



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

**Συμβολή στην Ασφαλή Λειτουργία Μη
Διασυνδεδεμένων Νησιών με υψηλή διείσδυση
Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Δημήτριος Λαγός

Αθήνα, Ιούλιος 2022



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

**Συμβολή στην Ασφαλή Λειτουργία Μη
Διασυνδεδεμένων Νησιών με υψηλή διείσδυση
Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Δημήτριος Λαγός

Συμβουλευτική Επιτροπή: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Γεώργιος Κορρές

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 14^η Ιουλίου 2022.

Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Ομοτ. Καθηγητής ΕΜΠ

Κωνσταντίνος Βουρνάς
Ομοτ. Καθηγητής ΕΜΠ

Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής ΕΜΠ

Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Σπυρίδων Χατζηβασιλειάδης
Αναπλ. Καθηγητής ΠΚ

Παναγιώτης Τσανάκας
Καθηγητής ΕΜΠ

Γεώργιος Καρινιωτάκης
Καθηγητής MINES Paris,
PSL University

Αθήνα, Ιούλιος 2022

.....
Δημήτριος Λαγός

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

Copyright © Δημήτριος Λαγός, 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 τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

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

Περίληψη

Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ) χαρακτηρίζονται από υψηλά κόστη παραγωγής και περιορισμούς στην διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), παρά το εξαιρετικό δυναμικό που μπορεί να διαθέτουν. Πολλοί διαχειριστές δικτύων νησιών ανά τον κόσμο έχουν εγκαταστήσει ή διερευνούν την υλοποίηση πιλοτικών έργων, που περιλαμβάνουν καινοτόμες τεχνικές ελέγχου και μονάδες αποθήκευσης ώστε να αυξήσουν την διείσδυση των ΑΠΕ και να μειώσουν το κόστος λειτουργίας.

Η διατριβή εστιάζει στην ασφάλεια της λειτουργίας των μη διασυνδεδεμένων νησιών με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αρχικά παρουσιάζονται οι κύριες προκλήσεις που υπάρχουν στην λειτουργία ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Στη συνέχεια τονίζονται οι επικουρικές υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος στην ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης σε ΜΔΝ. Στα πλαίσια της διατριβής προτείνεται η αξιοποίηση μετατροπέα δημιουργίας δικτύου (Grid Forming) για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης, ο οποίος παρέχει έλεγχο τάσης, εικονική αδράνεια και παροχή γρήγορης πρωτεύουσας εφεδρείας. Το βασικό του πλεονέκτημα είναι ότι εξασφαλίζει ομαλές μεταβάσεις σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ. Προτείνονται επίσης, τεχνικές για τον αυτοματοποιημένο δευτερεύοντα έλεγχο τάσης και συχνότητας όπως και μια καινοτόμα τεχνική αυτόματης ρύθμισης της παραγωγής βασισμένη σε μεθοδολογία Προβλεπτικού Ελέγχου με Μοντέλο (Model Predictive Control). Οι έλεγχοι αξιολογούνται μέσω πειραματικής διάταξης Control Hardware in the Loop.

Οι ευμετάβλητες συνθήκες λειτουργίας όπως και τα νέα χαρακτηριστικά που θα διέπουν την λειτουργία των ΜΔΝ, με την εφαρμογή επικουρικών υπηρεσιών από τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, καθιστούν αναγκαία την υλοποίηση μεθοδολογίας για την εξακρίβωση της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος. Αξιοποιείται η καινοτόμα τεχνική μηχανικής μάθησης των βέλτιστων δέντρων απόφασης για την εξαγωγή γραμμικών κανόνων οι οποίοι μπορούν να εκτιμήσουν με μεγάλη ακρίβεια την ασφάλεια του συστήματος ως προς τη συχνότητα. Συγκρίνεται με άλλες τεχνικές επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης και συμβατικές πρακτικές που εφαρμόζονται σε ΜΔΝ ως προς την ακρίβεια τους σε ένα σύνολο αξιολόγησης.

Ωστόσο, όπως παρουσιάζεται στα πλαίσια της διατριβής, η εκτίμηση της απόδοσης ταξινομητών δυναμικής ασφάλειας, χρησιμοποιώντας ένα σύνολο παραδειγμάτων αξιολόγησης, ενδεχομένως να μην παρέχει ασφαλή εκτίμηση του πως προσεγγίζει ο ταξινομητής όλα τα πραγματικά όρια λειτουργίας. Παράλληλα, η λειτουργία ενός ταξινομητή ως «μαύρο κουτί» χωρίς κάποια συσχέτιση με τις φυσικές εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των δυναμικών φαινομένων του συστήματος δύσκολα γίνεται αποδεκτή από τους διαχειριστές του δικτύου ΜΔΝ. Κύρια συνεισφορά της διατριβής είναι η σχεδίαση και εφαρμογή μιας μεθόδου που για

πρώτη φορά συνδέει την απόδοση ενός ταξινομητή δυναμικής ασφάλειας με αναλυτικές μεθοδολογίες υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας, στο ίδιο μαθηματικό πρόβλημα, ώστε να εντοπίζει αντιπαραδείγματα για τον ταξινομητή ή να αποδείξει πως ο ταξινομητής ταξινομεί σωστά όλες τις ανασφαλείς συνθήκες λειτουργίας όπως ορίζονται από συγκεκριμένες μεθοδολογίες υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας. Με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η απόλυτα ασφαλής εκτίμηση των συνθηκών λειτουργίας ενός συστήματος ως προς την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας. Τέλος, προτείνεται μια επαναληπτική διαδικασία εκπαίδευσης του ταξινομητή που οδηγεί σε κανόνες λειτουργίας που αποδεδειγμένα ταξινομούν σωστά όλες τις ανασφαλείς συνθήκες λειτουργίας και μπορούν να αξιοποιηθούν στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.

Η δυναμική ασφάλεια του συστήματος και η επίδραση των υπηρεσιών των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος πρέπει να λαμβάνονται υπόψιν και στην οικονομική λειτουργία του συστήματος. Προτείνεται πρωτότυπη μοντελοποίηση του ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης μονάδων με χρήση των κανόνων του ταξινομητή βέλτιστων δέντρων απόφασης ως περιορισμούς για να εξασφαλιστεί η δυναμική ασφάλεια της συχνότητας του συστήματος. Για την διαχείριση της αβεβαιότητας στην λειτουργία του συστήματος, που εισάγεται από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τόσο στην παραγωγή τους όσο και στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών στην συχνότητα, αλλά και από το φορτίο του συστήματος, προτείνεται μια τεχνική εύρωστη βελτιστοποίησης για την επίλυση του προβλήματος του ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης μονάδων.

Λέξεις κλειδιά

Μη διασυνδεδεμένα νησιά, ευστάθεια συχνότητας και τάσης, επικουρικές υπηρεσίες μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος, μετατροπέας δημιουργίας δικτύου, εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας, μηχανική μάθηση, ασφαλής ημερήσιος προγραμματισμός, εύρωστη βελτιστοποίηση.

Abstract

Non interconnected island power systems (NIIPS) are characterized by high operating costs and restrictions in the renewable energy sources (RES) penetration, despite the high potential that might exist in them. Many island system operators have installed or consider pioneering projects that comprise novel control techniques and energy storage to increase the renewable energy penetration and decrease the operating costs.

The present Ph.D thesis focusses on the operational security of non interconnected island systems under high RES penetration levels. Initially, the challenges in the operation of NIIPS operating in high RES penetration levels are presented. In addition, the contribution of the inverter based generation in frequency and voltage of NIIPS with high RES penetration is highlighted. In this thesis, a grid forming scheme for the central battery energy storage unit is proposed which can provide voltage control, emulated inertia, fast frequency response service. Its main advantage, compared to a grid following inverter, is that it ensures smooth transition to 100% renewable energy sources penetration. Secondary frequency and voltage control techniques are proposed, as well as an innovative control scheme for automatic generation control based on model predictive control. The different control schemes are evaluated in a Control Hardware in the loop testbed.

The new ancillary services by the inverter based generation and the altering operating conditions in the island system require new techniques for the assessment of dynamic security. A novel data driven technique, which is based on the optimal classification trees, is proposed for the extraction of linear rules that predict the system security with high accuracy. This technique is compared with classifiers from other supervised machine learning techniques.

The evaluation of data driven classifiers of dynamic security only on a scenarios set might not provide a safe assessment on whether the classifier rules approach accurately all the actual security boundaries. In this PHD dissertation, several cases of data driven classifiers are presented that have with high accuracy on the test set but can not achieve similar levels of accuracy when applied for the calculation of control commands. At the same time, an island system operator would not easily trust a black box classifier with no link to the actual physical representation of the system. Main contribution of this work is the design and application of a novel method that for the first time links a classifier's performance with a dynamic representation of the frequency dynamics, in the same mathematical formulation, in order to calculate adversarial examples or prove that the data driven classifier rules express a subset of the secure space that is defined by that specific frequency dynamics representations. Through this methodology a secure assessment of the operating conditions according to the dynamic frequency security is guaranteed. Finally, an iterative training procedure is proposed, that leads to classifier rules that guarantee the frequency security, which can be applied in the economic operation of the island.

The island's dynamic security and the impact of the new ancillary services by the inverter based generation should be also taken into account in the economic operation of the system. An innovative formulation of the unit commitment problem is proposed that uses the optimal classification trees rules to force constraints on the frequency dynamic security. To deal with the uncertainty in the system operation, introduced by the RES in their power production and provision of ancillary services, as well as from the system load, a robust optimization formulation is proposed for the day ahead unit commitment problem.

Keywords

Non interconnected island systems, frequency and voltage stability, ancillary services by inverter-based generation, grid forming inverter, dynamic security assessment, machine learning, secure unit commitment, robust optimization.

Acknowledgement

Part of the present research was carried in the frame of the Smart4RES Project which has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation Framework Programme under Grant Agreement No. 864337

Πρόλογος

Η παρούσα διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στο εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ) υπό την επίβλεψη του καθηγητή Νικόλαου Χατζηαργυρίου και άρχισε να εκπονείται το Νοέμβριο του 2016 και ολοκληρώθηκε το Ιούλιο του 2022. Σκοπός της διατριβής είναι η μελέτη της λειτουργίας μη διασυνδεδεμένων νησιών σε υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ιδιαίτερα μελετήθηκαν τα ζητήματα ασφάλειας της λειτουργίας τους και οι επικουρικές υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για την ρύθμιση της τάσης και της συχνότητας. Επίσης μελετήθηκαν τεχνικές μηχανικής μάθησης για την ασφάλεια της συχνότητας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά και αναπτύχθηκε μεθοδολογία για την αξιολόγηση τους. Τέλος, εφαρμοστήκαν σε έναν ασφαλή προγραμματισμό παραγωγής των μη διασυνδεδεμένων νησιών.

Καταρχάς, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα τον επιβλέποντα της εργασίας καθηγητή Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την άριστη συνεργασία την οποία είχαμε, τις συμβουλές και την καθοδήγηση που μου έδωσε σε όλα τα στάδια της εργασίας. Ομολογώ ότι αποτελεί πρότυπο ως επιστήμονα, καθηγητή αλλά και άνθρωπο και η όρεξη που επιδεικνύει στη δουλειά του δεν σταματά να με εκπλήσσει. Στη συνέχεια θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής καθηγητή κ. Κ. Βουρνά και τον καθηγητή κ. Γ. Κορρέ για όλες τις χρήσιμες υποδείξεις τους και το ενδιαφέρον τους και την άριστη συνεργασία που είχαμε όλα αυτά τα χρόνια.

Επιπροσθέτως, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Σ. Παπαθανασίου και τον αναπλ. καθηγητή κ. Σ. Χατζηβασιλειάδη για την αποδοχή συμμετοχής στην πενταμελή συμβουλευτική επιτροπή και τις συμβουλές τους κατά την ενδιάμεση εξέταση οι οποίες βοήθησαν σημαντικά στην βελτίωση της διατριβής. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Π. Τσανάκα και τον καθηγητή κ. Γ. Καρινιωτάκη για την αποδοχή συμμετοχής στην επταμελή εξεταστική επιτροπή.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στον φίλο Βασίλη Κλεφτάκη, συνεπιβλέποντα του θέματος της πτυχιακής μου εργασίας, η βοήθεια του οποίου συνέβαλε στην επιτυχημένη ολοκλήρωσή της. Θα ήθελα να ευχαριστήσω επίσης τον Φοίβο Παλαιογιάννη, τον Αθανάσιο Βασιλάκη, τον Παναγιώτη Κοτσαμπόπουλο και τον Δημήτρη Τράκα που μέσω της συνεργασίας που είχαμε όλα αυτά τα χρόνια με βοήθησαν σε πολύ μεγάλο βαθμό στην ολοκλήρωση της διδακτορικής μου διατριβής και αποτέλεσαν για εμένα άτομα στα οποία μπορούσα να στηριχθώ και να συζητήσω μαζί τους τις απορίες που είχα κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διδακτορικής μου διατριβής. Επίσης οφείλω να ευχαριστήσω τους Ιάσονα Κουβελιώτη, Αλέξανδρο Χρόνη, Άλκηστις Κοντού όπως και όλα τα υπόλοιπα μέλη της ομάδας SmartRue για όλη τη συνεργασία που είχαμε όλα αυτά τα χρόνια. Επιπλέον θα ήθελα να ευχαριστήσω τους Γεώργιο Κατσαρό, Ειρήνη Γασπαράκη, Ελένη Αυλωνίτου,

Αλεξάνδρα Αδαμ και τον Άρη Δημέα για την άριστη συνεργασία που είχαμε όλα αυτά τα χρόνια.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς τους φίλους μου και την οικογένειά μου για όλη την συμπαράσταση και την υποστήριξη που μου έδειξαν όλα αυτά τα χρόνια. Κλείνοντας, το μεγαλύτερο ευχαριστώ το οφείλω σε εσένα Μαρία μου, που μοιράστηκα όλες τις δυσκολίες και τις χαρές της εκπόνησης αυτής της διατριβής, και που η συμπαράστασή σου έπαιξε καθοριστικό ρόλο στην ολοκλήρωσή της.

Δημήτριος Λαγός

Αθήνα, Ιούλιος 2022

Περιεχόμενα

1	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιωτικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	1
1.1	Εισαγωγή.....	1
1.2	Χαρακτηριστικά των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	3
1.2.1	Ζήτηση ενέργειας.....	3
1.2.2	Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων παραγωγής.....	3
1.2.3	Διείσδυση ΑΠΕ.....	6
1.3	Στρατηγικές μείωσης του κόστους ηλεκτροδότησης των μη διασυνδεδεμένων νησιών	6
1.3.1	Διασύνδεση μη διασυνδεδεμένων νησιών.....	6
1.3.2	Πιλοτικά έργα «έξυπνων» νησιών.....	8
1.4	Προκλήσεις στην λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ	9
1.5	Αντικείμενο και δομή διατριβής.....	11
2	Ευστάθεια Λειτουργίας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών	17
2.1	Εισαγωγή.....	17
2.2	Έλεγχος συχνότητας.....	18
2.2.1	Αδρανειακή απόκριση	19
2.2.2	Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας	20
2.2.3	Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	21
2.2.4	Έλεγχος συχνότητας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά.....	22
2.2.5	Προκλήσεις στη ρύθμιση συχνότητας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ.....	23
2.3	Έλεγχος τάσης	27
2.3.1	Προκλήσεις ελέγχου τάσης σε μη διασυνδεδεμένα νησιά.....	29
2.4	Προβλήματα ευστάθειας εξαιτίας της αλληλεπίδρασης των ελεγκτών	33
2.5	Τεχνική Hardware In the Loop	35
2.6	Σύνοψη και συμπεράσματα.....	37
3	Επικουρικές Υπηρεσίες Μονάδων Ηλεκτρονικών Ισχύος.....	43
3.1	Εισαγωγή.....	43
3.2	Επικουρικές υπηρεσίες μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για ρύθμιση συχνότητας και τάσης.....	45

3.2.1	Επικουρικές υπηρεσίες μονάδων ΑΠΕ υποστήριξης στη συχνότητα και την τάση	45
3.2.2	Επικουρικές υπηρεσίες αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες και ηλεκτρικών οχημάτων στη συχνότητα και την τάση	46
3.3	Υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας	47
3.3.1	Προσομοίωση υπηρεσιών γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας σε ΜΔΝ	48
3.4	Εικονική αδράνεια	51
3.4.1	Εικονική αδράνεια από μονάδες ΑΠΕ	51
3.4.2	Εικονική αδράνεια από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας	53
3.4.3	Προσομοίωση εικονικής αδράνειας από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας σε ΜΔΝ	56
3.4.4	Μετάβαση σε λειτουργία με 100% διείσδυση ΑΠΕ	58
3.5	Προτεινόμενος έλεγχος κεντρικής μονάδας αποθήκευσης	59
3.6	Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης	61
3.6.1	Προβληματισμοί στη λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών κατά τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	62
3.6.2	Αρχιτεκτονικές δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και τάσης	63
3.6.3	Προτεινόμενες τεχνικές δευτερεύουσας ρύθμισης τάσης και συχνότητας	65
3.6.4	Προτεινόμενη τεχνική αυτόματης ρύθμισης παραγωγής	66
3.7	Σύνοψη και συμπεράσματα	69
4	Πειραματικά αποτελέσματα λειτουργίας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ	75
4.1	Εισαγωγή	75
4.2	Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης	75
4.2.1	Αλληλεπίδραση με εξοπλισμό προστασίας ανίχνευσης νησιδοποίησης	75
4.2.2	Αποσύνδεση Α/Γ σε διαφορετικές λειτουργίες του μετατροπέα των μπαταριών	79
4.2.3	Αποσύνδεση Α/Γ σε διείσδυση ΑΠΕ 100%	83
4.3	Μεταβατικά στη σύνδεση και αποσύνδεση μονάδων	86
4.3.1	Σύνδεση μονάδας αποθήκευσης	86
4.3.2	Αποσύνδεση της θερμικής μονάδας	89
4.4	Δευτερεύουσα ρύθμιση	93

4.4.1	Αποκεντρωμένη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας	93
4.4.2	Κεντρική δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης.....	95
4.4.3	Κεντρικός έλεγχος παραγωγής πραγματικού χρόνου	97
4.5	Συμπεράσματα.....	101
5	Εκτίμηση Δυναμικής Ασφάλειας σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.....	103
5.1	Εισαγωγή.....	103
5.2	Πρακτικές για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας.....	104
5.3	Τεχνικές μηχανικής μάθησης για εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας.....	106
5.3.1	Δέντρα απόφασης.....	107
5.3.2	Τεχνητά νευρωνικά δίκτυα.....	109
5.3.3	Μηχανές διανυσμάτων υποστήριξης.....	111
5.4	Βέλτιστα δέντρα απόφασης.....	114
5.5	Δημιουργία συνόλου δεδομένων για την εκπαίδευση των αλγορίθμων μηχανικής μάθησης	120
5.6	Σύγκρισή μεθόδων	124
5.6.1	ΣΗΕ μη διασυνδεδεμένου νησιού υπό εξέταση και δημιουργία σεναρίων	124
5.6.2	Επιλογή χαρακτηριστικών	127
5.6.3	Αποτελέσματα σύγκρισής μεθόδων μηχανικής μάθησης	129
5.7	Σύνοψη και συμπεράσματα.....	132
6	Αξιολόγηση ταξινομητή μηχανικής μάθησης για την δυναμική ασφάλεια με χρήση των φυσικών εξισώσεων του μεταβατικού της συχνότητας.	135
6.1	Εισαγωγή.....	135
6.2	Μαθηματικό πρόβλημα αξιολόγησης ταξινομητή μηχανικής μάθησης για την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας.	137
6.3	Γραμμικές μοντελοποιήσεις των φυσικών αναπαραστάσεων των δυναμικών της συχνότητας.....	139
6.3.1	Γραμμική αναπαράσταση με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης και απλοποιημένων δυναμικών στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας.....	139
6.3.2	Γραμμική αναπαράσταση των μεταβατικών στην συχνότητα με αναλυτικά μοντέλα ελεγκτών μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και IEEE μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων.....	145
6.4	Αποτελέσματα αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης κανόνων μηχανικής μάθησης.....	149

6.4.1	Αξιολόγηση και επανεκπαίδευση κανόνων με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης και αναπαράσταση απλοποιημένων δυναμικών στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας	150
6.4.2	Αξιολόγηση και επανεκπαίδευση κανόνων με αναλυτικά μοντέλα ελεγκτών μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και IEEE μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων.....	155
6.5	Σύνοψη και Συμπεράσματα	159
7	Ασφαλής προγραμματισμός μονάδων παραγωγής με περιορισμούς στην δυναμική ασφάλεια της συχνότητας	163
7.1	Εισαγωγή.....	163
7.2	Προγραμματισμός ένταξης μονάδων παραγωγής	164
7.3	Περιορισμοί δυναμικής ασφάλειας στη συχνότητα.....	167
7.3.1	Αναλυτική μέθοδος εξαγωγής περιορισμών στη συχνότητας.....	167
7.3.2	Αξιοποίηση κανόνων μηχανικής μάθησης	172
7.4	Αβεβαιότητα στον ημερήσιο προγραμματισμό παραγωγής μονάδων	174
7.4.1	Στοχαστική βελτιστοποίηση	175
7.4.2	Εύρωστη βελτιστοποίηση.....	178
7.5	Σύγκριση μεθόδων	183
7.5.1	Σύγκριση τεχνικών δυναμικής ασφάλειας συχνότητας	185
7.5.2	Σύγκριση τεχνικών μοντελοποίησης της αβεβαιότητας	188
7.6	Σύνοψη και συμπεράσματα.....	190
8	Συμπεράσματα	195
8.1	Ανακεφαλαίωση.....	195
8.2	Συμβολή	198
8.3	Μελλοντικές επεκτάσεις	200
9	Παράρτημα Α.....	202
9.1	Δεδομένα δικτύου Ρόδου	202
9.2	Δεδομένα δικτύου Αστυπάλαιας.....	210
10	Βιβλιογραφία.....	215

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1. Χαρακτηριστικά παραγωγής και ζήτησης ΜΔΝ [1].....	2
Πίνακας 1.2. Πιλοτικά έργα «έξυπνων» ΜΔΝ.....	9
Πίνακας 2.1. Όρια λειτουργίας μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τον κώδικα ΜΔΝ [25].	24
Πίνακας 2.2. Παράμετροι προσομοιωτή πραγματικού χρόνου.....	36
Πίνακας 2.3. Παράμετροι ελεγκτή ηλεκτρονικών ισχύος	36
Πίνακας 2.4. Παράμετροι κεντρικού ελεγκτή πραγματικού χρόνου	37
Πίνακας 3.1. Χαρακτηριστικά Υπηρεσιών γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας.....	48
Πίνακας 4.1. Οικονομικά/τεχνικά χαρακτηριστικά της θερμικής μονάδας.....	99
Πίνακας 4.2. Σύγκριση των μεθόδων ως προς το κόστος παραγωγής και την διείσδυση ΑΠΕ για το τέταρτο που θεωρήθηκε.	101
Πίνακας 5.1. Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων Ρόδου.	125
Πίνακας 5.2. Χαρακτηριστικά ελεγκτή Α/Π.	126
Πίνακας 5.3. Σύγκριση επιλογής χαρακτηριστικών ως προς την ακρίβεια στο σύνολο αξιολόγησης.....	128
Πίνακας 5.4. Αποτελέσματα στο χρόνο εκπαίδευσης για διαφορετικές δομές ΔΑ.	130
Πίνακας 5.5. Τα βάρη των χαρακτηριστικών του ΒΔΑ.	130
Πίνακας 5.6. Σύγκριση των μεθόδων ως προς την ακρίβεια τους του ΒΔΑ.....	131
Πίνακας 6.1. Τα βάρη των χαρακτηριστικών του ΒΔΑ για τον αρχικό και τελικό ταξινομητή.	151
Πίνακας 6.2. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή για το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα που υπολογίζονται επαναληπτικά.	152
Πίνακας 6.3. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή για το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα που υπολογίζονται επαναληπτικά.	152
Πίνακας 6.4. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού και τελικού ταξινομητή στο σύνολο του χώρου λειτουργίας.....	154
Πίνακας 6.5. Βάρη για τον αρχικό και τελικό ταξινομητή ΒΔΑ στο αναλυτικό δυναμικό μοντέλο του ΜΔΝ της Ρόδου.....	157
Πίνακας 6.6. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης.....	157
Πίνακας 6.7. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του τελικού ταξινομητή ΒΔΑ με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης.....	157
Πίνακας 7.1. Οικονομικά/τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων Ρόδου.	184
Πίνακας 7.2. Σύγκριση ακρίβειας στην δυναμική ασφάλεια των περιορισμών.....	185
Πίνακας 7.3. Σύγκριση μεθόδων σε μέσο κόστος, υπολογιστικό χρόνο και μέση διείσδυση ΑΠΕ	186
Πίνακας 7.4. Σύγκριση χρήσης των διαφόρων μονάδων.....	186

Πίνακας 7.5. Σύγκριση υπολογιστικού χρόνου στην δυναμική ασφάλεια των περιορισμών.	187
Πίνακας 7.6. Σύγκριση κόστους για διαφορετικές τιμές του προϋπολογισμού αβεβαιότητας στην εύρωση βελτιστοποίηση.	189
Πίνακας 7.7. Σύγκριση κόστους για διαφορετικούς αριθμούς σεναρίων στην στοχαστική βελτιστοποίηση.	189
Πίνακας 7.8. Σύγκριση κόστους για διαφορετικά διαστήματα εμπιστοσύνης στη στοχαστική βελτιστοποίηση.	190
Πίνακας 9.1. Χαρακτηριστικά γραμμών Υ.Τ. Ρόδου.	202
Πίνακας 9.2. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων S1-S2 (IEEEG1).	202
Πίνακας 9.3. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων S1-S2 (SEXS).	203
Πίνακας 9.4. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων D1-D2 (DEGOV1).	203
Πίνακας 9.5. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων D1-D2 (EXST1).	204
Πίνακας 9.6. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων D3-D5 (DEGOV1).	204
Πίνακας 9.7. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων D3-D5 (EXST1).	205
Πίνακας 9.8. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G1 (IEEEG1).	205
Πίνακας 9.9. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G1 (SEXS).	206
Πίνακας 9.10. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G2 (IEEEG1).	206
Πίνακας 9.11. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G2 (SEXS).	207
Πίνακας 9.12. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G3 (IEEEG1).	207
Πίνακας 9.13. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G3 (EXST1).	208
Πίνακας 9.14. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G4 (IEEEG1).	208
Πίνακας 9.15. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G4 (EXST1).	209
Πίνακας 9.16. Χαρακτηριστικά Γεννητριών Ρόδου.	210
Πίνακας 9.17. Χαρακτηριστικά Governor θερμικής μονάδας (DEGOV1).	210
Πίνακας 9.18. Χαρακτηριστικά AVR θερμικής μονάδας (SEXS).	211
Πίνακας 9.19. Χαρακτηριστικά Γεννήτριας Αστυπάλαιας.	211
Πίνακας 9.20. Δίκτυο Αστυπάλαιας.	212
Πίνακας 9.21. Χαρακτηριστικά γραμμών Αστυπάλαιας.	212
Πίνακας 9.22. Χαρακτηριστικά γραμμών Μ/Σ Ανύψωσης μονάδας αποθήκευσης και γεννήτριας.	213
Πίνακας 9.23. Συντελεστές φορτίου.	213
Πίνακας 9.24 Χαρακτηριστικά μετατροπέα GFM.	214
Πίνακας 9.25 Χαρακτηριστικά μετατροπέα GFL.	214

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1 ΜΔΝ στην Ελλάδα	1
Εικόνα 1.2 Καμπύλη ζήτησης για τα ΜΔΝ [1].	3
Εικόνα 1.3 Εγκατεστημένη Ισχύς θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ [1].	4
Εικόνα 1.4 Αριθμός θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ [1].	4
Εικόνα 1.5 Σύγκριση ζήτησης και εγκατεστημένης ισχύς θερμικών μονάδων στην Αστυπάλαια [1].	5
Εικόνα 1.6 Στοιχεία κόστους των διαφόρων ΜΔΝ για το 2017 [1].	6
Εικόνα 1.7 Πλάνο διασύνδεσης ΜΔΝ βορειοανατολικού αιγαίου και Δωδεκάνησων [4].	8
Εικόνα 2.1 Απόκριση συχνότητας και υπηρεσίες που παρέχονται από τις θερμικές μονάδες.....	19
Εικόνα 2.2 Διαμοιρασμός της ενεργού ισχύος μέσω των καμπυλών στατίσμου.....	21
Εικόνα 2.3 Διάγραμμα βαθμίδων ισόχρονου ελέγχου.	23
Εικόνα 2.4 Μεταβατικό στη συχνότητα.....	26
Εικόνα 2.5 Μεταβατικό στην εκτίμηση γωνίας (angle) του Vector Shift και του ROCOF.	26
Εικόνα 2.6 Αυτόματη Ρύθμιση Τάσης και αντιστάθμιση σε σύγχρονες γεννήτριες...27	
Εικόνα 2.7 Τυπικό διάγραμμα P-Q σύγχρονης γεννήτριας	30
Εικόνα 2.8 Τυπικό διάγραμμα P-Q ηλεκτρονικών ισχύος α) μονάδας αποθήκευσης με μπαταρίες, β) μονάδας ΑΠΕ.	31
Εικόνα 2.9 Διαμοιρασμός άεργου ισχύος σύμφωνα με την ροή φορτίου όταν μέσω αντιστάθμισης (μαύρο χρώμα αποτελεσμάτων) η γεννήτρια ρυθμίζει τον ζυγό του φορτίου και οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος δεν παρέχουν ρύθμιση τάσης, όταν ενεργοποιείται η χαρακτηριστική Q(V) με κλίση 5% (κόκκινο) στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και όταν λειτουργούν ταυτόχρονα αντιστάθμιση με αρνητικό πρόσημο (11%) στην γεννήτρια και οι Q(V) χαρακτηριστικές στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος.	33
Εικόνα 2.10 Διατάξεις Hardware in the Loop [56].....	36
Εικόνα 2.11 Εξοπλισμός εργαστήριου ΣΗΕ.....	37
Εικόνα 3.1 Χαρακτηριστική P-F για την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από Α/Π. 45	
Εικόνα 3.2 Ελεγκτής παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας γρήγορης απόκρισης.	49
Εικόνα 3.3 Απόκριση ισχύος του αντιστροφέα των μπαταριών.	49
Εικόνα 3.4 Μεταβατικό στη συχνότητα κατά την αποσύνδεση του Α/Π.....	50
Εικόνα 3.5 Μεταβατικό στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας κατά την αποσύνδεση του Α/Π.	50
Εικόνα 3.6 Ελεγκτής εικονικής αδράνειας τύπου P-df/dt.	52
Εικόνα 3.7 Διαγράμμά βαθμίδων του ελέγχου του μετατροπέα Grid Following Control.	54
Εικόνα 3.8 Διάγραμμα βαθμίδων ελέγχου του μετατροπέα Grid Forming.....	56

Εικόνα 3.9 Μεταβατικό στη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από τη μονάδα αποθήκευσης με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας.....	57
Εικόνα 3.10 Μεταβατικό στη συχνότητα κατά την αποσύνδεση του Α/Π με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας	57
Εικόνα 3.11 Μεταβατικό στο ROCOF κατά την αποσύνδεση του Α/Π με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας.....	57
Εικόνα 3.12 Προτεινόμενο μοντέλο εικονικής γεννήτριας για τον έλεγχο GFM.	60
Εικόνα 3.13 Προτεινόμενος έλεγχος συγχρονισμού και σύνδεσης για τον έλεγχο GFM.	61
Εικόνα 3.14 Παραγωγή της μονάδας αποθήκευσης (BES) ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.....	62
Εικόνα 3.15 Παραγωγή της γεννήτριας ντίζελ ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.....	63
Εικόνα 3.16 Μεταβατικό στη συχνότητα ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.	63
Εικόνα 3.17 Αρχιτεκτονικές δευτερεύουσας ρύθμισης μικροδικτύων: από αριστερά προς τα δεξιά κεντρικός, διεσπαρμένος και αποκεντρωμένος έλεγχος [72].	64
Εικόνα 3.18 Καθορισμός αέργου ισχύος για την μονάδα αποθήκευσης μέσω της δευτερεύουσας ρύθμισης.	65
Εικόνα 3.19 Δυναμικό μοντέλο KiBaM για τη συστοιχία αποθήκευσης με μπαταρίες [113]......	68
Εικόνα 4.1 Πειραματική διάταξη CHIL για τη μελέτη πρωτογενούς ελέγχου συνότητας και τάσης.....	77
Εικόνα 4.2 Μεταβατικό στη συχνότητα για αποσύνδεση της Α/Γ.	78
Εικόνα 4.3 Μεταβατικό στην εκτίμηση γωνίας του VS και του ROCOF για αποσύνδεση της Α/Γ.....	78
Εικόνα 4.4 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ των μονάδων κατά την αποσύνδεση της Α/Γ.	79
Εικόνα 4.5 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου για αποσύνδεση της Α/Γ για τους δύο μετατροπείς.	80
Εικόνα 4.6 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.	80
Εικόνα 4.7 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.....	80
Εικόνα 4.8 Απόκριση του συστήματος των μπαταριών για αποσύνδεση της Α/Γ για Grid Forming και Grid Following μετατροπείς.....	81
Εικόνα 4.9 Μεταβατικό σε ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.	81
Εικόνα 4.10 Μεταβατικό σε ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.	82
Εικόνα 4.11 Μεταβατικό σε άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.....	82
Εικόνα 4.12 Μεταβατικό σε άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.	82

Εικόνα 4.13 Μεταβατικό στην τάση για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.	83
Εικόνα 4.14 Μεταβατικό στην τάση για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.	83
Εικόνα 4.15 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%	84
Εικόνα 4.16 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.	84
Εικόνα 4.17 Μεταβατικό στις τάσεις των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.	85
Εικόνα 4.18 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.	85
Εικόνα 4.19 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.	85
Εικόνα 4.20 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου κατά τη σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης ανάλογα με τον τύπο μετατροπέα.	87
Εικόνα 4.21 Μεταβατικό στις τάσεις του δικτύου για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης με μετατροπέα GFM.	87
Εικόνα 4.22 Μεταβατικό στις τάσεις του δικτύου για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης με μετατροπέα GFL.	88
Εικόνα 4.23 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης για τον μετατροπέα GFM.	88
Εικόνα 4.24 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης για τον μετατροπέα GFL.	88
Εικόνα 4.25 Σύγκριση του μεταβατικού στην συχνότητα για τον GFM και GFL μετατροπέα για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	90
Εικόνα 4.26 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	90
Εικόνα 4.27 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	91
Εικόνα 4.28 Μεταβατικό στην τάση για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	91
Εικόνα 4.29 Μεταβατικό στην τάση για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	92
Εικόνα 4.30 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	92
Εικόνα 4.31 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.	93
Εικόνα 4.32 Μεταβολή της παραγωγής των μονάδων ντίζελ και αποθήκευσης ως ποσοστό της διαταραχής για ισόχρονους ελεγκτές και στις δύο μονάδες.	94
Εικόνα 4.33 Μεταβολή της παραγωγής των μονάδων ντίζελ και αποθήκευσης ως ποσοστό της διαταραχής για ισόχρονο ελεγκτή στη μονάδα αποθήκευσης.	94
Εικόνα 4.34 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας με ισόχρονο ελεγκτή στην μονάδα αποθήκευσης.	95

Εικόνα 4.35 Εργαστηριακή διάταξη CHIL για την δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης.	96
Εικόνα 4.36 Διαμοιρασμός αέργου ισχύος κατά τη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης.	96
Εικόνα 4.37 Τάσεις συστήματος με ενεργοποίηση της δευτερεύουσας ρύθμιση τάσης.	97
Εικόνα 4.38 Πειραματική διάταξη για την εξέταση λειτουργίας του MPC.....	98
Εικόνα 4.39 Διακύμανση φορτίου (Load), παράγωγής Α/Γ (WT) και Φ/Β (PV) εντός του τετάρτου με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων.	98
Εικόνα 4.40 Παραγωγή γεννήτριας ντίζελ (μέση τιμή παραγωγής 15λεπτού, πραγματική παραγωγή με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων) χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.	99
Εικόνα 4.41 Παραγωγή μονάδας αποθήκευσης (μέση τιμή παραγωγής 15λεπτού, πραγματική παραγωγή με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων) χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.	100
Εικόνα 4.42 Μεταβολή φόρτισης μονάδας αποθήκευσης χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.....	100
Εικόνα 5.1 Παράδειγμα Δέντρου Απόφασης	108
Εικόνα 5.2 Τεχνητό νευρωνικό δίκτυο (ΤΝΔ) πολυστρωματικών νευρώνων	110
Εικόνα 5.3 Απεικόνιση των δεδομένων εισόδου σε νέο χώρο με χρήση συνάρτησης f	112
Εικόνα 5.4 Απεικόνιση ΒΔΑ.	118
Εικόνα 5.5 Τελική μορφή ΒΔΑ.	119
Εικόνα 5.6 Μείωση του χώρου δειγματοληψίας των σεναρίων μέσω της (5.38)-(5.39).	122
Εικόνα 5.7 Δημιουργία σεναρίων εκπαίδευσης	124
Εικόνα 5.8 Απεικόνιση του δικτύου Υ.Τ. της Ρόδου.	125
Εικόνα 5.9 Επικουρικές υπηρεσίες Α/Π.....	126
Εικόνα 5.10 Σύγκριση ακρίβειας ανάλογα με τη δομή του ΔΑ (DT (CART)) και του ΒΔΑ (OCT).	130
Εικόνα 5.11 Αριθμός σεναρίων σε κάθε διάστημα του ναδίρ της συχνότητας για τις εντολές λειτουργίας που υπολογίστηκαν με πρόγραμμα κατανομής που χρησιμοποιεί τον κανόνα του ταξινομητή ΒΔΑ.	132
Εικόνα 6.1 Διαδικασία αξιολόγησης των κανόνων ασφαλείας που προκύπτουν από την τεχνική μηχανικής μάθησης και επαναληπτική εκπαίδευσή τους.	144
Εικόνα 6.2 Αναλυτικό μοντέλο υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας σε διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος σε ένα ΜΔΝ.....	146
Εικόνα 6.3 Διαφορά απαραίτητων εφεδρειών θερμικών μονάδων όπως υπολογίζονται από την αναλυτική σχέση και των ταξινομητή ΒΔΑ	151
Εικόνα 6.4 Απεικόνιση σε 2 διαστάσεις του όριου λειτουργίας ως προς το όριο του ναδίρ, τον ROCOF και το σφάλμα μόνιμης κατάστασης της συχνότητας για εφεδρείες των Α/Π ίσες με μηδέν και μέγεθος διαταραχής 6MW στο ΜΔΝ της Ρόδου.....	152
Εικόνα 6.5 Απεικόνιση σε 2 διαστάσεις της λογικής ανίχνευσης αντιπαραδειγμάτων μέσω της προτεινόμενης μεθοδολογίας αξιολόγησης.	153
Εικόνα 6.6 Σύγκριση των τιμών του ναδίρ της συχνότητας για 1000 εντολές κατανομής για με χρήση του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ (πορτοκαλί) και του τελικού (μπλε).....	155

Εικόνα 6.7 Απόκλιση του ναδίρ της συχνότητας για τα αντι-παραδείγματα που υπολογίζονται σε κάθε επανάληψη.....	156
Εικόνα 6.8 Σύγκριση των τιμών του ναδίρ της συχνότητας για 1000 εντολές κατανομής για με χρήση του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ (πορτοκαλί) και του τελικού (μπλε) για το αναλυτικό μοντέλο των δυναμικών της συχνότητας.	158
Εικόνα 6.9 Θηκόγραμμα α)για το ναδίρ της συχνότητας και β) τον ROCOF για την αποσύνδεση του Α/Π με τη μεγαλύτερη παραγωγή, όπως υπολογίστηκαν στο πλήρες μοντέλο στο Powerfactory, για τα 1000 σενάρια κατανομής.....	159
Εικόνα 7.1 α) Σύγκριση απόκρισης πρωτεύουσας εφεδρείας θερμικών μονάδων ανάλογα με το μοντέλο που θα χρησιμοποιηθεί, β) απόκριση συχνότητας σύμφωνα με την μοντελοποίηση του συστήματος	172
Εικόνα 7.2 Τυπικό Δέντρο Απόφασης	173
Εικόνα 7.3 Χώρος χαρακτηριστικών, σενάρια εκπαίδευσης, κανόνες λειτουργίας και σημεία λειτουργίας της βελτιστοποίησης.....	174
Εικόνα 7.4 Εκατοστημόριά στην συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας.....	176
Εικόνα 7.5 Δέντρα σεναρίων (α) πολύπλοκο με πολλαπλές διακλαδώσεις, (β) απλό με διακλάδωση μόνο στον αρχικό κόμβο	177
Εικόνα 7.6 Παραγωγές θερμικών μονάδων και απαιτήσεις ρυθμού αύξησης/μείωση της παραγωγής μεταξύ των σεναρίων	178
Εικόνα 7.7 Σύνολο αβεβαιότητας για διαφορετικές τιμές του προϋπολογισμού αβεβαιότητας σε χώρο 2 αβέβαιων μεταβλητών	180
Εικόνα 7.8 Αλγόριθμος επίλυσης του εύρωστου προγραμματισμού ένταξης μονάδων.	183
Εικόνα 7.9 Αβεβαιότητα στη ζήτηση, παραγωγή Φ/Β και Α/Γ.....	184
Εικόνα 7.10 Πρόγραμμα ένταξης συμβατικής μεθόδου	186
Εικόνα 7.11 Πρόγραμμα ένταξης αναλυτικής μεθόδου και ΒΔΑ.....	187
Εικόνα 7.12 Θηκόγραμμα ναδίρ συχνότητας για την αποσύνδεση του Α/Π.....	188

Ευρετήριο Συντμήσεων

ΣΗΕ	Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
Α/Π	Αιολικό Πάρκο
Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
Φ/Β	Φωτοβολταϊκό
ΤΣΠ	Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Μ.Τ.	Μέση Τάση
Υ.Τ.	Υψηλή Τάση
Μ/Σ	Μετασηματιστής
BES	Battery Energy Storage (Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας με Μπαταρίες)
SOC	State of Charge (Κατάσταση Φόρτισης των Μπαταριών)
GFM	Grid Forming (Μετατροπέας Δημιουργίας Δικτύου)
GFL	Grid Following (Μετατροπέας Παρακολούθησης Δικτύου)
VSG	Virtual Synchronous Generator (Εικονική Σύγχρονη Γεννήτρια)
PWM	Pulse Width Modulation (Διαμόρφωση Εύρους Παλμού)
MPC	Model Predictive Control (Προβλεπτικός Έλεγχος με Μοντέλο)
Η/Ν	Ηλεκτρονόμος
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency (Ρυθμός Μεταβολής της Συχνότητας)
VS	Vector Shift (Μετατόπιση Διανύσματος Τάσης)
CHIL	Control Hardware in the Loop (Διάταξη Συσκευής Ελεγκτή σε βρόχο με προσομοιωμένο σύστημα σε πραγματικό χρόνο)
RTDS	Real Time Digital Simulator (Ψηφιακός προσομοιωτής πραγματικού χρόνου)
ΔΑ	Δέντρα Απόφασης
ΤΝΔ	Τεχνητά Νευρωνικά Δίκτυα
ΜΔΥ	Μηχανές Διανυσμάτων Υποστήριξης
ΒΔΑ	Βέλτιστα Δέντρα Απόφασης
LHS	Latin Hypercube Sampling (Δειγματοληψία Λατινικών Υπερκύβων)
PR	Primary Response (Παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας)
EPR	Enhanced Primary Response (Γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας)

Κεφάλαιο 1

1 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιωτικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.1 Εισαγωγή

Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ) αποτελούν συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) τα οποία λειτουργούν αυτόνομα χωρίς διασύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο. Τα τελευταία χρόνια, η εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες σε διάφορα νησιά ανά τον κόσμο έχει ελκύσει το ενδιαφέρον των τοπικών διαχειριστών δικτύου, με συγκεκριμένες πιλοτικές εγκαταστάσεις να είναι ήδη σε λειτουργία, στοχεύοντας τη μείωση τόσο του κόστους λειτουργίας όσο και του περιβαλλοντικού αντίκτυπου που έχει η παραγωγή ενέργειας στα ΜΔΝ [1].

Στην Ελλάδα υπάρχουν περισσότερα από 100 κατοικημένα νησιά, 60 από τα οποία δεν είναι συνδεδεμένα στο ηπειρωτικό δίκτυο, σχηματίζοντας 29 απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα, το καθένα με ένα ή περισσότερα νησιά που συνδέονται μεταξύ τους αλλά όχι με την ηπειρωτική χώρα, σύμφωνα με στοιχεία του 2017. Τα ΣΗΕ των ΜΔΝ βρίσκονται κυρίως στο Αιγαίο (Εικόνα 1.1). Έκτοτε σε ορισμένα ΜΔΝ έχουν πραγματοποιηθεί έργα διασύνδεσης (π.χ. Κρήτη).



Εικόνα 1.1 ΜΔΝ στην Ελλάδα .

Σύμφωνα με την τυπολογία της οδηγίας 2009/72 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τα 28 από τα 29 ΜΔΝ κατηγοριοποιούνται ως απομονωμένα μικρο-ΣΗΕ (micro islanded power systems), ενώ η Κρήτη ως μικρό απομονωμένο ΣΗΕ (small islanded power system) . Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), κατηγοριοποιεί τα ΜΔΝ ανάλογα με το μέγεθος αιχμής ζήτησης (AZ) [2]. Συνολικά υπάρχουν 19 μικρά ΜΔΝ (AZ< 10MW), 8 μεσαίου μεγέθους (AZ 10-100 MW) και 2 μεγάλα (AZ> 100 MW), όπως παρουσιάζει ο Πίνακας 1.1. Σε αυτά τα συστήματα κατοικεί το 15% του ελληνικού πληθυσμού, και αντιστοιχούν στο 10% της συνολικής ετήσιας εθνικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 1.1. Χαρακτηριστικά παραγωγής και ζήτησης ΜΔΝ [1].

ΜΔΝ	Μέση Αιχμή Ζήτησης 2012-2016 (MW)	Συντελεστής Φορτίου (%)	Εγκατεστημένη ισχύς θερμικών μονάδων (MW)	Ισχύς Α/Π (MW)	Ισχύς ΦΒ (MW)
Κρήτη	618.22	53.12	820.02	200.29	95.54
Ρόδος	200.4	44.44	232.93	49.15	19.37
Κως-Κάλυμνος	94.58	43.32	136.14	15.2	9.51
Λέσβος	64.71	51.22	97.98	13.95	9.04
Χίος	45.56	50.88	77.78	9.08	6.79
Σαντορίνη	38.44	40.8	75.09	—	0.61
Σάμος	29.89	52.7	49.63	8.38	4.4
Λήμνος	14.62	46.9	23.6	3.04	1.94
Μήλος	11.92	46.48	22.98	2.65	0.69
Κάρπαθος	11.4	37.44	18.6	1.23	1.18
Ικαρία	7.3	43.2	15.87	0.99	0.49
Σίφνος	6.1	32.14	10.2	—	0.38
Πάτμος	5.47	37.04	7.65	1.2	0.19
Σκύρος	4.5	39.08	7.98	—	0.34
Σύμη	3.95	42.12	9.8	—	0.19
Σέριφος	3.37	27.38	6.69	—	0.14
Αμοργός	3.04	35.4	4.93	—	0.31
Κύθνος	2.96	32.06	5.95	0.67	0.24
Αστυπάλαια	2.26	33.74	3.83	—	0.35
Μεγίστη	0.89	40.48	2.1	—	—
Ανάφη	0.57	24.56	0.87	—	—
Δονούσα	0.35	23.52	0.57	—	—
Ερεικούσσα	0.33	25.22	0.59	—	—
Αη Στράτης	0.32	37.74	0.84	0.002	—
Οθωνοί	0.3	23.14	0.59	—	—
Αγαθονήσι	0.18	41.48	0.64	—	—
Αρκίοι	0.14	26.46	0.41	—	—
Γαύδος	0.12	47.2	0.43	—	—
Αντικύθηρα	0.1	27.86	0.41	—	—

Τα ΜΔΝ ηλεκτροδοτούνται από τοπικούς σταθμούς παραγωγής (ΤΣΠ) ηλεκτρικής ενέργειας, που βασίζονται σε μονάδες πετρελαίου, κάτι που οδηγεί σε υψηλά επίπεδα κόστους παραγωγής. Παράλληλα, σε αυτά τα συστήματα εισάγονται

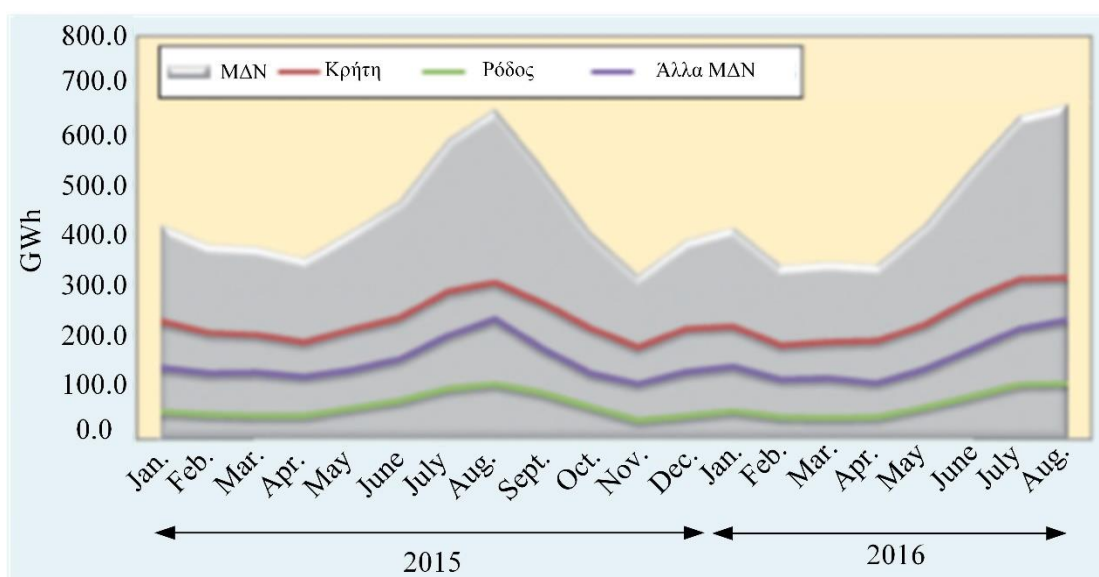
περιορισμοί στην εκμετάλλευση του υπάρχοντος δυναμικού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), ιδιαίτερα σε αιολικό και ηλιακό δυναμικό, για τη διασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του συστήματος [3].

Ανάλογα με το μέγεθος του νησιού, τον πληθυσμό και τα χαρακτηριστικά της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, το δυναμικό των ΑΠΕ θα μπορούσε να καλύψει πλήρως τη ζήτηση από την άποψη του ετήσιου ενεργειακού ισοζυγίου. Κατά τα τελευταία δέκα χρόνια, έχουν καταβληθεί προσπάθειες για την περαιτέρω ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ στα νησιά, με το νομοθετικό πλαίσιο να βρίσκεται υπό συνεχή μεταρρύθμιση. Επί του παρόντος, η ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ καλύπτει περίπου το 20% της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ [1].

1.2 Χαρακτηριστικά των ελληνικών μη διασυνδεδεμένων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

1.2.1 Ζήτηση ενέργειας

Η ζήτηση φορτίου των ελληνικών ΜΔΝ παρουσιάζει υψηλή εποχιακή μεταβλητότητα ως αποτέλεσμα της μεγάλης εξάρτησης των νησιών από τον τουρισμό. Η αιχμή της ζήτησης σε όλα τα νησιά εμφανίζεται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, όπως φαίνεται στην Εικόνα 1.2. Αυτό, με τη σειρά του, επηρεάζει τον ετήσιο συντελεστή φορτίου, που κυμαίνεται από 23% έως 53% (Πίνακας 1.1).

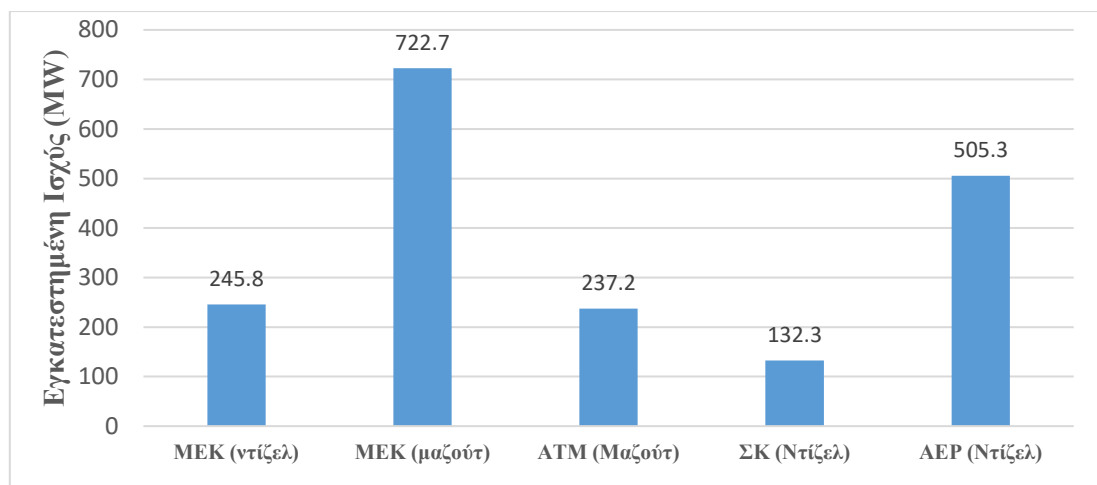


Εικόνα 1.2 Καμπύλη ζήτησης για τα ΜΔΝ [1].

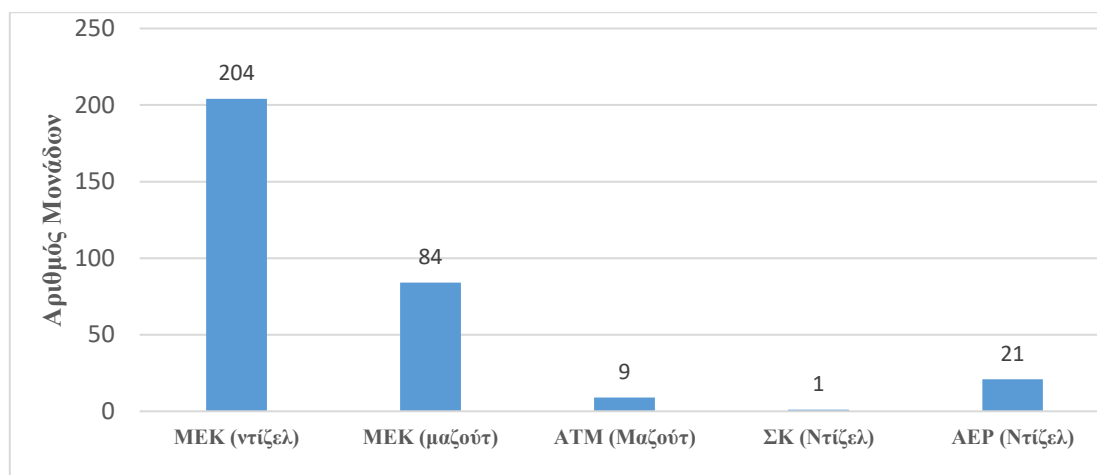
1.2.2 Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων παραγωγής

Η ηλεκτροδότηση των νησιών βασίζεται κυρίως σε συμβατικές μονάδες παραγωγής πετρελαίου, ελαφρύ (ντίζελ) ή βαρύ (μαζούτ), με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1.845 MW, που περιλαμβάνουν κυρίως μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) με μεγέθη ονομαστικής ισχύος που κυμαίνονται από 100 kW έως 50 MW. Μονάδες

ατμοστρόβιλου (ΑΤΜ), αεριοστρόβιλου (ΑΕΡ) και μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου (ΣΚ) υπάρχουν επίσης στα μεγάλα ΜΔΝ. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς και ο αριθμός των μονάδων ανά κατηγορία παρουσιάζονται στην Εικόνα 1.3 και Εικόνα 1.4 αντίστοιχα.

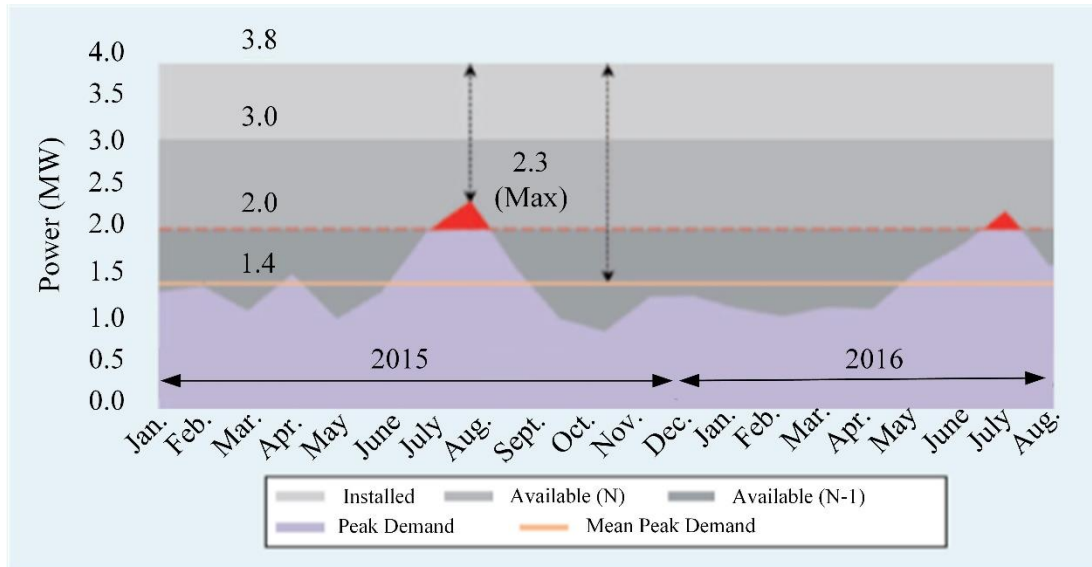


Εικόνα 1.3 Εγκατεστημένη Ισχύς θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ [1].



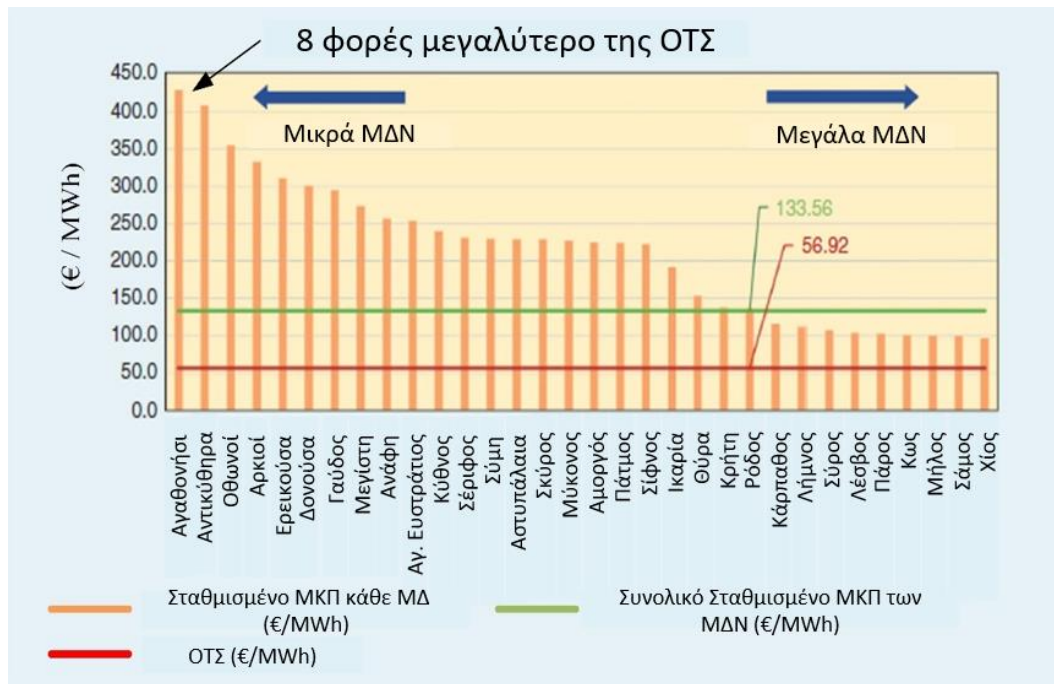
Εικόνα 1.4 Αριθμός θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ [1].

Επί του παρόντος, οι εγκατεστημένες δυνατότητες υπερβαίνουν την ετήσια αιχμή ζήτησης κατά 30–65%, κάτι που αναπόφευκτα οδηγεί σε χαμηλές φορτίσεις των μονάδων σε συνθήκες χαμηλής ζήτησης στα ΜΔΝ. Η περίπτωση της Αστυπάλαιας απεικονίζεται στην Εικόνα 1.5 όπου η εγκατεστημένη ισχύς και μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς παρουσιάζεται για συνθήκες N και N – 1 μαζί με την μέγιστη ζήτηση σε μηνιαία βάση. Σε συνθήκες N-1 η μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς μπορεί να είναι μικρότερη από τη μέγιστη ζήτηση τους θερινούς μήνες. Συνήθως για να υπάρχει επαρκής εγκατεστημένη ισχύς γίνεται ενοικίαση φορητών μονάδων ντίζελ ή μεταφορά τους από άλλα συστήματα όπου υπάρχει πλεονάζουσα εγκατεστημένη ισχύς.



Εικόνα 1.5 Σύγκριση ζήτησης και εγκατεστημένης ισχύς θερμικών μονάδων στην Αστυπάλαια [1].

Λόγω της χρήσης μονάδων ντίζελ, όλα τα ΜΔΝ χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγωγής. Στην Εικόνα 1.6, το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής (ΜΚΠ) που απεικονίζεται για όλα τα ΜΔΝ, συμπεριλαμβάνει το κόστος καυσίμου, το κόστος εκπομπών CO₂ και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης (Operation & Maintenance - O&M). Το μέσο μεταβλητό κόστος είναι το υψηλότερο για τα μικρά ΜΔΝ λόγω της χρήσης LFO (ντίζελ), ενώ στα μεσαίου και μεγάλου μεγέθους ΜΔΝ που βασίζονται στο σχετικά φθηνότερο HFO (μαζούτ) το κόστος είναι μικρότερο. Η μερική χρήση μονάδων καύσης LFO και η συντήρηση μονάδων παραγωγής επηρεάζει επίσης το συνολικό κόστος παραγωγής και εξηγεί το κόστος των δύο μεγαλύτερων συστημάτων, την Κρήτη και τη Ρόδο. Συνολικά, τα ΜΔΝ εμφανίζουν σημαντικά αυξημένο κόστος σε σύγκριση με το ηλεκτρικό δίκτυο του ηπειρωτικού συστήματος (το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής τους είναι δύο έως οκτώ φορές υψηλότερο από το μέση οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) στο ηπειρωτικό δίκτυο για τιμές του 2017)[1]. Το πολύ υψηλό κόστος παραγωγής λόγω της χρήσης πετρελαίου καλύπτεται μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφελείας (ΥΚΩ) που επιβαρύνουν όλους τους καταναλωτές στην Ελλάδα. Το κόστος μόνο για την Κρήτη ανέρχεται σε περισσότερα από 300 εκ. € ετησίως [4].



Εικόνα 1.6 Στοιχεία κόστους των διαφόρων ΜΔΝ για το 2017 [1].

1.2.3 Διείσδυση ΑΠΕ

Τα νησιά του Αιγαίου χαρακτηρίζονται από εξαιρετικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, το οποίο έχει ήδη οδηγήσει σε σημαντική ανάπτυξη της παραγωγής ΑΠΕ. Το 2017 ήταν σε λειτουργία 5.098 σταθμοί ΑΠΕ σε όλα τα ΜΔΝ, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 483 MW [1], η οποία κατανέμεται στα ακόλουθα:

- 97 αιολικά πάρκα (Α/Π) (323 MW),
- 1.758 φωτοβολταϊκοί σταθμοί εδάφους (Φ/Β) (136 MW),
- 3.242 φωτοβολταϊκά συστήματα εγκατεστημένα σε οροφές κτηρίων (24 MW),
- Ένα μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός (0.3 MW).

Πρόσφατες μελέτες που πραγματοποιήθηκαν για λογαριασμό του χειριστή ΜΔΝ έχουν δείξει ότι η συνολική χωρητικότητα ΑΠΕ στα ΜΔΝ μπορεί να ξεπεράσει τα 1.000 MW, καθιστώντας δυνατή την κάλυψη του 50% της ετήσιας ζήτησης φορτίου. Υψηλή διείσδυση ΑΠΕ μπορεί να επιτευχθεί μόνο μέσω της εγκατάστασης καταναμημένων σταθμών ΑΠΕ, ενώ η εισαγωγή αποθήκευσης είναι ο κύριος παράγοντας που επιτρέπει τη διείσδυση ΑΠΕ σε επίπεδο 50% και υψηλότερα [1].

1.3 Στρατηγικές μείωσης του κόστους ηλεκτροδότησης των μη διασυνδεδεμένων νησιών

1.3.1 Διασύνδεση μη διασυνδεδεμένων νησιών

Η εξυπηρέτηση του ηλεκτρικού φορτίου των ΜΔΝ της Ελλάδας έχει απασχολήσει εδώ και πολλά χρόνια την ηλεκτρική βιομηχανία της χώρας. Η προοπτική της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, στις

περιπτώσεις κατά τις οποίες ενδείκνυται τεχνικά και οικονομικά, ξεκίνησε από τις αρχές της δεκαετίας του 1960 [4].

Έως και σήμερα, έχουν συνδεθεί με το Σύστημα Υψηλή Τάσης (Υ.Τ.) όλες οι Ιόνιοι Νήσοι. Σε ότι αφορά στα Νησιά του Αιγαίου, υπό Υ.Τ. έχουν συνδεθεί η Άνδρος, η Σύρος, η Πάρος, η Μύκονος και η Νάξος, ενώ υπό Μέση Τάση (Μ.Τ.) διασυνδέονται μέσω Πάρου η Αντίπαρος, η Ίος, η Σίκινος και η Φολέγανδρος, μέσω Νάξου η Σχοινούσα, η Ηρακλεία και το Κουφονήσι, και μέσω Μυκόνου η Δήλος. Επίσης υπό Μ.Τ. διασυνδέονται αρκετά Νησιά πλησίον των ακτών (Σποράδες, Θάσος, Σαμοθράκη, Κύθηρα κ.ά.) [4].

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) πραγματοποιεί έργα για τη διασύνδεση του μεγαλύτερο πλήθους των ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα. Συγκεκριμένα βρίσκεται σε εξέλιξη η διασύνδεση της Κρήτης και των Κυκλάδων, ενώ προχωρά και το σχέδιο σύνδεσης ΜΔΝ στο Βορειοανατολικό Αιγαίο και στα Δωδεκάνησα [4].

Η διασύνδεση των ΜΔΝ θα προσφέρει μείωση του κόστους παραγωγής, θα επιτρέψει την αποφυγή επενδύσεων για τον εκσυγχρονισμό των μονάδων παραγωγής των ΜΔΝ, θα συμβάλει στον περιορισμό (και μακροπρόθεσμα στην εξάλειψη) των αέριων ρύπων και των συνεπαγόμενων δαπανών στα διασυνδεδεμένα νησιά και θα επιτρέψει την καλύτερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ των ΜΔΝ, κυρίως του αιολικού δυναμικού [4].

Υπάρχουν περιπτώσεις ΜΔΝ όμως, στα οποία η μικρή ζήτηση ενέργειας ή η γεωγραφική τους θέση, ενδεχομένως να κάνει τη διασύνδεση τους ασύμφορη οικονομικά, επομένως δεν βρίσκονται στα πλάνα διασύνδεσης των ΜΔΝ του ΑΔΜΗΕ. Για κάποιες τέτοιες περιπτώσεις ΜΔΝ, π.χ. Αγ. Ευστράτιος ή Αστυπάλεια, βρίσκονται υπό κατασκευή ή διερεύνηση πιλοτικά έργα ώστε να μειωθεί το κόστος παραγωγής και να αυξηθεί η διείσδυση ΑΠΕ.



Εικόνα 1.7 Πλάνο διασύνδεσης ΜΔΝ βορειοανατολικού αιγαίου και Δωδεκάνησων [4].

1.3.2 Πιλοτικά έργα «έξυπνων» νησιών

Δεδομένου του εξαιρετικού δυναμικού ΑΠΕ στα ελληνικά ΜΔΝ, ο διαχειριστής των ΜΔΝ (ΔΕΔΔΗΕ – Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) εξετάζει την εισαγωγή νέων τεχνολογιών, συμπεριλαμβανομένης της αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες, και προηγμένων τεχνικών ελέγχου ώστε να επιτύχει υψηλή

διείσδυση ΑΠΕ (άνω του 60%) σε ΜΔΝ που δεν υπάρχουν άμεσα πλάνα για τη διασύνδεση τους [1].

Η αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες (Battery Energy Storage - BES) είναι ζωτικής σημασίας καθώς προσφέρει τη δυνατότητα παροχής υπηρεσιών για την ευστάθεια του συστήματος (π.χ. γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, έλεγχο τάσης και λειτουργία ως μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming)), επιτρέποντας τη λειτουργία ΜΔΝ ακόμα και σε επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%. Οικονομικές αναλύσεις για την επίδραση τέτοιων έργων στο κόστος παραγωγής μικρού [5] και μεσαίου μεγέθους ΜΔΝ [6] σχολιάζουν επίσης πως η κύρια συνεισφορά της αποθήκευσης έγκειται στην παροχή εφεδρειών γρήγορης απόκρισης που επιτρέπει την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Παραδείγματα τέτοιων έργων που έχουν ως βάση αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες έχουν υλοποιηθεί ή εξετάζονται στο King Island στην Τασμάνια [7], στο Graciosa στις Αζόρες της Πορτογαλίας [8], στην Αστυπάλαια στην Ελλάδα [1], στο Giglio στην Ιταλία [9], στη Γροιλανδία [10] κ.λπ. Ο Πίνακας 1.2 παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά ορισμένων τέτοιων πιλοτικών έργων.

Πίνακας 1.2. Πιλοτικά έργα «έξυπνων» ΜΔΝ.

ΜΔΝ	Α/Π (MW)	ΦΒ (MW)	BES (MW/MWh)	Μέγιστη Ζήτηση (MW)	Σύγχρονοι Πυκνωτές (MVA)
Kings Island (Αυστραλία)	2.45	0.47	3 /1.5	2.5	2x1
Graciosa (Πορτογαλία)	4.5	1	6.5 /3.2	2.3	-
Giglio (Ιταλία)	-	2.4	2.4/1.2	3.4	1

Αυτά τα φιλόδοξα πιλοτικά έργα θα προσφέρουν επίσης εμπειρία στον διαχειριστή του δικτύου τους ως προς τη λειτουργία συστημάτων σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, την αξιοποίηση τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, την εφαρμογή έξυπνων συστημάτων διαχείρισης ενέργειας αλλά και την ανάπτυξη ρυθμιστικών μοντέλων ώστε να μπορέσει να μεταφέρει την τεχνογνωσία και σε νέα έργα [1]. Όμως, η λειτουργία ΜΔΝ σε τόσο υψηλή διείσδυση ΑΠΕ (ακόμα και στο 100%) αποτελεί σημαντική τεχνική πρόκληση η οποία πρέπει να αντιμετωπιστεί ώστε να αποφευχθούν κίνδυνοι στη λειτουργία του ΣΗΕ του ΜΔΝ.

1.4 Προκλήσεις στην λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ

Η εκμετάλλευση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), ακόμη και όταν υπάρχει καλό δυναμικό παραγωγής τους, μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα λόγω της μεταβλητής φύσης τους, ειδικά εάν συνδέονται σε αδύναμα δίκτυα, όπως τα ΜΔΝ. Η

παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ επηρεάζεται από τις καιρικές συνθήκες με αποτέλεσμα οι διαταραχές που εκτίθεται το σύστημα σε συνθήκες υψηλής διείδυσης να αυξηθούν τόσο σε συχνότητα όσο και σε μέγεθος.

Αντίθετα με τα διασυνδεδεμένα συστήματα, τα ΜΔΝ έχουν περιορισμένο αριθμό θερμικών μονάδων. Έτσι, χαρακτηρίζονται από μικρή αδράνεια, δηλαδή η συχνότητα τους είναι πιο ευμετάβλητη σε διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος, αλλά και περιορισμένα σε μέγεθος ρεύματα βραχυκύκλωσης [11].

Οι μονάδες ΑΠΕ ή αποθήκευσης που είναι συνδεδεμένες με ηλεκτρονικά ισχύος σε ένα ΣΗΕ, δεν παρέχουν φυσική αδράνεια στο σύστημα ενώ έχουν και περιορισμένη συμβολή σε ρεύματα βραχυκύκλωσης κατά την εκδήλωση ενός σφάλματος. Αυξάνοντας την διείδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ ο αριθμός των συμβατικών μονάδων σε λειτουργία μειώνεται περαιτέρω, κάνοντας το ΣΗΕ του ΜΔΝ λιγότερο ανθεκτικό σε διαταραχές. Η μείωση του αριθμού των συμβατικών μονάδων που παρέχουν αδράνεια και υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας σε ένα ΣΗΕ, εισάγει σημαντικές προκλήσεις στην ρύθμιση συχνότητας του [12]-[13], ειδικά αν ληφθεί υπόψιν και η ευμετάβλητη φύση της παραγωγής των ΑΠΕ.

Σε διασυνδεδεμένα ΣΗΕ έχουν εισαχθεί υπηρεσίες στους κώδικες δικτύων που αφορούν την υποστήριξη της τάσης και της συχνότητας του συστήματος από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος [14]. Σε μικρά νησιωτικά δίκτυα μια εξέλιξη του κώδικα δικτύου είναι ακόμα περισσότερο αναγκαία ώστε να επιτευχθούν υψηλά ποσοστά διείδυσης ΑΠΕ [11]. Το ζήτημα της χαμηλής αδράνειας μπορεί να αντιμετωπιστεί με την γρήγορη απόκριση της μονάδας αποθήκευσης ή ακόμα και με συνεισφορά των μονάδων ΑΠΕ. Νέες υπηρεσίες εισάγονται στους κώδικες δικτύων που αφορούν την γρήγορη απόκριση των μονάδων για την αντιμετώπιση του προβλήματος της χαμηλής αδράνειας [15]. Παράλληλα, η υπηρεσία της εικονικής αδράνειας έχει προταθεί ερευνητικά για την αντιστάθμιση από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος της μείωσης της αδράνειας του συστήματος [16].

Για την αντιμετώπιση των μειωμένων ρευμάτων βραχυκύκλωσης η πρακτική που συνήθως εφαρμόζεται είναι είτε η υπερδιαστασιολόγηση του μετατροπέα των μπαταριών, ώστε να παρέχει ρεύμα βραχυκύκλωσης αντίστοιχο με τις θερμικές μονάδες, π.χ. στην περίπτωση του ΜΔΝ Graciosa (Πίνακας 1.2) ο μετατροπέας της μονάδας αποθήκευσης είναι περίπου 2.8 φορές μεγαλύτερος σε ισχύ από την αιχμή ζήτησης του ΜΔΝ, ή η εγκατάσταση σύγχρονων πυκνωτών. Οι σύγχρονοι πυκνωτές (synchronous condensers) είναι σύγχρονες γεννήτριες, που λειτουργούν χωρίς κινητήρια μηχανή, αποθηκεύοντας ουσιαστικά ενέργεια με τη μορφή της κινητικής ενέργειας. Σε συνθήκες βραχυκυκλώματος η σύγχρονη γεννήτρια τους παρέχει υψηλά ρεύματα βραχυκύκλωσης στο ΜΔΝ. Η εγκατάσταση σφονδύλων (flywheels) στους σύγχρονους πυκνωτές συνεισφέρει επίσης στην αύξηση της μηχανικής αδράνειας του ΣΗΕ. Η αξιοποίηση τους για την αύξηση της διείδυσης ΑΠΕ σε ΜΔΝ έχει προταθεί [17], με τις περιπτώσεις ΜΔΝ του Giglio και του King's island να ακολουθούν αυτήν την πρακτική για την εξασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος (Πίνακας 1.2).

Αναπόφευκτα αυτές οι λύσεις αυξάνουν το κόστος της επένδυσης. Για τα συστήματα προστασίας αυτόνομων συστημάτων με μεγάλη διείσδυση ηλεκτρονικών ισχύος και συστήματα διανομής Μ.Τ., όπως είναι π.χ. τα μικροδίκτυα [18]-[19], που είναι παρεμφερή ΣΗΕ με μικρά ΜΔΝ που θα πραγματοποιηθούν τέτοια πιλοτικά έργα, καινοτόμες τεχνικές έχουν προταθεί, οι οποίες προτείνουν αντικατάσταση των υπάρχοντων παθητικών προστασιών (ασφαλειών) και από ψηφιακούς Ηλεκτρονόμους (H/N). Οι ψηφιακοί H/N μπορούν να αξιοποιηθούν μέσω τεχνικών προσαρμοστικής προστασίας (adaptive protection) αλλάζοντας τις ρυθμίσεις τους ανάλογα με τις συνθήκες λειτουργίας ώστε να παρέχουν ικανοποιητική προστασία έναντι των βραχυκυκλωμάτων.

1.5 Αντικείμενο και δομή διατριβής

Η μελέτη της λειτουργίας ΜΔΝ σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ έχει αποκτήσει ιδιαίτερη σημασία τα τελευταία χρόνια, λόγω του μεγάλου κόστους παραγωγής τους. Το πρώτο μέρος της διατριβής έχει ως στόχο τον καθορισμό των λειτουργιών των μονάδων ΑΠΕ και κυρίως των μονάδων αποθήκευσης μπαταριών, που μπορούν να ενισχύσουν την ανθεκτικότητα του συστήματος σε μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Ιδιαίτερα για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης προτείνεται μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming – GFM) που επιτρέπει την παροχή τέτοιων υπηρεσιών.

Στο δεύτερο μέρος της, η διατριβή προτείνει την καινοτόμα τεχνική μηχανικής μάθησης των βέλτιστων δέντρων απόφασης για την εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας σε ΜΔΝ. Παρότι ταξινομητές μηχανικής μάθησης έχουν προταθεί για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας ΣΗΕ σε διάφορες ερευνητικές εργασίες, λίγοι διαχειριστές δικτύου τις έχουν εμπιστευτεί για την εκτίμηση της ασφάλειας και κυρίως για την εξαγωγή κανόνων λειτουργίας. Προφανώς ένας διαχειριστής ΣΗΕ πιο εύκολα εμπιστεύεται τα φυσικά μοντέλα που αναπτύσσονται εδώ και δεκαετίες για την μελέτη δυναμικών φαινομένων σε ένα ΣΗΕ παρά έναν ταξινομητή μηχανικής μάθησης που συμπεριφέρεται ως «μαύρο κουτί» στον οποίο δεν μπορεί να συνδέσει την συμπεριφορά του με φυσικές αναπαραστάσεις των δυναμικών ενός ΣΗΕ. Για αυτό τον λόγο, στην παρούσα διατριβή, διαμορφώνεται μαθηματικά για πρώτη φορά η αξιολόγηση ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης με φυσικές εξισώσεις αναπαράστασης των δυναμικών της συχνότητας του ΣΗΕ. Με αυτό τον τρόπο μπορεί είτε να αποδειχθεί πως κωδικοποιεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου ή να βρεθούν αντιπαραδείγματα που τα εκτιμά εσφαλμένα ως ασφαλή, τα οποία μπορούν να αξιοποιηθούν για επανεκπαίδευση του ταξινομητή. Τέλος, προτείνεται πρωτότυπη μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος του ημερήσιου προγραμματισμού στο οποίο αξιοποιούνται οι κανόνες ασφαλείας του ταξινομητή μηχανικής μάθησης ώστε να διασφαλιστεί η δυναμική ασφάλεια στη συχνότητα λαμβάνοντας υπόψιν την αβεβαιότητα που υπάρχει στον προγραμματισμό αυτό λόγω της αβέβαιης φύσης της παραγωγής των ΑΠΕ και του φορτίου του ΜΔΝ μέσω της χρήσης εύρωστης βελτιστοποίησης για τον ημερήσιο προγραμματισμό ένταξης μονάδων.

Η παρούσα διατριβή αποτελείται από 7 κεφάλαια και διαρθρώνεται ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των προκλήσεων στη λειτουργία ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στην ευστάθεια της συχνότητας, τους προβληματισμούς σχετικά με τη ρύθμιση της σε ΜΔΝ και το πως επηρεάζονται οι συμβατικές μονάδες, οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και οι καταναλωτές. Επίσης περιγράφονται ζητήματα ρύθμισης τάσης και του καταμερισμού της άεργου ισχύος μεταξύ των μονάδων παραγωγής. Τέλος, γίνεται μια ανασκόπηση πάνω σε πιθανά προβλήματα στην ευστάθεια αυτόνομων συστημάτων που αφορούν στην αλληλεπίδραση των ελεγκτών των μονάδων παραγωγής και προτείνεται μια πειραματική διάταξη (Control Hardware In the Loop) για την διερεύνηση των ανωτέρω ζητημάτων.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των πιο προηγμένων επικουρικών υπηρεσιών μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος σε κώδικες δικτύων. Στη συνέχεια παρουσιάζεται μέσω προσομοιώσεων στο δίκτυο της Αστυπάλαιας η πιθανή ανεπάρκεια τους για την εξασφάλιση της ευστάθειας σε ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Ακολούθως, γίνεται μια ανασκόπηση των επικουρικών υπηρεσιών που έχουν προταθεί ερευνητικά για τις μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης ενέργειας. Στη συνέχεια προτείνεται ένας μετατροπέας Grid Forming για τη μονάδα αποθήκευσης, ικανός να παρέχει επικουρικές υπηρεσίες έχοντας ως κύριο πλεονέκτημα την εξασφάλιση πως ομαλές μεταβάσεις πραγματοποιούνται στο ΣΗΕ κατά την αποσύνδεση των θερμικών μονάδων. Τέλος, προτείνονται τεχνικές για την δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης σε ένα ΜΔΝ καθώς και μια καινοτόμα τεχνική αυτόματης ρύθμισης της παραγωγής βασισμένη σε μεθοδολογία Προβλεπτικού Ελέγχου με Μοντέλο (Model Predictive Control).

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα πειραματικά αποτελέσματα της μεθόδου Control Hardware In the Loop για την λειτουργία ενός ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ για τις προτεινόμενες τεχνικές ελέγχου, της επικουρικές υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και τον μετατροπέα GFM. Συγκεκριμένα γίνεται μια σύγκριση ενός μετατροπέα GFM και ενός μετατροπέα ακόλουθο δικτύου (Grid Following – GFL) για την μονάδα αποθήκευσης υλοποιημένες σε εμπορικό εξοπλισμό και συνδεδεμένες με ένα ακριβές μοντέλο του δικτύου της Αστυπάλαιας αλλά και βιομηχανικό εξοπλισμό προστασίας για την διερεύνηση της συνεργασίας τους. Οι προτεινόμενες δευτερεύουσες ρυθμίσεις συχνότητας και τάσης εξετάζονται επίσης στο ίδιο περιβάλλον, όπως και η αυτόματη ρύθμιση παραγωγής μέσω της μεθοδολογίας Model Predictive Control.

Στο Κεφάλαιο 5 προτείνεται και μοντελοποιείται μαθηματικά η καινοτόμα τεχνική μηχανικής μάθησης των βέλτιστων δέντρων απόφασης για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας σε ΜΔΝ που λειτουργούν με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Άλλες τεχνικές επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης παρουσιάζονται επίσης για λόγους σύγκρισης. Η διαδικασία δημιουργίας των σεναρίων εκπαίδευσης περιγράφεται και γίνεται σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου με τις άλλες τεχνικές μηχανικής μάθησης αλλά και με συμβατικές μεθόδους εκτίμησης της δυναμικής ασφάλειας σε ΜΔΝ. Τέλος, παρουσιάζεται η αδυναμία υπολογισμού ασφαλών εντολών

λειτουργίας παρά την υψηλή απόδοση του ταξινομητή σε ένα σύνολο παραδειγμάτων αξιολόγησης.

Στο Κεφάλαιο 6 προτείνεται μια καινοτόμα μαθηματική μοντελοποίηση, που για πρώτη φορά, συνδέει στο ίδιο μαθηματικό πρόβλημα τους κανόνες ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης με φυσικές αναπαραστάσεις των δυναμικών φαινομένων στη συχνότητα με στόχο την αξιολόγηση των κανόνων ασφαλείας των ταξινομητών μηχανικής μάθησης. Με τη χρήση αυτής της μεθόδου μπορεί:

- i. να εντοπιστεί αντιπαράδειγμα του ταξινομητή μηχανικής μάθησης που εκτιμάται εσφαλμένα ως ασφαλές ως προς την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας (το οποίο μαζί με γειτονικά του σενάρια λειτουργίας μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εκ νέου εκπαίδευση του ταξινομητή μηχανικής μάθησης),
- ii. να αποδειχθεί πως οι κανόνες του ταξινομητή μηχανικής μάθησης αποτελούν κωδικοποίηση υποσυνόλου του ασφαλή χώρου που ορίζουν συγκεκριμένες αναπαραστάσεις των μεταβατικών φαινομένων της συχνότητας.

Μέσω της συγκεκριμένης υλοποίησης τονίζεται και η αξία προηγμένων τεχνικών για την εκτίμηση της συμπεριφοράς ενός ταξινομητή δυναμικής ασφάλειας, καθώς η αξιολόγηση μόνο σε ένα σύνολο παραδειγμάτων μπορεί να μην οδηγήσει σε ασφαλή συμπεράσματα, ιδιαίτερα αν εφαρμοστεί ο ταξινομητής για τον υπολογισμό εντολών λειτουργίας του ΜΔΝ μέσω προβλημάτων βελτιστοποίησης. Παράλληλα, μέσω της συγκεκριμένης προτεινόμενης μοντελοποίησης, η εμπιστοσύνη ενός διαχειριστή ΜΔΝ σε τεχνικές μηχανικής μάθησης μπορεί να ενισχυθεί, καθώς ο ταξινομητής μηχανικής μάθησης αποδεδειγμένα είναι σε θέση να κωδικοποιήσει υποσύνολο του ασφαλή χώρου λειτουργίας στους κανόνες του, όπως τον ορίζουν μοντέλα φυσικών αναπαραστάσεων των δυναμικών της συχνότητας που οι διαχειριστές ΣΗΕ εμπιστεύονται και χρησιμοποιούν εδώ και δεκαετίες.

Στο Κεφάλαιο 7 διατυπώνεται ένα πρωτότυπο πρόβλημα ημερήσιου προγραμματισμού μονάδων παραγωγής ενός ΜΔΝ, λαμβάνοντας υπόψιν την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας με χρήση των «ασφαλών» κανόνων της τεχνικής μηχανικής μάθησης. Το προτεινόμενο μοντέλο λαμβάνει επίσης υπόψιν την αβεβαιότητα στην παραγωγή των ΑΠΕ αλλά και στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών, καθώς και την αβεβαιότητα στη ζήτηση με χρήση μεθοδολογίας εύρωστης βελτιστοποίησης. Ως προς την εξασφάλιση της δυναμικής ασφάλειας, γίνεται σύγκριση με αναλυτικές τεχνικές που έχουν προταθεί ερευνητικά αλλά και με συμβατικές μεθοδολογίες ημερήσιου προγραμματισμού μονάδων παραγωγής ενός ΜΔΝ. Για την αξιολόγηση της αντιμετώπισης της αβεβαιότητας κατά τον ημερήσιο προγραμματισμό πραγματοποιείται σύγκριση με μία στοχαστική βελτιστοποίηση. Στο Κεφάλαιο 8 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα, η συμβολή της διατριβής, καθώς και οι προοπτικές μελλοντικής έρευνας πάνω στα θέματα της παρούσας εργασίας.

1.6 Βιβλιογραφική ανασκόπηση κεφαλαίου 1

- [1] N. Hatziaargyriou, I. Margaris, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou and A. Dimeas, "Noninterconnected Island Systems: The Greek Case," in IEEE Electrification Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 17-27, June 2017.
- [2] "Μη Διασυνδ. Νησιά - Rae Website", Rae Website, 2021. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/%CE%BC%CE%B7%CE%B4%CE%B9%CE%B1%CF%83%CF%85%CE%BD%CE%B4-%CE%BD%CE%B7%CF%83%CE%B9%CE%AC/>.
- [3] S. Papathanassiou and N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems", Renewable Energy, vol. 31, no. 4, pp. 457-479, 2006.
- [4] ΑΔΜΗΕ, "Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031"
- [5] D. Thomas, O. Deblecker and C. Ioakimidis, "Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration", Energy, vol. 116, pp. 364-379, 2016.
- [6] G. N. Psarros, E. G. Karamanou and S. A. Papathanassiou, "Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 4, pp. 1822-1832, Oct. 2018.
- [7] King Island", Hydro.com.au, 2021. [Online]. Available: <https://www.hydro.com.au/clean-energy/hybrid-energy-solutions/success-stories/king-island>.
- [8] "Wärtsilä delivers energy security to remote island in northern Azores", Wartsila.com, 2021. [Online]. Available: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/references/utilities/graciosa-island-portugal>.
- [9] F. M. Gatta et al., "Replacing Diesel Generators With Hybrid Renewable Power Plants: Giglio Smart Island Project," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 2, pp. 1083-1092, March-April 2019.
- [10] Q. Wu, E. Larsen, K. Heussen, H. Binder and P. Douglass, "Remote Off-Grid Solutions for Greenland and Denmark: Using smart-grid technologies to ensure secure, reliable energy for island power systems.," in IEEE Electrification Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 64-73, June 2017.
- [11] E. Rodrigues, G. Osório, R. Godina, A. Bizuayehu, J. Lujano-Rojas and J. Catalão, "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 53, pp. 163-177, 2016.
- [12] Doherty, R., Mullane, A., Nolan, G., Burke, D.J., Bryson, A. and O'Malley, M., 'An Assessment of the Impact of Wind Generation on System Frequency Control', IEEE Transactions on Power Systems, 2010, vol. 25, no. 1, pp. 452-460, 2010.
- [13] Fernandez-Bernal, F., Egado, I. and Lobato, E., 'Maximum wind power generation in a power system imposed by system inertia and primary reserve requirements', 2014, Wind Energy, vol 18, no. 8, pp. 1501-1514, 2014.
- [14] Mohseni, M. and Islam, S., 'Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, vol. 16, no. 6, pp. 3876-3890, 2012.

- [15] L. Meng et al., "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1566-1581, March 2020.
- [16] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, Mar. 2017.
- [17] Hamsic N, Schmelter A, Mohd A, Ortjohann E, Schultze E, Tuckey A, Zimmermann J. 'Increasing renewable energy penetration in isolated grids using a flywheel energy storage system.' In: *Proceedings of the international conference on power engineering, energy and electrical drives, POWERENG 2007, Setubal, Portugal, 2007.*
- [18] N. Hatziargyriou, Ed., *Microgrids: Architectures and Control*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2014.
- [19] D. Lagos, V. Papaspiliotopoulos, G. Korres and N. Hatziargyriou, "Microgrid Protection Against Internal Faults: Challenges in Islanded and Interconnected Operation," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 20-35, May-June 2021.

Κεφάλαιο 2

2 Ευστάθεια Λειτουργίας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών

2.1 Εισαγωγή

Η ευστάθεια ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) μπορεί να χαρακτηριστεί ως η ικανότητά του να παραμείνει σε κατάσταση ισορροπίας σε φυσιολογικές συνθήκες λειτουργίας και να επανέλθει σε μια αποδεκτή κατάσταση λειτουργίας ύστερα από μια διαταραχή. Οι κύριες διαταραχές που μπορεί να προκληθούν σε ένα ΣΗΕ έχουν να κάνουν με τις διακυμάνσεις σε φορτίο και παραγωγές των μονάδων, βραχυκυκλώματα και συνδέσεις/αποσυνδέσεις μονάδων/γραμμών κ.τ.λ. .

Η ευστάθεια ενός απομονωμένου ΣΗΕ, όπως το ΣΗΕ ενός ΜΔΝ, έχει σημαντικές διαφορές συγκριτικά με ένα διασυνδεδεμένο σύστημα. Η ουσιαστικότερη διαφορά είναι το μικρότερο μέγεθος του. Επίσης, οι γραμμές στα ΜΔΝ έχουν περιορισμένο μήκος, και σε μικρά ΜΔΝ το δίκτυο του νησιού είναι Μ.Τ., οπότε οι γραμμές του έχουν αλλά χαρακτηριστικά από τις γραμμές Υ.Τ. των διασυνδεδεμένων ΣΗΕ. Στις γραμμές Μ.Τ. ο λόγος της επαγωγικής αντίδρασης προς την αντίσταση των γραμμών είναι σημαντικά μικρότερος από τους αντίστοιχους λόγους των γραμμών Υ.Τ.. Στα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ θεωρείται συνήθως αμελητέα η μικρή ωμική αντίσταση των γραμμών μεταφοράς με αποτέλεσμα κατά τον έλεγχο τάσης και συχνότητας να συνδέονται τάση-άεργος ισχύς και γωνία-ενεργός ισχύς. Η σύνδεση όμως μεταξύ ενεργού ισχύος και τάσης και της άεργου ισχύος και γωνίας δεν μπορεί να θεωρηθεί αμελητέα στα ΣΗΕ μικρών ΜΔΝ με γραμμές διανομής που η αντίσταση τους είναι αντίστοιχη με την επαγωγική τους αντίδραση [20].

Μία ακόμα πρόκληση στην ευστάθεια των ΜΔΝ και εν γέννη μικρών απομονωμένων ΣΗΕ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, είναι η μεγάλη αβεβαιότητα στο σύστημα, λόγω του περιορισμένου αριθμού φορτίων αλλά κυρίως της μεταβλητής φύσης των ΑΠΕ, οι οποίες είναι περιορισμένες σε αριθμό και με μικρή γεωγραφική απόσταση μεταξύ τους [21].

Παράλληλα, τα ΜΔΝ, λόγω του μικρού μεγέθους τους, έχουν ένα περιορισμένο αριθμό συμβατικών θερμικών μονάδων για την ηλεκτροδότηση τους. Έτσι χαρακτηρίζονται από πολύ μικρότερη αδράνεια σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα. Ο μικρός αριθμός των συμβατικών μονάδων περιορίζει και την παροχή επικουρικών υπηρεσιών για την ευστάθεια του συστήματος από τις μονάδες παραγωγής. Η ένταξη μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος θα αποδυναμώσει περαιτέρω το σύστημά καθώς αυτές οι μονάδες έχουν μικρή ή μηδενική αδράνεια.

Οι απότομες μεταβολές στην τάση και τη συχνότητα που αναμένονται σε ένα ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, μπορεί να οδηγήσει σε αποσύνδεση μονάδων παραγωγής. Για παράδειγμα, σε μία πραγματική υλοποίηση αυτόνομου συστήματος που κυριαρχείται από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, διαταραχές εξαιτίας της εκκίνησης ή σβέσης μονάδων οδηγούσε σε αποσύνδεση μονάδας παραγωγής κυψελών καυσίμου (fuel sell) [22].

Επιπροσθέτως, σε αντίθεση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα, το φορτίο σε ένα αυτόνομο απομονωμένο σύστημα μπορεί να είναι σημαντικά ασύμμετρο. Η λειτουργία υπό τέτοιες ασύμμετρες συνθήκες μπορεί να θέσει σε κίνδυνο τη σταθερότητα του συστήματος και απαιτεί τεχνικές ελέγχου των ηλεκτρονικών ισχύος που μπορούν να διαχειριστούν αυτές τις συνθήκες [23].

Συνοψίζοντας, οι σημαντικότερες διαφορές των αυτόνομων συστημάτων σε σύγκριση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα ως προς την ευστάθεια του συστήματος είναι:

- μικρότερο μέγεθος συστήματος,
- υψηλότερη αβεβαιότητα,
- χαμηλή αδράνεια συστήματος,
- διαφορετικά χαρακτηριστικά των γραμμών στα μικρά ΜΔΝ,
- ασύμμετρη φόρτιση.

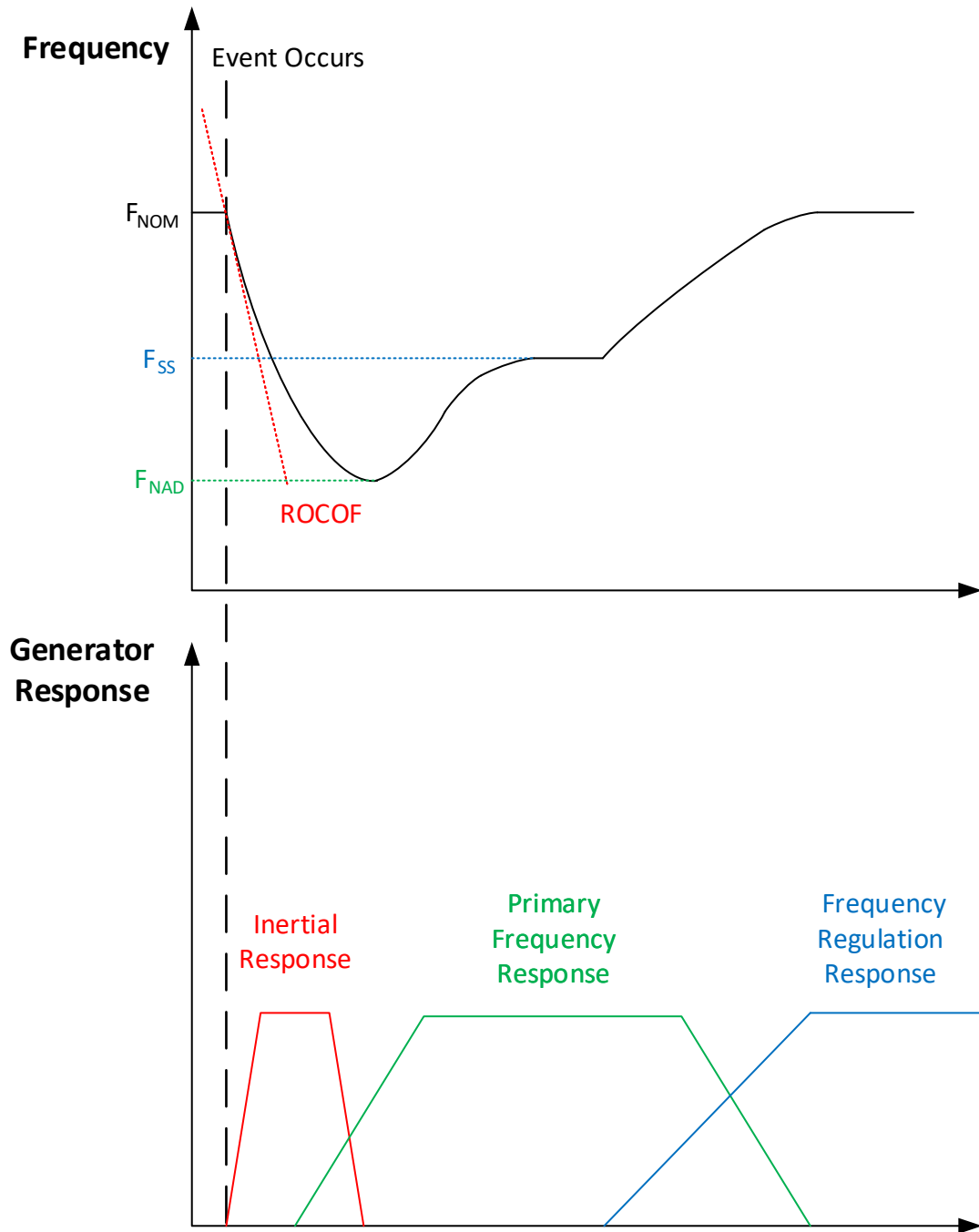
Στο παρόν κεφάλαιο η κατηγοριοποίηση για την ασφάλεια λειτουργίας των ΜΔΝ διαχωρίζεται σε:

- έλεγχο συχνότητας
- έλεγχο τάσης
- ευστάθεια συστημάτων ελέγχου (control system stability)

Με βάση την παραπάνω κατηγοριοποίηση θα αναφερθούν οι βασικότεροι προβληματισμοί ως προς την λειτουργία των ΜΔΝ όταν υπάρχουν μεγάλα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ. Παράλληλα, θα παρουσιαστεί μια πειραματική διάταξη που επιτρέπει την ρεαλιστική αξιολόγηση της λειτουργίας ΜΔΝ υπό συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ σε ασφαλές εργαστηριακό περιβάλλον.

2.2 Έλεγχος συχνότητας

Η διακύμανση της συχνότητας σε ένα ΣΗΕ προκαλείται από διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος. Η Εικόνα 2.1 παρουσιάζει ένα μεταβατικό στη συχνότητα έπειτα από απώλεια παραγωγής και τις υπηρεσίες που παρέχουν οι συμβατικές μονάδες για την ρύθμιση συχνότητας. Τα βασικά χαρακτηριστικά της απόκρισης συχνότητας μετά από μια διαταραχή σε ένα ΣΗΕ είναι η ελάχιστη τιμή της (Frequency Nadir - F_{NAD}), η απόκλιση κατά τη μόνιμη κατάσταση (Steady State Frequency- F_{SS}) και ο ρυθμός μεταβολής της (Rate of Change of Frequency - ROCOF) [24].



Εικόνα 2.1 Απόκριση συχνότητας και υπηρεσίες που παρέχονται από τις θερμικές μονάδες.

2.2.1 Αδρανειακή απόκριση

Η πρώτη υπηρεσία που παρέχουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής αμέσως μετά την εκδήλωση του μεταβατικού είναι η αδρανειακή απόκριση (Inertial Response). Κατά την αδρανειακή απόκριση το έλλειμά/πλεόνασμα ισχύος που προκαλείται από τη διαταραχή μεταβάλλει άμεσα την ηλεκτρική ροπή των γεννητριών προκαλώντας αύξηση/μείωση της ταχύτητας του δρομέα τους, αξιοποιώντας ουσιαστικά την κινητική ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στους δρομείς των συγχρόνων γεννητριών για την ισοσκέλιση του ισοζυγίου ισχύος.

Η επιβράδυνση/επιτάχυνση των δρομέων των σύγχρονων γεννητριών προκαλεί την μείωση/αύξηση της συχνότητας του συστήματος. Όσο μικρότερη αδράνεια έχουν οι σύγχρονες μηχανές σε λειτουργία τόσο πιο απότομα θα αλλάξει η συχνότητα του συστήματος λόγω των μεταβολών στο ισοζύγιο ισχύος. Ο προσεγγιστικός τύπος που παρουσιάζει τη σύνδεση μεταξύ ROCOF, την αδράνεια του συστήματος (H_{sys}) και το μέγεθος της διαταραχής (P_{dis}) είναι ο (2.1). Όσο αυξάνεται το μέγεθος της διαταραχής και όσο μικρότερη γίνεται η αδράνεια, τόσο πιο απότομα θα μεταβληθεί η συχνότητα.

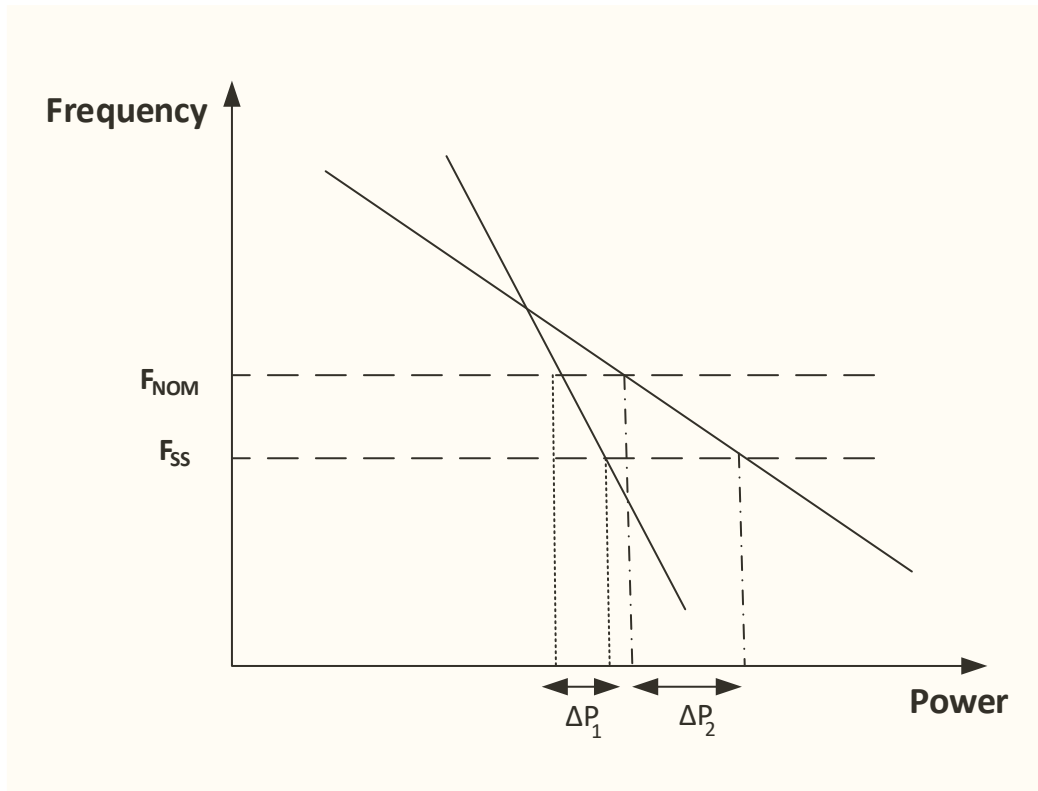
$$|ROCOF| = \frac{f_{nom} P_{dis}}{2H_{sys}} \quad (2.1)$$

2.2.2 Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Το επόμενο στάδιο του ελέγχου της συχνότητας είναι η πρωτεύουσα ρύθμιση. Σε αυτή, οι θερμικές μονάδες ελέγχουν την ταχύτητα τους μέσω των ρυθμιστών στροφών (governor). Χρησιμοποιώντας μέτρηση της ταχύτητας του δρομέα οι ρυθμιστές στροφών προσαρμόζουν την μηχανική ισχύ που παράγεται ώστε να αντισταθμίσει την μεταβολή στην ηλεκτρική ροπή και κατ' επέκταση την πτώση/αύξηση της ταχύτητάς του δρομέα και της συχνότητας του συστήματος που προκλήθηκε κατά την αδρανειακή απόκριση. Η απόκριση μέσω του ρυθμιστή στροφών αναφέρεται ως πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και λαμβάνει χώρα τα πρώτα δευτερόλεπτα μετά την διαταραχή και έχει ως στόχο να περιορίσει την πτώση της συχνότητας και να διαμοιράσει εύλογα το μέγεθος της διαταραχής μεταξύ των μονάδων. Η ποσότητα της ισχύος την οποία μπορούν να αξιοποιήσουν οι μονάδες παραγωγής για πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας είναι η πρωτεύουσα εφεδρεία.

Η προσαρμογή της ισχύος γίνεται μέσω του ελέγχου στατισμού (droop control) των ρυθμιστών στροφών. Ο έλεγχος στατισμού (2.2) μεταβάλλει την ισχύ λειτουργίας (P), από την εντολή παραγωγής της (P_{set}), ανάλογα με την μεταβολή της συχνότητας του συστήματος. Οι τιμές των κερδών στατισμού, οι κλίσεις δηλαδή των ευθειών στην Εικόνα 2.2, καθορίζουν επίσης και τον καταμερισμό της ισχύος μεταξύ των μονάδων στην μόνιμη κατάσταση (steady state).

$$P = P_{set} + \frac{(F_{nom} - F)}{dr_p} \quad (2.2)$$



Εικόνα 2.2 Διαμοιρασμός της ενεργού ισχύος μέσω των καμπυλών στατίσμου.

Τη στιγμή που η μηχανική ισχύς των γεννητριών γίνεται ίση με την ηλεκτρική ισχύ, η συχνότητά λαμβάνει την ελάχιστη τιμή της. Αυτή η τιμή του ναδίρ της συχνότητας (F_{NAD}) εξαρτάται τόσο από την αδράνεια του συστήματος (πόσο απότομα θα μεταβληθεί η συχνότητα μετά την εκδήλωση του συμβάντος) όσο και από την ταχύτητα απόκρισης της πρωτεύουσας ρύθμισης από τις θερμικές μονάδες (πόσο γρήγορα μπορούν να παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία οι θερμικές μονάδες).

Σε περίπτωση που οι πρωτεύουσες εφεδρείες των μονάδων που είναι σε λειτουργία δεν αρκούν για να ισοσκελίσουν την μείωση/αύξηση ισχύος που προκαλεί η διαταραχή, η πτώση/αύξηση της συχνότητας συνεχίζεται. Σε περίπτωση ραγδαίας πτώσης της συχνότητας εφαρμόζεται το τελευταίο μέτρο προστασίας που είναι η αποκοπή φορτίου μέσω H/N υποσυχνότητας που αποσυνδέουν τμήματα του δικτύου αν η συχνότητα ξεπεράσει κάποιο προκαθορισμένο όριο [24]. Αντίστοιχα, σε ραγδαία αύξηση της συχνότητας αποσυνδέονται ή περικλύπτον την παραγωγή τους μονάδες παραγωγής ενέργειας.

2.2.3 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Μετά την εκδήλωση της πρωτεύουσας εφεδρείας στο σύστημα υπάρχει ένα μόνιμο σφάλμα συχνότητας. Για την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή πραγματοποιείται η απόκριση επαναφοράς της συχνότητας (frequency restoration response). Αυτός ο έλεγχος συνήθως αναφέρεται και ως δευτερεύουσα ρύθμιση της

συχνότητας ή έλεγχος φορτίου συχνότητας (Load Frequency control -LFC) [24]. Στα διασυνδεδεμένα συστήματα ο στόχος της δευτερεύουσας ρύθμισης είναι να επαναφέρει την ροή ενέργειας μεταξύ διαφορετικών σημείων του συστήματος στα επίπεδα προ διαταραχής αλλά και την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή. Η επαναφορά της συχνότητας συνήθως πραγματοποιείται από έναν κεντρικό ελεγκτή ο οποίος αναπροσαρμόζει τις εντολές παραγωγής (P_{set} στον τύπο 2.2) των συμβατικών μονάδων. Σε αυτόνομα συστήματα, ο στόχος της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας είναι η επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή, κατάλληλός καταμερισμός της ισχύος μεταξύ των μονάδων ενώ και οικονομικοί όροι μπορεί να λαμβάνονται υπόψιν [24].

Σε περίπτωση που παραμένει σφάλμα στη συχνότητα και μετά το πέρας της δευτερεύουσας ρύθμισης της συχνότητας, εφαρμόζεται η τριτεύουσα ρύθμιση, η οποία χρησιμοποιεί και τις μονάδες παραγωγής που βρίσκονται αποσυνδεδεμένες αλλά με δυνατότητα σύνδεσης μέσα σε κάποια λεπτά (μη στρεφόμενη εφεδρεία). Αυτό το σύστημα ελέγχου συνδέει (αποσυνδέει) μονάδες παραγωγής και αναπρογραμματίζει τις μονάδες που συμμετέχουν στον έλεγχο συχνότητας ώστε να επιτευχθεί η ρύθμιση της συχνότητας και να επανέλθουν τα απαιτούμενα επίπεδα εφεδρείας στο σύστημα. Στη χειρότερη περίπτωση που συνεχίζουν να μην επαρκούν οι εφεδρείες ελέγχει και τη ζήτηση αποσυνδέοντας τμήματα του δικτύου [24].

2.2.4 Έλεγχος συχνότητας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά

Η χαμηλή αδράνεια που έχουν τα ΜΔΝ καθιστά αναγκαία την γρήγορη απόκριση των μονάδων που παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία. Ο έλεγχος της συχνότητας πραγματοποιείται στα ΜΔΝ από τις θερμικές μονάδες με γρήγορη απόκριση, δηλαδή ΜΕΚ με καύσιμο πετρέλαιο (ντίζελ).

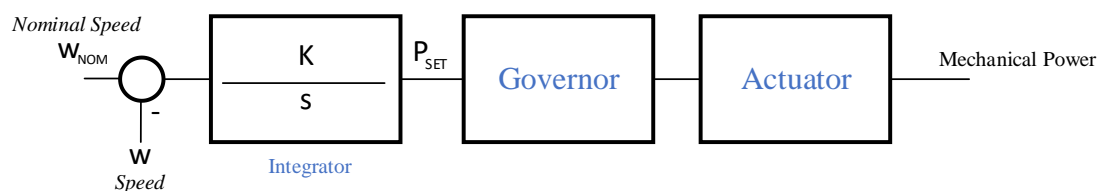
Σύμφωνα με τον κώδικα ΜΔΝ η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας παρέχεται μέσω του στατισμού του ρυθμιστή στροφών των μονάδων. Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία των θερμικών μονάδων ανέρχεται στο 10% της μέγιστης παραγωγής τους. Το ποσοστό αυτό μπορεί να διαφοροποιείται ανά τεχνολογία μονάδων ή και ανά ΜΔΝ έως και 20% [25].

Ο χρόνος απόκρισης της πρωτεύουσας ρύθμισης μπορεί να καθορίζεται για κάθε ΜΔΝ διακριτά, με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, αλλά σε κάθε περίπτωση δεν υπερβαίνει τα δεκαπέντε (15) δευτερόλεπτα από την εκδήλωση διαταραχής της συχνότητας. Οι εφεδρείες θα πρέπει να διατηρούνται για τουλάχιστον (15) λεπτά από την εκδήλωση της διαταραχής [25].

Ο κώδικας ΜΔΝ αναφέρει πως κάθε μονάδα που συμμετέχει στην δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας θα πρέπει να παρέχει δευτερεύουσα εφεδρεία ίση με ποσοστό 15% για τις Μονάδες συνδυασμένου κύκλου, 5% για τις Μονάδες ατμοστρόβιλου, και σε 20% για τις λοιπές Μονάδες. Επίσης αναφέρεται πως η δευτερεύουσα ρύθμιση πραγματοποιείται από ένα σύστημα Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (Automatic Generation Control – AGC) στο κέντρο ελέγχου ενέργειας του ΜΔΝ [25]. Η ρύθμιση

αυτή λαμβάνει χώρα εντός του χρόνου δευτερεύουσας ρύθμισης, που ορίζεται για κάθε ΜΔΝ με βάση το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του, και δεν μπορεί να υπερβαίνει τα πέντε λεπτά από την ενεργοποίησή της. Η δευτερεύουσα ρύθμιση θα πρέπει να διατηρείται για χρονικό διάστημα τουλάχιστον είκοσι (20) λεπτών [25].

Στην πράξη σε πολλά ΜΔΝ, ιδίως τα μικρά και μεσαία ΜΔΝ που έχουν ένα σταθμό παραγωγής και δεν υπάρχουν προβλήματα ανταλλαγής ισχύος μεταξύ περιοχών του ΣΗΕ, η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας εφαρμόζεται αυτόματα τοπικά με ισόχρονους ελεγκτές στους ρυθμιστές στροφών [26]. Ο ισόχρονος ελεγκτής περιλαμβάνει έναν ολοκληρωτή ο οποίος μεταβάλλει τις εντολές παραγωγής των μονάδων με στόχο να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή. Επίσης, ισόχρονος έλεγχος μπορεί να εφαρμόζεται και τοπικά στον ρυθμιστή στροφών κάθε μονάδας αντικαθιστώντας πλήρως τη λογική ελέγχου στατισμού και η επαναφορά της συχνότητας να γίνεται στα χρονικά πλαίσια της πρωτεύουσας ρύθμισης [27].



Εικόνα 2.3 Διάγραμμα βαθμίδων ισόχρονου ελέγχου.

2.2.5 Προκλήσεις στη ρύθμιση συχνότητας σε μη διασυνδεδεμένα νησιά με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ

Οι παρατεταμένες μεταβολές της συχνότητας πέραν των φυσιολογικών της ορίων ενδέχεται να επηρεάσουν αρνητικά τη λειτουργία, την ευστάθεια και την ασφάλεια ενός ΜΔΝ. Τέτοια μεταβατικά φαινόμενα μπορεί να προκαλέσουν σε ένα ΣΗΕ βλάβες στον υπάρχοντα εξοπλισμό και να υποβαθμίσουν τη λειτουργία των Η/Ν και των συστημάτων προστασίας [24].

Η λειτουργία του ΜΔΝ σε μεγάλα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ απαιτεί την αντικατάσταση των θερμικών μονάδων με μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος στο μείγμα παραγωγής. Αυτές οι μονάδες παρέχουν μικρή ή μηδενική αδράνεια στο σύστημα [24]. Η μείωση της αδράνειας όπως φαίνεται από την σχέση (2.1) θα οδηγήσει σε πιο απότομες μεταβολές της συχνότητας με μεγάλα ROCOF, που θα προκαλέσουν ραγδαία μείωση της συχνότητας.

Πέρα από την μείωση της αδράνειας που εισάγει στα ΜΔΝ, η διείσδυση των ΑΠΕ μπορεί επίσης να προκαλέσει σημαντικές μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος. Για παράδειγμα, σε ένα ΜΔΝ η απώλεια όλου του αιολικού δυναμικού είτε λόγω υπέρβασης του ορίου λειτουργίας τους για αδιάλειπτη λειτουργία υπό χαμηλή τάση

(Low Voltage Fault Ride Through) κατά τη διάρκεια σφάλματος, ή λόγω υπέρβαση της ταχύτητάς του ανέμου πέρα από το όριο αποκοπής της Α/Γ θεωρείται πιθανή [3].

Η αποσύνδεση θερμικών μονάδων ντίζελ από το σύστημα μειώνει επίσης και τις συνολικές εφεδρείες που παρέχουν αυτές οι μονάδες τόσο στην πρωτεύουσα όσο και στη δευτερεύουσα ρύθμιση της συχνότητας, αλλά και την συνολική ταχύτητα απόκρισης του συστήματος ιδιαίτερα κατά την πρωτεύουσα ρύθμιση.

Σε συνδυασμό με την μικρή αδράνεια και τους μεγάλους ρυθμούς μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) που μπορούν να προκληθούν, η περιορισμένη ταχύτητα απόκρισης των θερμικών μονάδων θα οδηγήσει σε μεγάλη μείωση της συχνότητας κατά την εκδήλωση του μεταβατικού. Μεγάλες διακυμάνσεις στη συχνότητα μπορούν να προκαλέσουν αποσύνδεση των μονάδων παραγωγής αν ξεπεραστούν τα όρια που θέτει ο κώδικας ΜΔΝ [25].

Πίνακας 2.1. Όρια λειτουργίας μονάδων παραγωγής σύμφωνα με τον κώδικα ΜΔΝ [25].

Συχνότητα	$f < 47.5$	$47.5 < f < 48.5$	$48.5 < f < 51.5$	$51.5 < f < 52$	$f > 52$
Προδιαγραφές	Αποσύνδεση επιτρεπτή	Διατήρηση σύνδεσης για 15 δευτερόλεπτα	Φυσιολογική λειτουργία	Διατήρηση σύνδεσης για 15 δευτερόλεπτα	Αποσύνδεση επιτρεπτή

Συμβάντα υποσυχνότητας επηρεάζουν επίσης τους καταναλωτές. Στα ΜΔΝ, οι Η/Ν αποκοπής φορτίου λόγω υποσυχνότητας (UFLS) αποσυνδέουν τις γραμμές διανομής για να μετριάσουν την πτώση της συχνότητας, σε περίπτωση που οι γεννήτριες ντίζελ δεν μπορούν να παρέχουν επαρκή έλεγχο συχνότητας. Για παράδειγμα, στην Αстуπάλαια, αποσυνδέεται μία από τις τρεις κύριες γραμμές διανομής, εάν η συχνότητα είναι κάτω από 48,5 Hz για 2 δευτερόλεπτα.

Μεγάλος ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) μπορεί να επηρεάσει επίσης τις μονάδες παραγωγής. Το ζήτημα μείωσης της αδράνειας σε ΣΗΕ έχει αρχίσει να απασχολεί και τους διαχειριστές μεγάλων ΣΗΕ. Για παράδειγμα, προβλέπεται ότι η εισαγωγή μεγάλου αριθμού ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου θα μπορούσε να μειώσει την αδράνεια του συστήματος κατά 70% έως το 2030 [28]. Το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-e) δημοσίευσε οδηγίες για τα όρια λειτουργίας των μονάδων ως προς το ROCOF. Σύμφωνα με αυτά τα όρια οι μονάδες παραγωγής θα πρέπει να παραμείνουν συνδεδεμένες στο δίκτυο εάν ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας είναι ίσος ή μικρότερος από τις ακόλουθες τιμές σε σχέση με το παράθυρο μέτρησης τους [29]:

- 2Hz/s για 0,5 δευτερόλεπτο,
- 1,5Hz/s για 1 δευτερόλεπτο,
- 1,25Hz/s για 2 δευτερόλεπτα.

Οι διαχειριστές μεγάλων αυτόνομων νησιωτικών ΣΗΕ, π.χ. Αυστραλίας [30] και Ιρλανδίας [31], έχουν πραγματοποιήσει μελέτες σχετικά με την ικανότητα των

σύγχρονων γεννητριών να αντέχουν σε υψηλές τιμές ROCOF. Οι κύριες ανησυχίες που έχουν αναφερθεί αφορούν τη φθορά και την ασφαλή λειτουργία των μονάδων, λόγω επαναλαμβανόμενων συμβάντων υψηλών τιμών ROCOF, αλλά και η πιθανότητα αλυσιδωτής αποσύνδεσης πολλών μονάδων σε τέτοια μεταβατικά.

Για μεγαλύτερα συστήματα, οι κατασκευαστές αιολικών πάρκων αναφέρουν ότι ο εξοπλισμός τους μπορεί να συμμορφωθεί με το όριο 1Hz/s στην Ιρλανδία και ότι ακόμη υψηλότερος ROCOF δεν θα προκαλέσει δυσλειτουργία [31]. Στον κώδικα δικτύου των ελληνικών ΜΔΝ, η απαίτηση ROCOF για τις μονάδες παραγωγής είναι στο 1Hz/s αλλά το παράθυρο μέτρησης δεν καθορίζεται [25].

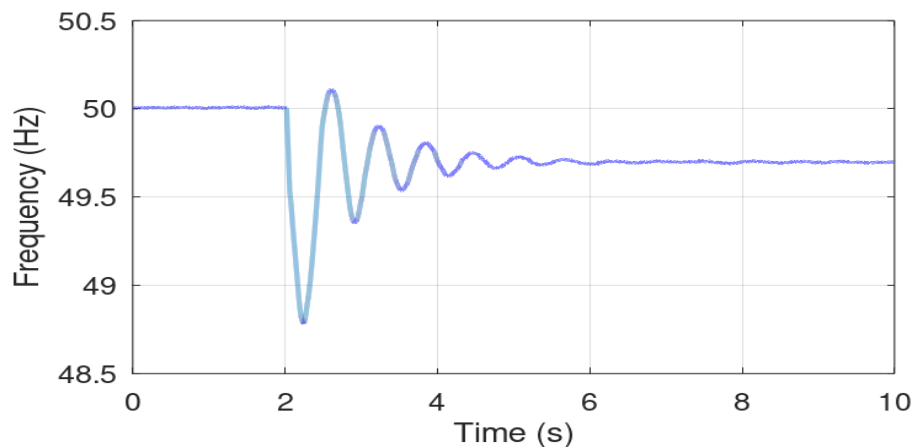
Η κύρια ανησυχία σχετικά με τη λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής κατά τη διάρκεια φαινομένων υψηλών τιμών ROCOF είναι η προστασία ανίχνευσης νησιδοποίησης. Αυτή η προστασία έχει ως στόχο την ανίχνευση απώλειας σύνδεσης με το δίκτυο και αποσυνδέει την μονάδα παραγωγής για να αποφύγει τη δημιουργία νησίδας εντός του ΣΗΕ του ΜΔΝ. Αν ένα τμήμα του δικτύου αποσυνδεθεί από το υπόλοιπο ΣΗΕ του ΜΔΝ, το οποίο περιλαμβάνει μονάδα/ες διεσπαρμένης παραγωγής σε λειτουργία, τη στιγμή που υπάρχει μικρή ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης εντός του, η μεταβολή της συχνότητας και της τάσης που θα δημιουργηθεί δεν θα είναι σημαντική. Έτσι, αν δεν ξεπεραστούν τα όρια λειτουργίας της διεσπαρμένης μονάδας αυτή θα παραμείνει σε λειτουργία.

Σε κατάσταση μη ηθελημένης νησιδοποίησης υπάρχει θανάσιμος κίνδυνος για προσωπικό που εργάζεται σε κάποιο τμήμα το οποίο θεωρείται εσφαλμένα αποσυνδεδεμένο, καθώς μπορεί να ξεκινήσει εργασίες με την προϋπόθεση ότι το συγκεκριμένο τμήμα έχει αποσυνδεθεί από το κεντρικό δίκτυο ενώ στην πραγματικότητα συνεχίζει να τροφοδοτείται από τις μονάδες παραγωγής της νησίδας. Οι διαταραχές στην τάση και τη συχνότητας που μεταγενέστερα μπορούν να δημιουργηθούν εντός της νησίδας μπορεί να θέσουν σε κίνδυνο τον εξοπλισμό που είναι σε λειτουργία. Τέλος, σε περίπτωση βραχυκυκλώματος εντός της ηλεκτρικής νησίδας, οι μονάδες παραγωγής μπορεί να μην έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν υψηλά ρεύματα βραχυκύκλωσης για να ενεργοποιήσουν τα υφιστάμενα μέσα προστασίας.

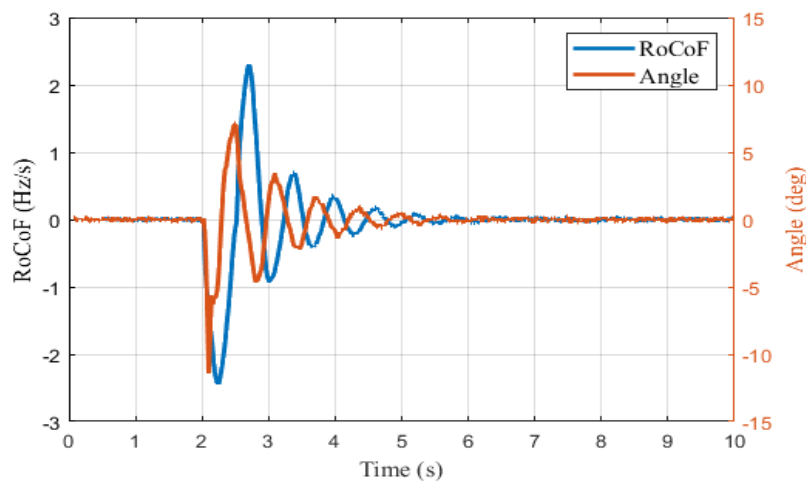
Στα ΣΗΕ, η προστασία ανίχνευσης νησιδοποίησης βασίζεται συνήθως σε παθητικές μεθόδους και κυρίως στις τεχνικές ROCOF και μετατόπισης διανύσματος τάσης (Vector Shift). Συγκεκριμένα, ο ROCOF εκτιμάται σε ένα συγκεκριμένο παράθυρο μέτρησης και αν υπερβαίνει ένα κατώφλι, ενεργοποιείται η προστασία που απομονώνει τη μονάδα. Η τεχνική Vector Shift μετρά πόσο μεταβάλλεται η γωνία τάσης μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών διαστημάτων και αποσυνδέει τη μονάδα εάν ξεπεραστεί ένα ορισμένο όριο.

Και οι δύο μέθοδοι επηρεάζονται από μεταβατικά φαινόμενα στη συχνότητα, οι οποίες μπορούν να οδηγήσουν σε εσφαλμένη ανίχνευση νησιδοποίησης. Η μεταβολή του ROCOF, για παράθυρο μέτρησης 500ms, και της γωνίας που εκτιμά η τεχνική vector shift, για ένα μεταβατικό της συχνότητας (Εικόνα 2.4), παρουσιάζονται στην

Εικόνα 2.5. Όλες οι μονάδες παραγωγής θα βιώσουν αντίστοιχα μεταβατικά στη συχνότητα, καθιστώντας την διαδοχική αποσύνδεση τους πιθανή. Το νησί της Κύπρου έχει βιώσει τέτοιο συμβάν τον Ιανουάριο του 2012, όπου ένα σοβαρό μεταβατικό στη συχνότητα υπερέβη τις ρυθμίσεις ανίχνευσης νησιδοποίησης που οδήγησαν στην αποσύνδεση 68 MW αιολικής ενέργειας [30]. Επιλογές υψηλών ορίων σε αυτές τις προστασίες μπορεί να αυξήσουν και την πιθανότητα αποτυχίας της ανίχνευσης πραγματικών φαινομένων νησιδοποίησης.



Εικόνα 2.4 Μεταβατικό στη συχνότητα.



Εικόνα 2.5 Μεταβατικό στην εκτίμηση γωνίας (angle) του Vector Shift και του ROCOF.

Ερευνητικά έχουν προταθεί και ενεργητικές μέθοδοι ανίχνευσης νησιδοποίησης. Το σκεπτικό πίσω από αυτές είναι να εισάγουν μια διαταραχή στο σύστημα (π.χ. διακυμάνσεις στην άεργο ισχύ), δημιουργώντας ανισορροπίες στο ισοζύγιο ισχύος εντός της πιθανής νησίδας, ώστε να αυξηθεί η ακρίβεια ανίχνευσης της νησιδοποίησης [32]-[33]. Το κύριο μειονέκτημά τους είναι η υποβάθμιση της ποιότητας ισχύος του συστήματος.

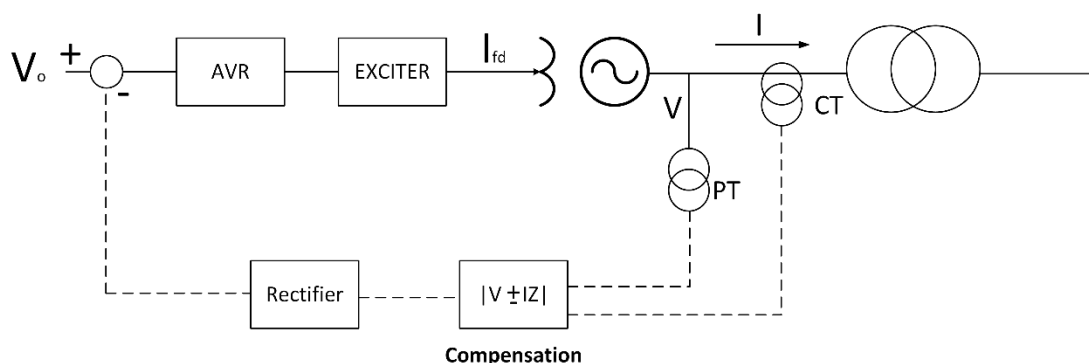
Τέλος, για να μπορέσει να περιοριστεί η πτώση της συχνότητας πρέπει να είναι διαθέσιμες ποσότητες εφεδρείας που καλύπτουν τις πιθανές διαταραχές. Η παροχή πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας μόνο με θερμικές μονάδες μπορεί να απαιτεί να ενταχθεί σημαντικός αριθμός από τις μονάδες που είναι στον τοπικό σταθμό παραγωγής του ΜΔΝ. Αθροιστικά τα τεχνικά ελάχιστα αυτών των μονάδων μπορεί να καλύπτουν σημαντικό τμήμα του φορτίου, οπότε να αφήνεται μικρό περιθώριο για παραγωγή από ΑΠΕ. Η βελτίωση της ταχύτητας απόκρισης του συστήματος και επίτευξη υψηλών επιπέδων διεύθυνσης μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω επικουρικών υπηρεσιών υποστήριξης συχνότητας των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος.

2.3 Έλεγχος τάσης

Η ρύθμιση τάσης στα ΣΗΕ αφορά κυρίως την κάλυψη του ισοζυγίου στην άεργο ισχύ. Την αναλαμβάνουν οι θερμικές μονάδες μέσω των αυτόματων ρυθμιστών τάσης (AVR) (Automatic Voltage Regulator – AVR) που διαθέτουν. Οι AVR προσπαθούν να ρυθμίσουν την τάση στους ακροδέκτες της γεννήτριας επηρεάζοντας τη διέγερση στο πεδίο της με στόχο γίνει ίση με την τάση αναφοράς που λαμβάνουν ως είσοδο. Έλεγχος της τάσης στα ΣΗΕ γίνεται επίσης μέσω Μ/Σ με ΣΑΤΥΦ (σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο) αλλά και με πυκνωτές\πηνία αντιστάθμισης, με σύγχρονους πυκνωτές, καθώς και μέσω τεχνολογιών ηλεκτρονικών ισχύος (π.χ. STATCOM).

Στις γεννήτριες, η μέτρηση της τερματικής τους τάσης πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας μετασχηματιστή τάσης και ύστερα μέσω ενός ανορθωτή παράγεται ένα DC σήμα ανάλογο με την RMS τιμή της τερματική τάσης της γεννήτριας [27],[34]. Η τάση που θα οδηγηθεί στον ανορθωτή μπορεί να διαμορφωθεί και μέσω ενός όρου αντιστάθμισης όπως στην (2.3) που χρησιμοποιεί επίσης μέτρηση του ρεύματος της γεννήτριας προερχόμενη από ένα Μ/Σ έντασης.

$$V_c = |\bar{V} \pm \bar{I}(r_c + jx_c)| \quad (2.3)$$



Εικόνα 2.6 Αυτόματη Ρύθμιση Τάσης και αντιστάθμιση σε σύγχρονες γεννήτριες.

Στην παραπάνω εξίσωση τα r_c και x_c αποτελούν την αντίσταση και την αντίδραση αντιστάθμισης.

- Χρησιμοποιώντας το θετικό πρόσημο στην παραπάνω σχέση παράγεται τιμή τάσης για σημείο μετά τους ακροδέκτες της γεννήτριας, με αποτέλεσμα ο APT να ελέγχει την τάση στο σημείο αυτό. Τυπικές τιμές που επιλέγονται είναι στο 90% των τιμών του M/Σ ανύψωσης. Η τεχνική αυτή ονομάζεται αντιστάθμιση φορτίου ή γραμμής ή M/Σ ανύψωσης. Η ρύθμιση της τάσης πιο κοντά στο φορτίο μπορεί να βελτιώσει την ευστάθεια της τάσης στο σύστημα, εφόσον η παραγωγή/κατανάλωση αέργου ισχύος από την γεννήτρια παραμένει εντός των δυνατοτήτων της [34].
- Χρησιμοποιώντας αρνητικό πρόσημο στην παραπάνω σχέση η τάση ρυθμίζεται για «εσωτερικό» σημείο της γεννήτριας. Αυτή η αντιστάθμιση χρησιμοποιείται για να επιτευχθεί επαρκής διαμοιρασμός της αέργου ισχύος μεταξύ γεννητριών που συνδέονται στον ίδιο ζυγό και λειτουργούν με APT. Η επίτευξη κατάλληλου διαμοιρασμού αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων έρχεται με κόστος στην απόδοση της ρύθμισης της τάσης του συστήματος [34].

Οι μονάδες παραγωγής με ηλεκτρονικά ισχύος είναι επίσης σε θέση να παράγουν άεργο ισχύ είτε με σταθερό συντελεστή ισχύος είτε με χαρακτηριστικές Q(V). Σε παρόμοια λογική με την συσχέτιση μεταξύ τάσης και αέργου ισχύος των συμβατικών μονάδων, μία μονάδα ηλεκτρονικών ισχύος μπορεί να ρυθμίζει την άεργο ισχύ στην έξοδο της σύμφωνα με την τάση που μετρά. Έτσι, αν παρατηρηθεί πτώση τάσης (που μπορεί να συμβεί στο σύστημα λόγω αύξησης της κατανάλωσης αέργου) η μονάδα ηλεκτρονικών ισχύος (ΑΠΕ ή αποθήκευσης με μπαταρίες) καλείται να παράγει άεργο ισχύ μειώνοντας έτσι την παραγωγή αέργου των συμβατικών μονάδων και συμβάλλοντας στον διαμοιρασμό της ισχύος μεταξύ τους.

Τα βασικά πλεονεκτήματα τέτοιων τοπικών ελέγχων της τάσης είναι η απλότητα τους καθώς υλοποιούνται εύκολα στον ελεγκτή των ηλεκτρονικών ισχύος, η μεγαλύτερη ευρωστία τους λόγω της απουσίας χρήσης επικοινωνίας και η δυνατότητα για τοποθέτηση και άμεση λειτουργία/συμβολή της μονάδας στον έλεγχο τάσης (plug and play).

Στα ΜΔΝ την ρύθμιση της τάσης την αναλαμβάνουν κυρίως οι APT των θερμικών μονάδων, ενώ επικουρική υπηρεσία Q(V) ορίζεται από τον κώδικα δικτύου για τις Α/Γ [25]. Ο έλεγχος τάσης αποσκοπεί στην εξασφάλιση των απαραίτητων επιπέδων αέργου ισχύος. Όπως αναφέρει ο κώδικας ΜΔΝ, η ρύθμιση τάσης στα ΜΔΝ γίνεται από:

- a) τον εξοπλισμό και τα στοιχεία του δικτύου, και ιδίως την αλλαγή θέσης των μεταγωγέων των M/Σ, διακοπή ή ενεργοποίηση γραμμών ή καλωδίων, χρήση ηλεκτρονικών συστημάτων αντιστάθμισης ή άλλων συστημάτων παραγωγής αέργου ισχύος, ενεργοποίηση ή απενεργοποίηση πηνίων και πυκνωτών,

- b) τις μονάδες παραγωγής και του εξοπλισμού σύνδεσής τους στο Δίκτυο, ιδίως μέσω αλλαγή θέσης των μεταγωγών των Μ/Σ ανύψωσης τους, και ρύθμιση της παραγωγής αέργου ισχύος τους τοπικά ή κεντρικά και χειροκίνητα ή αυτόματα.

2.3.1 Προκλήσεις ελέγχου τάσης σε μη διασυνδεδεμένα νησιά

Βασικός παράγοντας που επηρεάζει τον έλεγχο τάσης στα διασυνδεδεμένα συστήματα είναι τα μήκη των γραμμών μεταφοράς, που περιορίζουν την μεταφορά ισχύος μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Αντίθετα, σε απομονωμένα συστήματα όπως τα ΣΗΕ των ΜΔΝ τα μήκη των γραμμών είναι περιορισμένα με αποτέλεσμα η πτώση τάσης μεταξύ παραγωγής και φορτίων να είναι σημαντικά μικρότερη.

Έτσι, ο κρίσιμος παράγοντας που σχετίζεται με την ρύθμιση τάσης σε ένα αυτόνομο σύστημα αφορά την δυνατότητα των μονάδων παραγωγής να καλύψουν την παραγωγή/κατανάλωση αέργου ισχύος από τα φορτία και το σύστημα Υ.Τ. ή Μ.Τ., εξασφαλίζοντας παράλληλα την ύπαρξη επαρκών εφεδρειών αέργου ισχύος μέσω του κατάλληλου διαμοιρασμού της αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων [35].

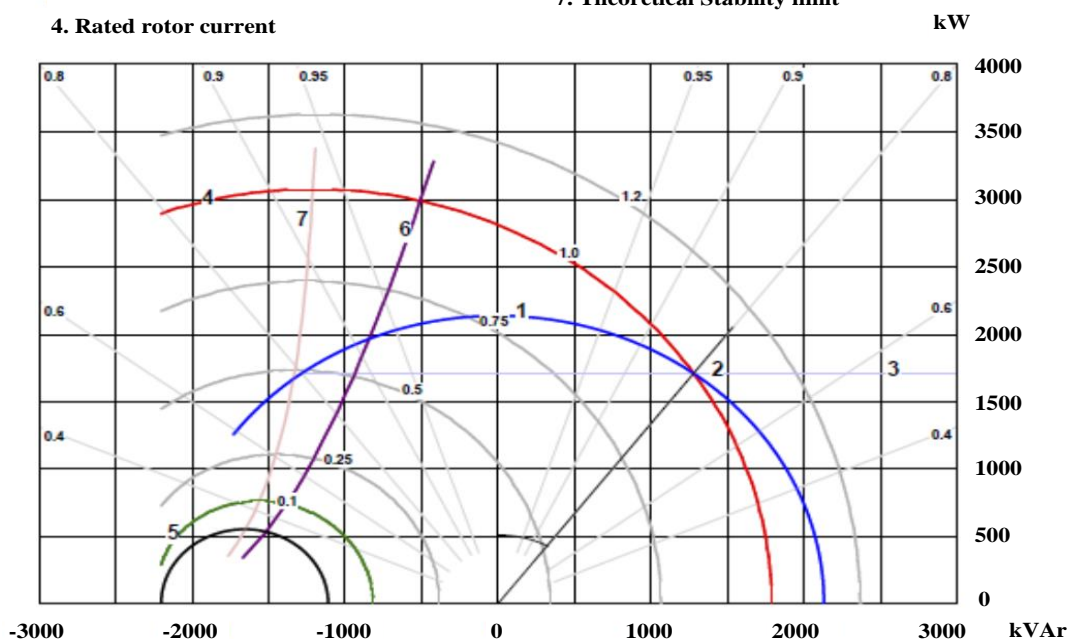
Για τις θερμικές μονάδες ένας μη αποδεκτός διαμοιρασμός της αέργου ισχύος μπορεί να οδηγήσει σε σημεία λειτουργίας που μπορούν να προκαλέσουν σε αποσύνδεση τους. Στην Εικόνα 2.7 παρουσιάζονται τα όρια λειτουργίας όπως ορίζονται από το P-Q διάγραμμα του κατασκευαστή της σύγχρονης γεννήτριας. Αν οδηγηθεί για παράδειγμα σε απορρόφηση αέργου πέρα από το όριο της ελάχιστης διέγερσης (minimum excitation limit) ή το όριο ευστάθειας (stability limit), οι προστασίες της γεννήτριας, π.χ. απώλειας διέγερσης (loss of field) θα αποσυνδέσουν τη μονάδα, επηρεάζοντας τόσο τον έλεγχο τάσης όσο και συχνότητας.

Στο ΜΔΝ της Ρόδου έχει προκύψει συμβάν διακοπής της ηλεκτροδότησης ολοκλήρου του ΜΔΝ εξαιτίας αυτού του φαινομένου [35]. Στο συγκεκριμένο ΜΔΝ οι γραμμές Υ.Τ. παράγουν σημαντικές ποσότητες αέργου ισχύος που μπορεί να οδηγήσουν σε απορρόφηση αέργου ισχύος από τις μονάδες σε συνθήκες χαμηλού φορτίου. Τον Μάρτιο του 2016, η σχεδιασμένη αποσύνδεση μίας μονάδας αεριοστρόβιλου οδήγησε σε μηχανικές ταλαντώσεις και αποσύνδεση και της άλλης μονάδας αεριοστρόβιλου σε λειτουργία. Οι εναπομείναντες 2 μονάδες ντίζελ σε λειτουργία οδηγήθηκαν σε μεγάλα επίπεδα απορρόφησης αέργου ισχύος. Εξαιτίας της αύξησης της εντολής του APT της μίας ντίζελ μονάδας σε λειτουργία για να περιοριστεί η υψηλή απορρόφηση αέργου ισχύος που είχε, εξώθησε σε ακόμα μεγαλύτερη απορρόφηση, εκτός των ορίων λειτουργίας της, την άλλη ντίζελ μονάδα σε λειτουργία. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα να ενεργοποιηθεί η προστασία απώλειας πεδίου (Loss of field) και να αποσυνδεθεί. Η μονάδα ντίζελ που έμεινε συνδεδεμένη δεν ήταν σε θέση να παρέχει τις απαραίτητες εφεδρείες για τον έλεγχο της συχνότητας του συστήματος με αποτέλεσμα να αποσυνδεθεί λόγω υποσυχνότητας οδηγώντας σε διακοπή ηλεκτροδότησής στο ΜΔΝ της Ρόδου. Αξίζει να σημειωθεί πως οποιαδήποτε απόπειρα σταθεροποίησης της απορρόφησης αέργου ισχύος των θερμικών μονάδων σε τέτοια ΜΔΝ με γραμμές Υ.Τ. μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση της τάσης του συστήματος πέρα από τα αποδεκτά όρια λειτουργίας [35].

P/Q Diagram

1. Stator Current at rated load
2. Nominal working point
3. Active Power Limit
4. Rated rotor current

5. Minimum excitation limit
6. Stability limit
7. Theoretical Stability limit

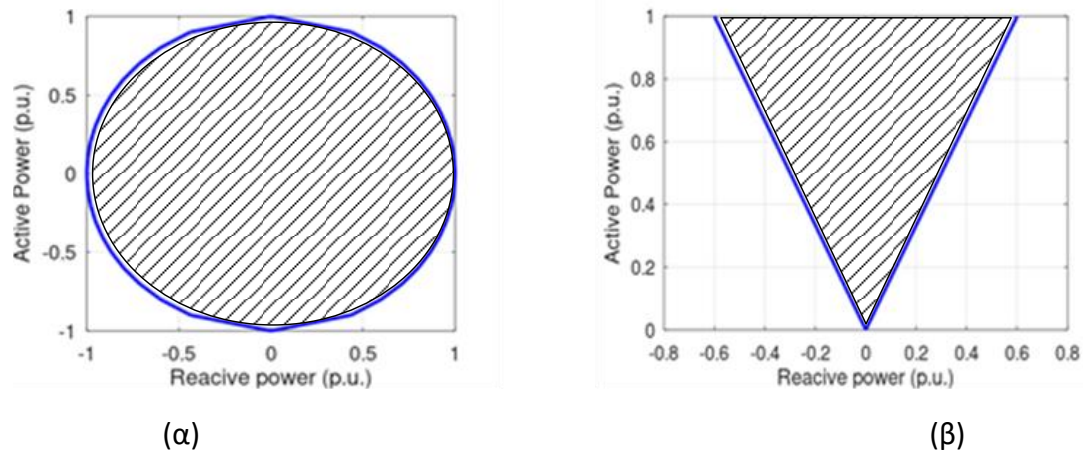


Εικόνα 2.7 Τυπικό διάγραμμα P-Q σύγχρονης γεννήτριας

Γενικά, οι σύγχρονες γεννήτριες προστατεύονται από την απώλεια διέγερσης μέσω α) του περιοριστή υπο-διέγερσης (UEL-Under excitation limiter) που θα μπλοκάρει στον αυτόματο ρυθμιστή τάσης τη μείωση του ρεύματος διέγερσης κάτω από ένα επιλεγμένο κατώφλι για την αποφυγή απώλειας συγχρονισμού της γεννήτριας και β) τον H/N απώλειας διέγερσης πεδίου που θα αποσυνδέσει τη γεννήτρια αν χάσει τη διέγερση της.

Ωστόσο, στα απομονωμένα αυτόνομα συστήματα με ένα σταθμό παραγωγής δεν είναι συνηθισμένο να χρησιμοποιείτε ο UEL [36], καθώς σε αυτά τα συστήματα δεν υπάρχει άμεσος κίνδυνος απώλειας συγχρονισμού και όπως αναφέρθηκε μια προσπάθεια περιορισμού της απορρόφησης αέργου ισχύος σε απομονωμένη λειτουργία μπορεί να οδηγήσει σε αστάθεια υπέρτασης [37]-[38]. Αντίστοιχα φαινόμενα μπορούν να παρατηρηθούν με τις προστασίες μαγνητικής υπερ-ροής (V/Hz) και φαινόμενα πτώσης τάσης [39].

Για τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος ένας ανόμοιος διαμοιρασμός της αέργου ισχύος μπορεί να οδηγούσε σε παραγωγή/κατανάλωση αέργου ισχύος από κάποια μονάδα, κοντά στα όρια λειτουργίας της, προσεγγίζοντας το ονομαστικό της ρεύμα. Τυπικές χαρακτηριστικές ορίων λειτουργίας για μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος μπορεί να είναι η λειτουργία από 0.8 επαγωγικό σε 0.8 χωρητικό συντελεστή ισχύος για μονάδες ΑΠΕ ή από 0 συντελεστή ισχύος επαγωγικό μέχρι 0 συντελεστή ισχύος χωρητικό για μονάδες αποθήκευσης.



Εικόνα 2.8 Τυπικό διάγραμμα P-Q ηλεκτρονικών ισχύος α) μονάδας αποθήκευσης με μπαταρίες, β) μονάδας ΑΠΕ.

Για την περίπτωση των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος δεν θα γινόταν υπέρβαση αυτών των ορίων καθώς οι ελεγκτές ρεύματος των μονάδων δεν θα επέτρεπαν την υπέρβαση του ονομαστικού ρεύματος. Όμως αν στο σύστημα λειτουργεί ένας μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming), π.χ. μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες, και φτάσει το ονομαστικό ρεύμα της, σταματά να ελέγχει την τάση του συστήματος και περνά σε έλεγχο ρεύματος και χάνει την δυνατότητα δημιουργίας δικτύου, ώστε να διατηρήσει ο ρεύμα σε αποδεκτό εύρος για να προστατεύσει τα διακοπτικά στοιχεία του [40]. Σε λειτουργία με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και ειδικά σε συνθήκες με διείσδυση 100% η απώλεια δυνατότητας σχηματισμού του δικτύου από μια τέτοια μονάδα μπορεί να οδηγήσει σε αστάθεια το σύστημα, καθώς δεν θα υπάρχει θερμική μονάδα να επωμιστεί τον σχηματισμό του δικτύου.

Παράλληλα, καθώς τα ΣΗΕ της πλειονότητας των ΜΔΝ είναι συστήματα Μ.Τ., η συσχέτιση της ενεργού ισχύος και της τάσης δεν είναι αμελητέα λόγω του υπολογίσιμου ωμικού χαρακτήρα των γραμμών. Έτσι, παραγωγή από ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση της τάσης στο σημείο διασύνδεσης τους. Τέλος, η κατανάλωση ισχύος από τα φορτία σχετίζεται με την τάση του συστήματος και ενδεχόμενες μεταβατικές μεταβολές της τάσης του ΜΔΝ θα επηρεάσουν αντίστοιχα τις καταναλώσεις, άρα και το ισοζύγιο ενεργού ισχύος [35].

Έτσι τα βασικά μειονεκτήματα της χρήσης τοπικών ελέγχων στην τάση είναι:

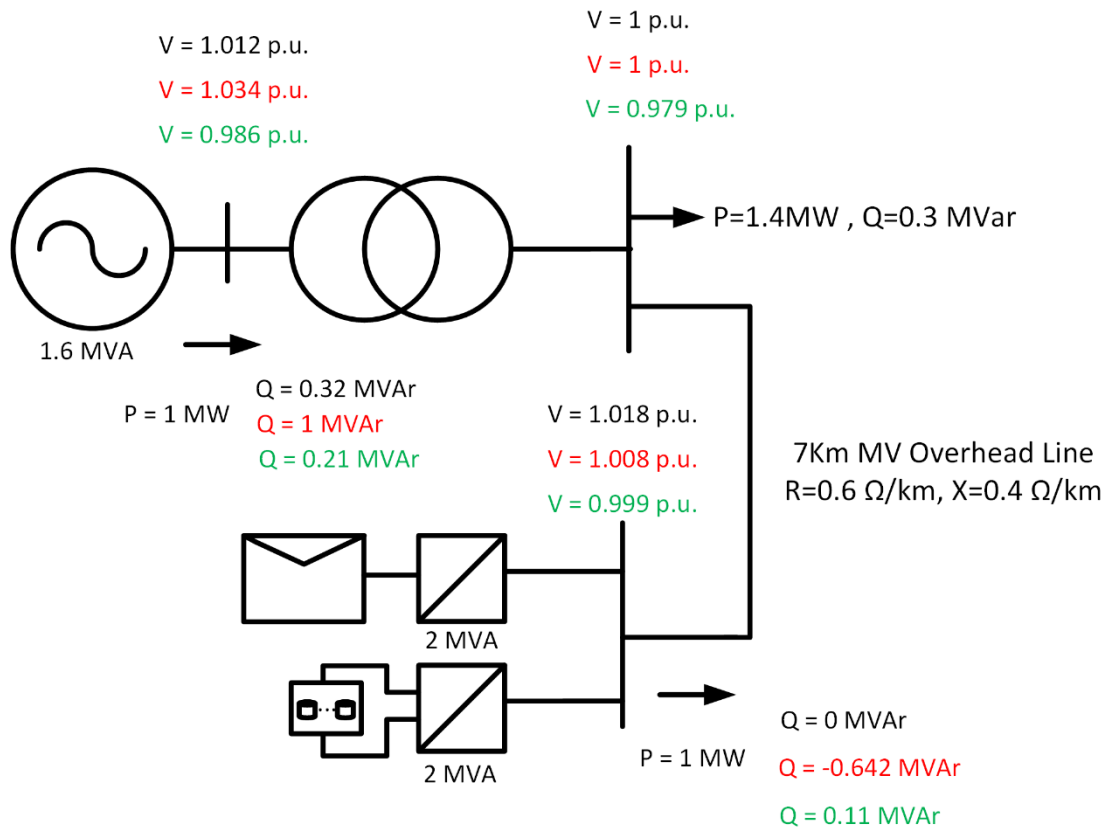
- a) πως αντίθετά από τη συχνότητα η τάση διαφέρει, έστω και ελάχιστα, στους διαφόρους ζυγούς του συστήματος. Έτσι, η χρήση ελέγχων με τοπικές μετρήσεις στην τάση δεν είναι βέβαιο πως θα εξασφαλίσουν πως η συνολική άεργος ισχύς καταμερίζεται κατάλληλα μεταξύ των μονάδων, ιδιαίτερα όταν η πλειονότητα των μονάδων παραγωγής σε λειτουργία είναι διεσπαρμένες μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος.
- b) Σε μικρά ΜΔΝ με σύστημα διανομής Μ.Τ. οι τάσεις στο σημείο σύνδεσης των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος επηρεάζονται και από την παραγωγή ενεργού

ισχύος της εκάστοτε μονάδας. Η μεγαλύτερη εξάρτηση μεταξύ της τάσης και της ενεργού ισχύος οφείλεται στον μεγαλύτερο ωμικό χαρακτήρα των γραμμών Μ.Τ. συγκριτικά με τις γραμμές Υ.Τ. Ένας έλεγχος $Q(V)$ από τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος δεν είναι βέβαιο πως θα οδηγήσει σε ικανοποιητικό καταμερισμό της αέργου ισχύος μεταξύ τους καθώς πέρα από το γεγονός πως είναι συνδεδεμένες σε διαφορετικούς ζυγούς του ΣΗΕ του ΜΔΝ μπορεί να διαφέρει και η τάση στο σημείο διασύνδεσης τους ανάλογα με την παραγωγή ενεργού ισχύος της εκάστοτε μονάδας.

Στην Εικόνα 2.9 παρουσιάζεται μια τέτοια περίπτωση για ένα απλό σύστημα 2 ζυγών που τροφοδοτεί ένα φορτίο. Οι ζυγοί συνδέονται μεταξύ τους με μια γραμμή 7km με χαρακτηριστικά αντίστοιχα των εναέριων γραμμών Μ.Τ. που υπάρχουν στα Ελληνικά ΜΔΝ. Διάφορες περιπτώσεις τοπικού ελέγχου δοκιμάστηκαν μέσω ροών φορτίου και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με διαφορετικά χρώματα στην Εικόνα 2.9.

Στο πρώτο σενάριο (μαύρο χρώμα στα αποτελέσματα), η γεννήτρια λειτουργεί αρχικά με αντιστάθμιση με θετικό πρόσημο ρυθμίζοντας τον ζυγό του φορτίου. Η μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος αθροιστικά παρέχουν 1MW στο σύστημα και η χαρακτηριστική $Q(V)$ χαρακτηριστική δεν είναι ενεργοποιημένη. Έτσι, στον ζυγό αυτών των μονάδων έχουμε ανύψωση τάσης και όλη την ποσότητα αέργου ισχύος την καλύπτει η γεννήτρια. Αν ενεργοποιηθεί ο έλεγχος $Q(V)$, με κλίση 5%, για τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος θα οδηγήσει σε κατανάλωση αέργου ισχύος για την μείωση της τάσης στο ζυγό σύνδεσης τους. Τα αποτελέσματα σε αυτή την περίπτωση (κόκκινο χρώμα) δείχνουν πως μειώνεται η τάση στον ζυγό αυτών των μονάδων αλλά η γεννήτρια καλείται να καλύψει και την κατανάλωση αέργου ισχύος από αυτές τις μονάδες, οδηγούμενη σε μεγαλύτερα επίπεδα φόρτισης με άεργο ισχύ, για να διατηρήσει την τάση στο ζυγό του φορτίου ίση με την ονομαστική. Στο τελευταίο σενάριο (πράσινο χρώμα), χρησιμοποιείται και αντιστάθμιση με αρνητικό πρόσημο (11%) στην γεννήτρια παράλληλα κάτι που οδηγεί τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος που λειτουργούν με χαρακτηριστική $Q(V)$ σε κάλυψη ποσοστού της ζήτησης σε άεργο ισχύος. Παρότι σε αυτό το σενάριο καταμερίζεται η ζήτηση σε άεργο ισχύ μεταξύ των μονάδων, δεν αναλαμβάνουν αντίστοιχα ποσοστά με βάση τα ονομαστικά τους μεγέθη ενώ υπάρχει μείωση της τάσης στον ζυγό της γεννήτριας και του φορτίου.

- c) Τέλος, η συσχέτιση μεταξύ της κατανάλωσης αέργου και της τάσης παρουσιάζει μη γραμμικές δυναμικές.



Εικόνα 2.9 Διαμοιρασμός άεργου ισχύος σύμφωνα με την ροή φορτίου όταν μέσω αντιστάθμισης (μαύρο χρώμα αποτελεσμάτων) η γεννήτρια ρυθμίζει τον ζυγό του φορτίου και οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος δεν παρέχουν ρύθμιση τάσης, όταν ενεργοποιείται η χαρακτηριστική $Q(V)$ με κλίση 5% (κόκκινο) στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και όταν λειτουργούν ταυτόχρονα αντιστάθμιση με αρνητικό πρόσημο (11%) στην γεννήτρια και οι $Q(V)$ χαρακτηριστικές στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος.

Συμπερασματικά, τοπικός έλεγχος τάσης μπορεί να εφαρμοστεί για την ρύθμιση της τάσης από τις μονάδες παραγωγής σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης. Αυτός ο έλεγχος όμως μπορεί να παρουσιάσει αδυναμία στην επίτευξη ικανοποιητικού διαμοιρασμού της άεργου ισχύος, χωρίς να σημαίνει αυτό βέβαια πως θα προκαλέσει απαραίτητα πρόβλημα στην λειτουργία του ΜΔΝ αν ρυθμιστούν κατάλληλα τα ελεγκτών της τάσης κάθε μονάδας και ληφθεί υπόψιν η συνεργασία τους. Στο Κεφάλαιο 3 θα παρουσιαστούν τεχνικές που δρουν συμπληρωματικά με τον τοπικό έλεγχο τάσης, παρέχοντας δευτερεύουσα ρύθμιση, πετυχαίνοντας καλύτερα αποτελέσματα ως προς τον διαμοιρασμό της άεργου ισχύος και των εφεδρειών σε άεργο ισχύ και την ρύθμιση τάσης.

2.4 Προβλήματα ευστάθειας εξαιτίας της αλληλεπίδρασης των ελεγκτών

Ζητήματα αστάθειας του ΣΗΕ των ΜΔΝ μπορούν να δημιουργηθούν εξαιτίας των ελεγκτών των μονάδων παραγωγής λόγω κακής ρύθμισης ενός ή περισσότερων

ελεγκτών εξοπλισμού ή της αλληλεπίδρασης μεταξύ τους. Σε αυτή την περίπτωση η ρύθμιση των ελεγκτών είναι η κύρια πηγή αστάθειας και το σύστημα δεν μπορεί να σταθεροποιηθεί, μέχρι ο ελεγκτής να συντονιστεί ξανά ή να αποσυνδεθεί. Αυτός ο τύπος ευστάθειας αφορά τους ελέγχους ηλεκτρικών μηχανών ή τους ελέγχους των ηλεκτρονικών ισχύος και τα φίλτρα τους και αναφέρεται ως ευστάθεια συστημάτων ελέγχου [23].

Όσον αφορά τις συμβατικές μονάδες, στα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ, ζητήματα ευστάθειας μικρής διαταραχής (small perturbation) μπορούν να παρατηρηθούν με γεγονότα αύξησης (ή ταλαντώσεων) της γωνίας του δρομέα των σύγχρονων γεννητριών [27]. Η πρώτη περίπτωση συμβαίνει λόγω της έλλειψης ροπής συγχρονισμού, ενώ η δεύτερη λόγω της ανεπαρκούς ροπής απόσβεσης. Ωστόσο, σε αυτόνομα συστήματα που συνήθως έχουν ένα τοπικό σταθμό παραγωγής, δεν έχουν παρατηρηθεί προβλήματα ροπής συγχρονισμού και απόσβεσης σε γεννήτριες εξοπλισμένες με αυτόματους ελεγκτές τάσης και ρυθμιστές στροφών με κατάλληλες ρυθμίσεις [42]. Η αλληλεπίδραση των εξωτερικών ελέγχων τάσης και συχνότητας σε αυτόνομα συστήματα με συμβατικές μονάδες και μονάδες ηλεκτρονικών, λόγω ακατάλληλης επιλογής κερδών στατισμού, έχει παρουσιαστεί πως οδηγεί σε φαινόμενα αστάθειας [43].

Στα αυτόνομα συστήματα κυριαρχούμενα από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, οι βρόχοι ελέγχου της τάσης και του ρεύματος των ηλεκτρονικών ισχύος παίζουν σημαντικό ρόλο στην ευστάθεια του συστήματος. Σε αντίθεση με τις ταλαντώσεις χαμηλής συχνότητας που προκαλούνται από εξωτερικούς ελέγχους ενεργού και αέργου ισχύος, η αλληλεπίδραση των εσωτερικών ελέγχων ρεύματος και τάσης μπορεί να προκαλέσουν ταλαντώσεις σε υψηλές τιμές της συχνότητας, από εκατοντάδες Hz έως αρκετά kHz [44]-[45]. Μια άλλη βασική αιτία δημιουργίας αρμονικών ταλαντώσεων είναι η ενίσχυση τους λόγω φαινομένων συντονισμού με φίλτρα άλλων μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος, με άλλους ελεγκτές ή με τους παρασιτικούς πυκνωτές των γραμμών [44], [46]-[47]. Το φαινόμενο ταλαντώσεων υψηλού αρμονικού περιεχομένου μπορεί να μετριαστεί με τεχνικές ελέγχου ενεργής απόσβεσης (active damping) [48].

Τέλος, σημαντικό ρόλο στην ευστάθεια του συστήματος παίζουν και οι ελεγκτές κλειδώματος φάσης (Phase Locked Loop), που χρησιμοποιούν ευρέως στον έλεγχο τους οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος [49]. Έχει παρουσιαστεί, ότι τα PLL εισάγουν μια αρνητική παράλληλη σύνθετη αγωγιμότητα στην σύνθετη αντίσταση εξόδου τους, η οποία αλλάζει την μήτρα αγωγιμοτήτων του συστήματος επηρεάζοντας συνολικά την ευστάθεια του συστήματος [50]. Αυτή η επίδραση μπορεί να μετριαστεί μειώνοντας το εύρος ζώνης των ελεγκτών PLL [51].

Η ευστάθεια μικρής διαταραχής (small signal perturbation stability) χρησιμοποιείται συνήθως για την εξακρίβωση ζητημάτων ευστάθειας ελέγχου με την εύρεση των ιδιοτιμών του συστήματος ως μέσο εξακρίβωσης της ευστάθειας και των παραμέτρων που την επηρεάζουν. Έχουν γίνει προσπάθειες για την ανάπτυξη των μοντέλων διαφόρων στοιχείων ενός αυτόνομου συστήματος με μεγάλη διεύθυνση

ΑΠΕ, όπως οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, το δίκτυο και δυναμικά φορτία. Με χρήση τέτοιων μοντέλων έχει σχολιαστεί πως οι ταλαντώσεις χαμηλής συχνότητας σχετίζονται με την αλληλεπίδραση εξωτερικών ελεγκτών (ελεγκτές στατισμού) ενώ οι ταλαντώσεις υψηλής συχνότητας με τους εσωτερικούς ελέγχους ρεύματος και τάσης [51]-[52].

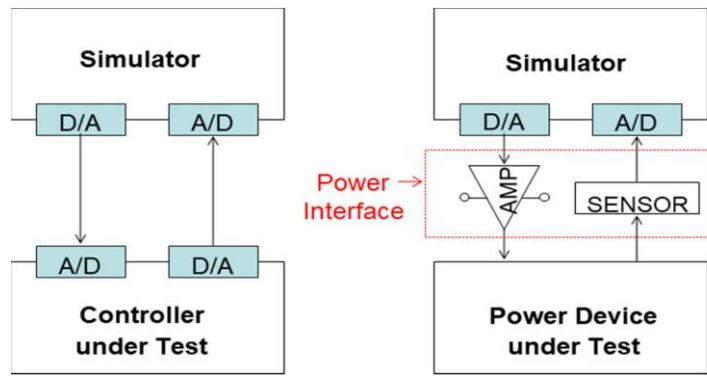
Διαφορές εργασίες παρουσιάζουν πως η τεχνική ευστάθειας μικρής διαταραχής (small signal perturbation stability) μπορεί να μην αναπαραστήσει με ακρίβεια την ευστάθεια των αυτόνομων συστημάτων με μεγάλη διεύθυνση ΑΠΕ, εξαιτίας της ύπαρξης μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και της στοχαστική φύση της παραγωγής των ΑΠΕ που μπορεί να προκαλέσει συχνά μεταβολές σημαντικού πλάτους [23],[53]-[54]. Ανάλυση ευστάθειας μεγάλης διαταραχής (Large-perturbation stability analysis) σε αυτόνομα συστήματα μπορεί να πραγματοποιηθεί με ευστάθεια Lyapunov [55] και δυναμικές προσομοιώσεις και τεχνικών Hardware in the Loop (HIL) [23].

2.5 Τεχνική Hardware In the Loop

Η προσομοίωση Hardware In the Loop (HIL) είναι ένα πολύτιμο εργαλείο που γεφυρώνει το χάσμα μεταξύ δυναμικών προσομοιώσεων και την τελική εγκατάσταση εξοπλισμού στο πεδίο. Έχει αποκτήσει σημαντικό ενδιαφέρον για την ανάλυση της λειτουργίας ΣΗΕ, και ιδιαίτερα αυτόνομων συστημάτων [56]. Παράλληλα, παρουσιάζεται πια και σαν μέθοδος πιστοποίησης της λειτουργίας ελεγκτών μικροδικτύων. Συγκεκριμένα, αναφέρεται στο πρότυπο “2030.8 IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers” ως μια από τις τεχνικές για την πιστοποίηση της λειτουργίας του κεντρικού ελεγκτή του μικροδικτύου [57].

Η ραχοκοκαλιά μιας μεθοδολογίας HIL είναι ένας ψηφιακός προσομοιωτής πραγματικού χρόνου, ο οποίος είναι ένα ισχυρό υπολογιστής που εκτελεί προσομοιώσεις ΣΗΕ σε πραγματικό χρόνο. Σε αυτή τη μέθοδο συνδυάζονται τα πλεονεκτήματα των προσομοιώσεων (π.χ. ευελιξία πραγματοποίησης διαφόρων σεναρίων) και δοκιμή του πραγματικού εξοπλισμού σε ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας (θόρυβος στις μετρήσεις, χρονικές καθυστερήσεις).

Η HIL τεχνική χωρίζεται σε δύο κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία (Control Hardware In the Loop) ελέγχει αλγόριθμους ελέγχου οι οποίοι εκτελούνται σε πραγματικούς ελεγκτές (π.χ. ελεγκτές μετατροπών, ρελέ κ.α.) [56], [58], ενώ στην δεύτερη κατηγορία (Power Hardware In the Loop) ανήκει ο έλεγχος πραγματικών συσκευών ισχύος [59]-[60]. Κοινό χαρακτηριστικό και στις δύο αυτές κατηγορίες είναι η ύπαρξη ενός προσομοιωτή πραγματικού χρόνου για τη σχεδίαση και την εκτέλεση προσομοιώσεων του συστήματος.



Εικόνα 2.10 Διατάξεις Hardware in the Loop [56]

Η τεχνική CHIL έχει χρησιμοποιηθεί και από διαχειριστές δικτύου, με τη σύνδεση πραγματικών αντίγραφων του εξοπλισμού, π.χ. ελεγκτής HVDC, για την αξιολόγηση της αλληλεπίδρασής του με τα υπάρχοντα συστήματα ελέγχου και προστασίας [61]-[62]. Τέτοιες τεχνικές μπορεί να βρουν εφαρμογή και για μελέτες ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

Το εργαστήριο ΣΗΕ του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου διαθέτει εξοπλισμό για την πραγματοποίηση πειραμάτων HIL για την μελέτη ευστάθειας σε ΜΔΝ. Ο εξοπλισμός που χρησιμοποιήθηκε είναι ο εξομοιωτής πραγματικού χρόνου της εταιρίας RTDS technologies [63], ο εμπορικός Η/Ν προστασίας SEL 751 [64], ο κεντρικός ελεγκτής SEL Αχίον 2240 [65] και ο πραγματικός ελεγκτής Triphase [66] για τον έλεγχο ηλεκτρονικών ισχύος (Εικόνα 2.11). Οι παράμετροι του εξοπλισμού παρουσιάζονται στους ακόλουθους πίνακες.

Πίνακας 2.2. Παράμετροι προσομοιωτή πραγματικού χρόνου.

Τύπος Προσομοίωσης	EMT (Electromagnetic Transient solution)
Αλγόριθμος προσομοίωσης	Αλγόριθμος Dommel
Πρωτόκολλα επικοινωνίας	DNP3, IEC 61850 GOOSE, TCP, IEC 60870-5-104
Χρονικό Βήμα προσομοίωσης	Ελάχιστο 1μs

Πίνακας 2.3. Παράμετροι ελεγκτή ηλεκτρονικών ισχύος

Λογισμικό	Real-time Linux OS Ελεγχόμενος από C, C++, Matlab/Simulink
Πρωτοκολλά επικοινωνίας	Ethercat CAN fieldbus, Modbus
Χρονικό βήμα	Ελάχιστο: 50μs

Πίνακας 2.4. Παράμετροι κεντρικού ελεγκτή πραγματικού χρόνου

Λογισμικό	Real-time OS
Πρωτόκολλα επικοινωνίας	DNP3, IEC 61850 MMS, IEC 61850 GOOSE, Modbus, IEEE C37.118, IEC 60870-5- 101/104
Χρονικό βήμα	Ελάχιστο: 100ms



Προσομοιωτής πραγματικού χρόνου



H/N προστασίας



Ελεγκτής Ηλεκτρονικών Ισχύος



Κεντρικός ελεγκτής πραγματικού χρόνου

Εικόνα 2.11 Εξοπλισμός εργαστήριου ΣΗΕ.

2.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάστηκε το θεωρητικό υπόβαθρο για τον έλεγχο συχνότητας και τάσης τονίζοντας τα χαρακτηριστικά τους σε αυτόνομα συστήματα. Παράλληλα σχολιάστηκαν οι τεχνικές έλεγχου συχνότητας και τάσης που εφαρμόζονται στα ΜΔΝ.

Ο ανεπαρκής έλεγχος της συχνότητας αποτελεί τον κύριο παράγοντα που μπορεί να οδηγήσει σε αστάθεια της λειτουργίας των ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, η αντικατάσταση θερμικών μονάδων από μονάδες με ηλεκτρονικά ισχύος, όπως η αποθήκευση με μπαταρίες, Α/Γ και Φ/Β, θα επιφέρει μια μείωση στην αδράνεια του συστήματος και στον αριθμό των μονάδων που παρέχουν πρωτεύουσα

και δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Παράλληλα, η ύπαρξη μονάδων ΑΠΕ στο δίκτυο μπορεί να προκαλέσει συχνές μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος άρα και στη συχνότητα του συστήματος. Κρίσιμα μεταβατικά στη συχνότητα μπορούν να δημιουργηθούν τα οποία θα χαρακτηρίζονται από υψηλούς ρυθμούς μεταβολής της συχνότητας και χαμηλές τιμές ναδίρ κατά την εκδήλωση του μεταβατικού. Τονίζεται επίσης και η συσχέτιση αυτών των μεταβατικών με τις προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης, οι οποίες μπορεί να ενεργοποιηθούν εσφαλμένα σε έντονα μεταβατικά της συχνότητας, οδηγώντας σε αλυσιδωτή αποσύνδεση περαιτέρω μονάδων παραγωγής.

Ο έλεγχος τάσης παρουσιάζει μικρότερες τεχνικές δυσκολίες στη λειτουργία των ΜΔΝ από τον έλεγχο συχνότητας και σχετίζεται κυρίως με την κάλυψη των αναγκών του συστήματος σε άεργο ισχύ. Ο καταμερισμός της αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων παραγωγής και της εξασφάλισης απαραίτητων επιπέδων εφεδρείας σε άεργο ισχύ αποτελεί τον κύριο προβληματισμό, καθώς αν δεν ληφθεί υπόψιν μπορεί να οδηγήσει σε υπερφόρτιση μονάδων ή ακόμα και αποσύνδεση τους. Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται ένα συμβάν διακοπής ηλεκτροδότησης του ΜΔΝ της Ρόδου που οφείλεται στους συγκεκριμένους παράγοντες. Παρουσιάστηκαν επίσης επιγραμματικά ζητήματα ευστάθειας που σχετίζονται με την αλληλεπίδραση μεταξύ των ελεγκτών των μονάδων.

Τέλος, παρουσιάζεται η τεχνική Hardware In the Loop, η οποία προτείνεται ως μέθοδος μελέτης της ευστάθειας ενός ΜΔΝ με υψηλή διεύθυνση ΑΠΕ. Η τεχνική HIL έχει προταθεί ως μέθοδος αξιολόγησης της ευστάθειας ενός αυτόνομου συστήματος, έχει αξιοποιηθεί από διαχειριστές δικτύου, για την αξιολόγηση της συμπεριφοράς κρίσιμων μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και της συνεργασίας τους με υπάρχοντα συστήματα ελέγχου και προστασίας, και προτείνεται σε διεθνή πρότυπα για την αξιολόγηση της λειτουργίας εξοπλισμού ελέγχου μικροδικτύων.

2.7 Βιβλιογραφική ανασκόπηση Κεφαλαίου 2

[3] S. Papathanassiou and N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems", *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457-479, 2006.

[20] C. Li, S. K. Chaudhary, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Power flow analysis for low-voltage ac and dc microgrids considering droop control and virtual impedance," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 8, pp. 2754-2764, Nov. 2017.

[21] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014.

[22] A. H. Hajimiragha and M. R. D. Zadeh, "Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola: Challenges, solutions, achievements and lessons learned," 2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pp. 1-6, 2013.

[23] M. Farrokhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020.

- [24] H. Bevrani, H. Golpîra, A. Messina, N. Hatziaargyriou, F. Milano and T. Ise, "Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges", *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107-114, 2021.
- [25] "Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ | ΔΕΔΔΗΕ", ΔΕΔΔΗΕ, 2021. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ruthmistiko-plaisio-mdn/kwdikas-diaxeirisis-ilektrikwn-sustimatwn-mdn/kwdikas-diaxeirisis-mdn>
- [26] J. Sarasúa, G. Martínez-Lucas and M. Lafoz, "Analysis of alternative frequency control schemes for increasing renewable energy penetration in El Hierro Island power system", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 807-823, 2019.
- [27] P. Kundur, N. Balu and M. Lauby, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 2009.
- [28] H. Bevrani and J. Raisch, "On Virtual inertia Application in Power Grid Frequency Control", *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 681-688, 2017.
- [29] "Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 31 January 2018.
- [30] J. Riesz and J. Palermo, "INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION Australian Energy Market Operator," 2016.
- [31] DNV-KEMA, "RoCoF - An independent analysis on the ability of Generators to ride through Rate of Change of Frequency values up to 2Hz/s," EirGrid/SONI, London, 8 February 2013.
- [32] T. Funabashi, K. Koyanagi and R. Yokoyama, "A review of islanding detection methods for distributed resources," 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, Bologna, Italy, pp. 6 pp. Vol. 2, 2003.
- [33] C. R. Reddy, B. S. Goud, B. N. Reddy, M. Pratyusha, C. V. Vijay Kumar and R. Rekha, "Review of Islanding Detection Parameters in Smart Grids," 2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid), Paris, France, pp. 78-89, 2020.
- [34] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [35] C. D. Vournas, V. C. Nikolaidis and G. I. Tsourakis, "Coordinated Countermeasures Against Overvoltage Instability in Autonomous Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 6, pp. 3329-3338, Dec. 2021.
- [36] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Chapter 11, Section 11.8.3., CRC Press, 2005.
- [37] C. Vournas, "Generation Under-Excitation and Loss of Field Protection," contributed presentation to CIGRE Study Committee B5 Session, PS2, Q4. Paris, 2016.
- [38] T. Van Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 282-292, 1997.
- [39] R. Liu, W. Liu, P. Liu and Q. Dou, "Influence of V/Hz Limiter on Generator in Isolated Operation", *Advanced Materials Research*, vol. 383-390, pp. 5066-5070, 2011.

- [40] A. Gkountaras, S. Dieckerhoff and T. Sezi, "Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids," 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 1223-1230, 2015.
- [41] W. Yao, M. Chen, J. Matas, J. M. Guerrero, and Z. Qian, "Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 2, pp. 576–588, Feb. 2011.
- [42] E. Nasr-Azadani, C. A. Canizares, D. E. Olivares, and K. Bhattacharya, "Stability analysis of unbalanced distribution systems with synchronous machine and DFIG based distributed generators," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 5, pp. 2326–2338, Sep. 2014.
- [43] Z. Miao, A. Domijan, and L. Fan, "Investigation of microgrids with both inverter interfaced and direct ac-connected distributed energy resources," IEEE Trans. Power Del., vol. 26, no. 3, pp. 1634–1642, July 2011.
- [44] X. Wang, F. Blaabjerg, and W. Wu, "Modeling and analysis of harmonic stability in an ac power- electronic-based power system," IEEE Trans. Power Electron., vol. 29, no. 12, pp. 6421–6432, Dec. 2014.
- [45] X. Wang, F. Blaabjerg, and Z. Chen, "Autonomous control of inverter-interfaced distributed generation units for harmonic current filtering and resonance damping in an islanded microgrid," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 50, no. 1, pp. 452–461, Jan. 2014.
- [46] X. Wang, F. Blaabjerg, M. Liserre, Z. Chen, J. He, and Y. Li, "An active damper for stabilizing power-electronic-based ac systems," IEEE Trans. Power Electron., vol. 29, no. 7, pp. 3318–3329, July 2014.
- [47] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter based three-phase active rectifier," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, Sep. 2005.
- [48] S. G. Parker, B. P. McGrath, and D. G. Holmes, "Regions of active damping control for LCL filters," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 50, no. 1, pp. 424–434, Jan. 2014.
- [49] L. Harnefors, M. Bongiorno, and S. Lundberg, "Input-admittance calculation and shaping for controlled voltage-source converters," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 54, no. 6, pp. 3323–3334, Dec. 2007.
- [50] M. Cespedes and J. Sun, "Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters," IEEE Trans. Power Electron., vol. 29, no. 3, pp. 1254–1261, Mar. 2014.
- [51] B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, Z. Shen, and R. Burgos, "Influence of phase-locked loop on input admittance of three-phase voltage-source converters," in Proc. of the 28th Annu. IEEE Appl. power Electron. Conf. Expo., pp. 1–8, Mar. 2013.
- [52] N. Pogaku, M. Prodanovic and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 2, pp. 613-625, March 2007.
- [53] S. Leitner, M. Yazdani, A. Mehrizi-Sani and A. Muetze, "Small-Signal Stability Analysis of an Inverter-Based Microgrid with Internal Model-Based Controllers," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5393-5402, Sept. 2018.
- [54] J. Sun, "Small-signal methods for ac distributed power systems - a review," IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 11, pp. 2545–2554, Nov. 2009.

- [55] M. Kabalan, P. Singh, and D. Niebur, "Large signal Lyapunov-based stability studies in microgrids: A review," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2287–2295, Sept. 2017.
- [56] P. Kotsampopoulos et al., "A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources," in *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 5, no. 3, pp. 94-103, Sept. 2018.
- [57] "IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers," in *IEEE Std 2030.8-2018*, vol., no., pp.1-42, 24 Aug. 2018.
- [58] Ran Mo, M. Steurer and Hui Li, "Controller hardware-in-the-loop (CHIL) simulation of a multi-functional energy storage system based on modular multilevel DC/DC converter (M2DC) for MVDC grid", 2016 IEEE 8th 159 International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016.
- [59] P. Kotsampopoulos, P. Georgilakis, D. T. Lagos, V. Kleftakis, and N. Hatziaargyriou, "FACTS Providing Grid Services: Applications and Testing," *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2554, Jul. 2019.
- [60] P. Kotsampopoulos, A. Kapetanaki, G. Messinis, V. Kleftakis, N. Hatziaargyriou, "A PHIL facility for Microgrids", *International Journal of Distributed Energy Resources*, Vol. 9, No. 1, pp. 71-86, January-March 2013.
- [61] Saad, H.; Vernay, Y.; Denetiere, S.; Rault, P.; Clerc, B. System dynamic studies of power electronics devices with real time simulation—A TSO operational experience. In *CIGRE Session Papers & Proceedings*; E-Cigré: Paris, France, 2018.
- [62] Martin, C. The use of real time simulation to de-risk and manage HVDC and FACTS schemes—Experiences on the French Transmission grid. In *Proceedings of the OPAL-RT's 9th International Conference on Real-Time Simulation*, Montreal, QC, Canada, 5–8 September 2017.
- [63] RTDS Technologies, www.rtds.com
- [64] SEL 751 Feeder Protection Relay. <https://selinc.com/products/751/>
- [65] SEL 2240 Real Time Automation Controller. <https://selinc.com/products/2240/>
- [66] Triphase NV. <https://triphase.com/>

Κεφάλαιο 3

3 Επικουρικές Υπηρεσίες Μονάδων Ηλεκτρονικών Ισχύος

3.1 Εισαγωγή

Η αντικατάσταση των θερμικών μονάδων με μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος έχει οδηγήσει σε μείωση της αδράνειας των ΣΗΕ. Πολλοί διαχειριστές δικτύου, π.χ. στις ΗΠΑ [67] και στην Ευρώπη [15],[68] έχουν ήδη παρατηρήσει ή αναμένουν σημαντικά μεταβατικά στη συχνότητα.

Για την ενδυνάμωση του δικτύου έχουν εισαχθεί στους κώδικες δικτύου επικουρικές υπηρεσίες για τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος με στόχο την υποστήριξη της τάσης και της συχνότητας του συστήματος ισχύος [14], [15]. Τέτοιες υπηρεσίες μπορεί να είναι η υποστήριξη της τάσης μέσω χαρακτηριστικών $Q(V)$, παραγωγή αέργου με σταθερό συντελεστή ισχύος, η ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση (Low Voltage – Fault Ride Through LV-FRT) [14] και η ικανότητα συνεισφοράς στην επανεκκίνηση του συστήματος μετά από διακοπή (black start).

Για την συνεισφορά στον έλεγχο συχνότητας, σε διάφορους κώδικες προδιαγράφεται για τις μονάδες ΑΠΕ η συνεισφορά σε φαινόμενα αύξησης της συχνότητας, ενώ σε ορισμένους κώδικες ζητείται και περικοπή της ισχύος κατά ένα ποσοστό ώστε να υπάρχει η δυνατότητα για υποστήριξη της συχνότητας σε φαινόμενα πτώσης της.

Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, πέρα από την ποσότητα εφεδρείας που παρέχουν οι μονάδες παραγωγής ουσιαστικό ρόλο στη ρύθμιση συχνότητας έχει και η ταχύτητα απόκρισης των μονάδων κατά την πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος μπορούν να εκμεταλλευτούν την φυσική τους δυνατότητα για γρήγορη απόκριση βελτιώνοντας τη ρύθμιση συχνότητας του συστήματος. Νέες υπηρεσίες έχουν εισαχθεί ή προταθεί σε διάφορους κώδικες δικτύου που περιγράφουν μια υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας για να αντισταθμίσουν το πρόβλημα μείωσης της αδράνειας [15].

Τα ΜΔΝ όμως, ιδιαίτερα τα μικρά σε μέγεθος, έχουν τόσο περιορισμένη αδράνεια που ακόμα και οι πιο απαιτητικές υπηρεσίες παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας των διασυνδεδεμένων δικτύων, να μην είναι σε θέση να διασφαλίσουν κατάλληλη ρύθμιση συχνότητας. Η τεχνική που έχει προταθεί ερευνητικά για την βελτίωση της αδρανειακής απόκρισης του συστήματος είναι η παροχή εικονικής αδράνειας από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος [16]. Ιδιαίτερα στα ΜΔΝ έχει παρουσιαστεί πως αυτή

η τεχνική δύναται να συνεισφέρει στην μείωση του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) και της ελάχιστης τιμής της (F_{nad}) κατά το μεταβατικό [69]-[70].

Μια κεντρική μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες μπορεί επίσης να υποστηρίξει τις συγκεκριμένες επικουρικές υπηρεσίες. Η βασική διαφοροποίηση υπάρχει στις τεχνικές ελέγχου της, και συγκεκριμένα εάν δρα ως μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming - GFM) ή μετατροπέας παρακολούθησης δικτύου (Grid Following - GFL). Και για τις δύο περιπτώσεις έχουν προταθεί τεχνικές για την παροχή εικονικής αδράνειας [15]. Επίσης, τα πιλοτικά έργα στα ΜΔΝ στοχεύουν σε διείσδυση ΑΠΕ ή οποία θα μπορεί να φτάσει σε συγκεκριμένες περιπτώσεις και στο 100%. Για την διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος η μονάδα αποθήκευσης θα πρέπει να είναι σε θέση να διασφαλίσει ομαλή μετάβαση από και προς τη λειτουργία με 100% διείσδυση ΑΠΕ.

Τέλος, στα ΜΔΝ πέρα από την πρωτεύουσα εφεδρεία είναι σημαντικό ή μονάδα αποθήκευσης να συνεισφέρει και στην δευτερεύουσα εφεδρεία ώστε να αποφευχθούν συμβάντα υπερφόρτισης των θερμικών μονάδων στην περίπτωση που η δευτερεύουσα ρύθμιση της συχνότητας είναι αυτοματοποιημένη. Διαχειριστές δικτύου έχουν εντάξει την συνεισφορά της αποθήκευσης στην αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (Automatic Generation Control - AGC) [15],[71], ενώ η έρευνα πάνω σε αυτόνομα συστήματα Μ.Τ. με υψηλή διείσδυση ηλεκτρονικών ισχύος, όπως τα μικροδικτύα, έχει προτείνει διάφορες τεχνικές για την δευτερεύουσα ρύθμιση σε αυτόνομα συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ [72]-[73].

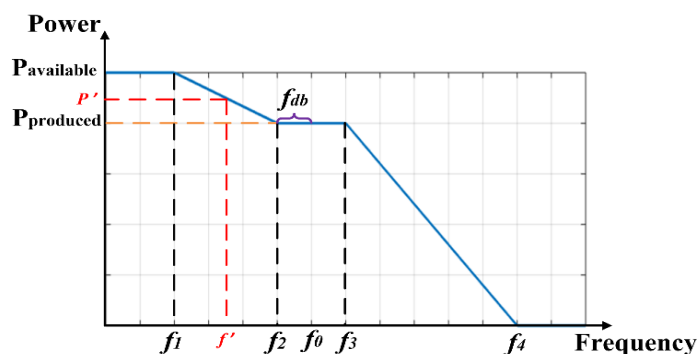
Στο παρόν κεφάλαιο θα αναλυθούν οι υπηρεσίες που ζητάνε οι διαχειριστές δικτύων από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και θα σχολιαστεί η επάρκεια τους για ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ μέσω προσομοιώσεων στο δίκτυο της Αστυπάλαιας. Η δυνατότητα για παροχή εικονικής αδράνειας από αυτές τις μονάδες θα παρουσιαστεί επίσης. Προτείνεται ένας μετατροπέας GFM για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης, ο οποίος παρέχει εικονική αδράνεια, έλεγχο τάσης, υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας και ομαλό συγχρονισμό με το δίκτυο. Το βασικό πλεονέκτημα του, συγκριτικά με ένα μετατροπέα GFL, είναι πως εξασφαλίζει ομαλές μεταβάσεις σε συνθήκες με 100% διείσδυση ΑΠΕ. Η ανάγκη για συνεισφορά της μονάδας αποθήκευσης στην δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας θα σχολιαστεί επίσης. Τέλος, θα προταθεί μια μεθοδολογία για την δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας, δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης και μια καινοτόμα τεχνική ελέγχου που λαμβάνει υπόψιν μελλοντικές μεταβολές στο σύστημα (Model Predictive Control) και πως τις επηρεάζουν οι εντολές ελέγχου, για την αυτόματη ρύθμιση παραγωγής σε ένα ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

3.2 Επικουρικές υπηρεσίες μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για ρύθμιση συχνότητας και τάσης

3.2.1 Επικουρικές υπηρεσίες μονάδων ΑΠΕ υποστήριξης στη συχνότητα και την τάση

Οι διαχειριστές δικτύων ανά τον κόσμο έχουν εισάγει διάφορες επικουρικές υπηρεσίες για τις μονάδες ΑΠΕ σχετικά με την στήριξη της τάσης και της συχνότητας του συστήματος.

Ως προς τη συχνότητα, αυτές οι υπηρεσίες έχουν να κάνουν με την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας αλλά και τον περιορισμό του ρυθμού μεταβολής της παραγωγής τους. Για παράδειγμα, ο κώδικας δικτύου της Δανίας ορίζει δύο υπηρεσίες [14]. Στην πρώτη υπηρεσία ορίζεται μέγιστος ρυθμός μεταβολής της παραγωγής που πρέπει να τηρούν τα Α/Π ώστε να αποφευχθούν απότομες μεταβολές στην παραγωγή τους λόγω διακύμανσης του ανέμου. Έτσι, οι μικρότερες διαταραχές που εισάγονται στο ισοζύγιο ισχύος προκαλούν πιο ομαλές μεταβολές και στη συχνότητα. Η δεύτερη υπηρεσία είναι η λειτουργία σύμφωνα με μία καμπύλη $P(F)$ (Εικόνα 3.1), η οποία έχει παρόμοια λογική με τον στατισμό των συμβατικών μονάδων.



Εικόνα 3.1 Χαρακτηριστική P-F για την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από Α/Π.

Σε μία τέτοια λειτουργία το Α/Π μπορεί να μειώσει την παραγωγή του σε φαινόμενα αύξησης της συχνότητας για τιμές συχνότητας μεγαλύτερης της ονομαστικής ώστε να συνεισφέρει στη ρύθμιση της. Για να παρέχει πρωτεύουσες εφεδρείες σε γεγονότα μείωσης της συχνότητας, θα πρέπει να υπάρχει διαθέσιμη ισχύς, δηλαδή να περικλύπεται ένα ποσό της διαθέσιμης ισχύος του Α/Π ώστε να μπορεί να δοθεί ως πρωτεύουσα εφεδρεία. Η καμπύλη ορίζει επίσης μια περιοχή «νεκρής» ζώνης γύρω από την ονομαστική συχνότητα, όπου δεν απαιτείται καμία ενέργεια από το Α/Π.

Για Φ/Β μονάδες παραγωγής, συνδεδεμένες σε Μ.Τ. και Χ.Τ., διάφοροι ευρωπαϊκοί κώδικες ορίζουν επίσης χαρακτηριστική $P(f)$ [74]. Η συνεισφορά αυτών των μονάδων

συνήθως περιορίζεται σε γεγονότα αύξησης της συχνότητας ενώ δεν ζητείται λειτουργία με περικοπή ισχύος για συνεισφορά σε γεγονότα πτώσης της συχνότητας.

Ως προς την παροχή αέργου ισχύος τόσο για Φ/Β όσο και για Α/Π η λειτουργία με καμπύλη $Q(V)$ που αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2 ορίζεται σε διάφορους ευρωπαϊκούς κώδικες δικτύου [14]. Στον κώδικα δικτύου των ελληνικών ΜΔΝ ορίζεται η χαρακτηριστική $Q(V)$ μόνο για τους αιολικούς σταθμούς. Χαρακτηριστική $P(F)$ δεν ορίζεται ούτε για Α/Π ούτε για Φ/Β. Βέβαια ο κώδικας αναφέρει πως ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε ΜΔΝ οι προδιαγραφές λειτουργίας των σταθμών ΑΠΕ μπορεί να διαφέρουν ανά ΜΔΝ με αιτιολογημένη απόφαση του Διαχειριστή ΜΔΝ, ανάλογα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του [25].

3.2.2 Επικουρικές υπηρεσίες αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες και ηλεκτρικών οχημάτων στη συχνότητα και την τάση

Οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες είναι σε θέση να παρέχουν πλήθος υπηρεσιών στο δίκτυο. Τέτοιες υπηρεσίες μπορεί να είναι η ρύθμιση τάσης [75], η αποσυμφόρηση του δικτύου σε συμβάντα υπερφόρτισης [76], ρύθμιση συχνότητας [77], εξομάλυνση αιχμών ζήτησης (peak shaving) [78] και η συμβολή στην επαναφορά ηλεκτροδότησης (black start) [79]. Τα χαρακτηριστικά της ρύθμισης συχνότητας και τάσης δεν διαφέρουν στην τεχνική τους υλοποίηση με τις προδιαγραφές των ΑΠΕ. Μπορούν δηλαδή να παρέχονται με χαρακτηριστικές $P(f)$, $Q(V)$ ή να ακολουθούν τις εντολές του διαχειριστή.

Για παράδειγμα, στον ENTSO-E Network Code δίνονται προδιαγραφές για μονάδες που είναι συνδεδεμένες με ηλεκτρονικά ισχύος στο δίκτυο. Παρότι δεν υπάρχει ειδική αναφορά σε μονάδες αποθήκευσης με μπαταρίες, μπορούν να θεωρηθούν πως εμπίπτουν σε αυτή την κατηγορία. Σύμφωνα με τις προδιαγραφές ορίζεται καμπύλη $P(f)$ με στατισμό μεταξύ (1.5-10%) με ταχύτητα απόκρισης εντός 2 δευτερολέπτων για την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας [80].

Με γνώμονα τις προαναφερθείσες προκλήσεις στη συχνότητα, η πιο υποσχόμενη υπηρεσία που εφαρμόζεται στους κώδικες δικτύου και αφορά τις μονάδες αποθήκευσης με μπαταρίες είναι η γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας. Παρόλο που εξακολουθούν να υπάρχουν οικονομικά, ρυθμιστικά και τεχνικά εμπόδια που αποτρέπουν την ευρεία τοποθέτηση αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες στα ΣΗΕ, υπάρχει μια συνεχής αναβάθμιση στους κώδικες δικτύων τα τελευταία χρόνια που σχετίζεται με κεντρικά συστήματα αποθήκευσης που παρέχουν τέτοιες υπηρεσίες [15]. Η συγκεκριμένη υπηρεσία θα αναλυθεί στην ενότητα 3.3.

Πέρα από τις μονάδες αποθήκευσης και τα ηλεκτρικά οχήματα (Electric Vehicles – EV) παρουσιάζουν ενδιαφέρον για την αξιοποίηση τους ως διεσπαρμένες μονάδες αποθήκευσης. Σύμφωνα με την έννοια των υπηρεσιών EV προς το δίκτυο (Vehicle to Grid - V2G services), τα EV μπορούν να χρησιμεύσουν ως αποθήκευση ενέργειας προσφέροντας υπηρεσίες όπως η υποστήριξη συχνότητας, η εξομάλυνση αιχμών

ζήτησης, αποσυμφόρησης δικτύου, κ.τ.λ., αντίστοιχα με τις υπηρεσίες που προαναφέρθηκαν για τις μονάδες αποθήκευσης.

Η συμμετοχή στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας γίνεται μέσω λογικής στατισμού. Για την πρωτεύουσα εφεδρεία που παρέχουν τα EV έχει προταθεί η αναπροσαρμογή των κερδών στατισμού ανάλογα με την κατάσταση φόρτισης τους ώστε να υπάρχει μικρότερη επίδραση της υπηρεσίας στη φόρτιση τους [81]. Η συμμετοχή των οχημάτων στην δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας του δικτύου είναι πιο σύνθετη διαδικασία και απαιτεί το συντονισμό της λειτουργίας ενός στόλου EV, ώστε η ανταπόκριση στις εντολές της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας να γίνεται με βέλτιστο τρόπο [82]. Τα EV μπορούν επίσης να παρέχουν γρήγορη πρωτεύουσα εφεδρεία.

Παράλληλα, οι σταθμοί φόρτισης των EV, αποτελούνται από ηλεκτρονικά ισχύος άρα είναι σε θέση να παράγουν ή να καταναλώσουν άεργο ισχύ για την υποστήριξη της τάσης του συστήματος, χωρίς αντίκτυπο στην γήρανση των μπαταριών [83].

Παρά τα σημαντικά πλεονεκτήματα που μπορεί να προσφέρουν οι V2G υπηρεσίες, ένα από τα σημαντικά εμπόδια στην ανάπτυξη των υπηρεσιών υποστήριξης συχνότητας είναι η ανησυχία ότι μειώνουν τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας των EV [84]. Μέσω των υπηρεσιών V2G εμφανίζονται περισσότεροι κύκλοι φόρτισης/εκφόρτισης, με το προσδόκιμο ζωής της μπαταρίας να μειώνεται συγκριτικά με σενάρια που δεν προσφέρει τέτοιες υπηρεσίες [84]. Αν και το κόστος παραγωγής των μπαταριών συνεχώς μειώνεται, εξακολουθεί να αποτελεί περισσότερο από 40% του συνολικού κόστους ενός EV [85].

3.3 Υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας

Λόγω της μειωμένης αδράνειας που θα προκαλέσει στο σύστημα η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, διαχειριστές συστημάτων με περιορισμένες διασυνδέσεις με μεγαλύτερα δίκτυα, έχουν εφαρμόσει (π.χ. Ηνωμένο Βασίλειο, Ιρλανδία) ή πρόκειται να εντάξουν στο μέλλον (π.χ. Αυστραλία) επικουρικές υπηρεσίες γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας (fast frequency reserves) για την βελτίωση των μεταβατικών της συχνότητας σε συνθήκες μειωμένης αδράνειας [15]. Η υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας απαιτεί την παροχή όλης της διαθέσιμης εφεδρείας σε μικρότερο χρονικό ορίζοντα (1 έως 2 δευτερόλεπτα) σε σχέση με τον χρονική απόκριση που συνήθως απαιτείται στην πρωτεύουσα εφεδρεία (~10-15 δευτερόλεπτα).

Υπάρχουν κυρίως δύο προσεγγίσεις για αυτή την υπηρεσία. Η πρώτη προσέγγιση βασίζεται στον έλεγχο στατισμού, δηλαδή σύμφωνα με μια χαρακτηριστική $P(f)$, όμοια με την Εικόνα 3.1, αλλά με πιο γρήγορη χρονική απόκριση. Τέτοια υπηρεσία δυναμικής απόκρισης ζητείται στο Ηνωμένο Βασίλειο [86].

Η δεύτερη προσέγγιση περιγράφει μία στατική λειτουργία, η οποία ζητείται για παράδειγμα στην Ιρλανδία [15]. Σύμφωνα με αυτή την υπηρεσία αν ένα προκαθορισμένο όριο στη συχνότητα ξεπεραστεί τότε η μονάδα παραγωγής παρέχει

ένα ποσό εφεδρείας μέσα στον χρονικό ορίζοντα που αναφέρει η υπηρεσία, π.χ. 1-2 δευτερόλεπτα. Για αυτή την υπηρεσία συνήθως ορίζεται το μέγεθος της εφεδρείας, ο χρόνος απόκρισης καθώς και για πόσο χρόνο πρέπει να διατηρεί αυτή την εφεδρεία η μονάδα παραγωγής.

Η δυναμική απόκριση έχει το πλεονέκτημα να προσαρμόζει την εφεδρεία ανάλογα με τη συχνότητα η οποία αποτελεί ένδειξη της κατάστασης του ισοζυγίου ισχύος στο σύστημα. Η παροχή στατικής εφεδρείας μπορεί να οδηγήσει σε παροδικά φαινόμενα αύξησης συχνότητας πέραν της ονομαστικής αν η ποσότητα της στατικής εφεδρείας ξεπερνά σε μέγεθος την αρχική διαταραχή. Ο Πίνακας 3.1 παρουσιάζει μια σύνοψη από τις απαιτήσεις διαχειριστών οι οποίοι εφαρμόζουν (ή πρόκειται να εφαρμόσουν στην περίπτωση της Αυστραλίας) τέτοιες υπηρεσίες.

Πίνακας 3.1. Χαρακτηριστικά Υπηρεσιών γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας.

Κώδικας Δικτύου	Ταχύτητα Απόκρισης (s)	Διάρκεια	Τύπος	Εφεδρεία (MW)
Ην. Βασίλειο	1	15min	Δυναμική	1-50
Ιρλανδία	2	8-10s	Δυναμική/Στατική	1-5/1-75
Αυστραλία	0.5-1	6s	Στατική	N/A

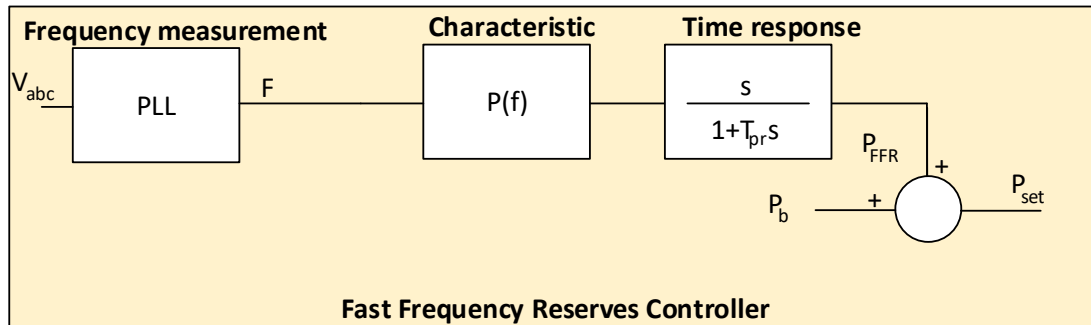
3.3.1 Προσομοίωση υπηρεσιών γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας σε ΜΔΝ

Μια σημαντική ανησυχία για τα ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ είναι ότι οι υπηρεσίες γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας μπορεί να είναι ανεπαρκείς για την αντιμετώπιση των διαταραχών στην συχνότητα που μπορεί να προκληθούν σε αυτά τα συστήματα. Προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκαν στο λογισμικό Dlgilent Powerfactory [87] σε ένα λεπτομερές μοντέλο της Αστυπάλαιας σε σενάριο υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ. Τα χαρακτηριστικά του δικτύου παρουσιάζονται στο παράρτημα Α.

Στο συγκεκριμένο σενάριο θεωρήθηκε πως το σύστημα τροφοδοτείται από μία μονάδα ντίζελ μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 1.1 MW που λειτουργεί στο τεχνικό της ελάχιστο (0.4 MW), μία Α/Γ που παράγει στην ονομαστική της ισχύ (2MW) και μια μονάδα αποθήκευσης μπαταριών ονομαστικής ισχύος 1.5MW η οποία απορροφά 0.4 MW. Το συμβάν που προσομοιώθηκε είναι η αποσύνδεση της Α/Γ, που θα μπορούσε να συνδέεται σε υπέρβαση της ταχύτητας του ανέμου άνω του ορίου αποκοπής.

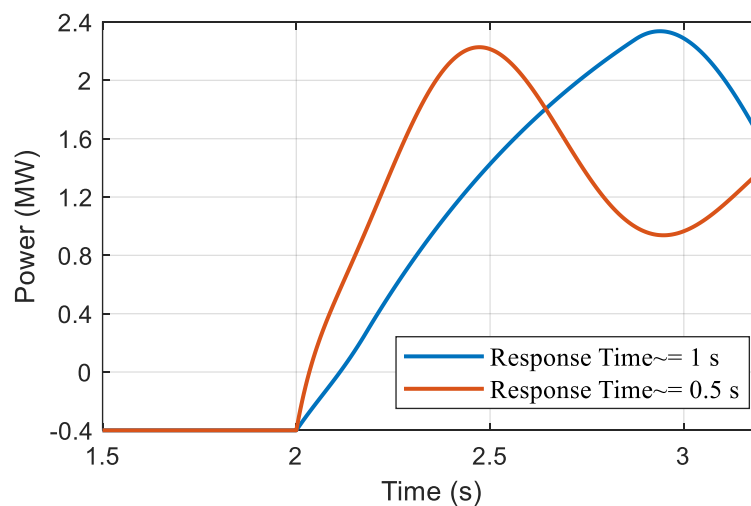
Για τον μετατροπέα της μονάδας αποθήκευσης με μπαταρίες θεωρήθηκε πως παρέχει υπηρεσία γρήγορης απόκρισης πρωτεύουσας εφεδρείας. Ο σχεδιασμός του ελεγκτή της μονάδας φαίνεται στην Εικόνα 3.2. Η συχνότητα εκτιμάται μέσω ενός ελεγκτή κλειδώματος φάσης (PLL) και υπολογίζεται η απαιτούμενη μεταβολή της ισχύος μέσω της χαρακτηριστικής $P(f)$. Μέσω ενός φίλτρου πρώτης τάξης ελέγχεται η

ταχύτητα της απόκρισης του μετατροπέα των μπαταριών. Τέλος, η απαιτούμενη εφεδρεία προστίθεται στην εντολή που είχε προ σφάλματος για την απορρόφηση ισχύος ο μετατροπέας ώστε να προκύψει η νέα εντολή για τον εσωτερικό έλεγχο ρεύματος του μετατροπέα.

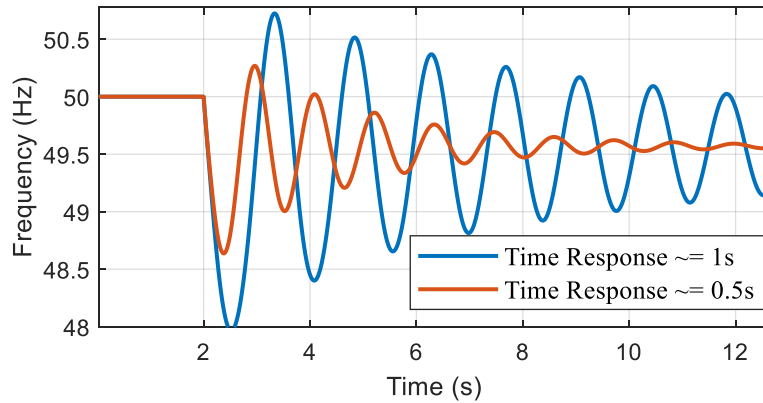


Εικόνα 3.2 Ελεγκτής παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας γρήγορης απόκρισης.

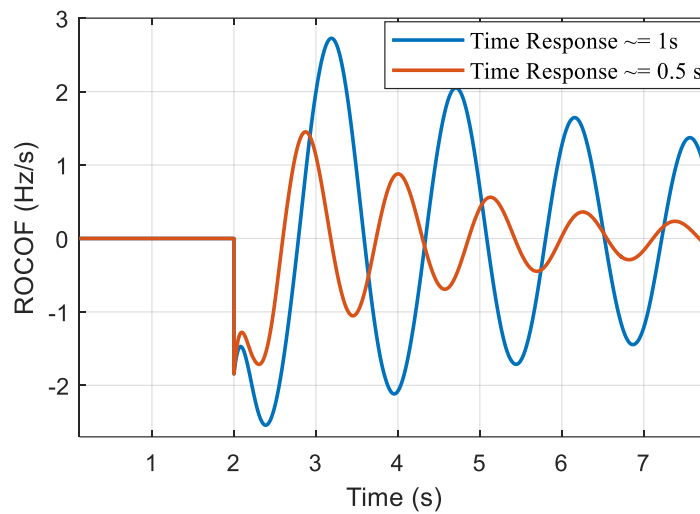
Θεωρήθηκαν δύο περιπτώσεις στις οποίες μεταβάλλεται η σταθερά απόκρισης της πρωτεύουσας εφεδρείας (1s και 0.5s) του μετατροπέα των μπαταριών. Η μεταβολή της ισχύος του μετατροπέα των μπαταριών παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.3. Παρατηρούμε πως και στις δύο περιπτώσεις παρέχονται οι εφεδρείες σε χρόνους που συμπίπτουν με τις πιο αυστηρές προδιαγραφές που παρουσιάζει ο Πίνακας 3.1. Η συχνότητα και ο ρυθμός μεταβολής της (ROCOF) για το ίδιο συμβάν παρουσιάζονται στην Εικόνα 3.4 και Εικόνα 3.5 αντίστοιχα.



Εικόνα 3.3 Απόκριση ισχύος του αντιστροφέα των μπαταριών.



Εικόνα 3.4 Μεταβατικό στη συχνότητα κατά την αποσύνδεση του Α/Π.



Εικόνα 3.5 Μεταβατικό στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας κατά την αποσύνδεση του Α/Π.

Παρατηρείται πως με την γρηγορότερη απόκριση στον μετατροπέα των μπαταριών επιτυγχάνεται πιο ομαλό μεταβατικό στη συχνότητα. Παρά την γρηγορότερη απόκριση όμως, η μειωμένη αδράνεια του συστήματος προκαλεί ραγδαία πτώση της συχνότητας αμέσως μετά την αποσύνδεση της Α/Γ με υψηλές τιμές στο ROCOF ($>1\text{Hz/s}$). Τέτοιες τιμές θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε περαιτέρω αποσύνδεση μονάδων παραγωγής λόγω λειτουργίας των Η/Ν ανίχνευσης νησιδοποίησης όπως θα παρουσιαστεί και πειραματικά στο Κεφάλαιο 4.

Για την περαιτέρω εξομάλυνση των μεταβατικών στην συχνότητα πρέπει να βελτιωθεί η αδρανειακή απόκριση του συστήματος ή η ταχύτητα απόκρισης της μονάδας αποθήκευσης. Μία μέθοδος θα ήταν η εγκατάσταση σύγχρονων πυκνωτών (synchronous condensers) οι οποίοι συνδέονται με σφονδύλους (flywheels) ώστε να αυξήσουν την αδράνεια του συστήματος. Αυτή η τεχνική έχει εφαρμοστεί στο ΜΔΝ King's Island στην Αυστραλία [7] και εξετάζεται και για το Giglio στην Ιταλία [9].

Υπηρεσία αδρανειακής απόκρισης έχει οριστεί στον κώδικα δικτύου της Ιρλανδίας (Synchronous Inertial Service - SIR), ώστε να πληρούνται τα απαραίτητα επίπεδα

φυσικής αδράνειας στο σύστημα. Σε αυτή την υπηρεσία μπορούν να συμμετέχουν συμβατικές μονάδες παραγωγής συνδεδεμένες με σύγχρονες γεννήτριες όπως και σύγχρονοι πυκνωτές [15].

Δυνατότητα βελτίωσης της αδρανειακής απόκρισης του συστήματος μπορούν να παρέχουν και οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος μέσω της παροχής εικονικής αδράνειας. Αυτός ο τύπος ελέγχου μπορεί να πραγματοποιηθεί από κάθε μονάδα ηλεκτρονικών ισχύος, π.χ. Α/Γ, Φ/Β και αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες. Σκοπός αυτής της υπηρεσίας είναι να μιμηθεί την αδρανειακή απόκριση των συμβατικών μονάδων και μπορεί να οδηγήσει σε ταχύτερη παροχή των εφεδρειών τους, αμέσως μετά την εκδήλωση της διαταραχής, οδηγώντας στην εξομάλυνση των μεταβατικών της συχνότητας.

3.4 Εικονική αδράνεια

Η παροχή εικονικής αδράνειας από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος έχει προταθεί από πολλές ερευνητικές εργασίες τόσο για μονάδες ΑΠΕ όσο και αποθήκευσης ενέργειας, ως μέθοδος βελτίωσης της αδρανειακής απόκρισης του συστήματος.

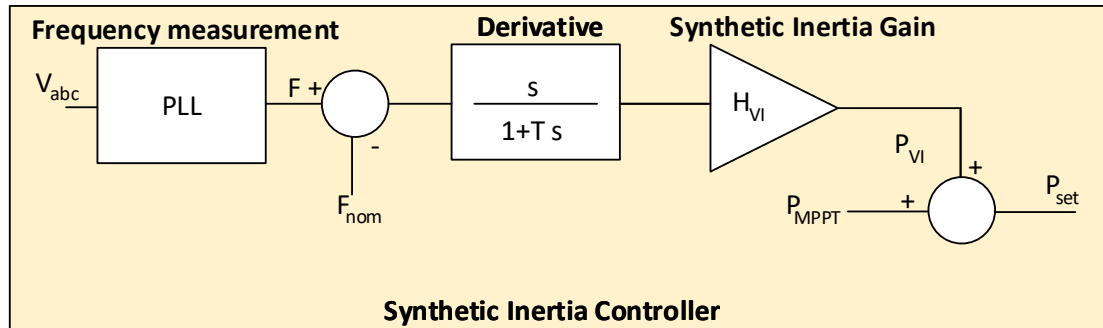
3.4.1 Εικονική αδράνεια από μονάδες ΑΠΕ

Οι μονάδες ΑΠΕ συνδεδεμένες με ηλεκτρονικά ισχύος, δηλαδή Α/Γ και Φ/Β, μπορούν να παρέχουν εικονική αδράνεια όταν λειτουργούν με περικοπή ισχύος. Για παράδειγμα, στην [70] προτείνεται να αξιοποιείται διαθέσιμο δυναμικό στις Α/Γ, το οποίο δεν αξιοποιείται για παραγωγή ισχύος, π.χ. εξαιτίας εντολής περικοπής ισχύος από τον διαχειριστή, για την παροχή εικονικής αδράνειας. Περικοπή της παραγωγής των Α/Γ σε ΜΔΝ είναι συχνό φαινόμενο [3] και η παροχή αυτού του διαθέσιμου δυναμικού για παροχή εικονικής αδράνειας θα μπορούσε να βελτιώσει τη δυναμική απόκριση του συστήματος και να επιτρέψει μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ. Για τα Φ/Β έχει πραγματοποιηθεί λιγότερη έρευνα για την παροχή εικονικής αδράνειας, με τις δημοσιευμένες εργασίες να επικεντρώνονται στην περικοπή ισχύος, αντίστοιχα με τις Α/Γ για την παροχή εικονικής αδράνειας [16], [88].

Όμως η περικοπή ισχύος των ΑΠΕ για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών στην συχνότητα έρχεται σε αντίθεση με τον στόχο αύξησης της διείσδυσής τους στα ΜΔΝ. Για την περίπτωση των Α/Γ, η δεύτερη προσέγγιση που επικεντρώνεται η έρευνα είναι η αξιοποίηση της υπάρχουσας αποθηκευμένης κινητικής ενέργειας τους για την παροχή αδρανειακής απόκρισης. Σε αυτή την περίπτωση η εικονική αδράνεια παρέχεται ακόμα και όταν οι Α/Γ λειτουργούν στη μέγιστη δυνατή ισχύ που επιτρέπουν οι καιρικές συνθήκες [89]-[92].

Για τον σχεδιασμό του ελέγχου εικονικής αδράνειας χρησιμοποιείται συνήθως ένας έλεγχος $P(df/dt)$ αντίστοιχης λογικής με τον έλεγχο στατισμού, όπου η μεταβολή της παραγωγής είναι ανάλογη με τη μεταβολή του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας. Το διάγραμμα βαθμίδων ενός τέτοιου ελεγκτή παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.6, όπου η μέτρηση της συχνότητας παρέχεται από έναν ελεγκτή PLL, στην

συνέχεια εκτιμάται ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας και μέσω του κέρδους εικονικής αδράνειας υπολογίζεται η μεταβολή στο σήμα αναφοράς της ισχύος του ελεγκτή των ηλεκτρονικών ισχύος της Α/Γ.



Εικόνα 3.6 Ελεγκτής εικονικής αδράνειας τύπου P-df/dt.

Το βασικό θέμα στην παροχή εικονικής αδράνειας με την αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας των Α/Γ, είναι η μείωση της ταχύτητας του δρομέα τους εξαιτίας της αύξησης της ισχύος που παρέχεται από τις Α/Γ στο δίκτυο λόγω της υπηρεσίας εικονικής αδράνειας. Υπερβολική παροχή κινητικής ενέργειας θα μπορούσε να οδηγήσει σε ταχύτητες εκτός των επιτρεπτών ορίων λειτουργίας της Α/Γ. Η αρχική ταχύτητα του δρομέα καθορίζεται από την ταχύτητα του ανέμου εκείνη τη στιγμή για να επιτευχθεί μέγιστη παραγωγή της ισχύος από τις Α/Γ, οπότε τα περιθώρια παροχής εικονικής αδράνειας εξαρτώνται και απ' τις συνθήκες πριν την διαταραχή. Στην [90], έχει προταθεί μια λογική προσαρμογής του κέρδους της εικονικής αδράνειας σύμφωνα με την ταχύτητα του δρομέα της Α/Γ.

Ο δεύτερος προβληματισμός που υπάρχει με την συγκεκριμένη τεχνική παροχής εικονικής αδράνειας έχει να κάνει με την διαδικασία επαναφοράς της ταχύτητας του δρομέα στα επίπεδα που καθορίζει ο έλεγχος του σημείου μέγιστης παραγωγής (MPPT – Most Power Point Tracking). Για την επαναφορά της ταχύτητας της η Α/Γ πρέπει να ελαττώσει την ισχύ που εγχέει στο δίκτυο ώστε να αυξήσει την ταχύτητα του δρομέα της. Σε ένα σύστημα με μεγάλη διεύδυση Α/Γ που παρέχουν αυτή την υπηρεσία, η αθροιστική μείωση της παραγωγής τους, μπορεί να οδηγήσει σε δευτερεύουσα πτώση της συχνότητας του συστήματος [89].

Η δεύτερη τεχνική που εφαρμόζεται για την παροχή εικονικής αδράνειας μετράει τη συχνότητα του δικτύου και αν ξεπεράσει ένα προκαθορισμένο κατώφλι αυξάνει την παραγωγή των Α/Γ, σε παρόμοια λογική με τη στατική υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας. Στις εργασίες [91]-[92] η ισχύς των Α/Γ αυξάνεται αμέσως μετά την ανίχνευση διαταραχής στη συχνότητα ώστε να παράγει ισχύ σύμφωνα με το όριο μέγιστης ροπής τους. Στη συνέχεια η ισχύς των Α/Γ μειώνεται βαθμιαία για να διατηρηθεί την ταχύτητα του δρομέα εντός των ορίων ευσταθούς λειτουργίας. Τέλος,

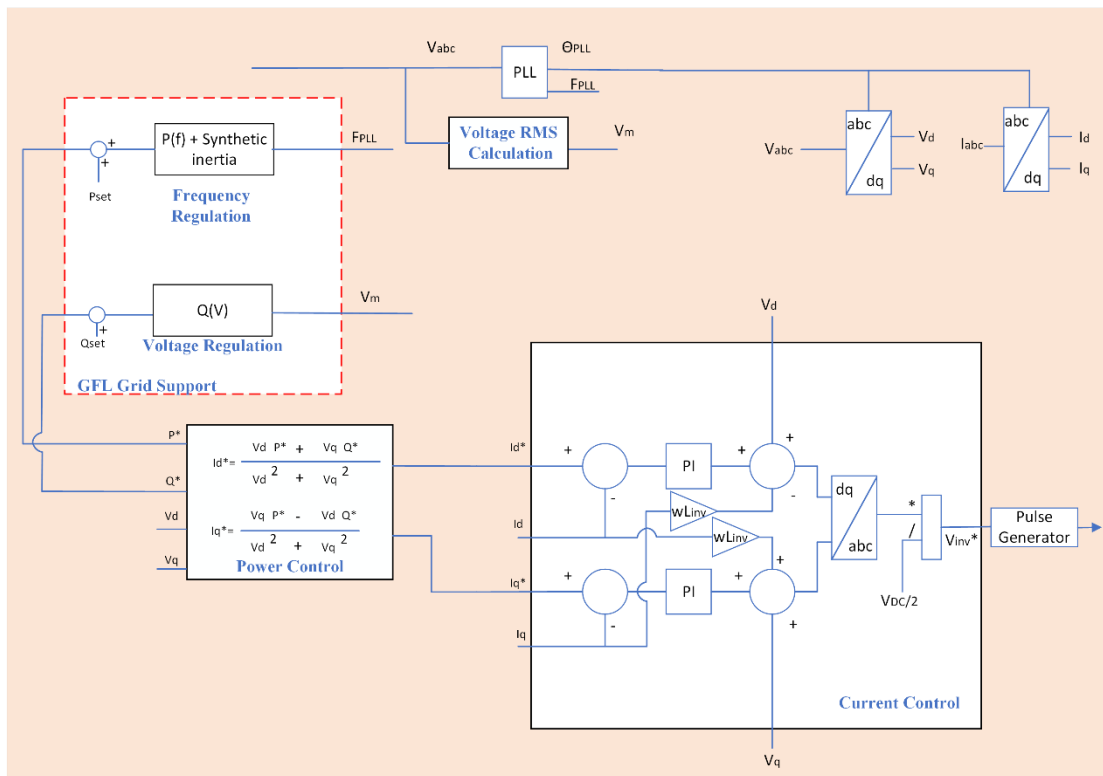
η επαναφορά της ταχύτητας στην αναφορά της που καθορίζεται από τον έλεγχο MPPT γίνεται σταδιακά για να αποφευχθεί η δευτερεύουσα πτώση της συχνότητας.

Παρότι υπηρεσίες εικονικής αδράνειας από τις Α/Γ έχουν εφαρμοστεί σε πιλοτικά έργα σε πραγματικά ΣΗΕ [93], δεν υπάρχουν κώδικες δικτύου οι οποίοι να τις καθορίζουν ως υπηρεσία των Α/Γ. Όμως, τόσο η εφαρμογή τους σε πιλοτικά έργα όσο και η ύπαρξη εμπορικών Α/Γ που παρέχουν αυτές τις υπηρεσίες [94] μαρτυρούν ένα υψηλό βαθμό ωριμότητας για αυτή την υπηρεσία.

3.4.2 Εικονική αδράνεια από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας

Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν υπηρεσίες εικονικής εφεδρείας εφόσον μπορούν να αποκριθούν γρήγορα, σε χρονική κλίμακα χιλιοστών του δευτερολέπτου [15], σε διαταραχές του συστήματος. Η εικονική αδράνεια μπορεί να παρέχεται από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας που λειτουργούν είτε με Grid Following (GFL) ή με Grid Forming (GFM) μετατροπέα [95].

Στον μετατροπέα GFL η λογική είναι αντίστοιχη με τις μονάδες ΑΠΕ, με τον συνηθέστερο έλεγχο να είναι της λογικής στατισμού στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας [95]-[96]. Η εκτίμηση συχνότητας παρέχεται πάλι από έναν ελεγκτή κλειδώματος φάσης (PLL). Στην Εικόνα 3.7 παρουσιάζεται ένας μετατροπέας GFL. Ο εσωτερικός έλεγχος (current control), ο οποίος παράγει το σήμα διαμόρφωσης που οδηγεί τα διακοπτικά στοιχεία των ηλεκτρονικών ισχύος, είναι στο επίπεδο dq ώστε να μπορεί να ρυθμιστεί η κάθε συνιστώσα με PI ελεγκτή. Τα άλλα σήματα που εισάγονται έχουν ως στόχο να αποπλέξουν τον έλεγχο των συνιστωσών d, q και να μειώσουν τα ρεύματα κατά τις μεταβατικές καταστάσεις, π.χ. σύνδεση μονάδας. Εξωτερικά οι συνιστώσες dq της τάσης και τα σήματα αναφοράς σε ενεργό και άεργο ισχύ χρησιμοποιούνται για την δημιουργία των σημάτων αναφοράς για τον έλεγχο ρεύματος. Τα σήματα αναφοράς σε ενεργό και άεργο ισχύ δημιουργούνται από τις υπηρεσίες υποστήριξης του συστήματος (γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, εικονική αδράνεια, έλεγχος τάσης, κ.τ.λ.).



Εικόνα 3.7 Διαγραμμά βαθμίδων του ελέγχου του μετατροπέα Grid Following Control.

Ωστόσο, η παραμετροποίηση του PLL μπορεί να επηρεάσει την ταχύτητα της εκτίμησης της συχνότητας κατά τη διάρκεια ενός μεταβατικού φαινομένου, παίζοντας σημαντικό ρόλο στην απόδοση της παροχής εικονικής αδράνειας [98].

Η δεύτερη προσέγγιση στα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες για την παροχή εικονικής αδράνειας είναι οι μετατροπείς GFM. Οι μονάδες αποθήκευσης με μπαταρίες μπορούν να ελέγξουν την τάση και τη συχνότητα στους ακροδέκτες του μετατροπέα τους, δημιουργώντας δίκτυο. Η συνεργασία με άλλες μονάδες που δημιουργούν δίκτυο, όπως οι σύγχρονες γεννήτριες, επιτυγχάνεται με υλοποίηση ελέγχων στον μετατροπέα GFM όπως ο έλεγχος εικονικής σύγχρονης γεννήτριας (Virtual Synchronous Generator – VSG). Η πιο απλή προσέγγιση για τον σχεδιασμό μιας εικονικής σύγχρονης γεννήτριας είναι ο έλεγχος στατισμού σε τάση και συχνότητα. Σε αυτόν το έλεγχο ο ελεγκτής του μετατροπέα μετράει το ρεύμα και την τάση στην έξοδο του, υπολογίζει μέσω αυτών την ενεργό και άεργο ισχύ χρησιμοποιώντας ένα βαθυπερατό φίλτρο που αποκόπτει θόρυβο στις μετρήσεις και στη συνέχεια μέσω κερδών στατισμού υπολογίζεται η συχνότητα και το πλάτος της τάσης που δίνονται ως αναφορά στον εσωτερικό έλεγχο τάσης [99].

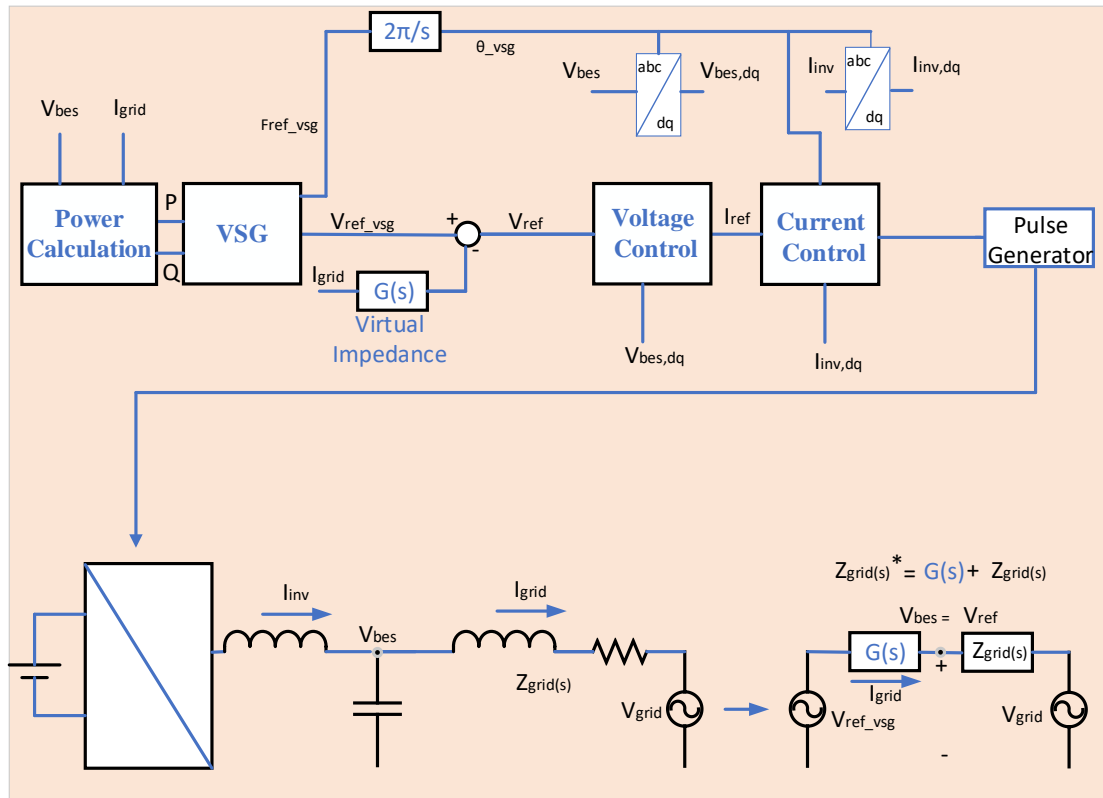
Αυτός ο σχεδιασμός όμως μπορεί να οδηγήσει σε περιορισμένη αδρανειακή απόκριση. Για την βελτίωση της αδρανειακής απόκρισης έχουν προταθεί και πιο πολύπλοκα μοντέλα που προσομοιώνουν με μεγαλύτερη ακρίβεια τη συμπεριφορά των συγχρόνων γεννητριών. Για παράδειγμα μοντέλο έχει προταθεί μοντέλο VSG που περιλαμβάνει τις μη γραμμικές εξισώσεις του μηχανικού μέρους της γεννήτριας

(εξίσωση ταλάντωσης – swing equation) ώστε να προσομοιώσει την μηχανική αδράνεια της γεννήτριας [100].

Ένα άλλο βασικό ζήτημα για την λειτουργία GFM παράλληλα με άλλες μονάδες ελέγχου τάσης (π.χ. γεννήτριες ντίζελ) είναι η σχετικά υψηλή αναλογία αντίστασης προς αντίδραση στις γραμμές των δικτύων Μ.Τ. των μικρών ΜΔΝ που μπορεί να επηρεάσει τον διαμοιρασμό της ισχύος μεταξύ των μονάδων. Ο υψηλός ωμικός χαρακτήρας στις γραμμές Μ.Τ. δημιουργεί σύζευξη μεταξύ άεργου ισχύος και συχνότητας όπως και ενεργού ισχύος και τάσης και ως αποτέλεσμα οι συμβατικές τεχνικές στατισμού να παρουσιάζουν κακή μεταβατική απόδοση και να οδηγούν σε ανόμοια κατανομή ισχύος μεταξύ των μονάδων παραγωγής [72].

Έχουν προταθεί διάφορες προσεγγίσεις για τη βελτίωση της δυναμικής απόδοσης του ελέγχου στατισμού. Η πιο συνηθισμένη τεχνική είναι η εφαρμογή ενός ελέγχου εικονικής σύνθετης αντίδρασης στον έλεγχο του μετατροπέα της μονάδας. Αυτός ο έλεγχος τροποποιεί την τάση αναφοράς του μετατροπέα σύμφωνα με το μετρούμενο ρεύμα εξόδου με μια εικονική σύνθετη αντίδραση (virtual impedance) αντίστοιχα με την αντιστάθμιση που γίνεται στις σύγχρονες γεννήτριες. Ο στόχος της εικονικής σύνθετης αντίδρασης είναι να ενισχύσει τον επαγωγικό χαρακτήρα της σύνθετης αντίστασης εξόδου του μετατροπέα [101], ώστε να αποπλέξει τον έλεγχο συχνότητας από την άεργο ισχύ και τον έλεγχο τάσης από την ενεργό. Μια άλλη προσέγγιση είναι η χρήση ενός μετασχηματισμού που καθορίζεται από τη γωνία σύνθετης αντίδρασης της γραμμής, στην ενεργό και άεργο ισχύ ώστε να υπολογιστούν νέες συνιστώσες σε ενεργό και άεργο ισχύ που θα τροφοδοτηθούν στον έλεγχο στατισμού. Με αυτόν τον τρόπο τα χαρακτηριστικά της γραμμής λαμβάνονται υπόψη στον έλεγχο στατισμού [102]. Στα πλαίσια της διατριβής η τεχνική της εικονικής σύνθετης αντίδρασης χρησιμοποιήθηκε στην παράλληλη λειτουργία μετατροπέα GFM μονάδας αποθήκευσης με γεννήτρια ντίζελ. Ο μετατροπέας GFM παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.8.

Στον GFM ο εσωτερικός έλεγχος ρεύματος λαμβάνει τα σήματα αναφοράς του από έναν εξωτερικό έλεγχο τάσης. Ο εξωτερικός έλεγχος τάσης έχει αντίστοιχη αρχιτεκτονική με τον έλεγχο ρεύματος και γίνεται συνήθως στο επίπεδο dq με ελεγκτές PI. Οι κανόνες που περιγράφονται στην [103], ακολουθήθηκαν για τον καθορισμό των κερδών σύμφωνα με τα φίλτρα του μετατροπέα και την επιθυμητή απόκριση των εσωτερικών ελέγχων τάσης και ρεύματος. Στο πρώτο στάδιο του ελέγχου γίνεται, μέσω των μετρήσεων τάσης και ρεύματος στην έξοδο του μετατροπέα, ένας υπολογισμός της ενεργού και άεργου ισχύος. Αυτές οι μετρήσεις αξιοποιούνται από τον έλεγχο εικονικής γεννήτριας (VSG), που μπορεί να είναι ένας έλεγχος στατισμού ή μια πιο πολύπλοκη αναπαράσταση της γεννήτριας, ώστε να παραχθούν τα σήματα αναφοράς για το πλάτος της τάσης και την συχνότητα. Το πλάτος της τάσης μεταβάλλεται μέσω του ελέγχου εικονικής σύνθετης αντίδρασης για να αλλάξει τα χαρακτηριστικά της αντίδρασης εξόδου. Η αναφορά στη συχνότητα χρησιμοποιείται για τους μετασχηματισμούς των μετρήσεων και του σήματος διαμόρφωσης στα πεδία dq και abc.

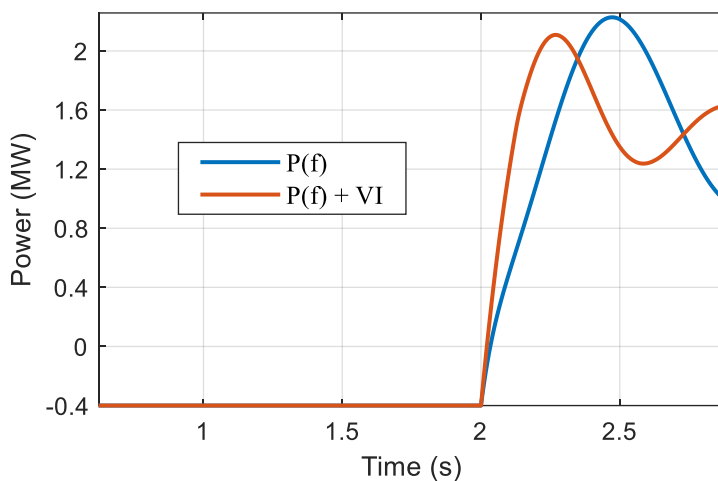


Εικόνα 3.8 Διάγραμμα βαθμίδων ελέγχου του μετατροπέα Grid Forming.

Ένα ζήτημα της εικονικής αντίδρασης είναι πως η τάση εξόδου στην μόνιμη κατάσταση μπορεί να διαφέρει από την επιθυμητή τάση που προκύπτει από τον έλεγχο εικονικής γεννήτριας. Για παράδειγμα, σύμφωνα με την Εικόνα 3.8 το επιθυμητό πλάτος εξόδου, που προκύπτει από την έλεγχο στατισμού (π.χ. την χαρακτηριστική $Q(V)$ που ζητά ο διαχειριστής, δεν είναι τελικά η τάση που αναλαμβάνει να υλοποιήσει ο έλεγχος τάσης στους ακροδέκτες της μονάδας καθώς η αναφορά του ελέγχου μεταβάλλεται από την εικονική αντίδραση [104].

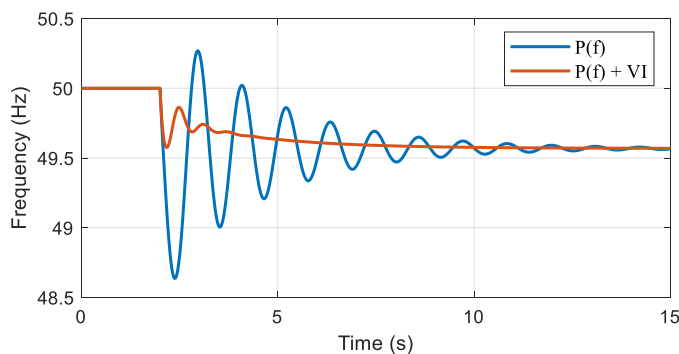
3.4.3 Προσομοίωση εικονικής αδράνειας από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας σε ΜΔΝ

Για την μελέτη της επίδρασης της εικονικής αδράνειας ένας μετατροπέας GFL με εικονική αδράνεια σχεδιάστηκε στην μονάδα αποθήκευσης για το ίδιο σενάριο της ενότητας 3.3.1 στο προσομοιωμένο δίκτυο της Αστυπάλαιας. Στην αρχή του μεταβατικού της συχνότητας η ρυθμός μεταβολής της συχνότητας είναι μεγαλύτερος, οπότε ο βρόχος εικονικής αδράνειας προκαλεί πιο άμεση αύξηση της ισχύος της μονάδας αποθήκευσης (BES) συγκριτικά με την περίπτωση που μόνο η υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας εφαρμόζεται (Εικόνα 3.9).

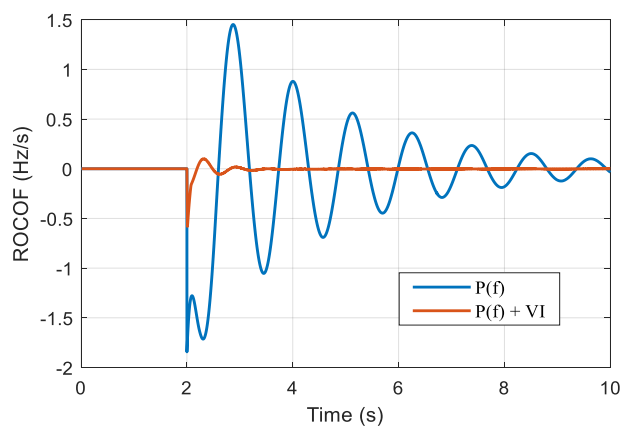


Εικόνα 3.9 Μεταβατικό στη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από τη μονάδα αποθήκευσης με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας

Αυτή η ταχύτερη απόκριση οδηγεί σε σημαντική βελτίωση του μεταβατικού της συχνότητας τόσο ως προς την ελάχιστη τιμή που λαμβάνει η συχνότητα (Εικόνα 3.10) όσο και προς τον ρυθμό μεταβολής της (Εικόνα 3.11).



Εικόνα 3.10 Μεταβατικό στη συχνότητα κατά την αποσύνδεση του Α/Π με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας



Εικόνα 3.11 Μεταβατικό στο ROCOF κατά την αποσύνδεση του Α/Π με χρήση ή όχι εικονικής αδράνειας

3.4.4 Μετάβαση σε λειτουργία με 100% διείσδυση ΑΠΕ

Σε νησιά που υπάρχει ο στόχος επίτευξης λειτουργίας με επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%, η μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες πρέπει να μπορεί να λειτουργεί σαν μετατροπέας GFM ώστε να διασφαλίζει τον έλεγχο της τάσης και της συχνότητας του συστήματος, εφόσον δεν θα υπάρχει άλλη μονάδα δημιουργίας δικτύου. Τέτοια επίπεδα διείσδυσης έχουν επιτευχθεί σε πιλοτικά έργα αλλά και σε μικρά αυτόνομα συστήματα, π.χ. σε μικροδίκτυα [105].

Η πιο συνηθισμένη πρακτική είναι η λειτουργία του μετατροπέα ως GFL, όταν υπάρχει άλλη πηγή τάσης (δηλ. γεννήτρια ντίζελ, δίκτυο) και η λειτουργία να αλλάζει σε μετατροπέα GFM όταν αποσυνδέεται το σύστημα από το δίκτυο ή αποσυνδέονται οι συμβατικές μονάδες. Στην περίπτωση των ΜΔΝ αυτή η μετάβαση πρέπει να γίνεται χωρίς να διακόπτεται η ηλεκτροδότηση του συστήματος.

Η τεχνική που εφαρμόζεται συνήθως για την ομαλή μετάβαση είναι είτε χρήση τηλεπικοινωνίας υψηλού εύρους ζώνης, στέλνοντας στον ελεγκτή του μετατροπέα την κατάσταση του διακόπτη μονάδας ντίζελ ώστε να πραγματοποιήσει την αλλαγή του ελέγχου. Η δεύτερη προσέγγιση είναι η χρήση τεχνικών ανίχνευσης νησιδοποίησης αξιοποιώντας τοπικές μετρήσεις συχνότητας και τάσης. Οι τεχνικές ανίχνευσης νησιδοποίησης μπορούν να εφαρμοστούν από τον ελεγκτή του μετατροπέα των μπαταριών ή από εξωτερικό εξοπλισμό (π.χ. Η/Ν προστασίας) που ενημερώνει τον ελεγκτή του μετατροπέα ώστε να προσαρμόσει τον έλεγχο του [106].

Όμως, κατά τη διάρκεια της μετάβασης και πριν από την ανίχνευση της νησιδοποίησης, όλες οι μονάδες παραγωγής στο ΜΔΝ θα βιώσουν τα ίδια μεταβατικά τάσης και συχνότητας, τα οποία θα μπορούσαν ενδεχομένως να οδηγήσουν σε αποσύνδεσή τους, εάν για παράδειγμα οι τοπικές προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης που διαθέτουν ενεργοποιηθούν πριν τη αλλαγή του ελέγχου του μετατροπέα των μπαταριών.

Για αυτό το λόγο, το κύριο πλεονέκτημα του μετατροπέα GFM με έλεγχο VSG είναι η εφαρμογή μιας τεχνικής ελέγχου, ανεξάρτητα από την παρουσία σύγχρονων γεννητριών στο σύστημα. Αυτό επιτρέπει την ομαλή μετάβαση μεταξύ των καταστάσεων λειτουργίας, δηλαδή κατά την ενεργοποίηση ή απενεργοποίηση των μονάδων ντίζελ, χωρίς την ανάγκη επικοινωνίας ή τεχνικών ανίχνευσης νησιδοποίησης. Μόλις αποσυνδεθεί μια θερμική μονάδα, η μονάδα αποθήκευσης θα ανταποκριθεί όπως σε κάθε αλλαγή στο ισοζύγιο ισχύος του συστήματος.

Η λειτουργία ενός GFM παράλληλου προς μια θερμική μονάδα έχει τραβήξει λιγότερη προσοχή στις πραγματικές εφαρμογές. Ένα πιλοτικό έργο στην Αυστραλία διερευνά την ικανότητα μιας μονάδας μπαταριών ελέγχου εικονικής γεννήτριας να παρέχει υπηρεσίες υποστήριξης συχνότητας, όταν συνδέεται με το δίκτυο, υπηρεσίες επαναφοράς ηλεκτροδότησης (black start) και ομαλή μετάβαση μεταξύ αυτόνομης και διασυνδεδεμένης λειτουργίας [107]. Σύγκριση των μεταβάσεων του συστήματος

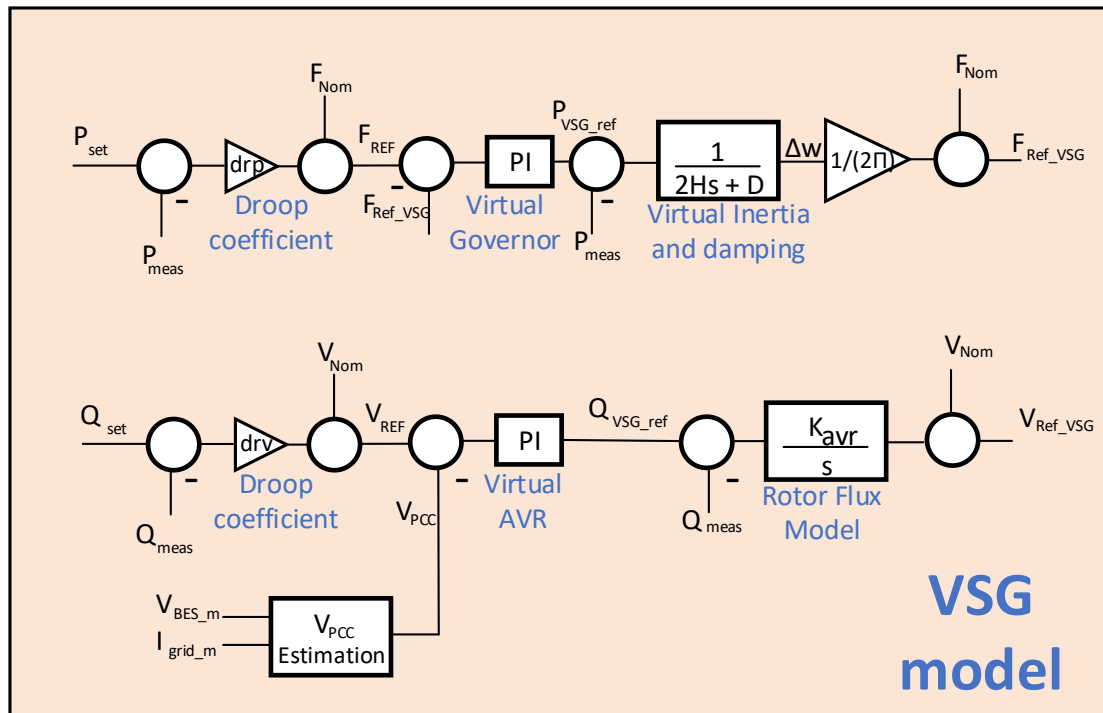
για τις τεχνικές ελέγχου της μονάδας αποθήκευσης γίνεται με πειραματικά αποτελέσματα στο Κεφάλαιο 4.

3.5 Προτεινόμενος έλεγχος κεντρικής μονάδας αποθήκευσης

Στα πλαίσια της διατριβής προτείνεται ένας μετατροπέας GFM για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης με μπαταρίες σε ΜΔΝ που στοχεύουν σε μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και επιδιώκουν να λειτουργούν το σύστημα του ΜΔΝ σε συνθήκες διείσδυσης ΑΠΕ 100%. Ο έλεγχος αυτός θα παρέχει ως υπηρεσίες:

- την παροχή εικονικής αδράνειας,
- την υποστήριξη τάσης συστήματος σύμφωνα με προδιαγραφές που ζητάει ο διαχειριστής (έλεγχος $Q(V)$),
- τη γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας,
- τον ομαλό συγχρονισμό με το δίκτυο του ΜΔΝ,
- την ομαλή μετάβαση σε συνθήκες 100% διείσδυσης ΑΠΕ.

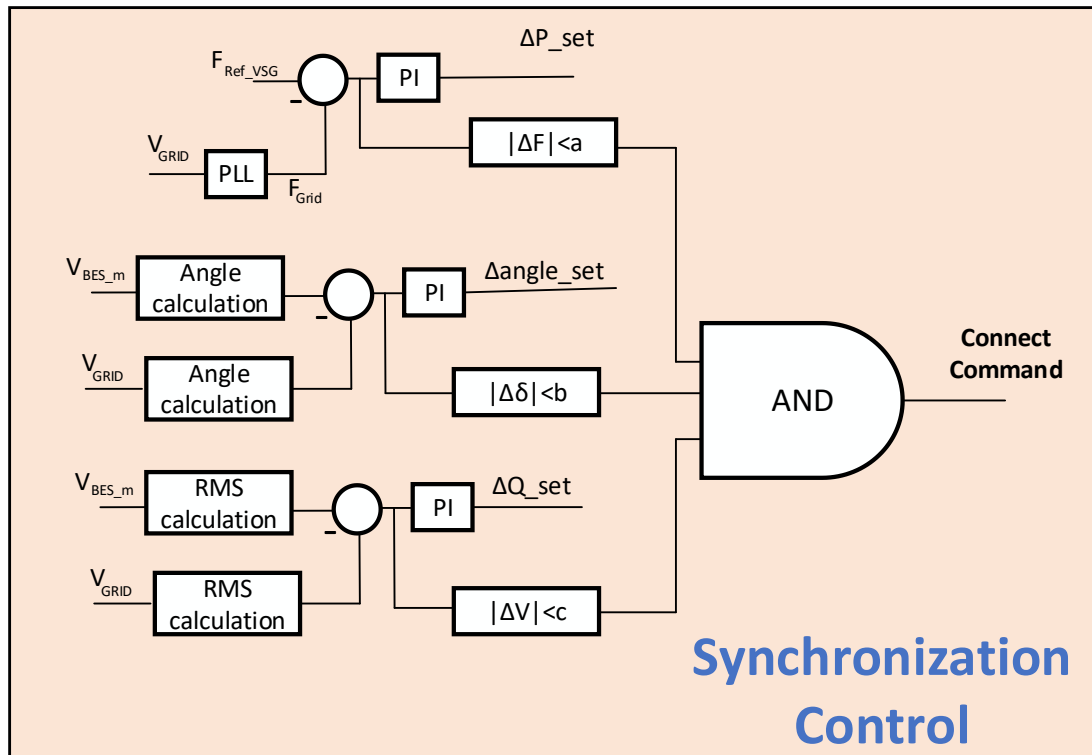
Η βάση του ελέγχου είναι το μοντέλο που παρουσιάστηκε στην Εικόνα 3.8 που περιλαμβάνει τον έλεγχο ρεύματος, τον έλεγχο τάσης και την εικονική σύνθετη αντίσταση. Το μοντέλο εικονικής γεννήτριας που σχεδιάστηκε παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.12. Το μοντέλο αυτό λαμβάνει τις μετρήσεις της ενεργού και αέργου ισχύος καθώς και την μέτρηση της τάσης στο φίλτρο του μετατροπέα και το ρεύμα στην έξοδο του. Στο βρόχο ελέγχου της συχνότητας περιλαμβάνεται ένας PI ελεγκτής που εξασφαλίζει την σχέση στατισμού μεταξύ της συχνότητας και της ενεργού ισχύος, αλλά και αύξηση της ταχύτητας απόκρισης του μοντέλου του μετατροπέα. Ομοίως ο PI ελεγκτής στον έλεγχο τάσης προσομοιώνει ένα εικονικό AVR έχει ως στόχο να επιτύχει τη σχέση στατισμού μεταξύ της τάσης στο σημείο διασύνδεσης (V_{PCC}) και της αέργου ισχύος, ώστε στην μόνιμη κατάσταση να μην υπάρχει το σφάλμα που εισάγει η εικονική σύνθετη αντίσταση. Ένα μοντέλο της εξίσωσης ταλάντωσης μιας σύγχρονης γεννήτριας, περιλαμβάνει την εικονική αδράνεια και έναν όρο μηχανικής απόσβεσης. Ένας ολοκληρωτής προσομοιώνει το μοντέλο μαγνητικής ροής [104]. Για τον υπολογισμό της τάσης στο σημείο σύνδεσης (V_{PCC}) χρησιμοποιείται η λογική της αντιστάθμισης της πτώσης τάσης [27], όπου χρησιμοποιείται η μέτρηση τάσης στο φίλτρο του πυκνωτή, το ρεύμα εξόδου καθώς και τα χαρακτηριστικά της σύνθετης αντίδρασης μέχρι το σημείο διασύνδεσης (π.χ. χαρακτηριστικά Μ/Σ ανύψωσης).



Εικόνα 3.12 Προτεινόμενο μοντέλο εικονικής γεννήτριας για τον έλεγχο GFM.

Τα σήματα P_{set} , Q_{set} αφορούν τα σήματα που μπορεί να ελέγχει ο διαχειριστής με στόχο την αύξηση/μείωση της παραγωγής/απορρόφησης ενεργού αέργου ισχύος από τη μονάδα αποθήκευσης ή τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης.

Για τον συγχρονισμό με το δίκτυο χρησιμοποιήθηκε ο έλεγχος στην Εικόνα 3.13. Σε αυτόν τον έλεγχο χρησιμοποιούνται τρεις ελεγκτές PI οι οποίοι προσπαθούν να μειώσουν το σφάλμα μεταξύ της κυματομορφής του μετατροπέα της τάσης στο σημείο διασύνδεσης (π.χ. πλευρά χαμηλής του Μ/Σ ανύψωσης) και της τάσης του δικτύου στο πλάτος, τη συχνότητα και τη φάση πριν την διασύνδεση τους. Οι έξοδοι των τριών ελεγκτών αλλάζουν τις αναφορές ενεργού και αέργου ισχύος (Εικόνα 3.12) ενώ η έξοδος του ελεγκτή PI για την ρύθμιση της γωνίας προστίθεται την γωνία αναφοράς του ελέγχου GFM (Εικόνα 3.8 θ_{VSG}). Όταν τα σφάλματα σε συχνότητα, γωνία και πλάτος γίνουν ταυτόχρονα μικρότερα από ένα προκαθορισμένο εύρος, δίνεται η εντολή κλεισίματος του διακόπτη και τα σήματα που δίνει ο έλεγχος συγχρονισμού στον έλεγχο VSG μηδενίζονται.



Εικόνα 3.13 Προτεινόμενος έλεγχος συγχρονισμού και σύνδεσης για τον έλεγχο GFM.

Στο Κεφάλαιο 4 θα παρουσιαστεί μια σύγκριση μεταξύ των μετατροπέων GFL και του προτεινόμενου GFM σε πειραματική διάταξη CHIL, στο δίκτυο της Αστυπάλαιας που προσομοιώθηκε στον εξομοιωτή πραγματικού χρόνου, ενώ με χρήση εμπορικών Η/Ν θα εξεταστεί η συνεργασία τους με προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης.

3.6 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης

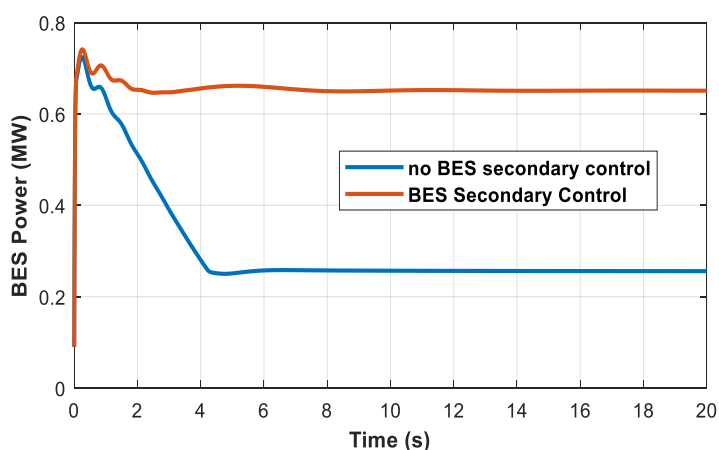
Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης αναπόφευκτα δημιουργούν ένα μόνιμο σφάλμα στην συχνότητα και τις τάσεις στους ζυγούς του ΣΗΕ του ΜΔΝ όταν συμβαίνουν αλλαγές στο ισοζύγιο ενεργού και αέργου ισχύος. Ο πρωταρχικός ρόλος της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και τάσης είναι η εξάλειψη αυτού του σφάλματος διατηρώντας κατάλληλο διαμοιρασμό ισχύος μεταξύ των μονάδων. Παράλληλα, με την επαναφορά της συχνότητας η δευτερεύουσα ρύθμιση μπορεί να έχει ως στόχο την βέλτιστη οικονομική διαχείριση των μονάδων, την επαναφορά των απαραίτητων επιπέδων εφεδρείας ή την επαναφορά της ροής ισχύος μεταξύ διαφορετικών περιοχών ενός ΣΗΕ στα προ διαταραχής επίπεδα [72].

Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2, στα ΜΔΝ πραγματοποιείται αυτόματα η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας μέσω ισόχρονων ρυθμιστών στροφών. Δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης δεν γίνεται με αυτοματοποιημένο τρόπο στα ΜΔΝ.

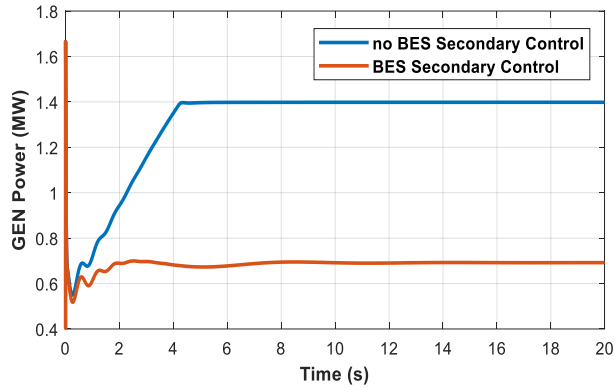
3.6.1 Προβληματισμοί στη λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών κατά τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Κακή σχεδίαση της δευτερεύουσας ρύθμισης μπορεί να οδηγήσει σε ανόμοιο καταμερισμό της ισχύος από τις μονάδες παραγωγής, δημιουργώντας ζητήματα υπερφόρτισης μονάδων. Για την ίδια διαταραχή που θεωρήθηκε στην ενότητα 3.3.1 σχεδιάστηκαν δύο σενάρια, στο πρώτο μόνο η γεννήτρια λειτουργεί με ισόχρονο έλεγχο ενώ η μονάδα αποθήκευσης (Battery energy storage - BES) με τον έλεγχο στατισμού $P(f)$, ενώ στο δεύτερο και ο ελεγκτής του μετατροπέα των μπαταριών εφαρμόζει και αυτός ισόχρονη λειτουργία.

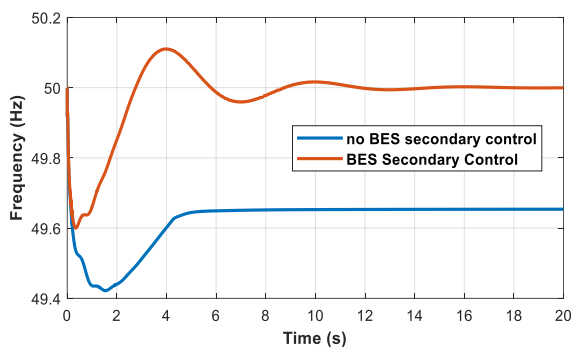
Στο πρώτο σενάριο η μονάδα αποθήκευσης αυξάνει την παραγωγή της, καλύπτοντας σημαντικό μέρος της απώλειας παραγωγής, σύμφωνα με τον έλεγχο στατισμού της (χαρακτηριστική $P(f)$), δηλαδή σύμφωνα με το σφάλμα της συχνότητας κατά την εκδήλωση του μεταβατικού. Μετά το μεταβατικό, η γεννήτρια ντίζελ θα προσπαθήσει να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή αυξάνοντας την ισχύ της σύμφωνα με το σφάλμα συχνότητας που μετρά. Καθώς το σφάλμα στη συχνότητα μειώνεται, το ποσό της εφεδρείας που παρέχει η μονάδα αποθήκευσης μειώνεται επίσης σύμφωνα με την χαρακτηριστική $P(f)$ (Εικόνα 3.14). Έτσι, φαινόμενα υπερφόρτισης της γεννήτριας ντίζελ μπορεί να συμβούν καθώς θα κληθεί να αναλάβει και την εφεδρεία που παρέχει η μονάδα αποθήκευσης (Εικόνα 3.15). Όταν η συμβατική μονάδα δεν μπορεί πλέον να αυξήσει την ισχύ της, η επαναφορά συχνότητας σταματά επίσης (Εικόνα 3.16) αφήνοντας ένα μόνιμο σφάλμα. Από την άλλη πλευρά, όταν η μονάδα αποθήκευσης συμμετέχει στη δευτερεύουσα ρύθμιση, η συχνότητα επαναφέρεται στην ονομαστική τιμή και η ισχύς κατανέμεται επαρκώς μεταξύ των μονάδων.



Εικόνα 3.14 Παραγωγή της μονάδας αποθήκευσης (BES) ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.



Εικόνα 3.15 Παραγωγή της γεννήτριας ντίζελ ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.



Εικόνα 3.16 Μεταβατικό στη συχνότητα ανάλογα με την υλοποίηση δευτερεύουσας ρύθμισης στην μονάδα αποθήκευσης.

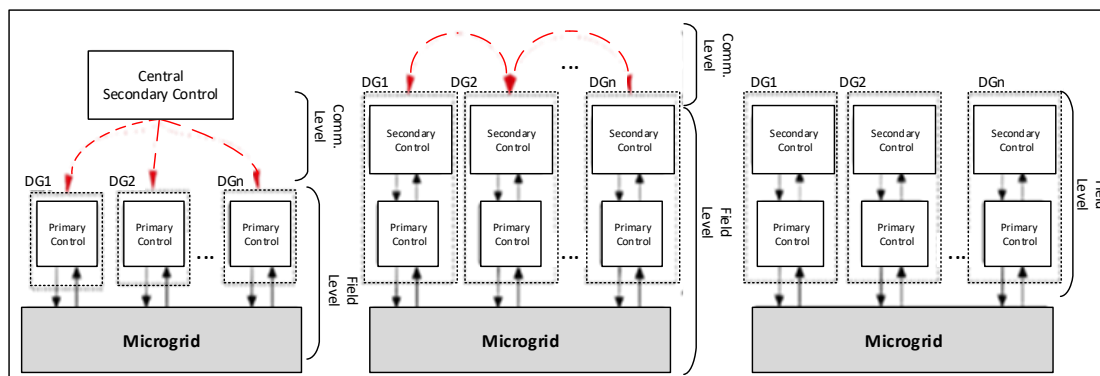
3.6.2 Αρχιτεκτονικές δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και τάσης

Ισόχρονος ελεγκτής μπορεί να σχεδιαστεί, όπως σχολιάστηκε ήδη, και στον έλεγχο του μετατροπέα των μπαταριών με χρήση ενός ολοκληρωτή, όμοια με την εικόνα Εικόνα 2.3, ο οποίος μεταβάλλει την παραγωγή της μονάδας (P_{set} στην Εικόνα 3.12) με στόχο να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή. Τα κέρδη των ισόχρονων εκλεκτών μεταξύ μονάδων που πραγματοποιούν δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας καθορίζουν τον διαμορισμό της διαταραχής μεταξύ τους [108]. Μία τέτοια δευτερεύουσα ρύθμιση της συχνότητας ονομάζεται αποκεντρωμένη καθώς οι μονάδες που συμμετέχουν δεν χρησιμοποιούν κάπου είδους τηλεπικοινωνία μεταξύ τους ή με ένα κεντρικό ελεγκτή αξιοποιώντας μόνο τοπικές μετρήσεις της συχνότητας [72]. Αντίθετα, επειδή η τάση διαφέρει στα διάφορα σημεία του συστήματος η επαναφορά της στα ονομαστικά της μεγέθη διατηρώντας ικανοποιητικό διαμορισμό μεταξύ των μονάδων παρουσιάζει σημαντικές προκλήσεις.

Στα ΣΗΕ η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας γίνεται κεντρικά όπου ρυθμίζεται αυτόματα η παραγωγή όλων των μονάδων. Η έρευνα επίσης στα μικροδίκτυα έχει προτείνει και άλλες αρχιτεκτονικές. Ανάλογα με την ύπαρξη ή όχι ενός κεντρικού ελεγκτή, η αρχιτεκτονική μιας δευτερεύουσας ρύθμισης που χρησιμοποιεί επικοινωνία χωρίζεται σε κεντρική (centralized) και διεσπαρμένη (distributed).

Στην κεντρική αρχιτεκτονική, ένας κεντρικός ελεγκτής συλλέγει όλες τις μετρήσεις από τις μονάδες στο σύστημα και στέλνει εντολές σε αυτές με βάση τη γνώση που συνέλεξε. Το βασικό πλεονέκτημα της κεντρικής αρχιτεκτονικής είναι ότι μπορεί να πάρει τη βέλτιστη απόφαση καθώς έχει όλη την πληροφορία για την λειτουργία του συστήματος. Τα βασικά μειονέκτημα είναι η μειωμένη ευρωστία, καθώς βλάβη στον κεντρικό ελεγκτή σταματά την λειτουργία της δευτερεύουσας ρύθμισης. Επίσης, χρειάζεται ένα πολύπλοκο τηλεπικοινωνιακό δίκτυο ώστε να επικοινωνεί με όλες τις μονάδες και ενδεχομένως να χρειάζεται να διαχειριστεί μεγάλο όγκο πληροφορίας για την εξαγωγή της απόφασης [72]. Τεχνικές κεντρικού ελέγχου έχουν σχεδιαστεί για την δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης.

Στην δεισπαρμένη αρχιτεκτονική η κάθε μονάδα χρησιμοποιεί τις δίκες της τοπικές μετρήσεις και μετρήσεις από γειτονικές της μονάδες ώστε να υπολογίσει την εντολή ελέγχου της. Το κύριο πλεονέκτημα αυτής της αρχιτεκτονικής είναι πως υπάρχει μεγαλύτερη ασφάλεια καθώς δεν υπάρχει ελεγκτής που η αποσύνδεση του θα διακόψει την δευτερεύουσα ρύθμιση. Παράλληλα, η δομή του τηλεπικοινωνιακού δικτύου μπορεί να είναι πιο απλή καθώς κάθε μονάδα επικοινωνεί μόνο με τις γειτονικές της. Στα αρνητικά της αρχιτεκτονικής είναι πως μπορεί να μην οδηγήσει σε βέλτιστη διαχείριση των μονάδων καθώς η λύση που λαμβάνεται σε κάθε μονάδα δεν έχει γνώση όλης της πληροφορίας του συστήματος [72]. Οι πιο βασικές μέθοδοι δεισπαρμένης αρχιτεκτονικής είναι η τεχνική μέσου όρου (averaging) [109] και η τεχνική «ομοφωνίας» (consensus) [110], οι οποίες έχουν χρησιμοποιηθεί για δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης σε αυτόνομα συστήματα. Τέλος, ένα μειονέκτημα και των δύο αυτών αρχιτεκτονικών (κεντρική, δεισπαρμένη) σε σχέση με την αποκεντρωμένη λογική είναι πως χρειάζονται τηλεπικοινωνιακό δίκτυο, του οποίου οι καθυστερήσεις μπορεί να επιφέρουν ακόμα και αστάθεια στο δίκτυο [111]. Οι διάφορες τεχνικές παρουσιάζονται στην Εικόνα 3.17.

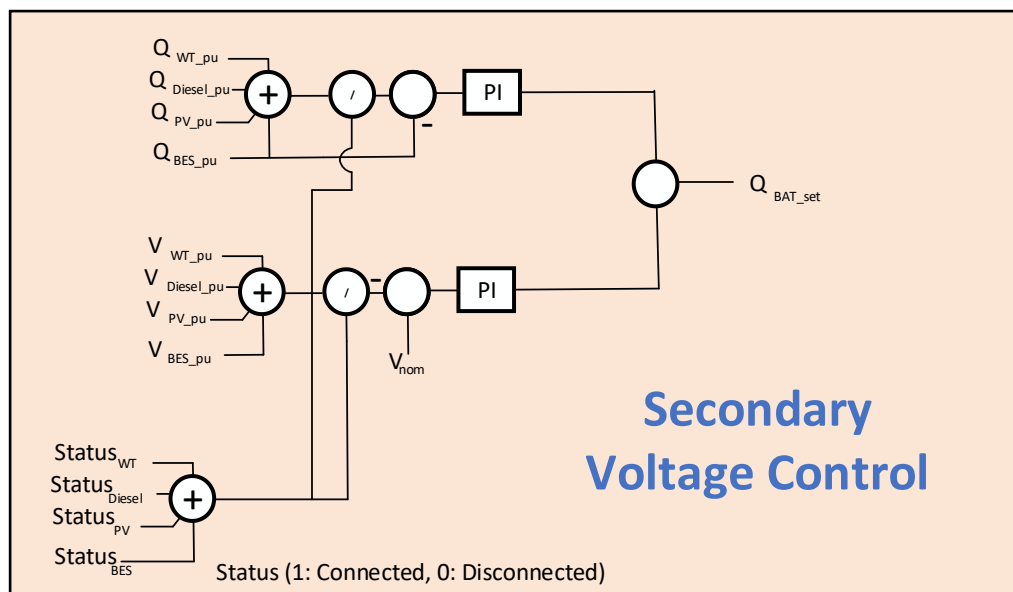


Εικόνα 3.17 Αρχιτεκτονικές δευτερεύουσας ρύθμισης μικροδικτύων: από αριστερά προς τα δεξιά κεντρικός, δεισπαρμένος και αποκεντρωμένος έλεγχος [72].

3.6.3 Προτεινόμενες τεχνικές δευτερεύουσας ρύθμισης τάσης και συχνότητας

Σε ένα ΜΔΝ η συχνότητα του συστήματος με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ μπορεί να επανέλθει στα ονομαστικά της μεγέθη μέσω της μονάδας αποθήκευσης ή/και τον γεννητριών με αποκεντρωμένο έλεγχο και ισόχρονους ελεγκτές. Παράλληλα, κατά τη διάρκεια ενός μεταβατικού πρέπει το κύριο τμήμα της διαταραχής να το αναλαμβάνει η μονάδα αποθήκευσης. Η λογική του ισόχρονου ελεγκτή στην μονάδα αποθήκευσης επιλέχθηκε για την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή. Στο κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται τα πειραματικά αποτελέσματα και ο διαμοιρασμός της ισχύος αν η μονάδα ντίτζελ λειτουργεί με ισόχρονο έλεγχο ή έλεγχο στατισμού.

Λόγω του μικρού αριθμού μονάδων παραγωγής σε ένα ΜΔΝ επιλέχθηκε κεντρικός έλεγχος και για τη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης. Η άεργος ισχύς κάθε μονάδας (σε p.u.) με βάση τα όρια λειτουργίας που έχει σε απορρόφηση/παραγωγή άεργου ισχύος, η κατάσταση της (συνδεδεμένη/αποσυνδεδεμένη) και η τάση στους ακροδέκτες της αποστέλλονται στον κεντρικό ελεγκτή. Εκεί, υπολογίζεται η μέση τιμή της τάσης και η μέση φόρτιση σε άεργο ισχύ που πρέπει να έχει η κάθε μονάδα, σε σχέση με τα όρια της σε απορρόφηση/παραγωγή άεργου, ώστε να επιτυγχάνεται ο κατάλληλος διαμοιρασμός της. Για κάθε μονάδα χρησιμοποιούνται δύο ελεγκτές PI ώστε να μειώσει τα σφάλματά σε άεργο ισχύ και τάση ελέγχοντας την ρύθμιση άεργου ισχύος των ηλεκτρονικών ισχύος και την εντολή της τάσης για την γεννήτρια ντίτζελ. Στην Εικόνα 3.12 παρουσιάζεται το κομμάτι της δευτερεύουσας ρύθμισης που καθορίζει την εντολή για την άεργο ισχύ της μονάδας αποθήκευσης.



Εικόνα 3.18 Καθορισμός άεργου ισχύος για την μονάδα αποθήκευσης μέσω της δευτερεύουσας ρύθμισης.

3.6.4 Προτεινομένη τεχνική αυτόματης ρύθμισης παραγωγής

Ο ισόχρονος έλεγχος προσαρμόζει τις εντολές ενεργού ισχύος της μονάδας αποθήκευσης με μπαταρίες ώστε να μειώσει το σφάλμα της συχνότητας. Μέσω ενός τέτοιου ελέγχου εξασφαλίζεται πως θα επανέλθει η συχνότητα στην ονομαστική της τιμή και ο διαμοιρασμός της ισχύος μεταξύ των μονάδων που παρέχουν πρωτεύουσα εφεδρεία.

Όμως δεν είναι βέβαιο πως αυτός ο διαμοιρασμός είναι και η βέλτιστη λύση για την ισορροπία που θα επανέλθουν οι μονάδες παραγωγής. Για παράδειγμα, σε μια μείωση της παραγωγής των ΑΠΕ, μέσω του ισόχρονου ελεγκτή (που έχει πιο μεγάλο κέρδος για τη μονάδα αποθήκευσης ώστε να αναλαμβάνει το μεγαλύτερο ποσοστό της διαταραχής) θα προξενήσει μια αύξηση της παραγωγής της μονάδας αποθήκευσης, ενώ μικρή αύξηση (ή καθόλου) θα προκληθεί στην παραγωγή της γεννήτριας. Σε συνθήκες χαμηλής φόρτισης (State of Charge - SOC) αυτός ο διαμοιρασμός της ισχύος μπορεί να μην είναι ο βέλτιστος. Παράλληλα, δεν είναι βέβαιο πως διατηρούνται και τα απαραίτητα επίπεδα εφεδρείας και μετά τη διαταραχή.

Σε ένα ΜΔΝ ο οικονομικός προγραμματισμός, μέσω της βέλτιστης οικονομικής κατανομής των μονάδων θα εκτελείται κάθε 15-20 λεπτά, και θα καθορίζει τις εντολές παραγωγής των μονάδων λαμβάνοντας υπόψιν τεχνικά όρια και προβλέψεις ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ για τις επόμενες 24 ώρες. Αν εντός του χρόνου μεταξύ των εντολών της οικονομικής κατανομής η ζήτηση ή η παραγωγή ΑΠΕ διαφοροποιηθούν από τις προβλεπόμενες τιμές, τότε οι μονάδες θα μεταβάλλουν τις παραγωγές τους (κυρίως η μονάδα αποθήκευσης που θα αναλάβει την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους της διαταραχής). Έτσι οι στόχοι που μπορεί να είχαν τεθεί π.χ. ως προς τη φόρτιση της συστοιχίας των μπαταριών ή της οικονομικής διαχείρισης του συστήματος, να μην επιτευχθούν επαρκώς.

Στα πλαίσια της διατριβής προτείνεται ένας κεντρικός έλεγχος Model Predictive Control για την αυτόματη ρύθμιση παραγωγής, ώστε να εξασφαλίζονται οι εφεδρείες του συστήματος, να λαμβάνονται υπόψιν οι οικονομικοί όροι καθώς και οι εντολές του προγράμματος κατανομής. Ο έλεγχος MPC έχει χρησιμοποιηθεί για την οικονομική διαχείριση αυτόνομων συστημάτων προσπαθώντας παράλληλα να μειώσει τις αποκλίσεις από ανώτερα επίπεδα ελέγχου του συστήματος (π.χ. συστήματα διαχείριση ενέργειας – Energy Management Systems) [112]. Ο έλεγχος αυτός εκτελείται ανά 10-15s, όσο δηλαδή απαιτείται από τον ισόχρονο έλεγχο να επαναφέρει τη συχνότητα και έχει ορίζοντα όσο το βήμα της οικονομικής κατανομής.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος παρουσιάζεται στην εξίσωση (3.1) και περιλαμβάνει το κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων και την απόκλιση της φόρτισης της μονάδας αποθήκευσης από τους στόχους που υπολογίστηκαν στο πρόγραμμα κατανομής.

$$\sum_{t=1}^{Hor} \sum_{i=1}^{N_G} w_c (a_i P_{t,i}^D{}^2 + b_i P_{t,i}^D) Dt + w_{SOC} (SOC_{ref,t} - SOC_t)^2 \quad (3.1)$$

Στην εξίσωση (3.1), το Dt είναι το χρονικό βήμα του MPC, το Hor ο ορίζοντας που βλέπει μπροστά ο έλεγχος, N_G ο αριθμός των θερμικών μονάδων σε λειτουργία, $P_{t,i}^D$ η παραγωγή της γεννήτριας i τη χρονική στιγμή t . Οι παράμετροι a_i και b_i καθορίζουν την καμπύλη κόστους της κάθε γεννήτριας. $SOC_{ref,t}$ είναι η αναφορά για το SOC όπως έχει υπολογιστεί για τον συγκεκριμένο ορίζοντα από το πρόγραμμα κατανομής. Ουσιαστικά λαμβάνει την τιμή για την χρονοσειρά για το SOC που υπολογίζει σε κάθε βήμα της η οικονομική κατανομή (κάθε 15-20 λεπτά) και με γραμμική παρεμβολή δημιουργεί το σήμα αναφοράς για το SoC που χρησιμοποιείται στο MPC που επιλύεται με μικρότερο βήμα. Τα βάρη w_c καθορίζουν w_{SOC} τη βαρύτητα που θα δώσει το MPC στη μείωση του κόστους και στην τήρηση του στόχου για το SoC.

Οι μετρήσεις που λαμβάνει σε κάθε βήμα είναι οι παραγωγές των μονάδων ώστε να υπολογίζει το συνολικό φορτίο του συστήματος. Το φορτίο αυτό θεωρείται σταθερό στον ορίζοντα που βλέπει ο MPC. Παρόμοια λογική ακολουθεί και για την παραγωγή των ΑΠΕ. Ο πρώτος περιορισμός του προβλήματος είναι η τήρηση του ισοζυγίου ισχύος.

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{t,i}^D + P_{t,i}^B = P_t^L - P_t^W - P_t^{PV}, \forall t \in Hor \quad (3.2)$$

Παράλληλα πρέπει να πληρούνται οι περιορισμοί για τις εφεδρείες. Η γρήγορη εφεδρεία των μπαταριών πρέπει να είναι σε θέση να καλύπτει την μέγιστη παραγωγή μεταξύ των μονάδων ΑΠΕ, ώστε να μπορεί να αντισταθμίσει πιθανή αποσύνδεση κάποιων εκ των μονάδων. Η συνολική πρωτεύουσα εφεδρεία των συμβατικών μονάδων σε λειτουργία και της μονάδας αποθήκευσης πρέπει να καλύπτει όλη την παραγωγή των ΑΠΕ, για να είναι σε θέση να σταθεροποιήσει τη συχνότητα αν έχουμε συνολική απώλεια όλης της παραγωγής ΑΠΕ (π.χ. εξαιτίας εσφαλμένης ανίχνευσης νησιδοποίησης).

$$Q_{t,i}^B \geq \max(P_t^W, P_t^{PV}), \forall t \in Hor \quad (3.3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} Q_{t,i}^D + Q_{t,i}^B \geq P_t^W + P_t^{PV}, \forall t \in Hor \quad (3.4)$$

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας αποθήκευσης και των συμβατικών λαμβάνονται υπόψιν στους περιορισμούς (3.5)-(3.8).

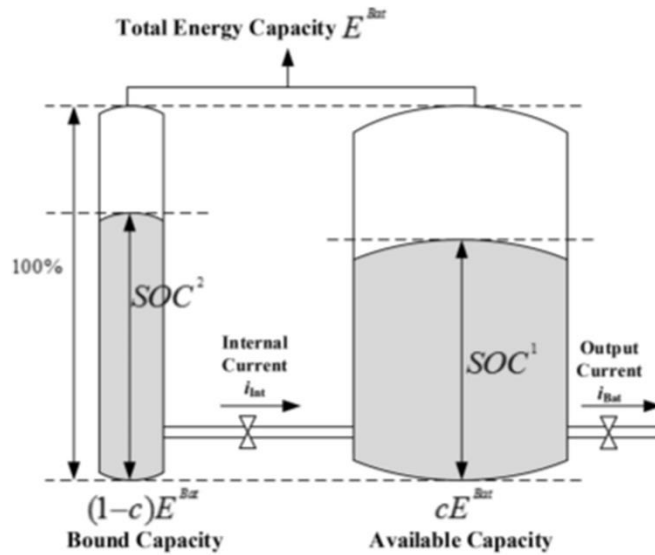
$$-P_{max}^B \geq P_{t,i}^B + Q_{t,i}^B \geq P_{max}^B, \forall t \in Hor \quad (3.5)$$

$$P_{min,i}^D \geq P_{t,i}^D + Q_{t,i}^D \geq P_{max,i}^D, \forall t \in Hor, \forall i \in Ng \quad (3.6)$$

$$P^D_{t,i} - P^D_{t-1,i} \leq Ramp^{up}_{max,i}, \forall t \in Hor, \forall i \in Ng \quad (3.7)$$

$$P^D_{t-1,i} - P^D_{t,i} \leq Ramp^{down}_{max,i}, \forall t \in Hor, \forall i \in Ng \quad (3.8)$$

Ο έλεγχος MPC αξιοποιείται κυρίως για τον υπολογισμό της συμβολής της αυτόματης ρύθμισης παραγωγής στο SOC. Για τον δυναμικό υπολογισμό του SOC χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο KiBaM (Kinetic Battery Model) [113]. Το KiBaM που αναπτύχθηκε αρχικά για μπαταρίες μόλυβδου-οξέος, αλλά μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για μπαταρίες ιόντων λίθου με επαρκή ακρίβεια [113]. Σε αυτό το μοντέλο, η φόρτιση της μπαταρίας κατανέμεται σε δύο χωριστές δεξαμενές: την πρώτη δεξαμενή διαθέσιμης χωρητικότητας, και τη δεξαμενή περιορισμού χωρητικότητας. Μέσω της στάθμης διαθέσιμης χωρητικότητας παρέχεται η ενέργεια στα διακοπτικά ισχύος, ενώ η δεύτερη δεξαμενή ουσιαστικά ανταλλάσσει ενέργεια εσωτερικά μεταξύ των 2 δεξαμενών. Το μοντέλο παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.19.



Εικόνα 3.19 Δυναμικό μοντέλο KiBaM για τη συστοιχία αποθήκευσης με μπαταρίες [113].

Η αναπαράσταση στο χώρο κατάστασης του παραπάνω μοντέλου δίνεται στην εξίσωση (3.9). Η παράμετρος E_n είναι η ονομαστική χωρητικότητα της συστοιχίας των μπαταριών, η c εκφράζει το ποσοστό της συνολικής ενέργειας από την ονομαστική που μπορεί να αξιοποιηθεί προς το σύστημα και έχει υπολογιστεί ίση με 0.9248 για μπαταρίες ιόντων λιθίου και η k^{ic} σχετίζεται με την μεταφορά ενέργειας μεταξύ των δύο δεξαμενών [113], και επιλέχθηκε ίσο με 0,1.

$$\begin{bmatrix} SOC_1(t) \\ SOC_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-k^{ic}}{c E_n} & \frac{k^{ic}}{c E_n} \\ k^{ic} & -k^{ic} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} SOC_1(t) \\ SOC_2(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \frac{1}{c E_n} P^B(t) \quad (3.9)$$

Το παραπάνω σύστημα εξισώσεων κατάστασης μπορεί να μετασχηματιστεί σε μία ισοδύναμη διακριτή του αναπαράσταση οπότε να είναι της μορφής $x(\tau) =$

$Ax(\tau - 1) + BP^B(\tau - 1)$. Μέσω αυτή της μορφή μπορεί να εισαχθεί ως περιορισμός στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του MPC. Η αρχική τιμή του SOC λαμβάνεται ως μέτρηση κάθε φορά που εκτελείται το MPC. Τέλος, εισάγονται και οι περιορισμοί που σχετίζονται με την μέγιστη και την ελάχιστη τιμή του SOC.

$$SOC^{min}_{1,t} \geq SOC_{1,t} \geq SOC^{max}_{1,t}, \forall t \in Hor \quad (3.10)$$

$$SOC^{min}_{2,t} \geq SOC_{2,t} \geq SOC^{max}_{2,t}, \forall t \in Hor \quad (3.11)$$

Η συμβολή του αυτόματου ελέγχου παραγωγής παρουσιάζεται στο κεφάλαιο 4 με τα πειραματικά αποτελέσματα.

3.7 Σύνοψη και συμπεράσματα

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάστηκαν οι υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για τη στήριξη της συχνότητας και της τάσης του συστήματος. Ιδιαίτερη βαρύτητα δόθηκε στην υπηρεσία γρήγορης απόκρισης πρωτεύουσας εφεδρείας η οποία είναι καθοριστική για συστήματα μικρής αδράνειας. Μέσω προσομοιώσεων δυναμικού μοντέλου του ΜΔΝ της Αστυπάλαιας παρουσιάστηκε πως ενδεχομένως αυτή η υπηρεσία να μην είναι αρκετή για επαρκή ρύθμιση της συχνότητας.

Η υπηρεσία εικονικής αδράνειας μπορεί να βελτιώσει την ρύθμιση συχνότητας σε ένα ΣΗΕ με μικρή αδράνεια. Οι μεθοδολογίες για την παροχή αυτής της υπηρεσίας από μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης με μπαταρίες παρουσιάστηκαν. Η συμβολή της υπηρεσίας εικονικής αδράνειας παρουσιάστηκε μέσω προσομοίωσης στο δίκτυο της Αστυπάλαιας.

Ιδιαίτερη σημασία δόθηκε στον μετατροπέα του κεντρικού συστήματος αποθήκευσης ενός ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, ο οποίος μπορεί να είναι Grid Following ή Grid Forming. Οι διαφορές τους στην παροχή εικονικής αδράνειας και στις μεταβάσεις του συστήματος σε διείσδυση ΑΠΕ στο 100% σχολιάστηκαν. Ένας μετατροπέας GFM προτάθηκε για τον έλεγχο του συστήματος αποθήκευσης ο οποίος ακολουθεί την χαρακτηριστική Q(V) που μπορεί να θέτει ο κώδικας δικτύου, παρέχει εικονική αδράνεια και γρήγορη παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας, ομαλό συγχρονισμό με το δίκτυο, ενώ το κύριο πλεονέκτημα του είναι πως διατηρεί ένα τύπο ελέγχου ανεξάρτητα της παρουσίας σύγχρονων γεννητριών ώστε να εξασφαλίσει ομαλές μεταβάσεις μεταξύ των καταστάσεων του συστήματος.

Ακολούθως, παρουσιάστηκε το ζήτημα της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και σχολιάστηκε η ανάγκη συμβολής της μονάδας αποθήκευσης στην δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας. Οι διάφορες τεχνικές δευτερεύουσας ρύθμισης που έχουν προταθεί για τα μικροδίκτυα μπορούν να αξιοποιηθούν για την δευτερεύουσα ρύθμιση των ΜΔΝ.

Για τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας επιλέχθηκε η χρήση ισόχρονου ελέγχου από τη μονάδα αποθήκευσης για την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή. Για την δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης ένα κεντρικός έλεγχος

χρησιμοποιήθηκε για τον διαμοιρασμό της αέργου μεταξύ των μονάδων ανάλογα με τα όρια που έχουν σε απορρόφηση/παραγωγή αέργου ισχύος και μείωση του σφάλματος των τάσεων από την ονομαστική τους τιμή. Τέλος, ένας έλεγχος MPC προτάθηκε για την αυτόματη ρύθμιση παραγωγής που προσπαθεί να μειώσει το κόστος παραγωγής και να ακολουθήσει το πρόγραμμα κατανομής που εκδίδεται στο ΜΔΝ. Η πειραματική αξιολόγηση των προτεινόμενων ελέγχων παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

3.8 Βιβλιογραφική ανασκόπηση Κεφαλαίου 3

[3] S. Papathanassiou and N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems", *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457-479, 2006.

[7] King Island", *Hydro.com.au*, 2021. [Online]. Available: <https://www.hydro.com.au/clean-energy/hybrid-energy-solutions/success-stories/king-island>.

[9] F. M. Gatta et al., "Replacing Diesel Generators With Hybrid Renewable Power Plants: Giglio Smart Island Project," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 2, pp. 1083-1092, March-April 2019.

[14] Mohseni, M. and Islam, S., 'Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no. 6, pp. 3876-3890, 2012.

[15] L. Meng et al., "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1566-1581, March 2020.

[16] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, Mar. 2017.

[25] "Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ | ΔΕΔΔΗΕ", ΔΕΔΔΗΕ, 2021. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ruthmistiko-plaisio-mdn/kwdikas-diaxeirisis-ilektrikwn-sustimatwn-mdn/kwdikas-diaxeirisis-mdn>

[27] P. Kundur, N. Balu and M. Lauby, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 2009.

[67] S. Sharma, S. Huang and N. Sarma, "System Inertial Frequency Response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.

[68] W. Winter, K. Elkington, G. Bareux and J. Kostevc, "Pushing the Limits: Europe's New Grid: Innovative Tools to Combat Transmission Bottlenecks and Reduced Inertia", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 1, pp. 60-74, 2015.

[69] P. Moutis, S. Papathanassiou and N. Hatziaargyriou, "Improved load-frequency control contribution of variable speed variable pitch wind generators", *Renewable Energy*, vol. 48, pp. 514-523, 2012.

- [70] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziargyriou, A. D. Hansen and P. Sorensen, "Frequency Control in Autonomous Power Systems with High Wind Power Penetration," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 189-199, April 2012.
- [71] Implementation and Rationale for PJM's Conditional Neutrality Regulation Signals, PJM, Norristown, PA, USA, 2017.
- [72] A. Vasilakis, I. Zafeiratou, D. T. Lagos and N. D. Hatziargyriou, "The Evolution of Research in Microgrids Control," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 331-343, 2020.
- [73] Y. Khayat et al., "On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 6, pp. 6482-6500, June 2020.
- [74] R. Bründlinger, Grid Codes in Europe for Low and Medium Voltage: an overview, Conference: 6th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources (IRED), At Kyoto, 2014.
- [75] M. Zeraati, M.E.H. Golshan, J.M. Guerrero, Distributed control of battery energy storage systems for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4 3582–3593, 2018.
- [76] A. D. Del Rosso and S. W. Eckroad, "Energy Storage for Relief of Transmission Congestion," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1138-1146, March 2014.
- [77] L. Maeyaert, L. Vandeveldel and T. Döring, "Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids", *Journal of Energy Storage*, vol. 30, p. 101-124, 2020.
- [78] Y. Li, W. Gao, Y. Ruan, Performance investigation of grid-connected residential PV battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan, *Renewable energy* vol. 127, pp. 514–523, 2018.
- [79] J. Li, H. You, J. Qi, M. Kong, S. Zhang and H. Zhang, "Stratified Optimization Strategy Used for Restoration with Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 127339-127352, 2019.
- [80] "COMMISSION REGULATION (EU) 2016/ 631 - of 14 April 2016 - establishing a network code on requirements for grid connection of generators," 2016.
- [81] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba and A. Yokoyama, "Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) Satisfying Scheduled Charging," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 559-564, March 2012.
- [82] E. L. Karfopoulos, K. A. Panourgias and N. D. Hatziargyriou, "Distributed Coordination of Electric Vehicles providing V2G Regulation Services," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2834-2846, July 2016.
- [83] C. Wu, H. Mohsenian-Rad, J. Huang and J. Jatskevich, "PEV-based combined frequency and voltage regulation for smart grid," 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012, pp. 1-6.
- [84] M. MacLeod and C. Cox, "V2G market study – Answering the preliminary questions for V2G: What, where and how much?" CENEX, Loughborough, UK, Tech. Rep., July 2018.
- [85] C. Curry, "Lithium-ion battery costs and market," Bloomberg New Energy Finance, Tech. Rep., July 2017.

- [86] Dynamic Containment | National Grid ESO", Nationalgrideso.com, 2021. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements>.
- [87]"PowerFactory-DIGSILENT", Digsilent.de, 2021. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [88] P. P. Zarina, S. Mishra and P. C. Sekhar, "Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation," 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Bengaluru, India, 2012, pp. 1-5.
- [89] M. Garmroodi, G. Verbič and D. J. Hill, "Frequency Support from Wind Turbine Generators with a Time-Variable Droop Characteristic," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 2, pp. 676-684, April 2018.
- [90] M. Hwang, E. Muljadi, G. Jang and Y. C. Kang, "Disturbance-Adaptive Short-Term Frequency Support of a DFIG Associated with the Variable Gain Based on the ROCOF and Rotor Speed," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 3, pp. 1873-1881, May 2017.
- [91] D. Yang et al., "Temporary Frequency Support of a DFIG for High Wind Power Penetration," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 3428-3437, May 2018.
- [92] M. Kang, K. Kim, E. Muljadi, J. Park and Y. C. Kang, "Frequency Control Support of a Doubly-Fed Induction Generator Based on the Torque Limit," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 6, pp. 4575-4583, Nov. 2016.
- [93] M. Fischer, S. Engelken, N. Mihov and A. Mendonca, "Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines", IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 1, pp. 17-24, 2016.
- [94] Enercon.de, 2021. Available: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_Netztechnologie_en_web.pdf
- [95] B. K. Poolla, D. Groß and F. Dörfler, "Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 4, pp. 3035-3046, July 2019.
- [96] G. Delille, B. Francois and G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 4, pp. 931-939, Oct. 2012.
- [97] R. Eriksson, N. Modig, and K. Elkington, "Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition," IET Renew. Power Gener., vol. 12, no. 5, pp. 507–514, Apr. 2018
- [98] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe and Y. Mitani, "Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects," in IEEE Access, vol. 7, pp. 57550-57560, 2019.
- [99] N. Pogaku, M. Prodanovic and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 2, pp. 613-625, March 2007.
- [100] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011
- [101] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward

- Standardization," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, Jan. 2011.
- [102] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 4, pp. 1107-1115, July 2007.
- [103] A. Yazdani and R. Iravani, Voltage-sourced converters in power systems. Hoboken, NJ: IEEE Press/John Wiley, 2010.
- [104] M. Fusero, A. Tuckey, A. Rosini, P. Serra, R. Procopio, and A. Bonfiglio, "A Comprehensive Inverter-BESS Primary Control for AC Microgrids," *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 3810, Oct. 2019.
- [105] N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, N. Vasilakis, D. Lagos and A. Kontou, "The Kythnos Microgrid: A 20-Year History," in IEEE Electrification Magazine, vol. 8, no. 4, pp. 46-54, Dec. 2020.
- [106] A. Vukojevic and S. Lukic, "Microgrid Protection and Control Schemes for Seamless Transition to Island and Grid Synchronization," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 4, pp. 2845-2855, July 2020.
- [107] Aurecon, "Large-Scale Battery Storage Knowledge Sharing Report", Australian Renewable Energy Agency, November 2019, <https://arena.gov.au/assets/2019/11/large-scale-batterystorage-knowledge-sharing-report.pdf>
- [108] Y. Han, H. Li, L. Xu, X. Zhao, and J. M. Guerrero, "Analysis of washout filter-based power sharing strategy—an equivalent secondary controller for islanded microgrid without lbc lines," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4061–4076, 2018.
- [109] Q. Shafiee, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Distributed secondary control for islanded Microgrids—A novel approach," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 1018–1031, Feb. 2014.
- [110] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dörfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero and F. Bullo, "Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7025-7038, Nov. 2015.
- [111] P. Martí, M. Velasco, E. Xavier Martín, L. García de Vicuña, J. Miret, and M. Castilla, "Performance evaluation of secondary control policies with respect to digital communications properties in inverter-based islanded microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2192–2202, May 2018.
- [112] M. Legry, F. Colas, C. Saudemont, J. Y. Dieulot, and O. Ducarme, "A two-layer model predictive control based secondary control with economic performance tracking for islanded microgrids," in *Proc. IECON 44th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 77–82, Oct. 2018.
- [113] L. Liang, Y. Hou and D. Hill, "Design guidelines for MPC-based frequency regulation for islanded microgrids with storage, voltage, and ramping constraints", *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 8, pp. 1200-1210, 2017.

Κεφάλαιο 4

4 Πειραματικά αποτελέσματα λειτουργίας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ

4.1 Εισαγωγή

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάστηκε ο εξοπλισμός του εργαστήριου ΣΗΕ του ΕΜΠ, ο οποίος μπορεί να αξιοποιηθεί για την εφαρμογή τεχνικών Hardware In the Loop για την μελέτη της ευστάθειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

Στο παρόν κεφάλαιο εφαρμόζονται τεχνικές CHIL (Control Hardware In the Loop) για την σύγκριση Grid Following και Grid Forming μετατροπέων που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3. Στη συγκεκριμένη εργαστηριακή διάταξη αξιοποιούνται και βιομηχανικοί Η/Ν ώστε να εξακριβωθεί η συνεργασία των μετατροπέων GFL και GFM με προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης.

Σε αντίστοιχη πειραματική διάταξη CHIL χρησιμοποιείται εμπορικός ελεγκτής πραγματικού χρόνου και βιομηχανικά πρωτοκόλλα επικοινωνίας για την υλοποίηση και αξιολόγηση της δευτερεύουσας ρύθμισης τάσης καθώς και της τεχνικής MPC για την αυτόματη ρύθμιση παραγωγής που προτάθηκε στο Κεφάλαιο 3.

4.2 Πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης

4.2.1 Αλληλεπίδραση με εξοπλισμό προστασίας ανίχνευσης νησιδοποίησης

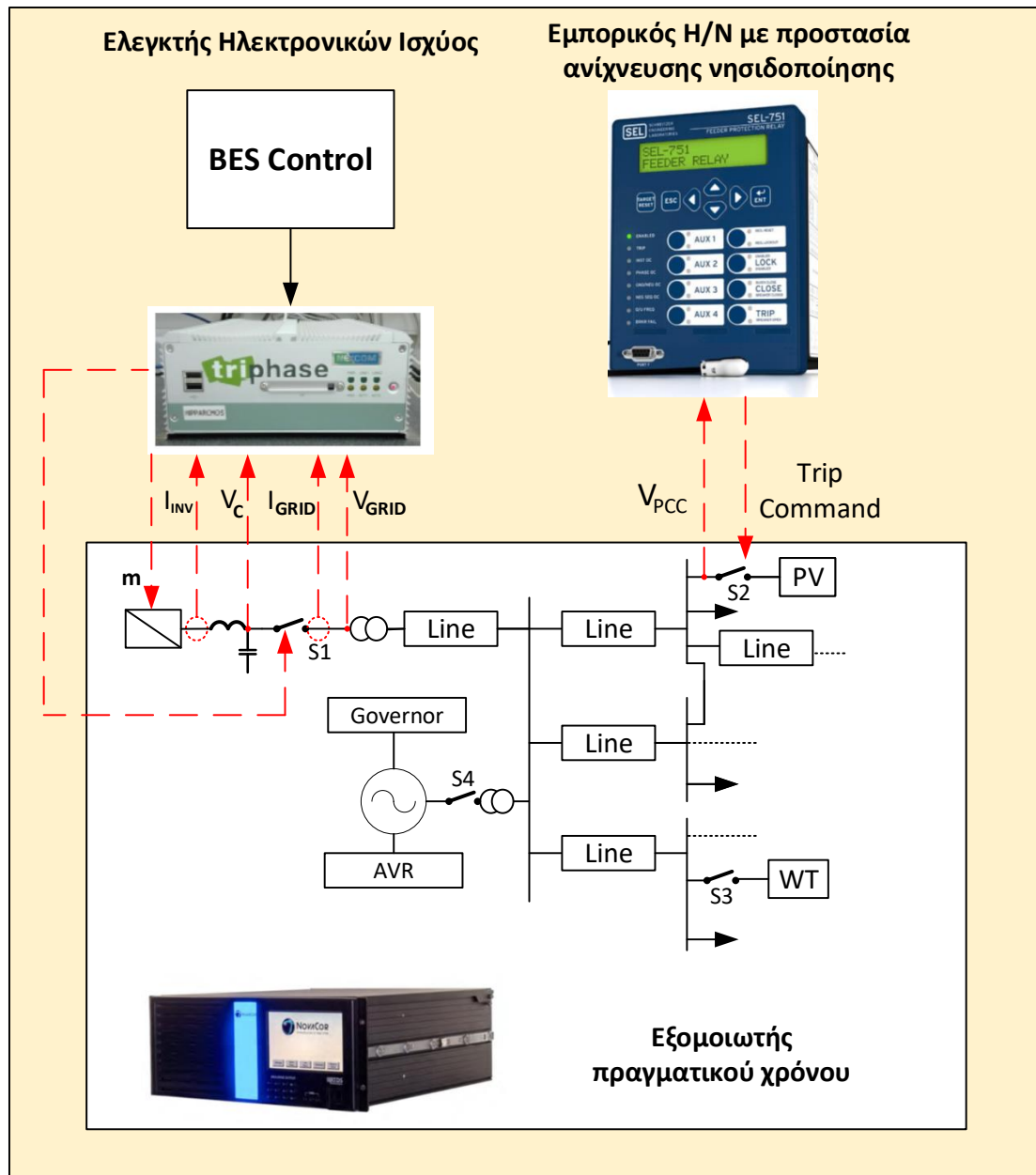
Στο Κεφάλαιο 2 αναφέρθηκε πως ένας από τα πιθανά ζητήματα του ελέγχου συχνότητας, σε ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, είναι η αλληλεπίδραση του ελέγχου συχνότητας με προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης. Ραγδαίες μεταβολές στην συχνότητα μπορούν να οδηγήσουν σε εσφαλμένη αναγνώριση νησιδοποίησης αποσυνδέοντας μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Τα μεταβατικά της συχνότητας όπως παρουσιάστηκε μπορούν να επηρεαστούν από τις διάφορες επικουρικές υπηρεσίες που παρέχουν οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος.

Για την διερεύνηση της αλληλεπίδρασης μεταξύ των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και των υπηρεσιών τους με τους Η/Ν ανίχνευσης νησιδοποίησης, αξιοποιήθηκε η εργαστηριακή διάταξη CHIL που παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.1. Στον εξομοιωτή πραγματικού χρόνου (RTDS) σχεδιάστηκε το ΜΔΝ της Αστυπάλαιας. Η γεννήτρια

ελέγχεται μέσω του ρυθμιστή στροφών (governor) και του αυτόματου ρυθμιστή τάσης (AVR). Η γεννήτρια είχε επιπρόσθετα λογική αντιστάθμισης με αρνητικό πρόσημο όπως παρουσιάστηκε στην (2.3) με $rc=0$ και $xc=11\%$. Τα υπόλοιπα στοιχεία του ΜΔΝ παρουσιάζονται στο παράρτημα Α.

Ο βιομηχανικός Η/Ν SEL 751 λειτουργεί στα συγκεκριμένα πειράματα με τεχνικές ανίχνευσης νησιδοποίησης ROCOF αλλά και μετατόπισης του διανύσματος τάσης (vector shift - VS). Μέσω των αναλογικών εξόδων του RTDS και δέχεται τα τρία σήματα της τάσης στο σημείο σύνδεσης του Φ/Β (PV). Τα σήματα $\pm 10V$ που εξάγονται από το RTDS τροφοδοτούνται στις επαφές χαμηλής τάσης του Η/Ν. Αν ανιχνευθεί νησιδοποίηση ο Η/Ν κλείνει την ψηφιακή του επαφή και μέσω των ψηφιακών εισόδων του RTDS οδηγεί τον διακόπτη S2 που συνδέει το Φ/Β με το ΜΔΝ.

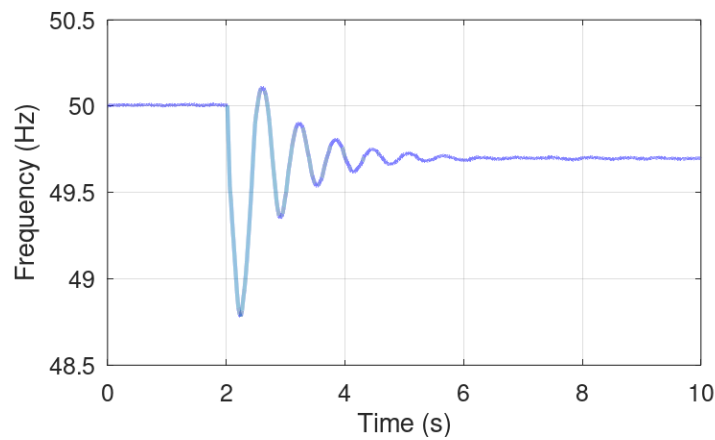
Ο ελεγκτής πραγματικού χρόνου (Triphase) λαμβάνει μέσω των αναλογικών εξόδων του RTDS μετρήσεις για το ρεύμα του μετατροπέα (I_{lin}), την τάση του πυκνωτή (V_c), το ρεύμα που ρέει προς το δίκτυο (I_{grid}) και την τάση στην πλευρά χαμηλής του Μ/Σ ανύψωσης (V_{grid}). Αφού εκτελέσει τον έλεγχο στέλνει το σήμα διαμόρφωσης (m) και ελέγχει επίσης και τον διακόπτη για τη σύνδεση της μονάδας στο ΜΔΝ (S1). Το φίλτρο του μετατροπέα αποτελείται από ένα πυκνωτή $2.8mF$ σε συνδεσμολογία τριγώνου και ένα R-L φίλτρο με τιμές $0,001\Omega$ και $1mF$. Η τάση στην DC μεριά του είναι σταθερή και ίση με $3.4kV$. Η διακοπτική διάταξη είναι μετατροπέα είναι τριών επιπέδων και η λογική PWM πραγματοποιείται εντός του RTDS. Το μοντέλο του μετατροπέα επιλύεται από το RTDS σε $1\mu s$ ενώ το υπόλοιπο δίκτυο σε $20\mu s$. Η Α/Γ και το Φ/Β μοντελοποιήθηκαν ως σταθερές πηγές ισχύος που παρέχουν υπηρεσία Q(V) με κλήση 5% και χωρίς νεκρή ζώνη, ενώ τα φορτία ως δυναμικά, σταθερής ενεργού και αέργου ισχύος.



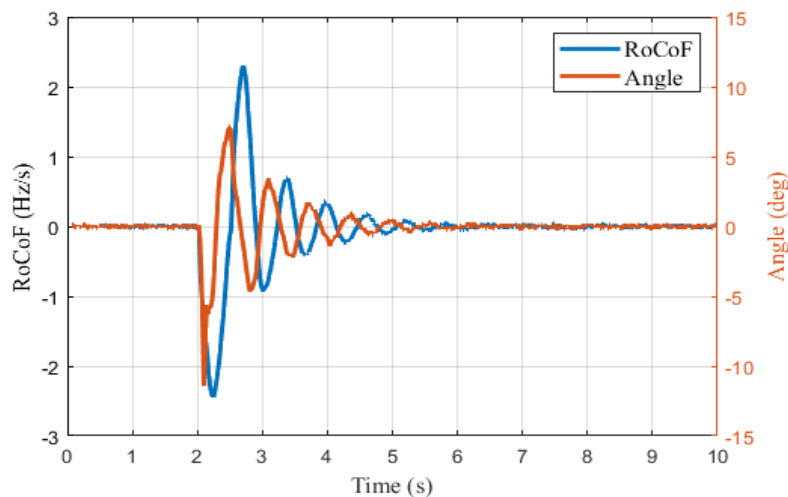
Εικόνα 4.1 Πειραματική διάταξη CHIL για τη μελέτη πρωτεύουσας ρύθμισης συνότητας και τάσης.

Ο έλεγχος του μετατροπέα των μπαταριών θεωρήθηκε ότι παρέχει υπηρεσίες γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας με έλεγχο ρεύματος όμοιο με την Εικόνα 3.7, κλίση στην καμπύλη $P(f)$ 0,5% χωρίς νεκρή ζώνη και ταχύτητα απόκρισης 0.5s, χωρίς την παροχή εικονικής αδράνειας. Το σενάριο που προσομοιώθηκε στον εξομοιωτή πραγματικού χρόνου ήταν η αποσύνδεση της Α/Γ τη στιγμή που παράγει την ονομαστική της ισχύ (2MW). Στο σύστημα λειτουργεί η θερμική μονάδα ντίζελ με παραγωγή στα 0.8MW ενώ λειτουργεί και το Φ/Β που παράγει 0.5MW. Ο μετατροπέας των μπαταριών απορροφά 1 MW ενώ το φορτίο είναι 2.3MW, επιτυγχάνοντας επίπεδα διεύθυνσης ΑΠΕ περίπου στο 65%.

Τα μεταβατικά στη συχνότητα, το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) και την μετατόπιση στη γωνία που υπολογίζεται από την τεχνική μετατόπισης τάσης (Vector Shift – VS) παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.2 και Εικόνα 4.3 αντίστοιχα.

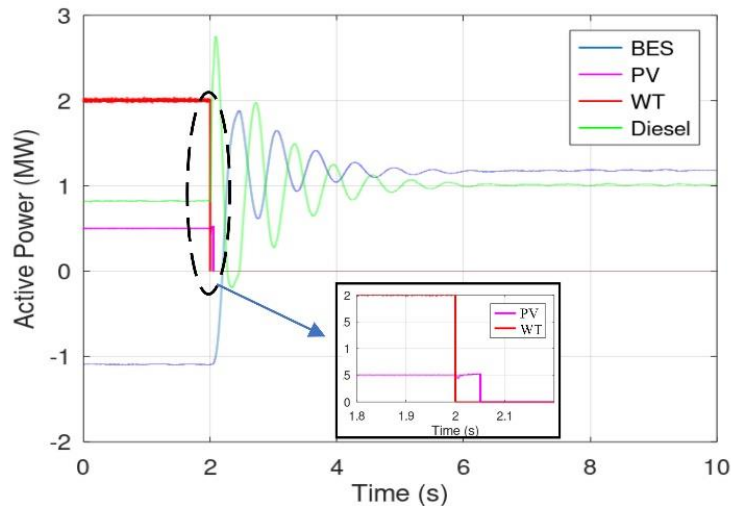


Εικόνα 4.2 Μεταβατικό στη συχνότητα για αποσύνδεση της Α/Γ.



Εικόνα 4.3 Μεταβατικό στην εκτίμηση γωνίας του VS και του ROCOF για αποσύνδεση της Α/Γ.

Οι εργοστασιακές ρυθμίσεις του Η/Ν, έχουν ως όρια ανίχνευσης της νησιδοποίησης για τη μέθοδο ROCOF και την μέθοδο VS το 1Hz/s και 10° αντίστοιχα. Τα όρια και στις δύο μεθόδους ξεπερνούνται περίπου σε 50-70ms από την εκδήλωση του φαινομένου. Έτσι, ο Η/Ν ανιχνεύει νησιδοποίηση και στέλνει εντολή να αποσυνδεθεί και το Φ/Β όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.4.



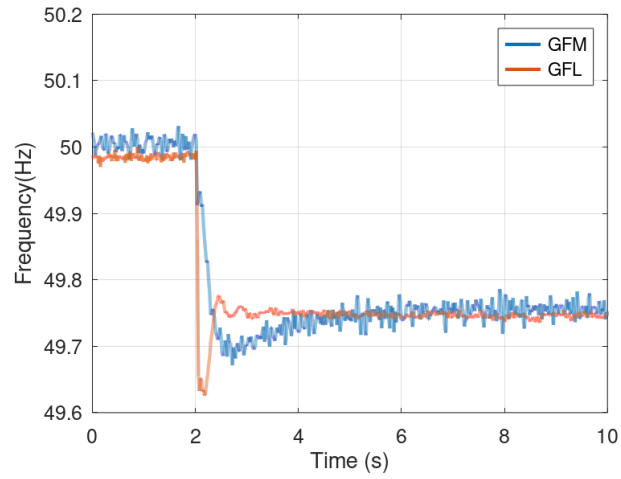
Εικόνα 4.4 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ των μονάδων κατά την αποσύνδεση της Α/Γ.

Παρατηρούμε πως παρά τις υπηρεσίες γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας, το μεταβατικό στη συχνότητα που δημιουργείται είναι ικανό να προκαλέσει ενεργοποίηση της προστασίας ανίχνευσης νησιδοποίησης αποσυνδέοντας την μονάδα του Φ/Β.

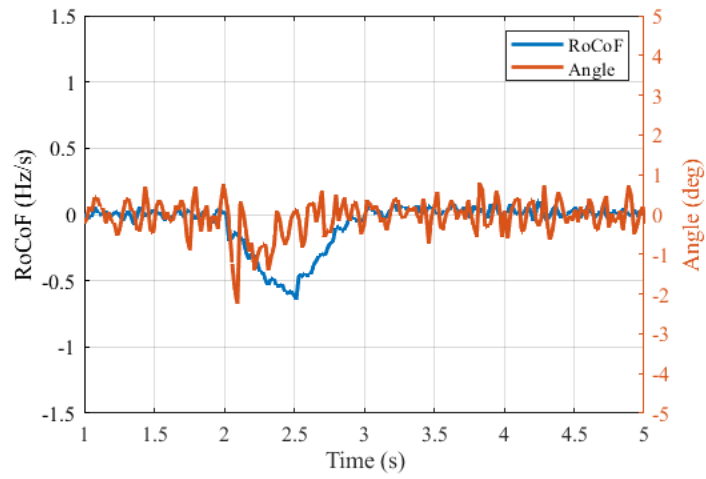
4.2.2 Αποσύνδεση Α/Γ σε διαφορετικές λειτουργίες του μετατροπέα των μπαταριών

Στον βιομηχανικό ελεγκτή σχεδιάστηκαν πιο προηγμένοι έλεγχοι για την υποστήριξη του δικτύου. Συγκεκριμένα σχεδιάστηκε στον μετατροπέα GFL η παροχή εικονικής αδράνειας όπως και ο προτεινόμενος έλεγχος εικονικής γεννήτριας για τον GFM μετατροπέα που παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.5. Οι ίδιες τεχνικές ανίχνευσης νησιδοποίησης εφαρμόστηκαν από τον Η/Ν SEL 751 για την ίδια πειραματική διάταξη. Τα χαρακτηριστικά των GFM και GFL παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α. Ίδιες τιμές χρησιμοποιήθηκαν για τα κέρδη εικονικής αδράνειας και κλίσης στις $Q(V)$ και $P(f)$ καμπύλες, τόσο για τον GFM όσο και τον GFL.

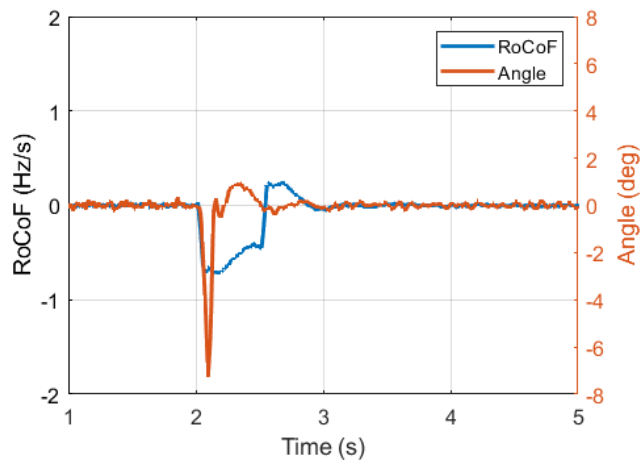
Η σύγκριση του μεταβατικού στη συχνότητα για τις δύο μεθόδους παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.5 ενώ τα μεταβατικά σε RoCoF και γωνία στην Εικόνα 4.6 για τον έλεγχο GFM και στην Εικόνα 4.7 για τον έλεγχο GFL αντίστοιχα.



Εικόνα 4.5 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου για αποσύνδεση της Α/Γ για τους δύο μετατροπείς.

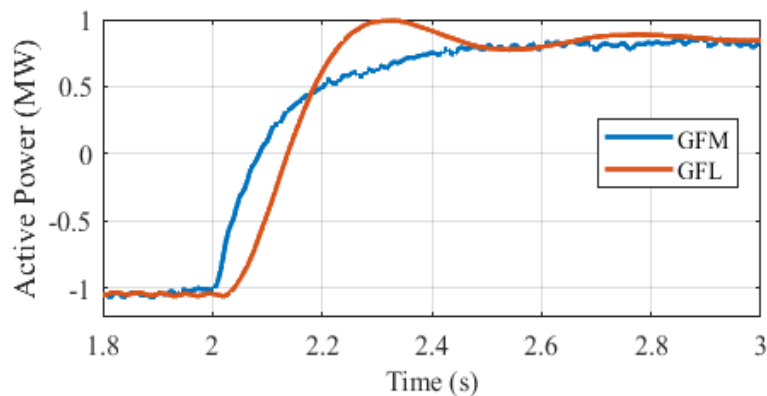


Εικόνα 4.6 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.

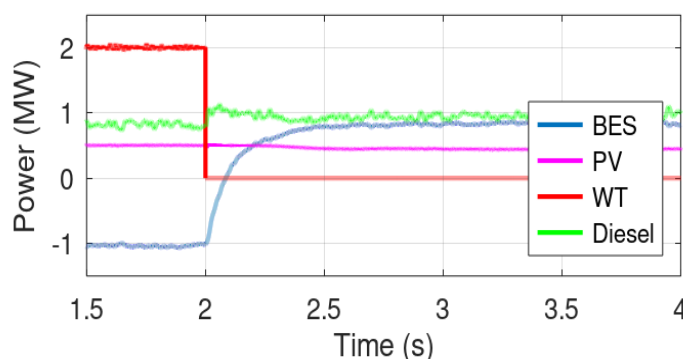


Εικόνα 4.7 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.

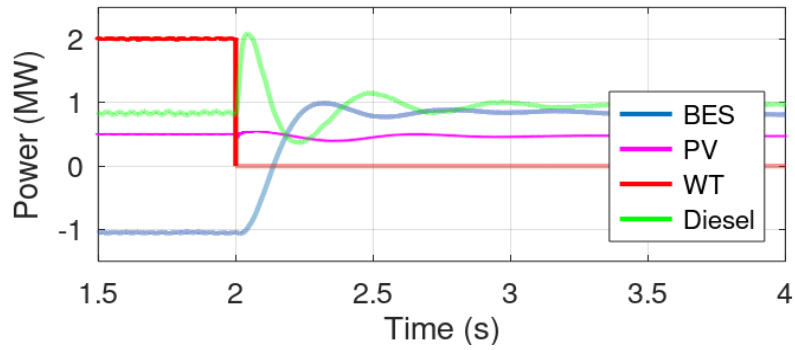
Με την παροχή εικονικής αδράνειας τόσο ο GFM όσο και ο GFL μετατροπέας έχουν την δυνατότητα να περιορίσουν αισθητά το μεταβατικό στην συχνότητα τόσο ως προς την ελάχιστη τιμή του όσο και σε ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) και στην διαφοροποίηση της γωνίας που εκτιμά η μέθοδος VS. Έτσι, και για τις δύο τεχνικές δεν παρουσιάστηκε ενεργοποίηση του Η/Ν για νησιδοποίηση. Από τις δύο μεθόδους πιο ομαλά μεταβατικά παρουσιάζονται στον GFM καθώς παρουσιάζει πιο γρήγορη απόκριση. Η σύγκριση στην απόκριση της ενεργούς ισχύος του μετατροπέα των μπαταριών για τις δύο πιθανές λειτουργίες του μετατροπέα παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.8 ενώ τα μεταβατικά στην ενεργό ισχύ για όλες τις μονάδες για τις δύο περιπτώσεις στην Εικόνα 4.9 και Εικόνα 4.10 αντίστοιχα. Παρατηρούμε ότι εξαιτίας της πιο γρήγορης απόκρισης του GFM η ενεργός ισχύς στην θερμική μονάδα ντίζελ έχει επίσης πιο ομαλό μεταβατικό. Η πιο αργή απόκριση στον GFL σχετίζεται με την καθυστέρηση που αναπόφευκτα εισάγεται για την εκτίμηση της συχνότητας μέσω του PLL.



Εικόνα 4.8 Απόκριση του συστήματος των μπαταριών για αποσύνδεση της Α/Γ για Grid Forming και Grid Following μετατροπείς.

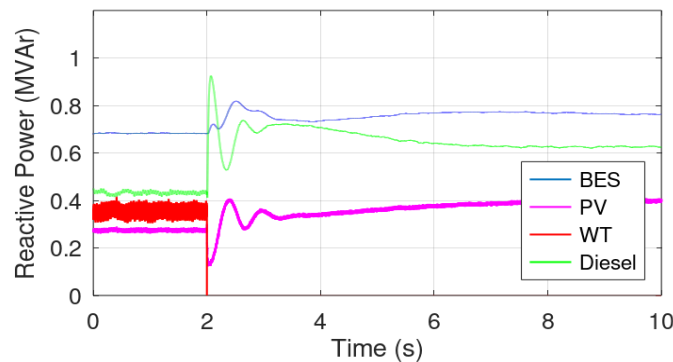


Εικόνα 4.9 Μεταβατικό σε ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.

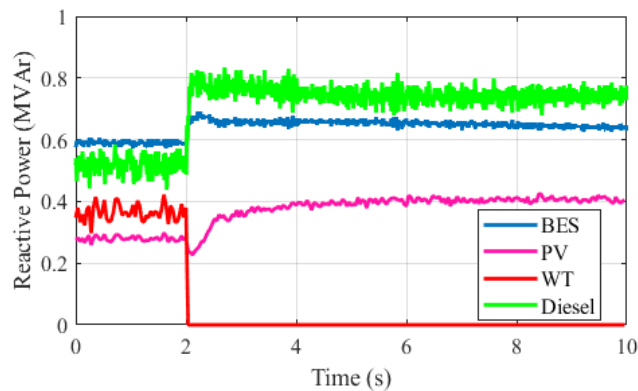


Εικόνα 4.10 Μεταβατικό σε ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.

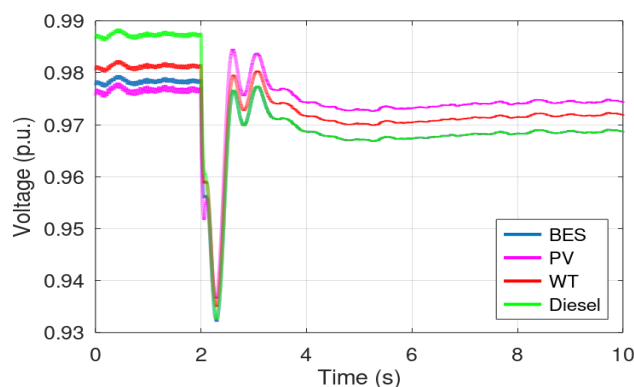
Με την αποσύνδεση της Α/Γ έχουμε και απώλεια αέργου ισχύος στο σύστημα η οποία καλύπτεται γρήγορα και στις δύο τεχνικές ελέγχου από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής όπως φαίνεται στην Εικόνα 4.11 και στην Εικόνα 4.12. Τα μεταβατικά της τάσης στα σημεία σύνδεσης των μονάδων παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.13 και Εικόνα 4.14 αντίστοιχα.



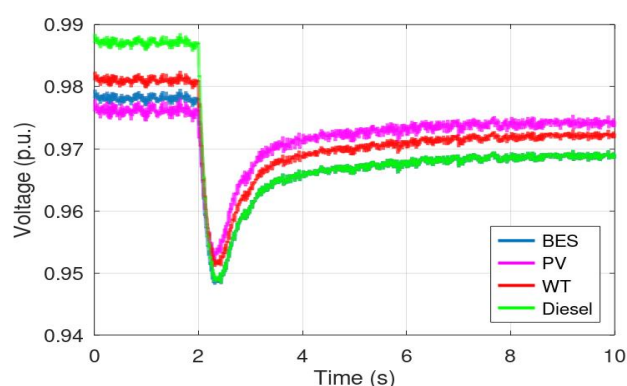
Εικόνα 4.11 Μεταβατικό σε άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.



Εικόνα 4.12 Μεταβατικό σε άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.



Εικόνα 4.13 Μεταβατικό στην τάση για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFL.



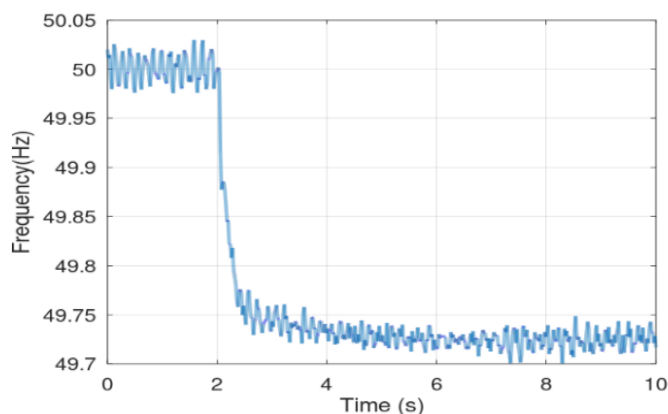
Εικόνα 4.14 Μεταβατικό στην τάση για αποσύνδεση της Α/Γ για τον μετατροπέα GFM.

Συμπερασματικά, ο GFM μετατροπέας πετυχαίνει πιο ομαλά μεταβατικά συγκριτικά με τον GFL λόγω της πιο γρήγορης απόκρισης του, καθώς στον GFL εισάγονται χρονικές καθυστερήσεις, στον έλεγχο της συχνότητας, λόγω της εκτίμησης της συχνότητας μέσω του PLL. Κατάλληλες επιλογές, όμως, στον GFL στα κέρδη του PLL, στις χαρακτηριστικές $Q(V)$ και $P(f)$ και με εφαρμογή ελέγχου εικονικής αδράνειας οδηγούν επίσης σε ικανοποιητική απόδοση και στον GFL.

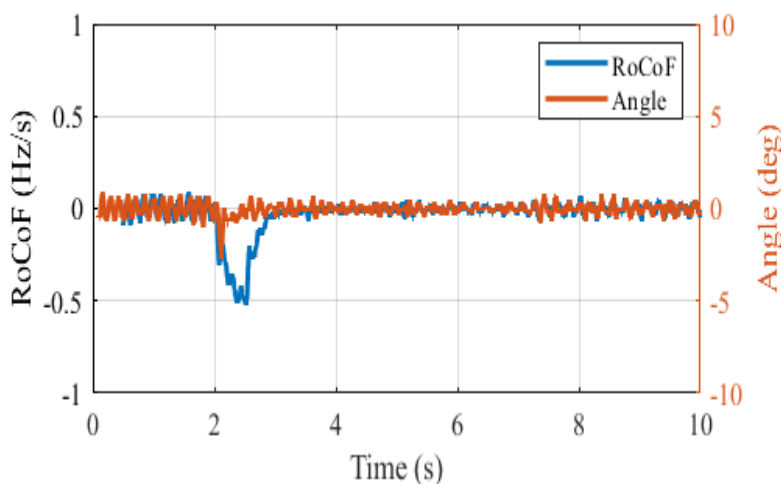
4.2.3 Αποσύνδεση Α/Γ σε διείσδυση ΑΠΕ 100%

Το ίδιο σενάριο προσομοιώθηκε και σε διείσδυση 100% ανανεώσιμων. Σε αυτήν την περίπτωση το φορτίο του συστήματος ήταν 1.5MW, η μονάδα ντίζελ αποσυνδεδεμένη, ενώ η ενεργός ισχύς των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος ήταν στα ίδια επίπεδα. Ο μετατροπέας των μπαταριών είναι GFM καθώς δεν υπάρχει άλλη μονάδα με δυνατότητα δημιουργίας δικτύου στο ΜΔΝ. Σε αυτήν την περίπτωση η συχνότητα του συστήματος καθορίζεται εξολοκλήρου από τον έλεγχο του μετατροπέα, και συγκεκριμένα τον έλεγχο που εφαρμόζει (π.χ. στατισμού και εικονικής γεννήτριας). Έτσι, σε αυτήν την περίπτωση έχουμε πιο ομαλό μεταβατικό στη συχνότητα (Εικόνα 4.15) όπως και σε ROCOF και γωνία που θα εκτιμούσε μια

τεχνική αναγνώρισης νησιδοποίησης VS (Εικόνα 4.16). Δεν παρατηρήθηκε ενεργοποίηση του H/N αναγνώρισης νησιδοποίησης.

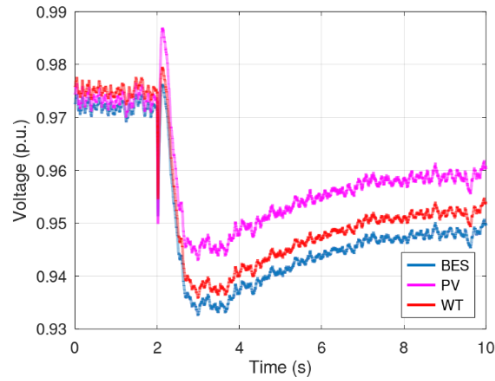


Εικόνα 4.15 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διεύθυνσης ΑΠΕ στο 100% .

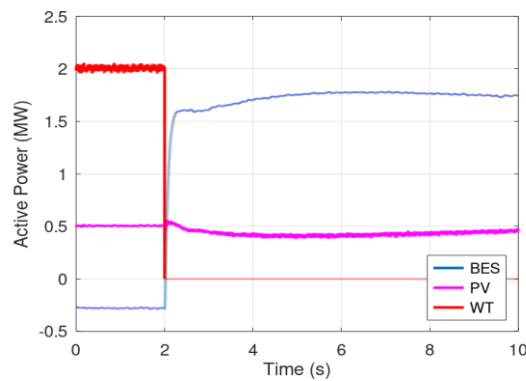


Εικόνα 4.16 Μεταβατικό σε RoCoF και γωνία για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διεύθυνσης ΑΠΕ στο 100%.

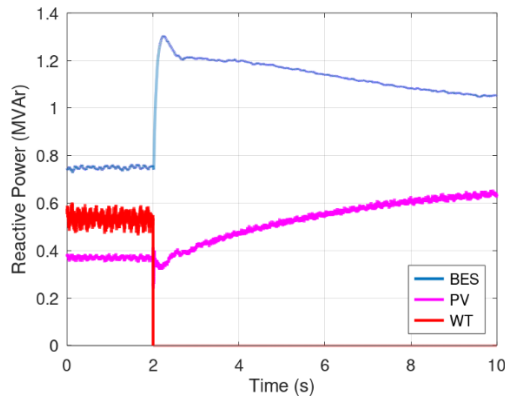
Ο έλεγχος της τάσης εξαρτάται επίσης από τον εσωτερικό έλεγχο που εφαρμόζεται στον μετατροπέα GFM των μπαταριών και τις χαρακτηριστικές $Q(V)$ των υπόλοιπων μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος σε λειτουργία. Η πτώση τάσης οφείλεται στην αύξηση παραγωγής αέργου ισχύος από τον μετατροπέα των μπαταριών και το κέρδος στατισμού στην τάση για τον προτεινόμενο έλεγχο εικονικής γεννήτριας του GFM, ο οποίος μεταβάλλει την αναφορά για το πλάτος της τάσης στον εσωτερικό έλεγχο τάσης όπως περιγράφεται στην ενότητα 3.5. Το μεταβατικό των τάσεων παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.17 ενώ τα μεταβατικά στην ενεργό και άεργο ισχύ στην Εικόνα 4.18 και Εικόνα 4.19 αντίστοιχα.



Εικόνα 4.17 Μεταβατικό στις τάσεις των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.



Εικόνα 4.18 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.



Εικόνα 4.19 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ των μονάδων για αποσύνδεση της Α/Γ σε σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ στο 100%.

Συμπερασματικά, ο έλεγχος της συχνότητας και της τάσης στην λειτουργία εξ'ολοκλήρου με μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος εξαρτάται μόνο από τον έλεγχο του μετατροπέα της κεντρικής μονάδας αποθήκευσης μπαταριών. Η λειτουργία υπό αυτές τις συνθήκες είναι λιγότερο απαιτητική ως προς την απόσβεση των

μεταβατικών που προκαλούν αποσυνδέσεις μονάδων συγκριτικά με την λειτουργία παράλληλα με την συμβατική μονάδα ντίζελ σε υψηλή διείδυση ΑΠΕ.

4.3 Μεταβατικά στη σύνδεση και αποσύνδεση μονάδων

Ο έλεγχος του μετατροπέα της κεντρικής μονάδας αποθήκευσης πρέπει να εξασφαλίζει πως η λειτουργία του συστήματος δεν διαταράσσεται κατά τη σύνδεση της, ενώ θα πρέπει να διασφαλίζει και την ομαλή μετάβαση σε επίπεδα διείδυσης 100% κατά την αποσύνδεση της γεννήτριας ντίζελ.

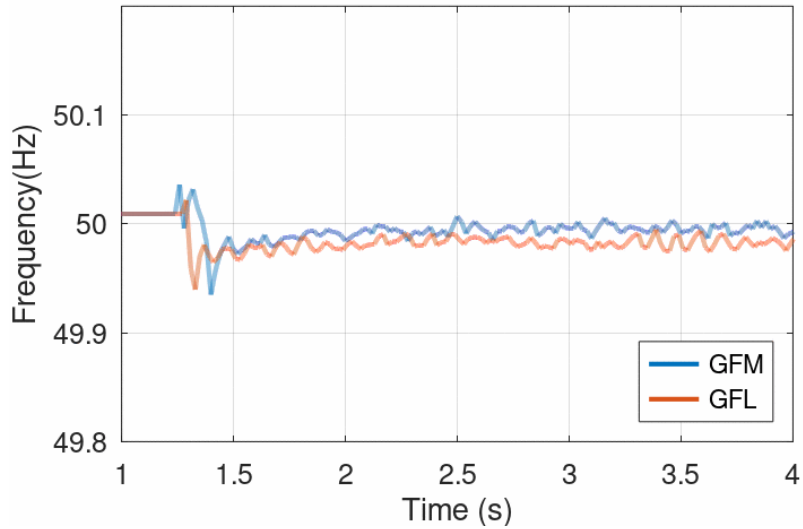
Για την περίπτωση της σύνδεσης του μετατροπέα των μπαταριών θεωρήθηκε σενάριο με φορτίο 0.8MW που καλύπτεται αποκλειστικά από τη γεννήτρια ντίζελ. Για την περίπτωση της αποσύνδεσης της γεννήτριας ντίζελ θεωρήθηκε το χειρότερο πιθανό σενάριο, δηλαδή η μη ηθελημένη αποσύνδεση της συμβατικής μονάδας στο σενάριο που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.2.1 και 4.2.2. Η ίδια πειραματική διάταξη αξιοποιήθηκε και στις δύο περιπτώσεις.

4.3.1 Σύνδεση μονάδας αποθήκευσης

Για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης πραγματοποιήθηκε σύνδεση και για τους δυο τύπους μετατροπέα. Για τον GFL γίνεται σύνδεση της μονάδας με το δίκτυο (κλείσιμο διακόπτη S1 στην Εικόνα 4.1) και στην συνέχεια πραγματοποιείται ενεργοποίηση του ελέγχου του και των διακοπτικών του.

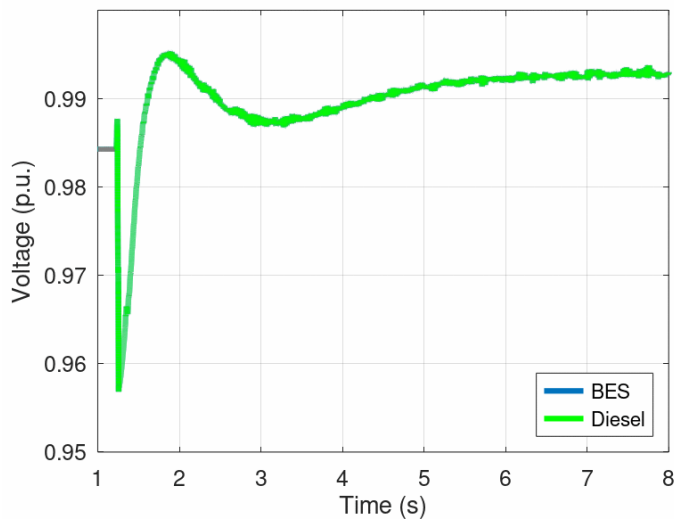
Στην περίπτωση το μετατροπέα GFM, ο μετατροπέας ξεκινά τον έλεγχο τάσης στον πυκνωτή του φίλτρου του ενώ ο διακόπτης που συνδέει τη μονάδα με το δίκτυο είναι ανοικτός. Στη συνέχεια μέσω του ελέγχου συγχρονισμού του, που παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.5, συγχρονίζεται με την τάση του δικτύου και όταν το σφάλμα σε πλάτος τάσης, συχνότητα και φάση μεταξύ των κυματομορφών της τάσης στα δυο άκρα του διακόπτη γίνει ταυτόχρονα μικρότερο από ένα προκαθορισμένο εύρος (5V, 0.01Hz, 2°) κλείνει ο διακόπτης και περνά σε έλεγχο εικονικής γεννήτριας.

Το μεταβατικό στην συχνότητα που παρατηρήθηκε και στις δύο τεχνικές παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.20. Το μικρό μεταβατικό που παρατηρήθηκε και στις 2 περιπτώσεις ήταν αμελητέο και δεν προκάλεσε ενεργοποίηση της προστασίας ανίχνευσης νησιδοποίησης.

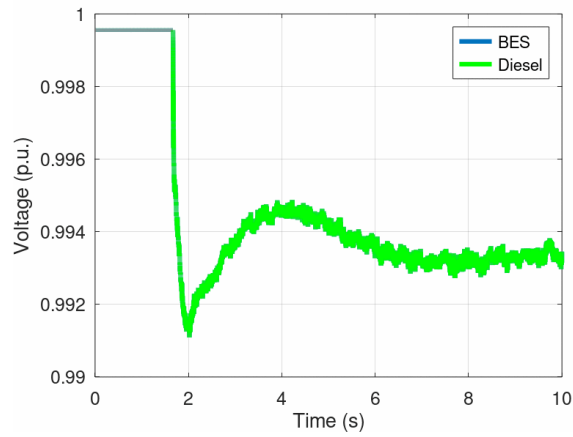


Εικόνα 4.20 Μεταβατικό στην συχνότητα του δικτύου κατά τη σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης ανάλογα με τον τύπο μετατροπέα.

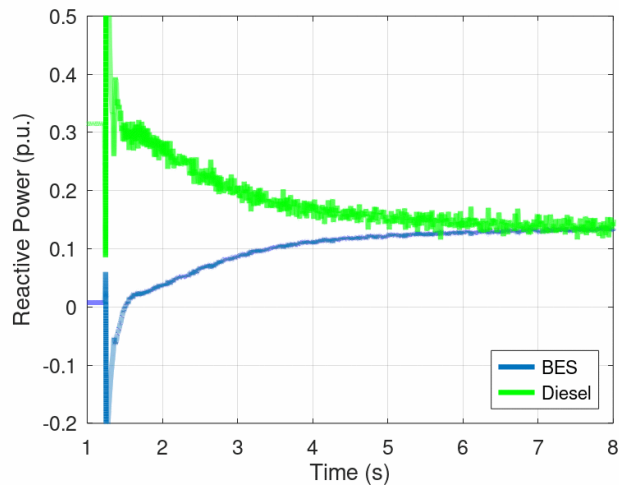
Αντίστοιχα, οι τάσεις στους ακροδέκτες των μονάδων παρουσίασαν μικρά μεταβατικά (Εικόνα 4.21, Εικόνα 4.22) που σχετίζονται με τον έλεγχο Q(V) της μονάδας αποθήκευσης που ενεργοποιείται κατά τη σύνδεσης της και οδηγεί σε καλύτερο διαμορισμό της αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων (Εικόνα 4.23, Εικόνα 4.24).



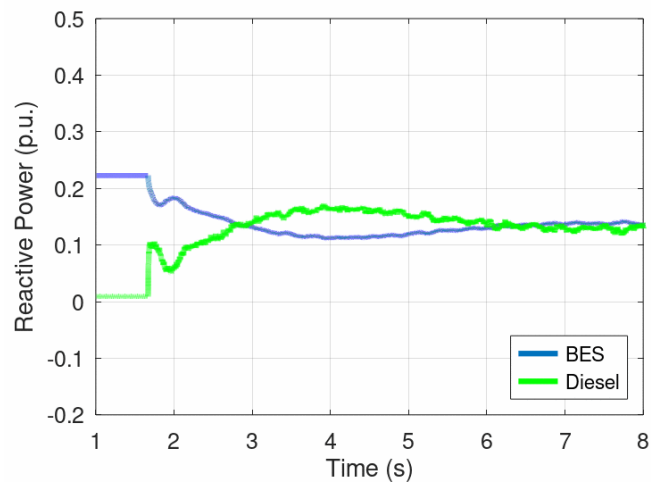
Εικόνα 4.21 Μεταβατικό στις τάσεις του δικτύου για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης με μετατροπέα GFM.



Εικόνα 4.22 Μεταβατικό στις τάσεις του δικτύου για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης με μετατροπέα GFL.



Εικόνα 4.23 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης για τον μετατροπέα GFM.



Εικόνα 4.24 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης για τον μετατροπέα GFL.

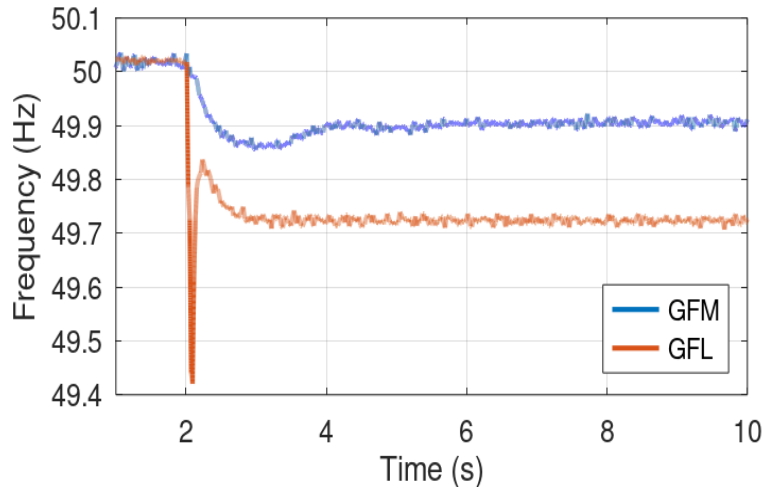
Τόσο για τον μετατροπέα GFL όσο και για τον μετατροπέα GFM η διασύνδεση της μονάδας στο ΜΔΝ δεν επηρέασε τη λειτουργία του. Οι μικρές διαφοροποιήσεις στις συνθήκες πριν την σύνδεση της μονάδας αποθήκευσης οφείλεται στο ότι η ενεργοποίηση του ελέγχου στην περίπτωση του GFL γίνεται με κλειστό τον διακόπτη (S1 στην Εικόνα 4.1) όπου ουσιαστικά η μονάδα αποθήκευσης συνεισφέρει μέσω του πυκνωτή στο φίλτρο της με άεργο ισχύ πριν την ενεργοποίηση του ελέγχου της. Ο έλεγχος συγχρονισμού που προτάθηκε στην ενότητα 3.5 για τον έλεγχο GFM μπορεί να οδηγήσει σε ομαλή σύνδεση της μονάδας στο σύστημα.

4.3.2 Αποσύνδεση της θερμικής μονάδας

Η μετάβαση σε σενάριο δειξιδυσης 100% με μη ηθελημένη αποσύνδεση της μονάδας ντίζελ αποτελεί την πιο απαιτητική λειτουργία για ένα μετατροπέα GFL μιας μονάδας μπαταριών. Καθώς δεν θα υπάρχει μονάδα σε λειτουργία που να σχηματίζει δίκτυο, ο μετατροπέας των μπαταριών πρέπει να αλλάξει από GFL σε GFM αμέσως μετά την αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

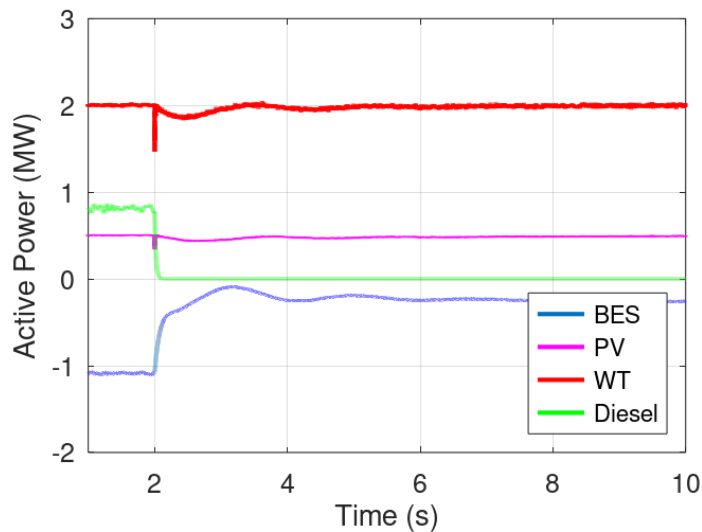
Για γρήγορη αναγνώριση της αποσύνδεσης απαιτείται η χρήση τηλεπικοινωνίας μεγάλου εύρους ζώνης. Παράλληλα όμως, τα τηλεπικοινωνιακά σήματα υπάγονται σε χρονικές καθυστερήσεις ή υπάρχει ενδεχόμενο αποτυχίας μετάδοσης της πληροφορίας αποσύνδεσης της θερμικής μονάδας στην μονάδα αποθήκευσης. Η ανίχνευση νησιδοποίησης μέσω τοπικών μετρήσεων από τον μετατροπέα της μπαταρίας μπορεί να επιτρέψει την αναγνώριση απώλειας της γεννήτριας χωρίς τη χρήση τηλεπικοινωνίας αλλά τίθεται ζήτημα συνεργασίας με τις άλλες προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης στο σύστημα, π.χ. στην Α/Γ ή στο Φ/Β. Για να γίνει η ομαλή μετάβαση θα πρέπει η νησιδοποίηση να ανιχνευθεί από τη μονάδα αποθήκευσης αλλάζοντας τον έλεγχο σε GFM ενώ οι υπόλοιπες προστασίες νησιδοποίησης δεν θα πρέπει να ενεργοποιηθούν. Αντίθετα, για τον μετατροπέα GFM η απώλεια της μονάδας ντίζελ θα αντιμετωπιστεί όπως οποιαδήποτε μεταβολή στο ισοζύγιο ισχύος.

Για την σύγκριση των δύο μεθόδων στον μετατροπέα GFL σχεδιάστηκε η τεχνική ανίχνευσης νησιδοποίησης VS με όριο τις 8°, μικρότερο δηλαδή από το όριο των εμπορικών H/N SEL 751 που είναι στις 10°. Σε όμοια κατάσταση λειτουργίας με το σενάριο που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.2.1 πραγματοποιήθηκε αποσύνδεση της μονάδας ντίζελ. Το μεταβατικό στη συχνότητα για τον GFL και GFM μετατροπέα παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.25.

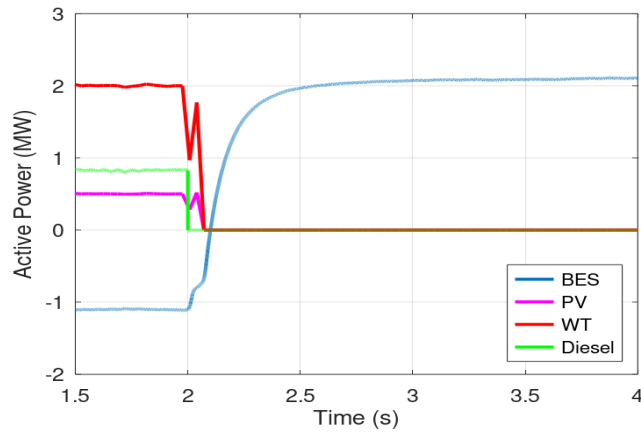


Εικόνα 4.25 Σύγκριση του μεταβατικού στην συχνότητα για τον GFM και GFL μετατροπέα για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

Ο μετατροπέας GFM καταφέρνει να ρυθμίσει την συχνότητα ικανοποιητικά έχοντας ένα ομαλό μεταβατικό. Αντίθετα ο μετατροπέας GFL ειδικά στην αρχή του φαινομένου μέχρι να ανιχνεύσει τη νησιδοποίηση δεν καταφέρνει να περιορίσει την πτώση της συχνότητας οδηγώντας σε ενεργοποίηση των Η/Ν ανίχνευσης νησιδοποίησης των μονάδων ΑΠΕ. Καθώς καλείται να καλύψει μεγαλύτερη ποσότητα ισχύος συγκριτικά με τον έλεγχο GFM (Εικόνα 4.26 και Εικόνα 4.27) οδηγείται και σε μεγαλύτερο σφάλμα στην μόνιμη κατάσταση εξαιτίας του ελέγχου στατισμού.

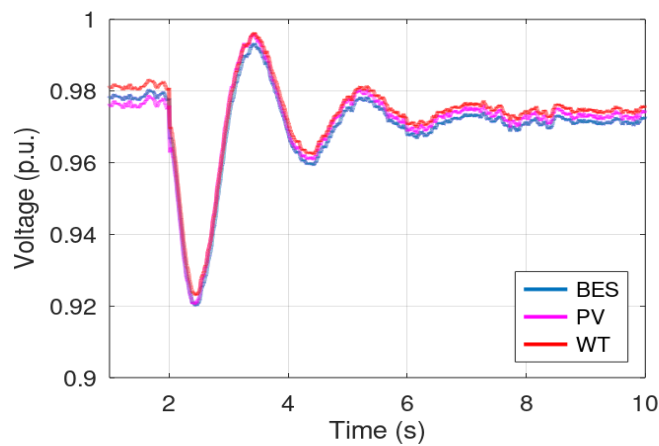


Εικόνα 4.26 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

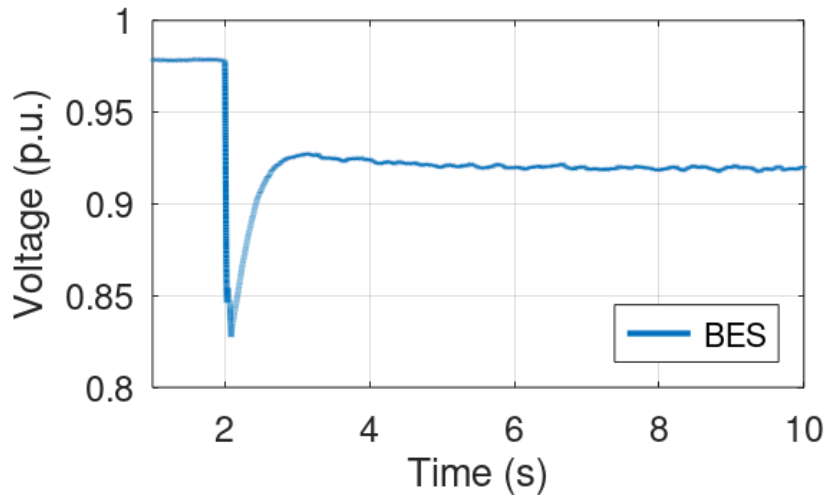


Εικόνα 4.27 Μεταβατικό στην ενεργό ισχύ για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

Αντίστοιχες παρατηρήσεις γίνονται και για τα μεταβατικά της τάσης, όπου ο μετατροπέας GFM διατηρεί την τάση σε αποδεκτά επίπεδα (Εικόνα 4.28) ενώ η μέθοδος GFL πάλι μέχρι την ανίχνευση νησιδοποίησης δεν παρέχει επαρκή έλεγχο τάσης (Εικόνα 4.29).

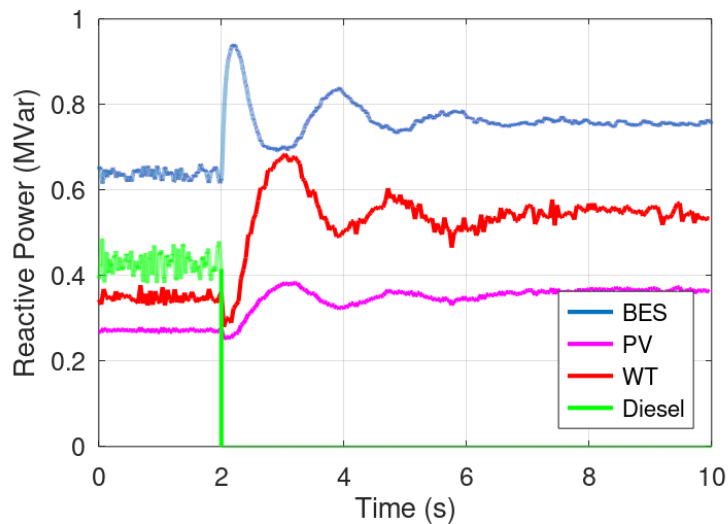


Εικόνα 4.28 Μεταβατικό στην τάση για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

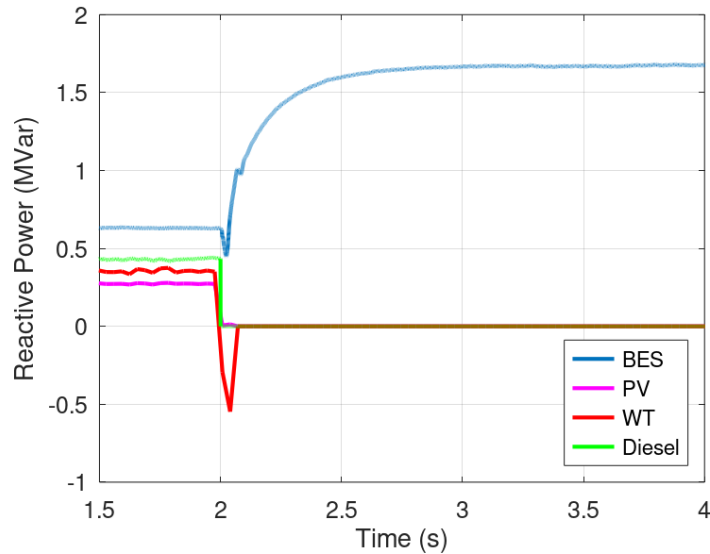


Εικόνα 4.29 Μεταβατικό στην τάση για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

Τέλος, η απώλεια των μονάδων ΑΠΕ πέρα από την μονάδα ντίζελ στην περίπτωση του μετατροπέα GFL οδηγεί σε υψηλή φόρτιση της μονάδας αποθήκευσης και σε άεργο ισχύ. Έτσι, φαινόμενα υπερφόρτισης του μετατροπέα μπορεί να προκληθούν καθώς θα κληθεί να καλύψει όλο το φορτίο του ΜΔΝ σε περίπτωση που οι προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης των μονάδων ΑΠΕ ενεργοποιηθούν.



Εικόνα 4.30 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για τον μετατροπέα GFM για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.



Εικόνα 4.31 Μεταβατικό στην άεργο ισχύ για τον μετατροπέα GFL για αποσύνδεση της θερμικής μονάδας.

Στη μετάβαση της λειτουργίας του ΜΔΝ σε σενάρια 100% διείσδυσης ΑΠΕ, παρουσιάζεται η βασική διαφοροποίηση των δύο μετατροπέων (GFL και GFM). Το πιο ουσιαστικό πλεονέκτημα του μετατροπέα GFM είναι η δυνατότητα για ομαλές μεταβάσεις χωρίς την ανάγκη ανίχνευσης νησιδοποίησης ή την χρήση τηλεπικοινωνίας. Στον έλεγχο GFL καθυστερημένη αναγνώριση της νησιδοποίησης, π.χ. λόγω τηλεπικοινωνιακών καθυστερήσεων ή αργή ανίχνευση νησιδοποίησης, μπορεί να οδηγήσει σε αποσύνδεση και άλλων μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούν Η/Ν αναγνώριση νησιδοποίησης, καθώς η απουσία μονάδας σχηματισμού δικτύου μέχρι την αλλαγή του μετατροπέα σε GFM δεν κάνει εφικτό τον επαρκή έλεγχο τάσης και συχνότητας από τον μετατροπέα GFL.

4.4 Δευτερεύουσα ρύθμιση

Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης δημιουργεί σφάλμα στη μόνιμη κατάσταση σε σχέση με τις ονομαστικές τιμές. Η επαναφορά του συστήματος στις ονομαστικές τιμές πραγματοποιείται μέσω της δευτερεύουσας ρύθμισης.

Η δευτερεύουσα ρύθμιση πέρα από την επαναφορά των τάσεων και της συχνότητας στις ονομαστικές τιμές έχει επίσης ως στόχο την επίτευξη ικανοποιητικού διαμοιρασμού τις ενεργού και άεργου ισχύος μεταξύ των μονάδων, ενώ μπορεί να λαμβάνει υπόψιν και οικονομικούς όρους ή την επαναφορά των απαιτούμενων επιπέδων εφεδρείας.

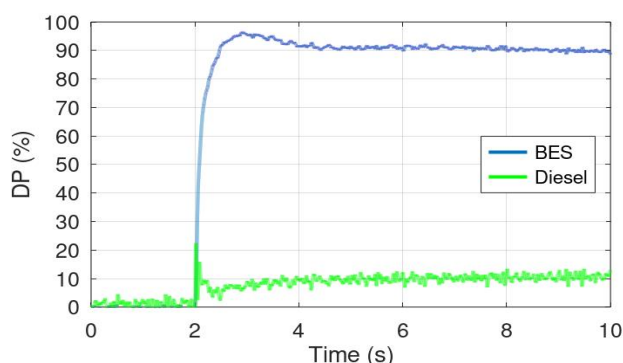
4.4.1 Αποκεντρωμένη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας

Η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας στα ΜΔΝ γίνεται μέσω ισόχρονων ελεγκτών στις γεννήτριες, οπότε πραγματοποιείται αυτόματα με τοπικές μετρήσεις.

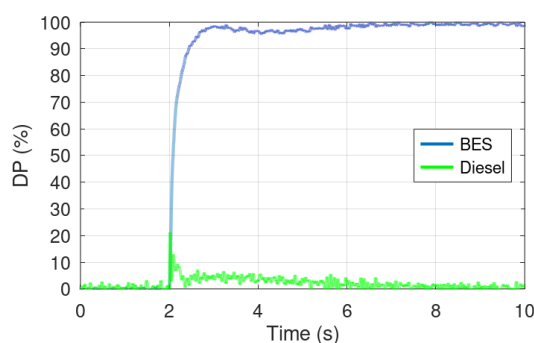
Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 3 η ανάληψη της δευτερεύουσας ρύθμισης μόνο από την μονάδα ντίζελ μπορεί να οδηγήσει σε υπερφόρτιση της. Έτσι σχεδιάστηκε ισόχρονος ελεγκτής και στη μονάδα αποθήκευσης. Μέσω της επιλογής των κερδών του ολοκληρωτή που λαμβάνει ως είσοδο το σφάλμα της συχνότητας και μεταβάλλει της εντολές παραγωγής στις μονάδες (ντίζελ, αποθήκευσης) μπορεί να καθοριστεί ο διαμοιρασμός της ισχύος μεταξύ των μονάδων.

Στο προσομοιωμένο σύστημα της Αστυπάλαιας προσομοιώθηκε ισόχρονος ελεγκτής στη γεννήτρια με σταθερά ολοκλήρωσης 1/9 ενώ το αντίστοιχο κέρδος του ισόχρονου ελεγκτή που σχεδιάστηκε στον πραγματικό ελεγκτή Triphase επιλέχθηκε ως 1. Η επιλογή τους έγινε με τέτοιο τρόπο ώστε να αναλαμβάνει το 90% της διαταραχής η μονάδα αποθήκευσης και το υπόλοιπο 10% η μονάδα ντίζελ. Πραγματοποιήθηκε η ίδια διαταραχή, αποσύνδεση Α/Γ στα 2 MW παραγωγής. Η μεταβολή της παραγωγής των μονάδων ως ποσοστό της συνολικής διαταραχής παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.32, όπου παρατηρείται ότι επιτυγχάνεται ο επιθυμητός διαμοιρασμός ισχύος.

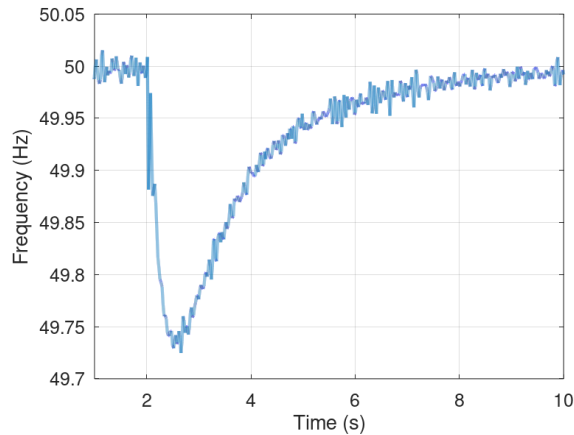
Την επαναφορά της συχνότητας μπορεί να την αναλάβει εξολοκλήρου η μονάδα αποθήκευσης. Διατηρώντας έλεγχο στατισμού στην γεννήτρια και ισόχρονο ελεγκτή στη μονάδα αποθήκευσης ο διαμοιρασμός της ισχύος για τις δύο μονάδες παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.33. Η επαναφορά της συχνότητας παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.34.



Εικόνα 4.32 Μεταβολή της παραγωγής των μονάδων ντίζελ και αποθήκευσης ως ποσοστό της διαταραχής για ισόχρονους ελεγκτές και στις δύο μονάδες.



Εικόνα 4.33 Μεταβολή της παραγωγής των μονάδων ντίζελ και αποθήκευσης ως ποσοστό της διαταραχής για ισόχρονο ελεγκτή στη μονάδα αποθήκευσης.



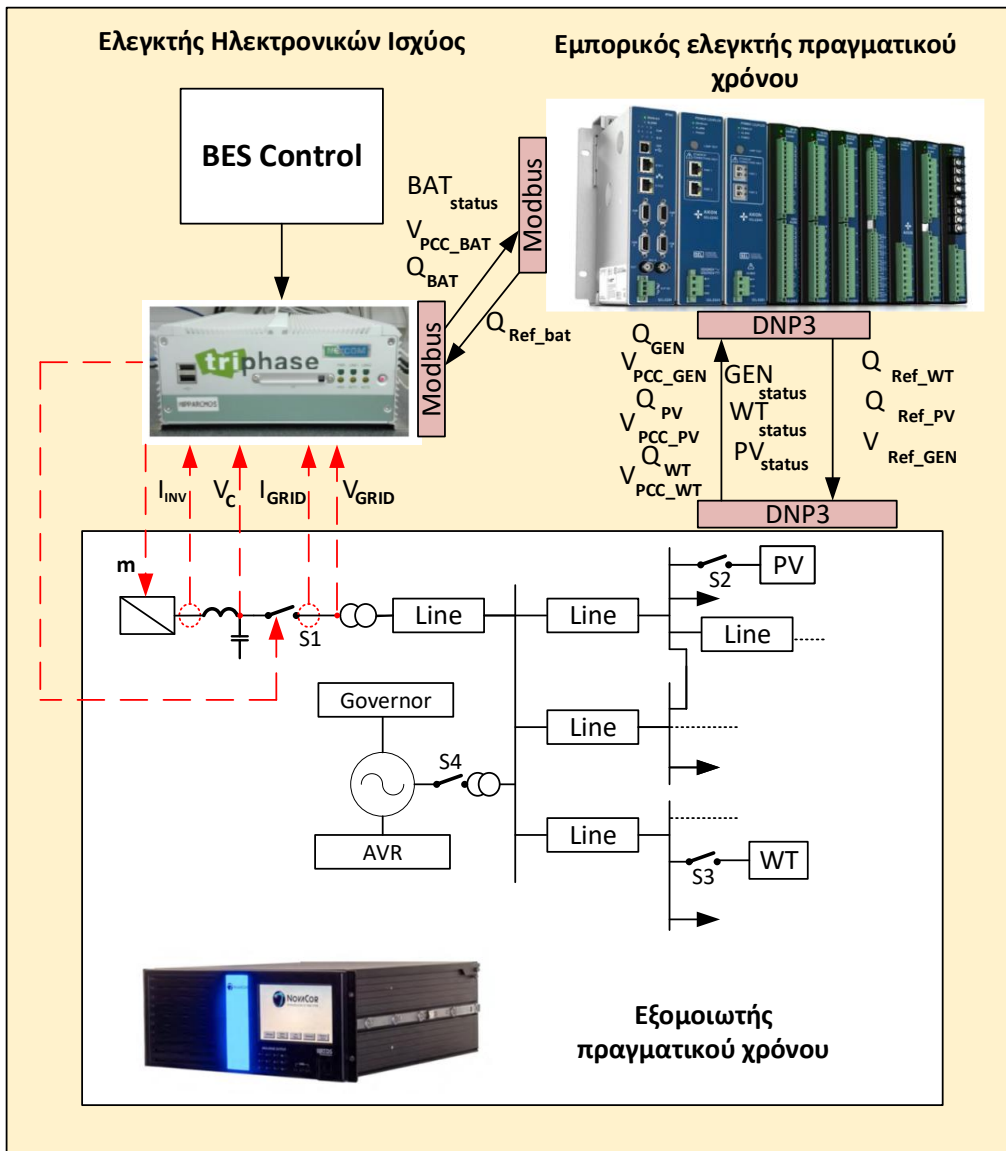
Εικόνα 4.34 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας με ισόχρονο ελεγκτή στην μονάδα αποθήκευσης.

4.4.2 Κεντρική δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης

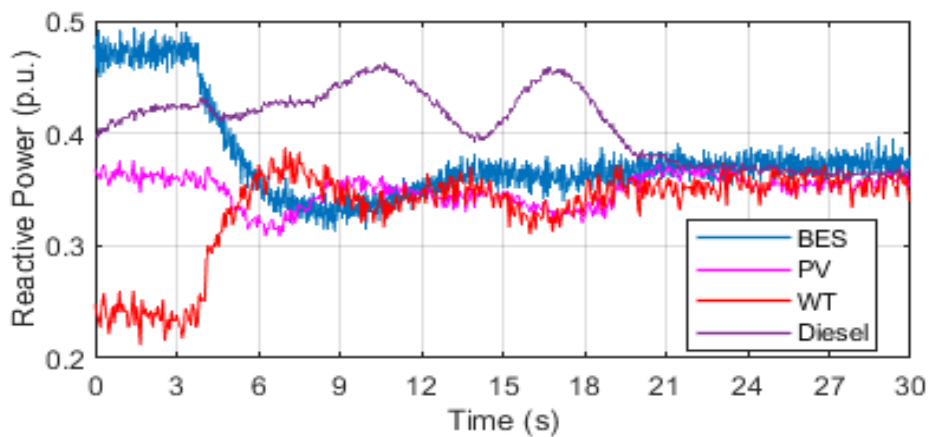
Η δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης που παρουσιάστηκε στην ενότητα 3.6.3 βασίζεται σε ελεγκτές PI για τον υπολογισμό των σημάτων αναφοράς στις μονάδες παραγωγής ώστε να διαμοιράσει σωστά την άεργο ισχύ, ανάλογα με τα όρια σε άεργο ισχύ των μονάδων και να μειώσει το σφάλμα στις τάσεις. Ο συγκεκριμένος έλεγχος σχεδιάστηκε στον εμπορικό ελεγκτή πραγματικού χρόνου SEL 2240. Μια πειραματική διάταξη CHIL εφαρμόστηκε και σε αυτή την περίπτωση για να εξετάσει την λειτουργία ενός κεντρικού ελεγκτή που εφαρμόζει δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης σε ρεαλιστικές συνθήκες (καθυστερήσεις στα τηλεπικοινωνιακά σήματα, υλοποίηση τηλεπικοινωνιακών πρωτοκόλλων, αλληλεπίδραση με τον πραγματικό ελεγκτή ηλεκτρονικών ισχύος). Τα κέρδη των δύο ελεγκτών PI στον ελεγκτή ήταν ίσα με 1 για το P και 0.5 για το I.

Η πειραματική διάταξη παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.35. Κεντρικός ελεγκτής λάμβανε την μέτρηση της τάσης στο σημείο διασύνδεσης και την άεργο ισχύ της μπαταρίας καθώς και την κατάσταση της μονάδας (συνδεδεμένη/αποσυνδεδεμένη) μέσω του πρωτοκόλλου Modbus από τον πραγματικό ελεγκτή Triphase. Μέσω του πρωτοκόλλου DNP3 έπαιρνε τις αντίστοιχες μετρήσεις από τις προσομοιωμένες μονάδες στο RTDS (ντίτζελ, Φ/Β, Α/Γ). Στη συνέχεια εκτελούσε τον έλεγχο κάθε 500ms και έστελνε τις εντολές για άεργο ισχύ στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και για την τάση στη γεννήτρια μέσω των ίδιων πρωτοκόλλων.

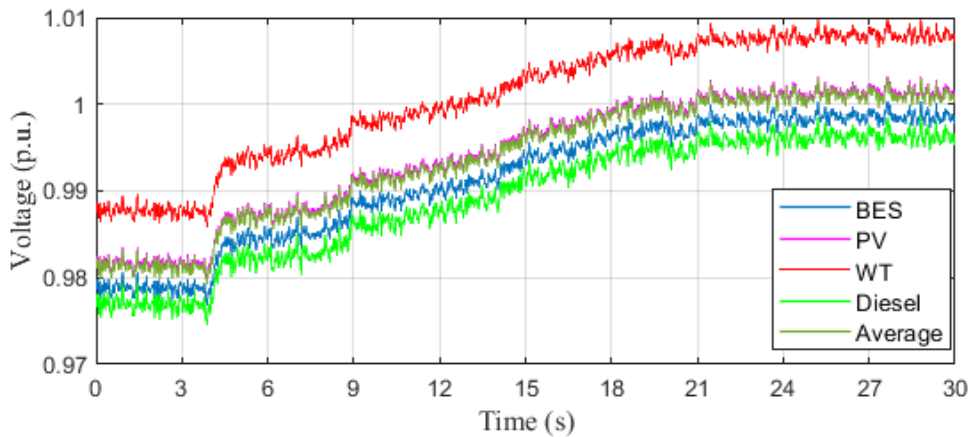
Η δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης ενεργοποιήθηκε στο σενάριο της ενότητας 4.2. Ο διαμοιρασμός της αέργου ισχύος και τα μεταβατικά των τάσεων παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.36 και Εικόνα 4.37 στην αντίστοιχα, με την δευτερεύουσα ρύθμιση να ενεργοποιείται τη χρονική στιγμή $t=3s$.



Εικόνα 4.35 Εργαστηριακή διάταξη CHIL για την δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης.



Εικόνα 4.36 Διαμοιρασμός αέργου ισχύος κατά τη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης.



Εικόνα 4.37 Τάσεις συστήματος με ενεργοποίηση της δευτερεύουσας ρύθμιση τάσης.

Η δευτερεύουσα ρύθμιση που προτάθηκε στην ενότητα 3.6.3 είναι σε θέση να μειώσει το σφάλμα στις τάσεις στα όρια που είναι εφικτό ενώ διαμοιράζει την άεργο ισχύ κατάλληλα στις μονάδες με βάση τα όρια λειτουργία τους σε παραγωγή/απορρόφηση αέργου ισχύος.

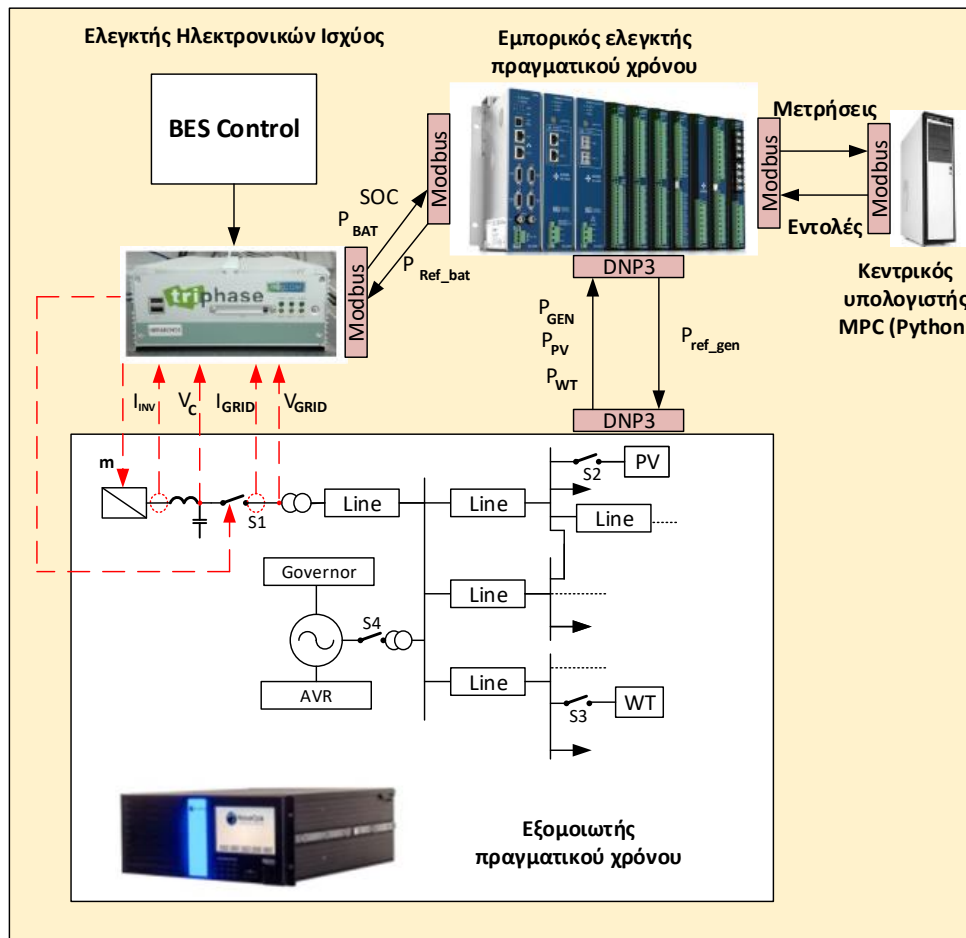
4.4.3 Κεντρικός έλεγχος παραγωγής πραγματικού χρόνου

Στην ενότητα 3.6.4 προτάθηκε ένα έλεγχος Model Predictive Control (MPC) για την αυτόματη ρύθμιση της παραγωγής των μονάδων. Η πειραματική διάταξη στην οποία εξετάστηκε η λειτουργία του ελέγχου παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.38. Στο RTDS είναι σχεδιασμένο πάλι το δίκτυο της Αστυπάλαιας. Ο εξωτερικός ελεγκτής Triphase ελέγχει την κεντρική μονάδα αποθήκευσης. Ο έλεγχος της μονάδας αποθήκευσης είναι ισόχρονος ενώ ο έλεγχος της μονάδας ντίζελ είναι στατισμού. Έτσι, όλες τις μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος τις αναλαμβάνει η μονάδα αποθήκευσης.

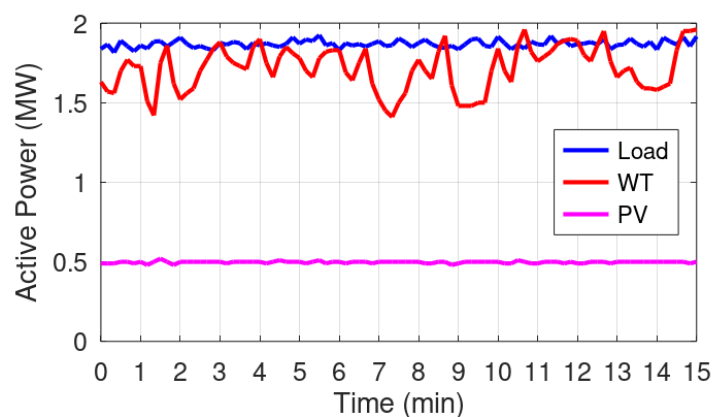
Θεωρήθηκε ότι το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής έχει δώσει ως εντολή για την μονάδα αποθήκευσης απορρόφηση με -1MW , για την παραγωγή της μονάδας ντίζελ $0,8\text{MW}$ βασιζόμενο σε πρόβλεψη πως η παραγωγή της Α/Γ θα είναι στο $1,6\text{MW}$ κατά μέσο όρο στο επόμενο τέταρτο, του Φ/Β στο $0,5\text{MW}$ και η ζήτηση φορτίου στο $1,9\text{MW}$. Στο RTDS εισήχθησαν χρονοσειρές με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων οι οποίες έχουν διαφορετικό μέσο όρο τετάρτου στη ζήτηση ($1,86\text{MW}$) και στην παραγωγή της Α/Γ ($1,71\text{MW}$), ώστε να υπάρχει ένα σφάλμα σε σχέση με την εκτίμηση της οικονομικής κατανομής.

Δύο σενάρια ελέγχου υλοποιήθηκαν. Στο πρώτο δεν εφαρμόζεται αυτόματη ρύθμιση παραγωγής και όλες οι μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος αναλαμβάνονται από την μονάδα αποθήκευσης λόγω του ισόχρονου ελεγκτή της. Στο δεύτερο εφαρμόζεται ο έλεγχος MPC με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων. Κάθε φορά ο έλεγχος MPC επικοινωνεί με τον βιομηχανικό ελεγκτή πραγματικού χρόνου ώστε να συλλέξει τις μετρήσεις, να λύσει το πρόβλημα MPC σε μια πλατφόρμα Pythοn και να στείλει τις εντολές πίσω στον κεντρικό ελεγκτή. Ο κεντρικός ελεγκτής μέσω των πρωτοκόλλων

Modbus και DNP3 λαμβάνει και στέλνει μετρήσεις στους ελεγκτές των μονάδων. Οι μετρήσεις παρουσιάζονται στην Εικόνα 4.38.



Εικόνα 4.38 Πειραματική διάταξη για την εξέταση λειτουργίας του MPC.



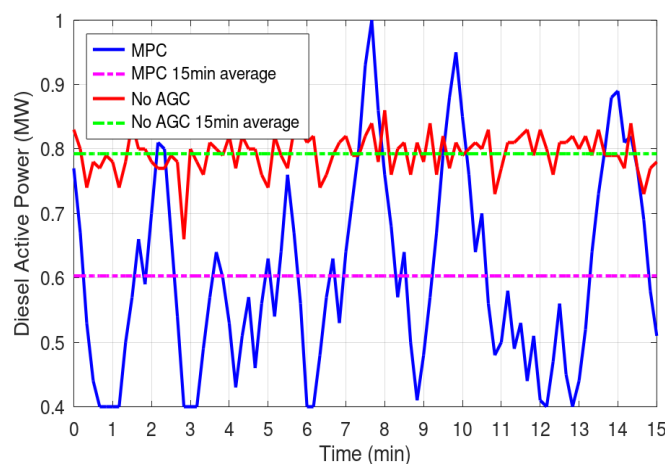
Εικόνα 4.39 Διακύμανση φορτίου (Load), παράγωγής Α/Γ (WT) και Φ/Β (PV) εντός του τετάρτου με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων.

Τα βάρη του ελέγχου MPC επιλέχθηκαν ώστε να έχει δύο φορές μεγαλύτερη βαρύτητα στην αντικειμενική συνάρτηση το κόστος παραγωγής σε σχέση με το σφάλμα του SOC. Ο Πίνακας 4.1 παρουσιάζει τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας ντίζελ. Για τη μονάδα αποθήκευσης θεωρήθηκε όριο στο SOC 20-95% και στην απορρόφηση/παραγωγή στο 1.5MW. Αρχική τιμή του SOC θεωρήθηκε στο 85% με τον στόχο που θέτει το πρόγραμμα κατανομής να είναι το SOC ίσο περίπου με 88% στο τέλος του τετάρτου. Η συνολική χωρητικότητα της συστοιχίας των μπαταριών επιλέχθηκε στις 8MWh.

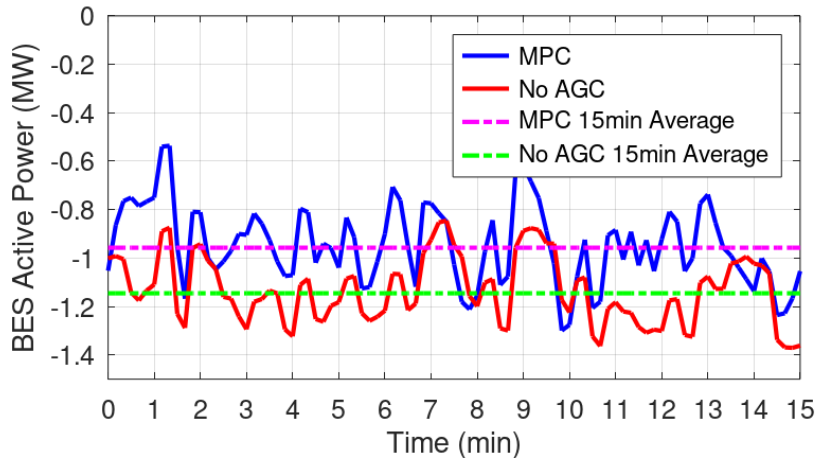
Πίνακας 4.1. Οικονομικά/τεχνικά χαρακτηριστικά της θερμικής μονάδας.

Μονάδα	Τύπος	P_{min}/P_{max} MW	RU/RD MW/10s	a €/MWh ²	b €/MWh
D1	Ντίζελ	0.4/1	0.1	-15	300

Η Εικόνα 4.40 και η Εικόνα 4.41 παρουσιάζουν την διαφορά μεταξύ των δύο περιπτώσεων ως προς την παραγωγή της γεννήτριας και της μονάδας αποθήκευσης αντίστοιχα.

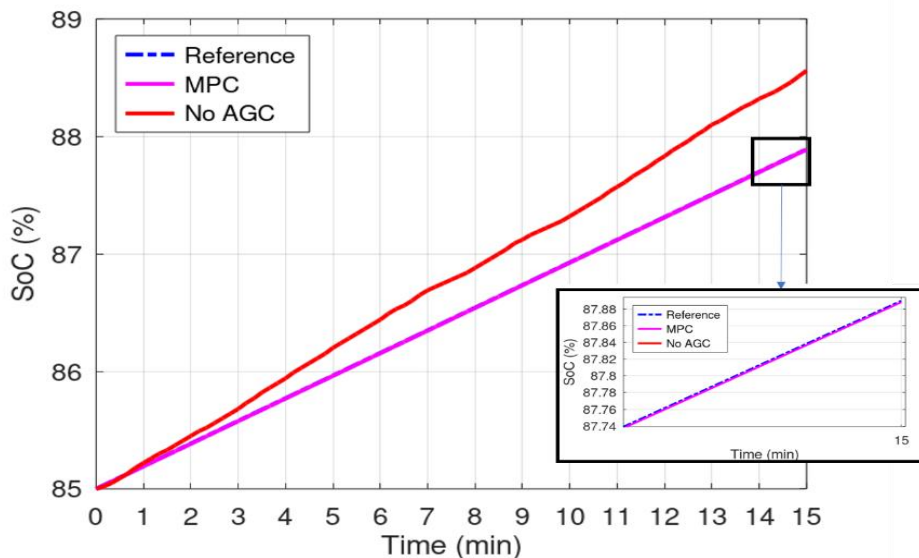


Εικόνα 4.40 Παραγωγή γεννήτριας ντίζελ (μέση τιμή παραγωγής 15λεπτού, πραγματική παραγωγή με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων) χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.



Εικόνα 4.41 Παραγωγή μονάδας αποθήκευσης (μέση τιμή παραγωγής 15λεπτού, πραγματική παραγωγή με δειγματοληψία 10 δευτερολέπτων) χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.

Ο έλεγχος MPC αναγνωρίζει την μείωση του φορτίου και την αύξηση της παραγωγής της Α/Γ και μειώνει αντίστοιχα την παραγωγή της γεννήτριας ντίζελ. Μέσω του ελέγχου MPC αυξάνει την παραγωγή της συμβατικής μονάδας όταν υπάρχει μείωση της παραγωγής της Α/Γ, π.χ. μεταξύ 7^{ου} και 8^{ου} λεπτού στην Εικόνα 4.39 και Εικόνα 4.40, ώστε να καταφέρει να επιτύχει τον στόχο του SoC όπως φαίνεται και στην Εικόνα 4.42.



Εικόνα 4.42 Μεταβολή φόρτισης μονάδας αποθήκευσης χωρίς αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (AGC) και με έλεγχο MPC.

Ο Πίνακας 4.2 παρουσιάζει τη σύγκριση των δύο σεναρίων ως προς την διείσδυση ΑΠΕ και το κόστος παραγωγής εντός του τετάρτου.

Πίνακας 4.2. Σύγκριση των μεθόδων ως προς το κόστος παραγωγής και την διείσδυση ΑΠΕ για το τέταρτο που θεωρήθηκε.

Σενάριο	Κόστος (€/MWh)	Διείσδυση ΑΠΕ (%)
Χωρίς ΑΡΠ	121.6	57.7
MPC	93.63	67.82

Όπως είναι αναμενόμενο η ύπαρξη αυτόματης ρύθμισης παραγωγής μπορεί να προσδώσει οικονομικά οφέλη στη λειτουργία του συστήματος. Ο έλεγχος MPC μπορεί να αναπροσαρμόσει τις εντολές του προβλήματος κατανομής ώστε να επιτύχει καλύτερα αποτελέσματα ως προς το κόστος παράλληλα σεβόμενος το πρόγραμμα που θέτει η οικονομική κατανομή. Δρώντας παράλληλα με τον ισόχρονο έλεγχο της μονάδας αποθήκευσης δεν παρατηρήθηκαν συμβάντα αστάθειας κατά την λειτουργία του ελέγχου σε κλειστό βρόχο με το σύστημα.

4.5 Συμπεράσματα

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάστηκε η πειραματική διάταξη για την μελέτη της λειτουργίας ΜΔΝ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Με χρήση της διάταξης Control Hardware In the Loop παρουσιάστηκε το πρόβλημα ενεργοποίηση των Η/Ν ανίχνευσης νησιδοποίησης σε μεταβατικά της συχνότητας παρά τη χρήση υπηρεσίας γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας.

Στη συνέχεια έγινε σύγκριση των μετατροπών Grid Following και του προτεινόμενου Grid Forming για τη μονάδα αποθήκευσης. Παρατηρήθηκε πιο γρήγορη απόκριση με τον μετατροπέα GFM και πιο ομαλά μεταβατικά στην συχνότητα και την τάση για αποσύνδεση της Α/Γ όταν η παραγωγή της είναι ίση με την ονομαστική. Η πιο ουσιαστική διαφορά παρουσιάζεται στην μετάβαση σε διείσδυση 100%. Ο προτεινόμενος Grid Forming δεν χρειάζεται τη χρήση τηλεπικοινωνίας ή τεχνικών ανίχνευσης νησιδοποίησης αντιμετωπίζοντας την αποσύνδεση της συμβατικής μονάδας όπως οποιοδήποτε μεταβατικό στο ισοζύγιο ισχύος. Αντίθετα ο Grid Following που χρησιμοποιεί τεχνική ανίχνευσης νησιδοποίησης για την μετατροπή του ελέγχου του σε GFM δεν δύναται να ελέγξει επαρκώς τη συχνότητα και την τάση μέχρι την αναγνώριση της νησιδοποίησης οδηγώντας σε ενεργοποίηση των Η/Ν ανίχνευσης νησιδοποίησης των ΑΠΕ και αποσύνδεση τους.

Παράλληλα οι τεχνικές δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και τάσης που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3 επαληθεύτηκαν με την χρήση βιομηχανικού εξοπλισμού. Παρουσιάστηκε πως ο ισόχρονος έλεγχος της συχνότητας από την μονάδα αποθήκευσης μπορεί να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική παρουσιάζοντας και επαρκή διαμοιρασμό ισχύος ακόμα και στην περίπτωση που με ισόχρονο ελεγκτή λειτουργεί και η θερμική μονάδα. Η προτεινόμενη δευτερεύουσα

ρύθμιση τάσης μπορεί επίσης να εξασφαλίσει διαμοιρασμό των απαιτήσεων σε άεργο ισχύ μεταξύ των μονάδων παραγωγής ανάλογα με τα όρια τους σε απορρόφηση/παραγωγή αέργου ισχύος, ενώ μειώνει και το σφάλμα των τάσεων από την ονομαστική τους τιμή. Τα οφέλη της χρήσης του ελέγχου MPC (μείωση του κόστους, αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ και μείωση της απόκλισης από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής) για εφαρμογές αυτόματης ρύθμισης της παραγωγής παρουσιάστηκαν επίσης σε ένα ενδεικτικό τέταρτο λειτουργίας του συστήματος με διαφοροποιήσεις στην παραγωγή ΑΠΕ και στο φορτίο σε σχέση με την πρόβλεψη του προγράμματος κατανομής.

Κεφάλαιο 5

5 Εκτίμηση Δυναμικής Ασφάλειας σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

5.1 Εισαγωγή

Ο μετασχηματισμός των ΜΔΝ σε «έξυπνα» νησιά που στοχεύουν στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ θα σηματοδοτήσει ραγδαίες αλλαγές στις συνθήκες λειτουργίας του συστήματος. Συγκεκριμένα, η ασφάλεια ως προς τη συχνότητα αποτελεί τον κύριο παράγοντα αστάθειας σε ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και επηρεάζεται τόσο από τη μεταβαλλόμενη παραγωγή των ΑΠΕ όσο και από τις νέες υπηρεσίες που μπορούν να παρέχουν οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος για την ρύθμιση συχνότητας. Χρειάζονται λοιπόν νέες τεχνικές για την εκτίμηση της ασφάλειας ως προς τα μεταβατικά της συχνότητας που λαμβάνουν υπόψιν τους παραπάνω παράγοντες.

Στα πλαίσια της διατριβής η δυναμική ευστάθεια στη συχνότητα θεωρήθηκε ως ο δείκτης δυναμικής ασφάλειας των ΜΔΝ. Γενικά στα ΣΗΕ υπάρχουν πολλά διαφορετικά κριτήρια για την εκτίμηση της ασφάλειας. Άλλα μπορεί να είναι στατικά, π.χ. υπερφορτίσεις γραμμών, υπερβάσεις τάσεων, ενώ άλλα είναι δυναμικά όπως η αστάθεια γωνίας δρομέα (rotor angle instability) των γεννητριών ή αστάθεια τάσης. Παρότι έχουν παρατηρηθεί φαινόμενα αστάθειας λόγω της τάσης, π.χ. στο ΜΔΝ της Ρόδου [35], πρακτικές όπως η ενεργοποίηση των APT των θερμικών μονάδων και η παροχή επικουρικών υπηρεσιών από τις ΑΠΕ μπορούν να οδηγήσουν σε αντιμετώπισή τους. Τέλος, μέσω τεχνικών ελέγχου, όπως αυτός που αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 3 και δοκιμάστηκε στο κεφάλαιο 4, μπορεί να επιτευχθεί ικανοποιητικός διαμοιρασμός της αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων για την αποφυγή τέτοιων φαινομένων αστάθειας.

Στη βιβλιογραφία έχουν προταθεί διάφορες μέθοδοι για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Η πραγματοποίηση δυναμικών προσομοιώσεων στο πεδίο του χρόνου των διαφορικών εξισώσεων που εξομοιώνουν την λειτουργία του συστήματος είναι η πιο άμεση αναλυτική προσέγγιση για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας. Όμως η πραγματοποίηση ενός εύρους διαταραχών για κάθε πιθανό σενάριο που προκύπτει σε ένα ΣΗΕ, ακόμα και στα ΜΔΝ που έχουν περιορισμένο αριθμό μονάδων, απαιτεί μεγάλο υπολογιστικό φορτίο [114]-[115]. Ακόμα και να υπήρχε η δυνατότητα υπολογισμού όλων των σεναρίων ώστε να εκτιμάται άμεσα η δυναμική ασφάλεια, δεν είναι προφανείς ποιες είναι οι απαραίτητες ενέργειες που πρέπει να ληφθούν, π.χ. στο πρόγραμμα κατανομής για να επιστρέψει το ΣΗΕ του ΜΔΝ σε ασφαλή λειτουργία.

Μια εναλλακτική αναλυτική προσέγγιση είναι η μέθοδος ευστάθειας Lyapunov ή η αρχή ενεργειακής συνάρτησης (Energy Function Principle) [116]. Το βασικό μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι πως χρειάζεται να προσδιοριστούν τα επίπεδα κινητικής και δυναμικής ενέργειας για συγκεκριμένες διαταραχές [114]-[115]. Τα τελευταία χρόνια, πολλές τεχνικές επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης (supervised machine learning) έχουν προταθεί για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας [117]-[123].

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν πρακτικές για την εξασφάλιση δυναμικής ασφάλειας σε ΜΔΝ. Στη συνέχεια, προτείνεται η τεχνική μηχανικής μάθησης των βέλτιστων δένδρων απόφασης (ΒΔΑ) για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Άλλες τεχνικές επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας θα αναλυθούν επίσης για λόγους σύγκρισης. Οι τεχνικές θα εκπαιδευτούν και θα εφαρμοστούν στο ΜΔΝ της Ρόδου όπου τα Α/Π θεωρήθηκε πως παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες, γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας και εικονικής αδράνειας. Παρουσιάζεται επίσης η μεθοδολογία για την ανάπτυξη του συνόλου εκπαίδευσης και αξιολόγησης των μεθόδων. Τέλος, αναδεικνύεται πως η αξιολόγηση των κανόνων μηχανικής μάθησης μέσω ενός συνόλου παραδειγμάτων, στα οποία δεν έχει εκπαιδευτεί, δεν είναι βέβαιο πως θα δώσει ασφαλή εικόνα του το πως οι κανόνες του ταξινομητή ασφαλείας προσεγγίζουν όλα τα πραγματικά όρια λειτουργίας του συστήματος. Θα παρουσιαστεί πως η εφαρμογή του ταξινομητή σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης (π.χ. πρόγραμμα κατανομής) μπορεί να οδηγήσει σε ανασφαλείς εντολές λειτουργίας.

5.2 Πρακτικές για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας

Τα χαρακτηριστικά της λειτουργίας του ΜΔΝ που σχετίζονται με τον έλεγχο συχνότητας αφορούν μεταξύ άλλων τα επίπεδα πρωτεύουσας εφεδρείας των θερμικών μονάδων και μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος, τα επίπεδα διείσδυσης των ΑΠΕ, το μέγεθος της διαταραχής, τη συνολική αδράνεια και το φορτίο του συστήματος. Στην πράξη, οι κανόνες που χρησιμοποιούνται στα ΜΔΝ και σχετίζονται με την ασφάλεια της λειτουργίας, αφορούν τα επίπεδα πρωτεύουσας εφεδρείας και τη διείσδυση των ΑΠΕ [3].

Η διείσδυση των ΑΠΕ επηρεάζεται από δύο παράγοντες. Πρώτον, οι συμβατικές μονάδες δεν επιτρέπεται να παράγουν κάτω από ένα τεχνικό ελάχιστο, ώστε να αποφευχθεί η φθορά τους και να αυξηθεί η ανάγκη για συντήρησή τους. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα σε περιόδους χαμηλού φορτίου το άθροισμα των τεχνικών ελάχιστων των μονάδων σε λειτουργία να αφήνουν μικρό περιθώριο για παραγωγή από ΑΠΕ [3]. Μείωση του αριθμού των μονάδων σε λειτουργία επιτρέπει μεγαλύτερα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ αλλά μειώνει την αδράνεια του συστήματος και τον αριθμό των μονάδων που παρέχουν ρύθμιση της συχνότητας.

Λόγω του μικρού μεγέθους των ΜΔΝ οι αποστάσεις μεταξύ των μονάδων ΑΠΕ είναι περιορισμένη καθιστώντας την ταυτόχρονη αποσύνδεσή τους πιθανή. Απώλεια μεγάλου μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε μεγάλα μεταβατικά

στη συχνότητα επηρεάζοντας την ευστάθεια των ΜΔΝ. Για να αποφευχθούν τέτοια φαινόμενα εφαρμόζεται ένας δεύτερος περιορισμός στην διείσδυση των ΑΠΕ ανάλογα με ονομαστική ισχύ των ενταγμένων μονάδων ντίτζελ. Τυπικές τιμές είναι 30-35% που καθορίζεται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής κάθε νησιού, την διασπορά της παραγωγής μέσω ΑΠΕ ή εμπειρικά από την λειτουργία του ΜΔΝ [3].

Για την ευστάθεια της συχνότητας έναντι μεταβολών σε φορτίο και παραγωγής των ΑΠΕ, αλλά και γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού, ο διαχειριστής του ΜΔΝ κατά την εκτέλεση των οικονομικών λειτουργιών του συστήματος θα πρέπει να εξασφαλίζει συγκεκριμένα επίπεδα εφεδρείας για τις συμβατικές μονάδες σε λειτουργία. Μία συνηθισμένη πρακτική είναι η εξασφάλιση εφεδρειών ίσες με ποσοστό (η ακόμα και το σύνολο) της παραγωγής των ΑΠΕ. Στον ελληνικό κώδικα ΜΔΝ αναφέρεται ότι οι απαιτήσεις των εφεδρειών ενεργού ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του Συστήματος ΜΔΝ λόγω [25]:

- a. της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης,
- b. των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας παραγωγικού δυναμικού των κατανεμόμενων μονάδων, και ιδίως της μεγαλύτερης σε ικανότητα παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας που εντάσσεται για λειτουργία, για κάθε ώρα Κατανομής της ημέρας κατανομής (κριτήριο N-1)
- c. της μεταβλητότητας της παραγωγής των Μονάδων ΑΠΕ καθώς και το ενδεχόμενο απώλειας μέρους της παραγωγής τους λόγω απρόβλεπτων γεγονότων.

Δεν προδιαγράφει όμως συγκεκριμένη μέθοδο υπολογισμού των εφεδρειών. Σε ένα άλλο παράδειγμα ο διαχειριστής δικτύου στις Αζόρες εφαρμόζει την ακόλουθη λογική ως προς τις εφεδρείες:

- Για ταχύτητα ανέμου μεταξύ 15-24m/s τηρείται στρεφόμενη εφεδρεία μεγαλύτερη του 50% της παραγωγής των Α/Π ή 20% της αθροιστικής ονομαστικής ισχύς των μονάδων ντίτζελ που είναι σε λειτουργία (το μεγαλύτερο από τις 2 περιπτώσεις).
- Για ταχύτητα ανέμου μικρότερη των 15m/s ή μεγαλύτερη των 24m/s τηρείται στρεφόμενη εφεδρεία ίση με την παραγωγή των Α/Π.
- Η παραγωγή των Α/Γ περιορίζεται είτε για να μην παραβιαστούν τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων σε λειτουργία είτε αν δεν υπάρχουν οι απαραίτητες εφεδρείες για να καλυφθούν τα παραπάνω σενάρια. Σε περίπτωση που παρά τον περιορισμό η κάλυψη των επιπέδων εφεδρείας δεν είναι εφικτή εντάσσεται και νέα μονάδα ντίτζελ.

Όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3 τόσο για μονάδες ΑΠΕ όσο και για μονάδες αποθήκευσης που συνδέονται με ηλεκτρονικά ισχύος στο σύστημα υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης συχνότητας μέσω γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας ή/και εικονικής αδράνειας. Συγκεκριμένα για τα Α/Π η διαθέσιμη ισχύ τους που

περικόπτεται για λόγους ευστάθειας του συστήματος μπορεί να αξιοποιηθεί για τέτοιες επικουρικές υπηρεσίες. Η βελτίωση της απόκρισης του συστήματος μπορεί να επιτρέψει μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ με τη χρήση της περικομμένης ισχύος των Α/Π.

5.3 Τεχνικές μηχανικής μάθησης για εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας

Διάφορες τεχνικές μηχανικής μάθησης έχουν προταθεί για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας οι οποίες εκπαιδεύονται σε διαφορετικά σενάρια λειτουργίας [119]. Χαρακτηριστικές περιπτώσεις επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης που χρησιμοποιούνται για εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας είναι τα δέντρα απόφασης (ΔΑ) **Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.**-[121], οι Μηχανές Διανυσμάτων Υποστήριξης (ΜΔΥ) (Support Vector Machines (SVMs)) [122] και τα τεχνητά νευρωνικά δίκτυα (ΤΝΔ) (Artificial Neural Network - ANN) [123]. Ο όρος επιβλεπόμενη μηχανική μάθηση (supervised machine learning) αφορά τις μεθόδους για τις οποίες είναι γνωστές τόσο οι εισοδοί (π.χ. κατάσταση του συστήματος) όσο και οι έξοδοι (π.χ. κατάσταση ασφάλειας) στο σύνολο εκπαίδευσης και ο στόχος των αλγορίθμων είναι να κατασκευάσουν έναν ταξινομητή (classifier) ο οποίος κατηγοριοποιεί με το μικρότερο δυνατό σφάλμα τις εισόδους στην αντίστοιχη έξοδο. Για την εφαρμογή μίας μεθόδου μηχανικής μάθησης ακολουθείται η ακόλουθη διαδικασία:

- a) Δημιουργία ενός πληθυσμού πιθανών σημείων λειτουργίας που συστήματος,
- b) Εκτέλεση δυναμικών προσομοιώσεων ενός προκαθορισμένου συνόλου διαταραχών για κάθε σενάριο λειτουργίας
- c) Χρησιμοποιώντας τις προ-σφάλματος μεταβλητές κατάστασης του συστήματος ως χαρακτηριστικά και την κατάσταση ασφάλειας μετά τις διαταραχές ως κατηγοριοποίηση της κάθε κατάστασης (ασφαλής/ανασφαλής) δημιουργείται ένα σύνολο εκπαίδευσης. Αυτό το σύνολο χρησιμοποιείται για την δημιουργία ενός ταξινομητή (classifier) με χρήση αλγορίθμων επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης.

Η δημιουργία ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης δεν στοχεύει στην πλήρη αντιγραφή της συμπεριφοράς των δεδομένων εκπαίδευσης αλλά κυρίως στη σωστή πρόβλεψη της εξόδου για δεδομένα στα οποία δεν έχει εκπαιδευτεί (ικανότητα γενίκευσης) και αποτελεί σημαντικό κριτήριο για την αξιολόγηση της απόδοσης του. Η υπερβολική προσαρμογή του ταξινομητή στα δεδομένα εκπαίδευσης, που μπορεί να οδηγήσει σε χαμηλή ικανότητα γενίκευσης σε νέα δεδομένα, συνήθως αναφέρεται ως overfitting (υπερπροσαρμογή).

Παράλληλα, οι διάφορες τεχνικές μηχανικής μάθησης απαιτούν μια προεπιλογή κάποιων παραμέτρων του ταξινομητή (π.χ. αριθμός νευρώνων και κρυμμένα επίπεδα νευρώνων στα ΤΝΔ) οι οποίοι μπορεί να επηρεάσουν την απόδοση στην ακρίβεια του κατά την εκπαίδευση αλλά και την ικανότητα γενίκευσης του. Η χρήση λίγων δεδομένων εκπαίδευσης όπως και η μεγάλη πολυπλοκότητα του μοντέλου ενός ταξινομητή μπορεί να οδηγήσουν σε υψηλή απόδοση κατά την εκπαίδευση αλλά σε

χαμηλή απόδοση όταν εφαρμοστεί σε νέα δεδομένα. Για την αξιολόγηση μιας μεθόδου μηχανικής μάθησης ένα τμήμα των διαθέσιμων δεδομένων δεν χρησιμοποιείται για την εκπαίδευση της μεθόδου αλλά ως σύνολο αξιολόγησης (test set) για να εξεταστεί η ικανότητα γενίκευσης του σε νέα δεδομένα.

Στις επόμενες ενότητες παρουσιάζονται επιγραμματικά οι πιο βασικές τεχνικές εκτίμησης δυναμικής ασφάλειας καθώς και η προτεινόμενη τεχνική βέλτιστων δέντρων απόφασης τονίζοντας τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα τους.

5.3.1 Δέντρα απόφασης

Η μέθοδος ΔΑ είναι η πιο διαδεδομένη μέθοδος επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Οι αλγόριθμοι CART [124], C4.5 [125] και ID3 [126] έχουν προταθεί για την εκπαίδευση του ΔΑ. Η δομή του ΔΑ αποτελείται από διάφορους κόμβους, τα παρακλάδια και τα φύλλα. Κάθε παρακλάδι αντιπροσωπεύει έναν κανόνα που περιέχει κάποιο χαρακτηριστικό της εισόδου και ένα όριο, ενώ τα φύλλα αντιπροσωπεύουν την απόφαση για την έξοδο (ασφαλής/ανασφαλής).

Η διαδικασία εξαγωγής της δομής ενός ΔΑ για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας χρειάζεται ένα σύνολο εκπαίδευσης (training set) για το οποίο τα χαρακτηριστικά της εισόδου είναι η κατάσταση λειτουργίας του ΜΔΝ (π.χ. αδράνεια, συνολική πρωτεύουσα εφεδρεία, κ.τ.λ.) και η έξοδος είναι ο χαρακτηρισμός της κατάστασης ως ασφαλής ή ανασφαλής.

Ο αλγόριθμος ξεκινά από τον πρώτο κόμβο και προσπαθεί να χωρίσει το σύνολο εκπαίδευσης σε δύο όσο γίνεται περισσότερο «καθαρά» υποσύνολα. Ένα καθαρό υποσύνολο περιέχει εντός του σεναρία από το σύνολο εκπαίδευσης στα οποία κυριαρχεί μία κατάσταση (ασφαλής/ανασφαλής λειτουργία). Για τον διαχωρισμό του υποσυνόλου δοκιμάζονται για κάθε χαρακτηριστικό του διαφορετικά όρια, με βάση τις τιμές που λαμβάνει κάθε χαρακτηριστικό στο σύνολο εκπαίδευσης (training set), ώστε να επιλεγεί ο κατάλληλος κανόνας της μορφής:

$$A_j \leq b_j \quad (5.1)$$

όπου A_j κάποιο από τα χαρακτηριστικά των σεναρίων (αδράνεια, πρωτεύουσα εφεδρεία, κ.τ.λ.) και b_j το όριο του κανόνα. Το όριο που επιλέγεται είναι αυτό που επιτυγχάνει την καλύτερη επίδοση ως προς την καθαρότητα στα δημιουργούμενα υποσύνολα. Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται κατά την εκπαίδευση του ΔΑ και αφορούν την καθαρότητα των υποσυνόλων είναι συνήθως η εντροπία (E_c) ή ο δείκτης Gini. Όσο πιο μικροί είναι αυτοί οι δείκτες τόσο πιο καθαρό το υποσύνολο.

$$E_c = - \sum_j p_{jn} \log(p_{jn}) \quad (5.2)$$

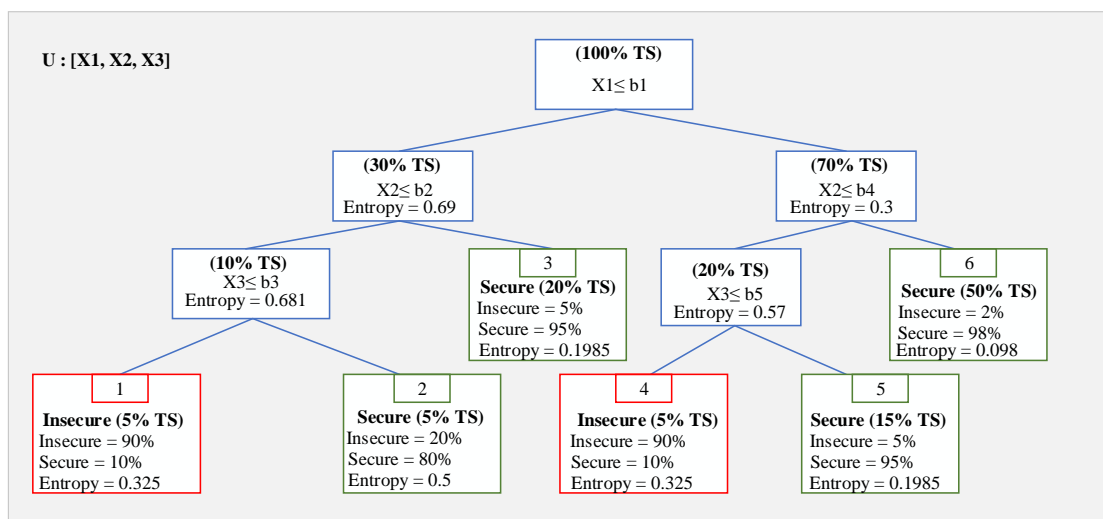
$$Gini = - \sum_j p_{jn}(1 - p_{jn}) \quad (5.3)$$

Στις σχέσεις (5.2)-(5.3) j είναι η κλάση (ασφαλής/ανασφαλής), η ο κόμβος που τοποθετείται το υποσύνολο και p_{jn} η πιθανότητα να ανήκει μία νέα πρόβλεψη στην κλάση j . Αυτή η πιθανότητα υπολογίζεται με βάση τον αριθμό των σεναρίων που τοποθετήθηκαν στον κόμβο η από κάθε κλάση.

Μετά το διαχωρισμό, δημιουργούνται δύο νέοι κόμβοι στο ΔΑ όπου τοποθετούνται τα σεναρία του αρχικού συνόλου εκπαίδευσης ανάλογα με τον κανόνα διαχωρισμού. Η διαδικασία στη συνέχεια επαναλαμβάνεται για τους νέους κόμβους. Σε κάθε κόμβο ελέγχεται εάν πρέπει να σταματήσει η διαδικασία διαχωρισμού των σεναρίων είτε θέτοντας όρια στην καθαρότητα του κόμβου, π.χ. ελέγχοντας αν η εντροπία είναι κάτω από ένα όριο, ή αν ο αριθμός των σεναρίων που υπάρχουν σε αυτό είναι κάτω από ένα προκαθορισμένο όριο. Σε αυτή την περίπτωση ο κόμβος χαρακτηρίζεται ως φύλλο και κατηγοριοποιείται (ασφαλής/ανασφαλής) με βάση την πολυπληθέστερη κλάση που περιέχει.

Για παράδειγμα στο ΔΑ στην Εικόνα 5.1 οι κανόνες για τον τερματισμό της επέκτασης ενός κόμβου είναι είτε να περιέχει αριθμό σεναρίων λιγότερα από 7% των συνολικών ή η εντροπία να είναι μικρότερη του 0.2. Έτσι, στους κόμβους 3,5,6 έχουμε ολοκλήρωση της επέκτασης του ΔΑ λόγω της μικρής εντροπίας και στους κόμβους 1,2,4 λόγω του μικρού αριθμού σεναρίων που περιέχουν.

Σύμφωνα με τη δομή του ΔΑ, σε κάθε φύλλο αντιστοιχεί μια αλυσίδα κανόνων, της μορφής «if-then-else». Κατά τη διαδικασία εκτίμησης της δυναμικής ασφάλειας, μία νέα λειτουργική κατάσταση τοποθετείται σε κάποιο φύλλο ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της αξιοποιώντας τους υπάρχοντες κανόνες ώστε να χαρακτηριστεί ως ασφαλής ή ανασφαλής.



Εικόνα 5.1 Παράδειγμα Δέντρου Απόφασης

Είναι πιθανό κατά την διαδικασία εκπαίδευσης να δημιουργηθεί ένα πολύπλοκο ΔΑ. Ένα πολύπλοκο ΔΑ μπορεί να οδηγήσει σε overfitting (υπερπροσαρμογή) στα

δεδομένα εκπαίδευσης έχοντας μικρή ικανότητα γενίκευσης σε νέα δεδομένα. Για να αποφευχθεί αυτό πραγματοποιείται “κλάδεμα” του δέντρου ώστε να μειωθεί η πολυπλοκότητα του λαμβάνοντας υπόψιν την απόδοση του δέντρου στην πρόβλεψη των σεναρίων του συνόλου εκπαίδευσης. Η συνήθης πρακτική είναι η εκπαίδευση ενός πολύπλοκου ΔΑ το οποίο στη συνέχεια “κλαδεύεται” μέχρι να επιτευχθεί ένας επιθυμητός συνδυασμός πολυπλοκότητας/απόδοσης.

Παρατηρείται πως ο παραπάνω αλγόριθμος αποφασίζει για τον αν θα γίνει επέκταση/κλάδεμα του ΔΑ σε κάθε κόμβο ξεχωριστά χωρίς να λαμβάνεται υπόψιν η συνολική επίδραση που υπάρχει στην συνολική απόδοση του ΔΑ. Οπότε η διαδικασία εκπαίδευσης του ΔΑ δεν είναι σίγουρο πως θα προσφέρει το βέλτιστο ΔΑ ως προς την απόδοση στην πρόβλεψη των σεναρίων του συνόλου εκπαίδευσης. Τα βασικά πλεονεκτήματα των ΔΑ για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας είναι ότι:

- κατασκευάζουν κατανοητούς κανόνες που εύκολα μπορεί να συνδέσει ο διαχειριστής με τις συνθήκες λειτουργίας,
- η διαδικασία εκπαίδευσης του είναι αρκετά γρήγορή,
- παρέχουν πληροφόρηση σχετικά με το ποια χαρακτηριστικά της λειτουργικής κατάστασης του συστήματος είναι περισσότερο σημαντικά για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας,
- η δομή των κανόνων απλών ΔΑ επιτρέπει την εύκολη υλοποίηση τους σε προβλήματα βελτιστοποίησης που στοχεύουν σε ασφαλή οικονομική διαχείριση του συστήματος.

Αντίθετα, τα μειονεκτήματα των ΔΑ είναι πως:

- η χρήση μόνο ενός χαρακτηριστικού σε κάθε κόμβο για την πρόβλεψη περιορίζει την απόδοση τους όταν η δομή του ΔΑ είναι απλή,
- οι κανόνες που προκύπτουν μπορεί να μην είναι οι βέλτιστοι καθώς δεν λαμβάνεται υπόψιν κατά την εξαγωγή τους η συνεισφορά στη συνολική απόδοση του ΔΑ,
- πολύπλοκα ΔΑ είναι δύσκολο να ενσωματωθούν σε προβλήματα βελτιστοποίησης της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος και μπορεί να αυξήσουν σημαντικά το υπολογιστικό φορτίο, μιας και για την ενεργοποίηση της αλυσίδας κανόνων που οδηγούν σε κάθε φύλλο πρέπει να εισαχθεί στην βελτιστοποίηση μια δυαδική μεταβλητή.
- τα δέντρα απόφασης δεν αντιμετωπίζουν επαρκώς προβλήματα διαχωρισμού μη τετραγωνισμένων περιοχών. Οι τετραγωνισμένες περιοχές διαχωρισμού που δημιουργούν ενδέχεται να μην προσεγγίζουν κατάλληλα τα μη γραμμικά όρια λειτουργίας.

5.3.2 Τεχνητά νευρωνικά δίκτυα

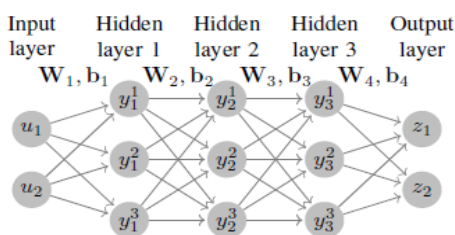
Η πιο συνηθισμένη μορφή τεχνητού νευρωνικού δικτύου (ΤΝΔ) που χρησιμοποιείται για την εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας είναι της μορφής πολυστρωματικών

νευρώνων (Multi-Layer Perceptron) εκπαιδευμένο με τον αλγόριθμο διόρθωσης σφάλματος (backpropagation) [127]. Ένα ΤΝΔ όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.2 αποτελείται από έναν αριθμό κρυμμένων στρωμάτων τα οποία περιέχουν έναν αριθμό νευρώνων, ο οποίος μπορεί να διαφέρει από στρώμα σε στρώμα. Τόσο ο αριθμός κρυμμένων στρωμάτων όσο και των νευρώνων σε αυτά είναι μια παράμετρος που πρέπει να καθορισθεί πριν την εκπαίδευση του ΤΝΔ.

Το ΤΝΔ δέχεται ως είσοδο (u) το διάνυσμα των χαρακτηριστικών κάθε σενάριου, δηλαδή τα χαρακτηριστικά της κατάστασης λειτουργίας για την περίπτωση της δυναμικής ασφάλειας. Ως έξοδο (τελευταίο στρώμα) έχει όσους νευρώνες είναι οι κλάσεις που προσπαθεί να προβλέψει (ασφαλής/ανασφαλής). Η πρόβλεψη εξαρτάται από τις συνδέσεις μεταξύ των νευρώνων η οποία γίνεται μέσω της σχέσης:

$$y_{k+1} = \Phi(W_{k+1}y_k + b_{k+1}) \quad (5.4)$$

όπου, y_k το διάνυσμα του στρώματος (layer) k (y_0 είναι το διάνυσμα εισόδου u), W_{k+1} ο πίνακας με τα βάρη που συνδέουν του νευρώνες του στρώματος k με το στρώμα $k+1$ και b_{k+1} το διάνυσμα που περιέχει σταθερές που περιλαμβάνονται στον υπολογισμό των τιμών του κάθε νευρώνα. Τέλος, κάθε νευρώνας στα κρυφά στρώματα εφαρμόζει μια μη γραμμική συνάρτηση ενεργοποίησης Φ στην είσοδο του για να υπολογίσει την έξοδο του.



Εικόνα 5.2 Τεχνητό νευρωνικό δίκτυο (ΤΝΔ) πολυστρωματικών νευρώνων

Για παράδειγμα, η συνάρτηση ενεργοποίησης ReLU (Rectifier Linear Unit) χρησιμοποιείται ευρέως σε εφαρμογές ΤΝΔ καθώς επιταχύνει τη διαδικασία εκπαίδευσης. Η συνάρτηση αυτή ουσιαστικά περνάει την τιμή y που φτάνει σε κάθε νευρώνα στο επόμενο στρώμα, όπως υπολογίζεται από τη σχέση $W_{k+1}y_k + b_{k+1}$, εάν είναι θετική αλλιώς κάνει την τιμή του y μηδέν.

Η πρόβλεψη γίνεται μέσω του υπολογισμού του διανύσματος εξόδου z_k . Για κάθε διάνυσμα εισόδου u υπολογίζεται μέσω των βαρών στους πίνακες W_{k+1} και των σταθερών b_{k+1} το διάνυσμα εξόδου z_k . Αν η τιμή του νευρώνα z_1 , ο οποίος αντιστοιχεί στη κλάση 1 (π.χ. ασφαλής λειτουργία) είναι μεγαλύτερος του νευρώνα z_2 , που αντιστοιχεί στην κλάση 2, τότε η είσοδος χαρακτηρίζεται σύμφωνα με την κλάση 1.

Η εκπαίδευση του ΤΝΔ αφορά τον υπολογισμό των βαρών στους πίνακες W_k και των σταθερών στα διανύσματα b_k ώστε να επιτυγχάνεται όσο το δυνατόν μικρότερο

σφάλμα μεταξύ των προβλέψεων που γίνονται στο σύνολο εκπαίδευσης και τις πραγματικές εξόδους του.

Η μέθοδος εκπαίδευσής που συνήθως εφαρμόζεται ονομάζεται αλγόριθμος διόρθωσης σφάλματος (backpropagation). Αυτός ο αλγόριθμος διατρέπει επαναληπτικά το ΤΝΔ αναπροσαρμόζοντας τα βάρη του ανάλογα με τον αν αύξησε ή μείωσε μία αντικειμενική συνάρτηση (π.χ. συνάρτηση ελαχίστων τετραγώνων των σφαλμάτων των προβλέψεων και τον πραγματικών εξόδων) στην προηγούμενη επανάληψη. Η ύπαρξη των μη γραμμικών συναρτήσεων ενεργοποίησης στα ΤΝΔ δεν εξασφαλίζουν κατά την εκπαίδευση του ΤΝΔ πως θα βρεθεί η βέλτιστη λύση για τα κέρδη του.

Πριν την εκπαίδευση πρέπει να καθοριστούν τα κρυμμένα στρώματα και οι νευρώνες που περιέχουν τα ΤΔΝ. Η επιλογή έχει να κάνει με την σχέση απόδοσης κατά την εκπαίδευση και την γενίκευση σε νέα σενάρια. Πολύπλοκά ΝΔ μπορεί να επιτύχουν υψηλή απόδοση κατά την εκπαίδευση αλλά να μην έχουν υψηλή δυνατότητα γενίκευσης.

Συμπερασματικά, τα βασικά πλεονεκτήματα των ΤΝΔ πολυστρωματικών νευρώνων (Multi-Layer Perceptron) είναι ότι:

- έχουν υψηλή απόδοση στην πρόβλεψη μη γραμμικών μοντέλων
- μπορούν να εκπαιδεύονται σε πραγματικό χρόνο

Τα βασικά τους μειονεκτήματα είναι ότι:

- η εκπαίδευση του ΤΝΔ δεν είναι βέβαιο πως δίνει το βέλτιστο ΤΝΔ,
- χρειάζεται ένας προκαθορισμός του διαφόρων παραμέτρων, όπως τα εσωτερικά στρώματα και ο αριθμός των νευρώνων που θα έχουν, που δεν είναι βέβαιο πως επηρεάζουν την γενίκευση και την απόδοση,
- δεν δίνουν κανόνες εύκολα κατανοητούς συγκριτικά με τα ΔΑ,
- δεν είναι εύκολο να ενσωματωθούν σε προβλήματα βελτιστοποίησης για την εύρεση της βέλτιστης ασφαλούς λειτουργίας, λόγω των μη γραμμικών εξισώσεων ενεργοποίησης.

5.3.3 Μηχανές διανυσμάτων υποστήριξης

Οι μηχανές διανυσμάτων υποστήριξης (ΜΔΥ) έχουν αξιοποιηθεί σε προβλήματα εκτίμησης της δυναμικής ασφάλειας [122]. Στο πρόβλημα δυναμικής ασφάλειας οι ΜΔΥ έχουν ως στόχο την εύρεση του βέλτιστου υπερεπιπέδου που θα διαχωρίσει τα σενάρια εκπαίδευσης ανάλογα με τις κλάσεις τους. Αυτό το υπερεπίπεδο είναι της μορφής:

$$w^T u + w_0 \begin{cases} \leq -1, & \text{αν } u \in C_1 \\ \geq 1, & \text{αν } u \in C_2 \end{cases} \quad (5.5)$$

Οπότε ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της εισόδου u υπολογίζεται μέσω των βαρών αν βρίσκεται στην κατηγορία C_1 (π.χ. ασφαλής λειτουργία) ή C_2 . Σε δύο γραμμικά

διαχωρίσιμες κλάσεις μπορεί να υπάρχει άπειρος αριθμός υπερεπιπέδων που τις διαχωρίζει. Η επιλογή του υπερεπιπέδου γίνεται με το κριτήριο της μεγιστοποίησης της απόστασης του κοντινότερου σημείου κάθε κλάσης από το υπερεπίπεδο διαχωρισμού μέσω ενός προβλήματος βελτιστοποίησης.

Η απόσταση (Γ) του πιο κοντινού σημείου κάθε κλάσης με το υπερεπίπεδο $w^T x + w_0$ δίνεται από τον τύπο (5.6), με την ελάχιστη απόστασή κάθε σημείου να επηρεάζεται από τον όρο $1/\|w\|$. Επομένως, για την μεγιστοποίηση της απόστασης πρέπει να μειωθεί ο όρος $\|w\|$ ο οποίος είναι η ευκλείδεια νόρμα των βαρών. Παράλληλα, η τήρηση του υπερεπιπέδου από τα σενάρια σύμφωνα με τις κλάσεις τους εξασφαλίζεται από τον περιορισμό (5.7):

$$\Gamma = \frac{|w^T u + w_0|}{\|w\|} \quad (5.6)$$

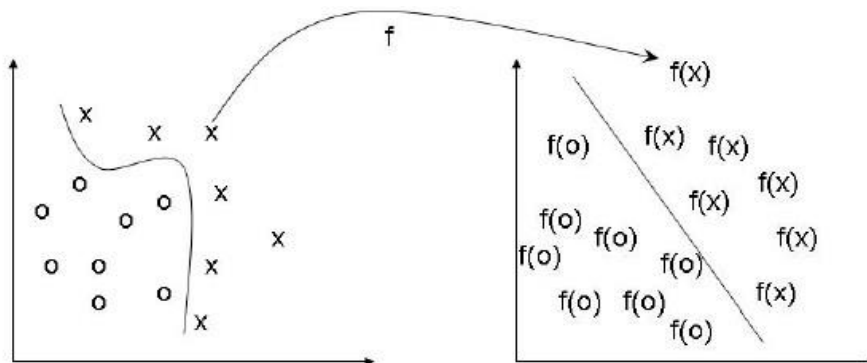
$$d_i(w^T u_i + w_0) \geq 1, \forall i \in \Omega_N \quad (5.7)$$

όπου d_i η κλάση του σεναρίου i (-1 : αν $x \in C_1$ και 1 αν $x \in C_2$), u_i τα χαρακτηριστικά κάθε σεναρίου και Ω_N το σύνολο εκπαίδευσης. Επειδή μπορεί να μην είναι εφικτός ο γραμμικός διαχωρισμός των κλάσεων, λόγω ακραίων σημείων κάθε κλάσης, εισάγονται μεταβλητές στο πρόβλημα βελτιστοποίησης που επιτρέπουν την παραβίαση του περιορισμού με κόστος στην συνολική αντικειμενική συνάρτηση. Το πρόβλημα υπολογισμού των ΜΔΥ λαμβάνει επομένως τη μορφή:

$$\min \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i \in \Omega_N} \xi_i \quad (5.8)$$

$$\text{Υ.Π.Τ } d_i(w^T u_i + w_0) \geq 1 - \xi_i, \forall i \in \Omega_N \quad (5.9)$$

Όμως τα περισσότερα προβλήματα που καλούνται να διαχωρίσουν οι ΜΔΥ είναι μη γραμμικά και ο διαχωρισμός τους με ένα υπερεπίπεδο μπορεί να μην προσφέρει ικανοποιητικά αποτελέσματα. Έτσι στις ΜΔΥ χρησιμοποιούνται μη γραμμικοί μετασχηματισμοί $f(x)$ οι οποίοι μεταφέρουν τις μεταβλητές εισόδου σε ένα νέο επίπεδο στο οποίο μπορεί να είναι γραμμικά διαχωρίσιμες.



Εικόνα 5.3 Απεικόνιση των δεδομένων εισόδου σε νέο χώρο με χρήση συνάρτησης f

Ο περιορισμός (5.7) γίνεται της μορφής:

$$d_i(w^T f(u_i) + w_0) \geq 1 - \xi_i, \forall i \in \Omega_N \quad (5.10)$$

Μετατρέποντας το πρόβλημα στο δυικό του ισοδύναμο προκύπτει το παρακάτω πρόβλημα:

$$\max \sum_{i \in \Omega_N} \lambda_i - \frac{1}{2} \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{j \in \Omega_N} \lambda_i \lambda_j d_i d_j f(u_i)^T f(u_j) \quad (5.11)$$

$$0 \leq \lambda_i \leq C, \forall i \in \Omega_N \quad (5.12)$$

$$\sum_{i \in \Omega_N} \lambda_i d_i = 0 \quad (5.13)$$

Στο παραπάνω πρόβλημα το γινόμενο $f(u_i)^T f(u_j)$ αντικαθίσταται από μία συνάρτηση πυρήνα (kernel function). Οι συνηθέστερες συναρτήσεις πυρήνα είναι:

$$\text{Γκαουσιανή RBF: } K(x_i, x_j) = e^{-\gamma \|x_i - x_j\|^2} \quad (5.14)$$

$$\text{Σιγμοειδής: } K(x_i, x_j) = \tanh(\gamma x_i x_{j+1}) \quad (5.15)$$

$$\text{Πολυωνυμική: } K(x_i, x_j) = (x_i x_j + 1)^p \quad (5.16)$$

$$\text{Γραμμική: } K(x_i, x_j) = x_i x_j \quad (5.17)$$

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι Quadratic Programming (τετραγωνικού προγραμματισμού) και μπορεί να λυθεί από εμπορικά λογισμικά τα οποία εξασφαλίζουν τη βέλτιστη λύση. Οι παράμετροι που πρέπει να επιλέξει ο χρήστης πριν την εφαρμογή είναι το κόστος C δηλαδή πόσο πιο αυστηρά κοστολογεί την τοποθέτηση ενός σεναρίου σε λάθος κλάση, η συνάρτηση πυρήνα και οι παράμετροι της συνάρτησης, π.χ. παράμετρος γ για την RBF. Καθώς η συνάρτηση πυρήνα χρησιμοποιείται στην πρόβλεψη ο ταξινομητής είναι μη γραμμικός, επομένως δύσκολα εντάσσεται σε προβλήματα βελτιστοποίησης για την αξιοποίηση του κανόνα.

Τα βασικά πλεονεκτήματα των ΜΔΥ είναι ότι:

- η ικανότητά τους να εκπαιδεύονται είναι ανεξάρτητη από τα χαρακτηριστικά του χώρου του διανύσματος εισόδου,
- πετυχαίνουν την βέλτιστη λύση κατά την εκπαίδευση,
- έχουν υψηλή απόδοση στην πρόβλεψη μη γραμμικών μοντέλων.

Τα βασικά μειονεκτήματα είναι ότι:

- Χρειάζεται ένας προκαθορισμός διάφορων παραμέτρων που δεν είναι εμφανές πως επηρεάζουν την ικανότητα γενίκευσης του ταξινομητή,
- χρησιμοποιείται μόνο ένα υπερεπίπεδο για τον διαχωρισμό των κλάσεων.

- παράγει λιγότερο κατανοητούς κανόνες συγκριτικά με τα ΔΑ,
- δεν είναι εύκολο να ενσωματωθούν σε προβλήματα βελτιστοποίησης ώστε να υπολογιστεί η βέλτιστη δράση για την επαναφορά της δυναμικής ασφάλειας λόγω της μη γραμμικής συνάρτησης πυρήνα.

5.4 Βέλτιστα δέντρα απόφασης

Οι μεθοδολογίες επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης που αναφέρθηκαν μπορεί να εξάγουν κανόνες που εφαρμόζονται δύσκολα για την επαναφορά του συστήματος σε ασφαλείς συνθήκες (ΤΝΔ, ΜΔΥ) ή λόγω της απλότητας τους (αξιοποίηση μόνο ενός χαρακτηριστικού σε κάθε κανόνα στα ΔΑ) να μην πετυχαίνουν υψηλή απόδοση. Επίσης είναι δύσκολο να βρεθεί η συσχέτιση μεταξύ της δομής του ταξινομητή που θα δημιουργηθεί και της ικανότητας του για γενίκευση σε νέα δεδομένα. Παράλληλα, μεταξύ των ταξινομητών μόνο οι ΜΔΥ κατά την εκπαίδευση τους πετυχαίνουν την βέλτιστη λύση, χρησιμοποιώντας όμως μόνο ένα κανόνα ταξινόμησης.

Τα Βέλτιστα Δένδρα Απόφασης (ΒΔΑ) (Optimal Classification Trees) προτάθηκαν το 2015 ως εναλλακτική των ΔΑ και μπορούν να εκτιμήσουν τη βέλτιστη δομή του ΔΑ [128]. Τα ΒΔΑ έχουν αξιοποιηθεί στην εκτίμηση δυναμικής ασφάλειας [129] αλλά και στην εξαγωγή κανόνων για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος **Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε.**, όπου πετυχαίνουν υψηλά επίπεδα ακρίβειας στην αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας παράγοντας γραμμικούς κανόνες που μπορούν να αξιοποιηθούν από τον διαχειριστή για την διασφάλιση ασφαλούς λειτουργίας σε προβλήματα βελτιστοποίησης.

Τα ΒΔΑ ως ταξινομητές έχουν την ίδια λογική με τα ΔΑ, προσπαθώντας μέσω της μοντελοποίησης τους να αντισταθμίσουν τα κύρια μειονεκτήματα που υπάρχουν στα ΔΑ. Το βασικό μειονέκτημα των συμβατικών ΔΑ πηγάζει από την ίδια τη δομή του αλγορίθμου τους, που ευνοεί την ταχύτητα εκπαίδευσης του δένδρου. Συγκεκριμένα, αφορά την διαδικασία εκπαίδευσης στην οποία αποφασίζεται ξεχωριστά σε κάθε κόμβο του δέντρου, από πάνω προς τα κάτω (top-down), αν θα χωριστεί το σύνολο εκπαίδευσης και με ποια κριτήρια, χωρίς να λαμβάνεται υπόψιν πως θα επηρεαστεί στη συνέχεια η συνολική δομή του δέντρου. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε δένδρα που δεν αποτυπώνουν κατάλληλα τα χαρακτηριστικά του συνόλου εκπαίδευσης οδηγώντας σε μειωμένη απόδοση στην αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας. Στην συνέχεια όπως αναφέρθηκε νωρίτερα, πραγματοποιείται “κλάδεμα” του δέντρου ώστε να μειωθεί η πολυπλοκότητα του λαμβάνοντας υπόψιν την απόδοση του δέντρου. Η λύση που προτείνεται στα ΒΔΑ είναι η διαμόρφωση ολόκληρου του ΔΑ σε ένα μόνο βήμα μέσω ενός προβλήματος βελτιστοποίησης [128].

Για την εκπαίδευση του δέντρου έχουμε ένα σύνολο με n σενάρια εκπαίδευσης (X, Y) , κάθε ένα από τα οποία περιέχει p χαρακτηριστικά $x_i \in R^p$ και μια κατηγορία για την

κλάση του, π.χ. ασφαλές ή ανασφαλές σενάριο. Ένα δέντρο αποφάσεων περιέχει κόμβους οι οποίοι μπορεί να είναι παρακλάδια του δέντρου ή φύλλα του δέντρου. Στους κόμβους που είναι παρακλάδια του δέντρου το σύνολο εκπαίδευσης διαιρείται σύμφωνα με ένα κανόνα $a^T X = b$. Αν ισχύει ότι $a^T X \leq b$ για κάποιο σενάριο του συνόλου εκπαίδευσης τότε τοποθετείται στον αριστερό κλάδο αλλιώς στον δεξιό. Στους συνηθισμένους αλγορίθμους εκπαίδευσης δέντρων αποφάσεων, π.χ. CART, ο κανόνας περιλαμβάνει μόνο ένα από τα χαρακτηριστικά οπότε στο διάνυσμα a ένα μεμονωμένο στοιχείο του θα είναι 1 και όλα τα άλλα θα είναι 0. Το ΒΔΑ μπορεί να χρησιμοποιεί κανόνες που περιέχουν ένα γραμμικό συνδυασμό των χαρακτηριστικών, οδηγώντας σε καλύτερο διαχωρισμό του συνόλου εκπαίδευσης.

Οι κόμβοι φύλλων χαρακτηρίζονται από μια ετικέτα κατηγορίας σύμφωνα με την πολυπληθέστερη κλάση των σεναρίων που καταλήγουν στο συγκεκριμένο φύλλο. Τα σενάρια τα οποία καταλήγουν σε φύλλο αντίθετης ετικέτας αποτελούν το σφάλμα της ταξινόμησης. Το πρόβλημα που προσπαθεί να λύσει ο αλγόριθμος ΒΔΑ είναι η ελαχιστοποίηση του σφάλματος ταξινόμησης ενώ προσπαθεί να διατηρήσει παράλληλα όσο πιο απλή δομή γίνεται στο ΔΑ. Κατά την εκπαίδευση πρέπει να παρθούν οι βέλτιστες αποφάσεις για:

- a. το διαχωρισμό του συνόλου εκπαίδευσης σε κάθε κόμβο διακλάδωσης,
- b. την τοποθέτηση σεναρίων και της ετικέτας κλάσης σε κάθε κόμβο φύλλων,
- c. τους κανόνες με τους οποίους θα διαχωρίζεται το σύνολο εκπαίδευσης.

Η αντικειμενική συνάρτηση που προσπαθεί να μειώσει ο αλγόριθμος είναι η (5.18):

$$\min \frac{1}{\hat{L}} \sum_{t \in \Omega_L} L_t + a \sum_{t \in \Omega_B} d_t \quad (5.18)$$

Ο πρώτος όρος σχετίζεται με την απόδοση του ΔΑ ως προς την ταξινόμηση των σεναρίων. Ως L_t ορίζεται το σφάλμα ταξινόμησης σε ένα κόμβο t που ανήκει στο σύνολο των φύλλων του ΔΑ (Ω_L). \hat{L} είναι ο πληθυσμός της επικρατούσας κλάσης στο σύνολο εκπαίδευσης. Ο δεύτερος όρος σχετίζεται με την πολυπλοκότητα του δέντρου καθώς προσπαθεί να μειώσει τον αριθμό των διαχωρισμών του συνόλου εκπαίδευσης. Η μεταβλητή d_t είναι δυαδική και αφορά τον διαχωρισμό του συνόλου εκπαίδευσης σε ένα κόμβο t , που ανήκει στο σύνολο των κόμβων που είναι παρακλάδια (Ω_B). Όσο περισσότεροι διαχωρισμοί γίνουν τόσο πιο πολύπλοκη η δομή του ΔΑ. Ο όρος a είναι το βάρος που καθορίζει τη σχέση μεταξύ της πολυπλοκότητας του ΔΑ και της ακρίβειας του.

Στους κόμβους φύλλων πρέπει να καθορίζεται η κλάση ανάλογα με τα σενάρια που έχουν καταλήξει σε αυτά. Οι μεταβλητές που πρέπει να καθοριστούν σε κάθε φύλλο είναι ο πληθυσμός των σεναρίων που καταλήγουν σε αυτό N_t , ο πλυθησμός των σεναρίων που είναι «ανασφαλή» N_{1t} , το σφάλμα ταξινόμησης L_t και η ετικέτα του κόμβου C_t (0: ασφαλής, 1: ανασφαλής). Επίσης με χρήση της δυαδικής μεταβλητής z_{it} καθορίζεται αν το σενάριο i που ανήκει στο σύνολο εκπαίδευσης Ω_N καταλήγει

στο φύλλο t του συνόλου των φύλλων Ω_L (0: δεν ανήκει, 1: ανήκει). Η σχέση μεταξύ των παραπάνω μεταβλητών εξασφαλίζεται μέσω των περιορισμών (5.19)-(5.24) που εντάσσονται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\sum_{i \in \Omega_N} z_{it} = N_t, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.19)$$

$$\sum_{i \in \Omega_N} z_{it} Y_i = N_{1t}, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.20)$$

$$L_t \geq N_t - N_{1t} - n \cdot (1 - C_t), \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.21)$$

$$L_t \geq N_{1t} - n \cdot C_t, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.22)$$

$$L_t \leq N_t - N_{1t} + n \cdot C_t, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.23)$$

$$L_t \leq N_{1t} + n \cdot (1 - C_t) \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.24)$$

Στον περιορισμό (5.19) υπολογίζεται ο συνολικός πληθυσμός σε ένα φύλλο. Ο περιορισμός (5.20) υπολογίζει το συνολικό αριθμό «ανασφαλών» σεναρίων στο φύλλο t χρησιμοποιώντας την ετικέτα κάθε σεναρίου εκπαίδευσης Y_i (0: ασφαλής, 1: μη ασφαλής). Οι περιορισμοί (5.21)-(5.24) εξασφαλίζουν ότι ένα φύλλο χαρακτηρίζεται ανάλογα με την επικρατούσα κλάση στα σενάκια που έχουν καταλήξει σε αυτό και επίσης υπολογίζουν και το σφάλμα ταξινόμησης. Αν για παράδειγμα ένα φύλλο χαρακτηριστεί ως ασφαλές, τότε θα ισχύει ότι $C_t=0$. Σε αυτή την περίπτωση θα ισχύει ότι:

$$L_t \geq (N_t - N_{1t}) - n \leq 0 \text{ (από (5.21))} \quad (5.25)$$

$$L_t \leq N_{1t} + n \text{ (από (5.24))} \quad (5.26)$$

$$N_t - N_{1t} \geq L_t \geq N_{1t} \text{ (από (5.22) και (5.23))} \quad (5.27)$$

Η σχέση (5.25) εξασφαλίζεται πάντα καθώς ο αριθμός των «ασφαλών» σεναρίων είναι πάντα μικρότερος ίσος του συνολικού αριθμού των σεναρίων n καθώς το σφάλμα ταξινόμησης ορίζεται ως μη αρνητικός αριθμός. Ομοίως πάντα θα ισχύει και η σχέση (5.26) καθώς το σφάλμα ταξινόμησης είναι μικρότερο από τον συνολικό αριθμό σεναρίων n . Η (5.27) εξασφαλίζει ότι τα «ασφαλή» σενάκια ($N_t - N_{1t}$) σε ένα φύλλο t είναι περισσότερα ή ίσα με τα «μη ασφαλή» N_{1t} οπότε σωστά χαρακτηρίζεται το φύλλο ως «ασφαλές» ($C_t=0$). Εξαιτίας του πρώτου όρου της αντικειμενικής συνάρτησης το σφάλμα ταξινόμησης θα γίνει ίσο με N_{1t} , δηλαδή το πλήθος ανασφαλών σεναρίων που τοποθετούνται στο ασφαλές φύλλο, που είναι η ελάχιστη τιμή που μπορεί να λάβει λόγω της (5.27). Αντίστοιχοι περιορισμοί για $C_t=1$ καθορίζουν ότι σε ένα φύλλο που χαρακτηρίζεται ως «ανασφαλές» θα ισχύει πως τα μη ασφαλή σενάκια N_{1t} θα είναι περισσότερα από τα «ασφαλή» ($N_t - N_{1t}$) και το

σφάλμα ταξινόμησης θα είναι ίσο με τον αριθμό των «ασφαλών» σεναρίων στο φύλλο.

Σε ένα ΔΑ συνήθως καθορίζεται και ένας ελάχιστος αριθμός σεναρίων στα φύλλα που αξιοποιούνται για την εκτίμηση κατάστασης, ώστε να είναι απλούστερη η δομή του ΔΑ. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του περιορισμού (5.28). Η μεταβλητή l_t καθορίζει εάν ένα φύλλο περιέχει σεσάρια (0: δεν περιέχει, 1: περιέχει). Η ίδια μεταβλητή χρησιμοποιείται στον περιορισμό (5.29) ώστε να εξασφαλίσει πως κανένα σεσάριο δεν τοποθετείται σε κάποιο φύλλο που είναι άδειο. Τέλος ο περιορισμός (5.30) εξασφαλίζει πως κάθε σεσάριο i τοποθετείται μόνο σε ένα φύλλο.

$$\sum_{i \in \Omega_N} z_{it} \geq l_t \cdot N_{min}, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.28)$$

$$\sum_{i \in \Omega_N} z_{it} \leq l_t \cdot n, \quad \forall t \in \Omega_L \quad (5.29)$$

$$\sum_{t \in T_L} z_{it} = 1, \quad \forall i \in \Omega_N \quad (5.30)$$

Παράλληλα πρέπει να καθοριστούν και οι κανόνες που ορίζουν τον διαμοιρασμό των σεναρίων του συνόλου εκπαίδευσης στα φύλλα του ΔΑ. Οι περιορισμοί που εισάγονται στο πρόβλημα για αυτό το λόγο είναι οι (5.31)-(5.36):

$$d_t \leq dp_t, \quad t \in \Omega_B \setminus \{1\} \quad (5.31)$$

$$-\hat{a}_{jt} \leq a_{jt} \leq \hat{a}_{jt}, \quad \forall t \in \Omega_B \quad (5.32)$$

$$0 \leq b_t \leq d_t, \quad \forall t \in \Omega_B \quad (5.33)$$

$$\sum_{j \in \Omega_v} \hat{a}_{jt} \leq d_t \cdot n_v, \quad \forall t \in \Omega_B \quad (5.34)$$

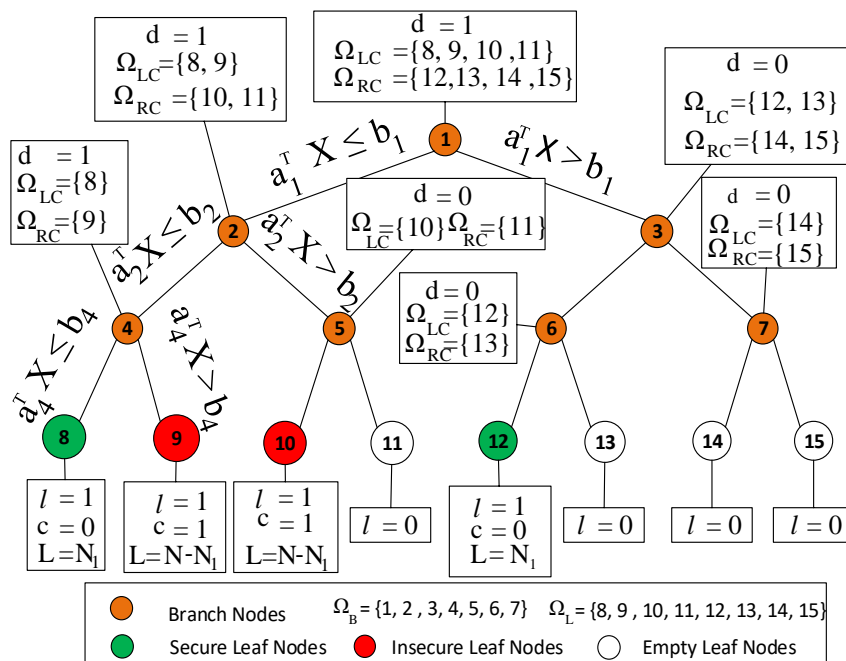
$$a_t^T X_i \leq b_t + M \left(1 - \sum_{t \in \Omega_{LC}} z_{it} \right), \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_B \quad (5.35)$$

$$a_t^T X_i \geq b_t + e + M \left(1 - \sum_{t \in \Omega_{RC}} z_{it} \right), \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_B \quad (5.36)$$

Ο διαχωρισμός των σεναρίων στα φύλλα καθορίζεται όπως προαναφέρθηκε στους κόμβους διακλάδωσης μέσω της δυαδικής μεταβλητής d_t (1: γίνεται διαχωρισμός των σεναρίων, 0: δεν γίνεται διαχωρισμός των σεναρίων). Ο περιορισμός (5.31) εφαρμόζεται σε όλους τους κόμβους διακλάδωσης (Ω_B) εκτός του αρχικού και δεν επιτρέπει την διακλάδωση σε ένα κόμβο εαν ο γονικός του κόμβος (parent node) δεν έχει και αυτός χωρίσει το σύνολο εκπαίδευσης.

Ο διαχωρισμός μέσω του συνόλου εκπαίδευσης γίνεται μέσω ενός υπερεπιπέδου $a_t^T X_i = b_t$. Οι μεταβλητές a_t είναι τα κέρδη για κάθε χαρακτηριστικό των σεναρίων και λαμβάνουν τιμές στο $[-1,1]$ ενώ η μεταβλητή b_t λαμβάνει τιμές στο $[0,1]$. Οι μεταβλητές \hat{a}_{jt} είναι η απόλυτη τιμή των αντίστοιχων μεταβλητών a_{jt} όπως φαίνεται στον περιορισμό (5.32) και χρησιμοποιούνται στον περιορισμό (5.34) που εξωθεί τις τιμές τους στο μηδέν αν δεν διαχωρίζεται το σύνολο εκπαίδευσης στον κόμβο. Η τιμή n_v στον ίδιο περιορισμό αφορά τον αριθμό των χαρακτηριστικών των σεναρίων. Ομοίως ο περιορισμός (5.33) ωθεί το b_t στο μηδέν αν δεν γίνεται διαχωρισμός των σεναρίων στον συγκεκριμένο κόμβο t .

Οι ανισώσεις (5.35)-(5.36) εφαρμόζονται για κάθε σενάριο σε κάθε κόμβο διακλάδωσης και καθορίζουν τους κανόνες με τους οποίους τοποθετούνται τα σενάρια στα φύλλα. Αν ένα φύλλο ανήκει στο σύνολο των φύλλων που προκύπτει από διαχωρισμό ενός κόμβου διακλάδωσης προς τα αριστερά (Ω_{LC}) τότε η μεταβλητή z_{it} θα είναι ίση με 1 οπότε το τμήμα $M(1 - \sum_{t \in \Omega_{LC}} z_{it})$, όπου M ένας μεγάλος αριθμός, θα γίνει ίσο με το 0 και για το σενάριο αυτό θα πρέπει να ισχύει $a_t^T X_i \leq b_t$. Ομοίως για το σύνολο των φύλλων που προκύπτουν από διακλάδωση προς τα δεξιά θα πρέπει να ισχύει $a_t^T X_i \geq b_t + e$, όπου e ένας μικρός αριθμός. Αν το σενάριο δεν βρίσκεται σε κάποιο από τα φύλλα ο όρος $M(1 - \sum_{t \in \Omega_{LC}} z_{it})$ εξασφαλίζει ότι η ανίσωση θα ισχύει πάντα. Ένα ΒΔΑ αποφάσεων παρουσιάζεται στην Εικόνα 5.4.

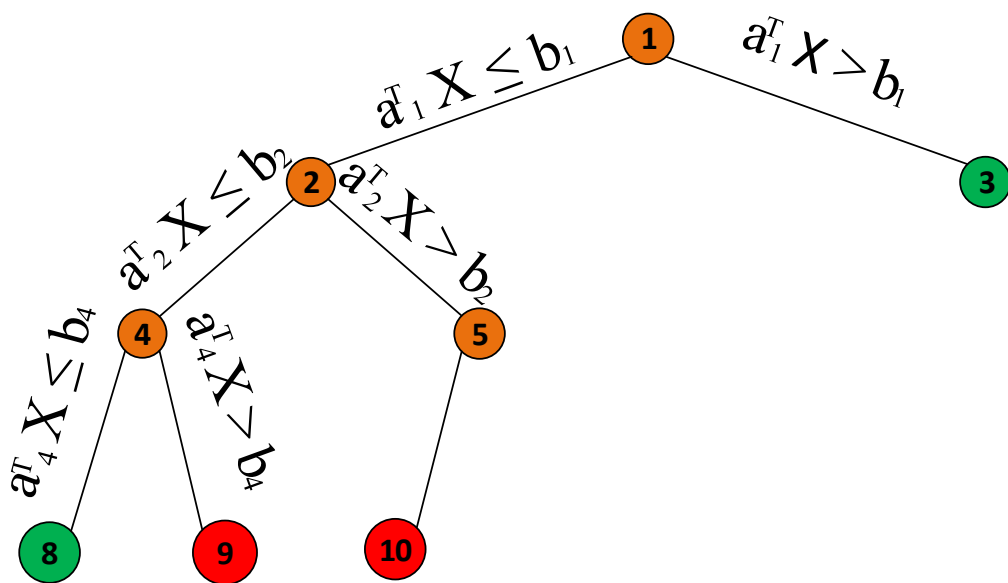


Εικόνα 5.4 Απεικόνιση ΒΔΑ.

Όταν εφαρμοστεί η ανίσωση (5.35) στον κόμβο 1 θα ωθήσει τα σενάρια που ανήκουν στα φύλλα 8-11 να επαληθεύουν τη σχέση $a_1^T X \leq b_1$. Ομοίως για τον κόμβο 2 θα πρέπει για τα σενάρια που ανήκουν στα φύλλα 8-9 να ισχύει ότι $a_2^T X \leq b_2$ και για

τον κόμβο 4 ότι ισχύει $a_4^T X \leq b_4$ για τα σενάρια που ανήκουν στο φύλλο 8. Οπότε συνολικά τα σενάρια που ανήκουν στον κόμβο 8 θα πρέπει να πληρούν και τις 3 ανισώσεις.

Αν σε ένα κόμβο διακλάδωσης δεν γίνεται διαχωρισμός ($d_t = 0$), οπότε θα ισχύει ότι τα βάρη και το όριο του περιορισμού θα είναι μηδέν λόγω των περιορισμών (5.32) - (5.34), οι ανισώσεις (5.35)-(5.36) τοποθετούν όλα τα σενάρια στα αριστερά τους φύλλα. Στην Εικόνα 5.4 δεν γίνεται διαχωρισμός στους κόμβους 3 και 6 αναγκαστικά όλα τα σενάρια θα τοποθετηθούν στο φύλλο 12. Για το ίδιο φύλλο όμως θα ισχύει ότι $a_1^T X > b_1$ λόγω του περιορισμού (5.36) που θα εφαρμοστεί στον κόμβο 1. Έτσι η δομή του ΒΔΑ ουσιαστικά απλοποιείται όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.5.



Εικόνα 5.5 Τελική μορφή ΒΔΑ.

Το πρόβλημα εκπαίδευσης ΒΔΑ είναι ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης με ακέραιες μεταβλητές (Mixed Integer Linear Programming) για το οποίο μπορεί να βρεθεί το ολικό ελάχιστο με τη χρήση εμπορικών λογισμικών. Ουσιαστικά αυτή η μεθοδολογία προσπαθεί να βρει το βέλτιστο σύνολο γραμμικών κανόνων που αξιολογεί με μεγαλύτερη ακρίβεια την κατάσταση του συστήματος στο σύνολο εκπαίδευσης ενώ παράλληλα προσπαθεί να περιορίσει το πλήθος τους. Η συνολική μορφή του προβλήματος είναι η ακόλουθη:

$$\min_{C_{it}, N_t, N_{1t}, z_{it}, l_t, L_t, d_t, \hat{a}_{jt}, a_{jt}, b_t} \left(\frac{1}{\bar{L}} \sum_{t \in \Omega_L} L_t + a \sum_{t \in \Omega_B} d_t \right)$$

Υ.Π.Τ. (5.19)-(5.24), (5.28)-(5.36)

Οι παράμετροι εισόδου είναι το μέγιστο βάθος του δέντρου, η παράμετρος a και το ελάχιστο πλήθος σεναρίων σε φύλλα που περιέχουν σενάρια. Το βασικό μειονέκτημα

του συγκεκριμένου αλγορίθμου είναι ο χρόνος εκπαίδευσης ο οποίος είναι σημαντικά μεγαλύτερος σε σχέση με τους ήδη υπάρχοντες αλγορίθμους, π.χ. CART. Όμως η εκπαίδευση του αλγορίθμου γίνεται πριν την εφαρμογή του για την εκτίμηση της ασφάλειας σε πραγματικό χρόνο. Για την εφαρμογή του σε συνθήκες πραγματικού χρόνου δεν υπάρχει κάποιο μειονέκτημα καθώς οι βέλτιστοι κανόνες που έχουν προκύψει μπορούν με μία «If-Then-Else» λογική όπως τα ΔΑ να εκτιμήσουν αν η κατάσταση του συστήματος είναι ασφαλής.

5.5 Δημιουργία συνόλου δεδομένων για την εκπαίδευση των αλγορίθμων μηχανικής μάθησης

Για την ανάπτυξη ενός ταξινομητή που χρησιμοποιεί τεχνικές μηχανικής μάθησης απαιτείται η δημιουργία μιας βάσης δεδομένων που αποτελείται από διαφορετικά σενάρια της λειτουργίας του συστήματος. Η επιλογή των σεναρίων είναι ζωτικής σημασίας καθώς θα επηρεάσουν την ποιότητα των κανόνων που θα προκύψουν από την εκάστοτε μέθοδο. Ιστορικά δεδομένα του συστήματος μπορούν να χρησιμοποιηθούν, συνήθως όμως περιορισμένες καταγραφές υπάρχουν από τους διαχειριστές ΜΔΝ που μπορούν να αξιοποιηθούν για την κατηγοριοποίηση της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας. Επομένως, η δημιουργία της βάσης που θα περιέχει τα σύνολα των σεναρίων βασίζεται στην εκτέλεση προσομοιώσεων για διαφορετικά σενάρια λειτουργίας.

Για την δημιουργία αυτής της βάσης σεναρίων χρειάζεται να παραχθούν σενάρια τα οποία θα περιγράφουν όσο καλύτερα γίνεται τον χώρο κατάστασης των διαφόρων μεταβλητών (μέγεθος διαταραχής, αδράνεια συστήματος, επίπεδα πρωτεύουσας εφεδρείας, επίπεδα εφεδρείας επικουρικών υπηρεσιών ΑΠΕ, κ.τ.λ.). Συνήθως χρησιμοποιούνται στατιστικές μέθοδοι όπως η τεχνική Latin Hypercube Sampling ώστε να εξαχθούν σενάρια από διάφορα σημεία του χώρου κατάστασης. Για να επιτευχθεί η επιλογή καταλληλότερων σεναρίων, στην [131] προτείνεται η μείωση του χώρου κατάστασης στον οποίο επιλέγονται τα σενάρια μέσω της κυρτής αναπαράστασης της ροής φορτίου, για το πρόβλημα ταξινόμησης ασφάλειας στην AC ροή φορτίου. Η επιλογή αυτή βασίζεται στην λογική πως ένα σενάριο που δεν πληροί τους περιορισμούς της κυρτής αναπαράστασης της ροής φορτίου σίγουρα δεν θα είναι εντός του ασφαλή χώρου λειτουργίας της αναλυτικής μη γραμμικής AC ροής φορτίου. Με αυτό τον τρόπο μειώνεται δραστικά ο χώρος στον οποίο πρέπει να επιλέξουμε τα σενάρια λειτουργίας. Παράλληλα προτείνεται στην ίδια εργασία και η μέθοδος κατευθυνόμενων περιπάτων (directed walks) ώστε να παραχθεί η πλειοψηφία των σεναρίων κοντά στο όριο λειτουργίας.

Σε αντίστοιχη λογική για το πρόβλημα της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας στα ΜΔΝ, υπάρχουν γραμμικοί κανόνες λειτουργίας, παραβίαση των οποίων οδηγεί σε σενάρια λειτουργίας σίγουρα ανασφαλή. Αυτοί οι κανόνες προέρχονται από την αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης (5.37):

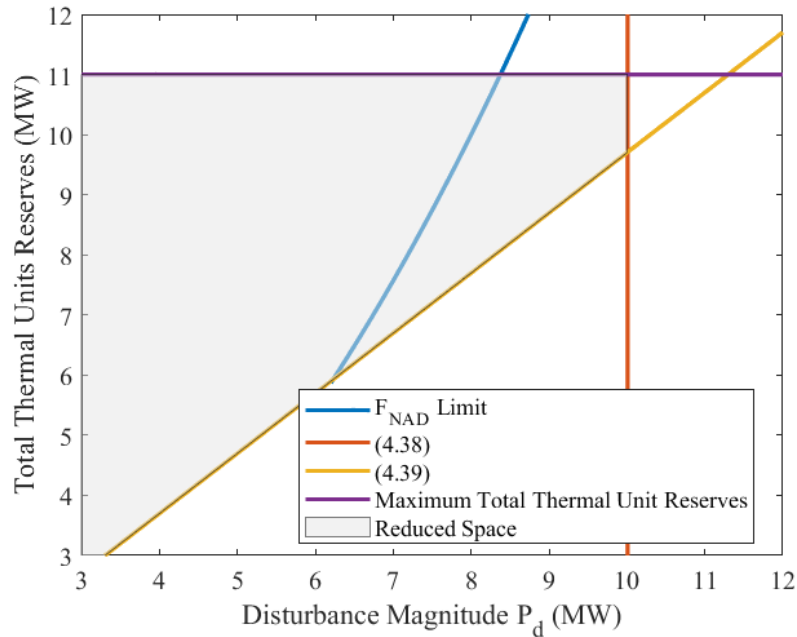
$$\frac{2H_{sys}}{f_0} \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D \cdot P_d \cdot \Delta f(t) = EPR(t) + PR(t) - P_{dis} \quad (5.37)$$

Μέσω της παραπάνω εξίσωσης μπορούμε να εξάγουμε γραμμικούς περιορισμούς για τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) και για τη συσχέτιση του συνόλου των εφεδρειών με την διαταραχή, οι οποίοι μπορούν να εισαχθούν σε οποιοδήποτε πρόβλημα κατανομής ή προγραμματισμού ένταξης μονάδων ώστε να διασφαλίσουν ότι ο ROCOF θα παραμείνει εντός ορίων και ότι θα υπάρχουν οι απαραίτητες εφεδρείες για την σταθεροποίηση της συχνότητας μετά το μεταβατικό.

Για το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας θεωρώντας $\Delta f(t=0) = 0$ και $EPR(t=0) = PR(t=0) = 0$ καταλήγουμε στην (5.38) που περιορίζει το ROCOF στο 1Hz/s. Η (5.39) εξασφαλίζει πως οι εφεδρείες των θερμικών μονάδων (G) και οι εφεδρείες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος (W) θα πρέπει να καλύπτουν το μέγεθος της διαταραχής. Αν κάτι τέτοιο δεν ισχύει, τότε δεν μπορεί να περιοριστεί η πτώση της συχνότητας μετά το μεταβατικό οπότε σίγουρα ένα τέτοιο σενάριο λειτουργίας θα περιέγραφε μια ανασφαλή κατάσταση λειτουργίας που η συχνότητα θα μειωνόταν μέχρι την ενεργοποίηση των H/N αποκοπής φορτίου. Με τη χρήση αυτών των περιορισμών υπολογίζονται τα σενάρια σε υποσύνολο του χώρου λειτουργίας καθώς η εφαρμογή αυτών των περιορισμών δεν θα επιτρέψει σενάριο λειτουργίας εκτός του. Για παράδειγμα, αγνοώντας στην σχέση (5.37) τον όρο απόσβεσης του φορτίου και θεωρώντας μηδέν τις εφεδρείες των ηλεκτρονικών ισχύος και γραμμική αύξηση των εφεδρειών των θερμικών μονάδων, κατά αντιστοιχία με το μοντέλο που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια στην ενότητα 6.3.2 ο ασφαλής χώρος για την συχνότητα σύμφωνα με το μέγεθος της διαταραχής παρουσιάζεται στην Εικόνα 5.6. Παρατηρούμε πως οι περιορισμοί (5.38)-(5.39) δημιουργούν ένα υποσύνολο του χώρου λειτουργίας εκτός του οποίου όλες οι συνθήκες λειτουργίας είναι ανασφαλής ή δεν είναι εφικτές.

$$ROCOF = \left| \frac{d\Delta f(t)}{dt} \right| = \frac{P_{dis} * f_0}{2H_{sys}} \leq 1 \frac{Hz}{s} \quad (5.38)$$

$$\sum_{i \in G} \overline{PR}_i + \sum_{i \in W} \overline{EPR}_i \geq P_{dis} \quad (5.39)$$



Εικόνα 5.6 Μείωση του χώρου δειγματοληψίας των σεναρίων μέσω της (5.38)-(5.39).

Όπως φαίνεται από την σχέση (5.37) οι παράγοντες που επηρεάζουν το μεταβατικό της συχνότητας είναι το μέγεθος της διαταραχής, οι εφεδρείες των θερμικών μονάδων και ηλεκτρονικών ισχύος και το φορτίο. Αρχικά, με βάση τις διαθέσιμες μονάδες στο ΜΔΝ υπό εξέταση παράχθηκαν τα διαφορετικά πιθανά σενάρια ένταξης των θερμικών μονάδων τα οποία επηρεάζουν την αδράνεια του συστήματος.

Στη συνέχεια για κάθε σενάριο ένταξης υπολογίζονται με τη μέθοδο Latin Hypercube sampling διάφορα σενάρια λειτουργίας τα οποία θα πρέπει να εξασφαλίζουν τους περιορισμούς (5.38)-(5.39), όπως και τους περιορισμούς για τις θερμικές μονάδες (G) (5.40)-(5.41), τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος (5.42)-(5.43) και το ισοζύγιο ισχύος (5.44). Τέλος, για κάθε μονάδα που η αποσύνδεση της ανήκει στο σύνολο πιθανών διαταραχών (C) για τις οποίες θέλουμε να διατηρηθεί η συχνότητα εντός των ορίων, η ισχύς της πρέπει να είναι ίση με την μεταβλητή P_{dis} (μέγεθος της διαταραχής) που υπάρχει στους περιορισμούς (5.38)-(5.39). Ουσιαστικά δηλαδή εφαρμόζουμε τους (5.38)-(5.39) για την ισχύ κάθε μονάδας που ανήκει στο C ενώ παράλληλα τις εφεδρείες τις δεν τις λαμβάνουμε υπόψιν στην (5.39). Η επιλογή μεγάλου αριθμού διαταραχών αυξάνει το υπολογιστικό φορτίο και τον αριθμό των σεναρίων, δυσκολεύοντας έτσι τη διαχείρισή τους και την εξαγωγή γνώσης από αυτή. Επίσης αν θεωρηθεί μια ασήμαντη διαταραχή (απώλεια μικρής μονάδας) ή μια πολύ σοβαρή αλλά απίθανη (π.χ. ταυτόχρονη αποσύνδεση μονάδων) θα έχουμε ως αποτέλεσμα η μέθοδος μηχανικής μάθησης που θα εκπαιδευτεί πάνω σε αυτά τα δεδομένα να κρίνει ελαστικά ή πολύ αυστηρά την δυναμική ασφάλεια.

Οι παράμετροι $c1, c2$ στους περιορισμούς (5.41) και (5.43) μπορούν να σχετίζονται με την πρωτεύουσα εφεδρεία που ορίζει ο διαχειριστής για κάθε μονάδα, π.χ. στα

Ελληνικά ΜΔΝ μπορεί να είναι στο 10% ή 20% της ονομαστικής, ή με τις καμπύλες P(f) ή τα κέρδη στατισμού των μονάδων και το μέγιστο επιθυμητό μόνιμο σφάλμα στη συχνότητα.

$$P_i^{min} \leq P_{i,n}^G + Q_{i,n}^G \leq P_i^{max}, \forall i \in \mathcal{G} \quad (5.40)$$

$$0 \leq Q_{i,n}^G \leq c1 * P_i^{max}, \forall i \in \mathcal{G} \quad (5.41)$$

$$P_{j,n}^r + Q_{j,n}^r \leq \overline{W_{j,nom}^r}, \quad \forall j \in \mathcal{W} \quad (5.42)$$

$$0 \leq Q_{j,n}^r \leq c2 * \overline{W_{j,nom}^r}, \quad \forall j \in \mathcal{W} \quad (5.43)$$

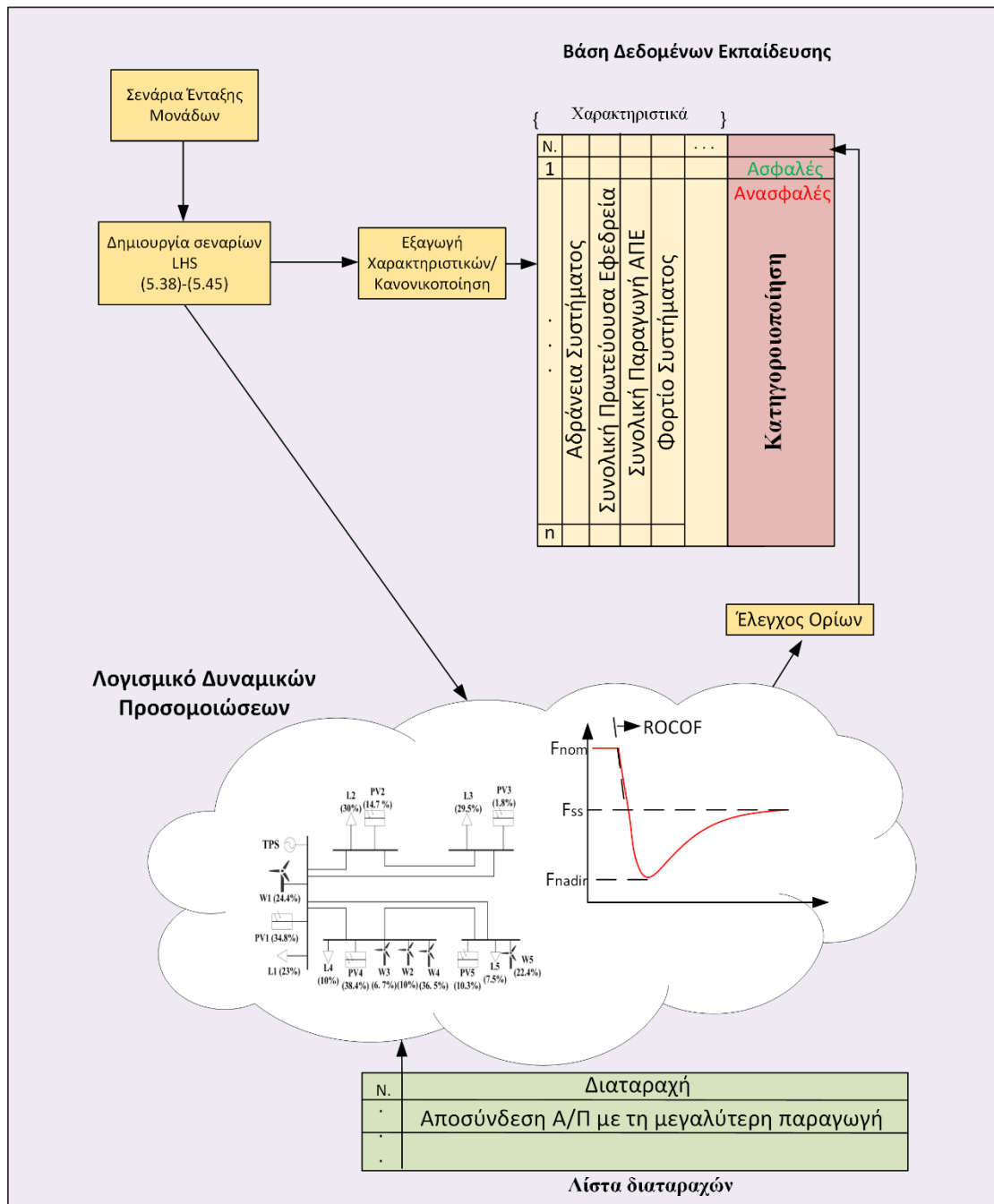
$$\sum_{i \in \mathcal{G}} P_i^G + \sum_{j \in \mathcal{W}} P_j^r = D^{net} \quad (5.44)$$

$$P_i = P_{dis}, \forall i \in \mathcal{C} \quad (5.45)$$

Στη συνέχεια για κάθε σενάριο πραγματοποιούνται δυναμικές προσομοιώσεις διαταραχών του συστήματος για την εξακρίβωση της δυναμικής ασφάλειας. Εφόσον η δυναμική ασφάλεια σχετίζεται με τη συχνότητα στα ΜΔΝ, δείκτες όπως ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (ROCOF), η ελάχιστη τιμή της συχνότητας μετά τη διαταραχή (F_{NAD}) και το σφάλμα μόνιμης κατάστασης (F_{ss}) είναι κατάλληλοι για την κατηγοριοποίηση κάθε σεναρίου. Τα όρια που θα επιλεγούν σε αυτούς τους δείκτες μπορούν να σχετίζονται με τα όρια που ορίζει ο κώδικας δικτύου ή οι ρυθμίσεις H/N (αποκοπής φορτίου, ανίχνευσης νησιδοποίησης) στο σύστημα.

Πολύ σημαντικός είναι ο καθορισμός των χαρακτηριστικών του κάθε σεναρίου. Για να γίνει αποδοτική εκπαίδευση των μεθόδων μηχανικής μάθησης απαιτείται η μείωση των χαρακτηριστικών ώστε να εξασφαλίζεται μια ισορροπία ανάμεσα στην απλότητα του μοντέλου και την ακρίβεια. Έτσι το διάνυσμα εισόδου που εισάγεται στον αλγόριθμο μηχανικής μάθησης δεν περιέχει όλα τα χαρακτηριστικά του κάθε σεναρίου (παραγωγές, εφεδρείες, κ.τ.λ.) αλλά μόνο τα χαρακτηριστικά που έχουν αντίκτυπο στην ευστάθεια του συστήματος. Ένα ακόμα κριτήριο επιλογής είναι να υπάρχει η δυνατότητα μέτρησης τους σε πραγματικά συστήματα και να είναι διαθέσιμες στο κέντρο ελέγχου του ΜΔΝ.

Για τη ευστάθεια της συχνότητας, με βάση το θεωρητικό υπόβαθρο που έχει αναλυθεί στα προηγούμενα κεφάλαια, είναι γνωστοί οι παράγοντες που την επηρεάζουν. Τέτοιοι παράγοντες είναι η συνολική αδράνεια του συστήματος (μπορεί να εκτιμηθεί μέσω μετρήσεων από τον αριθμό συμβατικών μονάδων σε λειτουργία και τα ονομαστικά τους μεγέθη σε ισχύ και αδράνεια), η πρωτεύουσα εφεδρεία των συμβατικών μονάδων, το μέγεθος της διαταραχής (μπορεί να είναι η συνολική παραγωγή από ΑΠΕ ή η μεγαλύτερη παραγωγή μεταξύ των μονάδων ΑΠΕ), η διαθέσιμη ισχύς των ΑΠΕ για επικουρικές υπηρεσίες, η συνολική παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και το συνολικό φορτίο. Η διαδικασία για την δημιουργία της βάσης σεναρίων εκπαίδευσης παρουσιάζεται στην Εικόνα 5.7.

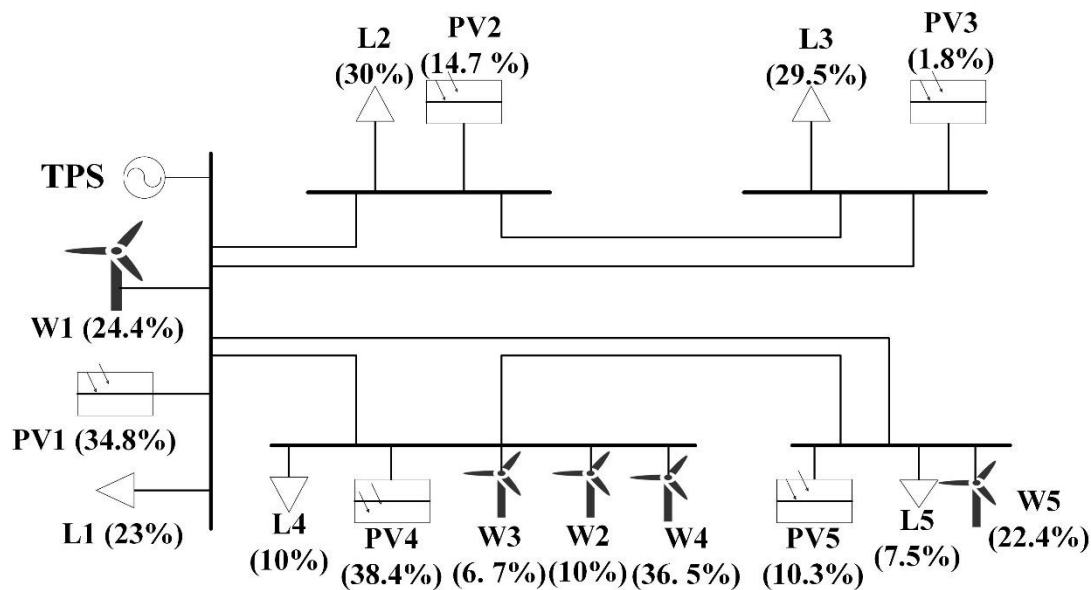


Εικόνα 5.7 Δημιουργία σεναρίων εκπαίδευσης .

5.6 Σύγκρισή μεθόδων

5.6.1 ΣΗΕ μη διασυνδεδεμένου νησιού υπό εξέταση και δημιουργία σεναρίων

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, μια λεπτομερή αναπαράσταση του ΣΗΕ της Ρόδου σχεδιάστηκε στο λογισμικό DigSILENT PowerFactory [87]. Στην Εικόνα 5.8 φαίνεται το ΣΗΕ του ΜΔΝ της Ρόδου. Ο Πίνακας 5.1 παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά των γεννητριών του ΤΣΠ της Ρόδου.



Εικόνα 5.8 Απεικόνιση του δικτύου Υ.Τ. της Ρόδου.

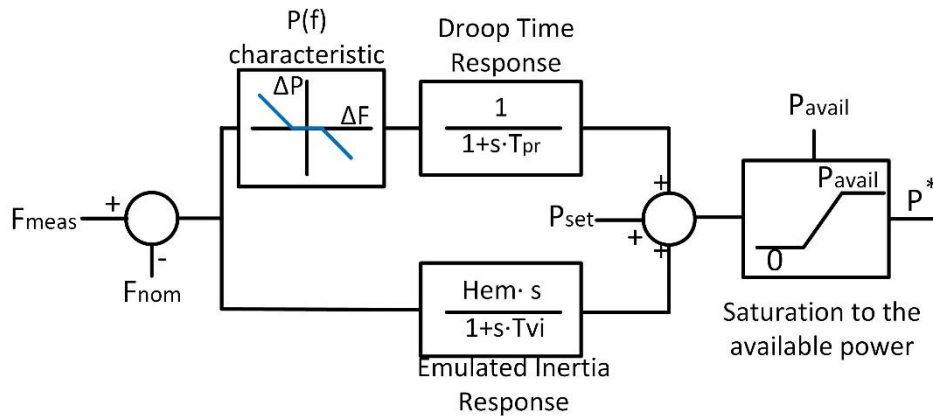
Πίνακας 5.1. Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων Ρόδου.

Μονάδα	Τύπος	S MVA	P_{min}/P_{max} MW	H MWh/M	ΣΤΑΤΙΣΜΟΣ (R) %
S1-S2	Ατμοστρόβιλου	20	10/13.7	3.82	-
D1-D2	Ντίζελ	15.35	4.9/10.1	2.45	3.47
D3-D5	Ντίζελ	29.35	14/17.3	1.68	5.75
G1	Αεριοστρόβιλου	26.75	4/17.25	3.18	3.22
G2	Αεριοστρόβιλου	29.11	4.5/19.7	0.72	3.49
G3	Αεριοστρόβιλου	26.25	5/17.6	2.5	3.35
G4	Αεριοστρόβιλου	47.5	5/25.9	1.5	2.66

Για τη δυναμική αναπαράσταση των θερμικών μονάδων χρησιμοποιήθηκαν κλασικά μοντέλα ρυθμιστών στροφών (IEEE), π.χ. DEGOV1 για ντίζελ, IEEEG1 για γεννήτριες αεριοστρόβιλου και ατμοστρόβιλου. Ομοίως και για τους αυτόματους ρυθμιστές τάσης (AVR) τα μοντέλα που χρησιμοποιήθηκαν είναι (SEXS για ατμό και GAS, EXST1 για ντίζελ). Οι παράμετροι των δυναμικών μοντέλων είναι διαθέσιμοι στο παράρτημα Α. Παράλληλα θεωρήθηκε χαρακτηριστική $Q(V)$ στα Α/Π με κλίση 5%.

Στο σύστημα είναι εγκατεστημένα 18,17MW Φ/Β στο δίκτυο διανομής. Η παραγωγή τους έχει χωριστεί στους ζυγούς Υ.Τ. σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ στις γραμμές ΜΤ των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Επίσης υπάρχουν 5 Α/Π στο δίκτυο συνολικής ισχύος 49,15 MW όπου το ποσοστό κάθε πάρκου ως προς την συνολική εγκατεστημένη φαίνεται στην Εικόνα 5.8. Σύμφωνα με τον κώδικα ΜΔΝ τα Α/Π δεν προσφέρουν κάποια επικουρική υπηρεσία προς τη συχνότητα, αλλά η ισχύς τους περικλύπεται για

λόγους ασφάλειας του ΜΔΝ. Το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό θεωρήθηκε εδώ ότι μπορεί να αξιοποιηθεί για υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας μέσω γρήγορων εφεδρειών συχνότητας και εικονικής αδράνειας. Στην Εικόνα 5.9 φαίνεται ο ελεγκτής που σχεδιάστηκε για κάθε Α/Π στο μοντέλο του συστήματος και στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της καμπύλης $P(f)$ (Εικόνα 3.1), η χρονική απόκριση των υπηρεσιών και το κέρδος εικονικής αδράνειας. Το P_{set} είναι η παραγωγή του κάθε Α/Π πριν τη διαταραχή σύμφωνα με την τιμή που έχει προκύψει για κάθε σενάριο και P_{avail} η διαθέσιμη ισχύς του Α/Π στο κάθε σενάριο.



Εικόνα 5.9 Επικουρικές υπηρεσίες Α/Π.

Πίνακας 5.2. Χαρακτηριστικά ελεγκτή Α/Π.

Ελεγκτής Α/Π	F_{max}	F_{MIN}	F_{db}	Hem	T_{PR}	T_{VI}
WT1-WT5	52	49.4	0.0	3.82	200ms	200ms

Για το ΜΔΝ της Ρόδου δημιουργήθηκαν 176 διαφορετικά σενάρια ένταξης μονάδων, θεωρώντας ότι μια εκ των 2 μονάδων ατμοστρόβιλου είναι σε λειτουργία, πως τουλάχιστον 2 μονάδες ντίζελ θα είναι σε λειτουργία και ότι οι ενταγμένες «ακριβές» μονάδες αεριοστρόβιλου πρέπει να είναι λιγότερες από τις ντίζελ. Στη συνέχεια για κάθε σενάριο ένταξης υπολογίζονται με τη μέθοδο LHS 11 σενάρια λειτουργίας τα οποία θα πρέπει να εξασφαλίσουν τους περιορισμούς (5.38)- (5.44).

Για τη δημιουργία των σεναρίων λειτουργίας χρειάζεται και ο καθορισμός των διαταραχών. Ένα πραγματικό συμβάν που είχε οδηγήσει σε μεγάλη αποσύνδεση φορτίου στη Ρόδο ήταν η αποσύνδεση του Α/Π με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ. Η πτώση της συχνότητας που προκλήθηκε οδήγησε σε ενεργοποίηση των Η/Ν αποκοπής φορτίου που είχαν ρυθμίσεις αποκοπής φορτίου στα 49.4 Hz. Η αποσύνδεση του Α/Π με τη μεγαλύτερη παραγωγή θεωρήθηκε τόσο στο δυναμικό μοντέλο του συστήματος όσο και στον υπολογισμό των σεναρίων. Το λογισμικό δυναμικών προσομοιώσεων κατέγραψε για κάθε σενάριο τον μέγιστο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) που παρατηρήθηκε στο μεταβατικό, την ελάχιστη τιμή που λαμβάνει η συχνότητα κατά τη διαταραχή (Frequency Nadir –

F_{nad}) και την συχνότητα στη οποία σταθεροποιείται το σύστημα (Steady State Frequency - F_{ss}). Το όριο για τον ROCOF επιλέχθηκε ως 1Hz/s που είναι το όριο λειτουργίας που αναφέρεται στον κώδικα ΜΔΝ για τις μονάδες παραγωγής και μετρήθηκε σε διαστήματα 100ms. Για το FN επιλέχθηκε η ρύθμιση των πρώτων H/N αποκοπής φορτίου που θα ενεργήσουν στο σύστημα, που ήταν 49.4 Hz. Τέλος, για το F_{ss} επιλέχθηκε όριο 49.6 Hz. Εάν κάποιος από αυτούς τους δείκτες ξεπερνούσε το όριο του κατά το μεταβατικό, το σενάριο χαρακτηρίζονταν ως ανασφαλές. Ο δείκτης για το ναδίρ ήταν αυτός που μπορούσε να βρεθεί εκτός ορίων καθώς τα υπόλοιπα όρια εξασφαλιζόνταν στα σενάρια από τους περιορισμούς (5.38)-(5.43). Μετά την κατηγοριοποίηση κάθε σεναρίου πρέπει να επιλεχθούν και τα κατάλληλα χαρακτηριστικά που θα αντιπροσωπεύουν τα σενάρια.

5.6.2 Επιλογή χαρακτηριστικών

Τα ΒΔΑ χρησιμοποιήθηκαν και για την αξιολόγηση των μεταβλητών τα οποία θα χαρακτηρίζουν τα σενάρια. Τα μεταβατικά στη συχνότητα σε ένα ΜΔΝ καθορίζονται όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2 από την αδράνεια του συστήματος (H_{sys}) που επηρεάζει τον ρυθμό μεταβολής της συχνότητας, το μέγεθος της διαταραχής (P_{dis}), την απόσβεση του μεταβατικού λόγω της απόκρισης του φορτίου (Load Damping) και την απόκριση των μονάδων που παρέχουν εφεδρείες. Η απόκριση των μονάδων εξαρτάται από τον τύπο τους (θερμικές, ηλεκτρονικών ισχύος) αλλά και από τα χαρακτηριστικά της κάθε μονάδας. Σύμφωνα με τα στοιχεία του διαχειριστή για το ΜΔΝ της Ρόδου (Παράρτημα Α) ακόμα και θερμικές μονάδες ίδιου τύπου αλλά άλλων χαρακτηριστικών ($\{D1, D2\}$ με $\{D3-D5\}$) μπορούν να έχουν διαφορετική απόκριση.

Για την σύγκριση των χαρακτηριστικών χρησιμοποιήθηκε το σύνολο των 1936 σεναρίων (1500 εκπαίδευσης – 436 αξιολόγηση). Ως ταξινομητής χρησιμοποιήθηκαν τα ΒΔΑ στα οποία δοκιμάστηκαν διαφορετικές σύνολα χαρακτηριστικών για τον χαρακτηρισμό των σεναρίων. Συγκεκριμένα:

- η πρώτη επιλογή χαρακτηριστικών $\Omega 1$ περιέχει την αδράνεια του συστήματος, το μέγεθος της διαταραχής, το σύνολο των εφεδρειών ηλεκτρονικών ισχύος, το άθροισμα των εφεδρειών των μονάδων D1-D2, το άθροισμα των εφεδρειών (D3-D5) και τις εφεδρείες κάθε μονάδας αεριοστρόβιλου ξεχωριστά,
- η δεύτερη $\Omega 2$ περιέχει τις ίδιες μεταβλητές σε σχέση με την $\Omega 1$ συν το φορτίο του συστήματος
- η τρίτη $\Omega 3$ περιέχει τις ίδιες μεταβλητές σε σχέση με την $\Omega 2$ συν το επίπεδο διεύθυνσης των Α/Π.
- η τέταρτη επιλογή $\Omega 4$ περιέχει την αδράνεια του συστήματος, το μέγεθος της διαταραχής, το άθροισμα των εφεδρειών των Α/Π και ως τέταρτο χαρακτηριστικό το άθροισμα των εφεδρειών των θερμικών μονάδων,
- η πέμπτη επιλογή χαρακτηριστικών $\Omega 5$ περιέχει την αδράνεια του συστήματος, το μέγεθος της διαταραχής, και το συνολικό άθροισμα των εφεδρειών θερμικών μονάδων και μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος,

- Η έκτη Ω6 περιέχει τις ίδιες μεταβλητές σε σχέση με την Ω3 χωρίς την αδράνεια του συστήματος,
- Η εβδόμη Ω7 περιέχει τις ίδιες μεταβλητές σε σχέση με την Ω3 χωρίς το μέγεθος της διαταραχής,

Η χρήση διαφορετικών χαρακτηριστικών αξιολογήθηκε μέσω της ακρίβειας που επιτεύχθηκε από τον ταξινομητή στο ΒΔΑ στο σύνολο αξιολόγησης. Ο Πίνακας 5.3 παρουσιάζει τα αποτελέσματα στην ακρίβεια.

Πίνακας 5.3. Σύγκριση επιλογής χαρακτηριστικών ως προς την ακρίβεια στο σύνολο αξιολόγησης.

<i>Σύνολο Χαρακτηριστικών</i>	<i>Ακρίβεια (%)</i>
<i>Ω1</i>	99.4
<i>Ω2</i>	99.4
<i>Ω3</i>	99.4
<i>Ω4</i>	97.4
<i>Ω5</i>	92.2
<i>Ω6</i>	92.8
<i>Ω7</i>	95.6

Τα καλύτερα αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια τα δίνουν τα τρία πρώτα σύνολα χαρακτηριστικών καθώς περιέχουν ξεχωριστά τις εφεδρείες κάθε μονάδας οπότε είναι σε θέση να κωδικοποιήσουν τα ξεχωριστά χαρακτηριστικά τους ως προς την παροχή εφεδρειών. Η προσθήκη του φορτίου και της διείσδυσης των Α/Π δεν βελτίωσε την ακρίβεια. Λόγω του μικρού φορτίου ενός ΜΔΝ, (π.χ. στη Ρόδο εξετάζουμε σενάρια υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ που το φορτίο κυμαίνεται έως 120MW) η απόκριση του φορτίου για την απόσβεση ενός μεταβατικού στην συχνότητα είναι μικρή. Θεωρώντας έναν δείκτη απόσβεσης $D = 0.5\%/Hz$ στο ναδίρ της συχνότητας 49,4Hz για το μέγιστο φορτίο θα είχαμε μείωση του φορτίου κατά 0,36MW που είναι σημαντικά μικρότερο από τις εφεδρείες που παρέχουν οι μονάδες. Παράλληλα, η διείσδυση των Α/Π αποτελεί μία έμμεση ένδειξη του μεγέθους των πιθανών διαταραχών, πληροφορία που υπάρχει ήδη στο σύνολο χαρακτηριστικών άμεσα με το μέγεθος της διαταραχής.

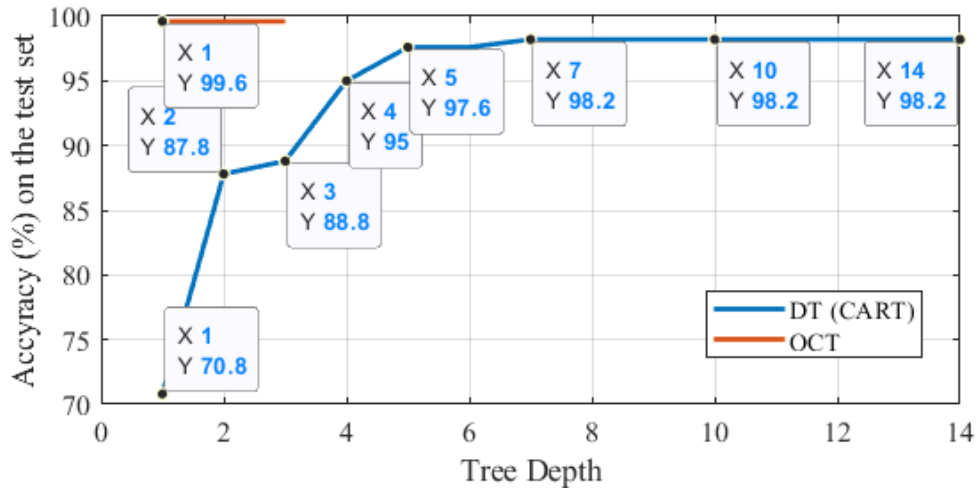
Στα σύνολα Ω4 και Ω5 έχουμε μια μείωση των χαρακτηριστικών συγχωνεύοντας τα χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων (Ω4) και του συνόλου των μονάδων που παρέχουν εφεδρείες (Ω5). Το αποτέλεσμα είναι να έχουμε μία πτώση στην απόδοση σε σχέση με το Ω1 στο οποίο περιέχεται η πληροφορία για κάθε μονάδα του συστήματος, κωδικοποιώντας τα διαφορετικά χαρακτηριστικά στην παροχή εφεδρειών της κάθε μονάδας. Τέλος, η απουσία της αδράνειας του συστήματος και του μεγέθους της διαταραχής ως χαρακτηριστικών οδηγεί επίσης σε μείωση της απόδοσης τονίζοντας τον ρόλο αυτών των χαρακτηριστικών στην ακρίβεια της ταξινόμησης. Στο υπόλοιπο της διατριβής το σύνολο χαρακτηριστικών Ω1 έχει χρησιμοποιηθεί αν δεν αναφέρεται κάποιο άλλο σύνολο.

5.6.3 Αποτελέσματα σύγκρισης μεθόδων μηχανικής μάθησης

Για την σύγκριση των μεθόδων μηχανικής μάθησης, χρησιμοποιήθηκε το ίδιο σύνολο εκπαίδευσης και αξιολόγησης. Για τα ΒΔΑ σχεδιάστηκε το πρόβλημα βελτιστοποίησης MIP στο πακέτο Gurobi σε έναν ηλεκτρονικό υπολογιστή με CPU @3.85GHz και 8 GB RAM. Με χρήση του πακέτου scikit-learn 0.23 στην Python 3.8.3 υλοποιήθηκαν οι ταξινομητές συμβατικών ΔΑ, ΤΝΔ και ΜΔΥ [132].

Αρχικά, επιλέχθηκε να επιλυθεί το πρόβλημα των ΒΔΑ για διάφορες δομές δέντρων θέτοντας τον όρο α της εξίσωσης (5.18) ίσο με το μηδέν. Όταν η πολυπλοκότητα της δομής του δέντρου δεν συμπεριλαμβάνεται στην αντικειμενική συνάρτηση, το πρόβλημα βελτιστοποίησης ΒΔΑ δεν μπορεί να διακρίνει μεταξύ μιας απλούστερης δομής δέντρου και μιας πιο περίπλοκης, υπό την προϋπόθεση ότι και οι δύο μπορούν να επιτύχουν την ίδια απόδοση στο σύνολο εκπαίδευσης. Επομένως, τροποποιώντας το μέγιστο βάθος του δέντρου, μπορούν να εξαχθούν πιο πολύπλοκα δέντρα με κόστος την αύξηση του χρόνου εκπαίδευσης. Η ίδια διαδικασία ακολουθείται και για την μέθοδο των συμβατικών ΔΑ. Τόσο στα ΒΔΑ όσο και στα συμβατικά ΔΑ θεωρήθηκε πως σε κάθε φύλλο πρέπει να τοποθετούνται τουλάχιστον 10 σενάρια.

Η εκπαίδευση των ΒΔΑ είναι ένα πρόβλημα MILP (μικτού γραμμικού προγραμματισμού με ακεραίους) με σημαντικό αριθμό δυαδικών μεταβλητών, επομένως χρειάζεται πολύ περισσότερος χρόνος για την εκπαίδευση, σε σύγκριση με τη συμβατική προσέγγιση DT (CART), όπως παρουσιάζει ο Πίνακας 5.4. Ωστόσο, δεδομένου ότι η εκπαίδευση δεν είναι επαναλαμβανόμενη διαδικασία, ο μεγαλύτερος χρόνος εκπαίδευσης μπορεί να αμεληθεί μπροστά στην επίτευξη υψηλής ακρίβειας. Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 5.10, ακόμη και στην απλούστερη μορφή του (βάθος δέντρου 1), τα ΒΔΑ επιτυγχάνουν υψηλότερη ακρίβεια σε σύγκριση με τα ΔΑ (CART) υψηλής πολυπλοκότητας, λόγω της χρήσης υπερεπιπέδων ως κανόνες. Τέλος, εάν ληφθεί υπόψη μια μέγιστη δομή δέντρου βάθους 2 και τιμωρείται η πολυπλοκότητα της δομής του δέντρου στην αντικειμενική συνάρτηση μέσω της παραμέτρου α , το ΒΔΑ αναγνωρίζει πως η καλύτερη ακρίβεια μπορεί να επιτευχθεί με μόνο έναν κανόνα. Ο χρόνος εκμάθησης μειώνεται επίσης, όταν χρησιμοποιείται ο όρος κόστους της πολυπλοκότητας της δομής του ΒΔΑ.



Εικόνα 5.10 Σύγκριση ακρίβειας ανάλογα με τη δομή του ΔΑ (DT (CART)) και του ΒΔΑ (OCT).

Πίνακας 5.4. Αποτελέσματα στο χρόνο εκπαίδευσης για διαφορετικές δομές ΔΑ.

Μέθοδος	Χρόνος εκπαίδευσης (s)
ΒΔΑ (Βάθος ΔΑ=1)	79.4
ΒΔΑ (Βάθος ΔΑ=2)	274.96
ΒΔΑ (Βάθος ΔΑ=2, με ποιινή στη πολυπλοκότητα της δομής)	192.2
ΒΔΑ (Βάθος ΔΑ=3)	1076
ΔΑ (CART)	0.1

Με τη μέθοδο ΒΔΑ χρησιμοποιώντας τιμή για την παράμετρο α ίση με 1% του συνόλου εκπαίδευσης, υπολογίζεται ένα απλό ΔΑ το οποίο χρειάζεται ένα κανόνα για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Ο Πίνακας 5.5 παρουσιάζει τις παραμέτρους του κανόνα για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας ανοιγμένων στα πραγματικά μεγέθη των χαρακτηριστικών όπως υπολογίστηκαν από τα ΒΔΑ, και είναι της μορφής $a_t^T X_i \leq b_t$ με $b_t = -24.73$.

Πίνακας 5.5. Τα βάρη των χαρακτηριστικών του ΒΔΑ.

Χαρακτηριστικό	H_{sys}	P_{dis}	$\sum_{j \in W} Q_j$	$\sum_{j \in (D1-D2)} Q_j$
Βάρος	-0.5119	13.64	-14.85	-2.08
Χαρακτηριστικό	$\sum_{j \in (D3-D5)} Q_j$	$Q_{\{G1,G3\}}$	Q_{G2}	Q_{G4}
Βάρος	-0.35	-1e-4	-4.69	-0.36

Ο ταξινομητής των ΒΔΑ συγκρίθηκε με μία τυπική μέθοδο εκτίμησης ασφάλειας και άλλους ταξινομητές μηχανικής μάθησης. Μια συμβατική μέθοδος που χρησιμοποιεί περιορισμούς 12.5% του φορτίου για πρωτεύουσα εφεδρεία, 5% περικοπή της διαθέσιμης ισχύος των Α/Π για παροχή γρήγορης πρωτεύουσας εφεδρείας και εικονικής αδράνειας και όριο διείσδυσης των Α/Π στο 45%, θεωρήθηκε ως η συμβατική μεθοδολογία για την εκτίμηση ασφάλειας. Τα ΤΝΔ είχαν 5 κρυμμένα

στρώματα με 5 νευρώνες και συνάρτηση ενεργοποίησης της RelU, ενώ οι ΜΔΥ είχαν $C=1$ και συνάρτηση πυρήνα την RBF με παράμετρο $\gamma=0.125$.

Ο Πίνακας 5.6 παρουσιάζει τα αποτελέσματα για την ακρίβεια στα σενάρια στο σύνολο αξιολόγησης τα οποία δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την εκπαίδευση των μεθόδων. Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται είναι η συνολική ακρίβεια (πόσα σενάρια έχουν επιτυχώς ταξινομηθεί σύμφωνα με την κατηγορία τους), την ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια και την ακρίβεια στα ασφαλή ώστε να αξιολογηθεί πόσο συντηρητικά εκτιμά την κατάσταση του συστήματος η κάθε μέθοδος.

Η προτεινόμενη μέθοδος ΒΔΑ πετυχαίνει υψηλότερη ακρίβεια τόσο για στα ανασφαλή όσο και στα ασφαλή σενάρια, ενώ η συμβατική μέθοδος έχει τη χειρότερη απόδοση. Ο αυξημένος βαθμός συντηρητισμού της συμβατικής μεθόδου σχετίζεται με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας που χρησιμοποιεί για την αξιολόγηση της ασφάλειας του συστήματος. Η μέθοδος ΒΔΑ υπερσχύει ακόμα και των ΜΔΥ (η οποία χρησιμοποιεί μη γραμμική συνάρτηση μετασχηματισμού) ενώ έχει συγκρίσιμα αποτελέσματα με τη μέθοδο ΤΝΔ που έχει πιο πολύπλοκη δομή κανόνων.

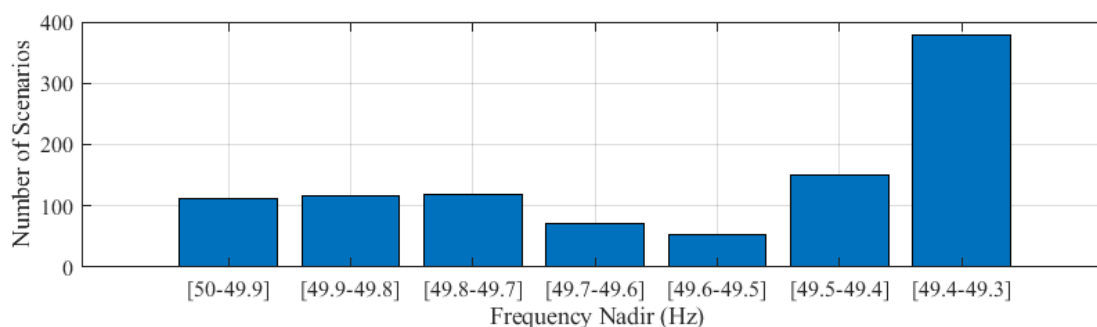
Πίνακας 5.6. Σύγκριση των μεθόδων ως προς την ακρίβεια τους του ΒΔΑ.

Μέθοδος	Ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια (%)	Ακρίβεια στα ασφαλή σενάρια(%)	Συνολική ακρίβεια(%)
ΒΔΑ	99.24	99.5	99.4
ΔΑ (CART)	97.16	98.6	98.2
ΤΝΔ	98.6	99.7	99.4
ΜΔΥ	97.8	96.7	97.2
Συμβατική	95.74	29.8	48.4

Έχουν παρατηρηθεί περιπτώσεις ταξινομητών, οι οποίο παρά την υψηλή τους ακρίβεια κατά την αξιολόγηση, αποτυγχάνουν να επιτύχουν αντίστοιχη ακρίβεια όταν εφαρμοστούν για τον υπολογισμό εντολών λειτουργίας [118]. Η ένταξη των κανόνων ενός ταξινομητή σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να εξωθήσει τις εντολές που θα υπολογιστούν στα όρια λειτουργίας του συστήματος όπως τα εκτιμά ο ταξινομητής καθώς μπορεί οριακές συνθήκες (υψηλή διεύθυνση ΑΠΕ, μειωμένος αριθμός θερμικών μονάδων σε λειτουργία και κατά συνέπεια εφεδρειών από αυτές) να αποτελούν τις πιο οικονομικές καταστάσεις λειτουργίας. Έτσι, αποτυχία του ταξινομητή να υπολογίσει επαρκώς τα όρια λειτουργίας μπορεί να εξωθήσει σε εσφαλμένο υπολογισμό εντολών λειτουργίας ως ασφαλής.

Για να εκτιμήσουμε την απόδοση της εφαρμογής του κανόνα του ταξινομητή ΒΔΑ για τον υπολογισμό των εντολών λειτουργίας ενός ΜΔΝ εφαρμόστηκε ο κανόνας σε ένα πρόβλημα κατανομής σε 1000 σενάρια διαφορετικών συνθηκών (φορτίου, διαθέσιμης παραγωγής Α/Π). Οι εντολές που υπολογίστηκαν από το πρόβλημα κατανομής εφαρμόστηκαν στο λογισμικό Powerfactory στο οποίο εκτελέστηκε η προσομοίωση της αποσύνδεσης του Α/Π με την μεγαλύτερη παραγωγή και καταγράφηκε το ναδίρ της συχνότητας. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.11, σε 353 σενάρια (35.3%) οι εντολές που υπολογίστηκαν ήταν ανασφαλείς καταγράφοντας

ναδέρ στην συχνότητα μικρότερα του 49.4Hz. Οπότε παρά την υψηλή απόδοση στο σύνολο αξιολόγησης (>99%) πολύ μικρότερη απόδοση επιτυγχάνεται όταν ο ταξινομητής εφαρμόζεται για τον υπολογισμό των εντολών λειτουργίας.



Εικόνα 5.11 Αριθμός σεναρίων σε κάθε διάστημα του ναδέρ της συχνότητας για τις εντολές λειτουργίας που υπολογίστηκαν με πρόγραμμα κατανομής που χρησιμοποιεί τον κανόνα του ταξινομητή ΒΔΑ.

5.7 Σύνοψη και συμπεράσματα

Σε αυτό το κεφάλαιο προτάθηκε η μέθοδος βέλτιστων δέντρων απόφασης για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Αυτή η μέθοδος μπορεί να δημιουργήσει απλούς ταξινομητές με γραμμικούς κανόνες. Ο αλγόριθμος επιτρέπει στο χρήστη να επιλέξει την συσχέτιση μεταξύ ακρίβειας και πολυπλοκότητας του ταξινομητή με άμεσο τρόπο αντίθετα με πιο πολύπλοκους ταξινομητές όπως τα τεχνητά νευρωνικά δίκτυα και οι μηχανές διανύσματος υποστήριξης. Επίσης αντίθετα με τα συμβατικά δέντρα αποφάσεων ο ταξινομητής επιτρέπει την εκπαίδευση του δέντρου σε ένα βήμα επιτυγχάνοντας τον βέλτιστο καθορισμό των κανόνων και τη χρήση γραμμικών συνδυασμών των χαρακτηριστικών ως κανόνες για υψηλότερη ακρίβεια. Παρουσιάστηκε επίσης η μεθοδολογία για την δημιουργία του συνόλου εκπαίδευσης που ακολουθήθηκε στη διατριβή η οποία αξιοποιεί κανόνες λειτουργίας που σχετίζονται με την συχνότητα για να μειώσει τον χώρο δειγματοληψίας των σεναρίων.

Το μοντέλο του ΜΔΝ της Ρόδου χρησιμοποιήθηκε για την δημιουργία σεναρίων εκπαίδευσης και την αξιολόγηση διαφόρων μεθόδων μηχανικής μάθησης. Η προτεινόμενη μέθοδος παρουσίαζε τη μεγαλύτερη ακρίβεια σε νέα σεναρία στα οποία δεν είχε εκπαιδευτεί σε σχέση με τη συμβατική μεθοδολογία και τις ΜΔΥ και αντίστοιχη με τα ΤΝΔ, ενώ παράλληλα πετυχαίνει υψηλότερη ακρίβεια από πολυπλοκότερα συμβατικά δέντρα αποφάσεων.

Ουσιαστικά η προτεινόμενη μέθοδος αποτελεί μια μεθοδολογία υπολογισμού των βέλτιστων γραμμικών περιορισμών που ταξινομούν με μεγαλύτερη ακρίβεια τα σεναρία εκπαίδευσης ενώ παράλληλα κρατάει περιορισμένο τον αριθμό των κανόνων. Η εξαγωγή γραμμικών κανόνων και ο περιορισμός τους, πέρα από την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας, προσφέρει επίσης σημαντικά οφέλη με την

εφαρμογή της σε προβλήματα βελτιστοποίησης λειτουργίας του συστήματος με περιορισμούς στη δυναμική ασφάλεια, όπως θα παρουσιαστεί στο κεφάλαιο 7.

Παράλληλα όμως παρατηρήθηκε πως η χρήση ενός συνόλου αξιολόγησης μπορεί να μην εξάγει ασφαλείς πληροφορίες για την δυνατότητα του εκάστοτε ταξινομήτη να προσεγγίσει τα πραγματικά όρια λειτουργίας. Παρατηρήθηκε στα αποτελέσματα πως παρά την υψηλή ακρίβεια στο σύνολο αξιολόγησης (>99%) δεν επιτυγχάνονται τα ίδια επίπεδα ασφάλειας (74,7%) όταν εφαρμοστούν οι κανόνες του ταξινομήτη για τον υπολογισμό των εντολών λειτουργίας. Επομένως, η ανάπτυξη νέων τεχνικών για την αξιολόγηση των κανόνων μηχανικής μάθησης, όπως η μαθηματική μοντελοποίηση που θα παρουσιαστεί στο επόμενο κεφάλαιο, είναι αναγκαία ώστε η αξιοποίηση των ταξινομητών ασφαλείας που προκύπτουν από τεχνικές μηχανικής μάθησης να συσχετίζεται με τις φυσικές εξισώσεις του μεταβατικού φαινομένου της συχνότητας του συστήματος ώστε να χρίζει μεγαλύτερης εμπιστοσύνης από διαχειριστές δικτύου.

5.8 Βιβλιογραφική ανασκόπηση Κεφαλαίου 5

[3] S. Papathanassiou and N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems", *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457-479, 2006.

[25] "Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ | ΔΕΔΔΗΕ", ΔΕΔΔΗΕ, 2021. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ruthmistiko-plaisio-mdn/kwdikas-diaxeirisis-ilektrikwn-sustimatwn-mdn/kwdikas-diaxeirisis-mdn>

[35] C. D. Vournas, V. C. Nikolaidis and G. I. Tsourakis, "Coordinated Countermeasures Against Overvoltage Instability in Autonomous Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 6, pp. 3329-3338, Dec. 2021.

[87] "PowerFactory-DigSILENT", Digsilent.de, 2021. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.

[114] M. Sun, I. Konstantelos and G. Strbac, "A Deep Learning-Based Feature Extraction Framework for System Security Assessment," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5007-5020, Sept. 2019.

[115] D. R. Gurusinge and A. D. Rajapakse, "Post-Disturbance Transient Stability Status Prediction Using Synchrophasor Measurements," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3656-3664, Sept. 2016.

[116] M.A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston, MA, USA: Kluwer, 1989.

[117] T. Guo and J. V. Milanovic, "Probabilistic framework for assessing the accuracy of data mining tool for online prediction of transient stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 377-385, Jan. 2014.

[118] J. L. Cremer, I. Konstantelos, S. H. Tindemans and G. Strbac, "Data-Driven Power System Operation: Exploring the Balance Between Cost and Risk," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 791-801, Jan. 2019.

- [119] Q. Hou, N. Zhang, D. S. Kirschen, E. Du, Y. Cheng and C. Kang, "Sparse Oblique Decision Tree for Power System Security Rules Extraction and Embedding," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 2, pp. 1605-1615, March 2021
- [120] E. Karapidakis and N. Hatziargyriou, "Online preventive dynamic security of isolated power systems using decision trees", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 297-304, 2002.
- [121] K. Papadogiannis and N. Hatziargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 652-659, 2004.
- [122] D. You, K. Wang, L. Ye, J. Wu, and R. Huang, "Transient stability assessment of power system using support vector machine with generator combinatorial trajectories inputs," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 318–325, 2013.
- [123] F. Hashiesh, H. E. Mostafa, A.-R. Khatib, I. Helal, and M. M. Mansour, "An intelligent wide area synchrophasor based system for predicting and mitigating transient instabilities," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 645–652, Jun. 2012.
- [124] Breiman, L., Friedman, J., Olshen, R., & Stone, C. (1984). *Classification and regression trees*. Monterey, CA: Wadsworth and Brooks.
- [125] Quinlan, J. R. (1993). *C4.5: Programs for machine learning*. San Francisco, CA: Morgan Kaufmann.
- [126] Quinlan, J. R. (1986). Induction of decision trees. *Machine Learning*, 1(1), 81–106.
- [127] Rojas R. (1996) *The Backpropagation Algorithm*. In: *Neural Networks*. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [128] D. Bertsimas and J. Dunn, "Optimal classification trees", *Machine Learning*, vol. 106, no. 7, pp. 1039-1082, 2017.
- [129] J. Cremer, I. Konstantelos and G. Strbac, "From Optimization-Based Machine Learning to Interpretable Security Rules for Operation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3826-3836, 2019.
- [130] D. T. Lagos and N. D. Hatziargyriou, "Data-Driven Frequency Dynamic Unit Commitment for Island Systems with High RES Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 4699-4711, Sept. 2021
- [131] F. Thams, A. Venzke, R. Eriksson and S. Chatzivasileiadis, "Efficient Database Generation for Data-Driven Security Assessment of Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 30-41, Jan. 2020.
- [132] "scikit-learn: machine learning in Python — scikit-learn 0.24.2 documentation", *Scikit-learn.org*, 2021. [Online]. Available: <https://scikit-learn.org/stable/index.html>.

6 Αξιολόγηση ταξινομητή μηχανικής μάθησης για την δυναμική ασφάλεια με χρήση των φυσικών εξισώσεων του μεταβατικού της συχνότητας.

6.1 Εισαγωγή

Το προηγούμενο κεφάλαιο παρουσίασε τεχνικές μηχανικής μάθησης που μπορούν να αξιοποιηθούν για την αξιολόγηση της ασφάλειας της συχνότητας σε ένα ΜΔΝ. Η επίδοση αυτών των τεχνικών εξαρτάται από τα δεδομένα στα οποία εκπαιδεύεται. Η αξιολόγηση τους εξαρτάται επίσης από τα χαρακτηριστικά των σεναρίων που απαρτίζουν το σύνολο αξιολόγησης, δηλαδή σενάρια τα οποία δεν χρησιμοποιεί ο ταξινομητής κατά την εκπαίδευσή του. Επομένως, πιθανή απουσία σεναρίων στο σύνολο εκπαίδευσης ή αξιολόγησης ενδεικτικών περιοχών του χώρου κατάστασης μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της απόδοσης του ταξινομητή ως προς την εκτίμηση των πραγματικών ορίων λειτουργίας.

Παράλληλα, η συμπεριφορά ΤΝΔ ή ΔΑ ως ένα «μαύρο κουτί» και η αξιολόγηση τους μόνο με χρήση παραδειγμάτων, μπορεί να οδηγήσει σε δυσπιστία από την μεριά των διαχειριστών δικτύων ως προς την απόδοσή τους, καθώς δεν υπάρχει εμφανής σύνδεση με τα παραδοσιακά καλά μελετημένα μοντέλα για την ασφάλεια της συχνότητας (π.χ. εξίσωση ταλάντωσης, μοντέλα ρυθμιστών στροφών) τα οποία χρησιμοποιούν εδώ και δεκαετίες.

Η δημιουργία μιας εκτεταμένης βάσης δεδομένων που περιέχει ένα μεγάλο πλήθος σεναρίων για εκπαίδευση ή/και αξιολόγηση, αυξάνει σημαντικά το υπολογιστικό φορτίο τόσο για τον υπολογισμό των σεναρίων όσο και για την εκπαίδευση του εκάστοτε ταξινομητή. Στην [131] παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για την δειγματοληψία σεναρίων κοντά στο όριο λειτουργίας, χρησιμοποιώντας κυρτές (convex) απλοποιήσεις της AC ροής φορτίου και «κατευθυνόμενων περιπάτων» (directed walks) αξιοποιώντας τις εξισώσεις ροής φορτίου. Παραμένει όμως το ερώτημα εάν ο ταξινομητής που θα εκπαιδευτεί προσεγγίζει σωστά το όριο λειτουργίας και αν υπάρχουν σενάρια που εκτιμά εσφαλμένα την ασφάλειά τους.

Μια εφαρμογή τεχνικών μηχανικής μάθησης που έχει προταθεί για τα ΣΗΕ είναι η αναπαράσταση των φυσικών εξισώσεων των μεταβατικών στην συχνότητα μέσω ΤΝΔ. Σε αυτή την κατεύθυνση έχει προταθεί κατά την εκπαίδευση τους η ενσωμάτωση των φυσικών εξισώσεων του συστήματος απευθείας στα ΤΝΔ. Συγκεκριμένα στην [133], εισαχθήκαν οι μη γραμμικές εξισώσεις που διέπουν μεταβατικά φαινόμενα ενός ΣΗΕ στη διαδικασία εκπαίδευσης ενός ΤΝΔ, προτείνοντας τα ΤΝΔ ενημερωμένα με τη φυσική αναπαράσταση του ΣΗΕ (Physics-

Informed Neural Networks – PINN) για πρώτη φορά. Κατά την εκπαίδευση επιλέγονται τα βάρη του TND έτσι ώστε να μειώνουν το σφάλμα μεταξύ των εκτιμώμενων από το TND και των καταγεγραμμένων μεταβατικών φαινομένων στο σύνολο εκπαίδευσης. Παράλληλα, προσπαθούν κατά την εκπαίδευση τους να μειώσουν το σφάλμα μεταξύ των εκτιμώμενων μεταβατικών από το TND και μεταβατικών που υπολογίζονται με χρήση των φυσικών εξισώσεων για διάφορες τιμές των χαρακτηριστικών του χώρου κατάστασης. Μέσω αυτής της εκπαίδευσης τα TND προσεγγίζουν τη λύση των μη γραμμικών διαφορικών εξισώσεων ενός ΣΗΕ, μειώνοντάς δραστικά τον υπολογιστικό χρόνο που απαιτείται για τον υπολογισμό τους.

Η αναπαράσταση των μεταβατικών φαινομένων με TND μπορεί να αξιοποιηθεί για την κατηγοριοποίηση της ευστάθειας της συχνότητας ελέγχοντας εάν τα μεταβατικά που εξάγονται οδηγούν σε υπέρβαση των επιθυμητών ορίων στους δείκτες που σχετίζονται με την συχνότητα (ναδίρ, ROCOF). Κυρίως όμως αυτή η μοντελοποίηση στοχεύει στην ταχύτερη επίλυση των δυναμικών εξισώσεων ενός ΣΗΕ προτείνοντας την χρήση μηχανικής μάθησης για εργαλεία προσομοίωσης των πολύπλοκων μη γραμμικών/διαφορικών σχέσεων που διέπουν τα ΣΗΕ. Επίσης δεν έχουμε κάποια διασφάλιση πως η προσέγγιση των εξισώσεων είναι ακριβής για κάθε πιθανό σενάριο λειτουργίας και προφανώς η μοντελοποίηση ενός πολύπλοκου TND σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον υπολογισμό ασφαλών εντολών λειτουργίας θα εισάγει μεγάλο υπολογιστικό φορτίο στην επίλυση του.

Άλλες πρόσφατες ερευνητικές εργασίες έχουν προτείνει μεθοδολογίες για την αξιολόγηση της ευρωστίας των ταξινομητών μηχανικής μάθησης. Στην [134], προτάθηκε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης που προσθέτει διαταραχές στα σενάρια εκπαίδευσης για τη βελτίωση της ευρωστίας ταξινομητών ΜΔΥ. Στην [135] παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος με το όνομα DeepFool που εξετάζει την ευρωστία των TND απέναντι σε αντιπαραδείγματα. Στην [136] ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης (γραμμικός προγραμματισμός μεικτών ακέραιων) χρησιμοποιείται για την επαλήθευση της ευρωστίας των μοντέλων που βασίζονται σε δέντρα απόφασης απέναντι σε διαταραχές σε σενάρια αξιολόγησης. Στην [137] έχει προταθεί μια μεθοδολογία για την εύρεση αντιπαραδειγμάτων και την χρήση τους στην επανεκπαίδευση TND για εφαρμογές εκτίμησης ασφάλειας σε ΣΗΕ. Η συγκεκριμένη μέθοδος επιλύει προβλήματα βελτιστοποίησης, χρησιμοποιώντας κάποια αξιόπιστα σενάρια λειτουργίας, ώστε συστηματικά να αξιολογεί την ευρωστία των TND έχοντας ως δείκτη την ελάχιστη απόσταση από τα αξιόπιστα σενάρια, στην οποία αλλάζει η κατηγοριοποίηση της ασφάλειας. Τα αξιόπιστα σενάρια λειτουργίας μπορεί να τα παρέχει ο διαχειριστής ενός ΣΗΕ με βάση πραγματικές καταγραφές που μπορεί να έχει ή μέσω της εμπειρίας του από την λειτουργία του συστήματος.

Παρότι η συγκεκριμένη μέθοδος αξιολόγησης των τεχνικών μηχανικής μάθησης προσφέρει ουσιαστική πληροφορία σε σχέση με αντιπαραδείγματα που μπορούν να προκύψουν, δεν αποδεικνύει εάν ο ταξινομητής μηχανικής μάθησης προσεγγίζει αξιόπιστα τα πραγματικά όρια λειτουργίας και αν μπορούμε να πούμε με βεβαιότητα

πως κάποιο ανασφαλές σενάριο λειτουργίας δεν θα χαρακτηριστεί λανθασμένα ως ασφαλές, θέτοντας σε κίνδυνο τη λειτουργία του ΣΗΕ.

Η συμβολή του συγκεκριμένου κεφαλαίου είναι στην σχεδίαση μιας πρωτότυπη μεθοδολογίας που αξιολογεί έναν ταξινομητή βέλτιστου δέντρου απόφασης (ΒΔΑ) ως προς την δυναμική ασφάλειά της συχνότητας, αξιοποιώντας εξισώσεις για την φυσική αναπαράσταση αυτών των φαινομένων. Η μεθοδολογία αυτή προτείνει ένα γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης μεικτών ακεραίων που αξιοποιεί αναλυτικές σχέσεις των μεταβατικών της συχνότητας και τους κανόνες του ταξινομητή στο ίδιο μαθηματικό πρόβλημα, για πρώτη φορά, ώστε να αξιολογήσει την λειτουργία του ταξινομητή. Μέσω της συγκεκριμένης μεθοδολογίας είναι δυνατόν να εντοπιστούν αντιπαραδείγματα τα οποία εσφαλμένα αξιολογούνται ως ασφαλή ή να αποδειχθεί πως δεν υπάρχει ανασφαλές σενάριο ως προς τις συγκεκριμένες αναλυτικές σχέσεις της συχνότητας για το οποίο ο ταξινομητής υπολογίζει εσφαλμένα την κατηγοριοποίηση του.

Με αυτό τον τρόπο ένας ταξινομητής ΒΔΑ, ή οποιοσδήποτε ταξινομητής μηχανικής μάθησης που μπορεί να αναπαρασταθεί με ένα σύνολο γραμμικών σχέσεων και δυαδικών μεταβλητών, μπορεί να αποδειχθεί πως κωδικοποιεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου που ορίζουν συγκεκριμένες αναπαραστάσεις των μεταβατικών φαινομένων της συχνότητας, κάτι που θα μπορούσε να οδηγήσει σε αύξηση της εμπιστοσύνης διαχειριστών ΣΗΕ σε μεθοδολογίες που βασίζονται σε τέτοιους ταξινομητές μηχανικής μάθησης.

6.2 Μαθηματικό πρόβλημα αξιολόγησης ταξινομητή μηχανικής μάθησης για την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας.

Στην παρούσα διατριβή τόσο η αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας των κανόνων μηχανικής μάθησης όσο και η εύρεση αντιπαραδειγμάτων βασίστηκε στην επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης. Κάθε κατάσταση λειτουργίας που εκτιμάται ως ασφαλής, σύμφωνα με τον ταξινομητή μηχανικής μάθησης, θα ανήκει στον διανυσματικό χώρο που ορίζει το σύνολο των κανόνων του (N), π.χ. το σύστημα εξισώσεων της (6.1), όπου το διάνυσμα X περιλαμβάνει τις μεταβλητές που καθορίζουν την κατάσταση λειτουργίας του συστήματος αλλά και βοηθητικές μεταβλητές του εκάστοτε ταξινομητή, π.χ. δυαδικές μεταβλητές για την ενεργοποίηση των φύλλων ενός ΒΔΑ:

$$A_n X \leq b_n, \forall n \in N \quad (6.1)$$

Για την μεθοδολογία που θα παρουσιαστεί στο συγκεκριμένο κεφάλαιο, ο ταξινομητής μηχανικής μάθησης θα πρέπει να μπορεί να αναπαρασταθεί με ένα σύνολο γραμμικών κανόνων, όμοιων με την (6.1). Τέτοιοι ταξινομητές μπορούν να είναι τα ΔΑ, τα ΒΔΑ και τα ΤΝΔ με συνάρτηση ενεργοποίησης την RELu.

Η ασφάλεια της συχνότητας έχει χρησιμοποιηθεί στα πλαίσια αυτής της διατριβής για την αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας του ΣΗΕ ενός ΜΔΝ. Το πραγματικό όριο

για την συχνότητα, και συγκεκριμένα για το ναδίρ, προκύπτει από ένα σύνολο διαφορικών εξισώσεων $G(X)$, που είναι μη γραμμικές (π.χ. λόγω περιορισμών στις εφεδρείες κάθε μονάδας ή στο ρυθμό μεταβολής της ισχύος τους), που υπολογίζουν τη μέγιστη απόκλιση της συχνότητας ($|\Delta F_{nad}|$) κατά το μεταβατικό:

$$|\Delta F_{nad}| = G(X) \quad (6.2)$$

Για την αξιολόγηση του ταξινομητή πρέπει να επιλυθεί το παρακάτω πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\max_X G(X) \quad (6.3)$$

$$\text{Υ.Π.Τ. } A_n X \leq b_n, \forall n \in N \quad (6.4)$$

$$HX \leq B \quad (6.5)$$

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης (6.2)-(6.5) ψάχνει να βρει κατάσταση λειτουργίας (X), η οποία:

- ανήκει στον χώρο που ορίζεται ως ασφαλής από τους κανόνες δυναμικής ασφάλειας του ταξινομητή μηχανικής μάθησης ($A_n X \leq b_n$)
- επαληθεύει τους υπόλοιπους κανόνες λειτουργίας του συστήματος $HX \leq B$ (π.χ. τεχνικών ελαχίστων και μεγίστων των θερμικών μονάδων, ισοζύγιο ισχύος, κ.τ.λ.), ώστε να γίνει η αξιολόγηση των κανόνων ασφαλείας μόνο σε εφικτές καταστάσεις λειτουργίας,
- μεγιστοποιεί την απόκλιση στο ναδίρ της συχνότητας από την ονομαστική ($|\Delta F_{nad}|$) κατά το μεταβατικό.

Αν στην λύση του παραπάνω προβλήματος εξασφαλίζεται πως:

- η λύση είναι το ολικό μέγιστο της αντικειμενικής συνάρτησης (δηλαδή έχει βρεθεί το σημείο λειτουργίας που προκύπτει το ολικό μέγιστο στην απόκλιση του ναδίρ μέσα στο σύνολο του χώρου καταστάσεων λειτουργίας που επιτρέπουν οι κανόνες μηχανικής μάθησης και οι λοιποί κανόνες λειτουργίας)
- η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι μικρότερη του επιθυμητού ορίου στο ναδίρ που προσπαθούν να διασφαλίσουν οι κανόνες μηχανικής μάθησης,

τότε αποδεικνύεται η ικανότητα των κανόνων μηχανικής μάθησης να εξασφαλίσουν την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας για κάθε πιθανό σενάριο λειτουργίας σύμφωνα με την αναπαράσταση $G(X)$ των εξισώσεων για το μεταβατικό της συχνότητας του συστήματος. Σημειώνεται εδώ πως στο παραπάνω πρόβλημα διάφορες μεταβλητές που ορίζουν την κατάσταση λειτουργίας, όπως το φορτίο ή η διαθέσιμη ισχύς των ΑΠΕ, δεν θεωρούνται σταθερές αλλά αποτελούν επίσης μεταβλητές του προβλήματος και μπορούν να λάβουν τιμές μεταξύ των ελαχίστων και μεγίστων ορίων τους, π.χ. μηδέν έως την ονομαστική τους ισχύ για την παραγωγή των ΑΠΕ. Αν η λύση υπερβεί το επιθυμητό όριο στο ναδίρ, τότε το σενάριο

λειτουργίας X αποτελεί ένα αντιπαράδειγμα του ταξινομητή μηχανικής μάθησης, το οποίο οι κανόνες δυναμικής ασφάλειας εκτιμούν εσφαλμένα ως ασφαλές.

Η χρήση των αναλυτικών εξισώσεων για τον υπολογισμό μεταβατικών φαινομένων στην συχνότητα, οι οποίες αξιοποιούνται από λογισμικά προσομοιώσεων δυναμικών φαινομένων είναι μη γραμμικές, επομένως οι επιλυτές μη γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης δεν μπορούν να εξασφαλίσουν την εύρεση του ολικού μέγιστου. Στις επόμενες ενότητες θα παρουσιαστούν γραμμικές αναπαραστάσεις φυσικών εξισώσεων για τον υπολογισμό μεταβατικών φαινομένων της συχνότητας για τις οποίες μπορεί να υλοποιηθεί ένα πρόβλημα αξιολόγησης της μορφής (6.2)-(6.5) και να βρεθεί το ολικό μέγιστο.

6.3 Γραμμικές μοντελοποιήσεις των φυσικών αναπαραστάσεων των δυναμικών της συχνότητας

Για να μπορέσει να βρεθεί το ολικό μέγιστο στο πρόβλημα (6.2)-(6.5) απαιτείται μια γραμμική αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας. Στην διατριβή θα παρουσιαστούν 2 μεθοδολογίες. Η 1^η χρησιμοποιεί μια αναπαράσταση των δυναμικών του συστήματος με ένα απλό σύστημα εξισώσεων βασισμένο στην εξίσωση ταλάντωσης και απλά μοντέλα ράμπας για την παροχή εφεδρειών από θερμικές μονάδες και μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτή η αναπαράσταση θα χρησιμοποιηθεί για την επαλήθευση της μαθηματικής μοντελοποίησης της αξιολόγησης της κωδικοποίησης του ασφαλούς χώρου λειτουργίας από τους κανόνες του ταξινομητή. Η 2^η παρουσιάζει μια μεθοδολογία για την γραμμική αναπαράσταση πιο λεπτομερών δυναμικών, καθώς χρησιμοποιεί IEEE μοντέλα για τους ρυθμιστές στροφών των θερμικών μονάδων και αναλυτικά μοντέλα ελεγκτών για τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος που παρέχουν γρήγορη πρωτεύουσα εφεδρεία και εικονική αδράνεια. Αυτό το αναλυτικό μοντέλο επιτρέπει την αξιολόγηση και την επαλήθευση της κωδικοποίησης του ασφαλούς χώρου λειτουργίας από ένα ταξινομητή μηχανικής μάθησης, όπως ορίζεται από πιο πολύπλοκα μοντέλα για την απόκριση των μονάδων.

6.3.1 Γραμμική αναπαράσταση με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης και απλοποιημένων δυναμικών στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας

Μία προσεγγιστική αναπαράσταση του μεταβατικού φαινομένου της συχνότητας ενός ΣΗΕ μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω της εξίσωσης ταλάντωσης (5.37) και απλοποιημένες μοντελοποιήσεις για την παροχή των εφεδρειών από θερμικές μονάδες και μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος (6.6)-(6.7).

Στην (5.37), αν θεωρήσουμε αμελητέα τη συμβολή του φορτίου οδηγούμαστε σε πιο απλή αναπαράσταση με H_{sys} να είναι η αδράνεια του συστήματος [MWs], F_{nom} η ονομαστική συχνότητα [Hz], $PR(t)$ οι εφεδρείες των θερμικών μονάδων [MW], $EPR(t)$ οι εφεδρείες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος [MW] και P_d [MW] το μέγεθος της διαταραχής. Χωρίς τον όρο απόσβεσης του μεταβατικού λόγω της απόκρισης των φορτίων, η (5.37) οδηγεί σε πιο συντηρητική εκτίμηση του ναδίου.

Η παροχή εφεδρειών θεωρείται ότι γίνεται με σταθερό ρυθμό για τις μονάδες ίδιου τύπου σύμφωνα με τις εξισώσεις (6.6)-(6.7) μέχρι τη χρονική στιγμή που φτάνουν τη συνολική παρεχόμενη εφεδρεία τους. Οι χρονικές σταθερές t_s για τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος και t_g για τις συμβατικές μονάδες είναι εκφρασμένες σε δευτερόλεπτα. Οι διαφορετικές τιμές σε t_s και t_g επιτρέπουν να ληφθεί υπόψη η δυνατότητα των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για πιο γρήγορη απόκριση στην παροχή των εφεδρειών.

$$EPR(t) = \begin{cases} \overline{EPR} \frac{t}{t_s}, & 0 \leq t \leq t_s \\ \overline{EPR}, & t > t_s \end{cases} \quad (6.6)$$

$$PR(t) = \begin{cases} \overline{PR} \frac{t}{t_g}, & 0 \leq t \leq t_g \\ \overline{PR}, & t > t_g \end{cases} \quad (6.7)$$

Κατά τη χρονική στιγμή που η συχνότητα λαμβάνει την ελάχιστη τιμή της (ναδίρ - ΔF_{nad}) ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας γίνεται μηδέν. Έτσι η μέσω της (5.37) υπολογίζεται ο χρόνος του ναδίρ, αξιοποιώντας επίσης την παραδοχή ότι ο χρόνος του ναδίρ t_{nad} είναι μεγαλύτερος του t_s , καθώς οι εφεδρείες των ηλεκτρονικών ισχύος είναι συνήθως αρκετά μικρότερες από την διαταραχή και μέχρι την απόδοσή τους (0.5-1s) οι θερμικές μονάδες δεν θα έχουν προλάβει να ισοσκελίσουν το ισοζύγιο ισχύος.

$$P_d = \overline{EPR} + \frac{\overline{PR} t_{nad}}{t_g} \quad (6.8)$$

Επιλύοντας την διαφορική εξίσωση (5.37) και αντικαθιστώντας τον χρόνο του ναδίρ υπολογίζεται η ακόλουθη σχέση που συνδέει το επιθυμητό όριο στο ναδίρ της συχνότητας ($\overline{\Delta F_{nad}}$) με τις μεταβλητές της κατάστασης λειτουργίας (την αδράνεια του συστήματος H_{sys} , το μέγεθος της διαταραχής P_d και τις διαθέσιμες εφεδρείες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος \overline{EPR} και των θερμικών μονάδων \overline{PR}). Οι ίδιες μεταβλητές επιλέχθηκαν και ως τα χαρακτηριστικά κάθε σεναρίου που χρησιμοποιείται για την εκπαίδευση του ο ταξινομητής μηχανικής μάθησης.

$$4\overline{\Delta F_{nad}} \cdot H_{sys} \cdot \overline{PR} - \overline{PR} \cdot \overline{EPR} \cdot t_s \cdot F_{nom} = F_{nom} \cdot t_g \cdot (P_d - \overline{EPR})^2 \quad (6.9)$$

Η σχέση (6.9) δεν μπορεί να αξιοποιηθεί στην παρούσα μορφή για την αξιολόγηση του ταξινομητή μηχανικής μάθησης γιατί περιέχει μη γραμμικούς όρους. Για τους όρους που είναι γινόμενα ($H_{sys} \cdot \overline{PR}$) και ($\overline{PR} \cdot \overline{EPR}$) χρησιμοποιείται η σχέση (6.10) ώστε να εκφραστούν με 2 τετραγωνικούς όρους, ώστε τελικά να έχουμε μία αναπαράσταση μόνο με τετραγωνικούς όρους όπως φαίνεται στην (6.11).

$$xy = \frac{(x+y)^2 - (x-y)^2}{4} \quad (6.10)$$

$$F_{nad}(u1 + u2) - (u3 + u4) \frac{t_s F_{nom}}{4} = F_{nom} t_g u5 \quad (6.11)$$

Για την ένταξη των τετραγωνικών όρων στο πρόβλημα βελτιστοποίησης της αξιολόγησης ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης χρησιμοποιήθηκε η τμηματική γραμμικοποίηση τους (piesewise linearization) με την χρήση περιορισμών Special Ordered Set τύπου 2 (SOS2). Στα SOS2 ένα σύνολο συνεχών και διακριτών μεταβλητών αξιοποιείται για να προσεγγιστεί μια μη γραμμική συνάρτηση με γραμμικά τμήματα που συνδέουν διακριτά σημεία της μη γραμμικής καμπύλης. Δεδομένων κάποιων διακριτών σημείων (x_k, x_k^2) της μη γραμμικής καμπύλης η προσέγγιση γίνεται μέσω των ακόλουθων περιορισμών:

$$u = \sum_{k=1}^K \lambda_k x_k \quad (6.12)$$

$$y = u^2 = \sum_{k=1}^K \lambda_k x_k^2 \quad (6.13)$$

$$\sum_{k=1}^K \lambda_k = 1 \quad (6.14)$$

$$0 \leq \lambda_t \leq z_i, i \in [2, K], t \in [i - 1, i] \quad (6.15)$$

$$\sum_{i=2}^K z_i = 1 \quad (6.16)$$

όπου K ο αριθμός των σημείων που θα συνδέσουν οι ευθείες και λ_k οι μη αρνητικές βοηθητικές μεταβλητές από τις οποίες μέχρι δύο διαδοχικές μπορούν να είναι μεγαλύτερες του μηδέν. Αυτό εξασφαλίζεται μέσω $(K-1)$ δυαδικών μεταβλητών (z_i) και τους περιορισμούς (6.15)-(6.16). Μέσω της συγκεκριμένης γραμμικοποίησης της σχέσης (6.9) το πρόβλημα για την αξιολόγηση των κανόνων του ταξινομητή δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας σε ΜΔΝ, π.χ. του ΜΔΝ της Ρόδου που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, διαμορφώνεται σύμφωνα με τις εξισώσεις (6.17)-(6.36).

Οι μεταβλητές του προβλήματος είναι:

- οι παραγωγές $(P_{i,n}^G)$, οι εφεδρείες $(Q_{i,n}^G)$ και η κατάσταση σύνδεσης των θερμικών μονάδων $(x_{i,n})$
- οι παραγωγές $(P_{j,n}^r)$ και οι εφεδρείες $(Q_{j,n}^r)$ των Α/Π σε περίπτωση που συνεισφέρουν στην ρύθμιση συχνότητας
- P^{dis} το μέγεθος της διαταραχής, οι συνολικές εφεδρείες των Α/Π (\widehat{EPR}) και η αδράνεια του συστήματος (H_{sys})

- Η ροή ισχύος στις γραμμές ($Pf_{j,i}$), η γωνία (ϑ_i), το φορτίο (L_n) και η παραγωγή των Φ/Β (PV_n) σε κάθε ζυγό
- οι συνολικές εφεδρείες των θερμικών μονάδων (\widehat{PR}_{dd}), όπως υπολογίζονται από τους κανόνες μηχανικής μάθησης συναρτήσει των $P^{dis}, H_{sys}, \widehat{EPR}$
- οι συνολικές εφεδρείες των θερμικών μονάδων (\widehat{PR}), όπως υπολογίζονται από την γραμμικοποίηση της σχέσης του ναδίρ συναρτήσει των P^{dis}, H_{sys}, R_s

$$\max(\widehat{PR} - \widehat{PR}_{dd}) \quad (6.17)$$

$$\text{Υ.Π.Τ.} \quad x_{i,n} P_{i,n}^{min} \leq P_{i,n}^G, \forall i \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.18)$$

$$P_{i,n}^G + Q_{i,n}^G \leq x_{i,n} P_i^{max}, \forall i \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.19)$$

$$P_{j,n}^r + Q_{j,n}^r \leq W_{j,n}^r, \forall j \in \mathcal{W}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.20)$$

$$P_j^{r,G} \leq P^{dis}, \forall r, g \in \mathcal{C} \quad (6.21)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} P_{i,n}^G + \sum_{j \in \mathcal{W}} P_{j,n}^r = L_n - PV_n \quad (6.22)$$

$$+ S_b \left(\sum_{\{j|\{i,j\} \in \mathcal{L}\}} Pf_{i,j} - \sum_{\{j|\{j,i\} \in \mathcal{L}\}} Pf_{j,i} \right), \forall n \in \mathcal{N}$$

$$Pf_{i,j} = \frac{\vartheta_i - \vartheta_j}{x_{ij}}, \forall (j, i) \in \mathcal{L} \quad (6.23)$$

$$-\overline{Pf_{i,j}} \leq Pf_{i,j} \leq \overline{Pf_{i,j}}, \forall j, i \in \mathcal{L}, \quad (6.24)$$

$$\underline{\vartheta} \leq \vartheta_i < \overline{\vartheta}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.25)$$

$$W_{j,n}^{r,min} \leq W_{j,n}^r \leq W_{j,n}^{r,max} \quad \forall j \in \mathcal{W}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.26)$$

$$PV_n^{min} \leq PV_n \leq PV_n^{max}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.27)$$

$$L_n^{min} \leq L_n \leq L_n^{max}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.28)$$

$$\widehat{PR}_{dd} = \sum_{i \in \mathcal{G}} Q_{i,n}^G \quad \forall i \in \mathcal{G}, i \notin \mathcal{C}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.29)$$

$$\widehat{EPR} = \sum_{j \in \mathcal{W}} Q_{j,n}^r \quad \forall j \in \mathcal{W}, j \notin \mathcal{C}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.30)$$

$$Q_{i,n}^G \leq x_{i,n} \frac{P_i^{max}}{Droop_i} \Delta F_{ss}, \forall i \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.31)$$

$$\widehat{PR}_{dd} + \widehat{EPR} \geq P^{dis} \quad \forall i \in \mathcal{G}, i \notin \mathcal{C}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (6.32)$$

$$H_{sys} \geq \frac{P^{dis} F_{nom}}{2ROCOF} \quad (6.33)$$

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^{n_{gen}} H_i S_i X_i \quad (6.34)$$

$$\widehat{PR}_{dd} \in \Omega_1 = \{A_n X \leq b_n, \forall n \in \mathcal{N}\} \quad (6.35)$$

$$\widehat{PR} \in \Omega_2 = \{(6.11) - (6.16)\} \quad (6.36)$$

Η λύση του συγκεκριμένου προβλήματος βελτιστοποίησης είναι μία κατάσταση λειτουργίας που πρέπει να επαληθεύει τους περιορισμούς για:

- τα τεχνικά μέγιστα και ελάχιστα των γεννητριών (6.18)-(6.19),
- την παραγωγή και τις εφεδρείες των Α/Π βάση της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος $W_{j,n}^r$ του κάθε Α/Π (6.20)
- την διασφάλιση πως η παραγωγή των μονάδων, που σε ενδεχόμενη αποσύνδεση τους θέλουμε να παραμείνει το μεταβατικό της συχνότητας εντός των επιθυμητών ορίων, θα είναι μικρότερη από τη μεταβλητή του μεγέθους της διαταραχής (P^{dis}) που θα χρησιμοποιηθεί στους περιορισμούς δυναμικής ασφάλειας (6.21),
- το ισοζύγιο ισχύος, τα όρια ισχύος στις γραμμές και τις γωνίες της DC ροής φορτίου (6.22)-(6.25).
- ένα εύρος διακύμανσής για τις πιθανές συνθήκες λειτουργίας (φορτίο κάθε ζυγού (L_n), παραγωγή Φ/Β κάθε ζυγού (PV_n) και μέγιστη διαθέσιμη ισχύς σε κάθε Α/Π ($W_{j,n}^r$)) στο οποίο θα ψάξει το πρόβλημα να βρει τη κατάσταση λειτουργίας (6.26)-(6.28).
- τον υπολογισμό των συνολικών εφεδρειών των θερμικών μονάδων και των Α/Π (6.29)-(6.30).
- την εξασφάλιση ότι η μέγιστη απόκλιση της συχνότητας στη μόνιμη κατάσταση δεν θα υπερβεί το όριο ΔF_{ss} μέσω των περιορισμών (6.31)-(6.32). Θεωρείται εδώ ότι η χαρακτηριστική $P(f)$ των Α/Π καθορίζει την παροχή όλης της διαθέσιμης εφεδρείας τους για συχνότητες με μικρότερη απόκλιση από την ονομαστική σε σχέση με το ΔF_{ss} .
- την εξασφάλιση του ορίου του ρυθμού μεταβολής της συχνότητας \overline{ROCOF} και του υπολογισμού της συνολικής αδράνειας του συστήματος (6.33)-(6.34).
- τους κανόνες μηχανικής μάθησης (6.35) συσχετίζοντας, τις εφεδρείες των θερμικών μονάδων (\widehat{PR}_{dd}), τις εφεδρείες των Α/Π (\widehat{EPR}), το μέγεθος της διαταραχής (P^{dis}) και την αδράνεια του συστήματος (H_{sys}).

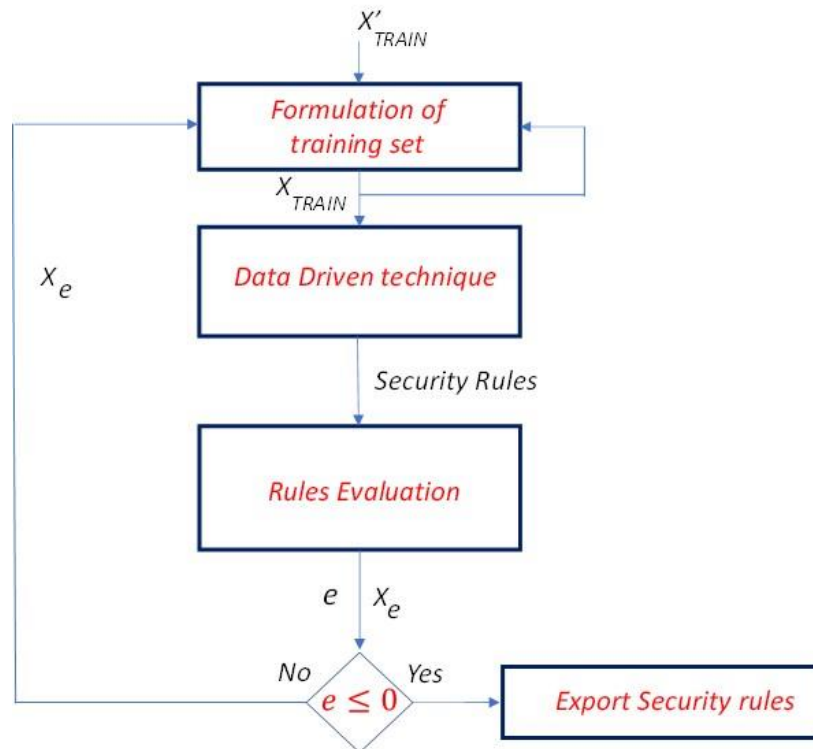
Ομοίως, με χρήση της γραμμικοποίησης των εξισώσεων για το ναδίρ της συχνότητας εισάγονται περιορισμοί που υπολογίζουν τις απαραίτητες εφεδρείες των θερμικών

μονάδων \widehat{PR} σύμφωνα με τις τιμές των μεταβλητών (Rs, P^{dis}, H_{sys}) και του επιθυμητού ορίου στο ναδίρ της συχνότητας. Ουσιαστικά, για το ίδιο σενάριο λειτουργίας υπολογίζονται οι απαραίτητες εφεδρείες των θερμικών μονάδων για την διασφάλιση του ναδίρ της συχνότητας, όπως προκύπτουν με την γραμμικοποίηση της αναλυτικής σχέσης (\widehat{PR}) και μέσω των κανόνων δυναμικής ασφάλειας (\widehat{PR}_{dd}). Η αντικειμενική συνάρτηση έχει ως στόχο να μεγιστοποιήσει τη διαφορά $\widehat{PR} - \widehat{PR}_{dd}$.

Αν στη βέλτιστη λύση προκύπτει ότι:

- $\widehat{PR} - \widehat{PR}_{dd} \leq 0$, τότε οι κανόνες ασφαλείας της τεχνικής μηχανικής μάθησης εξασφαλίζουν, για όλα τα σενάρια λειτουργίας στα πιθανά εύρη τιμών φορτίου και ΑΠΕ, πως θα εκτιμούν εφεδρείες τουλάχιστον ίσες ή μεγαλύτερες από αυτές της αναλυτικής σχέσης.
- $\widehat{PR} - \widehat{PR}_{dd} \geq 0$, τότε για την κατάσταση λειτουργίας που προκύπτει (ένταξη μονάδων, επίπεδα παραγωγής και εφεδρειών) οι κανόνες μηχανικής μάθησης εσφαλμένα εκτιμούν την κατάσταση ως ασφαλή.

Αν κατά την αξιολόγηση των κανόνων, εκπαιδευμένων με τα ΒΔΑ, υπάρχει σενάριο για το οποίο δεν εκτιμάται σωστά η δυναμική ασφάλεια, προτείνεται στα πλαίσια της διατριβής η ακόλουθη τεχνική για την επανεκπαίδευση της μεθόδου, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.1.



Εικόνα 6.1 Διαδικασία αξιολόγησης των κανόνων ασφαλείας που προκύπτουν από την τεχνική μηχανικής μάθησης και επαναληπτική εκπαίδευσή τους.

Το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης (X'_{TRAIN}) χρησιμοποιείται για να εξαχθούν μέσω των Βέλτιστων Δέντρων Απόφασης (ΒΔΑ) οι κανόνες δυναμικής ασφάλειας. Οι κανόνες δυναμικής ασφάλειας αξιολογούνται μέσω του προβλήματος βελτιστοποίησης (6.17)-(6.36), οπότε υπολογίζεται η μέγιστη διαφορά $e = \bar{P}\bar{R} - \bar{P}\bar{R}_{ad}$ μεταξύ των εφεδρειών όπως προκύπτουν από την αναλυτική σχέση και των εφεδρειών που προκύπτουν από τους κανόνες μηχανικής μάθησης. Στη συνέχεια ελέγχεται η διαφορά e με το μηδέν και αν:

- $e \leq 0$, η διαδικασία ολοκληρώνεται και εξάγονται οι κανόνες ασφαλείας αφού έχει αποδειχθεί πως εξασφαλίζεται η ασφάλεια για κάθε σενάριο,
- $e > 0$, τότε προστίθεται το σενάριο για το οποίο δεν εκτιμάται σωστά η δυναμική ασφάλεια στο σύνολο εκπαίδευσης και υπολογίζονται εκ νέου οι κανόνες δυναμικής ασφάλειας μέσω της τεχνικής μηχανικής μάθησης.

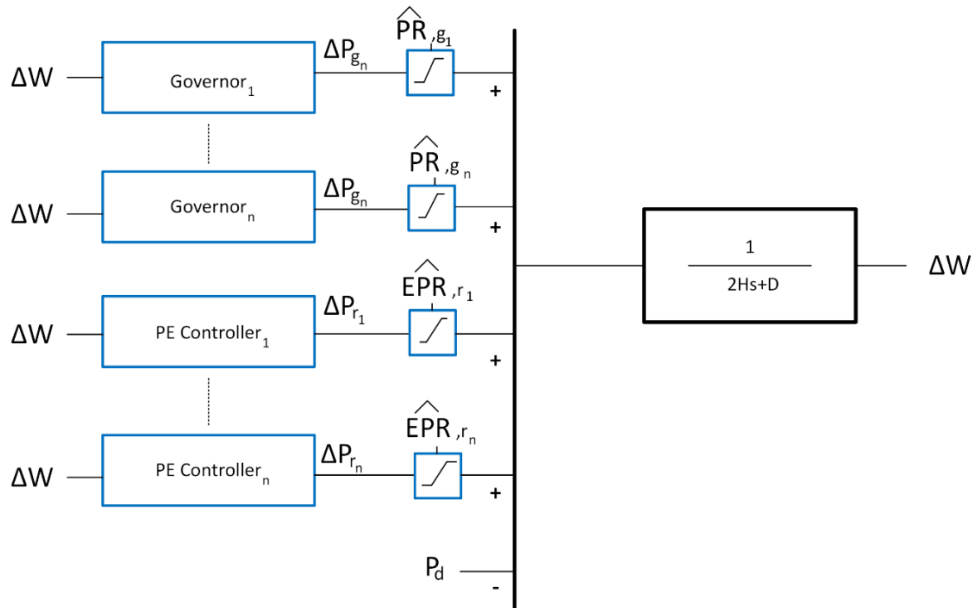
Για να επιταχυνθεί η διαδικασία υπολογισμού κανόνων ασφαλείας που αποδεδειγμένα εξασφαλίζουν την ασφάλεια στη συχνότητα για κάθε σενάριο, πέρα από το αντιπαράδειγμα που υπολογίζεται μέσω του προβλήματος βελτιστοποίησης, υπολογίζονται και κοντινά του σενάρια. Τα σενάρια αυτά δημιουργούνται από το αντιπαράδειγμα (x_e) μεταβάλλοντας ελάχιστα, π.χ. κατά 1% κάθε χαρακτηριστικό του σεναρίου, δηλαδή την αδράνεια του συστήματος, τις εφεδρείες θερμικών μονάδων και μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και το μέγεθος της διαταραχής. Η κατηγοριοποίηση των σεναρίων ως ασφαλή/αασφαλή γίνεται μέσω της (6.9). Έτσι, στο αρχικό σύνολο εκπαίδευσης προστίθεται ένα σύνολο αντιπαραδειγμάτων X_e τα οποία εξωθούν τον ταξινομητή να εκπαιδευτεί και σε αυτά προσεγγίζοντας τον ασφαλή χώρο με μεγαλύτερη ακρίβεια.

6.3.2 Γραμμική αναπαράσταση των μεταβατικών στην συχνότητα με αναλυτικά μοντέλα ελεγκτών μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και IEEE μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων

Η αναπαράσταση του μεταβατικού της συχνότητας στην προηγούμενη ενότητα αποτελεί μια απλοποιημένη αναπαράσταση, που δεν λαμβάνει υπόψιν τα διαφορετικά χαρακτηριστικά των μονάδων. Σε μελέτες δυναμικών φαινομένων πιο πολύπλοκα μοντέλα χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των μεταβατικών της συχνότητας (IEEE μοντέλα ρυθμιστών στροφών, μοντέλα ελεγκτών ηλεκτρονικών ισχύος, κ.τ.λ.).

Μια περισσότερο ακριβής αναπαράσταση των δυναμικών του συστήματος παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.2. Η απόκριση των θερμικών μονάδων καθορίζεται από το μοντέλο του ρυθμιστή στροφών που περιλαμβάνει το κέρδος στατισμού του και τα χαρακτηριστικά της εκάστοτε γεννήτριας αλλά και από τις διαθέσιμες εφεδρείες που μπορούν να αποδοθούν από την εκάστοτε μονάδα. Ομοίως στις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος μπορεί να θεωρηθεί μοντέλο ελεγκτή που περιλαμβάνει την παροχή γρήγορης πρωτεύουσας εφεδρείας και εικονικής αδράνειας, όπως και την

διαθέσιμη εφεδρεία ισχύος για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών στην συχνότητα από αυτές τις μονάδες.



Εικόνα 6.2 Αναλυτικό μοντέλο υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας σε διαταραχές στο ισοζύγιο ισχύος σε ένα ΜΔΝ.

Τα μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των γεννητριών μπορούν να αναπαρασταθούν στο πεδίο της συχνότητας με ένα σύστημα εξισώσεων κατάστασης. Σε περίπτωση που υπάρχουν μη γραμμικές σχέσεις στο μοντέλο του ρυθμιστή στροφών μπορεί να χρησιμοποιηθεί η τεχνική μικρής μεταβολής (small perturbation) για να γραμμικοποιηθεί το σύστημα κατάστασης και να μετασχηματιστεί σε ένα σύστημα διακριτού χρόνου.

Έτσι, η απόκριση της κάθε γεννήτριας ή μονάδας ηλεκτρονικών ισχύος αναπαρίσταται με το σύστημα εξισώσεων (6.37). Το διάνυσμα $x(\tau)$ περιέχει τις μεταβλητές κατάστασης του ρυθμιστή στροφών και το διάνυσμα u περιλαμβάνει την είσοδο του κάθε ρυθμιστή στροφών (ή ελεγκτή μονάδας ηλεκτρονικών ισχύος) που είναι το σφάλμα της συχνότητας ($\Delta\omega$). Τέλος, η έξοδος είναι η μεταβολή της παραγωγής (ΔP) της θερμικής μονάδας ή της μονάδας ηλεκτρονικών ισχύος. Το παρακάτω σύστημα εξισώσεων υπολογίζει τη μεταβολή της παραγωγής σε ένα χρονικό παράθυρό T με δειγματοληψία $\Delta\tau$. Οι αρχικές συνθήκες λειτουργίας θεωρούν μηδενικό το σφάλμα της συχνότητας από την ονομαστική όπως και τις μεταβλητές κατάστασης των ρυθμιστών στροφών και των ελεγκτών των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος.

$$\begin{aligned} x(\tau) &= Ax(\tau - \Delta\tau) + Bu(\tau - \Delta\tau) \\ \Delta P(\tau) &= Cx(\tau - \Delta\tau) + Du(\tau - \Delta\tau) \end{aligned} \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.37)$$

Το συγκεκριμένο σύστημα εξισώσεων πρέπει να λάβει υπόψιν του και τον περιορισμό της μεταβολής της ισχύος κάθε μονάδας σύμφωνα με την διαθέσιμη εφεδρεία ισχύος αλλά και να μην λαμβάνει υπόψιν την συνεισφορά κάποιας μονάδας αν είναι αποσυνδεδεμένη. Αντίστοιχοι περιορισμοί μπορούν να εισαχθούν και για τις μεταβλητές κατάστασης αν το μοντέλο του εκάστοτε ρυθμιστή στροφών περιέχει περιορισμούς π.χ. για τον ρυθμό ανόδου/καθόδου της ισχύος. Για την διαμόρφωση του περιορισμού της μεταβολής της ισχύος κάθε μονάδας κατά το μεταβατικό σύμφωνα με τις διαθέσιμες εφεδρείες της, το σύστημα (6.37) μετατρέπεται στο ακόλουθο σύστημα εξισώσεων, όπου M είναι ένας μεγάλος αριθμός:

$$\begin{aligned} C \cdot x(\tau - \Delta\tau) + D \cdot u(\tau) - M \cdot (1 - x_g) &\leq \Delta P(\tau) \\ &\leq C \cdot x(\tau - \Delta\tau) + D \cdot u(\tau - \Delta\tau) + M \cdot (1 - x_g), \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \end{aligned} \quad (6.38)$$

$$0 \leq \Delta P(\tau) \leq M \cdot x_g, \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.39)$$

$$-M \cdot (1 - r_g(\tau)) \leq \overline{\Delta P}(\tau) - \Delta P(\tau) \leq M \cdot (1 - r_g(\tau)), \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.40)$$

$$-M \cdot r_g(\tau) \leq \overline{\Delta P}(\tau) - \widehat{P R}_g \leq M \cdot r_g(\tau), \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.41)$$

$$-M \cdot r_g(\tau) \leq \Delta P(\tau) - \widehat{P R}_g \leq M \cdot (1 - r_g(\tau)), \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.42)$$

Η εξίσωση (6.38) εξωθεί την έξοδο του ρυθμιστή στροφών (ή ελεγκτή μια μονάδας ηλ. Ισχύος) ίση με την σχέση $(Cx(\tau - \Delta\tau) + Du(\tau))$ αν η μονάδα είναι συνδεδεμένη (η κατάσταση της δυαδικής μεταβλητής $x_g=1$). Η (6.39) εξωθεί την μεταβολή της παραγωγής να γίνει ίση με μηδέν αν η μονάδα είναι αποσυνδεδεμένη. Στην (6.40) η έξοδος μετά τον περιοριστή είναι ίση με την έξοδο του ρυθμιστή στροφών ή του ελεγκτή αν η δυαδική βοηθητική μεταβλητή $r_g(\tau)$ είναι ίση με 1. Η τιμή της δυαδικής μεταβλητής $r_g(\tau)$ αντιστοιχεί με μηδέν στην περίπτωση που η έξοδος του ελεγκτή ή του ρυθμιστή στροφών ξεπερνάει την τιμή της διαθέσιμης εφεδρείας ενώ είναι ίση 1 την περίπτωση που η μεταβολή της ισχύος δεν ξεπερνά την διαθέσιμη εφεδρεία. Έτσι, αν το $r_g(\tau)$ είναι ίσο με μηδέν στην (6.41), η τιμή της ισχύος μετά τον περιορισμό γίνεται ίση με τη διαθέσιμη εφεδρεία. Η (6.42) εξασφαλίζει την συσχέτιση της δυαδικής μεταβλητής $r_g(\tau)$ με το όριο της εφεδρείας και την έξοδο του ελεγκτή ηλεκτρονικών ισχύος ή του ρυθμιστή στροφών των θερμικών μονάδων.

Ένα διακριτό σύστημα εξισώσεων κατάστασης αξιοποιείται και για την μεταβολή της συχνότητας, σύμφωνα με την εξίσωση ταλάντωσης και έχει ως μεταβλητή κατάστασης και έξοδο το σφάλμα της συχνότητας $\Delta F(\tau)$ και ως εισόδους την μεταβολή της παραγωγής των μονάδων και την διαταραχή (P_d). Η διαταραχή (P_d) θεωρήθηκε σταθερή από την αρχική χρονική στιγμή ($\tau=0$) έως το τέλος του χρονικού παραθύρου ($\tau=T$).

$$\frac{2H}{\Delta\tau} \cdot \Delta F(\tau) = \left(\frac{2H}{\Delta\tau} - D \right) \Delta F(\tau - 1) + \sum_{g \in G} \overline{\Delta P}_g(\tau - 1) + \sum_{r \in R} \overline{\Delta P}_r(\tau - 1) - P_d, \quad (6.43)$$

$$\tau \in [\Delta\tau, T]$$

Η παραπάνω σχέση δεν είναι γραμμική καθώς υπάρχει γινόμενο μεταβλητών ($H \cdot \Delta F(\tau)$) καθώς η συνολική αδράνεια εξαρτάται από την κατάσταση ένταξης των μονάδων (x_g), ($H = \sum_{g \in G} x_g H_g S_g / S_b$). Για αυτό το λόγο χρησιμοποιούνται οι ακόλουθοι περιορισμοί, όπου το γινόμενο $H \cdot \Delta F(\tau)$ αντικαθίσταται από ένα άθροισμα μεταβλητών ($\sum_{g \in G} z_g(\tau)$) για τις οποίες θα πρέπει να ισχύουν οι περιορισμοί:

$$-M \cdot (1 - x_g) \leq z_g(\tau) - \frac{H_g S_g}{S_b} \Delta F(\tau) \leq M \cdot (1 - x_g), \quad \tau \in [\Delta\tau, T] \quad (6.44)$$

$$-M \cdot x_g \leq z_g(\tau) \leq M \cdot x_g \quad (6.45)$$

Ο περιορισμός (6.44) εξασφαλίζει πως αν είναι ενταγμένη η μονάδα g ($x_g = 1$) τότε θα ισχύει $z_g(\tau) = \frac{H_g S_g}{S_b} \Delta F$. Ο περιορισμός (6.45) εξωθεί την μεταβλητή $z_g(\tau)$ να γίνει ίση με το μηδέν αν δεν έχει ενταχθεί η μονάδα g ($x_g = 0$) οπότε να μην ληφθεί υπόψη η συνεισφορά της αδράνειας της μονάδας στο μεταβατικό της συχνότητας. Το γινόμενο $H \Delta F(\tau)$ στην (6.43) αντικαθίσταται με τον όρο $\sum_{g \in G} z_g(\tau)$.

Με την χρήση των παραπάνω περιορισμών το αναλυτικό δυναμικό μοντέλο (Εικόνα 6.2) μπορεί να εισαχθεί σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για την αξιολόγηση ταξινομητή μηχανικής μάθησης με τη μορφή γραμμικών περιορισμών και τη χρήση δυαδικών μεταβλητών. Οι μεταβλητές που επηρεάζουν την απόκριση της συχνότητας είναι το μέγεθος της διαταραχής (P_d), οι διαθέσιμες εφεδρείες της κάθε θερμικής μονάδας και μονάδας ηλ. ισχύος και η αδράνεια του συστήματος την οποία επηρεάζουν οι μεταβλητές ένταξης των μονάδων.

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης (6.46)-(6.50) χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της ασφάλειας των κανόνων μηχανικής μάθησης. Το συγκεκριμένο πρόβλημα βρίσκει το σενάριο λειτουργίας το οποίο μεγιστοποιεί την απόκλιση στο μεταβατικό της συχνότητας, το οποίο υπολογίζεται σύμφωνα με το μοντέλο που παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.2.

Το σημείο λειτουργίας επίσης πρέπει να επαληθεύει τους περιορισμούς της DC ροής φορτίου (6.48), όπως παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα, καθώς και τους περιορισμούς των κανόνων του ταξινομητή δυναμικής ασφάλειας (6.49). Τέλος, οι αβέβαιες μεταβλητές (D_{il}), παραγωγή ΑΠΕ και φορτίο, μπορούν να λάβουν τιμές εντός ενός χώρου αβεβαιότητας Ω_{unc} , ο οποίος ορίζεται με πάνω και κάτω όρια σε κάθε αβέβαιη μεταβλητή. Η λύση που υπολογίζει το πρόβλημα θα πρέπει τουλάχιστον για μια διακριτή χρονική στιγμή να έχει τιμή συχνότητας με απόκλιση

μεγαλύτερη από το επιθυμητό όριο στο ναδίρ (ΔF_{NAD}^{LIM}). Σε περίπτωση που η επίλυση του προβλήματος δεν είναι εφικτή, τότε οι κανόνες του ταξινομητή δυναμικής ασφάλειας εξασφαλίζουν πως δεν υπάρχει σενάριο που εκτιμούν εσφαλμένα πως είναι ασφαλές, αλλιώς υπολογίζεται σενάριο που αποτελεί αντιπαράδειγμα των κανόνων ασφαλείας.

$$\max_{OP \{x_g, Q_g, P_g, P_r, Q_r, P_d\}, Du \{P_{PV}, P_{WT}, Load\}} \sum_{\tau \in [\Delta\tau, T]} \Delta F(\tau) \quad (6.46)$$

Υ.Π.Τ. (6.37) – (6.45)

$$0 \leq \Delta F(\tau) \leq k(t) * \Delta F_{NAD}^{LIM}, \sum_{k=1}^T k(t) \geq 1 \quad (6.47)$$

$$OP \in \Omega_{DC_PF} \quad (6.48)$$

$$OP \in \Omega_{Dyn_sec} \quad (6.49)$$

$$D_u \in \Omega_{unc} \quad (6.50)$$

Το παραπάνω πρόβλημα βελτιστοποίησης διαφέρει από την αντίστοιχη μεθοδολογία της ενότητας 6.3.1. Πρώτον, ο αριθμός των δυαδικών βοηθητικών μεταβλητών αυξάνει με το πλήθος των μονάδων, το χρονικό παράθυρο του μεταβατικού και τη δειγματοληψία με την οποία υπολογίζεται το μεταβατικό. Έτσι, απαιτείται μεγαλύτερη υπολογιστική ισχύς και μεγαλύτεροι χρόνοι επίλυσης για τον υπολογισμό του αντιπαραδείγματος με αποτέλεσμα η διαδικασία επανεκπαίδευσης των κανόνων μηχανικής μάθησης να απαιτεί περισσότερο χρόνο. Για να βελτιωθεί η ταχύτητα της εύρεσης αντιπαραδειγμάτων το παραπάνω πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να τερματίζει όποτε βρεθεί λύση που ικανοποιεί τους περιορισμούς, ακόμα και αν δεν είναι το χειρότερο δυνατό σενάριο που εκτιμούν εσφαλμένα την δυναμική ασφάλεια οι κανόνες του ταξινομητή μηχανικής μάθησης.

Από την άλλη, η συγκεκριμένη μοντελοποίηση δίνει μεγαλύτερη ακρίβεια στον υπολογισμό του μεταβατικού και χρησιμοποιεί αναλυτικά μοντέλα για την απόκριση θερμικών μονάδων και μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος.

6.4 Αποτελέσματα αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης κανόνων μηχανικής μάθησης

Η διαδικασία αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης με τις δύο αναπαραστάσεις των δυναμικών της συχνότητας επιλύθηκε για το ΜΔΝ της Ρόδου. Η πιο απλή αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας επιτρέπει τον υπολογισμό σχεδόν όλων των σεναρίων λειτουργίας. Χρησιμοποιείται λοιπόν για την επαλήθευση του προβλήματος αξιολόγησης και της διαδικασίας επανεκπαίδευσης και κατά πόσον ο τελικός ταξινομητής κωδικοποιεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου.

Η πιο αναλυτική δυναμική αναπαράσταση χρησιμοποιείται για να αξιολογήσουμε την κωδικοποίηση πιο πολύπλοκων αναπαραστάσεων την δυναμικών της συχνότητας. Το πρόβλημα της αξιολόγησης και η εκπαίδευση των ταξινομητών επιλύθηκε στο λογισμικό Matlab, με χρήση του επιλυτή Gurobi [138].

6.4.1 Αξιολόγηση και επανεκπαίδευση κανόνων με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης και αναπαράσταση απλοποιημένων δυναμικών στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας

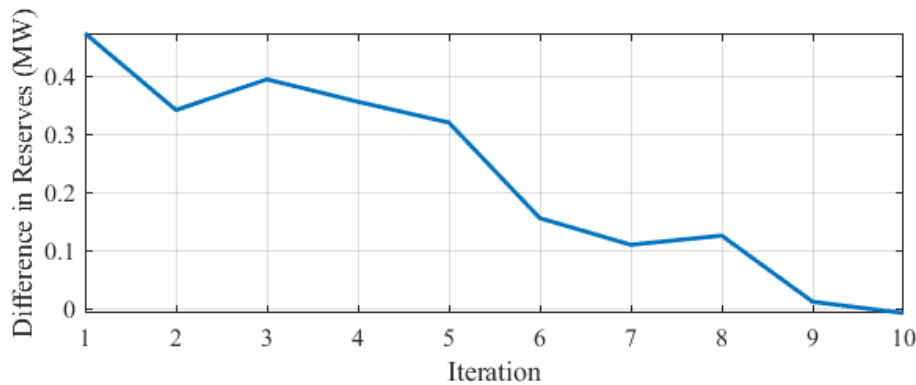
Για την απλή αναπαράσταση της ενότητας 6.3.1 δημιουργήθηκε ένα σύνολο εκπαίδευσης, που δημιουργήθηκε με τη μέθοδο (LHS), έχοντας ως χαρακτηριστικά των σεναρίων την συνολική εφεδρεία θερμικών μονάδων, την εφεδρεία των Α/Π, την αδράνεια του συστήματος και το μέγεθος της διαταραχής, που αντιστοιχούσε σε αποσύνδεση του Α/Π με τη μεγαλύτερη παραγωγή. Με χρήση της (6.9) ταξινομήθηκε κάθε σενάριο ως ασφαλές/ανασφαλές. Τα σενάρια εξάχθηκαν αξιοποιώντας την μεθοδολογία της ενότητας 5.5. Οι παράμετροι της απόκρισης των εφεδρειών των μονάδων θεωρήθηκαν ως $T_g=1.8s$ και $T_s=0.5s$.

Το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης απαρτιζόταν από 2000 σενάρια, εκ των οποίων το 75% χρησιμοποιήθηκε για την εκπαίδευση και το 25% για την αξιολόγηση. Η μέθοδος των ΒΔΑ χρησιμοποιήθηκε ως ταξινομητής με χρήση της «άπληστης» μεθόδου για την πιο γρήγορη εκπαίδευση του ταξινομητή [129]. Έπειτα από κάθε εκπαίδευση του ταξινομητή γινόταν η αξιολόγηση των κανόνων ασφαλείας σύμφωνα με το πρόβλημα (6.17)-(6.36), χρησιμοποιώντας 100 διακριτές τιμές για την γραμμικοποίηση της σχέσης του ναδίρ, και υπολογιζόταν αν υπήρχε αντιπαράδειγμα για το οποίο δεν εξασφαλιζόταν η δυναμική ασφάλεια σύμφωνα με την (6.9).

Σε περίπτωση υπολογισμού αντιπαραδείγματος υπολογίζονταν περαιτέρω σενάρια κοντινά στο σενάριο αυτό, εισάγοντας μικρές διαφοροποιήσεις $\pm 1\%$ στα 4 χαρακτηριστικά του. Για κάθε σενάριο που δημιουργείται, μέσω της σχέσης (6.9) υπολογίζεται το ναδίρ της συχνότητας και κατηγοριοποιείται το σενάριο ως προς την ασφάλεια του σύμφωνα με την σχέση ($\Delta FNAD \leq 0.6$ Hz). Τα νέα σενάρια προστίθενται στο σύνολο εκπαίδευσης και υπολογίζεται εκ νέου ο ταξινομητής και πραγματοποιείται εκ νέου η αξιολόγηση του.

Έπειτα από 10 επαναλήψεις, οι κανόνες ασφαλείας του τελικού ταξινομητή που υπολογίζεται εξασφαλίζουν πως κανένα σενάριο λειτουργίας δεν καταλήγει σε $\Delta FNAD \geq 0.6$ Hz. Η συνολική διαδικασία χρειάστηκε 90 δευτερόλεπτα, με τον μέσο χρόνο εκπαίδευσης του ταξινομητή να απαιτεί περίπου 7-8 δευτερόλεπτα και του αλγορίθμου αξιολόγησης 1-2 δευτερόλεπτα. Η εξέλιξη της διαφοράς των εφεδρειών (διαφορά απαραίτητων εφεδρειών θερμικών μονάδων μέσω της (6.9) για την τήρηση του ορίου στο ναδίρ και των εφεδρειών των θερμικών μονάδων όπως υπολογίζονται από τον ταξινομητή ΒΔΑ για την ίδια διαταραχή, αδράνεια συστήματος και εφεδρείες Α/Π) παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.3 για κάθε επανάληψη της επανεκπαίδευσης του ταξινομητή ΒΔΑ. Παρατηρείται πως όσο εντάσσονται στο σύνολο εκπαίδευσης τα αντιπαραδείγματα του ταξινομητή, τόσο οι κανόνες προσεγγίζουν το πραγματικό

όριο ασφαλείας. Για να επιτευχθεί η σύγκλιση στον ταξινομητή ΒΔΑ δίνεται τριπλή βαρύτητα στα σφάλματα ταξινόμησης ανασφαλών σεναρίων.



Εικόνα 6.3 Διαφορά απαραίτητων εφεδρειών θερμικών μονάδων όπως υπολογίζονται από την αναλυτική σχέση και των ταξινομητή ΒΔΑ

Ο Πίνακας 6.1 παρουσιάζει τα βάρη του αρχικού και του τελικού ταξινομητή, που υπολογίστηκε έπειτα από την επαναληπτική αξιολόγηση και εκπαίδευση, οι οποίοι εκτιμούν ένα σενάριο ως ασφαλές αν $AX \leq B$.

Πίνακας 6.1. Τα βάρη των χαρακτηριστικών του ΒΔΑ για τον αρχικό και τελικό ταξινομητή.

Χαρακτηριστικό	Βάρος Χαρακτηριστικού (A)	
	Αρχικός Ταξινομητής	Τελικός Ταξινομητής
H (MWs/MVA)	-0.2359	-0.2131
P_d (MW)	14.9897	13.5174
$\sum_{i \in G} Q_i$ (MW)	-6.1696	-5.4966
$\sum_{i \in W - \{c\}} Q_i$ (MW)	-12.8245	-11.7437
B	0.8428	-0.7431

Ο Πίνακας 6.2 και ο Πίνακας 6.3 παρουσιάζουν την ακρίβεια του αρχικού και του τελικού ταξινομητή που υπολογίστηκε μέσω της προτεινόμενης επαναληπτικής διαδικασίας αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης. Παρατηρούμε ότι ο αρχικός ταξινομητής έχει αποδεκτά αποτελέσματα στο σύνολο αξιολόγησης. Συνυπολογίζοντας όμως στο σύνολο αξιολόγησης και τα αντιπαραδείγματα που εξάγονται μέσω της επαναληπτικής διαδικασίας, τότε παρατηρούμε πως η απόδοση του κανόνα μειώνεται σημαντικά. Αντίθετα, ο τελικός κανόνας για τον οποίο έχει αποδειχθεί πως διατηρεί την δυναμική ασφάλεια σύμφωνα με την μοντελοποίηση των δυναμικών της συχνότητας της ενότητας 6.3.1, παρατηρούμε ότι η ακρίβεια γενικεύεται και στα αντιπαραδείγματα (αφού εισάγονται και στο σύνολο εκπαίδευσης) με κόστος την μείωση της ακρίβειας στα ασφαλή σενάρια όπως φαίνεται στο σύνολο αξιολόγησης που περιέχει παραδείγματα στα οποία δεν έχει εκπαιδευτεί.

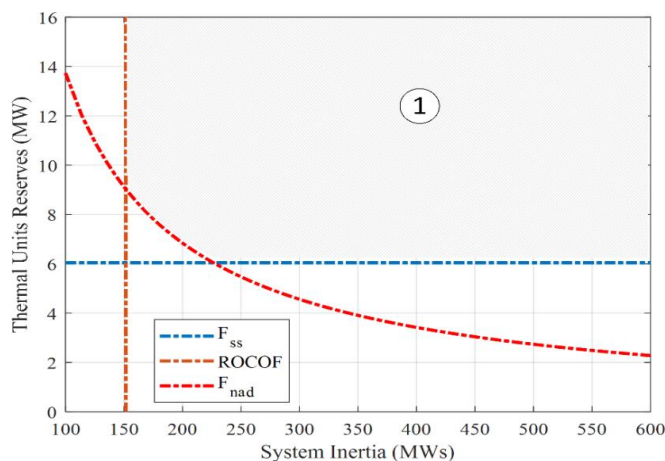
Πίνακας 6.2. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή για το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα που υπολογίζονται επαναληπτικά.

Ακρίβεια	Σύνολο Αξιολόγησης	Σύνολο αντιπαραδειγμάτων & Αξιολόγησης
Ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια (%)	99.4413	72.4458
Ακρίβεια στα ασφαλή σενάρια(%)	93.0514	93.2749
Συνολική ακρίβεια (%)	95.2941	83.1579

Πίνακας 6.3. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή για το αρχικό σύνολο εκπαίδευσης με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα που υπολογίζονται επαναληπτικά.

Ακρίβεια	Σύνολο Αξιολόγησης	Σύνολο αντιπαραδειγμάτων & Αξιολόγησης
Ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια (%)	100	100
Ακρίβεια στα ασφαλή σενάρια(%)	89.72	89.47
Συνολική ακρίβεια (%)	93.33	94.58

Για την καλύτερη κατανόηση της διαδικασίας παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.4 ο ασφαλής χώρος όπως ορίζεται από τον περιορισμό στο ναδίρ της συχνότητας (F_{nad}), το μόνιμο σφάλμα της συχνότητας (F_{ss}) και του ROCOF για μηδενικές εφεδρείες των Α/Π και μέγεθος διαταραχής 6MW. Το σταθερό μέγεθος διαταραχής και εφεδρειών χρησιμοποιήθηκε ώστε να αναπαρασταθεί το όριο σε δύο διαστάσεις για αυτές τις συνθήκες.

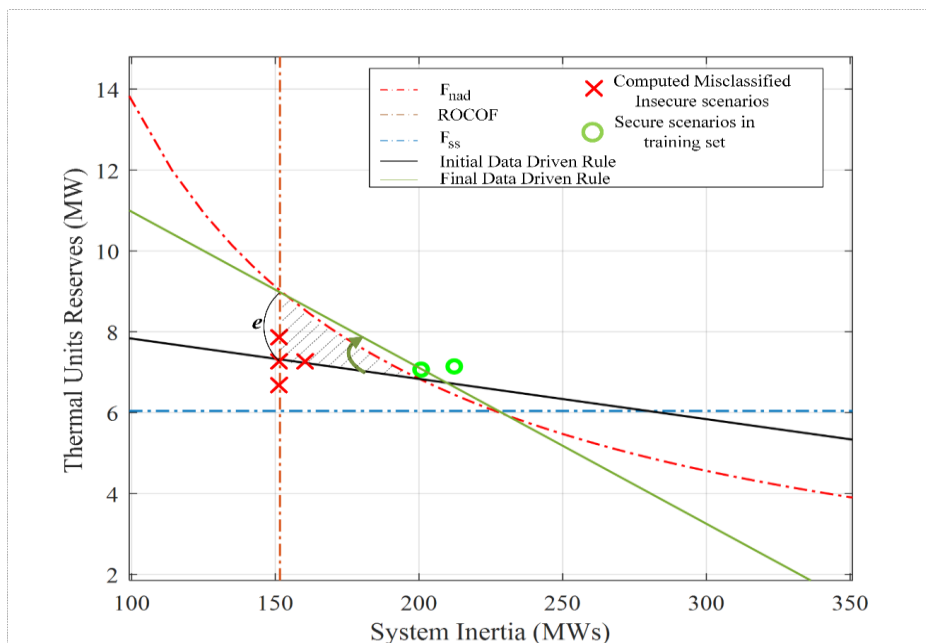


Εικόνα 6.4 Απεικόνιση σε 2 διαστάσεις του όριου λειτουργίας ως προς το όριο του ναδίρ, τον ROCOF και το σφάλμα μόνιμης κατάστασης της συχνότητας για εφεδρείες των Α/Π ίσες με μηδέν και μέγεθος διαταραχής 6MW στο ΜΔΝ της Ρόδου.

Οι κανόνες μηχανικής μάθησης προσπαθούν να προσεγγίσουν το μη γραμμικό κομμάτι που αφορά τον περιορισμό του ναδίρ. Στην Εικόνα 6.5 φαίνονται με πράσινους κύκλους τα σενάρια που βρίσκονται στο σύνολο εκπαίδευσης και

αφορούν τις συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας. Με βάση αυτά τα σενάρια υπολογίζεται ο αρχικός κανόνας ασφαλείας που φαίνεται στην Εικόνα 6.5 με μαύρη γραμμή. Ο αρχικός κανόνας παρότι κατηγοριοποιεί τα σενάρια που υπάρχουν στο σύνολο εκπαίδευσης σωστά ως ασφαλή, αναγνωρίζει εσφαλμένα ως ασφαλή την περιοχή που είναι διαγραμματισμένη στην Εικόνα 6.5 κάτω του ορίου του ναδίου. Έτσι, αν εφαρμοστούν οι κανόνες σε κάποια βελτιστοποίηση ή αν κληθούν να αναγνωρίσουν την ασφάλεια ενός σημείου εντός αυτής της περιοχής τότε θα εκτιμήσουν εσφαλμένα το σημείο λειτουργίας ως ασφαλές.

Μέσω της μεθόδου αξιολόγησης αυτή η αδυναμία θα ανιχνευθεί καθώς το πρόβλημα θα εντοπίσει πως υπάρχει σημείο λειτουργίας για το οποίο ισχύει ότι η μέγιστη διαφορά μεταξύ των εφεδρειών που υπολογίζονται από την γραμμικοποίηση του αναλυτικού κανόνα για το ναδίο και τις εφεδρείες που υπολογίζει ο ταξινομητής ΒΔΑ είναι θετική, δηλαδή το σημείο αυτό εκτιμάται εσφαλμένα από τον ταξινομητή ως ασφαλές. Έτσι, δημιουργείται ένα αντιπαράδειγμα για τον ταξινομητή ΒΔΑ. Δημιουργούνται επίσης όπως προαναφέρθηκε και άλλα σενάρια πλησίον του ανασφαλούς σεναρίου τα οποία προστίθενται στο σύνολο εκπαίδευσης των ΒΔΑ. Με την εκ νέου εκπαίδευση του ταξινομητή ΒΔΑ και σε αυτά τα σενάρια υπολογίζεται νέος κανόνας ασφαλείας. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να μην είναι σε θέση ο αλγόριθμος αξιολόγησης να εντοπίσει ανασφαλές σενάριο που εσφαλμένα κατηγοριοποιεί ο ταξινομητής ως ασφαλές. Ο τελικός κανόνας φαίνεται στην Εικόνα 6.5 με πράσινο και όπως φαίνεται εξασφαλίζει πως τα σενάρια που θα χαρακτηριστούν ως ασφαλή θα κωδικοποιούν ένα υποσύνολο του ασφαλή χώρου ① που αναπαρίσταται στην Εικόνα 6.4.



Εικόνα 6.5 Απεικόνιση σε 2 διαστάσεις της λογικής ανίχνευσης αντιπαράδειγμάτων μέσω της προτεινόμενης μεθοδολογίας αξιολόγησης.

Στη συγκεκριμένη απλή αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας έχουμε 4 ανεξάρτητες μεταβλητές (αδράνεια, εφεδρείες θερμικών μονάδων και μονάδων

ηλεκτρονικών ισχύος και το μέγεθος της διαταραχής). Ο υπολογισμός σεναρίων σε όλο τον χώρο λειτουργίας με μικρή απόκλιση μεταξύ τους είναι εφικτός. Θεωρώντας διακριτές τιμές που διαφέρουν κατά 4% στο εύρος τιμών κάθε μεταβλητής, μπορούν να υπολογιστούν τα περίπου 390 χιλιάδες σενάρια, στα οποία αν εφαρμόσουμε και τις σχέσεις (6.32)-(6.34) για το ρυθμό μεταβολής και το σφάλμα μόνιμης κατάστασης της συχνότητας καταλήγουμε σε 138,583 σενάρια. Η κατηγοριοποίηση τους γίνεται μέσω της εξίσωσης (6.9). Ο τελικός κανόνας είναι σε θέση να αξιολογήσει σωστά όλα τα ανασφαλή σενάρια αποδεικνύοντας πως η προτεινόμενη μεθοδολογία είναι πράγματι σε θέση να κωδικοποιήσει ένα υποσύνολο του ασφαλή χώρου. Αντίστοιχα αποτελέσματα με ελάχιστα μειωμένη ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια παρουσιάζει και ο αρχικός κανόνας χωρίς την επανεκπαίδευση.

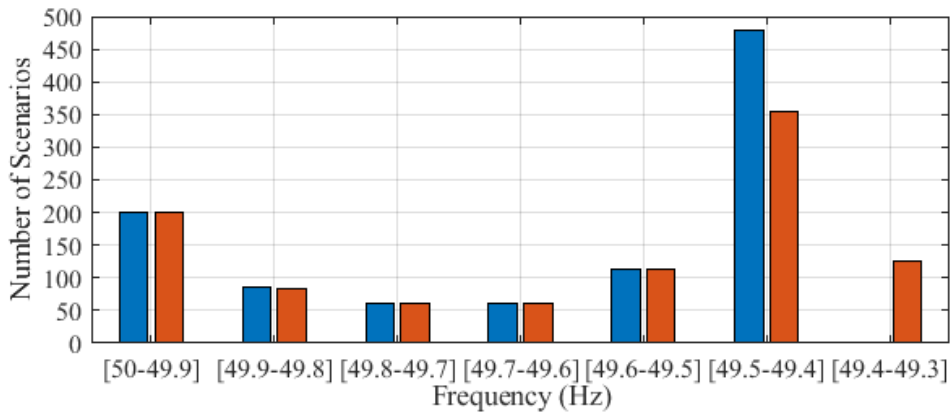
Πίνακας 6.4. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού και τελικού ταξινομητή στο σύνολο του χώρου λειτουργίας.

Ακρίβεια	Αρχικός Κανόνας	Τελικός Κανόνας
Ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια (%)	99.07	100
Ακρίβεια στα ασφαλή σενάρια(%)	99.82	98.88
Συνολική ακρίβεια (%)	99.72	98.94

Βασισμένοι μόνο στην απόδοση στα σύνολα αξιολόγησης μπορεί να οδηγηθούμε στην επιλογή του αρχικού κανόνα. Όπως έχει παρατηρηθεί σε αντίστοιχες ερευνητικές εργασίες για διασυνδεδεμένα συστήματα [118], κανόνες ασφαλείας που πετυχαίνουν υψηλή ακρίβεια σε σενάρια αξιολόγησης μπορεί να έχουν μειωμένη απόδοση όταν εφαρμοστούν σε πρόβλημα βελτιστοποίησης καθώς είναι πιθανό να οδηγήσουν σε εντολές λειτουργίας εκτός του ορίου ασφάλειας. Είναι πιθανό λοιπόν η απόδοση του αρχικού ταξινομητή να μην είναι επαρκής σε αυτή την περίπτωση.

Για αυτό το λόγο, τόσο ο αρχικός όσο και ο τελικός ταξινομητής εφαρμόστηκαν και σε ένα πρόγραμμα κατανομής που επιλύθηκε για 1000 σενάρια. Τα σενάρια περιείχαν διαφορετικά επίπεδα φορτίου και διαθέσιμης ισχύος στα Α/Π. Το πρόγραμμα επιλύθηκε προσθέτοντας στους περιορισμούς του προβλήματος τον αρχικό κανόνα ασφάλειας ή τον τελικό όπως προκύπτει από την επανεκπαίδευση και αξιολόγηση. Κατά την επίλυση θα επιλεγούν οι πιο οικονομικές καταστάσεις λειτουργίας οι οποίες μπορεί να περιγράψουν οριακές συνθήκες λειτουργίας (μεγάλη παραγωγή ΑΠΕ, λιγότερες εφεδρείες).

Σε κάθε σενάριο οι εντολές κατανομής για θερμικές μονάδες και Α/Π χρησιμοποιήθηκαν για να εξαχθούν η αδράνεια του συστήματος, οι εφεδρείες θερμικών μονάδων και Α/Π και το μέγεθος της διαταραχής, ώστε μέσω της εξίσωσης (6.9) να αξιολογηθεί η ασφάλεια ως προς την συχνότητα με βάση την αναπαράσταση των δυναμικών της ενότητας 6.3.1. Τα ναδίρ της συχνότητας για τον αρχικό και τον τελικό κανόνα δυναμικής ασφάλειας παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.6. Παρατηρείται πως ο αρχικός κανόνας παρά την υψηλή του απόδοση στα σύνολα σεναρίων αξιολόγησης, όταν εφαρμόστηκε στο πρόγραμμα κατανομής απέτυχε σε 125 σενάρια (12,5%) να εξασφαλίσει την επιθυμητή ασφάλεια στην συχνότητα ($F \geq 49.4\text{Hz}$). Αντίθετα, ο κανόνας που προκύπτει από την επανεκπαίδευση επιτυγχάνει να διατηρήσει την ασφάλεια στην συχνότητα σε κάθε σενάριο.



Εικόνα 6.6 Σύγκριση των τιμών του ναδίρ της συχνότητας για 1000 εντολές κατανομής για με χρήση του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ (πορτοκαλί) και του τελικού (μπλε).

6.4.2 Αξιολόγηση και επανεκπαίδευση κανόνων με αναλυτικά μοντέλα ελεγκτών μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και IEEE μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων

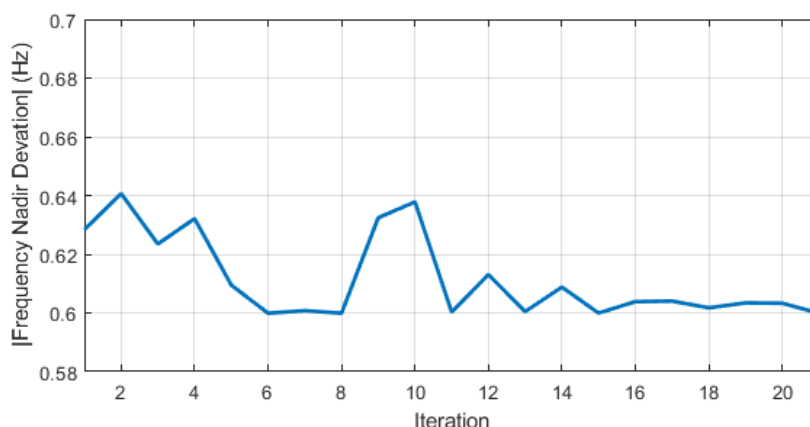
Η διαδικασία αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης των κανόνων ασφαλείας πραγματοποιήθηκε με χρήση πιο λεπτομερούς αναπαράστασης του ΜΔΝ της Ρόδου σύμφωνα με την ενότητα 6.3.2. Αρχικά δημιουργήθηκαν διάφορα σενάρια ένταξης των θερμικών μονάδων. Στην συνέχεια με χρήση της μεθόδου Latin Hypercube Sampling (LHS) δημιουργήθηκαν για το κάθε πρόγραμμα ένταξης σενάρια λειτουργίας τα οποία διέφεραν στις διαθέσιμες εφεδρείες τόσο σε θερμικές μονάδες όσο και σε μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και φορτίου τα οποία έπρεπε να πληρούν τους κανόνες για τον ROCOF και τα όρια της συχνότητας στη μόνιμη κατάσταση σύμφωνα με τους περιορισμούς (6.31)-(6.33), τις μέγιστες και ελάχιστες τιμές των εφεδρειών κάθε θερμικής μονάδας και Α/Π σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά τους ή την διαθέσιμη αιολική ισχύ αντίστοιχα, το ισοζύγιο ισχύος κ.τ.λ. .

Για κάθε σενάριο πραγματοποιήθηκε προσομοίωση της αποσύνδεσης του Α/Π με τη μεγαλύτερη παραγωγή, στο δυναμικό μοντέλο της ενότητας 6.3.2 και καταγράφηκε το μεταβατικό φαινόμενο της συχνότητας. Αν το ναδίρ της συχνότητας ξεπερνά τα 49.4 Hz (απόκλιση 0.6Hz) τότε το σενάριο χαρακτηρίζεται ως ανασφαλές, αλλιώς ως ασφαλές. Ο Πίνακας 5.2 παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά των ελεγκτών των Α/Π και το Παράρτημα Α τα χαρακτηριστικά και τα μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν για την μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος αξιολόγησης.

Ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος αξιολόγησης ήταν 60 δευτερόλεπτα. Η παράμετρος απόσβεσης φορτίου (D) που χρησιμοποιήθηκε αντιστοιχεί σε 0,3MW/Hz μεταβολή φορτίου. Για την επιτάχυνση της διαδικασίας το πρόβλημα βελτιστοποίησης της ενότητας 6.3.2 σταματούσε εάν βρισκόταν σενάριο που ικανοποιεί τους περιορισμούς (αντιπαράδειγμα), δηλαδή κατά το μεταβατικό η συχνότητα ξεπερνούσε το επιθυμητό όριο στο ναδίρ. Εφόσον το πρόβλημα

αξιολόγησης υπολόγιζε πως υπάρχει αντιπαράδειγμα, τότε δημιουργούνται 30 σενάρια εισάγοντας μικρές διαφοροποιήσεις στις εφεδρείες των Α/Π και το μέγεθος της διαταραχής, για τα οποία γίνεται αξιολόγηση της ασφάλειας μέσω του μοντέλου που παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.2. Τα σενάρια αυτά εισάγονται στο σύνολο εκπαίδευσης και οι κανόνες ασφάλειας υπολογίζονται εκ νέου.

Η διαδικασία επανεκπαίδευσης απαιτεί περίπου 40 λεπτά. Η επαναληπτική διαδικασία συγκλίνει σε ασφαλείς κανόνες λειτουργίας έπειτα από 21 επαναλήψεις. Η κάθε εκπαίδευση των κανόνων του ταξινομητή ΒΔΑ διήρκεσε περίπου 10-20 δευτερόλεπτα. Για το πρόβλημα αξιολόγησης θεωρήθηκαν 2 δευτερόλεπτα του μεταβατικού φαινομένου με δειγματοληψία 0.1s, άρα 20 διακριτές χρονικές στιγμές. Ο μεγαλύτερος χρόνος για την ολοκλήρωση της επαναληπτικής διαδικασίας οφείλεται σε δύο παράγοντες. Πρώτον, το πρόβλημα μεικτών ακεραίων της ενότητας 6.3.2 περιέχει έναν αριθμό $N_t \cdot (N_g + N_{WT})$ δυαδικών μεταβλητών όπου N_t ο αριθμός των διακριτών χρονικών στιγμών του μεταβατικού και N_g και N_{WT} ο αριθμός των θερμικών μονάδων και Α/Π που παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες στην συχνότητα. Ο μέσος χρόνος επίλυσης του προβλήματος αξιολόγησης και η εύρεση ενός αντιπαραδείγματος ήταν 20 με 30 δευτερόλεπτα. Στις τελευταίες 2 επαναλήψεις, στις οποίες η εύρεση αντιπαραδείγματος (ή η απόδειξη απουσίας του) απαιτεί την προσπέλαση περισσότερων συνδυασμών των δυαδικών μεταβλητών του προβλήματος, οι χρόνοι επίλυσης αυξάνονται περίπου στα 400 δευτερόλεπτα και περίπου στα 500 δευτερόλεπτα για να αποδειχθεί πως δεν υπάρχει αντιπαράδειγμα για τον ταξινομητή ΒΔΑ. Παράλληλα, απαιτείται η εκτέλεση προσομοίωσης του αναλυτικού συστήματος (Εικόνα 6.2) ώστε να δημιουργηθούν επιπλέον σενάρια κοντά στο αντιπαράδειγμα που εκτιμήθηκε από το πρόβλημα αξιολόγησης, το οποίο απαιτεί περίπου 0.2s για κάθε σενάριο. Αντίθετα, στην προηγούμενη πιο απλή αναπαράσταση της συχνότητας, χρειαζόνταν μόνο η επίλυση της εξίσωσης (6.9) για κάθε νέο σενάριο. Στην Εικόνα 6.7 παρουσιάζεται η απόκλιση του ναδίρ της συχνότητας από την ονομαστική σε κάθε επανάληψη όπως υπολογίστηκε από τον πρόβλημα αξιολόγησης.



Εικόνα 6.7 Απόκλιση του ναδίρ της συχνότητας για τα αντι-παραδείγματα που υπολογίζονται σε κάθε επανάληψη.

Ο Πίνακας 6.5 παρουσιάζει τα βάρη του αρχικού και τελικού ταξινομητή ΒΔΑ όπως υπολογίστηκαν από την επαναληπτική διαδικασία. Ο Πίνακας 6.6 και ο Πίνακας 6.7 παρουσιάζουν τα αποτελέσματα στην ακρίβεια του αρχικού και τελικού ταξινομητή ΒΔΑ που προκύπτει από την επανεκπαίδευση και αξιολόγηση.

Πίνακας 6.5. Βάρη για τον αρχικό και τελικό ταξινομητή ΒΔΑ στο αναλυτικό δυναμικό μοντέλο του ΜΔΝ της Ρόδου

Χαρακτηριστικό	Αρχικός Ταξινομητής	Τελικός Ταξινομητής
H (MWs/MVA)	-0.0204	-0.023
P_d (MW)	2.7012	2.7378
$\sum_{i \in \{D1, D2\}} Q_i$ (MW)	-1.8448	-1.8592
$\sum_{i \in \{D3, D4, D5\}} Q_i$ (MW)	-1.2307	-1.1711
Q_{g1}	-1e-4	-1e-4
Q_{g2}	-1.8446	-1.5609
Q_{g3}	-1e-4	-1e-4
Q_{g4}	-1.8491	-1.4179
$\sum_{i \in W-(c)} Q_i$ (MW)	-2.4762	-2.654
B	1.1685	0.3061

Πίνακας 6.6. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης

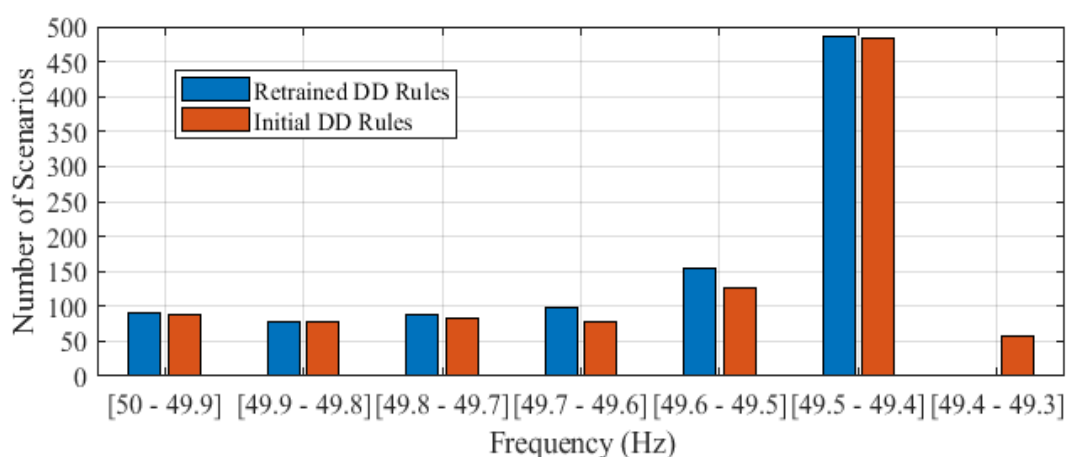
Ακρίβεια (%)	Σύνολο Αξιολόγησης	Σύνολο αντιπαραδειγμάτων & Αξιολόγησης
Ανασφαλή σενάρια	99.59	64.16
Ασφαλή σενάρια	97.22	98.50
Συνολικά	98.4	82.98

Πίνακας 6.7. Αποτελέσματα ως προς την ακρίβεια του τελικού ταξινομητή ΒΔΑ με και χωρίς τα αντιπαραδείγματα στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης

Ακρίβεια (%)	Σύνολο Αξιολόγησης	Σύνολο αντιπαραδειγμάτων & Αξιολόγησης
Ανασφαλή σενάρια	100	100
Ασφαλή σενάρια	90.873	79.87
Συνολικά	95.4	88.97

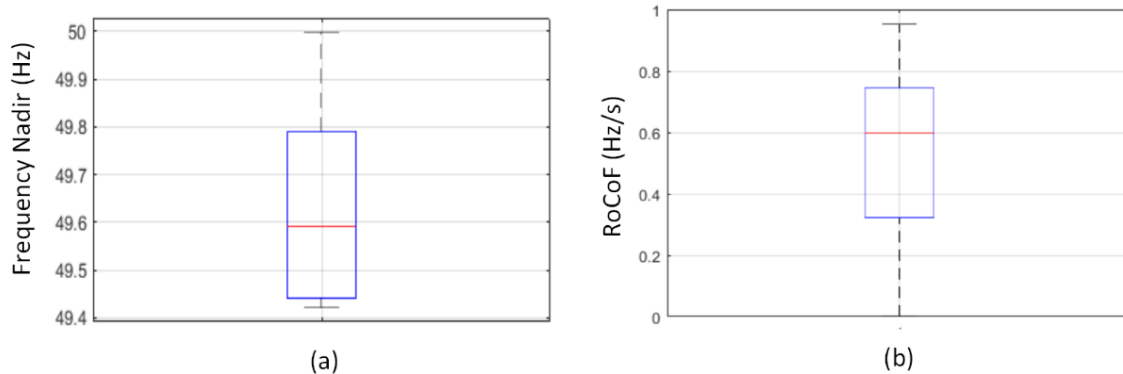
Παρατηρείται πως ο αρχικός ταξινομητής ΒΔΑ έχει καλύτερα αποτελέσματα στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης, καθώς για ελάχιστα μειωμένη ακρίβεια στα ανασφαλή σενάρια έχει περίπου 3% καλύτερη συνολική ακρίβεια. Όμως αν συνυπολογίσουμε στο σύνολο αξιολόγησης και τα αντιπαραδείγματα που υπολογίστηκαν επαναληπτικά η απόδοση του μειώνεται αισθητά στα ανασφαλή σενάρια, ενώ ο τελικός ταξινομητής ΒΔΑ διατηρεί την ικανότητα να ταξινομεί σωστά όλα τα ανασφαλή σενάρια με κόστος την μειωμένη του απόδοση στα ασφαλή.

Ο αρχικός και τελικός κανόνας των ταξινομητών ΒΔΑ εφαρμόστηκε και στο ίδιο πρόγραμμα κατανομής που επιλύθηκε για τα 1000 σενάρια που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Για τις εντολές λειτουργίας που υπολογίστηκαν από το πρόβλημα κατανομής, επιλύθηκε το αναλυτικό σύστημα των δυναμικών της συχνότητας (Εικόνα 6.2) θεωρώντας ως διαταραχή την αποσύνδεση του Α/Π με την μεγαλύτερη παραγωγή. Οι τιμές του ναδύρ που καταγράφηκαν για τον αρχικό και τελικό κανόνα ασφαλείας παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.8. Παρατηρείται και εδώ πως ο τελικός κανόνας που έχει υπολογιστεί με την προτεινόμενη μέθοδο είναι ασφαλής για όλα τα σενάρια ($F \geq 49.4\text{Hz}$) κάτι που δεν ισχύει για τον αρχικό κανόνα ο οποίος για το 5.3% των σεναρίων (53 σενάρια) οδηγεί σε εσφαλμένη εκτίμηση της ασφάλειας της συχνότητας.



Εικόνα 6.8 Σύγκριση των τιμών του ναδύρ της συχνότητας για 1000 εντολές κατανομής για με χρήση του αρχικού ταξινομητή ΒΔΑ (πορτοκαλί) και του τελικού (μπλε) για το αναλυτικό μοντέλο των δυναμικών της συχνότητας.

Τέλος, οι εντολές λειτουργίας που υπολογίστηκαν εφαρμόστηκαν και στο πλήρες δυναμικό μοντέλο του ΜΔΝ της Ρόδου που μοντελοποιήθηκε στο Powerfactory. Το μοντέλο που παρουσιάζεται στην Εικόνα 6.2 αποτελεί μια πιο συντηρητική αναπαράσταση του πλήρες μοντέλου καθώς η παράμετρος D έχει επιλεγεί ώστε να υποεκτιμά τον όρο της απόσβεσης φορτίου σε σχέση με το πλήρες μοντέλο. Παράλληλα, υποεκτιμά και την δυνατότητα που έχουν οι θερμικές μονάδες να ξεπεράσουν κατά το μεταβατικό την ονομαστική μηχανική ροπή τους. Τα μοντέλα των ρυθμιστών στροφών του ΜΔΝ σύμφωνα με τα στοιχεία που έδωσε ο διαχειριστής του ΜΔΝ μπορούν να φτάσουν σε ροπή 1.1 p.u. οπότε για συχνότητα 49.0-49.5Hz (0.98 – 0.99 p.u.) οι μονάδες μπορούν να αποδώσουν 1.078-1.089 p.u. ενεργό ισχύ κατά το μεταβατικό, ενώ στο μοντέλο στην Εικόνα 6.2 χρησιμοποιείται η μέγιστη ισχύς των μονάδων για τον υπολογισμό των διαθέσιμων εφεδρειών κάθε μονάδας. Τα μεταβατικά της συχνότητας και για τα 1000 σενάρια παρουσιάζονται στην Εικόνα 6.9 παρατηρώντας πως το ναδύρ και ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας παραμένουν εντός ορίων για κάθε σενάριο.



Εικόνα 6.9 Θηκόγραμμα α)για το ναδίρ της συχνότητας και β) τον ROCOF για την αποσύνδεση του Α/Π με τη μεγαλύτερη παραγωγή, όπως υπολογίστηκαν στο πλήρες μοντέλο στο Powerfactory, για τα 1000 σενάρια κατανομής

6.5 Σύνοψη και Συμπεράσματα

Οι τεχνικές μηχανικής μάθησης έχουν αξιοποιηθεί για την κωδικοποίηση της δυναμικής ασφάλειας ΣΗΕ. Εξαρτώνται όμως σε μεγάλο βαθμό από τα δεδομένα με τα οποία εκπαιδεύεται και αξιολογείται. Όπως παρουσιάστηκε στο συγκεκριμένο κεφάλαιο η εξακρίβωση της προσέγγισης της ασφάλειας των εξαγόμενων κανόνων μόνο σε ένα σύνολο παραδειγμάτων αξιολόγησης δεν διασφαλίζει πως τα όρια ασφάλειας προσεγγίζονται επαρκώς. Η συμπεριφορά των ταξινομητών όπως τα νευρωνικά δίκτυα ή τα δέντρα απόφασης ως «μαύρο κουτί» για το οποίο δεν έχει γίνει εκτεταμένη αξιολόγηση και συσχέτιση με παραδοσιακά μελετημένα μοντέλα για την ασφάλεια της συχνότητας (π.χ. εξίσωση ταλάντωσης, μοντέλα ρυθμιστών στροφών) μπορεί να οδηγήσει σε δυσπιστία διαχειριστών δικτύου ως προς την απόδοσή τους.

Στο παρόν κεφάλαιο αναπτύχθηκε μια πρωτότυπη τεχνική η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση κανόνων μηχανικής μάθησης ως προς την ασφάλεια της συχνότητας σε ΜΔΝ. Η συγκεκριμένη τεχνική μοντελοποιεί την κωδικοποίηση ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης (Βέλτιστα Δέντρα Απόφασης) ως ένα σύνολο περιορισμών σε ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού μεικτών ακεραίων. Στο ίδιο πρόβλημα εισάγει επίσης μοντελοποίηση των μεταβατικών της συχνότητας βασισμένες σε μοντελοποιήσεις των φυσικών εξισώσεων που διέπουν τα μεταβατικά φαινόμενα της συχνότητας σε ένα ΣΗΕ ΜΔΝ.

Συγκεκριμένα, για την μοντελοποίηση των δυναμικών της συχνότητας χρησιμοποιήθηκαν δύο αναπαραστάσεις. Η πρώτη αφορά μια απλή αναπαράσταση με την εξίσωση ταλάντωσης και μοντέλα ράμπας για την παροχή της πρωτεύουσας

εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες και τις μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτή η μοντελοποίηση χρησιμοποιείται περισσότερο για επαλήθευση της αξιολόγησης του ταξινομητή μηχανικής μάθησης και της κωδικοποίησης του ασφαλή χώρου λειτουργίας μέσω της διαδικασίας επανεκπαίδευσης του, καθώς σε αυτή την αναπαράσταση είναι υπολογίσιμο το σύνολο των σεναρίων λειτουργίας και της ασφάλειάς τους ως προς την συχνότητα σε ένα ΜΔΝ.

Η πρώτη αναπαράσταση κάνει χρήση κάποιων γενικών μοντέλων για τη δυναμική του συστήματος τα οποία διαφέρουν ως προς τη συμπεριφορά τους σε σχέση με αναλυτικά μοντέλα, π.χ. IEEE μοντέλα ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων, που χρησιμοποιούνται σε μελέτες δυναμικών φαινομένων. Για το λόγο αυτό προτείνεται και μια πιο αναλυτική αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας που αξιοποιεί τα αναλυτικών μοντέλα των ρυθμιστών στροφών των γεννητριών και των ελεγκτών των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος για την αξιολόγηση της κωδικοποίησης των κανόνων μηχανικής μάθησης, ώστε οι κανόνες ασφαλείας που προέρχονται από αυτούς να κωδικοποιήσουν μια πιο ακριβή αναπαράσταση των φυσικών εξισώσεων του συστήματος.

Η πρωτότυπη τεχνική μαθηματικής μοντελοποίησης της αξιολόγησης της ασφάλειας των κανόνων δυναμικής ασφάλειας που προτάθηκε σε αυτό το κεφάλαιο μπορεί:

- είτε να επιβεβαιώσει πως οι κανόνες δυναμικής ασφάλειας κωδικοποιούν υποσύνολο του ασφαλή χώρου (δηλαδή δεν υπάρχει σενάριο που είναι ανασφαλές και χαρακτηρίζεται από τους κανόνες μηχανικής μάθησης ως ασφαλές)
- ή να εντοπιστεί αντιπαράδειγμα για το οποίο εκτιμάται εσφαλμένα πως είναι ασφαλές.

Στην περίπτωση εντοπισμού τέτοιου αντιπαραδείγματος προτείνεται μια επαναληπτική διαδικασία που οδηγεί σε κωδικοποίηση των κανόνων των ΒΔΑ η οποία αποτελεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου. Μέσω αυτής της διαδικασίας ο διαχειριστής του συστήματος μπορεί να διαβεβαιωθεί πως οι κανόνες του ταξινομητή μηχανικής μάθησης είναι σε θέση να δώσουν εντολές λειτουργίας «ασφαλείς» ως προς την συγκεκριμένη αναπαράσταση υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας.

Η συγκεκριμένη μεθοδολογία εφαρμόστηκε στο ΜΔΝ της Ρόδου για τις δύο αναπαραστάσεις της συχνότητας (ενότητα 6.3.1 και ενότητα 6.3.2). Μέσω της προτεινόμενης διαδικασίας της αξιολόγησης και επανεκπαίδευσης δημιουργήθηκαν κανόνες ασφαλείας οι οποίοι εξασφαλίζουν την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας για κάθε σενάριο σε αυτές τις αναπαραστάσεις. Μέσω της σύγκρισης με τον αρχικό κανόνα που υπολογίζει η μέθοδος ΒΔΑ παρουσιάζεται η αξία της προτεινόμενης μεθόδου. Ο αρχικός κανόνας παρότι πετυχαίνει υψηλή ακρίβεια στο αρχικό σύνολο αξιολόγησης, δεν έχει υψηλή ακρίβεια αν λάβουμε υπόψιν και τα αντιπαραδείγματα που υπολογίζονται. Επίσης μπορεί να οδηγήσει και σε ανασφαλείς εντολές λειτουργίας αν εφαρμοστεί σε ένα πρόγραμμα κατανομής ή ένταξης μονάδων

αντίθετα από τον κανόνα που εκπαιδεύεται και αξιολογείται με την προτεινόμενη διαδικασία.

6.6 Βιβλιογραφική ανασκόπηση Κεφαλαίου 6

[118] J. L. Cremer, I. Konstantelos, S. H. Tindemans and G. Strbac, "Data-Driven Power System Operation: Exploring the Balance Between Cost and Risk," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 1, pp. 791-801, Jan. 2019.

[129] J. Cremer, I. Konstantelos and G. Strbac, "From Optimization-Based Machine Learning to Interpretable Security Rules for Operation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 5, pp. 3826-3836, 2019.

[131] F. Thams, A. Venzke, R. Eriksson and S. Chatzivasileiadis, "Efficient Database Generation for Data-Driven Security Assessment of Power Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 30-41, Jan. 2020.

[133] J. Stiasny, G. S. Misyris, S. Chatzivasileiadis Transient Stability Analysis with Physics-Informed Neural Networks. Submitted. 2021.

[134] H. Xu, C. Caramanis, and S. Mannor, "Robustness and regularization of support vector machines." Journal of machine learning research, vol. 10, no. 7, 2009.

[135] S.-M. Moosavi-Dezfooli, A. Fawzi, and P. Frossard, "Deepfool: a simple and accurate method to fool deep neural networks," in Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition, pp. 2574–2582, 2016.

[136] H. Chen, H. Zhang, S. Si, Y. Li, D. Boning, and C.-J. Hsieh, "Robustness verification of tree-based models," 2019

[137] A. Venzke and S. Chatzivasileiadis, "Verification of Neural Network Behaviour: Formal Guarantees for Power System Applications," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 1, pp. 383-397, Jan. 2021.

[138] Gurobi Optimization, "Gurobi Optimizer Reference Manual," 2022. [Online]. Available: <https://www.gurobi.com>.

Κεφάλαιο 7

7 Ασφαλής προγραμματισμός μονάδων παραγωγής με περιορισμούς στην δυναμική ασφάλεια της συχνότητας

7.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό διατυπώνεται και επιλύεται το πρόβλημα του ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης των μονάδων παραγωγής (day-ahead unit commitment) ενός ΜΔΝ, με περιορισμούς στην δυναμική ασφάλεια της συχνότητας απέναντι σε προκαθορισμένες διαταραχές του συστήματος.

Διάφορες μέθοδοι έχουν προταθεί για την ένταξη κανόνων δυναμικής ασφάλειας και τη βέλτιστη κατανομή πρωτεύουσας εφεδρείας στο πρόβλημα ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης των μονάδων παραγωγής. Στις εργασίες [139]-[140] για παράδειγμα, περιορισμοί για την απόκλιση συχνότητας στη μόνιμη κατάσταση μετά από μία διαταραχή εισάγονται στο πρόβλημα αξιοποιώντας τα κέρδη στατισμού των μονάδων. Έχουν γίνει επίσης αρκετές εργασίες που προσπαθούν να συμπεριλάβουν περιορισμούς για την ελάχιστη τιμή της συχνότητας (F_{NAD}) και το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) στη σύνθεση του προβλήματος. Στην [141], γίνεται η υπόθεση πως οι θερμικές μονάδες μεταβάλλουν γραμμικά την ισχύ τους με τον ίδιο ρυθμό, ώστε να υπολογιστούν οι περιορισμοί για την τιμή του F_{NAD} . Στην [142] χρησιμοποιείται ένα απλοποιημένο δυναμικό μοντέλο συστήματος στο πεδίο της συχνότητας, για την εξαγωγή των δυναμικών εξισώσεων του συστήματος και για τον υπολογισμό των περιορισμών, πραγματοποιώντας γραμμικοποίηση των μη γραμμικών σχέσεων που προκύπτουν. Πιο πρόσφατες εργασίες [143]-[144] προσπαθούν να λάβουν υπόψιν στη σχεδίαση, την παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος που έχουν διαφορετική ταχύτητα απόκρισης. Έτσι θεωρούν ότι οι μονάδες μεταβάλλουν γραμμικά την ισχύ τους αλλά με άλλη κλίση για τους διάφορους τύπους μονάδων παραγωγής. Στην [145] οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος θεωρείται ότι παρέχουν εφεδρείες με ταχύτητα ίδια με τις συμβατικές μονάδες που είναι σαφώς μια συντηρητική προσέγγιση. Στην [146] θεωρείται ότι οι εφεδρείες παρέχονται άμεσα, ενώ στην [147] θεωρείται ότι η συνολική αδράνεια του συστήματος περιλαμβάνει τη μηχανική αδράνεια των Α/Γ λαμβάνοντας υπόψιν τα επίπεδα κινητικής ενέργειας των Α/Γ πριν την διαταραχή.

Ενώ οι τεχνικές μηχανικής μάθησης έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως για την αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας, η εφαρμογή των εξαγόμενων κανόνων ασφαλείας για τη λειτουργία του συστήματος ισχύος, δηλαδή σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης της διαχείρισης ενέργειας ενός ΣΗΕ, έχει διερευνηθεί σε μικρότερο βαθμό [118]. Στις εργασίες [120]-[121], [148] οι κανόνες δέντρων αποφάσεων χρησιμοποιήθηκαν για την τήρηση της δυναμικής ασφάλειας στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής. Τέλος, η τεχνική βέλτιστων δέντρων αποφάσεων έχει χρησιμοποιηθεί για την εξαγωγή κανόνων ασφαλείας της συχνότητας σε ΜΔΝ **Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε..**

Η παροχή επικουρικών υπηρεσιών από μονάδες ΑΠΕ περιπλέκεται περαιτέρω από την μεταβαλλόμενη φύση της παραγωγής τους. Υπάρχουν πολλές δημοσιεύσεις που χρησιμοποιούν στοχαστικό οικονομικό προγραμματισμό για να λάβουν υπόψιν την αβέβαιη φύση της παραγωγής αιολικής ενέργειας. Μια μέθοδος στοχαστικού οικονομικού προγραμματισμού με περιορισμούς στη συχνότητα, που περιλαμβάνει την συνεισφορά Α/Π στη ρύθμιση συχνότητας έχει επίσης προταθεί [149]. Σε αυτήν την εργασία θεωρείται ότι οι μονάδες ΑΠΕ περικόπτουν μια προκαθορισμένη ποσότητα παραγωγής, π.χ. 5 %, για υποστήριξη της συχνότητας μέσω επικουρικών υπηρεσιών. Μια άλλη μέθοδος εξετάζει βοηθητικές υπηρεσίες μονάδας αποθήκευσης με μπαταρίες [150], χρησιμοποιώντας τη βελτιστοποίηση διαστήματος (interval-based optimization) που έχει προταθεί στην [151] για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας.

Η τεχνική εύρωστης βελτιστοποίησης (robust optimization) έχει προταθεί επίσης για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας σε προβλήματα βέλτιστου οικονομικού προγραμματισμού ενός ΣΗΕ [152]. Ένα σημαντικό πλεονέκτημα της εύρωστης βελτιστοποίησης, σε σύγκριση με τις στοχαστικές μεθόδους είναι ότι απαιτούν μόνο το εύρος της αβεβαιότητας και τις μέσες τιμές των αβέβαιων μεταβλητών, αντί της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας κάθε αβέβαιης μεταβλητής.

Στο κεφάλαιο αυτό θα μοντελοποιηθεί το πρόβλημα ένταξης μονάδων σε ένα ΜΔΝ λαμβάνοντας υπόψιν την συνεισφορά μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος, συγκεκριμένα Α/Π, στην ρύθμιση συχνότητας. Για τους κανόνες ασφαλείας προτείνεται η χρήση ενός επιβεβαιωμένα «ασφαλούς» ταξινομητή ΒΔΑ (Βέλτιστων Δένδρων Αποφάσεων). Για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας χρησιμοποιείται η μεθοδολογία της εύρωστης βελτιστοποίησης. Για λόγους σύγκρισης θα αναλυθεί επίσης η στοχαστική βελτιστοποίηση για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας ενώ για την εκτίμηση των κανόνων ασφαλείας θα χρησιμοποιηθεί μία καινοτόμα τεχνική [144] που βασίζεται στον αναλυτικό υπολογισμό των κανόνων ασφαλείας.

7.2 Προγραμματισμός ένταξης μονάδων παραγωγής

Κατά τη λειτουργία του ΜΔΝ ο διαχειριστής του δικτύου πρέπει να εκτελεί τον ημερήσιο προγραμματισμό ένταξης των μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης και των απαραίτητων επιπέδων εφεδρείας με στόχο την βέλτιστη οικονομική διαχείριση του συστήματος. Το πρόβλημα αυτό συναντάται ως προγραμματισμός ένταξης

μονάδων παραγωγής (Unit Commitment-UC). Ο στόχος του προβλήματος UC είναι να βρεθεί ένα πρόγραμμα ένταξης που ελαχιστοποιεί το κόστος ένταξης/σβέσης και το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων σε ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα. Αυτός ο χρονικός ορίζοντας είναι συνήθως 24 ώρες και εισάγεται στο πρόβλημα ένταξης με ωριαία δειγματοληψία. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βέλτιστης ένταξης μονάδων είναι συνήθως στη μορφή της (7.1).

$$\min \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\sum_{n \in \mathcal{N}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}} c_{i,n}^{SU} su_{i,t} + c_{i,n}^{SD} sd_{i,t} \right) + \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{G}} c_{i,n}^G P_{i,n,t}^G \Delta\tau + VolL_n P_{n,t}^{shed} \Delta\tau \right) \right] \quad (7.1)$$

όπου, $c_{i,n}^{SU}$ και $c_{i,n}^{SD}$ το κόστος έναρξης και σβέσης (€) μιας συμβατικής μονάδας i , που ανήκει σε ένα σύνολο θερμικών μονάδων \mathcal{G} και είναι συνδεδεμένη στον κόμβο n , του συνόλου των κόμβων \mathcal{N} . Αντίστοιχα $c_{i,n}^G$ είναι το κόστος παραγωγής μιας συμβατικής μονάδας €/MWh, ενώ $VolL_n$ είναι το κόστος περικοπής φορτίου στο ζυγό n . Οι μεταβλητές $su_{i,n,t}$ και $sd_{i,n,t}$ είναι δυαδικές και υποδηλώνουν την έναρξη (ή σβέση) την χρονική στιγμή t μιας συμβατικής μονάδας i στον ζυγό n . Οι μεταβλητές $P_{i,n,t}^G$ και $P_{n,t}^{shed}$ είναι η παραγωγή μιας συμβατικής μονάδας και η ποσότητα φορτίου που αποκόπτεται σε ένα ζυγό. $\Delta\tau$ είναι η δειγματοληψία του χρόνου στον ορίζοντα \mathcal{T} και συνήθως είναι ίσο με 1 ώρα.

Οι περιορισμοί που εισάγονται στο πρόβλημα έχουν να κάνουν με το ισοζύγιο ισχύος κάθε χρονική στιγμή σε κάθε ζυγό, την τήρηση των τεχνικών ελαχίστων και μεγίστων των μονάδων, τα όρια ισχύος των γραμμών καθώς και την τήρηση των κανόνων που εξασφαλίζουν την δυναμική ασφάλεια. Για τις συμβατικές μονάδες έχουμε τους περιορισμούς (7.2)-(7.5):

$$x_{i,t,n} P_{i,n}^{min} \leq P_{i,t,n}^G, \quad \forall i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (7.2)$$

$$P_{i,t,n}^G + Q_{i,t,n}^G \leq x_{i,t,n} P_i^{max}, \quad \forall i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (7.3)$$

$$P_{i,t,n}^G - P_{i,t-1,n}^G \leq x_{i,t} RU_i + (1 - x_{i,t} + su_{i,t}) P_i^{max}, \quad (7.4)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall n \in \mathcal{N}$$

$$P_{i,t-1,n}^G - P_{i,t,n}^G \leq x_{i,t-1} RD_i + (1 - x_{i,t-1} + sd_{i,t}) P_i^{max}, \quad (7.5)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall n \in \mathcal{N}$$

Οι περιορισμοί (7.2)-(7.3) καθορίζουν ότι σε μια ενταγμένη θερμική μονάδα θα πρέπει η παραγωγή της να είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό της ελάχιστο ($P_{i,n}^{min}$) και ότι αθροιστικά η παραγωγή της με τις εφεδρείες της να μην ξεπερνούν το τεχνικό μέγιστο (P_i^{max}). Οι σχέσεις (7.4)-(7.5) έχουν να κάνουν με τον μέγιστο ρυθμό ανόδου και καθόδου μιας ενταγμένης θερμικής μονάδας από ώρα σε ώρα. Η δυαδική μεταβλητή $x_{i,t,n}$ είναι ίση με 1 όταν η μονάδα είναι ενταγμένη και 0 όταν είναι αποσυνδεδεμένη. Η χρήση των μεταβλητών $su_{i,n,t}$ και $sd_{i,n,t}$ στους περιορισμούς

(7.4)-(7.5) εξασφαλίζει ότι δεν θα λαμβάνονται υπόψιν οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου κατά την ένταξη ή τη σβέση μιας μονάδας.

Οι σχέσεις μεταξύ των δυαδικών μεταβλητών εξασφαλίζονται από τους περιορισμούς (7.6)-(7.9). Οι περιορισμοί (7.6)-(7.7) συσχετίζουν τις μεταβλητές ένταξης και σβέσης με την κατάσταση μιας θερμικής μονάδας σε δύο διαδοχικές χρονικές στιγμές, ενώ οι περιορισμοί (7.8)-(7.9) εξασφαλίζουν τον ελάχιστο χρόνο που πρέπει να παραμένει μία μονάδα σε λειτουργία αν ενταχθεί (ή να παραμένει εκτός λειτουργίας όταν αποσυνδεθεί).

$$x_{i,t+1} - x_{i,t} \leq su_{i,t+1}, \quad i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.6)$$

$$x_{i,t} - x_{i,t+1} \leq sd_{i,t+1}, \quad i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.7)$$

$$x_{i,t} - x_{i,t-1} \leq x_{i,\tau}, \quad i \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.8)$$

$$\tau \in [t + 1, \min(t + \text{minUp}T - 1, T)]$$

$$x_{i,t-1} - x_{i,t} \leq 1 - x_{i,\tau}, \quad i \in \mathcal{G}, t \in [2, T], \quad (7.9)$$

$$\tau \in [t + 1, \min(t + \text{minDown}T - 1, T)]$$

Για τις μονάδες ΑΠΕ λαμβάνεται υπόψιν στον προγραμματισμό ένταξης μονάδων η πρόβλεψη της παραγωγής τους. Για τις κατανεμημένες μονάδες ΑΠΕ (συνήθως τα Α/Π) θεωρήθηκε πως το πρόγραμμα ένταξης μονάδων μπορεί να καθορίσει το επίπεδο παραγωγής τους. Διαθέσιμη ισχύς που μένει ανεκμετάλλευτη παρέχεται για ρύθμιση συχνότητας. Για τις μη κατανεμημένες μονάδες (Φ/Β) θεωρήθηκε πως η παραγωγή τους δεν μπορεί να ελεγχθεί από τον διαχειριστή. Με βάση τα παραπάνω εντάσσονται οι περιορισμοί (7.10)-(7.16).

$$P_{j,n,t}^r + Q_{j,n,t}^r \leq \overline{W_{j,n,t}^r}, \quad \forall j \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (7.10)$$

$$P_{j,t}^{r,g} \leq P_t^{dis}, \quad \forall r, g \in \mathcal{C}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.11)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}} P_{i,t,n}^G + \sum_{j \in \mathcal{W}} P_{j,t,n}^r + P_{n,t}^{shed} = \overline{L_{t,n}} - \overline{PV_{t,n}} \quad (7.12)$$

$$+ S_b \left(\sum_{\{j | \{i,j\} \in \mathcal{L}\}} P_{f_{i,j,t}} - \sum_{\{j | \{j,i\} \in \mathcal{L}\}} P_{f_{j,i,t}} \right), \quad \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}$$

$$P_{f_{i,j,t}} = \frac{\vartheta_{i,t} - \vartheta_{j,t}}{x_{ij}}, \quad \forall (j, i) \in \mathcal{L}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.13)$$

$$-\overline{P_{f_{l,j,t}}} \leq P_{f_{i,j,t}} \leq \overline{P_{f_{l,j,t}}}, \quad \forall j, i \in \mathcal{L}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.14)$$

$$\underline{\vartheta} \leq \vartheta_{i,t} < \overline{\vartheta}, \quad \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.15)$$

$$-\overline{P_{f_{l,j,t}}} \leq P_{f_{i,j,t}} \leq \overline{P_{f_{l,j,t}}}, \quad \forall j, i \in \mathcal{L}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.16)$$

Ο περιορισμός (7.10) περιορίζει το επίπεδο παραγωγής και τις εφεδρείες μιας κατανεμώμενης μονάδας ΑΠΕ j (στο ζυγό n) που ανήκει στο σύνολο των

κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ \mathcal{W} , σε σχέση με τη διαθέσιμη ισχύ της $\overline{W_{j,n,t}^r}$. Η σχέση (7.11) καθορίζει ότι η παραγωγή των μονάδων που ανήκουν στο σύνολο \mathcal{C} , το οποίο περιέχει τις μονάδες που η αποσύνδεση τους θεωρείται ως ενδεχόμενη διαταραχή για την οποία πρέπει να διασφαλιστεί η ασφάλεια της συχνότητας του συστήματος, πρέπει να είναι μικρότερη από τη μεταβλητή P_t^{dis} του προβλήματος, που είναι το μέγεθος της διαταραχής και εισάγεται στους κανόνες δυναμικής ασφάλειας. Ο περιορισμός (7.12) αφορά το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό λαμβάνοντας υπόψιν το φορτίο $(\overline{L_{t,n}})$, την παραγωγή από μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ $(\overline{PV_{t,n}})$, την παραγωγή κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και θερμικών μονάδων σε αυτόν τον ζυγό, την αποκοπή φορτίου και την ροή ισχύος από και προς τον ζυγό. Ως $Pf_{i,j,t}$ είναι η ισχύς που ρέει από τον ζυγό i στον ζυγό j σε p.u. και S_b η ισχύς βάσης του συστήματος σε MW. Οι περιορισμοί (7.14)-(7.16) εξασφαλίζουν τις σχέσεις της DC ροής φορτίου και τους περιορισμούς στην ισχύ των γραμμών του συστήματος. Τέλος, η δυναμική ασφάλεια του συστήματος εξασφαλίζεται από ένα σύνολο γραμμικών κανόνων της μορφής:

$$A_f \mathbf{x} + B_f \mathbf{y} \leq \mathbf{g}_f, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.17)$$

όπου \mathbf{x} οι δυαδικές μεταβλητές $(x_{i,t,n}, su_{i,t,n}, sd_{i,t,n})$, \mathbf{y} οι μεταβλητές που είναι συνεχείς $(P_{i,t,n}^G, Q_{i,t,n}^G, P_{j,n,t}^r, Q_{j,n,t}^r, Pf_{i,j,t}, \theta_i, P_{n,t}^{shed})$. Σε συμβατικές τεχνικές που εφαρμόζονται στα ΜΔΝ αυτοί οι κανόνες περιλαμβάνουν περιορισμούς στις εφεδρείες που πρέπει να παρέχουν οι θερμικές μονάδες και στη διείσδυση των ΑΠΕ. Προκαθορισμένα όρια στην πρωτεύουσα εφεδρεία και στα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, ωστόσο, ενδέχεται να μην διασφαλίσουν την ασφαλή λειτουργία σε συστήματα χαμηλής αδράνειας ή να εκτιμούν συντηρητικά τη δυναμική ασφάλεια. Στη συνέχεια θα παρουσιαστούν τεχνικές για μοντελοποίηση αυτών των κανόνων ώστε να διασφαλίζεται η ευστάθεια συχνότητας με πιο αποδοτικό τόπο.

7.3 Περιορισμοί δυναμικής ασφάλειας στη συχνότητα

Οι πλειονότητα των δημοσιευμένων εργασιών χρησιμοποιεί μια απλουστευμένη αναπαράσταση του συστήματος για να εξαγάγει τους περιορισμούς που εξασφαλίζουν την δυναμική ασφάλεια στη συχνότητα αντίστοιχα με την ενότητα 6.3.1.

7.3.1 Αναλυτική μέθοδος εξαγωγής περιορισμών στη συχνότητας

Η δυναμική αναπαράσταση του συστήματος, που βασίζεται η εξαγωγή των περιορισμών της συχνότητας, δίνεται συνήθως από την εξίσωση ταλάντωσης για την συχνότητα του δικτύου που παρουσιάζεται ξανά εδώ προς διευκόλυνση του αναγνώστη:

$$\frac{2H_{sys}}{f_0} \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D \cdot P_d \cdot \Delta f(t) = EPR(t) + PR(t) - P_{dis} \quad (7.18)$$

όπου, $\Delta f(t)$ είναι η απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική, f_0 η ονομαστική συχνότητα, H_{sys} [MWs] η συνολική αδράνεια του συστήματος, D [% /Hz] ο όρος για

την απόσβεση του μεταβατικού της συχνότητας μέσω της απόκρισης του φορτίου (load damping), P_{dis} το μέγεθος της διαταραχής, P_d το συνολικό φορτίο, $EPR(t)$ η συνολική διαθέσιμη ισχύς για «γρήγορη» εφεδρεία από μονάδες συνδεδεμένες με ηλεκτρονικά ισχύος και $PR(t)$ η συνολική διαθέσιμη πρωτεύουσα εφεδρεία από τις συμβατικές μονάδες.

Η παροχή εφεδρειών θεωρείται ότι γίνεται με σταθερό ρυθμό για τις μονάδες ίδιου τύπου σύμφωνα με τις εξισώσεις (7.19)-(7.20) μέχρι τη χρονική στιγμή που φτάνουν τη συνολική παρεχόμενη εφεδρεία, όπως παρουσιάστηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο. Η συνολική αδράνεια του συστήματος κάθε χρονική στιγμή υπολογίζεται από την εξίσωση (7.21) σύμφωνα με την αδράνεια κάθε θερμικής μονάδας H_i [MWh/MVA] ως προς τα ονομαστικά της μεγέθη, την ονομαστική της ισχύ S_i [MVA] και το εάν είναι σε λειτουργία με τη χρήση της δυαδικής μεταβλητής $x_{i,t}$ ($x_{i,t} = 1$ αν η γεννήτρια i λειτουργεί την ώρα t).

$$EPR(t) = \begin{cases} \widehat{EPR} \frac{t}{t_s}, & 0 \leq t \leq t_s \\ \widehat{EPR}, & t > t_s \end{cases} \quad (7.19)$$

$$PR(t) = \begin{cases} \widehat{PR} \frac{t}{t_g}, & 0 \leq t \leq t_g \\ \widehat{PR}, & t > t_g \end{cases} \quad (7.20)$$

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^{n_{gen}} H_i S_i x_{i,t} \quad (7.21)$$

Για την δυναμική ασφάλεια της συχνότητας οι γραμμικοί κανόνες θα πρέπει να εξασφαλίζουν ότι ο ρυθμός μεταβολής της συχνότητας (Rate of Change of Frequency – ROCOF), η ελάχιστη τιμή της συχνότητας (Frequency Nadir – $|\Delta f|_{nad}$) και το σφάλμα στη συχνότητα στη μόνιμη κατάσταση (Δf_{ss}) μετά τη διαταραχή παραμένουν εντός αποδεκτών ορίων.

Για το ROCOF, η μεγαλύτερη τιμή του θα ληφθεί αμέσως μετά την εκδήλωση της διαταραχής ($t=0$), όπου μόνο η αδράνεια του συστήματος αντισταθμίζει την πτώση της συχνότητας. Θέτοντας $t=0$ στις εξισώσεις (7.18)-(7.20) και θεωρώντας αρχική απόκλιση $\Delta f(t=0) = 0$ προκύπτει η σχέση (7.22). Άρα, ο γραμμικός περιορισμός μεταξύ των μεταβλητών κατάστασης λειτουργίας των μονάδων και του μεγέθους της διαταραχής ο οποίος περιορίζει τον ROCOF δίνεται από τη σχέση (7.23).

$$ROCOF = \left| \frac{d\Delta f(t)}{dt} \right| = \frac{f_0 P_{dis}}{2H_{sys}} \quad (7.22)$$

$$2\overline{ROCOF} \sum_{i=1}^{n_{gen}} H_i S_i x_{i,t} \leq f_0 P_{dis} \quad (7.23)$$

Στη μόνιμη κατάσταση μετά τη διαταραχή η συχνότητα θεωρείται σταθερή όποτε θα πρέπει να ισχύει $\frac{d\Delta f(t)}{dt} = 0$ και ότι $t > t_g > t_s$. Από τις εξισώσεις (7.18)-(7.20) προκύπτει η σχέση (7.24) για το μόνιμο σφάλμα συχνότητας και ο γραμμικός περιορισμός (7.25).

$$\Delta f_{ss} = \frac{\widehat{EPR} + \widehat{PR} - P_{dis}}{D \cdot P_d} \quad (7.24)$$

$$DP_d \overline{\Delta f_{ss}} \leq \widehat{EPR} + \widehat{PR} - P_{dis} \quad (7.25)$$

Κατά το μεταβατικό η συχνότητα λαμβάνει την ελάχιστη τιμή της (ναδίρ) τη χρονική στιγμή t_{NAD} για την οποία θα ισχύει ότι $\frac{d\Delta f(t_{NAD})}{dt} = 0$. Στην εργασία [144] θεωρείται ότι η χρονική στιγμή που ελαχιστοποιείται η συχνότητα είναι στο διάστημα $[t_s, t_g)$, δηλαδή χρονικά μετά την παροχή όλης της διαθέσιμης «γρήγορης» εφεδρείας και πριν την ολοκλήρωση της παροχής της συνολικής εφεδρείας από τις συμβατικές μονάδες. Έτσι μέσω των (7.18)-(7.20) έχουμε τις εξισώσεις (7.26)-(7.27) για την χρονική στιγμή ελάχιστου στην συχνότητα και για το ναδίρ της συχνότητας $|\Delta f|_{nad}$.

$$t_{NAD} = \frac{(P_{dis} - \widehat{EPR} - DP_d |\Delta f|_{FAN}) t_g}{\widehat{PR}} \quad (7.26)$$

$$|\Delta f|_{nad} DP_d = \left(e^{-\frac{DP_d f_0}{2H_{sys}} t_{NAD}} - 1 \right) \left(P_{dis} + \frac{2H_{sys} \widehat{PR}}{DP_d f_0 t_g} \right) \quad (7.27)$$

$$+ \widehat{PR} \frac{t_{NAD}}{t_g} + \widehat{EPR} \left(1 + \frac{2H_{sys}}{DP_d f_0 t_s} \left(e^{-\frac{DP_d f_0}{2H_{sys}} t_{NAD}} - e^{-\frac{DP_d f_0}{2H_{sys}} (t_{NAD} - t_s)} \right) \right)$$

Στην συνέχεια αξιοποιείται ότι η (7.27) είναι κυρτή (convex) μεταξύ τη συνολικής πρωτεύουσας εφεδρείας (\widehat{PR}) και του φορτίου του συστήματος (P_d). Έτσι, προσεγγίζεται ο περιορισμός $|\Delta f|_{nad} \leq |\Delta f|_{max}$ από την ανίσωση [144]:

$$\left(\frac{H_{sys}}{f_0} - t_s \frac{\widehat{EPR}}{4|\Delta f|_{max}} \right) \widehat{PR} \geq t_g \frac{(P_{dis} - \widehat{EPR})^2}{4|\Delta f|_{max}} - DP_d \frac{(P_{dis} - \widehat{EPR}) \cdot t_g}{4} \quad (7.28)$$

Οι μη γραμμικοί όροι $(P_{dis} - \widehat{EPR})^2$ και $\left(\frac{H_{sys}}{f_0} - t_s \frac{\widehat{EPR}}{4|\Delta f|_{max}} \right) \widehat{PR}$, δεν επιτρέπουν την αξιοποίηση του περιορισμού αυτού σε ένα πρόβλημα προγραμματισμού ένταξης μονάδων που είναι της κατηγορίας MILP (γραμμικού προγραμματισμού μεικτών ακεραίων). Διάφορες προσεγγίσεις έχουν προταθεί για τη γραμμικοποίηση αυτών των όρων.

Ο τετραγωνικός όρος μπορεί να προσεγγιστεί από έναν σύνολο γραμμικών περιορισμών σύμφωνα με τη σχέση (7.29), προσεγγίζοντας την κυρτή επιφάνεια που ορίζει ο περιορισμός με ένα σύνολο υπερεπιπέδων.

$$(P_{dis} - R_s)^2 \approx \alpha_p P_{dis} + b_p \widehat{EPR} + c_0, \quad \forall p \in P \quad (7.29)$$

Για τους όρους που είναι γινόμενα μεταβλητών στην σχέση (7.28), χρησιμοποιείται μία μέθοδος που αναπαριστά μια από τις συνεχείς μεταβλητές με μία δυαδική αναπαράσταση της. Έτσι, το γινόμενο δύο συνεχών μεταβλητών μετατρέπεται σε γινόμενο μιας συνεχούς και αρκετών δυαδικών μεταβλητών. Η συνολική πρωτεύουσα εφεδρεία (\widehat{PR}) μπορεί να αναπαρασταθεί με μία δυαδική απεικόνιση της όπως φαίνεται στην σχέση (7.30). Ο όρος c στην ίδια εξίσωση σχετίζεται με την ακρίβεια της προσέγγισης ενός συνεχούς αριθμού με τη δυαδική αναπαράσταση του. Για παράδειγμα, $c=0.1$ και 7 δυαδικές μεταβλητές καθορίζουν πως το \widehat{PR} λαμβάνει τιμές μεταξύ $[0, 12.7 \text{ MW}]$ με διακριτό βήμα 0.1 MW . Οι βοηθητικές μεταβλητές m_i και k_i μπορούν να αξιοποιηθούν για την γραμμικοποίηση των γινομένων των δυαδικών μεταβλητών z_i με τις συνεχείς μεταβλητές όπως φαίνεται στις εξισώσεις (7.31)-(7.32).

$$\widehat{PR} = c \sum_{i=1}^n 2^i z_i \quad (7.30)$$

$$\widehat{PR} \widehat{EPR} = c \sum_{i=1}^n 2^i k_i \quad (7.31)$$

$$\widehat{PR} H_{\text{sys}} = c \sum_{i=1}^n 2^i m_i \quad (7.32)$$

Για να επιτευχθεί αυτή η συσχέτιση εισάγονται οι περιορισμοί (7.33)-(7.38), όπου M μεγάλος θετικός αριθμός, ενώ ο κανόνας για την ελάχιστη τιμή της συχνότητας διαμορφώνεται σύμφωνα με την ανίσωση (7.39).

$$m_i \leq H_{\text{sys}} \quad (7.33)$$

$$H_{\text{sys}} - m_i \leq M(1 - z_i) \quad (7.34)$$

$$m_i \leq M z_i \quad (7.35)$$

$$k_i \leq \widehat{EPR} \quad (7.36)$$

$$\widehat{EPR} - k_i \leq M(1 - z_i) \quad (7.37)$$

$$k_i \leq M z_i \quad (7.38)$$

$$\frac{c}{f_0} \sum_{i=1}^n 2^i m_i - \frac{t_s}{4|\Delta f|_{\text{max}}} c \sum_{i=1}^n 2^i k_i \geq \frac{t_g}{4|\Delta f|_{\text{max}}} (a_p P_{\text{dis}} + b_p \widehat{EPR} + c_p) \quad (7.39)$$

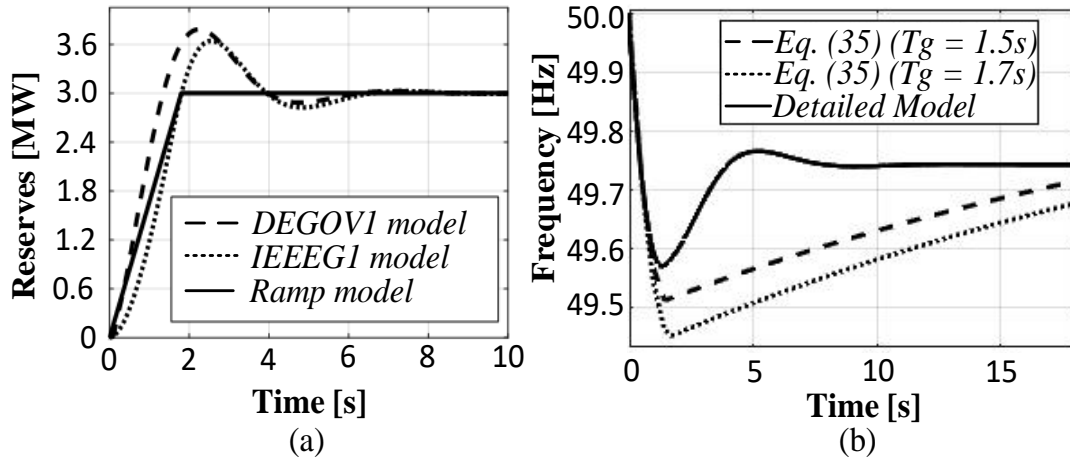
$$-D \cdot Pd \frac{(P_{\text{dis}} - \widehat{EPR}) \cdot t_g}{4}, \quad \forall p \in P$$

Οι περιορισμοί (7.33)-(7.35) εξασφαλίζουν ότι $m_i = H_{\text{sys}}$ αν $z_i = 1$ αλλιώς $m_i = 0$. Ομοίως οι περιορισμοί (7.36)-(7.38) εκφράζουν τις ίδιες σχέσεις μεταξύ k_i , z_i και \widehat{EPR} . Η σχέση (7.39) αποτελεί ένα σύνολο γραμμικών περιορισμών οι οποίοι εισάγονται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης για να περιορίσουν την ελάχιστη τιμή της συχνότητας.

Και οι δύο αυτές προσεγγίσεις μπορούν να επηρεάσουν την ταχύτητα επίλυσης της βελτιστοποίησης όσο και την ακρίβεια της προσέγγισης. Είναι προφανές ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των γραμμικών όρων που προσεγγίζουν τον τετραγωνικό όρο $(P_{dis} - \widehat{EPR})^2$ και όσο μεγαλύτερος ο αριθμός των δυαδικών μεταβλητών που προσεγγίζουν τον όρο \widehat{PR} τόσο πιο ακριβής είναι η προσέγγισή για το ναδίρ της συχνότητας. Από την άλλη όμως η αύξηση του αριθμού των επιπέδων, αυξάνει και τους περιορισμούς που εισάγονται στο πρόβλημα, αλλά και η χρήση πολλών δυαδικών μεταβλητών εισάγει μεγαλύτερο υπολογιστικό φορτίο στο πρόβλημα βελτιστοποίησης.

Παράλληλα, η ακρίβεια επηρεάζεται επίσης από τη μοντελοποίηση της απόκρισης των μονάδων. Σε δυναμικές μελέτες των διαταραχών της συχνότητας, χρησιμοποιούνται για τη δυναμική αναπαράσταση του συστήματος ρυθμιστές στροφών τύπου IEEE για την εκτίμηση της συμπεριφοράς των γεννητριών. Η μοντελοποίηση μέσω των εξισώσεων (7.19)-(7.20) της απόκρισης των μονάδων και η επιλογή των χρονικών σταθερών t_s και t_g μπορεί να οδηγήσει σε πιο συντηρητικές αναπαραστάσεις της απόκρισης των μονάδων άρα και του μεταβατικού της συχνότητας.

Για να διευκρινιστεί ο αντίκτυπος της μοντελοποίησης, το ίδιο συμβάν προσομοιώθηκε στο δυναμικό μοντέλο του νησιωτικού συστήματος της Ρόδου που παρουσιάστηκε στην ενότητα 4.6.1 και στο απλοποιημένο μοντέλο που περιεγράφηκε σε αυτή την ενότητα. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 7.1α, οι δύο θερμικές μονάδες, μια γεννήτρια ντίζελ και μια μονάδα αεριοστρόβιλου, που αντιπροσωπεύονται από τα μοντέλα DEGOV1 και IEEEG1, παρέχουν συνολικά τις ίδιες εφεδρείες. Κατά τη μεταβατική περίοδο, αυτές οι μονάδες παρουσιάζουν διαφορετικές δυναμικές συμπεριφορές σε σχέση με το απλοποιημένο μοντέλο τους αλλά και μεταξύ τους. Η πολύπλοκη δυναμική τους και οι διαφορές τους αγνοούνται αναπαριστώντας όλες τις θερμικές μονάδες με το ίδιο απλοποιημένο μοντέλο. Επίσης χρήση μιας απλοποιημένης έκφρασης της δυναμικής του συστήματος υποτιμά την ικανότητα του συστήματος να αντισταθμίσει την απώλεια παραγωγής, όπως παρουσιάζεται στο Εικόνα 7.1β που συγκρίνονται τα μεταβατικά στη συχνότητα για το αναλυτικό και το απλοποιημένο μοντέλο.



Εικόνα 7.1 α) Σύγκριση απόκρισης πρωτεύουσας εφεδρείας θερμικών μονάδων ανάλογα με το μοντέλο που θα χρησιμοποιηθεί, β) απόκριση συχνότητας σύμφωνα με την μοντελοποίηση του συστήματος

Η αναπαράσταση των μονάδων παραγωγής με πολύπλοκα μοντέλα όπως οι ρυθμιστές στροφών ή οι ελεγκτές των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος καθιστά αδύνατη την εξαγωγή γραμμικών κανόνων για την συχνότητα του συστήματος μέσω μιας αναλυτικής μεθοδολογίας.

7.3.2 Αξιοποίηση κανόνων μηχανικής μάθησης

Τεχνικές επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης, όπως αυτές που αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 5, έχουν χρησιμοποιηθεί εκτεταμένα στο παρελθόν για να υπολογίσουν τα όρια δυναμικής ασφάλειας του συστήματος. Το βασικό τους πλεονέκτημα είναι πως εκπαιδεύονται σε αναλυτικά μοντέλα του συστήματος, που περιλαμβάνουν λεπτομερή αναπαράσταση των μονάδων για διάφορες διαταραχές και συνθήκες λειτουργίας.

Σε προβλήματα οικονομικής κατανομής τα δέντρα αποφάσεων έχουν χρησιμοποιηθεί για την εισαγωγή περιορισμών ασφαλείας. Οι περιορισμοί που εισάγονται σχετίζονται με τους κανόνες των ΔΑ και δυαδικές μεταβλητές που αντιπροσωπεύουν το κάθε φύλλο. Για παράδειγμα οι εξισώσεις (7.40)-(7.42) προσομοιώνουν την δομή του ενός ΔΑ με τρία ασφαλή φύλλα με μορφή περιορισμών.

$$\mathbf{a}_1^T X \leq \mathbf{b}_1 + M(k_2 + k_3) \quad (7.40)$$

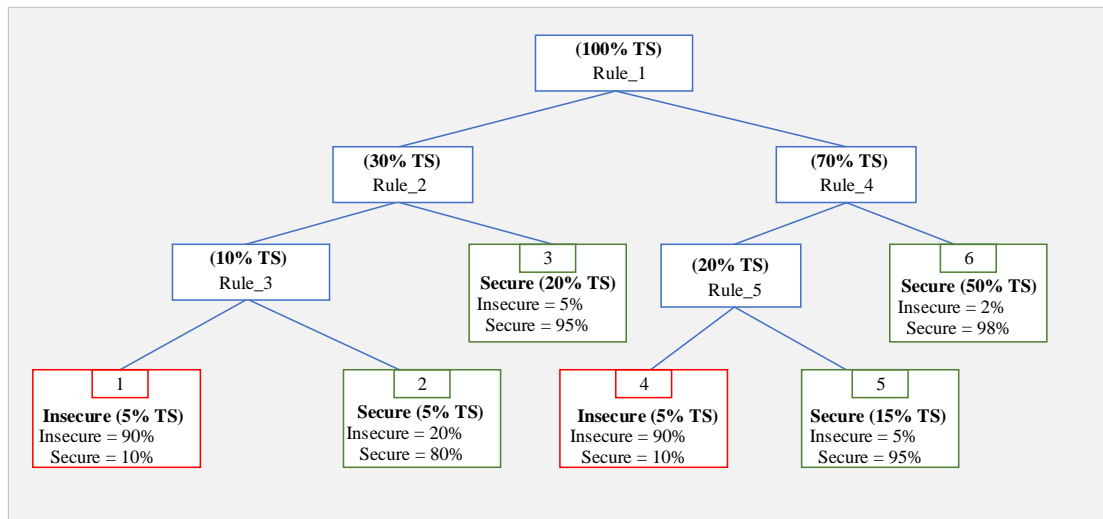
$$\mathbf{a}_2^T X \leq \mathbf{b}_2 + M(1 - k_2) \quad (7.41)$$

$$\mathbf{a}_3^T X \leq \mathbf{b}_3 + M(1 - k_3) \quad (7.42)$$

Ανάλογα με τις δυαδικές μεταβλητές k επιλέγεται το φύλλο για το οποίο ένα σύνολο γραμμικών κανόνων της μορφής $\mathbf{a}^T X \leq \mathbf{b}$ που οδηγούν σε αυτό θα ληφθούν υπόψη ως περιορισμοί. Με τη χρήση των τιμών των δυαδικών μεταβλητών και μια σταθερά

Μ που έχει μεγάλη τιμή απενεργοποιούνται οι κανόνες που οδηγούν σε άλλα φύλλα. Είναι προφανές πως πολύπλοκα ΔΑ θα χρειάζονται και αυξημένο αριθμό περιορισμών αλλά και δυαδικών μεταβλητών για την δομή του ΔΑ, αυξάνοντας το υπολογιστικό φορτίο του προβλήματος **Σφάλμα! Το αρχείο προέλευσης της αναφοράς δεν βρέθηκε..**

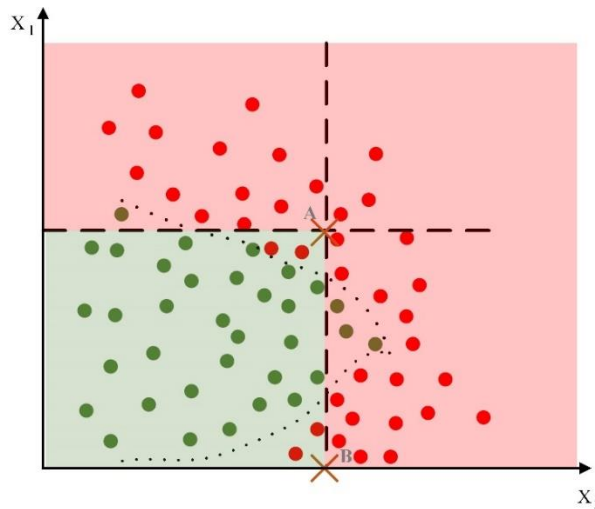
Παράλληλα, μόνο από την κατηγοριοποίηση των φύλλων ενός πολύπλοκου ΔΑ δεν είναι βέβαιο αν περιγράφεται ένα συντηρητικός κανόνας ή μια οριακή συνθήκη λειτουργίας ως προς την ασφάλεια του ΜΔΝ. Για παράδειγμα, σε ένα δένδρο αποφάσεων (ΔΑ) η λειτουργία μπορεί να χαρακτηριστεί ασφαλής για διαφορετικές περιπτώσεις (ασφαλή φύλλα του ΔΑ), τα οποία όμως μπορεί να έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά, (ποσοστά ανασφαλών σημείων λειτουργίας στον πληθυσμό τους). Στην Εικόνα 7.2 φαίνεται ένα τυπικό ΔΑ, στο οποίο τα φύλλα 2,3,5 και 6 χαρακτηρίζονται ως ασφαλή. Το φύλλο 6 που περιέχει μεγάλο αριθμό των συνολικών σεναρίων και υψηλή «καθαρότητα» περιγράφει μια πιο ασφαλή συνθήκη λειτουργίας συγκριτικά με το φύλλο 2.



Εικόνα 7.2 Τυπικό Δέντρο Απόφασης

Τα σενάρια λειτουργίας που χρησιμοποιούνται στο σύνολο εκπαίδευσης έχουν επίσης καθοριστική σημασία. Χρησιμοποιώντας μόνο ιστορικά δεδομένα μπορεί το ΔΑ να μην είναι σε θέση να εκτιμήσει σωστά την δυναμική ασφάλεια του συστήματος στις νέες συνθήκες που μπορεί να προκύψουν αν εφαρμοστεί σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης.

Αυτό το πρόβλημα μπορεί να είναι ιδιαίτερα κρίσιμο για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος ειδικά αν λάβουμε υπόψιν πως ανασφαλείς συνθήκες λειτουργίας μπορεί να είναι πιο οικονομικές από τις ασφαλείς, δεδομένου ότι οι τελευταίες μπορεί να απαιτούν μέτρα που συνεπάγονται αύξηση του κόστους, π.χ. μείωσης της διείσδυσης των ΑΠΕ, αύξηση της συνολικής πρωτεύουσας εφεδρείας, κ.τ.λ.. Έτσι, είναι πιθανό το πρόβλημα βελτιστοποίησης να δώσει λύσεις πάνω στα όρια λειτουργίας που ορίζουν οι κανόνες ασφαλείας [118].



Εικόνα 7.3 Χώρος χαρακτηριστικών, σενάρια εκπαίδευσης, κανόνες λειτουργίας και σημεία λειτουργίας της βελτιστοποίησης

Για παράδειγμα, στην Εικόνα 7.3 φαίνεται ο χώρος δύο χαρακτηριστικών και οι κανόνες που οδηγούν σε ένα ασφαλές φύλλο διαχωρίζοντας τις περιοχές του χώρου σε ασφαλείς και ανασφαλείς. Τα κόκκινα σημεία αποτελούν ανασφαλή σενάρια ενώ τα πράσινα τα ασφαλή σενάρια που μπορεί να ανήκουν στο σύνολο εκπαίδευσης ή αξιολόγησης. Όπως φαίνεται, ο χώρος που χαρακτηρίζεται ως ασφαλής περιέχει κυρίως ασφαλή σενάρια και έχει μεγάλη καθαρότητα. Εφαρμόζοντας όμως τους κανόνες ασφαλείας ως περιορισμούς σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης οι νέες συνθήκες λειτουργίας που μπορεί να προκύψουν θα ανήκουν στα όρια αυτού του χώρου ο οποίος παρά την υψηλή του απόδοση στην εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας μπορεί να οδηγήσει σε ανασφαλείς λύσεις, π.χ. σημεία A και B.

Στα ΔΑ, για να αποφευχθεί το παραπάνω πρόβλημα μια μέθοδος που χρησιμοποιείται είναι η εξασφάλιση ενός εύρους ασφάλειας (safety margin) κάνοντας πιο αυστηρά τα όρια που προκύπτουν από τους κανόνες ασφαλείας [155]-[156]. Μία άλλη μέθοδος είναι η εισαγωγή στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης ενός όρου ο οποίος επιφέρει ποινή στα φύλλα ανάλογα με τα ποσοστά ανασφαλών σεναρίων που περιέχουν, ώστε να μπορεί να καθοριστεί η συσχέτιση μεταξύ οικονομικής και ασφαλούς λύσης [118].

Το συγκεκριμένο πρόβλημα αντιμετωπίστηκε στο κεφάλαιο 6, όπου προτάθηκε μεθοδολογία με την οποία επαληθεύεται πως οι κανόνες ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης κωδικοποιούν υποσύνολο του ασφαλή χώρου λειτουργίας συγκεκριμένων αναπαραστάσεων της συχνότητας.

7.4 Αβεβαιότητα στον ημερήσιο προγραμματισμό παραγωγής μονάδων

Τα τελευταία χρόνια, η υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ και η μεγαλύτερη ανταπόκριση της ζήτησης στη διακύμανση των τιμών της ενέργειας έθεσε νέες προκλήσεις στον ημερήσιο προγραμματισμό μονάδων. Αν η αβεβαιότητα δεν ληφθεί υπόψιν το

κόστος παραγωγής μπορεί να αυξηθεί, λόγω ένταξης μονάδων υψηλού κόστους ή αποκοπής φορτίου [152].

Είναι σημαντικό λοιπόν ο ημερήσιος προγραμματισμός να συμπεριλαμβάνει αποτελεσματική μεθοδολογία ώστε να διασφαλίζει της αξιοπιστία του συστήματος παρουσία της αυξανόμενης αβεβαιότητας σε πραγματικό χρόνο σε φορτίο και παραγωγές ΑΠΕ.

Στα πλαίσια της διατριβής προτείνεται η εύρωστη βελτιστοποίηση ενώ για λόγους σύγκρισης παρουσιάζεται και η στοχαστική βελτιστοποίηση.

7.4.1 Στοχαστική βελτιστοποίηση

Ο στοχαστικός οικονομικός προγραμματισμός μοντελοποιεί την αβεβαιότητα με κατάλληλα σταθμισμένα σενάρια, λαμβάνοντας υπόψιν το κόστος κάθε σεναρίου στο πρόβλημα προγραμματισμού ένταξης μονάδων. Κάθε σενάριο s , που ανήκει σε ένα σύνολο σεναρίων \mathcal{S} , σταθμίζεται σύμφωνα με την πιθανότητα εμφάνισης του $\pi(s)$. Η υλοποίηση του στοχαστικού προγραμματισμού για το πρόβλημα ένταξης μονάδων σε ΜΔΝ παρουσιάζεται στην (7.43), το οποίο είναι ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού μεικτών ακεραίων για το οποίο συμβατικά λογισμικά επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης μπορούν να βρουν τη βέλτιστη λύση. Οι περιορισμοί του ντετερμινιστικού προβλήματος που αφορούν τις μεταβλητές κατανομής πρέπει να ισχύουν για κάθε σενάριο.

$$\min \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\sum_{n \in \mathcal{N}} \left(\sum_{i \in \mathcal{G}} c_{i,n}^{SU} s u_{i,t} + c_{i,n}^{SD} s d_{i,t} \right) + \sum_{s \in \mathcal{S}} \pi(s) \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{G}} c_{i,n}^G P_{i,n,t}^G \Delta \tau + VoLL_n P_{n,t}^{shed} \Delta \tau \right) \right] \quad (7.43)$$

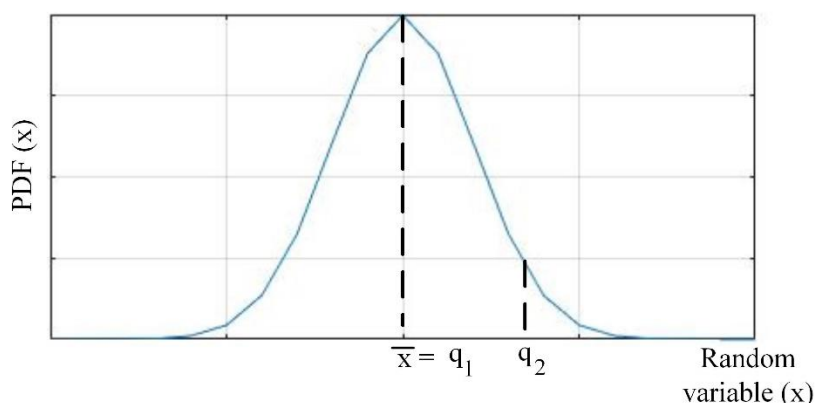
$$\text{Υ.Π.Τ.: (7.2)-(7.17) } \forall s \in \mathcal{S}$$

Η μοντελοποίηση με τη χρήση του στοχαστικού προγραμματισμού αυξάνει το μέγεθος του προβλήματος (αύξηση περιορισμών και μεταβλητών) ανάλογα με τον αριθμό των σεναρίων. Η χρήση μεγάλου αριθμού σεναρίων μπορεί να αυξήσει σημαντικά το υπολογιστικό φορτίο που καλείται να επιλύσει το εκάστοτε λογισμικό. Αντίθετα, μικρός αριθμός σεναρίων προσφέρει μία λιγότερο ακριβή αναπαράσταση της αβεβαιότητας.

Διάφορες τεχνικές έχουν προταθεί για την επιλογή των σεναρίων όπως η χρήση της μεθόδου Latin Hypercube Sampling για την παραγωγή σεναρίων και η μέθοδος backward reduction για τη μείωση τους [157] ή η χρήση μη επιβλεπόμενης μηχανικής μάθησης για την επιλογή τους [158]. Το μικρό μέγεθος των ΜΔΝ επιτρέπει την χρήση αυξημένου αριθμού σεναρίων σε ένα πρόβλημα στοχαστικού προγραμματισμού

χωρίς να καθιστά αδύνατη την επίλυση όπως θα συνέβαινε για μεγάλο αριθμό σεναρίων σε μια στοχαστική βελτιστοποίηση για ένα διασυνδεδεμένο σύστημα.

Για την εξαγωγή της πιθανότητας κάθε σεναρίου αξιοποιήθηκε η μεθοδολογία που βασίζεται στην εξαγωγή ενός δέντρου σεναρίων με χρήση των εκατοστημόριων (quantile) των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας κάθε τυχαίας μεταβλητής [144], [159]. Το εκατοστημόριο q αναφέρεται στην τιμή της τυχαίας μεταβλητής, από την οποία η τυχαία μεταβλητή είναι μικρότερη, με καθορισμένη πιθανότητα η οποία ισούται με q . Για παράδειγμα στην Εικόνα 7.4 παρουσιάζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας μιας μεταβλητής που ακολουθεί την κανονική κατανομή, όπου η τιμή της αβέβαιης μεταβλητής στο q_2 (εκατοστημόριο 0.9) ορίζει πως η πιθανότητα να ισχύει $x \leq q_2$ είναι 90%. Αντίστοιχα το εκατοστημόριο (q_1) που είναι η μέση τιμή έχει πιθανότητα 50% να ισχύει $x \leq q_1$.



Εικόνα 7.4 Εκατοστημωρία στην συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας

Με χρήση των εκατοστημόριων η πιθανότητα για κάθε αβέβαιη μεταβλητή κάθε χρονική στιγμή t ορίζεται ανάλογα με τον αριθμό και την τιμή των εκατοστημόριων [159].

$$\pi_1 = \frac{1}{2} \left(\frac{q_2^2}{q_2 - q_1} \right) \quad (7.44)$$

$$\pi_2 = \frac{1}{2} \left(q_3 - q_1 - \frac{q_1^2}{q_2 - q_1} \right) \quad (7.45)$$

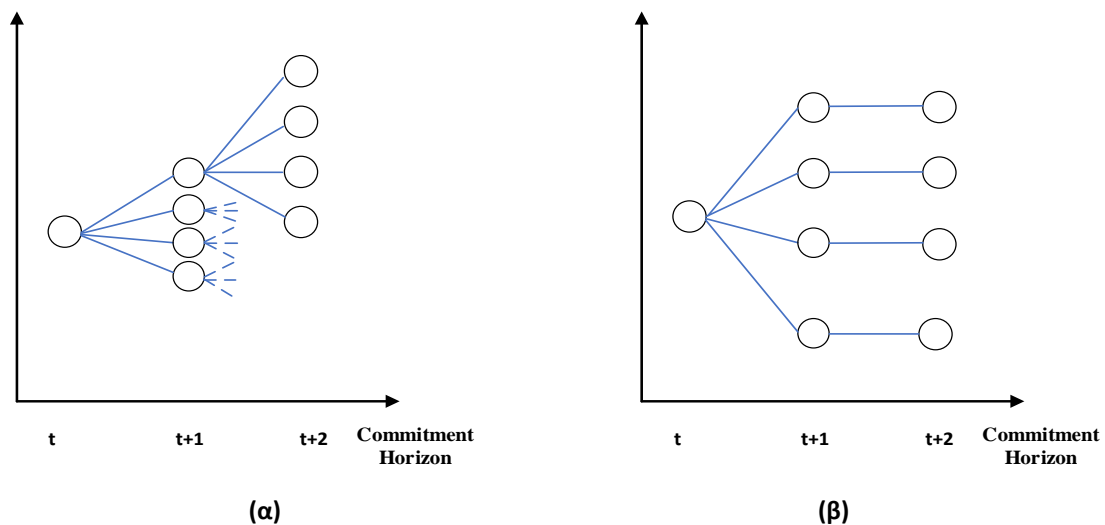
$$\pi_i = \frac{1}{2} (q_{i+1} - q_{i-1}) \quad (7.46)$$

$$\pi_{N-1} = \frac{1}{2} \left(q_N - q_{N-2} - \frac{(1 - q_N)^2}{q_N - q_{N-1}} \right) \quad (7.47)$$

$$\pi_N = \frac{1}{2} \left(\frac{(1 - q_{N-1})^2}{q_N - q_{N-1}} \right) \quad (7.48)$$

Η συνολική πιθανότητα κάθε σεναρίου τη χρονική στιγμή t προκύπτει από το γινόμενο των πιθανοτήτων όλων των τυχαίων μεταβλητών, καταλήγοντας τελικά σε

η σενάρια κάθε χρονική στιγμή. Ένα δέντρο σεναρίων συνδυάζει τα σενάρια μεταξύ διαδοχικών χρονικών στιγμών. Για παράδειγμα θα μπορούσε να ληφθεί υπόψιν η μετάβαση από σενάρια που θεωρείται μικρό σφάλμα πρόβλεψης τη χρονική στιγμή t σε σενάρια υψηλού σφάλματος την επόμενη χρονική στιγμή καταλήγοντάς σε πολύπλοκα δέντρα σεναρίων που καλύπτουν μεγάλο αριθμό περιπτώσεων. Αυτό φαίνεται στο δένδρο σεναρίων στην Εικόνα 7.5α όπου λαμβάνονται πολλαπλές διακλαδώσεις μεταξύ των σεναρίων. Συνήθως όμως διαχωρισμός των σεναρίων ορίζεται μόνο στον αρχικό κόμβο για να διατηρηθεί περιορισμένος ο αριθμός των σεναρίων, καθώς αντίστοιχα αποτελέσματα μπορούν να επιτευχθούν και με αυτή την πιο απλή δομή [159], καταλήγοντας σε απλά δέντρα σεναρίων (Εικόνα 7.5β).



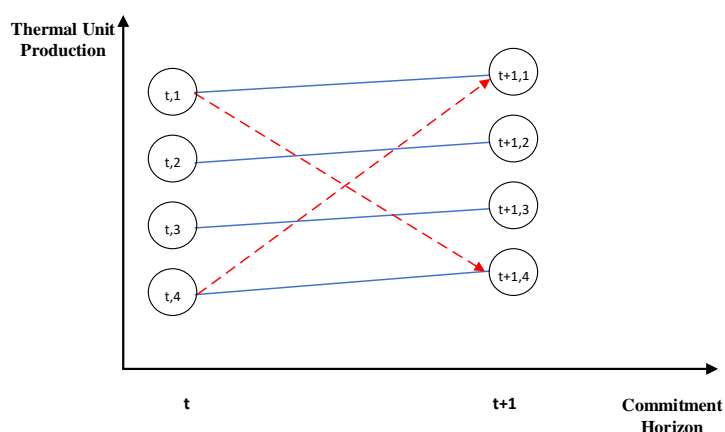
Εικόνα 7.5 Δέντρα σεναρίων (α) πολύπλοκο με πολλαπλές διακλαδώσεις, (β) απλό με διακλάδωση μόνο στον αρχικό κόμβο

Για τον τελικό υπολογισμό της πιθανότητας κάθε σεναρίου χρησιμοποιείται ο τύπος (7.49). Σύμφωνα με αυτό τον τύπο η πιθανότητα του αρχικού κόμβου είναι ίση με ένα, καθώς υπάρχουν διαθέσιμες μετρήσεις των αβέβαιων μεταβλητών. Για τις επόμενες χρονικές στιγμές η πιθανότητα ενός κόμβου προκύπτει από την πιθανότητα του κόμβου από τον οποίο προήλθε το σενάριο ($\alpha(s)$) και την πιθανότητα $\overline{\pi(s)}$, η οποία είναι ίση με 1 αν στον προηγούμενο κόμβο δεν έχει γίνει διαχωρισμός των σεναρίων ή ίση με την πιθανότητα του σεναρίου ανάλογα με τα εκατοστημόρια που θεωρήθηκαν για τον διαχωρισμό των σεναρίων στο δένδρο σε σχέση με τον προηγούμενο κόμβο.

$$\pi(s) = \begin{cases} 1, & t = t_0 \\ \pi(\alpha(s))\overline{\pi(s)}, & t > t_0 \end{cases} \quad (7.49)$$

Όπως αναφέρθηκε, η απλή δομή του δένδρου σεναρίων της Εικόνα 7.5β. δεν καλύπτει την περίπτωση μετάβασης μεταξύ σεναρίων με διαφορετικά χαρακτηριστικά (υψηλή παραγωγή ΑΠΕ-χαμηλό φορτίο, χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ-υψηλό φορτίο). Τέτοιες μεταβάσεις επηρεάζουν περιορισμούς που αφορούν του ρυθμούς αύξησης και μείωσης της παραγωγής των θερμικών μονάδων μεταξύ

διαδοχικών χρονικών στιγμών [151] (περιορισμοί (7.4)-(7.5) στο ντετερμινιστικό πρόβλημα ένταξης μονάδων που περιεγράφηκε στην ενότητα 7.1). Αν αυτοί οι περιορισμοί εφαρμοστούν για διαδοχικές χρονικές στιγμές σε παρόμοια σενάρια τότε μπορεί να οδηγήσουν σε υποεκτίμηση των αναγκών του συστήματος για τη μεταβολή της παραγωγής των θερμικών μονάδων μεταξύ των ακραίων σεναρίων όπως φαίνεται στην Εικόνα 7.6. Η μέθοδος που έχει προταθεί είναι να εφαρμοστούν οι περιορισμοί στους ρυθμούς αύξησης και μείωσης της παραγωγής των θερμικών μονάδων μεταξύ των ακραίων σεναρίων ώστε να διασφαλίζονται για την χειρότερη περίπτωση [151].



Εικόνα 7.6 Παραγωγές θερμικών μονάδων και απαιτήσεις ρυθμού αύξησης/μείωση της παραγωγής μεταξύ των σεναρίων

Ένα από τα βασικά μειονεκτήματα της στοχαστικής βελτιστοποίησης είναι πως χρειάζεται μια συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για κάθε αβέβαιη μεταβλητή η οποία μπορεί να μην είναι διαθέσιμη. Τεχνικές πρόβλεψης που έχουν δοκιμαστεί σε ΜΔΝ έχουν την δυνατότητα εξαγωγής πιθανοτικής πρόβλεψης για τις αβέβαιες μεταβλητές [160]. Οι περισσότερες εργασίες πάνω στον στοχαστικό προγραμματισμό ένταξης μονάδων θεωρούν μόνο την παραγωγή των Α/Γ ως τυχαία μεταβλητή [144]-[147]. Στην πραγματικότητα τυχαίες μεταβλητές είναι και η ζήτηση του φορτίου και η παραγωγή των Φ/Β. Άρα θα πρέπει να καθοριστούν για τα σενάρια της στοχαστικής βελτιστοποίησης τόσο η δομή τους (τι χαρακτηριστικά φορτίου, παραγωγής Φ/Β και Α/Γ θα απαρτίζουν κάθε σενάριο) καθώς και ο συνολικός αριθμός τους. Όμως, η επίδραση της επιλογής των σεναρίων στην ασφάλεια της λύσης και στην οικονομική απόδοση δεν είναι προφανής.

7.4.2 Εύρωση βελτιστοποίησης

Η εύρωση βελτιστοποίησης (robust optimization) είναι μια εναλλακτική μεθοδολογία με την οποία μπορεί να ληφθεί υπόψιν η αβεβαιότητα σε προβλήματα βελτιστοποίησης. Ο εύρωστος οικονομικός προγραμματισμός έχει ως στόχο την εύρεση μίας αποδεκτής λύσης για όλο το εύρος της αβεβαιότητας που υπάρχει στο

πρόβλημα βελτιστοποίησης μειώνοντας παράλληλα το κόστος για το χειρότερο πιθανό σενάριο [152].

Η χρήση του εύρωστου οικονομικού προγραμματισμού στο πρόβλημα της ασφαλούς οικονομικής λειτουργίας ενός ΜΔΝ παρουσιάζεται στο πρόβλημα (7.50)-(7.52):

$$\min_x [c^T \mathbf{x} + \max_{d \in \mathcal{D}} \min_{y \in \Omega(x,d)} b^T \mathbf{y}] \quad (7.50)$$

$$\text{Υ.Π.Τ. } F\mathbf{x} \leq f \quad (7.51)$$

$$\Omega(x, d) = \{\mathbf{y}: H\mathbf{y} \leq h, A\mathbf{x} + B\mathbf{y} \leq g, I_u \mathbf{y} = \mathbf{d}\} \quad (7.52)$$

Ο πρώτος όρος της (7.50) περιγράφει το κόστος ένταξης και σβέσης μονάδων ενώ ο δεύτερος το χειρότερο κόστος κατανομής (dispatch) στο σύνολο της αβεβαιότητας \mathcal{D} . Οι περιορισμοί για τις μεταβλητές ένταξης των μονάδων περιγράφονται από την εξίσωση (7.51) και περιλαμβάνουν τους κανόνες (7.6)-(7.9) του ντετερμινιστικού προβλήματος. Το σύνολο $\Omega(x, d)$ είναι το σύνολο στο οποίο μπορούν να λάβουν τιμές οι μεταβλητές κατανομής και ορίζεται από την ένταξη των μονάδων (x), την τιμή που θα λάβουν οι αβέβαιες μεταβλητές (d) και τους περιορισμούς που υπάρχουν. Οι περιορισμοί μπορεί να σχετίζονται και με τις μεταβλητές ένταξης και να είναι της μορφής $A\mathbf{x} + B\mathbf{y} \leq g$, όπως οι περιορισμοί (7.2)-(7.5) και (7.17) του ντετερμινιστικού προβλήματος, να αφορούν μόνο τις μεταβλητές κατανομής $H\mathbf{y} \leq h$ όπως οι περιορισμοί (7.11), (7.13)-(7.16) ή να συσχετίζουν τις μεταβλητές κατανομής με τις αβέβαιες μεταβλητές και να είναι της μορφής $I_u \mathbf{y} = \mathbf{d}$, όπως οι περιορισμοί (7.10), (7.12) του ντετερμινιστικού προβλήματος.

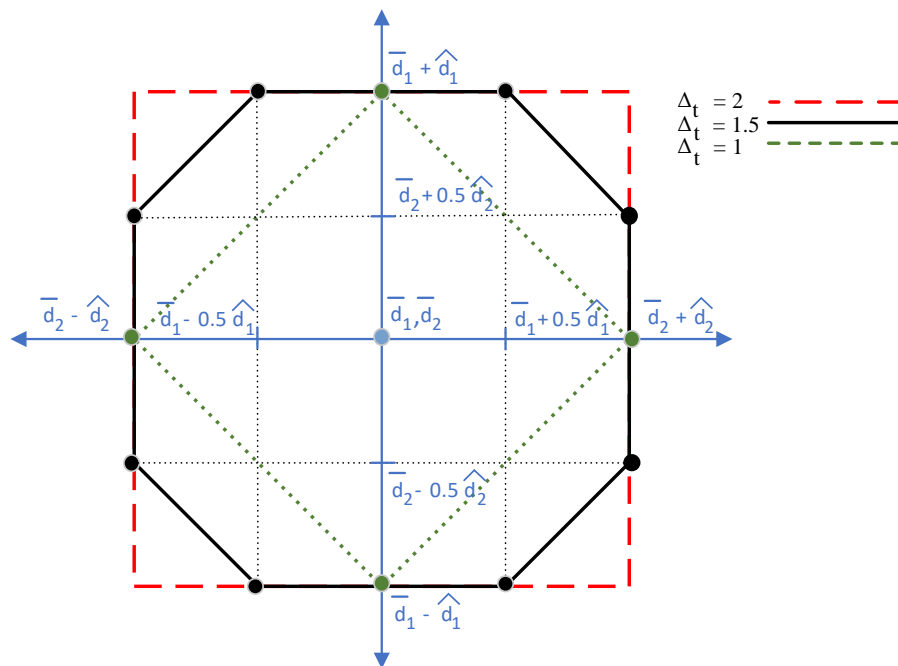
Ένα βασικό στοιχείο της εύρωστης βελτιστοποίησης είναι ο καθορισμός του συνόλου της αβεβαιότητας με το οποίο περιγράφονται οι αβέβαιες μεταβλητές. Ο καθορισμός του συνόλου της αβεβαιότητας είναι σημαντικός καθώς επηρεάζει την ποιότητα της λύσης. Ένα σύνολο που καλύπτει λίγες περιπτώσεις μπορεί να οδηγήσει σε επισφαλή λύση, ενώ ένα σύνολο που καλύπτει μεγάλο εύρος περιπτώσεων μπορεί να οδηγήσει σε μια πολύ συντηρητική λύση, αυξάνοντας σημαντικά το κόστος. Συνήθως ελλειπτικά ή πολυεδρικά σύνολα χρησιμοποιούνται καθώς πιο σύνθετα σύνολα αβεβαιότητας μπορεί να επηρεάσουν την δυνατότητα επίλυσης του προβλήματος [160]. Το πολυεδρικό σύνολο αβεβαιότητας που χρησιμοποιήθηκε σε αυτή τη διατριβή ορίζεται σύμφωνα με τη σχέση (7.53).

$$\mathcal{D}(\hat{d}, \bar{d}, \Delta^t) := \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{d}^t \in \mathbb{R}^{N_d}: \sum_{i \in \mathcal{N}_d} \frac{|d_i^t - \bar{d}_i^t|}{\widehat{d}_i^t} \leq \Delta^t \\ \mathbf{d}^t \in [\bar{d}_i^t - \widehat{d}_i^t, \bar{d}_i^t + \widehat{d}_i^t], \forall i \in \mathcal{N}_d \end{array} \right\} \quad (7.53)$$

Σύμφωνα με αυτό το σύνολο κάθε αβέβαιη μεταβλητή (\mathbf{d}^t), κάθε χρονική στιγμή t στο σύνολο \mathcal{N}_d των αβέβαιων μεταβλητών, μπορεί να λάβει τιμές εντός του εύρους $[\bar{d}_i^t - \widehat{d}_i^t, \bar{d}_i^t + \widehat{d}_i^t]$. Ως \bar{d}_i^t είναι η προβλεψή για κάθε αβέβαιη μεταβλητή ενώ ως \widehat{d}_i^t ορίζεται η μέγιστη μεταβολή που μπορεί να έχει κάθε αβέβαιη μεταβλητή από την ονομαστική της τιμή. Η ανίσωση στην (7.53) καθορίζει την συνολική μεταβολή των

αβέβαιων μεταβλητών από την πρόβλεψη τους. Η παράμετρος Δ^t επηρεάζει αυτή την συνολική μεταβολή και αναφέρεται στην βιβλιογραφία ως προϋπολογισμός αβεβαιότητας (budget of uncertainty). Αν η τιμή του Δ^t είναι μηδέν, τότε κάθε αβέβαιη μεταβλητή γίνεται ίση με την πρόβλεψη της περιγράφοντας ουσιαστικά το ντετερμινιστικό πρόβλημα, ενώ αν $\Delta^t = N_d$, όπου N_d ο συνολικός αριθμός τυχαίων μεταβλητών, τότε όλες οι μεταβλητές μπορούν να πάρουν ταυτόχρονα τη μέγιστη ή την ελάχιστη τιμή τους.

Σύμφωνα με την μοντελοποίηση της αβεβαιότητας με το σύνολο που περιγράφεται από τη σχέση (7.53) παρατηρούμε πως δεν χρειάζεται συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κάθε αβέβαιης μεταβλητής όπως συμβαίνει στον στοχαστικό προγραμματισμό αλλά μόνο το εύρος στο οποίο μπορεί να λάβει τιμές. Βέβαια η επιλογή αυτού του εύρους μπορεί να συσχετιστεί με πιθανοτική πρόβλεψη των αβέβαιων μεταβλητών ώστε να αντιστοιχεί σε συγκεκριμένο εύρος αβεβαιότητας τους. Επίσης, ο βαθμός του συντηρητισμού της λύσης καθορίζεται μόνο από τον όρο Δ^t . Αντίθετα, στην στοχαστική μοντελοποίηση δεν είναι εύκολο μέσω του καθορισμού των σεναρίων να εκτιμηθεί η συσχέτιση μεταξύ ευρωστίας και οικονομικής απόδοσης.



Εικόνα 7.7 Σύνολο αβεβαιότητας για διαφορετικές τιμές του προϋπολογισμού αβεβαιότητας σε χώρο 2 αβέβαιων μεταβλητών

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης (7.50)-(7.53) επιλύεται ως ένα πρόβλημα δύο επιπέδων. Στο πρώτο επίπεδο (εξωτερικό πρόβλημα) εκτιμάται το βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης μονάδων. Στο δεύτερο επίπεδο (εσωτερικό πρόβλημα) υπολογίζεται το χειρότερο κόστος δεδομένου του συνόλου αβεβαιότητας και της λύσης του πρώτου επιπέδου. Το εσωτερικό πρόβλημα του χειρότερου κόστους

κατανομής συνήθως εκφράζεται με την χρήση του δυικού του προβλήματος κατανομής [152].

$$\begin{aligned} R(x) &= \max_{d \in \mathcal{D}} [\max_{\varphi, \lambda, n} (\lambda^T (Ax - g) - \varphi^T h + n^T d)] = \\ &= \max_{d, \varphi, \lambda, n} [(\lambda^T (Ax - g) - \varphi^T h + n^T d)] \end{aligned} \quad (7.54)$$

$$\text{Υ.Π.Τ. } -\lambda^T B - \varphi^T H + n^T I_u = b^T \quad (7.55)$$

$$\varphi \geq 0, \lambda \geq 0, n \text{ free}, d \in \mathcal{D} \quad (7.56)$$

Έτσι το εσωτερικό πρόβλημα αναπαρίσταται με ένα πρόβλημα εύρεσης μεγίστου ως προς τις μεταβλητές του δυικού λ, φ, n και τις αβέβαιες μεταβλητές d . Οι περιορισμοί (7.55)-(7.56) προκύπτουν από την μετατροπή του προβλήματος κατανομής στο δυικό του και τον ορισμό του συνόλου αβεβαιότητας. Το πρόβλημα (7.54) περιέχει τον μη γραμμικό όρο $n^T d$, καθιστώντας το πρόβλημα διγραμμικής κατηγορίας (bilinear) το οποίο είναι κατηγορίας NP δυσκολίας και δεν υπάρχει άμεσος τρόπος επίλυσής, που μπορεί να εγγυηθεί την εύρεση της βέλτιστης λύσης.

Όμως η φύση του προβλήματος εγγυάται πως η λύση ως προς τις αβέβαιες μεταβλητές θα ανήκει σε κάποια κορυφή του συνόλου αβεβαιότητας \mathcal{D} [152],[161]. Η πιο απλή μέθοδος επίλυσης του του προβλήματος (7.54)- (7.56) είναι επίλυση του για κάθε κορυφή του \mathcal{D} κρατώντας τη λύση που δίνει το μεγαλύτερο κόστος [161]. Για ένα N αριθμό αβέβαιων μεταβλητών οι κορυφές του συνόλου \mathcal{D} είναι συνολικά $N \cdot 2^N$ για κάθε χρονική στιγμή, οπότε για μεγάλο αριθμό τυχαίων μεταβλητών αυξάνεται υπερβολικά το υπολογιστικό φορτίο για την λύση του προβλήματος.

Αυτοματοποιημένοι τρόποι επίλυσης του εσωτερικού προβλήματος έχουν προταθεί είτε με αξιοποίηση των περιορισμών KKT (Karush – Kuhn – Tucker) [162] είτε με γραμμικοποίηση του όρου $n^T d$ [151]-[153]. Η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε χρησιμοποιεί δυαδικές μεταβλητές για την γραμμικοποίηση του όρου $n^T d$ [163], όπου κάθε αβέβαιη μεταβλητή d_i^t μοντελοποιείται με την χρήση των δυαδικών μεταβλητών $r_{i,t}^+, r_{i,t}^-, k_{i,t}^+, k_{i,t}^-$ σύμφωνα η σχέση (7.57). Κάθε τυχαία μεταβλητή μπορεί να λάβει είτε την τιμή της πρόβλεψής της (ο προϋπολογισμός της αβεβαιότητας καλύπτεται σε άλλες τυχαίες μεταβλητές που αυξάνουν περισσότερο το κόστος), είτε την ελάχιστη ή μέγιστη τιμή της, είτε καλύπτοντας την ποσότητα του προϋπολογισμού της αβεβαιότητας που περισσεύει για αυτή (π.χ. περίπτωση $\Delta^t = 1.5$ στην Εικόνα 7.7). Η παράμετρος a είναι το δεκαδικό μέρος του Δ^t στη σχέση (7.57). Η σχέση για τον όρο $n^T d$ διαμορφώνεται όπως στην (7.58).

$$d_i^t = \bar{d}_i^t + r_{i,t}^+ \widehat{d}_i^t - r_{i,t}^- \widehat{d}_i^t + a(k_{i,t}^+ - k_{i,t}^-) \widehat{d}_i^t \quad (7.57)$$

$$n^T d = n^T \bar{d} + \widehat{d}_i^t \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{N}_d} (n_{i,t} (r_{i,t}^+ - r_{i,t}^-) + n_{i,t} a (k_{i,t}^+ - k_{i,t}^-)) \quad (7.58)$$

Στην (7.58) υπάρχουν ακόμα οι μη γραμμικοί όροι $(n_{i,t} r_{i,t}^+, n_{i,t} r_{i,t}^-, n_{i,t} k_{i,t}^+, n_{i,t} k_{i,t}^-)$ οι οποίοι πρέπει να γραμμικοποιηθούν. Αυτό γίνεται με την χρήση των βοηθητικών

μεταβλητών $q_{i,t}^+ = n_{i,t} r_{i,t}^+$, $q_{i,t}^- = n_{i,t} r_{i,t}^-$, $w_{i,t}^+ = n_{i,t} k_{i,t}^+$, $w_{i,t}^- = n_{i,t} k_{i,t}^-$. Έτσι το εσωτερικό max-min πρόβλημα μπορεί να μοντελοποιηθεί σαν γραμμικό πρόβλημα με ακεραίους (MILP) το οποίο μπορεί να επιλυθεί από λογισμικά επιλύσεων τέτοιων προβλημάτων.

$$R(x) = \max_{\varphi, \lambda, n, q^+, q^-, r^+, r^-} \lambda^T (Ax - g) - \varphi^T h + \mathbf{n}^T \bar{\mathbf{d}} + \quad (7.59)$$

$$+ \widehat{\mathbf{d}}((\mathbf{q}^{+T} - \mathbf{q}^{-T}) + a(k^+ - k^-))$$

$$\text{Υ.Π.Τ. (22)-(23)} \quad (7.60)$$

$$n_{i,t} \geq q_{i,t}^+ - M(r_{i,t}^- - r_{i,t}^+ + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.61)$$

$$n_{i,t} \leq q_{i,t}^+ + M(r_{i,t}^- - r_{i,t}^+ + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.62)$$

$$n_{i,t} \geq q_{i,t}^- - M(r_{i,t}^+ - r_{i,t}^- + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.63)$$

$$n_{i,t} \leq q_{i,t}^- + M(r_{i,t}^+ - r_{i,t}^- + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.64)$$

$$-Mr_{i,t}^+ \leq q_{i,t}^+ \leq Mr_{i,t}^+, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.65)$$

$$-Mr_{i,t}^- \leq q_{i,t}^- \leq Mr_{i,t}^-, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.66)$$

$$n_{i,t} \geq w_{i,t}^+ - M(k_{i,t}^- - k_{i,t}^+ + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.67)$$

$$n_{i,t} \leq w_{i,t}^+ + M(k_{i,t}^- - k_{i,t}^+ + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.68)$$

$$n_{i,t} \geq w_{i,t}^- - M(k_{i,t}^+ - k_{i,t}^- + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.69)$$

$$n_{i,t} \leq w_{i,t}^- + M(k_{i,t}^+ - k_{i,t}^- + 1), \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.70)$$

$$-Mw_{i,t}^+ \leq w_{i,t}^+ \leq Mw_{i,t}^+, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.71)$$

$$-Mw_{i,t}^- \leq w_{i,t}^- \leq Mw_{i,t}^-, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.72)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}_d} r_{i,t}^+ + r_{i,t}^- + a(k_{i,t}^+ + k_{i,t}^-) \leq \Delta^t, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.73)$$

$$r_{i,t}^+ + r_{i,t}^- + k_{i,t}^+ + k_{i,t}^- \leq 1, \quad i \in \mathcal{N}_d, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7.74)$$

Οι περιορισμοί (7.61)-(7.66) εξασφαλίζουν πως $\{q^+ = n \text{ and } q^- = 0\}$ ή $\{q^- = n \text{ and } q^+ = 0\}$ ανάλογα με την τιμή των δυαδικών μεταβλητών r^+, r^- . Αντίστοιχά οι περιορισμοί (7.67)-(7.72) εξασφαλίζουν τις αντίστοιχες σχέσεις μεταξύ w^+, w^- και k^+, k^- . Ο περιορισμός (7.73) αφορά τον ορισμό του συνόλου αβεβαιότητας και ο (7.74) πως μέχρι μία από τις δυαδικές μεταβλητές μπορεί να γίνει ίση με 1.

Για την συνολική επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιείται η αποσύνθεση Bender (Bender decomposition) [152]. Συγκεκριμένα, εκτελείται μια επαναληπτική διαδικασία όπου εφαρμόζονται περιορισμοί στο εξωτερικό πρόβλημα οι οποίοι προσπαθούν να υπολογίσουν την συσχέτιση της λύσης του εξωτερικού προβλήματος με το μέγιστο κόστος που προκύπτει από το εσωτερικό πρόβλημα, χρησιμοποιώντας τα χαρακτηριστικά των λύσεων που έχουν προκύψει από το εσωτερικό πρόβλημα [152]. Έτσι το εξωτερικό πρόβλημα μοντελοποιείται σύμφωνα με τις σχέσεις (7.75)-(7.77).

$$MP = \min_x c^T x + A \quad (7.75)$$

$$Y.P.T (19) \quad (7.76)$$

$$A \geq \lambda_l^T (Ax - g) - \varphi_l^T h + n_l^T d_l, \quad \forall l \leq k \quad (7.77)$$

Η μεταβλητή A χρησιμοποιείται για την προσέγγιση του κόστους του εσωτερικού προβλήματος μέσω των περιορισμών (7.77) στο οποίο χρησιμοποιούνται οι λύσεις του εσωτερικού προβλήματος κάθε επανάληψης. Ο αριθμός k είναι ο αριθμός των επαναλήψεων του αλγορίθμου. Οπότε σε κάθε επανάληψη η λύση που προκύπτει στο εσωτερικό πρόβλημα εισάγει ένα νέο περιορισμό στο εξωτερικό πρόβλημα.

Για την επίλυση του εύρωστου προγραμματισμού χρησιμοποιείται ένας αρχικός προγραμματισμός ένταξης μονάδων (x_0) για την επίλυση του εσωτερικού προβλήματος και σύμφωνα με την λύση του ενημερώνεται το κάτω όριο (LB) ανάλογα με το κόστος ένταξης/σβέσης μονάδων και το κόστος του εσωτερικού προβλήματος. Η λύση του εσωτερικού προβλήματος ($\lambda^*, \varphi^*, n^*, d^*$) χρησιμοποιείται για την ανανέωση των περιορισμών (7.77). Το εξωτερικό πρόβλημα επιλύεται δίνοντας μια νέα λύση για τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων (x) ανανεώνοντας το πάνω όριο του κόστους (UB). Όταν η διαφορά του πάνω και κάτω ορίου του κόστους είναι μικρότερη από ένα μικρό θετικό αριθμό ϵ η επαναληπτική διαδικασία σταματάει και η τελευταία λύση του εξωτερικού προβλήματος δίνει τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων, αλλιώς η διαδικασία επαναλαμβάνεται. Ο συνολικός αλγόριθμος που επιλύει το πρόβλημα εύρωστου προγραμματισμού παρουσιάζεται στην Εικόνα 7.8.

```

{Δημιουργία αρχικής λύσης ημερήσιου προγραμματισμού  $X_0$ }
 $k \leftarrow 1, UB \leftarrow \infty, LB \leftarrow -\infty, X_k \leftarrow X_0$ 
While  $|UB-LB| > \epsilon$ 
  {Λύση εσωτερικού προβλήματος}
   $\{\varphi_k, \lambda_k, n_k, d_k\} \leftarrow \{\varphi^*, \lambda^*, n^*, d^*\}, LB \leftarrow c^T X_k + R(x),$  Ανανέωση (7.77)
  {Λύση εξωτερικού προβλήματος}
   $UB \leftarrow c^T X^* + A, k \leftarrow k+1, X_k \leftarrow X^*$ 
End While
Return  $X_k$ 

```

Εικόνα 7.8 Αλγόριθμος επίλυσης του εύρωστου προγραμματισμού ένταξης μονάδων.

Αν το ΒΔΑ δώσει περισσότερα από ένα φύλλα τότε το εσωτερικό πρόβλημα λύνεται για κάθε διαφορετικό κανόνα και η περίπτωση με το μεγαλύτερο κόστος επιλέγεται ως λύση.

7.5 Σύγκριση μεθόδων

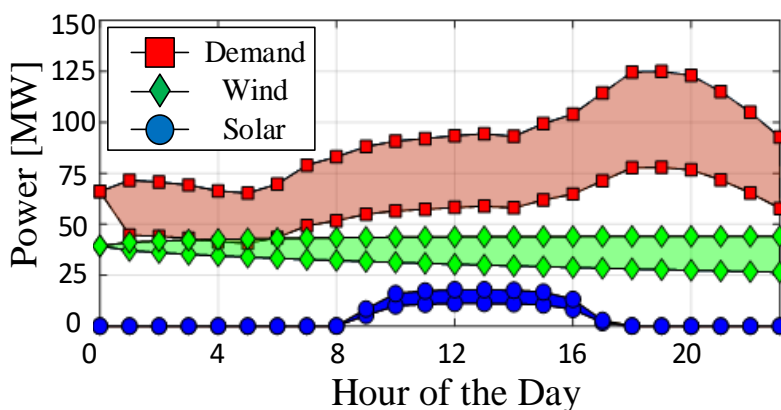
Η σύγκριση των μεθόδων υπολογισμού κανόνων ασφάλειας της συχνότητας και της αντιμετώπισης της αβεβαιότητας εφαρμόστηκαν στο δίκτυο της Ρόδου. Ο Πίνακας 7.1 παρουσιάζει τα οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων που εισάγονται στον ημερήσιο προγραμματισμό. Η συνολική δυνατότητα τους για

πρωτεύουσα εφεδρεία υπολογίστηκε από τον στατισμό τους (Πίνακας 5.1) και το όριο της συχνότητας στη μόνιμη κατάσταση μετά το μεταβατικό (49.6Hz).

Για την μοντελοποίηση της αναλυτικής μεθόδου, που προτάθηκε στην εργασία [144], 7 δυαδικές μεταβλητές και 4 υπερεπίπεδα χρησιμοποιήθηκαν για την γραμμικοποίηση των εξισώσεων του ναδίρ της συχνότητας, ενώ οι χρονικές σταθερές T_s και T_g θεωρήθηκαν ίσες με 0.5s και 2s, αντίστοιχα. Το εύρος στο οποίο μπορούν να πάρουν τιμές οι αβέβαιες μεταβλητές παρουσιάζεται στην Εικόνα 7.9.

Πίνακας 7.1. Οικονομικά/τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων Ρόδου.

Μονάδα	Τύπος	P_{min}/P_{max} MW	RU/RD MW/h	Ton/Toff h	c^{SU}/c^{SD} ξ	c^G ξ/MWh
S1-S2	Ατμοστρόβιλου	10/13.7	3	10	304.32	112.01
D1-D2	Ντίζελ	4.9/10.1	5.2	1	125.85	71.8
D3-D5	Ντίζελ	14/17.3	3.3	1	440.47	76.77
G1	Αεριοστρόβιλου	4/17.25	15	2	1482.9	381.53
G2	Αεριοστρόβιλου	4.5/19.7	15	2	495.1	253.99
G3	Αεριοστρόβιλου	5/17.6	12	2	847.3	357.13
G4	Αεριοστρόβιλου	5/25.9	20	2	664.6	290.05



Εικόνα 7.9 Αβεβαιότητα στη ζήτηση, παραγωγή Φ/Β και Α/Γ.

Το ΒΔΑ που υπολογίστηκε με τη μέθοδο του Κεφαλαίου 6 χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση της ασφαλείας στην προτεινόμενη μέθοδο. Μια συμβατική μέθοδος που χρησιμοποιεί περιορισμούς 12.5% του φορτίου για πρωτεύουσα εφεδρεία, 5% περικοπή της διαθέσιμης ισχύος των Α/Π για παροχή γρήγορης πρωτεύουσας

εφεδρείας και εικονικής αδράνειας, και όριο διείσδυσης των Α/Π στο 45%, υλοποιήθηκε επίσης για σύγκριση μεταξύ των μεθόδων.

7.5.1 Σύγκριση τεχνικών δυναμικής ασφάλειας συχνότητας

Σε πρώτο στάδιο πραγματοποιήθηκε μια σύγκριση των μεθόδων ως προς την δυνατότητα εξακρίβωσης της δυναμικής ασφάλειας με τους περιορισμούς που εισάγουν. Χρησιμοποιήθηκε το σύνολο αξιολόγησης της ενότητας 5.6 με τα 500 σενάρια.

Πίνακας 7.2. Σύγκριση ακρίβειας στην δυναμική ασφάλεια των περιορισμών.

<i>Μέθοδος</i>	<i>ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΣΕ ΑΝΑΣΦΑΛΗ ΣΕΝΑΡΙΑ (%)</i>	<i>ΑΚΡΙΒΕΙΑ ΣΕ ΑΣΦΑΛΗ ΣΕΝΑΡΙΑ (%)</i>	<i>ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΚΡΙΒΕΙΑ (%)</i>
<i>ΒΔΑ</i>	100	71.11	81.4
<i>Αναλυτική</i>	100	65.18	75
<i>Συμβατική</i>	95.74	29.8	48.4

Η μέθοδος ΒΔΑ επιτυγχάνει την μεγαλύτερη απόδοση στην εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας συγκριτικά με τη συμβατική μέθοδο. Παράλληλα όμως πετυχαίνει οριακά μεγαλύτερη ακρίβεια και από την αναλυτική μέθοδο που παρουσιάστηκε στην ενότητα 7.3.1, όντας επίσης λιγότερο συντηρητική καθώς πετυχαίνει μεγαλύτερη ακρίβεια και στην ταξινόμηση των ασφαλών σεναρίων. Ο μικρότερος βαθμός συντηρητισμού οφείλεται στην εκπαίδευση της σε πιο ακριβή αναπαράσταση του συστήματος.

Στη συνέχεια οι διάφορες μέθοδοι δυναμικής ασφάλειας εφαρμόστηκαν σε μία στοχαστική βελτιστοποίηση η οποία θεωρεί πέντε διαφορετικά σενάρια για την παραγωγή των Α/Γ για τις επόμενες 23 ώρες της μέρας. Τα εκατοστημόρια που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση των πιθανοτήτων των σεναρίων ήταν τα 0.005, 0.3, 0.5, 0.7 and 0.995.

Η σύγκριση των μεθόδων γίνεται ως προς την οικονομική απόδοση και τον χρόνο επίλυσης του στοχαστικού προβλήματος. Ο Πίνακας 7.3 παρουσιάζει τα αποτελέσματα στο κόστος της κάθε μεθόδου, δείχνοντας τη σημασία της βελτιστοποίησης των εφεδρειών της συχνότητας. Η συμβατική προσέγγιση υποτιμά σημαντικά την ικανότητα του συστήματος να λειτουργήσει σε υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Η υποτίμηση της ικανότητας του συστήματος να απορροφά παραγωγή ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει στη δέσμευση πρόσθετων θερμικών μονάδων (ειδικά των μονάδων G1-G4 υψηλού κόστους) που αυξάνουν σημαντικά το κόστος, όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.4 καθώς και στην Εικόνα 7.10 και Εικόνα 7.11. Οι άλλες μέθοδοι παρέχουν μια πιο ακριβή εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας που επιτρέπει υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, μειώνοντας έτσι το κόστος παραγωγής. Πρέπει να σημειωθεί ότι η προτεινόμενη μέθοδος επιτυγχάνει ελαφρώς καλύτερα αποτελέσματα σε σύγκριση με την αναλυτική μέθοδο με αποτέλεσμα μια μικρή μείωση του συνολικού κόστους λόγω του μικρότερου συντηρητισμού που έχει στην εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Επιπλέον, οι πρόσθετες δυαδικές μεταβλητές και τα υπερεπίπεδα που χρησιμοποιούνται για την γραμμικοποίηση των μη γραμμικών

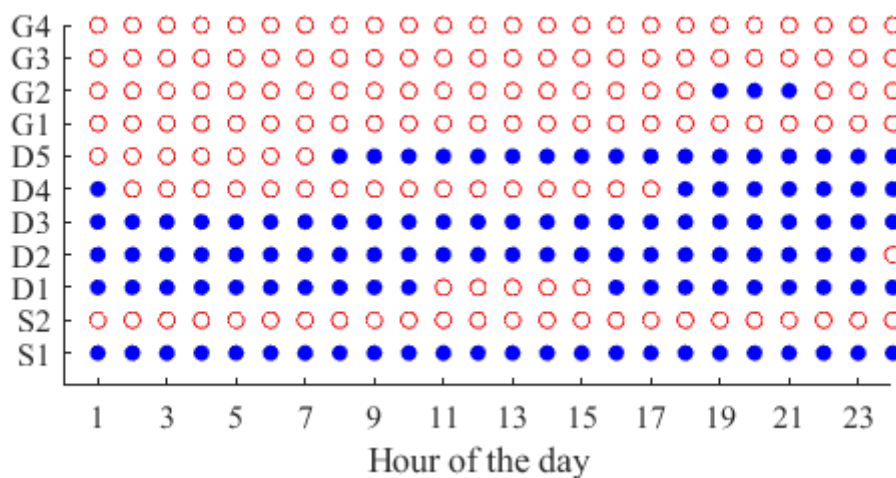
όρων της αναλυτικής μεθόδου, όπως παρουσιάστηκαν στην ενότητα 7.3.1, αυξάνουν σημαντικά την πολυπλοκότητα της μοντελοποίησης και τον χρόνο επίλυσης (Πίνακας 7.3). Αντίθετα, η έκφραση της δυναμικής ασφάλειας με απλούς κανόνες που προέρχονται από ένα ΒΔΑ μειώνει τον αριθμό των περιορισμών και την ανάγκη για βοηθητικές μεταβλητές με αποτέλεσμα σημαντικά μειωμένο υπολογιστικό χρόνο, συγκρίσιμο με την συμβατική μέθοδο.

Πίνακας 7.3. Σύγκριση μεθόδων σε μέσο κόστος, υπολογιστικό χρόνο και μέση διείσδυση ΑΠΕ

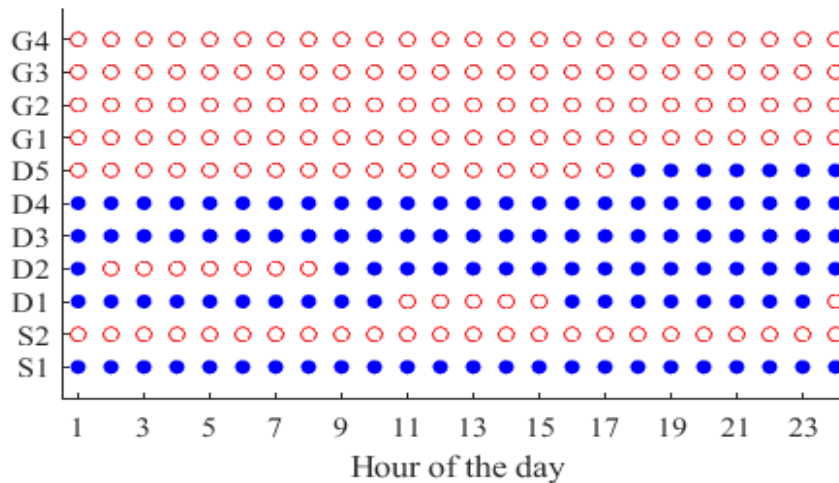
Μέθοδος	ΜΕΣΟ ΚΟΣΤΟΣ (κ\$)	ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΣ ΧΡΟΝΟΣ (s)	ΜΕΣΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ (%)
ΒΔΑ	88.74	8.7	41.0
Αναλυτική	91.18	433.6	39.15
Συμβατική	105.427	4.57	31.73

Πίνακας 7.4. Σύγκριση χρήσης των διαφόρων μονάδων.

Method	S1-S2	D1-D2	D3-D5	G1-G4
	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	ΩΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
ΒΔΑ/ Αναλυτική	24	35	55	0
Συμβατική	24	42	49	3



Εικόνα 7.10 Πρόγραμμα ένταξης συμβατικής μεθόδου



Εικόνα 7.11 Πρόγραμμα ένταξης αναλυτικής μεθόδου και ΒΔΑ

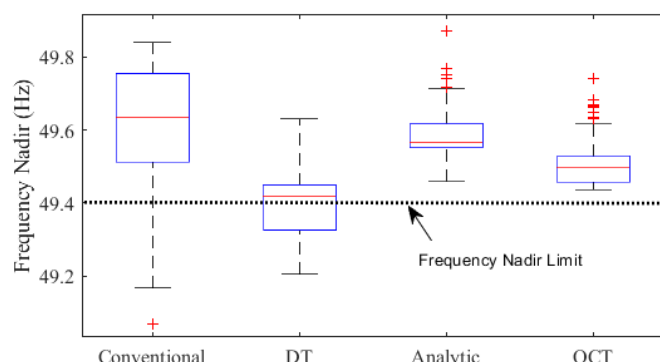
Η μέθοδος ΒΔΑ αποφάσεων επιτρέπει μέσω της μοντελοποίησής της να επιλεχθούν οι κανόνες που έχουν υψηλή ικανότητα εκτίμησης της δυναμικής ασφάλειας κρατώντας απλή τη δομή του ΔΑ. Ένα συμβατικό ΔΑ μοντελοποιήθηκε σε στοχαστική βελτιστοποίηση, και διάφορα ΒΔΑ διαφορετικού βάθους. Είναι προφανές από τα αποτελέσματα που παρουσιάζει ο Πίνακας 7.5 πως όσο αυξάνεται η πολυπλοκότητα του ΔΑ, αυξάνεται και ο χρόνος επίλυσης της βελτιστοποίησης. Παρά την πιο απλή μορφή των κανόνων των συμβατικών ΔΑ (CART), η πολύπλοκη δομή που πρέπει να έχουν για να πετύχουν υψηλή ακρίβεια αυξάνει το χρόνο επίλυσης συγκριτικά με απλά ΒΔΑ.

Πίνακας 7.5. Σύγκριση υπολογιστικού χρόνου στην δυναμική ασφάλεια των περιορισμών.

Μέθοδος	Υπολογιστικός χρόνος Στοχαστικής βελτιστοποίησης (s)
ΒΔΑ (Βάθος δέντρου=1)	8.7
ΒΔΑ (Βάθος δέντρου=2)	22.15
ΒΔΑ (Βάθος δέντρου=3)	136.9
ΔΑ (CART) (Βάθος δέντρου=7)	42

Τέλος, είναι σημαντικό να εξακριβωθεί αν οι λύσεις που παράγονται διατηρούν την δυναμική ασφάλεια. Για την διαπίστωση της καταλληλότητας των κανόνων ασφάλειας, τα αποτελέσματα της στοχαστικής βελτιστοποίησης (ένταξη μονάδων, κατανομή συμβατικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ για κάθε σενάριο), εφαρμόστηκαν στο δυναμικό μοντέλο της Ρόδου, όπου πραγματοποιήθηκε η αποσύνδεση του αιολικού πάρκου με τη μεγαλύτερη παραγωγή για κάθε σενάριο από τα 5 θεωρήθηκαν για τις επόμενες 24 ώρες. Η Εικόνα 7.12 παρουσιάζει το θηκόγραμμα (boxplot) των ελάχιστων τιμών που καταγράφηκαν στη συχνότητα κατά τη διάρκεια των μεταβατικών για τα διάφορα σενάρια σε κάθε μέθοδο. Η εκτίμηση της δυναμικής

ασφάλειας μέσω ΒΔΑ και της αναλυτικής μεθόδου επιτυγχάνουν να διατηρήσουν την συχνότητα πάνω από το επιθυμητό όριο 49.4Hz, ενώ για τη συμβατική μέθοδο και τα ΔΑ (CART) υπάρχουν σενάρια για τα οποία παραβιάζεται.



Εικόνα 7.12 Θηκόγραμμα ναδίρ συχνότητας για την αποσύνδεση του Α/Π.

7.5.2 Σύγκριση τεχνικών μοντελοποίησης της αβεβαιότητας

Προκειμένου να συγκριθεί η εύρωστη και στοχαστική μεθοδολογία του προβλήματος, δημιουργήθηκε ένα σύνολο 1.000 ημερήσιων σεναρίων, με διαφορετικές τιμές σε παραγωγή Φ/Β, Α/Π και ζήτησης. Μια κανονική κατανομή χρησιμοποιήθηκε για τη δημιουργία σεναρίων. Η εύρωστη βελτιστοποίηση εφαρμόστηκε λαμβάνοντας υπόψη διάστημα εμπιστοσύνης 85% για κάθε μεταβλητή. Χρησιμοποιήθηκαν διαφορετικές τιμές του προϋπολογισμού της αβεβαιότητας για να εκτιμηθεί ο αντίκτυπός του στη συντηρητικότητα της λύσης. Για τη στοχαστική μέθοδο, εξετάστηκε διαφορετικός αριθμός σεναρίων για τη συνολική αιολική, Φ/Β παραγωγή και ζήτηση. Τα σενάρια αντιπροσώπευαν εκατοστημόρια που διαιρούσαν το διάστημα εμπιστοσύνης σε ίσα μέρη.

Για κάθε μέθοδο πρόκυπτε μια λύση ένταξης μονάδων. Αυτή η λύση θεωρήθηκε ως αμετάβλητη και για κάθε σενάριο από τα 1000 ουσιαστικά επιλύθηκε ένα πρόβλημα οικονομικής κατανομής. Για σύγκριση των οικονομικών επιδόσεων, υπολογίστηκε το μέσο συνολικό κόστος (MC) και η τυπική του απόκλιση (SD). Επίσης, υπολογίστηκε ο αριθμός των σεναρίων στα οποία συνέβη απόρριψη φορτίου (N. LS) για την αξιολόγηση της ανθεκτικότητας της λύσης.

Ο Πίνακας 7.6 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της εύρωστης βελτιστοποίησης για διαφορετικούς προϋπολογισμούς αβεβαιότητας. Είναι σαφές, ότι οι υψηλότερες τιμές του προϋπολογισμού αβεβαιότητας οδηγούν σε μεγαλύτερη ευρωστία, αλλά και πιο συντηρητικές λύσεις με αποτέλεσμα υψηλότερο κόστος. Φαίνεται ότι για $\Delta^t \approx \sqrt{n}$, μπορεί να επιτευχθεί επαρκής αντιστάθμιση μεταξύ απόδοσης και ευρωστίας. Αυτό εξηγείται από το θεώρημα κεντρικού ορίου (Central Limit theorem), σύμφωνα με το οποίο n τυχαίες μεταβλητές οδηγούν σε ολική μεταβλητότητα που πλησιάζει \sqrt{n} . Ο μέσος υπολογιστικός χρόνος της εύρωστης μεθοδολογίας ήταν 7,7 δευτερόλεπτα.

Πίνακας 7.6. Σύγκριση κόστους για διαφορετικές τιμές του προϋπολογισμού αβεβαιότητας στην εύρωστη βελτιστοποίηση.

Δ^t	MC (κ\$)	SD (\$)	N. LS
0	89.797	6460.60	272
1	89.368	5533.00	219
2	91.485	2449.80	77
3	94.129	609.53	12
4	95.785	364.26	2
5	98.817	254.00	1
6	99.452	181.40	0
7-15	99.674	179.93	0

Ο Πίνακας 7.7 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της στοχαστικής μοντελοποίησης. Όταν διαφορετικά σενάρια λαμβάνονται υπόψη μόνο για μία αβέβαιη μεταβλητή, επιτυγχάνεται χαμηλή ανθεκτικότητα της λύσης, με αποτέλεσμα σε πολλά σενάρια να παρατηρείται αποκοπή φορτίου. Λόγω του υψηλού κόστους αποκοπής φορτίου (VoLL=5000 \$), παρατηρείται και υψηλή μεταβλητότητα στο κόστος. Λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικά σενάρια σχετικά με τη Φ/Β και τη ζήτηση, αυξάνονται τα επίπεδα ευρωστίας με κόστος τον υψηλότερο υπολογιστικό χρόνο. Τροποποιώντας τα διαστήματα εμπιστοσύνης (Πίνακας 7.8) που καλύπτουν τα σενάρια για τις αβέβαιες μεταβλητές, μπορεί να επιτευχθεί καλύτερη αντιστάθμιση μεταξύ οικονομικής απόδοσης και ευρωστίας.

Πίνακας 7.7. Σύγκριση κόστους για διαφορετικούς αριθμούς σεναρίων στην στοχαστική βελτιστοποίηση.

Αριθμός σεναρίων στις αβέβαιες μεταβλητές $[W_t, L_t, PV_t]$	MC (κ\$)	SD (\$)	N. OF LS	ΧΡΟΝΟΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ (s)
[1,1,1]	89.797	6460.6	272	1.40
[4,1,1]	89.797	6460.6	272	1.86
[5,1,1]	88.98	6460.6	272	3.41
[3,3,3]	94.73	516.97	2	83.6
[5,3,3]	94.73	516.97	2	167.7
[4,4,4]	94.13	534.52	3	251.6
[5,4,4]	94.13	534.52	3	281.4

Πίνακας 7.8. Σύγκριση κόστους για διαφορετικά διαστήματα εμπιστοσύνης στη στοχαστική βελτιστοποίηση.

Διάστημα εμπιστοσύνης των αβέβαιων μεταβλητών (%)	MC (κ\$)	SD (\$)	N. LS
75	91.88	876.74	18
80	91.98	831.67	15
85	94.13	534.52	3
90	94.95	489.08	1
95	99.05	204.27	0

Συνολικά, μια σωστή επιλογή του διαστήματος εμπιστοσύνης ή του αριθμού των σεναρίων μπορεί να αποδώσει ελαφρώς καλύτερη οικονομική απόδοση στην στοχαστική βελτιστοποίηση σε σύγκριση με την εύρωστη βελτιστοποίηση. Όμως δεν έχει καλύτερη απόδοση σε κάθε περίπτωση. Η απόδοση της στοχαστικής μεθόδου εξαρτάται από την επιλογή του διαστήματος εμπιστοσύνης, τον αριθμό των σεναρίων και την πιθανότητά τους. Ωστόσο, δεν είναι εύκολο να γνωρίζουμε πως ο αριθμός των σεναρίων για κάθε αβέβαιη μεταβλητή και η θέση τους στην συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, επηρεάζει τη συντηρητικότητα και την ευρωστία της λύσης. Επιπλέον, οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των αβέβαιων μεταβλητών είναι συνήθως άγνωστες.

7.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Η προτεινόμενη μέθοδος ΒΔΑ για την μοντελοποίηση της δυναμικής ασφάλειας σε ένα πρόβλημα ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης μονάδων επιτυγχάνει υψηλότερα επίπεδα ακρίβειας στην εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Λόγω της αυξημένης ακρίβειας, η προτεινόμενη μοντελοποίηση πετυχαίνει καλύτερα αποτελέσματα από μία συμβατική προσέγγιση του προβλήματος ημερήσιου προγραμματισμού ένταξης μονάδων όσον αφορά το κόστος και την ασφάλεια. Επιπλέον, παρέχει καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα σε σύγκριση με την αναλυτική προσέγγιση των περιορισμών της συχνότητας, μειώνοντας σημαντικά το υπολογιστικό φορτίο. Η απλούστερη δομή δέντρου που παρέχει η μέθοδος ΒΔΑ επιτυγχάνει επίσης ταχύτερους χρόνους επίλυσης σε σύγκριση με τη συμβατική προσέγγιση ενός ΔΑ. Τέλος, η ασφάλεια των λύσεων της προτεινόμενης μεθόδου επαληθεύτηκε με προσομοιώσεις στο δίκτυο της Ρόδου.

Για την αντιμετώπιση της αβέβαιης φύσης της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης, εφαρμόστηκε μια εύρωστη και μία στοχαστική βελτιστοποίηση. Συγκρίθηκαν σε ένα σύνολο 1.000 τυχαία δημιουργημένων καθημερινών σεναρίων παραγωγής ΑΠΕ και ζήτησης. Η εύρωστη βελτιστοποίηση προσφέρει έναν πιο απλό τρόπο επιλογής της συντηρητικότητας της λύσης, μια απλή δομή για τη μοντελοποίηση της αβεβαιότητας, χωρίς την ανάγκη για κατανομές πιθανότητας των αβέβαιων μεταβλητών και μειωμένο υπολογιστικό βάρος. Τα οικονομικά αποτελέσματα είναι παρόμοια με τη στοχαστική προσέγγιση. Τα αποτελέσματα της στοχαστικής

προσέγγισης είναι ελαφρώς καλύτερα, μόνο εάν γίνει η σωστή επιλογή των σεναρίων, η οποία ωστόσο δεν είναι ξεκάθαρη κατά την μοντελοποίηση.

7.7 Βιβλιογραφική ανασκόπηση Κεφαλαίου 7

[118] J. L. Cremer, I. Konstantelos, S. H. Tindemans and G. Strbac, "Data-Driven Power System Operation: Exploring the Balance Between Cost and Risk," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 1, pp. 791-801, Jan. 2019.

[120] E. Karapidakis and N. Hatziargyriou, "Online preventive dynamic security of isolated power systems using decision trees", in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2, pp. 297-304, 2002.

[121] K. Papadogiannis and N. Hatziargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 652-659, 2004.

[130] D. T. Lagos and N. D. Hatziargyriou, "Data-Driven Frequency Dynamic Unit Commitment for Island Systems with High RES Penetration," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 5, pp. 4699-4711, Sept. 2021.

[139] G. Chang, C. Chuang, T. Lu and C. Wu, "Frequency-regulating reserve constrained unit commitment for an isolated power system", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 578-586, 2013.

[140] J. Restrepo and F. Galiana, "Unit Commitment with Primary Frequency Regulation Constraints", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, pp. 1836-1842, 2005.

[141] H. Chavez, R. Baldick and S. Sharma, "Governor Rate-Constrained OPF for Primary Frequency Control Adequacy", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 3, pp. 1473-1480, 2014.

[142] H. Ahmadi and H. Ghasemi, 'Security-Constrained Unit Commitment with Linearized System Frequency Limit Constraints', IEEE Transactions on Power Systems, 2014, (29), 4, pp. 1536-1545.

[143] V. Trovato, A. Bialecki and A. Dallagi, "Unit Commitment with Inertia-Dependent and Multispeed Allocation of Frequency Response Services", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 2, pp. 1537-1548, 2019.

[144] L. Badesa, F. Teng and G. Strbac, "Simultaneous Scheduling of Multiple Frequency Services in Stochastic Unit Commitment", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 5, pp. 3858-3868, 2019.

[145] Z. Zhang, E. Du, F. Teng, N. Zhang and C. Kang, "Modeling Frequency Dynamics in Unit Commitment with a High Share of Renewable Energy," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 6, pp. 4383-4395, Nov. 2020.

[146] M. Paturet, U. Markovic, S. Delikaraoglou, E. Vrettos, P. Aristidou and G. Hug, "Stochastic Unit Commitment in Low-Inertia Grids," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 5, pp. 3448-3458, Sept. 2020.

[147] Z. Chu, U. Markovic, G. Hug and F. Teng, "Towards Optimal System Scheduling with Synthetic Inertia Provision from Wind Turbines," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 5, pp. 4056-4066, Sept. 2020.

- [148] Q. Hou, N. Zhang, D. S. Kirschen, E. Du, Y. Cheng and C. Kang, "Sparse Oblique Decision Tree for Power System Security Rules Extraction and Embedding," in *IEEE Transactions on Power Systems*
- [149] F. Teng and G. Strbac, "Assessment of the Role and Value of Frequency Response Support from Wind Plants", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 586-595, 2016.
- [150] Y. Wen, W. Li, G. Huang and X. Liu, "Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment with Battery Energy Storage", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 5115-5125, 2016.
- [151] H. Pandzic, Y. Dvorkin, T. Qiu, Y. Wang and D. Kirschen, "Toward Cost-Efficient and Reliable Unit Commitment Under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 970-982, 2016.
- [152] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. Sun, J. Zhao and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 52-63, 2013.
- [153] R. Jiang, J. Wang and Y. Guan, "Robust Unit Commitment with Wind Power and Pumped Storage Hydro," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 800-810, May 2012.
- [154] M. Zugno and A. Conejo, "A robust optimization approach to energy and reserve dispatch in electricity markets", *European Journal of Operational Research*, vol. 247, no. 2, pp. 659-671, 2015.
- [155] C. Liu, K. Sun, Z. H. Rather, Z. Chen, C. L. Bak, P. Thgersen, and P. Lund, "A systematic approach for dynamic security assessment and the corresponding preventive control scheme based on decision trees," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 717–730, 2014.
- [156] F. Thams, L. Halilbaic, P. Pinson, S. Chatzivasileiadis, and R. Eriksson, "Data-driven security-constrained opf," in *10th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium, Conference Proceedings*.
- [157] M. McKay, R. Beckman and W. Conover, "Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code", *Technometrics*, vol. 21, no. 2, pp. 239-245, 1979.
- [158] D. Xu, Z. Chen and L. Yang, "Scenario tree generation approaches using K-means and LP moment matching methods", *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 236, no. 17, pp. 4561-4579, 2012.
- [159] A. Sturt and G. Strbac, "Efficient Stochastic Scheduling for Simulation of Wind-Integrated Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 323-334, Feb. 2012.
- [160] G. Sideratos and N. D. Hatziargyriou, "Probabilistic Wind Power Forecasting Using Radial Basis Function Neural Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1788-1796, Nov. 2012.
- [161] J. Morales, A. Conejo, H. Madsen, P. Pinson and M. Zugno, "Integrating Renewables in Electricity Markets", Springer, 2014.
- [162] C. Ruiz and A. Conejo, "Robust transmission expansion planning", *European Journal of Operational Research*, vol. 242, no. 2, pp. 390-401, 2015.

[163] A. Thiele, T. Terry, M. Epelman: Robust linear optimization with recourse. Rapport Technique, pp. 4–37, 2009.

Κεφάλαιο 8

8 Συμπεράσματα

8.1 Ανακεφαλαίωση

Η παρούσα διδακτορική διατριβή έχει ως αντικείμενο τη μελέτη της λειτουργίας μη διασυνδεδεμένων νησιών με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Βασικό έναυσμα για τη μελέτη αποτελεί το ολοένα και αυξανόμενο ενδιαφέρον για τον μετασχηματισμό μη διασυνδεδεμένων νησιών σε «έξυπνα» νησιά που συνδυάζουν αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες και καινοτόμες τεχνικές ελέγχου για την μείωση του κόστους λειτουργίας και την επίτευξη υψηλών επιπέδων διείσδυσης ΑΠΕ.

Οι προκλήσεις στην ευστάθεια που αντιμετωπίζουν τα αυτόνομα συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ παρουσιάζουν συγκεκριμένες διαφορές σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα. Στη διατριβή αναλύθηκαν οι κύριες προκλήσεις στον έλεγχο συχνότητας και τάσης σε ΜΔΝ. Συγκεκριμένα σχολιάστηκε το πρόβλημα της μειωμένης αδράνειας αυτών των συστημάτων το οποίο σε συνδυασμό με την περιορισμένη ταχύτητα απόκρισης των συμβατικών μονάδων μπορεί να οδηγήσει σε κρίσιμα μεταβατικά στη συχνότητα. Παράλληλα, παρουσιάστηκε το κρίσιμο ζήτημα συνεργασίας του ελέγχου συχνότητας με προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης το οποίο μπορεί να οδηγήσει σε ταυτόχρονη απώλεια παραγωγής κατά την διάρκεια τέτοιων φαινομένων. Ως προς τον έλεγχο τάσης τονίζεται πως ο κρίσιμότερος παράγοντας είναι ο καταμερισμός της αέργου ισχύος μεταξύ των μονάδων κι η ύπαρξη των απαραίτητων εφεδρειών σε άεργο ισχύ. Τέλος, προτείνεται η τεχνική Hardware In the Loop για την εργαστηριακή μελέτη της λειτουργίας των ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και την διερεύνηση αλληλεπιδράσεων μεταξύ πραγματικών εξοπλισμών σε ρεαλιστικές συνθήκες.

Οι μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος πρέπει να προσφέρουν επικουρικές υπηρεσίες για την υποστήριξη της συχνότητας και της τάσης του συστήματος ώστε να μπορούν να δημιουργηθούν οι συνθήκες που θα επιτρέψουν υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Πραγματοποιήθηκε ανασκόπηση των επικουρικών υπηρεσιών που περιγράφονται σε κώδικες δικτύου για την υποστήριξη της συχνότητας και της τάσης από μονάδες αποθήκευσης και ΑΠΕ. Ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στη νέα υπηρεσία γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας η οποία έχει ενσωματωθεί σε κώδικες δικτύου για την αντιμετώπιση του προβλήματος της μείωσης της αδράνειας. Μέσω προσομοιώσεων αλλά και πειραματικών αποτελεσμάτων στο δίκτυο της Αστυπάλαιας παρουσιάζεται πως αυτή η υπηρεσία ενδεχομένως να μη μπορεί να εγγραφεί ασφαλή έλεγχο συχνότητας. Τα μεταβατικά που δημιουργούνται στη συχνότητα είναι ικανά να ενεργοποιήσουν προστασίες ανίχνευσης νησιδοποίησης αποσυνδέοντας περαιτέρω μονάδες παραγωγής όπως παρουσιάστηκε και πειραματικά.

Προτείνεται ένας μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming) για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης ο οποίος παρέχει εικονική αδράνεια, έλεγχο τάσης $Q(V)$, υπηρεσίες γρήγορης παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας και ομαλό συγχρονισμό της μονάδας με το δίκτυο. Το κύριο του πλεονέκτημα, σε σχέση με ένα μετατροπέα παρακολούθησης δικτύου (Grid Following), είναι πως εξασφαλίζει ομαλές μεταβάσεις σε σενάρια 100% διείσδυσης ΑΠΕ, δηλαδή κατά την αποσύνδεση της τελευταίας θερμικής μονάδας. Όπως παρουσιάστηκε και με πειραματικά αποτελέσματα, συγκριτικά με τον μετατροπέα Grid Following, ο προτεινόμενος Grid Forming μετατροπέας πετυχαίνει πιο ομαλά μεταβατικά σε συχνότητα και τάση σε γεγονότα απώλειας σημαντικού μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ, αλλά κυρίως πως εξασφαλίζει επαρκή έλεγχο συχνότητας και τάσης κατά την αποσύνδεση της θερμικής μονάδας χωρίς τη χρήση τηλεπικοινωνίας ή τεχνικών ανίχνευσης νησιδοποίησης. Αντίθετα, ο μετατροπέας Grid Following μπορεί σε τέτοια μεταβατικά να οδηγήσει σε ενεργοποίηση των προστασιών ανίχνευσης νησιδοποίησης και αποσύνδεση περαιτέρω μονάδων παραγωγής, όπως παρουσιάστηκε και πειραματικά.

Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης θα δημιουργήσει αποκλίσεις στη μόνιμη κατάσταση στην τάση και τη συχνότητα σε σχέση με τις ονομαστικές τους τιμές. Ο ισόχρονος έλεγχος στη μονάδα αποθήκευσης χρησιμοποιείται για την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική της τιμή και παρουσιάζεται πειραματικά η συνεργασία του με τη θερμική μονάδα η οποία μπορεί να λειτουργεί με ισόχρονο έλεγχο ή έλεγχο στατισμού. Υλοποιήθηκε επίσης μια τεχνική δευτερεύουσας ρύθμισης τάσης για τον κατάλληλο καταμερισμό της άεργου ισχύος μεταξύ των μονάδων, ανάλογα με τη μέγιστη δυνατότητα τους σε απορρόφηση/παραγωγή άεργου ισχύος, και τη μείωση του σφάλματος της τάσης. Πραγματοποιήθηκε πειραματική επαλήθευση της λειτουργίας της με χρήση εμπορικού εξοπλισμού χρησιμοποιώντας βιομηχανικά πρωτόκολλα επικοινωνίας. Τέλος, προτάθηκε μία καινοτόμα τεχνική Προβλεπτικού Ελέγχου με Μοντέλο (Model Predictive Control) για την αυτόματη ρύθμιση της παραγωγής με στόχο τη μείωση του κόστους και του σφάλματος από το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής. Η λειτουργία του επαληθεύτηκε και πειραματικά παρουσιάζοντας την συνεισφορά ενός τέτοιου ελέγχου αυτόματης ρύθμισης της παραγωγής.

Οι νέες συνθήκες λειτουργίας του συστήματος χαρακτηρίζονται από πιο έντονα μεταβατικά στο ισοζύγιο ισχύος λόγω της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ αλλά και από τις νέες επικουρικές υπηρεσίες από μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος. Έτσι, απαιτείται η εφαρμογή νέων τεχνικών και για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας. Προτείνεται η μέθοδος μηχανικής μάθησης βέλτιστων δέντρων απόφασης (BDA) για την εξαγωγή γραμμικών κανόνων για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας. Το κύριο πλεονέκτημα της μεθόδου είναι πως υπολογίζει βέλτιστα τους κανόνες ασφαλείας, οι οποίοι είναι γραμμικοί και μπορούν να αξιοποιηθούν για τον υπολογισμό «ασφαλών» εντολών λειτουργίας σε ένα ΜΔΝ. Συγκρίνεται με άλλους ταξινομητές μηχανικής μάθησης, πετυχαίνοντας μεγαλύτερη ακρίβεια στην εκτίμηση της ασφάλειας ακόμα και από μη γραμμικούς εκτιμητές όπως

οι μηχανές διανυσμάτων υποστήριξης και αντίστοιχα αποτελέσματα με τεχνητά νευρωνικά δίκτυα, ενώ παρουσιάζει μεγαλύτερη ακρίβεια από υπάρχουσες πρακτικές που εφαρμόζονται σε ΜΔΝ. Παράλληλα, πετυχαίνει μεγαλύτερη ακρίβεια από τα συμβατικά δέντρα απόφασης με πιο απλές δομές δέντρων. Τέλος, παρουσιάζεται ο προβληματισμός πως παρά την υψηλή απόδοση τέτοιων μεθόδων σε σύνολα παραδειγμάτων αξιολόγησης, η εφαρμογή τους σε προβλήματα βελτιστοποίησης, π.χ. πρόγραμμα κατανομής, μπορεί να οδηγήσει σε μειωμένη απόδοση ασφάλειας στις εντολές λειτουργίας, λόγω αδυναμίας του ταξινομητή να προσεγγίσει με ακρίβεια όλα τα πραγματικά όρια λειτουργίας.

Παρά την εφαρμογή τεχνικών μηχανικής μάθησης για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας σε διάφορες ερευνητικές εργασίες, υπάρχει μια εύλογη δυσπιστία από διαχειριστές δικτύου στην υιοθέτηση τους. Αυτή η δυσπιστία πηγάζει από την εφαρμογή τέτοιων ταξινομητών ως «μαύρο κουτί» χωρίς να υπάρχει άμεση σύνδεση με τις φυσικές αναπαραστάσεις των μεταβατικών φαινομένων στην συχνότητα και τα μοντέλα που αναπτύσσονται εδώ και δεκαετίες και χρησιμοποιούνται από διαχειριστές δικτύου. Αναπτύσσεται λοιπόν μια μαθηματική μοντελοποίηση της αξιολόγησης ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης που περιλαμβάνει στο ίδιο μαθηματικό πρόβλημα, τους κανόνες του ταξινομητή αλλά και φυσικές αναπαραστάσεις για την μοντελοποίηση των δυναμικών φαινομένων στην συχνότητα. Μέσω της προτεινόμενης μεθόδου, αντιπαραδείγματα που ο ταξινομητής εκτιμά εσφαλμένα ως ασφαλή μπορούν να εντοπιστούν και να αξιοποιηθούν για την επανεκπαίδευση του. Παράλληλα, μπορεί να αποδειχθεί μέσω της προτεινόμενης μοντελοποίησης πως οι κανόνες ενός ταξινομητή μηχανικής μάθησης κωδικοποιούν ένα υποσύνολο του ασφαλή χώρου, παρέχοντας έτσι την διαβεβαίωση σε ένα διαχειριστή δικτύου πως οι εντολές λειτουργίας που θα παραχθούν με χρήση των κανόνων του ταξινομητή θα είναι ασφαλής ως προς την φυσική αναπαράσταση της συχνότητας που χρησιμοποιείται.

Χρησιμοποιήθηκαν δυο αναπαραστάσεις για τα μεταβατικά της συχνότητας, μια πιο απλή με χρήση της εξίσωσης ταλάντωσης και απλών δυναμικών στην απόκριση των μονάδων και μια πιο πολύπλοκη με χρήση των μοντέλων ρυθμιστών στροφών των θερμικών μονάδων και των ελεγκτών ηλεκτρονικών ισχύος, ώστε οι κανόνες ασφαλείας που προέρχονται από τεχνικές μηχανικής μάθησης να κωδικοποιήσουν μια πιο ακριβή δυναμική αναπαράσταση του συστήματος. Με την χρήση της πρώτης αναπαράστασης είμαστε σε θέση να υπολογίσουμε όλα τα πιθανά σημεία λειτουργίας αποδεικνύοντας την ικανότητα της μεθόδου να κωδικοποιεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου. Τόσο στην πρώτη όσο και στην δεύτερη αναπαράσταση η χρήση του προβλήματος αξιολόγησης για εντοπισμό αντιπαραδειγμάτων για επανεκπαίδευση οδηγεί σε ασφαλείς κανόνες όπως παρουσιάζεται τόσο σε σύνολα παραδειγμάτων αξιολόγησης όσο και στην εφαρμογή της μεθόδου για υπολογισμό ασφαλών εντολών λειτουργίας του συστήματος.

Οι κανόνες του ταξινομητή μηχανικής μάθησης που αποδεδειγμένα κωδικοποιούν υποσύνολο του ασφαλή χώρου λειτουργίας προτείνεται να αξιοποιηθούν σε μια

καινοτόμα μοντελοποίηση του ημερησίου προγραμματισμού ένταξης μονάδων ώστε να διασφαλιστεί η δυναμική ασφάλεια στην συχνότητα στις νέες συνθήκες λειτουργίας, λαμβάνοντας υπόψιν παράλληλα και τις επικουρικές υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος και την αβεβαιότητα που υπάρχει σε αυτές. Η σύγκρισή που παρουσιάζεται για το σύστημα της Ρόδου τονίζει πως η προτεινόμενη μέθοδος παρέχει μεγαλύτερη ασφάλεια ως προς τη δυναμική ασφάλεια στην συχνότητα σε σχέση με συμβατικές μεθόδους και με κανόνες ασφαλείας που προέρχονται από άλλο ταξινομητή μηχανικής μάθησης (Δέντρα Απόφασης). Παράλληλα πετυχαίνει και μείωση του κόστους σε σχέση με τη συμβατική μέθοδο ένταξης μονάδων. Συγκρίθηκε επίσης με μια νέα τεχνική αναλυτικού υπολογισμού των κανόνων ασφαλείας της συχνότητας, πετυχαίνοντας καλύτερα αποτελέσματα στο κόστος, απόρροια του μικρότερου βαθμού συντηρητισμού που έχει στην εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας, ενώ επιτυγχάνει ταχύτερους χρόνους για την επίλυση του προβλήματος.

Για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας σε παραγωγή ΑΠΕ και φορτίο σε ένα ΜΔΝ προτάθηκε μεθοδολογία εύρωστης βελτιστοποίησης και συγκρίθηκε με την στοχαστική. Η εύρωστη βελτιστοποίηση πετυχαίνει αντίστοιχα οικονομικά αποτελέσματα με την στοχαστική, έχει μικρότερο χρόνο επίλυσης ενώ ενσωματώνει την αβεβαιότητα με πιο εύκολο τρόπο χωρίς να χρειάζεται συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για κάθε αβέβαιη μεταβλητή. Τέλος, η συσχέτιση κόστους και ασφαλείας ελέγχεται μόνο μέσω μιας παραμέτρου (προϋπολογισμός αβεβαιότητας) αντίθετα με την στοχαστική βελτιστοποίηση που ο αριθμός των σεναρίων και η επιλογή τους δεν μπορεί να συσχετιστεί άμεσα με την επίδραση που θα έχει στο κόστος και την ασφάλεια.

8.2 Συμβολή

Η συμβολή της διατριβής συνοψίζεται παρακάτω:

Κεφάλαιο 2

- Η λειτουργία ΜΔΝ με μεγάλη διείδυση ΑΠΕ παρουσιάζει σημαντικές προκλήσεις, έχοντας διαφορές από τα διασυνδεδεμένα συστήματα. Στα πλαίσια της διατριβής παρουσιάζονται οι προκλήσεις στον έλεγχο της συχνότητας και της τάσης σε ΜΔΝ με μεγάλη διείδυση ΑΠΕ. Ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στο ζήτημα συνεργασίας προστασιών ανίχνευσης νησιδοποίησης και ελέγχου συχνότητας που μπορεί να οδηγήσει σε αλυσιδωτή αποσύνδεση μονάδων παραγωγής.
- Προτείνεται η τεχνική Hardware In the Loop για την μελέτη της λειτουργίας των ΜΔΝ σε συνθήκες υψηλής διείδυσης ΑΠΕ, της συνεργασίας ελέγχων και προστασιών σε ένα ασφαλές εργαστηριακό περιβάλλον σε ρεαλιστικές συνθήκες.

Κεφάλαιο 3

- Προτείνεται μετατροπέας δημιουργίας δικτύου (Grid Forming) που υποστηρίζει

έλεγχο τάσης Q(V), εικονική αδράνεια, παροχή γρήγορης πρωτεύουσας εφεδρείας και ομαλό συγχρονισμό με το δίκτυο. Το κύριο πλεονέκτημα του έναντι ενός μετατροπέα παρακολούθησης δικτύου (Grid Following) είναι πως εξασφαλίζει ομαλές μεταβάσεις σε σενάρια 100% διείσδυσης ΑΠΕ.

- Η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης δημιουργεί αποκλίσεις στην τάση και τη συχνότητα από τις ονομαστικές τιμές, ενώ μπορεί να οδηγήσει σε ανισομερή καταμερισμό της αέργου και ενεργού ισχύος των μονάδων. Προτείνονται τεχνικές για τη δευτερεύουσα ρύθμιση τάσης, συχνότητας και καινοτόμα τεχνική αυτόματης ρύθμισης παραγωγής εφαρμόζοντας την τεχνική του Προβλεπτικού Ελέγχου με Μοντέλο (Model Predictive Control).

Κεφάλαιο 4

- Αξιοποιείται η εργαστηριακή διάταξη του εργαστήριου ΣΗΕ του ΕΜΠ για την αξιολόγηση ελέγχων της κεντρικής μονάδας αποθήκευσης σε ΜΔΝ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ μέσω της τεχνικής Hardware In the Loop.
- Επαληθεύεται και πειραματικά πως η λειτουργία της κεντρικής μονάδας αποθήκευσης μόνο με υπηρεσία γρήγορης απόκρισης πρωτεύουσας εφεδρείας μπορεί να μην εξασφαλίζει ικανοποιητικό έλεγχο συχνότητας και να υπάρχει εσφαλμένη ανίχνευση νησιδοποίησης από εμπορικούς Η/Ν προστασίας.
- Συγκρίνεται ο μετατροπέας Grid Forming που προτάθηκε στο Κεφάλαιο 3 με έναν συμβατικό μετατροπέα Grid Following για την κεντρική μονάδα αποθήκευσης, παρουσιάζοντας την υπεροχή του σε έλεγχο συχνότητας και τάσης αλλά κυρίως στην διασφάλιση ομαλής μετάβασης σε συνθήκες 100% διείσδυσής ΑΠΕ.
- Επαληθεύεται και πειραματικά η λειτουργία των προτεινόμενων ελέγχων για τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας και τάσης καθώς και του ελέγχου MPC που προτάθηκαν στο Κεφάλαιο 3.

Κεφάλαιο 5

- Ο μετασχηματισμός των ΜΔΝ σε «έξυπνα» νησιά που στοχεύουν στη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ θα σηματοδοτήσει ραγδαίες αλλαγές στις συνθήκες λειτουργίας του συστήματος (νέες υπηρεσίες των μονάδων ηλεκτρονικών ισχύος, κ.τ.λ.). Προτείνεται η καινοτόμα τεχνική μηχανικής μάθησης Βέλτιστων Δέντρων Απόφασης (ΒΔΑ) για την εκτίμηση της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος.
- Παρουσιάζεται σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου με άλλες τεχνικές μηχανικής μάθησης και πρακτικές για την δυναμική ασφάλεια ΜΔΝ ως προς την ακρίβεια τους στο προσομοιωμένο δίκτυο της Ρόδου.
- Παρουσιάζεται η αδυναμία υπολογισμού ασφαλών εντολών λειτουργίας για κάθε περίπτωση, παρά την υψηλή απόδοση σε ένα σύνολο παραδειγμάτων αξιολόγησης, τονίζοντας την ανάγκη ανάπτυξης νέων τεχνικών για την αξιολόγηση ταξινομητών μηχανικής μάθησης.

Κεφάλαιο 6

- Προτείνεται μία μέθοδος αξιολόγησης των κανόνων ταξινομητή μηχανικής μάθησης, η οποία για πρώτη φορά, συνδέει την απόδοση τους με αναλυτικές μεθοδολογίες υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας. Μέσω αυτή της μεθόδου μπορούν να εντοπιστούν αντιπαραδείγματα για τον εκάστοτε ταξινομητή ή να αποδειχθεί πως ο ταξινομητής κατηγοριοποιεί σωστά όλες τις ανασφαλείς καταστάσεις λειτουργίας όπως προσδιορίζονται από τις εκάστοτε αναλυτικές μεθοδολογίες που υπολογίζουν το μεταβατικό της συχνότητας.
- Προτείνεται ένας αλγόριθμος επαναληπτικής εκπαίδευσης ενός ταξινομητή ΒΔΑ ώστε ο τελικός ταξινομητής κατηγοριοποιεί σωστά όλες τις ανασφαλείς καταστάσεις λειτουργίας. Η επαλήθευση επιβεβαιώνεται χρησιμοποιώντας μεθοδολογία υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας, στην οποία μπορεί να υπολογιστεί η ασφάλεια σε όλες τις πιθανές καταστάσεις λειτουργίας.
- Προτείνεται επίσης μια αναλυτική μεθοδολογία υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας, ώστε ο ταξινομητής να ταξινομεί αποδεδειγμένα σωστά όλες τις ανασφαλείς συνθήκες λειτουργίας, όπως τις ορίζουν πιο πολύπλοκες μεθοδολογίες υπολογισμού του μεταβατικού της συχνότητας. Αποδεικνύεται η ασφάλεια των κανόνων τόσο σε ένα σύνολο παραδειγμάτων αξιολόγησης όσο και με την εξακρίβωση της ασφαλείας των κανόνων λειτουργίας που παράγονται από ένα πρόγραμμα κατανομής που αξιοποιεί τους κανόνες του ταξινομητή μηχανικής μάθησης.

Κεφάλαιο 7

- Οι νέες συνθήκες λειτουργίας των ΜΔΝ πρέπει επίσης να λαμβάνονται υπόψη στις οικονομικές λειτουργίες του συστήματος. Προτείνεται η αξιοποίηση των «ασφαλών» κανόνων του ταξινομητή Βέλτιστων Δέντρων Απόφασης (ΒΔΑ) για την εισαγωγή κανόνων δυναμικής ασφαλείας της συχνότητας σε ένα πρωτότυπο πρόβλημα βέλτιστου ημερήσιου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής. Για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας σε παραγωγή ΑΠΕ και ζήτηση προτείνεται μια τεχνική εύρωστης βελτιστοποίησης.
- Πραγματοποιείται σύγκριση της προτεινόμενης μεθόδου με συμβατική προσέγγιση στον ημερήσιο προγραμματισμό ΜΔΝ καθώς και με αναλυτική τεχνική υπολογισμού των κανόνων ασφαλείας. Γίνεται επίσης, σύγκριση μεταξύ στοχαστικής και εύρωστης βελτιστοποίησης ως προς την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας στην παραγωγή των ΑΠΕ και της ζήτησης.

8.3 Μελλοντικές επεκτάσεις

Ως μελλοντικές επεκτάσεις της παρούσας διατριβής διαφαίνονται οι εξής:

- Μελέτη πάνω στην προστασία ΜΔΝ με υψηλή διείδυση ΑΠΕ. Η μείωση των ρευμάτων βραχυκύκλωσης λόγω της αντικατάστασης των συμβατικών

μονάδων με μονάδες ηλεκτρονικών ισχύος, η παρουσία πολλαπλών πηγών ρευμάτων βραχυκύκλωσης λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής και η αλληλεπίδραση των χαρακτηριστικών αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση με τους χρόνους ανίχνευσης των σφαλμάτων είναι οι κύριοι προβληματισμοί για την προστασία ΜΔΝ με υψηλή διείδυση ΑΠΕ. Νέες τεχνικές όπως η προσαρμοστική προστασία μπορούν να διερευνηθούν για να αποφευχθεί η ανάγκη για υπερδιαστασιολόγηση των ηλεκτρονικών ισχύος ή για εγκατάσταση σύγχρονων πυκνωτών.

- Μελέτη για την δημιουργία τεχνικής αξιολόγησης της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας και σε διασυνδεδεμένα συστήματα. Η αξιολόγηση της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας γίνεται σε διάφορες ερευνητικές εργασίες μέσω αναλυτικών σχέσεων που με βάση κάποιες παραδοχές μοντελοποιούν την ασφάλεια της συχνότητας σε διάφορες περιοχές ενός ΣΗΕ. Η ανάπτυξη ενός μαθηματικού προβλήματος αξιολόγησης της δυναμικής ασφάλειας της συχνότητας μπορεί να οδηγήσει σε πιο απλούς κανόνες λειτουργίας κωδικοποιώντας πιο ακριβή μοντέλα για την αναπαράσταση των δυναμικών της συχνότητας.
- Μελέτη για την δημιουργία προβλήματος αξιολόγησης και για άλλες πτυχές της ασφάλειας ΣΗΕ. Συγκεκριμένα, η χρήση κυρτών ή γραμμικών αναπαραστάσεων της ροής φορτίου μπορεί να διερευνηθεί για την μοντελοποίηση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης που εξασφαλίζει πως ο ταξινομητής δυναμικής ασφάλειας αποδεδειγμένα κωδικοποιεί υποσύνολο του ασφαλή χώρου αυτών των αναπαραστάσεων.

9 Παράρτημα Α

9.1 Δεδομένα δικτύου Ρόδου

Πίνακας 9.1. Χαρακτηριστικά γραμμών Υ.Τ. Ρόδου.

From	To	R(Ω /km)	X(Ω /km)	Length (km)	Max (MW)
1	2	0.1831	0.4458	19.61	200
1	3	0.0485	0.1957	25.29	400
2	3	0.18251	0.4166	7.89	138
1	4	0.097	0.3914	16.6	200
1	5	0.097	0.3914	52.8	200
4	5	0.097	0.3914	41	200

Πίνακας 9.2. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων S1-S2 (IEEEG1).

K	0,0001	[p.u.]	Controller Gain
T1	0	[s]	Governor Time Constant
T2	0	[s]	Governor Derivative Time Constant
T3	0,2	[s]	Servo Time Constant
K1	1	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
K2	0	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
T5	0	[s]	Intermediate Pressure Turbine Time Constant
K3	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
K4	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
T6	0	[s]	Medium Pressure Turbine Time Constant
K5	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
K6	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
T4	1	[s]	High Pressure Turbine Time Constant
T7	0	[s]	Low Pressure Turbine Time Constant
K7	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
K8	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
PNhp	0	[MW]	HP Turbine Rated Power

PN_p	0	[MW]	LP Turbine Rated Power
U_c	-0,0004	[p.u./s]	Valve Closing Time
P_{min}	0,5	[p.u.]	Minimum Gate Limit
U_o	0,0004	[p.u./s]	Valve Opening Time
P_{max}	1	[p.u.]	Maximum Gate Limit

Πίνακας 9.3. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων S1-S2 (SEXS).

T_b	0,7391	[s]	Filter Delay Time
T_a	0,1	[s]	Filter Derivative Time Constant
K	100	[p.u.]	Controller Gain
T_e	0,35	[s]	Exciter Time Constant
E_{min}	0	[p.u.]	Controller Minimum Output
E_{max}	5,55	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.4. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων D1-D2 (DEGOV1).

K	27,7	[p.u./p.u.]	Actuator Gain
T₄	0,25	[s]	Actuator derivative time constant
T₅	0,009	[s]	Actuator first time constant
T₆	0,0984	[s]	Actuator second time constant
T_D	0,012	[s]	Combustion Delay
Droop	0,0347	[p.u.]	
T_E	0	[s]	Time const. Power fdbk
T₁	0,1	[s]	Electric control box first time constant
T₂	0,02	[s]	Electric control box second time constant
T₃	0,2	[s]	Electric control box derivative time constant
Droop_Control	0	(0=Throttle fdbk, 1=Elec. Power fdbk)	
PN	10,1	[MW]	Prime Mover Rated Power
T_{min}	0	[p.u.]	Min. Throttle
T_{max}	1,02	[p.u.]	Max. Throttle

Πίνακας 9.5. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων D1-D2 (EXST1).

Tr	0,07	[s]	Measurement Delay
Tb	14	[s]	Filter Delay Time
Tc	1	[s]	Filter Derivative Time Constant
Ka	70	[p.u.]	Controller Gain
Ta	0	[s]	Controller Time Constant
Kc	0	[p.u.]	Exciter Current Compensation Factor
Kf	0,03	[p.u.]	Stabilization Path Gain
Tf	1	[s]	Stabilization Path Delay Time
Vimin	-0,2	[p.u.]	Controller Minimum Input
Vrmin	-5,24	[p.u.]	Controller Minimum Output
Vimax	0,2	[p.u.]	Controller Maximum Input
Vrmax	5,24	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.6. Χαρακτηριστικά Governor μονάδων D3-D5 (DEGOV1).

K	17,6	[p.u./p.u.]	Actuator Gain
T4	0,25	[s]	Actuator derivative time constant
T5	0,009	[s]	Actuator first time constant
T6	0,0984	[s]	Actuator second time constant
TD	0,01	[s]	Combustion Delay
Droop	0,0575	[p.u.]	
TE	0	[s]	Time const. Power fdbk
T1	0,1	[s]	Electric control box first time constant
T2	0,02	[s]	Electric control box second time constant
T3	0,2	[s]	Electric control box derivative time constant
Droop_Control	0	(0=Throttle fdbk, 1=Elec. Power fdbk)	
PN	17,3	[MW]	Prime Mover Rated Power
Tmin	0	[p.u.]	Min. Throttle
Tmax	1,02	[p.u.]	Max. Throttle

Πίνακας 9.7. Χαρακτηριστικά AVR μονάδων D3-D5 (EXST1).

Tr	0,07	[s]	Measurement Delay
Tb	3,75	[s]	Filter Delay Time
Tc	1	[s]	Filter Derivative Time Constant
Ka	70	[p.u.]	Controller Gain
Ta	0	[s]	Controller Time Constant
Kc	0	[p.u.]	Exciter Current Compensation Factor
Kf	0,03	[p.u.]	Stabilization Path Gain
Tf	1	[s]	Stabilization Path Delay Time
Vimin	-0,2	[p.u.]	Controller Minimum Input
Vrmin	-6,4	[p.u.]	Controller Minimum Output
Vimax	0,2	[p.u.]	Controller Maximum Input
Vrmax	6,4	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.8. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G1 (IEEG1).

K	20	[p.u.]	Controller Gain
T1	0	[s]	Governor Time Constant
T2	0	[s]	Governor Derivative Time Constant
T3	0,05	[s]	Servo Time Constant
K1	1	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
K2	0	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
T5	0	[s]	Intermediate Pressure Turbine Time Constant
K3	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
K4	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
T6	0	[s]	Medium Pressure Turbine Time Constant
K5	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
K6	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
T4	0,5	[s]	High Pressure Turbine Time Constant
T7	0	[s]	Low Pressure Turbine Time Constant
K7	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
K8	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor

PNhp	0	[MW]	HP Turbine Rated Power
PNlp	20	[MW]	LP Turbine Rated Power
Uc	-0,16	[p.u./s]	Valve Closing Time
Pmin	0,2	[p.u.]	Minimum Gate Limit
Uo	0,16	[p.u./s]	Valve Opening Time
Pmax	0,8625	[p.u.]	Maximum Gate Limit

Πίνακας 9.9. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G1 (SEXS).

Tb	15	[s]	Filter Delay Time
Ta	1,5	[s]	Filter Derivative Time Constant
K	50	[p.u.]	Controller Gain
Te	0,3	[s]	Exciter Time Constant
Emin	0	[p.u.]	Controller Minimum Output
Emax	5,05	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.10. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G2 (IEEG1).

K	14,17	[p.u.]	Controller Gain
T1	0	[s]	Governor Time Constant
T2	0	[s]	Governor Derivative Time Constant
T3	0,05	[s]	Servo Time Constant
K1	1	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
K2	0	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
T5	0	[s]	Intermediate Pressure Turbine Time Constant
K3	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
K4	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
T6	0	[s]	Medium Pressure Turbine Time Constant
K5	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
K6	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
T4	0,5	[s]	High Pressure Turbine Time Constant
T7	0	[s]	Low Pressure Turbine Time Constant
K7	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor

K8	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
PNhp	0	[MW]	HP Turbine Rated Power
PNlp	26,2	[MW]	LP Turbine Rated Power
Uc	-0,1276	[p.u./s]	Valve Closing Time
Pmin	0,1717	[p.u.]	Minimum Gate Limit
Uo	0,1276	[p.u./s]	Valve Opening Time
Pmax	0,752	[p.u.]	Maximum Gate Limit

Πίνακας 9.11. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G2 (SEXS).

Tb	15	[s]	Filter Delay Time
Ta	1,5	[s]	Filter Derivative Time Constant
K	30	[p.u.]	Controller Gain
Te	0,3	[s]	Exciter Time Constant
Emin	0	[p.u.]	Controller Minimum Output
Emax	5,15	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.12. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G3 (IEEG1).

K	20	[p.u.]	Controller Gain
T1	0	[s]	Governor Time Constant
T2	0	[s]	Governor Derivative Time Constant
T3	0,05	[s]	Servo Time Constant
K1	1	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
K2	0	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
T5	0	[s]	Intermediate Pressure Turbine Time Constant
K3	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
K4	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
T6	0	[s]	Medium Pressure Turbine Time Constant
K5	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
K6	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
T4	0,5	[s]	High Pressure Turbine Time Constant
T7	0	[s]	Low Pressure Turbine Time Constant

K7	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
K8	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
PNhp	0	[MW]	HP Turbine Rated Power
PNlp	0	[MW]	LP Turbine Rated Power
Uc	-0,1066	[p.u./s]	Valve Closing Time
Pmin	0,238	[p.u.]	Minimum Gate Limit
Uo	0,1066	[p.u./s]	Valve Opening Time
Pmax	0,838	[p.u.]	Maximum Gate Limit

Πίνακας 9.13. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G3 (EXST1).

Tr	0,02	[s]	Measurement Delay
Ka	50	[p.u.]	Controller Gain
Ta	0	[s]	Controller Time Constant
Ke	1	[p.u.]	Exciter Constant
Te	0,43	[s]	Exciter Time Constant
Kf	0,036	[p.u.]	Stabilization Path Gain
Tf	1,8	[s]	Stabilization Path Time Constant
E1	2,25	[p.u.]	Saturation Factor 1
Se1	0,03	[p.u.]	Saturation Factor 2
E2	3,6	[p.u.]	Saturation Factor 3
Se2	0,35	[p.u.]	Saturation Factor 4
Vrmin	-5,76	[p.u.]	Controller Output Minimum
Vrmax	5,76	[p.u.]	Controller Output Maximum

Πίνακας 9.14. Χαρακτηριστικά Governor μονάδας G4 (IEEG1).

K	20	[p.u.]	Controller Gain
T1	0	[s]	Governor Time Constant
T2	0	[s]	Governor Derivative Time Constant
T3	0,05	[s]	Servo Time Constant
K1	1	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor
K2	0	[p.u.]	High Pressure Turbine Factor

T5	0	[s]	Intermediate Pressure Turbine Time Constant
K3	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
K4	0	[p.u.]	Intermediate Pressure Turbine Factor
T6	0	[s]	Medium Pressure Turbine Time Constant
K5	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
K6	0	[p.u.]	Medium Pressure Turbine Factor
T4	0,5	[s]	High Pressure Turbine Time Constant
T7	0	[s]	Low Pressure Turbine Time Constant
K7	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
K8	0	[p.u.]	Low Pressure Turbine Factor
PNhp	0	[MW]	HP Turbine Rated Power
PNlp	25,12	[MW]	LP Turbine Rated Power
Uc	-0,1066	[p.u./s]	Valve Closing Time
Pmin	0,1315	[p.u.]	Minimum Gate Limit
Uo	0,1066	[p.u./s]	Valve Opening Time
Pmax	0,6815	[p.u.]	Maximum Gate Limit

Πίνακας 9.15. Χαρακτηριστικά AVR μονάδας G4 (EXST1).

Tr	0,04	[s]	Measurement Delay
Ka	18	[p.u.]	Controller Gain
Ta	0,02	[s]	Controller Time Constant
Ke	0,58	[p.u.]	Exciter Constant
Te	0,34	[s]	Exciter Time Constant
Kf	0,2	[p.u.]	Stabilization Path Gain
Tf1	0,34	[s]	Stabilization Path 1st Time Constant
Tf2	4,1	[s]	Stabilization Path 2nd Time Constant
E1	2,65	[p.u.]	Saturation Factor 1
Se1	0,04	[p.u.]	Saturation Factor 2
E2	5,3	[p.u.]	Saturation Factor 3
Se2	0,25	[p.u.]	Saturation Factor 4
Vrmin	-5,13	[p.u.]	Controller Output Minimum

Πίνακας 9.16. Χαρακτηριστικά Γεννητριών Ρόδου.

Μονάδα Παραγωγής	Steam 1,2	Diesel 1,2	Diesel 3,4,5	Gas 1	Gas2	Gas 3	Gas 4
SN (MVA)	20	15.35	29.35	26.75	29.111	26.25	47.5
cosφ	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8
VN (kV)	6.3	10	10	11	11.5	11	11.5
T'd0 (sec)	8.99	5.2	9.05	7.1	7.6	5.97	9.6
T''d0 (sec)	0.075	0.061	0.061	0.0374	0.05	0.064	0.06
T'q0 (sec)	0.5	-	-	0.4	2.3	0.4	0.4
T''q0 (sec)	0.12	0.15	0.2	0.427	0.05	0.16	0.12
H (MWsec/MVA)	3.82	2.45	1.674	3.18	0.72	2.50	1.50
Xd (p.u.)	2.351	1.54	1.822	1.79	2.79	1.6	1.88
Xq (p.u.)	2.25	0.89	1.09	1.75	2.55	0.76	1
X'd (p.u.)	0.215	0.46	0.351	0.199	0.311	0.24	0.3
X'q (p.u.)	0.45	-	-	0.4	0.44	0.48	0.34
X''d (p.u.)	0.145	0.35	0.213	0.159	0.228	0.16	0.2
Xl (p.u.)	0.1064	0.23	0.172	0.138	0.174	0.11	0.12

9.2 Δεδομένα δικτύου Αστυπάλαιας

Πίνακας 9.17. Χαρακτηριστικά Governor θερμικής μονάδας (DEGOV1).

K	27,7	[p.u./p.u.]	Actuator Gain
T4	0,25	[s]	Actuator derivative time constant
T5	0,009	[s]	Actuator first time constant
T6	0,0984	[s]	Actuator second time constant
TD	0,012	[s]	Combustion Delay
Droop	0,05	[p.u.]	
TE	0	[s]	Time const. Power fdbk
T1	0,1	[s]	Electric control box first time constant
T2	0,02	[s]	Electric control box second time constant
T3	0,2	[s]	Electric control box derivative time constant
Droop_Control	0	(0=Throttle fdbk, 1=Elec. Power fdbk)	

PN	1.0	[MW]	Prime Mover Rated Power
Tmin	0	[p.u.]	Min. Throttle
Tmax	1,1	[p.u.]	Max. Throttle

Πίνακας 9.18. Χαρακτηριστικά AVR θερμικής μονάδας (SEXS).

Tb	0,7391	[s]	Filter Delay Time
Ta	0,1	[s]	Filter Derivative Time Constant
K	100	[p.u.]	Controller Gain
Te	0,35	[s]	Exciter Time Constant
Emin	0	[p.u.]	Controller Minimum Output
Emax	5,55	[p.u.]	Controller Maximum Output

Πίνακας 9.19. Χαρακτηριστικά Γεννήτριας Αστυπάλαιας.

Μονάδα Παραγωγής	Diesel
SN (MVA)	1.6
cosφ	0.8
VN (kV)	0.4
T'd0 (sec)	9.2
T''d0 (sec)	0.029
T'q0 (sec)	-
T''q0 (sec)	0.15
H (MWsec/MVA)	2
Xd (p.u.)	1.925
Xq (p.u.)	0.971
X'd (p.u.)	0.12
X''q (p.u.)	0.1
X''d (p.u.)	0.1
Xl (p.u.)	0.099

Πίνακας 9.20. Δίκτυο Αστυπάλαιας.

Μονάδα Παραγωγής	Ζυγός	Ισχύς (MVA)	Μέγιστη Αποδιδόμενη ισχύς (MW)
3xDiesel	1	1.6	1
Αποθήκευσης με μπαταρίες	2	2.3	1.83
A/Π	6	2.5	2
Φ/B	19	0.625	0.5

Πίνακας 9.21. Χαρακτηριστικά γραμμών Αστυπάλαιας.

From	To	R(Ω)	X(Ω)	B(10^6 S)
1	2	0.852	0.754	1.38
1	3	1.95	1.288	93.61
3	4	2.194	1.03	175.3
4	5	1.436	0.506	87.58
3	6	0.850	0.754	1.38
1	7	0.5834	0.28	13.82
7	8	1.397	0.798	1.38
8	9	2.419	1.018	7.14
9	10	1.41	0.4616	3.125
8	11	0.6812	0.449	3.37
7	12	3.413	1.117	7.4
12	13	1.706	1.125	8.47
6	7	0.001	-	-
1	14	0.906	0.5988	1.38
14	19	0.852	0.754	1.38
14	15	2.06	1.3415	0.94
15	16	1.365	0.8985	10.68
16	17	9.841	6.28	21.36
7	14	0.174	0.15	0.23

Πίνακας 9.22. Χαρακτηριστικά γραμμών Μ/Σ Ανύψωσης μονάδας αποθήκευσης και γεννήτριας.

From	V(X.T.)	V(M.T.)	S (MVA)	R (ρ.υ.)	X (ρ.υ.)	Τύπος
Diesel	0.4	15	1.6	0.005	0.06	DYg
BES	0.434	15	2.4	0.005	0.06	DYg

Πίνακας 9.23. Συντελεστές φορτίου.

Ζυγός	(%)
3	16.85
4	13.73
5	7.6
7	2.19
8	10.25
9	7.14
10	2.56
11	2.56
12	1.4
13	5.13
14	8.24
15	12.15
16	5.3
17	4.9

Πίνακας 9.24 Χαρακτηριστικά μετατροπέα GFM.

Current Control	P =0.314, I=0.314
Voltage Control	P =4, I=30
Virtual Impedance	R=0, X=0.01 Ω
Virtual Machine	H=2, D=0.05
Virtual Governor	P=I=500
Virtual Flux model	K=5
Virtual AVR	P =3, I=1.5
Droop F	0.5%
Droop V	5%
Synchronization	P=0.01, I=1

Πίνακας 9.25 Χαρακτηριστικά μετατροπέα GFL.

Current Control	P =0.314, I=0.314
Synthetic Inertia	H=2
PLL	P=100, I=3200
Droop F	0.5%
Droop V	5%

10 Βιβλιογραφία

- [1] N. Hatziaargyriou, I. Margaris, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou and A. Dimeas, "Noninterconnected Island Systems: The Greek Case," in IEEE Electrification Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 17-27, June 2017.
- [2] "Μη Διασυνδ. Νησιά - Rae Website", Rae Website, 2021. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/%CE%BC%CE%B7%CE%B4%CE%B9%CE%B1%CF%83%CF%85%CE%BD%CE%B4-%CE%BD%CE%B7%CF%83%CE%B9%CE%AC/>.
- [3] S. Papathanassiou and N. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems", Renewable Energy, vol. 31, no. 4, pp. 457-479, 2006.
- [4] ΑΔΜΗΕ, "Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031"
- [5] D. Thomas, O. Deblecker and C. Ioakimidis, "Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration", Energy, vol. 116, pp. 364-379, 2016.
- [6] G. N. Psarros, E. G. Karamanou and S. A. Papathanassiou, "Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 4, pp. 1822-1832, Oct. 2018.
- [7] King Island", Hydro.com.au, 2021. [Online]. Available: <https://www.hydro.com.au/clean-energy/hybrid-energy-solutions/success-stories/king-island>.
- [8] "Wärtsilä delivers energy security to remote island in northern Azores", Wartsila.com, 2021. [Online]. Available: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/references/utilities/graciosa-island-portugal>.
- [9] F. M. Gatta et al., "Replacing Diesel Generators With Hybrid Renewable Power Plants: Giglio Smart Island Project," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 2, pp. 1083-1092, March-April 2019.
- [10] Q. Wu, E. Larsen, K. Heussen, H. Binder and P. Douglass, "Remote Off-Grid Solutions for Greenland and Denmark: Using smart-grid technologies to ensure secure, reliable energy for island power systems.," in IEEE Electrification Magazine, vol. 5, no. 2, pp. 64-73, June 2017.
- [11] E. Rodrigues, G. Osório, R. Godina, A. Bizuayehu, J. Lujano-Rojas and J. Catalão, "Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 53, pp. 163-177, 2016.
- [12] Doherty, R., Mullane, A., Nolan, G., Burke, D.J., Bryson, A. and O'Malley, M., 'An Assessment of the Impact of Wind Generation on System Frequency Control', IEEE Transactions on Power Systems, 2010, vol. 25, no. 1, pp. 452-460, 2010.
- [13] Fernandez-Bernal, F., Egido, I. and Lobato, E., 'Maximum wind power generation in a power system imposed by system inertia and primary reserve requirements', 2014, Wind Energy, vol 18, no. 8, pp. 1501-1514, 2014.
- [14] Mohseni, M. and Islam, S., 'Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, vol. 16, no. 6, pp. 3876-3890, 2012.
- [15] L. Meng et al., "Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 2, pp. 1566-1581, March 2020.
- [16] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 69, pp. 144–155, Mar. 2017.

- [17] Hamsic N, Schmelter A, Mohd A, Ortjohann E, Schultze E, Tuckey A, Zimmermann J. 'Increasing renewable energy penetration in isolated grids using a flywheel energy storage system.' In: Proceedings of the international conference on power engineering, energy and electrical drives, POWERENG 2007, Setubal, Portugal, 2007.
- [18] N. Hatziargyriou, Ed., *Microgrids: Architectures and Control*. Hoboken, NJ: Wiley-IEEE Press, 2014.
- [19] D. Lagos, V. Papaspiliotopoulos, G. Korres and N. Hatziargyriou, "Microgrid Protection Against Internal Faults: Challenges in Islanded and Interconnected Operation," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 20-35, May-June 2021.
- [20] C. Li, S. K. Chaudhary, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Power flow analysis for low-voltage ac and dc microgrids considering droop control and virtual impedance," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 8, pp. 2754-2764, Nov. 2017.
- [21] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014.
- [22] A. H. Hajimiragha and M. R. D. Zadeh, "Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola: Challenges, solutions, achievements and lessons learned," 2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pp. 1-6, 2013.
- [23] M. Farrokhbadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020.
- [24] H. Bevrani, H. Golpîra, A. Messina, N. Hatziargyriou, F. Milano and T. Ise, "Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges", *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107-114, 2021.
- [25] "Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ | ΔΕΔΔΗΕ", ΔΕΔΔΗΕ, 2021. [Online]. Available: <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ruthmistiko-plaisio-mdn/kwdikas-diaxeirisis-ilektrikwn-sustimatwn-mdn/kwdikas-diaxeirisis-mdn>
- [26] J. Sarasúa, G. Martínez-Lucas and M. Lafoz, "Analysis of alternative frequency control schemes for increasing renewable energy penetration in El Hierro Island power system", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 807-823, 2019.
- [27] P. Kundur, N. Balu and M. Lauby, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 2009.
- [28] H. Bevrani and J. Raisch, "On Virtual inertia Application in Power Grid Frequency Control", *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 681-688, 2017.
- [29] "Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability", ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 31 January 2018.
- [30] J. Riesz and J. Palermo, "INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION Australian Energy Market Operator," 2016.
- [31] DNV-KEMA, "RoCoF - An independent analysis on the ability of Generators to ride through Rate of Change of Frequency values up to 2Hz/s," EirGrid/SONI, London, 8 February 2013.
- [32] T. Funabashi, K. Koyanagi and R. Yokoyama, "A review of islanding detection methods for distributed resources," 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, Bologna, Italy, pp. 6 pp. Vol. 2, 2003.
- [33] C. R. Reddy, B. S. Goud, B. N. Reddy, M. Pratyusha, C. V. Vijay Kumar and R. Rekha, "Review of Islanding Detection Parameters in Smart Grids," 2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid), Paris, France, pp. 78-89, 2020.
- [34] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [35] C. D. Vournas, V. C. Nikolaidis and G. I. Tsourakis, "Coordinated Countermeasures Against Overvoltage Instability in Autonomous Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 6, pp. 3329-3338, Dec. 2021.

- [36] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Chapter 11, Section 11.8.3., CRC Press, 2005.
- [37] C. Vournas, "Generation Under-Excitation and Loss of Field Protection," contributed presentation to CIGRE Study Committee B5 Session, PS2, Q4. Paris, 2016.
- [38] T. Van Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 282–292, 1997.
- [39] R. Liu, W. Liu, P. Liu and Q. Dou, "Influence of V/Hz Limiter on Generator in Isolated Operation", *Advanced Materials Research*, vol. 383-390, pp. 5066-5070, 2011.
- [40] A. Gkountaras, S. Dieckerhoff and T. Sezi, "Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids," 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 1223-1230, 2015.
- [41] W. Yao, M. Chen, J. Matas, J. M. Guerrero, and Z. Qian, "Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 2, pp. 576–588, Feb. 2011.
- [42] E. Nasr-Azadani, C. A. Canizares, D. E. Olivares, and K. Bhattacharya, "Stability analysis of unbalanced distribution systems with synchronous machine and DFIG based distributed generators," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2326–2338, Sep. 2014.
- [43] Z. Miao, A. Domijan, and L. Fan, "Investigation of microgrids with both inverter interfaced and direct ac-connected distributed energy resources," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 26, no. 3, pp. 1634–1642, July 2011.
- [44] X. Wang, F. Blaabjerg, and W. Wu, "Modeling and analysis of harmonic stability in an ac power-electronic-based power system," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 12, pp. 6421–6432, Dec. 2014.
- [45] X. Wang, F. Blaabjerg, and Z. Chen, "Autonomous control of inverter-interfaced distributed generation units for harmonic current filtering and resonance damping in an islanded microgrid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 1, pp. 452–461, Jan. 2014.
- [46] X. Wang, F. Blaabjerg, M. Liserre, Z. Chen, J. He, and Y. Li, "An active damper for stabilizing power-electronic-based ac systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 7, pp. 3318–3329, July 2014.
- [47] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter based three-phase active rectifier," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, Sep. 2005.
- [48] S. G. Parker, B. P. McGrath, and D. G. Holmes, "Regions of active damping control for LCL filters," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 1, pp. 424–434, Jan. 2014.
- [49] L. Harnefors, M. Bongiorno, and S. Lundberg, "Input-admittance calculation and shaping for controlled voltage-source converters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 6, pp. 3323–3334, Dec. 2007.
- [50] M. Cespedes and J. Sun, "Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 3, pp. 1254–1261, Mar. 2014.
- [51] B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, Z. Shen, and R. Burgos, "Influence of phase-locked loop on input admittance of three-phase voltage-source converters," in *Proc. of the 28th Annu. IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo.*, pp. 1–8, Mar. 2013.
- [52] N. Pogaku, M. Prodanovic and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 613-625, March 2007.
- [53] S. Leitner, M. Yazdani, A. Mehrizi-Sani and A. Muetze, "Small-Signal Stability Analysis of an Inverter-Based Microgrid with Internal Model-Based Controllers," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5393-5402, Sept. 2018.
- [54] J. Sun, "Small-signal methods for ac distributed power systems - a review," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 11, pp. 2545–2554, Nov. 2009.

- [55] M. Kabalan, P. Singh, and D. Niebur, "Large signal Lyapunov-based stability studies in microgrids: A review," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2287–2295, Sept. 2017.
- [56] P. Kotsampopoulos et al., "A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources," in *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 5, no. 3, pp. 94–103, Sept. 2018.
- [57] "IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers," in *IEEE Std 2030.8-2018*, vol., no., pp.1-42, 24 Aug. 2018.
- [58] Ran Mo, M. Steurer and Hui Li, "Controller hardware-in-the-loop (CHIL) simulation of a multi-functional energy storage system based on modular multilevel DC/DC converter (M2DC) for MVDC grid", 2016 IEEE 8th 159 International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016.
- [59] P. Kotsampopoulos, P. Georgilakis, D. T. Lagos, V. Kleftakis, and N. Hatziargyriou, "FACTS Providing Grid Services: Applications and Testing," *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2554, Jul. 2019.
- [60] P. Kotsampopoulos, A. Kapetanaki, G. Messinis, V. Kleftakis, N. Hatziargyriou, "A PHIL facility for Microgrids", *International Journal of Distributed Energy Resources*, Vol. 9, No. 1, pp. 71-86, January-March 2013.
- [61] Saad, H.; Vernay, Y.; Denetière, S.; Rault, P.; Clerc, B. System dynamic studies of power electronics devices with real time simulation—A TSO operational experience. In *CIGRE Session Papers & Proceedings*; E-Cigré: Paris, France, 2018.
- [62] Martin, C. The use of real time simulation to de-risk and manage HVDC and FACTS schemes—Experiences on the French Transmission grid. In *Proceedings of the OPAL-RT's 9th International Conference on Real-Time Simulation*, Montreal, QC, Canada, 5–8 September 2017.
- [63] RTDS Technologies, www.rtds.com
- [64] SEL 751 Feeder Protection Relay. <https://selinc.com/products/751/>
- [65] SEL 2240 Real Time Automation Controller. <https://selinc.com/products/2240/>
- [66] Triphase NV. <https://triphase.com/>
- [67] S. Sharma, S. Huang and N. Sarma, "System Inertial Frequency Response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- [68] W. Winter, K. Elkington, G. Bareux and J. Kostevc, "Pushing the Limits: Europe's New Grid: Innovative Tools to Combat Transmission Bottlenecks and Reduced Inertia", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 1, pp. 60-74, 2015.
- [69] P. Moutis, S. Papathanassiou and N. Hatziargyriou, "Improved load-frequency control contribution of variable speed variable pitch wind generators", *Renewable Energy*, vol. 48, pp. 514-523, 2012.
- [70] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziargyriou, A. D. Hansen and P. Sorensen, "Frequency Control in Autonomous Power Systems with High Wind Power Penetration," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 189-199, April 2012.
- [71] *Implementation and Rationale for PJM's Conditional Neutrality Regulation Signals*, PJM, Norristown, PA, USA, 2017.
- [72] A. Vasilakis, I. Zafeiratou, D. T. Lagos and N. D. Hatziargyriou, "The Evolution of Research in Microgrids Control," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 331-343, 2020.
- [73] Y. Khayat et al., "On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 6, pp. 6482-6500, June 2020.
- [74] R. Bründlinger, *Grid Codes in Europe for Low and Medium Voltage: an overview*, Conference: 6th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources (IRED), At Kyoto, 2014.
- [75] M. Zeraati, M.E.H. Golshan, J.M. Guerrero, Distributed control of battery energy storage systems for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4 3582–3593, 2018.

- [76] A. D. Del Rosso and S. W. Eckroad, "Energy Storage for Relief of Transmission Congestion," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1138-1146, March 2014.
- [77] L. Maeyaert, L. Vandeveldel and T. Döring, "Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids", *Journal of Energy Storage*, vol. 30, p. 101-124, 2020.
- [78] Y. Li, W. Gao, Y. Ruan, Performance investigation of grid-connected residential PV battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan, *Renewable energy* vol. 127, pp. 514–523, 2018.
- [79] J. Li, H. You, J. Qi, M. Kong, S. Zhang and H. Zhang, "Stratified Optimization Strategy Used for Restoration with Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 127339-127352, 2019.
- [80] "COMMISSION REGULATION (EU) 2016/ 631 - of 14 April 2016 - establishing a network code on requirements for grid connection of generators," 2016.
- [81] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba and A. Yokoyama, "Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) Satisfying Scheduled Charging," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 559-564, March 2012.
- [82] E. L. Karfopoulos, K. A. Panourgias and N. D. Hatziaargyriou, "Distributed Coordination of Electric Vehicles providing V2G Regulation Services," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2834-2846, July 2016.
- [83] C. Wu, H. Mohsenian-Rad, J. Huang and J. Jatskevich, "PEV-based combined frequency and voltage regulation for smart grid," 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012, pp. 1-6.
- [84] M. MacLeod and C. Cox, "V2G market study – Answering the preliminary questions for V2G: What, where and how much?" CENEX, Loughborough, UK, Tech. Rep., July 2018.
- [85] C. Curry, "Lithium-ion battery costs and market," Bloomberg New Energy Finance, Tech. Rep., July 2017.
- [86] Dynamic Containment | National Grid ESO", *Nationalgrideso.com*, 2021. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements>.
- [87] "PowerFactory-DIGSILENT", *Digsilent.de*, 2021. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [88] P. P. Zarina, S. Mishra and P. C. Sekhar, "Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation," 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Bengaluru, India, 2012, pp. 1-5.
- [89] M. Garmroodi, G. Verbič and D. J. Hill, "Frequency Support from Wind Turbine Generators with a Time-Variable Droop Characteristic," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 676-684, April 2018.
- [90] M. Hwang, E. Muljadi, G. Jang and Y. C. Kang, "Disturbance-Adaptive Short-Term Frequency Support of a DFIG Associated with the Variable Gain Based on the ROCOF and Rotor Speed," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 1873-1881, May 2017.
- [91] D. Yang et al., "Temporary Frequency Support of a DFIG for High Wind Power Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3428-3437, May 2018.
- [92] M. Kang, K. Kim, E. Muljadi, J. Park and Y. C. Kang, "Frequency Control Support of a Doubly-Fed Induction Generator Based on the Torque Limit," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4575-4583, Nov. 2016.
- [93] M. Fischer, S. Engelken, N. Mihov and A. Mendonca, "Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines", *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 1, pp. 17-24, 2016.
- [94] *Enercon.de*, 2021. Available: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_Netztechnologie_en_web.pdf

- [95] B. K. Poolla, D. Groß and F. Dörfler, "Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3035-3046, July 2019.
- [96] G. Delille, B. Francois and G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931-939, Oct. 2012.
- [97] R. Eriksson, N. Modig, and K. Elkington, "Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 507–514, Apr. 2018
- [98] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe and Y. Mitani, "Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 57550-57560, 2019.
- [99] N. Pogaku, M. Prodanovic and T. C. Green, "Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 2, pp. 613-625, March 2007.
- [100] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011
- [101] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, Jan. 2011.
- [102] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107-1115, July 2007.
- [103] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-sourced converters in power systems*. Hoboken, NJ: IEEE Press/John Wiley, 2010.
- [104] M. Fusero, A. Tuckey, A. Rosini, P. Serra, R. Procopio, and A. Bonfiglio, "A Comprehensive Inverter-BESS Primary Control for AC Microgrids," *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 3810, Oct. 2019.
- [105] N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, N. Vasilakis, D. Lagos and A. Kontou, "The Kythnos Microgrid: A 20-Year History," in *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, no. 4, pp. 46-54, Dec. 2020.
- [106] A. Vukojevic and S. Lukic, "Microgrid Protection and Control Schemes for Seamless Transition to Island and Grid Synchronization," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2845-2855, July 2020.
- [107] Aurecon, "Large-Scale Battery Storage Knowledge Sharing Report", Australian Renewable Energy Agency, November 2019, <https://arena.gov.au/assets/2019/11/large-scale-batterystorage-knowledge-sharing-report.pdf>
- [108] Y. Han, H. Li, L. Xu, X. Zhao, and J. M. Guerrero, "Analysis of washout filter-based power sharing strategy—an equivalent secondary controller for islanded microgrid without lbc lines," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4061–4076, 2018.
- [109] Q. Shafiee, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Distributed secondary control for islanded Microgrids—A novel approach," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 1018–1031, Feb. 2014.
- [110] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dörfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero and F. Bullo, "Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7025-7038, Nov. 2015.
- [111] P. Martí, M. Velasco, E. Xavier Martín, L. García de Vicuña, J. Miret, and M. Castilla, "Performance evaluation of secondary control policies with respect to digital communications properties in inverter-based islanded microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2192–2202, May 2018.

- [112] M. Legry, F. Colas, C. Saudemont, J. Y. Dieulot, and O. Ducarme, "A two-layer model predictive control based secondary control with economic performance tracking for islanded microgrids," in Proc. IECON 44th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc., pp. 77–82, Oct. 2018.
- [113] L. Liang, Y. Hou and D. Hill, "Design guidelines for MPC-based frequency regulation for islanded microgrids with storage, voltage, and ramping constraints", IET Renewable Power Generation, vol. 11, no. 8, pp. 1200-1210, 2017.
- [114] M. Sun, I. Konstantelos and G. Strbac, "A Deep Learning-Based Feature Extraction Framework for System Security Assessment," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 5, pp. 5007-5020, Sept. 2019.
- [115] D. R. Gurusinghe and A. D. Rajapakse, "Post-Disturbance Transient Stability Status Prediction Using Synchrophasor Measurements," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3656-3664, Sept. 2016.
- [116] M.A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability. Boston, MA, USA: Kluwer, 1989.
- [117] T. Guo and J. V. Milanovic, "Probabilistic framework for assessing the accuracy of data mining tool for online prediction of transient stability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 1, pp. 377–385, Jan. 2014.
- [118] J. L. Cremer, I. Konstantelos, S. H. Tindemans and G. Strbac, "Data-Driven Power System Operation: Exploring the Balance Between Cost and Risk," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 1, pp. 791-801, Jan. 2019.
- [119] Q. Hou, N. Zhang, D. S. Kirschen, E. Du, Y. Cheng and C. Kang, "Sparse Oblique Decision Tree for Power System Security Rules Extraction and Embedding," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 2, pp. 1605-1615, March 2021
- [120] E. Karapidakis and N. Hatziargyriou, "Online preventive dynamic security of isolated power systems using decision trees", in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2, pp. 297-304, 2002.
- [121] K. Papadogiannis and N. Hatziargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, pp. 652-659, 2004.
- [122] D. You, K. Wang, L. Ye, J. Wu, and R. Huang, "Transient stability assessment of power system using support vector machine with generator combinatorial trajectories inputs," Int. J. Elect. Power Energy Syst., vol. 44, no. 1, pp. 318–325, 2013.
- [123] F. Hashiesh, H. E. Mostafa, A.-R. Khatib, I. Helal, and M. M. Mansour, "An intelligent wide area synchrophasor based system for predicting and mitigating transient instabilities," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 645–652, Jun. 2012.
- [124] Breiman, L., Friedman, J., Olshen, R., & Stone, C. (1984). Classification and regression trees. Monterey, CA: Wadsworth and Brooks.
- [125] Quinlan, J. R. (1993). C4.5: Programs for machine learning. San Francisco, CA: Morgan Kaufmann.
- [126] Quinlan, J. R. (1986). Induction of decision trees. Machine Learning, 1(1), 81–106.
- [127] Rojas R. (1996) The Backpropagation Algorithm. In: Neural Networks. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [128] D. Bertsimas and J. Dunn, "Optimal classification trees", Machine Learning, vol. 106, no. 7, pp. 1039-1082, 2017.
- [129] J. Cremer, I. Konstantelos and G. Strbac, "From Optimization-Based Machine Learning to Interpretable Security Rules for Operation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 5, pp. 3826-3836, 2019.
- [130] D. T. Lagos and N. D. Hatziargyriou, "Data-Driven Frequency Dynamic Unit Commitment for Island Systems with High RES Penetration," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 5, pp. 4699-4711, Sept. 2021
- [131] F. Thams, A. Venzke, R. Eriksson and S. Chatzivasileiadis, "Efficient Database Generation for Data-Driven Security Assessment of Power Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 30-41, Jan. 2020.

- [132] "*scikit-learn: machine learning in Python — scikit-learn 0.24.2 documentation*", *Scikit-learn.org*, 2021. [Online]. Available: <https://scikit-learn.org/stable/index.html>.
- [133] J. Stiasny, G. S. Misyris, S. Chatzivasileiadis Transient Stability Analysis with Physics-Informed Neural Networks. Submitted. 2021.
- [134] H. Xu, C. Caramanis, and S. Mannor, "Robustness and regularization of support vector machines." *Journal of machine learning research*, vol. 10, no. 7, 2009.
- [135] S.-M. Moosavi-Dezfooli, A. Fawzi, and P. Frossard, "Deepfool: a simple and accurate method to fool deep neural networks," in *Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition*, pp. 2574–2582, 2016.
- [136] H. Chen, H. Zhang, S. Si, Y. Li, D. Boning, and C.-J. Hsieh, "Robustness verification of tree-based models," 2019
- [137] A. Venzke and S. Chatzivasileiadis, "Verification of Neural Network Behaviour: Formal Guarantees for Power System Applications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 383-397, Jan. 2021.
- [138] Gurobi Optimization, "Gurobi Optimizer Reference Manual," 2022. [Online]. Available: <https://www.gurobi.com>.
- [139] G. Chang, C. Chuang, T. Lu and C. Wu, "Frequency-regulating reserve constrained unit commitment for an isolated power system", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 578-586, 2013.
- [140] J. Restrepo and F. Galiana, "Unit Commitment with Primary Frequency Regulation Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1836-1842, 2005.
- [141] H. Chavez, R. Baldick and S. Sharma, "Governor Rate-Constrained OPF for Primary Frequency Control Adequacy", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1473-1480, 2014.
- [142] H. Ahmadi and H. Ghasemi, 'Security-Constrained Unit Commitment with Linearized System Frequency Limit Constraints', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, (29), 4, pp. 1536-1545.
- [143] V. Trovato, A. Bialecki and A. Dallagi, "Unit Commitment with Inertia-Dependent and Multispeed Allocation of Frequency Response Services", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1537-1548, 2019.
- [144] L. Badesa, F. Teng and G. Strbac, "Simultaneous Scheduling of Multiple Frequency Services in Stochastic Unit Commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3858-3868, 2019.
- [145] Z. Zhang, E. Du, F. Teng, N. Zhang and C. Kang, "Modeling Frequency Dynamics in Unit Commitment with a High Share of Renewable Energy," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4383-4395, Nov. 2020.
- [146] M. Paturet, U. Markovic, S. Delikaraoglou, E. Vrettos, P. Aristidou and G. Hug, "Stochastic Unit Commitment in Low-Inertia Grids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3448-3458, Sept. 2020.
- [147] Z. Chu, U. Markovic, G. Hug and F. Teng, "Towards Optimal System Scheduling with Synthetic Inertia Provision from Wind Turbines," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 4056-4066, Sept. 2020.
- [148] Q. Hou, N. Zhang, D. S. Kirschen, E. Du, Y. Cheng and C. Kang, "Sparse Oblique Decision Tree for Power System Security Rules Extraction and Embedding," in *IEEE Transactions on Power Systems*
- [149] F. Teng and G. Strbac, "Assessment of the Role and Value of Frequency Response Support from Wind Plants", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 586-595, 2016.
- [150] Y. Wen, W. Li, G. Huang and X. Liu, "Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment with Battery Energy Storage", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 5115-5125, 2016.
- [151] H. Pandzic, Y. Dvorkin, T. Qiu, Y. Wang and D. Kirschen, "Toward Cost-Efficient and Reliable Unit Commitment Under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 970-982, 2016.

- [152] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. Sun, J. Zhao and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 52-63, 2013.
- [153] R. Jiang, J. Wang and Y. Guan, "Robust Unit Commitment with Wind Power and Pumped Storage Hydro," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 800-810, May 2012.
- [154] M. Zugno and A. Conejo, "A robust optimization approach to energy and reserve dispatch in electricity markets", *European Journal of Operational Research*, vol. 247, no. 2, pp. 659-671, 2015.
- [155] C. Liu, K. Sun, Z. H. Rather, Z. Chen, C. L. Bak, P. Thgersen, and P. Lund, "A systematic approach for dynamic security assessment and the corresponding preventive control scheme based on decision trees," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 717–730, 2014.
- [156] F. Thams, L. Halilbaic, P. Pinson, S. Chatzivasileiadis, and R. Eriksson, "Data-driven security-constrained opf," in *10th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium, Conference Proceedings*.
- [157] M. McKay, R. Beckman and W. Conover, "Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code", *Technometrics*, vol. 21, no. 2, pp. 239-245, 1979.
- [158] D. Xu, Z. Chen and L. Yang, "Scenario tree generation approaches using K-means and LP moment matching methods", *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 236, no. 17, pp. 4561-4579, 2012.
- [159] A. Sturt and G. Strbac, "Efficient Stochastic Scheduling for Simulation of Wind-Integrated Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 323-334, Feb. 2012.
- [160] G. Sideratos and N. D. Hatziaargyriou, "Probabilistic Wind Power Forecasting Using Radial Basis Function Neural Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1788-1796, Nov. 2012.
- [161] J. Morales, A. Conejo, H. Madsen, P. Pinson and M. Zugno, "Integrating Renewables in Electricity Markets", Springer, 2014.
- [162] C. Ruiz and A. Conejo, "Robust transmission expansion planning", *European Journal of Operational Research*, vol. 242, no. 2, pp. 390-401, 2015.
- [163] A. Thiele, T. Terry, M. Epelman: Robust linear optimization with recourse. *Rapport Technique*, pp. 4–37, 2009.

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΔΙΕΘΝΗ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ

- M. Maniatopoulos, **D. Lagos**, P. Kotsampopoulos and N. Hatziargyriou, "Combined control and power hardware in-the-loop simulation for testing smart grid control algorithms," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 12, pp. 3009-3018, 2017.
- P. Kotsampopoulos P, **D. Lagos**, et al. "A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources". *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol 5, no 3, pp. 94-103, 2018.
- V. Kleftakis, **D. Lagos**, C. Papadimitriou and N. D. Hatziargyriou, "Seamless Transition Between Interconnected and Islanded Operation of DC Microgrids," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 1, pp. 248-256, Jan. 2019
- K. Ni, Y. Hu, **D. T. Lagos**, G. Chen, Z. Wang and X. Li, "Highly Reliable Back-to-Back Power Converter Without Redundant Bridge Arm for Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbine," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 3, pp. 3024-3036, June 2019
- P. Kotsampopoulos, P. Georgilakis, **D. Lagos**, V. Kleftakis and N. Hatziargyriou, "FACTS Providing Grid Services: Applications and Testing", *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2554, 2019.
- Farrokhhabadi, M., Canizares, C., Simpson-Porco, J., Nasr, E., Fan, L., Mendoza-Araya, P., Tonkoski, R., Tamrakar, U., Hatziargyriou, N., **Lagos, D.**, Wies, R., Paolone, M., Liserre, M., Meegahapola, L., Kabalan, M., Hajimiragha, A., Peralta, D., Elizondo, M., Schneider, K., Tuffner, F. and Reilly, J., 2020. Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), pp.13-29. "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, 2020.
- L. Pellegrino, C. Sandroni, C., E. Bionda, E., D. Pala, **D. Lagos**, N. Hatziargyriou, N. Akroud, Remote Laboratory Testing Demonstration. *Energies*, vol 13, pp. 2283, 2020.
- A. Vasilakis, I. Zafeiratou, **D. T. Lagos** and N. D. Hatziargyriou, "The Evolution of Research in Microgrids Control," in *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 331-343, 2020.
- K. Ni, C. Gan, Y. Hu, **D. T. Lagos**, R. Qu and N. D. Hatziargyriou, "Emulated Stator Voltage-Oriented Vector Control of DFIM-SPS With Coupling Effect Elimination for Electric Ship Applications," in *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 7, no. 3, pp. 1615-1627, Sept. 2021
- N. Hatziargyriou, A. Dimeas, N. Vasilakis, **D. Lagos** and A. Kontou, "The Kythnos Microgrid: A 20-Year History," in *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, no. 4, pp. 46-54, Dec. 2020.
- **D. Lagos**, V. Papaspiliotopoulos, G. Korres and N. Hatziargyriou, "Microgrid Protection Against Internal Faults: Challenges in Islanded and Interconnected Operation," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 20-35, May-June 2021.
- **D. T. Lagos** and N. D. Hatziargyriou, "Data-Driven Frequency Dynamic Unit Commitment for Island Systems with High RES Penetration," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 4699-4711, Sept. 2021

ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΠΡΑΚΤΙΚΑ ΣΥΝΕΔΡΙΩΝ

- K. Ni, W. Li, L. Xie, **D. T. Lagos**, M. Alkahtani and Y. Hu, "Control of Doubly-Fed Induction Motor Based Shipboard Propulsion System for More-Electric Ships," IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2019, pp. 3187-3192, 2019.
- N. Ntavarinos, P. Kotsampopoulos, **D. T. Lagos** and N. Hatziaargyriou, "Hardware in the Loop Testing of Battery-less Hybrid Systems for Off-grid Power Supply," 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, pp. 1-6, 2019.
- N. D. Hatziaargyriou, **D. Lagos**, "Operation of non-interconnected islands with very high RES penetration: The Greek pilot projects", Panel Session on "High Renewable Energy Penetrations within Isolated and Remote Area Power Systems", 2019 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, 2019.
- N. D. Hatziaargyriou, **D. Lagos**, P. Kotsampopoulos, "Hardware in the Loop (HIL) examples", Special Session - "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling", IEEE PowerTech 2019, Milan, Italy, 27 June 2019.
- N. D. Hatziaargyriou, **D. Lagos**, "Security Concerns in non-interconnected islands with very high RES penetration: The Greek pilot projects case", Panel Session on "High Renewable Energy Penetrations within Isolated and Remote Area Power Systems", 2020 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2020.
- **D. Lagos**, N. D. Hatziaargyriou, "Robust Security Constrained Unit Commitment for islands with High Renewable Energy Penetration ", Panel Session on "High Renewable Energy Penetrations within Isolated and Remote Area Power Systems", 2021 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2021.
- G. Gkiokas, **D. Lagos**, G. Korres and N. Hatziaargyriou, "A hardware in the loop testbed for adaptive protection of non-interconnected island systems with high RES penetration," 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA), 2022.
- **D. Lagos** et al. "Protection in Island Systems Operating with High RES Penetration: Case Study Astypalea", CIGRE Study Committee B5 Session, PS1, Paris, 2022

Βραβεία – Διακρίσεις

- 2020 Best Paper Award of the "IEEE Open Access Journal of Power and Energy": Kotsampopoulos, **Lagos**, Hatziaargyriou, Faruque, Lauss, Nzimako, Forsyth, Steurer, Ponci, Monti, Dinavahi, Strunz, "A Benchmark System for Hardware-in-the-Loop Testing of Distributed Energy Resources", IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, 2018.
- Clayton Griffin Best Student Paper Award, **Dimitrios Lagos**, "Adaptive protection of non-interconnected island systems with high RES penetration", Georgia Tech, PRC 2022.

