



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

ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ
ΤΑΧΕΙΑΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ (FFR) ΑΠΟ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ
ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΚΥΠΡΟΥ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΠΑΙΔΙΟΣ

Επιβλέπων: Άρης-Ευάγγελος Δημέας, Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούνιος 2025



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

ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ
ΤΑΧΕΙΑΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ (FFR) ΑΠΟ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ
ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΗΣ ΚΥΠΡΟΥ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΠΑΙΔΙΟΣ

Επιβλέπων: Άρης-Ευάγγελος Δημέας, Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 25η Ιουνίου 2025

.....

Άρης-Ευάγγελος Δημέας

Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Γεώργιος Κορρές

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Βασίλειος Νικολαΐδης

Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούνιος 2025

.....

Γεώργιος Παίδιος

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

Copyright © Γεώργιος Παίδιος, 2025.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η μετάβαση σε ένα βιώσιμο και χαμηλών εκπομπών άνθρακα ενεργειακό σύστημα έχει οδηγήσει σε ραγδαία αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στα σύγχρονα ηλεκτρικά δίκτυα. Ωστόσο, η στοχαστική και μεταβλητή φύση των ΑΠΕ, όπως τα φωτοβολταϊκά και η αιολική ενέργεια, προκαλεί σημαντικές προκλήσεις για τη διατήρηση της ευστάθειας της συχνότητας, ιδιαίτερα σε συστήματα με χαμηλή αδράνεια. Στην περίπτωση της Κύπρου, όπου το σύστημα είναι απομονωμένο και η συμμετοχή των ΑΠΕ αυξάνεται διαρκώς, η ανάγκη για τεχνολογίες που μπορούν να υποστηρίξουν τη συχνότητα σε περιπτώσεις απότομων διαταραχών είναι πιο επίκαιρη από ποτέ.

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στη διερεύνηση του ρόλου που μπορούν να διαδραματίσουν τα Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας (Battery Energy Storage Systems – BESS) στην παροχή Εφεδρείας Ταχείας Ρύθμισης της Συχνότητας (Fast Frequency Response – FFR) στο δίκτυο μεταφοράς της Κύπρου. Στόχος είναι η αξιολόγηση της δυνατότητας ενός συστήματος BESS να συμβάλλει στην ευστάθεια συχνότητας μετά από αιφνίδιες απώλειες παραγωγής, αποφεύγοντας την ενεργοποίηση συστημάτων απόρριψης φορτίου λόγω υποσυχνότητας (UFLS).

Για την επίτευξη των στόχων της μελέτης, χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο του κυπριακού συστήματος μεταφοράς στο λογισμικό DIgSILENT της εταιρίας PowerFactory, βασισμένο σε πραγματικά δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος και κατανομής φορτίου. Στο σύστημα ενσωματώθηκε δυναμικό πρότυπο μοντέλο BESS, το οποίο διαμορφώθηκε ώστε να προσφέρει FFR για συγκεκριμένη διάρκεια και ισχύ. Πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις διαφορετικών σεναρίων διαταραχών, όπως η απώλεια θερμικής μονάδας ισχύος και μεγάλης φωτοβολταϊκής παραγωγής, με στόχο τη μελέτη της απόκρισης της συχνότητας τόσο με όσο και χωρίς τη συμμετοχή της μπαταρίας.

Η ανάλυση επικεντρώθηκε στη χρονική εξέλιξη της συχνότητας και στον προσδιορισμό του ναδύρ. Μελετήθηκε η απαιτούμενη ισχύς FFR για τη διατήρηση της συχνότητας πάνω από κρίσιμα όρια, λαμβάνοντας υπόψη τόσο την προσφορά της μπαταρίας αλλά και την προσφορά των συμβατικών γεννητριών σε Εφεδρεία Συγκράτησης Συχνότητας (FCR). Τα αποτελέσματα καταδεικνύουν ότι η ενεργοποίηση της μπαταρίας μειώνει σημαντικά το βάθος της πτώσης της συχνότητας και σταθεροποιεί το σύστημα πριν ενεργοποιηθούν μηχανισμοί προστασίας.

Οι παρατηρήσεις και τα συμπεράσματα της εργασίας μπορούν να αξιοποιηθούν για τον μελλοντικό σχεδιασμό στρατηγικών αποθήκευσης και την υποστήριξη αποφάσεων ενεργειακής πολιτικής.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μοντελοποίηση, PowerFactory, Αδράνεια, Nadir, BESS, FFR, FCR, UFLS, Δυναμική Συμπεριφορά, Προσομοίωση.

ABSTRACT

The transition to a sustainable and low-carbon energy system has led to a rapid increase in the penetration of Renewable Energy Sources (RES) into modern power grids. However, the stochastic and variable nature of RES, such as photovoltaics and wind energy, presents significant challenges for maintaining frequency stability, especially in low-inertia systems. In the case of Cyprus, where the system is isolated and RES participation is continuously increasing, the need for technologies that can support frequency during sudden disturbances is more relevant than ever.

This diploma thesis focuses on investigating the role that Battery Energy Storage Systems (BESS) can play in providing Fast Frequency Response (FFR) in the Cyprus transmission network. The goal is to assess the ability of a BESS to contribute to frequency stability after sudden generation losses, avoiding the activation of under-frequency load shedding (UFLS) mechanisms.

To achieve the study's objectives, the Cypriot transmission system model was used in DlgSILENT PowerFactory software, based on real data of installed capacity and load distribution. A dynamic BESS model was integrated into the system, configured to provide FFR for a specific duration and power. Simulations were carried out under different disturbance scenarios, such as the loss of a thermal power unit and large-scale photovoltaic generation, aiming to study the frequency response both with and without battery participation.

The analysis focused on the time evolution of frequency and the determination of the nadir. The required FFR power to keep frequency above critical thresholds was examined, taking into account the contribution of both the battery and conventional generators providing Frequency Containment Reserve (FCR). The results demonstrate that battery activation significantly reduces the depth of the frequency drop and stabilizes the system before protection mechanisms are triggered.

The observations and conclusions of this study can be utilized for future storage strategy planning and support energy policy decision-making.

KEYWORDS

Power System, Modeling, PowerFactory, Inertia, Nadir, BESS, FFR, FCR, UFLS, Dynamic Simulation.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όσους συνέβαλαν στην ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής εργασίας. Πρώτα απ' όλα, ευχαριστώ τον καθηγητή κύριο Άρη-Ευάγγελο Δημέα για την ανάθεση της και δίνοντας μου την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα. Εκφράζω, επίσης, την ευγνωμοσύνη μου στον υποψήφιο διδάκτορα Χρίστο Νικολακάκο για την πολύτιμη βοήθεια μιας και ήταν δίπλα μου σε οτιδήποτε χρειάστηκα ανά πάσα στιγμή.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον ΔΣΜΚ για την παραχώρηση του μοντέλου και των σχετικών πληροφοριών. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου Δημήτρη και Ειρήνη, τον αδελφό μου Σωτήρη και την αδελφή μου Χριστονύμφη καθώς επίσης και τους φίλους μου για την όλη αγάπη και συμπαράσταση τους κατά την διάρκεια των σπουδών μου στο Ε.Μ.Π.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ.....	12
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	15
1.1 Σκοπός και Αντικείμενο.....	15
1.2 Δομή της Διπλωματικής Εργασίας	15
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ	16
2.1 Εισαγωγή	16
2.2 Αδράνεια	16
2.2 Εφεδρείες	20
2.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά των Εφεδρειών	22
2.3.1 Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας-ΕΑΣ (aFRR,mFRR)	22
2.3.2 Εφεδρεία Συγκράτησης Συχνότητας-ΕΣΣ (FCR)	22
2.3.3 Εφεδρεία Ταχείας Ρύθμισης της Συχνότητας-ΕΤΑΡΣ (FFR).....	23
2.3.4 Σχέδιο Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας (ΣΑΦΥ ή UFLS)	25
2.3.5 Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ)	26
2.4 Σύστημα Μεταφοράς της Κύπρου (ΣΜ)	27
2.5 Συστήματα αποθήκευσης Ενέργειας για παροχή εφεδρειών (BESS).....	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ.....	30
3.1 Περιγραφή του μοντέλου	30
3.2 Περιγραφή σεναρίων διαταραχής	32
3.2.1 Σενάριο 1 : Απότομη Απώλεια Συμβατικής Μονάδας Παραγωγής	32
3.2.2 Σενάριο 2: Απότομη Απώλεια Φωτοβολταϊκής Παραγωγής.....	32
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ.....	33
4.1 Ανάλυση Σεναρίου 1.....	33
4.1.1 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW χωρίς BESS.....	33
4.1.2 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 50MVA.....	35
4.1.3 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 65 MVA και FCR από τις γεννήτριες D3STG και D6STG:	38
4.1.4 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 100 MVA.....	43
4.2 Ανάλυση Σεναρίου 2.....	45
4.2.1 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW χωρίς BESS	45
4.2.2 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 50MVA:.....	47
4.2.2 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 65MVA:	49
4.2.3 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 100MVA:.....	51
4.2.3 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 100MVA και επιπλέον FCR από τις γεννήτριες D1STG και D2STG:	53

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΕΠΙΛΟΓΟΣ	55
5.1 Σύνοψη και Συμπεράσματα	55
5.1.1 Σύγκριση αποτελεσμάτων Σεναρίου 1	55
5.1.2 Σύγκριση αποτελεσμάτων Σεναρίου 2.....	56
5.2 Γενικό συμπέρασμα	57
5.3 Μελλοντικές επεκτάσεις	58
Βιβλιογραφία	59

1.1 Σκοπός και Αντικείμενο

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο την μελέτη και αξιολόγηση της συμβολής των Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες (BESS) στην παροχή Εφεδρείας Ταχείας Ρύθμισης Συχνότητας (Fast Frequency Response – FFR) στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κύπρου. Τελικός στόχος είναι να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητα των μπαταριών ως τεχνολογική λύση για την ενίσχυση της ευστάθειας της συχνότητας, υποστηρίζοντας τη μετάβαση του Κυπριακού συστήματος σε ένα ενεργειακό μοντέλο υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Με την χρήση του απλοποιημένου μοντέλου του δικτύου της Κύπρου το οποίο παραλήφθηκε από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ), προσομοιώθηκαν δύο σενάρια-διαταραχές απόκρισης συχνότητας. Πρόκειται για πραγματικές διαταραχές οι οποίες έγιναν στο παρελθόν και αντιμετωπίστηκαν άμεσα με την ενεργοποίηση του Σχεδίου Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας (UFLS) για την επαναφορά του ισοζυγίου.

Οι διαταραχές έχουν προσομοιωθεί στο λογισμικό PowerFactory της εταιρίας DigSILENT, το οποίο χρησιμοποιεί και ο ΔΣΜΚ για την μοντελοποίηση και μελέτη του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας . Το συγκεκριμένο απλοποιημένο μοντέλο χρησιμοποιεί ακριβή στοιχεία για τα φορτία και τις γεννήτριες του συστήματος της Κύπρου και είναι εμπιστευτικό.

1.2 Δομή της Διπλωματικής Εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελείται από 5 κεφάλαια:

- Στο Κεφάλαιο 2: Μελετώνται τα κίνητρα και η αναγκαιότητα της μελέτης αλλά και το θεωρητικό υπόβαθρο με το οποίο σχετίζεται η παρούσα διπλωματική εργασία.
- Στο Κεφάλαιο 3: Αναλύεται λεπτομερώς η μεθοδολογία χρήσης του μοντέλου στο PowerFactory αλλά και η περιγραφή του. Ακολουθώς παρουσιάζονται τα σενάρια/διαταραχές που θα μελετηθούν.
- Στο Κεφάλαιο 4: Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των σεναρίων με την προσφορά FFR και συγκρίνονται με τα αντίστοιχα αρχικά αποτελέσματα μη ενεργοποίησης της μπαταρίας (BESS).
- Στο Κεφάλαιο 5: Αναλύονται τα συμπεράσματα που εξάγονται έπειτα από την ανάλυση των αποτελεσμάτων των υπό μελέτη σεναρίων καθώς και μελλοντικές επεκτάσεις.

2.1 Εισαγωγή

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται η ραγδαία και αυξανόμενη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) που σκοπό έχουν την απαλλαγή από τον άνθρακα και την σταδιακή μείωση των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Η μεταστροφή αυτή δημιουργεί ολοένα και πιο συχνά προκλήσεις που σχετίζονται με τη χαμηλή αδράνεια των δικτύων και τη διατήρηση της συχνότητας τους. Η μείωση της συμμετοχής των συμβατικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες παρέχουν φυσική αδράνεια μέσω των περιστρεφόμενων μαζών τους, σε συνδυασμό με την αδυναμία των ΑΠΕ να υποστηρίξουν τη συχνότητα, αναγκάζει τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου να περιορίζει την παραγωγή από ΑΠΕ ή ακόμα και να καταφεύγει στην ενεργοποίηση σχημάτων απόρριψης φορτίου λόγω υποσυχνότητας (UFLS), προκειμένου να διασφαλιστεί η ασφάλεια και η ομαλή λειτουργία του συστήματος [1].

Επίσης εξαιτίας της χαμηλής ζήτησης φορτίου όπου κατά το μισό έτος 2024 ήταν κάτω από 600MW και ενώ οι υποχρεωτικά ενταγμένες μονάδες καταλαμβάνουν πάντα τα 120MW παραγωγής, ο ΔΣΜΚ καταφεύγει στην αποκοπή των ΑΠΕ.

Ως αποτέλεσμα, ο ΔΣΜΚ καλείται να εφαρμόσει λύσεις που επιτρέπουν την ασφαλή και αξιόπιστη ένταξη υψηλών ποσοστών ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, χωρίς να διακυβεύεται η ευστάθεια του συστήματος.

Μία από τις πιο υποσχόμενες λύσεις που εξετάζεται στο πλαίσιο αυτό και θα επιτρέψει την παραγωγή από ΑΠΕ είναι η χρήση Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας (Battery Energy Storage Systems – BESS), τα οποία μπορούν να προσφέρουν εφεδρεία ταχείας ρύθμισης της συχνότητας (Fast Frequency Response – FFR). Με την χρήση συστημάτων αποθήκευσης κατάλληλης χωρητικότητας μπορεί να μειωθεί η αποκοπή των ΑΠΕ έως και 20%.

2.2 Αδράνεια

Η έννοια της αδράνειας προκύπτει από τον δεύτερο νόμο του Νεύτωνα, σύμφωνα με τον οποίο η δύναμη που ασκείται σε ένα σώμα είναι ίση με το γινόμενο της μάζας του επί την επιτάχυνση που αποκτά [5]. Η μαθηματική έκφραση του νόμου είναι:

$$F = m \cdot a = m \cdot \frac{dV}{dt}$$

όπου F είναι η δύναμη [N], m η μάζα του σώματος [kg] και a η επιτάχυνσή του [m/s^2].

Στο πλαίσιο των ηλεκτρικών συστημάτων, η αναλογία με το μηχανικό σύστημα αφορά περιστρεφόμενες μάζες, όπως οι άξονες των γεννητριών, που κινούνται με γωνιακή ταχύτητα Ω [rad/s][5]. Σε αυτή την περίπτωση, η σχέση μεταξύ της μηχανικής και της ηλεκτρικής ροπής δίνεται από την εξίσωση:

$$T_m(t) - T_e(t) = J \cdot \frac{d\Omega}{dt}$$

Η παραπάνω εξίσωση περιγράφει τη ροπή που παράγεται λόγω της διαφοράς μεταξύ της ροπής που ασκεί ο κινητήρας και της ροπής που προκαλείται από την ηλεκτρική ισχύ που εξάγεται ή εισάγεται στο σύστημα. Όταν αυτή η διαφορά είναι μη μηδενική, προκαλεί μεταβολή στη γωνιακή ταχύτητα της περιστρεφόμενης μάζας.

Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν απώλειες, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η αδράνεια J είναι ανάλογη της ροπιακής ανισορροπίας και αντιστρόφως ανάλογη του ρυθμού μεταβολής της ταχύτητας [5]. Η μαθηματική έκφραση της αδράνειας είναι:

$$J = \frac{T_m(t) - T_e(t)}{\frac{d\Omega}{dt}}$$

όπου J είναι η ροπή αδράνειας του συστήματος και εκφράζεται σε $\text{kg} \cdot \text{m}^2$.

Μια εναλλακτική προσέγγιση για την κατανόηση της αδράνειας προκύπτει από την κινητική ενέργεια των περιστρεφόμενων μαζών, η οποία δίνεται από τη σχέση:

$$E_{KIN} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \Omega^2$$

Όταν το σύστημα παρουσιάζει ανισορροπία ισχύος (διαφορά μεταξύ της μηχανικής και της ηλεκτρικής ισχύος), η κινητική ενέργεια μεταβάλλεται αντίστοιχα. Η παράγωγος της κινητικής ενέργειας ως προς το χρόνο εκφράζει αυτή τη μεταβολή και σχετίζεται με την απόκλιση της ταχύτητας:

$$P_m(t) - P_e(t) = \frac{dE_{KIN}}{dt} = \Omega_r \cdot J \cdot \frac{d\Omega}{dt}$$

όπου Ω_r είναι η ονομαστική γωνιακή ταχύτητα, η οποία συχνά προσεγγίζεται στους 314 rad/s για τα περισσότερα συστήματα.

Μια χρήσιμη ποσότητα για την ανάλυση της αδράνειας σε επίπεδο συστήματος είναι η ισοδύναμη αδράνεια H (σε δευτερόλεπτα), η οποία ορίζεται ως:

$$H_{sys} = \frac{E_{KIN}}{S} = \frac{J \cdot \Omega_r^2}{2 \cdot S} [s]$$

Αντικαθιστώντας στη σχέση του ενεργειακού ισοζυγίου (3.5), προκύπτει:

$$P_m(t) - P_e(t) = \frac{2 \cdot S \cdot H}{\Omega_r} \cdot \frac{d\Omega}{dt}$$

Για ευκολία στη μελέτη συστημάτων ισχύος, χρησιμοποιείται συχνά η κανονικοποιημένη μορφή των μεταβλητών (pu – per unit). Αν πάρουμε ως βάση αναφοράς τη συνολική φαινόμενη ισχύ του συστήματος S , τότε η παραπάνω εξίσωση γράφεται:

$$p_m(t) - p_e(t) = 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega}{dt}$$

Εισάγοντας μια νέα σταθερά T , που αντιπροσωπεύει τον χρόνο εκκίνησης του συστήματος και μετριέται σε δευτερόλεπτα, μπορούμε να γράψουμε:

$$p_m(t) - p_e(t) = T \cdot \frac{d\omega}{dt}$$

Η συσχέτιση ανάμεσα στον χρόνο εκκίνησης και την ισοδύναμη αδράνεια είναι:

$$T = 2 \cdot H$$

Όταν το σύστημα περιλαμβάνει πολλαπλές σύγχρονες γεννήτριες, η συνολική ισοδύναμη αδράνεια (σε δευτερόλεπτα) προσδιορίζεται από τον σταθμισμένο μέσο όρο των επί μέρους αδρανειών τους ως προς τις φαινόμενες ισχύς τους:

$$H_{sys} = \frac{\sum_i^N H_i \cdot S_{G,i}}{\sum_i^N S_{G,i}}$$

Για να ληφθεί υπόψη το συνολικό φορτίο στο σύστημα (και όχι μόνο οι γεννήτριες), επαναδιατυπώνεται η παραπάνω σχέση με αναφορά το συνολικό φορτίο:

$$H_{synch}^{gen} = \frac{\sum_i^N H_i \cdot S_{G,i}}{G_{load}}$$

Αν επιπλέον υπάρχουν και περιστρεφόμενα φορτία (π.χ. κινητήρες), η συνολική αδράνεια του δικτύου γίνεται:

$$H_T = H_{synch}^{gen} + H^{load}$$

Η συνολική κινητική ενέργεια που αποθηκεύεται σε περιστρεφόμενες μάζες (γεννήτριες και φορτία) δίνεται από:

$$KE_T = H_T \cdot P_{LOAD} [MWs]$$

Σε ορισμένες περιπτώσεις, η κινητική ενέργεια του συστήματος εκφράζεται μόνο από τις σύγχρονες μηχανές:

$$KE_T = \sum_i^N H_i \cdot S_{G,i}$$

Για λόγους απλοποίησης, στο υπόλοιπο της ανάλυσης ο όρος "H" θα αναφέρεται στην ολική αδράνεια του συστήματος.

Για την ποσοτικοποίηση των απαιτήσεων αδράνειας του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κύπρου, οι τρεις παράμετροι οι οποίες διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο είναι:

- 1) Ο μέγιστος επιτρεπόμενος Ρυθμός Μεταβολής Συχνότητας ($RoCoF_{max}$ σε Hz/s)
- 2) Το χειρότερο σενάριο διαταραχής (δηλαδή, το μέγιστο πιθανό στιγμιαίο ανισοζύγιο ισχύος $-ΔP_{loss}$ σε MW)
- 3) Η συνολική αδράνεια του Συστήματος τη στιγμή ακριβώς μετά το συμβάν διαταραχής, κανονικοποιημένη ως προς την ονομαστική τιμή της Συχνότητας (H_{sys} σε MW·s/Hz).

Ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (Rate of Change of Frequency – RoCoF) είναι η χρονική παράγωγος της συχνότητας του συστήματος, δηλαδή το $\frac{df}{dt}$. Πρόκειται για μια κρίσιμη παράμετρο που δείχνει πόσο γρήγορα αλλάζει η συχνότητα του δικτύου μετά από μια διαταραχή, και συνδέεται άμεσα με τη ροπή και την αδράνεια του συστήματος. Αποτελεί δείκτη της ευστάθειας και της «ανθεκτικότητας» του δικτύου απέναντι σε αιφνίδιες μεταβολές ισχύος.

Η αρχική τιμή του RoCoF εκφράζει πόσο γρήγορα μεταβάλλεται η συχνότητα πριν ενεργοποιηθούν τα συστήματα ελέγχου όπως οι ρυθμιστές και οι μπαταρίες [5],[6]. Αν για παράδειγμα αποσυνδεθεί μια μονάδα ή φορτίο, το RoCoF δίνεται από:

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{Loss} \cdot f_o}{2H_{sys} \cdot P_{LOAD}}$$

Σε περίπτωση απώλειας παραγωγής, το RoCoF του συστήματος είναι $<1\text{Hz/s}$ τότε η αδράνεια του συστήματος είναι επαρκής και το σύστημα λειτουργεί στην ασφαλής περιοχή.

2.2 Εφεδρείες

Όταν στο ηλεκτρικό σύστημα παρουσιαστεί μια απρόβλεπτη διαταραχή, επέρχεται άμεσα ανισορροπία μεταξύ της παραγόμενης και της απαιτούμενης ισχύος, η οποία εκφράζεται με μεταβολή της συχνότητας. Έτσι για την αποκατάσταση της ομαλής λειτουργίας του Συστήματος, ενεργοποιούνται προκαθορισμένοι μηχανισμοί απόκρισης, με στόχο την επαναφορά της συχνότητας εντός των επιτρεπτών ορίων.

Το πρώτο στάδιο της απόκρισης εστιάζει στον περιορισμό του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (Rate of Change of Frequency - RoCoF) αμέσως μετά τη διαταραχή. Η φάση αυτή βασίζεται στη φυσική αντίδραση των σύγχρονων γεννητριών, οι οποίες, μέσω της κινητικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στις στρεφόμενες μάζες τους, παρέχουν αδρανειακή στήριξη. Η απόκριση αυτή είναι στιγμιαία και δεν απαιτεί κάποιον εξωτερικό έλεγχο. Παράλληλα, και τα συστήματα που συνδέονται μέσω ηλεκτρονικών μετατροπών ισχύος όπως είναι οι μπαταρίες (BESS) μπορούν να συμμετέχουν, προσφέροντας συνθετική αδράνεια μέσω άμεσης αύξησης της έγχυσης ή μείωσης της απορρόφησης ισχύος, προσομοιάζοντας έτσι τη συμπεριφορά των συμβατικών μονάδων [7].

Το δεύτερο στάδιο, το οποίο αναλύεται εκτενώς στην παρούσα εργασία, αφορά την λειτουργία κατόπιν διαταραχών όπου εμφανίζονται έντονες και απότομες μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος. Στόχος είναι η ενεργός συγκράτηση και σταθεροποίηση της συχνότητας, ώστε το σύστημα να αποκτήσει νέα ισορροπία. Η φάση αυτή περιλαμβάνει δύο επιμέρους χρονικά διαστήματα:

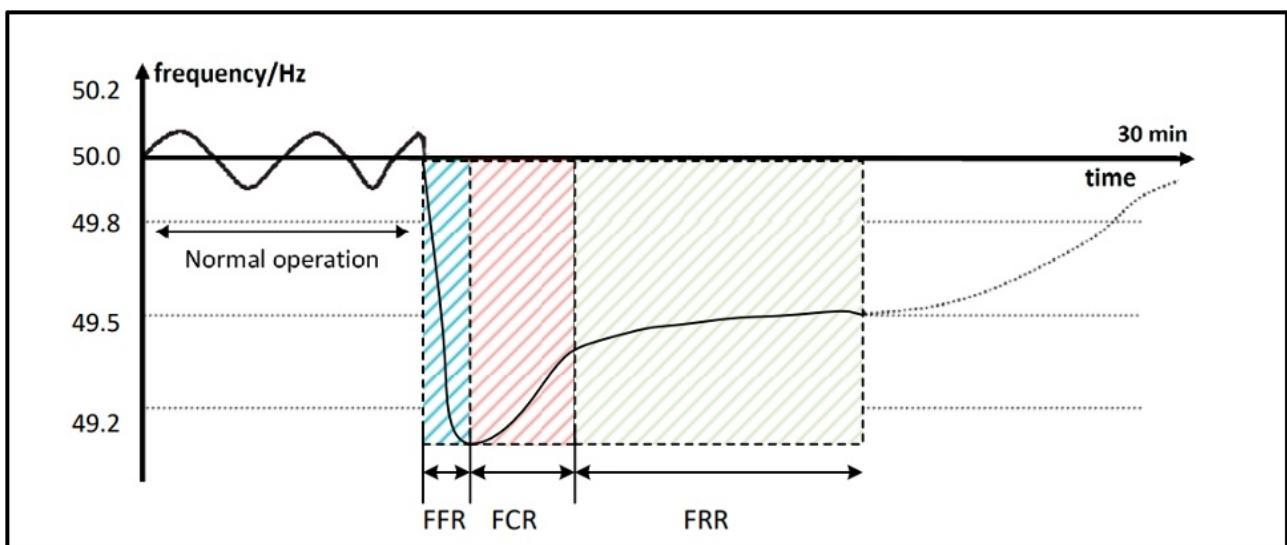
- 1) την ταχεία ρύθμιση της συχνότητας, η οποία επιτυγχάνεται μέσω της Εφεδρείας Ταχείας Απόκρισης Ρύθμισης Συχνότητας (ETAPΣ ή FFR)

2) τη συγκράτηση της συχνότητας, η οποία πραγματοποιείται με την Εφεδρεία Συγκράτησης Συχνότητας (ΕΣΣ ή FCR) και ενδεχομένως το Σχέδιο Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας.

Αφού ολοκληρωθεί η συγκράτηση της συχνότητας και επιτευχθεί μια νέα σταθερή κατάσταση, ενδέχεται να εξακολουθούν να υπάρχουν αποκλίσεις από την ονομαστική τιμή των 50Hz έτσι για την πλήρη αποκατάσταση της συχνότητας εντός των προβλεπόμενων ορίων, ενεργοποιείται η Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας-FRR (αΕΑΣ και χΕΑΣ) και τέλος η Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ).

	FFR	FCR	FCRN	aFRR	mFRR
	Fast Frequency reserve,	Frequency Containment Reserve for Disturbances,	Frequency Containment Reserve for Normal Operation,	Automatic Frequency Restoration Reserve,	Manual Frequency Restoration Reserve
Activated	In big frequency deviations, In low inertia situations	In big frequency deviations	Used all the time	Used in certain hours	Activated if necessary
Activation speed	In a second	In seconds	In a couple of minutes	In five minutes	In fifteen minutes
					

Σχήμα 2.1: Εφεδρείες αποκατάστασης της συχνότητας



Σχήμα 2.2: Εφεδρείες εν σειρά που εμπλέκονται στην αποκατάσταση της συχνότητας

2.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά των Εφεδρειών

2.3.1 Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας-EΑΣ (aFRR,mFRR)

Η ΕΑΣ διακρίνεται σε Αυτόματη (αΕΑΣ-aFRR) και Χειροκίνητη (χΕΑΣ-mFRR). Η αυτόματη εφεδρεία ενεργοποιείται αυτόματα από το σύστημα Αυτόματου Ελέγχου Παραγωγής (ΑΕΠ) και έχει στόχο τη γρήγορη επαναφορά της συχνότητας κοντά στην ονομαστική τιμή. Αντίθετα, η χειροκίνητη εφεδρεία βασίζεται σε εντολές κατανομής του Διαχειριστή του Συστήματος στο πλαίσιο της Αγοράς Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου ή κατόπιν οδηγιών από το ΕΚΕΕ και καλύπτει μεγαλύτερης διάρκειας ή έκτασης αποκλίσεις. Η συνδυασμένη ενεργοποίηση των δύο αυτών τύπων εφεδρειών διασφαλίζει την αποκατάσταση της ισορροπίας ισχύος η οποία πρέπει να είναι διαθέσιμη για 30 λεπτά ενώ η αΕΑΣ πρέπει να γίνεται πλήρως διαθέσιμη εντός 5 λεπτών από την ενεργοποίηση της και η χΕΑΣ εντός 15 λεπτών [7].

2.3.2 Εφεδρεία Συγκράτησης Συχνότητας-EΣΣ (FCR)

Η ΕΣΣ ενεργοποιείται από μονάδες που λειτουργούν σε Κατάσταση Ευαισθησίας Συχνότητας (Frequency Sensitive Mode - FSM). Σε αυτή την κατάσταση, οι μονάδες παρακολουθούν διαρκώς τις αποκλίσεις της συχνότητας και ανταποκρίνονται αυτόματα, χωρίς να απαιτείται εξωτερική εντολή. Οποιαδήποτε εφαρμογή ζωνών αναισθησίας (deadbands) σε αυτές τις μονάδες εκτός της εγγενούς συμπεριφοράς των ρυθμιστών μπορεί να γίνει μόνο έπειτα από συνεννόηση ή οδηγία του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜΚ) [10].

Η ενεργοποίηση της ΕΣΣ δεν επιτρέπεται να καθυστερεί τεχνητά και οφείλει να ξεκινά το συντομότερο δυνατό μετά την ανίχνευση απόκλισης της συχνότητας από την επιθυμητή τιμή. Με βάση τις τεχνικές απαιτήσεις, κάθε μονάδα πρέπει να είναι σε θέση να ενεργοποιήσει τουλάχιστον το 45% της θεωρητικής της ικανότητας παροχής ΕΣΣ εντός 5 δευτερολέπτων, ενώ το 90% αυτής της ικανότητας πρέπει να ενεργοποιείται εντός 20 δευτερολέπτων. Η προσφερόμενη ισχύς θα πρέπει να μπορεί να διατηρηθεί σταθερή για χρονικό διάστημα τουλάχιστον 25 λεπτών, διασφαλίζοντας τη συνεχή στήριξη της συχνότητας.

Η θεωρητική δυνατότητα παροχής ΕΣΣ από μια μονάδα εξαρτάται από την τιμή του droop, δηλαδή του στατισμού του ρυθμιστή στροφών. Κατά κανόνα, η τιμή αυτή ορίζεται στο 4%, εκτός εάν έχει συμφωνηθεί διαφορετικά με τον ΔΣΜΚ. Η ικανότητα αυτή, όπως καταγράφεται στα λειτουργικά χαρακτηριστικά της μονάδας, αντιστοιχεί στην ποσότητα ισχύος που μπορεί να παρέχει σε περίπτωση βηματικής μεταβολής της συχνότητας κατά 0,5 Hz.

Η συμβολή των μονάδων που παρέχουν ΕΣΣ είναι καθοριστική, καθώς δρουν μετά την αρχική απόκριση και πριν την πλήρη αποκατάσταση, εξασφαλίζοντας

ότι η συχνότητα παραμένει εντός του αποδεκτού Εύρους Ανάκαμψης Συχνότητας και εντός του καθορισμένου Χρόνου Ανάκαμψης. Σε περίπτωση που οι αποκλίσεις είναι πολύ έντονες ή δεν αρκεί η διαθέσιμη εφεδρεία, τότε μπορεί να απαιτηθεί επιπλέον στήριξη από την Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (ΕΑΣ) ή ακόμη και ενεργοποίηση του Σχεδίου Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας (ΣΑΦΥ).

2.3.3 Εφεδρεία Ταχείας Ρύθμισης της Συχνότητας-ETAPΣ (FFR)

Η ενεργοποίηση της ETAPΣ πραγματοποιείται όταν η συχνότητα πέσει κάτω από ένα προκαθορισμένο όριο, το οποίο σύμφωνα με τις ενδεικτικές προδιαγραφές ανέρχεται σε 49.7 Hz. Η μέγιστη χρονική καθυστέρηση για την ενεργοποίηση έχει οριστεί στα 0.8 δευτερόλεπτα, γεγονός που απαιτεί υψηλή ταχύτητα απόκρισης από τις μονάδες που παρέχουν την υπηρεσία, όπως είναι κατά κύριο λόγο οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας.

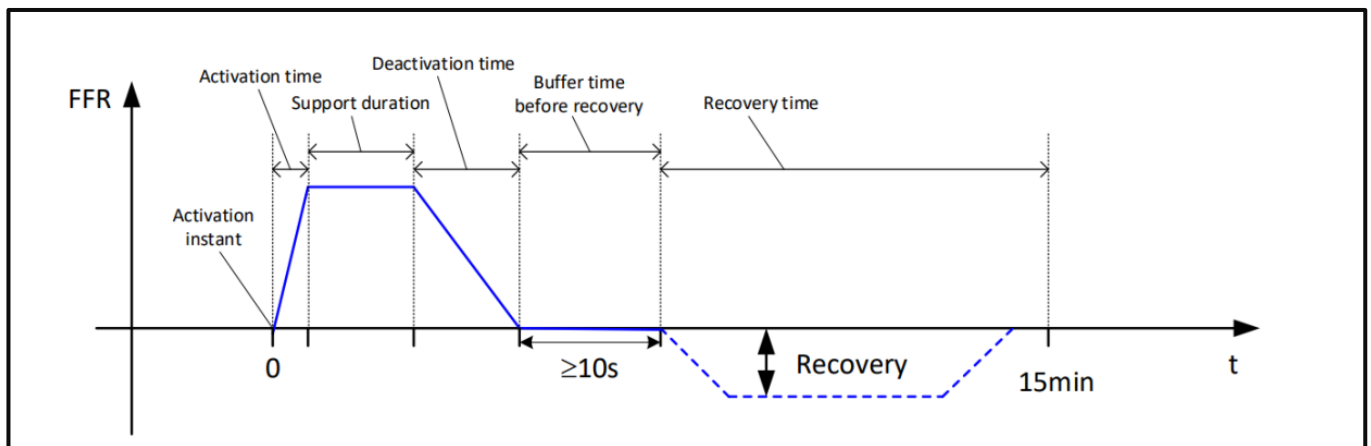
Μετά την ενεργοποίηση, η μονάδα πρέπει να προσφέρει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ για χρονικό διάστημα 30 δευτερολέπτων (support duration), ώστε να επιτευχθεί σταθεροποίηση της συχνότητας και να αποτραπεί περαιτέρω πτώση. Στη συνέχεια, η παρεχόμενη ισχύς μειώνεται σταδιακά σε διάρκεια 20 δευτερολέπτων (deactivation time), ώστε να αποφευχθούν αιφνίδιες διακυμάνσεις στη συχνότητα κατά την απεμπλοκή της ETAPΣ από το δίκτυο.

Αμέσως μετά την απενεργοποίηση, η μονάδα εισέρχεται σε φάση προσωρινής μη λειτουργίας (buffer time), διάρκειας 40 δευτερολέπτων, κατά την οποία δεν είναι διαθέσιμη για περαιτέρω συμμετοχή, επιτρέποντας στα συστήματα ελέγχου να σταθεροποιηθούν πλήρως πριν ξεκινήσει η αποκατάσταση.

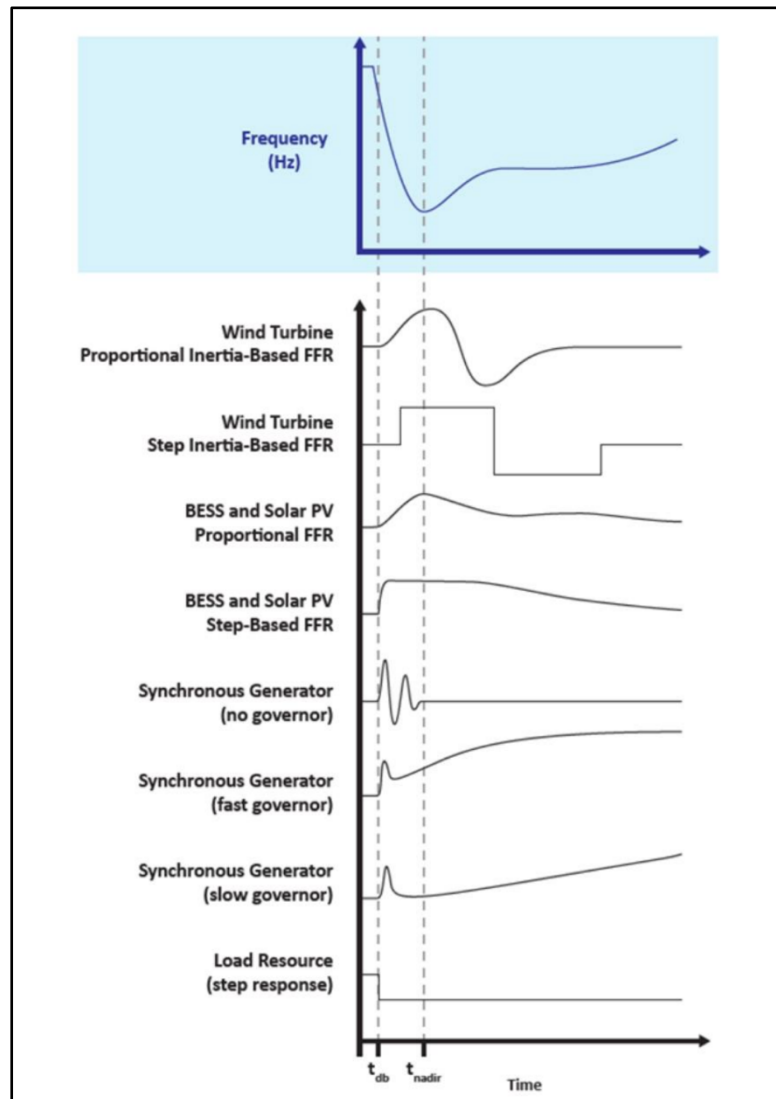
Η πλήρης αποκατάσταση της κατάστασης λειτουργίας της μονάδας ολοκληρώνεται σε περίπου 13,5 λεπτά, χρονικό διάστημα που απαιτείται ώστε η μονάδα να αναπληρώσει την ενέργεια που κατανάλωσε και να επανέλθει σε πλήρη ετοιμότητα για μελλοντική ενεργοποίηση. Η χρονική ακολουθία των φάσεων αυτών απεικονίζεται στο Διάγραμμα 1, το οποίο αποτυπώνει με γραφικό τρόπο τη λειτουργική συμπεριφορά της ETAPΣ σε σχέση με τον χρόνο.

Επίπεδο ενεργοποίησης (Hz)	49.7
Μέγιστος χρόνος ενεργοποίησης (activation time) (s)	0.8
Χρόνος παροχής μέγιστης ισχύος (support duration) (s)	30
Χρόνος απενεργοποίησης (deactivation time) (s)	20
Χρόνος προσωρινής μη λειτουργίας (buffer time before recovery) (s)	40
Χρόνος αποκατάστασης (recovery time) (min)	~13.5

Σχήμα 2.3: Παράμετροι παροχής FFR



Σχήμα 2.4: Λειτουργία και τρόπος παροχής FFR



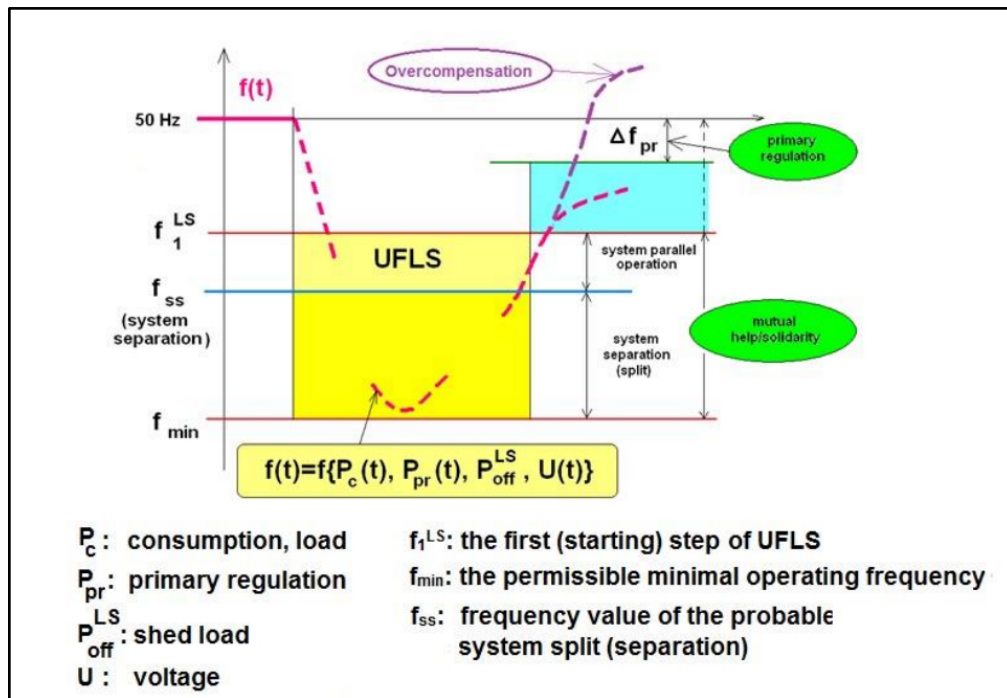
Σχήμα 2.5: Διάφοροι τύποι ελέγχων παροχής FFR

2.3.4 Σχέδιο Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας (ΣΑΦΥ ή UFLS)

Σε περιπτώσεις όπου η πτώση της συχνότητας είναι απότομη και η τιμή της κατέρχεται κάτω από κρίσιμα όρια, οι παραπάνω μηχανισμοί δεν επαρκούν για τη διατήρηση της σταθερότητας του συστήματος [12]. Σε τέτοιες συνθήκες, τίθεται σε λειτουργία το Σχέδιο Απόρριψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας (ΣΑΦΥ ή UFLS – Under Frequency Load Shedding). Το ΣΑΦΥ προβλέπει την αυτόματη αποσύνδεση συγκεκριμένων φορτίων Μέσης Τάσης (MT) από το δίκτυο διανομής, με στόχο τη μείωση της ζήτησης και την ανακούφιση του Συστήματος.

Η εφαρμογή του ΣΑΦΥ είναι πλήρως αυτόματη και υλοποιείται σε 15 διακριτά στάδια, ανάλογα με το πόσο χαμηλά έχει πέσει η συχνότητα. Αποτελεί ύστατο

μηχανισμό άμυνας, ο οποίος ενεργοποιείται μόνον όταν εξαντληθούν οι διαθέσιμες εφεδρείες ή όταν αυτές δεν επαρκούν για την συγκράτηση της διαταραχής. Σκοπός του είναι να αποτραπεί η πλήρης κατάρρευση του συστήματος (blackout) και να διατηρηθεί τουλάχιστον μέρος της λειτουργικότητας του δικτύου, μέχρι την πλήρη αποκατάσταση των συνθηκών ισορροπίας.



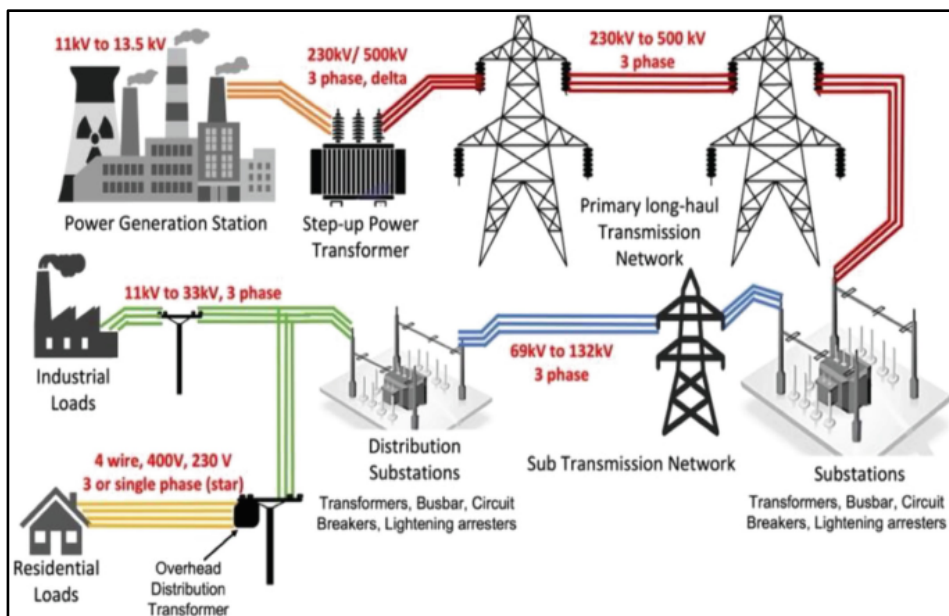
Σχήμα 2.6: Διαδικασία ΣΑΦΥ

2.3.5 Εφεδρεία Αντικατάστασης (ΕΑ)

Στο τελευταίο στάδιο του ελέγχου συχνότητας, το σύστημα φροντίζει να «επαναφορτίσει» τις εφεδρείες ισχύος που είχαν ενεργοποιηθεί προηγουμένως για να επανέλθει η συχνότητα σε φυσιολογικά επίπεδα. Οι εφεδρείες που χρησιμοποιήθηκαν πρέπει να αντικατασταθούν ώστε να είναι ξανά διαθέσιμες για μελλοντική χρήση σε περίπτωση νέας διαταραχής. Παράλληλα, εάν κατά την αποκατάσταση είχαν αποσυνδεθεί φορτία από το δίκτυο (π.χ. μέσω ΣΑΦΥ), σε αυτό το στάδιο γίνεται και η επανασύνδεσή τους. Η εφεδρεία αυτή γίνεται πλήρως διαθέσιμη εντός 25 λεπτών από την ενεργοποίηση της.

2.4 Σύστημα Μεταφοράς της Κύπρου (ΣΜ)

Το Σύστημα Μεταφοράς της Κύπρου [8],[9] αποτελεί το βασικό δίκτυο που διασφαλίζει τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από τις κύριες μονάδες παραγωγής προς το δίκτυο διανομής. Περιλαμβάνει εναέριες γραμμές και υπόγεια καλώδια υψηλής τάσης, μετασχηματιστές υποβίβασης τάσης, διακοπτικές διατάξεις και λοιπό εξοπλισμό υψηλής τάσης, ο οποίος είναι εγκατεστημένος στους Υποσταθμούς Μεταφοράς (Υ/Σ). Το δίκτυο λειτουργεί κατά κύριο λόγο στην τάση των 132 kV, ενώ σε επιλεγμένα σημεία χρησιμοποιούνται και γραμμές των 66 kV. Οι Υποσταθμοί Μεταφοράς είναι τοποθετημένοι κοντά σε περιοχές με αυξημένη ζήτηση ή παραγωγή, όπου η τάση μειώνεται στα 11 ή 22 kV, ώστε να καταστεί κατάλληλη για την τροφοδότηση του δικτύου διανομής και, κατά συνέπεια, των καταναλωτών.



Σχήμα 2.7: Απλοποιημένο Ηλεκτρικό Σύστημα της Κύπρου

Η σύνδεση των μονάδων παραγωγής στο Σύστημα Μεταφοράς γίνεται κυρίως από τους τρεις συμβατικούς Ηλεκτροπαραγωγικούς Σταθμούς της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ), καθώς και από μεγάλα αιολικά και φωτοβολταικά πάρκα. Η Κύπρος, καθώς δεν διαθέτει εγχώριες πηγές πρωτογενούς ενέργειας, βασίζεται σχεδόν εξ ολοκλήρου σε εισαγόμενα καύσιμα, κυρίως μαζούτ και ντίζελ, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των τριών συμβατικών σταθμών της ΑΗΚ ανέρχεται σε 1.478 MW δηλαδή το 58,96% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς παραγωγής και αποτελεί τη βασική πηγή ηλεκτροδότησης του νησιού. Οι σταθμοί αυτοί είναι οι Ηλεκτροπαραγωγικοί Σταθμοί Δεκέλειας, Βασιλικού και Μονής, οι οποίοι

χρησιμοποιούν διαφορετικές τεχνολογίες, όπως ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους και μηχανές εσωτερικής καύσης, και καλύπτουν τις καθημερινές ανάγκες φορτίου του συστήματος. Εκτός από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, σημαντική είναι και η συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό μείγμα της Κύπρου όπου συνεισφέρουν το 41,04% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς παραγωγής του δικτύου. Συγκεκριμένα, η αιολική ενέργεια αντιπροσωπεύει εγκατεστημένη ισχύ 157MW-6,26%, ενώ η φωτοβολταϊκή ενέργεια έχει φτάσει τα 859 MW-34,27%, παρουσιάζοντας ιδιαίτερα ραγδαία ανάπτυξη τα τελευταία χρόνια. Επιπλέον, η βιομάζα συμμετέχει με 12MW-0,48%, καλύπτοντας μικρότερο αλλά σταθερό ποσοστό της παραγωγής. Οι μονάδες αυτές είναι διασυνδεδεμένες στο Σύστημα Μεταφοράς και συμβάλλουν στη συνολική επάρκεια ισχύος, ενισχύοντας ταυτόχρονα την πορεία προς την ενεργειακή μετάβαση και την απανθρακοποίηση του τομέα ηλεκτροπαραγωγής.

2.5 Συστήματα αποθήκευσης Ενέργειας για παροχή εφεδρειών (BESS)

Το Ηλεκτρικό Σύστημα της Κύπρου παρουσιάζει κάποιες ιδιαιτερότητες, καθώς πρόκειται για ένα μικρό και απομονωμένο δίκτυο, στο οποίο η συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας είναι πολύ υψηλή και οι μονάδες παραγωγής έχουν μεγάλη ισχύ σε σχέση με το μέγεθος του συστήματος. Αυτοί οι παράγοντες αυξάνουν σημαντικά τις ανάγκες για εφεδρείες, ώστε να διασφαλίζεται η σταθερή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος.

Για να εφαρμοστούν πλήρως οι βασικές απαιτήσεις που θέτει ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ) σχετικά με το επίπεδο εφεδρείας, απαιτείται να υπάρχουν αρκετοί διαθέσιμοι παρόχοι υπηρεσιών εφεδρείας, ώστε να καλύπτονται οι απαραίτητες εφεδρείες με οικονομικά βιώσιμο τρόπο. Στην παρούσα φάση, αυτό δεν είναι εφικτό στην Κύπρο, λόγω του περιορισμένου αριθμού μονάδων που μπορούν να συμμετέχουν.

Ως αποτέλεσμα, ο Διαχειριστής του Συστήματος αναγκάζεται να διατηρεί μικρότερα αποθέματα εφεδρειών από τα προβλεπόμενα και να λαμβάνει εναλλακτικά μέτρα για την αντιμετώπιση πιθανών αποκλίσεων. Τέτοια μέτρα περιλαμβάνουν την απόρριψη φορτίου ή την άμεση εκκίνηση εφεδρικών μονάδων (π.χ. γεννήτριες ταχείας εκκίνησης) κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας. Έτσι μέσω των συστημάτων αποθήκευσης δύναται η αντικατάσταση των μέτρων αυτών μέσω της παροχής ισχύος. Για τον λόγο αυτό μελετάμε την παροχή εφεδρειών μέσω των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και συγκεκριμένα την παροχή ETAPΣ-FFR.

Οι σταθμοί αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να παίζουν σημαντικό ρόλο στην αντιμετώπιση των προκλήσεων που σχετίζονται με τη λειτουργία του

σύγχρονου ηλεκτρικού συστήματος. Έχουν τη δυνατότητα να προσφέρουν πολλές υπηρεσίες, όπως την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας από ΑΠΕ όπου στην Κύπρο ειδικά τον τελευταίο χρόνο απασχολεί πολύ τον διαχειριστή αλλά και την κοινωνία τα μεγάλα ποσοστά αποκοπής της. Επίσης συνεισφέρουν στην μετατόπιση της ενέργειας σε ώρες υψηλής ζήτησης (arbitrage), την παροχή εφεδρειών ισχύος, την ενίσχυση της επάρκειας του συστήματος, καθώς και τη συμβολή στη διαχείριση συμφόρησης των δικτύων. Επιπλέον, μπορούν να υποστηρίξουν άμεσα τις μονάδες ΑΠΕ στις οποίες είναι ενσωματωμένοι, να βελτιώσουν την αξιοπιστία τροφοδότησης σε τοπικό επίπεδο, να ρυθμίζουν την τάση και να μειώνουν τις απώλειες ενέργειας στο δίκτυο. Ακόμη, μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την επανεκκίνηση του συστήματος μετά από γενική διακοπή (blackout), να καθυστερήσουν ή να αποφύγουν την ανάγκη για ενίσχυση των υποδομών και να εξυπηρετήσουν τους ίδιους τους καταναλωτές, όταν είναι εγκατεστημένοι σε τέτοιες μονάδες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

3.1 Περιγραφή του μοντέλου

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, χρησιμοποιείται απλοποιημένο το μοντέλο του ηλεκτρικού συστήματος της Κύπρου στο PowerFactory της εταιρίας DigSILENT το οποίο παραχωρήθηκε από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ) και αποτελεί ένα πλήρες πρότυπο του κυπριακού δικτύου μεταφοράς. Στο μοντέλο περιλαμβάνονται οι κύριες μονάδες παραγωγής, οι υποσταθμοί, οι γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης, καθώς και όλα τα σχετικά στοιχεία που επιτρέπουν την ανάλυση δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος σε περιπτώσεις διαταραχών. Το μοντέλο είναι παραμετροποιημένο ώστε να αντανakλά τις πραγματικές συνθήκες του συστήματος της Κύπρου.

Όσον αφορά την προσομοίωση της μπαταρίας, χρησιμοποιήθηκε ένα μοντέλο αποθήκευσης ενέργειας που έχει τη δυνατότητα παροχής Fast Frequency Response (FFR), σύμφωνα με τις τεχνικές προδιαγραφές που έχουν οριστεί από τον ΔΣΜΚ. Το αρχικό μοντέλο βασίστηκε σε μια open-source υλοποίηση που παρέχεται από το PowerFactory και προσέφερε αποκλειστικά συμβατική εφεδρεία συχνότητας, όπως droop-based απόκριση. Το μοντέλο αυτό τροποποιήθηκε με την προσθήκη κατάλληλων control blocks ώστε να υποστηρίζει FFR — δηλαδή να αποδίδει στιγμιαία απόκριση (step response) όταν η συχνότητα πέσει κάτω από ένα καθορισμένο όριο, για διάρκεια περίπου 30 δευτερολέπτων. Μετά την παροχή της υπηρεσίας, η ισχύς απενεργοποιείται σταδιακά με μία γραμμική κλίση (constant slope), ώστε να αποφευχθεί η πρόκληση δευτερογενούς απότομης διαταραχής στο σύστημα, σύμφωνα με πρότυπα που έχουν υιοθετηθεί σε δίκτυα όπως το Nordic και το EirGrid. Όλες οι βασικές παράμετροι του μοντέλου, όπως το droop, ο χρόνος απόκρισης και η συχνότητα ενεργοποίησης, μπορούν να τροποποιηθούν ανάλογα με τις ανάγκες της μελέτης. Το συγκεκριμένο μοντέλο αναπτύχθηκε στο πλαίσιο χρηματοδοτούμενης συνεργασίας μεταξύ του SPS-Lab του Τεχνολογικού Πανεπιστημίου Κύπρου και του TSOC, και προορίζεται αποκλειστικά για εσωτερική χρήση χωρίς δυνατότητα διανομής ως open-source εργαλείο [11].

3.2 Περιγραφή σεναρίων διαταραχής

3.2.1 Σενάριο 1 : Απότομη Απώλεια Συμβατικής Μονάδας Παραγωγής

Στο πρώτο σενάριο μελετάτε η απότομη αποσύνδεση μιας απ' της μεγαλύτερες γεννήτριες την ΑΤ/Σ 3 στον Η/Σ Βασιλικού ενώ βρισκόταν με φόρτιση 94MW. Πρόκειται για πραγματικό σενάριο, το οποίο μας παρείχε ο ΔΣΜΚ και έγινε στις 28/07/2024 και ώρα 02:22:30. Κατά την διάρκεια του συμβάντος ήταν σε λειτουργία παραγωγής ισχύος οι πιο κάτω μονάδες:

- συμβατικές μονάδες: 662MW
- αιολική παραγωγή: 65MW
- βιομάζα: 6MW
- συμβατική παραγωγή στο σύστημα διανομής: 4MW

Η διαταραχή αυτή αντιμετωπίστηκε με την ενεργοποίηση του 1^{ου} σταδίου του Σχεδίου Απορρίψης Φορτίου λόγω Υποσυχνότητας απορρίπτοντας αυτόματα φορτίο. Σε διάστημα 17 λεπτών έγινε η πλήρης επαναφορά του απορριφθέντος καταναλωτικού φορτίου

3.2.2 Σενάριο 2: Απότομη Απώλεια Φωτοβολταϊκής Παραγωγής

Στο δεύτερο σενάριο μελετάτε η απότομη αποσύνδεση φωτοβολταϊκής παραγωγής ισχύος 106,7MW. Οι παραγωγές του σεναρίου αυτού πρόκειται για ρεαλιστικές και έγιναν στις 03/01/2025 και ώρα 13:30. Η απώλεια της φωτοβολταϊκής παραγωγής όμως δεν έγινε στην πραγματικότητα, προσπαθήσαμε όμως να μελετήσουμε την ενδεχόμενη απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής κάτι το οποίο πιθανόν να γίνει στο μέλλον, όπως και έγινε πρόσφατα στην Ιβηρική Χερσόνησο οδηγώντας σε μπλακ άουτ την Ισπανία και την Πορτογαλία.

Κατά την διάρκεια του συμβάντος ήταν σε λειτουργία παραγωγής οι πιο κάτω μονάδες:

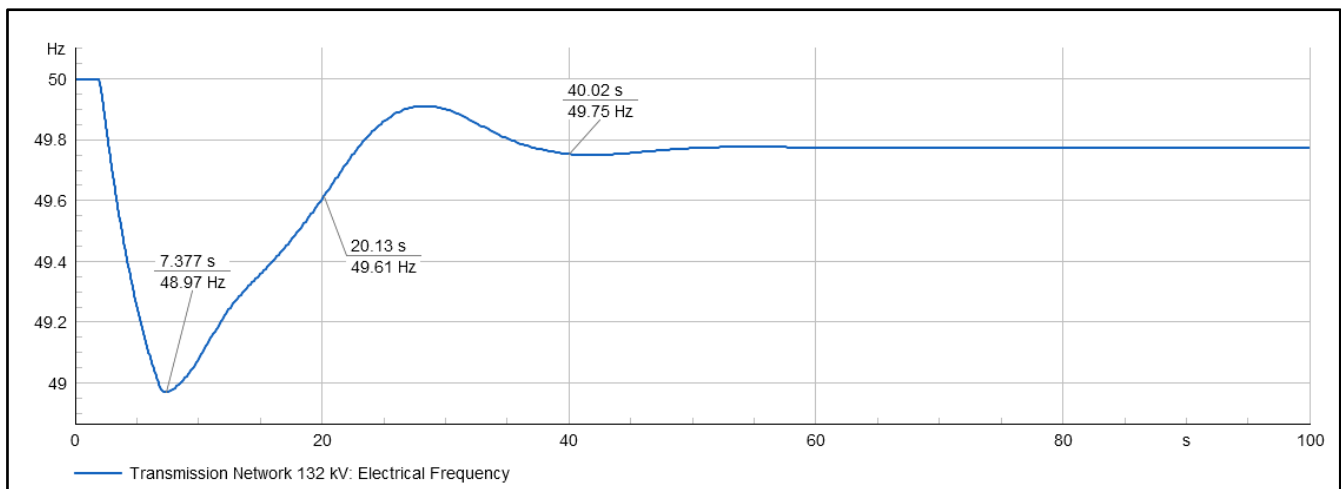
- συμβατικές μονάδες: 322MW
- φωτοβολταϊκή παραγωγή: 320MW
- αιολική παραγωγή: 1MW

4.1 Ανάλυση Σεναρίου 1

4.1.1 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW χωρίς BESS

Στο συγκεκριμένο σενάριο εξετάζεται η αιφνίδια απώλεια συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 94 MW στο δίκτυο μεταφοράς της Κύπρου. Η διαταραχή αυτή προκαλεί ένα σημαντικό ενεργειακό έλλειμμα στο σύστημα, με άμεση συνέπεια τη ραγδαία πτώση της συχνότητας λόγω της ανεπάρκειας παραγωγής σε σχέση με τη ζήτηση.

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα συχνότητας (σχήμα 4.1), η συχνότητα μειώνεται με ρυθμό μεταβολής $RoCoF = -0,345 \text{ Hz/s}$ και καταλήγει σε ελάχιστο σημείο ναδίρ 48,97Hz (σχήμα 4.1 και 4.2) στα 7,377s μετά τη διαταραχή, δηλαδή ξεπερνάει το κρίσιμο όριο ενεργοποίησης του πρώτου σταδίου UFLS (Under-Frequency Load Shedding) που είναι τα 49 Hz.

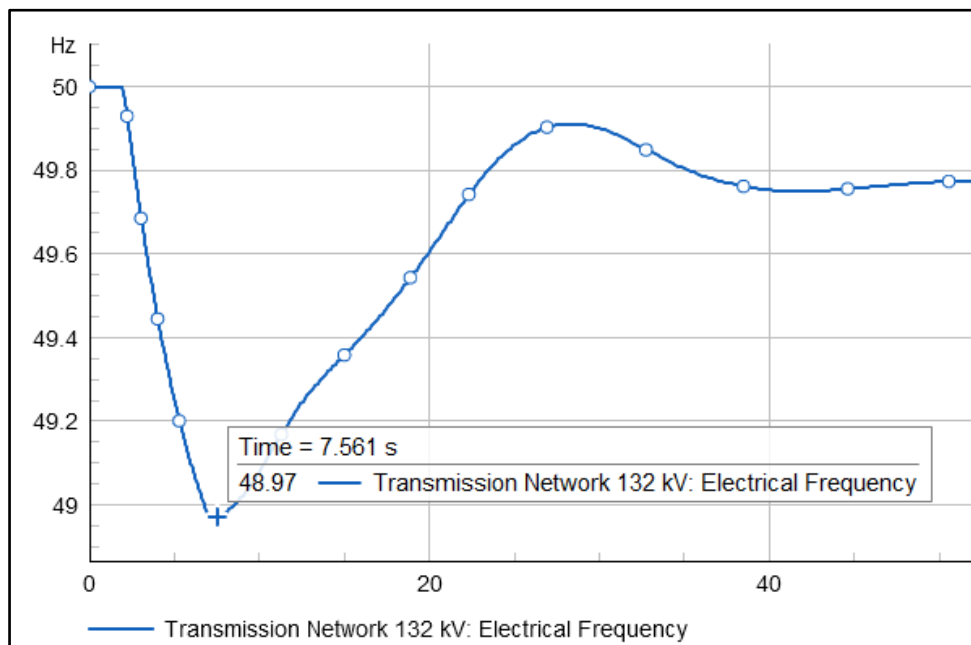


Σχήμα 4.1: Διάγραμμα συχνότητας σεναρίου 1 χωρίς BESS

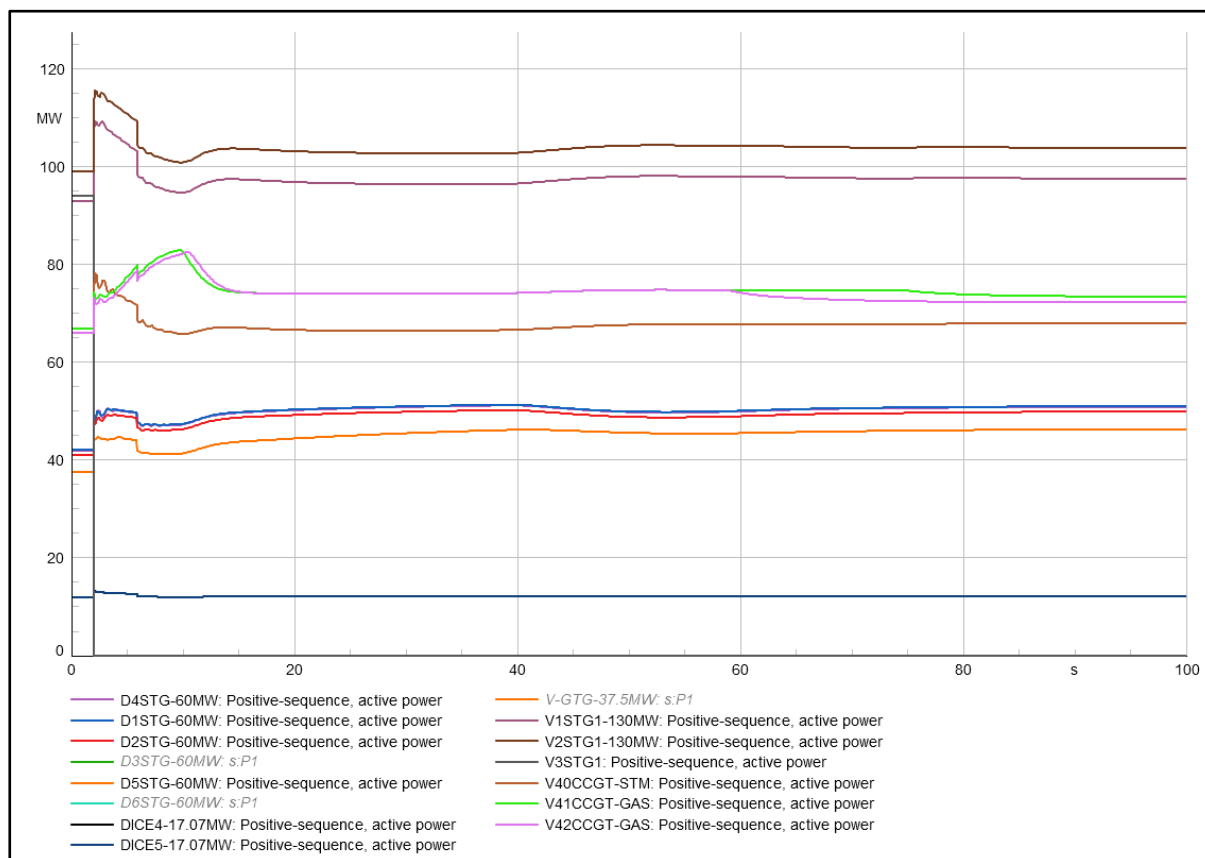
Λόγω της υπέρβασης αυτού του ορίου, ενεργοποιείται αμέσως το 1ο στάδιο UFLS, με αποτέλεσμα την αυτόματη αποσύνδεση ενός μέρους του φορτίου από το σύστημα, ώστε να περιοριστεί η περαιτέρω πτώση της συχνότητας. Παράλληλα, όλες οι συμβατικές μονάδες παραγωγής που βρίσκονται σε λειτουργία κινητοποιούνται μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας (FCR), με στόχο να καλύψουν το έλλειμμα και να επαναφέρουν τη συχνότητα εντός ασφαλών ορίων.

Πιο συγκεκριμένα, οι συμβατικές μονάδες, όπως προκύπτει από το αντίστοιχο διάγραμμα λειτουργίας συμβατικών μονάδων (σχήμα 4.3), αυξάνουν την παραγωγή τους σημαντικά αμέσως μετά τη διαταραχή. Μονάδες όπως οι αεριοστρόβιλοι και οι μονάδες ατμού, καθώς και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου αυξάνουν σταδιακά αλλά σχετικά γρήγορα την ισχύ τους, προσφέροντας κρίσιμη εφεδρεία FCR. Αυτή η αύξηση ισχύος, αν και ουσιαστική, δεν επαρκεί για την άμεση και πλήρη αντιμετώπιση της διαταραχής, καθώς το αρχικό ναδίρ ήταν πολύ χαμηλό. Ωστόσο, συμβάλλει καθοριστικά στην ανάκαμψη της συχνότητας.

Με τη συνδυασμένη επίδραση της απόρριψης φορτίου μέσω UFLS και της παροχής FCR από τις συμβατικές μονάδες, η συχνότητα σταδιακά ανακάμπτει μετά το ναδίρ. Ειδικότερα, στα 20,13 s, η συχνότητα έχει ήδη φτάσει τα 49,61 Hz και συνεχίζει την ανάκαμψη μέχρι τα 40 s, όπου σταθεροποιείται στα 49,75 Hz, χωρίς να παρατηρηθεί καμία περαιτέρω ταλάντωση ή υπερύψωση συχνότητας.



Σχήμα 4.2: Συχνότητα ναδίρ 48,97Hz σεναρίου 1 χωρίς BESS

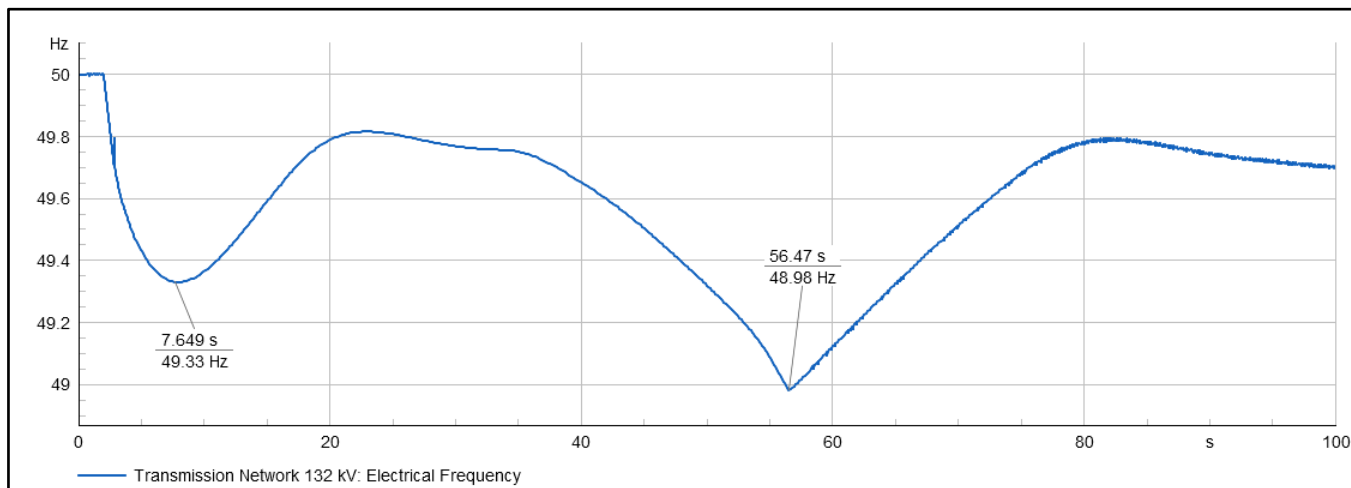


Σχήμα 4.3: Διάγραμμα λειτουργίας συμβατικών μονάδων σεναρίου 1 χωρίς BESS

4.1.2 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 50MVA

Στο παρόν σενάριο μελετάται η αιφνίδια απώλεια συμβατικής μονάδας ισχύος 94 MW αυτή τη φορά όμως με την ενεργοποίηση της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας (BESS), η οποία παρέχει Fast Frequency Response (FFR) ισχύος 50 MVA. Η ενεργοποίηση του συστήματος BESS πραγματοποιείται όταν η συχνότητα πέσει κάτω από το κατώφλι ενεργοποίησης ($<49,5\text{Hz}$) και η συνολική διάρκεια λειτουργίας του καταγράφεται στα 31 δευτερόλεπτα.

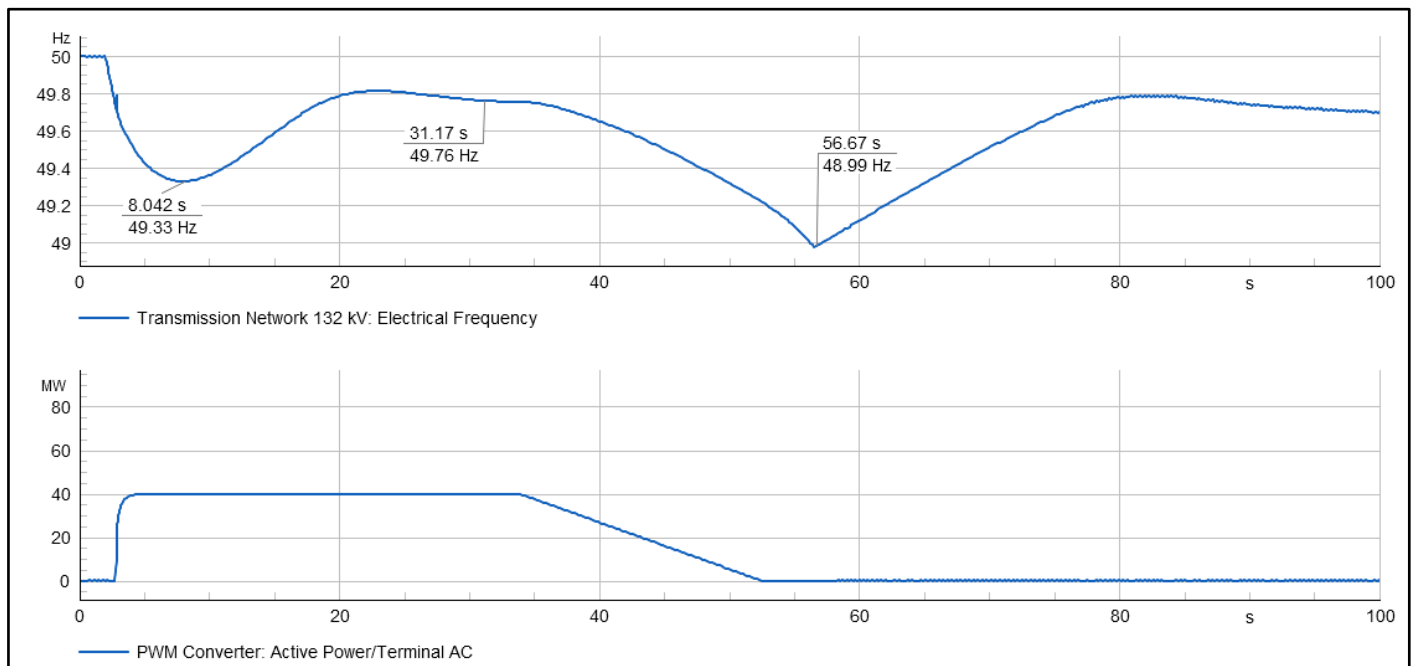
Όπως προκύπτει από το διάγραμμα συχνότητας (σχήμα 4.4), αμέσως μετά τη διαταραχή η συχνότητα μειώνεται ταχύτατα, ωστόσο το ελάχιστο σημείο ναδύρ που καταγράφεται είναι 49,33 Hz στα 8,04 s, σημαντικά βελτιωμένο σε σχέση με το σενάριο χωρίς FFR (48,97 Hz).



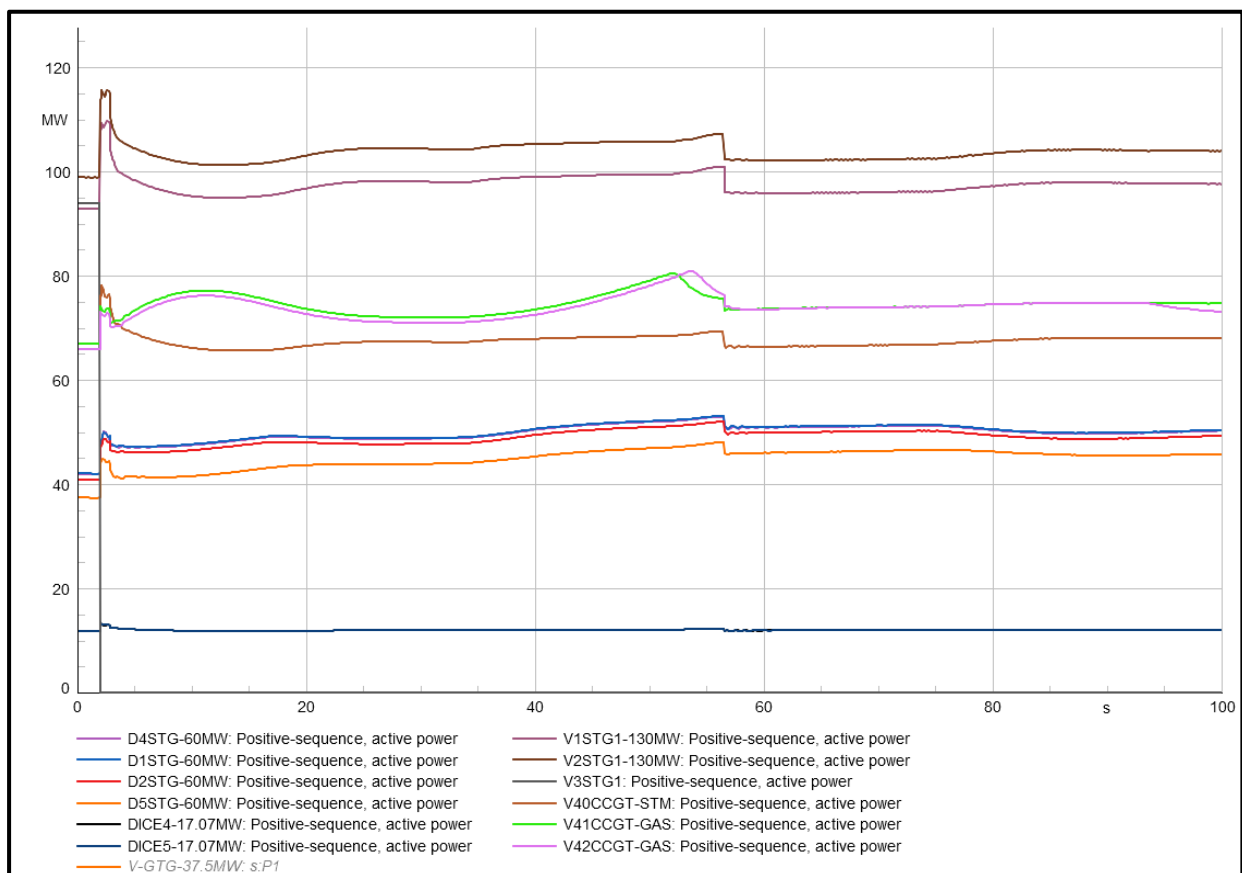
Σχήμα 4.4: Διάγραμμα συχνότητας σεναρίου 1 με BESS 50MVA

Η μπαταρία συνεχίζει να παρέχει σταθερά ισχύ για περίπου 30s. Κατά το διάστημα αυτό, η συχνότητα ανακάμπτει σταδιακά, αγγίζοντας μέγιστη τιμή 49,76 Hz στα 31,17 s. Μετά την πάροδο αυτού του χρόνου, η μπαταρία αρχίζει να μειώνει την παροχή της γραμμικά (deactivation), ώστε να αποφευχθούν απότομες αλλαγές στη συχνότητα.

Κατά την περίοδο σταδιακής απεμπλοκής της μπαταρίας, εμφανίζεται ένα δεύτερο ενεργειακό ανισοζύγιο λόγω της σταδιακής αφαίρεσης των 40 MW από το σύστημα. Οι συμβατικές γεννήτριες, μέσω της διαθέσιμης FCR, προσπαθούν να καλύψουν το κενό. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα ενεργού ισχύος, μονάδες όπως η V2STG1-130 MW και οι μονάδες ατμού (D4STG, D5STG) αυξάνουν περαιτέρω την παραγωγή τους, φτάνοντας υψηλότερα επίπεδα σε σχέση με την αρχική κατάσταση λειτουργίας. Ωστόσο, η προσπάθεια αυτή δεν είναι επαρκής για την πλήρη αποφυγή της περαιτέρω πτώσης της συχνότητας. Έτσι η συχνότητα καταγράφει νέο ναδίρ στα 48,99 Hz, στα 56,67s, γεγονός που προκαλεί τελικά την ενεργοποίηση του 1ου σταδίου UFLS.



Σχήμα 4.5: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας μπαταρίας BESS 50MVA σεναρίου 1



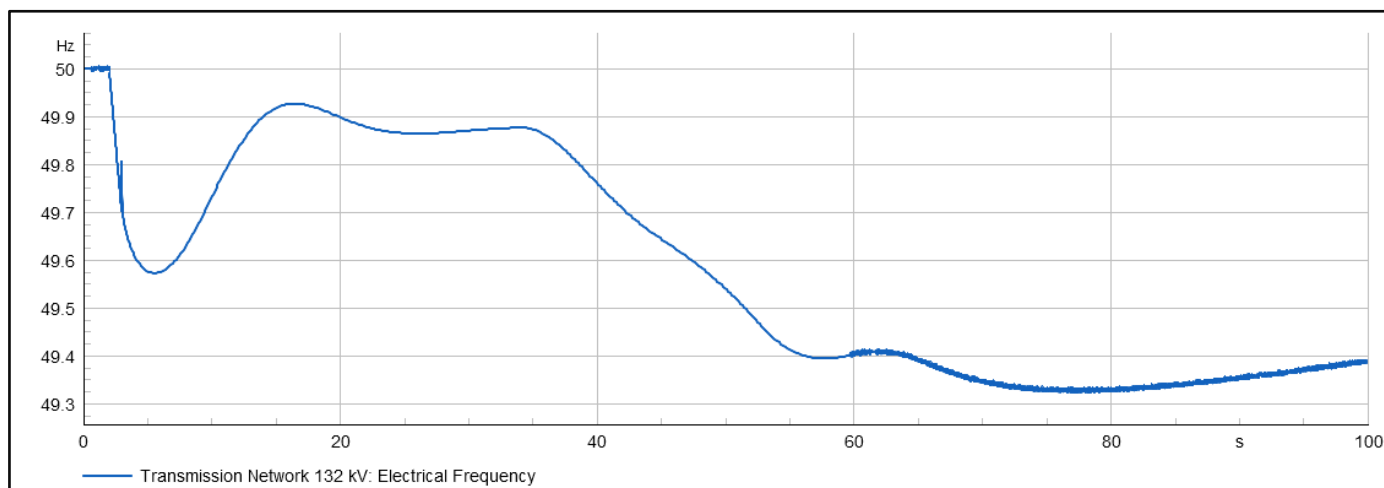
Σχήμα 4.6: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 1 με BESS 50 MVA

4.1.3 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 65 MVA και FCR από τις γεννήτριες D3STG και D6STG:

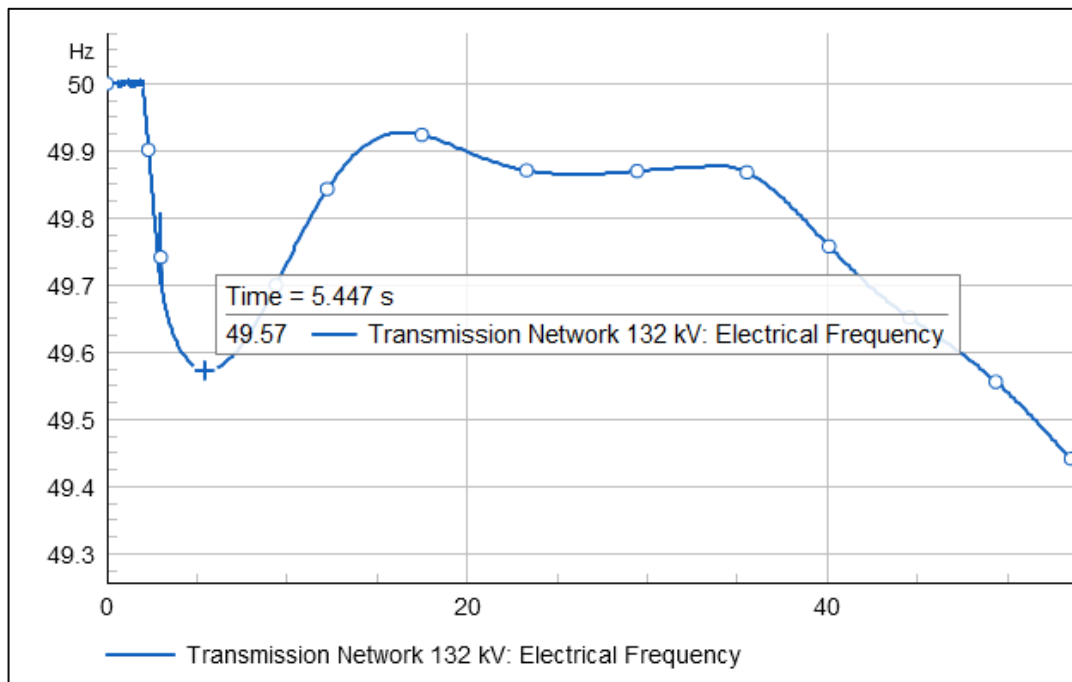
Στο παρόν σενάριο εξετάζεται η αιφνίδια απώλεια συμβατικής μονάδας ισχύος 94 MW με τη συμμετοχή μονάδας αποθήκευσης ενέργειας ονομαστικής ισχύος 65 MVA, η οποία ενεργοποιείται για παροχή Fast Frequency Response (FFR). Η μπαταρία ενεργοποιείται μόλις η συχνότητα πέσει κάτω από το όριο ενεργοποίησης και λειτουργεί για διάρκεια 31 δευτερολέπτων (σχήμα 4.9).

Η αρχική απόκριση του συστήματος είναι σημαντικά βελτιωμένη συγκριτικά με το βασικό σενάριο χωρίς BESS, χαρακτηρίζεται από μια συγκρατημένη πτώση της συχνότητας, η οποία φτάνει την ελάχιστη τιμή (frequency nadir) στα 49.57 Hz περίπου 5.45 δευτερόλεπτα μετά την έναρξη της διαταραχής, κάτι που υποδηλώνει ότι η ισχύς FFR από την μπαταρία συνεισφέρει αποτελεσματικά στην αναχαίτιση της απόκλισης.

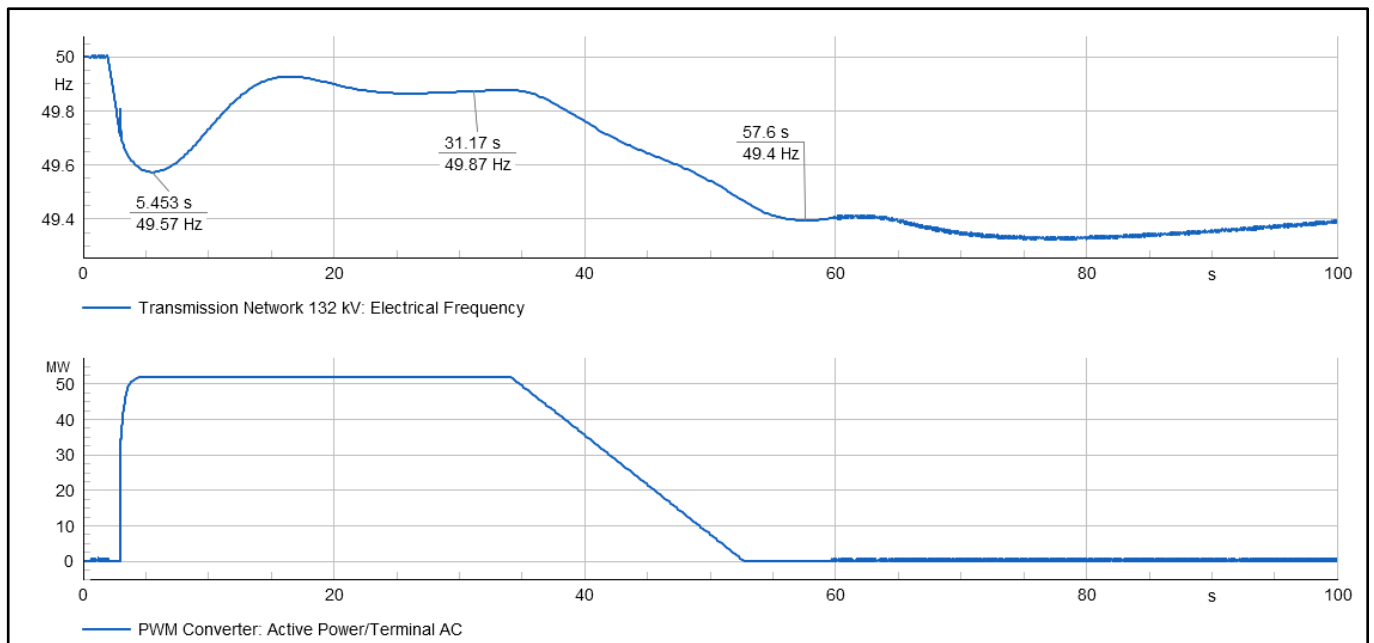
Η συχνότητα ανακάμπτει με ταχύτερο ρυθμό, ωστόσο και εδώ, όπως και στο προηγούμενο σενάριο με BESS 40 MW, παρατηρείται μικρό δεύτερο “κύμα” πτώσης στο σημείο κατά το οποίο η μπαταρία μειώνει γραμμικά την ισχύ της χωρίς όμως να καταφεύγει στην ενεργοποίηση κάποιου σταδίου UFLS για τον λόγο ότι οι γεννήτριες D3STG και D4STG ενεργοποιήθηκαν αποτελεσματικά προσφέροντας FCR η οποία συγκράτησε την συχνότητα εντός των αποδεκτών ορίων (>49Hz) και επιτεύχθηκε η σταθεροποίηση της συχνότητας.



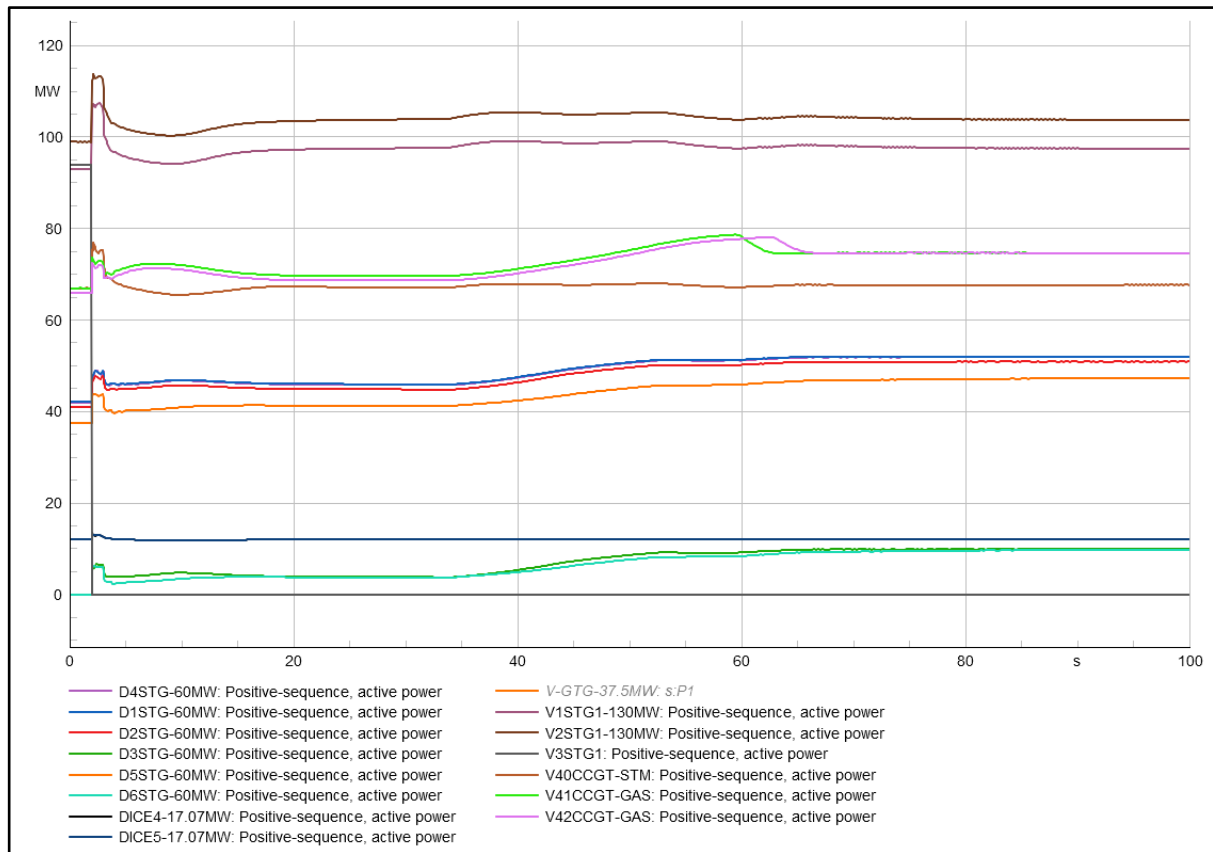
Σχήμα 4.7: Διάγραμμα συχνότητας σεναρίου 1 με BESS 65MVA και επιπλέον FCR



Σχήμα 4.8: Συχνότητα ναδίρ 49,45Hz σεναρίου 1 με BESS 65MVA και επιπλέον FCR



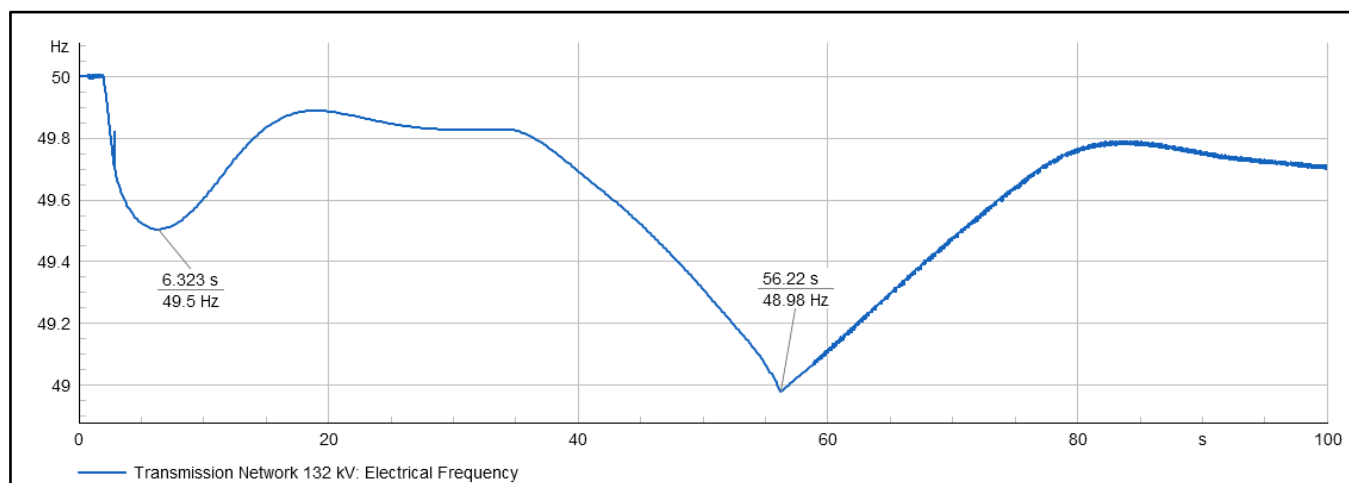
Σχήμα 4.9: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας μπαταρίας BESS 65MVA



Σχήμα 4.10: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 1 με BESS 65MVA και επιπλέον FCR

4.1.3 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW και παροχή FFR 65 MVA

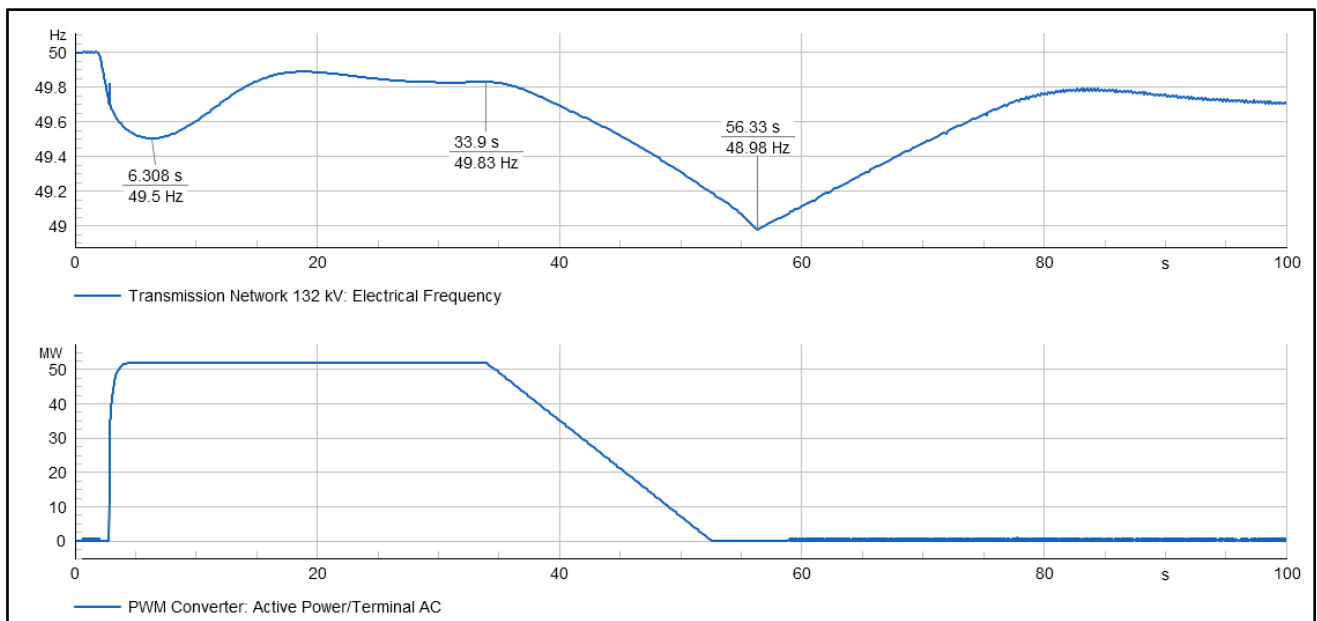
Στο παρόν σενάριο μελετάτε η αιφνίδια αποσύνδεση της συμβατικής μονάδας παραγωγής 94 MW με προσφορά της Εφεδρείας Ταχείας Απόκρισης Συχνότητας (FFR) από τη μπαταρία ισχύος 65 MVA (~50 MW). Αρχικά, με την άμεση απόκριση της μπαταρίας, η πτώση της συχνότητας περιορίζεται σημαντικά, με το ελάχιστο σημείο ναδέρ να φτάνει στα 49,5 Hz στα 6,3 s, τιμή σαφώς βελτιωμένη σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια.



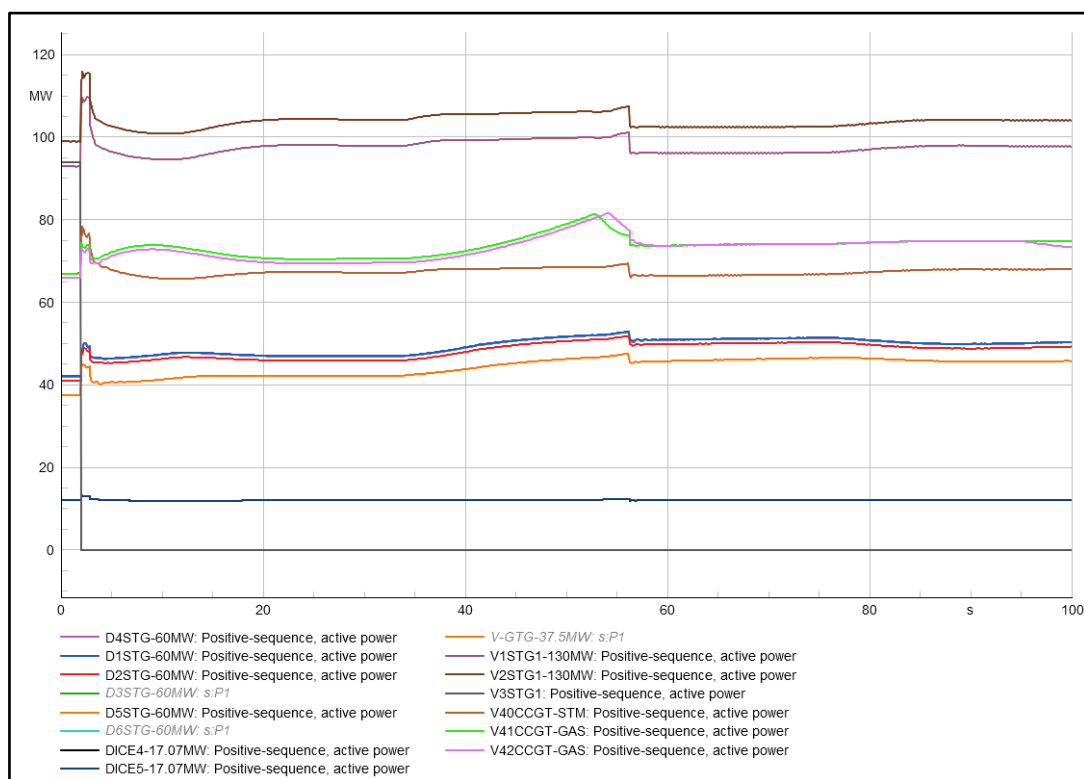
Σχήμα 4.11: Διάγραμμα συχνότητας σεναρίου 1 με BESS 65MVA

Κατά τη διάρκεια της πλήρους απόδοσης ισχύος από τη μπαταρία, η συχνότητα του δικτύου ανακάμπτει αισθητά, φτάνοντας στο επίπεδο των 49,83 Hz στα 33,9s. Ωστόσο, μετά από 30s λειτουργίας της, η μπαταρία μειώνει γραμμικά την ισχύ της μέχρι να απενεργοποιηθεί εντελώς, ώστε να αποφευχθούν απότομες μεταβολές στη συχνότητα.

Η σταδιακή αποδέσμευση της μπαταρίας δημιουργεί ξανά ένα κενό ισχύος, που οι συμβατικές γεννήτριες μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας (FCR) επιχειρούν να καλύψουν αυξάνοντας περαιτέρω την παραγωγή τους. Στα σχήμα 4.13 φαίνεται ότι μονάδες όπως οι V1STG, V2STG1, καθώς και οι ατμοηλεκτρικές μονάδες D4STG και D5STG, αυξάνουν τη συνεισφορά τους, όμως η συνολική τους εφεδρεία εξακολουθεί να είναι ανεπαρκής για να σταματήσει πλήρως τη νέα πτώση της συχνότητας. Ως αποτέλεσμα, η συχνότητα πέφτει εκ νέου, αγγίζοντας τελικά το κρίσιμο επίπεδο των 48,98 Hz στα 56,33 s, γεγονός που οδηγεί στην ενεργοποίηση του 1ου σταδίου UFLS. Με αποτέλεσμα απόρριψη φορτίου που πραγματοποιείται από το UFLS να διασφαλίζει την αποκατάσταση της συχνότητας σε ασφαλή όρια.



Σχήμα 4.12: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας μπαταρίας BESS 65MVA

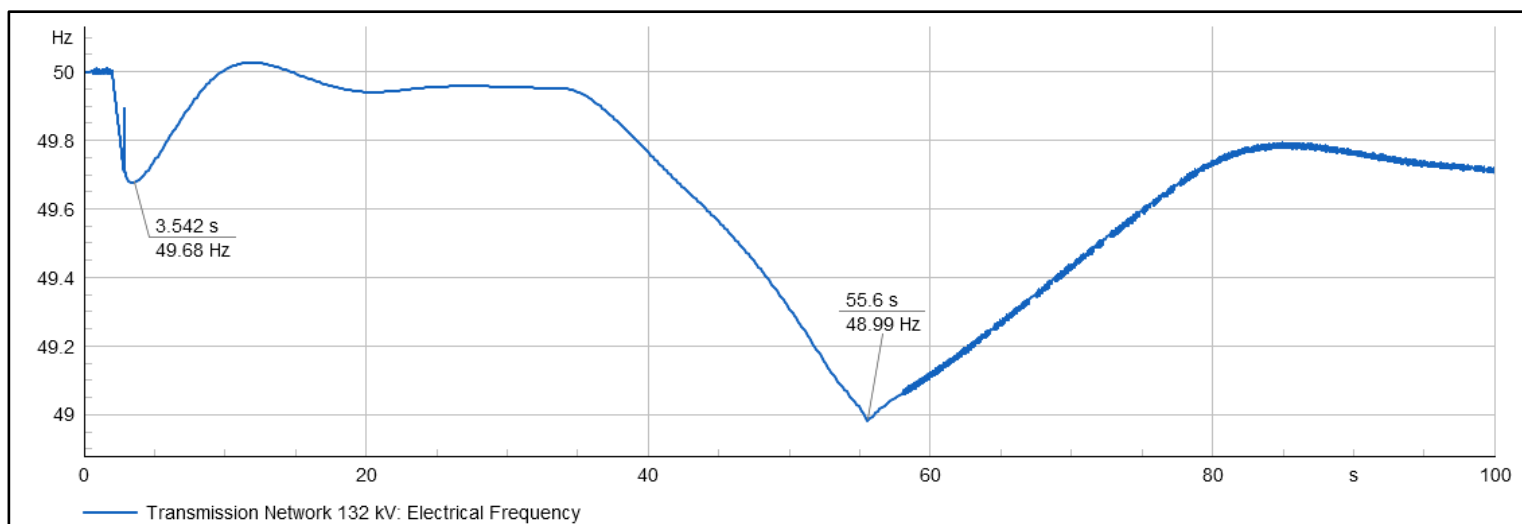


Σχήμα 4.13: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 1 με BESS 65MVA

4.1.4 Απώλεια συμβατικής μονάδας 94 MW με BESS 100 MVA

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η απότομη αποσύνδεση της συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 94 MW, έχοντας όμως τώρα διαθέσιμη την ισχυρότερη παροχή Εφεδρείας Ταχείας Απόκρισης Συχνότητας (FFR) των 100 MVA (80 MW) από τη μπαταρία. Η άμεση και ισχυρή αυτή παρέμβαση της μπαταρίας βελτιώνει αισθητά την αρχική απόκριση του συστήματος, διατηρώντας τη συχνότητα σε πολύ καλύτερα επίπεδα σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια.

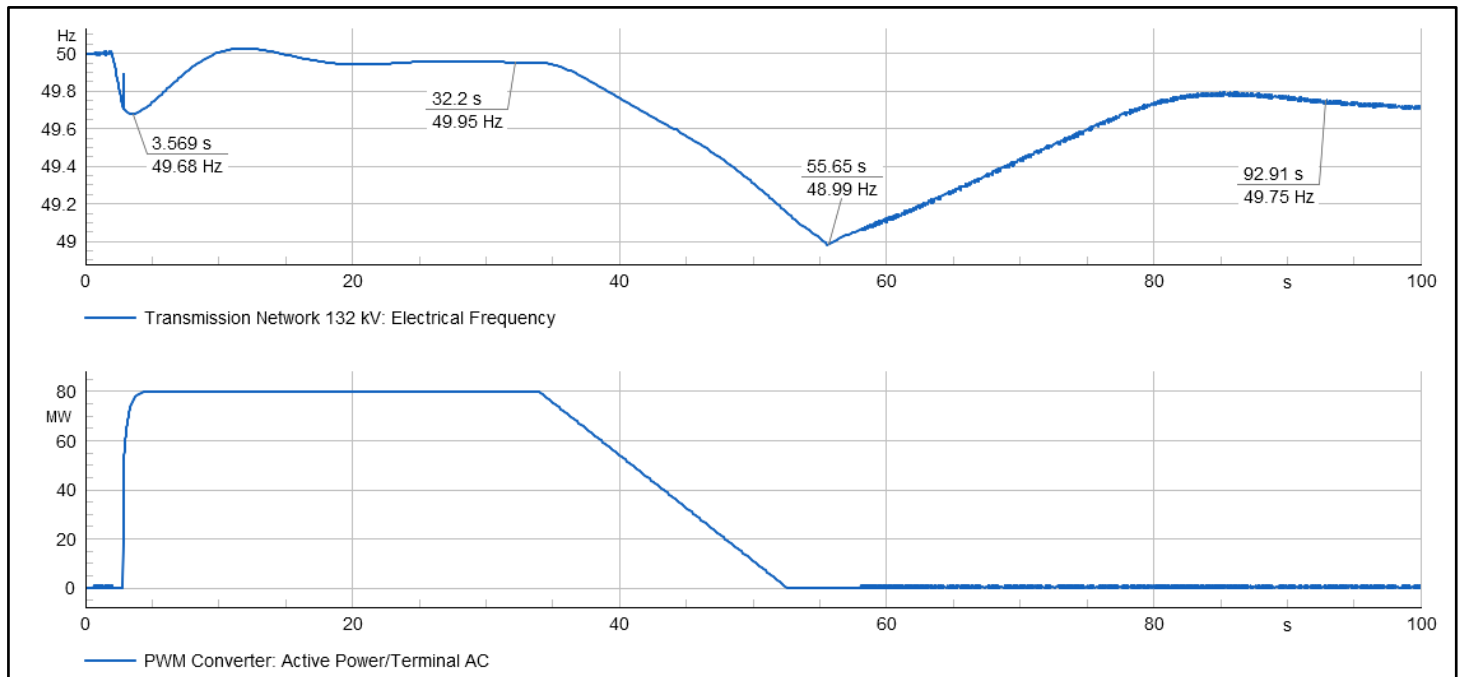
Από το διάγραμμα συχνότητας (σχήμα 4.14) φαίνεται ξεκάθαρα πως αμέσως μετά τη διαταραχή, η συχνότητα περιορίζει την αρχική της πτώση στο αρχικό ναδίρ 49,68 Hz στα 3,54s, αποφεύγοντας πλήρως την ενεργοποίηση του UFLS σε αυτό το χρονικό σημείο. Χάρη στη μεγάλη ισχύ που προσφέρει η μπαταρία, η συχνότητα σταθεροποιείται σχετικά γρήγορα και παραμένει υψηλή περίπου στα 49,95 Hz γύρω στα 32,2s, όσο η μπαταρία παραμένει ενεργή.



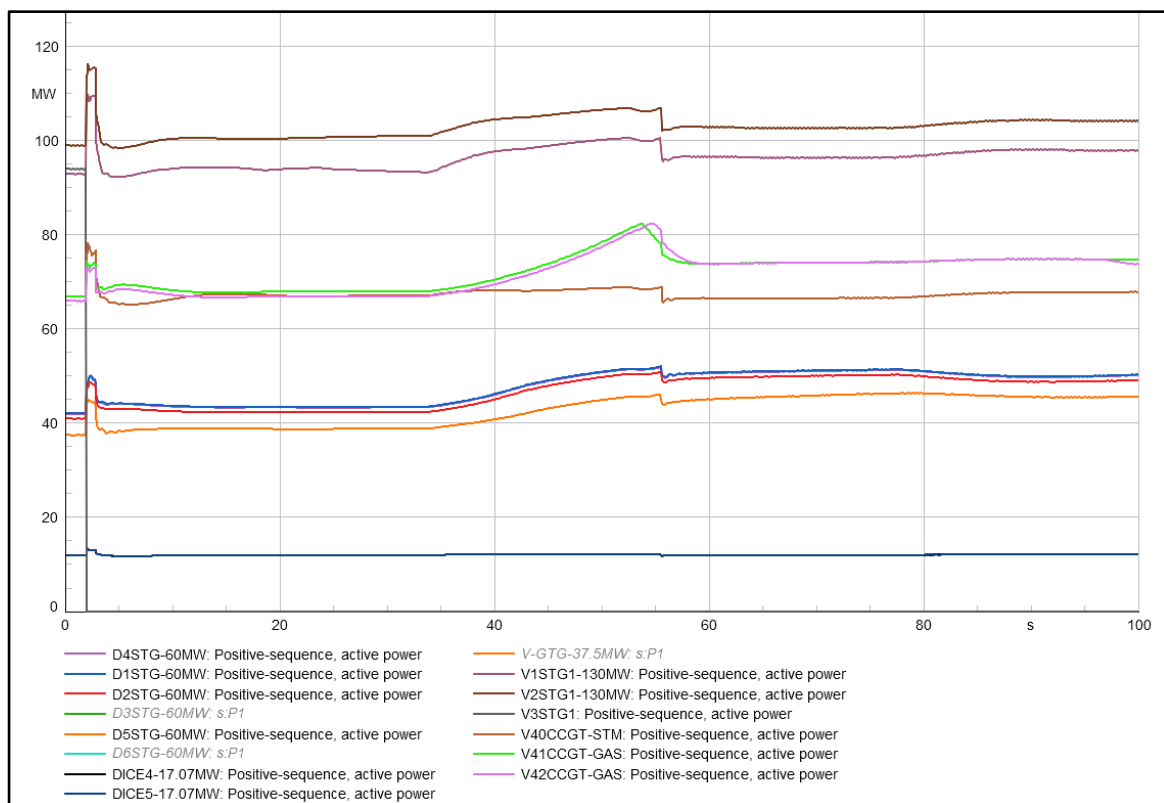
Σχήμα 4.14: Διάγραμμα συχνότητας με BESS 100MVA

Ωστόσο, όπως και στα προηγούμενα σενάρια, κατά τη φάση της σταδιακής μείωσης της ισχύος της μπαταρίας (deactivation), εμφανίζεται ξανά ενεργειακό έλλειμμα που δεν μπορεί να καλυφθεί πλήρως από τις συμβατικές γεννήτριες, παρά τη μέγιστη απόδοσή τους μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας (FCR). Συγκεκριμένα, μονάδες όπως οι V1STG1, V2STG1, D4STG, και D5STG αυξάνουν σημαντικά την ισχύ τους αλλά και πάλι δεν καταφέρνουν να αποτρέψουν την δεύτερη και βαθύτερη πτώση της συχνότητας που καταλήγει στο ναδίρ των 48,99 Hz στα 55,6 s, με αποτέλεσμα τελικά να ενεργοποιηθεί το 1^ο στάδιο UFLS. Η αυτόματη απόρριψη φορτίου που ακολουθεί περιορίζει την

περαιτέρω πτώση και βοηθά στην ανάκαμψη της συχνότητας σε ασφαλέστερα επίπεδα φτάνοντας τα 49,75Hz.



Σχήμα 4.15: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας μπαταρίας BESS 100MVA

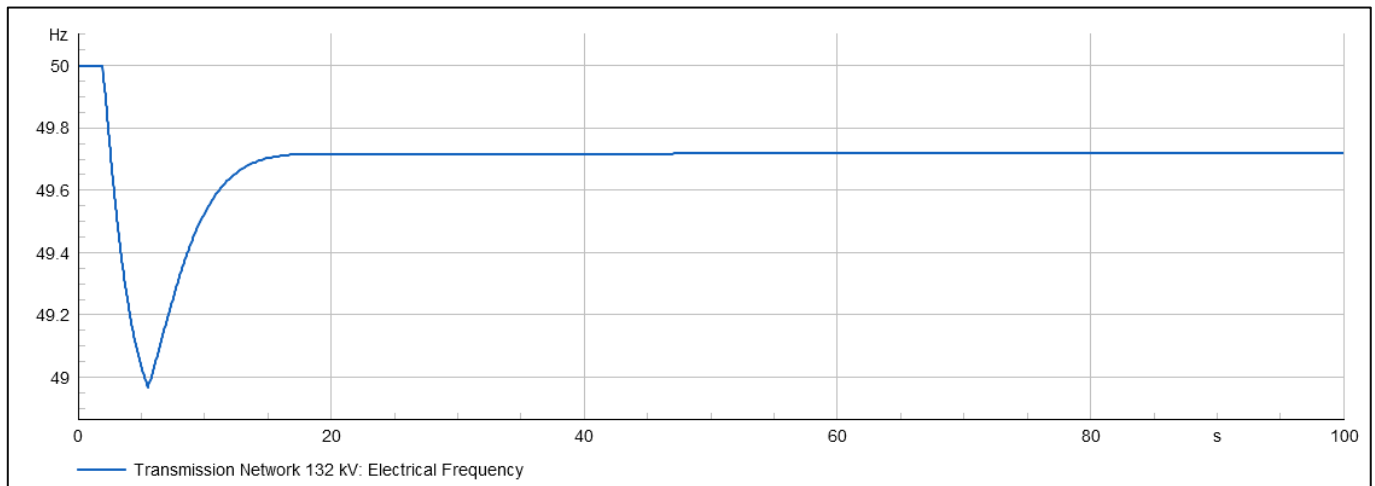


Σχήμα 4.16: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 1 με BESS 100MVA

4.2 Ανάλυση Σεναρίου 2

4.2.1 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW χωρίς BESS

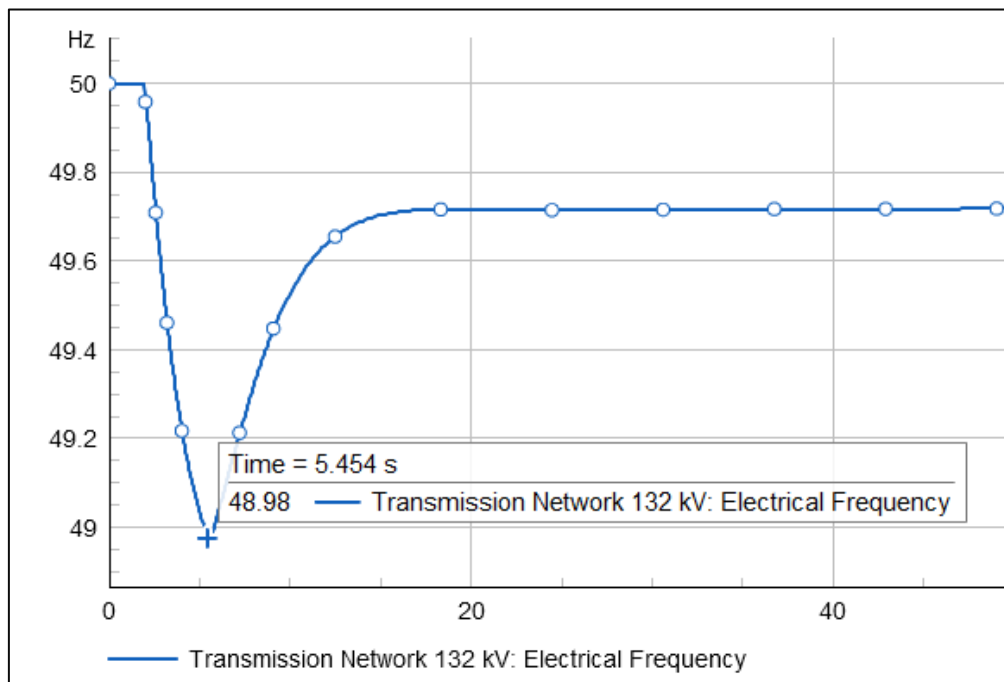
Στο δεύτερο σενάριο προσομοιώθηκε η ξαφνική αποσύνδεση φωτοβολταϊκής παραγωγής ισχύος 106,7 MW χωρίς την υποστήριξη συστήματος αποθήκευσης ενέργειας (FFR). Το διάγραμμα συχνότητας (σχήμα 4.17) αποτυπώνει μια πολύ απότομη βύθιση λόγω του μεγάλου ενεργειακού ελλείμματος που δημιουργείται. Η συχνότητα πέφτει δραστικά, αγγίζοντας την ελάχιστη τιμή ναδίρ 48,98 Hz στα 5,45s από τη στιγμή της διαταραχής.



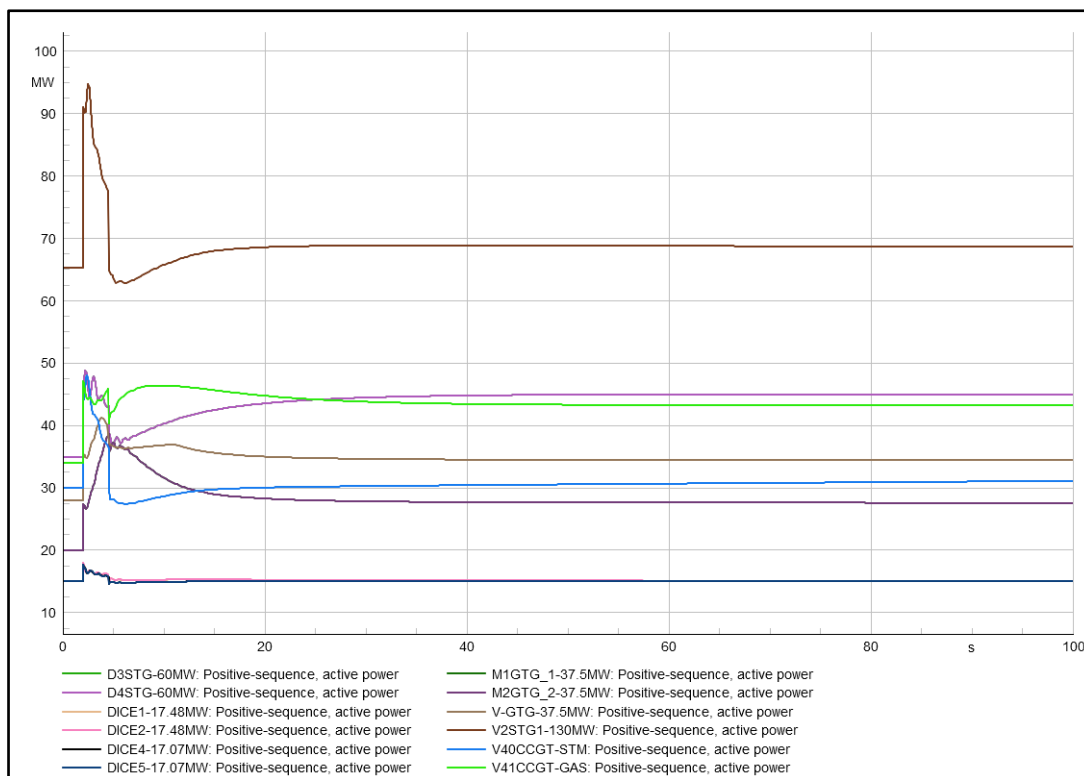
Σχήμα 4.17: Διάγραμμα συχνότητας σεναρίου 2 χωρίς BESS

Η πτώση αυτή ενεργοποιεί άμεσα το 1ο στάδιο UFLS, με αποτέλεσμα να απορριφθεί ένα μέρος του φορτίου και να περιοριστεί η περαιτέρω μείωση της συχνότητας. Παράλληλα, οι συμβατικές μονάδες που είναι ήδη σε λειτουργία αυξάνουν την παραγωγή τους μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας (FCR). Συγκεκριμένα, από το διάγραμμα λειτουργίας των γεννητριών (σχήμα 4.19) προκύπτει ότι μονάδες όπως η V2STG1-130 MW παρουσιάζουν έντονη αύξηση ισχύος, φτάνοντας να παράγουν πάνω από 90 MW αμέσως μετά τη διαταραχή, πριν σταθεροποιηθούν τελικά περίπου στα 70 MW.

Η αυξημένη παραγωγή ισχύος των μονάδων συμβάλλει ουσιαστικά στη σταδιακή ανάκαμψη της συχνότητας, η οποία σταθεροποιείται περίπου στα 49,75 Hz μετά τα πρώτα 30 s.



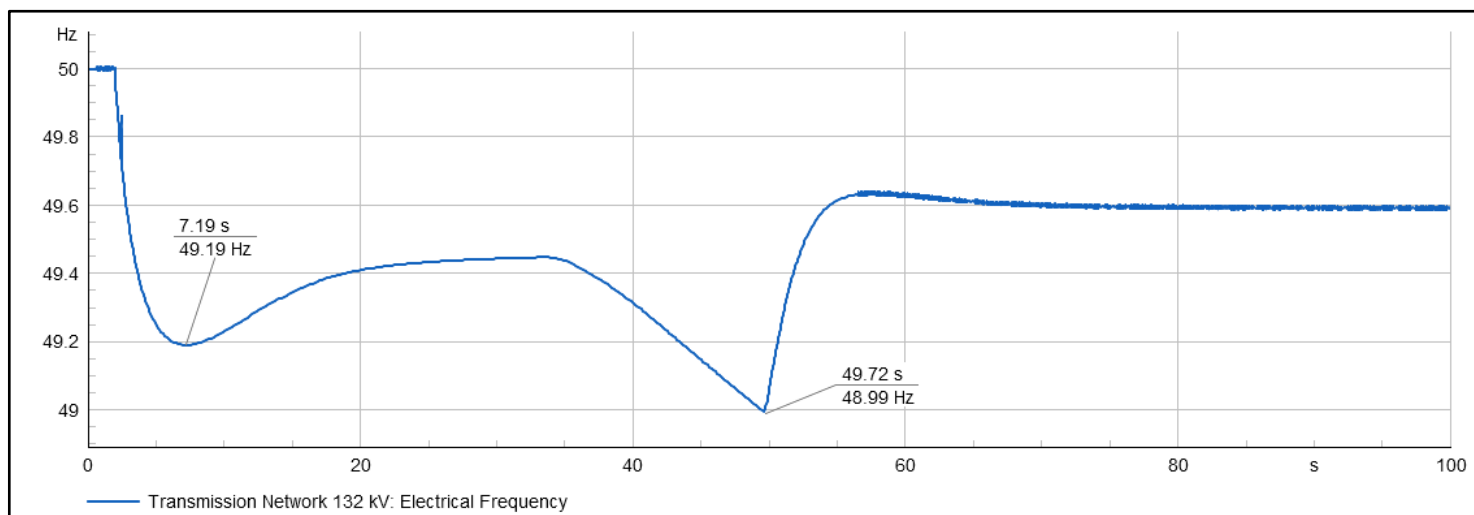
Σχήμα 4.18: Συχνότητα ναδίρ 48,98Hz σεναρίου 2 χωρίς BESS



Σχήμα 4.19: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 2 χωρίς BESS

4.2.2 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 50MVA:

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η αιφνίδια απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής ισχύος 106,7 MW, αλλά τώρα με την παροχή 50MVA από την μπαταρία. Η παρουσία της μπαταρίας έχει άμεση θετική επίδραση στην αντιμετώπιση της διαταραχής, συγκρατώντας τη συχνότητα από την αρχική της απότομη πτώση.

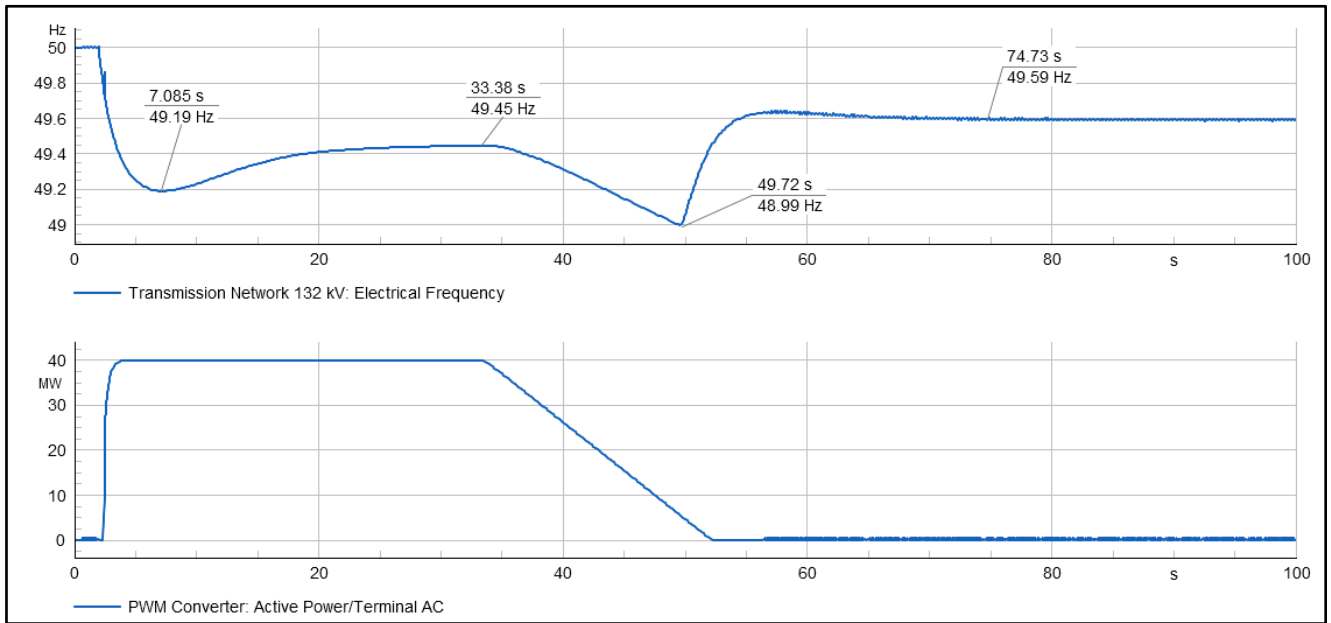


Σχήμα 4.20: Διάγραμμα συχνότητας με τα ναδίρ σεναρίου 2 με BESS 50 MVA

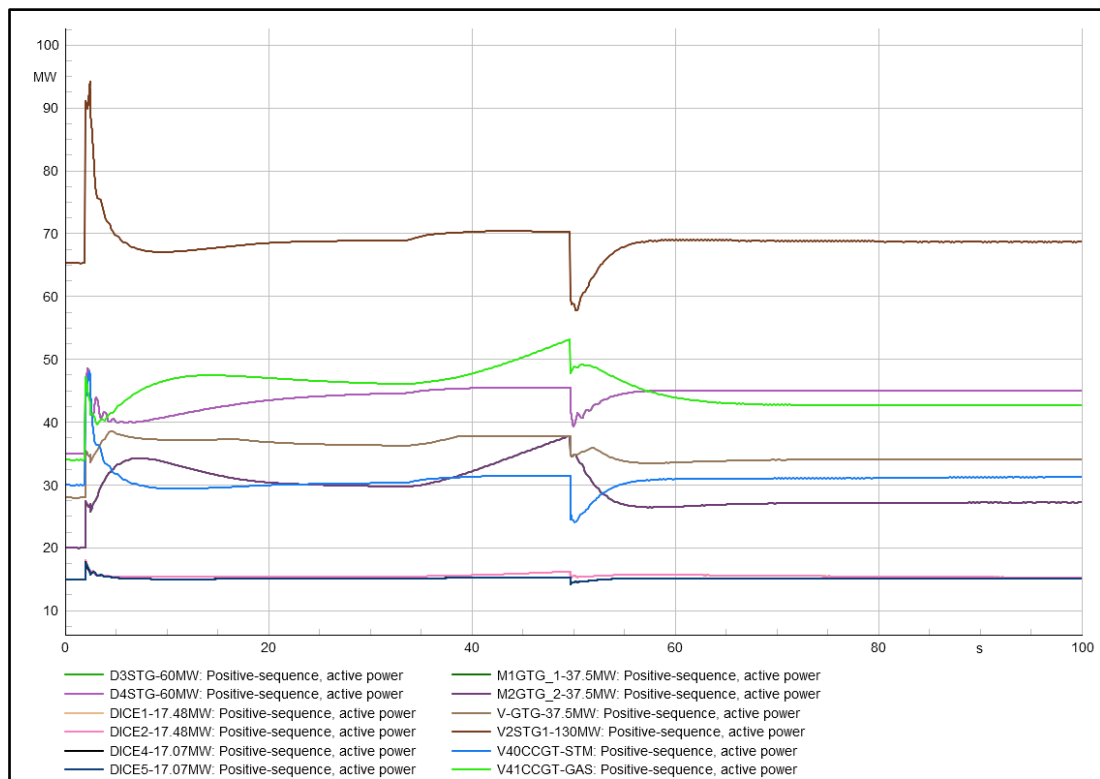
Όπως φαίνεται στο διάγραμμα συχνότητας με τα ναδίρ (σχήμα 4.20), η συχνότητα μειώνεται αρχικά μέχρι το ναδίρ των 49,19 Hz στα 7,08s, τιμή η οποία όμως είναι πάνω από το κατώφλι ενεργοποίησης του UFLS των 49Hz, αποφεύγοντας έτσι την άμεση ενεργοποίησή του στην πρώτη φάση της διαταραχής. Η μπαταρία αποδίδει άμεσα τη μέγιστη ισχύ της 40 MW, συμβάλλοντας ουσιαστικά στην εξισορρόπηση της συχνότητας που αρχικά ανακάμπτει μέχρι τα 49,45 Hz περίπου στα 33,38 s.

Στη συνέχεια, όταν η μπαταρία μειώνει σταδιακά την ισχύ της για να απενεργοποιηθεί (deactivation), εμφανίζεται ένα νέο έλλειμμα παραγωγής, το οποίο οι συμβατικές μονάδες παραγωγής αδυνατούν να καλύψουν επαρκώς μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας (FCR). Συνεπώς, η συχνότητα παρουσιάζει μια δεύτερη και βαθύτερη πτώση, αγγίζοντας το ναδίρ των 48,99 Hz στα 49,72s, με αποτέλεσμα την αναπόφευκτη ενεργοποίηση του 1ου σταδίου UFLS για να περιοριστεί περαιτέρω η πτώση.

Η ενεργοποίηση του UFLS επιτρέπει τη σταθεροποίηση και την ανάκαμψη της συχνότητας, η οποία επανέρχεται σταδιακά προς τα 49,59Hz στα 74,73s, καταλήγοντας τελικά σε ασφαλή επίπεδα λειτουργίας του συστήματος



Σχήμα 4.21: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας μπαταρίας BESS 50MVA

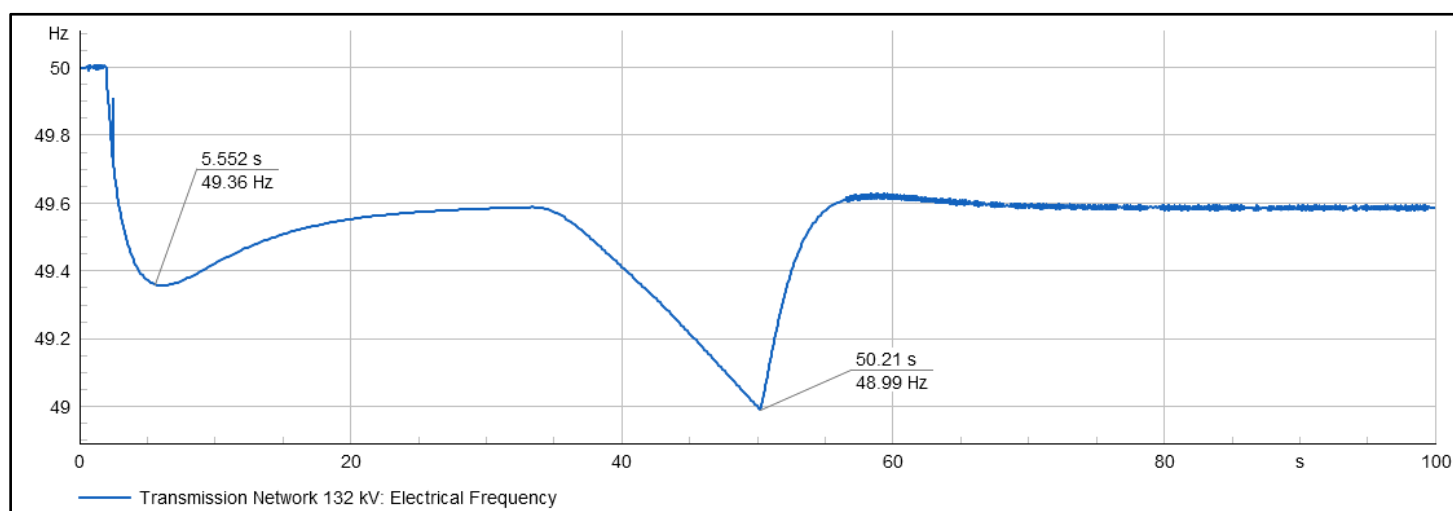


Σχήμα 4.22: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 2 με BESS 50MVA

4.2.2 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 65MVA:

Σε αυτό το σενάριο επαναλαμβάνεται η αιφνίδια απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής ισχύος 106,7 MW, αλλά αυτή τη φορά υποστηρίζεται από την παροχή Fast Frequency Reserve 65 MVA ~ 50 MW. Η ισχυρότερη και άμεση ενεργοποίηση της μπαταρίας καταφέρνει να περιορίσει σημαντικά την αρχική πτώση της συχνότητας, συγκρατώντας το ναδίρ σε υψηλότερο επίπεδο στα 49,36 Hz στα 5,92s, αρκετά πάνω από το όριο ενεργοποίησης του UFLS.

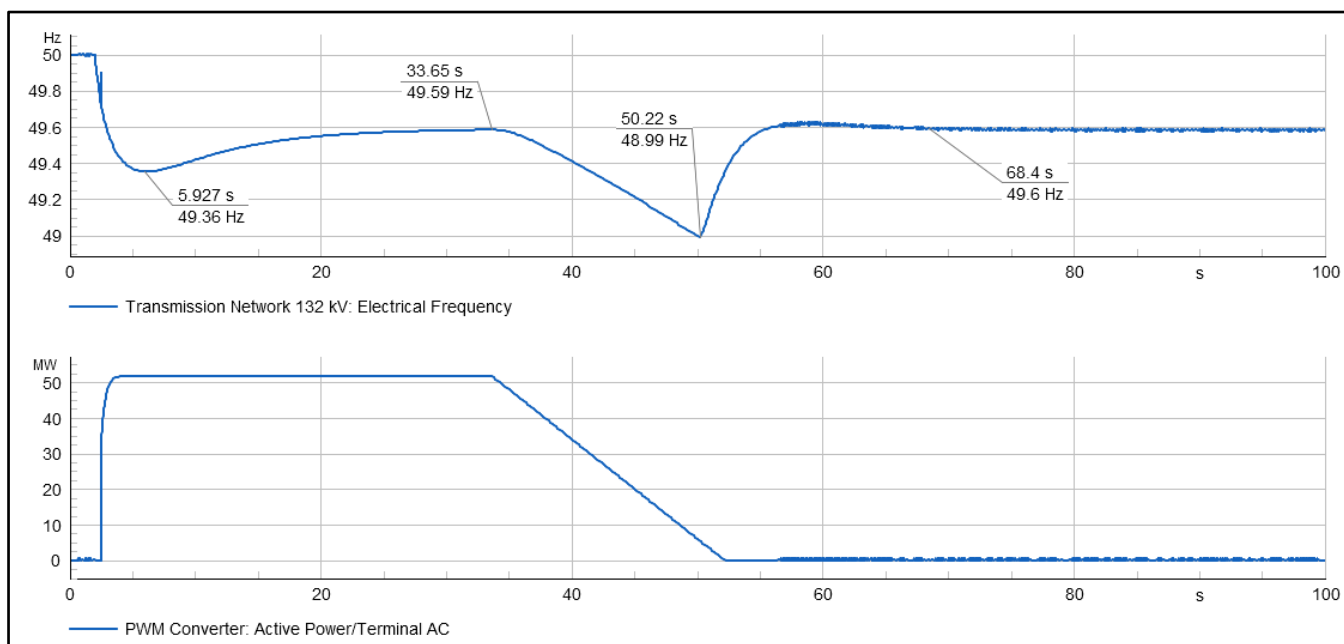
Η συνεχής παροχή FFR από τη μπαταρία σταθεροποιεί το σύστημα και επιτρέπει τη σταδιακή ανάκαμψη της συχνότητας μέχρι τα 49,59 Hz στα 33,65 s. Μετά από αυτό το χρονικό σημείο, η μπαταρία μειώνει σταδιακά και γραμμικά την παροχή της ισχύος, αποσυρόμενη ομαλά από το σύστημα.



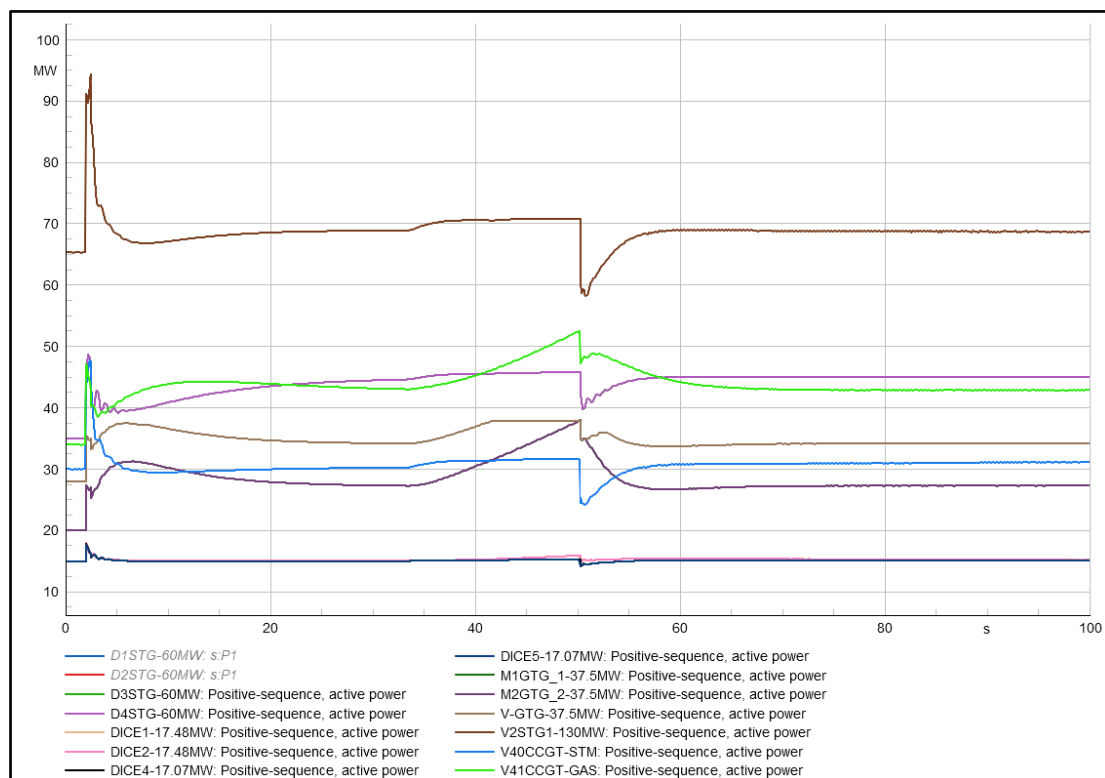
Σχήμα 4.24: Διάγραμμα συχνότητας με τα ναδίρ σεναρίου 2 με BESS 65MVA

Όμως, κατά τη φάση της σταδιακής απόσυρσης της μπαταρίας, το ενεργειακό κενό που δημιουργείται δεν μπορεί να καλυφθεί πλήρως από τις συμβατικές γεννήτριες, παρά την αύξηση της παραγωγής τους μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας FCR όπως παρατηρείτε στο σχήμα 4.26. Επομένως, η συχνότητα πέφτει ξανά, καταλήγοντας στο νέο, βαθύτερο ναδίρ στα 48,99Hz στα 50,22s. Αυτό οδηγεί αναπόφευκτα στην ενεργοποίηση του 1ου σταδίου UFLS ώστε να επανέλθει η συχνότητα εντός ασφαλών ορίων. Η ενεργοποίηση του UFLS σταθεροποιεί το σύστημα, επιτρέποντας την ανάκαμψη της

συχνότητας που επανέρχεται σε ασφαλέστερα επίπεδα κοντά στα 49,6 Hz περίπου στα 68,4 s.



Σχήμα 4.25: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας BESS 65MVA



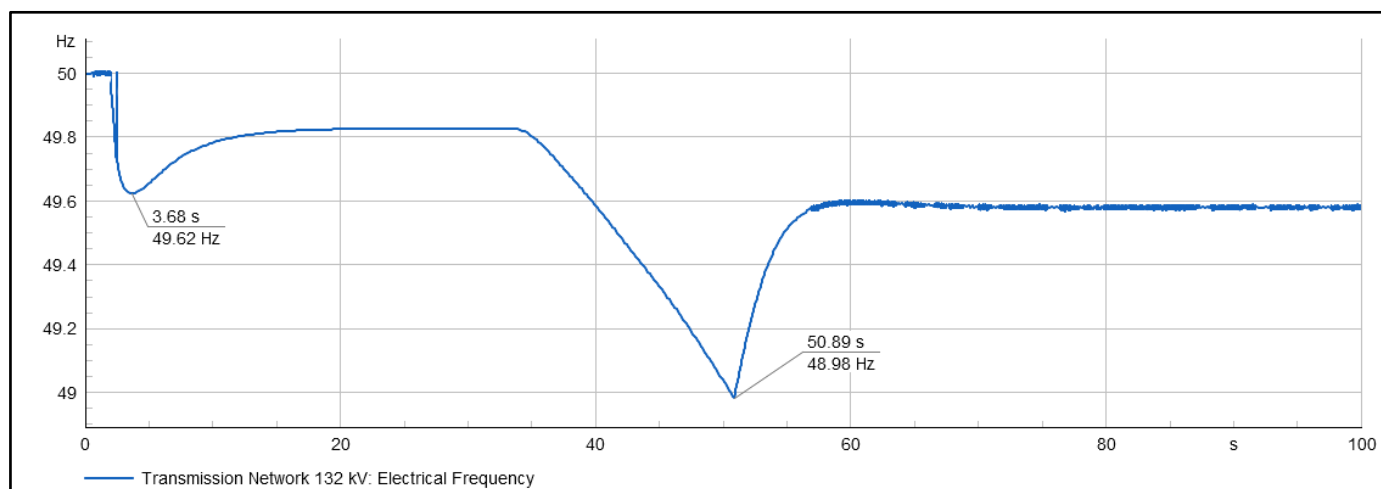
Σχήμα 4.26: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 2 με BESS 65MVA

4.2.3 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 100MVA:

Σε αυτό το σενάριο πραγματοποιείται και πάλι η προσομοίωση της απότομης απώλειας 106,7 MW φωτοβολταϊκής παραγωγής, με την παροχή ισχυρότερης εφεδρείας ταχείας απόκρισης συστήματος (FFR 100 MVA ~ 80 MW ενεργής ισχύος) από μπαταρία.

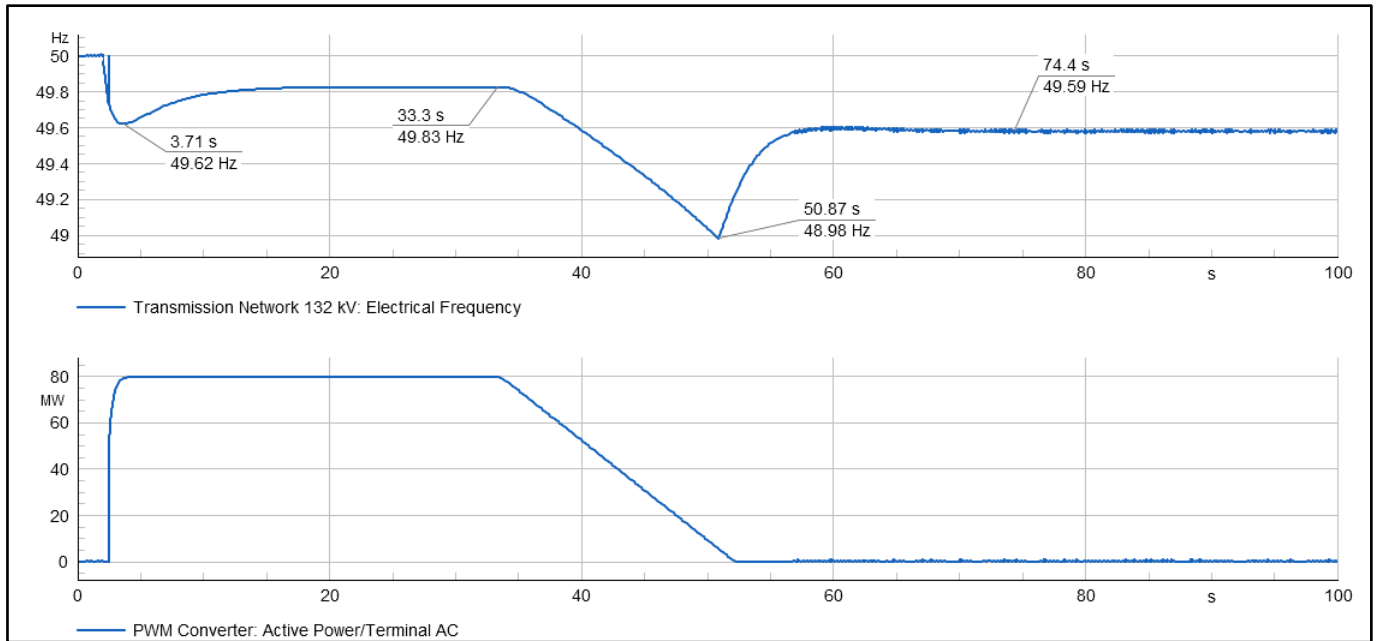
Όπως φαίνεται από το διάγραμμα συχνότητας (σχήμα 4.27), η υψηλή παροχή ισχύος της μπαταρίας συγκρατεί αποτελεσματικά την αρχική πτώση της συχνότητας, διατηρώντας την στο αρχικό ναδίρ 49,62 Hz στα 3,71s, πολύ πάνω από το όριο ενεργοποίησης του UFLS. Η μπαταρία παρέχει σταθερά ισχύ περίπου 80 MW, δίνοντας έτσι τον απαραίτητο χρόνο στις συμβατικές μονάδες παραγωγής να αντιδράσουν μέσω του μηχανισμού συγκράτησης συχνότητας FCR (σχήμα 4.29).

Κατά τη διάρκεια της σταθερής παροχής της μπαταρίας, η συχνότητα ανακάμπτει και σταθεροποιείται στα 49,83Hz περίπου στα 33,3s. Στη συνέχεια, κατά τη απενεργοποίησης και σταδιακής μείωσης της ισχύος της μπαταρίας, δημιουργείται ένα νέο ενεργειακό κενό, που οι συμβατικές γεννήτριες δεν μπορούν να καλύψουν πλήρως παρά την ενίσχυση της παραγωγής τους όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.29.

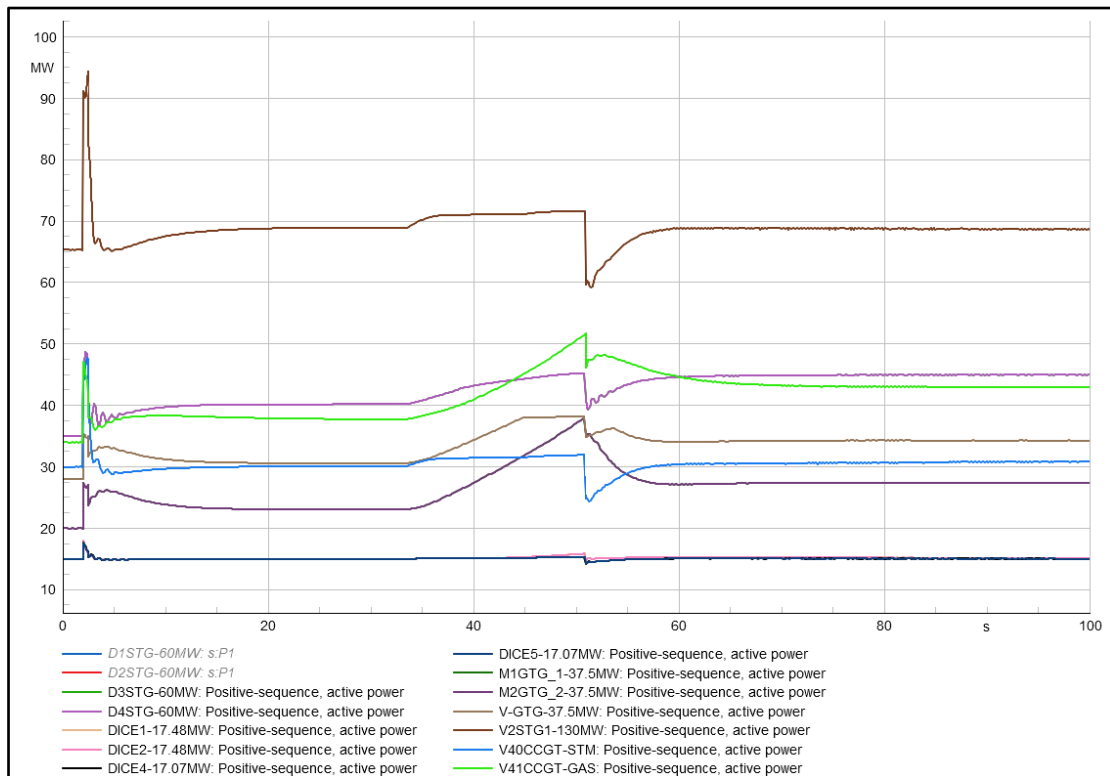


Σχήμα 4.27: Διάγραμμα συχνότητας με τα ναδίρ σεναρίου 2 με BESS 100MVA

Αυτό οδηγεί σε δεύτερη και βαθύτερη πτώση της συχνότητας, η οποία καταλήγει στο δεύτερο ναδίρ των 48,98 Hz στα 50,87s, ενεργοποιώντας έτσι αναγκαστικά το 1ο στάδιο UFLS. Με την απόρριψη φορτίου, η συχνότητα σταθεροποιείται και επανέρχεται σε ασφαλή επίπεδα, περίπου στα 49,59 Hz στα 74,4s.



Σχήμα 4.28: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας BESS 100MVA



Σχήμα 4.29: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 2 με BESS 100MVA

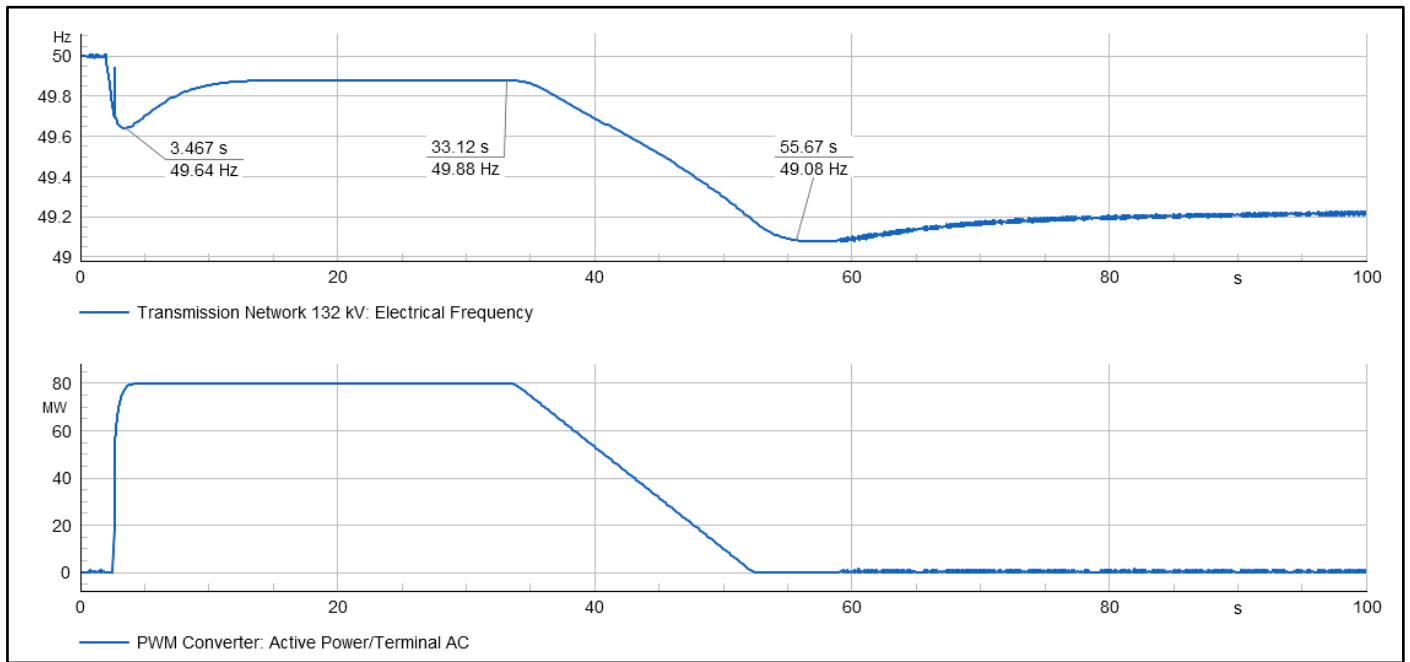
4.2.3 Απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW με BESS 100MVA και επιπλέον FCR από τις γεννήτριες D1STG και D2STG:

Στο σενάριο 4.2.3, πραγματοποιείται ξανά η απότομη απώλεια φωτοβολταϊκής παραγωγής 106,7 MW, αλλά με παροχή υψηλής Fast Frequency Reserve (FFR) 100 MVA και με επιπλέον διαθέσιμες τις συμβατικές γεννήτριες D1STG και D2STG για την παροχή εφεδρείας συγκράτησης της συχνότητας (FCR).

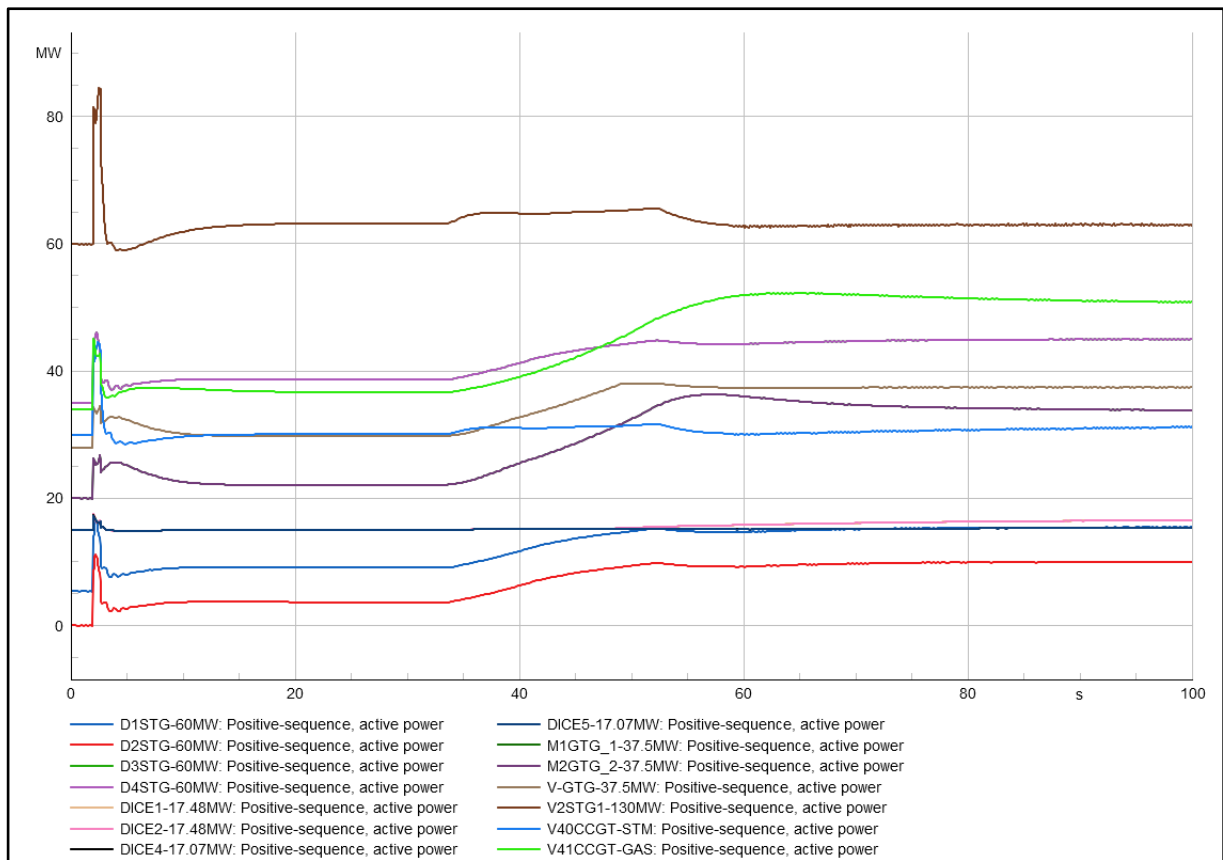
Η άμεση απόκριση της μπαταρίας περιορίζει αποτελεσματικά την αρχική πτώση της συχνότητας, διατηρώντας την στο ναδίρ των 49,62Hz στα 3,7 s. Καθώς η μπαταρία συνεχίζει να παρέχει τη μέγιστη ισχύ της (περίπου 80 MW), το σύστημα ανακάμπτει και η συχνότητα σταθεροποιείται προσωρινά γύρω στα 49,88 Hz όπως φαίνεται στο σχήμα 4.30.

Κατά τη σταδιακή απόσυρση της μπαταρίας, οι πρόσθετες συμβατικές μονάδες D1STG και D2STG, που είναι πλέον διαθέσιμες, συνεισφέρουν σημαντικό FCR, ενεργοποιώντας άμεσα και αισθητά την παραγωγή τους. Όπως φαίνεται στο σχήμα 4.31, οι γεννήτριες αυτές ανταποκρίνονται αποτελεσματικά, καλύπτοντας μεγάλο μέρος του ελλείμματος που δημιουργείται λόγω της σταδιακής μείωσης της παροχής από τη μπαταρία.

Χάρη στην επιπλέον αυτή παροχή από τις μονάδες D1STG και D2STG, αποφεύγεται πλήρως η ενεργοποίηση του UFLS, καθώς η συχνότητα δεν πέφτει κάτω από το κρίσιμο όριο των 49 Hz. Αντίθετα, σταθεροποιείται σταδιακά σε ένα ασφαλές επίπεδο (περίπου 49,6 Hz) χωρίς να απαιτηθεί απόρριψη φορτίου.



Σχήμα 4.30: Διάγραμμα συχνότητας συστήματος και λειτουργίας BESS 100MVA



Σχήμα 4.31: Διάγραμμα λειτουργίας γεννητριών σεναρίου 2 με BESS 100MVA

5.1 Σύνοψη και Συμπεράσματα

5.1.1 Σύγκριση αποτελεσμάτων Σεναρίου 1

- **Χωρίς FFR:**

Η συχνότητα σημείωσε πολύ απότομη πτώση στο ναδίρ, με αποτέλεσμα να ενεργοποιηθεί άμεσα το 1ο στάδιο UFLS για τη συγκράτηση της συχνότητας καθώς η προσφορά FCR των συμβατικών γεννητριών ήταν ανεπαρκής. Και αργή για να αποτρέψουν την ενεργοποίηση του UFLS, καταδεικνύοντας την ανάγκη επιπλέον υποστήριξης.

- **Με FFR (40 MW, 65 MVA και 100 MVA):**

Η χρήση FFR με διαφορετικά επίπεδα ισχύος (40 MW, 50 MW, 80 MW) βοήθησε σημαντικά στη συγκράτηση της συχνότητας κατά την αρχική πτώση με τα ναδίρ να είναι 49,33 Hz, 49,5 Hz και 49,68 Hz αντίστοιχα. Ωστόσο, η σταδιακή απόσυρση της μπαταρίας προκάλεσε δεύτερη πτώση της συχνότητας, οδηγώντας το ναδίρ στα επίπεδα των <49Hz, ενεργοποιώντας έτσι το UFLS. Αρκετά ψηλές τιμές FFR όμως δεν γίνονται αποδεκτές.

- **Με FFR και πρόσθετες συμβατικές μονάδες για FCR:**

Η συνδυασμένη χρήση μπαταρίας υψηλής ισχύος FFR και η ενισχυμένη διαθεσιμότητα συμβατικών μονάδων που παρέχουν επιπλέον FCR καταφέρνουν να διατηρήσουν τη συχνότητα σε ασφαλή όρια, αποφεύγοντας εντελώς την ενεργοποίηση του UFLS. Οι πρόσθετες συμβατικές μονάδες αυξάνουν αποτελεσματικά την παραγωγή τους, καλύπτοντας το έλλειμμα ενέργειας και διασφαλίζοντας τη σταθερότητα του συστήματος.

Συμπέρασμα Σεναρίου 1:

Η αυξανόμενη παροχή ισχύος FFR βελτιώνει την αρχική σταθερότητα, όμως η χρονική διάρκεια παροχής της ενέργειας από τη μπαταρία και η αργή απόκριση των συμβατικών μονάδων περιορίζει την αποτελεσματικότητά της. Αυτό καταδεικνύει την ανάγκη είτε για μεγαλύτερη διάρκεια FFR είτε για πιο άμεσες και ισχυρές συμβατικές εφεδρείες.

5.1.2 Σύγκριση αποτελεσμάτων Σεναρίου 2

- **Χωρίς FFR:**
Η συχνότητα μειώθηκε δραστικά στο ναδίρ των 48,98 Hz, ενεργοποιώντας άμεσα το UFLS, με τις συμβατικές μονάδες να μην καταφέρνουν να καλύψουν επαρκώς το ενεργειακό έλλειμμα μέσω FCR.
- **Με FFR (50 MVA, 65 MVA, 100 MVA):**
Οι αυξανόμενες τιμές της FFR (40 MW, 53 MW και 80 MW αντίστοιχα) βελτίωσαν σημαντικά την αρχική απόκριση με τα ναδίρ να είναι 49,19 Hz, 49,36 Hz, 49,62 Hz. Ωστόσο, η σταδιακή απόσυρση της μπαταρίας δημιούργησε εκ νέου έλλειμμα, προκαλώντας νέα πτώση της συχνότητας <49 Hz με αποτέλεσμα να ενεργοποιηθεί και πάλι το UFLS. Αρκετά υψηλές τιμές FFR όμως δεν γίνονται αποδεκτές.
- **Με FFR και πρόσθετες συμβατικές μονάδες για FCR:**
Η ταυτόχρονη διαθεσιμότητα των επιπλέον συμβατικών μονάδων οι οποίες δεν ήταν σε λειτουργία μαζί με την παροχή FFR κατόρθωσε να αποτρέψει πλήρως την ενεργοποίηση του UFLS. Η συχνότητα συγκρατήθηκε αποτελεσματικά φτάνοντας σε ναδίρ περίπου 49,62 Hz και παρέμεινε εντός ασφαλών ορίων κατά την απόσυρση της μπαταρίας.

Συμπέρασμα Σεναρίου 2:

Η υψηλή παροχή FFR, σε συνδυασμό με επαρκή συμβατική παραγωγή μέσω FCR, παρέχει την απαραίτητη ευελιξία για πλήρη αντιμετώπιση των διαταραχών και αποτρέπει την ανάγκη ενεργοποίησης UFLS. Έτσι, αποδεικνύεται ότι απαιτείται ένας αποτελεσματικός συνδυασμός ισχύος και διάρκειας FFR και αυξημένης συμβατικής εφεδρείας.

5.2 Γενικό συμπέρασμα

Συνολικά, από την ανάλυση και των δύο σεναρίων, διαπιστώνεται ότι η χρήση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (μπαταριών) που παρέχουν Εφεδρεία Ταχείας Ρύθμισης Συχνότητας-FFR συμβάλλει καθοριστικά στην άμεση αντιμετώπιση των μεγάλων διαταραχών, είτε συμβατικών είτε από ΑΠΕ. Όμως, οι μπαταρίες από μόνες τους, ακόμα και σε υψηλές τιμές ισχύος (έως 100 MVA), δεν μπορούν πάντα να αποτρέψουν πλήρως την ανάγκη ενεργοποίησης του UFLS, λόγω της περιορισμένης διάρκειας παροχής ισχύος που στην περίπτωση αυτή ήταν τα 31s.

Η καλύτερη λύση φαίνεται να είναι η συνδυασμένη εφαρμογή μπαταριών υψηλής ισχύος (FFR) μαζί με επαρκώς γρήγορες και διαθέσιμες συμβατικές εφεδρείες (FCR). Αυτός ο συνδυασμός εξασφαλίζει τη μέγιστη δυνατή σταθερότητα και αξιοπιστία του δικτύου μεταφοράς της Κύπρου, ελαχιστοποιώντας τις πιθανότητες για ανεπιθύμητες απορρίψεις φορτίων μέσω UFLS, ακόμα και σε ακραίες διαταραχές όπως αυτές που μελετήθηκαν.

Η αποτελεσματικότερη αντιμετώπιση των πιο πάνω διαταραχών επιτυγχάνεται όταν η άμεση ισχύς από μπαταρίες (FFR) συνδυάζεται είτε με αυξημένη διαθεσιμότητα και ταχύτητα απόκρισης των συμβατικών μονάδων παραγωγής μέσω του μηχανισμού FCR, είτε με την αξιοποίηση και άλλων μονάδων αποθήκευσης οι οποίες μπορούν να προσφέρουν τόσο FFR όσο και FCR. Οι μπαταρίες δεν περιορίζονται μόνο στην παροχή FFR, αλλά μπορούν να προγραμματιστούν και να ρυθμιστούν κατάλληλα ώστε να συμβάλλουν και στην υπηρεσία FCR, προσφέροντας μια ακόμα πιο στοχευμένη και ευέλικτη σταθεροποίηση του συστήματος.

Κατά συνέπεια, η ταυτόχρονη λειτουργία πολλαπλών μονάδων αποθήκευσης με διακριτούς ρόλους είτε στην άμεση απόκριση συχνότητας είτε στη διατήρηση και εξομάλυνσή της μπορεί να εξασφαλίσει ότι το σύστημα θα διατηρηθεί ασφαλές και εντός ορίων, αποφεύγοντας εντελώς την ανάγκη αυτόματης απόρριψης φορτίου (UFLS). Μια τέτοια προσέγγιση καθιστά το δίκτυο πιο ευέλικτο, ανθεκτικό και καλύτερα προετοιμασμένο για την ενσωμάτωση υψηλών ποσοστών ΑΠΕ και μελλοντικών διαταραχών.

5.3 Μελλοντικές επεκτάσεις

Για την περαιτέρω βελτίωση της σταθερότητας και της αξιοπιστίας του δικτύου μεταφοράς της Κύπρου, προτείνονται οι εξής μελλοντικές επεκτάσεις και ενέργειες:

1. Αύξηση της διάρκειας παροχής ενέργειας των μπαταριών (FFR):
 - ο Διερεύνηση δυνατοτήτων χρήσης συσσωρευτών μεγαλύτερης χωρητικότητας ή διαφορετικής τεχνολογίας, για παράταση της διάρκειας απόκρισης.
2. Ενίσχυση του μηχανισμού FCR από συμβατικές μονάδες:
 - ο Αναβάθμιση υφιστάμενων συμβατικών μονάδων με νέους και πιο αποδοτικούς ρυθμιστές ταχύτητας (governors), ώστε να βελτιωθεί η ταχύτητα και η ισχύς απόκρισης.
3. Εφαρμογή υβριδικών λύσεων αποθήκευσης ενέργειας:
 - ο Συνδυασμός μπαταριών με άλλες μορφές αποθήκευσης, όπως υπερπυκνωτές ή συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με υδρογόνο, για βελτιωμένη ευελιξία και διάρκεια.

Η υιοθέτηση των παραπάνω προτάσεων μπορεί να ενισχύσει σημαντικά την αξιοπιστία του δικτύου μεταφοράς της Κύπρου, διευκολύνοντας την ενσωμάτωση επιπλέον μονάδων ΑΠΕ και διασφαλίζοντας την ασφαλή και οικονομική λειτουργία του δικτύου στο μέλλον.

Βιβλιογραφία

- [1] P. Kundur, **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] A. Smith, B. Jones, and C. Lee, "Enhancing frequency response characteristics of low inertia power systems using battery energy storage," in **Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting**, 2020, pp. 1–5.
- [3] I. Alcaide-Godinez, F. Bai, and R. Castellanos, "Simulation-based FFR requirement identification approach for battery energy storage system,"
- [4] D. Zografos, "Power system inertia estimation and frequency response assessment,"
- [5] ENTSO-E AISBL, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)," v.17, White paper, 16 December 2020
- [6] L. Meng et al., "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues," in *IEEE Transactions on Smart Grid*
- [7] Frequency Response from Inverter-Based Generation JOHANNA LINDSTÉN, Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1508515/FULLTEXT01.pdf>
- [8] AHK-Παραγωγή, Available: <https://www.eac.com.cy/EL/RegulatedActivities/Generation/powerstationcapacity/Pages/default.aspx>
- [9] ΔΣΜΚ-Διαθέσιμη Ικανότητα Παραγωγής, Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/daily-available-capacity>
- [10] Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area, Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/fcr/pq-dokumenter/fcr-technical-requirements.pdf>
- [11] Sizing of Fast Frequency Response Reserves for improving frequency security in low inertia power systems, Available: <https://sps.cut.ac.cy/publication/2025jpanagi/2025JPanagi.pdf>
- [12] Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements, Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/141215_Technical_background_for_LFDD.pdf
- [13] Έλεγχος Αυτόνομων Ηλεκτρικών Συστημάτων με Υψηλή Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας- Απόστολος Γ. Παπακωνσταντίνου, Available: <http://artemis.cslab.ece.ntua.gr:8080/jspui/handle/123456789/18801>