



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

Συμβολή στην Αξιοπιστία και την Ποιότητα Ισχύος των Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Παναγιώτης Α. Καραφώτης

Συμβουλευτική Επιτροπή : Πάυλος Γεωργιλιάκης (Επιβλέπων)
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Γεώργιος Κορρές

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 3^η Απριλίου 2023.

Πάυλος Γεωργιλιάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Γκόνος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Προυσαλίδης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Δημήτριος Τσιαμήτρος
Αναπληρωτής Καθηγητής
Πανεπιστημίου Δυτικής
Μακεδονίας

Βασίλειος Νικολαΐδης
Επίκουρος Καθηγητής Δημοκρίτειου Πανεπιστημίου Θράκης

Αθήνα, 3 Απριλίου 2023

.....
Παναγιώτης Α. Καραφώτης
Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Παναγιώτης Α. Καραφώτης, 2023.
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Το έργο συγχρηματοδοτείται από την Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο) μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Ανάπτυξη Ανθρώπινου Δυναμικού, Εκπαίδευση και Διά Βίου Μάθηση», στο πλαίσιο της Πράξης «Ενίσχυση του ανθρώπινου ερευνητικού δυναμικού μέσω της υλοποίησης διδακτορικής έρευνας – 2^{ος} Κύκλος» (MIS-5000432), που υλοποιεί το Ίδρυμα Κρατικών Υποτροφιών (ΙΚΥ).



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



*Στην Ντίνα και τον Άρη,
τον Βασίλη και τον Αλέξη*

*«Πρέπει να ζούμε σαν να πρόκειται να πεθάνουμε αύριο,
και να μελετάμε σαν να πρόκειται να ζήσουμε για πάντα»
Μαχάτμα Γκάντι*

Περίληψη

Η παρούσα διδακτορική διατριβή συμβάλει στην αξιοπιστία και την ποιότητα ισχύος των δικτύων διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας.

Αρχικά, παρουσιάζονται οι δείκτες που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας των ΔΔ και προτείνεται η διαδικασία της επαναδιαμόρφωσης των ΔΔ ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους. Σε αυτό το πλαίσιο, προτείνεται ένα καινοτόμο μοντέλο μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για την επαναδιαμόρφωση των ΔΔ με στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας τους ή/και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος τους. Το μοντέλο αυτό εισάγει μια πρωτότυπη μεθοδολογία για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας των ΔΔ και, επιπρόσθετα, διαμορφώνεται ως ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για να συμπεριλάβει στο εξεταζόμενο πρόβλημα τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Το μοντέλο εφαρμόζεται σε τυπικά ΔΔ της βιβλιογραφίας και σε πραγματικά ΔΔ. Η αποτελεσματικότητα του μοντέλου αποδεικνύεται μέσω της σύγκρισης των αποτελεσμάτων που προκύπτουν με εκείνα από άλλες μεθόδους της βιβλιογραφίας.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα τυπικά φαινόμενα ποιότητας ισχύος των ΔΔ, καθώς και οι δείκτες που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της ποιότητας ισχύος. Ο Μετασχηματισμός Πακέτων Κυματιδίων (Wavelet Packet Transform – WPT), προκρίνεται έναντι του ευρέως διαδεδομένου Μετασχηματισμού Fourier, για την ανάλυση και την επεξεργασία των σημάτων τάσης και ρεύματος. Στο πλαίσιο αυτό, αναπτύσσεται ένα καινοτόμο μοντέλο το οποίο χρησιμοποιεί τον WPT για τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος τριφασικών ΔΔ. Επιπρόσθετα, εισάγεται μια καινοτόμα μεθοδολογία για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία των ΔΔ. Το μοντέλο εφαρμόζεται σε δίκτυα προσομοίωσης και σε εργαστηριακή πειραματική διάταξη. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν συγκρίνονται με εκείνα του Μετασχηματισμού Fourier και αποδεικνύουν την ανωτερότητα του προτεινόμενου μοντέλου στον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος των ΔΔ.

Εν κατακλείδι, τα προτεινόμενα μοντέλα εισάγουν ένα καινοτόμο πλαίσιο μεθοδολογιών, οι οποίες συμβάλουν στην αξιοπιστία και την ποιότητα ισχύος των ΔΔ.

Λέξεις κλειδιά

Ανάλυση σημάτων, αξιοπιστία δικτύου διανομής, βελτιστοποίηση, διανεμημένη παραγωγή, δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, επαναδιαμόρφωση δικτύου διανομής, μαθηματικός προγραμματισμός, μετασχηματισμός πακέτων κυματιδίων, ποιότητα ισχύος δικτύου διανομής, στοχαστικός προγραμματισμός.

Abstract

This PhD thesis contributes to the reliability and power quality of electric power distribution systems.

At the first phase, the term of power system's reliability is presented, the most appropriate reliability-oriented indices are discussed, and the technique of distribution network reconfiguration (DNR) is indicated as an effective reliability improvement strategy. Then, the research focuses on the development of a novel optimization model to improve system's reliability through DNR. Towards this direction, an innovative mixed-integer second-order cone programming model is proposed for solving the problem of optimal reliability-oriented DNR. The objectives that are optimized are the improvement of power system's reliability indices and/or the minimization of network active power losses. This model introduces an original methodology for the determination of the upstream path of each network node, which is necessary for calculating system's reliability indices. Then, the proposed model is enriched with a scenario-based stochastic programming framework, to encounter the variability of load and production from renewable energy sources when solving the reliability-oriented DNR problem. The standard 33-nodes distribution system and a real-world 83-nodes distribution system are employed to prove the efficiency and applicability of the model. Finally, the obtained results are compared with those of recently published works.

At the second phase, the typical phenomena as well as the appropriate indices concerning the power quality of power distribution networks are presented. Then, the technique of Wavelet Packet Transform (WPT) is indicated for analyzing and processing the voltage and current signals of three-phase power systems. In that context, a WPT-based model is developed for the calculation of the power quality indices of three-phase systems, which operate under both stationary and non-stationary conditions. In addition, an innovative methodology is introduced to calculate the contribution of each harmonic component of voltage and current waveforms to the unbalance of three-phase systems, especially with the presence of non-stationary disturbances. The proposed model is applied to synthetic voltage and current waveforms, simulation and typical networks, and a laboratory experimental setup. The results are compared with their true values and those obtained using Fourier Transform, demonstrating the accuracy and the superiority of the proposed model in calculating power quality indices of distribution networks, which operate under non-stationary conditions.

In conclusion, the proposed models introduce an innovative framework of methodologies to improve the reliability and estimate the power quality of power distribution networks.

Key words

Distributed generation, distribution network power quality, distribution network reconfiguration, distribution network reliability, mathematical programming, optimization, power distribution network, signal analysis, stochastic programming, wavelet packet transform.

Πρόλογος

Η παρούσα διδακτορική διατριβή άρχισε να εκπονείται τον Οκτώβριο του 2016 στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, υπό την επίβλεψη του Καθηγητή κ. Παύλου Σ. Γεωργιλάκη.

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου:

- Στον Καθηγητή μου κ. Παύλο Γεωργιλάκη, για την τιμή που μου έκανε αναθέτοντάς μου την εκπόνηση αυτής της διατριβής, και για το γεγονός ότι επέβλεψε με μεγάλη επιμέλεια την εξέλιξη της εργασίας και συνέβαλε αποφασιστικά στην ολοκλήρωσή της με τη συνεχή καθοδήγηση και ενθάρρυνση.
- Στον Καθηγητή μου κ. Κώστα Βουρνά, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για τη στήριξή του στο ερευνητικό μου έργο, για τις υποδείξεις του και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του σε όλα τα στάδια εκπόνησης της διατριβής μου.
- Στον Καθηγητή μου κ. Γιώργο Κορρέ, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω τη διατριβή μου σε ένα ευχάριστο και δημιουργικό περιβάλλον και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής μου.
- Στους Καθηγητές κ. Ιωάννη Γκόνο και Ιωάννη Προυσαλίδη για την αποδοχή συμμετοχής τους στην πενταμελή εξεταστική επιτροπή της ενδιάμεσης κρίσης μου και για τις υποδείξεις και τις συμβουλές τους.
- Στους Καθηγητές κ. Δημήτρη Τσιαμήτρο και Βασίλη Νικολαΐδη για την αποδοχή συμμετοχής τους στην επταμελή εξεταστική επιτροπή και τη στήριξή τους στην εκπόνηση της διδακτορικής διατριβής μου.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω το Ίδρυμα Κρατικών Υποτροφιών (ΙΚΥ), για τη συγχρηματοδότηση της παρούσας διδακτορικής διατριβής από την Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο) μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Ανάπτυξη Ανθρώπινου Δυναμικού, Εκπαίδευση και Διά Βίου Μάθηση», στο πλαίσιο της Πράξης «Ενίσχυση του ανθρώπινου ερευνητικού δυναμικού μέσω της υλοποίησης διδακτορικής έρευνας» (MIS-5000432).

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω στον υποψήφιο διδάκτορα Βασίλη Ευαγγελόπουλο για την άριστη συνεργασία που είχαμε τα τελευταία χρόνια και για τη βοήθεια, τις γνώσεις και τις συμβουλές που μου προσέφερε.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον διδάκτορα Νίκο Κουτσούκη και τον υποψήφιο διδάκτορα Γιάννη Μπαζιώνη, με τους οποίους αποτέλεσα ερευνητική ομάδα, για τις γνώσεις που μοιραστήκαμε, και για την άριστη συνεργασία.

Ευχαριστώ, επίσης, τους συναδέλφους μου στον Τομέα Λειτουργίας Τηλεμέτρησης του Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), Θεοδώρα Σταματιάδη, Μαρία Δελή και Κωνσταντίνο Μαγκανιώτη, για τη στήριξη και την κατανόησή τους κατά τη διάρκεια της συγγραφής της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την Άννα, η οποία υπήρξε στο πλευρό μου και με στήριξε ψυχολογικά, σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διδακτορικής μου διατριβής.

Τέλος, το μεγαλύτερο ευχαριστώ θα ήθελα να το δώσω στους γονείς μου Κωνσταντίνα και Αριστείδη, και στα αδέρφια μου Βασίλη και Αλέξη, η αμέριστη συμπαράσταση και στήριξη των οποίων με βοήθησε να διατηρήσω ακατάβλητες τις προσπάθειές μου σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1	Ταξινόμηση εργασιών βιβλιογραφίας για ΕΔΔ.	34
Πίνακας 4.1	Αντιπροσωπευτικές τιμές στην περίπτωση των 7 περιοχών.	59
Πίνακας 4.2	Παράδειγμα διακριτοποίησης συνεχών τιμών σε 7 περιοχές.	59
Πίνακας 4.3	Δεδομένα γραμμών δικτύου διανομής 8 κόμβων.	67
Πίνακας 4.4	Δεδομένα ΜΔΠ στις Περ. II και III.	70
Πίνακας 4.5	Ώρες ταυτοχρονισμού κάθε σεναρίου φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.	71
Πίνακας 4.6	Πιθανότητα εμφάνισης σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.	71
Πίνακας 4.7	Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας στο ΔΔ 33 κόμβων.	73
Πίνακας 4.8	Σύγκριση των βέλτιστων τοπολογιών για ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος στις Περ. II και III στο ΔΔ 33 κόμβων.	75
Πίνακας 4.9	Τοπολογία για βελτιστοποίηση αξιοπιστίας για διαφορετικά όρια τάσης στις Περ. II και III στο ΔΔ 33 κόμβων.	75
Πίνακας 4.10	Αποτελέσματα μοντέλου στο ΔΔ 83 κόμβων.	79
Πίνακας 4.11	Χρόνος εκτέλεσης (min) του μοντέλου ανά περίπτωση για $c_4 = 0,25$	79
Πίνακας 4.12	Περιοχές και αντιπροσωπευτικές τιμές για 36, 100, 144 και 324 σενάρια.	80
Πίνακας 4.13	Χρόνος εκτέλεσης (min) του μοντέλου για την Περ. III και $c_4 = 0,25$ για διαφορετικό αριθμό σεναρίων.	81
Πίνακας 4.14	Σύγκριση με άλλες μεθόδους για ελαχιστοποίηση απωλειών.	82
Πίνακας 5.1	Όρια αρμονικών τάσης.	91
Πίνακας 5.2	Όρια αρμονικών συνιστωσών τάσης.	91
Πίνακας 5.3	Όρια διακυμάνσεων τάσης.	92
Πίνακας 5.4	Όρια ασυμμετρίας φάσεων και αναλαμπής.	93
Πίνακας 6.1	Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. I.	125
Πίνακας 6.2	Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1γ και Σ1δ της Περ. I.	126
Πίνακας 6.3	Δείκτες ποιότητας ισχύος για το Σ2α της Περ. I.	128
Πίνακας 6.4	Δείκτες ποιότητας ισχύος για τα Σ2β και Σ2γ της Περ. I.	129
Πίνακας 6.5	Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. II.	132
Πίνακας 6.6	Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ2α και Σ2β της Περ. II.	134
Πίνακας 6.7	Αποτελέσματα μοντέλου για την Περ. III.	137
Πίνακας 6.8	Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. IV.	139
Πίνακας 6.9	Αποτελέσματα μοντέλου για το Σ2 της Περ. IV.	141

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1	Δομή παρούσας διδακτορικής διατριβής.....	20
Σχήμα 2.1	Ακτινικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	26
Σχήμα 2.2	Βροχοειδές δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	27
Σχήμα 2.3	Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δύο κόμβων.....	30
Σχήμα 2.4	Απώλειες ενεργού ισχύος ως συνάρτηση της διεξόδου ΜΔΠ.....	31
Σχήμα 3.1	Τμήμα δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	47
Σχήμα 4.1	Παραγωγή σεναρίων από τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.....	58
Σχήμα 4.2	Ωριαία δεδομένα φορτίου και παραγωγής από Φ/Β για μια χειμερινή εβδομάδα: α) πρωτότυπα δεδομένα, και β) διακριτά δεδομένα.....	60
Σχήμα 4.3	Δίκτυο διανομής 8 κόμβων: α) Αρχική τοπολογία, β) Τοπ. Α, γ) Τοπ. Β.....	67
Σχήμα 4.4	Σχηματική επισκόπηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας.....	69
Σχήμα 4.5	Καμπύλη διάρκειας φορτίου και παραγωγής από Φ/Β.....	71
Σχήμα 4.6	Βασική τοπολογία ΔΔ 33 κόμβων.....	72
Σχήμα 4.7	Τοπολογία ΔΔ 33 κόμβων: α) Τοπ. #5 της Περ. ΙΙ, και β) Τοπ. #6 της Περ. ΙΙΙ.....	76
Σχήμα 4.8	Βασική τοπολογία ΔΔ 83 κόμβων.....	78
Σχήμα 5.1	Δέντρο ανάλυσης σήματος με DWT.....	101
Σχήμα 5.2	Δέντρο ανάλυσης σήματος με WPT.....	101
Σχήμα 5.3	Ανάλυση στάσιμου σήματος με FFT: α) κυματομορφή στάσιμου σήματος στο πεδίο του χρόνου, β) φασματική ανάλυση στάσιμου σήματος με FFT.....	102
Σχήμα 5.4	Ανάλυση μη στάσιμου σήματος με FFT: α) κυματομορφή μη στάσιμου σήματος στο πεδίο του χρόνου, β) φασματική ανάλυση μη στάσιμου σήματος με FFT.....	103
Σχήμα 6.1	Κυματομορφή v_a για τα σενάρια της Περ. Ι: α) Σ1α, β) Σ1β, γ) Σ1γ, δ) Σ1δ.....	124
Σχήμα 6.2	Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ1β της Περ. Ι.....	126
Σχήμα 6.3	Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2β της Περ. Ι.....	129
Σχήμα 6.4	Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2β της Περ. Ι.....	130
Σχήμα 6.5	Κυματομορφές ρεύματος για το Σ1β της Περ. ΙΙ για τη φάση: α) α , β) β , και γ) γ	131
Σχήμα 6.6	Κυματομορφές τάσης και ρεύματος για το Σ2β της Περ. ΙΙ για τη φάση: α) α , β) β , και γ) γ	133

Σχήμα 6.7	Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT για τις ποσότητες ποιότητας ισχύος για τα Σ2α και Σ2β της Περ. II.	135
Σχήμα 6.8	Τυπικό δίκτυο 13 κόμβων (IEEE).....	136
Σχήμα 6.9	Κυματομορφές ρεύματος για την Περ. III για τη φάση: α) α, β) β, και γ) γ.	136
Σχήμα 6.10	Πειραματικός εξοπλισμός: α) ηλιακός μετατροπέας στη φάση α, β) ηλιακός μετατροπέας στη φάση γ, και γ) διασύνδεση διάταξης.	138
Σχήμα 6.11	Κυματομορφή i_{β} για τα σενάρια της Περ. IV: α) Σ1α, β) Σ1β.	138
Σχήμα 6.12	Κυματομορφές ρεύματος στο Σ2 της Περ. IV για κάθε φάση α) α, β) β, γ) γ. ...	140

Ακρωνύμια και Συντομογραφίες

Ελληνικά Ακρωνύμια και Συντομογραφίες

Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΑΕ	Διακόπτης Αυτόματης Επαναφοράς
ΔΕΠ	Διανεμημένοι Ενεργειακοί Πόροι
ΔΔ	Δίκτυο Διανομής
ΔΠ	Διανεμημένη Παραγωγή
ΕΔΔ	Επαναδιαμόρφωση Δικτύων Διανομής
ΕΔΔΒΑ	Επαναδιαμόρφωση Δικτύων Διανομής για Βελτίωση της Αξιοπιστίας τους
ΜΔΠ	Μονάδα Διανεμημένης Παραγωγής
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΜΤ	Μέση Τάση
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΥΤ	Υψηλή Τάση
Φ/Β	Φωτοβολταϊκό
ΧΤ	Χαμηλή τάση

Αγγλικά Ακρωνύμια και Συντομογραφίες

CTFT	Continuous-Time Fourier Transform
CWT	Continuous Wavelet Transform
DFT	Discrete Fourier Transform
DTFT	Discrete-Time Fourier Transform
DWT	Discrete Wavelet Transform
FFT	Fast Fourier Transform
FT	Fourier Transform

MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
MAIFIE	Momentary Average Event Interruption Frequency Index
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MISOCP	Mixed-Integer Second-Order Cone Programming
ENS	Energy Not Supplied
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
STFT	Short-Time Fourier Transform
WPT	Wavelet Packet Transform
WT	Wavelet Transform

Περιεχόμενα

Περίληψη	1
Abstract	3
Πρόλογος	5
Κατάλογος Πινάκων	7
Κατάλογος Σχημάτων	9
Ακρωνύμια και Συντομογραφίες	11
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	17
1.1 Η εξέλιξη των δικτύων διανομής.....	17
1.2 Αντικείμενο της διδακτορικής διατριβής.....	18
1.3 Δομή της διδακτορικής διατριβής.....	19
2 ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	23
2.1 Εισαγωγή	23
2.2 Δομή δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	23
2.2.1 Στοιχεία και εξοπλισμός δικτύων διανομής	24
2.2.2 Διατάξεις δικτύων διανομής.....	25
2.3 Διανεμημένη παραγωγή.....	26
2.3.1 Κατηγοριοποίηση μονάδων διανεμημένης παραγωγής.....	27
2.3.2 Οφέλη και τεχνικά ζητήματα	29
2.4 Επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής.....	31
3 ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	37
3.1 Εισαγωγή	37
3.2 Θεωρητικό υπόβαθρο	38
3.2.1 Διακοπές τροφοδότησης.....	39
3.2.2 Λειτουργία δικτύων διανομής σε περίπτωση βλάβης	40
3.3 Επίδραση μονάδων διανεμημένης παραγωγής στην αξιοπιστία των δικτύων διανομής.....	41
3.4 Κατάλογος συμβόλων.....	42
3.5 Δείκτες αξιοπιστίας δικτύων διανομής.....	43
3.6 Ανάλυση δικτύων διανομής.....	46
3.6.1 Μοντέλο ροών ισχύος κλάδου.....	46
3.6.2 Προσεγγιστικό μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης	48
3.7 Επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής για βελτίωση της αξιοπιστίας τους.....	49

4	ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΓΙΑ ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΟΥΣ.....	53
4.1	Εισαγωγή.....	53
4.2	Κατάλογος συμβόλων.....	55
4.3	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.....	56
4.3.1	Η επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους.....	56
4.3.2	Η αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ ...	57
4.3.3	Μεθοδολογία δημιουργίας σεναρίων.....	57
4.4	Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος.....	60
4.4.1	Αντικειμενική συνάρτηση.....	61
4.4.2	Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος.....	62
4.4.3	Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.....	64
4.4.4	Παράδειγμα εφαρμογής προτεινόμενης μεθοδολογίας.....	66
4.4.5	Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.....	68
4.5	Εφαρμογές.....	69
4.5.1	Δίκτυα διανομής και βασικά χαρακτηριστικά προσομοιώσεων.....	69
4.5.2	Περιπτώσεις μελέτης.....	70
4.5.3	Αποτελέσματα στο δίκτυο διανομής 33 κόμβων.....	72
4.5.4	Αποτελέσματα στο δίκτυο διανομής 83 κόμβων.....	77
4.5.5	Χρόνος εκτέλεσης και υπολογιστική πολυπλοκότητα.....	79
4.5.6	Σύγκριση με άλλες μεθόδους.....	81
4.6	Συμπεράσματα.....	82
5	ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	85
5.1	Εισαγωγή.....	85
5.2	Τυπικά φαινόμενα ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής.....	86
5.3	Δείκτες ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής.....	89
5.3.1	Όρια δεικτών τυπικών φαινομένων ποιότητας ισχύος.....	91
5.4	Παρακολούθηση και εκτίμηση ποιότητας ισχύος.....	93
5.4.1	Οφέλη παρακολούθησης και εκτίμησης ποιότητας ισχύος.....	94
5.4.2	Απαιτήσεις παρακολούθησης και εκτίμησης ποιότητας ισχύος.....	94
5.5	Μετασχηματισμοί ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων.....	95
5.5.1	Μετασχηματισμοί Fourier.....	96
5.6	Εκτίμηση ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής.....	101

6	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟ ΠΑΚΕΤΩΝ ΚΥΜΑΤΙΔΙΩΝ	107
6.1	Εισαγωγή	107
6.2	Εκτίμηση βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος με Μετασχηματισμό Πακέτων Κυματιδίων	110
6.2.1	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος.....	111
6.2.2	Ανάλυση σημάτων τάσης και ρεύματος.....	113
6.2.3	Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος.....	115
6.3	Εκτίμηση συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία με Μετασχηματισμό Πακέτων Κυματιδίων.....	117
6.3.1	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος.....	117
6.3.2	Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος.....	121
6.4	Εφαρμογές	122
6.4.1	Περιπτώσεις μελέτης.....	122
6.4.2	Συνθετικές συναρτήσεις	123
6.4.3	Δίκτυα προσομοίωσης.....	130
6.4.4	Τυπικό δίκτυο 13 κόμβων	135
6.4.5	Εργαστηριακή πειραματική διάταξη	137
6.5	Συμπεράσματα.....	141
7	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	145
7.1	Σύνοψη της διδακτορικής διατριβής.....	145
7.2	Συμβολή της διδακτορικής διατριβής.....	147
7.3	Μελλοντικές επεκτάσεις.....	148
	Παράρτημα Α Προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης.....	151
	Παράρτημα Β Διαζευκτικές ανισότητες.....	153
	Παράρτημα Γ Δεδομένα δικτύων διανομής και παραγωγής από ΑΠΕ.....	155
	Παράρτημα Δ Τεχνικά δεδομένα ηλιακών μετατροπέων	179
	Δημοσιεύσεις του Συγγραφέα.....	183
	Βιβλιογραφία	185

Κεφάλαιο 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Η εξέλιξη των δικτύων διανομής

Τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζονται ως το σύνολο των μέσων και εγκαταστάσεων για την εξυπηρέτηση των αναγκών των τελικών καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα τελευταία χρόνια, η ολοένα και αυξανόμενη εξάρτηση της ανθρώπινης δραστηριότητας από την ηλεκτρική ενέργεια έχει θεσπίσει αυστηρές απαιτήσεις για τα ΣΗΕ, όπως η διατήρηση της συχνότητας κοντά στην ονομαστική τιμή, η διακύμανση της τάσης εντός των επιτρεπτών ορίων, η οικονομική και αξιόπιστη λειτουργία, και η υψηλή ποιότητα παρεχόμενης ισχύος.

Η βασική λειτουργία των δικτύων διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος από το σύστημα μεταφοράς στους τελικούς καταναλωτές. Το ΔΔ παίζει καταλυτικό ρόλο στη διαμόρφωση και την εξασφάλιση αξιόπιστης λειτουργίας και υψηλού επιπέδου ποιότητας ισχύος για τους τελικούς καταναλωτές. Ωστόσο, η μετάβαση σε καθαρές μορφές ενέργειας στο επίπεδο της διανομής με την εισαγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο ΔΔ, καθώς και η συμμετοχή των τελικών καταναλωτών στη διαμόρφωση του ενεργειακού μείγματος (π.χ. ηλεκτροκίνηση, λύσεις διαχείρισης της ζήτησης) απαιτούν την εξέλιξη των συμβατικών ΔΔ σε πιο σύγχρονες μορφές.

Η συνεχώς αυξανόμενη, αλλά και ανεξέλεγκτη πολλές φορές, εγκατάσταση στα ΔΔ μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), κυρίως από ΑΠΕ, σε συνδυασμό με την αύξηση του φορτίου, έχει δημιουργήσει σημαντικές επιπτώσεις στην αξιοπιστία των ΔΔ, καθώς και στην ποιότητα παρεχόμενης ισχύος τους [1]. Οι επιπτώσεις αυτές έχουν δημιουργηθεί εξαιτίας του γεγονότος ότι τα ΔΔ είχαν σχεδιαστεί με στόχο την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας προς τους τελικούς καταναλωτές, χωρίς να ληφθεί υπόψη η ενδεχόμενη σύνδεση ΜΔΠ. Η υψηλή διείδυση ΑΠΕ έχει οδηγήσει στην εμφάνιση νέων τεχνικών προβλημάτων στα ΔΔ, όπως η αμφίδρομη ροή ισχύος στις γραμμές διανομής, η ανύψωση τάσης στους κόμβους του δικτύου και η συμφόρηση (υπερφόρτιση) των γραμμών διανομής [2].

Για την ομαλή εξέλιξη των ΔΔ και την ικανοποίηση των απαιτήσεων και αναγκών της σύγχρονης εποχής, είναι απαραίτητη η τεχνολογική αναβάθμιση του εξοπλισμού του ΔΔ και η εγκατάσταση προηγμένων υποδομών τεχνολογίας πληροφορικής και επικοινωνιών στα ΔΔ, οι οποίες θα επιτρέπουν την εποπτεία και τον έλεγχο του δικτύου σε πραγματικό χρόνο [3]. Η σταδιακή αυτή εξέλιξη των ΔΔ έχει οδηγήσει το ερευνητικό ενδιαφέρον προς την ανάπτυξη νέων μεθόδων για την αξιόπιστη λειτουργία του ΔΔ, καθώς και για την ακριβή ποσοτικοποίηση του επιπέδου ποιότητας ισχύος τους.

1.2 Αντικείμενο της διδακτορικής διατριβής

Η αποστολή του Διαχειριστή του ΔΔ είναι η αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές με τη μεγαλύτερη αξιοπιστία και την υψηλότερη ποιότητα ισχύος. Στην προσπάθεια αυτή, ο Διαχειριστής του ΔΔ λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς του ΔΔ.

Ειδικότερα, το πρόβλημα της βελτίωσης της αξιοπιστίας του ΔΔ αποτελεί πρόβλημα βελτιστοποίησης με στόχο την ελαχιστοποίηση κατάλληλης αντικειμενικής συνάρτησης ικανοποιώντας τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς του ΔΔ, όπως το ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους του, τα όρια φόρτισης των στοιχείων του και τα όρια διακύμανσης του μέτρου της τάσης των κόμβων του. Το πρόβλημα της εκτίμησης της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος του ΔΔ αποτελεί υπολογιστικό πρόβλημα, η ακριβής επίλυση του οποίου απαιτεί την επιλογή κατάλληλων τεχνικών ανάλυσης σημάτων και την ανάπτυξη αποτελεσματικών μεθοδολογιών για την εξαγωγή των αναγκαίων συμπερασμάτων. Συνεπώς, αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η ανάπτυξη καινοτόμων μοντέλων και μεθοδολογιών για τη βελτίωση της αξιοπιστίας και την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος των ΔΔ.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι, το ερευνητικό αντικείμενο της Αξιοπιστίας των ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας (το οποίο στη διεθνή βιβλιογραφία αναφέρεται ως «Reliability») είναι συναφές με αυτό της Ποιότητας Ισχύος που παρέχεται στους καταναλωτές των ΔΔ (στη διεθνή βιβλιογραφία αναφέρεται ως «Power Quality»). Ειδικότερα, ο Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού ΔΔ Ηλεκτρικής Ενέργειας [4] υπογραμμίζει ότι *ως Ποιότητα Ενέργειας ορίζεται η Συνέχεια Τροφοδότησης και η Ποιότητα Τάσης που παρέχεται στους χρήστες του δικτύου*. Η Συνέχεια Τροφοδότησης των χρηστών προσδιορίζεται από τη συχνότητα και τη διάρκεια των διακοπών τροφοδότησης. Ως διακοπές τροφοδότησης νοούνται οι καταστάσεις κατά τις οποίες η τάση στο όριο δικτύου/χρήστη είναι μικρότερη από 5% της ονομαστικής τιμής της. Η μελέτη της Συνέχειας Τροφοδότησης των χρηστών του δικτύου ουσιαστικά αποτελεί το αντικείμενο της Αξιοπιστίας των ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας και αναλύεται στα Κεφάλαια 3 και 4 της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Η Ποιότητα Τάσης αναφέρεται σε ένα σύνολο διαταραχών (αποκλίσεις) των βασικών χαρακτηριστικών της τάσης του δικτύου, τα οποία ορίζονται στο Πρότυπο EN50160 [5] και περιλαμβάνουν το πλάτος και τη χρονική μεταβλητότητα, τη συχνότητα, την κυματομορφή και την τριφασική συμμετρία αυτής. Αν στο αντικείμενο της Ποιότητας Τάσης προστεθεί και η εξέταση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος, τότε το αντικείμενο της Ποιότητας Τάσης ανάγεται στο ευρύτερο αντικείμενο της Ποιότητας Ισχύος, το οποίο αναλύεται στα Κεφάλαια 5 και 6 της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

Ειδικότερα, στην παρούσα διδακτορική διατριβή, αναπτύσσεται ένα καινοτόμο μοντέλο μεικτού ακέрайου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, με στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ ή/και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος τους, μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους. Αρχικά, το προτεινόμενο μοντέλο εισάγει μια πρωτότυπη μεθοδολογία για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας των ΔΔ, η οποία στηρίζεται στον καθορισμό του βέλτιστου μονοπατιού τροφοδότησης κάθε κόμβου του ΔΔ από τον κόμβο υποσταθμού. Στη συνέχεια, το μοντέλο αυτό διαμορφώνεται ως ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για να συμπεριλάβει στο εξεταζόμενο πρόβλημα τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ. Το προτεινόμενο μοντέλο

εφαρμόζεται σε τυπικά ΔΔ της βιβλιογραφίας και σε πραγματικά ΔΔ. Η αποτελεσματικότητα του μοντέλου αποδεικνύεται μέσω της σύγκρισης των αποτελεσμάτων που προκύπτουν με εκείνα από άλλες μεθόδους της βιβλιογραφίας.

Επίσης, στην παρούσα διδακτορική διατριβή, αναπτύσσεται ένα καινοτόμο μοντέλο το οποίο χρησιμοποιεί τον Μετασχηματισμό Πακέτων Κυματιδίων (Wavelet Packet Transform – WPT) για την ανάλυση και την επεξεργασία των σημάτων τάσης και ρεύματος σε τριφασικά ΔΔ, με στόχο τον υπολογισμό των κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος. Επιπρόσθετα, εισάγεται μια πρωτότυπη μεθοδολογία για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία των ΔΔ. Αρχικά, το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται σε συνθετικές κυματομορφές τάσης και ρεύματος. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων με τις πραγματικές τους τιμές, καθώς και με εκείνα από άλλες μεθόδους της βιβλιογραφίας αποδεικνύει την ακρίβεια του προτεινόμενου μοντέλου, αλλά και την ανωτερότητά του σε περιπτώσεις μη στάσιμων διαταραχών. Στη συνέχεια, το μοντέλο εφαρμόζεται σε εργαστηριακή πειραματική διάταξη, για την ανάδειξη της δυνατότητας εφαρμογής του σε πραγματικές συνθήκες.

1.3 Δομή της διδακτορικής διατριβής

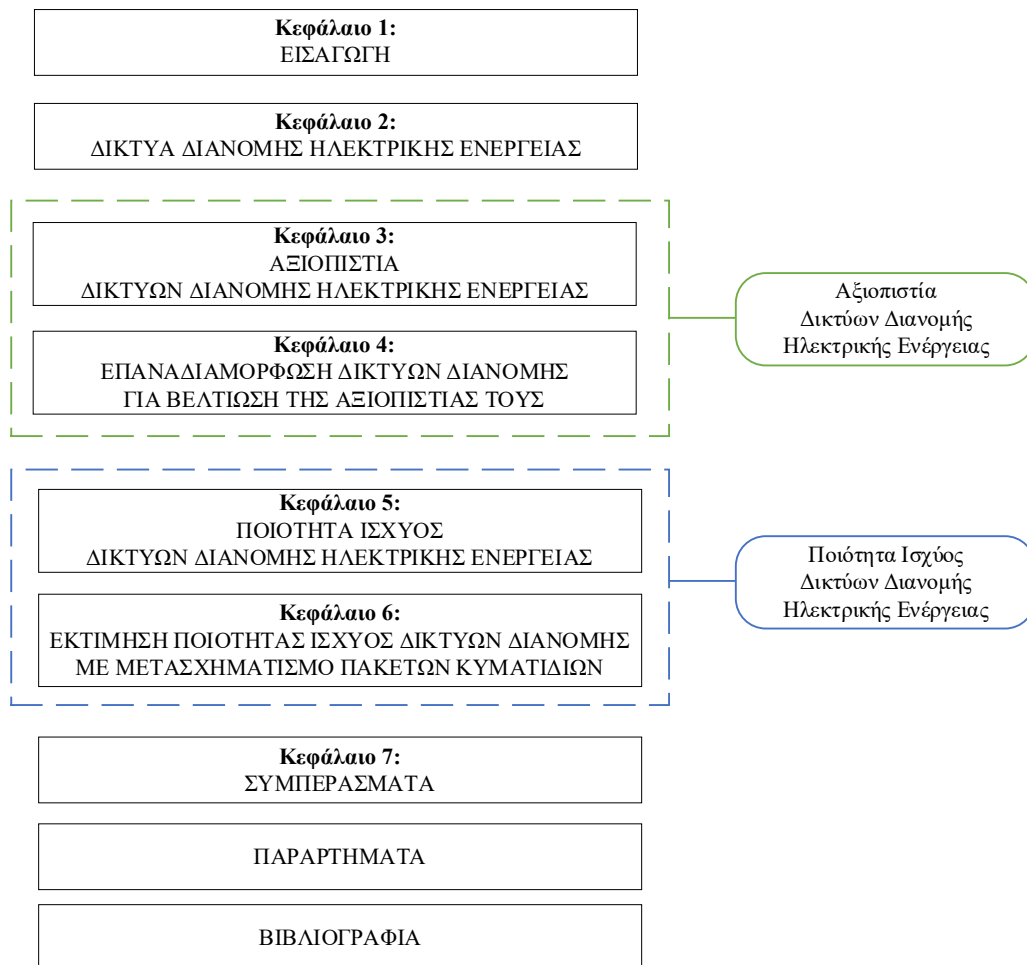
Στο Κεφάλαιο 2, αρχικά, περιγράφονται τα βασικά στοιχεία και ο εξοπλισμός των ΔΔ, καθώς και οι σημαντικότερες διατάξεις των ΔΔ που συναντώνται. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι βασικές τεχνολογίες μονάδων διανεμημένης παραγωγής, και κυρίως από ΑΠΕ, τα οφέλη από την εγκατάστασή τους στο δίκτυο, αλλά και τα τεχνικά ζητήματα που προκαλούνται από την αυξημένη διείσδυσή τους στα ΔΔ τα τελευταία χρόνια. Ακόμη, αναλύεται η τεχνική της επαναδιαμόρφωσης των ΔΔ, όπου περιγράφονται οι στόχοι τους οποίους επιτελεί, αλλά και οι μέθοδοι με τις οποίες επιτυγχάνεται. Τέλος, παρουσιάζεται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση για βέλτιστη επαναδιαμόρφωση ΔΔ.

Στο Κεφάλαιο 3, αρχικά, αναλύεται η έννοια της αξιοπιστίας των ΔΔ, καθώς και η λειτουργία τους σε περίπτωση μόνιμου σφάλματος. Στη συνέχεια, αναλύεται η επίδραση των ΜΔΠ στην αξιοπιστία των ΔΔ και παρουσιάζονται οι καταλληλότεροι δείκτες αξιοπιστίας. Ακόμη, αναλύεται το προσεγγιστικό μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διδακτορική διατριβή. Τέλος, γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους.

Στο Κεφάλαιο 4 προτείνεται η επαναδιαμόρφωση των ΔΔ ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους. Επίσης, παρουσιάζεται η αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ στο εξεταζόμενο πρόβλημα και αναλύεται ο τρόπος παραγωγής των σεναρίων που λαμβάνονται. Στη συνέχεια, αναπτύσσεται μία πρωτότυπη μεθοδολογία για τη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος των ΔΔ, η οποία βασίζεται σε μοντέλο βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν με εκείνα από αντίστοιχες μεθόδους που έχουν αναπτυχθεί στη βιβλιογραφία.

Στο Κεφάλαιο 5, αρχικά, αναλύεται η έννοια της ποιότητας ισχύος των ΔΔ και παρουσιάζονται τα τυπικά φαινόμενα ποιότητας ισχύος, καθώς και οι κατάλληλοι δείκτες για την ποσοτικοποίησή τους. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι επικρατέστερες τεχνικές ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων, και προκρίνεται ο WPT ως ο καταλληλότερος μετασχηματισμός για τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος σε τριφασικά και ασύμμετρα ΔΔ, τα οποία λειτουργούν κάτω από μη στάσιμες συνθήκες. Τέλος, γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση για τις μεθόδους υπολογισμού δεικτών ποιότητας ισχύος ΔΔ.

Στο Κεφάλαιο 6, αρχικά, αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μεθοδολογία, η οποία βασίζεται στον WPT για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος τριφασικών και ασύμμετρων ΔΔ. Στο πλαίσιο αυτό, οι κατάλληλοι δείκτες ποιότητας ισχύος και η έννοια των συμμετρικών συνιστωσών μετασχηματίζονται στον τομέα των κυματιδίων. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται μια καινοτόμα μεθοδολογία για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, η οποία βασίζεται στον μετασχηματισμό της έννοιας των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών και των αντίστοιχων δεικτών στον τομέα των κυματιδίων. Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, τα αποτελέσματα που προκύπτουν συγκρίνονται με τις πραγματικές τους τιμές, καθώς και με εκείνες από αντίστοιχες μεθόδους της βιβλιογραφίας.



Σχήμα 1.1 Δομή παρούσας διδακτορικής διατριβής.

Στο Κεφάλαιο 7, αρχικά, γίνεται μία ανακεφαλαίωση της διδακτορικής διατριβής. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η συμβολή της διδακτορικής διατριβής στον τομέα της βελτίωσης της αξιοπιστίας των ΔΔ και στον τομέα της εκτίμησης της ποιότητας ισχύος τους. Στην τελευταία ενότητα του Κεφαλαίου 7 παρουσιάζονται οι προτεινόμενες κατευθύνσεις έρευνας για την επέκταση της διδακτορικής διατριβής.

Στο Παράρτημα Α περιγράφονται τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης. Στο Παράρτημα Β παρουσιάζονται οι διαζευκτικές ανισότητες. Στο Παράρτημα Γ παρουσιάζονται τα δεδομένα των ΔΔ και της παραγωγής από ΑΠΕ που χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της διδακτορικής διατριβής. Το Παράρτημα Δ περιλαμβάνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά δύο ηλιακών μετατροπέων, με τους οποίους είναι εξοπλισμένο το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, και οι οποίοι χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Τέλος, παρουσιάζονται οι δημοσιεύσεις του συγγραφέα κ. Π. Καραφώτη, καθώς και η βιβλιογραφία της διδακτορικής διατριβής. Η δομή της παρούσας διδακτορικής διατριβής παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.1.

Κεφάλαιο 2

ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Εισαγωγή

Τα δίκτυα διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ως σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές μέσης τάσης (ΜΤ) και χαμηλής τάσης (ΧΤ). Μέχρι πρότινος, η λειτουργία και ο σχεδιασμός των ΔΔ αποτελούσε μια σχετικά απλή διαδικασία, καθώς δεν υπήρχε σημαντική, τόσο σε πλήθος όσο και σε μέγεθος, παρουσία μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ).

Ωστόσο, την τελευταία δεκαετία, τα ΔΔ χαρακτηρίζονται από μια συνεχώς αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ, και κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Δεν υπάρχει αμφιβολία ότι, οι ΑΠΕ έχουν πολύ σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη. Ωστόσο, η παρουσία τους επιφέρει σημαντικές αλλαγές στη λειτουργία, τον έλεγχο και τη δομή των ΔΔ. Αυτό οφείλεται κατά κύριο λόγο στο ότι, η ροή ισχύος δεν έχει πλέον μονή κατεύθυνση προς τους καταναλωτές, αλλά παρουσιάζονται και αμφίδρομες ροές, ανάλογα με τη θέση των ΜΔΠ στο δίκτυο.

Στο κεφάλαιο αυτό, αρχικά, παρουσιάζεται η δομή των ΔΔ, όπου αναλύονται τα σημαντικότερα στοιχεία και εξοπλισμός των ΔΔ, καθώς και οι συνηθέστερες διατάξεις τους. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η έννοια της διανεμημένης παραγωγής, οι σημαντικότερες τεχνολογίες ΜΔΠ, αλλά και τα τεχνικά ζητήματα που προκύπτουν κατά τη σύνδεσή τους στο δίκτυο. Επιπλέον, περιγράφεται η μέθοδος της επαναδιαμόρφωσης των ΔΔ, και παρουσιάζονται οι συνηθέστερες μέθοδοι με τις οποίες υλοποιείται, καθώς και οι σημαντικότεροι τομείς στους οποίους στοχεύει. Τέλος, γίνεται μία βιβλιογραφική ανασκόπηση για βέλτιστη επαναδιαμόρφωση των ΔΔ.

2.2 Δομή δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται η δομή των ΔΔ, τα επιμέρους στοιχεία τους και ο εξοπλισμός τους, καθώς και οι επικρατέστερες διατάξεις που συναντώνται.

Η δομή των ΔΔ μπορεί να διαφέρει από περιοχή σε περιοχή και από χώρα σε χώρα. Ωστόσο, ανάλογα με τη θέση των αγωγών του δικτύου σε σχέση με το έδαφος, τα ΔΔ διακρίνονται σε δυο κατηγορίες [6]:

- Τα εναέρια δίκτυα διανομής. Στα εναέρια δίκτυα διανομής, οι γραμμές διανομής φέρουν γυμνούς αγωγούς ή συνεστραμμένα καλώδια, τα οποία καταλήγουν στην κορυφή στύλων. Συναντώνται συχνά σε περιοχές με μικρή πυκνότητα φορτίου, όπως είναι οι αγροτικές περιοχές.

- Τα υπόγεια δίκτυα διανομής: Στα υπόγεια δίκτυα διανομής, οι γραμμές διανομής τοποθετούνται κάτω από την επιφάνεια της γης. Τα υπόγεια δίκτυα συναντώνται σε περιοχές με μεγάλη πυκνότητα φορτίου, όπως είναι οι αστικές περιοχές. Επιλέγονται τόσο για λόγους αισθητικής, όσο και για λόγους περιορισμένου χώρου εγκατάστασης.

Όπως είναι αναμενόμενο, τα εναέρια δίκτυα παρουσιάζουν μικρότερο κόστος στην κατασκευή τους σε σύγκριση με τα υπόγεια δίκτυα. Αξίζει να σημειωθεί, ότι σε ορισμένες περιπτώσεις συναντάται συνδυασμός και των δύο κατηγοριών δικτύων.

2.2.1 Στοιχεία και εξοπλισμός δικτύων διανομής

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά των στοιχείων και του εξοπλισμού των ΔΔ [6]–[7]. Οι υποσταθμοί (Υ/Σ) και οι γραμμές διανομής αποτελούν τα θεμελιώδη στοιχεία των ΔΔ, ενώ τα μέσα ζεύξης και τα μέσα προστασίας αποτελούν τον βασικότερο εξοπλισμό τους.

- **Υποσταθμοί:** Το κύριο χαρακτηριστικό των Υ/Σ είναι η παρουσία ενός ή και περισσοτέρων μετασχηματιστών (Μ/Σ), οι οποίοι χρησιμοποιούνται για τον υποβιβασμό ή την ανύψωση του επιπέδου της τάσης του δικτύου. Οι Υ/Σ που συναντώνται στα ΔΔ κατηγοριοποιούνται σε:
 - Υ/Σ Υψηλής Τάσης (ΥΤ)/ΜΤ, οι οποίοι μετασχηματίζουν την ΥΤ σε ΜΤ. Η ονομαστική ισχύς των Μ/Σ των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι της τάξης κάποιων δεκάδων ΜVA. Στο ΔΔ της Ελλάδας, συναντώνται κυρίως Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με Μ/Σ ισχύος 20/25 ΜVA και 40/50 ΜVA.
 - Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, οι οποίοι μετασχηματίζουν τη ΜΤ σε ΧΤ. Η ονομαστική ισχύς των Μ/Σ των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ κυμαίνεται από 25 έως 1000 kVA. Στο ΔΔ της Ελλάδας, συναντώνται κυρίως Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ με Μ/Σ ισχύος 50, 100, 160, 250, 400, 630 και 1000 kVA.
- **Γραμμές διανομής:** Οι γραμμές διανομής που συναντώνται στα ΔΔ κατηγοριοποιούνται σε:
 - Εναέρια γραμμές, οι οποίες μπορεί να αποτελούνται είτε από γυμνούς αγωγούς, είτε από συνεστραμμένα καλώδια.
 - Υπόγειες γραμμές, οι οποίες είναι εξοπλισμένες με συνθετική μόνωση.
 - Υποβρύχιες γραμμές, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη διασύνδεση δικτύων, μεταξύ των οποίων παρεμβάλλεται θάλασσα ή λίμνη.
- **Μέσα ζεύξης:** Για τη ζεύξη ή την απόζευξη τμημάτων του ΔΔ χρησιμοποιούνται τα μέσα ζεύξης, τα οποία κατηγοριοποιούνται σε:
 - Αποζεύκτες, οι οποίοι χρησιμοποιούνται για το άνοιγμα ή το κλείσιμο ενός κυκλώματος, όταν αυτό διαρρέεται από μηδενικό ή αμελητέο ρεύμα. Επομένως, ο χειρισμός τους είναι δυνατός μόνο αφού έχει ήδη πραγματοποιηθεί η σχετική διακοπή ρεύματος.

- Διακόπτες φορτίου, οι οποίοι έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του κυκλώματος, καθώς επίσης και να αποκαθιστούν εντάσεις ρευμάτων βραχυκύκλωσης.
- Διακόπτες ισχύος, οι οποίοι έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις, τόσο σε κανονικές συνθήκες, όσο και σε περίπτωση βραχυκυκλώματος.
- **Μέσα προστασίας:** Τα μέσα προστασίας χρησιμοποιούνται για την απομόνωση των τμημάτων του δικτύου που έχουν υποστεί σφάλμα, από το υπόλοιπο δίκτυο. Τα μέσα προστασίας κατηγοριοποιούνται σε:
 - Διακόπτες ισχύος που ελέγχονται από ηλεκτρονόμους προστασίας, οι οποίοι εγκαθίστανται στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με στόχο την προστασία των γραμμών διανομής που αναχωρούν από αυτούς. Οι διακόπτες ισχύος, αφού λάβουν σχετική εντολή από τους ηλεκτρονόμους, διακόπτουν τις υπερεντάσεις που προκαλούνται σε περίπτωση βραχυκυκλώματος.
 - Διακόπτες αυτόματης επαναφοράς (ΔΑΕ), οι οποίοι λειτουργούν όμοια με τους διακόπτες ισχύος.
 - Διακόπτες απομόνωσης, οι οποίοι εγκαθίστανται στην αρχή μεγάλων διακλαδώσεων γραμμών ΜΤ. Οι διακόπτες απομόνωσης δεν διακόπτουν ρεύμα βραχυκύκλωσης, αλλά μετράνε, αμέσως μόλις περάσει από αυτούς το ρεύμα βραχυκύκλωσης, τους κύκλους λειτουργίας του διακόπτη ισχύος και στον τελευταίο κύκλο ανοίγουν, ενώ ο διακόπτης ισχύος είναι ανοικτός. Στην συνέχεια, ο διακόπτης ισχύος κλείνει και μένει κλειστός, ενώ ο διακόπτης απομόνωσης μένει ανοικτός.
 - Ασφάλειες, οι οποίες τήκονται όταν η θερμοκρασία τους φτάσει μια ορισμένη τιμή. Οι συνηθέστεροι τύποι ασφαλειών είναι οι ασφάλειες εκτόνωσης και οι ασφάλειες κλειστού τύπου.

2.2.2 Διατάξεις δικτύων διανομής

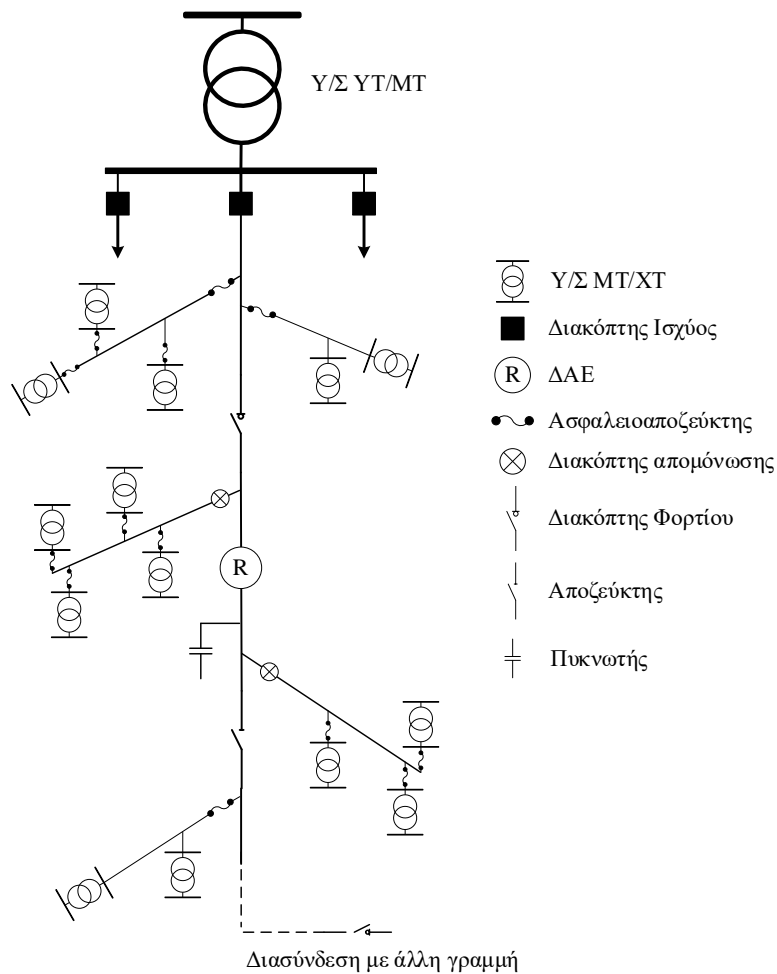
Οι επικρατέστερες διατάξεις που συναντώνται στα ΔΔ είναι η ακτινική διάταξη και η βροχοειδής διάταξη.

- Τα **ακτινικά** ΔΔ αποτελούνται από μία κεντρική γραμμή και τις διακλαδώσεις. Η κύρια γραμμή τροφοδοτείται στο ένα άκρο της από τον ζυγό ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και ελέγχεται από ένα διακόπτη ισχύος. Κατά μήκος της κύριας γραμμής εγκαθίστανται αποζεύκτες, διακόπτες φορτίου ή και ΔΑΕ, με στόχο την απομόνωσή της σε περιπτώσεις σφάλματος ή προγραμματισμένων εργασιών. Στις διακλαδώσεις συνδέονται κατά κανόνα οι Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ και ελέγχονται από διακόπτες απομόνωσης ή ασφαλειοαποζεύκτες. Οι περισσότερες κύριες γραμμές ενός ακτινικού δικτύου διανομής μπορούν να διασυνδεθούν με μια άλλη γραμμή του ίδιου ή διαφορετικού Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μετά από τον χειρισμό ενός διακόπτη ή αποζεύκτη. Στο Σχήμα 2.1 παρουσιάζεται η δομή ενός ακτινικού ΔΔ.
- Τα **βροχοειδή** ΔΔ έχουν παρόμοια δομή με αυτή των ακτινικών. Στα βροχοειδή δίκτυα, οι γραμμές του δικτύου αποτελούν τμήματα βρόχου που αρχίζουν και τελειώνουν στον ίδιο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η λειτουργία των γραμμών τους είναι ακτινική υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Συγκεκριμένα, στα ΔΔ με βροχοειδή διάταξη, ένας διακόπτης φορτίου που

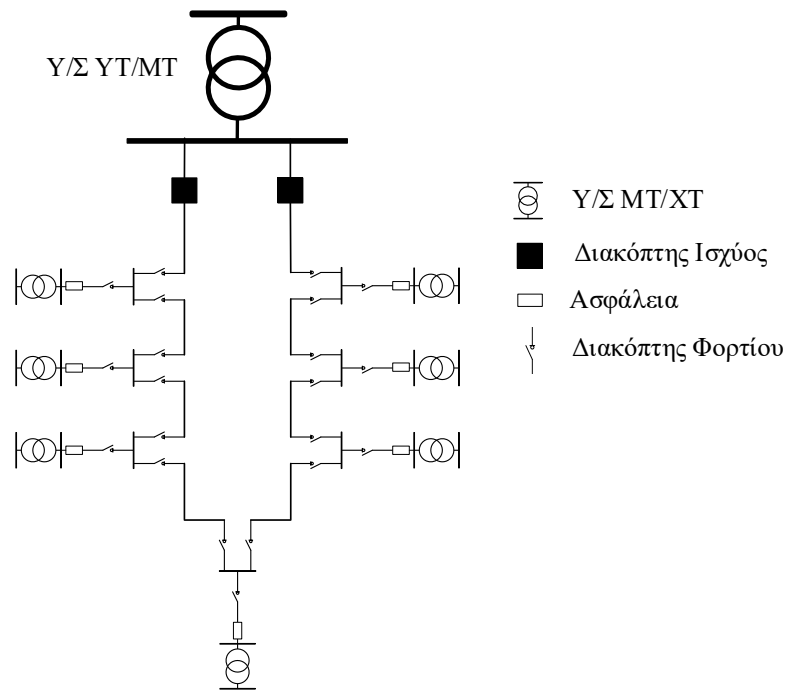
βρίσκεται στο μέσο περίπου της κύριας γραμμής ή ένας από τους διακόπτες φορτίου ενός Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ που βρίσκεται στο μέσο του βρόχου παραμένει ανοικτός. Στο Σχήμα 2.2 παρουσιάζεται η δομή ενός βροχοειδούς ΔΔ.

2.3 Διανεμημένη παραγωγή

Στη σύγχρονη εποχή, τα ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από τη συνεχώς αυξανόμενη παρουσία διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ) – distributed energy resources. Με τον όρο ΔΕΠ καλύπτεται ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών παραγωγής ή/και ευέλικτης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, Συγκεκριμένα, οι ΔΕΠ ορίζονται ως το σύνολο των πόρων ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως μικρής κλίμακας, που συνδέονται διάσπαρτα στο ΔΔ με δυνατότητα παραγωγής ή/και ευέλικτης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΔΕΠ περιλαμβάνουν ΜΔΠ, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και ευέλικτα/ελεγχόμενα φορτία, όπως απόκριση ζήτησης, ηλεκτρικά οχήματα και προγράμματα ενεργειακής απόδοσης. Η διανεμημένη παραγωγή (ΔΠ) – distributed generation (DG) – αναφέρεται σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως μικρής κλίμακας (από μερικά kW έως 1 MW) ή μεσαίας κλίμακας (από 1 έως 10 MW), οι οποίες συνδέονται στο δίκτυο διανομής ΧΤ και ΜΤ. Στη διεθνή βιβλιογραφία, ο όρος «διανεμημένη» παραγωγή συχνά αντικαθίσταται από τον όρο “διάσπαρτη” (dispersed), “αποκεντρωμένη” (decentralized) ή “ενσωματωμένη” (embedded) παραγωγή.



Σχήμα 2.1 Ακτινικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2.2 Βροχοειδές δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα τελευταία χρόνια, η διείσδυση ΜΔΠ στο ΔΔ έχει αυξηθεί εντυπωσιακά, και δύναται να προσφέρει πολλά πλεονεκτήματα, όπως περιβαλλοντικά οφέλη μέσω αξιοποίησης ΑΠΕ, καλύτερη διαχείριση της συμφόρησης στους Μ/Σ και τις γραμμές διανομής, διατήρηση της τάσης στους κόμβους του δικτύου στα επιθυμητά όρια κ.ά.. Το πρόβλημα της ασφαλούς διείσδυσης ΜΔΠ στο δίκτυο έχει αποτελέσει κυρίαρχο αντικείμενο μελέτης για τους ερευνητές τα τελευταία χρόνια. Στόχος είναι η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων των ΜΔΠ, και ταυτόχρονα, η αποφυγή παραβίασης των περιορισμών που επιτάσσουν η υποδομή και η λειτουργία των υπαρχόντων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

2.3.1 Κατηγοριοποίηση μονάδων διανεμημένης παραγωγής

Με βάση την τεχνολογία τους, οι ΜΔΠ μπορούν να διαχωριστούν σε δύο κύριες κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία αφορά τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (π.χ. ντίζελ, φυσικό αέριο), όπως αεριοστρόβιλοι και ντιζελογεννήτριες. Η δεύτερη κατηγορία αφορά τις ΜΔΠ που βασίζονται σε ΑΠΕ (π.χ. ηλιακή ενέργεια, αιολική ενέργεια, ενέργεια από βιομάζα/βιοαέριο), όπως φωτοβολταϊκά συστήματα, ανεμογεννήτριες, και υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Στη συνέχεια περιγράφονται οι κυριότερες τεχνολογίες ΜΔΠ που συναντώνται στα ΔΔ.

- **Φωτοβολταϊκά:** Η λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού (Φ/Β) συστήματος στηρίζεται στη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια. Το δομικό υλικό των Φ/Β είναι ένα ημιαγώγιμο υλικό, όπως το πυρίτιο (Si). Τα Φ/Β συστήματα περιλαμβάνουν ένα μεγάλο εύρος εφαρμογών, από μικρές ηλεκτρονικές συσκευές με ισχύ λιγότερη του ενός W, μέχρι εγκαταστάσεις Φ/Β σε στέγες των 5–10 kW και μεγάλα Φ/Β πάρκα της τάξης των MW. Επίσης, σημαντικό πλεονέκτημα ενός Φ/Β συστήματος αποτελεί η αθόρυβη και χωρίς ρύπανση λειτουργία του.

- **Ανεμογεννήτριες:** Η λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας (Α/Γ) βασίζεται στη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Χαρακτηριστικά μεγέθη μιας Α/Γ είναι η ταχύτητα εκκίνησης, η ταχύτητα αποκοπής και η ονομαστική ταχύτητα. Η ταχύτητα εκκίνησης είναι η ταχύτητα του ανέμου στην οποία η Α/Γ αρχίζει να παράγει ενεργό ισχύ. Η ταχύτητα αποκοπής αποτελεί την ταχύτητα την οποία αν ξεπεράσει η ταχύτητα του ανέμου, διακόπτεται η λειτουργία της Α/Γ για λόγους ασφαλείας. Η ονομαστική ταχύτητα είναι η ταχύτητα για την οποία για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες ή ίσες από αυτήν, η Α/Γ παράγει την ονομαστική της ενεργό ισχύ.
- **Υδροηλεκτρικοί σταθμοί:** Η λειτουργία ενός υδροηλεκτρικού σταθμού στηρίζεται στη χρήση υδροστροβίλων για τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας του νερού σε ηλεκτρική ενέργεια. Ο όγκος του νερού που προσπίπτει στον υδροστρόβιλο, καθώς και η υψομετρική διαφορά μεταξύ της στάθμης εκκίνησης της ροής του νερού και του υδροστρόβιλου αποτελούν τους πιο σημαντικούς παράγοντες από τους οποίους εξαρτάται η ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- **Μονάδες βιομάζας:** Η λειτουργία μίας μονάδας βιομάζας βασίζεται στη χρησιμοποίηση βιομάζας η οποία προέρχεται από ζωντανούς (φυτικούς ή ζωικούς) οργανισμούς, ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- **Αεριοστροβίλοι:** Ο τρόπος λειτουργίας ενός αεριοστροβίλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο εξής: μια γεννήτρια, η οποία χρησιμοποιεί ως καύσιμο συνήθως φυσικό αέριο, συνδέεται με τον άξονα του αεριοστροβίλου, και έτσι, η μηχανική ενέργεια που παράγεται μετατρέπεται σε ηλεκτρική.
- **Ντιζελογεννήτριες:** Η ντιζελογεννήτρια αποτελείται από μία ηλεκτρική γεννήτρια εναλλασσόμενου ρεύματος που οδηγείται από μία μηχανή εσωτερικής καύσης που ακολουθεί τον κύκλο του Diesel.

Με βάση τη δυνατότητα κατανομής και ελέγχου της ενεργού ισχύος που εγγέουν στο δίκτυο, οι ΜΔΠ κατηγοριοποιούνται σε κατανεμόμενες και μη κατανεμόμενες μονάδες.

- **Κατανεμόμενες (Dispatchable units):** Κατανεμόμενες ΜΔΠ θεωρούνται οι μονάδες των οποίων η παραγωγή τους μπορεί να προγραμματιστεί. Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη με καύσιμο πετρέλαιο ή φυσικό αέριο, υδροηλεκτρικοί σταθμοί, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας και μονάδες παραγωγής από βιομάζα. Για τις μονάδες αυτές, είναι δυνατό να εκδίδονται εντολές κατανομής (set-points) για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής, εντός των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας τους.
- **Μη κατανεμόμενες (Non-dispatchable units):** Μη κατανεμόμενες ΜΔΠ θεωρούνται οι μονάδες των οποίων η παραγωγή τους δεν μπορεί να προγραμματιστεί. Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται οι μονάδες ΑΠΕ, όπως τα Φ/Β συστήματα και οι Α/Γ. Οι μονάδες αυτές έχουν μεταβαλλόμενη παραγωγή, η οποία χαρακτηρίζεται από αβεβαιότητες, δηλαδή η ισχύς εξόδου τους δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια και η παραγωγή τους δεν μπορεί να αυξηθεί περισσότερο από τη διαθέσιμη δυνατή παραγωγή. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set-points), δηλαδή περιορίζεται η παραγωγή τους.

2.3.2 Οφέλη και τεχνικά ζητήματα

Η αυξανόμενη τάση η οποία παρατηρείται τα τελευταία χρόνια για εγκατάσταση ΜΔΠ στο ΔΔ οφείλεται τόσο σε περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη, όσο και σε οικονομικά. Αρχικά, η εγκατάσταση ΜΔΠ οι οποίες στηρίζονται σε ΑΠΕ, μπορεί να οδηγήσει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, η διείσδυση ΜΔΠ στο δίκτυο μπορεί να καλύψει μελλοντική αύξηση ζήτησης ενέργειας και, συνεπώς, να μειώσει ή να αναβάλει την ανάγκη για δαπανηρές επενδύσεις ενίσχυσης των δικτύων. Ιδιαίτερα, η εγκατάσταση ΜΔΠ από τους τελικούς καταναλωτές για την κάλυψη κυρίως της ζήτησής τους (π.χ. Φ/Β σε στέγες) μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στη μείωση του καθαρού (υπολειπόμενου) φορτίου του δικτύου υπό την προϋπόθεση της αποτελεσματικής διαχείρισης των καταναλώσεων. Ακόμη, η είσοδος των ΜΔΠ στην αγορά ενέργειας αναμένεται να δημιουργήσει ένα πιο ανταγωνιστικό περιβάλλον που μπορεί να προκαλέσει μείωση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας και βελτίωση της ποιότητας εξυπηρέτησης των καταναλωτών. Τέλος, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι, η παρουσία των ΜΔΠ μπορεί να οδηγήσει στη μείωση των απωλειών του δικτύου, στη βελτίωση της ποιότητας ισχύος και στην αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου, το οποίο και αποτελεί βασικό αντικείμενο μελέτης της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

Για τη σύνδεση μιας ΜΔΠ στο δίκτυο, εκπονείται σχετική μελέτη με την οποία εκτιμάται η επίδραση της ΜΔΠ στους λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου, όπως πιθανή παραβίαση τεχνικών ορίων τάσης ή ορίων φόρτισης των γραμμών διανομής του. Μετά τη σύνδεσή τους στο δίκτυο, οι ΜΔΠ λειτουργούν υπό σταθερό συντελεστή ισχύος και αντιμετωπίζονται σαν αρνητικά φορτία. Η πρακτική αυτή ονομάζεται στη βιβλιογραφία “συνδέω και ξεχνώ” (“fit and forget”). Ως αποτέλεσμα, η αυξανόμενη διείσδυση ΜΔΠ, και κυρίως αυτών που βασίζονται σε ΑΠΕ, δημιουργεί νέες προκλήσεις, καθώς τα ΔΔ είχαν σχεδιαστεί με μοναδικό σκοπό τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές και όχι για τη σύνδεση ΜΔΠ. Τα τεχνικά ζητήματα που συνδέονται με την αυξημένη εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ είναι:

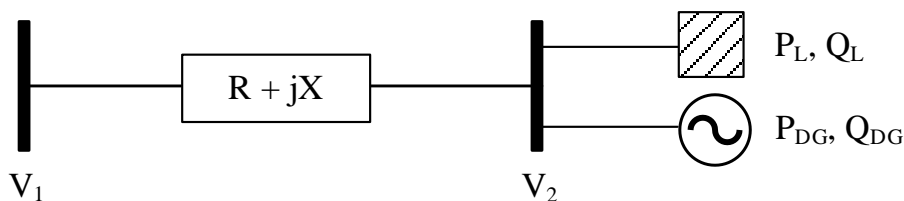
- **Παραβίαση ορίων τάσης:** Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά της τάσης στα Ευρωπαϊκά ΔΔ ΜΤ και ΧΤ περιγράφονται στο πρότυπο EN50160 [5]. Σε αυτό ορίζονται και τα επιτρεπτά όρια των αργών μεταβολών της τάσης του δικτύου, δηλαδή οι διακυμάνσεις στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του δικτύου. Στην Ευρώπη, οι αποκλίσεις τάσης που επιτρέπονται είναι $\pm 5\%$ για τα ΔΔ ΜΤ και $\pm 10\%$ για τα ΔΔ ΧΤ. Λόγω της αυξημένης διείσδυσης των ΜΔΠ, ενδέχεται να δημιουργηθούν ανεπιθύμητες διακυμάνσεις στην τάση στους κόμβους του δικτύου. Η μεταβολή της τάσης μεταξύ των δύο κόμβων του δικτύου, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3, υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$\Delta V = V_1 - V_2 \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_2} = \frac{R \cdot (P_L - P_{DG}) + X \cdot (Q_L \pm Q_{DG})}{V_2} \quad (2.1)$$

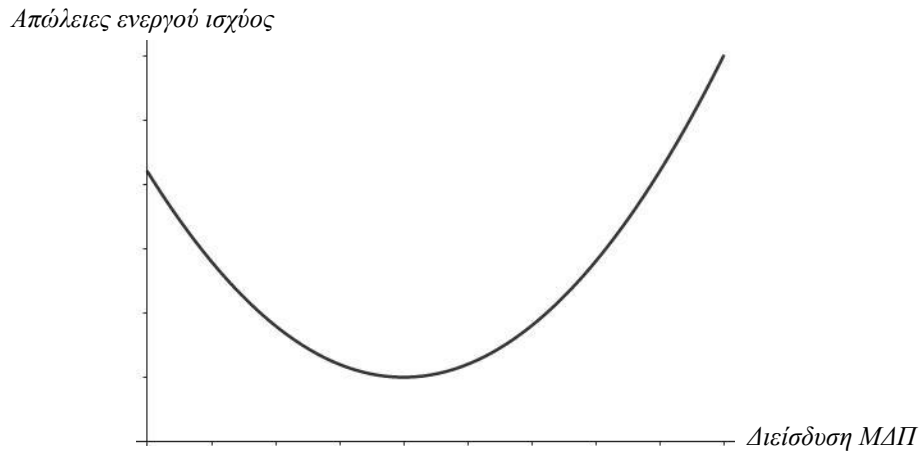
όπου V_1 και V_2 είναι το μέτρο της τάσης στους δύο κόμβους του δικτύου, R και X είναι η ωμική αντίσταση και η επαγωγική αντίδραση σειράς της γραμμής, αντίστοιχα, P_L και Q_L είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς του φορτίου, αντίστοιχα, P_{DG} και Q_{DG} είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς της ΜΔΠ. Εξαιτίας της υψηλής τιμής του λόγου της ωμικής αντίστασης προς την επαγωγική αντίδραση των γραμμών διανομής, η ροή ενεργού ισχύος έχει μεγαλύτερη επίδραση στη μεταβολή της τάσης από ότι η ροή αέργου ισχύος, όπως φαίνεται

στην (2.1). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να προκληθεί ανύψωση τάσης ανάντη του σημείου σύνδεσης της ΜΔΠ στο δίκτυο σε περίπτωση υψηλής παραγωγής αρκετά μεγαλύτερης της κατανάλωσης.

- Παραβίαση θερμικών ορίων:** Η υπέρβαση των θερμικών ορίων (υπερφόρτιση) των γραμμών διανομής και των Μ/Σ του δικτύου μπορεί να οφείλεται είτε σε αυξημένη διείσδυση νέας μορφής ηλεκτρικών φορτίων, είτε σε αυξημένη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής. Η αυξημένη εγκατάσταση ΜΔΠ μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση του συνολικού ρεύματος που ρέει στις γραμμές και να οδηγήσει στη λειτουργία των γραμμών καθώς και άλλων στοιχείων του δικτύου πολύ κοντά στα τεχνικά τους όρια. Η υπερφόρτιση των γραμμών είναι ένα τεχνικό πρόβλημα, το οποίο διερευνάται εκ των προτέρων και για τον λόγο αυτό, διενεργούνται κατά καιρούς μελέτες για ενίσχυση των γραμμών ή των Υ/Σ του ΔΔ. Επιπλέον, ο Διαχειριστής του ΔΔ καθορίζει το μέγιστο δυνατό επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος ΜΔΠ, λαμβάνοντας υπόψη και τα θερμικά όρια των γραμμών διανομής και των Υ/Σ του δικτύου.
- Απώλειες ενεργού ισχύος:** Οι απώλειες ενεργού ισχύος που παρατηρούνται στις γραμμές διανομής των ΔΔ υπολογίζονται ως συνάρτηση του γινομένου του τετραγώνου του ρεύματος που διαρρέει μία γραμμή διανομής και της ωμικής αντίστασης της γραμμής. Οι απώλειες ενεργού ισχύος οφείλονται κατά κύριο λόγο στην αυξημένη φόρτιση του δικτύου, και έχουν ως συνέπεια τη φυσική θέρμανση των γραμμών. Συνεπώς, ενώ η ένταξη ΜΔΠ στο δίκτυο μπορεί να οδηγήσει, εν γένει, σε μείωση των απωλειών ισχύος, η αυξημένη διείσδυση ΜΔΠ ενδέχεται να αυξήσει τις απώλειες ισχύος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.4. Όταν οι ΜΔΠ βρίσκονται τοποθετημένες κοντά στα φορτία του δικτύου και η παραγωγή τους πλησιάζει την κατανάλωση, η ενέργεια διανύει μικρότερες αποστάσεις και οι απώλειες μειώνονται. Αντίθετα, όταν οι ΜΔΠ συνδέονται σε πιο μακρινές αποστάσεις και η παραγωγή τους είναι αισθητά μεγαλύτερη της κατανάλωσης, οι απώλειες αυξάνονται.
- Επιπτώσεις στην ποιότητα ισχύος:** Η υψηλή διείσδυση ΜΔΠ στα ΔΔ μπορεί να προκαλέσει προβλήματα και στην ποιότητα ισχύος του δικτύου, όπως οι ταχείες αυξομειώσεις της τάσης (voltage flicker) λόγω της σύνδεσης ή αποσύνδεσης ΜΔΠ στο δίκτυο και η εισαγωγή αρμονικών στο δίκτυο, ο τύπος και το εύρος των οποίων εξαρτάται από την κατηγορία των ΜΔΠ και τον τρόπο σύνδεσής τους στο δίκτυο.



Σχήμα 2.3 Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δύο κόμβων.



Σχήμα 2.4 Απώλειες ενεργού ισχύος ως συνάρτηση της διείσδυσης ΜΔΠ.

- **Επιπτώσεις στην προστασία του δικτύου:** Όταν η τοπική παραγωγή των ΜΔΠ υπερβαίνει το φορτίο του δικτύου, εμφανίζονται αντίστροφες ροές ισχύος. Ωστόσο, τα υφιστάμενα ΔΔ έχουν σχεδιαστεί θεωρώντας ότι η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση μόνο προς τους τελικούς καταναλωτές. Συνεπώς, η αυξημένη σε πλήθος εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ μπορεί να οδηγήσει σε σημαντικά προβλήματα στην προστασία του δικτύου. Τα κυριότερα από αυτά είναι η μεταβολή της στάθμης βραχυκύκλωσης, η αμφίδρομη ροή ρεύματος βραχυκύκλωσης, η νησιδοποίηση, η πιθανή τύφλωση της προστασίας και η εσφαλμένη λειτουργία των προστασιών.

Τα τεχνικά αυτά ζητήματα ενδέχεται να δυσκολέψουν την περαιτέρω διείσδυση ΜΔΠ στα ΔΔ. Συνεπώς, ο τρόπος λειτουργίας και σχεδιασμού των ΔΔ οφείλει να εξελιχθεί, ώστε να αντιμετωπιστούν αυτά τα τεχνικά ζητήματα και να ανοίξει ο δρόμος για την ασφαλή εγκατάσταση στο δίκτυο όσο το δυνατόν περισσότερων σε πλήθος και σε μέγεθος ΜΔΠ.

2.4 Επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής

Όταν ένα ΔΔ λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες, δηλαδή όλα τα στοιχεία του δικτύου είναι διαθέσιμα, ο κύριος στόχος του Διαχειριστή του ΔΔ είναι η τάση των κόμβων και η φόρτιση των γραμμών και των μετασχηματιστών να βρίσκονται εντός των καθορισμένων ορίων. Ειδικότερα, για να λειτουργεί ένα ΔΔ υπό βέλτιστες συνθήκες, θα πρέπει οι απώλειες ενεργού ισχύος και οι αποκλίσεις των τάσεων από την ονομαστική τους τιμή στους κόμβους του δικτύου να είναι οι ελάχιστες δυνατές, καθώς και η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές να είναι συνεχής.

Τα προηγούμενα χρόνια, όπου η εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ ήταν περιορισμένη, η κατάλληλη επιλογή του εξοπλισμού και της διάταξης του δικτύου αρκούσαν για να επιτευχθεί η βέλτιστη λειτουργία του. Ωστόσο, στα σύγχρονα ΔΔ, τα οποία χαρακτηρίζονται από αυξημένη διείσδυση ΜΔΠ, εισάγονται νέες προκλήσεις στο πρόβλημα της βέλτιστης λειτουργίας και αξιοπιστίας του δικτύου, όπως η αμφίδρομη ροή ισχύος, η ανύψωση τάσης και η συμφόρηση των κύριων γραμμών διανομής. Ένας σημαντικός τρόπος για την αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών είναι η επαναδιαμόρφωση του ΔΔ (ΕΔΔ) [8]–[9].

Τα ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας στις αστικές περιοχές, τυπικά, κατασκευάζονται σε βροχοειδή διάταξη, και συνήθως, λειτουργούν σε κατάλληλη ακτινική τοπολογία. Η τοπολογία αυτή μπορεί να ρυθμιστεί ή να αλλάξει ανοίγοντας τους κανονικά κλειστούς διακόπτες, και κλείνοντας τους κανονικά ανοιχτούς διακόπτες, με τους οποίους είναι εξοπλισμένο το δίκτυο. Συνεπώς, η τεχνική της ΕΔΔ ορίζεται ως η διαδικασία αλλαγής της τοπολογίας του δικτύου μεταβάλλοντας την κατάσταση των διακοπών του. Οι διακόπτες αυτοί μπορούν να ελέγχονται χειροκίνητα ή να λειτουργούν αυτόματα, ως τηλεχειριζόμενοι διακόπτες. Με την αναμενόμενη αντικατάσταση, λόγω φθοράς ή παλαιότητας, των χειροκίνητων διακοπών με τηλεχειριζόμενους, η βέλτιστη επαναδιαμόρφωση του δικτύου μπορεί να αποτελέσει ένα σημαντικό εργαλείο για τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου. Τα σύγχρονα ΔΔ ήδη διαθέτουν σημαντικό αριθμό τηλεχειριζόμενων διακοπών. Το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης είναι ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς, καθώς η κατάσταση των διακοπών είναι διακριτή μεταβλητή και οι περιορισμοί του περιλαμβάνουν τις μη γραμμικές εξισώσεις ροής ισχύος.

Οι Merlin και Back [10] ήταν οι πρώτοι ερευνητές οι οποίοι έλυσαν το πρόβλημα της ΕΔΔ, έχοντας ως στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος. Οι απώλειες ενεργού ισχύος στο επίπεδο της διανομής είναι περισσότερες από αυτές στο επίπεδο της μεταφοράς λόγω της υψηλότερης αναλογίας ρεύματος προς τάση (υψηλότερη αντίσταση γραμμής) των γραμμών διανομής σε σύγκριση με αυτές της μεταφοράς. Οι απώλειες ισχύος επηρεάζουν άμεσα το λειτουργικό κόστος και το προφίλ της τάσης στους κόμβους του δικτύου, και ειδικά σε περιπτώσεις ΔΔ με υψηλό φορτίο. Η [10] αποτελεί μια στατική προσέγγιση για το πρόβλημα της ΕΔΔ (η τοπολογία και το φορτίο του ΔΔ θεωρούνται σταθερά κατά τη διάρκεια εξέτασης) και διατυπώθηκε ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με μη γραμμικούς περιορισμούς.

Με στόχο τη βελτίωση της προσέγγισης της στατικής ΕΔΔ η οποία παρουσιάζεται στη [10], μια δυναμική προσέγγιση για το πρόβλημα της ΕΔΔ εισάγεται στην [11]. Σε αντίθεση με τη στατική ΕΔΔ, στη δυναμική ΕΔΔ, το φορτίο δεν είναι σταθερό και η τοπολογία του δικτύου αλλάζει συχνά σε πραγματικό χρόνο και σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας, χρησιμοποιώντας αυτόματους διακόπτες. Σε αυτήν την προσέγγιση, μπορούν να ληφθούν υπόψη χαρακτηριστικά όπως η μεταβλητότητα του φορτίου, η μεταβλητότητα της παραγωγής, η αβεβαιότητα των ΑΠΕ, η συμπεριφορά της αγοράς, ο χρόνος χειρισμού των διακοπών και οι κλιματικές αλλαγές, κάτι το οποίο οδηγεί σε μια πιο ακριβή και ρεαλιστική εξέταση και αξιολόγηση του δικτύου. Ωστόσο, η υιοθέτηση της δυναμικής ΕΔΔ αυξάνει την πολυπλοκότητα και απαιτεί μεγαλύτερη υπολογιστική προσπάθεια σε σύγκριση με τη στατική.

Η ΕΔΔ είναι ένα πρόβλημα συνδυαστικής βελτιστοποίησης μεγάλης κλίμακας, το οποίο περιλαμβάνει μεταβλητές απόφασης, μία ή περισσότερες αντικειμενικές συναρτήσεις και ένα σύνολο περιορισμών (συνήα μη γραμμικών). Ο εφικτός χώρος αναζήτησης στο πρόβλημα της βέλτιστης ΕΔΔ είναι συνήαως μεγάλος, μη κυρτός και δύσκολο να εξερευνηθεί. Συνεπώς, ο καθορισμός λύσεων καλής ποιότητας για το πρόβλημα της ΕΔΔ αποτελεί σημαντική πρόκληση για τους ερευνητές. Προς την κατεύθυνση αυτή, τις τελευταίες δεκαετίες έχει αναπτυχθεί μεγάλος αριθμός μελετών, οι οποίες περιλαμβάνουν κλασικές μεθόδους μαθηματικού προγραμματισμού, ευρετικές μεθόδους, και εσχάτως, μεταερευνητικές μεθόδους.

Από το 1975, όταν και το πρόβλημα της ΕΔΔ προτάθηκε για πρώτη φορά [10], οι κλασικές μέθοδοι μαθηματικής βελτιστοποίησης έχουν παρουσιαστεί ως σημαντικά εργαλεία προκειμένου να δοθούν λύσεις καλής ποιότητας. Αργότερα, οι ευρετικές τεχνικές υιοθετήθηκαν στο πρόβλημα της ΕΔΔ ως λύση για την αποφυγή περιορισμών που παρουσιάζονται στις κλασικές μεθόδους βελτιστοποίησης, όπως για παράδειγμα, η έλλειψη πλήρους μαθηματικού μοντέλου, η μη γραμμικότητα στους περιορισμούς του προβλήματος, η υψηλή υπολογιστική προσπάθεια κ.ά.. Τέλος, με τη βελτίωση των ευρετικών επιδόσεων στο πρόβλημα της ΕΔΔ, εισήχθησαν και μεταευρετικές προσεγγίσεις.

Οι μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού έχουν αποδειχθεί ότι είναι αποτελεσματικές για την επίλυση απλών και γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης με σχετικά μικρό χώρο αναζήτησης, διασφαλίζοντας τη σύγκλιση προς την καλύτερη λύση. Ωστόσο, σε προβλήματα συνδυαστικής βελτιστοποίησης με μεγάλο χώρο αναζήτησης, οι κλασικές μέθοδοι μαθηματικής βελτιστοποίησης επιφέρουν συνήθως υψηλότερους, και μερικές φορές, μη προσιτούς υπολογιστικούς περιορισμούς. Με την πάροδο του χρόνου, πολλές εργασίες με αντικείμενο τη βέλτιστη ΕΔΔ έχουν χρησιμοποιήσει αυτές τις μεθόδους, αποδεικνύοντας την αποτελεσματικότητά τους σε αυτόν τον τομέα.

Η επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔ μέσω μαθηματικής βελτιστοποίησης παρουσιάζει, κατά περιπτώσεις, υπολογιστικούς περιορισμούς. Οι μέθοδοι αυτές τείνουν να είναι χρονοβόρες, λόγω της μη κυρτότητας των χώρων αναζήτησης. Μάλιστα ο χρόνος αυτός αυξάνεται όταν λαμβάνονται υπόψη ακέραιες μεταβλητές απόφασης. Ως εκ τούτου, οι ευρετικές μέθοδοι μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως λύση στους υπολογιστικούς περιορισμούς. Οι ευρετικές μέθοδοι αναλύουν πιθανές επιλογές και επιλέγουν, με βάση λογικά κριτήρια, λύσεις καλής ποιότητας, χρησιμοποιώντας απλές διαδικασίες αναζήτησης βήμα προς βήμα. Παρά το γεγονός ότι οι ευρετικές μέθοδοι μπορούν να δώσουν εφικτές λύσεις με χαμηλή υπολογιστική προσπάθεια, δεν μπορούν να εγγυηθούν ούτε την καλή ποιότητα των λύσεων, ούτε ότι οι λύσεις τις οποίες βρίσκουν είναι βέλτιστες.

Οι μεταευρετικές μέθοδοι είναι αλγόριθμοι αναζήτησης οι οποίοι βασίζονται σε συγκεκριμένους κανόνες και χρησιμοποιούν κριτήρια αναζήτησης κατά τη διαδικασία βελτιστοποίησης. Όπως αναλύθηκε προηγουμένως, οι ευρετικές μέθοδοι είναι αλγόριθμοι αναζήτησης βήμα προς βήμα, οι οποίοι βασίζονται στη λογική της δοκιμής και σφάλματος (“try and error”). Συνεπώς, οι ευρετικές μέθοδοι σχεδιάζονται για μια συγκεκριμένη εφαρμογή, δηλαδή είναι μέθοδοι οι οποίοι εξαρτώνται άμεσα από το πρόβλημα το οποίο λύνουν. Από την άλλη, οι μεταευρετικές μέθοδοι είναι γενικοί αλγόριθμοι αναζήτησης, δηλαδή μέθοδοι σχετικά ανεξάρτητες από το συγκεκριμένο πρόβλημα το οποίο λύνουν, οι οποίες απλώς απαιτούν σωστό συντονισμό των εγγενών παραμέτρων τους για την προσαρμογή τους στο υπό μελέτη πρόβλημα. Οι μεταευρετικές μέθοδοι, εν γένει, μπορούν να οδηγήσουν σε καλύτερες λύσεις σε σύγκριση με τις ευρετικές προσεγγίσεις. Τέλος, οι μεταευρετικοί αλγόριθμοι, αν και δεν μπορούν να εγγυηθούν την εύρεση της συνολικά βέλτιστης λύσης, τείνουν να δίνουν λύσεις υψηλής ποιότητας με χαμηλότερο υπολογιστικό χρόνο, σε σύγκριση με τις μεθόδους μαθηματικού προγραμματισμού.

Στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζεται μια ταξινόμηση μερικών από των πιο σημαντικών μελετών στον τομέα της ΕΔΔ, σε χρονολογική σειρά, ανάλογα με τη μέθοδο την οποία χρησιμοποιούν και τους στόχους στην αντικειμενική τους συνάρτηση.

Πίνακας 2.1 Ταξινόμηση εργασιών βιβλιογραφίας για ΕΔΔ.

Εργασία	Μέθοδος	Στόχος	Εργασία	Μέθοδος	Στόχος
[10]	ΜΒ	ΑΠ	[37]	ΜΑ	ΑΠ
[12]	ΕΑ	ΑΠ	[38]	ΜΑ	ΑΠ
[13]	ΕΑ	ΑΠ, ΕΦ	[39]	ΜΒ	ΑΠ
[14]	ΜΑ	ΑΠ, ΕΦ	[40]	ΜΒ	ΑΠ
[15]	ΜΑ	ΑΠ, ΕΦ	[41]	ΜΒ	ΑΠ
[16]	ΜΑ	ΑΠ	[42]	ΜΑ	ΑΠ, ΠΙ, ΚΠ
[17]	ΜΑ	ΑΠ	[43]	ΜΑ	ΑΠ
[18]	ΕΑ	ΑΠ	[44]	ΜΒ	ΑΠ
[19]	ΕΑ	ΑΠ	[45]	ΜΑ	ΑΠ, ΕΦ, ΠΙ
[20]	ΕΑ	ΑΠ	[46]	ΜΑ	ΑΠ, ΑΞ
[21]	ΜΑ	ΑΠ	[47]	ΜΒ	ΑΠ
[22]	ΜΑ	ΑΠ, ΠΙ	[48]	ΜΑ	ΑΠ
[23]	ΕΑ	ΑΠ	[49]	ΜΒ	ΑΠ, ΑΞ
[24]	ΜΒ	ΑΠ	[50]	ΜΒ	ΑΞ
[25]	ΕΑ	ΑΠ, ΕΦ, ΠΙ	[51]	ΜΒ	ΑΠ
[26]	ΜΑ	ΑΠ	[52]	ΜΑ	ΑΠ, ΠΙ
[27]	ΜΑ	ΑΠ	[53]	ΜΒ	ΕΜ, ΑΞ
[28]	ΕΑ	ΑΠ	[54]	ΜΑ	ΑΠ, ΠΙ
[29]	ΜΑ	ΕΦ, ΠΙ	[55]	ΜΒ	ΑΠ
[30]	ΜΑ	ΑΠ	[56]	ΜΑ	ΕΜ, ΠΙ
[31]	ΕΑ	ΑΠ	[57]	ΜΒ	ΑΠ
[32]	ΜΑ	ΑΠ	[58]	ΜΒ	ΑΠ, ΠΙ
[33]	ΜΒ	ΑΠ	[59]	ΜΒ	ΚΠ, ΑΞ
[34]	ΜΑ	ΑΠ, ΕΦ	[60]	ΕΑ	ΑΠ
[35]	ΜΑ	ΑΠ, ΠΙ	[61]	ΜΒ	ΑΠ, ΠΙ
[36]	ΜΑ	ΑΠ, ΑΛ	[62]	ΜΒ	ΑΠ, ΑΞ

ΜΒ = Μαθηματική Βελτιστοποίηση, ΕΑ = Ευρετικός Αλγόριθμος, ΜΑ = Μεταερευνητικός Αλγόριθμος
 ΑΠ = Απώλειες Ισχύος, ΠΙ = Ποιότητα Ισχύος, ΑΞ = Αξιοπιστία, ΕΦ = Εξισορρόπηση Φορτίου,
 ΚΠ = Κόστος Παραγωγής, ΕΜ = Εγκατάσταση ΜΔΠ, ΑΛ = Αποκατάσταση Λειτουργίας

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η ΕΔΔ είχε ως αρχικό στόχο την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του ΔΔ. Ωστόσο, πλέον, το πρόβλημα της βέλτιστης ΕΔΔ περιλαμβάνει και άλλους στόχους όπως η βελτίωση της αξιοπιστίας και της ποιότητας ισχύος του δικτύου, η βελτίωση του προφίλ της τάσης στους κόμβους του δικτύου, το κόστος παραγωγής ενέργειας, η εξισορρόπηση του φορτίου, η αύξηση της διείσδυσης ΜΔΠ και κυρίως ΑΠΕ, η αποκατάσταση λειτουργίας και η γρήγορη απομόνωση σφαλμάτων.

Κεφάλαιο 3

ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 Εισαγωγή

Η αξιοπιστία στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) έχει ευρεία έννοια. Ωστόσο, είναι κοινά αποδεκτό, ότι ως αξιοπιστία ενός δικτύου διανομής (ΔΔ) ορίζεται η πιθανότητα του δικτύου να εκτελεί την αποστολή του, δηλαδή την αδιάκοπη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, επαρκώς για τη σχεδιαζόμενη χρονική περίοδο και τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες. Εν γένει, η αξιοπιστία ενός ΣΗΕ περιλαμβάνει την έννοια της επάρκειας του συστήματος και την έννοια της ασφάλειας του συστήματος [63].

Η επάρκεια του συστήματος αναφέρεται στη μόνιμη κατάσταση, δηλαδή στην κατάσταση που λειτουργεί το δίκτυο σε κανονικές συνθήκες, και σχετίζεται με την ύπαρξη των εγκαταστάσεων εκείνων, οι οποίες είναι ικανές να καλύψουν τη ζήτηση του φορτίου του δικτύου. Πρόκειται για εγκαταστάσεις απαραίτητες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και τη μεταφορά και διανομή αυτής, μέχρι τα τελικά σημεία κατανάλωσης. Ωστόσο, οι εγκαταστάσεις αυτές, ενδέχεται να τεθούν εκτός λειτουργίας, είτε λόγω βλαβών οι οποίες εμφανίζονται στο δίκτυο, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης στην οποία πρέπει να υποβληθούν.

Επομένως, η ασφάλεια ενός συστήματος σχετίζεται με την ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στην αποστολή του για εξυπηρέτηση των καταναλωτών όταν εμφανίζονται στο δίκτυο τα συνηθισμένα σφάλματα και βλάβες. Τα σφάλματα αυτά ενδέχεται να θέτουν εκτός λειτουργίας μόνο τα στοιχεία του δικτύου που ανήκουν στον κλάδο στον οποίο παρουσιάστηκε η βλάβη. Ωστόσο, ενδέχεται να προκαλούν και την ενεργοποίηση της πρωταρχικής ζώνης προστασίας του δικτύου, και επομένως, την πιθανή αποσύνδεση και άλλων κλάδων, εκτός από αυτόν στον οποίο παρουσιάστηκε η βλάβη. Για τον λόγο αυτό, και προκειμένου να εξασφαλιστεί η απαιτούμενη συνέχεια τροφοδότησης, τα ΣΗΕ περιλαμβάνουν, ήδη από τη φάση της σχεδίασης, επιπρόσθετα μέσα, όπως η εφεδρεία των σταθμών παραγωγής, η διασύνδεση με γειτονικά δίκτυα και η δυνατότητα εναλλακτικής όδευσης της ενέργειας στο δίκτυο μέσω κατάλληλων διακοπών.

Πρακτικά, ένα ΔΔ θεωρείται πως λειτουργεί με τον βέλτιστο δυνατό τρόπο, όταν ικανοποιείται το σύνολο της ζήτησης κάθε χρονική περίοδο και βελτιστοποιείται η ποιότητα εξυπηρέτησης των καταναλωτών. Η ποιότητα εξυπηρέτησης των καταναλωτών βρίσκεται στον πυρήνα της έννοιας της αξιοπιστίας του δικτύου, και συνίσταται στην αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και τη σταθερότητα της τάσης τροφοδότησης των καταναλωτών, η οποία

οφείλει να βρίσκεται εντός των επιτρεπτών ορίων [64]. Τα όρια αυτά καθορίζονται από τον Διαχειριστή του ΔΔ, ο οποίος λαμβάνει υπόψιν τα παρακάτω [65]:

- Τις ελάχιστες απαιτήσεις των ορίων, όπως αυτά ορίζονται από τα εφαρμοζόμενα πρότυπα.
- Το τρέχον επίπεδο αξιοπιστίας που παρέχεται στους χρήστες του ΔΔ.
- Την τεχνολογική πρόοδο στον τομέα του εξοπλισμού και της διαχείρισης των ΔΔ.
- Την εξέλιξη των αναγκών των χρηστών του ΔΔ σχετικά με την αξιόπιστη τροφοδότηση των εγκαταστάσεών τους
- Την ανεκτικότητα των χρηστών του ΔΔ να πληρώσουν για βελτίωση της αξιοπιστίας που τους παρέχεται ή να αποδεχθούν χαμηλότερο επίπεδο αξιοπιστίας.
- Το αναμενόμενο ετήσιο κόστος του ΔΔ και εκτιμήσεις του κόστους των διαθέσιμων τρόπων βελτίωσης της αξιοπιστίας του ΔΔ.
- Συγκριτικές αναλύσεις της παρεχόμενης αξιοπιστίας από άλλους Διαχειριστές ΔΔ στην Ευρώπη.

Το παραδοσιακά μονοπωλιακό καθεστώς στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας διαδέχεται ένα νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον. Σε αυτό συμμετέχουν ανεξάρτητοι παραγωγοί και προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και απαιτητικοί καταναλωτές, οικιακοί και βιομηχανικοί. Οι παραγωγοί διαθέτουν εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά δεν είναι υπεύθυνοι για τη συνολική επάρκεια του συστήματος. Επιπλέον, η αύξηση των μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), και ειδικότερα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), θέτουν με τη σειρά τους σε κίνδυνο την ευστάθεια του συστήματος, άρα και την αξιόπιστη λειτουργία του. Επίσης, σημαντικό ρόλο κατέχει και η αύξηση της στάθμης αβεβαιότητας για την πρόβλεψη της ζήτησης φορτίου, καθώς και οι αντικειμενικές δυσκολίες στην πρόβλεψη της παραγωγής από ΑΠΕ.

Η ανάλυση της αξιοπιστίας των ΔΔ έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του αριθμού των βλαβών και της διάρκειας της διακοπής τροφοδότησης ηλεκτρικής ενέργειας που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου. Πρόκειται για μια διαδικασία η οποία εφαρμόζεται ευρύτατα τα τελευταία χρόνια, αλλά κατά κύριο λόγο, με χρήση εμπειρικών τεχνικών και μεθόδων. Αντίθετα, οι απαιτήσεις και οι προκλήσεις της σύγχρονης εποχής απαιτούν εξελιγμένες τεχνικές με χρήση πιο ρεαλιστικών και αποτελεσματικών μοντέλων για τον υπολογισμό των απαραίτητων δεικτών αξιοπιστίας του δικτύου. Τα αποτελέσματα των μελετών αξιοπιστίας σχετίζονται με τους οικονομικούς στόχους του συστήματος και έχουν σημαντικό ρόλο στον σχεδιασμό, την ανάπτυξη και τη λειτουργία του συστήματος διανομής.

3.2 Θεωρητικό υπόβαθρο

Στην ενότητα αυτή, αρχικά, γίνεται μια περιγραφή των ορισμών και των κατηγοριοποιήσεων που αφορούν τις διακοπές τροφοδότησης στα ΔΔ [65]. Στη συνέχεια, αναλύεται η λειτουργία του ΔΔ σε περίπτωση εμφάνισης μόνιμου σφάλματος, το οποίο οδηγεί στη διακοπή τροφοδότησης καταναλωτών του δικτύου.

3.2.1 Διακοπές τροφοδότησης

Διακοπή τροφοδότησης στα ΔΔ ορίζεται η μείωση της τάσης κάτω από το 5% της ονομαστικής τιμής, ανεξάρτητα από τον χρόνο διακοπής. Ο χρόνος που διαρκεί μια διακοπή τροφοδότησης καθορίζεται από τον χρόνο έναρξης και τον χρόνο λήξης της διακοπής:

- **Χρόνος έναρξης:** Ως χρόνος έναρξης μιας διακοπής τροφοδότησης ορίζεται ο χρόνος κατά τον οποίο άνοιξε το στοιχείο του δικτύου που προκάλεσε την απώλεια της γαλβανικής συνέχειας του δικτύου και συνεπώς τη διακοπή τροφοδότησης. Όταν ο χρόνος αυτός δεν είναι γνωστός, όπως για παράδειγμα κατά την αυτόματη λειτουργία ασφάλειας μέσης τάσης (MT) ή χαμηλής τάσης (XT), ως χρόνος έναρξης λαμβάνεται αυτός της γνωστοποίησης της διακοπής στον Διαχειριστή του ΔΔ από κάποιον χρήστη του δικτύου.
- **Χρόνος λήξης:** Ως χρόνος λήξης της διακοπής τροφοδότησης ορίζεται ο χρόνος κατά τον οποίο αποκαθίσταται η ηλεκτροδότηση στις εγκαταστάσεις του καταναλωτή.

Οι διακοπές τροφοδότησης, με βάση τον προγραμματισμό τους, διακρίνονται σε:

- **Προγραμματισμένες διακοπές:** Ως προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης νοούνται αυτές οι οποίες είναι αναγκαίες για την υλοποίηση προγραμματισμένων εργασιών επί του ΔΔ και οι χρήστες ενημερώνονται εγκαίρως και επαρκώς πριν την έναρξή τους.
- **Μη προγραμματισμένες διακοπές:** Ως μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης νοούνται αυτές οι οποίες οφείλονται κατά κανόνα σε σφάλματα ή βλάβες στοιχείων του δικτύου, καθώς και σε γεγονότα εκτός σφαίρας ευθύνης ή ελέγχου του Διαχειριστή του ΔΔ.

Οι μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης, με βάση τη διάρκειά τους, διακρίνονται σε:

- **Μακρές διακοπές τροφοδότησης:** Πρόκειται για διακοπές τροφοδότησης, η διάρκεια των οποίων υπερβαίνει τα 3 λεπτά της ώρας. Οι μακρές διακοπές τροφοδότησης (ή αλλιώς διακοπές τροφοδότησης μεγάλης διάρκειας) οφείλονται, κατά κανόνα, είτε σε κάποιο σοβαρό σφάλμα το οποίο δεν εκκαθαρίστηκε με τη λειτουργία του συστήματος προστασίας και χρειάζεται αποκατάσταση επιτόπου, είτε λόγω προγραμματισμένων εργασιών συντήρησης στο δίκτυο.
- **Βραχείες διακοπές τροφοδότησης:** Πρόκειται για διακοπές τροφοδότησης, η διάρκεια των οποίων είναι μικρότερη από 3 λεπτά της ώρας. Οι βραχείες διακοπές τροφοδότησης (ή αλλιώς διακοπές τροφοδότησης μικρής διάρκειας) προκαλούνται, κατά κανόνα, από τη λειτουργία μέσω προστασίας (διακοπών) του δικτύου για την απομόνωση παροδικών σφαλμάτων και επαναφορά του δικτύου. Η διαδικασία αυτή είναι συνηθισμένη στα ΔΔ και εφαρμόζεται διότι μεγάλο ποσοστό των σφαλμάτων δεν είναι μόνιμα και εξαφανίζονται μετά τη λειτουργία του συστήματος προστασίας.

Οι μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης διακρίνονται σε αυτές που βρίσκονται εντός ή εκτός της σφαίρας ευθύνης του Διαχειριστή του ΔΔ. Οι μη προγραμματισμένες διακοπές

τροφοδότησης οι οποίες βρίσκονται εκτός της σφαίρας ευθύνης του Διαχειριστή του ΔΔ μπορεί να οφείλονται σε:

- Παρεμβάσεις στο ΔΔ από τρίτους που τις προκαλούν είτε ακούσια, είτε εσκεμμένα: τροχαίο ατύχημα, εργασίες εκσκαφής, τραυματισμός υποβρυχίου καλωδίου, δολιοφθορά σε εγκαταστάσεις, κλοπή υλικών δικτύου κλπ.
- Υπαιτιότητα χρηστών του ΔΔ: Όταν η λειτουργία των εγκαταστάσεων χρηστών του ΔΔ προκαλέσει βλάβες στις εγκαταστάσεις του δικτύου με αποτέλεσμα τη διακοπή τροφοδότησης των ιδίων ή και άλλων χρηστών του ΔΔ.
- Διακοπές τροφοδότησης οι οποίες οφείλονται στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ή σε σταθμό παραγωγής.
- Ακραία καιρικά φαινόμενα, όπως δυνατός άνεμος, πτώσεις κεραυνών, χαλαζόπτωση, χιονόπτωση κλπ., τα οποία προκαλούν άμεσα μεγάλο πλήθος βλαβών.
- Έκτακτα γεγονότα, όπως πυρκαγιά, σεισμός, πλημμύρες, απαγόρευση απόπλου, κλείσιμο δρόμου, τα οποία δημιουργούν εξαιρετική δυσκολία ή αδυναμία, είτε για την πρόσβαση στο σημείο του προβλήματος, είτε για τη σύντομη διόρθωσή του.

Οι μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης οι οποίες βρίσκονται εντός της σφαίρας ευθύνης του Διαχειριστή του ΔΔ είναι οι διακοπές που οφείλονται σε όλους τους υπόλοιπους λόγους που δεν αναφέρονται παραπάνω.

3.2.2 Λειτουργία δικτύων διανομής σε περίπτωση βλάβης

Κατά τη λειτουργία των ΔΔ υπάρχει πιθανότητα να συμβεί κάποιο σφάλμα το οποίο να οδηγήσει στη διακοπή τροφοδότησης των καταναλωτών. Τα σφάλματα αυτά διακρίνονται σε:

- **Παροδικό σφάλμα:** Περίπου το 80% του συνολικού αριθμού σφαλμάτων που εμφανίζονται στα ΔΔ είναι παροδικά [66]. Τα σφάλματα αυτά μπορούν να εκκαθαριστούν από τους διακόπτες ισχύος, προκαλώντας μικρές διακοπές της τροφοδότησης της γραμμής. Η ταχύτητα του διακόπτη ισχύος και οι ρυθμίσεις των ηλεκτρονόμων του δικτύου επιλέγονται με τέτοιο τρόπο ώστε να διακόπτουν το ρεύμα βραχυκύκλωσης πριν την τήξη κάποιας ασφάλειας ή πριν τη βλάβη ενός στοιχείου του δικτύου, οι οποίες θα μετέτρεπαν το παροδικό σφάλμα σε μόνιμο.
- **Μόνιμο σφάλμα:** Τα σφάλματα αυτά προκύπτουν από τη βλάβη ενός στοιχείου του δικτύου. Τα αίτια ενός μόνιμου σφάλματος μπορεί να είναι φθορά ή αστοχία του υλικού ενός στοιχείου του δικτύου, ατύχημα (π.χ. πτώση στύλου εναέριας γραμμής διανομής), έντονα καιρικά φαινόμενα, κτλ.

Ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα, το ΔΔ οδηγείται σε έκτακτη κατάσταση. Στόχος είναι η απομόνωση του τμήματος του δικτύου που έχει υποστεί βλάβη και η ταχύτερη δυνατή ανατροφοδότηση των καταναλωτών. Πρακτικά, στα ακτινικά ΔΔ, η λειτουργία των μέσων προστασίας οδηγεί στην αποκοπή του τμήματος του δικτύου που έχει υποστεί βλάβη. Εάν η συνεργασία των μέσων προστασίας είναι πλήρης, απομονώνεται το τμήμα που έπεται του πρώτου

μέσου προστασίας, από τη θέση του σφάλματος προς τους ζυγούς του υποσταθμού (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ) προς ΜΤ. Πριν τη μετάβαση του δικτύου σε κανονική κατάσταση λειτουργίας, μπορεί να αποκατασταθεί η τροφοδότηση ενός μεγάλου μέρους των καταναλωτών που υπέστησαν διακοπή.

Για την επαναφορά της λειτουργίας του δικτύου σε κανονική κατάσταση, ύστερα από ένα μόνιμο σφάλμα, ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία. Αρχικά, γίνεται η ανίχνευση του σφάλματος. Η ανίχνευση του σφάλματος γίνεται είτε μέσω ένδειξης του μέσου προστασίας που έχει ενεργοποιηθεί είτε από τηλεφωνικές κλήσεις στον Διαχειριστή του ΔΔ από τους καταναλωτές που υπέστησαν διακοπή τροφοδοσίας. Στη συνέχεια, πρέπει να εντοπιστεί η αιτία και το σημείο του δικτύου που συνέβη το σφάλμα. Ο εντοπισμός της θέσης σφάλματος μπορεί να γίνει με οπτική αναγνώριση από ένα συνεργείο [67], με τον υπολογισμό της σύνθετης αντίστασης της γραμμής [68], μέσω μεθόδων ανάλυσης τριφασικών κυκλωμάτων [69], με τη βοήθεια τεχνικών που βασίζονται σε οδεύοντα κύματα [70], με την ανάλυση δεδομένων ποιότητας ισχύος [71], με τη συλλογή και ανάλυση δεδομένων ενδεικτών σφάλματος (fault indicators) [72].

Αφού εντοπιστεί η θέση του σφάλματος, η περιοχή γύρω από αυτή πρέπει να απομονωθεί. Η απομόνωση της περιοχής επιτυγχάνεται με το άνοιγμα των πλησιέστερων διακοπών ή αποζευκτών του δικτύου που βρίσκονται ανάντη και κατόντη της θέσης που έγινε το σφάλμα. Μετά την απομόνωση της περιοχής σφάλματος, υπάρχει η δυνατότητα της μερικής αποκατάστασης λειτουργίας ορισμένων τμημάτων του δικτύου, ανατροφοδοτώντας τα φορτία που βρίσκονται εκτός της απομονωμένης περιοχής σφάλματος. Εφόσον η αιτία του σφάλματος έχει απομακρυνθεί, αφού γίνουν οι αναγκαίες επισκευές, η τροφοδότηση των φορτίων μπορεί να αποκατασταθεί πλήρως, επαναφέροντας το δίκτυο στην αρχική του διάταξη.

3.3 Επίδραση μονάδων διανεμημένης παραγωγής στην αξιοπιστία των δικτύων διανομής

Η εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ προσφέρει σημαντικά οφέλη για τον Διαχειριστή του ΔΔ στον τομέα της αξιοπιστίας και ποιοτικής λειτουργίας του δικτύου. Τα σημαντικότερα από αυτά είναι τα ακόλουθα:

- Τοπικές ΜΔΠ έχουν τη δυνατότητα να εξυπηρετήσουν μέρος των φορτίων των ΔΔ, με αποτέλεσμα τη μείωση της εισροής ισχύος από το επίπεδο μεταφοράς. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αποσυμφόρηση στα συστήματα μεταφοράς και διανομής, και τη μείωση της πιθανότητας παραβίασης των λειτουργικών ορίων τους. Κατά επέκταση, επιτυγχάνεται η καλύτερη συντήρηση του εξοπλισμού των ΔΔ λόγω μειωμένης καταπόνησης, και συνεπώς η μείωση της πιθανότητας βλάβης τους.
- Οι ΜΔΠ μπορούν να προσφέρουν στο δίκτυο και ελεγχόμενη άεργο ισχύ, παρέχοντας παρόμοια οφέλη με τους πυκνωτές αντιστάθμισης, δηλαδή δυνατότητα ρύθμισης των επιπέδων τάσης εντός των επιτρεπτών ορίων και κάλυψη των άεργων καταναλώσεων των γραμμών του δικτύου.

- Οι ΜΔΠ, με τη χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγόμενης ισχύος τους (μπαταρίες), μπορούν να λειτουργήσουν για την παροχή εφεδρείας στο ΔΔ και κάλυψη τοπικών φορτίων σε περιπτώσεις απότομης διακοπής της τροφοδότησής τους.
- Η σύνδεση ΜΔΠ σε ένα ΔΔ επηρεάζει άμεσα το μέγεθος των απωλειών ισχύος στις γραμμές του. Οι απώλειες ισχύος ενός ΔΔ μεταβάλλονται μετά από ενσωμάτωση νέας ΜΔΠ, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του δικτύου και της ΜΔΠ (χωρητικότητα, θέση σύνδεσης, κ.ά.). Αξίζει να σημειωθεί, ότι το επίπεδο διανομής εμφανίζει το μεγαλύτερο ποσοστό απωλειών ενεργού ισχύος σε σχέση με τα υπόλοιπα, λόγω της συγκριτικά μεγαλύτερης τιμής των αντιστάσεων των γραμμών του.

Από τις σημαντικότερες συνέπειες της σύνδεσης ΜΔΠ στα ΔΔ είναι η αμφίδρομη ροή ισχύος στις γραμμές τους. Αυτή μπορεί να οδηγήσει όχι μόνο σε διαταραχές στην τάση λειτουργίας, αλλά και να προκαλέσει προβλήματα σχετικά με την προστασία του συστήματος, καθιστώντας πιο πολύπλοκη την ανίχνευση και αντιμετώπιση υπερφορτίσεων και βραχυκυκλωμάτων. Με την εγκατάσταση ΜΔΠ στα ΔΔ εμφανίζεται συνεχής διακύμανση της παραγωγής, και ειδικότερα αυτής από ΑΠΕ, η οποία, σε συνδυασμό με την διακύμανση του φορτίου, οδηγεί σε συνεχή μετάβαση του συστήματος από μια κατάσταση λειτουργίας σε άλλη. Επομένως, προκαλούνται ταχείες μεταβολές στην τάση που μπορεί να οδηγήσουν σε παραβίαση των επιτρεπόμενων ορίων και πρόκληση βλαβών σε εξοπλισμό του δικτύου ή και των καταναλωτών. Κατά τον σχεδιασμό των σημερινών ΔΔ δεν είχε μελετηθεί η ενσωμάτωση σε αυτά ΜΔΠ, και η ροή ισχύος θεωρούταν ότι θα είχε κατεύθυνση αποκλειστικά από τους υποσταθμούς προς τους καταναλωτές. Με τη διεύδυση των ΜΔΠ δημιουργείται πλέον το ενδεχόμενο ροής ισχύος από τους καταναλωτές προς το δίκτυο ή ακόμα και από το δίκτυο διανομής προς το σύστημα μεταφοράς σε περιπτώσεις υψηλής παραγωγής και χαμηλής ζήτησης [73].

3.4 Κατάλογος συμβόλων

Σύνολα

Ω_L Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου.

Ω_N Σύνολο κόμβων (ζυγών) του δικτύου.

Ω_{NS} Σύνολο κόμβων οι οποίοι είναι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ.

Παράμετροι

$C_{us,sys}$ Πλήθος τελικών καταναλωτών ενός τμήματος του δικτύου.

$C_{us,z}$ Πλήθος τελικών καταναλωτών το οποίο επηρεάζεται από τη διακοπή τροφοδότησης z .

D_z Διάρκεια της διακοπής τροφοδότησης z .

$N_{int,l}$ Ετήσιο πλήθος μακρών διακοπών τροφοδότησης.

$N_{int,s}$ Ετήσιο πλήθος βραχέων διακοπών τροφοδότησης.

$N_{int,e}$ Ετήσιο πλήθος συμβάντων βραχέων διακοπών τροφοδότησης.

$P_{d,i} / Q_{d,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο i .
$P_{dg,i} / Q_{dg,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς της ΜΔΠ στον κόμβο i .
P_{sys}	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε ένα τμήμα του δικτύου.
P_z	Εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε στο τμήμα του δικτύου που επηρεάστηκε από τη διακοπή τροφοδότησης z .
r_{ij} / x_{ij}	Ωμική/επαγωγική αντίσταση σειράς της γραμμής διανομής $i-j$.
Μεταβλητές	
I_{ij}	Μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$.
P_{ij} / Q_{ij}	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή διανομής $i-j$.
$P_{ss,i} / Q_{ss,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγχέεται από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i .
P_z^{int}	Ενεργός ισχύς του φορτίου που δεν ικανοποιείται κατά τη διάρκεια της διακοπής τροφοδότησης z .
V_i	Μέτρο της τάσης του κόμβου i .

3.5 Δείκτες αξιοπιστίας δικτύων διανομής

Η ποσοτικοποίηση του επιπέδου αξιοπιστίας των ΔΔ επιτυγχάνεται μέσω του υπολογισμού κατάλληλων δεικτών αξιοπιστίας. Οι δείκτες αυτοί σχετίζονται με τις διακοπές τροφοδότησης που υφίστανται οι τελικοί καταναλωτές του δικτύου. Διακοπή τροφοδότησης είναι η κατάσταση στην οποία υπάρχει απώλεια της γαλβανικής συνέχειας μεταξύ του καταναλωτή και του κυρίως δικτύου. Χρόνος έναρξης της διακοπής θεωρείται ο χρόνος κατά τον οποίο άνοιξε το στοιχείο του δικτύου που προκάλεσε την απώλεια της γαλβανικής συνέχειας, ενώ χρόνος λήξης της διακοπής είναι ο χρόνος κατά τον οποίον κλείνει το ως άνω στοιχείο του δικτύου (αυτόματα, χειροκίνητα ή από απόσταση) και συνεπώς αποκαθίσταται η τροφοδότηση. Οι διακοπές τροφοδότησης χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, μικρής διάρκειας (πρόκειται για σύντομη διακοπή μικρότερης από 3 λεπτά) και μεγάλης διάρκειας (πρόκειται για παρατεταμένη διακοπή μεγαλύτερης από 3 λεπτά).

Προς το παρόν, δεν υπάρχουν ευρέως αποδεκτές διαδικασίες για την καταγραφή των διακοπών τροφοδότησης. Ωστόσο, κατά τη διαδικασία μελέτης και ανάλυσης της αξιοπιστίας ενός δικτύου διανομής, κρίνεται σκόπιμος και χρηστικός ο υπολογισμός των ακόλουθων δεικτών αξιοπιστίας [65]:

- **Δείκτης μέσης συχνότητας διακοπών του συστήματος** – System Average Interruption Frequency Index (*SAIFI*): Εκφράζει τον μέσο ετήσιο αριθμό των (μακρών) διακοπών τροφοδότησης που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου, και δίνεται από την (3.1).

$$SAIFI = \frac{\sum_{z=1}^{N_{int,j}} Cus_z}{Cus_{sys}} \quad (3.1)$$

- **Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπών του συστήματος** – System Average Interruption Duration Index (*SAIDI*): Εκφράζει τη μέση ετήσια διάρκεια των (μακρών) διακοπών τροφοδότησης που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου, και δίνεται από την (3.2).

$$SAIDI = \frac{\sum_{z=1}^{N_{int,l}} Cus_z \cdot D_z}{Cus_{sys}} \quad (3.2)$$

- **Μη διανεμόμενη ενέργεια του συστήματος** – Energy Not Supplied (*ENS*): Η ζήτηση ενέργειας που δεν καλύπτεται ετησίως λόγω των (μακρών) διακοπών τροφοδότησης και ορίζεται σύμφωνα με την (3.3).

$$ENS = \sum_{z=1}^{N_{int,l}} P_z^{int} \cdot D_z \quad (3.3)$$

- **Δείκτης μέσης συχνότητας βραχέων διακοπών του συστήματος** – Momentary Average Interruption Frequency Index (*MAIFI*): Εκφράζει τον μέσο ετήσιο αριθμό των βραχέων διακοπών τροφοδότησης που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου, και δίνεται από την (3.4).

$$MAIFI = \frac{\sum_{z=1}^{N_{int,s}} Cus_z}{Cus_{sys}} \quad (3.4)$$

- **Δείκτης μέσης συχνότητας συμβάντων βραχέων διακοπών του συστήματος** – Momentary Average Event Interruption Frequency Index (*MAIFIE*): Εκφράζει τον μέσο ετήσιο αριθμό των συμβάντων βραχέων διακοπών που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου, και δίνεται από την (3.5).

$$MAIFIE = \frac{\sum_{z=1}^{N_{int,e}} Cus_z}{Cus_{sys}} \quad (3.5)$$

Στο σημείο αυτό, αξίζει να αναφερθεί, ότι ένα συμβάν βραχέων διακοπών τροφοδότησης περιλαμβάνει μία ή περισσότερες διαδοχικές βραχείες διακοπές εντός ορισμένου διαστήματος λίγων λεπτών (π.χ. αν ένας διακόπτης επαναφοράς του δικτύου κάνει έναν κύκλο πολύ σύντομων ζεύξεων και αποζεύξεων σε διάστημα λίγων λεπτών προκειμένου να αποσβεστεί ένα παροδικό σφάλμα σε εναέρια γραμμή, αναγνωρίζεται ως ένα συμβάν). Ο *MAIFIE* αντανακλά καλύτερα τις επιπτώσεις στους χρήστες του δικτύου σε σύγκριση με τον *MAIFI*, ο οποίος αφορά στην καταμέτρηση όλων των βραχέων διακοπών διακριτά, καθώς οι χρήστες αντιλαμβάνονται πολλές διαδοχικές βραχείες διακοπές ως ένα συμβάν όχλησης. Ο *MAIFI* χρησιμοποιείται όταν δεν υπάρχει από πλευράς Διαχειριστή η τεχνική δυνατότητα παρακολούθησης του *MAIFIE*.

Όπως φαίνεται και στις εξισώσεις (3.1)–(3.5), για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας των ΔΔ είναι απαραίτητο να υπολογιστεί το πλήθος των χρηστών του ΔΔ που επηρεάζεται από κάθε διακοπή τροφοδότησης. Συνεπώς, για την ακριβή εκτίμηση των δεικτών αξιοπιστίας του ΔΔ, σημαντικό ρόλο παίζει ο τρόπος με τον οποίο ο Διαχειριστής του ΔΔ υπολογίζει το πλήθος των χρηστών του ΔΔ που επηρεάζεται από κάθε διακοπή τροφοδότησης. Ένα προσεγγιστικό, αλλά και ταυτόχρονα ακριβές, όπως έχει αποδειχθεί εμπειρικά, μοντέλο αποτελεί ο υπολογισμός του πλήθους των χρηστών που επηρεάζονται από μια διακοπή τροφοδότησης βάσει της διακοπτόμενης εγκατεστημένης ισχύος.

Πιο συγκεκριμένα, για κάθε διακοπή τροφοδότησης, ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να εκτιμήσει με επαρκή ακρίβεια τα παρακάτω:

- Το συνολικό πλήθος των χρηστών στο τμήμα του ΔΔ όπου σημειώθηκε η διακοπή τροφοδότησης ($C_{us_{sys}}$). Ο Διαχειριστής του ΔΔ προσδιορίζει το πλήθος των χρηστών σε κάθε τμήμα του δικτύου σύμφωνα με τα στοιχεία απογραφής πληθυσμού, το πλήθος των συνδέσεων και την κατηγοριοποίηση σε αστική ή μη περιοχή.
- Τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στο τμήμα του δικτύου όπου σημειώθηκε η διακοπή τροφοδότησης (P_{sys}). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς υπολογίζεται ως η ονομαστική ισχύς των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ ή των αναχωρήσεων ΧΤ που τροφοδοτούν καταναλωτές του δικτύου. Η ισχύς των παραγωγών ΑΠΕ που συνδέονται στο δίκτυο δεν λαμβάνεται υπόψη στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ κατά τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε λόγω συμβάντων στο δίκτυο ΜΤ, είναι το σύνολο της ονομαστικής ισχύος των Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ που τέθηκαν εκτός λειτουργίας. Ομοίως, η εγκατεστημένη ισχύς των παραγωγών δε συνυπολογίζεται στο σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος, που χρησιμοποιείται στους τύπους υπολογισμού των δεικτών αξιοπιστίας.
- Η εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε στο τμήμα του δικτύου που επηρεάστηκε από τη διακοπή τροφοδότησης z (P_z). Στη διακοπή συνολική εγκατεστημένη ισχύς αθροίζεται η ονομαστική ισχύς των μετασχηματιστών (Μ/Σ) διανομής και η εγκατεστημένη ισχύς των καταναλωτών ΜΤ, που διακόπηκαν. Δε συνυπολογίζεται η εγκατεστημένη ισχύς των παραγωγών, όπως αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα που συνδέονται στο δίκτυο. Όταν υπάρχει διακοπή τροφοδότησης σε μία φάση τροφοδοσίας ενός Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ, ως συνολική εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε θεωρείται το 70% της αντίστοιχης ονομαστικής ισχύος του. Όταν υπάρχει διακοπή σε 2 ή 3 φάσεις, ως συνολική εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε θεωρείται το 100% της ονομαστικής ισχύος του Μ/Σ. Αν η διακοπή τροφοδότησης οφείλεται σε άνοιγμα στοιχείου ΥΤ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε είναι το σύνολο της ονομαστικής ισχύος των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ που βρέθηκαν εκτός τάσης και όχι η ονομαστική ισχύς των αντίστοιχων εγκαταστάσεων ΥΤ, δηλαδή όχι η ισχύς των Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς που διακόπηκε λόγω συμβάντων στο δίκτυο ΧΤ είναι το μέγεθος της ασφάλειας που προστατεύει τη διακοπή αναχώρηση ΧΤ επί την φασική τάση (230V) επί 3 ή 2,25 ή 1,5 ανάλογα με το πλήθος των φάσεων που είχαν διακοπή (τρεις, δύο ή μία φάση, αντίστοιχα).

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να υπολογίσει με επαρκή ακρίβεια το πλήθος των χρηστών του δικτύου (N_z) που επηρεάστηκαν από τη διακοπή τροφοδότησης z , σύμφωνα με την εξίσωση (3.6).

$$Cus_z = \frac{P_z}{P_{sys}} \cdot Cus_{sys} \quad (3.6)$$

3.6 Ανάλυση δικτύων διανομής

Σε αυτή την ενότητα, αρχικά, αναλύεται το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου ως μέθοδος περιγραφής του ισοζυγίου ισχύος των ΔΔ, και στη συνέχεια, παρουσιάζεται ένα προσεγγιστικό μοντέλο με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης.

3.6.1 Μοντέλο ροών ισχύος κλάδου

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι εξισώσεις του μοντέλου ροών ισχύος κλάδου (Branch flow model ή DistFlow equations), οι οποίες αναπτύχθηκαν πρώτη φορά στις [13] και [74]. Οι εξισώσεις ροών ισχύος κλάδου αποτελούν μια εναλλακτική μορφή εξισώσεων για την περιγραφή του ισοζυγίου ισχύος των ΔΔ στη μόνιμη κατάσταση και έχουν εφαρμοστεί κατά κόρον στη βιβλιογραφία για την ανάλυση ΔΔ σε ακτινική λειτουργία.

Στο μοντέλο αυτό, το ΔΔ αναπαρίσταται ως ένας κατευθυνόμενος γράφος. Εξαιτίας της ακτινικής λειτουργίας της πλειοψηφίας των ΔΔ, ο κατευθυνόμενος γράφος είναι ουσιαστικά ένα κατευθυνόμενο γεννητικό δέντρο (spanning tree) και ως ρίζα του δέντρου αυτού λαμβάνεται ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η κατεύθυνση του δέντρου μπορεί να οριστεί αυθαίρετα. Στον κλάδο που συμβολίζεται με (i, j) θεωρείται ότι ο κόμβος i είναι ο πρόγονος του κόμβου j και ο κόμβος j είναι ο απόγονος του κόμβου i . Κάθε κλάδος $(i, j) \in \Omega_L$ έχει κατεύθυνση από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , το οποίο σημαίνει ότι η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση από τον κόμβο i προς τον κόμβο j , δηλαδή ότι P_{ij} και $Q_{ij} \neq 0$ και $P_{ji} = Q_{ji} = 0$. Έστω ότι $N_c(j) \subseteq \Omega_N$ είναι το σύνολο των απογόνων του κόμβου j . Σε ένα ακτινικό ΔΔ κάθε κόμβος έχει μόνο έναν πρόγονο, εκτός από τον κόμβο που συνδέεται ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ο οποίος δεν έχει κανέναν πρόγονο.

Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται ένα τμήμα ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας και αποτυπώνονται οι μεταβλητές του μοντέλου ροών ισχύος κλάδου. Οι εξισώσεις που περιγράφουν το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου [13] και [74] είναι οι ακόλουθες:

$$P_{ij} - I_{ij}^2 \cdot r_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (3.7)$$

$$Q_{ij} - I_{ij}^2 \cdot x_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (3.8)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad (3.9)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad (3.10)$$

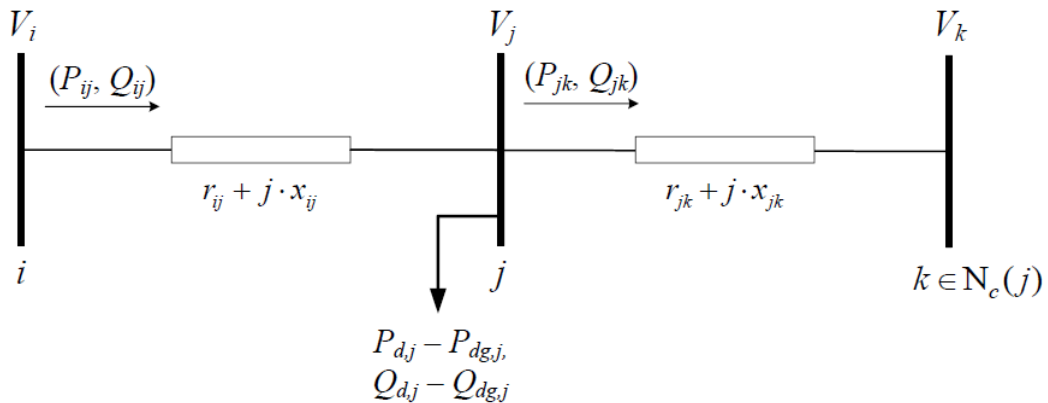
$$V_j^2 = V_i^2 - 2 \cdot (P_{ij} \cdot r_{ij} + Q_{ij} \cdot x_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.11)$$

$$V_i^2 \cdot I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.12)$$

Η εξίσωση (3.7) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στον κόμβο j . Σύμφωνα με την (3.7), η κατανάλωση ενεργού ισχύος στον κόμβο j μείον την παραγωγή ενεργού ισχύος στον κόμβο j ισούται με τη ροή ενεργού ισχύος που εξέρχεται από τον πρόγονο κόμβο του i , μείον τις απώλειες ενεργού ισχύος της γραμμής που συνδέει τον κόμβο j με τον πρόγονο κόμβο του i , μείον το άθροισμα των ροών ενεργού ισχύος που εξέρχονται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του k .

Όμοια, η εξίσωση (3.8) εκφράζει το ισοζύγιο αέργου ισχύος στον κόμβο j . Σύμφωνα με την (3.8), η κατανάλωση αέργου ισχύος στον κόμβο j μείον την παραγωγή αέργου ισχύος στον κόμβο j ισούται με τη ροή αέργου ισχύος που εξέρχεται από τον πρόγονο κόμβο του i , μείον τις απώλειες αέργου ισχύος της γραμμής που συνδέει τον κόμβο j με τον πρόγονο κόμβο του i , μείον το άθροισμα των ροών αέργου ισχύος που εξέρχονται από τον κόμβο j προς τους απόγονους κόμβους του k . Οι (3.7) και (3.8) ισχύουν για κάθε κόμβο j του δικτύου ο οποίος δεν ανήκει στο σύνολο των κόμβων που είναι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ.

Η ενεργός και η αέργος ισχύς που εγγείει ο υποσταθμός δίνονται από τις (3.9) και (3.10), αντίστοιχα. Το τετράγωνο του μέτρου της τάσης ενός κόμβου συναρτήσεως του πρόγονου κόμβου του μπορεί να υπολογιστεί από την (3.11). Το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει τον κλάδο (i, j) μπορεί να υπολογιστεί από την (3.12). Σύμφωνα με τις [13], [41] και [75]–[77], σε περίπτωση που η λειτουργία του ΔΔ είναι ακτινική, η λύση των (3.7)–(3.12), η οποία είναι και μοναδική, αποτελεί και λύση των κλασικών εξισώσεων AC ροής ισχύος.



Σχήμα 3.1 Τμήμα δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

3.6.2 Προσεγγιστικό μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται ένα προσεγγιστικό μοντέλο το οποίο εμπίπτει στην κατηγορία των μοντέλων ροών ισχύος κλάδου, και το οποίο εμπεριέχει κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Στην προσέγγιση αυτή γίνεται χαλάρωση του μη γραμμικού περιορισμού ισότητας (3.12) σε περιορισμό ανισότητας. Επιπλέον, ο τελευταίος τετραγωνικός όρος της (3.11) παραλείπεται, διότι η τιμή του είναι αμελητέα σε σχέση με τους υπόλοιπους όρους της εξίσωσης αυτής. Βάσει των προσεγγίσεων αυτών, οι εξισώσεις (3.7)–(3.12) διαμορφώνονται αντιστοίχως όπως φαίνεται στις εξισώσεις (3.3)–(3.18).

$$P_{ij} - I_{ij}^2 \cdot r_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} P_{jk} = P_{d,j} - P_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (3.13)$$

$$Q_{ij} - I_{ij}^2 \cdot x_{ij} - \sum_{k \in N_c(j)} Q_{jk} = Q_{d,j} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (3.14)$$

$$P_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} P_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad (3.15)$$

$$Q_{ss,i} = \sum_{j \in N_c(i)} Q_{ij} \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad (3.16)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2 \cdot (P_{ij} \cdot r_{ij} + Q_{ij} \cdot x_{ij}) \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.17)$$

$$V_i^2 \cdot I_{ij}^2 \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3.18)$$

Η ανισότητα (3.18) είναι ένας κωνικός περιορισμός δεύτερης τάξης [78]. Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης (second-order cone programming) είναι κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης, όπως αναλύεται και στο Παράρτημα Α, και συνεπώς, μπορούν να επιλυθούν σε πολυωνυμικό χρόνο χρησιμοποιώντας πρωτεύοντες-δυναμικούς αλγορίθμους εσωτερικού σημείου. Επιπλέον, τα προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης (mixed-integer second-order cone programming – MISOCP) μπορούν να επιλυθούν με εμπορικούς αλγορίθμους διακλάδωσης και οριοθέτησης.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι πολλά προβλήματα βελτιστοποίησης που συναντώνται στα ΣΗΕ μπορούν να μοντελοποιηθούν ως προβλήματα με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Στο Παράρτημα Α δίνονται επιπλέον στοιχεία για τα προβλήματα με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Σύμφωνα με τις [74]–[76] και [79]–[80], η χαλάρωση του μη γραμμικού περιορισμού ισότητας (3.12) σε περιορισμό ανισότητας (3.18) είναι ακριβής και η λύση των (3.13)–(3.18) αποτελεί και λύση των (3.7)–(3.12). Χρησιμοποιώντας τις (3.13)–(3.18) μπορούν να υπολογιστούν η ενεργός και η άεργος ροή ισχύος των γραμμών, η ενεργός και η άεργος ισχύς που εγγείει ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και το μέτρο της τάσης κάθε κόμβου.

3.7 Επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής για βελτίωση της αξιοπιστίας τους

Στην ενότητα αυτή πραγματοποιείται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση των μεθόδων για βέλτιστη επαναδιαμόρφωση ΔΔ με στόχο τη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας τους ή/και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου.

Η επαναδιαμόρφωση των ΔΔ (ΕΔΔ) αποτελεί σημαντική στρατηγική για τη βελτίωση της αξιοπιστίας τους. Η ΕΔΔ για βελτίωση της αξιοπιστίας τους (ΕΔΔΒΑ) έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του αριθμού βλαβών και της διάρκειας των διακοπών τροφοδότησης που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου, και κατά επέκταση, τη βελτιστοποίηση της ποιότητας εξυπηρέτησής του. Συνεπώς, ο Διαχειριστής του ΔΔ επιθυμεί με κατάλληλο χειρισμό των διαθέσιμων διακοπών του δικτύου να επιλέξει εκείνη την τοπολογία του δικτύου η οποία θα εξασφαλίζει υψηλό επίπεδο αξιοπιστίας, ικανοποιώντας παράλληλα τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς. Οι σημαντικότεροι από αυτούς τους περιορισμούς είναι η ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος του δικτύου, η διατήρηση των τάσεων στους κόμβους του δικτύου εντός των επιτρεπτών ορίων, αλλά και εξασφάλιση της ακτινικής λειτουργίας του.

Η βέλτιστη ΕΔΔΒΑ αποτελεί ένα σημαντικό και σύγχρονο αντικείμενο μελέτης. Αρκετές μέθοδοι έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ. Η πλειοψηφία των μελετών αυτών χρησιμοποιούν ευρετικές ή μετά-ευρετικές τεχνικές [81]–[95]. Το πλεονέκτημα αυτών των τεχνικών είναι η σχετικά εύκολη προσαρμογή τους για την αντιμετώπιση της μη γραμμικότητας η οποία εγγενώς χαρακτηρίζει το πρόβλημα της ΕΔΔ. Ωστόσο, οι ευρετικοί αλγόριθμοι δεν εγγυώνται την εύρεση μιας ολικής βέλτιστης λύσης, απαιτούν σημαντικό υπολογιστικό χρόνο και η ρύθμιση των παραμέτρων τους για βέλτιστη απόδοση μπορεί να είναι δύσκολη [63]. Από την άλλη πλευρά, πολύ λίγες μελέτες, [49], [50], [96]–[100], χρησιμοποιούν μαθηματικό προγραμματισμό για να λύσουν το πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ. Ο μαθηματικός προγραμματισμός μπορεί να εξασφαλίσει την εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης στην περίπτωση που το μοντέλο είναι κυρτό. Επιπλέον, τέτοια μοντέλα μπορούν εύκολα να τροποποιηθούν και να αναπαραχθούν.

Στις [81]–[82], παρουσιάζεται ένας γενετικός αλγόριθμος (genetic algorithm) με στόχο τη βελτιστοποίηση των δεικτών αξιοπιστίας και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος των ΔΔ, χρησιμοποιώντας κατάλληλους συντελεστές στάθμισης στην αντικειμενική του συνάρτηση. Ένας γενετικός αλγόριθμος προτείνεται επίσης στην [83] για να βελτιστοποιήσει τις απώλειες ισχύος του δικτύου, τις αποκλίσεις της τάσης στους κόμβους του και τους δείκτες αξιοπιστίας του. Η αντικειμενική του συνάρτηση περιλαμβάνει ένα μόνο στόχο, χρησιμοποιώντας κατάλληλους συντελεστές στάθμισης και κανονικοποιήσεις για τους όρους της αντικειμενικής συνάρτησης, ώστε να αποδοθεί η σχετική κυριαρχία μεταξύ τους. Στη μελέτη [84], προτείνεται γενετικός αλγόριθμος με αντικειμενική συνάρτηση βασισμένη στο κόστος και συμπεριλαμβάνει στο πρόβλημα την κατάσταση των στοιχείων του δικτύου και την αξιοπιστία του υποσταθμού.

Στην [85], προτείνεται ένας βελτιωμένος αλγόριθμος βαρυτικής αναζήτησης (enhanced gravitational search algorithm) για την ελαχιστοποίηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, των απωλειών ενεργού ισχύος και του λειτουργικού κόστους του δικτύου. Ένας μικρό-γενετικός αλγόριθμος (micro-genetic algorithm) στην [86], ένας δυαδικός αλγόριθμος βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων (binary particle swarm optimization algorithm) στην [87] και ένας κβαντικά-εμπνευσμένος δυαδικός αλγόριθμος πυγολαμπίδας (quantum-inspired binary firefly

algorithm) στη [88] προτείνονται για να βελτιώσουν την αξιοπιστία του δικτύου και να ελαχιστοποιήσουν τις απώλειες ισχύος του μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους. Μια αυτό-προσαρμοζόμενη τροποποίηση του πρωτότυπου αλγορίθμου κλωνικής επιλογής (self-adaptive modification of the original clonal selection algorithm) σε συνδυασμό με μια μέθοδο εκτίμησης σημείων $2m$ ($2m$ point estimate method), καθώς και ένας θ -τροποποιημένος αλγόριθμος νυχτερίδας (θ -modified bat algorithm) σε συνδυασμό με μια προσέγγιση θεωρίας νέφους (cloud theory approach), παρουσιάζονται στις μελέτες [89] και [90], αντίστοιχα, για τον προσδιορισμό της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες του προβλήματος.

Ένας υβριδικός αλγόριθμος (hybrid algorithm) για δυναμική ΕΔΔΒΑ παρουσιάζεται στη [91], ο οποίος χρησιμοποιεί τη μέθοδο παράλληλης επεξεργασίας (parallel processing method) και την προσαρμοστική προσέγγιση πληθυσμού (adaptive population approach). Στη [92], παρουσιάζεται ένας ασαφής αλγόριθμος λήψης αποφάσεων πολλαπλών κριτηρίων (fuzzy multi-criteria decision-making algorithm). Ένα τροποποιημένο μοντέλο τεχνητής αποικίας μελισσών (modified artificial bee colony-based model) προτείνεται στη [93], λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη τοποθέτηση ανεμογεννητριών και διακοπών στο δίκτυο. Ένας αλγόριθμος αναζήτησης που βασίζεται σε πίνακα (look-up table-based algorithm) και ένας αλγόριθμος για βελτιστοποίηση Pareto έχουν χρησιμοποιηθεί στη [94], για την ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος του δικτύου και τη βελτίωση της αξιοπιστίας του. Στη [95], μια μέθοδος βελτιστοποίησης βασισμένη στην ανθρώπινη συμπεριφορά (human behavior-based optimization method) χρησιμοποιείται για να ενισχύσει την επάρκεια και την ασφάλεια του δικτύου μέσω της επαναδιαμόρφωσής του.

Στην [49], παρουσιάζεται μια προσέγγιση μικτού-ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού (mixed-integer linear programming – MILP) και υιοθετείται η ε -περιορισμένη μέθοδος (ε -constrained method) για την επίλυση του προβλήματος ΕΔΔΒΑ. Ωστόσο, η γραμμικοποίηση που πραγματοποιείται για τη μετατροπή του πρωτότυπου μοντέλου σε μοντέλο MILP οδηγεί σε περιορισμούς: το προτεινόμενο μοντέλο δεν λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς τάσης στους κόμβους του δικτύου, και, ως εκ τούτου, είναι υποχρεωτικό να διερευνηθεί η εγκυρότητα των λύσεων που παρέχει. Ακόμη, δεν λαμβάνεται υπόψη ούτε η παρουσία ΜΔΠ στο δίκτυο, ούτε διαφορετικά επίπεδα φορτίου. Επίσης, ο περιορισμός που χρησιμοποιείται για τη διασφάλιση της ακτινικής λειτουργίας του δικτύου απαιτεί την παρουσία τουλάχιστον μιας μικρής ζήτησης φορτίου σε όλους τους κόμβους του δικτύου, κάτι το οποίο δεν είναι ούτε ρεαλιστικό ούτε πρακτικό.

Στη μελέτη [50], παρουσιάζεται ένα μοντέλο MISOCP για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ, θεωρώντας σταθερές τιμές για τους συντελεστές κόστους στην αντικειμενική συνάρτηση. Ακόμη, δεν εξετάζεται ούτε η παρουσία ΜΔΠ στο δίκτυο, ούτε διαφορετικά επίπεδα φορτίου, ενώ ο περιορισμός για την ακτινικότητα του δικτύου που υιοθετείται έχει το ίδιο μειονέκτημα με αυτό της [49].

Ένα μοντέλο μικτού-ακεραίου τετραγωνικού προγραμματισμού (mixed-integer quadratic programming) προτείνεται στη [96], στην οποία η μεταβλητή απόφασης είναι η κατάσταση των μονοπατιών (ενεργά ή μη) από τον κόμβο με υποσταθμό στους υπόλοιπους κόμβους του δικτύου. Επομένως, είναι απαραίτητο να καθοριστούν όλα τα δυνατά μονοπάτια για κάθε κόμβο του

δικτύου, αυξάνοντας, έτσι, τον απαιτούμενο υπολογιστικό χρόνο. Επιπλέον, η προτεινόμενη διατύπωση αγνοεί τους περιορισμούς τάσης, αλλά και την παρουσία ΜΔΠ.

Στις [97] και [98], παρουσιάζεται ένα μοντέλο MISOCP για την αντιμετώπιση του προβλήματος της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ, λαμβάνοντας υπόψη ένα ενιαίο επίπεδο φορτίου και παραγωγής. Δύο μοντέλα MILP για τον σχεδιασμό επέκτασης δικτύων διανομής, τα οποία λαμβάνουν υπόψη την αξιοπιστία τους, έχουν παρουσιαστεί πρόσφατα στις [99] και [100]. Ωστόσο, και στις δύο αυτές μελέτες, η παρουσία ΜΔΠ δεν εξετάζεται.

Κεφάλαιο 4

ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΓΙΑ ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΟΥΣ

4.1 Εισαγωγή

Η διαρκώς αυξανόμενη ενσωμάτωση στο δίκτυο διανομής (ΔΔ) μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), και κυρίως ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), δημιουργεί νέες προκλήσεις στον τομέα της αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ). Η επαναδιαμόρφωση του ΔΔ (ΕΔΔ) αποτελεί μια οικονομικά αποδοτική προσέγγιση για τον Διαχειριστή του ΔΔ που επιθυμεί να ενισχύσει την αξιοπιστία του συστήματος χωρίς να πρέπει να επενδύσει σε αναβαθμίσεις υποδομών του δικτύου.

Πρωταρχικό στόχο του Διαχειριστή του ΔΔ αποτελεί η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές του δικτύου με αδιάλειπτο και αξιόπιστο τρόπο, ενώ παράλληλα το ΔΔ λειτουργεί με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Οι ρυθμοί βλαβών και οι απώλειες ενεργού ισχύος είναι σημαντικά υψηλότεροι στο δίκτυο διανομής. Συνεπώς, αποτελεί αναγκαιότητα για τον Διαχειριστή του ΔΔ να λάβει τα απαραίτητα μέτρα που θα οδηγήσουν στη μείωση των διακοπών τροφοδότησης ηλεκτρικής ενέργειας και των απωλειών ενεργού ισχύος [63].

Τα ΔΔ είχαν αρχικά κατασκευαστεί με τη θεώρηση ότι η ισχύς θα ρέει προς μία μόνο κατεύθυνση, δηλαδή από τους υποσταθμούς προς τους τελικούς καταναλωτές. Ωστόσο, η υψηλή διείσδυση μη κατανεμόμενων ΜΔΠ, σε συνδυασμό με τον μεταβλητό χαρακτήρα της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ, οδηγούν στην ύπαρξη αντίστροφων ροών ισχύος στο ΔΔ. Έτσι, εισάγονται νέες προκλήσεις για τον Διαχειριστή του ΔΔ, οι οποίες πρέπει να λαμβάνονται υπόψη στις μελέτες για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔ για βελτίωση της αξιοπιστίας του (ΕΔΔΒΑ) [73]. Για παράδειγμα, μια τοπολογία του δικτύου που έχει καθοριστεί για την ελαχιστοποίηση των διακοπών τροφοδότησης των τελικών καταναλωτών μπορεί να προκαλέσει προβλήματα τάσης σε περιπτώσεις ΔΔ με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, ειδικά όταν παρατηρείται υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ κατά τη διάρκεια ωρών με χαμηλά επίπεδα ζήτησης.

Όταν παρουσιάζεται μια βλάβη στο ΔΔ, το τμήμα του δικτύου κατάντη της ελαττωματικής ζώνης απομονώνεται, συνήθως, για τον χρόνο που απαιτείται για την αποκατάσταση της βλάβης. Συνεπώς, ο ρυθμός βλαβών και η διάρκεια διακοπών κάθε κόμβου του δικτύου σχετίζονται με την κατάσταση και την αξιοπιστία των στοιχείων του δικτύου που ανήκουν στην ανάντη διαδρομή του εν λόγω κόμβου, και κατά επέκταση με την τοπολογία του δικτύου. Στο πλαίσιο αυτό, ο Διαχειριστής του ΔΔ αποσκοπεί στην εύρεση μιας τοπολογίας αναφοράς του δικτύου (τοπολογία στην οποία το δίκτυο λειτουργεί σε κανονικές συνθήκες), η οποία τοπολογία

αναφοράς να παρέχει στους τελικούς καταναλωτές υψηλά επίπεδα αξιοπιστίας. Ως αποτέλεσμα, το πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ αναζητά τη βέλτιστη τοπολογία αναφοράς του δικτύου που βελτιώνει τους δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος και ταυτόχρονα ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενεργού ισχύος, ικανοποιώντας όλους τους λειτουργικούς και τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου.

Αρκετές μέθοδοι έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ. Η πλειοψηφία των μελετών αυτών χρησιμοποιούν ευρετικές ή μετά-ευρετικές τεχνικές [81]–[95]. Το πλεονέκτημα αυτών των τεχνικών είναι η σχετικά εύκολη προσαρμογή τους για την αντιμετώπιση της μη γραμμικότητας, η οποία εγγενώς χαρακτηρίζει το πρόβλημα της ΕΔΔ. Ωστόσο, οι ευρετικοί αλγόριθμοι δεν εγγυώνται την εύρεση μιας ολικής βέλτιστης λύσης, απαιτούν σημαντικό υπολογιστικό χρόνο και η ρύθμιση των παραμέτρων τους για βέλτιστη απόδοση μπορεί να είναι δύσκολος [63]. Από την άλλη πλευρά, πολύ λίγες μελέτες, [49]–[50], [96]–[100], χρησιμοποιούν μαθηματικό προγραμματισμό για να λύσουν το πρόβλημα της ΕΔΔΒ. Ο μαθηματικός προγραμματισμός μπορεί να εξασφαλίσει την εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης στην περίπτωση που το μοντέλο είναι κυρτό. Επιπλέον, τέτοια μοντέλα μπορούν εύκολα να τροποποιηθούν και να αναπαραχθούν.

Σε αυτό το Κεφάλαιο, εισάγεται ένα νέο μοντέλο μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για τη βέλτιστη επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ [62]. Οι στόχοι του Διαχειριστή του ΔΔ που βελτιστοποιούνται είναι η βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος ή/και η ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος του δικτύου. Το προτεινόμενο μοντέλο διαμορφώνεται ως ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Το τυποποιημένο ΔΔ 33 κόμβων και ένα πραγματικό ΔΔ 83 κόμβων χρησιμοποιούνται για να αποδείξουν την αποτελεσματικότητα και τη δυνατότητα εφαρμογής του μοντέλου.

Αρχικά, διερευνάται ο πολύ-αντικειμενικός χαρακτήρας του προβλήματος ΕΔΔΒΑ με τη διεξαγωγή ανάλυσης ευαισθησίας. Η ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιείται εκτελώντας το προτεινόμενο μοντέλο για πολλές και διαφορετικές τιμές των συντελεστών βαρύτητας που πολλαπλασιάζουν τους όρους της αντικειμενικής συνάρτησης του μοντέλου. Τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας αυτής αποκαλύπτουν μια ανταγωνιστική σχέση μεταξύ των δεικτών αξιοπιστίας και των απωλειών ενεργού ισχύος. Επιπλέον, το προτεινόμενο μοντέλο καταλήγει σε διαφορετική ολική βέλτιστη λύση όταν εξετάζεται η μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ. Έτσι παρέχεται μια πιο ρεαλιστική λύση για το πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ, δηλαδή μια τοπολογία αναφοράς του δικτύου η οποία ικανοποιεί τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου κάτω από διαφορετικές, αλλά και ακραίες, συνθήκες φόρτισης και παραγωγής από ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει την αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων για τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ κατά την επίλυση του προβλήματος ΕΔΔΒΑ.

Συνεπώς, οι κύριες συνεισφορές της έρευνας που παρουσιάζεται σε αυτό το Κεφάλαιο είναι οι ακόλουθες [62]:

- Εισάγει μια νέα μεθοδολογία για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ, η οποία βελτιστοποιεί τους δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος και ταυτόχρονα ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενεργού ισχύος. Το προτεινόμενο μοντέλο είναι κυρτό, δεδομένου ότι αποτελείται από:

- 1) μια μεθοδολογία μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για το πρόβλημα της ΕΔΔ, και
- 2) μια μεθοδολογία μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού για τα μονοπάτια άνωθεν κάθε κόμβο, δηλαδή για τα μονοπάτια ανάμεσα σε κάθε κόμβο του δικτύου και στον υποσταθμό μεταφοράς, τα οποία μονοπάτια απαιτούνται για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος.

Στο πλαίσιο αυτό, διασφαλίζεται η εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης του προβλήματος, η οποία αποτελεί σημαντικό πλεονέκτημα του προτεινόμενου μοντέλου, σε σύγκριση με τις ευρετικές ή μετά-ευρετικές τεχνικές [81]–[95].

- Εμπλουτίζει το παραπάνω μοντέλο με μια μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για να ενσωματώσει στο πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ. Το προτεινόμενο μοντέλο παραμένει κυρτό, και συνεπώς η εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης παραμένει εγγυημένη. Η ενσωμάτωση των σεναρίων για τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ αποτελεί μια καταλυτική προσθήκη αυτής της διδακτορικής διατριβής, σε σύγκριση με τα ήδη δημοσιευμένα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού για ΕΔΔΒΑ [49]–[50], [96]–[100].

4.2 Κατάλογος συμβόλων

Σύνολα

Ω_L	Σύνολο γραμμών (κλάδων) του δικτύου.
Ω_{LSW}	Σύνολο γραμμών του δικτύου, στις οποίες είναι εγκατεστημένοι διακόπτες.
Ω_N	Σύνολο κόμβων (ζυγών) του δικτύου.
Ω_{NS}	Σύνολο κόμβων οι οποίοι είναι υποσταθμοί υψηλής τάσης προς μέση τάση (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ).
Ω_s	Σύνολο σεναρίων στοχαστικού προγραμματισμού.

Παράμετροι

$aux_{m,k}$	Βοηθητική παράμετρος. Αν η παράμετρος m είναι ίση με την παράμετρο k , τότε $aux_{m,k} = 1$, αλλιώς $aux_{m,k} = 0$.
c_1, c_2, c_3, c_4	Συντελεστές βαρύτητας κάθε όρου της αντικειμενικής συνάρτησης.
M	Ένας σχετικά μεγάλος αριθμός.
N_k	Πλήθος τελικών καταναλωτών στον κόμβο k .
$P_{d,i} / Q_{d,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο i .
R_{ij} / X_{ij}	Ωμική/επαγωγική αντίσταση σειράς της γραμμής διανομής $i-j$.
r_{ij}	Χρόνος αποκατάστασης της γραμμής διανομής $i-j$.
$S_{lim,ij}$	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) της γραμμής διανομής $i-j$.
$S_{max,i}$	Ονομαστική ισχύς του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στον κόμβο i .

V_{min} / V_{max}	Ελάχιστο/μέγιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης
λ_{ij}	Μέσος ρυθμός βλαβών της γραμμής διανομής $i-j$.
<i>Μεταβλητές</i>	
$AuxV_i^{sqr}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον υπολογισμό του τετραγώνου του μέτρου της τάσης του κόμβου i .
I_{ij}^{sqr}	Τετράγωνο του μέτρου του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$.
P_{ij} / Q_{ij}	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή διανομής $i-j$.
$P_{ss,i} / Q_{ss,i}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εγχέεται από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του κόμβου i .
U_k	Μέση διάρκεια διακοπών τροφοδότησης του κόμβου k .
V_i^{sqr}	Τετράγωνο του μέτρου της τάσης του κόμβου i .
λ_k	Μέσος ρυθμός βλαβών του κόμβου k .
π_s	Πιθανότητα πραγματοποίησης σεναρίου s .
<i>Δυναδικές μεταβλητές</i>	
$sub_{m,k}$	Βοηθητική μεταβλητή για τον υπολογισμό του μονοπατιού άνωθεν του κόμβου k . Αν ο κόμβος m είναι κόμβος Υ/Σ και μέρος του άνωθεν μονοπατιού του κόμβου k , τότε $sub_{m,k} = 1$. Αλλιώς, $sub_{m,k} = 0$.
sw_{ij}	Μεταβλητή που δηλώνει την κατάσταση του διακόπτη της γραμμής $i-j$. Όταν $sw_{ij} = 1$, ο διακόπτης είναι κλειστός. Αλλιώς, όταν $sw_{ij} = 0$, ο διακόπτης είναι ανοιχτός.
rd_{ij}	Μεταβλητή που δηλώνει αν ο κόμβος i και ο κόμβος j είναι γειτονικοί κόμβοι. Όταν $rd_{ij} = 1$, ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j .
$y_{ij,k}$	Κατευθυνόμενη μεταβλητή για τον υπολογισμό του μονοπατιού άνωθεν του κόμβου k . Αν ο κόμβος i είναι πρόγονος του κόμβου j και η γραμμή $i-j$ είναι μέρος του μονοπατιού άνωθεν του κόμβου k , τότε $y_{ij,k} = 1$. Αλλιώς, $y_{ij,k} = 0$.

4.3 Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ

Στην ενότητα αυτή αναλύεται η δυνατότητα που παρέχει η ΕΔΔ για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του ΔΔ, η αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ στο πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ, καθώς και η μεθοδολογία δημιουργίας των απαιτούμενων σεναρίων.

4.3.1 Η επαναδιαμόρφωση δικτύων διανομής ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους

Η ΕΔΔ είναι η διαδικασία αλλαγής της τοπολογίας του δικτύου χρησιμοποιώντας τους διαθέσιμους διακόπτες με τους οποίους είναι εξοπλισμένο. Στη συμβατική προσέγγιση, η ΕΔΔ χρησιμοποιείται συνήθως για τη διαχείριση της συμφόρησης των γραμμών διανομής και την εξισορρόπηση του φορτίου στους κλάδους του δικτύου. Η ΕΔΔ χρησιμοποιείται επίσης για τη

μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος, τη βελτίωση της τάσης των κόμβων του δικτύου, και την αύξηση της διείσδυσης των ΜΔΠ στο δίκτυο.

Στο πρόβλημα της ΕΔΔ, θα πρέπει να πληρούνται όλοι οι λειτουργικοί περιορισμοί του δικτύου, καθώς και η ακτινικότητά του. Πολλά ΔΔ κατασκευάζονται ως ακτινικά δίκτυα. Υπάρχουν ωστόσο και πολλά άλλα, τα οποία, αν και κατασκευάζονται ως βροχοειδή δίκτυα, λειτουργούν ως ακτινικά, με τη χρήση κανονικά ανοικτών σημείων [64]. Η ακτινική τοπολογία του ΔΔ προσφέρει μείωση του αριθμού των στοιχείων του δικτύου που εκτίθενται σε περίπτωση βλάβης [84], ευκολότερο συντονισμό των μέσων προστασίας, χαμηλότερα ρεύματα βλάβης και χαμηλότερο κόστος [49].

Η ΕΔΔ σχετίζεται επίσης και με την αξιοπιστία του συστήματος, καθώς οι δείκτες αξιοπιστίας εξαρτώνται από τον ρυθμό βλαβών και τον χρόνο αποκατάστασης των στοιχείων του δικτύου που ανήκουν στο μονοπάτι άνωθεν κάθε κόμβου του ΔΔ. Το πρόβλημα της ΕΔΔ βασίζεται εγγενώς στη βελτιστοποίηση της υπάρχουσας υποδομής του δικτύου, δηλαδή στον χειρισμό των διαθέσιμων διακοπών με τους οποίους είναι ήδη εξοπλισμένο. Μέσω της ΕΔΔ, ο Διαχειριστής του ΔΔ στοχεύει να αλλάξει την τοπολογία αναφοράς του δικτύου και να επιλέξει τη βέλτιστη. Σε αυτό το πλαίσιο, η ΕΔΔ μπορεί να είναι μια επωφελής και οικονομικά αποδοτική στρατηγική για τον Διαχειριστή του ΔΔ που επιθυμεί να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος χωρίς αναβαθμίσεις υποδομών ή επενδύσεις σε ακριβό τηλεχειριζόμενο εξοπλισμό.

4.3.2 Η αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ

Η πλειονότητα των πρόσφατων μελετών στον τομέα της ΕΔΔΒΑ θεωρούν ότι το μέσο φορτίο του δικτύου αντικατοπτρίζει το πιο αντιπροσωπευτικό και αναμενόμενο στιγμιότυπο του δικτύου. Ακόμη και σε μελέτες που περιλαμβάνουν την παραγωγή από ΑΠΕ, λαμβάνεται υπόψη η μέση παραγωγή από ΑΠΕ ή κάποιο άλλο ενιαίο επίπεδο παραγωγής, π.χ. η μέγιστη παραγωγή από ΑΠΕ.

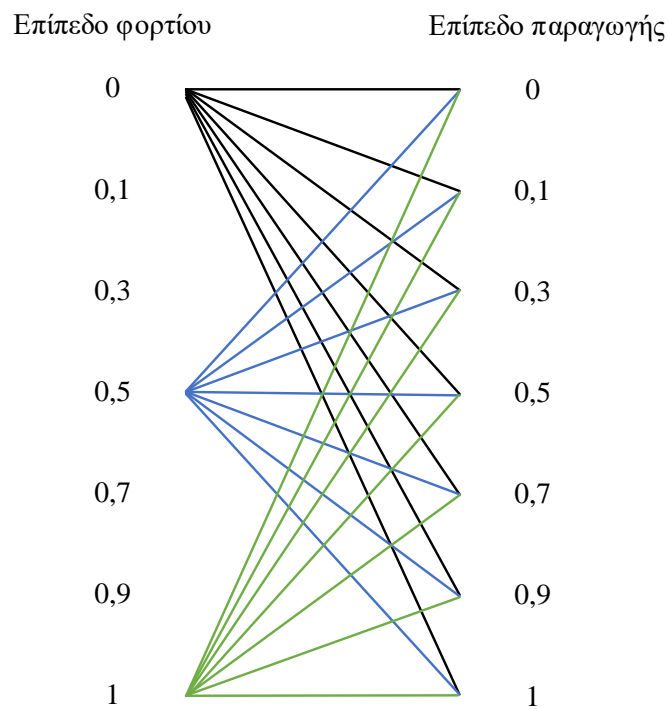
Η θεώρηση ενός ενιαίου επιπέδου φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ δεν μπορεί να θεωρηθεί επαρκής για την εκτίμηση της αξιοπιστίας του συστήματος υπό συνθήκες μεταβλητού φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Ειδικά όταν περιλαμβάνονται τεχνικοί περιορισμοί στη βελτιστοποίηση των δεικτών αξιοπιστίας, όπως τα όρια τάσης των κόμβων και η ένταση των γραμμών διανομής, θα πρέπει να εξετάζεται μια πιο λεπτομερής ανάλυση των συνθηκών του δικτύου, π.χ. να λαμβάνονται υπόψη πολλαπλά σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Ως εκ τούτου, η συμβατική προσέγγιση δεν είναι ρεαλιστική, δεδομένου ότι μπορεί να οδηγήσει σε μια τοπολογία στην οποία το δίκτυο να μην λειτουργεί βέλτιστα σε περιπτώσεις με διαφορετικές συνθήκες φορτίου και παραγωγής. Στο πλαίσιο αυτό, η τοπολογία αναφοράς του ΔΔ που βελτιώνει την αξιοπιστία του συστήματος με παρουσία μη κατανεμόμενων ΜΔΠ μπορεί να διαφέρει από εκείνη της συμβατικής προσέγγισης.

4.3.3 Μεθοδολογία δημιουργίας σεναρίων

Οι μακροπρόθεσμες μελέτες για τα ΣΗΕ χρησιμοποιούν κυρίως ωριαία δεδομένα φορτίου και παραγωγής σε ετήσια βάση. Ωστόσο, η χρησιμοποίηση ωριαίων δεδομένων για ένα ολόκληρο έτος σε ένα μοντέλο για ΕΔΔΒΑ, οδηγεί σε αρκετά σημαντική υπολογιστική επιβάρυνση. Συνεπώς, απαιτείται ένας συμβιβασμός μεταξύ του όγκου των δεδομένων και της υπολογιστικής επιβάρυνσης. Επιθυμώντας να μειωθεί ο μεγάλος αριθμός των υπό εξέταση χρονικών περιόδων

φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ για ένα ολόκληρο έτος (δηλαδή 8760 ώρες) σε διαχειρίσιμο αριθμό σεναρίων φορτίου/ΑΠΕ, υιοθετείται η διαδικασία που ακολουθείται από τη [101].

Αρχικά, τα ωριαία δεδομένα (συνεχείς τιμές) του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ διακριτοποιούνται, ανάλογα, το καθένα με βάση κάποιον αριθμό περιοχών. Για παράδειγμα, αν τα ωριαία δεδομένα πρόκειται να διακριτοποιηθούν με βάση 7 περιοχές, τότε οι περιοχές αυτές θα είναι οι εξής: {0%}, (0%, 20%], ... (80%,100%), {100%}. Στη συνέχεια, τα διακριτά δεδομένα συγκεντρώνονται για να σχηματίσουν ορισμένα αντιπροσωπευτικά σενάρια. Στην περίπτωση που έχουν θεωρηθεί 7 περιοχές, τότε προκύπτουν 49 συνδυασμοί φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Οι συνδυασμοί αυτοί προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τις ώρες ταυτοχρονισμού των επιπέδων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, δηλαδή, όταν συμβαίνει ο ίδιος συνδυασμός ζήτησης και παραγωγής από ΑΠΕ. Συνεπώς, κάθε ένα από τα σενάρια που δημιουργείται χαρακτηρίζεται από ένα ζεύγος αντιπροσωπευτικών τιμών για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Στα πλαίσια της παρούσας διατριβής, ως αντιπροσωπευτικές τιμές θεωρούνται οι ενδιάμεσες τιμές των υιοθετημένων περιοχών. Έτσι, για παράδειγμα, η τιμή 30% χρησιμοποιείται για την αναπαράσταση του εύρους (20%,40%]. Οι περιοχές και οι αντίστοιχες αντιπροσωπευτικές τους τιμές στην περίπτωση των 7 περιοχών φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 4.1. Στη συνέχεια, ένα παράδειγμα διακριτοποίησης συνεχών τιμών σε 7 περιοχές παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.2. Ο τρόπος παραγωγής των σεναρίων για τα 7 επίπεδα φορτίου και τα 7 επίπεδα παραγωγής από ΑΠΕ παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1, στο οποίο, λόγω περιορισμένου χώρου, αποτυπώνονται μόνο τα 21 από τα 49 σενάρια. Επίσης, κάθε σενάριο συνοδεύεται από την κοινή πιθανότητα εμφάνισης μεταξύ φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, η οποία υπολογίζεται με βάση τις ώρες ταυτοχρονισμού του αντίστοιχου επιπέδου φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.



Σχήμα 4.1 Παραγωγή σεναρίων από τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.

Πίνακας 4.1 Αντιπροσωπευτικές τιμές στην περίπτωση των 7 περιοχών.

7 περιοχές – 49 σενάρια	
Περιοχή	Αντιπροσωπευτική τιμή
{0% }	0
(0%, 20%]	0.1
(20%, 40%]	0.3
(40%, 60%]	0.5
(60%, 80%]	0.7
(80%, 100%]	0.9
{100% }	1

Πίνακας 4.2 Παράδειγμα διακριτοποίησης συνεχών τιμών σε 7 περιοχές.

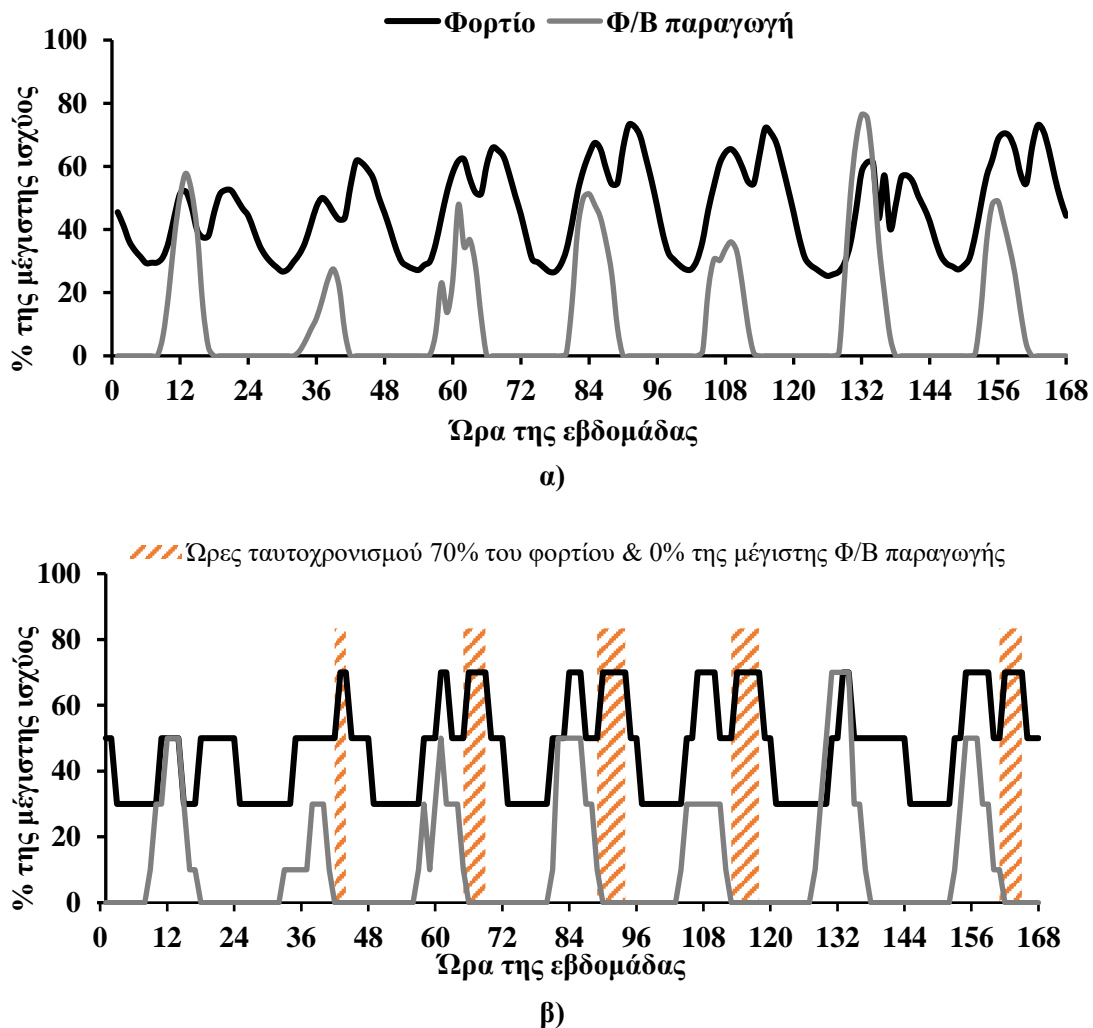
Συνεχείς τιμές		Περιοχή		Διακριτές τιμές	
Φορτίο	Παραγωγή	Φορτίο	Παραγωγή	Φορτίο	Παραγωγή
0,412	0,168	(40%, 60%]	(0%, 20%]	0,5	0,1
0,156	0,187	(0%, 20%]	(0%, 20%]	0,1	0,1
0,689	0,549	(60%, 80%]	(40%, 60%]	0,7	0,5
0,802	1	(80%, 100%)	{100% }	0,9	1
0,098	0	(0%, 20%]	{0}	0,1	0
0	0,207	{0}	(20%, 40%]	0	0,3
0,395	0,412	(20%, 40%]	(40%, 60%]	0,3	0,5
0,595	0,356	(40%, 60%]	(20%, 40%]	0,5	0,3
0,759	0,689	(60%, 80%]	(60%, 80%]	0,7	0,7
1	0,156	{100% }	(0%, 20%]	1	0,1
0,485	0,689	(40%, 60%]	(60%, 80%]	0,5	0,7
0,356	0,057	(20%, 40%]	(0%, 20%]	0,3	0,1
0,689	0,974	(60%, 80%]	(80%, 100%)	0,7	0,9
0,205	0,354	(20%, 40%]	(20%, 40%]	0,3	0,3

Για να δοθεί ένα παράδειγμα της διαδικασίας διακριτοποίησης και να εξηγηθεί η συγκέντρωση των ωρών ταυτοχρονισμού κάθε επιπέδου φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, εξετάζονται δύο σύνολα ωριαίων δεδομένων μιας χειμερινής εβδομάδας (168 ώρες), ένα για το φορτίο του δικτύου και ένα για την παραγωγή από φωτοβολταϊκά (Φ/Β) [102]. Το Σχήμα 4.2α απεικονίζει τις συνεχείς ωριαίες τιμές του φορτίου και της παραγωγής από Φ/Β, εκφραζόμενη σε ποσοστό επί του μέγιστου φορτίου και μέγιστης παραγωγής, αντίστοιχα. Το Σχήμα 4.2β απεικονίζει τις αντίστοιχες διακριτές τιμές για την ίδια εβδομάδα μετά την εφαρμοζόμενη

διαδικασία διακριτοποίησης [101]. Οι ώρες ταυτοχρονισμού που επισημαίνονται στο Σχήμα 4.2β δείχνουν τις ώρες που συμπίπτουν το 70% του φορτίου και το 0% της παραγωγής από Φ/Β. Ο συνδυασμός αυτός παρατηρείται για 20 ώρες κατά τη διάρκεια της συγκεκριμένης εβδομάδας και, συνεπώς, μπορεί να αποτελέσει ένα από τα σενάρια το οποίο έχει πιθανότητα εμφάνισης ίση με $20/168 \approx 0,12$.

4.4 Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος

Σε αυτή την ενότητα, εισάγεται ένα νέο μοντέλο για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ, το οποίο βασίζεται στην εύρεση του μονοπατιού άνωθεν κάθε κόμβου του δικτύου για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος. Το μοντέλο αυτό εμπλουτίζεται με μια προσέγγιση βασισμένη σε σενάρια για το επίπεδο του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ.



Σχήμα 4.2 Ωριαία δεδομένα φορτίου και παραγωγής από Φ/Β για μια χειμερινή εβδομάδα: α) πρωτότυπα δεδομένα, και β) διακριτά δεδομένα

4.4.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Το αντικείμενο του προτεινόμενου μοντέλου είναι η επαναδιαμόρφωση του δικτύου με στόχο τη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας του ή/και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος. Οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος που εξετάζονται είναι οι παρακάτω:

- Ο δείκτης μέσης συχνότητας διακοπών του συστήματος (System Average Interruption Frequency Index - *SAIFI*), ο οποίος εκφράζει τον μέσο ετήσιο αριθμό διακοπών που υφίσταται ένας καταναλωτής του δικτύου:

$$SAIFI = \frac{\sum_{k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS}} N_k \cdot \lambda_k}{\sum_{k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS}} N_k} \quad (4.1)$$

- Ο δείκτης μέσης διάρκειας διακοπών του συστήματος (System Average Interruption Duration Index - *SAIDI*), ο οποίος εκφράζει τη μέση ετήσια διάρκεια διακοπών ενός καταναλωτή του δικτύου:

$$SAIDI = \frac{\sum_{k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS}} N_k \cdot U_k}{\sum_{k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS}} N_k} \quad (4.2)$$

- Η ενέργεια που δεν τροφοδοτείται (Energy Not Supplied – *ENS*):

$$ENS = \sum_{k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS}} P_{d,k} \cdot U_k \quad (4.3)$$

Τέλος, οι απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου υπολογίζονται ως εξής:

$$P_{loss} = \sum_{ij \in \Omega_L} I_{ij}^{sqr} R_{ij} \quad (4.4)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ αποτελείται από τέσσερις όρους, οι οποίοι περιγράφονται στις εξισώσεις (4.5)–(4.8). Οι όροι αυτοί έχουν ως στόχο να ικανοποιήσουν τις ανάγκες του Διαχειριστή του ΔΔ για βελτίωση της αξιοπιστίας του ΔΔ, αλλά και για μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος. Ο πρώτος όρος στην (4.5) αντιπροσωπεύει τον δείκτη *SAIFI*, ο δεύτερος όρος στην (4.6) τον *SAIDI*, ο τρίτος όρος στην (4.7) τον δείκτη *ENS*, ενώ ο τέταρτος όρος στην (4.8) αντιπροσωπεύει τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου. Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δίνεται από την εξίσωση (4.9). Οι συντελεστές βαρύτητας των τεσσάρων όρων της αντικειμενικής συνάρτησης είναι c_1 , c_2 , c_3 και c_4 , αντίστοιχα. Οι τιμές των συντελεστών αυτών καθορίζουν την προτεραιότητα που δίνεται σε κάθε όρο της αντικειμενικής συνάρτησης. Τα μεγέθη των τεσσάρων όρων της αντικειμενικής συνάρτησης είναι μεταξύ τους συγκρίσιμα, καθώς κανονικοποιούνται με τις αντίστοιχες τιμές τους στη βασική τοπολογία του δικτύου ($SAIFI_{base}$, $SAIDI_{base}$, ENS_{base} , $P_{loss,base}$, αντίστοιχα).

$$f_1 = \frac{SAIFI}{SAIFI_{base}} \quad (4.5)$$

$$f_2 = \frac{SAIDI}{SAIDI_{base}} \quad (4.6)$$

$$f_3 = \frac{ENS}{ENS_{base}} \quad (4.7)$$

$$f_4 = \frac{P_{loss}}{P_{loss,base}} \quad (4.8)$$

$$f = \sum_{m=1}^4 c_m \cdot f_m \quad (4.9)$$

4.4.2 Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος

Το μοντέλο που εισάγεται για τη βέλτιστη ΕΔΔΒΑ υλοποιεί μια μεθοδολογία μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για το πρόβλημα της συμβατικής ΕΔΔ, εμπλουτισμένη με μια νέα μεθοδολογία μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος.

4.4.2.1 Μεθοδολογία για το πρόβλημα της συμβατικής ΕΔΔ

Το προτεινόμενο μοντέλο για την επίλυση του προβλήματος της ΕΔΔ υιοθετεί τις προσεγγίσεις των [13] και [41] και διατυπώνεται μαθηματικά στις εξισώσεις (4.10)–(4.25).

Αρχικά, οι εξισώσεις (4.10)–(4.11) αντιπροσωπεύουν τις εξισώσεις του ισοζυγίου ενεργού και αέργου ισχύος, αντίστοιχα, στους κόμβους του δικτύου. Η μεταβλητή rd_{ij} σχετίζεται με την ακτινικότητα του δικτύου. Εάν ο κόμβος i είναι ο πρόγονος του κόμβου j , η μεταβλητή rd_{ij} παίρνει την τιμή 1. Διαφορετικά, η μεταβλητή rd_{ij} παίρνει μηδενική τιμή, όπως ακριβώς και οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος σύμφωνα με τις εξισώσεις (4.12)–(4.13), υιοθετώντας τη μέθοδο των διαζευκτικών ανισοτήτων η οποία περιγράφεται στο Παράρτημα Β. Η παράμετρος M είναι ένας σχετικά μεγάλος αριθμός (σε αυτή τη μελέτη λαμβάνεται ίσος με 100).

$$\sum_{j \in \Omega_N} (P_{ji} - P_{ij}) + P_{ss,i} + P_{DG,i} = \sum_{ij \in \Omega_L} I_{ij}^{sqr} R_{ij} + P_{d,i} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.10)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} (Q_{ji} - Q_{ij}) + Q_{ss,i} = \sum_{ij \in \Omega_L} I_{ij}^{sqr} X_{ij} + Q_{d,i} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.11)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq P_{ij} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.12)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq Q_{ij} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.13)$$

Εάν η μεταβλητή rd_{ji} ισούται με 1, οι εξισώσεις (4.14)–(4.16) υπολογίζουν το τετράγωνο του μέτρου του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή διανομής $i-j$. Διαφορετικά, οι εξισώσεις (4.14)–(4.16) καθίστανται ανενεργές [103]. Η προσέγγιση της εξίσωσης (4.14) υιοθετείται από τις εργασίες [75]–[76] και έχει αποδειχθεί ακριβής. Εάν υπάρχει σύνδεση των κόμβων i και j , οι εξισώσεις (4.17)–(4.18) υπολογίζουν την πτώση τάσης μεταξύ αυτών των κόμβων.

$$AuxV_i^{sqr} \cdot I_{ij}^{sqr} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.14)$$

$$AuxV_i^{sqr} \leq V_j^{sqr} + M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.15)$$

$$AuxV_i^{sqr} \geq V_j^{sqr} - M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.16)$$

$$V_i^{sqr} \leq V_j^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ji} + X_{ij} \cdot Q_{ji}) + M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.17)$$

$$V_i^{sqr} \geq V_j^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ji} + X_{ij} \cdot Q_{ji}) - M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.18)$$

Οι εξισώσεις (4.19)–(4.21) δίνουν τα όρια τάσης των κόμβων του δικτύου, καθώς επίσης και τα όρια ικανότητας του υποσταθμού και κάθε γραμμής διανομής, αντίστοιχα.

$$V_{\min}^2 \leq V_i^{sqr} \leq V_{\max}^2 \quad \forall i \in \Omega_N \quad (4.19)$$

$$P_{ss,i}^2 + Q_{ss,i}^2 \leq S_{\max,i}^2 \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad (4.20)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{\lim,ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad (4.21)$$

Οι εξισώσεις (4.22)–(4.25) σχετίζονται με την ακτινικότητα του δικτύου [39]. Οι περιορισμοί (4.22)–(4.23) εγγυώνται ότι εάν η γραμμή που συνδέει τους κόμβους i και j είναι ενεργή, ο ένας κόμβος θα είναι πρόγονος του άλλου. Οι εξισώσεις (4.24)–(4.25) διασφαλίζουν ότι κάθε κόμβος έχει μόνο ένα πρόγονο, εκτός από τον υποσταθμό, ο οποίος δεν έχει πρόγονο.

$$rd_{ij} + rd_{ji} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_L \setminus \Omega_{LSW} \quad (4.22)$$

$$rd_{ij} + rd_{ji} = sw_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{LSW} \quad (4.23)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.24)$$

$$rd_{ji} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{NS}, \forall j \in \Omega_N \quad (4.25)$$

4.4.2.2 Μεθοδολογία για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας

Η παρούσα μελέτη εισάγει τις εξισώσεις (4.26)–(4.30) για τον προσδιορισμό του μονοπατιού άνωθεν κάθε κόμβου του $\Delta\Delta$ που απαιτείται για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος. Η μεθοδολογία αυτή εισάγει μια νέα κατευθυνόμενη δυαδική

μεταβλητή $y_{ij,k}$, η οποία καθορίζει εάν η γραμμή διανομής $i-j$ ανήκει στο μονοπάτι άνωθεν του κόμβου k .

Η μεταβλητή $y_{ij,k}$ συνδέεται με τη μεταβλητή rd_{ij} (η οποία σχετίζεται με την ακτινικότητα του δικτύου) όπως φαίνεται στην εξίσωση (4.26). Εάν ο κόμβος i είναι ο πρόγονος του κόμβου j ($rd_{ij} = 1$), η εξίσωση (4.26) καθορίζει εάν η γραμμή $i-j$ είναι μέρος του μονοπατιού άνωθεν του κόμβου k ή όχι. Διαφορετικά, η μεταβλητή $y_{ij,k}$ παίρνει την τιμή 0. Ο περιορισμός (4.27) εξασφαλίζει ότι η μεταβλητή $y_{ij,k}$ δεν μπορεί να είναι αμφίδρομη. Η εξίσωση (4.28) καθορίζει τις γραμμές του δικτύου που ανήκουν στο μονοπάτι άνωθεν κάθε κόμβου k . Η δυαδική μεταβλητή $sub_{m,k}$ λαμβάνει την τιμή 1, εάν η παράμετρος m είναι κόμβος υποσταθμού και μέρος του μονοπατιού άνωθεν του κόμβου k . Σε διαφορετική περίπτωση, η μεταβλητή $sub_{m,k}$ παίρνει την τιμή 0. Η βοηθητική παράμετρος $aux_{m,k}$ είναι ίση με 1 όταν $m=k$, και 0 διαφορετικά.

$$y_{ij,k} \leq rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall k \in \Omega_N \quad (4.26)$$

$$y_{ij,k} + y_{ji,k} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall k \in \Omega_N \quad (4.27)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_L / j=m} (y_{ij,k} - y_{ji,k}) + sub_{m,k} = aux_{m,k} \quad \forall k, m \in \Omega_N \quad (4.28)$$

Στις εξισώσεις (4.29)–(4.30), υπολογίζεται ο μέσος ετήσιος ρυθμός βλαβών (λ_k) και η μέση ετήσια διάρκεια διακοπών (U_k) κάθε κόμβου k του δικτύου, με τη βοήθεια της μεταβλητής $y_{ij,k}$.

$$\lambda_k = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,k} + y_{ji,k}) \cdot \lambda_{ij} \quad \forall k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.29)$$

$$U_k = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,k} + y_{ji,k}) \cdot \lambda_{ij} \cdot r_{ij} \quad \forall k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.30)$$

Οι εξισώσεις (4.26)–(4.30) αποτελούν μια σαφή και μαθηματικά αυστηρή διατύπωση που επιτρέπει τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος απευθείας από τη δομή του δικτύου μέσω των μεταβλητών $y_{ij,k}$ και rd_{ij} . Ως αποτέλεσμα, ανοίγει ο δρόμος για την ενσωμάτωση στο πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ μιας μεθοδολογίας στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για το φορτίο και την παραγωγή από ΑΠΕ, το οποίο αποτελεί τη βασική καινοτομία της παρούσας μελέτης.

4.4.3 Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ

Για την ενσωμάτωση της μεταβλητής φύσης του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ στο πρόβλημα της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ χρησιμοποιείται η διαδικασία δημιουργίας σεναρίων η οποία περιγράφεται στην Ενότητα 4.3.3. Το προτεινόμενο μοντέλο ακολουθεί τις ίδιες αρχές με ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων, στο οποίο περιλαμβάνονται οι μεταβλητές πρώτου σταδίου (here-and-now) και οι μεταβλητές δεύτερου σταδίου (wait-and-see), όπως παρουσιάζονται στην [104].

Στο προτεινόμενο μοντέλο, η κατάσταση των διακοπών αποτελεί το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου και μοντελοποιούνται ως μεταβλητές here-and-now, καθώς βελτιστοποιούνται σε όλα τα σενάρια. Το μοντέλο αναζητά την τοπολογία του ΔΔ η οποία βελτιστοποιεί την αναμενόμενη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης σε όλα τα σενάρια, λαμβάνοντας υπόψη την πιθανότητα εμφάνισης κάθε σεναρίου. Οι υπόλοιπες μεταβλητές θεωρούνται μεταβλητές κατάστασης του δικτύου, ορισμένες από τις οποίες μοντελοποιούνται ως here-and-now μεταβλητές και άλλες ως wait-and-see μεταβλητές. Ως εκ τούτου, στο προτεινόμενο μοντέλο, τα διανύσματα των here-and-now μεταβλητών είναι:

$$\mathbf{u} = \{sw_{ij}\} \text{ και } \mathbf{z} = \{rd_{ij}, y_{ij,k}, sub_{m,k}, \lambda_k, U_k\}$$

ενώ το διάνυσμα των wait-and-see μεταβλητών στο σενάριο s είναι:

$$\mathbf{x}_s = \{P_{ij,s}, Q_{ij,s}, P_{ss,i,s}, Q_{ss,i,s}, V_{i,s}^{sqr}, AuxV_{i,s}^{sqr}, I_{ij,s}^{sqr}\}$$

Το μοντέλο βελτιστοποίησης βάσει σεναρίων ελαχιστοποιεί την αναμενόμενη τιμή του δείκτη της μη τροφοδοτούμενης ενέργειας (*ENS*) και τις απώλειες ισχύος, καθώς και τις τιμές των δεικτών αξιοπιστίας *SAIFI* και *SAIDI*, όπως δίνονται από την (4.31).

$$\min_{\mathbf{u}, \mathbf{z}, \mathbf{x}_s} c_1 f_1 + c_2 f_2 + \sum_{s \in \Omega_s} \pi_s \cdot (c_3 f_{3,s} + c_4 f_{4,s}) \quad (4.31)$$

Συνεπώς, η συνολική μαθηματική διατύπωση του μοντέλου βάσει σεναρίων είναι η εξίσωση (4.31), με περιορισμούς τις εξισώσεις (4.10)–(4.30), στις οποίες προστίθεται ο δείκτης s όπου υπάρχουν οι wait-and-see μεταβλητές, όπως φαίνεται στις εξισώσεις (4.32)–(4.52):

$$\sum_{j \in \Omega_N} (P_{ji,s} - P_{ij,s}) + P_{ss,i,s} + P_{DG,i,s} = \sum_{ij \in \Omega_L} I_{ij,s}^{sqr} R_{ij} + P_{d,i,s} \quad \forall i \in \Omega_N \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.32)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} (Q_{ji,s} - Q_{ij,s}) + Q_{ss,i,s} = \sum_{ij \in \Omega_L} I_{ij,s}^{sqr} X_{ij} + Q_{d,i,s} \quad \forall i \in \Omega_N \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.33)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq P_{ij,s} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.34)$$

$$-M \cdot rd_{ij} \leq Q_{ij,s} \leq M \cdot rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.35)$$

$$AuxV_{i,s}^{sqr} \cdot I_{ij,s}^{sqr} \geq P_{ij,s}^2 + Q_{ij,s}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.36)$$

$$AuxV_{i,s}^{sqr} \leq V_{j,s}^{sqr} + M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.37)$$

$$AuxV_{i,s}^{sqr} \geq V_{j,s}^{sqr} - M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.38)$$

$$V_{i,s}^{sqr} \leq V_{j,s}^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ji,s} + X_{ij} \cdot Q_{ji,s}) + M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.39)$$

$$V_{i,s}^{sqr} \geq V_{j,s}^{sqr} - 2 \cdot (R_{ij} \cdot P_{ji,s} + X_{ij} \cdot Q_{ji,s}) - M \cdot (1 - rd_{ji}) \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.40)$$

$$V_{\min}^2 \leq V_{i,s}^{sqr} \leq V_{\max}^2 \quad \forall i \in \Omega_N \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.41)$$

$$P_{ss,i,s}^2 + Q_{ss,i,s}^2 \leq S_{\max,i}^2 \quad \forall i \in \Omega_{NS} \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.42)$$

$$P_{ij,s}^2 + Q_{ij,s}^2 \leq S_{lim,ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_L \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.43)$$

$$rd_{ij} + rd_{ji} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_L \setminus \Omega_{LSW} \quad (4.44)$$

$$rd_{ij} + rd_{ji} = sw_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_{LSW} \quad (4.45)$$

$$\sum_{j \in \Omega_N} rd_{ji} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.46)$$

$$rd_{ji} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{NS}, \forall j \in \Omega_N \quad (4.47)$$

$$y_{ij,k} \leq rd_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall k \in \Omega_N \quad (4.48)$$

$$y_{ij,k} + y_{ji,k} \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_L, \forall k \in \Omega_N \quad (4.49)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_L / j=m} (y_{ij,k} - y_{ji,k}) + sub_{m,k} = aux_{m,k} \quad \forall k, m \in \Omega_N \quad (4.50)$$

$$\lambda_k = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,k} + y_{ji,k}) \cdot \lambda_{ij} \quad \forall k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.51)$$

$$U_k = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,k} + y_{ji,k}) \cdot \lambda_{ij} \cdot r_{ij} \quad \forall k \in \Omega_N \setminus \Omega_{NS} \quad (4.52)$$

4.4.4 Παράδειγμα εφαρμογής προτεινόμενης μεθοδολογίας

Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζεται η μεθοδολογία υπολογισμού των δεικτών αξιοπιστίας του μέσου ρυθμού βλαβών (λ_k) και της μέσης διάρκειας διακοπών τροφοδότησης (U_k) ενός κόμβου k ενός δικτύου διανομής 8 κόμβων. Είναι σημαντικό να σημειωθεί, ότι ο υπολογισμός των δεικτών λ_k και U_k επιτρέπει τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας *SAIFI*, *SAIDI* και *ENS* σύμφωνα με τις εξισώσεις (4.1)–(4.3), ο οποίος είναι και ο στόχος του προτεινόμενου μοντέλου. Ο σκοπός αυτής της μελέτης περίπτωσης είναι διπλός:

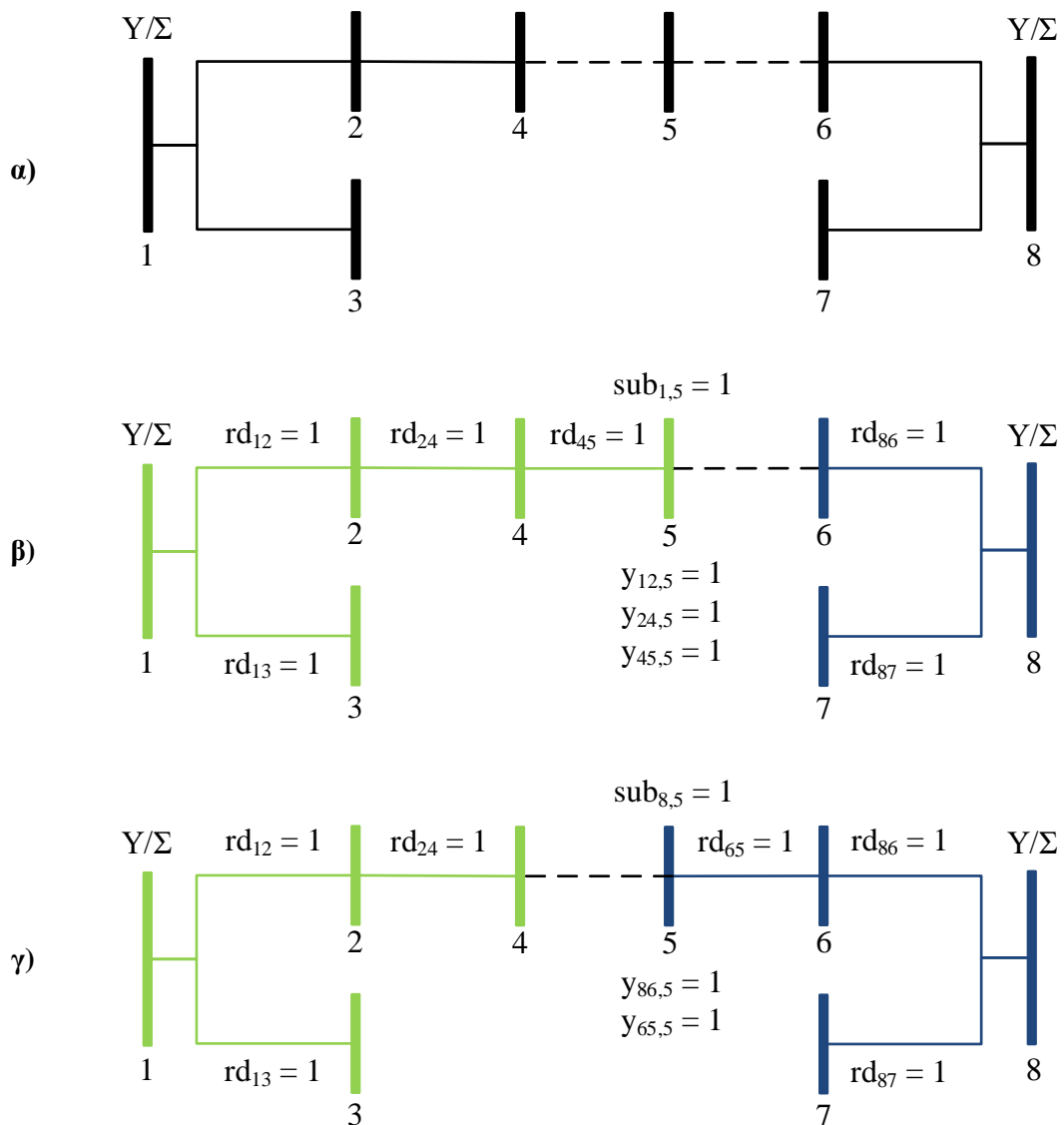
- 1) να γίνει ευκολότερα κατανοητή η προτεινόμενη μεθοδολογία (4.26)–(4.30) για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας ενός δικτύου, η οποία περιγράφεται στην Ενότητα 4.4.2.2 και εισάγει μια νέα κατευθυνόμενη δυαδική μεταβλητή $y_{ij,k}$, η οποία καθορίζει εάν η γραμμή διανομής i – j ανήκει στο μονοπάτι άνωθεν του κόμβου k .
- 2) να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητα της μεθόδου της ΕΔΔ ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους, όπως θεωρητικά περιγράφεται στην Ενότητα 4.3.1.

Το δίκτυο διανομής των 8 κόμβων που εξετάζεται φαίνεται στο Σχήμα 4.3α. Το δίκτυο αυτό αποτελείται από δύο κόμβους υποσταθμών (Υ/Σ), τον 1 και τον 8, καθώς και από έξι κόμβους φορτίου. Ακόμη, θεωρείται ότι οι γραμμές διανομής 4–5 και 5–6 είναι εξοπλισμένες με διακόπτη. Ο μέσος ρυθμός βλαβών λ_{ij} και ο χρόνος αποκατάστασης r_{ij} για κάθε γραμμή του δικτύου παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3. Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης περίπτωσης, εξετάζονται δύο διαφορετικές τοπολογίες, Τοπ. Α και Τοπ. Β, για το δίκτυο των 8 κόμβων. Στην Τοπ. Α, ο διακόπτης της γραμμής 4–5 είναι κλειστός, και συνεπώς, ο κόμβος 5 τροφοδοτείται

από τον κόμβο Υ/Σ 1, ενώ ο διακόπτης της γραμμής 5–6 είναι ανοικτός (Σχήμα 4.3β). Στην Τοπ. Β, ο διακόπτης της γραμμής 5–6 είναι κλειστός, και έτσι, ο κόμβος 5 τροφοδοτείται από τον κόμβο Υ/Σ 8, ενώ ο διακόπτης της γραμμής 4–5 είναι ανοικτός (Σχήμα 4.3γ). Οι τιμές των δυαδικών μεταβλητών $y_{ij,5}$, r_{ij} , και $sub_{m,5}$ για τις γραμμές $i-j$ και τον κόμβο Υ/Σ m του εξεταζόμενου δικτύου, παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.3β και 4.3γ για την Τοπ. Α και την Τοπ. Β, αντίστοιχα.

Πίνακας 4.3 Δεδομένα γραμμών δικτύου διανομής 8 κόμβων.

Γραμμή διανομής	1-2	1-3	2-4	4-5	5-6	6-8	7-8
λ_{ij} (βλάβες/έτος)	0,5	0,2	0,6	0,5	0,2	0,1	0,3
r_{ij} (ώρες)	3	2	4	3	2	1	3



Σχήμα 4.3 Δίκτυο διανομής 8 κόμβων: α) Αρχική τοπολογία, β) Τοπ. Α, γ) Τοπ. Β.

Στη συνέχεια, υπολογίζονται, και για τις δύο τοπολογίες, ο μέσος ρυθμός βλαβών και η μέση διάρκεια διακοπών τροφοδότησης του κόμβου 5 του δικτύου, σύμφωνα με τις εξισώσεις (4.29)–(4.30), όπως παρουσιάζεται παρακάτω.

- Για την Τοπ. Α:

$$\lambda_5^A = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,5} + y_{ji,5}) \cdot \lambda_{ij} = y_{12,5} \cdot \lambda_{12} + y_{24,5} \cdot \lambda_{24} + y_{45,5} \cdot \lambda_{45} = \lambda_{12} + \lambda_{24} + \lambda_{45}$$

$$\Rightarrow \lambda_5^A = 1,6 \text{ βλάβες/έτος}$$

$$U_5^A = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,5} + y_{ji,5}) \cdot \lambda_{ij} \cdot r_{ij} = y_{12,5} \cdot \lambda_{12} \cdot r_{12} + y_{24,5} \cdot \lambda_{24} \cdot r_{24} + y_{45,5} \cdot \lambda_{45} \cdot r_{45}$$

$$\Rightarrow U_5^A = \lambda_{12} \cdot r_{12} + \lambda_{24} \cdot r_{24} + \lambda_{45} \cdot r_{45} = 5,4 \text{ ώρες/έτος}$$

- Για την Τοπ. Β:

$$\lambda_5^B = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,5} + y_{ji,5}) \cdot \lambda_{ij} = y_{86,5} \cdot \lambda_{86} + y_{65,5} \cdot \lambda_{65} = \lambda_{68} + \lambda_{56}$$

$$\Rightarrow \lambda_5^B = 0,3 \text{ βλάβες/έτος}$$

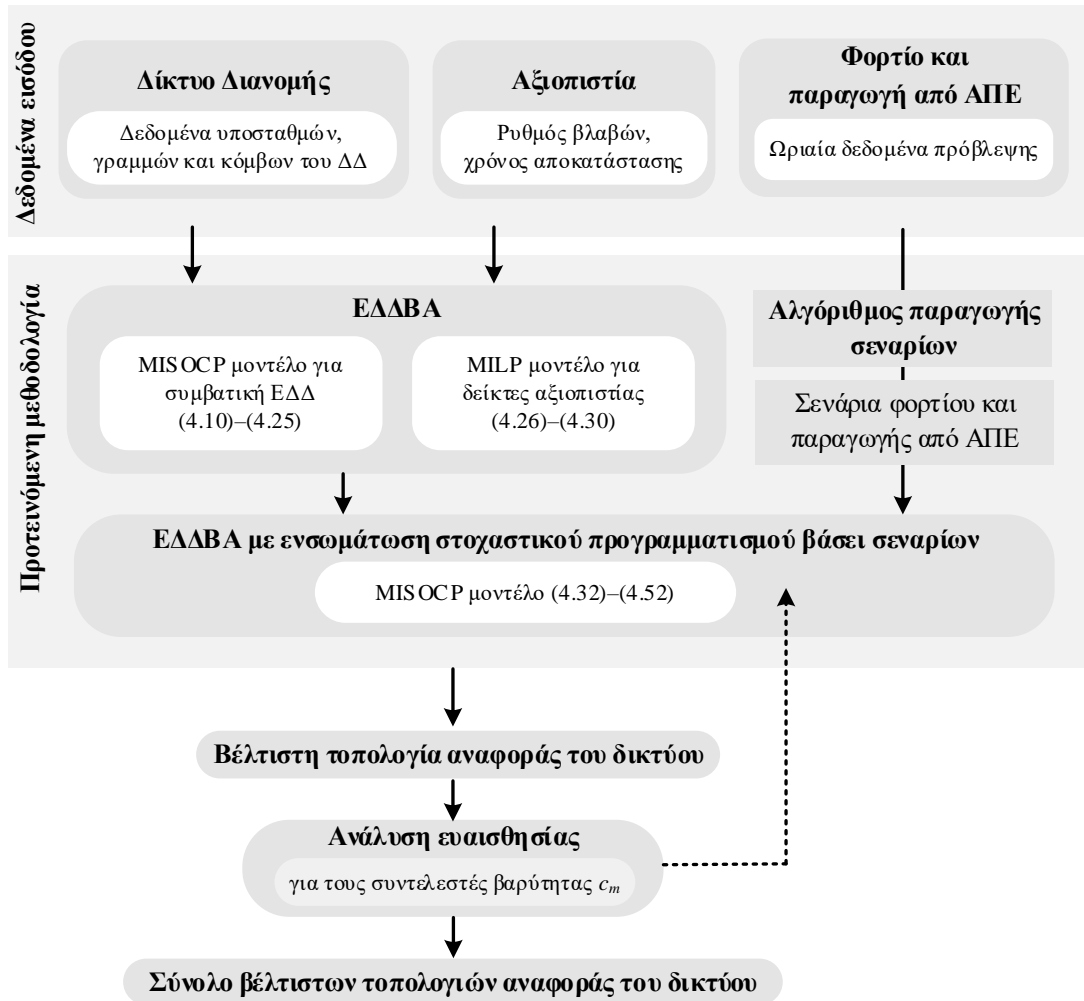
$$U_5^B = \sum_{ij \in \Omega_L} (y_{ij,5} + y_{ji,5}) \cdot \lambda_{ij} \cdot r_{ij} = y_{86,5} \cdot \lambda_{86} \cdot r_{86} + y_{65,5} \cdot \lambda_{65} \cdot r_{65} = \lambda_{68} \cdot r_{68} + \lambda_{56} \cdot r_{56}$$

$$\Rightarrow U_5^B = 0,5 \text{ ώρες/έτος}$$

Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν την επίδραση της τοπολογίας ενός δικτύου στο επίπεδο της αξιοπιστίας του. Όπως υπολογίστηκε παραπάνω, στην Τοπ. Α, τόσο ο μέσος ρυθμός βλαβών, όσο και η μέση διάρκεια διακοπών τροφοδότησης του κόμβου 5 του δικτύου είναι μεγαλύτεροι σε σχέση με τους αντίστοιχους στην Τοπ. Β. Συνεπώς, αποδεικνύεται ότι η μέθοδος της ΕΔΔ μπορεί να αποτελέσει μια πολύ σημαντική τεχνική για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ.

4.4.5 Μοντέλο επίλυσης του προβλήματος με ενσωμάτωση σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ

Το Σχήμα 4.4 αποτυπώνει μια επισκόπηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ. Το μοντέλο το οποίο ελαχιστοποιεί την (4.9) με τους περιορισμούς (4.10)–(4.30) είναι κυρτό, δεδομένου ότι αποτελεί μια μεθοδολογία μεικτού ακεραίου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Επιπλέον, το μοντέλο για ΕΔΔΒΑ βάσει σεναρίων, το οποίο ελαχιστοποιεί την (4.31) με τους περιορισμούς (4.32)–(4.52), είναι επίσης κυρτό, καθώς η μόνη διαφορά είναι ότι οι εξισώσεις (4.10)–(4.21) αναπαράγονται για κάθε σενάριο s και προκύπτουν οι (4.32)–(4.43). Και τα δύο μοντέλα επιλύονται με τον εμπορικό επιλύτη CPLEX [105] στο προγραμματιστικό περιβάλλον GAMS [106].



Σχήμα 4.4 Σχηματική επισκόπηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας.

4.5 Εφαρμογές

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά των ΔΔ στα οποία εφαρμόστηκε το προτεινόμενο μοντέλο καθώς και οι περιπτώσεις που μελετήθηκαν. Επίσης, παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα του μοντέλου. Τέλος, τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης συγκρίθηκαν με άλλες μεθόδους που παρουσιάζονται σε αντίστοιχες πρόσφατες μελέτες της βιβλιογραφίας.

4.5.1 Δίκτυα διανομής και βασικά χαρακτηριστικά προσομοιώσεων

Για να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητα και η δυνατότητα εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου, εξετάζονται δύο ΔΔ: το τυποποιημένο ΔΔ 33 κόμβων [13] και ένα πραγματικό ΔΔ 83 κόμβων [107]. Η τάση στους κόμβους του υποσταθμού ορίζεται σε 1,0 ανά μονάδα (α.μ.), τα όρια τάσης των κόμβων είναι $\pm 10\%$ της ονομαστικής και το θερμικό όριο κάθε γραμμής διανομής είναι ίσο με 10 MVA.

Βλάβες του δικτύου εμφανίζονται μόνο στις γραμμές διανομής και συνεπώς σε κάθε γραμμή διανομής αντιστοιχίζεται μία τιμή ρυθμού βλαβών. Ο ρυθμός βλαβών κάθε γραμμής θεωρείται ανάλογος με το μήκος της γραμμής. Η υψηλότερη τιμή ρυθμού βλαβών γραμμής του

δικτύου, αυτή των 0,4 βλαβών/έτος (f/y), αποδίδεται στην γραμμή με τη μεγαλύτερη αντίσταση, ενώ η χαμηλότερη τιμή ρυθμού βλαβών, αυτή των 0,1 f/y, αποδίδεται στην γραμμή με τη μικρότερη αντίσταση. Στη συνέχεια, οι ρυθμοί βλαβών των υπόλοιπων γραμμών του δικτύου υπολογίζονται με τη βοήθεια γραμμικής παρεμβολής. Όλα τα υπόλοιπα στοιχεία του δικτύου υποτίθεται ότι είναι πλήρως αξιόπιστα, όλες οι βλάβες των γραμμών θεωρούνται μόνιμα σφάλματα και η πιθανότητα μη λειτουργικότητας των διακοπών του δικτύου αγνοείται. Τέλος, όλες οι γραμμές διανομής των υπό εξέταση ΔΔ θεωρείται ότι έχουν τον ίδιο μέσο χρόνο αποκατάστασης, ο οποίος είναι ίσος με 2 ώρες.

4.5.2 Περιπτώσεις μελέτης

Εξετάζονται τρεις διαφορετικές περιπτώσεις για καθένα από τα δύο ΔΔ που εφαρμόστηκε το μοντέλο: η Περίπτωση I (Περ. I), η Περίπτωση II (Περ. II), και η Περίπτωση III (Περ. III). Τα δεδομένα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ, καθώς και η δομή και ο σκοπός κάθε περίπτωσης περιγράφονται παρακάτω.

1) Δεδομένα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ:

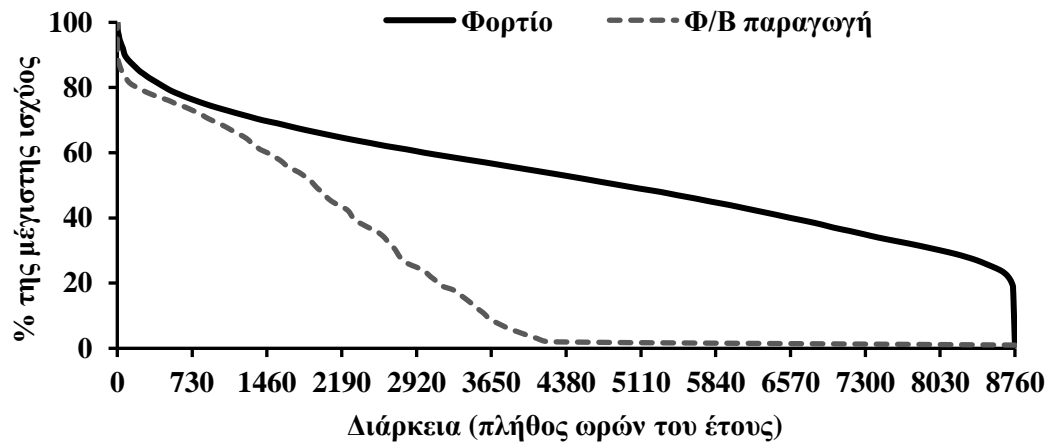
Για να εξεταστούν οι περιπτώσεις μελέτης, θεωρούνται δύο καμπύλες ωριαίων δεδομένων σε ετήσια βάση (δηλαδή 8760 τιμές), μία για το φορτίο και μία για την παραγωγή από Φ/Β. Τα πλήρη ωριαία δεδομένα σε ετήσια βάση για το φορτίο και για την παραγωγή από Φ/Β, βρίσκονται στο Παράρτημα Γ. Η καμπύλη διάρκειας φορτίου και παραγωγής από Φ/Β παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.5. Ο συντελεστής φορτίου και ο συντελεστής χρησιμοποίησης των ΜΔΠ είναι 0,520 και 0,205, αντίστοιχα.

2) Επιλογή περιπτώσεων μελέτης:

Στην Περ. I, το μοντέλο λύνει το πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ, βελτιστοποιώντας την (4.5) με τους περιορισμούς (4.6)–(4.26). Το ενιαίο επίπεδο φορτίου ορίζεται ίσο με 0,520 της μέγιστης ζήτησης, δηλαδή ίσο με τον συντελεστή φορτίου του δικτύου, και καμία ΜΔΠ δεν συνδέεται με το δίκτυο. Η Περ. II είναι αντίστοιχη της Περ. I, αλλά με την προσθήκη των ΜΔΠ, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.4. Η Περ. II θεωρεί ένα ενιαίο επίπεδο παραγωγής ίσο με 0,205 της χωρητικότητας των εγκατεστημένων ΜΔΠ. Στην Περ. III, το μοντέλο λύνει το πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ βάσει σεναρίων, ελαχιστοποιώντας την (4.27) με τους περιορισμούς (4.6)–(4.26), στους οποίους έχει προστεθεί ο δείκτης s όπου υπάρχουν οι wait-and-see μεταβλητές. Η Περ. III θεωρεί μεταβλητό φορτίο και μεταβλητή παραγωγή από Φ/Β. Τα δεδομένα διακριτοποιούνται και στη συνέχεια συγκεντρώνονται σύμφωνα με τη διαδικασία που περιγράφεται στην Ενότητα 4.4.3, καταλήγοντας σε 49 σενάρια φορτίου και παραγωγής από Φ/Β, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.5.

Πίνακας 4.4 Δεδομένα ΜΔΠ στις Περ. II και III.

ΔΔ	Μέγιστη ισχύς ΜΔΠ (MW)	Πλήθος ΜΔΠ	Κόμβοι σύνδεσης ΜΔΠ
33	1	4	5, 12, 18, 23
83	2	10	5, 7, 12, 20, 28, 39, 53, 60, 76, 83



Σχήμα 4.5 Καμπύλη διάρκειας φορτίου και παραγωγής από Φ/Β.

Πίνακας 4.5 Ώρες ταυτοχρονισμού κάθε σεναρίου φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.

		% της μέγιστης παραγωγής από ΑΠΕ						
		0%	10%	30%	50%	70%	90%	100%
% του μέγιστου φορτίου	0%	0	0	0	0	0	0	0
	10%	24	1	0	0	0	0	0
	30%	1782	337	113	43	16	0	0
	50%	1410	560	564	527	483	67	0
	70%	1123	202	143	308	584	58	0
	90%	204	11	2	10	174	13	0
	100%	1	0	0	0	0	0	0

Πίνακας 4.6 Πιθανότητα εμφάνισης σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.

		% της μέγιστης παραγωγής από ΑΠΕ						
		0%	10%	30%	50%	70%	90%	100%
% του μέγιστου φορτίου	0%	0	0	0	0	0	0	0
	10%	0.27	0.01	0	0	0	0	0
	30%	20.34	3.85	1.29	0.49	0.18	0	0
	50%	16.10	6.39	6.44	6.02	5.51	0.76	0
	70%	12.82	2.31	1.63	3.52	6.67	0.66	0
	90%	2.33	0.13	0.02	0.11	1.99	0.15	0
	100%	0.01	0	0	0	0	0	0

Τα 23 από τα 49 σενάρια που προκύπτουν αγνοούνται λόγω του γεγονότος ότι παρουσιάζουν μηδενική πιθανότητα εμφάνισης. Τα επιλεγμένα σενάρια οδήγησαν σε συντελεστή φορτίου 0,521 και συντελεστή χρησιμοποίησης ΜΔΠ ίσο με 0,206. Οι τιμές αυτές έχουν πολύ μικρό σφάλμα σε σχέση με εκείνες των πρωτότυπων δεδομένων, διατηρώντας έτσι την αρχική συμπεριφορά του ετήσιου φορτίου και της παραγωγής από Φ/Β. Με βάση τις ώρες ταυτοχρονισμού του Πίνακα 4.5, υπολογίζεται η πιθανότητα κάθε σεναρίου του Πίνακα 4.6, όπως εξηγείται στην Ενότητα 4.4.3.

3) Σκοπός των επιλεγμένων περιπτώσεων:

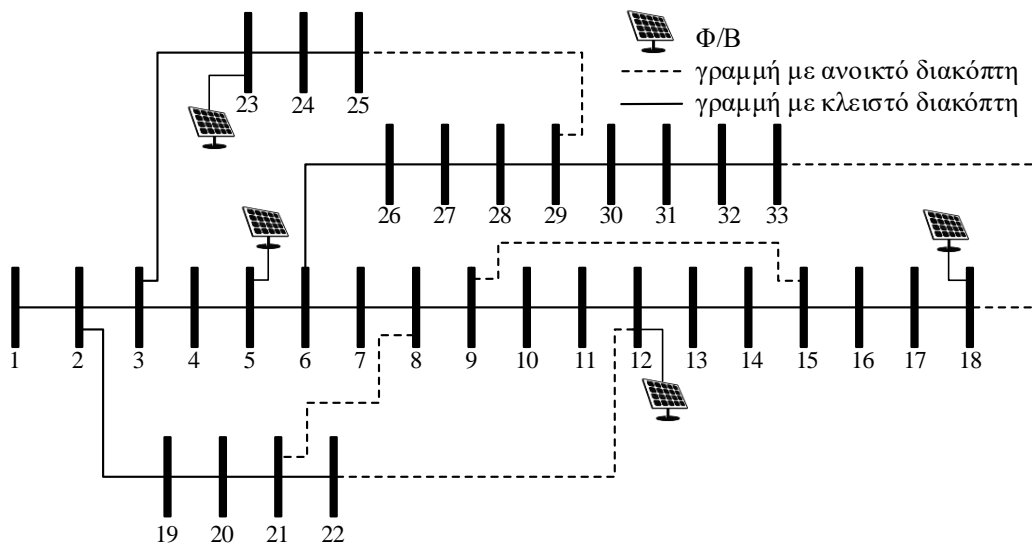
Η Περ. I αποδεικνύει την αποτελεσματικότητα του μοντέλου που παρουσιάζεται και δίνει τη δυνατότητα να συγκριθούν τα αποτελέσματα που προκύπτουν με εκείνα από άλλες μεθόδους της βιβλιογραφίας. Η Περ. II επιλέγεται για να αποδείξει την ικανότητα εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου σε ΔΔ με ενσωμάτωση ΜΔΠ. Η Περ. III λαμβάνεται ώστε να γίνει η σύγκριση των αποτελεσμάτων της με αυτά της Περ. II, και να αναδείξει την αναγκαιότητα της θεώρησης πολλαπλών σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, ως μια πιο ρεαλιστική και αξιόπιστη προσέγγιση για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας των ΔΔ.

4.5.3 Αποτελέσματα στο δίκτυο διανομής 33 κόμβων

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα του προτεινόμενου μοντέλου σε ένα δίκτυο διανομής 33 κόμβων.

4.5.3.1 Περιγραφή δικτύου και παρουσίαση αποτελεσμάτων

Το ΔΔ 33 κόμβων λειτουργεί στα 12,66 kV, αποτελείται από 1 υποσταθμό, 32 κόμβους φορτίου και έχει μέγιστη ζήτηση 3,72 MW. Η βασική τοπολογία του φαίνεται στο Σχήμα 4.6. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του λαμβάνονται από τη [13] και παρουσιάζονται στο Παράρτημα Γ. Όλες οι γραμμές διανομής θεωρείται ότι είναι εξοπλισμένες με διακόπτες, ενώ υπάρχουν και 5 διακόπτες οι οποίοι βρίσκονται σε ανοιχτή θέση στη βασική τοπολογία. Η χωρητικότητα του υποσταθμού είναι 10 MVA και ο αριθμός των πελατών που συνδέονται σε κάθε κόμβο θεωρείται σύμφωνα με την [49].



Σχήμα 4.6 Βασική τοπολογία ΔΔ 33 κόμβων.

Πίνακας 4.7 Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας στο ΔΔ 33 κόμβων.

Περ.	Τοπ. #	Απώλειες ισχύος (kW)	SAIFI (f/y)	ENS (MWh/y)	Ανοιχτοί διακόπτες
I	βασική	51.081	1.300	4.818	8-21, 9-15, 12-22, 18-33, 25-29
	1	39.583	1.081	4.013	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 27-28
	2	38.607	1.082	4.015	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 28-29
	3	37.688	1.084	4.022	7-8, 9-10, 14-15, 17-18, 28-29
	4	36.668	1.095	4.073	7-8, 9-10, 14-15, 18-33, 28-29
	5	36.210	1.110	4.128	7-8, 9-10, 14-15, 28-29, 32-33
	6	36.084	1.195	4.453	7-8, 9-10, 14-15, 25-29, 32-33
II	βασική	29.129	1.300	4.818	8-21, 9-15, 12-22, 18-33, 25-29
	1	23.606	1.081	4.013	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 27-28
	2	22.861	1.082	4.015	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 28-29
	3	22.449	1.084	4.022	7-8, 9-10, 14-15, 17-18, 28-29
	4	21.270	1.177	4.381	7-8, 9-10, 14-15, 28-29, 31-32
	5	20.684	1.235	4.606	7-8, 9-10, 14-15, 25-29, 31-32
III	βασική	50.036	1.300	4.821	8-21, 9-15, 12-22, 18-33, 25-29
	1	34.785	1.081	4.017	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 27-28
	2	33.778	1.082	4.018	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 28-29
	3	33.135	1.084	4.025	7-8, 9-10, 14-15, 17-18, 28-29
	4	32.978	1.097	4.068	7-8, 9-10, 9-15, 17-18, 28-29
	5	32.923	1.098	4.070	7-8, 9-15, 10-11, 17-18, 28-29
	6	32.921	1.125	4.143	7-8, 8-9, 14-15, 17-18, 28-29

Ο Πίνακας 4.7 παρουσιάζει τις τιμές κάθε όρου της αντικειμενικής συνάρτησης για τη βασική τοπολογία του δικτύου, καθώς και τις βέλτιστες τοπολογίες του δικτύου που λαμβάνονται μετά τη διεξαγωγή της ανάλυσης ευαισθησίας για τους συντελεστές βαρύτητας c_m και στις τρεις περιπτώσεις. Συγκεκριμένα, ο συντελεστής βαρύτητας των απωλειών ενεργού ισχύος, δηλαδή ο c_4 , λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 με βήμα 0,001. Οι άλλοι τρεις συντελεστές βαρύτητας θεωρούνται ίσοι, δεδομένου ότι είναι προσανατολισμένοι στην αξιοπιστία του συστήματος, και συνεπώς ισχύει $c_1=c_2=c_3=(1-c_4)/3$.

Για κάθε περίπτωση, οι λύσεις κατατάσσονται ξεκινώντας από εκείνες με τη μεγαλύτερη τιμή απωλειών ισχύος, οι οποίες τοποθετούνται στην κορυφή. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.7,

σε όλες τις περιπτώσεις προκύπτει ένα σύνολο βέλτιστων λύσεων, κάθε μία από τις οποίες ελαχιστοποιεί τους δείκτες αξιοπιστίας ή/και τις απώλειες ισχύος με διαφορετικά κριτήρια στάθμισης. Το γεγονός αυτό αναδεικνύει την ανάγκη διερεύνησης της σχέσης μεταξύ της αξιοπιστίας και των απωλειών ισχύος κατά τον σχεδιασμό της τοπολογίας αναφοράς του δικτύου από τον Διαχειριστή του ΔΔ.

4.5.3.2 Γενική συζήτηση

Αρχικά, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η τιμή των απωλειών ενεργού ισχύος που υπολογίζεται από το προτεινόμενο μοντέλο για τη βασική τοπολογία της Περ. I (51.081 kW) είναι σχεδόν η ίδια με εκείνη που προκύπτει από το Matpower (51.053 kW) [108]. Αυτό το γεγονός αποδεικνύει την ακρίβεια του προτεινόμενου μοντέλου.

Επιπλέον, σε όλες τις περιπτώσεις, οι βέλτιστες τοπολογίες του δικτύου που προκύπτουν παρέχουν καλύτερες τιμές για τους δείκτες αξιοπιστίας και τις απώλειες ισχύος, σε σύγκριση με τη βασική τοπολογία. Στην Περ. I, το προτεινόμενο μοντέλο μειώνει την τιμή του *ENS* έως και 16,7% (Τοπ. #1), ενώ οι απώλειες ισχύος μειώνονται έως και 29,4% (Τοπ. #6), σε σύγκριση με τη βασική τοπολογία. Στην Περ. II, η τοπολογία που παρέχει την ελάχιστη τιμή για τις απώλειες ισχύος είναι η Τοπ. #5, η οποία εμφανίζεται στο Σχήμα 4.7α. Η τοπολογία αυτή είναι διαφορετική σε σύγκριση με εκείνη της Περ. I (Τοπ. #6), δεδομένου ότι στην Περ. II εξετάζεται η παρουσία ΜΔΠ στο δίκτυο. Στην Περ. III, η βελτιστοποίηση βάσει σεναρίων για τα επίπεδα φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ παρέχει ένα αρκετά διαφορετικό σύνολο βέλτιστων τοπολογιών του δικτύου σε σύγκριση με την Περ. II, ιδιαίτερα καθώς αυξάνεται ο συντελεστής βαρύτητας των απωλειών ισχύος (c_4). Συγκεκριμένα, στην Περ. III, η τοπολογία που παρέχει την ελάχιστη τιμή για τις απώλειες ισχύος είναι η Τοπ. #6, η οποία εμφανίζεται στο Σχήμα 4.7β. Η τοπολογία αυτή διαφέρει σημαντικά σε σύγκριση με εκείνη της Περ. II (Τοπ. #5).

Όπως ήταν αναμενόμενο, σε όλες τις περιπτώσεις, οι λύσεις με την ίδια τοπολογία παρέχουν ίδιες τιμές για τους δείκτες *SAIFI* και *SAIDI*, καθώς οι τιμές των δεικτών αυτών εξαρτώνται αποκλειστικά από την τοπολογία του δικτύου. Όσον αφορά τον δείκτη *ENS*, παρά το γεγονός ότι ο *ENS* δεν σχετίζεται μόνο με την τοπολογία του δικτύου αλλά και με το επίπεδο της ζήτησης, παρατηρείται ότι σε λύσεις με ίδια τοπολογία το *ENS* είναι παρόμοιο σε όλες τις περιπτώσεις. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ο συντελεστής φορτίου των πρωτότυπων και των διακριτών δεδομένων είναι σχεδόν ο ίδιος, όπως αναφέρεται στην Ενότητα 4.5.2.

4.5.3.3 Πλεονεκτήματα της βελτιστοποίησης βάσει σεναρίων στην ΕΔΔΒΑ

Για να αναδειχθεί η σημασία και η αναγκαιότητα της θεώρησης πολλαπλών επιπέδων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ στο πρόβλημα της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ, ακολουθεί μια λεπτομερέστερη σύγκριση των αποτελεσμάτων της Περ. III με εκείνα της Περ. II. Η συζήτηση επικεντρώνεται στα ακόλουθα τρία σημεία:

- 1) Το μέτρο της τάσης στους κόμβους του δικτύου βρίσκεται εντός των επιτρεπτών ορίων σε όλα τα σενάρια:

Κυρίαρχο πλεονέκτημα της προτεινόμενης μοντελοποίησης βάσει σεναρίων είναι ότι στη βέλτιστη τοπολογία του δικτύου, η τάση βρίσκεται εντός των επιτρεπτών ορίων σε όλους τους συνδυασμούς των διαφορετικών επιπέδων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.

Αντίθετα, οι προσεγγίσεις που εξετάζουν ένα ενιαίο επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ δεν εγγυώνται την ικανοποίηση των περιορισμών για όλα τα σενάρια.

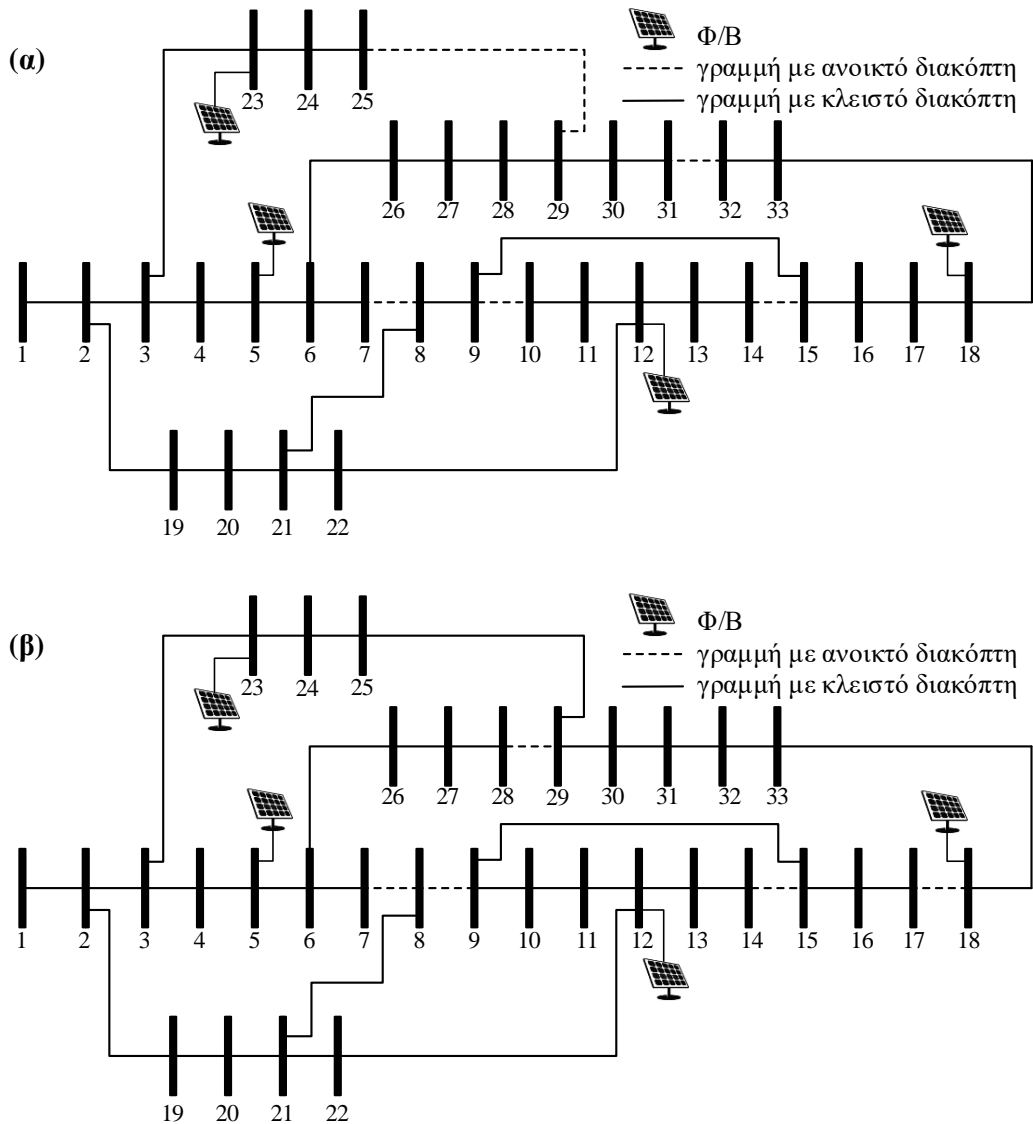
Για παράδειγμα, στον Πίνακα 4.8 παρουσιάζονται οι βέλτιστες τοπολογίες του δικτύου που παρέχουν τις ελάχιστες απώλειες ισχύος (ρύθμιση $c_4 = 1$) για τις Περ. II και III, αντίστοιχα, του Πίνακα 4.7. Στην Τοπ. #5 της Περ. II, διαπιστώνεται ότι η ελάχιστη τιμή τάσης που παρατηρείται σε όλους τους κόμβους του δικτύου είναι 0,977 α.μ. (στον κόμβο 31). Ωστόσο, όταν η ίδια τοπολογία εξετάζεται με τη θεώρηση πολλαπλών σεναρίων, η τάση μειώνεται έως και την τιμή των 0,905 α.μ. (στον κόμβο 32) στην περίπτωση του χειρότερου σεναρίου, δηλαδή σε αυτό που παρατηρείται το μέγιστο φορτίο και η ελάχιστη παραγωγή από Φ/Β. Η τιμή αυτή είναι κοντά στα όρια των επιτρεπτών τιμών τάσης. Ακόμη και σε σενάρια με μεγαλύτερη πιθανότητα εμφάνισης, π.χ. στο σενάριο που αντιστοιχεί στο 90% του φορτίου αιχμής και στο 0% της μέγιστης παραγωγής από Φ/Β, η τάση μειώνεται έως και την τιμή των 0,931 p.u. (στον κόμβο 32). Από την άλλη, στην Τοπ. #6 της Περ. III, η ελάχιστη τιμή τάσης στους κόμβους του δικτύου είναι 0,929 p.u. (στον κόμβο 18) στην περίπτωση του χειρότερου σεναρίου. Αυτό αποδεικνύει ότι η βελτιστοποίηση βάσει σεναρίων φορτίου και παραγωγής βελτιώνει το προφίλ τάσης των κόμβων του δικτύου.

Πίνακας 4.8 Σύγκριση των βέλτιστων τοπολογιών για ελαχιστοποίηση των απωλειών ισχύος στις Περ. II και III στο ΔΔ 33 κόμβων.

Λύση	Απώλειες (kW)	SAIFI (f/y)	ENS (MWh/y)	Ελάχ. μέτρο τάσης (α.μ.)
Τοπολογία #5 στην Περ. II	20.684	1.235	4.606	0.977 στον κόμβο 31
Τοπολογία #5 στην Περ. II υπολογισμένη με σενάρια	33.749	1.235	4.610	0.905 στον κόμβο 32
Τοπολογία #6 στην Περ. III	32.921	1.125	4.143	0.929 στον κόμβο 18

Πίνακας 4.9 Τοπολογία για βελτιστοποίηση αξιοπιστίας για διαφορετικά όρια τάσης στις Περ. II και III στο ΔΔ 33 κόμβων.

Περ.	Εύρος τάσης	Τοπ. #	ENS (MWh/y)	Ανοιχτοί διακόπτες
II	±10%... ±5%	1	4.013	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 27-28
	±10%... ±8%	1	4.017	7-8, 9-10, 14-15, 16-17, 27-28
III	±7%	7	4.024	7-8, 9-10, 14-15, 17-18, 27-28
	±6%	8	4.131	7-8, 9-10, 14-15, 28-29, 32-33



Σχήμα 4.7 Τοπολογία ΔΔ 33 κόμβων: α) Τοπ. #5 της Περ. II, και β) Τοπ. #6 της Περ. III.

- 2) Οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος βελτιστοποιούνται κάτω από συνθήκες πολλαπλών σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ:

Η βέλτιστη τοπολογία του δικτύου που παρέχει την ελάχιστη τιμή των δεικτών αξιοπιστίας (ρύθμιση $c_4 = 0$), τόσο στην Περ. II, όσο και στην Περ. III, είναι η ίδια (Τοπ. #1), όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.7. Ωστόσο, το εύρος για τις επιτρεπόμενες τιμές του μέτρου της τάσης στους κόμβους το δικτύου δεν είναι τόσο στενό και, ως εκ τούτου, δεν επηρεάζει άμεσα τη βέλτιστη τοπολογία του δικτύου όταν θεωρούνται πολλαπλά σενάρια για το επίπεδο του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ.

Επομένως, για να διερευνηθεί το πλεονέκτημα της βελτιστοποίησης βάσει σεναρίων που εφαρμόζεται στην Περ. III, το πρόβλημα βελτιστοποιείται με διαφορετικά εύρη για τις επιτρεπόμενες τιμές του μέτρου της τάσης των κόμβων του δικτύου. Συνεπώς, πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας για τα όρια του μέτρου της τάσης με τιμές ίσες με $\pm 10\%$, $\pm 9\%$, ..., $\pm 5\%$ της ονομαστικής τάσης. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν συνοψίζονται στον Πίνακα 4.9. Στην Περ. II, η ίδια βέλτιστη τοπολογία του δικτύου

διανομής (Τοπ. #1 της Περ. II) προκύπτει για όλα τα εύρη της τάσης, καθώς η ελάχιστη παρατηρούμενη τιμή τάσης, 0,974 p.u., είναι πολύ υψηλότερη από το χαμηλότερο όριο του πιο στενού εύρους τάσης, δηλαδή $\pm 5\%$. Από την άλλη, η Τοπ. #1 της Περ. III (ίδια με την Τοπ. #1 της Περ. II) παρατηρείται μόνο σε εύρος τάσης $\pm 10\%$, $\pm 9\%$ και $\pm 8\%$. Όταν το εύρος τάσης ρυθμίζεται σε $\pm 7\%$ και $\pm 6\%$, εμφανίζονται δύο νέες τοπολογίες του δικτύου που βελτιστοποιούν την αξιοπιστία του, οι Τοπ. #7 και #8 της Περ. III, αντίστοιχα. Όταν το εύρος των επιτρεπόμενων τιμών τάσης γίνεται πιο στενό, δηλαδή $\pm 5\%$, δεν υπάρχει τοπολογία του δικτύου που να μπορεί να διατηρήσει την τάση εντός του επιτρεπόμενου εύρους σε όλα τα σενάρια, και έτσι η επίλυση του προβλήματος είναι ανέφικτη.

3) Εξάγονται πιο ρεαλιστικές τιμές για τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου:

Η αξιολόγηση των απωλειών ενεργού ισχύος στην Περ. III είναι πιο ρεαλιστική σε σύγκριση με την Περ. II, καθώς στην Περ. III έχουν εξεταστεί πολλαπλά σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Ως εκ τούτου, η διαφορά στις απώλειες ισχύος μεταξύ των Περ. II και III, για την ίδια τοπολογία, π.χ. αυτή που ελαχιστοποιεί τους δείκτες αξιοπιστίας (Τοπ. #1), είναι λογική, με την τιμή των απωλειών ισχύος στην Περ. III να είναι πιο κοντά στην αναμενόμενη τιμή σε πραγματικές συνθήκες. Αξίζει να σημειωθεί, ότι οι απώλειες ισχύος εξαρτώνται από το τετράγωνο του ρεύματος και, συνεπώς, η αναμενόμενη τιμή στην Περ. II δεν μπορεί να είναι ίση με εκείνη της Περ. III για την ίδια τοπολογία. Αυτό δικαιολογεί και την υψηλή απόκλιση των απωλειών ισχύος από το ένα σενάριο στο άλλο. Όσον αφορά τη λύση που δίνει τις ελάχιστες απώλειες ισχύος στην Περ. II (Τοπ. #5), παρόλο που η τιμή των απωλειών ισχύος είναι 20.684 kW, η αντίστοιχη αναμενόμενη τιμή της όταν εξετάζεται σε πολλαπλά σταθμισμένα σενάρια είναι 33.749 kW, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.8. Επομένως, η Περ. III δίνει μια διαφορετική τοπολογία (Τοπ. #6) που βελτιστοποιεί περαιτέρω τόσο τις απώλειες ισχύος (32.921 kW) όσο και τους δείκτες αξιοπιστίας (ο δείκτης *ENS* μειώνεται από 4.610 MWh/y σε 4.143 MWh/y).

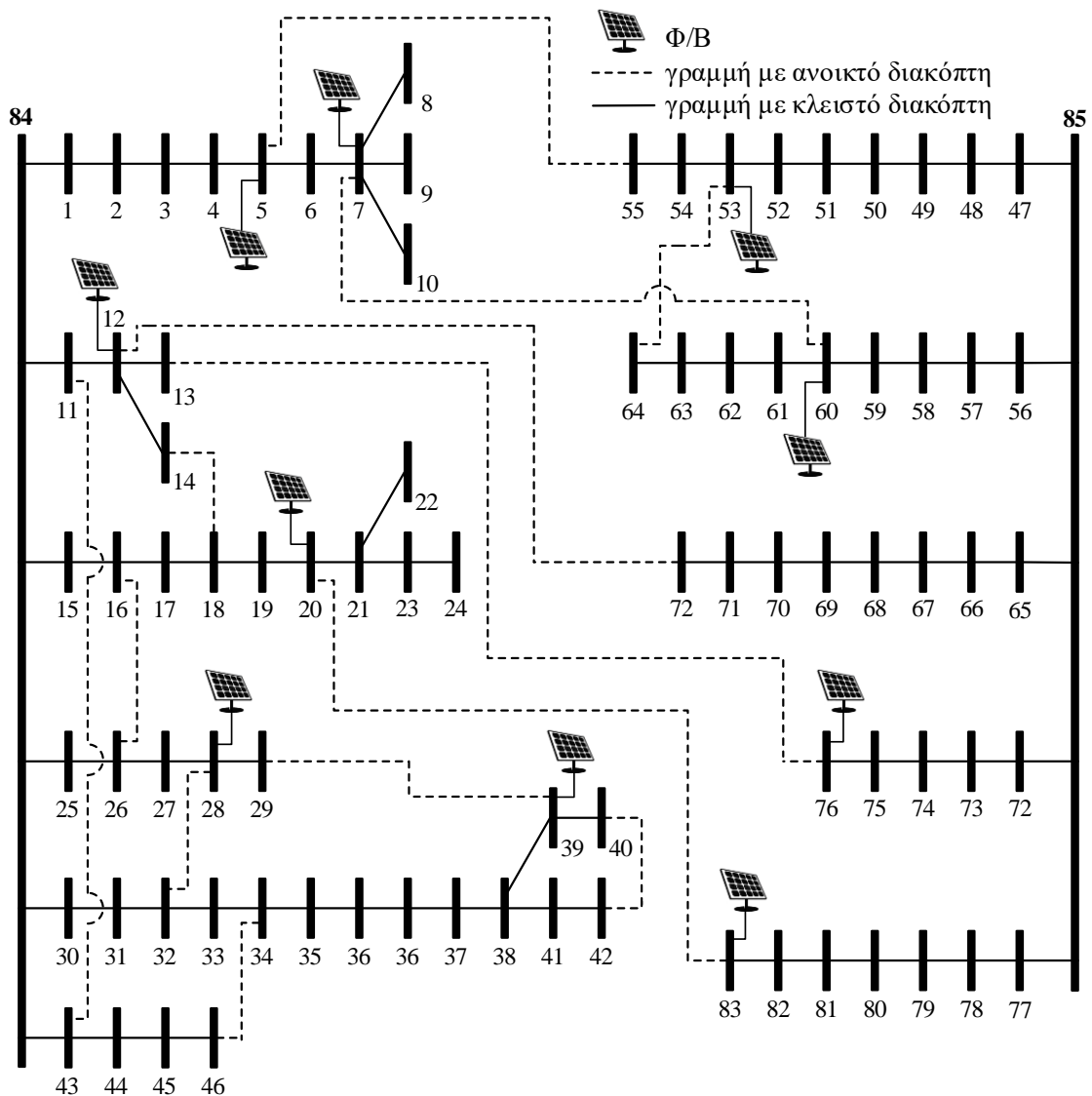
4.5.4 Αποτελέσματα στο δίκτυο διανομής 83 κόμβων

Στην Ενότητα αυτή εξετάζεται το ΔΔ 83 κόμβων της Taiwan Power Company για να διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα και η επεκτασιμότητα του προτεινόμενου μοντέλου όταν αυτό εφαρμόζεται σε πραγματικά ΔΔ, τα οποία μάλιστα τροφοδοτούνται από περισσότερους από έναν υποσταθμούς. Το δίκτυο αυτό λειτουργεί στα 11,40 kV και αποτελείται από 2 υποσταθμούς, 11 κύριες γραμμές και 83 κόμβους φορτίου. Το Σχήμα 4.8 παρουσιάζει τη βασική τοπολογία του δικτύου. Τα δεδομένα του δικτύου λαμβάνονται από την [107] και παρουσιάζονται στο Παράρτημα Γ. Η μέγιστη ζήτηση είναι 28,35 MW. Θεωρείται ότι όλες οι γραμμές του δικτύου είναι εξοπλισμένες με διακόπτες, ενώ υπάρχουν 13 διακόπτες οι οποίοι βρίσκονται σε ανοιχτή θέση στη βασική τοπολογία του δικτύου. Η χωρητικότητα κάθε υποσταθμού είναι 25 MVA και ο αριθμός των πελατών που συνδέονται με κάθε κόμβο θεωρείται σύμφωνα με την [49].

Η ανάλυση ευαισθησίας για τους συντελεστές βαρύτητας c_m της αντικειμενικής συνάρτησης πραγματοποιείται στο ΔΔ των 83 κόμβων με αντίστοιχο τρόπο με εκείνον του ΔΔ των 33 κόμβων. Συγκεκριμένα, ο συντελεστής βαρύτητας των απωλειών ενεργού ισχύος, δηλαδή ο c_4 , λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 με βήμα 0,001. Οι άλλοι τρεις συντελεστές βαρύτητας θεωρούνται ίσοι, δεδομένου ότι είναι προσανατολισμένοι στην αξιοπιστία του συστήματος, και

συνεπώς ισχύει $c_1=c_2=c_3=(1-c_4)/3$. Από τη διαδικασία αυτή, προέκυψε ένας σημαντικός αριθμός βέλτιστων λύσεων για την τοπολογία του δικτύου.

Ο Πίνακας 4.10 παρουσιάζει τις τοπολογίες του δικτύου που παρέχουν τις βέλτιστες τιμές για τους δείκτες αξιοπιστίας (Τοπ. Α) και τις απώλειες ισχύος (Τοπ. Β) για τις Περ. ΙΙ και ΙΙΙ. Και στις δύο περιπτώσεις, προέκυψαν παρόμοιες βέλτιστες τοπολογίες για τη βέλτιστη αξιοπιστία (Τοπ. Α) και η τιμή του δείκτη ENS μπορεί να μειωθεί έως και 5,9% σε σύγκριση με τη βασική τοπολογία. Στην Τοπ. Β των Περ. ΙΙ και ΙΙΙ (διαφορετικές μεταξύ τους), οι απώλειες ισχύος μειώνονται κατά 8,9% και 20,2%, αντίστοιχα, σε σύγκριση με τη βασική τοπολογία. Αξίζει να σημειωθεί ότι η Τοπ. Β της Περ. ΙΙΙ παρέχει πιο ρεαλιστικές τιμές και αποτελεί μια πιο εφικτή λύση από την Τοπ. Β της Περ. ΙΙ, δεδομένου ότι στην Περ. ΙΙΙ εξετάζονται πολλαπλά σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ.



Σχήμα 4.8 Βασική τοπολογία ΔΔ 83 κόμβων.

Πίνακας 4.10 Αποτελέσματα μοντέλου στο ΔΔ 83 κόμβων.

Περ.	Τοπ.	Απώλειες (kW)	ENS (MWh/y)	Ανοιχτοί διακόπτες
II	βασική	92.782	22.490	5-55, 7-60, 11-43, 12-72, 13-76, 14-18, 16-26, 20-83, 28-32, 29-39, 34-46, 40-42, 53-64
				6-7, 11-43, 13-76, 14-18, 16-26, 28-32, 33-34, 36-37, 41-42, 54-55, 62-63, 70-71, 82-83
	B	84.486	22.450	5-55, 6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 20-83, 28-32, 29-39, 32-33, 41-42, 63-64, 71-72
	βασική	148.383	22.507	5-55, 7-60, 11-43, 12-72, 13-76, 14-18, 16-26, 20-83, 28-32, 29-39, 34-46, 40-42, 53-64
6-7, 11-43, 13-76, 14-18, 16-26, 28-32, 33-34, 36-37, 41-42, 54-55, 62-63, 69-70, 82-83				
III	A	131.571	21.190	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 20-83, 28-32, 29-39, 32-33, 38-41, 54-55, 63-64, 71-72
	B	118.430	22.558	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 20-83, 28-32, 29-39, 32-33, 38-41, 54-55, 63-64, 71-72

Πίνακας 4.11 Χρόνος εκτέλεσης (min) του μοντέλου ανά περίπτωση για $c_4 = 0,25$.

Περίπτωση	Συντελεστής βαρύτητας c_4	Χρόνος εκτέλεσης (min) ανά δίκτυο διανομής	
		33 κόμβων	83 κόμβων
I	0,25	0,040	0,375
II	0,25	0,042	0,348
III	0,25	4,374	8,971

4.5.5 Χρόνος εκτέλεσης και υπολογιστική πολυπλοκότητα

Στη συνέχεια, εξετάζεται ο χρόνος εκτέλεσης του προτεινόμενου μοντέλου, όταν αυτό εφαρμόζεται στα δίκτυα 33 και 83 κόμβων και για τις τρεις Περιπτώσεις. Ο υπολογιστικός χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου για $c_1 = c_2 = c_3 = c_4 = 0,25$ παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.11. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν την αποδοτικότητα του προτεινόμενου μοντέλου, καθώς ανεξάρτητα από το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του κάθε δικτύου, ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου παραμένει αρκετά χαμηλός.

Πίνακας 4.12 Περιοχές και αντιπροσωπευτικές τιμές για 36, 100, 144 και 324 σενάρια.

6 περιοχές – 36 σενάρια		10 περιοχές – 100 σενάρια	
Περιοχή	Αντιπροσωπευτική τιμή	Περιοχή	Αντιπροσωπευτική τιμή
{0% }	0	{0% }	0
(0%, 25%]	0,125	(0%, 12,5%]	0,0625
(25%, 50%]	0,375	(12,5%, 25%]	0,1875
(50%, 75%]	0,625	(25%, 37,5%]	0,3125
(75%, 100%]	0,875	(37,5%, 50%]	0,4375
{100% }	1	(50%, 62,5%]	0,5625
		(62,5%, 75%]	0,6875
		(75%, 87,5%]	0,8125
		(87,5%, 100%]	0,9375
		{100% }	1
12 περιοχές – 144 σενάρια		18 περιοχές – 324 σενάρια	
Περιοχή	Αντιπροσωπευτική τιμή	Περιοχή	Αντιπροσωπευτική τιμή
{0% }	0	{0% }	0
(0%, 10%]	0,05	(0%, 6,25%]	0,03125
(10%, 20%]	0,15	(6,25%, 12,5%]	0,09375
(20%, 30%]	0,25	(12,5%, 18,75%]	0,15625
(30%, 40%]	0,35	(18,75%, 25%]	0,21875
(40%, 50%]	0,45	(25%, 31,25%]	0,28125
(50%, 60%]	0,55	(31,25%, 37,5%]	0,34375
(60%, 70%]	0,65	(37,5%, 43,75%]	0,40625
(70%, 80%]	0,75	(43,75%, 50%]	0,46875
(80%, 90%]	0,85	(50%, 56,25%]	0,53125
(90%, 100%]	0,95	(56,25%, 62,5%]	0,59375
{100% }	1	(62,5%, 68,75%]	0,65625
		(68,75%, 75%]	0,71875
		(75%, 81,25%]	0,78125
		(81,25%, 87,5%]	0,84375
		(87,5%, 93,75%]	0,90625
		(93,75%, 100%]	0,96875
		{100% }	1

Πίνακας 4.13 Χρόνος εκτέλεσης (min) του μοντέλου για την Περ. III και $c_4 = 0,25$ για διαφορετικό αριθμό σεναρίων.

Δίκτυο διανομής	Πλήθος σεναρίων				
	36	49	100	144	324
33 κόμβων	2,387	4,374	45,059	49,685	475,310
83 κόμβων	5,524	8,971	57,091	110,152	1480,879

Για να εξεταστεί η αποδοτικότητα του προτεινόμενου μοντέλου, το μοντέλο εφαρμόστηκε λαμβάνοντας υπόψη διαφορετικό πλήθος σεναρίων για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Τα σεναρία δημιουργήθηκαν ακολουθώντας την ίδια προσέγγιση η οποία περιγράφεται στην Ενότητα 4.3.3. Ειδικότερα, λαμβάνοντας υπόψη 6, 7, 10, 12 και 18 περιοχές για τη διακριτοποίηση του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ, δημιουργήθηκαν 36, 49, 100, 144 και 324 σεναρία, αντίστοιχα. Η διαδικασία διακριτοποίησης των συνεχών τιμών φορτίου και παραγωγής στην περίπτωση των 7 περιοχών (49 σεναρία), αναλύθηκε στην Ενότητα 4.3.3 και είναι αυτή η οποία θεωρήθηκε για την εφαρμογή του μοντέλου στα δίκτυα των 33 και 83 κόμβων, στις Ενότητες 4.5.4 και 4.5.5, αντίστοιχα. Ο Πίνακας 4.12 παρουσιάζει αναλυτικά τις περιοχές οι οποίες θεωρήθηκαν, καθώς και τις αντίστοιχες αντιπροσωπευτικές τους τιμές.

Ο Πίνακας 4.13 παρουσιάζει τον χρόνο εκτέλεσης για τον διαφορετικό αριθμό σεναρίων παραγωγής φορτίου και ΑΠΕ. Όπως ήταν αναμενόμενο, η υπολογιστική επιβάρυνση αυξάνεται καθώς μεγαλώνει ο αριθμός των σεναρίων που εξετάζονται. Είναι σημαντικό να σημειωθεί, ότι το μοντέλο εξάγει την ίδια βέλτιστη τοπολογία για κάθε ΔΔ σε όλα τα σεναρία. Συνεπώς, η επιλογή των 49 σεναρίων στην Περ. III της Ενότητας 4.5 εξασφαλίζει μια αρκετά ικανοποιητική ισορροπία μεταξύ χρόνου εκτέλεσης και ακρίβειας αποτελεσμάτων.

Στην πράξη, οι χρόνοι εκτέλεσης στους Πίνακες 4.11 και 4.13 αναμένεται να είναι πολύ χαμηλότεροι, δεδομένου ότι συνήθως δεν είναι όλες οι γραμμές διανομής του δικτύου εξοπλισμένες με διακόπτες. Τα πραγματικά ΔΔ δεν έχουν τόσο μεγάλο αριθμό επιλογών επαναδιαμόρφωσης, γεγονός που μειώνει σημαντικά την υπολογιστική επιβάρυνση του μοντέλου. Επιπλέον, ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος της ΕΔΔΒΑ δεν αποτελεί κρίσιμο παράγοντα, καθώς το πρόβλημα της βέλτιστης ΕΔΔΒΑ επιλύεται για μακροπρόθεσμους σκοπούς ανάπτυξης και σχεδιασμού των ΔΔ. Κατά συνέπεια, η προτεινόμενη προσέγγιση μπορεί να εφαρμοστεί αποτελεσματικά και σε μεγαλύτερα ΔΔ στον πραγματικό κόσμο, λαμβάνοντας επίσης υπόψη μεγαλύτερο αριθμό σεναρίων.

4.5.6 Σύγκριση με άλλες μεθόδους

Για να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητα και η ακρίβεια του προτεινόμενου μοντέλου, ο Πίνακας 4.14 παρουσιάζει τα αποτελέσματα του προτεινόμενου μοντέλου για τις απώλειες ισχύος και τους ανοικτούς διακόπτες των δικτύων που εξετάστηκαν σε σύγκριση με εκείνα από άλλες μεθόδους από πρόσφατες μελέτες της βιβλιογραφίας. Για λόγους σύγκρισης, εξετάστηκε μόνο η Περ. I, και το προτεινόμενο μοντέλο για ΕΔΔΒΑ τροποποιείται και επιλύεται υπό τους ίδιους όρους φορτίου με τις μελέτες με τις οποίες συγκρίνεται.

Πίνακας 4.14 Σύγκριση με άλλες μεθόδους για ελαχιστοποίηση απωλειών.

ΔΔ	Εργασία	Απώλειες ισχύος (kW)	Ανοιχτοί διακόπτες
33 κόμβων	[49], [81], [86], [87], [91], [95]	139.55	
	[85], [90], [96]	139.53	7-8, 9-10, 14-15, 25-29, 32-33
	Προτεινόμενο μοντέλο	139.55	
			6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 28-32, 5-55, 32-33, 38-39, 41-42, 62-63, 71-72, 82-83
83 κόμβων	[49]	470.06	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 28-32, 5-55, 12-72, 32-33, 36-37, 41-42, 61-62, 81-82
	[85]	478.32	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 28-32, 33-34, 38-39, 40-41, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83
	[96]	469.90	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 28-32, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83
	Προτεινόμενο μοντέλο	470.05	6-7, 11-43, 12-13, 14-18, 16-26, 28-32, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83

4.6 Συμπεράσματα

Στο Κεφάλαιο αυτό προτείνεται ένα νέο μοντέλο μεικτού αέριου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για τη βέλτιστη ΕΔΔΒΑ. Το προτεινόμενο μοντέλο εισάγει μια νέα μεθοδολογία για τον υπολογισμό του μονοπατιού άνωθεν κάθε κόμβου του δικτύου, η οποία είναι απαραίτητη για την εκτίμηση της αξιοπιστίας του συστήματος. Το μοντέλο βελτιστοποιεί πολύ-αντικειμενική συνάρτηση, καθώς βελτιώνει τους δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος ή/και ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενεργού ισχύος. Η μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ ενσωματώνονται μέσω ενός μοντέλου στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων.

Σε αυτό το πλαίσιο, το μοντέλο για βέλτιστη ΕΔΔΒΑ επεκτείνεται εξετάζοντας πολλαπλά σταθμισμένα σεναρία φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Για να αποδειχθεί η αποτελεσματικότητα και η δυνατότητα εφαρμογής του μοντέλου, το μοντέλο εφαρμόζεται σε δύο ΔΔ (αυτά των 33 και 83 κόμβων) τα οποία παρουσιάζουν αυξημένη διείδυση παραγωγής από Φ/Β. Η αντικρουόμενη σχέση μεταξύ αξιοπιστίας και απωλειών ενεργού ισχύος των δικτύων διερευνάται με τη διεξαγωγή κατάλληλης ανάλυσης ευαισθησίας. Τα σημαντικότερα ευρήματα που προκύπτουν από την εφαρμογή του προτεινόμενου μοντέλου για βέλτιστη ΕΔΔΒΑ βάσει σεναρίων για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ είναι:

- το μέτρο της τάσης στους κόμβους του δικτύου βρίσκεται εντός των επιτρεπτών ορίων σε όλα τα σενάρια,
- οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος βελτιστοποιούνται κάτω από συνθήκες πολλαπλών σεναρίων φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, και
- εξάγονται πιο ρεαλιστικές τιμές για τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου.

Επιπλέον, η ανάλυση ευαισθησίας παρέχει διαφορετικές τοπολογίες αναφοράς του δικτύου, μεταξύ πολλών βέλτιστων, ανάλογα με τα εκάστοτε κριτήρια και επιθυμίες του Διαχειριστή του ΔΔ.

Προς την κατεύθυνση της υλοποίησης και εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου σε πραγματικές συνθήκες, ο Διαχειριστής του ΔΔ χρειάζεται ακριβείς εκτιμήσεις για τον ρυθμό βλαβών και τον χρόνο αποκατάστασης των στοιχείων του δικτύου. Συνήθως, τέτοιες εκτιμήσεις προέρχονται από τα διαθέσιμα ιστορικά δεδομένα. Επιπλέον, η προτεινόμενη προσέγγιση βάσει σεναρίων απαιτεί λεπτομερή δεδομένα μακροπρόθεσμης πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ, π.χ. ωριαία δεδομένα για ένα ολόκληρο έτος. Στο σημείο αυτό, αξίζει να σημειωθεί, ότι η προσέγγιση που ακολουθείται είναι γενική και μπορεί να διαχειριστεί δείγματα από οποιοδήποτε είδος ΑΠΕ.

Το προτεινόμενο μοντέλο για ΕΔΔΒΑ εφαρμόζεται για σκοπούς προγραμματισμού ανάπτυξης και σχεδιασμού ΔΔ και, ως εκ τούτου, δεν υπάρχει ανάγκη για επενδύσεις σε τεχνολογίες πληροφορικής και επικοινωνιών που επιτρέπουν τον έλεγχο και την παρακολούθηση σε πραγματικό χρόνο. Επίσης, η μεθοδολογία που παρουσιάζεται εξετάζει όλους τους διαθέσιμους διακόπτες με τους οποίους είναι εξοπλισμένο το δίκτυο, ανεξάρτητα από το αν αυτοί ελέγχονται χειροκίνητα ή από απόσταση.

Η προτεινόμενη προσέγγιση μπορεί να αποτελέσει σημαντικό εργαλείο λήψης αποφάσεων για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ, καθώς ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να επιλέξει μεταξύ διαφορετικών τοπολογιών αναφοράς του δικτύου ανάλογα με τους στόχους και τις επιθυμίες του. Έτσι, μπορεί να επιλέξει εκείνη την τοπολογία του δικτύου η οποία βελτιώνει την αξιοπιστία του συστήματος ή/και ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενεργού ισχύος. Ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί επίσης να τροποποιήσει την τοπολογία αναφοράς του δικτύου σε εποχιακή βάση για να ενισχύσει περαιτέρω την αξιοπιστία του συστήματος. Αυτό παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον, ειδικά σε περιοχές που χαρακτηρίζονται από έντονη εποχικότητα, π.χ. περιοχές που προσελκύουν τουρίστες για συγκεκριμένους μήνες του έτους.

Κεφάλαιο 5

ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

5.1 Εισαγωγή

Ποιότητα ισχύος ενός δικτύου διανομής (ΔΔ) ορίζεται το σύνολο των φυσικών χαρακτηριστικών της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από κανονικές συνθήκες τροφοδότησης, δηλαδή συνθήκες οι οποίες δεν διαταράσσουν ή διακόπτουν τις διαδικασίες παραγωγής και λειτουργίας. Πρόβλημα στην ποιότητα ισχύος εμφανίζεται όταν διαταράσσεται η κυματομορφή της τάσης, η κυματομορφή της έντασης του ρεύματος, ή η συχνότητα λειτουργίας. Ιδανικά, οι συναρτήσεις τάσης και ρεύματος είναι ημιτονοειδείς, με σταθερή συχνότητα και πλάτος. Συνεπώς, κάθε απόκλιση από αυτή τη μορφή ονομάζεται διαταραχή.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι, το αντικείμενο μελέτης της Ποιότητας Ισχύος εμπεριέχει αυτό της Ποιότητας Τάσης, όπως αυτό ορίζεται από τον Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας [4] και το Εγχειρίδιο Ποιότητας Ενέργειας του Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας [65]. Ειδικότερα, στις [4], [65] ορίζεται ότι η Ποιότητα Τάσης αναφέρεται στο σύνολο διαταραχών που παραμορφώνουν τα βασικά χαρακτηριστικά της τάσης του ΔΔ, δηλαδή οδηγούν σε αποκλίσεις των χαρακτηριστικών αυτών από την ονομαστική τιμή τους. Τα βασικά χαρακτηριστικά της τάσης και οι διαταραχές παραμόρφωσης αυτών ορίζονται στο Πρότυπο EN50160 [5]. Οι αποκλίσεις των βασικών χαρακτηριστικών της τάσης κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας του δικτύου προκαλούνται λόγω μεταβολών του φορτίου, της λειτουργίας εξοπλισμού ειδικών τύπων, και λόγω σφαλμάτων ή διαταραχών που οφείλονται κυρίως σε εξωγενείς παράγοντες.

Τα χαρακτηριστικά της τάσης του δικτύου που επηρεάζονται από διαταραχές του είναι τα εξής:

- Συχνότητα
- Μέτρο
- Κυματομορφή
- Συμμετρία των τριών φάσεων

Η ολοένα αυξανόμενη χρήση μη γραμμικών και χρονικά μεταβαλλόμενων φορτίων και η διεύδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο, καθιστά επιτακτική την ανάγκη για τον Διαχειριστή του ΔΔ για ακριβή μέτρηση της ποιότητας ισχύος που παρέχεται στους τελικούς

καταναλωτές. Η υποβάθμιση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος μπορεί να οφείλεται σε παροδικές διαταραχές, όπως για παράδειγμα η πτώση τάσης, αλλά και σε διαταραχές σταθερής κατάστασης, όπως η αρμονική παραμόρφωση και η ασυμμετρία, η οποία παρατηρείται στα τριφασικά δίκτυα διανομής.

Για τον έλεγχο των προβλημάτων ποιότητας ισχύος, έχουν καθιερωθεί πρότυπα για την αναγνώριση των σχετικών φαινομένων και τον καθορισμό των αντίστοιχων αποδεκτών ορίων. Ωστόσο, πριν τη λήψη μέτρων για την αντιμετώπιση των προβλημάτων ποιότητας ισχύος, είναι απαραίτητο να ποσοτικοποιηθούν και να αξιολογηθούν τα αντίστοιχα προβλήματα. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω πληροφοριών που προκύπτουν από τη φασματική ανάλυση των χρονικών σημάτων της τάσης και του ρεύματος. Έτσι, υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες ποιότητας ισχύος, οι οποίοι αποτυπώνουν τις απαραίτητες πληροφορίες για την αξιολόγηση του κάθε φαινομένου σε μεμονωμένες τιμές.

Το επίπεδο της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος στα ΔΔ της σύγχρονης εποχής μπορεί να βελτιωθεί με την εκμετάλλευση των νέων τεχνολογιών, όπως έξυπνων μετρητών, συστημάτων επικοινωνιών, εξοπλισμού ελέγχου και έξυπνων συστημάτων επεξεργασίας και διαχείρισης. Από μόνη της κάποια διαθέσιμη τεχνολογία δεν έχει την ικανότητα να βελτιώσει αισθητά το επίπεδο ποιότητας ισχύος, όμως ο συνδυασμός τους μπορεί να παρέχει σημαντικά πλεονεκτήματα.

5.2 Τυπικά φαινόμενα ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται τα σημαντικότερα φαινόμενα ποιότητας ισχύος τα οποία παρατηρούνται στα ΔΔ. Τα φαινόμενα μπορούν να διακριθούν σε δύο κατηγορίες, στα φαινόμενα μικρών αποκλίσεων και στα φαινόμενα μεγάλων αποκλίσεων.

Τα φαινόμενα μικρών αποκλίσεων, ή αλλιώς, φαινόμενα μόνιμης κατάστασης, αναφέρονται σε μικρές αποκλίσεις κάποιων μεγεθών του δικτύου από τις τυπικές τους τιμές, και επομένως η αξιολόγησή τους γίνεται με στατιστικό τρόπο για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Σε αυτήν την κατηγορία εμπίπτει η αρμονική παραμόρφωση της τάσης και του ρεύματος, η ασυμμετρία, καθώς οι μικρές αποκλίσεις της τάσης από την ονομαστική της τιμή.

Τα φαινόμενα μεγάλων αποκλίσεων, ή αλλιώς, συμβάντα, οφείλονται, συνήθως, σε σφάλματα ή διακοπτικές λειτουργίες. Στα φαινόμενα αυτά, παρατηρούνται μεγάλες αποκλίσεις της τάσης ή της έντασης του ρεύματος για μικρό χρονικό διάστημα, οπότε η αξιολόγησή τους γίνεται με καταγραφή της συχνότητας εμφάνισης και των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών τους. Σε αυτή την κατηγορία εμπίπτει η ανάλυση των υπερτάσεων και των βυθίσεων τάσης. Στην περίπτωση των συμβάντων, η επίδραση στους τελικούς καταναλωτές είναι άμεση. Αντίθετα, η επίδραση των μικρών αποκλίσεων δεν είναι άμεσα ορατή, καθώς συνδέεται με την καταπόνηση του εξοπλισμού και των συσκευών. Στην περίπτωση αυτή τα προβλήματα εκδηλώνονται μετά από μακρόχρονη έκθεση του δικτύου στις συνθήκες αυτές.

Τα σημαντικότερα φαινόμενα ποιότητας ισχύος που παρατηρούνται στα ΔΔ είναι τα ακόλουθα [5], [65]:

- **Αρμονικές (Harmonics):** Κάθε ημιτονοειδής τάση ή ένταση ρεύματος με συχνότητα ίση με ακέραιο πολλαπλάσιο της θεμελιώδους συχνότητας καλείται αρμονική τάση ή ένταση ρεύματος, αντίστοιχα. Οποιαδήποτε απόκλιση από την καθαρά ημιτονοειδή μορφή μπορεί να αναπαρασταθεί με ένα άθροισμα από καθαρά ημίτονα με συχνότητα ίση με την ονομαστική και ακέραια πολλαπλάσια αυτής. Οι αρμονικές τάσεις ή εντάσεις ρεύματος μπορούν να εκτιμηθούν με δύο τρόπους:
 - Ξεχωριστά, με βάση το πλάτος τους, A_h , σε σχέση με το πλάτος της βασικής συχνότητας A_1 , όπου h είναι ο αύξων αριθμός της κάθε αρμονικής.
 - Συνολικά, με τον συντελεστή ολικής αρμονικής παραμόρφωσης (Total Harmonic Distortion – *THD*).

Η ύπαρξη αρμονικών στην τάση και την ένταση του ρεύματος οφείλεται κυρίως στην ύπαρξη μη γραμμικών φορτίων, δηλαδή φορτίων, τα οποία αν και τροφοδοτούνται με τάση ημιτονοειδούς μορφής, άγουν ρεύμα μη ημιτονοειδούς μορφής. Τα μη γραμμικά αυτά φορτία αλλοιώνουν την ημιτονοειδή φύση του εναλλασσόμενου ρεύματος, με αποτέλεσμα τη ροή αρμονικών ρευμάτων στο δίκτυο. Η ροή των αρμονικών ρευμάτων προκαλεί αρμονικές τάσεις μέσω των σύνθετων αντιστάσεων του δικτύου, και συνεπώς, παραμόρφωση της τάσης τροφοδοσίας. Τα μη γραμμικά φορτία έχουν, συνήθως, στην διάταξή τους ηλεκτρονικά ισχύος και το φάσμα των αρμονικών εξαρτάται από τη φύση αυτών των φορτίων. Μη γραμμικά φορτία υπάρχουν τόσο σε οικιακούς, όσο και σε βιομηχανικούς καταναλωτές. Μερικά παραδείγματα τέτοιων φορτίων είναι ανορθωτές, ρυθμιστές ταχύτητας μηχανών, τροφοδοτικά αδιάλειπτης παροχής ισχύος, ηλεκτρονικοί υπολογιστές, τηλεοράσεις, φούρνοι μικροκυμάτων, μετασχηματιστές, και φωτοβολταϊκά ή αιολικά πάρκα.

Οι αρμονικές μπορούν να προκαλέσουν τη δυσλειτουργία των συσκευών προστασίας του δικτύου, σφάλματα στην καταγραφή μετρήσεων από τις σχετικές διατάξεις, πρόσθετες απώλειες, βλάβες στις διατάξεις πυκνωτών, και φθορές στα μέσα ζεύξης. Οι μετασχηματιστές και ο εξοπλισμός κίνησης υπερθερμαίνονται λόγω της επιπρόσθετης φόρτισης που υφίστανται και καταπονούνται μηχανικά. Ακόμη, μειώνεται η εφεδρεία της ηλεκτρικής εγκατάστασης, καθώς οι εντάσεις των ρευμάτων οι οποίες διαρρέουν τις γραμμές διανομής είναι σημαντικά μεγαλύτερες λόγω των αρμονικών.

- **Ασυμμετρία (Unbalance):** Ασυμμετρία φάσεων είναι η κατάσταση ενός τριφασικού συστήματος, κατά την οποία, είτε οι ενεργές τιμές μεταξύ των φάσεων, είτε οι γωνίες ανάμεσα σε διαδοχικές φάσεις, παρουσιάζουν διαφορές για οποιαδήποτε ζεύγη φάσεων. Σε ένα τριφασικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), οι τάσεις και οι εντάσεις ρεύματος των τριών φάσεων πρέπει, ιδανικά, να είναι ίσες σε μέτρο, και με διαφορά φάσης 120° η μία από την άλλη. Η ασυμμετρία τάσης χαρακτηρίζει τις ασυμμετρίες μέτρου και/ή γωνίας φάσης των τριφασικών τάσεων.

Ο δείκτης ασυμμετρίας της τάσης ορίζεται ως ο λόγος της συνιστώσας αρνητικής ακολουθίας τάσης και της συνιστώσας θετικής ακολουθίας τάσης. Η ασυμμετρία τάσης έχει δύο κύριες αιτίες: ασυμμετρία της σύνθετης αντίστασης των γραμμών του δικτύου και/ή ασυμμετρίες του φορτίου. Αντίστοιχα, ορίζεται και η ασυμμετρία του ρεύματος. Η

ασυμμετρία δημιουργεί προβλήματα κυρίως σε τριφασικούς επαγωγικούς κινητήρες, ενώ επίσης, μπορεί να προκαλέσει μείωση ροπής κινητήρων, και υπερθέρμανση μετασχηματιστών.

- **Διακύμανση τάσης (Voltage fluctuation):** Μια σειρά από μεταβολές της τάσης ή μια περιοδική αλλαγή του περιγράμματος της καμπύλης της τάσης. Ο όρος διακύμανση τάσης αναφέρεται στις τυχαίες ή επαναλαμβανόμενες διακυμάνσεις στην ενεργό τιμή της τάσης μεταξύ 90% και 110% της ονομαστικής τιμής. Σε ένα ΣΗΕ, το μέτρο της τάσης πρέπει, ιδανικά, να είναι ίσο με την ονομαστική της τιμή. Όμως, στην πράξη, το μέτρο της τάσης ενδέχεται να λαμβάνει τιμές γύρω από την ονομαστική τιμή. Μια διακύμανση της τάσης τροφοδότησης είναι μια αύξηση ή μια μείωση του μέτρου της τάσης, οφειλόμενη κατά κανόνα στη διακύμανση του φορτίου.

Επειδή κάθε συσκευή είναι σχεδιασμένη να δουλεύει αποδοτικότερα στην ονομαστική της τάση, οι συνθήκες σταθερής τάσης είναι σημαντικές για την αξιόπιστη και σωστή λειτουργία του ηλεκτρικού εξοπλισμού. Οι συνεχείς διακυμάνσεις τάσης οδηγούν, επίσης, σε οπτικά αισθητή μεταβολή της έντασης του φωτός που εκπέμπει ένας λαμπτήρας. Έτσι, είναι κοινή πρακτική να διορθώνεται η τάση κανονικής λειτουργίας του δικτύου σε διάφορα σημεία του, χρησιμοποιώντας διάφορες τεχνικές, όπως το σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο των μετασχηματιστών.

- **Βυθίσεις τάσης (Voltage dips):** Βύθιση τάσης τροφοδότησης ορίζεται μια ξαφνική μείωση της τάσης παροχής σε τιμή μεταξύ 90% και 5% της ονομαστικής τάσης, ακολουθημένη από επαναφορά της τάσης στη ονομαστική τιμή μετά από ένα σύντομο χρονικό διάστημα. Η διάρκεια μιας βύθισης τάσης μπορεί να είναι από 10 ms έως και 1 λεπτό. Το μέγεθος μιας βύθισης ορίζεται ως η διαφορά ανάμεσα στην ελάχιστη ενδεικνυόμενη τιμή τάσης κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης και της ονομαστικής τάσης. Πρόκειται δηλαδή για μικρής διάρκειας μείωση της ενεργού τιμής της τάσης, κυρίως λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο ή λόγω της σύνδεσης μεγάλων κινητήρων. Βύθιση της τάσης παρατηρείται επίσης και κατά την προσωρινή λειτουργία ενός μετασχηματιστή στην περιοχή κορεσμού της καμπύλης λειτουργίας του (π.χ. κατά την ηλεκτρισή του). Αρκετές βυθίσεις προκαλούνται επίσης από φυσικά φαινόμενα, όπως κεραυνούς και αστραπές. Οι βυθίσεις τάσης δημιουργούν προβλήματα σε μεγάλο αριθμό συσκευών, όπως ηλεκτρονικοί υπολογιστές, κινητήρες ελεγχόμενης ταχύτητας, συστήματα ελέγχου, ενώ μπορεί να προκαλέσουν τη διακοπή λειτουργίας επαγωγικών κινητήρων και προβλήματα συγχρονισμού σύγχρονων κινητήρων και γεννητριών.
- **Υπερτάσεις (Voltage swells):** Ως υπέρταση ορίζεται η απότομη αύξηση της τάσης πάνω από το 110% της ονομαστικής τιμής, λόγω κάποιου συγκεκριμένου συμβάντος. Οι υπερτάσεις χωρίζονται σε δυο κατηγορίες:
 - Μεταβατικές, οι οποίες αφορούν μικρής διάρκειας ή στιγμιαίες υπερτάσεις με ή χωρίς ταλάντωση, συνήθως πολύ απότομες και με ισχυρή απόσβεση.
 - Παροδικές (ή Περιστασιακές), οι οποίες αφορούν μεγαλύτερης διάρκειας υπερτάσεις σε συγκεκριμένη θέση.

Οι υπερτάσεις που εμφανίζονται κατά τη διάρκεια λειτουργίας ενός δικτύου μπορούν να γίνουν ιδιαίτερα επικίνδυνες για τον εξοπλισμό και τα φορτία του δικτύου. Υπερτάσεις προκαλούνται από κεραυνούς, διακοπτικά φαινόμενα, αλλά και σφάλματα. Η υπέρταση στο δίκτυο μπορεί επίσης να παρατηρηθεί κατά τη σύνδεση μίας νέας πηγής ενέργειας (π.χ. φωτοβολταϊκά ή αιολικά πάρκα). Οι υπερτάσεις μπορεί να βλάψουν ή να προκαλέσουν επανεκκίνηση στην τροφοδοσία ηλεκτρικού εξοπλισμού και φθορές στις μονώσεις των αγωγών, ιδίως όταν είναι επαναλαμβανόμενες.

- **Αναλαμπή (Flicker):** Η οπτική εντύπωση αστάθειας που προκαλείται από ένα ερέθισμα φωτός (λαμπτήρα), του οποίου η φωτεινότητα ή η φασματική κατανομή διακυμαίνεται με το χρόνο. Χαρακτηρίζεται από τα ακόλουθα μεγέθη:
 - Βραχυπρόθεσμη δριμύτητα αναλαμπών, P_{st} σε περίοδο 10 λεπτών.
 - Μακροπρόθεσμη δριμύτητα αναλαμπών, P_{lt} , υπολογιζόμενη από τις τιμές 12 διαδοχικών βραχυπρόθεσμων αναλαμπών (P_{st}) σε χρονικό διάστημα 2 ωρών, σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}^3}{12}} \quad (5.1)$$

- **Συχνότητα τάσης:** Η ονομαστική συχνότητα τάσης ονομάζεται θεμελιώδης συχνότητα. Η διαταραχή στη συχνότητα τάσης αναφέρεται στην απόκλιση της βασικής συχνότητας τάσης λειτουργίας του δικτύου από τη θεμελιώδη.
- **Τάσεις σημάτων:** Τα ΔΔ δύναται να χρησιμοποιούνται και για τη μετάδοση σημάτων, όπως για παράδειγμα αυτών που αφορούν στην αφή και σβέση του δημοτικού φωτισμού ή τη λειτουργία των μετρητών χρονικής ζώνης.

5.3 Δείκτες ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής

Οι δείκτες ποιότητας ισχύος είναι ιδιαίτερα χρήσιμοι, καθώς ποσοτικοποιούν το επίπεδο της ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος στους χρήστες του δικτύου. Οι σημαντικότεροι δείκτες που χρησιμοποιούνται είναι οι παρακάτω [5], [65]:

- **Συντελεστής Ισχύος (Power Factor – PF):** Οι αρμονικές τάσης και ρεύματος που παράγονται από τα μη γραμμικά φορτία αυξάνουν τις απώλειες ισχύος και έχουν αρνητικές επιπτώσεις στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Η έννοια του συντελεστή ισχύος δίνει ένα μέτρο της σχέσης αυτής και οδηγεί σε χρήσιμα συμπεράσματα για τις επιπτώσεις που έχουν οι αρμονικές στο σύστημα. Ο συντελεστής ισχύος είναι μία ένδειξη για το πόσο αποτελεσματικά λειτουργεί ένα ΣΗΕ. Ορίζεται ως ο λόγος της ενεργού ισχύος προς τη φαινόμενη ισχύ:

$$PF = \frac{P}{S} \quad (5.2)$$

όπου P και S το μέτρο της ενεργού και της φαινόμενης ισχύος, αντίστοιχα. Η τιμή του συντελεστή ισχύος κυμαίνεται μεταξύ του μηδενός και της μονάδας. Όσο πιο κοντά στη μονάδα βρίσκεται η τιμή του, τόσο πιο αποδοτικά λειτουργεί το σύστημα.

- **Δείκτης Ολικής Αρμονικής Παραμόρφωσης Τάσης και Ρεύματος** (Total Harmonic Distortion of Voltage and Current – THD_V , THD_I): Ο δείκτης ολικής αρμονικής παραμόρφωσης αποτελεί το πιο διαδεδομένο μέτρο αρμονικού περιεχομένου μιας κυματομορφής. Ορίζεται ως το πηλίκο του διανυσματικού αθροίσματος των αρμονικών συνιστωσών (rms τιμή τάσης ή ρεύματος) προς τη θεμελιώδη αρμονική του σήματος και εκφράζεται συνήθως ως ποσοστιαία τιμή. Οι δείκτες ολικής αρμονικής παραμόρφωσης τάσης και ρεύματος, αντίστοιχα, δίνονται από τις σχέσεις:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (5.3)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (5.4)$$

όπου V_h και I_h είναι η rms τιμή της αρμονικής συνιστώσας τάξης h , ενώ V_1 και I_1 είναι η rms τιμή της θεμελιώδους συνιστώσας του σήματος τάσης και ρεύματος, αντίστοιχα. Ο THD χρησιμοποιείται ευρέως για την άμεση εκτίμηση της αρμονικής παραμόρφωσης. Για τις περισσότερες εφαρμογές, είναι επαρκές να θεωρηθεί το αρμονικό εύρος από τη 2η έως την 25η αρμονική, αλλά τα περισσότερα πρότυπα το προδιαγράφουν έως και την 50η αρμονική.

- **Δείκτης Ασυμμετρίας Τάσης και Ρεύματος** (Voltage and Current Unbalance Factor – VUF , CUF): Ο δείκτης ασυμμετρίας αποτελεί τον πιο αξιόπιστο δείκτη για την ποσοτικοποίηση της ασυμμετρίας ενός δικτύου διανομής. Ο υπολογισμός του στηρίζεται στη θεωρία των συμμετρικών συνιστωσών, και ορίζεται ως το πηλίκο της αρνητικής ακολουθίας προς τη θετική, όπως φαίνεται στις εξισώσεις (5.5) και (5.6), για την τάση και το ρεύμα, αντίστοιχα.

$$VUF = \frac{|V^-|}{|V^+|} \cdot 100\% \quad (5.5)$$

$$CUF = \frac{|I^-|}{|I^+|} \cdot 100\% \quad (5.6)$$

όπου V^- και V^+ είναι η rms τιμή της αρνητικής και θετικής ακολουθίας της τάσης, ενώ I^- και I^+ είναι η rms τιμή της αρνητικής και θετικής ακολουθίας του ρεύματος, αντίστοιχα. Οι δείκτες VUF και CUF εκφράζονται, συνήθως, ως ποσοστιαία τιμή.

5.3.1 Όρια δεικτών τυπικών φαινομένων ποιότητας ισχύος

Η θέσπιση επιτρεπτών ορίων για τους δείκτες των τυπικών φαινομένων ποιότητας ισχύος είναι πολύ σημαντική. Με τη βοήθεια αυτών, ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να ελέγχει το επίπεδο παρεχόμενης ισχύος στους χρήστες του δικτύου, να καταβάλει αποζημιώσεις σε περίπτωση που ευθύνεται αυτός για την υπέρβαση κάποιου ορίου ή να επιβάλει κυρώσεις στην αντίθετη περίπτωση. Οι Πίνακες 5.1 έως 5.4 παρουσιάζουν τα όρια που εφαρμόζονται στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας για το επίπεδο της μέσης τάσης (ΜΤ) και χαμηλής τάσης (ΧΤ), τα οποία ορίζονται σύμφωνα με το Πρότυπο EN50160 [5]. Τα όρια αυτά εφαρμόζονται μόνο υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του ΔΔ.

Πίνακας 5.1 Όρια αρμονικών τάσης.

Επίπεδο τάσης	Αρμονικές τάσης
ΧΤ και ΜΤ	<ul style="list-style-type: none"> • Το 95% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s για κάθε αρμονική για οποιαδήποτε περίοδο 1 εβδομάδας πρέπει να είναι χαμηλότερα ή ίσα από τα όρια που καθορίζονται στον Πίνακα 5.2. • Ο δείκτης ολικής αρμονικής παραμόρφωσης (<i>THD</i>) της τάσης (συμπεριλαμβανομένων όλων των αρμονικών μέχρι την 40στή) πρέπει να είναι μικρότερη του 8% για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας.

Πίνακας 5.2 Όρια αρμονικών συνιστωσών τάσης.

Περιττές αρμονικές				Άρτιες αρμονικές	
Μη πολλαπλάσια του 3		Πολλαπλάσια του 3			
Τάξη h	Ποσοστό επί της U_n	Τάξη h	Ποσοστό επί της U_n	Τάξη h	Ποσοστό επί της U_n
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6...24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

Πίνακας 5.3 Όρια διακυμάνσεων τάσης.

Επίπεδο τάσης	Διακυμάνσεις τάσης
ΧΤ	<p>Για το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο:</p> <ul style="list-style-type: none"> • τουλάχιστον το 95% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας πρέπει να βρίσκεται στην περιοχή $U_n \pm 10\%$ της ονομαστικής τάσης U_n, • το 100% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας πρέπει να βρίσκεται στην περιοχή $U_n +10\% / -15\%$ της ονομαστικής τάσης U_n. <p>Για το Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών:</p> <ul style="list-style-type: none"> • τουλάχιστον το 95% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας πρέπει να βρίσκεται στην περιοχή $U_n \pm 10\%$ της ονομαστικής τάσης U_n. • το 100% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας πρέπει να βρίσκεται στην περιοχή $U_n +10\% / -15\%$ της ονομαστικής τάσης U_n.
	ΜΤ

Πίνακας 5.4 Όρια ασυμμετρίας φάσεων και αναλαμπής.

Επίπεδο τάσης	Τυπικό φαινόμενο ποιότητας ισχύος
Ασυμμετρία φάσεων	
ΧΤ και ΜΤ	<ul style="list-style-type: none"> • Το 95% των 10λεπτων μέσων τιμών r.m.s της συνιστώσας αρνητικής ακολουθίας τάσης διαιρούμενο με τη συνιστώσα θετικής ακολουθίας τάσης για οποιαδήποτε περίοδο μίας εβδομάδας, θα πρέπει να κυμαίνεται από 0% έως 2%. • Σε περιορισμένο αριθμό περιοχών ο λόγος αυτός μπορεί να εμφανίζει τιμές έως 3%.
Αναλαμπή	
ΧΤ και ΜΤ	Το 95% των τιμών του δείκτη P_{li} για 1 εβδομάδα, πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο με 1.

5.4 Παρακολούθηση και εκτίμηση ποιότητας ισχύος

Η παρακολούθηση και εκτίμηση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος των ΔΔ ορίζεται ως η διαδικασία μελέτης και ανάλυσης η οποία παρέχει στον Διαχειριστή του ΔΔ μια ακριβή αποτύπωση του επιπέδου ποιότητας λειτουργίας και αξιοπιστίας του δικτύου. Ο ακριβής υπολογισμός των κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος βοηθάει στην υψηλού επιπέδου και αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Οι μελέτες για την ποσοτικοποίηση του επιπέδου της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος είναι αρκετά περίπλοκες. Αυτό οφείλεται στον μεγάλο όγκο δεδομένων που αντλούνται από τα μετρητικά συστήματα με τα οποία είναι εξοπλισμένο το δίκτυο, αλλά και στη δυσκολία ανάλυσης και επεξεργασίας των δεδομένων αυτών.

Η ανάγκη για συνεχή παρακολούθηση και ακριβή εκτίμηση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος των δικτύων διανομής αυξάνεται διαρκώς, καθώς τα εξελιγμένα φορτία των καταναλωτών αποτελούνται από μικροεπεξεργαστές και ηλεκτρονικά ισχύος, τα οποία είναι πιο ευαίσθητα στις διακυμάνσεις της ποιότητας ισχύος από τον ηλεκτρολογικό εξοπλισμό του παρελθόντος [109]. Επίσης, παρουσιάζεται εκτεταμένη χρήση συσκευών, όπως κινητήρες ρυθμιζόμενης ταχύτητας και συστοιχίες πυκνωτών για τη διόρθωση του συντελεστή ισχύος και τη μείωση των απωλειών, οι οποίες όμως λειτουργούν ως μη γραμμικά φορτία υποβιβάζοντας την ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος. Ακόμη, στα σύγχρονα ΔΔ υπάρχει υψηλή ενσωμάτωση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), οι οποίες επιφέρουν σημαντικές επιδράσεις στο μέτρο και την ποιότητα της τάσης. Τέλος, οι καταναλωτές (οικιακοί και βιομηχανικοί) έχουν πλέον συνειδητοποιήσει τα οφέλη από την κατανάλωση ισχύος υψηλής ποιότητας, ασκώντας σχετική πίεση στον Διαχειριστή του ΔΔ.

5.4.1 Οφέλη παρακολούθησης και εκτίμησης ποιότητας ισχύος

Η συνεχής παρακολούθηση και η ακριβής ποσοτικοποίηση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος μέσω κατάλληλων δεικτών, προσφέρει σημαντικές δυνατότητες και οφέλη, τόσο στον Διαχειριστή του ΔΔ, όσο και στους καταναλωτές του. Τα οφέλη αυτά είναι τόσο οικονομικά, όσο και κοινωνικά και περιβαλλοντικά.

Αρχικά, η παροχή μιας ολοκληρωμένης γνώσης του επιπέδου ποιότητας ισχύος στο δίκτυο, σε ευρεία κλίμακα και συμπεριλαμβανομένων στατιστικών δεδομένων, αποτελεί ένα σημαντικό εργαλείο για τον Διαχειριστή του ΔΔ. Η άμεση εποπτεία του δικτύου και των λειτουργιών του και η καταγραφή των διαταραχών οπουδήποτε αυτές συμβούν, επιτρέπουν τον εντοπισμό υπαρχόντων προβλημάτων ή προβλημάτων σε εξέλιξη σε σύντομο χρονικό διάστημα. Αυτό συμβάλει καταλυτικά και στον σωστό σχεδιασμό και στην ανάπτυξη προληπτικών μέτρων και δράσεων. Επίσης, η συλλογή δεδομένων διευκολύνει τον καθορισμό των στόχων, την αναθεώρηση του ρυθμιστικού πλαισίου και σχετικών προτύπων στον τομέα της διανομής, και την κατάρτιση οδηγίων καταγραφής και επεξεργασίας. Μάλιστα, στα ΔΔ της σύγχρονης εποχής, οι ρυθμιστικές αρχές απαιτούν πληροφορίες σχετικά με την ποιότητα ισχύος που παρέχεται στους τελικούς καταναλωτές και μπορούν ακόμη και να επιβάλλουν κυρώσεις σε περίπτωση μη τήρησης των επιτρεπτών ορίων. Τέλος, δίνεται η δυνατότητα αξιολόγησης της επίδρασης τεχνικών ανάπτυξης και εκσυγχρονισμού των ΔΔ, όπως η αυξημένη διείσδυση ΜΔΠ, και η βελτίωσή τους.

Εξίσου σημαντικό είναι και το γεγονός ότι η ενημέρωση των καταναλωτών σχετικά με την ποιότητα υπηρεσιών που τους παρέχεται, καθώς και η δημοσιοποίηση της πληροφορίας αυτής συμβάλει καθοριστικά στην οικοδόμηση μιας υγιούς και διάφανης σχέσης ανάμεσα στον Διαχειριστή του ΔΔ και τον τελικό καταναλωτή. Ειδικά οι βιομηχανικοί καταναλωτές, μπορούν να επωφεληθούν αισθητά από την συνεχή και ακριβή εκτίμηση της ποιότητας ισχύος, καθώς αυτή συνεπάγεται τη βελτίωση της λειτουργίας και της παραγωγικής διαδικασίας τους, και συνεπώς, υψηλότερο οικονομικό όφελος.

5.4.2 Απαιτήσεις παρακολούθησης και εκτίμησης ποιότητας ισχύος

Η παρακολούθηση και η εκτίμηση της ποιότητας ισχύος πραγματοποιείται για να χαρακτηριστούν οι διαταραχές της σε συγκεκριμένες τοποθεσίες του δικτύου, σε μια δεδομένη χρονική περίοδο, μέσω κατάλληλων μετρήσεων. Οι μετρήσεις μπορεί να περιορίζονται σε μικρό χρονικό διάστημα, στα πλαίσια μελετών για την επίλυση προβλημάτων ποιότητας ισχύος, ή να αντιστοιχούν σε μεγάλης διάρκειας διαστήματα, παρέχοντας συνεχή πληροφόρηση για το επίπεδο της ποιότητας ισχύος μέσω μόνιμα εγκαταστημένων μετρητικών συσκευών. Οι απαιτήσεις για την αποτελεσματική διενέργεια μελετών ποιότητας ισχύος είναι αρκετές και σημαντικές.

Αρχικά, κατά τη διάρκεια της λήψης των μετρήσεων, συνιστάται το σημείο παρακολούθησης να βρίσκεται όσο το δυνατόν πλησιέστερα στον ευαίσθητο εξοπλισμό που επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της ισχύος ή να είναι το σημείο στο οποίο γίνεται η σύνδεση της υπό μέτρηση εγκατάστασης με το δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμη, κρίσιμο ρόλο παίζουν και οι μετρητικές διατάξεις με τις οποίες είναι εξοπλισμένο το δίκτυο. Οι σύγχρονοι μετρητές, σε αντίθεση με αυτούς του παρελθόντος, έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν πολλές και σημαντικές πληροφορίες σχετικά με τα επίπεδα τάσης, ρεύματος, ενεργού και αέργου ισχύος.

Ακόμη, είναι σημαντικό να διατηρείται ένα λεπτομερές αρχείο καταγραφής των δεδομένων από τα μετρητικά όργανα και των προβλημάτων που προκύπτουν κατά την περίοδο των μετρήσεων. Αυτό θα επιτρέψει τη συσχέτιση των διαταραχών του συστήματος με τα πραγματικά προβλήματα ποιότητας ισχύος και θα διευκολύνει την ανάλυση και την επεξεργασία των δεδομένων αυτών.

Θεωρητικά, για τον υπολογισμό των απαραίτητων μεγεθών τάσης και ρεύματος που απαιτούνται για την ακριβή ποσοτικοποίηση του επιπέδου ποιότητας ισχύος των ΔΔ, είναι αναγκαίες οι χρονικές συναρτήσεις τάσης και ρεύματος για το διάστημα όπου παρατηρήθηκε το υπό εξέταση τυπικό φαινόμενο ή για το διάστημα για το οποίο διεξάγεται η μελέτη από τον Διαχειριστή του ΔΔ. Στη συνέχεια, είναι αναγκαία η ανάλυση και η επεξεργασία των δεδομένων αυτών με χρήση κατάλληλων τεχνικών και αλγορίθμων, με στόχο την εξαγωγή αποτελεσμάτων στο πεδίο της συχνότητας. Έτσι, μπορούν να ανακτηθούν τα απαραίτητα δεδομένα για τον υπολογισμό των κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος, οι οποίοι θα οδηγήσουν στην ποσοτικοποίηση και την αξιολόγηση του τυπικού φαινομένου που παρατηρήθηκε ή γενικότερα του επιπέδου ποιότητας ισχύος του ΔΔ.

Ωστόσο, η φύση των φαινομένων ποιότητας ισχύος, ο όγκος των μετρητικών δεδομένων, όσο και ο θόρυβος, που συχνά εμπεριέχεται στα δεδομένα αυτά, προκαλούν δυσκολίες και μπορεί να οδηγήσουν σε επισφαλή συμπεράσματα. Επομένως, είναι καταλυτικής σημασίας η ανάπτυξη κατάλληλων μεθοδολογιών και μοντέλων για την αποτελεσματική και ακριβή εκτίμηση της ποιότητας ισχύος.

5.5 Μετασχηματισμοί ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων

Οι μετασχηματισμοί ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων έχουν ευρεία εφαρμογή στην καθημερινή ζωή, σε πολλούς και διαφορετικούς τύπους σημάτων, όπως είναι ο ήχος, τα ραδιοκύματα, τα κύματα φωτός, τα σεισμικά κύματα, ακόμα και οι εικόνες. Γενικά, οι τεχνικές αυτές επιτρέπουν την απομόνωση μεμονωμένων συντελεστών από μια σύνθετη κυματομορφή, συγκεντρώνοντάς τους για ευκολότερη ανίχνευση ή/και αφαίρεση. Για παράδειγμα, οι μετασχηματισμοί ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων χρησιμοποιούνται για την αφαίρεση του «λευκού» θορύβου (white noise), ο οποίος υπεισέρχεται στα σήματα όταν αυτά καταγράφονται σε μη ιδανικές συνθήκες. Ακόμη, επιτρέπουν τη δημιουργία του ηχητικού φασματογραφήματος, το οποίο χρησιμοποιείται για την ανάλυση ηχητικών σημάτων. Τέλος, οι τεχνικές αυτές βρίσκουν μεγάλη εφαρμογή στην ανάλυση και την επεξεργασία εικόνων και βίντεο. Εφαρμόζοντας τους μετασχηματισμούς αυτούς στο σήμα μιας εικόνας, μπορούν να ανακτηθούν το μέτρο και η φάση του φάσματος της εικόνας. Στη συνέχεια, μέσω διαδικασιών φιλτραρίσματος, δύναται να ελαττωθούν ή να εξαλειφθούν κάποιες συχνότητες, ενώ ταυτόχρονα να διατηρηθούν κάποιες άλλες. Έτσι, όταν εφαρμοστεί η αντίστροφη διαδικασία για να ανακτηθεί η αρχική εικόνα, η ποιότητα ή η φωτεινότητά μπορούν να έχουν βελτιωθεί.

Οι μετασχηματισμοί ανάλυσης σημάτων έχουν ευρεία εφαρμογή και στον τομέα των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας. Με την εξέλιξη της τεχνολογίας και την αυξανόμενη εγκατάσταση στο δίκτυο «έξυπνων» διατάξεων μέτρησης και καταγραφής, παρέχεται η δυνατότητα καταγραφής και αποθήκευσης δεδομένων σημάτων τάσης και ρεύματος. Για την ποσοτικοποίηση των προβλημάτων που παρατηρούνται στην ποιότητα της ισχύος που παρέχεται στους χρήστες των δικτύων, έχουν καθιερωθεί κατάλληλοι δείκτες, οι οποίοι επιτρέπουν την

αναγνώριση διαφόρων πτυχών του υπό εξέταση φαινομένου και τον καθορισμό αποδεκτών ορίων. Για τον υπολογισμό των δεικτών αυτών, κρίνεται απαραίτητη η επεξεργασία των χρονικών σημάτων της τάσης και του ρεύματος μέσω κατάλληλων τεχνικών, οι οποίες επιτρέπουν την απεικόνιση των σημάτων αυτών στο πεδίο της συχνότητας.

Το πιο διαδεδομένο μαθηματικό εργαλείο για τη φασματική ανάλυση σημάτων είναι ο Μετασχηματισμός Fourier (Fourier Transform – FT), ο οποίος αποτέλεσε σημαντική ανακάλυψη για πολλούς επιστημονικούς τομείς [110], [111]. Ο FT μπορεί να εφαρμοστεί είτε σε διακριτά είτε σε συνεχή σήματα, και μπορεί να τα αναπαραστήσει, αποκλειστικά, είτε στο πεδίο του χρόνου είτε στο πεδίο της συχνότητας.

Με στόχο την κάλυψη αδυναμιών του FT, αναπτύχθηκε ο Μετασχηματισμός Κυματιδίων (Wavelet Transform – WT) [112]. Ο μετασχηματισμός αυτός μετασχηματίζει ένα σήμα από το πεδίο του χρόνου, ταυτόχρονα, στο πεδίο του χρόνου και της συχνότητας. Η ανάλυση χρόνου-συχνότητας είναι ευρέως διαδεδομένη για τη μελέτη μη στάσιμων σημάτων, τα οποία αποτελούν και την πλειοψηφία των σημάτων που συναντώνται στη φύση. Τα δισδιάστατα γραφήματα χρόνου-συχνότητας είναι ιδιαίτερα χρήσιμα, καθώς παρέχουν την χρονική μεταβλητότητα των συχνοτικών συνιστωσών ενός σήματος, η οποία δεν μπορεί να προκύψει από τις παραδοσιακές μεθόδους υπολογισμού του φάσματος. Η απεικόνιση χρόνου-συχνότητας ενός σήματος ουσιαστικά μεταφέρει ένα μονοδιάστατο χρονικό σήμα σε μια δισδιάστατη συνάρτηση χρόνου και συχνότητας.

5.5.1 Μετασχηματισμοί Fourier

Στην κατηγορία των Μετασχηματισμών Fourier μπορεί να συμπεριληφθεί και η Σειρά Fourier, η οποία παρέχει συχνοτική πληροφορία στην περίπτωση περιοδικών σημάτων στο χρόνο. Η Σειρά Fourier αναλύει ένα περιοδικό σήμα στη βασική συχνότητα και στις αρμονικές της, οι οποίες είναι οι μόνες συχνότητες που υπάρχουν σε ένα περιοδικό σήμα. Πιο συγκεκριμένα, κάθε περιοδική συνάρτηση $x(t)$ μπορεί να αναπαρασταθεί ως μια σειρά άπειρων όρων ημιτονοειδών σημάτων, σύμφωνα με την (5.6). Οι συχνότητες mf_0 είναι γνωστές ως αρμονικές, και αποτελούν ακέραια πολλαπλάσια της θεμελιώδους συχνότητας f_0 , και οι όροι c_m είναι οι συντελεστές Fourier για κάθε αρμονική m . Τα διαγράμματα πλάτους και φάσης στο πεδίο της συχνότητας των μιγαδικών εκθετικών συναρτήσεων που συνθέτουν το σήμα $x(t)$ αποτελούν το φασματικό περιεχόμενο ή φάσμα του σήματος $x(t)$.

$$x(t) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} c_m e^{jm\omega_0 t} = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} c_m e^{j\frac{2\pi m}{T}t} \quad (5.6)$$

Με τις Σειρές Fourier είναι δυνατή η αναπαράσταση περιοδικών σημάτων ως γραμμικών συνδυασμών μιγαδικών εκθετικών. Ωστόσο, ως γραμμικό συνδυασμό μιγαδικών εκθετικών συναρτήσεων μπορούν να αναπαρασταθούν και τα μη περιοδικά σήματα, καθώς ένα μη περιοδικό σήμα μπορεί να θεωρηθεί ως περιοδικό σήμα άπειρης περιόδου.

Ο Μετασχηματισμός Fourier Συνεχούς Χρόνου (Continuous-Time Fourier Transform – CTFT) αποτελεί μία επέκταση της Σειράς Fourier και βρίσκει εφαρμογή στην κατηγορία των συνεχών και μη περιοδικών συναρτήσεων στο πεδίο του χρόνου, υπολογίζοντας το φασματικό

τους περιεχόμενο. Μια συνεχής συνάρτηση $x(t)$ μπορεί να μετασχηματιστεί στο πεδίο της συχνότητας μέσω του CTFT, και να μετατραπεί σε μία συνεχή συνάρτηση μίας πραγματικής μεταβλητής ω , σύμφωνα με την (5.7). Η συνάρτηση $X(\omega)$ που προκύπτει μέσω της εφαρμογής του CTFT στη συνάρτηση $x(t)$ περιγράφει το φασματικό περιεχόμενο της συνάρτησης $x(t)$. Κατά αντιστοιχία, είναι δυνατή η αντίστροφη διαδικασία μετασχηματισμού της συνάρτησης $X(\omega)$ από το πεδίο της συχνότητας στο πεδίο του χρόνου, χωρίς να αλλοιωθεί πληροφορία. Συγκεκριμένα, μια συνάρτηση $x(t)$ μπορεί να ανακατασκευαστεί, σύμφωνα με την (5.8).

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) e^{-j\omega t} dt \quad (5.7)$$

$$x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} X(\omega) e^{j\omega t} d\omega \quad (5.8)$$

Σε πραγματικές συνθήκες, η χρήση του CTFT δεν συνηθίζεται, παρά το γεγονός ότι τα σήματα που συναντώνται στη φύση είναι συνεχούς χρόνου. Αυτό οφείλεται στην ψηφιοποίηση των σημάτων, που οδηγεί στην ανάγκη επέκτασης του CTFT στον Μετασχηματισμό Fourier Διακριτού Χρόνου (Discrete-Time Fourier Transform – DTFT). Ο DTFT εφαρμόζεται σε διακριτά σήματα και προσφέρει έναν συνεχή μετασχηματισμό στο πεδίο της συχνότητας. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο Διακριτός Μετασχηματισμός Fourier (Discrete Fourier Transform – DFT). Ο DFT εφαρμόζεται στην κατηγορία των διακριτών περιοδικών σημάτων στο πεδίο του χρόνου, τα οποία μετασχηματίζει σε επίσης διακριτά περιοδικά σήματα στο πεδίο της συχνότητας, σύμφωνα με την (5.9). Αντίστοιχα, ορίζεται και ο αντίστροφος DFT, σύμφωνα με την (5.10).

$$X(\omega) = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} x[n] e^{-j\omega n} \quad (5.9)$$

$$x[n] = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} X(\omega) e^{j\omega n} d\omega \quad (5.10)$$

Η υλοποίησή του DFT πραγματοποιείται με τον ευρέως διαδεδομένο Ταχύ Μετασχηματισμό Fourier (Fast Fourier Transform – FFT) και αποτελούν θεμελιώδη μαθηματικά εργαλεία για την ανάλυση και επεξεργασία ψηφιακών σημάτων.

Ωστόσο, τα σήματα που εμφανίζονται στην πράξη, δεν παρουσιάζουν απαραίτητα φασματικό περιεχόμενο σταθερών χαρακτηριστικών, καθώς οι ιδιότητες των συστημάτων από τα οποία προέρχονται μεταβάλλονται. Έτσι, εμφανίζεται η ιδιότητα της μη στασιμότητας των σημάτων, δηλαδή η εμφάνιση αργών ή γρήγορων μεταβολών στα χαρακτηριστικά τους. Το φαινόμενο αυτό αντιμετωπίζεται με χρήση μαθηματικών εργαλείων επεξεργασίας στο πεδίο χρόνου-συχνότητας. Οι μέθοδοι φασματικής ανάλυσης στο πεδίο χρόνου-συχνότητας επεξεργάζονται τμηματικά το σήμα εισόδου, υποθέτοντας ότι το υπό ανάλυση τμήμα διατηρεί στάσιμα φασματικά χαρακτηριστικά εντός της χρονικής διάρκειας του παραθύρου ανάλυσης. Το χρονικό διάστημα ανάλυσης για κάθε τμήμα του σήματος εισόδου διατηρείται συνήθως σταθερό.

Έτσι, οριοθετείται η χρονική διάρκεια του σήματος που πρόκειται να αναλυθεί, με αποτέλεσμα ο DFT να εφαρμόζεται αποκλειστικά στο συγκεκριμένο τμήμα του σήματος.

Η χρήση παραθυρικών συναρτήσεων στο πεδίο του χρόνου είναι επίσης καθοριστική για την αντιμετώπιση του φαινομένου της φασματικής διαρροής. Πρόκειται για ένα φαινόμενο που σχετίζεται με τον DFT, και αναφέρεται στη διάχυση ενέργειας των αρμονικών συνιστωσών σε γειτονικές συχνότητες του διακριτού φάσματος. Το φαινόμενο της φασματικής διαρροής εμφανίζεται κατά την εφαρμογή του DFT επειδή το τμήμα του σήματος που κάθε φορά αναλύεται δεν είναι απαραίτητα περιοδικό.

Ένας από τους παλαιότερους μετασχηματισμούς χρόνου-συχνότητας είναι ο Παραθυρικός Μετασχηματισμός Fourier (Short-Time Fourier Transform – STFT). Ο STFT βασίζεται στον FT, όμως χρησιμοποιεί την έννοια του χρονικού παραθύρου. Έτσι, μπορεί να αναλυθεί καλύτερα ένα μη στάσιμο σήμα, θεωρώντας ότι στη χρονική διάρκεια του χρονικού παραθύρου που έχει επιλεγεί, το τμήμα του σήματος είναι στάσιμο. Πρόκειται ουσιαστικά για τη συνδυαστική και διαδοχική εφαρμογή του DFT με παραθυρικές συναρτήσεις, προκειμένου να καταστεί δυνατή η φασματική ανάλυση ενός μη στάσιμου σήματος μη προκαθορισμένης διάρκειας. Επομένως, η υλοποίηση του STFT συνίσταται στην επαναληπτική εφαρμογή του DFT ανά τακτά χρονικά διαστήματα, σε τμήματα σήματος με διαφορετικό, εν γένει, φασματικό περιεχόμενο.

Παρά τις δυνατότητες που παρέχει ο STFT στην ανάλυση μη στάσιμων σημάτων, είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι παρουσιάζει και κάποια σημαντικά μειονεκτήματα. Σε κάθε χρονικό παράθυρο στο οποίο εφαρμόζεται ο DFT, θεωρείται ότι το σήμα εξέτασης είναι στάσιμο. Ωστόσο, στην πράξη, αυτή η προϋπόθεση είναι δύσκολο να ικανοποιηθεί. Μάλιστα, μειώνοντας το μήκος του παραθύρου που χρησιμοποιείται, είναι δυνατόν να βελτιωθεί η ανάλυση στον χρόνο, αλλά αυτό συνεπάγεται μείωση της ανάλυσης στο πεδίο της συχνότητας. Δηλαδή, δεν είναι δυνατόν να εντοπιστούν οι ακριβείς συχνότητες οι οποίες υπάρχουν στο σήμα, αλλά κάποιες ζώνες συχνοτήτων οι οποίες υπάρχουν σε αυτό. Επίσης, όταν επιλεγεί ένα συγκεκριμένο μέγεθος για το χρονικό παράθυρο, το παράθυρο αυτό παραμένει το ίδιο για όλες τις συχνότητες. Εντούτοις, πολλά σήματα απαιτούν μία πιο ευέλικτη προσέγγιση, η οποία θα μπορεί να μεταβάλλει το μέγεθος του παραθύρου για να καθορίσει με μεγαλύτερη ακρίβεια είτε τον χρόνο είτε τη συχνότητα που εξετάζεται. Επιπρόσθετα, λόγω της χρήσης του χρονικού παραθύρου σταθερού πλάτους, κάθε συνιστώσα του υπό εξέταση σήματος με χρονική διάρκεια μικρότερη από αυτή της συνάρτησης παραθύρου, εξαλείφεται μετά από την εφαρμογή του STFT.

5.5.2 Μετασχηματισμοί Κυματιδίων

Προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι παραπάνω περιορισμοί του STFT, και για επίτευξη καλύτερης ποιότητας ανάλυσης, δύναται να χρησιμοποιηθεί ο WT. Τα κυματίδια αποτελούν σημαντικά μαθηματικά εργαλεία για την ανάλυση και επεξεργασία χρονικών σημάτων. Πρόκειται για συναρτήσεις εντοπισμένες στο πεδίο της συχνότητας γύρω από μια κεντρική συχνότητα και έχουν περιορισμένη χρονική διάρκεια και μηδενική μέση τιμή. Η πιο σημαντική διαφορά με τους μετασχηματισμούς που βασίζονται στην ανάλυση Fourier είναι ότι οι κυματιδιακές συναρτήσεις τείνουν να είναι ασύμμετρες και μη κανονικές, σε αντίθεση με τις ημιτονοειδείς συναρτήσεις βάσης της ανάλυσης Fourier.

Ο Συνεχής Μετασχηματισμός Κυματιδίων (Continuous Wavelet Transform – CWT) στηρίζεται στη θεωρία των μητρικών κυματιδίων. Πιο συγκεκριμένα, ένα κυματίδιο περιγράφεται από τη συνάρτηση $\psi_{a,b}(t)$, η οποία προέρχεται από τη διαστολή και μετατόπιση στον χρόνο της πραγματικής συνάρτησης $\psi(t)$, όπως φαίνεται στην εξίσωση (5.11). Η συνάρτηση $\psi(t)$ ονομάζεται μητρικό κυματίδιο. Επομένως, ο CWT μιας συνάρτησης $f(t)$ ορίζεται σύμφωνα με την (5.12), και αποτελεί συνάρτηση δύο παραμέτρων a και b . Η παράμετρος a υποδηλώνει την κλιμάκωση της συνάρτησης ψ , ενώ η παράμετρος b τη χρονική μετατόπισή της. Δηλαδή, ο CWT υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μετατοπισμένη χρονικά και διεσταλμένη εκδοχή της ίδιας συνάρτησης ψ .

$$\psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right), \quad a > 0, b \in R \quad (5.11)$$

$$f(a,b) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi_{a,b}(t) dt = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) dt \quad (5.12)$$

Ο CWT εφαρμόζεται σε συνεχείς συναρτήσεις $f(t)$ και για συνεχείς τιμές των παραμέτρων a και b . Όμως, στην πραγματικότητα, η πλειοψηφία των σημάτων που υπάρχουν στη φύση και χρήζουν ανάλυσης, είναι διακριτού χρόνου. Έτσι, προκύπτει η ανάγκη για τη χρησιμοποίηση του Διακριτού Μετασχηματισμού Κυματιδίων (Discrete Wavelet Transform – DWT).

Στον DWT, το υπό εξέταση σήμα αναλύεται σε διαφορετικές κλίμακες (συχνότητες) με χρήση φίλτρων με διαφορετικές συχνότητες αποκοπής. Πιο συγκεκριμένα, το σήμα διέρχεται μέσα από μια σειρά υψιπερατών φίλτρων για να αναλυθούν οι υψηλές συχνότητες και μέσα από μια σειρά από βαθυπερατά φίλτρα για να αναλυθούν οι χαμηλές συχνότητες. Σε κάθε επίπεδο αποσύνθεσης, το σήμα, έστω $x[n]$, περνάει από ένα βαθυπερατό φίλτρο μισής ζώνης με κρουστική απόκριση $l[n]$ και από ένα υψιπερατό φίλτρο μισής ζώνης με κρουστική απόκριση $h[n]$. Το βαθυπερατό φίλτρο μισής ζώνης αποκόπτει όλες τις συχνότητες που είναι μεγαλύτερες από το μισό της μέγιστης συχνότητας που υπάρχει στο σήμα $x[n]$ και το υψιπερατό φίλτρο μισής ζώνης αποκόπτει τις συχνότητες που είναι μικρότερες από το μισό της μέγιστης συχνότητας. Τα σήματα που θα προκύψουν από την ανάλυση με το υψιπερατό και το βαθυπερατό φίλτρο έχουν το μισό εύρος ζώνης από το αρχικό σήμα $x[n]$. Οι δύο αυτές διαδικασίες μπορούν να εκφραστούν μαθηματικά με τις εξισώσεις (5.13) και (5.14):

$$y_L[k] = \sum_n x[n] l[2k-n] \quad (5.13)$$

$$y_H[k] = \sum_n x[n] h[2k-n] \quad (5.14)$$

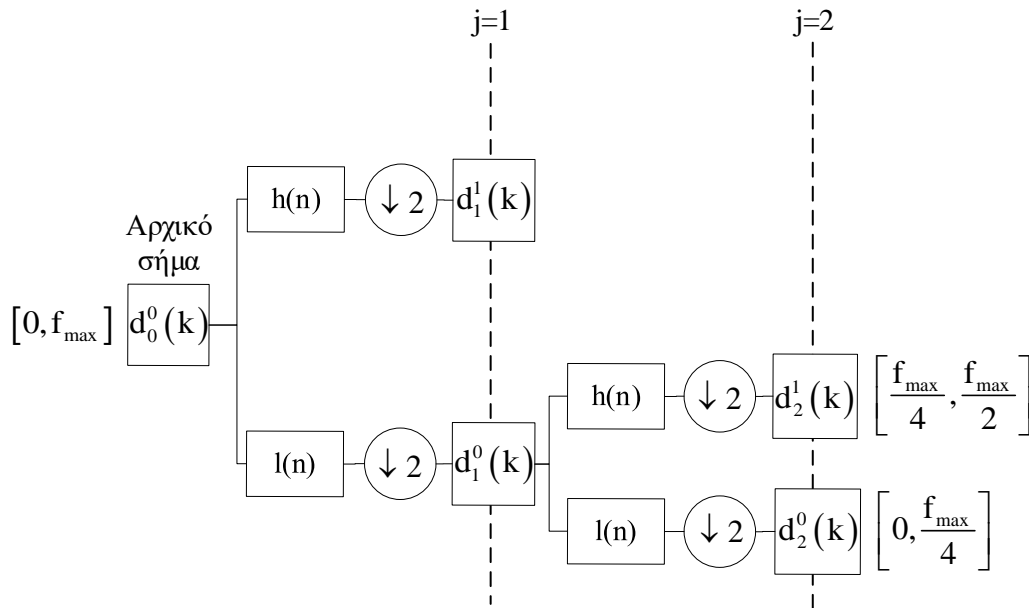
όπου $x[n]$ είναι το αρχικό σήμα, $y_L[n]$ είναι το σήμα που προκύπτει από την ανάλυση με το βαθυπερατό φίλτρο, και $y_H[n]$ είναι το σήμα που προκύπτει από την ανάλυση με το υψιπερατό φίλτρο.

Στο επόμενο επίπεδο αποσύνθεσης, το σήμα $y_L[n]$ αναλύεται και αυτό με τη σειρά του στις υψηλές και στις χαμηλές συχνότητές του, χρησιμοποιώντας τα φίλτρα $l[n]$ και $h[n]$ ακριβώς όπως και πριν, ενώ το σήμα $y_H[n]$ παραμένει ως έχει. Σε κάθε επίπεδο αποσύνθεσης, αναλύεται παραπάνω μόνο το σήμα που περιέχει τις χαμηλές συχνότητες. Έτσι, δημιουργείται το δέντρο ανάλυσης του σήματος με DWT, το οποίο φαίνεται στο Σχήμα 5.1.

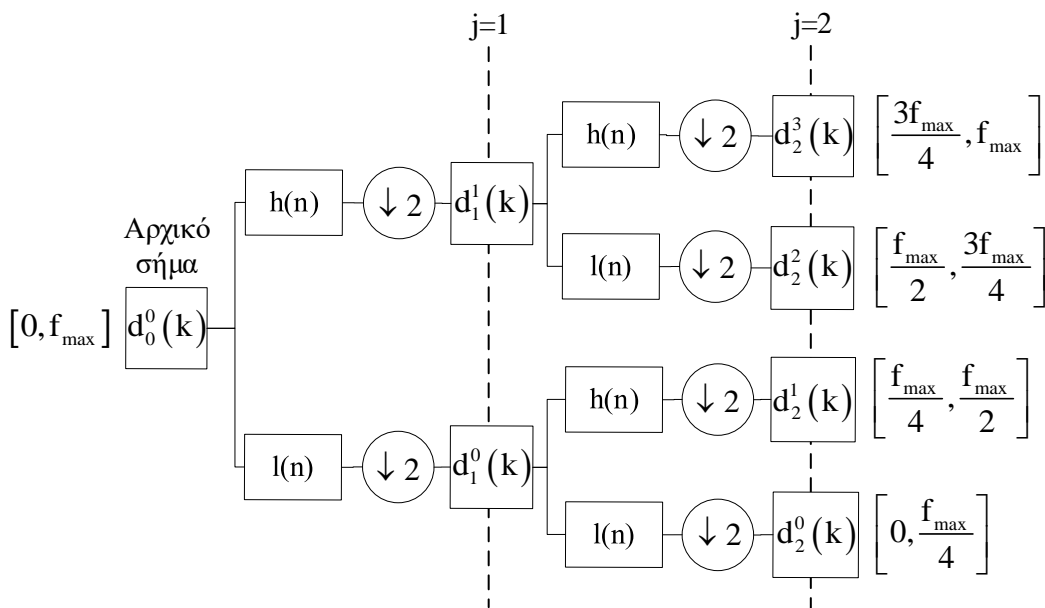
Στο Σχήμα 5.1 παρουσιάζεται ένα δέντρο που έχει προκύψει με ανάλυση DWT δύο επιπέδων ($j = 2$). Το αρχικό σήμα είναι το $d_0^0[k]$, $h[n]$ είναι το υπερπαρατό φίλτρο μισής ζώνης και $l[n]$ το βαθυπαρατό φίλτρο μισής ζώνης. Στο Σχήμα 5.1 φαίνεται επίσης και η υποδειγματοληψία που επιδέχονται τα σήματα. Το σήμα $d_1^0[k]$ είναι το σήμα που έχει προκύψει στο πρώτο επίπεδο αποσύνθεσης ($j = 1$) από την ανάλυση του αρχικού σήματος με το βαθυπαρατό φίλτρο. Αν τα δείγματα του αρχικού σήματος ήταν N και η μέγιστη συχνότητα που περιείχε ήταν f_{max} , τότε το σήμα $d_1^0[k]$ έχει $N/2$ δείγματα στο πεδίο του χρόνου και εύρος ζώνης συχνοτήτων $[0, f_{max}/2]$. Αντίστοιχα, το σήμα $d_1^1[k]$ είναι το σήμα που προκύπτει στο πρώτο επίπεδο αποσύνθεσης από την ανάλυση του αρχικού σήματος με το υπερπαρατό φίλτρο, έχει $N/2$ δείγματα στο πεδίο του χρόνου και εύρος ζώνης συχνοτήτων $[f_{max}/2, f_{max}]$. Τα στοιχεία k των σημάτων $d_1^0[k]$ και $d_1^1[k]$ είναι οι συντελεστές του DWT στο πρώτο επίπεδο αποσύνθεσης. Στο δεύτερο επίπεδο αποσύνθεσης ($j = 2$), το σήμα $d_1^0[k]$ αναλύεται με τη χρησιμοποίηση των φίλτρων $l[k]$ και $h[k]$ στα σήματα $d_2^0[k]$ και $d_2^1[k]$, τα οποία έχουν $N/4$ δείγματα στο πεδίο του χρόνου και εύρος ζώνης συχνοτήτων $[0, f_{max}/4]$ και $[f_{max}/4, f_{max}/2]$, αντίστοιχα.

Ο Μετασχηματισμός Πακέτων Κυματιδίων (Wavelet Packet Transform – WPT) είναι ένα είδος διακριτού μετασχηματισμού κυματιδίων, αλλά διαφέρει από τον DWT. Ο DWT σε κάθε επίπεδο αποσύνθεσης, αναλύει περαιτέρω μόνο τους συντελεστές που έχουν προκύψει από τη συνέλιξη με την κρουστική απόκριση του βαθυπαρατού φίλτρου $l[n]$ και αφήνει αναλλοίωτους τους συντελεστές που έχουν προκύψει από τη συνέλιξη με την κρουστική απόκριση του υπερπαρατού φίλτρου $h[n]$. Η διαφορά του WPT έγκειται στο ότι σε κάθε επίπεδο αποσύνθεσης του αρχικού σήματος, αναλύονται ξανά με τα φίλτρα όλοι οι συντελεστές, δηλαδή και αυτοί που προκύπτουν με τη χρήση του φίλτρου $l[n]$ και αυτοί που προκύπτουν με χρήση του φίλτρου $h[n]$. Έτσι, δημιουργείται το δέντρο ανάλυσης του σήματος με WPT, το οποίο παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.2.

Στο Σχήμα 5.2 φαίνεται ένα δέντρο που έχει προκύψει από την ανάλυση του σήματος $d_0^0[k]$ σε δύο επίπεδα αποσύνθεσης ($j = 2$), με τη χρήση του WPT. Οι τελικοί συντελεστές είναι οι $d_2^n[k]$, όπου n είναι ο αντίστοιχος κόμβος. Ο πρώτος κόμβος ξεκινάει πάντα από τη μηδενική συχνότητα, και ο τελευταίος κόμβος τελειώνει στη μέγιστη συχνότητα που υπάρχει στο αρχικό σήμα f_{max} . Σε αντίθεση με τον DWT, κάθε τελικός κόμβος έχει το ίδιο εύρος ζώνης συχνοτήτων και τα ίδια δείγματα στον χρόνο, που σημαίνει ότι έχει την ίδια ανάλυση και στη συχνότητα και στον χρόνο. Στο j επίπεδο αποσύνθεσης, θα υπάρχουν 2^j κόμβοι n , όπου κάθε ένας κόμβος θα έχει εύρος ζώνης συχνοτήτων $f_{max}/2^j$. Αυτό σημαίνει ότι σε όσο περισσότερα επίπεδα αποσυντεθεί ένα σήμα, τόσο καλύτερη θα είναι η ανάλυση στη συχνότητα των συντελεστών που προκύπτουν. Το αρχικό σήμα μπορεί να ανακατασκευαστεί από τους τελικούς συντελεστές του μετασχηματισμού, χρησιμοποιώντας τα κατάλληλα φίλτρα.



Σχήμα 5.1 Δέντρο ανάλυσης σήματος με DWT.



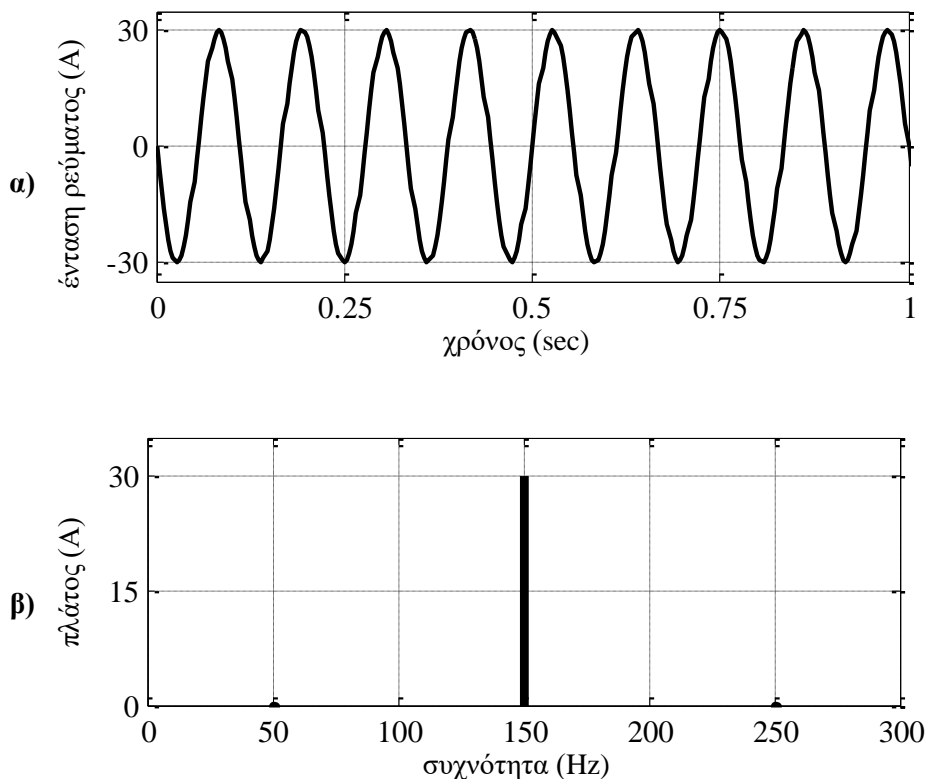
Σχήμα 5.2 Δέντρο ανάλυσης σήματος με WPT.

5.6 Εκτίμηση ποιότητας ισχύος δικτύων διανομής

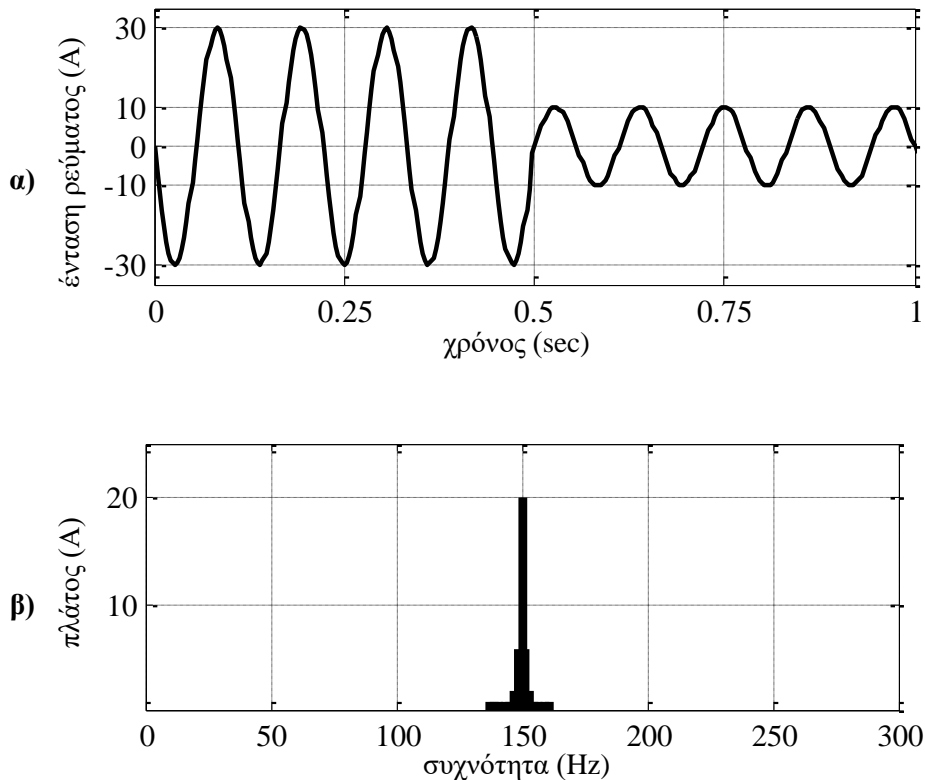
Για τον ακριβή υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος που χρησιμοποιούνται στα ΔΔ, είναι απαραίτητος ο μετασχηματισμός των χρονικών συναρτήσεων της τάσης και του ρεύματος στο πεδίο της συχνότητας. Προς αυτήν την κατεύθυνση, η παρούσα διδακτορική διατριβή, βασίστηκε στο πλαίσιο που διατυπώνει το Πρότυπο IEEE 1459–2010 [113]. Η παραδοσιακά χρησιμοποιούμενη και ευρέως διαδεδομένη τεχνική ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων είναι ο FFT [114]. Ωστόσο, σε περίπτωση παρουσίας μη στάσιμων διαταραχών, η χρήση του FFT δεν θεωρείται πλέον κατάλληλη. Αρχικά, με τη χρήση του FFT, τα σήματα μπορούν να περιγράψουν

αποκλειστικά στον τομέα του χρόνου ή της συχνότητας, χωρίς να παρέχονται πληροφορίες σχετικά με τον εντοπισμό του χρόνου εμφάνισης των διαφορετικών συχνοτήτων εντός του σήματος. Επιπλέον, η ανάλυση ενός μη στάσιμου σήματος με FFT μπορεί να οδηγήσει στο φαινόμενο της φασματικής διαρροής, δηλαδή στην εμφάνιση αρμονικών συνιστωσών στο φάσμα του σήματος οι οποίες στην πραγματικότητα δεν υπάρχουν στην αρχική κυματομορφή του. Το παράδειγμα που ακολουθεί έχει ως στόχο την ευκολότερη κατανόηση και την παρουσίαση του φαινομένου της φασματικής διαρροής.

Το Σχήμα 5.3α παρουσιάζει μια κυματομορφή στάσιμου σήματος στο πεδίο του χρόνου, στην προκειμένη περίπτωση, έντασης ρεύματος. Το εξεταζόμενο σήμα έχει πλάτος 30 A και συχνότητα 150 Hz. Στο Σχήμα 5.3β δίνεται το φάσμα του σήματος που προκύπτει με χρήση του FFT, στο οποίο παρατηρείται μόνο η συχνότητα στα 150 Hz με πλάτος 30 A. Στο Σχήμα 5.4α παρουσιάζεται μια κυματομορφή μη στάσιμου σήματος, με συχνότητα 150 Hz. Το πλάτος του σήματος είναι 30 A μέχρι τα 0,5 s, και στη συνέχεια, το πλάτος μειώνεται στα 10 A μέχρι το 1 s. Στο Σχήμα 5.4β δίνεται η φασματική ανάλυση του σήματος με χρήση του FFT. Στο Σχήμα 5.4β παρατηρείται μία συνιστώσα 20 A στα 150 Hz (η οποία δεν υπάρχει στην κυματομορφή του Σχήματος 5.4α), καθώς και άλλα στοιχεία τα οποία είναι απλωμένα κατά μήκος του άξονα συχνότητας και εκατέρωθεν της συχνότητας 150 Hz. Το φαινόμενο της φασματικής διαρροής είναι εμφανές στην περίπτωση αυτή. Επιπλέον, ο χρόνος στον οποίο το πλάτος του σήματος μειώνεται από τα 30 A στα 10 A δεν είναι προσβάσιμος μέσω του FFT, καθώς ο FFT παρέχει μόνο το φάσμα πλάτους-συχνότητας, και επομένως δεν διατηρείται η χρονική πληροφορία.



Σχήμα 5.3 Ανάλυση στάσιμου σήματος με FFT: α) κυματομορφή στάσιμου σήματος στο πεδίο του χρόνου, β) φασματική ανάλυση στάσιμου σήματος με FFT.



Σχήμα 5.4 Ανάλυση μη στάσιμου σήματος με FFT: α) κυματομορφή μη στάσιμου σήματος στο πεδίο του χρόνου, β) φασματική ανάλυση μη στάσιμου σήματος με FFT.

Συνεπώς, τα τελευταία χρόνια παρουσιάστηκαν και αναπτύχθηκαν νέες τεχνικές ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων. Μια τέτοια τεχνική, η οποία έχει προσελκύσει το ενδιαφέρον πολλών ερευνητών, είναι ο WT [115]. Μια σημαντική κατηγορία του WT αποτελεί ο WPT, ο οποίος χρησιμοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Με τη χρήση του WPT δύναται να διατηρηθούν ταυτόχρονα τόσο οι πληροφορίες του χρόνου όσο και της συχνότητας για το εξεταζόμενο σήμα, επιτρέποντας τον αποτελεσματικότερο υπολογισμό δεικτών ποιότητας ισχύος σε δίκτυα που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες. Επιπρόσθετα, η πλειοψηφία των μελετών της βιβλιογραφίας επικεντρώνεται στην αξιολόγηση της συμβολής μόνο της θεμελιώδους συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία, αγνοώντας τη συμβολή σε αυτή και των υπόλοιπων αρμονικών συνιστωσών. Μάλιστα, ο κλασικός ορισμός της ασυμμετρίας (ο λόγος της συνιστώσας αρνητικής ακολουθίας προς τη συνιστώσα θετικής ακολουθίας), λαμβάνει υπόψη μόνο τη θεμελιώδη συνιστώσα, ενώ, ο κλασικός ορισμός της ολικής αρμονικής παραμόρφωσης αναφέρεται μόνο σε συμμετρικά τριφασικά συστήματα.

Ειδικότερα, στις μελέτες [116]–[121], παρουσιάζονται μεθοδολογίες που βασίζονται στον WPT με στόχο την εκτίμηση μόνο της αρμονικής παραμόρφωσης. Στις [122]–[123], ο WPT υλοποιείται για την εκτίμηση και της ασυμμετρίας του δικτύου, αλλά υπολογίζοντας μόνο τη συμβολή σε αυτή της θεμελιώδους συνιστώσας. Οι μελέτες [124]–[130] εισάγουν την έννοια της εκτίμησης της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία του δικτύου, αλλά χρησιμοποιούν τον FFT, ως τεχνικής ανάλυσης και επεξεργασίας των σημάτων τάσης και ρεύματος, ο οποίος αδυνατεί να παρέχει ακριβή αποτελέσματα σε περίπτωση εξέτασης μη στάσιμων σημάτων.

Στη μελέτη [116], παρουσιάζεται μια μεθοδολογία με χρήση WPT για την εκτίμηση σε πραγματικό χρόνο των βασικών μεγεθών ποιότητας ισχύος. Στην [117], ο WPT χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ενεργού και φαινόμενης ισχύος, του συντελεστή ισχύος, και της ολικής αρμονικής παραμόρφωσης, αλλά όχι της ασυμμετρίας. Η μελέτη [118] προτείνει έναν αλγόριθμο βασισμένο στον WPT για την εκτίμηση μόνο της αρμονικής παραμόρφωσης στα δίκτυα, και εξετάζει την επιλογή του μητρικού κυματιδίου, της συχνότητας δειγματοληψίας και τα χαρακτηριστικά συχνότητας δύο συναρτήσεων κυματιδίων. Στην [119], ο WPT χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της ολικής αρμονικής παραμόρφωσης, του συντελεστή ισχύος, των συντελεστών παρεμβολής επικοινωνίας, και των συντελεστών κορυφής, μόνο για την περίπτωση συμμετρικών δικτύων. Μια μεθοδολογία βασισμένη στον WPT παρουσιάζεται στην [120], με στόχο τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών εκτίμησης της αρμονικής παραμόρφωσης υπό στάσιμες και μη στάσιμες συνθήκες, χωρίς παρουσία ασυμμετρίας. Η μελέτη [121] παρουσιάζει τον σχεδιασμό και την εφαρμογή μιας πολυφασικής αρχιτεκτονικής αποσύνθεσης του φίλτρου κυματιδίων για την εκτίμηση των αρμονικών του δικτύου με χρήση WPT, η οποία απαιτεί λιγότερη μνήμη και υπολογιστικούς πόρους.

Στη μελέτη [122], ο WPT χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος σε συμμετρικά και μη συμμετρικά δίκτυα, και τα αποτελέσματα συγκρίνονται με τις πραγματικές τιμές τους και με εκείνες που προκύπτουν με χρήση FFT. Ένας ασαφής δείκτης ποιότητας ισχύος που βασίζεται στον WPT παρουσιάζεται στην [123], με στόχο τη συγχώνευση υφιστάμενων δεικτών ποιότητας ισχύος υπό στάσιμες και μη στάσιμες συνθήκες, τόσο σε συμμετρικά, όσο και σε ασύμμετρα δίκτυα.

Η έννοια της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία εισάγεται στην [124]. Αρχικά, υπολογίζονται οι συμμετρικές, οι πρώτες μη συμμετρικές, και οι δεύτερες μη συμμετρικές συνιστώσες της τάσης και του ρεύματος των τριών φάσεων, χρησιμοποιώντας τον FFT. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται η συμμετρική θεμελιώδης συνιστώσα, η μη συμμετρική θεμελιώδης συνιστώσα, η συμμετρική αρμονική συνιστώσα και η μη συμμετρική αρμονική συνιστώσα της τάσης και του ρεύματος και υπολογίζονται οι αντίστοιχοι δείκτες. Στην [125], παρουσιάζεται μια εκτεταμένη διατύπωση για τον υπολογισμό των συνιστωσών ασυμμετρίας και παραμόρφωσης του ρεύματος κάθε φάσης και του ουδετέρου, μετασχηματίζοντας την έννοια των συμμετρικών συνιστωσών με χρήση DFT. Επίσης, καθορίζονται νέοι δείκτες, οι οποίοι συνδυάζουν τη συμβολή της ασυμμετρίας και της αρμονικής παραμόρφωσης στην κυματομορφή του ρεύματος του ουδετέρου. Ένας νέος πίνακας μετασχηματισμού, ο οποίος είναι ικανός να εξάγει, με χρήση του FFT, τις συμμετρικές, τις πρώτες μη συμμετρικές, και τις δεύτερες μη συμμετρικές συνιστώσες για όλες τις αρμονικές και διαρμονικές συνιστώσες, παρουσιάζεται στην [126].

Στη μελέτη [127], χρησιμοποιείται η έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών προκειμένου να εκτιμηθούν οι συνιστώσες ακολουθίας της φαινόμενης ισχύος, μέσω του FFT. Στην [128], παρουσιάζεται μια μέθοδος για την εκτίμηση της βελτίωσης της ποιότητας ισχύος με τη χρήση εξοπλισμού αντιστάθμισης με φίλτρα ενεργού ισχύος. Κατάλληλοι δείκτες ποιότητας ισχύος που επιτρέπουν την αξιολόγηση της συμβολής στην ασυμμετρία κάθε αρμονικής και διαρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος παρουσιάζονται και υπολογίζονται με χρήση FFT. Στη μελέτη [129], παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για τον προσδιορισμό των συνιστωσών συμμετρίας, ασυμμετρίας και παραμόρφωσης σε μη συμμετρικά τριφασικά

συστήματα με παραμορφωμένες κυματομορφές, οι οποίες περιέχουν αρμονικές και διαρμονικές συνιστώσες, χρησιμοποιώντας την προσέγγιση των συμμετρικών συνιστωσών με χρήση FFT. Ένας νέος δείκτης για τον προσδιορισμό της θέσης των πηγών αρμονικής παραμόρφωσης ή/και ασυμμετρίας στα δίκτυα διανομής παρουσιάζεται στην [130], χρησιμοποιώντας καταναμημένες μετρήσεις και την έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών μέσω του FFT.

Κεφάλαιο 6

ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟ ΠΑΚΕΤΩΝ ΚΥΜΑΤΙΔΙΩΝ

6.1 Εισαγωγή

Στα δίκτυα διανομής (ΔΔ), η ποιότητα ισχύος αποτελεί ένα ιδιαίτερα σημαντικό ζήτημα για τον Διαχειριστή του ΔΔ, τόσο για οικονομικούς, όσο και για κοινωνικούς λόγους. Η ποιότητα ισχύος σχετίζεται με την απόκλιση της τάσης ή/και του ρεύματος από τις ιδανικές κυματομορφές τους. Μια ιδανική κυματομορφή θεωρείται ημιτονοειδής, με σταθερή συχνότητα και πλάτος. Συνεπώς, οποιαδήποτε απόκλιση από αυτήν θεωρείται διαταραχή.

Τα σύγχρονα ΔΔ χαρακτηρίζονται από αυξημένη παρουσία χρονικά μεταβαλλόμενων και μη γραμμικών φορτίων, τα οποία εντείνουν τις αποκλίσεις της τάσης και του ρεύματος από τις ιδανικές τους κυματομορφές. Επιπλέον, τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται υψηλή διείσδυση μονάδων διανεμημένης παραγωγής στα ΔΔ, και κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), η οποία μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στην ποιότητα ισχύος του δικτύου, όπως είναι οι ταχείες αυξομειώσεις της τάσης λόγω της σύνδεσης ή αποσύνδεσης των μονάδων στο δίκτυο και η εισαγωγή αρμονικών στο δίκτυο. Επίσης, η απαίτηση από τη μεριά των καταναλωτών για γνωστοποίηση του επιπέδου ποιότητας ισχύος που τους παρέχεται, ασκεί πρόσθετη πίεση στον Διαχειριστή του ΔΔ για εκτίμηση και παρακολούθηση του επιπέδου ποιότητας παρεχόμενης ισχύος στους τελικούς καταναλωτές του δικτύου [109]

Η τεχνολογική πρόοδος και οι εξελίξεις στην επιστήμη λογισμικού επέτρεψαν την παρακολούθηση συμβάντων μεγάλης κλίμακας και την καταγραφή σχεδόν οποιασδήποτε παραμέτρου ενδιαφέροντος. Έτσι, ο Διαχειριστής του ΔΔ, έχει πλέον στη διάθεσή του όλα τα απαραίτητα εργαλεία, όπως κατάλληλο εξοπλισμό παρακολούθησης και επικοινωνίας, και μέσα αποθήκευσης και επεξεργασίας δεδομένων, ώστε να επιτύχει τον σκοπό του προς την κατεύθυνση της παρακολούθησης της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος. Επιπλέον, σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα, οι απαιτήσεις σύνδεσης και λειτουργίας των μικροδικτύων απαιτεί την παρουσία αποδοτικού συστήματος παρακολούθησης [131]. Επίσης, η απελευθέρωση της αγοράς εισήγαγε νέους παίκτες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, και οι συμβάσεις μεταξύ των εν λόγω μερών μπορεί να περιλαμβάνουν και επίπεδα ποιότητας ισχύος που πρέπει να πληρούνται. Ως εκ τούτου, οι ρυθμιστικές αρχές μπορούν να επιβάλλουν κυρώσεις σε περίπτωση μη τήρησης των βασικών στόχων ποιότητας ισχύος που έχουν τεθεί [132].

Τα φαινόμενα ποιότητας ισχύος που μπορεί να παρακολουθεί ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να είναι παροδικά (π.χ. βυθίσεις/ανυψώσεις τάσης) ή μόνιμα (π.χ. αρμονική παραμόρφωση, ασυμμετρία). Ο ποσοτικός προσδιορισμός της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές του δικτύου υλοποιείται με τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος. Αυτό το Κεφάλαιο επικεντρώνεται κυρίως στη μελέτη και εξέταση της αρμονικής παραμόρφωσης και της ασυμμετρίας που εμφανίζονται σε τριφασικά ΔΔ. Πρόκειται για δύο από τα πιο συνηθισμένα φαινόμενα ποιότητας ισχύος στα δίκτυα, και μπορούν να προκαλέσουν σημαντικά προβλήματα αρμονικής παραμόρφωσης και ασυμμετρίας:

- **Αρμονική παραμόρφωση:** Οι αρμονικές συνιστώσες είναι συνιστώσες τάσης ή ρεύματος με συχνότητες που είναι ακέραια πολλαπλάσια της θεμελιώδους συχνότητας (50 Hz), και γενικά προκαλούνται από μη γραμμικά φορτία. Ειδικότερα, η αρμονική παραμόρφωση προκαλείται κυρίως από φορτία με ηλεκτρονικά ισχύος και εξοπλισμό με σιδηρομαγνητικούς πυρήνες (π.χ. μετασχηματιστές). Οι αρμονικές στα συστήματα ισχύος μπορούν να υποβαθμίσουν την απόδοση του προστατευτικού ηλεκτρονόμου, να δημιουργήσουν σφάλματα και βλάβη σε μετρητικά όργανα, να υποβαθμίσουν ή και να διακόψουν τη λειτουργία εξοπλισμού λόγω υπερθέρμανσης.
- **Ασυμμετρία:** Στα τριφασικά δίκτυα, ιδανικά, οι φάσεις τόσο της τάσης όσο και του ρεύματος έχουν ίσα μέτρα, ενώ οι γωνίες τους διαφέρουν κατά 120° . Η ασυμμετρία εμφανίζεται στις περιπτώσεις που δεν πληρούνται η μία ή και οι δύο αυτές προϋποθέσεις για 1) ίσα μέτρα και 2) διαφορά γωνιών κατά 120° . Στα ΔΔ της σύγχρονης εποχής, με τα μεγάλα βιομηχανικά φορτία να χρησιμοποιούν τόσο τριφασικά όσο και μονοφασικά φορτία, η ασυμμετρία δεν μπορεί να αποφευχθεί. Ειδικότερα, η ασυμμετρία του δικτύου μπορεί να οφείλεται σε γραμμές μεταφοράς και διανομής με ασύμμετρες αντιστάσεις, σε μη συμμετρικά τριφασικά φορτία και σε ασύμμετρες αντιστάσεις περιέλιξης μετασχηματιστών. Οι τριφασικές μηχανές επαγωγής και οι μετατροπείς με ηλεκτρονικά ισχύος αποτελούν εξοπλισμό ιδιαίτερα ευαίσθητο στην ασυμμετρία.

Η παρακολούθηση της ποιότητας ισχύος είναι μια περίπλοκη διαδικασία που βασίζεται στη συλλογή μετρήσεων τάσης και ρεύματος, τη συγκέντρωση των μετρήσεων σε απομακρυσμένα κέντρα ελέγχου και την επεξεργασία των μετρήσεων για λήψη κατάλληλων αποφάσεων. Σε αυτό το Κεφάλαιο προτείνεται μια τεχνική ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων τάσης και ρεύματος, η οποία μετατρέπει τα δεδομένα από χρονοσειρές τάσης και ρεύματος σε ένα σύνολο δεικτών ποιότητας ισχύος. Οι δείκτες αυτοί είναι κατάλληλοι ώστε να προσφέρουν χρήσιμες και ακριβείς πληροφορίες στον Διαχειριστή του ΔΔ σχετικά με το επίπεδο ποιότητας παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές του δικτύου. Μερικοί από τους στόχους παρακολούθησης της ποιότητας ισχύος μπορούν να επιτευχθούν με απλές μετρήσεις της ενεργού (rms) τιμής της τάσης και του ρεύματος, ενώ άλλοι στόχοι απαιτούν την καταγραφή της κυματομορφής της με υψηλή ανάλυση, απαιτώντας μια πιο εξελιγμένη τεχνική ανάλυσης.

Οι δείκτες ποιότητας ισχύος που χρησιμοποιούνται στα ΔΔ βασίζονται στην ανάλυση των κυματομορφών της τάσης και του ρεύματος στις επιμέρους συνιστώσες τους. Ειδικότερα, οι ορισμοί των δεικτών ποιότητας ισχύος σύμφωνα με το Πρότυπο IEEE 1459–2010 [113], βασίζονται στο φάσμα των σημάτων στο πεδίο της συχνότητας. Η παραδοσιακά χρησιμοποιούμενη και ευρέως διαδεδομένη τεχνική ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων, όπως

αναλύεται και στο Κεφάλαιο 5 της παρούσας διατριβής, είναι ο Μετασχηματισμός Fourier (Fourier Transform – FT) [114].

Ωστόσο, σε περίπτωση παρουσίας μη στάσιμων διαταραχών στη χρονική περίοδο εξέτασης του σήματος, η χρήση του FT δεν θεωρείται κατάλληλη τεχνική για τη φασματική ανάλυση του σήματος. Αρχικά, η χρήση του FT μπορεί να οδηγήσει στο φαινόμενο της φασματικής διαρροής, δηλαδή στην εμφάνιση αρμονικών συνιστωσών στο φάσμα του σήματος οι οποίες στην πραγματικότητα δεν υπάρχουν στην αρχική κυματομορφή του. Επιπλέον, ο FT δεν παρέχει πληροφορίες σχετικά με τον εντοπισμό του χρόνου εμφάνισης των διαφορετικών συχνοτήτων εντός του σήματος. Αυτό αποτελεί σημαντικό μειονέκτημα του FT για τις περιπτώσεις μελέτης δικτύων που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες. Συνεπώς, τόσο ο Ταχύς Μετασχηματισμός Fourier (Fast Fourier Transform – FFT), όσο και ο Παραθυρικός Μετασχηματισμός Fourier (Short-Time Fourier Transform – STFT) δεν θεωρούνται πλέον κατάλληλες τεχνικές για την ανάλυση φαινομένων ποιότητας ισχύος που περιέχουν σήματα με χρονικά μεταβαλλόμενο φάσμα συχνότητας.

Ως εκ τούτου, τα τελευταία χρόνια παρουσιάστηκαν και αναπτύχθηκαν νέες τεχνικές ανάλυσης και επεξεργασίας σημάτων. Μια τέτοια τεχνική, η οποία έχει προσελκύσει το ενδιαφέρον των ερευνητών τα τελευταία χρόνια, είναι ο Μετασχηματισμός Κυματιδίων (Wavelet Transform – WT) [115], και κυρίως ο Μετασχηματισμός Πακέτων Κυματιδίων (Wavelet Packet Transform – WPT), όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 5 της παρούσας διατριβής. Μάλιστα, η χρήση του WT σε μελέτες που απαιτούν την ανάλυση και την επεξεργασία σημάτων αυξάνεται ραγδαία, καθώς ο WT προσφέρει το πλεονέκτημα να διατηρεί ταυτόχρονα τόσο τις πληροφορίες του χρόνου όσο και της συχνότητας για το εξεταζόμενο σήμα. Συνεπώς, με τη χρήση του WT, επιτυγχάνεται μεγαλύτερη ακρίβεια στον υπολογισμό δεικτών ποιότητας ισχύος σε δίκτυα που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες.

Επιπρόσθετα, η πλειοψηφία των μελετών της βιβλιογραφίας επικεντρώνεται στην αξιολόγηση της συμβολής μόνο της θεμελιώδους συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου. Έτσι, διαχωρίζουν την ασυμμετρία από τις αρμονικές και αγνοούν τη συμβολή των υπόλοιπων αρμονικών συνιστωσών στην ασυμμετρία του δικτύου. Ο κλασικός ορισμός της ασυμμετρίας (ο λόγος της συνιστώσας αρνητικής ακολουθίας προς τη συνιστώσα θετικής ακολουθίας), λαμβάνει υπόψη μόνο τη θεμελιώδη συνιστώσα. Επίσης, ο κλασικός ορισμός της ολικής αρμονικής παραμόρφωσης αναφέρεται μόνο σε συμμετρικά τριφασικά συστήματα. Ωστόσο, στην πράξη, η ασυμμετρία και οι αρμονικές συνυπάρχουν στα ΔΔ της σύγχρονης εποχής.

Ειδικότερα, οι εργασίες [116]–[121] παρουσιάζουν μεθοδολογίες οι οποίες βασίζονται στον WPT και έχουν ως αντικείμενο την εκτίμηση της αρμονικής παραμόρφωσης του δικτύου. Επιπλέον, οι [122]–[123] χρησιμοποιούν τον WPT με στόχο την εκτίμηση όχι μόνο της αρμονικής παραμόρφωσης αλλά και της ασυμμετρίας του δικτύου. Ωστόσο, οι εργασίες αυτές υπολογίζουν μόνο τη συμβολή της θεμελιώδους συνιστώσας στην ασυμμετρία του δικτύου. Οι μελέτες [124]–[130] εισάγουν την έννοια της εκτίμησης της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία του δικτύου, αλλά χρησιμοποιούν τον FFT, ως τεχνικής ανάλυσης και επεξεργασίας των σημάτων τάσης και ρεύματος.

Σε αυτό το Κεφάλαιο, αρχικά προτείνεται μια μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για την εκτίμηση των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος τριφασικών ΔΔ που λειτουργούν υπό ασύμμετρες και μη στάσιμες συνθήκες [133], [134]. Αρχικά, υπολογίζονται τα απαραίτητα ηλεκτρικά μεγέθη και στη συνέχεια, οι κατάλληλοι δείκτες ποιότητας ισχύος, σύμφωνα με το Πρότυπο IEEE 1459–2010, για την εκτίμηση της αρμονικής παραμόρφωσης και της ασυμμετρίας στο δίκτυο. Επιπρόσθετα, εισάγεται μια νέα μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για τον υπολογισμό των κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος που επιτρέπουν την εκτίμηση της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου [135]. Πιο συγκεκριμένα, μετασχηματίζεται η έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών χρησιμοποιώντας τον WPT. Το προτεινόμενο σύστημα μεθοδολογιών εφαρμόζεται σε πολλές και διαφορετικές περιπτώσεις. Τα αποτελέσματα όλων των εφαρμογών παρουσιάζονται και συγκρίνονται με τις πραγματικές τιμές τους, αλλά και εκείνες που υπολογίζονται με χρήση FFT. Έτσι, αποδεικνύεται η ακρίβεια και αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας, καθώς και η υπεροχή του WPT έναντι του FT σε μελέτες ποιότητας ισχύος σε δίκτυα που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες.

Συμπερασματικά, στο πλαίσιο της μελέτης αυτής [133]–[135]:

- προτείνεται μια μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για την εκτίμηση των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος σε δίκτυα διανομής που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες.
- εισάγεται μια νέα μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, μετασχηματίζοντας την έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών με τη χρήση του WPT.
- επιβεβαιώνεται η ικανότητα του WPT να παρέχει ακριβή αποτελέσματα για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος, δεδομένου ότι οι τιμές της προτεινόμενης μεθοδολογίας συγκρίνονται με τις πραγματικές τιμές τους.
- αναδεικνύεται το πλεονέκτημα του WPT έναντι του FFT στον υπολογισμό δεικτών ποιότητας ισχύος σε δίκτυα που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες, δεδομένου ότι οι τιμές της προτεινόμενης μεθοδολογίας συγκρίνονται με εκείνες που λαμβάνονται με χρήση FFT.

6.2 Εκτίμηση βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος με Μετασχηματισμό Πακέτων Κυματιδίων

Στην ενότητα αυτή, αρχικά, παρουσιάζονται οι ηλεκτρικές ποσότητες που απαιτούνται για τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος, σύμφωνα με το Πρότυπο IEEE 1459–2010 [113]. Στη συνέχεια, ο WPT παρουσιάζεται ως προτεινόμενη τεχνική ανάλυσης και επεξεργασίας των σημάτων τάσης και ρεύματος. Τέλος, η έννοια των συμμετρικών συνιστωσών ενσωματώνεται στη μέθοδο του WPT.

6.2.1 Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος

Έστω v_x και i_x οι συναρτήσεις τάσης και ρεύματος κάθε φάσης x ενός τριφασικού δικτύου. Η γενική μορφή τους φαίνεται στις εξισώσεις (6.1)–(6.2).

$$v_x = \sqrt{2}V_{x1} \sin(\omega t + a_{v_{x1}}) + \sum_{h \neq 1} \sqrt{2}V_{xh} \sin(h\omega t + a_{v_{xh}}) \quad (6.1)$$

$$i_x = \sqrt{2}I_{x1} \sin(\omega t + b_{I_{x1}}) + \sum_{h \neq 1} \sqrt{2}I_{xh} \sin(h\omega t + b_{I_{xh}}) \quad (6.2)$$

Σύμφωνα με το Πρότυπο IEEE 1459–2010, η rms τιμή της πραγματικής τάσης, V_e , διαχωρίζεται σε αυτή της θεμελιώδους συνιστώσας και σε αυτή που αντιστοιχεί στις αρμονικές συνιστώσες, V_{e1} και V_{eH} , αντίστοιχα, όπως φαίνεται στις (6.3)–(6.5).

$$V_e = \sqrt{\frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{9}} = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} \quad (6.3)$$

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{V_{ab1}^2 + V_{bc1}^2 + V_{ca1}^2}{9}} \quad (6.4)$$

$$V_{eH} = \sqrt{\frac{V_{abH}^2 + V_{bcH}^2 + V_{caH}^2}{9}} \quad (6.5)$$

Κατά όμοιο τρόπο, η rms τιμή της πραγματικής έντασης ρεύματος, I_e , διαχωρίζεται σε αυτή της θεμελιώδους συνιστώσας και σε αυτή που αντιστοιχεί στις αρμονικές συνιστώσες, I_{e1} και I_{eH} , αντίστοιχα, και υπολογίζονται σύμφωνα με τις (6.6)–(6.8).

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}} = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (6.6)$$

$$I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2}{3}} \quad (6.7)$$

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{I_{aH}^2 + I_{bH}^2 + I_{cH}^2}{3}} \quad (6.8)$$

Η πραγματική φαινόμενη ισχύς S_e ορίζεται από την (6.9). Η ισχύς S_{e1} αναφέρεται στη θεμελιώδη συνιστώσα της πραγματικής φαινόμενης ισχύος, ενώ η ισχύς S_{eN} στη μη-θεμελιώδη συνιστώσα, και υπολογίζονται από τις (6.10)–(6.11), αντίστοιχα. Η ισχύς D_{e1} αναφέρεται στην ισχύ παραμόρφωσης ρεύματος, η D_{eV} στην ισχύ παραμόρφωσης τάσης, ενώ η ισχύς S_{eH} στην αρμονική φαινόμενη ισχύ και δίνονται από τις (6.12)–(6.14), αντίστοιχα. Η θεμελιώδης θετική ακολουθία ενεργού και φαινόμενης ισχύος, P_1^+ και S_1^+ , αντίστοιχα, υπολογίζονται από τις (6.15)–

(6.16), όπου τα μεγέθη V_1^+ , I_1^+ και θ_1^+ προκύπτουν από την έννοια των συμμετρικών συνιστωσών. Τέλος, η θεμελιώδης ασύμμετρη ισχύς S_{U1} δίνεται από την (6.17).

$$S_e = \sqrt{S_{e1}^2 + S_{eN}^2} \quad (6.9)$$

$$S_{e1} = 3V_{e1}I_{e1} \quad (6.10)$$

$$S_{eN} = \sqrt{D_{e1}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2} \quad (6.11)$$

$$D_{e1} = 3V_{e1}I_{eH} \quad (6.12)$$

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{e1} \quad (6.13)$$

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} \quad (6.14)$$

$$S_1^+ = 3V_1^+I_1^+ \quad (6.15)$$

$$P_1^+ = 3V_1^+I_1^+ \cos \theta_1^+ \quad (6.16)$$

$$S_{U1} = \sqrt{S_{e1}^2 - (S_1^+)^2} \quad (6.17)$$

Χρησιμοποιώντας τα απαραίτητα ηλεκτρικά μεγέθη ποιότητας ισχύος των (6.3)–(6.17), παρουσιάζεται ένα κατάλληλο σύστημα δεικτών για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος, και ειδικότερα της αρμονικής παραμόρφωσης και της ασυμμετρίας. Ο συντελεστής ισχύος θετικής ακολουθίας, PF_1^+ , καθώς και ο συνολικός συντελεστής ισχύος, PF , υπολογίζονται σύμφωνα με τις (6.18) και (6.19). Ο δείκτης συνολικής αρμονικής παραμόρφωσης τάσης και ρεύματος, THD_{eV} και THD_{eI} , αντίστοιχα, δίνονται από τις (6.20)–(6.21). Στις (6.22)–(6.23), παρουσιάζονται οι δείκτες αρμονικής ρύπανσης και ασυμμετρίας φορτίου, HP και LU , αντίστοιχα.

$$PF_1^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+} \quad (6.18)$$

$$PF = \frac{P}{S_e} \quad (6.19)$$

$$THD_{eV} = \frac{V_{eH}}{V_{e1}} \quad (6.20)$$

$$THD_{eI} = \frac{I_{eH}}{I_{e1}} \quad (6.21)$$

$$HP = \frac{S_{eN}}{S_{e1}} \quad (6.22)$$

$$LU = \frac{S_{U1}}{S_1^+} \quad (6.23)$$

6.2.2 Ανάλυση σημάτων τάσης και ρεύματος

Στον WPT, η αποσύνθεση του σήματος σε διαφορετικές ζώνες συχνοτήτων πραγματοποιείται με διαδοχικό φιλτράρισμα υψηλής και χαμηλής διέλευσης της χρονοσειράς του σήματος. Το φίλτρο χαμηλής διέλευσης, $l(m)$, ονομάζεται φίλτρο κλιμάκωσης (scaling filter) και το φίλτρο υψηλής διέλευσης, $h(m)$, ονομάζεται φίλτρο κυματιδίων (wavelet filter). Οι συντελεστές εξόδου ονομάζονται συντελεστές προσέγγισης (approximation) και λεπτομέρειας (detail), αντίστοιχα. Στις (6.24)–(6.28) παρουσιάζονται οι ιδιότητες των φίλτρων.

$$\sum_m l(m) = \sqrt{2} \quad (6.24)$$

$$\sum_m l^2(m) = 1 \quad (6.25)$$

$$\sum_m h(m) = 0 \quad (6.26)$$

$$\sum_m h^2(m) = 1 \quad (6.27)$$

$$\sum_m l(m)h(m) = 0 \quad (6.28)$$

Όπως αναλύθηκε και στην Ενότητα 5.5.2, το αρχικό σήμα, που δίνεται από τον πίνακα το $d_0^0[k]$, και περιέχει πληροφορίες συχνότητας μέχρι f_{max} , περνά πρώτα μέσω του φίλτρου υψηλής διέλευσης μισής ζώνης, $h(m)$, και του φίλτρου χαμηλής διέλευσης μισής ζώνης, $l(m)$. Το φίλτρο χαμηλής διέλευσης μισής ζώνης αφαιρεί όλες τις συχνότητες που είναι πάνω από το ήμισυ της υψηλότερης συχνότητας, ενώ το φίλτρο υψηλής διέλευσης μισής ζώνης αφαιρεί όλες τις συχνότητες που είναι κάτω από αυτή τη συχνότητα. Σε κάθε επίπεδο η ζώνη συχνοτήτων μειώνεται κατά το ήμισυ και ο αριθμός των δειγμάτων υποδιπλασιάζεται. Έτσι, η αρχική κυματομορφή αναλύεται σε j επίπεδα αποσύνθεσης. Για παράδειγμα, στο δεύτερο επίπεδο αποσύνθεσης ($j = 2$), ο πίνακας $d_2^0[k]$ περιέχει το τμήμα του σήματος που έχει συχνότητα στην περιοχή $[0, f_{max}/4]$ και ούτω καθεξής. Ο αρχικός πίνακας $d_0^0[k]$ περιέχει 2^N δείγματα και σε κάθε επίπεδο j και κόμβο i , οι συντελεστές WPT προέρχονται από εκείνους του προηγούμενου επιπέδου, μετά το πέρασμα από τα φίλτρα χαμηλής διέλευσης υψηλής διέλευσης, σύμφωνα με τις (6.29)–(6.30), αντίστοιχα.

$$d_j^{2i}(k) = \sum_m l(m) d_{j-1}^i(2k - m) \quad (6.29)$$

$$d_j^{2i+1}(k) = \sum_m h(m) d_{j-1}^i(2k - m) \quad (6.30)$$

Δύο βασικές εξισώσεις για την ανάλυση του σήματος με χρήση WPT είναι οι (6.31)–(6.32). Αυτές ονομάζονται εξισώσεις δύο κλιμάκων, όπου φ είναι η συνάρτηση κλιμάκωσης (scaling

function) και ψ είναι η συνάρτηση κυματιδίων (wavelet function). Επομένως, οι τιμές τάσης και ρεύματος x στο πεδίο του WPT μπορούν να οριστούν σύμφωνα με τις (6.33)–(6.35). Περισσότερες λεπτομέρειες και επεξηγήσεις σχετικά με τη θεωρία του WPT βρίσκονται στην [112].

$$\varphi(2^j n) = \sum_k l_{j+1}(k) \varphi(2^{j+1} n - k) \quad (6.31)$$

$$\psi(2^j n) = \sum_k h_{j+1}(k) \varphi(2^{j+1} n - k) \quad (6.32)$$

$$x(n) = x_j^0(n) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_j^i(n) \quad (6.33)$$

$$x_j^0(n) = \sum_{k=0}^{2^{N-j}-1} d_j^0(k) \varphi_{j,k}(n) \quad (6.34)$$

$$\sum_{i=1}^{2^j-1} x_j^i(n) = \sum_{i=1}^{2^j-1} \left(\sum_{k=0}^{2^{N-j}-1} d_j^{2^i}(k) \psi_{j,k}^i(n) \right) \quad (6.35)$$

Η αρχική κυματομορφή τάσης και ρεύματος αποσυντίθεται μέχρι το επίπεδο στο οποίο κάθε κόμβος περιλαμβάνει ακριβώς μια αρμονική συνιστώσα. Υποθέτοντας ότι οι συντελεστές WPT κάθε κόμβου i στο επίπεδο αποσύνθεσης j είναι $d_j^i[k]$ και $c_j^i[k]$, για την τάση και το ρεύμα, αντίστοιχα, οι rms τιμές τους, V_j^i και I_j^i , σε κάθε κόμβο i υπολογίζονται από τις (6.36)–(6.37). Στη συνέχεια, οι συνολικές rms τιμές της τάσης και του ρεύματος, V_{rms} και I_{rms} , υπολογίζονται σύμφωνα με τις (6.38)–(6.39).

$$V_j^i = \sqrt{\frac{1}{2^N} \sum_{k=0}^{2^{N-j}-1} (d_j^i(k))^2} \quad (6.36)$$

$$I_j^i = \sqrt{\frac{1}{2^N} \sum_{k=0}^{2^{N-j}-1} (c_j^i(k))^2} \quad (6.37)$$

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{i=0}^{2^j-1} (V_j^i)^2} \quad (6.38)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{i=0}^{2^j-1} (I_j^i)^2} \quad (6.39)$$

Τέλος, η ενεργός ισχύς P_j^i σε κάθε κόμβο i δίνεται από την (6.40). Σύμφωνα με τις (6.41)–(6.42), υπολογίζονται η συνολική ενεργός και φαινόμενη ισχύς, P και S , αντίστοιχα.

$$P_j^i = \frac{1}{2^N} \sum_{k=0}^{2^{N-j}-1} (d_j^i(k) c_j^i(k)) \quad (6.40)$$

$$P = \sum_{i=0}^{2^j-1} P_j^i \quad (6.41)$$

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (6.42)$$

6.2.3 Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος

Στο πεδίο των φάσεων, για να μετατραπούν οι τάσεις και τα ρεύματα των τριφασικών δικτύων σε τρία μονοφασικά συστήματα, χρησιμοποιείται η έννοια των συμμετρικών συνιστωσών. Οι τάσεις μηδενικής, θετικής και αρνητικής ακολουθίας, οι οποίες συμβολίζονται με V^0, V^+, V^- , αντίστοιχα, καθώς και οι εντάσεις ρεύματος μηδενικής, θετικής και αρνητικής ακολουθίας I^0, I^+, I^- , αντίστοιχα, υπολογίζονται σύμφωνα με τις (6.43)–(6.44).

$$\begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (6.43)$$

$$\begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6.44)$$

όπου $V_a, V_b, V_c, I_a, I_b, I_c$ είναι οι τάσεις και τα ρεύματα κάθε φάσης. Ο συντελεστής a είναι ένας συντελεστής μετατόπισης φάσης, τέτοιος ώστε $a = 1 \angle 120^\circ$ και $a^2 = 1 \angle -120^\circ$.

Στο πεδίο του χρόνου-συχνότητας, η έννοια των συμμετρικών συνιστωσών μπορεί να υλοποιηθεί με την εφαρμογή μετατόπισης χρόνου αντί μετατόπισης φάσης για την τάση και το ρεύμα κάθε φάσης. Σε αυτό το πλαίσιο, οι 120° μετατρέπονται στον ισοδύναμο αριθμό δειγμάτων του χρόνου σε κάθε ζώνη συχνοτήτων των επιπέδων αποσύνθεσης. Έτσι, ο συντελεστής a αντιπροσωπεύει μια χρονική προώθηση, ενώ ο συντελεστής a^2 αναπαριστά μια χρονική υστέρηση.

Πιο συγκεκριμένα, η χρονική μετατόπιση εφαρμόζεται στις τάσεις και τα ρεύματα των φάσεων b και c . Αρχικά, εφαρμόζεται η χρονική προώθηση $p = n + r$ στους συντελεστές των κυματιδίων, όπου η μεταβλητή r αντιπροσωπεύει τον χρόνο που αντιστοιχεί στη γωνία 120° . Έτσι, υπολογίζονται οι προωθημένες εκδόσεις της τάσης, v'_b, v'_c , και του ρεύματος, i'_b, i'_c , των φάσεων b και c , αντίστοιχα. Στη συνέχεια, εφαρμόζεται η χρονική υστέρηση $q = n - r$ στους

συντελεστές των κυματιδίων και προκύπτουν υστερημένες εκδόσεις τάσης, v_b'', v_c'' , και του ρεύματος, i_b'', i_c'' , των φάσεων b και c , αντίστοιχα. Με τη χρήση της μη μετατοπισμένης φάσης a και των μετατοπισμένων φάσεων b και c , η θετική ακολουθία της τάσης και του ρεύματος για τη θεμελιώδη συνιστώσα δίνεται από τις (6.45)–(6.46).

$$v_1^+ = \frac{v_a + v_b' + v_c''}{3} \quad (6.45)$$

$$i_1^+ = \frac{i_a + i_b' + i_c''}{3} \quad (6.46)$$

Πιο συγκεκριμένα, η εφαρμογή της έννοιας των συμμετρικών συνιστωσών στο πεδίο των κυματιδίων (σύμφωνα με αυτή στον τομέα του χρόνου-συχνότητας) πραγματοποιείται ως ακολούθως. Σύμφωνα με τις (6.33)–(6.35), οι τάσεις και τα ρεύματα για οποιοδήποτε τριφασικό σύστημα μπορούν να εκφραστούν με τη χρήση του WPT όπως φαίνεται στην (6.47). Οι χρονικά μετατοπισμένες εκδόσεις των φάσεων b και c υπολογίζονται από τις (6.48) και (6.49), αντίστοιχα. Ο κόμβος μηδέν περιέχει πάντα τη θεμελιώδη συχνότητα και επομένως, οι συνιστώσες μηδενικής, θετικής και αρνητικής ακολουθίας για την τάση και το ρεύμα δίνονται από την (6.50).

$$\left\{ \begin{array}{l} x_a(n) = x_{j,a}^0(n) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,a}^i(n) \\ x_b(n) = x_{j,b}^0(n) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,b}^i(n) \\ x_c(n) = x_{j,c}^0(n) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,c}^i(n) \end{array} \right\} \quad (6.47)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_b(p) = x_{j,b}^0(p) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,b}^i(p) \\ x_c(p) = x_{j,c}^0(p) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,c}^i(p) \end{array} \right\} \quad (6.48)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_b(q) = x_{j,b}^0(q) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,b}^i(q) \\ x_c(q) = x_{j,c}^0(q) + \sum_{i=1}^{2^j-1} x_{j,c}^i(q) \end{array} \right\} \quad (6.49)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_j^{0(0)}(n) = \frac{1}{3} [x_{j,a}^0(n) + x_{j,b}^0(n) + x_{j,c}^0(n)] \\ x_j^{0(+)}(n) = \frac{1}{3} [x_{j,a}^0(n) + x_{j,b}^0(p) + x_{j,c}^0(q)] \\ x_j^{0(-)}(n) = \frac{1}{3} [x_{j,a}^0(n) + x_{j,b}^0(q) + x_{j,c}^0(p)] \end{array} \right\} \quad (6.50)$$

6.3 Εκτίμηση συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία με Μετασχηματισμό Πακέτων Κυματιδίων

Στην ενότητα αυτή, αρχικά, παρουσιάζεται η έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών. Στη συνέχεια, αναλύονται τα απαραίτητα ηλεκτρικά μεγέθη καθώς και οι κατάλληλοι δείκτες για την εκτίμηση της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου. Τέλος, εισάγεται μια νέα μεθοδολογία που επιτρέπει την επίλυση του προβλήματος με χρήση WPT, ενσωματώνοντας την έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών στη μέθοδο του WPT.

6.3.1 Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της εκτίμησης των δεικτών ποιότητας ισχύος με χρήση του WPT.

6.3.1.1 Η έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών και τα αντίστοιχα ηλεκτρικά μεγέθη

Σύμφωνα με την έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών [124], η συμμετρική, η πρώτη μη συμμετρική και η δεύτερη μη συμμετρική συνιστώσα κάθε αρμονικής συνιστώσας τάξης h της τάσης και του ρεύματος μπορεί να υπολογιστεί χρησιμοποιώντας τους πίνακες μετασχηματισμού (6.51)–(6.53).

$$\bar{T}_1 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad h = 1, 4, 7, \dots \quad (6.51)$$

$$\bar{T}_2 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad h = 2, 5, 8, \dots \quad (6.52)$$

$$\bar{T}_0 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \frac{-1-\sqrt{3}}{2} & \frac{-1+\sqrt{3}}{2} \\ 1 & \frac{-1+\sqrt{3}}{2} & \frac{-1-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}, \quad h = 3, 6, 9, \dots \quad (6.53)$$

Επομένως, η συμμετρική συνιστώσα, V_{bnk} , I_{bnk} , η πρώτη μη συμμετρική συνιστώσα, V_{fuk} , I_{fuk} , και η δεύτερη μη συμμετρική συνιστώσα, V_{suk} , I_{suk} , κάθε αρμονικής συνιστώσας τάξης k της τάσης και του ρεύματος, αντίστοιχα, μπορούν να υπολογιστούν σύμφωνα με τις (6.54)–(6.55).

$$\begin{bmatrix} V_{bnk} \\ V_{fuk} \\ V_{suk} \end{bmatrix} = \bar{T}_k \begin{bmatrix} V_{ak} \\ V_{bk} \\ V_{ck} \end{bmatrix} \quad (6.54)$$

$$\begin{bmatrix} I_{bnk} \\ I_{fuk} \\ I_{suk} \end{bmatrix} = \overline{T}_k \begin{bmatrix} I_{ak} \\ I_{bk} \\ I_{ck} \end{bmatrix} \quad (6.55)$$

Στη συνέχεια, η θεμελιώδης συνιστώσα της τάσης, V_{e1} , υπολογίζεται από την (6.56), ενώ η αρμονική συνιστώσα της τάσης, V_{eH} , δίνεται από την (6.57). Τέλος, σύμφωνα με αυτή την ανάλυση, η rms τιμή της πραγματικής τάσης, V_e , δίνεται από την (6.58). Στην ουσία, αποτελείται από τέσσερις διαφορετικές συνιστώσες: τη συμμετρική θεμελιώδη συνιστώσα V_{bn1} , τη μη συμμετρική θεμελιώδη συνιστώσα, V_{u1} , τη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, V_{bnH} , και τη μη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, V_{uH} .

$$V_{e1}^2 = V_{bn1}^2 + (V_{fu1}^2 + V_{su1}^2) = V_{bn1}^2 + V_{u1}^2 \quad (6.56)$$

$$V_{eH}^2 = V_{bnH}^2 + (V_{fuH}^2 + V_{suH}^2) = V_{bnH}^2 + V_{uH}^2 \quad (6.57)$$

$$V_e^2 = V_{e1}^2 + V_{eH}^2 = V_{bn1}^2 + V_{u1}^2 + V_{bnH}^2 + V_{uH}^2 \quad (6.58)$$

Κατά αντιστοιχία, η θεμελιώδης συνιστώσα του ρεύματος, I_{e1} , υπολογίζεται από την (6.59), ενώ η αρμονική συνιστώσα του ρεύματος, I_{eH} , δίνεται από την (6.60). Η rms τιμή της πραγματικής έντασης ρεύματος, I_e , δίνεται από την (6.61) και αποτελείται από τη συμμετρική θεμελιώδη συνιστώσα I_{bn1} , τη μη συμμετρική θεμελιώδη συνιστώσα, I_{u1} , τη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, I_{bnH} , και τη μη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, I_{uH} .

$$I_{e1}^2 = I_{bn1}^2 + (I_{fu1}^2 + I_{su1}^2) = I_{bn1}^2 + I_{u1}^2 \quad (6.59)$$

$$I_{eH}^2 = I_{bnH}^2 + (I_{fuH}^2 + I_{suH}^2) = I_{bnH}^2 + I_{uH}^2 \quad (6.60)$$

$$I_e^2 = I_{e1}^2 + I_{eH}^2 = I_{bn1}^2 + I_{u1}^2 + I_{bnH}^2 + I_{uH}^2 \quad (6.61)$$

Η ενεργός ισχύς κάθε φάσης x , καθώς και η συνολική ενεργός ισχύς υπολογίζονται από τις (6.62) και (6.63), αντίστοιχα.

$$P_x = \frac{1}{T} \int_0^T v_x i_x dt \quad (6.62)$$

$$P = P_a + P_b + P_c \quad (6.63)$$

Η πραγματική φαινόμενη ισχύς, S_e , υπολογίζεται από την (6.64). Αποτελείται από τέσσερις συνιστώσες: τη συμμετρική θεμελιώδη συνιστώσα, S_{bn1} , τη μη συμμετρική θεμελιώδη

συνιστώσα, S_{u1} , τη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, S_{bnH} , και τη μη συμμετρική αρμονική συνιστώσα, S_{uH} , οι οποίες δίνονται από τις (6.65)–(6.68), αντίστοιχα.

$$S_e = 3V_e I_e = \sqrt{S_{bn1}^2 + S_{u1}^2 + S_{bnH}^2 + S_{uH}^2} \quad (6.64)$$

$$S_{bn1} = 3V_{bn1} I_{bn1} \quad (6.65)$$

$$S_{u1} = 3\sqrt{V_{bn1}^2 I_{u1}^2 + V_{u1}^2 I_{bn1}^2 + V_{u1}^2 I_{u1}^2} \quad (6.66)$$

$$S_{bnH} = 3\sqrt{V_{bn1}^2 I_{bnH}^2 + V_{bnH}^2 I_{bn1}^2 + V_{bnH}^2 I_{bnH}^2} \quad (6.67)$$

$$S_{uH} = \sqrt{S_e^2 - S_{bn1}^2 - S_{u1}^2 - S_{bnH}^2} \quad (6.68)$$

6.3.1.2 Δείκτες ποιότητας ισχύος

Τα ηλεκτρικά μεγέθη που δίνονται από τις (6.56)–(6.68) επιτρέπουν τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών ποιότητας ισχύος για την εκτίμηση της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία.

Έτσι, η τιμή της πραγματικής ενεργού ισχύος δίνεται από την (6.69).

$$PF_e = \frac{P}{S_e} \quad (6.69)$$

Στη συνέχεια, ο δείκτης ασύμμετρης θεμελιώδους παραμόρφωσης τάσης (Voltage Unbalanced Fundamental Distortion – *VUFD*), ο δείκτης συμμετρικής αρμονικής παραμόρφωσης τάσης (Voltage Balanced Harmonic Distortion – *VBHD*), καθώς και ο δείκτης ασύμμετρης αρμονικής παραμόρφωσης τάσης (Voltage Unbalanced Harmonic Distortion – *VUHD*) δίνονται από τις (6.70)–(6.72), αντίστοιχα. Ο υπολογισμός των δεικτών αυτών επιτρέπει τον υπολογισμό του δείκτη ολικής αρμονικής παραμόρφωσης τάσης (Total Harmonic Distortion of Voltage – *THD_v*) και του δείκτη ολικής ασύμμετρης παραμόρφωσης τάσης (Total Unbalance Distortion factor of Voltage – *TUD_v*), σύμφωνα με τις (6.73)–(6.74), αντίστοιχα.

$$VUFD = \frac{V_{u1}}{V_{bn1}} \quad (6.70)$$

$$VBHD = \frac{V_{bnH}}{V_{bn1}} \quad (6.71)$$

$$VUHD = \frac{V_{uH}}{V_{bn1}} \quad (6.72)$$

$$THD_v = \sqrt{\frac{VBHD^2 + VUHD^2}{1 + VUFD^2}} \quad (6.73)$$

$$TUD_V = \sqrt{\frac{VUFD^2 + VUHD^2}{1 + VBHD^2}} \quad (6.74)$$

Κατά αντιστοιχία, ο δείκτης ασύμμετρης θεμελιώδους παραμόρφωσης ρεύματος (Current Unbalanced Fundamental Distortion – *CUFD*), ο δείκτης συμμετρικής αρμονικής παραμόρφωσης ρεύματος (Current Balanced Harmonic Distortion – *CBHD*), καθώς και ο δείκτης ασύμμετρης αρμονικής παραμόρφωσης ρεύματος (Current Unbalanced Harmonic Distortion – *CUHD*) δίνονται από τις (6.75)–(6.77), αντίστοιχα. Ο υπολογισμός των δεικτών αυτών επιτρέπει τον υπολογισμό του δείκτη ολικής αρμονικής παραμόρφωσης ρεύματος (Total Harmonic Distortion of Current – *THD_C*) και του δείκτη ολικής ασύμμετρης παραμόρφωσης ρεύματος (Total Unbalance Distortion factor of Current – *TUD_C*), σύμφωνα με τις (6.78)–(6.79), αντίστοιχα.

$$CUFD = \frac{I_{u1}}{I_{bn1}} \quad (6.75)$$

$$CBHD = \frac{I_{bnH}}{I_{bn1}} \quad (6.76)$$

$$CUHD = \frac{I_{uH}}{I_{bn1}} \quad (6.77)$$

$$THD_C = \sqrt{\frac{CBHD^2 + CUHD^2}{1 + CUFD^2}} \quad (6.78)$$

$$TUD_C = \sqrt{\frac{CUFD^2 + CUHD^2}{1 + CBHD^2}} \quad (6.79)$$

Τέλος, ο δείκτης ασύμμετρης θεμελιώδους παραμόρφωσης φαινόμενης ισχύος (Unbalanced Fundamental Distortion of apparent power – *SUFD*), ο δείκτης συμμετρικής αρμονικής παραμόρφωσης φαινόμενης ισχύος (Balanced Harmonic Distortion of apparent power – *SBHD*), καθώς και ο δείκτης ασύμμετρης αρμονικής παραμόρφωσης φαινόμενης ισχύος (Unbalanced Harmonic Distortion of apparent power – *SUHD*) δίνονται από τις (6.80)–(6.82), αντίστοιχα. Ο υπολογισμός των δεικτών αυτών επιτρέπει τον υπολογισμό του δείκτη ολικής αρμονικής παραμόρφωσης φαινόμενης ισχύος (Total Harmonic Distortion of apparent power – *THD_S*) και του δείκτη ολικής ασύμμετρης παραμόρφωσης φαινόμενης ισχύος (Total Unbalance Distortion factor of apparent power – *TUD_S*), σύμφωνα με τις (6.83)–(6.84), αντίστοιχα.

$$SUFD = \frac{S_{u1}}{S_{bn1}} \quad (6.80)$$

$$SBHD = \frac{S_{bnH}}{S_{bn1}} \quad (6.81)$$

$$SUHD = \frac{S_{uH}}{S_{bn1}} \quad (6.82)$$

$$THD_s = \sqrt{\frac{SBHD^2 + SUHD^2}{1 + SUFD^2}} \quad (6.83)$$

$$TUD_s = \sqrt{\frac{SUFD^2 + SUHD^2}{1 + SBHD^2}} \quad (6.84)$$

6.3.2 Μεθοδολογία επίλυσης του προβλήματος

Στο πεδίο του χρόνου-συχνότητας, η έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών μπορεί να υλοποιηθεί με την εφαρμογή μετατόπισης χρόνου αντί μετατόπισης φάσης για την τάση και το ρεύμα κάθε φάσης, κατά παρόμοιο τρόπο με εκείνον που περιγράφεται στην Ενότητα 6.2.3. Έτσι, ο συντελεστής α αντιπροσωπεύει μια χρονική προώθηση, ενώ ο συντελεστής α^2 αναπαριστά μια χρονική υστέρηση.

Πιο συγκεκριμένα, η χρονική μετατόπιση εφαρμόζεται στις τάσεις και τα ρεύματα των φάσεων b και c . Αρχικά, εφαρμόζεται η χρονική προώθηση $p = n + r$ στους συντελεστές των κυματιδίων, όπου η μεταβλητή r αντιπροσωπεύει τον χρόνο που αντιστοιχεί στη γωνία 120° . Έτσι, υπολογίζονται οι προωθημένες εκδόσεις της τάσης, v'_b, v'_c , και του ρεύματος, i'_b, i'_c , των φάσεων b και c , αντίστοιχα. Στη συνέχεια, εφαρμόζεται η χρονική υστέρηση $q = n - r$ στους συντελεστές των κυματιδίων και προκύπτουν υστερημένες εκδόσεις τάσης, v''_b, v''_c , και του ρεύματος, i''_b, i''_c , των φάσεων b και c , αντίστοιχα. Με τη χρήση της μη μετατοπισμένης φάσης a και των μετατοπισμένων φάσεων b και c , οι αρμονικές συνιστώσες ακολουθίας για τις αρμονικές με τάξη $h = 1, 4, 7, \dots$ δίνονται από τις (6.85)–(6.86), ενώ για τις αρμονικές με τάξη $h = 2, 5, 8, \dots$ δίνονται από τις (6.87)–(6.88), για τις τάσεις και τα ρεύματα, αντίστοιχα. Για τις αρμονικές συνιστώσες με τάξη $h = 3, 6, 9, \dots$ οι συμμετρικές αρμονικές συνιστώσες μπορούν εύκολα να υπολογιστούν, καθώς ο πίνακας μετασχηματισμού \overline{T}_0 δεν περιέχει τον συντελεστή α .

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{bn}^h = \frac{1}{3}(v_a + v'_b + v''_c) \\ v_{fu}^h = \frac{1}{3}(v_a + v''_b + v'_c) \\ v_{su}^h = \frac{1}{3}(v_a + v_b + v_c) \end{array} \right\}, \quad h = 1, 4, 7, \dots \quad (6.85)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{bn}^h = \frac{1}{3}(i_a + i'_b + i''_c) \\ i_{fu}^h = \frac{1}{3}(i_a + i''_b + i'_c) \\ i_{su}^h = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \end{array} \right\}, \quad h = 1, 4, 7, \dots \quad (6.86)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{bn}^h = \frac{1}{3}(v_a + v_b'' + v_c') \\ v_{fu}^h = \frac{1}{3}(v_a + v_b' + v_c'') \\ v_{su}^k = \frac{1}{3}(v_a + v_b + v_c) \end{array} \right\}, \quad h = 2, 5, 8, \dots \quad (6.87)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{bn}^h = \frac{1}{3}(i_a + i_b'' + i_c') \\ i_{fu}^h = \frac{1}{3}(i_a + i_b' + i_c'') \\ i_{su}^h = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \end{array} \right\}, \quad h = 2, 5, 8, \dots \quad (6.88)$$

6.4 Εφαρμογές

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται οι περιπτώσεις στις οποίες εφαρμόστηκε η προτεινόμενη μεθοδολογία και παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα. Τα αποτελέσματα για τις ποσότητες και τους δείκτες ποιότητας ισχύος κάθε περίπτωσης συγκρίνονται με τις πραγματικές τους τιμές ή/και με εκείνες που προκύπτουν από τον FFT.

6.4.1 Περιπτώσεις μελέτης

Το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται σε τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις:

- **Περίπτωση I** (Περ. I): Στην περίπτωση αυτή χρησιμοποιούνται συνθετικές συναρτήσεις για κάθε μία από τις τρεις φάσεις της τάσης και του ρεύματος. Η περίπτωση αυτή χρησιμοποιείται για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων του προτεινόμενου μοντέλου με τις πραγματικές τους τιμές, οι οποίες μπορούν να υπολογιστούν δεδομένου ότι είναι γνωστές οι χρονικές εξισώσεις των σημάτων. Επίσης, εξετάζεται και η προσθήκη λευκού θορύβου στα σήματα εισόδου, προκειμένου να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθόδου σε πιο ρεαλιστικές συνθήκες.
- **Περίπτωση II** (Περ. II): Στην περίπτωση αυτή μελετάται η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε δίκτυα προσομοίωσης προκειμένου να αναδειχθεί η δυνατότητα εφαρμογής της.
- **Περίπτωση III** (Περ. III): Στην περίπτωση αυτή η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε τυπικό δίκτυο 13 κόμβων της βιβλιογραφίας. Η περίπτωση αυτή επιλέγεται για να αποδείξει την επεκτασιμότητα του μοντέλου σε μεγαλύτερα δίκτυα, τα οποία, εν δυνάμει, συναντώνται στον πραγματικό κόσμο.
- **Περίπτωση IV** (Περ. IV): Στην περίπτωση αυτή μελετάται η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε εργαστηριακή πειραματική διάταξη, ώστε να αναδειχθεί η αποτελεσματικότητά της σε πραγματικές συνθήκες.

6.4.2 Συνθετικές συναρτήσεις

Οι χρονοσειρές της τάσης και του ρεύματος επιτρέπουν τη συλλογή των απαραίτητων πληροφοριών για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος. Οι συνθετικές συναρτήσεις των σημάτων χρησιμοποιούνται σε αυτό το σημείο διότι δίνουν τη δυνατότητα να υπολογιστούν οι πραγματικές τιμές των ηλεκτρικών μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος.

6.4.2.1 Εκτίμηση βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος

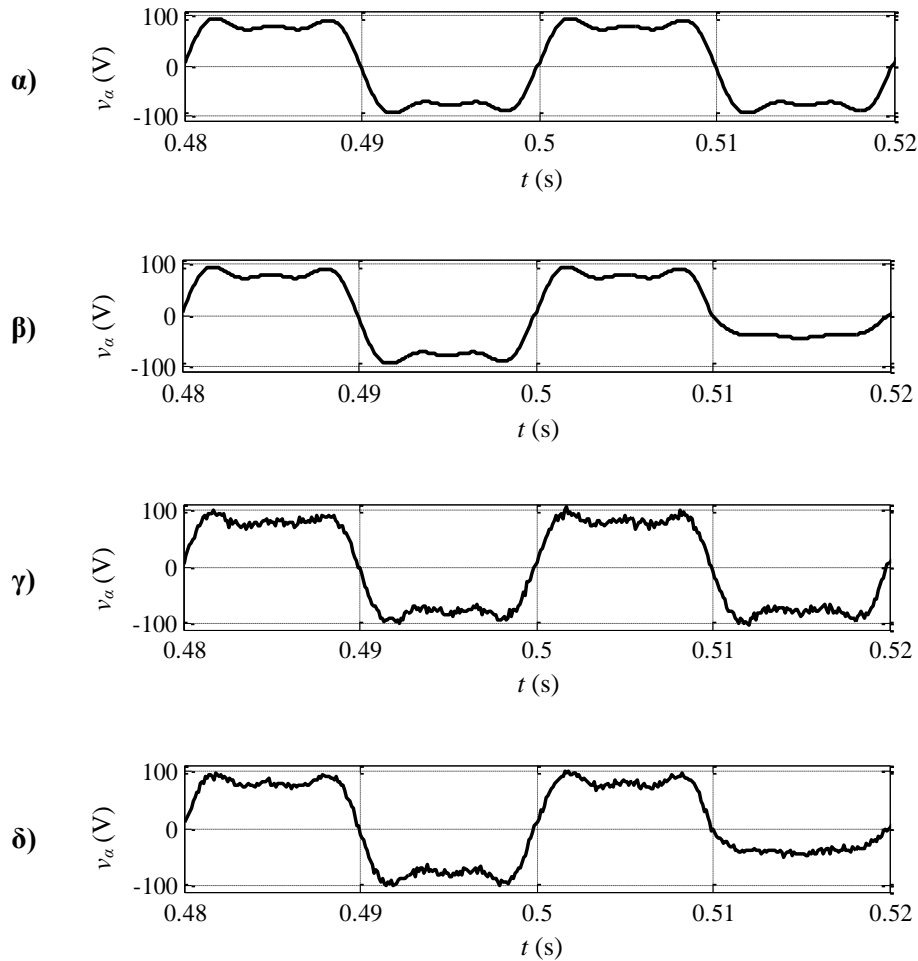
Στην Περ. Ι, για την εκτίμηση των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος, εξετάζονται τέσσερα διαφορετικά σενάρια, Σ1α, Σ1β, Σ1γ και Σ1δ, στα οποία είναι γνωστές οι εξισώσεις της τάσης και του ρεύματος κάθε φάσης συναρτήσει του χρόνου. Στο Σ1α, οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος του τριφασικού συστήματος είναι στάσιμες, ενώ στο Σ1β είναι μη στάσιμες. Στη συνέχεια, στις κυματομορφές τάσης και ρεύματος των Σ1α και Σ1β, προστίθεται λευκός θόρυβος, και προκύπτουν τα σενάρια Σ1γ και Σ1δ, αντίστοιχα. Σε όλα τα σενάρια, η θεμελιώδης συχνότητα των κυματομορφών είναι 50 Hz και η περίοδος προσομοίωσης είναι 1 s.

Στο Σ1α προσομοιώνονται οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος, που περιέχουν την 1^η, την 3^η, και την 5^η αρμονική συνιστώσα, ως εξής:

$$\begin{aligned}v_{\alpha}(t) &= 100\sin(\omega t + 2^{\circ}) + 35\sin(3\omega t + 4^{\circ}) + 15\sin(5\omega t + 3^{\circ}) \\v_{\beta}(t) &= 120\sin(\omega t - 140^{\circ}) + 40\sin(3\omega t - 130^{\circ}) + 15\sin(5\omega t - 120^{\circ}) \\v_{\gamma}(t) &= 130\sin(\omega t + 100^{\circ}) + 50\sin(3\omega t + 110^{\circ}) + 20\sin(5\omega t + 120^{\circ}) \\i_{\alpha}(t) &= 30\sin(\omega t + 32^{\circ}) + 8\sin(3\omega t + 34^{\circ}) + 5\sin(5\omega t + 33^{\circ}) \\i_{\beta}(t) &= 40\sin(\omega t - 94^{\circ}) + 10\sin(3\omega t - 100^{\circ}) + 7\sin(5\omega t - 90^{\circ}) \\i_{\gamma}(t) &= 35\sin(\omega t + 140^{\circ}) + 10\sin(3\omega t + 160^{\circ}) + 2\sin(5\omega t + 150^{\circ})\end{aligned}$$

Στο Σ1β, οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος είναι ίδιες με αυτές του Σ1α μέχρι τη μέση της προσομοίωσης (0,5 s). Στη συνέχεια, τα μέτρα της θεμελιώδους συνιστώσας των τάσεων v_{α} , v_{β} και v_{γ} γίνονται 50, 200 και 30, αντίστοιχα, μέχρι το τέλος της προσομοίωσης (1 s). Τα μέτρα της 3^{ης} αρμονικής συνιστώσας των τάσεων γίνονται 10, 20 και 10, και εκείνα της 5^{ης} αρμονικής συνιστώσας 5, 5 και 5. Επίσης, το μέτρο της θεμελιώδους συνιστώσας των ρευμάτων i_{α} , i_{β} και i_{γ} παίρνουν τιμές 7, 80 και 75, αντίστοιχα, μέχρι το τέλος της προσομοίωσης. Τα μέτρα της 3^{ης} αρμονικής συνιστώσας των ρευμάτων γίνονται 4, 30 και 25, και εκείνα της 5^{ης} αρμονικής συνιστώσας 1, 20 και 5.

Στα Σ1α και Σ1β, η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται υπό διαφορετικές συνθήκες, αλλά με τη χρήση κυματομορφών τάσης και ρεύματος χωρίς θόρυβο. Στα Σ1γ και Σ1δ, στόχος είναι να διερευνηθεί η επίδραση του θορύβου στην απόδοση της προτεινόμενης μεθοδολογίας και να συγκριθούν τα αποτελέσματα με εκείνα που προκύπτουν με χρήση του FFT. Σε αυτό το πλαίσιο, οι κυματομορφές της τάσης και του ρεύματος στα Σ1γ και Σ1δ παράγονται από τις κυματομορφές τάσεων και ρευμάτων των Σ1α και Σ1β, αντίστοιχα, προσθέτοντας λευκό θόρυβο με λόγο σήματος προς θόρυβο 25 db. Η κυματομορφή της τάσης v_{α} για κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1 Κυματομορφή v_a για τα σενάρια της Περ. Ι: α) Σ1α, β) Σ1β, γ) Σ1γ, δ) Σ1δ.

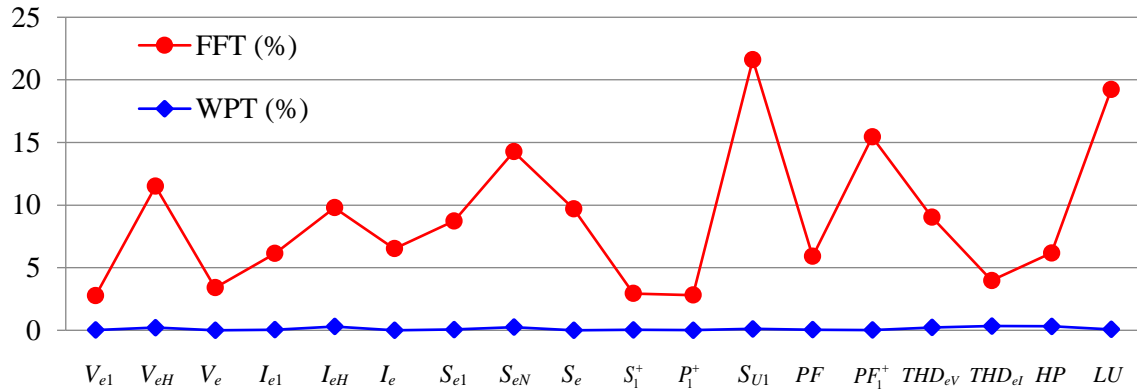
Στον Πίνακα 6.1, αρχικά, παρουσιάζονται οι πραγματικές τιμές των μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος για το Σ1α, οι αντίστοιχες τιμές που υπολογίζονται με χρήση του WPT, καθώς και η ποσοστιαία διαφορά τους. Επίσης, παρουσιάζονται οι πραγματικές τιμές των μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος, καθώς και οι τιμές που υπολογίζονται με χρήση του WPT και του FFT για το Σ1β. Στο Σχήμα 6.2 παρουσιάζονται οι απόλυτες τιμές της ποσοστιαίας διαφοράς μεταξύ των πραγματικών τιμών και των τιμών που υπολογίζονται μέσω WPT, καθώς και μεταξύ των πραγματικών τιμών και των τιμών μέσω FFT για όλα τα μεγέθη και τους δείκτες ποιότητας ισχύος του Σ1β. Τόσο για το Σ1α, όσο και για το Σ1β, οι πραγματικές τιμές των μεγεθών θεωρούνται ως τιμές αναφοράς.

Στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζονται οι ποσοστιαίες διαφορές μεταξύ των τιμών με WPT και των πραγματικών τιμών, καθώς και οι ποσοστιαίες διαφορές μεταξύ FFT και των πραγματικών τιμών για τα μεγέθη και τους δείκτες ποιότητας ισχύος για τα Σ1γ και Σ1δ. Πρέπει να σημειωθεί ότι για τα Σ1γ και Σ1δ, οι πραγματικές τιμές των Σ1α και Σ1β, αντίστοιχα, θεωρούνται ως τιμές αναφοράς.

Πίνακας 6.1 Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. Ι.

Ποσότητες ποιότητας ισχύος	Σ1α			Σ1β		
	Πραγματική τιμή	WPT	Διαφορά (%)	Πραγματική τιμή	WPT	FFT
V_{e1} (V)	81,90	81,90	0,00	79,88	79,87	77,69
V_{eH} (V)	31,69	31,69	0,00	23,59	23,64	20,93
V_e (V)	87,82	87,82	0,00	83,29	83,29	80,46
I_{e1} (A)	24,92	24,92	0,00	36,28	36,27	34,08
I_{eH} (A)	7,55	7,55	0,00	13,87	13,91	12,55
I_e (A)	26,04	26,04	0,00	38,85	38,85	36,32
S_{e1} (VA)	6.121,83	6.121,84	0,00	8.695,26	8.689,86	7.941,81
S_{eN} (VA)	3.093,14	3.093,12	0,00	4.313,72	4.324,60	3.709,36
S_e (VA)	6.858,89	6.858,89	0,00	9.706,48	9.706,48	8.765,37
S_1^+ (VA)	6.012,91	6.012,91	0,00	7.103,31	7.100,72	6.897,52
P_1^+ (W)	4.641,31	4.641,32	0,00	5.202,16	5.202,92	5.347,35
S_{U1} (VA)	1.149,69	1.149,74	0,00	5.015,03	5.009,34	3.936,56
PF_1^+	0,772	0,772	0,00	0,732	0,733	0,775
PF	0,757	0,757	0,00	0,586	0,585	0,676
THD_{eV}	0,387	0,387	0,00	0,295	0,296	0,269
THD_{eI}	0,303	0,303	0,00	0,382	0,384	0,368
HP	0,505	0,505	0,00	0,496	0,498	0,467
LU	0,191	0,191	0,00	0,706	0,705	0,571

Αρχικά, τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.1 αποδεικνύουν ότι η προτεινόμενη μεθοδολογία που βασίζεται στον WPT παρέχει ακριβή αποτελέσματα υπό στάσιμες συνθήκες, δεδομένου ότι η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών της προτεινόμενης μεθόδου WPT και των πραγματικών τιμών είναι μηδενική στο Σ1α. Επίσης, όσον αφορά το Σ1β, οι τιμές που υπολογίζονται με WPT είναι πολύ κοντά στις πραγματικές, αποδεικνύοντας την αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθόδου και σε περίπτωση παρουσίας μη στάσιμων διαταραχών. Όσον αφορά τις τιμές που υπολογίζονται με FFT, υπάρχει σημαντική διαφορά μεταξύ αυτών και των πραγματικών στο Σ1β, λόγω της αδυναμίας του FFT να αντιμετωπίσει χρονικά μεταβαλλόμενες συνθήκες. Η υπεροχή του WPT έναντι του FFT για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος υπό μη στάσιμες συνθήκες αναδεικνύεται παραστατικά στο Σχήμα 6.2.



Σχήμα 6.2 Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ1β της Περ. Ι.

Πίνακας 6.2 Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1γ και Σ1δ της Περ. Ι.

Μεγέθη και δείκτες ποιότητας ισχύος	Σ1γ		Σ1δ	
	WPT (%)	FFT (%)	WPT (%)	FFT (%)
V_{e1} (V)	-0,06	-0,09	-0,01	-2,76
V_{eH} (V)	1,07	-0,03	1,94	-11,11
V_e (V)	0,08	-0,08	0,15	-3,40
I_{e1} (A)	-0,01	-0,03	0,09	-5,96
I_{eH} (A)	1,74	0,05	1,87	-9,02
I_e (A)	0,14	-0,03	0,32	-6,34
S_{e1} (VA)	-0,07	-0,12	0,08	-8,55
S_{eN} (VA)	1,38	-0,05	2,03	-13,61
S_e (VA)	0,23	-0,10	0,47	-9,52
S_1^+ (VA)	-0,06	-0,08	0,00	-2,88
P_1^+ (W)	-0,11	-0,11	0,01	2,80
S_{U1} (VA)	-0,33	-1,26	0,26	-21,14
PF_1^+	-0,05	-0,04	0,01	5,85
PF	-0,31	0,02	-0,46	15,27
THD_{eV}	1,13	0,05	1,95	-8,59
THD_{eI}	1,75	0,08	1,77	-3,25
HP	1,45	0,07	1,94	-5,53
LU	-0,27	-1,19	0,27	-18,80

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.2 δείχνουν ότι η προτεινόμενη μεθοδολογία έχει την ικανότητα να εκτιμάει με ακρίβεια τις ποσότητες ποιότητας ισχύος ακόμη και με παρουσία θορύβου, τόσο σε στάσιμες (Σ1γ), όσο και σε μη στάσιμες (Σ1δ) συνθήκες. Αυτό προκύπτει από το γεγονός ότι και στα δύο αυτά σενάρια η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών της μεθόδου WPT και των πραγματικών τιμών είναι αρκετά μικρή. Όσον αφορά την προσέγγιση με FFT, στο Σ1δ, όπου οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος δεν είναι στάσιμες, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών της μεθόδου FFT και των πραγματικών είναι αρκετά υψηλή.

6.4.2.2 Εκτίμηση συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία

Στην Περ. I, για την εκτίμηση της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, εξετάζονται τρία διαφορετικά σενάρια, Σ2α, Σ2β, και Σ2γ, στα οποία είναι γνωστές οι χρονικές εξισώσεις της τάσης και του ρεύματος κάθε φάσης. Στο Σ2α, οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος του τριφασικού συστήματος είναι στάσιμες, ενώ στο Σ2β είναι μη στάσιμες. Στις κυματομορφές της τάσης και του ρεύματος του Σ2β, προστίθεται λευκός θόρυβος, και έτσι προκύπτει το Σ2γ. Και στα τρία σενάρια, η θεμελιώδης συχνότητα των κυματομορφών είναι 50 Hz και η περίοδος παρατήρησης είναι 1 s.

Στο Σ2α προσομοιώνονται οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος, που περιέχουν την 1^η, 3^η και 5^η αρμονική συνιστώσα, ως εξής:

$$\begin{aligned}v_{\alpha}(t) &= 100 \sin(2\pi ft + 2^{\circ}) + 21 \sin(2\pi 3ft + 10^{\circ}) + 4 \sin(2\pi 5ft + 7^{\circ}) \\v_{\beta}(t) &= 107 \sin(2\pi ft - 125^{\circ}) + 22 \sin(2\pi 3ft - 117^{\circ}) + 5 \sin(2\pi 5ft - 122^{\circ}) \\v_{\gamma}(t) &= 94 \sin(2\pi ft + 125^{\circ}) + 18 \sin(2\pi 3ft + 115^{\circ}) + 3 \sin(2\pi 5ft + 121^{\circ}) \\i_{\alpha}(t) &= 20 \sin(2\pi ft + 32^{\circ}) + 4 \sin(2\pi 3ft + 42^{\circ}) + 2 \sin(2\pi 5ft + 37^{\circ}) \\i_{\beta}(t) &= 21 \sin(2\pi ft - 94^{\circ}) + 5 \sin(2\pi 3ft - 86^{\circ}) + 3 \sin(2\pi 5ft - 90^{\circ}) \\i_{\gamma}(t) &= 19 \sin(2\pi ft + 145^{\circ}) + 3 \sin(2\pi 3ft + 135^{\circ}) + 1 \sin(2\pi 5ft + 140^{\circ})\end{aligned}$$

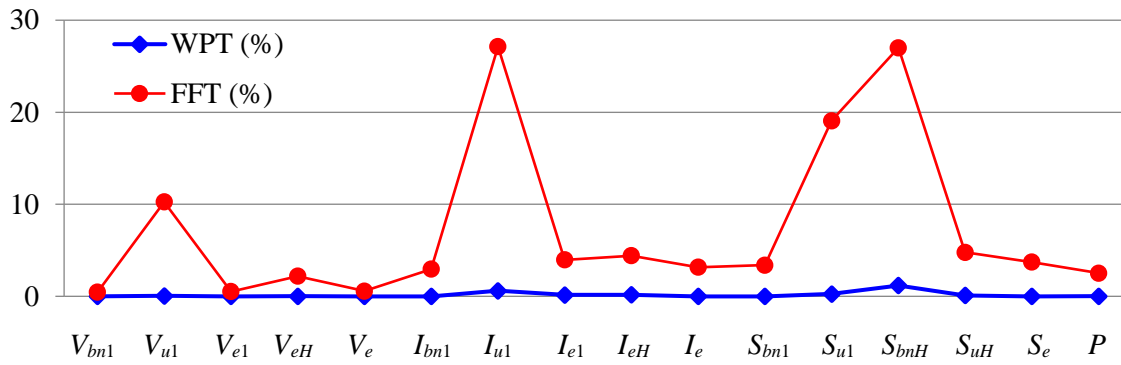
Στο Σ2β, οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος είναι ίδιες με αυτές του Σ2α μέχρι τη μέση της προσομοίωσης (0,5 s). Στη συνέχεια, τα μέτρα της θεμελιώδους συνιστώσας των τάσεων v_{α} , v_{β} και v_{γ} γίνονται 80, 83 και 85, αντίστοιχα, μέχρι το τέλος της προσομοίωσης (1 s). Τα μέτρα της 3^{ης} αρμονικής συνιστώσας των τάσεων γίνονται 13, 15 και 12, και εκείνα της 5^{ης} αρμονικής συνιστώσας 3, 2 και 2. Επίσης, τα μέτρα της θεμελιώδους συνιστώσας των ρευμάτων i_{α} , i_{β} και i_{γ} παίρνουν τιμές 32, 34 και 35, αντίστοιχα, μέχρι το τέλος της προσομοίωσης. Τα μέτρα της 3^{ης} αρμονικής συνιστώσας των ρευμάτων γίνονται 6, 7 και 8, και εκείνα της 5^{ης} αρμονικής συνιστώσας 3, 4 και 4.

Στα Σ2α και Σ2β, η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται υπό διαφορετικές συνθήκες (στάσιμες και μη στάσιμες, αντίστοιχα), χρησιμοποιώντας κυματομορφές τάσης και ρεύματος χωρίς θόρυβο. Στο Σ2γ, στόχος είναι να διερευνηθεί η επίδραση του θορύβου στην απόδοση της προτεινόμενης μεθοδολογίας που βασίζεται σε WPT, προκειμένου να επιτευχθούν πιο ρεαλιστικές συνθήκες. Το Σ2γ παράγεται από τις κυματομορφές τάσης και ρεύματος του Σ2β, προσθέτοντας λευκό θόρυβο με λόγο σήματος προς θόρυβο 35 db.

Ο Πίνακας 6.3 παρουσιάζει τις πραγματικές τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος, τις τιμές που υπολογίζονται μέσω WPT και FFT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά για τις τιμές μέσω WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2α. Στο Σχήμα 6.3 παρουσιάζεται η απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς μεταξύ των τιμών με WPT και των πραγματικών τιμών, καθώς και μεταξύ των τιμών με FFT και των πραγματικών τιμών για τα απαραίτητα μεγέθη ποιότητας ισχύος για το Σ2β. Ο Πίνακας 6.4, αρχικά, παρουσιάζει τις πραγματικές τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος, τις τιμές που υπολογίζονται μέσω WPT και FFT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά για τις τιμές μέσω WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2β. Επιπλέον, ο Πίνακας 6.4 αποτυπώνει τις τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος που υπολογίζονται μέσω WPT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά μεταξύ αυτών και των πραγματικών τιμών για το Σ2γ. Στο Σχήμα 6.4, παρουσιάζεται η απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς μεταξύ των τιμών μέσω WPT και FFT και των πραγματικών τιμών των δεικτών ποιότητας ισχύος για το Σ2β. Πρέπει να σημειωθεί ότι, τόσο για το Σ2α, όσο και για το Σ2β, οι πραγματικές τιμές θεωρούνται ως τιμές αναφοράς, ενώ για το Σ2γ, ως τιμές αναφοράς, θεωρούνται οι πραγματικές τιμές του Σ2β.

Πίνακας 6.3 Δείκτες ποιότητας ισχύος για το Σ2α της Περ. Ι.

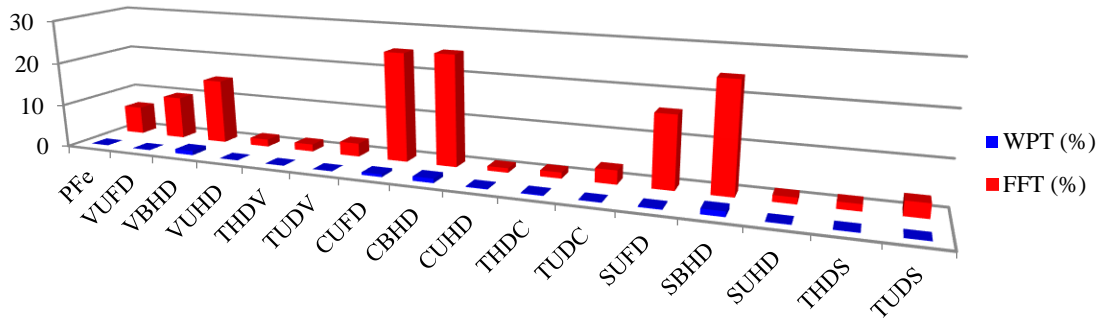
Δείκτες ποιότητας ισχύος	Πραγματική τιμή	WPT	FFT	WPT (%)	FFT (%)
PF_e	0,881	0,881	0,881	0,000	0,000
$VUFD$	0,091	0,091	0,091	0,000	0,000
$VBHD$	0,013	0,013	0,013	-0,130	0,000
$VUHD$	0,208	0,208	0,208	0,003	0,000
THD_V	0,207	0,207	0,207	-0,002	0,000
TUD_V	0,227	0,227	0,227	0,002	0,000
$CUFD$	0,068	0,068	0,068	0,000	0,000
$CBHD$	0,040	0,040	0,040	-0,778	0,000
$CUHD$	0,228	0,228	0,228	0,054	0,000
THD_C	0,231	0,231	0,231	-0,001	0,000
TUD_C	0,237	0,237	0,237	0,052	0,000
$SUFD$	0,113	0,113	0,113	0,000	0,000
$SBHD$	0,042	0,042	0,042	-0,718	0,000
$SUHD$	0,313	0,313	0,313	0,029	0,000
THD_S	0,314	0,314	0,314	-0,002	0,000
TUD_S	0,333	0,333	0,333	0,029	0,000



Σχήμα 6.3 Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2β της Περ. Ι.

Πίνακας 6.4 Δείκτες ποιότητας ισχύος για τα Σ2β και Σ2γ της Περ. Ι.

Δείκτες ποιότητας ισχύος	Πραγματική τιμή	Σ2β				Σ2γ	
		WPT	FFT	WPT (%)	FFT (%)	WPT	WPT (%)
PF_e	0,830	0,830	0,884	-0,014	6,478	0,830	0,012
$VUFD$	0,087	0,087	0,079	0,045	-9,863	0,087	0,198
$VBHD$	0,011	0,011	0,009	0,994	-14,925	0,012	4,669
$VUHD$	0,191	0,191	0,188	0,007	-1,704	0,192	0,162
THD_v	0,191	0,191	0,188	0,016	-1,672	0,191	0,209
TUD_v	0,210	0,210	0,204	0,013	-3,056	0,211	0,166
$CUFD$	0,078	0,077	0,058	-0,609	-24,903	0,077	-0,760
$CBHD$	0,035	0,035	0,026	1,005	-25,376	0,036	1,780
$CUHD$	0,233	0,233	0,231	0,165	-1,033	0,234	0,318
THD_c	0,235	0,235	0,232	0,187	-1,376	0,236	0,355
TUD_c	0,245	0,246	0,238	0,086	-3,132	0,246	0,208
$SUFD$	0,117	0,117	0,098	-0,245	-16,236	0,117	-0,226
$SBHD$	0,037	0,037	0,028	1,176	-24,432	0,038	2,940
$SUHD$	0,306	0,306	0,302	0,102	-1,438	0,307	0,261
THD_s	0,306	0,306	0,301	0,121	-1,526	0,307	0,302
TUD_s	0,327	0,328	0,317	0,056	-3,173	0,328	0,195



Σχήμα 6.4 Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT σε σχέση με τις πραγματικές τιμές για το Σ2β της Περ. Ι.

Αρχικά, στο Σ2α, προκύπτει ότι η προτεινόμενη μέθοδος που βασίζεται στο WPT αξιολογεί με ακρίβεια όλους τους δείκτες ποιότητας ισχύος, δεδομένου ότι η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών WPT και των πραγματικών είναι εξαιρετικά μικρή. Επιπλέον, δεδομένου ότι οι συνθήκες είναι σταθερές, το FFT παρέχει τα ίδια αποτελέσματα σε σύγκριση με τις πραγματικές τιμές. Αναφορικά με το Σ2β, όπου οι συνθήκες είναι μη στάσιμες, τα αποτελέσματα δείχνουν σαφώς, ότι οι τιμές WPT (τόσο για τα μεγέθη όσο και για τους δείκτες ποιότητας ισχύος) είναι πολύ πιο κοντά στις πραγματικές σε σύγκριση με εκείνες με FFT, λόγω της αδυναμίας του FFT να αντιμετωπίσει μη στάσιμες διαταραχές. Ένα άλλο συμπέρασμα είναι ότι η προτεινόμενη μεθοδολογία που βασίζεται σε WPT είναι σε θέση να παρέχει ακριβή αποτελέσματα ακόμη και με παρουσία θορύβου, δεδομένου ότι, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.4, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών WPT και των πραγματικών είναι αρκετά μικρή. Αυτή η περίπτωση μελέτης είναι κρίσιμη, δεδομένου ότι οι εξισώσεις χρόνου δίνουν τη δυνατότητα να υπολογιστούν οι πραγματικές τιμές των μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος, και, ως εκ τούτου, καταδεικνύουν σαφώς την εγκυρότητα και την ακρίβεια της προτεινόμενης μεθόδου αλλά και την υπεροχή της έναντι της FFT σε περίπτωση μη στάσιμων συνθηκών.

6.4.3 Δίκτυα προσομοίωσης

Στην Περ. II, η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε τριφασικά δίκτυα που προσομοιώνονται με το λογισμικό Matlab/Simulink.

6.4.3.1 Εκτίμηση βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος

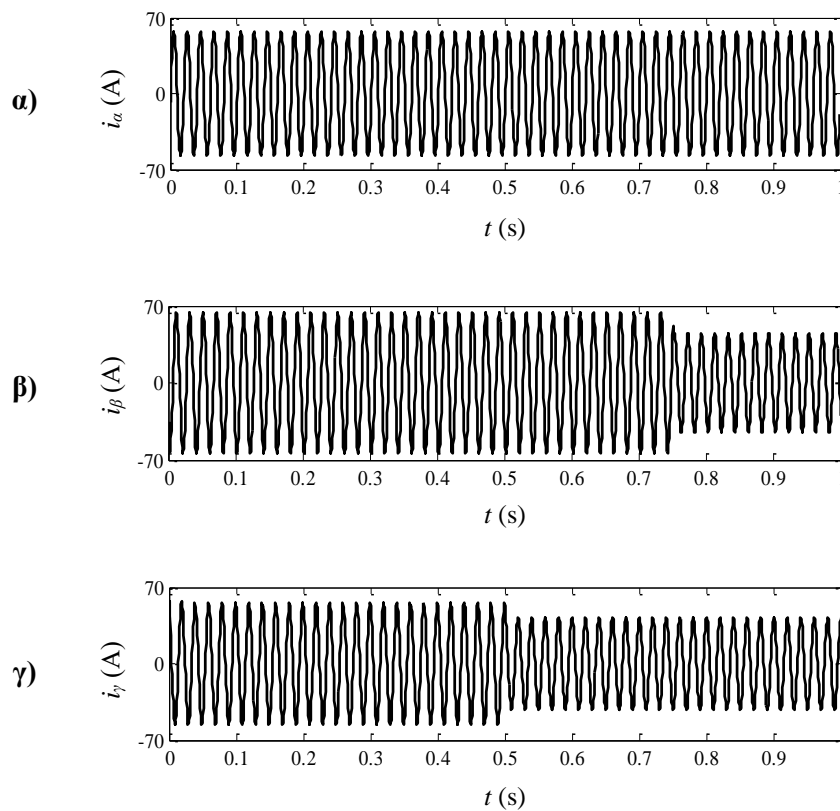
Στην ενότητα αυτή γίνεται ο υπολογισμός των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος. Αρχικά, προσομοιώνεται τριφασικό δίκτυο, το οποίο περιλαμβάνει:

- ασύμμετρη και αρμονική τριφασική πηγή τάσης,
- τριφασικό συμμετρικό φορτίο (L1) 7 kW και 1,5 kVar,
- μονοφασικό φορτίο (L2) 2,5 kW στη φάση α,
- μονοφασικό φορτίο (L3) 3 kW και 0,5 kVar στη φάση β,
- μονοφασικό φορτίο (L4) 2,25 kW στη φάση γ,
- μονοφασικό φορτίο (L5) 2 kW στη φάση γ.

Με στόχο τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος του δικτύου, εξετάζονται δύο σενάρια, Σ1α και Σ1β. Στο Σ1α όλα τα φορτία συνδέονται στο δίκτυο για όλη τη διάρκεια της περιόδου προσομοίωσης (1 s). Στο Σ1β, τα φορτία L1 και L2 συνδέονται για ολόκληρη την περίοδο προσομοίωσης, το L3 συνδέεται από την αρχή και μέχρι τα 0,75 s, ενώ τα L4 και L5 συνδέονται από την αρχή μέχρι τα 0,5 s. Τόσο για το Σ1α, όσο και για το Σ1β, η θεμελιώδης συχνότητα είναι 50 Hz.

Το Σχήμα 6.5 παρουσιάζει τις κυματομορφές του ρεύματος κάθε φάσης για το Σ1β, στις οποίες παρατηρούνται οι σχετικές μεταβολές στα 0,75 s στη φάση β και στα 0,5 s στη φάση γ. Στον Πίνακα 6.5, αρχικά, παρουσιάζονται οι τιμές των μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος που υπολογίζονται με WPT και FFT για το Σ1α. Επίσης, αποτυπώνονται οι τιμές που υπολογίζονται με WPT και FFT, καθώς και η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τους για το Σ1β. Και στα δύο σενάρια, οι τιμές που υπολογίζονται με WPT θεωρούνται ως τιμές αναφοράς.

Παρατηρείται ότι, στο Σ1α, όπου τα φορτία συνδέονται στο δίκτυο για όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης και, κατά συνέπεια, το σύστημα λειτουργεί υπό στάσιμες συνθήκες, ο WPT και ο FFT παρέχουν παρόμοια αποτελέσματα. Ωστόσο, στο Σ1β, όπου οι συνθήκες δεν είναι στάσιμες, προκύπτουν διαφορετικές τιμές για τα μεγέθη και τους δείκτες ποιότητας ισχύος, και κατά επέκταση η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τους είναι αρκετά σημαντική. Όπως αποδείχθηκε στην Περ. Ι, αυτό οφείλεται στο μειονέκτημα του FFT να παρέχει ακριβή αποτελέσματα σε μη στάσιμες συνθήκες.



Σχήμα 6.5 Κυματομορφές ρεύματος για το Σ1β της Περ. II για τη φάση: α) α, β) β, και γ) γ.

Πίνακας 6.5 Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. II.

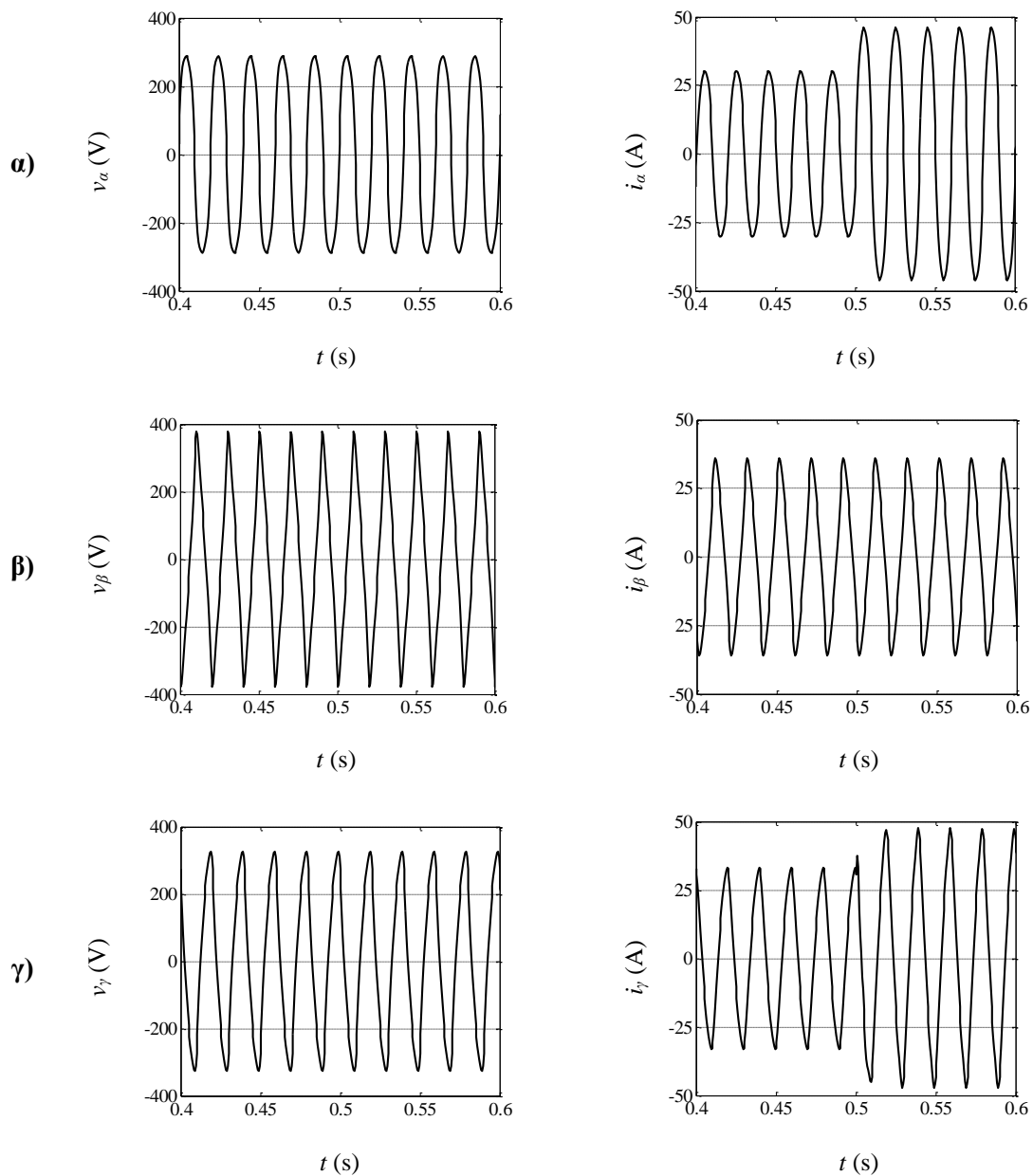
Ποσότητες ποιότητας ισχύος	Σ1α		Σ1β		
	WPT	FFT	WPT	FFT	Διαφορά (%)
V_{e1} (V)	225,02	225,02	225,02	225,02	0,00
V_{eH} (V)	6,36	6,36	6,36	6,36	0,00
V_e (V)	225,11	225,11	225,11	225,11	0,00
I_{e1} (A)	41,43	41,43	39,12	38,90	-0,58
I_{eH} (A)	1,13	1,12	1,12	0,96	-13,64
I_e (A)	41,45	41,45	39,14	38,91	-0,59
S_{e1} (VA)	27.968,49	27.968,17	26.410,87	26.257,23	-0,58
S_{eN} (VA)	1.100,59	1.094,20	1.061,68	987,93	-6,95
S_e (VA)	27.990,13	27.989,57	26.432,20	26.275,81	-0,59
S_1^+ (VA)	27.910,28	27.910,19	26.226,41	26.145,60	-0,31
P_1^+ (W)	27.500,92	27.500,91	25.730,98	25.730,98	0,00
S_{U1} (VA)	1803,41	1.799,92	3.115,95	2.418,65	-22,38
PF_1^+	0,985	0,985	0,981	0,984	0,31
PF	0,983	0,985	0,974	0,982	0,81
THD_{eV}	0,028	0,028	0,028	0,028	0,00
THD_{eI}	0,027	0,027	0,029	0,025	-13,13
HP	0,039	0,039	0,040	0,038	-6,40
LU	0,065	0,064	0,119	0,093	-22,14

6.4.3.2 *Εκτίμηση συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία*

Σε αυτό το σημείο, ένα δεύτερο τριφασικό δίκτυο προσομοιώνεται μέσω Matlab/Simulink για την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας, το οποίο περιλαμβάνει:

- ασύμμετρη και αρμονική τριφασική πηγή τάσης,
- τριφασικό συμμετρικό φορτίο (L1) 15 kW και 6 kVar,
- μονοφασικό φορτίο (L2) 3 kW στη φάση α,
- μονοφασικό φορτίο (L3) 1,5 kW στη φάση γ,
- μονοφασικό φορτίο (L4) 2 kW στη φάση γ.

Με στόχο τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, εξετάζονται δύο σενάρια, Σ2α και Σ2β. Στο Σ2α, όλα τα φορτία συνδέονται για όλη τη διάρκεια της περιόδου προσομοίωσης (1 s), επομένως οι κυματομορφές τάσης και ρεύματος είναι στάσιμες. Στο Σ2β, τα φορτία συνδέονται στο δίκτυο για διαφορετικές χρονικές περιόδους, προκειμένου να εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο ο WPT και ο FFT ανταποκρίνονται κάτω από μη στάσιμες συνθήκες. Πιο συγκεκριμένα, το φορτίο L1 συνδέεται για όλη την περίοδο προσομοίωσης, ενώ τα φορτία L2–L4 συνδέονται μόνο για το δεύτερο μισό της περιόδου προσομοίωσης. Και στα δύο σενάρια, η θεμελιώδης συχνότητα είναι 50 Hz.



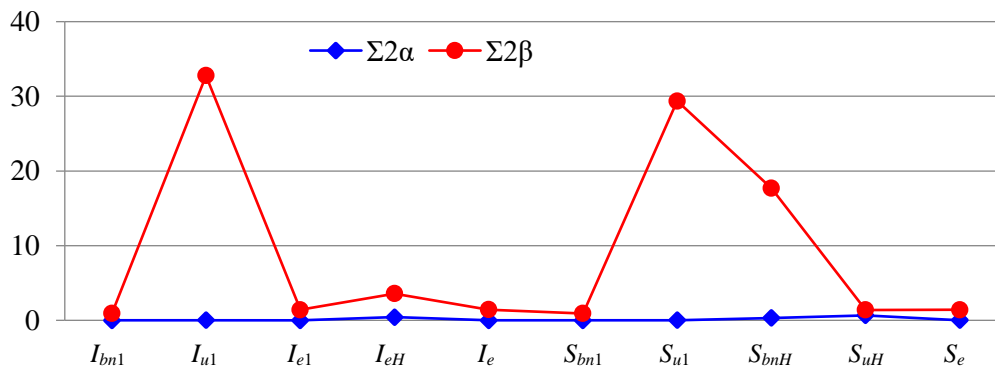
Σχήμα 6.6 Κυματομορφές τάσης και ρεύματος για το Σ2β της Περ. Π για τη φάση: α) α, β) β, και γ) γ.

Στο Σχήμα 6.6, παρουσιάζονται οι κυματομορφές της τάσης και του ρεύματος για κάθε φάση από 0,4 s έως 0,6 s για το Σ2β. Αξίζει να παρατηρηθεί ότι, οι κυματομορφές της τάσης είναι σταθερές για όλη τη διάρκεια της περιόδου προσομοίωσης, καθώς η πηγή τάσης του δικτύου παραμένει σταθερή, ενώ στις κυματομορφές ρεύματος παρατηρούνται οι σχετικές μεταβολές στα 0,5 s.

Ο Πίνακας 6.6 παρουσιάζει τις τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος που υπολογίζονται με WPT και FFT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά τους και για τα δύο σενάρια. Το Σχήμα 6.7 παρουσιάζει την απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς μεταξύ των τιμών με WPT και FFT για τις ποσότητες ποιότητας ισχύος και για τα δύο σενάρια. Στο Σ2α, δεδομένου ότι τα φορτία παραμένουν συνδεδεμένα για όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης, οι δύο τεχνικές παρέχουν παρόμοια αποτελέσματα, και επομένως, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τους είναι σχεδόν μηδενική. Ωστόσο, όπως ήταν αναμενόμενο, στο Σ2β, όπου τα φορτία δεν είναι σταθερά συνδεδεμένα στο δίκτυο και, συνεπώς, οι συνθήκες λειτουργίας δεν είναι στάσιμες, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών που υπολογίζονται με WPT και εκείνων που υπολογίζονται με FFT είναι αρκετά υψηλή.

Πίνακας 6.6 Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ2α και Σ2β της Περ. II.

Δείκτες ποιότητας ισχύος	Σ2α			Σ2β		
	WPT	FFT	Διαφορά (%)	WPT	FFT	Διαφορά (%)
PF_e	0,939	0,939	-0,008	0,923	0,937	1,442
$VUFD$	0,043	0,043	-0,069	0,043	0,043	-0,069
$VBHD$	0,013	0,013	0,611	0,013	0,013	0,611
$VUHD$	0,125	0,126	0,757	0,125	0,126	0,757
THD_V	0,126	0,127	0,755	0,126	0,127	0,755
TUD_V	0,133	0,133	0,669	0,133	0,133	0,669
$CUFD$	0,170	0,169	-0,018	0,138	0,094	-32,145
$CBHD$	0,011	0,011	-0,087	0,010	0,006	-36,528
$CUHD$	0,087	0,088	0,431	0,086	0,084	-2,053
THD_C	0,087	0,087	0,423	0,086	0,084	-1,918
TUD_C	0,191	0,191	0,077	0,163	0,126	-22,537
$SUFD$	0,175	0,175	-0,021	0,145	0,103	-28,708
$SBHD$	0,017	0,017	0,327	0,018	0,015	-16,918
$SUHD$	0,155	0,156	0,654	0,153	0,153	-0,486
THD_S	0,153	0,154	0,651	0,153	0,153	-0,180
TUD_S	0,234	0,234	0,276	0,211	0,184	-12,617



Σχήμα 6.7 Απόλυτη τιμή της ποσοστιαίας διαφοράς (%) των τιμών των μεθόδων WPT και FFT για τις ποσότητες ποιότητας ισχύος για τα Σ2α και Σ2β της Περ. II.

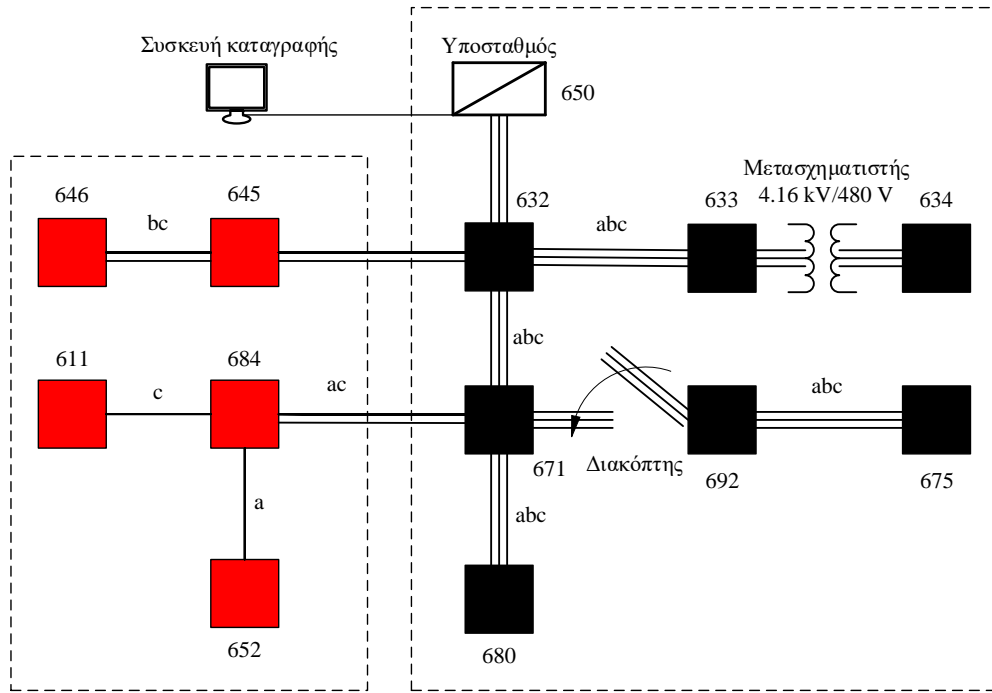
6.4.4 Τυπικό δίκτυο 13 κόμβων

Στην Περ. III, η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε τυπικό δίκτυο 13 κόμβων της βιβλιογραφίας, το οποίο φαίνεται στο Σχήμα 6.8. Το δίκτυο αυτό λειτουργεί με ονομαστική τάση 4,16 kV και συχνότητα 50 Hz. Έχει σχετικά υψηλό επίπεδο φορτίου και περιλαμβάνει ασύμμετρες γραμμές διανομής. Περιλαμβάνει επίσης δύο μετασχηματιστές, έναν 115 kV/4,16 kV στον υποσταθμό και έναν 4,16 kV/480 V μεταξύ των κόμβων 633 και 634. Τα αναλυτικά δεδομένα του δικτύου 13 κόμβων βρίσκονται στο Παράρτημα Γ. Θεωρείται η παρουσία συσκευής παρακολούθησης ποιότητας ισχύος στον υποσταθμό 650 και η περίοδος παρατήρησης είναι 1 s. Για να μελετηθεί η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου κάτω από μη στάσιμες συνθήκες, ένας τριφασικός διακόπτης αποσυνδέει τους κόμβους 692 και 675 στο χρονικό διάστημα από 0,4 έως 0,8 s.

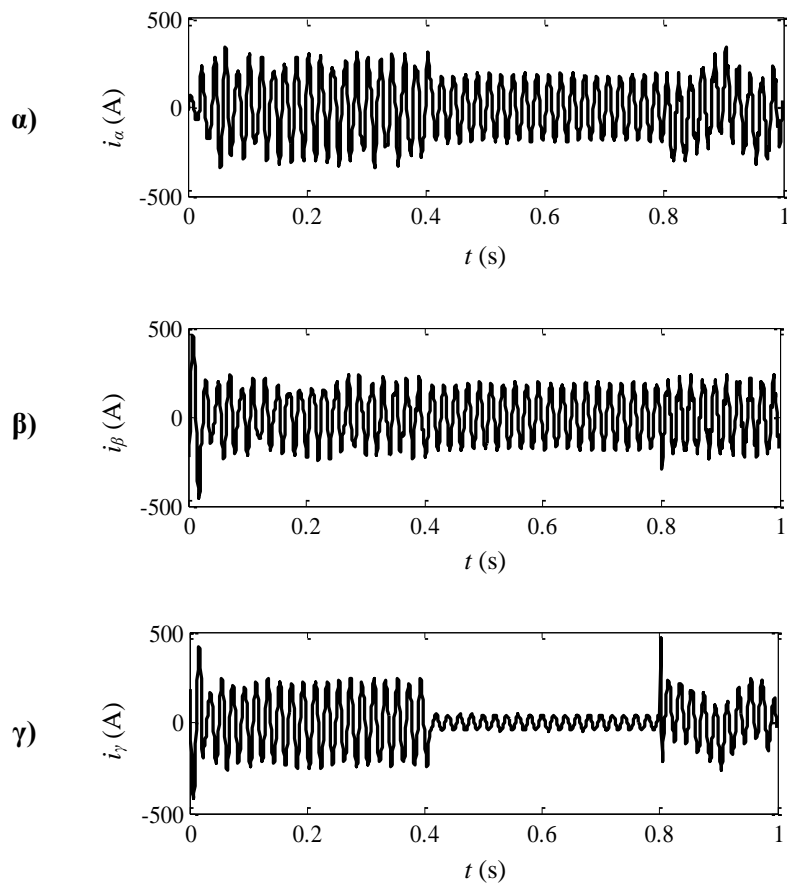
Στο Σχήμα 6.9 παρουσιάζονται οι κυματομορφές του ρεύματος για κάθε φάση του δικτύου. Στις Περ. I και II αποδείχθηκε η αποτελεσματικότητα και η ακρίβεια της προτεινόμενης μεθοδολογίας που βασίζεται στον WPT, καθώς οι τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος που υπολογίστηκαν με WPT συγκρίθηκαν με τις πραγματικές και οι διαφορές μεταξύ τους ήταν σχεδόν μηδενικές.

Ο στόχος της Περ. III είναι να αναδείξει τη δυνατότητα εφαρμογής της προτεινόμενης μεθοδολογίας σε μεγαλύτερα δίκτυα, τα οποία, εν δυνάμει, συναντώνται στον πραγματικό κόσμο. Ως εκ τούτου, οι τιμές των μεγεθών και των δεικτών ποιότητας ισχύος υπολογίζονται μόνο με την προτεινόμενη μεθοδολογία, και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.7.

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.7 δείχνουν ότι, αν και ο δείκτης THD_{eV} είναι χαμηλός, οι δείκτες THD_{eI} και HP παίρνουν αρκετά υψηλές τιμές και φτάνουν σχεδόν το 15%. Ο δείκτης LU είναι ιδιαίτερα υψηλός, περίπου 56%. Αυτό είναι αναμενόμενο, δεδομένου ότι το δίκτυο περιλαμβάνει μονοφασικά και μη συμμετρικά φορτία, ενώ για το 40% της περιόδου προσομοίωσης, αποσυνδέεται ένα σημαντικό μέρος του κύριου τριφασικού συμμετρικού δικτύου.



Σχήμα 6.8 Τυπικό δίκτυο 13 κόμβων (IEEE).



Σχήμα 6.9 Κυματομορφές ρεύματος για την Περ. III για τη φάση: α) α , β) β , και γ) γ .

Πίνακας 6.7 Αποτελέσματα μοντέλου για την Περ. III.

Μεγέθη ποιότητας ισχύος		Δείκτες ποιότητας ισχύος	
V_{e1} (V)	2.391,38	PF_1^+	0,856
V_{eH} (V)	54,97	PF	0,737
V_e (V)	2.392,01	THD_{eV}	0,023
I_{e1} (A)	141,90	THD_{eI}	0,146
I_{eH} (A)	20,76	HP	0,148
I_e (A)	143,41	LU	0,564
S_{e1} (kVA)	1.018,018		
S_{eN} (kVA)	150,784		
S_e (kVA)	1.029,124		
S_1^+ (kVA)	886,891		
P_1^+ (kW)	759,110		
S_{U1} (kVA)	499,784		

6.4.5 Εργαστηριακή πειραματική διάταξη

Στην Περ. IV, προκειμένου να επαληθευτεί η εγκυρότητα της προτεινόμενης μεθόδου που βασίζεται στον WPT σε πραγματικές συνθήκες, διεξάγονται πειραματικές δοκιμές. Η πειραματική εγκατάσταση περιλαμβάνει δύο διαφορετικούς μονοφασικούς ηλιακούς μετατροπείς, ένα τριφασικό συμμετρικό φορτίο και ένα μονοφασικό φορτίο (ηλεκτρονικός υπολογιστής), όπως φαίνονται στο Σχήμα 6.10. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των δύο ηλιακών μετατροπέων βρίσκονται στο Παράρτημα Δ. Ο πρώτος ηλιακός μετατροπέας συνδέεται στη φάση α , με ισχύ 1100 W, ενώ η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς είναι 2000 W. Ο δεύτερος ηλιακός μετατροπέας συνδέεται στη φάση γ και ρυθμίζεται κατάλληλα ώστε να δίνει ισχύ 1500 W, ενώ η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς είναι 3000 W. Ο ηλεκτρονικός υπολογιστής συνδέεται στη φάση β . Ψηφιακός παλμογράφος χρησιμοποιείται για τη συλλογή των χρονικών σημάτων της τάσης και του ρεύματος για κάθε φάση του δικτύου. Ολόκληρη η πειραματική εγκατάσταση παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.10γ και υλοποιήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

6.4.5.1 Εκτίμηση βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος

Για τον υπολογισμό των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος, εξετάζονται δύο σενάρια, Σ1α και Σ1β, με διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας. Στο Σ1α, οι ηλιακοί μετατροπείς, καθώς και τα τριφασικά και μονοφασικά φορτία συνδέονται για ολόκληρη την περίοδο εξέτασης (1 s), οπότε το δίκτυο λειτουργεί υπό στάσιμες συνθήκες. Στο Σ1β, ο ηλεκτρονικός υπολογιστής στη φάση β αποσυνδέεται περίπου στη μέση της περιόδου εξέτασης (0,5 s), προκειμένου να διερευνηθεί η ακρίβεια της προτεινόμενης μεθόδου υπό μη στάσιμες συνθήκες. Και στα δύο σενάρια, το δίκτυο λειτουργεί με παρουσία αρμονικών και ασυμμετρίας, ενώ η θεμελιώδης συχνότητα είναι 50 Hz.



α)

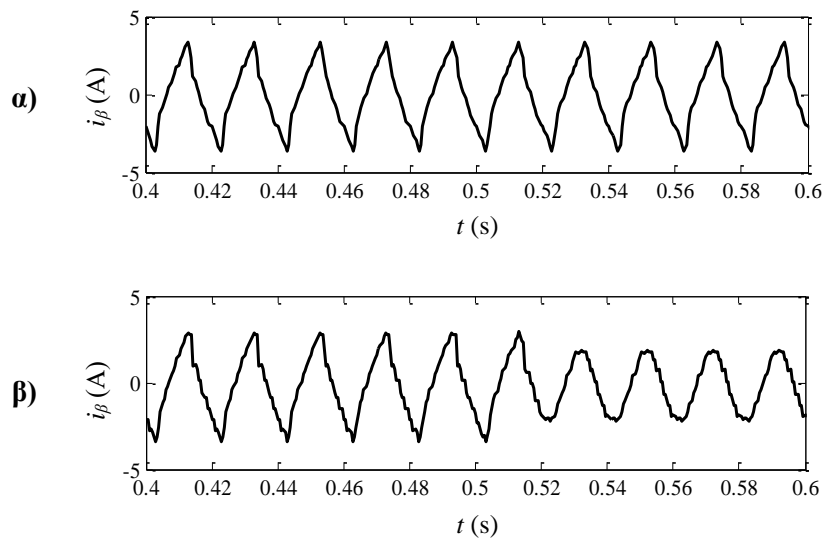


β)



γ)

Σχήμα 6.10 Πειραματικός εξοπλισμός: α) ηλιακός μετατροπέας στη φάση α, β) ηλιακός μετατροπέας στη φάση γ, και γ) διασύνδεση διάταξης.



Σχήμα 6.11 Κυματομορφή i_{β} για τα σενάρια της Περ. IV: α) Σ1α, β) Σ1β.

Πίνακας 6.8 Αποτελέσματα μοντέλου για τα Σ1α και Σ1β της Περ. IV.

Μεγέθη και δείκτες ποιότητας ισχύος	Σ1α			Σ1β		
	WPT	FFT	Διαφορά (%)	WPT	FFT	Διαφορά (%)
V_{e1} (V)	235,12	235,13	0,00	231,41	231,26	-0,06
V_{eH} (V)	10,65	10,64	-0,10	13,62	10,98	-19,35
V_e (V)	235,36	235,37	0,00	231,81	231,52	-0,12
I_{e1} (A)	1,61	1,60	-0,29	1,48	1,47	-0,81
I_{eH} (A)	0,24	0,24	-0,53	0,19	0,15	-23,55
I_e (A)	1,63	1,62	-0,29	1,49	1,48	-1,13
S_{e1} (VA)	1.133,57	1.132,34	-0,11	1.028,98	1.020,02	-0,87
S_{eN} (VA)	179,20	178,27	-0,52	145,28	111,86	-23,00
S_e (VA)	1.147,65	1.146,29	-0,12	1.039,18	1.026,14	-1,26
S_1^+ (VA)	1.115,91	1.115,71	-0,02	1.018,15	1.016,57	-0,16
P_1^+ (W)	1.114,91	1.114,74	-0,01	1.016,48	1.016,17	-0,03
S_{U1} (VA)	199,31	193,37	-2,98	148,87	83,85	-43,68
PF_1^+	0,999	0,999	0,00	0,998	1,000	0,13
PF	0,974	0,975	0,09	0,985	0,995	0,98
THD_{eV}	0,045	0,045	-0,10	0,059	0,047	-19,30
THD_{eI}	0,151	0,151	-0,25	0,128	0,099	-22,93
HP	0,158	0,157	-0,41	0,141	0,110	-22,32
LU	0,179	0,173	-2,97	0,146	0,082	-43,59

Στο Σχήμα 6.11 παρουσιάζονται οι κυματομορφές του ρεύματος για τη φάση β για τα δύο σενάρια. Στο Σχήμα 6.11β είναι φανερή η μεταβολή στην κυματομορφή του ρεύματος της φάσης β στα 0,5 s λόγω της αποσύνδεσης του ηλεκτρονικού υπολογιστή εκείνη τη χρονική στιγμή. Ο Πίνακας 6.8 παρουσιάζει τις τιμές των μεγεθών και δεικτών της ποιότητας ισχύος οι οποίες υπολογίζονται με WPT και FFT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τους, τόσο για το Σ1α όσο και για το Σ1β. Και στα δύο σενάρια, οι τιμές που υπολογίζονται με WPT θεωρούνται ως τιμές αναφοράς.

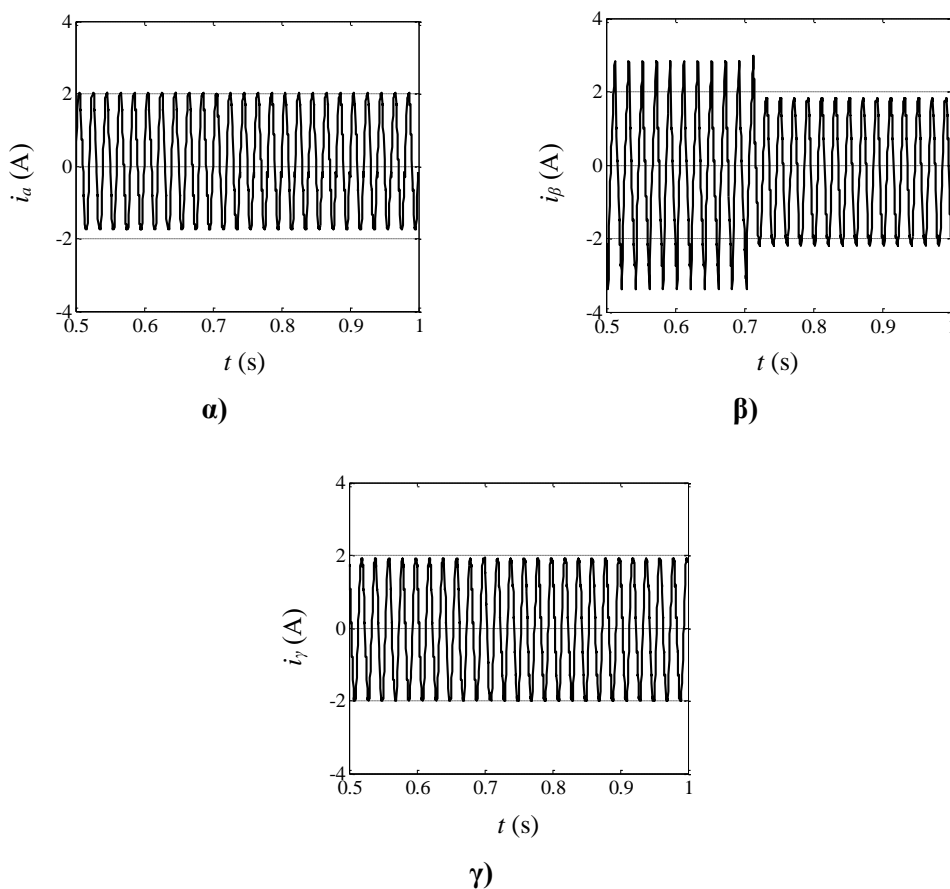
Παρατηρείται ότι, στο Σ1α, όπου οι συνθήκες λειτουργίας είναι στάσιμες, οι δύο τεχνικές, WPT και FFT, παρέχουν παρόμοια αποτελέσματα. Ωστόσο, στο Σ1β, όπου ο ηλεκτρονικός υπολογιστής αποσυνδέεται από το δίκτυο μετά το πρώτο μισό της περιόδου εξέτασης, επομένως

οι συνθήκες δεν είναι στάσιμες, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών μέσω WPT και FFT είναι αρκετά υψηλή. Αυτό είναι αναμενόμενο, δεδομένου ότι, όπως αποδείχθηκε στην Περ. I και επαληθεύτηκε στην Περ. II, ο FFT δεν παρέχει ακριβή αποτελέσματα σε περίπτωση μη στάσιμων διαταραχών. Ο ηλεκτρονικός υπολογιστής επηρεάζει τόσο το επίπεδο των αρμονικών όσο και τη συμμετρία του συστήματος ισχύος, και έτσι οι δείκτες ποιότητας ισχύος που σχετίζονται τόσο με την αρμονική παραμόρφωση, όσο και με την ασυμμετρία παρουσιάζουν υψηλές διακυμάνσεις.

6.4.5.2 Εκτίμηση συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία

Για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας στην ασυμμετρία του δικτύου εξετάζεται το σενάριο Σ2. Στο Σ2, προκειμένου να διερευνηθεί η ακρίβεια της προτεινόμενης μεθόδου υπό μη στάσιμες συνθήκες, ο ηλεκτρονικός υπολογιστής στη φάση β αποσυνδέεται περίπου στα 0,7 s. Η θεμελιώδης συχνότητα είναι 50 Hz και ολόκληρη η περίοδος προσομοίωσης είναι 1 s.

Στο Σχήμα 6.12, παρουσιάζονται οι κυματομορφές ρεύματος για κάθε φάση για το Σ2 από 0,5 έως 1 s. Στο Σχήμα 6.12β μπορεί να παρατηρηθεί η μεταβολή της κυματομορφής ρεύματος της φάσης β , από τα 0,7 s και έπειτα, όταν και αποσυνδέθηκε ο ηλεκτρονικός υπολογιστής. Ο Πίνακας 6.9 παρουσιάζει τις τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος που υπολογίζονται με WPT και FFT, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά μεταξύ τους. Οι τιμές που υπολογίζονται με την προτεινόμενη μεθοδολογία θεωρούνται ως τιμές αναφοράς.



Σχήμα 6.12 Κυματομορφές ρεύματος στο Σ2 της Περ. IV για κάθε φάση α) α , β) β , γ) γ .

Πίνακας 6.9 Αποτελέσματα μοντέλου για το Σ2 της Περ. IV.

Δείκτες ποιότητας ισχύος	WPT	FFT	Διαφορά (%)
PF_e	0,991	0,990	-0,078
$VUFD$	0,018	0,009	-48,982
$VBHD$	0,020	0,021	3,103
$VUHD$	0,023	0,012	-49,658
THD_v	0,031	0,024	-22,296
TUD_v	0,029	0,015	-49,410
$CUFD$	0,125	0,105	-15,824
$CBHD$	0,067	0,059	-11,585
$CUHD$	0,085	0,069	-18,614
THD_c	0,107	0,091	-15,658
TUD_c	0,150	0,125	-16,658
$SUFD$	0,127	0,105	-16,888
$SBHD$	0,070	0,063	-10,273
$SUHD$	0,090	0,070	-21,750
THD_s	0,113	0,094	-17,011
TUD_s	0,155	0,126	-18,440

Στο σενάριο αυτό, δεδομένου ότι, ο ηλεκτρονικός υπολογιστής αποσυνδέεται από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της περιόδου εξέτασης και, κατά επέκταση, οι συνθήκες λειτουργίας είναι μη στάσιμες, όπως είναι αναμενόμενο, η ποσοστιαία διαφορά μεταξύ των τιμών που υπολογίζονται με WPT και FFT είναι αρκετά υψηλή. Συνοψίζοντας, τα πειραματικά αποτελέσματα της Περ. IV επικυρώνουν την ανωτερότητα της προτεινόμενης μεθόδου που βασίζεται στον WPT έναντι του FFT στην εκτίμηση της ποιότητας ισχύος πραγματικών δικτύων που λειτουργούν κάτω από μη στάσιμες συνθήκες. Ειδικότερα, το συμπέρασμα αυτό επιβεβαιώνεται για τον υπολογισμό, τόσο των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος, όσο και για τη συμβολή κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου.

6.5 Συμπεράσματα

Η αποτελεσματική και ακριβής παρακολούθηση και εκτίμηση της ποιότητας ισχύος στα ΔΔ αποτελεί αναγκαιότητα, αλλά και πρόκληση για τον Διαχειριστή του ΔΔ. Οι πληροφορίες σχετικά με την ποιότητα παρεχόμενη ισχύος στους καταναλωτές του δικτύου μπορεί να αποδειχθούν κρίσιμες, τόσο για τον Διαχειριστή του ΔΔ, όσο και για τους ίδιους τους καταναλωτές.

Στη σύγχρονη εποχή, όπου η χρήση συσκευών με ηλεκτρονικά ισχύος από τους καταναλωτές, η παρουσία μη γραμμικών φορτίων στο δίκτυο, αλλά και η ενσωμάτωση μονάδων διανεμημένης παραγωγής, και κυρίως από ΑΠΕ, έχουν αυξηθεί, η ανάγκη για συνεχή παρακολούθηση και αποτύπωση του επιπέδου ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος έχει αποκτήσει εξέχουσα σημασία. Ειδικότερα η ανεξέλεγκτη, και χωρίς στρατηγικό σχεδιασμό, διείσδυση στο δίκτυο μονάδων διανεμημένης παραγωγής από ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε σημαντικά προβλήματα ποιότητας ισχύος, όπως είναι οι ανεπιθύμητες διακυμάνσεις της τάσης, η εμφάνιση ασυμμετριών στις φάσεις του δικτύου, και η εισαγωγή αρμονικών στο δίκτυο.

Στο παρόν Κεφάλαιο προτείνεται μια μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για την εκτίμηση της αρμονικής παραμόρφωσης και της ασυμμετρίας του δικτύου, μέσω της αξιολόγησης ενός κατάλληλου συνόλου δεικτών ποιότητας ισχύος. Επίσης, εισάγεται μια νέα μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για την αξιολόγηση της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου. Αυτό επιτυγχάνεται ενσωματώνοντας την έννοια των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών στη μέθοδο του WPT.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία εξετάζεται σε συνθετικές κυματομορφές τάσης και ρεύματος, και με την παρουσία θορύβου, σε δίκτυα προσομοίωσης, σε τυπικό δίκτυο της βιβλιογραφίας, αλλά και σε εργαστηριακή πειραματική διάταξη, κάτω από στάσιμες και μη στάσιμες συνθήκες. Οι τιμές των δεικτών ποιότητας ισχύος με WPT συγκρίθηκαν με τις πραγματικές τους τιμές, αποδεικνύοντας την αποτελεσματικότητα και την ακρίβεια της προτεινόμενης μεθόδου. Επίσης, οι τιμές της προτεινόμενης μεθόδου συγκρίνονται με εκείνες που υπολογίζονται με FFT, επιβεβαιώνοντας ότι ο WPT αποτελεί καταλληλότερη μέθοδο για την εκτίμηση των δεικτών ποιότητας ισχύος σε δίκτυα που λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες. Τα πειραματικά αποτελέσματα που προέκυψαν επιβεβαιώνουν τη δυνατότητα εφαρμογής της προτεινόμενης μεθόδου σε πραγματικές συνθήκες, αλλά και τη χρησιμότητά της.

Ειδικότερα, ο δείκτης *TUD* λαμβάνει υπόψη, όχι μόνο τη θεμελιώδη συνιστώσα της τάσης και του ρεύματος, αλλά εξετάζει επίσης την επίδραση των μη συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών στην ασυμμετρία του δικτύου. Ως εκ τούτου, ο δείκτης *TUD* μπορεί να αποτυπώσει με ακρίβεια το επίπεδο ασυμμετρίας ακόμη και με παρουσία αρμονικής παραμόρφωσης και γενικά, προσφέρει χρήσιμες πληροφορίες για τον χαρακτηρισμό της ασυμμετρίας και της αρμονικής παραμόρφωσης σε τριφασικά δίκτυα.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να καταστεί ιδιαίτερα χρήσιμη για τη λειτουργία ευαίσθητων φορτίων σε δίκτυα διανομής, καθώς και για μελέτες ποιότητας ισχύος, όπως ο σχεδιασμός και η εφαρμογή τεχνικών εξισορρόπησης φορτίου. Επιπλέον, μπορεί να αναδειχθεί ως ισχυρό εργαλείο για σκοπούς διάγνωσης και διαδικασίες μετριάσμου αρμονικών σε ασύμμετρα τριφασικά δίκτυα με έντονη παρουσία αρμονική παραμόρφωσης. Τα συστήματα παρακολούθησης ποιότητας ισχύος που είναι εξοπλισμένα με εργαλεία λογισμικού σύμφωνα με την προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να είναι ζωτικής σημασίας στα έξυπνα ΔΔ, στα οποία οι αποκλίσεις των κυματομορφών τάσης και ρεύματος αυξάνονται ραγδαία λόγω της υψηλής ενσωμάτωσης ΑΠΕ και υβριδικών ηλεκτρικών οχημάτων που συνδέονται με το ηλεκτρικό δίκτυο (plug-in).

Η αξία της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι ακόμη μεγαλύτερη, αν ληφθεί υπόψη ότι μπορεί να παρέχει μια αποτελεσματική γενίκευση σε ασύμμετρα τριφασικά δίκτυα με αρμονική παραμόρφωση, διατηρώντας, ταυτόχρονα, μια επαρκή διάκριση μεταξύ των επιπτώσεων της ασυμμετρίας και της παραμόρφωσης.

Κεφάλαιο 7

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 Σύνοψη της διδακτορικής διατριβής

Στη σύγχρονη εποχή, τα δίκτυα διανομής (ΔΔ) χαρακτηρίζονται από αυξημένη διείσδυση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), και κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Οι ΜΔΠ από ΑΠΕ, ενώ προσφέρουν πολλά πλεονεκτήματα τόσο για τους καταναλωτές του ΔΔ, όσο και για τον Διαχειριστή του ΔΔ, επιφέρουν αρκετές προκλήσεις στον τομέα της Αξιοπιστίας και της Ποιότητας Ισχύος των ΔΔ. Σε αυτό το πλαίσιο, πρωταρχικός στόχος του Διαχειριστή των ΔΔ είναι η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές με την υψηλότερη δυνατή αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος. Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η ανάπτυξη καινοτόμων μοντέλων και μεθοδολογιών με στόχο:

- 1) τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους, και
- 2) την εκτίμηση της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος τριφασικών και ασύμμετρων ΔΔ.

Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, αρχικά, αναλύεται η έννοια της αξιοπιστίας των ΔΔ, καθώς και η επίδραση των ΜΔΠ στην αξιοπιστία τους. Παρουσιάζονται οι καταλληλότεροι δείκτες αξιοπιστίας και αναλύεται το προσεγγιστικό μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης. Ακόμη, προτείνεται η επαναδιαμόρφωση των ΔΔ ως τεχνική βελτίωσης της αξιοπιστίας τους και παρουσιάζεται η αναγκαιότητα θεώρησης σεναρίων για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ στο εξεταζόμενο πρόβλημα.

Από την ανασκόπηση της βιβλιογραφίας για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους, προκύπτει ότι η πλειοψηφία των μεθόδων χρησιμοποιούν ευρετικούς αλγόριθμους για την επίλυση τους προβλήματος. Ωστόσο, οι ευρετικοί αλγόριθμοι δεν εξασφαλίζουν την εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης του προβλήματος. Επίσης, από τις μεθόδους της βιβλιογραφίας οι οποίες χρησιμοποιούν μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού, καμία δεν περιλαμβάνει τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ στην επίλυση του προβλήματος.

Στην παρούσα διδακτορική διατριβή αναπτύσσεται μία καινοτόμα μεθοδολογία για τη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας των ΔΔ και την ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος τους. Το προτεινόμενο μοντέλο βασίζεται σε βελτιστοποίηση μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης και εισάγει μια πρωτότυπη μεθοδολογία για τον υπολογισμό του βέλτιστου μονοπατιού τροφοδοσίας κάθε κόμβου του δικτύου. Στη συνέχεια, το μοντέλο αυτό διαμορφώνεται ως ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για την ενσωμάτωση της μεταβλητότητας του φορτίου και της

παραγωγής από ΑΠΕ στο εξεταζόμενο πρόβλημα. Το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται σε ένα τυπικό ΔΔ 33 κόμβων της βιβλιογραφίας και σε ένα πραγματικό ΔΔ 83 κόμβων.

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν με εκείνα από αντίστοιχες μεθόδους που έχουν αναπτυχθεί στη βιβλιογραφία. Η τοπολογία του κάθε εξεταζόμενου δικτύου που προκύπτει από την εφαρμογή του προτεινόμενου μοντέλου βελτιώνει τους δείκτες αξιοπιστίας του δικτύου και μειώνει τις απώλειες ενεργού ισχύος του, ικανοποιώντας ταυτόχρονα τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου κάτω από όλα τα σενάρια φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ. Ο χρόνος εκτέλεσης του μοντέλου παραμένει σχετικά χαμηλός σε κάθε περίπτωση μελέτης, ανεξάρτητα του μεγέθους του δικτύου ή του αριθμού των εξεταζόμενων σεναρίων.

Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, επιπλέον αναλύεται η έννοια της ποιότητας ισχύος των ΔΔ, παρουσιάζοντας τα τυπικά φαινόμενα ποιότητας ισχύος και τους αντίστοιχους δείκτες για την ποσοτικοποίησή τους. Ακόμη, προτείνεται ο Μετασχηματισμός Κυματιδίων (Wavelet Transform – WT), και ειδικότερα, ο Μετασχηματισμός Πακέτων Κυματιδίων (Wavelet Packet Transform – WPT), ως ο καταλληλότερος μετασχηματισμός για τον υπολογισμό των δεικτών ποιότητας ισχύος σε τριφασικά και ασύμμετρα ΔΔ, τα οποία λειτουργούν κάτω από μη στάσιμες συνθήκες.

Από τη βιβλιογραφική ανασκόπηση για τις μεθόδους υπολογισμού δεικτών ποιότητας ισχύος ΔΔ, προκύπτει ότι οι περισσότεροι αλγόριθμοι χρησιμοποιούν τον ευρέως διαδεδομένο Μετασχηματισμό Fourier (Fourier Transform – FT) για την ανάλυση και επεξεργασία των σημάτων τάσης και ρεύματος. Ωστόσο, ο FT αντιμετωπίζει δυσκολίες στην ακριβή εκτίμηση της ποιότητας ισχύος σε δίκτυα με παρουσία μη στάσιμων διαταραχών. Από τις μεθόδους της βιβλιογραφίας οι οποίες χρησιμοποιούν τον WT, καμία δεν υπολογίζει τη συμβολή κάθε αρμονικής συνιστώσας τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου.

Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, αναπτύσσεται μια πρωτότυπη μεθοδολογία για την εκτίμηση της ποιότητας ισχύος τριφασικών και ασύμμετρων ΔΔ, η οποία βασίζεται στον WPT. Αρχικά, η έννοια των συμμετρικών συνιστωσών μετασχηματίζεται στον τομέα των κυματιδίων και υπολογίζονται οι βασικοί δείκτες ποιότητας ισχύος των ΔΔ. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται μια καινοτόμα μεθοδολογία για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής τάσης και ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, η οποία βασίζεται στον μετασχηματισμό της έννοιας των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών στον τομέα των κυματιδίων. Η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε συνθετικές συναρτήσεις, δίκτυα προσομοίωσης, αλλά και σε εργαστηριακή πειραματική διάταξη.

Για την αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθόδου, τα αποτελέσματα που προκύπτουν συγκρίνονται με τις πραγματικές τους τιμές, καθώς και με εκείνες από αντίστοιχες μεθόδους της βιβλιογραφίας. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν την αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθόδου, αλλά και την υπεροχή της έναντι αντίστοιχων τεχνικών της βιβλιογραφίας στις περιπτώσεις εκτίμησης ποιότητας ισχύος σε δίκτυα τα οποία λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες.

7.2 Συμβολή της διδακτορικής διατριβής

Η παρούσα διδακτορική διατριβή συμβάλλει σημαντικά τόσο στον τομέα της Αξιοπιστίας των ΔΔ ηλεκτρικής ενέργειας, εισάγοντας ένα καινοτόμο μοντέλο για τη βελτίωση της συνέχειας τροφοδότησης των καταναλωτών του δικτύου, όσο και στον τομέα της Ποιότητας Ισχύος, παρουσιάζοντας μια νέα μεθοδολογία για πιο ακριβή εκτίμηση των δεικτών ποιότητας ισχύος του δικτύου.

Τα σημαντικότερα σημεία, στα οποία συμβάλλει η παρούσα διδακτορική διατριβή στην περιοχή του αντικειμένου της, περιγράφονται συνοπτικά ως εξής:

- Στον τομέα της Αξιοπιστίας των ΔΔ:
 - Εισάγει μια νέα μεθοδολογία για την επίλυση του προβλήματος της επαναδιαμόρφωσης των δικτύων διανομής για βελτίωση της αξιοπιστίας τους (ΕΔΔΒΑ), η οποία ταυτόχρονα βελτιστοποιεί τους δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος και ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενεργού ισχύος. Το προτεινόμενο μοντέλο είναι κυρτό, δεδομένου ότι αποτελείται από:
 - 1) μια μεθοδολογία μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης για το πρόβλημα της επαναδιαμόρφωσης των δικτύων διανομής, και
 - 2) μια νέα μεθοδολογία μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού που καθορίζει τα άνωθεν μονοπάτια κάθε κόμβου του δικτύου. Η κυρτότητα του προτεινόμενου μοντέλου διασφαλίζει την εύρεση της ολικά βέλτιστης λύσης.
 - Εμπλουτίζει το παραπάνω μοντέλο με μια μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού βάσει σεναρίων για να ενσωματώσει στο πρόβλημα της ΕΔΔΒΑ τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ. Το προτεινόμενο μοντέλο παραμένει κυρτό, και συνεπώς η εύρεση της ολικής βέλτιστης λύσης παραμένει εγγυημένη.
- Στον τομέα της Ποιότητας Ισχύος των ΔΔ:
 - Προτείνει μια μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για την ακριβή εκτίμηση των βασικών δεικτών ποιότητας ισχύος σε τριφασικά και ασύμμετρα δίκτυα, τα οποία λειτουργούν υπό μη στάσιμες συνθήκες. Η μεθοδολογία αυτή στηρίζεται στον μετασχηματισμό της έννοιας των συμμετρικών συνιστωσών στον τομέα των κυματιδίων.
 - Εισάγει μια πρωτότυπη μεθοδολογία βασισμένη στον WPT για τον υπολογισμό της συμβολής κάθε αρμονικής συνιστώσας της τάσης και του ρεύματος στην ασυμμετρία του δικτύου, σε περίπτωση μη στάσιμων διαταραχών. Η μεθοδολογία αυτή στηρίζεται στον μετασχηματισμό της έννοιας των συμμετρικών αρμονικών συνιστωσών στον τομέα των κυματιδίων.

7.3 Μελλοντικές επεκτάσεις

Η παρούσα διδακτορική διατριβή μπορεί να αποτελέσει μία σταθερή βάση περαιτέρω έρευνας επί των θεμάτων της βελτίωσης της αξιοπιστίας των ΔΔ μέσω της επαναδιαμόρφωσής τους, και της ακριβέστερης εκτίμησης των δεικτών ποιότητας ισχύος των ΔΔ.

Ενδεικτικά, αναφέρονται οι ακόλουθες, ιδιαίτερα ενδιαφέρουσες, κατευθύνσεις επέκτασης της παρούσας διδακτορικής διατριβής:

- Επέκταση της προτεινόμενης μεθόδου για τη βελτίωση της αξιοπιστίας των ΔΔ, έτσι ώστε να λαμβάνεται υπόψη η νησιδοποιημένη λειτουργία τμημάτων του ΔΔ, με την ενσωμάτωση κατάλληλων κατανεμημένων πηγών ενέργειας, όπως συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Μια τέτοια προσέγγιση θα επιτρέψει τη θεώρηση ότι λιγότεροι καταναλωτές ενδέχεται να μην εξυπηρετηθούν κατά τη διάρκεια μιας διακοπής τροφοδότησης και, ως εκ τούτου, το μοντέλο για επαναδιαμόρφωση του δικτύου για βελτίωση της αξιοπιστίας του, θα παρέχει, εν γένει, διαφορετικό αποτέλεσμα.
- Ενσωμάτωση στην αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου για βέλτιστη ΕΔΔΒΑ του δείκτη της ενέργειας που δεν απορροφάται (Energy Not Absorbed – *ENA*), ο οποίος θα αντιπροσωπεύει την παραγωγή ενέργειας από ΜΔΠ η οποία δεν απορροφάται από το δίκτυο κατά τη διάρκεια μιας διακοπής τροφοδότησης.
- Ενσωμάτωση στο μοντέλο για βέλτιστη ΕΔΔΒΑ κατάλληλων συντελεστών βαρύτητας για την αντιπροσώπευση των κρίσιμων φορτίων του ΔΔ, δηλαδή φορτίων των οποίων η μείωση του αριθμού και της συχνότητας των διακοπών τροφοδότησης κρίνεται μεγαλύτερης σημασίας έναντι των υπολοίπων φορτίων.
- Διαμόρφωση κατάλληλης μεθοδολογίας ανάλυσης κόστους–οφέλους (*cost–benefit analysis*) των όρων της αντικειμενικής συνάρτησης του μοντέλου για βέλτιστη ΕΔΔΒΑ, δηλαδή των δεικτών αξιοπιστίας, των απωλειών ενεργού ισχύος, αλλά και του δείκτη μη απορροφούμενης ενέργειας. Αυτή είναι μια επέκταση με πρακτική αξία για τον Διαχειριστή του ΔΔ, αλλά επίσης μπορεί να αποτελέσει εργαλείο για στρατηγικές αποφάσεις στην προσπάθεια προώθησης νέων τεχνολογιών και στον προγραμματισμό ανάπτυξης του ΔΔ.
- Εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας για εκτίμηση της ποιότητας ισχύος σε ευρείας κλίμακας πραγματικά ΔΔ, με αξιοποίηση μετρητικών δεδομένων από διαφορετικά σημεία του δικτύου. Αυτή η μεθοδολογία μπορεί να αποτελέσει πολύτιμο εργαλείο για τον Διαχειριστή του ΔΔ, η οποία θα του παρέχει μια συνολική και ολοκληρωμένη γνώση του επιπέδου ποιότητας ισχύος του ΔΔ.
- Εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου για εκτίμηση της ποιότητας ισχύος για την αξιολόγηση δράσεων ανάπτυξης και εκσυγχρονισμού των ΔΔ, όπως η διεύθυνση ΜΔΠ, και κυρίως ΑΠΕ, συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (π.χ. μπαταριών), καθώς και ηλεκτρικών οχημάτων στο ΔΔ.

- Επέκταση της προτεινόμενης μεθοδολογίας για εκτίμηση ποιότητας ισχύος, έτσι ώστε να έχει τη δυνατότητα να αναγνωρίζει και να κατηγοριοποιεί το είδος του φαινομένου ποιότητας ισχύος με κατάλληλη επεξεργασία των χρονοσειρών τάσης και ρεύματος, καθώς και των διαθέσιμων δεδομένων από έξυπνους μετρητές.

Παράρτημα Α

Προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης

Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης (second-order cone program – SOCP) έχουν την εξής μορφή [78]:

$$\min_x c^T x \quad (\text{A.1})$$

με περιορισμούς

$$Ax = b \quad (\text{A.2})$$

$$\|C_i x + d_i\|_2 \leq E_i^T x + f_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (\text{A.3})$$

Οι παράμετροι του προβλήματος είναι: $c^T \in \mathbb{R}^n$, $A \in \mathbb{R}^{p \times n}$, $b \in \mathbb{R}^p$, $C_i \in \mathbb{R}^{n_i \times n}$, $d_i \in \mathbb{R}^{n_i}$, $E_i^T \in \mathbb{R}^n$ και $f_i \in \mathbb{R}$. Η μεταβλητή του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι $x \in \mathbb{R}^n$ και με $\|\cdot\|_2$ συμβολίζεται η Ευκλείδεια νόρμα ή μήκος. Η Ευκλείδεια νόρμα ενός διανύσματος $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3)$ είναι $\|\mathbf{x}\|_2 = \sqrt{x_1^2 + x_2^2 + x_3^2}$.

Στην περίπτωση που $C_i = 0$ για $i = 1, 2, \dots, m$ τότε το πρόβλημα (A.1)–(A.3) μετατρέπεται σε πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού, ενώ στην περίπτωση που $E_i^T = 0$ για $i = 1, 2, \dots, m$ το πρόβλημα (A.1)–(A.3) ισοδυναμεί με πρόβλημα προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς.

Τα προβλήματα κωνικού προγραμματισμού δεύτερης τάξης είναι κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης που μπορούν να επιλυθούν σε πολυωνυμικό χρόνο [78], [136]. Αυτό σημαίνει ότι ο υπολογιστικός χρόνος που απαιτείται για την επίλυση ενός τέτοιου προβλήματος είναι στη χειρότερη περίπτωση ανάλογος ενός πολυώνυμου του αριθμού των μεταβλητών και των περιορισμών του. Ο δεύτερης τάξης κωνικός προγραμματισμός έχει ένα αρκετά μεγάλο πεδίο εφαρμογής και πρόσφατα έχει χρησιμοποιηθεί για τη διατύπωση πολλών προβλημάτων που αφορούν τη λειτουργία και τον σχεδιασμό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Παράρτημα Β

Διαζευκτικές ανισότητες

Οι διαζευκτικές ανισότητες (disjunctive inequalities) είναι ένα είδος περιορισμών στα προβλήματα βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, οι οποίες χρησιμοποιούνται για τη γραμμικοποίηση γινομένων δύο μεταβλητών, εκ των οποίων τουλάχιστον η μία είναι δυαδική μεταβλητή [137], [138].

Έστω ότι το γινόμενο των μεταβλητών x και y εμφανίζεται σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Έστω ότι το x είναι μια συνεχής μεταβλητή που κυμαίνεται εντός συγκεκριμένων ορίων (B.1) και το y είναι μία δυαδική μεταβλητή (B.2).

$$L \leq x \leq U \quad (\text{B.1})$$

$$y \in \{0, 1\} \quad (\text{B.2})$$

όπου L και U είναι πραγματικοί αριθμοί με $U > L$.

Για τη γραμμικοποίηση του γινομένου $x \cdot y$ θεωρείται μια νέα μεταβλητή z , η οποία αναπαριστά το γινόμενο αυτό, δηλαδή $z = x \cdot y$. Η μεταβλητή z θα πρέπει να παίρνει την τιμή μηδέν όταν $y = 0$, ενώ θα πρέπει να είναι ίση με τη μεταβλητή x και ταυτόχρονα να ισχύει και ο περιορισμός (B.1) όταν $y = 1$. Αυτό επιτυγχάνεται με τις παρακάτω ανισότητες:

$$z \leq U \cdot y \quad (\text{B.3})$$

$$z \geq L \cdot y \quad (\text{B.4})$$

$$z \leq x - L \cdot (1 - y) \quad (\text{B.5})$$

$$z \geq x - U \cdot (1 - y) \quad (\text{B.6})$$

Στην περίπτωση που $y = 0$, τότε οι (B.3) και (B.4) εξαναγκάζουν το z να πάρει την τιμή μηδέν, ικανοποιώντας ταυτόχρονα τις (B.5) και (B.6). Στην περίπτωση που $y = 1$, τότε θα ισχύει ότι $z = x$ λόγω των (B.5) και (B.6), ενώ οι (B.3) και (B.4) οδηγούν στην (B.1).

Παράρτημα Γ

Δεδομένα δικτύων διανομής και παραγωγής από ΑΠΕ

Στον Πίνακα Γ.1 παρουσιάζονται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 33 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 4.5.

Πίνακας Γ.1 Δεδομένα δικτύου διανομής 33 κόμβων.

Βασική τάση (kV)	12,66				
Βάση ισχύος (MVA)	10,00				
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
1	2	0,0058	0,0029	0,100	0,060
2	3	0,0308	0,0157	0,090	0,040
3	4	0,0228	0,0116	0,120	0,080
4	5	0,0238	0,0121	0,060	0,030
5	6	0,0511	0,0441	0,060	0,020
6	7	0,0117	0,0386	0,200	0,100
7	8	0,0444	0,0147	0,200	0,100
8	9	0,0643	0,0462	0,060	0,020
9	10	0,0651	0,0462	0,060	0,020
10	11	0,0123	0,0041	0,045	0,030
11	12	0,0234	0,0077	0,060	0,035
12	13	0,0916	0,0721	0,060	0,035
13	14	0,0338	0,0445	0,120	0,080
14	15	0,0369	0,0328	0,060	0,010
15	16	0,0466	0,0340	0,060	0,020
16	17	0,0804	0,1074	0,060	0,020
17	18	0,0457	0,0358	0,090	0,040
2	19	0,0102	0,0098	0,090	0,040
19	20	0,0939	0,0846	0,090	0,040
20	21	0,0255	0,0298	0,090	0,040
21	22	0,0442	0,0585	0,090	0,040

Πίνακας Γ.1 (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
3	23	0,0282	0,0192	0,090	0,050
23	24	0,0560	0,0442	0,420	0,200
24	25	0,0559	0,0437	0,420	0,200
6	26	0,0127	0,0065	0,060	0,025
26	27	0,0177	0,0090	0,060	0,025
27	28	0,0661	0,0583	0,060	0,020
28	29	0,0502	0,0437	0,120	0,070
29	30	0,0317	0,0161	0,200	0,600
30	31	0,0608	0,0601	0,150	0,070
31	32	0,0194	0,0226	0,210	0,100
32	33	0,0213	0,0331	0,060	0,040
8	21	0,1248	0,1248		
9	15	0,1248	0,1248		
12	22	0,1248	0,1248		
18	33	0,0312	0,0312		
25	29	0,0312	0,0312		

Στον Πίνακα Γ.2 παρουσιάζονται τα δεδομένα του δικτύου διανομής 83 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 4.5.

Πίνακας Γ.2 Δεδομένα δικτύου διανομής 83 κόμβων.

Βασική τάση (kV)	11,40				
Βάση ισχύος (MVA)	1,00				
Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
84	1	0,0015	0,0051	0,000	0,000
1	2	0,0016	0,0033	0,100	0,050
2	3	0,0018	0,0037	0,300	0,200
3	4	0,0007	0,0014	0,350	0,250
4	5	0,0016	0,0033	0,220	0,100
5	6	0,0003	0,0006	1,100	0,800
6	7	0,0003	0,0011	0,400	0,320
7	8	0,0008	0,0017	0,300	0,200
7	9	0,0018	0,0037	0,300	0,230
7	10	0,0008	0,0017	0,300	0,260
84	11	0,0006	0,0012	0,000	0,000

Πίνακας Γ.2 (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
11	12	0,0026	0,0053	1,200	0,800
12	13	0,0002	0,0004	0,800	0,600
12	14	0,0006	0,0012	0,700	0,500
84	15	0,0009	0,0030	0,000	0,000
15	16	0,0004	0,0008	0,300	0,150
16	17	0,0004	0,0008	0,500	0,350
17	18	0,0012	0,0025	0,700	0,400
18	19	0,0003	0,0006	1,200	1,000
19	20	0,0013	0,0027	0,300	0,300
20	21	0,0018	0,0037	0,400	0,350
21	22	0,0012	0,0025	0,050	0,020
21	23	0,0015	0,0031	0,050	0,020
23	24	0,0010	0,0021	0,050	0,010
84	25	0,0004	0,0015	0,050	0,030
25	26	0,0008	0,0017	0,100	0,060
26	27	0,0019	0,0039	0,100	0,070
27	28	0,0004	0,0013	1,800	1,300
28	29	0,0010	0,0021	0,200	0,120
84	30	0,0015	0,0030	0,000	0,000
30	31	0,0010	0,0021	1,800	1,600
31	32	0,0010	0,0021	0,200	0,150
32	33	0,0002	0,0004	0,200	0,100
33	34	0,0013	0,0027	0,800	0,600
34	35	0,0004	0,0008	0,100	0,060
35	36	0,0038	0,0079	0,100	0,060
36	37	0,0003	0,0006	0,020	0,010
37	38	0,0003	0,0006	0,020	0,010
38	39	0,0006	0,0012	0,020	0,010
39	40	0,0016	0,0033	0,020	0,010
38	41	0,0015	0,0031	0,200	0,160
41	42	0,0016	0,0033	0,050	0,030
84	43	0,0004	0,0013	0,000	0,000
43	44	0,0003	0,0006	0,030	0,020
44	45	0,0010	0,0021	0,800	0,700
45	46	0,0018	0,0037	0,200	0,150
85	47	0,0019	0,0064	0,000	0,000
47	48	0,0005	0,0010	0,000	0,000

Πίνακας Γ.2 (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
48	49	0,0005	0,0010	0,000	0,000
49	50	0,0003	0,0006	0,200	0,160
50	51	0,0006	0,0012	0,800	0,600
51	52	0,0003	0,0006	0,500	0,300
52	53	0,0006	0,0012	0,500	0,350
53	54	0,0004	0,0008	0,500	0,300
54	55	0,0010	0,0021	0,200	0,080
85	56	0,0017	0,0059	0,000	0,000
56	57	0,0041	0,0085	0,030	0,020
57	58	0,0004	0,0008	0,600	0,420
58	59	0,0003	0,0011	0,000	0,000
59	60	0,0003	0,0006	0,020	0,010
60	61	0,0002	0,0004	0,020	0,010
61	62	0,0008	0,0017	0,200	0,130
62	63	0,0018	0,0037	0,300	0,240
63	64	0,0002	0,0006	0,300	0,200
85	65	0,0004	0,0013	0,000	0,000
65	66	0,0013	0,0027	0,050	0,030
66	67	0,0009	0,0032	0,000	0,000
67	68	0,0017	0,0057	0,400	0,360
68	69	0,0004	0,0013	0,000	0,000
69	70	0,0006	0,0019	0,000	0,000
70	71	0,0004	0,0015	2,000	1,500
71	72	0,0002	0,0004	0,200	0,150
85	73	0,0025	0,0085	0,000	0,000
73	74	0,0002	0,0008	0,000	0,000
74	75	0,0004	0,0015	1,200	0,950
75	76	0,0004	0,0013	0,300	0,180
85	77	0,0019	0,0066	0,000	0,000
77	78	0,0010	0,0034	0,400	0,360
78	79	0,0004	0,0013	2,000	1,300
79	80	0,0010	0,0020	0,200	0,140
80	81	0,0010	0,0020	0,500	0,360
81	82	0,0007	0,0014	0,100	0,030
82	83	0,0024	0,0050	0,400	0,360
5	55	0,0010	0,0021		
7	60	0,0010	0,0021		

Πίνακας Γ.2 (Συνέχεια)

Κόμβος i	Κόμβος j	r_{ij} (α.μ)	x_{ij} (α.μ)	P_{dj} (MW)	Q_{dj} (Mvar)
11	43	0,0010	0,0021		
12	72	0,0026	0,0054		
13	76	0,0035	0,0072		
14	18	0,0041	0,0083		
16	26	0,0007	0,0014		
20	83	0,0006	0,0012		
28	32	0,0004	0,0008		
29	39	0,0006	0,0012		
34	46	0,0002	0,0004		
40	42	0,0015	0,0031		
53	64	0,0003	0,0006		

Στη συνέχεια, στους Πίνακες Γ.3 έως Γ.11 παρουσιάζονται τα δεδομένα του τοποποιημένου δικτύου διανομής 13 κόμβων, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην Ενότητα 6.4.

Πίνακας Γ.3 Διαμόρφωση γραμμών δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Κόμβος A	Κόμβος B	Μήκος (ft.)	Διαμόρφωση
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Διακόπτης
684	611	300	605
692	675	500	606

Πίνακας Γ.4 Δεδομένα διαμόρφωσης υπόγειων γραμμών δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Διαμόρφωση	Φάσεις	Καλώδιο	Ουδέτερος	Διάστημα
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Πίνακας Γ.5 Δεδομένα διαμόρφωσης εναέριων γραμμών δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Διαμόρφωση	Φάσεις	Φάση (ACSR)	Ουδέτερος (ACSR)	Διάστημα
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Πίνακας Γ.6 Δεδομένα μετασχηματιστή δικτύου διανομής 13 κόμβων.

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Υποσταθμός	5.000	115 - D	4,16 Gr. Y	1	8
XFM-1	500	4,16 - Gr. W	0,48 - Gr. W	1,1	2

Πίνακας Γ.7 Δεδομένα πυκνωτών δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Κόμβος	Ph-A (kVAr)	Ph-B (kVAr)	Ph-C (kVAr)
675	200	200	200
611			100
Σύνολο	200	200	300

Πίνακας Γ.8 Δεδομένα ρυθμιστή δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Ρυθμιστής #	1		
Γραμμή διανομής	650 - 632		
Τοποθεσία	50		
Φάσεις	A-B-C		
Σύνδεση	3-Ph, LG		
Φάση παρακολούθησης	A-B-C		
Εύρος	2,0 volts		
Λόγος PT	20		
Λόγος κύριου CT	700		
Ρυθμίσεις αντιστάθμισης	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - ρύθμιση	3	3	3
X - ρύθμιση	9	9	9
Επίπεδο τάσης	122	122	122

Πίνακας Γ.9 Δεδομένα φορτίων κόμβων δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Κόμβος	Φορτίο (μοντέλο)	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)
634	Y-PQ	160	110
645	Y-PQ	0	0
646	D-Z	0	0
652	Y-Z	128	86
671	D-PQ	385	220
675	Y-PQ	485	190
692	D-I	0	0
611	Y-I	0	0
Σύνολο		1158	606

Πίνακας Γ.10 Δεδομένα διανεμημένων φορτίων δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Κόμβος A	Κόμβος B	Φορτίο	Ph-1 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-3 (kVAr)
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Πίνακας Γ.11 Δεδομένα διαμορφώσεων δικτύου διανομής 13 κόμβων.

Διαμ. #	Z (R +jX) in ohms per mile						B in micro Siemens per mile				
	R	X	R	X	R	X					
601	0.3465	1.0179	0.1560	0.5017	0.1580	0.4236	6.2998	-1.9958	-1.2595		
			0.3375	1.0478	0.1535	0.3849				5.9597	-0.7417
					0.3414	1.0348					5.6386
602	0.7526	1.1814	0.1580	0.4236	0.1560	0.5017	5.6990	-1.0817	-1.6905		
			0.7475	1.1983	0.1535	0.3849				5.1795	-0.6588
					0.7436	1.2112					5.4246
603	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
			1.3294	1.3471	0.2066	0.4591				4.7097	-0.8999
					1.3238	1.3569					4.6658
604	1.3238	1.3569	0.0000	0.0000	0.2066	0.4591	4.6658	0.0000	-0.8999		
			0.0000	0.0000	0.0000	0.0000				0.0000	0.0000
					1.3294	1.3471					4.7097
605	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
			0.0000	0.0000	0.0000	0.0000				0.0000	0.0000
					1.3292	1.3475					4.5193
606	0.7982	0.4463	0.3192	0.0328	0.2849	-0.0143	96.8897	0.0000	0.0000		
			0.7891	0.4041	0.3192	0.0328				96.8897	0.0000
					0.7982	0.4463					96.8897
607	1.3425	0.5124	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	88.9912	0.0000	0.0000		
			0.0000	0.0000	0.0000	0.0000				0.0000	0.0000
					0.0000	0.0000					0.0000

Στους Πίνακες Γ.12 και Γ.13 παρουσιάζονται τα ωριαία δεδομένα φορτίου και παραγωγής από Φ/Β, αντίστοιχα, για ένα έτος, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν στην Ενότητα 4.5.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

Πίνακας Γ.12 Ωριαία δεδομένα φορτίου για ένα έτος (365 ημέρες).

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	0.455	0.414	0.364	0.335	0.314	0.294	0.295	0.296	0.314	0.363	0.442	0.513	0.521	0.472	0.398	0.375	0.381	0.455	0.512	0.525	0.523	0.496	0.467	0.443
2	0.396	0.349	0.318	0.296	0.280	0.267	0.275	0.299	0.322	0.359	0.415	0.472	0.500	0.483	0.454	0.432	0.437	0.538	0.617	0.611	0.591	0.562	0.501	0.452
3	0.398	0.340	0.299	0.285	0.276	0.272	0.288	0.299	0.355	0.439	0.519	0.580	0.618	0.622	0.561	0.518	0.513	0.606	0.658	0.650	0.629	0.572	0.508	0.448
4	0.373	0.306	0.296	0.281	0.267	0.266	0.288	0.335	0.419	0.519	0.588	0.638	0.674	0.655	0.593	0.544	0.547	0.659	0.731	0.726	0.696	0.627	0.555	0.472
5	0.386	0.325	0.304	0.286	0.274	0.274	0.303	0.365	0.462	0.539	0.609	0.643	0.655	0.635	0.596	0.551	0.545	0.635	0.720	0.706	0.672	0.605	0.532	0.455
6	0.374	0.311	0.287	0.275	0.262	0.253	0.258	0.267	0.295	0.355	0.460	0.583	0.613	0.612	0.435	0.572	0.402	0.478	0.566	0.571	0.551	0.505	0.469	0.425
7	0.364	0.315	0.292	0.283	0.274	0.286	0.310	0.382	0.478	0.568	0.622	0.686	0.704	0.696	0.653	0.574	0.547	0.660	0.730	0.712	0.649	0.567	0.497	0.443
8	0.382	0.341	0.303	0.272	0.274	0.274	0.275	0.308	0.388	0.472	0.524	0.562	0.593	0.596	0.547	0.520	0.528	0.617	0.684	0.662	0.635	0.579	0.499	0.446
9	0.453	0.393	0.357	0.334	0.322	0.322	0.343	0.405	0.477	0.548	0.572	0.489	0.505	0.490	0.437	0.410	0.419	0.519	0.630	0.642	0.627	0.576	0.494	0.426
10	0.355	0.298	0.267	0.276	0.260	0.255	0.292	0.392	0.474	0.545	0.556	0.588	0.618	0.612	0.570	0.534	0.533	0.626	0.737	0.746	0.729	0.676	0.581	0.478
11	0.371	0.302	0.283	0.285	0.272	0.271	0.294	0.397	0.494	0.557	0.595	0.618	0.606	0.585	0.547	0.520	0.528	0.654	0.748	0.751	0.724	0.648	0.543	0.448
12	0.352	0.287	0.271	0.278	0.273	0.271	0.303	0.391	0.493	0.566	0.608	0.643	0.658	0.655	0.614	0.586	0.580	0.662	0.757	0.742	0.707	0.658	0.575	0.502
13	0.424	0.357	0.310	0.285	0.277	0.278	0.294	0.390	0.492	0.567	0.597	0.635	0.669	0.664	0.616	0.574	0.572	0.686	0.788	0.793	0.770	0.701	0.618	0.515
14	0.429	0.367	0.326	0.323	0.292	0.286	0.336	0.434	0.543	0.627	0.660	0.687	0.706	0.695	0.648	0.612	0.615	0.709	0.788	0.769	0.726	0.650	0.569	0.509
15	0.421	0.351	0.301	0.271	0.252	0.265	0.278	0.307	0.391	0.514	0.595	0.675	0.702	0.691	0.618	0.566	0.574	0.642	0.710	0.687	0.636	0.600	0.535	0.488
16	0.423	0.367	0.341	0.315	0.288	0.289	0.300	0.326	0.382	0.472	0.583	0.681	0.696	0.627	0.541	0.513	0.522	0.588	0.665	0.682	0.672	0.634	0.579	0.522
17	0.444	0.377	0.342	0.323	0.311	0.311	0.347	0.444	0.544	0.627	0.676	0.712	0.731	0.725	0.682	0.638	0.605	0.681	0.783	0.785	0.759	0.690	0.613	0.539
18	0.465	0.382	0.336	0.305	0.282	0.280	0.282	0.395	0.526	0.609	0.641	0.659	0.636	0.607	0.539	0.480	0.474	0.579	0.717	0.732	0.705	0.666	0.594	0.513
19	0.423	0.369	0.344	0.323	0.303	0.310	0.323	0.437	0.511	0.536	0.548	0.578	0.592	0.588	0.566	0.558	0.564	0.678	0.759	0.747	0.710	0.622	0.553	0.484
20	0.395	0.353	0.320	0.295	0.285	0.263	0.286	0.399	0.500	0.575	0.629	0.658	0.680	0.650	0.590	0.548	0.538	0.621	0.735	0.737	0.700	0.627	0.541	0.470
21	0.377	0.338	0.310	0.289	0.298	0.317	0.355	0.463	0.576	0.655	0.688	0.699	0.703	0.685	0.649	0.615	0.609	0.708	0.837	0.827	0.787	0.717	0.632	0.544
22	0.444	0.384	0.360	0.317	0.276	0.279	0.314	0.362	0.416	0.487	0.527	0.568	0.590	0.613	0.587	0.551	0.587	0.712	0.819	0.806	0.766	0.697	0.620	0.553
23	0.485	0.422	0.382	0.356	0.338	0.329	0.338	0.365	0.406	0.454	0.510	0.539	0.543	0.521	0.468	0.444	0.460	0.547	0.662	0.683	0.657	0.583	0.504	0.431
24	0.351	0.297	0.283	0.280	0.272	0.276	0.294	0.407	0.526	0.540	0.573	0.587	0.596	0.594	0.562	0.540	0.523	0.625	0.711	0.741	0.776	0.677	0.625	0.500
25	0.422	0.370	0.352	0.342	0.283	0.275	0.317	0.394	0.496	0.565	0.591	0.604	0.612	0.623	0.565	0.528	0.512	0.635	0.775	0.783	0.761	0.683	0.619	0.542
26	0.456	0.390	0.355	0.329	0.307	0.318	0.356	0.407	0.501	0.592	0.635	0.682	0.720	0.722	0.679	0.635	0.636	0.710	0.814	0.812	0.790	0.719	0.619	0.563
27	0.432	0.335	0.402	0.389	0.331	0.345	0.301	0.382	0.510	0.650	0.669	0.716	0.721	0.696	0.626	0.584	0.529	0.605	0.737	0.753	0.724	0.650	0.560	0.480
28	0.382	0.314	0.286	0.296	0.282	0.279	0.299	0.378	0.468	0.544	0.572	0.585	0.585	0.561	0.515	0.472	0.478	0.585	0.776	0.808	0.785	0.714	0.634	0.551
29	0.458	0.398	0.371	0.358	0.347	0.335	0.352	0.400	0.470	0.534	0.565	0.587	0.598	0.589	0.564	0.559	0.586	0.666	0.787	0.789	0.757	0.686	0.598	0.525
30	0.446	0.386	0.357	0.338	0.321	0.317	0.328	0.359	0.392	0.433	0.471	0.516	0.528	0.486	0.450	0.426	0.427	0.515	0.646	0.688	0.669	0.625	0.557	0.490
31	0.411	0.346	0.322	0.306	0.297	0.292	0.334	0.430	0.512	0.555	0.564	0.594	0.611	0.597	0.533	0.468	0.465	0.528	0.677	0.719	0.710	0.639	0.570	0.503
32	0.423	0.352	0.312	0.294	0.289	0.292	0.335	0.438	0.518	0.564	0.580	0.604	0.609	0.588	0.517	0.467	0.467	0.477	0.477	0.577	0.721	0.647	0.553	0.456
33	0.370	0.324	0.287	0.271	0.270	0.277	0.322	0.411	0.468	0.524	0.555	0.574	0.581	0.568	0.527	0.487	0.484	0.552	0.714	0.749	0.727	0.659	0.575	0.496
34	0.413	0.360	0.330	0.301	0.269	0.270	0.304	0.382	0.465	0.509	0.535	0.546	0.546	0.535	0.509	0.460	0.472	0.562	0.700	0.719	0.685	0.638	0.559	0.480
35	0.402	0.347	0.324	0.310	0.300	0.304	0.336	0.420	0.501	0.555	0.592	0.616	0.649	0.648	0.621	0.583	0.590	0.664	0.704	0.691	0.639	0.555	0.500	0.400
36	0.327	0.304	0.245	0.228	0.224	0.221	0.243	0.292	0.391	0.491	0.549	0.589	0.601	0.587	0.530	0.488	0.472	0.521	0.652	0.680	0.637	0.564	0.490	0.424
37	0.347	0.293	0.269	0.248	0.234	0.230	0.234	0.245	0.278	0.330	0.396	0.447	0.439	0.387	0.329	0.305	0.303	0.371	0.530	0.572	0.557	0.522	0.457	0.393
38	0.320	0.264	0.242	0.244	0.228	0.234	0.253	0.332	0.419	0.488	0.505	0.525	0.542	0.534	0.489	0.451	0.449	0.498	0.646	0.693	0.663	0.600	0.535	0.484
39	0.395	0.343	0.314	0.300	0.293	0.294	0.330	0.422	0.510	0.562	0.574	0.591	0.590	0.593	0.555	0.521	0.523	0.591	0.727	0.758	0.739	0.675	0.592	0.513
40	0.433	0.382	0.344	0.328	0.317	0.314	0.340	0.433	0.524	0.561	0.575	0.592	0.610	0.602	0.581	0.538	0.505	0.528	0.685	0.721	0.675	0.617	0.549	0.483
41	0.439	0.423	0.423	0.344	0.324	0.323	0.412	0.427	0.524	0.566	0.591	0.619	0.616	0.584	0.522	0.489	0.493	0.541	0.713	0.726	0.709	0.634	0.555	0.479
42	0.400	0.354	0.315	0.282	0.271	0.280	0.305	0.387	0.481	0.545	0.575	0.638	0.640	0.645	0.629	0.591	0.580	0.634	0.740	0.755	0.726	0.651	0.575	0.509
43	0.438	0.383	0.342	0.324	0.311	0.308	0.320	0.358	0.437	0.512	0.567	0.624	0.641	0.609	0.555	0.525	0.531	0.566	0.673	0.701	0.642	0.612	0.518	0.424
44	0.352	0.299	0.248	0.220	0.204	0.195	0.199	0.220	0.258	0.320	0.393	0.461	0.463	0.393	0.339	0.320	0.327	0.393	0.530	0.589	0.582	0.555	0.504	0.450
45	0.380	0.336	0.311	0.300	0.294	0.295	0.331	0.422	0.512	0.561	0.575	0.587	0.604	0.616	0.585	0.538	0.531	0.579	0.715	0.745	0.722	0.667	0.588	0.518
46	0.438	0.379	0.346	0.324	0.307	0.305	0.337	0.428	0.502	0.543	0.555	0.567	0.567	0.565	0.502	0.508	0.501	0.567	0.702	0.757	0.674	0.584	0.497	0.430
47	0.335	0.267	0.234	0.214	0.208	0.209	0.244	0.341	0.443	0.498	0.517	0.533	0.535	0.522	0.475	0.440	0.472	0.551	0.711	0.765	0.722	0.617	0.570	0.481
48	0.400	0.351	0.310	0.289	0.279	0.275	0.313	0.398	0.482	0.527	0.549	0.54												

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
50	0.386	0.303	0.254	0.227	0.216	0.213	0.234	0.276	0.366	0.434	0.495	0.522	0.541	0.518	0.471	0.439	0.444	0.500	0.651	0.715	0.692	0.633	0.551	0.469
51	0.410	0.363	0.323	0.291	0.267	0.243	0.247	0.267	0.321	0.353	0.394	0.445	0.434	0.388	0.326	0.299	0.294	0.337	0.459	0.526	0.522	0.475	0.428	0.417
52	0.333	0.272	0.261	0.241	0.221	0.215	0.254	0.346	0.420	0.472	0.506	0.545	0.573	0.558	0.512	0.490	0.479	0.486	0.588	0.658	0.624	0.587	0.500	0.406
53	0.335	0.304	0.283	0.248	0.237	0.236	0.262	0.361	0.463	0.528	0.609	0.576	0.610	0.605	0.537	0.498	0.493	0.550	0.665	0.708	0.683	0.616	0.536	0.465
54	0.385	0.334	0.309	0.286	0.269	0.289	0.322	0.409	0.505	0.569	0.608	0.638	0.657	0.644	0.591	0.543	0.529	0.576	0.702	0.747	0.726	0.659	0.574	0.478
55	0.381	0.310	0.269	0.259	0.264	0.268	0.302	0.398	0.489	0.615	0.650	0.680	0.705	0.697	0.630	0.578	0.543	0.591	0.720	0.765	0.736	0.649	0.569	0.483
56	0.396	0.314	0.274	0.255	0.231	0.221	0.262	0.363	0.462	0.533	0.573	0.592	0.608	0.597	0.550	0.511	0.503	0.527	0.640	0.679	0.640	0.592	0.521	0.439
57	0.359	0.305	0.283	0.279	0.276	0.283	0.302	0.354	0.446	0.517	0.541	0.552	0.559	0.517	0.450	0.413	0.422	0.474	0.589	0.637	0.609	0.546	0.476	0.418
58	0.366	0.303	0.254	0.233	0.219	0.210	0.216	0.237	0.258	0.300	0.367	0.418	0.420	0.392	0.326	0.305	0.302	0.343	0.475	0.557	0.557	0.524	0.473	0.412
59	0.343	0.296	0.249	0.239	0.224	0.235	0.274	0.373	0.458	0.523	0.577	0.606	0.632	0.637	0.583	0.523	0.514	0.556	0.670	0.720	0.708	0.647	0.561	0.479
60	0.345	0.282	0.256	0.235	0.230	0.228	0.266	0.381	0.458	0.526	0.559	0.573	0.569	0.543	0.485	0.443	0.433	0.482	0.620	0.715	0.729	0.686	0.613	0.536
61	0.457	0.399	0.360	0.334	0.320	0.319	0.347	0.432	0.505	0.525	0.553	0.570	0.566	0.530	0.457	0.404	0.400	0.439	0.582	0.674	0.654	0.564	0.486	0.417
62	0.343	0.311	0.269	0.228	0.207	0.213	0.240	0.339	0.452	0.513	0.547	0.573	0.552	0.540	0.500	0.490	0.467	0.487	0.612	0.682	0.647	0.566	0.536	0.481
63	0.406	0.358	0.313	0.290	0.277	0.277	0.300	0.345	0.424	0.489	0.519	0.548	0.559	0.548	0.498	0.457	0.456	0.492	0.612	0.698	0.672	0.608	0.535	0.480
64	0.420	0.378	0.337	0.308	0.281	0.284	0.284	0.310	0.340	0.377	0.447	0.492	0.478	0.424	0.389	0.377	0.391	0.425	0.531	0.622	0.618	0.581	0.525	0.473
65	0.403	0.354	0.320	0.299	0.270	0.262	0.253	0.349	0.433	0.521	0.567	0.596	0.616	0.614	0.560	0.510	0.491	0.527	0.615	0.660	0.650	0.601	0.525	0.450
66	0.365	0.303	0.265	0.243	0.236	0.232	0.260	0.359	0.477	0.552	0.573	0.588	0.582	0.559	0.498	0.443	0.421	0.453	0.590	0.677	0.663	0.602	0.527	0.446
67	0.357	0.303	0.274	0.248	0.237	0.241	0.277	0.375	0.472	0.509	0.531	0.541	0.541	0.544	0.504	0.453	0.440	0.477	0.607	0.720	0.713	0.661	0.578	0.519
68	0.436	0.376	0.339	0.323	0.316	0.320	0.351	0.434	0.509	0.551	0.574	0.598	0.600	0.586	0.528	0.483	0.470	0.513	0.639	0.736	0.722	0.661	0.588	0.513
69	0.434	0.373	0.340	0.321	0.313	0.318	0.345	0.420	0.502	0.544	0.563	0.574	0.583	0.569	0.520	0.467	0.446	0.493	0.626	0.711	0.689	0.627	0.559	0.494
70	0.426	0.381	0.342	0.301	0.258	0.251	0.275	0.323	0.392	0.409	0.435	0.456	0.477	0.469	0.433	0.402	0.404	0.446	0.556	0.661	0.646	0.591	0.526	0.476
71	0.416	0.370	0.335	0.304	0.285	0.277	0.286	0.314	0.377	0.421	0.474	0.532	0.499	0.427	0.362	0.339	0.351	0.392	0.489	0.574	0.573	0.530	0.487	0.450
72	0.391	0.348	0.318	0.301	0.289	0.285	0.290	0.314	0.368	0.428	0.467	0.474	0.436	0.372	0.313	0.285	0.294	0.312	0.384	0.487	0.510	0.493	0.434	0.384
73	0.326	0.273	0.223	0.201	0.184	0.182	0.209	0.291	0.379	0.433	0.463	0.476	0.476	0.467	0.431	0.392	0.405	0.459	0.566	0.659	0.657	0.596	0.547	0.477
74	0.379	0.344	0.314	0.297	0.289	0.297	0.327	0.417	0.496	0.539	0.553	0.561	0.564	0.552	0.508	0.464	0.452	0.476	0.580	0.687	0.680	0.626	0.556	0.486
75	0.407	0.355	0.322	0.301	0.291	0.291	0.300	0.347	0.406	0.439	0.453	0.452	0.477	0.480	0.446	0.416	0.399	0.417	0.519	0.606	0.593	0.543	0.463	0.423
76	0.356	0.299	0.239	0.216	0.216	0.215	0.252	0.346	0.450	0.506	0.569	0.614	0.605	0.626	0.563	0.474	0.475	0.481	0.573	0.674	0.668	0.566	0.486	0.417
77	0.351	0.292	0.242	0.225	0.233	0.235	0.258	0.316	0.402	0.467	0.526	0.573	0.602	0.604	0.551	0.513	0.513	0.543	0.626	0.712	0.675	0.622	0.512	0.454
78	0.409	0.360	0.329	0.297	0.290	0.289	0.294	0.322	0.363	0.402	0.470	0.528	0.534	0.478	0.399	0.348	0.346	0.362	0.451	0.554	0.569	0.557	0.504	0.440
79	0.363	0.314	0.293	0.280	0.267	0.275	0.301	0.397	0.476	0.515	0.531	0.535	0.555	0.553	0.498	0.442	0.436	0.480	0.606	0.736	0.731	0.676	0.589	0.515
80	0.435	0.373	0.333	0.316	0.309	0.310	0.334	0.423	0.505	0.549	0.563	0.593	0.594	0.577	0.529	0.481	0.474	0.524	0.630	0.732	0.719	0.660	0.579	0.497
81	0.414	0.352	0.318	0.290	0.274	0.271	0.319	0.428	0.541	0.595	0.612	0.657	0.650	0.615	0.553	0.509	0.490	0.539	0.614	0.667	0.674	0.615	0.543	0.460
82	0.368	0.316	0.285	0.285	0.267	0.263	0.294	0.408	0.510	0.595	0.630	0.653	0.641	0.597	0.523	0.473	0.457	0.491	0.575	0.673	0.669	0.606	0.523	0.434
83	0.347	0.294	0.259	0.236	0.219	0.264	0.333	0.422	0.496	0.462	0.475	0.494	0.508	0.513	0.478	0.453	0.445	0.473	0.560	0.685	0.700	0.656	0.594	0.508
84	0.422	0.350	0.311	0.296	0.289	0.289	0.295	0.339	0.392	0.438	0.476	0.496	0.479	0.445	0.392	0.362	0.359	0.383	0.473	0.605	0.607	0.560	0.501	0.456
85	0.406	0.359	0.323	0.303	0.292	0.290	0.294	0.309	0.342	0.395	0.456	0.486	0.464	0.405	0.356	0.346	0.359	0.387	0.471	0.604	0.589	0.541	0.498	0.452
86	0.377	0.303	0.267	0.259	0.241	0.235	0.245	0.322	0.399	0.460	0.468	0.474	0.486	0.481	0.427	0.364	0.348	0.379	0.457	0.539	0.598	0.544	0.459	0.388
87	0.348	0.303	0.254	0.235	0.226	0.227	0.248	0.326	0.403	0.478	0.534	0.562	0.571	0.559	0.510	0.455	0.435	0.453	0.489	0.567	0.665	0.626	0.546	0.462
88	0.392	0.341	0.306	0.291	0.279	0.239	0.255	0.339	0.417	0.479	0.526	0.550	0.582	0.562	0.516	0.460	0.416	0.435	0.472	0.545	0.629	0.547	0.462	0.384
89	0.314	0.240	0.211	0.197	0.226	0.239	0.262	0.323	0.384	0.430	0.461	0.487	0.498	0.483	0.420	0.375	0.356	0.380	0.414	0.498	0.604	0.565	0.486	0.424
90	0.371	0.323	0.297	0.286	0.281	0.281	0.305	0.375	0.456	0.508	0.533	0.556	0.567	0.556	0.508	0.459	0.435	0.450	0.477	0.531	0.595	0.552	0.470	0.396
91	0.330	0.282	0.237	0.216	0.218	0.232	0.244	0.268	0.326	0.383	0.410	0.431	0.450	0.437	0.379	0.333	0.330	0.322	0.347	0.437	0.589	0.567	0.498	0.435
92	0.381	0.329	0.289	0.266	0.246	0.235	0.246	0.258	0.294	0.324	0.369	0.455	0.458	0.419	0.366	0.337	0.335	0.341	0.364	0.429	0.551	0.537	0.473	0.410
93	0.350	0.307	0.285	0.273	0.269	0.270	0.297	0.366	0.447	0.504	0.534	0.557	0.571	0.565	0.517	0.461	0.436	0.435	0.477	0.542	0.627	0.581	0.506	0.417
94	0.313	0.259	0.242	0.260	0.223	0.213	0.245	0.296	0.371	0.419	0.447	0.481	0.487	0.533	0.510	0.459	0.438	0.445	0.464	0.511	0.582	0.537	0.459	0.353
95	0.283	0.224	0.195	0.188	0.169	0.183	0.209	0.279	0.360	0.418	0.457	0.483	0.494	0.475	0.429	0.461	0.457	0.462	0.486	0.534	0.640	0.611	0.528	0.439
96	0.367	0.326	0.300	0.293	0.287	0.288	0.312	0.383	0.464	0.525	0.556	0.574	0.555	0.526	0.493	0.444	0.405	0.387	0.394	0.458	0.577	0.553	0.448	0.379
97	0.349	0.317	0.295	0.283	0.263	0.255	0.279	0.335	0.419	0.483	0.530	0.569	0.588	0.574	0.522	0.458	0.418							

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
101	0.266	0.204	0.184	0.186	0.183	0.185	0.198	0.256	0.325	0.390	0.440	0.545	0.582	0.585	0.535	0.485	0.458	0.472	0.515	0.567	0.645	0.571	0.523	0.427
102	0.354	0.310	0.275	0.271	0.264	0.254	0.286	0.386	0.426	0.490	0.566	0.594	0.599	0.586	0.518	0.483	0.477	0.473	0.510	0.560	0.644	0.623	0.537	0.434
103	0.356	0.279	0.287	0.283	0.274	0.251	0.254	0.322	0.414	0.447	0.502	0.543	0.559	0.551	0.512	0.449	0.450	0.472	0.502	0.552	0.675	0.650	0.555	0.454
104	0.375	0.326	0.301	0.279	0.280	0.280	0.304	0.382	0.477	0.534	0.572	0.590	0.599	0.593	0.549	0.503	0.470	0.491	0.521	0.558	0.667	0.643	0.561	0.471
105	0.400	0.354	0.330	0.314	0.309	0.310	0.321	0.362	0.442	0.512	0.555	0.584	0.601	0.581	0.529	0.473	0.456	0.478	0.513	0.564	0.674	0.642	0.541	0.445
106	0.374	0.323	0.302	0.269	0.245	0.226	0.247	0.259	0.290	0.352	0.420	0.479	0.482	0.437	0.365	0.336	0.329	0.362	0.390	0.416	0.552	0.561	0.477	0.404
107	0.354	0.324	0.299	0.295	0.294	0.303	0.329	0.406	0.501	0.559	0.592	0.609	0.622	0.619	0.574	0.521	0.501	0.509	0.538	0.601	0.710	0.681	0.579	0.482
108	0.405	0.348	0.327	0.315	0.311	0.290	0.280	0.367	0.495	0.562	0.574	0.589	0.602	0.600	0.558	0.506	0.495	0.504	0.538	0.598	0.723	0.676	0.564	0.458
109	0.366	0.294	0.264	0.236	0.216	0.239	0.276	0.351	0.434	0.497	0.539	0.583	0.623	0.615	0.584	0.540	0.539	0.549	0.585	0.644	0.705	0.665	0.556	0.461
110	0.378	0.340	0.320	0.307	0.281	0.261	0.302	0.378	0.470	0.544	0.590	0.621	0.626	0.606	0.566	0.528	0.511	0.518	0.569	0.629	0.718	0.685	0.590	0.493
111	0.414	0.360	0.331	0.313	0.298	0.294	0.333	0.420	0.509	0.571	0.600	0.620	0.624	0.608	0.571	0.525	0.478	0.485	0.514	0.558	0.677	0.657	0.558	0.464
112	0.394	0.347	0.321	0.302	0.297	0.299	0.308	0.356	0.434	0.491	0.534	0.565	0.586	0.584	0.541	0.501	0.481	0.490	0.519	0.572	0.692	0.682	0.589	0.491
113	0.411	0.362	0.334	0.317	0.308	0.310	0.316	0.344	0.393	0.428	0.486	0.558	0.568	0.519	0.452	0.417	0.413	0.425	0.456	0.504	0.622	0.635	0.557	0.473
114	0.398	0.345	0.318	0.304	0.304	0.310	0.331	0.407	0.514	0.586	0.609	0.623	0.633	0.619	0.581	0.534	0.508	0.519	0.548	0.588	0.710	0.699	0.599	0.488
115	0.408	0.343	0.284	0.280	0.272	0.269	0.301	0.381	0.469	0.521	0.545	0.550	0.574	0.577	0.536	0.504	0.503	0.528	0.561	0.587	0.682	0.676	0.590	0.495
116	0.408	0.361	0.336	0.323	0.320	0.324	0.343	0.416	0.517	0.580	0.607	0.621	0.636	0.627	0.589	0.547	0.526	0.535	0.556	0.593	0.695	0.682	0.597	0.487
117	0.411	0.354	0.320	0.307	0.303	0.310	0.334	0.412	0.506	0.560	0.590	0.619	0.617	0.600	0.556	0.516	0.507	0.521	0.544	0.564	0.644	0.624	0.570	0.495
118	0.410	0.341	0.294	0.269	0.251	0.263	0.280	0.315	0.382	0.440	0.466	0.486	0.476	0.466	0.439	0.396	0.386	0.392	0.435	0.475	0.544	0.520	0.475	0.416
119	0.361	0.321	0.279	0.269	0.268	0.265	0.286	0.331	0.405	0.451	0.480	0.503	0.516	0.530	0.519	0.512	0.519	0.550	0.599	0.655	0.793	0.820	0.701	0.540
120	0.477	0.423	0.364	0.296	0.274	0.237	0.238	0.264	0.330	0.402	0.452	0.481	0.458	0.412	0.363	0.347	0.349	0.361	0.385	0.428	0.532	0.567	0.519	0.457
121	0.393	0.347	0.322	0.307	0.301	0.301	0.298	0.332	0.389	0.445	0.488	0.519	0.522	0.496	0.443	0.416	0.421	0.447	0.487	0.543	0.635	0.619	0.535	0.465
122	0.396	0.343	0.324	0.311	0.306	0.309	0.318	0.381	0.461	0.537	0.542	0.564	0.604	0.602	0.547	0.486	0.462	0.505	0.538	0.627	0.701	0.664	0.559	0.474
123	0.400	0.358	0.319	0.297	0.289	0.285	0.294	0.366	0.490	0.552	0.605	0.641	0.650	0.611	0.543	0.490	0.474	0.496	0.542	0.592	0.652	0.613	0.501	0.406
124	0.307	0.265	0.246	0.238	0.234	0.239	0.254	0.303	0.405	0.484	0.530	0.559	0.565	0.548	0.491	0.440	0.414	0.430	0.468	0.515	0.610	0.598	0.492	0.396
125	0.319	0.267	0.249	0.244	0.242	0.244	0.262	0.311	0.389	0.457	0.496	0.517	0.525	0.513	0.460	0.409	0.389	0.399	0.429	0.468	0.587	0.585	0.483	0.399
126	0.326	0.284	0.271	0.254	0.240	0.239	0.241	0.275	0.377	0.434	0.478	0.503	0.515	0.501	0.461	0.418	0.401	0.407	0.425	0.477	0.571	0.586	0.495	0.407
127	0.326	0.302	0.269	0.241	0.225	0.238	0.233	0.268	0.319	0.387	0.467	0.537	0.549	0.505	0.438	0.393	0.375	0.380	0.404	0.434	0.558	0.588	0.506	0.413
128	0.339	0.298	0.270	0.244	0.238	0.247	0.250	0.321	0.405	0.454	0.493	0.508	0.516	0.512	0.492	0.433	0.420	0.433	0.472	0.509	0.629	0.663	0.580	0.474
129	0.382	0.331	0.295	0.264	0.250	0.254	0.284	0.369	0.465	0.532	0.557	0.583	0.594	0.579	0.520	0.478	0.462	0.486	0.519	0.555	0.651	0.650	0.570	0.481
130	0.384	0.333	0.307	0.293	0.287	0.305	0.315	0.388	0.488	0.562	0.597	0.631	0.642	0.626	0.582	0.540	0.522	0.533	0.562	0.600	0.712	0.727	0.620	0.504
131	0.412	0.360	0.325	0.310	0.306	0.314	0.330	0.426	0.533	0.606	0.648	0.672	0.686	0.664	0.616	0.566	0.551	0.569	0.601	0.637	0.739	0.749	0.649	0.537
132	0.444	0.388	0.355	0.336	0.334	0.331	0.352	0.441	0.538	0.595	0.648	0.682	0.695	0.679	0.630	0.569	0.545	0.572	0.611	0.645	0.737	0.747	0.647	0.528
133	0.433	0.376	0.347	0.331	0.330	0.325	0.330	0.402	0.495	0.575	0.620	0.647	0.658	0.648	0.593	0.538	0.523	0.541	0.570	0.597	0.683	0.702	0.617	0.529
134	0.451	0.375	0.322	0.308	0.293	0.284	0.288	0.329	0.385	0.454	0.527	0.564	0.561	0.504	0.475	0.457	0.457	0.463	0.499	0.533	0.623	0.640	0.557	0.480
135	0.398	0.352	0.287	0.277	0.268	0.265	0.279	0.383	0.492	0.566	0.615	0.634	0.658	0.655	0.605	0.538	0.504	0.527	0.552	0.594	0.708	0.733	0.641	0.522
136	0.435	0.378	0.348	0.334	0.335	0.338	0.345	0.431	0.560	0.621	0.635	0.654	0.693	0.677	0.634	0.584	0.561	0.562	0.599	0.628	0.719	0.728	0.615	0.511
137	0.425	0.368	0.334	0.314	0.301	0.285	0.301	0.398	0.504	0.561	0.593	0.624	0.630	0.609	0.541	0.492	0.484	0.494	0.535	0.570	0.658	0.689	0.585	0.490
138	0.406	0.354	0.330	0.313	0.314	0.316	0.329	0.410	0.504	0.557	0.610	0.627	0.625	0.614	0.553	0.517	0.502	0.532	0.568	0.592	0.685	0.710	0.609	0.500
139	0.398	0.353	0.305	0.262	0.255	0.274	0.284	0.403	0.514	0.569	0.617	0.656	0.686	0.676	0.619	0.575	0.558	0.588	0.626	0.653	0.741	0.763	0.660	0.549
140	0.453	0.394	0.351	0.327	0.318	0.310	0.327	0.408	0.526	0.607	0.651	0.687	0.692	0.668	0.619	0.579	0.568	0.585	0.612	0.636	0.703	0.736	0.649	0.552
141	0.477	0.420	0.387	0.370	0.358	0.357	0.350	0.395	0.462	0.529	0.593	0.648	0.653	0.603	0.533	0.501	0.496	0.519	0.558	0.584	0.660	0.697	0.617	0.533
142	0.456	0.403	0.369	0.355	0.352	0.355	0.366	0.458	0.564	0.638	0.667	0.696	0.712	0.700	0.649	0.593	0.569	0.592	0.639	0.673	0.728	0.769	0.674	0.571
143	0.477	0.399	0.356	0.338	0.324	0.317	0.327	0.427	0.549	0.630	0.679	0.690	0.691	0.683	0.640	0.592	0.584	0.602	0.660	0.696	0.777	0.798	0.689	0.581
144	0.481	0.414	0.393	0.386	0.377	0.382	0.399	0.494	0.598	0.675	0.710	0.712	0.703	0.660	0.605	0.546	0.512	0.516	0.546	0.581	0.657	0.682	0.590	0.463
145	0.365	0.303	0.271	0.254	0.246	0.249	0.269	0.364	0.467	0.543	0.583	0.616	0.617	0.608	0.546	0.498	0.492	0.494	0.539	0.559	0.644	0.659	0.546	0.446
146	0.362	0.313	0.286	0.274	0.267	0.268	0.287	0.378	0.475	0.537	0.569	0.593	0.602	0.589	0.532	0.478	0.462	0.487	0.536	0.564	0.642	0.695	0.596	0.499
147	0.417	0.367	0.342	0.329	0.321	0.320	0.324	0.400	0.503	0.580	0.632	0.657	0.667	0.654	0.610	0.577	0.579	0.606	0.636	0.674	0.714	0.732	0.649	0.558
148	0.480	0.427	0.395	0.374	0.364	0.363	0.353	0.399	0.465	0.539	0.609	0.670	0.											

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
152	0.501	0.438	0.402	0.385	0.378	0.380	0.401	0.501	0.615	0.692	0.734	0.769	0.778	0.755	0.688	0.640	0.619	0.649	0.693	0.711	0.766	0.781	0.666	0.564
153	0.457	0.390	0.334	0.297	0.287	0.277	0.293	0.388	0.486	0.564	0.602	0.625	0.638	0.624	0.573	0.511	0.493	0.514	0.547	0.568	0.640	0.654	0.547	0.452
154	0.378	0.328	0.307	0.287	0.280	0.285	0.298	0.362	0.459	0.543	0.584	0.609	0.610	0.588	0.542	0.487	0.472	0.487	0.518	0.536	0.594	0.631	0.548	0.461
155	0.378	0.327	0.297	0.273	0.261	0.256	0.254	0.308	0.360	0.426	0.508	0.565	0.565	0.514	0.449	0.408	0.398	0.434	0.469	0.500	0.585	0.654	0.579	0.491
156	0.409	0.353	0.314	0.302	0.295	0.301	0.321	0.427	0.533	0.602	0.645	0.671	0.677	0.681	0.624	0.563	0.555	0.575	0.614	0.637	0.701	0.763	0.673	0.566
157	0.476	0.413	0.377	0.350	0.340	0.346	0.371	0.475	0.579	0.653	0.697	0.708	0.710	0.683	0.634	0.570	0.540	0.589	0.641	0.669	0.733	0.771	0.685	0.586
158	0.475	0.407	0.373	0.354	0.336	0.347	0.369	0.463	0.580	0.640	0.695	0.709	0.712	0.709	0.662	0.623	0.622	0.635	0.672	0.680	0.721	0.760	0.666	0.553
159	0.449	0.379	0.334	0.318	0.321	0.336	0.358	0.461	0.557	0.638	0.688	0.721	0.729	0.706	0.634	0.564	0.533	0.589	0.608	0.640	0.686	0.716	0.616	0.520
160	0.432	0.383	0.342	0.313	0.307	0.323	0.353	0.456	0.572	0.657	0.731	0.755	0.752	0.744	0.685	0.629	0.629	0.670	0.721	0.746	0.792	0.833	0.745	0.635
161	0.535	0.466	0.429	0.415	0.408	0.409	0.426	0.509	0.613	0.706	0.757	0.795	0.803	0.779	0.716	0.658	0.636	0.629	0.649	0.681	0.739	0.812	0.746	0.657
162	0.563	0.494	0.449	0.411	0.393	0.372	0.363	0.411	0.480	0.525	0.572	0.613	0.591	0.533	0.469	0.448	0.439	0.466	0.496	0.519	0.578	0.651	0.574	0.477
163	0.393	0.333	0.303	0.287	0.278	0.272	0.280	0.406	0.513	0.585	0.630	0.660	0.650	0.648	0.584	0.522	0.498	0.512	0.552	0.578	0.636	0.720	0.637	0.522
164	0.429	0.367	0.334	0.312	0.301	0.308	0.316	0.418	0.528	0.598	0.636	0.662	0.667	0.649	0.585	0.533	0.512	0.532	0.579	0.604	0.646	0.694	0.614	0.508
165	0.403	0.341	0.301	0.287	0.281	0.301	0.323	0.408	0.542	0.633	0.676	0.701	0.711	0.697	0.634	0.572	0.554	0.573	0.600	0.618	0.668	0.736	0.671	0.580
166	0.487	0.407	0.366	0.346	0.326	0.323	0.345	0.446	0.539	0.620	0.681	0.731	0.753	0.729	0.649	0.581	0.560	0.596	0.654	0.690	0.738	0.785	0.698	0.603
167	0.512	0.436	0.405	0.382	0.375	0.373	0.393	0.504	0.640	0.733	0.776	0.817	0.830	0.820	0.763	0.712	0.696	0.722	0.767	0.787	0.832	0.856	0.784	0.664
168	0.540	0.456	0.413	0.408	0.406	0.408	0.422	0.498	0.614	0.705	0.767	0.801	0.803	0.778	0.718	0.667	0.636	0.655	0.677	0.673	0.701	0.737	0.661	0.561
169	0.470	0.411	0.369	0.340	0.322	0.316	0.309	0.348	0.405	0.457	0.528	0.596	0.595	0.551	0.489	0.457	0.451	0.474	0.503	0.514	0.555	0.606	0.546	0.472
170	0.397	0.342	0.330	0.319	0.302	0.308	0.313	0.381	0.466	0.540	0.586	0.613	0.624	0.601	0.540	0.492	0.485	0.508	0.547	0.566	0.626	0.677	0.577	0.482
171	0.391	0.328	0.298	0.282	0.269	0.267	0.286	0.380	0.475	0.542	0.581	0.597	0.606	0.590	0.533	0.483	0.462	0.491	0.543	0.569	0.619	0.673	0.580	0.476
172	0.386	0.320	0.292	0.278	0.268	0.264	0.281	0.385	0.485	0.553	0.599	0.625	0.626	0.614	0.563	0.506	0.488	0.511	0.539	0.562	0.612	0.680	0.615	0.521
173	0.415	0.344	0.311	0.307	0.318	0.323	0.351	0.455	0.555	0.619	0.669	0.702	0.716	0.704	0.640	0.594	0.577	0.608	0.673	0.698	0.756	0.808	0.699	0.578
174	0.472	0.406	0.371	0.351	0.350	0.346	0.356	0.447	0.560	0.664	0.700	0.722	0.732	0.702	0.669	0.626	0.616	0.648	0.694	0.717	0.767	0.809	0.708	0.593
175	0.500	0.432	0.397	0.371	0.354	0.349	0.350	0.427	0.521	0.610	0.665	0.699	0.715	0.706	0.651	0.608	0.606	0.630	0.661	0.684	0.723	0.796	0.740	0.636
176	0.528	0.448	0.419	0.397	0.354	0.350	0.346	0.401	0.477	0.567	0.625	0.666	0.666	0.622	0.591	0.574	0.582	0.607	0.648	0.674	0.719	0.797	0.731	0.620
177	0.516	0.458	0.425	0.426	0.430	0.425	0.443	0.549	0.681	0.766	0.826	0.833	0.835	0.845	0.787	0.733	0.712	0.725	0.764	0.781	0.816	0.843	0.800	0.700
178	0.600	0.535	0.494	0.472	0.457	0.447	0.460	0.565	0.692	0.793	0.838	0.873	0.874	0.831	0.733	0.667	0.640	0.662	0.693	0.710	0.737	0.735	0.648	0.562
179	0.458	0.381	0.355	0.331	0.321	0.310	0.332	0.440	0.587	0.629	0.670	0.728	0.741	0.724	0.657	0.601	0.583	0.592	0.626	0.645	0.682	0.729	0.639	0.536
180	0.454	0.380	0.340	0.325	0.343	0.415	0.420	0.441	0.503	0.587	0.644	0.669	0.684	0.682	0.605	0.545	0.518	0.548	0.602	0.626	0.674	0.745	0.670	0.578
181	0.493	0.401	0.360	0.340	0.393	0.464	0.467	0.474	0.573	0.650	0.704	0.752	0.724	0.714	0.655	0.619	0.606	0.632	0.695	0.724	0.751	0.798	0.714	0.604
182	0.503	0.437	0.410	0.368	0.364	0.375	0.365	0.427	0.508	0.593	0.636	0.675	0.699	0.681	0.614	0.563	0.548	0.576	0.603	0.617	0.657	0.702	0.623	0.556
183	0.482	0.445	0.415	0.350	0.319	0.311	0.298	0.357	0.418	0.486	0.557	0.601	0.596	0.549	0.498	0.471	0.462	0.484	0.521	0.545	0.591	0.665	0.602	0.526
184	0.438	0.370	0.329	0.328	0.410	0.407	0.418	0.495	0.550	0.625	0.681	0.706	0.717	0.704	0.686	0.619	0.581	0.595	0.630	0.659	0.711	0.777	0.697	0.599
185	0.503	0.419	0.377	0.358	0.350	0.349	0.367	0.484	0.604	0.693	0.750	0.815	0.826	0.810	0.747	0.691	0.669	0.667	0.718	0.740	0.765	0.822	0.727	0.644
186	0.554	0.487	0.455	0.434	0.422	0.415	0.426	0.519	0.641	0.758	0.815	0.847	0.870	0.841	0.781	0.720	0.692	0.724	0.755	0.774	0.812	0.867	0.793	0.701
187	0.605	0.524	0.480	0.458	0.441	0.440	0.468	0.579	0.711	0.838	0.876	0.912	0.935	0.923	0.858	0.782	0.751	0.767	0.806	0.827	0.863	0.915	0.847	0.757
188	0.645	0.558	0.504	0.477	0.462	0.447	0.453	0.557	0.674	0.784	0.836	0.849	0.841	0.826	0.759	0.718	0.697	0.696	0.751	0.762	0.796	0.844	0.766	0.679
189	0.586	0.517	0.470	0.444	0.427	0.419	0.419	0.493	0.578	0.668	0.730	0.772	0.773	0.748	0.702	0.649	0.619	0.639	0.669	0.688	0.732	0.783	0.731	0.654
190	0.585	0.528	0.491	0.469	0.442	0.432	0.422	0.434	0.441	0.443	0.449	0.497	0.504	0.468	0.437	0.444	0.458	0.474	0.487	0.504	0.518	0.550	0.450	0.414
191	0.416	0.419	0.416	0.415	0.414	0.416	0.416	0.418	0.417	0.474	0.497	0.523	0.522	0.516	0.482	0.437	0.536	0.766	0.794	0.802	0.826	0.879	0.827	0.741
192	0.625	0.537	0.491	0.453	0.424	0.408	0.414	0.513	0.636	0.726	0.780	0.808	0.826	0.815	0.754	0.705	0.676	0.686	0.743	0.780	0.816	0.856	0.747	0.650
193	0.555	0.475	0.433	0.417	0.404	0.398	0.408	0.514	0.649	0.765	0.839	0.870	0.883	0.883	0.835	0.777	0.748	0.767	0.797	0.812	0.849	0.901	0.823	0.738
194	0.638	0.566	0.521	0.502	0.495	0.491	0.492	0.596	0.725	0.867	0.939	0.944	0.951	0.954	0.914	0.851	0.812	0.826	0.877	0.872	0.906	0.941	0.841	0.738
195	0.611	0.528	0.472	0.423	0.409	0.403	0.410	0.511	0.635	0.719	0.760	0.804	0.816	0.800	0.748	0.721	0.692	0.723	0.783	0.816	0.869	0.919	0.843	0.741
196	0.642	0.559	0.507	0.480	0.474	0.483	0.487	0.552	0.630	0.713	0.776	0.809	0.825	0.810	0.758	0.709	0.699	0.718	0.747	0.770	0.817	0.880	0.822	0.738
197	0.660	0.588	0.510	0.511	0.486	0.468	0.461	0.502	0.571	0.637	0.706	0.753	0.754	0.704	0.652	0.623	0.633	0.658	0.689	0.706	0.758	0.821	0.797	0.767
198	0.697	0.637	0.592	0.558	0.541	0.539	0.518	0.549	0.636	0.684	0.760	0.786	0.799	0.794	0.729	0.655	0.630	0.639	0.678	0.718	0.766	0.807	0.721	0.635
199	0.514	0.434	0.388	0.360	0.346	0.346	0.354	0.444	0.564	0.648	0.717	0.754	0.											

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
203	0.521	0.454	0.407	0.384	0.369	0.366	0.366	0.414	0.505	0.581	0.643	0.705	0.728	0.715	0.653	0.595	0.577	0.593	0.624	0.638	0.698	0.748	0.675	0.605
204	0.521	0.475	0.418	0.391	0.372	0.358	0.344	0.377	0.438	0.499	0.573	0.623	0.615	0.585	0.529	0.497	0.493	0.515	0.551	0.578	0.648	0.707	0.685	0.618
205	0.518	0.423	0.375	0.349	0.333	0.318	0.331	0.426	0.557	0.652	0.706	0.747	0.762	0.755	0.694	0.621	0.589	0.604	0.650	0.688	0.759	0.827	0.721	0.631
206	0.542	0.476	0.433	0.414	0.394	0.390	0.407	0.505	0.631	0.736	0.803	0.854	0.866	0.865	0.804	0.740	0.715	0.743	0.798	0.839	0.896	0.931	0.839	0.735
207	0.637	0.563	0.519	0.494	0.475	0.474	0.488	0.584	0.700	0.773	0.873	0.917	0.923	0.919	0.850	0.803	0.764	0.770	0.806	0.827	0.875	0.924	0.841	0.755
208	0.660	0.581	0.523	0.484	0.452	0.462	0.473	0.549	0.668	0.789	0.877	0.921	0.935	0.931	0.869	0.814	0.787	0.803	0.848	0.877	0.923	0.940	0.854	0.764
209	0.664	0.596	0.551	0.513	0.485	0.481	0.484	0.584	0.724	0.828	0.907	0.957	0.983	0.973	0.918	0.855	0.832	0.860	0.913	0.931	0.981	1.000	0.873	0.754
210	0.662	0.599	0.549	0.505	0.484	0.475	0.477	0.552	0.675	0.776	0.820	0.868	0.887	0.873	0.824	0.774	0.755	0.758	0.788	0.797	0.847	0.895	0.844	0.751
211	0.670	0.606	0.552	0.521	0.503	0.495	0.487	0.535	0.600	0.671	0.764	0.812	0.808	0.776	0.735	0.711	0.706	0.725	0.760	0.786	0.828	0.871	0.812	0.743
212	0.675	0.602	0.554	0.523	0.503	0.493	0.499	0.595	0.734	0.839	0.904	0.939	0.952	0.944	0.897	0.814	0.775	0.781	0.820	0.835	0.882	0.916	0.857	0.744
213	0.654	0.571	0.513	0.479	0.442	0.416	0.415	0.504	0.606	0.691	0.733	0.785	0.788	0.779	0.717	0.659	0.621	0.645	0.704	0.712	0.780	0.798	0.706	0.615
214	0.528	0.464	0.423	0.401	0.387	0.378	0.386	0.475	0.589	0.682	0.735	0.775	0.791	0.767	0.709	0.641	0.609	0.622	0.648	0.670	0.746	0.789	0.705	0.609
215	0.529	0.460	0.405	0.380	0.360	0.354	0.363	0.454	0.572	0.664	0.679	0.749	0.754	0.726	0.680	0.612	0.578	0.605	0.668	0.699	0.770	0.799	0.699	0.608
216	0.533	0.469	0.423	0.386	0.385	0.431	0.439	0.475	0.578	0.668	0.737	0.775	0.779	0.773	0.703	0.638	0.621	0.645	0.687	0.724	0.814	0.856	0.737	0.639
217	0.558	0.486	0.445	0.413	0.406	0.407	0.407	0.467	0.568	0.669	0.736	0.757	0.757	0.740	0.678	0.627	0.621	0.664	0.685	0.694	0.762	0.836	0.770	0.667
218	0.573	0.512	0.458	0.426	0.394	0.393	0.368	0.390	0.460	0.525	0.602	0.655	0.660	0.637	0.589	0.561	0.564	0.579	0.611	0.633	0.725	0.783	0.719	0.655
219	0.578	0.509	0.459	0.431	0.414	0.422	0.442	0.523	0.642	0.725	0.778	0.831	0.875	0.868	0.806	0.732	0.691	0.761	0.809	0.842	0.919	0.955	0.860	0.747
220	0.634	0.575	0.524	0.485	0.475	0.479	0.493	0.585	0.716	0.823	0.886	0.922	0.930	0.911	0.854	0.798	0.771	0.799	0.848	0.878	0.957	0.964	0.853	0.748
221	0.658	0.585	0.538	0.505	0.476	0.459	0.480	0.560	0.685	0.776	0.835	0.866	0.891	0.902	0.840	0.771	0.717	0.728	0.762	0.797	0.887	0.897	0.805	0.705
222	0.602	0.526	0.479	0.438	0.415	0.437	0.435	0.502	0.627	0.730	0.787	0.822	0.847	0.837	0.768	0.714	0.686	0.699	0.739	0.772	0.871	0.873	0.762	0.651
223	0.564	0.502	0.448	0.422	0.413	0.405	0.414	0.501	0.624	0.735	0.790	0.822	0.824	0.793	0.739	0.675	0.648	0.667	0.717	0.763	0.869	0.869	0.762	0.661
224	0.570	0.509	0.453	0.415	0.390	0.389	0.395	0.454	0.523	0.604	0.679	0.733	0.736	0.722	0.670	0.620	0.612	0.630	0.648	0.683	0.774	0.788	0.703	0.622
225	0.548	0.496	0.448	0.417	0.391	0.379	0.372	0.401	0.456	0.521	0.589	0.657	0.665	0.633	0.579	0.545	0.539	0.557	0.584	0.610	0.702	0.732	0.664	0.592
226	0.505	0.437	0.395	0.371	0.353	0.348	0.358	0.431	0.544	0.631	0.697	0.732	0.746	0.731	0.677	0.629	0.608	0.648	0.692	0.716	0.807	0.810	0.731	0.645
227	0.555	0.489	0.443	0.415	0.408	0.398	0.399	0.429	0.508	0.568	0.654	0.729	0.731	0.673	0.614	0.580	0.576	0.593	0.613	0.649	0.756	0.767	0.695	0.627
228	0.561	0.498	0.457	0.438	0.421	0.416	0.431	0.519	0.658	0.765	0.813	0.850	0.870	0.868	0.808	0.723	0.694	0.716	0.755	0.801	0.906	0.899	0.813	0.730
229	0.630	0.555	0.518	0.492	0.474	0.468	0.478	0.562	0.678	0.805	0.849	0.880	0.879	0.852	0.774	0.720	0.667	0.685	0.738	0.762	0.848	0.837	0.742	0.650
230	0.548	0.481	0.430	0.392	0.379	0.373	0.379	0.456	0.589	0.686	0.736	0.772	0.789	0.772	0.704	0.637	0.616	0.641	0.693	0.736	0.843	0.823	0.716	0.623
231	0.534	0.471	0.433	0.402	0.386	0.393	0.405	0.457	0.563	0.645	0.698	0.742	0.748	0.727	0.670	0.606	0.596	0.614	0.643	0.692	0.808	0.819	0.741	0.661
232	0.578	0.512	0.457	0.435	0.405	0.394	0.370	0.385	0.473	0.553	0.627	0.685	0.689	0.646	0.600	0.565	0.557	0.579	0.624	0.666	0.775	0.787	0.727	0.656
233	0.576	0.507	0.459	0.437	0.421	0.407	0.418	0.498	0.630	0.739	0.793	0.824	0.832	0.819	0.757	0.693	0.662	0.681	0.721	0.772	0.890	0.872	0.775	0.704
234	0.615	0.539	0.497	0.476	0.445	0.440	0.448	0.525	0.646	0.751	0.810	0.852	0.869	0.851	0.784	0.727	0.715	0.754	0.797	0.829	0.933	0.890	0.799	0.707
235	0.598	0.499	0.468	0.428	0.411	0.430	0.439	0.507	0.633	0.746	0.798	0.813	0.846	0.829	0.761	0.703	0.673	0.682	0.726	0.777	0.882	0.867	0.782	0.699
236	0.613	0.537	0.504	0.487	0.456	0.447	0.453	0.523	0.648	0.742	0.797	0.831	0.840	0.818	0.756	0.715	0.677	0.719	0.769	0.811	0.925	0.825	0.746	0.658
237	0.562	0.498	0.446	0.428	0.418	0.424	0.427	0.520	0.661	0.764	0.788	0.853	0.876	0.862	0.802	0.736	0.699	0.739	0.795	0.842	0.936	0.858	0.749	0.656
238	0.571	0.498	0.450	0.421	0.402	0.401	0.396	0.445	0.535	0.627	0.696	0.755	0.765	0.773	0.733	0.699	0.695	0.723	0.762	0.808	0.913	0.887	0.801	0.733
239	0.656	0.595	0.552	0.526	0.503	0.480	0.480	0.509	0.569	0.634	0.708	0.764	0.778	0.734	0.677	0.643	0.636	0.648	0.693	0.739	0.846	0.837	0.769	0.672
240	0.561	0.498	0.462	0.421	0.402	0.382	0.408	0.486	0.588	0.684	0.730	0.769	0.784	0.799	0.759	0.693	0.686	0.701	0.737	0.785	0.900	0.865	0.775	0.681
241	0.596	0.531	0.494	0.470	0.452	0.445	0.465	0.524	0.650	0.752	0.823	0.865	0.883	0.879	0.820	0.749	0.708	0.723	0.778	0.839	0.927	0.833	0.742	0.627
242	0.521	0.448	0.393	0.363	0.345	0.351	0.374	0.442	0.569	0.656	0.712	0.755	0.771	0.744	0.665	0.593	0.564	0.579	0.619	0.673	0.791	0.745	0.647	0.553
243	0.468	0.404	0.361	0.346	0.334	0.327	0.349	0.428	0.558	0.661	0.715	0.745	0.766	0.745	0.677	0.604	0.567	0.591	0.648	0.713	0.840	0.787	0.692	0.616
244	0.531	0.474	0.420	0.406	0.385	0.368	0.393	0.485	0.605	0.713	0.790	0.834	0.856	0.863	0.790	0.695	0.650	0.674	0.734	0.791	0.873	0.791	0.686	0.586
245	0.518	0.467	0.430	0.410	0.449	0.459	0.475	0.517	0.615	0.711	0.792	0.833	0.864	0.858	0.802	0.745	0.727	0.723	0.742	0.775	0.875	0.820	0.755	0.677
246	0.605	0.537	0.499	0.479	0.469	0.457	0.459	0.487	0.553	0.631	0.714	0.771	0.775	0.735	0.690	0.658	0.656	0.685	0.721	0.772	0.880	0.841	0.767	0.696
247	0.608	0.542	0.500	0.477	0.462	0.460	0.484	0.558	0.688	0.784	0.841	0.892	0.914	0.894	0.833	0.782	0.754	0.774	0.803	0.859	0.960	0.885	0.807	0.720
248	0.633	0.564	0.500	0.448	0.441	0.456	0.471	0.536	0.649	0.732	0.776	0.849	0.866	0.848	0.793	0.744	0.730	0.762	0.823	0.888	0.967	0.886	0.791	0.717
249	0.636	0.573	0.521	0.488	0.465	0.420	0.443	0.522	0.651	0.738	0.794	0.831	0.831	0.819	0.742	0.659	0.621	0.636	0.674	0.747	0.878	0.864	0.777	0.689
250	0.603	0.528	0.494	0.478	0.462	0.462	0.491	0.559	0.652	0.737	0.787	0.827	0.											

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
254	0.548	0.487	0.449	0.424	0.413	0.421	0.448	0.528	0.637	0.707	0.767	0.819	0.835	0.817	0.774	0.709	0.686	0.711	0.745	0.831	0.930	0.862	0.706	0.636
255	0.545	0.482	0.451	0.436	0.425	0.424	0.448	0.518	0.644	0.728	0.778	0.809	0.816	0.807	0.749	0.679	0.623	0.633	0.684	0.756	0.811	0.728	0.639	0.567
256	0.472	0.414	0.386	0.361	0.354	0.354	0.376	0.455	0.568	0.621	0.631	0.672	0.683	0.659	0.611	0.546	0.521	0.535	0.574	0.654	0.744	0.688	0.600	0.490
257	0.427	0.377	0.345	0.330	0.318	0.324	0.348	0.437	0.526	0.588	0.632	0.685	0.714	0.707	0.657	0.595	0.577	0.608	0.668	0.750	0.855	0.776	0.685	0.586
258	0.480	0.410	0.391	0.373	0.370	0.384	0.411	0.499	0.621	0.703	0.751	0.791	0.809	0.796	0.746	0.697	0.679	0.708	0.762	0.856	0.920	0.797	0.661	0.559
259	0.480	0.411	0.375	0.361	0.362	0.376	0.401	0.448	0.543	0.608	0.669	0.697	0.724	0.720	0.650	0.590	0.582	0.609	0.650	0.727	0.801	0.748	0.672	0.613
260	0.536	0.474	0.443	0.417	0.405	0.412	0.415	0.433	0.501	0.574	0.651	0.722	0.729	0.683	0.622	0.596	0.606	0.640	0.688	0.782	0.863	0.808	0.725	0.641
261	0.556	0.493	0.449	0.424	0.413	0.421	0.452	0.538	0.660	0.754	0.803	0.834	0.853	0.845	0.792	0.724	0.701	0.716	0.767	0.856	0.886	0.858	0.765	0.659
262	0.559	0.498	0.464	0.452	0.437	0.438	0.466	0.546	0.656	0.747	0.803	0.838	0.851	0.847	0.772	0.717	0.673	0.727	0.788	0.886	0.950	0.870	0.755	0.649
263	0.550	0.478	0.430	0.407	0.396	0.400	0.429	0.517	0.623	0.659	0.791	0.828	0.843	0.827	0.765	0.707	0.684	0.709	0.752	0.853	0.898	0.796	0.677	0.562
264	0.471	0.408	0.383	0.374	0.344	0.337	0.368	0.469	0.574	0.675	0.746	0.779	0.828	0.819	0.757	0.703	0.683	0.706	0.780	0.888	0.942	0.852	0.670	0.578
265	0.557	0.498	0.466	0.438	0.425	0.423	0.449	0.509	0.660	0.771	0.833	0.873	0.884	0.878	0.815	0.757	0.733	0.755	0.803	0.904	0.963	0.868	0.767	0.655
266	0.500	0.438	0.412	0.425	0.459	0.455	0.470	0.515	0.620	0.722	0.780	0.818	0.836	0.827	0.756	0.695	0.678	0.690	0.706	0.797	0.838	0.759	0.667	0.588
267	0.511	0.473	0.450	0.408	0.393	0.431	0.444	0.468	0.530	0.596	0.671	0.735	0.736	0.684	0.619	0.569	0.560	0.580	0.607	0.705	0.753	0.704	0.632	0.529
268	0.456	0.402	0.356	0.333	0.323	0.323	0.343	0.438	0.529	0.595	0.634	0.683	0.695	0.679	0.629	0.569	0.548	0.587	0.653	0.777	0.807	0.726	0.609	0.515
269	0.411	0.358	0.318	0.296	0.296	0.302	0.312	0.357	0.503	0.594	0.626	0.650	0.653	0.625	0.565	0.508	0.488	0.513	0.569	0.699	0.735	0.660	0.560	0.460
270	0.376	0.315	0.286	0.272	0.266	0.272	0.305	0.391	0.476	0.529	0.586	0.612	0.612	0.596	0.550	0.499	0.474	0.488	0.546	0.666	0.681	0.614	0.523	0.421
271	0.349	0.305	0.282	0.274	0.275	0.279	0.311	0.374	0.414	0.462	0.532	0.616	0.613	0.604	0.551	0.497	0.477	0.509	0.576	0.688	0.702	0.620	0.523	0.386
272	0.348	0.315	0.281	0.249	0.258	0.256	0.294	0.382	0.490	0.561	0.612	0.663	0.682	0.675	0.619	0.544	0.520	0.554	0.629	0.767	0.801	0.732	0.640	0.549
273	0.471	0.428	0.402	0.389	0.382	0.386	0.405	0.452	0.560	0.643	0.689	0.721	0.735	0.716	0.661	0.614	0.601	0.626	0.672	0.798	0.817	0.744	0.648	0.558
274	0.486	0.433	0.391	0.369	0.359	0.365	0.376	0.371	0.474	0.550	0.612	0.689	0.711	0.654	0.569	0.522	0.523	0.543	0.571	0.697	0.725	0.630	0.494	0.421
275	0.349	0.372	0.336	0.310	0.299	0.312	0.347	0.426	0.523	0.588	0.622	0.658	0.707	0.711	0.666	0.609	0.580	0.604	0.638	0.761	0.771	0.697	0.614	0.521
276	0.447	0.392	0.357	0.354	0.336	0.353	0.382	0.412	0.572	0.688	0.721	0.765	0.768	0.756	0.693	0.647	0.627	0.671	0.749	0.870	0.867	0.780	0.674	0.560
277	0.477	0.415	0.389	0.383	0.376	0.386	0.411	0.483	0.577	0.650	0.699	0.722	0.734	0.730	0.682	0.630	0.610	0.643	0.721	0.851	0.850	0.757	0.643	0.546
278	0.456	0.392	0.362	0.375	0.389	0.392	0.425	0.511	0.608	0.684	0.733	0.757	0.762	0.752	0.705	0.649	0.623	0.658	0.724	0.867	0.867	0.772	0.673	0.574
279	0.495	0.434	0.413	0.401	0.394	0.399	0.429	0.512	0.612	0.688	0.728	0.757	0.746	0.707	0.660	0.606	0.570	0.607	0.676	0.810	0.814	0.718	0.630	0.547
280	0.468	0.432	0.400	0.375	0.359	0.347	0.370	0.427	0.532	0.623	0.667	0.707	0.709	0.688	0.640	0.610	0.597	0.625	0.682	0.816	0.811	0.742	0.655	0.569
281	0.497	0.451	0.414	0.388	0.375	0.369	0.375	0.376	0.449	0.530	0.607	0.668	0.650	0.586	0.521	0.498	0.515	0.545	0.621	0.749	0.749	0.673	0.581	0.507
282	0.438	0.399	0.378	0.365	0.363	0.362	0.355	0.424	0.536	0.602	0.622	0.717	0.631	0.591	0.532	0.487	0.479	0.506	0.546	0.693	0.709	0.670	0.578	0.499
283	0.425	0.388	0.354	0.352	0.355	0.352	0.384	0.462	0.562	0.642	0.687	0.711	0.716	0.685	0.637	0.579	0.558	0.601	0.674	0.812	0.806	0.734	0.635	0.532
284	0.454	0.409	0.382	0.373	0.367	0.373	0.406	0.494	0.584	0.650	0.690	0.716	0.726	0.710	0.656	0.612	0.590	0.615	0.691	0.835	0.821	0.746	0.649	0.554
285	0.476	0.421	0.392	0.382	0.377	0.381	0.416	0.509	0.603	0.673	0.710	0.749	0.755	0.745	0.682	0.623	0.603	0.634	0.711	0.854	0.838	0.749	0.648	0.552
286	0.469	0.410	0.383	0.362	0.348	0.345	0.385	0.467	0.562	0.626	0.657	0.686	0.696	0.663	0.589	0.524	0.501	0.525	0.598	0.739	0.715	0.622	0.504	0.416
287	0.348	0.316	0.274	0.266	0.250	0.256	0.270	0.317	0.417	0.504	0.552	0.579	0.592	0.581	0.522	0.466	0.450	0.466	0.536	0.660	0.636	0.569	0.483	0.410
288	0.351	0.301	0.270	0.250	0.249	0.250	0.267	0.305	0.370	0.435	0.516	0.589	0.596	0.551	0.490	0.455	0.439	0.463	0.531	0.655	0.658	0.600	0.541	0.481
289	0.410	0.356	0.341	0.319	0.317	0.324	0.356	0.440	0.548	0.607	0.648	0.680	0.688	0.690	0.653	0.599	0.582	0.600	0.673	0.814	0.803	0.730	0.626	0.532
290	0.450	0.399	0.372	0.354	0.349	0.349	0.381	0.468	0.564	0.633	0.678	0.707	0.722	0.715	0.644	0.580	0.554	0.576	0.663	0.781	0.759	0.668	0.561	0.452
291	0.377	0.331	0.307	0.534	0.294	0.293	0.528	0.498	0.477	0.518	0.641	0.707	0.653	0.567	0.470	0.409	0.591	0.608	0.678	0.818	0.804	0.735	0.631	0.381
292	0.348	0.297	0.266	0.257	0.259	0.262	0.285	0.379	0.467	0.547	0.586	0.603	0.610	0.590	0.540	0.488	0.461	0.488	0.578	0.696	0.673	0.595	0.490	0.402
293	0.326	0.276	0.252	0.241	0.247	0.241	0.300	0.382	0.474	0.521	0.548	0.574	0.584	0.574	0.521	0.468	0.453	0.241	0.241	0.655	0.241	0.546	0.449	0.371
294	0.305	0.265	0.248	0.230	0.225	0.228	0.267	0.339	0.438	0.485	0.508	0.541	0.564	0.544	0.487	0.442	0.436	0.473	0.554	0.638	0.604	0.525	0.443	0.374
295	0.323	0.282	0.263	0.245	0.240	0.236	0.242	0.258	0.307	0.383	0.470	0.543	0.548	0.484	0.406	0.382	0.382	0.412	0.503	0.604	0.586	0.574	0.436	0.354
296	0.290	0.247	0.236	0.236	0.235	0.240	0.254	0.340	0.435	0.511	0.544	0.566	0.570	0.535	0.487	0.447	0.441	0.469	0.559	0.654	0.621	0.570	0.474	0.380
297	0.301	0.260	0.246	0.243	0.242	0.250	0.274	0.359	0.440	0.522	0.577	0.580	0.586	0.574	0.527	0.487	0.480	0.511	0.606	0.690	0.668	0.591	0.491	0.399
298	0.310	0.256	0.247	0.240	0.238	0.241	0.258	0.347	0.439	0.502	0.533	0.548	0.551	0.532	0.484	0.432	0.416	0.447	0.546	0.664	0.643	0.593	0.501	0.403
299	0.334	0.285	0.258	0.235	0.232	0.237	0.284	0.391	0.475	0.540	0.571	0.619	0.643	0.547	0.581	0.547	0.542	0.574	0.690	0.798	0.772	0.690	0.601	0.518
300	0.452	0.401	0.370	0.357	0.350	0.352	0.382	0.472	0.561	0.624	0.624	0.658	0.664	0.657	0.619	0.581	0.572	0.608	0.712	0.780	0.746	0.669	0.568	0.485
301	0.401	0.359	0.327	0.313	0.313	0.319	0.337	0.375	0.448	0.536	0.582	0.596	0.											

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
305	0.391	0.353	0.330	0.321	0.319	0.329	0.362	0.442	0.536	0.589	0.626	0.646	0.648	0.631	0.590	0.540	0.529	0.619	0.724	0.708	0.663	0.603	0.518	0.449
306	0.385	0.349	0.326	0.316	0.322	0.324	0.351	0.439	0.540	0.594	0.637	0.665	0.663	0.644	0.592	0.545	0.537	0.633	0.733	0.718	0.674	0.599	0.524	0.457
307	0.395	0.361	0.341	0.326	0.314	0.289	0.314	0.396	0.504	0.562	0.577	0.600	0.601	0.594	0.548	0.512	0.518	0.630	0.724	0.695	0.665	0.587	0.518	0.454
308	0.403	0.366	0.345	0.332	0.328	0.331	0.343	0.395	0.487	0.557	0.596	0.627	0.638	0.615	0.567	0.528	0.527	0.609	0.694	0.667	0.624	0.571	0.498	0.444
309	0.398	0.362	0.339	0.327	0.321	0.320	0.325	0.350	0.403	0.477	0.555	0.612	0.598	0.537	0.475	0.450	0.454	0.537	0.625	0.616	0.590	0.546	0.487	0.432
310	0.381	0.342	0.320	0.314	0.311	0.317	0.351	0.430	0.525	0.582	0.619	0.647	0.651	0.645	0.604	0.553	0.545	0.629	0.698	0.679	0.647	0.591	0.516	0.453
311	0.389	0.352	0.331	0.324	0.320	0.324	0.353	0.433	0.526	0.591	0.626	0.653	0.654	0.639	0.577	0.537	0.533	0.624	0.707	0.687	0.657	0.596	0.522	0.455
312	0.393	0.354	0.331	0.322	0.319	0.327	0.356	0.423	0.507	0.564	0.605	0.635	0.639	0.626	0.574	0.533	0.523	0.616	0.695	0.675	0.632	0.574	0.507	0.446
313	0.397	0.358	0.335	0.323	0.316	0.320	0.348	0.420	0.503	0.551	0.596	0.630	0.641	0.630	0.579	0.534	0.524	0.621	0.701	0.680	0.647	0.580	0.512	0.443
314	0.383	0.341	0.318	0.307	0.300	0.302	0.328	0.400	0.499	0.567	0.604	0.632	0.639	0.625	0.576	0.536	0.527	0.631	0.691	0.669	0.638	0.577	0.512	0.447
315	0.395	0.358	0.335	0.322	0.315	0.315	0.324	0.369	0.458	0.531	0.579	0.614	0.624	0.602	0.552	0.512	0.509	0.602	0.667	0.640	0.607	0.559	0.499	0.445
316	0.391	0.359	0.332	0.309	0.297	0.297	0.311	0.328	0.372	0.432	0.493	0.543	0.501	0.441	0.389	0.373	0.381	0.460	0.522	0.498	0.463	0.423	0.374	0.318
317	0.261	0.227	0.214	0.209	0.202	0.206	0.234	0.298	0.366	0.435	0.464	0.490	0.498	0.483	0.439	0.396	0.376	0.473	0.549	0.534	0.513	0.458	0.392	0.326
318	0.271	0.235	0.228	0.225	0.266	0.252	0.272	0.334	0.410	0.480	0.522	0.569	0.580	0.564	0.515	0.464	0.457	0.566	0.643	0.631	0.602	0.547	0.473	0.403
319	0.352	0.299	0.272	0.273	0.268	0.278	0.306	0.390	0.482	0.538	0.570	0.605	0.606	0.589	0.553	0.516	0.508	0.602	0.679	0.661	0.632	0.585	0.511	0.446
320	0.382	0.342	0.319	0.304	0.293	0.297	0.334	0.407	0.502	0.561	0.584	0.611	0.619	0.614	0.564	0.525	0.529	0.645	0.720	0.703	0.671	0.606	0.539	0.472
321	0.399	0.355	0.334	0.321	0.318	0.324	0.352	0.423	0.512	0.563	0.587	0.620	0.629	0.617	0.570	0.528	0.533	0.654	0.730	0.706	0.671	0.606	0.537	0.473
322	0.411	0.366	0.341	0.330	0.324	0.324	0.342	0.380	0.460	0.529	0.568	0.599	0.616	0.601	0.556	0.528	0.535	0.643	0.708	0.675	0.631	0.578	0.513	0.453
323	0.398	0.346	0.311	0.296	0.303	0.290	0.297	0.315	0.368	0.434	0.511	0.564	0.551	0.491	0.432	0.415	0.423	0.522	0.576	0.571	0.538	0.498	0.446	0.400
324	0.332	0.291	0.262	0.241	0.242	0.245	0.275	0.354	0.448	0.508	0.536	0.548	0.549	0.533	0.513	0.469	0.456	0.534	0.584	0.579	0.565	0.523	0.468	0.415
325	0.356	0.332	0.314	0.303	0.302	0.310	0.340	0.402	0.469	0.515	0.545	0.572	0.569	0.559	0.502	0.470	0.467	0.603	0.685	0.664	0.635	0.565	0.501	0.438
326	0.378	0.333	0.316	0.300	0.297	0.305	0.337	0.413	0.502	0.549	0.577	0.603	0.600	0.587	0.552	0.516	0.532	0.628	0.677	0.657	0.626	0.576	0.500	0.424
327	0.354	0.319	0.299	0.287	0.283	0.290	0.311	0.369	0.436	0.480	0.500	0.511	0.500	0.493	0.447	0.422	0.431	0.548	0.620	0.618	0.596	0.536	0.458	0.402
328	0.333	0.291	0.270	0.258	0.254	0.253	0.304	0.389	0.472	0.535	0.566	0.590	0.600	0.589	0.549	0.515	0.513	0.636	0.699	0.685	0.654	0.585	0.509	0.437
329	0.379	0.338	0.310	0.300	0.297	0.295	0.300	0.326	0.393	0.446	0.475	0.497	0.512	0.518	0.489	0.461	0.469	0.549	0.600	0.556	0.498	0.442	0.383	0.351
330	0.305	0.263	0.230	0.204	0.188	0.191	0.199	0.228	0.255	0.319	0.409	0.491	0.502	0.449	0.416	0.378	0.360	0.445	0.517	0.503	0.512	0.488	0.434	0.403
331	0.325	0.274	0.258	0.222	0.209	0.198	0.224	0.289	0.378	0.442	0.491	0.549	0.531	0.542	0.488	0.438	0.454	0.578	0.632	0.628	0.625	0.591	0.521	0.400
332	0.317	0.291	0.247	0.232	0.233	0.229	0.301	0.383	0.457	0.498	0.539	0.537	0.548	0.532	0.487	0.463	0.444	0.538	0.609	0.593	0.552	0.503	0.416	0.360
333	0.278	0.238	0.221	0.223	0.205	0.241	0.254	0.331	0.413	0.458	0.500	0.535	0.495	0.524	0.481	0.456	0.457	0.566	0.590	0.580	0.559	0.513	0.437	0.375
334	0.305	0.262	0.238	0.218	0.218	0.228	0.254	0.349	0.428	0.498	0.568	0.586	0.562	0.528	0.489	0.454	0.446	0.541	0.591	0.575	0.561	0.493	0.428	0.365
335	0.303	0.262	0.234	0.224	0.215	0.214	0.234	0.310	0.384	0.456	0.481	0.502	0.526	0.544	0.515	0.499	0.520	0.641	0.693	0.677	0.662	0.607	0.545	0.475
336	0.398	0.350	0.319	0.303	0.289	0.284	0.300	0.347	0.427	0.491	0.531	0.557	0.567	0.559	0.514	0.479	0.491	0.618	0.683	0.660	0.626	0.581	0.518	0.459
337	0.397	0.347	0.315	0.294	0.285	0.280	0.291	0.303	0.344	0.394	0.467	0.523	0.518	0.476	0.421	0.400	0.422	0.552	0.632	0.633	0.615	0.575	0.519	0.464
338	0.391	0.336	0.305	0.289	0.281	0.286	0.326	0.405	0.477	0.519	0.530	0.548	0.555	0.552	0.507	0.464	0.483	0.613	0.683	0.672	0.642	0.584	0.504	0.433
339	0.373	0.313	0.295	0.276	0.259	0.262	0.295	0.384	0.462	0.539	0.564	0.595	0.626	0.621	0.565	0.533	0.546	0.652	0.699	0.688	0.658	0.598	0.528	0.445
340	0.366	0.315	0.280	0.269	0.268	0.269	0.304	0.383	0.459	0.526	0.565	0.605	0.611	0.596	0.547	0.515	0.530	0.643	0.711	0.686	0.642	0.580	0.513	0.448
341	0.389	0.338	0.310	0.291	0.281	0.284	0.317	0.407	0.493	0.548	0.600	0.656	0.671	0.653	0.593	0.556	0.542	0.623	0.653	0.631	0.575	0.504	0.430	0.365
342	0.296	0.248	0.220	0.205	0.195	0.198	0.222	0.296	0.375	0.435	0.476	0.491	0.501	0.513	0.486	0.457	0.448	0.555	0.614	0.601	0.577	0.513	0.441	0.366
343	0.299	0.248	0.222	0.208	0.198	0.201	0.221	0.252	0.318	0.388	0.435	0.459	0.472	0.470	0.434	0.406	0.433	0.550	0.622	0.600	0.529	0.486	0.417	0.354
344	0.294	0.253	0.232	0.215	0.193	0.182	0.205	0.225	0.242	0.272	0.334	0.395	0.414	0.389	0.333	0.322	0.342	0.502	0.605	0.612	0.604	0.590	0.524	0.458
345	0.370	0.297	0.240	0.212	0.197	0.191	0.215	0.293	0.364	0.434	0.478	0.485	0.488	0.487	0.459	0.455	0.441	0.523	0.580	0.578	0.542	0.483	0.450	0.445
346	0.448	0.432	0.406	0.389	0.380	0.383	0.415	0.453	0.454	0.407	0.462	0.494	0.504	0.492	0.456	0.434	0.456	0.579	0.640	0.639	0.604	0.538	0.457	0.372
347	0.295	0.251	0.232	0.218	0.206	0.213	0.245	0.308	0.377	0.427	0.446	0.461	0.464	0.464	0.431	0.403	0.416	0.558	0.640	0.627	0.599	0.539	0.458	0.386
348	0.308	0.256	0.234	0.229	0.222	0.229	0.271	0.352	0.433	0.472	0.486	0.504	0.514	0.531	0.503	0.497	0.516	0.670	0.774	0.767	0.736	0.681	0.597	0.523
349	0.425	0.365	0.332	0.313	0.302	0.306	0.346	0.436	0.515	0.566	0.586	0.599	0.602	0.597	0.566	0.535	0.548	0.686	0.767	0.759	0.730	0.668	0.584	0.512
350	0.374	0.350	0.308	0.298	0.290	0.285	0.300	0.333	0.379	0.424	0.452	0.467	0.491	0.476	0.437	0.430	0.449	0.574	0.657	0.646	0.619	0.561	0.498	0.456
351	0.398	0.347	0.332	0.330	0.330	0.331	0.314	0.321	0.349	0.399	0.445	0.497	0.511	0.479	0.431	0.431	0.462	0.589	0.680	0.676	0.655	0.604	0.540	0.478
352	0.411	0.358	0.322	0.306	0.290	0.282	0.329	0.406	0.482	0.531	0.551	0.574	0.											

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
356	0.442	0.387	0.355	0.343	0.334	0.337	0.379	0.478	0.586	0.666	0.711	0.755	0.785	0.779	0.713	0.689	0.665	0.761	0.832	0.826	0.795	0.736	0.665	0.588
357	0.498	0.425	0.378	0.352	0.325	0.325	0.342	0.388	0.450	0.550	0.616	0.662	0.674	0.688	0.658	0.600	0.567	0.638	0.688	0.685	0.644	0.596	0.532	0.453
358	0.360	0.300	0.294	0.272	0.253	0.245	0.252	0.271	0.323	0.385	0.437	0.461	0.464	0.447	0.422	0.412	0.439	0.576	0.680	0.694	0.673	0.625	0.575	0.524
359	0.445	0.390	0.367	0.355	0.343	0.340	0.350	0.370	0.426	0.519	0.609	0.644	0.602	0.502	0.422	0.403	0.420	0.535	0.616	0.618	0.604	0.567	0.537	0.492
360	0.429	0.350	0.312	0.268	0.259	0.276	0.302	0.298	0.310	0.335	0.376	0.401	0.406	0.415	0.375	0.361	0.376	0.493	0.574	0.567	0.552	0.488	0.432	0.376
361	0.315	0.296	0.266	0.246	0.248	0.257	0.267	0.296	0.362	0.429	0.461	0.490	0.498	0.462	0.430	0.386	0.390	0.522	0.634	0.618	0.576	0.507	0.437	0.380
362	0.317	0.292	0.283	0.268	0.255	0.263	0.280	0.319	0.354	0.371	0.405	0.433	0.443	0.439	0.421	0.402	0.431	0.557	0.628	0.602	0.568	0.500	0.446	0.387
363	0.319	0.291	0.269	0.249	0.255	0.258	0.282	0.310	0.396	0.480	0.525	0.593	0.620	0.574	0.535	0.435	0.471	0.623	0.731	0.734	0.700	0.625	0.531	0.464
364	0.413	0.340	0.286	0.260	0.274	0.281	0.284	0.293	0.358	0.428	0.447	0.496	0.519	0.516	0.515	0.525	0.545	0.659	0.756	0.748	0.718	0.658	0.580	0.499
365	0.435	0.382	0.350	0.325	0.300	0.289	0.289	0.299	0.338	0.387	0.448	0.466	0.496	0.484	0.408	0.400	0.433	0.562	0.695	0.694	0.645	0.575	0.505	0.445

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

Πίνακας Γ.13 Ωριαία δεδομένα παραγωγής από Φ/Β για ένα έτος (365 ημέρες).

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.065	0.2	0.377	0.506	0.578	0.522	0.393	0.158	0.026	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.045	0.083	0.119	0.176	0.24	0.275	0.219	0.076	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.073	0.231	0.137	0.237	0.479	0.345	0.368	0.285	0.123	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.166	0.401	0.5	0.513	0.478	0.438	0.36	0.258	0.089	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.21	0.306	0.302	0.338	0.361	0.331	0.223	0.093	0.009	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.248	0.508	0.677	0.764	0.753	0.602	0.363	0.2	0.061	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0.007	0.146	0.362	0.48	0.49	0.422	0.346	0.258	0.137	0.036	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0.002	0.088	0.2	0.304	0.372	0.375	0.33	0.299	0.242	0.09	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.181	0.349	0.492	0.598	0.713	0.648	0.533	0.366	0.14	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.153	0.352	0.486	0.587	0.647	0.611	0.517	0.356	0.126	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0.012	0.21	0.453	0.556	0.532	0.567	0.559	0.268	0.089	0.021	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0.018	0.265	0.491	0.624	0.588	0.404	0.308	0.161	0.07	0.017	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.043	0.102	0.163	0.187	0.19	0.193	0.209	0.177	0.074	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0.031	0.099	0.198	0.356	0.436	0.479	0.309	0.098	0.016	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.092	0.166	0.295	0.34	0.303	0.249	0.211	0.113	0.026	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0.005	0.096	0.235	0.408	0.557	0.681	0.713	0.648	0.465	0.191	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0.05	0.377	0.587	0.724	0.796	0.809	0.762	0.651	0.472	0.205	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0.019	0.209	0.412	0.54	0.599	0.561	0.576	0.472	0.323	0.12	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.04	0.154	0.4	0.283	0.386	0.439	0.421	0.267	0.064	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0.002	0.027	0.082	0.118	0.178	0.207	0.219	0.137	0.07	0.03	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.101	0.325	0.42	0.541	0.603	0.579	0.482	0.324	0.12	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0.034	0.277	0.501	0.642	0.736	0.762	0.704	0.577	0.397	0.165	0.001	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.118	0.244	0.293	0.289	0.34	0.407	0.335	0.221	0.107	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.065	0.128	0.189	0.179	0.222	0.275	0.34	0.293	0.134	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.168	0.375	0.533	0.457	0.373	0.257	0.163	0.072	0.016	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.1	0.231	0.338	0.411	0.429	0.33	0.247	0.151	0.05	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0.021	0.162	0.329	0.489	0.632	0.761	0.703	0.579	0.398	0.169	0.002	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0.044	0.273	0.474	0.682	0.749	0.758	0.712	0.579	0.428	0.177	0.003	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0.053	0.287	0.485	0.636	0.733	0.75	0.72	0.618	0.426	0.159	0.002	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0.005	0.068	0.237	0.377	0.492	0.499	0.517	0.461	0.292	0.072	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0.003	0.048	0.09	0.116	0.153	0.125	0.243	0.474	0.42	0.21	0.006	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0.063	0.383	0.607	0.743	0.814	0.825	0.78	0.673	0.498	0.245	0.01	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0.069	0.318	0.502	0.688	0.772	0.781	0.735	0.631	0.461	0.217	0.008	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0.045	0.201	0.366	0.567	0.687	0.692	0.603	0.45	0.267	0.104	0.004	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0.031	0.164	0.311	0.391	0.4	0.408	0.356	0.246	0.123	0.064	0.004	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0.036	0.248	0.476	0.506	0.553	0.387	0.247	0.13	0.079	0.036	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0.026	0.184	0.382	0.5	0.412	0.281	0.195	0.129	0.072	0.026	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.048	0.095	0.14	0.175	0.18	0.164	0.127	0.078	0.025	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0.03	0.196	0.352	0.458	0.555	0.588	0.596	0.508	0.405	0.198	0.013	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0.053	0.276	0.509	0.646	0.717	0.736	0.682	0.564	0.38	0.167	0.011	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0.068	0.338	0.53	0.563	0.619	0.631	0.612	0.623	0.485	0.255	0.024	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0.047	0.208	0.375	0.528	0.652	0.687	0.662	0.412	0.268	0.113	0.004	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0.028	0.129	0.317	0.379	0.549	0.57	0.439	0.504	0.258	0.073	0.002	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.043	0.077	0.102	0.113	0.123	0.134	0.109	0.067	0.022	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0.014	0.069	0.125	0.149	0.18	0.179	0.157	0.123	0.076	0.026	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0.129	0.366	0.529	0.653	0.698	0.694	0.645	0.505	0.339	0.16	0.015	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0.026	0.1	0.187	0.222	0.243	0.259	0.235	0.181	0.105	0.047	0.001	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0	0.018	0.116	0.221	0.299	0.358	0.376	0.328	0.261	0.161	0.07	0.004	0	0	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	0	0	0.083	0.258	0.43	0.561	0.634	0.65	0.597	0.496	0.341	0.144	0.011	0	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
50	0	0	0	0	0	0	0	0.065	0.207	0.357	0.554	0.661	0.738	0.719	0.613	0.451	0.21	0.018	0	0	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0.058	0.204	0.354	0.473	0.562	0.617	0.637	0.529	0.346	0.162	0.021	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0	0	0.07	0.269	0.435	0.581	0.659	0.743	0.705	0.596	0.432	0.227	0.034	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0.111	0.341	0.539	0.681	0.74	0.75	0.702	0.605	0.454	0.251	0.04	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0.134	0.363	0.532	0.62	0.66	0.647	0.584	0.461	0.295	0.134	0.017	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0	0	0.037	0.116	0.19	0.205	0.181	0.187	0.173	0.216	0.201	0.129	0.019	0	0	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	0	0.02	0.07	0.107	0.125	0.141	0.16	0.186	0.174	0.142	0.067	0.005	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0.038	0.119	0.196	0.262	0.31	0.341	0.297	0.242	0.181	0.087	0.014	0	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0.044	0.097	0.141	0.25	0.33	0.374	0.38	0.338	0.278	0.175	0.035	0	0	0	0	0	0
59	0	0	0	0	0	0	0	0.181	0.425	0.621	0.765	0.835	0.849	0.808	0.701	0.539	0.313	0.067	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0.104	0.302	0.491	0.642	0.741	0.776	0.724	0.612	0.438	0.231	0.037	0	0	0	0	0	0
61	0	0	0	0	0	0	0	0.026	0.113	0.21	0.353	0.433	0.397	0.425	0.342	0.204	0.102	0.026	0	0	0	0	0	0
62	0	0	0	0	0	0	0	0.051	0.206	0.4	0.496	0.556	0.581	0.557	0.509	0.429	0.279	0.056	0	0	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0.001	0.142	0.374	0.554	0.641	0.67	0.628	0.583	0.53	0.432	0.267	0.063	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0.001	0.122	0.317	0.503	0.664	0.745	0.84	0.814	0.71	0.557	0.335	0.08	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	0.002	0.198	0.45	0.647	0.78	0.847	0.836	0.715	0.501	0.318	0.207	0.071	0	0	0	0	0	0
66	0	0	0	0	0	0	0.003	0.206	0.452	0.648	0.779	0.848	0.861	0.821	0.724	0.566	0.346	0.092	0	0	0	0	0	0
67	0	0	0	0	0	0	0.004	0.223	0.472	0.665	0.794	0.86	0.873	0.745	0.587	0.368	0.106	0	0	0	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0	0.006	0.236	0.485	0.676	0.796	0.867	0.881	0.834	0.73	0.548	0.313	0.078	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	0.004	0.203	0.454	0.649	0.78	0.85	0.864	0.824	0.728	0.573	0.357	0.103	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	0.007	0.23	0.476	0.665	0.787	0.853	0.866	0.82	0.722	0.55	0.327	0.066	0	0	0	0	0	0
71	0	0	0	0	0	0	0.001	0.05	0.077	0.103	0.141	0.188	0.249	0.226	0.168	0.118	0.053	0.006	0	0	0	0	0	0
72	0	0	0	0	0	0	0.003	0.088	0.169	0.241	0.334	0.463	0.51	0.586	0.566	0.413	0.252	0.076	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0	0.003	0.099	0.261	0.441	0.582	0.732	0.793	0.63	0.535	0.37	0.238	0.066	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0	0.003	0.072	0.175	0.29	0.417	0.571	0.597	0.329	0.293	0.207	0.104	0.03	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0	0.009	0.209	0.45	0.639	0.774	0.852	0.881	0.843	0.746	0.59	0.375	0.123	0	0	0	0	0	0
76	0	0	0	0	0	0	0.012	0.228	0.471	0.66	0.787	0.855	0.869	0.829	0.734	0.58	0.369	0.122	0	0	0	0	0	0
77	0	0	0	0	0	0	0.013	0.232	0.476	0.666	0.793	0.86	0.874	0.833	0.734	0.579	0.365	0.12	0	0	0	0	0	0
78	0	0	0	0	0	0	0.011	0.189	0.431	0.659	0.792	0.86	0.875	0.836	0.741	0.588	0.377	0.129	0	0	0	0	0	0
79	0	0	0	0	0	0	0.007	0.149	0.398	0.6	0.681	0.61	0.427	0.322	0.295	0.286	0.183	0.05	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0	0.004	0.102	0.33	0.582	0.767	0.839	0.855	0.815	0.714	0.559	0.347	0.111	0	0	0	0	0	0
81	0	0	0	0	0	0	0.014	0.21	0.449	0.641	0.773	0.848	0.863	0.823	0.727	0.572	0.361	0.121	0	0	0	0	0	0
82	0	0	0	0	0	0	0.017	0.225	0.467	0.66	0.789	0.855	0.798	0.682	0.556	0.423	0.264	0.091	0	0	0	0	0	0
83	0	0	0	0	0	0	0.019	0.246	0.495	0.689	0.821	0.893	0.912	0.872	0.773	0.613	0.396	0.143	0	0	0	0	0	0
84	0	0	0	0	0	0	0.021	0.245	0.488	0.678	0.807	0.878	0.894	0.856	0.755	0.601	0.389	0.142	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0	0.019	0.228	0.462	0.648	0.776	0.848	0.862	0.821	0.72	0.572	0.366	0.13	0.001	0	0	0	0	0
86	0	0	0	0	0	0	0.019	0.181	0.388	0.574	0.684	0.767	0.82	0.759	0.382	0.286	0.213	0.102	0.001	0	0	0	0	0
87	0	0	0	0	0	0	0.001	0.041	0.168	0.302	0.419	0.385	0.272	0.297	0.185	0.113	0.073	0.019	0	0	0	0	0	0
88	0	0	0	0	0	0	0.013	0.098	0.189	0.246	0.291	0.287	0.273	0.234	0.222	0.186	0.117	0.035	0	0	0	0	0	0
89	0	0	0	0	0	0	0.022	0.205	0.437	0.628	0.756	0.818	0.828	0.804	0.68	0.532	0.31	0.103	0.001	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0	0.022	0.191	0.423	0.604	0.732	0.783	0.779	0.77	0.697	0.554	0.365	0.133	0.002	0	0	0	0	0
91	0	0	0	0	0	0	0.02	0.134	0.319	0.454	0.552	0.673	0.691	0.637	0.492	0.397	0.265	0.098	0.002	0	0	0	0	0
92	0	0	0	0	0	0	0.02	0.168	0.353	0.562	0.69	0.795	0.837	0.814	0.693	0.533	0.333	0.127	0.003	0	0	0	0	0
93	0	0	0	0	0	0	0.025	0.19	0.408	0.598	0.723	0.759	0.79	0.722	0.589	0.413	0.241	0.093	0.002	0	0	0	0	0
94	0	0	0	0	0	0	0.023	0.182	0.374	0.535	0.715	0.824	0.851	0.815	0.722	0.573	0.371	0.144	0.004	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0	0.009	0.077	0.142	0.199	0.351	0.43	0.542	0.483	0.481	0.324	0.141	0.084	0	0	0	0	0	0
96	0	0	0	0	0	0	0.012	0.105	0.221	0.287	0.323	0.241	0.288	0.36	0.434	0.389	0.269	0.104	0.004	0	0	0	0	0
97	0	0	0	0	0	0	0.024	0.158	0.364	0.584	0.711	0.764	0.781	0.733	0.656	0.504	0.319	0.125	0.005	0	0	0	0	0
98	0	0	0	0	0	0	0.031	0.178	0.339	0.511	0.615	0.674	0.674	0.578	0.51	0.442	0.227	0.082	0.005	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0	0.038	0.247	0.469	0.622	0.715	0.77	0.781	0.76	0.695	0.57	0.383	0.158	0.006	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0	0.032	0.182	0.402	0.618	0.747	0.827	0.84	0.803	0.711	0.568	0.374	0.152	0.007	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
101	0	0	0	0	0	0	0.043	0.249	0.477	0.656	0.773	0.829	0.79	0.603	0.382	0.273	0.202	0.097	0.007	0	0	0	0	0
102	0	0	0	0	0	0	0.017	0.125	0.372	0.574	0.638	0.663	0.657	0.635	0.683	0.479	0.229	0.133	0.008	0	0	0	0	0
103	0	0	0	0	0	0	0.022	0.123	0.263	0.397	0.52	0.619	0.645	0.655	0.598	0.477	0.317	0.136	0.009	0	0	0	0	0
104	0	0	0	0	0	0	0.045	0.247	0.468	0.644	0.764	0.825	0.769	0.709	0.614	0.464	0.262	0.113	0.006	0	0	0	0	0
105	0	0	0	0	0	0	0.047	0.241	0.452	0.621	0.741	0.805	0.812	0.765	0.658	0.469	0.222	0.078	0.003	0	0	0	0	0
106	0	0	0	0	0	0	0.017	0.108	0.212	0.322	0.434	0.538	0.614	0.648	0.651	0.514	0.338	0.152	0.013	0	0	0	0	0
107	0	0	0	0	0	0	0.048	0.257	0.479	0.654	0.775	0.842	0.848	0.8	0.698	0.554	0.368	0.159	0.011	0	0	0	0	0
108	0	0	0	0	0	0	0.052	0.228	0.38	0.488	0.586	0.621	0.599	0.55	0.495	0.419	0.309	0.148	0.014	0	0	0	0	0
109	0	0	0	0	0	0	0.048	0.223	0.427	0.603	0.703	0.761	0.786	0.799	0.739	0.597	0.399	0.17	0.012	0	0	0	0	0
110	0	0	0	0	0	0	0.052	0.258	0.475	0.648	0.77	0.833	0.84	0.798	0.693	0.539	0.36	0.153	0.014	0	0	0	0	0
111	0	0	0	0	0	0	0.053	0.259	0.481	0.661	0.787	0.857	0.873	0.835	0.741	0.591	0.389	0.166	0.014	0	0	0	0	0
112	0	0	0	0	0	0	0.057	0.176	0.321	0.594	0.69	0.762	0.804	0.746	0.665	0.515	0.328	0.135	0.012	0	0	0	0	0
113	0	0	0	0	0	0	0.04	0.159	0.329	0.543	0.694	0.731	0.729	0.713	0.641	0.456	0.179	0.048	0.005	0	0	0	0	0
114	0	0	0	0	0	0	0.041	0.153	0.305	0.443	0.616	0.721	0.689	0.639	0.549	0.428	0.248	0.075	0.005	0	0	0	0	0
115	0	0	0	0	0	0	0.045	0.199	0.397	0.561	0.678	0.752	0.766	0.704	0.597	0.459	0.28	0.12	0.013	0	0	0	0	0
116	0	0	0	0	0	0	0.053	0.197	0.37	0.528	0.65	0.759	0.787	0.75	0.657	0.519	0.339	0.149	0.02	0	0	0	0	0
117	0	0	0	0	0	0	0.06	0.255	0.464	0.631	0.746	0.802	0.804	0.769	0.675	0.532	0.345	0.148	0.021	0	0	0	0	0
118	0	0	0	0	0	0	0.059	0.231	0.429	0.596	0.714	0.777	0.792	0.757	0.66	0.52	0.341	0.15	0.022	0	0	0	0	0
119	0	0	0	0	0	0	0.062	0.248	0.447	0.615	0.732	0.802	0.818	0.772	0.667	0.493	0.315	0.147	0.023	0	0	0	0	0
120	0	0	0	0	0	0	0.06	0.276	0.493	0.663	0.777	0.839	0.851	0.813	0.72	0.578	0.387	0.168	0.022	0	0	0	0	0
121	0	0	0	0	0	0	0.062	0.22	0.426	0.596	0.735	0.764	0.664	0.724	0.651	0.445	0.259	0.13	0.012	0	0	0	0	0
122	0	0	0	0	0	0	0.063	0.266	0.481	0.653	0.77	0.833	0.847	0.809	0.723	0.582	0.392	0.172	0.023	0	0	0	0	0
123	0	0	0	0	0	0.001	0.063	0.267	0.478	0.647	0.764	0.829	0.842	0.804	0.715	0.574	0.385	0.169	0.024	0	0	0	0	0
124	0	0	0	0	0	0.001	0.066	0.217	0.387	0.411	0.559	0.678	0.687	0.591	0.618	0.541	0.341	0.124	0.019	0	0	0	0	0
125	0	0	0	0	0	0	0.049	0.111	0.319	0.457	0.56	0.672	0.717	0.726	0.598	0.447	0.293	0.139	0.027	0	0	0	0	0
126	0	0	0	0	0	0.001	0.066	0.244	0.454	0.632	0.754	0.812	0.83	0.796	0.711	0.575	0.39	0.174	0.026	0	0	0	0	0
127	0	0	0	0	0	0.002	0.069	0.246	0.457	0.62	0.728	0.774	0.782	0.755	0.676	0.556	0.379	0.173	0.028	0	0	0	0	0
128	0	0	0	0	0	0.002	0.07	0.252	0.441	0.604	0.721	0.776	0.805	0.777	0.687	0.546	0.37	0.165	0.032	0	0	0	0	0
129	0	0	0	0	0	0.002	0.069	0.27	0.479	0.646	0.76	0.822	0.835	0.798	0.709	0.57	0.384	0.172	0.029	0	0	0	0	0
130	0	0	0	0	0	0.002	0.072	0.208	0.37	0.517	0.61	0.644	0.632	0.593	0.51	0.356	0.212	0.101	0.023	0	0	0	0	0
131	0	0	0	0	0	0.003	0.069	0.264	0.467	0.632	0.746	0.808	0.822	0.786	0.702	0.565	0.382	0.172	0.029	0	0	0	0	0
132	0	0	0	0	0	0.003	0.068	0.268	0.473	0.638	0.751	0.815	0.828	0.792	0.702	0.565	0.381	0.171	0.029	0	0	0	0	0
133	0	0	0	0	0	0.003	0.07	0.265	0.463	0.621	0.73	0.796	0.808	0.771	0.685	0.537	0.34	0.154	0.033	0	0	0	0	0
134	0	0	0	0	0	0.003	0.07	0.198	0.335	0.47	0.593	0.702	0.718	0.72	0.642	0.514	0.337	0.159	0.037	0	0	0	0	0
135	0	0	0	0	0	0.004	0.081	0.193	0.29	0.323	0.376	0.53	0.698	0.689	0.537	0.345	0.183	0.099	0.008	0	0	0	0	0
136	0	0	0	0	0	0.004	0.07	0.266	0.471	0.636	0.749	0.812	0.825	0.79	0.703	0.568	0.386	0.174	0.028	0	0	0	0	0
137	0	0	0	0	0	0.004	0.069	0.271	0.471	0.63	0.736	0.791	0.797	0.758	0.676	0.548	0.373	0.172	0.034	0	0	0	0	0
138	0	0	0	0	0	0.005	0.072	0.267	0.466	0.627	0.738	0.798	0.81	0.773	0.686	0.537	0.312	0.153	0.038	0	0	0	0	0
139	0	0	0	0	0	0.006	0.079	0.236	0.414	0.584	0.678	0.731	0.698	0.65	0.611	0.472	0.307	0.145	0.027	0	0	0	0	0
140	0	0	0	0	0	0.005	0.082	0.247	0.424	0.562	0.67	0.572	0.54	0.627	0.534	0.305	0.202	0.136	0.04	0	0	0	0	0
141	0	0	0	0	0	0.006	0.084	0.219	0.394	0.544	0.539	0.382	0.251	0.45	0.582	0.454	0.291	0.119	0.024	0	0	0	0	0
142	0	0	0	0	0	0.004	0.064	0.174	0.299	0.418	0.549	0.62	0.587	0.578	0.521	0.411	0.252	0.12	0.026	0	0	0	0	0
143	0	0	0	0	0	0	0.028	0.179	0.356	0.393	0.492	0.475	0.592	0.605	0.524	0.417	0.276	0.146	0.042	0	0	0	0	0
144	0	0	0	0	0	0.006	0.069	0.267	0.469	0.63	0.739	0.788	0.811	0.78	0.695	0.56	0.38	0.174	0.031	0	0	0	0	0
145	0	0	0	0	0	0.006	0.071	0.267	0.465	0.623	0.733	0.793	0.805	0.769	0.685	0.552	0.375	0.168	0.04	0	0	0	0	0
146	0	0	0	0	0	0.004	0.07	0.232	0.424	0.541	0.681	0.757	0.774	0.738	0.654	0.508	0.348	0.17	0.042	0	0	0	0	0
147	0	0	0	0	0	0.005	0.059	0.177	0.369	0.533	0.619	0.705	0.726	0.657	0.563	0.312	0.183	0.134	0.049	0	0	0	0	0
148	0	0	0	0	0	0.008	0.083	0.233	0.402	0.551	0.661	0.726	0.738	0.693	0.551	0.37	0.219	0.117	0.042	0	0	0	0	0
149	0	0	0	0	0	0.008	0.085	0.236	0.417	0.565	0.672	0.751	0.724	0.465	0.311	0.357	0.308	0.148	0.045	0	0	0	0	0
150	0	0	0	0	0	0.009	0.088	0.232	0.3	0.488	0.587	0.586	0.527	0.519	0.494	0.404	0.271	0.138	0.043	0	0	0	0	0
151	0	0	0	0	0	0.009	0.081	0.237	0.432	0.591	0.698	0.759	0.767	0.734	0.566	0.385	0.356	0.146	0.025	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
152	0	0	0	0	0	0.008	0.082	0.246	0.428	0.579	0.682	0.729	0.693	0.73	0.64	0.489	0.307	0.155	0.04	0	0	0	0	0
153	0	0	0	0	0	0.008	0.082	0.231	0.388	0.553	0.662	0.735	0.738	0.725	0.641	0.518	0.354	0.172	0.045	0	0	0	0	0
154	0	0	0	0	0	0.009	0.081	0.238	0.412	0.563	0.674	0.737	0.754	0.725	0.656	0.53	0.362	0.173	0.041	0	0	0	0	0
155	0	0	0	0	0	0.009	0.071	0.261	0.455	0.611	0.721	0.781	0.794	0.76	0.676	0.545	0.372	0.175	0.036	0	0	0	0	0
156	0	0	0	0	0	0.009	0.07	0.261	0.453	0.608	0.716	0.774	0.787	0.753	0.67	0.54	0.367	0.174	0.038	0	0	0	0	0
157	0	0	0	0	0	0.01	0.071	0.256	0.445	0.599	0.707	0.765	0.778	0.745	0.661	0.533	0.364	0.173	0.038	0	0	0	0	0
158	0	0	0	0	0	0.01	0.071	0.253	0.439	0.591	0.697	0.76	0.771	0.737	0.656	0.53	0.363	0.173	0.038	0	0	0	0	0
159	0	0	0	0	0	0.01	0.07	0.253	0.44	0.593	0.7	0.761	0.773	0.74	0.658	0.532	0.363	0.173	0.037	0	0	0	0	0
160	0	0	0	0	0	0.01	0.069	0.255	0.443	0.595	0.7	0.757	0.767	0.732	0.65	0.523	0.356	0.171	0.041	0	0	0	0	0
161	0	0	0	0	0	0.011	0.076	0.248	0.432	0.583	0.693	0.754	0.767	0.734	0.654	0.528	0.36	0.174	0.043	0	0	0	0	0
162	0	0	0	0	0	0.011	0.074	0.246	0.428	0.579	0.685	0.746	0.761	0.727	0.645	0.52	0.357	0.173	0.041	0.001	0	0	0	0
163	0	0	0	0	0	0.011	0.072	0.247	0.431	0.579	0.683	0.739	0.754	0.722	0.649	0.524	0.358	0.173	0.04	0.001	0	0	0	0
164	0	0	0	0	0	0.012	0.082	0.224	0.391	0.545	0.669	0.741	0.756	0.724	0.64	0.504	0.322	0.161	0.05	0.001	0	0	0	0
165	0	0	0	0	0	0.011	0.068	0.25	0.434	0.583	0.688	0.746	0.759	0.727	0.649	0.526	0.361	0.173	0.037	0.001	0	0	0	0
166	0	0	0	0	0	0.012	0.075	0.24	0.416	0.563	0.67	0.739	0.754	0.722	0.641	0.517	0.355	0.174	0.042	0.001	0	0	0	0
167	0	0	0	0	0	0.012	0.084	0.222	0.361	0.491	0.597	0.666	0.686	0.654	0.573	0.458	0.318	0.17	0.05	0.001	0	0	0	0
168	0	0	0	0	0	0.012	0.071	0.245	0.426	0.575	0.678	0.74	0.751	0.718	0.638	0.515	0.354	0.173	0.041	0.001	0	0	0	0
169	0	0	0	0	0	0.012	0.072	0.239	0.414	0.564	0.675	0.737	0.75	0.717	0.636	0.512	0.35	0.172	0.044	0.001	0	0	0	0
170	0	0	0	0	0	0.012	0.073	0.24	0.411	0.546	0.643	0.699	0.713	0.693	0.629	0.51	0.352	0.172	0.044	0.001	0	0	0	0
171	0	0	0	0	0	0.012	0.07	0.242	0.422	0.569	0.675	0.738	0.751	0.719	0.636	0.512	0.354	0.173	0.042	0.001	0	0	0	0
172	0	0	0	0	0	0.011	0.067	0.244	0.427	0.576	0.681	0.736	0.749	0.717	0.641	0.519	0.357	0.174	0.039	0.001	0	0	0	0
173	0	0	0	0	0	0.011	0.066	0.244	0.424	0.57	0.674	0.737	0.751	0.718	0.64	0.518	0.356	0.174	0.04	0.001	0	0	0	0
174	0	0	0	0	0	0.012	0.068	0.241	0.422	0.572	0.678	0.739	0.752	0.72	0.643	0.52	0.358	0.175	0.039	0.001	0	0	0	0
175	0	0	0	0	0	0.012	0.07	0.238	0.415	0.56	0.66	0.722	0.735	0.704	0.621	0.501	0.344	0.17	0.044	0.001	0	0	0	0
176	0	0	0	0	0	0.011	0.064	0.245	0.43	0.579	0.684	0.742	0.754	0.721	0.643	0.52	0.357	0.175	0.04	0.001	0	0	0	0
177	0	0	0	0	0	0.012	0.073	0.239	0.422	0.571	0.678	0.738	0.752	0.72	0.64	0.516	0.354	0.174	0.045	0.001	0	0	0	0
178	0	0	0	0	0	0.012	0.073	0.237	0.417	0.567	0.673	0.738	0.751	0.719	0.64	0.518	0.356	0.176	0.042	0.001	0	0	0	0
179	0	0	0	0	0	0.011	0.064	0.242	0.426	0.578	0.684	0.741	0.754	0.721	0.649	0.527	0.364	0.178	0.036	0.001	0	0	0	0
180	0	0	0	0	0	0.011	0.065	0.24	0.423	0.573	0.679	0.743	0.757	0.726	0.645	0.521	0.357	0.175	0.042	0.001	0	0	0	0
181	0	0	0	0	0	0.011	0.062	0.245	0.436	0.592	0.701	0.762	0.776	0.744	0.667	0.541	0.373	0.181	0.036	0.001	0	0	0	0
182	0	0	0	0	0	0.01	0.06	0.247	0.436	0.59	0.698	0.759	0.772	0.739	0.659	0.534	0.368	0.18	0.036	0.001	0	0	0	0
183	0	0	0	0	0	0.01	0.058	0.248	0.438	0.591	0.697	0.758	0.771	0.738	0.66	0.536	0.37	0.18	0.034	0.001	0	0	0	0
184	0	0	0	0	0	0.009	0.056	0.249	0.441	0.593	0.7	0.759	0.772	0.739	0.659	0.535	0.369	0.179	0.034	0	0	0	0	0
185	0	0	0	0	0	0.01	0.059	0.243	0.428	0.578	0.682	0.739	0.751	0.719	0.639	0.517	0.356	0.175	0.039	0	0	0	0	0
186	0	0	0	0	0	0.01	0.061	0.24	0.426	0.577	0.684	0.742	0.755	0.724	0.649	0.527	0.364	0.178	0.035	0	0	0	0	0
187	0	0	0	0	0	0.01	0.062	0.236	0.418	0.568	0.675	0.739	0.754	0.724	0.643	0.521	0.358	0.176	0.039	0	0	0	0	0
188	0	0	0	0	0	0.009	0.056	0.245	0.434	0.587	0.694	0.751	0.763	0.73	0.651	0.527	0.364	0.178	0.035	0	0	0	0	0
189	0	0	0	0	0	0.009	0.057	0.241	0.426	0.576	0.679	0.738	0.751	0.719	0.639	0.517	0.356	0.174	0.038	0	0	0	0	0
190	0	0	0	0	0	0.009	0.058	0.239	0.424	0.573	0.676	0.731	0.743	0.712	0.635	0.514	0.354	0.174	0.037	0	0	0	0	0
191	0	0	0	0	0	0.009	0.061	0.235	0.417	0.566	0.67	0.729	0.74	0.707	0.625	0.503	0.345	0.17	0.041	0	0	0	0	0
192	0	0	0	0	0	0.009	0.07	0.222	0.392	0.538	0.65	0.71	0.702	0.681	0.627	0.513	0.355	0.178	0.04	0	0	0	0	0
193	0	0	0	0	0	0.009	0.057	0.242	0.434	0.591	0.7	0.76	0.773	0.74	0.664	0.539	0.373	0.182	0.033	0	0	0	0	0
194	0	0	0	0	0	0.008	0.054	0.243	0.434	0.587	0.693	0.752	0.765	0.732	0.654	0.531	0.367	0.179	0.035	0	0	0	0	0
195	0	0	0	0	0	0.008	0.059	0.237	0.425	0.578	0.684	0.739	0.751	0.718	0.641	0.515	0.36	0.177	0.037	0	0	0	0	0
196	0	0	0	0	0	0.008	0.064	0.238	0.425	0.577	0.682	0.736	0.747	0.709	0.621	0.479	0.341	0.17	0.044	0	0	0	0	0
197	0	0	0	0	0	0.008	0.066	0.231	0.412	0.569	0.677	0.736	0.749	0.713	0.63	0.515	0.355	0.176	0.04	0	0	0	0	0
198	0	0	0	0	0	0.008	0.072	0.216	0.372	0.508	0.619	0.685	0.704	0.677	0.605	0.489	0.336	0.171	0.044	0	0	0	0	0
199	0	0	0	0	0	0.007	0.06	0.237	0.425	0.581	0.691	0.754	0.769	0.738	0.661	0.537	0.371	0.181	0.033	0	0	0	0	0
200	0	0	0	0	0	0.007	0.056	0.24	0.433	0.589	0.699	0.76	0.774	0.741	0.661	0.536	0.368	0.179	0.034	0	0	0	0	0
201	0	0	0	0	0	0.007	0.056	0.238	0.427	0.581	0.69	0.754	0.768	0.737	0.659	0.535	0.369	0.18	0.033	0	0	0	0	0
202	0	0	0	0	0	0.006	0.058	0.236	0.424	0.578	0.686	0.748	0.76	0.727	0.652	0.527	0.363	0.178	0.035	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
203	0	0	0	0	0	0.006	0.052	0.243	0.437	0.594	0.704	0.766	0.78	0.749	0.67	0.545	0.376	0.182	0.031	0	0	0	0	0
204	0	0	0	0	0	0.006	0.054	0.239	0.43	0.586	0.695	0.756	0.77	0.738	0.66	0.536	0.369	0.179	0.033	0	0	0	0	0
205	0	0	0	0	0	0.005	0.054	0.239	0.427	0.579	0.686	0.749	0.764	0.733	0.654	0.53	0.363	0.176	0.034	0	0	0	0	0
206	0	0	0	0	0	0.005	0.053	0.241	0.435	0.593	0.703	0.765	0.778	0.744	0.664	0.537	0.369	0.178	0.033	0	0	0	0	0
207	0	0	0	0	0	0.005	0.05	0.244	0.44	0.599	0.708	0.771	0.784	0.752	0.672	0.546	0.376	0.181	0.029	0	0	0	0	0
208	0	0	0	0	0	0.004	0.049	0.243	0.438	0.595	0.704	0.765	0.779	0.747	0.669	0.545	0.376	0.181	0.028	0	0	0	0	0
209	0	0	0	0	0	0.004	0.049	0.244	0.44	0.599	0.709	0.77	0.784	0.752	0.673	0.547	0.376	0.179	0.028	0	0	0	0	0
210	0	0	0	0	0	0.004	0.053	0.236	0.427	0.581	0.69	0.752	0.766	0.736	0.657	0.532	0.364	0.174	0.031	0	0	0	0	0
211	0	0	0	0	0	0.004	0.053	0.237	0.429	0.584	0.692	0.752	0.765	0.732	0.655	0.53	0.363	0.174	0.03	0	0	0	0	0
212	0	0	0	0	0	0.003	0.052	0.237	0.429	0.584	0.693	0.754	0.767	0.734	0.652	0.526	0.359	0.172	0.031	0	0	0	0	0
213	0	0	0	0	0	0.003	0.054	0.234	0.422	0.577	0.685	0.749	0.763	0.73	0.652	0.527	0.361	0.173	0.029	0	0	0	0	0
214	0	0	0	0	0	0.003	0.053	0.234	0.425	0.581	0.689	0.753	0.767	0.734	0.654	0.527	0.36	0.171	0.029	0	0	0	0	0
215	0	0	0	0	0	0.003	0.054	0.232	0.419	0.571	0.676	0.733	0.744	0.711	0.634	0.51	0.346	0.165	0.03	0	0	0	0	0
216	0	0	0	0	0	0.002	0.054	0.234	0.43	0.589	0.699	0.761	0.773	0.739	0.66	0.534	0.365	0.173	0.027	0	0	0	0	0
217	0	0	0	0	0	0.002	0.051	0.238	0.433	0.592	0.705	0.768	0.783	0.75	0.67	0.542	0.37	0.175	0.027	0	0	0	0	0
218	0	0	0	0	0	0.002	0.049	0.244	0.445	0.607	0.72	0.781	0.795	0.763	0.684	0.554	0.378	0.177	0.026	0	0	0	0	0
219	0	0	0	0	0	0.001	0.049	0.244	0.445	0.606	0.717	0.781	0.793	0.76	0.676	0.546	0.372	0.174	0.025	0	0	0	0	0
220	0	0	0	0	0	0.001	0.048	0.245	0.446	0.606	0.717	0.778	0.791	0.757	0.677	0.548	0.374	0.174	0.024	0	0	0	0	0
221	0	0	0	0	0	0.001	0.047	0.246	0.447	0.607	0.717	0.779	0.792	0.759	0.677	0.548	0.374	0.174	0.022	0	0	0	0	0
222	0	0	0	0	0	0.001	0.048	0.244	0.445	0.605	0.715	0.776	0.789	0.754	0.672	0.543	0.369	0.17	0.023	0	0	0	0	0
223	0	0	0	0	0	0.001	0.05	0.239	0.437	0.595	0.704	0.765	0.778	0.745	0.664	0.536	0.364	0.169	0.023	0	0	0	0	0
224	0	0	0	0	0	0	0.049	0.24	0.44	0.6	0.711	0.773	0.785	0.751	0.669	0.54	0.366	0.168	0.023	0	0	0	0	0
225	0	0	0	0	0	0	0.05	0.238	0.436	0.595	0.705	0.768	0.779	0.744	0.663	0.532	0.359	0.164	0.023	0	0	0	0	0
226	0	0	0	0	0	0	0.052	0.23	0.422	0.579	0.689	0.757	0.77	0.736	0.655	0.526	0.354	0.162	0.022	0	0	0	0	0
227	0	0	0	0	0	0	0.052	0.228	0.415	0.579	0.691	0.753	0.767	0.734	0.655	0.526	0.353	0.161	0.022	0	0	0	0	0
228	0	0	0	0	0	0	0.05	0.233	0.429	0.588	0.698	0.758	0.771	0.738	0.653	0.523	0.351	0.159	0.021	0	0	0	0	0
229	0	0	0	0	0	0	0.05	0.233	0.43	0.589	0.7	0.761	0.775	0.74	0.654	0.523	0.348	0.156	0.02	0	0	0	0	0
230	0	0	0	0	0	0	0.048	0.238	0.441	0.605	0.72	0.785	0.798	0.764	0.682	0.55	0.371	0.166	0.019	0	0	0	0	0
231	0	0	0	0	0	0	0.047	0.241	0.448	0.616	0.732	0.792	0.806	0.772	0.687	0.554	0.374	0.166	0.014	0	0	0	0	0
232	0	0	0	0	0	0	0.047	0.241	0.446	0.612	0.727	0.79	0.803	0.769	0.684	0.55	0.37	0.164	0.014	0	0	0	0	0
233	0	0	0	0	0	0	0.046	0.241	0.445	0.608	0.72	0.783	0.794	0.759	0.674	0.54	0.361	0.159	0.014	0	0	0	0	0
234	0	0	0	0	0	0	0.047	0.232	0.432	0.594	0.707	0.769	0.782	0.747	0.669	0.536	0.357	0.156	0.013	0	0	0	0	0
235	0	0	0	0	0	0	0.047	0.227	0.424	0.585	0.696	0.758	0.771	0.737	0.649	0.518	0.343	0.149	0.013	0	0	0	0	0
236	0	0	0	0	0	0	0.046	0.224	0.421	0.581	0.693	0.752	0.765	0.73	0.645	0.514	0.338	0.146	0.013	0	0	0	0	0
237	0	0	0	0	0	0	0.045	0.221	0.417	0.579	0.691	0.755	0.768	0.734	0.648	0.516	0.34	0.146	0.012	0	0	0	0	0
238	0	0	0	0	0	0	0.044	0.221	0.419	0.583	0.697	0.76	0.775	0.741	0.658	0.527	0.35	0.15	0.011	0	0	0	0	0
239	0	0	0	0	0	0	0.044	0.224	0.422	0.584	0.697	0.766	0.781	0.748	0.66	0.528	0.35	0.149	0.01	0	0	0	0	0
240	0	0	0	0	0	0	0.043	0.232	0.436	0.602	0.716	0.781	0.794	0.758	0.672	0.537	0.355	0.15	0.01	0	0	0	0	0
241	0	0	0	0	0	0	0.043	0.228	0.43	0.595	0.707	0.771	0.783	0.748	0.661	0.525	0.344	0.143	0.009	0	0	0	0	0
242	0	0	0	0	0	0	0.042	0.229	0.436	0.603	0.719	0.785	0.798	0.764	0.68	0.545	0.362	0.152	0.008	0	0	0	0	0
243	0	0	0	0	0	0	0.042	0.238	0.447	0.614	0.73	0.794	0.807	0.772	0.689	0.552	0.366	0.153	0.008	0	0	0	0	0
244	0	0	0	0	0	0	0.041	0.233	0.443	0.612	0.728	0.794	0.807	0.771	0.683	0.533	0.361	0.152	0.007	0	0	0	0	0
245	0	0	0	0	0	0	0.04	0.229	0.434	0.6	0.716	0.783	0.796	0.76	0.675	0.538	0.352	0.144	0.007	0	0	0	0	0
246	0	0	0	0	0	0	0.039	0.227	0.432	0.597	0.712	0.778	0.792	0.758	0.673	0.537	0.352	0.144	0.006	0	0	0	0	0
247	0	0	0	0	0	0	0.038	0.226	0.432	0.599	0.715	0.78	0.792	0.755	0.67	0.531	0.346	0.139	0.006	0	0	0	0	0
248	0	0	0	0	0	0	0.037	0.215	0.411	0.565	0.665	0.715	0.718	0.68	0.593	0.46	0.289	0.112	0.005	0	0	0	0	0
249	0	0	0	0	0	0	0.034	0.209	0.41	0.577	0.693	0.761	0.775	0.74	0.648	0.51	0.325	0.125	0.004	0	0	0	0	0
250	0	0	0	0	0	0	0.034	0.216	0.423	0.593	0.712	0.779	0.794	0.759	0.673	0.536	0.349	0.138	0.004	0	0	0	0	0
251	0	0	0	0	0	0	0.035	0.225	0.434	0.603	0.718	0.786	0.802	0.769	0.683	0.546	0.357	0.135	0.003	0	0	0	0	0
252	0	0	0	0	0	0	0.034	0.23	0.443	0.613	0.732	0.795	0.81	0.774	0.688	0.546	0.356	0.138	0.003	0	0	0	0	0
253	0	0	0	0	0	0	0.031	0.22	0.432	0.603	0.72	0.786	0.799	0.763	0.676	0.538	0.35	0.136	0.003	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
254	0	0	0	0	0	0	0.03	0.219	0.429	0.598	0.715	0.783	0.797	0.759	0.669	0.526	0.333	0.122	0.002	0	0	0	0	0
255	0	0	0	0	0	0	0.027	0.208	0.418	0.59	0.709	0.782	0.797	0.763	0.677	0.538	0.348	0.131	0.002	0	0	0	0	0
256	0	0	0	0	0	0	0.028	0.215	0.424	0.588	0.706	0.778	0.791	0.753	0.663	0.517	0.315	0.107	0.001	0	0	0	0	0
257	0	0	0	0	0	0	0.024	0.202	0.416	0.593	0.716	0.785	0.804	0.77	0.678	0.535	0.342	0.124	0.001	0	0	0	0	0
258	0	0	0	0	0	0	0.025	0.213	0.43	0.606	0.728	0.797	0.813	0.778	0.687	0.546	0.354	0.131	0.001	0	0	0	0	0
259	0	0	0	0	0	0	0.026	0.222	0.443	0.619	0.738	0.802	0.815	0.778	0.69	0.548	0.354	0.13	0.001	0	0	0	0	0
260	0	0	0	0	0	0	0.027	0.231	0.455	0.631	0.75	0.816	0.828	0.79	0.7	0.556	0.361	0.133	0	0	0	0	0	0
261	0	0	0	0	0	0	0.026	0.23	0.454	0.629	0.746	0.809	0.82	0.781	0.69	0.545	0.35	0.125	0	0	0	0	0	0
262	0	0	0	0	0	0	0.023	0.218	0.438	0.613	0.731	0.796	0.809	0.771	0.676	0.534	0.34	0.118	0	0	0	0	0	0
263	0	0	0	0	0	0	0.02	0.198	0.42	0.597	0.713	0.778	0.789	0.75	0.66	0.516	0.321	0.107	0	0	0	0	0	0
264	0	0	0	0	0	0	0.015	0.178	0.404	0.594	0.721	0.794	0.814	0.783	0.696	0.555	0.357	0.126	0	0	0	0	0	0
265	0	0	0	0	0	0	0.02	0.221	0.451	0.633	0.758	0.826	0.84	0.803	0.712	0.565	0.364	0.128	0	0	0	0	0	0
266	0	0	0	0	0	0	0.018	0.217	0.445	0.625	0.747	0.811	0.823	0.784	0.694	0.547	0.347	0.119	0	0	0	0	0	0
267	0	0	0	0	0	0	0.014	0.18	0.396	0.572	0.69	0.747	0.751	0.693	0.531	0.244	0.092	0.038	0	0	0	0	0	0
268	0	0	0	0	0	0	0.016	0.206	0.431	0.608	0.727	0.789	0.803	0.766	0.675	0.532	0.335	0.111	0	0	0	0	0	0
269	0	0	0	0	0	0	0.015	0.207	0.431	0.607	0.727	0.793	0.804	0.761	0.66	0.502	0.305	0.095	0	0	0	0	0	0
270	0	0	0	0	0	0	0.013	0.198	0.42	0.595	0.714	0.781	0.795	0.758	0.669	0.526	0.33	0.107	0	0	0	0	0	0
271	0	0	0	0	0	0	0.012	0.196	0.419	0.595	0.715	0.781	0.795	0.758	0.67	0.527	0.33	0.106	0	0	0	0	0	0
272	0	0	0	0	0	0	0.013	0.211	0.442	0.621	0.742	0.808	0.822	0.784	0.694	0.549	0.35	0.117	0	0	0	0	0	0
273	0	0	0	0	0	0	0.012	0.209	0.44	0.619	0.738	0.8	0.813	0.776	0.688	0.543	0.344	0.112	0	0	0	0	0	0
274	0	0	0	0	0	0	0.01	0.194	0.422	0.6	0.718	0.785	0.798	0.761	0.672	0.528	0.328	0.102	0	0	0	0	0	0
275	0	0	0	0	0	0	0.007	0.169	0.376	0.538	0.65	0.725	0.753	0.726	0.649	0.514	0.32	0.098	0	0	0	0	0	0
276	0	0	0	0	0	0	0.007	0.186	0.414	0.594	0.715	0.78	0.794	0.757	0.667	0.521	0.319	0.093	0	0	0	0	0	0
277	0	0	0	0	0	0	0.004	0.135	0.339	0.513	0.64	0.726	0.739	0.647	0.525	0.358	0.164	0.03	0	0	0	0	0	0
278	0	0	0	0	0	0	0.006	0.182	0.414	0.591	0.713	0.78	0.795	0.756	0.657	0.485	0.258	0.07	0	0	0	0	0	0
279	0	0	0	0	0	0	0.004	0.17	0.409	0.598	0.721	0.788	0.801	0.762	0.67	0.516	0.313	0.08	0	0	0	0	0	0
280	0	0	0	0	0	0	0.002	0.151	0.368	0.566	0.695	0.758	0.766	0.735	0.651	0.51	0.309	0.08	0	0	0	0	0	0
281	0	0	0	0	0	0	0	0.037	0.126	0.195	0.522	0.587	0.456	0.332	0.214	0.129	0.066	0.012	0	0	0	0	0	0
282	0	0	0	0	0	0	0.001	0.14	0.369	0.568	0.695	0.771	0.786	0.747	0.66	0.51	0.299	0.056	0	0	0	0	0	0
283	0	0	0	0	0	0	0	0.105	0.335	0.516	0.606	0.615	0.618	0.607	0.356	0.19	0.086	0.009	0	0	0	0	0	0
284	0	0	0	0	0	0	0	0.054	0.151	0.233	0.256	0.237	0.318	0.452	0.484	0.372	0.209	0.043	0	0	0	0	0	0
285	0	0	0	0	0	0	0	0.119	0.345	0.535	0.665	0.747	0.764	0.726	0.629	0.477	0.271	0.052	0	0	0	0	0	0
286	0	0	0	0	0	0	0	0.137	0.377	0.569	0.699	0.774	0.79	0.752	0.661	0.511	0.304	0.063	0	0	0	0	0	0
287	0	0	0	0	0	0	0	0.15	0.395	0.587	0.716	0.788	0.803	0.764	0.672	0.522	0.314	0.065	0	0	0	0	0	0
288	0	0	0	0	0	0	0	0.144	0.391	0.587	0.714	0.782	0.792	0.752	0.662	0.515	0.308	0.061	0	0	0	0	0	0
289	0	0	0	0	0	0	0	0.141	0.385	0.578	0.706	0.772	0.787	0.749	0.656	0.505	0.295	0.052	0	0	0	0	0	0
290	0	0	0	0	0	0	0	0.115	0.336	0.523	0.614	0.665	0.699	0.684	0.591	0.454	0.255	0.039	0	0	0	0	0	0
291	0	0	0	0	0	0	0	0.05	0.169	0.302	0.33	0.38	0.349	0.33	0.373	0.3	0.111	0.009	0	0	0	0	0	0
292	0	0	0	0	0	0	0	0.058	0.247	0.46	0.614	0.717	0.712	0.638	0.545	0.403	0.224	0.033	0	0	0	0	0	0
293	0	0	0	0	0	0	0	0.108	0.345	0.541	0.673	0.744	0.76	0.721	0.63	0.478	0.268	0.036	0	0	0	0	0	0
294	0	0	0	0	0	0	0	0.102	0.344	0.545	0.68	0.745	0.761	0.723	0.63	0.476	0.265	0.034	0	0	0	0	0	0
295	0	0	0	0	0	0	0	0.095	0.337	0.548	0.682	0.744	0.763	0.727	0.634	0.481	0.269	0.033	0	0	0	0	0	0
296	0	0	0	0	0	0	0	0.083	0.312	0.512	0.653	0.718	0.739	0.701	0.6	0.439	0.225	0.023	0	0	0	0	0	0
297	0	0	0	0	0	0	0	0.103	0.351	0.553	0.687	0.756	0.772	0.734	0.634	0.479	0.266	0.029	0	0	0	0	0	0
298	0	0	0	0	0	0	0	0.098	0.345	0.549	0.686	0.759	0.777	0.74	0.647	0.494	0.282	0.031	0	0	0	0	0	0
299	0	0	0	0	0	0	0	0.109	0.365	0.569	0.706	0.784	0.801	0.765	0.673	0.522	0.309	0.035	0	0	0	0	0	0
300	0	0	0	0	0	0	0	0.105	0.361	0.565	0.701	0.778	0.796	0.759	0.669	0.516	0.302	0.031	0	0	0	0	0	0
301	0	0	0	0	0	0	0	0.105	0.365	0.57	0.706	0.782	0.799	0.762	0.669	0.517	0.289	0.027	0	0	0	0	0	0
302	0	0	0	0	0	0	0	0.09	0.34	0.546	0.685	0.762	0.779	0.74	0.643	0.484	0.262	0.02	0	0	0	0	0	0
303	0	0	0	0	0	0	0	0.081	0.317	0.503	0.591	0.647	0.675	0.639	0.525	0.332	0.139	0.009	0	0	0	0	0	0
304	0	0	0	0	0	0	0	0.061	0.296	0.484	0.607	0.653	0.642	0.586	0.53	0.41	0.204	0.013	0	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
305	0	0	0	0	0	0	0	0.019	0.124	0.293	0.462	0.578	0.609	0.557	0.471	0.342	0.169	0.009	0	0	0	0	0	0
306	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.057	0.135	0.221	0.275	0.287	0.257	0.2	0.127	0.055	0.003	0	0	0	0	0	0
307	0	0	0	0	0	0	0	0.069	0.314	0.522	0.661	0.742	0.759	0.72	0.624	0.462	0.246	0.013	0	0	0	0	0	0
308	0	0	0	0	0	0	0	0.058	0.294	0.516	0.656	0.728	0.744	0.708	0.595	0.377	0.106	0.004	0	0	0	0	0	0
309	0	0	0	0	0	0	0	0.031	0.193	0.38	0.534	0.614	0.647	0.623	0.54	0.392	0.189	0.007	0	0	0	0	0	0
310	0	0	0	0	0	0	0	0.066	0.307	0.516	0.652	0.731	0.753	0.715	0.618	0.46	0.24	0.009	0	0	0	0	0	0
311	0	0	0	0	0	0	0	0.066	0.304	0.51	0.648	0.724	0.743	0.704	0.604	0.448	0.232	0.008	0	0	0	0	0	0
312	0	0	0	0	0	0	0	0.032	0.188	0.351	0.489	0.63	0.691	0.687	0.603	0.451	0.235	0.008	0	0	0	0	0	0
313	0	0	0	0	0	0	0	0.069	0.322	0.533	0.665	0.737	0.753	0.718	0.618	0.461	0.236	0.007	0	0	0	0	0	0
314	0	0	0	0	0	0	0	0.026	0.146	0.256	0.339	0.378	0.299	0.168	0.092	0.043	0.013	0	0	0	0	0	0	0
315	0	0	0	0	0	0	0	0.005	0.083	0.21	0.281	0.423	0.475	0.43	0.329	0.187	0.081	0.001	0	0	0	0	0	0
316	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.111	0.312	0.543	0.635	0.648	0.572	0.409	0.184	0.021	0	0	0	0	0	0	0
317	0	0	0	0	0	0	0	0	0.011	0.028	0.058	0.092	0.076	0.068	0.069	0.032	0.006	0	0	0	0	0	0	0
318	0	0	0	0	0	0	0	0.023	0.192	0.425	0.592	0.71	0.736	0.699	0.6	0.433	0.206	0.003	0	0	0	0	0	0
319	0	0	0	0	0	0	0	0.054	0.301	0.521	0.662	0.742	0.765	0.73	0.636	0.481	0.262	0.004	0	0	0	0	0	0
320	0	0	0	0	0	0	0	0.047	0.276	0.485	0.59	0.616	0.623	0.683	0.645	0.475	0.206	0.002	0	0	0	0	0	0
321	0	0	0	0	0	0	0	0.007	0.062	0.155	0.287	0.419	0.449	0.391	0.235	0.091	0.022	0	0	0	0	0	0	0
322	0	0	0	0	0	0	0	0.025	0.177	0.406	0.539	0.596	0.623	0.588	0.493	0.341	0.142	0	0	0	0	0	0	0
323	0	0	0	0	0	0	0	0.034	0.25	0.475	0.63	0.714	0.737	0.701	0.603	0.441	0.213	0.001	0	0	0	0	0	0
324	0	0	0	0	0	0	0	0.04	0.255	0.429	0.473	0.653	0.716	0.695	0.59	0.418	0.171	0	0	0	0	0	0	0
325	0	0	0	0	0	0	0	0.023	0.172	0.356	0.484	0.562	0.371	0.206	0.097	0.041	0.011	0	0	0	0	0	0	0
326	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.159	0.338	0.525	0.652	0.711	0.682	0.589	0.433	0.165	0	0	0	0	0	0	0
327	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.076	0.112	0.168	0.313	0.5	0.622	0.501	0.253	0.046	0	0	0	0	0	0	0
328	0	0	0	0	0	0	0	0.027	0.245	0.448	0.575	0.568	0.603	0.475	0.301	0.139	0.052	0	0	0	0	0	0	0
329	0	0	0	0	0	0	0	0.006	0.106	0.3	0.485	0.611	0.661	0.603	0.509	0.413	0.18	0	0	0	0	0	0	0
330	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.162	0.386	0.471	0.46	0.379	0.267	0.132	0.041	0.007	0	0	0	0	0	0	0
331	0	0	0	0	0	0	0	0.031	0.265	0.492	0.636	0.716	0.733	0.695	0.599	0.437	0.209	0	0	0	0	0	0	0
332	0	0	0	0	0	0	0	0.019	0.182	0.358	0.491	0.559	0.615	0.591	0.505	0.347	0.138	0	0	0	0	0	0	0
333	0	0	0	0	0	0	0	0.018	0.2	0.429	0.564	0.649	0.62	0.546	0.531	0.371	0.1	0	0	0	0	0	0	0
334	0	0	0	0	0	0	0	0.033	0.282	0.503	0.653	0.723	0.745	0.713	0.616	0.451	0.21	0	0	0	0	0	0	0
335	0	0	0	0	0	0	0	0.013	0.167	0.388	0.544	0.587	0.709	0.687	0.598	0.442	0.213	0	0	0	0	0	0	0
336	0	0	0	0	0	0	0	0.034	0.303	0.536	0.686	0.765	0.762	0.624	0.481	0.275	0.09	0	0	0	0	0	0	0
337	0	0	0	0	0	0	0	0.037	0.312	0.541	0.687	0.764	0.781	0.74	0.638	0.471	0.231	0	0	0	0	0	0	0
338	0	0	0	0	0	0	0	0.024	0.266	0.493	0.64	0.719	0.737	0.697	0.593	0.417	0.142	0	0	0	0	0	0	0
339	0	0	0	0	0	0	0	0.021	0.259	0.49	0.639	0.712	0.728	0.681	0.524	0.359	0.155	0	0	0	0	0	0	0
340	0	0	0	0	0	0	0	0.021	0.266	0.499	0.65	0.735	0.762	0.722	0.616	0.444	0.191	0	0	0	0	0	0	0
341	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.163	0.336	0.549	0.674	0.681	0.646	0.547	0.374	0.098	0	0	0	0	0	0	0
342	0	0	0	0	0	0	0	0.007	0.143	0.372	0.551	0.668	0.691	0.65	0.549	0.382	0.152	0	0	0	0	0	0	0
343	0	0	0	0	0	0	0	0.021	0.277	0.505	0.648	0.722	0.755	0.71	0.401	0.149	0.055	0	0	0	0	0	0	0
344	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.061	0.132	0.207	0.278	0.32	0.344	0.302	0.162	0.043	0	0	0	0	0	0	0
345	0	0	0	0	0	0	0	0.016	0.258	0.495	0.562	0.566	0.609	0.592	0.446	0.266	0.082	0	0	0	0	0	0	0
346	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.099	0.173	0.199	0.229	0.241	0.277	0.223	0.103	0.024	0	0	0	0	0	0	0
347	0	0	0	0	0	0	0	0.004	0.105	0.265	0.427	0.572	0.534	0.444	0.304	0.196	0.046	0	0	0	0	0	0	0
348	0	0	0	0	0	0	0	0.002	0.094	0.205	0.134	0.172	0.166	0.057	0.035	0.034	0.022	0	0	0	0	0	0	0
349	0	0	0	0	0	0	0	0.015	0.265	0.5	0.647	0.723	0.736	0.685	0.566	0.379	0.13	0	0	0	0	0	0	0
350	0	0	0	0	0	0	0	0.007	0.166	0.378	0.543	0.692	0.721	0.683	0.57	0.387	0.141	0	0	0	0	0	0	0
351	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.187	0.421	0.588	0.69	0.72	0.682	0.574	0.393	0.142	0	0	0	0	0	0	0
352	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.199	0.443	0.633	0.727	0.745	0.705	0.597	0.419	0.161	0	0	0	0	0	0	0
353	0	0	0	0	0	0	0	0.011	0.211	0.459	0.631	0.704	0.683	0.629	0.467	0.223	0.066	0	0	0	0	0	0	0
354	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.054	0.135	0.232	0.344	0.483	0.593	0.492	0.37	0.11	0	0	0	0	0	0	0
355	0	0	0	0	0	0	0	0.013	0.256	0.487	0.635	0.716	0.734	0.692	0.588	0.409	0.15	0	0	0	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
356	0	0	0	0	0	0	0	0.003	0.053	0.086	0.159	0.312	0.469	0.48	0.328	0.196	0.048	0	0	0	0	0	0	0	0
357	0	0	0	0	0	0	0	0.005	0.151	0.376	0.548	0.662	0.693	0.629	0.441	0.212	0.038	0	0	0	0	0	0	0	0
358	0	0	0	0	0	0	0	0	0.028	0.074	0.118	0.145	0.209	0.245	0.2	0.128	0.042	0	0	0	0	0	0	0	0
359	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.159	0.343	0.463	0.492	0.375	0.191	0.298	0.267	0.101	0	0	0	0	0	0	0	0
360	0	0	0	0	0	0	0	0.008	0.187	0.333	0.427	0.498	0.516	0.468	0.352	0.181	0.05	0	0	0	0	0	0	0	0
361	0	0	0	0	0	0	0	0.009	0.191	0.405	0.557	0.68	0.633	0.422	0.245	0.102	0.069	0	0	0	0	0	0	0	0
362	0	0	0	0	0	0	0	0	0.071	0.165	0.215	0.282	0.269	0.238	0.175	0.102	0.027	0	0	0	0	0	0	0	0
363	0	0	0	0	0	0	0	0	0.026	0.073	0.137	0.204	0.237	0.171	0.06	0.027	0.004	0	0	0	0	0	0	0	0
364	0	0	0	0	0	0	0	0	0.066	0.167	0.259	0.358	0.357	0.324	0.329	0.243	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0
365	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.075	0.19	0.342	0.425	0.444	0.431	0.35	0.236	0.071	0	0	0	0	0	0	0	0

Παράρτημα Δ

Τεχνικά δεδομένα ηλιακών μετατροπέων

Στους Πίνακες Δ.1 και Δ.2 παρουσιάζονται τα τεχνικά δεδομένα των δύο ηλιακών μετατροπέων που χρησιμοποιήθηκαν στην Ενότητα 6.4.

Πίνακας Δ.1 Τεχνικά δεδομένα ηλιακού μετατροπέα SMA Sunny Boy.

SMA Sunny Boy 3000TL	
Input (DC)	
Max. DC power (at $\cos\phi = 1$)	3200 W
Max. input voltage	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V to 500 V / 400 V
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2
Output (DC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3000 W
Max. AC apparent power	3000 VA
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V to 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement power factor	0.8 lagging to 0.8 leading
Feed-in phases / connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / European Efficiency	97 % / 96 %

Πίνακας Δ.1 (Συνέχεια)

Protective Devices	
Input-side disconnection point	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / —
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General Data	
Dimensions (W / H / D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)
Weight	26 kg (57.3 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology	Transformerless
Cooling method	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
Features	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic
Interfaces: RS485 / Bluetooth® / Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (others available upon request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, G83/2, IEC 61727, MEA4, NEN-EN50438, NRS 097-2-1, PEA4, PPC, PPDS, RD1699, RD 661, SI 4777, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2013, VFR 2014

● Standard features ○ Optional features — Not available, Data at nominal conditions

Πίνακας Δ.2 Τεχνικά δεδομένα ηλιακού μετατροπέα Danfoss DLX.

Danfoss DLX 2.0W	
AC	
Rated apparent power ¹⁾	2000 VA
Rated active power ²⁾	2000 W
Reactive power range ¹⁾	0 - 1600 VAr
Rated grid voltage (voltage range)	1P+N+PE/2P+PE - 230 V (+/- 20%)
Rated current AC	9.0 A
Max. current AC	10.5 A
Power factor - default	1 at rated power
Power factor - regulated	0.8 over-excited, 0.8 under-excited
Night-time power consumption (off grid)	< 1 W
Rated grid frequency (frequency range)	50 Hz +/- 5 Hz
DC	
Max. PV input power per MPPT	2625 W
Rated PV input power, total	2100 W
Rated voltage DC	350 V
MPPT voltage range - rated power	230-480 V
Max. voltage DC	600 V
Start up voltage	230 V
Turn off voltage	220 V
Max. MPPT current DC	9.5 A
Max. short circuit current DC	9.5 A
MPP tracker/ Input per MPPT	1 / 3 (Sunclix)
Efficiency	
Max. Efficiency	97.2 %
EU/ CEC efficiency at V _{dc,r}	96.3 % / 96.8 %
MPPT efficiency static	99.9 %
Enclosure	
Dimensions HxWxD (incl. Packaging)	610 x 353 x 158 mm (735.6 x 475.8 x 315.7 mm)
Weight (incl. Packaging)	19 kg (26 kg)
Enclosure rating	IP 65
Acoustic noise level	<37db (A)
Operational temperature range	-25 to +65 °C (Possible power derating above +45 °C)
Relative humidity	4 % to 99 %

Πίνακας Δ.2 (Συνέχεια)

Ancillary Services	
Active power	Fixed limit, set point curves, remotely controlled
Reactive power	Constant, set point curves, remotely controlled
Interfaces	Communication: Ethernet, RS-485 and CAN
PV grounding	Field configurable, positive & negative grounded
RCD compatibility	Type A, 30 mA
Cooling concept	Convection
Safety	
Approvals and certificates	see www.danfoss.com/solar -> downloads
Electrical Safety	IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded – communication part Class II, SELV)
Functional Safety	Islanding detection/ loss of mains - active frequency shift, Voltage and frequency surveillance, DC content of AC current surveillance, Insulation resistance surveillance

¹⁾ At rated grid voltage

²⁾ At rated grid voltage, $\cos\phi=1$

Δημοσιεύσεις του Συγγραφέα

A. Δημοσιεύσεις σχετικές με τη διδακτορική διατριβή

A1. Σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά με κριτές

- [Π1] **P. A. Karafotis**, V. A. Evangelopoulos, and P. S. Georgilakis, “Reliability-oriented Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Load and RES Production Scenarios,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 6, pp. 4668–4678, Dec. 2022.
- [Π2] **P. A. Karafotis**, V. A. Evangelopoulos, and P. S. Georgilakis, “Evaluation of Harmonic Contribution to Unbalance in Power Systems under Non-stationary Conditions using Wavelet Packet Transform,” *Electric Power Systems Research*, vol. 178, Jan. 2020.
- [Π3] **P. A. Karafotis** and P. S. Georgilakis, “Power Quality Monitoring and Evaluation in Power Systems under Non-stationary Conditions Using Wavelet Packet Transform,” *High Voltage*, vol. 4, pp. 186–196, Sep. 2019.

A2. Σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια με κριτές

- [Σ1] **P. A. Karafotis**, I. K. Bazionis, and P. S. Georgilakis, “Optimal Distribution Network Reconfiguration for Reliability Improvement in Presence of DG,” in *2020 IET MEDPOWER*, Paphos, Cyprus, Nov. 2020.
- [Σ2] **P. A. Karafotis** and P. S. Georgilakis, “Reliability Improvement and Loss Minimization by Optimal Distribution Network Reconfiguration,” in *2020 IEEE ENERGYCon*, Gammarth, Tunisia, Sep. 2020.
- [Σ3] **P. A. Karafotis** and P. S. Georgilakis, “Unbalance and Distortion Evaluation in Three-phase Systems Under Non-Stationary Conditions,” in *2018 IET MEDPOWER*, Dubrovnik, Croatia, Nov. 2018.
- [Σ4] **P. A. Karafotis**, K. N. Christodoulou-Galanopoulos, D. O. Siagkas, and P. S. Georgilakis, “Power Quality Indices for Electrical Power Systems under Non-Stationary Disturbances,” in *2018 IEEE ICHVE*, Athens, Greece, Sep. 2018.
- [Σ5] N. C. Koutsoukis, **P. A. Karafotis**, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Optimal service restoration of power distribution networks considering voltage regulation,” in *2017 IEEE PowerTech*, Manchester, United Kingdom, Jun. 2017.

B. Δημοσιεύσεις εκτός πλαισίου διδακτορικής διατριβής**B1. Σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά με κριτές**

- [Π4] I. K. Bazionis, **P. A. Karafotis**, and P. S. Georgilakis, “A review of short-term wind power probabilistic forecasting and a taxonomy focused on input data,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, pp. 77–91, Jan. 2022.
- [Π5] V. A. Evangelopoulos, **P. A. Karafotis**, and P. S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting based on hierarchical trending method,” *Energies*, vol. 13, no. 18, Sep. 2020.

B2. Σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια με κριτές

- [Σ6] I. K. Bazionis, **P. A. Karafotis**, and P. S. Georgilakis, “A comprehensive review in wind power probabilistic forecasting,” in *2020 IET MEDPOWER*, Paphos, Cyprus, Nov. 2020.
- [Σ7] O. I. Blanas, **P. A. Karafotis**, and P. S. Georgilakis, “Optimal Allocation of Multiple Unified Power Flow Controllers Using Particle Swarm Optimization,” in *2018 IET MEDPOWER*, Dubrovnik, Croatia, Nov. 2018.
- [Σ8] D. O. Siagkas, **P. A. Karafotis**, and P. S. Georgilakis, “Multi-objective control of active distribution systems incorporating various types of distributed energy resources,” in *2018 IEEE ICHVE*, Athens, Greece, Sept. 2018.

Βιβλιογραφία

- [1] J. A. P. Lopes *et al.*, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, Jul. 2007.
- [2] V. A. Evangelopoulos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, “Optimal operation of smart distribution networks: a review of models, methods and future research,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 95–106, Nov. 2016.
- [3] G. T. Heydt, “The next generation of power distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, Nov. 2010.
- [4] Κώδικας διαχείρισης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ), ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ, Απόφαση 395/2016, 20 Ιανουαρίου 2017.
- [5] Standard EN50160, “Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks,” CEN-CENELEC, 2011.
- [6] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας*. ΕΜΠ, Αθήνα, 1994.
- [7] Π. Σ. Γεωργιλάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα, 2015.
- [8] M. Mahdavi *et al.*, “Reconfiguration of electric power distribution systems: Comprehensive review and classification,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 118502–118527, 2021.
- [9] B. Sultana *et al.*, “Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 297–310, Dec. 2016.
- [10] A. Merlin and H. Back, “Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system,” in *Proc. 5th Power Syst. Comput. Conf.*, London, U.K., pp. 1–18, Sep. 1975.
- [11] G. Chang, J. Zrida, and J. D. Birdwell, “Knowledge-based distribution system analysis and reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 744–749, Aug. 1990.
- [12] S. Civanlar *et al.*, “Distribution feeder reconfiguration for loss reduction,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, Jul. 1988.
- [13] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, Apr. 1989.
- [14] H. D. Chiang and R. Jean-Jameau, “Optimal network reconfigurations in distribution systems: Part 2: Solution algorithms and numerical results,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 5, no. 3, pp. 1568–1574, Jul. 1990.
- [15] H. D. Chiang and R. Jean-Jameau, “Optimal network reconfigurations in distribution systems: Part 1: A new formulation and a solution methodology,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 5, no. 4, pp. 1902–1909, Nov. 1990.

- [16] K. Nara *et al.*, “Implementation of genetic algorithm for distribution system loss minimum reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, Aug. 1992.
- [17] H. Kim, Y. Ko, and K.-H. Jung, “Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 8, no. 3, pp. 1356–1366, Jul. 1993.
- [18] G. J. Peponis, M. P. Papadopoulos, and N. D. Hatziargyriou, “Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 10, no. 3, pp. 1338–1342, Jul. 1995.
- [19] R. J. Sárff, M. M. A. Salama, and A. Y. Chikhan, “Distribution system reconfiguration for loss reduction: An algorithm based on network partitioning theory,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 504–510, Feb. 1996.
- [20] T. E. McDermott, I. Drezga, and R. P. Broadwater, “A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 478–483, May 1999.
- [21] C.-T. Su and C.-S. Lee, “Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 3, pp. 1022–1027, Jul. 2003.
- [22] K. Prasad *et al.*, “Optimal reconfiguration of radial distribution systems using a fuzzy mutated genetic algorithm,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 2, pp. 1211–1213, Apr. 2005.
- [23] F. V. Gomes *et al.*, “A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, Aug. 2005.
- [24] H. P. Schmidt *et al.*, “Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1311–1319, Aug. 2005.
- [25] D. Das, “A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, Jan. 2006.
- [26] J. Mendoza *et al.*, “Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: Real application,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 948–954, May 2006.
- [27] H. Salazar, R. Gallego, and R. Romero, “Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 1, pp. 1735–1742, Jul. 2006.
- [28] F. V. Gomes *et al.*, “A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623, Nov. 2006.
- [29] A. Ahuja, S. Das, and A. Pahwa, “An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1101–1111, Aug. 2007.
- [30] B. Enacheanu *et al.*, “Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the Matroid theory,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 186–195, Feb. 2008.

- [31] G. K. V. Raju and P. R. Bijwe, "An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1280–1287, Aug. 2008.
- [32] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1542–1551, Nov. 2008.
- [33] H. M. Khodr *et al.*, "Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176, Oct. 2009.
- [34] Y.-K. Wu *et al.*, "Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 3, pp. 1678–1685, Jul. 2010.
- [35] M. S. Tsai and F. Y. Hsu, "Application of grey correlation analysis in evolutionary programming for distribution system feeder reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1126–1133, May 2010.
- [36] A. C. Santos *et al.*, "Node-depth encoding and multiobjective evolutionary algorithm applied to large-scale distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1254–1265, Aug. 2010.
- [37] R. S. Rao *et al.*, "Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1080–1088, Aug. 2011.
- [38] W.-C. Wu and M.-S. Tsai, "Application of enhanced integer coded particle swarm optimization for distribution system feeder reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1591–1599, Aug. 2011.
- [39] R. A. Jabr, R. Singh, and B. C. Pal, "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1106–1115, May 2012.
- [40] M. Lavorato *et al.*, "Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 172–179, Aug. 2012.
- [41] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Convex models of distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1407–1413, Aug. 2012.
- [42] A. R. Malekpour *et al.*, "Multi-objective stochastic distribution feeder reconfiguration in systems with wind power generators and fuel cells using the point estimate method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1483–1492, May 2013.
- [43] A. Ahuja *et al.*, "Pheromone-based crossover operator applied to distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4144–4151, Nov. 2013.
- [44] H. Ahmadi and J. R. Martí, "Distribution system optimization based on a linear power-flow formulation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 1, pp. 25–33, Feb. 2015.
- [45] A. M. Eldurssi and R. M. O'Connell, "A fast nondominated sorting guided genetic algorithm for multi-objective power distribution system reconfiguration problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 593–601, Mar. 2015.

- [46] F. R. Alonso, D. Q. Oliveira, and A. C. Z. de Souza, "Artificial immune systems optimization approach for multiobjective distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 840–847, Mar. 2015.
- [47] H. Ahmadi and J. R. Martí, "Linear current flow equations with application to distribution systems reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 2073–2080, Jul. 2015.
- [48] M. Tahboub, V. R. Pandi, and H. H. Zeineldin, "Distribution system reconfiguration for annual energy loss reduction considering variable distributed generation profiles," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 4, pp. 1677–1685, Aug. 2015.
- [49] N. G. Paterakis *et al.*, "Multi-objective reconfiguration of radial distribution systems using reliability indices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1048–1062, Mar. 2016.
- [50] J. C. López, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 837–845, Jun. 2016.
- [51] H. Haghghat and B. Zeng, "Distribution system reconfiguration under uncertain load and renewable generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2666–2675, Jul. 2016.
- [52] A. Asrari, S. Lotfifard, and M. Ansari, "Reconfiguration of smart distribution systems with time varying loads using parallel computing," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2713–2723, Nov. 2016.
- [53] N. C. Koutsoukis *et al.*, "Online reconfiguration of active distribution networks for maximum integration of distributed generation," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, Apr. 2017.
- [54] Z. Li, S. Jazebi, and F. de León, "Determination of the optimal switching frequency for distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 4, pp. 2060–2069, Aug. 2017.
- [55] Y. Takenobu *et al.*, "Evaluation of annual energy loss reduction based on reconfiguration scheduling," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1986–1996, May 2018.
- [56] Y.-Y. Fu and H.-D. Chiang, "Toward optimal multiperiod network reconfiguration for increasing the hosting capacity of distribution networks," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 33, no. 5, pp. 2294–2304, Oct. 2018.
- [57] R. A. Jabr, I. Džafić and I. Huseinagić, "Real time optimal reconfiguration of multiphase active distribution networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6829–6839, Nov. 2018.
- [58] Y. Song *et al.*, "A new formulation of distribution network reconfiguration for reducing the voltage volatility induced by distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 496–507, Jan. 2020.
- [59] C. Wang *et al.*, "MDP-based distribution network reconfiguration with renewable distributed generation: Approximate dynamic programming approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3620–3631, Jul. 2020.

- [60] J. Zhan *et al.*, “Switch opening and exchange method for stochastic distribution network reconfiguration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2995–3007, Jul. 2020.
- [61] M. Mahdavi *et al.*, “An efficient mathematical model for distribution system reconfiguration using AMPL,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 79961–79993, May 2021.
- [62] P. A. Karafotis, V. A. Evangelopoulos, and P. S. Georgilakis, “Reliability-oriented Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Load and RES Production Scenarios,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 37, no. 6, pp. 4668–4678, Dec. 2022.
- [63] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability, Second Edition*. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009.
- [64] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York, NY, USA: Plenum, 1996.
- [65] Εγχειρίδιο Ποιότητας Ενέργειας, Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), Διαθέσιμο: <https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2022/07/1.pdf>.
- [66] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*. McGraw-Hill, New York, USA, 1986.
- [67] J. Vasco *et al.*, “An automated fault location system as a decision support tool for system operators,” in *Proc. 61st Annu. Conf. Protective Relay Eng.*, College Station, TX, USA, pp. 556–572, Apr. 2008.
- [68] M. Kezunovic, “Smart fault location for smart grids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 11–22, Mar. 2011.
- [69] G. D. Ferreira *et al.*, “Impedance-based fault location for overhead and underground distribution systems,” in *Proc. North Amer. Power Symp.*, Champaign, IL, USA, pp. 1–6, Sep. 2012.
- [70] M. Pourahmadi-Nakhli and A. A. Safavi, “Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 26, no. 2, pp. 772–781, Apr. 2011.
- [71] A. Borghetti *et al.*, “Continuous-Wavelet Transform for Fault Location in Distribution Power Networks: Definition of Mother Wavelets Inferred from Fault Originated Transients,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 380–388, May 2008.
- [72] J. H. Teng, W. H. Huang, and S. W. Luan, “Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1653–1662, Jul. 2014.
- [73] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziaargyriou, “Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, Aug. 2013.
- [74] M. E. Baran and F. F. Wu, “Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 1, pp. 735–742, Jan. 1989.
- [75] M. Farivar and S. H. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification—Part I,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, Aug. 2013.

- [76] M. Farivar and S. H. Low, "Branch flow model: Relaxations and convexification—Part II," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2565–2572, Aug. 2013.
- [77] H. D. Chiang and M. Baran, "On the existence and uniqueness of load flow solution for radial distribution power networks," *IEEE Trans. Circuits Syst.*, vol. 37, no. 3, pp. 410–416, Mar. 1990.
- [78] M. S. Lobo *et al.*, "Applications of second-order cone programming," *Linear Algebra Appl.*, vol. 284, pp. 193–228, 1998.
- [79] R. A. Jabr, "Radial distribution load flow using conic programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1458–1459, Aug. 2006.
- [80] R. A. Jabr, "A conic quadratic format for the load flow equations of meshed networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2285–2286, Nov. 2007.
- [81] D. L. Duan *et al.*, "Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 88–95, Jan. 2015.
- [82] R. M. Vitorino, H. M. Jorge, and L. P. Neves, "Loss and reliability optimization for power distribution system operation," *Electr. Pow. Syst. Res.*, vol. 96, pp. 177–184, Mar. 2013.
- [83] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using genetic algorithms," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 54, no. 1, pp. 664–671, Jan. 2014.
- [84] I. Sarantakos *et al.*, "A method to include component condition and substation reliability into distribution system reconfiguration," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 109, pp. 122–138, Jul. 2019.
- [85] M. R. Narimani *et al.*, "Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 1, pp. 55–69, Jan. 2014.
- [86] J. E. Mendoza *et al.*, "Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 9, pp. 825–840, Sep. 2009.
- [87] B. Amanulla, S. Chakrabarti, and S. N. Singh, "Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 27, no. 2, pp. 918–926, Apr. 2012.
- [88] H. Shareef *et al.*, "Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 58, pp. 160–169, Jun. 2014.
- [89] A. Kavousi-Fard and T. Niknam, "Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 3, pp. 1344–1353, Jun. 2014.
- [90] A. Kavousi-Fard, T. Niknam, and M. Fotuhi-Firuzabad, "A novel stochastic framework based on cloud theory and θ -modified Bat algorithm to solve the distribution feeder reconfiguration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 740–750, Mar. 2015.

- [91] A. Jafari *et al.*, “Dynamic and multi-objective reconfiguration of distribution network using a novel hybrid algorithm with parallel processing capability,” *Appl. Soft Comput.*, vol. 90, Art. no. 106146, Apr. 2020.
- [92] D. P. Bernadon *et al.*, “Multi-criteria distribution network reconfiguration considering sub transmission analysis,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 4, pp. 2684–2691, Oct. 2010.
- [93] M. Zare *et al.*, “Optimal reconfiguration of distribution systems by considering switch and wind turbine placements to enhance reliability and efficiency,” *IET Gener. Transmiss. Distrib.*, vol. 12, no. 6, pp. 1271–1284, Mar. 2018.
- [94] P. Gangwar, S. N. Singh, and S. Chakrabarti, “Network reconfiguration for the DG-integrated unbalanced distribution system,” *IET Gener. Transmiss. Distrib.*, vol. 13, no. 17, pp. 3896–3909, Sep. 2019.
- [95] S. A. Ahmadi *et al.*, “Co-optimising distribution network adequacy and security by simultaneous utilisation of network reconfiguration and distributed energy resources,” *IET Gener. Transmiss. Distrib.*, vol. 13, no. 20, pp. 4747–4755, Oct. 2019.
- [96] J. Jose and A. Kowli, “Path-based distribution feeder reconfiguration for optimization of losses and reliability,” *IEEE Syst. J.*, vol. 14, no. 1, pp. 1417–1426, Mar. 2020.
- [97] P. A. Karafotis and P. S. Georgilakis, “Reliability improvement and loss minimization by optimal distribution network reconfiguration,” in *2020 IEEE ENERGYCon*, Gammarth, Tunisia, pp. 23–28, Sep. 2020.
- [98] P. A. Karafotis, I. K. Bazionis, and P. S. Georgilakis, “Optimal distribution network reconfiguration for reliability improvement in presence of DG,” in *2020 IET MEDPOWER*, Paphos, Cyprus, pp. 354–360, Nov. 2020.
- [99] Z. Li *et al.*, “A reliability-constrained expansion planning model for mesh distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 2, pp. 948–960, Mar. 2021.
- [100] M. Jooshaki *et al.*, “An Enhanced MILP model for multistage reliability-constrained distribution network expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 118–131, Jan. 2022.
- [101] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, “Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 198–205, Feb. 2011.
- [102] S. Pfenninger and I. Staffell, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,” *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, Nov. 2016.
- [103] N. C. Koutsoukis *et al.*, “Optimal service restoration of power distribution networks considering voltage regulation,” in *2017 IEEE PowerTech*, Manchester, United Kingdom, pp. 1–6, Jul. 2017.
- [104] V. A. Evangelopoulos, I. I. Avramidis, and P. S. Georgilakis, “Flexibility services management under uncertainties for power distribution systems: Stochastic scheduling and predictive real-time dispatch,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 38855–38871, Feb. 2020.
- [105] IBM ILOG CPLEX, 2016. [Online]. Available: <http://www01.ibm.com/software/integration/optimisation/cplex-optimiser>.

- [106] *General Algebraic Modeling System (GAMS), Release 25.1.3*, High-Level Modeling System for Mathematical Optimization, GAMS Develop. Corp., Fairfax, VA, USA, 2018.
- [107] C. T. Su, C. F. Chang, and J. P. Chiou, “Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 75, no. 23, pp. 190–199, Aug. 2005.
- [108] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sanchez (2020). MATPOWER (Version 7.1) [Software]. Available: <https://matpower.org>.
- [109] J. Milanovic *et al.*, “International Industry Practice on Power-Quality Monitoring,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 2, pp. 934–941, Apr. 2014.
- [110] R. N. Bracewell and R. N. Bracewell, *The Fourier Transform and its Applications*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1986, vol. 31999.
- [111] E. O. Brigham, *The Fast Fourier Transform and Its Applications*. Pearson, 1988.
- [112] G. Strang and T. Nguyen, *Wavelets and Filter Banks*. Wellesley-Cambridge, 1996.
- [113] IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Quantities Under Sinusoidal, Non-Sinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, IEEE Std. 1459-2010 (2010).
- [114] A. Mansour, Z. Changning, and H. Nasry, “Measurement of power components in balanced and unbalanced three-phase systems under nonsinusoidal operating conditions by using IEEE Standard 1459-2010 and Fourier analysis,” in *Proc. Int. Conf. Tech. Advanc. Electr., Electron. Comp. Eng. (TAECE)*, pp. 166–171, 2013.
- [115] J. Barros, R. I. Diego, and M. de Apráiz, “Applications of wavelets in electric power quality: voltage events,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 88, pp. 130–136, Jul. 2012.
- [116] D. K. Alves *et al.*, “Real-Time Power Measurement Using the Maximal Overlap Discrete Wavelet-Packet Transform,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 4, pp. 3177–3187, Apr. 2017.
- [117] I. Urbina-Salas *et al.*, “Instantaneous power quality indices based on single-sideband modulation and wavelet packet-Hilbert transform,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 66, no. 5, pp. 1021–1031, May 2017.
- [118] J. Barros and R. Diego, “Analysis of harmonics in power systems using the wavelet packet transform,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 57, no. 1, pp. 63–69, Jan. 2008.
- [119] W. G. Morsi and M. E. El-Hawary, “Novel power quality indices based on wavelet packet transform for non-stationary sinusoidal and non-sinusoidal disturbances,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 753–759, Jul. 2010.
- [120] P. Karafotis *et al.*, “Power Quality Indices for Electrical Power Systems under Non-Stationary Disturbances”, in *2018 IEEE ICHVE*, Athens, Greece, Sep. 2018.
- [121] V. K. Tiwari and S. K. Jain, “Hardware implementation of polyphase-decomposition-based wavelet filters for power system harmonics estimation,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 65, no. 7, pp. 1585–1595, Jul. 2016.

- [122] W. G. Morsi and M. E. El-Hawary, "Wavelet packet transform-based power quality indices for balanced and unbalanced three-phase systems under stationary and nonstationary operating conditions," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24, no. 4, pp. 2300–2310, Oct. 2009.
- [123] W. G. Morsi and M. E. El-Hawary, "Power quality evaluation in smart grids considering modern distortion in electric power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 5, pp. 1117–1123, May 2011.
- [124] T. Zheng, E. B. Makram, and A. A. Girgis, "Evaluating power system unbalance in the presence of harmonic distortion," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 2, pp. 393–397, Apr. 2003.
- [125] G. Chicco, P. Postolache, and C. Toader, "Analysis of three-phase systems with neutral under distorted and unbalanced conditions in the symmetrical component-based framework," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 1, pp. 674–683, Jan. 2007.
- [126] A. Emanuel, R. Langella, and A. Testa, "Unbalance definition for electrical power systems in the presence of harmonics and interharmonics," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 61, no. 10, pp. 2622–2631, Oct. 2012.
- [127] O. Boudebbouz, A. Boukadoum, and S. Leulmi, "Effective apparent power definition based on sequence components for non-sinusoidal electric power quantities," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 117, pp. 210–218, Dec. 2014.
- [128] J. P. Thomas *et al.*, "Practical evaluation of unbalance and harmonic distortion in power conditioning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 141, pp. 487–499, Dec. 2016.
- [129] G. Chicco *et al.*, "Assessment of unbalance and distortion components in three-phase systems with harmonics and interharmonics," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 147, pp. 201–212, Jun. 2017.
- [130] A. P. Vallés and P. S. Revuelta, "A new distributed measurement index for the identification of harmonic distortion and/or unbalance sources based on the IEEE Std. 1459 framework," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 172, pp. 96–104, Jul. 2019.
- [131] C. I. Chen *et al.*, "Integrated Power-Quality Monitoring Mechanism for Microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6877–6885, Nov. 2018.
- [132] S. Elphick *et al.*, "Large scale proactive power-quality monitoring: An example from Australia," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 2, pp. 881–889, Apr. 2017.
- [133] P. A. Karafotis and P. S. Georgilakis, "Power Quality Monitoring and Evaluation in Power Systems under Non-stationary Conditions Using Wavelet Packet Transform," *High Voltage*, vol. 4, pp. 186–196, Sep. 2019.
- [134] P. A. Karafotis and P. S. Georgilakis, "Unbalance and Distortion Evaluation in Three-phase Systems Under Non-Stationary Conditions," in *2018 IET MEDPOWER*, Dubrovnik, Croatia, Nov. 2018.
- [135] P. A. Karafotis, V. A. Evangelopoulos, and P. S. Georgilakis, "Evaluation of Harmonic Contribution to Unbalance in Power Systems under Non-stationary Conditions using Wavelet Packet Transform," *Elect. Power Sys. Res.*, vol. 178, Jan. 2020.

- [136] F. Alizadeh and D. Goldfarb, “Second-order cone programming,” *Math. Program.*, vol. 95, no. 1, pp. 3–51, Jan. 2003.
- [137] I. Grossmann and S. Lee, “Generalized convex disjunctive programming: Nonlinear convex hull relaxation,” *Comput. Optim. Appl.*, vol. 26, no. 1, pp. 83–100, Oct. 2003.
- [138] E. Balas, “Disjunctive programming,” *Ann. Discrete Math.*, vol. 5, pp. 3–5, 1979.

