



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

**ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ  
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ  
ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**ΜΑΛΕΒΙΤΗΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ**

**Επιβλέπων:** Σταύρος Παπαθανασίου  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2016





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

**ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ  
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ  
ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΑΛΕΒΙΤΗΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ

**Επιβλέπων:** Σταύρος Παπαθανασίου  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την Τετάρτη, 16 Μαρτίου 2016

.....  
Σταύρος Παπαθανασίου  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....  
Πάυλος Γεωργιλάκης  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάρτιος 2016



.....

Μαλεβίτης Νικόλαος

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

Copyright © Μαλεβίτης Νικόλαος, 2015

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.



## Ευχαριστίες

Ευχαριστώ θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την ευκαιρία που μου έδωσε με την ανάθεση αυτής της διπλωματικής εργασίας, αλλά και για τις γνώσεις που αποκόμισα από εκείνον τόσο από την εκπόνηση της παρούσας εργασίας όσο και μέσα από τις διαλέξεις του.

Ιδιαίτερα ευχαριστώ τον ηλεκτρολόγο μηχανικό του ΔΕΔΔΗΕ και συνεργάτη του κ. Παπαθανασίου, Παναγιώτη Αναγνωστόπουλο για την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την διάρκεια της εργασίας, τον πολύτιμο χρόνο που μου αφιέρωσε και τις χρήσιμες γνώσεις που μου μετέδωσε.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου και τα αδέρφια μου που με στήριξαν και με στηρίζουν εδώ και τόσα χρόνια. Τέλος ένα μεγάλο ευχαριστώ στους φίλους μου που περάσαμε όμορφα μαζί τα φοιτητικά χρόνια.





## Περίληψη

Η συνεχής βελτίωση των τεχνολογιών ΑΠΕ τις καθιστά βιώσιμες επενδύσεις, με αποτέλεσμα να διεισδύουν συνεχώς στα δίκτυα διανομής. Η διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ στα δίκτυα διανομής επιφέρει αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου στο οποίο εγκαθίστανται, καθώς τα μετατρέπει από παθητικά, όπου η ενέργεια κατευθύνεται μόνο προς μια κατεύθυνση, σε ενεργητικά. Οι μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται στα δίκτυα διανομής αποτελούν την διεσπαρμένη παραγωγή.

Στην παρούσα διπλωματική μελετήθηκαν διαφορετικά δίκτυα διανομής, όπως για παράδειγμα δίκτυα με διεσπαρμένη παραγωγή, ΣΑΤΥΦ και αποθηκευτικά μέσα. Με τη χρήση ενός προγράμματος βελτιστοποίησης στο οποίο εισήχθησαν η τοπολογία και οι ημερήσιες καμπύλες φόρτισης του δικτύου, προσπαθήσαμε να συμπεράνουμε ποιες είναι οι κατάλληλες ρυθμίσεις και ποιοι οι κατάλληλοι χειρισμοί ώστε το δίκτυο να λειτουργεί όσο το δυνατόν πιο κοντά στη βέλτιστη κατάσταση. Ως βέλτιστη κατάσταση ορίζεται ένα μείγμα ελαχιστοποίησης των απωλειών του δικτύου, καλύτερου δυνατού προφίλ τάσης και ελαχιστοποίησης των χειρισμών στα μέσα ρύθμισης της τάσης. Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκαν η επίδραση της αποθήκευσης στα δίκτυα διανομής, η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ και η διαχείριση των σταθμών διεσπαρμένης παραγωγής.

## Λέξεις κλειδιά

Διεσπαρμένη παραγωγή, Δίκτυα διανομής, ΣΑΤΥΦ, Αποθηκευτική μονάδα, Ρύθμιση Τάσης, Βελτιστοποίηση, Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ΑΠΕ, Απώλειες Ισχύος, CPLEX, Matlab



## Abstract

Over the last few years we have witnessed a rapid and continuous development of renewable energy technologies, a fact that makes them viable investments. This has as a direct result a very high penetration of renewable energy sources to the Electricity System. This penetration leads to changes in the electrical grid, as it converts them from passive to active. The renewable energy sources that are connected to the distribution networks are the distributed energy resources.

In the context of this thesis, I researched a variety of distribution networks that include distributed energy resources, on-load-tap-changer (OLTC) and storage facilities. By using an optimization program in which topology and network daily load curves were introduced, we tried to deduce what the appropriate settings and what the appropriate handling that network to operate as close as possible to the optimum condition. As optimum condition is defined as a mixture of minimization of network losses, the best possible voltage profile and minimize handling the tension adjusting means. In the present work we studied the effect of storage in distribution networks, operation of OLTC and management of distributed energy resources.

## Keywords

Distributed Generation, Distribution power networks, OLTC, Energy storage, Voltage control, Optimization, Renewable energy sources, Power losses, CPLEX, Matlab



# Περιεχόμενα

<b>ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ – ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ</b> .....	15
<b>1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ</b> .....	17
<b>2. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ</b> .....	17
2.1 Εισαγωγή.....	19
2.2 Διεσπαρμένη Παραγωγή .....	20
2.3 Ροή Φορτίου.....	21
2.4 Ρύθμιση της Τάσεως .....	23
2.5 Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο .....	23
2.6 Ρύθμιση του ΣΑΤΥΦ .....	27
2.7 Αποθήκευση Ενέργειας.....	30
<b>3. ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ</b> .....	31
3.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση .....	31
3.2 Θεωρητικά για την Βελτιστοποίηση .....	32
3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση – Μεταβλητές Ελέγχου.....	34
3.4 Περιορισμοί προβλήματος.....	38
3.5 Γραμμή R220 .....	40
<b>4. ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ</b> .....	45
4.1 Γενικά .....	45
4.2 Ανάλυση αποτελεσμάτων.....	45
4.3 Συμπεράσματα.....	50
<b>5. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ</b> .....	51
5.1 Γενικά .....	51
5.2 Μοντελοποίηση μπαταρίας στο πρόβλημα βελτιστοποίησης της λειτουργίας του δικτύου .....	51
5.3 Επίδραση της αποθήκευσης στις τάσεις και τις απώλειες της γραμμής R220 56	
5.3.1 Επίδραση θέσης και μεγέθους της αποθήκευσης στις τάσεις και στις απώλειες του δικτύου .....	56
5.3.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ και τη χωρητικότητα της αποθήκευσης.....	75
5.4 Συμπεράσματα.....	79
<b>6. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟΙ ΤΡΟΠΟΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΤΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΣΧΥΟΣ ΤΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ</b> .....	81
6.1 Γενικά .....	81

<b>6.2</b>	<b>Υπολογισμός τάσεων γραμμής για διάφορους τρόπους ρύθμισης του ΣΙ</b>	
	81	
<b>6.3</b>	<b>Συμπεράσματα</b> .....	87
<b>7.</b>	<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ</b> .....	89
<b>8.</b>	<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ</b> .....	91

## ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ – ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ

ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΔ	Δίκτυα Διανομής
ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΜΤ	Μέση Τάση
ΧΤ	Χαμηλή Τάση
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΔΠ	Διεσπαρμένη παραγωγή
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΣΗΘΥΑ	Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΑΤΥΦ	Σύστημα Αλλαγής Τάσης υπό Φορτίο
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΡΤ	Ρυθμιστές Τάσης
ΑΠ	Αιολικό Πάρκο
ΣΙ	Συντελεστής Ισχύος
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
DG	Distributed Generation
DER	Distributed Energy Resources
OLTC	On Load Tap Changer
VR	Voltage Regulator
SVR	Static Voltage Regulator
LDC	Line Drop Compensation
LP	Linear Program
IP	Integer Program
MILP	Mixed-Integer Linear Program
MIQP	Mixed-Integer Quadratic Program
MIQCQP	Mixed Integer Quadratically-Constrained Quadratic Program
HC	Hosting Capacity
SG	Smart Grid





# 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση μιας βελτιστοποιημένης διαχείρισης των δικτύων διανομής τα οποία χαρακτηρίζονται από υψηλή διείδυση διεσπαρμένης παραγωγής και ενδεχόμενη χρήση αποθηκευτικών μέσων. Η διερεύνηση έγινε με την χρήση των προγραμμάτων CPLEX και Matlab. Μια γραμμή ενός δικτύου διανομής MT, με την κατάλληλη τροποποίηση ώστε να μην έχει άλλους κλάδους πέραν του κεντρικού, εισάγεται στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης. Το πρόγραμμα ανάλογα με τους περιορισμούς που τίθενται βρίσκει ποια είναι η βέλτιστη λύση για την διαχείριση των σταθμών διεσπαρμένης παραγωγής. Τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που προκύπτουν αναλύονται στα επόμενα κεφάλαια.

Στο κεφάλαιο 2 αναλύεται από τι αποτελείται ένα δίκτυο διανομής, ποια είναι τα χαρακτηριστικά των δικτύων και πως λειτουργούν. Εισάγονται οι έννοιες της διεσπαρμένης παραγωγής και των μέσων αποθήκευσης ενέργειας καθώς και του τρόπου με τον οποίο αυτά επηρεάζουν το δίκτυο.

Στο κεφάλαιο 3 γίνεται θεωρητική ανάλυση της βελτιστοποίησης. Αρχικά γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση σε άρθρα που έχουν σχέση με την παρούσα διπλωματική. Στη συνέχεια ορίζεται το πρόβλημα της βελτιστοποίησης των δικτύων διανομής, του ποια είναι η αντικειμενική συνάρτηση και υπό ποιους περιορισμούς λύνεται το πρόβλημα. Παρουσιάζεται η γραμμή R220 που βρίσκεται στην Ρόδο και αναλύονται τα χαρακτηριστικά της. Στη συγκεκριμένη γραμμή MT γίνονται όλες οι δοκιμές και προσομοιώσεις της παρούσας διπλωματικής. Στο κεφάλαιο 4 τροποποιείται η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος η οποία τελικά μας δίνει καλύτερα αποτελέσματα όσον αφορά τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της λύσης του προβλήματος.

Στο κεφάλαιο 5 μελετάται η επίδραση που θα επιφέρει σε ένα δίκτυο διανομής η χρήση μέσων αποθήκευσης. Τα μέσα αποθήκευσης που χρησιμοποιήθηκαν έχουν δυνατότητα έκχυσης και απορρόφησης ενεργού και αέργου ισχύος. Υπολογίστηκε ποια είναι η κατάλληλη θέση τοποθέτησης μονάδων αποθήκευσης, το αν πρέπει να είναι συγκεντρωμένη ή διεσπαρμένη σε μικρότερες μονάδες καθώς επίσης και η επίδραση που έχει στις απώλειες του δικτύου και στις τάσεις των κόμβων. Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται μοντελοποίηση των απωλειών της μπαταρίας στο πρόβλημα της βελτιστοποίησης, πραγματοποιούνται αλλαγές στην αντικειμενική συνάρτηση και αναλύονται οι περιορισμοί που προστίθενται.

Στο κεφάλαιο 6 δοκιμάστηκαν εναλλακτικοί τρόποι διαχείρισης των σταθμών διεσπαρμένης παραγωγής. Αναλύθηκαν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της κάθε μεθόδου και οι επιδράσεις που αυτές επιφέρουν στην γραμμή MT.



## 2. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 2.1 Εισαγωγή

Με τον όρο Δίκτυα Διανομής εννοούμε τα δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης τα οποία ξεκινούν από τις πύλες αναχωρήσεων ΜΤ στους Υ/Σ υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ και φτάνουν μέχρι τον μετρητή της παρεχόμενης ενέργειας στον καταναλωτή, είτε αυτός είναι καταναλωτής ΜΤ είτε είναι καταναλωτής ΧΤ.

Τα Δίκτυα Διανομής περιλαμβάνουν:

- Γραμμές διανομής (εναέριες, υπόγειες και υποβρύχια καλώδια ΜΤ), που μεταφέρουν την ενέργεια από τη ΜΤ στη ΧΤ και τη διανέμουν στους καταναλωτές.
- Υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, που αλλάζουν το επίπεδο τάσης της μεταφερόμενης ενέργειας.
- Εξοπλισμό που αφορά στη λειτουργία, στον έλεγχο και στη ζεύξη του δικτύου (διακόπτες αυτόματης επαναφοράς, διακόπτες απομόνωσης, ασφαλειοαποζεύκτες, πυκνωτές ΜΤ, ρυθμιστές τάσης κλπ.).

Τα Δίκτυα Διανομής έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν παθητικά, μεταφέροντας ενέργεια από τον υποσταθμό προς τους καταναλωτές. Όμως, η αύξηση της διεύθυνσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής επέφερε νέες λειτουργίες και προβλήματα στη λειτουργία των δικτύων. Ο τοπικός και συντονισμένος έλεγχος τάσης, ρευμάτων και σφαλμάτων, που πλέον είναι αναγκαίος, μετατρέπει τα σημερινά δίκτυα διανομής από παθητικά σε ενεργητικά. Η επέκταση της δυναμικότητας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής εισάγει νέες προκλήσεις αναφορικά με την εξασφάλιση της αξιοπιστίας και της ποιότητας της παρεχόμενης ενέργειας. Η εξέλιξη αυτή έχει σοβαρές επιπτώσεις για τους διαχειριστές του δικτύου διανομής. Μέχρι πρόσφατα, ο σχεδιασμός και η λειτουργία των δικτύων διανομής γινόταν μέσω μιας top-down προσέγγισης. Οι ροές ισχύος στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας δεν απαιτούσαν εκτενή εργαλεία διαχείρισης και παρακολούθησης, καθώς ήταν προβλέψιμες. Στα σημερινά ενεργά δίκτυα, το μοντέλο αυτό αλλάζει. Η ολοένα αυξανόμενη σύνδεση μονάδων παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να οδηγήσει σε απρόβλεπτες ροές του δικτύου, σε μεγαλύτερες διακυμάνσεις της τάσης, και σε διαφορετικά χαρακτηριστικά στη ροή αέργου ισχύος στο δίκτυο. Η ενεργή διαχείριση του συστήματος διανομής καθίσταται αναγκαία για να εξασφαλίσει την ομαλή σύνδεση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής. Το γεγονός αυτό απαιτεί αλλαγές στον τρόπο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς οι ανάστροφες ροές ισχύος πρέπει να λαμβάνονται υπόψη, να παρακολουθούνται και να προσομοιώνονται προκειμένου να επιτυγχάνεται η καλύτερη πρόβλεψη και εποπτεία του δικτύου.

## 2.2 Διεσπαρμένη Παραγωγή

Μέχρι πριν μερικά χρόνια η αγορά ενέργειας ήταν μονοπώλιο. Στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) συνδέονταν μεγάλα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας μόνο στο Δίκτυο Μεταφοράς, στην Υψηλή και Υπερυψηλή Τάση. Ωστόσο με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας τα τελευταία χρόνια έχει επιτραπεί η είσοδος νέων επενδυτών με σκοπό την παραγωγή ενέργειας και από μικρότερες μονάδες παραγωγής. Αυτές οι νέες μονάδες λόγω της μικρότερης ισχύος συνδέονται στα Δίκτυα Διανομής και αποτελούν τη Διεσπαρμένη Παραγωγή Ενέργειας (Distributed Energy Resources DER).

Οι μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής αποτελούνται από ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών όπως είναι οι ΑΠΕ, π.χ. φωτοβολταϊκά πάρκα ή οικιακά, αιολικά πάρκα ή μικρές ανεμογεννήτριες, μικρά υδροηλεκτρικά, μονάδες βιομάζας, ακόμα και από μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως είναι οι αεριοστρόβιλοι, μονάδες Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Από αυτές τις τεχνολογίες όσες έχουν σαν πηγή ενέργειας τον ήλιο, τον αέρα και το νερό είναι μη ελεγχόμενες αφού η παραγωγή τους επηρεάζεται άμεσα από τις καιρικές συνθήκες ωστόσο μπορούν να γίνουν βραχυπρόθεσμες προβλέψεις με πολύ καλά ποσοστά επιτυχίας.

Η σύνδεση των μονάδων αυτών επιφέρει αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου με αποτέλεσμα να μην λειτουργεί με τον τρόπο για τον οποίο είχε σχεδιαστεί. Η ύπαρξή τους στο δίκτυο διανομής αλλάζει το προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής, αφού πλέον δεν εξαρτάται μόνο από τα φορτία αλλά και από την παραγωγή των μονάδων αυτών, οι οποίες ως επί το πλείστον είναι μη ελεγχόμενες. Έτσι όταν έχουμε χαμηλό φορτίο και αυξημένη παραγωγή εμφανίζεται ανύψωση της τάσης που μπορεί να οδηγήσει το σύστημα σε μη αποδεκτά όρια τάσης, ενώ όταν το φορτίο είναι μεγάλο η παραγωγή στηρίζει την τάση αφού μεταφέρεται μικρότερη ισχύς κατά μήκος της γραμμής. Η ΔΠ επηρεάζει αντίστοιχα και τις απώλειες του δικτύου καθώς μειώνονται έως ένα σημείο παραγωγής, αν όμως η παραγωγή αυξηθεί αρκετά μπορεί να έχουμε περισσότερες απώλειες αφού θα έχουμε μεγάλη ροή ισχύος αντίστροφα.

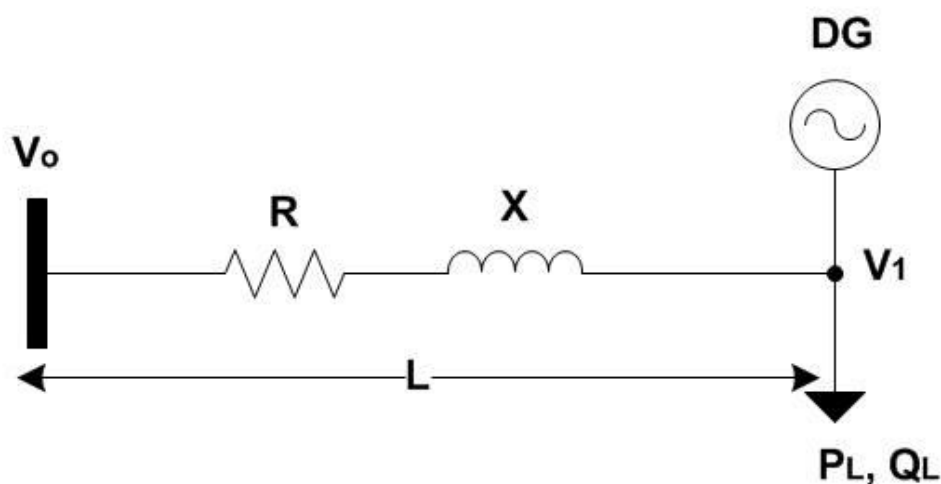
Άλλες επιδράσεις που επιφέρει η ΔΠ είναι η αύξηση των αρμονικών ρευμάτων που ρέουν στο δίκτυο τα οποία επηρεάζουν την ποιότητα ισχύος και την αλλαγή της στάθμης βραχυκύκλωσης του δικτύου. Επίσης επηρεάζεται και η προστασία του δικτύου αφού πλέον σε περίπτωση σφάλματος δεν θα τροφοδοτηθεί το σφάλμα μόνο από τον υποσταθμό αλλά και από τις μονάδες ΔΠ με αποτέλεσμα να μην λειτουργούν σωστά τα μέσα προστασίας του δικτύου.

## 2.3 Ροή Φορτίου

Για τους υπολογισμούς της ροής φορτίου υπάρχουν διάφορες μέθοδοι όπως είναι η Gauss – Seidel και η Newton – Raphson. Τέτοιου είδους μέθοδοι χρησιμοποιούν επαναληπτικές εξισώσεις. Παρακάτω θα αναλύσουμε την απλοποιημένη ροή φορτίου για την οποία γίνονται η εξής παραδοχές:

- Τα φορτία θεωρούνται σταθερής ισχύος και συμμετρικά
- Παραλείπεται η χωρητικότητα των γραμμών
- Οι τριφασικές γραμμές είναι κατασκευαστικά “συμμετρικές”
- Οι απώλειες ισχύος πάνω στις γραμμές δεν προστίθενται στη ροή μεταξύ των κόμβων

Ένας κόμβος



Εικόνα 1 – Δίκτυο με έναν κόμβο που διαθέτει διεσαρμένη παραγωγή και φορτία

Αν  $R_0$  και  $X_0$  είναι η ανά μονάδα μήκους ωμική και επαγωγική αντίσταση και  $L$  το μήκος της γραμμής τότε  $R = R_0 * L$  και  $X = X_0 * L$  και  $P$  και  $Q$  η ισχύς που μεταφέρεται πάνω στη γραμμή  $P = P_L - P_G$  και  $Q = Q_L - Q_G$  η τάση θα είναι

$$V_1 = V_0 - I * (R + i * X)$$

$$I = \frac{S^*}{V_0^*} = \frac{P - i Q}{V_0}$$

$$V_1 = V_0 - \frac{P - i Q}{V_0} * (R + i * X)$$

$$V_1 = V_0 - \frac{P * R + Q * X}{V_0} - i \frac{P * X - Q * R}{V_0}$$

Ο φανταστικός όρος μπορεί να παραληφθεί επειδή έχει πολύ μικρή επίδραση στην πτώση τάσης και άρα η πτώση τάσης πάνω στην γραμμή είναι  $\frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_0}$

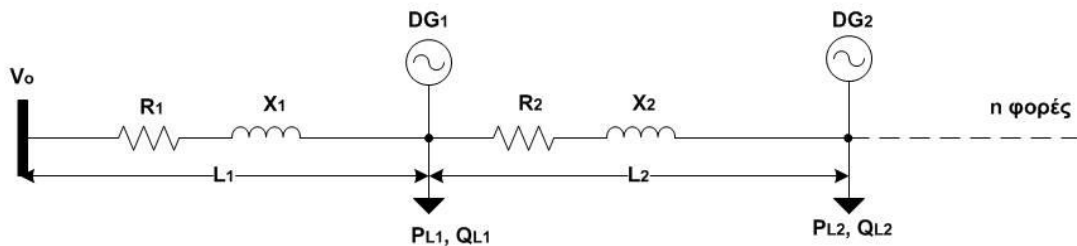
$$V_1 = V_0 - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_0}$$

Η πτώση τάσης μπορεί να εκφραστεί και σαν ποσοστό  $\varepsilon = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_0^2} * 100\%$

Η απώλειες της γραμμής είναι

$$P_{loss} = R \cdot I^2 = R \cdot \frac{P^2 + Q^2}{V_0^2}$$

### Πολλοί κόμβοι



Εικόνα 2 - Δίκτυο με n κόμβους στο οποίο κάθε κόμβος διαθέτει φορτία και διεσπαρμένη παραγωγή

Στην περίπτωση που έχω πολλούς κόμβους με φορτία και ΔΠ όπως και πριν πρέπει να υπολογίσω της αντιστάσεις των γραμμών και τα φορτία που ρέουν πάνω σε αυτές. Έτσι έχουμε  $R_1 = R_0 \cdot L_1$ ,  $R_2 = R_0 \cdot L_2$ , ...  $X_1 = X_0 \cdot L_1$ ,  $X_2 = X_0 \cdot L_2$ , ... και

$$P_{0 \rightarrow 1} = \sum_{i=1}^n P_{Li} - \sum_{i=1}^n P_{Gi}$$

$$P_{j-1 \rightarrow j} = \sum_{i=j}^n P_{Li} - \sum_{i=j}^n P_{Gi}$$

$$Q_{0 \rightarrow 1} = \sum_{i=1}^n Q_{Li} - \sum_{i=1}^n Q_{Gi}$$

$$Q_{j-1 \rightarrow j} = \sum_{i=j}^n Q_{Li} - \sum_{i=j}^n Q_{Gi}$$

Η πτώση τάσης μεταξύ 2 κόμβων θα είναι

$$\varepsilon_{0 \rightarrow 1} = \frac{P_{0 \rightarrow 1} \cdot R_1 + Q_{0 \rightarrow 1} \cdot X_1}{V_0}$$

$$\varepsilon_{j-1 \rightarrow j} = \frac{P_{j-1 \rightarrow j} * R_j + Q_{j-1 \rightarrow j} * X_j}{V_{j-1}}$$

Οι τάσεις θα είναι αντίστοιχα  $V_1 = V_0 - \varepsilon_{0 \rightarrow 1}$ ,  $V_j = V_{j-1} - \varepsilon_{j-1 \rightarrow j}$

Οι απώλειες της γραμμής είναι

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n R_i * I_i = \sum_{i=1}^n R_i * \frac{P_{i-1 \rightarrow i}^2 + Q_{i-1 \rightarrow i}^2}{V_{i-1}^2}$$

## 2.4 Ρύθμιση της Τάσεως

Η ρύθμιση της τάσης κατά μήκος μιας γραμμής ΜΤ είναι απαραίτητη έτσι ώστε η μέση τάση κάθε κόμβου να μην ξεπερνά τα όρια του  $\pm 5\%$  και η διακύμανση της τάσης του κόμβου να είναι  $\pm 3\%$  γύρω από τη μέση τιμή. Για την ρύθμιση της τάσης τα κλασσικά μέσα που χρησιμοποιούνται είναι τα ακόλουθα:

- Σύστημα Αλλαγής Τάσης υπό Φορτίο ΣΑΤΥΦ (On Load Tap Changer OLTC) που βρίσκεται ενσωματωμένο στους Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ
- Ρυθμιστές Τάσης ΡΤ (Voltage Regulator VR) που εγκαθίστανται στην αρχή ή κατά μήκος των γραμμών ΜΤ
- Πυκνωτές οι οποίοι εγκαθίστανται στους ζυγούς ΜΤ των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ ή επί των γραμμών ΜΤ και μπορεί να είναι μόνιμα συνδεδεμένοι είτε να συνδέονται και να αποσυνδέονται ανάλογα.
- Οι λήψεις των Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ, οι οποίες μπορεί να μεταβάλλονται μόνον όταν ο Μ/Σ είναι αποσυνδεδεμένος από το δίκτυο και μεταβάλλουν το λόγο μετασχηματισμού κατά  $0, \pm 2,5\%, \pm 5\%$ .

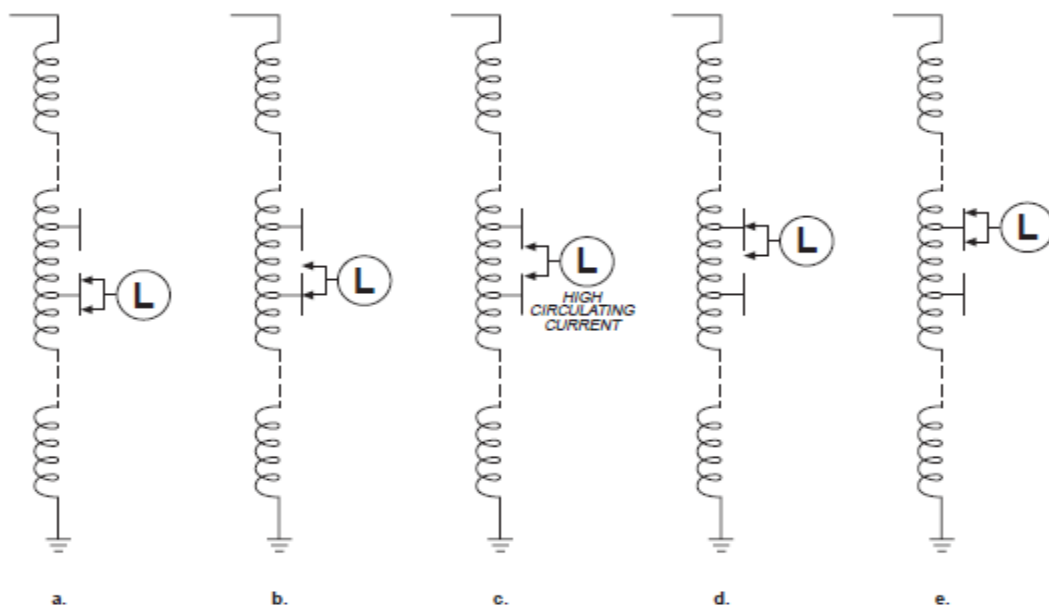
Με την διείσδυση μονάδων ΔΠ στα δίκτυα αποκτάμε καινούρια εργαλεία που μπορούν να συντελέσουν στη σωστή ρύθμιση της τάσης καθώς και στην γενικότερη λειτουργία του δικτύου. Αυτό μπορεί να γίνει με την συνεισφορά των μονάδων ΔΠ στη ρύθμιση της αέργου ισχύος. Έτσι οι μονάδες αυτές δεν θα εγχείουν στο δίκτυο μόνο ενεργό ισχύ αλλά θα παράγουν και θα καταναλώνουν άεργο ισχύ κατά το δοκούν. Επίσης η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, είτε σε μονάδες ΑΠΕ με την μορφή υβριδικού σταθμού είτε μόνες τους στο δίκτυο, όπου θα ελέγχονται από το διαχειριστή, θα συνεισφέρουν στην καλύτερη λειτουργία του δικτύου.

## 2.5 Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο

Το ΣΑΤΥΦ είναι το σημαντικότερο μέσο ρύθμισης της τάσης στα δίκτυα ΜΤ. Ουσιαστικά είναι ένας μετασχηματιστής ή αυτομετασχηματιστής που έχει μεταβλητό λόγο μετασχηματισμού. Αυτό επιτυγχάνεται με την προσθήκη ενός τυλίγματος ρυθμίσεως σε σειρά σε ένα από τα δύο κύρια τυλίγματα του Μ/Σ. Το τύλιγμα

ρυθμίσεως περιλαμβάνει πολλές λήψεις, έτσι ανάλογα με το σε ποια λήψη βρίσκεται μπορούμε να έχουμε αύξηση ή μείωση της τάσης στο δευτερεύον του Μ/Σ.

Η αλλαγή της λήψης γίνεται υπό φορτίο, αυτό επιτυγχάνεται μέσω δύο κινητών επαφών για να αποφευχθεί η δημιουργία τόξου. Κατά τη μεταγωγή το φορτίο αρχικά τροφοδοτείται και από τις δύο επαφές, καθώς θέλουμε να αλλάξουμε λήψη μετακινείται η επαφή και έχουμε τροφοδότηση του φορτίου και από τις δύο επαφές που όμως ακουμπούν σε διαφορετική λήψη. Αυτό δημιουργεί μεγάλο ρεύμα κυκλοφορίας στην ένωση των δύο επαφών που λύνεται με την προσθήκη αντίστασης ανάμεσα στις δυο επαφές. Τέλος ολοκληρώνεται η αλλαγή της λήψης όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 3 - Αλλαγή λήψης ΣΑΤΥΦ

Στην Ελλάδα οι περισσότεροι Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ διαθέτουν 17 λήψεις στο τύλιγμα ΥΤ για το ΣΑΤΥΦ με βήμα  $\Delta V$  ανά λήψη 1,25%. Έτσι καθώς μεταβάλλεται η λήψη στην πλευρά της ΥΤ μεταβάλλεται η τάση στην πλευρά της ΜΤ. Η τιμή της ΜΤ δίνεται από τον τύπο:

$$V_{MT} = V_{YT} * \frac{N_{MT}}{N_{YT}} = 100 * V_{YT} * \frac{V_{MT,nom}}{V_{YT,nom} * (100 \pm k * 1,25)}$$

Όπου  $V_{MT,nom}$  η ονομαστική τάση στην ΜΤ

$V_{YT,nom}$  η ονομαστική τάση στην ΥΤ

κ ο αριθμός των βημάτων της λήψης

Από τον παραπάνω τύπο για ονομαστική τάση ΥΤ και ΜΤ 150 kV και 21 kV αντίστοιχα προκύπτει ο επόμενος πίνακας που δείχνει την ΜΤ για όλες τις λήψεις του

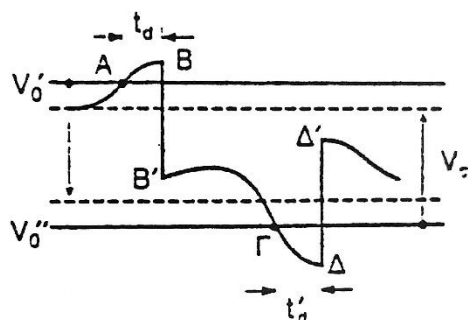


Μ/Σ και για τάσεις από 131,25 kV μέχρι 176,25 kV. Επίσης βλέπουμε για ποια λήψη πετυχαίνουμε τάση 21 kV ανάλογα με την τάση της υψηλής πλευράς.

ημέρ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N.YT	7,5	6,25	5	3,75	2,5	1,25	0	-1,25	-2,5	-3,75	-5	-6,25	-7,5	-8,75	-10	-11,25	-12,5
V_Y_T									V_M_T								
131,25	17,09	17,29	17,50	17,71	17,93	18,15	18,38	18,61	18,85	19,09	19,34	19,60	19,86	20,14	20,42	20,70	21,00
133,125	17,34	17,54	17,75	17,96	18,18	18,41	18,64	18,87	19,12	19,36	19,62	19,88	20,15	20,42	20,71	21,00	21,30
135	17,58	17,79	18,00	18,22	18,44	18,67	18,90	19,14	19,38	19,64	19,89	20,16	20,43	20,71	21,00	21,30	21,60
136,875	17,83	18,04	18,25	18,47	18,70	18,93	19,16	19,41	19,65	19,91	20,17	20,44	20,72	21,00	21,29	21,59	21,90
138,75	18,07	18,28	18,50	18,72	18,95	19,19	19,43	19,67	19,92	20,18	20,45	20,72	21,00	21,29	21,58	21,89	22,20
140,625	18,31	18,53	18,75	18,98	19,21	19,44	19,69	19,94	20,19	20,45	20,72	21,00	21,28	21,58	21,88	22,18	22,50
142,5	18,56	18,78	19,00	19,23	19,46	19,70	19,95	20,20	20,46	20,73	21,00	21,28	21,57	21,86	22,17	22,48	22,80
144,375	18,80	19,02	19,25	19,48	19,72	19,96	20,21	20,47	20,73	21,00	21,27	21,56	21,85	22,15	22,46	22,77	23,10
146,25	19,05	19,27	19,50	19,73	19,98	20,22	20,48	20,73	21,00	21,27	21,55	21,84	22,14	22,44	22,75	23,07	23,40
148,125	19,29	19,52	19,75	19,99	20,23	20,48	20,74	21,00	21,27	21,55	21,83	22,12	22,42	22,73	23,04	23,37	23,70
150	19,53	19,76	20,00	20,24	20,49	20,74	21,00	21,27	21,54	21,82	22,11	22,40	22,70	23,01	23,33	23,66	24,00
151,875	19,78	20,01	20,25	20,49	20,74	21,00	21,26	21,53	21,81	22,09	22,38	22,68	22,99	23,30	23,63	23,96	24,30
153,75	20,02	20,26	20,50	20,75	21,00	21,26	21,53	21,80	22,08	22,36	22,66	22,96	23,27	23,59	23,92	24,25	24,60
155,625	20,27	20,51	20,75	21,00	21,26	21,52	21,79	22,06	22,35	22,64	22,93	23,24	23,55	23,88	24,21	24,55	24,90
157,5	20,51	20,75	21,00	21,25	21,51	21,78	22,05	22,33	22,62	22,91	23,21	23,52	23,84	24,16	24,50	24,85	25,20
159,375	20,76	21,00	21,25	21,51	21,77	22,04	22,31	22,59	22,88	23,18	23,49	23,80	24,12	24,45	24,79	25,14	25,50
161,25	21,00	21,25	21,50	21,76	22,02	22,30	22,58	22,86	23,15	23,45	23,76	24,08	24,41	24,74	25,08	25,44	25,80
163,125	21,24	21,49	21,75	22,01	22,28	22,56	22,84	23,13	23,42	23,73	24,04	24,36	24,69	25,03	25,38	25,73	26,10
165	21,49	21,74	22,00	22,27	22,54	22,81	23,10	23,39	23,69	24,00	24,32	24,64	24,97	25,32	25,67	26,03	26,40
166,875	21,73	21,99	22,25	22,52	22,79	23,07	23,36	23,66	23,96	24,27	24,59	24,92	25,26	25,60	25,96	26,32	26,70
168,75	21,98	22,24	22,50	22,77	23,05	23,33	23,63	23,92	24,23	24,55	24,87	25,20	25,54	25,89	26,25	26,62	27,00
170,625	22,22	22,48	22,75	23,02	23,30	23,59	23,89	24,19	24,50	24,82	25,14	25,48	25,82	26,18	26,54	26,92	27,30
172,5	22,47	22,73	23,00	23,28	23,56	23,85	24,15	24,46	24,77	25,09	25,42	25,76	26,11	26,47	26,83	27,21	27,60
174,375	22,71	22,98	23,25	23,53	23,82	24,11	24,41	24,72	25,04	25,36	25,70	26,04	26,39	26,75	27,13	27,51	27,90
176,25	22,95	23,22	23,50	23,78	24,07	24,37	24,68	24,99	25,31	25,64	25,97	26,32	26,68	27,04	27,42	27,80	28,20

Πίνακας 1 - Πίνακας με τάση προτείνοντας και δευτερεύοντος Μ/Σ με ΣΑΤΥΦ

Για να λειτουργεί σωστά το ΣΑΤΥΦ, πρέπει να έχουν ρυθμιστεί σωστά οι παράμετροι του Εύρους ζώνης (Bandwidth) και του time delay. Το bandwidth ορίζει τα όρια της ζώνης στα οποία το ΣΑΤΥΦ δεν αλλάζει λήψη. Το bandwidth είναι το εύρος ζώνης μέσα στο οποίο η τάση θεωρείται αποδεκτή και δεν γίνεται αλλαγή της λήψης του ΣΑΤΥΦ. Το time delay είναι ο χρόνος στον οποίο αν η τάση βρεθεί εκτός ορίων του bandwidth τότε πραγματοποιείται αλλαγή της λήψης του ΣΑΤΥΦ. Στην παρακάτω εικόνα βλέπουμε την τάση, όταν περάσει το κάτω όριο της τάσης για χρονικό διάστημα  $t_d$ , τότε βλέπουμε την βηματική αύξηση της τάσης λόγω της αλλαγής της λήψης. [1]



Εικόνα 4 - Ενδεικτική μεταβολή της τάσεως στο σημείο που επιδιώκεται να τηρείται σταθερή

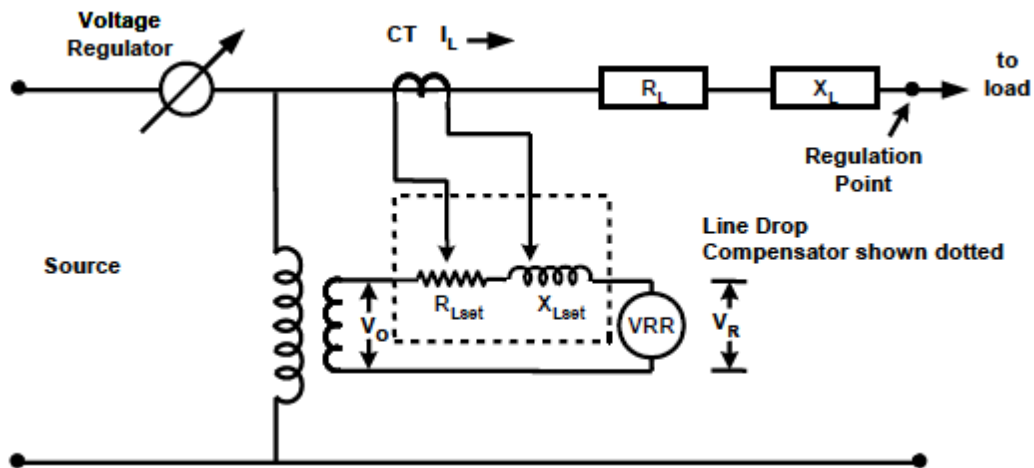
Ένα επιπλέον πλεονέκτημα του ΣΑΤΥΦ είναι η συνδρομή του για την αποφυγή του φαινομένου της κατάρρευσης της τάσης. Στα φορτία σταθερής ισχύος, όταν μειωθεί η τάση, τραβάνε μεγαλύτερο ρεύμα αφού  $S = V \downarrow * I \uparrow$ . Το μεγαλύτερο ρεύμα οδηγεί σε μεγαλύτερη πτώση τάσης πάνω στη γραμμή και άρα μικρότερη τάση για το φορτίο. Αν αυτή η πτώση τάσης δεν αντισταθμιστεί από το ΣΑΤΥΦ τότε το σύστημα θα οδηγηθεί σε κατάρρευση.

## 2.6 Ρύθμιση του ΣΑΤΥΦ

Η ρύθμιση της τάσης στο ΣΑΤΥΦ πραγματοποιείται με τη μέθοδο της αντιστάθμισης της πτώσης τάσης (Line Drop Compensation-LDC). Το ΣΑΤΥΦ με αυτή την μέθοδο αποσκοπεί στο να κρατήσει σταθερή την τάση σε κάποιο σημείο (σημείο ρύθμισης) στη γραμμή ΜΤ. Το 'σημείο ρύθμισης' τίθεται με βάση το κριτήριο της ελαχιστοποίησης των τετραγωνικών αποκλίσεων της τάσης. Η αρχή λειτουργίας της βασίζεται στον υπολογισμό της πτώσης τάσης μέχρι το σημείο ρύθμισης μέσω ενός κυκλώματος το οποίο προσομοιώνει την γραμμή ΜΤ, την τάση της οποίας ρυθμίζει. Όταν αυξάνεται το φορτίο τότε το ΣΑΤΥΦ θα πρέπει να αυξάνει την τάση στο ζυγό

ΜΤ ώστε να αντισταθμίζεται η πτώση τάσης λόγω του αυξημένου φορτίου. Το αντίθετο θα συμβαίνει όταν μειώνεται το φορτίο.

Όπως απεικονίζεται, η διάταξη αποτελείται από Μ/Σ τάσης, Μ/Σ έντασης και μεταβλητή ωμική και επαγωγική αντίσταση. Με κατάλληλη επιλογή των σχέσεων μετασχηματισμού έντασης και τάσης καθώς και των μεταβλητών αντιστάσεων  $R_{Lset}$  και  $X_{Lset}$  είναι δυνατόν να υπολογιστεί η πτώση τάσης κατά μήκος της γραμμής. [2] Αυτή συγκρίνεται με την επιθυμητή σταθερή τάση και σε περίπτωση απόκλισης τίθεται σε λειτουργία ο μηχανισμός αλλαγής της λήψης.



Εικόνα 5 - Σύστημα ελέγχου του ΣΑΤΥΦ

Αν έχουμε ένα φορτίο στο τέλος της γραμμής τότε η επιθυμητή τιμή του φορτίου είναι 20kV, οι τιμές  $R_{Lset}$  και  $X_{Lset}$  προκύπτουν εύκολα από τις σχέσεις:

$$R_{Lset} = \frac{CT_p}{N_{VT}} * R_L$$

$$X_{Lset} = \frac{CT_p}{N_{VT}} * X_L$$

Όπου  $R_{Lset}, X_{Lset}$  : οι τιμές της μεταβλητής αντίστασης που ρυθμίζουμε το ΣΑΤΥΦ

$CT_p$ : ο λόγος μετασχηματισμού του Μ/Σ έντασης

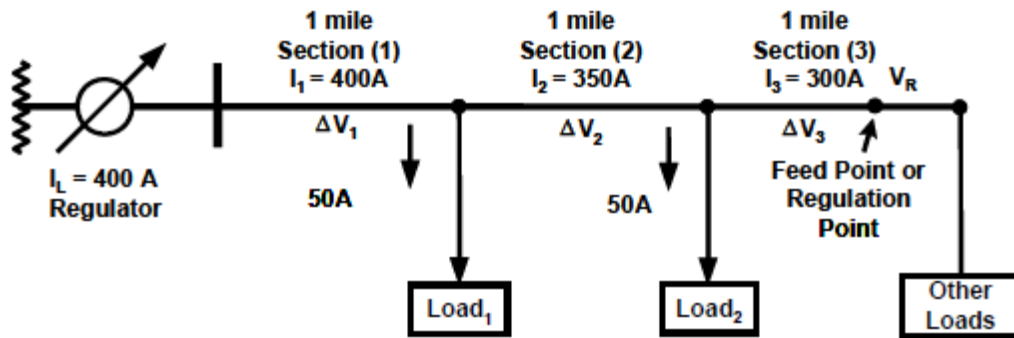
$N_{VT}$ : ο λόγος μετασχηματισμού του Μ/Σ τάσης

$R_L, X_L$ : η αντίσταση της γραμμής από το Μ/Σ μέχρι το φορτίο

Η τάση στην έξοδο του Μ/Σ θα είναι  $V_B = V_L + (I_R - jI_X) * (R_L + jX_L) \rightarrow V_B = V_L + (I_R * R_L + I_X * X_L) + j(I_R * X_L - I_X * R_L)$

Το φανταστικό μέρος είναι μικρό και το παραλείπουμε θεωρώντας γωνία  $0^\circ$ . Η τάση που προκύπτει είναι  $V_B = V_L + I_R * R_L + I_X * X_L$  όπου  $V_L$  η τάση του φορτίου. Η παραπάνω περίπτωση δουλεύει σωστά και στην περίπτωση που βάλουμε ΔΠ στο τέλος της γραμμής.

Αν έχουμε πολλά φορτία πάνω στην γραμμή ή ακόμα και πολλές γραμμές που αναχωρούν από το Μ/Σ πρέπει να βρούμε ποιο είναι το κατάλληλο σημείο ρύθμισης με βάση το κριτήριο της ελαχιστοποίησης των τετραγωνικών αποκλίσεων της τάσης. Αφού βρούμε ποιο είναι το κατάλληλο σημείο πρέπει να υπολογίσουμε τις τιμές  $R_{Lset}$  και  $X_{Lset}$  που θα ορίσουμε στο ΣΑΤΥΦ.



Εικόνα 6 - Δίκτυο στο οποίο το ρεύμα του ρυθμιστή είναι διαφορετικό από το ρεύμα στο σημείο ρύθμισης

Το  $R_{Lset}$  και  $X_{Lset}$  πρέπει να υπολογιστούν έτσι ώστε να λαμβάνουν υπόψη το φορτίο που βρίσκεται πριν το σημείο ρύθμισης. Προκύπτει

$$R_{Lset} = \frac{CT_p}{N_{VT}} * R_{LE}$$

Όπου η αντίσταση  $R_{LE}$  πρέπει όταν πολλαπλασιάζεται με το  $I_L$  να μας δίνει την ίδια πτώση τάσης με την πτώση τάσης του αθροίσματος των επιμέρους πτώσεων τάσεως μέχρι το σημείο ρύθμισης.

$$R_{LE} = \frac{\sum_{i=1}^n |\Delta V_{iR}|}{I_L}$$

$$\sum_{i=1}^n |\Delta V_{iR}| = |I_1| * R_{L1} * l_1 + |I_2| * R_{L2} * l_2 + \dots + |I_n| * R_{Ln} * l_n$$

$$\sum_{i=1}^n |\Delta V_{iR}|$$

= η συνολική πτώση τάσης από τον ρυθμιστή μέχρι το σημείο ρύθμισης

$R_{LE}$  = ισοδύναμη ωμική αντίσταση

$|I_L|$  = ρεύμα που ρέει μέσω του ρυθμιστή τάσης

$|I_1|, |I_2|, \dots |I_n|$  = ρεύμα που ρέει σε κάθε κομμάτι του δικτύου

$R_{L1}, R_{L2}, \dots R_{Ln}$  = Αντίσταση σε ohm/km του κάθε τμήματος της γραμμής

$l_1, l_2, \dots l_n$  = μήκος σε km του κάθε τμήματος

Όμοια και για την αντίδραση της γραμμής  $X_{Lset} = \frac{CT_p}{N_{VT}} * X_{LE}$

## 2.7 Αποθήκευση Ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί παρά μόνο αν μετατραπεί σε άλλη μορφή ενέργειας όπως δυναμική, χημική κλπ. και στη συνέχεια μετατραπεί πάλι σε ηλεκτρική. Ακόμα όμως και να μετατραπεί σε άλλη μορφή είναι δύσκολο να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες και για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Ωστόσο υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες για την αποδοτική αποθήκευσή της βραχυπρόθεσμα. Με την αποθήκευση της ενέργειας μπορούμε να την χρησιμοποιήσουμε κάποια άλλη χρονική στιγμή από αυτήν που παράχθηκε.

### 3. ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ

#### 3.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Το θέμα της βελτιστοποίησης στη λειτουργία των δικτύων διανομής που χαρακτηρίζονται από υψηλή διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής και αποθήκευσης έχει αντιμετωπιστεί σε διάφορα papers υπό διαφορετικές οπτικές γωνίες. Τα δίκτυα διανομής λόγω της υψηλής διεσπαρμένης παραγωγής μετατρέπονται από παθητικά σε ενεργητικά [3]. Ένα ενεργητικό δίκτυο διανομής ορίζεται ως ένα δίκτυο διανομής, εφοδιασμένο με συστήματα για τον έλεγχο και τον καθορισμό της συνδυασμένης λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, των αποθηκευτικών μέσων και του ΣΑΤΥΦ [4]. Ο έλεγχος των δικτύων αυτών θα μπορεί να γίνεται με τρεις τρόπους, τον κεντρικό-συντονισμένο έλεγχο, τον ημι-συντονισμένο έλεγχο και τον αποκεντρωμένο έλεγχο [3].

Ο κεντρικός-συντονισμένος έλεγχος παρέχει έλεγχο της τάσης από τον υποσταθμό σε όλο το υπόλοιπο δίκτυο, χρησιμοποιώντας ευρύ φάσμα επικοινωνιών για το συντονισμό διαφορετικών συσκευών όπως τα ΣΑΤΥΦ, τους ρυθμιστές τάσης και την παραγωγή αέργου ισχύος από της μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Αποτελεί ακριβή λύση γιατί πρέπει να υπάρχουν αρκετοί μετρητές κατά μήκος του δικτύου, τρόπους επικοινωνίας και κεντρικό σύστημα που θα λύνει το πρόβλημα της βελτιστοποίησης. Οι ημι-συντονισμένοι και αποκεντρωμένοι τρόποι ελέγχου πρέπει να έχουν την δυνατότητα να ελέγχουν τις διάφορες συσκευές όπως και τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής τοπικά. Στην βιβλιογραφία προτείνονται διάφοροι τρόποι για την βελτίωση της με την παρουσία διεσπαρμένη παραγωγής [5] [6] [7].

Στην [8] παρουσιάζεται ένας προσαρμοσμένος αλγόριθμος ελέγχου ο οποίος έχει σχεδιαστεί για να ισορροπεί την ανάγκη για ποιότητα ισχύος, δηλαδή έλεγχο της τάσης με την επιθυμία για ελαχιστοποίηση των απωλειών. Στην ουσία υπάρχει ένα όριο, το οποίο ορίζει κατά πόσο η αντικειμενική συνάρτηση θα ελαχιστοποιεί τις απώλειες ή την διακύμανση της τάσης, ανάλογα με την τιμή της τάσης σε κάθε κόμβο. Έτσι, όταν η τάση όλων των κόμβων βρίσκεται μέσα στο προκαθορισμένο όριο, ο αλγόριθμος έχει μοναδικό σκοπό την μείωση των απωλειών, ενώ όταν το ξεπεράσει, ο αλγόριθμος αυτόματα αλλάζει λειτουργία και έχει ως μοναδική αντικειμενική συνάρτηση την ρύθμιση της τάσης.

Στο [9] αναφέρεται ο όρος smart grids και εξηγούνται τα πλεονεκτήματά τους καθώς και ο ορισμός του. Παρουσιάζονται τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις ελέγχου που έχουν οι εταιρίες ηλεκτρισμού σχετικά με τον όρο smart grids και το προφίλ της τάσης. Ο πρώτος είναι ο Voltage and Var Control δηλαδή η βέλτιστη λειτουργία των ΣΑΤΥΦ, των ρυθμιστών τάσης και των πυκνωτών για την βελτιστοποίηση των τάσεων και του ΣΙ, ο δεύτερος είναι η καθαρά βελτιστοποίηση των τάσεων, ενώ ο τρίτος ονομάζεται Conservation Voltage Reduction (CVR) και έχει ως σκοπό την ελαχιστοποίηση των τιμών των τάσεων που όμως βρίσκονται μέσα στα επιτρεπτά όρια.

Η ικανότητα μεταφοράς ισχύος μέσα από της γραμμές μεταφοράς περιορίζεται από τεχνικούς και οικονομικούς παράγοντες. Για να μεγιστοποιήσουμε την ροή

ενεργού ισχύος πρέπει να ελαχιστοποιήσουμε την μεταφορά αέργου ισχύος. Η άεργος ισχύς πρέπει να παράγεται τοπικά ώστε να ρυθμίζει την τάση εντός των αποδεκτών ορίων. Για τη βελτιστοποίηση ηλεκτρικών δικτύων ιδιαίτερα διαδεδομένη μέθοδος είναι η χρήση γενετικών αλγόριθμων, στα [10], [11], [12], [13] γίνεται χρήση γενετικών αλγόριθμων για την πολυκριτηριακή βελτιστοποίηση δικτύων. Στο [11] κάνουν χρήση γενετικών αλγόριθμων και αλγόριθμων PSO για την βελτιστοποίηση της ροής αέργου ισχύος. Στο [10] χρησιμοποιούν γενετικούς αλγόριθμους για να κάνουν ελαχιστοποίηση των απωλειών και μεγιστοποίηση της ευστάθειας της τάσης. Σε άλλα paper γίνεται χρήση του Ant colony algorithm, ο συγκεκριμένος αλγόριθμος βρίσκει τη βέλτιστη λύση αντιγράφοντας την συμπεριφορά των μερμηγκιών για την εύρεση φαγητού. Ο αλγόριθμος αυτός χρησιμοποιήθηκε στα [14], [15].

Η βιβλιογραφία γύρω από αυτό το θέμα είναι πολύ μεγάλη και ακολουθεί αυτής σε περίπτωση που ο αναγνώστης επιθυμεί περαιτέρω πληροφορίες [16] [17] [18] [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25] [26]

### 3.2 Θεωρητικά για την Βελτιστοποίηση

Στην παρούσα διπλωματική μελετήσαμε πως μπορεί ένα δίκτυο διανομής να λειτουργεί βέλτιστα. Για την μελέτη χρησιμοποιήσαμε το πρόγραμμα MATLAB και το πρόγραμμα CPLEX της IBM. Με το πρόγραμμα MATLAB φτιάχνουμε το μοντέλο ενός προβλήματος βελτιστοποίησης και το εισάγουμε στο πρόγραμμα CPLEX για να το λύσει.

#### Μαθηματική βελτιστοποίηση

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης έχει την μορφή

$$\text{minimize } f_0(x)$$

$$\text{Subject } f_i(x) \leq b_i, i = 1, \dots, m$$

Εδώ το διάνυσμα  $x = (x_1, \dots, x_n)$  είναι η μεταβλητή βελτιστοποίησης του προβλήματος, η συνάρτηση  $f_0: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$  είναι η αντικειμενική συνάρτηση, οι συναρτήσεις  $f_i: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, i = 1, \dots, m$  είναι οι ανισοτικοί περιορισμοί και οι σταθερές  $b_1, \dots, b_m$  είναι τα όρια των περιορισμών. Ένα διάνυσμα  $x^*$  καλείται βέλτιστο ή λύση του προβλήματος αν έχει την μικρότερη αντικειμενική τιμή ανάμεσα σε όλα τα διανύσματα που ικανοποιούν τους περιορισμούς:

για κάθε  $z$  με  $f_1(z) \leq b_1, \dots, f_m(z) \leq b_m$ , έχουμε  $f_0(z) \geq f_0(x^*)$  [27]



## Κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης

Τα κυρτά προβλήματα βελτιστοποίησης είναι της μορφής

$$\text{Minimize } f_0(x)$$

$$\text{Subject } f_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m$$

όπου οι συναρτήσεις  $f_0, \dots, f_m, : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$  είναι κυρτές αν ικανοποιούν

$$f_i(\alpha x + \beta y) \leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y)$$

για κάθε  $x, y \in \mathbb{R}^n$  και  $\alpha, \beta \in \mathbb{R}$  με  $\alpha + \beta = 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0$ . [27]

Τα προβλήματα βελτιστοποίησης μπορεί να είναι γραμμικά αν οι συναρτήσεις  $f_i(x)$  είναι γραμμικές (Linear Program - LP), ακέραια αν η μεταβλητή βελτιστοποίησης  $\chi$  παίρνει ακέραιες τιμές (Integer Program - IP), τετραγωνικά αν η αντικειμενική συνάρτηση είναι τετραγωνική (Quadratic Program). Επίσης υπάρχουν τα μικτά γραμμικά προβλήματα (Mixed-Integer Linear Program – MILP) όπου το διάνυσμα  $\chi$  περιέχει ακέραιες και πραγματικές μεταβλητές και τα μικτά τετραγωνικά (Mixed-Integer Quadratic Program – MIQP) όπου έχουμε αντικειμενική συνάρτηση με τετραγωνικούς όρους και διάνυσμα  $\chi$  που έχει ακέραιες και συνεχείς μεταβλητές. Οι περιορισμοί επίσης μπορεί να είναι ισωτικοί (Equality Constrain), ανισωτικοί (Inequality Constrain) και ανισωτικοί τετραγωνικοί περιορισμοί (Quadratic constrain).

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκε σε αυτήν τη διπλωματική είναι μικτό τετραγωνικό πρόβλημα με τετραγωνικούς περιορισμούς (Mixed Integer Quadratically-Constrained Quadratic Program – MIQCQP)

## Mixed Integer Quadratically-Constrained Quadratic Program – MIQCQP

Η μεταβλητή  $\chi$  περιέχει συνεχείς και ακέραιες μεταβλητές και η αντικειμενική συνάρτηση έχει γραμμικούς και τετραγωνικούς όρους και το πρόβλημα είναι της μορφής

Minimize

$$\frac{1}{2} \chi^T Q \chi + f^T \chi$$

Subject

$$g_i(x) \leq b_i, i = 1, \dots, m$$

$$g_i(x) = b_i, i = m + 1, \dots, m + m_{eq}$$

$$\chi^T Q_c \chi + l^T \chi \leq r$$

$$lb \leq \chi \leq up$$

$$x_z \in \mathbb{Z}^{n_z}, x_r \in \mathbb{R}^{n_r}$$

Το διάνυσμα  $x = \{x_z^T x_r^T\}^T$  με  $n = n_z + n_r$  και διάσταση  $n \times 1$  είναι η μεταβλητή βελτιστοποίησης του προβλήματος, ο πίνακας  $f$  έχει διάσταση  $1 \times n$  και περιέχει τους γραμμικούς όρους της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος ενώ ο πίνακας  $Q$  έχει διάσταση  $n \times n$  και περιέχει τους τετραγωνικούς όρους της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος. Ο πίνακας  $A_{\text{ineq}}$  έχει διάσταση  $m \times n$  και περιέχει τους  $m$  ανισοτικούς γραμμικούς περιορισμούς του προβλήματος και ο πίνακας  $b_{\text{ineq}}$   $m \times 1$  περιέχει τα όρια των περιορισμών. Ο πίνακας  $A_{\text{eq}}$  έχει διάσταση  $m_{\text{eq}} \times n$  και περιέχει τους  $m_{\text{eq}}$  ισοτικούς γραμμικούς περιορισμούς του προβλήματος και ο πίνακας  $b_{\text{eq}}$   $m_{\text{eq}} \times 1$  περιέχει τα όρια των περιορισμών. Οι πίνακες  $Q_c$  και  $I$  αφορούν τους τετραγωνικούς περιορισμούς και πρέπει να έχουμε τόσους πίνακες όσους περιορισμούς θέλουμε.

### 3.3 Αντικειμενική Συνάρτηση – Μεταβλητές Ελέγχου

Στην παρούσα διπλωματική χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο ενός δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο του προβλήματος που χρησιμοποιήθηκε έχει ως εξής. Θεωρούμε έναν υποσταθμό Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ με δυνατότητα αλλαγής τάσης υπό φορτίο και δυνατότητα να αναχωρούν μέχρι πέντε γραμμές από τον Μ/Σ. Κάθε μία από τις πέντε γραμμές μπορεί να έχει  $n$  κόμβους με δυνατότητα ο κάθε κόμβος να έχει φορτίο, παραγωγή από ΑΠΕ, φωτοβολταϊκά ή ανεμογεννήτριες, μπαταρία, πυκνωτή και Static Voltage Regulator (SVR). Ο κάθε κόμβος πρέπει να έχει τουλάχιστον ένα από τα παραπάνω για να υφίσταται.

Σαν δεδομένα εισόδου δίνουμε τον αριθμό των γραμμών που αναχωρούν από τον υποσταθμό, το πλήθος των κόμβων κάθε γραμμής, την απόσταση κάθε κόμβου από τον προηγούμενο και το είδος της γραμμής που υπάρχει ανάμεσα στους κόμβους ( $r$  και  $x$  ανά km). Επιπλέον δίνουμε ως είσοδο τα φορτία που υπάρχουν σε κάθε κόμβο και τις μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής (θέση και ισχύ κάθε ενός). Ύστερα δίνουμε ως είσοδο το πλήθος, την ισχύ, την τοποθεσία κάθε μπαταρίας, το πλήθος και σε ποιον κόμβο συνδέονται τα SVR.

Οι μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος είναι η άεργος ισχύς που μπορεί να δώσει κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, η θέση λήψης του ΣΑΤΥΦ, η περικοπή ενεργού ισχύος κάθε μονάδας ΔΠ, η ενεργός και άεργος της κάθε μπαταρίας, η κατάσταση του πυκνωτή (εντός ή εκτός δικτύου) και η λήψη του SVR. Όλες οι προηγούμενες μεταβλητές είναι επί 24 φορές μία για κάθε ώρα της ημέρας. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται πιο αναλυτικά. [28]

ΜΕΓΕΘΟΣ ΜΕΤΑΒΛΗΤΗΣ	ΕΠΕΞΗΓΗΣΗ
$Qg: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{DG,i}$ <i>Για κάθε DG, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	Αντιπροσωπεύει την τιμή της αέργου ισχύος που παράγουν (θετική τιμή)/ απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.
Tap: 24	Η τιμή που παίρνει η λήψη του ΣΑΤΥΦ κάθε ώρα.
Bank: 24	Ορίζει το αν είναι συνδεδεμένος ο πυκνωτής στον ζυγό (0=όχι, 1=ναι)
$Pgcurt: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{DG,i}$ <i>Για κάθε DG, κάθε γραμμή κάθε ώρα</i>	Αντιπροσωπεύει την περικοπή ενεργού ισχύος για κάθε DG
$Pstor+: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ <i>Για κάθε συσκευή αποθήκευσης, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	Αντιπροσωπεύει την τιμή της ενεργού ισχύος που προσφέρουν (θετική τιμή) οι αντιστροφείς των αποθηκευτικών μονάδων.
$Pstor-: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ <i>Για κάθε συσκευή αποθήκευσης, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	Αντιπροσωπεύει την τιμή της ενεργού ισχύος που απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των αποθηκευτικών μονάδων.
$Qstor+: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ <i>Για κάθε συσκευή αποθήκευσης, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	Αντιπροσωπεύει την τιμή της αέργου ισχύος που προσφέρουν (θετική τιμή)/ απορροφούν (αρνητική τιμή) οι αντιστροφείς των αποθηκευτικών μονάδων
$Qstor-: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{Store,i}$ <i>Για κάθε συσκευή αποθήκευσης, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	0 πάντα
Zsin: 24	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών του ΣΑΤΥΦ
Zplin: 24	
Zbanksin: 24	
Zbankplin: 24	
Bank_feeder: 24*n <sub>lines</sub>	Ορίζει το αν είναι συνδεδεμένος ο πυκνωτής κατά μήκος της γραμμής (0=όχι, 1=ναι)
Zbank_feedersin: 24*n <sub>lines</sub>	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών του πυκνωτή κατά μήκος της γραμμής
Zbank_feederplin: 24*n <sub>lines</sub>	
Zbank_feederZZ: 24*n <sub>lines</sub>	
$Tap\_VR: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{VR,i}$ <i>Για κάθε ρυθμιστή τάσης, κάθε γραμμή για κάθε ώρα</i>	Η τιμή που παίρνει η λήψη κάθε ρυθμιστή τάσης
$Ztap\_VRsin: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{VR,i}$	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των αλλαγών των ρυθμιστών τάσης
$Ztap\_VRplin: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{VR,i}$	
$Pstorez\_z: 24 \cdot \sum_{i=1}^{n_{lines}} n_{pstor,i} / 2$	Βοηθητικές μεταβλητές για την μοντελοποίηση των απωλειών στις μπαταρίες
Συνολικός αριθμός μεταβλητών: $24 \cdot (6 + 4 \cdot n_{lines} + 3 \cdot n_{VR,total} + 2 \cdot n_{DG,total} + 5 \cdot n_{Store,total})$	

Πίνακας 2 - Μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος

Για κάθε μεταβλητή του διανύσματος βελτιστοποίησης, ορίζονται άνω και κάτω όρια. Παρακάτω φαίνονται οι όροι των πινάκων lb (lower bound) και ub (upper bound). [28]

Μεταβλητή	Lower bound	Upper bound
Qg:	<p>Για τα πάνω και κάτω όρια για την άεργο ισχύ των DG ο αλγόριθμος λαμβάνει υπόψη του την επιλογή του χρήστη σχετικά με τον τρόπο ελέγχου του. Συγκεκριμένα:            Το κάτω και άνω όριο της αέργου ισχύος κάθε DG βρίσκεται από τις γραμμικές εξίσωση</p> $Q_g \geq -\tan(\text{acos}(\text{SI\_operations\_epag})) \cdot P_G$ $Q_g \leq \tan(\text{acos}(\text{SI\_operations\_xwrit})) \cdot P_G$ <p>αντίστοιχα, για κάθε DG, όπου P<sub>g</sub> η καμπύλη προβλεπόμενης παραγωγής κάθε DG.            Περιορίζει δηλαδή την άεργο ισχύ, έτσι ώστε κάθε ώρα, ανεξάρτητα την παραγωγή ενεργού ισχύος, ο συντελεστής ισχύος, να μην ξεπερνάει κάποιον αριθμό ο οποίος δίνεται ως input(διαφορετικός για χωρητική/επαγωγική λειτουργία).            Ο χρήστης επίσης, εισάγει ένα ποσοστό παραγωγής και έναν από τους 3 διαθέσιμους τρόπους λειτουργίας οι οποίοι αφορούν την λειτουργία του αντιστροφέα για ώρες όπου η παραγωγή ενεργού ισχύος είναι κάτω από το δοσμένο όριο.            Για τις ώρες, λοιπόν, όπου η παραγωγή κάποιου DG είναι κάτω από το δοσμένο όριο, τα κάτω και άνω όρια αλλάζουν ανάλογα τον τρόπο λειτουργίας.</p>	
Tap:	0(ελάχιστη λήψη)	17(μέγιστη λήψη)
Bank:	0(OFF)	1(ON)
Pgcurt:	0	<p>Curtlimit*P<sub>g</sub> (όπου ο χρήστης δίνει στην μεταβλητή Curtlimit ως τιμή ένα ποσοστό, και P<sub>g</sub> είναι η ισχύ που παράγει κάθε ώρα)</p> <p>Συνεπώς για κάθε ώρα, η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύ περικοπής είναι ποσοστό (που έχει δοθεί ως input) της παραγόμενης ισχύος.</p>
Pstor+:	0	P <sub>STORE</sub> , το οποίο δηλώνει την μέγιστη ισχύ της μονάδας αποθήκευσης και είναι input
Pstor-:	-P <sub>STORE</sub> , το οποίο δηλώνει την μέγιστη αρνητική ισχύ της μονάδας αποθήκευσης	0

Qstor+:	$-\tan(\text{acos}(SI_{\text{stor}})) \cdot P_{\text{store}}$	$\tan(\text{acos}(SI_{\text{stor}})) \cdot P_{\text{store}}$
	<i>Και χωρητικά και επαγωγικά, η μέγιστη (απόλυτη τιμή) άεργος ισχύς καθορίζεται από τον ΣΙ που δίνεται ως input, και την μέγιστη ισχύ της κάθε μονάδας.</i>	
Qstor-:	0	0
Zsin:	0	
Zplin:	0	17
Zbanksin:	0	
Zbankplin:	0	1
Bank_feeder:	0	
Zbank_feedersin:	0	1
Zbank_feederplin:	0	1
Zbank_feederZZ:	0	
Tap_VR:	-16	0
Ztap_VRsin:	0	16
Pstorz_z	0	1

Πίνακας 3 - Όρια των μεταβλητών του προβλήματος

Παραπάνω μιλήσαμε για τις μεταβλητές ελέγχου και τα όριά τους που έχουμε στο συγκεκριμένο πρόβλημα. Τώρα θα δούμε τι περιέχει η αντικειμενική συνάρτηση. Στην αντικειμενική έχουν μπει 8 συναρτήσεις: [28]

- I. Ελαχιστοποίηση της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική τιμή

$$o.f_1 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{\text{total nodes}} (V_{i,j} - V_{nom})^2$$

- II. Ελαχιστοποίηση των ενεργών απωλειών της Γραμμής, του Μ/Σ και των μπαταριών

$$o.f_2 = \sum_{i=1}^{n_{lines}} P_{losses,i} + P_{losses,M\Sigma} + P_{losses,stor}$$

- III. Ελαχιστοποίηση των περικοπών της ενεργού ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_3 = \sum_{i=1}^{\text{total DG}} P_{Gcurt,i}$$

- IV. Ελαχιστοποίηση των αλλαγών στις λήψεις του ΣΑΤΥΦ

$$o.f_4 = \sum_{i=1}^{23} |tap_{i+1} - tap_i|$$

- V. Ελαχιστοποίηση των αλλαγών στη ζεύξη/απόζευξη του πυκνωτή στην γραμμή

$$o.f_5 = \sum_{i=1}^{23} |bank_{i+1} - bank_i|$$

- VI. Ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος που παράγεται ή καταναλώνεται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

$$o.f_6 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} Qg_{i,j}^2$$

- VII. Ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος που διαρρέει τον Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ

$$o.f_7 = \sum_{i=1}^{24} Qflow_{M\Sigma}^2$$

- VIII. Ελαχιστοποίηση στις αλλαγές λήψεις κάθε ρυθμιστή Τάσης VR

$$o.f_8 = \sum_{j=1}^{n_{VR,total}} \sum_{i=1}^{23} |TAP_{VRj_{i+1}} - TAP_{VRj_i}|$$

Κάθε φορά ο χρήστης επιλέγει τον συνδυασμό των αντικειμενικών συναρτήσεων που θέλει να επιλύσει ο αλγόριθμος. Επίσης δίνει το κατάλληλο βάρος σε κάθε αντικειμενική συνάρτηση ανάλογα με το τι τον ενδιαφέρει να βελτιστοποιήσει περισσότερο. Π.χ. αν θέλουμε να βελτιστοποιήσουμε περισσότερο τις τάσεις και λιγότερο τις απώλειες τότε μπορούμε να δώσουμε βάρος 90% στις τάσεις και 10% στις απώλειες, στις υπόλοιπες αντικειμενικές συναρτήσεις θα πρέπει να βάλουμε 0. Η κάθε αντικειμενική συνάρτηση πολλαπλασιάζεται με ένα βάρος κανονικοποίησης που είναι διαφορετικό για κάθε δίκτυο. Το βάρος κανονικοποίησης το χρησιμοποιούμε για να συγκρίνουμε ανόμοιου μεγέθους πράγματα. Η τελική αντικειμενική συνάρτηση θα είναι

$$o.f = \sum_{i=1}^8 w_{DMi} \times w_{normalization,i} \times o.f_i$$

### 3.4 Περιορισμοί προβλήματος

Οι περιορισμοί του προβλήματος είναι οι εξής: σε κάθε ζυγό, κάθε ώρα η τάση πρέπει να είναι εντός των ορίων (στη συγκεκριμένη περίπτωση  $\pm 6\%$  του 20kV), η αέργος ισχύς που μπορεί να δώσει κάθε μονάδα ΑΠΕ περιορίζεται από την φαινόμενη ισχύ της μονάδας και από το όριο που έχουμε καθορίσει σαν ανώτατο όριο ΣΙ στη μονάδα. Επίσης έχουμε περιορισμό για την μέγιστη και ελάχιστη αποθηκευμένη ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί στην μπαταρία και περιορισμό για τη μέγιστη ισχύ που μπορεί να δώσει η μπαταρία να μην είναι μεγαλύτερη από την αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας. Επίσης έχουμε τον ισοτικό περιορισμό που καθορίζει ότι η αποθηκευμένη ενέργεια στη μπαταρία θα είναι ίδια στην αρχή και στο τέλος της μέρας. Τέλος έχουμε και τετραγωνικό περιορισμό που αφορά το θερμικό όριο των γραμμών.

Οι περιορισμοί που υπάρχουν στο πρόβλημα είναι γραμμικοί και τετραγωνικοί, ανισοτικοί και ισοτικοί. Οι ανισοτικοί γραμμικοί περιορισμοί ορίζονται μέσω των

πινάκων Aineq και bineq , με τον παρακάτω τρόπο : Aineq\*x ≤ bineq και είναι οι εξής:  
[28]

Πλήθος περιορισμών	Επεξήγηση
24* n <sub>DG,total</sub>	Κάτω περιορισμός των τάσεων: Σε κάθε κόμβο, η ελάχιστη τιμή της τάσης είναι 94% της ονομαστικής. 18,8 kV δηλαδή, για ονομαστική τάση 20kV.
24* n <sub>DG,total</sub>	Άνω περιορισμός των τάσεων: Σε κάθε κόμβο, η μέγιστη τιμή της τάσης είναι 106% της ονομαστικής. 21,2 kV δηλαδή, για ονομαστική τάση 20kV.
24* n <sub>DG,total</sub>	Άνω περιορισμός της αέργου ισχύος των DG με βάση την φαινόμενη ισχύ, $Q_g \leq \sqrt{S^2 - P_g^2}$ για κάθε ώρα και κάθε DG
24* n <sub>DG,total</sub>	Κάτω περιορισμός της αέργου ισχύος των DG με βάση την φαινόμενη ισχύ, $Q_g \geq -\sqrt{S^2 - P_g^2}$ για κάθε ώρα και κάθε DG
24* n <sub>DG,total</sub>	Άνω περιορισμός της αέργου ισχύος των DG με βάση τον ΣΙ και σε συνδυασμό με τις περικοπές: $Q_g \leq \tan(\text{acos}(\text{SI\_operations\_xwrit})) \cdot (P_G - P_{G\text{curt}})$
24* n <sub>DG,total</sub>	Κάτω περιορισμός της αέργου ισχύος των DG με βάση τον ΣΙ και σε συνδυασμό με τις περικοπές: $Q_g \geq -\tan(\text{acos}(\text{SI\_operations\_epag})) \cdot (P_G - P_{G\text{curt}})$
24* n <sub>DG,total</sub>	Άνω κατακόρυφο όριο της αέργου ισχύος των DG $Q_g \leq \tan(\text{acos}(\text{SI\_Q\_limit\_xwrit})) \cdot P_{\text{Γεγκατεστημένο}}$
24* n <sub>DG,total</sub>	Κάτω κατακόρυφο όριο της αέργου ισχύος των DG $Q_g \geq -\tan(\text{acos}(\text{SI\_Q\_limit\_epag})) \cdot P_{\text{Γεγκατεστημένο}}$
24* n <sub>Store,total*2</sub>	Άνω Περιορισμός της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί ή να εξαχθεί από τις μπαταρίες $E_{\text{store},h} \leq \text{Upper\_Storage\_Capability}$
24* n <sub>Store,total*2</sub>	Κάτω Περιορισμός της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί ή να εξαχθεί από τις μπαταρίες $E_{\text{store},h} \geq \text{Lower\_Storage\_Capability}$
24* n <sub>Store,total*2</sub>	Περιορισμός ότι η ισχύς που δίνεται κάθε ώρα δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την αποθηκευμένη μέχρι την προηγούμενη ώρα
24* n <sub>Store,total/2</sub>	Περιορισμός P <sub>stor+</sub> *P <sub>stor-</sub> =0 για την μοντελοποίηση των απωλειών.
23*2	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $\text{Tap}_{i+1} - \text{Tap}_i = Z_{\text{sin}} - Z_{\text{plin}}$
1	Άνω όριο των ημερήσιων αλλαγών στον πυκνωτή στον ζυγό MT
23*2	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $\text{Bank}_{i+1} - \text{Bank}_i = Z_{\text{bank}_{\text{sin}}} - Z_{\text{bank}_{\text{plin}}}$

$1 \cdot n_{lines}$	Άνω όριο των ημερήσιων αλλαγών στον πυκνωτή επάνω σε κάθε γραμμή
$23 \cdot 2 \cdot n_{lines}$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Bankfeeder_{i+1} - Bankfeeder_i = Zbankfeeder_{sin} - Zbankfeeder_{plin}$
$4 \cdot 23 \cdot n_{lines}$	4 ανισοτικοί περιορισμοί για την λειτουργία του $Zbankfeeder_{sin} \cdot Zbankfeeder_{plin} = 0$ ακόμα και στην περίπτωση όπου δεν βρίσκεται στην αντικειμενική συνάρτηση.
$2 \cdot 23 \cdot n_{VR,total}$	Δύο ανισοτικοί περιορισμοί που στην ουσία είναι ένας ισοτικός: $Tap_{VR_{i+1}} - Tap_{VR_i} = Ztap_{VR_{sin}} - Ztap_{VR_{plin}}$
24	Περιορισμός για την ελάχιστη τιμή της τάσης στον ζυγό MT
<p>Συνολικός αριθμός γραμμικών ανισοτικών περιορισμών:</p> $24 \cdot (1 + 8 \cdot n_{DG,total} + 7 \cdot n_{Store,total}) + 23 \cdot (4 + 6 \cdot n_{lines} + 2 \cdot n_{VR,total}) + 1 + n_{lines}$	

Πίνακας 4 - Περιορισμοί προβλήματος

### 3.5 Γραμμή R220

Το δίκτυο που χρησιμοποιήθηκε για όλα τα σενάρια βελτιστοποίησης σε αυτή τη διπλωματική είναι η γραμμή R220 του Υ/Σ Γενναδίου Ρόδου.





Εικόνα 7 - Σχεδιάγραμμα γραμμής MT - R220

Όπως φαίνεται στην παραπάνω εικόνα, οι κόμβοι του δικτύου είναι πάρα πολλοί σε αριθμό. Για την παρούσα διπλωματική χρησιμοποιήθηκε μια απλοποιημένη εκδοχή της παραπάνω γραμμής η οποία φαίνεται στον παρακάτω πίνακα. [28]

ΤΕΛΙΚΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΑΠΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΓΡΑΜΜΗ R220 ΤΟΥ Υ/Σ ΓΕΝΝΑΔΙΟΥ														
	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	Node
37832	5097	1655	3827	2561	1877	6257	2802	1359	2307	5265	1049	3222	555	L (m)
	95 Cu	95 Cu	95 Cu	95 Cu	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	95 ACSR	Conductor
4548	240	488	40	540	160	0	200	1128	928	40	464	40	280	Φορτίο (kW)
2000	100	300	0	0	0	100	0	500	0	600	300	0	100	ΦΒ
3000	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	Α/Π
	-	-	-	-	-	-	ΝΑΙ	-		-	-	-	-	Πυκνωτής

Πίνακας 5 - Τελική τοπολογία μετά την απλοποίηση του δικτύου για την γραμμή R220

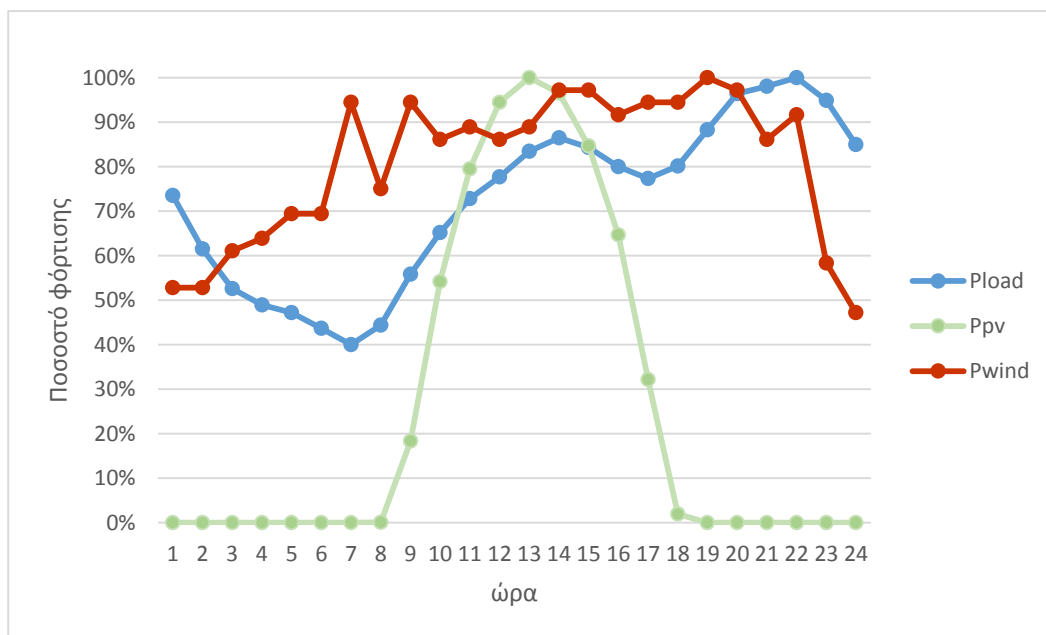
Στα σενάρια που τρέξαμε χρησιμοποιήθηκε το δίκτυο που φαίνεται στον πίνακα με μικρές αλλαγές οι οποίες θα αναφέρονται ρητά. Οι τροποποιήσεις που έγιναν αφορούν την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, δηλαδή πολλαπλασιάζαμε με ένα συντελεστή ομοιόμορφα την εγκατεστημένη ισχύ έτσι ώστε να δοκιμάσουμε διάφορα επίπεδα διείσδυσης, και την αφαίρεση του πυκνωτή.

Οι ημερήσιες χρονοσειρές που χρησιμοποιήσαμε φαίνονται στον παρακάτω πίνακα και στο διάγραμμα

Hour	Pload	Ppv	Pwind
1	73,54%	0,00%	52,78%
2	61,53%	0,00%	52,78%
3	52,62%	0,00%	61,11%
4	48,91%	0,00%	63,89%
5	47,20%	0,00%	69,44%
6	43,69%	0,00%	69,44%
7	40,00%	0,00%	94,44%
8	44,42%	0,07%	75,00%
9	55,82%	18,34%	94,44%
10	65,17%	54,15%	86,11%
11	72,84%	79,52%	88,89%
12	77,69%	94,44%	86,11%
13	83,48%	100,00%	88,89%
14	86,46%	96,52%	97,22%

15	84,29%	84,67%	97,22%
16	79,98%	64,66%	91,67%
17	77,32%	32,20%	94,44%
18	80,14%	1,94%	94,44%
19	88,26%	0,00%	100,00%
20	96,39%	0,00%	97,22%
21	98,06%	0,00%	86,11%
22	100,00%	0,00%	91,67%
23	94,85%	0,00%	58,33%
24	84,96%	0,00%	47,22%

Πίνακας 6 - Ποσοστό φόρτισης της παραγωγής και της κατανάλωσης ανά ώρα



Εικόνα 8 - Ποσοστό φόρτισης ανά ώρα

Σε κάθε κόμβο το φορτίο ανά ώρα είναι το ποσοστό του μέγιστου φορτίου. Για τα φωτοβολταϊκά και τις ανεμογεννήτριες ομοίως ανά ώρα πολλαπλασιάζουμε το ποσοστό φόρτισης με την εγκατεστημένη ισχύ του κόμβου για να βρούμε την παραγωγή ΑΠΕ ανά ώρα.



## 4. ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ

### 4.1 Γενικά

Στο κεφάλαιο 4 μελετήσαμε το μείγμα της αντικειμενικής συνάρτησης που αφορά την ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος που παράγουν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Ο λόγος που μελετήσαμε τη συγκεκριμένη παράμετρο είναι επειδή παρατηρήσαμε ότι σε μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο όταν έχουμε πολυκριτηριακή βελτιστοποίηση η λύση που βγάζει ο αλγόριθμος επιβαρύνει τα μικρά φωτοβολταϊκά οδηγώντας τα να δουλεύουν συνέχεια στα όρια παραγωγής αέργου ισχύος, ενώ το μεγάλο αιολικό πάρκο της γραμμής λειτουργεί με καλύτερο Σ.Ι.

Για την διερεύνηση του προβλήματος αυτού έγινε έρευνα που αφορούσε την αλλαγή της αντικειμενικής συνάρτησης. Η δοκιμή που έγινε είναι η εξής αντί του έκτου τμήματος της αντικειμενικής συνάρτησης, δηλαδή την ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος που παράγεται ή καταναλώνεται από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, να δοκιμάσουμε να κάνουμε ελαχιστοποίηση στα εξής:

- του όρου  $\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} \frac{Qg_{i,j}^2}{Pg_{i,j}^2}$  για όλες τις ώρες που η παραγωγή δεν είναι 0, δηλαδή ελαχιστοποίηση του  $(\tan \varphi)^2$  που συνεπάγεται την μεγιστοποίηση του  $\cos\varphi$  και άρα την βελτιστοποίηση του Σ.Ι.
- του όρου  $\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{n_{DGtotal}} \frac{Qg_{i,j}^2}{Pg_{\epsilonγκ}^2}$  που κανονικοποιεί το αποτέλεσμα με βάση το μέγεθος της διεσπαρμένης παραγωγής.

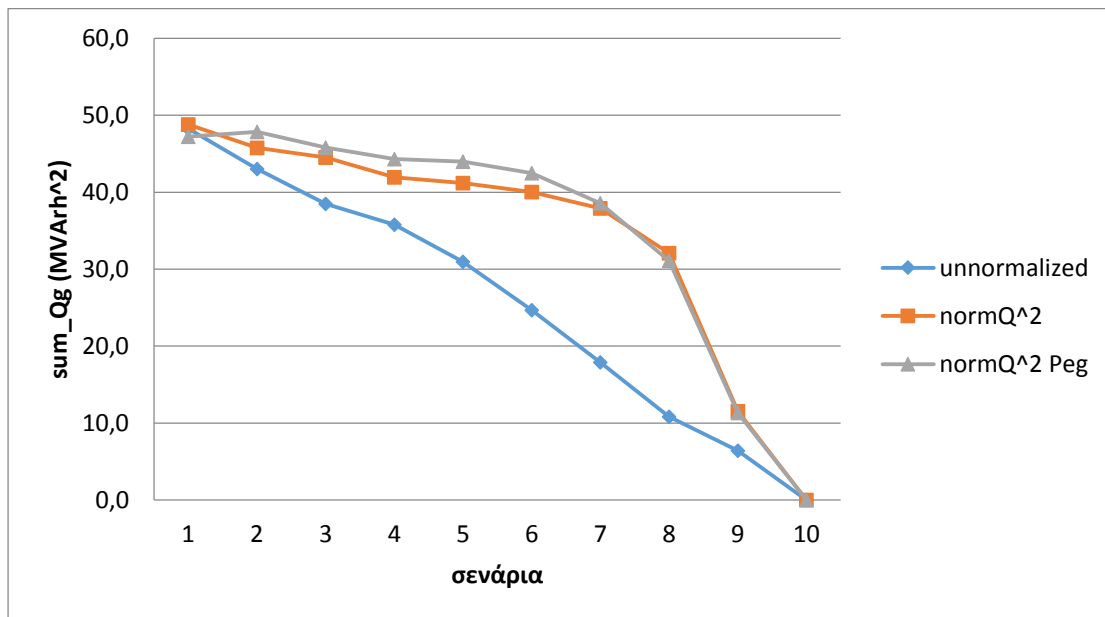
### 4.2 Ανάλυση αποτελεσμάτων

Τα σενάρια που τρέξαμε αφορούν τη γραμμή R220 της Ρόδου με συντελεστή scale up 1,95 και 3,17 δηλαδή ομοίμορφη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύς της γραμμής ώστε η γραμμή να έχει στη μια περίπτωση 9 MW και στην δεύτερη περίπτωση 15 MW εγκατεστημένη ισχύ. Στα δυο αυτά σενάρια του δικτύου εφαρμόσαμε πολυκριτηριακή βελτιστοποίηση για κάθε ένα από τους τρεις τρόπους που περιγράψαμε πριν, δηλαδή ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος, ελαχιστοποίηση του  $(\tan \varphi)^2$  και ελαχιστοποίηση του  $\frac{Qg_{i,j}^2}{Pg_{\epsilonγκ}^2}$ . Στο μείγμα της αντικειμενικής συνάρτησης χρησιμοποιήσαμε την ελαχιστοποίηση των αλλαγών στα taps του ΣΑΤΥΦ (wtap) κατά 3%, την ελαχιστοποίηση της αέργου ισχύος που μεταφέρεται μέσω του Μ/Σ (wQms) κατά 3%, την βελτιστοποίηση του προφίλ της τάσης (wdv) και την βελτιστοποίηση της παραγωγής αέργου ισχύος (wQg) με τους τρεις τρόπους που περιγράψαμε. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται αναλυτικά τα 10 σενάρια με τα διαφορετικά βάρη στην κάθε αντικειμενική συνάρτηση που χρησιμοποιήσαμε.

σενάριο	Είδος ο.φ.
1	wdv=0.91,wtap=0.03,wQMS=0.03,wQg=0.03
2	wdv=0.81,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.13
3	wdv=0.71,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.23
4	wdv=0.61,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.33
5	wdv=0.51,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.43
6	wdv=0.41,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.53
7	wdv=0.31,wtap=0.03,wQMS=0.03,wQg=0.63
8	wdv=0.21,wtap=0.03,wQMS=0.03,wQg=0.73
9	wdv=0.11,wtap=0.03,wQMS=0.03, wQg=0.83
10	wQg=1

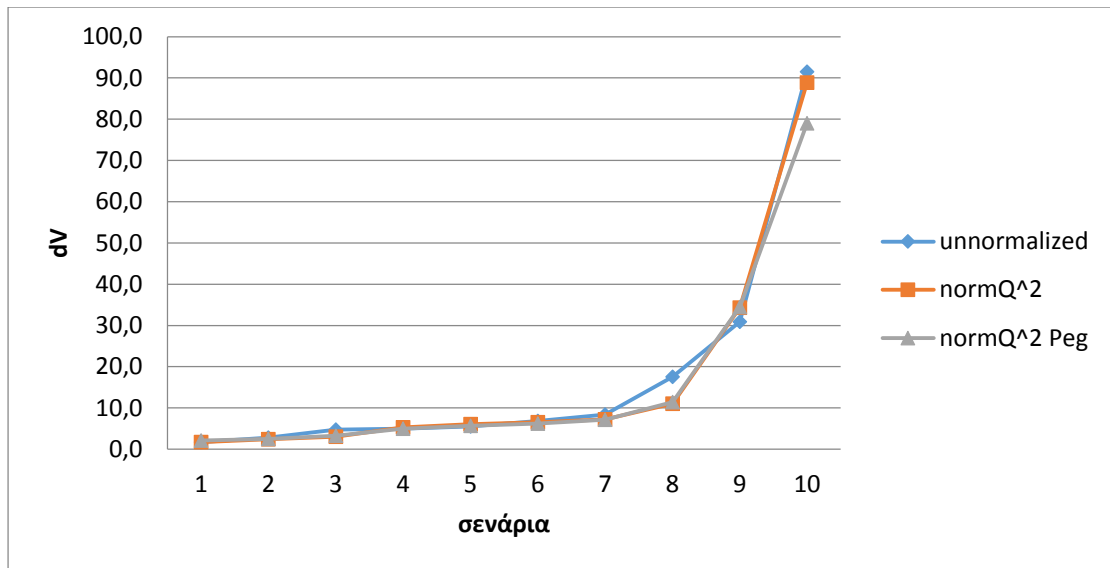
Εικόνα 9 - Μείγμα αντικειμενικής συνάρτησης στα σενάρια που επεξεργαστήκαμε

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τις παραπάνω προσομοιώσεις για την περίπτωση του δικτύου με την εγκατεστημένη ισχύ 9MW φαίνονται στα επόμενα διαγράμματα.



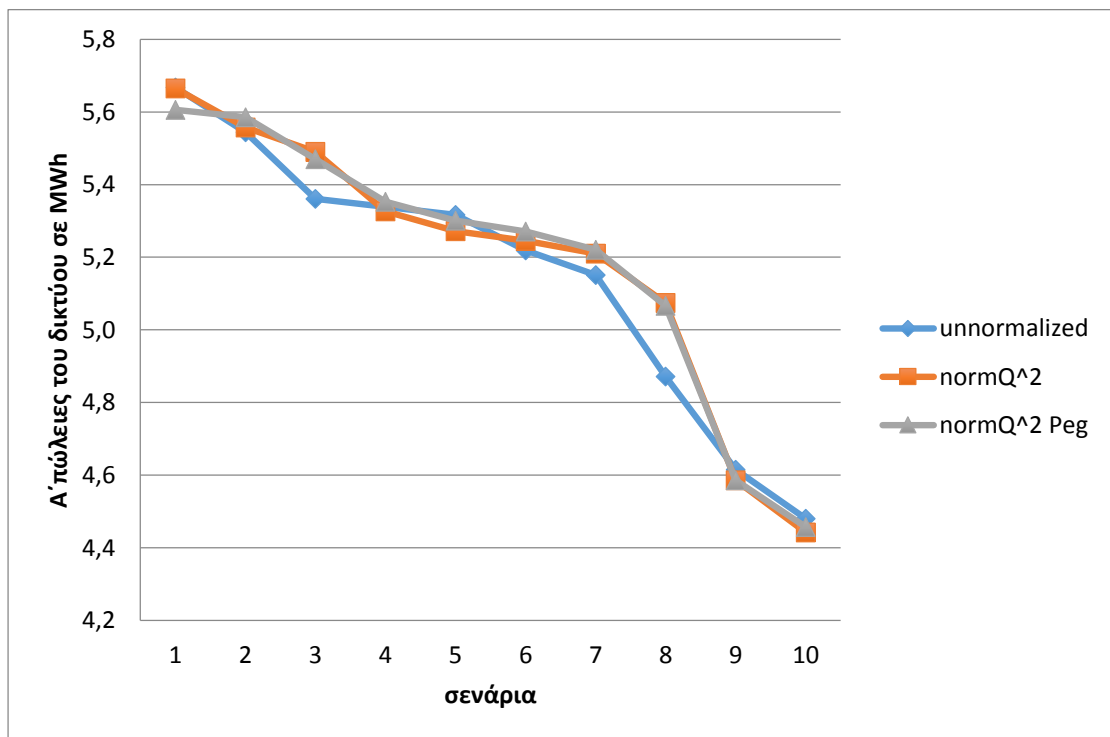
Εικόνα 10 - Παραγωγή αέργου ισχύος από μονάδες ΔΠ για κάθε περίπτωση κανονικοποίησης στην αντικειμενική συνάρτηση και για κάθε σενάριο

Στο παραπάνω διάγραμμα βλέπουμε για κάθε ένα από τα 10 σενάρια και για κάθε περίπτωση κανονικοποίησης του μέρους της αντικειμενικής συνάρτησης που αφορά την παραγωγή αέργου ισχύος από της μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι όταν βελτιστοποιούμε τον ΣΙ έχουμε περισσότερη παραγωγή αέργου ισχύος από της μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.



Εικόνα 11 - Αθροισμα απόκλισης του τετραγώνου της τάσης από την ονομαστική τιμή για κάθε ένα σενάριο

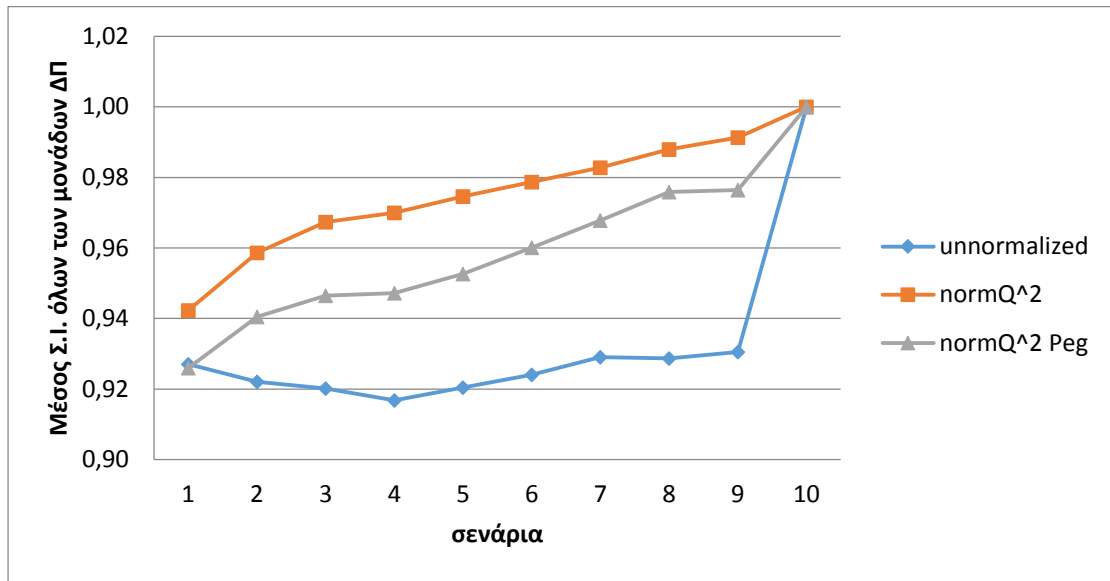
Στο παραπάνω διάγραμμα βλέπουμε την απόκλιση της τάσης του δικτύου από την ονομαστική για όλα τα σενάρια. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι υπάρχουν πολύ μικρές αποκλίσεις ανάμεσα στα τρία διαφορετικά σενάρια.



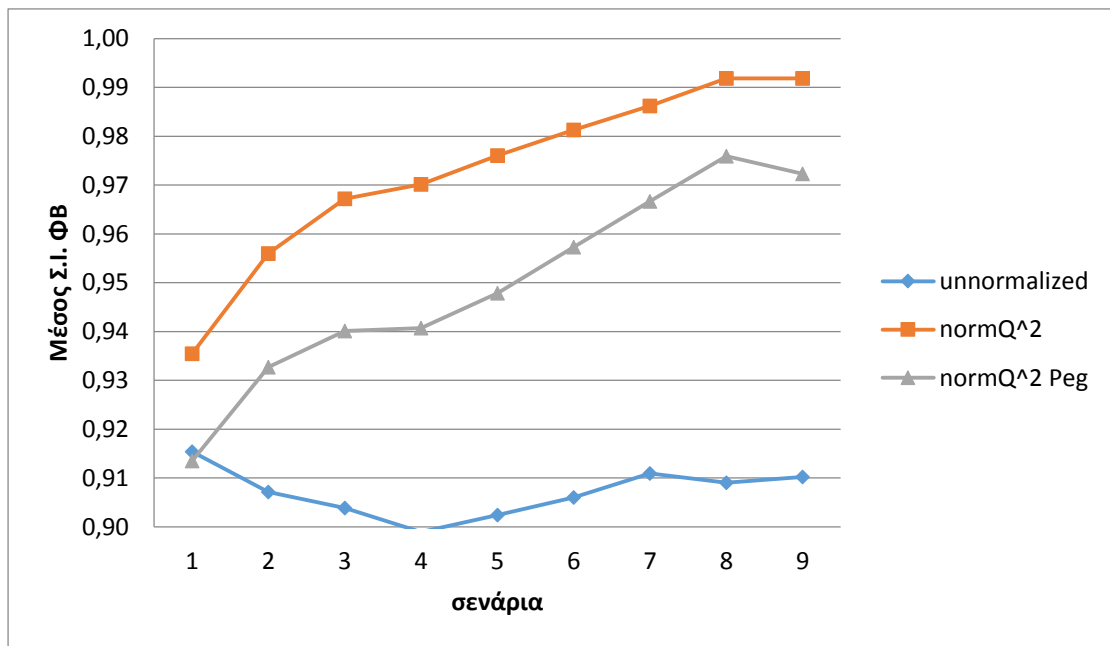
Εικόνα 12 - Απώλειες δικτύου σε MWh για όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν

Στο παραπάνω διάγραμμα φαίνονται οι απώλειες του δικτύου για τις τρεις περιπτώσεις της αντικειμενικής συνάρτησης. Οι αποκλίσεις ανάμεσα στις τρεις περιπτώσεις είναι πολύ μικρές.

Στα επόμενα τρία διαγράμματα φαίνονται ο μέσος όρος του ΣΙ για όλες της μονάδες ΑΠΕ και ξεχωριστά ανά κατηγορία ΑΠΕ.

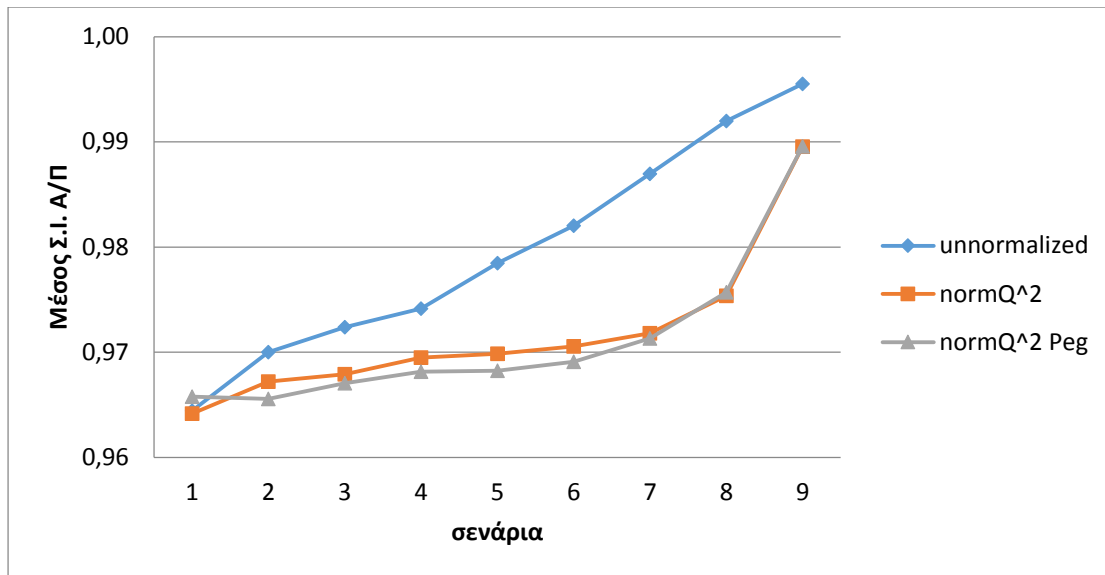


Εικόνα 13 - Μέσος όρος ΣΙ για όλες τις μονάδες ΔΠ για όλες τις ώρες



Εικόνα 14 - Μέσος όρος Σ.Ι. των φωτοβολταϊκών για όλες τις ώρες





Εικόνα 15 - Μέσος όρος Σ.Ι. του αιολικού για όλες τις ώρες

Αυτό που παρατηρούμε από τα προηγούμενα διαγράμματα είναι ότι όταν στην αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιούμε την άεργο ισχύ ο μέσος όρος του Σ.Ι των μονάδων είναι πολύ χαμηλός περίπου 0,92. Αυτή η τιμή προκύπτει για μέσο όρο του ΣΙ στα φωτοβολταϊκά περίπου 0,90 και για το αιολικό 0,97. Ουσιαστικά οι μονάδες των φωτοβολταϊκών παράγουν αναλογικά περισσότερη άεργο ισχύ. Με το να χρησιμοποιήσουμε στην αντικειμενική συνάρτηση την βελτιστοποίηση του ΣΙ πετυχαίνουμε να έχουμε πιο «δίκαιη» μοιρασιά της παραγωγής αέργου ισχύος.

Η ελαχιστοποίηση του μέσου Σ.Ι.(normalized\_Pgi) μας οδηγεί σε μεγαλύτερες διαθέσιμες ποσότητες αέργων καθώς θεωρεί "ισοδύναμες" τις καταστάσεις που το A/Π λειτουργεί με 0,97 και ένα μικρό ΦΒ λειτουργεί επίσης με 0,97. Στην πραγματικότητα όμως το A/Π θα δώσει πολλαπλάσια άεργα από το μικρό ΦΒ με αποτέλεσμα να έχουμε καλύτερη ρύθμιση τάσης (δηλαδή dV). Το ίδιο συμβαίνει και μεταξύ των καταστάσεων που αφορούν το ίδιο πάρκο (π.χ. A/Π) σε διαφορετικές ώρες. δηλαδή θεωρεί "ισοδύναμες" τις καταστάσεις να λειτουργεί το A/Π με 0,98 σε 2 ώρες που στην πράξη όμως παράγουν πολύ διαφορετική ενεργό ισχύ.

Για παράδειγμα στην περίπτωση με  $wQg=0,83$  έχουμε:

unnormalized/normalized			
Φ/Β	Qg	3,93/3,75	(9,14 / 4,23 σε απόλυτες τιμές)
Φ/Β	Σ.Ι	0,91/0,992	
ΑΠ	Qg	-5,23 / -9,63	( 9,36 / 14,2 σε απόλυτες τιμές)
ΑΠ	Σ.Ι	0,995/0,99	

Πίνακας 7 - Παράδειγμα για την παραγωγή αέργου ισχύος από Φ/Β και ΑΠ

### 4.3 Συμπεράσματα

Από όλα τα παραπάνω σενάρια που τρέξαμε και αναλύσαμε, καθώς και από την περίπτωση με την εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΑΠΕ ισχύος 15 MW που επεξεργαστήκαμε αλλά δεν παρουσιάσαμε τα αποτελέσματα παραπάνω διότι προκύπτουν τα ίδια συμπεράσματα, τα συμπεράσματα που βγάλαμε είναι ότι αξίζει να χρησιμοποιήσουμε στο μείγμα της αντικειμενικής συνάρτησης την βελτιστοποίηση του Σ.Ι. Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν είναι η παραγωγή αέργου ισχύος να μοιράζεται εξίσου και αναλογικά σε όλες τις μονάδες σε αντίθεση με την πρότερη περίπτωση που είχαμε υψηλή φόρτιση στα φωτοβολταϊκά με πολύ κακό ΣΙ και λιγότερη φόρτιση στο αιολικό. Οι απώλειες του δικτύου και η απόκλιση της τάσης δεν παρουσιάζουν αλλαγές. Ενώ η παραγωγή αέργου ισχύος από της μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνεται.

## 5. ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 5.1 Γενικά

Η αποθήκευση ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από ένα σύνολο μεθόδων οι οποίες χρησιμοποιούνται για να αποθηκεύσουν ηλεκτρική ενέργεια σε μεγάλη ή μικρή κλίμακα στο δίκτυο. Η ηλεκτρική ενέργεια αποθηκεύεται κατά την διάρκεια όπου η παραγωγή από ΑΠΕ ξεπερνάει την κατανάλωση και επιστρέφεται στο δίκτυο όταν χρειάζεται για κατανάλωση.

Η μονάδα αποθήκευσης συνδέεται με ένα σύστημα ηλεκτρονικών ισχύος στο δίκτυο. Το σύστημα αυτό μετατρέπει το ρεύμα από συνεχές σε εναλλασσόμενο και αντίστροφα. Στην πλευρά της μπαταρίας το ρεύμα είναι συνεχές ενώ στην πλευρά του δικτύου έχουμε εναλλασσόμενο ρεύμα.

Στην ανάλυση που έχουμε κάνει στη συγκεκριμένη διπλωματική για την χρήση αποθήκευσης στο πρόβλημα της βελτιστοποίησης θεωρούμε ότι τα ηλεκτρονικά ισχύος που χρησιμοποιούν οι συσκευές αποθήκευσης έχουν σταθερή ισχύ στην AC πλευρά του δικτύου. Π.χ. αν έχουμε δώσει ως ισχύ της μπαταρίας 1MW τότε η μέγιστη ενέργεια που μπορεί να απορροφήσει από το δίκτυο σε μια ώρα είναι 1MWh και μπορεί να αποθηκευτεί στην μπαταρία 0,9MWh (αν έχω θεωρήσει απόδοση 90%), ενώ όταν επιστρέφεται ενέργεια στο δίκτυο για να φτάσει στο δίκτυο 1MWh πρέπει να μειωθεί η ενέργεια της μπαταρίας κατά  $1/0,9=1,11\text{MWh}$ . Με αυτόν τον τρόπο στην AC πλευρά έχω δυνατότητα διακίνησης ισχύος 1MW ενώ στην DC πλευρά της μπαταρίας η ισχύς εξαρτάται από το αν εισέρχεται (0,9MW) ή αν εξέρχεται (1,11MW).

Στην αντίθετη περίπτωση μπορώ να έχω σταθερή ισχύ στην DC πλευρά της μπαταρίας με μικρές αλλαγές στον κώδικα. Σε αυτή την περίπτωση θα μπορεί να αποθηκευτεί και να εξαχθεί από την μπαταρία η ίδια ισχύς – ενέργεια. Π.χ. αν η ισχύς στην DC πλευρά είναι 1MW τότε για να αποθηκευτεί 1MWh θα χάνεται από το δίκτυο 1.1MWh. Αντίστοιχα όταν εξάγεται ενέργεια από την μπαταρία θα χάνεται 1MWh και θα καταλήγει στο δίκτυο 0.9MWh.

Στα σενάρια που τρέξαμε στην παρούσα διπλωματική χρησιμοποιήσαμε την περίπτωση να έχουμε σταθερή ισχύ στην AC πλευρά. Οι διαφοροποιήσεις που προκύπτουν για την μία ή την άλλη περίπτωση είναι αμελητέες και δεν επηρεάζουν τα συμπεράσματα που προέκυψαν.

### 5.2 Μοντελοποίηση μπαταρίας στο πρόβλημα βελτιστοποίησης της λειτουργίας του δικτύου

Για τη λειτουργία της μπαταρίας στο πρόβλημα θεωρούσαμε ότι η μπαταρία είναι ιδανική, δηλαδή ότι δεν υπάρχουν απώλειες ενέργειας στη λειτουργία της μπαταρίας. Μέρος της παρούσας διπλωματικής ήταν να μοντελοποιηθούν οι απώλειες και να προστεθούν στο πρόβλημα.

Παρακάτω θα γίνει η ανάλυση μόνο για μία ώρα με τον ίδιο τρόπο που έγινε για όλο το εικοσιτετράωρο. Τα όρια της μεταβλητής  $P_{stor}$  ήταν

$$-P_{stor,εγκ} \leq P_{stor} \leq P_{stor,εγκ}$$

Η μεταβλητή παίρνει θετικές τιμές όταν μεταφέρεται ενέργεια από την μπαταρία στο δίκτυο και αρνητικές τιμές όταν από το δίκτυο αποθηκεύεται ενέργεια στην μπαταρία. Για την μοντελοποίηση θα σπάσουμε την μεταβλητή σε δυο μεταβλητές, μια θετική και μια αρνητική

$$0 \leq P_{stor1} \leq P_{stor,εγκ} \text{ και } -P_{stor,εγκ} \leq P_{stor2} \leq 0.$$

Η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία θα είναι

$$E_{store,h} = Starting_{Energy} - \sum_{i=1}^h P_{store1,h} - \sum_{i=1}^h P_{store2,h}$$

η οποία μας δίνει ακριβώς το ίδιο αποτέλεσμα με όταν είχαμε μία μεταβλητή. Στη συνέχεια προσθέσαμε στον κώδικα μία μεταβλητή `storage_efficiency` στην οποία δίνουμε σαν είσοδο την απόδοση της μπαταρίας π.χ. `storage_efficiency=0.9`, δηλαδή ότι η απόδοση της μπαταρίας είναι 90%. Τότε θέλουμε όταν το  $P_{stor1} \geq 0$  δηλαδή όταν μεταφέρεται ενέργεια από την μπαταρία στο δίκτυο να χάνεται από την μπαταρία  $\frac{P_{stor1}}{storage\_efficiency}$  και να πηγαίνει στο δίκτυο  $P_{stor1}^1$ . Σε αυτήν την περίπτωση οι απώλειες της μπαταρίας είναι  $(\frac{1}{storage\_efficiency} - 1) * P_{stor1}$ . Στην αντίθετη περίπτωση δηλαδή για την δεύτερη μεταβλητή  $P_{stor2} \leq 0$  όπου μεταφέρεται ενέργεια από το δίκτυο στην μπαταρία θέλουμε να φεύγει από το δίκτυο ενέργεια και ισχύς  $|P_{stor2}|$  και να αποθηκεύεται στην μπαταρία  $|storage\_efficiency * P_{stor2}|$ . Άρα τελικά η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία θα είναι

$$E_{store,h} = Starting_{Energy} - \sum_{i=1}^h \frac{P_{store1,h}}{storage\_efficiency} - \sum_{i=1}^h storage\_efficiency * P_{store2,h}$$

Στην μπαταρία έχουμε ορίσει τα `upper_storage_capability` και `lower_storage_capability`, δηλαδή τη μέγιστη και την ελάχιστη δυνατή

---

<sup>1</sup> Επειδή το πρόβλημα το λύνουμε ανά ώρα η μεταβλητή  $P_{stor}$  αφορά την ισχύ σε MW που απορροφάτε ή αποδίδεται στο δίκτυο, στην πλευρά της μπαταρίας επειδή αφορά την ισχύ που δίνεται για μια ώρα μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η μονάδα της είναι MWh που αποθηκεύονται στην μπαταρία.

αποθηκευμένη ενέργεια καθώς και την  $starting\_energy$ , δηλαδή την ενέργεια που είναι αρχικά αποθηκευμένη στην μπαταρία. Έτσι τελικά προκύπτει:

$Lower Storage_{capability}$

$$\leq Starting_{Energy} - \sum_{i=1}^h \frac{P_{store1.h}}{storage_{efficiency}}$$

$$- \sum_{i=1}^h storage_{efficiency} * P_{store2.h} \leq Upper Storage_{capability}$$

Τα παραπάνω αφορούν τον περιορισμό της αποθηκευμένης ενέργειας στην μπαταρία. Στο πρόβλημα έχουμε ακόμα τον περιορισμό ότι η ενέργεια που δίνει η μπαταρία στο δίκτυο δεν πρέπει να είναι μεγαλύτερη από την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη μέχρι εκείνη την ώρα, δηλαδή  $P_{store1,h} \leq E_{store,h}$ .

Το πρόβλημα που προκύπτει από τα παραπάνω είναι ότι η Cplex μπορεί να δώσει για κάθε ώρα τιμή και στις δυο μεταβλητές της μπαταρίας. Δηλαδή ενώ θέλουμε η μπαταρία να δώσει για παράδειγμα 0.5 MW στο δίκτυο, αυτό μπορεί να συμβεί με τις μεταβλητές να παίρνουν τις εξής τιμές:  $P_{stor1} = 1$  και  $P_{stor2} = -0.5$ , πράγμα το οποίο δεν θέλουμε να συμβαίνει. Γι' αυτό προκύπτει η ανάγκη ενός νέου περιορισμού  $P_{stor1} \times P_{stor2} = 0$ . Ο περιορισμός αυτός είναι τετραγωνικός, αφού υπάρχει το γινόμενο δυο μεταβλητών. Στην προσπάθεια να βάλουμε τον περιορισμό αυτό στη Cplex βγήκε σφάλμα το ότι ο πίνακας  $Q_c$  που δώσαμε είναι not positive semi-definite. Για να προσπεράσουμε το πρόβλημα βρήκαμε μια μέθοδο που κάνει γραμμικοποίηση του περιορισμού.

### Γραμμικοποίηση του γινομένου μιας δυαδικής και μιας συνεχούς μεταβλητής

Υποθέτουμε ότι έχουμε την έκφραση  $z = A \times x$ , όπου η  $A$  είναι συνεχής μεταβλητή και η  $x$  είναι δυαδική μεταβλητή.

Αν  $0 \leq A \leq \bar{A}$  τότε μπορούμε να αντικαταστήσουμε το γινόμενο με τους εξής περιορισμούς:

$$z \leq \bar{A} \times x$$

$$z \leq A$$

$$z \geq A - (1 - x) \times \bar{A}$$

$$z \geq 0$$

### Γραμμικοποίηση του περιορισμού $P_{stor1} \times P_{stor2} = 0$

Για την γραμμικοποίηση του περιορισμού θα φτιάξω μια επιπλέον δυαδική μεταβλητή  $x$  (στον κώδικα την επιπλέον μεταβλητή την έχω ονομάσει  $P_{storez\_z}$ ). Έτσι μπορούμε να μετατρέψουμε το γινόμενο

$$P_{stor1} \times P_{stor2} = 0 \rightarrow P_{stor1} \times x + P_{stor2} \times (1 - x) = 0$$

Για

$$x = 0 \rightarrow P_{stor2} = 0$$

$$x = 1 \rightarrow P_{stor1} = 0$$

$$\begin{aligned} P_{stor1} \times x + P_{stor2} \times (1 - x) = 0 &\rightarrow P_{stor1} \times x + P_{stor2} - P_{stor2} \times x = 0 \\ &\rightarrow -P_{stor2} = x \times (P_{stor1} - P_{stor2}) \end{aligned}$$

Τώρα μπορώ να θεωρήσω  $z = -P_{stor2}$  και  $A = P_{stor1} - P_{stor2}$  με  $\bar{A} = \overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}$  και οι παραπάνω περιορισμοί για το πρόβλημα μας πλέον θα είναι:

- $z \leq \bar{A} \times x \rightarrow -P_{stor2} \leq (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x$   
 $\rightarrow -P_{stor2} - (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq 0$
- $z \leq A \rightarrow -P_{stor2} \leq P_{stor1} - P_{stor2} \rightarrow P_{stor1} \geq 0$  που ισχύει πάντα αφού  
 $0 \leq P_{stor1} \leq \overline{P_{stor1}}$
- $z \geq A - (1 - x) \times \bar{A} \rightarrow -P_{stor2} \geq P_{stor1} - P_{stor2} - (1 - x) \times \bar{A} \rightarrow P_{stor1} + \bar{A} \times x \leq \bar{A} \rightarrow P_{stor1} + (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}})$
- $z \geq 0 \rightarrow -P_{stor2} \geq 0 \rightarrow P_{stor2} \leq 0$  που ισχύει πάντα αφού  
 $\overline{P_{stor2}} \leq P_{stor2} \leq 0$

Αφού οι δυο περιορισμοί εκφυλίστηκαν αρκεί να προσθέσω στο πρόβλημα τους δυο περιορισμούς:

- $-P_{stor2} - (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq 0$
- $P_{stor1} + (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}})$

Έλεγχος των περιορισμών:

$$\text{Για } x = 0 \text{ έχω } -P_{stor2} \leq 0 \xrightarrow{P_{stor2} \leq 0} P_{stor2} = 0$$

$$\text{Για } x = 1 \text{ έχω } P_{stor1} \leq 0 \xrightarrow{P_{stor1} \geq 0} P_{stor1} = 0$$

Παράδειγμα: έστω ότι πρόκειται να τοποθετήσουμε μια μπαταρία 1MW με 5MWh δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Τότε θα έχουμε  $-1 \leq P_{stor} \leq 1$  το οποίο θα σπάσει σε  $0 \leq P_{stor1} \leq 1$  και  $-1 \leq P_{stor2} \leq 0$ , οι δυο περιορισμοί που πρέπει να προστεθούν στο πρόβλημα ώστε να προκύπτει ο περιορισμός  $P_{stor1} \times P_{stor2} = 0$  είναι:

- $-P_{stor2} - (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq 0 \rightarrow -P_{stor2} - (1 - (-1)) \times x \leq 0 \rightarrow -P_{stor2} - 2 \times x \leq 0$
- $P_{stor1} + (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \times x \leq (\overline{P_{stor1}} - \overline{P_{stor2}}) \rightarrow P_{stor1} + (1 - (-1)) \times x \leq (1 - (-1)) \rightarrow P_{stor1} + 2 \times x \leq 2$

Για  $x = 0$  έχω  $-P_{stor2} \leq 0 \xrightarrow{P_{stor2} \leq 0} P_{stor2} = 0$

Για  $x = 1$  έχω  $P_{stor1} \leq 0 \xrightarrow{P_{stor1} \geq 0} P_{stor1} = 0$

Οι αλλαγές που έγιναν στον κώδικα για να μοντελοποιήσουμε τις παραπάνω αλλαγές είναι:

- Προστέθηκε στην αρχή του κώδικα η απόδοση της μπαταρίας `storage_efficiency=0.9;`
- Είσοδος του αριθμού των μπαταριών που έχουμε και για κάθε μπαταρία την θέση(κόμβο) που βρίσκεται, την μέγιστη ενεργό ισχύ που μπορεί να διακινήσει, την μέγιστη και ελάχιστη αποθηκευμένη ενέργεια που μπορεί να δεχτεί, την αρχική αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία και τον Συντελεστή Ισχύος.
- Στη συνέχεια προσθέτουμε στον ίδιο κόμβο δυο μπαταρίες μια θετική και μια αρνητική με ακριβώς τα ίδια χαρακτηριστικά εκτός του ΣΙ που στην δεύτερη μπαταρία τον βάζουμε 0 ώστε να μην μας δίνει άεργο ισχύ.
- Φτιάχνουμε τα καινούρια όρια των μεταβλητών `Pstor1`, `Pstore2` και `Pstorez_z`
- Τροποποιούμε τον περιορισμό της αποθηκευμένης ενέργειας στην μπαταρία ώστε να λειτουργεί με τις απώλειες της μπαταρίας.
- Μετατροπή του περιορισμού ισότητας της ενέργειας της μπαταρίας στην αρχή και το τέλος της ημέρας
- Προσθήκη του περιορισμού  $P_{stor1} \times P_{stor2} = 0$
- Προσθήκη στην αντικειμενική συνάρτηση των απωλειών της μπαταρίας ώστε να μπορούμε να τις ελαχιστοποιούμε μαζί με τις απώλειες του δικτύου.

Η μεταβλητή  $P_{stor1}$  είναι θετική και αφορά την ενέργεια που μεταφέρεται από την μπαταρία στο δίκτυο, άρα μειώνεται η ενέργεια της μπαταρίας κατά  $\frac{P_{stor1}}{storage\_efficiency}$  και φτάνει στο δίκτυο  $P_{stor1}$  άρα οι απώλειες σε αυτήν την περίπτωση είναι  $(\frac{1}{storage\_efficiency} - 1) * P_{stor1}$ . Η μεταβλητή  $P_{stor2}$  είναι αρνητική και αφορά την ενέργεια που μεταφέρεται από το δίκτυο στην μπαταρία, άρα η ενέργεια που φεύγει από το δίκτυο είναι  $|P_{stor2}|$  και αποθηκεύεται στην μπαταρία  $|storage\_efficiency * P_{stor2}|$  δηλαδή οι απώλειες είναι  $(storage\_efficiency - 1) * P_{stor2}$  αφού  $P_{stor2} \leq 0$

### 5.3 Επίδραση της αποθήκευσης στις τάσεις και τις απώλειες της γραμμής R220

#### 5.3.1 Επίδραση θέσης και μεγέθους της αποθήκευσης στις τάσεις και στις απώλειες του δικτύου

Στη γραμμή R220 που περιγράψαμε στο κεφάλαιο 3.4 δοκιμάσαμε να βάλουμε μπαταρία σε όλους τους κόμβους του δικτύου και να δούμε την επίδραση που επιφέρει στις τάσεις και στις απώλειες του δικτύου.

Η γραμμή R220 έχει 13 κόμβους, συνολικό μήκος 37,8 km, 4,5 MW μέγιστο φορτίο και ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 5 MW (3MW σε ένα αιολικό πάρκο και 2 MW διασκορπισμένα φωτοβολταϊκά). Στις προσομοιώσεις που τρέξαμε αφαιρέσαμε τον πυκνωτή για να μπορούμε να βγάλουμε πιο αξιόπιστα συμπεράσματά για την μπαταρία. Επίσης ανάλογα το σενάριο που θα περιγράψουμε πιο κάτω έχουμε χρησιμοποιήσει ένα συντελεστή *scale\_up* για να αυξάνουμε ομοιόμορφα την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Οι συντελεστές *scale\_up* που χρησιμοποιήσαμε για τις δοκιμές είναι 0, 1, 2. Δηλαδή δοκιμάσαμε για την παραπάνω γραμμή την περίπτωση να έχουμε μόνο φορτία χωρίς ΑΠΕ, την πραγματική περίπτωση που υπάρχει στο δίκτυο και μία τρίτη περίπτωση, δηλαδή να έχουμε στην γραμμή το ίδιο φορτίο και διπλάσια εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Σε όλες τις περιπτώσεις θεωρούμε ότι οι ΑΠΕ δίνουν μόνο ενεργό ισχύ.

Οι δοκιμές που κάναμε είναι να τοποθετήσουμε διαδοχικά σε όλους τους κόμβους του δικτύου μια μπαταρία. Δοκιμάσαμε αυτή η μπαταρία να είναι 1, 2 και 3 MW και με αντίστοιχη δυνατότητα εκμεταλλεύσιμης αποθήκευσης ενέργειας 4, 8 και 12 MWh. Κάθε δοκιμή έγινε μια φορά με  $\Sigma I=1$ , δηλαδή η μπαταρία να διακινεί μόνο ενεργό ισχύ και μια φορά με  $\Sigma I=0,95$  επαγωγικό και χωρητικό, δηλαδή να μπορεί να διακινήσει άεργο ισχύ ίση με  $Q = P_{εγκ} * \tan(\cos^{-1}(0.95))$  όπου  $P_{εγκ} = 1,2,3$ .

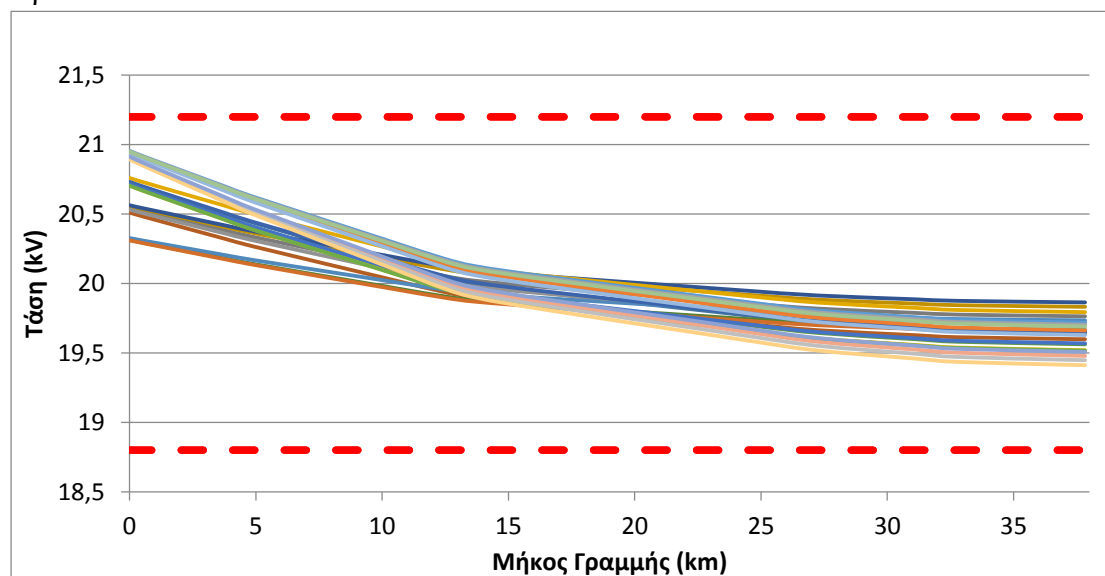
Τα παραπάνω διαφορετικά σενάρια του δικτύου τα δώσαμε σαν είσοδο στη CPLEX για να λύσει την βελτιστοποίηση. Σαν αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βάλουμε να βελτιστοποιεί μόνο την τετραγωνική απόκλιση της τάσης για όλες τις ώρες για όλους τους κόμβους  $\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{total\ nodes} (V_{i,j} - V_{nom})^2$  και σαν δεύτερο σενάριο να βελτιστοποιεί 85% της τάσης, κατά 5% τις μεταβολές στα taps του μετασχηματιστή και κατά 10% τις απώλειες του δικτύου που συμπεριλαμβάνουν τις απώλειες των γραμμών και τις απώλειες της μπαταρίας.

Ουσιαστικά τα τρεξίματα που έγιναν στην CPLEX αφορούσαν 2 φορές τις διαφορετικές αντικειμενικές συναρτήσεις που βάλουμε, 2 φορές τον  $\Sigma I$  της μπαταρίας, 3 φορές το *scale\_up*, 3 φορές το μέγεθος της μπαταρίας και 13 φορές τη θέση της μπαταρίας στο δίκτυο. Σύνολο 468 βελτιστοποιήσεις, των οποίων τα αποτελέσματα αποθηκεύτηκαν στο excel. Όλα τα παραπάνω σενάρια τα συγκρίναμε με ένα base case σενάριο το οποίο είναι η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου όταν δεν υπάρχει μπαταρία καθόλου. Σε αυτό το σενάριο μπορεί να βελτιωθεί μόνο η τάση με έλεγχο της μεταβλητής tap.



### Για την περίπτωση με scale up=0

Σε αυτή την περίπτωση έχουμε μία γραμμή με μόνο φορτία. Ύστερα από την βελτιστοποίηση χωρίς μπαταρία προκύπτει η επιλογή του tap στο ΣΑΤΥΦ για να έχουμε την καλύτερη δυνατή τάση κατά μήκος του δικτύου. Η τάση που προέκυψε φαίνεται στην επόμενη εικόνα. Κάθε γραμμή αφορά την τάση όλου του δικτύου για μια ώρα.

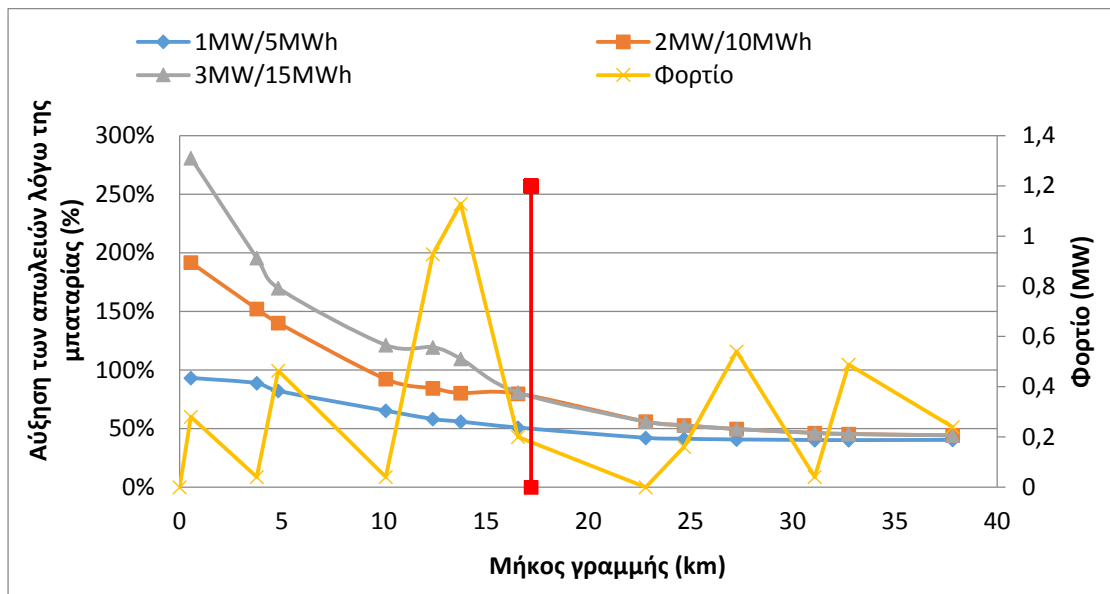


Εικόνα 16 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής MT

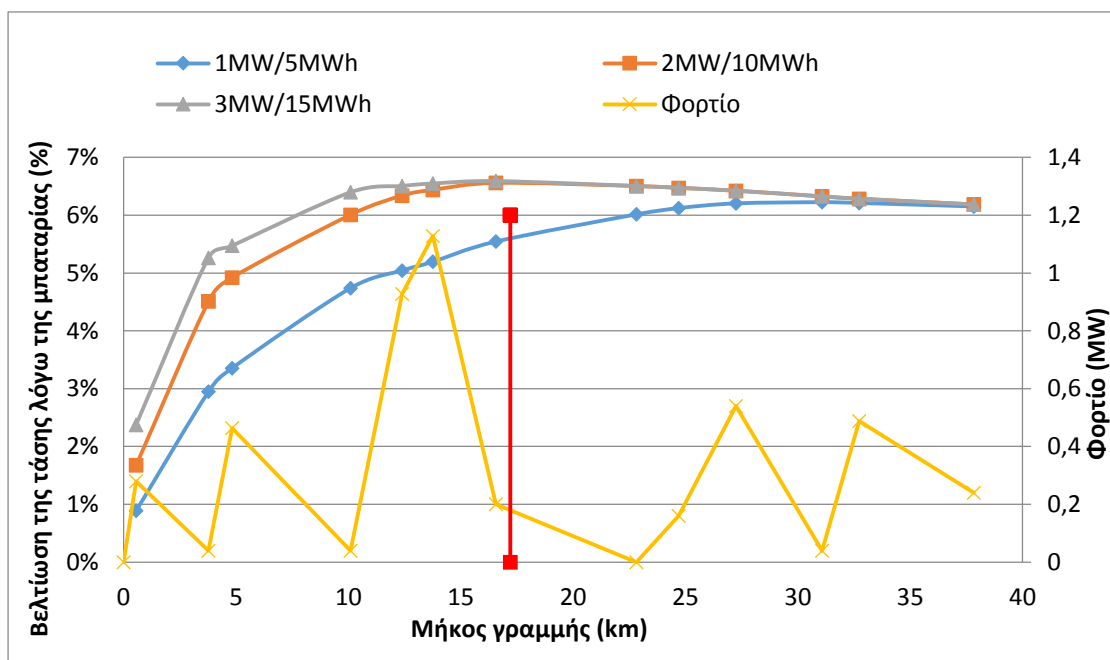
Η απόκλιση της τάσης από την ονομαστική (20 kV) είναι  $\Delta v=39,12$  και οι απώλειες ενέργειας πάνω στην γραμμή μεταφοράς είναι 2,192 MWh. Για τις απώλειες έχουμε κάνει χρήση της παραδοχής της σταθερής τάσης 20 kV για τον υπολογισμό του ρεύματος που ρέει επί της γραμμής.

Για την περίπτωση που έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 1$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα. Στο πρώτο διάγραμμα στον οριζόντιο άξονα βλέπουμε το μήκος της γραμμής, στον αριστερό κατακόρυφο άξονα βλέπουμε την ποσοστιαία βελτίωση της απόκλισης της τάσης ανάλογα με την θέση της μπαταρίας και στον δεξιά άξονα βλέπουμε τα φορτία κατά μήκος της γραμμής. Στο δεύτερο διάγραμμα βλέπουμε την αύξηση των απωλειών

του δικτύου αφού πέρα από τις απώλειες επί των γραμμών έχουμε και απώλειες στην μπαταρία. Με την κόκκινη γραμμή βλέπουμε το κέντρο βάρους των φορτίων.



Εικόνα 17 - Ανάλυση ευαισθησίας των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας



Εικόνα 18 - Ανάλυση ευαισθησίας της ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας

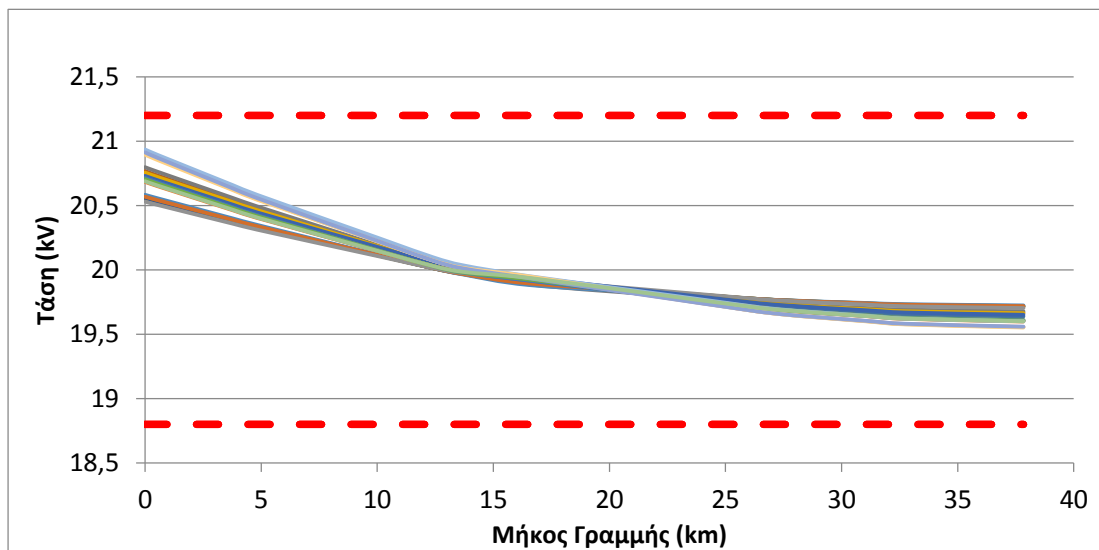
Παρατηρούμε ότι:

- Στους πρώτους κόμβους του δικτύου η μπαταρία έχει πολύ μικρή επίδραση στις τάσεις και πολύ μεγάλη αύξηση των απωλειών του δικτύου.
- Όσο πλησιάζουμε το κέντρο βάρους των φορτίων, τόσο όλο και περισσότερο βελτιώνεται η τάση του δικτύου. Για την μικρή μπαταρία του 1 MW η βελτίωση

συνεχίζει να αυξάνεται αλλά με μικρότερο ρυθμό, ενώ για τις μεγαλύτερες μπαταρίες η βελτίωση μετά το κέντρο βάρους των φορτίων μειώνεται.

- Οι μεγάλες μπαταρίες 2 και 3 MW στην βέλτιστη θέση δεν πιάνουν ποτέ την μέγιστη ισχύ τους. Πιο συγκεκριμένα η μέγιστη ισχύς που πιάνουν είναι 1,7 MW.
- Στην καλύτερη περίπτωση όποια βελτίωση της τάσης του δικτύου συνεπάγεται 40% αύξηση στις απώλειες του δικτύου.
- Η βέλτιστη θέση εξαρτάται από το μέγεθος της μπαταρίας και το κέντρο βάρους του φορτίου.

Στη βέλτιστη θέση (7 κόμβο, 2 MW μπαταρία) οι τάσεις του δικτύου βελτιώθηκαν κατά 6.6% και φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα.

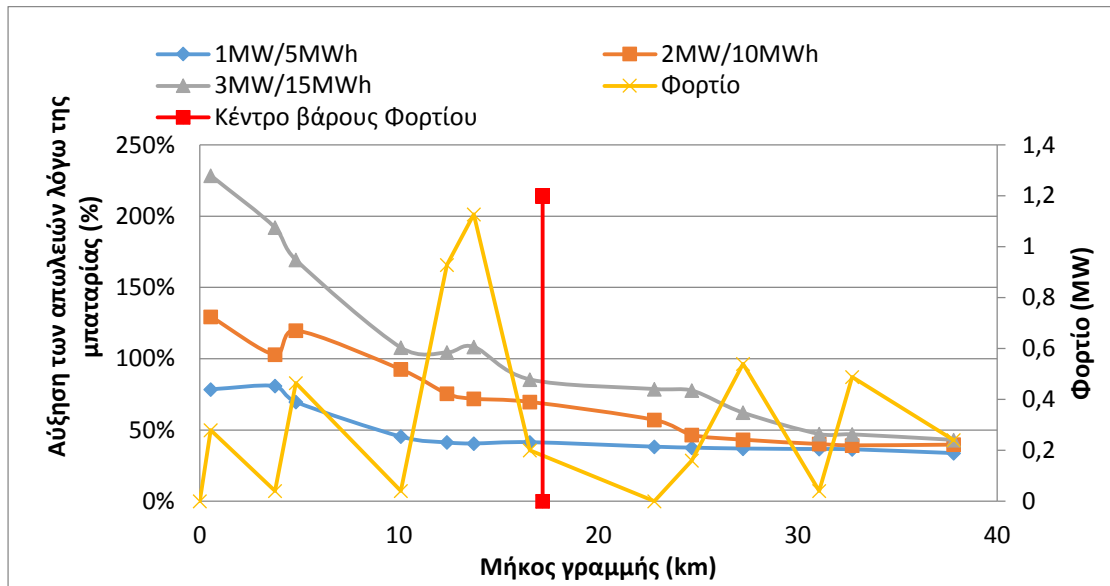


Εικόνα 19 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής MT

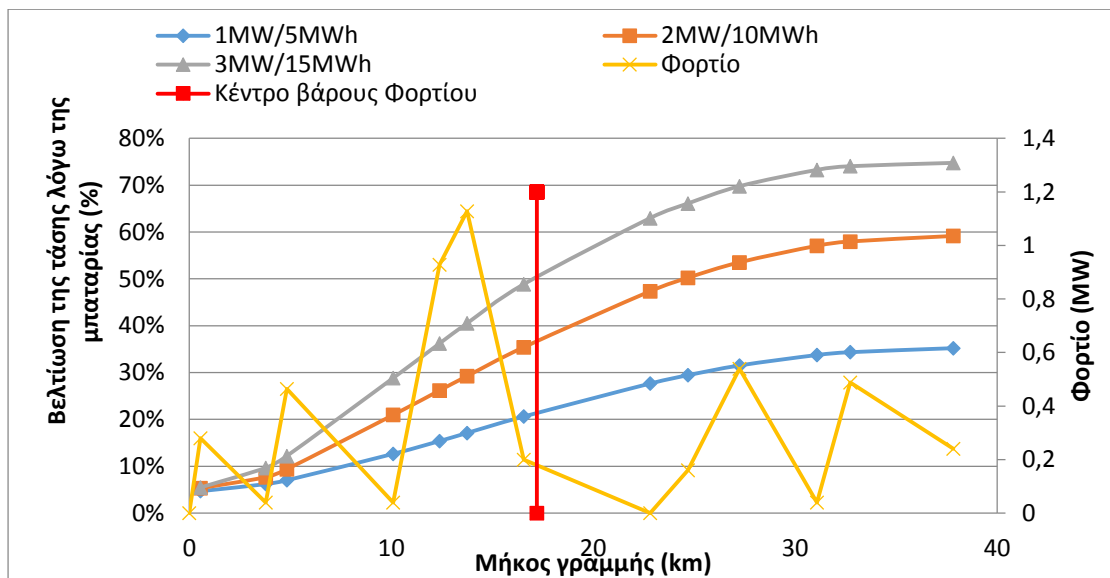
Παρατηρούμε ότι οι γραμμές της τάσης πύκνωσαν που σημαίνει ότι σε κάθε κόμβο έχουμε μικρότερη διακύμανση της τάσης κατά τη διάρκεια της μέρας.

Αν στην αντικειμενική συνάρτηση προσθέσουμε την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ελαχιστοποίηση στις αλλαγές της λήψης του ΣΑΤΥΦ τότε πετυχαίνουμε περίπου ίδια βελτίωση στις τάσεις με μικρότερη αύξηση των απωλειών αντί για 40% έχουμε 30% αύξηση στις απώλειες.

Για την περίπτωση που έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 0,95$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα.



Εικόνα 20 - Ανάλυση ευαισθησίας των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας



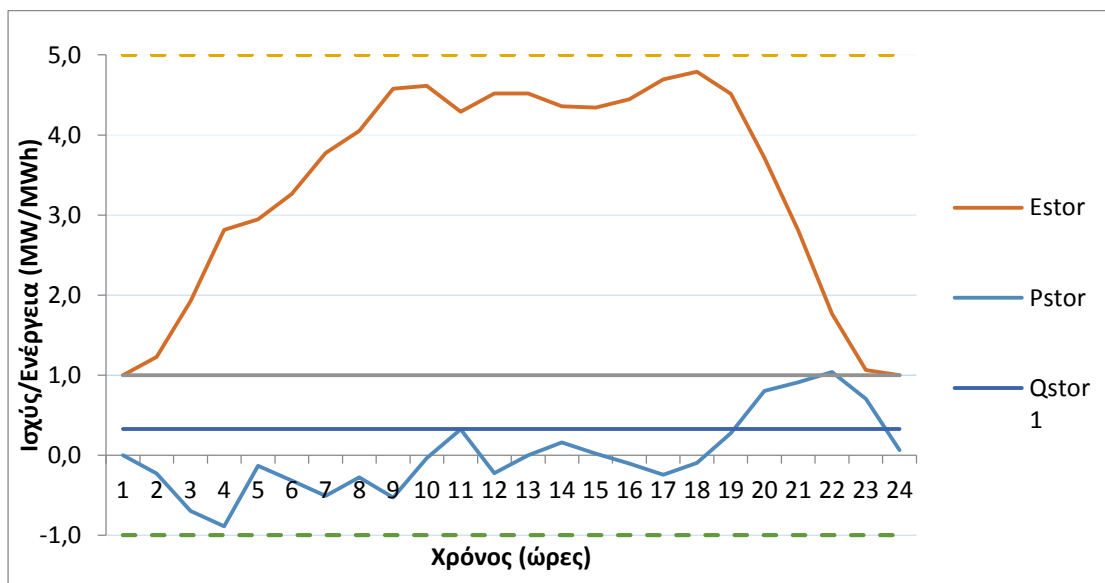
Εικόνα 21 - Ανάλυση ευαισθησίας της ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας

Παρατηρούμε:

- Καθώς απομακρύνουμε την μπαταρία από τον Μ/Σ οι τάσεις βελτιώνονται συνέχεια και η αύξηση των απωλειών μειώνεται. Στο τέλος της γραμμής είναι το καλύτερο σημείο.
- Μεγαλύτερη μπαταρία μας δίνει καλύτερη τάση. Αυτό οφείλεται στην ικανότητα της μεγαλύτερης μπαταρίας να διακινεί περισσότερο άεργο ισχύ χωρίς να αξιοποιεί την μέγιστη ενεργό ισχύ της.

- Στην καλύτερη περίπτωση με την μπαταρία 3 MW έχουμε βελτίωση στις τάσεις κατά 75% με αντίστοιχη αύξηση των απωλειών κατά 43%
- Ακόμα και με την μια μπαταρία 1 MW πετυχαίνουμε βελτίωση 35% με αύξηση των απωλειών κατά 34%
- Οι μπαταρίες λειτουργούν συνέχεια χωρητικά δίνοντας συνέχεια την μέγιστη άεργο ισχύ που μπορούν να δώσουν, πρακτικά λειτουργούν σαν πυκνωτές σε αυτήν την περίπτωση που το δίκτυο έχει μόνο φορτία.

Ενδεικτικά βλέπουμε στο πιο κάτω διάγραμμα την καμπύλη φόρτισης εκ φόρτισης της μπαταρίας μέσα σε εικοσιτέσσερις ώρες λειτουργίας. Η καμπύλη αφορά την βελτιστοποίηση που τρέξαμε για μπαταρία 1MW στον κόμβο 13 με δυνατότητα διαχείρισης αέργου ισχύος.



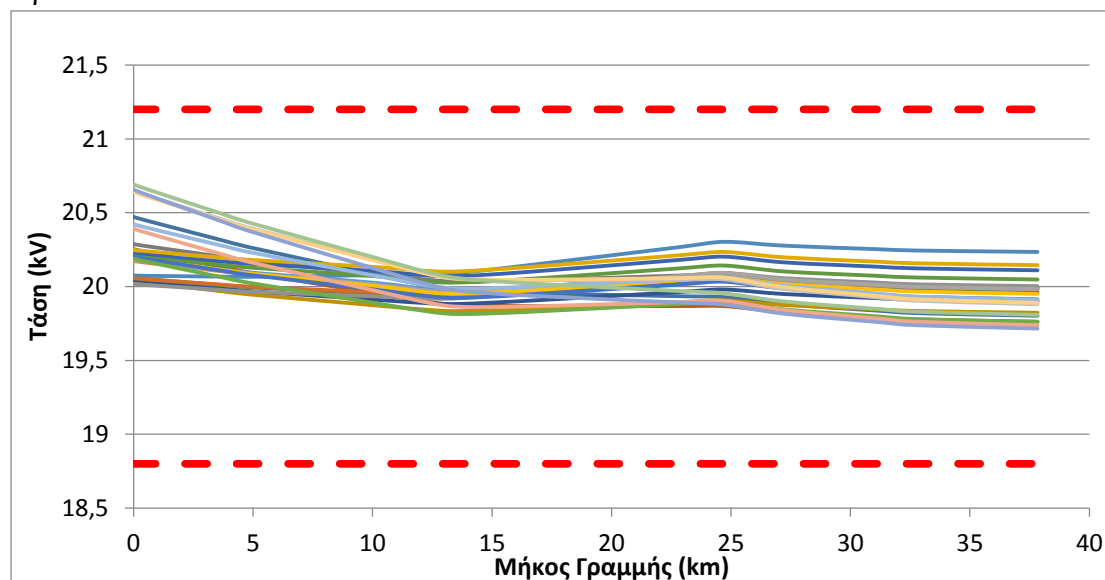
Εικόνα 22 - Ημερήσια λειτουργία της μπαταρίας για την περίπτωση που βρίσκεται εγκατεστημένη στον τελευταίο κόμβο της γραμμής ΜΤ (κόμβος 13)

Με πορτοκαλί βλέπουμε την αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία κάθε ώρα. Η αποθηκευμένη ενέργεια δεν μπορεί να ξεπερνά τις 5 MWh και σαν κάτω όριο τη 1MWh. Με μπλε βλέπουμε την ενέργεια που αποθηκεύεται κάθε ώρα στην μπαταρία. Όταν είναι θετικό σημαίνει ότι αποδίδεται ενέργεια στο δίκτυο και όταν είναι αρνητικό αποθηκεύεται ενέργεια στην μπαταρία. Με μπλε σκούρο βλέπουμε την άεργο ισχύ που δίνει κάθε ώρα η μπαταρία στο δίκτυο.

Αν στην αντικειμενική συνάρτηση προσθέσουμε την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ελαχιστοποίηση στις αλλαγές της λήψης του ΣΑΤΥΦ, τότε πετυχαίνουμε περίπου ίδια βελτίωση στις τάσεις με μικρότερη αύξηση των απωλειών. Δηλαδή αντί για 34% αύξηση των απωλειών του δικτύου έχουμε 19% (κάνοντας χρήση της μπαταρίας 1 MW).

### Για την περίπτωση με scale up=1

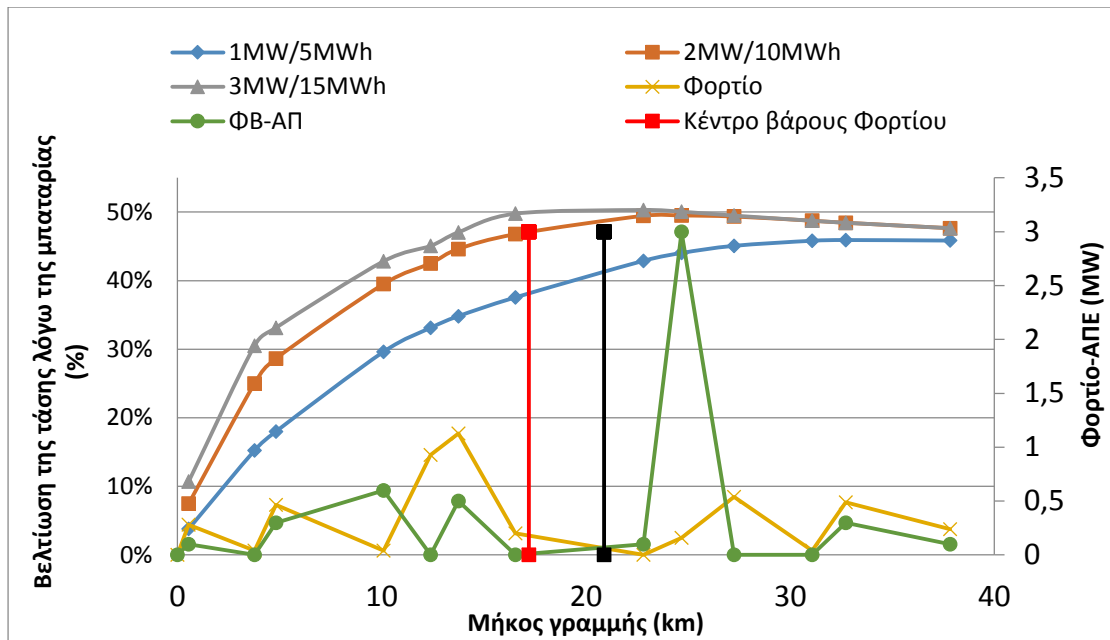
Σε αυτή την περίπτωση έχουμε την γραμμή R220 της Ρόδου με φορτία και ονομαστικά ΑΠΕ όπως είναι στην πραγματικότητα αυτή η γραμμή. Ύστερα από την βελτιστοποίηση χωρίς μπαταρία προκύπτει η επιλογή του tap στο ΣΑΤΥΦ για να έχουμε την καλύτερη δυνατή τάση κατά μήκος του δικτύου. Η τάση που προέκυψε φαίνεται στην επόμενη εικόνα. Κάθε γραμμή αφορά την τάση όλου του δικτύου για μια ώρα.



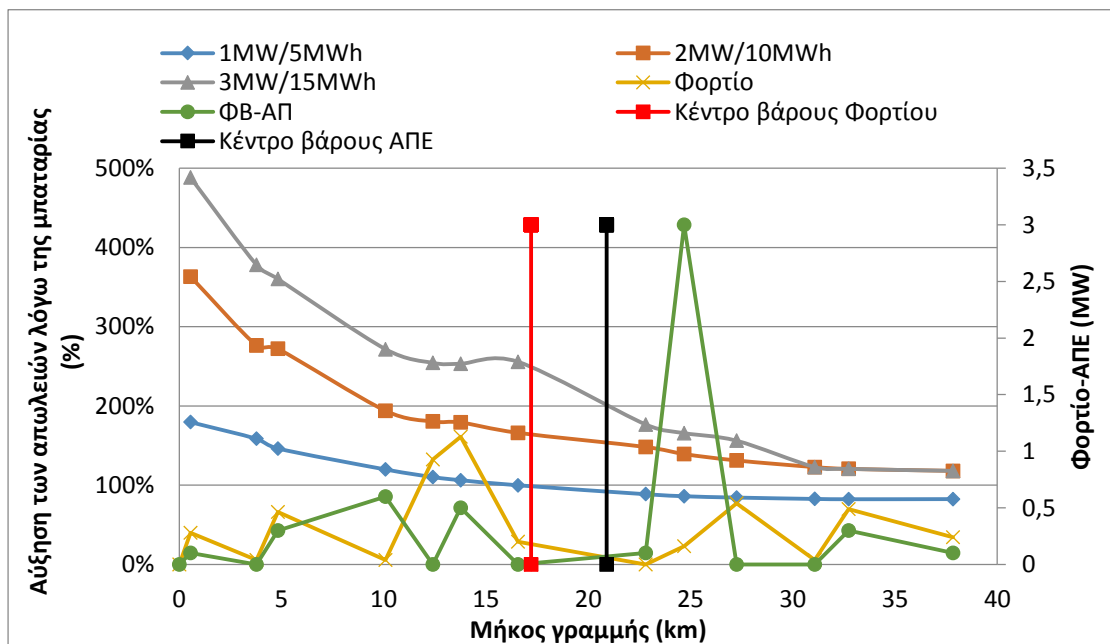
Εικόνα 23 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής MT

Η απόκλιση της τάσης από την ονομαστική (20 kV) είναι  $\Delta v=7,78$  και οι απώλειες ενέργειας πάνω στην γραμμή μεταφοράς είναι 0,993 MWh. Για τις απώλειες έχουμε χρησιμοποιήσει την παραδοχή της σταθερής τάσης 20 kV για τον υπολογισμό του ρεύματος που ρέει επί της γραμμής.

Για την περίπτωση που έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 1$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα. Στο πρώτο διάγραμμα στον οριζόντιο άξονα βλέπουμε το μήκος της γραμμής, στον αριστερό κατακόρυφο άξονα βλέπουμε την ποσοστιαία βελτίωση της απόκλισης της τάσης ανάλογα με την θέση της μπαταρίας και στον δεξιά άξονα βλέπουμε τα φορτία κατά μήκος της γραμμής και την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ. Στο δεύτερο διάγραμμα βλέπουμε την αύξηση των απωλειών του δικτύου αφού πέρα από τις απώλειες επί των γραμμών έχουμε και απώλειες στην μπαταρία. Με την κόκκινη γραμμή βλέπουμε το κέντρο βάρους των φορτίων και με την μαύρη το κέντρο βάρους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.



Εικόνα 24 - Ανάλυση της ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς την θέση και το μέγεθος της μπαταρίας



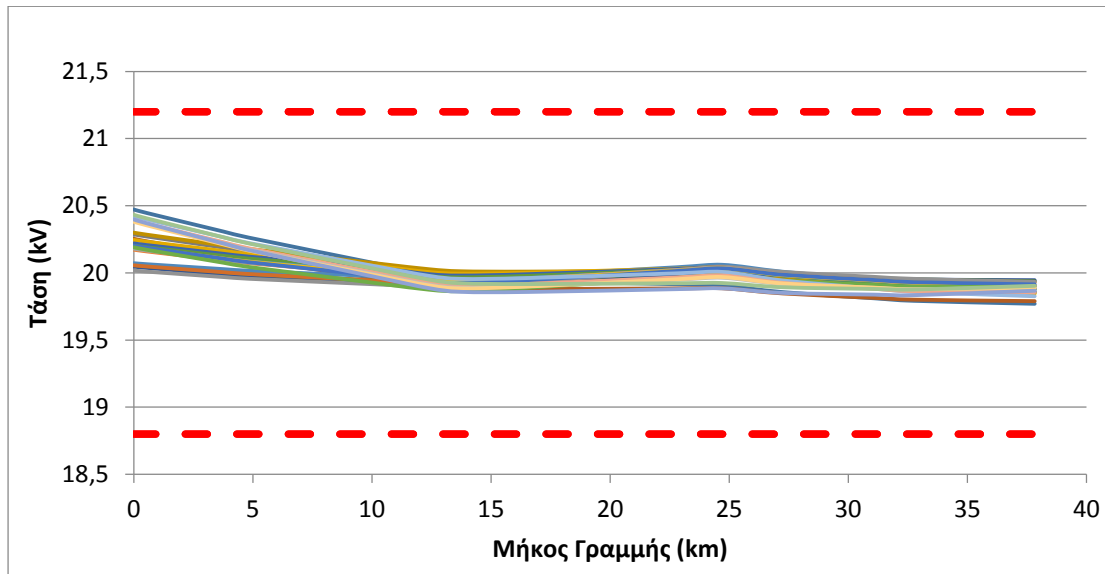
Εικόνα 25 - Ανάλυση ευαισθησίας της αύξησης των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας - ΑΠΕ ισχύος 5MW (scaleup=1) wdv=1, ΣIstore=1

Παρατηρούμε ότι:

- Στους πρώτους κόμβους του δικτύου η μπαταρία έχει πολύ μικρή επίδραση στις τάσεις και πολύ μεγάλη αύξηση των απωλειών του δικτύου.
- Για μεγάλες μπαταρίες η βέλτιστη θέση βρίσκεται ανάμεσα στο κέντρο βάρους του φορτίου και στο κέντρο βάρους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.
- Για μπαταρία 3MW πετυχαίνουμε 50% βελτίωση στις τάσεις με αύξηση των απωλειών κατά 175%, ενώ με την μικρότερη μπαταρία μπορούμε να πετύχουμε βελτίωση της τάσης του 45% με αντίστοιχη αύξηση των απωλειών κατά 82%.

- Οι μπαταρίες 2 και 3 MW δεν πιάνουν ποτέ την μέγιστη ισχύ τους, πιο συγκεκριμένα δεν ξεπερνάνε ποτέ την ισχύ των 1,6 MW.
- Η βέλτιστη θέση εξαρτάται από το μέγεθος της μπαταρίας και το κέντρο βάρους των φορτίων και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Για την περίπτωση με μπαταρία 1 MW στον τελευταίο κόμβο έχουμε βελτίωση στις τάσεις κατά 45% δηλαδή το  $\Delta v=4,21$  και αύξηση των απωλειών κατά 82% δηλαδή 1,812 MWh στο δίκτυο. Οι τάσεις κατά μήκος της γραμμής φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα.



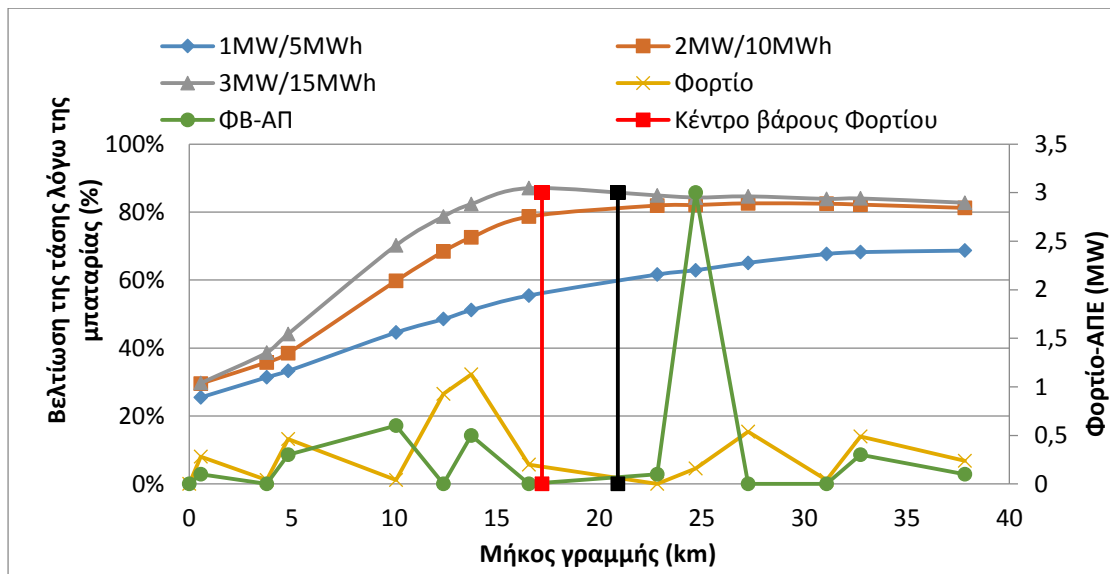
Εικόνα 26 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής MT

Παρατηρούμε ότι οι γραμμές της τάσης πύκνωσαν που σημαίνει ότι σε κάθε κόμβο έχουμε μικρότερη διακύμανση της τάσης κατά τη διάρκεια της μέρας.

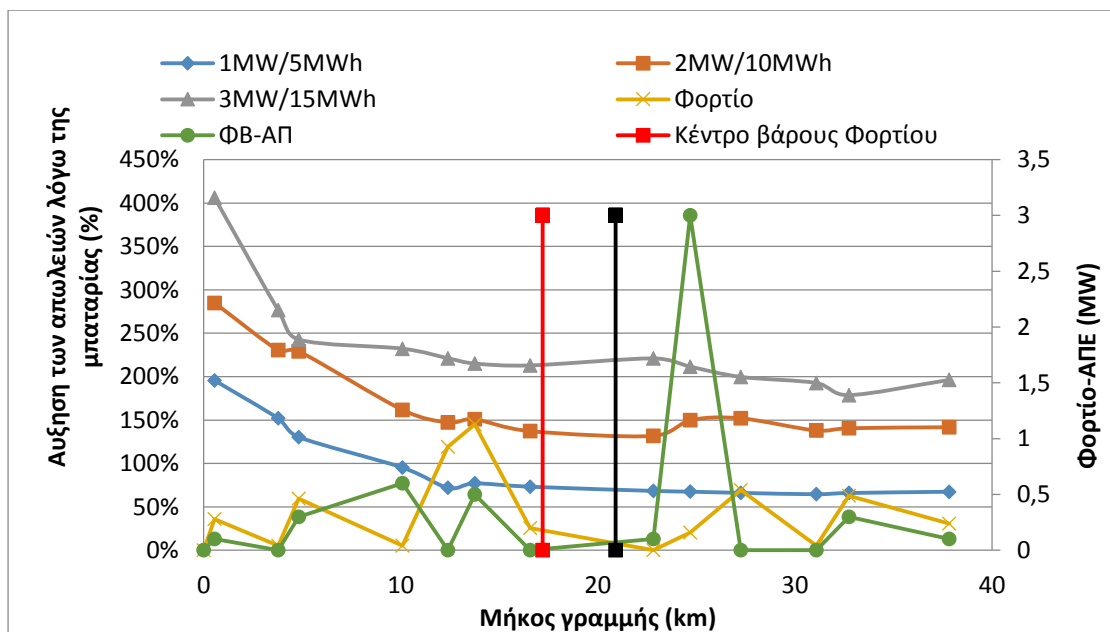
Αν στην αντικειμενική συνάρτηση προσθέσουμε την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ελαχιστοποίηση στις αλλαγές της λήψης του ΣΑΤΥΦ τότε πετυχαίνουμε περίπου ίδια βελτίωση στις τάσεις αλλά με όχι σημαντική βελτίωση στην αύξηση των απωλειών. Η βελτίωση που πετύχαμε είναι αντί για αύξηση 82% να έχουμε αύξηση 78%.



Για την παραπάνω περίπτωση αν έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 0,95$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα:



Εικόνα 27 - Ανάλυση ευαισθησίας της Ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας



Εικόνα 28 - Ανάλυση ευαισθησίας της αύξησης των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας

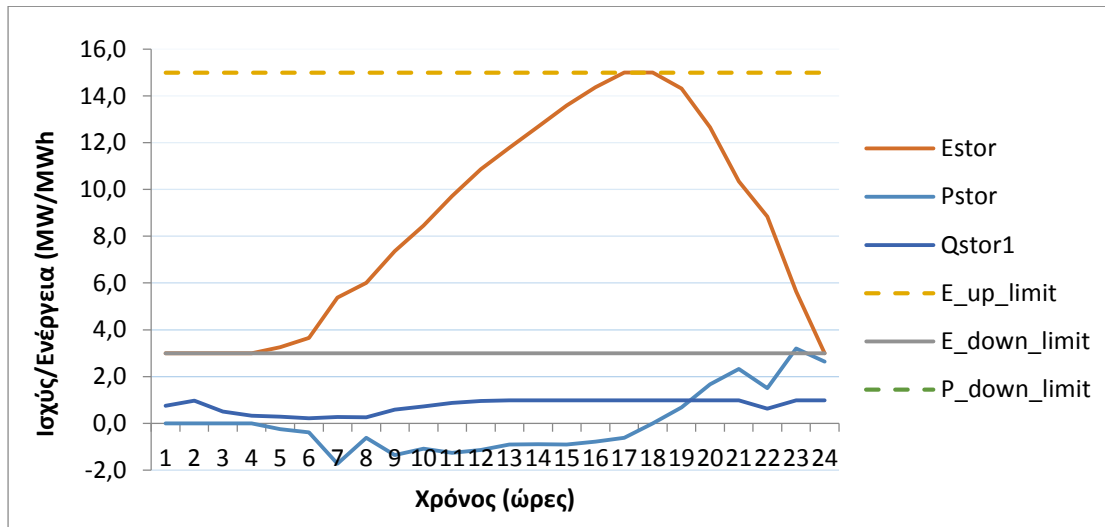
Παρατηρούμε:

- Για τις μεγαλύτερες μπαταρίες η βέλτιστη θέση βρίσκεται ανάμεσα στο κέντρο βάρους του φορτίου και στο κέντρο βάρους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.
- Με την μπαταρία 1MW μπορούμε να πετύχουμε βελτίωση στις τάσεις μέχρι και 69% η οποία συνοδεύεται από αύξηση στις απώλειες του δικτύου 67%. Με την

μεγαλύτερη ισχύ μπαταρίας οι απώλειες του δικτύου αυξάνονται σε ποσοστά 200%, έχουμε δηλαδή τριπλασιασμό των απωλειών. Η αύξηση των απωλειών οφείλεται στις απώλειες της μπαταρίας.

- Η μπαταρία όταν βρίσκεται στους τελευταίους κόμβους λειτουργεί κυρίως χωρητικά εκτός από τις ώρες που έχουμε μεγάλη παραγωγή από ΑΠΕ.

Ενδεικτικά βλέπουμε στο πιο κάτω διάγραμμα την καμπύλη φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας μέσα σε εικοσιτέσσερις ώρες λειτουργίας. Η καμπύλη αφορά την βελτιστοποίηση που τρέξαμε για μπαταρία 3 MW στον κόμβο 7 με δυνατότητα διαχείρισης αέργου ισχύος.



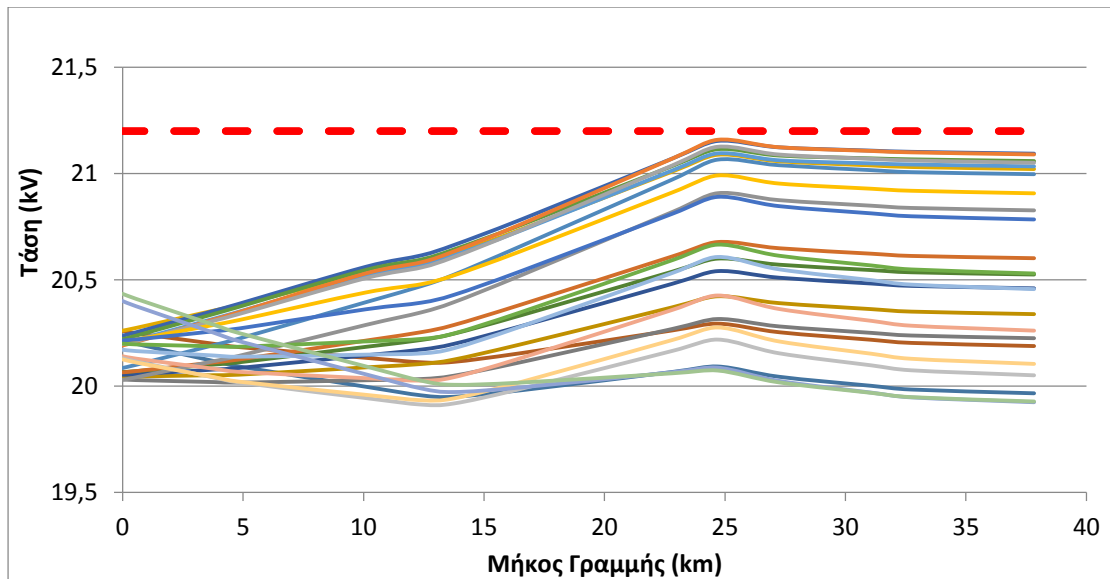
Εικόνα 29 - Ημερήσια λειτουργία της μπαταρίας για την περίπτωση που βρίσκεται εγκατεστημένη στον κόμβο 7 της γραμμής MT

Παρατηρούμε ότι γεμίζει μέσα στη διάρκεια της μέρας και τις βραδινές ώρες αδειάζει. Αυτό συμβαίνει αφενός γιατί το βράδυ έχουμε το μέγιστο φορτίο και αφετέρου γιατί πρέπει η μπαταρία στην αρχή και στο τέλος της μέρας να έχει την ίδια αποθηκευμένη ενέργεια.

Αν στην αντικειμενική συνάρτηση προσθέσουμε την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ελαχιστοποίηση στις αλλαγές της λήψης του ΣΑΤΥΦ τότε πετυχαίνουμε να μειώσουμε την αύξηση των απωλειών κάνοντας κυρίως χρήση της αέργου ισχύος και με ελάχιστη διακίνηση της ενεργού ισχύος. Αυτό είναι τελείως αντίθετο με την φιλοσοφία της μπαταρίας.

### **Για την περίπτωση με scale up=2**

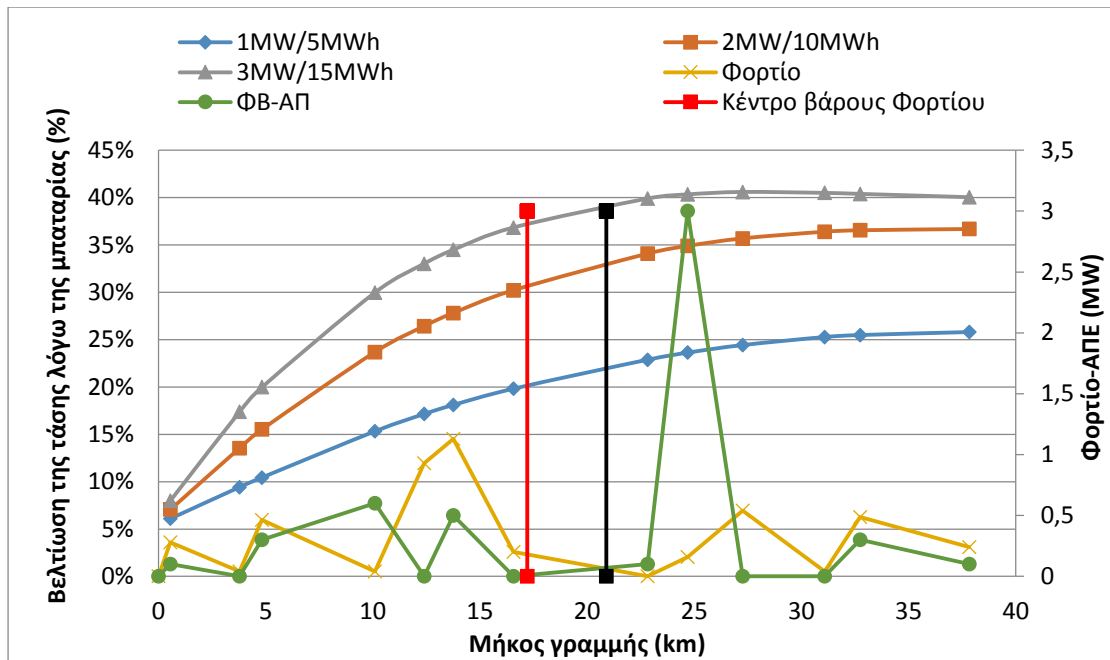
Σε αυτή την περίπτωση έχουμε την γραμμή R220 της Ρόδου με ονομαστικά φορτία και διπλάσια εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Ύστερα από τη βελτιστοποίηση χωρίς μπαταρία προκύπτει η επιλογή του tap στο ΣΑΤΥΦ για να έχουμε την καλύτερη δυνατή τάση κατά μήκος του δικτύου. Η τάση που προέκυψε φαίνεται στην επόμενη εικόνα. Κάθε γραμμή αφορά την τάση όλου του δικτύου για μια ώρα.



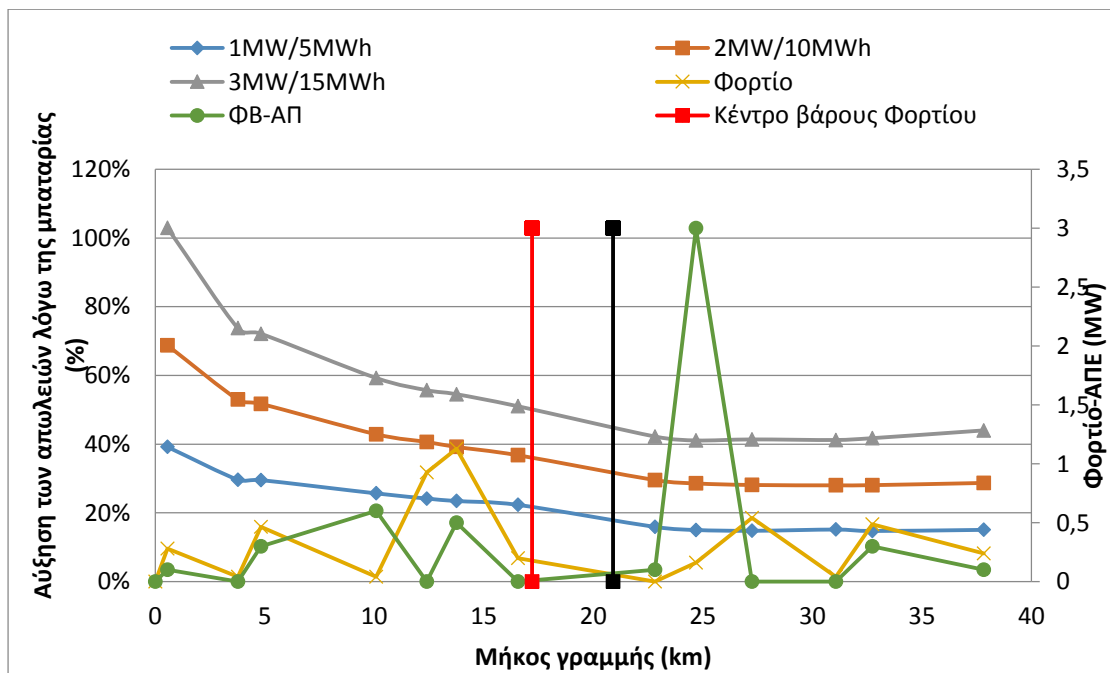
Εικόνα 30 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής ΜΤ

Η απόκλιση της τάσης από την ονομαστική (20 kV) είναι  $\Delta v=91,65$  και οι απώλειες ενέργειας πάνω στην γραμμή μεταφοράς είναι 4,97 MWh. Για τις απώλειες έχουμε χρησιμοποιήσει την παραδοχή της σταθερής τάσης 20 kV για τον υπολογισμό του ρεύματος που ρέει επί της γραμμής. Βλέπουμε ότι προς το τέλος της γραμμής φτάνουμε κοντά στο ανώτερο όριο της τάσης. Αυτό συμβαίνει γιατί έχουμε βάλει περιορισμό στην αναχώρηση της γραμμής από τον μετασχηματιστή η τάση να μην είναι μικρότερη από 20 kV. Αυτό το χρειαζόμαστε σε περίπτωση που αναχωρεί και άλλη γραμμή από τον Μ/Σ η οποία έχει μόνο φορτία και συνεπώς συνεχόμενη πτώση τάσης μέχρι το τέλος.

Για την περίπτωση που έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 1$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα. Στο πρώτο διάγραμμα στον οριζόντιο άξονα βλέπουμε το μήκος της γραμμής, στον αριστερό κατακόρυφο άξονα βλέπουμε την ποσοστιαία βελτίωση της απόκλισης της τάσης ανάλογα με την θέση της μπαταρίας και στον δεξιά άξονα βλέπουμε τα φορτία κατά μήκος της γραμμής και την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ. Στο δεύτερο διάγραμμα βλέπουμε την αύξηση των απωλειών του δικτύου αφού πέρα από τις απώλειες επί των γραμμών έχουμε και απώλειες στην μπαταρία. Με την κόκκινη γραμμή βλέπουμε το κέντρο βάρους των φορτίων και με την μαύρη το κέντρο βάρους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.



Εικόνα 31 - Ανάλυση ευαισθησίας της ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας



Εικόνα 32 - Ανάλυση ευαισθησίας της αύξησης των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας

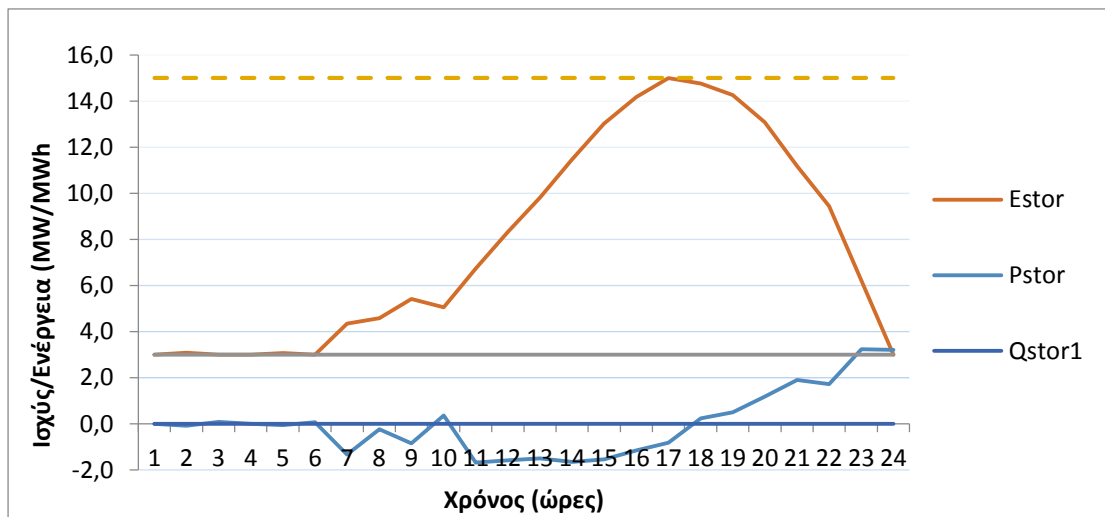
Παρατηρούμε:

- Στους πρώτους κόμβους του δικτύου η μπαταρία έχει πολύ μικρή επίδραση στις τάσεις και πολύ μεγάλη αύξηση των απωλειών του δικτύου.
- Όσο πλησιάζουμε το κέντρο βάρους των φορτίων και των ΑΠΕ τόσο όλο και περισσότερο βελτιώνεται η τάση του δικτύου. Μετά το κέντρο βάρους των ΑΠΕ η βελτίωση γίνεται με πολύ μικρό ρυθμό.

- Για μπαταρία 1 MW η βελτίωση στις τάσεις είναι 26% με ταυτόχρονη αύξηση στις απώλειες του δικτύου 15%.
- Η αύξηση των απωλειών του δικτύου είναι αναπόφευκτη αλλά αν η μπαταρία βρίσκεται στους τελευταίους κόμβους τότε έχουμε την μικρότερη αύξηση.
- Η βέλτιστη θέση εξαρτάται από το μέγεθος της μπαταρίας και το κέντρο βάρους των φορτίων και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

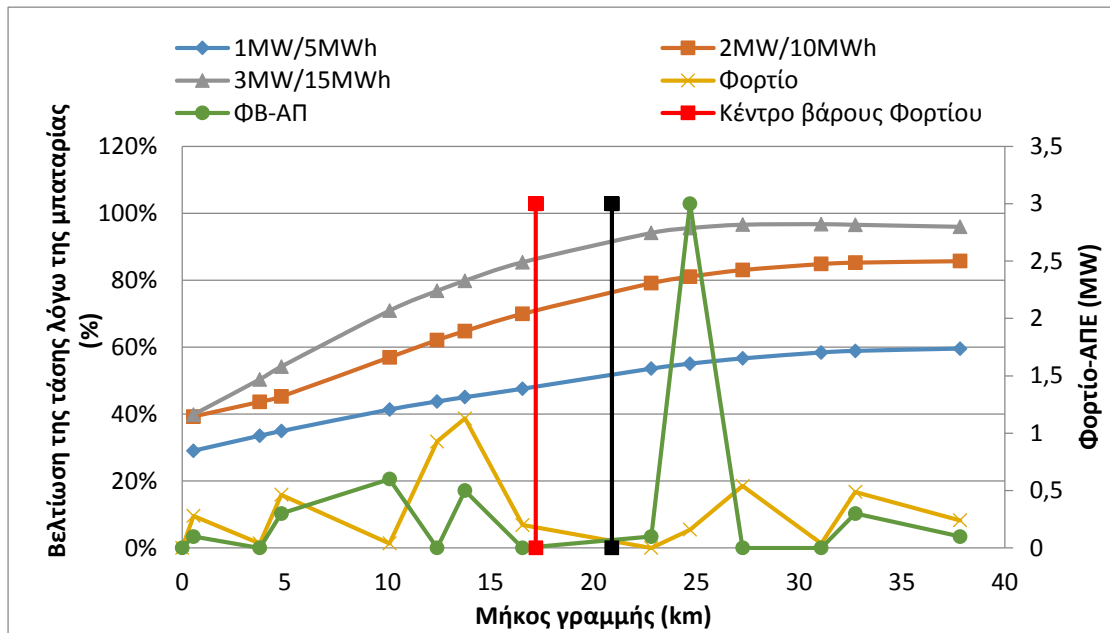
Αν στην αντικειμενική συνάρτηση προσθέσουμε την ελαχιστοποίηση των απωλειών και την ελαχιστοποίηση στις αλλαγές της λήψης του ΣΑΤΥΦ για τη συγκεκριμένη τοπολογία δικτύου δεν βλέπουμε σημαντικές βελτιώσεις στις απώλειες. Παρατηρούμε πολύ μικρή μείωση της αύξησης των απωλειών με μείωση επίσης της βελτίωσης των τάσεων, για περαιτέρω βελτίωση των απωλειών οι τάσεις δεν θα είχαν σημαντική βελτίωση.

Για την περίπτωση με μπαταρία 3 MW στον τελευταίο κόμβο έχουμε βελτίωση στις τάσεις κατά 40% και αύξηση των απωλειών κατά 44% στο δίκτυο. Η λειτουργία της μπαταρίας κατά την διάρκεια της μέρας που πέτυχαν την παραπάνω βελτίωση είναι:

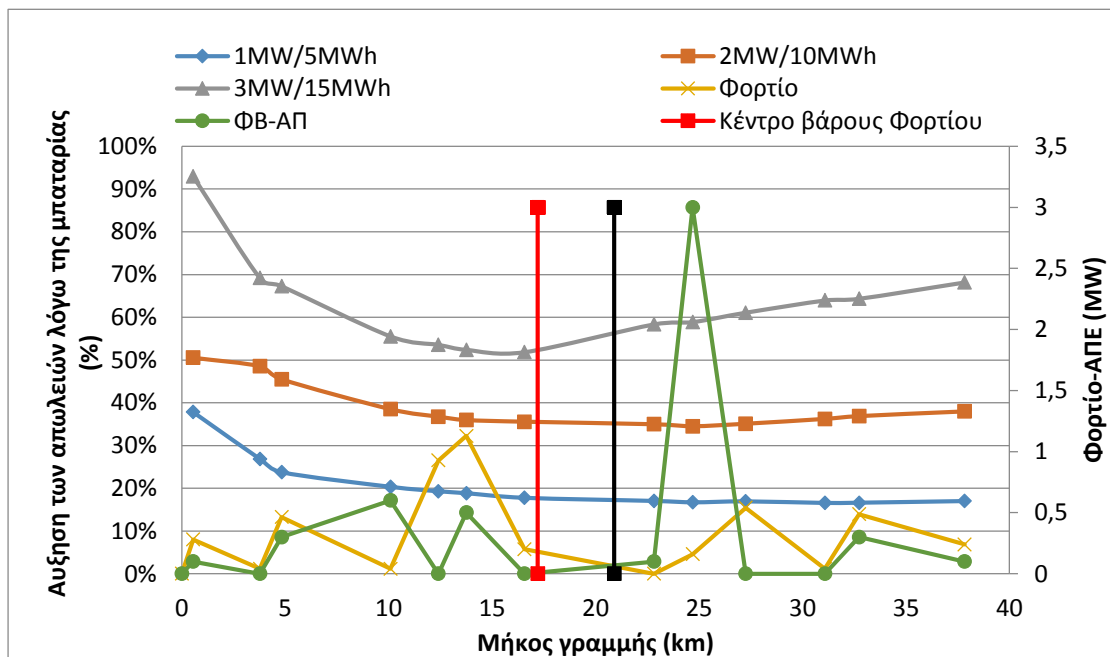


Εικόνα 33 - Ημερήσια λειτουργία της μπαταρίας για την περίπτωση που βρίσκεται εγκατεστημένη στον τελευταίο κόμβο της γραμμής MT (κόμβος 13)

Για την παραπάνω περίπτωση αν έχω στην αντικειμενική συνάρτηση **μόνο τη βελτιστοποίηση των τάσεων** και  $\Sigma.I. = 0,95$  στην μπαταρία προέκυψαν τα παρακάτω γραφήματα:



Εικόνα 34 - Ανάλυση ευαισθησίας της ποσοστιαίας βελτίωσης της τάσης ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας - ΑΠΕ ισχύος 10MW (scaleup=2) wdn=1, ΣIstore=0.95



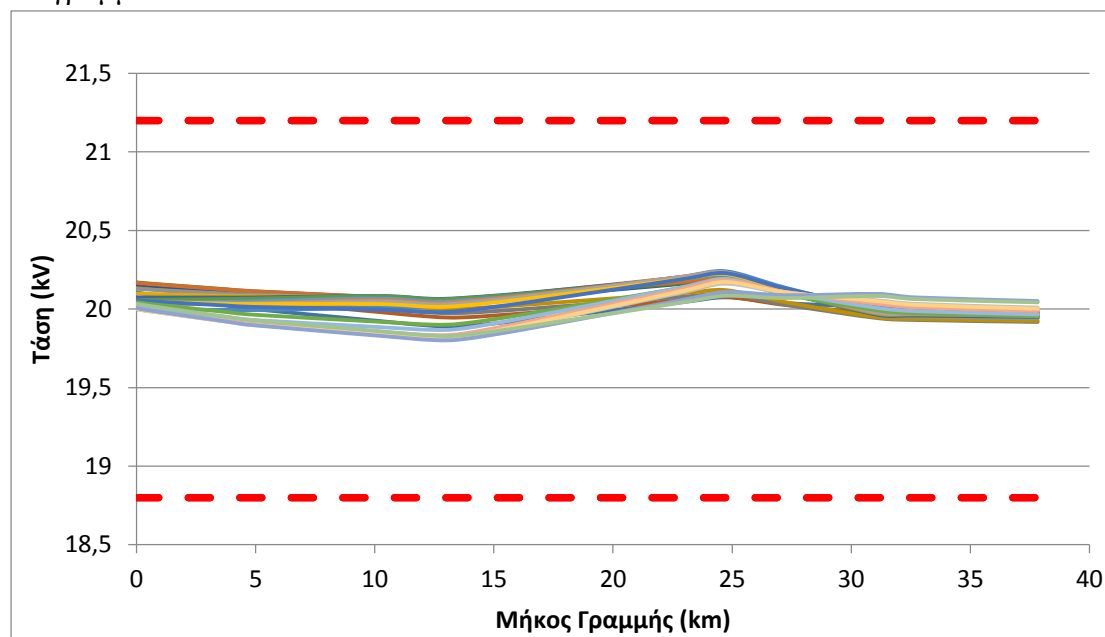
Εικόνα 35 - Ανάλυση ευαισθησίας της αύξησης των απωλειών ως προς τη θέση και το μέγεθος της μπαταρίας - ΑΠΕ ισχύος 10MW (scaleup=2) wdn=1, ΣIstore=0.95

Παρατηρούμε:

- Όσο πλησιάζουμε το κέντρο βάρους των φορτίων και των ΑΠΕ τόσο περισσότερο βελτιώνεται η τάση του δικτύου. Μετά το κέντρο βάρους των ΑΠΕ η βελτίωση γίνεται με πολύ μικρό ρυθμό.
- Για μπαταρία 1MW μπορούμε να πετύχουμε βελτίωση στις τάσεις κατά 60% με αύξηση στις απώλειες κατά 17%.
- Η ικανότητα ρύθμισης της αέργου ισχύος της μπαταρίας περιπλέκει την εξαγωγή πιο εύστοχων συμπερασμάτων

Όταν βρίσκεται στους τελευταίους κόμβους, η μπαταρία λειτουργεί κυρίως επαγωγικά για να αντισταθμίσει την ανύψωση τάσης που έχουμε λόγω της μεγάλης παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ.

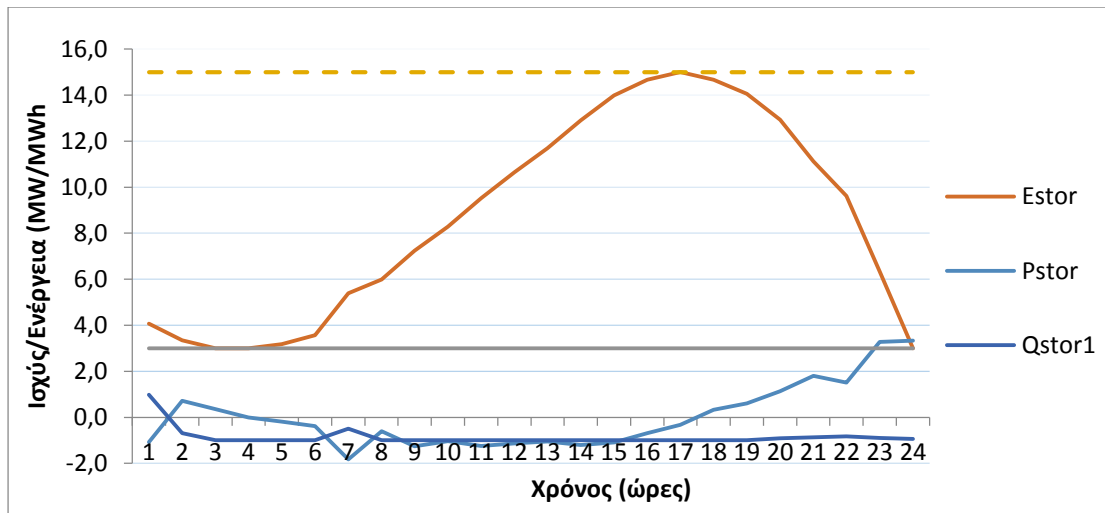
Ενδεικτικά για την περίπτωση με μπαταρία 3 MW στον κόμβο 11 έχουμε βελτίωση στις τάσεις κατά 97% δηλαδή το  $\Delta v=2,99$  και αύξηση των απωλειών κατά 61% δηλαδή 8,148 MWh στο δίκτυο. Οι τάσεις κατά μήκος της γραμμής φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα:



Εικόνα 36 - Ωριαίο προφίλ της τάσης κατά μήκος της γραμμής MT

Είναι ορατή η βελτίωση που πετύχαμε στις τάσεις του δικτύου με την κατάλληλη τοποθέτηση μπαταρίας στη σωστή θέση και με το βέλτιστο έλεγχο της.

Η αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας στην παραπάνω περίπτωση φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Βλέπουμε ότι λειτουργεί κυρίως επαγωγικά για να αντισταθμίσει την πτώση τάσης από την μεγάλη παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ.



Εικόνα 37 - Ημερήσια λειτουργία της μπαταρίας για την περίπτωση που βρίσκεται εγκατεστημένη στον κόμβο 11 της γραμμής MT

### Δοκιμές με κατανεμημένη μπαταρία

Σε αυτή την περίπτωση δοκιμάσαμε να βάλουμε 3 μπαταρίες σε διαφορετικούς κόμβους του δικτύου με ισχύ και χωρητικότητα το 1/3 από την αρχική συγκεντρωμένη μπαταρία. Αν συγκρίνουμε την απόκλιση της τάσης των συγκεντρωμένων μπαταριών με αυτά τον κατανεμημένων θα δούμε ότι οι κατανεμημένες μπαταρίες έχουν καλύτερο προφίλ τάσεις από το να είχαμε συγκεντρωμένη μπαταρία στον χειρότερο από τους τρεις κόμβους, ενώ έχουν χειρότερο προφίλ τάσης από την περίπτωση που μπει συγκεντρωμένη μπαταρία στον καλύτερο από τους τρεις κόμβους.

### Επίδραση της μπαταρίας στις απώλειες του δικτύου

Όπως παρατηρήσαμε στα προηγούμενα παραδείγματα οι απώλειες του δικτύου σε όλες τις περιπτώσεις αυξάνονται. Αυτό οφείλεται στις απώλειες του δικτύου που αφορούν την μπαταρία.

Τις απώλειες τις μπαταρίας τις θεωρήσαμε 10% τις ενεργού ισχύος που διακινεί η μπαταρία. Για την διακίνηση αέργου ισχύος δεν θεωρήσαμε απώλειες κατά την ανάπτυξη του κώδικα. Πιο κάτω θα δούμε την ανάλυση μέσω του excel που μας δείχνει πόσο αυξάνονται οι απώλειες της γραμμής. Αν θεωρήσουμε μια γραμμή με μήκος  $L$  και αντίσταση ανά μονάδα μήκους  $R_0$  τότε η αντίσταση της γραμμής θα είναι  $R = R_0 * L$ , οι απώλειες στη γραμμή είναι  $P_{loss} = 3 * I^2 * R = 3 * \frac{P^2 + Q^2}{\left(\frac{V_{\pi}}{\sqrt{3}}\right)^2} * R = \frac{P^2 + Q^2}{V_{\pi}^2} * R$  όπου

$P$  και  $Q$  η ενέργεια που μεταφέρεται μέσω της γραμμής. Αν στο τέλος της γραμμής έχουμε ένα φορτίο  $P_l$  και μία μπαταρία που μας δίνει ενεργό ισχύ  $P_{stor}$  τότε μεταφέρεται στην γραμμή ενεργός ισχύς  $P = P_l - P_{stor}$ . Θα μελετήσουμε πιο κάτω μόνο τις απώλειες που οφείλονται στην ενεργό ισχύ αφού για την άεργο ισχύ που μας δίνει ο inverter της μπαταρίας δεν έχουμε μοντελοποιήσει τις απώλειές του και τα



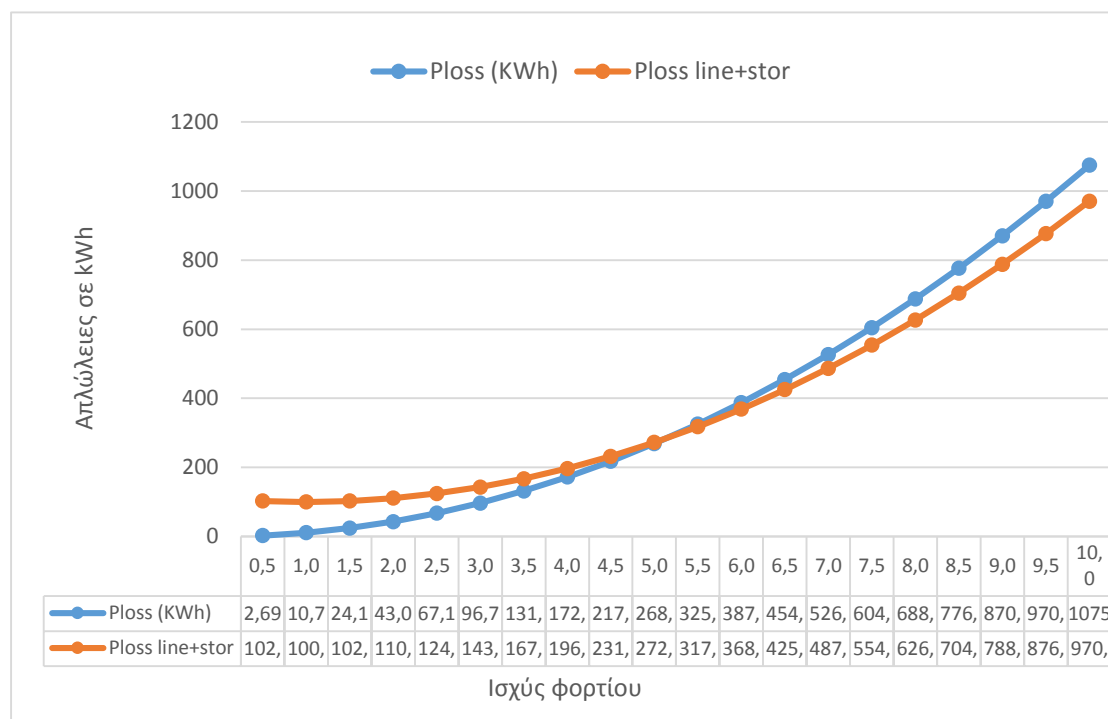
συμπεράσματα δεν θα ήταν αληθή. Αν θεωρήσω φορτίο από 0 έως 10 MW με βήμα ανά 0,5 MW και την ισχύ που μας δίνει η μπαταρία σταθερή και ίση με 1 MW θα δούμε πότε μας συμφέρει όλη η ενέργεια να έρχεται μέσω της γραμμής και από ποιο επίπεδο φορτίου και πάνω μας συμφέρει ένα μέρος της ενέργειας να έρχεται από την μπαταρία.

PL	Ps	Ploss line(kWh)	Ploss stor(kWh)	Ploss line+stor(kWh)	Ploss (kWh)
0,5	1,0	2,69	100	102,69	2,69
1,0	1,0	0,00	100	100,00	10,75
1,5	1,0	2,69	100	102,69	24,19
2,0	1,0	10,75	100	110,75	43,00
2,5	1,0	24,19	100	124,19	67,19
3,0	1,0	43,00	100	143,00	96,75
3,5	1,0	67,19	100	167,19	131,69
4,0	1,0	96,75	100	196,75	172,00
4,5	1,0	131,69	100	231,69	217,69
5,0	1,0	172,00	100	272,00	268,75
5,5	1,0	217,69	100	317,69	325,19
6,0	1,0	268,75	100	368,75	387,00
6,5	1,0	325,19	100	425,19	454,19
7,0	1,0	387,00	100	487,00	526,75
7,5	1,0	454,19	100	554,19	604,69
8,0	1,0	526,75	100	626,75	688,00
8,5	1,0	604,69	100	704,69	776,69
9,0	1,0	688,00	100	788,00	870,75
9,5	1,0	776,69	100	876,69	970,19
10,0	1,0	870,75	100	970,75	1075,00

Πίνακας 8 - Πίνακας απωλειών γραμμής με ή χωρίς αποθήκευση

Στην πρώτη στήλη θεωρούμε το φορτίο που υπάρχει στο τέλος μίας γραμμής. Στην δεύτερη στήλη θεωρούμε ότι η μπαταρία στο τέλος της γραμμής μας δίνει 1 MW. Στην τρίτη στήλη βλέπουμε τις απώλειες της γραμμής όταν ρέει η ενεργός ισχύ του φορτίου μείον την ενεργό ισχύ που μας δίνει η μπαταρία. Στην τέταρτη στήλη βλέπουμε τις απώλειες τις μπαταρίας (10% της ενεργού ισχύος). Στην πέμπτη στήλη βλέπουμε τις απώλειες της γραμμής μαζί με τις απώλειες τις μπαταρίας και στην τελευταία στήλη

έχουμε τις απώλειες της γραμμής όταν ρέει επί της γραμμής όλο το φορτίο. Όλα τα παραπάνω αφορούν μια ώρα στην οποία εκφορτίζεται η μπαταρία, χωρίς να επαναφορτίζεται. Τα παραπάνω αποτελέσματα φαίνονται και στο επόμενο διάγραμμα οπτικά.



Εικόνα 38 - Απώλειες γραμμής όταν υπάρχει ή δεν υπάρχει μπαταρία

Παρατηρούμε ότι στην συγκεκριμένη περίπτωση δηλαδή μιας γραμμής 20 km τύπου 95 ACSR με αντίσταση 0,215 Ω/km αν το φορτίο στο τέλος της γραμμής είναι από 5,5MW και πάνω τότε συμφέρει λόγω των απωλειών η μπαταρία να μας δίνει το 1MW.

Στην γραμμή R220 που μελετήσαμε πιο πάνω, την βελτιστοποίηση την τρέξαμε για 24 ώρες και έχουμε τον περιορισμό η αποθηκευμένη ενέργεια στην μπαταρία να είναι ίδια στην αρχή και στο τέλος της μέρας. Δώσαμε σαν είσοδο στην αντικειμενική συνάρτηση να ελαχιστοποιήσει τις απώλειες του δικτύου. Το αποτέλεσμα που πήραμε για όλες τις περιπτώσεις όταν η μπαταρία διακινεί μόνο ενεργό ισχύ είναι η μπαταρία να μην δουλέψει ποτέ. Δεν μελετήσαμε την περίπτωση να ελαχιστοποιήσουμε τις απώλειες και η μπαταρία να δίνει άεργο λόγω του ότι δεν έχουμε φτιάξει το μοντέλο της μπαταρίας που θα περιέχει απώλειες και στην διακίνησή αέργου ισχύος.

### 5.3.2 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς την ισχύ και τη χωρητικότητα της αποθήκευσης

Σε αυτό το κεφάλαιο δοκιμάσαμε κάποια σενάρια για να ελέγξουμε τι είναι αυτό που βελτιώνει την τάση: η ισχύς της μπαταρίας ή χωρητικότητα της. Για να το ελέγξουμε αυτό κάναμε δοκιμές στην γραμμή R220 που έχουμε περιγράψει σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Οι δοκιμές που κάναμε είναι να τοποθετήσουμε μια μπαταρία στον 10ο κόμβο του δικτύου. Η ισχύς της μπαταρίας και η χωρητικότητα της ήταν μεταβλητές. Πιο συγκεκριμένα δοκιμάσαμε να τοποθετήσουμε μπαταρία από 1 έως 5 MW και χωρητικότητας από 6 έως 18 MWh. Η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ήταν επίσης μεταβλητή όπως και στην προηγούμενη ενότητα, δηλαδή scale\_up 0, 1, 2. Επίσης είχαμε δοκιμή με την μπαταρία να δίνει μόνο ενεργό ισχύ ή να δίνει ενεργό και άεργο ισχύ. Σε όλες τις περιπτώσεις βάλαμε στην αντικειμενική συνάρτηση να μας ελαχιστοποιεί την απόκλιση της τάσης. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν τα βλέπουμε στους παρακάτω πίνακες. Στον κατακόρυφο άξονα βλέπουμε την χωρητικότητα της μπαταρίας και στον οριζόντιο άξονα βλέπουμε την ενεργό ισχύ που μπορεί να δώσει. Μέσα στον πίνακα βλέπουμε την τιμή  $dn$ , δηλαδή την απόκλιση του τετραγώνου της τάσης για κάθε ώρα, για κάθε κόμβο που έχει προκύψει από την βέλτιστη λειτουργία της μπαταρίας και του ΣΑΤΥΦ.

#### Scale up=0, Σ.Ι. = 1

Pstor capacity \	1	2	3	4	5
6	36,62	36,61	36,61	36,63	36,63
7	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
8	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
9	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
10	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
11	36,63	36,61	36,61	36,61	36,61
12	36,63	36,61	36,61	36,61	36,61
13	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
14	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
15	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
16	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
17	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61
18	36,62	36,61	36,61	36,61	36,61

Πίνακας 9 - Τιμές  $dn$  για την περίπτωση scale up=0, Σ.Ι.=1

**Scale up=0, Σ.I. = 0,95**

Pstor capacity \	1	2	3	4	5
6	26,74	18,18	11,93	6,81	4,02
7	26,74	18,17	11,87	6,72	3,92
8	26,74	18,17	11,84	6,64	3,85
9	26,74	18,17	11,82	6,64	3,81
10	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
11	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
12	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
13	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
14	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
15	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
16	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
17	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79
18	26,74	18,17	11,82	6,62	3,79

Πίνακας 10 - Τιμές dn για την περίπτωση scale up=0, Σ.I.=0,95

Το dn στην περίπτωση που δεν έχουμε μπαταρία για τις παραπάνω δυο περιπτώσεις είναι 39,12

**Scale up=1, Σ.I. = 1**

Pstor capacity \	1	2	3	4	5
6	4,15	4,03	4,03	4,03	4,03
7	4,11	3,98	3,98	3,98	3,98
8	4,10	3,94	3,94	3,94	3,94
9	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
10	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
11	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
12	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93

13	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
14	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
15	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
16	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
17	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93
18	4,10	3,94	3,93	3,93	3,93

Πίνακας 11 - Τιμές dn για την περίπτωση scale up=1, Σ.Ι.=1

**Scale up=1, Σ.Ι. = 0,95**

Pstor capacity	1	2	3	4	5
6	2,61	1,41	1,29	1,16	1,11
7	2,53	1,38	1,25	1,11	1,12
8	2,53	1,36	1,23	1,13	1,10
9	2,53	1,35	1,22	1,11	1,12
10	2,53	1,35	1,20	1,10	1,14
11	2,53	1,35	1,20	1,12	1,10
12	2,53	1,35	1,20	1,13	1,14
13	2,53	1,35	1,20	1,14	1,13
14	2,53	1,35	1,20	1,14	1,14
15	2,53	1,35	1,20	1,12	1,13
16	2,53	1,35	1,20	1,14	1,09
17	2,53	1,35	1,20	1,14	1,12
18	2,53	1,35	1,20	1,14	1,12

Πίνακας 12 - Τιμές dn για την περίπτωση scale up=1, Σ.Ι.=0,95

Το dn στην περίπτωση που δεν έχουμε μπαταρία για τις παραπάνω δυο περιπτώσεις είναι 7,78

**Scale up=2, Σ.I. = 1**

Pstor capacity	1	2	3	4	5
6	66,83	65,28	65,28	65,28	65,28
7	65,45	62,65	62,64	62,64	62,64
8	64,98	60,54	60,42	60,42	60,42
9	64,97	58,94	58,58	58,58	58,59
10	64,97	57,77	57,07	57,07	57,07
11	64,97	56,97	55,89	55,89	55,89
12	64,97	56,49	55,02	55,02	55,02
13	64,97	56,36	54,45	54,43	54,43
14	64,97	56,36	54,19	54,12	54,12
15	64,97	56,36	54,16	54,02	54,02
16	64,97	56,36	54,16	54,02	54,02
17	64,97	56,36	54,16	54,02	54,02
18	64,97	56,36	54,16	54,02	54,02

Πίνακας 13 - Τιμές dn για την περίπτωση scale up=2, Σ.I.=1

**Scale up=2, Σ.I. = 0,95**

Pstor capacity	1	2	3	4	5
6	37,43	21,09	9,63	2,51	1,24
7	35,86	19,06	8,31	2,00	1,13
8	35,04	17,20	7,12	1,61	1,12
9	34,92	15,53	6,07	1,36	1,11
10	34,92	14,26	5,15	1,24	1,10
11	34,92	13,35	4,35	1,21	1,10
12	34,92	12,73	3,68	1,21	1,09
13	34,92	12,42	3,13	1,21	1,09
14	34,92	12,41	2,81	1,21	1,09
15	34,92	12,41	2,75	1,21	1,08

16	34,92	12,41	2,75	1,21	1,08
17	34,92	12,41	2,75	1,21	1,09
18	34,92	12,41	2,75	1,21	1,09

Πίνακας 14 - Τιμές  $dn$  για την περίπτωση  $scale_{up}=2$ ,  $\Sigma.I.=0,95$

Το  $dn$  στην περίπτωση που δεν έχουμε μπαταρία για τις παραπάνω δυο περιπτώσεις είναι 91,65

Μετά τις παραπάνω δοκιμές αυτό που είδαμε είναι ότι αν η μπαταρία μπορεί να διαχειριστεί άεργο ισχύ, τότε όσο μεγαλύτερη μπαταρία είχαμε τόσο καλύτερο ήταν το αποτέλεσμα. Αυτό είναι αυτονόητο αφού ξέρουμε ότι οι τάσεις του δικτύου εξαρτώνται περισσότερο από την άεργο ισχύ παρά από την ενεργό ισχύ. Η μεγαλύτερης ισχύος μπαταρία είχε και μεγαλύτερη δυνατότητα παραγωγής και κατανάλωσης αέργου ισχύος, οπότε και μεγαλύτερη δυνατότητα βελτίωσης της τάσης.

Στην περίπτωση που δεν έχουμε δυνατότητα διαχείρισης αέργου ισχύος στην μπαταρία, παρατηρούμε ότι:

- Η ισχύς της μπαταρίας είναι αυτή που παίζει σημαντικότερο ρόλο.
- Ακόμα και με μπαταρία 1MW με 6MWh από την οποία μπορούν να αξιοποιηθούν οι 5MWh σε σχέση με την χωρίς μπαταρία λειτουργία στην περίπτωση με  $scale_{up}=0$  έχουμε βελτίωση 6,4%, στην περίπτωση με  $scale_{up}=1$  έχουμε βελτίωση 46,6%, και στην περίπτωση με  $scale_{up}=2$  έχουμε βελτίωση 27%
- Βλέπουμε την διαγώνιο στους παραπάνω πίνακες σε ποιο συνδυασμό ισχύς και χωρητικότητας έχουμε τα καλύτερα αποτελέσματα.
- Για να έχουμε σημαντική βελτίωση στις τάσεις πρέπει να έχουμε σημαντικό ποσοστό διεισδύσεις ΑΠΕ

## 5.4 Συμπεράσματα

Από όλα τα παραπάνω σενάρια που τρέξαμε και αναλύσαμε, καθώς επίσης και από αυτά που τρέξαμε αλλά δεν αναλύσαμε παραπάνω τα συμπεράσματα που βγάλαμε είναι:

- Η προσθήκη μονάδων αποθήκευσης στο δίκτυο μπορεί να βελτιώσει την ποιότητα της τάσης του δικτύου.
- Με την προσθήκη μπαταρίας στο δίκτυο οι απώλειες του δικτύου αυξάνονται πάντα και μάλιστα σημαντικά, η αύξηση οφείλεται στις απώλειες της μπαταρίας.
- Η δυνατότητα διαχείρισης αέργου ισχύος από τις μπαταρίες είναι ο σημαντικότερος λόγος βελτίωσης των τάσεων.
- Η συγκεντρωμένη μπαταρία αν τοποθετηθεί στην κατάλληλη θέση μπορεί να δώσει καλύτερη ποιότητα τάσης από ότι αν έχουμε 3 ή 4 μπαταρίες με τα ίδια χαρακτηριστικά.

- Υποθετικά μιλώντας αν έχουμε δυνατότητα να έχουμε απεριόριστο αριθμό αποθηκευτικών μέσων τότε θα μπορούσαμε να έχουμε σε όλο το δίκτυο όλο το εικοσιτετράωρο ονομαστική τάση.
- Η εγκατάσταση μπαταριών στο δίκτυο μπορεί να βοηθήσει στην αύξηση της δυνατότητας εγκατάστασης ΑΠΕ στη γραμμή.
- Αν έχουμε υψηλά ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ στο δίκτυο τότε η αύξηση των απωλειών είναι σημαντικά μικρότερη.



## 6. ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟΙ ΤΡΟΠΟΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΤΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΣΧΥΟΣ ΤΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ

### 6.1 Γενικά

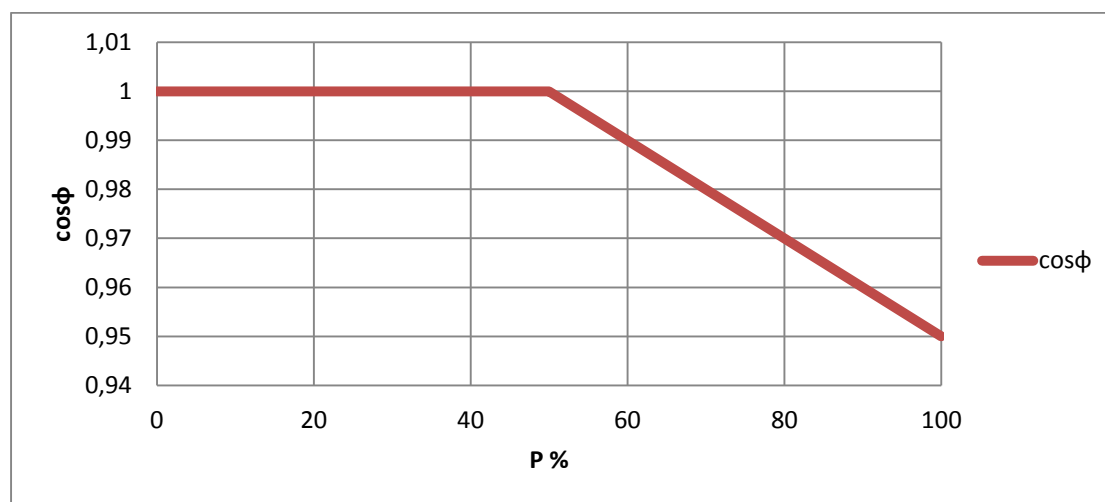
Στην γραμμή R220 της Ρόδου που έχουμε μελετήσει και σε προηγούμενα κεφάλαια δοκιμάσαμε να κάνουμε προσομοίωση των τάσεων και των απωλειών. Η προσομοίωση έγινε με την απλοποιημένη ροή φορτίου που έχει αναλυθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο. Στην προσομοίωση που κάναμε δοκιμάσαμε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, στα οποία κάθε φορά ελέγχαμε την έκχυση αέργου ισχύος με διαφορετικό τρόπο. Οι τρόποι με τους οποίους δοκιμάσαμε να ελέγχουμε την άεργο ισχύ είναι:

- 1) Η άεργος ισχύς να είναι 0
- 2) Η άεργος ισχύς να προσδιορίζεται από μία καμπύλη  $P - \cos\phi$
- 3) Η άεργος ισχύς να προσδιορίζεται από κεντρικό έλεγχο του δικτύου (λύση που προέρχεται από την βελτιστοποίηση).

Η λήψη του ΣΑΤΥΦ για τις δύο πρώτες περιπτώσεις προσδιορίζεται από μια καμπύλη ρύθμισης LDC, ενώ για την τρίτη περίπτωση με βέλτιστο τρόπο για την καλύτερη ποιότητα τάσης. Στην τρίτη περίπτωση χρησιμοποιήσαμε το πρόβλημα βελτιστοποίησης που αναφέρουμε στο κεφάλαιο 3 με αντικειμενική συνάρτηση που βελτιστοποιεί την τάση κατά 85% , τις απώλειες κατά 10% και τις αλλαγές στη λήψη του ΣΑΤΥΦ κατά 5%.

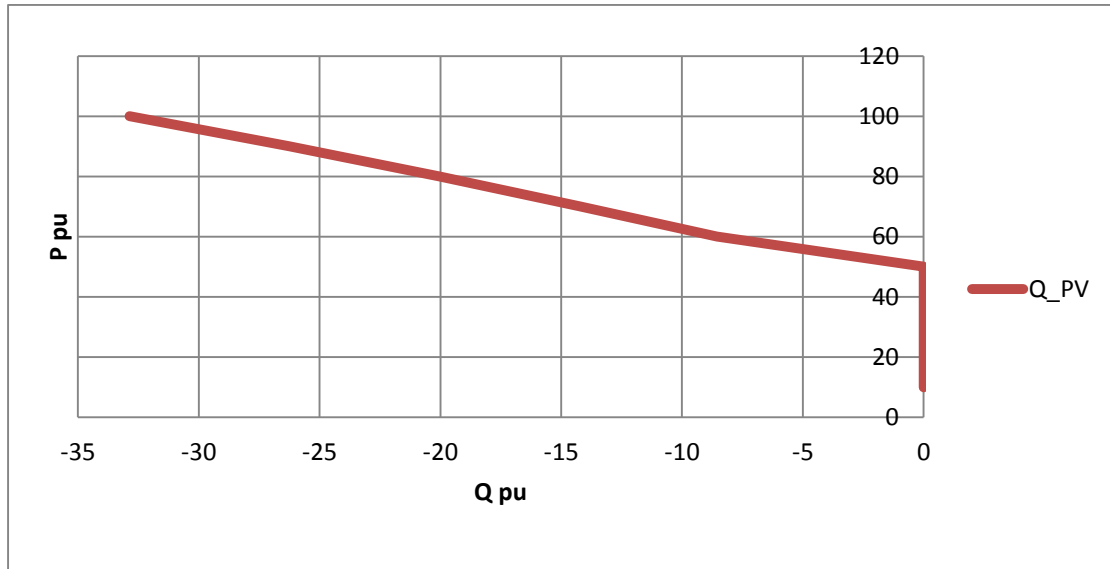
### 6.2 Υπολογισμός τάσεων γραμμής για διάφορους τρόπους ρύθμισης του ΣΙ

Στην πρώτη περίπτωση το δίκτυο πρακτικά δουλεύει όπως στην πραγματικότητα, δηλαδή οι μονάδες των ΑΠΕ παρέχουν στο δίκτυο μόνο ενεργό ισχύ και το ΣΑΤΥΦ λειτουργεί με καμπύλη LDC. Στη δεύτερη περίπτωση έχουμε μια καμπύλη  $P - \cos\phi$  από την οποία προσδιορίζεται η άεργος ισχύς που θα δώσει το Φ/Β και οι ανεμογεννήτριες, η καμπύλη που χρησιμοποιήσαμε είναι η παρακάτω.



Εικόνα 39 - Διάγραμμα ρύθμισης ΣΙ σε μονάδες ΔΠ

Όταν η ισχύς των Φ/Β και των ανεμογεννητριών είναι έως το 50% της ονομαστικής τους ισχύς τότε ο ΣΙ που έχει ο inverter είναι 1 δηλαδή η άεργος ισχύς είναι μηδέν. Από 50% της ονομαστικής ισχύος και μέχρι το 100% ο ΣΙ είναι μια ευθεία γραμμή μεταξύ του 1 και του 0,95 , για την ονομαστική ισχύ η τιμή του ΣΙ είναι 0,95 επαγωγικός. Η παραπάνω καμπύλη μετασχηματίζεται στην καμπύλη P – Q που φαίνεται παρακάτω.



Εικόνα 40 - Διάγραμμα ρύθμισης αέργου ισχύος συναρτήσει ενεργού ισχύος σε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής

Οι τιμές φαίνονται στον παρακάτω πίνακα, μέχρι και το 50% την ονομαστικής ενεργού ισχύος δεν έχουμε άεργο ισχύ, ενώ μέχρι το 100% η άεργος ισχύς φτάνει στο -32,87%. Το μείον αφορά τον επαγωγικό ΣΙ, πχ για εγκατεστημένη ισχύ 100 kW όταν η μονάδα παράγει 100 kW τότε ο inverter θα έχει ρυθμιστεί ώστε να καταναλώνει 32,87 kVAr, ενώ αν η μονάδα παράγει 90 kW τότε θα καταναλώνονται από τον inverter 26,25 kVAr.

P	Q_PV
10	0
20	0
30	0
40	0
50	0
60	-8,55
70	-14,21
80	-20,05
90	-26,25
100	-32,87

Η καμπύλη LDC που χρησιμοποιήθηκε είναι η

$$V_{desired} = 2 * 2,073 * I_R + 2 * 3,239 * I_X$$

που το  $I_R$  είναι η συνιστώσα του ρεύματος της ενεργού ισχύος που περνάει από τον μετασχηματιστή και  $I_X$  είναι η συνιστώσα του ρεύματος της αέργου ισχύος που περνάει από τον μετασχηματιστή. Τα ρεύματα αυτά προσδιορίζονται από το ρεύμα του φορτίου αν αφαιρέσουμε το ρεύμα που παράγεται από τις ΑΠΕ.

Η δοκιμή που κάναμε είναι για κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις να βγάλουμε δείκτες με τους οποίους θα μπορούμε να συγκρίνουμε και να αξιολογήσουμε τις μεθόδους ρύθμισης των ΑΠΕ. Οι δείκτες που χρησιμοποιήσαμε είναι: η απόκλιση της τάσης από την ονομαστική για όλους τους κόμβους και για όλες τις ώρες, η ροή αέργου ισχύος στον Μ/Σ στο τετράγωνο όλο το εικοσιτετράωρο  $MVA_{rh}^2/(24h)$  και οι μεταβολές στη λήψη του ΣΑΤΥΦ σε ένα εικοσιτετράωρο.

Για κάθε περίπτωση στη γραμμή R220 που έχει μέγιστο φορτίο 4,5 MW και μέγιστη ισχύ από ΑΠΕ 5MW χρησιμοποιήσαμε ένα συντελεστή scale\_up που πολλαπλασιάζει ομοιόμορφα την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ ώστε να παίρνει τιμές από 0 έως και 15MW που είναι το 300% του φορτίου.

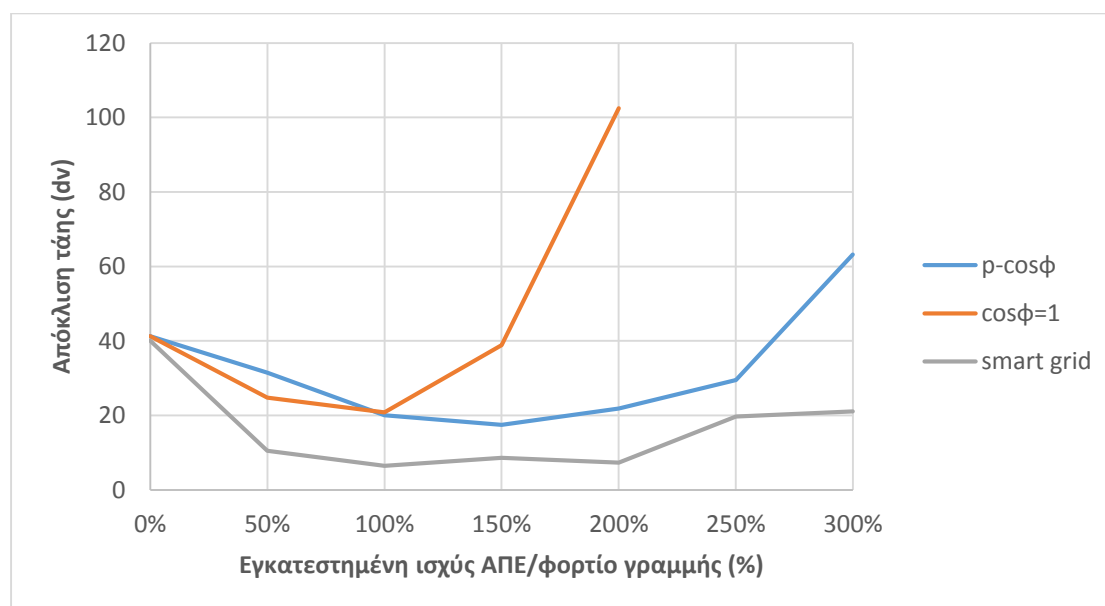
Τα αποτελέσματα που βγάλαμε είναι:

Όσον αφορά την τάση, οι τιμές του δείκτη της απόκλισης της τάσης από την ονομαστική φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Ραπε/Ρφορτ	dv p-cosφ	dv - cosφ=1	dv – sg
0%	41,24	41,24	40,04
50%	31,44	24,73	10,48
100%	20,07	20,85	6,46
150%	17,44	38,82	8,64
200%	21,82	102,45	7,31
250%	29,49	inf	19,68
300%	63,17	inf	21,06

Πίνακας 15 - Τιμές dv ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης και την μέθοδο παραγωγής αέργου ισχύος

Και γραφικά στο επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 41 - Ανάλυση ευαισθησίας της ποιότητας της τάσης ως προς το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ προς το φορτίο με LDC control του tap

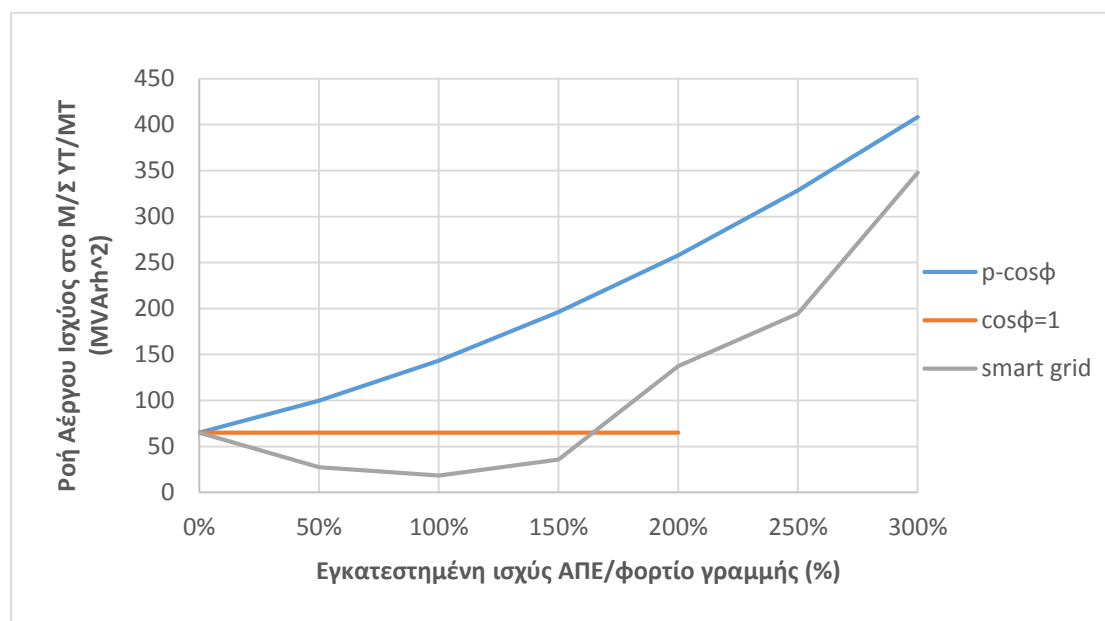
Στο παραπάνω διάγραμμα έχουμε στον οριζόντιο άξονα το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ, δηλαδή το λόγο της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ προς το εγκατεστημένο φορτίο και στον κάθετο άξονα έχουμε την απόκλιση της τάσης από την ονομαστική για όλους τους κόμβους όλο το εικοσιτετράωρο. Αυτό που παρατηρούμε ότι ισχύει για τη συγκεκριμένη τοπολογία δικτύου είναι ότι αν το δίκτυο λειτουργεί με  $\Sigma I=1$  τότε η ποιότητα της τάσης, για ποσοστό διείσδυσης από 0% έως 100% βελτιώνεται. Αυτό οφείλεται στο ότι η ενεργός ισχύς δεν έρχεται πλέον από το δίκτυο αλλά παράγεται τοπικά με αποτέλεσμα να έχουμε μικρότερη πτώση τάσης. Για ποσοστό διείσδυσης από 100% έως 150% ο δείκτης καταλήγει να είναι στα ίδια επίπεδα με την περίπτωση χωρίς ΑΠΕ. Αυτό οφείλεται στο ότι πλέον έχουμε αντιστροφή της ροής ισχύος και άρα ανύψωση της τάσης. Για διείσδυση ΑΠΕ με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη του φορτίου πάνω από 150% η ποιότητα της τάσης χειροτερεύει αρκετά και φτάνει στο σημείο να βγαίνει εκτός ορίων λειτουργίας για εγκατεστημένη ισχύ 200% του φορτίου. Για την περίπτωση που χρησιμοποιήσουμε την καμπύλη  $p - \cos\phi$  τότε μπορούμε να φτάσουμε ποσοστό διείσδυσης μέχρι και 260% χωρίς να έχουμε επιβάρυνση στο προφίλ της τάσης, ενώ για τις ενδιάμεσες περιπτώσεις θα έχουμε σημαντική βελτίωση. Επιπλέον έχουμε αύξηση του Hosting Capacity της γραμμής. Τέλος η λύση που βγάζει η βελτιστοποίηση μέσα από τον κεντρικό έλεγχο του συστήματος είναι σε όλα τα επίπεδα διείσδυσης να έχουμε σημαντικά καλύτερη ποιότητα τάσης από τις προηγούμενες περιπτώσεις. Αυτό οφείλεται στο ότι συντονίζονται όλα τα μέσα ρύθμισης της τάσης από ένα κεντρικό σύστημα που αποφασίζει κάθε ώρα πως πρέπει να συμπεριφερθεί η κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής ώστε να έχουμε σε όλη τη γραμμή καλή ποιότητα τάσης.

Ο δεύτερος δείκτης που χρησιμοποιήσαμε για να συγκρίνουμε τα αποτελέσματα είναι η ροή αέργου ισχύος στον Μ/Σ όλο το εικοσιτετράωρο  $MVA_{rh}^2/(24h)$ . Τα αποτελέσματα που προέκυψαν φαίνονται στον από κάτω πίνακα.

Ραπε/Ρφορτ	Qms p-cosφ	Qms - cosφ=1	Qms -sg
0%	65,03	65,03	65,03
50%	99,70	65,03	27,56
100%	143,39	65,03	18,32
150%	196,11	65,03	35,65
200%	257,86	65,03	137,42
250%	328,62	Inf	194,64
300%	408,41	Inf	347,63

Πίνακας 16 - Τιμές Qms ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης και την μέθοδο παραγωγής αέργου ισχύος

Και γραφικά στο επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 42 - Ανάλυση ευαισθησίας της ροής αέργου ισχύος στο Μ/Σ ως προς το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ προς το φορτίο

Στο παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε ότι για την περίπτωση με  $\Sigma I=1$  έχουμε σταθερή τιμή ροής αέργου ισχύος στο Μ/Σ. Αυτό οφείλεται στο ότι η ροή που περνάει από τον Μ/Σ είναι μόνο του φορτίου που είναι σταθερό σε όλες τις περιπτώσεις. Στην περίπτωση που έχουμε ρύθμιση τον ΑΠΕ με την καμπύλη που περιγράψαμε νωρίτερα τότε βλέπουμε η ροή να αυξάνεται σχεδόν γραμμικά. Αυτό οφείλεται στο ότι όσο περισσότερες ΑΠΕ έχουμε τόσο περισσότερη αέργο ισχύ καταναλώνουν όταν το επίπεδο παραγωγής ξεπεράσει το 50% της ονομαστικής ισχύος και άρα και η ροή που περνάει από τον μετασχηματιστή αυξάνεται σημαντικά. Με τον κεντρικό έλεγχο που

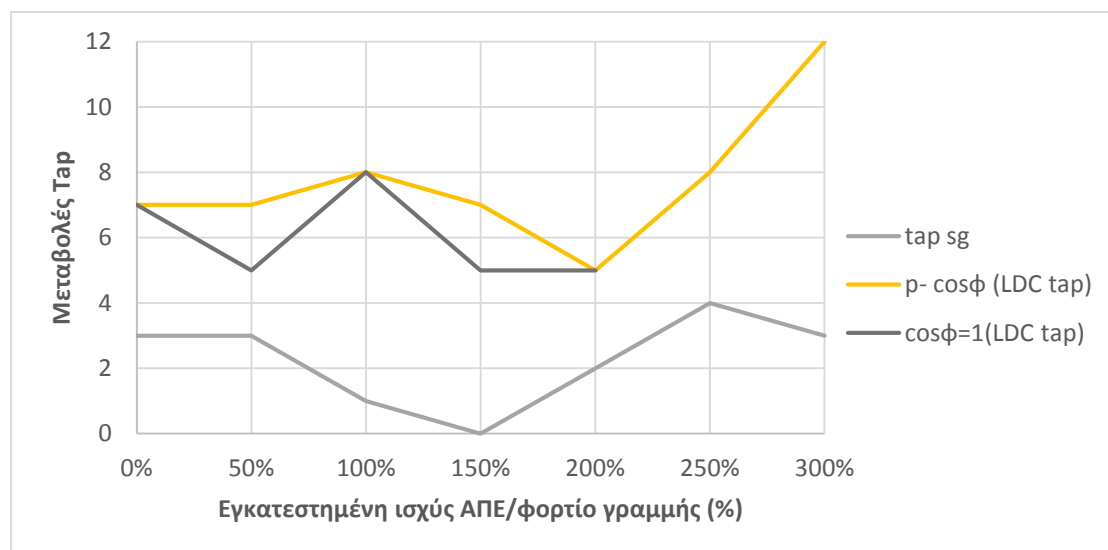
προκύπτει μέσα από τη λύση της βελτιστοποίησης βλέπουμε ότι η ροή αέργου ισχύος στο Μ/Σ είναι βελτιωμένη σε σχέση με την πρώτη περίπτωση για τα επίπεδα διείσδυσης μέχρι και 160% ενώ από αυτό το επίπεδο και πάνω αυξάνεται μεν αλλά σε καλύτερα επίπεδα από την δεύτερη περίπτωση.

Το τρίτο ποιοτικό χαρακτηριστικό που ελέγξαμε είναι οι μεταβολές που συμβαίνουν στη λήψη του ΣΑΤΥΦ μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν φαίνονται στον από κάτω πίνακα.

Ραπε/Ρφορτ	tap p- cosf (LDC tap)	tap cosf=1 (LDC tap)	tap sg
0%	7	7	3
50%	7	5	3
100%	8	8	1
150%	7	5	0
200%	5	5	2
250%	8	inf	4
300%	12	inf	3

Πίνακας 17 - Αριθμός αλλαγών λήψεων του ΣΑΤΥΦ ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης και την μέθοδο παραγωγής αέργου ισχύος

Και γραφικά στο επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 43 - Ανάλυση ευαισθησίας των taps ως προς το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ προς το φορτίο

Στο παραπάνω διάγραμμα βλέπουμε τις μεταβολές στη λήψη του ΣΑΤΥΦ σε ένα εικοσιτετράωρο. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι μέχρι το επίπεδο τις διπλάσιας εγκατάστασης ΑΠΕ από φορτίο έχουμε περίπου τις ίδιες αλλαγές. Για επίπεδο διείσδυσης μεγαλύτερο από 200% έχουμε αρκετές αλλαγές στη λήψη του ΣΑΤΥΦ, για αυτά τα επίπεδα έχουμε μεγάλη ροή ενεργού ισχύος από το δίκτυο διανομής προς το

Μ/Σ, που μας δημιουργεί μεγάλη ανύψωση τάσης, και μεγάλη κατανάλωση αέργου ισχύος, που μας δημιουργεί μεγάλη πτώση τάσης. Για την περίπτωση smart grid έχουμε μεγάλη μείωση στις αλλαγές λήψης, που κυμαίνεται από 40% έως και 100% μείωση.

### **6.3 Συμπεράσματα**

Από τα παραπάνω αποτελέσματα βγάζουμε το συμπέρασμα ότι σε ένα δίκτυο μπορούμε να προσθέσουμε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής με ισχύ έως και 150% της εγκατεστημένης ισχύς του φορτίου χωρίς καμία επιπλέον ρύθμιση. Σε αυτή την περίπτωση τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της γραμμής βελτιώνονται ή παραμένουν ίδια με αυτά για τα οποία είχε σχεδιαστεί το δίκτυο χωρίς ΑΠΕ. Η λύση της καμπύλης ρύθμισης  $p - \cos\phi$  των μονάδων ΑΠΕ είναι εύκολο να ρυθμιστεί στους inverter των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής πετυχαίνοντας αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ και ικανοποιητικά ποιοτικά χαρακτηριστικά για ποσοστό διείσδυσης έως και 250%. Για μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης πρέπει να κινηθούμε στη λύση του κεντρικού ελέγχου του δικτύου. Η smart grid λύση είναι η πιο ακριβή λύση, αφού υλοποιεί τον κεντρικό έλεγχο του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο ρύθμισης του δικτύου πετυχαίνουμε μεγάλη αύξηση του hosting capacity της γραμμής με πολύ καλό προφίλ τάσης και λίγες αλλαγές στο ΣΑΤΥΦ του Μ/Σ.





## 7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία έγινε χρήση του προγράμματος CPLEX για την βελτιστοποίηση ενός δικτύου διανομής. Αφού μοντελοποιήθηκε ένα δίκτυο διανομής, έγινε βελτιστοποίηση των μεταβλητών που μπορούμε να διαχειριστούμε. Η βελτιστοποίηση έγινε με βάση τα κριτήρια τα οποία τέθηκαν κάθε φορά. Για παράδειγμα έγινε βελτιστοποίηση της τάσης κατά μήκος του δικτύου, ελαχιστοποίηση των απωλειών του δικτύου, ελαχιστοποίηση των αλλαγών λήψεων του ΣΑΤΥΦ και ελαχιστοποίηση της παραγωγής αέργου ισχύος από ΑΠΕ.

Με τη χρήση του παραπάνω μοντέλου πραγματοποιήθηκαν δοκιμές για αρκετές παραλλαγές του δικτύου και για διαφορετικά σενάρια. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν αφορούν στο μείγμα της αντικειμενικής συνάρτησης. Είδαμε ότι για να πετύχουμε ανάλογη φόρτιση παραγωγής αέργου ισχύος από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής πρέπει να γίνει χρήση της ελαχιστοποίηση του  $(\tan \varphi)^2$  στην αντικειμενική συνάρτηση. Με αυτόν τον τρόπο μεγιστοποιείται ο ΣΙ όλων των μονάδων και επιτυγχάνεται παραγωγή αέργου ισχύος από όλες τις μονάδες ανάλογη της ικανότητάς τους χωρίς να έχουμε το φαινόμενο τις λειτουργίας των φωτοβολταϊκών με ΣΙ = 0,9 και των αιολικών με ΣΙ=0,98.

Στο επόμενο κεφάλαιο μελετήθηκαν τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της χρήσης μπαταριών στο δίκτυο. Από την έρευνα προέκυψε ότι με την προσθήκη μονάδων αποθήκευσης στο δίκτυο υπάρχει η δυνατότητα βελτίωσης της ποιότητας της τάσης του δικτύου. Επιπλέον αν γίνει χρήση αέργου ισχύος από τις μονάδες αποθήκευσης, η βελτίωση θα είναι ακόμα μεγαλύτερη. Η σωστή τοποθέτηση της αποθήκευσης παίζει σημαντικό ρόλο, καθώς υπάρχουν σημεία του δικτύου, όπως για παράδειγμα η αρχή του δικτύου, όπου η αποθήκευση δεν έχει καμία θετική επίδραση. Η εγκατάσταση μπαταριών στο δίκτυο μπορεί να βοηθήσει στην αύξηση της δυνατότητας εγκατάστασης ΑΠΕ στη γραμμή. Το μειονέκτημα που παρατηρήθηκε είναι ότι σε όλες τις περιπτώσεις χρήσης της αποθήκευσης προέκυψαν αυξημένες απώλειες δικτύου εξαιτίας των απωλειών της μπαταρίας.

Στο τελευταίο κεφάλαιο έγινε ανάλυση διαφόρων τρόπων ρύθμισης των inverter των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Οι τρεις μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν είναι: α) ΣΙ=1, δηλαδή παραγωγή μόνο ενεργού ισχύος, β) η παραγωγή αέργου ισχύος να προκύπτει από μια καμπύλη μεταξύ ισχύος και ΣΙ έτσι ώστε ο ΣΙ να είναι 1 μέχρι την παραγωγή 50% της εγκατεστημένης ισχύος, ενώ από το 50% έως το 100% της παραγωγής μειώνεται γραμμικά έως ότου ο ΣΙ να γίνει 0.95, και γ) ο τρίτος τρόπος ρύθμισης της παραγωγής προκύπτει από τη λύση της βελτιστοποίησης με κεντρικό έλεγχο όλων των παραμέτρων.

Τα συμπεράσματα που προέκυψαν είναι ότι σε ένα δίκτυο μπορούν να προστεθούν μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής με ισχύ έως και 150% της εγκατεστημένης ισχύος του φορτίου χωρίς καμία επιπλέον ρύθμιση. Σε αυτή την περίπτωση τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της γραμμής βελτιώνονται ή παραμένουν ίδια με αυτά για τα οποία είχε σχεδιαστεί το δίκτυο χωρίς ΑΠΕ. Η λύση της καμπύλης

ρύθμισης  $p - \cos\phi$  των μονάδων ΑΠΕ είναι εύκολο να ρυθμιστούν στους inverter των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής πετυχαίνοντας αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ αλλά και ικανοποιητικά ποιοτικά χαρακτηριστικά για ποσοστό διείσδυσης έως και 250% του φορτίου. Για μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης πρέπει να κινηθούμε στη λύση του κεντρικού ελέγχου του δικτύου. Η smart grid λύση είναι η πιο ακριβή, αφού υλοποιεί τον κεντρικό έλεγχο του συστήματος. Με αυτό τον τρόπο ρύθμισης του δικτύου επιτυγχάνεται μεγάλη αύξηση του hosting capacity της γραμμής με πολύ καλό προφίλ τάσης και λίγες αλλαγές στο ΣΑΤΥΦ του Μ/Σ.

## 8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] «Le réglage de tension dans les reseaux de Distribution,» Nov 1959.
- [2] R. B. J. H. M.W. Davis, «Modeling and Testing of Unbalanced Loading and Voltage Regulation,» July 2007.
- [3] A. M. H. S. T. J. Tengku Hashim, «A review on voltage control methods for active distribution networks,» Universiti Kebangsaan Malaysia, Przegląd Elektrotechniczny. 2012;88(6):304-312.
- [4] S. S. Sumankumar, «Review of Voltage Control Technique of Grid Connected Distributed Generation,» International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology, Volume 3,.
- [5] O. R. a. R. M. A., «Voltage control problems on modern distribution systems,» Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, p. 662 - 667 Vol.1.
- [6] T. P. Taylor, «Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks including Distributed Generation,» The International Federation of Automatic Control 17th World Congress, 2008.
- [7] M. J., «Benefits of Active Management of Distribution Networks with Distributed Generation,» Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, p. 601 - 606.
- [8] D. F. G. a. S. H. L. Hen-Geul Yeh, «Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators,» Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:27 , Issue: 3 ), p. 1656-1663.
- [9] «Energy Efficiency in Distribution Systems - Impact Analysis Approach, 2011,» U.S Department of Energy.
- [10] P. A. J. a. D. D. Devaraj, «Optimal Reactive Power Dispatch for Voltage Stability Enhancement Using Real Coded Genetic Algorithm,» International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 2, No. 4, August, 2010.
- [11] R. R. a. K. G, «A Comparative Analysis on Reactive Power,» Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on p.1341 - 1346, Nagercoil.
- [12] R. S. a. &. D. N. G. b, «Coordinated Voltage Regulation of Distribution Network with Distributed Generators and Multiple Voltage-control Devices».
- [13] ,. P. N. B. Anastasios G. Bakirtzis, «Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm,» IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 17, NO. 2, MAY 2002.

- [14] A. R. A. S. A. A. O. T. NIKNAM, «A NEW APPROACH BASED ON ANT ALGORITHM FOR VOLT/VAR CONTROL IN DISTRIBUTION NETWORK CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION,» Iranian Journal of Science & Technology, Transaction B, Engineering, Vol. 29, No. B4.
- [15] R. AZIMI, «Multiobjective daily Volt/VAr control in distribution systems with distributed generation using binary ant colony optimization,» Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences.
- [16] M. E. a. F. F. Wu, «Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing,» Power Engineering Review, IEEE (Volume:9 , Issue: 4 ), p. 101 - 102, 1989.
- [17] D. F. G. a. S. H. L. Hen-Geul Yeh, «Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators,» Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:27 , Issue: 3 ), p. 1656-1663, 2012.
- [18] H. Saadat, Power System Analysis, 1st ed. New York: McGraw-Hill, 1999.
- [19] D. GEIBEL, «Active intelligent distribution networks — Coordinated voltage regulation methods for networks with high share of decentralised generation, Integration of Renewables into the Distribution Grid,» CIRED 2012 Workshop, p. 1-4, Lisbon.
- [20] S.-R. N. a. J.-K. P. Jong-Young Park, «Real-Time Volt/VAr Control Based on the Difference between the Measured and Forecasted Loads in Distribution Systems,» Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 2, No. 2, pp. 152~156, 2007.
- [21] E. M. S. a. G. R. M. d. Costa, «Optimal Adjustment of continuous and discrete variables in the Optimal Reactive Power Flow Problem,» 2nd International Conference on Engineering Optimization, 2010. Lisbon.
- [22] D. X. F. E. C. R. Enginee, «Understanding Volt/Var Control (VVC) and Volt/Var Optimization (VVO),» Smart Grid Distribution Automation Conference, Nov 2-3, 2011, Raleigh, NC, ABB.
- [23] G. P. H. a. A. R. Wallace, «Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation, Generation,» Transmission and Distribution, IEE Proceedings- (Volume:152 , Issue: 1 ), p. 115-122, 2005.
- [24] Y. S. a. D. B. Jinendra Rahul, «A New Attempt to Optimize Optimal Power Flow based Transmission Losses using Genetic Algorithm,» Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), 2012 Fourth International Conference on, p. 566 - 570, Mathura.

- [25] H. A. a. J. R. Martí, «Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation,» Power Delivery, IEEE Transactions on (Volume:30 , Issue: 1 ), p. 25 - 33, 2015..
- [26] T. Z. a. W. Sun, «Optimization of Wind-PV Hybrid Power System based on Interactive Multi-objective Optimization Algorithm, Measurement,» Information and Control (MIC), 2012 International Conference on (Volume:2 ), p. 853 - 856, Harbin.
- [27] L. V. Stephen Boyd, Convex Optimization, Cambridge University Press 2004.
- [28] Θ. Δ. Μπαμπαρούτσος, *Βέλτιστη λειτουργία γραμμών διανομής ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής*, ΕΜΠ, 2015.
- [29] Μ. Π. ΠΑΠΑΔΟΠΟΥΛΟΣ, ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, τόμ. Ι, ΑΘΗΝΑ: Ε.Μ.Π, 1994.
- [30] Μ. Π. ΠΑΠΑΔΟΠΟΥΛΟΣ, ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ, ΑΘΗΝΑ: Ε.Μ.Π, 1997.
- [31] Π. Αναγνωστόπουλος, «Τεχνικά ζητήματα και περιορισμοί για την επίτευξη υψηλής διείσδυσης φωτοβολταϊκής ισχύος σε δίκτυα ΜΤ,» ΕΜΠ μεταπτυχιακή εργασία, Ιούλιος 2011.
- [32] Κ. Μαυρογένου, «ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΩΝ ΕΡΓΑΛΕΙΩΝ ΣΤΗΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑ ΚΑΙ ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΓΡΑΜΜΗΣ ΜΤ ΜΕ ΜΕΓΑΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ,» Διπλωματική εργασία ΕΜΠ, Αθήνα, 2015.