργειακού αποθέματος. Η PJM εφαρμόζει μία μέθοδο αποκατάστασης του SOC κατά την οποία εκτιμάται το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών, με βάση τις εντολές κατανομής που έχουν αποσταλεί, και εφαρμόζεται αναλογικός έλεγχος του SOC, με το κέρδος του να προσαρμόζεται ανάλογα με το επίπεδο του SOC [36]. Οι τροποποιήσεις των εντολών κατανομής των μπαταριών που προκύπτουν από αυτή τη διαδικασία, μεταβάλλουν κατάλληλα τις εντολές κατανομής των συμβατικών μονάδων. Στις [276], [277] παρουσιάζεται ένα σχήμα δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας στο οποίο οι συσσωρευτές αντισταθμίζουν τον περιορισμένο ρυθμό μεταβολής ισχύος των συμβατικών μονάδων, περιλαμβάνοντας και έναν όρο ρύθμισης φόρτισης στον έλεγχό τους, ο οποίος είναι διαρκώς ενεργός και δρα παράλληλα με την υλοποίηση των εντολών του συστήματος ΑΡΠ.

Στις [90], [278] μελετάται η συμμετοχή αποθηκευτικών σταθμών σε τυπικά συστήματα ΑΡΠ, με τους συγγραφείς της [90] να προτείνουν την αναπροσαρμογή της εντολής κατανομής των αποθηκευτικών μονάδων κάθε 15-60 λεπτά, λαμβάνοντας υπόψη τις εντολές κατανομής του προηγούμενου διαστήματος. Αυτή η μέθοδος όμως δεν λαμβάνει υπόψη την επίπτωση που έχουν οι μεταβολές των εντολών κατανομής στις διαθέσιμες εφεδρείες του συστήματος. Η αρνητική επίπτωση στη ρύθμιση συχνότητας όταν ένας αποθηκευτικός σταθμός που συμμετέχει στη δευτερεύουσα ρύθμιση φτάσει στα ελάχιστα/μέγιστα όρια της στάθμης φόρτισής του αναφέρεται στην [267], όπου σημειώνεται πως υπάρχει ανάγκη να λαμβάνεται υπόψη η ρύθμιση του επιπέδου φόρτισης με κάποιον τρόπο στο κεντρικό σύστημα ΑΡΠ.

Στην [279] προτείνεται ιεραρχικός έλεγχος αυτόνομων συστημάτων, τα οποία ρυθμίζονται κατά βάση από αποθηκευτικούς σταθμούς. Στην εργασία αυτή τα συστήματα συσσωρευτών αναλαμβάνουν την αποκατάσταση της συχνότητας, με μία ισόχρονη μέθοδο, ενώ οι νηζελογεννήτριες δεν συμμετέχουν στη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας, αλλά διατηρούν το SOC των μπαταριών σε αποδεκτά επίπεδα. Μία παρόμοια μέθοδος περιγράφεται και στην [211], όπου ένας σταθμός συσσωρευτών λειτουργεί ως grid forming, αναλαμβάνοντας πλήρως τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος του συστήματος, με τη ρύθμιση του επιπέδου φόρτισής του να παρέχεται από τις θερμικές μονάδες.

Οι [280], [281] περιγράφουν μεθόδους στήριξης της συμμετοχής σταθμών ΑΠΕ στην παροχή εφεδρειών, με χρήση αποθηκευτικών σταθμών. Στην [280] προτείνεται η εφαρμογή ασαφούς ελέγχου στις μπαταρίες, ώστε να υποστηριχθεί η συμμετοχή ενός Φ/Β συστήματος στη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας, χωρίς όμως να γίνεται αναφορά στη μέθοδο διαχείρισης της στάθμης φόρτισης των συσσωρευτών. Στην [281] περιγράφεται μέθοδος στήριξης ενός αιολικού πάρκου στην παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας, εφαρμόζοντας και προσαρμοστικό έλεγχο ενεργειακού αποθέματος στον αποθηκευτικό σταθμό.

Στην [282] οι μπαταρίες παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία, μέσω ασαφούς ελέγχου που αποκαθιστά το επίπεδο φόρτισης, όσο η συχνότητα είναι κοντά στην ονομαστική της τιμή. Με τη μέθοδο αυτή όμως η διαδικασία αποκατάστασης της στάθμης φόρτισης αναλώνει δευτερεύουσες εφεδρείες που παρέχονται από άλλες μονάδες. Στην [283] περιγράφεται μέθοδος ασαφούς ελέγχου, η οποία επιτρέπει τη συμμετοχή ηλεκτρικών οχημάτων στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, με δεδομένα εισόδου το σφάλμα ελέγχου περιοχής και το επίπεδο φόρτισής τους. Στην [284] προτείνεται ένα σχήμα ελέγχου δύο διασυνδεδεμένων μικροδικτύων (ενός AC και ενός DC), στο οποίο ένας ασαφής ελεγκτής ρυθμίζει την ισχύ εξόδου των μπαταριών λαμβάνοντας υπόψη το SOC και το ισοζύγιο ισχύος κάθε μικροδικτύου. Αυτή η μέθοδος όμως δεν μπορεί να εφαρμοστεί σε κλασικά κεντρικά συστήματα ΑΡΠ, ούτε επιτρέπει τη συμμετοχή των μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση με ίσους όρους με άλλες μονάδες στο πλαίσιο αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Η βιβλιογραφία περιλαμβάνει και άλλες πιο πολύπλοκες μεθόδους συμμετοχής αποθηκευτικών σταθμών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, όπως π.χ. με έλεγχο H^∞ [285], οι οποίες όμως αντιμετωπίζουν περιορισμούς στην εφαρμοσιμότητά τους σε πραγματικά ηλεκτρικά συστήματα, λόγω αυξημένης πολυπλοκότητας, απόκλισης από τις εφαρμοζόμενες αρχές ελέγχου και υψηλών απαιτήσεων παραμετροποίησης.

Η βιβλιογραφία διαθέτει αρκετή έρευνα και για αποκεντρωμένη⁴³ δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας συστημάτων στα οποία κυριαρχούν πόροι που συνδέονται στο σύστημα μέσω μετατροπέων ισχύος [77], [286]–[289]. Αν και αυτές οι μέθοδοι επιτυγχάνουν αποτελεσματικά τη

⁴³ Ο όρος αυτός χρησιμοποιείται για περιπτώσεις που υπάρχει κάποιο επίπεδο ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των πόρων του δικτύου και όχι για περιπτώσεις πλήρους απουσίας ανταλλαγής δεδομένων (π.χ. πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας).

ρύθμιση ισχύος μεταξύ των μονάδων (α) απαιτούν εκτεταμένα συστήματα επικοινωνιών με υψηλό επίπεδο αξιοπιστίας μεταξύ των πόρων που συμμετέχουν στη ρύθμιση ισχύος, (β) είναι πιο επιρρεπή σε αυξημένες χρονικές καθυστερήσεις στην επικοινωνία μεταξύ των μονάδων, (γ) είναι αρκετά πιο σύνθετα από τις υφιστάμενες μεθόδους δευτερεύουσας ρύθμισης και (δ) ενίοτε οδηγούν σε αποκλίσεις από την επιθυμητή κατανομή ισχύος μεταξύ των μονάδων [289]. Συνολικά, η χρήση αποκεντρωμένων συστημάτων είναι πιθανότερο να οδηγεί σε υποβέλτιστα αποτελέσματα, συγκριτικά με αντίστοιχο κεντρικό έλεγχο όλων των πόρων [77], [290].

5.3. Εφαρμοζόμενη μέθοδος συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας παρουσία θερμικών μονάδων

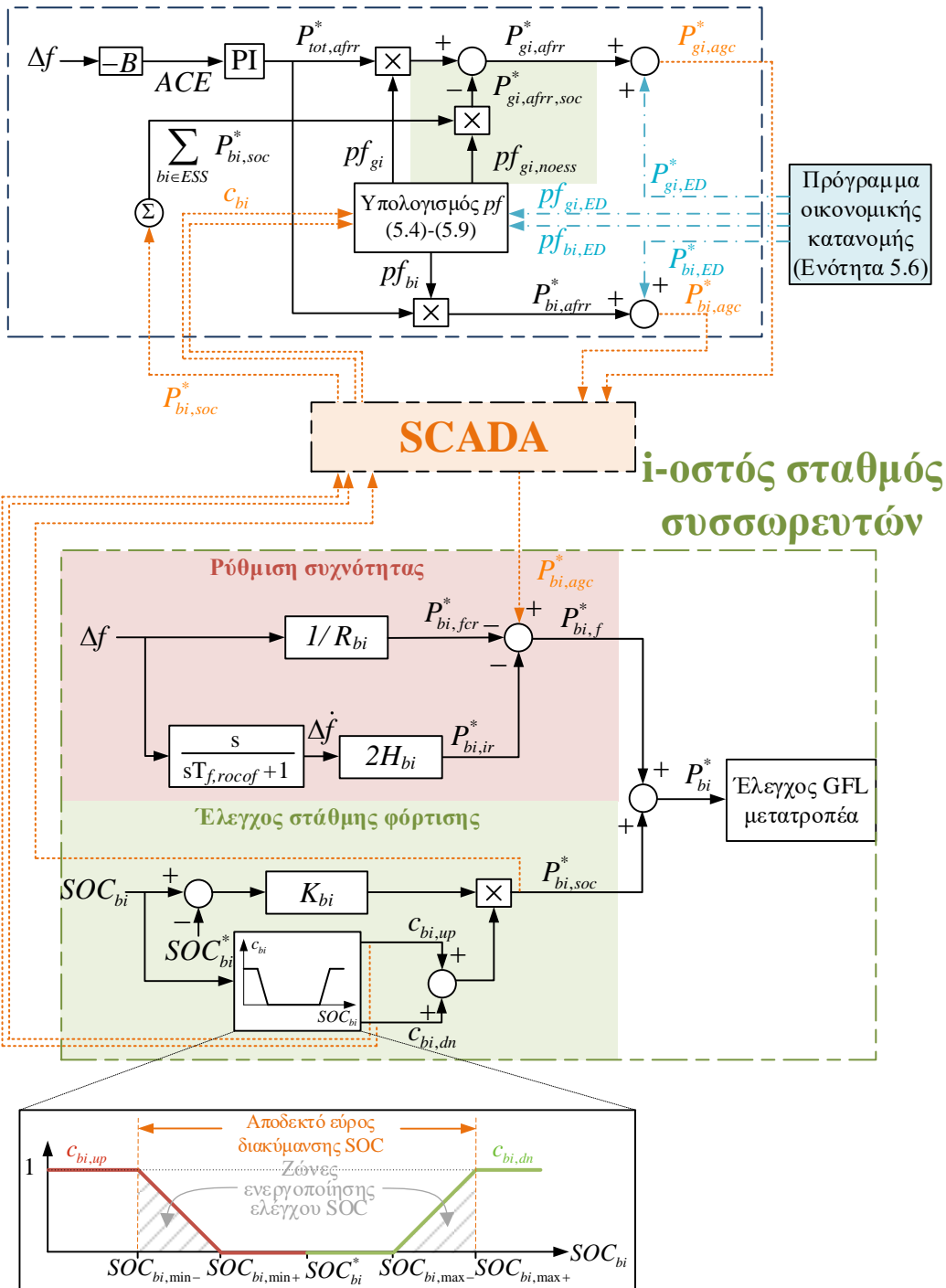
5.3.1. Βασικές αρχές

Στην παρούσα ενότητα περιγράφεται ο προτεινόμενος έλεγχος 3 επιπέδων που επιτρέπει την αποτελεσματική συμμετοχή μπαταριών -παράλληλα με τη συμμετοχή και θερμικών μονάδων- στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας [4], [5]. Το 1^ο επίπεδο ελέγχου περιλαμβάνει τοπικό ελεγκτή σε κάθε μπαταρία, ο οποίος παρέχει εφεδρείες ταχείας απόκρισης και εξασφαλίζει ότι η στάθμη φόρτισης τους παραμένει διαρκώς εντός αποδεικτών ορίων. Το 2^ο επίπεδο του ελέγχου είναι το κεντρικό σύστημα ΑΡΠ που διανέμει το συνολικό επίπεδο δευτερεύουσας εφεδρείας που πρέπει να απελευθερωθεί κάθε χρονική στιγμή σε όλες τις ρυθμιζουσες μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη τους συντελεστές συμμετοχής τους, που προκύπτουν από τις ενεργειακές αγορές (εάν υφίστανται) και τη στάθμη φόρτισης των μπαταριών. Η αποκατάσταση του ενεργειακού αποθέματος των μπαταριών στα επιθυμητά επίπεδα ύστερα από διαταραχές στο ενεργειακό ισοζύγιο δεν πραγματοποιείται από τον τοπικό ελεγκτή, ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι διαθέσιμες εφεδρείες του συστήματος και να πραγματοποιείται όταν το επιτρέπουν οι συνθήκες. Αυτό επιτυγχάνεται ενσωματώνοντας τη διαδικασία αποκατάστασης της στάθμης φόρτισης στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής (economic dispatch – ED) που παρουσιάζεται στην Ενότητα 5.6 (3^ο επίπεδο ελέγχου).

Η προτεινόμενη μέθοδος ρύθμισης ενεργού ισχύος και συχνότητας παρουσιάζεται στο Σχ. 5.1. Βασικό υποσύστημά της αποτελεί το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (ΑΡΠ), το οποίο συνδέεται με όλες τις ρυθμιζουσες μονάδες του δικτύου και τους τοπικούς ελεγκτές των σταθμών αποθήκευσης. Οι τοπικοί ελεγκτές αποτελούνται από δύο μέρη, το ένα διαμορφώνει τον όρο συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας (με κόκκινο) και το δεύτερο τον όρο διατήρησης της στάθμης φόρτισης εντός αποδεικτών τιμών (με πράσινο). Το τελικό επίπεδο ισχύος αναφοράς (P_{bi}^*) των συσσωρευτών προκύπτει από το αλγεβρικό των δύο όρων και εισέρχεται στον ελεγκτή των grid following μετατροπέων τους προς υλοποίηση, ο οποίος παρουσιάζεται αναλυτικά στην Ενότητα 2.3.5. Το κεντρικό σύστημα ΑΡΠ υλοποιεί τη δευτερεύουσα ρύθμιση του συστήματος, στέλνοντας εντολές κατανομής σε όλες τις ρυθμιζουσες μονάδες, δηλαδή τις συμβατικές και τις αποθηκευτικές μονάδες. Τα σήματα που αποστέλλονται μέσω του συστήματος εποπτείας και ελέγχου (supervisory control and data acquisition – SCADA) αποτυπώνονται στο Σχ. 5.1 με πορτοκαλί, ενώ τα αποτελέσματα της οικονομικής κατανομής (βλ. Ενότητα 5.6) αποτυπώνονται με μπλε.

Στα σχήματα της παρούσας ενότητας θεωρείται για απλότητα η παρουσία ενός συστήματος συσσωρευτών, όπως και στα σχετικά αποτελέσματα προσομοιώσεων της Ενότητας 5.7. Παρ' όλα αυτά οι προτεινόμενες αρχές ελέγχου είναι εφαρμόσιμες και σε συστήματα με άνω του ενός αποθηκευτικούς

Σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής



Σχ. 5.1. Προτεινόμενος έλεγχος 3 επιπέδων που εφαρμόζεται σε κεντρικό επίπεδο (σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής και πρόγραμμα οικονομικής κατανομής) και τοπικά στις μπαταρίες.

σταθμούς, εφαρμόζοντας τους τοπικούς ελεγκτές σε κάθε σταθμό, χωρίς να απαιτείται οποιαδήποτε τροποποίηση του συστήματος ΑΠΠ ή του προγράμματος οικονομικής κατανομής της Ενότητας 5.6. Για τον λόγο αυτό χρησιμοποιείται ο υποδείκτης “bi” για τις παραμέτρους των μπαταριών, ώστε να καλύπτεται η γενική περίπτωση πολλαπλών ανεξάρτητων σταθμών αποθήκευσης.

5.3.2. Παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας

Ξεκινώντας από τον τοπικό ελεγκτή των μπαταριών, ο όρος $P_{bi,f}^*$ υλοποιεί τη ρύθμιση συχνότητας σύμφωνα με την (5.1). Ο όρος $P_{bi,fc}^*$ υλοποιεί την πρωτεύουσα ρύθμιση με εφαρμογή στατισμού R_{bi} , ενώ ο όρος $P_{bi,ir}^*$ την αδρανειακή απόκριση με σταθερά αδρανείας H_{bi} . Ο τρίτος όρος ($P_{bi,agc}^*$) προέρχεται από το κεντρικό σύστημα ΑΡΠ και προκύπτει από την άθροιση ενός όρου δευτερεύουσας εφεδρείας ($P_{bi,afrr}^*$) στις εντολές του προγράμματος οικονομικής κατανομής ($P_{bi,ED}^*$). Τέτοια σήματα αποστέλλονται και στις υπόλοιπες μονάδες που συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση ($P_{i,agc}^*$). Αν και υπάρχουν πολλές διαφορετικές και πιο σύνθετες μέθοδοι παροχής δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας [66] επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί ως βάση της προτεινόμενης μεθόδου το κλασικό σύστημα ΑΡΠ για λόγους εφαρμοσιμότητας σε πραγματικά συστήματα. Η παραμετροποίηση των ελεγκτών της προτεινόμενης μεθόδου που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7 περιλαμβάνεται στους Πίν. Γ.2 και Γ.5 του Παραρτήματος Γ.

$$P_{bi,f}^* = P_{bi,fc}^* + P_{bi,ir}^* + P_{bi,agc}^*, \forall bi \in ESS \quad (5.1)$$

Εξετάζοντας την εφαρμογή της μεθόδου σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, πραγματοποιείται επίπεδος έλεγχος συχνότητας (απουσία διασυνδεδειμένων ρών με άλλα ηλεκτρικά συστήματα). Η παράμετρος B είναι ο συντελεστής πόλωσης⁴⁴ ($B = \sum_{gi \in G} 1/R_{gi} + \sum_{bi \in ESS} 1/R_{bi}$) που περιγράφεται στην

Ενότητα 1.3.2. Το σφάλμα ελέγχου περιοχής (ACE) εισάγεται σε ένα φίλτρο 1^{ης} τάξης (χρονικής σταθεράς $T_{f,acc}$)⁴⁵, ώστε το σύστημα ΑΡΠ να μην αντιδρά σε ταχείες μεταβολές της συχνότητας. Επιλέγεται η χρήση του πλέον συνήθους ελεγκτή (αναλογικός ολοκληρωτικός) για την αποτελεσματική ρύθμιση του σφάλματος ελέγχου περιοχής σε μηδενική τιμή, όπως ακολουθείται σε πληθώρα αναφορών στη βιβλιογραφία (βλ. Ενότητα 1.3.3). Η έξοδος του ελεγκτή ($P_{tot,afrr}^*$) είναι το σύνολο της αναγκαίας δευτερεύουσας εφεδρείας που πρέπει να απελευθερωθεί, το οποίο επιμερίζεται στις συμβατικές μονάδες ($P_{gi,afrr}^*$) και στις μονάδες συσσωρευτών ($P_{bi,afrr}^*$), χρησιμοποιώντας τους συντελεστές συμμετοχής pf_{gi} , pf_{bi} , αντίστοιχα. Το άθροισμα των συντελεστών συμμετοχής είναι ίσο με 1 διαρκώς και ορίζονται διαφορετικοί συντελεστές για ανοδικές ($pf_{i,up}$) και καθοδικές εφεδρείες ($pf_{i,dn}$). Οι τιμές των συντελεστών συμμετοχής λαμβάνουν υπόψη τις τιμές βάσης που προέρχονται από την οικονομική κατανομή ($pf_{gi,ED}$, $pf_{bi,ED}$), αλλά και τη στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών, όπως εξηγείται στη συνέχεια. Τα σήματα $P_{gi,agc}^*$, $P_{bi,agc}^*$ αποστέλλονται κάθε λίγα δευτερόλεπτα (T_{agc}) στις μονάδες του συστήματος, ενώ θεωρείται δεδομένη και κάποια χρονική καθυστέρηση στην επικοινωνία μεταξύ συστήματος ΑΡΠ και μονάδων ($T_{a,SCADA}$). Τελικώς, η τιμή των εντολών κατανομής που αποστέλλονται από το σύστημα ΑΡΠ δίνεται από τις (5.2)-(5.3). Ο τελευταίος όρος της (5.2) σχετίζεται με την ανάληψη της φόρτισης των μπαταριών από τις συμβατικές μονάδες, όπως εξηγείται στη συνέχεια.

$$P_{gi,agc}^* = P_{bi,ED}^* + pf_{gi} P_{afrr,tot}^* - pf_{gi,noess} \sum_{bi \in ESS} P_{bi,soc}^*, \forall gi \in G \quad (5.2)$$

$$P_{bi,agc}^* = P_{bi,ED}^* + pf_{bi} P_{afrr,tot}^*, \forall bi \in ESS \quad (5.3)$$

⁴⁴ Τα σύνολα G και ESS περιλαμβάνουν τις συμβατικές και τις αποθηκευτικές μονάδες του συστήματος.

⁴⁵ Για λόγους απλοποίησης της απεικόνισης, το φίλτρο δεν αποτυπώνεται στο Σχ. 5.1.

5.3.3. Διατήρηση στάθμης φόρτισης & αναπροσαρμογή συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα εφεδρεία

Το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών πρέπει να παρακολουθείται και να ρυθμίζεται εντός αποδεκτού εύρους, ώστε να αποφευχθούν αρνητικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής των μπαταριών. Όταν τέτοιες μονάδες συμμετέχουν σε εφεδρείες όπως η δευτερεύουσα, η οποία απελευθερώνεται σε πραγματικό χρόνο (εντολές κατανομής κάθε λίγα δευτερόλεπτα) υπάρχει αυξημένος κίνδυνος να βρεθούν εκτός αποδεκτού εύρους SOC. Αντιθέτως, η απελευθέρωση πρωτεύουσας εφεδρείας έχει πολύ χαμηλότερες ενεργειακές απαιτήσεις. Αν και η ρύθμιση του ενεργειακού αποθέματος των συσσωρευτών ενδείκνυται να πραγματοποιείται στο πλαίσιο της οικονομικής κατανομής, για να εξασφαλιστεί ότι θα τηρούνται τα όρια SOC σε πραγματικό χρόνο, προτείνεται η παράλληλη εφαρμογή κατάλληλου τοπικού ελέγχου. Για τον λόγο αυτό περιλαμβάνεται και ο όρος $P_{bi,soc}^*$ στον τοπικό ελεγκτή των συσσωρευτών (βλ. Σχ. 5.1). Στην προτεινόμενη μέθοδο, η απόκλιση του SOC από την αναφορά του (SOC_{bi}^*) εισάγεται σε έναν αναλογικό ελεγκτή, ο οποίος ενεργοποιείται όταν το ενεργειακό απόθεμα πλησιάζει στις μέγιστες/ελάχιστες αποδεκτές τιμές του. Αυτό υλοποιείται με κατάλληλη διαμόρφωση του συντελεστή c_{bi} , όπως φαίνεται και στο Σχ. 5.1. Συγκεκριμένα, ορίζονται δύο ζώνες SOC, η ελάχιστη ($SOC_{bi,min-} - SOC_{bi,min+}$) και η μέγιστη ($SOC_{bi,max-} - SOC_{bi,max+}$), ώστε όταν εισέρχεται το SOC σε οποιαδήποτε από αυτές τις ζώνες να ξεκινάει ομαλά η ενεργοποίηση του τοπικού αναλογικού ελέγχου στάθμης φόρτισης, με τη χρήση των συντελεστών $c_{bi,np}$ (με πράσινο) και $c_{bi,dn}$ (με κόκκινο). Έτσι, το $c_{bi,np}$ λαμβάνει θετικές τιμές όταν η τιμή του SOC είναι μικρότερη του $SOC_{bi,min+}$, ενώ το $c_{bi,dn}$ λαμβάνει θετικές τιμές όταν η στάθμη φόρτισης ξεπεράσει το επίπεδο του $SOC_{bi,max-}$.

Τελικώς, ο όρος $P_{bi,soc}^*$ που διαμορφώνεται από τον τοπικό έλεγχο του ενεργειακού αποθέματος υπερτίθεται στον όρο ρύθμισης συχνότητας $P_{bi,f}^*$. Συνεπώς, υπό συνθήκες ενεργοποίησης της τοπικής ρύθμισης στάθμης φόρτισης προκύπτει απόκλιση από την εντολή κατανομής που προέρχεται από το σύστημα ΑΠΠ. Για τον λόγο αυτό, ο όρος $P_{bi,soc}^*$, καθώς και οι συντελεστές $c_{bi,np}$ και $c_{bi,dn}$ αποστέλλονται προς το σύστημα ΑΠΠ, ώστε να ληφθούν υπόψη στον επιμερισμό της δευτερεύουσας εφεδρείας στις ρυθμιζουσες μονάδες και να αποφευχθούν τυχόν αρνητικές επιπτώσεις στη ρύθμιση συχνότητας από τη ρύθμιση της στάθμης φόρτισης. Αυτό υλοποιείται με τη χρήση των (5.4)-(5.9). Οι (5.4)-(5.5) διαμορφώνουν τους συντελεστές συμμετοχής των μπαταριών, λαμβάνοντας υπόψη τους συντελεστές που προέρχονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής ($pf_{bi,ED}$) και τον συντελεστή c_{bi} που υποδηλώνει το πόσο κοντά βρίσκεται το κάθε σύστημα συσσωρευτών bi στις μέγιστες/ελάχιστες αποδεκτές τιμές SOC. Οι (5.6)-(5.7) προσδιορίζουν τους συντελεστές συμμετοχής των συμβατικών μονάδων (pf_{gi}), οι οποίες αναλαμβάνουν ό,τι υπολείπεται, με βάση τους συντελεστές των συσσωρευτών (pf_{bi}) και τους συντελεστές συμμετοχής των συμβατικών μονάδων που θα εφαρμόζονταν απουσία αποθηκευτικών σταθμών ($pf_{gi,noess}$). Οι τελευταίοι προσδιορίζονται από τις (5.8)-(5.9) διαιρώντας τους συντελεστές συμμετοχής κάθε συμβατικής μονάδας που προκύπτει από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής ($pf_{gi,ED}$) με το άθροισμα αυτών. Αν το επίπεδο φόρτισης όλων των συσσωρευτών είναι εκτός των δύο ακραίων ζωνών φόρτισης ($c_{bi} = 0$), τότε οι συντελεστές συμμετοχής των μονάδων ταυτίζονται με αυτούς που προκύπτουν από το πρόγραμμα κατανομής, δηλαδή $pf_{bi} = pf_{bi,ED}$ και $pf_{gi} = pf_{gi,ED}$. Σε περίπτωση που η στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών φτάσει στο κάτω όριο της ελάχιστης ζώνης φόρτισης (π.χ. $SOC_{bi} = SOC_{bi,min-}$, άρα $c_{bi,np} = 1$), τότε δεν θα συμμετέχουν πλέον στις ανοδικές εφεδρείες ($pf_{bi,np} = 0$), τις οποίες και αναλαμβάνουν πλήρως οι συμβατικές μονάδες, με βάση τον μεταξύ τους επιμερισμό που έχει προιαθοριστεί από το προγενέστερο στάδιο οικονομικής κατανομής

($pf_{gi,up} = pf_{gi,noess,up}$). Σημειώνεται ότι σε αυτές τις συνθήκες χαμηλού ενεργειακού αποθέματος, οι μπαταρίες συμμετέχουν κανονικά στις καθοδικές εφεδρείες ($pf_{bi,dn} = pf_{bi,ED,dn}$, $pf_{gi,dn} = pf_{gi,ED,dn}$).

$$pf_{bi,up} = \frac{(1 - c_{bi,up})pf_{bi,ED,up}}{1 - c_{bi,up}pf_{bi,ED,up}}, \forall bi \in ESS \quad (5.4)$$

$$pf_{bi,dn} = \frac{(1 - c_{bi,dn})pf_{bi,ED,dn}}{1 - c_{bi,dn}pf_{bi,ED,dn}}, \forall bi \in ESS \quad (5.5)$$

$$pf_{gi,up} = (1 - \sum_{bi \in ESS} pf_{bi,up})pf_{gi,noess,up}, \forall gi \in G \quad (5.6)$$

$$pf_{gi,dn} = (1 - \sum_{bi \in ESS} pf_{bi,dn})pf_{gi,noess,dn}, \forall gi \in G \quad (5.7)$$

$$pf_{gi,noess,up} = \frac{pf_{gi,ED,up}}{\sum_{gi \in G} pf_{gi,ED,up}}, \forall gi \in G \quad (5.8)$$

$$pf_{gi,noess,dn} = \frac{pf_{gi,ED,dn}}{\sum_{gi \in G} pf_{gi,ED,dn}}, \forall gi \in G \quad (5.9)$$

5.3.4. Παραμετροποίηση μεθόδου & ζητήματα εφαρμογής

Το αποδεκτό εύρος στάθμης φόρτισης μπαταριών ποικίλει με τις εφαρμογές και επηρεάζει τη διάρκεια ζωής τους. Στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7 ως αποδεκτό εύρος στάθμης φόρτισης θεωρείται το 20-90%, σε αντιστοιχία με παρόμοιες τιμές που αναφέρονται στις [32], [106], [218], [224], [272], [282]. Συνεπώς ορίζεται ως κάτω όριο της ελάχιστης ζώνης $SOC_{bi,min-} = 20\%$ και ως άνω όριο της μέγιστης $SOC_{bi,max+} = 90\%$. Η επιλογή των $SOC_{bi,min+}$ και $SOC_{bi,max-}$ καθορίζει το εύρος στάθμης φόρτισης εντός των οποίων περιορίζεται σταδιακά η συμμετοχή στη δευτερεύουσα ρύθμιση. Η επιλογή υψηλών τιμών $SOC_{bi,min+}$ και χαμηλών τιμών $SOC_{bi,max-}$ περιορίζει την καταπόνηση των συσσωρευτών και οδηγεί σε πιο ομαλή απόκριση τους όταν εισέρχονται στις δύο ακραίες ζώνες SOC. Ταυτόχρονα όμως τέτοια παραμετροποίηση οδηγεί σε μερική αξιοποίηση του ενεργειακού αποθέματος των μπαταριών, περιορίζοντας τη συμμετοχή στην παροχή εφεδρειών ισχύος. Στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7 εφαρμόζεται εύρος ακραίων ζωνών SOC ίσο με 5%, επομένως τα $SOC_{bi,min+}$ και $SOC_{bi,max-}$ τίθενται ίσα με 25% και 85%, αντίστοιχα. Στην Ενότητα 5.7.4 παρουσιάζονται και τα αποτελέσματα σχετικής παραμετρικής διερεύνησης, ώστε να παρουσιαστούν οι επιπτώσεις στη ρύθμιση του συστήματος και στην καταπόνηση των μπαταριών σε περίπτωση επιλογής διαφορετικών τιμών $SOC_{bi,min+}$ και $SOC_{bi,max-}$.

Αναφορικά με τη ρύθμιση του αναλογικού κέρδους K_{bi} του τοπικού ελεγκτή στάθμης φόρτισης των συσσωρευτών προτείνεται η ακόλουθη διαδικασία επιλογής του: Αρχικά ορίζεται ένα επίπεδο ενεργειακού αποθέματος στο οποίο όταν φτάσουν οι συσσωρευτές ο όρος ρύθμισης SOC $P_{bi,soc}^*$ ακυρώνει πλήρως τον όρο ρύθμισης συχνότητας $P_{bi,f}^*$, ώστε να διασφαλιστεί ότι δεν θα αποκλίνει το SOC περισσότερο από την επιλεγμένη τιμή. Για να επιτευχθεί αυτό ορίζεται το K_{bi} έτσι ώστε να προκύπτει $P_{bi,soc}^* = 1$ α.μ. στο συγκεκριμένο επίπεδο SOC. Για παράδειγμα, ορίζοντας $SOC_{bi,min+}$ και $SOC_{bi,max-}$ ίσα με 20% και 25%, αντίστοιχα και αξιοποιώντας ως περιθώριο ασφαλείας το μισό εύρος της ελάχιστης ζώνης SOC (2,5%), τότε η σχεδίαση γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να προκύπτει

$P_{bi,soc}^* = -1$ όταν το SOC φτάσει στο επίπεδο των 22,5%. Υποθέτοντας ενεργειακό απόθεμα αναφοράς ίσο με $SOC_{bi}^* = 55\%$, όπως και στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7, η παραπάνω μέθοδος επιλογής του αναλογικού κέρδους ($P_{bi,soc}^* = -1$ για $SOC_{bi} = 22,5\%$) προκύπτει θέτοντας

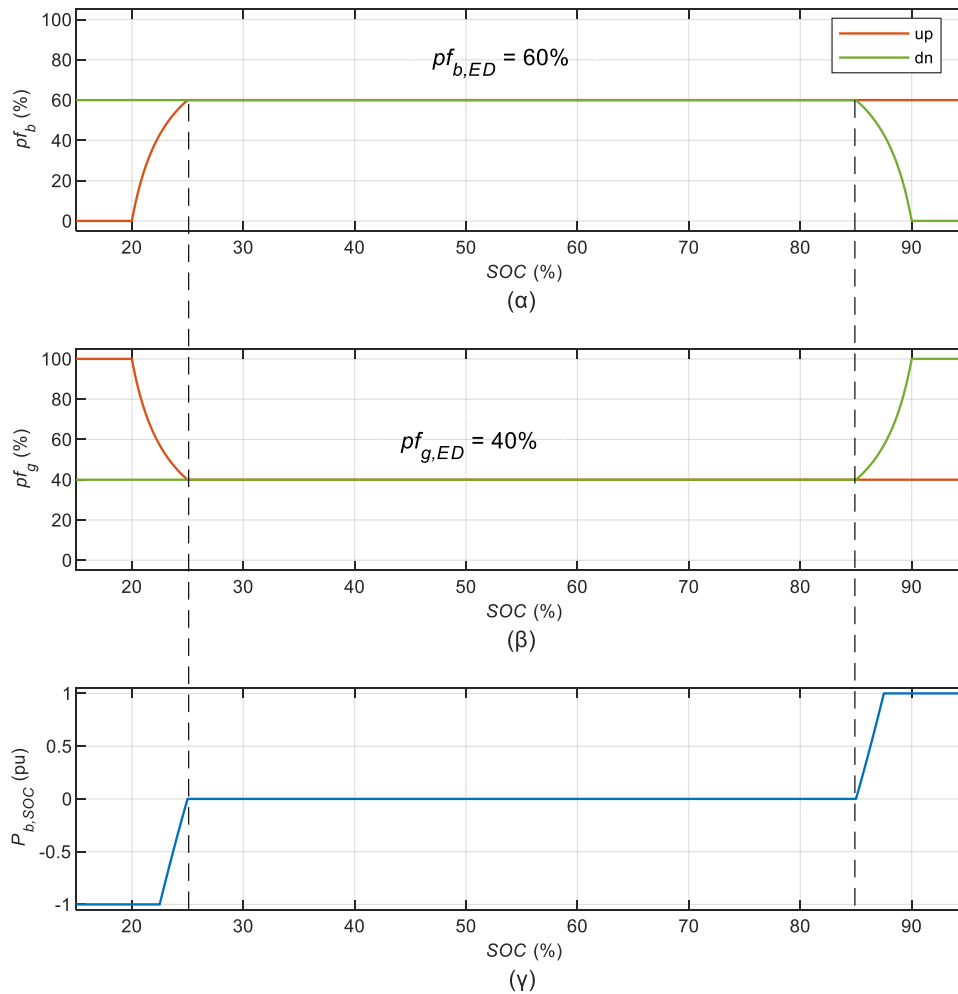
$$K_{bi} = \frac{1}{c_{bi,up}(SOC_{bi}^* - SOC_{bi})} = \frac{1}{0,5(55 - 22,5)} = 0,0615.$$

Η ίδια μέθοδος παραμετροποίησης μπορεί να εφαρμοστεί εστιάζοντας στη διαχείριση καταστάσεων υψηλής φόρτισης των συσσωρευτών (μέγιστη ζώνη SOC). Η επιρροή της τιμής του κέρδους K_{bi} στα αποτελέσματα εξετάζεται μέσω παραμετρικών αναλύσεων στην Ενότητα 5.7.3. Οι βασικές παράμετροι που χρησιμοποιήθηκαν για το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής για όλες τις περιπτώσεις που εξετάζονται στην Ενότητα 5.7 παρουσιάζονται στον Πίν. Γ.5 του Παραρτήματος Γ.

Στο Σχ. 5.2 απεικονίζονται μερικά μεγέθη της προτεινόμενης μεθόδου ελέγχου ισχύος σε περίπτωση όπου η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας ενός ηλεκτρικού συστήματος αναλαμβάνεται εξ ολοκλήρου από μία συμβατική μονάδα και μία μπαταρία, με αναλογία 40-60% (και στις δύο κατευθύνσεις) υπό κανονικές συνθήκες ($pf_{g,ED} = 40\%$, $pf_{b,ED} = 60\%$). Στα Σχ. 5.2(α),(β) απεικονίζεται η μεταβολή των συντελεστών συμμετοχής σε όλο το εύρος πιθανών τιμών SOC, ενώ στο Σχ. 5.2(γ) ο όρος ρύθμισης του SOC του τοπικού ελεγκτή. Θεωρούνται οι ζώνες ελάχιστου και μέγιστου SOC που χρησιμοποιούνται και στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7 (20-25% και 85-90%) και $K_b = 0,0615$. Σύμφωνα με το Σχ. 5.1 και τις (5.4)-(5.9), όταν η στάθμη φόρτισης μειωθεί κάτω από το όριο των 25% ο συντελεστής συμμετοχής της μπαταρίας μειώνεται σταδιακά (Σχ. 5.2(α)), μηδενίζοντας τη συμμετοχή στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία, εάν καταλήξει σε τιμές 20% ή χαμηλότερες. Ταυτόχρονα, ο συντελεστής συμμετοχής της συμβατικής μονάδας αυξάνεται ισόποσα (Σχ. 5.2(β)), ώστε το άθροισμα των συντελεστών συμμετοχής όλων των μονάδων που παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία να ισούται διαρκώς με 1. Παράλληλα, ο όρος ρύθμισης φόρτισης της μπαταρίας λαμβάνει ολοένα και χαμηλότερες (αρνητικές) τιμές, όσο το SOC μειώνεται (Σχ. 5.2(γ)). Αντίστοιχη συμπεριφορά των συντελεστών συμμετοχής στις καθοδικές εφεδρείες παρατηρείται και όταν η στάθμη φόρτισης εισέλθει στη ζώνη 85-90%.

Η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ελέγχου ενεργού ισχύος προϋποθέτει την παρουσία τουλάχιστον μίας ρυθμίζουσας μονάδας, πλέον του συστήματος συσσωρευτών, ώστε να αναλάβει το σκέλος της δευτερεύουσας ρύθμισης που παρέχουν οι μπαταρίες, όταν το ενεργειακό τους απόθεμα εισέρχεται στις ακραίες ζώνες SOC ($SOC_{bi} < SOC_{bi,min+}$ ή $SOC_{bi} > SOC_{bi,max-}$), σύμφωνα με τις (5.6)-(5.9). Για τον λόγο αυτό μπορεί να εισαχθεί κατάλληλος περιορισμός στο πρόγραμμα κατανομής εφεδρειών του ηλεκτρικού συστήματος, που θα θέτει ένα άνω όριο στο ποσοστό της δευτερεύουσας ρύθμισης που αναλαμβάνουν οι μπαταρίες. Το ενδεχόμενο εισαγωγής τέτοιου περιορισμού μπορεί να εξασφαλίσει επαρκές ενεργειακό απόθεμα στις αποθηκευτικές μονάδες, σύμφωνα με την [267]. Αυτό θα αποτρέψει περιπτώσεις όπου δεν λαμβάνονται έγκαιρα μέτρα προτού το SOC των μπαταριών φτάσει στα όριά του, όταν και προκύπτει κίνδυνος ξαφνικής αποσύνδεσής τους, το οποίο θα επιβαρύνει σημαντικά το ηλεκτρικό σύστημα, όπως περιγράφεται και στην [291].

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης της Ενότητας 5.7 αφορούν την εφαρμογή της σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα. Παρ' όλα αυτά, η μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί χωρίς ανάγκες τροποποιήσεων και σε διασυνδεδεμένα συστήματα, τροποποιώντας τον υπολογισμό του σφάλματος ελέγχου περιοχής (ACE). Αυτή η δυνατότητα αποτελεί βασική επιδίωξη της προτεινόμενης μεθόδου, να είναι απλή, εφαρμόσιμη, απαιτώντας ελάχιστα σήματα και υποσυστήματα ελέγχου, γι' αυτό και δομείται στη βάση του πιο καθιερωμένου συστήματος ΑΡΠ που εφαρμόζεται παγκοσμίως. Οι αναγκαίοι υπολογισμοί των συντελεστών



Σχ. 5.2. (α) Συντελεστής συμμετοχής αποθηκευτικού σταθμού (pf_b), (β) συντελεστής συμμετοχής συμβατικής μονάδας (pf_g) και (γ) όρος ρύθμισης SOC, ως προς το SOC του αποθηκευτικού σταθμού, εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μέθοδο ελέγχου, για $pf_{b,ED} = 60\%$, $pf_{g,ED} = 40\%$.

συμμετοχής των (5.4)-(5.9) και του όρου $P_{gi,afrr,soc}^*$ που υλοποιούνται σε πραγματικό χρόνο είναι απλοί, ενώ τα τρία σήματα που απαιτείται να αποστέλλονται από τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης προς το κεντρικό σύστημα ΑΠΙ ($P_{bi,soc}^*, c_{bi,up}, c_{bi,dn}$) δεν προσθέτουν αξιόλογο φόρτο στο SCADA του διαχειριστή συστήματος. Η ανάγκη για αποστολή σημάτων που σχετίζονται με το επίπεδο φόρτισης των αποθηκευτικών μονάδων προς τον διαχειριστή συστήματος έχει ήδη αποτυπωθεί σε υφιστάμενους κώδικες συστήματος [110], συνεπώς η συγκεκριμένη απαίτηση της προτεινόμενης μεθόδου είναι εναρμονισμένη με το ισχύον πλαίσιο πραγματικών ηλεκτρικών συστημάτων. Επιπρόσθετα, ο τοπικός ελεγκτής των μπαταριών είναι εύκολος στην εφαρμογή, απαιτώντας απλούς υπολογισμούς και τη μέτρηση του SOC, η οποία είναι ούτως ή άλλως διαθέσιμη σε τέτοια συστήματα.

Στην επόμενη ενότητα παρουσιάζεται προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας σε συνθήκες πλήρους ηλεκτροδότησης από πόρους που συνδέονται στο δίκτυο μέσω ηλεκτρονικών ισχύος (μπαταρίες και σταθμοί ΑΠΕ).

5.4. Μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας για συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ

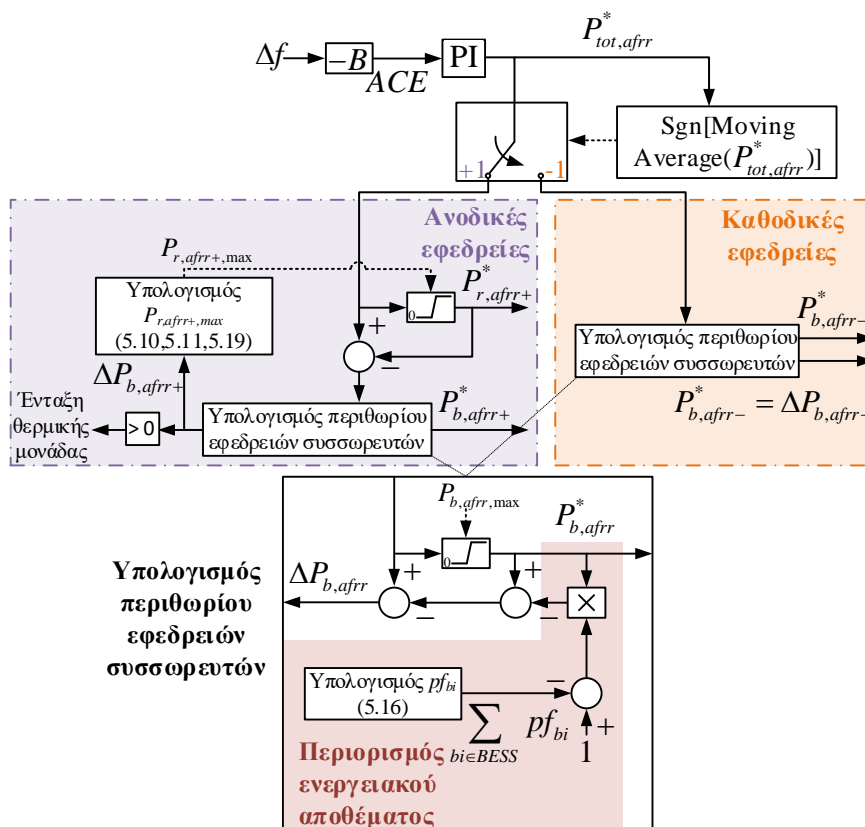
5.4.1. Βασικές αρχές

Η λειτουργία αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ, χωρίς παρουσία σύγχρονης γεννήτριας απευθείας συνδεδεμένης στο δίκτυο είναι τεχνικά εφικτή, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3. Σε αυτές τις συνθήκες οι πόροι με τη μεγαλύτερη ελεγχιμότητα (π.χ. συσσωρευτές) αναλαμβάνουν κατά κύριο λόγο την GFM λειτουργία, διαμορφώνοντας το πλάτος και τη συχνότητα της τάσης του δικτύου, με εφαρμογή των μεθόδων που περιγράφονται στην Ενότητα 3.3. Στην πλειονότητα των περιπτώσεων, οι μετατροπείς συσσωρευτών είναι αυτοί που λειτουργούν ως GFM [292], αν και τέτοιες μέθοδοι ελέγχου μπορούν να εφαρμοστούν αν απαιτηθεί και σε σταθμούς ΑΠΕ στοχαστικής παραγωγής [156]. Όπως περιγράφεται και στην Ενότητα 3.3.3, ανεξαρτήτως της μεθόδου πρωτεύοντος ελέγχου που εφαρμόζεται στους συσσωρευτές και στις ΑΠΕ υπό τέτοιες συνθήκες, ο άμεσος διαμοιρασμός ισχύος μεταξύ τους σε οποιαδήποτε διαταραχή του ισοζυγίου, οδηγεί σε αποκλίσεις συχνότητας και σε φορτίσεις, τις οποίες καλείται να τροποποιήσει ένα υψηλότερο επίπεδο ελέγχου, η δευτερεύουσα ρύθμιση.

Σε περίπτωση πλήρους απουσίας θερμικών μονάδων η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας αναλαμβάνεται εξ ολοκλήρου από τα συστήματα συσσωρευτών και τους σταθμούς ΑΠΕ του ηλεκτρικού συστήματος. Στην προτεινόμενη μέθοδο κεντρικής ΑΡΠ που περιγράφεται στην παρούσα ενότητα [19], εφαρμόζεται έλεγχος GFM στους συσσωρευτές του συστήματος και έλεγχος GFL στους σταθμούς ΑΠΕ, όπως και στα αποτελέσματα της Ενότητας 3.5. Σε συνθήκες λειτουργίας αποκλειστικά με συσσωρευτές, Φ/Β και Α/Γ οι συντελεστές συμμετοχής των μονάδων δεν έχει αξία να προσδιορίζονται με βάση τιμές εκκαθάρισης/μεταβλητό κόστος (μηδενικό), ούτε με γνώμονα την ταχύτητα απόκρισης των μονάδων (όλες ταχύτατες για δευτερεύουσα ρύθμιση, λόγω σύνδεσης μέσω μετατροπέων ισχύος). Σε περίπτωση που ένα σύστημα συσσωρευτών πλησιάζει στα όρια του SOC του, μεταφέρει ομαλά την αναληφθείσα δευτερεύουσα εφεδρεία στους υπόλοιπους συσσωρευτές που έχουν αποδεκτό επίπεδο SOC. Σε περίπτωση που δεν επαρκεί το συνολικό επίπεδο δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος, το δίκτυο εισέρχεται σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης και μεταξύ άλλων μέτρων εφαρμόζεται και μεταβατική υπέρβαση των περιορισμών που επιβάλλονται σε σταθμούς ΑΠΕ για αύξηση του διαθέσιμου ηλεκτρικού χώρου των δικτύων (αύξηση περιθωρίων εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, λόγω τοπικής συμφόρησης δικτύου). Η προτεινόμενη μέθοδος είναι απλή, εφαρμόσιμη, με περιορισμένες ανάγκες τροποποίησης του υφιστάμενου πλαισίου δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και δεν έχει υψηλό υπολογιστικό κόστος.

5.4.2. Επιμερισμός εφεδρείας μεταξύ συσσωρευτών & ΑΠΕ

Ο προτεινόμενος έλεγχος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας υπό συνθήκες πλήρους απουσίας θερμικής μονάδας στο δίκτυο παρουσιάζεται στο Σχ. 5.3. Η διαμόρφωση του συνολικού επιπέδου απαιτούμενης δευτερεύουσας εφεδρείας ($P_{tot,afrr}^*$) προκύπτει με όμοιο τρόπο με αυτόν της μεθόδου της Ενότητας 5.3, μέσω επιπέδου ελέγχου συχνότητας. Σε περίπτωση που απαιτείται η απελευθέρωση ανοδικών εφεδρειών (κινούμενος μέσος $P_{tot,afrr}^* > 0$) εφαρμόζεται ο έλεγχος που περιλαμβάνεται στη μωβ περιοχή του Σχ. 5.3, διαφορετικά εφαρμόζεται ο έλεγχος που περιλαμβάνεται στην πορτοκαλί περιοχή, ώστε να τροποποιείται η προτεραιοποίηση απόδοσης εφεδρειών μεταξύ σταθμών ΑΠΕ και αποθήκευσης.



Σχ. 5.3. Προτεινόμενο σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής για συνθήκες ηλεκτροδότησης αποκλειστικά από σταθμούς ΑΠΕ (α) και συστήματα συσσωρευτών (β).

Σε χρονικές περιόδους όπου πραγματοποιούνται ούτως ή άλλως περιοχές ΑΠΕ, όπως π.χ. σε περίπτωση αδυναμίας απορρόφησης του συνόλου της παραγόμενης ενέργειας τους⁴⁶, και απαιτείται απελευθέρωση ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας ($P_{tot,afrr}^* > 0$), αυτή αναλαμβάνεται από τους σταθμούς ΑΠΕ, ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι περιοχές. Συνεπώς, το σύνολο της ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας αναλαμβάνεται από τους σταθμούς ΑΠΕ ($P_{r,afrr+}^* = P_{tot,afrr+}^*$), εκτός εάν δεν επαρκεί το συνολικά διαθέσιμο περιθώριο ανοδικών εφεδρειών τους ($P_{r,afrr+,max}$), το οποίο υπολογίζεται σύμφωνα με τις (5.10), (5.11)⁴⁷ (για $tech = RES$). Συγκεκριμένα, το περιθώριο ανοδικών εφεδρειών του i -οστού σταθμού ΑΠΕ ή αποθήκευσης ($P_{i,afrr+,max}$) υπολογίζεται σύμφωνα με την (5.10), λαμβάνοντας υπόψη τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ του ($P_{i,max}$), την ισχύ αναφοράς από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής ($P_{i,ED}^*$) και την ανοδική πρωτεύουσα εφεδρεία του ($P_{i,prim+}$). Ειδικά για σταθμούς ΑΠΕ, η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς τροποποιείται διαρκώς σε πραγματικό χρόνο με εφαρμογή εκτιμητών μέγιστης ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη και πρόσθετους περιορισμούς που εφαρμόζονται σε σταθμούς ΑΠΕ (π.χ. για λόγους απελευθέρωσης ηλεκτρικού χώρου), όπως εξηγείται στην Ενότητα 5.4.4. Το συνολικά διαθέσιμο περιθώριο εφεδρείας κάθε τεχνολογίας (ΑΠΕ και αποθήκευσης, $P_{tech,afrr,max}$) υπολογίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους περιθωρίων εφεδρείας κάθε μονάδας, μέσω της (5.11). Η κατανομή της ανοδικής εφεδρείας μεταξύ των σταθμών ΑΠΕ περιγράφεται στην Ενότητα 5.4.3.

⁴⁶ Η κατάσταση αυτή είναι ιδιαίτερα συχνή σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, ειδικά σε περίπτωση όπου επιτυγχάνεται υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα [34].

⁴⁷ Ο υποδείκτης i χρησιμοποιείται για μονάδα κάθε τεχνολογίας (ΑΠΕ, μπαταρίες), ενώ οι ri και bi χρησιμοποιούνται ειδικά για ΑΠΕ και μπαταρίες, αντίστοιχα.

Η ανοδική εφεδρεία που δεν παρέχεται από τους σταθμούς ΑΠΕ ($P_{tot,afrr+}^* - P_{r,afrr+}^*$) αναλαμβάνεται από τους συσσωρευτές. Το διαθέσιμο περιθώριο ανοδικής εφεδρείας των συσσωρευτών ($P_{b,afrr+,max}$) υπολογίζεται με εφαρμογή των (5.10), (5.11). Σε περιόδους όπου όλοι οι σταθμοί ΑΠΕ λειτουργούν υπό ΜΡΡΤ ($P_{r,afrr+}^* = 0$) το σύνολο της απαιτούμενης ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας αναλαμβάνεται από τους συσσωρευτές του αυτόνομου δικτύου. Εκτός από τον περιορισμό της διαθέσιμης ισχύος των συσσωρευτών που περιγράφεται από τις (5.10), (5.11), εφαρμόζεται και περιορισμός διαθέσιμης ενέργειας, ο οποίος εξηγείται στην επόμενη ενότητα. Σε ιδιαίτερα δυσμενείς συνθήκες, όπου οι συσσωρευτές αδυνατούν να αναλάβουν πλήρως την αναγκαία ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία ($\Delta P_{b,afrr+} > 0$ στο Σχ. 5.3), το αυτόνομο δίκτυο εισέρχεται σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης, με τις περαιτέρω ενέργειες να περιγράφονται στην Ενότητα 5.4.4.

Σύμφωνα με το Σχ. 5.3, η καθοδική δευτερεύουσα εφεδρεία παρέχεται κατά προτεραιότητα από τους συσσωρευτές, ώστε να μην επιβάλλονται περικοπές ΑΠΕ από το σύστημα ΑΡΠ, όταν δεν είναι αναγκαίες. Το διαθέσιμο περιθώριο αρνητικών εφεδρειών των συσσωρευτών υπολογίζεται εφαρμόζοντας τις (5.11), (5.12), όπου $P_{bi,min}$ είναι η ελάχιστη ισχύς του i -οστού συστήματος συσσωρευτών (μέγιστη ισχύς φόρτισης) και $P_{bi,prim-}$ η καθοδική πρωτεύουσα εφεδρεία του. Σε περίπτωση εξάντλησης του περιθωρίου καθοδικών εφεδρειών των συσσωρευτών ($\Delta P_{b,afrr-} \neq 0$), η υπολειπόμενη ισχύς αναλαμβάνεται από τους σταθμούς ΑΠΕ ($P_{r,afrr-}^* = \Delta P_{b,afrr-}$). Σε περίπτωση συνθηκών όπου το αυτόνομο σύστημα ηλεκτροδοτείται αποκλειστικά από μπαταρίες, Φ/Β και Α/Γ δεν δύναται να προκύψει περίπτωση εξάντλησης των διαθέσιμων καθοδικών εφεδρειών, δεδομένου ότι οι εν λόγω στοχαστικές ΑΠΕ μπορούν να περιορίσουν την παραγόμενη ισχύ τους όσο απαιτείται, χωρίς να τίθεται ζήτημα τεχνικού ελαχίστου (όπως ισχύει με τις θερμικές μονάδες).

$$P_{i,afrr+,max} = P_{i,max} - (P_{i,ED}^* + P_{i,prim+}) \quad (5.10)$$

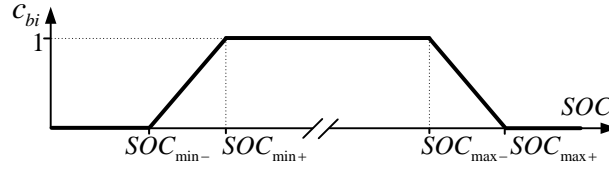
$$P_{tech,afrr,max} = \sum_{i \in tech} P_{i,afrr,max} \quad (5.11)$$

$$P_{bi,afrr-,max} = P_{bi,ED}^* - (P_{bi,min} + P_{bi,prim-}) \quad (5.12)$$

5.4.3. Επιμερισμός ισχύος εντός των χαρτοφυλακίων συσσωρευτών & ΑΠΕ

Η δευτερεύουσα εφεδρεία που αναλαμβάνει το σύνολο των σταθμών ΑΠΕ ($P_{r,afrr}^*$) οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο σύστημα ΑΡΠ, επιμερίζεται μεταξύ των σταθμών λαμβάνοντας υπόψη το διαθέσιμο περιθώριο εφεδρειών τους, δεδομένου ότι δεν υφίστανται διαφορές στο μεταβλητό τους κόστος (αμελητέο) και στην ταχύτητα απόκρισής τους (μονάδες που συνδέονται μέσω μετατροπών ισχύος στο δίκτυο). Συνεπώς, οι συντελεστές συμμετοχής στη δευτερεύουσα εφεδρεία των σταθμών ΑΠΕ ($\rho_{ri,ED}$), το επίπεδο της δευτερεύουσας εφεδρείας κάθε σταθμού ($P_{ri,afrr}^*$) και οι εντολές κατανομής που λαμβάνουν αυτές οι μονάδες ($P_{ri,agc}^*$) υπολογίζονται σύμφωνα με τις (5.13)-(5.15).

Η κατανομή της συνολικής δευτερεύουσας εφεδρείας που αναλαμβάνουν τα συστήματα συσσωρευτών πραγματοποιείται με παρόμοιες αρχές με αυτές για σταθμούς ΑΠΕ, δηλαδή λαμβάνοντας υπόψη το διαθέσιμο περιθώριο εφεδρειών. Γι' αυτό σε πρώτο στάδιο εφαρμόζεται η (5.13) ώστε να υπολογιστούν οι αρχικοί συντελεστές συμμετοχής κάθε συστήματος συσσωρευτών ($\rho_{bi,ED}$). Εκτός του διαθέσιμου περιθωρίου ισχύος, αναγκαία προϋπόθεση για την απελευθέρωση εφεδρειών από τις μπαταρίες είναι να υπάρχει επαρκές ενεργειακό απόθεμα, το οποίο πρέπει επίσης



Σχ. 5.4. Υπολογισμός παραμέτρου c_{bi} που χρησιμοποιείται στην (5.16).

να λαμβάνεται υπόψη για την κατανομή της δευτερεύουσας εφεδρείας μεταξύ των σταθμών αποθήκευσης. Για τον λόγο αυτό οι συντελεστές συμμετοχής των μπαταριών τροποποιούνται εφαρμόζοντας την (5.16), όπου pf_{bi} οι τελικά εφαρμοζόμενοι συντελεστές, που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό της δευτερεύουσας εφεδρείας ($P_{bi,afrr}^*$) με χρήση της (5.17) και των εντολών κατανομής που αποστέλλονται στους σταθμούς ($P_{bi,agc}^*$) με χρήση της (5.15). Ο υπολογισμός του c_{bi} που εφαρμόζεται στην (5.16) παρουσιάζεται στο Σχ. 5.4 και είναι παρόμοιος με αυτόν που εφαρμόζεται στη μέθοδο ελέγχου της Ενότητας 5.3. Συγκεκριμένα, όταν η στάθμη φόρτισης βρίσκεται εκτός του εύρους $SOC_{min+} - SOC_{max-}$ το c_{bi} λαμβάνει τιμές μικρότερες του 1 και η εφαρμογή της (5.16) περιορίζει τον συντελεστή συμμετοχής της συγκεκριμένης μονάδας. Η διαφορά μεταξύ του αρχικού ($pf_{bi,ED}$) και του τελικού συντελεστή συμμετοχής (pf_{bi}) αναλαμβάνεται από τους υπόλοιπους συσσωρευτές, οι οποίοι διαθέτουν επαρκές ενεργειακό απόθεμα ($SOC_{min+} < SOC_{bi} < SOC_{max-}$), όπως περιγράφεται στην (5.16). Εφαρμόζοντας τα παραπάνω, το άθροισμα των συντελεστών συμμετοχής όλων των συσσωρευτών ισούται πάντοτε με 1, εκτός εάν όλοι οι συσσωρευτές είναι κοντά στην εξάντληση των ενεργειακών αποθεμάτων ($c_{bi} < 1$ για όλους τους σταθμούς). Σε αυτές τις ιδιαίτερα δυσμενείς συνθήκες, το επίπεδο της δευτερεύουσας εφεδρείας που δεν αναλαμβάνεται από τους συσσωρευτές ($\Delta P_{b,afrr}$) το οποίο υπολογίζεται με εφαρμογή της (5.18)⁴⁸, αναλαμβάνεται από το επόμενο επίπεδο ελέγχου. Στην περίπτωση καθοδικών εφεδρειών (συνθήκες όπου είναι πλήρως φορτισμένοι όλοι οι συσσωρευτές) το επίπεδο $\Delta P_{b,afrr}$ οδηγεί σε ισόποσες περιοχές ισχύος τους σταθμούς ΑΠΕ του συστήματος. Σε περίπτωση ανοδικών εφεδρειών (ελάχιστη στάθμη φόρτισης συσσωρευτών), τότε το αυτόνομο σύστημα τίθεται σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης, με τα μέτρα που λαμβάνονται να περιγράφονται στην Ενότητα 5.4.4. Όπως φαίνεται από τις (5.16) και (5.18) η μετάθεση των εφεδρειών από τις μπαταρίες που εξαντλείται το ενεργειακό τους απόθεμα, στους υπόλοιπους πόρους του δικτύου γίνεται ομαλά, χωρίς μη γραμμικότητες στον έλεγχο, το οποίο είναι ωφέλιμο για την αποφυγή ανεπιθύμητων μεταβατικών διαταραχών στο ισοζύγιο ισχύος του συστήματος σε αυτή τη διαδικασία.

$$pf_{i,ED} = \frac{P_{i,afrr,max}}{P_{tech,afrr,max}} \quad (5.13)$$

$$P_{ri,afrr}^* = pf_{ri,ED} P_{r,afrr}^* \quad (5.14)$$

$$P_{i,agc}^* = P_{i,ED}^* + P_{i,afrr}^* \quad (5.15)$$

⁴⁸ Ο υπολογισμός αυτός απεικονίζεται και στο Σχ. 5.3 (περιοχή που αναφέρεται ως «υπολογισμός περιθωρίου εφεδρειών συσσωρευτών»).

$$pf_{bi} = \begin{cases} c_{bi} pf_{bi,ED}, & c_{bi} < 1 \\ \left\{ 1 + \frac{\sum_{bj \in BESS(c_{bj} < 1)} (pf_{bj,ED} - pf_{bj})}{\sum_{bj \in BESS(c_{bj} = 1)} pf_{bj,ED}} \right\} pf_{bi,ED}, & c_{bi} = 1 \end{cases} \quad (5.16)$$

$$P_{bi,afrr}^* = pf_{bi} P_{b,afrr}^* \quad (5.17)$$

$$\Delta P_{b,afrr} = \left(1 - \sum_{bi \in BESS} pf_{bi} \right) P_{b,afrr}^* \quad (5.18)$$

5.4.4. Μέτρα αντιμετώπισης έκτακτων καταστάσεων

Ανεξαρτήτως των μέτρων που λαμβάνονται για την πρόληψη της μετάπτωσης του συστήματος σε έκτακτη κατάσταση, λόγω εξάντλησης του περιθωρίου δευτερεύουσας ανοδικής εφεδρείας, αυτή δεν μπορεί να αποκλειστεί, δεδομένου ότι η διαστασιολόγηση των απαιτούμενων εφεδρειών δεν είναι εφικτό να καλύπτει το 100% των πιθανών διαταραχών που μπορεί να προκύψουν. Η περίπτωση διαδοχικών απωλειών μονάδων παραγωγής μπορεί να οδηγήσει σε τέτοια έκτακτη κατάσταση, της οποίας η διαχείριση πρέπει να γίνει με τέτοιο τρόπο που να εξαντλεί κάθε πιθανό διαθέσιμο πόρο απόδοσης ανοδικής εφεδρείας, ώστε να αποφευχθεί η περικοπή φορτίου. Η 1^η ενέργεια μετά από τη διαμόρφωση θετικής τιμής $\Delta P_{b,afrr}$, που υποδηλώνει έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας είναι η εντολή συγχρονισμού θερμικής μονάδας. Παράλληλα, οφείλει να αξιολογηθεί για παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας το περιθώριο που είναι δεσμευμένο για πρωτεύουσα εφεδρεία ($P_{i,prim+}$ στην (5.10)).

Σε περίπτωση που τα ανωτέρω μέτρα δεν επαρκούν για την αντιμετώπιση της έκτακτης κατάστασης και συνεχίζει να υφίσταται έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας, τότε χαλαρώνουν οι περιορισμοί που τίθενται στους σταθμούς ΑΠΕ με σκοπό τον περιορισμό του ηλεκτρικού χώρου που καταλαμβάνουν στο δίκτυο, ως ύστατο μέτρο, πριν από την έναρξη περικοπών φορτίου. Όπως αναφέρεται και στην Ενότητα 2.2.1, λόγω των δυσκολιών πρόσβασης στο δίκτυο νέων σταθμών ΑΠΕ ο ν. 4951/2022 εισήγαγε τη δυνατότητα επιβολής των ακόλουθων κατηγοριών περιορισμών σε νέους σταθμούς ΑΠΕ [10], [123]: (α) μόνιμοι περιορισμοί μέγιστης ισχύος, (β) περιορισμοί προακαθορισμένων χρονικών περιόδων, (γ) περιορισμοί με βάση την εκτιμώμενη κατάσταση του συστήματος, (δ) περιορισμοί πραγματικού χρόνου έκτακτων καταστάσεων.

Αν και η εφαρμογή περιορισμών τύπου (γ) και (δ) οδηγούν σε αποτελεσματικότερη διαχείριση της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική (ή άμεσα εκτιμώμενη) κατάσταση του δικτύου -συγκριτικά με τους (α) και (β), που είναι «στατικοί» και εφαρμόζονται καθημερινά ανεξαρτήτως εκτιμώμενης συμφόρησης- η δρομολόγησή τους δεν δύναται να προχωρήσει άμεσα, για διάφορους λόγους, όπως η αυξημένη πολυπλοκότητα του πλαισίου και των απαιτήσεων διεπαφής με τις αγορές ηλεκτρισμού και τους φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης τέτοιων έργων, αλλά και οι υψηλές απαιτήσεις συστηματικού υπολογισμού περιορισμών έγχυσης ισχύος ανά περιοχή [10]. Οι περιορισμοί τύπου (α) που θα εφαρμοστούν άμεσα σε νέα Φ/Β έργα θέτουν ένα στατικό άνω όριο στην εγχόμενη ισχύ στο δίκτυο ($P_{n,i}$), μικρότερο της εγκατεστημένης [30], [293]. Αν και η εφαρμογή τέτοιου στατικού περιορισμού επιφέρει μείωση στην ενεργειακή απόδοση των έργων, το επίπεδο του σχεδιάζεται έτσι ώστε αυτή να είναι περιορισμένη στο επίπεδο του 5% [10], [123]. Το επίπεδο των περικοπών Φ/Β σταθμών που συνδέονται στο δίκτυο διανομής μπορεί να διατηρηθεί σε χαμηλότερα του 5% επίπεδα με επιβολή περιορισμού στο 73% της εγκατεστημένης ισχύος, περιορισμός που λαμβάνεται υπόψη στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.8 [293].

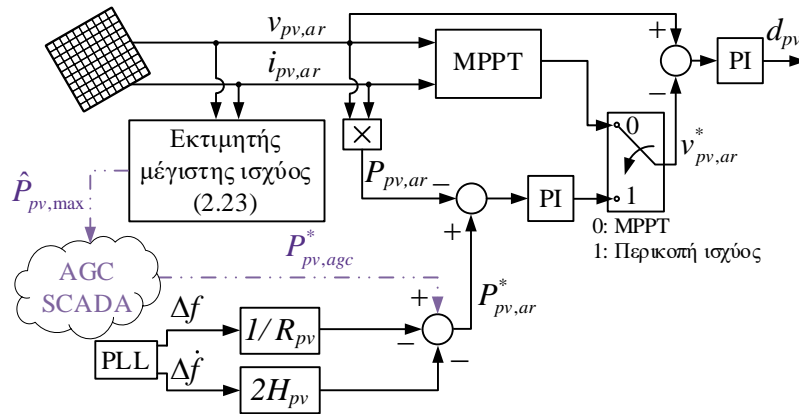
Οι στατικοί περιορισμοί ($P_{ri,st}$) εξασφαλίζουν ότι ακόμη και σε πολύ δυσμενείς συνθήκες που μπορεί να προκύψουν στο δίκτυο διανομής, όπως συνθήκες N-1 ενώ το τοπικό φορτίο είναι ελάχιστο και η παραγωγή σταθμών ΑΠΕ είναι η μέγιστη δυνατή, οι ροές ισχύος στις γραμμές διανομής δεν θέτουν σε κίνδυνο την ασφάλεια του συστήματος. Αυτή η προσέγγιση, που έχει πολύ μεγάλο περιθώριο ασφαλείας, αφήνει χώρο για υπερβάσεις των περιορισμών αυτών αποκλειστικά σε περιόδους έκτακτης κατάστασης, στο ελάχιστο δυνατό επίπεδο και για τον ελάχιστο δυνατό χρόνο, ώστε να αποφευχθεί η περικοπή φορτίου.

Θεωρώντας δεδομένη την επιβολή στατικού περιορισμού στα Φ/B έργα, σε περίπτωση όπου η εκτιμώμενη μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή ενός σταθμού ΑΠΕ ($\hat{P}_{ri,max}$) είναι υψηλότερη από τον στατικό περιορισμό που έχει στη σύμβαση σύνδεσής του ($P_{ri,st}$), η διαφορά των δύο ($\hat{P}_{ri,max} - P_{ri,st}$) αξιοποιείται μεταβατικά, ώστε να αυξηθεί όσο απαιτείται η μέγιστη ισχύς του ($P_{ri,max}$) που χρησιμοποιείται στην (5.10) και άρα το περιθώριο ανοδικής εφεδρείας του ($P_{ri,afrr+,max}$). Η μεταβατική παραβίαση του στατικού περιορισμού αποτυπώνεται στην (5.19). Όπως φαίνεται στον 2^ο κλάδο της (5.19), η παραβίαση του στατικού περιορισμού είναι ακριβώς όση απαιτείται για να καλυφθεί από το σύνολο των σταθμών ΑΠΕ το έλλειμμα δευτερεύουσας εφεδρείας ($\Delta P_{b,afrr}$), δεδομένου ότι είναι κατ' αρχήν ανεπιθύμητες τέτοιες παραβιάσεις. Επιπλέον αυτού, παραβίαση των στατικών περιορισμών επιτρέπεται και για την παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης, δεδομένης της πολύ περιορισμένης διάρκειας παροχής τέτοιων υπηρεσιών, και άρα χαμηλού ρίσκου υπερθέρμανσης του εξοπλισμού του δικτύου, που όμως είναι κρίσιμες για την ασφαλή λειτουργία των αυτόνομων δικτύων, όπως αναδεικνύεται στα Κεφάλαια 2-4.

$$P_{ri,max} = \begin{cases} \hat{P}_{ri,max}, & \hat{P}_{ri,max} < P_{ri,st} \\ P_{ri,st} + \frac{(\hat{P}_{ri,max} - P_{ri,st})}{\sum_{rj \in RES} (\hat{P}_{rj,max} - P_{rj,st})} \Delta P_{b,afrr}, & \hat{P}_{ri,max} \geq P_{ri,st} \end{cases} \quad (5.19)$$

5.4.5. Τοπικοί ελεγκτές σταθμών ΑΠΕ & συσσωρευτών

Ο έλεγχος που εφαρμόζεται στους μετατροπείς συσσωρευτών περιγράφεται στην Ενότητα 3.3.3 (GFM με χρήση στατισμού), με την ισχύ αναφοράς των συσσωρευτών σε μόνιμη κατάσταση (P_b^*) που εφαρμόζεται στην (3.3) να προέρχεται από το σύστημα ΑΡΙΠ. Στους Φ/B σταθμούς εφαρμόζονται τα αναφερόμενα στο Κεφάλαιο 2, με εξαίρεση τον έλεγχο του DC/DC μετατροπέα, ο οποίος παρουσιάζεται στο Σχ. 5.5. Όπως και στον έλεγχο της Ενότητας 2.3.4, η τάση του Φ/B πεδίου ($v_{pv,ar}$) ρυθμίζεται από έναν PI ελεγκτή που οδηγεί το duty cycle (d_{pv}) του DC/DC μετατροπέα. Σε συνθήκες όπου δεν ζητείται περικοπή ισχύος (διακόπτης Σχ. 5.5 στη θέση 0) η τάση αναφοράς ($v_{pv,ar}^*$) διαμορφώνεται από τον αλγόριθμο ΜΡΡΤ της Ενότητας 2.3.3. Σε διαφορετική περίπτωση (διακόπτης Σχ. 5.5 στη θέση 1) η ζητούμενη τάση διαμορφώνεται από την έξοδο ενός PI ελεγκτή που λαμβάνει στην είσοδό του τη διαφορά μεταξύ της ζητούμενης ($P_{pv,ar}^*$) και της μετρούμενης ($P_{pv,ar}$) ισχύος. Η ισχύς αναφοράς διαμορφώνεται από την επαλληλία όρου αδρανειακής απόκρισης, πρωτεύουσας ρύθμισης και της εντολής κατανομής που λαμβάνει από το σύστημα ΑΡΙΠ ($P_{pv,agc}^*$) και υπολογίζεται σύμφωνα με την (5.15). Η ισχύς βάσης ($P_{pv,agc}^*$, αντί $\hat{P}_{pv,max}$) είναι η βασική διαφορά της μεθόδου σε σχέση με αυτήν της Ενότητας 2.3.4. Η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς του Φ/B ($\hat{P}_{pv,max}$) υπολογίζεται από τον εκτιμητή που περιγράφεται στην Ενότητα 2.4.1 και αξιοποιείται από το σύστημα ΑΡΙΠ, μέσω εφαρμογής της (5.19). Συνεπώς, ο προτεινόμενος έλεγχος απαιτεί την αποστολή σε πραγματικό χρόνο



Σχ. 5.5. Έλεγχος DC/DC μετατροπέα Φ/Β σταθμών.

της εκτιμώμενης μέγιστης ισχύος των σταθμών ΑΠΕ⁴⁹, ώστε να υπολογιστεί η εντολή κατανομής που θα λάβουν. Η μετάβαση μεταξύ MPPT και περιοσών Φ/Β ισχύος συμβαίνει με εφαρμογή λογικής υστέρησης, όταν η διαφορά μεταξύ της εκτιμώμενης μέγιστης ισχύος ($\hat{P}_{pv,max}$) και της ισχύος αναφοράς ($P_{pv,ar}^*$) ξεπερνά μία ελάχιστη τιμή ο σταθμός μεταβαίνει σε περιοσές ενέργειας και αντιστρόφως.

Με σκοπό τη συγκριτική αξιολόγηση των προτεινόμενων μεθόδων με εναλλακτικές στρατηγικές ελέγχου, στις προσομιώσεις του παρόντος κεφαλαίου εφαρμόζονται τρεις επιπλέον μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης του εξεταζόμενου νησιωτικού δικτύου, οι οποίες παρουσιάζονται στην επόμενη ενότητα.

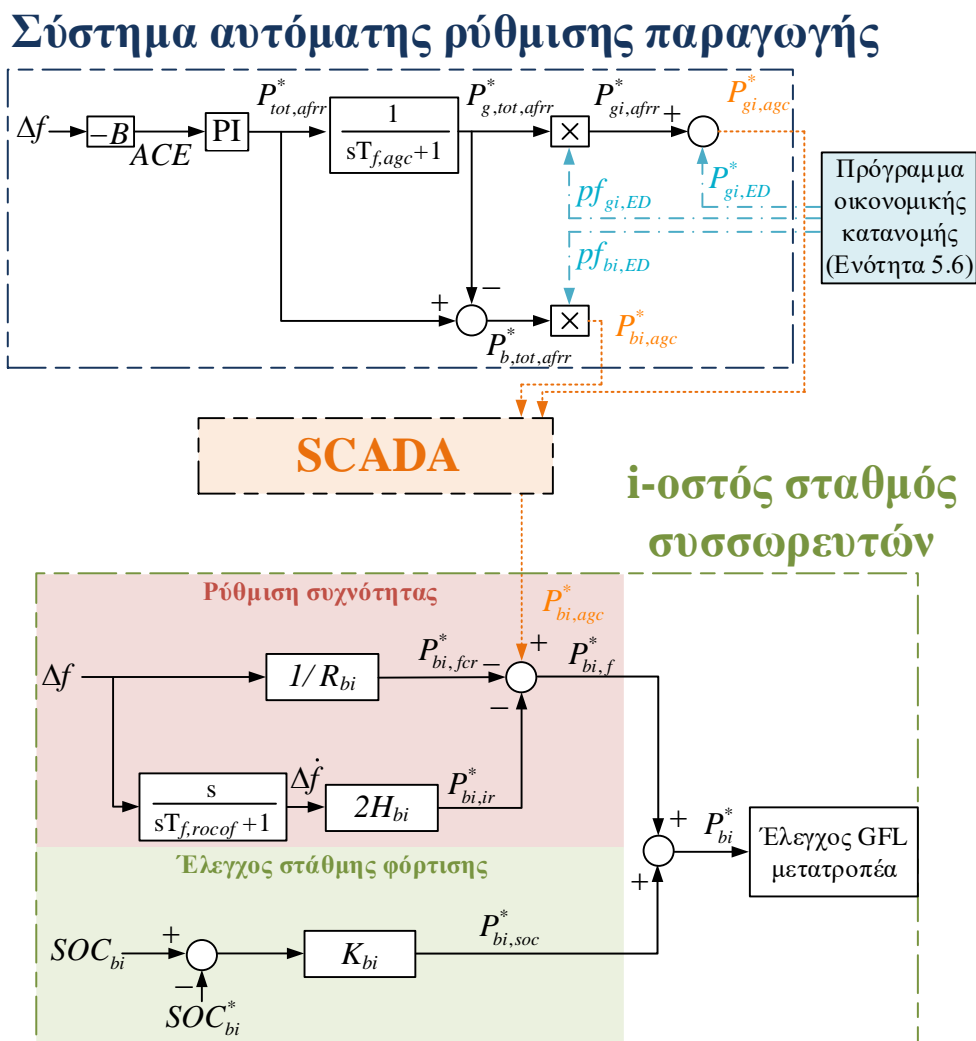
5.5. Εναλλακτικές μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας που προσομιώνονται

5.5.1. Σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής με φιλτράρισμα της δευτερεύουσας εφεδρείας

Στην 1^η εναλλακτική μέθοδο που εφαρμόζεται για συγκριτική αξιολόγηση οι μπαταρίες αναλαμβάνουν το ταχέως μεταβαλλόμενο σιέλος της δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος, αφήνοντας το πιο αργά μεταβαλλόμενο στις υπόλοιπες μονάδες, που έχουν πιο αργούς ρυθμούς απόκρισης. Οι [73], [269]–[272] προτείνουν διάφορες παραλλαγές της παραπάνω αρχής, μέσω εφαρμογής φίλτρων ή περιοριστών κλίσης στο σήμα δευτερεύουσας ρύθμισης που απαιτείται συνολικά από όλες τις μονάδες του δικτύου. Στις [269], [270] εφαρμόζεται και αναλογικός έλεγχος του SOC τοπικά στους συσσωρευτές.

Στο Σχ. 5.6 παρουσιάζεται η πρώτη εφαρμοζόμενη εναλλακτική μέθοδος, που βασίζεται στο φιλτράρισμα της συνολικής απαίτησης δευτερεύουσας εφεδρείας ($P_{tot,agc}^*$). Ως χρονική σταθερά του φίλτρου στις προσομιώσεις επιλέγεται το 1 λεπτό ($T_{f,agc} = 60$ s), με σκοπό τον υψηλό βαθμό αξιοποίησης των συσσωρευτών στη ρύθμιση ισχύος του νησιού. Έτσι, το πιο αργά μεταβαλλόμενο

⁴⁹ Τα σφάλματα εκτίμησης μέγιστης διαθέσιμης ισχύος κάθε Φ/Β σταθμού έχουν μικρότερη επίπτωση σε συστήματα με μεγάλο πλήθος και διασπορά Φ/Β σταθμών, λόγω στατιστικής εξομάλυνσής τους.



Σχ. 5.6. Μέθοδος ελέγχου με σύστημα ΑΡΙΠ στο οποίο η ανάληψη αργών μεταβολών δευτερεύουσας εφεδρείας πραγματοποιείται από τις συμβατικές μονάδες και των ταχύτερων από τις μπαταρίες.

σκέλος της δευτερεύουσας εφεδρείας αναλαμβάνεται από τις συμβατικές μονάδες ($P_{g,tot,afrr}^*$) και το υπόλοιπο από τις μπαταρίες ($P_{b,tot,afrr}^*$), όπως περιγράφεται και από τις (5.20)-(5.21). Ο επιμερισμός ισχύος μεταξύ των συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται σύμφωνα με τους συντελεστές συμμετοχής που λαμβάνονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής, ενώ το ίδιο ισχύει και για τις μπαταρίες. Συνεπώς, σε αυτή τη μέθοδο το άθροισμα των συντελεστών συμμετοχής των συσσωρευτών ($pf_{bi,ED}$) ισούται με 1, και το ίδιο ισχύει και για τους συντελεστές των υπολοίπων μονάδων ($pf_{gi,ED}$) [270]. Όπως και στις [269], [270], οι συσσωρευτές δεν συμμετέχουν στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής του συστήματος, καθώς η στάθμη φόρτισής τους ρυθμίζεται από τον διαρκώς ενεργοποιημένο αναλογικό ελεγκτή του SOC.

$$P_{afrr,g,tot}^* = \frac{1}{sT_{f,agc} + 1} P_{afrr,tot}^* \quad (5.20)$$

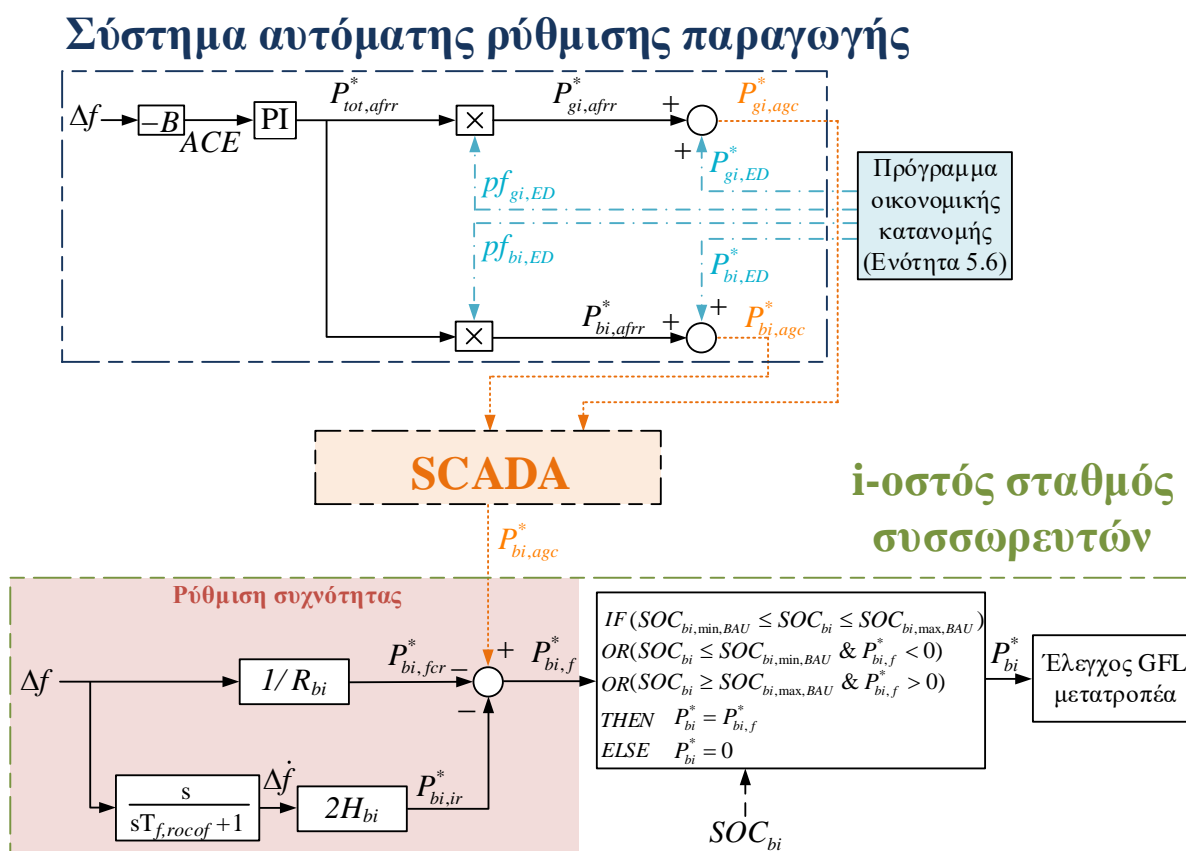
$$P_{afrr,b,tot}^* = P_{afrr,tot}^* - P_{afrr,g,tot}^* = \frac{sT_{f,agc}}{sT_{f,agc} + 1} P_{afrr,tot}^* \quad (5.21)$$

5.5.2. Τυπικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής

Το κλασσικό σύστημα ΑΡΙΠ (Business as Usual – BAU) του Σχ. 5.7 αποτελεί τη 2^η εναλλακτική μέθοδο που εξετάζεται. Σε αυτήν την περίπτωση οι μπαταρίες συμμετέχουν ισότιμα με τις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος στη δευτερεύουσα εφεδρεία, σύμφωνα με τους προκαθορισμένους συντελεστές συμμετοχής $pf_{bi,ED}$, χωρίς κάποιο ειδικό υποσύστημα διαφοροποίησης μεταξύ των τεχνολογιών. Σε αυτήν τη μέθοδο το σύστημα ΑΡΙΠ δεν περιλαμβάνει όρους σχετιζόμενους με το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών, ούτε λαμβάνει σχετικά σήματα από τις μονάδες αποθήκευσης. Επίσης, οι συσσωρευτές συμμετέχουν και στην οικονομική κατανομή του νησιού, που παρουσιάζεται στην Ενότητα 5.6.

Σε αυτή τη μέθοδο ορίζονται δύο ακραίες τιμές στάθμης φόρτισης ($SOC_{bi,min,BAU}$ και $SOC_{bi,max,BAU}$). Σε περίπτωση όπου το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών φτάσει στο άνω ή στο κάτω όριο SOC, τότε οδηγείται ομαλά (με ρυθμό μεταβολής 0,1 α.μ./s) σε μηδενική φόρτιση ($P_{bi}^* = 0$), ώστε να προστατευθεί η διάρκεια ζωής τους. Εξάιρεση αποτελεί η περίπτωση όπου η υλοποίηση της ζητούμενης ισχύος αναφοράς για ρύθμιση συχνότητας ($P_{bi,f}^*$) συμβάλλει στην αποκατάσταση του SOC. Για παράδειγμα, σε συνθήκες πολύ χαμηλού επιπέδου ενεργειακών αποθεμάτων ($SOC_{bi} < SOC_{bi,min,BAU}$) οι συσσωρευτές θα υλοποιούν μόνο εντολές φόρτισης ($P_{bi,f}^* < 0$), διαφορετικά θα παραμένουν σε μηδενική ισχύ. Η περιγραφόμενη λογική ελέγχου αποτυπώνεται και στο Σχ. 5.7.

Ως τιμές $SOC_{bi,min,BAU}$ και $SOC_{bi,max,BAU}$ επιλέγονται τα 22,5% και 87,5%, αντίστοιχα, ώστε να υπάρχει το ίδιο περιθώριο ασφαλείας των 2,5% που χρησιμοποιήθηκε και στη ρύθμιση του τοπικού ελεγκτή της μεθόδου της Ενότητας 5.3. Εφαρμόζοντας τον περιοριστή κλίσης και τα παραπάνω



Σχ. 5.7. Μέθοδος ελέγχου με τυπικό σύστημα ΑΡΙΠ και ελέγχου στάθμης φόρτισης μπαταριών (BAU).

περιθώρια ασφαλείας του SOC επιτυγχάνεται ομαλή μετάβαση μεταξύ των καταστάσεων ρύθμισης και μηδενικής φόρτισης, χωρίς να κινδυνεύει να ξεφύγει η στάθμη φόρτισης από το αποδεκτό εύρος ρύθμισης.

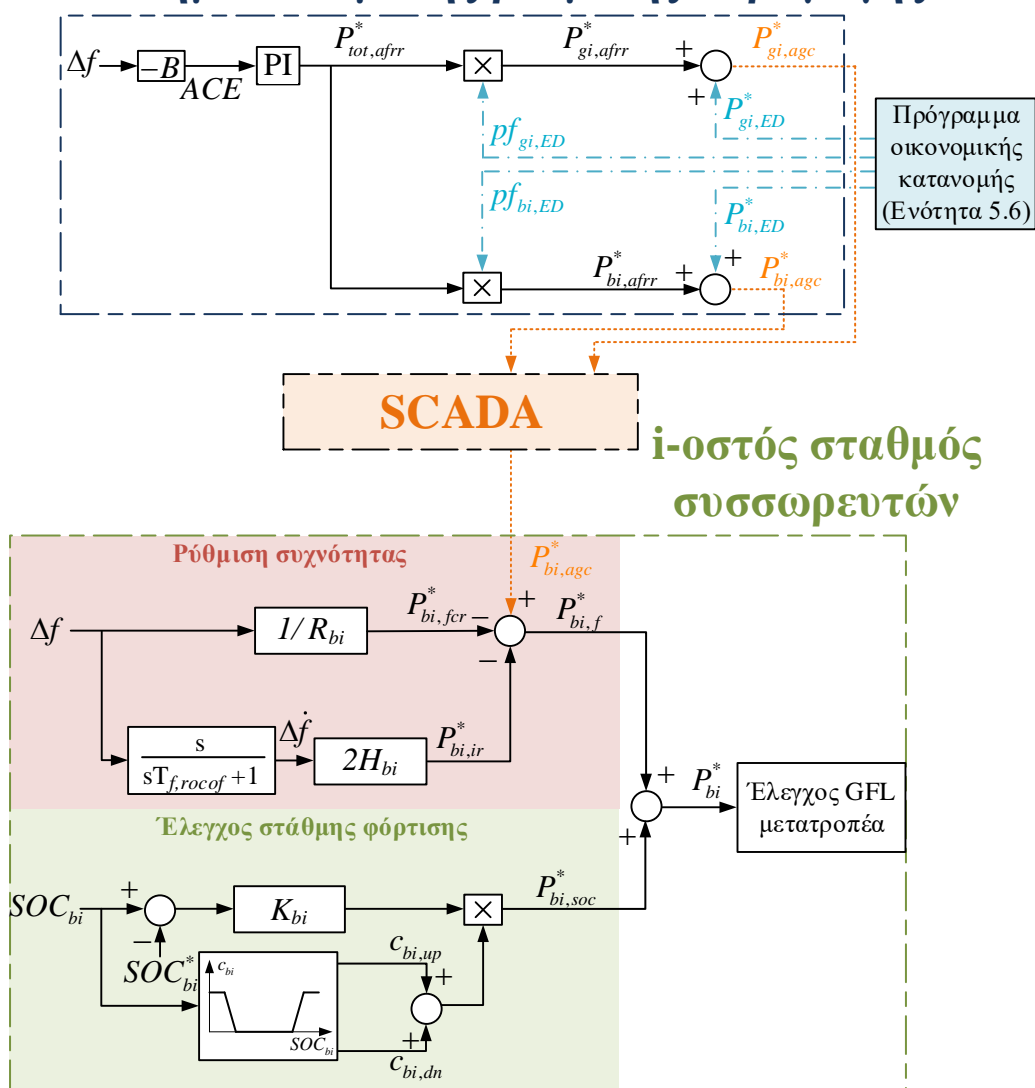
5.5.3. Εφαρμοζόμενη μέθοδος χωρίς αποστολή σημάτων στάθμης φόρτισης σε αυτόματο σύστημα παραγωγής

Η τελευταία εναλλακτική μέθοδος που προσομοιώνεται παρουσιάζεται στο Σχ. 5.8 και αποτελεί συνδυασμό ενός τυπικού συστήματος ΑΡΙΠ της Ενότητας 5.5.2 και της προτεινόμενης μεθόδου της Ενότητας 5.3. Συγκεκριμένα, εφαρμόζεται ο τοπικός ελεγκτής των συσσωρευτών της προτεινόμενης μεθόδου, που συνδυάζει όρο συμβολής στις εφεδρείες και διατήρησης της στάθμης φόρτισης εντός αποδεκτών ορίων και ένα κλασσικό κεντρικό σύστημα ΑΡΙΠ, το οποίο παράγει τις εντολές κατανομής των συμβατικών μονάδων και των μπαταριών, λαμβάνοντας υπόψη και το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής. Η μόνη διαφορά της μεθόδου από την προτεινόμενη στην Ενότητα 5.3 είναι ότι δεν αποστέλλονται σήματα σχετικά με τη στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών ($P_{bi,soc}^*, c_{bi,up}, c_{bi,dn}$) στο σύστημα ΑΡΙΠ και άρα δεν αναπροσαρμόζονται οι συντελεστές συμμετοχής των μονάδων σύμφωνα με αυτά. Η συγκεκριμένη στρατηγική ελέγχου ισχύος του δικτύου προσομοιώνεται ώστε να διερευνηθεί η αξία της επικοινωνίας σημάτων σχετικών με τη στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών στο σύστημα ΑΡΙΠ σε συνθήκες εξάντλησης των ενεργειακών τους αποθεμάτων.

5.6. Πρόγραμμα οικονομικής κατανομής

Ο τοπικός ελεγκτής των συσσωρευτών της Ενότητας 5.3 εξασφαλίζει ότι το επίπεδο ενεργειακών αποθεμάτων τους θα διατηρείται εντός αποδεκτών επιπέδων, σε οποιαδήποτε κατάσταση προκύψει στο ηλεκτρικό σύστημα. Η αποκατάσταση της αποθηκευμένης ενέργειας στα επιθυμητά επίπεδα όμως δεν πραγματοποιείται μέσω των τοπικών ελεγκτών, αλλά ενσωματώνεται στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής (ED) του συστήματος, ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι επικρατούσες συνθήκες για να επιλεγεί πότε θα πραγματοποιηθεί η αποκατάσταση του ενεργειακού αποθέματος και με ποιο ρυθμό. Το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (mixed integer linear programming – MILP) που εκτελείται συνήθως κάθε 1-15 λεπτά. Στα αποτελέσματα του προγράμματος ED περιλαμβάνονται οι εντολές οικονομικής κατανομής ($P_{i,ED}^*$) που αποτελούν τη βάση στην οποία υπερτίθεται η παρεχόμενη δευτερεύουσα εφεδρεία, όπως φαίνεται στο Σχ. 5.1. Οι συντελεστές συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση ($pf_{i,ED}$) επίσης προκύπτουν από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής. Ο βασικός στόχος του προγράμματος ED είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους ηλεκτροδότησης για το κάθε εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, τηρώντας παράλληλα το σύνολο των τεχνικών περιορισμών των μονάδων, λαμβάνοντας ως δεδομένα την κατάσταση ένταξης και τις δεσμευθείσες εφεδρείες από τις μονάδες. Αναλυτική περιγραφή τέτοιων προβλημάτων για τη διαχείριση μη διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών συστημάτων μπορεί να αναζητηθεί στις [34], [86], στις οποίες και βασίστηκε το πρόγραμμα ED της παρούσας ενότητας.

Σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής



Σχ. 5.8. Μέθοδος ελέγχου με εφαρμογή προτεινόμενου τοπικού ελεγκτή της Ενότητας 5.3 σε μπαταρίες, σε συνδυασμό με τυπικό σύστημα ΑΡΙΠ (απουσία επικοινωνίας SOC σε σύστημα ΑΡΙΠ).

Η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης είναι η εξής⁵⁰:

$$J = \left[\sum_{gi \in G} (VC^{gi} p_i^{gi}) + \sum_{i \in \{G, ESS\}} (C_{up}^{sl,r} r_{up,t}^{i,sl} + C_{dn}^{sl,r} r_{dn,t}^{i,sl}) + C^{sl,eq} p_t^{sl,eq} \right] \Delta t + C^{sl,soc} \sum_{bi \in ESS} [(soc_{up,t}^{bi,sl} + soc_{dn,t}^{bi,sl}) E^{bi,max}] \quad (5.22)$$

Όπου G το σύνολο των συμβατικών μονάδων, ESS το σύνολο των αποθηκευτικών σταθμών, $r^{i,sl}$, $p^{i,sl}$ και $soc^{bi,sl}$ οι μεταβλητές χαλάρωσης που εξηγούνται στη συνέχεια, Δt η χρονική περίοδος που αφορά η επίλυση του ED (σε ώρες) και $E^{bi,max}$ είναι η μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια κάθε ανεξάρτητα

⁵⁰ Στην παρούσα ενότητα, οι κεφαλαίοι χαρακτήρες χρησιμοποιούνται για παραμέτρους και οι μικροί για μεταβλητές, εκτός εάν αναφέρεται κάτι διαφορετικό.

ελεγχόμενου αποθηκευτικού σταθμού. Ο πρώτος όρος της (5.22) ($\sum_{gi \in G} (VC^{gi} p_t^{gi}) \Delta t$) υπολογίζει το μεταβλητό κόστος των θερμικών μονάδων. Το μεταβλητό κόστος (VC^{gi}) σε €/MWh εξαρτάται από το επίπεδο φόρτισης κάθε μονάδας (p_t^{gi}), αλλά για απλότητα εξετάζοντας αυτόνομο σύστημα που περιλαμβάνει όμοιες μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ), στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7 θεωρείται σταθερό επίπεδο VC^{gi} ανεξάρτητο του επιπέδου παραγωγής. Οι επόμενοι δύο όροι της αντικειμενικής συνάρτησης ($\sum_{i \in \{G, ESS\}} (C_{up}^{sl,r} r_{up,t}^{i,sl} + C_{dn}^{sl,r} r_{dn,t}^{i,sl}) + C^{sl,eq} p_t^{sl,eq}$) προσθέτουν ένα υψηλό κόστος παραβίασης των περιορισμών τήρησης εφεδρειών και ισοζυγίου ισχύος, ώστε αυτοί να αποφεύγονται υπό κανονικές συνθήκες, αφήνοντας περιθώριο παραβίασης υπό ακραίες συνθήκες. Οι τιμές του κόστους παραβίασης καθορίζουν την προτεραιότητα μεταξύ των περιορισμών, γι' αυτό επιλέγεται η σειρά $C^{sl,eq} > C_{up}^{sl,r} > C_{dn}^{sl,r}$, θεωρώντας την τήρηση του ισοζυγίου ισχύος τον πιο αυστηρό περιορισμό, στη συνέχεια την τήρηση των ανοδικών εφεδρειών και τέλος των καθοδικών εφεδρειών. Ο τελευταίος όρος ($C^{sl,soc} \sum_{bi \in ESS} ((soc_{up,t}^{bi,sl} + soc_{dn,t}^{bi,sl}) E^{bi,max})$) εισάγει κόστος απόκλισης του επιπέδου SOC από την τιμή αναφοράς του. Υψηλές τιμές $C^{sl,soc}$ οδηγούν σε υψηλή προτεραιοποίηση της αποκατάστασης του SOC. Όπως παρουσιάζεται και στον Πίν. Γ.6 του Παραρτήματος Γ, που περιλαμβάνει την παραμετροποίηση του προγράμματος οικονομικής κατανομής που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις της Ενότητας 5.7, η σειρά προτεραιότητας των περιορισμών που επιλέχθηκε στις προσομοιώσεις είναι η εξής $C^{sl,eq} > C_{up}^{sl,r} > C_{dn}^{sl,r} > C^{sl,soc} > VC^{gi}$ (όλες οι παράμετροι σε €/MWh). Έτσι μόνο εφόσον τηρούνται οι απαιτούμενες εφεδρείες του συστήματος ξεκινάει η αποκατάσταση του SOC. Όλες αυτές οι παράμετροι κόστους παραβίασης τίθενται υψηλότερα από το μεταβλητό κόστος των θερμικών μονάδων⁵¹.

Ο βασικότερος περιορισμός του προβλήματος είναι αυτός του ισοζυγίου ισχύος, ο οποίος περιγράφεται από την (5.23).

$$\sum_{gi \in G} p_t^{gi} + \sum_{bi \in ESS} p_t^{bi,d} + p_t^{res} + p_t^{sl,eq} = P_t^L + \sum_{bi \in ESS} p_t^{bi,c} \quad (5.23)$$

Στην (5.23) οι μεταβλητές $p_t^{bi,d}$ και $p_t^{bi,c}$ αφορούν στην εντολή εκφόρτισης και φόρτισης των αποθηκευτικών μονάδων, αντίστοιχα, το p_t^{res} χρησιμοποιείται για το συνολικό επίπεδο παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ και η παράμετρος P_t^L είναι το φορτίο. Η παρουσία της μεταβλητής χαλάρωσης ($p_t^{sl,eq}$) εξασφαλίζει την τήρηση του περιορισμού σε κάθε περίπτωση. Όπως εξηγείται και παραπάνω, η χρήση υψηλής τιμής κόστους παραβίασης $C^{sl,eq}$ στην (5.22) εξασφαλίζει πως ο περιορισμός τηρείται εκτός εξαιρετικών περιπτώσεων.

Οι τεχνικοί περιορισμοί των θερμικών μονάδων αποτυπώνονται στις (5.24)-(5.25), οι οποίοι εξασφαλίζουν τη διατήρηση των εφεδρειών ($FCR_{up/dn,t}^{gi}, aFRR_{up/dn,t}^{gi}$) που έχουν δεσμευθεί σε προγενέστερο στάδιο του προγραμματισμού⁵². Όπως και στον περιορισμό (5.23), η προσθήκη των

⁵¹ Σε συνθήκες επαρκούς ανταγωνισμού, όπου χρησιμοποιούνται οι οικονομικές προσφορές των συμμετεχόντων ως δεδομένα εισόδου στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής (αντί του μεταβλητού κόστους) τα εικονικά κόστη παραβίασης περιορισμών είναι ιδιαίτερα κρίσιμα για τη διαχείριση συνθηκών σπανιότητας εφεδρειών η παραμετροποίησή τους οφείλει να λαμβάνει υπόψη τα όρια τιμής προσφορών που ορίζονται στο κανονιστικό πλαίσιο.

⁵² Οι ζητούμενες εφεδρείες αποτελούν παραμέτρους του προγράμματος οικονομικής κατανομής, αφού δεν προσδιορίζονται σε αυτό, αλλά σε προηγούμενο στάδιο του ενεργειακού προγραμματισμού.

μεταβλητών χαλάρωσης $(r_{up,t}^{gi,sl}, r_{dn,t}^{gi,sl})$ χρησιμεύει στην εξασφάλιση επίλυσης του προβλήματος. Η κατάσταση ένταξης (st_t^{gi}) αποτελεί παράμετρο για το πρόγραμμα ED, αφού λαμβάνεται ως έχει από προγενέστερο στάδιο του προγραμματισμού. Ο περιορισμός (5.26) οδηγεί σε μηδενική φόρτιση μη συγχρονισμένων μονάδων $(st_t^{gi}=0 \rightarrow p_t^{gi}=0)$, ακόμη και σε περιπτώσεις όπου η μεταβλητή χαλάρωσης $r_{up,t}^{gi,sl}$ λάβει μη μηδενική τιμή. Στο πρόγραμμα ED που εφαρμόστηκε στα αποτελέσματα της Ενότητας 5.7 δεν περιλαμβάνονται περιορισμοί του ρυθμού ανόδου/καθόδου των μονάδων, λόγω εξέτασης μικρού συστήματος που τροφοδοτείται από ευέλικτες μονάδες, που μπορούν να αναλάβουν μεγάλες μεταβολές ισχύος στη χρονική περίοδο που αφορά η επίλυση του προγράμματος (εδώ $\Delta t = 15$ λεπτά). Η εφαρμογή του μοντέλου σε συστήματα με πιο αργές μονάδες θα απαιτούσε την προσθήκη και τέτοιων περιορισμών.

Οι συντελεστές συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση $(pf_{up/dn,t}^i)$ που αξιοποιούνται από το σύστημα ΑΠΙ, υπολογίζονται σύμφωνα με την (5.27). Όπως εξηγείται και στην Ενότητα 1.3.4, οι συντελεστές συμμετοχής υπολογίζονται συνήθως λαμβάνοντας υπόψη τον μέγιστο ρυθμό ανόδου/καθόδου, το μεταβλητό κόστος και την ισχύ των μονάδων, όπως εξηγείται στις [38], [39], [66], [69], [73], [274].

$$p_t^{gi} + FCR_{up,t}^{gi} + aFRR_{up,t}^{gi} \leq st_t^{gi} P^{gi,max} + r_{up,t}^{gi,sl}, \forall gi \in G \quad (5.24)$$

$$p_t^{gi} - FCR_{dn,t}^{gi} - aFRR_{dn,t}^{gi} \geq st_t^{gi} P^{gi,min} - r_{dn,t}^{gi,sl}, \forall gi \in G \quad (5.25)$$

$$p_t^{gi} \leq st_t^{gi} P^{gi,max}, \forall gi \in G \quad (5.26)$$

$$pf_{up/dn,t}^i = \frac{aFRR_{up/dn,t}^i}{\sum_{i \in \{G, ESS\}} aFRR_{up/dn,t}^i}, \forall i \in \{G, ESS\} \quad (5.27)$$

Η επίλυση του προβλήματος ενδέχεται να οδηγήσει και σε απορρίψεις μέρους της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ (x_t^{res}) οι οποίες υπολογίζονται εισάγοντας τον περιορισμό (5.28) στον αλγόριθμο, όπου $P_t^{res,max}$ είναι η μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ. Σε περίπτωση συμμετοχής των σταθμών ΑΠΕ στην παροχή εφεδρειών του συστήματος, όπως π.χ. μέσω εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου συμβολής στη ρύθμιση συχνότητας σε Φ/Β πάκια που περιγράφεται στην Ενότητα 2.4, μη μηδενικές απορρίψεις (x_t^{res}) δίνουν τη δυνατότητα παροχής ισόποσου επιπέδου ανοδικών εφεδρειών στο δίκτυο. Εστιάζοντας στην παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας στα αποτελέσματα της Ενότητας 5.7, δεν ενσωματώθηκε στον αλγόριθμο αυτή η δυνατότητα παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από το Φ/Β πάκιο.

$$p_t^{res} + x_t^{res} = P_t^{res,max} \quad (5.28)$$

Οι περιορισμοί (5.29)-(5.35) αφορούν τη λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών. Χρησιμοποιώντας τις ακέραιες μεταβλητές $(st_t^{bi,c}, st_t^{bi,d})$ στην (5.29) αποτρέπεται η ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση των εγκαταστάσεων αποθήκευσης. Οι περιορισμοί (5.30)-(5.31) είναι αντίστοιχοι με τους (5.24)-(5.25) που χρησιμοποιούνται για τις θερμικές μονάδες, όπου $P^{bi,d,max}$ και $P^{bi,c,max}$ είναι η μέγιστη ισχύς εκφόρτισης και φόρτισης, αντίστοιχα. Οι μοναδικές ακέραιες μεταβλητές του προβλήματος $(st_t^{bi,c}, st_t^{bi,d})$ - η κατάσταση ένταξης κάθε θερμικής μονάδας st_t^{gi} είναι παράμετρος - ορίζονται εφαρμόζοντας τους περιορισμούς (5.32)-(5.33), από τους οποίους προκύπτει εάν η

μπαταρία είναι σε κατάσταση φόρτισης ($st_t^{bi,c} = 1$) ή εκφόρτισης ($st_t^{bi,d} = 1$). Η (5.34) υπολογίζει το SOC (soc_t^{bi}) στο τέλος του χρονικού διαστήματος του προγράμματος ED (π.χ. 15 λεπτά), λαμβάνοντας ως δεδομένο εισόδου το εκτιμώμενο επίπεδο SOC του προηγούμενου χρονικού διαστήματος (SOC_{t-1}^{bi}), την εντολή οικονομικής κατανομής ($p_t^{bi,c}, p_t^{bi,d}$), τους βαθμούς απόδοσης φόρτισης και εκφόρτισης ($\eta^{bi,c}, \eta^{bi,d}$: σταθερές ποσότητες), το μέγιστο ενεργειακό απόθεμα ($E^{bi,max}$) και τη χρονική διάρκεια που αφορά το πρόγραμμα ED (Δt). Στην πραγματικότητα η στάθμη φόρτισης στο τέλος του 15-λέπτου θα είναι διαφορετική από την υπολογιζόμενη, διότι (α) το SOC στην αρχή του 15-λέπτου δεν θα ταυτίζεται με το εκτιμώμενο επίπεδο του SOC_{t-1}^{bi} , (β) η παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας δεν μπορεί να ληφθεί υπόψη στους υπολογισμούς, (γ) η παρακολούθηση της εντολής κατανομής ($p_t^{bi,c}, p_t^{bi,d}$) πραγματοποιείται με αργό ρυθμό για να μην υπάρξει διαταραχή στο ισοζύγιο του δικτύου. Σε κάθε περίπτωση, στο στάδιο του προγραμματισμού που πραγματοποιούνται αυτοί οι υπολογισμοί, η εκτιμώμενη τιμή (soc_t^{bi}) αποτελεί μια καλή προσέγγιση για να λυθεί το πρόβλημα βελτιστοποίησης. Ο τοπικός ελεγκτής των μπαταριών που περιγράφεται στην Ενότητα 5.3 εξασφαλίζει σε κάθε περίπτωση ότι η στάθμη φόρτισης διατηρείται διαρκώς εντός αποδεκτών ορίων.

Λόγω του περιορισμένου χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης του προβλήματος (15 λεπτά), η εφαρμογή του δεν μπορεί να εξασφαλίσει την αποδοτική διαχείριση πόρων με περιορισμένο ενεργειακό απόθεμα, όπως οι συσσωρευτές. Αυτό συμβαίνει διότι απομονώνοντας π.χ. το κάθε 15-λέπτο επίλυσης δεν λαμβάνεται υπόψη ο ημερήσιος προγραμματισμός των συσσωρευτών για το υπόλοιπο της ημέρας, όπου μπορεί να έχουν αναλάβει να παρέχουν εφεδρείες ή να προκύπτει ωφέλιμο να βρίσκονται σε κατάσταση φόρτισης ή εκφόρτισης. Η [21] αναδεικνύει αυτό το πρόβλημα και περιγράφεται πρόγραμμα οικονομικής κατανομής που διαχειρίζεται αποτελεσματικά συνθήκες όπου οι αποθηκευτικοί σταθμοί απαιτείται να στηρίζουν την επάρκεια ισχύος του συστήματος ύστερα από σημαντική βλάβη, προσπαθώντας παράλληλα να μην αποκλίνουν, κατά το δυνατόν, από την (προ σφάλματος) ημερήσια προγραμματισμένη τους διαχείριση. Η [294] περιγράφει πολυεπίπεδο στοχαστικό πρόβλημα 24-ώρου χρονικού ορίζοντα για τη διαχείριση αποθηκευτικών σταθμών κοντά στον πραγματικό χρόνο, λαμβάνοντας υπόψη τις επικρατούσες συνθήκες του συστήματος.

Συνεπώς, είναι σκόπιμο να εισάγεται με κάποιον τρόπο το επιθυμητό προφίλ λειτουργίας των αποθηκευτικών σταθμών στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής. Στην προτεινόμενη μέθοδο εισάγεται ως δεδομένο εισόδου το επιθυμητό επίπεδο στάθμης φόρτισης (SOC_t^{bi*}) στο πρόβλημα, το οποίο στη γενική περίπτωση μπορεί να είναι είτε σταθερό, είτε μεταβαλλόμενο ανά 15', προερχόμενο από προηγούμενο στάδιο προγραμματισμού του ηλεκτρικού συστήματος (π.χ. προημερήσιο). Εξετάζοντας την απόκριση νησιωτικού συστήματος που διαθέτει μπαταρίες μικρής ενεργειακής χωρητικότητας (1-h), η κύρια χρήση τέτοιων μονάδων είναι η παροχή εφεδρειών και όχι η διακίνηση ενέργειας από ώρες χαμηλού φορτίου σε ώρες υψηλού. Επομένως, ο κύριος στόχος του οικονομικού προγραμματισμού τέτοιων μονάδων μικρής ενεργειακής χωρητικότητας είναι η επαναφορά της στάθμης φόρτισής τους σε επίπεδα που να επιτρέπουν την παροχή ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών τουλάχιστον για την ελάχιστη ζητούμενη διάρκεια, με βάση το ισχύον πλαίσιο του ηλεκτρικού συστήματος στο οποίο είναι συνδεδεμένες. Λόγω των παραπάνω, στα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην Ενότητα 5.7 τίθεται σταθερά $SOC_t^{bi*} = 55\%$, ώστε να εξασφαλιστεί επαρκές ενεργειακό απόθεμα για παροχή ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών.

Η τελευταία εξίσωση που εισάγεται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι η (5.35), με σκοπό την ποινικοποίηση των αποκλίσεων του SOC από την επιθυμητή τιμή, οι οποίες υπολογίζονται με τη χρήση των μεταβλητών χαλάρωσης $soc_{up,t}^{bi,sl}, soc_{dn,t}^{bi,sl}$. Συνεπώς, εφόσον το επιτρέπουν οι συνθήκες λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος (επαρκές περιθώριο εφεδρειών), το επίπεδο του ενεργειακού

αποθέματος των αποθηκευτικών μονάδων επανέρχεται στο επιθυμητό μετά το πέρας κάθε διαστήματος επίλυσης προγράμματος ED (π.χ. 15'), ώστε να έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν επαρκείς εφεδρείες στη συνέχεια. Η διαδικασία αποκατάστασης του SOC δεν θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του συστήματος, καθώς οι περιορισμοί (5.24)-(5.25) εξασφαλίζουν ότι διατηρούνται τα επιθυμητά επίπεδα εφεδρειών των θερμικών μονάδων.

$$st_t^{bi,d} + st_t^{bi,c} \leq 1, \forall bi \in ESS \quad (5.29)$$

$$p_t^{bi,d} + FCR_{up,t}^{bi} + aFRR_{up,t}^{bi} \leq P^{bi,d,max} + p_t^{bi,c} + r_{up,t}^{bi,sl}, \forall bi \in ESS \quad (5.30)$$

$$p_t^{bi,c} + FCR_{dn,t}^{bi} + aFRR_{dn,t}^{bi} \leq P^{bi,c,max} + p_t^{bi,d} + r_{dn,t}^{bi,sl}, \forall bi \in ESS \quad (5.31)$$

$$p_t^{bi,d} \leq st_t^{bi,d} P^{bi,d,max}, \forall bi \in ESS \quad (5.32)$$

$$p_t^{bi,c} \leq st_t^{bi,c} P^{bi,c,max}, \forall bi \in ESS \quad (5.33)$$

$$soc_t^{bi} = soc_{t-1}^{bi} + \frac{(n^{bi,c} p_t^{bi,c} - p_t^{bi,d} / n^{bi,d}) \Delta t}{E^{bi,max}}, \forall bi \in ESS \quad (5.34)$$

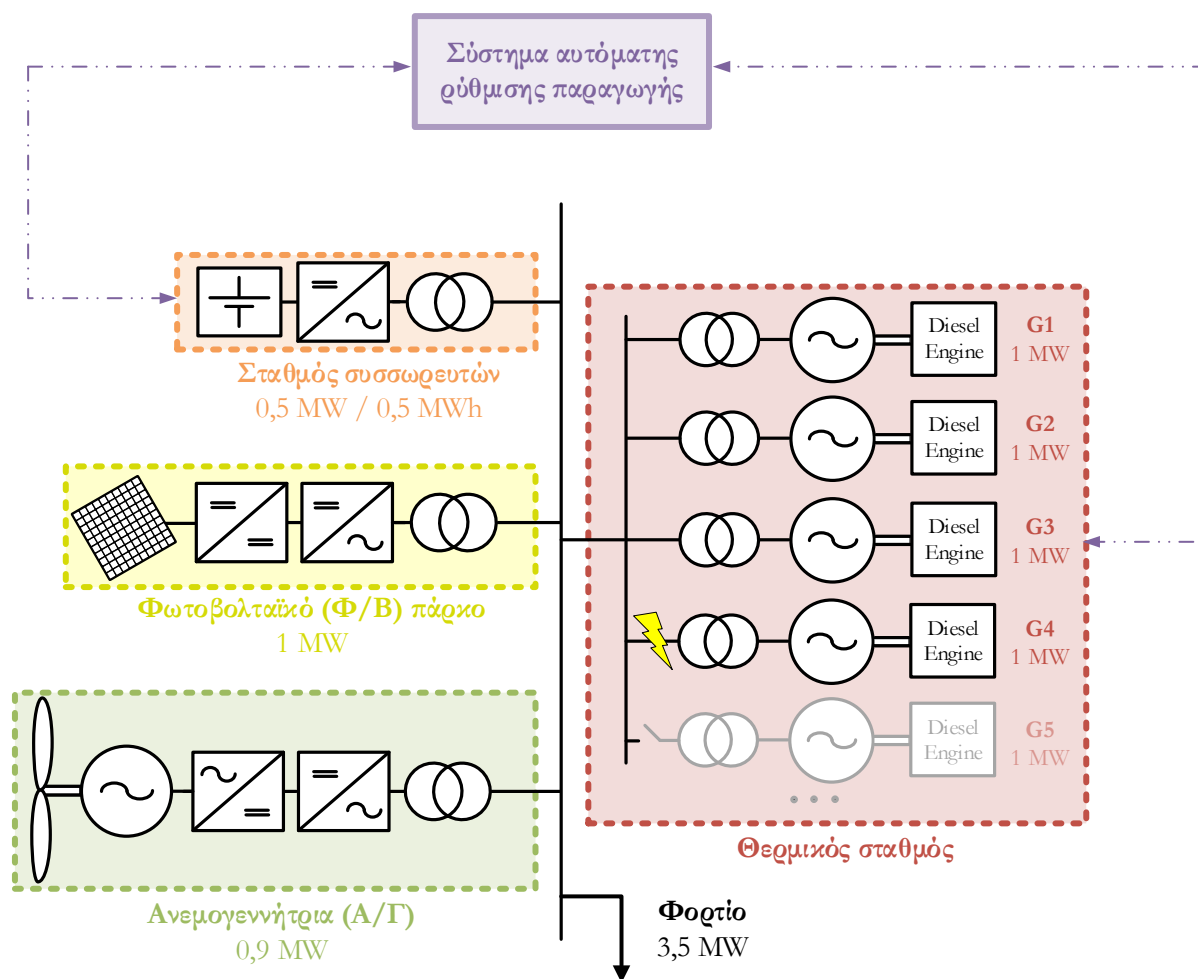
$$soc_t^{bi} + soc_{up,t}^{bi,sl} - soc_{dn,t}^{bi,sl} = soc_t^{bi*}, \forall bi \in ESS \quad (5.35)$$

Εφαρμόζοντας τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης που περιγράφεται στην παρούσα ενότητα επιτυγχάνεται η αποκατάσταση των ενεργειακών αποθεμάτων των αποθηκευτικών μονάδων από κατάλληλες εντολές του προγράμματος ED που είναι υπεύθυνο για την αποδοτική διαχείριση του συνόλου των μονάδων. Σημαντικό όφελος από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου είναι ότι το πρόγραμμα ED δίνει προτεραιότητα στην ασφάλεια του συστήματος, επιτρέποντας τη φόρτιση/εκφόρτιση μόνο εφόσον τηρούνται τα ζητούμενα επίπεδα πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Αυτή η εξασφάλιση δεν είναι δεδομένη αν την αποκατάσταση του ενεργειακού αποθέματος αναλάμβανε το σύστημα ΑΡΠ ή οι τοπικοί ελεγκτές των αποθηκευτικών μονάδων.

5.7. Αποτελέσματα προσομοιώσεων με θερμικές μονάδες σε λειτουργία

5.7.1. Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

Η προτεινόμενη μέθοδος 3 επιπέδων της Ενότητας 5.3 εφαρμόζεται σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, στις συνθήκες που απεικονίζεται στο Σχ. 5.9. Στις εξεταζόμενες συνθήκες φορτίου 3,5 MW που προσομοιώνονται είναι διαθέσιμες πέντε όμοιες θερμικές μονάδες ισχύος 1 MW (G1-G5), η Α/Γ ισχύος 0,9 MW, το Φ/Β σύστημα του 1 MW και ένας σταθμός συσσωρευτών 0,5 MW / 0,5 MWh. Το Φ/Β σύστημα και η Α/Γ παρέχουν διαρκώς τη μέγιστη διαθέσιμη ενέργειά τους στο δίκτυο. Η δυνατότητα του Φ/Β πάρκου να συμμετέχει στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, παρέχοντας παράλληλα αδρανειακή απόκριση, αλλά και προκαθορισμένο επίπεδο ανοδικών εφεδρειών διερευνάται αναλυτικά στα αποτελέσματα των Ενοτήτων 2.5 και 3.5, όπου εφαρμόζεται η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου της Ενότητας 2.4. Το σύνολο των παραμέτρων που χρησιμοποιούνται στους συσσωρευτές, στο αυτόματο σύστημα παραγωγής και στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής της παρούσας ενότητας περιλαμβάνονται στους Πίν. Γ.2, Γ.5 και Γ.6 του Παραρτήματος Γ, αντίστοιχα.



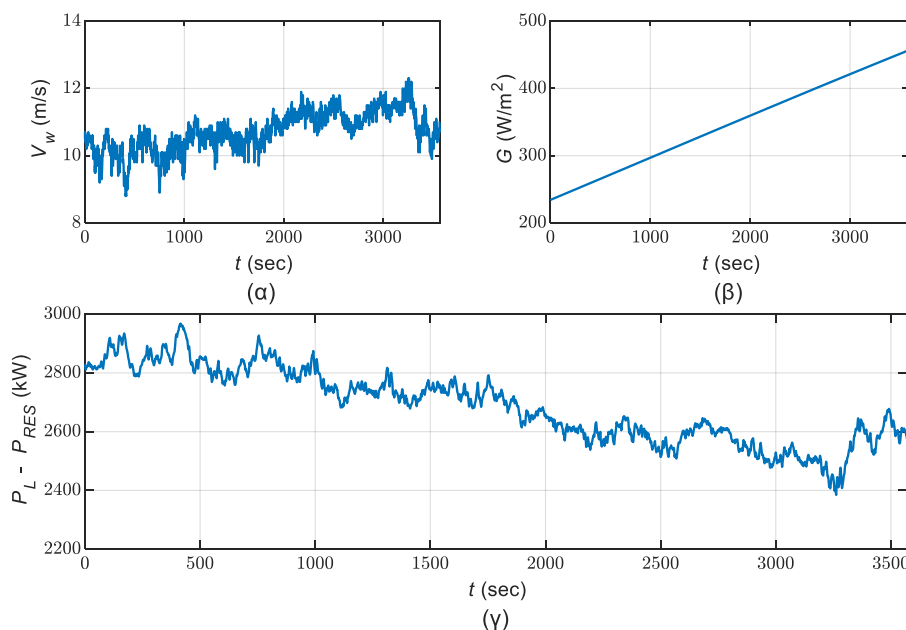
Σχ. 5.9. Τοπολογία και συνθήκες λειτουργίας εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

Για την προσομοίωση των αποκρίσεων πραγματικού χρόνου του νησιωτικού δικτύου χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό MATLAB/Simulink, ενώ το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής υλοποιήθηκε χρησιμοποιώντας τον επιλυτή Gurobi στην Python [178], [295], [296]. Η απόκριση του συστήματος προσομοιώνεται για διάστημα 1 ώρας θεωρώντας τις χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου και ηλιακής ακτινοβολίας των Σχ. 5.10(α),(β). Το υπολειπόμενο φορτίο (φορτίο – παραγωγή σταθμών ΑΠΕ) που αναλαμβάνουν οι ρυθμιζόμενες μονάδες του συστήματος (θερμικές και σύστημα συσσωρευτών) απεικονίζεται στο Σχ. 5.10(γ).

Στην αρχή της προσομοίωσης είναι ενταγμένες 4 θερμικές μονάδες (G1-G4) και μία εξ αυτών (G4) αποσυνδέεται λόγω βλάβης τη στιγμή $t = 150$ s. Ύστερα από 12,5 λεπτά ($t = 900$ s) από το συμβάν απώλειας παραγωγικού δυναμικού, η 5^η θερμική μονάδα του νησιού που βρίσκονταν εκτός λειτουργίας (G5) συγχρονίζεται για να αποκατασταθεί η ομαλή λειτουργία του συστήματος. Ως αρχική στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών θεωρείται το 30%, ώστε να εξεταστεί η απόκριση του συστήματος και των συσσωρευτών όταν πλησιάζουν στο κάτω όριο των ενεργειακών τους αποθεμάτων.

5.7.2. Μέθοδοι συμμετοχής μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Τα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας αποτυπώνουν την απόκριση του συστήματος εφαρμόζοντας τις τέσσερις διαφορετικές μεθόδους ελέγχου ισχύος του συστήματος που περιγράφονται στις Ενότητες 5.3 και 5.5, δηλαδή:



Σχ. 5.10. (α) Ταχύτητα ανέμου, (β) ηλιακή ακτινοβολία και (γ) υπολειπόμενο φορτίο (φορτίο – παραγωγή σταθμών ΑΠΕ).

- (i) Σύστημα ΑΡΠΙ με φιλτράρισμα της δευτερεύουσας ρύθμισης, όπου ο σταθμός συσσωρευτών αναλαμβάνει το ταχέως μεταβαλλόμενο σκέλος της δευτερεύουσας εφεδρείας (Filter-based AGC) ο οποίος παρουσιάζεται στην Ενότητα 5.5.1, με κόκκινο,
- (ii) Τυπικό σύστημα ΑΡΠΙ (business-as-usual – BAU) της Ενότητας 5.5.2, με πορτοκαλί,
- (iii) Μέθοδος τοπικής ρύθμισης SOC, χωρίς επικοινωνία με το σύστημα ΑΡΠΙ (No AGC feedback), που περιγράφεται στην Ενότητα 5.5.3, με πράσινο,
- (iv) Προτεινόμενη μέθοδος (Proposed method) που αναλύεται στην Ενότητα 5.3, με μπλε.

Οι απαιτήσεις ανοδικής και καθοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας για την εξεταζόμενη ώρα θεωρούνται ίσες με 300 kW και 550 kW, αντίστοιχα, θεωρώντας αυξημένες απαιτήσεις καθοδικής εφεδρείας λόγω της ανοδικής τάσης της Φ/Β παραγωγής (~200 kW/h), όπως φαίνεται και από το Σχ. 5.10. Ο επιμερισμός των εφεδρειών στις θερμικές μονάδες και στις μπαταρίες αποτυπώνεται στον Πίν. 5.1. Μετά από την απώλεια της θερμικής μονάδας G4, θεωρείται πως εκτελείται ειλάτως ένα πρόγραμμα κατανομής για την απόφαση ένταξης νέας μονάδας και τον επαναπροσδιορισμό κατανομής των εφεδρειών του συστήματος με τα νέα δεδομένα. Ως αποτέλεσμα εντάσσεται η μονάδα G5 και μειώνονται οι καθοδικές εφεδρείες που παρέχονται από τους συσσωρευτές (στις περιπτώσεις (ii–iv)), όπως αποτυπώνεται στον Πίν. 5.1, ώστε να αποκαταστήσουν το ενεργειακό τους απόθεμα.

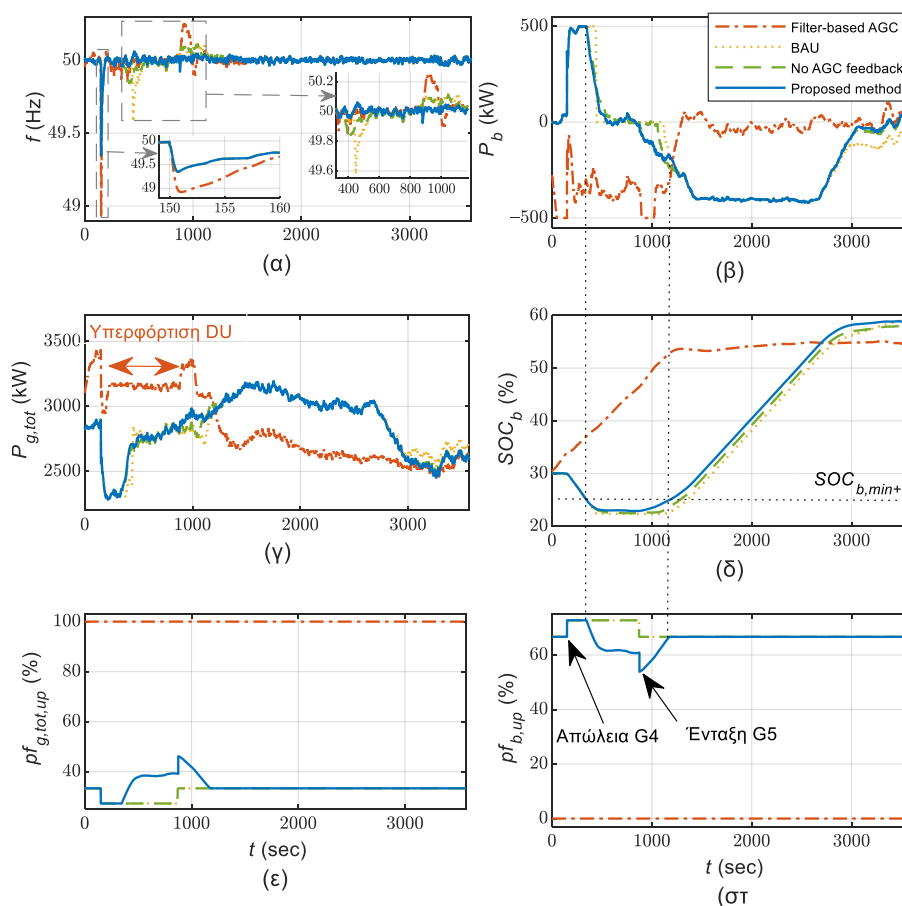
Πίν. 5.1. Κατανομή εφεδρειών μεταξύ θερμικών μονάδων και συστήματος συσσωρευτών (σε kW).

Εφεδρείες	$\sum_{gi \in G} (FCR_{up,t}^{gi})$	$FCR_{up,t}^b$	$\sum_{gi \in G} (aFRR_{up,t}^{gi})$	$aFRR_{up,t}^b$	$\sum_{gi \in G} (aFRR_{dn,t}^{gi})$	$aFRR_{dn,t}^b$
Σενάριο (i)	600	300	300	0	550	0
Σενάρια (ii)–(iv)	600	300	100	200	50 (0–15°) 450 (15–60°)	500 (0–15°) 100 (15–60°)

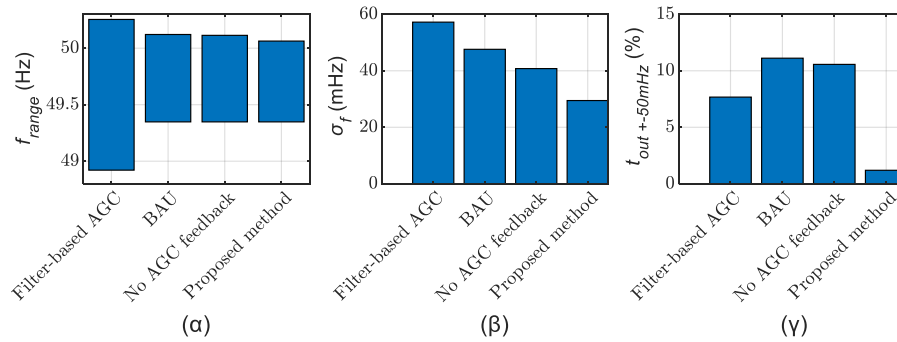
Η συχνότητα, η παραγωγή του θερμικού σταθμού (συνολική παραγωγή όλων των θερμικών μονάδων), η ισχύς του συστήματος συσσωρευτών, η στάθμη φόρτισής του και οι συντελεστές συμμετοχής στη δευτερεύουσα εφεδρεία του θερμικού σταθμού (άθροισμα επιμέρους συντελεστών

όλων των ενταγμένων μονάδων) και των μπαταριών αποτυπώνονται στο Σχ. 5.11. Το Σχ. 5.12 απεικονίζει σε ραβδόγραμμα τους βασικούς δείκτες ποιότητας συχνότητας σε κάθε περίπτωση, δηλαδή το εύρος της συχνότητας (f_{range}), την τυπική απόκλιση της συχνότητας (σ) και το ποσοστό του χρόνου για το οποίο η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους ± 50 mHz ($t_{out, \pm 50 mHz}$). Το εύρος 49,95-50,05 Hz αποτελεί το τυπικό εύρος τιμών συχνότητας στα ευρωπαϊκά συστήματα [43]. Τα αποτελέσματα του προγράμματος οικονομικής κατανομής παρουσιάζονται στο Σχ. 5.13.

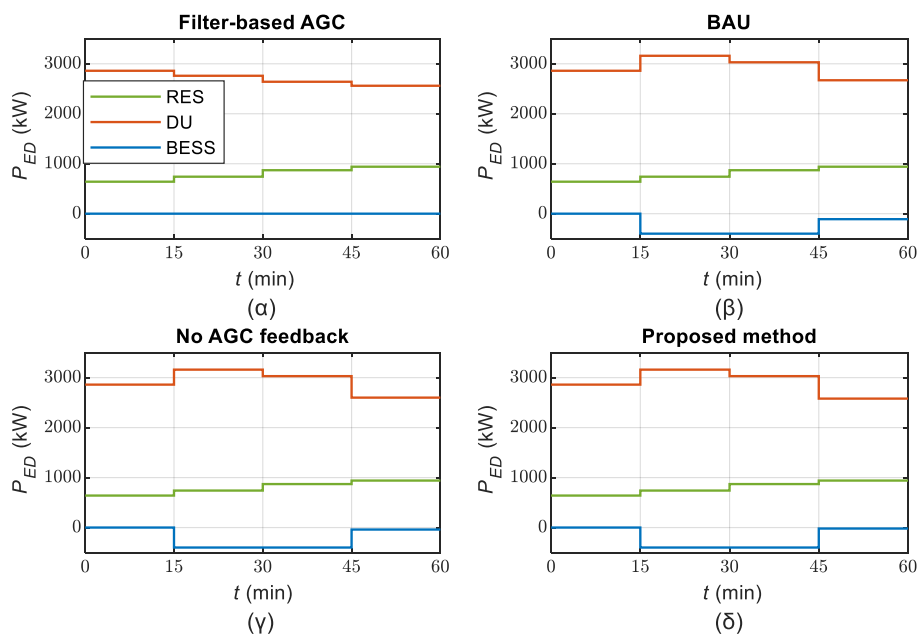
Στην 1^η μέθοδο (filter-based AGC) η απόκλιση της στάθμης φόρτισης των συσσωρευτών από την επιθυμητή τιμή των 55% παράγει έναν όρο φόρτισης ($P_{b,soc}^*$), καθώς ο αναλογικός έλεγχος SOC είναι διαρκώς ενεργός σε αυτήν την περίπτωση. Αυτός ο όρος υπερτερεί έναντι του μικρότερου όρου ρύθμισης συχνότητας ($P_{b,f}^*$), γεγονός που οδηγεί τον σταθμό σε πλήρη ισχύ φόρτισης εντός των πρώτων 2,5 λεπτών της προσομοίωσης (βλ. Σχ. 5.11(β)). Έτσι, το SOC βρίσκεται στο επίπεδο του 34% τη στιγμή που αποσυνδέεται η θερμική μονάδα (G4), από το αρχικό επίπεδο των 30%, όπως φαίνεται και στο Σχ. 5.11(δ). Στις άλλες τρεις μεθόδους που προσομοιώνονται, η δέσμευση 500 kW καθοδικών εφεδρειών aFRR από τον σταθμό αποθήκευσης δεν του επιτρέπει να οδηγηθεί σε κατάσταση φόρτισης, γι' αυτό και το αποτέλεσμα του προγράμματος οικονομικής κατανομής των



Σχ. 5.11. Απόκριση συστήματος για εφαρμογή των 4 διαφορετικών μεθόδων ελέγχου (i)–(iv). (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς μπαταρίας (θετικές τιμές: έγχυση ισχύος, αρνητικές τιμές: απορρόφηση ισχύος), (γ) συνολική παραγωγή θερμικού σταθμού, (δ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας, (ε) συντελεστής συμμετοχής θερμικού σταθμού στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία, (στ) συντελεστής συμμετοχής συστήματος συσσωρευτών στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία.



Σχ. 5.12. Δείκτες ποιότητας συχνότητας για εφαρμογή των 4 διαφορετικών μεθόδων ελέγχου (i)-(iv). (α) Εύρος συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,95-50,05 Hz.



Σχ. 5.13. Αποτελέσματα προγράμματος οικονομικής κατανομής για εφαρμογή των 4 διαφορετικών μεθόδων ελέγχου (i)-(iv). (α) Σύστημα ΑΡΙΠ με φιλτράρισμα της δευτερεύουσας ρύθμισης, (β) τυπικό σύστημα ΑΡΙΠ, (γ) μέθοδος τοπικής ρύθμισης SOC χωρίς επικοινωνία με το ΑΡΙΠ, (δ) προτεινόμενη μέθοδος.

πρώτων 15 λεπτών δίνει μηδενική ισχύ αναφοράς ($P_{b,ED}^* = 0$), όπως φαίνεται και στα Σχ. 5.13(β)-(δ). Αυτό συμβαίνει λόγω της προτεραιοποίησης της τήρησης των εφεδρειών, έναντι της αποκατάστασης του SOC, που έχει εφαρμοστεί στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής ($C_{dn}^{sl,r} > C^{sl,soc}$), όπως εξηγείται στην Ενότητα 5.6. Για τον λόγο αυτό στις μεθόδους (ii-iv) παρατηρείται σχεδόν μηδενική τιμή ισχύος εξόδου μπαταριών στο Σχ. 5.11(β), προ του σφάλματος.

Η αποσύνδεση της G4 οδηγεί σε ελάχιστη τιμή συχνότητας ίση με 48,9 Hz στην περίπτωση (i) και σε 49,3 Hz σε όλες τις άλλες περιπτώσεις. Η ελαφρώς χειρότερη απόκριση στη μέθοδο (i) προκύπτει λόγω περιορισμένης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας από τις μπαταρίες (λόγω παρουσίας όρου φόρτισης), αλλά και λόγω της υπερφόρτισης των θερμικών μονάδων (έως το 105% της ονομαστικής, λόγω φόρτισης των μπαταριών), όπως αποτυπώνεται στα Σχ. 5.11(β)-(γ). Η συμπεριφορά αυτή δεν παρατηρείται στις άλλες τρεις περιπτώσεις, όπου οι μπαταρίες εκφορτίζονται στην πλήρη ισχύ τους μετά το έκτακτο συμβάν. Ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (ROCOF)

υπολογιζόμενος σε κυλιόμενο χρονικό παράθυρο διάρκειας 500 ms περιορίζεται κοντά στο -1 Hz/s στις περιπτώσεις (ii-iv), σε αντίθεση με την περίπτωση (i) όπου η τιμή φτάνει έως και $-1,5 \text{ Hz/s}$ ⁵³.

Στην περίπτωση του συστήματος ΑΡΙΠ με φίλτραρισμα της δευτερεύουσας ρύθμισης, οι συσσωρευτές λειτουργούν σε κατάσταση φόρτισης περιορισμένης ισχύος μετά από την απώλεια της G4, με την ισχύ να αυξάνεται σταδιακά σε επίπεδα μεγαλύτερα των 300 kW εντός 1 λεπτού μετά από τη διαταραχή (Σχ. 5.11(β)). Αυτό το αποτέλεσμα προκύπτει λόγω της υλοποίησης των αρχών της μεθόδου αυτής (βλ. Ενότητα 5.5.1), η οποία οδηγεί τις μπαταρίες στην ανάληψη του γρήγορα μεταβαλλόμενου σιέλους της δευτερεύουσας ρύθμισης, επιβαρύνοντας τελικά τις θερμικές μονάδες με το σύνολο της δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος σε μόνιμη κατάσταση. Λόγω αυτού οι 3 θερμικές μονάδες που παραμένουν εντός λειτουργίας υπερφορτίζονται στο 105% της ονομαστικής τους ισχύος (Σχ. 5.11(γ)), έως ότου ενταχθεί η G5. Η παρατεταμένη υπερφόρτιση τέτοιων μονάδων (που υπό πραγματικές συνθήκες θα μπορούσε να διαρκέσει πολύ περισσότερο από 12,5 λεπτά) θέτει την ασφάλεια του συστήματος σε κίνδυνο, λόγω του ενδεχομένου αποσύνδεσης και 2^{ης} μονάδας. Αυτή η διαχείριση επιβαρύνει δυσανάλογα και τις ανοδικές εφεδρείες των θερμικών μονάδων (εξαντλούνται πλήρως) που εκθέτει το σύστημα σε περίπτωση μείωσης της παραγωγής σταθμών ΑΠΕ έως ότου ενταχθεί νέα θερμική μονάδα. Από τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται αναδεικνύεται ότι αυτή η μέθοδος δεν αξιοποιεί αποτελεσματικά το σύνολο των διαθέσιμων πόρων ρύθμισης του συστήματος, θέτοντας (υπό συνθήκες) σε κίνδυνο την ασφάλεια ηλεκτροδότησης του δικτύου. Αντίστοιχα μειονεκτήματα έχουν και μέθοδοι που προτείνονται στη βιβλιογραφία οι οποίες βασίζονται στη μέτρηση της συχνότητας για να αποφανθούν αν θα εκινήσουν την αποκατάσταση του SOC των μπαταριών, καθώς και στο εξεταζόμενο στιγμιότυπο η συχνότητα επανέρχεται γρήγορα (εντός ~15 δευτερολέπτων) στα 50 Hz, αλλά οι εφεδρείες των μονάδων έχουν εξαντληθεί.

Στις μεθόδους (ii-iv) η συμμετοχή του σταθμού συσσωρευτών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας τον οδηγεί σε υψηλό επίπεδο εκφόρτισης μετά από την απώλεια της μονάδας G4, όπως φαίνεται στο Σχ. 5.11(β), το οποίο οδηγεί σε περαιτέρω περιορισμό των ήδη μειωμένων ενεργειακών αποθεμάτων των μπαταριών (Σχ. 5.11(δ)). Στις μεθόδους (iii-iv), αυτό οδηγεί σε ενεργοποίηση του τοπικού ελεγκτή SOC ~3 λεπτά μετά από την απώλεια της μονάδας G4, όταν και εισέρχεται το SOC στην ελάχιστη ζώνη του (20-25%). Αυτό συμβαίνει διότι το αρχικό επίπεδο φόρτισης των μπαταριών ήταν ήδη χαμηλό (30%) και άρα οι συσσωρευτές δεν μπορούν να αποδώσουν τη ζητούμενη δευτερεύουσα εφεδρεία που προκύπτει μετά από το συμβάν απώλειας, δεδομένου και του υψηλού επιπέδου συντελεστή συμμετοχής που έχουν ($pf_{b,ED,mp} = 67\%$). Αυτές οι συνθήκες λειτουργίας μπορούν να προκύψουν σε πραγματικά συστήματα (αδυναμία παροχής δευτερεύουσας εφεδρείας από μπαταρίες), π.χ. λόγω μεγάλων σφαλμάτων πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ που οδηγούν σε απελευθέρωση ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας, ή σε περίπτωση διαδοχικών απωλειών παραγωγικού δυναμικού.

Στις περιπτώσεις (iii-iv) στο χρονικό διάστημα 6-15 λεπτών οι μπαταρίες λειτουργούν στην ελάχιστη ζώνη SOC (20-25%), το οποίο οδηγεί σταδιακά σε ολοένα και μικρότερες (αρνητικές) τιμές του όρου φόρτισης $P_{b,soc}^*$, προοιωνώντας μείωση της εγγερόμενης ισχύος των συσσωρευτών (βλ. Σχ. 5.11(β)). Η τιμή του όρου φόρτισης συνεχίζει να μειώνεται έως ότου αντισταθμίσει πλήρως τον όρο εκφόρτισης της ρύθμισης συχνότητας $P_{b,f}^*$, οδηγώντας έτσι ομαλά τον σταθμό συσσωρευτών σε μηδενική ισχύ εξόδου, έχοντας επιτύχει τη διατήρηση του SOC σε επίπεδα υψηλότερα του ελάχιστου αποδεικτού, διατηρώντας και περιθώριο ασφαλείας, όπως εξηγείται στη διαδικασία ρύθμισης του

⁵³ Ως ελάχιστη τιμή ROCOF για την οποία οι μονάδες είναι υποχρεωμένες να παραμένουν σε λειτουργία στα νησιωτικά συστήματα της Ελλάδας και της Κύπρου ορίζεται το -1 Hz/s [48], [110].

αναλογικούς κέρδους K_{bi} στην Ενότητα 5.3. Σε αυτήν την κατάσταση οι μπαταρίες δεν μπορούν να εκφορτίσουν περαιτέρω, παρέχοντας επιπλέον δευτερεύουσα εφεδρεία στο σύστημα, αλλά ούτε και να αποκαταστήσουν το SOC σε υψηλότερα επίπεδα φορτίζοντας, ώστε να μην περιορίσουν ακόμη περαιτέρω τα ελάχιστα περιθώρια ανοδικών εφεδρειών των θερμικών μονάδων (βλ. Σχ. 5.11(γ)). Αυτή η συνδυαστική διαχείριση μπαταριών και θερμικών μονάδων αξιολογείται ως η πλέον επιθυμητή σε τέτοιες συνθήκες, εξασφαλίζοντας αποδεκτό SOC στις μπαταρίες, χωρίς να επιβαρύνεται περαιτέρω το επίπεδο ανοδικών εφεδρειών του συστήματος. Στην περίπτωση του κλασσικού συστήματος ΑΡΙΠ (μέθοδος (ii)) οι μπαταρίες συμμετέχουν στη δευτερεύουσα ρύθμιση για 6 λεπτά μετά από τη διαταραχή, αλλά σταματάνε την παροχή (εντός 10 s), όταν το SOC πέσει κάτω από το επίπεδο των 22,5%, λόγω της δράσης του τοπικού ελεγκτή ενεργειακού αποθέματος που παρουσιάζεται στο Σχ. 5.7.

Με την προτεινόμενη μέθοδο (περίπτωση (iv)), η ενεργοποίηση του τοπικού ελεγκτή SOC και η συνεπαγόμενη μείωση της ισχύος εξόδου και του $\ell_{b,mp}$ των μπαταριών αποστέλλονται στο σύστημα ΑΡΙΠ, ώστε να μειωθεί σταδιακά ο συντελεστής συμμετοχής των συσσωρευτών ($pf_{b,mp}$) και να αυξηθούν αυτοί των θερμικών μονάδων ($pf_{gi,mp}$). Με τον τρόπο αυτό γίνεται ομαλά η μετάβαση της δευτερεύουσας ρύθμισης των μπαταριών στις θερμικές μονάδες, όπως φαίνεται και στα Σχ. 5.11(ε)-(στ). Οι βηματικές μεταβολές των $pf_{b,mp}$ και $pf_{gi,mp}$ που παρατηρούνται όταν συμβαίνει η βλάβη της G4 και όταν εντάσσεται η G5 οφείλονται στην κανονικοποίηση των συντελεστών που προκύπτουν από τις (5.4)-(5.9), ώστε το άθροισμά τους να ισούται πάντοτε με 1. Στη μέθοδο (iii) το σύστημα ΑΡΙΠ δεν λαμβάνει σήματα από τους συσσωρευτές που αφορούν τη στάθμη φόρτισής τους, και για τον λόγο αυτό παρατηρούνται μικρής κλίμακας διαταραχές στη συχνότητα όταν το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών εισέρχεται στην ελάχιστη ζώνη SOC (βλ. εστίαση στο $\sim 6^\circ$ λεπτό του Σχ. 5.11(α)). Η εφαρμογή του κλασσικού συστήματος ΑΡΙΠ (μέθοδος (ii)) οδηγεί σε μεγαλύτερης κλίμακας διαταραχές της συχνότητας όταν το SOC φτάνει στο κάτω όριό του. Αποκλίσεις συχνότητας από τα 50 Hz παρατηρούνται και στην 1^η μέθοδο, όταν η ισχύς των συσσωρευτών φτάνει στην ελάχιστη δυνατή (-500 kW), χάνοντας μερικώς τη δυνατότητα να παρακολουθεί τη γρήγορη συνιστώσα της δευτερεύουσας ρύθμισης του νησιού.

Η αποτελεσματικότερη διαχείριση του συστήματος σε αυτές τις συνθήκες εφαρμόζοντας την προτεινόμενη μέθοδο (iv) επιβεβαιώνεται και από τους δείκτες ποιότητας της συχνότητας που απεικονίζονται στο Σχ. 5.12, λόγω του αποτελεσματικού συντονισμού μεταξύ του ελέγχου της στάθμης φόρτισης των μπαταριών με το σύστημα ΑΡΙΠ. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η τυπική απόκλιση της συχνότητας στην προτεινόμενη μέθοδο είναι μειωμένη κατά 49%, 38% και 28%, σε σχέση με τις μεθόδους (i), (ii) και (iii), αντίστοιχα. Επιπρόσθετα, με την προτεινόμενη μέθοδο η συχνότητα αποκλίνει από το εύρος 49,95-50,05 Hz για μόλις 1% του χρονικού διαστήματος, ενώ στις υπόλοιπες περιπτώσεις αυτό ισχύει για 8-11% της διάρκειας της προσομοίωσης.

Η ένταξη της θερμικής μονάδας G5 ($t = 900$ s) επιτρέπει την έναρξη της διαδικασίας αποκατάστασης του συστήματος σε κανονική λειτουργία. Όπως φαίνεται στο Σχ. 5.13(α), στη μέθοδο (i) (filter-based AGC) το σύστημα συσσωρευτών δεν λαμβάνει εντολές από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής, λόγω της διαρκούς ρύθμισης του SOC από τον τοπικό ελεγκτή που απεικονίζεται στο Σχ. 5.6. Συνεπώς, αν και δεν προκύπτει κάποια μη μηδενική ισχύς αναφοράς από το πρόγραμμα ED για τις μπαταρίες, αυτές βρίσκονται σε κατάσταση απορρόφησης ισχύος 300-400 kW το μεγαλύτερο μέρος των πρώτων 15 λεπτών της προσομοίωσης. Συγκρίνοντας τα Σχ. 5.13(α) και Σχ. 5.11(β)-(γ) αναδεικνύεται η αναντιστοιχία της λειτουργίας πραγματικού χρόνου με το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής στη μέθοδο (i). Στις μεθόδους (ii)-(iv) δεν παρατηρούνται αξιόλογες διαφορές μεταξύ των αποτελεσμάτων του προγράμματος ED (βλ. Σχ. 5.13(β)-(δ)), λόγω του ότι δεν παρατηρούνται μεγάλες διαφοροποιήσεις στο SOC μεταξύ των μεθόδων αυτών. Συγκεκριμένα, και στις 3 περιπτώσεις το SOC φτάνει στην ελάχιστη τιμή περίπου το 10^ο λεπτό (Σχ.

5.11(δ)) και το πρόγραμμα ED που επιλύεται για τα διαστήματα 15-30 λεπτών και 30-45 λεπτών στέλνει εντολή φόρτισης $P_{b,ED}^* = -400$ kW, ώστε να αποκατασταθεί το SOC, δεδομένου ότι έχει ενταχθεί η μονάδα G5 και δεν θίγεται η ασφάλεια του συστήματος. Το σύστημα συσσωρευτών δεν λαμβάνει εντολή φόρτισης στη μέγιστη ισχύ του (500 kW), λόγω της παροχής καθοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας ισχύος 100 kW (βλ. Πίν. 5.1). Με τον τρόπο αυτό η προτεινόμενη μέθοδος επιτυγχάνει την αποκατάσταση του SOC, προτεραιοποιώντας την τήρηση των εφεδρειών του συστήματος, σε αντίθεση με τη μέθοδο (i), όπου τα αποτελέσματα οικονομικής κατανομής απέχουν σημαντικά από τη λειτουργία πραγματικού χρόνου, λόγω του τοπικού ελεγκτή των συσσωρευτών που αποκαθιστά το ενεργειακό τους απόθεμα, χωρίς να λαμβάνει υπόψη τις εφεδρείες του νησιού. Οι εντολές του προγράμματος οικονομικής κατανομής υλοποιούνται με πολύ αργό ρυθμό μεταβολής (εντός 5 λεπτών), ώστε να μην υπάρξει αλληλεπίδραση με τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας [90]. Αυτή η αργή μετάβαση στη ζητούμενη τιμή ισχύος προκαλεί τη μικρής κλίμακας απόκλιση του SOC από την επιθυμητή τιμή των 55% στο τέλος της προσομοίωσης (βλ. Σχ. 5.11(δ)).

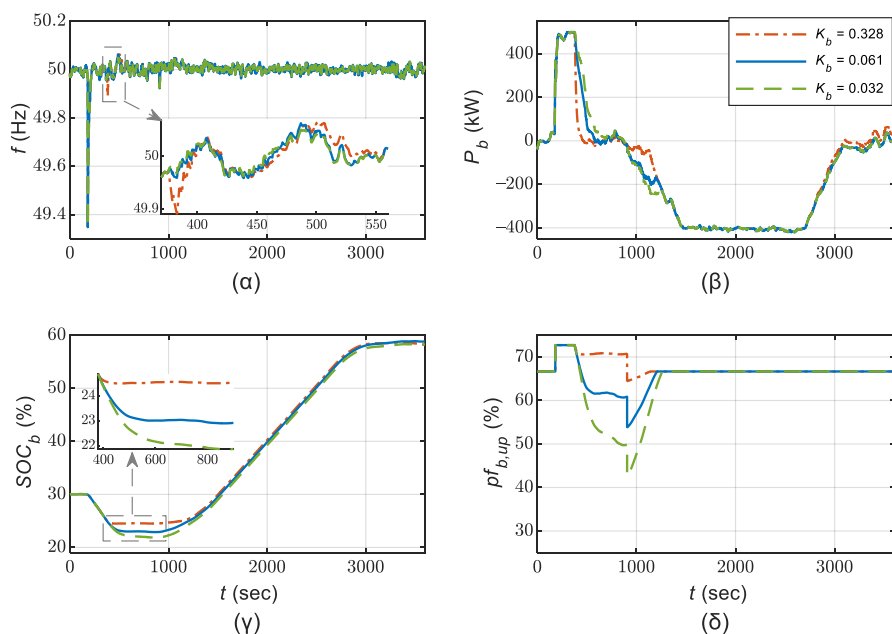
Αναφορικά με τους συντελεστές συμμετοχής στη δευτερεύουσα ρύθμιση, στις μεθόδους (ii)-(iii) μεταβάλλονται μόνο κατά την απένταξη της G4 και την ένταξη της G5, ώστε το άθροισμά τους να είναι πάντοτε 1. Στην προτεινόμενη μέθοδο (iv) περιορίζονται σταδιακά όσο μειώνεται το SOC και επανέρχονται σταδιακά στα επίπεδα που καθορίζονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής ($pf = pf_{ED}$), όταν αποκατασταθεί το SOC σε επίπεδα υψηλότερα τις ελάχιστης ζώνης SOC ($SOC_b > 25\%$), όπως φαίνεται και στα Σχ. 5.11(ε),(στ).

Τέλος, αξιολογείται και η καταπόνηση των συσσωρευτών με χρήση των ισοδύναμων κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, όπως εξηγείται και στην Ενότητα 3.4.2. Στην 1^η μέθοδο προκύπτουν 0,27 κύκλοι, στη μέθοδο (ii) 0,45 και στις (iii)-(iv) 0,43 κύκλοι. Η αυξημένη καταπόνηση των μπαταριών στις περιπτώσεις (ii)-(iv) οφείλεται στο ότι εκφορτίζονται έως το επίπεδο 22-23% για να υποστηρίξουν τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας (Σχ. 5.11(δ)). Έτσι, στη μέθοδο (i) οι μπαταρίες καταπονούνται λιγότερο σε αυτές τις συνθήκες, σε βάρος της παροχής εφεδρειών.

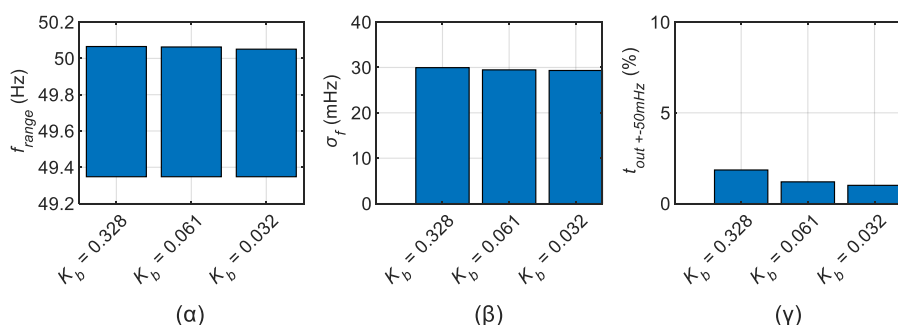
5.7.3. Παραμετρική διερεύνηση κέρδους ελεγκτή στάθμης φόρτισης

Η τιμή του αναλογικού κέρδους K_b καθορίζει την απόκριση του συστήματος συσσωρευτών όταν ενεργοποιείται ο τοπικός ελεγκτής, όταν δηλαδή εισέρχεται το SOC στις ακραίες ζώνες ($SOC_b < 25\%$ ή $SOC_b > 85\%$). Μικρότερες τιμές K_b ενισχύουν τη συμμετοχή των μπαταριών στην παροχή εφεδρειών, καθώς προκαλούν μικρότερες τιμές $P_{b,soc}^*$ για τα ίδια επίπεδα SOC, το οποίο με τη σειρά του οδηγεί το ενεργειακό απόθεμα πιο κοντά στα άκρα του αποδεκτού εύρους του. Με σκοπό τη διερεύνηση της επίπτωσης της τιμής του K_b στην απόκριση του συστήματος και των συσσωρευτών, στο Σχ. 5.14 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου για τρεις διαφορετικές τιμές K_b (0,328, 0,061, 0,032), οι οποίες προκύπτουν από τις αρχές παραμετροποίησης που περιγράφονται στην Ενότητα 5.3 ζητώντας να προκύπτει $P_{b,soc}^* = -1$ α.μ. για SOC ίσο με 24,5% (με κόκκινο), 22,5% (με μπλε) και 20,5% (με πράσινο), αντίστοιχα. Στο Σχ. 5.15 παρουσιάζονται οι δείκτες ποιότητας συχνότητας που χρησιμοποιήθηκαν και στην προηγούμενη ενότητα για τις 3 περιπτώσεις.

Από τα αποτελέσματα του Σχ. 5.14 και των δεικτών του Σχ. 5.15 επιβεβαιώνεται ότι η απόκριση του συστήματος είναι πρακτικά ίδια όσο το SOC βρίσκεται εκτός της ελάχιστης ζώνης του. Αν και οι διαφοροποιήσεις στις υπόλοιπες χρονικές στιγμές δεν είναι κρίσιμης σημασίας, φαίνεται ότι η μετάβαση από την παροχή εφεδρειών σε μηδενική φόρτιση είναι πιο ομαλή χρησιμοποιώντας μικρές τιμές K_b , το οποίο και ελαχιστοποιεί τις μικρής κλίμακας διαταραχές στη συχνότητα που



Σχ. 5.14. Απόκριση συστήματος για διαφορετικές τιμές του αναλογικού κέρδους K_b του τοπικού ελεγκτή, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς μπαταρίας (θετικές τιμές: έγχυση ισχύος, αρνητικές τιμές: απορρόφηση ισχύος), (γ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας, (δ) συντελεστής συμμετοχής συστήματος συσσωρευτών στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία.



Σχ. 5.15. Δείκτες ποιότητας συχνότητας για διαφορετικές τιμές του αναλογικού κέρδους K_b του τοπικού ελεγκτή, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Εύρος συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,95-50,05 Hz.

παρατηρούνται στο Σχ. 5.14(α) όταν εισέρχεται το σύστημα συσσωρευτών στην ελάχιστη ζώνη SOC. Η χρήση μικρών τιμών K_b όμως αφήνει το SOC σε πιο χαμηλά επίπεδα (Σχ. 5.14(γ)), αν και αυτά ποτέ δεν υπερβαίνουν την ελάχιστη αποδεκτή τιμή (20%). Αυτή η πιο βαθιά εκφόρτιση είναι ο λόγος που προκύπτουν ελαφρώς υψηλότεροι πλήρεις κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης των μπαταριών στην περίπτωση της ελάχιστης τιμής K_b (εύρος κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης: 0,40-0,45). Η χρήση μικρών τιμών K_b οδηγεί και σε χαμηλότερες τιμές $pf_{b,up}$ (όπως φαίνεται στο Σχ. 5.14(δ)), το οποίο προκύπτει από την εφαρμογή της (5.4) και τον υπολογισμό του $c_{b,up}$ (Σχ. 5.1).

Αξιολογώντας τα αποτελέσματα της παραμετρικής διερεύνησης, φαίνεται πως είναι προτιμητέες σχετικά χαμηλές τιμές του K_b , καθώς οδηγούν σε μεγαλύτερη αξιοποίηση των ενεργειακών αποθεμάτων των μπαταριών και σε πιο ομαλή μετάβαση από κατάσταση παροχής εφεδρειών σε μηδενικής φόρτισης. Υψηλότερες τιμές K_b όμως οδηγούν σε υψηλότερες τιμές SOC ύστερα από την απόδοση ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας από το σύστημα συσσωρευτών, το οποίο επιτρέπει την

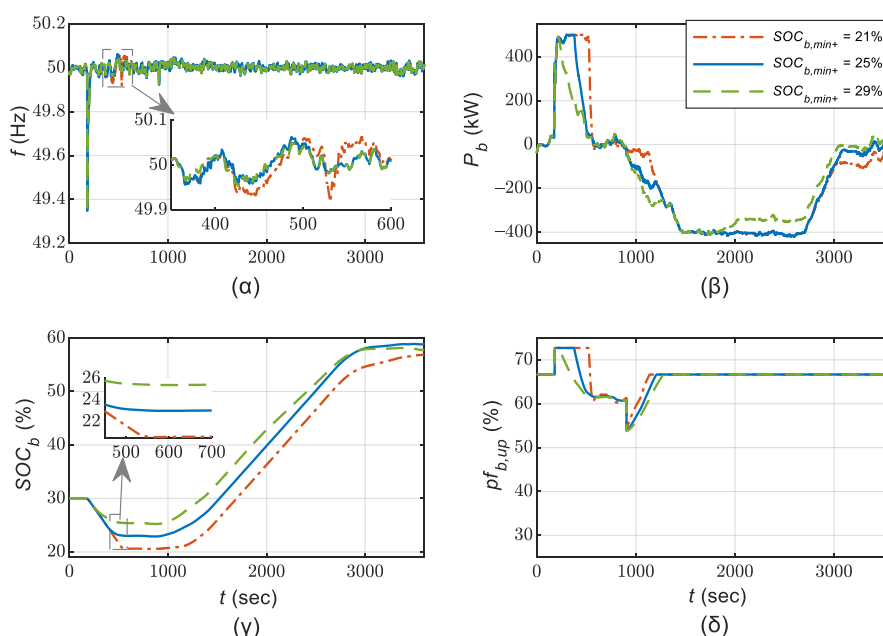
παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, αν χρειαστεί. Σχετική απαίτηση περί δυνατότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας για επαρκές διάστημα περιγράφεται και στις προτάσεις του ENTSO-e αναφορικά με τη συμμετοχή πόρων περιορισμένων ενεργειακών αποθεμάτων στην παροχή εφεδρειών [291].

5.7.4. Παραμετρική διερεύνηση εύρους ακραίων ζωνών στάθμης φόρτισης

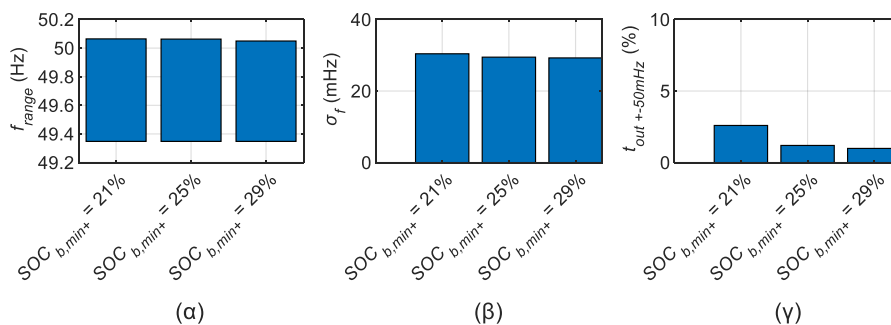
Παραμετρική ανάλυση πραγματοποιείται και για διάφορες τιμές του εύρους ελάχιστης ζώνης SOC, ώστε να διαπιστωθεί σε ποιον βαθμό επηρεάζει τη διαχείριση των μπαταριών του νησιού. Στα Σχ. 5.16 και Σχ. 5.17 παρουσιάζονται τα σχετικά αποτελέσματα, όπου διατηρείται σταθερό το κάτω όριο της ελάχιστης ζώνης (20%) και εξετάζονται οι τιμές 21% (με κόκκινο), 25% (με μπλε) και 29% (με πράσινο) για το άνω όριο $SOC_{b,min+}$. Σε κάθε μία εκ των τριών περιπτώσεων το K_b ρυθμίζεται σύμφωνα με τις αρχές που περιγράφονται στην Ενότητα 5.3, ώστε να προκύπτει $P_{b,soc}^* = -1$ α.μ. όταν προκύπτει $SOC_b = (SOC_{b,min} + SOC_{b,min+})/2$.

Τα αποτελέσματα του Σχ. 5.16(α) και του Σχ. 5.17 αναδεικνύουν την περιορισμένη σημασία του εύρους της ελάχιστης ζώνης SOC στην ποιότητα της συχνότητας. Συγκρίνοντας τις αποκρίσεις φαίνεται πως η επιλογή αραιετά στενού εύρους SOC οδηγεί σε κάποιες περιορισμένες κλιμακιακές διαταραχές στη συχνότητα, όταν τα ενεργειακά αποθέματα είναι χαμηλά, λόγω της μεγαλύτερης κλίσης του $c_{b,up}$ που προκύπτει από τη μορφή της καμπύλης $c_{b,up}$ (SOC), όπως απεικονίζεται στο Σχ. 5.1. Ενδεικτικά αναφέρεται πως αυξάνοντας το άνω όριο στάθμης φόρτισης της ζώνης από 21% σε 29% η τυπική απόκλιση της συχνότητας μειώνεται κατά μόλις 4%.

Χαμηλές τιμές του $SOC_{b,min+}$ οδηγούν σε βαθύτερη εκφόρτιση τους συσσωρευτές, αφού καθυστερεί η έναρξη απόδοσης μέρους των εφεδρειών στις υπόλοιπες ρυθμίζουσες μονάδες του νησιού. Το



Σχ. 5.16. Απόκριση συστήματος για διαφορετικές ζώνες ενεργοποίησης τοπικού ελέγχου στάθμης φόρτισης, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς μπαταρίας (θετικές τιμές: έγχυση ισχύος, αρνητικές τιμές: απορρόφηση ισχύος), (γ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας, (δ) συντελεστής συμμετοχής συστήματος συσσωρευτών στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία.

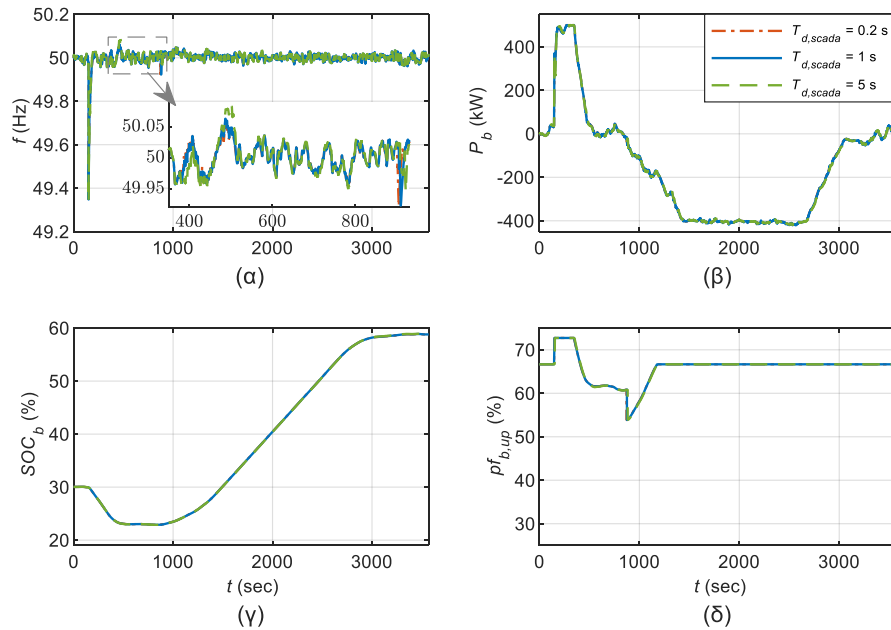


Σχ. 5.17. Δείκτες ποιότητας συχνότητας για διαφορετικές ζώνες ενεργοποίησης τοπικού ελέγχου στάθμης φόρτισης, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Εύρος συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,95-50,05 Hz.

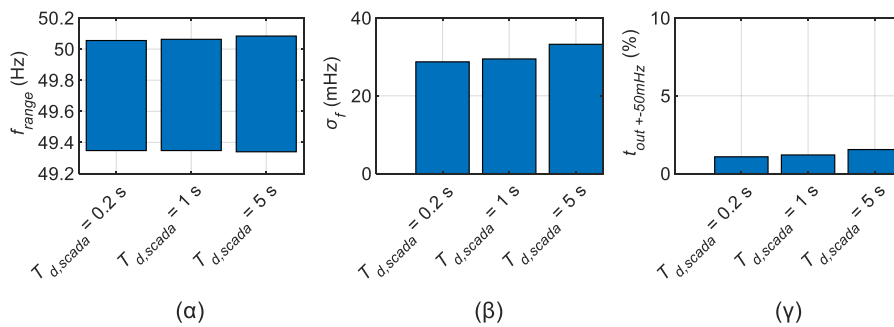
αντίθετο φαινόμενο παρατηρείται στην περίπτωση όπου τίθεται $SOC_{b,min+} = 29\%$, όπου οι μπαταρίες παρέχουν δευτερεύουσα ρύθμιση σε πλήρη ισχύ για μόλις ~ 40 s μετά από τη διαταραχή, προτού ξεκινήσουν να περιορίζουν την ισχύ εκφόρτισής τους. Η καταπόνηση των μπαταριών σε αυτές τις συνθήκες που εξετάζονται είναι ελαφρώς αυξημένη όσο μειώνεται το $SOC_{b,min+}$, με τους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης να προκύπτουν 0,38, 0,43 και 0,46 για τιμές 29%, 25% και 21%, αντίστοιχα. Με βάση τα αποτελέσματα της παραμετρικής διερεύνησης, η χρήση σχετικά στενού εύρους ελάχιστης ζώνης SOC φαίνεται πως είναι προτιμότερη, ώστε να ενισχύεται η αξιοποίηση του διαθέσιμου ενεργειακού αποθέματος των μπαταριών, χωρίς αξιολογές αρνητικές επιπτώσεις στη ρύθμιση συχνότητας. Το αρνητικό στοιχείο που πρέπει να αξιολογηθεί σε μία τέτοια σχεδίαση είναι η ελαφρώς υψηλότερη καταπόνηση των συσσωρευτών, λόγω βαθύτερης εκφόρτισης.

5.7.5. Παραμετρική διερεύνηση χρονικής καθυστέρησης επικοινωνίας με σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής

Πρόσθετη παραμετρική διερεύνηση πραγματοποιείται και για τη χρονική καθυστέρηση που υφίσταται στη μετάδοση σημάτων μεταξύ συστήματος ΑΡΙΠ και των μονάδων του δικτύου, η οποία θεωρείται ίση με 1 s στις προσομοιώσεις των προηγούμενων ενοτήτων (βλ. Πίν. Γ.5 Παραρτήματος Γ). Σκοπός της εξέτασης είναι να διαπιστωθεί ο βαθμός που επηρεάζουν οι καθυστερήσεις των τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων την επίδοση της προτεινόμενης μεθόδου, δεδομένων των περιορισμών που αντιμετωπίζει η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας αυτόνομων συστημάτων για αυξημένες τιμές χρονικής καθυστέρησης [77]. Στο Σχ. 5.18 παρουσιάζεται η απόκριση του νησιωτικού δικτύου για χρονική καθυστέρηση 0,2 s (με κόκκινο), 1 s (με μπλε) και 5 s (με πράσινο), ενώ στο Σχ. 5.19 απεικονίζονται οι δείκτες ποιότητας συχνότητας. Από τα Σχ. 5.18-Σχ. 5.19 διαπιστώνεται πως οι διαφοροποιήσεις των αποκρίσεων είναι ασήμαντες, αναδεικνύοντας έτσι τη σθεναρότητα της προτεινόμενης μεθόδου δευτερεύουσας ρύθμισης ως προς τη συγκεκριμένη παράμετρο, που σε πραγματικά συστήματα έχει απόβλεπτες διακυμάνσεις.



Σχ. 5.18. Απόκριση συστήματος για διαφορετικές τιμές χρονικής καθυστέρησης στην επικοινωνία του συστήματος ΑΡΙΠ με τις ρυθμιζουσες μονάδες, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς μπαταρίας (θετικές τιμές: έγχυση ισχύος, αρνητικές τιμές: απορρόφηση ισχύος), (γ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας, (δ) συντελεστής συμμετοχής συστήματος συσσωρευτών στην ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία.

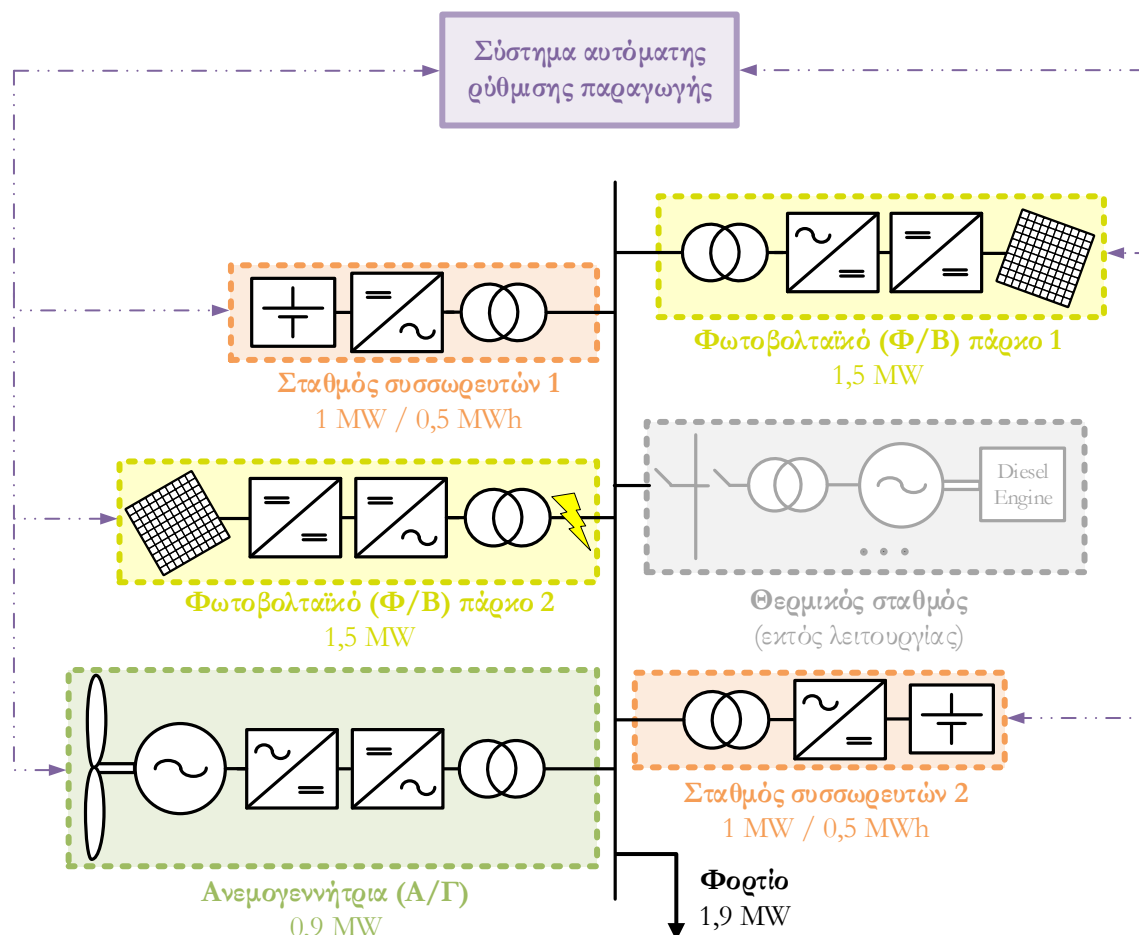


Σχ. 5.19. Δείκτες ποιότητας συχνότητας για διαφορετικές ζώνες ενεργοποίησης τοπικού ελέγχου στάθμης φόρτισης, για εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου ρύθμισης ενεργού ισχύος. (α) Εύρος συχνότητας, (β) τυπική απόκλιση συχνότητας, (γ) ποσοστό χρονικού διαστήματος που η συχνότητα βρίσκεται εκτός του εύρους 49,95-50,05 Hz.

5.8. Αποτελέσματα προσομοιώσεων σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ

5.8.1. Συνθήκες λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

Η προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμιση συχνότητας υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ που περιγράφεται στην Ενότητα 5.4 εξετάζεται θεωρώντας την τοπολογία του νησιωτικού δικτύου που παρουσιάζεται στο Σχ. 5.20, όπου ο θερμικός σταθμός βρίσκεται εκτός λειτουργίας και το φορτίο των 1,9 MW καλύπτεται πλήρως από δύο Φ/Β σταθμούς (Φ/Β 1 και Φ/Β 2) ισχύος 1,5 MW, έκαστος και μία Α/Γ ισχύος 0,9 MW. Οι Φ/Β σταθμοί λειτουργούν υπό συνθήκες STC, δηλαδή ένταση προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας 1.000 W/m^2 και 25°C θερμοκρασία εντός των Φ/Β στοιχείων (βλ. Ενότητα 2.3.2). Όπως αναφέρεται και στην Ενότητα 5.4.4, θεωρείται εφαρμογή στατικού περιορισμού στους Φ/Β σταθμούς ίσου με 73% της ονομαστικής, δηλαδή $P_{pv,st} = 1,1 \text{ MW}$. Η παραγωγή της Α/Γ έχει μία διακύμανση εντός του εύρους 0,4-0,6 MW, λειτουργώντας διαρκώς υπό MPPT. Το πλεόνασμα παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ απορροφάται από τις δύο μπαταρίες του συστήματος (b1 και b2) 1 MW / 0,5 MWh, έκαστη. Στις προσομοιώσεις που παρουσιάζονται στην παρούσα ενότητα τίθεται ένα πιο στενό εύρος $SOC_{min} - SOC_{min+}$ (22-23%), για μεγαλύτερη αξιοποίηση του διαθέσιμου ενεργειακού αποθέματος, λαμβάνοντας υπόψη και τα συμπεράσματα της παραμετρικής διερεύνησης της Ενότητας 5.7.4.



Σχ. 5.20. Τοπολογία και συνθήκες λειτουργίας εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

Με σκοπό τη διερεύνηση της απόκρισης του ηλεκτρικού συστήματος σε ιδιαίτερα δυσμενείς συνθήκες που οδηγούν σε εμφάνιση συνθηκών έκτακτης ανάγκης που περιγράφονται στην Ενότητα 5.4, στα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας εξετάζεται ένα δυσμενές σενάριο που απαιτεί την παροχή ανοδικών εφεδρειών. Συγκεκριμένα, προσομοιώνεται χρονικό διάστημα 30 λεπτών στο 2^ο λεπτό του οποίου συμβαίνει βλάβη στη μονάδα με τη μεγαλύτερη ισχύ, τον 2^ο Φ/Β σταθμό, ο οποίος παράγαγε 1,1 MW. Παράλληλα, θεωρείται ότι το ενεργειακό απόθεμα των συσσωρευτών βρίσκεται σε χαμηλό επίπεδο (το οποίο αναπληρώνεται σταδιακά, μέσω απορρόφησης ισχύος από το δίκτυο) στην έναρξη του εξεταζόμενου διαστήματος, με την μπαταρία b1 να έχει $SO C_{b1} = 24\%$ και την μπαταρία b2 $SO C_{b2} = 32\%$. Η εντολή του προγράμματος οικονομικής κατανομής θεωρείται ίση με $P_{b1,ED} = -0,5$ MW και $P_{b2,ED} = -0,3$ MW, καθ' όλη την εξεταζόμενη χρονική περίοδο.

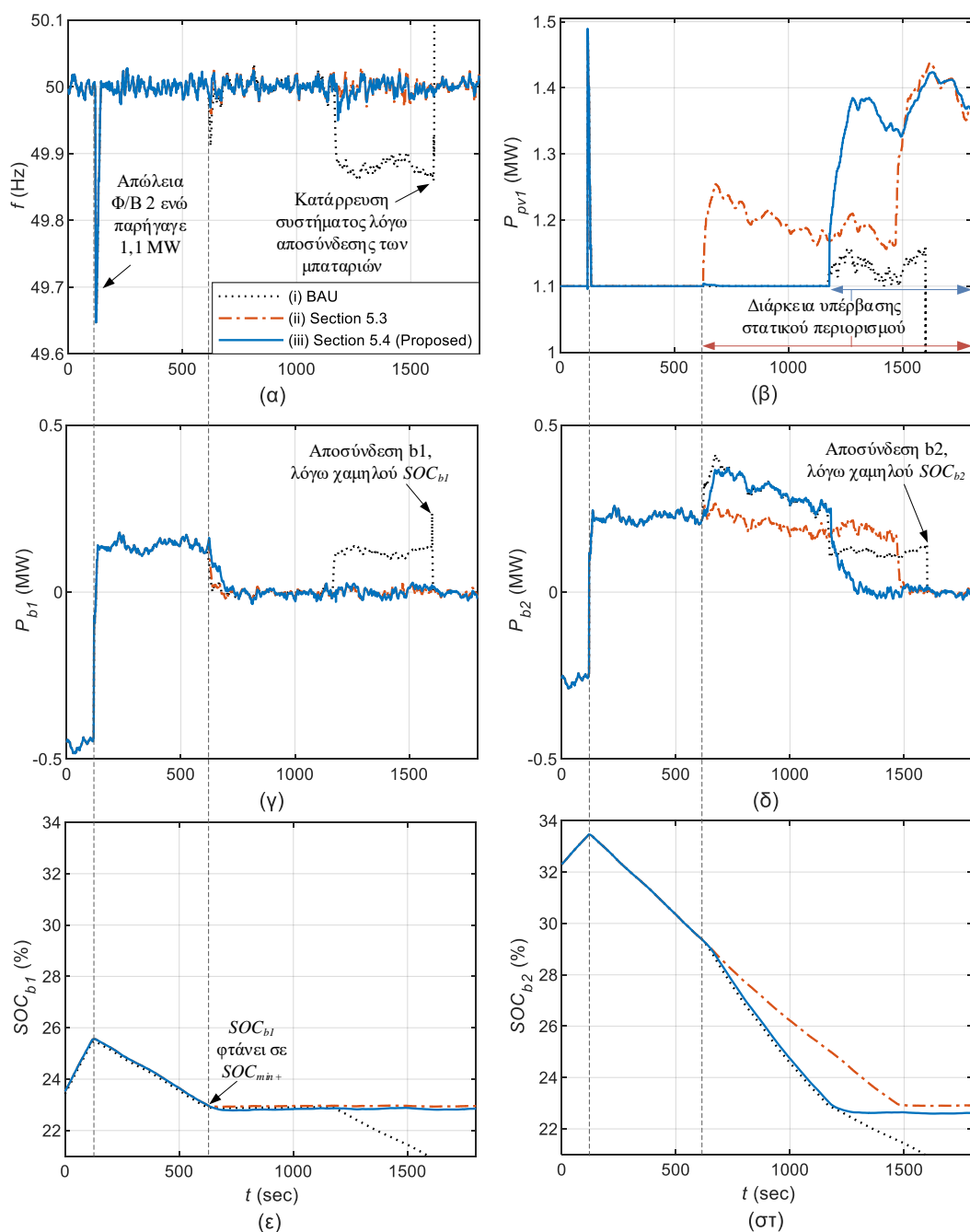
Θεωρώντας ότι η απαίτηση πρωτεύουσας εφεδρείας του νησιού ισούται με 1,1 MW (παργωγή μεγαλύτερης μονάδας) κατανέμεται ισομερώς στις δύο μπαταρίες ($P_{b1,prim+} = P_{b2,prim+} = 0,55$ MW), οι συντελεστές συμμετοχής των συσσωρευτών υπολογίζονται ίσοι με $pf_{b1,ED} = 55\%$ και $pf_{b2,ED} = 45\%$, σύμφωνα με την (5.13). Στις συνθήκες αυτές οι σταθμοί ΑΠΕ παράγουν τη μέγιστη δυνατή ισχύ, με τα Φ/Β συστήματα να περιορίζονται από τον στατικό περιορισμό που τους επιβάλλεται στα 1,1 MW.

5.8.2. Μέθοδοι δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας

Τα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας, παρουσιάζουν την απόκριση του νησιωτικού δικτύου εφαρμόζοντας τις ακόλουθες τρεις διαφορετικές μεθόδους δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας:

- (i) Μέθοδος BAU της Ενότητας 5.5.2, όπου και πάλι συμμετέχουν όλοι οι διαθέσιμοι πόροι στο σύστημα ΑΡΠ, σύμφωνα με τους συντελεστές συμμετοχής που υπολογίζονται με την (5.13). Στη μέθοδο αυτή, όταν το ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών εξαντλείται ($SO C_b < 22\%$), η ισχύς αναφοράς μόνιμης κατάστασης τους οδηγείται σταδιακά σε μηδενική τιμή. Στη μέθοδο BAU δεν επιτρέπεται η μεταβατική υπέρβαση των στατικών περιορισμών σταθμών ΑΠΕ για παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας, ούτε υπό έκτακτες συνθήκες.
- (ii) Μέθοδος της Ενότητας 5.3, θεωρώντας ότι σε περίπτωση εξάντλησης ενεργειακού αποθέματος κάποιου συστήματος συσσωρευτών, η δευτερεύουσα εφεδρεία του αναλαμβάνεται από τους σταθμούς ΑΠΕ (απουσία θερμικών μονάδων σε αυτές τις συνθήκες) επιτρέποντας την υπέρβαση των στατικών περιορισμών των σταθμών ΑΠΕ σε τέτοιες περιπτώσεις.
- (iii) Προτεινόμενη μέθοδος της Ενότητας 5.4.

Η απόκριση της συχνότητας (f), της ισχύος του Φ/Β 1 (P_{pv1}) και των δύο μπαταριών (P_{b1} , P_{b2}) και της στάθμης φόρτισης αυτών ($SO C_{b1}$, $SO C_{b2}$) παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στο Σχ. 5.21. Όπως φαίνεται στα Σχ. 5.21(γ),(δ), πριν από το σφάλμα του Φ/Β 2 οι μπαταρίες βρίσκονται σε κατάσταση φόρτισης, επαναφέροντας τα ενεργειακά τους αποθέματα σε υψηλότερες τιμές. Με τον τρόπο αυτό μεγιστοποιείται και η παραγωγή ΑΠΕ του νησιού, με τις μόνες περικοπές που υφίστανται να οφείλονται στην εφαρμογή στατικών περιορισμών στα Φ/Β πάρικα. Τη χρονική στιγμή $t = 120$ s, όπου αποσυνδέεται το Φ/Β 2 συμβαίνει μία διαταραχή στη συχνότητα, η οποία όμως είναι ιδιαίτερα περιορισμένη (49,65 Hz, βλ. Σχ. 5.21(α)) για τη μεγάλη απώλεια ηλεκτροπαραγωγής που συνέβη. Όπως περιγράφεται αναλυτικά στα αποτελέσματα της Ενότητας 3.5, τη στιγμή της διαταραχής οι GFM μετατροπείς (των b1 και b2) διαμοιράζονται ακαριαία το έλλειμμα ισχύος, προκαλώντας πτώση στη συχνότητα, ώστε να επιμεριστούν αποτελεσματικά μεταξύ τους τη μεταβολή ισχύος, αλλά και για να συμβάλλουν και οι GFL μετατροπείς ισχύος (με διαθέσιμο περιθώριο ανοδικών εφεδρειών) στην αντιμετώπιση του συμβάντος. Λόγω αυτού η παραγωγή του Φ/Β 1 αυξάνεται στη μέγιστη διαθέσιμη (1,5 MW) για περίπου 5 δευτερόλεπτα, υπερβαίνοντας τον στατικό περιορισμό των 1,1 MW. Αυτό



Σχ. 5.21. Απόκριση συστήματος για εφαρμογή των 3 διαφορετικών μεθόδων ελέγχου (i)–(iii). (α) Συχνότητα, (β) ενεργός ισχύς Φ/Β 1, (γ) ενεργός ισχύς μπαταρίας b1 (θετικές τιμές: έγχυση ισχύος, αρνητικές τιμές: απορρόφηση ισχύος), (δ) ενεργός ισχύς μπαταρίας b2, (ε) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b1, (στ) στάθμη φόρτισης μπαταρίας b2.

επιτρέπεται εφαρμόζοντας τις αρχές ελέγχου των Ενοτήτων 5.4.4, 5.4.5, ώστε να αξιοποιείται το περιθώριο ανοδικής εφεδρείας για παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης, δεδομένης της πολύ μικρής διάρκειας παροχής τους και της πολύ μεγάλης σημασίας τέτοιων υπηρεσιών σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα που στηρίζονται σε σταθμούς ΑΠΕ για την ηλεκτροδότησή τους. Ύστερα από τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά από τη διαταραχή, οι συσσωρευτές αναλαμβάνουν εξ ολοκλήρου την ανοδική δευτερεύουσα εφεδρεία, σύμφωνα με τους συντελεστές συμμετοχής τους (βλ. Ενότητα 5.8.1).

Ύστερα από μία τέτοιας κλίμακας απώλεια παραγωγικού δυναμικού, είναι δεδομένο ότι πρέπει να ξεκινήσουν οι διαδικασίες συγχρονισμού θερμικής μονάδας, ώστε να στηρίζει το ενεργειακό ισοζύγιο,

τουλάχιστον έως ότου αποκατασταθεί η βλάβη στο Φ/B 2. Μέχρι όμως να καταστεί αυτό εφικτό, το νησιωτικό δίκτυο πρέπει να ηλεκτροδοτηθεί από τις τέσσερις εναπομείνουσες μονάδες. Όπως φαίνεται στα Σχ. 5.21(γ),(δ), οι μπαταρίες συνεχίζουν να παρέχουν την ισχύ που παρείχε το Φ/B 2, όντας σε κατάσταση εκφόρτισης έως το $\sim 8^\circ$ λεπτό της προσομοίωσης ($t = 620$ s), όταν και το ενεργειακό απόθεμα της b1 φτάνει στο επίπεδο SOC_{min+} (23%, βλ. Σχ. 5.21(ε)). Σε όλες τις μεθόδους, όταν συμβεί αυτό, η εντολή αναφοράς μόνιμης κατάστασης της b1 (P_{b1}^*) που εφαρμόζεται στην (3.3) οδηγείται προοδευτικά σε μηδενική τιμή.

Στη μέθοδο (i) ο περιορισμός της αποδιδόμενης δευτερεύουσας εφεδρείας σύμφωνα με τα οριζόμενα στην Ενότητα 5.5.2, χωρίς μέριμνα για παράλληλη ανάληψη της από άλλη μονάδα εντός του συστήματος ΑΡΠ οδηγεί σε μία αμελητέα διαταραχή συχνότητας (49,91 Hz), φαινόμενο που παρατηρείται πιο έντονα στα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στην Ενότητα 5.7.2. Τη δευτερεύουσα εφεδρεία τελικά την παρέχει εξ ολοκλήρου η μπαταρία b2 (Σχ. 5.21(δ)), όντας ο μόνος πόρος του αυτόνομου δικτύου που διαθέτει περιθώριο ανοδικών εφεδρειών υπό αυτές τις συνθήκες. Στη μέθοδο (ii) ο περιορισμός της αποδοθείσας δευτερεύουσας εφεδρείας από την μπαταρία b1 γίνεται σύμφωνα με την Ενότητα 5.3, κατάσταση που παρουσιάζεται εκτενέστερα στα αποτελέσματα της Ενότητας 5.7.2. Οι μονάδες πλην αποθηκευτικών σταθμών αναλαμβάνουν τη δευτερεύουσα εφεδρεία που δεν δύνανται να παρέχουν πλέον οι μπαταρίες (σταθμοί ΑΠΕ, απουσία θερμικής μονάδας), σύμφωνα με την Ενότητα 5.3, όπου στην περίπτωση αυτή είναι το Φ/B 1 (Σχ. 5.21(β)). Με αυτόν τον τρόπο προκύπτει υπέρβαση του στατικού περιορισμού του σταθμού ΑΠΕ, προτού εξαντληθούν οι υπόλοιποι διαθέσιμοι πόροι του συστήματος με περιθώριο ανοδικής εφεδρείας (b2). Αυτή η μέθοδος, όπου απουσιάζει μηχανισμός μεταφοράς δευτερεύουσας εφεδρείας μεταξύ αποθηκευτικών σταθμών σε τέτοιες συνθήκες εξάντλησης του ενεργειακού τους αποθέματος εντός του συστήματος ΑΡΠ, θέτει το σύστημα σε υψηλότερο ρίσκο από αυτό που χρειάζεται στη συγκεκριμένη χρονική περίοδο (υπάρχει ενεργειακό απόθεμα στην b2), λόγω παραβίασης του στατικού περιορισμού του Φ/B 1. Στην προτεινόμενη μέθοδο (iii), η εξάντληση του ενεργειακού αποθέματος της b1, σηματοδοτεί τη μείωση του συντελεστή συμμετοχής της (pf_{b1}), με παράλληλη αύξηση αυτού της b2 (pf_{b2}), σύμφωνα με την (5.16). Με εφαρμογή της μεθόδου (iii) δεν παραβιάζεται ο στατικός περιορισμός του Φ/B 1, αξιοποιώντας το ενεργειακό απόθεμα της b2.

Όπως παρατηρείται από το Σχ. 5.21(γ), η b1 συνεχίζοντας να λειτουργεί ως GFM με χρήση στατισμού, έχει μία ισχύ εξόδου που κινείται γύρω από μηδενικές τιμές (δεν έχει αποσυνδεθεί), εξακολουθώντας να παρέχει πρωτεύουσα ρύθμιση. Ο λόγος που τίθεται ένα ελαφρώς υψηλότερο όριο SOC για την έναρξη του σταδιακού περιορισμού απόδοσης δευτερεύουσας εφεδρείας (23%, ενώ το ελάχιστο αποδεκτό θεωρείται 22%) είναι και αυτός, ώστε να επιτρέπει τη συγκεκριμένη λειτουργικότητα, οι συσσωρευτές να συνεχίσουν να παρέχουν υπηρεσίες πολύ χαμηλής έντασης ενέργειας υπό συνθήκες εξάντλησης του ενεργειακού τους αποθέματος.

Στο 20^ο λεπτό της προσομοίωσης, η απόδοση του συνόλου της δευτερεύουσας εφεδρείας από την b2 στις μεθόδους (i) και (iii) οδηγεί στο κάτω όριο SOC και αυτό το σύστημα συσσωρευτών (βλ. Σχ. 5.21(στ)). Η εξάντληση του ενεργειακού αποθέματος της b2 συμβαίνει 5 λεπτά αργότερα σε περίπτωση εφαρμογής της μεθόδου (ii), λόγω του χαμηλότερου επιπέδου της εγχεόμενης ισχύος το προηγούμενο χρονικό διάστημα (βλ. Σχ. 5.21(δ)). Σε όλες τις περιπτώσεις, αυτό οδηγεί σταδιακά στον μηδενισμό της ισχύος αναφοράς μόνιμης κατάστασης της μπαταρίας b2. Στη μέθοδο (i), η οποία δεν αξιοποιεί ούτε σε έκτακτες συνθήκες το περιθώριο ανοδικής εφεδρείας του Φ/B 1 για παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας, δεν υφίσταται πλέον πόρος να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία στο δίκτυο και η ρύθμιση του ισοζυγίου ισχύος πραγματοποιείται αποκλειστικά με βάση την παρεχόμενη πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας των μονάδων (b1, b2, Φ/B 1). Σε αυτές τις συνθήκες οι b1 και b2 παρέχουν το μεγαλύτερο τμήμα της πρωτεύουσας εφεδρείας, λόγω μικρότερου στατισμού και

απουσίας νεκρής ζώνης. Το βασικό μειονέκτημα της διαχείρισης αυτής, είναι ότι δεν αξιοποιεί πλήρως το περιθώριο ανοδικών εφεδρειών του Φ/B 1, οδηγώντας τελικώς τις b1 και b2 σε τόσο χαμηλό επίπεδο SOC που τις αναγκάζει να αποσυνδεθούν από το δίκτυο, οδηγώντας σε διακοπή της ηλεκτροδότησης του νησιού.

Εφαρμόζοντας τη μέθοδο (ii), το επίπεδο εφεδρειών που σταμάτησε να παρέχεται από την b2 το αναλαμβάνει πλήρως το Φ/B 1. Το ίδιο ισχύει και στην προτεινόμενη μέθοδο (iii), όπου ο όρος $\Delta P_{b,aftr}$ που υπολογίζεται με εφαρμογή της (5.18) λαμβάνει πλέον θετικές τιμές, σηματοδοτώντας την εξάντληση του περιθωρίου ανοδικών εφεδρειών όλων των μπαταριών και την αναγκαιότητα άμεσης λήψης έκτακτων μέτρων για την αποφυγή πιθανής διακοπής ηλεκτροδότησης τμήματος του νησιού. Τέτοιο μέτρο αποτελεί η παραβίαση του στατικού περιορισμού που εφαρμόζεται στο Φ/B 1 για παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας κατά $\Delta P_{b,aftr}$ (εφαρμογή (5.19)), ώστε να υποστηρίξει το ισοζύγιο του δικτύου. Αυτή η υπέρβαση είναι μεταβατική και εφαρμόζεται μόνο έως ότου αποκατασταθεί η κανονική λειτουργία του δικτύου, μέσω ένταξης κάποιας θερμικής μονάδας ή επαναφοράς σε λειτουργία του Φ/B 2. Συνεπώς, με την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου εξασφαλίζεται η διατήρηση του SOC όλων των μπαταριών σε επίπεδο υψηλότερο του ελάχιστου αποδεκτού (22%), αξιοποιείται στον μέγιστο βαθμό το ενεργειακό απόθεμα τους, ελαχιστοποιώντας το χρονικό διάστημα για το οποίο παραβιάζεται ο περιορισμός μέγιστης έγχυσης ισχύος που επιβάλλεται στο Φ/B 1.

Κεφάλαιο 6

Συμπεράσματα & μελλοντικές επεκτάσεις

6.1. Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής διερευνήθηκαν ζητήματα ρύθμισης συχνότητας αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Αρχικά, στο Κεφάλαιο 1 εισάγονται οι γενικές αρχές ρύθμισης συχνότητας και οι βασικότερες δυσκολίες που ανακύπτουν από την αύξηση της συμμετοχής σταθμών ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Η διατριβή χωρίζεται σε δύο βασικούς άξονες, στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης από φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα, μπαταρίες και υβριδικούς σταθμούς (ΥΒΣ) που βασίζονται στην αντλησιοταμίευση (ΑΤΣ) και στη συμμετοχή συσσωρευτών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

6.1.1. Συμμετοχή φωτοβολταϊκών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

Στο Κεφάλαιο 2, αρχικά περιγράφονται διάφορες στρατηγικές συμβολής φωτοβολταϊκών (Φ/Β) συστημάτων στη ρύθμιση συχνότητας. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου Φ/Β σταθμών δύο επιπέδων (DC/DC/AC), η οποία επιτρέπει -μέσω ελέγχου της εφαρμοζόμενης τάσης στα Φ/Β πλαίσια- την παροχή υπηρεσιών πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας, αδρανειακής απόκρισης, παρακολούθησης εντολής κατανομής και διατήρησης συγκεκριμένου επιπέδου ανοδικών εφεδρειών επί της διαθέσιμης ισχύος. Η προτεινόμενη μέθοδος εφαρμόζεται σε προσομοιώσεις αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, διερευνώντας την αποτελεσματικότητα και το αναγκαίο επίπεδο ανοδικής εφεδρείας κατά την εφαρμογή της.

Η απόκριση του ηλεκτρικού δικτύου αναδεικνύει τη δυνατότητα του Φ/Β να συμβάλλει καθοριστικά στη ρύθμιση συχνότητας, υπό συνθήκες απώλειας παραγωγικού δυναμικού και υψηλής μεταβλητότητας ανέμου. Ο έλεγχος στατισμού περιορίζει τη διακύμανση και τις μέγιστες αποκλίσεις της συχνότητας. Η εφαρμογή αδρανειακής απόκρισης είναι ταχύτερη και μικρότερης διάρκειας σε σχέση με τον αναλογικό έλεγχο συχνότητας. Η συμβολή της είναι σημαντικότερη σε συνθήκες διαταραχών που οδηγούν σε υψηλές τιμές ρυθμού μεταβολής της συχνότητας. Η εφαρμογή συνδυαστικού ελέγχου στατισμού και αδρανειακής απόκρισης δίνει τα καλύτερα αποτελέσματα, συνδυάζοντας τα θετικά σημεία τους. Η εισαγωγή της προτεινόμενης μεθόδου παροχής αδρανειακής απόκρισης είναι ιδιαίτερα επίκαιρη δεδομένου του περιορισμού της αδράνειας των ηλεκτρικών δικτύων που παρατηρείται διεθνώς, λόγω της υποκατάστασης των στρεφόμενων γεννητριών από πόρους που συνδέονται στο δίκτυο μέσω μετατροπών ισχύος.

Κρίσιμη παράμετρο για την εφαρμογή της μεθόδου αποτελεί το επίπεδο ανοδικών εφεδρειών που διατηρείται από τον Φ/Β σταθμό, δεδομένου ότι εξετάζεται σύστημα χωρίς ενσωματωμένη αποθήκευση, καθώς απουσία ανοδικής εφεδρείας η συμβολή του Φ/Β περιορίζεται μόνο στη μείωση της παραγόμενης ισχύος σε συνθήκες υπερσυχνότητας. Αν και η συστηματική απόρριψη μέρους της Φ/Β παραγωγής αποκλειστικά για παροχή ανοδικής εφεδρείας δεν συνιστά αποδοτική λύση, ούτως ή άλλως θα υφίστανται συστηματικές περιοχές διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, ιδιαίτερα τις μεσημβρινές ώρες υψηλής Φ/Β παραγωγής, οι οποίες δημιουργούν συνθήκες παροχής ανοδικής εφεδρείας από τα Φ/Β. Το αναγκαίο επίπεδο εφεδρείας του Φ/Β συστήματος για τη διατήρηση υψηλού επιπέδου ποιότητας ρύθμισης συχνότητας συνδέεται άμεσα με τη συνολική αδράνεια του δικτύου και το επίπεδο πρωτεύουσας εφεδρείας από τους υπόλοιπους πόρους του δικτύου.

6.1.2. Συμμετοχή μπαταριών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

Αν και η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης από σταθμούς ΑΠΕ συμβάλλει σημαντικά στη ρύθμιση συχνότητας υπό συνθήκες αυξημένης διείσδυσης τέτοιων σταθμών στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, η συμβολή αυτή περιορίζεται σε περιόδους συστηματικών απορρίψεων μέρους της διαθέσιμης ενέργειάς τους. Αντιθέτως, οι σταθμοί συσσωρευτών αποτελούν κυρίαρχο πόρο παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης ισχύος σε όλες τις καταστάσεις λειτουργίας αυτόνομων ηλεκτρικών δικτύων. Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται οι βασικές μέθοδοι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης από μπαταρίες και διάφορα προϊόντα που ενσωματώνουν τέτοιες υπηρεσίες στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Ακολούθως περιγράφονται εναλλακτικές υλοποιήσεις αρχών grid forming (GFM) ελέγχου μετατροπών που επιτρέπουν τη λειτουργία δικτύων απουσία σύγχρονων γεννητριών, οι οποίες εφαρμόζονται κυρίως σε συστήματα συσσωρευτών. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται αποτελέσματα προσομοιώσεων αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος υπό 100% διείσδυση ΑΠΕ, για εφαρμογή GFM (σταθερής και μεταβαλλόμενης συχνότητας) και grid following (GFL) λειτουργίας σε συστήματα συσσωρευτών.

Η διαμόρφωση σταθερής συχνότητας από ένα μετατροπέα, αν και επιτυγχάνει άριστους δείκτες ποιότητας συχνότητας, οδηγεί στην πλήρη ανάληψη των μεταβολών ισχύος από αυτόν, χωρίς να αξιοποιούνται οι υπόλοιποι πόροι παροχής εφεδρειών ταχείας απόκρισης του δικτύου, π.χ. άλλοι σταθμοί συσσωρευτών ή/και ΑΠΕ. Η εφαρμογή GFM μεθόδου με χρήση στατισμού σε όλους τους σταθμούς συσσωρευτών αναδεικνύεται προτιμότερη, επιτυγχάνοντας τον επιθυμητό διαμοιρασμό ισχύος -απουσία τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων- μεταξύ των GFM μετατροπών, αλλά και των GFL, όπως αυτοί Φ/Β σταθμών που εφαρμόζουν τη μέθοδο ελέγχου που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 2. Η GFM λειτουργία με στατισμό τουλάχιστον δύο μετατροπών συμβάλλει στην αποτελεσματική διαχείριση καταστάσεων απώλειας ενός εξ αυτών, εξασφαλίζοντας συνέχεια τροφοδότησης του δικτύου.

Σημαντική παράμετρο των GFM μετατροπών αποτελεί το επίπεδο του στατισμού. Χαμηλές τιμές οδηγούν σε καλύτερη ποιότητα συχνότητας και μικρότερο επίπεδο συμμετοχής των GFL μετατροπών, αλλά και τυχόν θερμικών μονάδων (εφόσον λειτουργούν) στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης και κατά συνέπεια σε αυξημένη καταπόνηση των GFM μπαταριών. Συνεπώς, ο επιθυμητός βαθμός συμμετοχής των υπολοίπων μονάδων του δικτύου είναι ο κύριος οδηγός για την επιλογή του καταλληλότερου στατισμού. Όταν οι GFM μετατροπείς είναι πολύ μεγαλύτερης ισχύος από τους υπόλοιπους πόρους του δικτύου, είναι προτιμότερη η επιλογή χαμηλών τιμών (ή υψηλών στους υπόλοιπους πόρους αν είναι εφικτή η ρύθμισή τους), ενώ το αντίθετο ισχύει όταν αυτοί οι μετατροπείς αποτελούν ένα μικρό ποσοστό της συνολικά λειτουργούσας ισχύος.

Συνολικά, η σύγκριση εναλλακτικών μεθόδων ελέγχου και παραμετροποίησης GFM μετατροπέων που παρουσιάζεται στη διατριβή συμβάλλει σε ένα νέο πεδίο έρευνας που αναζητά τις πλέον καθιερωμένες λύσεις για την τροφοδότηση δικτύων κατά βάση (ή αποκλειστικά) από μετατροπείς ισχύος, οι οποίες θα είναι εύκολα εφαρμόσιμες και παραμετροποιήσιμες, χωρίς να προκύπτουν προβλήματα ευστάθειας και αποτελεσματικού διαμοιρασμού ισχύος μεταξύ των διαθέσιμων πόρων.

6.1.3. Συμμετοχή υβριδικών σταθμών με συστήματα αποθήκευσης αντλησιοταμιευτικού τύπου στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης

Το Κεφάλαιο 3 αναδεικνύει τη δυνατότητα αυτόνομων δικτύων να λειτουργούν αποτελεσματικά χωρίς θερμικές μονάδες, παρουσία συσσωρευτών και σταθμών ΑΠΕ που συμμετέχουν στη ρύθμιση συχνότητας. Όμως, δεν ισχύει το ίδιο για νησιωτικά δίκτυα που βασίζονται σε ΑΤΣ, λόγω του περιορισμένου ρυθμού μεταβολής των υδροηλεκτρικών μονάδων, που σχετίζεται με το φαινόμενο του υδραυλικού πλήγματος. Στο πλαίσιο της διατριβής διερευνώνται εναλλακτικές λύσεις που καθιστούν εφικτή την παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης από ΥΒΣ που βασίζονται σε ΑΤΣ, ώστε να καταστεί εφικτή η στήριξη δικτύων από τέτοιο σταθμό υπό 100% διείσδυση ΑΠΕ. Για τον σκοπό αυτό προσομοιώνεται η λειτουργία του νησιωτικού δικτύου της Ικαρίας, το οποίο περιλαμβάνει ΥΒΣ με σύστημα ΑΤΣ και αιολικό πάρκο, ποσοτικοποιώντας τα οφέλη από την εφαρμογή κάθε λύσης με δείκτες ποιότητας συχνότητας, καταπόνησης εξοπλισμού και ενεργειακής αξιοποίησης. Για μέγιστη αξιοποίηση των αντλιών μεταβλητών στροφών (ΜΣ) η ισχύς των αντλιών παρακολουθεί την παραγόμενη ισχύ του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ, ώστε να περιοριστούν οι διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος που εισάγονται από τις ανεμογεννήτριες (Α/Γ) σε περιόδους έντονης μεταβλητότητας ανέμου, σύμφωνα και με το ισχύον πλαίσιο ΥΒΣ στη χώρα μας. Ο συνδυασμός του ελέγχου παρακολούθησης ισχύος του αιολικού πάρκου από τις αντλίες με παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας από τις Α/Γ δεν προτείνεται, λόγω της ακύρωσής τους από τον έλεγχο του αντλιοστασίου. Άλλωστε, η παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης οφείλει να προέρχεται και από πόρους μη στοχαστικής παραγωγής, ώστε να είναι εφικτή η ηλεκτροδότηση του νησιού χωρίς θερμικές μονάδες και σε περιόδους χαμηλού δυναμικού ΑΠΕ.

Μία εναλλακτική που προτείνεται είναι η εφαρμογή ελέγχου ρύθμισης της θέσης των εκτροπέων των υδροτροβίλων τύπου Pelton, ώστε να μπορούν οι υδροηλεκτρικές μονάδες να παρέχουν αποτελεσματικά υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας εκτρέποντας ένα τμήμα της παροχής εκτός των περυγίων των τροβίλων σε μόνιμη κατάσταση για διαθεσιμότητα ανοδικής εφεδρείας. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν πως η μέθοδος είναι αποτελεσματική, με το μεγαλύτερο μειονέκτημά της να είναι η μη αξιοποίηση τμήματος της παροχής για ηλεκτροπαραγωγή (απόρριψη ενέργειας ΑΠΕ), το οποίο πρέπει να σταθμιστεί λαμβάνοντας υπόψη το επίπεδο περικοπών που υφίσταται σε αυτόνομα συστήματα που λειτουργούν υπό πολύ υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

Επιπρόσθετα, εξετάζεται η περίπτωση παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας από τις αντλίες ΜΣ, η οποία έχει περιορισμένα οφέλη, λόγω του περιορισμένου εύρους ρύθμισης ισχύος των αντλιών ΜΣ, το οποίο αξιοποιείται ούτως ή άλλως από τον έλεγχο συγχρονισμού αντλιών – Α/Γ. Επιπλέον των παραπάνω, εξετάζεται και το ενδεχόμενο εγκατάστασης συστήματος συσσωρευτών εντός του ΥΒΣ για παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας και σε κάποια περιπτώσεις με την εφαρμογή πρόσθετου ελέγχου στήριξης της παρακολούθησης ισχύος του αιολικού πάρκου από το αντλιοστάσιο. Η αποτελεσματική εφαρμογή του προαναφερόμενου ελέγχου μπαταριών προϋποθέτει επαρκές επίπεδο μέγιστης ισχύος και γρήγορη επικοινωνία μεταξύ των συσσωρευτών και των αντλιών. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν τις μπαταρίες ως το πλέον αποτελεσματικό μέσο στήριξης της συχνότητας, με τον προτεινόμενο έλεγχο συγχρονισμού αιολικού – συσσωρευτών να βελτιώνει την απόκριση συχνότητας, με αρνητική

επίπτωση στην καταπόνηση των μπαταριών. Το αναγκαίο μέγεθος των συσσωρευτών μπορεί να περιοριστεί με παράλληλη εφαρμογή του ελέγχου εκτροπών των υδροστροβίλων και στατισμού στις αντλίες ΜΣ.

6.1.4. Συμμετοχή μπαταριών στη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Έχοντας αναδείξει τη σημασία της αποτελεσματικής συμβολής Φ/Β σταθμών και μπαταριών στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης του δικτύου, στο Κεφάλαιο 5 διερευνάται η παροχή δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας από συσσωρευτές, με στήριξη και από Φ/Β σταθμούς όταν αυτό απαιτείται. Αρχικά πραγματοποιείται επισκόπηση της σχετικής βιβλιογραφίας για παροχή δευτερεύουσας ρύθμισης από συσσωρευτές. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου ισχύος υπό συνθήκες λειτουργίας και θερμικών μονάδων στο δίκτυο, η οποία αποτελείται από τρία επίπεδα. Το πρώτο είναι ο τοπικός έλεγχος των μπαταριών, όπου εφαρμόζεται αναλογικός έλεγχος της στάθμης φόρτισης όταν εξαντλείται το ενεργειακό τους απόθεμα, ώστε να διατηρηθεί εντός αποδεκτών ορίων. Οι μπαταρίες εφαρμόζουν επίσης έλεγχο στατισμού και αδρανειακής απόκρισης, ενώ παρακολουθούν τις εντολές κατανομής που λαμβάνουν από το 2^ο επίπεδο ελέγχου, το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής του νησιού. Το εν λόγω σύστημα επιμερίζει τη συνολικά απαιτούμενη δευτερεύουσα εφεδρεία στις ρυθμιζόμενες μονάδες, λαμβάνοντας υπόψη συντελεστές συμμετοχής που προέρχονται από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής (3^ο επίπεδο ελέγχου) και το επίπεδο φόρτισης των μπαταριών. Όταν περιορίζεται το ενεργειακό απόθεμα ενός συστήματος συσσωρευτών, τότε ο συντελεστής συμμετοχής του στη δευτερεύουσα εφεδρεία μειώνεται με βάση το επίπεδο διαθέσιμης ενέργειας, με τις θερμικές μονάδες να αναλαμβάνουν προοδευτικά την παρεχόμενη από αυτό εφεδρεία. Το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής που εκτελείται κάθε 15 λεπτά, αποτελεί το 3^ο επίπεδο ελέγχου του νησιού, το οποίο υπολογίζει το βέλτιστο σημείο λειτουργίας κάθε μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των περιορισμών που πρέπει να τηρούνται. Η επαναφορά της στάθμης φόρτισης των μπαταριών στο επιθυμητό επίπεδο περιλαμβάνεται στο πρόγραμμα οικονομικής κατανομής και δεν αναλαμβάνεται από τον τοπικό ελεγκτή των συσσωρευτών, ώστε αυτή να πραγματοποιηθεί όταν οι λειτουργικές συνθήκες το επιτρέπουν, με βάση το σύνολο των περιορισμών του νησιού που πρέπει να τηρούνται (π.χ. επίπεδο εφεδρειών).

Η προαναφερόμενη μέθοδος ελέγχου εφαρμόζεται σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα και συγκρίνεται με άλλες τρεις μεθόδους υπό συνθήκες απώλειας θερμικής μονάδας, οι οποίες επιβάλλουν την παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας από τον σταθμό συσσωρευτών που οδηγεί σε εξάντληση του ενεργειακού του αποθέματος. Η προτεινόμενη στρατηγική ελέγχου αναδεικνύεται ως η πλέον αποτελεσματική, επιτυγχάνοντας τους καλύτερους δείκτες ποιότητας συχνότητας. Η ομαλή μετάβαση των εφεδρειών της μπαταρίας με το περιορισμένο ενεργειακό απόθεμα στις θερμικές μονάδες του νησιού συμβάλλει στην εύρυθμη λειτουργία του συστήματος. Επιπλέον αυτού, η αποκατάσταση του ενεργειακού αποθέματος από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής και όχι από τον τοπικό ελεγκτή των μπαταριών συμβάλλει στη διατήρηση των απαιτούμενων εφεδρειών από το σύνολο των μονάδων του δικτύου. Οι παραμετρικές διερευνήσεις που πραγματοποιούνται αναδεικνύουν πως η απόκριση του συστήματος δεν επηρεάζεται ουσιαστικά από τις εξεταζόμενες μεταβολές διαφόρων παραμέτρων των ελεγκτών της προτεινόμενης μεθόδου, διευκολύνοντας έτσι την παραμετροποίησή του.

Επιπλέον της προαναφερόμενης μεθόδου, στο πλαίσιο της διατριβής παρουσιάζεται και μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Βασική αρχή επιμερισμού της ισχύος μεταξύ των διαθέσιμων πόρων του δικτύου είναι η μεγιστοποίηση της παραγωγής σταθμών ΑΠΕ. Όταν το ενεργειακό απόθεμα ενός συστήματος συσσωρευτών εξαντληθεί, την παρεχόμενη δευτερεύουσα εφεδρεία από αυτό την αναλαμβάνουν οι υπόλοιπες μπαταρίες του

δικτύου, με γνώμονα το περιθώριο ισχύος τους. Σε έκτακτες συνθήκες έλλειψης ανοδικής δευτερεύουσας εφεδρείας προτείνεται η αξιοποίηση τυχόν περιθωρίου που προκύπτει από την επιβολή λειτουργικών περιορισμών μέγιστης ισχύος σε σταθμούς ΑΠΕ για λόγους αύξησης του περιθωρίου υποδοχής τέτοιων έργων στο δίκτυο. Το περιθώριο ασφαλείας των στατικών περιορισμών που θα επιβάλλονται σε Φ/Β σταθμούς στην Ελλάδα αφήνει περιθώριο μεταβατικής υπέρβασής τους, για το ελάχιστο αναγκαίο χρονικό διάστημα και επίπεδο ισχύος, ώστε να αποτραπεί η περιοπή φορτίου σε έκτακτες συνθήκες.

Η μέθοδος αυτή εφαρμόζεται αποτελεσματικά σε νησιωτικό δίκτυο που ηλεκτροδοτείται αποκλειστικά από ΑΠΕ και μπαταρίες. Στην ιδιαίτερα δυσμενή συνθήκη που εξετάζεται (απώλεια μεγαλύτερης μονάδας) τα δύο συστήματα συσσωρευτών παρέχουν αρχικά το αναγκαίο επίπεδο ανοδικών εφεδρειών και όταν το ενεργειακό απόθεμα του 1^{ου} σταθμού αποθήκευσης εξαντλείται, το 2^ο αναλαμβάνει το σύνολο της εφεδρείας. Όταν η στάθμη φόρτισης του 2^{ου} συστήματος συσσωρευτών φτάσει κοντά στο ελάχιστο αποδεικτό επίπεδό του, επιβάλλεται παραβίαση του στατικού περιορισμού ενός Φ/Β σταθμού, ώστε να αποτραπεί η περιοπή φορτίου. Με την προτεινόμενη μέθοδο αξιοποιείται αρχικά το διαθέσιμο ενεργειακό απόθεμα όλων των μπαταριών του δικτύου και επιτυγχάνεται η αποτροπή περιοπής φορτίου, υπερβαίνοντας τον στατικό περιορισμό του Φ/Β σταθμού για το ελάχιστο αναγκαίο επίπεδο ισχύος και χρονικό διάστημα.

Η στρατηγική ελέγχου 3 επιπέδων παρουσία θερμικών μονάδων που περιγράφεται στην παρούσα διατριβή και η προτεινόμενη μέθοδος δευτερεύουσας ρύθμισης υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ επιτυγχάνουν τη διαχείριση καταστάσεων εξάντλησης ενεργειακών αποθεμάτων μπαταριών που παρέχουν δευτερεύουσα εφεδρεία, ένα ζήτημα ιδιαίτερα σημαντικό, δεδομένου ότι το βασικό πρόβλημα για την υποκατάσταση των θερμικών μονάδων στην παροχή τέτοιων υπηρεσιών έγκειται στο περιορισμένο ενεργειακό απόθεμα των μπαταριών. Σημαντικό σημείο των προτεινόμενων μεθόδων ρύθμισης είναι ότι βασίζονται στη διεθνώς καθιερωμένη δομή των συστημάτων αυτόματης ρύθμισης παραγωγής, καθιστώντας τες εύκολα εφαρμόσιμες σε πραγματικά συστήματα, αυτόνομα ή και διασυνδεδεμένα. Πλεονέκτημα της μεθόδου ελέγχου 3 επιπέδων αποτελεί ότι μπορεί να εφαρμοστεί σε πλαίσιο ρυθμιζόμενης, αλλά και ανταγωνιστικής παροχής υπηρεσιών δευτερεύουσας εφεδρείας, επιτρέποντας στις μπαταρίες να συμμετέχουν στις εν λόγω υπηρεσίες με ίσους όρους με τις υπόλοιπες μονάδες (level playing field). Επιπρόσθετα, η εφαρμοσιμότητα των μεθόδων και η αποτελεσματική αντιμετώπιση καταστάσεων εξάντλησης του ενεργειακού αποθέματος των μπαταριών συμβάλλει στην καθιέρωση της παροχής τέτοιων υπηρεσιών από συσσωρευτές, η οποία αντιμετωπίζεται ακόμη με επιφυλάξεις από τους διαχειριστές συστημάτων διεθνώς.

6.2. Μελλοντικές επεκτάσεις

6.2.1. Εφεδρείες ταχείας απόκρισης

Η προτεινόμενη μέθοδος ελέγχου Φ/Β σταθμών που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 2 επιτυγχάνει την αποτελεσματική συμμετοχή τους στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, παρέχοντας και εικονική αδράνεια στο δίκτυο, ενώ επιτρέπει τη συστηματική λειτουργία με προκαθορισμένο επίπεδο εφεδρειών επί της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος. Η διερεύνηση του Κεφαλαίου 3 της λειτουργίας αυτόνομου δικτύου με 100% διείσδυση ΑΠΕ αναδεικνύει ότι η εφαρμογή GFM ελέγχου με χρήση στατισμού σε τουλάχιστον δύο πόρους του δικτύου (π.χ. συσσωρευτές) επιτυγχάνει την επιθυμητή απόκριση του συνόλου των μονάδων που συμμετέχουν στις εφεδρείες ταχείας απόκρισης (GFM και GFL). Η ανάλυση του Κεφαλαίου 4 αναδεικνύει τις διαθέσιμες εναλλακτικές λύσεις που επιτρέπουν

σε ΥΒΣ με ΑΤΣ την παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης. Η εγκατάσταση συσσωρευτών με εφαρμογή προτεινόμενου ελέγχου συγχρονισμού αιολικού πάρκου – αντλιοστασίου – συσσωρευτών αποτελεί την πλέον αποτελεσματική, με τον προτεινόμενο έλεγχο εκτροπών των υδροστροβίλων και την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από τις αντλίες ΜΣ να παρέχουν επίσης αποτελεσματικά υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας υπό συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Κατευθύνσεις στις οποίες μπορεί να επεκταθεί η διερεύνηση στο πεδίο αυτό, αξιοποιώντας τα αποτελέσματα της διατριβής, είναι οι ακόλουθες:

- Υλοποίηση προσαρμοστικής μεθόδου (π.χ. με ασαφή έλεγχο) τροποποίησης των τιμών στατισμού και σταθεράς αδρανείας στους ελεγκτές των Φ/Β και των μπαταριών, ανάλογα με τις επικρατούσες συνθήκες του δικτύου.
- Εφαρμογή GFM μεθόδου στους DC/AC μετατροπείς ισχύος Φ/Β σταθμού, εφαρμόζοντας παρόμοιες αρχές ελέγχου στον DC/DC μετατροπέα με τις προτεινόμενες στο Κεφάλαιο 2. Η μέθοδος αυτή μπορεί να διερευνηθεί και σε Φ/Β σταθμούς με εσωτερική αποθήκευση (μπαταρίες), που συνδέονται σε κοινό DC ή AC ζυγό (DC ή AC coupled).
- Συγκριτική αξιολόγηση των εξεταζόμενων GFM μεθόδων που αναλύονται στο Κεφάλαιο 3 με τη μέθοδο «εικονικής σύγχρονης μηχανής», αλλά και με εφαρμογή «εικονικής αντίστασης», ώστε να αναδειχθούν οι συνθήκες υπό τις οποίες προτείνεται η εφαρμογή της κάθε μιας.
- Προσομοίωση του ενεργειακού προγραμματισμού νησιωτικού δικτύου με ΥΒΣ παρόμοιων χαρακτηριστικών με τον εξεταζόμενο στο Κεφάλαιο 4, ώστε να προκύπτει το αναγκαίο κάθε φορά επίπεδο εφεδρειών ταχείας απόκρισης μέσω εφαρμογής του ελέγχου εκτροπών και μέσω εφαρμογής ελέγχου στατισμού στις αντλίες ΜΣ, με γνώμονα το αναγκαίο επίπεδο εφεδρειών, οικονομικά κριτήρια, τη διαθεσιμότητα άλλων πόρων (θερμικές μονάδες, μπαταρίες), την επίπτωση της μη αξιοποίησης τμήματος της παροχής νερού για ηλεκτροπαραγωγή και το κόστος καταπόνησης των μπαταριών, των εκτροπών και των αντλιών ΜΣ, σε περίπτωση παροχής τέτοιων υπηρεσιών.
- Μελέτη διαστασιολόγησης συστήματος συσσωρευτών εντός του ΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη και τις υπόλοιπες διαθέσιμες λύσεις παροχής εφεδρείας ταχείας απόκρισης που παρουσιάζονται στην παρούσα διατριβή.
- Εξέταση υπό ποιες συνθήκες λειτουργίας ΥΒΣ είναι πιο ωφέλιμη για τη ρύθμιση συχνότητας (α) η εφαρμογή συγχρονισμού αντλιοστασίου – αιολικού πάρκου, (β) η παροχή υπηρεσιών ρύθμισης συχνότητας από το αιολικό πάρκο.

6.2.2. Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Οι προσομοιώσεις της απόκρισης νησιωτικού δικτύου των Ενοτήτων 5.7 και 5.8 αναδεικνύουν τον αποτελεσματικό συντονισμό μεταξύ παροχής εφεδρειών και διαχείρισης των ενεργειακών αποθεμάτων που επιτυγχάνεται με τις προτεινόμενες μεθόδους δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Οι θερμικές μονάδες ή οι υπόλοιποι σταθμοί αποθήκευσης αναλαμβάνουν ομαλά μέρος της δευτερεύουσας εφεδρείας που παρείχαν συσσωρευτές των οποίων τα ενεργειακά αποθέματα εξαντλούνται, μέσω τροποποίησης των συντελεστών συμμετοχής των τελευταίων από το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής του νησιού. Κατευθύνσεις πρόσθετης έρευνας στο πεδίο της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας που θα μπορούσαν να αξιοποιήσουν τα παραπάνω αποτελέσματα, περιλαμβάνουν:

- Ενσωμάτωση στο σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής δεδομένων πραγματικού χρόνου αναφορικά με τη συμφόρηση των δικτύων, ώστε να καταστεί εφικτή η εφαρμογή πιο σύνθετων

μεθόδων προσωρινής άρσης περιορισμών σε σταθμούς ΑΠΕ για λόγους διαχείρισης συμφόρησης, ελαχιστοποιώντας το ρίσκο υπερφόρτισης του εξοπλισμού του δικτύου.

- Μελέτη αποκεντρωμένων μεθόδων δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας, δεδομένου ότι σε μικρά ηλεκτρικά συστήματα συχνά δεν υφίστανται κεντρικές υποδομές. Η διερεύνηση θα μπορούσε να λαμβάνει υπόψη υφιστάμενες μεθόδους ρύθμισης νησιωτικών δικτύων και τις βασικές αρχές επιμερισμού ισχύος σε συσσωρευτές και λοιπές μονάδες των προτεινόμενων μεθόδων δευτερεύουσας ρύθμισης του Κεφαλαίου 5. Η εφαρμογή τέτοιων μεθόδων θα μπορούσε να εξεταστεί και σε περιοχές του δικτύου που βρίσκονται υπό συμφόρηση.
- Επέκταση του προγράμματος οικονομικής κατανομής, ώστε να μπορεί να διαχειρίζεται αποτελεσματικά και αποθηκευτικούς σταθμούς μεγαλύτερης ενεργειακής χωρητικότητας, που παρέχουν υπηρεσίες χρονικής μετατόπισης ενέργειας και δεν έχουν σταθερό επιθυμητό επίπεδο στάθμης φόρτισης καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας.

Παράρτημα Α

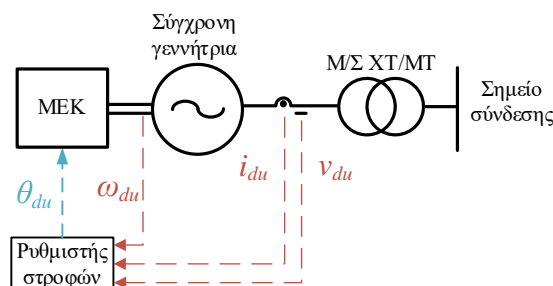
Μοντέλο θερμικών μονάδων

Α.1. Τοπολογία

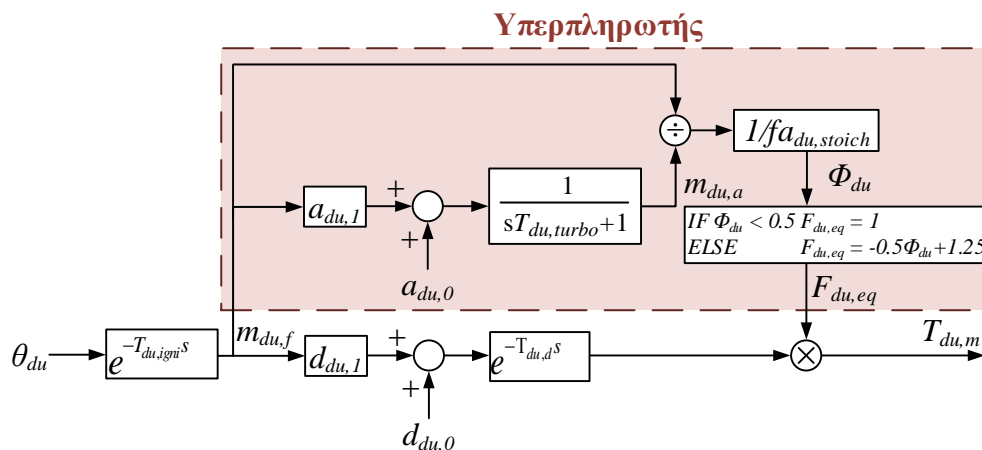
Το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα που προσομοιώνεται περιλαμβάνει ένα συμβατικό σταθμό παραγωγής που διαθέτει μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) ή μηχανές diesel, οι οποίες καταναλώνουν πετρέλαιο και οδηγούν ηλεκτρικές γεννήτριες που είναι συνδεδεμένες στον άξονά τους. Η τοπολογία των θεωρούμενων θερμικών μονάδων απεικονίζεται στο Σχ. Α.1. Το καύσιμο που εγχέεται στον θάλαμο καύσης της ΜΕΚ ελέγχεται από τον ρυθμιστή στροφών της, μέσω κατάλληλων μεταβολών στη θέση του κανόνα της αντλίας καυσίμου (θ_{du} , με μπλε στο Σχ. Α.1). Οι μετρήσεις που χρησιμοποιούνται από τον ρυθμιστή στροφών (με κόκκινο στο Σχ. Α.1) είναι η ταχύτητα περιστροφής του άξονα (ω_{du}) και οι τάσεις (v_{du}) και τα ρεύματα (i_{du}) της σύγχρονης γεννήτριας. Η γεννήτρια συνδέεται στο δίκτυο μέσω ενός Μ/Σ ανύψωσης ΧΤ/ΜΤ. Τα χρησιμοποιούμενα μοντέλα για τη ΜΕΚ και τον ρυθμιστή στροφών παρουσιάζονται στις Ενότητες Α.2 και Α.3, αντίστοιχα.

Α.2. Μηχανή εσωτερικής καύσης

Το πιο συχνά χρησιμοποιούμενο μοντέλο ΜΕΚ στη βιβλιογραφία αποτελείται από μία ή δύο συναρτήσεις μεταφοράς 1^{st} τάξης [177], [297], [298]. Με σκοπό την πληρέστερη μοντελοποίηση της απόκρισης συχνότητας ηλεκτρικών συστημάτων που ηλεκτροδοτούνται από ΜΕΚ με υπερπλήρωση, η οποία είναι άμεσα συνδεδεμένη με την απόκριση της ταχύτητας περιστροφής των αξόνων των θερμικών μονάδων, στις προσομοιώσεις χρησιμοποιήθηκε ένα πληρέστερο μοντέλο που βασίστηκε στην [299]. Βασικό πλεονέκτημα του μοντέλου αυτού είναι ότι λαμβάνονται υπόψη οι μη γραμμικότητες που εισάγονται στην απόκριση της ταχύτητας περιστροφής από τον υπερπληρωτή τέτοιων μηχανών. Σημειώνεται ότι η βιβλιογραφία περιλαμβάνει και ακόμη πιο σύνθετα μοντέλα από το χρησιμοποιούμενο [300].



Σχ. Α.1. Τοπολογία θερμικής μονάδας.



Σχ. Α.2. Μοντέλο μηχανής εσωτερικής καύσης.

Το χρησιμοποιούμενο μοντέλο MEK παρουσιάζεται στο Σχ. Α.2. Η είσοδος του μοντέλου είναι η θέση του κανόνα της αντλίας καυσίμου (θ_{du}) και η έξοδος η μηχανική ροπή στον άξονα ($T_{du,m}$). Η ρύθμιση της μάζας του καυσίμου που εγχέεται στον θάλαμο καύσης ($m_{du,i}$) επιτυγχάνεται μέσω αλλαγών στο θ_{du} , οι οποίες πραγματοποιούνται από τον ρυθμιστή στροφών (βλ. Ενότητα Α.3). Η θέση του κανόνα (θ_{du}) θεωρείται πως ισούται με τη μάζα του καυσίμου ($m_{du,i}$) σε α.μ. τιμή σε μόνιμη κατάσταση. Κατόπιν έγχυσης του καυσίμου στον θάλαμο καύσης, το μείγμα αέρα-καυσίμου αναφλέγεται, ως αποτέλεσμα της υψηλής πίεσης. Ο χρόνος που απαιτείται από την αλλαγή της θέσης του κανόνα, έως ότου συμβεί η αυτανάφλεξη του μείγματος αέρα-καυσίμου μοντελοποιείται με χρήση της χρονικής σταθεράς $T_{du,igni}$, όπως φαίνεται στο Σχ. Α.2. Η καθυστέρηση της αυτανάφλεξης επηρεάζεται από διάφορες παραμέτρους, όπως ο χρόνος που απαιτείται για την ανάμειξη αέρα-καυσίμου, αλλά και για τις χημικές αντιδράσεις που προηγούνται της ανάφλεξης [301]. Στις προσομοιώσεις θεωρείται πως η χρονική καθυστέρηση ισούται με $T_{du,igni} = 10$ ms, όπως φαίνεται και στον Πίν. Γ.7 του Παραρτήματος Γ που περιλαμβάνει την παραμετροποίηση του μοντέλου της MEK.

Η καύση του μείγματος αέρα-καυσίμου οδηγεί στην παραγωγή ροπής στον άξονα της μηχανής, η οποία σε MEK φυσικού αερισμού, για μικρές διακυμάνσεις της ταχύτητας από την ονομαστική της τιμή, προκύπτει από την (Α.1).

$$T_{du,m} = d_{du,1} m_{du,f} - d_{du,0} \quad (A.1)$$

Η ροπή στον άξονα παράγεται κάποια δεκάδες ms ύστερα από την έναρξη της καύσης ($T_{du,d}$). Η χρονική αυτή καθυστέρηση σχετίζεται με τον χρόνο που απαιτείται για να γίνει η καύση όλου του μείγματος αέρα-καυσίμου σε όλους τους κυλίνδρους της MEK. Για τις προσομοιώσεις χρησιμοποιείται η τιμή 40 ms, η οποία βρίσκεται εντός του ορίου 0-125 ms, που αναφέρεται στην [298].

Δεδομένου ότι οι περισσότερες MEK που είναι εγκατεστημένες στα μη διασυνδεδεμένα νησιά της Ελλάδας έχουν υπερπληρωτή που συμπιέζει τον αέρα που εισέρχεται στον θάλαμο καύσης, το χρησιμοποιούμενο μοντέλο περιλαμβάνει και υπερπλήρωση, όπως απεικονίζεται και στην κόκκινη περιοχή του Σχ. Α.2. Στις MEK με υπερπλήρωση, τα καυσάερα εισάγονται σε ένα μικρό στρόβιλο, ο οποίος είναι συνδεδεμένος στον άξονα ενός συμπιεστή, με τον τελευταίο να παρέχει την απαραίτητη μηχανική ισχύ για να αυξηθεί η πίεση του αέρα. Η ροή του καυσίμου ($m_{du,i}$) επηρεάζει τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά των καυσασερίων, τα οποία επηρεάζουν τη μηχανική ισχύ που παράγει ο στρόβιλος και καταναλώνει ο συμπιεστής, άρα και την πίεση του εισερχόμενου αέρα στη μηχανή. Η σχέση μάζας αέρα-καυσίμου ($m_{du,f}, m_{du,a}$) είναι γραμμική και μοντελοποιείται με την (Α.2).

$$\dot{m}'_{du,a} = a_{du,1}m_{du,f} - a_{du,0} \quad (\text{A.2})$$

Η ανωτέρω αλλαγή στη μάζα του αέρα που εισέρχεται στον θάλαμο καύσης δεν συμβαίνει ακαριαία, λόγω της αδράνειας του στροβίλου και του συμπιεστή, φαινόμενο που μοντελοποιείται με τη χρήση ενός βαθυπερατού φίλτρου 1^{ης} τάξης, χρονικής σταθεράς $T_{du,turbo}$. Έχοντας υπολογίσει τη μάζα του αέρα ($m_{du,a}$), ο λόγος ισοδυναμίας καυσίμου (Φ_{du}) προκύπτει ως ο λόγος καυσίμου-αέρα προς τον ιδανικό στοιχειομετρικά ($fa_{du,stoich}$), σύμφωνα με την (A.3).

$$\Phi_{du} = \frac{m_{du,f} / m_{du,a}}{fa_{du,stoich}} \quad (\text{A.3})$$

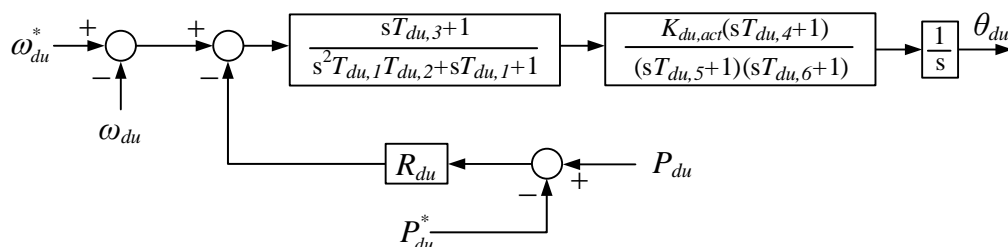
Υπό συνθήκες λειτουργίας με λόγο ισοδυναμίας καυσίμου 0,5 ή χαμηλότερο, προκύπτει τέλεια καύση του καυσίμου, λόγω παρουσίας επαρκούς αέρα στον θάλαμο καύσης [299]. Για υψηλότερες τιμές Φ_{du} προκύπτει ατελής καύση, η οποία οδηγεί σε χαμηλότερη ροπή, από την αναμενόμενη, σύμφωνα με τη μάζα του καυσίμου. Αυτό το φαινόμενο μοντελοποιείται με χρήση ενός συντελεστή απομείωσης της ροπής ($F_{du,eq}$), όπως φαίνεται στο Σχ. Α.2.

Σύμφωνα με τα παραπάνω, λαμβάνοντας υπόψη την επιρροή του υπερπληρωτή στην απόκριση της ροπής, τελικώς αυτή υπολογίζεται σύμφωνα με την (A.4).

$$T_{du,m} = F_{du,eq} e^{-T_{du,d}s} T'_{du,m} \quad (\text{A.4})$$

Α.3. Ρυθμιστής στροφών

Για τον ρυθμιστή στροφών που ελέγχει τη θέση του κανόνα (θ_{du}) χρησιμοποιείται το μοντέλο DEGOV1 [185], [232], [298], [302] του Σχ. Α.3, για πληρέστερη μοντελοποίηση της δυναμικής των θερμικών μηχανών, σε σύγκριση με απλούστερα μοντέλα που επίσης χρησιμοποιούνται σε τέτοιες αναλύσεις [177]. Η απόκλιση της ταχύτητας περιστροφής (ω_{du}) από την τιμή αναφοράς (ω_{du}^*) εισάγεται στον ελεγκτή (με παραμέτρους $T_{du,1}$, $T_{du,2}$, $T_{du,3}$), ο οποίος οδηγεί τον ενεργοποιητή που κινεί τη θέση του κανόνα της αντλίας καυσίμου (με παραμέτρους $K_{du,act}$, $T_{du,4}$, $T_{du,5}$, $T_{du,6}$). Η ανωτέρω απόκλιση ταχύτητας τροποποιείται από την ανάδραση του κλάδου στατισμού (R_{du}) μέσω της οποίας παρέχεται η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, σύμφωνα με τη διαφορά της ισχύος εξόδου (P_{du}) από την τιμή αναφοράς της (P_{du}^*). Η τιμή αναφοράς της ισχύος εξόδου διαμορφώνεται από τον έλεγχο δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας, ο οποίος όταν παρέχεται πλήρως από μόνο μία θερμική μονάδα προκύπτει από ολοκληρωτικό έλεγχο της συχνότητας, διαφορετικά προέρχεται από το κεντρικό σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής του δικτύου.



Σχ. Α.3. Μοντέλο ρυθμιστή στροφών θερμικής μονάδας.

Παράρτημα Β

Μοντέλο ανεμογεννήτριας

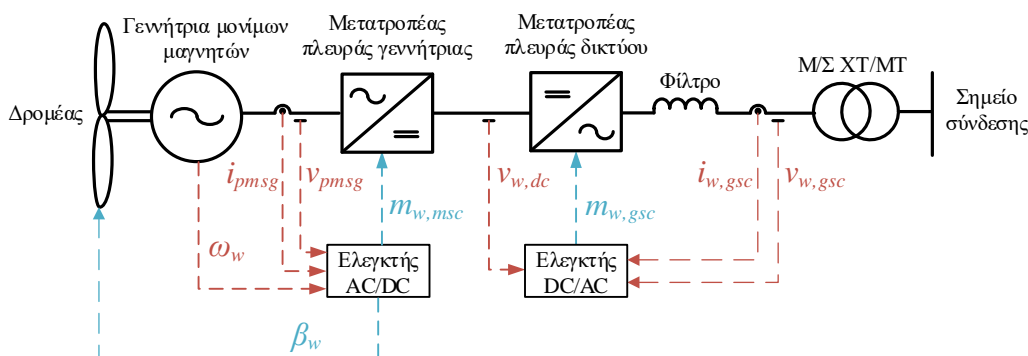
Β.1. Τοπολογία

Οι ανεμογεννήτριες που λειτουργούν στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα που προσομοιώνεται στην παρούσα διατριβή είναι μετατροπέα πλήρους ισχύος, με την τοπολογία τους να παρουσιάζεται στο Σχ. Β.1 (κόκκινο: μετρήσεις, μπλε: έξοδος ελεγκτών). Τα βασικά υποσυστήματα της Α/Γ είναι ο δρομέας, η γεννήτρια μονίμων μαγνητών (permanent magnet synchronous generator – PMSG) και οι μετατροπείς πλευράς γεννήτριας (machine side converter – MSC) και δικτύου (grid side converter – GSC), των οποίων η μοντελοποίηση περιγράφεται στις Ενότητες Β.2-Β.4. Ο μετατροπέας πλευράς δικτύου βρίσκεται σε GFL λειτουργία και είναι όμοιος με αυτόν που χρησιμοποιείται στα Φ/Β συστήματα (Ενότητα 2.3.5). Η παραμετροποίηση του μοντέλου της Α/Γ αποτυπώνεται στον Πίν. Γ.8 του Παραρτήματος Γ.

Β.2. Δρομέας

Το μοντέλο του δρομέα της Α/Γ περιγράφεται από τις (Β.1)-(Β.6) [303], [304], όπου:

- $P_{w,m}$: μηχανική ισχύς στον άξονα του δρομέα (W)
- $c_{w,p}$: αεροδυναμικός συντελεστής απόδοσης
- ρ : πυκνότητα αέρα (kg/m^3)
- $R_{w,r}$: ακτίνα δρομέα (m)
- λ_w : λόγος ταχύτητας ακροπερυγίου
- $c_{w,t} - c_{w,s}$: παράμετροι υπολογισμοί αεροδυναμικού συντελεστή απόδοσης
- J_w : σταθερά αδρανείας του δρομέα της Α/Γ ($\text{kg}\cdot\text{m}^3$)



Σχ. Β.1. Τοπολογία ανεμογεννήτριας μετατροπέα πλήρους ισχύος.

- p_{pmsg} : πόλοι γεννήτριας

Όπως φαίνεται από την (B.6), χρησιμοποιείται το μοντέλο μίας ισοδύναμης μάζας για τον δρομέα της Α/Γ. Οι εισοδοί του μοντέλου είναι η ταχύτητα ανέμου (v_w σε m/s), η γωνία pitch (β_w σε μοίρες) που λαμβάνεται από τον ελεγκτή του MSC και η ηλεκτρομαγνητική ροπή της γεννήτριας ($T_{w,e}$ σε Nm), ενώ οι έξοδοί του είναι η μηχανική ροπή στον άξονα του δρομέα ($T_{w,m}$ σε Nm) και η ταχύτητα περιστροφής του (ω_w σε rad/s).

$$P_{w,m} = \frac{1}{2} c_{w,p} \rho \pi R_{w,r}^2 v_w^3 \quad (B.1)$$

$$\lambda_w = \frac{\omega_w R_{w,r}}{v_w} \quad (B.2)$$

$$c_{w,p} = c_{w,1} \left(\frac{c_{w,2}}{\lambda_w} - c_{w,3} \beta_w - c_{w,4} \right) e^{-\frac{c_{w,5}}{\lambda_w}} + c_{w,6} \lambda_w \quad (B.3)$$

$$\frac{1}{\lambda_{w,i}} = \frac{1}{\lambda_w + c_{w,7} \beta_w} - \frac{c_{w,8}}{\beta_w^3 + 1} \quad (B.4)$$

$$T_{w,m} = \frac{P_{w,m}}{\omega_w} \quad (B.5)$$

$$T_{w,m} - T_{w,e} = \frac{J_w}{p_{pmsg}/2} \frac{d\omega_w}{dt} \quad (B.6)$$

B.3. Σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών

Για τη μηχανή μονίμων μαγνητών χρησιμοποιείται το μοντέλο μόνιμης κατάστασης των (B.7)-(B.9), θέτοντας $\frac{di_{pmsg,d}}{dt} = \frac{di_{pmsg,q}}{dt} = 0$ στο πλήρες μοντέλο των [305], [306], για λόγους περιορισμού του υπολογιστικού κόστους και απλοποίησης της μοντελοποίησης, όπου $v_{pmsg,d/q}$ (σε V), $i_{pmsg,d/q}$ (σε A) οι τάσεις και τα ρεύματα των τυλιγμάτων του στάτη, R_{pmsg} η ωμική αντίσταση (σε Ω), L_{pmsg} η επαγωγή (σε H) και $\psi_{pmsg,r}$ η μαγνητική ροή (σε Vs), που διατηρείται σταθερή, λόγω μηχανής μονίμων μαγνητών. Περισσότερα για τη μοντελοποίηση γεννητριών μονίμων μαγνητών μπορούν να βρεθούν στις [42], [305].

$$v_{pmsg,d} = -R_{pmsg} i_{pmsg,d} + \omega_w L_{pmsg} i_{pmsg,q} \quad (B.7)$$

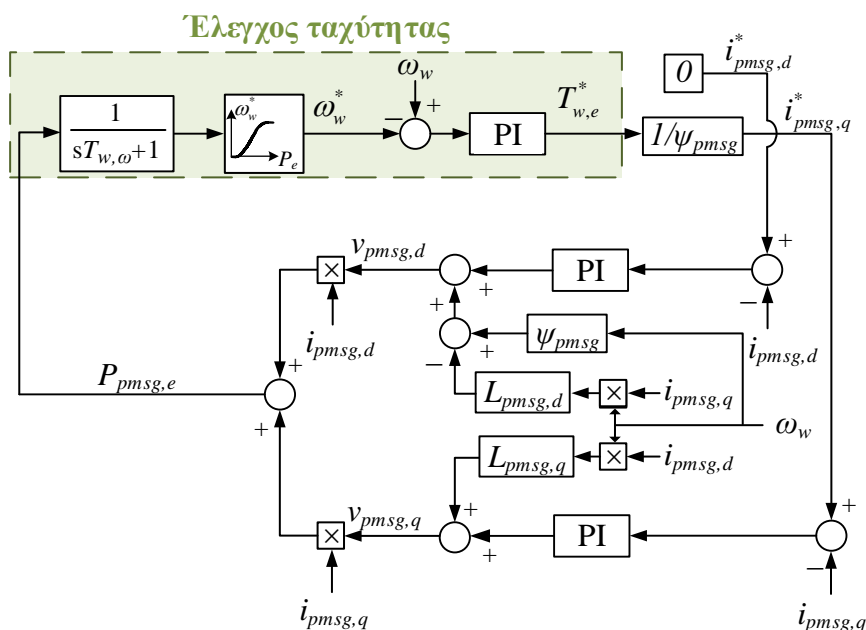
$$v_{pmsg,q} = -R_{pmsg} i_{pmsg,q} - \omega_w L_{pmsg} i_{pmsg,d} + \omega_w \psi_{pmsg,r} \quad (B.8)$$

$$T_{w,e} = \frac{3}{2} \frac{p_{pmsg}}{2} \psi_{pmsg,r} i_{pmsg,q} \quad (B.9)$$

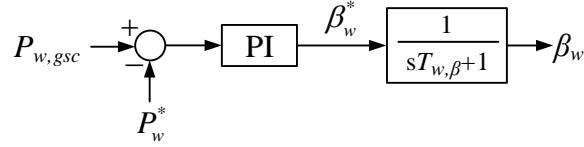
B.4. Μετατροπέας πλευράς γεννήτριας

Ο ελεγκτής του μετατροπέα ισχύος πλευράς γεννήτριας (MSC), που απεικονίζεται στο Σχ. Β.2, οδηγεί τη γεννήτρια σε ταχύτητα περιστροφής, η οποία μεγιστοποιεί τον αεροδυναμικό συντελεστή απόδοσης, ώστε να αποδίδεται η μέγιστη δυνατή ροπή στον άξονα της μηχανής για τις ελάχιστες ανεμολογικές συνθήκες. Ο έλεγχος ταχύτητας που περιλαμβάνεται στην πράσινη περιοχή του Σχ. Β.2, αξιοποιεί μια χαρακτηριστική βέλτιστης ταχύτητας περιστροφής (ω_w^*) – ισχύος εξόδου της Α/Γ ($P_{pmsg,e}$). Η μετρούμενη ισχύς εξόδου της Α/Γ περνάει από ένα φίλτρο 1^{ης} τάξης (χρονικής σταθεράς $T_{w,\omega} = 3$ s, βλ. Πίν. Γ.8), προτού αξιοποιηθεί από τον έλεγχο ταχύτητας, ώστε να μην λαμβάνονται υπόψη υψίσυχνες μεταβολές της ισχύος που προέρχονται από την τύρβη του ανέμου. Η απόκλιση της ταχύτητας (ω_w) από την τιμή αναφοράς της εισέρχεται σε PI ελεγκτή, του οποίου η έξοδος είναι η ζητούμενη ηλεκτρομαγνητική ροπή της γεννήτριας ($T_{w,e}^*$). Σύμφωνα με την (B.9) η ηλεκτρομαγνητική ροπή είναι ανάλογη του ρεύματος εγκάρσιου άξονα, γεγονός που αξιοποιείται από τον έλεγχο για τη διαμόρφωση του $i_{pmsg,q}^*$. Το ρεύμα αναφοράς του ευθύ άξονα ($i_{pmsg,d}^*$) τίθεται μηδενικό για ελαχιστοποίηση του ρεύματος της γεννήτριας και του μετατροπέα και άρα των ωμικών τους απωλειών. Ο έλεγχος του ρεύματος είναι αντίστοιχος με αυτόν του μετατροπέα πλευράς δικτύου, με δύο PI ελεγκτές και τους όρους αποσύζευξης των δύο αξόνων που προκύπτουν από το μοντέλο της γεννήτριας των (B.7)-(B.8). Αναλυτικότερη περιγραφή του ελέγχου μετατροπέα πλευράς γεννήτριας Α/Γ και γενικότερα ελέγχου μηχανών μονίμων μαγνητών μπορεί να αναζητηθεί στις [305]–[308].

Η γωνία κλίσης πτερυγίων (pitch) ρυθμίζεται εφαρμόζοντας αναλογικό-ολοκληρωτικό έλεγχο στην ισχύ εξόδου του μετατροπέα πλευράς δικτύου ($P_{w,gv}$), έτσι ώστε να μην ξεπερνάει ποτέ τη ζητούμενη (P_w^*), όπως απεικονίζεται και στο Σχ. Β.3 [309]. Στον έλεγχο θεωρείται πως υφίσταται και ένα άνω όριο στον ρυθμό μεταβολής της κλίσης των πτερυγίων ($d\beta_w/dt$) ίσο με $10^\circ/s$ [304]. Ένα φίλτρο 1^{ης} τάξης χρονικής σταθεράς $T_{w,\beta}$ χρησιμοποιείται για τη μοντελοποίηση του ενεργοποιητή που στρέφει τα πτερύγια κατά τη ζητούμενη κλίση. Υπό συνθήκες μεγιστοποίησης της εξερχόμενης ισχύος της Α/Γ ως ζητούμενη ισχύς τίθεται η ονομαστική, έτσι ώστε να προκύπτουν θετικές τιμές



Σχ. Β.2. Έλεγχος ρευμάτων μετατροπέα πλευράς γεννήτριας Α/Γ.



Σχ. Β.3. Έλεγχος γωνίας κλίσης πτερυγίων Α/Γ.

στην έξοδο του PI ελεγκτή μόνο όταν η ισχύς εξόδου ξεπεράσει την ονομαστική ισχύ, διαφορετικά προκύπτει μηδενική τιμή ($\beta_w^* = 0$), θέτοντας μηδενικό κάτω όριο εξόδου στον PI ελεγκτή. Σε περίπτωση ανάγκης περιορισμού της ισχύος της Α/Γ, η εντολή κατανομής υλοποιείται από τον έλεγχο γωνίας κλίσης πτερυγίων και όχι τον ελεγκτή ταχύτητας, με τον πρώτο να είναι πολύ ταχύτερος από τον δεύτερο.

Στις προσομοιώσεις του Κεφαλαίου 4, όπου εξετάζεται και το ενδεχόμενο συμβολής του αιολικού πάρκου του ΥΒΣ στη ρύθμιση συχνότητας του νησιού, η ισχύς αναφοράς των Α/Γ (P_w^*) διαμορφώνεται μέσω υπέρθεσης ενός όρου διατήρησης συγκεκριμένου ποσοστού εφεδρείας (r_w^*) επί της μέγιστης διαθέσιμης ($P_{w,max}$) και ενός όρου πρωτεύουσας ρύθμισης με χρήση στατισμού ($R_{w,f}$), όπως περιγράφεται στη (Β.10). Σε τέτοιες συνθήκες περιοχής αιολικής ισχύος, εφαρμόζεται απλοποιημένο μοντέλο, αγνοώντας διάφορα ζητήματα που ανακύπτουν σε τέτοια κατάσταση λειτουργίας, όπως σφάλματα πρόβλεψης μέγιστης διαθέσιμης παραγωγής και αποτελεσματικό/ευσταθή συντονισμό ελέγχου ταχύτητας περιστροφής και γωνίας κλίσης των πτερυγίων [246], [247], [310].

$$P_w^* = (1 - r_w^*)P_{w,max} - \frac{1}{R_{w,f}}\Delta f \quad (\text{B.10})$$

Παράρτημα Γ

Τιμές παραμέτρων

Πίν. Γ.1. Παραμετροποίηση φωτοβολταϊκού συστήματος.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{pv,n}$	1 MW	$n_{pv,mod}$	20	$K_{pv,dc,i}$	39,5
$R_{pv,s}$	0,28 Ω	$n_{pv,str}$	228	$L_{pv,f}$	0,06 αμ
$i_{pv,mod,sc}$	8,2 A	$C_{pv,int}$	30 mF	$K_{pv,gs,c,p}$	0,1
$v_{pv,mod,oc}$	36,6 V	$L_{pv,dc}$	2 mH	$K_{pv,gs,i}$	5
a_{pv}	0,47	$K_{pv,dc,dc,sc,p}$	0,02	R_{pv}	0,02
$T_{pv,sc}$	298 K	$K_{pv,dc,dc,i}$	0,5	H_{pv}	5 s
$G_{pv,sc}$	1000 W/m ²	$\Delta n_{pv,mpp1}$	0,1 V	$\omega_{pv,db}$	0,1 Hz
$K_{pv,i,sc}$	0,065 %/K	$f_{pv,mpp1}$	20 Hz	ROCOF _{pv,db}	0,1 Hz/s
$K_{pv,v,oc}$	-0,36 %/K	$C_{pv,dc}$	41 mF	$T_{pv,f,rocof}$	0,02 s
$n_{pv,c}$	60	$K_{pv,dc,p}$	0,9		

Πίν. Γ.2. Παραμετροποίηση συστημάτων συσσωρευτών.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{b,n}$	0,5-1 MW	A_b	58,8 V	$K_{b,max}$	0,01
$E_{b,n}$	0,5-1 MWh	B_b	0,03 1/Ah	$P_{b,1}$	0,05
$K_{b,rq}$	0,01	$E_{b,0}$	759 V	$P_{b,2}$	0,1
$K_{b,r,p}$	0,3	$T_{b,f}$	10 s	$SOC_{b,min-}$	20-22%
$K_{b,r,i}$	333	$K_{b,c}$	2,6 mV/Ah	$SOC_{b,min+}$	23-25%
$K_{b,i,p}$	10	Q_b	2068 Ah	$SOC_{b,max-}$	85%
$K_{b,i,i}$	150	$R_{b,c}$	3,5 mΩ	$SOC_{b,max+}$	90%
$L_{b,f}$	0,5 αμ	$f_{b,db}$	0,01 Hz	$SOC_{b,min,BAU}$	22,5%
$C_{b,f}$	0,014 αμ	R_b	0,02	$SOC_{b,max,BAU}$	87,5%
$K_{b,PLL}$	4700	$T_{b,f,rocof}$	0,05 s	K_b	0,0615
$T_{b,PLL,1}$	134	ROCOF _{b,db}	0,05 Hz/s	$\left \frac{dP_b^*}{dt} \right _{\max}$	10 α.μ./s
$T_{b,PLL,2}$	1195	H_b	3 s	$\left \frac{dP_{b,soc}^*}{dt} \right _{\max}$	0,1 α.μ./s

Πιν. Γ.3. Παραμετροποίηση υδροηλεκτρικών μονάδων.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{H1,n}$	1,05 MW	$q_{H1,nl}$	0,07 m ³ /s	$K_{h,i}$ (εκτροπείς εντός λειτουργίας)	0,3 s ⁻¹
$P_{H2-3,n}$	1,55 MW	$q_{H2-3,nl}$	0,035 m ³ /s	T_{hp}	0,05 s
$k_{b,1}$	1,462	$A_{H1,n}$	1,28	R_b	0,05
$k_{b,2}$	-0,462	$A_{H2-3,n}$	1,25	T_{hf}	0,2 s
f_{H1}	30,8	D_{H1-3}	1	$a_{b,n1}$	0,6
f_{H2-3}	79,2	H_{H1}	1,8 s	$a_{b,n2}$	0,05
$T_{H1,w}$	3,8 s	H_{H2-3}	4,4 s	$\left dp_{h,n} / dt \right _{\max}$	0,02 α.μ./s
$T_{H2-3,w}$	0,8 s	$K_{b,p}$ (εκτροπείς εκτός λειτουργίας)	2	$K_{h,d}$	15
$T_{H1,e}$	3,3 s	$K_{b,i}$ (εκτροπείς εκτός λειτουργίας)	0,1 s ⁻¹	$\left dp_{h,d} / dt \right _{\max}$	0,79 α.μ./s
$T_{H2-3,e}$	2,6 s	$K_{b,p}$ (εκτροπείς εντός λειτουργίας)	10	$\left dp_{h,d} / dt \right _{\min}$	-0,5 α.μ./s

Πιν. Γ.4. Παραμετροποίηση αντλιοστασίου.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{p,n}$	0,25 MW	$P_{isp,max}$	0,25 MW	$T_{pb,d}$	1 s
$T_{p,on/off}$	5 s	$P_{isp,min}$	0,125 MW	R_p	0,05
H_{fsp}	2,1 s	$T_{p,f}$	0,05 s		

Πιν. Γ.5. Παραμετροποίηση συστήματος αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$T_{f,acc}$	0,16 s	T_{agg}	4 s	$\left dP_{gi,agg}^* / dt \right _{\max}$	0,02 α.μ./s
$K_{agg,p}$	0,005	$T_{d,SCADA}$	1 s	$\left dP_{b,agg}^* / dt \right _{\max}$	0,1 α.μ./s
$K_{agg,i}$	0,05	$T_{f,agg}$	60 s		

Πιν. Γ.6. Παραμετροποίηση προγράμματος οικονομικής κατανομής.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
Δt	0,25 h	$C_{up}^{sl,r}$	8000 €/MWh	$P^{h,c/d,max}$	0,5 MW
VC^i	100 €/MWh	$C^{sl,eq}$	20000 €/MWh	$E^{h,max}$	0,5 MWh
$C^{sl,soe}$	200 €/MWh	$P^{gi,max}$	1 MW	SOC_t^{h*}	55%
$C_{dn}^{sl,r}$	4000 €/MWh	$P^{gi,min}$	0,5 MW	$\eta^{h,c} = \eta^{h,d}$	0,92

Πιν. Γ.7. Παραμετροποίηση θερμικών μονάδων.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{du,n}$	1 MW	$a_{du,1}$	0,38	$T_{du,4}$	0,1 s
$T_{du,igni}$	0,01 s	$T_{du,turbo}$	0,87 s	$T_{du,5}$	0,1 s
$d_{du,0}$	0,247	$f a_{du,stoich}$	3,7	$T_{du,6}$	0,01 s
$d_{du,1}$	1,247	$T_{du,1}$	0,01 s	$K_{du,act}$	15
$T_{du,d}$	0,04 s	$T_{du,2}$	0 s	R_{du}	0,05
$a_{du,0}$	0,10	$T_{du,3}$	2 s	$\left \frac{dP_{gi}}{dt} \right _{\max}$	0,3 α.μ./s

Πιν. Γ.8. Παραμετροποίηση ανεμογεννήτριας.

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
$P_{w,n}$	0,9 MW	$c_{w,7}$	0,08	$K_{w,msc,p}$	3
$R_{w,r}$	22 m	$c_{w,8}$	0,035	$K_{w,msc,i}$	20
ρ	1,225 kg/m ³	\dot{p}_{rmsg}	174	$\left \frac{d\beta_w^*}{dt} \right _{\max}$	10°/s
$c_{w,1}$	0,518	J_w	6,9·10 ⁵ kg·m ²	$T_{w,\beta}$	0,3 s
$c_{w,2}$	116	$T_{w,\omega}$	3 s	$K_{w,\beta,p}$	100
$c_{w,3}$	0,4	$K_{w,t,p}$	3	$K_{w,\beta,i}$	50
$c_{w,4}$	5	$K_{w,t,i}$	0,6	$R_{w,f}$	0,05
$c_{w,5}$	21	ψ_{rmsg}	1 αμ	$T_{w,f}$	0,05 s
$c_{w,6}$	0,007	$L_{rmsg,d} = L_{rmsg,q}$	0,7 αμ	$T_{w,p,d}$	1 s

Παράρτημα Δ

Αγγλική ορολογία

Area control error (ACE)	Σφάλμα ελέγχου περιοχής
Automatic frequency restoration reserve (aFRR)	Αυτόματη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (αΕΑΣ)
Automatic generation control (AGC)	Αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (ΑΠΠ)
Black start	Επανεκκίνηση από κατάσταση ολικής σβέσης
DC link	Ζυγός DC μεταξύ των DC/DC και DC/AC μετατροπέων ισχύος
Duty cycle	Σχετική διάρκεια αγωγής
Fast Frequency Response (FFR)	Ταχεία απόκριση συχνότητας
Frequency containment reserve (FCR)	Εφεδρεία διατήρησης συχνότητας (ΕΔΣ)
Grid following (GFL) inverter	Μετατροπέας ισχύος παρακολούθησης δικτύου
Grid forming (GFM) inverter	Μετατροπέας ισχύος διαμόρφωσης δικτύου
Grid side converter (GSC)	Μετατροπέας πλευράς δικτύου
Inverter based resource (IBR)	Μονάδα που συνδέεται στο δίκτυο μέσω μετατροπέων ισχύος
Machine side converter (MSC)	Μετατροπέας πλευράς γεννήτριας
Maximum Power Point Tracking (MPPT)	Αλγόριθμος ανίχνευσης του σημείου μεγιστοποίησης της αποδιδόμενης ισχύος
Participation factor	Συντελεστής συμμετοχής
Rate of Change of Frequency (ROCOF)	Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας
Splitting	Διαχωρισμός διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών δικτύων
State of Charge (SOC)	Στάθμη φόρτισης
Supervisory control and data acquisition (SCADA)	Σύστημα εποπτείας και ελέγχου
Under frequency load shedding (UFLS)	Περιοπή φορτίου σε συνθήκες υποσυχνότητας
Virtual synchronous machine	Εικονική σύγχρονη μηχανή

Βιβλιογραφία

- [1] “World Energy Outlook 2022,” International Energy Agency (IEA), 2022.
- [2] “Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems,” DNV GL, 2017.
- [3] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, D. Evagorou, A. Frixou, and A. Poullikkas, “Mid-term electricity storage needs of the power system of Cyprus,” in *49th CIGRE Session*, 2022, pp. 1–10.
- [4] A. G. Papakonstantinou and S. A. Papathanassiou, “Battery Energy Storage Participation in Automatic Generation Control of Island Systems, Coordinated with State of Charge Regulation,” *Appl Sci*, vol. 12, no. 2, p. 596, 2022.
- [5] A. G. Papakonstantinou, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Frequency Regulation in Island Grids With Battery Storage Participating in Automatic Generation Control,” in *12th Mediterr Conf Power Gener Transm Distrib Energy Convers (MEDPOWER 2020)*, 2020, pp. 84–89.
- [6] A. Papakonstantinou, S. Bosmis, and S. Papathanassiou, “Active and reactive power control in an island system operated on inverter-based resources,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–11.
- [7] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Battery energy storage contribution to system adequacy,” *Energies*, vol. 14, no. 16, p. 5146, 2021.
- [8] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Capacity Value of Pumped-Hydro Energy Storage,” in *2022 2nd Int Conf on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED)*, 2022, pp. 1–6.
- [9] G. N. Psarros, A. G. Papakonstantinou, S. A. Papathanassiou, J. S. Anagnostopoulos, and N. G. Boulaxis, “Contribution of energy storage to capacity adequacy – Application to island power systems,” in *48th CIGRE Session*, 2020, pp. 1–11.
- [10] Α. Παπακωνσταντίνου, Γ. Ψαρρός, Κ. Μαριόλης, Ε. Χατζηστυλιανός, and Σ. Παπαθανασίου, “Λειτουργικοί περιορισμοί σε σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ και αποθήκευσης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα,” in *31η Σύνοδος ΕΕ CIGRE*, 2022, pp. 1–10.
- [11] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Feasibility of Behind-the-Meter Battery Storage in Wind Farms Operating on Small Islands,” *Batteries*, vol. 8, no. 12, 2022.
- [12] Α. Παπακωνσταντίνου, Γ. Ψαρρός, Σ. Παπαθανασίου, Ν. Μπουλαζής, and Ι. Αναγνωστόπουλος, “Λύσεις για τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος της Κρήτης μετά τη διασύνδεσή της με το ηπειρωτικό σύστημα,” in *30η Σύνοδος ΕΕ CIGRE*, 2020, pp. 1–10.
- [13] “Maximising Social Welfare of Energy Storage Facilities through Multi-Service Business Cases,” European Association for Storage of Energy (EASE), 2019.
- [14] K. Antoniadou-Plytaria, D. Steen, L. A. Tuan, O. Carlson, and M. A. Fotouhi Ghazvini, “Market-Based Energy Management Model of a Building Microgrid Considering Battery Degradation,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 1794–1804, 2021.
- [15] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, and G. Stavrakakis, “Optimal Design and Economic Evaluation of a Battery Energy Storage System for the Maximization of the Energy Generated by Wind Farms in Isolated Electric Grids,” *Wind Eng*, vol. 33, no. 1, pp. 55–81, 2009.
- [16] M. Zidar, T. Capuder, P. S. Georgilakis, and D. Škrlec, “Convex AC Optimal Power Flow Method for Definition of Size and Location of Battery Storage Systems in the Distribution Grid,” in *Proceedings of the 9th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment System - SDEWES*, 2014, pp. 1–23.
- [17] E. E. Sfikas, Y. A. Katsigiannis, and P. S. Georgilakis, “Simultaneous capacity optimization of distributed generation and storage in medium voltage microgrids,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 67, pp. 101–113, 2015.

- [18] M. Zidar, P. S. Georgilakis, N. D. Hatziaargyriou, T. Capuder, and D. Škrlec, “Review of energy storage allocation in power distribution networks: Applications, methods and future research,” *IET Gener Transm Distrib*, vol. 10, no. 3, pp. 645–652, 2016.
- [19] A. G. Papakonstantinou and S. A. Papathanassiou, “A centralized automatic generation control for island systems dominated by inverter-based resources,” in *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2023, pp. 1–7.
- [20] D. Zarras, A. Papakonstantinou, and S. Papathanassiou, “Control of Hydrogen Storage Systems for Primary Frequency Response and Inertia Emulation,” in *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2023, pp. 1–6.
- [21] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “A Real-time Redispatch Method to Evaluate the Contribution of Storage to Capacity Adequacy,” *IEEE Trans Power Syst*, pp. 1–13, 2023.
- [22] “Ancillary Services Energy Storage Applications Forms,” European Association for Storage of Energy (EASE), 2021.
- [23] “Services to Support Transmission Infrastructure Energy Storage Applications Forms,” European Association for Storage of Energy (EASE), 2021.
- [24] “Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe,” European Commission, 2020.
- [25] “Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability,” International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020.
- [26] Ç. Iris and J. S. L. Lam, “Optimal energy management and operations planning in seaports with smart grid while harnessing renewable energy under uncertainty,” *Omega*, vol. 103, p. 102445, 2021.
- [27] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Electricity storage requirements to support the transition towards high renewable penetration levels – Application to the Greek power system,” *J Energy Storage*, vol. 55, p. 105748, 2022.
- [28] G. N. Psarros, A. G. Papakonstantinou, and S. A. Papathanassiou, “Integration of Storage into Large Island Power Systems: The Case of Cyprus,” in *12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020)*, 2020, pp. 270–275.
- [29] N. Hatziaargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou, and A. Dimeas, “Noninterconnected island systems: The Greek case,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 5, no. 2, pp. 17–27, 2017.
- [30] A. Papakonstantinou, “Electricity storage in Greece: State-of-play & near-term outlook,” *Electra*, No 329, pp. 1–5, 2023.
- [31] “Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος,” Ομάδα Διοίκησης Έργου Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας, 2021.
- [32] D. I. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A. I. Stroe, and R. Teodorescu, “Operation of a grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: A battery lifetime perspective,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 53, no. 1, pp. 430–438, 2017.
- [33] “Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,” U.S. Department of Energy, 2021.
- [34] G. N. Psarros, E. G. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, “Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1822–1832, 2018.
- [35] G. N. Psarros, S. P. Kokkolios, and S. A. Papathanassiou, “Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems,” in *53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018*, 2018, pp. 1–6.
- [36] L. Meng *et al.*, “Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1566–1581, 2020.

- [37] M. Farrokhhabadi *et al.*, “Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020.
- [38] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill Inc, 1994.
- [39] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheble, *Power generation, operation, and control*, 3rd ed. New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2013.
- [40] A. G. Papakonstantinou, A. I. Konstanteas, and S. A. Papathanassiou, “Solutions to Enhance Frequency Regulation in an Island System With Pumped-Hydro Storage Under 100% Renewable Energy Penetration,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 76675–76690, 2023.
- [41] Κ. Βουρνάς, Β. Κ. Παπαδιάς, and Κ. Ντελκλής, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος*. Αθήνα: Συμμετρία, 2011.
- [42] P. Krause, O. Wasynczuk, S. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2nd ed. New Jersey: IEEE Press - Wiley, 2002.
- [43] “Commission Regulation (EU) 2017/1485 - establishing a guideline on electricity transmission system operation (SOGL).” 2017.
- [44] “Commission Regulation (EU) 2016/631 - establishing a network code on requirements for grid connection of generators (RfG).” 2016.
- [45] Z. H. Rather *et al.*, “Solar integration in the UK and India: technical barriers and future directions,” Loughborough University, 2021.
- [46] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. Springer, 2014.
- [47] B. Vanderwaal, I. Rose, D. Price, D. Yeowart, and B. Joseph, “Market design principles for reliability and resilience in the Australian National Electricity Market with high penetration of asynchronous generation and low inertia,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–14.
- [48] “Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (Κώδικας ΜΔΝ) - Έκδοση 4η,” Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), 2022.
- [49] M. Yao, R. R. Shoults, and R. Kelm, “AGC logic based on NERC’s new Control Performance Standard and Disturbance Control Standard,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 15, no. 2, pp. 852–857, May 2000.
- [50] “Request for Proposals for Hawai‘i Island (‘Stage 3 Hawai‘i RFP’),” *Hawaiian Electric*, 2022. [Online]. Available: <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/selling-power-to-the-utility/competitive-bidding-for-system-resources/stage-3-hawaii-rfp>.
- [51] “Απόφαση ΡΑΑΕΥ Ε-45/2023. ΦΕΚ 3939 Β’/17.06.2023. Διενέργεια πρώτης (α’) Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.” Εφημερίδα της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, 2023.
- [52] K. De Vos, N. Stevens, O. Devolder, A. Papavasiliou, B. Hebb, and J. Matthys-Donnadieu, “Dynamic dimensioning approach for operating reserves: Proof of concept in Belgium,” *Energy Policy*, vol. 124, pp. 272–285, 2019.
- [53] B. Badrzadeh, N. Modi, J. Lindley, A. Jalali, and J. Lu, “Power System Operation With a High Share of Inverter-Based Resources: The Australian Experience,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 5, pp. 46–55, Sep. 2021.
- [54] “Καθορισμός Ζωνικών/Συστημικών αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης,” Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), 2020.
- [55] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, Aug. 2009.
- [56] A. Basit, A. D. Hansen, M. Altin, P. E. Sørensen, and M. Gamst, “Compensating active power imbalances in power system with large-scale wind power penetration,” *J Mod Power Syst Clean Energy*, 2015.
- [57] “Commission Regulation (EU) 2017/2195 - establishing a guideline on electricity balancing.” 2017.

- [58] ΑΔΜΗΕ, “Κανονισμός Αγοράς Εξισορρόπησης, Έκδοση 12.0,” Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), 2022.
- [59] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011.
- [60] C.-K. Zhang, L. Jiang, Q. H. Wu, Y. He, and M. Wu, “Delay-Dependent Robust Load Frequency Control for Time Delay Power Systems,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 28, no. 3, pp. 2192–2201, Aug. 2013.
- [61] D. D. Rasolomampionona, “A modified power system model for AGC analysis,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009, pp. 1–6.
- [62] M. R. I. Sheikh and N. Mondol, “Application of self-tuning FPIC to AGC for load frequency control in wind farm interconnected large power system,” in *2012 International Conference on Informatics, Electronics and Vision, ICIEV 2012*, 2012, pp. 812–816.
- [63] A. K. Thirukkovulur, H. Nandagopal, and V. Parivallal, “Decentralized control of multi-area power system restructuring for LFC optimization,” in *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 2012, pp. 1–6.
- [64] S. K. Jain, S. Chakrabarti, and S. N. Singh, “Review of Load Frequency Control methods, Part-I: Introduction and Pre-deregulation Scenario,” in *2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE)*, 2013, pp. 1–5.
- [65] A. Usman and B. Divakar, “Simulation Study of Load Frequency Control of Single and Two Area Systems,” in *2012 IEEE Global Humanitarian Technology Conference*, 2012, pp. 214–219.
- [66] H. Bevrani and T. Hiyama, *Intelligent Automatic Generation Control*. Florida: CRC Press, 2011.
- [67] B. H. Bakken and O. S. Grande, “Automatic generation control in a deregulated power system,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 13, no. 4, pp. 1401–1406, 1998.
- [68] M. Ilic, L. Xie, and Q. Liu, *Engineering IT-Enabled Sustainable Electricity Services: The Tale of Two Low-Cost Green Azores Islands*. Springer, 2013.
- [69] J. J. Dai, H. Castro, Jianjun Guo, T. Khandelwal, S. Shokooh, and F. Shokooh, “Automatic generation control system for an industrial facility with onsite generation,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–8.
- [70] C. D. Vournas, E. N. Dialynas, N. Hatziargyriou, A. V. Machias, J. L. Souflis, and B. C. Papadias, “A flexible AGC algorithm for the Hellenic interconnected system,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 4, no. 1, pp. 61–68, 1989.
- [71] A. P. Sakis Meliopoulos, G. J. Cokkinides, and A. G. Bakirtzis, “Load-frequency control service in a deregulated environment,” in *Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference on System Sciences*, 1998, vol. 3, pp. 24–31.
- [72] S. Nof, *Springer Handbook of Automation*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2009.
- [73] H. Amano *et al.*, “Field verification of control performance of a LFC system to make effective use of existing power generation and battery energy storage system,” in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.
- [74] “Project Implementation of the Athens and the Local ECCs for the Electrical Central Energy Control Center (ECC) Power Systems in Crete and Rhodes,” Hellenic Electricity Distribution Network Operator (HEDNO), 2015.
- [75] S.-S. J. Wu *et al.*, “Redesign of frequency controls for CPS evaluations in an isolated power system,” in *IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1–6.
- [76] L.-R. Chang-Chien and J.-S. Cheng, “The Online Estimate of System Parameters For Adaptive Tuning on Automatic Generation Control,” in *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, 2007, pp. 1–6.
- [77] A. Vasilakis, I. Zafeiratou, D. T. Lagos, and N. D. Hatziargyriou, “The Evolution of Research in Microgrids Control,” *IEEE Open Access J Power Energy*, vol. 7, pp. 331–343, 2020.
- [78] C. Jain, H. K. Verma, and L. D. Arya, “A novel statistically tracked particle swarm optimization method for

- automatic generation control,” *J Mod Power Syst Clean Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 396–410, Dec. 2014.
- [79] Δ. Μίχος, Γ. Φωτόπουλος, Ι. Μπλάνας, Β. Ζιώγας, Δ. Φούρλαρης, and Α. Τασούλης, “Οικονομική κατανομή φορτίου σε πραγματικό χρόνο στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας,” in *25η Σύνοδος ΕΕ CIGRE*, 2009, pp. 1–10.
- [80] M.-S. Park and Y.-H. Chun, “Introduction of Generator Unit Controller and Its Tuning for Automatic Generation Control in Korean Energy Management System (K-EMS),” *J Electr Eng Technol*, vol. 6, no. 1, pp. 42–47, 2011.
- [81] M. Vrakopoulou, K. Margellos, J. Lygeros, and G. Andersson, “A Probabilistic Framework for Reserve Scheduling and N-1 Security Assessment of Systems With High Wind Power Penetration,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 28, no. 4, pp. 3885–3896, 2013.
- [82] “EGCP-3 Engine Generator Control Package, Manual 26194 (Revision E),” Woodward, 2002.
- [83] “European Power System 2040: Completing the map. System Needs Analysis, part of ENTSO-E’s 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018,” ENTSO-e, 2019.
- [84] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Evaluation of battery-renewable hybrid stations in small-isolated systems,” *IET Renew Power Gener*, vol. 14, no. 1, pp. 39–51, 2020.
- [85] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Comparative Assessment of Unit Commitment Methods for Isolated Island Grids,” in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2018, pp. 1–6.
- [86] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, “Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration,” *Renew Energy*, vol. 115, pp. 338–352, 2018.
- [87] Σ. Παπαθανασίου, *Ανανέωσιμες Πηγές Ενέργειας, Σημειώσεις Παραδόσεων*. Αθήνα, Ελλάδα: ΕΜΠ, 2008.
- [88] V. Gevorgian and B. O’Neill, “Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016.
- [89] A. S. Brouwer, M. van den Broek, A. Seebregts, and A. Faaij, “Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 33, pp. 443–466, May 2014.
- [90] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, and G. Andersson, “Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves,” in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–5.
- [91] J. Ouyang, M. Pang, M. Li, D. Zheng, T. Tang, and W. Wang, “Frequency control method based on the dynamic deloading of DFIGs for power systems with high-proportion wind energy,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 128, p. 106764, 2021.
- [92] A. Papavasiliou, S. S. Oren, and R. P. O’Neill, “Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 26, no. 4, pp. 2197–2206, Nov. 2011.
- [93] “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters,” ENTSO-e, 2019.
- [94] J. Matevosyan *et al.*, “A Future With Inverter-Based Resources: Finding Strength From Traditional Weakness,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 6, pp. 18–28, Nov. 2021.
- [95] U. Farooq and R. B. Bass, “Frequency Event Detection and Mitigation in Power Systems: A Systematic Literature Review,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 61494–61519, 2022.
- [96] S. W. A. Clark, D. H. Wilson, K. Hay, and A. Blackwell, “Operational metering, forecast & validation of effective Area Inertia,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–8.
- [97] G. Santos Pereira, F. Benavent, J. Witkowski, and G. Prime, “Taking advantage of grid-forming BESS behaviour during major outages: contribution to improve the share of renewable energy in French isolated power systems,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–12.
- [98] G. Prime, J. Morin, N. Boussonniere, M. Desmartin, and Y. Wang, “Inertia need and cost related to system splits for the future Continental Europe Power System,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–15.

- [99] B. O’Connell *et al.*, “Achieving World-Leading Penetration of Renewables: The Australian National Electricity Market,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 5, pp. 18–28, Sep. 2021.
- [100] X. Ding, X. Wu, C. Li, and J. Liang, “Converter Driven Oscillation in Power Systems with High Penetration of HVDC Interconnectors,” in *CIGRE 49th Session, 2022*, pp. 1–10.
- [101] “Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050,” International Energy Agency (IEA), 2021.
- [102] A. Enas, B. Berry, A. Blackwell, and S. Reid, “Inertia Measurements in the GB Power System used for Operations and Planning Improvements,” in *CIGRE 49th Session, 2022*, pp. 1–11.
- [103] P. Du and J. Matevosyan, “Forecast system inertia condition and its impact to integrate more renewables,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1531–1533, 2018.
- [104] J. Matevosyan *et al.*, “Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration?,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, Nov. 2019.
- [105] S. Cherevatskiy *et al.*, “Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study),” in *CIGRE 48th Session, 2020*, pp. 1–13.
- [106] “Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies,” CIGRE, CIRED, 2018.
- [107] “Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability,” ENTSO-e, 2018.
- [108] “Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe - Requirements and Impacting Factors,” ENTSO-e, 2016.
- [109] M. Ali, E. Makki, C. Casal, and Y. Ayadi, “Implementation of the European Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators,” European Commission, 2021.
- [110] “Κανόνες μεταφοράς και διανομής,” Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ), 2022.
- [111] S. Nema, V. Prakash, and H. Pandzic, “Adaptive Synthetic Inertia Control Framework for Distributed Energy Resources in Low-Inertia Microgrid,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 54969–54979, 2022.
- [112] E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, A. Sumper, and O. Boix-Aragones, “Active power control in a hybrid PV-storage power plant for frequency support,” *Sol Energy*, vol. 144, pp. 49–62, 2017.
- [113] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi, and C. H. Kim, “A frequency-control approach by photovoltaic generator in a PV-diesel hybrid power system,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 26, no. 2, pp. 559–571, 2011.
- [114] A. Khazali, N. Rezaei, H. Saboori, and J. M. Guerrero, “Using PV systems and parking lots to provide virtual inertia and frequency regulation provision in low inertia grids,” *Electr Power Syst Res*, vol. 207, p. 107859, Jun. 2022.
- [115] N. Sa-ngawong and I. Ngamroo, “Intelligent photovoltaic farms for robust frequency stabilization in multi-area interconnected power system based on PSO-based optimal Sugeno fuzzy logic control,” *Renew Energy*, vol. 74, pp. 555–567, 2015.
- [116] R. Bhatt and B. Chowdhury, “Grid frequency and voltage support using PV systems with energy storage,” in *43rd North American Power Symposium (NAPS)*, 2011, pp. 1–6.
- [117] S. Karpana, E. Batzelis, S. Maiti, and C. Chakraborty, “PV-Supercapacitor Cascaded Topology for Primary Frequency Responses and Dynamic Inertia Emulation,” *Energies*, vol. 14, no. 24, p. 8347, Dec. 2021.
- [118] G. Delille, B. François, and G. Malarange, “Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System’s Inertia,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012.
- [119] M. A. Mosa, M. Y. Yousef, S. M. El Masry, A. M. Abdel Ghany, and A. A. Ali, “Frequency support of AC microgrid with high penetration of photovoltaic using super-capacitor,” *Sustain Energy Technol Assessments*, vol. 53, no. PA, p. 102364, 2022.
- [120] N. Kakimoto, S. Takayama, H. Satoh, and K. Nakamura, “Power modulation of photovoltaic generator for frequency control of power system,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 24, no. 4, pp. 943–949, 2009.

- [121] D. Yan, S. Jianhui, and S. Yong, "A unified power controller for photovoltaic generators in microgrid," in *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 1121–1125.
- [122] X. Li, Y. J. Song, and S. Bin Han, "Frequency control in micro-grid power system combined with electrolyzer system and fuzzy PI controller," *J Power Sources*, vol. 180, no. 1, pp. 468–475, 2008.
- [123] "N. 4951/2022. ΦΕΚ 129 Α'/04.07.2022. Εκσυγχρονισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - Β' φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πλαίσιο ανάπτυξης Πίλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών." 2022.
- [124] P. Kushwaha, V. Prakash, R. Bhakar, and U. R. Yaragatti, "Synthetic inertia and frequency support assessment from renewable plants in low carbon grids," *Electr Power Syst Res*, vol. 209, p. 107977, Aug. 2022.
- [125] T. Baskarad, I. Kuzle, and N. Holjevac, "Photovoltaic System Power Reserve Determination Using Parabolic Approximation of Frequency Response," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3175–3184, 2021.
- [126] V. Gevorgian, "Highly accurate method for real-time active power reserve estimation for utility-scale PV power plants," National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2019.
- [127] C. Loutan *et al.*, "Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant," National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017.
- [128] A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg, and D. Sera, "Delta Power Control Strategy for Multistring Grid-Connected PV Inverters," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 53, no. 4, pp. 3862–3870, 2017.
- [129] A. Sangwongwanich, Y. Yang, and F. Blaabjerg, "A Sensorless Power Reserve Control Strategy for Two-Stage Grid-Connected PV Systems," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 32, no. 11, pp. 8559–8569, 2017.
- [130] A. F. Hoke, M. Shirazi, S. Chakraborty, E. Muljadi, and D. Maksimovic, "Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support," *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 5, no. 3, pp. 1154–1163, 2017.
- [131] A. Hoke, E. Muljadi, and D. Maksimovic, "Real-time photovoltaic plant maximum power point estimation for use in grid frequency stabilization," in *2015 IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2015, pp. 1–7.
- [132] T. Hiyama and K. Kitabayashi, "Neural network based estimation of maximum power generation from PV module using environmental information," *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 12, no. 3, pp. 241–246, 1997.
- [133] V. A. K. Pappu, B. Chowdhury, and R. Bhatt, "Implementing frequency regulation capability in a solar photovoltaic power plant," in *North American Power Symposium 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [134] S. Nanou, A. Papakonstantinou, and S. Papathanassiou, "Control of a PV generator to maintain active power reserves during operation," in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2012, pp. 4059–4063.
- [135] E. Batzelis, S. Nanou, and S. Papathanassiou, "Active power control in PV systems based on a quadratic curve fitting algorithm for the MPP estimation," in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2014, pp. 3036–3040.
- [136] E. I. Batzelis, G. E. Kampitsis, and S. A. Papathanassiou, "Power Reserves Control for PV Systems With Real-Time MPP Estimation via Curve Fitting," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1269–1280, Jul. 2017.
- [137] E. I. Batzelis, S. A. Papathanassiou, and B. C. Pal, "PV System Control to Provide Active Power Reserves under Partial Shading Conditions," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 33, no. 11, pp. 9163–9175, 2018.
- [138] A. M. Howlader, S. Sadoyama, L. R. Roose, and Y. Chen, "Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using smart PV inverters," *Appl Energy*, vol. 258, p. 114000, 2020.
- [139] Q. Madorell-Battle, E. Bullich-Massagué, M. Cheah-Mañé, and O. Gomis-Bellmunt, "Over-frequency support in large-scale photovoltaic power plants using non-conventional control architectures," *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 127, p. 106679, May 2021.
- [140] J. Neely, J. Johnson, J. Delhotal, S. Gonzalez, and M. Lave, "Evaluation of PV frequency-watt function for

- fast frequency reserves,” in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2016, pp. 1926–1933.
- [141] J. Seidel, F. Rauscher, and B. Engel, “Enhanced contribution of photovoltaic power systems to frequency control in future power systems,” *IET Renew Power Gener*, vol. 15, no. 12, pp. 2753–2765, 2021.
- [142] P. P. Zarina, S. Mishra, and P. C. Sekhar, “Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 60, pp. 258–267, 2014.
- [143] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan, and T. Yang, “A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 985–993, 2013.
- [144] Y. Bae, T. K. Vu, and R. Y. Kim, “Implemental control strategy for grid stabilization of grid-connected PV system based on German grid code in symmetrical low-to-medium voltage network,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 28, no. 3, pp. 619–631, 2013.
- [145] R. G. Wandhare and V. Agarwal, “Novel control scheme for high power centralized PV-grid system to realize functionalities of AVR and governor as in conventional generators,” in *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 002460–002465.
- [146] B. I. Craciun, T. Kerekes, D. Sera, and R. Teodorescu, “Frequency support functions in large PV power plants with active power reserves,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 2, no. 4, pp. 849–858, 2014.
- [147] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, and T. Funabashi, “A fuzzy based method for leveling output power fluctuations of photovoltaic-diesel hybrid power system,” *Renew Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1693–1703, 2011.
- [148] P. C. Sekhar and S. Mishra, “Storage Free Smart Energy Management for Frequency Control in a Diesel-PV-Fuel Cell-Based Hybrid AC Microgrid,” *IEEE Trans Neural Networks Learn Syst*, vol. 27, no. 8, pp. 1657–1671, 2016.
- [149] T. Senjyu, M. Datta, A. Yona, and C. H. Kim, “A control method for small utility connected large PV system to reduce frequency deviation using a minimal-order observer,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 24, no. 2, pp. 520–528, 2009.
- [150] P. Veena, V. Indragandhi, R. Jeyabharath, and V. Subramaniaswamy, “Review of grid integration schemes for renewable power generation system,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 34, pp. 628–641, 2014.
- [151] L. Chen, A. Amirahmadi, Q. Zhang, N. Kutkut, and I. Batarseh, “Design and implementation of three-phase two-stage grid-connected module integrated converter,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 29, no. 8, pp. 3881–3892, 2014.
- [152] Hyuntae Choi, M. Ciobotaru, and V. G. Agelidis, “High gain DC/DC converter for the grid integration of large-scale PV systems,” in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 1011–1016.
- [153] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, Sep. 2005.
- [154] E. I. Batzelis, G. Anagnostou, I. R. Cole, T. R. Betts, and B. C. Pal, “A state-space dynamic model for photovoltaic systems with full ancillary services support,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1399–1409, 2019.
- [155] L. D. Watson and J. W. Kimball, “Frequency regulation of a microgrid using solar power,” in *2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2011, pp. 321–326.
- [156] B. Pawar, E. Batzelis, S. Chakrabarti, and B. Pal, “Grid-Forming Control for Solar PV Systems with Power Reserves,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 12, no. 4, pp. 1947–1959, 2021.
- [157] S. I. Nanou, A. G. Papakonstantinou, and S. A. Papathanassiou, “A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation,” *Electr Power Syst Res*, vol. 127, pp. 186–196, 2015.
- [158] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [159] S. O. Kasap, *Principles of Electronic Materials and Devices*. McGraw-Hill Inc, 2001.
- [160] D. Neamen, *An Introduction to Semiconductor Devices*. New York: McGraw-Hill Inc, 2006.

- [161] Κ. Δέροβος, *Φωτοβολταϊκά Συστήματα - από τη Θεωρία στην Πράξη*. Πανεπιστημιακές Εκδόσεις ΕΜΠ, 2013.
- [162] A. Yazdani *et al.*, “Modeling guidelines and a benchmark for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems,” *IEEE Trans Power Deliv*, vol. 26, no. 2, pp. 1247–1264, 2011.
- [163] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka, and T. Fuyuki, “Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration,” *Sol Energy Mater Sol Cells*, vol. 91, no. 13, pp. 1222–1227, 2007.
- [164] R. Raimundo, A. Coelho, R. Martins, and I. Catarino, “Power generation by unhealthy photovoltaic modules,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–9.
- [165] E. I. Batzelis, G. E. Kampitsis, S. A. Papathanassiou, and S. N. Manias, “Direct MPP Calculation in Terms of the Single-Diode PV Model Parameters,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 30, no. 1, pp. 226–236, 2015.
- [166] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, “A variable step size INC MPPT method for PV systems,” *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 55, no. 7, pp. 2622–2628, 2008.
- [167] A. G. Sarigiannidis, S. A. Stathis, and A. G. Kladas, “Performance evaluation of MPPT techniques for PV array incorporated into Electric Vehicle roof,” in *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2015, pp. 1069–1073.
- [168] E. I. Batzelis, S. A. Papathanassiou, and A. Kladas, “A partial shading detection technique for MPPT algorithms in PV systems,” in *Japmed’9*, 2015, pp. 1–3.
- [169] S. Nanou, S. Papathanassiou, and G. Vokas, “Small signal analysis and gain scheduling control of a photovoltaic dc/dc converter,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2012, pp. 3579–3583.
- [170] M. Richwine and N. Miller, “Stability with Synchronous Condensers for Power Export from Inverter Dominant Generation Regions,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–8.
- [171] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems : Modeling, Control, and Applications*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., IEEE Press, 2010.
- [172] Σ. Μανιάς, *Ηλεκτρονικά Ισχύος*. Εκδόσεις Συμεών, 2017.
- [173] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, May 2008.
- [174] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012.
- [175] A. Papavasiliou, S. A. Papathanassiou, S. N. Manias, and G. Demetriadis, “Current Control of a Voltage Source Inverter Connected to the Grid via LCL Filter,” in *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2007, pp. 2379–2384.
- [176] S. Sproul *et al.*, “System strength support using grid-forming energy storage to enable high penetrations of inverter-based resources to operate on weak networks,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–12.
- [177] P. B. Malatestas, M. P. Papadopoulos, and G. S. Stavrakakis, “Modeling and identification of diesel-wind turbines systems for wind penetration assessment,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 8, no. 3, pp. 1091–1097, 1993.
- [178] “Matlab - MathWorks,” 2023. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>.
- [179] T. Kerdphol, M. Watanabe, K. Hongesombut, and Y. Mitani, “Self-Adaptive Virtual Inertia Control-Based Fuzzy Logic to Improve Frequency Stability of Microgrid with High Renewable Penetration,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 76071–76083, 2019.
- [180] V. Knap, S. K. Chaudhary, D. I. Stroe, M. Swierczynski, B. I. Craciun, and R. Teodorescu, “Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 31, no. 5, pp. 3447–3456, 2016.
- [181] T. S. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, “Impact of Frequency Control Reserve Provision by Storage Systems on Power System Operation,” *IFAC Proc Vol*, vol. 47, no. 3, pp. 4038–4043, 2014.
- [182] V. Karapanos, P. Kotsampopoulos, and N. Hatziargyriou, “Performance of the linear and binary algorithm

- of virtual synchronous generators for the emulation of rotational inertia,” *Electr Power Syst Res*, vol. 123, pp. 119–127, Jun. 2015.
- [183] J. Fang, Y. Tang, H. Li, and X. Li, “A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 33, no. 4, pp. 2820–2824, 2018.
- [184] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, “A Novel Operation Strategy of Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Providing Frequency Regulation Service,” in *2018 IEEE 27th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2018, pp. 31–36.
- [185] N. Neofytou, K. Blazakis, Y. Katsigiannis, and G. Stavrakakis, “Modeling vehicles to grid as a source of distributed frequency regulation in isolated grids with significant RES penetration,” *Energies*, vol. 12, no. 4, 2019.
- [186] K. Yamashita *et al.*, “A frequency-stabilizing scheme for integrating photovoltaics into a small island grid,” in *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 2011, pp. 1–7.
- [187] I. Serban and C. Marinescu, “Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 29, no. 9, pp. 5010–5020, 2014.
- [188] H. Liu, Z. Hu, Y. Song, and J. Lin, “Decentralized vehicle-to-grid control for primary frequency regulation considering charging demands,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 28, no. 3, pp. 3480–3489, 2013.
- [189] X. Xu, M. Bishop, O. Donna G, and H. Chen, “Application and modeling of battery energy storage in power systems,” *CSEE J Power Energy Syst*, vol. 2, no. 3, pp. 82–90, 2016.
- [190] D. M. Greenwood, K. Y. Lim, C. Patsios, P. F. Lyons, Y. S. Lim, and P. C. Taylor, “Frequency response services designed for energy storage,” *Appl Energy*, vol. 203, pp. 115–127, Oct. 2017.
- [191] Z. Tan, X. Li, L. He, Y. Li, and J. Huang, “Primary frequency control with BESS considering adaptive SoC recovery,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 117, p. 105588, 2020.
- [192] J. Boyle, T. Littler, and A. Foley, “Battery energy storage system state-of-charge management to ensure availability of frequency regulating services from wind farms,” *Renew Energy*, vol. 160, pp. 1119–1135, 2020.
- [193] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, “Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system,” *Electr Power Syst Res*, vol. 120, pp. 128–135, Mar. 2015.
- [194] S. V. Giannoutsos and S. N. Manias, “A cascade control scheme for a grid connected Battery Energy Storage System (BESS),” in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012*, 2012, pp. 469–474.
- [195] EirGrid, “DS3 Consultations and Publications,” 2022. [Online]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/ds3-consultations-and-pub/index.xml>.
- [196] TERNA, “Fast Reserve,” 2020. [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/pilot-projects-pursuant-arera-resolution-300-2017-reel/fast-reserve-pilot-project>.
- [197] “Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area-External document,” ENTSO-e, 2021.
- [198] “Import fast frequency response agreement,” Alberta Electric System Operator, 2021.
- [199] J. Matevosyan, “Fast Frequency Response in the Texas Power System,” ERCOT, 2021.
- [200] “Fast Frequency Response Implementation Options,” Australian Energy Market Operator (AEMO), 2021.
- [201] M. J. Reno, S. Brahma, A. Bidram, and M. E. Ropp, “Influence of Inverter-Based Resources on Microgrid Protection: Part 1: Microgrids in Radial Distribution Systems,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 3, pp. 36–46, May 2021.
- [202] D. Ramasubramanian, P. Pourbeik, E. Farantatos, and A. Gaikwad, “Simulation of 100% Inverter-Based Resource Grids with Positive Sequence Modeling,” *IEEE Electrif Mag*, vol. 9, no. 2, pp. 62–71, 2021.

- [203] A. Hoke, V. Gevorgian, S. Shah, P. Koralewicz, R. W. Kenyon, and B. Kroposki, “Island Power Systems with High Levels of Inverter-Based Resources: Stability and Reliability Challenges,” *IEEE Electr Mag*, vol. 9, no. 1, pp. 74–91, 2021.
- [204] J. Gouveia, C. L. Moreira, and J. A. P. Lopes, “Rule-based adaptive control strategy for grid-forming inverters in islanded power systems for improving frequency stability,” *Electr Power Syst Res*, vol. 197, p. 107339, Aug. 2021.
- [205] R. Heydari *et al.*, “Grid-Forming Control for STATCOMs – a Robust Solution for Networks with a High Share of Converter-Based Resources,” in *CIGRE 49th Session, 2022*, pp. 1–11.
- [206] “Grid-Forming Capabilities : Towards System Level Integration,” ENTSO-e, 2021.
- [207] V. C. Cunha *et al.*, “Generalized formulation of steady-state equivalent circuit models of grid-forming inverters,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 352–364, 2021.
- [208] “Draft Energy Storage Purchase Agreement All Islands Project,” Hawaii Electric, 2022.
- [209] M. B. Delghavi and A. Yazdani, “A control strategy for islanded operation of a distributed resource (DR) unit,” in *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, 2009, pp. 1–8.
- [210] K. P. Schneider, C. Miller, S. Laval, W. Du, and D. Ton, “Networked Microgrid Operations: Supporting a Resilient Electric Power Infrastructure,” *IEEE Electr Mag*, vol. 8, no. 4, pp. 70–79, Dec. 2020.
- [211] Y. S. Kim, E. S. Kim, and S. Il Moon, “Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 31, no. 1, pp. 718–728, 2016.
- [212] N. Hatzigiargyriou, A. Dimeas, N. Vasilakis, D. Lagos, and A. Kontou, “The Kythnos Microgrid: A 20-Year History,” *IEEE Electr Mag*, vol. 8, no. 4, pp. 46–54, Dec. 2020.
- [213] N. Lal *et al.*, “Essential System Services Reform: Australian Market Design for Renewable-Dominated Grids,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 5, pp. 29–45, Sep. 2021.
- [214] M. H. Andishgar, E. Gholipour, and R. Allah Hooshmand, “An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 80, pp. 1043–1060, 2017.
- [215] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, “A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 44, pp. 751–766, 2015.
- [216] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg, and P. C. Loh, “Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 30, no. 12, pp. 7019–7037, Dec. 2015.
- [217] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 76, pp. 717–727, Sep. 2017.
- [218] N. L. Diaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 32, no. 7, pp. 5202–5213, Jul. 2017.
- [219] X. Meng, J. Liu, and Z. Liu, “A Generalized Droop Control for Grid-Supporting Inverter Based on Comparison Between Traditional Droop Control and Virtual Synchronous Generator Control,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 34, no. 6, pp. 5416–5438, Jun. 2019.
- [220] I. Nimish Soni, Student Member, IEEE, Suryanarayana Doolla, Member, IEEE, and Mukul C. Chandorkar, Member, “Improvement of Transient Response in Microgrids Using Virtual Inertia,” *IEEE Trans Power Deliv*, vol. 28, no. 3, pp. 1830–1838, 2013.
- [221] S. Manson and E. McCullough, “Practical Microgrid Protection Solutions: Promises and Challenges,” *IEEE Power Energy Mag*, vol. 19, no. 3, pp. 58–69, 2021.
- [222] J. Li, R. Xiong, Q. Yang, F. Liang, M. Zhang, and W. Yuan, “Design/test of a hybrid energy storage system for primary frequency control using a dynamic droop method in an isolated microgrid power system,” *Appl Energy*, vol. 201, pp. 257–269, 2017.

- [223] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications,” *World Electr Veh J*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009.
- [224] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, “Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6.
- [225] L. H. Saw, K. Somasundaram, Y. Ye, and A. A. O. Tay, “Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles,” *J Power Sources*, vol. 249, pp. 231–238, 2014.
- [226] C. Breyer *et al.*, “On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 78176–78218, 2022.
- [227] “LCOE Lazard,” 2023.
- [228] M. Alizadeh Bidgoli, W. Yang, and A. Ahmadian, “DFIM versus synchronous machine for variable speed pumped storage hydropower plants: A comparative evaluation of technical performance,” *Renew Energy*, vol. 159, pp. 72–86, 2020.
- [229] Y. Deng *et al.*, “Dynamic analysis of variable-speed pumped storage plants for mitigating effects of excess wind power generation,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 135, p. 107453, 2022.
- [230] W. Yang and J. Yang, “Advantage of variable-speed pumped storage plants for mitigating wind power variations: Integrated modelling and performance assessment,” *Appl Energy*, vol. 237, pp. 720–732, 2019.
- [231] B. Xu, H. Li, P. E. Campana, B. Hredzak, and D. Chen, “Dynamic regulation reliability of a pumped-storage power generating system: Effects of wind power injection,” *Energy Convers Manag*, vol. 222, p. 113226, 2020.
- [232] S. V. Papaefthymiou, V. G. Lakiotis, I. D. Margaritis, and S. A. Papathanassiou, “Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations,” *Renew Energy*, vol. 74, pp. 544–554, 2015.
- [233] Σ. Παπαευθυμίου, “Συμβολή στην Ανάλυση Υβριδικών Αιολικών - Αντλησιοταμειυτικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.” Διδακτορική Διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ), 2012.
- [234] “Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses,” Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021.
- [235] K. R. Vasudevan, V. K. Ramachandaramurthy, G. Venugopal, J. B. Ekanayake, and S. K. Tiong, “Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 135, p. 110156, 2021.
- [236] J. A. Suul, K. Uhlen, and T. Undeland, “Wind power integration in isolated grids enabled by variable speed pumped storage hydropower plant,” in *2008 IEEE Int Conf on Sustainable Energy Technol*, 2008, pp. 399–404.
- [237] M. Han, G. T. Bitew, S. A. Mekonnen, and W. Yan, “Wind power fluctuation compensation by variable speed pumped storage plants in grid integrated system: Frequency spectrum analysis,” *CSEE J Power Energy Syst*, vol. 7, no. 2, pp. 381–395, 2021.
- [238] F. Collier and L. Wozniak, “Control Synthesis for an Impulse Turbine: The Bradley Lake Project,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 6, no. 4, pp. 639–646, 1991.
- [239] J. I. Sarasúa, G. Martínez-Lucas, C. A. Platero, and J. Á. Sánchez-Fernández, “Dual frequency regulation in pumping mode in a wind-hydro isolated system,” *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 2865, 2018.
- [240] J. I. Sarasúa, G. Martínez-Lucas, and M. Lafoz, “Analysis of alternative frequency control schemes for increasing renewable energy penetration in El Hierro Island power system,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 113, pp. 807–823, 2019.
- [241] J. I. Sarasua, G. Martínez-Lucas, H. García-Pereira, G. Navarro-Soriano, Á. Molina-García, and A. Fernández-Guillamón, “Hybrid frequency control strategies based on hydro-power, wind, and energy storage systems: Application to 100% renewable scenarios,” *IET Renew Power Gener*, vol. 16, no. 6, pp. 1107–1120, 2022.
- [242] H. García-Pereira, M. Blanco, G. Martínez-Lucas, J. I. Perez-Diaz, and J. I. Sarasua, “Comparison and Influence of Flywheels Energy Storage System Control Schemes in the Frequency Regulation of Isolated Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 37892–37911, 2022.
- [243] J. I. Sarasúa, G. Martínez-Lucas, J. I. Pérez-Díaz, and D. Fernández-Muñoz, “Alternative operating modes to reduce the load shedding in the power system of El Hierro Island,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 128, p.

- 106755, 2021.
- [244] N. Masood, R. Yan, T. K. Saha, and S. Bartlett, “Post-retirement utilisation of synchronous generators to enhance security performances in a wind dominated power system,” *IET Gener Transm Distrib*, vol. 10, no. 13, pp. 3314–3321, 2016.
- [245] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziaargyriou, A. D. Hansen, and P. Sorensen, “Frequency Control in Autonomous Power Systems with High Wind Power Penetration,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 189–199, 2012.
- [246] K. V. Vidyannandan and N. Senroy, “Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 28, no. 2, pp. 837–846, 2013.
- [247] Z. Wu *et al.*, “State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,” *J Mod Power Syst Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 1–16, 2018.
- [248] S. V. Papaefthymiou, E. G. Karamanou, S. A. Papathanassiou, and M. P. Papadopoulos, “A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Ikaria,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 163–172, 2010.
- [249] “IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units,” *IEEE Std 1207-2011 (Revision to IEEE Std 1207-2004)*, pp. 1–139, 2011.
- [250] L. Wang *et al.*, “Governor tuning and digital deflector control of Pelton turbine with multiple needles for power system studies,” *IET Gener Transm Distrib Res*, vol. 11, no. 13, pp. 3278–3286, 2017.
- [251] R. M. Johnson, J. H. Chow, and M. V Dillon, “Pelton turbine deflector overspeed control for a small power system,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 19, no. 2, pp. 1032–1037, 2004.
- [252] S. Ntomalis, P. Iliadis, K. Atsonios, A. Nesiadis, N. Nikolopoulos, and P. Grammelis, “Dynamic Modeling and Simulation of Non-Interconnected Systems under High-RES Penetration: The Madeira Island Case,” *Energies*, vol. 13, no. 21, p. 5786, 2020.
- [253] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, T. Ma, M. S. Javed, and A. Kies, “Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems,” *Energy Convers Manag*, vol. 199, p. 112046, 2019.
- [254] “Πληροφοριακά Δελτία Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.” Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), 2023.
- [255] S. V. Papaefthymiou and S. A. Papathanassiou, “Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems,” *Renew Energy*, vol. 64, pp. 187–196, 2014.
- [256] P. Theodoropoulos, A. Zervos, and G. Betzios, “Hybrid Systems Using Pump-Storage Implementation in Ikaria Island,” in *OPET (Organisation for the promotion of Energy Technol) Conf*, 2001, pp. 1–4.
- [257] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Internal dispatch for RES-storage hybrid power stations in isolated grids,” *Renew Energy*, vol. 147, no. 1, pp. 2141–2150, 2019.
- [258] S. Papaefthymiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, and M. Papadopoulos, “Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids,” *IET Renew Power Gener*, vol. 3, no. 3, pp. 293–307, 2009.
- [259] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [260] J. I. Pérez-Díaz, J. I. Sarasúa, and J. R. Wilhelmi, “Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load-frequency regulation of an isolated power system,” *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 62, pp. 199–211, 2014.
- [261] “Working Group Prime Mover and Energy Supply. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, 1992.
- [262] S. Hagihara, H. Yokota, K. Goda, and K. Isobe, “Stability of a Hydraulic Turbine Generating Unit Controlled by P.I.D. Governor,” *IEEE Trans Power Appar Syst*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2294–2298, Nov. 1979.
- [263] J. Liang and R. G. Harley, “Pumped storage hydro-plant models for system transient and long-term dynamic

- studies,” in *IEEE Power Energy Soc Gen Meet*, 2010, pp. 1–8.
- [264] B. Chaudhuri, R. Majumder, and B. C. Pal, “Wide-area measurement-based stabilizing control of power system considering signal transmission delay,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 19, no. 4, pp. 1971–1979, 2004.
- [265] H. Wu, K. S. Tsakalis, and G. T. Heydt, “Evaluation of time delay effects to wide area power system stabilizer design,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 19, no. 4, pp. 1935–1941, 2004.
- [266] “Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves,” ENTSO-e, 2013.
- [267] F. Zhang, Z. Hu, X. Xie, J. Zhang, and Y. Song, “Assessment of the Effectiveness of Energy Storage Resources in the Frequency Regulation of a Single-Area Power System,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 32, no. 5, pp. 3373–3380, 2017.
- [268] H. Bevrani, H. Golpîra, A. R. Messina, N. Hatziargyriou, F. Milano, and T. Ise, “Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges,” *Electr Power Syst Res*, vol. 194, p. 107114, May 2021.
- [269] H. Amano, Y. Ohshiro, T. Kawakami, and T. Inoue, “Utilization of battery energy storage system for load frequency control toward large-scale renewable energy penetration,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, 2012, pp. 1–7.
- [270] Y.-J. Kim, “Experimental study of battery energy storage systems participating in grid frequency regulation,” in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016, pp. 1–5.
- [271] J. Song, X. Pan, C. Lu, and H. Xu, “A Simulation-Based Optimization Method for Hybrid Frequency Regulation System Configuration,” *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1302, Aug. 2017.
- [272] S. Zhang, H. Liu, F. Wang, T. Yan, and K. Wang, “Secondary frequency control strategy for BESS considering their degree of participation,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 594–602, 2020.
- [273] Y. Cheng, M. Tabrizi, M. Sahni, A. Povedano, and D. Nichols, “Dynamic available AGC based approach for enhancing utility scale energy storage performance,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1070–1078, 2014.
- [274] K. Doenges, I. Egido, L. Sigrist, E. Lobato Miguelez, and L. Rouco, “Improving AGC Performance in Power Systems With Regulation Response Accuracy Margins Using Battery Energy Storage System (BESS),” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 35, no. 4, pp. 2816–2825, Jul. 2020.
- [275] U. Datta, A. Kalam, and J. Shi, “Battery Energy Storage System Control for Mitigating PV Penetration Impact on Primary Frequency Control and State-of-Charge Recovery,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 746–757, Apr. 2020.
- [276] D. Orihara and H. Saitoh, “Battery-assisted load frequency control coordinated with economic load dispatching,” in *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, 2017, pp. 1–5.
- [277] Liang Liang, Jin Zhong, and Zaibin Jiao, “Frequency regulation for a power system with wind power and battery energy storage,” in *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2012, pp. 1–6.
- [278] S. Aditya and D. Das, “Battery energy storage for load frequency control of an interconnected power system,” *Electr Power Syst Res*, vol. 58, no. 3, pp. 179–185, Jul. 2001.
- [279] J. Chang, G. Lee, H.-J. Moon, M. B. Glick, and S. Moon, “Coordinated Frequency and State-of-Charge Control with Multi-Battery Energy Storage Systems and Diesel Generators in an Isolated Microgrid,” *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1614, 2019.
- [280] M. Datta and T. Senjyu, “Fuzzy Control of Distributed PV Inverters/Energy Storage Systems/Electric Vehicles for Frequency Regulation in a Large Power System,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 479–488, Mar. 2013.
- [281] J. Tan and Y. Zhang, “Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1140–1153, Jul. 2017.
- [282] P. Li, Z. Tan, Y. Zhou, C. Li, R. Li, and X. Qi, “Secondary Frequency Regulation Strategy With Fuzzy Logic

- Method and Self-Adaptive Modification of State of Charge,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 43575–43585, 2018.
- [283] S. Falahati, S. A. Taher, and M. Shahidehpour, “Grid secondary frequency control by optimized fuzzy control of electric vehicles,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5613–5621, 2018.
- [284] M. Hosseinzadeh and F. R. Salmasi, “Power management of an isolated hybrid AC/DC micro-grid with fuzzy control of battery banks,” *IET Renew Power Gener*, vol. 9, no. 5, pp. 484–493, 2015.
- [285] D. Zhu and G. Hug-Glanzmann, “Robust control design for integration of energy storage into frequency regulation,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, 2012, pp. 1–8.
- [286] B. Liu, T. Wu, Z. Liu, and J. Liu, “A Small-AC-Signal Injection-Based Decentralized Secondary Frequency Control for Droop-Controlled Islanded Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 35, no. 11, pp. 11634–11651, 2020.
- [287] Z. Li, Z. Cheng, J. Liang, J. Si, L. Dong, and S. Li, “Distributed Event-Triggered Secondary Control for Economic Dispatch and Frequency Restoration Control of Droop-Controlled AC Microgrids,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1938–1950, 2020.
- [288] J. Wang, Z. Liu, J. Liu, and T. Wu, “A Mode Switching-Based Decentralized Secondary Control for Microgrids With Hybrid Droop and Master-Slave Structure,” *IEEE Open J Power Electron*, vol. 3, pp. 334–347, 2022.
- [289] Á. Ortega *et al.*, “Drafting of Ancillary Services and Network Codes Definitions V2.” RESERVE, 2019.
- [290] A. Dimeas, A. Tsikalakis, G. Kariniotakis, and G. Korres, “Microgrids Control Issues,” in *Microgrids*, vol. 53, no. 9, Chichester, United Kingdom: John Wiley and Sons Ltd, 2013, pp. 25–80.
- [291] “All CE TSOs’ proposal for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.” ENTSO-e, 2019.
- [292] B. Shakerighadi *et al.*, “An overview of stability challenges for power-electronic-dominated power systems: The grid-forming approach,” *IET Gener Transm Distrib*, vol. 17, no. 2, pp. 284–306, 2023.
- [293] “Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53563/1556. ΦΕΚ 3328 Β’/19.05.2023. Περιορισμοί έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ καθώς και σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.” Εφημερίδα της Κυβερνήσεως της Ελληνικής Δημοκρατίας, 2023.
- [294] A. Papavasiliou, Y. Mou, L. Cambier, and D. Scieur, “Application of Stochastic Dual Dynamic Programming to the Real-Time Dispatch of Storage Under Renewable Supply Uncertainty,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 547–558, Apr. 2018.
- [295] “Gurobi Optimization,” 2023. [Online]. Available: <https://www.gurobi.com>.
- [296] “Python,” 2023. [Online]. Available: <https://www.python.org>.
- [297] S. A. Papathanassiou and M. P. Papadopoulos, “Dynamic characteristics of autonomous wind-diesel systems,” *Renew Energy*, vol. 23, no. 2, pp. 293–311, 2001.
- [298] “Turbine-Governor Models, Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool,” NEPLAN, 2013.
- [299] S. Roy, O. P. Malik, and G. S. Hope, “Adaptive control of speed and equivalence ratio dynamics of a diesel driven power-plant,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 8, no. 1, pp. 13–19, 1993.
- [300] V. Medica, N. Racic, and G. Radica, “Performance Simulation of Marine Slow-Speed Diesel Propulsion Engine With Turbocharger Under Aggravated Conditions,” *Strojstvo*, vol. 51, no. 3, pp. 199–212, 2009.
- [301] J. J. Hernández, J. Sanz-Argent, J. M. Carot, and J. M. Jabaloyes, “Ignition delay time correlations for a diesel fuel with application to engine combustion modelling,” *Int J Engine Res*, vol. 11, no. 3, pp. 199–206, Jun. 2010.
- [302] “PSS/E Model Library,” Siemens Industry, Inc., 2013.
- [303] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, 3rd ed. John Wiley & Sons, 2014.
- [304] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2nd ed. West Sussex: John Wiley & Sons, 2012.

- [305] V. Yaramasu, A. Dekka, M. J. Durán, S. Kouro, and B. Wu, “PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls,” *IET Electr Power Appl*, vol. 11, no. 6, pp. 956–968, 2017.
- [306] A. D. Alexandrou, N. K. Adamopoulos, and A. G. Kladas, “Development of a Constant Switching Frequency Deadbeat Predictive Control Technique for Field-Oriented Synchronous Permanent-Magnet Motor Drive,” *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 63, no. 8, pp. 5167–5175, 2016.
- [307] I. Erlich and M. Wilch, “Primary frequency control by wind turbines,” in *IEEE Power Energy Soc Gen Meet*, 2010, pp. 1–8.
- [308] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J. C. Burgos, “Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid,” *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 21, no. 1, pp. 130–135, 2006.
- [309] Z. Wu, W. Gao, J. Wang, and S. Gu, “A coordinated primary frequency regulation from Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine Generation,” in *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2012, pp. 1–6.
- [310] R. G. de Almeida and J. A. Peças Lopes, “Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation,” *IEEE Trans Power Syst*, vol. 22, no. 3, pp. 944–950, 2007.
- [311] J. Y. Jung, S. H. Im, N. K. Choi, B. Lee, H. S. Cho, and J. H. Shin, “Quantifying the impact of Synchronous Inertial Response and Fast Frequency Response to Frequency Stability for High Share of Renewables in HVDC Interconnected Jeju System,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–13.

Δημοσιεύσεις του συγγραφέα

Περιοδικά

1. **A. G. Papakonstantinou**, A. I. Konstanteas, and S. A. Papathanassiou, “Solutions to Enhance Frequency Regulation in an Island System With Pumped-Hydro Storage Under 100% Renewable Energy Penetration,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 76675–76690, 2023.
2. **A. G. Papakonstantinou** and S. A. Papathanassiou, “Battery Energy Storage Participation in Automatic Generation Control of Island Systems, Coordinated with State of Charge Regulation,” *Appl Sci*, vol. 12, no. 2, p. 596, 2022.
3. S. I. Nanou, **A. G. Papakonstantinou**, and S. A. Papathanassiou, “A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation,” *Electr Power Syst Res*, vol. 127, pp. 186–196, 2015.
4. **A. Papakonstantinou**, “Electricity storage in Greece: State-of-play & near-term outlook,” *Electra*, No 329, pp. 1–5, 2023.

Συνέδρια

1. **A. G. Papakonstantinou**, and S. A. Papathanassiou, “A centralized automatic generation control for systems dominated by inverter-based resources,” in *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2023, pp.1–7.
2. **A. Papakonstantinou**, S. Bosmis, and S. Papathanassiou, “Active and reactive power control in an island system operated on inverter-based resources,” in *CIGRE 49th Session*, 2022, pp. 1–11.
3. **A. G. Papakonstantinou**, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Frequency Regulation in Island Grids With Battery Storage Participating in Automatic Generation Control,” in *12th Mediterr Conf Power Gener Transm Distrib Energy Convers (MEDPOWER 2020)*, 2020, pp. 84–89.
4. D. Zarras, **A. Papakonstantinou**, and S. Papathanassiou, “Control of Hydrogen Storage Systems for Primary Frequency Response and Inertia Emulation,” in *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2023, pp.1–6.
5. G. N. Psarros, **A. G. Papakonstantinou**, S. A. Papathanassiou, J. S. Anagnostopoulos, and N. G. Boulaxis, “Contribution of energy storage to capacity adequacy – Application to island power systems,” in *48th CIGRE Session*, 2020, pp. 1–11
6. G. N. Psarros, **A. G. Papakonstantinou**, and S. A. Papathanassiou, “Integration of Storage into Large Island Power Systems: The Case of Cyprus,” in *The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020)*, 2020, pp. 270–275.
7. S. Nanou, **A. Papakonstantinou**, and S. Papathanassiou, “Control of a PV generator to maintain active power reserves during operation,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2012, pp. 4059–4063.
8. **A. Παπακωνσταντίνου**, Γ. Ψαρρός, Κ. Μαριόλης, Ε. Χατζηστυλιανός και Σ. Παπαθανασίου, “Λειτουργικοί περιορισμοί σε σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ και αποθήκευσης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα,” σε *31^η Σύνοδο ΕΕ CIGRE*, 2022, pp. 1–10.
9. **A. Παπακωνσταντίνου**, Γ. Ψαρρός, Σ. Παπαθανασίου, Ν. Μπουλαξής και Ι. Αναγνωστόπουλος, “Λύσεις για τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος της Κρήτης μετά τη διασύνδεσή της με το ηπειρωτικό σύστημα,” σε *30^η Σύνοδο ΕΕ CIGRE*, 2020, pp. 1–10.