



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**Επιτήρηση και Έλεγχος Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας για
τον Εντοπισμό και την Αποκατάσταση Σφαλμάτων**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Παρασκούδης Π. Πασχάλης

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2022



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

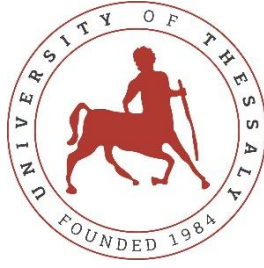
**Επιτήρηση και Έλεγχος Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας για
τον Εντοπισμό και την Αποκατάσταση Σφαλμάτων**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Παρασκούδης Π. Πασχάλης

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2022



UNIVERSITY OF THESSALY

SCHOOL OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

Monitoring and Control of Distribution Grids for Outage Management

MSc Thesis

Paraschoudis P. Paschalis

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

February 2022

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

Επιβλέπων

Μπαργιώτας Δημήτριος

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Παναπακίδης Ιωάννης

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Πλέσσας Φώτιος

Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Παρασκούδης Π. Πασχάλης

DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this MSc thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Paraschoudis P. Paschalis

Ευχαριστίες

Οφείλω να εκφράσω ότι θεωρώ τιμή μου που παρακολούθησα το πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών «Ευφυή Δίκτυα Ηλεκτρικής Ενέργειας» που με βοήθησε να αναβαθμίσω και να επικαιροποιήσω τις γνώσεις μου, εκφράζοντας τις ευχαριστίες μου στους διδάσκοντες του Προγράμματος.

Στο σημείο αυτό είναι υποχρέωσή μου να εκφράσω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον κο Δημήτριο Μπαργιώτα Αναπληρωτή Καθηγητή του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας και στον κο Σπύρο Γκαβανούδη Διδάσκοντα του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας για την ανάθεση, την επίβλεψη και την πολύτιμη καθοδήγηση και βοήθεια τους, αναφορικά με την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Τέλος νιώθω την υποχρέωση να αναφερθώ στο γιο μου που αποτελεί πηγή έμπνευσης και δύναμης για τις προσωπικές και επιστημονικές προσπάθειές μου.

Επιτήρηση και Έλεγχος Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας για τον Εντοπισμό και την Αποκατάσταση Σφαλμάτων

Παρασκούδης Π. Πασχάλης

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναλύεται η χρησιμότητα του αυτοματισμού – τηλεχειρισμού στα Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με στόχο την ταχύτερη αποκατάσταση και κατ' επέκταση τη βελτίωση των δεικτών ποιότητας ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον εξετάζεται το οικονομικό όφελος από την προμήθεια και εγκατάσταση του βασικού εξοπλισμού τηλε-επιτήρησης στα Δίκτυα Διανομής σε σχέση με το κόστος της μη διανεμηθείσας ενέργειας στη διάρκεια σφαλμάτων στο δίκτυο. Στο **πρώτο κεφάλαιο** γίνεται μία σύντομη εισαγωγή στον αυτοματισμό δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και στην έννοια της Περιφερειακής Μονάδας Ελέγχου (ΠΜΕ). Στο **δεύτερο κεφάλαιο** γίνεται η ανάλυση των Δεικτών Ποιότητας Ηλεκτρικής Ενέργειας SAIFI, SAIDI, CAIDI & MAIFI. Στο **τρίτο κεφάλαιο** αναλύεται η αρχιτεκτονική και τα κατασκευαστικά στοιχεία των ΠΜΕ. Το **τέταρτο κεφάλαιο** εξετάζει τις βασικότερες μεθόδους ανάλυσης ροής φορτίου και παραθέτει μελέτες που έλαβαν χώρα για τη βέλτιστη εύρεση σημείων εγκατάστασης των ΠΜΕ. Στο **πέμπτο κεφάλαιο** αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας και οι κατασκευαστικές λεπτομέρειες των Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) που εγκαθίστανται σε υπόγεια δίκτυα. Στο **έκτο κεφάλαιο** εξετάζεται η εγκατάσταση Περιφερειακών Μονάδων Ελέγχου και Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος στο δίκτυο ΜΤ, προκειμένου να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με την εγκατάσταση RTU σε τέσσερις γραμμές Μέσης Τάσεως στην πόλη του Βόλου. Τέλος, στο **έβδομο κεφάλαιο** αναλύονται τα συμπεράσματα και προτάσεις μελλοντικής μελέτης που προκύπτουν από την συγκεκριμένη εργασία.

Λέξεις-κλειδιά:

Ενδεικτικά Διέλευσης Σφάλματος, Μέση Τάση, Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου, Διανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αποκατάσταση Σφαλμάτων, Δείκτες Ποιότητας Ηλεκτρικής Ενέργειας

Monitoring and Control of Distribution Grids for Outage Management

Paraschoudis P. Paschalis

Abstract

In this thesis is analyzed the usefulness of automation - remote control in Electricity Distribution Systems with the aim of faster recovery and consequently the improvement of electricity quality indicators. In addition, the financial benefit from the supply and installation of basic tele-surveillance equipment in the Distribution Systems is examined, in relation to the cost of undistributed energy during network failures. The **first chapter** gives a brief introduction to the automation of electricity systems and the concept of the Remote Terminal Unit (RTU). The **second chapter** analyzes the SAIFI, SAIDI, CAIDI & MAIFI Electricity Quality Indicators. The **third chapter** analyzes the architecture and components of the Regional Control Units (RTU). The **fourth chapter** examines the most basic methods of load flow analysis and lists studies that have taken place for the optimal finding of installation points of the Regional Control Units (RTU). The **fifth chapter** analyzes the mode of operation and the construction details of the Troubleshooting Indicators are installed in underground systems. The **sixth chapter** examines the installation of Regional Control Units and Troubleshooting Indicators in the MV network and specifically in order to draw conclusions about the installation of RTU on four MV lines in the city of Volos. Finally, the **seventh chapter** analyzes the conclusions and proposals of future study that result from this work.

Keywords:

Remote Terminal Unit, Medium Voltage, Fault Passage Indicator, Electricity Distribution, Troubleshooting, SAIFI, SAIDI, Optimal Power Flow

Πίνακας Περιεχομένων:

<i>Ευχαριστίες</i>	<i>vii</i>
<i>Περίληψη</i>	<i>viii</i>
<i>Abstract</i>	<i>ix</i>
<i>Συνομογραφίες</i>	<i>xiv</i>
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας με Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (Remote Terminal Unit - RTU)	1
Κεφάλαιο 2 Ποιοτικά Χαρακτηριστικά Δικτύου	5
2.1. Δείκτες Ποιότητας Ηλεκτρικής Ενέργειας	5
2.2. Δείκτης Συχνότητας Διακοπής Μέσου Συστήματος (System Average Interruption Frequency Index-SAIFI)	6
2.3. Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπής συστήματος (System Average Interruption Duration Index-SAIDI)	6
2.4. Δείκτης μέσης συχνότητας διακοπής καταναλωτή (Consumer Average Interruption Frequency Index-CAIFI)	7
2.5. Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπής καταναλωτή (Consumer Average Interruption Duration Index-CAIDI)	7
2.6. Δείκτης συχνότητας στιγμιαίας μέσης διακοπής (Momentary Average Interruption Frequency Index-MAIFI)	8
Κεφάλαιο 3 Εξοπλισμός Δικτύου με Τηλεχειριζόμενα/ Τηλε-επιτηρούμενα Στοιχεία .	11
3.1. Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (Remote Terminal Unit-RTU)	11
3.1.1. Αρχιτεκτονική των RTU	12
3.1.2. Σχεδιασμός Λογισμικού του Συστήματος	14
3.1.3. Τροφοδοσία	16
3.1.4. Ψηφιακές είσοδοι (κατάσταση)	16
3.1.5. Αναλογικές είσοδοι	17
3.1.6. Ψηφιακές έξοδοι (ηλεκτρονόμοι ελέγχου)	18
3.1.7. Αναλογικές έξοδοι	18
3.1.8. Λογισμικό και έλεγχος λογικής	18
3.1.9. Επικοινωνίες	18
3.1.10. Συλλογή πληροφοριών με RTU	19
3.2. Κατασκευαστικά θέματα RTU	20
3.2.1. Ηλεκτρικές συνδέσεις	21
3.2.2. Λειτουργίες της ΠΜΕ	22
3.2.3. Επιτήρηση ΔΦ	22

3.2.4. Λειτουργία επιτήρησης ΠΜΕ	22
3.2.5. Διάγνωση σφαλμάτων σε γραμμές ΜΤ.....	23
3.2.6. Πίνακας ελέγχου	23
3.2.7. Μέσα Επικοινωνίας.....	24
Κεφάλαιο 4 Διαμόρφωση Ποιοτικών Χαρακτηριστικών Δικτύου	29
4.1. Ανάλυση Ροών Φορτίου.....	29
4.1.1. Εξισώσεις Ροής Φορτίου	29
4.1.2. Διατύπωση της μελέτης της ροής φορτίου	30
4.2. Βέλτιστη Ροή Φορτίου (Optimal Power Flow - OPF)	31
4.2.1. Διατύπωση της βέλτιστης ροής φορτίου	32
4.2.2. Αντικειμενικές Συναρτήσεις	33
4.2.3. Μέθοδοι Επίλυσης Βέλτιστης Ροής Φορτίου	33
4.2.3.1. Μέθοδος μειούμενης κλίσης	34
4.2.3.2. Μέθοδος Newton.....	34
4.2.3.3. Γραμμικός προγραμματισμός (LP).....	34
4.3. Πρακτική Προσέγγιση Βέλτιστης Τοποθέτησης RTU σε Συστήματα Διανομής Ισχύος που Ενσωματώνουν τη Θεωρία Fuzzy Logic.....	35
4.4. Βέλτιστη Επιλογή Θέσεων RTU με Χρήση Δεικτών Αξιοπιστίας στο Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	36
4.5. Βέλτιστη Θέση Απομακρυσμένων Τερματικών Μονάδων σε Συστήματα Διανομής Χρησιμοποιώντας Γενετικό Αλγόριθμο	38
Κεφάλαιο 5 Ενδεικτικά Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ – FPI)	40
5.1. Θεμελιώδεις Αρχές Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος.....	40
5.2. Βέλτιστη Τοποθέτηση Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (Fault Passage Indicators) σε Συστήματα Διανομής Ισχύος	41
5.3. Κατασκευαστικά στοιχεία Ενδεικτικών Διελύσεως Σφάλματος	45
5.3.1. Συνθήκες περιβάλλοντος:	46
5.3.2. Χαρακτηριστικά:	46
5.3.3. Αισθητήρες Έντασης (AE):	47
5.3.4. Μονάδα Ελέγχου	47
Κεφάλαιο 6 Εφαρμογή - Αυτοματοποίηση γραμμών Μέσης Τάσης (ΜΤ) της πόλης του Βόλου	50
6.1. Περιγραφή.....	50
6.2. Δομή του Δικτύου	51
6.3. Δίκτυο ΜΤ που θα εξεταστεί	55
6.4. Δεδομένα - Παραδοχές	56

6.5. Εντοπισμός σφάλματος.....	59
6.5.1. Χωρίς αυτοματισμούς - Με εμπειρική μέθοδο.....	59
6.5.2. Με τη βοήθεια αυτοματισμών - εγκατάσταση RTU.....	62
6.5.2.1. Επιλογή θέσης RTU - κριτήρια	62
6.5.3. Εγκατάσταση RTU με τη βοήθεια λογισμικού	69
6.5.3.1. Υπολογισμός απωλειών ισχύος	69
6.5.3.2. Εφαρμογή στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	71
6.6. Εγκατάσταση RTU σε γραμμές δικτύου MT του Βόλου.....	72
6.6.1. Σενάριο 1 ^ο : Εγκατάσταση RTU στα σημεία διασύνδεσης των γραμμών	72
6.6.2. Σενάριο 2 ^ο : Εγκατάσταση RTU και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα της κάθε γραμμής επιπρόσθετα αυτών του 1 ^{ου} σεναρίου:	79
6.6.3. Σενάριο 3 ^ο : Εγκατάσταση RTU σε δύο θέσεις ανά γραμμή, επιπρόσθετες αυτών του 1ου σεναρίου στις τομές των γραμμών:	84
6.6.4. Σενάριο 4 ^ο : Εγκατάσταση RTU σε τρεις θέσεις ανά γραμμή, επιπρόσθετες αυτών του 1ου σεναρίου στις τομές των γραμμών	90
6.6.5. Σενάριο 5 ^ο : Εγκατάσταση RTU σε τρεις θέσεις ανά γραμμή και πρόσθετη εγκατάσταση ενδεικτικών διελεύσεως σφάλματος (ΕΔΣ) στα καλώδια των Υ/Σ που υπάρχουν RTU με τηλεσήμανση.....	96
Κεφάλαιο 7 Συμπεράσματα - Ανακεφαλαίωση	103
7.1. Εφαρμογή των τηλεχειρισμών στις γραμμές MT.....	103
7.2. Παρουσίαση συγκεντρωτικών σχημάτων για κάθε γραμμή	109
7.2.1. Μείωση Χρόνου διακοπής ανά σενάριο για κάθε γραμμή	110
7.2.2. Συνολική Εξοικονόμηση Χρημάτων ανά σενάριο για κάθε γραμμή.	111
7.2.3. Σύγκριση κόστους εξοικονόμησης χρημάτων σε σχέση με το κόστος επένδυσης ανά σενάριο για κάθε μία γραμμή.....	111
7.2.4. Διαφορά μεταξύ κόστους επένδυσης και εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή.....	112
7.3. Ορισμός νέων δεικτών αξιολόγησης επενδύσεων.....	113
7.3.1 Δείκτης 1: Εξοικονόμηση χρημάτων μη διανεμόμενης ενέργειας	114
7.3.2 Δείκτης 2: Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας.....	115
7.3.3 Δείκτης 3: Ποσό επένδυσης	117
7.3.4 Σύγκριση των δεικτών και αξιολόγηση	119
7.4. Συνεισφορά στην ανάλυση σφαλμάτων	120
7.5. Αξιοποίηση λογισμικών.....	120
7.6. Επιστημονική Συνεισφορά (Contribution).....	121
7.7. Προτάσεις Μελλοντικής Μελέτης (Future Study)	122

Βιβλιογραφία	125
Παράρτημα	130
Τηλεχειριζόμενοι Διακόπτες Φορτίου Εναερίου Δικτύου Μέσης Τάσης	130

Συντομογραφίες

DAS Distribution Automation System

RTU Remote Terminal Unit

ΠΜΕ Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου

SCADA Supervision Control And Data Acquisition

DMS Distribution Management System

SAIFI System Average Interruption Frequency Index

SAIDI System Average Interruption Duration Index

MAIFI Momentary Average Interruption Frequency Index

CAIFI Customer Average Interruption Frequency Index

CAIDI Customer Average Interruption Duration Index

GAMS General Algebraic Modeling System

ΕΔΣ Ενδεικτικό Διέλευσης Σφάλματος

ΑΩ Ανθρωπόωρες

λ λεπτά

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας με Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (Remote Terminal Unit - RTU)

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, μέσω των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Ο τομέας του Συστήματος Διανομής αναλαμβάνει το έργο να παραδώσει την ηλεκτρική ενέργεια από το σύστημα μεταφοράς στους τελικούς χρήστες, τον καταναλωτή.

Από την άλλη πλευρά στο σημερινό περιβάλλον, οι Διαχειριστές Δικτύων Διανομής (στην Ελλάδα ο ΔΕΔΔΗΕ) προβαίνουν σε αυξήσεις των επενδύσεων, λόγω της αύξησης των απαιτήσεων από τις Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας και από τους πελάτες για τη βελτιστοποίηση του επιπέδου αξιοπιστίας του δικτύου τους και να αυξήσουν την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας. Το σύστημα αυτοματισμού διανομής (Distribution automation system - DAS) είναι η βασική απάντηση σε πολλές προκλήσεις που αντιμετωπίζουν οι Διαχειριστές Δικτύων Διανομής. Τα αναμενόμενα αποτελέσματα της εφαρμογής αυτοματισμών στα δίκτυα διανομής περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων, μείωση της απώλειας γραμμών, καλύτερη ποιότητα ισχύος, βελτιστοποίηση χρήσης εξοπλισμού, επέκταση διάρκειας ζωής εξοπλισμού, μείωση του ενεργειακού κόστους με παρακολούθηση σε πραγματικό χρόνο των δεδομένων της παρεχόμενης ενέργειας.

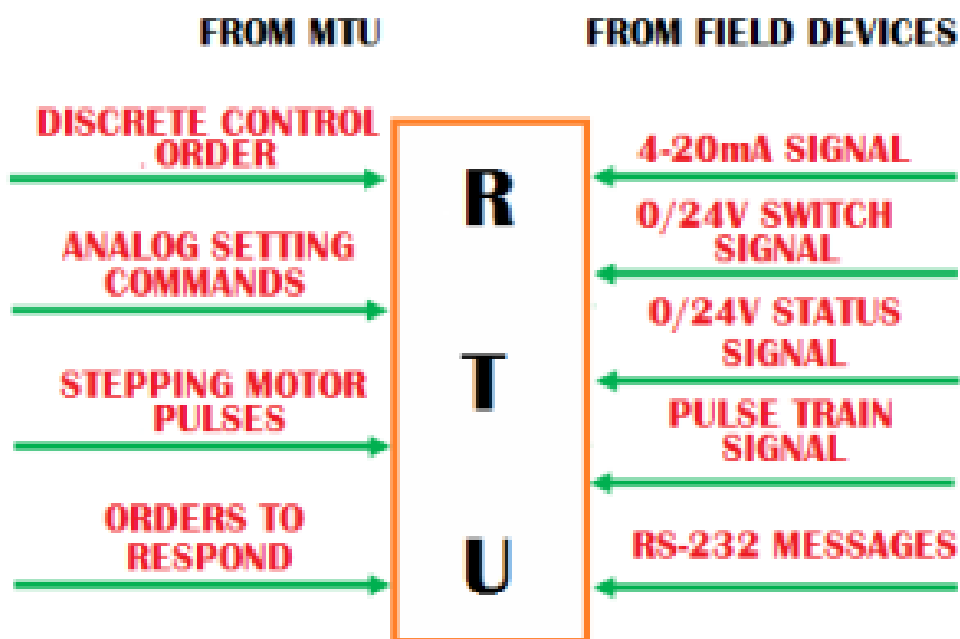
Για το υπάρχον δίκτυο διανομής και ακολουθώντας το προτεινόμενο πλαίσιο και στρατηγική του αυτοματισμού διανομής (DAS), ο εντοπισμός της θέσης του σφάλματος, η απομόνωση και η αποκατάσταση των υπηρεσιών (fault location, isolation and service restoration - FLISR) ορίζεται ως ο κυριότερος στόχος, που συνίσταται στη δημιουργία «αυτο-θεραπευόμενου» δικτύου, τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος διανομής, την παροχή υψηλής διαθεσιμότητας ισχύος, την απόκτηση οικονομικών οφελών και την επίτευξη ικανοποίησης των πελατών με τη μείωση του χρόνου διακοπής από αρκετές ώρες σε λίγα λεπτά.

Ως εκ τούτου, τα δίκτυα διανομής περιορίζονται στη χρήση έξυπνων, δηλαδή αυτοματοποιημένων συσκευών πεδίου ώστε να είναι σε θέση να διαθέτουν απομακρυσμένη παρακολούθηση και έλεγχο.

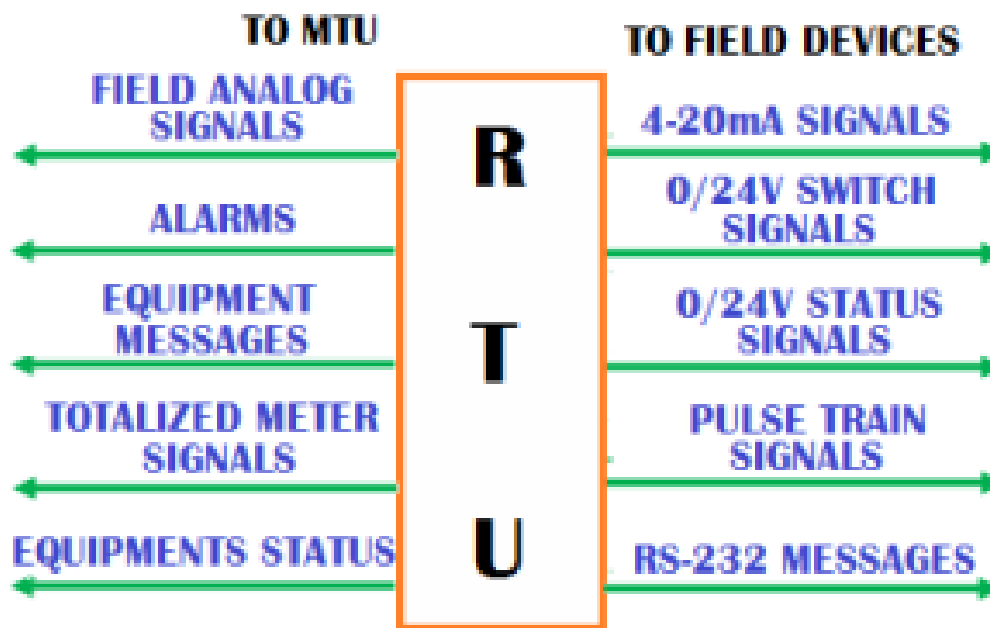
Με αυτό το δεδομένο μια τυπική διαμόρφωση αυτοματοποιημένου δικτύου περιλαμβάνει εξοπλισμό με “motorized” διακόπτες φορτίου, ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος (ΕΔΣ - FPIs), δείκτες παρουσίας τάσης (VPIs), αδιάλειπτη παροχή ρεύματος στις εγκαταστάσεις αυτοματισμού και απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (RTU) [1].

Η απομακρυσμένη τερματική μονάδα ή Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου (ΠΜΕ) - Remote Terminal Unit – (RTU) είναι μια αυτόνομη μονάδα λήψης και ελέγχου δεδομένων. Η κύρια λειτουργία της είναι ο έλεγχος και η λήψη δεδομένων από τον εξοπλισμό που θα συνδεθεί - και που μπορεί να είναι ακόμη σε απομακρυσμένη τοποθεσία - καθώς επίσης και η μεταφορά αυτών των δεδομένων πίσω σε μια κεντρική μονάδα [2]. Τα δεδομένα μπορεί να είναι σε διάφορες μορφές είτε για τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως για παράδειγμα σε τιμή RMS (root mean square – μέσης τετραγωνικής ρίζας) τάσης και ρεύματος, συχνότητα, ενεργό ισχύ κ.λπ. ή σε διάφορες ποσότητες για π.χ. θερμοκρασίες, στάθμη λαδιού, κατάσταση διακόπτη κ.λπ. Έπειτα, κατά κανόνα ένας κεντρικός υπολογιστής ελέγχου λαμβάνει τα δεδομένα μέσω ενός πρωτοκόλλου επικοινωνίας π.χ. IEC 61850, DNP3, τα οποία στη συνέχεια θα υποστούν επεξεργασία και θα εμφανιστούν από το γραφικό περιβάλλον χρήστη (Graphic User Interface - GUI) [1].

Επομένως λειτουργεί ως τοπικός ελεγκτής για διακόπτες φορτίου, διακόπτες ισχύος ή αυτομάτου επαναφοράς και ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος. Τα Σχήματα 1.1 και 1.2 δείχνουν τα τυπικά εισερχόμενα και εξερχόμενα σήματα προς και από μια RTU αντίστοιχα.



Σχήμα 1.1. Εισερχόμενα σήματα στην RTU. (Πηγή: Boyer, 2004) [3]



Σχήμα 1.2. Εξερχόμενα σήματα από RTU. (Πηγή: Boyer, 2004) [3]

Η RTU έχει τη δυνατότητα να παρακολουθεί τρία είδη δεδομένων, τα αναλογικά, ψηφιακά και τα δεδομένα ελέγχου. Στην περίπτωση των αναλογικών δεδομένων, η RTU διαθέτει κυκλώματα μέτρησης με συνήθεις ενδείξεις για τα δίκτυα διανομής Μέσης Τάσης (MT) σε kV, MWatt, MVar, Hz και Amps με τις αναλογικές εισόδους να έχουν συνήθεις τιμές 4-20mA και 0-10V ή 2,5-2,5V ή 1-5V. Όσον αφορά τους τύπους των ψηφιακών δεδομένων, αυτοί συνίστανται σε μία κατάσταση, έναν συναγερμό ή μία ένδειξη. Τέλος, οι τύποι των δεδομένων ελέγχου είναι εντολές «ανοιχτός» - «κλειστός», εντολές «αύξησης» ή «μείωσης» και εντολή «επαναφοράς – reset».

Κεφάλαιο 2 Ποιοτικά Χαρακτηριστικά Δικτύου

2.1. Δείκτες Ποιότητας Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σε αυτή την ενότητα θα αναλυθούν οι δείκτες που χρησιμοποιούνται για τη μέτρηση της αξιοπιστίας του συστήματος διανομής. Οι SAIFI, SAIDI, MAIFI είναι μερικοί από τους πιο κοινούς δείκτες που χρησιμοποιούνται σήμερα όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.1.

Δείκτες Ποιότητας Διανεμόμενης Ενέργειας

2020-02-21 ως 2020-02-29

Σύνολο Δικτύου ΔΠΑ

Συμβάντα	8	Διακοπές	8	Διάρκεια	00d 01h 13m 26s
ENS	11,997MWh	ASAI	1,0000	ASUI	0,0000
SAIFI	0,025	CAIFI	1,268	SAIDI	00d 00h 00m 16s
CAIDI	00d 00h 14m 15s	SAENS	0,001MWh	CAENS	0,031MWh

Διακοπές

Όνομα	Ημερομηνία έναρξης	Ημερομηνία λήξης	Duration	ENS (MWh)	Equipments count	Customers
[Y-KAL Y-KAL/P-260 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-26 07:52:03	2020-02-26 08:08:49	00d 00h 15m 46s	4,149	145	145
[Y-ASA Y-ASA/P-200 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-26 07:51:53	2020-02-26 07:59:06	00d 00h 07m 13s	0,41	23	23
[ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ A-ΛΕΣ/P-210 A-ΛΕΣ]	2020-02-26 08:17:11	2020-02-26 08:28:21	00d 00h 11m 10s	1,15	58	58
[ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ A-ΛΕΣ/P-210 A-ΛΕΣ]	2020-02-26 13:45:38	2020-02-26 13:56:50	00d 00h 10m 12s	1,001	58	58
[Y-ASA Y-ASA/P-200 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-26 15:07:28	2020-02-26 15:11:02	00d 00h 03m 24s	0,194	23	23
[Y-ASA Y-ASA/P-200 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-27 09:25:24	2020-02-27 09:32:54	00d 00h 05m 30s	0,37	23	23
[Y-KAL Y-KAL/P-210 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-27 09:33:30	2020-02-27 09:48:05	00d 00h 14m 35s	2,923	85	85
[Y-IAL Y-IAL/P-340 ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ ΑΝΑΧΩΡΗΣΗΣ]	2020-02-28 07:45:38	2020-02-28 07:50:09	00d 00h 04m 31s	1,738	75	75

Auxiliar Values

Period	07d 23h 59m 59s]	Nt	19641	Nta	388
Nni	492	Nti	03d 20h 13m 13s		

Quality of Service Indicators and values

Value	Description	Calculation
ASAI	Average Service Availability Index (ratio)	ASAI = 1 - ASUI
ASUI	Average Service Unavailability Index (ratio)	ASUI = Nti / (Nt * Period)
CAENS	Customer Average Energy Not Supplied (MWh)	CAENS = ENS / Nta
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index (time)	CAIDI = Nti / Nta
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI = Nni / Nta
Διάρκεια	Sum of Outage durations (time)	Duration = Sum (Outage EndDate - Outage StartDate)

2020-02-28 12:28:29

1 of 2

Σχήμα 2.1. Συλλογή στοιχείων διακοπών από σύστημα DMS (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Ως αξιοπιστία μπορεί να οριστεί η ικανότητα των στοιχείων του συστήματος ισχύος να παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια σε όλα τα σημεία κατανάλωσης, στην ποσότητα και με την ποιότητα που απαιτείται από τον καταναλωτή. Η αξιοπιστία μετριέται συχνά από τους δείκτες διακοπής που ορίζονται από ένα διεθνές πρότυπο, το IEEE 1366. (Το IEEE είναι το Ίδρυμα Ηλεκτρολόγων & Ηλεκτρονικών Μηχανικών, ο μεγαλύτερος επαγγελματικός φορέας Ηλεκτρολόγων & Ηλεκτρονικών Μηχανικών. Έχει την έδρα του στις ΗΠΑ και έχει παρουσία στις περισσότερες χώρες). Αυτοί οι δείκτες διακοπής βασίζονται στη μέτρηση της διάρκειας κάθε διακοπής τροφοδοσίας, καθώς και στη συχνότητα των διακοπών. Είναι σαφές ότι και τα τρία κύρια λειτουργικά στοιχεία του συστήματος ισχύος - παραγωγή, μεταφορά και διανομή - συμβάλλουν

στην αξιοπιστία του. Όσον αφορά τον καταναλωτή, η διακοπή λειτουργίας των συστημάτων μεταφοράς και διανομής της ενέργειας είναι ιδιαίτερα σημαντική και επηρεάζουν την ποιότητα της ζωής. Στην πραγματικότητα, οι έρευνες (στις ανεπτυγμένες χώρες) δείχνουν ότι το 80-90% των διακοπών που βιώνουν οι καταναλωτές οφείλονται σε διακοπές δικτύων διανομής. Στην Εικόνα 2.1 φαίνονται οι τιμές των δεικτών όπως προκύπτουν από συλλογή δεδομένων σε κεντρικό υπολογιστή DMS των συμβάντων διακοπών του ΔΕΔΔΗΕ, λόγω σφαλμάτων σε γραμμές ΜΤ.

Η *διακοπή ρεύματος* είναι ένα απρογραμματίστο συμβάν και μπορεί να περιγραφεί ως προς τη συχνότητα, τη διάρκεια και την ποσότητα φορτίου (ή τον αριθμό καταναλωτών) που επηρεάζονται. Μια *στιγμιαία διακοπή* ορίζεται ως διακοπή διάρκειας μικρότερη των 5 λεπτών, που αντιστοιχεί στον χρόνο που απαιτείται από τα αυτόματα συστήματα κλεισίματος για την αποκατάσταση προσωρινών βλαβών. Μια *συνεχής διακοπή* διαρκεί περισσότερο από 5 λεπτά (NERC 1996). Το πρότυπο IEEE 1366 δίνει τον ορισμό για τους δείκτες διακοπής λειτουργίας και το πρότυπο ΕΛΟΤ EN 50160:2010/COR DEC 2010: τα χαρακτηριστικά της τάσης που παρέχεται από τα δημόσια δίκτυα διανομής, (Ευρωπαϊκή Τεχν. Επιτροπή: CENELEC/TC 8X). Αυτοί οι δείκτες υπολογίζονται χρησιμοποιώντας λεπτομέρειες των διακοπών των καταναλωτών που συλλέγονται από τα δεδομένα του προηγούμενου έτους ή αρκετών ετών. Οι ορισμοί των κυριότερων από τους δείκτες δίνονται παρακάτω [4]:

2.2. Δείκτης Συχνότητας Διακοπής Μέσου Συστήματος (System Average Interruption Frequency Index-SAIFI)

Το SAIFI είναι ο μέσος αριθμός συνεχών διακοπών ανά καταναλωτή κατά τη διάρκεια του έτους. Είναι ο λόγος του ετήσιου αριθμού των διακοπών προς τον αριθμό των καταναλωτών.

$$SAIFI = \frac{\text{Συνολικός αριθμός διαρκών διακοπών σε ένα έτος/}}{\text{Συνολικός αριθμός καταναλωτών}}$$

2.3. Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπής συστήματος (System Average Interruption Duration Index-SAIDI)

Το SAIDI είναι η μέση διάρκεια των διακοπών ανά καταναλωτή κατά τη διάρκεια του έτους. Είναι ο λόγος της ετήσιας διάρκειας των διακοπών (συνεχής) προς τον αριθμό των καταναλωτών. Εάν η διάρκεια καθορίζεται σε λεπτά, το SAIDI δίνεται ως λεπτά καταναλωτή.

SAIDI = Συνολική διάρκεια συνεχούς διακοπής σε ένα έτος/

συνολικός αριθμός καταναλωτών

Οι δείκτες SAIFI & SAIDI είναι το πιο χρησιμοποιημένο ζευγάρι δεικτών αξιοπιστίας. Μια έρευνα της Βόρειας Αμερικής υπολόγισε το SAIFI να είναι 1,1 (που δείχνει 1,1 διακοπή/έτος/καταναλωτής) & SAIDI 1,5 ώρες. Η Σιγκαπούρη αναφέρεται ότι έχει SAIDI 3 λεπτών. Συγκριτικά, η υποβολή δεικτών NDPL για την περίοδο 2005-06 δίνει στο SAIDI τον αριθμό 38 ωρών για την περίοδο 2003-04 και έναν στόχο 30 ωρών για την περίοδο 2004-05 (23) [5].

2.4. Δείκτης μέσης συχνότητας διακοπής καταναλωτή (Consumer Average Interruption Frequency Index-CAIFI)

Το CAIFI είναι ο μέσος αριθμός διακοπών για καταναλωτές που αντιμετωπίζουν διακοπές κατά τη διάρκεια του έτους. Είναι ο λόγος του ετήσιου αριθμού διακοπών προς τον αριθμό των καταναλωτών που επηρεάζονται από διακοπές κατά τη διάρκεια του έτους. Ο καταναλωτής μετράται μόνο μία φορά ανεξάρτητα από τον αριθμό των διακοπών.

CAIFI = Συνολικός αριθμός παρατεταμένων διακοπών σε ένα έτος/

Συνολικός αριθμός καταναλωτών που επηρεάστηκαν

2.5. Δείκτης μέσης διάρκειας διακοπής καταναλωτή (Consumer Average Interruption Duration Index-CAIDI)

Το CAIDI είναι η μέση διάρκεια μιας διακοπής, υπολογιζόμενη βάσει του συνολικού αριθμού παρατεταμένων διακοπών σε ένα έτος. Είναι ο λόγος της συνολικής διάρκειας των διακοπών προς τον συνολικό αριθμό αυτών κατά τη διάρκεια του έτους.

CAIDI = Συνολική διάρκεια παρατεταμένων διακοπών σε ένα έτος/

συνολικός αριθμός διακοπών

Μπορεί επίσης να φανεί ότι $CAIDI = SAIDI / SAIFI$

2.6. Δείκτης συχνότητας στιγμιαίας μέσης διακοπής (Momentary Average Interruption Frequency Index-MAIFI)

Το MAIFI είναι ο μέσος αριθμός στιγμιαίων (διάρκειας μικρότερης από 5 λεπτά) διακοπών ανά καταναλωτή κατά τη διάρκεια του έτους. Είναι ο λόγος του ετήσιου αριθμού στιγμιαίων διακοπών προς τον αριθμό των καταναλωτών.

$$MAIFI = \frac{\text{Συνολικός αριθμός στιγμιαίων διακοπών σε ένα έτος/}}{\text{Συνολικός αριθμός καταναλωτών}}$$

Οι Διαχειριστές του Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (DSOs), έχουν ως βασικό αντικείμενο την εύρεση των πιο αποδοτικών και αξιόπιστων τρόπων διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, διασφαλίζοντας παράλληλα την συνεχή ποιότητα των υπηρεσιών τους. Τέτοιες τεχνικές απαιτήσεις ορίζονται σε τόσο σε επίπεδο εθνικών νομοθεσιών, όσο και ευρωπαϊκών προτύπων. Μέσα σε αυτά τα πλαίσια, προτείνεται τη χρήση 3 δεικτών αξιοπιστίας εφοδιασμού, οι οποίοι είναι οι: SAIFI, SAIDI & MAIFI. Αυτοί είναι τυπικοί δείκτες αξιοπιστίας που σχετίζονται με την προσφορά καταναλωτή και είναι υπολογιζόμενοι με βάση ετήσια δεδομένα πεδίου [5].

Με βάση τους ευρωπαϊκούς κανονισμούς λοιπόν, οι δείκτες SAIFI, SAIDI & MAIFI αναφέρονται σε διακοπές τροφοδοσίας 11 kV (όχι διακοπές καταναλωτή) υπολογίζονται χρησιμοποιώντας δεδομένα σε επίπεδο μήνα και όχι ετήσια. Η διακοπή δίνεται επίσης σε σταθμισμένη ηλικία, με βάση το συνδεδεμένο φορτίο στον αντίστοιχο τροφοδότη.

Μπορεί να φανεί ότι αυτή δεν είναι μια μέση τιμή, καθώς ο συνολικός αριθμός διακοπών δεν χρησιμοποιείται στον υπολογισμό. Το SAIFI όπως υπολογίζεται εδώ είναι ο σταθμισμένος συνολικός αριθμός διακοπών της πηγής τροφοδοσίας (πχ διακόπτης ισχύος MT), δηλαδή το άθροισμα της διακοπής της μεμονωμένης πηγής σταθμισμένο με το ποσοστό του φορτίου που μεταφέρει. Έτσι, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση αριθμών αξιοπιστίας δύο βοηθητικών προγραμμάτων που έχουν διαφορετικό αριθμό πηγών - τροφοδοτών.

Οι δείκτες για αγροτικούς και αστικούς τροφοδότες πρέπει να υπολογίζονται χωριστά. Οι τροφοδότες που εξυπηρετούν κυρίως γεωργικά φορτία εξαιρούνται από τον υπολογισμό και οι δείκτες για αυτούς πρέπει να ακολουθούν διαφορετικούς υπολογισμούς. Με δεδομένο ότι τα παραπάνω είναι ό,τι ισχύει για τους υπολογισμούς σήμερα, ο κανονισμός δεν προτείνει τιμές στόχους για αυτούς τους δείκτες. Λαμβάνοντας υπόψη την έλλειψη αξιόπιστων δεδομένων

σχετικά με τις διακοπές που αφορούν τους καταναλωτές, είναι θετικό ότι ο κανονισμός SoP προτείνει τη χρήση δεδομένων διακοπής τροφοδότη για τον υπολογισμό της αξιοπιστίας, οπότε η χρήση ορισμών όπως SAIFI, SAIDI κλπ καθίσταται περιττή, ειδικά επειδή ο προτεινόμενος τύπος δεν είναι σύμφωνα με το πρότυπο. Ο υπολογισμός της μέσης διάρκειας και της συχνότητας των διακοπών τροφοδοσίας 11 kV, ο υπολογισμός της διακοπής ανά km των τροφοδοτών 11 kV κ.λπ. θα ήταν ευκολότερος και επαρκής για την αξιολόγηση της αξιοπιστίας του συστήματος [5].

Κεφάλαιο 3 Εξοπλισμός Δικτύου με Τηλεχειριζόμενα/ Τηλε-επιτηρούμενα Στοιχεία

3.1. Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (Remote Terminal Unit-RTU)

Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει μία σύντομη περιγραφή των τηλεχειριζόμενων/τηλε-επιτηρούμενων στοιχείων, τα οποία χρησιμοποιούνται σήμερα στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με τις απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (RTU) να αποτελούν την ευρέως χρησιμοποιούμενη λύση. Ένα παράδειγμα RTU απεικονίζεται στο Σχήμα 3.1.



Σχήμα 3.1. Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα - Remote Terminal Unit - RTU (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

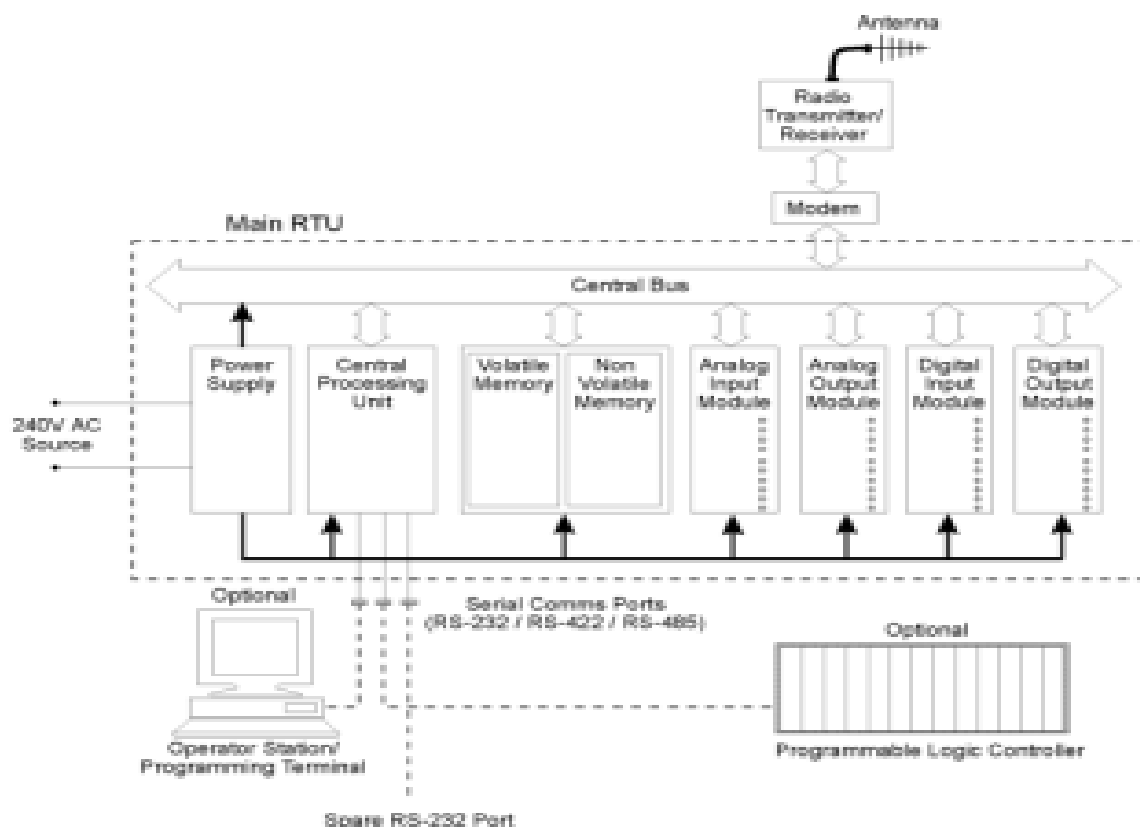
Ως “Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (Remote Terminal Unit - RTU)” ή Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου (ΠΜΕ) ορίζεται μια ηλεκτρονική συσκευή ελεγχόμενη από μικροεπεξεργαστή που διασυνδέει αντικείμενα του φυσικού κόσμου σε ένα κατακεντημένο σύστημα ελέγχου ή ένα σύστημα SCADA (εποπτικός έλεγχος και απόκτηση δεδομένων), μεταδίδοντας δεδομένα

τηλεμετρίας σε ένα κύριο σύστημα και χρησιμοποιώντας μηνύματα από το κύριο σύστημα εποπτείας για τον έλεγχο των συνδεδεμένων αντικειμένων [5].

Άλλοι όροι που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την RTU είναι η απομακρυσμένη μονάδα τηλεμετρίας και η απομακρυσμένη μονάδα τηλεχειρισμού. Στις επόμενες ενότητες αναλύονται η αρχιτεκτονική και τα επιμέρους τμήματα που συνθέτουν μία RTU.

3.1.1. Αρχιτεκτονική των RTU

Η αρχιτεκτονική της RTU αποτελείται από μια κεντρική μονάδα επεξεργασίας (central processing unit – CPU), μια προσωρινή μνήμη και μια μη προσωρινή μνήμη για την επεξεργασία και την αποθήκευση προγραμμάτων και δεδομένων. Μπορεί να επικοινωνεί με άλλες συσκευές είτε μέσω σειριακών θυρών, είτε μέσω ενός ενσωματωμένου μόντεμ με διεπαφές εισόδου/εξόδου (I/O). Ακόμα, διαθέτει τροφοδοτικό με εφεδρικό συσσωρευτή, προστασία έναντι κρουστικής υπέρτασης, ρολόι πραγματικού χρόνου και χρονοδιακόπτη παρακολούθησης για να διασφαλίσει την επανεκκίνησή της όταν βρίσκεται σε κατάσταση αναστολής λειτουργίας. Το Σχήμα 3.2 δείχνει το διάγραμμα βαθμίδων μιας τυπικής διαμόρφωσης RTU και ο Πίνακας 3.1 τα εξαρτήματα λειτουργίας υλικού.



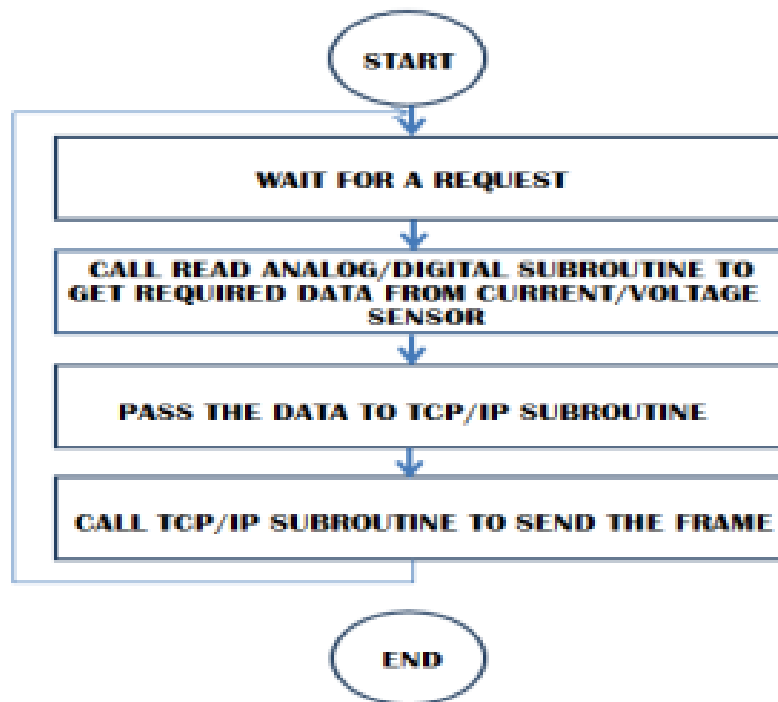
Σχήμα 3.2. Λειτουργικότητα υλικού σε RTU. (Πηγή: Bailey, 2003) [6]

Πίνακας 3.1. Εξαρτήματα λειτουργίας υλικού. (Πηγή: Theraja et al., 2002) [7]

Εξάρτημα υλικού	Λειτουργία
PIC16F877	Ο μικροελεγκτής PIC 16F877 έχει 40 ακίδες και μπορεί να προγραμματιστεί ώστε να δέχεται είτε αναλογική είτε ψηφιακή είσοδο. Οι άλλες ακίδες εξόδου εισόδου μπορούν να διασυνδέσουν ψηφιακές εισόδους. Το πρώτο βήμα της υλοποίησης του προτεινόμενου σχεδιασμού του συστήματος Ethernet, είναι η διασύνδεση του μικροελεγκτή με αισθητήρες, με χρήση εξαρτήματος και με ελεγκτή Ethernet. Η I/O αποτελείται από 8 οπτικούς ζευκτήρες με ψηφιακή είσοδο, 8 ψηφιακές εξόδους ανοιχτού τύπου (για κίνηση ηλεκτρονόμων κ.λπ.) και 4 αναλογικές εισόδους 10-bit.
Εξάρτημα συλλογής δεδομένων	Το τμήμα συλλογής δεδομένων εκτελείται διασυνδέοντας τον PIC16F877 με αισθητήρες. Οι αισθητήρες προσδιορίζουν τα δεδομένα που πρόκειται να συλλεχθούν, όπως η ηλεκτρική τάση, το ρεύμα, η θερμοκρασία κ.λπ. Υπάρχουν επίσης ενσωματωμένες μία μέτρηση θερμοκρασίας και μία μέτρηση εισερχόμενης παροχής.
Προσαρτημένο εξάρτημα	Η προσθήκη πληκτρολογίου και οθόνης LCD στην προτεινόμενη RTU μπορεί να υποδεικνύει τα δεδομένα ηλεκτρικής τάσης/ρεύματος στην πλακέτα RTU και στη συνέχεια να αποστέλλονται στη διεπαφή του υπολογιστή μέσω μέσων επικοινωνίας. Το πληκτρολόγιο RTU μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για τον ορισμό του κωδικού πρόσβασης που σημαίνει ότι μόνο ο προγραμματιστής και η αντίστοιχη ομάδα μπορούν να ελέγξουν ή να αλλάξουν τη ρύθμιση του RTU.
Εξάρτημα μονάδας Ethernet	Ο PIC16F877 μπορεί να συνδεθεί στα μέσα του δικτύου υπολογιστών μέσω μιας μονάδας ελεγκτή Ethernet. Το μικροσίπ ENC28J60 είναι ένας αυτόνομος ελεγκτής Ethernet με σειριακή περιφερειακή διεπαφή (Serial Peripheral Interface - SPI). Το ENC28J60 πληροί όλες τις προδιαγραφές IEEE 802.3 και υποστηρίζει μία θύρα 10BASE-T πλήρης αμφίδρομης λειτουργίας. Το ENC28J60 χρησιμοποιείται στην υλοποίηση της προτεινόμενης RTU.
Πρωτόκολλο Επικοινωνίας	<p>Η επικοινωνία χρησιμοποιεί έναν σειριακό πολυτερματικό RS422 και επιτρέπει σε έως και 16 από αυτά τα τερματικά να μοιράζονται μια σειριακή γραμμή. Τα βασικά τους χαρακτηριστικά είναι:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Διεύθυνση 4 bit • Αναγνωριστικό εντολής 4 bit • Ανάλυση αναλογικής εισόδου 8, 10 ή 12 bit • Ανάλυση μετρητών 8-12 bit • Παλμοδότηση ψηφιακών εξόδων με μία εντολή • Δυνατότητα ανάγνωσης και γραφής σε μνήμη EEPROM

3.1.2. Σχεδιασμός Λογισμικού του Συστήματος

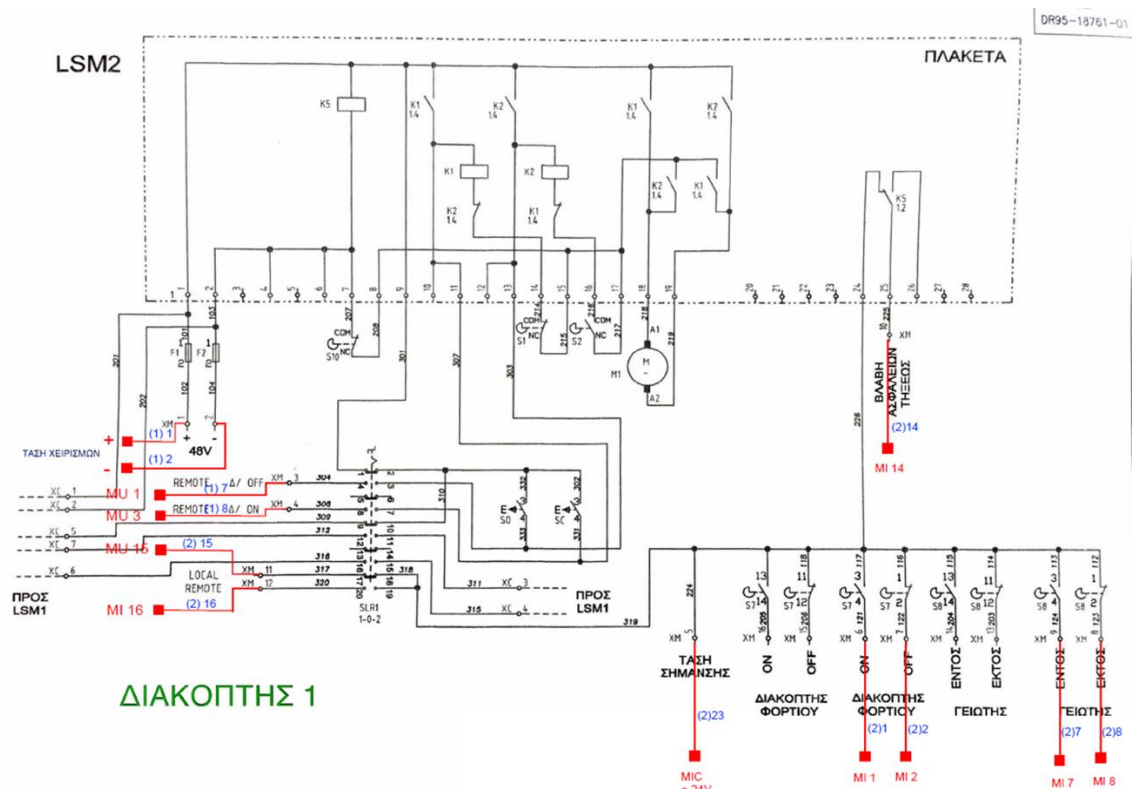
Το γενικό διάγραμμα ροής του υλοποιούμενου προγράμματος φαίνεται στην Εικόνα 3.3, όπου οι σύνθετες συναρτήσεις δίνονται σε μορφή υπορουτινών.



Σχήμα 3.3. Το εφαρμόσιμο πρόγραμμα στην RTU. (Πηγή: Jusoh et al., 2013) [8]

Αυτές οι ρουτίνες προσφέρουν μία καλύτερη κατανόηση του κύριου προγράμματος. Το πρόγραμμα υλοποιήθηκε κατά αυτό τον τρόπο έτσι ώστε να βρίσκεται στη ROM του μικροελεγκτή PIC16F877, ο οποίος με τη σειρά του είναι υπεύθυνος για την εκτέλεση της λειτουργίας της συλλογής δεδομένων από αισθητήρες και τη μετάδοση δεδομένων, στη μονάδα του κύριου σταθμού (RTU/SCADA) μέσω ενός πρωτοκόλλου επικοινωνίας. Επιπλέον, στο συγκεκριμένο διάγραμμα ροής, δεν υπάρχει τελικό στάδιο λόγω του ότι η RTU θα πρέπει σε όλες τις περιπτώσεις, να περιμένει πρώτα οποιοδήποτε αίτημα από την κεντρική μονάδα/σύστημα ελέγχου – εποπτείας και απόκτησης δεδομένων (Supervision Control And Data Acquisition – SCADA).

Η πολύπλοκη λειτουργία του προγράμματος βασίζεται στην εισαγωγή αναλογικών και ψηφιακών δεδομένων. Τα δεδομένα του προγράμματος στον μικροελεγκτή PIC16F877, ρυθμίζονται ανάλογα με τη μεταβλητή που φαίνεται στο Σχήμα 3.4:



ΔΙΑΚΟΠΤΗΣ 1

Σχήμα 3.4. Ενδεικτικό σχέδιο καλωδίωσης Πινάκων διακοπών φορτίου MT με RTU (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Μία RTU παρακολουθεί τις ψηφιακές και αναλογικές παραμέτρους του πεδίου και μεταδίδει δεδομένα σε έναν κεντρικό σταθμό SCADA. Επιπλέον, εκτελεί το λογισμικό εγκατάστασης για τη σύνδεση ροών εισαγωγής δεδομένων με ροές εξόδου δεδομένων, καθορίζει τα πρωτόκολλα επικοινωνίας και αντιμετωπίζει τυχόν προβλήματα εγκατάστασης στο πεδίο.

Μπορεί να αποτελείται από μια σύνθετη κάρτα κυκλώματος η οποία με τη σειρά της αποτελείται από διάφορα τμήματα που απαιτούνται για να εκτελεστεί μια προσαρμοσμένη λειτουργία, ή μπορεί να αποτελείται από πολλές κάρτες κυκλώματος συμπεριλαμβανομένης της CPU και της κάρτας επικοινωνίας και ένα ή περισσότερα από τα ακόλουθα: αναλογική είσοδο (analog input-AI), (digital input-DI) ψηφιακή είσοδος (κατάσταση), (DO / CO) ψηφιακή έξοδος (ή ηλεκτρονόμο ελέγχου) ή (AO) αναλογική κάρτα (-ες) εξόδου.

Η RTU μπορεί ακόμη και να είναι μια μικρή μονάδα ελέγχου αποτελούμενη από μια μικρή βάση δεδομένων και η οποία εκτελεί διεργασίες όπως, φιλτράρισμα, έλεγχο τάσης, PID (Proportional-Integral-Derivative) και άλλες λειτουργίες που υλοποιούνται σε μία γλώσσα προγραμματισμού (π.χ. BASIC). Οι σύγχρονες RTU υποστηρίζουν συνήθως το πρότυπο προγραμματισμού IEC 61131-3 για προγραμματιζόμενους λογικούς ελεγκτές. Δεδομένου ότι οι RTU μπορούν να

αναπτυχθούν τακτικά σε συστήματα προστασίας αγωγών και δικτύου ή σε άλλα δυσπρόσιτα ή ακραία περιβάλλοντα (για παράδειγμα στο έργο Biosphere 2), απαιτείται να λειτουργούν υπό ακραίες συνθήκες και να εφαρμόζουν μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας (όπως απενεργοποίηση μονάδων IO όταν δεν χρησιμοποιούνται). Για παράδειγμα, η RTU επικοινωνεί μέσω RS485 ή ασύρματων συνδέσμων επικοινωνίας σε διαμόρφωση multi-drop. Σε αυτόν τον τύπο διαμόρφωσης η απομακρυσμένη μονάδα συλλέγει δεδομένα και εκτελεί απλές εργασίες ελέγχου. Δεν έχει κινούμενα μέρη και χρησιμοποιεί εξαιρετικά χαμηλή ισχύ, η οποία συχνά είναι ηλιακή.

3.1.3. Τροφοδοσία

Η τροφοδοσία παρέχεται μέσα από το δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος (Alternating current – AC) και μετατρέπεται σε συνεχές ρεύμα (Direct current – DC) για τη λειτουργία διάφορων κεντρικών μονάδων επεξεργασίας (central processing unit –CPU).

Στο ελληνικό δίκτυο, οι εγκατεστημένοι Διακόπτες Φορτίου (ΔΦ) χρησιμοποιούν τηλεχειριζόμενους μηχανισμούς που λειτουργούν με τάση τροφοδοσίας DC, κυρίως 48V αλλά και 24V. Επομένως οι RTU πρέπει να συνεργάζονται με την αντίστοιχη τροφοδοσία. Για το λόγο αυτό διαθέτουν διατάξεις από μετατροπείς AC σε DC, οι οποίοι επικουρούνται από σύστημα μπαταρίας (εφεδρικής τροφοδοσίας). Οι RTU πρέπει να περιλαμβάνουν κύκλωμα μπαταρίας (συσσωρευτών) και φορτιστή ώστε να μπορούν να συνεχίσουν τη λειτουργία τους σε περίπτωση διακοπής της AC παροχής, σε κρίσιμες εφαρμογές, όταν δεν υπάρχει διαθέσιμη εφεδρική εξωτερική τροφοδοσία.

Παρατήρηση: Στους συναγερμούς πρέπει να συμπεριλαμβάνεται και συναγερμός συσσωρευτών που είναι στη φάση βαθιάς εκφόρτισης ή έχουν φτάσει στο τέλος της διάρκειας ζωής τους ή έχουν παρουσιάσει βλάβη.

3.1.4. Ψηφιακές είσοδοι (κατάσταση)

Το Σχήμα 3.5 παρουσιάζει τα σήματα και τις συνδεσμολογίες ακροδεκτών για Απομακρυσμένη Τερματική Μονάδα (RTU) στην Μέση Τάση.

SIGNALS TERMINAL TABLE										ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑ RTU V/Z SARD									
SUBSTATION NAME		ΚΥ ΒΚ Η ΔΕΥ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ								EQUIPMENT TYPE		ΔΡ ΑΝΑΡΩΡΥΧΙΣ							
TERMINAL STOP NAME		P-1				P-2				P-1		P-2							
ΚΥΚΛΩΣΗ ΜΤ		NEW CABLES		RTU		ΣΗΜΑΤΑ / SIGNALS						RTU		ΚΑΝΑΛΟΣ		ΣΗΜΑΤΑ		ΡΕΛΑΙΕΣ ΜΤ	
LOCATION	TYPE	No	TYPE	NAME	No	PEL	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΗΜΑΤΟΣ	ΕΙΔΟΣ	NOTES	RTU	ΚΑΝΑΛΟΣ	ΣΗΜΑΤΑ	ΡΕΛΑΙΕΣ ΜΤ						
P-1	NC	NC 1	1	311	17	KF1	ΕΝΤΟΝΗ ΔΙΑΚΟΤΗ ΕΝΤΟΣ			MLJ	1	1							
P-1	NC	NC 2	2	311	28	KF2	ΕΝΤΟΝΗ ΔΙΑΚΟΤΗ ΕΚΤΟΣ			MLJ	2	2							
P-1	AM	AM 5 με γέφυρα 18	3	312	11		ΤΑΧΥ + 24 V ΓΙΑ ΕΠΙΣΤΡΟΦΗ			MLJ	3	3							
P-1	NC	NC 4	4	312	1		ΘΕΣΗ ΠΕΤΩΝ	ΕΚΤΟΣ - ΑΝΟΙΧΤΟΣ		MLJ	4	4							
P-1	NC	NC 7	5	312	3		ΘΕΣΗ ΠΕΤΩΝ	ΕΚΤΟΣ - ΚΛΕΙΣΤΟΣ		MLJ	5	5							
P-1	NC	NC 15	6	312	2		ΘΕΣΗ ΣΤΡΩΣΜΑΤΟΣ 1	OK (S) - ALARM (S)		MLJ	6	6							
P-1	NC	NC 8	7	312	6		ΘΕΣΗ ΔΙ	ΕΚΤΟΣ - ΑΝΟΙΧΤΟΣ		MLJ	7	7							
P-1	NC	NC 8	8	312	7		ΘΕΣΗ ΔΙ	ΕΚΤΟΣ - ΚΛΕΙΣΤΟΣ		MLJ	8	8							
P-1			9	312	4		ΦΩΣΦΩΡΟ 2	OK (S) - ALARM (S)		MLJ	9	9							
P-1			10	312	5		ΦΩΣΦΩΡΟ 3	OK (S) - ALARM (S)		MLJ	10	10							
P-1			11				ΕΚΤΟΣ ΠΕΤΩΝ ΕΚΤΟΣ ΣΦΛ			MLJ	11	11							
P-1			12				ΚΟΙΝΟ ΕΝΤΟΝΗ ΡΕΛΕ			MLJ	12	12							
P-1	CT 4	ΜΑΡΤΟ					ΕΝΤΑΧΗ ΦΑΣΗΣ R	ISDBA 1		MS	1								
P-1	CT 6	ΚΑΡΕ					ΕΝΤΑΧΗ ΦΑΣΗΣ S	ISDBA 1		MS	2								
P-1	CT 2	ΓΚΡΙ					ΕΝΤΑΧΗ ΦΑΣΗΣ T	ISDBA 1		MS	3								
P-1	N	ΝΕΥΡΩΝ					ΚΟΙΝΩΣ	ISDBA 1		MS	4								
										MS	5								
										MS	6								
										MS	7								
										MS	8								
										MS	9								
										MS	10								
										MS	11								
										MS	12								
										MS	13								
										MS	14								
										MS	15								
										MS	16								
										MS	17								
										MS	18								
										MS	19								
										MS	20								
										MS	21								
										MS	22								
										MS	23								
										MS	24								
										MS	25								
										MS	26								
										MS	27								

Σχήμα 3.5. Ενδεικτικός πίνακας σημάτων και συνδεσμολογίας ακροδεκτών MV RTU (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Οι περισσότερες RTU ενσωματώνουν μία ή περισσότερες κάρτες κατάστασης εισόδου για να αποκτήσουν πληροφορίες δύο καταστάσεων πραγματικού χρόνου. Αυτό επιτυγχάνεται συνήθως χρησιμοποιώντας μια είσοδο τάσης (συνήθως 24 ή 48 V DC) ή ρεύματος για την ανίχνευση της θέσης μιας απομακρυσμένης επαφής (ανοιχτή ή κλειστή) στην αντίστοιχη θέση στην RTU. Αυτή η θέση μπορεί να αντιπροσωπεύει πολλές διαφορετικές συσκευές, συμπεριλαμβανομένων ηλεκτρικών διακοπών, θέσεων βαλβίδων υγρού, συνθηκών συναγερμού και μηχανικών θέσεων συσκευών.

3.1.5. Αναλογικές εισοδοι

Οι RTU δέχονται αναλογικές εισόδους διαφόρων τύπων και τιμών 0-1 mA, 4-20 mA για ρεύμα βρόχου, και αντίστοιχα 0-10 V., ± 2,5 V, ± 5,0 V κ.λπ για τάση. Επίσης μπορεί να λάβει αναλογικά δεδομένα μέσω ενός συστήματος επικοινωνίας από μία IED ((Intelligent Electronic Devices - έξυπνη ηλεκτρονική συσκευή) στέλνοντας τιμές δεδομένων σε αυτή.

Το σύστημα της RTU μεταφράζει και δημιουργεί την κλίμακα για αυτά τα ανεπεξέργαστα δεδομένα χρησιμοποιώντας κατάλληλες μονάδες, όπως π.χ. οι βαθμοί θερμοκρασίας ή τα Megawatts, πριν από την παρουσίαση των δεδομένων στον χρήστη μέσω της διεπαφής.

3.1.6. Ψηφιακές έξοδοι (ηλεκτρονόμοι ελέγχου)

Οι RTU έχουν επίσης τη δυνατότητα να ελέγχουν ηλεκτρονόμους (ρελέ) μεγάλης ισχύος μέσω των καρτών ψηφιακών εξόδων (digital output-DO), ούτως ώστε να μπορούν να ενεργοποιήσουν και να απενεργοποιήσουν συσκευές (π.χ. διακόπτες ισχύος) στο πεδίο. Μέσω της κάρτας DO παρέχεται τάση στο πηνίο του ηλεκτρονόμου, ο οποίος κλείνει τις επαφές υψηλής ισχύος.

3.1.7. Αναλογικές έξοδοι

Αν και δεν χρησιμοποιούνται συνήθως, οι αναλογικές έξοδοι μπορούν να συμπεριληφθούν για τον έλεγχο συσκευών που απαιτούν διάφορες ποσότητες, όπως γραφικά όργανα εγγραφής (γραφήματα ταινιών). Μπορούν να παρουσιαστούν ως αθροισμένες ή επεξεργασμένες ποσότητες δεδομένων σε ένα κύριο σύστημα SCADA και ως έξοδοι για προβολή τοπικά ή απομακρυσμένα, όπου απαιτείται.

3.1.8. Λογισμικό και έλεγχος λογικής

Οι σύγχρονες RTU είναι συνήθως ικανές να εκτελούν αυτόνομα απλά προγράμματα χωρίς να απαιτείται ο κεντρικός υπολογιστής του συστήματος DMS ή SCADA. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα μία απλούστερη δομή αλλά και αυξημένη ασφάλεια. Παραδείγματα αποτελούν RTU που χρησιμοποιούνται σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και είναι εγκατεστημένες σε σημεία ζεύξης δύο γραμμών (κατά κανόνα κύρια και εφεδρική). Σε αυτή την περίπτωση, μόλις αναγνωριστεί απώλεια τάσης από την κύρια γραμμή άμεσα απομονώνεται η κύρια γραμμή και η τροφοδοσία συνεχίζεται μέσω της εφεδρικής.

3.1.9. Επικοινωνίες

Μία RTU μπορεί να διασυνδεθεί σε πολλούς κύριους σταθμούς και IED με διαφορετικά πρωτόκολλα επικοινωνίας (συνήθως σειριακά (RS232, RS485, RS422 ή Ethernet). Συχνά υποστηρίζει τυπικά πρωτόκολλα (Modbus, IEC 60870-5-101 / 103/104, DNP3, IEC 60870-6-ICCP, IEC 61850 κ.λπ.) για τη διασύνδεση οποιουδήποτε λογισμικού τρίτων.

Για τη μεταφορά δεδομένων χρησιμοποιούνται διάφορες τεχνικές ώστε να διασφαλιστεί ο συγχρονισμός με την ελάχιστη κυκλοφορία δεδομένων. Οι αναλογικές τιμές αναφέρονται συνήθως μόνο σε αλλαγές εκτός ενός καθορισμένου ορίου από την τελευταία μεταδιδόμενη τιμή. Οι ψηφιακές τιμές (κατάσταση) ακολουθούν μια παρόμοια τεχνική και μεταδίδουν ομάδες (byte) μόνο όταν αλλάζει ένα σημείο (bit).

Σε ορισμένες περιπτώσεις, οι RTU ενδέχεται να μοιράζονται μια γραμμή επικοινωνίας, σε ένα multi-drop σχήμα, καθώς οι μονάδες απευθύνονται μονοσήμαντα και αποκρίνονται μόνο στις δικές τους επιλογές και εντολές. Αυτό επιτυγχάνεται με σύνδεση μέσω πυλών δικτύου (gateway) με το σύστημα DMS ή SCADA.

3.1.10. Συλλογή πληροφοριών με RTU

Οι RTU συλλέγουν πληροφορίες από τα τοπικά περιβάλλοντα με διάφορους τρόπους. Πρώτον, με τον μηχανισμό που αποτελεί τη ραχοκοκαλιά (back-bone) του δικτύου και ο οποίος θα αναφέρει τα προβλήματα κατά την εμφάνισή τους. Αυτές οι αναφορές έχουν τη μορφή διακριτών συναγερμών κλεισίματος επαφών ή λεπτομερών μηνυμάτων πρωτοκόλλου.

Δεύτερον, οι RTU μπορούν να έχουν ενσωματωμένους και εξωτερικούς αισθητήρες που μετρούν επίπεδα σημάτων όπως η θερμοκρασία και η υγρασία. Επίσης, μπορούν να παρακολουθούνται σημαντικές λειτουργικές τιμές, όπως τα επίπεδα φόρτισης της μπαταρίας καθώς και της τάσης του δικτύου.

Μόλις η RTU συλλέξει σημαντικές πληροφορίες, ενημερώνει τον «χρήστη». Για το σκοπό αυτό πρέπει πρώτα, να επιλεγούν ένα ή περισσότερα κανάλια επικοινωνίας για τη μετάδοση των δεδομένων. Σε πολλές περιπτώσεις, χρησιμοποιείται απλώς ένα δίκτυο LAN/Ethernet. Για πιο απομακρυσμένους ιστότοπους (ή για αυτούς με τεχνολογία παλαιού τύπου), μπορεί να χρησιμοποιηθεί μια άλλη μέθοδος, όπως ένα μόντεμ μέσω τηλεφώνου, ασύρματο GSM/CDMA ή αποκλειστικό σειριακό RS232/RS485. Αυτό βρίσκει συνήθως εφαρμογή σε RTU που έχουν σχεδιαστεί είτε για τηλεπικοινωνίες είτε για περιβάλλοντα πληροφορικής. Οι RTU που παρακολουθούνται σε πραγματικό χρόνο μπορεί να χρησιμοποιήσουν μια ενσωματωμένη διεπαφή ιστού στην οποία υπάρχει πρόσβαση από οποιοδήποτε πρόγραμμα περιήγησης στο δίκτυο. Τα SCADA χρησιμοποιούν DNP3 ή Modbus για επικοινωνία με τις RTU.

Παλαιότερες RTU χρησιμοποιούν πρωτόκολλα που είναι συμβατά μόνο με κεντρικούς σταθμούς από τον ίδιο προμηθευτή. Μια άλλη επιλογή θα ήταν ένας κεντρικός σταθμός που υποστηρίζει πολλαπλά πρωτόκολλα όπως το T/Modem.

Το ερώτημα είναι, με τα δεδομένα που καταγράφονται από την RTU και αποστέλλονται όπως αναφέρθηκε, πώς μπορεί κάποιος να λαμβάνει γνώση ώστε να μπορεί να δρα έγκαιρα σε πραγματικό χρόνο. Στα δίκτυα Διανομής MT ο κανόνας στο σχεδιασμό αναβάθμισης του δικτύου, συνήθως προβλέπει να υπάρχουν δεκάδες ή εκατοντάδες μονάδες RTU στο πεδίο. Για πάνω από δέκα μονάδες ωστόσο, συνιστάται να υπάρχει ένας κεντρικός σταθμός (Gateway).

Στην απλούστερη μορφή του, ένας κεντρικός σταθμός συλλέγει δεδομένα από όλες τις RTU και τα εμφανίζει σε μία μόνο διεπαφή.

3.2. Κατασκευαστικά θέματα RTU

Σύμφωνα με την υπ. αρ. ΔΔ-397 05/08/2020 Τεχνική Περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ οι RTU πρέπει να έχουν τα εξής κατασκευαστικά στοιχεία [9]:

- Συνθήκες λειτουργίας:
 - Θερμοκρασία αέρα περιβάλλοντος: -10 °C έως +55 °C.
 - Σχετική υγρασία: 5% έως 95% χωρίς υγροποίηση υδρατμών
 - Διαστασιολόγηση - Διαμόρφωση Χώρου

Μια μονάδα RTU θα πρέπει να αποτελείται από τα ακόλουθα στοιχεία:

- Διαμέρισμα Ελεγκτή
- Διαμέρισμα Συσσωρευτών

Υλοποιούνται οι ακόλουθες δύο διαμορφώσεις, ως εξής [6]:

- a) Και τα δύο διαμερίσματα στεγάζονται σε εξωτερικό περίβλημα, οπότε κάθε διαμέρισμα θα έχει τη δική του εσωτερική θύρα. Οι θύρες των δύο διαμερισμάτων πρέπει να είναι εύκολα προσβάσιμες από την εμπρόσθια θύρα του εξωτερικού περιβλήματος.
- b) Κάθε διαμέρισμα περιλαμβάνεται στο δικό του εξωτερικό περίβλημα, οπότε μόνο το διαμέρισμα του ελεγκτή είναι υποχρεωτικό να διαθέτει ταυτόχρονα εσωτερική και εξωτερική θύρα.

Το διαμέρισμα του ελεγκτή περιέχει τη λογική συσκευή που παρακολουθεί ή/και ελέγχει τα ακόλουθα στοιχεία: ΔΦ, γραμμές ΜΤ, Συσσωρευτές, Τροφοδοτικό, Μονάδα Επικοινωνίας και βοηθητικές συσκευές. Το διαμέρισμα του ελεγκτή περιλαμβάνει όλα τα υποσυστήματα που καθιστούν την ΠΜΕ λειτουργική - ελεγκτής, μονάδα ADU (Analog Data Unit - Μονάδα Αναλογικών Μετρήσεων με συνοδευτικό σετ αισθητήρων έντασης & τάσης), τροφοδοτικό, φορτιστής, τερματικές οριο-λωρίδες, κ.λπ.. Ένας κατάλληλος πίνακας ελέγχου τοποθετείται στην εμπρόσθια εσωτερική θύρα του διαμερίσματος του ελεγκτή ή μέσα σε αυτό.

Οι διαστάσεις του εξωτερικού περιβλήματος και το βάρος της ΠΜΕ δεν θα πρέπει να υπερβαίνουν τις τιμές που υποδεικνύονται στον Πίνακα 3.2.

Πίνακας 3.2. Επιθυμητές διαστάσεις MV RTU σύμφωνα με την υπ. αρ. ΔΔ-397/5.08.2020

Τεχνική Περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ [9]

Μέγ. Διαστάσεις	Τιμές	Σημειώσεις
Πλάτος (mm)	600	Οποιαδήποτε εξαρτήματα προεξέχουν από το κυρίως σώμα (π.χ. μεντεσέδες, στυπιοθλίπτες) θα πρέπει να ληφθούν υπόψη. Αν χρησιμοποιηθεί εξωτερικό διαμέρισμα συσσωρευτών, αυτό θα πρέπει να συμμορφώνεται με τις παρούσες μέγιστες διαστάσεις.
Βάθος (mm)	400	
Ύψος (mm)	700	
Μέγ. βάρος (kg)	25	Μέγ. τιμή για την ΠΜΕ, χωρίς το βάρος των συσσωρευτών. Σε περίπτωση χρήσης εξωτερικού διαμερίσματος συσσωρευτών, αυτό δεν θα πρέπει επίσης να υπερβαίνει τη συγκεκριμένη τιμή, συμπεριλαμβάνοντας όμως το βάρος των συσσωρευτών.

3.2.1. Ηλεκτρικές συνδέσεις

Στον Πίνακα 3.3. δίνονται τα σήματα που θα μεταδίδονται μέσω των αντίστοιχων ακίδων κάθε συνδετήρα μίας RTU η οποία ελέγχει/επιτηρεί ένα ΔΦ.

Πίνακας 3.3. Ψηφιακές ενδείξεις εξόδου RTU (υπ. Αρ. ΔΔ-397/5.08.2020 Τεχνική Περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ) [9]

Ακίδα (τυχαία σειρά)	Σήμα	Σχόλια
1	+Vc	DC τάση (48V ή 24V) για το χειρισμό ΔΦ (ή τάση σήμανσης, με κατάλληλη συνδεσμολογία στην οριολωρίδα των ΔΦ)
2	GND	
3	εντολή άνοιγμα ΔΦ	Διακριτά ψηφιακά σήματα 2 bit (0-1/1-0)
4	εντολή κλείσιμο ΔΦ	
5	+Vs	Τάση σήμανσης ΔΦ (DC ≤60V)
6	GND	
7	Κατάσταση ΔΦ (κλειστός)	Διακριτά ψηφιακά σήματα 2 bit (0-1/1-0), εξαρτώμενα από την τάση σήμανσης ΔΦ
8	κατάσταση ΔΦ (ανοικτός)	
9	Γραμμή MT ενεργή	Διακριτά ψηφιακά σήματα 2 bit (0-1/1-0), εξαρτώμενα από την τάση σήμανσης ΔΦ, ενδεικτικά της ύπαρξης ή απουσίας MT στο καλώδιο που τροφοδοτεί τον ΔΦ
10	Γραμμή MT ανενεργή	
11	Κατάσταση Γειωτή εντός (ΔΦ γειωμένος)	Διακριτά ψηφιακά σήματα 2 bit (0-1/1-0), εξαρτώμενα από την τάση σήμανσης ΔΦ
12	Κατάσταση Γειωτή εκτός (ΔΦ αγειώτος)	

3.2.2. Λειτουργίες της ΠΜΕ

Γενικά η ΠΜΕ θα είναι σχεδιασμένη για [9]:

- Εκτέλεση λειτουργιών SCADA
- Μετρήσεις ηλεκτρικών μεγεθών (ρεύμα, τάση και παράγωγα μεγέθη)
- Παρακολούθηση ποιοτικών χαρακτηριστικών των ανωτέρω αναφερόμενων ηλεκτρικών μεγεθών
- Διάγνωση ηλεκτρικών σφαλμάτων σε γραμμές ΜΤ

3.2.3. Επιτήρηση ΔΦ

Για κάθε ΔΦ, η ΠΜΕ θα επιτηρεί τα εξής:

- a) Την αλλαγή της κατάστασης του ΔΦ (ανοικτός-κλειστός)
- b) Τη θέση του διακόπτη γείωσης (On/Off).

Η μετάβαση από μία κατάσταση σε άλλη προκαλεί τη μεταγωγή των αντίστοιχων επαφών. Στην ΠΜΕ θα χρησιμοποιούνται κατάλληλες ψηφιακές είσοδοι 2 bit (0-1/1-0) γι' αυτόν το σκοπό. Η ΠΜΕ θα εκτελεί τα εξής [9]:

- a) Μετρήσεις ρεύματος στις γραμμές ΜΤ.
- b) Μετρήσεις τάσης, σύμφωνα με τα πρότυπα EN50160 & IEC 61000-4-30 κατηγορία S. Θα επιτηρούνται αρμονικές, παροδικές βυθίσεις ή υπερτάσεις, διακοπές, συχνότητα και ασυμμετρία τάσεων.
- c) Μετρήσεις ηλεκτρικής ισχύος χρησιμοποιώντας τις προαναφερθείσες μετρούμενες τιμές τάσης και ρεύματος. Η μέτρηση ισχύος, συμπεριλαμβανομένης της υπολογιζόμενης ενεργού ισχύος, της άεργου ισχύος και της ενέργειας, στα τέσσερα τεταρτημόρια, πρέπει να είναι σύμφωνη με τα πρότυπα IEC 61557-12 και IEC 62586-PQI-S ή IEEE 1159 σχετικά με την ποιότητα ισχύος.
- d) Μετρήσεις θερμοκρασίας.

3.2.4. Λειτουργία επιτήρησης ΠΜΕ

Το λογισμικό του εξοπλισμού θα εκτελεί εκτεταμένους αυτοδιαγνωστικούς ελέγχους προκειμένου να παρακολουθεί τις πιο σημαντικές λειτουργίες. Τα σχετικά σήματα συναγερμού και διαγνωστικού ελέγχου θα αποστέλλονται στο ΚΣΕ SCADA.

Θα επιτηρούνται τα εξής:

- i. Εξωτερική τάση τροφοδοσίας 230 Vac
- ii. Τάση DC για έλεγχο των ΔΦ

- iii. Απρόβλεπτες εμπλοκές ή "παγώματα" του εσωτερικού λογισμικού ή υλικού (επιτήρηση). Σε τέτοια περίπτωση η ΠΜΕ θα εκτελεί επανεκκίνηση. Το συμβάν αυτό δεν απαιτείται να αποστέλλεται στο ΚΣΕ SCADA.
- iv. Η θερμοκρασία εντός του διαμερίσματος του ελεγκτή και στους χώρους εγκατάστασης των πρόσθετων αισθητήρων θερμοκρασίας. Για τη μέτρηση θερμοκρασίας εντός του διαμερίσματος του ελεγκτή η ΠΜΕ θα χρησιμοποιεί είτε ενσωματωμένο είτε εξωτερικό αισθητήρα. Ο ρυθμός δειγματοληψίας θα είναι παραμετροποιήσιμος, οι αντίστοιχες τιμές θα καταγράφονται στην εσωτερική μνήμη της ΠΜΕ και θα χρησιμοποιούνται για τη θερμοκρασιακή αντιστάθμιση κατά τη φόρτιση των συσσωρευτών.
- v. Στάθμη τάσης των συσσωρευτών. Σήμα συναγερμού μπορεί να προκύψει όταν η ΠΜΕ λειτουργεί με τροφοδοσία από τους συσσωρευτές και οι συσσωρευτές είναι στη φάση βαθιάς εκφόρτισης ή έχουν φτάσει στο τέλος της διάρκειας ζωής τους ή έχουν παρουσιάσει βλάβη.
- vi. Επιτυχία/Αποτυχία δοκιμής υπό φορτίο συσσωρευτών, αναλαμβάνοντας το πλήρες φορτίο της ΠΜΕ
- vii. Επικοινωνία με το ΚΣΕ SCADA.
- viii. Κατάσταση ελέγχου της ΠΜΕ. (Τοπικός/Απομακρυσμένος)
- ix. Παροχή τάσης σήμανσης στις ψηφιακές εισόδους.
- x. Διάγνωση μονάδας ADU. (Σχετικά με τυχόν δυσλειτουργίες)
- xi. Κατάσταση θύρας εξωτερικού περιβλήματος. (Ανοικτή/κλειστή)
- xii. Δραστηριότητα σχετική με την ασφάλεια των δεδομένων και επικοινωνιών της ΠΜΕ.

3.2.5. Διάγνωση σφαλμάτων σε γραμμές MT

Η ΠΜΕ, μέσω της μονάδας ADU θα επιτηρεί τις γραμμές MT που αναχωρούν από τους ελεγχόμενους ΔΦ για διερχόμενα ρεύματα βραχυκύκλωσης (είτε μεταξύ φάσεων ή προς γη). Οι τιμές (ρεύματος και χρόνου) που διακρίνουν ένα σφάλμα από την κανονική λειτουργία θα ρυθμίζονται από το χρήστη. Η μονάδα ADU θα διαχωρίζει τα ρεύματα ζεύξης από τις λοιπές υπερεντάσεις μετά από αξιολόγηση της έντασης της δεύτερης αρμονικής και όχι με εισαγωγή χρονικής καθυστέρησης στη λειτουργία ανίχνευσης.

3.2.6. Πίνακας ελέγχου

Η ΠΜΕ θα διαθέτει κατάλληλα κομβία ελέγχου και ενδείξεις (LED) για τη λειτουργία της μονάδας και των ΔΦ και την παρακολούθηση της κατάστασης του εξοπλισμού. Θα υποδεικνύουν την

κατάσταση λειτουργίας της μονάδας τροφοδοσίας, του φορτιστή, της CPU, την κατάσταση των εισόδων σημάτων συναγερμού κ.λπ. Ο πίνακας ελέγχου θα βρίσκεται είτε στην εξωτερική πλευρά της θύρας του διαμερίσματος του ελεγκτή είτε εντός του διαμερίσματος αυτού.

Ο πίνακας ελέγχου θα είναι εξοπλισμένος με:

- a) Διακόπτη επιλογής ΤΟΠΙΚΗΣ / ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΗΣ λειτουργίας της ΠΜΕ. Στη θέση ΤΟΠΙΚΗΣ λειτουργίας, η ΠΜΕ δε θα εκτελεί εισερχόμενες εντολές από το ΚΣΕ SCADA.
- b) Ενδείξεις LED για τον τρόπο λειτουργίας της ΠΜΕ (ΤΟΠΙΚΗ, ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΗ), τη γενική κατάσταση των εσωτερικών συναγερμών της ΠΜΕ και την παρουσία τάσεων τροφοδοσίας.
- c) Κομβία (ή άλλο μέσο) για το χειρισμό των ΔΦ.
- d) Κομβίο (ή άλλο μέσο) για "επανεκκίνηση" της ΠΜΕ και όλων των υποσυστημάτων, συμπεριλαμβανομένου της μονάδας επικοινωνίας.
- e) Κομβίο (ή άλλο μέσο) για χειροκίνητη δοκιμή των συσσωρευτών. Με αυτό θα εκτελείται η δοκιμή υπό-φορτίο των συσσωρευτών.

Ενσωματωμένη οθόνη τύπου αφής στη θέση μέρους ή όλων των προαναφερθέντων χειριστηρίων ή / και ενδείξεων είναι αποδεκτή, εκτός από τη λειτουργία ΠΜΕ, η οποία θα είναι εγκατεστημένη τοπικά ή απομακρυσμένα (RTU LOCAL / REMOTE), θα λειτουργεί με διακόπτη και η κατάστασή της θα σημαίνεται με LED [9].

3.2.7. Μέσα Επικοινωνίας

Ο εξοπλισμός (ΠΜΕ) θα επικοινωνεί με το Κεντρικό Σύστημα Ελέγχου (ΚΣΕ) ενός SCADA μέσω GPRS ή DSL σύνδεσης με χρήση του πρωτοκόλλου IEC 60870-5-104. Ο ΔΕΔΔΗΕ θα παράσχει τις απαιτούμενες κάρτες SIM και τους δρομολογητές GPRS με ιδιωτικό εύρος δικτύου APN και μη δημόσιες στατικές διευθύνσεις IP. Η ΠΜΕ θα παρέχει την απαιτούμενη τροφοδοσία DC για τη λειτουργία αυτής της μονάδας επικοινωνίας και θα διαθέτει επίσης μια θύρα Ethernet που θα χρησιμοποιείται για επικοινωνία με αυτήν τη μονάδα (Θύρα επικοινωνίας). Η ΠΜΕ θα προσπαθεί να επικοινωνήσει με το ΚΣΕ SCADA κατά τις ακόλουθες φάσεις:

- Το ΚΣΕ SCADA αποστέλλει αίτημα αποστολής δεδομένων στην ΠΜΕ
- Σε ρυθμιζόμενα χρονικά διαστήματα.
- Σε κατάσταση συναγερμού.

Στον Πίνακα 3.4. αποτυπώνονται οι λειτουργίες και οι σημάσεις που απαιτούνται από μία ΠΜΕ (RTU) που είναι απαραίτητες για το υπόγειο βροχοειδές δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

ΜΤ προκειμένου μέσω της RTU να εκτελούνται εντολές που δίνονται απομακρυσμένα από το Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής (ΚΕΔΔ) για την υλοποίηση τηλεχειρισμών από τα τηλεχειριζόμενα στοιχεία ή για τον έλεγχο της ίδιας της RTU ή να στέλνονται σήματα συναγερμών ή κατάστασης των τηλεχειριζόμενων στοιχείων ή της ίδιας της RTU στο ΚΕΔΔ. Στον Πίνακα 3.4 παρουσιάζονται όλες οι λειτουργίες για ΠΜΕ, σύμφωνα με την τεχνική περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ.

Πίνακας 3.4. Λειτουργίες & εισοδοί/έξοδοι ΠΜΕ (υπ. αρ. ΔΔ-397/5.08.2020 Τεχνική Περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ [9])

A/A	Λειτουργία / Κατάσταση	Τύπος σήματος*	Σχόλια**	Σχόλια
1	Χειρισμός ΔΦ (Εντολή Άνοιγμα)	Εντολή	24 ή 48 V DC έξοδος, Τοπικός & απομακρυσμένος έλεγχος,	Διακριτές εντολές 2 bit / σήματα 2 bit, ανά ΔΦ, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα****
2	Χειρισμός ΔΦ (Εντολή Κλείσιμο)			
3	Επιτήρηση κατάστασης ΔΦ (Ανοικτός)	Κατάσταση	Ψηφιακές εισοδοί τροφοδοτούμενες από την τάση σήμανσης ΔΦ, Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	
4	Επιτήρηση κατάστασης ΔΦ (Κλειστός)			
5	Άμεσος τοπικός Χειρισμός ΔΦ	Εντολή	Μόνο Τοπικός έλεγχος	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
5	Τοπικός Χειρισμός ΔΦ με χρονική καθυστέρηση	Εντολή	Μόνο Τοπικός έλεγχος	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
6	Αλλαγή Κατάστασης Ελέγχου της ΠΜΕ (Τοπικά - Απομακρυσμένα)	Εντολή	Μόνο Τοπικός έλεγχος, 2 bit σήμα	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
7	Επιτήρηση κατάστασης Ελέγχου της ΠΜΕ (Τοπικά - Απομακρυσμένα)	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη, 2 bit σήμα	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
8	Επανεκκίνηση ΠΜΕ & όλων των υποσυστημάτων	Εντολή	Τοπικά & απομακρυσμένα: έλεγχος και ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα, Αφορά όλα τα συστήματα της ΠΜΕ & τη μονάδα επικοινωνίας
9	Επιτήρηση κατάστασης Γειωτή ΔΦ (ΔΦ γειωμένος)	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Διακριτά 2 bit σήματα, Ψηφιακές εισοδοί τροφοδοτούμενες από την τάση σήμανσης ΔΦ, ανά ΔΦ, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
10	Επιτήρηση κατάστασης Γειωτή ΔΦ (ΔΦ αγείωτος)			
11	Λειτουργία μονάδος ADU	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Αναλογικές εισοδοί για 3-Φασικές μετρήσεις χαρακτηριστικών Τάσης/Ρεύματος/Ισχύος ανά ΔΦ, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα, Τοπική / Απομακρυσμένη απομάστευση καταγραφών
12	Επιτήρηση σχετικά με ανίχνευση σφάλματος στη γραμμή ΜΤ	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα

13	Επιτήρηση κατάστασης εξωτερικής θύρας ΠΜΕ (ανοικτή/κλειστή)	Κατάσταση	Απομακρυσμένη ένδειξη	1 Διατιθέμενη 1-bit Ψηφιακή είσοδος εξαρτώμενη από την τάση σήμανσης ΔΦ, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
14	Επιτήρηση κατάστασης λοιπών συσκευών Υ/Σ (Ένδειξη υψηλής στάθμης υδάτων, Λειτουργία Αντλίας, Κατάσταση θύρας Υ/Σ (ανοικτή/κλειστή)	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	≥6 εφεδρικές ψηφιακές είσοδοι, Εξαρτώμενες από την τάση σήμανσης του Υ/Σ (DC≤60V), Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
15	Επιτήρηση κατάστασης χειρισμού συστοιχίας ΔΦ (Τοπική / Απομακρυσμένη)	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	2 διατιθέμενες ψηφιακές είσοδοι, Διακριτές 2-bit καταστάσεις, Εξαρτώμενες από την τάση σήμανσης ΔΦ, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
16	Επιτήρηση κατάστασης ασφαλειών ΜΤ προς Μ/Σ ισχύος	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	
17	Έλεγχος λοιπών συσκευών Υ/Σ	Εντολή	Τοπικός & απομακρυσμένος έλεγχος	2 διατιθέμενες ψηφιακές έξοδοι, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
18	Έλεγχος / επιτήρηση μονάδων IED	Εντολή / Κατάσταση	Τοπικά & απομακρυσμένα: έλεγχος και ένδειξη	Ethernet ή RS-485 θύρα, υποστήριξη Modbus, IEC-61850, DNP-3.0, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
19	Διαγνωστικοί έλεγχοι	Κατάσταση	Τοπικός & απομακρυσμένος έλεγχος	Τοπική ή απομακρυσμένη απομάστευση αποτελεσμάτων
20	Επανεκκίνηση ΠΜΕ μετά από απρόβλεπτες εμπλοκές ή "παγώματα" του εσωτερικού λογισμικού ή υλικού	Κατάσταση	Εσωτερική λειτουργία, Επανεκκινεί την ΠΜΕ	Ο αριθμός των επανεκκινήσεων θα είναι παραμετροποιήσιμος
21	Επιτήρηση τάσης σήμανσης ΠΜΕ	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
22	Επιτήρηση τάσης συσσωρευτών	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
23	Δοκιμή συσσωρευτών υπό φορτίο	Κατάσταση	Τοπικά & απομακρυσμένα: έλεγχος και ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
24	Επανεκκίνηση μονάδος επικοινωνίας (σε περίπτωση αποτυχίας επικοινωνίας με ΚΣΕ SCADA ή ύστερα από εντολή)	Κατάσταση / Εντολή	Τοπικός & απομακρυσμένος έλεγχος	Διακοπή & επαναφορά τάσης στην έξοδο 12VDC, Παραμετροποιήσιμος αριθμός απαιτούμενων αποτυχιών επικοινωνίας με το ΚΣΕ SCADA, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
25	Επιτήρηση κατάστασης (OK/σφάλμα) τροφοδοτικού ΠΜΕ	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
26	Επιτήρηση τροφοδοσίας 230V AC	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
27	Επιτήρηση τάσης χειρισμού ΔΦ	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
28	Συγχρονισμός ώρας/ημερομηνίας με το ΚΣΕ SCADA	Κατάσταση / Εντολή	Τοπικά & απομακρυσμένα: έλεγχος και ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
29	Επιτήρηση δραστηριοτήτων σχετικών με την ασφάλεια δεδομένων & επικοινωνιών της ΠΜΕ	Κατάσταση	Εσωτερική λειτουργία, Απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα

30	Επιτήρηση θερμοκρασίας (Μονάδα ADU)	Κατάσταση	Τοπική & απομακρυσμένη ένδειξη	Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα, Η ΠΜΕ θα συνοδεύεται από εξωτερικό αισθητήρα ή θα ενσωματώνει αισθητήρα για μέτρηση θερμοκρασίας εντός του διαμερίσματος ελεγκτή.
31	Απομακρυσμένη παραμετροποίηση	Κατάσταση / Εντολή	Απομακρυσμένα***	Μέσω της θύρας επικοινωνίας, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
32	Τοπική παραμετροποίηση	Κατάσταση / Εντολή	Τοπικά	Μέσω της θύρας διαγνωστικού ελέγχου, Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα
<p>* Η αντιστοίχιση αλλαγών κατάστασης σε σήματα συναγερμού θα είναι παραμετροποιήσιμη στην ΠΜΕ και στο ΚΣΕ SCADA (Scada)</p> <p>**Ο όρος «Τοπικός» αφορά χειρισμό ή ένδειξη στον πίνακα ελέγχου της ΠΜΕ, ο όρος «Απομακρυσμένος» αφορά χειρισμό ή ένδειξη στο ΚΣΕ SCADA (Scada)</p> <p>*** Ο όρος «Απομακρυσμένα» αφορά τον Εξυπηρετητή Ιστού για τη συντήρηση της ΠΜΕ</p> <p>**** Η αναφορά «Τοπικά καταγραφόμενη δραστηριότητα» γίνεται για να επισημανθεί η αποθήκευση των δεδομένων/δραστηριοτήτων στην τοπική μνήμη της ΠΜΕ</p>				

Κεφάλαιο 4 Διαμόρφωση Ποιοτικών Χαρακτηριστικών Δικτύου

4.1. Ανάλυση Ροών Φορτίου

Με τον όρο «μελέτη ροής φορτίου» αποτυπώνεται η ανάλυση της μόνιμης κατάστασης λειτουργίας, με σκοπό τον προσδιορισμό της τάσης και της ισχύος (ενεργής και αέργου) σε σύστημα με δεδομένες συνθήκες φορτίου και φυσικά την πρόβλεψη της μελλοντικής κατάστασης των ΣΗΕ για διάφορα σενάρια [10].

Η ανάλυση ροών φορτίου χρησιμοποιείται :

1. για την εύρεση των αρχικών τιμών
2. για τον προσδιορισμό της μελλοντικής ανάπτυξης των ΣΗΕ
3. για την εύρεση της βέλτιστης διαδικασίας στην περίπτωση που κάποια μονάδα τεθεί εκτός λειτουργίας για οποιονδήποτε λόγο.
4. Για την εύρεση της βέλτιστης διαδικασίας προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη ρύθμιση της τάσης στους ζυγούς και συνεπώς η οικονομικότερη λειτουργία.

Προκειμένου για την ανάλυση των δικτύων ενέργειας χρησιμοποιείται μελέτη ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος η οποία όμως παρέχει ένα μη γραμμικό σύστημα προκειμένου να περιγράψει τη ροή μέσα σε κάθε γραμμή. Συνεπώς, προκειμένου να αποφευχθεί η πολυπλοκότητα που δημιουργείται για μεγάλα δίκτυα, χρησιμοποιείται μία γραμμική μέθοδος ροής φορτίου.

4.1.1. Εξισώσεις Ροής Φορτίου

Στην περίπτωση μιας γραμμής μεταξύ των ζυγών k και m , οι εξισώσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος της γραμμής, μετρούμενη στο άκρο k είναι οι ακόλουθες [10]:

$$\begin{aligned} P_{km} &= U_k^2(g_{km} + g_{stm}) - U_k U_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \\ Q_{km} &= -U_k^2(b_{km} + b_{ssm}) - U_k U_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \end{aligned}$$

Αντίστοιχα, οι εξισώσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος για την περίπτωση ενός ζυγού k είναι οι εξής:

$$\begin{aligned} P_k &= P_{Gk} - P_{Dk} = U_k^2 g_k + \sum_{m \in K(k)} U_k^2 (g_{km} + g_{slm}) \\ &\quad - \sum_{m \in K(k)} (U_k U_m (g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m))) \end{aligned}$$

$$Q_k = Q_{ck} - Q_{Dk} - U_k^2 b_k + \sum_{m \in K(k)} U_k^2 (b_{km} + b_{skm}) - \sum_{m \in K(k)} (U_k U_m (g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)))$$

Όπου

P_{Gk} P_{Dk} : η ενεργός και άεργος παραγωγή του ζυγού k

P_{Dk} Q_{Dk} : η ενεργός και άεργος κατανάλωση του ζυγού k

U_k θ_k : το μέτρο και η γωνία του ζυγού k

U_m θ_m : το μέτρο και η γωνία του ζυγού m

g_k , b_k : η εγκάρσια αγωγιμότητα και επιδεκτικότητα του ζυγού k

g_{km} , b_{km} : η αγωγιμότητα και επιδεκτικότητα της γραμμής μεταξύ των ζυγών k,m

g_{skm} , b_{skm} : η εγκάρσια αγωγιμότητα και επιδεκτικότητα της γραμμής μεταξύ των ζυγών k,m

4.1.2. Διατύπωση της μελέτης της ροής φορτίου

Κάθε ζυγός σχετίζεται με 4 μεταβλητές (τις P,Q,V και δ οι οποίες εξαρτώνται από τον τύπο του ζυγού) και με δύο εξισώσεις ροής φορτίου. Προκειμένου να προκύψει ένα σύστημα δύο εξισώσεων με δύο αγνώστους σε μια μελέτη ροής φορτίου, δύο από τις μεταβλητές ορίζονται ενώ οι δύο άλλες είναι άγνωστες.

Υπάρχουν τρεις τύποι ζυγών:

- *Ζυγός Φορτίου*: Για τον ζυγό αυτό θεωρούνται άγνωστα τα V και δ ενώ προσδιορίζεται η ισχύς (πραγματική και άεργος). Όσοι ζυγοί δεν διαθέτουν γεννήτριες θεωρούνται ζυγοί φορτίου.
- *Ζυγός Παραγωγής*: Σε αυτόν τον τύπο ζυγού τα άγνωστα μεγέθη είναι τα Q και δ ενώ το μέτρο της τάσης (το οποίο προσδιορίζεται) θεωρείται σταθερό με την προσαρμογή του ρεύματος σύγχρονης γεννήτριας
- *Ζυγός Ταλάντωσης (Slack bus)*: Σε αυτόν τον ζυγό οι άγνωστοι είναι τα P και Q ενώ η τάση του πρέπει να διορθωθεί όσον αφορά το μέτρο και τη φάση. Οι ζυγοί αυτοί αποτελούν

στην ουσία μία ειδική περίπτωση ζυγού παραγωγής που μπορεί να θεωρηθεί και ζυγός αναφοράς.

Για να επιλυθεί ένα πρόβλημα n ζυγών θα πρέπει να υπάρχει ένα σύστημα n εξισώσεων με n αγνώστους, όπου οι μεταβλητές του προβλήματος είναι η τάσεις, οι γωνίες και η ισχύς ενώ προαπαιτούμενος για τον υπολογισμό των ρευμάτων είναι ο υπολογισμός των γωνιών και των τάσεων οι γωνίες και οι τάσεις. Επιπλέον για να θεωρηθεί μία λύση αποδεκτή και εφικτή θα πρέπει να ικανοποιεί συγκεκριμένους περιορισμούς σχετικούς με το πρόβλημα της μελέτης ροής φορτίου έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η αποδοτική λειτουργία του ΣΗΕ [10].

Οι περιορισμοί αυτοί είναι:

1. Για την ενεργό και άεργο ισχύ πρέπει να ισχύουν $P_g^{\min} \leq p_g \leq P_g^{\max}$ και $Q_g^{\min} \leq q_g \leq Q_g^{\max}$
2. Η τάση των ζυγών θα πρέπει να πληροί την $U_i^{\min} \leq u_i \leq U_i^{\max}$
3. Η διαφορά γωνιών των ζυγών θα πρέπει να πληροί την $|\delta_i - \delta_j| \leq |\delta_i - \delta_j|_{\max}$ και
4. τα όρια ευστάθειας και απωλειών ισχύος των γραμμών μεταφοράς θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη

Δεδομένου ότι οι παραπάνω εξισώσεις ροής φορτίου είναι μη γραμμικές, για την επίλυσή τους απαιτείται ένας επαναληπτικό αριθμητικός αλγόριθμος όπως ο ακόλουθος:

1. Δημιουργία πίνακα αγωγιμοτήτων Y_{bus} για το ηλεκτρικό σύστημα
2. Εκτίμηση για τις τάσεις σε κάθε ζυγό
3. Αντικατάσταση των παραπάνω στις εξισώσεις ροής φορτίου και προσδιορισμός των αποκλίσεων από τη λύση
4. Υπολογισμός των τάσεων με τη χρήση γνωστών αλγορίθμων π.χ. Newton-Raphson, Gauss-Seidel)

Ο αλγόριθμος που περιεγράφηκε, τερματίζεται όταν οι επιτευχθεί η επιθυμητή σύγκλιση και οι αποκλίσεις από την λύση θα είναι αμελητέες [10].

4.2. Βέλτιστη Ροή Φορτίου (Optimal Power Flow - OPF)

Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου εμφανίστηκε στις αρχές της δεκαετίας του 1960 και αποτελεί ένα στατικό, μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης με περιορισμούς ο οποίο έχει γενικευτεί, ώστε να συμπεριλάβει πολλά αλλά προβλήματα. Ήδη από την εμφάνιση του

προβλήματος της βέλτιστης ροής φορτίου η βελτιστοποίηση ηλεκτρικού συστήματος με απώλειες πραγματοποιείται με τη χρήση των εξισώσεων ισχύος.

Στόχος της βέλτιστης ροής φορτίου είναι η εύρεση του σημείου λειτουργίας εκείνου για το οποίο ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής, ή για το οποίο αυξάνεται το μέγιστο επιτρεπόμενο φορτίο, με την παραδοχή βέβαια ότι διατηρούνται τα υπόλοιπα όρια. Σήμερα η Βέλτιστη Ροή Φορτίου έχει γίνει πολύ πολύπλοκη με συνέπεια τα προβλήματα να λύνονται πια με τη βοήθεια μεθόδων τεχνικής νοημοσύνης

Κύριος σκοπός καθίσταται η όσο το δυνατόν καλύτερη προσαρμογή των εξισώσεων ισχύος σε κριτήρια και μάλιστα στο πιο σημαντικό από αυτά, στην ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής οπότε το πρόβλημα θα πρέπει να είναι καλά ορισμένο. Έχοντας λοιπόν ένα πολύ συγκεκριμένο κριτήριο είναι επόμενο να καθορίζονται οι μεταβλητές ισχύος και τάσης των ζυγών όπου υπάρχουν φορτία καθώς και η ισχύς εισόδου και οι τάσεις στους ζυγούς παραγωγής. Ειδικά οι τάσεις των ζυγών αποτελούν τις μεταβλητές κατάστασης και ο καθορισμός τους αποτελεί τον πρωταρχικό στόχο.

Οι Kuhn και Tucker κατάφεραν να δώσουν μία λύση που συνίσταται στον προσδιορισμό όλων των προϋποθέσεων που απαιτούνται προκειμένου να επιτευχθεί η βελτιστοποίηση αλλά και να εγγυάται την ορθότητα του αποτελέσματος. Πρέπει βέβαια να σημειωθεί ότι οι συνθήκες για τις οποίες επιτυγχάνεται η βελτιστοποίηση δεν μπορεί να θεωρηθούν ότι προσφέρουν μέθοδο επίλυσης στην ανάλυση συστημάτων ενέργειας. Άρα λοιπόν θα πρέπει να γίνει κατανοητό ότι η θεωρία της βελτιστοποίησης μπορεί να βοηθήσει σε κάποιο μέρος και ως ένα βαθμό στη μέθοδο επίλυσης. Στο προσκήνιο μπαίνουν πια οι αλγόριθμοι βέλτιστης ροής φορτίου οι οποίοι παίζουν καθοριστικό ρόλο στην εκτέλεση ολόκληρων προγραμμάτων [10].

4.2.1. Διατύπωση της βέλτιστης ροής φορτίου

Στη ουσία πρόκειται για ένα γενικό πρόβλημα το οποίο έχει σκοπό τη βελτιστοποίηση της συνάρτησης $\min f(u, x)$ υπό τους περιορισμούς $h(u, x) = 0$ και $g(u, x) \geq 0$.

Όπου: $f(u, x)$: αντικειμενική συνάρτηση,

$h(u, x) = 0$: περιορισμός που πηγάζει από τις εξισώσεις ισοζυγίου ενέργειας,

$g(u, x) \geq 0$: περιορισμός που πηγάζει από τα όρια των μεταβλητών ελέγχου u και το όριο λειτουργίας για τις άλλες μεταβλητές του συστήματος,

u: το σύνολο των ελεγχόμενων ποσοτήτων στο σύστημα και x είναι το σύνολο των εξαρτώμενων μεταβλητών.

4.2.2. Αντικειμενικές Συναρτήσεις

Οι μαθηματικοί περιορισμοί (ισοτικοί και ανισωτικοί) οδηγούν στον υπολογισμό ενός μεγάλου αριθμού καταστάσεων με συνέπεια να καθίσταται σημαντική η επιλογή της αντικειμενικής συνάρτησης και συνεπώς η επιλογή του στόχου της μελέτης.

Υπάρχουν 2 ειδών στόχοι στην βέλτιστη ροή φορτίου και πρέπει εξ αρχής να καταστεί σαφές το ποιος από τους δύο στόχους είναι κάθε φορά ο πιο σημαντικός :

- Μείωση του κόστους παραγωγής: Η μείωση του κόστους παραγωγής πραγματοποιείται με τη χρήση αλγορίθμων οι οποίοι αλγόριθμοι βλέπουν το δίκτυο ως σύνολο που αποτελείται από σημειακές πηγές και φορτία χωρίς να λαμβάνουν υπόψη περιορισμούς που αφορούν τις μέγιστες ροές της ροής και τα όρια των τάσεων. Το αποτέλεσμα είναι να παρέχεται βελτιστοποίηση του συστήματος για πολύ μικρό χρονικό διάστημα (μικρότερο της μίας ώρας)
- Μείωση των ενεργών απωλειών μεταφοράς : Πρόκειται για έναν πολύ σημαντικό στόχο αφού ελαττώνεται και το κόστος παραγωγής.

4.2.3. Μέθοδοι Επίλυσης Βέλτιστης Ροής Φορτίου

Οι συνηθέστεροι μέθοδοι επίλυσης της βέλτιστης ροής φορτίου είναι:

- Γραμμικός προγραμματισμός
- Μέθοδος μειούμενης κλίσης
- Μέθοδος Newton
- Τετραγωνική μέθοδος
- Μη γραμμικός προγραμματισμός
- Μέθοδος εσωτερικού σημείου (interior point)
- Μέθοδος τεχνητής νοημοσύνης
- Fuzzy Logic μέθοδος
- Μέθοδος εξελικτικού προγραμματισμού
- Genetic Algorithm μέθοδος κ.τ.λ.

Ακολουθεί ανάλυση των πιο βασικών από τις μεθόδους αυτές

4.2.3.1. Μέθοδος μειούμενης κλίσης

Η μέθοδος που αρχικά χρησιμοποιήθηκε από τους Dommel και Tinney απαιτεί το σχηματισμό μιας συνάρτησης LaGrange με αρνητική κλίση (άρα και κατεύθυνση καθόδου). Η μέθοδος ουσιαστικά κινείται στην καθοδική κατεύθυνση, με στόχο το κάθε επόμενο σημείο να είναι χαμηλότερης τιμής και σταματάει (βέλτιστη λύση) όταν η λύση δεν μπορεί να βελτιωθεί άλλο και ικανοποιούνται οι συνθήκες Kuhn-Tucker.

4.2.3.2. Μέθοδος Newton

Αρχικά πρέπει να σχηματιστεί μία επαυξημένη συνάρτηση LaGrange από τις πρώτες παραγώγους της οποίας και τις μεταβλητές ελέγχου προκύπτει σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων. Η συγκεκριμένη μέθοδος χρησιμοποιείται πολύ συχνά λόγω της μη γραμμικότητας του δικτύου και σε αντίθεση με την προηγούμενη μέθοδο, η μέθοδος Newton-Raphson, αν και αρκετά απλή, επιλύει συγχρόνως όλες τις εξισώσεις. Πρόκειται για έναν αλγόριθμο πολύ καλό αφού μπορεί και συγκλίνει με λίγες επαναλήψεις στην επιθυμητή λύση. Ειδικά για τα ΣΗΕ είναι μία μέθοδος ιδιαίτερα χρήσιμη γιατί μπορεί να επιτύχει αρχικοποίηση της μεθόδου πολύ κοντά στις πραγματικές τιμές.

4.2.3.3. Γραμμικός προγραμματισμός (LP)

Οι μέθοδοι LP χρησιμοποιούν συνάρτηση κόστους γραμμική ή τμηματικά γραμμική ενώ παρέχουν τη δυνατότητα, με την παράλειψη των απωλειών να γραμμικοποιούν τους περιορισμούς της ροής του ΣΗΕ. Για το λόγο αυτό παρουσιάζουν ταχύτητα σύγκλισης και αξιοπιστία στη σύγκλιση καθώς και υπολογιστική αποδοτικότητα όταν ο περιορισμός των ροών ισχύος στις γραμμές στην τελική λύση δεν είναι μεγάλος (κάτι σύνηθες στα ΣΗΕ). Η αποδοτικότητα της μεθόδου την καθιστά ιδανική λύση για εφαρμογές σε πραγματικό χρόνο. Τα κύρια μειονεκτήματα της μεθόδου είναι ότι βασίζεται σε απλοποιήσεις του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με συνέπεια η λύση να μην είναι ακριβής. Για την εύρεση ακριβέστερης λύσης απαιτούνται επαναλαμβανόμενες λύσεις ροής φορτίου και επαναγραμμικοποίηση του συστήματος των εξισώσεων. Επίσης υπάρχουν δυσκολίες στην εφαρμογή της μεθόδου στο πρόβλημα ελαχιστοποίησης απωλειών καθώς και σε προβλήματα αέργου ισχύος και ευστάθειας της τάσης

4.3. Πρακτική Προσέγγιση Βέλτιστης Τοποθέτησης RTU σε Συστήματα Διανομής Ισχύος που Ενσωματώνουν τη Θεωρία Fuzzy Logic

Ο αυτοματισμός των συστημάτων διανομής ισχύος απαιτεί την αποτελεσματική απόδοση από πλευράς συνεργασίας (efficiency) του κέντρου ελέγχου (ΚΣΕ – ΚΕΔΔ) και του κυρίως συστήματος υπολογιστών (servers) με τις εγκατεστημένες τερματικές μονάδες (RTU) που βρίσκονται σε απομακρυσμένες και κρίσιμες περιοχές. Κατά συνέπεια, η εμφάνιση σφαλμάτων θα ανιχνευθεί πολύ γρηγορότερα, ο χρόνος αντιμετώπισης προβλημάτων θα μειωθεί στο ελάχιστο, ενώ το «προβληματικό τμήμα» απομονώνεται αμέσως [11].

Οι RTU σε ένα σύστημα SCADA συλλέγουν πληροφορίες και είναι υπεύθυνες για την αποστολή/λήψη και εκτέλεση των εντολών που δίνονται από το κέντρο ελέγχου. Το πρόβλημα της εποπτείας και του ελέγχου των υποσταθμών καθίσταται ιδιαίτερα περίπλοκο και με υψηλές υπολογιστικές απαιτήσεις λόγω του μεγάλου αριθμού των υποσταθμών. Ως εκ τούτου, η εύρεση του βέλτιστου πλήθους αλλά και των κατάλληλων τοποθεσιών εγκατάστασης των RTUs είναι εξαιρετικά περίπλοκη στα σημερινά πολύπλοκα συστήματα διανομής ισχύος [11].

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν αρκετές αναφορές σε αυτόν τον τομέα. Από τα παλαιότερα δημοσιευμένα άρθρα σε αυτό το πλαίσιο υπήρξαν εκείνα τα οποία έθιξαν το πρόβλημα στα συστήματα μεταφοράς ισχύος. Τα περισσότερα άρθρα επικεντρώθηκαν κυρίως στη διερεύνηση των επιπτώσεων του αυτοματισμού στην προστασία, την αξιοπιστία και τη λειτουργία του συστήματος ισχύος, όπου η εποπτεία του συστήματος ισχύος φαίνεται να είναι το σημείο εστίασης. Οι Huang & Lei το 2004, εισήγαγαν μια προσέγγιση δύο σταδίων με τη βοήθεια μεθόδων ευρετικής αναζήτησης, για την αντιμετώπιση του προβλήματος της τοποθέτησης RTU με βάση την έννοια του γραφήματος μέτρησης [12].

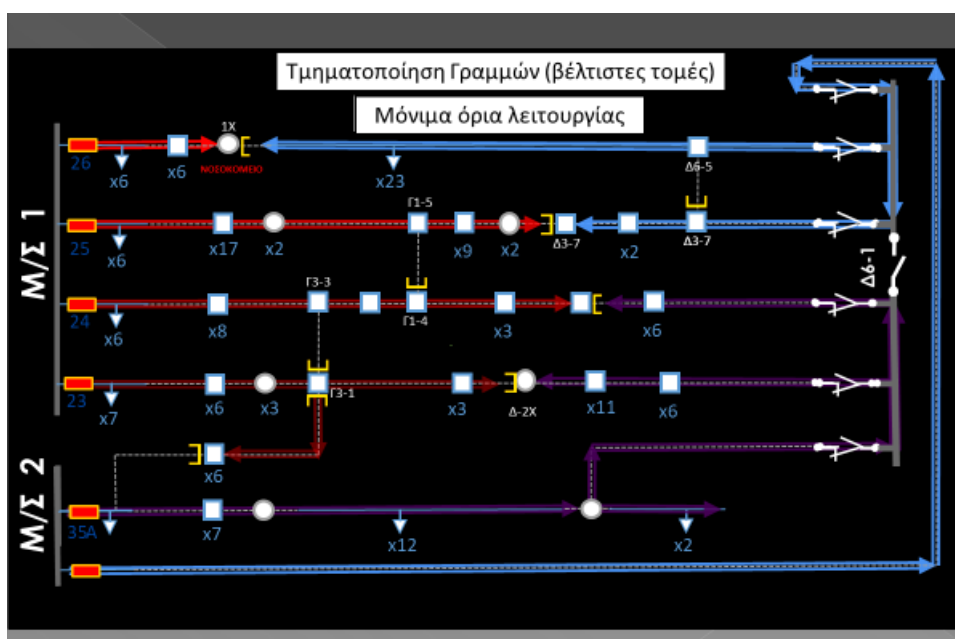
Μια προσέγγιση για την τοποθέτηση του ελάχιστου αριθμού RTU για τη διασφάλιση της παρατηρησιμότητας (εποπτείας) του συστήματος παρουσιάστηκε στην εργασία των (Kerdchuen & Ongsakul, 2007) όπου χρησιμοποιήθηκε η τεχνική αποσύνθεσης βρόχου. Αυτό το πλαίσιο ακολουθήθηκε επίσης στην εργασία του Ramesh το 2010. [13], [14].

Ορισμένες άλλες μελέτες επικεντρώνονται περισσότερο στη μείωση της διάρκειας διακοπής, αλλά και στη διαχείριση της διακοπής λειτουργίας. Στην εργασία των (Shammah et al., 2012), οι βέλτιστες θέσεις των RTUs προσδιορίστηκαν σχολαστικά σε σχέση με τον τύπο φορτίου, τη χωρητικότητα φορτίου, την πτώση τάσης και τους στόχους κόστους. Η ίδια διαδικασία παρουσιάστηκε από τους (Jintagasonwit et al., 2005) σχετικά με το προφίλ φόρτωσης [15],[16].

Η εργασία των (Kazemi & Dehghanian, 2011) περιγράφει μια μέθοδο για την τοποθέτηση απομακρυσμένων τερματικών μονάδων (RTUs) που να έχουν στόχο αφ' ενός την απόκτηση δεδομένων και αφ' εταίρου τον έλεγχο σε ένα σύστημα διανομής ισχύος. Υπό το πρίσμα αυτό, προτάθηκε μια νέα πρακτική μεθοδολογία που βασίζεται στην «ισχυρή» μέθοδο λήψης αποφάσεων (decision making-DM) και την αναλυτική ιεραρχική διαδικασία (analytical hierarchical process-AHP), η οποία είναι απλή και ταυτόχρονα εκμεταλλεύεται πρακτικές πτυχές που δεν έχουν εξεταστεί προηγουμένως. Η προτεινόμενη μέθοδος διερευνά τόσο ποιοτικές όσο και ποσοτικές πτυχές που σχετίζονται μεταξύ τους με το πρόβλημα τοποθέτησης. Ο βέλτιστος αριθμός των υπό τοποθέτηση RTU καθορίζεται μέσω ανάλυσης κόστους/αξίας αξιοπιστίας [17].

4.4. Βέλτιστη Επιλογή Θέσεων RTU με Χρήση Δεικτών Αξιοπιστίας στο Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι RTU μπορούν να ενεργοποιήσουν ένα τμήμα του δικτύου σε περίπτωση διακοπής στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, με απομακρυσμένη εντολή από το Κεντρικό Σύστημα Ελέγχου. Το Σχήμα 4.1 παρουσιάζει ένα ενδεικτικό μονογραμμικό διάγραμμα γραμμών MT με υπόγεια τροφοδότηση και με επισήμανση των βέλτιστων τομών γραμμών σε ηλεκτρονική μορφή.



Σχήμα 4.1. Ενδεικτικό μονογραμμικό διάγραμμα γραμμών MT με υπόγεια τροφοδότηση με επισήμανση των βέλτιστων τομών γραμμών σε ηλεκτρονική μορφή (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Οι RTU χρησιμοποιούνται για την παρακολούθηση βλαβών σε διάφορα μέρη του συστήματος τροφοδοσίας. Η εργασία των (Narkichian & Oonsivilai, 2017) παρουσίασε τη βέλτιστη τοποθέτηση RTUs χρησιμοποιώντας την τεχνική Βελτιστοποίησης πλήθους σωματιδίων (Particle

Swarm Optimization-PSO) για την ελαχιστοποίηση της διακοπής της παροχής προς τους πελάτες, του κόστους και τη βελτίωση του δείκτη διάρκειας της μέσης διακοπής του συστήματος (System Average Interruption Duration Index-SAIDI).

Στην εργασία των (Narkichian & Oonsivilai, 2017), η τεχνική Βελτιστοποίησης πλήθους σωματιδίων (PSO) χρησιμοποιείται για να εντοπίσει τη βέλτιστη θέση για εγκατάσταση RTUs στο σύστημα ισχύος ώστε να ελαχιστοποιήσει το κόστος διακοπής λειτουργίας του πελάτη, το κόστος κοινής ωφέλειας και το SAIDI. Το SAIDI αποτελεί ένα μέτρο του αριθμού των ωρών διακοπής που ένας μέσος πελάτης θα βιώσει σε ένα χρόνο [18].

Ο δείκτης αυτός εκφράζει το μέτρο του αριθμού των ωρών διακοπής που θα βιώσει ένας μέσος καταναλωτής σε έναν χρόνο και διατυπώνεται ως εξής:

$$SAIDI = \frac{\text{Συνολική Διάρκεια διακοπών του καταναλωτή}}{\text{Συνολικός αριθμός καταναλωτών}} \text{ σε } \left(\frac{\text{λεπτά}}{\text{καταναλωτή}} \right)$$

$$\text{Min } I_c = \sum_{i=1}^n f_{si}(n) - \sum_{j=1}^m f_{sj}(m)$$

Όπου

Min I_c = ελάχιστο κόστος διακοπής

$$f_{si}(n) = (P(n)_i \times C_p) + (2S(n)_i \times C_s)$$

$$f_{sj}(m) = (P(m)_j \times C_p) + (2S(m)_j \times C_s)$$

και

$f_{si}(n)$ = κόστος διακοπής του κόμβου i

$f_{sj}(m)$ = μέγιστο κόστος διακοπής του κόμβου j

$P(n)_i$ = αριθμός των διακοπών πελατών i

C_p = κόστος διακοπής πελάτη

$S(n)_i$ = αριθμός απόστασης i

C_s = κόστος μεταφοράς

$P(m)_j$ = μέγιστος αριθμός διακοπών καταναλωτή i

$S(m)_j$ = αριθμός μέγιστης απόστασης j

4.5. Βέλτιστη Θέση Απομακρυσμένων Τερματικών Μονάδων σε Συστήματα Διανομής Χρησιμοποιώντας Γενετικό Αλγόριθμο

Στην εργασία τους οι Shammah το 2012 παρουσίασαν μια τεχνική για τη διερεύνηση του προβλήματος που σχετίζεται με τη βέλτιστη θέση των απομακρυσμένων τερματικών μονάδων (RTU) εντός των δικτύων διανομής. Ο πραγματικός κωδικοποιημένος γενετικός αλγόριθμος πολλαπλών πληθυσμών (genetic algorithm-GA) χρησιμοποιείται ως τεχνική βελτιστοποίησης για την επιλογή των βέλτιστων θέσεων των RTU. Η αντικειμενική συνάρτηση στην τεχνική βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους, συμπεριλαμβανομένων του κόστους κεφαλαίου και του λειτουργικού κόστους. Το κόστος κεφαλαίου για τις RTU περιλαμβάνει την προμήθεια και εγκατάστασή τους. Επιπλέον, τεχνικοί παράγοντες, π.χ. το επίπεδο τάσης κόμβου και η κρισιμότητα φορτίου, προστίθενται στην αντικειμενική συνάρτηση για να επεκτείνει τη διαδικασία βελτιστοποίησης σε μια γενική μορφή. Η βέλτιστη θέση των RTU βασίζεται στον τύπο φορτίου, τα σενάρια φόρτισης, το επίπεδο πτώσης τάσης και το ποσοστό αστοχίας [15].

Επίσης στην εταιρεία South Delta Electricity Distribution Company (SDEDC) στην Αίγυπτο, κατασκευάστηκε ένα εποπτικό σύστημα ελέγχου και απόκτησης δεδομένων (SCADA) με βάση τερματικές μονάδες (RTU) για σύστημα αυτοματισμού διανομής από την πλευρά του πελάτη (distribution automation system-DAS) [18].

Στην εργασία τους οι Jintagasonwit το 2005 παρουσίασαν μια μέθοδο για τη βελτίωση της αξιοπιστίας στο ηλεκτρικό σύστημα διανομής λαμβάνοντας υπόψη τις ετήσιες αλλαγές καμπύλης φορτίου και το ποσοστό αστοχίας. Για να επιλεγούν οι θέσεις εγκατάστασης για τις RTUs των διακόπτων που συνεργάζονται με τον κεντρικό διακόπτη τροφοδοσίας, χρησιμοποιείται ο γενετικός αλγόριθμος ως εργαλείο βελτιστοποίησης για την ελαχιστοποίηση του κόστους διακοπής λειτουργίας των πελατών και κόστους απώλειας ενέργειας από πλευράς παρόχων καθώς και του κόστους κύκλου ζωής της συσκευής τροφοδοσίας. Ωστόσο, δεν έχουν ληφθεί υπόψη τεχνικά ζητήματα [16].

Εργασίες που βασίστηκαν σε γενετικό αλγόριθμο για τη βέλτιστη τοποθέτηση RTU ήταν αυτές των Kjølle το 2008, οι Samdal το 2009 και οι Shammah το 2012. Στόχος αυτού του αλγορίθμου είναι η τοποθέτηση ενός ελάχιστου συνόλου RTU, το οποίο ικανοποιεί συγκεκριμένους περιορισμούς που ορίζονται από τους εκάστοτε μελετητές [15],[19], [20].

Κεφάλαιο 5 Ενδεικτικά Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ – FPI)

5.1. Θεμελιώδεις Αρχές Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος

Ένα Ενδεικτικό Διέλευσης Σφάλματος – ΕΔΣ (fault passage indicator - FPI) είναι μια συσκευή που παρέχει οπτική ή απομακρυσμένη ένδειξη σφάλματος στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Ονομάζεται επίσης δείκτης ελαττωματικού κυκλώματος (Faulted Circuit Indicator - FCI) ή δείκτης βλάβης. Η συσκευή αυτή χρησιμοποιείται σε δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας ως μέσο αυτόματης ανίχνευσης και εντοπισμού βλαβών για τη μείωση του χρόνου διακοπής.

Το πρώτο Ενδεικτικό Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) ήταν ηλεκτρομηχανικού τύπου και χρησιμοποιήθηκε για 60 χρόνια. Το πρώτο ηλεκτρονικό ΕΔΣ κατασκευάστηκε το 1972. Αυτή η εφεύρεση έφερε θεμελιώδεις αλλαγές στη διαχείριση βλαβών. Ο πρώτος τύπος χρησιμοποιήθηκε μόνο για την ανίχνευση της υπερέντασης και ήταν να εγκατασταθεί μόνο σε εναέριες γραμμές. Στη δεκαετία του '80, εφευρέθηκε ένας νέος τύπος ΕΔΣ για το υπόγειο καλώδιο το οποίο θα αναφερθεί στην παρούσα εργασία.

Με τον ολοένα και πιο έντονο ανταγωνισμό στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι εταιρείες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας ενισχύουν την ανταγωνιστικότητά τους βελτιώνοντας την αξιοπιστία και την ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών. Εν τω μεταξύ, οι πελάτες έχουν υψηλότερες απαιτήσεις για αξιοπιστία. Το δίκτυο διανομής αποτελείται από μια σειρά στοιχείων, όπως γραμμές, μετασχηματιστές διανομής, πυκνωτές κ.λπ. Σε σύγκριση με τα άλλα συστήματα ισχύος, το δίκτυο διανομής αποτελείται από διαφορετικά είδη και μεγάλο αριθμό εξαρτημάτων, ενώ η δομή του δικτύου διανομής είναι πιο περίπλοκη και με το δεδομένο ότι οδεύει σε απομακρυσμένους πελάτες και δύσβατα σημεία το μήκος του είναι μεγάλο.

Επιπλέον τα δίκτυα διανομής ισχύος είναι ευαίσθητα σε βλάβες που προκαλούνται από διαφορετικές πηγές, όπως δυσμενείς καιρικές συνθήκες και αστοχία εξοπλισμού. Προκειμένου να βελτιωθεί η αξιοπιστία των υπηρεσιών και να αποφευχθούν νομικές ή συμβατικές κυρώσεις, είναι επιθυμητό οι επιχειρήσεις παροχής ηλεκτρικής ενέργειας να εντοπίζουν γρήγορα τα σημεία και κατά συνέπεια να μειώσουν το χρόνο αποκατάστασης.

Επομένως, οι βλάβες εμφανίζονται συχνότερα στο δίκτυο διανομής. Για να βελτιωθεί αποτελεσματικά το επίπεδο αυτοματισμού και η αξιοπιστία, τοποθετούνται στο δίκτυο διανομής ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος (ΕΔΣ – FPI) και διακόπτες απομόνωσης από εταιρείες παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Η τοποθέτηση των ενδεικτικών και των διακοπών απομόνωσης

μπορεί να μειώσει σημαντικά το κόστος διακοπής και να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος.

Τα ΕΔΣ δεν έχουν τη δυνατότητα να απομονώσουν την υγιή περιοχή από την ελαττωματική περιοχή αποκόπτοντας τη γραμμή, παρά μόνο να επισημάνουν την κατεύθυνση που διήλθε το σφάλμα στο δίκτυο.

Στην περίπτωση που τα ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος είναι εξοπλισμένα με σύστημα τηλεσήμανσης παρέχει τις πληροφορίες διέλευσης του σφάλματος στο κέντρο ελέγχου του δικτύου διανομής. Όταν μια βλάβη εμφανίζεται πάνω από τα επίπεδα ευαισθησίας του ενδεικτικού, στέλνεται αυτόματα ένα σήμα στο επιβλέπον κέντρο ελέγχου.

Κατά συνέπεια ο χρόνος και το κόστος διακοπής μειώνεται αποτελεσματικά και βελτιώνεται η αξιοπιστία του συστήματος ισχύος. Ο διακόπτης απομόνωσης μπορεί να απομονώσει άμεσα την υγιή περιοχή από τη βλάβη, αποκόπτοντας το τμήμα γραμμής που εντοπίζεται το σφάλμα.

Οι προσπάθειες που γίνονται σήμερα μέσα από τις έρευνες είναι τα Ενδεικτικά Διέλευσης Σφάλματος, τόσο αυτά που προορίζονται για τα υπόγεια δίκτυα, όσο και αυτά που εγκαθίστανται στα εναέρια δίκτυα να είναι αμφίδρομης κατεύθυνσης δηλαδή να ενεργοποιούνται σε κάθε περίπτωση που παρουσιάζεται υπερένταση λόγω σφάλματος στο δίκτυο είτε αυτό το φαινόμενο παρουσιάζεται «κατάντι» είτε «ανάντι» της θέσης που αυτά είναι εγκατεστημένα.

5.2. Βέλτιστη Τοποθέτηση Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (Fault Passage Indicators) σε Συστήματα Διανομής Ισχύος

Όταν η επένδυση είναι χαμηλή, δεν είναι εξοπλισμένες με ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος όλες οι πιθανές τοποθεσίες στο δίκτυο διανομής και η αξιοπιστία είναι μειωμένη. Για να πληρούνται οι απαιτήσεις πρέπει η επένδυση να είναι πολύ υψηλή και όλες οι πιθανές τοποθεσίες στο δίκτυο διανομής να διαθέτουν ΕΔΣ. Για να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις αξιοπιστίας και να μειωθεί σημαντικά η επένδυση, είναι απαραίτητο να βελτιστοποιηθεί η τοποθέτηση ΕΔΣ (το ίδιο και διακοπών απομόνωσης) στο δίκτυο διανομής. Η σωστή κατανομή ορισμένου αριθμού ΕΔΣ μπορεί να μειώσει ή ακόμη και να εξαλείψει τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με την πραγματική τοποθεσία του σφάλματος. Εκτεταμένη βιβλιογραφία έχει μελετήσει τη βέλτιστη τοποθέτηση αυτών των συσκευών στο δίκτυο διανομής.

Οι εργασίες των Teng & Lu το 2002 και Xu το 2016 αφιερώνονται στη μελέτη για τη βέλτιστη τοποθέτηση διακοπών απομόνωσης σε δίκτυα διανομής [21],[22]. Η εργασία του Farajollahi το 2019 παρουσίασε αρκετά μοντέλα που αποσκοπούσαν στην ελαχιστοποίηση του συνολικού αριθμού (και κόστους) των διακοπών απομόνωσης και του κόστους διακοπής των πελατών [23].

Σε άλλη αναφορά, αυτή των Amohadi & Fotuhi-Firuzabad το 2019 προτάθηκε ένα πολυαντικειμενικό μοντέλο για τη βελτιστοποίηση της τοποθέτησης διακοπών απομόνωσης και επανασύνδεσης (επαναφοράς) σε δίκτυα διανομής. Το προτεινόμενο μοντέλο αποσκοπούσε στην ελαχιστοποίηση της αξιοπιστίας των επενδυτικών δαπανών και των δεικτών αξιοπιστίας υπό περιορισμούς ροής ισχύος [24].

Η δημοσίευση των Rombo, Murta-Pina και Pires το 2015 πρότεινε επίσης ένα πολυκριτηριακό μοντέλο για τη βελτιστοποίηση της διαμόρφωσης των διακοπών απομόνωσης και επαναφοράς σε δίκτυα διανομής [25]. Στο έργο των Tirrachon και Rerkreedarong της αναφοράς [26] χρησιμοποιήθηκε ένα πολυκριτηριακό μοντέλο για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης τοποθέτησης εξοπλισμού διαχείρισης βλαβών. Ο εξοπλισμός διαχείρισης βλαβών περιελάμβανε τον διακόπτη απομόνωσης, τον διακόπτη επαναφοράς και την ασφάλεια. Το πολυκριτηριακό μοντέλο ελαχιστοποίησε τους δείκτες συνολικού κόστους και αξιοπιστίας. Αξίζει να σημειωθεί ότι το συνολικό κόστος περιλάμβανε σταθερό κόστος και κόστος διακοπής που προκλήθηκε από προσωρινές και μόνιμες βλάβες. Οι δείκτες αξιοπιστίας αποτελούνται από το δείκτη μέσης διάρκειας διακοπής συστήματος (System Average Interruption Duration Index - SAIDI) και δείκτη μέσης συχνότητας διακοπής συστήματος (System Average Interruption Frequency Index - SAIFI).

Οι παραπάνω αναφορές έχουν συμβάλει σημαντικά στη βέλτιστη τοποθέτηση συσκευών στο δίκτυο διανομής. Ωστόσο, αυτή η βιβλιογραφία μελετά μόνο τη βέλτιστη τοποθέτηση συσκευών στις βασικές γραμμές και αγνοεί την επίδραση των κλάδων. Με τη συνεχή επέκταση του δικτύου διανομής, ο αριθμός των γραμμών κλάδων αυξάνεται γρήγορα. Η παράβλεψη του αντίκτυπου των γραμμών κλάδων φέρνει σοβαρές απώλειες σε εταιρείες παροχής ηλεκτρικού ρεύματος και πελάτες. Για να βελτιωθεί αποτελεσματικά το επίπεδο αυτοματισμού και η αξιοπιστία, η βέλτιστη τοποθέτηση των συσκευών πρέπει να εξετάσει την επίδραση των γραμμών κλάδων. Η αναφορά [27] έχει επίσης συνεισφέρει στη βέλτιστη τοποθέτηση συσκευών στο δίκτυο διανομής.

Μαθηματικά, το πρόβλημα τοποθέτησης συσκευών δικτύου διανομής συνοψίζεται ως ένα σύνθετο και συνδυαστικό πρόβλημα βελτιστοποίησης με περιορισμούς. Ωστόσο συνήθως, οι εταιρείες Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας υιοθετούν στρατηγικές τοποθέτησης διακοπών και ΕΔΣ μέσω της εμπειρίας τους, των διαθέσιμων δεδομένων των πελατών και άλλων σχετικών πληροφοριών.

Οι «ευριστικοί» αλγόριθμοι χρησιμοποιούνται ευρέως στη βιβλιογραφία για την επίλυση του βέλτιστου προβλήματος τοποθέτησης συσκευών. Η αναφορά [28] καθόρισε τον αριθμό και τις θέσεις των ΕΔΣ μέσω του γενετικού αλγορίθμου. Η αναφορά [23] υιοθέτησε τον αλγόριθμο «ανοσοποίησης» για την επίλυση της βέλτιστης τοποθέτησης των διακοπών απομόνωσης και αποσκοπούσε στην ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης αξιοπιστίας. Εν τω μεταξύ, εφαρμόζονται επίσης μέθοδοι μαθηματικής βελτιστοποίησης, όπως γραμμικός προγραμματισμός και μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός για την επίλυση του προβλήματος. Στην αναφορά [25] επίσης χρησιμοποιήθηκε μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός για τη μοντελοποίηση του προβλήματος και το προτεινόμενο μοντέλο λύθηκε από το GAMS. Τέλος, το έργο των Teng και Lu της αναφοράς [21] χρησιμοποίησε επίσης μεικτό ακέραιο γραμμικό προγραμματισμό για την κατασκευή του μοντέλου.

Η λύση που αποκτήθηκε μέσω της εμπειρίας απέχει πολύ από την ολική βέλτιστη λύση. Το μειονέκτημα των «ευριστικών» αλγορίθμων είναι ότι ο χρόνος υπολογισμού είναι μεγάλος και τα αποτελέσματα δεν είναι μοναδικά στον επαναλαμβανόμενο υπολογισμό. Ούτε μπορούν να εγγυηθούν την ολική βέλτιστη λύση. Εκτός αυτού, το αποτέλεσμα λειτουργίας αυτών των αλγορίθμων εξαρτάται εξαιρετικά από την εμπειρία του χειριστή και την προσαρμογή των παραμέτρων. Σε σύγκριση με «ευριστικούς» αλγόριθμους, το κύριο πλεονέκτημα των μαθηματικών μεθόδων βελτιστοποίησης είναι ότι τα αποτελέσματα είναι μοναδικά στον επαναλαμβανόμενο υπολογισμό και η ολική βέλτιστη λύση μπορεί να διασφαλιστεί.

Η σωστή κατανομή ενός συγκεκριμένου αριθμού ΕΔΣ μπορεί να μειώσει ή ακόμη και να εξαλείψει τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με την πραγματική τοποθεσία βλάβης. Στην εργασία των Akbari και Ghaffarzadeh το 2014 χρησιμοποιείται η μέθοδος που προτείνεται στο έργο του De Almeida το 2011. Η προτεινόμενη μέθοδος εκχωρεί έναν δεδομένο αριθμό ΕΔΣ (FPIs) για τη μείωση της αβεβαιότητας σχετικά με τη θέση του σφάλματος στα συστήματα διανομής. Η προτεινόμενη μέθοδος λαμβάνει υπόψη έναν σταθερό αριθμό διαθέσιμων ΕΔΣ, με αποτέλεσμα ένα πρόβλημα συνδυαστικής βελτιστοποίησης που συνίσταται στην εύρεση της καλύτερης κατάλληλης τοποθεσίας για αυτά τα ΕΔΣ [29], [30].

Στην δημοσίευση της αναφοράς [30] χρησιμοποιήθηκε ο γενετικός αλγόριθμος που εφάρμοσαν οι Chu και Beasley το 1997 [31] για την επίλυση του προβλήματος, αλλά στην αναφορά [29] χρησιμοποιούνται οι αλγόριθμοι PSO και SFL για την επίλυση του προβλήματος κατανομής ΕΔΣ και αποδεικνύεται ότι αυτοί οι αλγόριθμοι είναι καλύτεροι από τον γενετικό.

Η επιλογή μιας μεθόδου για τον εντοπισμό θέσεων σφάλματος εξαρτάται τόσο από την τοπολογία του συστήματος όσο και από τα διαθέσιμα όργανα για την παρακολούθηση του συστήματος [32].

Σε γενικές γραμμές, είναι δυνατό να ταξινομηθούν τρία διαφορετικά είδη μεθόδων [33]:

α) μέθοδοι που βασίζονται σε οδεύοντα κύματα

β) μεθόδους βασισμένες σε στοιχεία υψηλής συχνότητας

γ) μέθοδοι που βασίζονται στη σύνθετη αντίσταση (εμπέδηση).

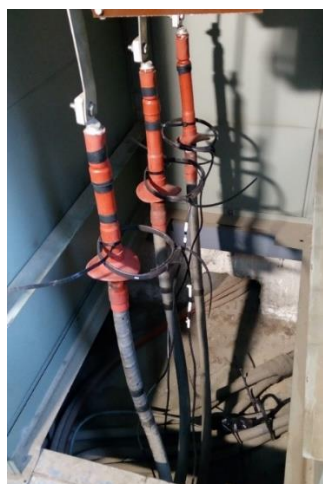
Μέθοδοι βασισμένες σε οδεύοντα κύματα εξαρτώνται από τη διάδοση των κυμάτων, που είναι ένα περίπλοκο φαινόμενο και είναι δύσκολο να αναλυθεί με λεπτομερή ακρίβεια λόγω της ευαίσθητης εξάρτησης από τις παραμέτρους του συστήματος και τις διαμορφώσεις του δικτύου. Οι μέθοδοι υψηλής συχνότητας απαιτούν ειδικά συντονισμένα φίλτρα και υψηλούς ρυθμούς δειγματοληψίας για την αντιμετώπιση συνιστωσών υψηλής συχνότητας κυμάτων τάσης και ρεύματος που οδεύουν μεταξύ της βλάβης και των τερματικών γραμμής.

Λόγω της απλότητάς τους, οι μέθοδοι που βασίζονται στη σύνθετη αντίσταση χρησιμοποιούνται κατά κανόνα από τις υπηρεσίες διανομής. Η βασική ιδέα είναι να εκτιμηθεί η εμπέδηση από μετρήσεις τάσης και έντασης στον υποσταθμό. Δεδομένου ότι η σύνθετη αντίσταση της γραμμής είναι ανάλογη του μήκους της, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέτρο απόστασης μεταξύ της βλάβης και του υποσταθμού. Ένα σημαντικό μειονέκτημα αυτών των μεθόδων είναι η πιθανή ύπαρξη πολλαπλών σημείων με την ίδια σύνθετη αντίσταση, γεγονός που οφείλεται στην ανάπτυξη κλάδων στα δίκτυα διανομής. Στη σχετική βιβλιογραφία, υπάρχουν ορισμένες μέθοδοι για τη μείωση αυτής της αβεβαιότητας. Στο [34] οι συγγραφείς προτείνουν τη διάκριση της πραγματικής θέσης βλάβης εξετάζοντας την εμπέδηση της βλάβης σε διαφορετικές συχνότητες. Στο [35] χρησιμοποιούνται πρόσθετες πληροφορίες από διάφορες συσκευές προστασίας, όπως αυτόματοι διακόπτες επαναφοράς (reclosers) και ασφάλειες, καθώς και τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους. Η χρήση των ΕΔΣ προτάθηκε στο [36], ωστόσο ο συγγραφέας δεν πρότεινε καμία συγκεκριμένη μέθοδο για την τοποθέτησή τους.

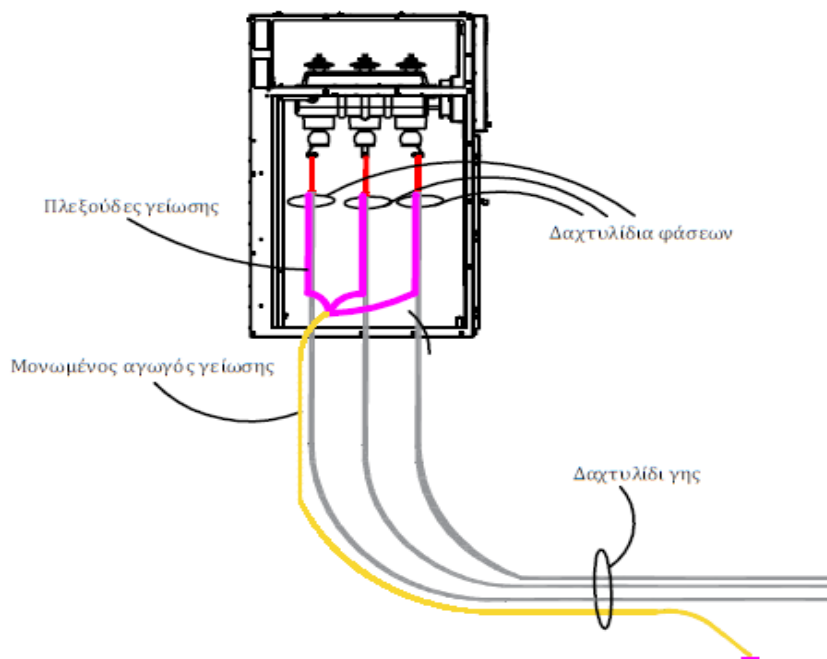
Στην αναφορά [30] προτείνεται μια μέθοδος για τη βέλτιστη κατανομή ενός δεδομένου αριθμού ΕΔΣ και κατά συνέπεια τη μείωση της αβεβαιότητας σχετικά με τη θέση των βλαβών στα συστήματα διανομής. Η προτεινόμενη μέθοδος εξετάζει έναν σταθερό αριθμό διαθέσιμων ΕΔΣ, με αποτέλεσμα ένα πρόβλημα συνδυαστικής βελτιστοποίησης που συνίσταται στην εύρεση της καλύτερης κατάλληλης θέσης για αυτά τα ΕΔΣ. Αντίστοιχα για τον ίδιο λόγο στο [37] χρησιμοποιείται ο γενετικός αλγόριθμος Chu-Beasley (Chu-Beasley Genetic Algorithm - CBGA) για να επιλυθεί το πρόβλημα κατανομής ΕΔΣ προτείνοντας νέες και βελτιωμένες αντικειμενικές συναρτήσεις. Οι νέες αντικειμενικές συναρτήσεις λαμβάνουν υπόψη τον αριθμό των θέσεων που εκτιμάται ότι είναι οι πραγματικές τοποθεσίες βλάβης ή την απόσταση εγκατάστασης μεταξύ τους. Η προτεινόμενη προσέγγιση εφαρμόζεται σε καθαρά ακτινικά συστήματα διανομής στα οποία η ισχύς ρέει μονο-κατευθυντικά. Για τον ίδιο σκοπό χρησιμοποιείται ο αλγόριθμος Shuffled Frog-Leaping Algorithm – SFLA που εφαρμόζεται σε κώδικα MATLAB.

5.3. Κατασκευαστικά στοιχεία Ενδεικτικών Διελεύσεως Σφάλματος

Σε αυτή την ενότητα θα γίνει αναφορά στα Ενδεικτικά Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) που εγκαθίσταται στα υπόγεια δίκτυα, δεδομένου ότι στην παρούσα εργασία θα εξεταστεί η αποτελεσματικότητα στη μείωση του χρόνου αποκατάστασης και επομένως του SAIDI η εφαρμογή αυτοματισμού σε γραμμές που είναι κατά κανόνα υπόγειες. Το Σχήμα 5.1 παρουσιάζει ένα Ενδεικτικό διελεύσεως σφάλματος συνδεδεμένο σε ακροκιβώτια καλωδίων εσωτερικού χώρου (αριστερά) και μία μονάδα ελέγχου Ενδεικτικού (δεξιά) και το Σχήμα 5.2 μία συνδεσμολογία Ενδεικτικού διελεύσεως σφάλματος σε ακροκιβώτια υπογείων καλωδίων Μέσης Τάσης [38].



Σχήμα 5.1. Ενδεικτικό διελεύσεως σφάλματος συνδεδεμένο σε ακροκιβώτια καλωδίων εσωτερικού χώρου (αριστερά) και μονάδα ελέγχου Ενδεικτικού (δεξιά)



Σχήμα 5.2. Συνδεσμολογία Ενδεικτικού διελεύσεως σφάλματος σε ακροκιβώτια υπογείων καλωδίων Μέσης Τάσης (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Σύμφωνα με την υπ. αρ. ΔΔ-392/03-04-2018 Τεχνική Περιγραφή του ΔΕΔΔΗΕ η οποία καλύπτει τις γενικές απαιτήσεις για τη σχεδίαση, την κατασκευή, τις δοκιμές, την προμήθεια και την παράδοση Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ), τα οποία είναι κατάλληλα για εντοπισμό σφαλμάτων μεταξύ φάσεων και προς γη σε υπόγεια δίκτυα διανομής Μέσης Τάσης (ΜΤ), πρέπει να έχουν τα εξής χαρακτηριστικά [38]:

5.3.1. Συνθήκες περιβάλλοντος:

- Θερμοκρασία αέρα περιβάλλοντος: -10°C έως $+55^{\circ}\text{C}$
- Σχετική υγρασία: 5% έως 95% χωρίς υγροποίηση υδρατμών

5.3.2. Χαρακτηριστικά:

Το ΕΔΣ θα αποτελείται κατά κύριο λόγο από τις ακόλουθες μονάδες:

- Τους Αισθητήρες Έντασης (ΑΕ)
- Τη Μονάδα Ελέγχου (Ελεγκτής)

Η Μονάδα ελέγχου και οι Αισθητήρες Έντασης θα εγκατασταθούν μέσα στον Υποσταθμό Διανομής 20 ή 15/0,4 kV εσωτερικού χώρου. Η Μονάδα Ελέγχου θα είναι ανεξάρτητη. Οι ΑΕ θα εγκατασταθούν πάνω στα καλώδια ΜΤ.

5.3.3. Αισθητήρες Έντασης (ΑΕ):

Οι ΑΕ θα εγκατασταθούν σε καλώδια ΜΤ. Θα παρασχεθούν τουλάχιστον τρεις (3) ΑΕ (συγκεκριμένα τρεις (3) μονοφασικοί ΑΕ και ένας (1) αθροιστικός ΑΕ ή δύο (2) μονοφασικοί ΑΕ και ένας (1) αθροιστικός ΑΕ ή μόνο τρεις (3) μονοφασικοί ΑΕ), οι οποίοι, με κατάλληλη σύνδεση και κατάλληλο λογισμικό θα μπορούν να εντοπίζουν σφάλματα μεταξύ φάσεων και σφάλματα προς γη.

Ο πυρήνας των ΑΕ θα είναι διαιρούμενου ή άλλου παρόμοιου τύπου, ώστε η εγκατάσταση στο καλώδιο να μπορεί να γίνει εύκολα χωρίς αποσύνδεση ή διακοπή της συνέχειας του καλωδίου και, σε κάθε περίπτωση, χωρίς διακοπή της γραμμής. Ο πυρήνας και το πηνίο θα προστατεύονται από ειδικό αδιάβροχο κάλυμμα.

Οι ΑΕ θα είναι Μ/Σ έντασης σύμφωνα είτε με το πρότυπο IEC 60044-1 είτε με το νεότερο IEC 61869-2.

5.3.4. Μονάδα Ελέγχου

Η Μονάδα Ελέγχου είναι η μονάδα λογικής και θα πρέπει να μπορεί να εντοπίζει σφάλματα μεταξύ φάσεων και σφάλματα προς γη σε υπόγεια δίκτυα διανομής ΜΤ.

Η Μονάδα Ελέγχου θα εντοπίζει σφάλματα μεταξύ φάσεων και σφάλματα προς γη με τις ακόλουθες ρυθμίσεις:

Τιμή κατωφλίου για σφάλματα μεταξύ φάσεων: Ρυθμιζόμενη τουλάχιστον από 400 Α έως 500 Α (στο πρωτεύον) κατά την αρχική εγκατάσταση ή κατά τη διάρκεια της λειτουργίας

Τιμή κατωφλίου για σφάλματα προς γη: Ρυθμιζόμενη τουλάχιστον από 50 Α έως 80 Α (στο πρωτεύον) κατά την αρχική εγκατάσταση ή κατά τη διάρκεια της λειτουργίας

Οι τιμές κατωφλίου για σφάλμα μεταξύ φάσεων και προς γη θα πρέπει να είναι μεταβλητές είτε συνεχόμενα (π.χ. μέσω ενός ποτενσιόμετρου) είτε με επιλογή μεταξύ προ-ρυθμισμένων επιπέδων τιμών κατωφλίου.

Η Μονάδα Ελέγχου δεν θα ενεργοποιείται από ρεύματα ζεύξης. Ο χρόνος συγκράτησης (καθυστέρηση απόκρισης) θα είναι ρυθμιζόμενος από 50 έως 160 ms. Ο Υποψήφιος Προμηθευτής θα πρέπει να δείξει λεπτομερώς πώς θα επιτυγχάνεται αυτό στην προτεινόμενη λύση.

Η επαναφορά του ΕΔΣ από την κατάσταση ενεργοποίησης στην αρχική του κατάσταση (μη ενεργοποίηση) θα επιτυγχάνεται [38]:

- Αυτόματα μετά από την παρέλευση του χρόνου επαναφοράς. Ο χρόνος επαναφοράς θα είναι ρυθμιζόμενος από 2 έως 4 ώρες μετά από την εκδήλωση του σφάλματος
- Αυτόματα μετά την επαναφορά της τάσης στην ελεγχόμενη γραμμή ΜΤ
- Μηχανικά μέσω κατάλληλου κομβίου στο περίβλημα

Η Μονάδα Ελέγχου θα διαθέτει επαφές χωρίς τάση (ξηρές επαφές) για σύνδεση με μια Μονάδα Επικοινωνίας για απομακρυσμένη ένδειξη της διέλευσης σφάλματος και παρακολούθηση της μονάδας. Ειδικότερα, θα πρέπει να διαθέτει τις εξής επαφές:

Μια ξηρή επαφή για κοινή ένδειξη σφαλμάτων μεταξύ φάσεων και σφαλμάτων προς γη. Εναλλακτικά, είναι αποδεκτές και δύο (2) επαφές για ξεχωριστή ένδειξη σφαλμάτων μεταξύ φάσεων και σφαλμάτων προς γη.

Στην περίπτωση που υπάρχει εφεδρική μπαταρία, μια ξηρή επαφή για ένδειξη χαμηλής στάθμης τάσης της μπαταρίας, ώστε να παρέχονται στους χειριστές όλες οι πληροφορίες που μπορούν να φανούν χρήσιμες για την προληπτική συντήρηση. Αυτό το σήμα συναγερμού μπορεί να προκύψει όταν η μπαταρία είναι σε κατάσταση βαθιάς εκφόρτισης ή όταν έχει φτάσει στο τέλος της διάρκειας ζωής της ή όταν έχει παρουσιάσει βλάβη.

Η Μονάδα Ελέγχου θα πρέπει να διαθέτει εξωτερικά [38]:

- Ένα κομβίο για χειροκίνητη επαναφορά από την κατάσταση ενεργοποίησης και για δοκιμαστική ενεργοποίηση της Μονάδας Ελέγχου (κομβίο επαναφοράς/δοκιμής)
- Τουλάχιστον μία (1) Ενδεικτική λυχνία (LED) για σφάλματα (κοινή ένδειξη σφαλμάτων φάσεων και γης), έτσι ώστε ο χρήστης να μπορεί να αξιολογεί κάθε κατάσταση τοπικά με μια ματιά. Εναλλακτικά, μπορεί να έχει περισσότερες από μία (1) Ενδεικτικές λυχνίες (LEDs) για ξεχωριστή ένδειξη σφαλμάτων φάσεων και γης.

Κεφάλαιο 6 Εφαρμογή - Αυτοματοποίηση γραμμών Μέσης Τάσης (ΜΤ) της πόλης του Βόλου

6.1. Περιγραφή

Στην παρούσα ενότητα θα εξεταστεί ως παράδειγμα, η εγκατάσταση μονάδων RTU σε τέσσερις γραμμές Μέσης Τάσεως στην πόλη του Βόλου, οι οποίες αναχωρούν από διαφορετικούς Υποσταθμούς Υψηλής/Μέσης Τάση και έχουν δυνατότητα διασύνδεσης μεταξύ τους. Παράλληλα θα εξεταστεί η αποτελεσματικότητα στον εντοπισμό και στη μείωση του χρόνου αποκατάστασης με τη χρήση των Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ).

Ειδικότερα θα εξεταστούν:

- Τα οφέλη από την εγκατάσταση των RTU. Αρχικά θα εξεταστεί η περίπτωση εγκατάστασης μιας RTU ανά γραμμή στη συνέχεια, δύο RTU ανά γραμμή και τέλος τριών RTU ανά γραμμή, με χρήση κριτηρίων που συνηθίζεται να χρησιμοποιούνται.
- Οι θέσεις εγκατάστασης και ο βέλτιστος αριθμός RTU ανά γραμμή είναι δυνατό να μελετηθούν με χρήση λογισμικών ανάλυση ροής φορτίου για να προκύψει η αποτελεσματικότερη θέση εγκατάστασης με το μικρότερο χρόνο ανταπόκρισης - εντοπισμού της βλάβης και να προταθούν η βέλτιστες θέσεις τομής των γραμμών μεταξύ τους ώστε να υπάρχει και το όφελος των μικρότερων απώλειών ανά γραμμή, όπως θα αποδειχτεί.
- Τέλος θα εγκατασταθούν και ενδεικτικά διελεύσεως σφάλματος σε άλλα σημεία του δικτύου, τα οποία θα διαθέτουν και τηλε-ένδειξη προκειμένου να γίνεται ευκολότερος ο εντοπισμός του σφάλματος κατά μήκος της γραμμής.

Όλα αυτά θα δημιουργήσουν τις προϋποθέσεις σε συνδυασμό με σύγχρονα συστήματα τηλε-ελέγχου (DMS) και την απεικόνιση του δικτύου σε μηχανογραφική γεωγραφικής απεικόνισης του δικτύου (GIS). Απώτερος σκοπός της προηγούμενης ανάλυσης είναι η εφαρμογή των παραπάνω σε γραμμές του δικτύου Μ.Τ. της πόλης του Βόλου.

Ο Βόλος, μία από τις μεγαλύτερες πόλεις της χώρας, διαθέτει αρκετά μεγάλο μήκος υπογείου δικτύου με διάφορους τύπους καλωδίων (από τα παλαιότερα με μόνωση χάρτου – ελαίου μέχρι τα σημερινής τεχνολογίας με μόνωση δικτυωμένου πολυαιθυλενίου - XLPE), καθώς και μεγάλη ποικιλία από πλευράς πυκνότητας και κατηγοριών πελατών και συγκεκριμένα:

- Πυκνοκατοικημένο κέντρο με εμπορική – αστική δραστηριότητα
- Απομακρυσμένες Συνοικίες
- Βιομηχανική Περιοχή
- Περιοχές με επιχειρήσεις εστίασης – διασκέδασης
- Κρίσιμους πελάτες όπως Νοσοκομείο και Στρατόπεδα

Συνεπώς λόγω της διαφοροποίησης των φορτίων και του ετεροχρονισμού τους εμφανίζει μεγάλο ενδιαφέρον η αξιολόγηση της διαμόρφωσης των δεικτών SAIDI, SAIFI και της εξοικονόμησης του κόστους μη διανεμόμενης ενέργειας, με τη χρήση τηλεχειριζόμενων Υ/Σ ή/και ΕΔΣ. Ειδικότερα η ανάλυση θα γίνει πάνω σε τρεις κεντρικούς άξονες:

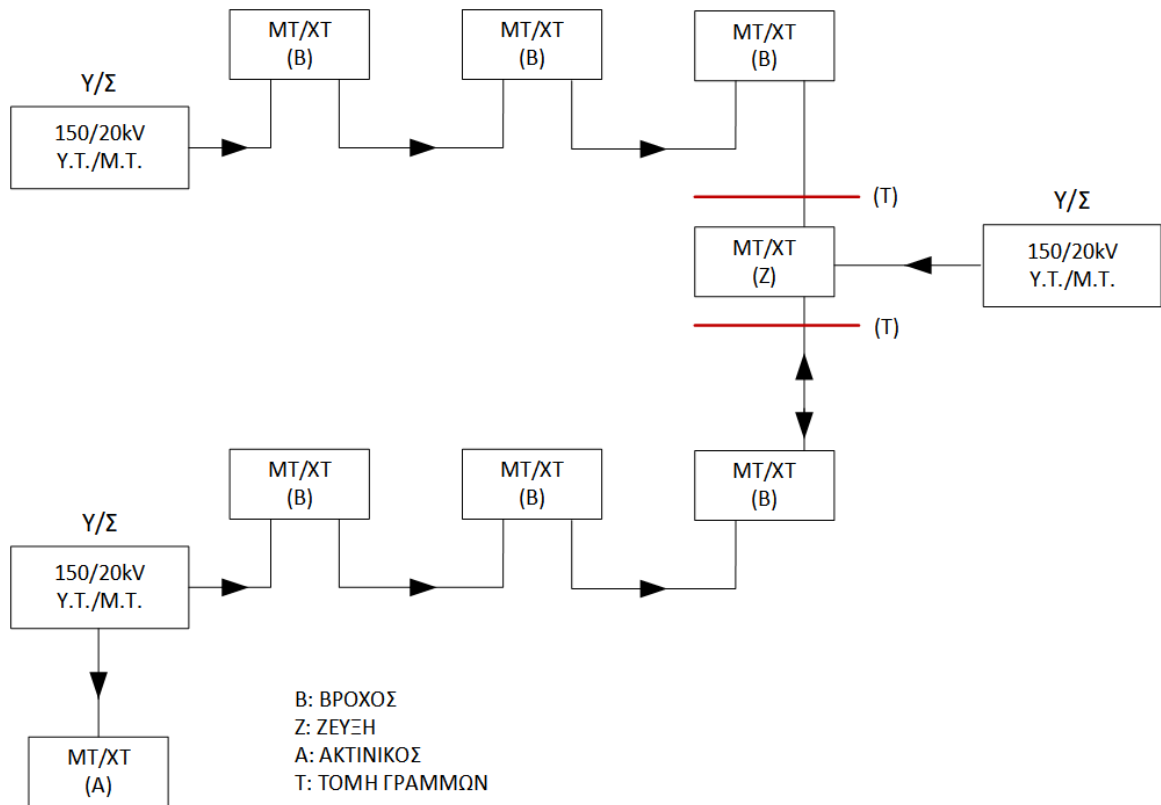
- Οι θέσεις που θα επιλεγούν για την εγκατάστασή τους
- Την επιλογή βέλτιστου σημείου τομών των γραμμών που θα εξεταστούν
- Το πλήθος του τηλε-εποπτευόμενου εξοπλισμού που θα εγκατασταθεί ώστε με τα συγκεκριμένα κριτήρια να έχουμε το βέλτιστο οικονομοτεχνικό αποτέλεσμα.

Βέβαια στα κριτήρια πρέπει να συμπεριληφθούν και αντικειμενικοί παράγοντες όπως:

- η κατάσταση καλωδίων και Υ/Σ,
- το ιστορικό βλαβών
- η υποδομή των Υ/Σ
- και οι συνθήκες που θα αναλυθούν, για την επιλογή πρόσθετων τηλεοπτευόμενων στοιχείων για την ένδειξη της διέλευσης σφάλματος από το δίκτυο ΜΤ των Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ).

6.2. Δομή του Δικτύου

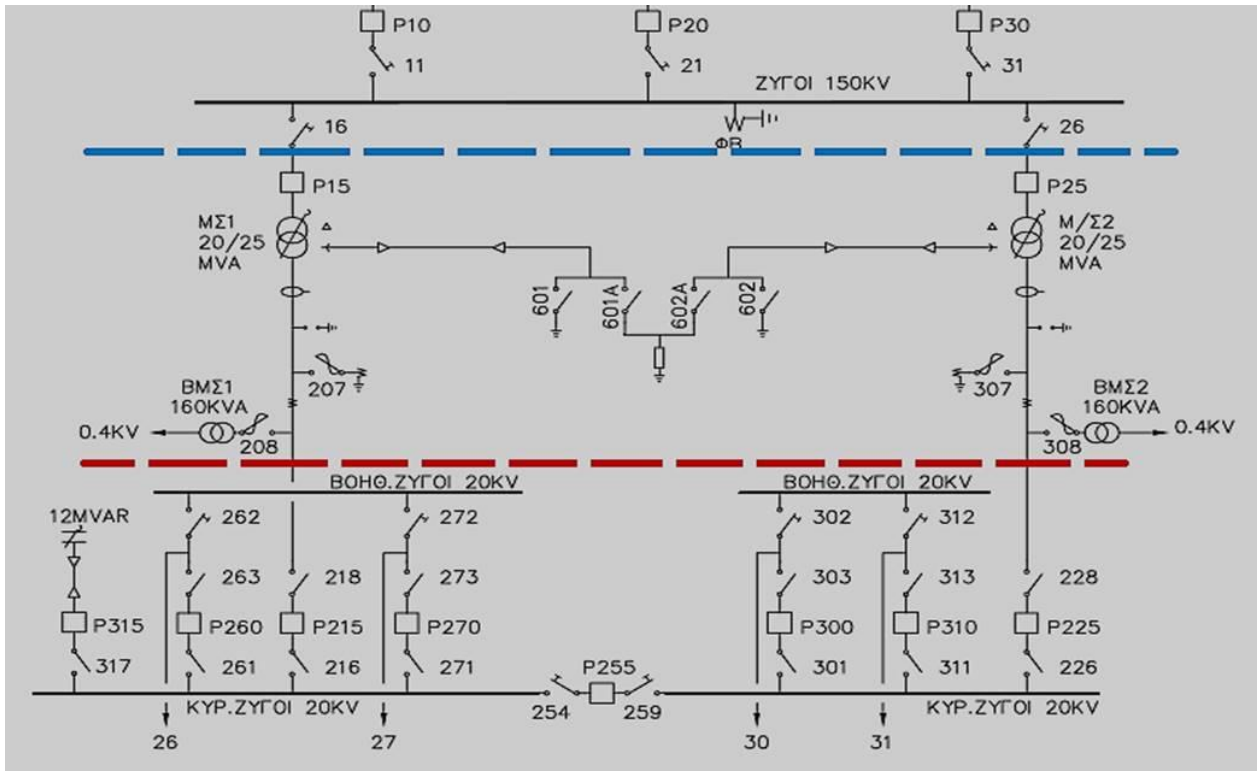
Στο Σχήμα 6.1. παρουσιάζεται η δομή του δικτύου Μέσης Τάσεως (ΜΤ), το οποίο ανάλογα με την ανάπτυξή του μπορεί να παρουσιάζει τις εξής τοπολογίες:



Σχήμα 6.1. Τυπικό μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου διανομής Μέσης Τάσεως. (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

- **Βροχοειδές (βρόχος)** στην περίπτωση που μία γραμμή MT είναι δυνατό καταλήγει στο ίδιο σημείο που καταλήγει και μία άλλη γραμμή, είτε του ίδιου Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είτε διαφορετικού και με αυτό τον τρόπο οι δύο γραμμές μπορούν να διασυνδεθούν μεταξύ τους. Το σημείο που μπορούν να διασυνδεθούν οι γραμμές ονομάζεται «σημείο τομής» των γραμμών και συνήθως σε αυτό το σημείο εγκαθίσταται κάποιο μέσο ζεύξης (Διακόπτης Φορτίου ή Αποζεύκτης) προκειμένου να είναι δυνατή η μεταγωγή φορτίων από τη μία γραμμή στην άλλη σε περιπτώσεις βλαβών ή προγραμματισμένων διακοπών για εργασίες στο δίκτυο.
- **Ακτινικό** στην περίπτωση που μία γραμμή στη διαδρομή της δεν διασυνδέεται με άλλη γραμμή, οπότε και δεν υπάρχει η δυνατότητα μεταγωγής φορτίων.
- **Αραχνοειδές** όταν στο ίδιο σημείο καταλήγουν περισσότερες από μία γραμμές και σε αυτή την περίπτωση ειδικά σε γραμμές με υπόγεια δίκτυα κατασκευάζονται διατάξεις διακοπών φορτίου (Ζεύξεις Γραμμών), ώστε να υπάρχει η δυνατότητα διασύνδεσης και μεταγωγής γραμμών. Σε αυτή την περίπτωση υπάρχει το πλεονέκτημα περισσότερων επιλογών για μεταγωγή φορτίων.

Οι γραμμές MT αναχωρούν από κάποιο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (γι' αυτό ονομάζονται και αναχωρήσεις), όπως φαίνεται στα Σχήματα 6.2 και 6.3.



Σχήμα 6.2. Μονογραμμικό σχέδιο Υποσταθμού Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

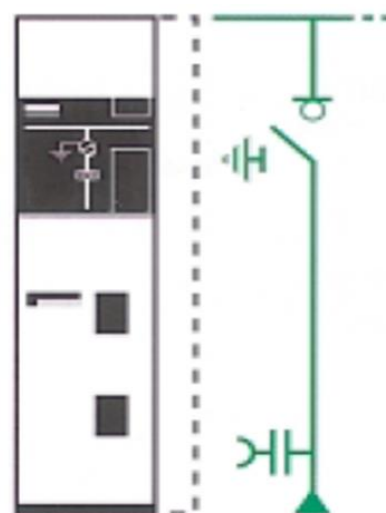


Σχήμα 6.3. Διάταξη ζυγών ΜΤ εναέριου Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (αριστερά) και των πεδίων ΜΤ κλειστού ΥΣ ΥΤ/ΜΤ (δεξιά) - (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής, κατά κανόνα, οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μεταφοράς έχουν στην είσοδό τους τάση 150 KV και στην έξοδό τους 20 KV κάτι που καθολικά ισχύει στα δίκτυα που θα εξεταστούν.

Στη συνέχεια η ανάπτυξη του δικτύου ΜΤ γίνεται είτε με εναέριο δίκτυο είτε με υπόγειο και οι γραμμές ΜΤ μπορεί να είναι αμιγώς εναέριας ή υπόγειας ή μεικτές δηλαδή να αποτελούνται από εναέριο και υπόγειο δίκτυο.

Κατά την όδευση του δικτύου υπάρχουν κλάδοι (διακλαδώσεις) των κυρίων γραμμών και υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ για τον υποβιβασμό τάσης από τη ΜΤ (κατά κανόνα στο ελληνικό δίκτυο 20 ΚV) σε ΧΤ 400 V φασική τάση (230V πολική τάση) αλλά και Υ/Σ πελατών ΜΤ (παροχές ΜΤ) που ηλεκτροδοτούν αυτόνομους πελάτες ΜΤ (βιομηχανίες, μεγάλα εμπορικά καταστήματα, αεροδρόμια, κλπ). Στην αναχώρησή τους οι γραμμές ΜΤ προστατεύονται από Διακόπτη Ισχύος (Δ/Ι). Μάλιστα στις περιπτώσεις που οι γραμμές αποτελούνται από υπόγειο δίκτυο οι Δ/Ι είναι το μοναδικό μέσο προστασίας των υπογείων γραμμών Μ.Τ., διότι οι Υ/Σ εσωτερικού χώρου ΜΤ/ΧΤ, που έχουν είσοδο – έξοδο υπόγεια καλώδια στο ελληνικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι εξοπλισμένοι με διακόπτες φορτίου (Σχήμα 6.4.) οι οποίοι αποτελούν μέσα ζεύξης και όχι προστασίας.



Σχήμα 6.4. Εγκατεστημένοι Δ/Φ σε Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, εσωτερικού χώρου (αριστερά) και μονογραμμική διάταξη (δεξιά) - (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Στους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ που είναι συνδεδεμένοι σε βρόχο είναι συνδεδεμένες τρεις κυψέλες μία κυψέλη εισόδου της υπόγειας γραμμής, μία εξόδου και μία προστασίας του Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ η οποία είναι εξοπλισμένη επιπλέον με ασφάλειες για την προστασία του Μ/Σ.

Οι διακόπτες ισχύος των γραμμών ΜΤ (αναχωρήσεις) τηλε-εποπτεύονται από σύστημα SCADA. Γενικότερα στο ΔΕΔΔΗΕ σήμερα υφίσταται σύστημα SCADA το οποίο σταδιακά αντικαθίσταται από προηγμένο σύστημα DMS. Στον Πίνακα 6.1 απεικονίζονται οι βασικές δυνατότητες των δύο συστημάτων [39].

Table 1 SCADA (no. 2) functionalities

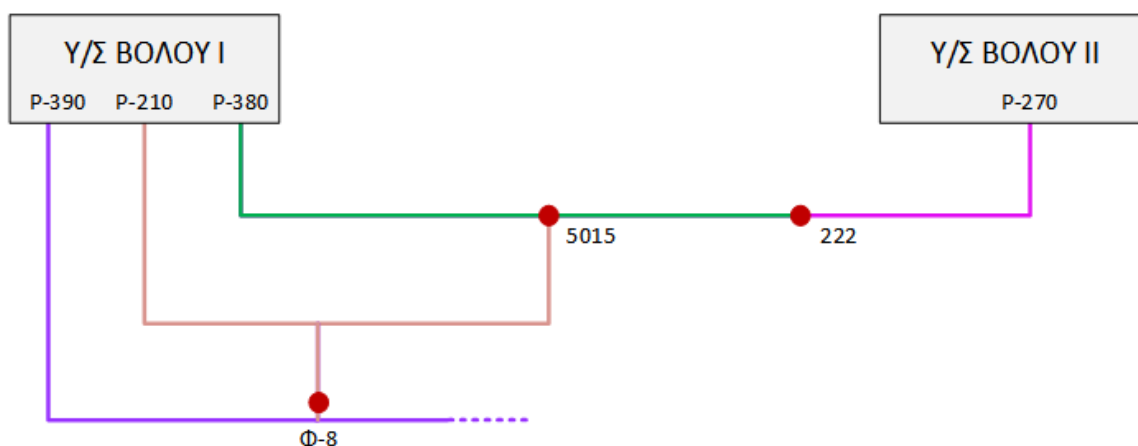
SCADA functionalities
remote control of network elements
remote monitoring of network elements
logging of measurements
logging of events

Table 2 SCADA (no. 2) DMS functionalities

DMS functionalities
advanced alarms management
network management
fault management
outage report
switching orders
network simulation
distribution feeder optimisation
load flow analysis
Short-circuit calculator
protection coordination
Automatic voltage regulator (AVR) application
load forecast

6.3. Δίκτυο ΜΤ που θα εξεταστεί

Στο Σχήμα 6.5. παρουσιάζεται το μονογραμμικό λειτουργικό σχέδιο των γραμμών δικτύου ΜΤ του Βόλου που θα εξεταστούν.



Σχήμα

Σχήμα 6.5. Μονογραμμικό λειτουργικό σχέδιο των γραμμών του δικτύου ΜΤ του Βόλου που θα εξεταστούν

Έχοντας υπόψη τους παραπάνω παράγοντες, επελέγησαν προς εξέταση τέσσερις γραμμές MT (Σχήμα 6.5), οι οποίες «διασχίζουν» όλο τον αστικό κέντρο της πόλης του Βόλου και διασυνδέονται μεταξύ τους σε δύο σημεία, ενώ η τροφοδότησή τους είναι από διαφορετικούς Υποσταθμούς Μέσης/Υψηλή Τάση (Υ/Σ MT/ΥΤ). Συγκεκριμένα, η γραμμή με ονομασία P-270 αναχωρεί από τον Υ/Σ ΥΤ/MT ΒΟΛΟΥ II και διασχίζει μεγάλο μέρος του κέντρου της πόλης ηλεκτροδοτώντας αστικούς και εμπορικούς καταναλωτές. Η γραμμή P-270 του Υ/Σ ΒΟΛΟΥ II (P-270 II) τέμνεται με τη γραμμή P-380 η οποία αναχωρεί από τον Υ/Σ ΥΤ/MT ΒΟΛΟΥ I (και επίσης ηλεκτροδοτεί αστικούς και εμπορικούς καταναλωτές), δημιουργώντας ένα βρόχο γραμμών με τη γραμμή P-270 II. Στη γραμμή P-380 Υ/Σ ΒΟΛΟΥ I (P-380 I) μέσω Υ/Σ ζεύξης τέμνεται η γραμμή 210 που επίσης αναχωρεί από τον Υ/Σ ΒΟΛΟΥ I και με αυτό τον τρόπο δημιουργείται ένα δεύτερο σημείο τομής γραμμών, οπότε δημιουργείται το μοντέλο του ατρακτοειδούς δικτύου. Τέλος, η γραμμή P-210 Υ/Σ ΒΟΛΟΥ I (P-210 I) τέμνεται με μία ακόμη γραμμή δημιουργώντας ένα ακόμη σημείο εναλλακτικής τροφοδότησης (μεταγωγής) με τη γραμμή P-390 Υ/Σ ΒΟΛΟΥ I (P-390 I).

Συνολικά, δημιουργείται ένα ατρακτοειδές δίκτυο τεσσάρων γραμμών MT με διαφορετικές εναλλακτικές τροφοδοτήσεις ως εξής:

- Η P-270 II με τη P-380 I
- Η P-380 I με τη P-270 II και τη P-210 I
- Η P-210 I με τη P-380 I και τη P-390 I
- Η P-390 I με τη P-210 I και στη συνέχεια με άλλη γραμμή που δεν θα εξεταστεί στην παρούσα εργασία

6.4. Δεδομένα - Παραδοχές

Τα μήκη των γραμμών δίνονται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2. Μήκη των γραμμών που θα εξεταστούν

Γραμμή	Μήκος (μέτρα)
R-270 II	4.850
R-390 I	12.386
R-210 I	5.524
P-380 I	11.648

Τα μέγιστα και ελάχιστα φορτία των γραμμών και η εγκατεστημένη ισχύς τους παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3. Μέγιστα και ελάχιστα φορτία των γραμμών που θα εξεταστούν

Γραμμή ΜΤ	Ισχύς Υ/Σ (KVA)	Μέγιστο (A)	Ελάχιστο (A)
P-270 II	13.980	210	40
P-380 I	29.270	270	45
P-390 I	12.415	180	25
P-210 I	16.520	150	25

Στον Πίνακα 6.4. συγκεντρώνονται τα ποιοτικά στοιχεία των γραμμών Μέσης Τάσης.

Πίνακας 6.4. Στοιχεία ποιότητας ενέργειας του δικτύου ΜΤ του Βόλου

SAIDI των γραμμών για το 2020, για μη προγραμματισμένες διακοπές ΜΤ (λόγω βλαβών)	32
Μεσοσταθμικός χρόνος διακοπής	93,35 λ
Μέση διακοπή ισχύς εγκατεστημένη ισχύς (KVA) για το 2020	1092,28
SAIFI των γραμμών για το 2020, για μη προγραμματισμένες διακοπές ΜΤ (λόγω βλαβών)	0,34
Κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος για την ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Value of Lost Load (VoLL ΜΤ): «Αξία που δίνεται από τους πελάτες σε μη-παρεχόμενη ενέργεια», EU Electricity Market Glossary - Τιμή για την Ελλάδα (μελέτη ACER 2018)	3,07 €/MWh
* Μοναδιαίο κόστος ενέργειας εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο (Εκτίμηση βάση της μέσης τιμής του διαστήματος 2016-2020. Θεωρείται σταθερό για το διάστημα 2021-2028) - Σχέδιο Μεθοδολογίας PAE - Μηχανισμός Κινήτρου για τον Περιορισμό των Απωλειών Ενέργειας στο Δίκτυο Διανομής	82 €/MWh

Το πραγματικό κόστος της απολεσθείσας ενέργειας είναι πολύ υψηλότερο και έχει υπολογιστεί, ανάλογα με την ανάπτυξη της κάθε χώρας από 1 έως 17,81 € ανά kWh, κόστος που αντιστοιχεί στη ζημιά που προκαλείται στην εθνική οικονομία της χώρας από τη διακοπή των παραγωγικών διαδικασιών, προβλημάτων στις μεταφορές, υδροδότηση τηλεπικοινωνίες, ανεπιθύμητων φαινομένων, κλπ που παρουσιάζονται από την απρόσμενη διακοπή της ηλεκτροδότησης είτε σε βιομηχανικές, είτε σε αστικές ή υπεραστικές περιοχές [40].

Το ίδιο αναφέρεται και στην επίσημη ιστοσελίδα του ΔΕΔΔΗΕ¹ για τα θέματα Στρατηγικής – Εκσυγχρονισμού της Εταιρείας και ειδικότερα για την εγκατάσταση Μονάδων ελέγχου Υποσταθμών ΜΤ/ΧΤ:

Κοινά αποτελέσματα των παραπάνω είναι:

- Η συμμόρφωση με τους κανόνες που θέτει η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Απόφαση Ρύθμισης)
- Η μείωση του κόστους Μη Διανεμόμενης Ενέργειας. Το κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας είναι το κόστος που προκαλείται στην Εθνική οικονομία [€/kWh] για κάθε kWh που ζητά η κατανάλωση και δεν είναι δυνατό να διατεθεί από το Δίκτυο
- Η μείωση του ύψους των επενδύσεων για τη βελτίωση του Δικτύου

Για την Ελλάδα θεωρούμε κόστος της απολεσθείσας ενέργειας το 1 €/Ω (στα κατώτερα όρια).

Σε αυτή την περίπτωση είναι προφανές ότι απώλεια 6.500 kWh (6.500 kW) για μια ώρα, που αντιστοιχεί σε διακοπή 7 βιομηχανιών ή 500 οικιακών πελατών (για τους οποίους θεωρούμε ότι περιέχουν μία μέση οικιακή εγκατεστημένη ισχύ) είναι ομοίου κόστους με μια RTU (Πίνακας 6.5).

Επιπρόσθετα το κόστος των στοιχείων αυτοματισμού του δικτύου αποτυπώνεται στον Πίνακα 6.5.

Πίνακας 6.5. Τυπικό μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης MV RTU και ΕΔΣ

Τυπικό κόστος μιας MV RTU (Υλικό & εργατικά)	6.400 €
Μέσο κόστος ενός ΕΔΣ διέλευσης σφάλματος με τηλε-ειδοποίηση (Υλικό & εργατικά)	650 €

Το κόστος των εργατικών σύμφωνα με τα κοστολόγια του ΔΕΔΔΗΕ υπολογίζεται από το διαχειριστή δικτύου διανομής όπως αναφέρεται στον Πίνακα 6.6.

Πίνακας 6.6. Κόστος ανθρωποωρών και οχημάτων διαχειριστή δικτύου διανομής

Ανθρωπόωρα ηλεκτροτεχνίτη (Α/Ω)	24,53 €
Όχημα συνεργείου /Ω	8,40 €

¹ <https://www.deddie.gr/el/stratigiki-eksugchronismos/eksugchronismos/susthmata-epopteias-diaxeirishs-thlexeirismou-diktuou/monades-elegxou-ipostathmon-mt-xt/>

6.5. Εντοπισμός σφάλματος

Σε αυτή την ενότητα θα γίνει ανάλυση της μεθόδου εντοπισμού σφάλματος που εκδηλώνεται σε βροχοειδές υπόγειο δίκτυο ΜΤ. Εξετάζεται η περίπτωση που – ενδεικτικά- 4 Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ τροφοδοτούνται από Διακόπτη Ισχύος (Δ/Ι) και αποτελούν μία γραμμή ΜΤ η οποία τέμνεται με μία δεύτερη αντίστοιχη γραμμή. Επομένως στο σημείο που τέμνονται (σημείο τομής), υφίσταται η δυνατότητα μέσω των διακοπτικών στοιχείων που είναι εξοπλισμένοι οι Υ/Σ φορτία από τη μία γραμμή να μεταφερθούν στην άλλη.

Τα διακοπτικά στοιχεία είναι οι διακόπτες φορτίου κλειστού τύπου (εντός κυψελών ΜΤ) οι οποίοι με τους κατάλληλους «χειρισμούς» κλείσιμο και άνοιγμα (υπό φορτίο) παρέχουν τη δυνατότητα της διαχείρισης των φορτίων.

6.5.1. Χωρίς αυτοματισμούς - Με εμπειρική μέθοδο

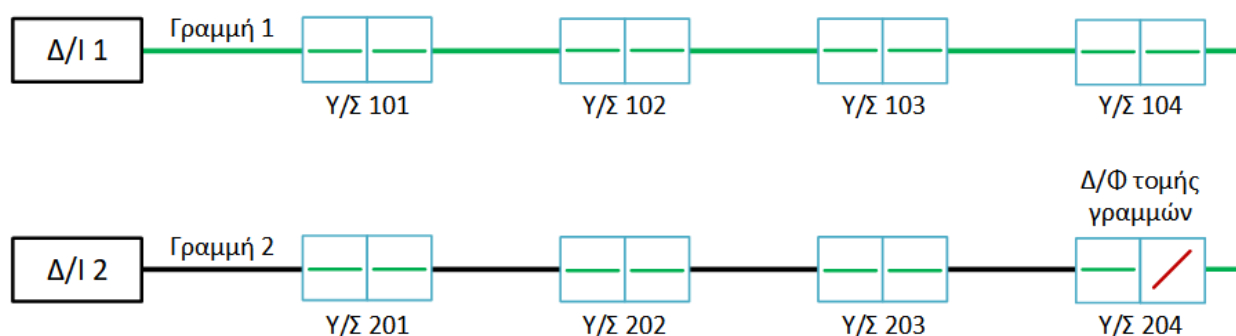
Το δίκτυο σε αυτήν ενότητα θεωρείται ότι δεν διαθέτει αυτοματισμούς (RTU), οπότε η διαδικασία εντοπισμού βλάβης θα γίνει με την εμπειρική μέθοδο, που εφαρμόζουν οι εταιρείες διαχείρισης δικτύου διανομής όταν δεν διατίθενται αυτοματισμοί στο δίκτυο. Σε αυτή την περίπτωση η αποκατάσταση μιας βλάβης πραγματοποιείται με επιτόπιες επεμβάσεις στους Υ/Σ και χειρισμούς που γίνονται στις κυψέλες διακοπών φορτίου και σκοπό έχουν τον εντοπισμό του τμήματος καλωδίου μεταξύ των δύο Υ/Σ που έχει εκδηλωθεί το σφάλμα [43].

Πιθανές αιτίες του σφάλματος είναι παλαιός τραυματισμός της μόνωσης του καλωδίου που με την πάροδο του χρόνου εξαιτίας εισροής υγρασίας και παραμόρφωσης του ακτινικού ηλεκτρικού πεδίου που δημιουργείται γύρω από τον αγωγό του καλωδίου αυξάνει τα δινορεύματα και επομένως δημιουργεί υπερπηδήσεις προς το μανδύα και τελικά βραχυκύκλωμα προς γη ή αστοχία υλικού, κυρίως της μόνωσης με το ίδιο αποτέλεσμα ή γήρανση της μόνωσης του καλωδίου.

Μετά τον εντοπισμό του τμήματος του καλωδίου ακολουθεί η επόμενη διαδικασία εντοπισμού της ακριβούς θέσης που σημειώθηκε το σφάλμα το οποίο πρακτικά γίνεται με ειδικά όργανα. Συνηθέστερα χρησιμοποιούμενα όργανα είναι το παλμοηχόμετρο, η γεννήτρια κρουστικής τάσης και η γέφυρα Wheatstone [41].

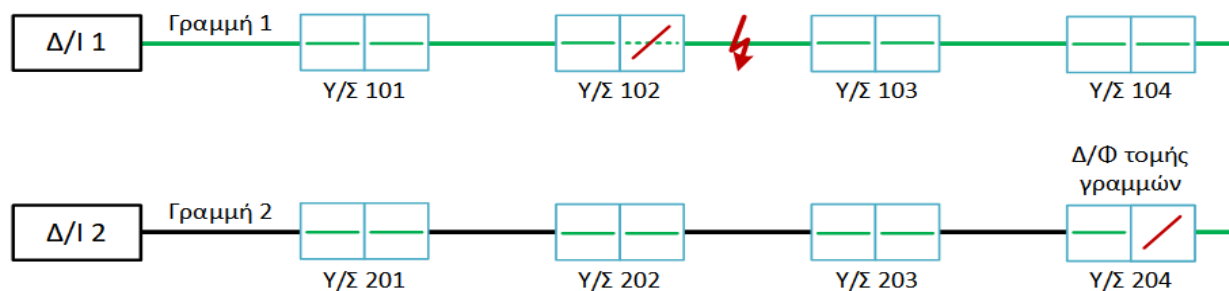
Στην προκειμένη περίπτωση το μόνιμο σφάλμα που παρουσιάζεται σε μια γραμμή ΜΤ γίνεται αντιληπτό στο Κέντρο Ελέγχου δικτύου Διανομής, είτε μέσω συναγερμού που εμφανίζεται στο σύστημα τηλε-ελέγχου (SCADA- DMS) οπότε και υπάρχουν διαθέσιμα τα στοιχεία, σε

πραγματικό χρόνο, της λειτουργίας της γραμμής και της λειτουργίας των ηλεκτρονόμων για την ενημέρωση του είδους του σφάλματος (μεταξύ φάσεων, προς γη κλπ), είτε όταν δεν υπάρχει σύστημα τηλεχειρισμών από την αξιολόγηση των κλήσεων καταναλωτών που διακόπηκε η ηλεκτροδότησή τους και συνεπώς σε αυτή την περίπτωση πρέπει να μεταβεί εξειδικευμένο προσωπικό στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ που τροφοδοτεί τη γραμμή που παρουσιάστηκε το σφάλμα. Το σύστημα των 2 γραμμών παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.6.



Σχήμα 6.6. Σύστημα δύο γραμμών ΜΤ με υπόγειο δίκτυο διασυνδεδεμένες σε απλό βρόχο

Στην παρούσα εργασία με το δεδομένο ότι όλοι οι Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του Ελληνικού συστήματος είναι τηλε-ελεγχόμενοι, για λόγους ομοιομορφίας, θα θεωρήσουμε τους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ εξοπλισμένους με σύστημα τηλε-ελέγχου. Η εμφάνιση του σφάλματος στο δεύτερο τμήμα της γραμμής παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.7.



- Ενέργειες**
1. Λειτουργία Δ/Ι από Η/Ν προστασίας.
 2. Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 102.
 3. Κλείσιμο Δ/Ι με **τηλεχειρισμό**.

Σχήμα 6.7. Εμφάνιση σφάλματος στο δεύτερο τμήμα της γραμμής

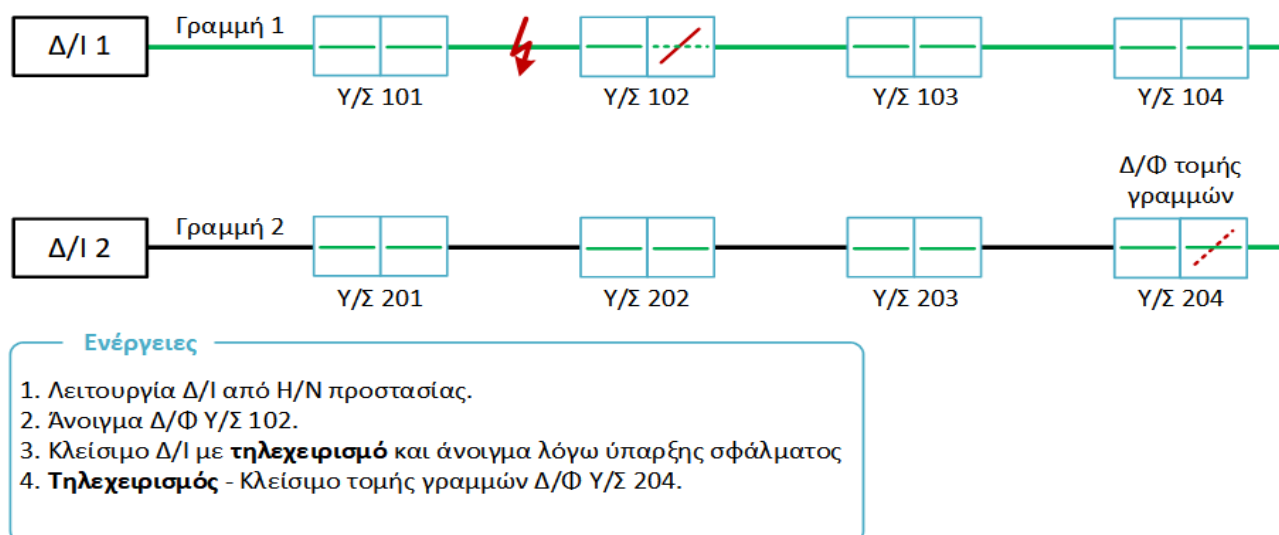
Επομένως, με βάση το Σχήμα 6.7 θα γίνει αντιληπτό το σφάλμα και η διακοπή της τροφοδοσίας από το σύστημα τηλε-ελέγχου και θα δοθεί εντολή σε συνεργείο να μεταβεί σε Υποσταθμό Διανομής ΜΤ/ΧΤ (προκαθορισμένος βάσει σχεδίου που υπάρχει γι' αυτές τις περιπτώσεις), που

θα είναι περίπου στο μέσο της γραμμής και θα έχει εύκολη, σχετικά πρόσβαση ώστε να γίνει ο πρώτος δοκιμαστικός χειρισμός ως εξής:

- i. Με ανοιχτό το διακόπτη ισχύος τροφοδοσίας της γραμμής 1 (Δ/Ι 1) που λειτουργήσει λόγω της ενεργοποίησης του ηλεκτρονόμου (H/N) προστασίας και άνοιξε ο Διακόπτης Ισχύος, ανοίγει το διακόπτη φορτίου του συγκεκριμένου Υ/Σ 102. Άμεσα το συνεργείο απομακρύνεται και ενημερώνει το Κέντρο Ελέγχου προκειμένου να κλείσουν απομακρυσμένα μέσω τηλεχειρισμού το διακόπτη ισχύος που τροφοδοτεί τη γραμμή.

Στην περίπτωση που η γραμμή παραμένει «εντός» σημαίνει ότι το σφάλμα έχει παρουσιαστεί στο επόμενο τμήμα της γραμμής, κατάντι του Υ/Σ 102.

Στην αντίθετη περίπτωση συμπεραίνεται ότι το σφάλμα παρουσιάστηκε στο τμήμα της γραμμής από το διακόπτη ισχύος τροφοδοσίας της γραμμής 1 μέχρι εκείνο τον Υ/Σ 102. Το Σχήμα 6.8 παρουσιάζει το σφάλμα στο πρώτο τμήμα της γραμμής, ως εξής:



Σχήμα 6.8. Εμφάνιση σφάλματος στο πρώτο τμήμα της γραμμής

- ii. Το συνεργείο λαμβάνει εντολή να ανοίξει το διακόπτη φορτίου του Υ/Σ 102 προς τον Υ/Σ 103 και στη συνέχεια (το βέλτιστο είναι άλλο συνεργείο για μείωση του χρόνου διακοπής) κλείνει το διακόπτη διασύνδεσης στον Υ/Σ 204 αυτής της γραμμής με την άλλη που διασυνδέονται (γραμμή 1 με γραμμή 2), οπότε τα μισά περίπου φορτία θα ηλεκτροδοτηθούν από την άλλη γραμμή.

Επομένως το συνεργείο θα συνεχίσει με το ίδιο τρόπο θα συνεχίσει τη διαδικασία εντοπισμού του σφάλματος τεμαχίζοντας το εναπομείναν τμήμα της γραμμής μέχρι να περιορίσει την

ανίχνευση του σφάλματος μεταξύ δύο Υ/Σ, οπότε και θα ηλεκτροδοτηθούν όλοι οι καταναλωτές και θα απομονωθεί το τμήμα του καλωδίου που θα έχει παρουσιαστεί το σφάλμα.

Προϋπόθεση: Πριν την έναρξη του εντοπισμού με τον εμπειρικό τρόπο (δοκιμαστικοί χειρισμοί) πρέπει να επιθεωρηθεί η όδευση της γραμμής για τυχόν τραυματισμό του καλωδίου από επέμβαση τρίτων και να αξιοποιηθούν οι σχετικές πληροφορίες.

6.5.2. Με τη βοήθεια αυτοματισμών - εγκατάσταση RTU

Η εμπειρική μέθοδος που παρουσιάστηκε στην προηγούμενη παράγραφο, παρότι εν τέλει οδηγεί σε απομόνωση το σφάλματος, απαιτεί σημαντικό χρόνο για τη μετάβαση των συνεργείων μεταξύ των Υ/Σ. Αυτός είναι και ο βασικός λόγος της χρήσης των RTU. Με την εισαγωγή των RTU, είναι εύλογο ότι ο χρόνος αποκατάστασης της ηλεκτροδότησης είναι σημαντικά μικρότερος, διότι οι παραπάνω δοκιμές γίνονται με τη βοήθεια τηλεχειρισμών, οπότε αποφεύγεται ο χρόνος μετάβασης των συνεργείων.

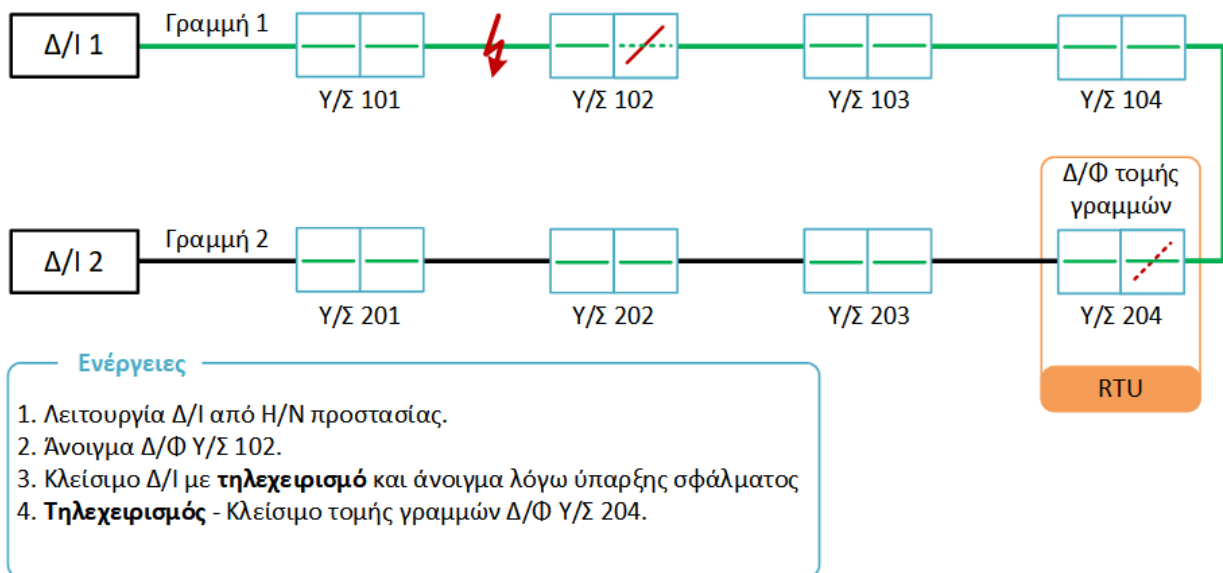
Η επιλογή ωστόσο των θέσεων που θα εγκατασταθούν RTU μπορεί να γίνει είτε με τα προκαθορισμένα κριτήρια, είτε ακολουθώντας αποτελέσματα μελετών που βασίζονται στα αναφερόμενα στο Κεφ. 4 και στις παρ. 4.3, 4.4.

6.5.2.1. Επιλογή θέσης RTU - κριτήρια

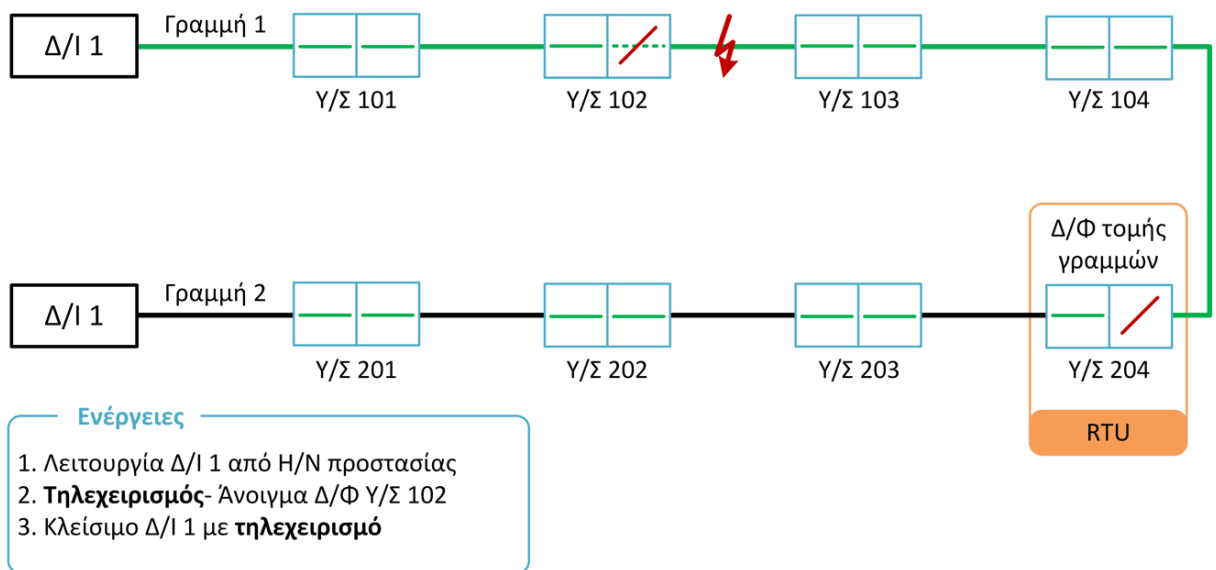
Σε αυτή την υποενότητα θα παρουσιαστούν τα κριτήρια επιλογής των θέσεων εγκατάστασης των RTU. Με βάση την προηγούμενη μέθοδο οι θέσεις των RTU για τηλεχειρισμούς επιλέγονται ως εξής:

- i. Στα σημεία διασύνδεσης των γραμμών (Σενάριο 1)

Σε αυτή την περίπτωση με τη βοήθεια του τηλεχειρισμού εξοικονομούμε το χρόνο μετάβασης του συνεργείου που θα απαιτηθεί εάν, μετά τον πρώτο δοκιμαστικό χειρισμό, το σφάλμα είναι στο τμήμα της γραμμής προς την πλευρά της πηγής (εν προκειμένω του Δ/Ι της γραμμής 1) οπότε η μεταγωγή των φορτίων του υγειούς τμήματος γίνεται μέσω τηλεχειρισμού. Τα Σχήματα 6.9 και 6.10 παρουσιάζουν τα σφάλματα στο πρώτο και δεύτερο τμήμα της γραμμής, η οποία είναι εξοπλισμένη με RTU.



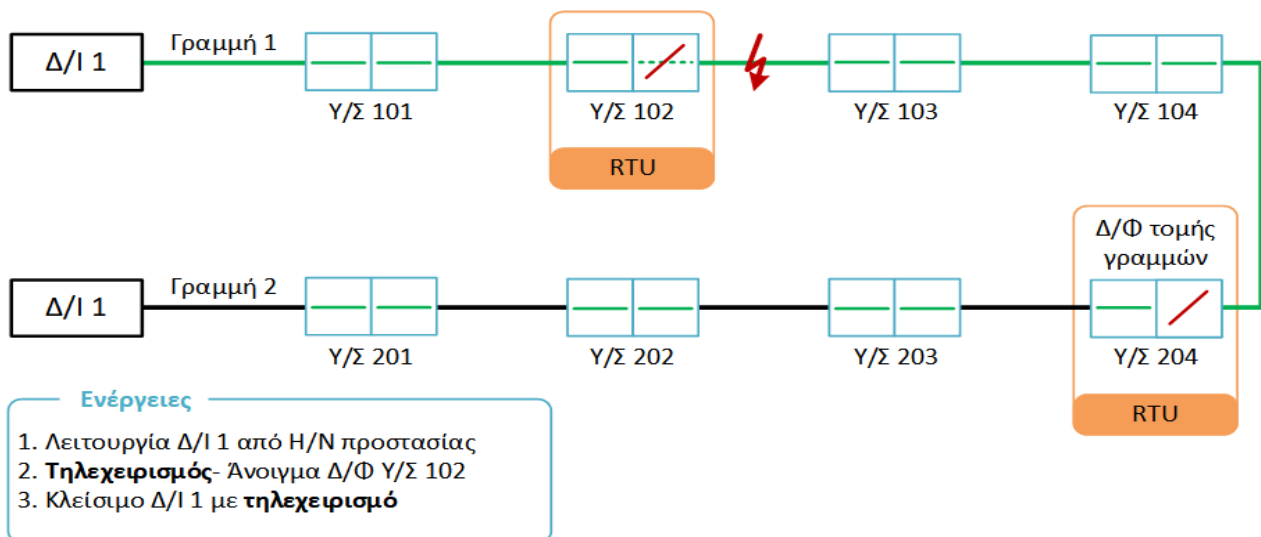
Σχήμα 6.9. Εμφάνιση σφάλματος στο πρώτο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με RTU τηλεχειρισμών στην τομή της



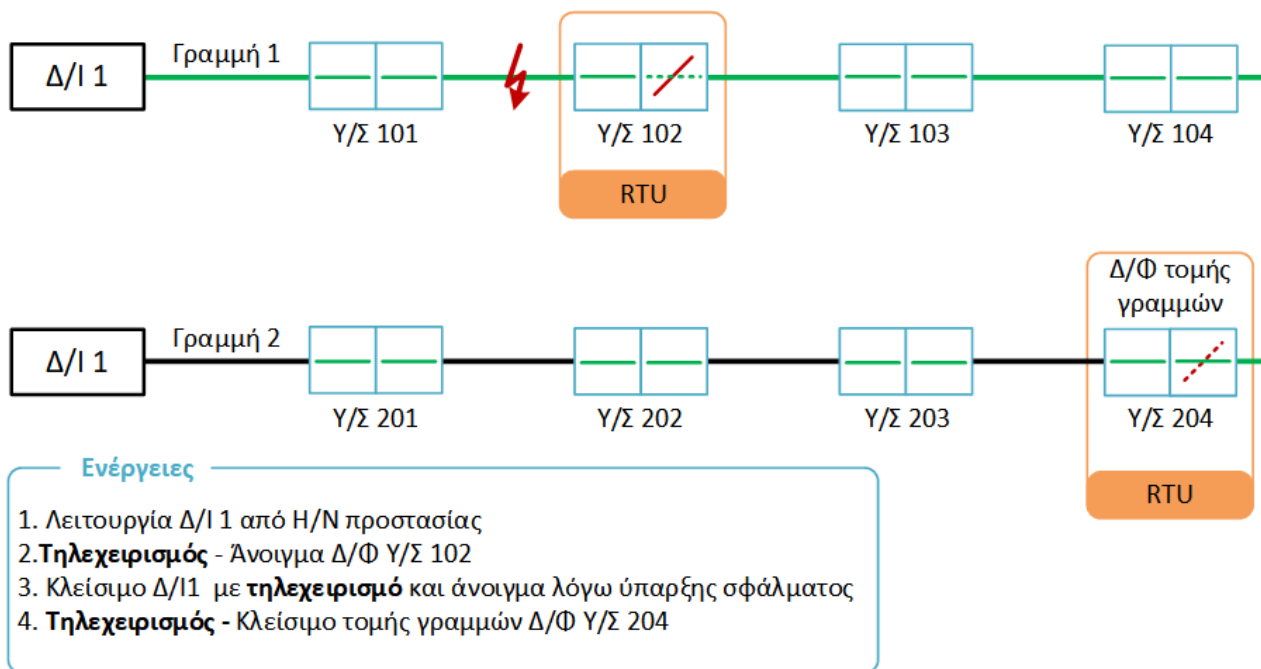
Σχήμα 6.10. Εμφάνιση σφάλματος στο δεύτερο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με RTU τηλεχειρισμών στην τομή της

- ii. Στα σημεία τομής των γραμμών και στον Υποσταθμό που θα γίνει η πρώτη επέμβαση για τον τεμαχισμό της γραμμής. (Σενάριο 2):

Τα Σχήματα 6.11 και 6.12 παρουσιάζουν τα σφάλματα στο δεύτερο και πρώτο τμήμα της γραμμής, η οποία είναι εξοπλισμένη με RTU.



Σχήμα 6.11. Εμφάνιση σφάλματος στο δεύτερο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με RTU τηλεχειρισμών στον Υποσταθμό που θα γίνει η πρώτη επέμβαση και στην τομή της



Σχήμα 6.12. Εμφάνιση σφάλματος στο πρώτο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με RTU τηλεχειρισμών στον Υποσταθμό που θα γίνει η πρώτη επέμβαση και στην τομή της

Από το Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής (ΚΕΔΔ) δίδεται η εντολή μέσω τηλεχειρισμού η οποία λαμβάνεται από την RTU μέσω του συστήματος επικοινωνίας (μπορεί να είναι αναλογικό ή ψηφιακό μέσω οπτικών ινών, GSM, GPRS, ραδιοσυχνοτήτων, κ.λπ.) οπότε και διαπιστώνεται απομακρυσμένα αν το σφάλμα έχει παρουσιαστεί στο πρώτο ή δεύτερο μέρος της γραμμής που γίνεται η δοκιμή ως εξής:

1) Αντί να μεταβεί επί του τόπου συνεργείο μέσω του ΚΕΔΔ δίνεται εντολή μέσω τηλεχειρισμού και ανοίγει ο Δ/Φ του Υ/Σ (102) που είναι εγκατεστημένη η RTU.

2) Μέσω επίσης τηλεχειρισμού κλείνει ο Διακόπτης Ισχύος της γραμμής του οποίου οι προστασίες έχουν λειτουργήσει εξαιτίας του σφάλματος και έχει ανοίξει.

3) Ανάλογα με την θέση του σφάλματος (Σχήματα 6.9. και 6.10.) ακολουθούν οι χειρισμοί που περιγράφονται στην παρ. 6.5.1. με τη διαφορά, όμως, ότι οι πρώτοι χειρισμοί δεν εκτελούνται επιτόπια επέμβαση αλλά μέσω τηλεχειρισμού και το συνεργείο αναλαμβάνει τον εντοπισμό της θέσης του σφάλματος στο πρώτο ή δεύτερο τμήμα της γραμμής που έχει μείνει εκτός τάσης.

Σημαντικότερο πλεονέκτημα είναι ότι η εκτέλεση τηλεχειρισμών προσφέρει πρόσθετη ασφάλεια διότι γίνεται χωρίς την παρουσία ηλεκτροτεχνιτών εντός του Υ/Σ και αποφεύγεται ο κίνδυνος από την εμφάνιση οπουδήποτε απρόοπτου ανεπιθύμητου συμβάντος.

- iii. Στα σημεία τομής των γραμμών και η κάθε γραμμή να εξοπλιστεί με δύο RTU (Σενάριο 3)

Σε αυτή την περίπτωση γίνεται επιλογή της θέσης των RTU με κριτήρια:

- Το μήκος της γραμμής στα σημεία που χωρίζεται παράλληλα με το επίπεδο φόρτισης
- Το πλήθος των Υ/Σ σε συνδυασμό με την εγκατεστημένη ισχύ
- Τη θέση τυχόν κρίσιμων πελατών (Νοσοκομεία, Στρατιωτικές ή Αστυνομικές εγκαταστάσεις κλπ) – σημαντικότητα εξυπηρετούμενων φορτίων
- Τη συχνότητα βλαβών
- Όλοι οι Υ/Σ με τρεις (3) Δ/Φ («τρίστομα»)

Σε αυτό το σενάριο ακολουθούνται τα βήματα του προηγούμενου σεναρίου 2 (ii), έχοντας ωστόσο, το πλεονέκτημα να χωριστεί η γραμμή σε τρία τμήματα μέσω τηλεχειρισμών αντί δύο.

- iv. Στα σημεία τομής των γραμμών και η κάθε γραμμή να εξοπλιστεί με τρεις RTU (Σενάριο 4)

Και σε αυτή την περίπτωση η επιλογή της θέσης των RTU γίνεται με τα ίδια κριτήρια που υφίστανται στο Σενάριο 3 (iii).

Σε περίπτωση που η RTU, επιπροσθέτως, είναι εξοπλισμένη και με Ενδεικτικό Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) υπάρχει το πρόσθετο πλεονέκτημα ότι μαζί με τον τηλε-έλεγχο έχουμε την πληροφορία από την αρχή ότι το σφάλμα είναι ανάντι ή κατάντι της μονάδας και επομένως του

Υ/Σ που είναι αυτή εγκαταστημένη και απομένει η διερεύνηση της εναπομείνουσας γραμμής για τον εντοπισμό του σφάλματος. Με αυτό τον τρόπο παρέχεται ταχύτερη ένδειξη της θέσης του σφάλματος και επομένως επιτυγχάνεται μείωση των χρόνων διακοπής στο δίκτυο και μείωση της φθοράς των διακοπών, καθώς αποφεύγονται περιττοί χειρισμοί για τον εντοπισμό σφαλμάτων.

Σε αυτή την περίπτωση το σημαντικό όφελος είναι (εκτός από την πληροφορία της διέλευσης του σφάλματος) είναι ότι εφόσον είναι γνωστή η διέλευση ή όχι του σφάλματος αποφεύγονται οι άσκοποι χειρισμοί με βραχυκύκλωμα που λογικό είναι λόγω της ισχύος (περίπου 250 MVA) να καταπονούν όλα τα στοιχεία του δικτύου και περισσότερο εκείνα που διαθέτουν συνδέσμους όπως μούφες, ακροκιβώτια, κλπ.

Επομένως προστατεύεται γενικότερα το δίκτυο από την πρόωρη γήρανση.

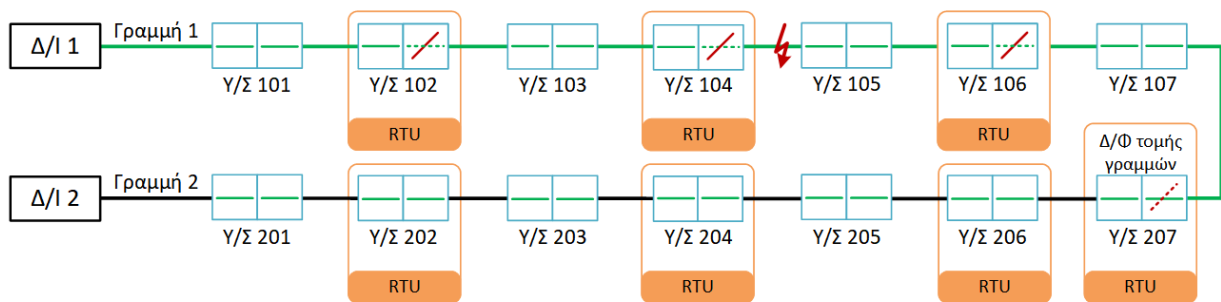
Προκειμένου ο πρόσθετος εξοπλισμός των Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) να διευκολύνει και να μειώσει δραστικά τον χρόνο αποκατάστασης βλαβών είναι η εγκατάσταση τους να γίνεται σε πυκνότητα ένα τουλάχιστον ανά τρεις Υ/Σ, αν η διαθεσιμότητά τους δεν επιτρέπει τη βέλτιστη λύση που είναι εγκατάσταση ΕΔΣ σε κάθε ΥΣ.

Προϋπόθεση για την εγκατάσταση μιας RTU Υ/Σ είναι οι διακόπτες φορτίου να έχουν δυνατότητα ηλεκτρικού ελέγχου ανοίγματος – κλεισίματος των επαφών τους δηλαδή να διαθέτουν ηλεκτροκινητήρα («motorized») ο οποίος ανάλογα με την εντολή που δέχεται να ανοίγει ή να κλείνει τις επαφές του διακόπτη.

Όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.13 το τμήμα της γραμμής που απομένει για εντοπισμό από συνεργείο με επιτόπια επέμβαση και χειρισμούς μειώνεται πολύ και επομένως μειώνονται και ο χρόνος αποκατάστασής βλάβης και ο αριθμός άκοπων χειρισμών με βραχυκύκλωμα.

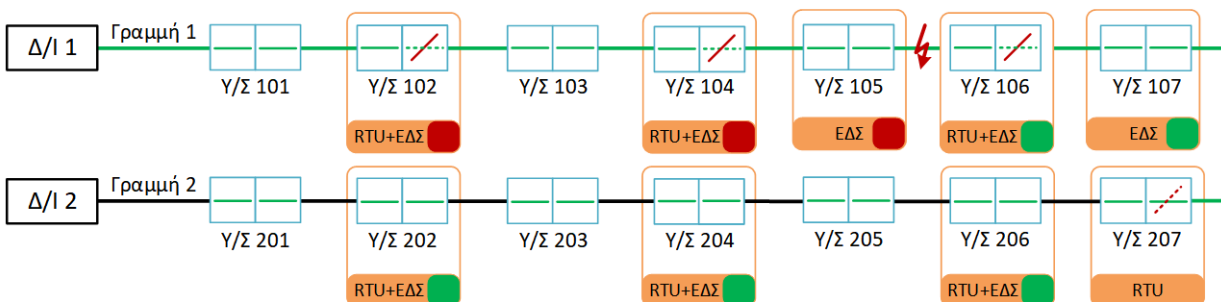
Στην περίπτωση που οι RTU είναι πρόσθετα εξοπλισμένες με ενδεικτικά διέλευσης σφάλματος το ΚΕΔΔ έχει άμεσα την πληροφορία αν από τη συγκεκριμένη RTU «πέρασε» το σφάλμα και επομένως αποφεύγονται οι άσκοποι «δοκιμαστικοί» χειρισμοί με βραχυκύκλωμα. Ο χρόνος αποκατάστασης ελαχιστοποιείται αν ο κάθε Υ/Σ (σε θεωρητική βάση) είχε εγκατεστημένο Ενδεικτικό Διελεύσεως σφάλματος (ΕΔΣ).

Συνεπώς, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 6.14 εφόσον παρουσιαστεί σφάλμα (μόνιμο) στη γραμμή λειτουργούν οι αντίστοιχοι ηλεκτρονόμοι του διακόπτη ισχύος (προστασίας από σφάλματα γης ή φάσεων) και ανοίγει ο διακόπτης.



- Ενέργειες**
1. Λειτουργία Δ/Ι 1 από Η/Ν προστασίας.
 2. **Τηλεχειρισμός** - Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 102.
 3. Κλείσιμο Δ/Ι 1 με **τηλεχειρισμό**.
 4. **Τηλεχειρισμός** - Κλείσιμο τομής γραμμών Δ/Φ Υ/Σ 207.
 5. Λειτουργία Δ/Ι 2 από Η/Ν προστασίας.
 6. **Τηλεχειρισμός** - Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 104.
 7. Κλείσιμο Δ/Ι 2 με **τηλεχειρισμό** και άνοιγμα λόγω ύπαρξης σφάλματος.
 8. **Τηλεχειρισμός** - Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 106.
 9. Κλείσιμο Δ/Ι 2 με **τηλεχειρισμό**.

Σχήμα 6.13. Εμφάνιση σφάλματος στο τρίτο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με τρεις RTU τηλεχειρισμών και στην τομή της



- Ενέργειες**
1. Λειτουργία Δ/Ι 1 από Η/Ν προστασίας.
 2. **Τηλεχειρισμός** - Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 104.
 3. Κλείσιμο Δ/Ι 1 με **τηλεχειρισμό**.
 4. **Τηλεχειρισμός** - Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 106.
 5. **Τηλεχειρισμός** - Κλείσιμο τομής γραμμών Δ/Φ Υ/Σ 207.

Σχήμα 6.14. Εμφάνιση σφάλματος στο τρίτο τμήμα της γραμμής εξοπλισμένης με τρεις RTU τηλεχειρισμών και στην τομή της και επιπρόσθετα Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ)

Η διαδικασία εντοπισμού σφάλματος είναι η εξής:

Όταν εκδηλώνεται ένα σφάλμα στη στο δίκτυο εκτός από τη λειτουργία των ηλεκτρονόμων του Δ/Ι της γραμμής που έχουν σαν αποτέλεσμα το άνοιγμα του διακόπτη η υπερένταση εξαιτίας του σφάλματος ενεργοποιεί και τα εγκατεστημένα Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ),

οπότε αυτά δίνουν τοπικά στον Υποσταθμό που είναι εγκατεστημένα οπτική ένδειξη διέλευσης σφάλματος.

Επιπλέον στην περίπτωση που αυτά διαθέτουν παράλληλα, και σύστημα τηλε-ένδειξης, η σήμανση διέλευσης σφάλματος εμφανίζεται, σε πραγματικό χρόνο, στο σύστημα τηλε-ελέγχου του ΚΕΔΔ (SCADA, DMS) και επομένως γίνεται άμεσα αντιληπτό το τμήμα του δικτύου όπου έχει εμφανιστεί το σφάλμα.

Με αυτά τα δεδομένα ο χρόνος αποκατάστασης της βλάβης μειώνεται κατά πολύ διότι ο χειρισμός της απομόνωσης του τμήματος του δικτύου που εκδηλώθηκε το σφάλμα γίνεται άμεσα μέσω τηλεχειρισμού από το ΚΕΔΔ ενώ έχοντας την πληροφορία της διέλευσης του σφάλματος από τα ενδεικτικά δεν γίνεται κανένας «δοκιμαστικός χειρισμός και δεν καταπονούνται από υπερεντάσεις τα στοιχεία του δικτύου.

Παράλληλα από τα σημεία που έχει διέλθει η υπερένταση (από την πηγή μέχρι το σημείο του σφάλματος) ενεργοποιούνται τα ενδεικτικά διελεύσεως σφάλματος και καθίσταται γνωστό το τμήμα του δικτύου στο οποίο έχει εκδηλωθεί το σφάλμα. Ακολούθως, μέσω τηλεχειρισμού απομονώνεται το συγκεκριμένο τμήμα.

Αμέσως μετά ηλεκτροδοτούνται τα υπόλοιπα τμήματα που δεν έχουν επηρεαστεί:

- Από την πηγή (Διακόπτης Ισχύος)
- Με μεταγωγή φορτίων από άλλη γραμμή που διασυνδέεται με την υπόψη μέσω τηλεχειρισμών ανοίγοντας το διακόπτη φορτίου προς την πλευρά της γραμμής που υφίσταται το σφάλμα και στη συνέχεια κλείνοντας το διακόπτη φορτίου της τομής των γραμμών.

Προϋπόθεση βεβαίως είναι να έχει προβλεφθεί οι γραμμές που διασυνδέονται μεταξύ τους να είναι φορτισμένες σε εντάσεις ώστε να είναι δυνατή σε περίπτωση βλάβης της μιας γραμμής, να είναι δυνατή η μεταγωγή των φορτίων της στην άλλη.

Επιπρόσθετα αν χρησιμοποιηθούν Ενδεικτικά διέλευσης Σφάλματος νέας γενιάς τα οποία έχουν τη δυνατότητα να ενεργοποιούνται σε όλες τις περιπτώσεις εμφάνισης σφάλματος και να υποδεικνύουν την κατεύθυνση του σφάλματος αν δηλαδή το σφάλμα εκδηλώθηκε «ανάντι» ή «κατάντι» του σημείου που είναι εγκατεστημένα ο προσδιορισμός του σφάλματος γίνεται με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια.

6.5.3. Εγκατάσταση RTU με τη βοήθεια λογισμικού

Τα τελευταία χρόνια, οι εταιρείες διαχείρισης δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αναζητούν τη βοήθεια λογισμικών ανάλυσης ροής φορτίου που βοηθά στην εξεύρεση της βέλτιστης θέσης του σημείου τομής μεταξύ δύο γραμμών MT που διασυνδέονται σε βρόχο, λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες του δικτύου, σύμφωνα με τα προεκτεθέντα στο Κεφ.4 και στις παρ. 4.3, παρ. 4.4.

Οι απώλειες των αγωγών των δικτύων αναλυτικότερα ονομάζονται Απώλειες Joule, που οφείλονται στην ωμική αντίσταση των αγωγών. Ο περιορισμός των απωλειών αποτελεί πλέον βασικό στόχο για τις ηλεκτρικές εταιρείες, γιατί η εξοικονόμηση ισχύος και ενέργειας απ' αυτή την αιτία ισοδυναμεί με εξοικονόμηση αξιόλογων ενεργειακών πόρων (καυσίμων και ανθρωποωρών), αλλά και μείωση της επιβάρυνσης του περιβάλλοντος.

Για το λόγο αυτό υπολογίζονται ολοένα και πιο συστηματικά οι απώλειες στις γραμμές και στον υπόλοιπο εξοπλισμό των δικτύων, ώστε ανάλογα με το κόστος να είναι δυνατή η σύγκριση δύο ή περισσότερων τεχνικών λύσεων.

6.5.3.1. Υπολογισμός απωλειών ισχύος

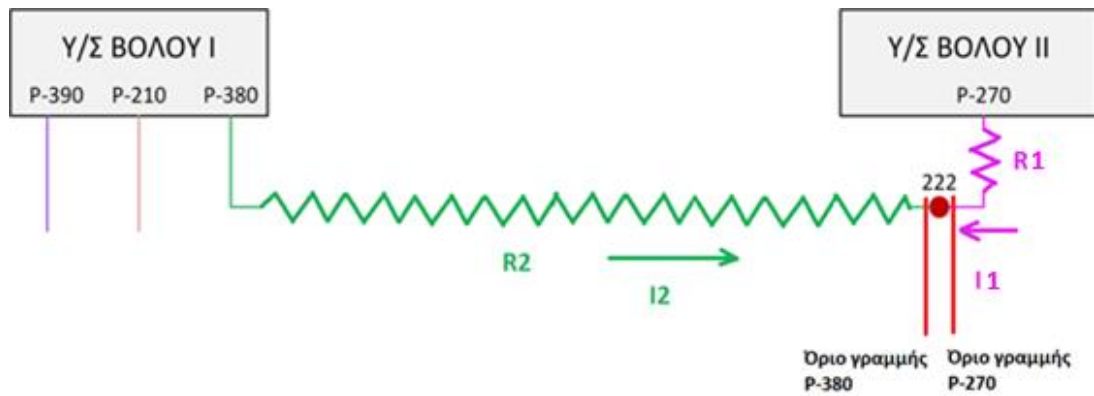
Στην παρούσα ενότητα θα διευκρινιστεί η σημασία της ισοκατανομής των γραμμών σε σχέση με τις απώλειες ισχύος και επομένως η σκοπιμότητα της μελέτης για την επιλογή της βέλτιστης θέσης «τομής» γραμμών MT σε βροχοειδές σύστημα και επομένως της εγκατάστασης αυτοματισμού (RTU) σε αυτό το σημείο, που αποτελεί ένα από τα κριτήρια εγκατάστασης.

Αν από τμήμα γραμμής τριφασικού δικτύου ωμικής αντίστασης R (Ω) διέρχεται ρεύμα έντασης I (A) έχουμε συνολικές απώλειες ενεργής ισχύος, με βάση το νόμο του Joule [10]:

$$P = I^2 \cdot R \text{ σε (kW)}$$

Οι απώλειες ισχύος είναι ανάλογες του φορτίου της γραμμής και γι' αυτό το λόγο τα λογισμικά δοκιμάζουν πολλά σενάρια φόρτισης των γραμμών για να επιλεγεί η βέλτιστη θέση με τις μικρότερες απώλειες.

Έστω από τη γραμμή P-270 (Σχήμα 6.15) έχουμε μικρό μήκος μέχρι το τέρμα της και αντίσταση R_1 . Η γραμμή P-380 έχει μεγάλο μήκος το οποίο θεωρούμε δεκαπλάσιο άρα και μεγάλη αντίσταση $R_2 = 10 R_1$.



Σχήμα 6.15. Βρόχος δύο διαφορετικών γραμμών MT

Θεωρώντας ίδια ειδική αντίσταση λόγω ίδιου υλικού (καλώδιο 3Χ240+25 XLPE με ειδική αντίσταση 6,96 Ω/μ ανά φάση) και ομοιόμορφη κατανομή φορτίων κατά μήκος των γραμμών, τα δεδομένα που προκύπτουν είναι τα εξής:

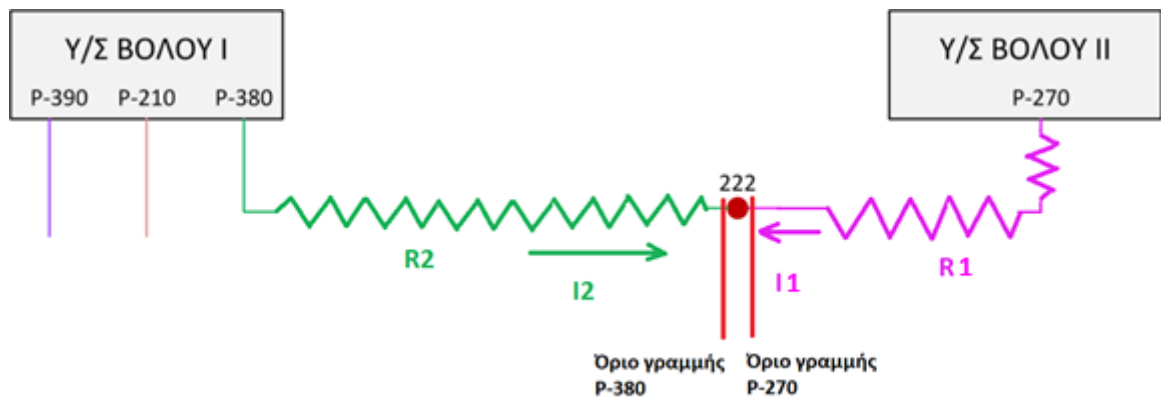
Εντάσεις Ρεύματος: $P-270 = I_1$ και $P-380 = I_2 = 10 \cdot I_1$

Συνολικές Απώλειες Πραγματικής Ισχύος για την κάθε γραμμή:

- $P-270 : P_1 = I_1^2 \cdot R_1$
- $P-380 : P_2 = I_2^2 \cdot R_2 = 100 I_1^2 \cdot 10 R_1 = 1000 I_1^2 \cdot R_1$

Συνολικές απώλειες και για τις δύο γραμμές P-270 και P-280: $1001 I_1^2 \cdot R_1$

Αν η τομή μετατεθεί περίπου στη μέση θα προκύπτει αντίστοιχα το Σχήμα 6.16.



Σχήμα 6.16. Βρόχος δύο διαφορετικών γραμμών MT (η τομή των δύο γραμμών περίπου στη μέση)

Συνολικές Απώλειες Πραγματικής Ισχύος για την κάθε γραμμή:

- $P-270 I = 5 \cdot I_1, R = 5 \cdot R_1$
- $P-380 I = 6 \cdot I_1, R = 6 \cdot R_1$

Συνολικές απώλειες και για τις δύο γραμμές P-270 και P-280: $25 I_1^2 \cdot 5 R_1 + 36 I_1^2 \cdot 6 R_1 = 341 I_1^2$.
 $R_1 < 1001 I_1^2 \cdot R_1$

Άρα, συμπεραίνουμε πως μειώνονται οι συνολικές απώλειες με την επιλογή βέλτιστου σημείου τομής αν έχουμε στη διάθεσή μας τα δεδομένα ροής φορτίου.

6.5.3.2. Εφαρμογή στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας ο Διαχειριστής Δικτύου μέχρι σήμερα χρησιμοποιεί το λογισμικό PSS/ADEPT (Power System Simulator for Advanced Distribution Engineering Productivity Tool) της Siemens Power Transmission & Distribution. Το PSS/ADEPT θεωρείται ένα ολοκληρωμένο πρόγραμμα προσομοίωσης, ανάλυσης και βελτιστοποίησης συστημάτων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Χρησιμοποιείται από πολλούς διαχειριστές ηλεκτρικής ενέργειας.

Ωστόσο ήδη σήμερα ο ΔΕΔΔΗΕ έχει προμηθευτεί και είναι σε διαδικασία παραλαβής προκειμένου να εφαρμοστεί νέο λογισμικό με τα πρόσθετα αναμενόμενα οφέλη να αφορούν:

- στην επιλογή των πλέον αναγκαίων και ωφέλιμων επενδυτικών έργων, προκειμένου να επιτυγχάνεται η βέλτιστη αξιοποίηση και εξοικονόμηση των διαθέσιμων πόρων
- στον καλύτερο προγραμματισμό και στη συνεπή υλοποίηση των έργων, με προφανή οικονομικά και λειτουργικά οφέλη
- στον καλύτερο προγραμματισμό των αναγκαίων προμηθειών υλικών
- στην ολοκληρωμένη τεκμηρίωση των προωθούμενων έργων, ώστε να καλύπτονται πλήρως οι σχετικές απαιτήσεις των εμπλεκόμενων φορέων (ΡΑΕ, ΔΕΗ, Τράπεζες κλπ)
- στην εκπόνηση του γενικότερου σχεδιασμού του Συστήματος Διανομής σε όλα τα επίπεδα και στη βέλτιστη καθοδήγηση των υπηρεσιών για τις ακολουθούμενες στρατηγικές ανάπτυξης του Δικτύου
- στην πιο εύκολη και συνεκτική αξιολόγηση και προώθηση των έργων από τις υπηρεσίες, με βάση ενιαίες διαδικασίες και κριτήρια καθώς και με τη χρήση σύγχρονων εργαλείων μελέτης και αξιολόγησης
- στη βελτίωση της ποιότητας και πληρότητας των στοιχείων που χρειάζονται, στα πλαίσια της αξιολόγησης και του προγραμματισμού των έργων
- στη συντεταγμένη αντιμετώπιση των νέων δεδομένων στα Δίκτυα και την αγορά ηλεκτρισμού, λόγω της ραγδαίας τεχνολογικής εξέλιξης και της ευρείας ανάπτυξης της διεσπαρμένης παραγωγής.

Ωστόσο αυτή τη στιγμή δεν συλλέγει όλα τα δεδομένα των γραμμών για τη δημιουργία των απαραίτητων σεναρίων που απαιτούνται για την εξέταση και οι άδειες χρήσης των προγραμμάτων είναι κλειστές. Γι' αυτούς τους λόγους η διερεύνηση της παρούσας εργασίας θα περιοριστεί στη μελέτη των γραμμών με τις υφιστάμενες τομές (τερματισμούς και διασυνδέσεις μεταξύ τους).

Βέβαια για να επιτευχθεί το συγκεκριμένο εγχείρημα είναι απαραίτητο η εγκατάσταση μικρού αριθμού τηλε-επιτηρούμενων στοιχείων, αντικείμενο που πραγματεύεται η παρούσα εργασία. Στόχος είναι να δημιουργηθεί η απαιτούμενη βάση δεδομένων από πλευράς στοιχείων ενέργειας σε κάποια σημεία του δικτύου, ώστε να είναι δυνατή η προσέγγιση των βέλτιστων συνθηκών με τη βοήθεια των λογισμικών και με τη χρήση αξιόπιστων πρωτογενών στοιχείων.

6.6. Εγκατάσταση RTU σε γραμμές δικτύου MT του Βόλου

Σε αυτή την ενότητα θα γίνει εφαρμογή των μεθόδων εντοπισμού σφάλματος τόσο με την εμπειρική μέθοδο, χωρίς την εφαρμογή αυτοματισμού (εγκατάσταση RTU) όσο και με τη βοήθεια των RTU που θα εγκατασταθούν στις επιλεγμένες γραμμές MT, με βάση τα κριτήρια που αναφέρθηκαν στην ενότητα 6.5.2.1.

Στην τελευταία υποενότητα θα εξεταστούν τα αποτελέσματα της πρόσθετης εγκατάστασης, παράλληλα με τις RTU, των Ενδεικτικών Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ) οπότε θα υπάρχει η πρόσθετη δυνατότητα της ένδειξης διέλευσης σφάλματος από το σημείο του δικτύου που είναι εγκατεστημένο ένα ΕΔΣ και μάλιστα απομακρυσμένα μέσω επικοινωνίας που επιτυγχάνεται με τους τρόπους που αναφέρονται στις παρ. 3.1.2, 3.1.9, 3.2.8. προς το Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής (ΚΕΔΔ).

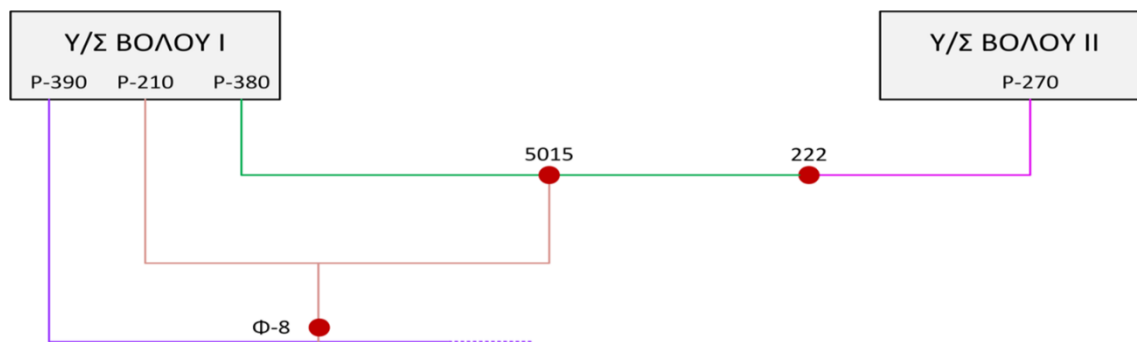
Στην περίπτωση αυτή, με τα κριτήρια που περιγράφονται παραπάνω, θα εγκατασταθούν RTU στα σημεία τομής των γραμμών και στα υπόλοιπα σενάρια μία RTU ανά γραμμή, δύο, τρεις και τέσσερις RTU με πρόσθετο εξοπλισμό ΕΔΣ.

6.6.1. Σενάριο 1^ο : Εγκατάσταση RTU στα σημεία διασύνδεσης των γραμμών

Σε αυτό το σενάριο θα εγκατασταθούν RTU στα σημεία που η μία γραμμή MT συναντά μία άλλη γραμμή (σημεία διασύνδεσης ή σημεία τομής των γραμμών) και δημιουργούν ένα βρόχο. Αυτό εξυπηρετεί στην περίπτωση που απαιτείται να γίνει μεταγωγή φορτίων από τη μία γραμμή στην άλλη. Η μεταγωγή γίνεται χωρίς επιτόπιο χειρισμό στο διακόπτη φορτίου του συγκεκριμένου Υ/Σ, μέσω τηλεχειρισμού άμεσα από το Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής.

Από το Σχήμα 6.17. προκύπτει ότι θα εγκατασταθούν RTU τηλεχειρισμού στα εξής σημεία:

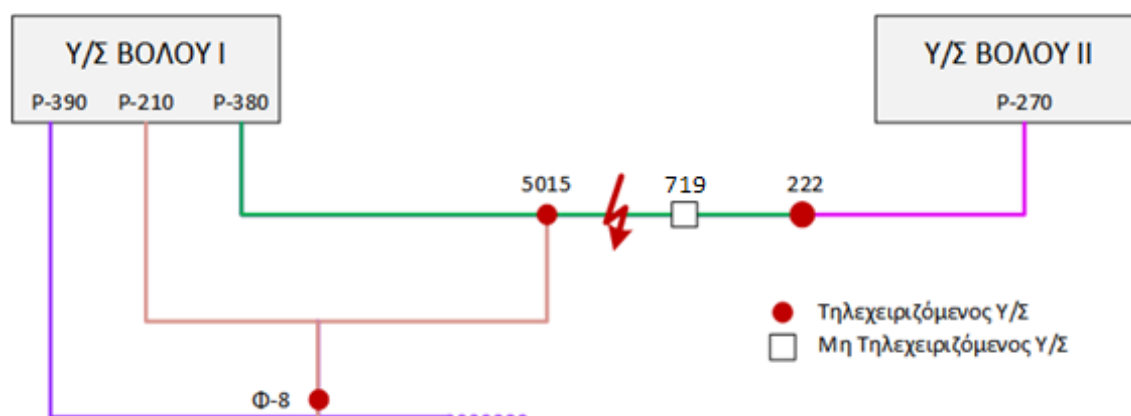
- Στον Υ/Σ 222, που αποτελεί σημείο τομής των γραμμών P-270 B-II & P-380 B-I.
- Στον Υ/Σ 5015, σημείο τομής των γραμμών P-380 B-I & P-210 B-II.
- Εγκατάσταση εναέριου τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου στον Υ/Σ στη θέση που τώρα είναι ο εναέριος διακόπτης φορτίου «Φ-8», σημείο τομής των γραμμών P-210 B-I & P-390 B-I. (Σημ. σε σημεία που τοποθετείται RTU επί στύλου σε εναέριο δίκτυο αυτή συνεργάζεται και εγκαθίσταται μαζί με εναέριο τηλεχειριζόμενο διακόπτη φορτίου – Παράρτημα).



Σχήμα 6.17. Εγκατάσταση RTU στα σημεία τομής των γραμμών

Με αυτό τον τρόπο θα γίνεται μεταγωγή φορτίων μέσω τηλεχειρισμού από τη μία γραμμή που θα παρουσιάζεται σφάλμα, με αποτέλεσμα τη μείωση του χρόνου ηλεκτροδότησης, αλλά και την μείωση της απολεσθείσας ενέργειας εφόσον σε μεγάλο αριθμό καταναλωτών ο χρόνος διακοπής μειώνεται αρκετά με τη βοήθεια των τηλε-ελεγχόμενων στοιχείων.

ι. Αρχικά θα εξετάσουμε παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 B-I, σε τμήμα δικτύου μεταξύ του Υ/Σ 5015 και του Υ/Σ 719 (δεν διαθέτει τηλε-έλεγχο). Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.18.



Σχήμα 6.18. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 B-I

Εφόσον τα σφάλμα είναι μόνιμο, είτε γης, είτε φάσεων, θα λειτουργήσουν οι ηλεκτρονόμοι προστασίας του Διακόπτη Ισχύος (Δ/Ι) της γραμμής P 380 B II και τελικά ο Δ/Ι θα ανοίξει. Αυτό καταγράφεται σαν συναγερός στο ΚΕΔΔ.

Η πρώτη δοκιμή για τον εντοπισμό του σφάλματος γίνεται στον Υ/Σ της τομής των γραμμών 5015 προς Υ/Σ 719, που παράλληλα χωρίζει και τη γραμμή P-380 B-I στην οποία συνέβη το σφάλμα. Επομένως ανοίγει με εντολή μέσω τηλεχειρισμού ο Διακόπτης Φορτίου (Δ/Φ) του Υ/Σ 5015 και η γραμμή «χωρίζεται» σε δύο τμήματα.

Αμέσως μετά δίνεται μέσω τηλεχειρισμού εντολή να κλείσει ο Δ/Ι ο οποίος και κλείνει κανονικά δεδομένου ότι στο συγκεκριμένο τμήμα της γραμμής δεν υπάρχει σφάλμα. Άμεσα δίνεται εντολή σε συνεργείο να μεταβεί στον Υ/Σ 719.

Το συνεργείο λαμβάνει την εντολή με τη γραμμή εκτός τάσης να ανοίξει το Δ/Φ του Υ/Σ 719 προς τον Υ/Σ 222 και να απομακρυνθεί προκειμένου να γίνει δοκιμή διέλευσης σφάλματος μέχρι αυτόν τον Υ/Σ 719. Αυτό γίνεται απευθείας μέσω τηλεχειρισμού κλείνοντας το Δ/Φ του Υ/Σ 5015.

Σύμφωνα με το σενάριο, το σφάλμα είναι στο συγκεκριμένο τμήμα της γραμμής οπότε και ο Δ/Ι της γραμμής P-380, μετά από τη λειτουργία των ηλεκτρονόμων θα ανοίξει.

Επομένως με το Δ/Ι ανοιχτό, μέσω τηλεχειρισμού ανοίγει ο Δ/Φ στον Υ/Σ 5015 και με επιτόπιο χειρισμό από το συνεργείο ο Δ/Φ στον Υ/Σ 719 και απομονώνεται το τμήμα της γραμμής που έχει παρουσιαστεί το σφάλμα.

Αμέσως μετά με εντολή μέσω τηλεχειρισμού κλείνει ο τηλεχειριζόμενος Δ/Φ στον Υ/Σ 222 και οι καταναλωτές αυτού του τμήματος της γραμμής ηλεκτροδοτούνται.

Το συνεργείο λαμβάνει εντολή να μεταβεί σε επόμενο Υ/Σ για νέο δοκιμαστικό χειρισμό μέχρι να εντοπιστεί το τμήμα του καλωδίου που έχει βλάβη μεταξύ δύο Υ/Σ.

Στον Πίνακα 6.7. περιγράφονται με τη σειρά οι χειρισμοί που έγιναν μέχρι το σημείο αυτό, οι χρόνοι που απαιτήθηκαν, η ισχύς που κάθε φορά παραμένει σε διακοπή, καθώς και η ισχύς των διακοπέντων εγκατεστημένων φορτίων.

Πίνακας 6.7. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 Β-Ι – Σενάριο 1

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού σε λεπτά (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού σε λεπτά (επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	29.270
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015 προς Υ/Σ 719	Ναι	0,5 λ ⁱⁱ	15 λ	29.270
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	15.500
4	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 719 προς Υ/Σ 222	Όχι	-	15 λ	15.500
5	Κλείσιμο Δ/Φ Υ/Σ 5015 - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	10 λ	29.270
6	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	Ναι	-	-	29.270
7	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015 προς Υ/Σ 719	Ναι	0,5 λ	2 λ	29.270
8	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 719 προς Υ/Σ 5015	Όχι	-	2 λ	29.270
9	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	15.500
10	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	6.500

Από τα παραπάνω δεδομένα του πίνακα προκύπτει ότι έχουμε χρόνο αποκατάστασης σε αυτή την περίπτωση 20 λεπτά συντομότερα μέχρι το σημείο την αποκατάστασης για τη συγκεκριμένη γραμμή.

Επιπλέον παρατηρούμε ότι περισσότερα από τα μισά εγκατεστημένα φορτία της γραμμής επαναηλεκτροδοούνται μετά τον πρώτο τηλεχειρισμό (με εξαίρεση τις μικροδιακοπές που υφίστανται από τη διαδικασία δοκιμών για τον εντοπισμό του σφάλματος).

ⁱⁱΌπου εμφανίζεται η συντομογραφία λ αναφέρεται στα πρώτα λεπτά της ώρας

Έχοντας υπόψη ότι το μεσοσταθμικό κόστος εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο είναι 82 €/ MWh και αν θεωρήσουμε ένα μέσο συντελεστή ετεροχρονισμού 0,4 για τα $29.270 - 6.500 = 22.770$ KVA δηλαδή το 89 % της ισχύος των Υ/Σ που ηλεκτροδοτήθηκαν 20 λ (όπου λ τα λεπτά) (1/3 h) νωρίτερα απ' ότι με επιτόπιους χειρισμούς θα έχουμε εξοικονόμηση:

Αν οι Υ/Σ είναι φορτισμένοι (μέση τιμή αιχμής – ελαχίστων) στο 60 % θα έχουμε:

$$22.770 * 0,6 * 82 * (1/3) * 10^{-3} = 373,43 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα $\times 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega^{\text{iii}}$ (Ανθρωπόωρες) και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

$$\text{Άρα: } 373,43 + 57,46 = 430,89 \text{ €}$$

Πρέπει να ληφθεί υπόψη ακόμη και το πρόσθετο κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος για την ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Value of Lost Load - VoLL MT - Αξία που δίνεται από τους πελάτες σε μη παρεχόμενη ενέργεια και αφορά τους προμηθευτές ενέργειας) που σκοπός είναι να μειωθεί.

Βέβαια το μεγάλο όφελος είναι η σημαντική μείωση του SAIDI και η εξυπηρέτηση των καταναλωτών που επηρεάζονται λιγότερο από τη διακοπή ηλεκτροδότησης λόγω βλάβης του δικτύου.

Σε ό,τι αφορά το κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας (το κόστος που προκαλείται στην Εθνική οικονομία [€/kWh] για κάθε kWh που ζητά η κατανάλωση και δεν είναι δυνατό να διατεθεί από το Δίκτυο) αν αυτό θεωρηθεί ότι είναι 1 €/KWh θα έχουμε:

$$22.770 \text{ KVA} * (1/3) \Omega = 7590 \text{ kWh}$$

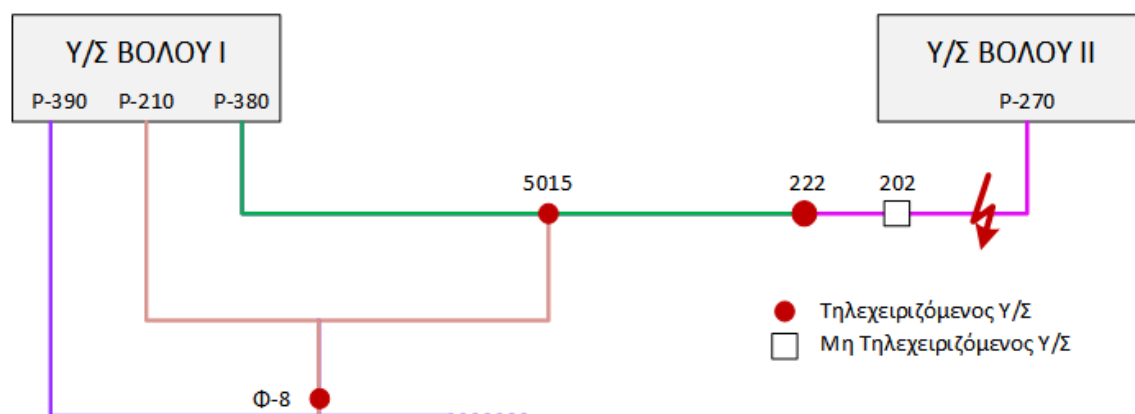
Και επομένως: $7590 \text{ kWh} * 1 \text{ €/KWh} = 7590 \text{ €}$, ποσό μεγαλύτερο από το κόστος της RTU.

Αντίστοιχες περιπτώσεις εμφάνισης σφαλμάτων μπορούν να παρατεθούν και για τις υπόλοιπες γραμμές που εξετάζονται στη εργασία:

ii. Έπειτα, θα εξετάσουμε παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή P-270 Β II, σε τμήμα δικτύου μεταξύ του Υ/Σ Βολου Ι και του Υ/Σ ΒΟΛΟΥ ΙΙ. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.19, προκύπτουν τα παρακάτω:

ⁱⁱⁱ Όπου εμφανίζεται η συντομογραφία ΑΩ αναφέρεται στις Ανθρωπόωρες

Σε αυτή την περίπτωση εξετάζεται ένα σφάλμα στο υπόγειο καλώδιο μεταξύ του Διακόπτη Ισχύος (Δ/Ι) της γραμμής και του πρώτου Υ/Σ 202



Σχήμα 6.19. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 270 Β-II

Σε αυτή την περίπτωση οι χειρισμοί αποκατάστασης με την ίδια πρακτική αποτυπώνονται στον Πίνακα 6.8.

Πίνακας 6.8. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 270 Β-II – Σενάριο 1

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 202 προς Δ/Ι P-270	Όχι	-	20 λ	13.980
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	13.980
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	6.500

Διαπιστώνουμε ότι έχουμε αποκατάσταση ηλεκτροδότησης σε μεγάλο τμήμα γραμμής (7.480 από τα 13.980 ΚVA) κατά 15 λεπτά νωρίτερα και επομένως:

Κάνοντας την ίδια παραδοχή ότι οι Υ/Σ είναι φορτισμένοι (μέση τιμή αιχμής – ελαχίστων) στο 60 % θα έχουμε:

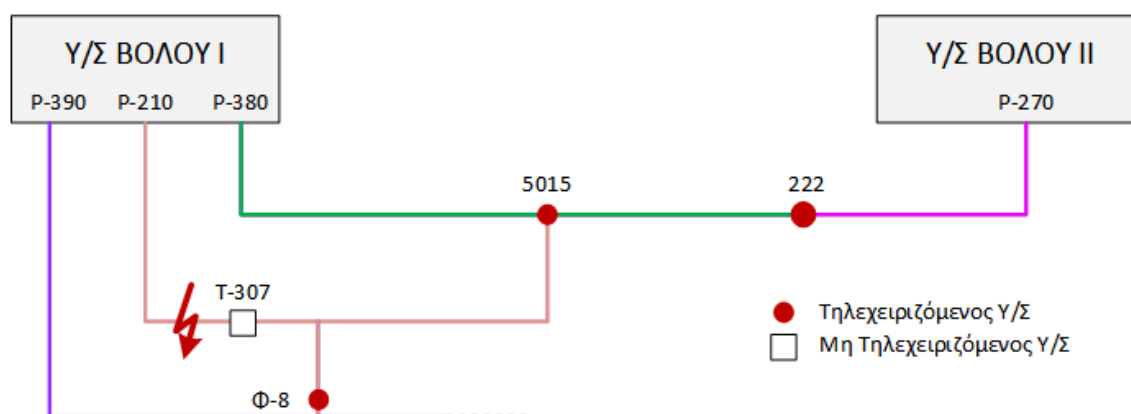
$7.480 * 0,6 * 82 * (1/4) * 10^{-3} = 92$ € εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο.

Η πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί είναι ίση με $2 \text{ άτομα} * 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46$ €. Πρέπει και εδώ να ληφθεί υπόψη ακόμη το πρόσθετο κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος για την ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Άρα: $92 + 57,46 = 149,46$ €

Και αντίστοιχα: $7.480 \text{ KVA} * (1/4) \Omega = 1870 \text{ KWh} \Rightarrow 1870$ € εξοικονόμηση στο κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας

- iii. Στην περίπτωση που εμφανιστεί σφάλμα στη γραμμή P-210 Β Ι, όπως όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.20, θα γίνουν οι χειρισμοί του Πίνακα 6.9. για την αποκατάσταση:



Σχήμα 6.20. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 210 Β-Ι

Πίνακας 6.9. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 210 Β-Ι – Σενάριο 1

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Αποζεύκτη T-307 προς P-210	Όχι	-	20 λ	16.520
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	16.520

4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
5	Κλείσιμο Φ-8 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	20 λ	7.500

Επομένως ομοίως έχουμε:

$$9.020 * 0,6 * 82 * (1/3) * 10^{-3} = 147,93 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα $\times 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

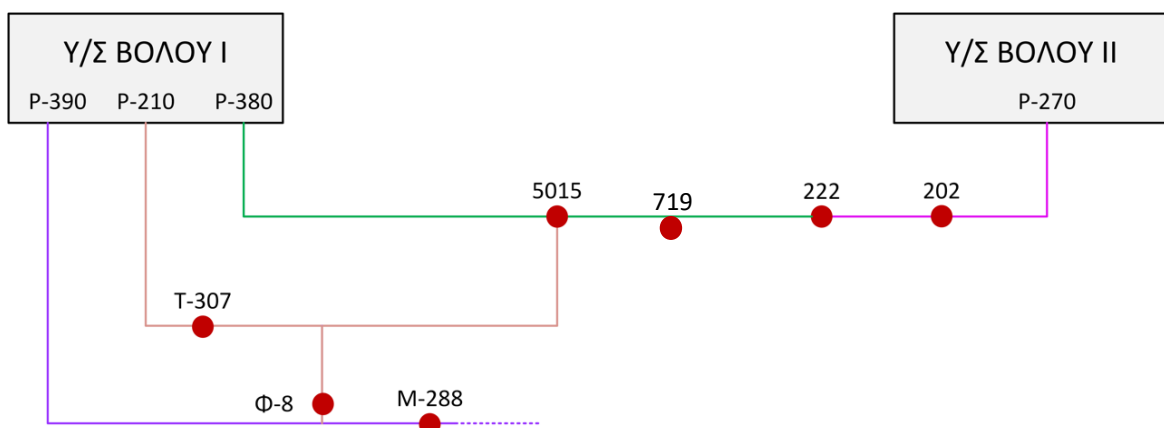
$$\text{Άρα: } 147,93 + 57,46 = 205,39 \text{ €}$$

Και έχοντας υπόψη την παραδοχή της παρ. 5.2. για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας 1 €/Ω:

$$9.020 \text{ KVA} * (1/3) \Omega = 3.006,67 \text{ kWh} \Rightarrow 3.006,67 \text{ € εξοικονόμηση}$$

6.6.2. Σενάριο 2^ο : Εγκατάσταση RTU και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα της κάθε γραμμής επιπρόσθετα αυτών του 1^{ου} σεναρίου:

Το σενάριο που εξετάζεται αφορά τον εντοπισμού σφάλματος στις ίδιες γραμμές με την προσθήκη RTU και σε ενδιάμεσα τμήματα (μία σε κάθε γραμμή). Οι θέσεις αυτών των RTU επιλέγονται με τα κριτήρια της παρ. 6.1. Με βάση το Σχήμα 6.21, προκύπτουν τα παρακάτω:

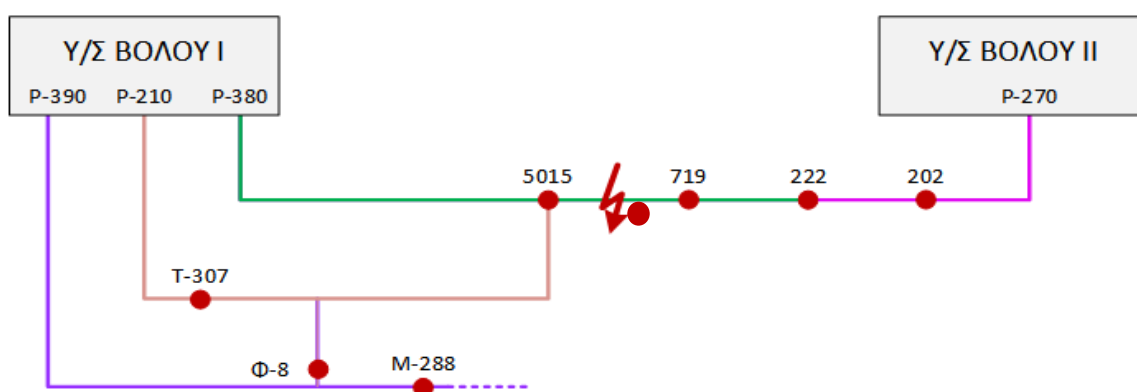


Σχήμα 6.21. Εγκατάσταση RTU σε ένα ενδιάμεσο τμήμα της κάθε γραμμής και στα σημεία τομής των γραμμών.

- Στη γραμμή P-270 B-II στον Υ/Σ 202
- Στη γραμμή P-380 B-I στον Υ/Σ 719
- Στη γραμμή P-210 B-II στη θέση του αποζεύκτη T-307
- Στη γραμμή 390 B-I στη θέση του αποζεύκτη M-288

Στην περίπτωση αυτή υπάρχει η δυνατότητα η πρώτη δοκιμή για τον εντοπισμό του σφάλματος να γίνει με τηλεχειρισμό. Συνεπώς αν παρουσιαστούν τα σφάλματα που αναλύθηκαν στην ενότητα 6.5.2.1 (ii) οι απαιτούμενοι χειρισμοί θα είναι οι εξής:

i. Θεωρώντας σφάλμα στη γραμμή 380 B-I σε τμήμα δικτύου μεταξύ του Υ/Σ 5015 και του Υ/Σ 719 που σε αυτή την περίπτωση διαθέτει τηλεχειρισμό (Σχήμα 6.22) τα αποτελέσματα και η σειρά των χειρισμών και οι χρόνοι φαίνονται στον Πίνακα 6.10:



Σχήμα 6.22. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 B-I

Πίνακας 6.10. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 B-I – Σενάριο 2

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	29.270
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	15 λ	29.270
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	15.500
4	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 719 προς Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	15.500

5	Κλείσιμο Δ/Φ Υ/Σ 5015 - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	10 λ	29.270
6	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	Ναι	-	-	29.270
7	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015 προς Υ/Σ 719	Ναι	0,5 λ	2 λ	29.270
8	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	15.500
9	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	6.500

Σε αυτή την περίπτωση είναι προφανής η αποτελεσματικότητα των τηλεχειρισμών, δεδομένου ότι το σημαντικά μεγαλύτερο μέρος των φορτίων της γραμμής (22.770 KVA από τα 29.270 KVA) θα επανηλεκτροδοτηθούν μέσω τηλεχειρισμών σε χρόνο 3,5 λ.

Αντίστοιχα θα έχουμε εξοικονόμηση χρόνου 45λ και άρα:

$$22.770 * 0,6 * 82 * (3/4) * 10^{-3} = 840,21 \text{ € για το πρώτο τμήμα της γραμμής}$$

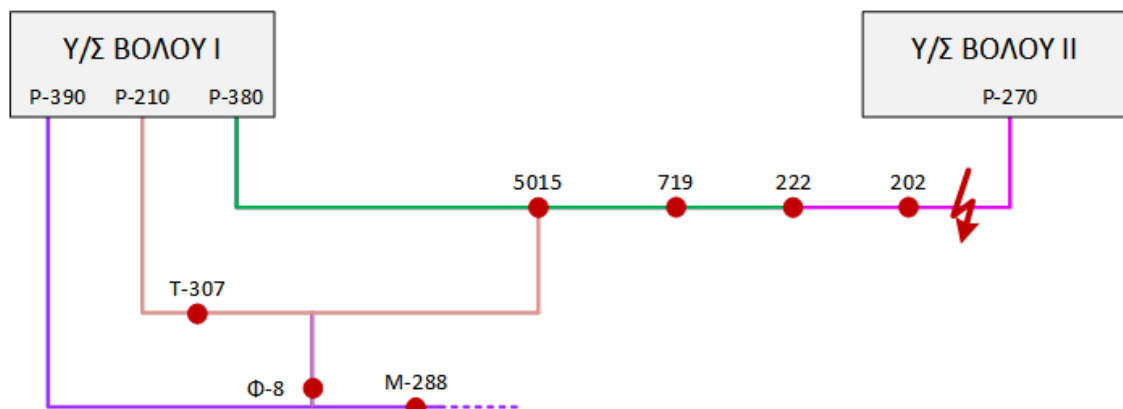
και με τον ίδιο τρόπο πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί $2 \text{ άτομα} \times 1\Omega = 2 \text{ Α}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

$$\text{Άρα: } 840,21 + 57,46 = 897,67 \text{ €}$$

Το κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας έχοντας υπόψη την παραδοχή της παρ. 5.2. για 1 €/Ω:

$$22.770 \text{ KVA} * (3/4) \Omega = 17.077,5 \text{ KWh} \Rightarrow 17.077,5 \text{ € εξοικονόμηση}$$

ii. Ομοίως, για εκδήλωση σφάλματος στη γραμμή P-270 B II, έχουμε το Σχήμα 6.23:



Σχήμα 6.23. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 270 B-II

Οι χειρισμοί αποκατάστασης με την ίδια πρακτική αποτυπώνονται στον Πίνακα 6.11

Πίνακας 6.11. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 270 Β-II – Σενάριο 2

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 202	Ναι	0,5 λ	20 λ	13.980
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	13.980
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	6.500

Διαπιστώνουμε ότι έχουμε αποκατάσταση ηλεκτροδότησης σε μεγάλο τμήμα γραμμής (7.480 από τα 13980 ΚVA) κατά 35 λεπτά από την περίπτωση της ίδιας γραμμής χωρίς τηλεχειριζόμενους διακόπτες φορτίου και κατά 20 λεπτά νωρίτερα σε σχέση με το σενάριο της παρ. 5.4.1.

Υπολογίζουμε το όφελος, κάνοντας την ίδια παραδοχή, ότι δηλαδή οι Υ/Σ είναι φορτισμένοι (μέση τιμή αιχμής – ελαχίστων) στο 60 %. Επομένως έχουμε:

$$7.480 \times 0,6 \times 82 \times (7/12) \times 10^{-3} = 214,67 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα $\times 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2 \times 24,53) + (1 \times 8,40) = 57,46 \text{ €}$.

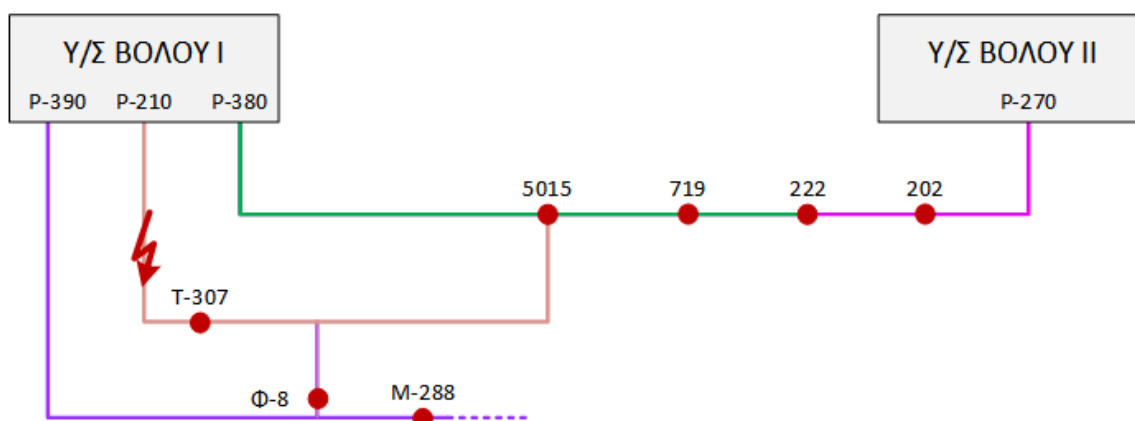
$$\text{Άρα: } 214,67 + 57,46 = 272,13 \text{ €}$$

Με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4 για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας 1 €/Ω:

$$7.480 \text{ ΚVA} \times (7/12) \Omega = 4.363,33 \text{ KWh} \Rightarrow 4.363,33 \text{ € εξοικονόμηση}$$

iii. Το ίδιο σενάριο, δύο εγκατεστημένες RTU, θα εφαρμόσουμε για περίπτωση σφάλματος στη γραμμή Ρ-210 Β-Ι, όπως φαίνεται Σχήμα 6.24:

Θα γίνουν οι χειρισμοί του Πίνακα 6.12 για την αποκατάσταση με διαφοροποίηση, συγκριτικά με το σενάριο της παρ. 6.6.1. τη δυνατότητα τηλεχειρισμού του διακόπτη T-307:



Σχήμα 6.24. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 210 Β-Ι

Πίνακας 6.12. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 210 Β-Ι – Σενάριο 2

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη T-307	Ναι	0,5 λ	20 λ	16.520
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	16.520
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
5	Κλείσιμο Φ-8	Ναι	0,5 λ	20 λ	9.020

Επομένως ομοίως έχουμε εξοικονόμηση χρόνου 39 λ συνολικά για τα 7.500 ΚVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί με τους χειρισμούς αυτούς:

$$7.500 * 0,6 * 82 * (2/3) * 10^{-3} = 246 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα * 1Ω = 2 ΑΩ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

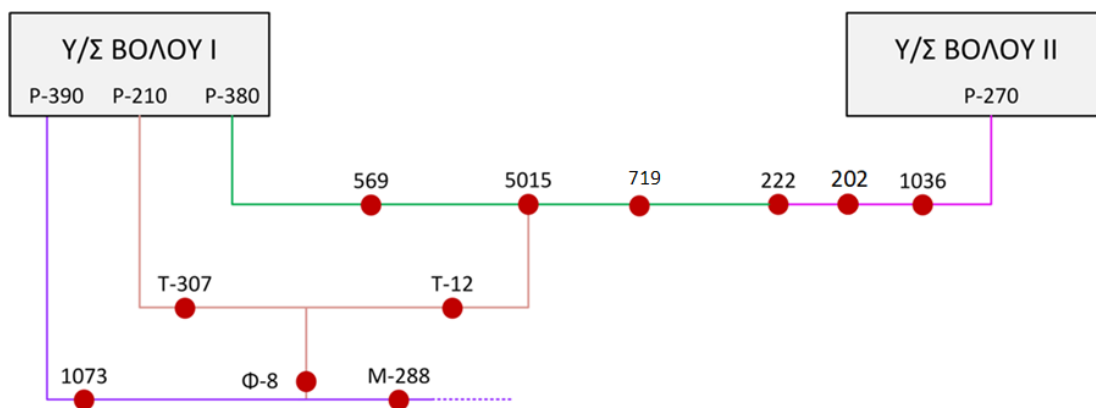
Άρα: $246 + 57,46 = 303,46 \text{ €}$

Έχοντας υπόψη την παραδοχή της παρ. 6.4 για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας $1 \text{ €/}\Omega$: $7.500 \text{ KVA} * (2/3) \Omega = 5.000 \text{ KWh} \Rightarrow 5.000 \text{ €}$ εξοικονόμηση

6.6.3. Σενάριο 3^ο : Εγκατάσταση RTU σε δύο θέσεις ανά γραμμή, επιπρόσθετες αυτών του 1ου σεναρίου στις τομές των γραμμών:

Σε αυτό το σενάριο θα προστεθεί ακόμη μία RTU σε κάθε γραμμή και θα εξεταστεί ο εντοπισμός σφάλματος με δύο RTU ανά γραμμή και εγκατεστημένες RTU στα σημεία τομής των γραμμών.

Με βάση το Σχήμα 6.25, έχουμε τα εξής:



Σχήμα 6.25. Εγκατάσταση RTU σε δύο θέσεις ανά γραμμή και στα σημεία τομής των γραμμών

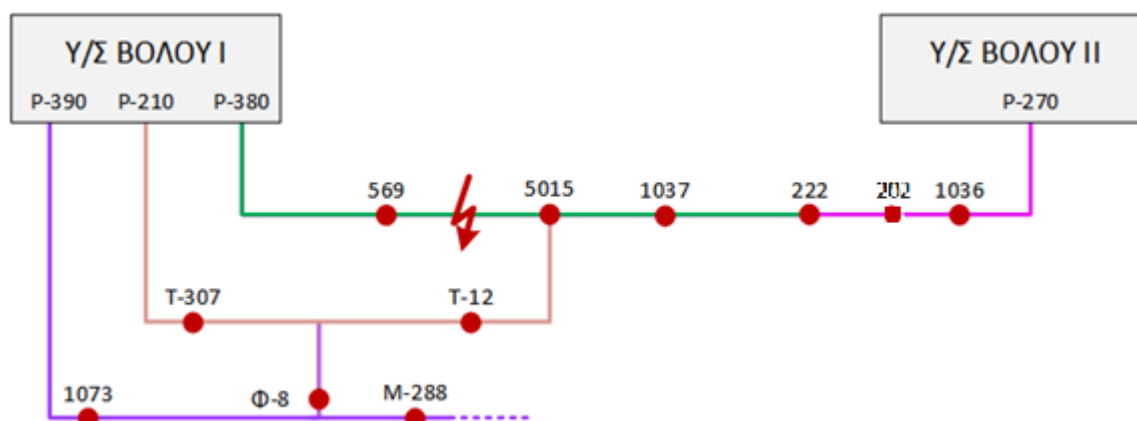
Οι θέσεις που επιλέχθηκαν, με τα ίδια κριτήρια, είναι:

- Στη γραμμή P-270 B-II στον Υ/Σ 1036 (με κριτήριο επιλογής κρισιμότητα – Έδρα Περιφέρειας) και στον Υ/Σ 719
- Στη γραμμή P-380 B-I στον Υ/Σ 569 και στον Υ/Σ 5015
- Στη γραμμή P-210 B-II στη θέση του αποζεύκτη T-307 και στη θέση του αποζεύκτη T-12
- Στη γραμμή 390 B-I στον Υ/Σ 1073 και στη θέση του αποζεύκτη M-288.

Παρακάτω με την ίδια πρακτική παρουσιάζονται σενάρια σφαλμάτων στις γραμμές P-380 B-I, P-270 B-I και P-210 B-I:

i. Για τη γραμμή P-380 B-I:

Στο σχήμα 6.26 θεωρούμε ότι το σφάλμα εμφανίζεται σε μεσαίο τμήμα της γραμμής μεταξύ των Υ/Σ 569 και 5015.



Σχήμα 6.26. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 B-I

Μετά την πτώση του Δ/Ι της γραμμής η πρώτη δοκιμή θα γίνει με χειρισμό ανοίγματος του Δ/Φ που είναι στο μέσο της γραμμής και έχει τη δυνατότητα τηλεχειρισμού του Δ/Φ στον Υ/Σ 5015 και δοκιμή της γραμμής από το Δ/Ι.

Δεδομένου ότι το σφάλμα είναι στο «πρώτο μισό» της γραμμής ο Δ/Ι θα ανοίξει.

Επομένως ο επόμενος χειρισμός θα είναι με ανοιχτό το Δ/Φ στον Υ/Σ 5015 να κλείσει και σ' αυτή την περίπτωση με τηλεχειρισμό, ο Δ/Φ τομής των γραμμών P-380 B-I και P-270 B-II και τα φορτία της γραμμής P-380 B-I μέχρι τον Υ/Σ 5015 να ηλεκτροδοτηθούν άμεσα μέσω τηλεχειρισμού από τη γραμμή P-270 B-II

Σε ότι αφορά το «πρώτο μισό» της γραμμής θα γίνει νέος δοκιμαστικός χειρισμός ανοίγοντας και πάλι μέσω τηλεχειρισμού το Δ/Φ στον Υ/Σ 569 και κλείνοντας το Δ/Ι της γραμμής. Δεδομένου ότι θεωρούμε σφάλμα μετά τον Υ/Σ 569 ο Δ/Ι θα παραμείνει κλειστός και για επιτόπια διερεύνηση του σφάλματος θα μείνει μόνο το τμήμα της γραμμής μεταξύ των Υ/Σ 569 και 5015.

Οι χειρισμοί, οι χρόνοι μέσω τηλεχειρισμού ή με επιτόπια μετάβαση και η ισχύς που σε κάθε φάση παραμένει εκτός τάσης φαίνεται στον Πίνακα 6.13:

Πίνακας 6.13. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 B-I – Σενάριο 3

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των	Χρόνος χειρισμού (με	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
			των		

			εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	επιτόπιες μεταβάσεις)	
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	29.270
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	15 λ	29.270
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	29.270
4	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.770
5	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	10 λ	13.770
6	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	5.500

Από τον παραπάνω πίνακα μπορούν να εξαχθούν τα συμπεράσματα για τη μείωση του χρόνου ηλεκτροδότησης από τη χρήση τηλεχειρισμών:

Έχουμε εξοικονόμηση χρόνου 39 λ συνολικά για τα $29.270 - 5.500 = 23.770$ KVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί με τους χειρισμούς αυτούς, οπότε σύμφωνα με τις παραδοχές της παρ. 5.4.1. για τον ετεροχρονισμό των φορτίων και το κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος:

$$23.770 * 0,6 * 82 * (2/3) * 10^{-3} = 779,66 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα $\times 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

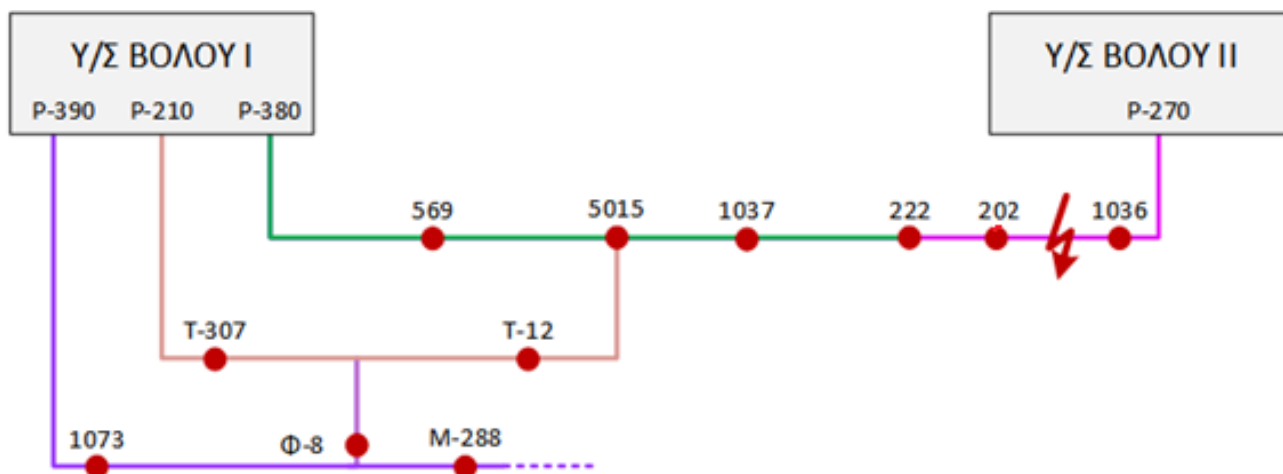
Άρα: συνολικό όφελος 837,12 €

Και υπολογίζουμε με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4 για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας 1 €/Ω:

$$23.770 \text{ KVA} * (2/3) \Omega = 15.846,67 \text{ kWh} \Rightarrow 15.846,67 \text{ € εξοικονόμηση}$$

ii. Αντίστοιχα θα εξεταστεί σφάλμα στη γραμμή P-270 B-II:

Όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.27. θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των Υ/Σ 202 και 1036.



Σχήμα 6.27. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 270 Β-II

Οι χειρισμοί για τον εντοπισμό αποτυπώνονται στον Πίνακα 6.14. :

Πίνακας 6.14. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 270 Β-II – Σενάριο 3

Α/Α	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 202	Ναι	0,5 λ	20 λ	13.980
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	13.980
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.980
6	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 1036	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.980
7	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	2.300

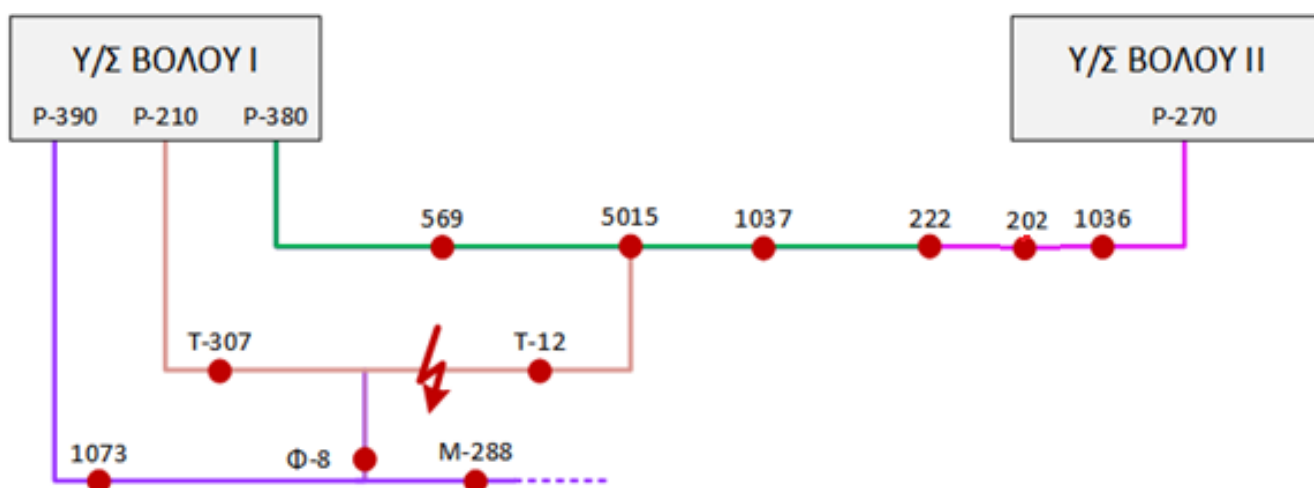
Επομένως με την ίδια μέθοδο υπολογίζουμε τη μείωση του χρόνου ηλεκτροδότησης από τη χρήση τηλεχειρισμών. Έχουμε εξοικονόμηση χρόνου 49 λ συνολικά για τα $13.980 - 2.300 = 11.680$ ΚVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί με τους χειρισμούς αυτούς, οπότε σύμφωνα με τις παραδοχές της παρ. 6.4. για τον ετεροχρονισμό των φορτίων και το κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος: $11.680 * 0,6 * 82 * (5/6) * 10^{-3} = 478,88$ € και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από

την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί $2 \text{ άτομα} * 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

Άρα: $478,88 + 57,46 = 536,34 \text{ €}$. Η εξοικονόμηση του κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4. για $1 \text{ €/}\Omega$ είναι: $11.680 \text{ KVA} * (5/6) \Omega = 9.733,33 \text{ KWh} \Rightarrow 9.733,33 \text{ €}$ εξοικονόμηση

iii. Στη συνέχεια θα εξεταστεί σφάλμα στη γραμμή P-210 B-I:

Όπως αποτυπώνεται στο σχήμα 6.28. θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των διακοπών T-307, T-12 και Φ-8 που όλοι τους σε αυτό το σενάριο έχουν δυνατότητα τηλεχειρισμού.



Σχήμα 6.28. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 210 B-II

Ομοίως οι χειρισμοί που θα απαιτηθούν για τον εντοπισμό του σφάλματος καταγράφονται στον Πίνακα 6.15:

Πίνακας 6.15. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 210 B-I – Σενάριο 3

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα KVA Y/S
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη T-307	Ναι	0,5 λ	20 λ	16.520

3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	7.500
4	Κλείσιμο Τ/Χ Διακόπτη T-307	Ναι	0,5 λ	2 λ	7.500
5	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη T-12	Ναι	0,5 λ	15 λ	7.500
6	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	7.500
7	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη T-307	Ναι	0,5 λ	2 λ	7.500
5	Κλείσιμο Διακόπτη Τομής Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	20 λ	4.500

Οι χρόνοι χειρισμού με επιτόπιες μεταβάσεις που αναφέρονται ισχύουν στην περίπτωση επέμβασης δύο (2) συνεργείων για επίσπευση.

Από τον Πίνακα 6.15 προκύπτει το όφελος από την εξοικονόμηση χρόνου των 57 λ ($\approx 1 \Omega$), λόγω των χειρισμών που πραγματοποιούνται απομακρυσμένα (τηλεχειρισμοί) και επομένως όφελος για τα $16.520 - 7.500 = 9.020$ KVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί μέχρι το χειρισμό 5:

$$12.020 * 0,6 * 82 * (57/60) * 10^{-3} = 561,81 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 4 άτομα $\times 1\Omega = 4 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $2 * [(2 * 24,53) + (1 * 8,40)] = 114,92 \text{ €}$.

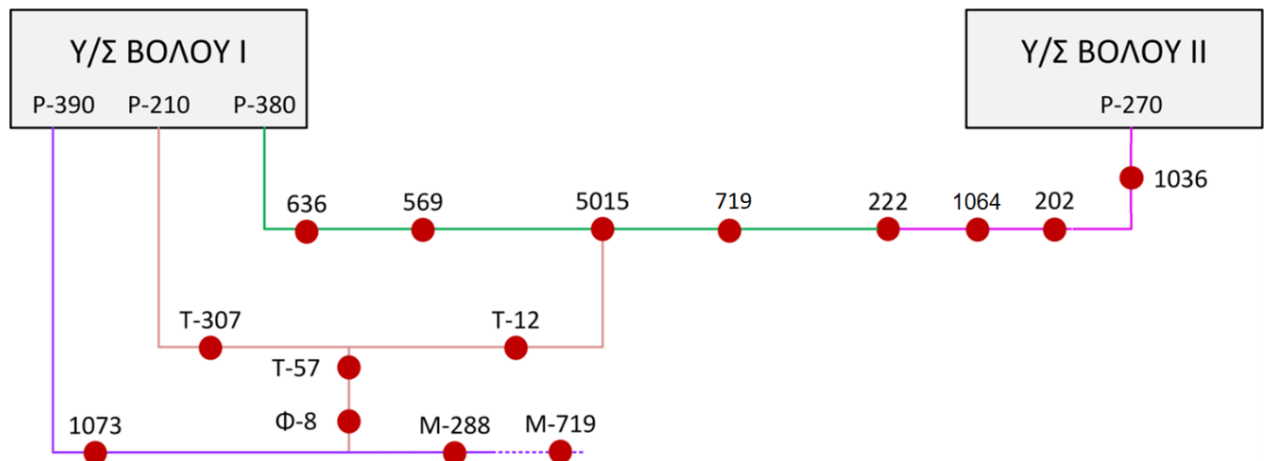
Και συνολικά: 619,27 €

Και έχοντας υπόψη την παραδοχή της παρ. 5.2. για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας 1 €/Ω:

$$12.020 \text{ KVA} * (57/60) \Omega = 11.419 \text{ KWh} \Rightarrow 11.419 \text{ € εξοικονόμηση}$$

6.6.4. Σενάριο 4^ο : Εγκατάσταση RTU σε τρεις θέσεις ανά γραμμή, επιπρόσθετες αυτών του 1ου σεναρίου στις τομές των γραμμών

Σε αυτή την ενότητα θα εξεταστεί ο εντοπισμός σφάλματος στο υπόγειο δίκτυο των ίδιων γραμμών οι οποίες θα είναι εξοπλισμένες με τρεις RTU και επιπρόσθετα θα υπάρχει εγκατεστημένες RTU στις τομές των γραμμών, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.29.



Σχήμα 6.29. Εγκατάσταση RTU σε τρεις θέσεις ανά γραμμή και στα σημεία τομής των γραμμών

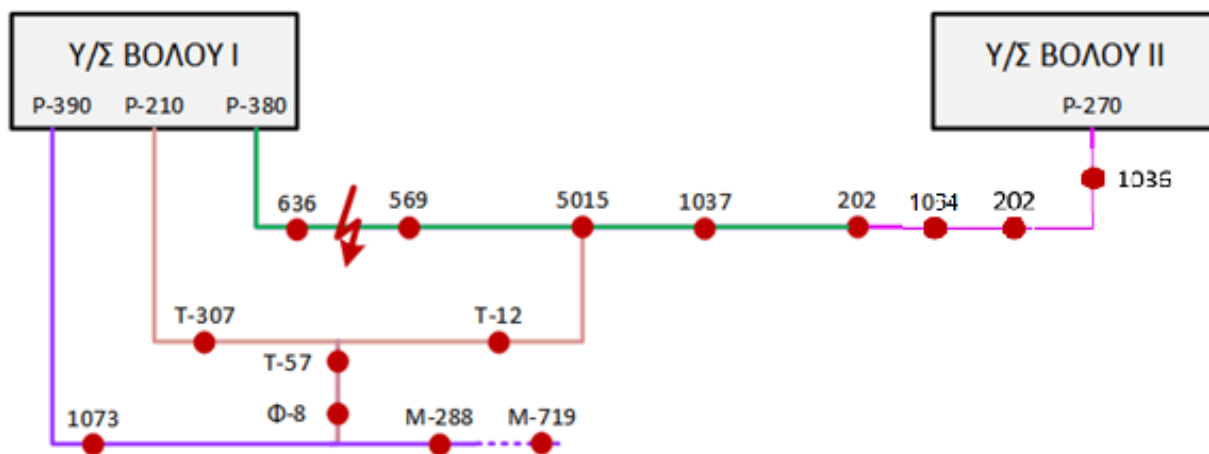
Αντίστοιχα στο 4^ο σενάριο θα επιλεγούν τρεις θέσεις για εγκατάσταση RTU ανά γραμμή, επιπρόσθετες αυτών του 1ου σεναρίου στις τομές των γραμμών:

- Στη γραμμή P-270 B-II στον Υ/Σ 1036 (με το ίδιο κριτήριο του τρίτου σεναρίου), στον Υ/Σ 202 και στον Υ/Σ 1064.
- Στη γραμμή P-380 B-I στον Υ/Σ 636, στον Υ/Σ 569 και στον Υ/Σ 719.
- Στη γραμμή P-210 B-II στη θέση του αποζεύκτη T-307, στη θέση του αποζεύκτη T-57, και στη θέση του αποζεύκτη T-12
- Στη γραμμή 390 B-I στη θέση του Υ/Σ 1073, θέση του αποζεύκτη M-288 και του αποζεύκτη M-719

Όπως και στις παρ, 6.6.1, 6.6.2, 6.6.3 θα εφαρμοστούν σενάρια σφαλμάτων για την κάθε μία γραμμή και θα αποτυπωθούν τα συμπεράσματα.

i. Για σφάλμα στη γραμμή P-380 B-I:

Στο σχήμα 6.30 θεωρούμε ότι το σφάλμα εμφανίζεται σε μεσαίο τμήμα της γραμμής μεταξύ των Υ/Σ 636 και 569.



Σχήμα 6.30. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 Β-Ι

Μετά την πτώση του Δ/Ι της γραμμής η πρώτη δοκιμή θα γίνει με χειρισμό ανοίγματος του Δ/Φ που είναι στο μέσο της γραμμής και έχει τη δυνατότητα τηλεχειρισμού του Δ/Φ στον Υ/Σ 5015 και δοκιμή της γραμμής από το Δ/Ι.

Δεδομένου ότι το σφάλμα είναι στο «πρώτο μισό» της γραμμής ο Δ/Ι θα ανοίξει.

Επομένως ο επόμενος χειρισμός θα είναι με ανοιχτό το Δ/Φ στον Υ/Σ 5015 να κλείσει και σ' αυτή την περίπτωση με τηλεχειρισμό, ο Δ/Φ τομής των γραμμών P-380 Β-Ι και P-270 Β-ΙΙ και τα φορτία της γραμμής P-380 Β-Ι μέχρι τον Υ/Σ 5015 να ηλεκτροδοτηθούν άμεσα μέσω τηλεχειρισμού από τη γραμμή P-270 Β-ΙΙ.

Σε ότι αφορά το «πρώτο μισό» της γραμμής θα γίνει νέος δοκιμαστικός χειρισμός ανοίγοντας και πάλι μέσω τηλεχειρισμού το Δ/Φ στον Υ/Σ 636 και κλείνοντας το Δ/Ι της γραμμής. Δεδομένου ότι θεωρούμε σφάλμα μετά τον Υ/Σ 636 ο Δ/Ι θα παραμείνει κλειστός.

Επομένως το σφάλμα έχει εκδηλωθεί στο τμήμα της γραμμής μεταξύ των Υ/Σ 569 και 5015. Δεδομένου ότι ο Υ/Σ 569 διαθέτει τηλεχειρισμούς θα γίνει νέα δοκιμή ανοίγοντας με τηλεχειρισμό το Δ/Φ του Υ/Σ 569 και κλείνοντας με τηλεχειρισμό το Δ/Φ του Υ/Σ 636 προς τον Υ/Σ 569. Με αυτό τον τρόπο θα τροφοδοτηθεί το σφάλμα και ο Δ/Ι της γραμμής 380 Β-Ι θα ανοίξει.

Άμεσα θα ανοίξει με τηλεχειρισμό ο Δ/Φ του Υ/Σ 636 και θα κλείσει (με τηλεχειρισμό) ο Δ/Ι της γραμμής 380 Β-Ι. Το τμήμα της γραμμής από τον Υ/Σ 569 έως τον Υ/Σ 5015 θα τροφοδοτηθεί με εντολή κλεισίματος, μέσω τηλεχειρισμού, του Δ/Φ του Υ/Σ 5015 προς τον Υ/Σ 569.

Οι χειρισμοί, οι χρόνοι μέσω τηλεχειρισμού ή με επιτόπια μετάβαση και η ισχύς που σε κάθε φάση παραμένει εκτός τάσης φαίνεται στον Πίνακα 6.16 (όπου λ ο χρόνος σε λεπτά):

Πίνακας 6.16. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 Β-Ι – Σενάριο 4

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	29.270
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	15 λ	29.270
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	29.270
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	29.270
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.770
6	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	10 λ	13.770
7	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	10.270
8	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 569 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	2 λ	10.270
9	Κλείσιμο Δ/Φ Υ/Σ 636 προς Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	10 λ	10.270
10	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	Ναι	-	-	13.770
11	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 636 προς Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	2 λ	13.770
12	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	10.270
13	Κλείσιμο Δ/Φ Υ/Σ 5015 προς Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	15 λ	5.270

Διαπιστώνεται από τον Πίνακα 6.16. ότι $29.270 - 5.270 = 24.000$ ΚVA τροφοδοτήθηκε 65 λ νωρίτερα απ' ότι θα τροφοδοτούνταν με επιτόπιους χειρισμούς και άρα το όφελος είναι:

$$24.000 * 0,6 * 82 * (65/60) * 10^{-3} = 1248 \text{ €}$$

Και όπως σε όλες τις περιπτώσεις συμπεριλαμβάνεται η πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί $4 \text{ άτομα} \times 1\Omega = 4 \text{ A}\Omega$ (δύο συνεργεία) και έξοδα κίνησης αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $2 * [(2 * 24,53) + (1 * 8,40)] = 114,92 \text{ €}$.

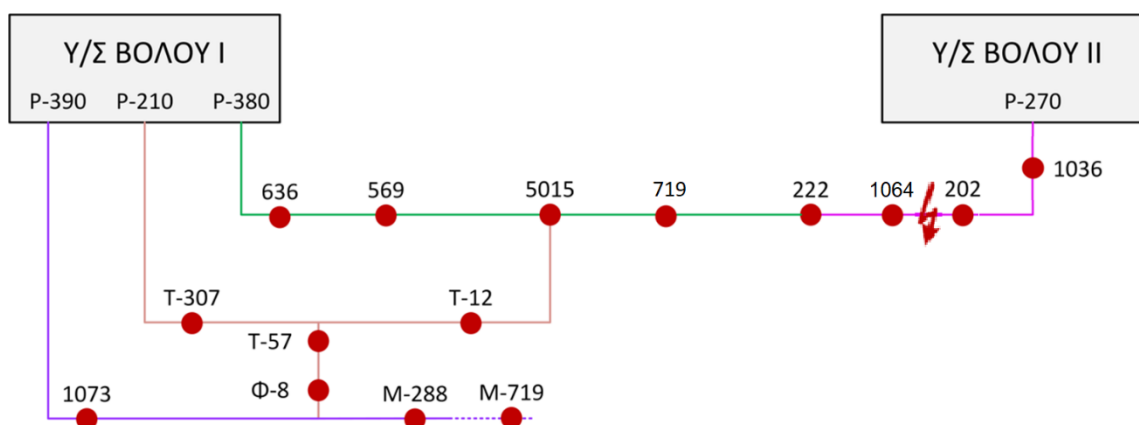
Άρα σύνολο: 1.305,46 €

Με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4 υπολογίζουμε την εξοικονόμηση της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για κόστος 1 €/Ω:

$$24.000 \text{ KVA} * (65/60) \Omega = 26.000 \text{ KWh} \Rightarrow 26.000 \text{ € εξοικονόμηση}$$

ii. Το ίδιο σενάριο θα εφαρμοστεί και για σφάλμα στη γραμμή P-270 B-II

Όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.31. θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των Υ/Σ 202 και 1064.



Σχήμα 6.31. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 270 B-II

Οι χειρισμοί για τον εντοπισμό αποτυπώνονται στον Πίνακα 6.17:

Πίνακας 6.17. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 270 B-I – Σενάριο 4

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 202	Ναι	0,5 λ	20 λ	13.980
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	13.980
4	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	13.980
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.980
6	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 1036 προς Υ/Σ 202	Ναι	0,5 λ	15 λ	13.980
7	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	1.500

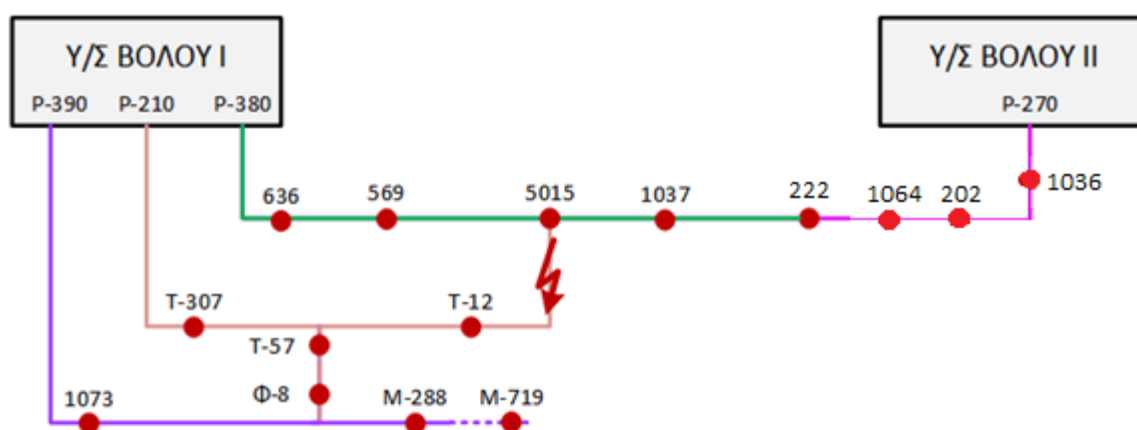
Επομένως με την ίδια μέθοδο υπολογίζουμε τη μείωση του χρόνου ηλεκτροδότησης από τη χρήση τηλεχειρισμών. Αρχικά έχουμε εξοικονόμηση χρόνου 49 λ συνολικά για τα 13.980 – 1.500 = 12.480 KVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί με τους χειρισμούς αυτούς, οπότε σύμφωνα με τις παραδοχές της παρ. 6.4 για τον ετεροχρονισμό των φορτίων και το κόστος της μη διανεμόμενης ισχύος είναι: $12.480 * 0,6 * 82 * (5/6) * 10^{-3} = 511,68 \text{ €}$ και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα $\times 1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2 * 24,53) + (1 * 8,40) = 57,46 \text{ €}$.

Άρα συνολικά η εξοικονόμηση κόστους είναι: 569,14 €

Και έχοντας υπόψη την παραδοχή της παρ. 6.4 για κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας 1 €/Ω: $12.480 \text{ KVA} * (5/6) \Omega = 10.400 \text{ KWh} \Rightarrow 10.400 \text{ €}$ εξοικονόμηση

iii. Με τον ίδιο τρόπο θα εξεταστεί σφάλμα στη γραμμή P-210 B-I:

Όπως αποτυπώνεται στο σχήμα 6.32. θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των διακοπών T-12 και Υ/Σ 5015 (σημείο τομής της γραμμής) που έχουν δυνατότητα τηλεχειρισμού



Σχήμα 6.32. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 210 B-I

Ομοίως οι χειρισμοί που θα απαιτηθούν για τον εντοπισμό του σφάλματος καταγράφονται στον Πίνακα 6.18.

Πίνακας 6.18. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 B-I – Σενάριο 4

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών)	Χρόνος χειρισμού (με επιτόπιες μεταβάσεις)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα KVA Υ/Σ

1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη Τ-307	Ναι	0,5 λ	20 λ	16.520
3	Κλείσιμο Δ/Ι - Δοκιμή	Ναι	0,5 λ	0,5 λ	7.500
4	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη Τ-12 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	15 λ	7.500
5	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη Τ-57 προς Υ/Σ Φ-8	Ναι	0,5 λ	15 λ	7.500
6	Κλείσιμο Τ/Χ Διακόπτη Τ-307 προς Τ-12	Ναι	0,5 λ	2 λ	3.500
7	Κλείσιμο Τ/Χ Διακόπτη Τ-12 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	2 λ	3.500
8	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	-	16.520
9	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη Τ-12 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	2 λ	3.500
10	Κλείσιμο Διακόπτη Τ-57 προς Υ/Σ Φ-12	Ναι	0,5 λ	20 λ	1.500

Οι χρόνοι χειρισμού με επιτόπιες μεταβάσεις που αναφέρονται ισχύουν στην περίπτωση επέμβασης δύο (2) συνεργείων για επίσπευση. Δεδομένων των διαδρομών που πρέπει να διανυθούν για την εκτέλεση επιτόπιων χειρισμών οι χρόνοι είναι σχετικά αυξημένοι.

Από τον Πίνακα 6.18 προκύπτει το όφελος από την εξοικονόμηση χρόνου των 74 λ λόγω των χειρισμών που πραγματοποιούνται απομακρυσμένα (τηλεχειρισμοί) και επομένως το όφελος για τα $16.520 - 1.500 = 15.020$ KVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί μέχρι το χειρισμό 10 είναι: $15.020 * 0,6 * 82 * (74/60) * 10^{-3} = 911,41$ €

Επιπλέον, η πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση των συνεργείων που θα απαιτηθούν $4 \text{ άτομα} \times 1\Omega = 4 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης αυτοκινήτων που κοστολογούνται συνολικά σε $2 * [(2 * 24,53) + (1 * 8,40)] = 114,92$ €.

Άρα συνολικά η εξοικονόμηση κόστους είναι: 968,87 €

Με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4 υπολογίζουμε την εξοικονόμηση της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για κόστος 1 €/Ω: $15.020 \text{ KVA} * (74/60) \text{ Ω} = 18.524,67 \text{ KWh} \Rightarrow 18.524,67 \text{ €}$ εξοικονόμηση

6.6.5. Σενάριο 5^ο : Εγκατάσταση RTU σε τρεις θέσεις ανά γραμμή και πρόσθετη εγκατάσταση ενδεικτικών διελεύσεως σφάλματος (ΕΔΣ) στα καλώδια των Υ/Σ που υπάρχουν RTU με τηλεσήμανση

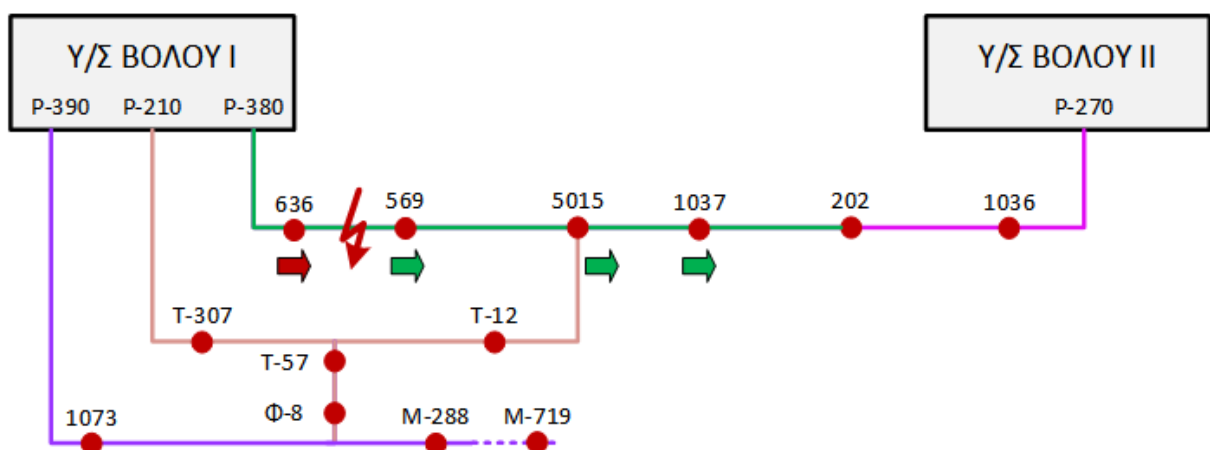
Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η εγκατάσταση τριών RTU σε κάθε γραμμή και επιπρόσθετα στις τομές των γραμμών, όπως στην ενότητα 6.6.4.

Επιπλέον σε επιλεγμένους Υ/Σ θα εγκατασταθούν Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ) τα οποία θα έχουν πρόσθετο εξοπλισμό τηλεσήμανσης και με αυτό τον τρόπο η διέγερση των ΕΔΣ από τη διέλευση σφάλματος θα γίνεται σε πραγματικό χρόνο αντιληπτή στο Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής.

Προκειμένου να είναι εφικτή η σύγκριση το υπόψη σενάριο θα εξεταστεί με τα ίδια σφάλματα της παρ. 6.6.4.

i. Για σφάλμα στη γραμμή P-380 B-I:

Στο σχήμα 6.33. θεωρούμε ότι το σφάλμα εμφανίζεται σε μεσαίο τμήμα της γραμμής μεταξύ των Υ/Σ 636 και 569.



Σχήμα 6.33. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 380 B-I

Τα Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ) απεικονίζονται με βέλος και συγκεκριμένα η κατεύθυνση του βέλους δείχνει την πλευρά στην οποία το ενδεικτικό ανιχνεύει το σφάλμα, δηλαδή είναι «μίας κατεύθυνσης» και ανιχνεύει το σφάλμα «κατάντι» της πηγής. Με κόκκινο

χρώμα συμβολίζονται τα ΕΔΣ που έχουν ενεργοποιηθεί από τη διέλευση του σφάλματος και με πράσινο αυτά που δεν έχουν επηρεαστεί.

Μετά την πτώση του Δ/Ι της γραμμής δεν θα απαιτηθεί δοκιμαστικός χειρισμός. Στο σύστημα τηλεχειρισμών του ΚΕΔΔ θα ληφθούν οι σημάσεις των ΕΔΣ και άμεσα θα γίνουν οι χειρισμοί που απαιτούνται όπως αναγράφονται στον Πίνακα 6.19., Στον ίδιο πίνακα δίνονται και οι χρόνοι μέσω τηλεχειρισμού ή με επιτόπια μετάβαση και η ισχύς που σε κάθε φάση παραμένει εκτός τροφοδότησης.

Πίνακας 6.19. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 380 Β-Ι – Σενάριο 5

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών και ΕΔΣ)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	29.270
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 569 προς Υ/Σ 636	Ναι	0,5 λ	29.770
3	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	10.270
4	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 636 προς Υ/Σ 569	Ναι	0,5 λ	10.270
5	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	5.270

Διαπιστώνεται από τον Πίνακα 6.19. ότι τα $29.270 - 5.270 = 24.000$ ΚVA τροφοδοτήθηκαν σε χρόνο της τάξεως των 2 λ έχοντας τις πληροφορίες για τη θέση του σφάλματος από τα Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ).

Σε αυτή την περίπτωση ένα πρόσθετο, εξίσου σημαντικό όφελος είναι η αποφυγή της καταπόνησης των στοιχείων του δικτύου και συγκεκριμένα των επαφών των Διακοπών Φορτίου, Αυτομάτου Επαναφοράς και Ισχύος, όπως και των καλωδίων διότι δεν γίνονται ζεύξεις σε συνθήκες βραχυκυκλώματος και ακόμη περισσότερο ότι αποφεύγονται οι διαταραχές στις εγκαταστάσεις και στη λειτουργία των καταναλωτών.

Από τον Πίνακα 6.6 της παρ. 6.4. προκύπτει ότι για την ίδια αποκατάσταση με επιτόπιους χειρισμούς θα απαιτηθεί χρόνος άνω των 70 λ επομένως θα έχουμε εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο ίσο με:

$$24.000 * 0,6 * 82 * (68/60) * 10^{-3} = 1338,24 \text{ €}$$

Και όπως σε όλες τις περιπτώσεις συμπεριλαμβάνεται η πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 4 άτομα $\times 1\Omega = 4 \text{ A}\Omega$ (δύο συνεργεία) και έξοδα κίνησης αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $2 * [(2 * 24,53) + (1 * 8,40)] = 114,92 \text{ €}$.

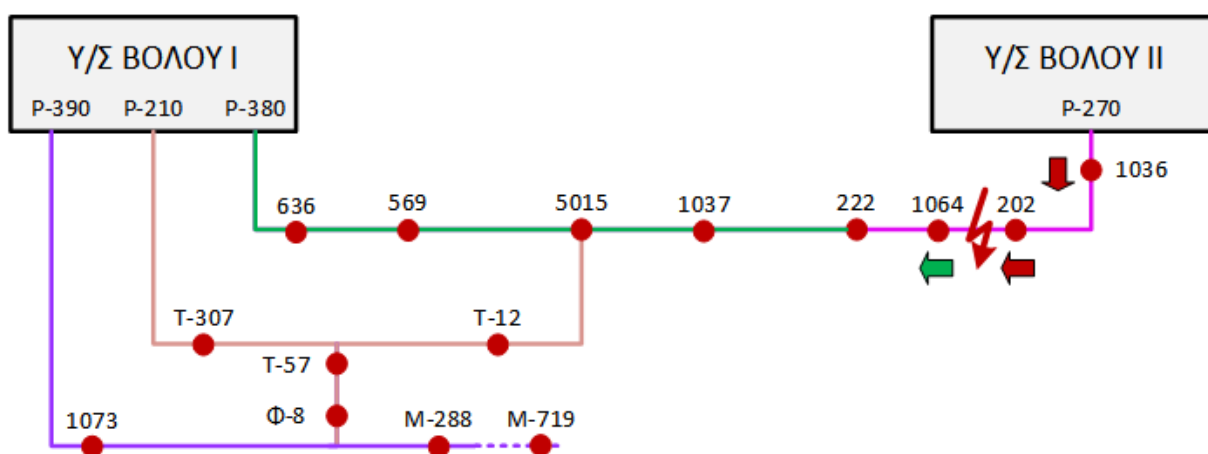
Και συνολικά η εξοικονόμηση κόστους είναι: 1.395,70 €

Αντίστοιχα εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας:

$$24000 \text{ KVA} * (68/60) \Omega = 27.200 \text{ KWh} \Rightarrow 27.200 \text{ €}$$

ii. Το ίδιο σενάριο θα εφαρμοστεί και για σφάλμα στη γραμμή P-270 B-II

Όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.34. Θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των Υ/Σ 202 και 1064.



Σχήμα 6.34. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 270 B-II

Οι χειρισμοί για τον εντοπισμό αποτυπώνονται στον Πίνακα 6.20. :

Πίνακας 6.20. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 270 B-II – Σενάριο 5

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών και ΕΔΣ)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	13.980
2	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 202 προς Υ/Σ 1064	Ναι	0,5 λ	13.980

3	Κλείσιμο Δ/Ι	Ναι	0,5 λ	13.980
6	Άνοιγμα Δ/Φ Υ/Σ 1036 προς Υ/Σ 202	Ναι	0,5 λ	13.980
5	Κλείσιμο Δ/Φ τομής Υ/Σ 222	Ναι	0,5 λ	1.500

Και σ' αυτή την περίπτωση από τον Πίνακα 6.20. διαπιστώνουμε ότι τα $13.980 - 2.300 = 11.680$ KVA τροφοδοτήθηκαν σε χρόνο της τάξεως των 2 λ, έχοντας τις πληροφορίες για τη θέση του σφάλματος από τα Ενδεικτικά Διελεύσεως Σφάλματος (ΕΔΣ). Επομένως με την ίδια μέθοδο υπολογίζουμε τη μείωση του χρόνου ηλεκτροδότησης από τη χρήση τηλεχειρισμών και ΕΔΣ. Από τον Πίνακα 6.7 προκύπτει ότι για την ίδια αποκατάσταση με επιτόπιους χειρισμούς θα απαιτηθεί χρόνος άνω των 50 λ επομένως θα έχουμε την ακόλουθη εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο:

Εξοικονόμηση χρόνου 49 λ συνολικά για τα $13.980 - 2.300 = 12.480$ KVA, που έχουν ηλεκτροδοτηθεί με τους χειρισμούς αυτούς, οπότε σύμφωνα με τις παραδοχές της παρ. 5.4.1. για τον ετεροχρονισμό των φορτίων και το κόστος εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο:

$$12.480 * 0,6 * 82 * (5/6) * 10^{-3} = 511,68 \text{ €}$$

και πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση του συνεργείου που θα απαιτηθεί 2 άτομα * $1\Omega = 2 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης ενός αυτοκινήτου που κοστολογούνται συνολικά σε $(2*24,53)+(1*8,40) = 57,46 \text{ €}$.

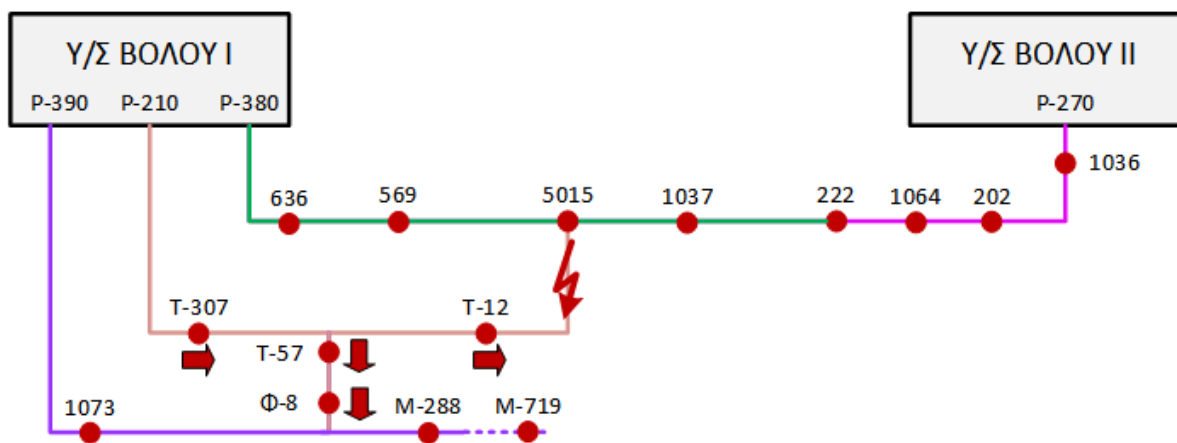
Άρα συνολικά η εξοικονόμηση κόστους είναι: 569,14 €

Αντίστοιχα η εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας είναι:

$$12.480 \text{ KVA} * (5/6) \Omega = 10.400 \text{ KWh} \Rightarrow 10.400 \text{ €}$$

iii. Με τον ίδιο τρόπο θα εξεταστεί σφάλμα στη γραμμή P-210 B-I:

Όπως αποτυπώνεται στο σχήμα 6.33. Θεωρούμε σφάλμα μεταξύ των διακοπών T-12 και Υ/Σ 5015 (σημείο τομής της γραμμής) που έχουν δυνατότητα τηλεχειρισμού.



Σχήμα 6.35. Παράδειγμα σφάλματος στη γραμμή 210 Β-Ι

Οι χειρισμοί που θα απαιτηθούν για τον εντοπισμό του σφάλματος καταγράφονται στον Πίνακα 6.21.

Πίνακας 6.21. Σειρά χειρισμών για τον εντοπισμό σφάλματος στη γραμμή 210 Β-ΙΙ – Σενάριο 5

A/A	Χειρισμός	Με Τηλεχειρισμό	Χρόνος χειρισμού (με τη βοήθεια των εγκατεστημένων τηλεχειρισμών και ΕΔΣ)	Διακοπέντα Εγκατεστημένα ΚVA Υ/Σ
1	Άνοιγμα Δ/Ι εξαιτίας σφάλματος	-	-	16.520
2	Άνοιγμα Τ/Χ Διακόπτη Τ-12 προς Υ/Σ 5015	Ναι	0,5 λ	16.520
3	Κλείσιμο Δ/Ι	-	-	1.500

Σε αυτή την περίπτωση είναι χαρακτηριστική η μείωση του αριθμού των χειρισμών με την εγκατάσταση των ΕΔΣ διότι είναι γνωστό το τμήμα του δικτύου που διήλθε η υπερένταση. Είναι γνωστός και ο χρόνος αποκατάστασης για το ίδιο τμήμα του δικτύου, με επιτόπιες μεταβάσεις ο οποίος είναι ίσος με 79 λ.

Επομένως το όφελος για το κόστος εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο για τα $16.520 - 1.500 = 15.020$ ΚVA, μετά την εγκατάσταση τηλεχειρισμών και ΕΔΣ είναι:

$$15.020 * 0,6 * 82 * (78/60) * 10^{-3} = 960,68 \text{ €}$$

Επιπλέον, η πρόσθετη εξοικονόμηση εργατικών από την μετάβαση των συνεργείων που θα απαιτηθούν $4 \text{ άτομα} * 1\Omega = 4 \text{ A}\Omega$ και έξοδα κίνησης αυτοκινήτων που κοστολογούνται συνολικά σε $2 * [(2 * 24,53) + (1 * 8,40)] = 114,92 \text{ €}$.

Άρα η συνολική εξοικονόμηση κόστους είναι: 1.018,14 €

Αντίστοιχα η εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας είναι:

$15.020 \text{ KVA} * (78/60) \Omega = 19.526 \text{ KWh} \Rightarrow 19.526 \text{ €}$

Κεφάλαιο 7 Συμπεράσματα - Ανακεφαλαίωση

7.1. Εφαρμογή των τηλεχειρισμών στις γραμμές ΜΤ

Στον Πίνακα 7.1. αναγράφονται η ισχύς που ηλεκτροδοτήθηκε και οι χρόνοι που απαιτήθηκαν (σε λεπτά), για το κάθε σενάριο και για την κάθε γραμμή.

Πίνακας 7.1. Χρόνοι αποκατάστασης για το κάθε σενάριο και για την κάθε γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I
Χωρίς τηλεχειριζόμενα στοιχεία	1°: 22.770 KVA - 58 λ 2°: 22.770 KVA - 58 λ 3°: 23.770 KVA – 41 λ 4°: 24.000 KVA – 55 λ 5°: 24.000 KVA – 55 λ	1°: 7.480 KVA – 35,5 λ 2°: 7.480 KVA – 35,5 λ 3°: 11.680 KVA – 51 λ 4°: 12.480 KVA – 51 λ 5°: 12.480 KVA – 51 λ	1°: 9.020 KVA – 40,5 λ 2°: 7.500 KVA – 40,5 λ 3°: 12.020 KVA – 60 λ 4°: 15.020 KVA – 78,5 λ 5°: 15.020 KVA – 78,5 λ
1°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	22.770 KVA - 18 λ	7.840 KVA - 21 λ	9.020 KVA – 21 λ
2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	22.770 KVA – 3,5 λ	7480 KVA – 1,5 λ	7.500 KVA – 1,5 λ
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	23.770 KVA – 2,5 λ	11.680 KVA – 2,5 λ	12.020 KVA – 3,5 λ
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	24.000 KVA – 4,5 λ	12.480 KVA – 2,5 λ	15.020 KVA – 4 λ
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	24.000 KVA – 2 λ	12.480 KVA – 2 λ	15.020 KVA – 0,5 λ

Επιπρόσθετα έχοντας υπόψη το κόστος του εξοπλισμού όπως αναφέρεται στην παρ. 6.4 Πίνακας 6.4 , και το οποίο είναι για μια MV RTU (Υλικό & εργατικά) ίσο με 6.400 € και για ένα ΕΔΣ με τηλε-ειδοποίηση (Υλικό & εργατικά) ίσο με 650 €, παρατίθεται στον Πίνακα 7.2 η εξοικονόμηση του κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο ανά σενάριο και ανά γραμμή.

Πίνακας 7.2. Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο για το κάθε σενάριο και σε σχέση με την κάθε γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I	
	Εξοικονόμηση	Εξοικονόμηση	Εξοικονόμηση	Επένδυση
1 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών	373,43 €	92 €	147,93 €	6.400 €
2 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	840,21 €	214,67 €	246 €	12.800 €
3 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	779,66 €	478,88 €	561,81 €	19.200 €
4 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	1248 €	511,68 €	911,41 €	25.600 €
5 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	1338,24 €	511,68 €	960,68 €	28.200 €

Ομοίως, στον Πίνακα 7.3 αποτυπώνονται τα ποσά που εξοικονομούνται στη Μη Διανεμόμενη Ενέργεια (Με βάση την παραδοχή της παρ. 6.4 για κόστος 1 €/Ω).

Πίνακας 7.3. Εξοικονόμηση κόστους Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για το κάθε σενάριο και για την κάθε γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I	
	Εξοικονόμηση	Εξοικονόμηση	Εξοικονόμηση	Επένδυση
1 ^ο : RTU στα σημεία τομής των γραμμών	7590 €	1870 €	3.006,67 €	6.400 €

2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	17.077,5 €	4.363,33 €	5.000 €	12.800 €
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	15.846,67 €	9.733,33 €	11.419 €	19.200 €
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	26.000 €	10.400 €	18.524,67 €	25.600 €
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	27.200 €	10.400 €	19.526 €	28.200 €

Τα αποτελέσματα των παραπάνω πινάκων παρουσιάζονται στους Πίνακες 7.4, 7.5 και 7.6 για την κάθε γραμμή ξεχωριστά, με την ισχύ που ηλεκτροδοτήθηκε, τους χρόνους που απαιτήθηκαν, την εξοικονόμηση του κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και του κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας:

Πίνακας 7.4. Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και του κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για την γραμμή P-380 Β Ι σε σχέση με την ισχύ και την αξία επένδυσης

Σενάριο / Γραμμή	P-380 Β Ι			
	Ισχύς – Χρόνος Αποκατάστασης	Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας	Εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας	Επένδυση

Χωρίς τηλεχειριζόμενα στοιχεία	1°: 22.770 KVA - 58 λ 2°: 22.770 KVA - 58 λ 3°: 23.770 KVA – 41 λ 4°: 24.000 KVA – 55 λ 5°: 24.000 KVA – 55 λ			
1°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	22.770 KVA - 18 λ	373,43 €	7590 €	6.400 €
2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	22.770 KVA – 3,5 λ	840,21 €	17.077,5 €	12.800 €
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	23.770 KVA – 2,5 λ	779,66 €	15.846,67 €	19.200 €
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	24.000 KVA – 4,5 λ	1248 €	26.000 €	25.600 €
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	24.000 KVA – 2 λ	1338,24 €	27.200 €	28.200 €

Πίνακας 7.5. Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και του κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για την γραμμή P-270 B II σε σχέση με την ισχύ και την αξία επένδυσης

Σενάριο / Γραμμή	P-270 B II			
	Ισχύς – Χρόνος Αποκατάστασης	Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας	Εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας	Επένδυση
Χωρίς τηλεχειριζόμενα στοιχεία	1°: 7.480 KVA – 35,5 λ 2°: 7.480 KVA – 35,5 λ 3°: 11.680 KVA – 51 λ 4°: 12.480 KVA – 51 λ 5°: 12.480 KVA – 51 λ			

1ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	7.840 KVA - 21 λ	92 €	1870 €	6.400 €
2ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	7.480 KVA – 1,5 λ	214,67 €	4.363,33 €	12.800 €
3ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	11.680 KVA – 2,5 λ	478,88 €	9.733,33 €	19.200
4ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	12.480 KVA – 2,5 λ	511,68 €	10.400 €	25.600 €
5ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	12.480 KVA – 2 λ	511,68 €	10.400 €	28.200 €

Πίνακας 7.6. Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και του κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας για την γραμμή P-210 Β Ι σε σχέση με την ισχύ και την αξία επένδυσης

Σενάριο / Γραμμή	P-210 Β Ι			
	Ισχύς – Χρόνος Αποκατάστασης	Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας	Εξοικονόμηση κόστους της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας	Επένδυση
Χωρίς τηλεχειριζόμενα στοιχεία	1 ^ο : 9.020 KVA – 40,5 λ 2 ^ο : 7.500 KVA – 40,5 λ 3 ^ο : 12.020 KVA – 60 λ 4 ^ο : 15.020 KVA – 78,5 λ 5 ^ο : 15.020 KVA – 78,5 λ			

1ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	9.020 KVA – 21 λ	147,93 €	3.006,67 €	6.400 €
2ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	7.500 KVA – 1,5 λ	246 €	5.000 €	12.800 €
3ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	12.020 KVA – 3,5 λ	561,81 €	11.419 €	19.200 €
4ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	15.020 KVA – 4 λ	911,41 €	18.524,67 €	25.600 €
5ο: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	15.020 KVA – 0,5 λ	960,68 €	19.526 €	28.200 €

Αυτό που συμπεραίνουμε άμεσα είναι ότι όσο περισσότερα τηλεχειριζόμενα στοιχεία εγκαθίστανται στο δίκτυο τόσο μειώνεται ο χρόνος εντοπισμού του σημείου του σφάλματος και της αποκατάστασης της ηλεκτροδότησης των καταναλωτών. Επιπλέον παρατηρώντας το όφελος από την εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, αυτό αυξάνεται με τη αύξηση των εγκατεστημένων τηλεχειριζόμενων στοιχείων.

Εδώ πρέπει να επισημανθεί ότι το όφελος που ανταποδίδεται από τη μείωση του χρόνου διακοπών ηλεκτροδότησης σε ένα κοινωφελές δίκτυο είναι αυτό που υπολογίζεται με βάση το κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας, κόστος που αντιστοιχεί στη ζημιά που προκαλείται στην εθνική οικονομία της χώρας από τη διακοπή των παραγωγικών διαδικασιών. Από τους Πίνακες 7.1, 7.2, 7.3 υπολογίζεται το μέσο ποσοστιαίο όφελος ανά σενάριο σε σχέση με την επένδυση, το οποίο είναι 67 % της επένδυσης για όλα τα σενάρια.

Διαπιστώνεται επομένως ότι η απόσβεση της επένδυσης γίνεται σε πολύ μικρό χρόνο, πολλές φορές με τη χρήση των τηλεχειριζόμενων στοιχείων με μια μόνο αποκατάσταση μετά από ένα σφάλμα στη γραμμή.

Επομένως αν συμπεριληφθεί το πρόσθετο όφελος από τον περιορισμό του κόστους στις προγραμματισμένες διακοπές θα έχουμε απόσβεση του εξοπλισμού σε σύντομο χρονικό

διάστημα ενώ ο χρόνος ζωής αυτού του είδους του εξοπλισμού είναι μεγαλύτερος των είκοσι ετών και συνήθως αφορμή για αντικατάστασή τους αποτελεί η διακοπή της υποστήριξής τους από τις κατασκευάστριες εταιρείες.

Επιπρόσθετα η συντήρηση που απαιτείται είναι ελάχιστη και αυτό που περισσότερο πρέπει να παρακολουθείται είναι η κατάσταση και η περιοδική αντικατάσταση των μπαταριών του συστήματος εφεδρικής τροφοδότησης.

Από τη μείωση του χρόνου που επιτυγχάνεται είναι σαφές ότι ο δείκτης **SAIDI** μειώνεται. Ανά σενάριο η μείωση του χρόνου κατά μέσο όρο είναι η ακόλουθη:

- Σενάριο 1:

Μείωση ανά γραμμή	P-380 BI	P-270 BII	P-210 BI	Μέσος όρος
	40	14,5	19,5	24,67

- Σενάριο 2:

Μείωση ανά γραμμή	P-380 BI	P-270 BII	P-210 BI	Μέσος όρος
	54,5	34	39	42,5

- Σενάριο 3:

Μείωση ανά γραμμή	P-380 BI	P-270 BII	P-210 BI	Μέσος όρος
	38,5	48,5	56,5	47,83

- Σενάριο 4:

Μείωση ανά γραμμή	P-380 BI	P-270 BII	P-210 BI	Μέσος όρος
	50,5	48,5	75	58

- Σενάριο 5:

Μείωση ανά γραμμή	P-380 BI	P-270 BII	P-210 BI	Μέσος όρος
	53	49	78	60

7.2. Παρουσίαση συγκεντρωτικών σχημάτων για κάθε γραμμή

Στην ενότητα αυτή, διαμορφώνονται συγκεντρωτικά σχήματα ανά γραμμή και ανά σενάριο, με στόχο να παρουσιαστεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η συνεισφορά της εγκατάστασης RTU και τα

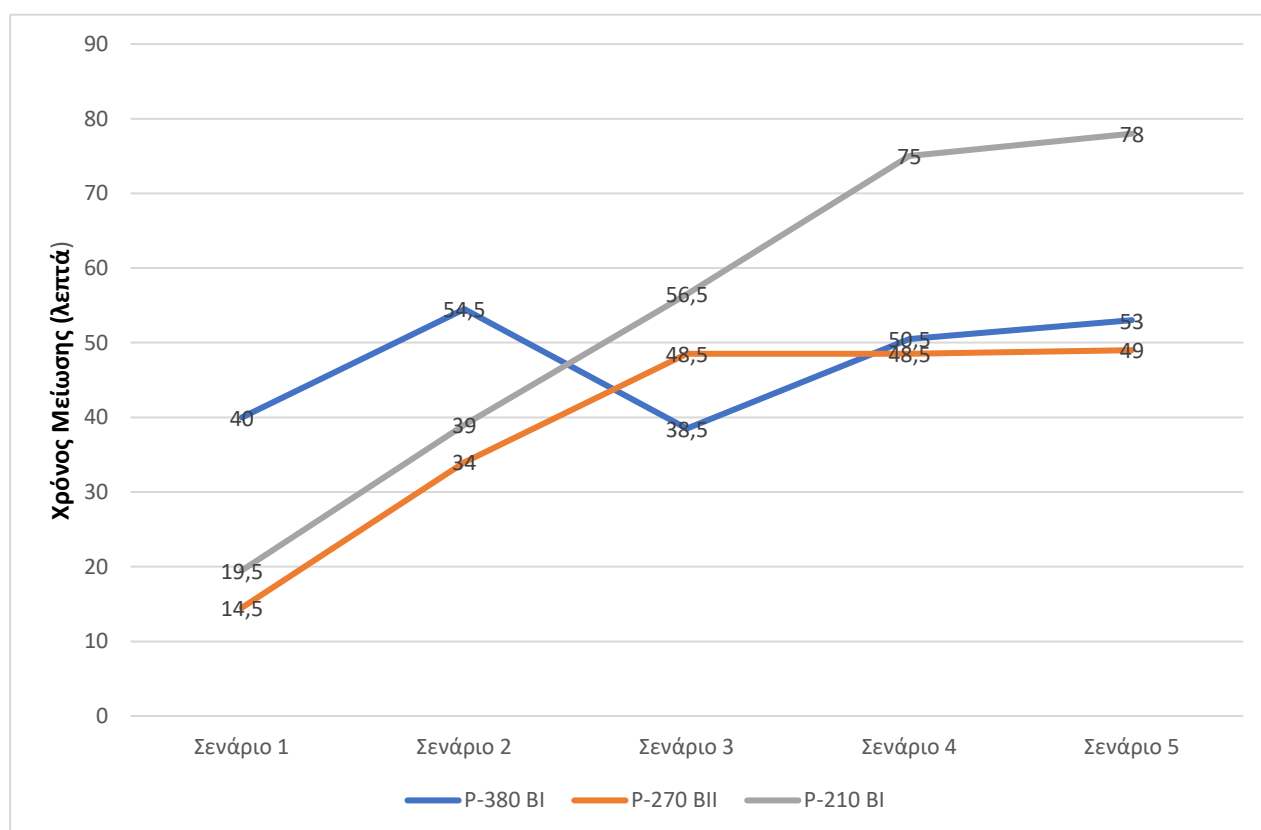
άμεσα οφέλη της για το δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα, τα Γραφήματα που δημιουργούνται είναι τα παρακάτω:

- Σχήμα 7.1: Μείωση Χρόνου διακοπής ανά σενάριο για κάθε γραμμή
- Σχήμα 7.2: Συνολική Εξοικονόμηση Χρημάτων ανά σενάριο για κάθε γραμμή
- Σχήμα 7.3: Σύγκριση κόστους εξοικονόμησης χρημάτων σε σχέση με το κόστος επένδυσης ανά σενάριο για κάθε μία γραμμή
- Σχήμα 7.4: Διαφορά μεταξύ κόστους επένδυσης και εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή

Πιο συγκεκριμένα, προκύπτουν τα παρακάτω:

7.2.1. Μείωση Χρόνου διακοπής ανά σενάριο για κάθε γραμμή

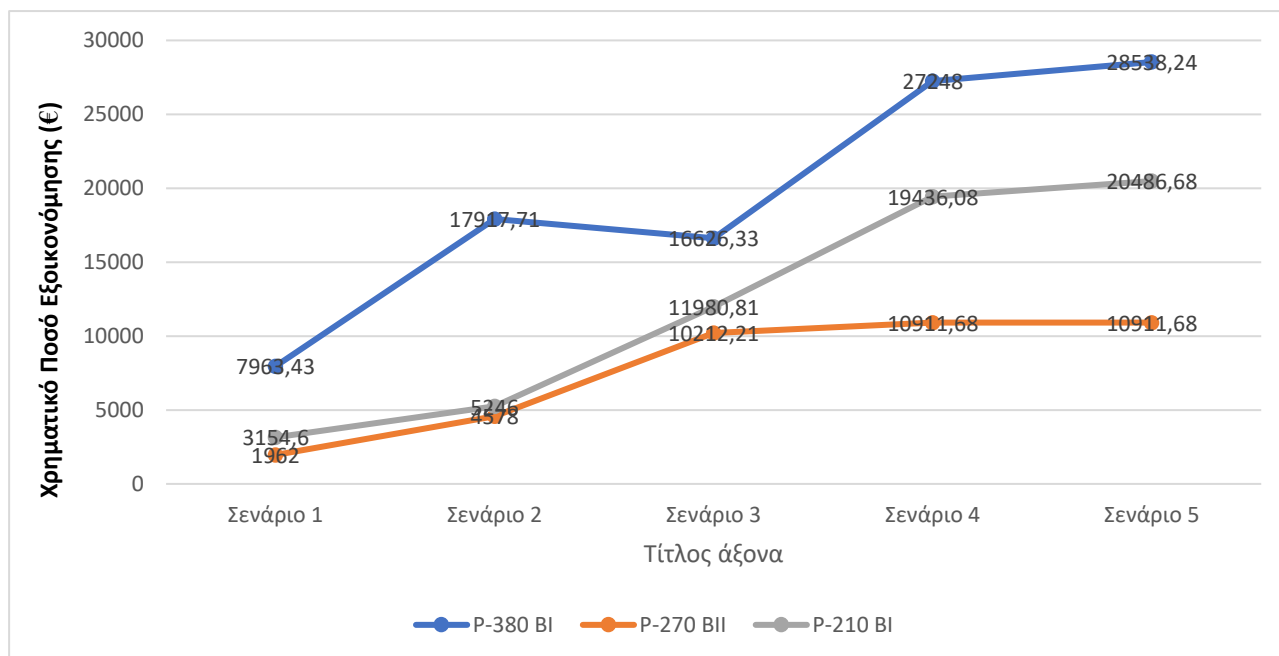
Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζεται η συνολική μείωση χρόνου για κάθε σενάριο σε κάθε μία από τις 3 γραμμές P-380 BI, P-270 BII και P-210 BI.



Σχήμα 7.1: Μείωση Χρόνου διακοπής ανά σενάριο για κάθε γραμμή

7.2.2. Συνολική Εξοικονόμηση Χρημάτων ανά σενάριο για κάθε γραμμή.

Σχετικά με το χρηματικό ποσό εξοικονόμησης για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή διαμορφώνεται το παρακάτω Σχήμα 7.2:

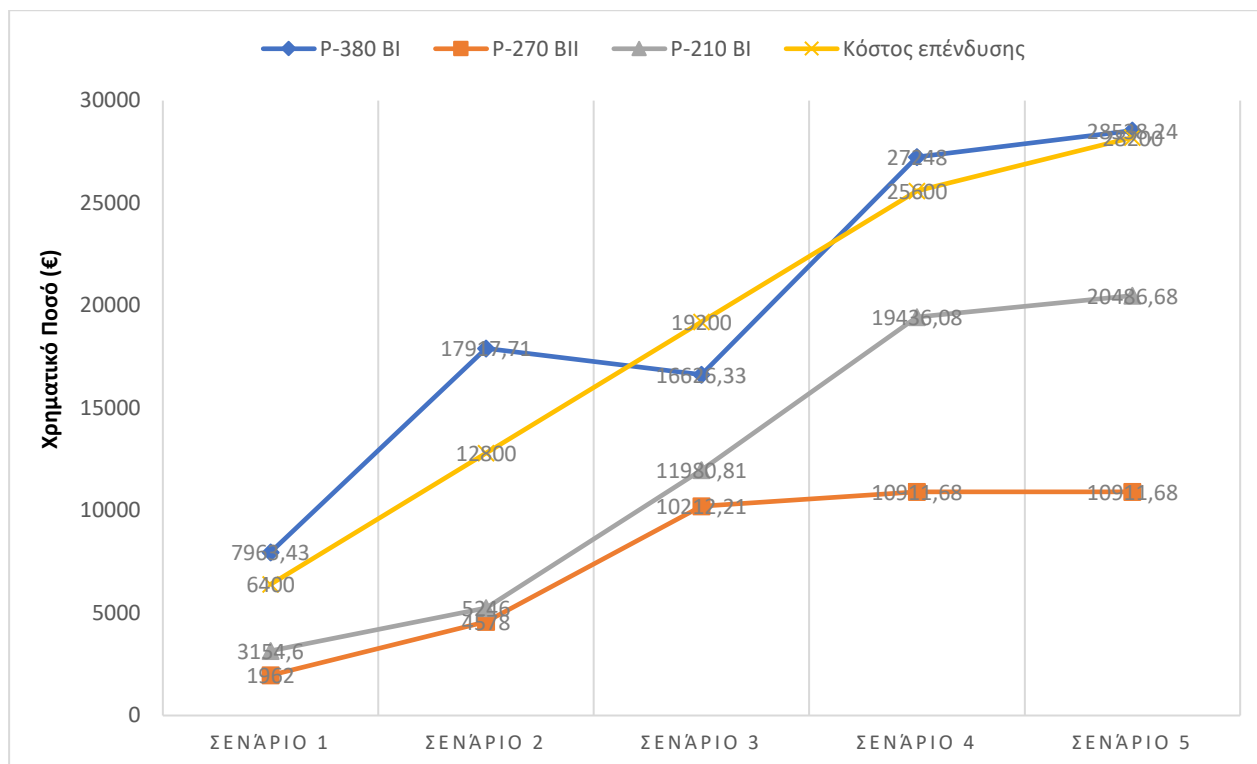


Σχήμα 7.2: Συνολική Εξοικονόμηση Χρημάτων ανά σενάριο για κάθε γραμμή

Επομένως, παρατηρείται πως με βάση τα παραπάνω Σχήματα 7.1 & 7.2, έχουμε σημαντικές μειώσεις ανάλογα με το πλήθος των εγκατεστημένων τηλεχειριζόμενων στοιχείων. Με δεδομένο ότι ο μεσοσταθμικός χρόνος διακοπής για τις γραμμές πόλεως Βόλου είναι 93,35 λεπτά, διαπιστώνουμε ότι με τη χρήση τηλεχειριζόμενων στοιχείων από το πρώτο σενάριο (με μια RTU) ήδη μειώνεται κατά 25 % τουλάχιστον, όπως φαίνεται εύκολα και στο παραπάνω γράφημα.

7.2.3. Σύγκριση κόστους εξοικονόμησης χρημάτων σε σχέση με το κόστος επένδυσης ανά σενάριο για κάθε μία γραμμή

Το Σχήμα 7.3 παρουσιάζει την σύγκριση κόστους- εξοικονόμησης για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή ως εξής:

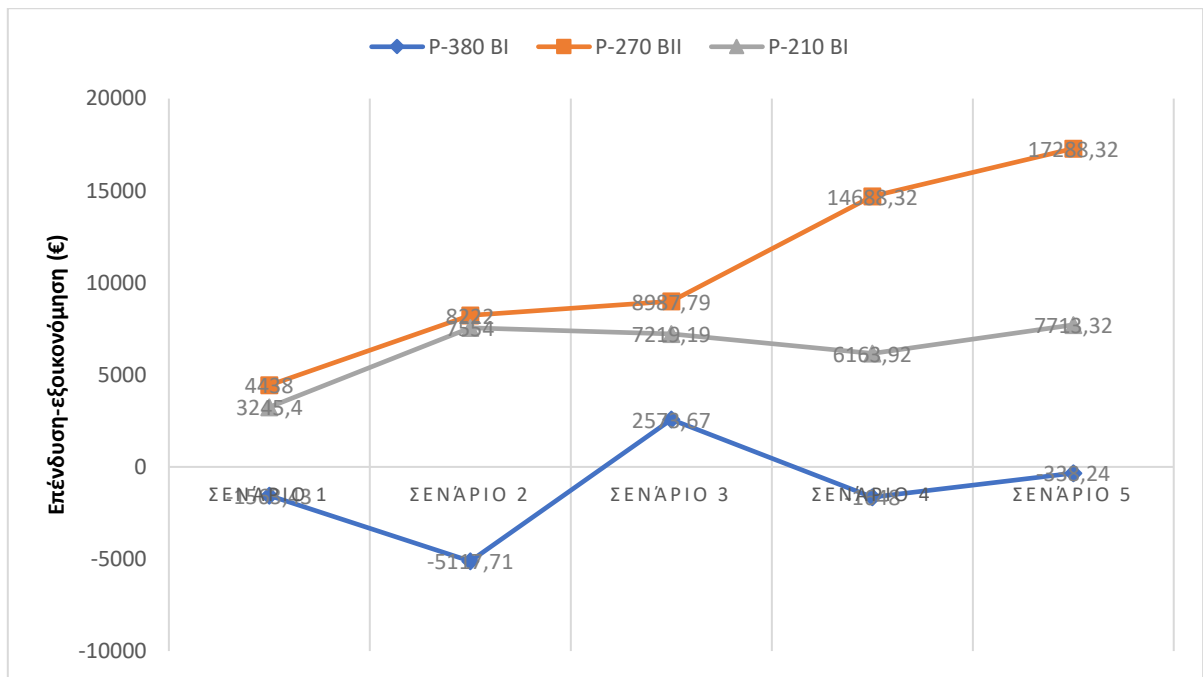


Σχήμα 7.3: Σύγκριση κόστους εξοικονόμησης χρημάτων σε σχέση με το κόστος επένδυσης ανά σενάριο για κάθε μία γραμμή

Η εικόνα των παραπάνω αποτελεσμάτων γίνεται πιο κατανοητή στο Σχήμα 7.4, όπου παρουσιάζεται η διαφορά μεταξύ κόστους επένδυσης και εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή.

7.2.4. Διαφορά μεταξύ κόστους επένδυσης και εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή

Σχετικά με την διαφορά κόστους επένδυσης και συνολικής εξοικονόμησης για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή διαμορφώνεται το Σχήμα 7.4:



Σχήμα 7.4: Διαφορά μεταξύ κόστους επένδυσης και εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε σενάριο και σε κάθε γραμμή

Αυτό που αξίζει να τονιστεί είναι πως παρατηρείται μία ανάλογη σχέση μεταξύ κόστους επένδυσης και σεναρίων. Ειδικότερα, στο σενάριο 5 και στην γραμμή P-380 BI, παρατηρείται η άμεση απόσβεση της αρχικής επένδυσης, γεγονός που αποδεικνύει άμεσα τα πλεονεκτήματα εφαρμογής της τεχνολογίας RTU στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας που επιφέρει.

Είναι προφανές ότι σε γραμμές μεγαλύτερης ισχύος επαναφέρεται σε μικρότερο χρόνο μεγαλύτερη ισχύς αναλογικά και επομένως μεγαλύτερος αριθμός καταναλωτών επαναφέρεται σε μικρότερο χρόνο. Έχοντας υπόψη από το Κεφ. 2, παρ. 2.1 ότι:

$$SAIDI = \frac{\text{Συνολική Διάρκεια διακοπών του καταναλωτή}}{\text{Συνολικός αριθμός καταναλωτών}} \text{ σε } \left(\frac{\text{λεπτά}}{\text{καταναλωτή}} \right)$$

Συμπεραίνεται ότι το SAIDI μειώνεται κατά πολύ και όσο περισσότερα τηλεχειριζόμενα στοιχεία εγκαθίστανται και όσο περισσότεροι πελάτες αποκαθίστανται νωρίτερα τόσο θα μειώνεται το SAIDI.

7.3. Ορισμός νέων δεικτών αξιολόγησης επενδύσεων

Στην ενότητα αυτή θα οριστούν 3 νέοι δείκτες αξιολόγησης, οι οποίοι αξιολογούν τις επενδύσεις ανά μονάδα KVA και είναι βασισμένοι στον δείκτη SAIDI. Αυτοί είναι οι δείκτες 1, 2 & 3, οι οποίοι αναλύονται ως εξής:

7.3.1 Δείκτης 1: Εξοικονόμηση χρημάτων μη διανεμόμενης ενέργειας

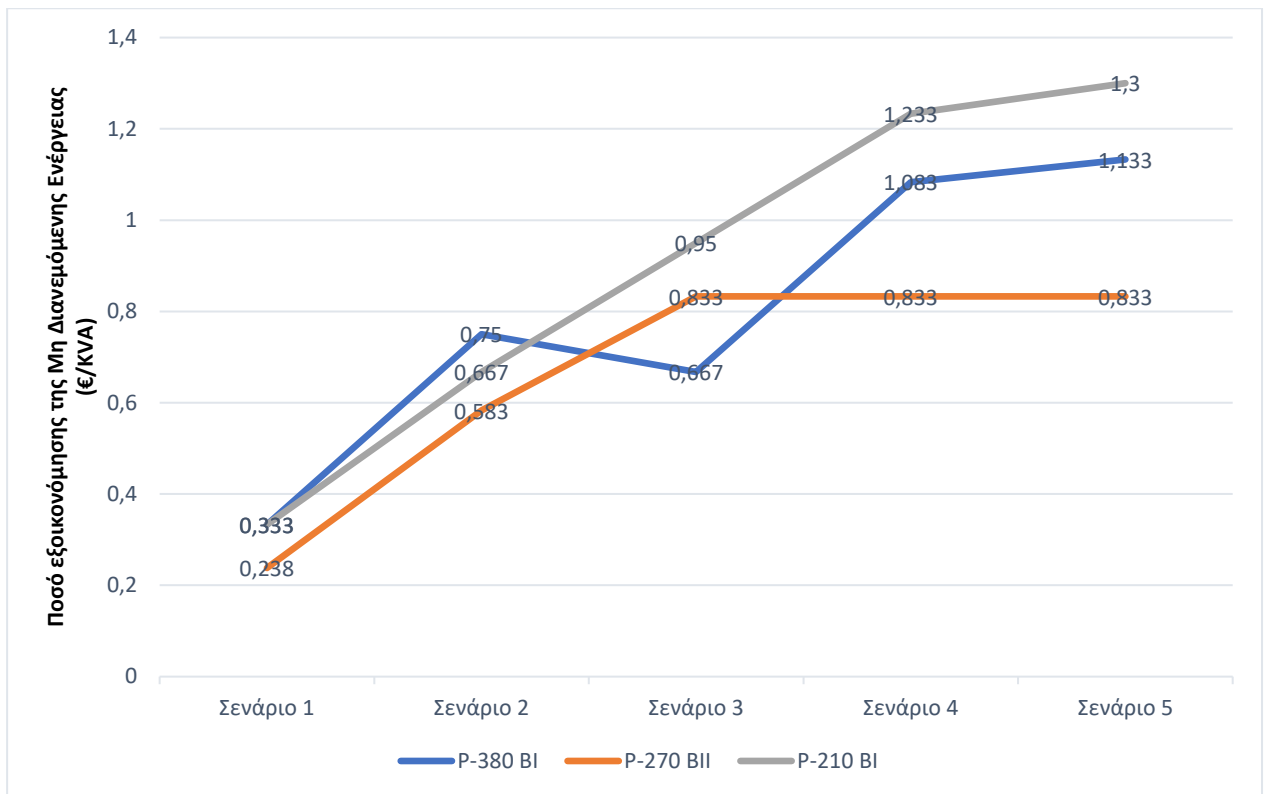
Ο δείκτης 1 εκφράζει το χρηματικό ποσό εξοικονόμησης της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας ανά KVA εγκατεστημένης ισχύος σε κάθε γραμμή μεταφοράς:

$$\text{δείκτης 1} = \frac{\text{Ποσό εξοικονόμησης της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας}}{\text{Εγκατεστημένη Ισχύς}} \text{ σε (€/KVA)}$$

Με την χρήση του συγκεκριμένου δείκτη θα έχουμε ένα συγκριτικό δείκτη προτεραιότητας επενδύσεων για το σύνολο των γραμμών που θέλουμε να επενδύσουμε σε αυτοματισμούς. Ο συγκεκριμένος δείκτης βασίζεται σε πραγματικές συνθήκες δεδομένου ότι για να προκύψει θα εξεταστούν σενάρια εμφάνισης σφαλμάτων με αξιοποίηση των στοιχείων από την ιστορικότητα και την εκμετάλλευση των γραμμών (σημεία επέμβασης χειρισμών, χρόνοι ανταπόκρισης). Στον Πίνακα 7.7 και στο Σχήμα 7.5 παρουσιάζονται οι τιμές του συγκεκριμένου δείκτη ανά σενάριο και γραμμή.

Πίνακας 7.7: Τιμές του δείκτη 1 ανά σενάριο και γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I
	Εξοικονόμηση (€/Kva)	Εξοικονόμηση (€/Kva)	Εξοικονόμηση (€/Kva)
1°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	0,333	0,238	0,333
2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	0,75	0,583	0,667
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	0,667	0,833	0,95
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	1,083	0,833	1,233
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	1,133	0,833	1,3



Σχήμα 7.5: Δείκτης 1 ανά σενάριο και γραμμή

Με βάση τα παραπάνω, παρατηρείται πως το ανά μονάδα KVA κόστος εξοικονόμησης για κάθε γραμμή αυξάνεται σε σχέση με την αύξηση των αριθμών εγκαταστημένων RTU σε κάθε γραμμή.

7.3.2 Δείκτης 2: Εξοικονόμηση κόστους εισερχόμενης ενέργειας

Ο δείκτης 2 αφορά το ποσό εξοικονόμησης κόστους εισερχόμενης ενέργειας ανά KVA εγκατεστημένης ισχύος σε κάθε γραμμή μεταφοράς:

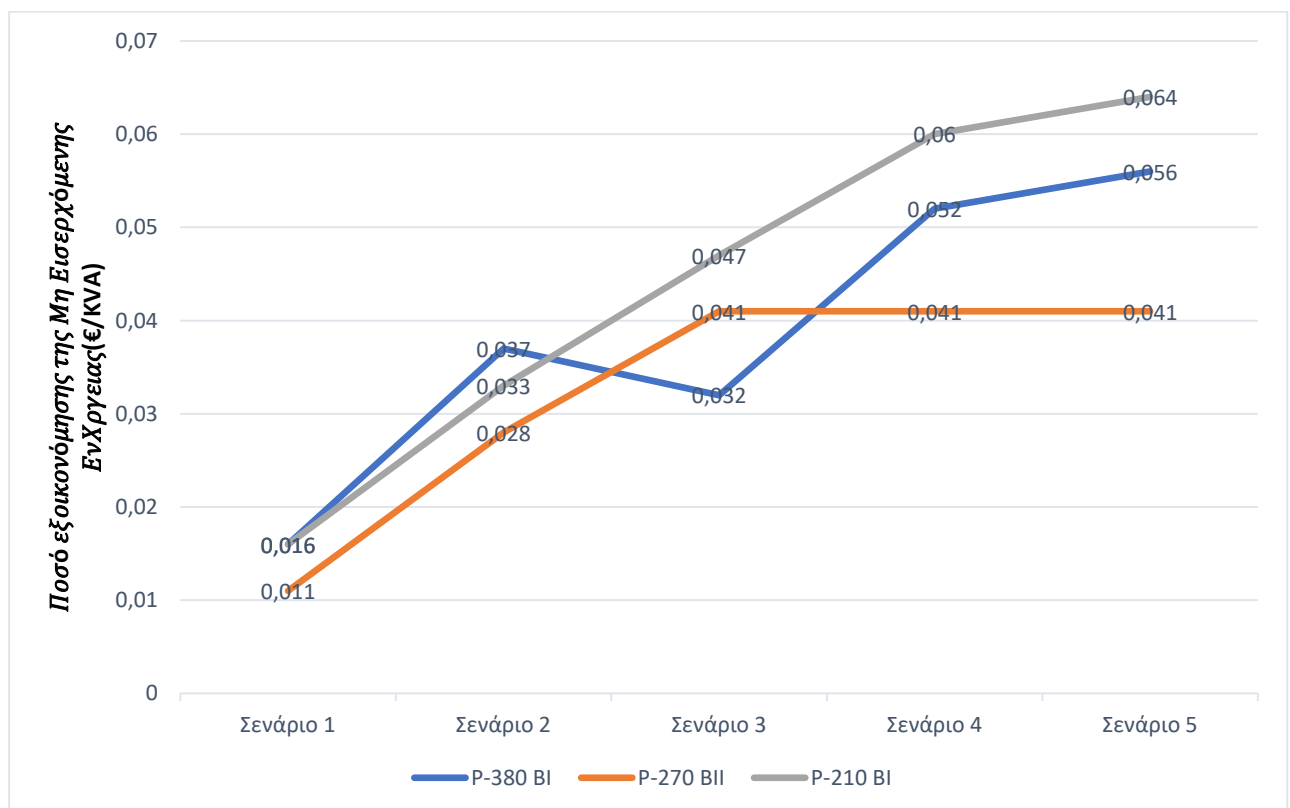
$$\text{δείκτης 2} = \frac{\text{Ποσό εξοικονόμησης της Μη Εισερχόμενης Ενέργειας}}{\text{Εγκατεστημένη Ισχύς}} \text{ σε (€/KVA)}$$

Στον Πίνακα 7.8 και στο Σχήμα 7.6 παρουσιάζονται οι τιμές του δείκτη ανά σενάριο και γραμμή.

Πίνακας 7.8: Τιμές του δείκτη 2 ανά σενάριο και γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I
	Εξοικονόμηση (€/kVA)	Εξοικονόμηση (€/kVA)	Εξοικονόμηση (€/kVA)

1°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	0,016	0,011	0,016
2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	0,037	0,028	0,033
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	0,032	0,041	0,047
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	0,052	0,041	0,060
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	0,056	0,041	0,064



Σχήμα 7.6: Δείκτης 2 ανά σενάριο και γραμμή

Με βάση τα παραπάνω αποτελέσματα, παρατηρείται επίσης μία αύξηση του δείκτη σε σχέση με τον αριθμό εγκαταστημένων RTU για τις γραμμές εγκατάστασης.

7.3.3 Δείκτης 3: Ποσό επένδυσης

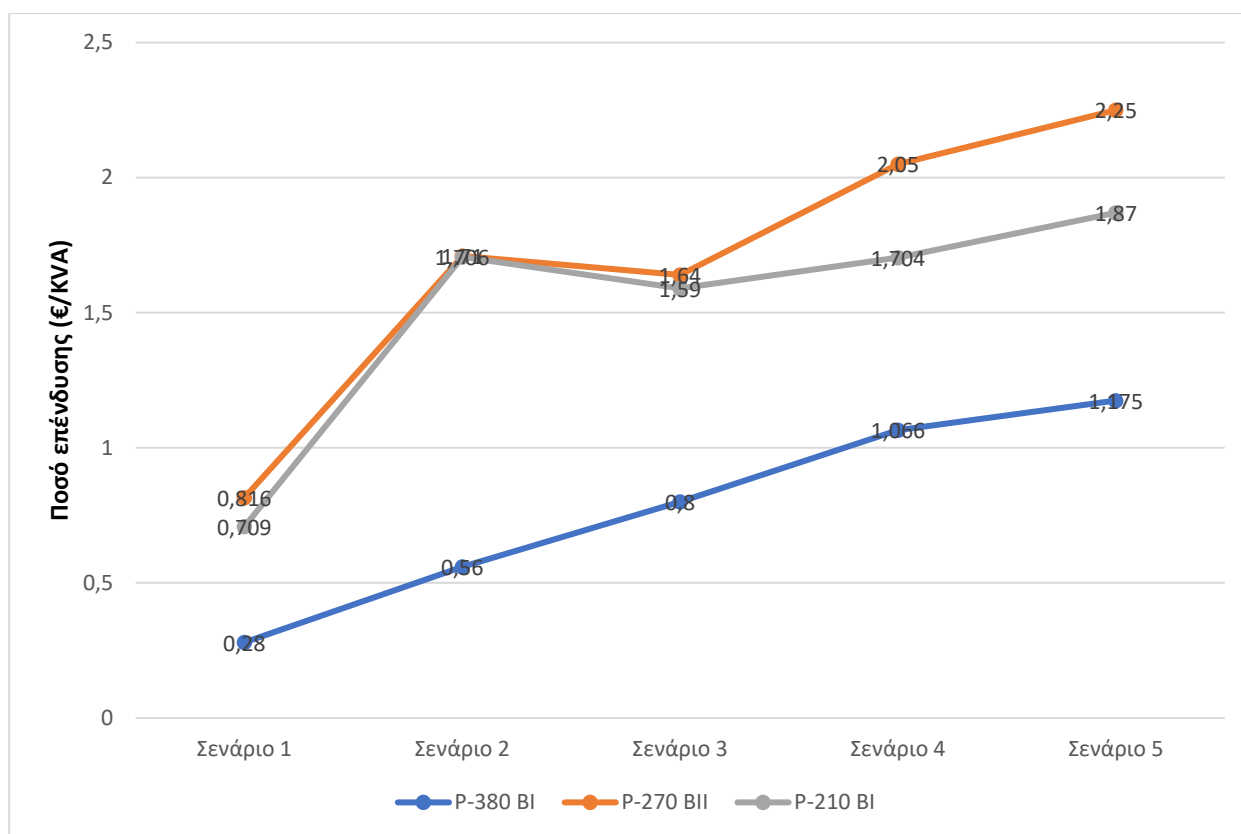
Τέλος, ορίζουμε τον δείκτη 3, ο οποίος αναπαριστά το ανά μονάδα KVA κόστος επένδυσης σε € για κάθε γραμμή και κάθε σενάριο ως εξής:

$$\text{δείκτης 3} = \frac{\text{Ποσό επένδυσης}}{\text{Εγκατεστημένη Ισχύς}} \text{ σε } (\text{€/KVA})$$

Στον Πίνακα 7.9 και στο Σχήμα 7.7 παρουσιάζονται οι τιμές του δείκτη ανά σενάριο και γραμμή.

Πίνακας 7.9: Τιμές του δείκτη 3 ανά σενάριο και γραμμή

Σενάριο / Γραμμή	P-380 B I	P-270 B II	P-210 B I
	Επένδυση (€/kVA)	Επένδυση (€/kVA)	Επένδυση (€/kVA)
1°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών	0,28	0,816	0,709
2°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε ένα ενδιάμεσο τμήμα	0,56	1,71	1,706
3°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε δύο θέσεις	0,80	1,64	1,59
4°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών και σε τρεις θέσεις	1,066	2,05	1,704
5°: RTU στα σημεία τομής των γραμμών, σε τρεις θέσεις και ΕΔΣ	1,175	2,25	1,87



Σχήμα 7.7: Δείκτης 3 ανά σενάριο και γραμμή

Οι συγκεκριμένοι δείκτες είναι εξαιρετικά χρήσιμοι, διότι παρέχουν μία εικόνα του “οριακού κόστους” και της “οριακής εξοικονόμησης” ανά KVA εγκατεστημένης ισχύος σε μία οποιαδήποτε γραμμή μεταφοράς.

Αυτό μπορεί να έχει πρόσθετη χρησιμότητα και σε επενδύσεις ανακαίνισης των δικτύων λόγω συχνότητας βλαβών. Για παράδειγμα, θα μπορεί να υπολογιστεί το κόστος σε Μη Διανεμόμενη Ενέργεια για ένα υπόγειο καλώδιο που χρήζει αντικατάστασης λόγω συχνών βλαβών και αποτελεί υποψήφια μεγάλη επένδυση. Θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί βέλτιστος υπολογισμός με σενάρια εγκατάστασης πρόσθετων συστημάτων αυτοματισμού (RTU/ΕΔΣ). Με την πραγματοποίηση σύγκρισης επενδύσεων σε €/KVA (Αξία έργου αντικατάστασης καλωδίου/KVA εγκατεστημένης ισχύος γραμμής) και €/KVA (ποσό εξοικονόμησης Μη Διανεμόμενης Ενέργειας/KVA εγκατεστημένης ισχύος γραμμής) και επιλέγεται η οικονομικότερη επένδυση.

7.3.4 Σύγκριση των δεικτών και αξιολόγηση

Ουσιαστικά, η αξιολόγηση μίας εγκατάστασης για μία οποιαδήποτε γραμμή θα μπορούσε να γίνει με την σύγκριση των παραπάνω δεικτών χρησιμοποιώντας της παρακάτω μαθηματικής σχέση:

$$\text{χρηματικό όφελος} = [\text{δείκτης 1} + \text{δείκτης 2}] - \text{δείκτης 3}$$

Στόχος από πλευράς επενδύσεων είναι το *χρηματικό όφελος* που θα προκύπτει από τα έξοδα επένδυσης μείον τα ποσά απόσβεσης για μία οποιαδήποτε γραμμή να είναι όσο το δυνατόν *μεγαλύτερο*. Άρα, με αυτό τον τρόπο μπορεί να εισαχθεί ως κριτήριο σε μελέτες προτεραιοποίησης μεγάλων ομοειδών έργων ανακαίνισης των δικτύων και να γίνεται βέλτιστη αξιολόγηση της πιθανής επένδυσης.

Επίπροσθέτως, η προσθήκη των *Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ)* στον εξοπλισμό του δικτύου συντελεί σε ακόμη ταχύτερο εντοπισμό του σημείου του σφάλματος, ειδικά όταν και αυτά διαθέτουν σύστημα τηλε-σήμανσης και η διέλευση σφάλματος εμφανίζεται στο SCADA – DMS του ΚΕΔΔ σε πραγματικό χρόνο.

Ωστόσο η επένδυση για την εγκατάσταση ΕΔΣ αποσβένεται πολύ νωρίτερα και σχεδόν άμεσα μετά την εγκατάστασή τους λαμβάνοντας υπόψη ότι έχοντας την ένδειξη διέλευσης σφάλματος γίνονται στοχευμένα οι χειρισμοί για την απομόνωση του τμήματος του δικτύου που έχει εκδηλωθεί το σφάλμα και αποφεύγονται οι «δοκιμαστικοί χειρισμοί» με τα ακόλουθα σημαντικά οφέλη:

- Αποφεύγεται η ζεύξη διακοπών ισχύος και φορτίου με συνθήκες βραχυκυκλώματος και αποφεύγεται η πρόωρη φθορά των επαφών τους και άλλων εξαρτημάτων τους.
- Αποφεύγεται η καταπόνηση των καλωδίων και των εξαρτημάτων σύνδεσης από τις δοκιμαστικούς χειρισμούς.
- Αποφεύγονται οι ανεπιθύμητες διαταραχές στις εγκαταστάσεις των καταναλωτών από τους δοκιμαστικούς χειρισμούς.
- Μειώνεται ο αριθμός των απαιτούμενων ανθρωποωρών των απαιτούμενων συνεργείων για τον εντοπισμό του σφάλματος.

Επομένως ο συνδυασμός των τηλεχειρισμών με την τηλε-ένδειξη σφάλματος συντελεί στη μείωση του χρόνου αποκατάστασης της ηλεκτροδότησης μετά από εκδήλωση σφάλματος σε γραμμή ΜΤ με θετικές συνέπειες στη λειτουργία του δικτύου αλλά και στη βελτίωση της

ποιότητας της παρεχόμενης ενέργειας στους καταναλωτές. Επιπλέον ανάλογα οφέλη καταγράφονται από τη χρήση των τηλεχειριζόμενων στοιχείων σε προγραμματισμένες διακοπές για εκτέλεση έργων από τους διαχειριστές δικτύου. Με αυτά τα δεδομένα το όφελος είναι πολύ μεγαλύτερο της επένδυσης.

7.4. Συνεισφορά στην ανάλυση σφαλμάτων

Προκειμένου να υπολογίζονται σφάλματα που προκύπτουν στο δίκτυο, από διάφορες αιτίες, σύμφωνα με τη βιβλιογραφία μεταξύ άλλων παραγόντων απαιτείται να γνωρίζουμε:

- Τα ρεύματα τα οποία ρέουν στο δίκτυο προς το σημείο του σφάλματος
- Τις τάσεις ως προς γη σε οποιοδήποτε ζυγό του συστήματος

Έχοντας τα δεδομένα μετρήσεων από τα εγκατεστημένα στοιχεία αυτοματισμών είναι δυνατό να εφαρμόσουμε σενάρια ρεαλιστικά στις εφαρμογές ανάλυσης ροής φορτίου για τις περιπτώσεις σφαλμάτων και των επακόλουθων μεταβατικών φαινομένων (υπερταχέων, ταχέων, βραδέων).

Επίσης έχοντας διαθέσιμη βάση δεδομένων στοιχείων ενέργειας τεκμηριώνονται με τον καλύτερο τρόπο συμπεράσματα για την ένταξη πελατών και παραγωγών στο σύστημα, αλλά και για τη βελτίωση υλικών όπως συνδέσμων, μονωτήρων κλπ.

Σημαντικό είναι και για την ασφάλεια εργασίας ότι έχοντας τα δεδομένα ισχύος μπορούν να προγραμματιστούν οι χειρισμοί για διάφορες εργασίες στο δίκτυο με τον βέλτιστο τρόπο .

7.5. Αξιοποίηση λογισμικών

Με τη βοήθεια των κατάλληλων μεθόδων και των λογισμικών που αναφέρονται στα κεφ. 4 παρ. 4.3, 4.4 και στο κεφ. 5 παρ. 5.2 η επιλογή των θέσεων των συστημάτων αυτοματισμού (RTU και Ενδεικτικών Διέλευσης Σφάλματος) καθίσταται αποτελεσματικότερη σε ό,τι αφορά τόσο την καλύτερη διαχείριση του δικτύου όσο και την ανταπόδοση της επένδυσης, χωρίς όμως να παραληφθεί ότι πριν από την εξέταση λαμβάνονται υπόψη πάντα τα κριτήρια που αναφέρθηκαν στο κεφ. 4 και στην ενότητα 6.5.2.1 που απεικονίζουν τις πραγματικές συνθήκες του δικτύου.

Είναι σημαντικό επίσης να ληφθεί υπόψη ότι για να εφαρμοστούν οι μέθοδοι απαιτούνται τα πρωτογενή στοιχεία (σενάρια φόρτισης, τάση, κλπ) που θα προκύψουν μετά από πλήθος

μετρήσεων που σε δίκτυα αυτού του μήκους και πλήθους πελατών θα είναι χρονοβόρο να συγκεντρωθούν και η εγκατάσταση θα καθυστερήσει.

Επομένως, το πιο αποτελεσματικό είναι να εφαρμοστεί κατ' αρχάς η πρώτη φάση εγκατάστασης όπως εξετάστηκε στην παρούσα εργασία προκειμένου να εξαχθούν τα πρώτα συμπεράσματα για την συμπεριφορά του εξοπλισμού, να αποκτηθεί η τεχνογνωσία από τους υπεύθυνους του έργου που θα ασχοληθούν και παράλληλα να λαμβάνονται, μέσω της δυνατότητας τηλε-επιτήρησης, του εξοπλισμού τα πρώτα στοιχεία που απαιτούνται για την εξέταση της εγκατάστασης μονάδων αυτοματισμού – τηλε-εποπτείας με τη χρήση λογισμικών, ώστε να εφαρμοστεί η δεύτερη φάση για την επέκταση του αυτοματισμού με προσθήκη περισσότερων μονάδων.

7.6. Επιστημονική Συνεισφορά (Contribution)

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελεί μία εκτενή έρευνα σχετικά με την χρησιμότητα του αυτοματισμού και του τηλεχειρισμού στα Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω της εγκατάστασης και χρήσης προηγμένων τεχνολογικών διατάξεων (RTU). Αξιοποιούνται τα συστήματα αυτοματισμού που εξοπλίζουν τα τελευταία χρόνια τα δίκτυα και καθιστούν αποδοτικότερη και ευκολότερη τη διαχείριση του δικτύου, με οφέλη τόσο στην ανίχνευση και ανάλυση πιθανών σφαλμάτων όσο και στην εξοικονόμηση του συνολικού κόστους κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Ταυτόχρονα, παρουσιάζονται διάφορες μελέτες για τη βέλτιστη τοποθέτηση των συστημάτων RTU και τον αριθμό των μονάδων που θα εγκατασταθούν σε κάθε γραμμή.

Παράλληλα, εφαρμόζει συστήματα αυτοματισμού σε δίκτυο κάτω από πραγματικές συνθήκες, οπότε ποσοτικοποιείται η εξοικονόμηση χρόνου και το οικονομικό όφελος με την εισαγωγή νέων δεικτών των ποσών εξοικονόμησης της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας, εισερχόμενης ενέργειας και κόστους επένδυσης σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ.

Επομένως συσχετίζει τον αριθμό των εγκατεστημένων ΕΔΣ/RTU με τα οικονομικά οφέλη τόσο προς τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού όσο και προς την εθνική οικονομία και είναι δυνατόν ανάλογα με το δείκτη SAIDI μιας περιοχής να υπολογιστεί ο αριθμός των ΕΔΣ/RTU που είναι οικονομικά συμφέρων να εγκατασταθούν.

Συνεπώς, πραγματοποιείται μία εκτενής έρευνα με πραγματικά δεδομένα (real data) και λαμβάνεται υπόψη εκτός από το κόστος εισερχόμενης ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο

(απώλεια εσόδων των προμηθευτών), το κόστος της Μη Διανεμόμενης Ενέργειας δηλαδή του κόστους που ζημιώνεται η Εθνική Οικονομία εξαιτίας διακοπών της ηλεκτροδότησης εξαιτίας απρόσμενων σφαλμάτων στο δίκτυο ΜΤ (απώλεια από διακοπή παραγωγικών διαδικασιών, κινητοποίηση κρατικών μηχανισμών).

Στόχος είναι η αποδοτικότερη και ευκολότερη διαχείριση του δικτύου, με οφέλη τόσο στην ανίχνευση και ανάλυση πιθανών σφαλμάτων όσο και στην εξοικονόμηση του συνολικού κόστους κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Βρισκόμαστε σε μία εποχή στην οποία γίνονται ενέργειες σε παγκόσμιο επίπεδο ώστε να μετασχηματιστούν τα συμβατικού τύπου συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας σε ότι αποκαλούμε Ευφυή Δίκτυα (Smart Grids). Άμεσος στόχος λοιπόν της έρευνας που πραγματοποιήθηκε είναι η παρουσίαση καινοτόμων τεχνολογικών μοντέλων, τα οποία θα βελτιώσουν την συνολική λειτουργία του δικτύου και θα απλοποιήσουν σημαντικά την διαχείρισή του τόσο σε κανονικές συνθήκες όσο και σε συνθήκες σφαλμάτων.

Δηλαδή, η συγκεκριμένη προσπάθεια θα μπορούσε να αποτελέσει το έναυσμα ώστε να εκπονούνται μελέτες για:

- Την εύρεση των βέλτιστων θέσεων των συστημάτων αυτοματισμού σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας
- Τον βέλτιστο αριθμό των συστημάτων που θα εγκατασταθούν σε σχέση με το ύψος της επένδυσης, τα ποιοτικά στοιχεία του δικτύου (SAIDI, παλαιότητα δικτύου, πρόσβαση), την ανταποδοτικότητα από τη μείωση της απώλειας της μη Διανεμόμενης Ενέργειας και τους διαθέσιμους κατά περίπτωση πόρους σε συνδυασμό με το χρονοδιάγραμμα του έργου που μελετάται.
- Όλα αυτά με πρότυπα που θα καθοριστούν ώστε να είναι προσιτά και εφαρμόσιμα από τους μελετητές του δικτύου.

7.7. Προτάσεις Μελλοντικής Μελέτης (Future Study)

Μέσα σε όλη αυτή την προσπάθεια, σημαντικότερο ρόλο διαδραματίζει η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση της Τεχνητής Νοημοσύνης (Artificial Intelligence). Το συγκεκριμένο πεδίο αποτελεί στις μέρες μας τον πιο ραγδαία αναπτυσσόμενο τεχνολογικό κλάδο, με εφαρμογή σε τομείς όπως η βιοϊατρική, τα χρηματοοικονομικά και η βιομηχανία. Με την εφαρμογή λοιπών αλγορίθμων Μηχανικής και Βαθιάς Μάθησης (Machine & Deep learning), ταυτόχρονα με τα συστήματα Απομακρυσμένων Τερματικών Μονάδων και Συστημάτων Εποπτείας του Δικτύου

(SCADA), θα υπήρχε η δυνατότητα για τα συστήματα ισχύος, όχι μόνο να ανιχνεύουν τα πιθανά σφάλματα του δικτύου, αλλά και να τα προβλέπουν με υψηλό βαθμό ακριβείας, όπως έχει αποδειχθεί από προηγούμενες μελέτες πάνω στον κλάδο της Τεχνητής Νοημοσύνης. Παρόμοιες μελέτες έχουν πραγματοποιηθεί στις αναφορές [42], [43]. Συνεπώς, η μελέτη πάνω στη εναρμόνιση των συστημάτων που περιγράφονται στην παρούσα διπλωματική με τα συστήματα της Τεχνητής Νοημοσύνης αποτελεί ένα πεδίο εξαιρετικά υψηλού ερευνητικού ενδιαφέροντος, το οποίο θα μπορούσε να συνεισφέρει δραστικά στην δημιουργία προηγμένων δικτύων, με ταχύτερες δυνατότητες αποκατάστασης της ισορροπίας μετά από διαταραχές, υψηλότερου δείκτη απόδοσης και μειωμένου κόστους λειτουργίας τόσο για τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας όσο και τους τελικούς καταναλωτές.

Τέλος, ένα ακόμη πεδίο το οποίο θα μπορούσε έμμεσα να εναρμονιστεί με τον τεχνολογικό εξοπλισμό που παρουσιάζεται στο συγκεκριμένο έργο, είναι η Διαχείριση της Ζήτησης (Demand Side Management) [44]. Η Διαχείριση της Ζήτησης περιλαμβάνει το σχεδιασμό, την υλοποίηση και την παρακολούθηση όλων των δραστηριοτήτων που έχουν σχεδιαστεί για να επηρεάσουν η συμπεριφορά των καταναλωτών της ηλεκτρικής ενέργειας με απώτερο στόχο την θέσπιση σημαντικών τροποποιήσεων στην τελική καμπύλη φορτίου του συστήματος, όπως η ομαλοποίησή της και η μετατόπιση σημαντικού μέρους της κατανάλωσης από περιόδους αιχμής σε περιόδους χαμηλής ζήτησης (peak to off-peak periods). Τα πλεονεκτήματα που θα μπορούσαν να προκύψουν τις συγκεκριμένες εφαρμογές θα είναι ικανά να προσδώσουν τόσο ευελιξία και αξιοπιστία στο σύστημα, όσο και προστασία στο φυσικό περιβάλλον με την μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).

Βιβλιογραφία

- [1] M.R. Elkadeem, M.A. Alaam, Ahmed M. Azmy, "Improving performance of underground MV distribution networks using distribution automation system: A case study" *Ain Shams engineering Journal* (2018) 9, 469–481
- [2] Ahmed, M. M., & Soo, W. L. (2008, December). Supervisory control and data acquisition system (scada) based customized remote terminal unit (rtu) for distribution automation system. In *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference* (pp. 1655-1660). IEEE.
- [3] Stuart A. Boyer, "SCADA Supervisory Control and Data Acquisition," 3rd Edition, ISA-The Instrumentation, System and Automation Society, 2004
- [4] M. Kornatka, "Distribution of SAIDI and SAIFI indices and the saturation of the MV network with remotely controlled switches," *2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/EPE.2017.7967243.
- [5] M. Z. Habib, M. T. Hoq, S. Duvnjak Žarković and N. Taylor, "Impact of the fault location methods on SAIDI of a resonant-earthed distribution system," *2020 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/POWERCON48463.2020.9230614.
- [6] David Bailey, "SCADA for Industry," Newnes, An imprint of Elsevier, Linacre House, Jordan Hill, Oxford 2003.
- [7] B.L. Theraja et. all "A Textbook of Electrical Technology Vol.III, Transmission, Distribution and Utilization," S. Chand & Co. Ltd., 2002.
- [8] Remote Terminal Unit (RTU) Hardware Design and Implementation Efficient in Different Application 1W. N. S. E. Wan Jusoh, 2M.A. Mat Hanafiah, 3M.R. Ab. Ghani, 4 S.H. Raman Faculty of Electrical Engineering, Universiti Teknikal Malaysia Melaka (UTeM), Durian Tunggal, Melaka, Malaysia, 2013 *IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2013)*, Langkawi, Malaysia, 2013
- [9] Τεχνική Περιγραφή ΔΕΔΔΗΕ υπ. αρ. ΔΔ-397 05/08/2020 Περιφερειακές Μονάδες Ελέγχου για Τηλεχειρισμό και Εντοπισμό Σφαλμάτων σε Υποσταθμούς ΜΤ/ΧΤ Εσωτερικού Χώρου
- [10] Δ. Λαμπρίδης, Π. Ντοκόπουλος, Γ. Παπαγιάννης: Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος Α', Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη 2006.

- [11] Chen, C. S., Lin, C. H., Chuang, H. J., Li, C. S., Huang, M. Y., & Huang, C. W. (2006). Optimal placement of line switches for distribution automation systems using immune algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), 1209-1217.
- [12] Huang, G. M., & Lei, J. (2004, May). A topological measurements and RTUs design against a contingency. In *2004 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (IEEE Cat. No. 04CH37512)* (Vol. 5, pp. V-V). IEEE.
- [13] Kerdchuen, T., & Ongsakul, W. (2007). Measurement and RTU placement for state estimation by loop decomposition. *GREATER MEKONG SUBREGION ACADEMIC AND RESEARCH NETWORK*, 9.
- [14] Ramesh, L., Chowdhury, S. P., & Chowdhury, S. (2010). Ring main distribution state estimation through minimal metering scheme.
- [15] Shammah, A. A. E., Abou El-Ela, A., & Azmy, A. M. (2012). Optimal location of remote terminal units in distribution systems using genetic algorithm. *Electric power systems research*, 89, 165-170.
- [16] P. Jintagasonwit, P. Jintakosonwit and N. Wattanapongsakorn, "Optimal feeder-switches and pole-mounted RTUs relocation on electrical distribution system considering load profile," *CIREC 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2005, pp. 1-5, doi: 10.1049/cp:20051373.
- [17] Razi-Kazemi, Ali & Dehghanian, Payman & Karami, and. (2011). A Probabilistic Approach for Remote Terminal Unit Placement in Power Distribution Systems. *INTELEC, International Telecommunications Energy Conference (Proceedings)*. 10.1109/INTLEC.2011.6099781.
- [18] Bishop, M. T., McCarthy, C. A., Rose, V. G., & Stanek, E. K. (1999, April). Considering momentary and sustained reliability indices in the design of distribution feeder overcurrent protection. In *1999 IEEE Transmission and Distribution Conference (Cat. No. 99CH36333)* (Vol. 1, pp. 206-211). IEEE.
- [19] Samdal, K., Solum, G., & Ramsli, L. W. (2009, June). Regulation of quality of supply-An innovation driving force? Novel equipment for reducing customer's interruption costs by bypassing switches during maintenance. In *CIREC 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1* (pp. 1-4). IET.
- [20] Kjølle, G. H., Samdal, K., Singh, B., & Kvitastein, O. A. (2008). Customer costs related to interruptions and voltage problems: Methodology and results. *IEEE Transactions on power systems*, 23(3), 1030-1038.

- [21] J. H. Teng and C. N. Lu, (2002). "Feeder switch relocation for customer interruption costs minimization," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 17, no. 1, pp. 254–259.
- [22] Y. Xu, C.-C. Liu, K. P. Schneider, and D. T. Ton, (2016). "Placement of remote-controlled switches to enhance distribution system restoration capability," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 99, pp. 1–12.
- [23] M. Farajollahi, M. Fotuhi-Firuzabad, and A. Safdarian, (2019). "Sectionalizing switch placement in distribution networks considering switch failure," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 1080–1082.
- [24] M. Amohadi and M. Fotuhi-Firuzabad, (2019). "Optimal placement of switching and protection devices in radial distribution networks to enhance system reliability using the AHP-PSO method," *Turk. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 27, pp. 181–196.
- [25] A. V. Pombo, J. Murta-Pina, and V. F. Pires, (2015). "Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization," *Rel. Eng. Syst. Saf.*, vol. 136, pp. 101–108.
- [26] W. Tippachon and D. Rerkpreedapong, (2009). "Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 7, pp. 1171–1178.
- [27] J. Dong, L. Zhu, Y. Liu, and D. T. Rzy, (2019). "Enhancing Distribution System Monitoring and Resiliency: A Sensor Placement Optimization Tool (SPOT)", in *Proc. IEEE PES General Meeting*.
- [28] Li, B., Wei, J., Liang, Y., & Chen, B. (2020). Optimal placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. *IEEE Access*, 8, 17619-17631.
- [29] Akbari, M., & Ghaffarzadeh, N. (2014). Optimal fault indicator placement in distribution networks using SFLA algorithm. *World Applied Programming*, 4(8), 181-192.
- [30] De Almeida, M. C., Costa, F. F., Xavier-de-Souza, S., & Santana, F. (2011). Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 81(2), 699-706.
- [31] Chu, P. C., & Beasley, J. E. (1997). A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers & Operations Research*, 24(1), 17-23.
- [32] Z. Galijasevic, A. Abur, (2002). Fault location using voltage measurements, *IEEE Trans. Power Deliv.* 17 (2), 441–445.

- [33] A.O. Ibe, B.J. Cory, (1986). A traveling wave-based fault locator for two and three terminal networks, *IEEE Trans. Power Syst.* PWRD-1 (2), 283–288.
- [34] F. Han, X. Yu, M. Al-Dabbagh, Y. Wang, (2007). Locating phase-to-ground short circuit faults on radial distribution lines, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 54 (3), 1581–1590.
- [35] J. Zhu, D.L. Lubkeman, A.A. Girgis, (1997). Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders, *IEEE Trans. Power Deliv.* 12 (2), 801–809.
- [36] R. Das, (1998). Determining the locations of faults in distribution systems, Doctoral thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, 206 p.
- [37] De Santana, F. J. R., De Almeida, L. A. L., & Costa, F. F. (2008, June). Optimal positioning of geo-referenced short circuit sensors for faster fault finding using genetic algorithm. In 2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (pp. 2236-2241). IEEE.
- [38] Τεχνική Περιγραφή ΔΕΔΔΗΕ υπ. αρ. ΔΔ-392/03-04-2018 Ενδεικτικό Διέλευσης Σφάλματος (ΕΔΣ) για Υπόγεια Δίκτυα
- [39] Nikos Hatziargyriou, Vasilis Kleftakis, Foivos Palaiogiannis, Aris Dimeas, Ioannis Vlachos, Christos Katsanos, Asterios Zafeirakis, Andreas Tzevelekos, “the modernisation of the supervisory control and data acquisition systems of the Hellenic electricity distribution network”, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED) 12-15 June 2017
- [40] Οδηγία Διανομής υπ. αρ. 27 ΔΕΗ Ενέργειες προς αποκατάσταση βλάβης
- [41] Hora, C.; Dan, F.C.; Bendea, G.; Secui, C. Residential Short-Term Load Forecasting during Atypical Consumption Behavior. *Energies* 2022, 15, 291. <https://doi.org/10.3390/en15010291>
- [42] Machado, E.; Pinto, T.; Guedes, V.; Morais, H. Electrical Load Demand Forecasting Using Feed-Forward Neural Networks. *Energies* 2021, 14, 7644. <https://doi.org/10.3390/en14227644>
- [43] Pei, S.; Qin, H.; Yao, L.; Liu, Y.; Wang, C.; Zhou, J. Multi-Step Ahead Short-Term Load Forecasting Using Hybrid Feature Selection and Improved Long Short-Term Memory Network. *Energies* 2020, 13, 4121. <https://doi.org/10.3390/en13164121>
- [44] Laitsos, V.M.; Bargiotas, D.; Daskalopulu, A.; Arvanitidis, A.I.; Tsoukalas, L.H. An Incentive-Based Implementation of Demand Side Management in Power Systems. *Energies* 2021, 14, 7994. <https://doi.org/10.3390/en14237994>
- [45] FTU User's Manual Pole-mounted Load Break Switch Control Model, Name: FTU-P200 Manual, Version: 5.0 JOONGWON Co., Ltd, 2021

Παράρτημα

Τηλεχειριζόμενοι Διακόπτες Φορτίου Εναερίου Δικτύου Μέσης Τάσης

- **Περιγραφή**

Οι τηλεχειριζόμενοι διακόπτες φορτίου χρησιμοποιούνται στο εναέριο δίκτυο Μέσης Τάσης (αντί του συνδυασμού τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου εντός κυψέλης σε Υ/Σ εσωτερικού χώρου σε συνδυασμό με RTU, στο υπόγειο δίκτυο) και στο επίπεδο λειτουργίας έχουν την ίδια λογική δηλαδή ο χειρισμός τους μπορεί να γίνει είτε από τον ίδιο το διακόπτη με τη χρήση μονωμένου ακοντίου χειρισμών (προϋποθέτει αναρρίχηση στο στύλο) ή με χειριστήριο επί εδάφους, είτε από τη μονάδα ελέγχου του διακόπτη, είτε απομακρυσμένα από το Κέντρο Ελέγχου Δικτύου Διανομής (ΚΕΔΔ). Στην Εικόνα 1 παρουσιάζεται ένας τηλεχειριζόμενος διακόπτης φορτίου εναερίου δικτύου αριστερά και μια μονάδα ελέγχου του διακόπτη στη βάση του στύλου δεξιά.



Εικόνα 1: Τηλεχειριζόμενος διακόπτης φορτίου εναερίου δικτύου αριστερά – μονάδα ελέγχου του διακόπτη στη βάση του στύλου δεξιά (πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

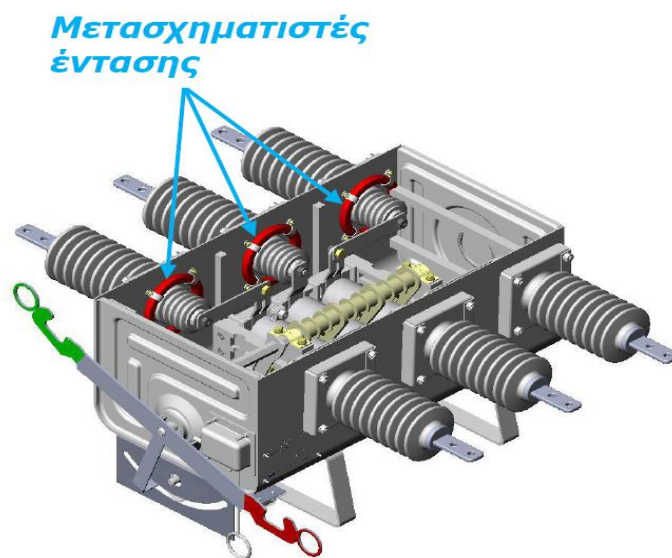
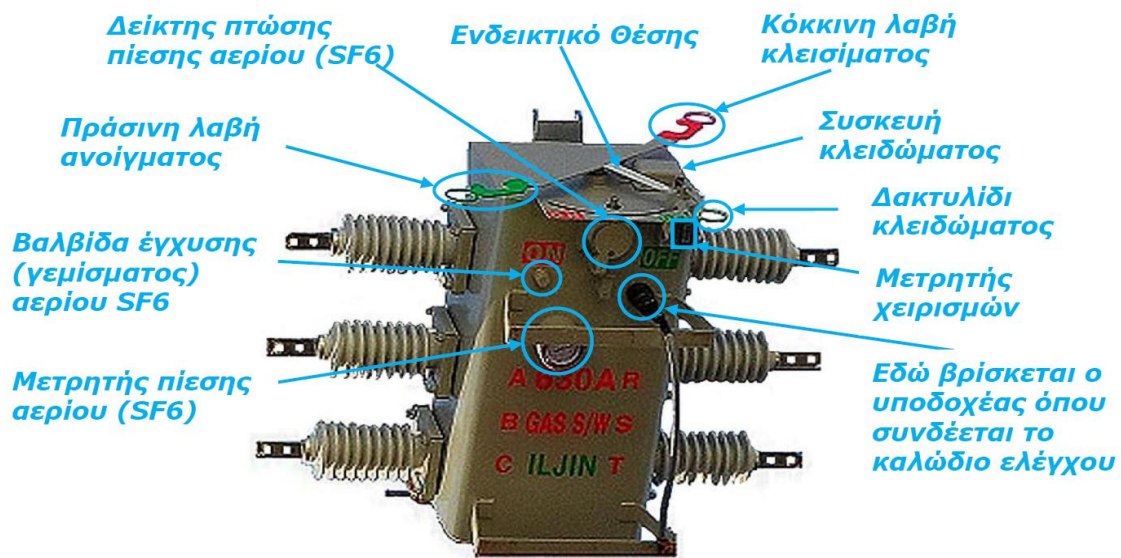
Επομένως προορίζονται για ζεύξη – απόζευξη φορτίων απομακρυσμένα μέσω τηλεχειρισμού, έχοντας όμως τη δυνατότητα για επιτόπιο χειρισμό, ενώ οι νεότερης τεχνολογίας τηλεχειριζόμενοι διακόπτες φορτίου έχουν ενσωματωμένο ενδεικτικό διελεύσεως σφάλματος (ΕΔΣ) για την ανίχνευση του σφάλματος στη γραμμή αν αυτό εκδηλώθηκε στο «ανάντι» ή «κατάντι» τμήμα της γραμμής ώστε να γίνει και ο κατά περίπτωση αποτελεσματικός χειρισμός

για την απομόνωση του τμήματος της γραμμής που εκδηλώθηκε το σφάλμα και επιπρόσθετα λειτουργούν σαν διακόπτες απομονώσεως ώστε σε συνεργασία με το προτεταγμένο μέσο προστασίας να ανοίγουν μόλις παρουσιαστεί σφάλμα.

Οι τηλεχειριζόμενοι διακόπτες φορτίου εναερίων δικτύων στο ελληνικό σύστημα διανομής είναι τριφασικοί τύπου κενού ή με μόνωση αερίου SF6 και ονομαστικής έντασης συνεχούς λειτουργίας 630 A και ονομαστικής ικανότητας διακοπής 630 A.

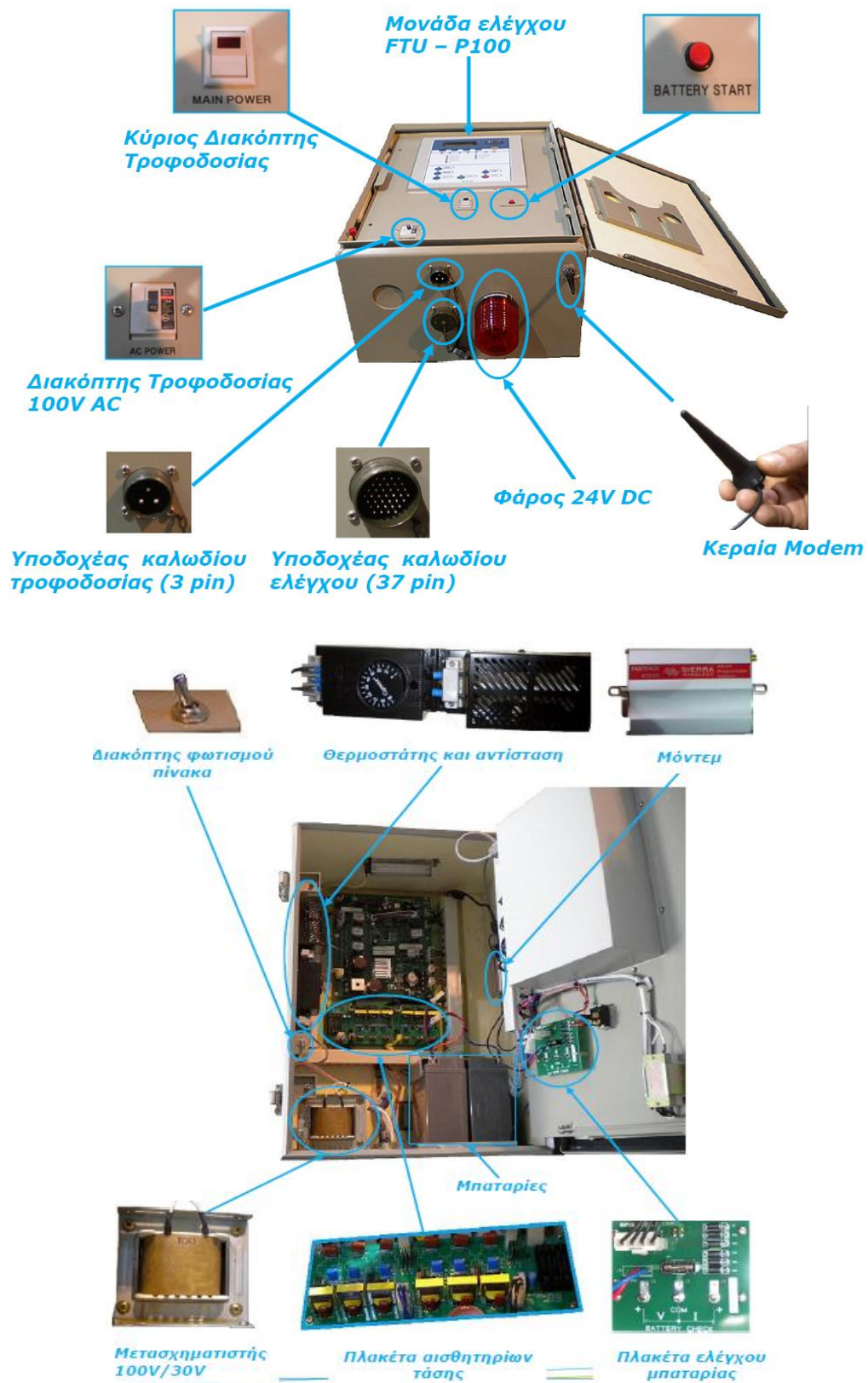
Συγκεκριμένα συνήθως αποτελούνται τα παρακάτω στοιχεία (πηγή «ΔΕΔΔΗΕ - Τηλεχειριζόμενοι Διακόπτες Φορτίου - Χρήσιμες Πληροφορίες»):

A. Από το σώμα του διακόπτη.



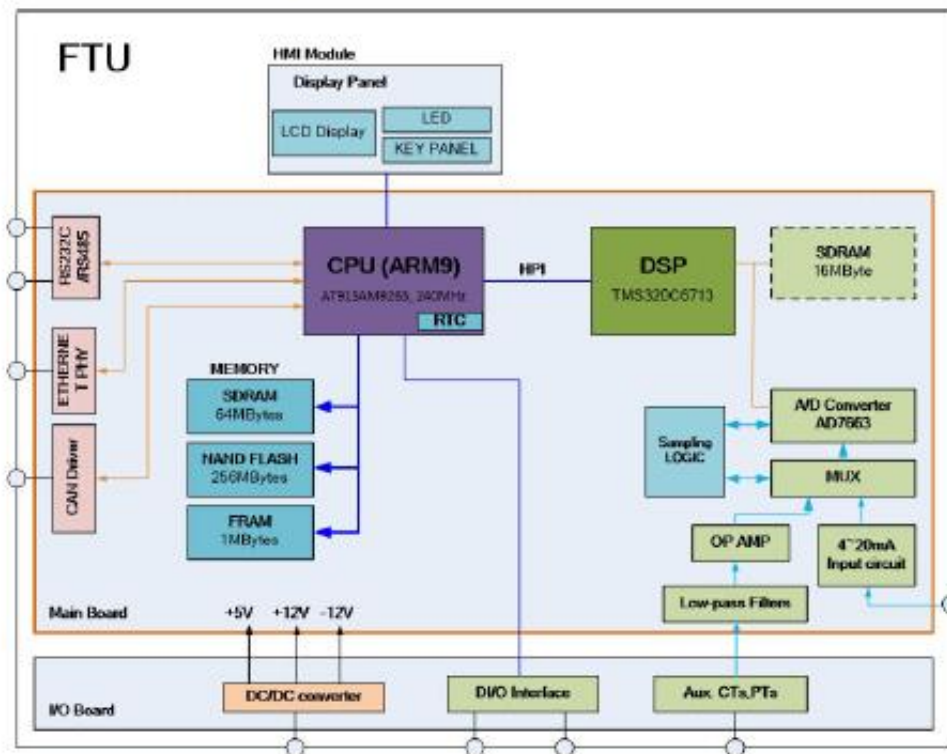
Εικόνα 2. Σώμα τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου εναερίου δικτύου (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Β. Από τον πίνακα ελέγχου



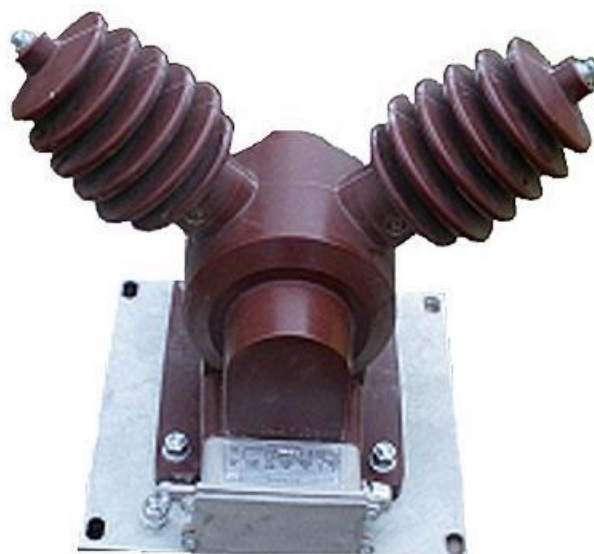
Εικόνα 3. Πίνακας ελέγχου τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου εναερίου δικτύου (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

Block Diagram of FTU Boards



Εικόνα 4. Αρχιτεκτονική πίνακα ελέγχου τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου εναερίου δικτύου (Πηγή FTU User's Manual Pole-mounted Load Break Switch Control Model, Name: FTU-P200 Manual, Version: 5.0 JOONGWON Co., Ltd) [45]

C. Από τον Μ/Σ τάσης, μέσω του οποίου τροφοδοτείται ο πίνακας ελέγχου με 100 V AC



Εικόνα 5. Μ/Σ τάσης τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου εναερίου δικτύου αριστερά (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

- **Κατασκευαστικές λεπτομέρειες Τηλεχειριζόμενος διακόπτης φορτίου εναερίου δικτύου**

Οι τεχνικές απαιτήσεις που πρέπει να πληρούν οι Τηλεχειριζόμενοι Διακόπτες Φορτίου που εγκαθίστανται στο ελληνικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρονται στην Τεχνική Περιγραφή ΔΕΔΔΗΕ/ ΔΔ-370/06-Ιουνίου-2017 σύμφωνα με τις οποίες ο Τηλεχειριζόμενος διακόπτης φορτίου θα είναι δυνατό να εκτελεί τις παρακάτω λειτουργίες παράλληλα με τη ζεύξη – απόξευξη φορτίων:

1. Λειτουργία κατεύθυνσης
2. Λειτουργία ανάληψης «ψυχρού φορτίου»
3. Λειτουργία Ανίχνευσης Ανοικτής Γραμμής (απώλεια φάσης)
4. Λειτουργία αναχαίτισης/δέσμευσης ρεύματος ζεύξης
5. Λειτουργία Ανίχνευσης σφάλματος
6. Λειτουργία «κομμένου» αγωγού
7. Λειτουργία ελέγχου συγχρονισμού
8. Λειτουργία διακόπτη απομόνωσης (sectionalizer) & SEF self-trip

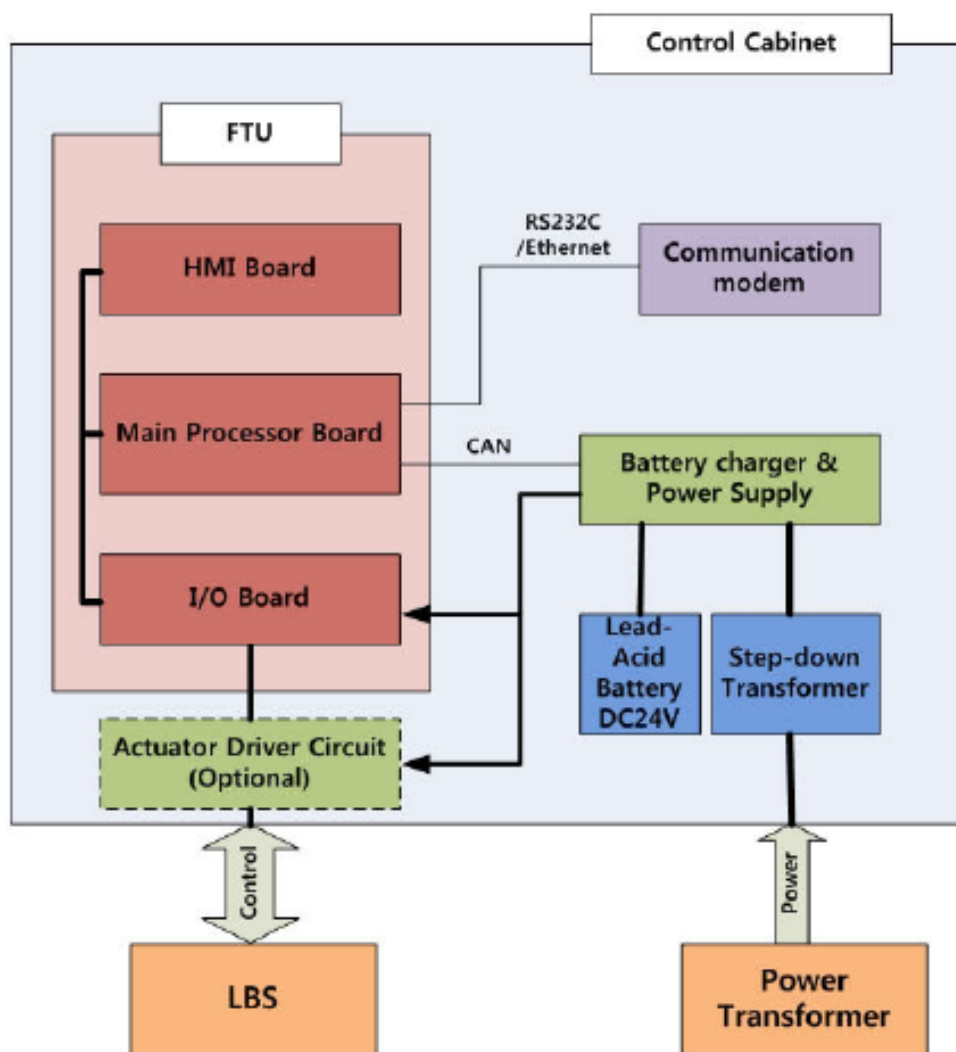


Εικόνα 6. Τηλεχειριζόμενος διακόπτης φορτίου εναερίου δικτύου εγκατεστημένος επί στύλου
(Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

- Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου (ΠΜΕ)

3. Hardware Structure

Typical Structure of Control Cabinet



Εικόνα 7. Τυπική δομή του πίνακα ελέγχου (Πηγή FTU User's Manual Pole-mounted Load Break Switch Control Model, Name: FTU-P200 Manual, Version: 5.0 JOONGWON Co., Ltd) [45]

Η Περιφερειακή Μονάδα Ελέγχου (ΠΜΕ) του τηλεχειριζόμενου διακόπτη φορτίου ή Remote Terminal Unit (RTU) ή Feeder Terminal Unit (FTU) θα μεταδίδει στο ΚΕΔΔ τα ακόλουθα δεδομένα:

1. Την αλλαγή κατάστασης του Δ/Φ (ανοικτός/κλειστός)
2. Την κατάσταση ελέγχου της ΠΜΕ (Τοπική/Εξ αποστάσεως)
3. Την κατάσταση της Λαβής Ασφάλισης (on/off)

4. Τα σήματα της παραγράφου 1.1.1
5. Τις ακόλουθες σημάσεις/συναγερμούς
 - a. Απώλεια τάσης τροφοδοσίας 100 Vac
 - b. Εσωτερικοί συναγερμοί της ΠΜΕ (επαγρύπνηση watchdog)
 - c. Έξι (6) εφεδρικοί συναγερμοί (για παράδειγμα ανοικτή θύρα), που ενεργοποιούνται με το κλείσιμο ξηρών επαφών
 - d. Χαμηλή στάθμη τάσης συσσωρευτή
 - e. Χαμηλή πίεση αερίου (για Δ/Φ με SF6)
 - f. Αποτυχία της δοκιμής φόρτισης της μπαταρίας.
 - g. Τις ακόλουθες μετρήσεις:
 - Πραγματικές τιμές μετά από κλήση στην ΠΜΕ από το ΚΕΔΔ.
 - Μέτρηση Έντασης (A) κάθε φάσης (Ia, Ib, Ic, In) με φορά (+,-).
 - Μετρήσεις Τάσης. Μέσω συγκεκριμένης διαδικασίας κατά την κατασκευή του εξοπλισμού στο εργοστάσιο ή ενός κυκλώματος βαθμονόμησης ενσωματωμένου στον πίνακα ελέγχου η ακρίβεια της μέτρησης (όπως θα μεταδίδεται στο σύστημα SCADA), θα είναι μέχρι 1%, της πραγματικής τιμής. Η ακρίβεια αυτή θα επιτυγχάνεται τουλάχιστον, σε κανονικές ατμοσφαιρικές συνθήκες θερμοκρασίας αέρα περιβάλλοντος 20°C και σχετικής υγρασίας 65%, μολονότι η ακρίβεια των ανιχνευτών τάσης μπορεί να είναι έως και 3% σε όλο το εύρος λειτουργίας
 - Μετρήσεις Ενεργού, άεργου και φαινόμενης ισχύος ανά φάση και τριφασικά.

Η ΠΜΕ θα λαμβάνει από το ΚΕΔΔ τα ακόλουθα δεδομένα:

- a. Εντολές για την αλλαγή κατάστασης του Δ/Φ (άνοιγμα/κλείσιμο). Οι εντολές χειρισμού θα δίδονται είτε τοπικά είτε απομακρυσμένα από το ΚΕΔΔ.
- b. Μηνύματα συγχρονισμού από το πρωτόκολλο επικοινωνίας.
- c. Εντολή ελέγχου φόρτισης μπαταρίας.
- d. Εντολές για την αλλαγή της ομάδας ρυθμίσεων του Δ/Φ.

Η ΠΜΕ θα έχει μια θύρα Ethernet κατάλληλη για την επικοινωνία της με το ΚΕΔΔ μέσω πρωτοκόλλου IEC 60870-5-104. Η ίδια θύρα πρέπει να χρησιμοποιείται για την αλλαγή των παραμέτρων του προγραμματισμού της RTU εξ αποστάσεως, μέσω της σύνδεσης GPRS,

ανεξάρτητα από τη λειτουργία SCADA καθώς επίσης και για την απομάστευση των αρχείων καταγραφής συμβάντων και μετρήσεων (LOG files) του ΠΜΕ.

Το λογισμικό της ΠΜΕ θα διαθέτει εκτεταμένο σύστημα αυτο-ελέγχου (watchdog) για την παρακολούθηση των πιο σημαντικών λειτουργιών. Κατάλληλες διαγνωστικές εξετάσεις θα πρέπει να διαβιβάζονται στο ΚΕΔΔ, όπως αναφέρθηκε παραπάνω. Ο Προμηθευτής θα αναφέρει στην προσφορά πώς αντιμετωπίζεται το κάθε πρόβλημα, δίνοντας μια σύντομη περιγραφή της λογικής που το διέπει. Η ΠΜΕ θα έχει τα μέσα για την επαναφορά (χωρίς οποιαδήποτε εξωτερική παρέμβαση) του modem/router σε περίπτωση που "παγώσει" ή έχει "μπλοκαριστεί" για οποιοδήποτε λόγο, εκτός από σφάλμα υλικού (hardware).