



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

**ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ  
ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

Αλέξανδρος Δεληγιαννίδης

**Επίβλεψη:** Παύλος Σ. Γεωργιάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.  
Ιάσων- Ηρακλής Αβραμίδης, Υποψήφιος Διδάκτορας

Αθήνα, Οκτώβρης 2022





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

## ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

### ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αλέξανδρος Δεληγιαννίδης

**Επίβλεψη:** Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Αναπληρωτής Καθηγητής Ε.Μ.Π.  
Ιάσων-Ηρακλής Αβραμίδης, Υποψήφιος Διδάκτορας

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 12 Οκτωβρίου 2022

.....  
Παύλος Γεωργιλάκης  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Γεώργιος Κορρές  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Ιωάννης Γκόνος  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβρης 2022

.....

Αλέξανδρος Δεληγιαννίδης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών

Ε.Μ.Π.

Copyright © Αλέξανδρος Δεληγιαννίδης, 2022.

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 στη 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

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη και επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς ασφάλειας και συχνότητας, έπειτα από απότομες αυξήσεις φορτίου (βηματικές διαταραχές) σε δίκτυα με διαφορετική διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στόχος είναι η επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος (OPF) κρατώντας συνδεδεμένες στο δίκτυο τις κατάλληλες γεννήτριες, ώστε να υπάρχει η απαραίτητη αδράνεια για την αντιμετώπιση της αύξησης του φορτίου, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τον αριθμό των συμβατικών γεννητριών που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

Γίνεται εφαρμογή σε πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος, του οποίου οι περιορισμοί ασφάλειας αποτελούν βάση και στη συνέχεια προστίθενται και οι περιορισμοί συχνότητας (περιορισμός μόνιμου σφάλματος, μέγιστης απόκλισης συχνότητας και ρυθμού μεταβολής της συχνότητας). Στις εφαρμογές χρησιμοποιήθηκε τετραγωνική αντικειμενική συνάρτηση. Το μαθηματικό μοντέλο περιλαμβάνει όλες τις εξισώσεις που αφορούν την άεργο ισχύ, καθώς και τις πλήρεις εξισώσεις ροής ισχύος.

Η προσομοίωση έγινε στα λογισμικά GAMS και MATLAB, όπου χρησιμοποιήθηκαν δύο δίκτυα: 118 και 74 ζυγών, αντίστοιχα. Έχουν χρησιμοποιηθεί δύο βασικές περιπτώσεις: στη μία περίπτωση οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν συμμετέχουν στην υποστήριξη της συχνότητας, ενώ στην άλλη συμμετέχουν. Στη συνέχεια, για κάθε μια από τις περιπτώσεις που αναφέρθηκαν πριν, και για κάθε δίκτυο χρησιμοποιούνται και συγκρίνονται τρεις διαφορετικές περιπτώσεις, με βάση τον συνδυασμό παραγωγής των χωρών Γερμανίας, Γαλλίας, και Ελλάδας. Στις περιπτώσεις αυτές λαμβάνονται υπόψη τα δυναμικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής.

## ΛΕΞΕΙΣ - ΚΛΕΙΔΙΑ

Αδράνεια, βέλτιστη ροή ισχύος, περιορισμοί συχνότητας, ρυθμός αλλαγής συχνότητας, εικονική σύγχρονη μηχανή



## **ABSTRACT**

The aim of this thesis is to study and solve the problem of optimal power flow with security and frequency constraints after sudden load increases (step disturbances) in networks with different penetration of renewable energy sources (RES). The objective is to solve the optimal power flow (OPF) problem by keeping the appropriate generators connected to the grid to have the necessary inertia to cope with the load increase, while minimizing the number of conventional generators connected to the power grid.

It is applied to an optimal power flow problem of which the security constraints are the basis, and then the frequency constraints (permanent error constraint, maximum frequency deviation and frequency variation rate constraint) are added. A quadratic objective function was used in the applications. All equations relating to reactive power, as well as the full power flow equations are used.

The simulation was performed in GAMS and MATLAB software, where two different grids consisting of 118 and 74 buses were used. Two main cases have been used: in the first case renewable energy sources are not involved in supporting the frequency, while in the other case they are. In the following, for each of the cases mentioned before, and for each grid, three different cases are used and compared, based on the combined generation of the countries Germany, France, and Greece. These cases take into account the dynamic characteristics of the production units.

## **KEY WORDS**

Optimal power flow, frequency limitations, inertia, rate of change of frequency, virtual synchronous machine





## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2021–2022, υπό την επίβλεψη του κ. Παύλου Γεωργιάκη, Αναπληρωτή Καθηγητή της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Ε.Μ.Π., στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε μέσω της ανάθεσής της. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Ιάσονα Αβραμίδα για την βοήθεια που μου παρείχε.



# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ</b>	<b>1</b>
1.1 Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας	1
1.2 Βέλτιστη ροή ισχύος	2
1.3 Περιορισμοί συχνότητας	3
1.4 Αντικείμενο της εργασίας	3
1.5 Δομή της εργασίας	4
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ</b>	<b>5</b>
2.1 Εισαγωγή	5
2.2 Απόκριση συχνότητας	5
2.2.1 Υποστήριξη συχνότητας από ΑΠΕ	6
2.2.2 Μέθοδοι υποστήριξης συχνότητας	7
2.3 Βέλτιστη ροή ισχύος	8
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ</b>	<b>9</b>
3.1 Εισαγωγή	9
3.2 Ανάλυση ροής ισχύος	9
3.3 Περιορισμοί συχνότητας	12
3.4 Βέλτιστη ροή ισχύος με περιορισμούς συχνότητας	21
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΡΟΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΟΝ ΧΡΟΝΙΚΩΝ ΑΠΟΚΡΙΣΕΩΝ</b>	<b>25</b>
4.1 Εισαγωγή	25
4.2 Το λογισμικό GAMS	25
4.2.1 Γενικά χαρακτηριστικά του λογισμικού GAMS	25
4.2.2 Ο επιλυτής BONMIN	27
4.2.3 Κατασκευή κώδικα στο GAMS	27
4.3 Το λογισμικό MATLAB	32

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5:</b>	<b>ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ</b>	<b>35</b>
5.1	Εισαγωγή	35
5.2	Αποτελέσματα σε δίκτυο 74 ζυγών	38
5.2.1	Αποτελέσματα δικτύου 74 ζυγών χωρίς VSM	43
5.2.2	Αποτελέσματα δικτύου 74 ζυγών με VSM	49
5.3	Αποτελέσματα σε δίκτυο 118 ζυγών	55
5.3.1	Αποτελέσματα δικτύου 118 ζυγών χωρίς VSM	64
5.3.2	Αποτελέσματα δικτύου 118 ζυγών με VSM	70
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6:</b>	<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ</b>	<b>77</b>
6.1	Ανασκόπηση της εργασίας και των αποτελεσμάτων	77
6.2	Πιθανές μελλοντικές επεκτάσεις	78
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7:</b>	<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ</b>	<b>79</b>





## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα σύστημα αποτελούμενο από γεννήτριες, γραμμές μεταφοράς, μετασχηματιστές, κλπ., που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, αντίστοιχα, στις εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Επειδή δεν είναι εύκολη η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας να συμβαδίζει χρονικά με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Για την καλή λειτουργία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητα τα ακόλουθα:

- Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση
- Συχνότητα εντός των επιτρεπτών ορίων
- Τάση εντός των επιτρεπτών ορίων
- Ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και μεταφοράς
- Ελαχιστοποίηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων
- Ελαχιστοποίηση των μη τροφοδοτούμενων φορτίων [1].

Προκειμένου να μπορέσουν να εξυπηρετηθούν οι καταναλωτές με ηλεκτρική ενέργεια, χρειάζεται το σύστημα παραγωγής (για την παραγωγή της ενέργειας), το σύστημα μεταφοράς και το δίκτυο διανομής.

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι υπεύθυνο για την μετατροπή κάποιας πρωτογενούς μορφής ενέργειας σε ηλεκτρική. Τα σύγχρονα συστήματα παραγωγής, συνήθως μετατρέπουν πρώτα κάποια μορφή ενέργειας σε μηχανική και, στη συνέχεια, σε ηλεκτρική, μέσω των γεννητριών (όπου συνήθως η αρχική ενέργεια είναι χημική, δηλαδή πετρέλαιο, φυσικό αέριο, λιγνίτης, άνθρακας και το μέσο για την μετατροπή είναι είτε μηχανή εσωτερικής καύσης, ήτοι αεριοστρόβιλος, εμβολοφόρος κινητήρας - όταν πρόκειται για ρευστά - είτε σε μηχανές εξωτερικής καύσης, δηλαδή σε κάποιον ατμοστρόβιλο στην περίπτωση στερεών καυσίμων, δηλαδή για τον λιγνίτη ή για τον άνθρακα), είτε στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών όπου η αρχική ενέργεια είναι μηχανική. Επομένως, οι κύριες κατηγορίες μονάδων παραγωγής είναι: θερμοηλεκτρική, υδροηλεκτρική και πυρηνική. Τα τελευταία χρόνια καταγράφεται μεγάλη αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κυρίως φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών, ως μέτρο αντιστάθμισης στο περιβαλλοντικό αποτύπωμα των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσης κάτι το οποίο βοηθάει στη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος. Πιο σπάνια χρησιμοποιούνται γραμμές συνεχούς ρεύματος, κυρίως σε υποθαλάσσιες συνδέσεις στους

υποσταθμούς ζεύξης και τους υποσταθμούς μετασχηματισμού. Το σύστημα μεταφοράς μεταφέρει την ισχύ από τους σταθμούς παραγωγής στους υποσταθμούς, από τους οποίους ξεκινούν τα δίκτυα διανομής, καθώς και στους βιομηχανικούς καταναλωτές. Καθώς αυξάνεται η παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), η ανάγκη για εγκατάσταση των αιολικών και φωτοβολταϊκών στις περιοχές με καλύτερο αιολικό και ηλιακό δυναμικό θα έχει σαν αποτέλεσμα αρκετοί σταθμοί παραγωγής να μεταφερθούν μακριά από τα υπάρχοντα σημεία κατανάλωσης, κάτι το οποίο θα προκαλέσει κάποια αναδιαμόρφωση του συστήματος μεταφοράς [2]. Το σύστημα μεταφοράς πρέπει να μειώνει τις απώλειες στο ελάχιστο δυνατό επίπεδο.

Τα δίκτυα διανομής περιλαμβάνουν τις γραμμές εκείνες οι οποίες φτάνουν μέχρι τους καταναλωτές και τους τροφοδοτούν με ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και τους υποσταθμούς υποβιβασμού μέσω των οποίων συνδέονται με το δίκτυο μεταφοράς. Θα πρέπει να σημειωθεί πως η αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμης διανεμημένης παραγωγής θα δημιουργήσει προκλήσεις στη σχεδίαση, αλλά και την λειτουργία των δικτύων διανομής.

Οι εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή και τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι εξαρτώμενες οικονομικά μεταξύ τους και επομένως επιβάλλεται ενιαίος οικονομικός και τεχνικός σχεδιασμός προκειμένου να ελαχιστοποιείται το κόστος και να εξασφαλίζεται η μέγιστη αξιοπιστία τροφοδότησης. Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να είναι είτε αυτόνομο, είτε διασυνδεδεμένο: συνήθως η διασύνδεση γίνεται μεταξύ χωρών και είναι πολύ ευνοϊκή για τα συστήματα [1].

Τα χρησιμοποιούμενα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) είναι τριφασικά εναλλασσόμενα 50 ή 60 Hz, οι γραμμές μεταφοράς και διανομής μέσης τάσης διαθέτουν τρεις αγωγούς, ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης διαθέτουν και ουδέτερο αγωγό. Τα ΣΗΕ εξαρτώνται από τη μεταβολή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη διάρκεια του 24ώρου και τη χωρική κατανομή των μονάδων παραγωγής και των μεγάλων κέντρων κατανάλωσης.

## 1.2 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ

Ένα ΣΗΕ απαιτείται να τροφοδοτεί τα φορτία του με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Για τον σκοπό αυτό, απαιτείται η βέλτιστη κατανομή της παραγωγής μεταξύ των γεννητριών, κάτι το οποίο εξαρτάται άμεσα από την θέση τους στο δίκτυο, τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής, αλλά και το κόστος παραγωγής της κάθε γεννήτριας, γεγονός το οποίο για να συμβεί στην πράξη, θα πρέπει να ικανοποιούνται τα όρια παραγωγής ενεργού και άεργου ισχύος των γεννητριών, τα όρια των τάσεων των ζυγών, τα όρια της μεταφερόμενης ισχύος, κτλ. Άμεση είναι η σχέση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Η βέλτιστη ροή ισχύος είναι πρόβλημα βελτιστοποίησης, το οποίο έχει ως στόχο την βελτιστοποίηση κάποιας αντικειμενικής συνάρτησης, όπως είναι, για παράδειγμα, η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η βελτιστοποίηση περιλαμβάνει περιορισμούς ισοτήτων, αλλά και περιορισμούς ανισοτήτων που τίθενται από το εκάστοτε πρόβλημα, όπως για παράδειγμα τα μέτρα των τάσεων, το όριο μεταφοράς ισχύος των γραμμών, κτλ. Από την επίλυση της ροής ισχύος θα υπολογιστούν οι τάσεις κατά μέτρο και γωνία των ζυγών, καθώς και οι μιγαδικές ροές ισχύος των γραμμών, η παραγόμενη ενεργός και άεργος ισχύς των γεννητριών και ορισμένες ακόμα μεταβλητές απόφασης από τις οποίες κάποιες θα παρουσιαστούν σε άλλο σημείο της εργασίας.



### 1.3 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μεγάλη αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η οποία έχει δημιουργήσει νέα ζητήματα για τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η περιορισμένη ικανότητα κάτω από συγκεκριμένες συνθήκες ή η ολική αδυναμία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παροχή αδρανειακής και πρωτογενούς και δευτερογενούς απόκρισης συχνότητας είναι μία από τις σημαντικότερες προκλήσεις, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν μπορούν να διαθέσουν την αδράνεια που διαθέτουν οι συμβατικές γεννήτριες, χωρίς ειδικούς ελέγχους [3].

Μαζί με τους υπόλοιπους περιορισμούς, όπως ο περιορισμός τάσης, μεταφερόμενης ισχύος, κτλ., προστίθενται και οι περιορισμοί συχνότητας. Σκοπός είναι, εισάγοντας τους περιορισμούς αυτούς στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος, να προκύψει η δέσμευση κατάλληλου αριθμού γεννητριών. Οι περιορισμοί αυτοί αφορούν στον περιορισμό στην μέγιστη μεταβολή της συχνότητας, στο μόνιμο σφάλμα συχνότητας και στον περιορισμό του ρυθμού αλλαγής της συχνότητας.

### 1.4 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η διατύπωση και επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας, έπειτα από κάποια διαταραχή είτε αυτή είναι αύξηση φορτίου, είτε είναι απώλεια παραγωγής. Εξετάζονται περιπτώσεις δικτύων με διαφορετικά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ, καθώς και διαφορετικά ποσοστά συμμετοχής συμβατικών μονάδων παραγωγής, όπως, για παράδειγμα, μονάδες που λειτουργούν με πυρηνική ενέργεια, μονάδες συνδυασμένου κύκλου, κτλ. Επίσης, εξετάζονται περιπτώσεις με ή χωρίς την συμμετοχή ΑΠΕ στη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος.

Στην παρούσα εργασία, έγινε χρήση δυναμικού μοντέλου δευτέρου βαθμού, από το οποίο εξάγονται οι περιορισμοί συχνότητας, οι οποίοι, στη συνέχεια, χρησιμοποιούνται ως περιορισμοί της βέλτιστης ροής ισχύος. Στην παρούσα εργασία, έχει γίνει χρήση δευτεροβάθμιας αντικειμενικής συνάρτησης και όχι γραμμικής. Επίσης, έχει χρησιμοποιηθεί πλήρες μοντέλο ροής ισχύος ενεργού και άεργου ισχύος, ενώ οι περισσότερες εργασίες κάνουν χρήση μόνο της ενεργού ροής ισχύος και, μάλιστα, σε απλοποιημένη μορφή (γραμμική συνάρτηση). Επίσης, η παραγωγή άεργου ισχύος, όταν πρόκειται για ΑΠΕ, συνδέεται με την τάση του εκάστοτε ζυγού. Τέλος, στην παρούσα εργασία, η ροή ισχύος μελετάται για μία ώρα και όχι για την διάρκεια όλης της μέρας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι λόγω της ολοκληρωμένης μορφής των εξισώσεων ροής ισχύος θα αυξανόταν εξαιρετικά ο χρόνος εκτέλεσης.

## 1.5 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία οργανώνεται σε επτά κεφάλαια:

- ✓ Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάζεται η βιβλιογραφική ανασκόπηση του προβλήματος.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 3** παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 4** γίνεται παρουσίαση των λογισμικών **GAMS** και **MATLAB**.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 5** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την εφαρμογή του μαθηματικού μοντέλου του Κεφαλαίου 3 σε δίκτυα 74 και 118 ζυγών.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 6** παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της εργασίας και προτείνονται πιθανές επεκτάσεις της εργασίας.
- ✓ Στο **Κεφάλαιο 7** παρουσιάζεται η βιβλιογραφία.

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

### 2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται παρουσίαση βασικών εννοιών σχετικά με τα προβλήματα της βέλτιστης ροής ισχύος και της απόκρισης συχνότητας ενός ΣΗΕ. Γίνεται παρουσίαση των προβλημάτων αυτών, παρουσιάζεται το βασικό πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος, οι βασικές μεθοδολογίες επίλυσης και κάποιοι περιορισμοί που χρησιμοποιούνται συχνά. Επίσης, γίνεται παρουσίαση του προβλήματος της απόκρισης συχνότητας ενός ΣΗΕ, αναπτύσσονται οι σύγχρονες προκλήσεις που αντιμετωπίζουν οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ), παρουσιάζονται κάποιες σχετικές μελέτες ερευνητών και γίνεται αναφορά σε κάποιες μεθόδους με τις οποίες οι ΑΠΕ μπορούν να συμβάλουν στην απόκριση συχνότητας [3].

### 2.2 ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

Τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται μεγάλη αύξηση των ΑΠΕ. Αυτό έχει ως συνέπεια οι υπεύθυνοι λειτουργίας των ΣΗΕ να αντιμετωπίζουν μια νέα πρόκληση, η οποία αφορά στη λειτουργία των ΣΗΕ. Το πρόβλημα αυτό είναι η ευστάθεια ενός ΣΗΕ. *Ευστάθεια* είναι η ικανότητα ενός ΣΗΕ, για μια δεδομένη αρχική κατάσταση λειτουργίας, ώστε να μπορεί, έπειτα από κάποια διαταραχή, να επιστρέψει σε μια λειτουργική κατάσταση ισορροπίας [4]. Η ευστάθεια ενός ΣΗΕ εξαρτάται τόσο από την αρχική κατάσταση όσο και από την σοβαρότητα των διαταραχών.

Στους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, οι σύγχρονες γεννήτριες μπορούν να προσφέρουν στην αδράνεια, λόγω της σύνδεσης της ταχύτητας του δρομέα τους με την συχνότητα του δικτύου. Αυτή η ενέργεια είναι χρήσιμη για την σταθερότητα της συχνότητας του συστήματος [5]. Το ίδιο, όμως, δεν ισχύει για τις ανεμογεννήτριες, οι οποίες διαθέτουν ηλεκτρονικά ισχύος που αποσυνδέουν την περιστροφή της γεννήτριας και των πτερυγίων από τη συχνότητα του δικτύου και δεν είναι πάντα σίγουρη η συμμετοχή τους στην παροχή αδράνειας. Η αντικατάσταση των εγκαταστάσεων συμβατικής παραγωγής από μονάδες αιολικής και ηλιακής παραγωγής θα οδηγήσει σε ΣΗΕ με χαμηλότερη αδράνεια, κάτι το οποίο, σε περίπτωση ανισορροπίας μεταξύ της παραγωγής και της κατανάλωσης, μπορεί να οδηγήσει σε υψηλό ρυθμό αλλαγής συχνότητας.

Σύμφωνα με τα παραπάνω, γίνεται κατανοητό ότι τα σύγχρονα ΣΗΕ αντιμετωπίζουν ελλείψεις σε αδράνεια, κάτι το οποίο έχει οδηγήσει σε προβλήματα που σχετίζονται με την ευστάθεια της συχνότητας. Στις (Ηνωμένες πολιτείες Αμερικής) ΗΠΑ, το Συμβούλιο Ηλεκτρικής Αξιοπιστίας του Τέξας (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT), έχει

εκφράσει ανησυχίες για τις επιπτώσεις που μπορεί να έχει η εγκατάσταση νέων ΑΠΕ στην απόκριση συχνότητας [6]. Για τον σκοπό αυτό, στο ιρλανδικό σύστημα έχουν τεθεί περιορισμοί οι οποίοι επιβάλλουν στις μονάδες ΑΠΕ μια ελεγχόμενη στιγμιαία παραγωγή σε συνάρτηση με την τρέχουσα ζήτηση και επίσης, σχεδιάζονται αγορές για φυσική ή συνθετική αδράνεια [7].

Στα συστήματα που διαθέτουν χαμηλή φυσική αδράνεια, οι διαχειριστές πρέπει να επιβάλουν κάποιο κατώτατο όριο αδράνειας, το οποίο σκοπό θα έχει να διασφαλιστεί η σταθερότητα της συχνότητας και να αποφευχθεί η κατάρρευση του συστήματος σε περίπτωση σοβαρής αύξησης ή μείωσης της παραγωγής ή της ζήτησης. Με βάση τα προηγούμενα, θα μπορούσε να επηρεαστεί ο αριθμός των γεννητριών που προσφέρουν υποστήριξη συχνότητας, για παράδειγμα, στο κλασικό πρόβλημα δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment, UC), στο οποίο προγραμματίζεται η παραγωγή των γεννητριών για την επόμενη ημέρα προκειμένου να ληφθεί η απόφαση ποιες γεννήτριες θα δεσμευτούν. Θα μπορούσαν να δεσμευτούν γεννήτριες με μοναδικό σκοπό την παροχή αδράνειας. Όλες οι μονάδες κατανεμημένης παραγωγής πρέπει να είναι εξοπλισμένες με διατάξεις προστασίας από νησιδοποίηση. Το ROCOF (Rate of Change of Frequency) αποτελεί ένα από τα κριτήρια για τις διατάξεις προστασίας από την νησιδοποίηση [8].

### 2.2.1 Υποστήριξη Συχνότητας από ΑΠΕ

Οι ΑΠΕ, χωρίς κάποιο εξειδικευμένο έλεγχο, δεν συμβάλλουν στην αδράνεια του συστήματος. Η αποθηκευμένη κινητική ενέργεια στις ανεμογεννήτριες μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να βελτιώσει τη συχνότητα του συστήματος. Τα φωτοβολταϊκά αποθηκεύουν μόνο μια μικρή ποσότητα ενέργειας στους πυκνωτές συνεχούς ρεύματος.

Σε μια ανεμογεννήτρια, ο μετατροπέας στροφών, η γεννήτρια, τα πτερόγυια και άλλα περιστρεφόμενα μέρη είναι υπεύθυνα για την αποθηκευμένη ενέργεια. Παρόλο που η ταχύτητα της γεννήτριας είναι από 80 μέχρι 100 [9] φορές υψηλότερη από τα πτερόγυια, εάν υπάρχει μετατροπέας στροφών, το μεγαλύτερο μέρος της κινητικής ενέργειας προέρχεται από τα πτερόγυια λόγω της μεγάλης ροπής αδράνειάς τους. Η σταθερά αδράνειας  $H$  κινείται στο εύρος 2 με 5 s με βάση την εργασία [10], ενώ σε άλλες εργασίες φτάνει και τα 6 s [11]. Περισσότερες λεπτομέρειες για τη μεταβλητή  $H$  παρέχονται στο Κεφάλαιο 3. Αυτές οι τιμές είναι αντίστοιχες με τις τιμές των σταθερών αδράνειας των συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας. Όμως, όταν συγκριθεί η κινητική ενέργεια και η χρήση της στην απόκριση συχνότητας με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, παρατηρούνται κάποιες διαφορές: για παράδειγμα, η κινητική ενέργεια που αποθηκεύεται σε μια ανεμογεννήτρια δεν είναι σταθερή με τον χρόνο. Όταν, για παράδειγμα, η ταχύτητα του ανέμου αυξάνεται, η ταχύτητα του δρομέα θα αυξηθεί για να λειτουργήσει στη μέγιστη απόδοση. Μεγαλύτερη ταχύτητα δρομέα σημαίνει αύξηση στην αποθηκευμένη κινητική ενέργεια. Σε μια συμβατική μονάδα παραγωγής, η αποθηκευμένη κινητική ενέργεια είναι σχεδόν σταθερή, αφού η ταχύτητα της γεννήτριας είναι ανάλογη με τη συχνότητα του συστήματος. Η σχέση μεταξύ της ταχύτητας του δρομέα και της συχνότητας έχει μια άλλη συνέπεια. Για παράδειγμα, όταν η συχνότητα μεταβάλλεται, η απελευθέρωση ή απορρόφηση κινητικής ενέργειας θα είναι ανάλογη με τον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας. Η ανταλλαγή ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια ή ένα φωτοβολταϊκό, μπορεί να ελεγχθεί ανεξάρτητα από τον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας. Θεωρητικά, υπάρχει η δυνατότητα ακόμα και για καλύτερη απόκριση αδράνειας από μια παραδοσιακή μονάδα παραγωγής ενέργειας.

### 2.2.2 Μέθοδοι υποστήριξης συχνότητας

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για τη βελτίωση του ελέγχου της συχνότητας σε ένα δίκτυο με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Ένας τρόπος βελτίωσης είναι με τη χρήση ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας [12]. Ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μπορεί, με την προσφορά της αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας, να υποστηρίξει την συχνότητα του συστήματος.

Μια άλλη δυνατότητα βελτίωσης είναι η περικοπή της ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών ή των φωτοβολταϊκών, το οποίο μπορεί να επιτευχθεί με την λειτουργία των ανεμογεννητριών ή των φωτοβολταϊκών σε ένα υποβέλτιστο σημείο λειτουργίας. Με την υποβέλτιστη λειτουργία, οι μονάδες λειτουργούν σε ένα σημείο λειτουργίας το οποίο τούς εξασφαλίζει ένα απόθεμα ισχύος, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον έλεγχο της συχνότητας [13]. Το κύριο πλεονέκτημα αυτής της επιλογής είναι ότι ο έλεγχος της συχνότητας μπορεί να παρασχεθεί για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, βοηθώντας έτσι στην επαναφορά της συχνότητας και στην μείωση του μόνιμου σφάλματος, όπως κάνουν οι συμβατικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, σε αντίθεση με την ισχύ που προέρχεται από αδράνεια, η οποία είναι διαθέσιμη για ένα μικρό χρονικό διάστημα. Ωστόσο, η διατήρηση εφεδρειών από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι σχετικά δαπανηρή, καθώς δεν γίνεται αξιοποίηση στο 100% της δοθείσας ενέργειας.

Μια τρίτη επιλογή (που εφαρμόζεται μόνο στις ανεμογεννήτριες), χρησιμοποιεί την κινητική ενέργεια για τη στήριξη της συχνότητας, κάτι το οποίο επιτυγχάνεται με την ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο. Για παράδειγμα, κατά τη διάρκεια μείωσης της συχνότητας, η ανεμογεννήτρια θα αυξήσει την ισχύ εξόδου για κάποιο χρονικό διάστημα, προκειμένου να παρέχει υποστήριξη στη συχνότητα του δικτύου. Κατά συνέπεια, η ταχύτητα του άξονα της γεννήτριας θα μειωθεί. Για να επανέλθει στη βέλτιστη ταχύτητα περιστροφής, η ισχύς εξόδου μειώνεται [14], [15]. Σε αυτή την περίπτωση, δεν χάνεται ισχύς κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας. Από την άλλη, ο έλεγχος συχνότητας μπορεί να παρασχεθεί για ένα μικρό χρονικό διάστημα και μια δεύτερη βύθιση συχνότητας μπορεί να προκύψει λόγω της μείωσης της ισχύος εξόδου.

Υπάρχει η δυνατότητα να γίνει παρέμβαση στο φορτίο μέσω διαχείρισης της ζήτησης [16]. Αυτή η μέθοδος έχει την δυνατότητα να χειρίζεται το φορτίο, δηλαδή να το ενεργοποιεί και να το απενεργοποιεί. Μια παρόμοια μέθοδος προτείνεται στην εργασία [17], η οποία παρεμβαίνει στην φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων με δύο τρόπους: είτε με διακοπή της φόρτισης, είτε με εκφόρτιση της μπαταρίας.

### 2.3 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ

Η ιδέα της βέλτιστης ροής ισχύος (Optimal Power Flow, OPF) αναπτύχθηκε στις αρχές της δεκαετίας 1960 ως μια επέκταση της απλής οικονομικής κατανομής φορτίου για να καθοριστούν οι βέλτιστες τιμές των μεταβλητών απόφασης, οι οποίες πρέπει να ικανοποιούν ταυτόχρονα διάφορους περιορισμούς. Στις μέρες μας, ο όρος της βέλτιστης ροής ισχύος χρησιμοποιείται για να περιγράψει την επίλυση διάφορων προβλημάτων που σχετίζονται με τη βελτιστοποίηση σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως, για παράδειγμα, την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής.

Κατά τις τελευταίες δεκαετίες, η ανάπτυξη του OPF έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο με την βοήθεια των ηλεκτρονικών υπολογιστών και των αριθμητικών τεχνικών βελτιστοποίησης. Σύγχρονα εμπορικά προγράμματα OPF μπορούν να επιλύσουν τα προβλήματα βελτιστοποίησης για πολύ μεγάλα και πολύπλοκα συστήματα ηλεκτρικής ισχύος, σε σύντομο σχετικά χρονικό διάστημα. Έχουν προταθεί πολλές διαφορετικές προσεγγιστικές λύσεις για να επιλυθούν προβλήματα OPF και έχουν προταθεί διάφορες τεχνικές για τη λύση της βέλτιστης ροής ισχύος, όπως η μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming, LP), η μέθοδος τετραγωνικού προγραμματισμού (Quadratic Programming, QP), η μέθοδος Newton, και η μέθοδος εσωτερικού σημείου (Interior Point). Επίσης, έχουν εφαρμοστεί μέθοδοι που χρησιμοποιούν τεχνητή νοημοσύνη, όπως η μέθοδος γενετικών αλγορίθμων (Genetic Algorithm, GA), βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων (Particle Swarm Optimization, PSO), και τεχνητής αποικίας μελισσών (Artificial Bee Colony, ABC) [18].

Όσον αφορά σε ένα πρόβλημα OPF, οι τιμές των μεταβλητών απόφασης χρειάζεται να υπολογιστούν, έτσι ώστε να βελτιστοποιηθεί (ελαχιστοποιηθεί ή μεγιστοποιηθεί) μια αντικειμενική συνάρτηση και ταυτόχρονα να τηρούνται κάποιοι περιορισμοί ισότητας και ανισότητας. Για παράδειγμα, ως μεταβλητές ελέγχου μπορούν να ληφθούν οι ροές ισχύος στις γραμμές ή η παραγωγή ενεργού ισχύος των γεννητριών, ενώ ως αντικειμενική συνάρτηση μπορεί να ληφθεί το συνολικό κόστος παραγωγής, οι απώλειες του συστήματος, ή η απόκλιση των τάσεων των ζυγών. Οι περιορισμοί που τίθενται αναφέρονται στην ασφάλεια του συστήματος κατά τη λειτουργία του και μπορεί να είναι η μέγιστη και η ελάχιστη ενεργός και άεργος ισχύς που μπορεί να αντέξει η κάθε γραμμή, η ελάχιστη και η μέγιστη ικανότητα παραγωγής των γεννητριών και το ενεργειακό ισοζύγιο σε κάθε ζυγό.

## ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

### 3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρόν κεφάλαιο, παρουσιάζεται το μαθηματικό μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε για το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας. Στην αρχή, παρουσιάζονται οι εξισώσεις που αφορούν στη βέλτιστη ροή ισχύος. Τέτοιες είναι: οι εξισώσεις ροής ισχύος, οι εξισώσεις του ισοζυγίου ισχύος των ζυγών, οι περιορισμοί των τάσεων, κτλ. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται το μοντέλο απόκρισης συχνότητας που χρησιμοποιήθηκε.

### 3.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΡΟΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Στην παρούσα ενότητα, παρουσιάζονται οι εξισώσεις που αφορούν στη βέλτιστη ροή ισχύος. Η επίλυση της βέλτιστης ροής ισχύος θα υπολογίσει τις τιμές της τάσης των ζυγών και της ροής ισχύος στους κλάδους του συστήματος.

Χρησιμοποιούνται τα παρακάτω σύμβολα:

- $P_{i,g}$  είναι η ενεργός παραγωγή της κάθε γεννήτριας  $g$  του ζυγού  $i$
- $Q_{i,g}$  είναι η άεργος παραγωγή της κάθε γεννήτριας  $g$  του ζυγού  $i$
- $P_{i,j}$  είναι η ροή ενεργού ισχύος στον κλάδο  $i-j$  από τον ζυγό  $i$  προς τον ζυγό  $j$
- $Q_{i,j}$  είναι η ροή αέργου ισχύος στον κλάδο  $i-j$  από τον ζυγό  $i$  προς τον ζυγό  $j$
- $u_i$  είναι δυαδική μεταβλητή, όπου όταν η τιμή της είναι ίση με 1 τότε η γεννήτρια  $i$  είναι σε λειτουργία, ενώ όταν λαμβάνει την τιμή 0 τότε η γεννήτρια είναι σβηστή.
- $u_{2i}$  είναι δυαδική μεταβλητή εισόδου, όπου όταν η τιμή της είναι ίση με 0 τότε η γεννήτρια  $i$  είναι ΑΠΕ, ενώ όταν η τιμή της είναι ίση με 1 τότε είναι συμβατική γεννήτρια.
- $a_i, b_i, c_i$  είναι οι αντίστοιχοι συντελεστές κόστους καυσίμου των γεννητριών
- $Dactive_i$  είναι η ζήτηση ενεργού ισχύος του ζυγού  $i$
- $Dreactive_i$  είναι η ζήτηση αέργου ισχύος του ζυγού  $i$
- $limit^2_{i,j}$  είναι η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς της γραμμής που ενώνει τον ζυγό  $i$  με τον ζυγό  $j$ .
- $V_i$  είναι η τάση του ζυγού  $i$

- $V_j$  είναι η τάση του ζυγού  $j$
  - $\delta_i$  είναι η τάση του ζυγού  $i$
  - $\delta_j$  είναι η τάση του ζυγού  $j$
  - $g_{ij}$  είναι το πραγματικό μέρος της αγωγιμότητας της γραμμής που συνδέει τον ζυγό  $i$  με τον ζυγό  $j$
  - $g_{sij}$  είναι το πραγματικό μέρος της αγωγιμότητας που συνδέει τον ζυγό  $i$  με τον ζυγό  $j$
  - $b_{ij}$  είναι το φανταστικό μέρος της αγωγιμότητας της γραμμής που συνδέει τον ζυγό  $i$  με τον ζυγό  $j$
  - $b_{sij}$  είναι το φανταστικό μέρος της αγωγιμότητας της γραμμής που συνδέει τον ζυγό  $i$  με τον ζυγό  $j$
- Ισοζύγιο αέργου ισχύος. Στο αριστερό μέλος της εξίσωσης (3.1) υπολογίζεται η συνολική παραγωγή και η συνολική κατανάλωση του ζυγού σε άεργο ισχύ η οποία πρέπει να ισούται με την άεργο ισχύ που απορροφά ή αποδίδει ο ζυγός  $i$  στους γειτονικούς ζυγούς:

$$\sum Q_{i,g} - D_{\text{reactive},i} = \sum Q_{i,j} \quad (3.1)$$

- Ισοζύγιο ενεργού ισχύος. Στο αριστερό μέλος της εξίσωσης (3.2) υπολογίζεται η συνολική παραγωγή και η συνολική κατανάλωση του ζυγού σε ενεργό ισχύ η οποία πρέπει να ισούται με την ενεργό ισχύ που απορροφάει ή αποδίδει ο ζυγός  $i$  στους γειτονικούς ζυγούς:

$$\sum P_{i,g} - D_{\text{active},i} = \sum P_{i,j} \quad (3.2)$$

- Όριο μεταφοράς ισχύος, το οποίο εξαρτάται από τα τεχνικά χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς που συνδέουν τους ζυγούς  $i$  και  $j$ . Πρέπει να τηρείται το όριο μεταφοράς ισχύος για να μην ξεπερνιούνται τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς:

$$P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2 \leq \text{limit}_{i,j}^2 \quad (3.3)$$

- Εξίσωση ενεργού ροής ισχύος :

$$P_{ij} = V_i^2 \cdot (g_{sij} + g_{ij}) - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.4)$$

- Εξίσωση αέργου ροής ισχύος :

$$Q_{ij} = V_i^2 \cdot (b_{sij} + b_{ij}) - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.5)$$

- Όρια γωνίας τάσης των ζυγών :



$$\delta_i \in [-\pi, \pi] \quad (3.6)$$

- Όρια μέτρου τάσης των ζυγών :

$$V_i \in [V_{\min}, V_{\max}] \quad (3.7)$$

- Όρια παραγωγής ενεργού ισχύος των γεννητριών :

$$P_i \in [P_{\min}, P_{\max}] \quad (3.8)$$

- Όρια παραγωγής αέργου ισχύος των γεννητριών :

$$Q_i \in [Q_{\min}, Q_{\max}] \quad (3.9)$$

- Αντικειμενική συνάρτηση είναι η προς ελαχιστοποίηση συνάρτηση (3.10). Η (3.10) χρησιμοποιεί την δευτεροβάθμια συνάρτηση κόστους καυσίμου που αντιστοιχεί στην λειτουργία των γεννητριών. Η δυαδική μεταβλητή  $u_i$  είναι μεταβλητή απόφασης: παίρνει την τιμή **0** όταν η γεννήτρια  $i$  είναι σβηστή (εκτός λειτουργίας), και την τιμή **1** όταν η γεννήτρια  $i$  είναι σε λειτουργία. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να ελαχιστοποιείται ο αριθμός των γεννητριών που είναι σε λειτουργία. Πρέπει να σημειωθεί ότι η εξίσωση (3.10) δεν συμπεριλαμβάνει τις μονάδες ΑΠΕ. Αυτό επιτυγχάνεται με την χρήση της μεταβλητής  $u_{2i}$ . Η μεταβλητή  $u_{2i}$  είναι ίση με μηδέν όταν μία μονάδα  $i$  είναι ΑΠΕ. Με αυτόν τον τρόπο εξασφαλίζεται η εξαίρεσή τους από την αντικειμενική συνάρτηση.

$$OF = \min \left( \sum u_{2i} \cdot (a_i \cdot P_i^2 + b_i \cdot P_i + u_i \cdot c_i) \right) \quad (3.10)$$

- Συνάρτηση συνολικού κόστους λειτουργίας. Στη συνάρτηση (3.11) υπολογίζεται το συνολικό κόστος λειτουργίας, επειδή η αντικειμενική συνάρτηση (3.10) δεν υπολογίζει το συνολικό κόστος λειτουργίας:

$$F = \left( \sum a_i \cdot P_i^2 + b_i \cdot P_i + c_i \right) \quad (3.11)$$

- Εξισώσεις παροχής ισχύος από ΑΠΕ. Στις μονάδες ΑΠΕ ισχύει ο κυκλικός περιορισμός (3.12):

$$P_i^2 + Q_i^2 = C_i^2 \quad (3.12)$$

όπου  $C_i$  σταθερός αριθμός, ίσος με την φαινόμενη ισχύ που μπορεί να παρέχει η γεννήτρια  $i$ . Αυτό σημαίνει ότι μία μονάδα ΑΠΕ, αν για παράδειγμα χρειαστεί να δώσει άεργο ισχύ, αυτό θα γίνει σε βάρος της ενεργού ισχύος. Επίσης, στην παροχή αέργου

ισχύος ισχύει περιορισμός για τον Συντελεστή Ισχύος ( $\Sigma I$ ), ο οποίος έχει επιλεγεί να είναι ίσος με 0.95, δηλαδή  $\sin(\varphi)=0.31$ . Επομένως, μια τέτοια μονάδα είτε παράγει είτε καταναλώνει άεργο και ο  $\Sigma I$  ανήκει στο εύρος  $[0.95,1]$ .

- Η παροχή αέργου ισχύος από ΑΠΕ είναι συνδεδεμένη με την τάση του ζυγού στον οποίο συνδέεται και υπολογίζεται ως εξής [19]:

$$\Delta Q (v) = \begin{cases} -K \cdot (\Delta V + 0,01), & -0.06 \leq \Delta V \leq -0.01 \\ 0, & -0.01 \leq \Delta V \leq 0.01 \\ -K \cdot (\Delta V - 0,01), & 0.01 \leq \Delta V \leq 0.06 \\ 0.31, & \text{Σε κάθε άλλη περίπτωση} \end{cases} \quad (3.13)$$

$K=(\Delta Q/V_{\text{range}})$ ,  $\Delta Q = \sin(\varphi)=0.31$ ,  $V_{\text{range}}$  είναι το εύρος τάσης στο οποίο παρέχει η μονάδα άεργο ισχύ. Έχει επιλεχθεί  $V_{\text{range}} = 0.05$ , και  $\Delta V = V - V_{\text{nom}}$  είναι η ποσοστιαία απόκλιση της τάσης,  $V_{\text{nom}}$  είναι η ονομαστική τάση και  $V$  είναι η τάση του ζυγού. Θετικό  $\Delta Q (V)$  σημαίνει παραγωγή άεργου ισχύος, ενώ αρνητικό  $\Delta Q(V)$  σημαίνει κατανάλωση άεργου ισχύος.

### 3.3 ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

Στην παρούσα ενότητα, παρουσιάζονται οι περιορισμοί συχνότητας οι οποίοι εξάγονται από τη συνάρτηση μεταφοράς του απλοποιημένου μοντέλου απόκρισης συχνότητας. Πριν γίνει η παρουσίαση της συνάρτησης μεταφοράς γίνεται μία σύντομη περιγραφή των δυναμικών στοιχείων ενός ΣΗΕ :

- Η ανηγμένη σταθερά αδράνειας  $\mathbf{H}$  είναι ο λόγος της ενέργειας στη σύγχρονη ταχύτητα μιας γεννήτριας, προς την ονομαστική της ισχύ .

$$\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_s^2 \cdot \frac{1}{P_0} = \frac{E}{P_0} = H \quad (3.14)$$

Μονάδα μέτρησης της  $\mathbf{H}$  είναι τα  $\mathbf{MJ/MW}$  ή τα δευτερόλεπτα (s), όπου  $\mathbf{J}$  είναι η ροπή αδράνειας του άξονα της γεννήτριας ,  $\omega_s$  είναι η σύγχρονη ταχύτητα και  $\mathbf{P}_0$  είναι η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας, και  $\mathbf{E}$  είναι η κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στον δρομέα της γεννήτριας, όταν περιστρέφεται στην σύγχρονη ταχύτητα ( $\omega_s$ ).

- Ο συντελεστής αυτορρύθμισης φορτίου  $D$  εκφράζει την μεταβολή της ισχύος του φορτίου ( $\Delta P$ ) ενός συστήματος σε σχέση με την συχνότητά του ( $\Delta \omega$ ). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το επαγωγικό μέρος του φορτίου (κινητήρες επαγωγής), το οποίο εξαρτάται από τη συχνότητα του συστήματος, σε μια αύξηση του συνολικού φορτίου του συστήματος, το οποίο ακολουθείται από μείωση της συχνότητας, θα οδηγήσει σε κάποια μείωση του φορτίου. Ουσιαστικά, θα περιοριστεί η ανάγκη για παραπάνω ισχύ. Ο υπολογισμός του  $D$  γίνεται ως ακολούθως:

$$D = \frac{\Delta P}{\Delta \omega} \quad (3.15)$$

Η συνάρτηση μεταφοράς για μια βαθμίδα ατμοστρόβιλου. Ως είσοδος, χρησιμοποιείται η ανά μονάδα μεταβολή του ανοίγματος της βαλβίδας ( $\Delta g$ ), και ως έξοδος η μεταβολή της μηχανικής ισχύος ( $\Delta P_m$ ) [19]:

$$G(s) = \frac{\Delta P_m}{\Delta g} = \frac{1}{1 + T \cdot s} \quad (3.16)$$

όπου  $T$  είναι η σταθερά χρόνου, η οποία καθορίζει την χρονική καθυστέρηση που μεσολαβεί για να αντιδράσει ο στρόβιλος σε μία μεταβολή της βαλβίδας. Η σταθερά  $T$  εξαρτάται από τον όγκο των σωληνώσεων: όσο μεγαλύτερος είναι ο όγκος τους, τόσο αυξάνει η σταθερά και αντίστροφα.

Στην περίπτωση πολλών βαθμίδων, οι συναρτήσεις μεταφοράς μιας βαθμίδας μπαίνουν σε σειρά, δηλαδή πολλαπλασιάζονται μεταξύ τους. Με αυτόν τον τρόπο, εξάγεται η συνάρτηση μεταφοράς ενός ατμοστρόβιλου τριών σταδίων (χαμηλής, μεσαίας και υψηλής πίεσης). Οι τιμές των σταθερών στις τρεις βαθμίδες ( $T_1, T_2, T_3$  αντίστοιχα) ανήκουν στο ακόλουθο εύρος τιμών [19]:

$$\begin{aligned} T_1 &= 0,1 - 0,4 \text{ s} \\ T_2 &= 4 - 11 \text{ s} \\ T_3 &= 0,3 - 0,5 \text{ s} \end{aligned}$$

Αυτό έχει ως συνέπεια, οι συναρτήσεις μεταφοράς που περιέχουν τις χρονικές σταθερές  $T_1, T_3$ , λόγω της γρήγορης απόκρισής τους, να μην λαμβάνονται υπόψη, καθώς οι πόλοι που προκύπτουν είναι πολύ αρνητικότεροι από τον πόλο που αντιστοιχεί στην  $T_2$ . Γενικά, σε μια συνάρτηση μεταφοράς όσο πιο αρνητικό πραγματικό μέρος έχουν οι πόλοι της, τόσο πιο γρήγορα φτάνει στη μόνιμη κατάσταση, οπότε η επίδρασή τους μπορεί να αμεληθεί, χρησιμοποιώντας έτσι πρώτου βαθμού συνάρτηση μεταφοράς. Η υψηλή αυτή τιμή ( $T_2$ ) οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αναθέρμανση.

- Η εξίσωση της επιτάχυνσης είναι:

$$T_M - T_E = J \cdot \dot{\omega} \quad (3.17)$$

όπου  $\dot{\omega}$  είναι η γωνιακή επιτάχυνση του δρομέα της γεννήτριας,  $T_E$  είναι η ηλεκτρομαγνητική ροπή και  $T_M$  είναι η μηχανική ροπή στον άξονα, ενώ αντίστοιχα, ορίζονται οι  $P_E$  και η  $P_M$ , δηλαδή η ηλεκτρική ισχύς που παράγει η γεννήτρια και η μηχανική ισχύς στον άξονά της, αντίστοιχα.

- Η ονομαστική ροπή της γεννήτριας ορίζεται ως ακολούθως:

$$T_0 = \frac{P_0}{\omega_s} \quad (3.18)$$

Με βάση τις (3.14) και (3.18), η (3.17) γίνεται:

$$T_m - T_e = 2 \cdot H \cdot (\Delta\dot{\omega}) \quad (3.19)$$

όπου  $\Delta\omega = \Delta\omega_s / \omega_s$ ,  $(\Delta\dot{\omega})$  είναι η αντίστοιχη επιτάχυνση, ενώ  $T_m$  και  $T_e$  είναι οι ανά μονάδα ροπές (μηχανική και ηλεκτρομαγνητική αντίστοιχα).

Με χρήση της  $\Delta P_m \cong \Delta T_m$  [19], η (3.19) γίνεται:

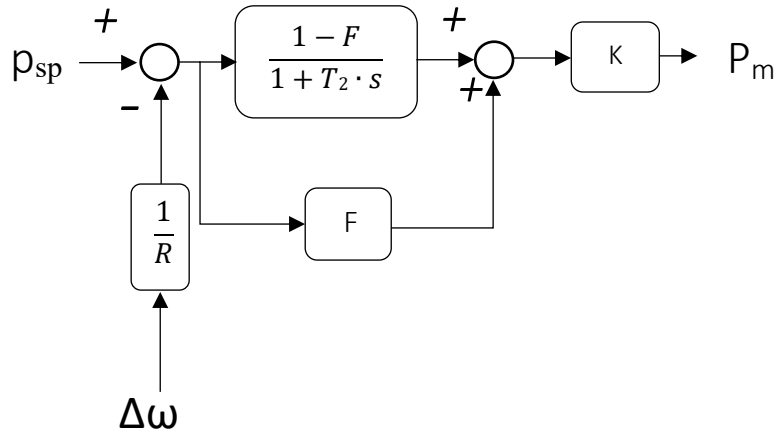
$$P_m - P_e = 2 \cdot H \cdot (\Delta\dot{\omega}) \quad (3.20)$$

Στη συνέχεια προστίθεται ο συντελεστής αυτορρύθμισης φορτίου

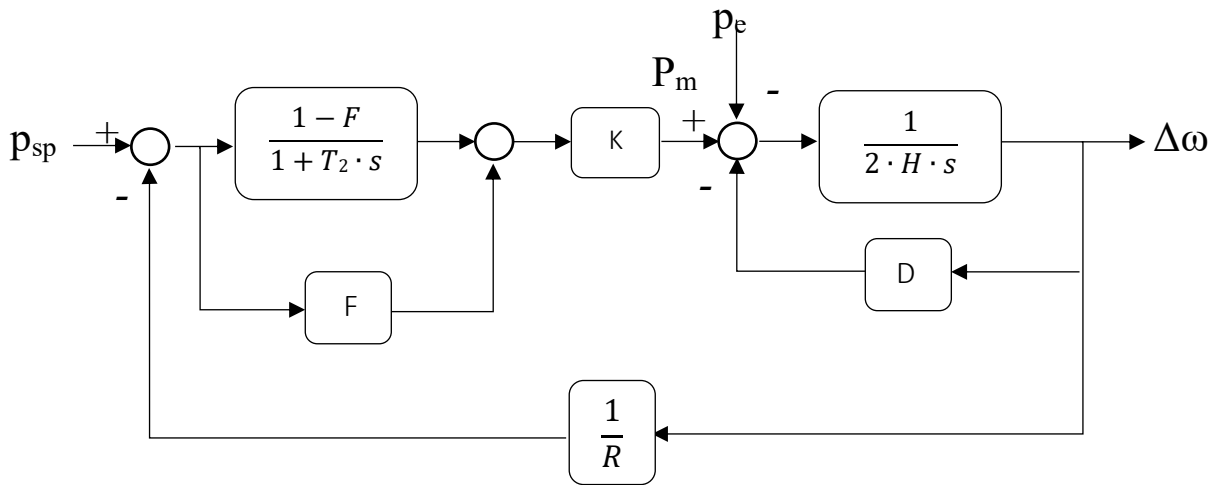
$$P_m - P_e - D \cdot \Delta\omega = 2 \cdot H \cdot (\Delta\dot{\omega}) \quad (3.21)$$

Στο Σχήμα 3.1 φαίνεται το μειωμένης τάξης διάγραμμα ελέγχου ενός αμμοστροβίλου, στο οποίο έχει χρησιμοποιηθεί μόνο η σταθερά χρόνου της αναθέρμανσης [20], όπου:

- $p_{sp}$  είναι το set point της ισχύος
- $p_e$  είναι η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς
- $p_m$  είναι η μηχανική ισχύς

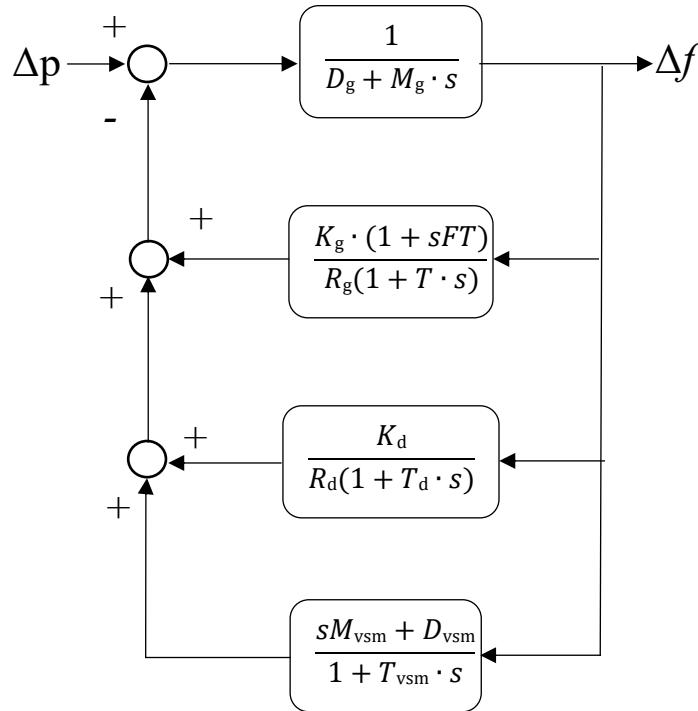


Σχήμα 3.1 : Διάγραμμα ελέγχου μειωμένης τάξης ενός ατμοστροβίλου.



Σχήμα 3.2 : Μοντέλο απόκρισης συχνότητας μειωμένης τάξης μίας γεννήτριας μαζί με την αδράνεια και τον συντελεστή αυτορρύθμισης φορτίου

Στη συνέχεια, θεωρώντας το  $p_{sp}=0$  και λαμβάνοντας υπόψη την υποστήριξη που μπορούν να παρέχουν οι ΑΠΕ στην συχνότητα, προστέθηκαν δυο ακόμα συναρτήσεις μεταφοράς, όπου η μια αφορά τις μονάδες που παρέχουν αδράνεια και η άλλη εκείνες που παρέχουν πρωτογενή έλεγχο συχνότητας [11], οπότε προκύπτει το μοντέλο για μια γεννήτρια του Σχήματος 3.3.



**Σχήμα 3.3 :** Μοντέλο απόκρισης συχνότητας μειωμένης τάξης μιας γεννήτριας με είσοδο τη διαταραχή φορτίου

Για πολλές γεννήτριες, η συνάρτηση μεταφοράς είναι:

$$G(s) = \frac{\Delta f}{\Delta p} = ((sM_g + D_g) + \sum_{i \in N_g} \frac{K_i(1+sF_iT_i)}{R_i(1+sT_i)} + \sum_{i \in N_d} \frac{K_i}{R_i(1+sT_i)} + \sum_{i \in N_{vsm}} \frac{K_i}{R_i(1+sT_i)})^{-1} \quad (3.22)$$

όπου:

- $N_g$  είναι το σύνολο των συμβατικών μονάδων.
- $N_d$  είναι οι μονάδες ΑΠΕ που παρέχουν υποστήριξη droop.
- $N_{vsm}$  είναι οι μονάδες ΑΠΕ που παρέχουν εικονική αδράνεια.
- $T$  είναι σταθερά χρόνου.
- Θεωρείται ότι όλα τα  $T$  των συμβατικών γεννητριών είναι ίσα μεταξύ τους.
- Οι σταθερές χρόνου των συμβατικών γεννητριών είναι πολύ μεγαλύτερες από αυτές των ΑΠΕ και έτσι οι σταθερές χρόνου των ΑΠΕ θεωρούνται ίσες με μηδέν.

- Το σύνολο είναι  $\mathbf{N}=\mathbf{N}_g\cup\mathbf{N}_d\cup\mathbf{N}_{vsm}$
- $\mathbf{R}$  είναι ο στατισμός. Ο συντελεστής αυτός συνδέει την ενεργό ισχύ εξόδου με την συχνότητα μιας γεννήτριας.
- Το  $\mathbf{K}$  είναι συντελεστής κέρδους μηχανικής ισχύος
- $\mathbf{F}$  είναι το κλάσμα ισχύος του άξονα, που αναπτύσσεται από τον στρόβιλο υψηλής πίεσης: είναι ουσιαστικά το κομμάτι εκείνο το οποίο δεν καθυστερεί από την αναθέρμανση, σε αντίθεση με το υπολειπόμενο του  $(1-F)$  το οποίο συνοδεύεται από την σταθερά χρόνου αναθέρμανσης (Σχήμα 3.2).
- Το  $\mathbf{M}$  ( $\mathbf{M}=2\mathbf{H}$ ) είναι η κανονικοποιημένη αδράνεια του συστήματος, με μονάδα μέτρησης το  $s$ . Αφορά τόσο στις συμβατικές μονάδες όσο και στις μονάδες εικονικής αδράνειας.
- $\Delta\mathbf{P}$  είναι η διαταραχή που οφείλεται σε αύξηση του φορτίου. Χρησιμοποιείται ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος.

$$G(s) = \frac{\Delta f}{\Delta p} = \frac{1}{M \cdot T} \cdot \frac{1 + s \cdot T}{s^2 + 2 \cdot \zeta \omega_n \cdot s + \omega_n^2} \quad (3.23)$$

Στη συνέχεια, υπολογίζονται οι αντίστοιχοι συντελεστές για όλο το σύστημα:

$$D = \frac{\sum_{i \in \mathbf{N}} MD \cdot P_i}{\sum_{i \in \mathbf{N}} P_i} \quad (3.24)$$

$$R = \frac{\sum_{i \in \mathbf{N}} \frac{K_i \cdot P_i}{R_i}}{\sum_{i \in \mathbf{N}} P_i} \quad (3.25)$$

$$M = \frac{\sum_{i \in \mathbf{N}} M_i \cdot P_i}{\sum_{i \in \mathbf{N}} P_i} \quad (3.26)$$

$$F = \frac{\sum_{i \in \mathbf{N}} \frac{K_i \cdot F_i \cdot P_i}{R_i}}{\sum_{i \in \mathbf{N}} P_i} \quad (3.27)$$

- $\omega_n$  και  $\zeta$  είναι η φυσική συχνότητα και ο λόγος απόσβεσης, αντίστοιχα

$$\omega_n = \sqrt{\frac{(D+R)}{M \cdot T}}, \quad \zeta = \frac{1}{2} \cdot \frac{M+T \cdot (D+F)}{\sqrt{M \cdot T \cdot (D+R)}} \quad (3.28)$$

Θεωρώντας απότομη αλλαγή φορτίου ή ξαφνική απώλεια γεννήτριας, τότε η είσοδος είναι βηματική διαταραχή:

$$\Delta P_e(t) = -u(t) \cdot \Delta P, \mathcal{L}\{\Delta P_e(t)\} = \Delta P_e(s) \quad \Delta P_e(s) = -\frac{\Delta P}{s} \quad (3.29)$$

Η έξοδος του συστήματος γίνεται:

$$\Delta f(s) = \frac{1}{M \cdot T} \cdot \frac{1+s \cdot T}{s^2+2 \cdot \zeta \omega_n \cdot s+\omega_n^2} \cdot \left(-\frac{\Delta P}{s}\right) \quad (3.30)$$

Και στο πεδίο του χρόνου είναι:

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta P}{M \cdot T \cdot \omega_n^2} - \frac{\Delta P}{M \cdot \omega_d} \cdot e^{-\zeta \omega_n t} \cdot (\sin(\omega_d t) - \frac{1}{\omega_n \cdot T} \sin(\omega_d t + \varphi)) \quad (3.31)$$

$$\omega_d = \omega_n \cdot \sqrt{1 - \zeta^2}, \quad \varphi = \sin^{-1}(\sqrt{1 - \zeta^2})$$

Η χρονική στιγμή, κατά την οποία η συχνότητα γίνεται ελάχιστη, βρίσκεται από τον μηδενισμό της παραγώγου της συνάρτησης απόκλισης συχνότητας.

$$\frac{d(\Delta f(t))}{dt} = 0 \quad \Rightarrow t_m = \frac{1}{\omega_d} \cdot \tan^{-1}\left(\frac{\omega_d}{\zeta \cdot \omega_n - T^{-1}}\right) \quad (3.32)$$

- Οπότε, η μέγιστη απόκλιση συχνότητας είναι:

$$\Delta f_{\max} = \Delta f(t_m) = -\frac{\Delta P}{D+R} \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{T \cdot (R-F)}{M}} \cdot e^{-\zeta \omega_n t_m}\right) \quad (3.33)$$



- Ο μέγιστος ρυθμός αλλαγής συχνότητας είναι ίσος με την τιμή της παραγώγου στο  $0^+$

$$\text{ROCOF} = \frac{d(\Delta f(0^+))}{dt} \quad (3.34)$$

Για ευκολία, μπορεί να γίνει χρήση του θεωρήματος αρχικής τιμής, οπότε ο υπολογισμός γίνεται ως ακολούθως:

$$\text{ROCOF} = \lim_{s \rightarrow +\infty} (s^2 \cdot \Delta f(s)) = -\frac{\Delta p}{M} \quad (3.35)$$

- Το μόνιμο σφάλμα συχνότητας είναι η νέα τιμή στην οποία η συχνότητα θα σταθεροποιηθεί μετά την διαταραχή. Μπορεί να βρεθεί με το  $\lim_{t \rightarrow +\infty} (\Delta f(t))$  ή για ευκολία μπορεί να γίνει χρήση του θεωρήματος τελικής τιμής:

$$\Delta f_{ss} = \lim_{s \rightarrow 0^+} (s \cdot \Delta f(s)) = -\frac{\Delta p}{D+R} \quad (3.36)$$

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι περιορισμοί που εξάγονται από τα παραπάνω και παρουσιάζονται στην τελική τους μορφή:

- Ο περιορισμός μέγιστης απόκλισης. Το αριστερό μέλος της ανίσωσης (3.37) εκφράζει την μέγιστη απόκλιση της συχνότητας, από την ονομαστική τιμή της σε Hz, ενώ το δεξί μέλος αφορά το όριο που τίθεται σε αυτή την τιμή:

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{D+R} \cdot \left( 1 + \sqrt{\frac{T \cdot (R-F)}{M}} \cdot e^{-\zeta \omega_n t_m} \right) \right| \leq \Delta f_{\text{lim}} \quad (3.37)$$

- Ο περιορισμός του μόνιμου σφάλματος. Το αριστερό μέλος της ανίσωσης (3.38) εκφράζει την απόκλιση της συχνότητας σε Hz, από την ονομαστική της τιμή, όταν η συχνότητα του συστήματος σταθεροποιείται στην νέα της τιμή, ενώ το δεξί μέλος αφορά το όριο που τίθεται για την τιμή αυτή:

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{D+R} \right| \leq \Delta f_{\text{ss,lim}} \quad (3.38)$$

- Ο περιορισμός για το ROCOF. Το αριστερό μέλος της ανίσωσης (3.39) εκφράζει τον μέγιστο ρυθμό αλλαγής της συχνότητας σε Hz/s, ενώ το δεξί μέλος αφορά το όριο που τίθεται για την τιμή αυτή:

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{M} \right| \leq \dot{f}_{\text{lim}} \quad (3.39)$$

Οι απόλυτες τιμές είναι απαραίτητες, καθώς οι παραπάνω περιορισμοί χρησιμοποιούνται, είτε για έλλειψη ισχύος, πχ αύξηση φορτίου, είτε για πλεόνασμα ισχύος, π.χ. μείωση φορτίου. Το  $f_b$  είναι η ονομαστική συχνότητα του συστήματος σε Hz.

### 3.4 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΙΣΧΥΟΣ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

Στην ενότητα αυτή, συγκεντρώνεται όλο το μαθηματικό μοντέλο που υλοποιήθηκε στη διπλωματική.

Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας είναι το ακόλουθο:

$$OF = \min \left( \sum u_{2i} \cdot (a_i \cdot P_i^2 + b_i \cdot P_i + u_i \cdot c_i) \right) \quad (3.40)$$

υπό τους περιορισμούς:

$$\sum Q_{i,g} - D_{\text{reactive},i} = \sum Q_{i,j} \quad (3.41)$$

$$\sum P_{i,g} - D_{\text{active},i} = \sum P_{i,j} \quad (3.42)$$

$$\delta_i \in [-\pi, \pi] \quad (3.43)$$

$$V_i \in [V_{\min}, V_{\max}] \quad (3.44)$$

$$P_i \in [P_{\min}, P_{\max}] \quad (3.45)$$

$$Q_i \in [Q_{\min}, Q_{\max}] \quad (3.46)$$

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{D+R} \right| \leq \Delta f_{ss, \text{lim}} \quad (3.47)$$

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{M} \right| \leq \dot{f}_{\text{lim}} \quad (3.48)$$

$$P_{ij} = V_i^2 \cdot (g_{sij} + g_{ij}) - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.49)$$

$$Q_{ij} = V_i^2 \cdot (b_{sij} + b_{ij}) - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.50)$$

$$P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2 \leq \text{limit}_{i,j}^2 \quad (3.51)$$

$$P_i^2 + Q_i^2 = C_i^2 \quad (3.52)$$

$$\left| \frac{f_b \cdot \Delta p}{D+R} \cdot \left( 1 + \sqrt{\frac{T \cdot (R-F)}{M}} \cdot e^{-\zeta \omega_n t_m} \right) \right| \leq \Delta f_{lim} \quad (3.53)$$

Η (3.40) είναι η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης, η οποία εκφράζει την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής όλων των συμβατικών γεννητριών που είναι σε λειτουργία.

- Ο περιορισμός (3.41) εκφράζει το ισοζύγιο άεργου ισχύος.
- Ο περιορισμός (3.42) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος.
- Ο περιορισμός (3.43) εκφράζει το μέγιστο και το ελάχιστο όριο της γωνίας της τάση του κάθε ζυγού.
- Ο περιορισμός (3.44) εκφράζει το μέγιστο και το ελάχιστο όριο τού μέτρου της τάση του κάθε ζυγού.
- Ο περιορισμός (3.45) εκφράζει τη μέγιστη και την ελάχιστη παραγωγή ενεργού ισχύος της κάθε γεννήτριας.
- Ο περιορισμός (3.46) εκφράζει τη μέγιστη και την ελάχιστη παραγωγή άεργου ισχύος της κάθε γεννήτριας.
- Ο περιορισμός (3.47) εκφράζει το μέγιστο μόνιμο σφάλμα συχνότητας.
- Ο περιορισμός (3.48) εκφράζει τον μέγιστο ρυθμό αλλαγής της συχνότητας.
- Ο περιορισμός (3.49) εκφράζει τη ροή ενεργού ισχύος σε σχέση με τα μέτρα και τις γωνίες των τάσεων.
- Ο περιορισμός (3.50) εκφράζει τη ροή αέργου ισχύος σε σχέση με τα μέτρα και τις γωνίες των τάσεων.
- Ο περιορισμός (3.51) εκφράζει τη μέγιστη μεταφερόμενη ισχύ μεταξύ δύο ζυγών.
- Ο περιορισμός (3.52) εκφράζει τον περιορισμό μεταξύ της ενεργού και αέργου ισχύος των μονάδων ΑΠΕ.

- Ο περιορισμός (3.53) εκφράζει τη μέγιστη μεταβολή της συχνότητας,

Όπως προκύπτει από τις (3.40) έως (3.53), το πρόβλημα βελτιστοποίησης περιλαμβάνει:

- μη γραμμικούς περιορισμούς: εξισώσεις (3.49) έως και (3.53)
- δυαδικές μεταβλητές:  $u_{2i}$  και  $u_i$

Επομένως, το πρόβλημα βελτιστοποίησης της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου μη γραμμικού προγραμματισμού (MINLP), το οποίο επιλύεται στο λογισμικό GAMS με τη βοήθεια του επιλύτη (solver) BONMIN.



## **ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΡΟΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΩΝ ΧΡΟΝΙΚΩΝ ΑΠΟΚΡΙΣΕΩΝ**

### **4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Στο παρόν κεφάλαιο, γίνεται μια σύντομη παρουσίαση των λογισμικών που αναπτύχθηκαν για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας. Έγινε χρήση δύο λογισμικών: χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό GAMS για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος και το λογισμικό MATLAB για την εξαγωγή των λύσεων του συστήματος απόκρισης συχνότητας στο πεδίο του χρόνου.

### **4.2 ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS**

#### **4.2.1 Γενικά χαρακτηριστικά του λογισμικού GAMS**

Το General Algebraic Modeling System (GAMS) είναι ένα εργαλείο μοντελοποίησης για μαθηματικό προγραμματισμό και βελτιστοποίηση. Το λογισμικό GAMS μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίλυση ενός μεγάλου αριθμού προβλημάτων σχεδιασμού και λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Παραδείγματα προβλημάτων σχεδιασμού είναι ο σχεδιασμός επέκτασης του συστήματος παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Παραδείγματα προβλημάτων λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που μπορούν να επιλυθούν με το GAMS είναι ο προγραμματισμός παραγωγής (οικονομική κατανομή), το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος, η φόρτιση ή εκφόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, η στρατηγική των προσφορών και ο προγραμματισμός της εφεδρείας.

Τα μαθηματικά προβλήματα που μπορεί να λύσει το λογισμικό GAMS περιλαμβάνουν τις ακόλουθες κατηγορίες:

- Προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming, LP): στα προβλήματα αυτά η αντικειμενική συνάρτηση, αλλά και οι περιορισμοί είναι γραμμικές συναρτήσεις.
- Προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού (Non Linear Programming, NLP): στα προβλήματα αυτά η αντικειμενική συνάρτηση ή/και οι περιορισμοί είναι μη γραμμικές συναρτήσεις.

- Προβλήματα μικτών ακεραίων αριθμών (Mixed Integer Programming, MIP) τα προβλήματα αυτά συμπεριλαμβάνουν και μεταβλητές που λαμβάνουν μόνο ακέραιες τιμές. Τα MIP μπορούν να είναι είτε γραμμικά, είτε μη γραμμικά.
- Προβλήματα τετραγωνικού προγραμματισμού (QCP), τα οποία είναι ειδική περίπτωση των NLP, καθώς, είτε οι περιορισμοί, είτε η αντικειμενική συνάρτηση είναι μη γραμμικά προβλήματα, αλλά είναι τετραγωνικής μορφής. Ένα QCP πρόβλημα μπορεί να περιέχει και ακέραιες μεταβλητές.

Οι δύο βασικές μέθοδοι επίλυσης των προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι οι μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού και οι ευρετικές μέθοδοι.

Οι μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού περιλαμβάνουν τις ακόλουθες μεθόδους βελτιστοποίησης:

- Εσωτερικού σημείου
- Πολλαπλασιαστές Lagrange
- Διαδοχικός τετραγωνικός προγραμματισμός
- Μέθοδος Newton

Οι ευρετικές μέθοδοι περιλαμβάνουν τις ακόλουθες μεθόδους βελτιστοποίησης:

- Γενετικοί αλγόριθμοι
- Βελτιστοποίηση σμήνους σωματιδίων κ.α.



### 4.2.2 Ο επιλυτής BONMIN

Ο BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer programming) είναι ένας solver ανοικτού κώδικα για μη γραμμικό προγραμματισμό μικτών ακεραίων (MINLP). Ο κώδικας έχει αναπτυχθεί στο πλαίσιο μιας συνεργασίας μεταξύ του Πανεπιστημίου Carnegie Mellon και της IBM Research. Ο BONMIN υλοποιεί έξι διαφορετικούς αλγόριθμους για την επίλυση MINLP:

- B-BB (προεπιλογή): ένας απλός αλγόριθμος branch and bound που βασίζεται στην επίλυση ενός συνεχούς μη γραμμικού προγράμματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
- B-OA: ένας outer-approximation αλγόριθμος αποσύνθεσης βασισμένος στην επαναληπτική επίλυση και βελτίωση ενός χαλαρωμένου MIP προβλήματος και την επίλυση NLP υποπροβλημάτων.
- B-QG: ένας αλγόριθμος branch and cut που βασίζεται στην επίλυση ενός συνεχούς γραμμικού προβλήματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
- B-Hyb: ένας αλγόριθμος branch and bound που είναι ένα υβρίδιο του B-BB και του B-QG και βασίζεται στην επίλυση είτε ενός συνεχούς μη γραμμικού ή ενός συνεχούς γραμμικού προβλήματος σε κάθε κόμβο του δέντρου αναζήτησης.
- B-ECP: ένας εξωτερικής προσέγγισης (μεθόδου Kelley) branch and cut αλγόριθμος που βασίζεται στις ρυθμίσεις που χρησιμοποιούνται στον solver FilMINT.
- B-IFP: ένας αλγόριθμος iterated feasibility pump

### 4.2.3 Κατασκευή κώδικα στο GAMS

Το πρόβλημα που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 3 επιλύθηκε με κώδικα που κατασκευάστηκε στο λογισμικό GAMS. Παρακάτω, παρουσιάζονται οι κυριότερες εντολές που χρησιμοποιήθηκαν:

- scalar: χρησιμοποιείται για τις σταθερές του προβλήματος (για την βασική ισχύ και την διαταραχή).
- set: χρησιμοποιείται για τους δείκτες του προβλήματος (π.χ. σύνολο γεννητριών ζυγών).
- parameter: χρησιμοποιείται για τις παραμέτρους του συστήματος (στοιχεία γραμμών, γεννήτριες, φορτία κ.α.).

- `display`: καθορίζεται ποια δεδομένα θα εμφανιστούν. Επίσης, η εντολή μπορεί να χρησιμοποιήσει και για εμφάνιση των παραμέτρων.
- `variables`: με την εντολή αυτή δηλώνονται οι μεταβλητές απόφασης (δηλαδή οι μεταβλητές εξόδου, το ζητούμενο αποτέλεσμα).
- `binary variable`: Εδώ δηλώνονται οι δυαδικές μεταβλητές απόφασης, οι οποίες λαμβάνουν τιμές 0 ή 1.
- `equation`: Με αυτή την εντολή δηλώνονται οι εξισώσεις/ανισώσεις συμπεριλαμβανομένης και τη αντικειμενικής συνάρτησης. Αξίζει να σημειωθεί πως για να δηλωθεί ένα άνω ή ένα κάτω όριο μιας μεταβλητής σε περίπτωση που δεν είναι κάποιος αριθμός καθορισμένος, αλλά κάποια μεταβλητή, τότε πρέπει να δηλωθεί ως εξίσωση (και όχι “.lo ή .up”).
- `options`: με την εντολή αυτή μπορεί να προσδιοριστεί ο μέγιστος χρόνος εκτέλεσης του προγράμματος, ο `solver` που θα χρησιμοποιηθεί και η ακρίβεια της λύσεων.
- `solve`: επιλέγεται αν θα γίνει μεγιστοποίηση ή ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, καθώς και ο τύπος του προβλήματος βελτιστοποίησης (LP, NLP, MINLP, MIQCP κτλ).
- `execute_unload`: δημιουργείται το αρχείο `.gdx`, όπου καταγράφονται οι λύσεις.
- `.lo`: καθορίζει το κάτω όριο των μεταβλητών.
- `.up`: καθορίζει το άνω όριο των μεταβλητών.
- `.fx`: καθορίζονται οι τιμές για κάποιες από τις μεταβλητές (π.χ. τάση για κάποιο συγκεκριμένο ζυγό).
- `.l`: μπορούν να δοθούν κάποιες αρχικές τιμές για κάποιες μεταβλητές, ώστε να διευκολυνθεί η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Για το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας του Κεφαλαίου 3, χρησιμοποιούνται μη γραμμικοί περιορισμοί και δυαδικές μεταβλητές, επομένως, πρόκειται για πρόβλημα της κατηγορίας MINLP. Για τις ανάγκες της διπλωματικής εργασίας αυτής, έγινε χρήση του `solver` BONMIN.

Στην συνέχεια παρουσιάζεται πιο αναλυτικά η διαδικασία εκτέλεσης:

- Αρχικά γίνεται εισαγωγή των παραμέτρων του δικτύου (Σχήμα 4.1) από αρχείο Excel: ενεργός και άεργος ισχύς φορτίου, παράμετροι γραμμών, παράμετροι γεννητριών, κτλ.

```

$onecho >task3.txt
par=Gendata          rng=GendataDE!A4:Y58   rdim=1   cdim=1
par=branch           rng=branch!B4:H183     rdim=2   cdim=1
par=conex            rng=conex!A3:C182      rdim=2   cdim=1
par=Genconnect       rng=Genconnect!A4:C58  rdim=2   cdim=1
par=Demand           rng=Demand!A4:F95     rdim=1   cdim=1
par=Qanti            rng=Demand!A96:B109   rdim=1
dset=k               rng=conex!C3:C3        rdim=1   cdim=1
dset=i               rng=ig!A59:A176        rdim=1
dset=g               rng=ig!A5:A58          rdim=1
par=Genconnect2      rng=wDE!A1:C54         rdim=2
par=vbus             rng=vbus!A4:C122       rdim=1   cdim=1
$offecho
*dset=line           rng=branch!A5:A89      rdim=1   par=Genconnect2
scalar sbase /100/,disturbance|0.067/;
set k,i,g,line ;
parameter Gendata(*,*),branch(*,*,*),conex(*,*,*),Demand(*,*),Gen
$call GDXXRW 118testsys1.xlsx @task3.txt
$GDXXIN 118testsys1.gdx
$LOAD Gendata,branch,conex,Demand,Genconnect,k,i,g,Qanti,Genconne
;

```

Σχήμα 4.1: Εισαγωγή δεδομένων από Excel

Στη συνέχεια, ορίζονται οι μεταβλητές και οι εξισώσεις του προβλήματος βελτιστοποίησης (Σχήμα 4.2), καθώς και τα όρια των μεταβλητών (Σχήμα 4.3).

```

Variables Pij(i,node,k),Qij(i,node,k),Angle(i,k),
positive variable F,sumP,voltage(*,k),rej(i,k),li
binary variable u(g,k), u3(g,k),u4(g,k) ;
*We define all equation names.
Equation eq1,eq2,eq3,eq4,eq5,eq7,eq8,eq09,eq10,eq

```

Σχήμα 4.2: Δήλωση μεταβλητών και εξισώσεων

```

Angle.up(i,k)      =      pi      ;
Angle.lo(i,k)      =      -pi     ;
*Angle.fx('g20',k)=      0;
Voltage.up(i,k)    = vbus(i,'vmax') ;
Voltage.lo(i,k)    = vbus(i,'vmin') ;
*limQ.up(g,k)      = ((not Genconnect2(g,g))*Genk
*limP.up(g,k)      = (Gendata(g,'active')/sbase)
*limS.up(g,k)      = (Gendata(g,'active')/sbase)

```

Σχήμα 4.3: Όρια μεταβλητών

Στη συνέχεια, κατασκευάζονται οι εξισώσεις του προβλήματος (Σχήμα 4.4).

```

*The power flow limit.
eq5 (i, node, k) $conex(i, node, k) .. Pij(i, node, k) * Pij(i, node, k) + Qij(i, node, k) * Qij(i, node
eq7 (k) .. (sum(g, 2 * Gendata(g, 'H') * u(g, k) * Gendata(g, 'active')) / (sum(g, Gendata(g, 'acti
eq8 (k) .. (sum(g, Gendata(g, 'K') * u(g, k) * Gendata(g, 'active')) / Gendata(g, 'R')) / (sum(g, G
eq09 (g, k) $ (not Genconnect2(g, g)) .. Pgen(g, k) = 1 - u(g, k) * (1 * (limP(g, k) + Ge
eq10 (g, k) $ (1 .. Pgen(g, k) = g = u(g, k) * 1 * (1 * (limP(g, k) + 0 * Ger
eq11 (g, k) $ (1 .. Qgen(g, k) = 1 - u(g, k) * (1 * (limQ(g, k) + 0.31 *
eq12 (g, k) $ (1 .. Qgen(g, k) = g = -u(g, k) * (1 * (limQ(g, k) + 0.31 *
eq13 (g, k) .. u(g, k) = g = Genconnect2(g, g) ;
*eq14 (g, k) .. u(g, k) = 1 - u(g, 'k0') ;
eq15 .. sumP = e = sum(g, Pgen(g, 'k0')) ;
eq16 .. sumQ = e = sum(g, Qgen(g, 'k0')) ;
eq17 (g, i, k) $ (Genconnect2(g, g) and Genconnect(g, i, k)) .. u3(g, k) = g = (voltage(i, k) - 1.0
eq18 (g, i, k) $ (Genconnect2(g, g) and Genconnect(g, i, k)) .. u3(g, k) = 1 - (voltage(i, k) - 0.0
eq19 (g, i, k) $ (Genconnect2(g, g) and Genconnect(g, i, k)) .. u4(g, k) = g = -(voltage(i, k) - 0.0
eq20 (g, i, k) $ (Genconnect2(g, g) and Genconnect(g, i, k)) .. u4(g, k) = 1 - (voltage(i, k) - 1.0
S(g) = (Gendata(g,
eq21 (g, i, k) $ (Genconnect2(g, g) and Genconnect(g, i, k)) .. Qgen(g, k) = e = -(u3(g, k) * (v
eq22 (g, k) $ Genconnect2(g, g) .. Qgen(g, k) * Qgen(g, k) + Pgen(g, k) * Pgen(g, k) = e = (Gendata(g,
*The most important equation: the definition of the objective function. 0.0125 = 1/80
eq23 .. OF = e = sum(g $ (not Genconnect2(g, g)), Pgen(g, 'k0') * Pgen(g, 'k0') * Gendata(g, 'A'))'
eq24 .. F = e = sum(g, Pgen(g, 'k0') * Pgen(g, 'k0') * Gendata(g, 'A'))'
*dp1 (g, i, k) $ Genconnect(g, i, k) .. Pgen(g, k) = 1 - 1.3 * Pgen(g, 'k0') ;
*dp2 (g, i, k) $ Genconnect(g, i, k) .. Pgen(g, k) = g = 0.7 * Pgen(g, 'k0') ;

```

Σχήμα 4.4: Εξισώσεις

Στη συνέχεια, επιλέγεται ο solver και ο τύπος του προβλήματος βελτιστοποίησης (Σχήμα 4.5).

```

*Here you tell the solver to create a model called 'OPF' which
Model OPF / all / ;
*option nlp=ipopt ;
*option iterlim=1000;
option reslim = 3000;
options threads= 4;
*options optcr=10;
*Here you tell the solver to solve the model 'OPF', minimizing
solve OPF using MINLP minimizing OF;
*Here you ask GAMS to display the calculated values, assuming
Display OF.1, Pij.1, voltage.1, Pgen.1, Angle.1, sumQ.1, sumP.1;

```

Σχήμα 4.5: Επιλογή solver και τύπου του προβλήματος βελτιστοποίησης

Αφού ολοκληρωθεί η εκτέλεση του κώδικα, τότε εμφανίζονται τα αποτελέσματα ως ακολούθως:

- Εμφανίζεται ο κώδικας, του προβλήματος μαζί με κάποια πιθανά σφάλματα (αν υπάρχουν), είτε σύνταξης του κώδικα, είτε για το αρχείο εισόδου. Στο Σχήμα 4.6 φαίνεται μήνυμα λάθους λόγω εσφαλμένης τιμής εισόδου «0.2», αντί για τη σωστή τιμή που είναι «0,2».

```

GDXXRW          24.1.3 r41464 Released Jul 26, 2013 VS8 x86/MS Windows
Input file : c:\gamssdir\projdir\games3.xlsx
Output file: c:\gamssdir\projdir\games3.gdx
Value expected in cell: GendataGR!D5; found 0.2
Total number of bad values for symbol Gendata = 1
Total time = 1218 Ms
--- Untitled_1.gms (19) 2 Mb
--- GDxin=c:\gamssdir\projdir\games3.gdx
--- Untitled_1.gms (20) 3 Mb 1 Error
*** Error 814 in c:\gamssdir\projdir\Untitled_1.gms
    GDx container with UNDF data values - use $onUNDF to allow
--- Untitled_1.gms (107) 3 Mb 2 Errors
*** Error 257 in c:\gamssdir\projdir\Untitled_1.gms
    Solve statement not checked because of previous errors
--- Untitled_1.gms (109) 3 Mb 7 Errors
*** Error 141 in c:\gamssdir\projdir\Untitled_1.gms
    Symbol neither initialized nor assigned

```

Σχήμα 4.6: Μήνυμα λάθους κατά την ανάγνωση του αρχείου

Στη συνέχεια, εμφανίζονται τα αποτελέσματα με δύο μορφές: η μια είναι μέσω της εντολής `display`, όπου εμφανίζονται μόνο τα αποτελέσματα και με τη σειρά που έχει επιλέξει ο χρήστης, ενώ η άλλη είναι η προ-εγκατεστημένη, όπου εμφανίζονται τα αποτελέσματα με τέσσερις παραμέτρους: την ελάχιστη τιμή της μεταβλητής “LOWER”, την μέγιστη “UPPER”, την τιμή που τελικά έλαβε η μεταβλητή “LEVEL”, καθώς και την τιμή “MARGINAL”, η οποία εκφράζει την ευαισθησία των μεταβλητών (Σχήματα 4.7 και 4.8).

		VAR voltage			
		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
	g1 .k0	0.900	0.980	1.100	NA
	g2 .k0	0.900	0.963	1.100	NA
	g3 .k0	0.900	0.975	1.100	NA
	g4 .k0	0.900	0.953	1.100	NA
	g5 .k0	0.900	1.026	1.100	NA
	g6 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g7 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g8 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g9 .k0	0.900	1.009	1.100	NA
	g10 .k0	0.900	1.000	1.100	NA
	g11 .k0	0.900	1.093	1.100	NA
	g12 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g13 .k0	0.900	1.092	1.100	NA
	g14 .k0	0.900	1.002	1.100	NA
	g15 .k0	0.900	1.015	1.100	NA
	g16 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g17 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g18 .k0	0.900	1.008	1.100	NA
	g19 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	g20 .k0	0.900	1.100	1.100	NA
	1012.k0	0.900	0.983	1.100	NA
	1013.k0	0.900	0.948	1.100	NA
	1014.k0	0.900	0.908	1.100	NA
	1021.k0	0.900	0.929	1.100	NA
	1022.k0	0.900	0.985	1.100	NA
	1042.k0	0.900	1.080	1.100	NA
	1043.k0	0.900	1.091	1.100	NA
	2032.k0	0.900	1.092	1.100	NA

Σχήμα 4.7: Η έξοδος όπως αποτυπώνεται με την προκαθορισμένη μέθοδο

Variable	Value
g1	.1012
g2	.1013
g3	.1014
g4	.1021
g5	.1022
g6	.1042
k0	0.799

Σχήμα 4.8: Η έξοδος όπως αποτυπώνεται με το display

### 4.3 Το λογισμικό MATLAB

Το MATLAB είναι μια υψηλού επιπέδου γλώσσα τεχνικού προγραμματισμού, που χρησιμοποιείται πάρα πολύ στον ακαδημαϊκό χώρο. Το όνομά του προέρχεται από τις λέξεις MATrix LABoratory. Το MATLAB είναι από τα πιο δημοφιλή λογισμικά στον ακαδημαϊκό χώρο. Το MATLAB έχει τη δυνατότητα να συνδεθεί με πολλά λογισμικά, όπως το GAMS, καθώς και να διαβάζει δεδομένα από αρχεία, όπως το excel, κάτι το οποίο του δίνει πολύ μεγάλες δυνατότητες.

Το λογισμικό MATLAB δίνει την δυνατότητα στον χρήστη να ορίσει μια συνάρτηση μεταφοράς μετασηματισμένη κατά Laplace, εισάγοντας τους πόλους και τα μηδενικά της, χωρίς να χρειάζεται ο μηχανικός να κάνει τη χρονοβόρα διαδικασία του αντίστροφου μετασηματισμού, διαδικασία η οποία σε περίπτωση συνάρτησης μεταφοράς υψηλού βαθμού χωρίς να είναι παραγοντοποιημένη θα απαιτούσε τον ξεχωριστό υπολογισμό των ριζών των πολωνύμων και, στη συνέχεια, ξεχωριστό κώδικα προκειμένου να σχεδιαστεί η χρονική απόκριση του συστήματος.

Η διαδικασία που ακολουθήθηκε είναι η παρακάτω:

- Δημιουργήθηκε το αρχείο excel με τις δυναμικές παραμέτρους του συστήματος.
- Με χρήση της εντολής xlsread γίνεται ανάγνωση των παραμέτρων από το αρχείο εισόδου. Στα ορίσματα μπαίνουν το όνομα του αρχείου και το εύρος που θα διαβάσει από το excel (Σχήμα 4.9).

```

disturbance=0.09;
fullpath = ['C:\Users\aleksandros\Desktop\diplomatiki\118dynamicdata', '\', '118dynamicdata0%.xlsx'];
b1 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'F57:F57');
b2 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'Q57:Q57');
b3 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'AB57:AB57');
b4 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'P75:P75');
c1 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'E57:E57');
c2 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'P57:P57');
c3 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'AA57:AA57');
c4 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'O75:O75');
mt1 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'I57:I57');
mt2 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'T57:T57');
mt3 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'AE57:AE57');
mt4 = xlsread('118dynamicdata0%.xlsx', 'S75:S75');

```

Σχήμα 4.9: Η εντολή xlsread

- Με την εντολή tf ορίζουμε την συνάρτηση μεταφοράς: το πρώτο όρισμα είναι τα μηδενικά της συνάρτησης μεταφοράς και το δεύτερο όρισμα είναι οι πόλοι (Σχήμα 4.10).
- Η εντολή step χρησιμοποιείται για να σχεδιαστεί η χρονική απόκριση, όταν η είσοδος είναι η βηματική συνάρτηση (Σχήμα 4.10).

```

sys1=tf([10 1],[1 b1 c1]);
[y1,T]=step(-disturbance*50*(mt1)*sys1+50);
a1=plot(T,y1); M1 = "FR";
title('response frequency constrain 0% with 20% disturbance')
ylabel("f(Hz)");
xlabel("t(s)");
grid on
hold on
sys2=tf([10 1],[1 b2 c2]);
[y2,T]=step(-disturbance*50*(mt2)*sys2+50);
a2=plot(T,y2); M2 = "DE";

```

Σχήμα 4.10: Οι εντολές tf και step





## **ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ**

### **5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας στα δίκτυα των 74 και των 118 ζυγών. Για κάθε δίκτυο παρουσιάζονται τρεις συνδυασμοί γεννητριών με βάση το μείγμα παραγωγής της Γαλλίας (France-FR), της Γερμανίας (Deutschland-DE) και της Ελλάδας (Greece-GR). Η Γαλλία έχει πολύ υψηλό ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος σε πυρηνική ενέργεια, ποσοστό που πλησιάζει το ήμισυ της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της Γαλλίας. Επίσης, η εγκατεστημένη ισχύς σε ΑΠΕ στη Γαλλία είναι πολύ χαμηλότερη σε σχέση με τη Γερμανία και την Ελλάδα. Το Γερμανικό σύστημα έχει το μεγαλύτερο ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ, ενώ το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος σε πυρηνική ενέργεια είναι 4%. Το Ελληνικό σύστημα έχει μία ενδιάμεση εγκατεστημένη ισχύ σε ΑΠΕ σε σχέση με τη Γερμανία και τη Γαλλία. Για τα τρία αυτά διαφορετικά ΣΗΕ μπορεί να γίνει σύγκριση αποτελεσμάτων, σε σχέση με την απόκριση συχνότητας. Σε κάθε περίπτωση χρησιμοποιείται βηματική διαταραχή, δηλαδή απότομη αύξηση της καταναλισκόμενης ισχύος. Αρχικά επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος, όπου εξετάζονται δύο διαφορετικές περιπτώσεις:

1. Χωρίς περιορισμούς συχνότητας
2. Με περιορισμούς συχνότητας όπου στη συνέχεια χρησιμοποιούνται δύο υποπεριπτώσεις με διαφορετικά μέτρα διαταραχών.

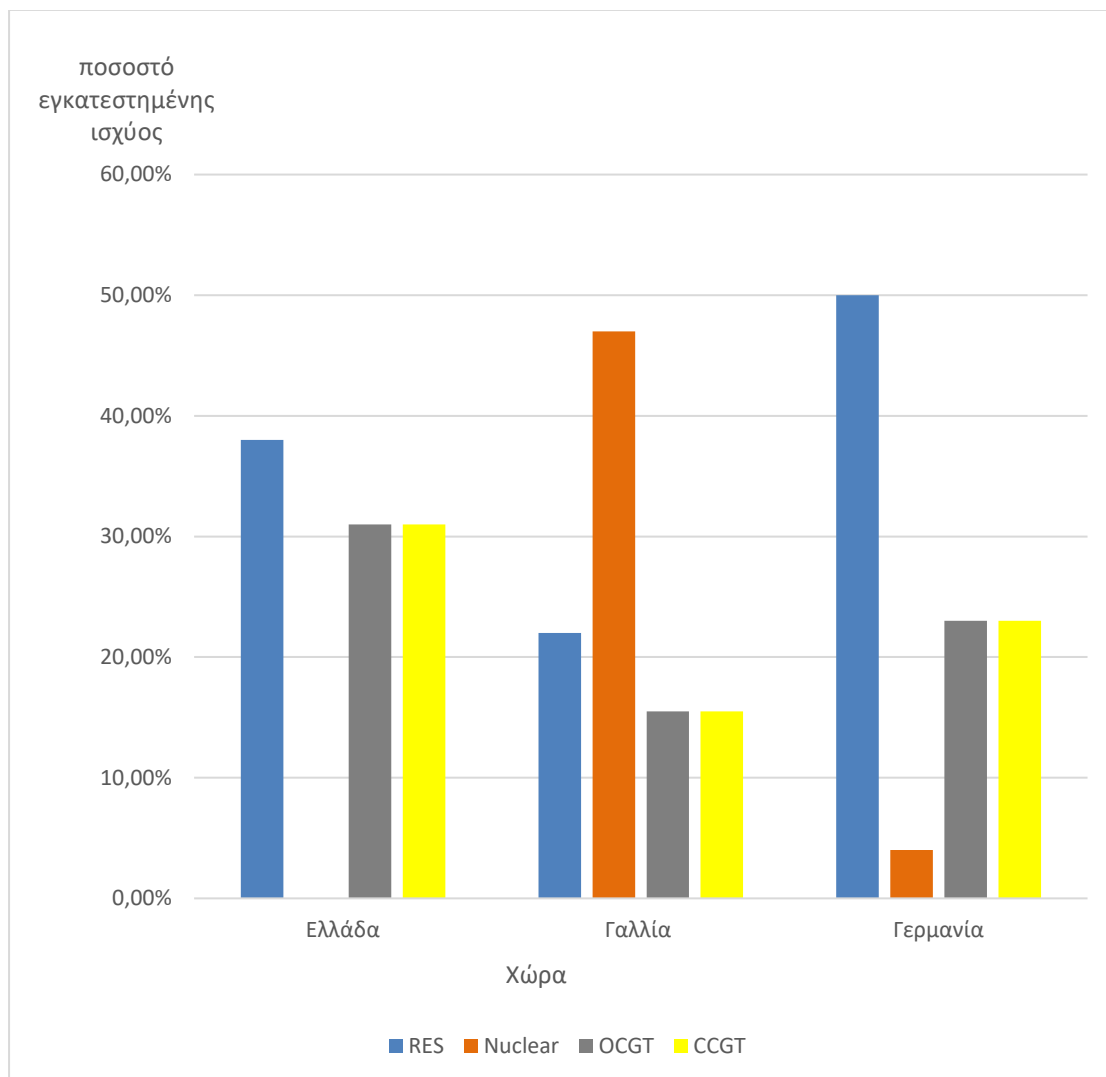
Με την χρήση των περιορισμών συχνότητας, γίνεται ουσιαστικά η απαιτούμενη δέσμευση των κατάλληλων μονάδων παραγωγής. Αυτό γίνεται ώστε το δίκτυο, μετά την διαταραχή, να είναι σε θέση να διατηρήσει την συχνότητα στα επιτρεπτά όρια. Επιπλέον εξετάζονται δύο βασικά σενάρια:

1. Χωρίς υποστήριξη συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ
2. Με υποστήριξη συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ (Virtual Synchronous Machine, VSM)

Στα αποτελέσματα παρουσιάζεται και συγκρίνεται το κόστος λειτουργίας, και οι μονάδες που έχουν δεσμευτεί σε κάθε περίπτωση. Στη συνέχεια, για κάθε περίπτωση, εξάγονται οι αντίστοιχες χρονικές αποκρίσεις με την βοήθεια του λογισμικού MATLAB.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα όρια συχνότητας. Οι τιμές αυτές δεν πρέπει να παραβιάζονται. Η τιμή της μέγιστης απόκλισης συχνότητας είναι 0,4 Hz, ο μέγιστος ρυθμός πτώσης της συχνότητας είναι 0,5 Hz/s και η αντίστοιχη τιμή του μόνιμου σφάλματος είναι ίση με 0,2 Hz [11].

Στο Σχήμα 5.1 παρουσιάζεται το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος για κάθε χώρα. Ο διαχωρισμός αυτός γίνεται γιατί ανάλογα με τον τύπο της μονάδας παραγωγής, και σκοπό έχει να γίνει διαχωρισμός σε σχέση με την αδράνεια. Έχει γίνει χρήση τεσσάρων διαφορετικών περιπτώσεων. Αυτές είναι ΑΠΕ (Renewable Energy Source, RES), πυρηνική ενέργεια (nuclear), αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου (Open Cycle Gas Turbine, OCGT), και αεριοστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT). Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής OCGT και CCGT έχει υπολογιστεί με την αφαίρεση των πυρηνικών μονάδων παραγωγής και των ΑΠΕ. Στον Πίνακα 5.1 παρουσιάζονται τα δυναμικά στοιχεία ανάλογα με τον τύπο της κάθε μονάδας παραγωγής.



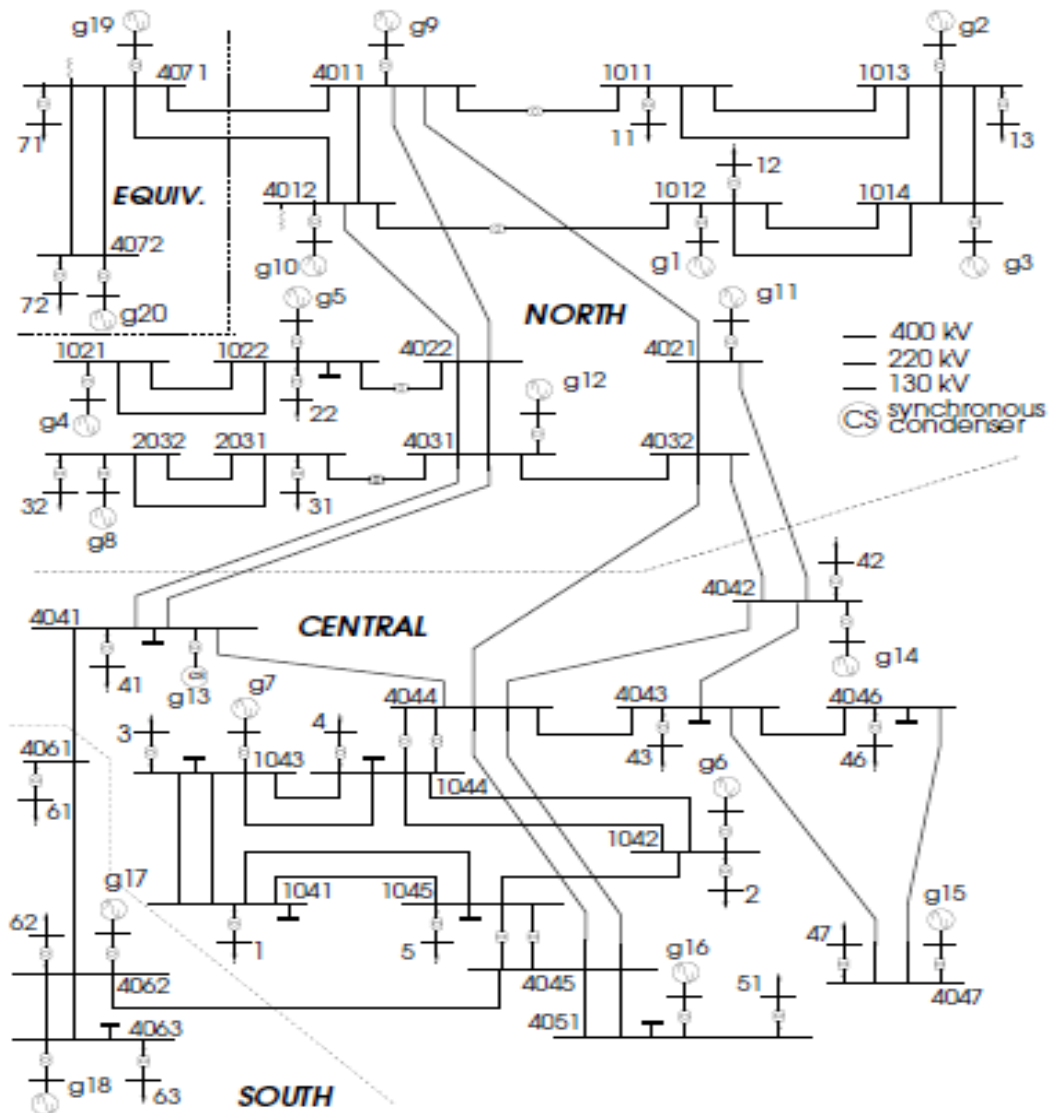
Σχήμα 5.1 Μείγμα παραγωγής ανά χώρα

**Πίνακας 5.1:** Δυναμικά στοιχεία ανάλογα με τον τύπο των γεννητριών [11]

Τύπος	<b>H [s]</b>	<b>K [pu]</b>	<b>F [pu]</b>	<b>R [pu]</b>	<b>D [pu]</b>
Nuclear	4,5	0,98	0,25	0,04	0,6
CCGT	7,5	1,1	0,15	0,01	0,6
OCGT	5,5	0,95	0,35	0,03	0,6
VSM	6,0	1,0	-	-	0,6
Droop	-	1,0	-	0,05	-

## 5.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ 74 ΖΥΓΩΝ

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αλλά και τα στοιχεία του δικτύου των 74 ζυγών. Αρχικά παρουσιάζονται τα δεδομένα του δικτύου. Στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται η τοπολογία του δικτύου ενώ στους Πίνακες 5.2 έως 5.6 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά του δικτύου, τα χαρακτηριστικά των γεννητριών, οι γεννήτριες για το δίκτυο της Γαλλίας, οι γεννήτριες για το δίκτυο της Γερμανίας, και οι γεννήτριες για το δίκτυο της Ελλάδας, αντίστοιχα. Πρέπει να αναφερθεί πως για τις ανάγκες της εργασίας αυτής έχει γίνει χρήση του 72% της ισχύος του κάθε φορτίου, μόνο για το δίκτυο των 74 ζυγών. Αυτή η τροποποίηση έγινε επειδή, σε αντίθετη περίπτωση οι γεννήτριες έπρεπε να είναι σχεδόν όλες σε λειτουργία, προκειμένου να μπορούν να καλυφθούν οι ανάγκες των φορτίων. Κάτι τέτοιο θα οδηγούσε σχεδόν όλες τις μονάδες παραγωγής να είναι σε λειτουργία, ανεξάρτητα από τους περιορισμούς συχνότητας.



Σχήμα 5.2: Τοπολογία δικτύου 74 ζυγών (Nordic 32)

**Πίνακας 5.2 :** Χαρακτηριστικά δικτύου 74 ζυγών (Nordic 32)

<b>Nordic 32</b>	
<b>Στοιχείο</b>	<b>Αριθμός</b>
Ζυγοί	74
Φορτία	22
Γεννήτριες	20
Γραμμές	37
Αντισταθμιστές Αέργου Ισχύος	11
Μ/Σ	48
Βασική ισχύς	1000 MVA

**Πίνακας 5.3 :** Χαρακτηριστικά γεννητριών δικτύου 74 ζυγών

Γεννήτρια	a (m.u/MW <sup>2</sup> )	b (m.u/MW)	c (m.u)	P <sub>max</sub> (MW)	Q <sub>max</sub> (MW)
g1	0,20	1	5	760,0	249,76
g2	0,10	0,7	10	570,0	187,32
g3	0,05	0,5	20	665,0	218,54
g4	0,15	0,6	15	570,0	187,32
g5	0,10	0,7	10	237,5	78,05
g6	0,15	0,6	15	360,0	174,32
g7	0,10	0,7	10	180,0	87,16
g8	0,15	0,6	15	807,5	265,37
g9	0,05	0,5	20	950,0	312,2
g10	0,20	1	5	760,0	249,76
g11	0,15	0,6	15	285,0	93,66
g12	0,05	0,5	20	332,5	109,27
g13	0,10	0,7	0	0	130,74
g14	0,20	0,4	5	630,0	305,06
g15	0,10	0,5	20	1080,0	522,96
g16	0,20	1	5	630,0	305,06
g17	0,15	0,6	15	540,0	261,48
g18	0,10	0,7	10	1080,0	522,96
g19	0,05	0,5	20	475,0	156,1
g20	0,20	1	5	4275,0	1404,9

**Πίνακας 5.4 :** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γαλλίας, για το δίκτυο των 74 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας.

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
RES	g1	0,60	0,03	0,00	1,00
RES	g2	0,45	0,02	0,00	0,75
CCGT	g3	0,61	0,03	0,72	4,81
OCGT	g4	0,41	0,02	0,42	1,19
CCGT	g5	0,22	0,01	0,26	1,72
CCGT	g6	0,33	0,01	0,39	2,61
OCGT	g7	0,13	0,01	0,13	0,38
CCGT	g8	0,74	0,03	0,88	5,84
RES	g9	0,75	0,04	0,44	1,25
OCGT	g10	0,55	0,03	0,55	1,58
OCGT	g11	0,21	0,01	0,21	0,59
CCGT	g12	0,31	0,01	0,36	2,41
-	g13	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear	g14	0,37	0,02	0,25	1,02
RES	g15	0,85	0,04	0,21	1,42
OCGT	g16	0,46	0,02	0,46	1,31
Nuclear	g17	0,32	0,02	0,22	0,87
Nuclear	g18	0,64	0,04	0,44	1,74
Nuclear	g19	0,28	0,02	0,19	0,77
CCGT	g20	2,53	0,17	1,72	6,89
	Σύνολο	10,77	0,60	7,85	38,14

**Πίνακας 5.5 :** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γερμανίας, για το δίκτυο των 74 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας.

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
RES	g1	0,60	0,03	0,00	1,00
RES	g2	0,45	0,02	0,00	0,75
OCGT	g3	0,48	0,03	0,48	1,39
RES	g4	0,45	0,02	0,00	0,75
RES	g5	0,19	0,01	0,00	0,31
OCGT	g6	0,26	0,01	0,26	0,75
OCGT	g7	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g8	0,64	0,03	0,00	1,06
OCGT	g9	0,69	0,04	0,69	1,98
OCGT	g10	0,55	0,03	0,55	1,58
OCGT	g11	0,21	0,01	0,21	0,59
RES	g12	0,26	0,01	0,00	0,44
RES	g13	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear	g14	0,37	0,02	0,25	1,02
RES	g15	0,85	0,04	0,00	1,42
RES	g16	0,50	0,02	0,00	0,83
RES	g17	0,43	0,02	0,00	0,71
RES	g18	0,85	0,04	0,00	1,42
RES	g19	0,38	0,02	0,00	0,63
CCGT	g20	3,94	0,17	4,64	30,94
	Σύνολο	12,22	0,60	7,23	47,94

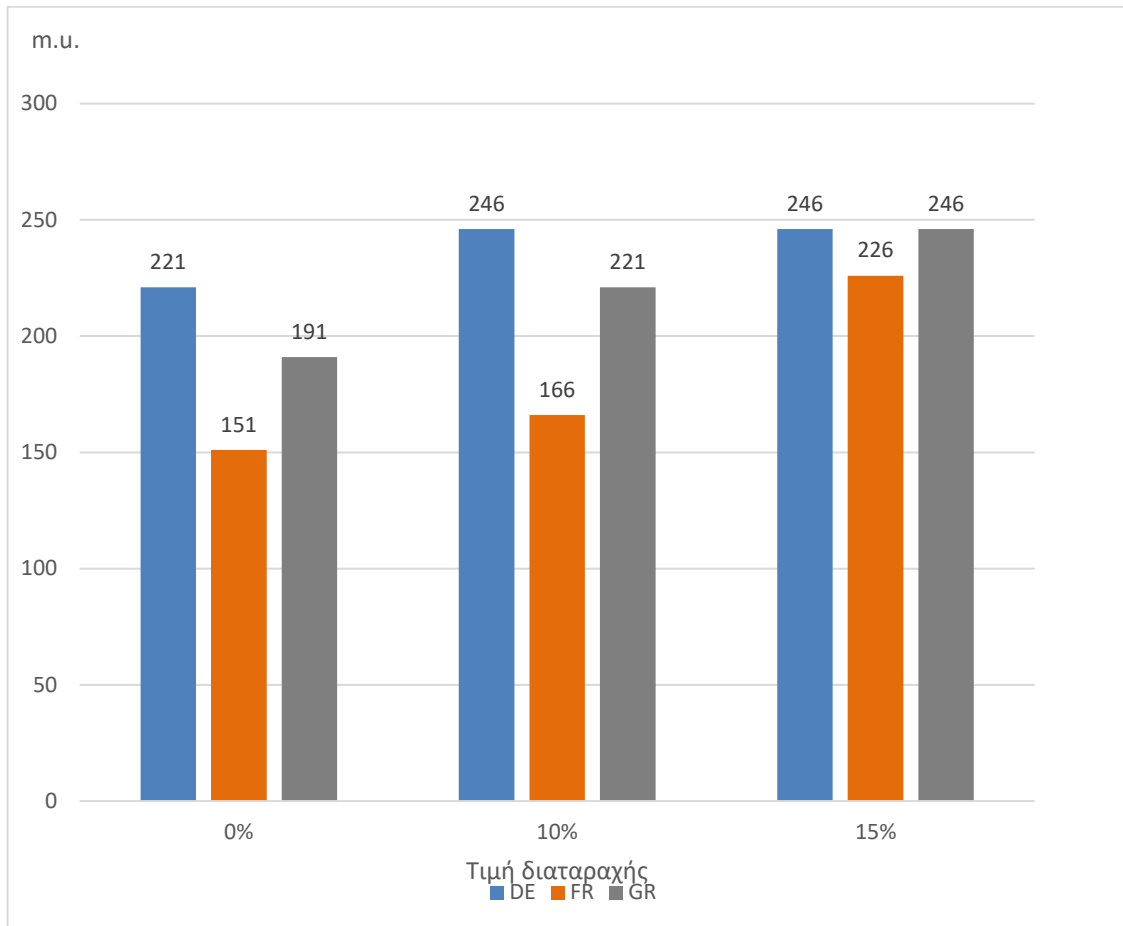
**Πίνακας 5.6 :** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Ελλάδας, για το δίκτυο των 74 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
RES	g1	0,60	0,03	0,00	1,00
RES	g2	0,45	0,02	0,00	0,75
OCGT	g3	0,48	0,03	0,48	1,39
RES	g4	0,45	0,02	0,00	0,75
OCGT	g5	0,17	0,01	0,17	0,49
OCGT	g6	0,26	0,01	0,26	0,75
OCGT	g7	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g8	0,58	0,03	0,59	1,68
RES	g9	0,75	0,04	0,00	1,25
RES	g10	0,60	0,03	0,00	1,00
OCGT	g11	0,21	0,01	0,21	0,59
OCGT	g12	0,24	0,01	0,24	0,69
-	g13	0,00	0,00	0,00	0,00
OCGT	g14	0,46	0,02	0,46	1,31
RES	g15	0,85	0,04	0,00	1,42
OCGT	g16	0,46	0,02	0,46	1,31
OCGT	g17	0,39	0,02	0,39	1,13
RES	g18	0,85	0,04	0,00	1,42
CCGT	g19	0,44	0,02	0,52	3,44
CCGT	g20	3,94	0,17	4,64	30,94
	Σύνολο	12,31	0,60	8,56	51,69

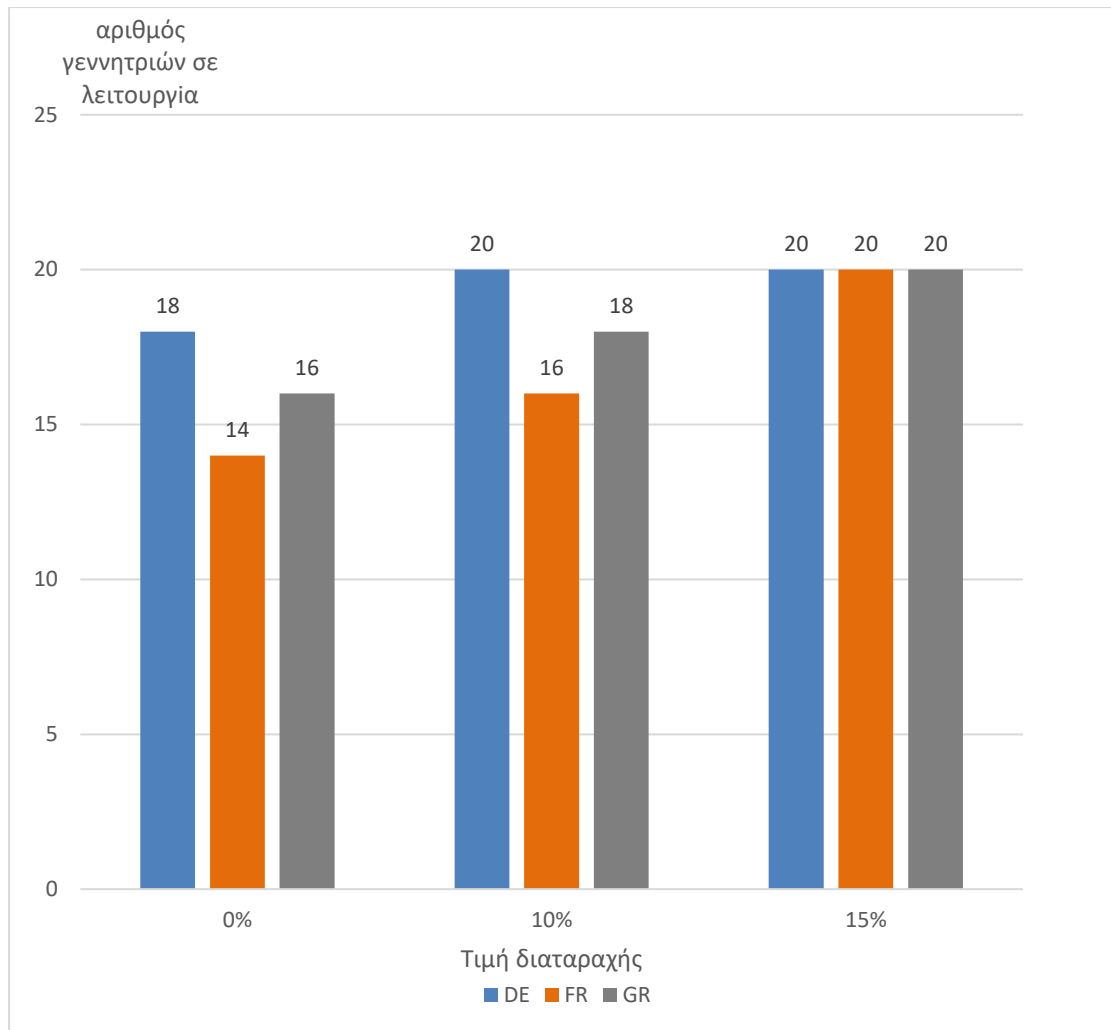


### 5.2.1 Αποτελέσματα δικτύου 74 ζυγών χωρίς VSM

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του δικτύου των 74 ζυγών για διαταραχή φορτίου 0%, 10% και 15% χωρίς υποστήριξη της συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ. Για παράδειγμα, διαταραχή φορτίου 10% σημαίνει απότομη αύξηση του φορτίου κατά 10%, σε σχέση με το συνολικό αρχικό φορτίο ενός δικτύου. Στα Σχήματα 5.3 και 5.4 παρουσιάζεται το κόστος λειτουργίας και οι μονάδες που είναι σε λειτουργία, αντίστοιχα.

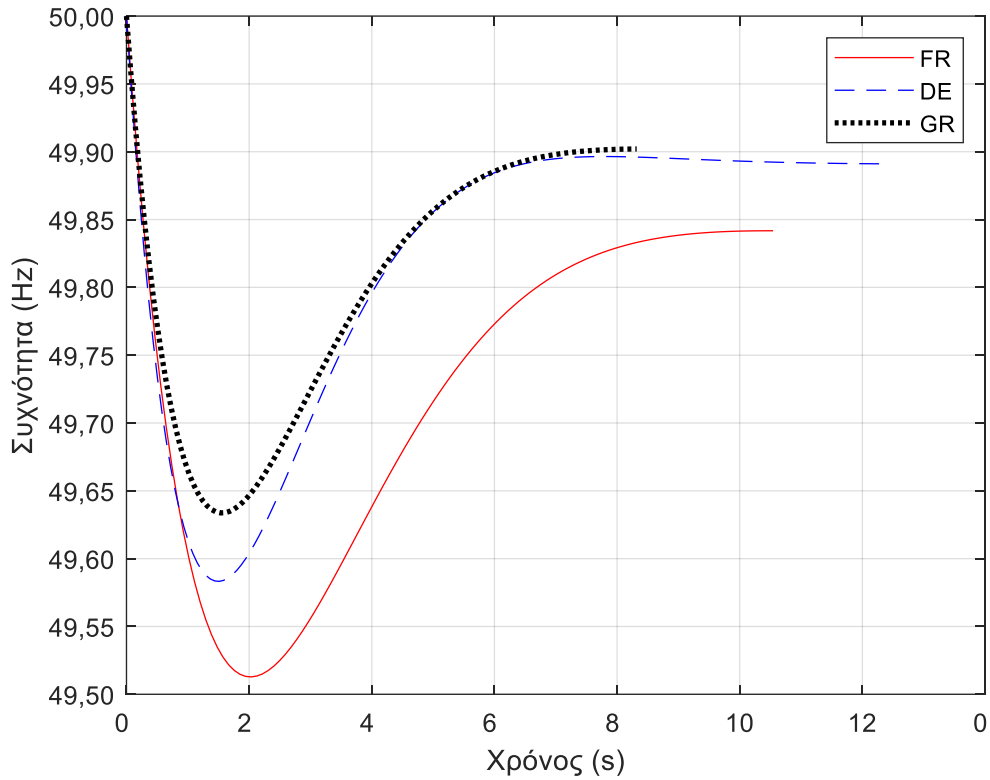


Σχήμα 5.3: Κόστος λειτουργίας δικτύου 74 ζυγών

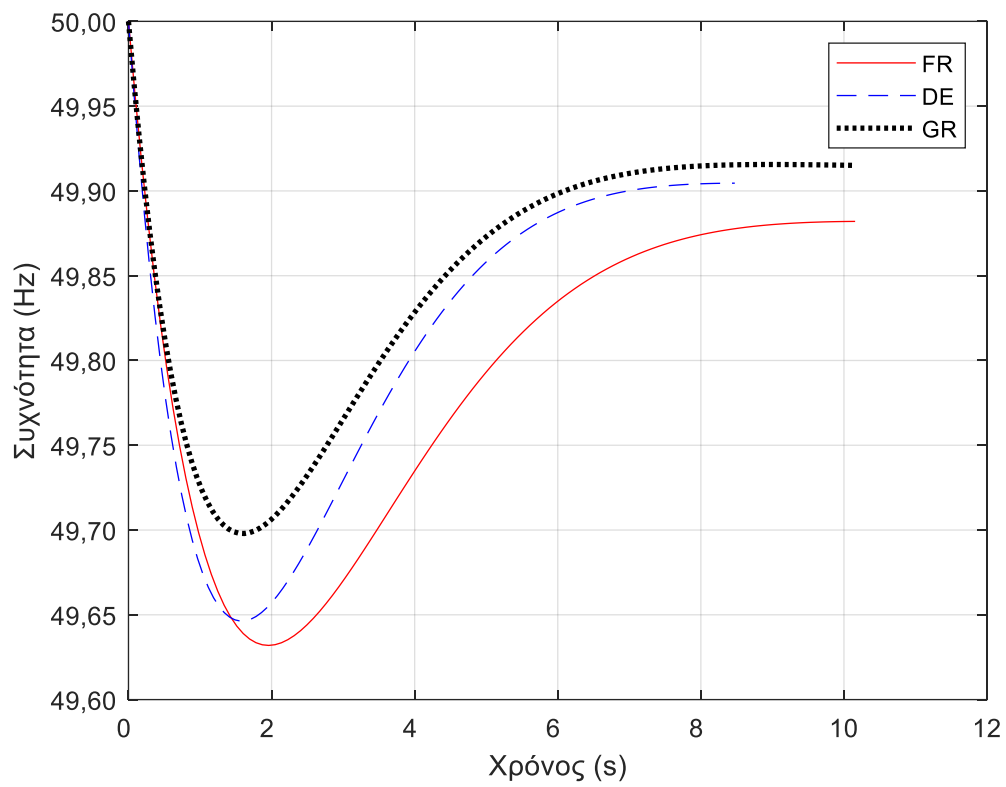


**Σχήμα 5.4:** Αριθμός μονάδων που έχουν δεσμευτεί για το δίκτυο των 74 ζυγών

Στα Σχήματα 5.5 και 5.6 φαίνονται οι αποκρίσεις συχνότητας με 0% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή (Σχήμα 5.5) και 15% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή (Σχήμα 5.6), αντίστοιχα. Ουσιαστικά οι περιορισμοί συχνότητας έχουν χρησιμοποιηθεί στο πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος για να δεσμευτούν οι απαιτούμενες μονάδες ώστε το δίκτυο να μπορέσει να ανταποκριθεί στην διαταραχή.

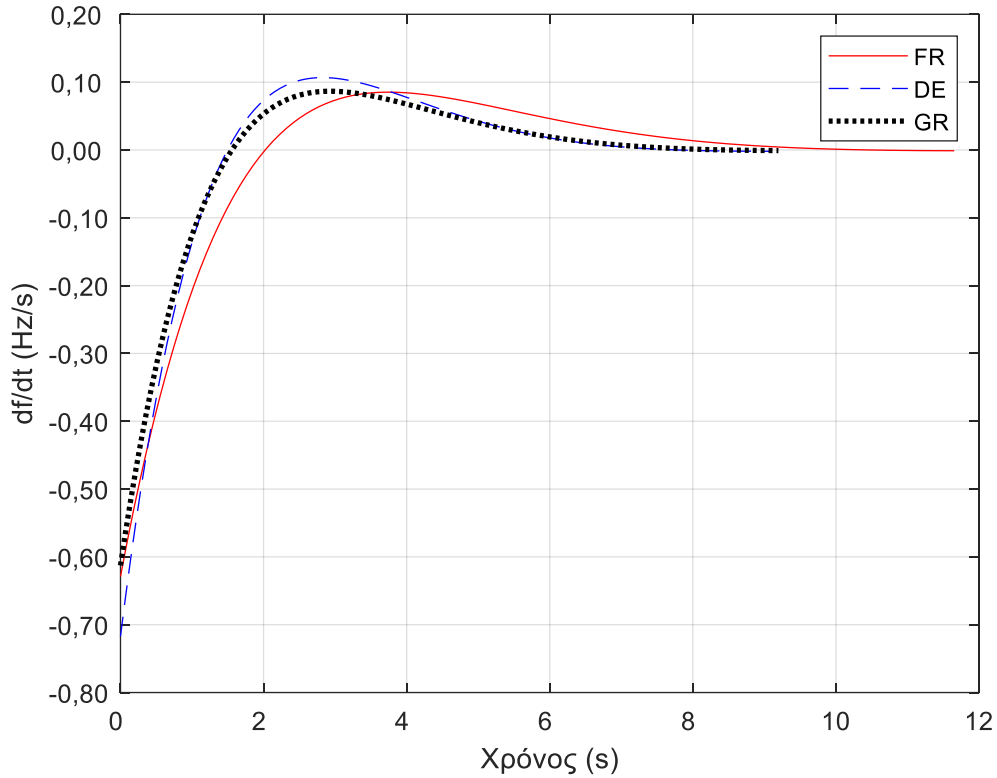


**Σχήμα 5.5:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 74 ζυγών χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%

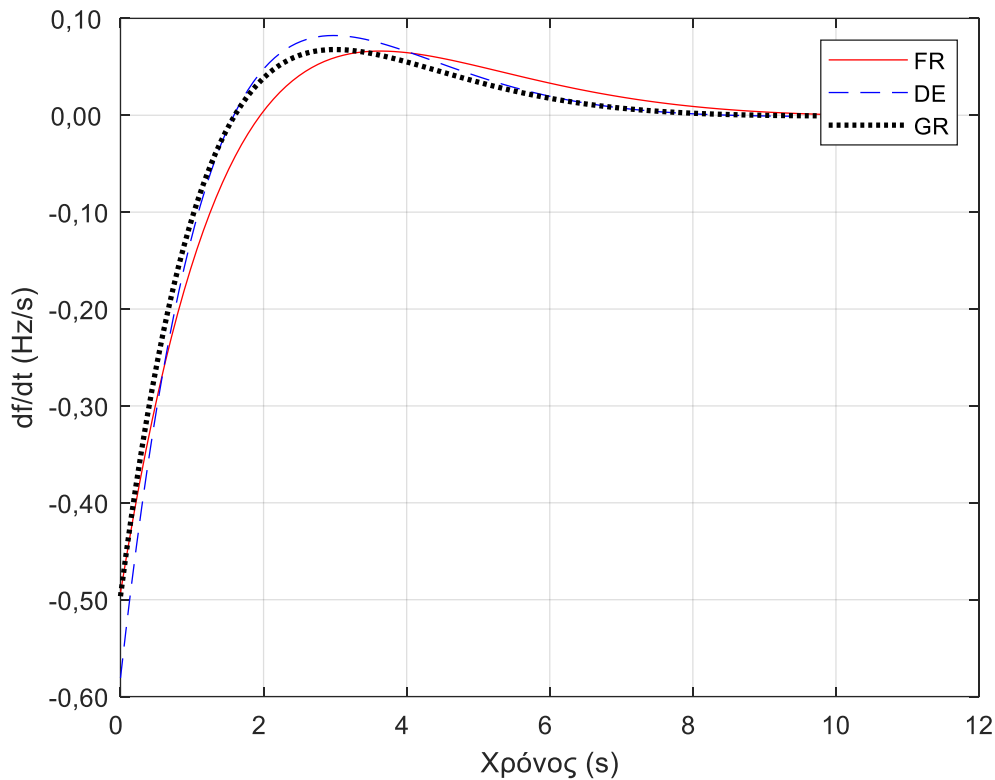


**Σχήμα 5.6:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 74 ζυγών με περιορισμούς 15% συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%

Στο Σχήμα 5.7 φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 0% και διαταραχή 15%. Στο Σχήμα 5.8 φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 15% και διαταραχή 15%. Ουσιαστικά οι περιορισμοί συχνότητας έχουν χρησιμοποιηθεί στο πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος για να δεσμευτούν οι απαιτούμενες μονάδες ώστε το δίκτυο να μπορέσει να ανταποκριθεί στην διαταραχή.



**Σχήμα 5.7:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 74 ζυγών χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%



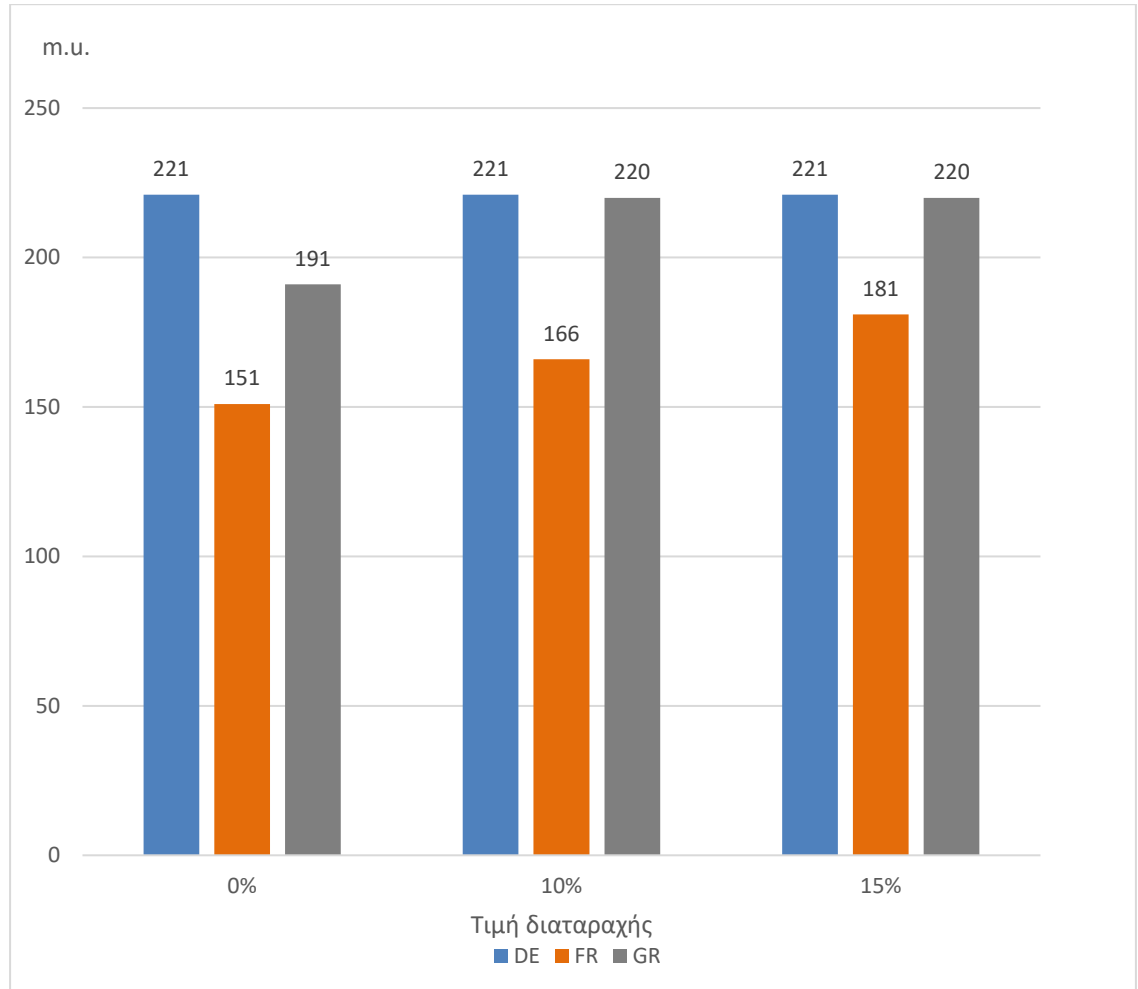
**Σχήμα 5.8:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 74 ζυγών με περιορισμούς συχνότητας 15% και με διαταραχή φορτίου 15%

Στο Σχήμα 5.3 φαίνεται το κόστος λειτουργίας του δικτύου 74 ζυγών, ανάλογα με το ποσοστό της διαταραχής, αλλά και την χώρα. Μονάδα μέτρησης είναι οι χρηματικές μονάδες (money units, mu). Στα σχήματα φαίνεται ξεκάθαρα η αύξηση του κόστους, και των μονάδων παραγωγής που είναι σε δέσμευση, σε σχέση με την αύξηση της διαταραχής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πρέπει να δεσμευτούν παραπάνω μονάδες για την υποστήριξη της συχνότητας. Η δεύτερη παρατήρηση έχει να κάνει με την αύξηση του κόστους σε σχέση με τα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ. Επειδή οι μονάδες ΑΠΕ πρέπει να παρέχουν το σύνολο της παραγωγής τους, δεν υπάρχει η δυνατότητα καλύτερης κατανομής της παραγωγής. Επίσης, οι μονάδες αυτές είναι περιορισμένες σε σχέση με την παραγωγή αέργου ισχύος. Επομένως, όταν υπάρχει υψηλή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, προκειμένου να μπορέσει να καλυφθεί το φορτίο με άεργο ισχύ, θα πρέπει να τεθούν σε λειτουργία και συμβατικές μονάδες.

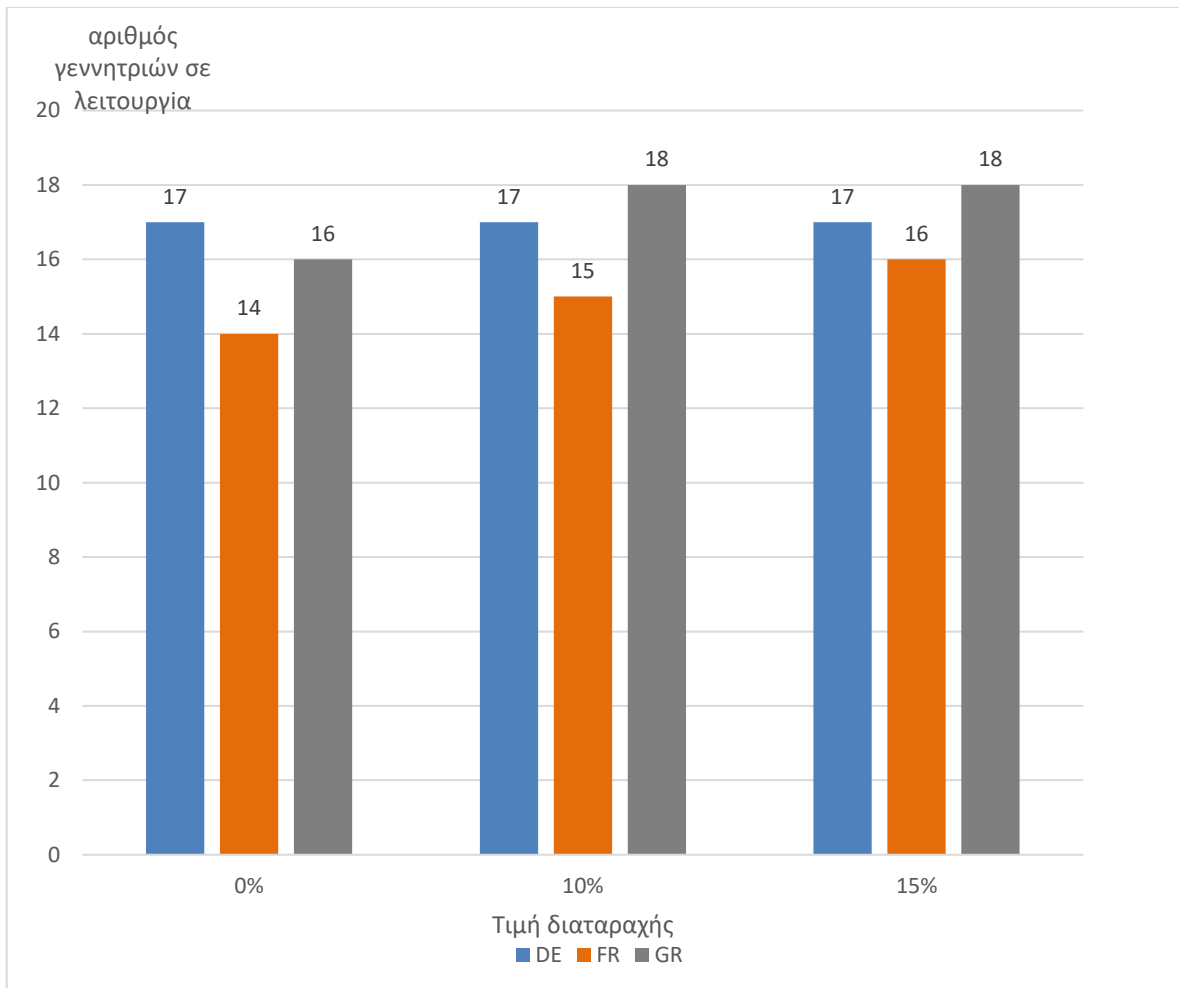
Στα Σχήματα 5.5 και 5.6, αντίστοιχα, φαίνεται η χρονική απόκριση της συχνότητας. Στο Σχήμα 5.5 φαίνεται η παραβίαση που έχει γίνει και αφορά την ελάχιστη συχνότητα, για την περίπτωση της Γερμανίας και της Γαλλίας. Παραβίαση έχει γίνει και στον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας, σε όλα τα ΣΗΕ (Σχήμα 5.7). Στο Σχήμα 5.6, φαίνεται η απόκριση της συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή, δεν παραβιάζεται το όριο της ελάχιστης συχνότητας (το οποίο είναι 49,6 Hz). Στο Σχήμα 5.8, φαίνεται ο ρυθμός αλλαγής συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή, το μόνο ΣΗΕ που παραβιάζει το όριο είναι της Γερμανίας (το όριο είναι ίσο με 0,5 Hz/s).

### 5.2.2 Αποτελέσματα δικτύου 74 ζυγών με VSM

Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του δικτύου των 74 ζυγών για 0%, 10% και 15% διαταραχή φορτίου με την προσφορά των ΑΠΕ στην δυναμική του συστήματος. Για παράδειγμα, διαταραχή φορτίου 10% σημαίνει απότομη αύξηση του φορτίου κατά 10% σε σχέση με το στιγμιαίο φορτίο. Στα Σχήματα 5.9 και 5.10, παρουσιάζεται το κόστος λειτουργίας, αλλά και οι μονάδες που είναι σε λειτουργία, αντίστοιχα.



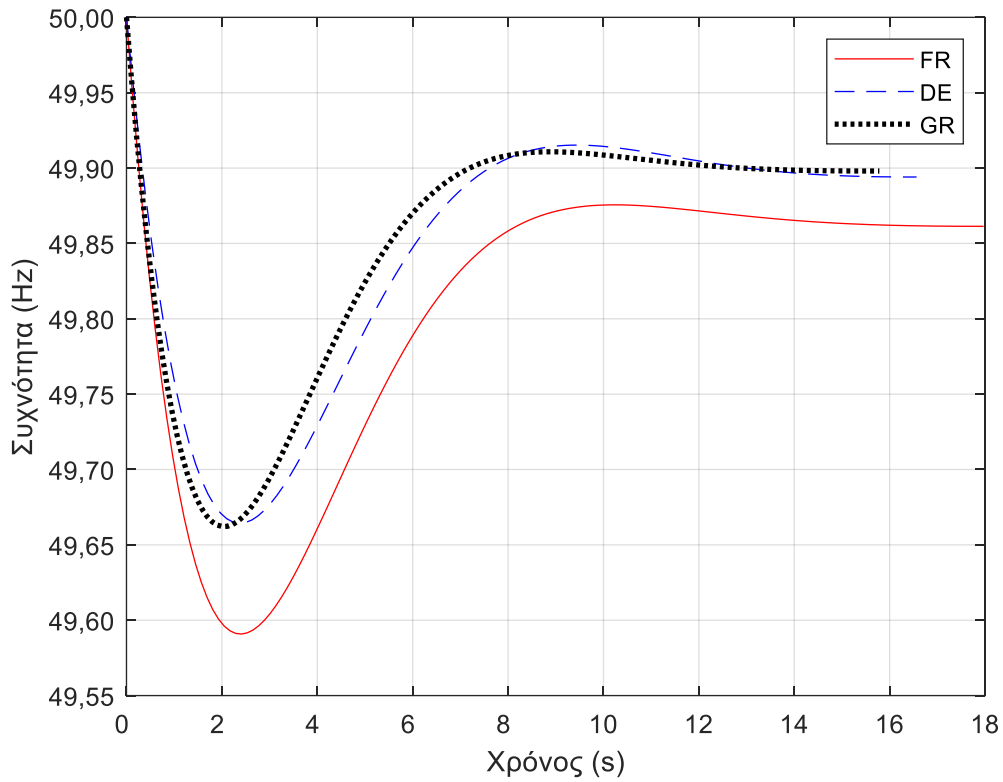
**Σχήμα 5.9:** Κόστος λειτουργίας δικτύου 74 ζυγών με VSM



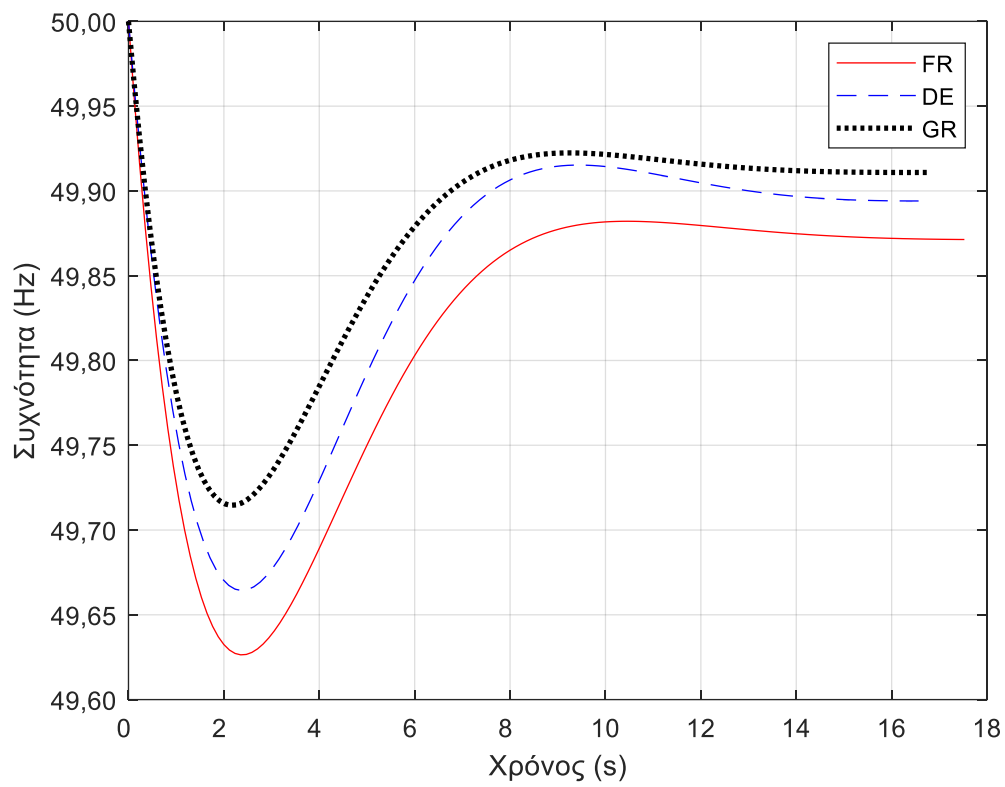
**Σχήμα 5.10:** Αριθμός μονάδων που έχουν δεσμευτεί στο δίκτυο 74 ζυγών με VSM



Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι αποκρίσεις συχνότητας με 0% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή (Σχήμα 5.11) και 15% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή (Σχήμα 5.12), αντίστοιχα.

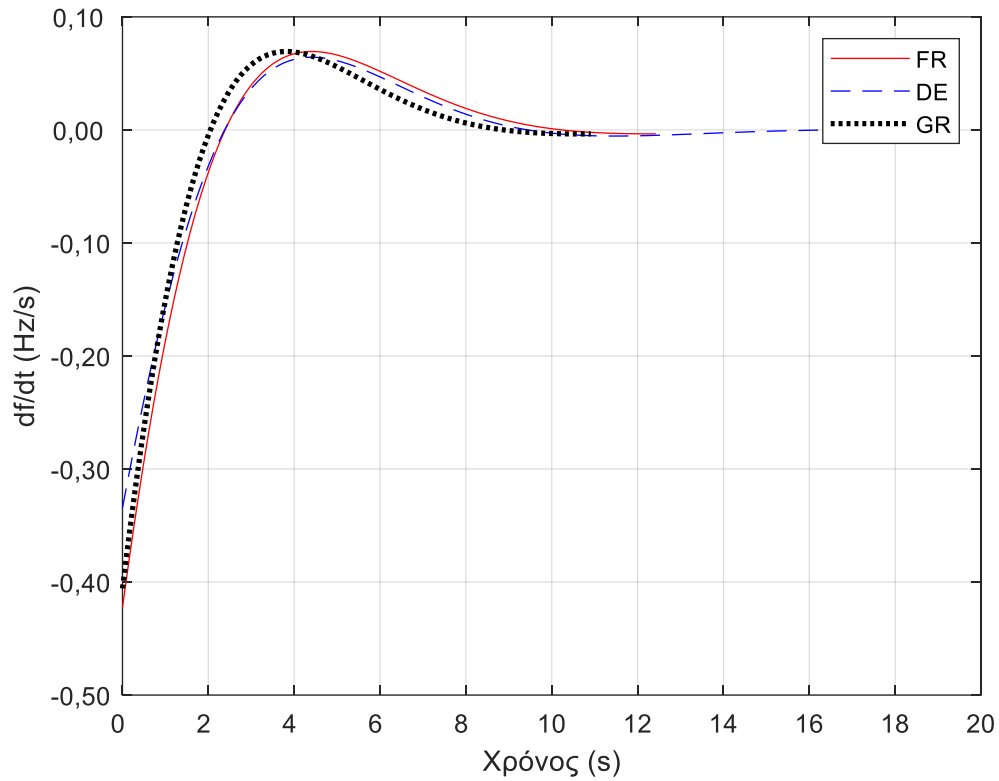


**Σχήμα 5.11:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 74 ζυγών με VSM χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%

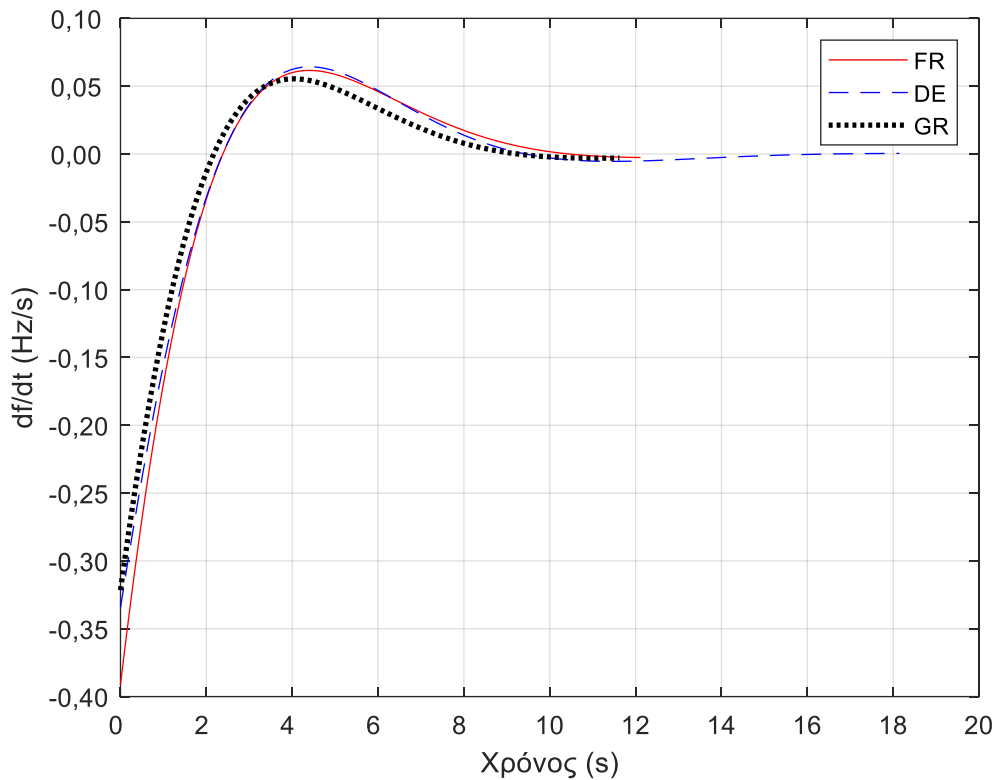


**Σχήμα 5.12:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 74 ζυγών με VSM, με περιορισμούς 15% συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με 0% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή (Σχήμα 5.13) και 15% περιορισμούς συχνότητας και 15% διαταραχή αντίστοιχα (Σχήμα 5.14).



**Σχήμα 5.13:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 74 ζυγών με VSM χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 15%



**Σχήμα 5.14:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 74 ζυγών με VSM με περιορισμούς συχνότητας 15% και με διαταραχή φορτίου 15%

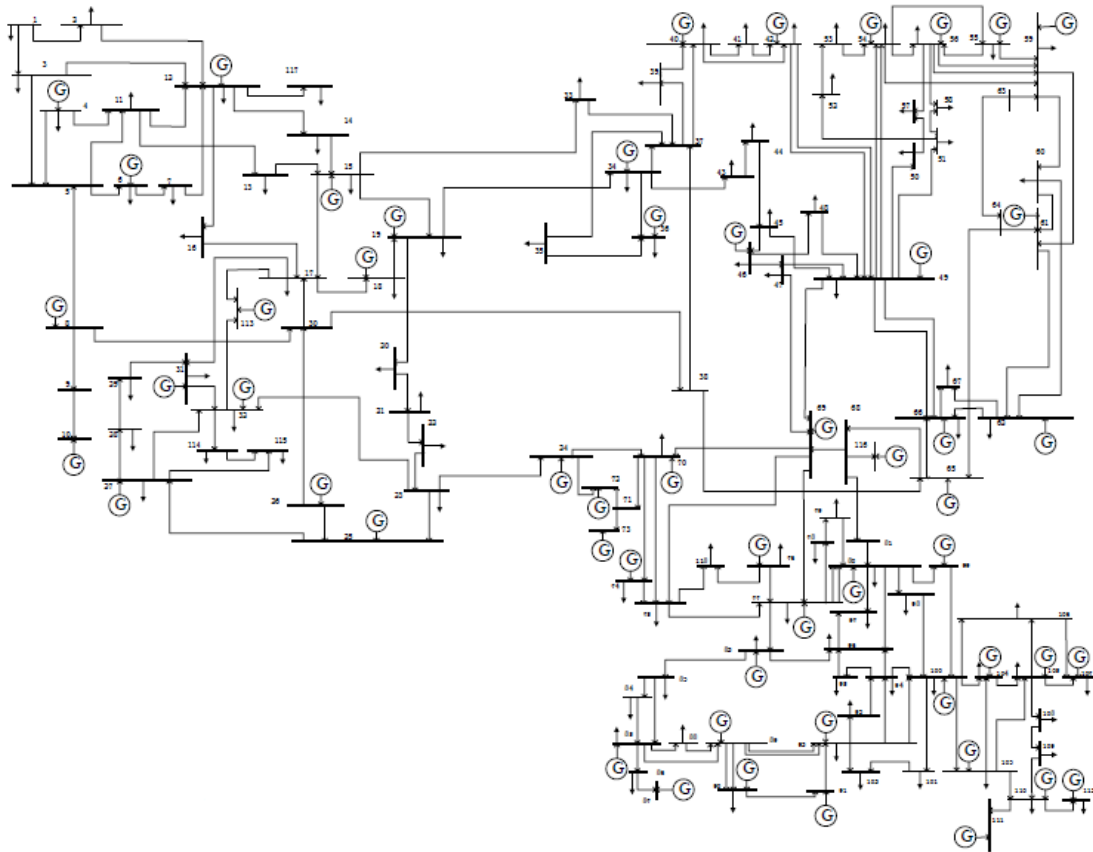
Στο Σχήμα 5.9, φαίνεται το κόστος λειτουργίας του δικτύου 74 ζυγών, ανάλογα με το ποσοστό της διαταραχής, αλλά και τη χώρα. Μονάδα μέτρησης είναι οι χρηματικές μονάδες (money units, mu). Στον Πίνακα 5.9, φαίνεται η αύξηση του κόστους σε σχέση με την αύξηση της διαταραχής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πρέπει να δεσμευτούν παραπάνω μονάδες για την υποστήριξη της συχνότητας. Σε αυτή την ενότητα, που έγινε χρήση VSM, το κόστος λειτουργίας στο ΣΗΕ της Γερμανίας είναι σταθερό σε όλες τις περιπτώσεις, όπως και οι μονάδες παραγωγής που είναι σε δέσμευση. Ενώ στο ΣΗΕ της Ελλάδας, το κόστος λειτουργίας και οι μονάδες παραγωγής που είναι σε δέσμευση, είναι ίδια για 10% και 15% διαταραχή, αντίστοιχα. Η δεύτερη παρατήρηση έχει να κάνει με την αύξηση του κόστους, και των μονάδων παραγωγής που είναι σε δέσμευση σε σχέση με τα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ. Επειδή οι μονάδες ΑΠΕ πρέπει να παρέχουν το σύνολο της παραγωγής τους, δεν υπάρχει η δυνατότητα καλύτερης κατανομής της παραγωγής. Επίσης, οι μονάδες αυτές είναι περιορισμένες σε σχέση με την παραγωγή αέργου ισχύος. Επομένως, όταν υπάρχει υψηλή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, προκειμένου να μπορέσει να καλυφθεί το φορτίο με άεργο ισχύ, θα πρέπει να τεθούν σε λειτουργία και συμβατικές μονάδες.

Στα Σχήματα 5.11 και 5.12, αντίστοιχα, φαίνεται η χρονική απόκριση της συχνότητας. Στο Σχήμα 5.11, φαίνεται η παραβίαση που έχει γίνει και αφορά την ελάχιστη συχνότητα, και για την περίπτωση της Ελλάδας, αλλά και για την περίπτωση της Γαλλίας. Παραβίαση δεν έχει γίνει στον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας, σε κανένα από τα ΣΗΕ (Σχήμα 5.13). Στο Σχήμα 5.12, φαίνεται η απόκριση της συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή, δεν παραβιάζεται το όριο της ελάχιστης συχνότητας (το οποίο είναι 49,6 Hz). Τέλος, στο Σχήμα 5.14, φαίνεται ο

ρυθμός αλλαγής συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή, όπως και στην προηγούμενη, σε κανένα ΣΗΕ δεν παραβιάζεται το όριο του ρυθμού αλλαγής της συχνότητας (το όριο είναι ίσο με 0,5 Hz/s).

### 5.3 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ 118 ΖΥΓΩΝ

Σε αυτή την παράγραφο, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και τα στοιχεία του δικτύου των 118 ζυγών. Αρχικά, παρουσιάζονται τα δεδομένα του δικτύου. Στο Σχήμα 5.1, παρουσιάζεται η τοπολογία του δικτύου, ενώ, στους Πίνακες 5.7 έως 5.11, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά του δικτύου, τα χαρακτηριστικά των γεννητριών, οι γεννήτριες για το δίκτυο της Γαλλίας, οι γεννήτριες για το δίκτυο της Γερμανίας, και οι γεννήτριες για το δίκτυο της Ελλάδας, αντίστοιχα.



Σχήμα 5.15: Τοπολογία δικτύου 118 ζυγών

**Πίνακας 5.7:** Χαρακτηριστικά δικτύου 118 ζυγών

IEEE118	
Στοιχείο	Αριθμός
Φορτία	91
Γεννήτριες	54
Βασική ισχύς	100 MVA
Ζυγοί	118
Γραμμές	179

**Πίνακας 5.8:** Χαρακτηριστικά γεννητριών δικτύου 118 ζυγών

Γεννήτρια	$\alpha$ (m.u/MW <sup>2</sup> )	b (m.u/MW)	c (m.u)	Pmax (MW)	Qmax (MW)	Pmin (MW)	Qmin (MW)
g1	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	5	-300
g2	0,069663	26,2438	37,67	30,00	50,00	5	-13
g3	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	5	-300
g4	0,010875	12,8875	6,78	500,00	200,00	150	-147
g5	0,010875	12,8875	6,78	300,00	120,00	100	-35
g6	0,069663	26,2438	31,67	30,00	30,00	10	-10
g7	0,0128	17,82	10,15	100,00	50,00	25	-16
g8	0,069663	26,2438	31,67	30,00	24,00	5	-8
g9	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	5	-300
g10	0,010875	12,8875	6,78	300,00	140,00	100	-47
g11	0,003	10,76	32,96	350,00	1000,00	100	-1000
g12	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	8	-300
g13	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	8	-300

**Πίνακας 5.8:** Χαρακτηριστικά γεννητριών δικτύου 118 ζυγών (συνέχεια).

Γεννήτρια	$\alpha$ (m.u/MW <sup>2</sup> )	b (m.u/MW)	c (m.u)	P <sub>max</sub> (MW)	Q <sub>max</sub> (MW)	P <sub>min</sub> (MW)	Q <sub>min</sub> (MW)
g14	0,0128	17,82	10,15	100,00	42,00	25	-14
g15	0,069663	26,2438	31,67	30,00	24,00	8	-8
g16	0,0128	17,82	10,15	100,00	24,00	25	-8
g17	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	8	-300
g18	0,069663	26,2438	31,67	30,00	300,00	8	-300
g19	0,0128	17,82	10,15	100,00	100,00	25	-100
g20	0,002401	12,3299	28	250,00	210,00	50	-85
g21	0,002401	12,3299	28	250,00	300,00	50	-300
g22	0,0128	17,82	10,15	100,00	23,00	25	-8
g23	0,0128	17,82	10,15	100,00	15,00	25	-8
g24	0,0044	13,29	39	200,00	180,00	50	-60
g25	0,0044	13,29	39	200,00	300,00	50	-100
g26	0,0128	17,82	10,15	100,00	20,00	25	-20
g27	0,01059	8,3391	64,16	420,00	200,00	100	-67
g28	0,01059	8,3391	64,16	420,00	200,00	100	-67
g29	0,010875	12,8875	6,78	300,00	300,00	80	-99999
g30	0,045923	15,4708	74,33	80,00	32,00	30	-10
g31	0,069663	26,2438	31,67	30,00	100,00	10	-100
g32	0,069663	26,2438	31,67	30,00	100,00	5	-100
g33	0,028302	37,6968	17,95	20,00	9,00	5	-6
g34	0,0128	17,82	10,15	100,00	23,00	25	-8
g35	0,0128	17,82	10,15	100,00	70,00	25	-20
g36	0,010875	12,8875	6,78	500,00	280,00	150	-165
g37	0,0128	17,82	10,15	100,00	9900,00	25	-9900

**Πίνακας 5.8:** Χαρακτηριστικά γεννητριών δικτύου 118 ζυγών (συνέχεια).

Γεννήτρια	$\alpha$ (m.u/MW <sup>2</sup> )	b (m.u/MW)	c (m.u)	P <sub>max</sub> (MW)	Q <sub>max</sub> (MW)	P <sub>min</sub> (MW)	Q <sub>min</sub> (MW)
g38	0,069663	26,2438	31,6 7	30,00	23,00	10	-8
g39	0,003	10,76	32,9 6	650,00	1000,00	200	-100
g40	0,010875	12,8875	6,78	500,00	300,00	150	-210
g41	0,028302	37,6968	17,9 5	20,00	300,00	8	-300
g42	0,009774	22,9424	58,8 1	50,00	100,00	20	-100
g43	0,010875	12,8875	6,78	300,00	9,00	100	-3
g44	0,010875	12,8875	6,78	300,00	100,00	100	-100
g45	0,010875	12,8875	6,78	300,00	155,00	100	-50
g46	0,028302	37,6968	17,9 5	20,00	40,00	8	-15
g47	0,0128	17,82	10,1 5	100,00	23,00	25	-8
g48	0,0128	17,82	10,1 5	100,00	23,00	25	-8
g49	0,028302	37,6968	17,9 5	20,00	200,00	8	-200
g50	0,009774	22,9423	58,8 1	50,00	23,00	25	-8
g51	0,0128	17,82	10,1 5	100,00	1000,00	25	-100
g52	0,0128	17,82	10,1 5	100,00	1000,00	25	-10
g53	0,0128	17,82	10,1 5	100,00	200,00	25	-100
g54	0,009774	22,9423	58,8 1	50,00	1000,00	25	-1000

**Πίνακας 5.9:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γαλλίας, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας.

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
Nuclear	g1	0,03	0,00	0,02	0,09
CCGT	g2	0,05	0,00	0,06	0,40
Nuclear	g3	0,03	0,00	0,02	0,09
Nuclear	g4	0,54	0,04	0,37	1,48



**Πίνακας 5.9:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γαλλίας, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας (συνέχεια).

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
Nuclear	g5	0,33	0,02	0,22	0,89
OCGT	g6	0,04	0,00	0,04	0,11
Nuclear	g7	0,11	0,01	0,07	0,30
CCGT	g8	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g9	0,04	0,00	0,04	0,11
Nuclear	g10	0,33	0,02	0,22	0,89
Nuclear	g11	0,38	0,03	0,26	1,04
OCGT	g12	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g13	0,05	0,00	0,06	0,40
Nuclear	g14	0,11	0,01	0,07	0,30
Nuclear	g15	0,03	0,00	0,02	0,09
Nuclear	g16	0,11	0,01	0,07	0,30
OCGT	g17	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g18	0,04	0,00	0,04	0,11
Nuclear	g19	0,11	0,01	0,07	0,30
Nuclear	g20	0,27	0,02	0,19	0,74
Nuclear	g21	0,27	0,02	0,19	0,74
Nuclear	g22	0,11	0,01	0,07	0,30
Nuclear	g23	0,11	0,01	0,07	0,30
RES	g24	0,29	0,01	0,00	0,48
Nuclear	g25	0,22	0,01	0,15	0,59
Nuclear	g26	0,11	0,01	0,07	0,30
RES	g27	0,61	0,03	0,00	1,02
CCGT	g28	0,71	0,03	0,84	5,59
RES	g29	0,44	0,02	0,00	0,73
OCGT	g30	0,11	0,01	0,11	0,31
OCGT	g31	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g32	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g33	0,03	0,00	0,04	0,27
Nuclear	g34	0,11	0,01	0,07	0,30
Nuclear	g35	0,11	0,01	0,07	0,30
RES	g36	0,73	0,04	0,00	1,21
Nuclear	g37	0,11	0,01	0,07	0,30
OCGT	g38	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g39	0,86	0,05	0,87	2,49
Nuclear	g40	0,54	0,04	0,37	1,48
CCGT	g41	0,03	0,00	0,04	0,27
OCGT	g42	0,07	0,00	0,07	0,19
CCGT	g43	0,51	0,02	0,60	3,99
RES	g44	0,44	0,02	0,00	0,73

**Πίνακας 5.9:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γαλλίας, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας (συνέχεια).

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
CCGT	g45	0,51	0,02	0,60	3,99
OCGT	g46	0,03	0,00	0,00	0,05
CCGT	g47	0,17	0,01	0,20	1,33
RES	g48	0,15	0,01	0,00	0,24
OCGT	g49	0,03	0,00	0,03	0,08
OCGT	g50	0,07	0,00	0,07	0,19
RES	g51	0,15	0,01	0,00	0,24
CCGT	g52	0,17	0,01	0,20	1,33
CCGT	g53	0,17	0,01	0,20	1,33
Nuclear	g54	0,05	0,00	0,04	0,15
	Σύνολο	10,84	0,60	7,16	39,38

**Πίνακας 5.10:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γερμανίας, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας.

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
Nuclear	g1	0,03	0,00	0,02	0,09
CCGT	g2	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g3	0,04	0,00	0,04	0,11
RES	g4	0,73	0,04	0,00	1,21
RES	g5	0,44	0,02	0,00	0,73
OCGT	g6	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g7	0,13	0,01	0,13	0,38
CCGT	g8	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g9	0,04	0,00	0,04	0,11
Nuclear	g10	0,33	0,02	0,22	0,89
RES	g11	0,51	0,03	0,00	0,85
OCGT	g12	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g13	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g14	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g15	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g16	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g17	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g18	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g19	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g20	0,36	0,02	0,00	0,60
RES	g21	0,36	0,02	0,00	0,60
CCGT	g22	0,17	0,01	0,20	1,33
OCGT	g23	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g24	0,29	0,01	0,00	0,48

**Πίνακας 5.10:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Γερμανίας, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας (συνέχεια).

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
CCGT	g25	0,34	0,01	0,40	2,66
OCGT	g26	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g27	0,61	0,03	0,00	1,02
CCGT	g28	0,71	0,03	0,84	5,59
RES	g29	0,44	0,02	0,00	0,73
OCGT	g30	0,11	0,01	0,11	0,31
OCGT	g31	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g32	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g33	0,03	0,00	0,04	0,27
CCGT	g34	0,17	0,01	0,20	1,33
OCGT	g35	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g36	0,73	0,04	0,00	1,21
OCGT	g37	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g38	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g39	1,10	0,05	1,30	8,65
RES	g40	0,73	0,04	0,00	1,21
CCGT	g41	0,03	0,00	0,04	0,27
CCGT	g42	0,08	0,00	0,10	0,67
CCGT	g43	0,51	0,02	0,60	3,99
RES	g44	0,44	0,02	0,00	0,73
CCGT	g45	0,51	0,02	0,60	3,99
OCGT	g46	0,03	0,00	0,03	0,08
CCGT	g47	0,17	0,01	0,20	1,33
RES	g48	0,15	0,01	0,00	0,24
OCGT	g49	0,03	0,00	0,03	0,08
OCGT	g50	0,07	0,00	0,07	0,19
RES	g51	0,15	0,01	0,00	0,24
CCGT	g52	0,17	0,01	0,20	1,33
CCGT	g53	0,17	0,01	0,20	1,33
RES	g54	0,07	0,00	0,00	0,12
	Σύνολο	12,34	0,60	7,03	49,72

**Πίνακας 5.11:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Ελλάδος, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας.

Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
CCGT	g1	0,05	0,00	0,06	0,40
CCGT	g2	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g3	0,04	0,00	0,04	0,11
RES	g4	0,73	0,04	0,00	1,21

**Πίνακας 5.11:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Ελλάδος, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας (συνέχεια).

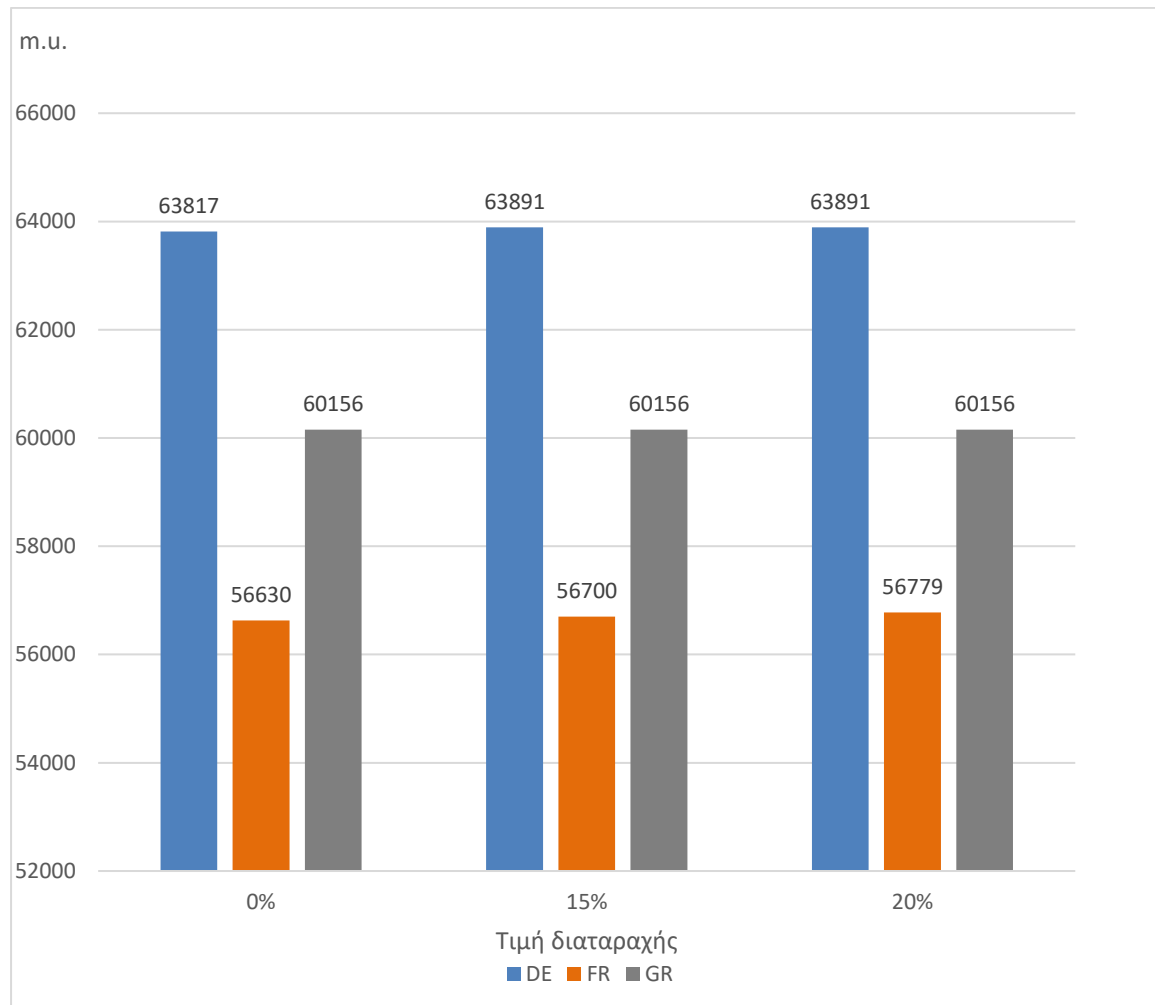
Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
CCGT	g5	0,51	0,02	0,60	3,99
OCGT	g6	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g7	0,13	0,01	0,13	0,38
CCGT	g8	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g9	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g10	0,40	0,02	0,40	1,15
RES	g11	0,51	0,03	0,00	0,85
OCGT	g12	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g13	0,05	0,00	0,06	0,40
OCGT	g14	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g15	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g16	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g17	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g18	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g19	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g20	0,36	0,02	0,00	0,60
CCGT	g21	0,42	0,02	0,50	3,33
CCGT	g22	0,17	0,01	0,20	1,33
OCGT	g23	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g24	0,29	0,01	0,00	0,48
CCGT	g25	0,34	0,01	0,40	2,66
OCGT	g26	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g27	0,61	0,03	0,00	1,02
CCGT	g28	0,71	0,03	0,84	5,59
RES	g29	0,44	0,02	0,00	0,73
OCGT	g30	0,11	0,01	0,11	0,31
OCGT	g31	0,04	0,00	0,04	0,11
OCGT	g32	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g33	0,03	0,00	0,04	0,27
OCGT	g34	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g35	0,13	0,01	0,13	0,38
RES	g36	0,73	0,04	0,00	1,21
OCGT	g37	0,13	0,01	0,13	0,38
OCGT	g38	0,04	0,00	0,04	0,11
CCGT	g39	1,10	0,05	1,30	8,65
RES	g40	0,73	0,04	0,00	1,21
CCGT	g41	0,03	0,00	0,04	0,27
CCGT	g42	0,08	0,00	0,10	0,67
OCGT	g43	0,40	0,02	0,40	1,15
OCGT	g44	0,40	0,02	0,40	1,15

**Πίνακας 5.11:** Συνδυασμός τύπου γεννητριών, με βάση το δίκτυο της Ελλάδος, για το δίκτυο των 118 ζυγών: τύπος και δυναμικά χαρακτηριστικά κάθε γεννήτριας (συνέχεια).

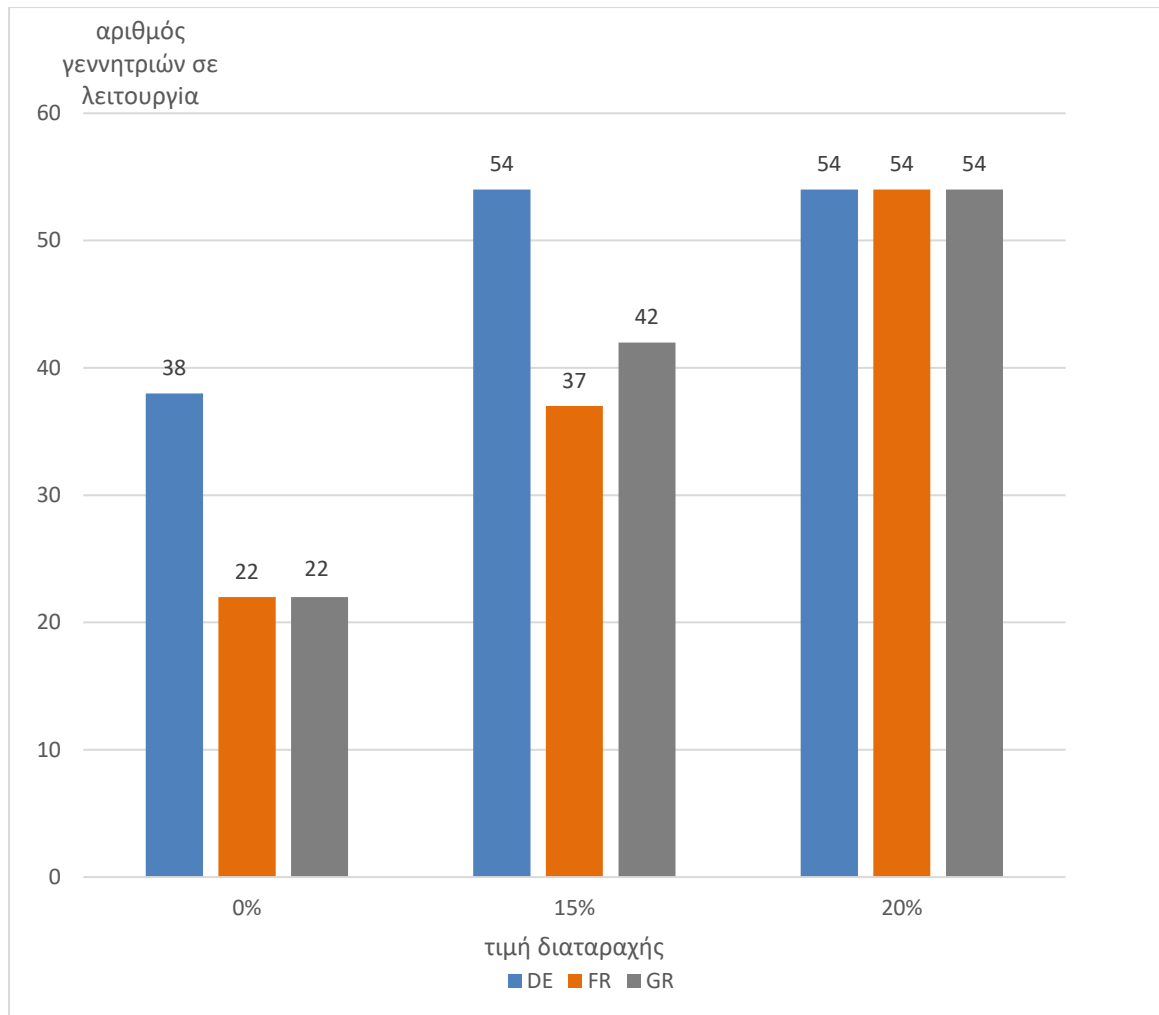
Τύπος γεννήτριας	Γεννήτρια	M[s]	D[p.u.]	F[p.u.]	R[p.u.]
CCGT	g45	0,51	0,02	0,60	3,99
OCGT	g46	0,03	0,00	0,03	0,08
OCGT	g47	0,13	0,01	0,13	0,38
CCGT	g48	0,17	0,01	0,20	1,33
OCGT	g49	0,03	0,00	0,03	0,08
OCGT	g50	0,07	0,00	0,07	0,19
RES	g51	0,15	0,01	0,00	0,24
OCGT	g52	0,13	0,01	0,13	0,38
CCGT	g53	0,17	0,01	0,20	1,33
RES	g54	0,07	0,00	0,00	0,12
	Σύνολο	12,34	0,60	8,56	52,11

### 5.3.1 Αποτελέσματα δικτύου 118 ζυγών χωρίς VSM

Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του δικτύου των 118 ζυγών για διαταραχή φορτίου 0%, 15% και 20% χωρίς υποστήριξη της συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ. Για παράδειγμα, διαταραχή φορτίου 15% σημαίνει απότομη αύξηση του φορτίου κατά 15% σε σχέση με το στιγμιαίο φορτίο. Στα Σχήματα 5.16 και 5.17, παρουσιάζεται το κόστος λειτουργίας και οι μονάδες που είναι σε λειτουργία, αντίστοιχα.

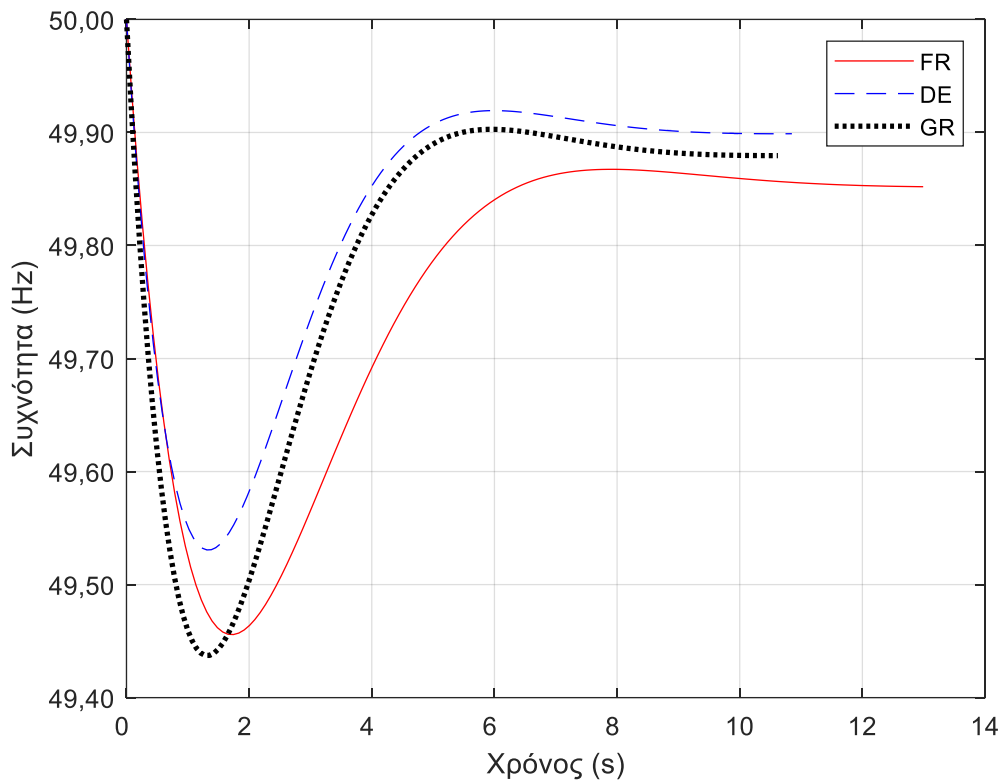


**Σχήμα 5.16:** Κόστος λειτουργίας δικτύου 118 ζυγών



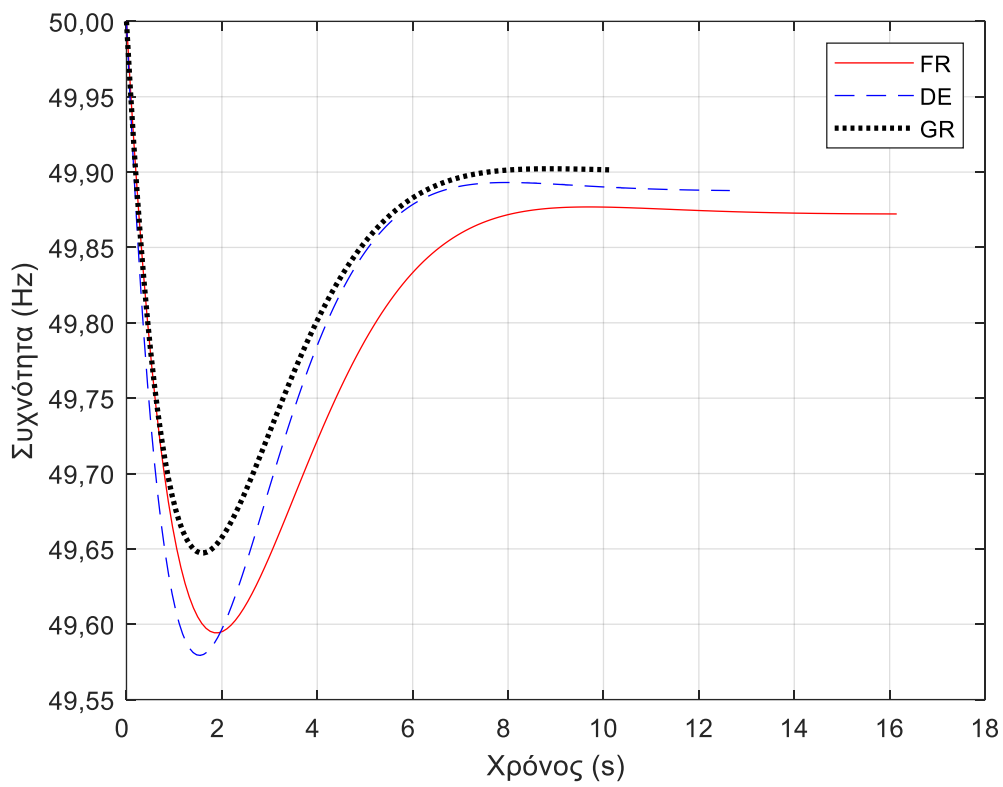
**Σχήμα 5.17:** Αριθμός μονάδων που έχουν δεσμευτεί στο δίκτυο 118 ζυγών

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι αποκρίσεις συχνότητας με 0% περιορισμούς συχνότητας και 20% διαταραχή (Σχήμα 5.18) και 20% περιορισμούς συχνότητας και 20% διαταραχή (Σχήμα 5.19) αντίστοιχα.



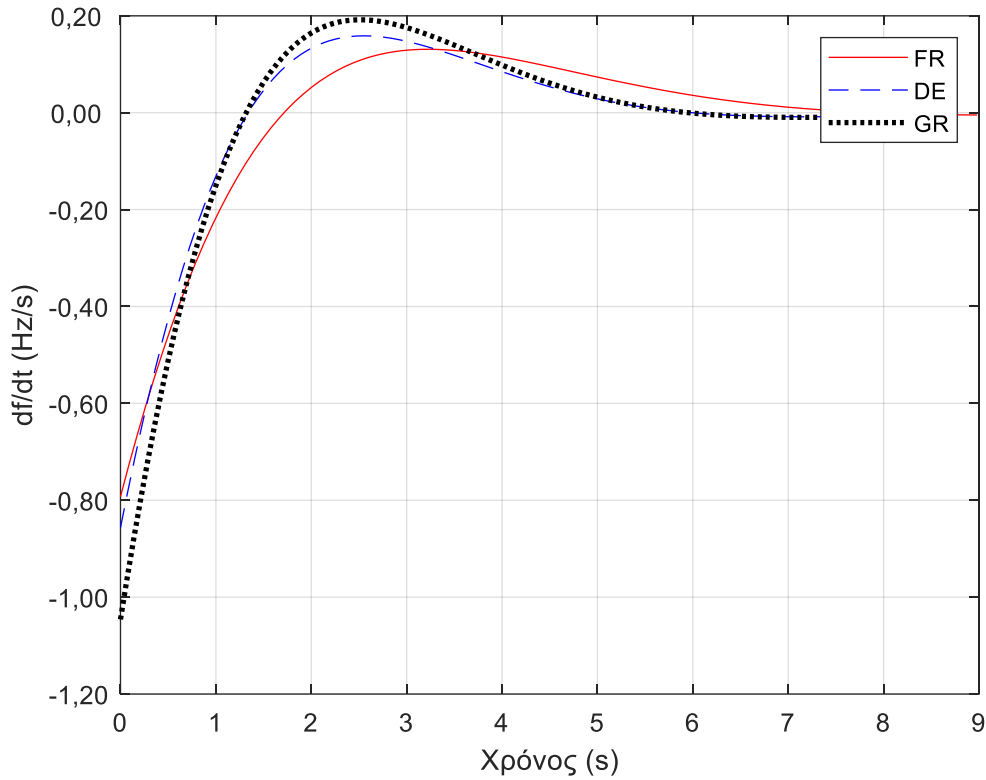
**Σχήμα 5.18:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 118 ζυγών χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%



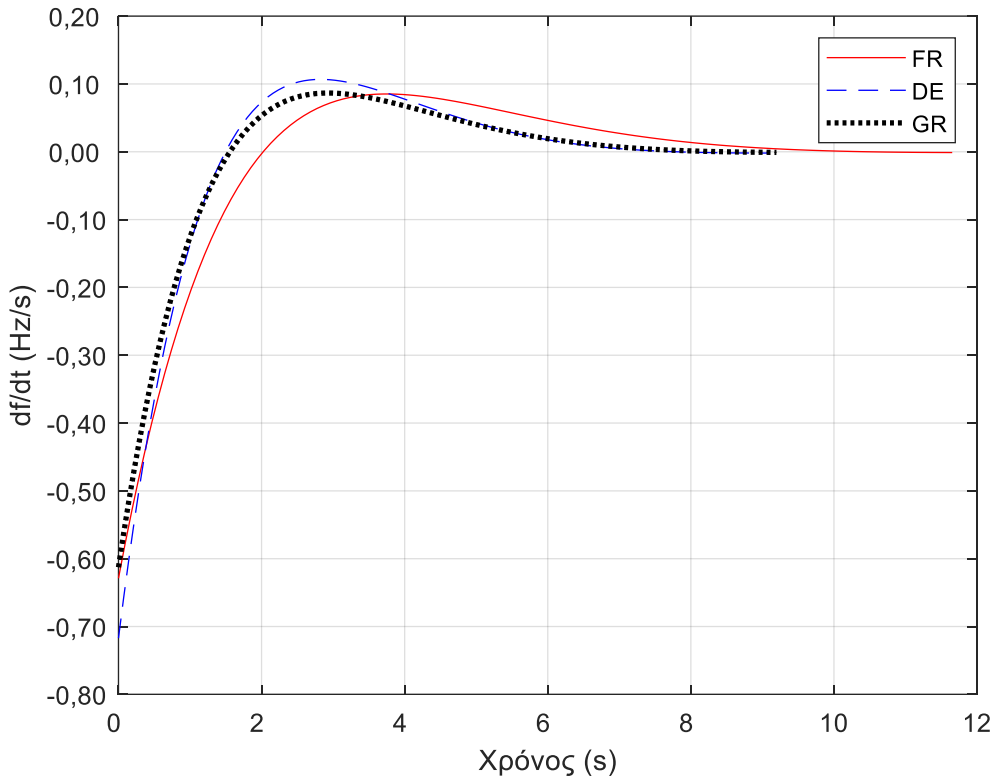


**Σχήμα 5.19:** Χρονική απόκριση συχνότητας δικτύου 118 ζυγών με 20% περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%

Στο Σχήμα 5.20, φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 0% και διαταραχή 20%. Στο Σχήμα 5.21, φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 20% και διαταραχή 20%. Ουσιαστικά, οι περιορισμοί συχνότητας έχουν χρησιμοποιηθεί στο πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος για να δεσμευτούν οι απαιτούμενες μονάδες, ώστε το δίκτυο να μπορέσει να ανταποκριθεί στην διαταραχή.



**Σχήμα 5.20:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%



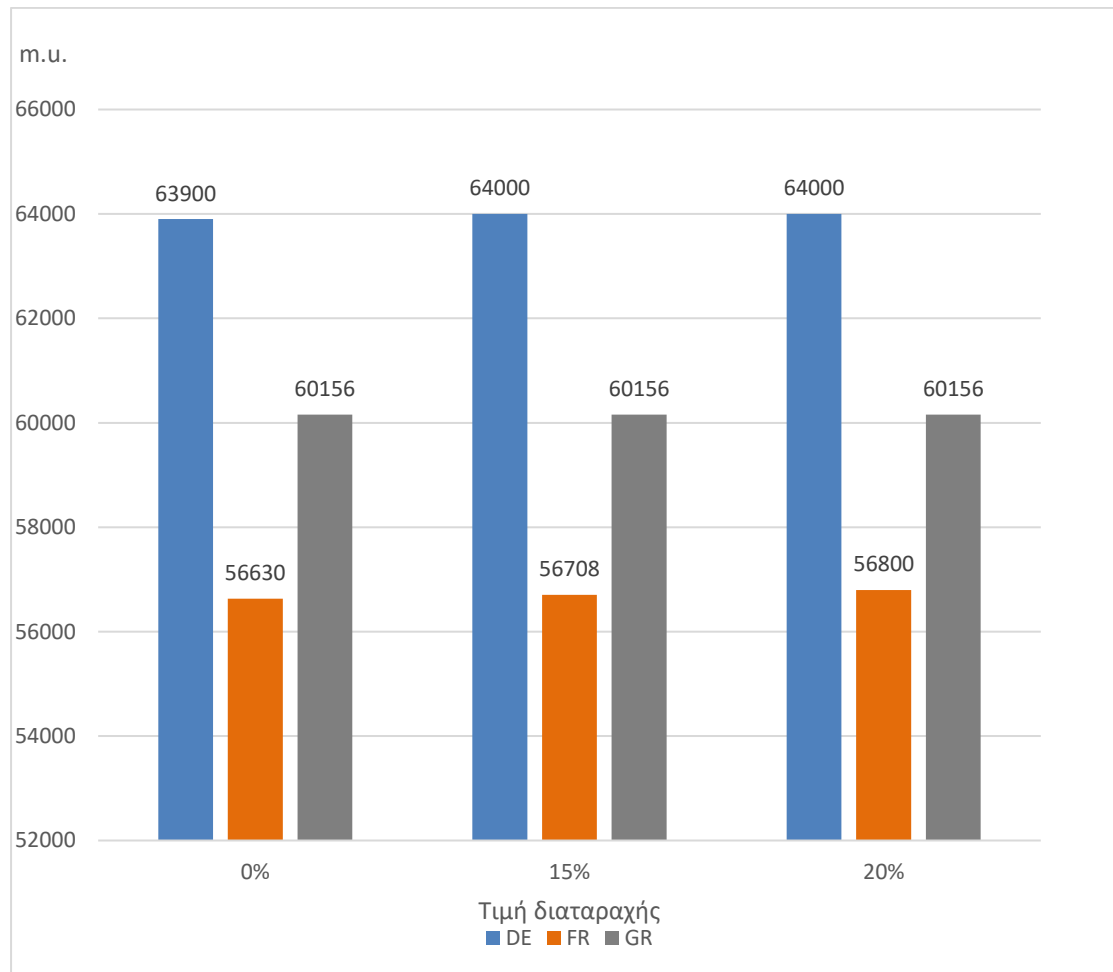
**Σχήμα 5.21:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών με 20% περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%

Στο Σχήμα 5.16, φαίνεται το κόστος λειτουργίας του δικτύου 118 ζυγών, ανάλογα με το ποσοστό της διαταραχής, αλλά και τη χώρα. Μονάδα μέτρησης είναι οι χρηματικές μονάδες (money units, mu). Στον Πίνακα 5.17, φαίνεται η αύξηση των γεννητριών που είναι σε δέσμευση σε σχέση με την αύξηση της διαταραχής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πρέπει να δεσμευτούν παραπάνω μονάδες για την υποστήριξη της συχνότητας. Η δεύτερη παρατήρηση έχει να κάνει με την αύξηση του κόστους και των μονάδων παραγωγής που είναι σε δέσμευση σε σχέση με τα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ. Επειδή οι μονάδες ΑΠΕ πρέπει να παρέχουν το σύνολο της παραγωγής τους, δεν υπάρχει η δυνατότητα καλύτερης κατανομής της παραγωγής. Επίσης, οι μονάδες αυτές είναι περιορισμένες σε σχέση με την παραγωγή αέριου ισχύος. Επομένως, όταν υπάρχει υψηλή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, προκειμένου να μπορέσει να καλυφθεί το φορτίο με άεργο ισχύ, θα πρέπει να τεθούν σε λειτουργία και συμβατικές μονάδες.

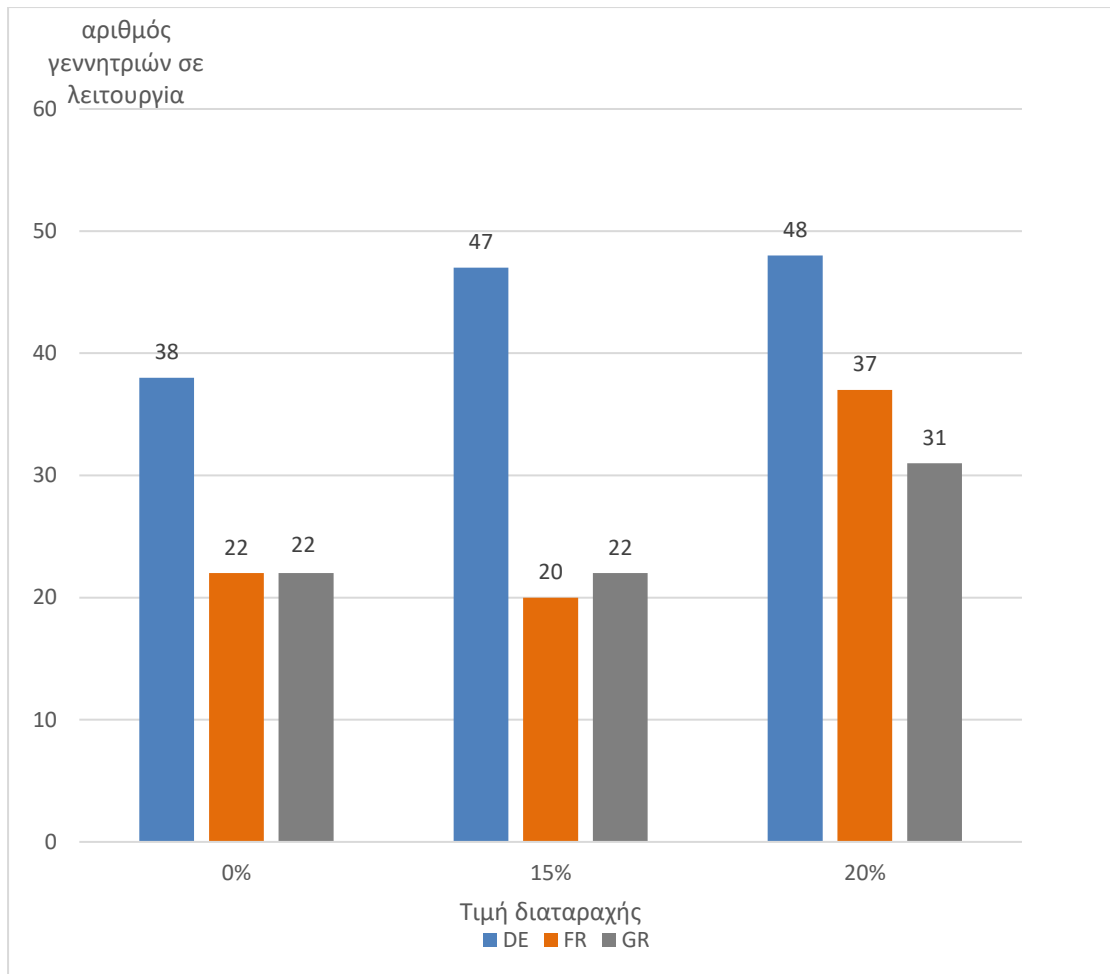
Στα Σχήματα 5.18 και 5.19, αντίστοιχα, φαίνεται η χρονική απόκριση της συχνότητας. Στο Σχήμα 5.18, φαίνεται η παραβίαση του ελάχιστου ορίου της συχνότητας και από τα τρία ΣΗΕ. Στο Σχήμα 5.19, φαίνεται η παραβίαση που έχει γίνει και αφορά την ελάχιστη συχνότητα, και για την περίπτωση της Γερμανίας, αλλά και για την περίπτωση της Γαλλίας. Παραβίαση έχει γίνει στον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας, σε όλα τα ΣΗΕ (Σχήμα 5.20). Τέλος, στο Σχήμα 5.21, φαίνεται ο ρυθμός αλλαγής συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή, όπως και στην προηγούμενη, σε όλα τα ΣΗΕ παραβιάζεται το όριο του ρυθμού αλλαγής της συχνότητας, αλλά σε μικρότερο βαθμό ( το όριο είναι ίσο με 0,5 Hz/s).

### 5.3.2 Αποτελέσματα δικτύου 118 ζυγών με VSM

Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του δικτύου των 118 ζυγών για 0%, 15% και 20% διαταραχή φορτίου με υποστήριξη της συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ. Για παράδειγμα, διαταραχή φορτίου 15% σημαίνει απότομη αύξηση του φορτίου κατά 15% σε σχέση με το στιγμιαίο φορτίο. Στα Σχήματα 5.22 και 5.23, παρουσιάζεται το κόστος λειτουργίας, αλλά και οι μονάδες που είναι σε λειτουργία, αντίστοιχα.

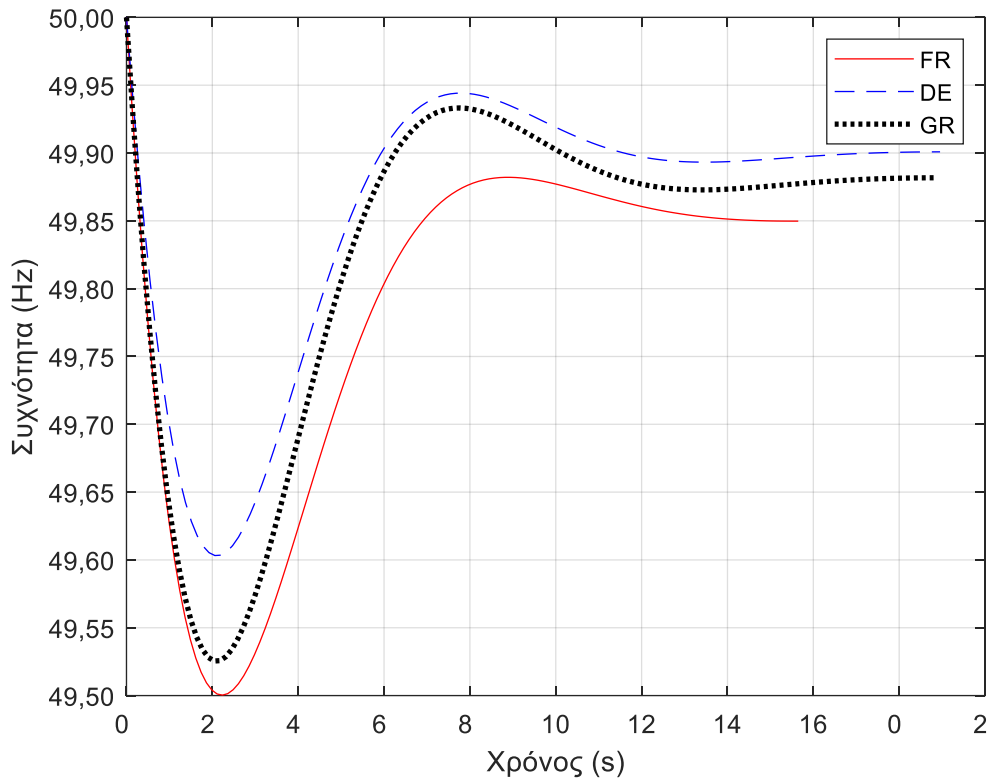


Σχήμα 5.22: Κόστος λειτουργίας δικτύου 118 ζυγών με VSM

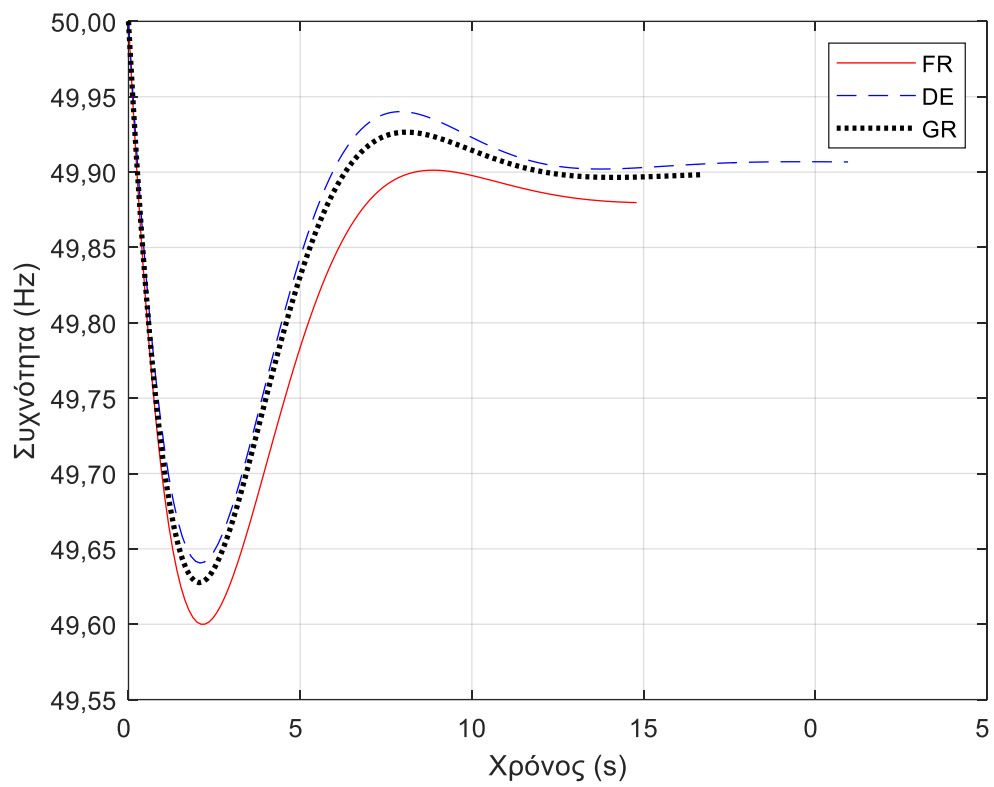


**Σχήμα 5.23:** Αριθμός μονάδων που έχουν δεσμευτεί στο δίκτυο 118 ζυγών με VSM

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι αποκρίσεις συχνότητας με 0% περιορισμούς συχνότητας και 20% διαταραχή (Σχήμα 5.24) και 20% περιορισμούς συχνότητας και 20% διαταραχή (Σχήμα 5.25) αντίστοιχα.

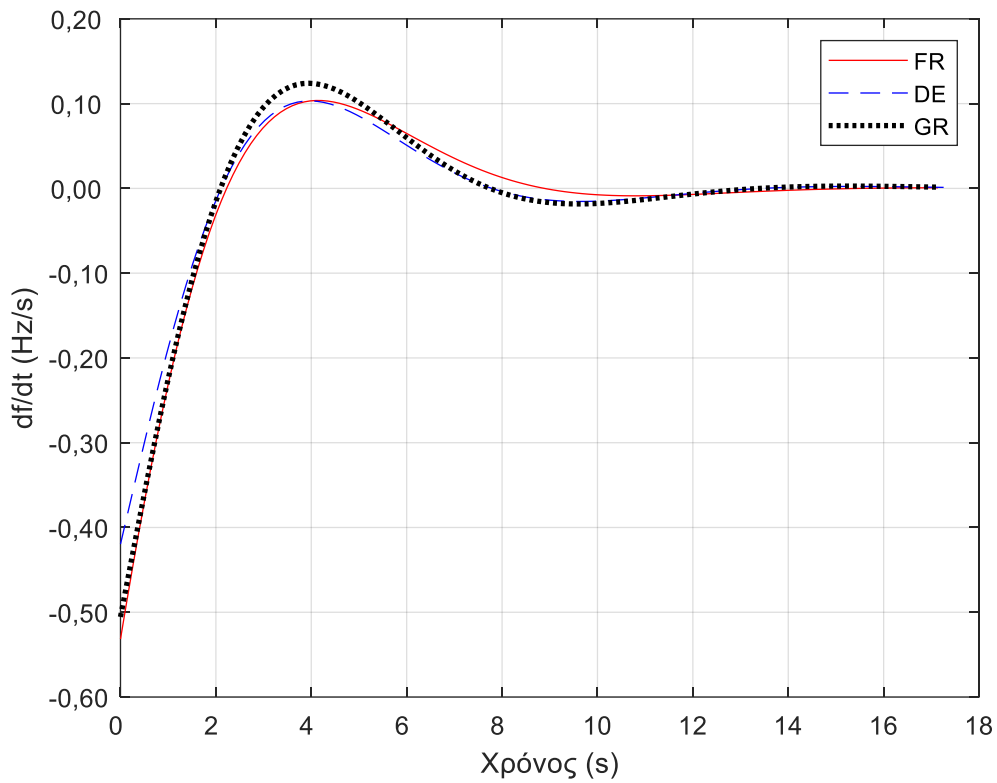


**Σχήμα 5.24:** Χρονική απόκριση της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών με VSM χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%



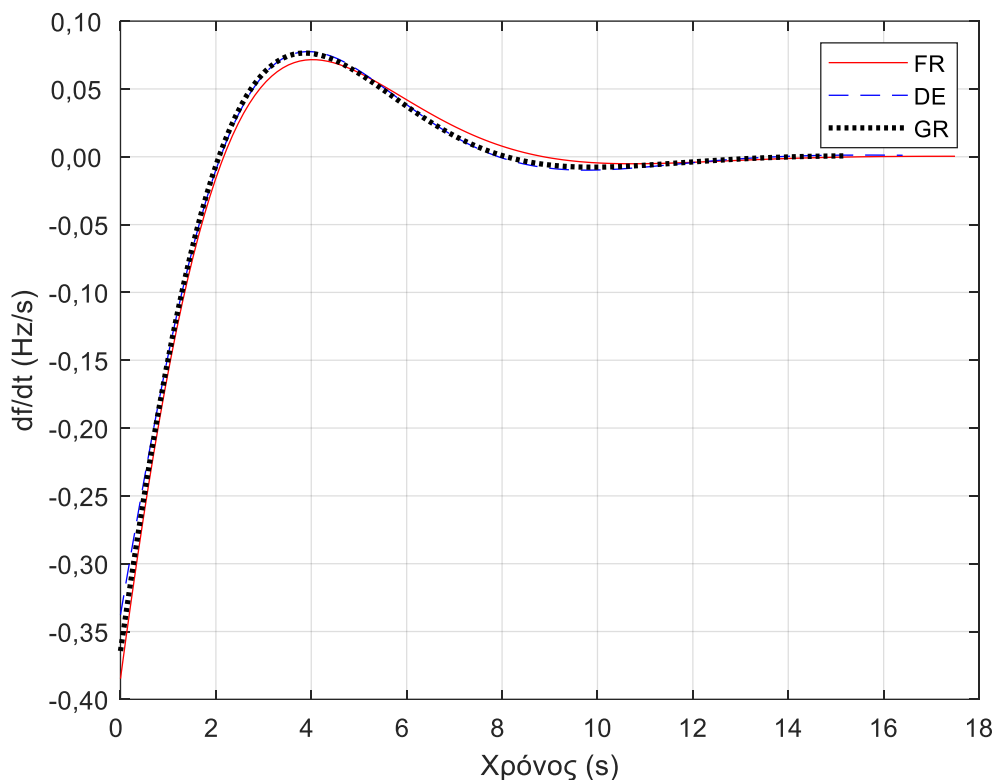
**Σχήμα 5.25:** Χρονική απόκριση της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών με VSM και 20% περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%

Στο Σχήμα 5.26, φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 0% και διαταραχή 20%. Στο Σχήμα 5.27, φαίνονται οι ρυθμοί αλλαγής της συχνότητας με περιορισμούς συχνότητας 20% και διαταραχή 20%. Ουσιαστικά, οι περιορισμοί συχνότητας έχουν χρησιμοποιηθεί στο πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος για να δεσμευτούν οι απαιτούμενες μονάδες, ώστε το δίκτυο να μπορέσει να ανταποκριθεί στην διαταραχή.



**Σχήμα 5.26:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών με VSM χωρίς περιορισμούς συχνότητας και με διαταραχή φορτίου 20%





**Σχήμα 5.27:** Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας του δικτύου 118 ζυγών με VSM και 20% περιορισμούς συχνότητας, και με διαταραχή φορτίου 20%

Στο Σχήμα 5.22, φαίνεται το κόστος λειτουργίας του δικτύου 118 ζυγών, ανάλογα με το ποσοστό της διαταραχής, αλλά και την χώρα. Μονάδα μέτρησης είναι οι χρηματικές μονάδες (money units, mu). Στον Πίνακα 5.23, φαίνεται η αύξηση των γεννητριών που είναι σε δέσμευση σε σχέση με την αύξηση της διαταραχής. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πρέπει να δεσμευτούν παραπάνω μονάδες για την υποστήριξη της συχνότητας. Η δεύτερη παρατήρηση έχει να κάνει με την αύξηση του κόστους και των μονάδων παραγωγής που είναι σε δέσμευση σε σχέση με τα ποσοστά εγκατεστημένης ισχύος σε ΑΠΕ. Επειδή οι μονάδες ΑΠΕ πρέπει να παρέχουν το σύνολο της παραγωγής τους, δεν υπάρχει η δυνατότητα καλύτερης κατανομής της παραγωγής. Επίσης, οι μονάδες αυτές είναι περιορισμένες σε σχέση με την παραγωγή αέργου ισχύος. Επομένως, όταν υπάρχει υψηλή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, προκειμένου να μπορέσει να καλυφθεί το φορτίο με άεργο ισχύ, πρέπει να τεθούν σε λειτουργία και συμβατικές μονάδες.

Στα Σχήματα 5.24 και 5.25, αντίστοιχα, φαίνεται η χρονική απόκριση της συχνότητας. Στο Σχήμα 5.24, φαίνεται η παραβίαση του ελάχιστου ορίου της συχνότητας για τα Σ.Η.Ε. της Ελλάδας και της Γαλλίας. Στο ΣΗΕ της Γερμανίας δεν έχει γίνει παραβίαση της ελάχιστης συχνότητας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι έχει γίνει χρήση VSM. Στο Σχήμα 5.25, φαίνεται η απόκριση συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή που έχει γίνει χρήση VSM δεν έχει γίνει παραβίαση του ελάχιστου ορίου συχνότητας, σε κανένα δίκτυο. Επίσης δεν έχει γίνει παραβίαση στον ρυθμό αλλαγής της συχνότητας, σε κανένα από τα ΣΗΕ (Σχήμα 5.26). Τέλος, στο Σχήμα 5.27, φαίνεται ο ρυθμός αλλαγής συχνότητας, όταν συμπεριλαμβάνονται στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος οι περιορισμοί συχνότητας. Στην περίπτωση αυτή όπως

και στην προηγούμενη σε όλα τα ΣΗΕ δεν παραβιάζεται το όριο του ρυθμού αλλαγής της συχνότητας ( το όριο είναι ίσο με 0,5 Hz/s).

## ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

### 6.1 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, μελετήθηκε το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος με περιορισμούς συχνότητας. Σε ένα τέτοιο πρόβλημα, πρέπει να γίνει η απαιτούμενη δέσμευση μονάδων ώστε, μετά από μία αύξηση φορτίου ή μετά από μία μείωση της παραγωγής, η συχνότητα του συστήματος να μπορεί να διατηρηθεί εντός των απαιτούμενων ορίων. Όμως, ταυτόχρονα πρέπει να ελαχιστοποιηθεί ο αριθμός των γεννητριών που είναι σε λειτουργία. Το επιθυμητό είναι να μείνουν όσο το δυνατόν λιγότερες συμβατικές γεννήτριες σε δέσμευση. Ουσιαστικά, είναι ανεπιθύμητο να παραμένουν συμβατικές γεννήτριες σε λειτουργία με μοναδικό σκοπό την παροχή αδράνειας. Για τον σκοπό αυτό, στην αντικειμενική συνάρτηση έχει προστεθεί μία δυαδική μεταβλητή, σκοπός της οποίας είναι να μηδενίζεται ο σταθερός όρος της δευτεροβάθμιας αντικειμενικής συνάρτησης που αντιπροσωπεύει το κόστος λειτουργίας των γεννητριών που είναι σβηστές (εκτός λειτουργίας). Επομένως, όταν είναι σβηστή μία γεννήτρια, μηδενίζεται το κόστος λειτουργίας που της αναλογεί στην αντικειμενική συνάρτηση, μαζί με τα όρια ενεργού και άεργου ισχύος της γεννήτριας αυτής. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των γεννητριών που είναι σε λειτουργία. Στην επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος χρησιμοποιούνται περιορισμοί που αφορούν την συχνότητα. Στους περιορισμούς αυτούς, χρησιμοποιείται η ίδια δυαδική μεταβλητή που χρησιμοποιείται και στον σταθερό όρο της αντικειμενικής συνάρτησης. Αυτό σημαίνει ότι όσο δεν τηρούνται οι περιορισμοί που αφορούν την συχνότητα, τόσο θα πρέπει να αυξάνει ο αριθμός των γεννητριών που είναι σε λειτουργία ή να επιλέγονται γεννήτριες με καλύτερα δυναμικά χαρακτηριστικά.

Στη συνέχεια, με βάση τα αποτελέσματα από την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος, και γνωρίζοντας ουσιαστικά ποιες γεννήτριες παραμένουν σε λειτουργία, κατασκευάζονται οι χρονικές αποκρίσεις της συχνότητας του δικτύου καθώς και οι παράγωγοί τους, με την βοήθεια του λογισμικού MATLAB. Εκεί φαίνονται κάποια κρίσιμα χαρακτηριστικά, όπως η μέγιστη απόκλιση συχνότητας, ο ρυθμός πτώσης της συχνότητας, αλλά και το μόνιμο σφάλμα. Πρέπει να αναφερθεί ότι στις περιπτώσεις που δεν έγινε υποστήριξη συχνότητας από τις μονάδες ΑΠΕ, ο πιο δύσκολος περιορισμός είναι ο περιορισμός του ρυθμού πτώσης της συχνότητας, ο οποίος παραβιάζεται συχνά. Η τιμή του περιορισμού αυτού εξαρτάται αποκλειστικά από την τιμή της διαταραχής του φορτίου και από την αδράνεια του συστήματος. Στις περιπτώσεις αυτές, όταν καλυπτόταν ο περιορισμός του ρυθμού αλλαγής συχνότητας, συνήθως καλύπτονταν και οι δύο άλλοι περιορισμοί. Το ακριβώς αντίθετο συμβαίνει με τον περιορισμό του μόνιμου σφάλματος. Ο περιορισμός του μόνιμου σφάλματος δεν είναι καθοριστικής σημασίας, όταν οι μονάδες που παρέχουν υποστήριξη συχνότητας είναι μόνο οι συμβατικές γεννήτριες. Όμως, όταν αναλαμβάνουν συμμετοχή και οι

ανανεώσιμες πηγές στην υποστήριξη συχνότητας, τότε ο περιορισμός του μόνιμου σφάλματος αρχίζει να αποκτά κάποιο ενδιαφέρον, όπως και ο περιορισμός της μέγιστης απόκλισης της συχνότητας. Στα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5, γίνεται φανερό πως η συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην υποστήριξη της συχνότητας του δικτύου μπορεί να φανεί πολύ χρήσιμη ώστε να δεσμεύονται λιγότερες συμβατικές μονάδες παραγωγής.

## 6.2 ΠΙΘΑΝΕΣ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία θα μπορούσε να επεκταθεί με τους ακόλουθους τρόπους:

- Με την πρόσθεση συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο είναι πολύ χρήσιμο στην υποστήριξη συχνότητας.
- Τροποποίηση του λογισμικού, ώστε να γίνεται προγραμματισμός ημέρας.
- Μοντελοποίηση της αβεβαιότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, καθώς η αβέβαιη φύση των ΑΠΕ μπορεί να προκαλέσει ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης.
- Μοντελοποίηση της υποβέλτιστης λειτουργίας των ΑΠΕ. Με τον τρόπο αυτό, δημιουργείται μια εφεδρεία ισχύος, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την βελτίωση του μόνιμου σφάλματος. Κάτι τέτοιο θα μπορούσε να φανεί χρήσιμο για περαιτέρω διεύθυνση ΑΠΕ. Με τον τρόπο αυτόν, χάνεται κάποιο μέρος της εισερχόμενης ισχύος, επομένως απαιτείται να διατηρείται η εφεδρεία με βέλτιστο τρόπο. Επίσης, θα μπορούσε να συνδυάζεται με αποθηκευτικά μέσα.
- Θα μπορούσε να γίνει παρέμβαση στην φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων. Με τον τρόπο αυτό θα μπορούσε να βελτιωθεί η μέγιστη απόκλιση συχνότητας, προσαρμόζοντας έγκαιρα την ισχύ φόρτισης στα απαιτούμενα επίπεδα. Κάτι τέτοιο θα είχε μικρή διάρκεια, και δεν θα επηρέαζε ιδιαίτερα τον χρόνο φόρτισης των οχημάτων. Επίσης, δίνεται η δυνατότητα να προσαρμοστεί ο χρόνος φόρτισης, ώστε να βελτιωθεί το μόνιμο σφάλμα. Κάτι τέτοιο θα μπορούσε να επιτευχθεί είτε με την αύξηση του χρόνου φόρτισης, μειώνοντας έτσι την ισχύ που καταναλώνεται, είτε χρησιμοποιώντας την αποθηκευμένη ενέργεια που έχουν ήδη οι μπαταρίες των οχημάτων. Κάτι τέτοιο θα είχε ως συνέπεια να καθυστερεί ο χρόνος φόρτισης των οχημάτων, επομένως, θα ήταν χρήσιμο να ληφθούν υπόψη στην μοντελοποίηση κάποια χαρακτηριστικά, όπως: ο διαθέσιμος χρόνος φόρτισης των οχημάτων και η απαιτούμενη εμβέλεια.

**ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

- [1] Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2010.
- [2] Π. Σ. Γεωργιλάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Ηλεκτρονικό Βιβλίο, Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα, 2015. Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα: <http://repository.kallipos.gr/handle/11419/2013>
- [3] H. Ahmadi and H. Ghasemi, “Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1536–1545, July 2014.
- [4] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Cutsem, and V. Vittal, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [5] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and challenges of low-inertia systems,” in *Proc. Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2018.
- [6] S. Sharma, S.-H. Huang, and N. D. R. Sarma, “System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection,” in *Proc. IEEE PES General Meeting*, July 2011.
- [7] EirGrid and SONI, “DS3: System services review TSO recommendations,” EirGrid, Tech. Rep., May 2013. Available at: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/System-Services-TSO-Recommendations-May2013.pdf>, accessed April 2022.
- [8] O. Raipala, A. Mäkinen, S. Repo, and P. Järventausta, “An anti-islanding protection method based on reactive power injection and ROCOF,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 401–410, Feb. 2017.
- [9] P. Tielens, S. De Rijcke, K. Srivastava, M. Reza, A. Marinopoulos, and J. Driesen, “Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix,” in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [10] P. Tielens and D. Van Hertem, “Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables,” in *Proc. Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, 2012.
- [11] M. Paturet, U. Markovic, S. Delikaraoglou, E. Vrettos, P. Aristidou, and G. Hug, “Stochastic unit commitment in low-inertia grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3448–3458, Sept. 2020

- [12] M. Yoon, J. Lee, S. Song, Y. Yoo, G. Jang, S. Jung, and S. Hwang, "Utilization of energy storage system for frequency regulation in large-scale transmission system," *Energies*, Vol. 12, no. 20, Oct. 2019.
- [13] X. Yingcheng and T. Nengling, "Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1671–1677, June 2011.
- [14] H. Bevrani, A. Ghosh, and G. Ledwich, "Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives," *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, no. 5, pp. 438–457, Sep. 2010.
- [15] M. Kayikci and J. Milanovic, "Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 859–867, May 2009.
- [16] S. Bhuyan, S. H. Nee Dey, and S. Paul, "Role of demand side management in automatic load frequency control," in Proc. International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET), 2020.
- [17] Y. Mu, J. Wu, J. Ekanayake, N. Jenkins, and H. Jia, "Primary frequency response from electric vehicles in the Great Britain power system," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 1142–1150, June 2013.
- [18] K. S. Pandya and S.K. Joshi, "A survey of optimal power flow methods," *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 4, no. 5, pp. 450–458, 2008.
- [19] 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 Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, no. 3, pp. 619–631, Sept. 2013
- [20] Κ. Βουρνάς, Β.Κ. Παππαδιάς, Κ. Ντελκής, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία, 2011.
- [21] P. M. Anderson and M. Mirheydar, "A low-order system frequency response model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 720–729, Aug. 1990