



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

**ΑΝΑΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΤΟΥ ΥΠΟΓΕΙΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ  
ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ ΜΕ ΣΤΟΧΟ ΤΗΝ ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ  
ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σίσκος Νικήστρατος-Παναγιώτης

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Ιούλιος 2016





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

## ΑΝΑΔΙΑΡΡΥΘΜΙΣΗ ΤΟΥ ΥΠΟΓΕΙΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ ΜΕ ΣΤΟΧΟ ΤΗΝ ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σίσκος Νικήστρατος-Παναγιώτης

**Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου**  
**Καθηγητής Ε.Μ.Π**

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 13<sup>η</sup> Ιουλίου 2016.

.....  
Ν. Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Σ. Παπαθανασίου  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Π. Γεωργιάκης  
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π

**Αθήνα, Ιούλιος 2016**

.....  
Σίσκος Νικήστρατος-Παναγιώτης

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

Copyright ©, Σίσκος Νικήστρατος-Παναγιώτης, 2016

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Ένας από τους κυριότερους στόχους για κάθε εταιρεία διανομής ενέργειας είναι η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του δικτύου διανομής (ΔΔ). Δεδομένου ότι οι ετήσιες απώλειες των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας στα διάφορα κράτη της ΕΕ εκτιμώνται κατά μέσο όρο σε 4% των ονομαστικών ροών ενέργειας σε αυτά, οι νέοι κανονισμοί της ΕΕ υποχρεώνουν πλέον τους διαχειριστές των δικτύων διανομής ενέργειας να προχωρήσουν σε βελτίωση της αποδοτικότητας των δικτύων τους. Η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενέργειας, στη λειτουργία του δικτύου μέσης τάσης, συμβάλλει στην οικονομικότερη εκμετάλλευση του δικτύου αλλά συγχρόνως υλοποιεί και την απαίτηση για την προστασία του περιβάλλοντος μέσω της μείωσης των ρύπων και οδηγεί τελικά σε καλύτερη λειτουργία ενός ΔΔ.

Μια μέθοδος μέσω της οποίας μπορεί να επιτευχθεί βελτίωση της αποδοτικότητας ενός ΔΔ είναι η επαναδιαμόρφωση του μέσω τηλεχειριζόμενων διακοπών, δηλαδή η μεταβολή της τοπολογίας του με σκοπό να μειωθούν οι απώλειες ενέργειας.

Συγκεκριμένα, σε ένα αστικό υπόγειο δίκτυο διανομής μέσης τάσης, οι γραμμές μέσης τάσης έχουν την μορφή ανοικτού βρόχου και επομένως οι διάφοροι υποσταθμοί (Υ/Σ) διανομής μπορούν να τροφοδοτηθούν δύο τουλάχιστον διαφορετικούς δρόμους. Ο βρόχος τροφοδοτείται από δύο διακόπτες (feeders) που ανήκουν στον ίδιο ή σε διαφορετικούς Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Ο βρόχος συνήθως παραμένει λειτουργικά ανοικτός σε ένα διακόπτη ισχύος των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, για να υπάρχει άμεση δυνατότητα μεταφοράς φορτίων, λόγω της δυνατότητας τηλεχειρισμών, ενώ κανονικά θα έπρεπε να δημιουργείται η τομή της γραμμής ΜΤ σε ένα διακόπτη φορτίου Υ/Σ διανομής.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η διατύπωση και επίλυση του προβλήματος της αναδιαμόρφωσης για γραμμές μέσης τάσης ενός αστικού υπογείου δικτύου διανομής με τελικό στόχο της ελαχιστοποίηση των απωλειών ενέργειας, καθώς και το οικονομικό όφελος που προκύπτει από την αναδιαμόρφωση αυτή.

Αρχικά, σε συνεργασία με το ΔΕΔΔΗΕ ορίστηκε η έκταση του δικτύου διανομής, στο οποίο προτάθηκε η αναδιαρρύθμιση. Ακόμη δημιουργήθηκε βάση δεδομένων με τις χρονοσειρές των φορτίων των γραμμών (ημίωρες μετρήσεις έντασης), την εγκατεστημένη ισχύ των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, την συμφωνημένη ισχύ των πελατών Μέσης Τάσης, την τοπολογία του δικτύου, καθώς και τα διάφορα χαρακτηριστικά του.

Στην συνέχεια, ακολούθησε η δημιουργία ενός αλγορίθμου σε περιβάλλον MATLAB, ο οποίος, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση των απωλειών, εντοπίζει τον διακόπτη αναχώρησης (feeder) που θα τροφοδοτεί το σύνολο της γραμμής ΜΤ και τον Υ/Σ διανομής, που ο ένας εκ των δύο διακοπών φορτίου του, θα παραμείνει ανοικτός, ώστε να δημιουργηθεί η τομή του βρόχου.

Τέλος, υπολογίστηκε επίσης το ετήσιο οικονομικό όφελος που θα προκύψει για τον ΔΕΔΔΗΕ, μετά την αναδιαρρύθμιση του Δικτύου που εξετάστηκε. Επίσης

πραγματοποιήθηκε μια εκτίμηση του οφέλους από την μη καταβολή του προστίμου για τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, καθώς έχει υπολογισθεί η μείωση του όγκου των εκπομπών.

## **ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ**

επαναδιαμόρφωση δικτύου, αστικό υπόγειο δίκτυο διανομής μέσης τάσης, ελαχιστοποίηση απωλειών, βροχοειδές δίκτυο διανομής, ανοικτός βρόχος, βέλτιστη τομή

## ABSTRACT

One of the main goals for any electricity distribution company is the improvement of the efficiency of the distribution network. Given that the annual energy losses of an electricity grid in most EU countries are estimated at an average of 4% of the rated power flow, EU's regulations compel distribution network operators to improve the efficiency of their networks. The minimization of energy and power losses in a medium voltage distribution network contributes to a better utilization of the network, whilst also realizes the demand for the protection of the environment through the reduction of pollutants and finally leads to an optimized operation of a distribution network.

A method, through which the enhancement of the efficiency of a distribution network can be achieved, is the reconfiguration of it by break ties, that is the modification of its form in order to reduce losses.

More specifically, in an urban, underground, medium voltage, distribution network, the distribution lines are in the form of an open loop. Therefore, the distribution substations can be powered by two different paths. The loop is powered by two feeders that belong either to different or to the same high to medium voltage substation. The loop usually remains open to one power switch of a high to medium voltage substation, so that there is a capability for instant load transfer, while it would be more proper if a section was created in the distribution line, via a tie breaker of a distribution substation.

The purpose of this undergraduate thesis is the formulation and the solution of the problem of reconfiguration of distribution lines, as well as the calculation of the financial profit resulting from this practice.

Firstly, in cooperation with the Hellenic Electricity Distribution Network Operator (HEDNO), the range of the distribution network, that could undergo such a reconfiguration, was determined. Consequently, a database including the time series of the loads on the distribution lines, the power of the substations of the lines and the topology of the network along with its various characteristics was created.

After that, an algorithm in Matlab was developed. This algorithm chooses the feeder that should supply the distribution line and the tie breaker that must be opened in a substation in order for the energy losses to be minimized.

Finally, the annual financial profit for the Hellenic Electricity Distribution Network Operator was calculated. There is also an estimation of the profit resulting from avoiding the penalty for CO<sub>2</sub> emissions, as there the reduction of such emissions is also calculated.

## **KEY WORDS**

network reconfiguration, underground urban medium voltage distribution network, loss minimization, open loop, optimal section





## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2015-2016. Με την ολοκλήρωσή της θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Χατζηαργυρίου, καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα ιδιαίτερα ενδιαφέρον αντικείμενο. Ακόμη, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Ζαφειράκη, για την πολύτιμη βοήθειά του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας αυτής. Οι συζητήσεις που είχαμε αποτέλεσαν σημαντικό παράγοντα για την ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Δημέα για τα χρήσιμα σχόλια, τις υποδείξεις και τις διορθώσεις που συνέβαλαν στην περάτωση της εργασίας.

Σίσκος Νικήτας, Ιούλιος 2016



# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1<sup>ο</sup>: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1	Εισαγωγή.....	1
1.2	Αντικείμενο της εργασίας.....	2
1.3	Δομή της εργασίας.....	2

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2<sup>ο</sup>: Η ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

2.1	Εισαγωγή.....	3
2.2	Τα Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	3
2.2.1	Εισαγωγή.....	6
2.2.2	Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Διανομής (Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε).....	6
2.2.3	Δομή δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	6
2.2.4	Εξοπλισμός δικτύων διανομής.....	7
2.2.5	Τοπολογία και Λειτουργία Δικτύων Διανομής ΜΤ.....	10
2.3	Βέλτιστη λειτουργία δικτύων διανομής.....	15
2.3.1	Εισαγωγικά στοιχεία.....	15
2.3.2	Οι περιορισμοί για τη βελτίωση της αποδοτικότητας, μελλοντικές επεκτάσεις και έξυπνα δίκτυα διανομής.....	16
2.3.3	Συχνές μέθοδοι για τη βελτίωση της αποδοτικότητας.....	17

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3<sup>ο</sup>: ΤΑ DMS ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ Η ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

3.1	Εισαγωγή.....	19
-----	---------------	----

3.2	Τα συστήματα διαχείρισης δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (DMS).....	19
3.3	Η βελτίωση της αποδοτικότητας.....	20
3.4	Η αναδιαμόρφωση της τοπολογίας ενός ΔΔ ως μέτρο βελτίωσης της αποδοτικότητας.....	21
3.4.1	Εισαγωγικά στοιχεία.....	21
3.4.2	Βιβλιογραφική επισκόπηση και παρατηρήσεις.....	22
3.4.3	Αναδιάταξη μιας γραμμής ΜΤ με χρήση διακοπών.....	24

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4<sup>ο</sup>: ΟΙ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ – ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ**

4.1	Απώλειες Δικτύων Διανομής.....	26
4.1.1	Εισαγωγή.....	26
4.1.2	Υπολογισμός Απωλειών γραμμών διανομής ΜΤ.....	26
4.1.2.1	Η μέθοδος AC ροής ισχύος.....	27
4.1.2.2	Η μέθοδος προσεγγιστικού συντελεστή απωλειών.....	28
4.1.3	Η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε.....	29
4.1.4	Τελικός υπολογισμός σε γραμμή διανομής ΜΤ.....	33
4.1.5	Απώλειες Μετασχηματιστών.....	34
4.2	Υπολογισμός ετήσιου κόστους απωλειών.....	34
4.3	Αριθμητικό παράδειγμα.....	35

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5<sup>ο</sup>: ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ**

5.1	Τα στοιχεία της εργασίας.....	36
5.2	Επεξεργασία των μετρήσεων ρεύματος.....	37
5.3	Τοπολογία του δικτύου.....	39

5.4	Μοντελοποίηση του προβλήματος.....	39
5.4.1	Δημιουργία βάσης δεδομένων στο Matlab.....	39
5.4.2	Η λειτουργία του αλγορίθμου που κατασκευάστηκε.....	40

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6<sup>ο</sup>: ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ**

6.1	Εισαγωγή.....	47
6.2	Εφαρμογή μοντέλου με είσοδο τα στοιχεία από το ΔΕΔΔΗΕ.....	48
6.3	Ανάλυση ευαισθησίας και διερευνήσεις.....	53
6.3.1	Ανάλυση ευαισθησίας για τους συντελεστές $m$ και $F_A$ .....	53
6.3.2	Διερεύνηση 1.....	56
6.3.3	Διερεύνηση 2.....	60
6.3.4	Διερεύνηση 3.....	61
6.4	Μελέτη για τις εκπομπές $CO_2$ .....	63
6.4.1	Εισαγωγικά στοιχεία.....	63
6.4.2	Εξοικονόμηση εκπομπών $CO_2$ .....	63
6.4.3	Εύρεση των συντελεστών εκπομπής καυσίμων.....	64
6.4.4	Υπολογισμός εξοικονόμησης εκπομπών $CO_2$ .....	65
6.4.5	Το χρηματιστήριο ρύπων και η εξοικονόμηση χρημάτων από τη μη καταβολή προστίμου.....	66
6.5	Σύνοψη της εργασίας – συμπεράσματα και προοπτικές.....	68
6.5.1	Σύνοψη.....	68
6.5.2	Συμπεράσματα .....	69
6.5.3	Προοπτικές για μελλοντική έρευνα.....	69

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7<sup>ο</sup>: ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>71</b>
--	-----------

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.....72**

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....77**

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 6.1: Συγκεντρωμένα αποτελέσματα για τις 19 γραμμές MT.....	48
Πίνακας 6.2: Ποσοστό εξοικονόμησης απωλειών ενέργειας σε κάθε γραμμή.....	50
Πίνακας 6.3: Όφελος σε Ευρώ.....	51
Πίνακας 6.4: Ποσοστό εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε γραμμή.....	52
Πίνακας 6.5: Θέση τομής, απώλειες σε kWh έπειτα από μεταβολή του $F_A$ και ποσοστό μεταβολής απωλειών.....	54
Πίνακας 6.6: Ετήσιο κόστος απωλειών σε € έπειτα από μεταβολή του $m$ και ποσοστό μεταβολής κόστους.....	55
Πίνακας 6.7: Αρχική Κατάσταση.....	57
Πίνακας 6.8 : Αλλαγή Ισχύος $\alpha$ .....	57
Πίνακας 6.9 : Αλλαγή Ισχύος $\beta$ .....	58
Πίνακας 6.10 : Αλλαγή Ισχύος $\gamma$ .....	58
Πίνακας 6.11 : Αλλαγή Ισχύος $\delta$ .....	59
Πίνακας 6.12: Συγκεντρωμένα αποτελέσματα για αλλαγή ισχύος $Y/\Sigma$ .....	59
Πίνακας 6.13: Ισχύς ΑΠΕ και θέση τομής.....	61
Πίνακας 6.14:Συντελεστές εκπομπών καυσίμων.....	62
Πίνακας 6.15:Συντελεστές εκπομπών καυσίμων.....	65
Πίνακας 6.16 :Εξοικονόμηση εκπομπών $CO_2$ λόγω λιγνίτη.....	65
Πίνακας 6.17: Εξοικονόμηση εκπομπών $CO_2$ λόγω φυσικού αερίου .....	66
Πίνακας 6.18: Ποσοστά εξοικονόμηση εκπομπών $CO_2$ για κάθε καύσιμο .....	66
Πίνακας A1: Ονομασίες $Y/\Sigma$ σε κάθε γραμμή.....	72
Πίνακας A2: Ισχύς κάθε εγκατεστημένου $Y/\Sigma$ .....	73
Πίνακας A3: Μήκη συνδεδετικών γραμμών.....	74



Πίνακας Α4: Μέγιστο ρεύμα για κάθε γραμμή.....	75
Πίνακας Α5: Συντελεστές F και $F_A$ .....	76
Πίνακας Α6: Κωδικοί και ονόματα Υ/Σ του δικτύου που εξετάστηκε.....	76

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Σχήμα 2.1 : Σύνδεση ρυθμιστή τάσης υπό φορτίο σε Μ/Σ (ανά φάση)[3].....	9
Σχήμα 2.2: Ακτινικό εναέριο δίκτυο ΜΤ[3].....	11
Σχήμα 2.3: Βροχοειδή σχήματα υπόγειου καλωδιακού δικτύου ΜΤ[3].....	13
Σχήμα 2.4: Ατρακτοειδής σχήμα υπόγειου καλωδιακού δικτύου ΜΤ[3].....	14
Σχήμα 2.5: διπλής τροφοδότησης α) Σε αρχική β) Σε επόμενη φάση ανάπτυξης[3].....	14
Σχήμα 3.1: Το περιβάλλον λογισμικού DMS συστήματος.....	20
Σχήμα 4.1: Περίπτωση όπου ο συντελεστής m είναι περίπου ίσος με τη μονάδα.....	30
Σχήμα 4.2: Περίπτωση στην οποία ισχύει $m \ll 1$ .....	31
Σχήμα 5.1 : Γραμμή διανομής ΜΤ.....	38
Σχήμα 5.2: Παράθυρο διαλόγου για επιλογή γραμμής ΜΤ από το χρήστη.....	41
Σχήμα 5.3 : Γραμμή διανομής ΜΤ.....	43
Σχήμα 5.4: Γραφική αναπαράσταση του τρόπου λειτουργίας του αλγορίθμου.....	43
Σχήμα 5.5: Υπολογισμός ρευμάτων σε περίπτωσης γραμμής ΜΤ με διακλαδώσεις.....	44
Σχήμα 5.6: Αναπαράσταση γραμμής ΜΤ μέσω γράφου (όπως κατασκευάζεται από το Matlab).....	45
Σχήμα 5.7: Γραμμή ΜΤ με σημείωση Υ/Σ διανομής μετά τον οποίο πρέπει να γίνει τομή της γραμμής.....	46
Σχήμα 6.1: Σύνδεση Μονάδας ΔΠ (ΑΠΕ) σε ζυγό γραμμής διανομής.....	60
Σχήμα 6.2: Γραμμή 42VIII-58IV.....	61
Σχήμα 6.3: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα για το έτος 2008.....	64



# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1<sup>ο</sup>

---

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ) σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασική προϋπόθεση ορθής λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η τροφοδότηση με ηλεκτρικό ρεύμα οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο κόστος και τις λιγότερες δυνατές οικολογικές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Παράλληλα, πρέπει να εξασφαλίζεται σταθερή συχνότητα και τάση καθώς και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.

Για να φτάσει το ηλεκτρικό ρεύμα στους καταναλωτές ακολουθούνται τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του ΣΗΕ: η παραγωγή, η μεταφορά και η διανομή. Η ηλεκτρική ενέργεια, από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι να καταναλωθεί, ακολουθεί μια συνεχή ροή και είναι δύσκολο να αποθηκευτεί. Για αυτό το λόγο καταναλώνεται άμεσα. Για την παραγωγή της ΗΕ μετατρέπεται η θερμική ενέργεια των ορυκτών καυσίμων (άνθρακα, πετρελαίου, φυσικού αερίου) ή η μηχανική ενέργεια των υδάτινων ροών και υδατοπτώσεων.

Τα ΣΗΕ ανάλογα με την έκταση τους, μπορούν να διακριθούν σε “Εθνικά Συστήματα” αν καλύπτουν το σύνολο μιας χώρας, “Περιφερειακά Συστήματα” αν τροφοδοτούν μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή και “Ιδιωτικά Συστήματα” στην περίπτωση κάλυψης των αναγκών ενός μεμονωμένου ιδιωτικού συγκροτήματος. Παρά τις μεταξύ τους διαφορές στο μέγεθος, τα ΣΗΕ διαθέτουν κοινά χαρακτηριστικά μεταξύ τους. Σήμερα, τα χρησιμοποιούμενα συστήματα είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60 Hz ενώ σε ειδικές περιπτώσεις χρησιμοποιούνται και συστήματα συνεχούς ρεύματος για τη μεταφορά της ΗΕ. Οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής μέσης τάσης έχουν τρεις αγωγούς φάσεων, ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης έχουν επιπλέον και ουδέτερο αγωγό. Σε ορισμένες περιπτώσεις συναντώνται και μονοφασικές γραμμές δύο αγωγών.

Οι πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στα δίκτυα υψηλής και μέσης τάσης είναι συνήθως βιομηχανικοί καταναλωτές (τριφασική παροχή), ενώ στα δίκτυα χαμηλής τάσης συνδέονται πελάτες οικιακής και εμπορικής χρήσης (μονοφασική παροχή). Η ισχύς των εγκαταστάσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής καθορίζεται από τη συνολική μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος, αφού δεν υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Η συνολική κατανάλωση ενέργειας καθορίζει την ποσότητα των καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την λειτουργία των σταθμών παραγωγής, ενώ η μορφή της καμπύλης ζήτησης περιγράφει χρονικά την απασχόληση των εγκαταστάσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής στους καταναλωτές.

## 1.2 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία έχει ως σκοπό την διατύπωση και επίλυση του προβλήματος της αναδιαμόρφωσης για γραμμές μέσης τάσης ενός αστικού υπογείου δικτύου διανομής, με τελικό στόχο της ελαχιστοποίηση των απωλειών ενέργειας, καθώς και τον υπολογισμό του οικονομικού οφέλους που προκύπτει από την αναδιαμόρφωση αυτή. Μέσω αλγορίθμου που αναπτύχθηκε σε περιβάλλον Matlab, επιλέγεται ο διακόπτης φορτίου ενός Υ/Σ διανομής που πρέπει να παραμείνει ανοικτός ώστε η γραμμή MT να χωριστεί σε δυο τμήματα και οι απώλειες να ελαχιστοποιηθούν. Ο αλγόριθμος αυτός αποτελεί ένα από τα πρώτα βήματα για την δημιουργία ενός συστήματος διαχείρισης δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Distribution Management System).

## 1.3 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η εργασία αυτή δομείται σε επτά κεφάλαια:

- Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάζεται η διαμόρφωση των δικτύων διανομής, δηλαδή τα βασικά χαρακτηριστικά τους και τα κύρια δομικά στοιχεία τους
- Στο **Κεφάλαιο 3** γίνεται μια παρουσίαση των σύγχρονων DMS συστημάτων και δίνονται οι απαραίτητες πληροφορίες σχετικά με την αναδιαρρύθμιση της τοπολογίας ενός δικτύου διανομής
- Στο **Κεφάλαιο 4** δίνονται οι απαραίτητες θεωρητικές γνώσεις για τις απώλειες των δικτύων διανομής, και έπειτα αναλύονται οι σχέσεις που χρησιμοποιήθηκαν στην περίπτωση της εργασίας αυτής. Ακόμη, γίνεται επεξήγηση για το πώς προέκυψαν οι τελικές σχέσεις που χρησιμοποιήθηκαν και παρουσιάζεται ένα αριθμητικό παράδειγμα για καλύτερη κατανόηση των σχέσεων που χρησιμοποιήθηκαν.
- Στο **Κεφάλαιο 5** γίνεται λόγος για την μοντελοποίηση του προβλήματος της αναδιάταξης γραμμών MT. Πιο αναλυτικά, αναφέρεται πως οργανώθηκαν τα στοιχεία από το ΔΕΔΔΗΕ και πως μοντελοποιήθηκαν σε περιβάλλον Matlab. Τέλος, αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας του αλγορίθμου που αναπτύχθηκε.
- Στο **Κεφάλαιο 6** παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την αναδιαρρύθμιση 19 γραμμών του υπογείου δικτύου διανομής της Θεσσαλονίκης. Ακόμη, πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις μεταβλητές εισόδου του αλγορίθμου και τρεις διερευνήσεις σχετικά με τη μεταβολή της θέσης της τομής. Τέλος, παρατίθεται μια σύνοψη της εργασίας μαζί με τα συμπεράσματα που προέκυψαν από αυτήν και προοπτικές για περαιτέρω έρευνα.
- Στο **Κεφάλαιο 7** εκτίθεται η βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε για την εργασία αυτή.

- Στα **Παραρτήματα Α και Β** της εργασίας παρατίθενται τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την εργασία, οργανωμένα σε πίνακες, καθώς και ο κώδικας του αλγορίθμου που δημιουργήθηκε στο Matlab.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2<sup>ο</sup>

---

### Η ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

#### 2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι τρεις ξεχωριστές λειτουργίες που απαιτούνται για την τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια είναι η παραγωγή, η μεταφοράς και τέλος η διανομή.

- **Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας:** Με τον όρο παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εννοούμε τη διαδικασία που απαιτείται για τη μετατροπή μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια. Σήμερα, σε πρώτο στάδιο κάποια άλλη μορφή ενέργειας μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια (κινητήριες μηχανές, στρόβιλοι) και σε επόμενο στάδιο σε ηλεκτρική μέσω γεννητριών. Από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς με την καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο), από υδροηλεκτρικούς σταθμούς με τη ροή ή πτώση υδάτων, από πυρηνικούς σταθμούς με την πυρηνική σχάση (ουράνιο, θόριο, πλουτόνιο) και από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια, γεωθερμία και βιομάζα) παράγεται το μεγαλύτερο ποσοστό της παρεχόμενης, στους καταναλωτές, ηλεκτρικής ενέργειας. Ανάλογα με τους διαθέσιμους ενεργειακούς πόρους, την ενεργειακή πολιτική και τις ιδιαίτερες γεωλογικές συνθήκες κάθε χώρας, υπάρχει διαφοροποίηση στην δομή της ηλεκτροπαραγωγής της.
- **Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας:** Με τον όρο μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας ορίζουμε το σύνολο διαδικασιών λειτουργίας, του ελέγχου των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης και από όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής [1]. Μεγάλοι καταναλωτές υψηλής τάσης, όπως μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις με εγκαταστημένη ισχύ άνω των 10MW τροφοδοτούνται απευθείας από το σύστημα μεταφοράς. Τέτοιοι καταναλωτές διαθέτουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού της υψηλής τάσης (ΥΤ) σε μέση τάση (ΜΤ), καθώς και εσωτερικά δίκτυα ΜΤ και χαμηλής τάσης (ΧΤ). Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών ΥΤ, τους υποσταθμούς ζεύξεως των δικτύων αυτών, τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων τάσεων του δικτύου μεταφοράς. Τα συστήματα μεταφοράς έχουν κατά κανόνα βροχοειδή διάταξη. Με αυτόν τον τρόπο, υπάρχουν περισσότερες επιτρεπόμενες διαδρομές ροής ενέργειας και

εξυπηρετούνται καλύτερα οι σκοποί της μεταφοράς. Η μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος γίνεται υπό ΥΤ, διότι αυτό συνεπάγεται μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και άρα οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Χρησιμοποιούνται διάφορα επίπεδα τάσεων μεταφοράς ανάλογα με την απόσταση και το μέγεθος ισχύος που μεταφέρεται. Σήμερα, τα επίπεδα αυτά της τάσης κυμαίνονται από 66 kV έως και 750kV και χωρίζονται σε τρεις βαθμίδες. Οι τάσεις μέχρι 220kV εντάσσονται στη βαθμίδα υψηλών τάσεων, από 275kV μέχρι 500kV στη βαθμίδα των υπερυψηλών τάσεων και οι τάσεις που ξεπερνούν τα 500kV στη βαθμίδα των εξαιρετικά υψηλών τάσεων. Όλα τα παραπάνω αφορούν τη μεταφορά ΗΕ με εναλλασσόμενο ρεύμα, όπως συμβαίνει συνήθως. Σε ορισμένες περιπτώσεις, εφαρμόζεται και η μεταφορά με συνεχές ρεύμα, η οποία προσφέρει τα δικά της πλεονεκτήματα. Οι γραμμές μεταφοράς αναχωρούν και καταλήγουν στους υποσταθμούς, οι οποίοι αποτελούν και τους κύριους κόμβους του συστήματος. Στους Υ/Σ ζεύξης συνδέονται απλώς γραμμές χωρίς να πραγματοποιείται μετασχηματισμός τάσης, ενώ οι υποσταθμοί μετασχηματισμού αλλάζουν και το επίπεδο της τάσης είτε προς χαμηλότερη βαθμίδα (υποσταθμοί υποβιβασμού) είτε προς υψηλότερη (υποσταθμοί ανύψωσης).

- **Διανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας:** Με τον όρο διανομή ηλεκτρικής ενέργειας ορίζουμε το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης.[1] Τα δίκτυα διανομής (ΔΔ) είναι τριφασικά και ξεκινούν από το τέλος των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ, όπου σταματά και το δίκτυο μεταφοράς. Σε αυτά ανήκουν το σύνολο των γραμμών ηλεκτροδότησης μέσης και χαμηλής τάσης μέχρι τους μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών. Μετά από κάθε μετρητή, ξεκινά η ιδιωτική εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση.



## **2.2 ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

### **2.2.1 Εισαγωγή**

Η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται σε δύο επίπεδα τάσης, στη μέση και στη χαμηλή. Γι' αυτό το λόγο, τα δίκτυα διανομής παρουσιάζουν δύο διακριτές βαθμίδες:

- Το τμήμα του δικτύου που βρίσκεται υπό μέση τάση (ΜΤ) ονομάζεται πρωτεύον δίκτυο ή δίκτυο διανομής μέσης τάσης και εκτείνεται από τους υποσταθμούς υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ έως και τους μετασχηματιστές (ΜΣ) διανομής όπου γίνεται περαιτέρω υποβιβασμός της μέσης τάσης σε χαμηλή τάση. Από το πρωτεύον δίκτυο τροφοδοτούνται άμεσα με τριφασική παροχή τα φορτία μέσης τάσης, που ανήκουν συνήθως σε βιομηχανικούς καταναλωτές.
- Το τμήμα του δικτύου μετά από τους μετασχηματιστές διανομής βρίσκεται σε χαμηλή τάση (ΧΤ) και ονομάζεται δευτερεύον δίκτυο ή δίκτυο διανομής χαμηλής τάσης. Μέσω αυτού η ενέργεια μεταφέρεται στους πελάτες ΧΤ, που είναι κυρίως οικιακοί και εμπορικοί καταναλωτές

### **2.2.2 Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Διανομής (Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε)**

Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής του ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου διανομής της ΔΕΗ Α.Ε έπειτα από οδηγία της ΕΕ, σχετικά με την οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Παρά το γεγονός ότι αποτελεί εταιρεία θυγατρική της ΔΕΗ, έχει ανεξάρτητη λειτουργία και διοίκηση. Σκοπό του ΔΕΔΔΗΕ αποτελεί η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Ακόμη, στοχεύει στην αξιόπιστη τροφοδοσία των καταναλωτών, στην ποιότητα τάσης του ρεύματος και στη διαρκή βελτίωση της ποιότητας εξυπηρέτησης. Ένας ακόμα στόχος είναι η ανάπτυξη και λειτουργία του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας των μη διασυνδεδεμένων νησιών και η διασφάλιση ισότιμης πρόσβασης σε αυτά, όλων των καταναλωτών, παραγωγών και προμηθευτών, με διαφάνεια και αντικειμενικότητα.

### **2.2.3 Δομή Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Η μορφολογία των δικτύων διανομής εξαρτάται από το είδος και την πυκνότητα των φορτίων των καταναλωτών, που καθορίζονται από την χωροταξική διαμόρφωση μιας χώρας. Κατασκευαστικά τα δίκτυα διανομής (ΔΔ) διακρίνονται σε εναέρια ή υπέργεια δίκτυα και υπόγεια δίκτυα.

- **Εναέρια/υπέργεια δίκτυα:** Η κατασκευή εναέριων δικτύων προσφέρεται στις αγροτικές περιοχές ή μικρές πόλεις, αφού καταλαμβάνουν σημαντικό χώρο, ο οποίος είναι δύσκολα διαθέσιμος σε πυκνοκατοικημένες περιοχές. Ακόμη, οι αγροτικές περιοχές και οι μικρές πόλεις χαρακτηρίζονται από μικρή πυκνότητα φορτίου και από τη δυνατότητα για την τήρηση των ελάχιστων αποστάσεων εγκατάστασης των αγωγών, γεγονός που αποτελεί άλλον έναν παράγοντα ευνοϊκό για τη δημιουργία τέτοιων δικτύων. Σημαντικό τους πλεονέκτημα είναι ότι ευνοούν τον γρηγορότερο εντοπισμό και την αποκατάσταση πιθανής βλάβης, ενώ είναι λιγότερο δαπανηρά από τα υπόγεια δίκτυα.
- **Υπόγεια δίκτυα:** Αποτελούν δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης στα κέντρα των πόλεων, για λόγους αισθητικής και έλλειψης διαθέσιμου χώρου. Η μεγάλη πυκνότητα φορτίων στις μεγάλες πόλεις, επιβάλλει την κατασκευή υποσταθμών ΜΤ/ΧΤ, που είναι εγκαταστημένοι στο έδαφος ή στην επιφάνεια του εδάφους σε κατάλληλα διαμορφωμένους οικισμούς. Μεγάλο μειονέκτημα αποτελεί η δυσκολία εύρεσης της βλάβης και ο μεγάλος χρόνος αποκατάστασής της.

Η κατασκευή κατάλληλου δικτύου για μια περιοχή αποτελεί ένα σύνθετο τεχνοοικονομικό πρόβλημα, αφού κατά την σχεδιάσή του πρέπει να υπολογίζεται και η μελλοντική του εξέλιξη.

#### 2.2.4 Εξοπλισμός Δικτύων Διανομής

Παρακάτω παρουσιάζονται ορισμένα από τα βασικά δομικά στοιχεία ενός δικτύου διανομής.

- **Υποσταθμοί Μεταφοράς**

Τα δίκτυα διανομής ξεκινούν από τους υποσταθμούς μεταφοράς ΥΤ/ΜΤ. Οι υποσταθμοί έχουν εγκαταστημένο εξοπλισμό προστασίας και χειρισμού του δικτύου. Συγκεκριμένα περιλαμβάνουν αποζεύκτες, αυτόματους διακόπτες, εν σειρά ή εν παραλλήλω, χωρητικότητες, γειώσεις και λοιπές συσκευές.

- **Υποσταθμοί Διανομής**

Το δίκτυο διανομής καταλήγει στους Υ/Σ διανομής, οι οποίοι υποβιβάζουν το επίπεδο τάσης έτσι ώστε να φτάσει η ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές ΧΤ. Εξοπλίζονται από Μ/Σ διαφόρων τυποποιημένων μεγεθών ονομαστικής ισχύος από 50 έως και 1000KVA, η ισχύς που προσφέρουν είναι μικρή και κατασκευάζονται

μέσα στα αστικά κέντρα σε σημεία που εξυπηρετούν καλύτερα τους καταναλωτές. Κάθε Υ/Σ χωρίζεται σε τρία κύρια τμήματα: το τμήμα ή κυψέλες ΜΤ, το Μ/Σ και το τμήμα ή κυψέλες ΧΤ. Στα εναέρια δίκτυα, για ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης τους, οι μικρότεροι από αυτούς κατασκευάζονται για προσάρτηση σε στύλους. Αντίθετα, στα υπόγεια δίκτυα τοποθετούνται σε υπόγειους θαλάμους, φρεάτια ή ακόμα και στο εσωτερικό των κτιρίων.

- **Διακοπτικά Στοιχεία**

Η ανάγκη για χειρισμό και προστασία των χειριστών των εγκαταστάσεων οδήγησε στην ανάπτυξη ορισμένων ειδών διακοπών. Με την χρήση των διακοπών καθίσταται δυνατή η απομόνωση διαφόρων τμημάτων του για λόγους ασφάλειας, συντήρησης ή επισκευής χωρίς να διακόπτεται η παροχή ενέργειας στο υπόλοιπο δίκτυο. Ο χειρισμός τους γίνεται χειροκίνητα, αυτόματα ή ελεγχόμενα εξ αποστάσεως. Οι κύριες κατηγορίες είναι:

1. **Αποξεύκτες (A/Z-isolators or disconnectors)** : ονομάζονται οι συσκευές που απομονώνουν από την παροχή ένα κύκλωμα που έχει ήδη τεθεί εκτός τάσης λειτουργίας ή διαρρέεται από αμελητέο ρεύμα. Το ρεύμα αυτό οφείλεται κυρίως στα χωρικά ρεύματα των μονωτήρων, των ζυγών και των μετασχηματιστών.[3]
2. **Διακόπτες Φορτίου (Δ/Φ – Switches)** : ονομάζονται οι συσκευές που έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του κυκλώματος καθώς και να αποκαθιστούν αλλά όχι και να διακόπτουν περιπτώσεις βραχυκυκλωμάτων[3]. Στα δίκτυα διανομής διακρίνονται σε δύο κατηγορίες. Η πρώτη είναι οι *διακόπτες απομόνωσης (sectionalizing switches)*, που συνδέουν δύο τμήματα γραμμών της ίδιας γραμμής τροφοδοσίας. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τους *διακόπτες διασύνδεσης (tie switches)*, που είναι ανοικτοί κατά την κανονική λειτουργία του δικτύου. Κλείνοντας τους δημιουργείται ένας βρόχος, με τη σύνδεση δύο διαφορετικών γραμμών τροφοδοσίας. Οι παραπάνω κατηγορίες διακοπών συμβάλουν στην αναδιαμόρφωση του δικτύου διανομής.
3. **Διακόπτες Ισχύος (βραχυκυκλώσεως, Δ/I- Circuit Breakers)** : είναι οι συσκευές που έχουν την ικανότητα να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό κανονικές συνθήκες του κυκλώματος αλλά κυρίως υπό ορισμένες μη κανονικές συνθήκες, όπως είναι η περίπτωση βραχυκυκλώματος.[3]

- **Μετασχηματιστής με σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ)**

Ο πλέον βασικός μηχανισμός για την διατήρηση της τάσης εντός των επιτρεπτών ορίων σε ένα δίκτυο διανομής είναι οι Μ/Σ ΥΤ/ΜΣ που διαθέτουν Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Το ΣΑΤΥΦ είναι ένας διακριτός ρυθμιστής τάσης που

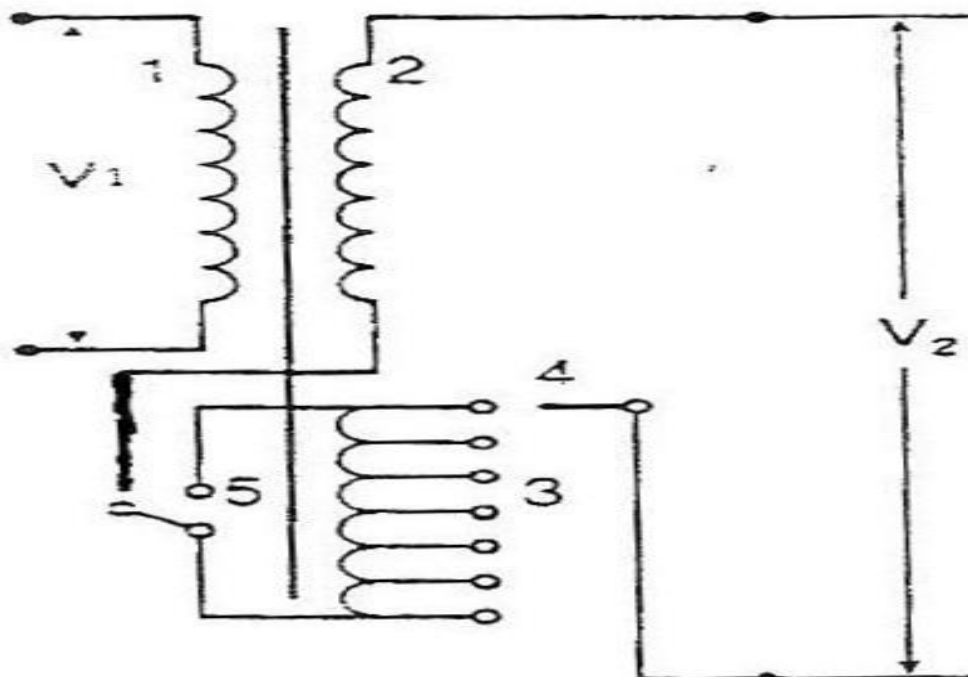
αλλάζει το λόγο μετασχηματισμού ώστε η τάση των ζυγών MT να μην ξεπερνά τα προκαθορισμένα όρια και είναι συνήθως ενσωματωμένος στους Μ/Σ ισχύος των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ αλλά και στους ρυθμιστές τάσης που τοποθετούνται σε διάφορα σημεία του δικτύου.

Η ρύθμιση του επιπέδου τάσης πραγματοποιείται με την αλλαγή λήψης στο τύλιγμα ΥΤ του Μ/Σ, προκειμένου να ελαχιστοποιείται η ένταση του ρεύματος για λόγους ασφάλειας. Η αλλαγή της λήψης στο πρωτεύον τύλιγμα του Μ/Σ αλλάζει την τάση στο δευτερεύον, αφού η επαγόμενη τάση ανά σπείρα παραμένει σταθερή.

- Ρυθμιστής Τάσης

Οι ρυθμιστές τάσης είναι αυτομετασχηματιστές που τοποθετούνται κατά μήκος του δικτύου διανομής, για την αντιμετώπιση του φαινομένου της πτώσης τάσης. Με τον τρόπο αυτό οι καταναλωτές στο τέλος μιας γραμμής διανομής έχουν παρόμοιο επίπεδο τάσης με εκείνους στην εκκίνηση.

Σε γραμμές μεγάλου μήκους που χαρακτηρίζονται από υψηλή φόρτιση τοποθετούνται περισσότεροι από ένας ρυθμιστές τάσης. Στις περιπτώσεις αυτές το ΣΑΤΥΦ δεν μπορεί να κρατήσει τις τάσεις εντός ορίων λόγω του μήκους των γραμμών και της υψηλής τους φόρτισης και μόνο η τοποθέτηση ρυθμιστών τάσης σε σειρά διορθώνουν το πρόβλημα ανυψώνοντας σταδιακά την τάση.



Σχήμα 2.1 : Σύνδεση ρυθμιστή τάσης υπό φορτίο σε Μ/Σ (ανά φάση)[3]

- Καλώδια Μέσης Τάσης

Για την μέση τάση υπάρχουν διάφοροι τύποι καλωδίων όπως τα ΝΑΚΒΑ, ΝΗΚΒΑ, ΝΑΗΚΒΑ, ΝΗΣΥ και άλλα. Οι αγωγοί των καλωδίων αυτών κατασκευάζονται συνήθως από χαλκό και σπανιότερα από αλουμίνιο, το οποίο χρησιμοποιείται ως αγωγός σε καλώδια με διατομή μεγαλύτερη των 35 mm<sup>2</sup>. Ένα βασικό πλεονέκτημα

του αλουμινίου συγκριτικά με το χαλκό είναι το μικρότερο βάρος του καλωδίου και η χαμηλή τιμή του.

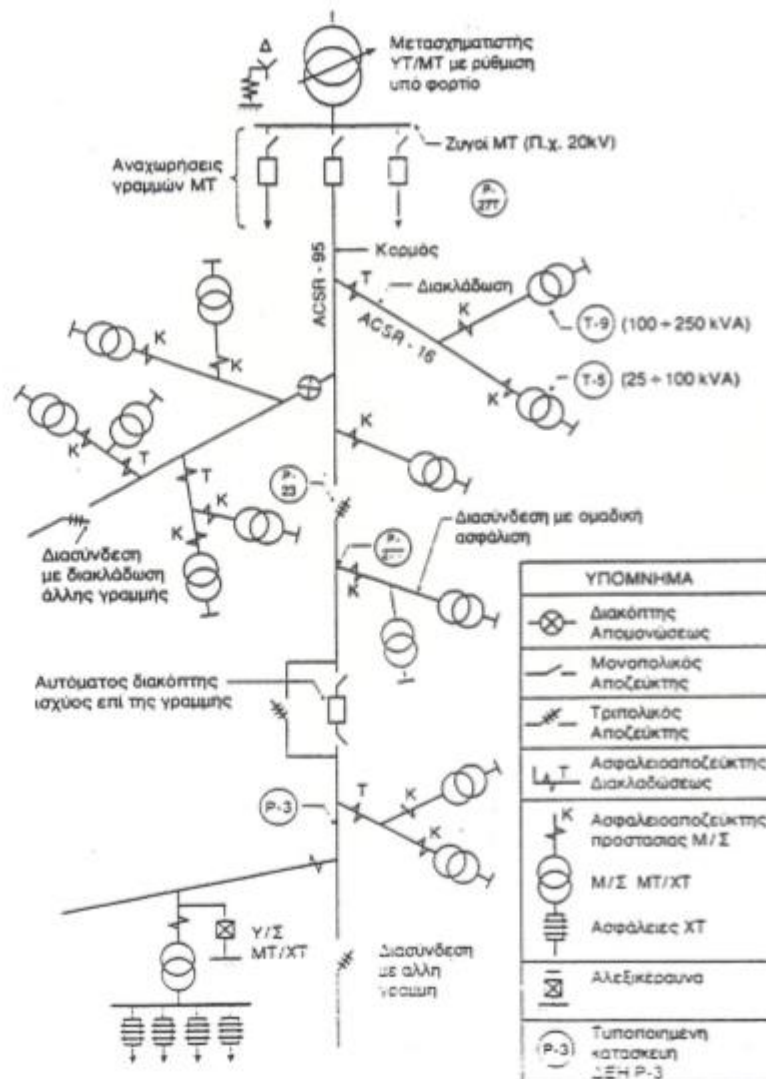
Ένα από τα καλώδια που χρησιμοποιούνται συχνότερα είναι τα NHSY. Τα παραπάνω καλώδια διαθέτουν χάλκινο αγωγό και η μόνωσή τους περιλαμβάνει τις εξής στρώσεις: ημιαγωγίμη ταινία μετά τον χάλκινο αγωγό, θερμοπλαστική ύλη PVC υψηλής αντοχής, μια ακόμη στρώση ημιαγωγίμη ταινίας, στρώση από χάλκινα συρματίδια σε ελικοειδή διάταξη, χάλκινη ταινία που περικλείει τα παραπάνω και τέλος εξωτερική μόνωση από PVC.

Τονίζεται ότι στις διακλαδώσεις των γραμμών MT χρησιμοποιούνται κατά κανόνα καλώδια μικρότερης διατόμης, από τα καλώδια που χρησιμοποιούνται για τον κύριο κορμό της γραμμής MT, αφού στις διακλαδώσεις έχουμε μεταφορά μικρότερης ισχύος.

### 2.2.5 Τοπολογία και Λειτουργία Δικτύων Διανομής MT

- Εναέρια Δίκτυα MT

Η μορφή των εναέριων δικτύων MT είναι δενδροειδής. Τα δίκτυα αυτά αποτελούνται από την κύρια γραμμή, τον κορμό, που κατασκευάζεται από αγωγούς μεγάλης διανομής, και τις διακλαδώσεις, οι οποίες συνδέονται συνήθως με Υ/Σ MT/XT. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι διακλαδώσεις κατασκευάζονται με αγωγούς μικρότερης διατομής απ' ότι ο κορμός, αφού σε αυτές μεταφέρεται μικρότερη ισχύς.[3]



Σχήμα 2.2: Ακτινικό εναέριο δίκτυο ΜΤ[3]

Η τροφοδότηση της γραμμής του κορμού στο ένα άκρο της, γίνεται από τους ζυγούς ΜΤ του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ μέσω ενός Δ/Ι εξοπλισμένου με τις κατάλληλες προστασίες, ενώ στο άλλο άκρο της μπορεί να διασυνδέεται μετά από χειρισμό με άλλη γραμμή του ίδιου ή άλλου Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Κατά μήκος του κορμού μπορούν να εγκατασταθούν όλα τα είδη διακοπών. Ειδικότερα οι Α/Ζ και οι Δ/Φ εγκαθίστανται ώστε ο κορμός να απομονώνεται κατά τμήματα ενώ τα υπόλοιπα τμήματα να μπορούν να τροφοδοτούνται κανονικά.

Συνοψίζοντας, η τοπολογία των εναέριων δικτύων ΜΤ είναι ακτινική όπως και η λειτουργία τους.

### • Υπόγεια Δίκτυα ΜΤ

Στα υπόγεια δίκτυα ΜΤ η δυσκολία εύρεσης βλάβης, αλλά και η δύσκολη και χρονοβόρα αποκατάσταση της, σε σχέση με τα εναέρια, οδήγησε σε πιο σύνθετες τοπολογίες από την ακτινική. Εκεί πρέπει να υπάρχει δυνατότητα

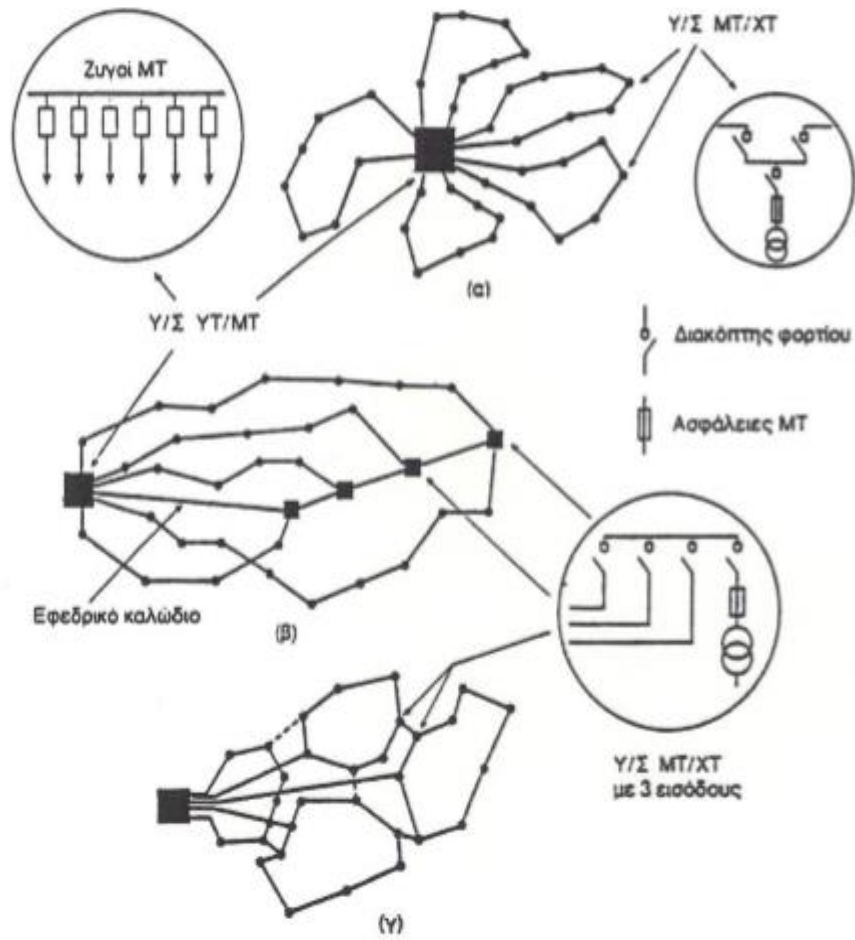
επανατροφοδότησης των Y/Σ MT/XT από άλλη οδό, έπειτα από μια βλάβη. Το εναλλακτικό σενάριο τροφοδοσίας εφαρμόζεται μετά την εκτέλεση ορισμένων χειρισμών ή και αυτόματα, χωρίς να προηγείται κατά ανάγκη επισκευή της βλάβης. Τα βασικά σχήματα που περιγράφουν αυτές τις τοπολογίες είναι :

- Το βροχοειδές, με βασικό χαρακτηριστικό τις γραμμές που σχηματίζουν τμήματα βρόχου και οι οποίες αρχίζουν και τελειώνουν στον ίδιο Y/Σ YT/MT. Παραλλαγές του σχήματος αυτού είναι :
  1. Δίκτυο με ανοικτούς ή κλειστούς διακτυλίους 1(α)
  2. Δίκτυο σε Y/Σ διασύνδεσης 1(β)
  3. Δίκτυο με ενδιάμεσους Y/Σ MT 1(γ)

Κατά τη λειτουργία ενός βροχοειδούς δικτύου διανομής δεν ενδείκνυται ο παραλληλισμός των Y/Σ τροφοδοσίας, δηλαδή η ταυτόχρονη τροφοδότηση μιας γραμμής από δύο ή περισσότερους Y/Σ YT/MT. Έτσι, στα βροχοειδή σχήματα ένας από τους Δ/Φ εισόδου ή εξόδου σε ένα Y/Σ YT/MT πρέπει να παραμείνει ανοικτός.

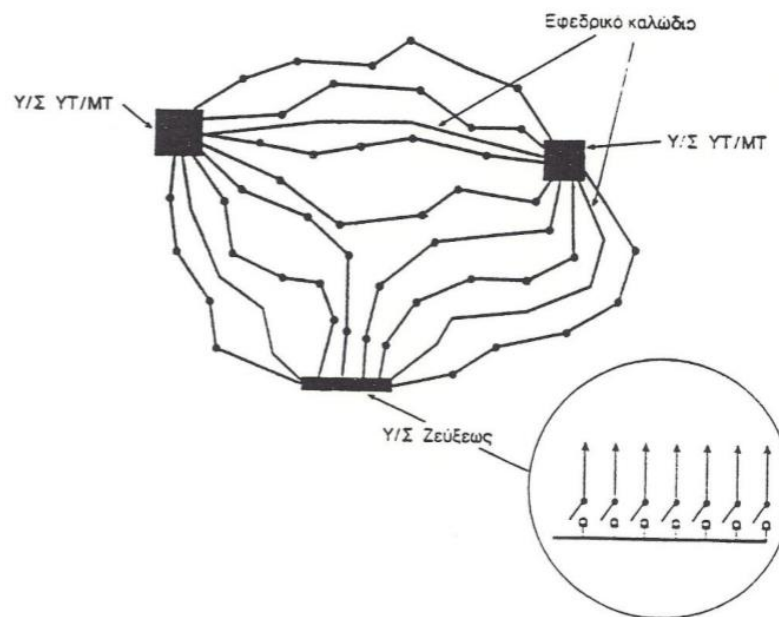
- Το ατρακτοειδές, με βασικό χαρακτηριστικό τις γραμμές που αρχίζουν από έναν Y/Σ YT/MT και καταλήγουν σε έναν άλλο ή σε έναν Y/Σ Ζεύξης. Στα ατρακτοειδή σχήματα παραμένουν συχνά ανοικτοί οι διακόπτες των ζυγών MT των Y/Σ YT/MT ή του Y/Σ Ζεύξης για κάθε γραμμή. Σε περίπτωση σφάλματος σε οποιοδήποτε σημείο της γραμμής προκαλείται άνοιγμα του Δ/Ι, που προστατεύει τη γραμμή στην αναχώρηση της από τον Y/Σ YT/MT. Στη συνέχεια, αφού η θέση του σφάλματος εντοπιστεί, το αντίστοιχο τμήμα απομονώνεται με το άνοιγμα των εκατέρωθεν Δ/Φ και τα λοιπά τμήματα επανατροφοδοτούνται.
- Το σχήμα διπλής τροφοδότησης, το οποίο συνίσταται από παράλληλες ακτινικές γραμμές. Σε κάθε Y/Σ MT/XT καταλήγουν δύο γραμμές τροφοδοσίας, εκ των οποίων η μία είναι εφεδρική. Η κανονική και η εφεδρική γραμμή τροφοδοσίας δεν πρέπει να λειτουργούν ταυτόχρονα και για αυτό οι αντίστοιχοι Δ/Φ συνδέονται μεταξύ τους (μανδάλωση), ώστε να αποκλείεται να παραμείνουν ταυτόχρονα κλειστές.

Σύμφωνα με τα παραπάνω προκύπτει ότι σε όλα τα υπόγεια δίκτυα διανομής MT η λειτουργία παραμένει ακτινική, ανεξαρτήτως τοπολογίας. Στην πράξη εμφανίζονται δίκτυα ως συνδυασμοί των σχημάτων βροχοειδούς διάταξης.

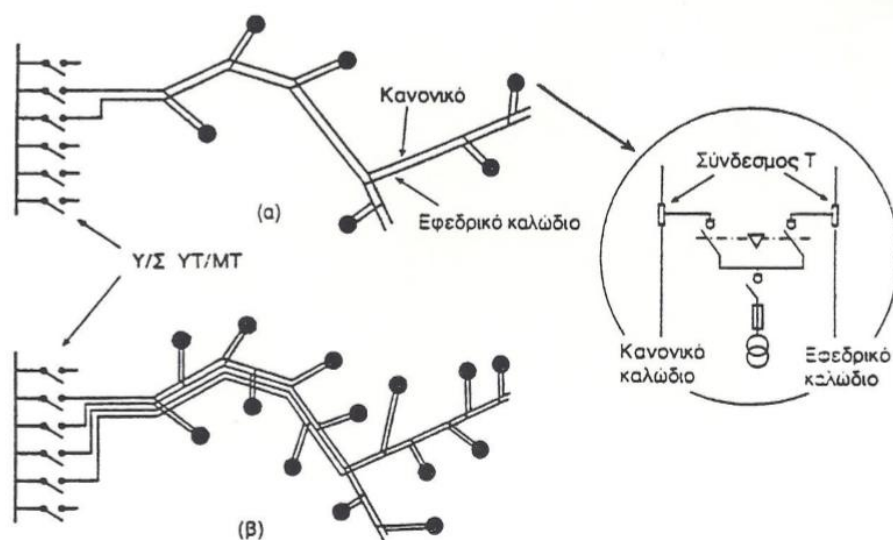


Σχήμα 2.3: Βροχοειδή σχήματα υπόγειου καλωδιακού δικτύου ΜΤ[3]





Σχήμα 2.4: Ατρακτοειδής σχήμα υπόγειου καλωδιακού δικτύου ΜΤ[3]



Σχήμα 2.5: διπλής τροφοδότησης α) Σε αρχική β) Σε επόμενη φάση ανάπτυξης[3]

Το βροχοειδές δίκτυο με δακτυλίους γύρω από Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ παρουσιάζει το πλεονέκτημα της απλότητας, αλλά δεν επιτρέπει την πλήρη αξιολόγηση των καλωδίων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στην ακραία περίπτωση που υπάρξει βλάβη μεταξύ του τμήματος που συνδέει τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με τον πρώτο Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ να υπάρχει δυνατότητα τροφοδοσίας από την άλλη οδό όλων των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ. Αντίθετα, τα υπόλοιπα δύο είδη βροχοειδούς δικτύου επιτρέπουν την καλύτερη αξιοποίηση των καλωδίων, είτε μέσω εφεδρικού καλωδίου με Υ/Σ διασύνδεσης, είτε μέσω ενδιάμεσων Υ/Σ, ώστε να εξυπηρετούνται περισσότεροι του ενός βρόχοι. Το ατρακτοειδές δίκτυο εκμεταλλεύεται ακόμη περισσότερο την ικανότητα των

καλωδίων ενώ ευνοεί περισσότερο μια ενδεχόμενη επέκταση του δικτύου. Βέβαια επιβαρύνεται από τον Υ/Σ Ζεύξης. Τέλος, στο δίκτυο διπλής τροφοδότησης όταν συμβεί βλάβη διακόπτεται η τροφοδοσία σε όλους τους Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, ενώ η επανατροφοδότηση γίνεται με μεταγωγή στο εφεδρικό καλώδιο. Έτσι, ο χρόνος επανατροφοδότησης ελαχιστοποιείται. Βασικό μειονέκτημα αυτού του δικτύου είναι ότι παρουσιάζει δυσκολίες επέκτασης, λόγω κατασκευαστικών δυσκολιών, ιδιαίτερα όταν πρόκειται να αναπτυχθεί σε στενούς αστικούς χώρους.

## **2.3 ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

### **2.3.1 Εισαγωγικά στοιχεία**

Μέσα στην επόμενη εικοσαετία αναμένεται ότι θα πραγματοποιηθούν σημαντικές αλλαγές στον τομέα των δικτύων διανομής. Οι σύγχρονοι αισθητήρες και το υλικό ελέγχου που έχει αναπτυχθεί αποτελούν βασικά δομικά στοιχεία των συστημάτων διαχείρισης των δικτύων διανομής και λογισμικών κέντρων ελέγχου ενέργειας, τα οποία με τη σειρά τους βρίσκουν εφαρμογή σε αυτόματα συστήματα ανίχνευσης και απομόνωσης σφαλμάτων, αυτόματα συστήματα αποκατάστασης βλαβών και αυτόματα συστήματα ελέγχου της τάσης και της άεργου ισχύος. Όλα τα παραπάνω συνεισφέρουν στην οικονομική λειτουργία των δικτύων διανομής και γι' αυτό πολλές εταιρείες παροχής ηλεκτρισμού έχουν ήδη εγκαταστήσει τέτοια συστήματα

Τα συστήματα διανομής αποτελούν την κύρια πηγή απωλειών των ΣΗΕ, ενώ οι περισσότερες διακοπές παροχής οφείλονται σε σφάλματα που συμβαίνουν σε δίκτυα διανομής. Έτσι, ένα πολύ σημαντικό θέμα σχετικά με τα δίκτυα διανομής είναι με ποιόν τρόπο μπορεί να επιτευχθεί η βέλτιστη δυνατή λειτουργία τους. Το παραπάνω αναφέρεται στην διεθνή βιβλιογραφία ως “distribution system optimization problem” (DSO), και ορίζεται ως «η κάλυψη της ζήτησης του δικτύου με τον πιο οικονομικό, αξιόπιστο και φιλικό προς το περιβάλλον τρόπο, ενώ παράλληλα τηρούνται όλοι οι λειτουργικοί περιορισμοί».[7] Ακόμη, με τον τρόπο αυτό είναι δυνατός και ο προγραμματισμός της μελλοντικής επέκτασης ενός δικτύου διανομής.

Θεωρείται πως ένα δίκτυο διανομής λειτουργεί με το βέλτιστο δυνατό τρόπο εάν τροφοδοτεί το φορτίο του έτσι ώστε οι απώλειες να είναι οι ελάχιστες δυνατές και η ποιότητα εξυπηρέτησης των καταναλωτών βέλτιστη. Η ποιότητα εξυπηρέτησης όμως συνίσταται στην αξιοπιστία του δικτύου, δηλαδή τη συνέχεια παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και τη σταθερότητα της τάσης τροφοδότησης των καταναλωτών. Συμπερασματικά, η βέλτιστη λειτουργία καθορίζεται από τις απώλειες, την αξιοπιστία και τη σταθερότητα της τάσης.

### 2.3.2 Οι περιορισμοί για τη βελτίωση της αποδοτικότητας, μελλοντικές επεκτάσεις και έξυπνα δίκτυα διανομής

Οι δυνατότητες βελτιστοποίησης της λειτουργίας εξαρτώνται άμεσα από τη διαμόρφωση του δικτύου. Για παράδειγμα, σε ένα εναέριο ακτινικό αγροτικό δίκτυο μέσης τάσης με μικρό αριθμό διακλαδώσεων, το πρόβλημα επιλογής της βέλτιστης συνδεσμολογίας είναι περιορισμένο, ενώ ο βαθμός εξυπηρέτησης που επιτυγχάνεται εξαρτάται κυρίως από την καλή επιλογή των προστασιών και των μέσων ρύθμισης της τάσης. Αντίθετα, σε ένα αστικό δίκτυο με πολλές δυνατότητες διασυνδέσεων υπάρχει ένα πλήθος πιθανών σχημάτων και η επιλογή της βέλτιστης συνδεσμολογίας αποτελεί σύνθετο πρόβλημα, ενώ είναι περιορισμένες οι δυνατότητες επιλογής των προστασιών και των μέσων ρύθμισης της τάσης. Αν ληφθεί υπόψη η πολυπλοκότητα των δικτύων διανομής και η συνεχώς μεταβαλλόμενη φόρτισή τους, είναι προφανές ότι ο καθορισμός της βέλτιστης λειτουργίας αποτελεί ένα σύνθετο πρόβλημα. Η ανάπτυξη των δικτύων διανομής, δηλαδή η κατασκευή νέων έργων και η αντικατάσταση των υφιστάμενων, πραγματοποιείται σταδιακά, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ικανοποιητική εξυπηρέτηση των καταναλωτών, των οποίων το πλήθος και το φορτίο συνεχώς μεταβάλλονται. Ο ορθός σχεδιασμός της ανάπτυξης ενός δικτύου διανομής επηρεάζει άμεσα τόσο τον βαθμό εξυπηρέτησης των καταναλωτών όσο και τις δαπάνες υλοποίησης των έργων ανάπτυξης του για την εξυπηρέτηση των καταναλωτών. Βέβαια, η βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενός δικτύου διανομής, καθώς και η κατασκευή επεκτάσεων οφείλουν να ακολουθούν βασικούς περιορισμούς όπως οι εξής:

- i. Όλοι οι καταναλωτές θα πρέπει να συνεχίσουν να τροφοδοτούνται κανονικά.
- ii. Η ακτινική διάταξη του δικτύου θα πρέπει να διατηρείται.
- iii. Οι τάσεις των κόμβων θα πρέπει να βρίσκονται μέσα στα επιτρεπτά όρια.
- iv. Οι νέοι κλάδοι που τυχόν προστίθενται στο δίκτυο δεν θα πρέπει να ξεφεύγουν από υπάρχοντες περιορισμούς.

Επιπλέον, η λήψη των αποφάσεων κατά τον σχεδιασμό της ανάπτυξης των δικτύων διανομής πρέπει να βασίζεται στο συνολικό κόστος, που προκύπτει από την εξέταση του θέματος κατά μία περίοδο αρκετών ετών (π.χ. δέκα έτη) κατά την οποία θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη όχι μόνο οι δαπάνες κατασκευής νέων έργων αλλά και οι δαπάνες εκμετάλλευσης (λειτουργία και συντήρηση), το κόστος των απωλειών, καθώς και ο διαφορετικός βαθμός ποιότητας εξυπηρέτησης που επιτυγχάνεται ανάλογα με το έργο που υλοποιείται κάθε φορά.

Κατά την διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, τα κίνητρα που παρέχουν κυβερνήσεις ανεπτυγμένων χωρών για την ενίσχυση της οικονομίας τους οδηγούν σε ένα αυξανόμενο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών για τα δίκτυα διανομής. Την πρόοδο και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των δικτύων διανομής ενισχύουν και οι νέες τεχνολογίες στους τομείς των τηλεπικοινωνιών, της πληροφορικής, των

ηλεκτρονικών ισχύος και του αυτομάτου ελέγχου. Έτσι, ενθαρρύνεται η έρευνα και η ανάπτυξη νέων τεχνολογιών και υπηρεσιών σχετικών με τα δίκτυα διανομής. Οι καινοτομίες αυτές μετασχηματίζουν πλέον τα δίκτυα διανομής σε έξυπνα δίκτυα διανομής. Τα χαρακτηριστικά των έξυπνων δικτύων διανομής συνοψίζονται παρακάτω:

- Αυξημένη συμμετοχή των καταναλωτών και δυνατότητα σύνδεσης όλων των μονάδων διανεμημένης παραγωγής και διανεμημένης αποθήκευσης.
- Δυνατότητα εισαγωγής νέων προϊόντων, υπηρεσιών και αγορών
- Αυξημένη αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος
- Βέλτιστη χρήση του εξοπλισμού του δικτύου διανομής
- Δυνατότητα αυτοθεραπείας (self-healing) για την αντιμετώπιση των διαταραχών του συστήματος διανομής
- Ανθεκτικότητα ενάντια σε φυσικές καταστροφές, επιθέσεις και κυβερνοεπιθέσεις

Η εξέλιξη αυτή των δικτύων διανομής οδηγεί σε μεταβολές στην λειτουργία και στην ανάπτυξή τους. Για παράδειγμα, σχετικά με τη λειτουργία τους, οι δυνατότητες ελέγχου και εποπτείας σε πραγματικό χρόνο και τα εξελιγμένα σχήματα προστασίας και αυτοματοποίησης, ίσως οδηγήσουν στη δυνατότητα λειτουργίας των γραμμών διανομής σε διαμόρφωση κλειστού βρόχου. Όσον αφορά την ανάπτυξη, απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση πάνω στις μεθοδολογίες, τα κριτήρια και τα εργαλεία που μπορούν να οδηγήσουν στην μετάβαση από τα υφιστάμενα δίκτυα διανομής στα έξυπνα δίκτυα διανομής.

### 2.3.3 Συχνές μέθοδοι για τη βελτίωση της αποδοτικότητας

Στην βιβλιογραφία οι μέθοδοι βελτίωσης της αποδοτικότητας που αναφέρονται πιο συχνά είναι οι ακόλουθες:

- **Αναδιαμόρφωση της τοπολογίας του δικτύου μέσω διακοπών:** Στην μέθοδο αυτή επικεντρώνεται η παρούσα εργασία και γίνεται αναλυτικότερη επεξήγησή της, καθώς και πως μπορεί να αξιοποιηθεί από έναν διαχειριστή δικτύου διανομής, στο επόμενο κεφάλαιο.
- **Βέλτιστη τοποθέτηση πυκνωτή:** Η μέθοδος αυτή είναι εφαρμόσιμη σε δίκτυα διανομής υψηλής τάσης. Ο πυκνωτής ως γνωστόν αποτελεί μια πηγή άεργου ισχύος και αφού μειώνει την επαγωγική αντίδραση, τελικά μειώνει και τις απώλειες άεργου ισχύος της γραμμής. Οι πυκνωτές σε ένα δίκτυο διανομής χρησιμοποιούνται για την βελτίωση του συντελεστή ισχύος καθώς και την ρύθμιση των τάσεων με την προσφορά άεργου ισχύος για αντιστάθμιση. Πολλές βιβλιογραφικές αναφορές έχουν ως αντικείμενο την βέλτιστη

τοποθέτηση πυκνωτή σε δίκτυα διανομής με στόχο τον έλεγχο της τάσης και τελικά την ελαχιστοποίηση των απωλειών. Οι κύριες προκλήσεις της μεθόδου αυτής είναι η επιλογή του σωστού αριθμού πυκνωτών που πρέπει να τοποθετηθούν και η επιλογή του μεγέθους των πυκνωτών αυτών. Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου αυτής έγιναν αντιληπτά μετά τη δεκαετία του '40. Παλαιότερα, οι πυκνωτές τοποθετούνταν κυρίως στους υποσταθμούς, ενώ από το 1950 και έπειτα οι πυκνωτές άρχισαν να τοποθετούνται στις γραμμές διανομής, κοντά στα φορτία που αυτές τροφοδοτούν. Πολλοί ερευνητές έχουν αξιοποιήσει αλγορίθμους προκειμένου να καταστήσουν την μείωση απωλειών περισσότερο αποτελεσματική, όπως αλγορίθμους γραμμικού και μη γραμμικού προγραμματισμού, αναζήτηση tabu, γενετικό αλγόριθμο, αλγορίθμους ασαφούς λογικής (fuzzy logic), αλγόριθμο βελτιστοποίησης αποικιών των μυρμηγκιών (ant colony optimization) και άλλους.

- **Αξιοποίηση διεσπαρμένης παραγωγής:** Η διεσπαρμένη παραγωγή δεν έχει ακόμα ορισθεί με σαφή τρόπο λόγω της πρόσφατης εμφάνισής της. Παρ' όλα αυτά, στην εργασία αυτή υιοθετείται ο ορισμός που χρησιμοποιείται στην διεθνή βιβλιογραφία. Σύμφωνα με τον ορισμό αυτόν, «η διεσπαρμένη παραγωγή αποτελεί την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από εγκαταστάσεις που είναι αρκετά μικρότερες από την κύρια παραγωγή ενέργειας και μπορούν να συνδεθούν σχεδόν σε οποιοδήποτε σημείο ενός ΣΗΕ.»[5] Τα τελευταία χρόνια η διεξόδυση της διεσπαρμένης παραγωγής έχει γίνει εντονότερη και προσφέρει πλεονεκτήματα όπως η προστασία του περιβάλλοντος μέσω της αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), καλύτερη διαχείριση της συμφόρησης στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, διατήρηση της τάσης στα επιθυμητά όρια και τελικά ελαχιστοποίηση των απωλειών. Υπάρχουν πολλές τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και διακρίνονται στις ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, συστήματα εκμετάλλευσης της κυματικής ενέργειας, μικρά υδροηλεκτρικά και συστήματα ηλιοθερμίας), μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (μηχανές εσωτερικής καύσης, γεωθερμία, βιομάζα, κυψέλες καυσίμου) και συνδυασμός των παραπάνω κατηγοριών παραγωγής. Το ζήτημα της διεσπαρμένης παραγωγής έχει απασχολήσει τους ερευνητές καθώς η προσπάθεια εστιάζεται στην μέγιστη αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων της διεσπαρμένης παραγωγής, χωρίς την παραβίαση των περιορισμών που επιτάσσουν η υποδομή και η λειτουργία των υπαρχόντων ΣΗΕ. Για την ελαχιστοποίηση των απωλειών μέσω της διεσπαρμένης παραγωγής αξιοποιούνται πάλι αλγοριθμικές τεχνικές όπως ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης σμήνους μελισσών (bee colony algorithm), αλγόριθμοι ασαφούς λογικής, γενετικοί αλγόριθμοι, ο αλγόριθμος particle swarm optimization και άλλοι.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3<sup>ο</sup>**

---

### **ΤΑ DMS ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ Η ΕΠΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

#### **3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Τα τελευταία χρόνια, η χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί εκθετικά, όπως και οι απαιτήσεις των πελατών ως προς την αξιοπιστία, την ποιότητα της ισχύος, την μείωση των ρύπων και την ενσωμάτωση των ΑΠΕ. Τα παραπάνω, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η ενέργεια απαιτεί ένα απαραίτητο αγαθό για την καθημερινή ζωή, έχουν διαμορφώσει την ανάγκη για την ύπαρξη συστημάτων που έχουν την δυνατότητα να διαχειρίζονται την ζήτηση ισχύος, αξιοποιώντας τους διαθέσιμους πόρους με το βέλτιστο δυνατό τρόπο. Οι διαχειριστές των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Distribution System Operators) επιδιώκουν τη βελτίωση της αποδοτικότητας, με μέτρα όπως τον περιορισμό των απωλειών των ηλεκτρικών δικτύων διανομής. Σήμερα είναι και δυνατό και επιθυμητό να παρακολουθείται, να μετράται και να βελτιώνεται η αποδοτικότητα των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι βελτιώσεις μπορούν να μειώσουν τα λειτουργικά κόστη με την υιοθέτηση συνδυασμού hardware και software εξοπλισμού ο οποίος θα πρέπει να μπορεί να ενσωματωθεί στις υφιστάμενες υποδομές των ηλεκτρικών δικτύων.

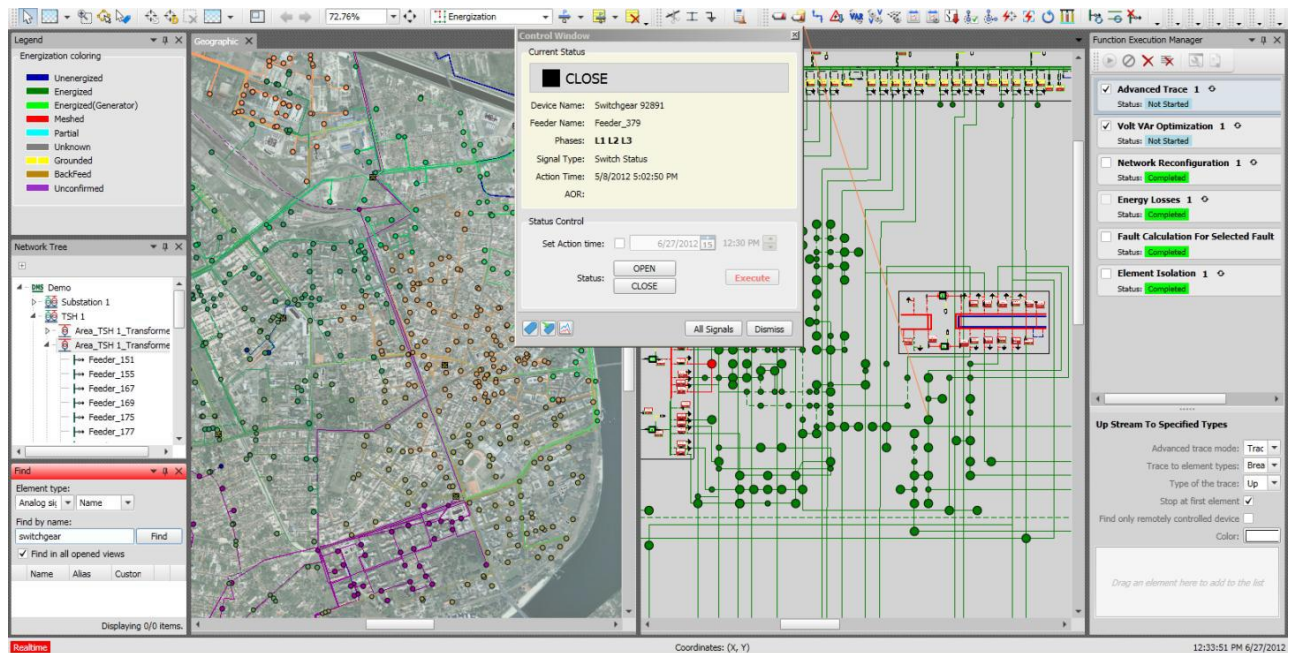
#### **3.2 ΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΗΣΗΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (DMS)**

Τα συστήματα διαχείρισης δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Distribution Management System –DMS) αποτελούν ένα σύνολο εφαρμογών, σχεδιασμένα να ελέγχουν και να επιτηρούν ένα δίκτυο διανομής αποτελεσματικά. Πιο αναλυτικά, ένα DMS λειτουργεί ως ένα αυτοματοποιημένο σύστημα που λαμβάνει αποφάσεις, επεξεργαζόμενο δεδομένα σε πραγματικό χρόνο, με σκοπό να υποστηρίξει τον διαχειριστή του δικτύου διανομής. Ένα σύστημα DMS μπορεί να βελτιώσει την αξιοπιστία και την ποιότητα της παρεχόμενης υπηρεσίας. Τα συστήματα DMS έχουν πρόσβαση σε δεδομένα πραγματικού χρόνου, που αφορούν το δίκτυο διανομής, και προέρχονται από αισθητήρες, μετρητές ενέργειας και των αριθμό χειρισμών των διάφορων εμπλεκόμενων αποζευκτών φορτίου.

Μερικές από τις λειτουργίες που επιτελεί ένα DMS σύστημα είναι:

- Ο έλεγχος και η εποπτεία του δικτύου διανομής σε πραγματικό χρόνο
- Δημιουργία μαθηματικού μοντέλου του δικτύου διανομής
- Αποτελεσματική διαχείριση των σφαλμάτων του δικτύου
- Έλεγχος του επιπέδου τάσης και συχνότητας του δικτύου
- Ανάλυση του δικτύου: απόδοση, απώλειες, αξιοπιστία κ.α
- Βελτίωση της παρεχόμενης υπηρεσίας και της ποιότητας ισχύος
- Περιορισμός τις αιχμής του φορτίου του δικτύου καθώς και των απωλειών του δικτύου

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, τα συστήματα αυτά παρέχουν το κατάλληλο περιβάλλον για την οπτικοποίηση, τον έλεγχο και την επιτήρηση ενός δικτύου διανομής.



Σχήμα 3.1: Το περιβάλλον λογισμικού DMS συστήματος

### 3.3 Η ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Η βελτίωση της αποδοτικότητας ενός δικτύου διανομής, αποτελεί πλέον βασική μέριμνα του διαχειριστή. Όπως έχει ήδη τονιστεί στην εργασία, η αποδοτικότητα της λειτουργίας ενός ΔΔ σχετίζεται και με τον περιορισμό των απωλειών. Είναι γνωστό πως μεγάλα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας καταναλώνονται σε θερμικές και άλλες απώλειες. Οι απώλειες αυτές εκτιμώνται κατά μέσο όρο σε 6% στα κράτη μέλη της ΕΕ. Υποθέτοντας ότι ποσοστό 2% αντιστοιχεί σε απώλειες στα δίκτυα μεταφοράς και ποσοστό 4% αντιστοιχεί σε απώλειες στα δίκτυα διανομής, η συνολική απώλεια σε

ετήσια βάση, σε λειτουργικά κόστη, εκτιμάται σε χρηματική αξία 7 δισεκατομμύρια ευρώ σε κατανάλωση ενέργειας. Τα παραπάνω ποσοστά αφορούν απώλειες ισχύος και ενέργειας σε γραμμές μεταφοράς υψηλής και μέσης τάσης και πρωτεύοντες και δευτερεύοντες υποσταθμούς υψηλής και μέσης τάσης αντίστοιχα.[4]

Οι σημερινές τεχνολογικές εξελίξεις, όπως τα συστήματα DMS, μπορούν να ενσωματωθούν στις υφιστάμενες υποδομές ηλεκτρικών δικτύων και μέσω της παρακολούθησης τους και τη διεξαγωγής μετρήσεων, είναι δυνατό να συνεισφέρουν στην βελτίωση της αποδοτικότητας.

Στην περιοχή της ηλεκτρικής αποδοτικότητας, είναι χρήσιμο να καθορίζονται κοινοί αποδεκτοί όροι και οι καλύτερες πρακτικές έτσι ώστε να αποφεύγεται τυχόν σύγχυση κατά την εξέταση λειτουργικών δεδομένων που αφορούν τα δίκτυα διανομής. [4]

**Η ενεργός ενεργειακή αποδοτικότητα (Active Energy Efficiency):** είναι η πραγματοποίηση μιας μόνιμης αλλαγής στη μείωση κατανάλωσης ενέργειας μέσω της μέτρησης, της παρακολούθησης, και του ελέγχου της ενεργειακής χρήσης. Τα παραδείγματα της ενεργού ενεργειακής αποδοτικότητας περιλαμβάνουν τη δυναμική διαμόρφωση των δικτύων και τη βελτιστοποίηση του επιπέδου της τάσης.[4]

**Η παθητική ενεργειακή αποδοτικότητα (Passive Energy Efficiency):** είναι η μείωση της κατανάλωσης ενέργειας με την προώθηση μέτρων που μειώνουν τις θερμικές απώλειες, όπως για παράδειγμα μέσω της χρησιμοποίηση εξοπλισμού χαμηλής κατανάλωσης. Τα παραδείγματα των παθητικών μέτρων ενεργειακής αποδοτικότητας περιλαμβάνουν την αντικατάσταση παλαιών μετασχηματιστών διανομής με σύγχρονους μετασχηματιστές διανομής πολύ χαμηλών απωλειών και τεχνολογίας άμορφου πυρήνα.[4]

**Οι τεχνικές απώλειες (technical losses):** είναι φυσικές απώλειες που περιλαμβάνουν τις απώλειες φορτίου (load losses - όπως απώλειες χαλκού ή απώλειες λόγω φαινομένου Joule) και τις απώλειες κενού φορτίου (no load losses - όπως απώλειες λόγω φαινομένου Corona ή απώλειες σιδήρου στους μετασχηματιστές).[4]

### **3.4 Η ΑΝΑΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΗΣ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑΣ ΕΝΟΣ ΔΔ ΩΣ ΜΕΤΡΟ ΒΕΛΤΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ**

#### **3.4.1 Εισαγωγικά στοιχεία**

Η αναδιαμόρφωση της τοπολογίας των δικτύων διανομής, αποτελεί μια μέθοδο ελέγχου μέσω της οποίας επιτυγχάνεται η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου και αποτελεί ακόμη ένα σημαντικό κομμάτι της μελέτης του αυτομάτου ελέγχου. Υπό



κανονικές συνθήκες λειτουργίας, ο διαχειριστής του δικτύου προσαρμόζει την δομή του ανάλογα με τις ανάγκες που προκύπτουν κάθε στιγμή μέσω διακοπών. Ο στόχος της διαδικασίας αυτής είναι να βρεθεί το ακτινικό δίκτυο που εξασφαλίζει την τροφοδότηση όλων των φορτίων με τις ελάχιστες δυνατές απώλειες, με παράλληλη ικανοποίηση όλων των περιορισμών της λειτουργίας του δικτύου. Το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίζεται μέσω διακοπών που είναι εγκατεστημένοι στους κλάδους του δικτύου. Συγκεκριμένα, κάθε φορά επιλέγεται η κατάσταση των διακοπών αυτών, δηλαδή εάν θα είναι ανοιχτοί ή κλειστοί. Ακόμη, όταν παρουσιάζεται ένα σφάλμα στο δίκτυο, τότε ο διαχειριστής οφείλει να το απομονώσει, φροντίζοντας να χάσουν την ηλεκτροδότηση, όσο το δυνατόν λιγότεροι καταναλωτές. Συμπερασματικά, η αναδιαρρύθμιση ενός δικτύου διανομής μπορεί να συνεισφέρει στη βελτίωση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας στο δίκτυο καθώς της εξοικονόμησης οικονομικών πόρων. Κατά συνέπεια, η μελέτη του προβλήματος αυτού παρουσιάζει μεγάλο ενδιαφέρον.

### 3.4.2 Βιβλιογραφική επισκόπηση και παρατηρήσεις

Στη βιβλιογραφία υπάρχουν πολλές αναφορές σχετικά με την αναδιαρρύθμιση των δικτύων διανομής. Το πρόβλημα αυτό αποτελεί ουσιαστικά ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης και εντάσσεται στα προβλήματα βελτιστοποίησης ακέραιου, γραμμικού ή μη γραμμικού προγραμματισμού. Ο χαρακτηρισμός ως γραμμικός ή μη γραμμικός προγραμματισμός σχετίζεται με τη μέθοδο επίλυσης του δικτύου διανομής.

Οι αλγόριθμοι επίλυσης ενός τέτοιου προβλήματος μπορούν να χωριστούν στις εξής κατηγορίες:

- Τυπικοί μαθηματικοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης, όπως ο λεγόμενος «άπληστος» αλγόριθμος αναζήτησης (greedy search algorithm), που όμως δύσκολα εφαρμόζεται σε δίκτυα μεγάλης έκτασης
- Ευριστικοί αλγόριθμοι (heuristic algorithms), που περιλαμβάνουν την μέθοδο εναλλαγής κλάδου (branch exchange method) και την μέθοδο ιδανικής ροής φορτίου (optimal flow pattern method).
- Αλγόριθμοι τεχνητής νοημοσύνης (artificial intelligence), που περιλαμβάνουν αλγορίθμους όπως τον γενετικό αλγόριθμο, τον αλγόριθμο tabu search, τον αλγόριθμο particle swarm optimization και τον αλγόριθμο simulated annealing. Οι παραπάνω μέθοδοι οδηγούν σε βελτιστοποίηση με πολύ καλά αποτελέσματα, αλλά είναι δυνατόν να επηρεαστούν από το μέγεθος του δικτύου, τις αρχικές συνθήκες και άλλους παράγοντες οδηγώντας τελικά σε μεγάλο χρόνο υπολογισμού.

Μπορούν όμως να σημειωθούν ορισμένες παρατηρήσεις όσον αφορά τις μεθόδους αναδιαμόρφωσης των ΔΔ, που υπάρχουν στην βιβλιογραφία.

Αρχικά, το μεγαλύτερο κομμάτι της έρευνας πάνω στην αναδιαμόρφωση των ΔΔ δε λαμβάνει υπόψη την «αβεβαιότητα» ενός δικτύου. Η αβεβαιότητα παραμέτρων όπως η παραγωγή από μονάδες ΔΠ, η ζήτηση των φορτίων και τα κόστη ισχύος και ενέργειας που μεταβάλλονται, θα πρέπει να ληφθούν υπόψη, αφού με τον τρόπο αυτόν δημιουργείται ένα πιο ρεαλιστικό μοντέλο για τα ΔΔ, το οποίο τελικά οδηγεί σε πιο πρακτικές και υλοποιήσιμες λύσεις.

Σήμερα, η κατασκευή νέων Υ/Σ διανομής είναι εξαιρετικά δύσκολη και σε ορισμένες περιπτώσεις αδύνατη, λόγω οικονομικών, περιβαλλοντικών και άλλων περιορισμών. Έτσι, προκειμένου να καλυφθεί η επιπλέον ζήτηση ισχύος πρέπει να χρησιμοποιηθούν μονάδες ΔΠ και πυκνωτές. Στην υπάρχουσα βιβλιογραφία σχετικά με την αναδιάταξη της τοπολογίας ΔΔ ωστόσο, δεν λαμβάνεται υπόψη η τοποθέτηση πυκνωτών και μονάδων ΔΠ.

Ακόμη, τα ΔΔ στην πραγματικότητα έχουν συνήθως αρκετά μεγάλη έκταση, και οι περισσότερες υπάρχουσες στρατηγικές βελτιστοποίησης έχουν δοκιμασθεί σε ΔΔ μικρού μεγέθους στα πλαίσια της έρευνας. Η επαλήθευση των μεθόδων που έχουν αναπτυχθεί σε ερευνητικό πλαίσιο είναι απαραίτητη. Επίσης, ορισμένες βιβλιογραφικές αναφορές δεν λαμβάνουν υπόψη περιορισμούς στα επίπεδα της τάσης ή στην τελική διάταξη του δικτύου μετά τον ανασχηματισμό του. Τέτοιοι περιορισμοί όμως ενδέχεται να επηρεάσουν το τελικό αποτέλεσμα και επομένως πρέπει να μελετηθούν επαρκώς το αντίστοιχο λογισμικό δοθεί στους διαχειριστές των ΔΔ. Επιπλέον, είναι σημαντικό μαζί με το τεχνικό αποτέλεσμα να δίνεται σημασία στο οικονομικό και περιβαλλοντικό. Πολλές μελέτες για την αναδιάταξη ενός ΔΔ δίνουν βάρος σε μια μόνο πλευρά του σύνθετου αυτού προβλήματος.

Παρά το γεγονός ότι έχουν αναπτυχθεί αρκετοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης για τα ΔΔ, είναι αναγκαίο να αναπτυχθούν και άλλοι πιο αποδοτικοί αλγόριθμοι, οι οποίοι μπορούν να οδηγήσουν στην εξεύρεση καθολικών λύσεων, δηλαδή τεχνικές που δεν επιλύουν μόνο συγκριμένα προβλήματα. Τέτοιοι αλγόριθμοι ονομάζονται μετά-ευριστικοί. (metaheuristic optimization techniques). Οι παράμετροι ελέγχου των μετά-ευριστικών τεχνικών βελτιστοποίησης επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την υπολογιστική τους απόδοση και ικανότητα. Στην διεθνή βιβλιογραφία ωστόσο, δεν υπάρχει σχεδόν καμία έρευνα σχετικά με την ρύθμιση των παραμέτρων αυτών.

Από την άλλη, τα ηλεκτρικά οχήματα αποτελούν ένα νέο είδος φορτίων για τα δίκτυα διανομής και επειδή είναι μεγάλα φορτία μπορούν να μεταβάλλουν δραστικά την απόδοση των ΔΔ. Παρά το γεγονός ότι έχουν πραγματοποιηθεί ορισμένες μελέτες για την διερεύνηση της επίδρασης των ηλεκτρικών οχημάτων στα ΔΔ, υπάρχουν ακόμα περιθώρια για περαιτέρω έρευνα της βελτιστοποίησης της απόδοσης ενός ΔΔ στο οποίο συνδέονται και ηλεκτρικά οχήματα.

Τέλος, παρά την σημαντική πρόοδο στον τομέα του σχεδιασμού επεκτάσεων των ΔΔ, σε πολλές αναπτυσσόμενες χώρες χρησιμοποιούνται ακόμη εμπειρικές μέθοδοι και τεχνικές για την επέκταση ενός ΔΔ. Έτσι, απαιτείται κατάλληλη κατάρτιση των διαχειριστών των δικτύων στις χώρες αυτές, ώστε να αξιοποιήσουν τα πλεονεκτήματα των σύγχρονων τεχνικών επέκτασης ενός δικτύου.

### **3.4.3 Η αναδιάταξη μιας γραμμής MT με χρήση διακοπών**

Στην Ευρώπη, τα δίκτυα διανομής MT συνήθως διαμορφώνονται σε τοπολογίες ανοικτών βρόχων. Αυτό σημαίνει ότι μια γραμμή MT, στην οποία συνδέονται υποσταθμοί διανομής και πελάτες MT, έχει τη δυνατότητα να τροφοδοτηθεί από δύο διαφορετικούς δρόμους. Συγκεκριμένα τροφοδοτείται από τους διακόπτες αναχώρησης (feeders) που ανήκουν στον ίδιο ή σε διαφορετικούς Υ/Σ ΥΤ-MT. Ο βρόχος αυτός παραμένει λειτουργικά ανοικτός σε έναν από τους δύο διακόπτες ισχύος των Υ/Σ ΥΤ-MT. Με τον τρόπο αυτό, δημιουργείται η δυνατότητα για άμεση μεταφορά φορτίων σε περίπτωση σφάλματος, λόγω των δυνατών τηλεχειρισμών που μπορούν να λάβουν χώρα σε έναν Υ/Σ ΥΤ-MT.

Ένα εναλλακτικό σενάριο τροφοδοσίας μιας υπόγειας γραμμής MT, αποτελεί η δημιουργία τομής στη γραμμή αυτή μέσω ενός διακόπτη φορτίου κάποιου Υ/Σ διανομής. Με τον τρόπο αυτό, μπορούν να μειωθούν σημαντικά οι απώλειες του δικτύου. Επειδή όμως έτσι μεταβάλλεται η τοπολογία του δικτύου, θεωρούμε ότι πραγματοποιούμε μια αναδιάρθρωση της γραμμής, χωρίζοντας την σε δύο τμήματα, καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από διαφορετικό διακόπτη αναχώρησης.

Στην παρούσα εργασία, η αναδιάρθρωση του δικτύου συνίσταται στην εύρεση του διακόπτη φορτίου ενός Υ/Σ διανομής, ο οποίος πρέπει να ανοίξει, προκειμένου η γραμμή να χωριστεί σε δύο τμήματα, οδηγώντας τελικά στην μείωση των απωλειών ενέργειας, υπό την δεδομένη τοπολογία και τα δεδομένα φορτία στους υποσταθμούς.

Η βέλτιστη θέση ενός ανοικτού διακόπτη σε ένα δίκτυο διανομής, άρα και οι ροές ενέργειας και ισχύος, εξαρτώνται από την πραγματική ζήτηση ισχύος. Η απαίτηση ισχύος και ενέργειας μεταβάλλεται δυναμικά καθ' όλη τη διάρκεια μιας δεδομένης ημέρας και επηρεάζεται επίσης και από τις εποχές του χρόνου. Αυτές οι μεταβολές φορτίων ίσως έχουν επίδραση στις βέλτιστες θέσεις των ανοικτών διακοπών ενός βρόχου σε ένα δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι επομένως απαραίτητη η χρήση μιας εφαρμογής με δυνατότητες πολλαπλής διαμόρφωσης του δικτύου διανομής με σκοπό τη δοκιμή πολλών διαφορετικών διαμορφώσεων ώστε να προτείνεται μια επιλογή ικανή να προσδιορίσει τις βέλτιστες θέσεις των «κανονικών ανοικτών» αποζευκτών-φορτίου και αυτομάτων διακοπών ισχύος. Η κατάλληλη διαμόρφωση του δικτύου διανομής θα αποφασίζεται από τον διαχειριστή του δικτύου διανομής, με βάση τα κριτήρια που αναφέρθηκαν.

Σημειώνεται ότι προκειμένου να είναι δυνατή η αναδιαμόρφωση του δικτύου, τίθεται η προϋπόθεση της εγκατάστασης τηλεχειριζόμενων διακοπών. Ακόμη, εάν στο δίκτυο διανομής υπάρχουν σημαντικοί πελάτες ΜΤ, όπως για παράδειγμα νοσοκομεία ή βιομηχανίες, τότε αυτό πρέπει να ληφθεί υπόψη στον τρόπο αναδιάταξης του δικτύου. Τέλος, η μέθοδος αυτή εφαρμόζεται πιο συχνά σε δίκτυα διανομής ΧΤ και παρότι παρουσιάζει σημαντικά αποτελέσματα στην ελαχιστοποίηση των απωλειών, απαιτεί σύνθετους αριθμητικούς υπολογισμούς βελτιστοποίησης, ανάλογα με την έκταση και την τοπολογία του δικτύου, και πρέπει να λαμβάνει υπ' όψιν τα όρια φόρτισης των γραμμών και των μετασχηματιστών στους υποσταθμούς.

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4<sup>ο</sup>**

---

### **ΟΙ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ - ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΥΠΟΒΑΘΡΟ**

#### **4.1 ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

##### **4.1.1 Εισαγωγή**

Οι απώλειες των δικτύων διανομής ΜΤ, αν και αποτελούν μικρό ποσοστό της διακινούμενης ενέργειας, είναι σημαντικές λόγω των μεγάλων ποσών της διακινούμενης ενέργειας. Συγκεκριμένα για το ελληνικό σύστημα, οι απώλειες των δικτύων ΜΤ και ΧΤ ανέρχονται περίπου στο 6,5% της εισερχόμενης ενέργειας από τα δίκτυα μεταφοράς[2]. Οι απώλειες αυτές κατανέμονται ως εξής:

- Δίκτυο ΜΤ: ~ 3.0%
- Δίκτυο ΧΤ: ~ 2.0%
- Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ: ~ 1,5%

Το αντίστοιχο ποσοστό απωλειών για τα δίκτυα μεταφοράς (150 kV και 400 kV) του Ελληνικού συστήματος είναι 4,0% περίπου.[2]

##### **4.1.2 Υπολογισμός Απωλειών γραμμών διανομής μέσης τάσης**

Για το υπολογισμό των απωλειών στις γραμμές διανομής μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι εξής μέθοδοι: η μέθοδος AC ροής ισχύος, η μέθοδος προσεγγιστικού συντελεστή απωλειών και η μέθοδος ακριβούς συντελεστή απωλειών. Για την ανάλυση της ροής των δικτύων διανομής και κατά συνέπεια για τον υπολογισμό των απωλειών γίνονται οι εξής απλουστευτικές παραδοχές:

- Αγνοείται η χωρητικότητα των γραμμών διανομής. Αυτή η παραδοχή είναι βάσιμη για τα δίκτυα χαμηλής τάσης και για τα δίκτυα μέσης τάσης με μικρό μήκος γραμμών, όπως οι γραμμές που εξετάζονται στα πλαίσια αυτής της εργασίας.
- Οι τριφασικές γραμμές διανομής είναι συμμετρικές, παραδοχή που δεν εισάγει σημαντικό σφάλμα.
- Τα τριφασικά φορτία είναι συμμετρικά. Η παραδοχή αυτή απέχει από την πραγματικότητα, όσον αφορά τα δίκτυα ΧΤ

#### 4.1.2.1 Η μέθοδος AC ροής ισχύος

Η συγκεκριμένη μέθοδος δεν θα χρησιμοποιηθεί στα πλαίσια της εργασίας αυτής, οπότε θα γίνει μια συνοπτική αναφορά σε θεωρητικό πλαίσιο.

Η μέθοδος AC ροής ισχύος θεωρείται ως η ακριβής μέθοδος υπολογισμού των απωλειών ισχύος και ενέργειας των γραμμών διανομής.[2]

Για την εφαρμογή της μεθόδου αυτής, είναι απαραίτητο να έχει προηγηθεί η επίλυση του προβλήματος της AC ροής ισχύος. Έχοντας επιλύσει πλέον το πρόβλημα αυτό, γνωρίζουμε τις τάσεις και τις γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών του δικτύου διανομής.

Για τον υπολογισμό των απωλειών ενέργειας, είναι επιπλέον απαραίτητη η καμπύλη φορτίου. Η καμπύλη φορτίου αποτελεί ένα γράφημα στο οποίο απεικονίζεται η ζήτηση ισχύος σε σχέση με τον αριθμό των ημερών που υπάρχει η ζήτηση ισχύος.

Έστω ότι έχουμε τη μεταβολή του στιγμιαίου φορτίου ενός καταναλωτή στη διάρκεια μιας συγκεκριμένης ώρας της ημέρας. Για να κατασκευαστεί η καμπύλη φορτίου θα πρέπει η καμπύλη του στιγμιαίου φορτίου να χωριστεί σε ίσα χρονικά διαστήματα και για κάθε χρονικό διάστημα να υπολογιστεί η μέση τιμή του φορτίου. Τα χρονικά διαστήματα αυτά μπορεί να έχουν διάρκεια 15 ή 30 λεπτά, επομένως για να κατασκευαστεί η ημερήσια καμπύλη φορτίου απαιτούνται 96 ή 48 μέσες τιμές του φορτίου αντίστοιχα. Η διαδικασία αυτή είναι αντίστοιχη με την αριθμητική ολοκλήρωση. Μια καμπύλη φορτίου αποτελείται από τα λεγόμενα επίπεδα φορτίου που όπως υποδηλώνει και το όνομά τους αποτελούν τα διάφορα επίπεδα ζήτησης ισχύος.

Έστω ότι η καμπύλη φορτίου αποτελείται από  $N$  επίπεδα φορτίου, το καθένα χρονικής διάρκειας  $T_i$ , όπου  $i = 1, 2, \dots, N$ . Ο υπολογισμός των απωλειών ενέργειας των γραμμών διανομής μπορεί να γίνει με τη μέθοδο της AC ροής ισχύος με τα ακόλουθα βήματα:[2]

1. Θεμελιώνεται και επιλύεται το πρόβλημα της AC ροής ισχύος και έτσι είναι πλέον γνωστά τα μέτρα των τάσεων και οι γωνίες των τάσεων σε όλους τους κόμβους του δικτύου διανομής.
2. Υπολογίζονται οι ανά μονάδα απώλειες ενεργού ισχύος σε κάθε γραμμή διανομής για κάθε χρονική διάρκεια  $T_i$ .
3. Υπολογίζονται οι συνολικές απώλειες σε κάθε γραμμή διανομής για ολόκληρη τη χρονική περίοδο που καλύπτει η καμπύλη φορτίου.
4. Υπολογίζονται οι μέγιστες απώλειες ενεργού ισχύος, σε κάθε γραμμή διανομής, για ολόκληρη τη χρονική περίοδο που καλύπτει η καμπύλη φορτίου.

5. Οι απώλειες ενέργειας, σε κάθε γραμμή διανομής, για κάθε χρονική διάρκεια  $T_i$ , υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση:

$$ELoss = PLoss_i * T_i \quad (4.1)$$

6. Υπολογίζονται οι συνολικές απώλειες ενέργειας, σε κάθε γραμμή διανομής, για ολόκληρη τη χρονική περίοδο.

#### 4.1.2.2 Η μέθοδος προσεγγιστικού συντελεστή απωλειών

Ακολουθεί μια συνοπτική παρουσίαση για την μέθοδο αυτή, σε θεωρητικό κυρίως πλαίσιο.

Έστω ότι η καμπύλη φορτίου αποτελείται από  $N$  επίπεδα φορτίου, το καθένα χρονικής διάρκειας  $T_i$ , όπου  $i = 1, 2, \dots, N$ . Ο υπολογισμός των συνολικών απωλειών ενέργειας των γραμμών διανομής μπορεί να γίνει με τη μέθοδο του προσεγγιστικού συντελεστή απωλειών των ακτινικών δικτύων διανομής με τα ακόλουθα εννέα βήματα:[2]

1. Το προσεγγιστικό μέτρο του ρεύματος  $I_i$ , σε κάθε γραμμή διανομής την περίοδο  $i$  με χρονική διάρκεια  $T_i$ , υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση

$$I_i = \frac{\sqrt{(P_{D,i}^2 + Q_{D,i}^2)}}{\sqrt{3} * V_B} \quad (4.2),$$

όπου  $P_{D,i}$  είναι η τριφασική ενεργός ισχύς του φορτίου του κόμβου  $m$  την περίοδο  $i$ ,  $Q_{D,i}$  είναι η τριφασική άεργος ισχύς του φορτίου του κόμβου  $m$  την περίοδο  $i$  και  $V_B$  είναι η βασική ονομαστική τάση του κόμβου  $m$ .

2. Επιλέγεται το μέγιστο ρεύμα, σε κάθε γραμμή διανομής, για ολόκληρη τη χρονική περίοδο που καλύπτει η καμπύλη φορτίου.

3. Οι μέγιστες απώλειες ενεργού ισχύος, σε κάθε γραμμή διανομής, για ολόκληρη τη χρονική περίοδο που καλύπτει η καμπύλη φορτίου, υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση

$$PLoss_{max} = 3 * R * I_{max}^2 \quad (4.3),$$

όπου  $R$  είναι η ωμική αντίσταση ανά φάση της γραμμής διανομής.

4. Υπολογίζεται το μέγιστο φορτίο κάθε γραμμής διανομής, το οποίο είναι περίπου ίσο με το μέγιστο φορτίο κάθε κόμβου  $m$ .

5. Η συνολική διάρκεια της καμπύλης φορτίου υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση:

$$T_{tot} = \sum T_i \quad (4.4)$$

6. Υπολογίζεται το μέσο φορτίο κάθε γραμμής διανομής, το οποίο είναι περίπου ίσο με το μέσο φορτίο κάθε κόμβου  $m$  της γραμμής διανομής.

7. Υπολογίζεται ο συντελεστής φορτίου κάθε γραμμής διανομής με βάση τη σχέση:

$$\Phi = P_{\text{μέσο}} / P_{\text{max}} \quad (4.5)$$

8. Υπολογίζεται ο προσεγγιστικός συντελεστής απωλειών από τη σχέση:

$$A = 0,3 * \Phi + 0,7 * \Phi^2 \quad (4.6)$$

9. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας, σε κάθε γραμμή διανομής, για ολόκληρη τη χρονική περίοδο που καλύπτει η καμπύλη φορτίου, υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση :

$$E_{\text{Loss}} = T_{\text{tot}} * A * P_{\text{Loss}} \quad (4.7)$$

#### 4.1.3 Η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε

Στα πλαίσια της εργασίας αυτής χρησιμοποιήθηκε μια τροποποίηση της μεθόδου του προσεγγιστικού συντελεστή απωλειών. Η μέθοδος αυτή αναλύεται παρακάτω.

Θεωρούμε ότι στην περίπτωση της εργασίας επιθυμούμε να υπολογίσουμε τις **απώλειες ενέργειας** κάθε γραμμής διανομής ΜΤ. Έστω ότι οι απώλειες αυτές συμβολίζονται με τον εξής τρόπο:

$$\text{Απώλειες} = E_{\text{losses}} \quad (4.8)$$

Όπου  $E_{\text{losses}}$  είναι οι απώλειες ενέργειας της γραμμής για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα που εξετάζουμε σε kWh ή MWh.

Πριν την επεξήγηση του τρόπου υπολογισμού των απωλειών ενέργειας, γίνεται αναφορά στις απώλειες ισχύος της γραμμής κατά τη στιγμή του εθνικού μεγίστου. Οι απώλειες ισχύος αυτές, δεν αποτελούν τις απώλειες που επιδιώκουμε να ελαχιστοποιήσουμε αλλά χρησιμοποιούνται στον τελικό υπολογισμό του ετήσιου κόστους απωλειών, αφού αποτελούν παράγοντα που το επηρεάζει.

Έστω λοιπόν ότι  $P_{\text{ισχ}}$  είναι οι απώλειες ισχύος της γραμμής τη στιγμή του εθνικού μεγίστου.

- **$P_{\text{ισχ}}$  και ο συντελεστής ετεροχρονισμού απωλειών m**

Στην περίπτωσή μας επιθυμούμε να υπολογίσουμε την μέγιστη ετήσια απώλεια ισχύος της κάθε γραμμής μέσης τάσης. Για την περίπτωση αυτή θα χρειαστεί να ορίσουμε τον συντελεστή ετεροχρονισμού απωλειών m. Ο συντελεστής αυτός ορίζεται ως εξής:



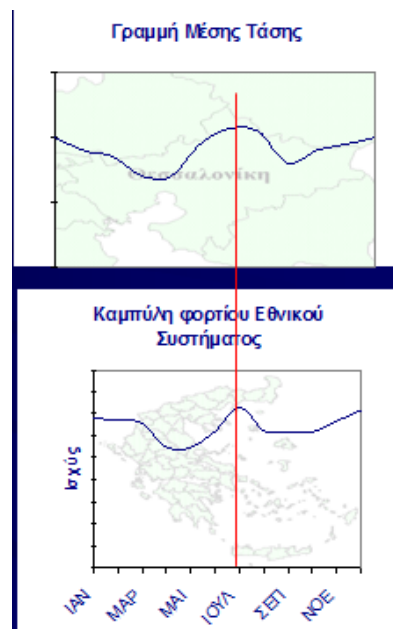
$m = \left( \frac{P_{\text{εθν.μεγ.}}}{P_{\text{max}}} \right)$ , όπου  $P_{\text{max}}$  η μέγιστη ισχύς της γραμμής και  $P_{\text{εθν.μεγ.}}$  η ισχύς της γραμμής την στιγμή του εθνικού μεγίστου

Επειδή τα όργανα που είναι εγκατεστημένα από τον ΔΕΔΔΗΕ μετρούν τιμές ρεύματος ανά ημίωρο η παραπάνω σχέση μετασχηματίζεται στην ακόλουθη, θεωρώντας την τιμή της τάσης περίπου σταθερή, αγνοώντας δηλαδή τις διακυμάνσεις της:

$m = \left( \frac{I_{\text{εθν.μεγ.}}}{I_{\text{max}}} \right)^2$ , όπου  $I_{\text{max}}$  η μέγιστη ισχύς της γραμμής και  $I_{\text{εθν.μεγ.}}$  η ισχύς της γραμμής την στιγμή του εθνικού μεγίστου

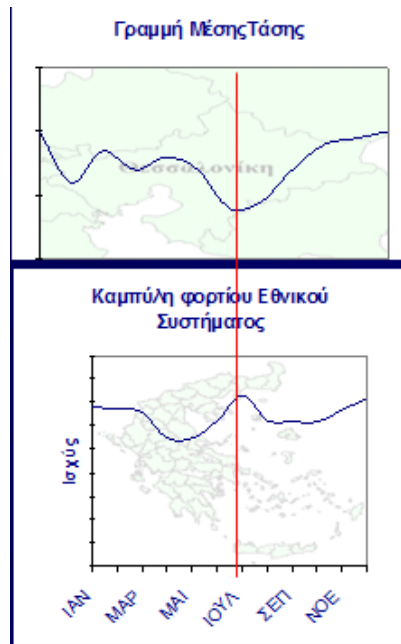
Θεωρούμε ότι η παραδοχή αυτή προσεγγίζει αρκετά καλά την πραγματικότητα.

Ακολουθεί μια επεξήγηση της έννοιας του συντελεστή m.



Σχήμα 4.1: Περίπτωση όπου ο συντελεστής m είναι περίπου ίσος με τη μονάδα

Στην περίπτωση του σχήματος 4.1, ο συντελεστής m έχει τιμή περίπου ίση με τη μονάδα, αφού παρατηρούμε ότι το μέγιστο της εξεταζόμενης γραμμής συμπίπτει χρονικά περίπου με το εθνικό μέγιστο (αιχμή εθνικού συστήματος).



Σχήμα 4.2: Περίπτωση στην οποία ισχύει  $m \ll 1$

Στην περίπτωση του σχήματος β όμως παρατηρούμε ότι δεν συμπίπτει το μέγιστο της γραμμής με την αιχμή του εθνικού συστήματος, αλλά αντίθετα την στιγμή του εθνικού μεγίστου, η ζήτηση ισχύος της εξεταζόμενης γραμμής είναι χαμηλή. Στην περίπτωση αυτή, ο συντελεστής ετεροχρονισμού  $m$  θα έχει τιμή αρκετά μικρότερη της μονάδας, δηλαδή θα ισχύει  $m \ll 1$ .

Έτσι εάν θεωρήσουμε μια γραμμή με αντίσταση αγωγού  $R(\Omega/\text{km})$  θα έχουμε:

$$P_{\text{ισχ}} = R_{\Gamma} \cdot I^2 \cdot m \quad (4.9)$$

Όταν στην εξεταζόμενη γραμμή, το μέγιστο φορτίο της είναι  $I_{\text{max}}$  και το μήκος της  $L$  (σε km), τότε θα έχουμε:

$$P_{\text{ισχ}} = R \cdot L \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot m \quad (4.10)$$

Εάν η γραμμή αποτελείται από τμήματα μήκους  $L_1, L_2, \dots, L_n$ , με κάθε τμήμα να έχει μέγιστο ρεύμα  $I_{\text{max}_i}$ , τότε θα έχουμε:

$$P_{\text{ισχ}} = R \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n L_i \cdot I_{\text{max}_i}^2 \quad (4.11)$$

θεωρώντας ότι η γραμμή έχει ενιαία διατομή με ίδια ειδική αντίσταση.

Στα πλαίσια της εργασίας, η αιχμή του εθνικού συστήματος θεωρήθηκε ότι παρουσιάζεται τις μέρες του Ιουλίου και συγκεκριμένα περίπου στα μέσα του μήνα. Η παραπάνω αποτελεί μια καλή προσέγγιση, αφού στην Ελλάδα η αιχμή του εθνικού συστήματος παρουσιάζεται τον Ιούλιο. Εάν υπήρχαν τα επίσημα στοιχεία, θα μπορούσε να βρεθεί η ακριβής μέρα κατά την οποία είχαμε το εθνικό μέγιστο. Λόγω έλλειψης στοιχείων όμως προχωράμε στην παραπάνω προσέγγιση, δεδομένου ότι τα αποτελέσματα δεν επηρεάζονται σημαντικά από αυτή.

- **Απώλειες ενέργειας  $P_{ενεργ.}$  και συντελεστές  $F$  και  $F_A$**

Και σε αυτήν την περίπτωση επιθυμούμε να υπολογίσουμε την μέγιστη ετήσια απώλεια ενέργειας. Θα χρειασθεί να ορίσουμε τον ετήσιο συντελεστή φορτίου  $F$  και τον συντελεστή απωλειών  $F_A$ .

Ο συντελεστής  $F$  ορίζεται ως εξής:

$$F = \frac{\text{Ενέργεια που απορροφάται.}}{\text{Ενέργεια υπό μέγιστη ισχύ}} \quad (4.12)$$

Στη πραγματικότητα, ο ετήσιος συντελεστής φορτίου  $F$ , ταυτίζεται με τον συντελεστή φορτίου περιόδου  $T$  για ένα έτος.

Ο συντελεστής φορτίου περιόδου  $T$  ορίζεται ως εξής:

Από τμήμα γραμμής διέρχεται φορτίο, που μεταβάλλεται συναρτήσει του χρόνου ( $p(t)$ ). Αν στη διάρκεια του χρόνου  $T$  η καμπύλη  $p(t)$  παρουσιάζει ένα μέγιστο  $P_{max}$ , τότε έχουμε:

$$T = \frac{E.}{T * P_{max}} = \frac{\int_0^T p(t) dt.}{T * P_{max}} \quad (4.13)$$

Ο συντελεστής αυτός στην βιβλιογραφία αναφέρεται πιο συχνά ως συντελεστής φορτίου μιας γραμμής και ισούται με το πηλίκο του μέσου φορτίου προς την αιχμή του φορτίου. Δηλαδή:  $T = \frac{P_{μέσο}}{P_A}$ , όπου  $P_A$ , είναι η αιχμή της καμπύλης φορτίου.

$$\text{Από την (4.13) έχουμε } T = \frac{E.}{T * P_{max}} = \frac{T * P_{μέσο}}{T * P_{max}} = \frac{P_{μέσο}}{P_A} \quad (4.14)$$

Ο παραπάνω συντελεστής υποδηλώνει πόσο καλά χρησιμοποιείται το δίκτυο. Για μια εταιρεία ηλεκτρικής ενέργειας ο βέλτιστος συντελεστής φορτίου είναι ίσος με 1, αφού το δίκτυο σχεδιάζεται με σκοπό να εξυπηρετεί την αιχμή. Μια ηλεκτρική εταιρεία, χρεώνοντας τους καταναλωτές που έχουν χαμηλό συντελεστή ισχύος  $\cos\phi$ , παρέχουν κίνητρο για την αύξηση του συντελεστή φορτίου.

Αφού στην περίπτωση μας, η περίοδος που εξετάζεται είναι ένα έτος τότε ο παραπάνω συντελεστής αποτελεί τον ετήσιο συντελεστή φορτίου  $F$  και είναι

$$F = \frac{E.}{T * P_{max}} = \frac{\int_0^T p(t) dt.}{T * P_{max}}, \text{ όπου } T \text{ η διάρκεια της περιόδου που εξετάζουμε· στην περίπτωση μας ένα έτος.}$$

$$\text{Άρα: } F = \frac{\int_0^T p(t) dt.}{8760 * P_{max}}, \text{ δεδομένου ότι ένα έτος έχει 8760 ώρες άρα } T = 8760 \text{ ώρες}$$

Επειδή στην περίπτωση μας έχουμε μόνο μετρήσεις ρεύματος ανά ημίωρο για ένα έτος, η παραπάνω σχέση μπορεί να μετασχηματιστεί στην ακόλουθη:

$F = \frac{\sum_{n=1}^{17520} I_n * 0,5}{8760 * I_{max}}$  και αφού έχουμε μετρήσεις ανά ημίωρο τότε το σύνολο των μετρήσεων θα είναι  $8760 * 2 = 17520$ . Το ολοκλήρωμα μετατράπηκε σε άθροισμα και κάθε μέτρηση ρεύματος πολλαπλασιάζεται με το συντελεστή 0,5, δεδομένου ότι κάθε μέτρηση αφορά ένα ημίωρο.

Αφού επιθυμούμε αν βρούμε τις ετήσιες απώλειες ενέργειας σε μια γραμμή με αντίσταση  $R_{\Gamma}(\Omega/km)$ , που διαρρέεται από ρεύμα  $i(t)$ , τότε αυτή θα είναι:

$$E_{losses} = R_{\Gamma} * \int_0^T i^2(t) dt \quad (4.15)$$

Για να υπολογίσουμε το ολοκλήρωμα  $\int_0^T i^2(t) dt$  θα χρειασθούμε τον συντελεστή απωλειών  $F_A$ , ο οποίος ορίζεται ως εξής:

$$F_A = \frac{\int_0^T i^2(t) dt}{8760 * (I_{max})^2} \quad (4.16)$$

Επομένως, οι απώλειες ενέργειας θα είναι:

$$E_{losses} = R_{\Gamma} * \int_0^T i^2(t) dt = R_{\Gamma} * F_A * I_{max}^2 * 8760$$

Εάν η γραμμή έχει μήκος  $L(km)$  τότε είναι:

$$E_{losses} = R * L * \int_0^T i^2(t) dt = R * L * F_A * I_{max}^2 * 8760 \quad (4.17)$$

Εάν η γραμμή αποτελείται από τμήματα μήκους  $L_1, L_2, \dots, L_n$  με κάθε τμήμα να έχει μέγιστο ρεύμα  $I_{max_i}$ , τότε θα έχουμε:

$E_{losses} = R * F_A * 8760 * \sum_{i=1}^n L_i * I_{max_i}^2$  θεωρώντας ότι η γραμμή έχει ενιαία διατομή με ίδια ειδική αντίσταση.

Οι συντελεστές  $F$  και  $F_A$ , συνδέονται μεταξύ τους με τη σχέση:

$$F_A = 0,3 * F + 0,7 * F^2 \quad (4.18)$$

#### 4.1.4 Τελικός υπολογισμός απωλειών σε γραμμή διανομής MT

Με βάση όσα αναφέρθηκαν το σύνολο των απωλειών σε μια γραμμή διανομής μέσης τάσης θα είναι:

$$\text{Απώλειες Ενέργειας} = E_{losses} = (R * F_A * 8760 * \sum_{i=1}^n L_i * I_{max_i}^2) \quad (4.19)$$

Η σχέση (4.19) είναι και η τελική σχέση που χρησιμοποιήθηκε στον κώδικα που αναπτύχθηκε για τον υπολογισμό των απωλειών σε κάθε γραμμή.

Η (4.19) δηλαδή αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση που επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε, προκειμένου να υπολογίσουμε την βέλτιστη τομή στην γραμμή ΜΤ.

#### 4.1.5 Απώλειες Μετασηματιστών

Η απώλειες των Μ/Σ ΜΤ-ΧΤ, που βρίσκονται στις γραμμές ΜΤ, χωρίζονται σε απώλειες «εν κενώ» ή «σιδήρου», που οφείλονται στα φαινόμενα υστέρησης και δινορρευμάτων, και σε απώλειες «εν φορτίο» ή «σιδήρου», που οφείλονται στο φαινόμενο Joule και εξαρτώνται από τις αντιστάσεις των τυλιγμάτων των μετασηματιστών και από το φορτίο. Στην περίπτωση αυτή, οι απώλειες των Μ/Σ δεν λαμβάνονται υπ' όψη, αφού οι τιμές τους είναι μικρές συγκριτικά με τις ωμικές απώλειες των γραμμών και δεν επηρεάζουν τους τελικούς υπολογισμούς αισθητά.

#### 4.2 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

Όπως έχει αναφερθεί, η μελέτη που πραγματοποιήθηκε περιλαμβάνει και τον υπολογισμό του ετήσιου οικονομικού οφέλους που προκύπτει από την αναδιαρρύθμιση. Παρατηρούμε τη χρήση του συντελεστή  $m$  και τις απώλειες ισχύος που συνεισφέρουν στον τελικό υπολογισμό.

Το κόστος απωλειών στις γραμμές ΜΤ υπολογίστηκε με βάση την ακόλουθη σχέση:

$$K=0,003 * R *(m * \alpha + 8760 * \beta * F_A) * L *(I_{\max})^2 \quad (4.20)$$

όπου:	R	Ωμική αντίσταση της γραμμής (Ω / km)
	m	Συντελεστής ετεροχρονισμού απωλειών ισχύος
	$\alpha$	Κόστος ισχύος (ευρώ / kW·έτος), δηλαδή το κόστος των απωλειών ισχύος την ώρα της ετησίας αιχμής φορτίου του συνολικού συστήματος
	$\beta$	Κόστος ενέργειας (ευρώ / kWh), δηλαδή το κόστος των απωλειών ενέργειας
	$F_A$	Συντελεστής απωλειών
	L	Μήκος γραμμής (km)
	$I_{\max}$	Ετήσιο μέγιστο φορτίο της γραμμής (A)
	K	Ετήσιο κόστος απωλειών (€)

Πρέπει να σημειωθεί ότι τα κόστη ενέργειας και ισχύος έχουν διαφορετικές τιμές σε διαφορετικές χρονικές περιόδους, επομένως πρέπει να δοθεί προσοχή στην επιλογή των τιμών αυτών, ώστε να συμφωνούν με τα σύγχρονα δεδομένα.

Το οικονομικό όφελος αποτελεί διαφορά του κόστους που προκύπτει από δύο διαφορετικούς τρόπους τροφοδοσίας της γραμμής. Σε περίπτωση που η διαφορά αυτή είναι θετική, τότε πρόκειται για οικονομικό όφελος, ενώ εάν προκύψει αρνητική τότε πρόκειται για ζημία.

### 4.3 ΑΡΙΘΜΗΤΙΚΟ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ

Ακολουθεί ένα αριθμητικό παράδειγμα για καλύτερη κατανόηση της μεθόδου που χρησιμοποιείται.

Έστω ότι υπάρχουν διαθέσιμες οι ημίωρες μετρήσεις ρεύματος για μια γραμμή διανομής ΜΤ. Ακόμη, γίνεται η υπόθεση ότι η γραμμή αυτή είναι μέρος υπόγειου αστικού δικτύου.

Έστω ότι έχει υπολογιστεί ότι το μέγιστο ρεύμα της γραμμής είναι:  $I_{\max}=140\text{A}$ .

Έστω ακόμη ότι για τη γραμμή αυτή έχει βρεθεί ότι το ρεύμα της κατά την αιχμή του εθνικού συστήματος είναι:  $I_{\text{εθν.μεγ.}}=90\text{A}$ . Για το ρεύμα εθνικού μεγίστου επιλέγεται μια τυχαία μέρα κοντά στις 15 Ιουλίου, αφού συνήθως η αιχμή του εθνικού συστήματος της Ελλάδας παρουσιάζεται τον Ιούλιο.

Επομένως, ο συντελεστής  $m$  θα είναι:  $m=(90/140)^2=0,413$ .

Επιπλέον, γίνεται η υπόθεση ότι υπάρχουν  $n$  συνδτικές γραμμές μεταξύ των Υ/Σ που συνδέονται στην γραμμή ΜΤ που μελετάται. Το άθροισμα  $\sum_{i=1}^n 0,5 * I_i$  για την γραμμή που μελετάται, τίθεται ίσο με  $\kappa$ , δηλαδή:  $\kappa=\sum_{i=1}^n 0,5 * I_i$ . Έστω ότι  $\kappa=904700\text{A}^2$ .

Άρα θα είναι:  $F=(904700)/(140*8760)=0,738$ . Η τιμή του  $F$  είναι αναμενόμενη για μια αστική γραμμή, αφού οι αστικές γραμμές έχουν μεγάλο φορτίο για μεγάλα χρονικά διαστήματα, επομένως το μέσο φορτίο της γραμμής είναι ποσοτικά παρόμοιο με την αιχμή του φορτίου της γραμμής.

Επομένως, έχουμε ότι  $F_A=0,3*F+0,7*F^2=0,3*0,738+0,7*0,738^2=0,603$ . Τελικά  $m=0.413$  και  $F_A=0,603$ .

Έπειτα, για τον υπολογισμό των συνολικών απωλειών και του συνολικού κόστους των απωλειών χρησιμοποιούνται οι σχέσεις (4.19) και (4.20) αντίστοιχα.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5<sup>ο</sup>

---

### ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

#### 5.1 ΤΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η αναδιαμόρφωση του δικτύου μέσης τάσης πραγματοποιήθηκε σε τμήμα του υπογείου δικτύου διανομής της Θεσσαλονίκης. Το τμήμα αυτό αποτελείται από 19 υπόγειες γραμμές μέσης τάσης, οι οποίες δε περιλαμβάνουν διακλαδώσεις με άλλες γραμμές ΜΤ. Ξεκινούν από έναν διακόπτη αναχώρησης (feeder), ενός Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ, και καταλήγουν σε άλλον feeder του ίδιου ή διαφορετικού Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ.

Πιο συγκεκριμένα, σε συνεργασία με το ΔΕΔΔΗΕ δημιουργήθηκε βάση δεδομένων η οποία περιλαμβάνει:

- Χρονοσειρές των φορτίων γραμμών. Πιο αναλυτικά, περιλαμβάνονται οι μετρήσεις εντάσεων του συστήματος SCADA (σε ampere). Ειδικότερα, για κάθε γραμμή ΜΤ και για ένα έτος λειτουργίας, υπήρχαν διαθέσιμες 17520 μετρήσεις έντασης, δεδομένου ότι η λήψη των μετρήσεων γίνεται ανά ημίωρο.
- Την εγκατεστημένη ισχύ των Υ/Σ ΜΤ-ΧΤ και την συμφωνημένη ισχύ πελατών ΜΤ. Αναλυτικότερα, σε κάθε γραμμή ΜΤ υπάρχουν Υ/Σ διανομής αλλά και καταναλωτές μέσης τάσης. Αναλόγως την περίπτωση, χρησιμοποιούνται διαφορετικοί συμβολισμοί και αρχικά στο όνομα ενός υποσταθμού για να γίνει η διάκριση μεταξύ των δύο παραπάνω κατηγοριών. Με τον όρο ισχύς από εδώ και στο εξής θα εννοείται η συμφωνημένη ισχύς, εάν πρόκειται για πελάτη ΜΤ και η εγκατεστημένη ισχύς, εάν πρόκειται για Υ/Σ διανομής ΜΤ-ΧΤ. Συμφωνημένη ισχύς ενός Υ/Σ είναι η ισχύς την οποία ο καταναλωτής έχει συμφωνήσει με τον πάροχο ότι δεν θα ξεπεράσει. Εγκατεστημένη ισχύς είναι το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος των επιμέρους φορτίων του καταναλωτή και συχνά είναι μεγαλύτερη της συμφωνημένης ισχύος.
- Την τοπολογία του δικτύου, δηλαδή την ακριβή σειρά τροφοδοσίας των διαφόρων Υ/Σ, όπως αυτή διαμορφώνεται στην πραγματικότητα.
- Τα χαρακτηριστικά του δικτύου δηλαδή το μήκος των αγωγών σε km, καθώς και το είδος και τη διατομή τους.

Τα παραπάνω χαρακτηριστικά καταχωρήθηκαν σε φύλλα Excel, το οποίο διευκολύνει τους υπολογισμούς.

## 5.2 ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑ ΤΩΝ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ ΡΕΥΜΑΤΟΣ

Όπως αναφέρθηκε οι μετρήσεις ρεύματος σε Ampere προκύπτουν από το σύστημα SCADA που έχει εγκαταστήσει ο ΔΕΔΔΗΕ.

Ο όρος SCADA προέρχεται από τα αρχικά Supervisory Control And Data Acquisition. Ένα σύστημα SCADA αποτελεί ένα σύστημα ελέγχου μεγάλης κλίμακας για αυτοματοποιημένες βιομηχανικές διαδικασίες, συστήματα μεταφοράς και πειραματικές διαδικασίες. Ένα τέτοιο σύστημα συλλέγει δεδομένα μέσω αισθητήρων και τοπικών σταθμών, που βρίσκονται εγκατεστημένοι στον τόπο που θα πρέπει να ληφθούν οι μετρήσεις. Κατόπιν, τα δεδομένα αυτά αποστέλλονται σε ένα κεντρικό υπολογιστικό σύστημα, που διαχειρίζεται τις πληροφορίες αυτές. Τα συστήματα αυτά αξιοποιούνται από μια εταιρεία διανομής ενέργειας, αφού είναι δυνατόν να καταγράψουν την ροή ισχύος στο δίκτυο, την τάση και το ρεύμα των γραμμών, τις διακοπές και τα σφάλματα του κυκλώματος και άλλα. Ένα σύστημα SCADA αποτελείται από:

- Τους αισθητήρες, που καταγράφουν τα επιθυμητά δεδομένα,
- Τις απομακρυσμένες μονάδες τηλεμετρίας (remote telemetry units - RTU's), που αποτελούν υπολογιστικές μονάδες που τοποθετούνται στο πεδίο ώστε να επικοινωνούν με τους αισθητήρες
- Τις κύριες μονάδες SCADA (master units), που παρέχουν την κεντρική υπολογιστική ικανότητα του συστήματος και συνδέουν τον χρήστη με τις απομονωμένες μονάδες
- Το δίκτυο επικοινωνίας που συνδέει τις κύριες μονάδες και τις απομακρυσμένες μονάδες RTU's.

Οι μετρήσεις αφορούν το έτος 2007 και έχουν πραγματοποιηθεί ανά ημίωρο. Στα πλαίσια της εργασίας αυτής, επιθυμούμε να βρούμε την μέγιστη τιμή ρεύματος κάθε γραμμής ώστε να υπολογίσουμε τις μέγιστες ετήσιες απώλειες ισχύος και ενέργειας.

Προκειμένου να εκληφθεί αντιπροσωπευτικά η μέγιστη φόρτιση της γραμμής, έγινε εισαγωγή των μετρήσεων κάθε γραμμής σε γράφημα. Έτσι έχοντας μια πλήρη εποπτική εικόνα της φόρτισης της γραμμής, απορρίφθηκαν υψηλές φορτίσεις που οφείλονται σε βραχυχρόνιες μεταφορές φορτίων, και εκλέχθηκε η πλέον αντιπροσωπευτική τιμή μέγιστης φόρτισής της

Για το σκοπό της εργασίας θα ήταν χρήσιμες οι ημίωρες μετρήσεις της ζήτησης ισχύος για κάθε γραμμή. Από το ΔΕΔΔΗΕ όμως ήταν διαθέσιμες οι μετρήσεις έντασης ρεύματος, επομένως, και όπως θα φανεί και παρακάτω, οι αναλύσεις πραγματοποιήθηκαν, χρησιμοποιώντας την ένταση ρεύματος.



Για κάθε γραμμή όπως αναφέρθηκε, υπολογίστηκε η μέγιστη φόρτίσή της. Από τις μετρήσεις όμως προέκυψε το ρεύμα που τροφοδοτεί την γραμμή μέσης τάσης από τον έναν εκ των δύο Υ/Σ YT-MT. Προκειμένου να βρεθούν οι εντάσεις των ρευμάτων στα διάφορα τμήματα της γραμμής MT μεταξύ των διαφόρων Υ/Σ MT-XT και των πελατών MT, χρησιμοποιήθηκε η εξής μέθοδος:

Θεωρούμε ότι σε μια γραμμή MT είναι συνδεδεμένοι N Υ/Σ MT-XT και πελάτες MT, δηλαδή N αποτελεί το άθροισμα των παραπάνω. Τότε εάν  $I_{max}$  είναι η ένταση στο feeder του πρώτου Υ/Σ YT-MT, η απομάστευση, δηλαδή το ρεύμα που απορροφά κάθε ενδιάμεσος Υ/Σ θα είναι:  $I_{Y\Sigma i} = I_{max} * (P_{Y\Sigma i} / P_{ολ})$ , όπου  $P_{ολ}$  αποτελεί τη συνολική ισχύ όλων των ενδιάμεσων Υ/Σ της γραμμής. Προκειμένου να βρούμε το ρεύμα που διαρρέει ένα τμήμα της γραμμής τότε βρίσκουμε τη διαφορά  $I_i - I_{Y\Sigma i+1}$  με  $i > 1$ .

Στο ακόλουθο σχήμα φαίνεται μια γραμμή μέσης τάσης, η οποία τροφοδοτείται από τον feeder του αριστερού Υ/Σ YT-MT. Το ρεύμα του feeder αυτού είναι  $I_{max}$ .

Για την εύρεση του  $I_1$  είναι:

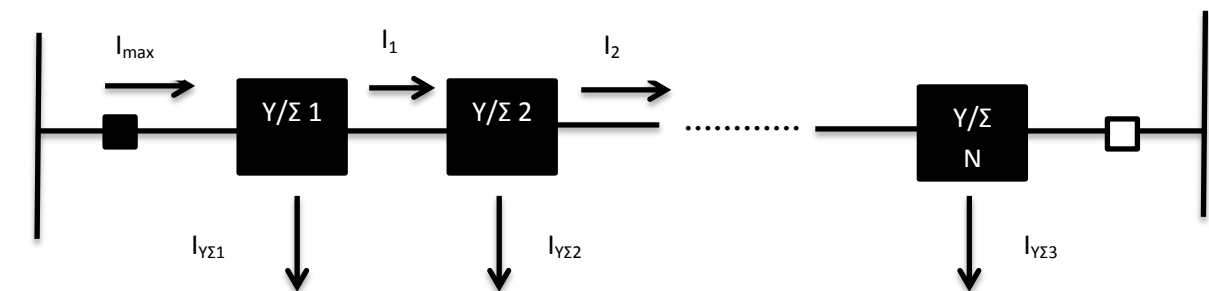
$$I_1 = I_{max} - I_{Y\Sigma 1} \quad (5.1)$$

$$\text{Αντίστοιχα για το } I_2, \text{ είναι: } I_2 = I_1 - I_{Y\Sigma 2} \quad (5.2)$$

Για το  $I_3$  έχουμε:  $I_3 = I_2 - I_{Y\Sigma 3}$  κ.ο.κ.

Με την παραπάνω μέθοδο υπολογίζεται το μέγιστο ρεύμα που διαρρέει κάθε τμήμα της γραμμής μέσης τάσης.

Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται μια τέτοια γραμμή με N υποσταθμούς MT-XT ή πελάτες MT, η οποία τροφοδοτείται από τον feeder του αριστερού Υ/Σ YT-MT (ανοιχτός βρόχος). Φαίνονται τα ρεύματα που διαρρέουν τα διάφορα τμήματα της γραμμής, καθώς και τα ρεύματα που απορροφούν οι διάφοροι υποσταθμοί διανομής.



Σχήμα 5.1 : Γραμμή διανομής MT

- Κλειστός feeder
- Ανοιχτός feeder
- Υ/Σ 1 Υ/Σ Διανομής/Πελάτης MT

### 5.3 ΤΟΠΟΛΟΓΙΑ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Σημαντικό κομμάτι για την εκπόνηση της εργασίας αυτής ήταν και η διάρθρωση της τοπολογίας του δικτύου, που εξετάζεται.

Σε κάθε γραμμή μέσης τάσης που εξετάζεται, είναι συνδεδεμένοι υποσταθμοί διανομής, δηλαδή υποσταθμοί MT-XT ή καταναλωτές MT. Κάθε ενδιάμεσος υποσταθμός MT-XT χαρακτηρίζεται από ένα κωδικό, ο οποίος αποτελείται από ένα κεφαλαίο γράμμα της αλφαβήτου και από έναν αριθμό. Για παράδειγμα ένας Y/Σ MT-XT μπορεί να χαρακτηρίζεται από τον ακόλουθο κωδικό: B-12. Οι πελάτες MT χαρακτηρίζονται από έναν κωδικό που αποτελείται από ένα κεφαλαίο γράμμα ακολουθούμενο από έναν αριθμό, ο οποίος με τη σειρά του ακολουθείται από το κεφαλαίο γράμμα X. Για παράδειγμα ένας καταναλωτής MT μπορεί να συμβολισθεί ως εξής: B-17X

Ακόμη, κάθε γραμμή μπορεί να τροφοδοτηθεί από δύο διαφορετικούς δρόμους, δηλαδή από δύο διαφορετικούς διακόπτες φορτίου (feeders) που ανήκουν στον ίδιο ή σε διαφορετικούς Y/Σ YT-MT. Κάθε Y/Σ YT-MT χαρακτηρίζεται από έναν λατινικό αριθμό και κάθε αναχώρηση από έναν τέτοιο Y/Σ από έναν αριθμό.

Για παράδειγμα ένας Y/Σ θα μπορούσε να χαρακτηρίζεται από τον λατινικό αριθμό IV και σε αυτόν τον Y/Σ να υπάρχουν οι διακόπτες με αριθμούς 21,22,25,33. Μια γραμμή MT λοιπόν θα μπορούσε να είναι η 22IV-33IV.

### 5.4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

#### 5.4.1 Δημιουργία Βάσης δεδομένων σε περιβάλλον Matlab

Προκειμένου τα παραπάνω στοιχεία να μπορούν να γίνουν αποδεκτά ως είσοδοι από τον αλγόριθμο, που δημιουργήθηκε έπρεπε να καταχωρηθούν σε μια νέα βάση δεδομένων, αυτή τη φορά στο περιβάλλον του προγράμματος Matlab.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω τα δίκτυα διανομής κατασκευάζονται ως διασυνδεδεμένα δίκτυα που όταν λειτουργούν διαμορφώνονται σε ακτινική δομή δένδρου. Έτσι λοιπόν κάθε δίκτυο διανομής μπορεί να αναπαρασταθεί από έναν γράφο  $G(V,E)$  με  $V$  κόμβους και  $E$  ακμές. Κάθε κόμβος αποτελεί και ένα σημείο παροχής ισχύος (Y/Σ τροφοδοσίας) ή ένα σημείο κατανάλωσης ισχύος (σύνδεση φορτίου). Κάθε ακμή του γράφου αναπαριστά και ένα τμήμα γραμμής διανομής του δικτύου, με δύο διακόπτες: έναν στην αρχή και έναν στο τέλος.

Το περιβάλλον του Matlab προσφέρει τη δυνατότητα δημιουργίας γράφων, δομή που συνδράμει όχι μόνο στην εύκολη καταχώρηση δεδομένων αλλά και στην οπτικοποίηση κάθε γραμμής του δικτύου

Έτσι, φάνηκε σκόπιμο κάθε γραμμή MT να κωδικοποιείται μέσω ενός μη κατευθυνόμενου γράφου με βάρη. Πιο αναλυτικά και με τη λογική που αναλύθηκε παραπάνω, κάθε κόμβος του γράφου αποτελεί και έναν υποσταθμό MT-XT ή έναν πελάτη MT. Οι δύο ακραίοι κόμβοι του γράφου αποτελούν τους feeders των Υ/Σ ΥΤ-MT που τροφοδοτούν την γραμμή MT. Οι ακμές του γράφου αποτελούν τις συνδετικές γραμμές μεταξύ των υποσταθμών και το βάρος κάθε ακμής αντιπροσωπεύει την ωμική αντίσταση της αντίστοιχης γραμμής. Συγκεκριμένα, θεωρήθηκαν αγωγοί αλουμινίου  $240 \text{ mm}^2$ , που χρησιμοποιούνται συχνά ως καλώδια ισχύος στη διανομή. Η ωμική αντίσταση του αγωγού αλουμινίου είναι  $R=0,125 \text{ } \Omega/\text{km}$ . Επομένως η ωμική αντίσταση μιας γραμμής προκύπτει από το γινόμενο του μήκους της με την ωμική αντίσταση του αγωγού. Άρα θα έχουμε  $R_{\Gamma}=0,125*L$ , όπου L το μήκος της γραμμής σε km.

Αφού όλα τα στοιχεία καταχωρήθηκαν με τη μορφή γράφων στο περιβάλλον του Matlab, θεωρήθηκε σκόπιμο κάθε γράφος-γραμμή MT να αποθηκευθεί και σε ένα ξεχωριστό αρχείο τύπου .mat. Τα αρχεία τύπου .mat αποτελούν αρχεία δεδομένων του προγράμματος Matlab.

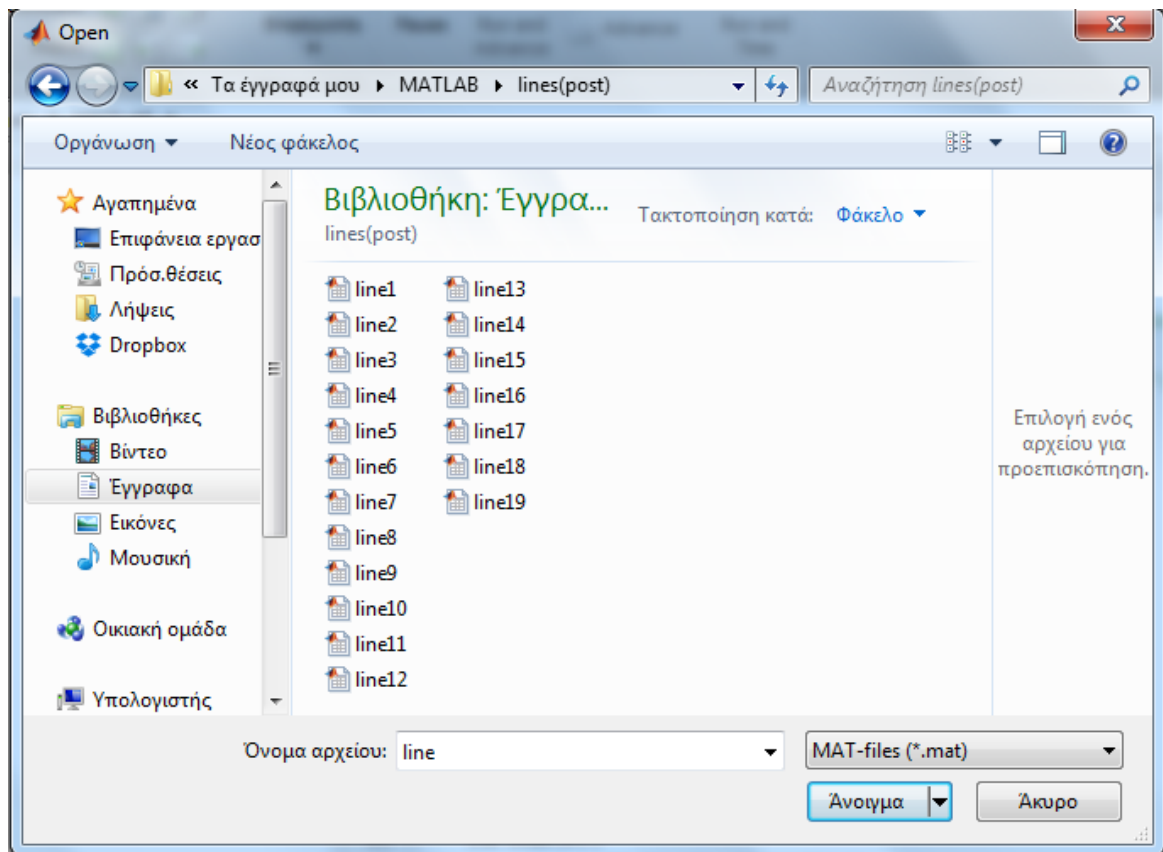
Ακόμη σε κάθε αρχείο-γραμμή αποθηκεύτηκαν ο ετήσιος συντελεστής απωλειών  $F_A$ , ο συντελεστής ετεροχρονισμού απωλειών  $m$  και το μέγιστο ρεύμα  $I_{\max}$  της κάθε γραμμής.

Όλοι οι γράφοι έχουν την δυνατότητα να απεικονιστούν σε γράφημα στο Matlab.

#### **5.4.2 Η λειτουργία του αλγορίθμου που κατασκευάστηκε**

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω ο αλγόριθμος κατασκευάστηκε σε περιβάλλον Matlab.

Αρχικά, ο αλγόριθμος ζητά από το χρήστη να επιλέξει σε ποια γραμμή θέλει να υπολογίσει την βέλτιστη τομή, ανοίγοντας ένα παράθυρο της εξερεύνησης Windows.



Σχήμα 5.2: Παράθυρο διαλόγου για επιλογή γραμμής MT από το χρήστη

Στη συνέχεια, αποτυπώνει τη γραμμή αυτή με τη μορφή ενός μη προσανατολισμένου γράφου. Παρ' όλο που το μέγιστο ρεύμα της γραμμής  $I_{\max}$  καθώς και οι συντελεστές  $F_A$  και  $m$ , είναι αποθηκευμένοι μαζί με τα στοιχεία της κάθε γραμμής στα αρχεία τύπου `.mat`, ο αλγόριθμος δημιουργήθηκε αρχικά με την δυνατότητα να ζητά ως είσοδο από το χρήστη τις παραπάνω σταθερές. Η εκδοχή αυτή του αλγορίθμου δεν χρησιμοποιήθηκε για την εξαγωγή των τελικών αποτελεσμάτων. Οι εντολές που ζητούν από το χρήστη τις εισόδους αυτές, έχουν μετατραπεί σε σχόλια στον κώδικα, ο οποίος φαίνεται στο Παράρτημα Β.

Ο αλγόριθμος έπειτα πραγματοποιεί το πρώτο κομμάτι της διερεύνησης. Στο σημείο αυτό, ελέγχει εάν η γραμμή που έχει επιλεγεί, έχει διακλαδώσεις ή όχι. Σε περίπτωση που η γραμμή δεν έχει διακλαδώσεις, όπως οι 19 γραμμές που μελετήθηκαν στα πλαίσια της εργασίας αυτής, μια λογική μεταβλητή με το όνομα `flag` τίθεται ίση με `false`, και ξεκινά η διαδικασία του υπολογισμού των απωλειών.

- **Γραμμή χωρίς διακλαδώσεις**

Η διαδικασία υπολογισμού των απωλειών για γραμμή χωρίς διακλαδώσεις είναι η ακόλουθη. Αρχικά, ο αλγόριθμος υπολογίζει τις απώλειες για την περίπτωση κατά

την οποία το σύνολο της γραμμής MT τροφοδοτείται από έναν διακόπτη αναχώρησης (feeder). Επομένως, θα έχουμε δύο εναλλακτικές περιπτώσεις τροφοδοσίας: από τους δυο διαφορετικούς διακόπτες αναχώρησης των Y/Σ YT-MT. Τελικά, τυπώνει στον χρήστη από ποιον Y/Σ YT-MT συμφέρει η τροφοδοσία ολόκληρης της γραμμής MT.

Έπειτα, προχωρά στην πραγματοποίηση τομών στη γραμμή. Η διαδικασία αυτή, γίνεται με το εξής τρόπο:

Έστω ότι έχουμε N Y/Σ MT-XT-πελάτες MT στην γραμμή που εξετάζουμε. Ο αλγόριθμος πραγματοποιεί N-1 επαναλήψεις, όπου κάθε φορά αλλάζει ο αριθμός των Y/Σ διανομής που τροφοδοτούνται από κάθε Y/Σ YT-MT.

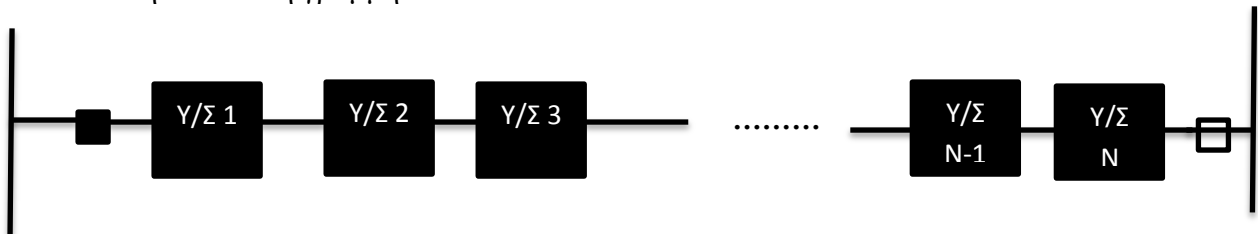
Πιο αναλυτικά αρχικά θεωρεί ότι μόνο ένας Y/Σ διανομής τροφοδοτείται από τον αριστερό feeder, και οι υπόλοιποι (N-1) τροφοδοτούνται από τον δεξιό feeder. Στην συνέχεια, θεωρεί ότι δύο Y/Σ διανομής τροφοδοτούνται από τον αριστερό feeder και οι υπόλοιποι από τον δεξιό feeder. Η διαδικασία συνεχίζεται με τον τρόπο αυτόν, έως ότου μόνο ένας Y/Σ διανομής να τροφοδοτείται από τον δεξιό feeder.

Οι τιμές που υπολογίζει για τις απώλειες σε kWh, αποθηκεύονται σε έναν πίνακα μαζί τις απώλειες τροφοδοσίας της γραμμής χωρίς τομή. Τελικά, επιλέγει το ελάχιστο στοιχείο του παραπάνω πίνακα και τυπώνει το αποτέλεσμα, αναφέροντας μετά από ποιον Y/Σ διανομής πρέπει να πραγματοποιηθεί η τομή. Εάν η τομή τη γραμμής MT δεν οδηγεί στις ελάχιστες απώλειες, τότε αναφέρει από ποιον feeder πρέπει να τροφοδοτηθεί εξ' ολοκλήρου η γραμμή. Ακόμη, μαζί με τις απώλειες σε kWh, υπολογίζει και το κόστος των απωλειών σε ευρώ και τυπώνει:

- τις απώλειες για τροφοδοσία της γραμμής εξ' ολοκλήρου από κάθε feeder των Y/Σ YT-MT
- τις απώλειες μετά την πραγματοποίηση της τομής, εάν αυτή είναι συμφέρουσα
- το όφελος που προκύπτει από την πραγματοποίηση τομής, σε περίπτωση που αυτή συμφέρει τον διαχειριστή του δικτύου

Η λειτουργία του αλγορίθμου για την πραγματοποίηση τομών γίνεται εύκολα κατανοητή από το παρακάτω σχήμα:

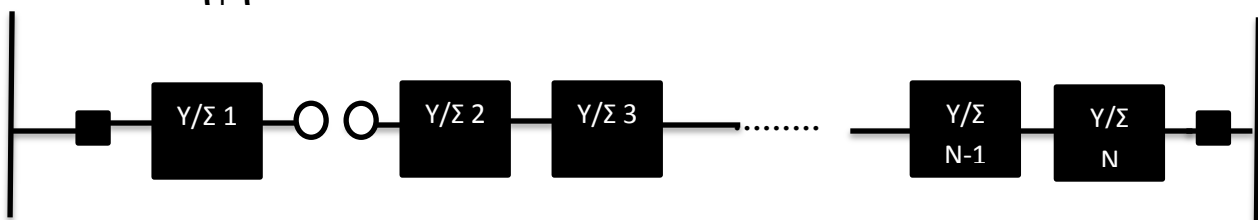
Έστω η ακόλουθη γραμμή



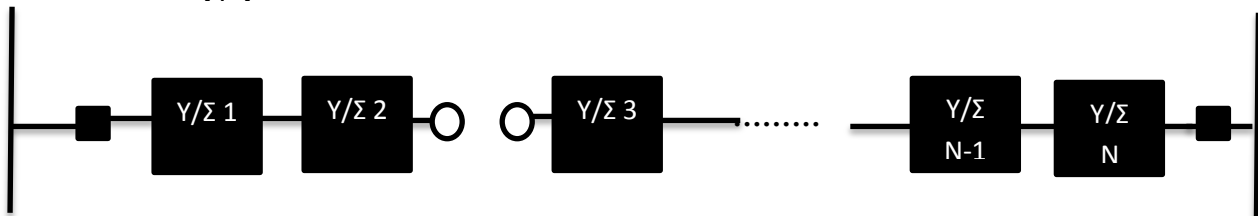
Σχήμα 5.3: Γραμμή διανομής MT

Σε κάθε επανάληψη η γραμμή χωρίζεται με τον ακόλουθο τρόπο

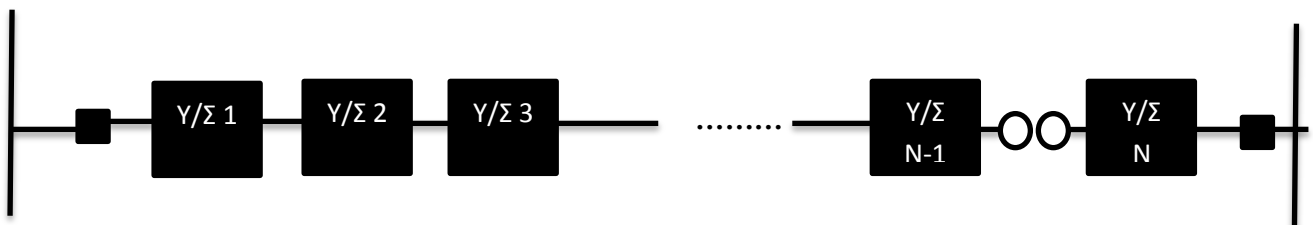
**1<sup>η</sup> επανάληψη**



**2<sup>η</sup> επανάληψη**



**N-1 επανάληψη**



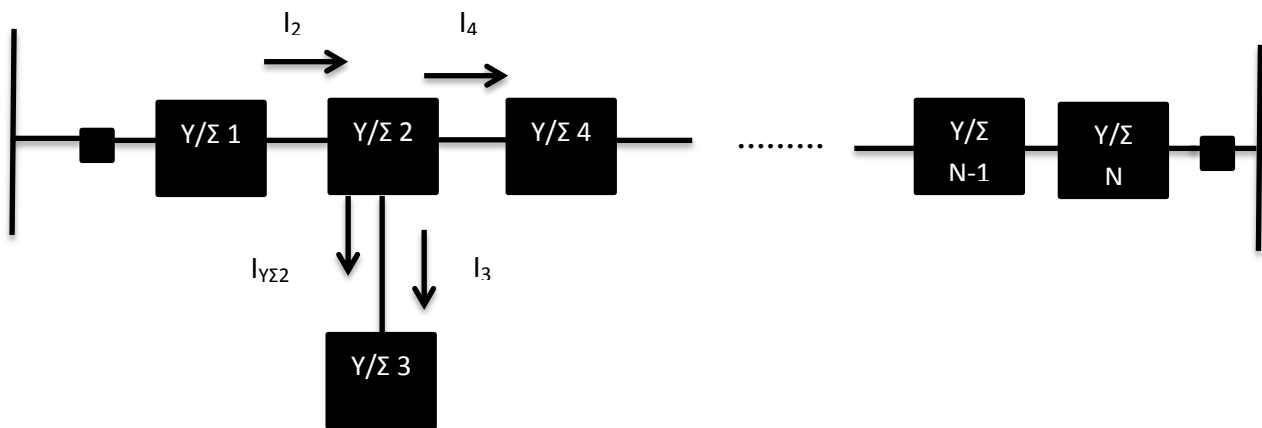
Σχήμα 5.4: Γραφική αναπαράσταση του τρόπου λειτουργίας του αλγορίθμου

- **Γραμμή με διακλαδώσεις**

Στην περίπτωση που η γραμμή που μελετάται έχει διακλαδώσεις, ο αλγόριθμος ακολουθεί διαδικασία ,αντίστοιχη με αυτήν που περιγράφηκε παραπάνω με ορισμένες όμως τροποποιήσεις.

Η επιλογή του Υ/Σ ΥΤ-MT που πρέπει να τροφοδοτήσει ολόκληρη την γραμμή ώστε να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες, γίνεται με τον ίδιο ακριβώς τρόπο, όπως περιγράφηκε και παραπάνω. Κατά την πραγματοποίηση τομών όμως, κάθε φορά ελέγχεται ο βαθμός κάθε κόμβου του γράφου, δηλαδή πόσες συνδεδετικές γραμμές υπάρχουν σε κάθε Υ/Σ MT-XT. Εάν ο βαθμός είναι ίσος με τη μονάδα, τότε ο Υ/Σ αυτός αποτελεί τη διακλάδωση. Εάν ο βαθμός του κόμβου είναι 2, τότε ο Υ/Σ έχει δύο συνδεδετικές γραμμές και το ρεύμα υπολογίζεται με τον γνωστό τρόπο. Τέλος, εάν ο βαθμός του κόμβου είναι 3 ή μεγαλύτερος, αυτό σημαίνει ότι ο αντίστοιχος Υ/Σ έχει παραπάνω από δύο συνδεδετικές γραμμές, επομένως έχει διακλαδώσεις. Στην περίπτωση αυτή, θα αλλάξει ο τρόπος υπολογισμού του ρεύματος της συνδεδετικής γραμμής αμέσως μετά τον Υ/Σ που έχει διακλαδώσεις. Ο τρόπος υπολογισμού του ρεύματος στην περίπτωση αυτή γίνεται εύκολα κατανοητός από το επόμενο σχήμα.

Έστω η ακόλουθη γραμμή:



Σχήμα 5.5: Υπολογισμός ρευμάτων σε περίπτωσης γραμμής MT με διακλαδώσεις

Για τον υπολογισμό του ρεύματος  $I_4$  θα έχουμε:

$$I_4 = I_2 - I_{ΥΣ2} - I_3 \quad (5.3)$$

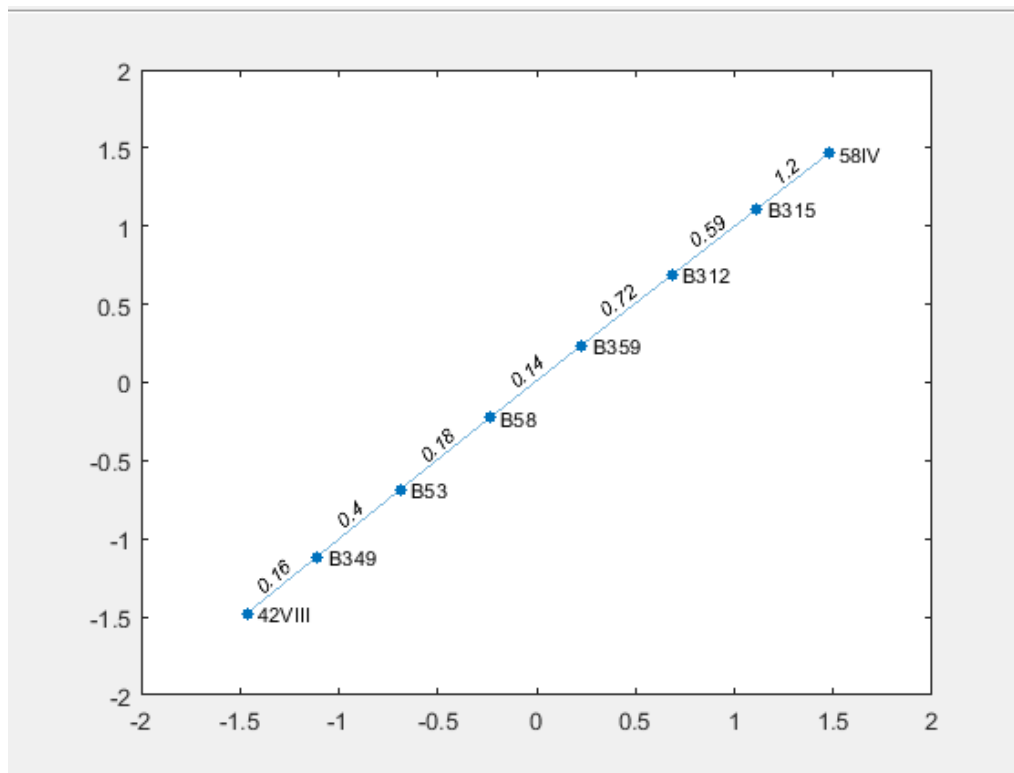
Έπειτα ο αλγόριθμος συνεχίζει τους υπολογισμούς με τρόπο αντίστοιχο της περίπτωσης για γραμμή χωρίς διακλαδώσεις. Τελικά, τυπώνει τα στοιχεία που περιγράφηκαν και παραπάνω. Επομένως, η έξοδος του αλγορίθμου για το χρήστη είναι ίδια ανεξάρτητα από το αν η γραμμή φέρει διακλαδώσεις ή όχι. Σημειώνεται ότι

ο αλγόριθμος που κατασκευάστηκε μπορεί να λειτουργήσει σε δίκτυα με διακλαδώσεις στις οποίες συνδέονται μέχρι δύο Υ/Σ διανομής.

Επιπλέον, αλγόριθμος έχει τη δυνατότητα οπτικοποίησης του δικτύου και των αποτελεσμάτων που προκύπτουν. Αναλυτικότερα, υπάρχει δυνατότητα απεικόνισης κάθε γραμμής με τη μορφή γράφου, δηλαδή όταν ο χρήστης επιλέγει την γραμμή στην οποία επιθυμεί να γίνει ο διαχωρισμός, ο αλγόριθμος τυπώνει το γράφο για την γραμμή αυτή. Αφού υπολογιστεί η βέλτιστη τομή στη γραμμή, τότε τυπώνεται στο χρήστη νέος γράφος, στον οποίον σημειώνεται ο Υ/Σ μετά τον οποίον πρέπει να πραγματοποιηθεί η τομή.

Στα ακόλουθα σχήματα φαίνεται ο γράφος για μια τυχαία γραμμή του δικτύου και η ίδια γραμμή, έπειτα από την επισήμανση του Υ/Σ διανομής, μετά τον οποίον θα έχουμε την τομή.

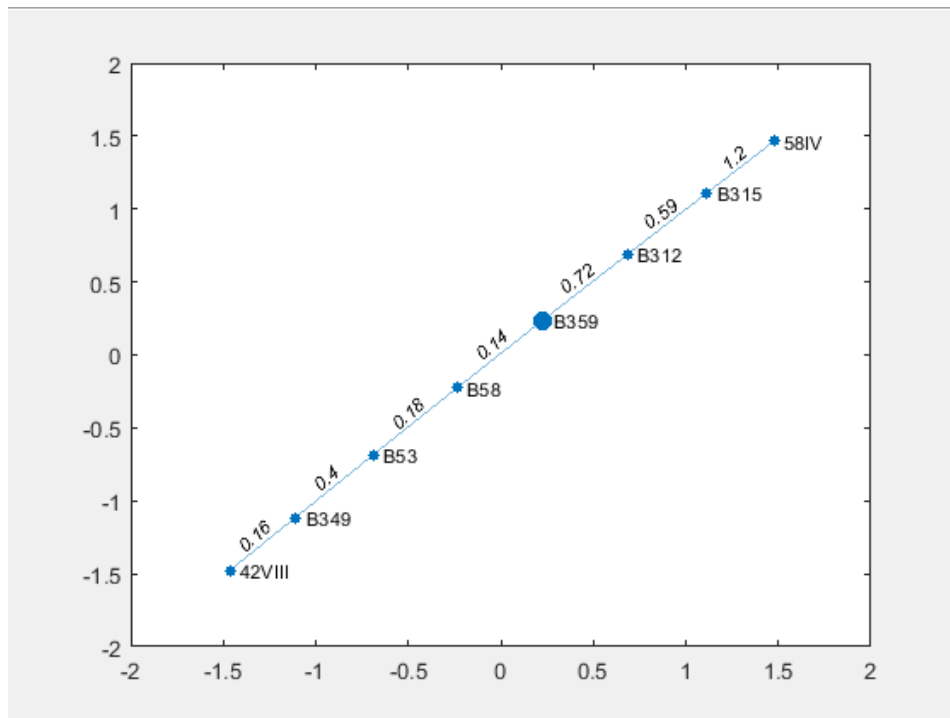
Το όνομα κάθε κόμβου είναι το όνομα του αντίστοιχου Υ/Σ και οι αριθμοί πάνω από τις ακμές του γράφου συμβολίζουν τα μήκη των συνδετικών γραμμών σε km.



Σχήμα 5.6: Αναπαράσταση γραμμής MT μέσω γράφου (όπως κατασκευάζεται από το Matlab)

Στο σχήμα 5.6 απεικονίζεται ο γράφος για μια τυχαία γραμμή από τις 19 γραμμές που εξετάστηκαν.





Σχήμα 5.7: Γραμμή MT με σημείωση Y/Σ διανομής μετά τον οπών πρέπει να γίνει τομή της γραμμής

Στο σχήμα 5.7 απεικονίζεται η γραμμή του σχήματος ... Παρατηρούμε ότι ο κόμβος B-359 που αντιπροσωπεύει τον Y/Σ διανομής B-359, σημειώνεται με έντονο χρώμα. Αυτό σημαίνει ότι η τομή πρέπει να πραγματοποιηθεί μετά τον Y/Σ B-359. Αυτό μπορεί επιτευχθεί ανοίγοντας ή τον διακόπτη φορτίου του Y/Σ B-359 είτε τον διακόπτη φορτίου του επόμενου Y/Σ, δηλαδή του B-312.

Αφού επεξηγήθηκε ο τρόπος με τον οποίον ο αλγόριθμος επιλέγει την βέλτιστη τομή, κρίνεται χρήσιμο να αναφερθεί με ποιον τρόπο διαχωρίζεται το ρεύμα τροφοδοσίας κάθε φορά που η γραμμή χωρίζεται σε δύο μέρη μέσω της τομής.

Πραγματοποιείται η υπόθεση ότι το αρχικό ρεύμα τροφοδοσίας είναι  $I_{max}$ . Έστω ακόμη ότι  $k$  υποσταθμοί τροφοδοτούνται από την αριστερή πλευρά, ενώ  $n$  υποσταθμοί τροφοδοτούνται από την δεξιά πλευρά, επομένως εάν η γραμμή έχει συνολικά  $N$  υποσταθμούς διανομής, τότε θα ισχύει:  $k+n=N$ .

Μετά από την πραγματοποίηση της τομής, η γραμμή θα χωρισθεί σε δύο μέρη με διαφορετικά ρεύματα τροφοδοσίας, έστω  $I_{max1}$  και  $I_{max2}$ .

Για τα ρεύματα αυτά ισχύει:

$$I_{max1} = I_{max} * [(P_1 + P_2 + \dots + P_k) / P_{ολ}] \quad (5.4)$$

$$I_{max2} = I_{max} * [(P_n + \dots + P_{N-1} + P_N) / P_{ολ}] \quad (5.5)$$

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6<sup>ο</sup>

---

### ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

#### 6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εφαρμογή του μοντέλου που δημιουργήθηκε για 19 γραμμές ΜΤ του υπογείου δικτύου διανομής της Θεσσαλονίκης.

Αρχικά, εκτίθενται τα αποτελέσματα, δηλαδή οι προτεινόμενες τομές σε κάθε γραμμή, με βάση τα στοιχεία που προέκυψαν από τις μετρήσεις του ΔΕΔΔΗΕ.

Έπειτα, πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας ως προς του συντελεστές  $F_A$  και  $m$  και σχολιάζονται τα σχετικά αποτελέσματα. Ακόμη, πραγματοποιούνται δύο διερευνήσεις σχετικά με την θέση της τομής, η πρώτη μετά από αλλαγή της συμφωνημένης ισχύος των Υ/Σ ΜΤ-ΧΤ και η δεύτερη μετά από την προσθήκη διεσπαρμένης παραγωγής.

Στη συνέχεια υπολογίζεται το οικονομικό όφελος που προκύπτει για τον ΔΕΔΔΗΕ σε περίπτωση εφαρμογής της αναδιαρρύθμισης καθώς και το αποτύπωμα  $CO_2$ .

Η επίλυση πραγματοποιήθηκε χρησιμοποιώντας την έκδοση R2016a του Matlab, διότι οι γράφοι και οι συναρτήσεις γράφων είναι λειτουργίες διαθέσιμες από την έκδοση R2015a και έπειτα. Ο Η/Υ που χρησιμοποιήθηκε για τους υπολογισμούς έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Intel (R) Core <sup>TM</sup> i5-2450M CPU 2.50 GHz
- Μνήμη RAM: 6,00 GB
- Λειτουργικό Σύστημα: Microsoft Windows 7 Home Premium 64-bit

## 6.2 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΜΕ ΕΙΣΟΔΟ ΤΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΠΟ ΤΟ ΔΕΛΔΗΕ

Αρχικά υπολογίστηκαν τα μέγιστα ρεύματα κάθε γραμμής, με τη μέθοδο που αναφέρθηκε στο 3<sup>ο</sup> Κεφάλαιο της εργασίας. Στη συνέχεια, υπολογίστηκαν οι συντελεστές  $F_A$  και  $m$  για κάθε γραμμή.

Τα παραπάνω στοιχεία εισήχθησαν ως είσοδος στον αλγόριθμο που αναπτύχθηκε. Όπως έχει αναφερθεί, το μέγιστο ρεύμα, ο ετήσιος συντελεστής φορτίου και ο συντελεστής ετεροχρονισμού απωλειών που χαρακτηρίζουν κάθε γραμμή καταχωρήθηκαν μαζί με τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά της γραμμής στα αρχεία τύπου .mat.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν περιλαμβάνουν τα εξής:

- Από ποια πλευρά πρέπει να τροφοδοτηθεί το σύνολο της γραμμής MT
- Εάν συμφέρει η δημιουργία τομής στη γραμμή MT
- Σε ποιο σημείο πρέπει να πραγματοποιηθεί η τομή αυτή
- Οι απώλειες της γραμμής σε kWh, για τις περιπτώσεις πριν και μετά την αναδιαμόρφωση

	Γραμμή MT	$I_{max}$ (A)	$F_A$	$m$	Τομή μετά τον Υ/Σ διανομής	Τροφοδοσία χωρίς τομή από feeder	Απώλειες για τροφοδοσία χωρίς τομή (kWh)	Απώλειες μετά τον ανασχηματισμό (kWh)
1	22VIII__25IV	153	0,717	0,585	B-310	22VIII	75748	21458
2	23VIII__42IV	143	0,509	0,499	B-369	23VIII	55519	15118
3	27I__40VIII	188	0,470	0,464	T-530	40VIII	94863	32842
4	27VIII__48IV	120	0,554	0,737	T-661	27VIII	51757	18278
5	29VIII__37IV	98	0,484	0,54	B-199	37IV	17263	6482,9
6	30I__24VIII	111	0,068	0,6	T-11	24VIII	3821,8	912,2
7	35I__26I	120	0,430	0,825	Θ-692	35I	26786	6688,4
8	36VIII__29IV	191	0,627	0,633	B-147	29IV	135460	62119
9	38VIII__29I	57	0,603	0,377	B-329	38VIII	9803,7	2613,4
10	39VIII__36IV	137	0,624	0,793	B-360	39VIII	41095	14761
11	42VIII__58IV	151	0,543	0,502	B-359	42VIII	27956	11096
12	43VIII__26IV	111	0,778	0,861	T-775	43VIII	75095	19126
13	45III__37III	180	0,073	0,134	N-33	37III	12102	4688,5
14	49I__30VIII	184	0,371	0,682	B-153	49I	72168	13898
15	51VIII__25I	113	0,525	0,62	T-19	25I	36008	13087
16	52VIII__55IV	97	0,361	0,842	T-561	52VIII	16295	6938,4
17	53VIII__36I	167	0,760	0,807	T-21	36I	100540	41470
18	37VIII__48I	95	0,590	0,64	B-92	48I	49376	13911
19	35VIII__22I	146	0,336	0,868	B-49	35VIII	31737	8791,8

Πίνακας 6.1: Συγκεντρωμένα αποτελέσματα για τις 19 γραμμές MT

Στον παραπάνω πίνακα παρατίθενται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την αναδιαρρύθμιση των 19 γραμμών, συγκεντρωμένα.

Στην 1<sup>η</sup> στήλη και στην 2<sup>η</sup> στήλη σημειώνεται σε ποια γραμμή αναφερόμαστε.

Στην 3<sup>η</sup> στήλη καταχωρήθηκαν τα μέγιστα ρεύματα κάθε γραμμής.

Στην 4<sup>η</sup> και 5<sup>η</sup> στήλη υπάρχουν οι συντελεστές  $F_A$  και  $m$  αντίστοιχα.

Στην 6<sup>η</sup> στήλη αναγράφεται ο  $Y/\Sigma$  μετά το οποίο πρέπει να γίνει η τομή της γραμμής.

Στην 7<sup>η</sup> στήλη σημειώνεται από ποια πλευρά πρέπει να τροφοδοτηθεί εξ' ολοκλήρου η γραμμή ΜΤ, ώστε να επιτευχθούν οι ελάχιστες απώλειες με τη συνδεσμολογία ανοικτού βρόχου.

Στην 8<sup>η</sup> στήλη καταχωρήθηκαν οι απώλειες σε kWh για την περίπτωση που έχουμε συνδεσμολογία ανοικτού βρόχου και συγκεκριμένα για τροφοδοσία από τον  $Y/\Sigma$  που αναφέρεται στην 7<sup>η</sup> στήλη κάθε φορά.

Στην 9<sup>η</sup> στήλη καταχωρήθηκαν οι απώλειες σε kWh για την περίπτωση που έχει γίνει τομή, μετά τον  $Y/\Sigma$  που σημειώνεται στην 6<sup>η</sup> στήλη κάθε φορά.

Ο υπολογισμός των συντελεστών  $F_A$  έπεται του υπολογισμού των συντελεστών  $F$  και γίνεται με βάση τη σχέση 4.18. Στο Παράρτημα Α παρατίθεται ο πίνακας με τους συντελεστές αυτούς.

Το σύνολο των απωλειών ενέργειας πριν από την αναδιάταξη των γραμμών είναι 933393,9 kWh ή 933,39 MWh. Έπειτα από την αναδιάταξη οι απώλειες ενέργειας είναι 314279,6 kWh ή 314,28 MWh. Επομένως, η **εξοικονόμηση απωλειών ενέργειας** ανέρχεται στις 619113,9 kWh ή **619,11 MWh**.

Ο πίνακας που φαίνεται στην επόμενη σελίδα παρουσιάζει τα ποσοστά εξοικονόμησης απωλειών ενέργειας σε κάθε γραμμή ΜΤ, ώστε να δοθεί μια πιο ξεκάθαρη εικόνα του αποτελέσματος της αναδιάρθρωσης.

	Γραμμή	Απώλειες Χωρίς Τομή (kWh)	Απώλειες Έπειτα Από Τομή (kWh)	Εξοικονόμηση Απωλειών (kWh)	Ποσοστό Εξοικονόμησης Απωλειών (%)
1	22VIII__25IV	75748	21458	54290	71,672
2	23VIII__42IV	55519	15118	40401	72,77
3	27I__40VIII	94863	32842	62021	65,38
4	27VIII__48IV	51757	18278	33479	64,685
5	29VIII__37IV	17263	6482,9	10780,1	62,446
6	30I__24VIII	3821,8	912,2	2909,6	76,132
7	35I__26I	26786	6688,4	20097,6	75,03
8	36VIII__29IV	135460	62119	73341	54,142
9	38VIII__29I	9803,7	2613,4	7190,3	73,343
10	39VIII__36IV	41095	14761	26334	64,081
11	42VIII__58IV	27956	11096	16860	60,309
12	43VIII__26IV	75095	19126	55969	74,531
13	45III__37III	12102	4688,5	7413,5	61,258
14	49I__30VIII	72168	13898	58270	80,742
15	51VIII__25I	36008	13087	22921	63,655
16	52VIII__55IV	16295	6938,4	9356,6	57,42
17	53VIII__36I	100540	41470	59070	58,753
18	37VIII__48I	49376	13911	35465	71,826
19	35VIII__22I	31737	8791,8	22945,2	72,298

Πίνακας 6.2: Ποσοστό εξοικονόμησης απωλειών ενέργειας για κάθε γραμμή

Από το πίνακα εύκολα διαπιστώνεται ότι τα ποσοστά εξοικονόμησης κάθε γραμμής έχουν τιμές από 54% έως και 80%.

Σημαντική παράμετρος όμως που καθορίζει το αποτέλεσμα της μελέτης που πραγματοποιήθηκε είναι το συνολικό **ποσοστό εξοικονόμησης απωλειών ενέργειας**. Το ποσοστό αυτό είναι ίσο με **66,33%**.

Στη συνέχεια, ακολουθεί ο πίνακας στον οποίο συγκεντρώνονται τα κόστη των απωλειών για δύο διαφορετικά σενάρια τροφοδοσίας και το οικονομικό όφελος που προκύπτει για κάθε γραμμή.

	<b>Γραμμή</b>	<b>Κόστος Απωλειών Χωρίς Τομή (€)</b>	<b>Κόστος απωλειών Έπειτα Από Τομή (€)</b>	<b>Οικονομικό Όφελος (€)</b>
1	22VIII__25IV	4968,2	1407,4	3560,8
2	23VIII__42IV	3704	1008,6	2695,4
3	27I__40VIII	6333,2	2192,6	4140,6
4	27VIII__48IV	3577	1263,2	2313,8
5	29VIII__37IV	1167,7	438,51	729,19
6	30I__24VIII	460,28	109,87	350,41
7	35I__26I	1959,2	489,2	1470
8	36VIII__29IV	9064	4156,7	4907,3
9	38VIII__29I	630,2	167,99	462,21
10	39VIII__36IV	2823,4	1014,2	1809,2
11	42VIII__58IV	1854,4	736,05	1118,35
12	43VIII__26IV	5074,9	1292,5	3782,4
13	45III__37III	878,25	340,26	537,99
14	49I__30VIII	5238,7	1008,9	4229,8
15	51VIII__25I	2451,7	891,1	1560,6
16	52VIII__55IV	1238	527,15	710,85
17	53VIII__36I	6819,6	2812,9	4006,7
18	37VIII__48I	3329,4	938,04	2391,36
19	35VIII__22I	2465,8	683,07	1782,73

Πίνακας 6.3: Όφελος σε Ευρώ

Αναλυτικότερα, η 2<sup>η</sup> στήλη του πίνακα περιγράφει σε ποια γραμμή αναφερόμαστε κάθε φορά.

Η 3<sup>η</sup> στήλη παρουσιάζει το κόστος απωλειών σε ευρώ για τροφοδοσία της γραμμής εξ' ολοκλήρου από τον Υ/Σ YT-MT που επιλέχθηκε με βάση τον πίνακα...

Η 4<sup>η</sup> περιέχει το κόστος απωλειών μετά τον ανασχηματισμό της γραμμής, με πραγματοποίηση τομής, η οποία αναφέρεται στον πίνακα...

Στην 5<sup>η</sup> στήλη έχει καταχωρηθεί το ετήσιο οικονομικό όφελος που προκύπτει από τον ανασχηματισμό, δηλαδή η διαφορά του κόστους της 3<sup>ης</sup> στήλης από την 4<sup>η</sup> στήλη.

Από τον πίνακα διαφαίνεται ότι όλα τα στοιχεία της 5<sup>ης</sup> στήλης είναι θετικά, επομένως έχουμε μόνο οικονομικό όφελος, και όχι ζημία, από την αναδιαρρύθμιση των 19 γραμμών που μελετήθηκαν.

Το συνολικό κόστος των απωλειών πριν την αναδιάταξη είναι 64037,9 €, ενώ έπειτα από την αναδιάταξη το κόστος απωλειών είναι 21487,2 €. Επομένως, το συνολικό ετήσιο οικονομικό όφελος από την αναδιάρθρωση της τοπολογίας των 19 αυτών γραμμών για το υπόγειο δίκτυο της Θεσσ/νίκης, ανέρχεται στα **42559,7 Ευρώ**.

Παρακάτω φαίνεται ο πίνακας που περιέχει τα ποσοστά εξοικονόμησης για κάθε γραμμή.

	Γραμμή	Οικονομικό Όφελος (€)	Ποσοστό Εξοικονόμησης (%)
1	22VIII__25IV	3560,8	71,672
2	23VIII__42IV	2695,4	72,77
3	27I__40VIII	4140,6	65,379
4	27VIII__48IV	2313,8	64,685
5	29VIII__37IV	729,19	62,447
6	30I__24VIII	350,41	76,13
7	35I__26I	1470	75,031
8	36VIII__29IV	4907,3	54,141
9	38VIII__29I	462,21	73,343
10	39VIII__36IV	1809,2	64,079
11	42VIII__58IV	1118,35	60,308
12	43VIII__26IV	3782,4	74,532
13	45III__37III	537,99	61,257
14	49I__30VIII	4229,8	80,741
15	51VIII__25I	1560,6	63,654
16	52VIII__55IV	710,85	57,419
17	53VIII__36I	4006,7	58,753
18	37VIII__48I	2391,36	71,826
19	35VIII__22I	1782,73	72,298

Πίνακας 6.4: Ποσοστό εξοικονόμησης χρημάτων για κάθε γραμμή

Συμπεραίνεται πως τα ποσοστά εξοικονόμησης χρημάτων είναι ανάλογα με τα ποσοστά εξοικονόμησης απωλειών για κάθε γραμμή.

Έπειτα από την αναδιάταξη των 19 γραμμών που δόθηκαν προκύπτει **εξοικονόμηση χρημάτων 66,46%** σε σχέση με το αρχικό σενάριο τροφοδοσίας κάθε γραμμής από έναν Υ/Σ ΥΤ-MΤ.

### 6.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΚΑΙ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΕΙΣ

Στο σημείο αυτό πραγματοποιείται μια ανάλυση ευαισθησίας για τους συντελεστές  $m$  και  $F_A$ , μαζί με τρεις διερευνήσεις σχετικά με τη θέση της τομής σε μια γραμμή έπειτα από τη μεταβολή ορισμένων παραμέτρων.

#### 6.3.1 Ανάλυση Ευαισθησίας για τους συντελεστές $m$ και $F_A$

Ακολουθεί μια ανάλυση ευαισθησίας για τους συντελεστές  $m$  και  $F_A$ .

Η ανάλυση ευαισθησίας μελετά τις συνέπειες που υφίσταται η βέλτιστη λύση ενός προβλήματος, ως συνέπεια αλλαγών στις τιμές των παραμέτρων του.

Αναλυτικότερα, για μια από τις δεκαεννέα γραμμές, που μελετήθηκαν, διατηρείται σταθερό το μέγιστο ρεύμα  $I_{\max}$ , και έπειτα μεταβάλλονται οι συντελεστές  $m$  και  $F_A$ , κρατώντας σταθερό κάθε φορά τον έναν από τους δύο.

Ο στόχος της ανάλυσης αυτής είναι η εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με το αν μεταβάλλεται η θέση της τομής, η τιμή των συνολικών απωλειών έπειτα από μεταβολή του  $F_A$  καθώς και το ετήσιο κόστος απωλειών έπειτα από μεταβολή του  $m$ .

Για τη πρώτη από τις δεκαεννέα γραμμές που δόθηκαν υπάρχουν τα εξής στοιχεία:

- Βρίσκεται μεταξύ των διακοπών αναχώρησης 22VIII και 25IV
- Αποτελείται από 12 Υ/Σ διανομής
- Η συνολική ισχύς των Υ/Σ αυτών είναι 9060 kVA
- Υπολογίστηκαν οι εξής παράμετροι:  $I_{\max}=153A$ ,  $F_A=0,717$  και  $m=0,585$
- Από την αναδιαμόρφωση της γραμμής προέκυψε ότι η τομή πρέπει να πραγματοποιηθεί μετά τον Υ/Σ B-310, ο οποίος είναι ο έκτος σε σειρά και οι απώλειες στην περίπτωση αυτή είναι 21458 kWh. Το κόστος απωλειών ενέργειας μετά την αναδιαρρύθμιση είναι 1407,4 €
- Σε περίπτωση που δεν έχουμε τομή στη γραμμή 1 και επιθυμούμε να τροφοδοτείται εξ ολοκλήρου από έναν Υ/Σ YT-MT, τότε ο Υ/Σ αυτός πρέπει να είναι ο VIII. Οι απώλειες στην περίπτωση αυτή είναι 75748 kWh.

Για την γραμμή αυτή το μέγιστο ρεύμα θα παραμείνει σταθερό.

Αρχικά, θα κρατηθεί σταθερός ο συντελεστής  $m$  και ίσος με  $m=0,5$  και ο  $F_A$  θα μεταβάλλεται από 0,1 έως 0,9. Θα σημειωθεί εάν μεταβάλλεται η θέση της τομής και η μεταβολή των απωλειών μετά την αναδιαρρύθμιση.



Τα αποτελέσματα που προέκυψαν φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

$F_A$	Τομή	Απώλειες Ενέργειας (kWh)	Ποσοστό Μεταβολής Απωλειών (%)
0,1	B-310	2992,7	-85,945
0,2	B-310	5985,4	-72,016
0,3	B-310	8978,1	-58,087
0,4	B-310	11971	-44,156
0,5	B-310	14964	-30,226
0,6	B-310	17956	-16,300
0,7	B-310	20949	-2,369
0,8	B-310	23942	11,562
0,9	B-310	26934	25,488

Πίνακας 6.5: Θέση τομής, απώλειες σε kWh έπειτα από μεταβολή του  $F_A$  και ποσοστό μεταβολής απωλειών

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας τον συντελεστή απωλειών  $F_A$ , σημειώνεται σημαντική αύξηση των συνολικών απωλειών. Η μεταβολή των απωλειών γίνεται εύκολα αντιληπτή από το ποσοστά που βρίσκονται στην τελευταία στήλη του πίνακα 6.3. Εύκολα εξάγεται το συμπέρασμα ότι όσο περισσότερο απομακρυνόμαστε από τον αρχικό συντελεστή απωλειών της γραμμής ( $F_A=0,717$ ) τόσο μεγαλύτερη είναι η μεταβολή των απωλειών ενέργειας.

Στο σημείο αυτό υπενθυμίζεται ότι ο συντελεστής  $F_A$  συνδέεται με τον συντελεστή  $F$  με την ακόλουθη σχέση που έχει αναφερθεί και σε προηγούμενο κεφάλαιο:

$$F_A=0,3 \cdot F+0,7 \cdot F^2.$$

Επομένως, η αύξηση του συντελεστή  $F_A$ , προκαλείται από αύξηση του συντελεστή  $F$ .

Όπως είχε επισημανθεί και στο Κεφάλαιο 4, ο ετήσιος συντελεστής φορτίου  $F$  μπορεί να ορισθεί ως το πηλίκο της ενέργειας που απορροφάται προς την ενέργεια υπό μέγιστη ισχύ. Επομένως, μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι ο συντελεστής  $F$  παρέχει μια εικόνα για το ποσοστό φόρτισης της γραμμής που εξετάζουμε. Μεγάλος συντελεστής  $F$ , και κατά συνέπεια μεγάλος συντελεστής  $F_A$ , αποτελεί ένδειξη για μεγάλο ποσοστό φόρτισης της γραμμής για το έτος που εξετάζουμε. Αντιθέτως, μικρός συντελεστής  $F$  υποδηλώνει μικρό ποσοστό φόρτισης της γραμμής για το συγκεκριμένο έτος και μεγαλύτερο ενεργειακό απόθεμα. Ο συντελεστής  $F$  παίρνει τιμές μεγαλύτερες από 0,5 σε αστικές γραμμές και μικρότερες από 0,3 σε αγροτικές γραμμές. Όπως έχει αναφερθεί και στο Κεφάλαιο 4, στο αριθμητικό παράδειγμα που παρατίθεται, η τιμή του ετήσιου συντελεστή φορτίου σε αστικές γραμμές αναμένεται να έχει τιμή μεγαλύτερη από αγροτικές γραμμές, καθ' ότι οι αγροτικές γραμμές φορτίζονται έντονα για μικρό χρονικό διάστημα και τον υπόλοιπο χρόνο η ζήτηση ισχύος είναι μικρότερη από τη ζήτηση σε μια αστική γραμμή. Έτσι, αυξάνοντας το

συντελεστή  $F$ , και άρα τον  $F_A$ , αυξάνεται η φόρτιση της γραμμής και επομένως αυξάνονται και οι απώλειες ενέργειας της γραμμής αυτής. Σημειώνεται βέβαια ότι για μία συγκεκριμένη γραμμή, ο συντελεστής  $F$  παραμένει σχετικά αμετάβλητος από έτος σε έτος.

Στη συνέχεια, ο συντελεστής  $F_A$  διατηρείται σταθερός και ίσος με 0,5, ενώ ο συντελεστής  $m$  μεταβάλλεται στο διάστημα 0,1-0,9 με βήμα σταθερό και ίσο με 0,1.

Το μέγιστο ρεύμα της γραμμής διατηρείται επίσης σταθερό. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την ανάλυση αυτή.

<b>m</b>	<b>Τομή</b>	<b>Κόστος (€)</b>	<b>Ποσοστό Μεταβολής Κόστους(%)</b>
0,1	B-310	1307,4	-7,105
0,2	B-310	1327,9	-5,649
0,3	B-310	1348,4	-4,192
0,4	B-310	1368,9	-2,736
0,5	B-310	1389,4	-1,279
0,6	B-310	1409,9	0,178
0,7	B-310	1430,4	1,634
0,8	B-310	1450,9	3,091
0,9	B-310	1471,4	4,547

Πίνακας 6.6: Ετήσιο κόστος απωλειών σε € έπειτα από μεταβολή του  $m$  και ποσοστό μεταβολής κόστους

Παρατηρούμε ότι αυξανόμενου του συντελεστή  $m$ , έχουμε και σταδιακή αύξηση του ετήσιου κόστους απωλειών. Η μεταβολή του κόστους απωλειών γίνεται αισθητή και από τα ποσοστά που δίνονται στην 3<sup>η</sup> στήλη του πίνακα 6.4 και αναλυτικότερα παρατηρούμε ότι τα ποσοστά μεταβολής δεν είναι σημαντικά.

Ο συντελεστής  $m$  μια γραμμής δίνει μια εικόνα για το κατά πόσο η μέγιστη ζήτηση της γραμμής συμπίπτει με την αιχμή του εθνικού συστήματος. Όπως έχει ήδη αναλυθεί, όταν  $m \approx 1$ , τότε την στιγμή του εθνικού μεγίστου η γραμμή ζητά περίπου το μέγιστο φορτίο της. Ο συντελεστής αυτός επομένως επηρεάζει το ετήσιο κόστος απωλειών της γραμμής.

Στην πράξη, ο συντελεστής  $m$  παρέχει πληροφορίες σχετικά με αν χρειάζεται να πραγματοποιηθούν επενδύσεις από τον διαχειριστή του δικτύου. Οι επενδύσεις αυτές αφορούν την εγκατάσταση νέου υποσταθμού ή την εισαγωγή ενέργειας. Εάν για παράδειγμα μια γραμμή παρουσιάζει υψηλή ζήτηση ισχύος την στιγμή του εθνικού μεγίστου, τότε εξαναγκάζει τον διαχειριστή του δικτύου διανομής να πραγματοποιήσει επενδύσεις, όπως η κατασκευή νέου Υ/Σ. Αυξημένη τιμή του συντελεστή  $m$  υποδηλώνει την κατάσταση που περιγράφηκε παραπάνω, δηλαδή

αυξημένη ζήτηση ισχύος τη στιγμή του εθνικού μεγίστου και άρα αυξημένο κόστος απωλειών ισχύος στη γραμμή.

Και στις δύο περιπτώσεις όμως μπορεί να παρατηρηθεί ότι παρά τις μεταβολές των συντελεστών  $F_A$  και  $m$ , η βέλτιστη τομή στο δίκτυο γίνεται στην ίδια θέση. Έτσι, εξάγεται το συμπέρασμα ότι η θέση της τομής καθορίζεται έντονα από την τοπολογία του δικτύου, από την εγκατεστημένη ισχύ των Υ/Σ διανομής και από τη συμφωνημένη ισχύ των πελατών ΜΤ.

### 6.3.2 Διερεύνηση 1

Σκοπός της διερεύνησης αυτής ήταν να διαπιστωθεί κατά πόσο επηρεάζεται η θέση της βέλτιστης τομής από την μεταβολή της ισχύος των Υ/Σ, που είναι συνδεδεμένοι στην γραμμή ΜΤ.

Έτσι, επιλέχθηκε μια από τις 19 γραμμές για τις οποίες υπήρχαν στοιχεία, και συγκριμένα η γραμμή 37VIII-48I.

Για τη γραμμή αυτή υπάρχουν διαθέσιμα τα εξής στοιχεία:

- Βρίσκεται μεταξύ των διακοπών αναχώρησης 37VIII και 48I
- Αποτελείται από 12 Υ/Σ διανομής
- Η συνολική ισχύς των Υ/Σ αυτών είναι 8280 kVA
- Υπολογίστηκαν οι εξής παράμετροι:  $I_{\max}=95A$ ,  $F_A=0,591$  και  $m=0,585$
- Από την αναδιαμόρφωση της γραμμής προέκυψε ότι η τομή πρέπει να πραγματοποιηθεί μετά τον Υ/Σ B-92 ο οποίος είναι ο τέταρτος σε σειρά και οι απώλειες στην περίπτωση αυτή είναι 13911 kWh
- Σε περίπτωση που δεν έχουμε τομή στη γραμμή και επιθυμούμε να τροφοδοτείται εξ ολοκλήρου από έναν Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ, τότε ο Υ/Σ αυτός πρέπει να είναι ο 48I. Οι απώλειες στην περίπτωση αυτή είναι 49376 kWh.

Έπειτα, μεταβλήθηκε η τιμή της ισχύος ορισμένων Υ/Σ διανομής που συνδέονται στην γραμμή αυτή και εξετάστηκε εάν μετατοπίζεται η θέση της βέλτιστης τομής.

Σε κάθε δοκιμή μεταβάλλεται η ισχύς διαφορετικού πλήθους Υ/Σ και φυσικά η αυξομείωση της ισχύος των Υ/Σ πρέπει να βρίσκεται εντός αποδεκτών ορίων, ώστε η διερεύνηση που πραγματοποιήθηκε να είναι ρεαλιστική. Πιο αναλυτικά εάν υπάρχει ένας ιδιωτικός Υ/Σ διανομής στην γραμμή ΜΤ, δηλαδή ένας πελάτης ΜΤ, τότε είναι δυνατόν να διαθέτει Μ/Σ υποβιβασμού με συνολική μέχρι 2000 kVA. Οι υπόλοιποι Υ/Σ διανομής της γραμμής μπορούν να έχουν Μ/Σ με συνολική ισχύ μέχρι 1000 kVA ή και 1130 kVA.

Όσον αφορά την μείωση της ισχύος των Υ/Σ, τότε η ισχύς τους μειώνεται μέχρι τα 500 kVA.

Για την γραμμή 37VIII-48I αρχικά έχουμε:

Υ/Σ	Ισχύς (kVA)
B-97X	1260
B-97	500
B-94	500
B-92	630
B-17X	500
B-91	500
B-87	630
B-83	500
B-83X	400
B-77X	1600
B-78	630
B-123	630

Πίνακας 6.7: Αρχική Κατάσταση

Στην περίπτωση αυτή, ο βέλτιστη τομή έπρεπε να πραγματοποιηθεί μετά τον Υ/Σ B-92.

Υπενθυμίζεται ότι εάν στο όνομα κάποιου Υ/Σ διανομής, το τελευταίο σύμβολο είναι X, τότε σημαίνει ότι ανήκει σε πελάτη ΜΤ.

1. Αρχικά αυξήθηκε η ισχύς του B-97X και του B-17X στα 2000 kVA. Άρα έχουμε:

Υ/Σ	Ισχύς (kVA)
<b>B-97X</b>	<b>2000</b>
B-97	500
B-94	500
B-92	630
<b>B-17X</b>	<b>2000</b>
B-91	500
B-87	630
B-83	500
B-83X	400
B-77X	1600
B-78	630
B-123	630

Πίνακας 6.8: Αλλαγή Ισχύος α

Στην περίπτωση αυτή, η θέση της βέλτιστης τομής παρέμεινε **αμετάβλητη**.

2. Στη δεύτερη δοκιμή όλοι οι πελάτες MT τέθηκαν σε ισχύ ίση με 2000kVA. Επομένως έχουμε:

Υ/Σ	Ισχύς (kVA)
<b>B-97X</b>	<b>2000</b>
B-97	500
B-94	500
B-92	630
<b>B-17X</b>	<b>2000</b>
B-91	500
B-87	630
B-83	500
<b>B-83X</b>	<b>2000</b>
<b>B-77X</b>	<b>2000</b>
B-78	630
B-123	630

Πίνακας 6.9: Αλλαγή ισχύος β

Σε αυτήν την περίπτωση, η **βέλτιστη τομή** αλλάζει θέση και πρέπει να πραγματοποιηθεί μετά τον Υ/Σ **B-17X**

3. Στην τρίτη δοκιμή, οι καταναλωτές MT επαναφέρονται στην αρχική τους ισχύ και η ισχύς των Υ/Σ B-97, B-87 και B-78 τίθεται ίση με 500 kVA. Άρα:

Υ/Σ	Ισχύς (kVA)
B-97X	1260
<b>B-97</b>	<b>500</b>
B-94	500
B-92	630
B-17X	500
B-91	500
<b>B-87</b>	<b>500</b>
B-83	500
B-83X	400
B-77X	1600
<b>B-78</b>	<b>500</b>
B-123	630

Πίνακας 6.10: Αλλαγή ισχύος γ

Στην περίπτωση αυτή **δεν υπάρχει μεταβολή** στην θέση της **βέλτιστης τομής**.

4. Στην τελευταία δοκιμή της διερεύνησης αυτής, οι μεταβολές της περίπτωσης 3 διατηρούνται, με μια επιπλέον διαφοροποίηση που φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Υ/Σ	Ισχύς (kVA)
<b>B-97X</b>	<b>500</b>
<b>B-97</b>	<b>500</b>
B-94	500
<b>B-92</b>	<b>500</b>
B-17X	500
B-91	500
<b>B-87</b>	<b>500</b>
B-83	500
B-83X	400
<b>B-77X</b>	<b>500</b>
<b>B-78</b>	<b>500</b>
<b>B-123</b>	<b>500</b>

Πίνακας 6.11: Αλλαγή ισχύος δ

Έπειτα από τις τροποποιήσεις αυτές, η θέση της τομής **μετατοπίζεται** μετά τον Υ/Σ **B-17X**.

Συνοψίζοντας προκύπτει:

Συνολική Ισχύς (kVA)	Τομή μετά τον Υ/Σ
8280	B-92
10520	B-92
12520	B-17X
8020	B-92
5900	B-17X

Πίνακας 6.12: Συγκεντρωμένα αποτελέσματα για αλλαγή ισχύος Υ/Σ

Από τον παραπάνω πίνακα προκύπτει το συμπέρασμα ότι για να υπάρξει αλλαγή στην θέση της βέλτιστης τομής, απαιτείται σημαντική αύξηση ή μείωση της συνολικής ισχύος των Υ/Σ διανομής-πελατών ΜΤ που είναι συνδεδεμένοι στην γραμμή ΜΤ.

### 6.3.3 Διερεύνηση 2

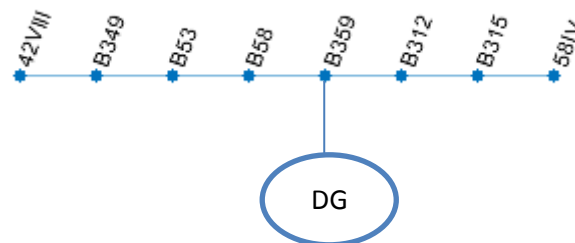
Στο σημείο αυτό εξετάζεται κατά πόσο αλλάζει η θέση της βέλτιστης τομής εάν συνδεθεί μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας (ΑΠΕ) στο δίκτυο διανομής. Όπως έχει αναφερθεί και στο Κεφάλαιο 2 της εργασίας, η διεσπαρμένη παραγωγή (ΔΠ) είναι η παραγωγή που συνδέεται άμεσα στο δίκτυο διανομής[5]. Στις μονάδες ΔΠ μπορούν να χρησιμοποιηθούν και οι ΑΠΕ. Από τον ορισμό έχει δοθεί για την ΔΠ εξάγεται έμμεσα το συμπέρασμα ότι οι μονάδες ΔΠ θα πρέπει να έχουν ένα άνω όριο στην παραγόμενη ισχύ τους. Συγκεκριμένα, δεν είναι δυνατή η σύνδεση μονάδων παραγωγής ισχύος μεγαλύτερων των 300 MW στο επίπεδο μέσης τάσης λόγω περιορισμών. Έτσι ανάλογα με το μέγεθος της παραγόμενης ισχύος από μια μονάδα ΔΠ προκύπτουν οι εξής κατηγορίες:

- Πολύ Μικρή: 1W έως 5 kW
- Μικρή: 5 kW έως 5 MW
- Μεσαία: 5 MW έως 50 MW
- Μεγάλη: 50 MW έως 300MW

Η γενική πρακτική στις μελέτες ροών φορτίου υπαγορεύει ότι η παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ αναπαρίσταται ως φορτίο με αρνητικό πρόσημο, σε αντίθεση με τις συμβατικές μεθόδους παραγωγής ενέργειας.

Στα πλαίσια της διερεύνησης αυτής, θεωρείται μια ΑΠΕ με ισχύ 1MW, 5 MW και 100 MW. Θα μελετηθεί κατά πόσο επηρεάζεται η θέση της βέλτιστης τομής. Για την μελέτη αυτή επιλέγεται η γραμμή 42VIII-58IV, στην οποία συνδέονται 6 Υ/Σ διανομής.

Αρχικά η τομή στην γραμμή αυτήν πρέπει να πραγματοποιηθεί μετά τον Υ/Σ B-359. Θεωρούμε ότι η ΑΠΕ συνδέεται στον ζυγό του B-359.



Σχήμα 6.1: Σύνδεση Μονάδας ΔΠ (ΑΠΕ) σε ζυγό γραμμής διανομής

Ισχύς ΑΠΕ (MW)	Τομή μετά τον Υ/Σ
1	B-58
5	B-312
10	B-312
15	B-349

Πίνακας 6.13: Ισχύς ΑΠΕ και θέση τομής

Παρατηρούμε ότι με την προσθήκη ΑΠΕ έχουμε μεταβολή της θέσης της βέλτιστης τομής. Εάν η παραγόμενη από ΑΠΕ ισχύς ξεπεράσει τα 10 MW, η βέλτιστη τομή απομακρύνεται σημαντικά από την αρχική της θέση.

### 6.3.4 Διερεύνηση 3

Η τρίτη διερεύνηση της εργασίας αφορά τη μελέτη του ποσοστού μεταβολής της εξοικονόμησης απωλειών σε σχέση με τη μετατόπιση της θέσης της τομής. Συγκεκριμένα, επιλέχθηκε τυχαία μια από τις 19 γραμμές ΜΤ και καταγράφηκαν οι απώλειες ενεργείας για κάθε πιθανή θέση της τομής πάνω στη γραμμή. Ακόμη, καταγράφηκε και το ποσοστό εξοικονόμησης απωλειών για κάθε πιθανή τομή σε σχέση με το σενάριο εξ' ολοκλήρου τροφοδοσίας της γραμμής από έναν feeder Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ.

Για τη διερεύνηση επιλέγεται η γραμμή 42VIII-58IV, στην οποία συνδέονται 6 Υ/Σ διανομής. Θεωρούμε ότι στην περίπτωση που η γραμμή τροφοδοτείται από έναν feeder, τότε αυτός είναι ο 42VIII.



Σχήμα 6.2 Γραμμή 42VIII-58IV



Τα αποτελέσματα που προέκυψαν φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

Θέση Τομής μετά τον Υ/Σ	Απώλειες (kWh)	Ποσοστό Εξοικονόμησης
B-349	33043	18,20
B-53	17157	38,63
B-58	12270	56,11
B-359	11096	60,31
B-312	14063	49,70

Πίνακας 6.14: Θέση τομής και ποσοστό εξοικονόμησης απωλειών

Από τον πίνακα 6.14 παρατηρούμε ότι καθώς η τομή μετατοπίζεται από την αριστερή πλευρά προς τη δεξιά πλευρά της γραμμής, και άρα καθώς όλο και περισσότεροι Υ/Σ τροφοδοτούνται από τον feeder 42VIII, τότε τα ποσοστά εξοικονόμησης αυξάνονται. Συγκεκριμένα, όσο προσεγγίζεται το κέντρο της γραμμής, το ποσοστό εξοικονόμησης πλησιάζει το 50%, ποσοστό αναμενόμενο, αφού το ρεύμα τροφοδοσίας χωρίζεται ανάμεσα σε ίσο αριθμό Υ/Σ διανομής σε κάθε τμήμα της γραμμής. Αναφέρεται ακόμη ότι η μέγιστη εξοικονόμηση απωλειών προκύπτει προφανώς για τον Υ/Σ, μετά τον οποίο έχει αναφερθεί ότι πρέπει να γίνει η τομή της γραμμής.

## **6.4 ΜΕΛΕΤΗ ΓΙΑ ΤΙΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO<sub>2</sub>**

### **6.4.1 Εισαγωγικά Στοιχεία**

Από τις αρχές της δεκαετίας του 1970, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας άρχισαν να απασχολούν όλο και περισσότερο την ανθρωπότητα. Η θερμική ρύπανση από τους θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, η ρύπανση του ατμοσφαιρικού αέρα από την καύση ορυκτών καυσίμων, η αλλαγή μικροκλίματος από τις μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, τα ραδιενεργά απόβλητα και η μόλυνση του νερού, αποτελούν τα βασικότερα περιβαλλοντικά προβλήματα από την παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας σήμερα.

Η ατμοσφαιρική ρύπανση οφείλεται σε στερεές, υγρές ή αέριες ουσίες που μεταβάλλουν τη σύσταση του ατμοσφαιρικού αέρα. Η ρύπανση του αέρα προκαλείται από την καύση ενεργειακών προϊόντων που έχουν ως βάση τον άνθρακα με αποτέλεσμα τη δημιουργία στερεών σωματιδίων και αέριων ρύπων όπως το διοξείδιο του άνθρακα, το διοξείδιο του θείου και οξείδια του αζώτου. Ακόμη, στους παράγοντες που συμβάλλουν στην ατμοσφαιρική ρύπανση συμπεριλαμβάνεται και ο ατμός που εκλύεται από τους πύρους ψύξης των θερμικών εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής. Τα πιο γνωστά περιβαλλοντικά προβλήματα που δημιουργούνται από την ατμοσφαιρική ρύπανση, είναι το φαινόμενο του θερμοκηπίου και η όξινη βροχή. Υπάρχουν ισχυρές επιστημονικές ενδείξεις ότι η ανάγκη αντιμετώπισης των περιβαλλοντικών προβλημάτων είναι πλέον επιτακτική. Στα πλαίσια της προσπάθειας αυτής, ζωτικής σημασίας είναι και η ελάττωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

### **6.4.2 Εξοικονόμηση Εκπομπών CO<sub>2</sub>**

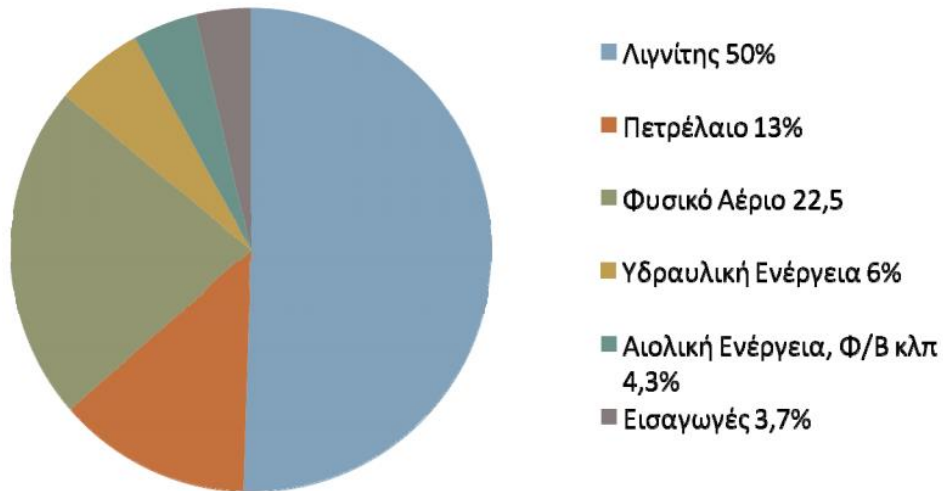
Το τελευταίο τμήμα στην εργασία αυτή ήταν ο υπολογισμός των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) και της εξοικονόμησης εκπομπών που προκύπτει από την αναδιάρθρωση του δικτύου.

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα σε ένα ενεργειακό σύστημα προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων σε διάφορες διεργασίες, όπως η ηλεκτροπαραγωγή, η διύλιση του αργού πετρελαίου, οι μεταφορές και άλλες. Επομένως, προκειμένου να υπολογιστούν οι εκπομπές CO<sub>2</sub>, απαιτείται ο καθορισμός της διαμόρφωσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή σε τι ποσοστό συνεισφέρει κάθε πηγή καυσίμου στην ηλεκτροπαραγωγή.

Το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας περιλαμβάνει κυρίως θερμικούς σταθμούς (ΘΗΣ) διάφορων τεχνολογιών όπως αμοστρόβιλους, σταθμούς συνδυασμένου κύκλου, αεροστρόβιλους και άλλους, αλλά και υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Οι εκπομπές αέριων ρύπων αφορούν τους ΘΗΣ, είναι αρκετά υψηλές και εξαρτώνται από το καύσιμο.

Έπειτα από αναζήτηση σε σχετική βιβλιογραφία, βρέθηκαν τα επίσημα στοιχεία του έτους 2008 από το Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας για την συνεισφορά των διάφορων πηγών καυσίμου στην ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα.

### Πηγές Καυσίμου Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας



Επίσημα στοιχεία έτους 2008

Σχήμα 6.3: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα για το έτος 2008

Από τις πηγές καυσίμων που αναφέρονται στο γράφημα, στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα συνεισφέρουν οι τρεις πρώτες, δηλαδή ο λιγνίτης, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Σημειώνεται ότι στα αυτόνομα ΣΗΕ των ελληνικών νησιών, οι μονάδες παραγωγής αποτελούνται κυρίως από μηχανές εσωτερικής καύσης, διότι οι μονάδες αυτές διαθέτουν την ικανότητα να εκκινούν πολύ γρήγορα και να μεταβάλλουν την ισχύ εξόδου τους σε σύντομο χρονικό διάστημα. Έτσι, το πετρέλαιο χρησιμοποιείται ως καύσιμο στα μη διασυνδεδεμένα συστήματα. Αφού λοιπόν στην περίπτωση της εργασίας μελετάται το αστικό υπόγειο δίκτυο μέσης τάσης, το οποίο ανήκει στο διασυνδεδεμένο σύστημα, θα ληφθούν υπ' όψιν μόνο ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο στον υπολογισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αναλόγως την πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται εκπέμπεται και διαφορετική ποσότητα ρύπων. Η ποσότητα αυτή καθορίζεται από τον συντελεστή εκπομπών κάθε καυσίμου. Ο ίδιος συντελεστής εκπομπών χρησιμοποιείται για κάθε είδους κατανάλωσης ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων μέχρι και των σιδηροδρομικών μεταφορών. Συγκεκριμένα, επιθυμούμε να γνωρίζουμε τους συντελεστές εκπομπών για καύση καυσίμων.

#### 6.4.3 Εύρεση των συντελεστών εκπομπής καυσίμων

Έπειτα από έρευνα σε βάση δεδομένων βρέθηκαν οι επιθυμητοί συντελεστές εκπομπών. Η βάση δεδομένων που χρησιμοποιήθηκε είναι διαθέσιμη στο διαδίκτυο και ονομάζεται Emission Factor Database. Έχει δημιουργηθεί από την Διακυβερνητική Επιτροπή για την Αλλαγή του Κλίματος (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) και ο χρήστης καλείται να αναζητήσει το συντελεστή εκπομπών που επιθυμεί, ρυθμίζοντας κάθε φορά τις κατάλληλες παραμέτρους. Για την εύρεση των συντελεστών που χρειάζονται για την εργασία αυτή, έπρεπε να

επιλεχθεί ότι η αναζήτηση αφορά τους συντελεστές εκπομπής CO<sub>2</sub> για ηλεκτροπαραγωγή. Έπειτα από την αναζήτηση και τις απαραίτητες μετατροπές στις μονάδες μέτρησης, βρέθηκαν οι τιμές που φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα.

Είδος Καυσίμου	Συντελεστής Εκπομπών (tn CO <sub>2</sub> /MWh)
Λιγνίτης	0,364
Φυσικό Αέριο	0,232
Πετρέλαιο εσωτερικής καύσης	0,267

Πίνακας 6.15: Συντελεστές εκπομπών καυσίμων

#### 6.4.4 Υπολογισμός Εξοικονόμησης Εκπομπών CO<sub>2</sub>

Παρατηρούμε ότι ο συντελεστής εκπομπών δίνεται σε τόνους CO<sub>2</sub> ανά MWh.

Έστω P οι απώλειες ενέργειας σε MWh. Για τον υπολογισμό των εκπομπών CO<sub>2</sub> θα έχουμε:

$$\text{Όγκος εκπομπών για ένα έτος} = P * (\text{Συντελεστής Εκπομπών}) \quad (6.1)$$

Όπως έχει αναφερθεί και παραπάνω, εκτός από τον συντελεστή εκπομπών ενός καυσίμου, οι εκπομπές καθορίζονται και από το ποσοστό συνεισφοράς του καυσίμου αυτού στην ηλεκτροπαραγωγή.

Έστω π το ποσοστό αυτό και P οι συνολικές απώλειες σε MWh. Τότε οι απώλειες που οφείλονται στο καύσιμο με ποσοστό συνεισφοράς π θα είναι :  $P_{\text{καυσ}} = P * \pi$ .

Οπότε, οι εκπομπές CO<sub>2</sub> που οφείλονται στο καύσιμο αυτό θα είναι:

$$\text{Όγκος εκπομπών} = P_{\text{καυσ}} * (\text{Συντελεστής Εκπομπών}) = P * \pi * (\text{Συντελεστής Εκπομπών}) \quad (6.2)$$

Από την (6.2) λοιπόν προκύπτει:

Για το λιγνίτη:

<b>Εκπομπές πριν την Αναδιarrύθμιση (tn CO<sub>2</sub>)</b>	169,88
<b>Εκπομπές μετά την Αναδιarrύθμιση (tn CO<sub>2</sub>)</b>	57,29

Πίνακας 6.16: Εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> λόγω λιγνίτη

Για το φυσικό αέριο:

<b>Εκπομπές πριν την Αναδιarrύθμιση (tn CO<sub>2</sub>)</b>	48,72
<b>Εκπομπές μετά την Αναδιarrύθμιση (tn CO<sub>2</sub>)</b>	16,43

Πίνακας 6.17: Εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> λόγω φυσικού αερίου

Η τελική εξοικονόμηση ρύπων που προκύπτει από την αναδιάταξη είναι **144,8 tn CO<sub>2</sub>**.

Κατά συνέπεια, συμπεραίνεται ότι έπειτα από τον ανασχηματισμό του δικτύου το ποσοστό της ετήσιας εξοικονόμησης εκπομπών CO<sub>2</sub> ίσο με **66,24%**.

Το ποσοστό εξοικονόμησης εκπομπών για κάθε καύσιμο που χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή, φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα.

	<b>Λιγνίτης</b>	<b>Φυσικό Αέριο</b>
<b>Ποσοστό Εξοικονόμησης Εκπομπών</b>	66,28%	66,28%

Πίνακας 6.18: Ποσοστό εξοικονόμησης εκπομπών για κάθε καύσιμο

#### **6.4.5 Το χρηματιστήριο ρύπων και η εξοικονόμηση χρημάτων από τη μη καταβολή προστίμου**

Από την τελική εξοικονόμηση ρύπων προκύπτει και επιπλέον οικονομικό όφελος για τον διαχειριστή του δικτύου διανομής. Το οικονομικό αυτό όφελος οφείλεται στην αποφυγή της χρέωσης για τα δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Το χρηματιστήριο των ρύπων αποτελεί μια νέα χρηματιστηριακή αγορά που προέκυψε έπειτα από την εφαρμογή της συνθήκης του Κιότο, στις 16 Φεβρουαρίου 2005. Σύμφωνα με τους κανόνες της αγοράς αυτής, χώρες και βιομηχανικές εγκαταστάσεις που ρυπαίνουν λιγότερο από τα επιτρεπτά όρια μπορούν πλέον να πωλούν τα περιθώρια τους σε άλλες, που ξεπερνούν τα όρια των επιτρεπόμενων ρύπων. Με τον ίδιο τρόπο, όσοι ρυπαίνουν μπορούν αντί προστίμου, με πολύ λιγότερα χρήματα, να αγοράζουν «δικαιώματα στη ρύπανση» στο διεθνές Χρηματιστήριο Ρύπων.

Όσον αφορά το CO<sub>2</sub>, το εμπορικό σχέδιο ανταλλαγής ρύπων λειτουργεί μόνο στην Ε.Ε. Σύμφωνα με τους όρους εφαρμογής του, κάθε χώρα είναι υποχρεωμένη να υποβάλει προς έγκριση ένα εθνικό σχέδιο κατανομής ρύπων, που υπολογίζει σε ετήσια βάση την ποσότητα εκπομπής ρύπων του CO<sub>2</sub> και άλλων αερίων του θερμοκηπίου από τις βιομηχανικές της εγκαταστάσεις. Αν εγκριθεί το σχέδιο, τότε η ποσότητα που έχει υπολογιστεί, εφόσον ξεπεραστεί, πληρώνεται από τον «παραβάτη» σε τιμή που καθορίζεται από το χρηματιστήριο ρύπων. Αν είναι μικρότερη, δίνει περιθώρια πώλησης σε άλλους μέχρι την εγκριθείσα ποσότητα.

Στα πλαίσια της εργασίας, αναζητήθηκε η τιμή για κάθε επιπλέον τόνο CO<sub>2</sub> που εκπέμπεται, όπως αυτή διαμορφώθηκε τον Ιούνιο του 2016.

Η τιμή αυτή βρέθηκε ίση με **5,86 €/tn CO<sub>2</sub>**.

Επομένως η επιπλέον εξοικονόμηση χρημάτων για το διαχειριστή του δικτύου θα είναι :  $5,86 \text{ €/tn CO}_2 * 144,8 \text{ tn CO}_2 = \mathbf{848,53 \text{ €}}$

## 6.5 ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

### 6.5.1 Σύνοψη

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε το πρόβλημα τις αναδιάταξης 19 γραμμών διανομής ΜΤ του αστικού υπογείου δικτύου της Θεσσαλονίκης. Αναλυτικότερα, το πρόβλημα αυτό προσδιορίζεται από το σύνολο χειρισμών που πρέπει να πραγματοποιηθούν μέσω τηλεχειριζόμενων διακοπών, έτσι ώστε κάθε γραμμή να χωριστεί σε δύο μέρη. Κάθε ένα από αυτά τα τμήματα της γραμμής τροφοδοτείται από διαφορετικό Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ και ο τελικός στόχος είναι να επιτύχουμε τις ελάχιστες δυνατές απώλειες ενέργειας μέσω της τοπολογίας αυτής.

Προκειμένου να λυθεί το πρόβλημα της βέλτιστης επαναδιαμόρφωσης του υπογείου δικτύου, κατασκευάστηκε στο λογισμικό Matlab ένας ευριστικός αλγόριθμος που πραγματοποιεί τομές ανάμεσα στους ζυγούς της γραμμής ΜΤ και υπολογίζει τις απώλειες για όλες τις πιθανές τομές. Έπειτα επιλέγει την τομή που οδηγεί στις ελάχιστες απώλειες και στο ελάχιστο ετήσιο κόστος. Ακόμη, διαθέτει δυνατότητα οπτικοποίησης των γραμμών και του σημείου στο οποίο πρέπει να πραγματοποιηθεί η τομή σε κάθε γραμμή.

Σημειώνεται ότι οι γραμμές του δικτύου που μελετήθηκε, αναπαρίστανται από γράφους και όλα δεδομένα των γραμμών καταχωρήθηκαν σε αρχεία τύπου .mat.

Αρχικά, υπολογίστηκαν οι βέλτιστες τομές με είσοδο τα στοιχεία που αντλήθηκαν από το ΔΕΔΔΗΕ, έπειτα από κατάλληλη επεξεργασία τους. Μαζί με την βέλτιστη τομή για κάθε γραμμή βρέθηκαν και:

- Ο feeder Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ που τροφοδοτεί το σύνολο της γραμμής
- Απώλειες ενέργειας σε kWh για τροφοδοσία από έναν feeder και έπειτα από τομή της γραμμής
- Ετήσιο οικονομικό όφελος έπειτα από αναδιάταξη του δικτύου
- Ετήσια εξοικονόμηση σε εκπομπές CO<sub>2</sub>

Ακόμη πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας για τους συντελεστές  $F_A$  και  $m$ . Συγκεκριμένα, κρατώντας σταθερό τον  $m$  μεταβλήθηκε ο  $F_A$  και σημειώθηκε η μεταβολή της θέσης της τομής και των απωλειών ενέργειας. Έπειτα, κρατώντας σταθερό τον  $F_A$  μεταβλήθηκε ο  $m$  και παρατηρήθηκε εάν μεταβάλλεται η θέση της τομής και το ετήσιο οικονομικό όφελος.

Επίσης, πραγματοποιήθηκαν και τρεις διερευνήσεις. Η πρώτη αφορά την διαπίστωση εάν μεταβάλλεται η θέση της τομής έπειτα από μεταβολή της ισχύος των Υ/Σ διανομής και πελατών ΜΤ και στην δεύτερη παρατηρούμε πάλι εάν μετατοπίζεται η τομή της γραμμής έπειτα από σύνδεση ΑΠΕ στην γραμμή διανομής (ΔΠ). Τέλος, η τρίτη διερεύνηση αφορά τη μεταβολή του ποσοστού εξοικονόμησης απωλειών, έπειτα από αλλαγή της θέσης της τομής.

Έπειτα από την αναδιάταξη των 19 γραμμών ΜΤ διαπιστώθηκε ότι προκύπτει μείωση των ετήσιων απωλειών ενέργειας, καθώς και του ετήσιου κόστους αυτών. Ακόμη, προκύπτει εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> και συμπερασματικά επιπλέον οικονομικό

όφελος για τον διαχειριστή του δικτύου, λόγω αποφυγής χρέωσης για τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων.

### 6.5.2 Συμπεράσματα

Τα συμπεράσματα που προκύπτουν από την εκπόνηση της εργασίας αυτής συνοψίζονται παρακάτω:

- Η αναδιάταξη των γραμμών MT μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική εξοικονόμηση απωλειών ενέργειας και εκπομπών CO<sub>2</sub>. Κατά συνέπεια, για τον διαχειριστή του δικτύου προκύπτει ένα σημαντικό οικονομικό όφελος.
- Συγκεκριμένα, έπειτα από τον ανασχηματισμό, οι ετήσιες απώλειες ενέργειας μειώνονται κατά 66,36%, ενώ το ετήσιο κόστος απωλειών ελαττώνεται κατά 66,46%.
- Η αύξηση του συντελεστή φορτίου οδηγεί σε σημαντική αύξηση των απωλειών ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, τα ποσοστά μεταβολής των απωλειών κυμαίνονται από 50% έως 80% της αρχικής τους τιμής.
- Η αύξηση του συντελεστή ετεροχρονισμού απωλειών οδηγεί σε μικρή αύξηση του ετήσιου κόστους απωλειών, δηλαδή τα ποσοστά μεταβολής του κόστους κυμαίνονται από 0,2% έως και 7% του αρχικού κόστους.
- Καμία από τις δύο παραπάνω μεταβολές δεν οδηγεί σε μετατόπιση στη θέση της τομής.
- Από την άλλη, με μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος Υ/Σ διανομής ή της συμφωνημένης ισχύος πελατών MT, έχουμε μεταβολή της θέσης της τομής.
- Η σύνδεση ΑΠΕ σε μια γραμμή διανομής, με τη μορφή μονάδας, μπορεί επίσης να οδηγήσει σε μετατόπιση της τομής πάνω στη γραμμή.
- Τελικά είναι κατανοητό ότι θέση της τομής στη γραμμή επηρεάζεται ισχυρά από την τοπολογία του δικτύου και από την ισχύ των Υ/Σ MT-ΧΤ/πελατών MT.

### 6.5.3 Προοπτικές για μελλοντική έρευνα

Η παρούσα εργασία αποτελεί ένα απλό δείγμα της μελέτης και έρευνας που θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί πάνω στο πρόβλημα της αναδιάταξης των δικτύων διανομής.

Αρχικά, υπάρχουν περιθώρια βελτίωσης και εξέλιξης του αλγορίθμου που δημιουργήθηκε για την εργασία αυτή. Οι γραμμές διανομής που εξετάστηκαν αποτελούν γραμμές MT χωρίς διακλαδώσεις. Στην πραγματικότητα όμως, οι γραμμές ενός υπόγειου, αστικού δικτύου διανομής είναι δυνατόν να έχουν διακλαδώσεις, γεγονός που επηρεάζει σημαντικά την έρευνα. Ο αλγόριθμος που κατασκευάστηκε μπορεί να αναγνωρίζει διακλαδώσεις, εφ' όσον σε αυτές συνδέονται μόνο δύο Υ/Σ διανομής. Έτσι, θα μπορούσε να γίνει βελτιστοποίηση του αλγορίθμου ώστε να αναγνωρίζει πιο σύνθετα δίκτυα ή ακόμη και να εφαρμόζεται σε δίκτυα που ήδη έχουν τομές. Επισημαίνεται ότι στις γραμμές των διακλαδώσεων χρησιμοποιούνται διαφορετικοί τύποι καλωδίων απ' ότι στον κύριο κορμό της γραμμής, γεγονός που



στην εργασία δεν έχει ληφθεί υπόψη και επηρεάζει τον υπολογισμό των απωλειών. Επίσης, ο αλγόριθμος θα μπορούσε ακόμη να επεκταθεί ώστε να υπολογίζει την πτώση τάσης στα διάφορα τμήματα της γραμμής και σφάλματα διέλευσης, υποδηλώνοντας σε ποιο τμήμα της γραμμής εκδηλώθηκε το σφάλμα κάθε φορά. Μια ακόμη σημαντική επέκταση της λειτουργίας του αλγορίθμου αποτελεί η δυνατότητα απεικόνισης των γραμμών του δικτύου με βάση την γεωγραφική θέση των Υ/Σ διανομής. Συγκεκριμένα, θα ήταν ενδιαφέρον με τη βοήθεια μιας εφαρμογής χαρτών να υπάρχει η δυνατότητα οπτικοποίησης των γραμμών όπως ακριβώς αυτές διαμορφώνονται στον χώρο. Όλα τα παραπάνω θα οδηγήσουν στην ενσωμάτωση του αλγορίθμου σε ένα DMS σύστημα.

Επιπλέον, προκειμένου να πραγματοποιηθεί η μελέτη της αναδιάταξης των γραμμών έγιναν ορισμένες απλοποιήσεις, οι οποίες επηρεάζουν τα αποτελέσματα και θα ήταν χρήσιμο να ληφθούν υπόψη σε κάποια επέκταση της εργασίας αυτής.

Πρώτον, τα όρια της τάσης για τις γραμμές διανομής δεν λήφθηκαν υπ' όψη. Στην πραγματικότητα όμως θα πρέπει να δοθεί σημασία στους περιορισμούς που πρέπει να τηρούνται αφού αυτοί ενδέχεται να επηρεάζουν το τελικό αποτέλεσμα. Έπειτα από την αναδιάταξη των γραμμών θα ήταν σκόπιμο να εξεταστεί εάν υπάρχει υπερφόρτωση κάποιου Υ/Σ διανομής.

Δεύτερον, χρησιμοποιήθηκαν οι ημίωρες μετρήσεις ρεύματος για ένα έτος, ενώ θα ήταν ορθότερο να χρησιμοποιηθούν μετρήσεις ζήτησης ισχύος, εάν αυτές ήταν διαθέσιμες.

Τρίτον, έγινε η παραδοχή ότι η αιχμή του εθνικού συστήματος παρουσιάζεται στα μέσα του μήνα Ιουλίου. Παρ' ότι αυτή η υπόθεση είναι κοντά στην πραγματικότητα, όσον αφορά το ελληνικό ΣΗΕ, θα ήταν πιο ορθό να αναζητηθούν τα επίσημα στοιχεία της ζήτησης ισχύος για την χρονιά που εξετάζεται.

Τέλος, σημαντικό είναι η μελέτη να πραγματοποιηθεί με σχετικά πρόσφατα στοιχεία και μετρήσεις, εφ' όσον αυτά είναι διαθέσιμα από το ΔΕΔΔΗΕ. Η παρούσα εργασία πραγματοποιήθηκε με στοιχεία από το 2007, και ενδέχεται να έχουν κατασκευαστεί νέοι Υ/Σ λόγω πιθανής αύξησης στη ζήτηση ισχύος.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7<sup>ο</sup>

---

### ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Βουρνάς Κ., Κονταξής Γ., *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 2010
- [2] Π.Σ. Γεωργιλάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Ηλεκτρονικό Βιβλίο, Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα 2015
- [3] Μ.Π Παπαδόπουλος, *Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*, τόμος 1 για τους σπουδαστές της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, Αθήνα 1994
- [4] Τσικόγιας Αθανάσιος, «Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας – Εξοικονόμηση ενέργειας μέσω έξυπνων δικτύων (smart grids)», *Ενεργειακά Τετράδια*, Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Τμ. Διεθνών & Ευρωπαϊκών Σπουδών Ευρωπαϊκή Έδρα Jean Monnet στο Δίκαιο & Πολιτικές ΕΕ
- [5] Ackerman T., Anderson G., Soder L., *Distributed Generation: A Definition*, *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, No. 3, pp. 195-204, April 2001
- [6] Shilpa Kalambe, Ganga Agnihorti, “Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey”, *Renewable and Sustainable energy reviews* 29 (2014), 184-200, September 2013
- [7] Ahmad Rezaee Jordehi, “Optimisation of electric distribution systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, November 2015
- [8] Li WeiLin, Xiang XiaoRong, Wang Bo, “Reconstruction of Distribution Network Based on Parallel Tabu Search Algorithm”, *2nd International Conference on Electronic & Mechanical Engineering and Information Technology (EMEIT-2012)*
- [9] “Advanced Distribution Management System (ADMS) – Smart Grid Solution for Electricity Distribution Networks: Short Overview”, Schneider Electric,
- [10] Mesut E. Baran, Felix. F. Wu, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.4, No.2, April 1989

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Στο παράρτημα αυτό εκτίθενται τα στοιχεία της βάσης δεδομένων, όπως αυτή διαμορφώθηκε σε φύλλα Excel με βάση τα στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ για τις 19 γραμμές ΜΤ του υπογείου δικτύου ΜΤ της Θεσσαλονίκης.

	ΓΡΑΜΜΗ ΜΤ	Υ/Σ1	Υ/Σ2	Υ/Σ3	Υ/Σ4	Υ/Σ5	Υ/Σ6	Υ/Σ7	Υ/Σ8	Υ/Σ9	Υ/Σ10	Υ/Σ11	Υ/Σ12	Υ/Σ13	Υ/Σ14	Υ/Σ15	Υ/Σ16	Υ/Σ17
1	22VIII_25IV	B-51	B-62	B-291	B-54	B-55	B-310	B-56	B-311	B-305	B-246	B-250	B-248X	o				
2	23VIII_42IV	T-54	T-52	T-51	T-72	B-369	B-74	B-367	B-371	B-373	B-314	B-372	B-315X	B-379	o			
3	27I_40VIII	Θ-86	T-4	T-13	T-513	T-530	T-30	T-634	T-531	T-31	T-34	T-35	T-15X	T-53	o			
4	27VIII_48IV	T-553	T-57	T-58	T-36	T-60	T-560	T-56	T-656	T-661	T-678	T-578	T-78	T-77	T-559	T-673	B-79X	o
5	29VIII_37IV	B-206	B-197	B-195	B-199	B-31	B-532	B-201	B-34	B-236	B-203	B-557	B-57	o				
6	30I_24VIII	T-1	T-10	T-12	T-11	B-64	B-335	B-135	T-30X	B-337	B-343	B-341	B-67	o				
7	35I_26I	Θ-591	Θ-90	Θ-685	Θ-588	Θ-592	Θ-92	Θ-692	Θ-97	Θ-95	Θ-596	Θ-96	Θ-594	Θ-595	Θ-94	Θ-93	Θ-91	o
8	36VIII_29IV	B-26	B-107X	B-107	B-109	B-147	B102	B-109X	B-147X	B-113	B-111	B-33X	B-117	B-119	B-120	o		
9	38VIII_29I	T-50	B-345	B-68	B-333	B-63	B-329	B-323	B-46	B-319	B-317	T-510	Θ-87	o				
10	39VIII_36IV	B-353	B-70	B-71	B-355	B-358	B-361	B-360	B-72	B-365	B-73X	B-76X	B-73	B-75	B-375	o		
11	42VIII_58IV	B-349	B-53	B-58	B-359	B-312	B-315	o										
12	43VIII_26IV	T-772	T-59	T-659	T-73	T-775	T-575	T-75	T-74	T-96	T-97	T-98	T-95	T-595	T-92	T-90	o	
13	45III_37III	N-622	N-550	N-649	N-33	N-49	N-144X	N-31	N-25	N-30	N-525	N-522	o					
14	49I_30VIII	Θ-88X	B-207	B-3	B-151	B-153	B-4	B-155	B-157	B-160	B-9X	B-163	B-500	B-9	B-167	o		
15	51VIII_25I	T-537	T-40	T-38	T-540	T-22	T-20	T-19	T-518	T-18	T-16X	T-17	T-38	T-15	T-14	T-2	Θ-690	Θ-691
16	52VIII_55IV	B-346	T-37	T-39	T-562	T-662	T-561	T-61	T-573	T-596	T-93	o						
17	53VIII_36I	T-539	T-640	T-28	T-626	T-526	T-21	T-10X	T-521	T-24	T-524	T-8	T-606	T-7	T-6	T-5	Θ-593	o
18	37VIII_48I	B-97X	B-97	B-94	B-92	B-17X	B-91	B-87	B-83	B-83X	B-77X	B-78	B-123	o				
19	35VIII_22I	B-204	B-149X	B-50	B-275	B-150	B-49	B-273	B-48	B-271	B-265	B-268X	B-267	B-47	B-262	B-45	o	

Πίνακας Α1: Ονομασίες Υ/Σ σε κάθε γραμμή

Ο πίνακας Α1 παρουσιάζει την τοπολογία του δικτύου, δηλαδή τον τρόπο με τον οποίον συνδέονται οι διάφοροι Υ/Σ σε κάθε γραμμή μέσης τάσης.

Από την πρώτη στήλη με το τίτλο ΓΡΑΜΜΗ ΜΤ γίνεται κατανοητό σε ποια γραμμή αναφερόμαστε. Παρατηρείται ο τρόπος συμβολισμού της γραμμής που αναφέρθηκε, δηλαδή η δήλωση των διακοπών αναχώρησης και των Υ/Σ ΥΤ-ΜΤ. Στις επόμενες στήλες περιλαμβάνονται οι Υ/Σ διανομής ή πελάτες ΜΤ που είναι συνδεδεμένοι σε κάθε γραμμή ΜΤ. Η σειρά με την οποία έχουν καταχωρηθεί κατά μήκος μια γραμμής του πίνακα είναι και η σειρά με την οποία συνδέονται σύμφωνα με τη πραγματική τοπολογία του δικτύου.

	ΓΡΑΜΜΗ ΜΤ	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ1	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ2	ΙΣΧΥ Σ Υ/Σ3	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ4	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ5	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ6	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ7	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ8	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ9	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ10	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ11	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ12	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ13	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ14	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ15	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ16	ΙΣΧΥΣ Υ/Σ17
1	22VIII_25IV	750	630	630	1000	500	630	1030	630	1000	1130	630	500	0	0	0	0	0
2	23VIII_42IV	630	1000	630	630	630	1030	630	630	630	630	630	400	630	0	0	0	0
3	27I_40VIII	630	630	1000	630	630	630	630	630	750	630	630	400	630	0	0	0	0
4	27VIII_48IV	1000	630	630	630	630	630	500	630	630	1000	630	630	630	630	630	630	0
5	29VIII_37IV	630	750	630	630	630	750	630	1130	630	1030	630	630	0	0	0	0	0
6	30I_24VIII	630	630	630	630	1000	630	630	1000	630	630	750	1000	0	0	0	0	0
7	35I_26I	1000	1000	630	630	630	750	1260	630	630	630	1000	900	630	1260	630	630	0
8	36VIII_29IV	1000	1600	500	630	630	160	800	500	630	630	1500	500	1130	630	0	0	0
9	38VIII_29I	1000	630	630	630	500	630	630	500	630	630	630	630	0	0	0	0	0
10	39VIII_36IV	630	630	1260	500	630	750	630	630	630	400	250	750	630	630	0	0	0
11	42VIII_58IV	630	1000	630	630	630	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	43VIII_26IV	630	630	630	630	630	1260	630	630	630	630	630	630	630	630	1030	0	0
13	45III_37III	630	630	630	1260	1000	315	1000	900	1000	630	1000	0	0	0	0	0	0
14	49I_30VIII	1880	1000	500	630	630	1000	630	1000	1000	400	630	1130	1000	630	0	0	0
15	51VIII_25I	630	500	630	630	630	630	630	630	500	500	630	630	1000	630	630	1260	630
16	52VIII_55IV	630	630	630	630	630	1030	630	630	630	630	0	0	0	0	0	0	0
17	53VIII_36I	630	630	630	630	630	1030	1000	1130	630	630	1030	630	630	1260	630	630	0
18	37VIII_48I	1260	500	500	630	500	500	630	500	400	1600	630	630	0	0	0	0	0
19	35VIII_22I	630	500	630	630	1000	750	630	630	500	630	500	630	750	630	750	0	0

Πίνακας Α2: Ισχύς κάθε εγκατεστημένου Υ/Σ

Στον πίνακα Α2 φαίνονται η ισχύς των Υ/Σ ΜΤ-ΧΤ και πελάτες ΜΤ, που είναι συνδεδεμένοι σε κάθε γραμμή ΜΤ. Στην πρώτη στήλη του πίνακα σημειώνεται η γραμμή ΜΤ στην οποία γίνεται αναφορά.

	ΓΡΑΜΜΗ MT	ΜΗΚΟΣ I1	ΜΗΚΟΣ I2	ΜΗΚΟΣ I3	ΜΗΚΟΣ I4	ΜΗΚΟΣ I5	ΜΗΚΟΣ I6	ΜΗΚΟΣ I7	ΜΗΚΟΣ I8	ΜΗΚΟΣ I9	ΜΗΚΟΣ I10	ΜΗΚΟΣ I11	ΜΗΚΟΣ I12	ΜΗΚΟΣ I13	ΜΗΚΟΣ I14	ΜΗΚΟΣ I15	ΜΗΚΟΣ I16	ΜΗΚΟΣ I17	ΜΗΚΟΣ I18
1	22VIII_25IV	0,460	0,470	0,140	0,160	0,180	0,200	0,210	0,200	0,200	0,600	0,220	0,060	1,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	23VIII_42IV	0,600	0,130	0,310	0,200	1,000	0,150	0,180	0,120	0,080	0,140	0,280	0,340	0,280	0,720	0,000	0,000	0,000	0,000
3	27I_40VIII	1,000	0,480	0,180	0,130	0,270	0,140	0,260	0,210	0,090	0,090	0,110	0,300	0,630	0,610	0,000	0,000	0,000	0,000
4	27VIII_48IV	0,690	0,220	0,210	0,510	0,200	0,130	0,500	0,080	0,520	0,300	0,180	0,140	0,130	0,290	0,890	0,600	1,440	0,000
5	29VIII_37IV	0,540	1,760	0,030	0,170	0,100	0,240	0,050	0,200	0,340	0,100	0,260	0,100	0,520	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	30I_24VIII	1,140	0,280	0,200	0,140	0,340	0,050	0,200	0,120	0,410	0,130	0,080	0,080	0,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	35I_26I	0,500	0,180	0,180	0,050	0,370	0,110	0,060	0,270	0,260	0,200	0,080	0,070	0,180	0,200	0,090	0,200	0,540	0,000
8	36VIII_29IV	2,400	0,080	0,050	0,180	0,280	0,500	0,140	0,300	0,200	0,140	0,140	0,300	0,380	0,600	0,420	0,000	0,000	0,000
9	38VIII_29I	0,510	0,230	0,300	0,510	0,200	0,480	0,400	0,220	0,230	0,170	0,390	0,310	0,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	39VIII_36IV	0,200	0,220	0,170	0,350	0,220	0,350	0,280	0,130	0,180	0,080	0,130	0,110	0,350	0,620	1,210	0,000	0,000	0,000
11	42VIII_58IV	0,160	0,400	0,180	0,140	0,720	0,590	1,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	43VIII_26IV	1,060	0,300	0,120	0,860	0,400	0,130	0,110	0,090	0,360	0,070	0,240	0,300	0,210	0,220	0,160	1,440	0,000	0,000
13	45III_37III	0,600	1,260	0,700	0,500	0,250	0,400	0,250	0,280	0,110	0,270	0,530	0,580	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	49I_30VIII	0,160	1,310	0,300	0,190	0,270	0,190	0,220	0,210	0,180	0,300	0,100	0,210	0,170	0,140	1,500	0,000	0,000	0,000
15	51VIII_25I	1,210	0,290	0,170	0,130	0,150	0,180	0,280	0,200	0,110	0,290	0,140	0,090	0,360	0,200	0,330	0,390	0,200	0,500
16	52VIII_55IV	0,060	1,010	0,120	0,410	0,300	0,180	0,210	0,700	0,530	1,080	1,600	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
17	53VIII_36I	1,450	0,110	0,380	0,100	0,080	0,280	0,120	0,110	0,190	0,070	0,200	0,120	0,180	0,100	0,230	0,500	0,490	0,000
18	37VIII_48I	2,21	0,22	0,31	0,08	0,13	0,32	0,31	0,36	0,31	0,11	0,5	0,43	0,46	1,6	0	0	0	0
19	35VIII_22I	0,6	0,3	0,08	0,14	0,13	0,19	0,16	0,11	0,15	0,13	0,18	0,1	0,2	0,1	0,3	1,99	0	0

Πίνακας A3: Μήκη συνδετικών γραμμών

Στον πίνακα A3 παρουσιάζονται τα μήκη των συνδετικών γραμμών μεταξύ των Υ/Σ και πελατών MT σε km.

	<b>Γραμμή ΜΤ</b>	<b>I<sub>max</sub>(A)</b>
1	22VIII__25IV	153
2	23VIII__42IV	143
3	27I__40VIII	188
4	27VIII__48IV	120
5	29VIII__37IV	98
6	30I__24VIII	111
7	35I__26I	120
8	36VIII__29IV	191
9	38VIII__29I	57
10	39VIII__36IV	137
11	42VIII__58IV	151
12	43VIII__26IV	111
13	45III__37III	180
14	49I__30VIII	184
15	51VIII__25I	113
16	52VIII__55IV	97
17	53VIII__36I	167
18	37VIII__48I	95
19	35VIII__22I	146

Πίνακας Α4: Μέγιστο ρεύμα για κάθε γραμμή

Στον πίνακα Α4 παρουσιάζονται το μέγιστα ρεύματα, όπως αυτά υπολογίστηκαν με τη μέθοδο που αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 5.

	<b>Γραμμή</b>	<b>F</b>	<b>F<sub>A</sub></b>
1	22VIII_25IV	0,82	0,7167
2	23VIII_42IV	0,6652	0,5093
3	27I_40VIII	0,633	0,4704
4	27VIII_48IV	0,7004	0,5535
5	29VIII_37IV	0,6446	0,4842
6	30I_24VIII	0,1645	0,0683
7	35I_26I	0,5982	0,4300
8	36VIII_29IV	0,756	0,6269
9	38VIII_29I	0,7385	0,6033
10	39VIII_36IV	0,754	0,6242
11	42VIII_58IV	0,6922	0,5431
12	43VIII_26IV	0,8615	0,7780
13	45III_37III	0,1733	0,0730
14	49I_30VIII	0,5447	0,3711
15	51VIII_25I	0,6775	0,5246
16	52VIII_55IV	0,5355	0,3614
17	53VIII_36I	0,8127	0,7061
18	37VIII_48I	0,729	0,5907
19	35VIII_22I	0,511	0,3361

Πίνακας Α5: Συντελεστές F και F<sub>A</sub>

Στον Πίνακα Α5 έχουν καταχωρηθεί οι συντελεστές F και F<sub>A</sub> για κάθε γραμμή ΜΤ.

<b>Κωδικός Υ/Σ</b>	<b>Υ/Σ</b>
I	ΔΟΞΑ
II	ΕΥΟΣΜΟΣ
III	ΑΓΙΟΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ
IV	ΝΕΑ ΕΛΒΕΤΙΑ
V	ΣΙΝΔΟΣ
VI	ΣΧΟΛΑΡΙ
VI	ΚΥΥΤ
VIII	ΜΠΟΤΣΑΡΗ
IX	ΠΟΛΥΧΝΗ
X	ΛΗΤΗ
XI	ΓΕΦΥΡΑ

Πίνακας Α6: Κωδικοί και ονόματα Υ/Σ του δικτύου που εξετάστηκε

Στον πίνακα Α6 φαίνονται οι Υ/Σ του δικτύου που εξετάστηκε.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

Στο παράρτημα αυτό παρατίθεται ο κώδικας που αναπτύχθηκε στο Matlab.

Αρχικά παρουσιάζεται ο κώδικας με τον οποίο δημιουργείται ο γράφος, που αναπαριστά μια γραμμή MT.

Ακολουθεί ένα παράδειγμα του κώδικα ενός αρχείου .mat για την πρώτη γραμμή του εξεταζόμενου δικτύου. Οι υπόλοιπες 18 γραμμές που μελετήθηκαν, μοντελοποιούνται σε γράφο με τον ίδιο ακριβώς τρόπο.

```
%line1_γραφος για την γραμμή 1 22IV-25IV
s=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13];
t=[2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14]; %πίνακες με τους κόμβους και τον τρόπο
%σύνδεσής τους
weights=0.125*[0.46 0.47 0.14 0.16 0.18 0.2 0.21 0.2 0.2 0.6 0.22 0.06 1.3];%βάρη
%των ακμών του γράφου
names={'22VII', 'B51', 'B62', 'B291', 'B54', 'B55', 'B310', 'B56', 'B311', 'B305', 'B246',
'B250', 'B248-X', '25IV'};%ονόματα κόμβων
L=graph(s,t,weights,names); %δημιουργία γράφου
L.Nodes.power(1)=0; %καταχώρηση της ισχύος κάθε Υ/Σ διανομής/πελάτη MT
L.Nodes.power(2)=750;
L.Nodes.power(3)=630;
L.Nodes.power(4)=630;
L.Nodes.power(5)=1000;
L.Nodes.power(6)=500;
L.Nodes.power(7)=630;
L.Nodes.power(8)=1030;
L.Nodes.power(9)=630;
L.Nodes.power(10)=1000;
L.Nodes.power(11)=1130;
L.Nodes.power(12)=630;
L.Nodes.power(13)=500;
L.Nodes.power(14)=0;
```

Η παραπάνω δομή δημιουργεί έναν γράφο, ο οποίος 14 κόμβους και 13 κλάδους (ακμές).

Παρατηρούμε ότι τα διανύσματα  $s$  και  $t$  έχουν το ίδιο αριθμό στοιχείων. Κάθε στοιχείο των πινάκων αυτών αποτελεί έναν κόμβο του γράφου. Ο συνδυασμός τους μας δίνει τις ακμές του γράφου. Πιο αναλυτικά, από τους δύο πίνακες εξάγεται το συμπέρασμα ότι το πρώτο στοιχείο του πίνακα  $s$  συνδέεται με το πρώτο στοιχείο του πίνακα  $t$ , επομένως αυτή είναι μια ακμή του γράφου μεταξύ των κόμβων αυτών. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα δηλαδή, ο κόμβος 1 του γράφου συνδέεται με τον κόμβο 2, ο κόμβος 2 με τον κόμβο 3 κοκ.

Ο πίνακας  $weights$  περιέχει τα βάρη των ακμών του γράφου, άρα στην προκειμένη περίπτωση την ωμική αντίσταση κάθε τμήματος γραμμής.



Η δομή names περιέχει το όνομα κάθε κόμβου του γράφου, επομένως το όνομα κάθε Υ/Σ.

Έπειτα, καταχωρούμε μια τιμή σε κάθε κόμβο, η οποία αντιστοιχεί στην ισχύ του κάθε Υ/Σ. Όπως έχει αναφερθεί, ο πρώτος και ο τελευταίος κόμβος αντιστοιχούν στις αναχωρήσεις από τους Υ/Σ YT-MT. Επομένως, αφού οι κόμβοι αυτοί δεν λαμβάνουν μέρος στους υπολογισμούς, τους ανατίθεται η τιμή μηδέν.

Παρακάτω φαίνεται ο κώδικας του αλγορίθμου που δημιουργήθηκε:

*%εισαγωγή δεδομένων*

```

uiopen('line.mat')
p=plot(L,'EdgeLabel',L.Edges.Weight,'Layout','force');
plot(L,'EdgeLabel',L.Edges.Weight,'Layout','force')
a=60;
b=0.06;
y=0;
ssnum=(numnodes(L)-2);
P=zeros(1,ssnum);
leng=zeros(1,ssnum+1);
for i=2:ssnum+1
    P(i-1)=(L.Nodes.power(i));
end
P;
for i=1:(ssnum+1)
    leng(i)=(L.Edges.Weight(i));
end
leng;
Pa=sum(P);
%prompt= 'Δώστε το Imax(A):' ;
%Imax=input(prompt);
%prompt= 'Δώστε τον Fa:' ;
%Fa=input(prompt);
%prompt= 'Δώστε τον m:' ;
%m=input(prompt);
flag='false';
D=degree(L);
deg=zeros(1,ssnum);
for i=1:ssnum
    deg(i)=D(i+1);
end
for i=1:(numnodes(L))
    if D(i)>2
        flag='true';
        y=y+1;
    end
end
if strcmp(flag,'false')==1

```

%υπολογισμός απωλειών για τροφοδοσία από τον 1<sup>ο</sup> Υ/Σ YT-MT

```

I=zeros(1,ssnum);
for i=1:(ssnum)
    I(i)=Imax*(P(i)/Pa);
end
Ig=zeros(1,ssnum);
Ig(1)=Imax;
for i=2:ssnum
    Ig(i)=(Ig(i-1)-I(i-1));
end
Pl=zeros(1,(ssnum));
cl=zeros(1,ssnum);
for i=1:(ssnum)
    Pl(i)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(leng(i))*(Ig(i)^2);
    cl(i)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*(leng(i))*(Ig(i)^2);
end
c1=sum(cl);
Plosses=sum(Pl);
disp('Οι απώλειες για τροφοδοσία από τον 1ο ΥΣ YT/MT είναι:');
disp(Plosses)
disp('kWh')
disp('και το κόστος σε ευρώ είναι:');
disp(c1)

```

%υπολογισμός απωλειών για τροφοδοσία από τον 2<sup>ο</sup> Υ/Σ YT-MT

```

Ia=zeros(1,(ssnum));
for i=ssnum:-1:(1)
    Ia(i)=Imax*(P(i))/(Pa);
end
Iga=zeros(1,ssnum);
Iga(ssnum)=Imax;
for i=(ssnum-1):-1:1
    Iga(i)=(Iga(i+1)-Ia(i+1));
end
Pla=zeros(1,(ssnum));
cla=zeros(1,ssnum);
for i=(ssnum+1):-1:2
    Pla(i-1)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(leng(i))*(Iga(i-1)^2);
    cla(i-1)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*leng(i)*(Iga(i-1)^2);
end
Plosses1=sum(Pla);
c2=sum(c1);
disp('Οι απώλειες για τροφοδοσία από τον 2ο ΥΣ YT/MT είναι:');
disp(Plosses1)
disp('kWh')
disp('και το κόστος σε ευρώ είναι:');
disp(c2)
if Plosses>Plosses1

```

```

disp('Τροφοδοσία από SS2')
else
disp('Τροφοδοσία από SS1')
end

```

```

% Δημιουργία τομών-χώρισμα γραμμής

```

```

capwl=zeros(1,ssnum-1);
Papwl=zeros(1,ssnum-1);
v=dfsearch(L,1);
for j=v(1):v(ssnum-1)
An1=zeros(1,j);
An2=zeros(1,ssnum-j);
for i=1:j
An1(i)=P(i);
end
for i=(j+1):(ssnum)
An2(i-j)=P(i);
end
An1;
An2;
l1=zeros(1,j);
for i=1:j
l1(i)=leng(i);
end
l2=zeros(1,ssnum-j);
for i=(j+1):ssnum
l2(i-j)=leng(i);
end
An1ol=sum(An1);
An2ol=sum(An2);
In1=zeros(1,j);
In2=zeros(1,ssnum-j);
It1=zeros(1,j);
It2=zeros(1,ssnum-j);
Ie1=(An1ol/Pa)*Imax;
Ie2=(An2ol/Pa)*Imax;
In1(1)=Ie1;
In2(ssnum-j)=Ie2;
if j>1
for i=1:j
It1(i)=Ie1*(An1(i)/An1ol);
end
for i=2:j
In1(i)=In1(i-1)-It1(i-1);
end
end
if (ssnum-j)>1
for i=(ssnum-j):-1:1
It2(i)=Ie2*(An2(i)/An2ol);
end

```

```

for i=(ssnum-j-1):-1:1
    In2(i)=In2(i+1)-It2(i+1);
end
end
P11=zeros(1,j);
P12=zeros(1,ssnum-j);
c11=zeros(1,j);
c12=zeros(1,ssnum-j);
for i=1:j
    P11(i)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(l1(i))*(In1(i)^2);
    c11(i)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*l1(i)*(In1(i)^2);
end
P11a=sum(P11);
c11a=sum(c11);
for i=(ssnum-j):-1:1
    P12(i)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(l2(i))*(In2(i)^2);
    c12(i)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*l2(i)*(In2(i)^2);
end
P12a=sum(P12);
c12a=sum(c12);
Pol=(P11a+P12a);
col=(c11a+c12a);
Papwl(j)=Pol;
capwl(j)=col;
end
Papwl;
Ptel=zeros(1,ssnum+1);
for i=1:(ssnum-1)
    Ptel(i+1)=Papwl(i);
end
Ptel(1)=Plosses;
Ptel(ssnum+1)=Plosses1;
Ptel
ctel=zeros(1,ssnum+1);
for i=1:(ssnum-1)
    ctel(i+1)=capwl(i);
end
ctel(1)=c1;
ctel(ssnum+1)=c2;
ctel;
Tomh=min(Ptel);
kostos=min(ctel);
loc=find(Ptel==Tomh);
if loc==1
    disp('Τροφοδοσία από ΥΣ 1 χωρίς τομή')
elseif loc==(ssnum+1)
    disp('Τροφοδοσία από ΥΣ 2 χωρίς τομή')
else
    tp=loc;
    disp('Η βέλτιστη τομή είναι μετά τον ΥΣ')

```

```

disp(L.Nodes.Name(tp))
disp('Στην περίπτωση αυτή οι απώλειες είναι:');
disp(Tomh)
disp('kWh')
disp('Και το κόστος είναι:');
disp(kostos)
disp('Ευρώ');
%figure(2)
l=plot(L,'EdgeLabel',L.Edges.Weight,'Layout','force');
highlight(l,L.Nodes.Name(tp))
disp('Το οικονομικό όφελος που προκύπτει μετά από την αναδιαρρύθμιση αυτή,
συγκριτικά με την περίπτωση που δε έχουμε τομή, είναι:');
if Plosses>Plosses1
    disp(c2-kostos)
else
    disp(c1-kostos)
end
end
%diakladwsh
else
    disp('Υπάρχει διακλάδωση')
    %trofodosia apo ss1
    I=zeros(1,ssnum);
    for i=1:(ssnum)
        I(i)=Imax*(P(i)/Pa);
    end
    Ig=zeros(1,ssnum);
    Ig(1)=Imax;
    for i=2:ssnum
        if deg(i)~=1

            if deg(i-1)==2
                Ig(i)=Ig(i-1)-I(i-1);
            elseif deg(i-1)==3
                Ig(i)=Ig(i-2)-I(i-1)-I(i-2);
            end

            elseif deg(i)==1
                Ig(i)=I(i);
            end
        end
    end
    end
    Pl=zeros(1,(ssnum));
    cl=zeros(1,ssnum);
    for i=1:(ssnum)
        Pl(i)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(leng(i))*(Ig(i)^2);
        cl(i)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*(leng(i))*(Ig(i)^2);
    end
    end
    c1=sum(cl);
    Plosses=sum(Pl);

```

```

disp('Οι απώλειες για τροφοδοσία από τον 1ο ΥΣ ΥΤ/ΜΤ είναι:')
disp(Plosses)
disp('kWh')
disp('και το κόστος σε ευρώ είναι:')
disp(c1)

%τροφodosia apo SS2
Ia=zeros(1,(ssnum));
for i=ssnum:-1:(1)
    Ia(i)=Imax*(P(i))/(Pa);
end
Iga=zeros(1,ssnum);
Iga(ssnum)=Imax;
for i=(ssnum-1):-1:1

    if deg(i)~=1

        if deg(i+1)==2
            Iga(i)=Iga(i+1)-Ia(i+1);
        elseif deg(i+1)==3
            Iga(i)=Iga(i+2)-Ia(i+1)-Ia(i+1);
        end

        elseif deg(i)==1
            Iga(i)=Ia(i);
        end
    end
end
Pla=zeros(1,(ssnum));
cla=zeros(1,ssnum);
for i=(ssnum+1):-1:2
    Pla(i-1)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(leng(i))*(Iga(i-1)^2);
    cla(i-1)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*leng(i)*(Iga(i-1)^2);
end
Plosses1=sum(Pla);
c2=sum(c1a);
disp('Οι απώλειες για τροφοδοσία από τον 2ο ΥΣ ΥΤ/ΜΤ είναι:')
disp(Plosses1)
disp('kWh')
disp('και το κόστος σε ευρώ είναι:')
disp(c2)
if Plosses>Plosses1
    disp('Τροφοδοσία από SS2')
else
    disp('Τροφοδοσία από SS1')
end

%spasimo grammhs
clue=find(D>=3);
branch=clue-1;
telikol=zeros(1,ssnum-1);

```

```

telikoc=zeros(1,ssnum-1);
for j=1:(ssnum-1)
    loss1=zeros(1,j);
    loss2=zeros(1,ssnum-j);
    cost1=zeros(1,j);
    cost2=zeros(1,ssnum-j);
    pow1=zeros(1,j);
    pow2=zeros(1,ssnum-j);
    l1=zeros(1,j);
for i=1:j
    l1(i)=leng(i);
end
l2=zeros(1,ssnum-j);
for i=(j+1):ssnum
    l2(i-j)=leng(i);
end
    Ip1=zeros(1,j+1);%reumata grammhs
    Ip2=zeros(1,ssnum-j+1);%reumata grammhs
    Iss1=zeros(1,j);%reumata pou travaei ka8e ss
    Iss2=zeros(1,ssnum-j);%reumata pou travaei ka8e ss
    for i=1:j
        pow1(i)=P(i);
    end
    for i=(j+1):(ssnum)
pow2(i-j)=P(i);
    end
    Imax1=Imax*(sum(pow1)/Pa);
    Imax2=Imax-Imax1;
    for i=1:j
        Iss1(i)=Imax1*(pow1(i)/sum(pow1));
    end
    for i=(ssnum-j):-1:1
        Iss2(i)=Imax2*(pow2(i)/sum(pow2));
    end
    Ip1(1)=Imax1;
    Ip2(ssnum-j)=Imax2;
    if j>1
    for i=2:j
        if deg(i)~=1

            if deg(i-1)==2
                Ip1(i)=Ip1(i-1)-Iss1(i-1);
            elseif deg(i-1)==3
                Ip1(i)=Ip1(i-2)-Iss1(i-1)-Iss1(i-2);
            end

            elseif deg(i)==1
                Ip1(i)=Iss1(i);
            end
        end
    end
end

```

```

end

if ssnum-j>1
for i=ssnum-j-1:-1:1
    if deg(i+j)~=1

        if deg(i+j+1)==2
            Ip2(i)=Ip2(i+1)-Iss2(i+1);
        elseif deg(i+j+1)==3
            Ip2(i)=Ip2(i+2)-Iss2(i+1)-Iss2(i+1);
        end

        elseif deg(i+j)==1
            Ip2(i)=Iss2(i);
        end
        %Ip2(i)=Ip2(i+1)-Iss2(i+1);
    end
end
for k=1:j
    loss1(k)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(I1(k))*(Ip1(k)^2);
    cost1(k)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*(I1(k))*(Ip1(k)^2);
end

loss1s=sum(loss1);
cost1s=sum(cost1);

for k=(ssnum-j):-1:(1)
    loss2(k)=0.003*(Fa*8760+m)*0.125*(I2(k))*(Ip2(k)^2);
    cost2(k)=0.003*0.125*(m*a+8760*b*Fa)*I2(k)*(Ip2(k)^2);
end

loss2s=sum(loss2);
cost2s=sum(cost2);

lossfinal=loss1s+loss2s;
costfinal=cost1s+cost2s;
telikol(j)=lossfinal;
telikoc(j)=costfinal;

end
    Ptel=zeros(1,ssnum+1);
for i=1:(ssnum-1)
    Ptel(i+1)=telikol(i);
end
Ptel(1)=Plosses;
Ptel(ssnum+1)=Plosses1;
Ptel
ctel=zeros(1,ssnum+1);
for i=1:(ssnum-1)
    ctel(i+1)=telikoc(i);

```



```
end
ctel(1)=1000000;
ctel(ssnum+1)=2000000;
ctel;
  for i=1:ssnum
    if deg(i)==3
      Ptel(i)=0;
      ctel(i)=0;
    end
  end
  Tomh=min(Ptel(Ptel>0));
  kostos=min(ctel(ctel>0));
  loc=find(Ptel==Tomh);
  if loc==1
    disp('Τροφοδοσία από ΥΣ 1 χωρίς τομή')
  elseif loc==(ssnum+1)
    disp('Τροφοδοσία από ΥΣ 2 χωρίς τομή')
  else
    tp=loc;
    disp('Η βέλτιστη τομή είναι μετά τον ΥΣ')
    disp(L.Nodes.Name(tp))
    disp('Στην περίπτωση αυτή οι απώλειες είναι:')
    disp(Tomh)
    disp('kWh')
    disp('Και το κόστος είναι:')
    disp(kostos)
    disp('Ευρώ');
  end
```