



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

**Συνεργασία των διαχειριστών των συστημάτων διανομής (DSO) και
μεταφοράς (TSO)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αλέξανδρος Σ. Φαραντάτος

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος, Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2021



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

**Συνεργασία των διαχειριστών των συστημάτων διανομής (DSO) και
μεταφοράς (TSO)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αλέξανδρος Σ. Φαραντάτος

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος, Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 22η Φεβρουαρίου 2021

.....

Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....

Γεωργιλάκης Παύλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....

Παπαθανασίου Σταύρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2021

.....
Αλέξανδρος Φαραντάτος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Αλέξανδρος Φαραντάτος, 2021

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Με κύριο γνώμονα την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής, τα τελευταία χρόνια έχει αυξηθεί η διείσδυση ανανεώσιμων πηγών παραγωγής στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Κύριο χαρακτηριστικό της ανανεώσιμης παραγωγής είναι η έντονη στοχαστικότητα, η οποία δοκιμάζει τα όρια ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων, ενώ εγείρει το θέμα του απαραίτητου πλέον συντονισμού μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής για την εξασφάλιση της αποδοτικής και ασφαλούς λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος. Για την καταπολέμηση των προβλημάτων που προκύπτουν από την στοχαστικότητα των μονάδων αυτών, είναι αναγκαίος ο μετασχηματισμός των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας καθώς και η λειτουργία ενεργειακών αγορών, οι οποίες θα επιτρέψουν την παροχή ευελιξίας και από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που είναι εγκατεστημένες στα συστήματα διανομής. Η συνεργασία των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής διαμέσου κατάλληλων μοντέλων αγοράς, δύναται να οδηγήσει σε ακόμη μεγαλύτερη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, προσφέροντας τα απαιτούμενα επίπεδα ευελιξίας που είναι απαραίτητα για την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία του συστήματος.

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη τεσσάρων προτεινόμενων ενεργειακών αγορών, ως προς την αντιμετώπιση του προβλήματος εξισορρόπησης, σε διαφορετικά σενάρια παραγωγής και φορτίου, που αντιμετωπίζουν οι διαχειριστές των συστημάτων ενέργειας σήμερα.

Η μελέτη αυτή γίνεται μέσω της επίλυσης ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, μέσω μίας AC βέλτιστης ροής ισχύος. Η υλοποίηση γίνεται στο περιβάλλον MATLAB με χρήση της βιβλιοθήκης του MATPOWER.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Ενεργειακές αγορές, Αγορά Εξισορρόπησης, Βέλτιστη Ροή Ισχύος, Πρόβλημα Βελτιστοποίησης, Συνεργασία Διαχειριστών Συστημάτων, Σύστημα Διανομής, Σύστημα Μεταφοράς

ABSTRACT

In recent years the integration of Renewable Energy Production has increased, mainly to mitigate the effects of climate change. However the limits of the modern power grids – regarding safety and economical optimization- are being challenged by the stochastic nature of the production that derives from renewable sources. A cooperation model between Transmission & Distribution System Operators is being discussed, in order to guarantee the safe and optimal usage of the power grid. The transformation of both the electric power grids and the energy markets is necessary in order to handle the increased penetration of stochastic production. This transformation will allow distributed energy resources installed directly in the Distribution Systems to offer flexibility back to the grid. Cooperation between Transmission & Distribution System operators is possible to lead into an even bigger penetration of Renewable Energy Sources, while offering the required flexibility for a safe and optimized power grid usage at the same time.

This diploma thesis is focused on studying four proposed energy markets which manage the main balancing problems that System Operators have to face today, in different production and load scenarios.

This study is reduced by solving an optimization problem using the AC Optimal Power Flow method. The modeling of the optimization problem is being implemented on the MATLAB environment with the help of the MATPOWER library.

KEYWORDS

Energy Markets, Balancing Market, Optimal Power Flow, Optimization Problem, System Operators Cooperation, Transmission System, Distribution System

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω αρχικά τον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, καθηγητή της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, για την ανάθεση ενός ιδιαίτερα ενδιαφέροντος θέματος για την εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας.

Επιπλέον ιδιαίτερα θερμές ευχαριστίες στον Νικόλαο Σαββόπουλο, υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, καθώς και στον Αθανάσιο Μπότση, Μεταπτυχιακό Ερευνητή της ερευνητικής ομάδας SMARTRUE του εργαστηρίου Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, για την αμέριστη βοήθεια, τις συμβολές τους και την στήριξη από την αρχή αυτής της προσπάθειας.

Θερμές ευχαριστίες επίσης στους συμφοιτητές και φίλους που γνώρισα κατά την διάρκεια αυτών των ετών μέσα από αυτή τη σχολή και με βοήθησαν, ο καθένας με τον τρόπο του, για την επίτευξη αυτού του μεγάλου στόχου, και ιδιαίτέρως στην Χαρά για την αμέριστη υποστήριξη και συμπαράσταση της.

Τέλος ιδιαίτερη αναφορά στον πατέρα μου Σωκράτη, ο οποίος βρίσκεται δίπλα μου σε κάθε βήμα, στον αδερφό μου Γιώργο, δίχως αυτόν δεν θα βρισκόμουν σήμερα σε αυτή τη θέση και τέλος αλλά σίγουρα όχι τελευταία στην μητέρα μου Ελένη, χωρίς τις θυσίες της οποίας, η μόρφωση μου θα ήταν αδύνατη.

Συντομογραφίες

ENTSO-E	European Network of Transmission Operators for Electricity
A.M	Ανά Μονάδα
A/Π	Αιολικό Πάρκο
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΘΓ	Απουσία Θερμικών Γεννητριών
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΑΠΕΕΠ	Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΕΔΔΗΕ	Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΔΣ	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΔ	Ενεργό Σύστημα Διανομής
ΕΣΜΗΕ	Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΥΤ	Εξαιρετικά Υψηλή Τάση
ΕΧΕ	Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας
ΚΕΕ	Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας
ΚΥΤ	Κέντρο Υπερ-υψηλής Τάσης
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Μ/Σ	Μετασχηματιστής
ΜΔΝ	Μη-Διασυνδεδεμένες Νήσοι
ΜΔΠ	Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής
ΜΤ/ΧΤ	ΜΤ/ΧΤ
Ν.Σ	Νησιωτικό Σύστημα
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΠΘΓ	Παρουσία Θερμικών Γεννητριών
ΠΠΗΕ	Προθεσμικά Προϊόντα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
Υ.Τ	Υψηλή Τάση
Υ.Υ.Τ	Υπερ-υψηλή Τάση
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΥΤ/ΜΤ	Υψηλή Τάση / Μέση Τάση
Φ/Β	Φωτοβολταϊκές

Πίνακας Περιεχομένων

Συνοπμογραφίες	1
Πίνακας Περιεχομένων	2
Λίστα Εικόνων	5
Λίστα Πινάκων	7
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	9
1.1: Αντικείμενο της Διπλωματικής Εργασίας	9
1.2: Δομή της Διπλωματικής Εργασίας	10
Κεφάλαιο 2: Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	11
2.1: Εισαγωγή	11
2.2: Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	13
2.3: Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	14
2.3.1: Κατηγοριοποίηση Συστημάτων Μεταφοράς	14
2.3.2: Σύστημα Υπομεταφοράς.....	15
2.3.3: Ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς	15
2.3.4: Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)	16
2.4: Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	18
2.4.1: Εισαγωγή και κατηγοριοποίηση Συστημάτων Διανομής	18
2.4.2: Στοιχεία Τοπολογίας Συστήματος Διανομής.....	20
2.4.3: Σημαντικότητα Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής	21
2.4.4: Ενεργά Συστήματα Διανομής	23
2.4.5: Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)	24
Κεφάλαιο 3: Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας	26
3.1: Εισαγωγή	26
3.2: Ιστορική Αναδρομή Ενεργειακών Αγορών	26
3.3: Βασική Δομή Ενεργειακών Αγορών	27
3.4: Αγορά Επόμενης Ημέρας	28
3.5: Ενδοημερήσια Αγορά	30

3.6: Αγορά Εξισορρόπησης	33
3.6.1: Επικουρικές Υπηρεσίες – Έλεγχος Συχνότητας.....	34
3.6.2: Επικουρικές Υπηρεσίες – Έλεγχος Τάσης & Άεργου Ισχύος.....	35
3.7: Ελληνική Αγορά Ενέργειας	36
Κεφάλαιο 4: Βέλτιστη Ροή Ισχύος	38
4.1: Εισαγωγή	38
4.2: Οικονομική Κατανομή.....	38
4.3: DC Βέλτιστη Ροή Ισχύος.....	39
4.4: AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος.....	41
4.5: Βέλτιστη Ροή Ισχύος σε Δίκτυα Διανομής.....	44
Κεφάλαιο 5: Τρόποι Συνεργασίας διαχειριστών Συστημάτων Διανομής & Μεταφοράς	46
5.1: Εισαγωγή	46
5.2: Απόκριση στην Ζήτηση	46
5.3: Αποκεντρωμένες Αγορές Ενέργειας.....	47
5.4: Κεντρική Αγορά Εξισορρόπησης (Centralized Balancing Market)	49
5.5: Ενιαία Αγορά Εξισορρόπησης (Single Balancing Market)	52
5.6: Τοπική Αγορά Εξισορρόπησης (Local Balancing Market)	53
5.7: Διαμοιρασμένη Αγορά Εξισορρόπησης (Shared Balancing Market).....	56
Κεφάλαιο 6: Εφαρμογές – Αποτελέσματα	58
6.1: Θεμελίωση Δικτύου	58
6.1.1: Σχηματισμός Δικτύου Προσομοίωσης	58
6.1.2: Μονάδες παραγωγής και προσφορές εξισορρόπησης	59
6.1.3: Θερμικά Όρια Γραμμών	60
6.2: Σενάρια Προσομοίωσης.....	60
6.3: Αποτελέσματα Σεναρίων	64
6.3.1: 1ο Στιγμιότυπο: Ώρα 07:00 π.μ.	65
6.3.2: 2ο Στιγμιότυπο: Ώρα 17:00 μ.μ.	73
6.3.3: 3ο Στιγμιότυπο: Ώρα 22:00 μ.μ. – Παρουσία Θερμικών Γεννητριών (ΠΘΓ)	81
6.3.4: 3ο Στιγμιότυπο: Ώρα 22:00 μ.μ. – Απουσία Θερμικών Γεννητριών (ΑΘΓ)	89
6.4: Διακύμανση Κόστους & Σχολιασμός.....	96
Κεφάλαιο 7: Σχολιασμός – Συμπεράσματα.....	100
7.1: Συμπεράσματα	100
7.2: Μελλοντικές Επεκτάσεις	101

Παράρτημα Α.....	103
Αναφορές	104

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1 Διασύνδεση Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς με την Ευρώπη [6].....	17
Εικόνα 2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά μορφή και κατανάλωση ανά τομέα, Ελλάδα 2015/2016 [9]	17
Εικόνα 3 Δίκτυο Διανομής ακτινικής μορφής [10]	19
Εικόνα 4 Δίκτυο Διανομής βρογχοειδούς μορφής [10].....	20
Εικόνα 5 Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας [11].....	25
Εικόνα 6 Σχετική Καμπύλη Αξίας [15]	29
Εικόνα 7 Ενεργειακό Μείγμα ΕΕ 2005 [18].....	31
Εικόνα 8 Ενεργειακό Μείγμα ΕΕ 2017 [18].....	32
Εικόνα 9 ΣΗΕ δύο ζυγών.....	35
Εικόνα 10 Ροή Ισχύος Σε Γραμμή	39
Εικόνα 11 Μοντέλο – π γραμμής μεταφοράς	42
Εικόνα 12 Μέρος Συστήματος Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας [10]	44
Εικόνα 13 Τοπολογία δικτύου μεταφοράς (TS) - διανομής (DS1-DS2)	58
Εικόνα 14 Μείγμα Ανανεώσιμης Παραγωγής των τριών στιγμιότυπων.....	61
Εικόνα 15 Συντελεστές Παραγωγής ΑΠΕ ανά ώρα	63
Εικόνα 16 Συντελεστής Φορτίου ανά ώρα	64
Εικόνα 17 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1, 1 ^ο στιγμιότυπο	68
Εικόνα 18 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1, 1 ^ο στιγμιότυπο	68
Εικόνα 19 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2, 1 ^ο στιγμιότυπο	69
Εικόνα 20 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2, 1 ^ο στιγμιότυπο	69
Εικόνα 21 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3, 1 ^ο στιγμιότυπο	70
Εικόνα 22 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3, 1 ^ο στιγμιότυπο	70
Εικόνα 23 Συμφόρηση Γραμμών Συστήματος Διανομής 2, 1 ^ο στιγμιότυπο	72
Εικόνα 24 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1, 2 ^ο στιγμιότυπο	76
Εικόνα 25 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1, 2 ^ο στιγμιότυπο	77
Εικόνα 26 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2, 2 ^ο στιγμιότυπο	77
Εικόνα 27 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2, 2 ^ο στιγμιότυπο	78
Εικόνα 28 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3, 2 ^ο στιγμιότυπο	78
Εικόνα 29 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3, 2 ^ο στιγμιότυπο	79
Εικόνα 30 Συμφορήσεις Γραμμών Συστήματος Διανομής 2, 2 ^ο στιγμιότυπο.....	80
Εικόνα 31 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1,3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	84

Εικόνα 32 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1,3° στιγμιότυπο ΠΘΓ	84
Εικόνα 33 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2,3° στιγμιότυπο ΠΘΓ	85
Εικόνα 34 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2,3° στιγμιότυπο ΠΘΓ	86
Εικόνα 35 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3,3° στιγμιότυπο ΠΘΓ	86
Εικόνα 36 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3,3° στιγμιότυπο ΠΘΓ	87
Εικόνα 37 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	92
Εικόνα 38 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	92
Εικόνα 39 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	93
Εικόνα 40 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	94
Εικόνα 41 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	94
Εικόνα 42 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3,3° στιγμιότυπο ΑΘΓ	95
Εικόνα 43 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 1° στιγμιότυπο.....	96
Εικόνα 44 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 2° στιγμιότυπο.....	97
Εικόνα 45 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 3° στιγμιότυπο ΠΘΓ.....	98
Εικόνα 46 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 3° στιγμιότυπο ΑΘΓ.....	98

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1 Κόστος ανά είδος υπηρεσίας εξισορρόπησης	59
Πίνακας 2 Εύρος Ισχύος θερμικών συμβατικών γεννητριών	60
Πίνακας 3 Θερμικά Όρια Γραμμών	60
Πίνακας 4 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ , 1 ^ο στιγμιότυπο ..	62
Πίνακας 5 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ, 2 ^ο στιγμιότυπο ...	62
Πίνακας 6 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ, 3 ^ο στιγμιότυπο ...	63
Πίνακας 7 Κόστη Σεναρίων 1 ^ο στιγμιότυπου	65
Πίνακας 8 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 1 ^ο στιγμιότυπου.	65
Πίνακας 9 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 1 ^ο στιγμιότυπο	66
Πίνακας 10 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 1 ^ο στιγμιότυπο	66
Πίνακας 11 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος σεναρίων, 1 ^ο στιγμιότυπο	66
Πίνακας 12 Πλήθος συμφορήσεων 1 ^ο στιγμιότυπο	67
Πίνακας 13 Κόστη Σεναρίων 2 ^ο στιγμιότυπου	73
Πίνακας 14 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 2 ^ο στιγμιότυπο ...	73
Πίνακας 15 Απώλειες Ενεργού Ισχύος, 2 ^ο στιγμιότυπο	74
Πίνακας 16 Απώλειες Άεργου Ισχύος, 2 ^ο στιγμιότυπο	74
Πίνακας 17 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος, 2 ^ο στιγμιότυπο	75
Πίνακας 18 Πλήθος συμφορήσεων 2 ^ο στιγμιότυπο	75
Πίνακας 19 Κόστη Σεναρίων 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	81
Πίνακας 20 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	81
Πίνακας 21 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	82
Πίνακας 22 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	82
Πίνακας 23 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	83
Πίνακας 24 Πλήθος συμφορήσεων 3 ^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ	83
Πίνακας 25 Κόστη Σεναρίων 3 ^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ	89
Πίνακας 26 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 3 ^ο στιγμιότυπο, ΑΘΓ	89
Πίνακας 27 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ	90
Πίνακας 28 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ	90
Πίνακας 29 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος Σεναρίων, 3 ^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ	91
Πίνακας 30 Πλήθος συμφορήσεων 3 ^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ	91
Πίνακας 31 Γραμμές Μεταφοράς και Διανομής για το ΣΗΕ προσομοίωσης	103

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

Ο ενεργειακός κλάδος βιώνει τα τελευταία χρόνια έναν διαρκή και ταχύτατο μετασχηματισμό. Η δημιουργία νέων, πιο ευέλικτων μονάδων παραγωγής ενέργειας καθώς και η απελευθέρωση των ενεργειακών αγορών βοήθησαν στην ανάπτυξη του κλάδου, μέσω της συνεργασίας παραγωγών και καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα από την αυγή του 21^{ου} αιώνα και λόγω της κλιματικής αλλαγής, υιοθετήθηκαν σε παγκόσμιο επίπεδο πολιτικές για να ανακόψουν αυτή την δυσάρεστη εξέλιξη. Στην Ευρώπη μετά την υπογραφή της συμφωνίας του Παρισιού για το κλίμα, τα κράτη-μέλη στρέφονται σε μορφές ενέργειας οι οποίες δεν επιβαρύνουν το περιβάλλον με ρύπους κατά την παραγωγή τους. [1]

Η συνειδητή αυτή στροφή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) επηρεάζει τη λειτουργία των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Οι μονάδες ΑΠΕ, με κυριότερες τις φωτοβολταϊκές (Φ/Β) μονάδες και τις αιολικές μονάδες, μπορούν να συνδεθούν απευθείας στο σύστημα διανομής προκειμένου να παράξουν ενέργεια. Η παραγωγή των μονάδων αυτών εξαρτάται άμεσα από εξωγενείς παράγοντες, όπως ο άνεμος ή η ηλιοφάνεια και χαρακτηρίζεται από έντονη στοχαστικότητα. Τα ΣΗΕ οφείλουν να μετασχηματιστούν κατάλληλα και να βρεθούν νέοι τρόποι επικοινωνίας μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας τους καθώς και την αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα.

Γίνεται αντιληπτό πως η ανάλυση και η διαχείριση ενός ΣΗΕ είναι ιδιαίτερα πολύπλοκη υπόθεση, ιδιαίτερα στην εξισορρόπηση φορτίου και παραγωγής στον πραγματικό χρόνο. Καθίσταται αναγκαία η ύπαρξη πρωτοκόλλων επικοινωνίας και συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων, για την εξισορρόπηση του ΣΗΕ και την ομαλή του λειτουργία.

1.1: Αντικείμενο της Διπλωματικής Εργασίας

Η παρούσα διπλωματική επικεντρώνεται στον μετασχηματισμό της ενεργειακής αγοράς εξισορρόπησης, προτείνοντας και μελετώντας τέσσερα (4) μοντέλα αγορών εξισορρόπησης. Εξετάζεται η εφαρμογή των μοντέλων αυτών σε ΣΗΕ, το οποίο αποτελείται από δύο Συστήματα Διανομής και ένα Σύστημα Μεταφοράς. Η σύγκριση των μοντέλων επικεντρώνεται στην αποτελεσματικότητά τους να επιλύουν τα βασικότερα προβλήματα που αντιμετωπίζουν οι διαχειριστές συστήματος κατά την διάρκεια της αγοράς εξισορρόπησης. Τα προβλήματα αυτά είναι η εξισορρόπηση των απωλειών κατά την μεταφορά της ενέργειας, ο έλεγχος της τάσης των ζυγών του ΣΗΕ καθώς και η επίλυση συμφορήσεων γραμμών διανομής και μεταφοράς. Η μοντελοποίηση και επίλυση αυτού του σύνθετου προβλήματος βελτιστοποίησης έγινε στο περιβάλλον MATLAB, με χρήση της βιβλιοθήκης MATPOWER. [2] [3]

1.2: Δομή της Διπλωματικής Εργασίας

Στο κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται μία θεωρητική εισαγωγή στα ΣΗΕ και τα επιμέρους τους συστήματα: το σύστημα παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς και το σύστημα διανομής καθώς και τους αντίστοιχους φορείς, οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για τα συστήματα αυτά στο ελληνικό ΣΗΕ. Γίνεται επίσης αναφορά στην σημαντικότητα ύπαρξης Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΜΔΠ) στο ΣΗΕ καθώς και στην μετατροπή των μέχρι πρότινος παθητικών συστημάτων διανομής σε ενεργά.

Στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται η εξέλιξη των ενεργειακών αγορών από την δημιουργία τους και την απελευθέρωση τους, μέχρι την σημερινή επικρατέστερη μορφή τους. Αναφέρονται οι τρεις κυριότερες ενεργειακές αγορές: η αγορά επόμενης ημέρας, η ενδοημερήσια αγορά και η αγορά εξισορρόπησης. Το κεφάλαιο 3 κλείνει με παρουσίαση της παρούσας μορφής των ελληνικών ενεργειακών αγορών.

Στο κεφάλαιο 4 παρουσιάζονται οι κύριες μέθοδοι ελέγχου ενός ΣΗΕ μέσω των βέλτιστων ροών ισχύος. Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται η μαθηματική θεμελίωση της οικονομικής κατανομής, της DC βέλτιστης ροής φορτίου και της AC βέλτιστης ροής φορτίου.

Στο κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται οι προτεινόμενοι τρόποι συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας για την ομαλή λειτουργία κατά την εξισορρόπηση του ΣΗΕ. Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα τέσσερα προς εξέταση μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης καθώς και η μαθηματική τους θεμελίωση καθώς και κάποια άλλα εργαλεία που οι διαχειριστές έχουν στην διάθεσή τους.

Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα προσομοίωσης των τεσσάρων μοντέλων αγοράς εξισορρόπησης. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων επικεντρώνεται κυρίως στο οικονομικό κόστος, στη διαχείριση των απωλειών ισχύος, στον έλεγχο τάσης και τον έλεγχο συμφόρησης γραμμών καθώς και την διαφορετική προσέγγιση με αποτελέσματα λειτουργίας, από κάθε μοντέλο αγοράς σε τέσσερα διαφορετικά χρονικά στιγμιότυπα μιας ημέρας κατανομής.

Στο κεφάλαιο 7 συγκρίνονται τα αποτελέσματα του κεφαλαίου 6 και εξάγονται συμπεράσματα ως προς τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των τεσσάρων μοντέλων αγοράς εξισορρόπησης, καθώς και περιπτώσεις στις οποίες προκρίνεται η χρήση καθεμίας. Στο τέλος του κεφαλαίου προτείνονται και πιθανές μελλοντικές επεκτάσεις της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Κεφάλαιο 2: Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1: Εισαγωγή

Ως σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και μέσων, τα οποία χρησιμεύουν στην εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Σε ένα ΣΗΕ ανήκει το σύνολο των εγκαταστάσεων που χρησιμεύουν στην παραγωγή, στη μεταφορά και στη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, από τις μονάδες παραγωγής, μέχρι τους καταναλωτές. Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας από άποψη έκτασης μπορούν να διακριθούν σε «Εθνικά Συστήματα», «Περιφερειακά Συστήματα» καθώς και «Ιδιωτικά Συστήματα» εφόσον αυτά καλύπτουν το σύνολο μιας χώρας, το σύνολο μιας γεωγραφικής περιοχής ή τις ανάγκες ενός μεμονωμένου ιδιωτικού συγκροτήματος. [4]

Βασικός προορισμός ενός ΣΗΕ είναι η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Συγκεκριμένες απαιτήσεις πρέπει να ικανοποιούνται κατά την ολοκλήρωση αυτής της διαδικασίας, συνεπώς το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να έχει μελετηθεί σωστά εκ των προτέρων. Πρωταρχική απαίτηση είναι πως το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας οφείλει να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια σε οποιαδήποτε περιοχή, εντός των ορίων αυτού, υπάρχει ζήτηση. Με τον όρο ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας εκφράζεται τόσο η ζήτηση ενεργού ισχύος όσο και η ζήτηση άεργου ισχύος. Τα δύο αυτά μεγέθη είναι μεταβλητά με την πάροδο του χρόνου, συνεπώς και το σύστημα ενέργειας οφείλει να είναι σε θέση να μπορεί να ικανοποιεί ζήτηση η οποία εμφανίζει έντονη μεταβλητότητα. Ορισμένα ποιοτικά κριτήρια οφείλουν να πληρούνται και για την παρεχόμενη ενέργεια η οποία αποδίδεται στους καταναλωτές. Η ενέργεια αυτή οφείλει να αποδίδεται σε σταθερή, προκαθορισμένη από πριν, συχνότητα, υπό σταθερή τάση εντός συγκεκριμένων ορίων, με υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης καθώς και με το ελάχιστο δυνατόν κόστος, τόσο σε οικονομικό αλλά και σε οικολογικό κόστος.

Η γεωγραφική διαθεσιμότητα της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές εξαρτάται άμεσα από την δομή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Γίνεται αντιληπτό πως η δομή ενός ΣΗΕ καθώς και η πολυπλοκότητά του εξαρτάται άμεσα από το μέγεθος αυτού, δηλαδή την γεωγραφική περιοχή την οποία καλείται να εξυπηρετήσει. Σημειώνεται βέβαια πως ακόμη και το απλούστερο και μικρότερο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας εξακολουθεί να είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο, πολύπλοκο προς την μελέτη του.

Βασικό προαπαιτούμενο για την έρρυθμη λειτουργία ενός ΣΗΕ είναι ο συνεχής έλεγχος λειτουργίας του. Ο έλεγχος αυτός γίνεται σε πραγματικό χρόνο, με βασικό σκοπό τη διατήρηση των μέτρων τάσεων των ζυγών, και των ροών ισχύος εντός προκαθορισμένων ορίων. Η ασφάλεια ενός συστήματος μπορεί να υπολογιστεί αναφορικά με την ικανότητά του να παραμένει σε εφικτή κατάσταση λειτουργίας, χωρίς να παραβιάζεται κανένα από τα επιβαλλόμενα όρια ασφαλούς λειτουργίας. Τα όρια αυτά αφορούν το μέτρο της τάσης των ζυγών το οποίο δεν πρέπει να βρίσκεται εκτός ενός προκαθορισμένου από πριν εύρους, καθώς και στις ροές ισχύος, οι οποίες

δεν πρέπει να παραβιάζουν τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς. Ο λόγος για τον οποίο οι έλεγχοι αυτοί συμβαίνουν σε πραγματικό χρόνο είναι η δυνατότητα του διαχειριστή συστήματος, ανά πάσα στιγμή, να μπορεί να αξιολογεί την ικανότητα του συστήματος να παραμένει σε επιθυμητή κατάσταση. Το ΣΗΕ οφείλει να παραμένει σε επιθυμητή κατάσταση τόσο κατά την διάρκεια προβλέψιμων αλλαγών, όπως η αλλαγή του φορτίου ή της παραγωγής ενέργειας, όσο και απρόβλεπτων γεγονότων, τα οποία ονομάζονται διαταραχές.

Τα σύγχρονα ΣΗΕ έχουν τέσσερις βασικές καταστάσεις λειτουργίας. Το σύστημα λειτουργεί σε *ασφαλή κατάσταση* όταν ικανοποιείται πλήρως η ζήτηση και όλοι οι περιορισμοί λειτουργίας του, δηλαδή όταν οι γεννήτριες και όλος ο εξοπλισμός που βρίσκεται στο σύνολο του συστήματος, λειτουργεί εντός των επιθυμητών ορίων λειτουργίας του. Το σύστημα λειτουργεί σε *κατάσταση συναγερμού* (ή ανασφαλή κατάσταση), όταν δεν παραβιάζεται κάποιο όριο λειτουργίας, αλλά τα θεωρούμενα όρια ασφαλείας δεν επιτυγχάνονται. Το σύστημα βρίσκεται σε *κατάσταση ανάγκης*, όταν παραβιάζονται κάποια από τα όρια ασφαλείας. Αυτά τα όρια δύναται να παραβιάζονται είτε εξαιτίας κάποιας απροσδόκητης μεταβολής του φορτίου, είτε λόγω άλλων διαταραχών. Στην περίπτωση αυτή είναι άμεσα αναγκαίος ο διορθωτικός έλεγχος, προκειμένου να εξαιρεθούν οι παραβιάσεις και να επανέλθει το σύστημα σε ασφαλή κατάσταση. Η τελευταία κατάσταση ονομάζεται *κατάσταση αποκατάστασης*. Σε αυτή οι διαχειριστές προκειμένου να αποφύγουν προβλήματα και καταστροφές στον εξοπλισμό του ΣΗΕ, αποκόπτουν ορισμένα φορτία. Με την αποκοπή αυτή γίνεται ευκολότερη η μετάβαση σε ασφαλή κατάσταση και μειώνεται ο κίνδυνος ολικής απόρριψης φορτίου και κατάρρευσης του ΣΗΕ. [5]

Σε περιπτώσεις που είναι αναγκαίος ο διορθωτικός έλεγχος, βασική προτεραιότητα από μεριάς του διαχειριστή συστήματος είναι η επιστροφή του συστήματος σε κανονική κατάσταση, είτε αυτή είναι ασφαλής είτε συναγερμού, ανεξαρτήτως οικονομικού κόστους. Αφού όλες οι μεταβλητές που περιγράφουν το σύστημα οδηγηθούν ξανά εντός επιτρεπτών ορίων, τότε ο βασικός στόχος γίνεται η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και η κατανομή της συνολικής παραγωγής μεταξύ των πλέον οικονομικών μονάδων. Η απόφαση για υλοποίηση ενεργειών προληπτικού ελέγχου, είναι πάντα συνδεδεμένη με το δίλλημα μεταξύ των στόχων της οικονομίας και της ασφαλείας, στόχοι οι οποίοι δεν κινούνται πάντα προς την ίδια κατεύθυνση.

Ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, είναι πως μπορεί να λειτουργήσει είτε μεμονωμένο είτε και διασυνδεδεμένο με ένα, ή και περισσότερα άλλα γειτονικά συστήματα. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτού, είναι το ΣΗΕ της Ελλάδος, το οποίο διακρίνεται στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ) και στο Νησιωτικό Σύστημα (Ν.Σ). Βασικό χαρακτηριστικό του Ν.Σ είναι πως αποτελείται από 32 μεμονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Από τα τριανταδύο (32) αυτά ΣΗΕ, δεκαεννέα (19) χαρακτηρίζονται ως «μικρά» αυτόνομα συστήματα, με αιχμή παραγωγής τα 10 MW, έντεκα (11) χαρακτηρίζονται ως «μεσαία» αυτόνομα συστήματα με αιχμή παραγωγής που κυμαίνεται από τα 10 MW έως τα 100 MW και δύο (2) χαρακτηρίζονται ως «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα με αιχμή παραγωγής άνω των 100 MW. Τα δύο

«μεγάλα» αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας στο Νησιωτικό Σύστημα είναι αυτά των νήσων Κρήτης και Ρόδου. [6]

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, στα μεμονωμένα αυτά συστήματα ηλεκτρικής, ενέργειας ποικίλει, από μερικές εκατοντάδες MWh ανά έτος στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αγαθονήσι, Ηρακλεία, Αντικύθηρα, κλπ.) έως και ορισμένες TWh ανά έτος στο μεγαλύτερο μεμονωμένο σύστημα, αυτό της Κρήτης. Αναφορικά με το μείγμα ισχύος στα νησιά αυτά, σύμφωνα με έρευνες από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε περίπου στα 2.331MW το 2017, με το μεγαλύτερο τμήμα της παραγωγής αυτής να προέρχεται από θερμικούς σταθμούς (το 79% της συνολικής παραγωγής). Το ποσοστό αυτό είναι ιδιαίτερα υψηλό καθώς τα μη διασυνδεδεμένα αυτά συστήματα, διαθέτουν άριστες συνθήκες για παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως ηλιακή και αιολική.

Η εξυπηρέτηση των καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται έπειτα από συγκεκριμένες και διακριτές μεταξύ τους διαδικασίες. Βάσει αυτών των διαδικασιών είναι δυνατό να διακριθούν τρία ειδικότερα υποσυστήματα σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτά είναι : Το «Σύστημα Παραγωγής», το «Σύστημα Μεταφοράς» και το «Σύστημα Διανομής».

2.2: Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Βασική προϋπόθεση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η μετατροπή κάποιας άλλης μορφής ενέργειας, πρώτα σε μηχανική μέσω κινητήριων μηχανών, όπως π.χ. οι στρόβιλοι. Έπειτα από την μετατροπή αυτή, η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω γεννητριών. Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται σήμερα στους καταναλωτές προέρχεται είτε από την καύση ορυκτών καυσίμων, όπως οι άνθρακες ή το πετρέλαιο, είτε από την ροή ή πτώση υδάτων, είτε από την πυρηνική σχάση ή, πιο πρόσφατα, από εναλλακτικές πηγές ενέργειας, όπως είναι ο άνεμος, τα θαλάσσια κύματα, η ηλιακή ενέργεια και η βιομάζα. [7]

Για τους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι ατμοηλεκτρικοί και οι πυρηνικοί σταθμοί χρησιμοποιούν τον ατμό ως μέσον για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας μέσω ατμοστροβίλων με εξωτερική καύση. Αντίθετα οι πετρελαϊκοί σταθμοί παραγωγής χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης, οι οποίες είναι είτε εμβολοφόρες ή αεριοστροβίλοι.

Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, η δυναμική ενέργεια του νερού μετατρέπεται σε κινητική με την βοήθεια υδροστροβίλων διαφόρων τύπων. Οι υδροστροβίλοι έχουν την δυνατότητα να λειτουργούν σαν αντλίες, προκειμένου να αξιοποιήσουν το περίσσειμα ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, για να αποταμιεύσουν νερό που θα χρησιμοποιηθεί στην συνέχεια. Η διαδικασία αυτή ονομάζεται αντλησιοταμίευση.

Αναφορικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ, οι περισσότεροι διαδομένες εφαρμογές τους στα σημερινά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι τα αιολικά πάρκα (Α/Π) και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Τα αιολικά πάρκα αποτελούνται

από συστοιχίες ανεμογεννητριών που συνδέονται στον ίδιο ζυγό του δικτύου. Χαρακτηριστικό τόσο των αιολικών πάρκων όσο και των φωτοβολταϊκών σταθμών είναι πώς δύναται να εγκατασταθούν τόσο σε διασυνδεδεμένα όσο και σε αυτόνομα δίκτυα.

2.3: Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.3.1: Κατηγοριοποίηση Συστημάτων Μεταφοράς

Το δίκτυο μεταφοράς διασυνδέει το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας, με διαφορετικά μεταξύ τους συστήματα, όπως π.χ. συστήματα διανομής. Στο δίκτυο μεταφοράς μεταφέρονται μεγάλες ποσότητες ισχύος προς τα κέντρα βάρους της κατανάλωσης.

Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται με γραμμές μεταφοράς Υψηλής Τάσεως (Υ.Τ).. Η μεταφορά στην περιοχή της Υ.Τ γίνεται καθώς είναι η μέθοδος που εξασφαλίζει τις μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες κατά την μεταφορά, συνεπώς λοιπόν και την οικονομικότερη λειτουργία. Διάφορες βαθμίδες υψηλής τάσης χρησιμοποιούνται με κύριο γνώμονα την απόσταση και του ποσό μεταφερόμενης ισχύος. Οι διεθνώς εφαρμοζόμενες τάσεις μεταφοράς έχουν τιμές: 66kV, 110kV, 132 kV, 138 kV, 150 kV, 220 kV, 275 kV, 345 kV, 400 kV, 500 kV, 750kV, 1100kV, 1500 kV και 2000kV. Οι τάσεις από 66kV ως 220 kV αποτελούν την βαθμίδα των Υ.Τ. Εκείνες από 275kV ως 500kV αποτελούν την βαθμίδα των Υπερύψηλών Τάσεων (Υ.Υ.Τ) και αντίστοιχα εκείνες άνω των 500 kV αποτελούν την βαθμίδα των Εξαιρετικά Υψηλών Τάσεων (Ε.Υ.Τ). Πέρα από την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας με εναλλασσόμενο ρεύμα εφαρμόζεται και η μεταφορά με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης. Η συγκεκριμένη μέθοδος φαίνεται να εμφανίζει συγκεκριμένα πλεονεκτήματα ειδικά για γραμμές μεταφοράς μεγάλου μήκους, οι οποίες ξεπερνούν τα 400 χιλιόμετρα και για γραμμές μεταφοράς των οποίων μεγάλο μέρος τους είναι υπόγειο ή υποβρύχιο. [8]

Διαχρονικά για τα συστήματα μεταφοράς προκρίνεται η βρογχοειδής διάταξη, σε αντίθεση με τα συστήματα διανομής, τα οποία στην πλειονότητά τους συναντώνται σε ακτινική διάταξη. Βασικό πλεονέκτημα της βρογχοειδούς διάταξης, είναι πως επιτρέπει περισσότερους συνδυασμούς διαδρομών ενέργειας. Αυτό βοηθά στο να κατευθύνεται η ροή στις διαφορετικές γραμμές του δικτύου, επιτυγχάνοντας την οικονομικότερη δυνατή λειτουργία.

Η ύπαρξη περισσότερων δυνατών διαδρομών ενέργειας, οδηγεί σε ένα διασυνδεδετικό σύστημα μεταφοράς. Συγκεκριμένα πλεονεκτήματα υπάρχουν στα διασυνδεδετικά συστήματα μεταφοράς καθώς είναι δυνατή η ένταξη μεγαλύτερων και οικονομικότερων μονάδων παραγωγής στο σύστημα, καθώς και η μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής προς τα κέντρα βάρους της κατανάλωσης. Καθίσταται επίσης δυνατή η μείωση απαιτήσεων εφεδρείας κάθε μίας από τις διασυνδεδεμένες περιοχές ή συστήματα. Επιτυγχάνεται οικονομία ισχύος με εποχιακές ανταλλαγές ισχύος μεταξύ περιοχών ή συστημάτων, τα οποία έχουν

διαφορετικές ανάγκες με την πάροδο των εποχών. Μέσω ενός διασυνδεδετικού συστήματος μεταφοράς υπάρχει τέλος, η δυνατότητα αντιμετώπισης απρόβλεπτων ζητήσεων λόγω εκτάκτου ανάγκης.

Το σύστημα μεταφοράς μεταφέρει μεγάλες ποσότητες ισχύος στο σύστημα, είναι φυσικό τα μέρη τα οποία το τροφοδοτούν και το συνθέτουν, όπως οι γεννήτριες, οι μετασχηματιστές καθώς και οι διακόπτες και οι γραμμές μεταφοράς, να θεωρούνται ως τα πλέον σημαντικά από τεχνική άποψη.

Η σχεδίαση ενός συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται σε πολλά δεδομένα και υπόκειται σε διαφόρων ειδών περιορισμών, όπως γεωγραφικούς, πολεοδομικούς, τεχνολογικούς κ.α. Λόγω της βαθμιαίας ανάπτυξης του συστήματος, αυτό πρέπει πάντοτε να παρέχει δυνατότητες περαιτέρω επέκτασης.

2.3.2: Σύστημα Υπομεταφοράς

Βασική διαφορά ενός συστήματος υπομεταφοράς σε σχέση με το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό ορίστηκε παραπάνω, είναι πως μεταφέρει ενέργεια σε μικρότερες ποσότητες και αποστάσεις, υπό τάσεις οι οποίες ποικίλλουν από 22kV μέχρι και 150kV. Τα συστήματα υπομεταφοράς έχουν αρκετές ομοιότητες με τα συστήματα διανομής Μέσης Τάσης, με βασικότερη ομοιότητα πως και στα δύο προκρίνεται η χρήση ακτινικής διάταξης. Βασική διαφορά μεταξύ συστημάτων υπομεταφοράς και των συστημάτων διανομής Μέσης Τάσης, είναι πως το σύστημα υπομεταφοράς καλύπτει μεγαλύτερες ισχύεις και εντάσεις και η μεταφορά γίνεται υπό υψηλότερη τάση. Τα συστήματα υπομεταφοράς έχουν ως ειδοποιό διαφορά με τα συστήματα μεταφοράς, όπως αυτά ορίστηκαν παραπάνω, την διάταξη.

Κατά κανόνα τα δίκτυα υπομεταφοράς, είναι δίκτυα του παρελθόντος, εν γένει η διάκριση μεταξύ δικτύων μεταφοράς και υπομεταφοράς είναι δύσκολη. Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας δεν εμφανίζονται συστήματα υπομεταφοράς.

2.3.3: Ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς

Η όλο και υψηλότερη διεύθυνση παραγωγής από ΑΠΕ, κυρίως από φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες, αναμένεται να φέρει αλλαγές στην δομή και στην λειτουργία των σύγχρονων συστημάτων μεταφοράς ενέργειας. Ένας από τους βασικούς λόγους για αυτή την αλλαγή είναι πως, τοποθεσίες με ιδανικές προϋποθέσεις για αιολική ή φωτοβολταϊκή παραγωγή δύναται να βρίσκονται μακριά, τόσο από τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, είτε αυτά είναι αστικά ή βιομηχανικά, όσο και από τα μεγάλα κέντρα παραγωγής. Σε τέτοιες περιπτώσεις οφείλουν να γίνουν αποδοτικές αλλαγές στο σύστημα μεταφοράς με σκοπό αυτή η παραγωγή να χρησιμοποιείται αποδοτικά. Οφείλεται να ακολουθηθεί μια ενιαία προσέγγιση στον σχεδιασμό, στην οριοθέτηση του συστήματος μεταφοράς αλλά και

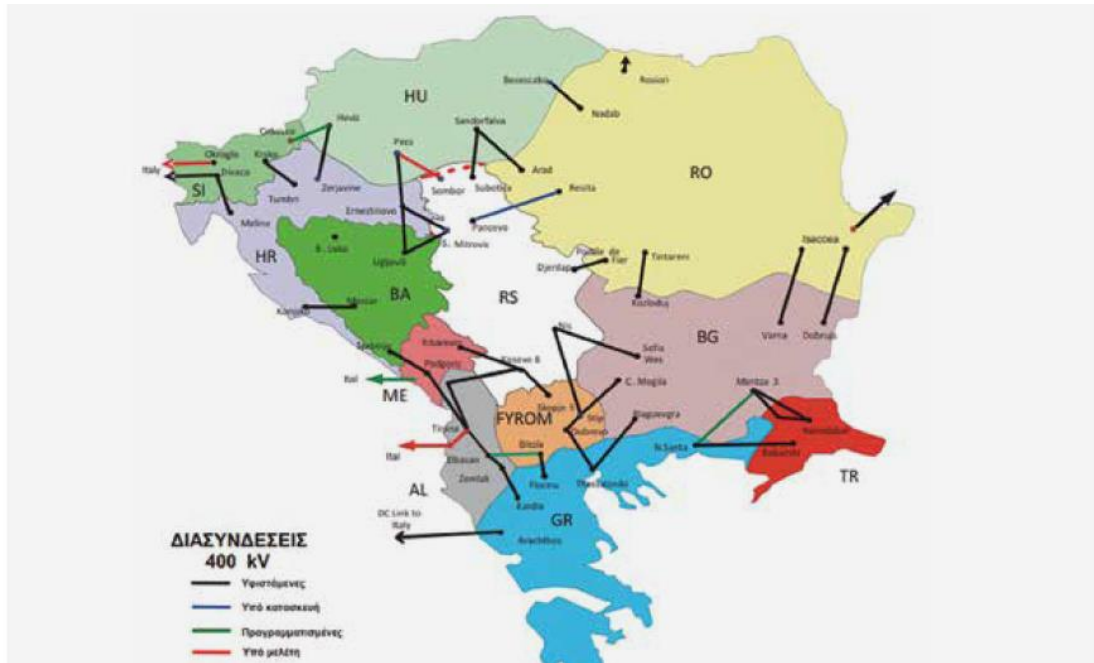
στην κατανομή κόστους, για να επιτευχθεί η λειτουργία ενός αποδοτικού και αξιόπιστου συστήματος.

Η ενσωμάτωση μεγάλου όγκου παραγωγής ΑΠΕ από τα ΣΗΕ, οφείλει να επιτυγχάνεται χωρίς την διατάραξη της αξιοπιστίας του συστήματος και πάντα υπό την επίτευξη του ελάχιστου δυνατού κόστους. Για αυτό τον λόγο υπάρχουν τρεις βασικές αρχές για την μέθοδο κατανομής του κόστους μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά, τα κόστη οφείλουν να κατανέμονται ισομερώς και να είναι αναλογικά με τα οφέλη. Έπειτα, οι εμπορικές συναλλαγές δεν θα πρέπει να επηρεάζουν τις χρεώσεις μεταφοράς. Με την πάροδο του χρόνου τα φορτία πάντα οφείλουν να εξυπηρετούνται από τις οικονομικότερες διαθέσιμες γεννήτριες, χωρίς να παραβιάζονται οι φυσικοί περιορισμοί του δικτύου, δηλαδή τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς. Οι εμπορικές συναλλαγές δεν επιδρούν στις φυσικές ροές ισχύος, συνεπώς οι χρεώσεις για την χρήση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας δεν πρέπει να εξαρτώνται από τις ατομικές συναλλαγές. Αντίθετα, βασική και μοναδική προϋπόθεση για τις χρεώσεις μεταφοράς θα πρέπει να είναι μόνο η θέση του δικτύου, στην οποία συνδέονται οι χρήστες. Επίσης πρέπει να είναι εκ των προτέρων γνωστή η κατανομή κόστους, πριν ακόμη και από την κατασκευή του έργου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μία πιθανή τροποποίηση της χρέωσης προσθέτει αβεβαιότητα στο συνολικό έργο συνεπώς αυξάνει και το κόστος κεφαλαίου. Καθίσταται αναγκαία για την συνολική επιτυχία του έργου, η ορθή κατανομή κόστους βάσει των προβλεπόμενων οφελών, καθώς και η διατήρηση αυτής είτε για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, είτε τουλάχιστον για ένα μεγάλο χρονικό διάστημα, μεγαλύτερο της δεκαετίας.

2.3.4: Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας συστάθηκε σύμφωνα με τον νόμο Ν. 4001/2011 με σκοπό να αναλάβει καθήκοντα διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Στο πλαίσιο αυτό βασικός σκοπός του ΑΔΜΗΕ είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται η τροφοδότηση της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο αποδοτικό, ασφαλή και αξιόπιστο. [6]

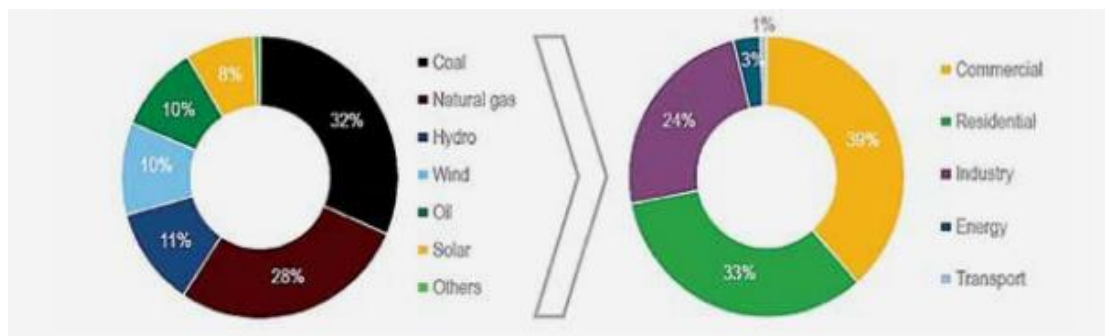
Ο ΑΔΜΗΕ εντάσσεται υπό τον γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission Operators for Electricity), και λειτουργεί σε ευθυγράμμιση με τον ENTSO-E από το 2004. Το ΕΣΜΗΕ λειτουργεί παράλληλα αλλά και σε συμφωνία με τα γειτονικά ευρωπαϊκά συστήματα. Διασυννοριακές γραμμές μεταφοράς, κυρίως των 400kV, συνδέουν το ελληνικό σύστημα μεταφοράς με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βόρειας Μακεδονίας, της Βουλγαρίας και της Τουρκίας. Επίσης το ελληνικό σύστημα μεταφοράς συνδέεται και με την Ιταλία, μέσω υποβρύχιου καλωδίου συνεχούς ρεύματος.



Εικόνα 1 Διασύνδεση Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς με την Ευρώπη [6]

Το ελληνικό σύστημα ενέργειας, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, αποτελείται από το ΕΔΣ και το Ν.Σ. Ραχοκοκαλιά του ΕΔΣ αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος, τάσης 400kV που μεταφέρουν ηλεκτρισμό από το μεγαλύτερο και σημαντικότερο κέντρο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, το οποίο βρίσκεται στην δυτική Μακεδονία, στην υπόλοιπη χώρα.

Η πλειονότητα της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας συμβαίνει στην περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας. Εκεί παράγεται υπολογιστικά το 70% της συνολικής ενέργειας, η οποία στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας. Στις δύο αυτές περιοχές καταναλώνεται υπολογιστικά το 65% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Στο κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας συναντώνται, κατά κύριο λόγο, λιγνιτικές μονάδες παραγωγής, ωστόσο η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό μείγμα, έχει μειώσει αισθητά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω καύσης λιγνίτη την τελευταία δεκαετία. Το μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδος έχει αλλάξει αισθητά τα τελευταία χρόνια, τόσο λόγω της αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ αλλά και λόγω της μείωσης της ηλεκτρικής κατανάλωσης, απόρροια της οικονομικής ύφεσης. [9]



Εικόνα 2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά μορφή και κατανάλωση ανά τομέα, Ελλάδα 2015/2016 [9]

Το ελληνικό σύστημα μεταφοράς, στο σύνολό του, αποτελείται από εναέριες γραμμές μεταφοράς των 400kV, των 150kV και των 66kV καθώς και υποβρύχιες και υπόγειες καλωδιακές γραμμές των 400kV και των 150 kV. Η συνολική έκταση των δύο διαφορετικών τύπων γραμμών, ξεπερνά τα 11.000 km γραμμών μεταφοράς. Επίσης στο ελληνικό σύστημα συναντώνται υποσταθμοί μεταβίβασης τάσης των 150/20 kV, καθώς και Κέντρα Υπερύψηλης Τάσης (ΚΥΤ) των 400/150kV.

2.4: Σύστημα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.4.1: Εισαγωγή και κατηγοριοποίηση Συστημάτων Διανομής

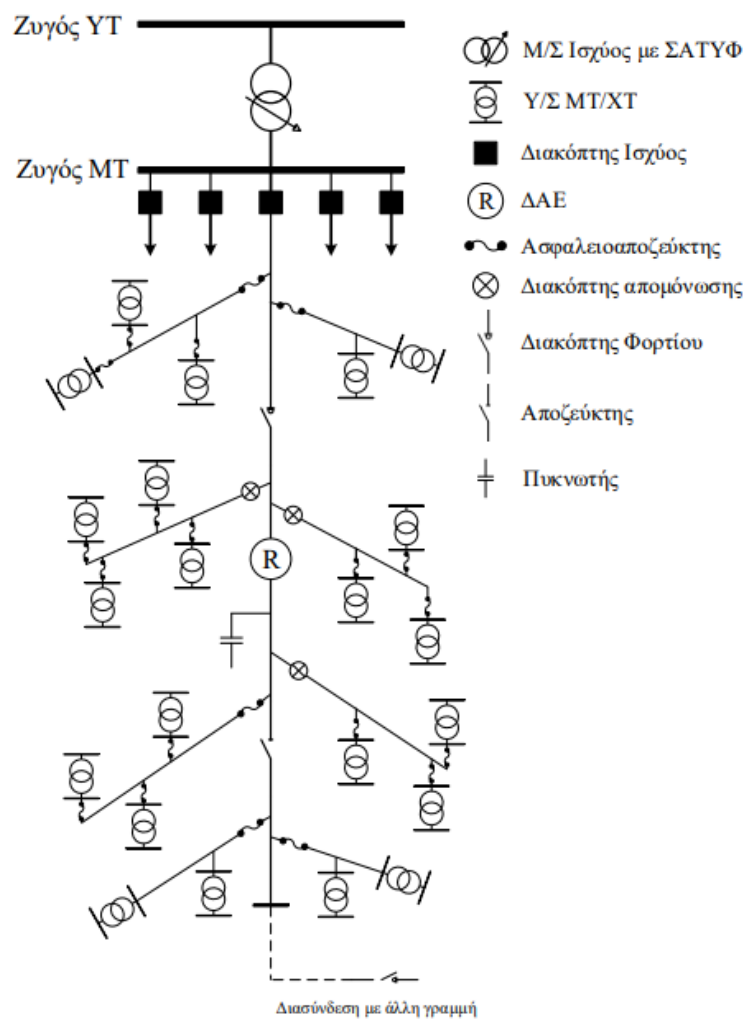
Βασικός σκοπός του συστήματος μεταφοράς είναι η διακίνηση της ηλεκτρικής ενέργειας, από τα κέντρα παραγωγής της στις μείζονες περιοχές κατανάλωσης. Η ενέργεια αυτή διανέμεται περαιτέρω στις περιοχές αυτές μέσω του συστήματος διανομής. Η σύνδεση των συστημάτων διανομής με τα συστήματα μεταφοράς επιτυγχάνεται με χρήση μετασχηματιστών (Μ/Σ) Υψηλής Τάσης/Μέσης Τάσης (ΥΤ/ΜΤ). Σύνδεση μπορεί να υπάρχει επίσης ανάμεσα σε συστήματα διανομής και συστήματα ύποδιανομης μέσω Μ/Σ Μέσης Τάσης/Χαμηλής Τάσης (ΜΤ/ΧΤ). Τα σύγχρονα συστήματα διανομής κατηγοριοποιούνται σε δύο βαθμίδες, ανάλογα με την τάση, υπό την οποία μεταφέρεται η ενέργεια σε αυτά. Οι δύο βασικές κατηγορίες είναι τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης, ή αλλιώς η πρωτεύουσα διανομή, στα οποία η ισχύς μεταφέρεται υπό τάση 20kV και τα δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης, ή αλλιώς δευτερεύουσα διανομή στα οποία η ισχύς μεταφέρεται υπό τάση 220V ή 380V. Η τιμή των 220V αποτελεί την φασική τάση διανομής ενώ η τιμή 380V αναφέρεται στην πολική τάση διανομής.

Βασικός στόχος ενός συστήματος διανομής είναι η παράδοση της ενέργειας προς όλους τους καταναλωτές. Οι καταναλωτές αυτοί κατηγοριοποιούνται σε αστικούς, βιομηχανικούς, υπεραστικούς, αγροτικούς και μεικτούς. Προϋπόθεση για την μορφολογία ενός συστήματος διανομής είναι ο τύπος καταναλωτών που αυτό εξυπηρετεί. Συνεπώς ένα σύστημα διανομής που εξυπηρετεί, ως επί το πλείστον αστικούς καταναλωτές, όπως π.χ. μία πόλη, είναι στο μεγαλύτερο βαθμό του υπόγειο. Το ίδιο συμβαίνει και για συστήματα διανομής, των οποίων οι καταναλωτές εμφανίζουν μεγάλη πυκνότητα φορτίου. Σε αγροτικές και βιομηχανικές περιοχές, η πλειοψηφία του συστήματος διανομής αποτελείται κατά κανόνα από εναέριες συνδέσεις.

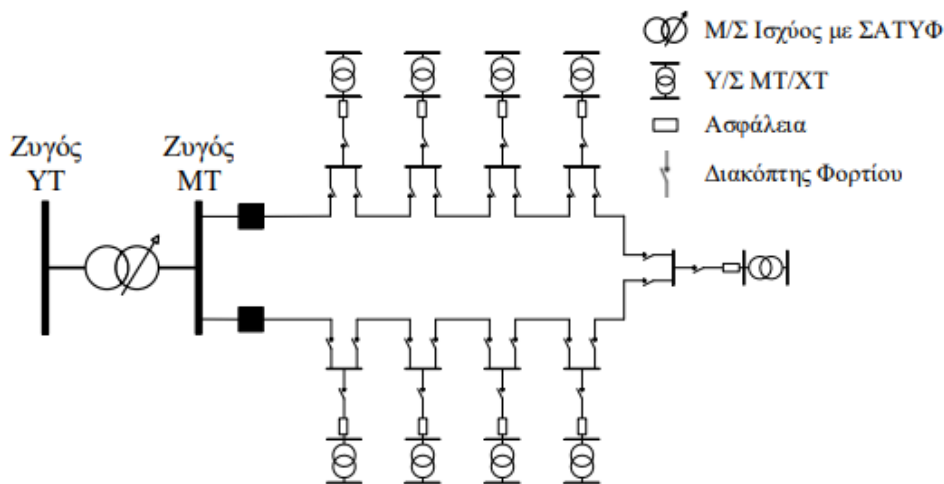
Τα συστήματα διανομής συναντώνται είτε σε ακτινική μορφή ή σε βρογχοειδή μορφή είτε σε αραγχοειδή μορφή. Κάθε μία από τις παραπάνω τοπολογίες έχει συγκεκριμένα χαρακτηριστικά. Η ακτινική μορφή είναι η απλούστερη δυνατή από πλευράς σχεδίασης του συστήματος, υπάρχει μία διαδρομή για την ροή ισχύος και αυτό εξασφαλίζει ευκολότερη προστασία για το σύστημα συνολικά καθώς και μεγαλύτερη αξιοπιστία στην ροή ισχύος.

Η βρογχοειδής τοπολογία εξασφαλίζει οικονομία γραμμών καθώς και μεγαλύτερη ευελιξία στην διαδρομή της ροής ισχύος προς τους καταναλωτές, λόγω

των περισσότερων επιλογών. Σε περίπτωση βλάβης τα βρογχοειδή δίκτυα προσφέρουν μεγαλύτερη αξιοπιστία από τα ακτινικά, καθώς και πάλι υπάρχουν εναλλακτικές διαδρομές της ροής ισχύος προς τους τελικούς καταναλωτές. Η τελευταία τοπολογία που συναντάται στα συστήματα διανομής είναι η αραχνοειδής. Τα συστήματα διανομής υπό αραχνοειδή τοπολογία διαθέτουν πλήθος διασυνδεδεμένων αγωγών, οι οποίοι προέρχονται από διαφορετικούς υποσταθμούς μέσης τάσης. Αυτό εξασφαλίζει την ομαλή εξυπηρέτηση των καταναλωτών, σε πιθανή εμφάνιση σφάλματος. Η αραχνοειδής τοπολογία συναντάται κυρίως σε μεγάλα αστικά κέντρα με μεγάλα φορτία προς εξυπηρέτηση, περιπτώσεις στις οποίες είναι αναγκαία η μέγιστη δυνατή αξιοπιστία του συστήματος.



Εικόνα 3 Δίκτυο Διανομής ακτινικής μορφής [10]



Εικόνα 4 Δίκτυο Διανομής βρογχοειδούς μορφής [10]

Τα δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης είναι εκείνα τα οποία τροφοδοτούν το σύνολο των οικιακών καταναλωτών στις αστικές περιοχές. Η σύνδεση τους είτε με τα συστήματα μεταφοράς είτε με τα συστήματα διανομής μέσης τάσης, επιτυγχάνεται μέσω M/Σ YT/XT είτε M/Σ MT/XT (MT/XT). Από τους M/Σ αναχωρούν αγωγοί χαμηλής τάσης, οι οποίοι τροφοδοτούν τις παροχές των καταναλωτών. Η πλειονότητα των αστικών δικτύων, και συγκεκριμένα αυτών που εξυπηρετούν πυκνοκατοικημένα αστικά κέντρα, εξυπηρετείται κατά κανόνα από υπόγεια συστήματα διανομής.

Τα συστήματα διανομής χαμηλής τάσης, έχουν την ιδιαιτερότητα πως εξυπηρετούν καταναλωτές με παροχές τόσο τριφασικές όσο και μονοφασικές. Για αυτό τον λόγο, η χαμηλή τάση στα συστήματα διανομής αναφέρεται με χρήση δύο τιμών. Η πρώτη τιμή αναφέρεται στην πολική τάση του συστήματος, ενώ η δεύτερη στην φασική. Οι συνηθέστερες τιμές τριφασικών συστημάτων που συναντώνται σε διάφορες χώρες είναι 380/220V και 190/110 V.

2.4.2: Στοιχεία Τοπολογίας Συστήματος Διανομής

Δύο από τα βασικά στοιχεία της τοπολογίας των συστημάτων διανομής είναι οι υποσταθμοί μέσης τάσης (Y/Σ MT), και οι γραμμές διανομής MT . Οι υποσταθμοί αποτελούν σημαντικά στοιχεία για την έρρυθμη λειτουργία ενός ΣΗΕ, καθώς σε αυτούς επιτελούνται εξαιρετικά σημαντικές λειτουργίες.

Οι κύριες λειτουργίες που επιτελούνται στους Y/Σ MT , οι οποίοι λειτουργούν και ως σημεία σύνδεσης σε τοπικά δίκτυα είναι: η ρύθμιση του μέτρου τάσης του συνόλου των ζυγών του συστήματος, σε περιπτώσεις εμφανίσεις υποτάσεων ή υπερτάσεων. Οι υποσταθμοί μπορούν να ελέγξουν την ροή άεργου ισχύος στο σύστημα με σκοπό την αντιστάθμιση της άεργου ισχύος στο ΣΗΕ και την επίλυση προβλημάτων τάσης. Επίσης οι M/Σ έντασης ή τάσης που βρίσκονται στους υποσταθμούς συλλέγουν στοιχεία τα οποία επεξεργάζονται στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε), τα οποία χρησιμοποιούνται για τον συνεχή έλεγχο της λειτουργίας ΣΗΕ. Μέσω των Y/Σ ελέγχεται και η διακοπτική ικανότητα των συστημάτων διανομής για την είσοδο ή την

αποκοπή αυτών από το συνολικό ΣΗΕ σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης. Οι υποσταθμοί είναι επίσης αυτοί που προστατεύουν τον εξοπλισμό του συστήματος συνολικά από πιθανές υπερτάσεις λόγω καιρικών φαινομένων (π.χ. κεραυνικές κρουστικές), των οποίων οι επιπτώσεις μπορεί να οδηγήσουν σε καταστροφή εξαρτημάτων ή και ακόμα ολόκληρου μέρους του συστήματος. Οι Υ/Σ στα συστήματα διανομής μπορούν να είναι είτε υπόγειοι, είτε επίγειοι είτε εναέριοι. Οι επίγειοι υποσταθμοί χρησιμοποιούνται κυρίως για τάσεις άνω των 20kV. Αντίστοιχα οι υπόγειοι και εναέριοι υποσταθμοί χρησιμοποιούνται κυρίως σε περιπτώσεις έλλειψης ελεύθερου χώρου, όπως σε πυκνοκατοικημένα αστικά κέντρα.

Οι αγωγοί μεταφοράς ισχύος στο σύστημα διανομής ονομάζονται και γραμμές μεταφοράς. Μεταφέρουν ισχύ υπό ΜΤ και εκκινούν από τους Υ/Σ μεταφοράς ενώ επεκτείνονται στο σύνολο του συστήματος διανομής. Καταλήγουν είτε σε Υ/Σ διανομής (ΜΤ/ΧΤ) για την μεταφορά ισχύος στους καταναλωτές ΧΤ, είτε σε καταναλωτές που εξυπηρετούνται υπό ΜΤ Αναφέρεται πως ως καταναλωτές ΜΤ χαρακτηρίζονται όσοι έχουν ανάγκη ηλεκτρικής ισχύος μεγαλύτερη των 135 kVa. Η τιμή αυτή είναι το ανώτατο όριο ισχύος που μπορεί να εξυπηρετήσει η ΧΤ Πέρα από τους καταναλωτές ΧΤ και ΜΤ οι γραμμές μεταφοράς καταλήγουν και σε ΜΔΠ από ΑΠΕ, οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο απευθείας σύστημα διανομής. Οι γραμμές διανομής είναι είτε εναέριες, είτε υπόγειες είτε υποβρύχιες. Η χρήση κάθε μίας από αυτές επιλέγεται ανάλογα με την επιθυμητή διακύμανση τάσης, αλλά κυρίως από την δομή του συστήματος διανομής. Επίσης η χρήση των διαφόρων τύπων αγωγών συνοδεύεται και από διαφορετικά μειονεκτήματα αλλά και προτερήματα. Οι υπόγειες γραμμές μεταφοράς διαθέτουν καλύτερη μόνωση από τις αντίστοιχες εναέριες. Αυτό οδηγεί σε μείωση της επαγωγής και κατά συνέπεια σε μείωση της πτώσης τάσης κατά μήκος της γραμμής. Επίσης οι υπόγειοι αγωγοί δεν βρίσκονται εκτεθειμένοι σε καιρικές αντιξοότητες, όπως βροχοπτώσεις, κεραυνικά φαινόμενα κ.α., συνεπώς παρέχουν εξυπηρέτηση στους καταναλωτές αδιάλειπτα. Αντίστοιχα οι εναέριες γραμμές διανομής έχουν χαμηλότερο κόστος από τις αντίστοιχες υπόγειες, καθώς και μεγαλύτερο χρόνο ζωής. Επίσης η επισκευή και η αντικατάσταση των εναέριων αγωγών είναι αρκετά ευκολότερη σε σύγκριση με αυτή των υπογείων. Τέλος η χρήση υποβρυχίων γραμμών διανομής καθιστά ικανή την διασύνδεση απομονωμένων νησιωτικών περιοχών με το διασυνδεδεμένο σύστημα ενέργειας. Αν και οι συγκεκριμένοι αγωγοί είναι οι ακριβότεροι σε επίπεδο κόστους και είναι δυσκολότερη η επισκευή τους, είναι ιδιαίτερα χρήσιμοι σε μορφολογίες όπως η ελληνική με το πλήθος νησιών.

2.4.3: Σημαντικότητα Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής

Τα συστήματα διανομής αποτελούν διαχρονικά πόλο έλξης καινοτομιών και ερευνητικού ενδιαφέροντος. Άνω του 50% των επενδύσεων στα ΣΗΕ συναντώνται στα συστήματα διανομής. [5]

Ένας από τους βασικούς λόγους, για τον οποίο πληθώρα καινοτομιών και επενδύσεων λαμβάνουν χώρα στα δίκτυα διανομής είναι η όλο και αυξανόμενη εγκατάσταση ΜΔΠ, απευθείας στα Συστήματα Διανομής. Η κλιματική αλλαγή έχει

στρέφει κυβερνήσεις όλο και περισσότερο στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με σκοπό την μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Ειδικότερα η Ευρωπαϊκή Ένωση είχε θέσει ιδιαίτερα φιλόδοξους στόχους για την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές, με κυριότερο τον στόχο το 2020 το 20% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η αύξηση της παραγωγής αυτής από ανανεώσιμες μονάδες, πέρα από την έμπρακτη βοήθεια για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής, έχει και θετικές επιδράσεις στο ΣΗΕ. Οι ΜΔΠ, σε αντίθεση με τις θερμικές μονάδες, είναι μικρότερες και με ευρεία γεωγραφική εξάπλωση σε ένα ΣΗΕ. Οι θερμικές μονάδες είναι εργοστάσια και βρίσκονται μακριά από τα κέντρα κατανάλωσης. Ως ΜΔΠ μπορούν να χαρακτηριστούν οι κάτωθι:

1. Παραδοσιακές Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής, είναι συνήθως θερμικές και βρίσκονται διεσπαρμένες στο ΣΗΕ. Βοηθούν στην ικανοποίηση της πιθανής αύξησης φορτίου, καθώς και στην καταπολέμηση της μείωσης απωλειών.
2. ΑΠΕ, οι οποίες χαρακτηρίζονται από μη σταθερή παραγωγή. Οι συγκεκριμένες πηγές χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο στα συστήματα διανομής λόγω του ιδιαίτερα χαμηλού περιβαλλοντικού τους αντίκτυπου.
3. Διανεμημένη αποθήκευση Ενέργειας, η οποία βοηθά στην έρρυθμη λειτουργία του συστήματος ειδικά όταν σε αυτό υπάρχει μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Αυτές οι μονάδες είναι ικανές να ισοσταθμίσουν την μεταβλητότητα της ανανεώσιμης παραγωγής.
4. Τα ηλεκτρικά οχήματα, τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν και αυτά ως μια μορφή αποθήκευσης διανεμημένης ισχύος, ωστόσο ο έλεγχος τους είναι αρκετά δυσκολότερος από μεριάς διαχειριστή συστήματος, καθώς εξαρτάται άμεσα από την συμπεριφορά των καταναλωτών.

Είναι αναγκαία λοιπόν, σε επίπεδο σχεδίασης ενός ΣΗΕ η ύπαρξη γραμμών μεταφοράς μεγάλου μήκους και μεγάλης χωρητικότητας με σκοπό η ισχύς να μεταφέρεται από τα κέντρα παραγωγής στο καταναλωτικό κοινό. Βέβαια οι ΜΔΠ βρίσκονται κοντινότερα στους καταναλωτές συνεπώς είναι ευκολότερη η μεταφορά της ισχύος, με μειωμένες απώλειες. Ειδικά σε περιπτώσεις, που η παραγωγή βρίσκεται σε πολύ κοντινή απόσταση από το φορτίο, όπως π.χ. σε οικιακές μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, οι απώλειες είναι οι ελάχιστες δυνατές. Επίσης οι ΜΔΠ λειτουργούν και παράγουν ενέργεια συνήθως υπό ΜΤ, συνεπώς μειώνεται η ροή ισχύος από την Υ.Υ.Τ και την Υ.Τ. Αποτέλεσμα αυτού είναι η μείωση του ρίσκου υπερφόρτισης.

Ιδιαίτερη χρησιμότητα των ΜΔΠ συναντάται σε θέματα ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Αυτές οι πηγές βρίσκονται διεσπαρμένες στο ΣΗΕ, συνεπώς μία πιθανή βλάβη σε μια ΜΔΠ επιδιορθώνεται ευκολότερα και έχει μικρότερο αντίκτυπο στην έρρυθμη λειτουργία του συνόλου, συγκριτικά με μία πιθανή βλάβη σε μία θερμική μονάδα.

Βέβαια, η έντονη χρήση ΜΔΠ για την ηλεκτροπαραγωγή σε ένα ΣΗΕ επιφέρει και συγκεκριμένα μειονεκτήματα τα οποία οι διαχειριστές συστήματος καθώς και οι

παραγωγοί, οφείλουν να λάβουν υπόψιν. Η παραγωγή από ΜΔΠ έχει υψηλό κόστος κεφαλαίο ανά kW εγκατεστημένης ισχύος, συγκριτικά με τους μεγάλους σταθμούς θερμικής παραγωγής. Επίσης σε πολλές περιπτώσεις η ακριβής πρόβλεψη της παραγωγής από ΑΠΕ, ιδιαίτερα για μονάδες αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής είναι αρκετά δύσκολη, και λανθασμένες προβλέψεις μπορούν να επιφέρουν προβλήματα στην λειτουργία του ΣΗΕ, καθώς σε μικρά χρονικά διαστήματα είναι δυνατόν να υπάρχουν αποκλίσεις στην παραγωγή. Καθίσταται απαραίτητη λοιπόν, για συστήματα που λειτουργούν με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, η ύπαρξη κατάλληλων εφεδρειών από συμβατικές μονάδες παραγωγής. Άλλο ένα από τα πιθανά προβλήματα έντονης χρήσης ΜΔΠ στην ηλεκτροπαραγωγή συνδέεται με τον σχεδιασμό ενός συστήματος. Τα ΣΗΕ και συγκεκριμένα τα συστήματα διανομής στο παρελθόν σχεδιάζονταν υπό την υπόθεση πως ο κύριος υποσταθμός ένωσης, είναι και η μοναδική πηγή ισχύος στο σύστημα. Σήμερα αυτή η βασική υπόθεση στον σχεδιασμό καταστρατηγείται καθώς οι ΜΔΠ βρίσκονται σε διαφορετικά σημεία του συστήματος διανομής, Συνεπώς σε αυτά τα συστήματα συναντώνται καταστάσεις λειτουργίας, οι οποίες δεν συναντώνται σε ένα συμβατικό σύστημα, από το οποίο απουσιάζουν οι ΜΔΠ. Οι κυριότερες επιπτώσεις του φαινομένου αυτού μπορεί να είναι η παράδοση χαμηλότερης ποιότητας ισχύος στους καταναλωτές, ο αυξημένος χρόνος αποκατάστασης λειτουργίας έπειτα από πιθανή διακοπή, η έκθεση του συνόλου του εξοπλισμού του συστήματος σε πιθανές βλάβες και γενικότερα η μείωση του δείκτη αξιοπιστίας του ΣΗΕ.

Σημαντικά προβλήματα που καλούνται να αντιμετωπίσουν οι διαχειριστές δικτύου με αυξημένη διείσδυση από ΜΔΠ συναντώνται κυρίως στις ροές ισχύος αλλά και στα μέτρα τάσης των ζυγών. Ιδιαίτερα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου, η έντονη παραγωγή ΑΠΕ, επιφέρει προβλήματα υπερφόρτισης των γραμμών και των Μ/Σ διανομής. Επίσης η τοποθέτηση ΜΔΠ σε απομακρυσμένους ζυγούς του συστήματος, μπορεί να επιφέρει προβλήματα υπέρτασης σε περιπτώσεις που η παραγωγή ξεπερνά την κατανάλωση. Σπανιότερη είναι η εμφάνιση προβλημάτων υπότασης, σε αυτή την περίπτωση. Επίσης η τοποθέτηση ΜΔΠ σε απομακρυσμένους ζυγούς του ΣΗΕ, επιφέρει και μία αμφίδρομη ροή ισχύος, αντίθετη με τα συμβατικά συστήματα διανομής στα οποία η ισχύς μεταφέρεται από τον υποσταθμό ένωσης στους καταναλωτές. Η αμφίδρομη αυτή ροή από την Χ.Τ στην Μ.Τ απαιτεί διαφορετικά μέσα προστασίας και στα δύο επίπεδα τάσης.

2.4.4: Ενεργά Συστήματα Διανομής

Μέχρι πρότινος στα συστήματα διανομής δεν υπήρχε σημαντική, ούτε σε πλήθος ούτε σε μέγεθος, παρουσία μονάδων παραγωγής. Συνεπώς η λειτουργία αλλά και ο σχεδιασμός τους απλοποιούταν σημαντικά. Τα τελευταία χρόνια όμως, η όλο και μεγαλύτερη ενσωμάτωση ΜΔΠ στα συστήματα διανομής δημιουργεί σημαντικές αλλαγές στην δομή και στη λειτουργία τους. Η βασικότερη από αυτές τις αλλαγές είναι η μετατροπή των συστημάτων από «παθητικά», με μονόδρομες ροές ισχύος από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης, σε «ενεργητικά» με αμφίδρομες ροές

ισχύος μεταξύ των γραμμών. Αυτή η αλλαγή βοήθησε στην δημιουργία των Ενεργών Συστημάτων Διανομής (ΕΣΔ).

Με τον όρο ΕΣΔ χαρακτηρίζονται τα συστήματα τα οποία διέπονται από δύο βασικές αρχές. Πρώτον διαθέτουν πληθώρα ΔΠΜ και δεύτερον διαθέτουν στοιχεία για την εποπτεία, την επικοινωνία και τον έλεγχο αυτών των μονάδων. Τα ενεργά δίκτυα διανομής αξιοποιούν τον συντονισμένο έλεγχο των ΜΔΠ από τον διαχειριστή συστήματος καθώς και το σύνολο του εξοπλισμού τους, με βασικό σκοπό την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, υπό υψηλό βαθμό αξιοπιστίας καθώς και την οικονομικότερη διαχείριση του συστήματος μέσω της υψηλότερης δυνατής διείσδυσης παραγωγής από ΑΠΕ.

Η σημαντικότερη πρόκληση που αντιμετωπίζουν οι διαχειριστές ΕΣΔ είναι η ικανοποιητική εποπτεία τους μέσω των κατάλληλων επικοινωνιακών συστημάτων και συσκευών ελέγχου. Μεγάλες αλλαγές οφείλουν να συμβούν τα επόμενα χρόνια στα συστήματα εποπτείας και ελέγχου για να είναι ικανά να βοηθήσουν στην έρρυθμη λειτουργία των ΕΣΔ. Αρχικά σε επίπεδο εποπτείας στους υποσταθμούς, στους οποίους συλλέγονται πολύτιμες πληροφορίες για τις καμπύλες φορτίου και για τα πιθανά σφάλματα. Οι πληροφορίες αυτές οφείλουν να ενσωματωθούν στα μοντέλα των έξυπνων συστημάτων διανομής. Η χρήση προηγμένων μετρητών και αισθητήρων, οι οποίοι βοηθούν στην αξιολόγηση της αξιοπιστίας του εξοπλισμού, και υποδεικνύουν τα σημεία εκείνα στα οποία η συντήρηση, είναι αναγκαία. Η επόμενη πιθανή αλλαγή είναι σε επίπεδο ελέγχου καθώς στα ενεργά συστήματα διανομής προκρίνεται ο διανεμημένος έλεγχος μέσω τοπικών ελεγκτών σε έξυπνους μετασχηματιστές και έξυπνα συστήματα κατανάλωσης. Τέλος αλλαγές οφείλουν να γίνουν και σε επίπεδο υποδομών μετρήσεων. Οι υποδομές αυτές οφείλουν να επεκτείνονται στους καταναλωτές, παρέχοντας δεδομένα για την ενεργειακή κατανάλωση αυτών, με σκοπό την μοντελοποίηση των δυναμικών χαρακτηριστικών του φορτίου και την καλύτερη εξυπηρέτηση αυτού.

2.4.5: Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)

Για το Ελληνικό ΣΗΕ, το ρόλο του διαχειριστή του συστήματος διανομής κατέχει ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ). Ο ΔΕΔΔΗΕ συστάθηκε με τον νόμο 4001/2011, πρόκειται για μία ανεξάρτητη θυγατρική της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ). Κατέχει δύο βασικές και διακριτές, μεταξύ τους αρμοδιότητες. Η πρώτη είναι η διαχείριση του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ), ενώ η δεύτερη είναι η διαχείριση των αγορών των Μη-Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ).



Εικόνα 5 Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας [11]

Με βάση στοιχεία από μελέτες του 2019 [11] το ελληνικό σύστημα διανομής αποτελείται από 112.622 χιλιόμετρα δικτύου διανομής μέσης τάσης και 127.564 χιλιόμετρα δικτύου διανομής χαμηλής τάσης. Συνολικά το σύστημα διανομής της Ελλάδος έχει έκταση ίση με 240.186 χιλιόμετρα. 163.431 υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ συναντώνται σε αυτό ενώ υπάρχουν επίσης και 241 Υ/Σ ΥΤ/ΧΤ. Οι καταναλωτές οι οποίοι εξυπηρετήθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ για το έτος 2019 ανέρχονται σε 7.557.996. οι 11.956 εξ 'αυτών βρίσκονται συνδεδεμένοι στο δίκτυο ΜΤ ενώ οι υπόλοιποι 7.556.040 βρίσκονται συνδεδεμένοι στο δίκτυο ΧΤ. Αναφορικά με τις συνολικές ανάγκες σε ενέργεια, αυτές ήταν ίσες με 44.133 GWH. Από αυτές 11.861 ήταν για εξυπηρέτηση φορτίων ΜΤ, ενώ οι 32.272 για εξυπηρέτηση φορτίων ΧΤ. [11]

Κεφάλαιο 3: Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.1: Εισαγωγή

Η ηλεκτρική ενέργεια θεωρείται ένα από τα πρωταρχικά αγαθά των σύγχρονων κοινωνιών. Χρησιμοποιείται για την κάλυψη βασικών αναγκών σε επίπεδο νοικοκυριών, αλλά αποτελεί και έναν από τους βασικούς άξονες πάνω στους οποίους στηρίχθηκε και εξελίχθηκε η παγκόσμια οικονομία, τόσο σε επίπεδο παραγωγής αγαθών όσο και υπηρεσιών. Η ηλεκτρική ενέργεια είναι αναγκαία σε παγκόσμιο επίπεδο, συνεπώς οφείλουν όλες οι λειτουργίες που σχετίζονται με την παραγωγή, τη διανομή και την κατανάλωσή της να είναι βελτιστοποιημένες. Η ηλεκτρική ενέργεια, η οποία ξεκινά από τα κέντρα παραγωγής και καταλήγει στους καταναλωτές για την ικανοποίηση των αναγκών τους, πρέπει να διατίθεται αξιόπιστα και μάλιστα υπό το ελάχιστο δυνατό οικονομικό κόστος. Σήμερα, πλήθος χωρών προκειμένου να εξασφαλίσουν την διάθεση της ενέργειας υπό το ελάχιστο κόστος χρησιμοποιούν δομές οι οποίες είναι γνωστές ως Ενεργειακές Αγορές.

Ως αγορά ορίζεται ένας μηχανισμός, μέσω του οποίου ταυτίζεται η παραγωγή με την ζήτηση ενός συγκεκριμένου προϊόντος, υπό την εύρεση μιας τιμής ισορροπίας. Η ενεργειακή αγορά, ως κεντρικός μηχανισμός, λειτουργεί με τον ίδιο τρόπο. Βασικός της σκοπός είναι η ανά πάσα στιγμή ταύτιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, με την παράγωγή, υπό το ελάχιστο δυνατό κόστος.

3.2: Ιστορική Αναδρομή Ενεργειακών Αγορών

Ένα ΣΗΕ αποτελείται από τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής, όπως αυτά αναλύθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο. Τα τρία αυτά συστήματα μέχρι και τις δύο τελευταίες δεκαετίες του 20^{ου} αιώνα ήταν οργανωμένα με κεντρικό τρόπο και συνήθως υπό δημόσια διαχείριση. Κάθε χώρα κατείχε το μονοπώλιο στην παραγωγή και την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συνέβαινε μέχρι το 1982. Εκείνη την χρονιά στην Χιλή συμβαίνει η πρώτη απελευθέρωση του τοπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με διαχωρισμό του συστήματος διανομής από το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [12]. Αυτό οδήγησε στην εισαγωγή του ανταγωνισμού μεταξύ παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και σε συμφωνίες ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ καταναλωτών και παραγωγών. Επίσης η τιμή κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας συσχετίστηκε άμεσα με τα κόστη παραγωγής της. Αυτά ήταν τα πρώτα βήματα για την δημιουργία των ενεργειακών αγορών.

Κατά την περίοδο εκκίνησης της σταδιακής απελευθέρωσης των ενεργειακών αγορών και της εισαγωγής του ανταγωνισμού στην παράγωγή ενέργειας δεν προτιμήθηκε ένα σύστημα διμερών ανταλλαγών μεταξύ παραγωγών-καταναλωτών. Αυτή η προσέγγιση θεωρήθηκε πως θα έκρυβε κινδύνους από τις μέχρι τότε πρακτικές. Συνεπώς προτιμήθηκε μια συγκεντρωτική προσέγγιση με ανταλλαγές μέσω ενεργειακών αποθεμάτων (energy pools). Σε αυτές τις ανταλλαγές συμμετείχαν το

σύνολο των παραγωγών αλλά και των καταναλωτών και η χρήση τους φάνηκε να ταιριάζει στην λειτουργία των ΣΗΕ.

Με την τεχνολογική ανάπτυξη και την αύξηση της υπολογιστικής ισχύος έγινε και δυνατή η εφαρμογή διμερών συμφωνιών μεταξύ καταναλωτών και παραγωγών χωρίς την διαμεσολάβηση ενεργειακής αγοράς. Αυτές οι διμερείς συμφωνίες είναι, ως επί το πλείστον, προσαρμοσμένα συμβόλαια μεταξύ ενός καταναλωτή και ενός παραγωγού για παροχή μεγάλων ποσών ηλεκτρικής ισχύος (εκατοντάδες ή και χιλιάδες MW) για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Η τυπική διάρκεια ενός τέτοιου συμβολαίου εκτείνεται από μερικούς μήνες μέχρι αρκετά χρόνια. Ωστόσο τέτοιου είδους μακροχρόνιες συμφωνίες έχουν υψηλά κόστη και δεσμευτικά συμβόλαια. Προκρίνονται σε περιπτώσεις που καταναλωτές απαιτούν μεγάλα ποσά ενέργειας για μεγάλα χρονικά διαστήματα (π.χ. βιομηχανικές εγκαταστάσεις ή εργοστάσια).

Στην Ευρώπη η πρώτη χώρα που προχώρησε σε ιδιωτικοποίηση κομματιού του ηλεκτρικού τομέα, ήταν το Ηνωμένο Βασίλειο, με την δημιουργία ενεργειακών αγορών στην Αγγλία και την Ουαλία το 1990. Ακολούθησε η Νορβηγία το 1991. Πρωτοπόροι σε παγκόσμιο επίπεδο στην δημιουργία ενεργειακών αγορών ήταν η Αυστραλία και η Νέα Ζηλανδία, οι οποίες θέσπισαν ενεργειακές αγορές το 1996. Στις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής θεσπίστηκαν τοπικές αγορές σε επίπεδο πολιτειών στην Καλιφόρνια, στο Μέριλαντ, στην Νέα Υόρκη και στην Πενσυλβάνια μέχρι το τέλος του 20^{ου} αιώνα. Η ενεργειακή αγορά στην πολιτεία της Καλιφόρνια ονομάστηκε CalPX, του Μέριλαντ PJM και της Νέας Υόρκης NYISO [12]. Στην Ελλάδα η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συνέβη το 1999, καθώς το ελληνικό ΣΗΕ έπρεπε να εναρμονιστεί σύμφωνα με τις Ευρωπαϊκές οδηγίες. Διαχειριστής της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχει οριστεί το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE) σύμφωνα με τον νόμο 4545/2016 και σύμφωνα με τους κανονισμούς της Ευρωπαϊκής Ένωσης. [13]

3.3: Βασική Δομή Ενεργειακών Αγορών

Οι ενεργειακές αγορές είναι ουσιαστικά πλατφόρμες, στις οποίες συμβαίνουν ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας. Από την μία μεριά υπάρχουν οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι δηλώνουν την ενέργεια που παραχωρούν προς πώληση, καθώς και την τιμή αυτής σε Ευρώ/MWh, ενώ από την άλλη υπάρχουν οι καταναλωτές και οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι εισέρχονται στην αγορά για να καλύψουν τις δικές τους ενεργειακές ανάγκες αλλά και τις ανάγκες των πελατών τους, στην περίπτωση των παρόχων. [14]

Συγκεκριμένα οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται ευρέως για να εξυπηρετήσουν καταναλωτές, των οποίων οι ανάγκες σε ηλεκτρική ισχύ δεν ξεπερνούν τις μερικές εκατοντάδες kW. Για αυτούς τους καταναλωτές, η απευθείας συμμετοχή στις ενεργειακές αγορές δεν προκρίνεται. Οι καταναλωτές αυτοί προτιμούν να απευθύνονται σε παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας πληρώνοντας ένα σταθερό αντίτιμο για τις ανάγκες τους σε ισχύ (€/kWh), το οποίο μεταβάλλεται μερικές φορές τον χρόνο, ανάλογα την κατανάλωσή τους. Με την σειρά του, ο πάροχος ηλεκτρικής

ενέργειας συμμετέχει ενεργά στις αγορές με σκοπό να εξυπηρετήσει τις ανάγκες των καταναλωτών του. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω κατάλληλης μοντελοποίησης του φορτίου των μικρών αυτών καταναλωτών.

Η ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας, στις ενεργειακές αγορές βασίζεται σε ανταλλαγές μεταξύ συμμετεχόντων και στα ενεργειακά αποθέματα. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας οφείλει να ταυτίζεται με την ζήτηση για κάθε δευτερόλεπτο λειτουργίας. Σε περίπτωση που αυτή η προϋπόθεση δεν τηρείται, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δεν λειτουργεί σωστά και αυτό έχει αντίκτυπο στο ΣΗΕ. Πιθανή ανισότητα μεταξύ ζήτησης και παραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ισοδυναμεί με περιοχές ή και ακόμη χώρες, χωρίς παροχή ηλεκτρισμού. Κάτι τέτοιο μπορεί να οδηγήσει ακόμη και σε ολική κατάρρευση του συστήματος, του οποίου η επαναφορά και η εκ νέου λειτουργία σε ασφαλή κατάσταση μπορεί να διαρκέσει μέχρι και 24 ώρες. Γίνεται εύκολα αντιληπτό πως πρωταρχικός σκοπός της ενεργειακής αγοράς είναι να ταυτίζει την ζήτηση με την παραγωγή ανά πάσα στιγμή, καθώς οι συνέπειες τόσο σε οικονομικό, όσο και σε κοινωνικό επίπεδο είναι επίπονες αν κάτι τέτοιο δεν επιτυγχάνεται. Αυτός είναι και ένας από τους βασικούς λόγους που για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας δεν υπάρχει μόνο μία ενεργειακή αγορά, αλλά πολλαπλές. Με αυτό τον τρόπο εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία ανά πάσα στιγμή.

Οι ενεργειακές αγορές, ανά την υφήλιο διαφέρουν μεταξύ τους, δημιουργήθηκαν ετεροχρονισμένα και υπό διαφορετικά ρυθμιστικά και νομοθετικά πλαίσια. Ωστόσο υπάρχουν συγκεκριμένες ομοιότητες στην δομή και την λειτουργία τους. Η βασική ομοιότητα είναι πως στο σύνολο των ενεργειακών αγορών υπάρχει ο διαχωρισμός των δραστηριοτήτων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ανταγωνισμός που εισάγεται στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας οδηγεί σε τελική μείωση της τιμής παραγωγής. Στα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχει διατηρηθεί στην πλειονότητα των περιπτώσεων το μονοπωλιακό καθεστώς, υπό δημόσια διαχείριση, καθώς ο χειρισμός και ο έλεγχος των συστημάτων μεταφοράς υπάγονται στους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς.

Το βασικό χαρακτηριστικό μιας ενεργειακής αγοράς είναι η αμεσότητα, σε χρονικό επίπεδο, με την οποία γίνεται η ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Βάσει αυτού, γίνεται ο βασικός διαχωρισμός τριών ενεργειακών αγορών. Οι τρεις βασικές αυτές αγορές είναι:

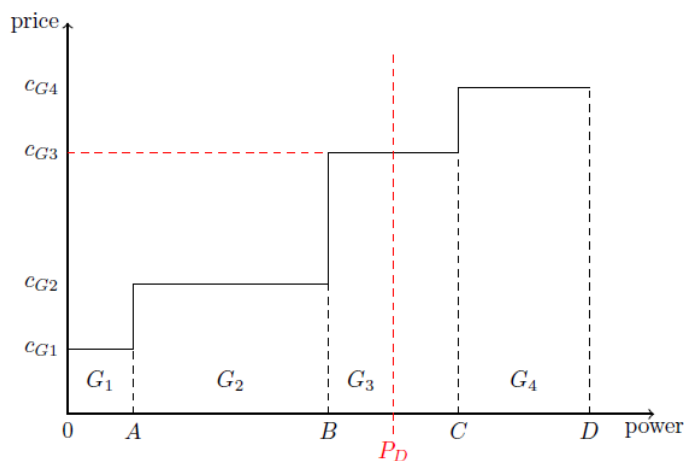
- Η Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market)
- Η Ενδοημερήσια Αγορά (Intra-Day Market)
- Η Αγορά Εξισορρόπησης ή Αγορά Πραγματικού χρόνου (Balancing Market/ Real Time Market)

3.4: Αγορά Επόμενης Ημέρας

Η αγορά επόμενης ημέρας λαμβάνει χώρα μία ημέρα πριν την παράδοση της απαιτούμενης ενέργειας, στην πλειονότητα των χωρών συνήθως το μεσημέρι της προηγούμενης ημέρας. Αυτό σημαίνει πως υπάρχει αναμονή 12 ωρών για την πρώτη παράδοση ισχύος μέσω της αγοράς επόμενης ημέρας και 35 ώρες αναμονής για την

τελευταία παράδοση ισχύος. Τα χρονικά όρια αυτά βοηθούν παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζονται εκτενή σχεδιασμό για να προσαρμόσουν τα επίπεδα παραγωγής τους (π.χ. θερμικές γεννήτριες λιγνίτη και πυρηνικές γεννήτριες). Οι παραγωγοί ενέργειας υποβάλλουν στην ηλεκτρονική πλατφόρμα της αγοράς επόμενης ημέρας τις προσφορές τους, οι οποίες είναι ένας συνδυασμός ποσότητας ισχύος και ελάχιστης τιμής πώλησης αυτής (€/MW). Στην αγορά επόμενης ημέρας εισέρχονται και ενδιαφερόμενοι για αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, είτε αυτοί είναι καταναλωτές είτε πάροχοι. Οι 2 κατηγορίες καταναλωτών υποβάλλουν και αυτοί τις ενεργειακές ανάγκες τους καθώς και την μέγιστη τιμή που δύνανται να πληρώσουν για να τις ικανοποιήσουν. Δημιουργείται δηλαδή ένα δεύτερο ζευγάρι ποσότητας ισχύος και τιμής (€/MW), αυτή τη μεριά από την μεριά των καταναλωτών.

Μετά την κατάθεση στην πλατφόρμα των προσφορών των παραγωγών αλλά και των καταναλωτών, ο διαχειριστής της αγοράς επόμενης ημέρας τοποθετεί τις προσφορές σε σειρά, ξεκινώντας από αυτή με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής (€/MW) και καταλήγοντας σε αυτή με το υψηλότερο κόστος παραγωγής. Η ίδια διαδικασία συνεχίζεται για την ταξινόμηση των προσφορών ζήτησης των καταναλωτών, τοποθετώντας ως πρώτη την προσφορά με την υψηλότερη τιμή αγοράς και καταλήγοντας σε αυτή με την χαμηλότερη τιμή αγοράς. Με αυτόν τον τρόπο δημιουργείται η Σχετική Καμπύλη Αξίας (Merit Order Curve) για την αγορά επόμενης ημέρας. Σε αρκετές περιπτώσεις επειδή η κατανάλωση φορτίου θεωρείται ανελαστική, το φορτίο είναι δυνατό να μοντελοποιηθεί ως μία συγκεκριμένη τιμή μέσω προβλέψεων, σε αυτή την περίπτωση η Σχετική Καμπύλη Αξίας είναι παρόμοια με αυτή που φαίνεται στην Εικόνα 6.



Εικόνα 6 Σχετική Καμπύλη Αξίας [15]

Το σημείο που η σχετική καμπύλη αξίας των παραγωγών ταυτίζεται με την σχετική καμπύλη αξίας των καταναλωτών, ονομάζεται σημείο ισορροπίας της αγοράς, επίσης η τιμή κόστους του σημείου ισορροπίας ονομάζεται *Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)*. Αυτό σημαίνει πως όλες οι προσφορές από την μεριά των παραγωγών με τιμή ίση ή και χαμηλότερη από την οριακή τιμή γίνονται αποδεκτές και οι παραγωγοί ενημερώνονται από τον διαχειριστή αγοράς για το ποσό ενέργειας που οφείλουν να παράγουν και να παραδώσουν στο ΣΗΕ. Ομοίως οι καταναλωτές ενέργειας που είχαν υποβάλει προσφορές ζήτησης με τιμή ίση ή και υψηλότερη από την ΟΤΣ,

ενημερώνονται από τον διαχειριστή αγοράς πως οι προσφορές τους έγιναν αποδεκτές από την αγορά επόμενης ημέρας, καθώς και για το ποσό ενέργειας που θα λάβουν. Η ΟΤΣ αντιπροσωπεύει το κόστος που καλείται να πληρώσει ο διαχειριστής αγοράς για μία MWh. Έπειτα από εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας, όλοι οι παραγωγοί των οποίων οι προσφορές έχουν γίνει αποδεκτές, πληρώνονται με βάση την ΟΤΣ για να παράξουν την ισχύ που τους έχει ανατεθεί ενώ όλοι οι καταναλωτές των οποίων οι προσφορές ζήτησης έχουν γίνει αποδεκτές από την αγορά επόμενης ημέρας λαμβάνουν το αντίστοιχο ποσό ισχύος πληρώνοντας ως αντίτιμο την ΟΤΣ/MWh. Οι παραπάνω διαδικασίες βασίζονται στην *οικονομική κατανομή*, μέθοδο η οποία αναλύεται από μεριάς διαχειριστή συστήματος στην παράγραφο (4.2:)

Άξιο αναφοράς είναι το γεγονός πως παραγωγοί, οι οποίοι είχαν καταθέσει προσφορές με κόστος παραγωγής χαμηλότερο από την οριακή τιμή συστήματος, λαμβάνουν ανταμοιβή για την παραγωγή τους ίση με την οριακή τιμή. Εκ πρώτης όψεως, αυτό φαίνεται να αυξάνει το τελικό κόστος ανά MWh, κάτι τέτοιο όμως δεν επαληθεύεται. Ανταμειβοντας όλους τους παραγωγούς με βάση την οριακή τιμή συστήματος, οι παραγωγοί προτρέπονται να καταθέτουν προσφορές που αντικατοπτρίζουν το οριακό κόστος παραγωγής τους. Σε αντίθετη περίπτωση, οι παραγωγοί θα προσπαθούσαν να υπολογίσουν την οριακή τιμή συστήματος, προκειμένου να προσφέρουν την παραγόμενη τους ενέργεια σε τιμή όσο το δυνατόν κοντινότερη σε αυτή. Οι επιπτώσεις, ειδικά για παραγωγούς με χαμηλά οριακά κόστη παραγωγής, θα ήταν να μείνουν εκτός αγοράς επόμενης ημέρας λόγω λανθασμένης πρόβλεψης της οριακής τιμής και κατάθεσης προσφοράς σε υψηλή τιμή. Κάτι τέτοιο θα οδηγούσε αξιωματικά σε αύξηση της τελικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές.

Η ύπαρξη μίας αγοράς επόμενης ημέρας παρέχει μια συγκεντρωτική μορφή διαχείρισης του ΣΗΕ, καθώς μέσα από αυτή λαμβάνουν χώρα όλες οι συναλλαγές ισχύος. Συνεπώς είναι ευκολότερη η παρακολούθηση και ο έλεγχος τους, ενώ ταυτόχρονα υπάρχουν και διακριτοί ρόλοι ανάμεσα σε παραγωγούς, καταναλωτές και τον διαχειριστή αγοράς, βελτιστοποιώντας όλη την διαδικασία και με συνέπεια την έρρυθμη λειτουργία του ΣΗΕ.

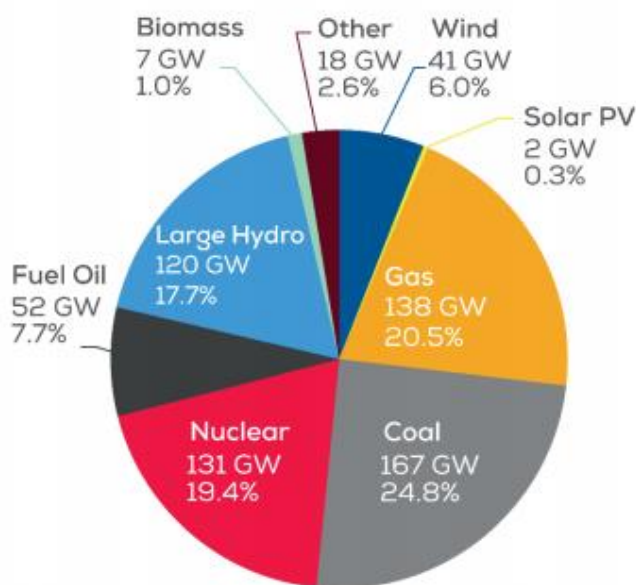
3.5: Ενδοημερήσια Αγορά

Η Ενδοημερήσια αγορά λαμβάνει χώρα μετά το κλείσιμο της αγοράς επόμενης ημέρας, και επιτρέπει την σύναψη συμφωνιών για ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας από μία έως και μερικές ώρες μέχρι την παράδοση αυτής. Το πλήθος και η συχνότητα των ενδοημερησίων αγορών διαφέρει ανάλογα της δομής της ενεργειακής αγοράς. Στην ενεργειακή αγορά της Ιβηρικής χερσονήσου παραδείγματος χάρη, υπάρχουν έξι (6) ενδοημερήσιες αγορές κατά την άροδο της ημέρας, στις οποίες τόσο οι παραγωγοί όσο και οι καταναλωτές μπορούν να υποβάλλουν προσφορές, με όμοιο τρόπο όπως στην αγορά επόμενης ημέρας. [16]

Η ανάγκη ύπαρξης ενδοημερησίων αγορών έγινε ορατή με την είσοδο του 21^{ου} αιώνα. Εκείνη την περίοδο η στροφή προς την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν

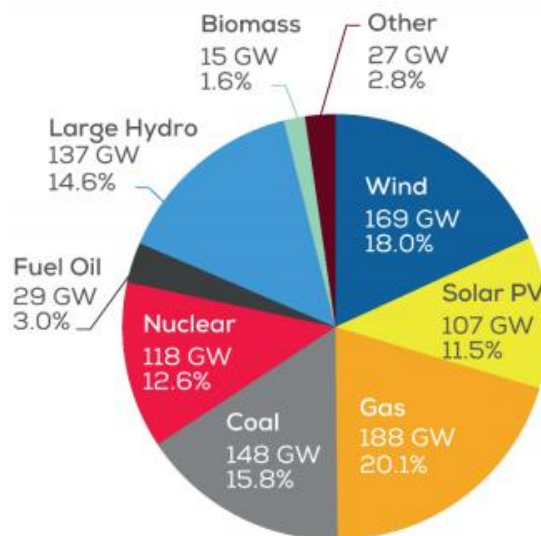
έντονη, και η εισροή της λεγόμενης «πράσινης» ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα αυξανόταν συνεχώς. Άξιο αναφοράς είναι το γεγονός πως από το 2005 μέχρι το 2014 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στα 28 κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) αυξήθηκε από τις 495 GWh στις 931 GWh [17]. Πρόκειται για αύξηση της τάξης του 87,8% η οποία είχε και μεγάλη επιρροή στις ενεργειακές αγορές της Ευρώπης.

Μελετώντας το ενεργειακό μείγμα για την ΕΕ [18] και την μεταβολή αυτού με την πάροδο των ετών, είναι προφανές πως η αύξηση της ανανεώσιμης παραγωγής προήλθε κυρίως λόγω της αύξησης φωτοβολταϊκής και αιολικής παραγωγής.



Εικόνα 7 Ενεργειακό Μείγμα ΕΕ 2005 [18]

Στην Εικόνα 7 φαίνεται το ενεργειακό μείγμα στην ΕΕ για το έτος 2005 και παρατηρείται πως το μεγαλύτερο κομμάτι ανανεώσιμης παραγωγής προέρχεται από μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής.



Εικόνα 8 Ενεργειακό Μείγμα ΕΕ 2017 [18]

Αντίθετα στην Εικόνα 8 φαίνεται και πάλι το ενεργειακό μείγμα των 27 κρατών-μελών της ΕΕ, αυτή τη φορά για το έτος 2017. Πλέον το μεγαλύτερο κομμάτι ανανεώσιμης παραγωγής είναι αιολική ενέργεια, ενώ γίνεται και ορατή η έντονη αύξηση της φωτοβολταϊκής παραγωγής.

Κύριο χαρακτηριστικό τόσο της αιολικής όσο και της φωτοβολταϊκής παραγωγής, είναι η στοχαστικότητα καθώς και οι δύο μορφές έχουν άμεση εξάρτηση από τα καιρικά φαινόμενα για την παραγωγή ενέργειας. Η ακριβής πρόβλεψη παραγωγής για αυτού του είδους τις μονάδες είναι αρκετά δύσκολη και αντικείμενο μελέτης αρκετών χρόνων. Οι ενδοημερήσιες αγορές βοηθούν στην μεγαλύτερη ενσωμάτωση αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, καθώς η εκκαθάριση τους συμβαίνει σε χρονικά σημεία κοντινότερα στην παράδοση της ενέργειας από ότι η αγορά επόμενης ημέρας. Αυτό βοηθά τους παραγωγούς ανανεώσιμης ενέργειας να εισέλθουν στην αγορά με προσφορές μεγαλύτερης ακρίβειας, συγκριτικά με τις αντίστοιχες προσφορές τους στην αγορά επόμενης ημέρας. Οι ακριβείς προβλέψεις από μεριάς παραγωγών οδηγούν σε μεγαλύτερη ενσωμάτωση ανανεώσιμης ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα και συνεπώς σε πτώση της οριακής τιμής συστήματος.

Ωστόσο στις ενδοημερήσιες αγορές συμμετέχουν, πέρα από τους παραγωγούς ανανεώσιμης ενέργειας, και οι συμβατικοί παραγωγοί. Παραγωγοί ενέργειας, οι οποίοι στην αγορά επόμενης ημέρας δεν αποδίδουν το πλήρες φορτίο που δύναται να παράξουν, συμμετέχουν στην ενδοημερήσια αγορά προκειμένου να αυξήσουν την παραγόμενη ενέργεια που διαθέτουν προς πώληση στην αγορά. Επίσης αρκετοί παραγωγοί εισέρχονται στις ενδοημερήσιες αγορές προκειμένου να μειώσουν την παραγωγή που προσέφεραν στην αγορά επόμενης ημέρας. Πρόκειται μία τακτική κυρίως για θερμικές μονάδες σε περιπτώσεις που η οριακή τιμή συστήματος είναι χαμηλότερη από την οριακή τιμή της μονάδας τους. Ουσιαστικά αυτού του είδους οι προσφορές έχουν σκοπό την αντικατάσταση της ίδιας παραγωγής των μονάδων αυτών, με παραγωγή χαμηλότερου οριακού κόστους, μέσω της ενδοημερήσιας αγοράς.

Αντίστοιχα, στις ενδοημερήσιες αγορές συμμετέχουν και οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, σε μικρότερο βαθμό. Ο κύριος λόγος εισόδου καταναλωτών στην ενδοημερήσια αγορά είναι η τροποποίηση της πρόβλεψης κατανάλωσης τους, είτε λόγω απροσδόκητων γεγονότων είτε λόγω λανθασμένης πρόβλεψης.

Μείζων παράγοντας της βέλτιστης λειτουργίας της ενδοημερήσιας αγοράς, είναι το χρονικό σημείο το οποίο επιλέγεται να γίνει η εκκαθάριση της αγοράς, το σημείο δηλαδή πέρα από το οποίο παραγωγοί και καταναλωτές δεν γίνεται να υποβάλλουν προσφορές. Οι απόψεις για τον χρόνο που πρέπει να περάσει από την εκκαθάριση της αγοράς μέχρι την παράδοση της ενέργειας στο ΣΗΕ, δίστανται. Οι παραγωγοί και οι καταναλωτές ενέργειας προτιμούν η εκκαθάριση της αγοράς να συμβαίνει όσο το δυνατόν κοντινότερα στην παράδοση της ενέργειας, καθώς σε τέτοιες περιπτώσεις οι προβλέψεις παραγωγής αλλά και φορτίου είναι περισσότερο ακριβείς. Οι διαχειριστές συστήματος από την άλλη, προτιμούν όσο το δυνατόν μεγαλύτερα χρονικά περιθώρια ανάμεσα στην εκκαθάριση της ενέργειας και στην παράδοση αυτής στο δίκτυο. Η ενδοημερήσια αγορά, όπως και η αγορά επόμενης ημέρας, είναι μια οικονομική διαδικασία μέσω της οποίας επιλέγονται οι γεννήτριες με την χαμηλότερη οριακή τιμή για να καλύψουν τις ανάγκες του ΣΗΕ σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτές οι δύο αγορές δεν λαμβάνουν υπόψιν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ΣΗΕ, συνεπώς οι διαχειριστές συστήματος θα προτιμούσαν μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα μεταξύ εκκαθάρισης και παράδοσης προκειμένου να μπορέσουν να προχωρήσουν στις βέλτιστες διορθωτικές κινήσεις, για την έρρυθμη λειτουργία του ΣΗΕ, στην αγορά εξισορρόπησης.

3.6: Αγορά Εξισορρόπησης

Η αγορά εξισορρόπησης (balancing market) ή αλλιώς αγορά πραγματικού χρόνου (real time market) λαμβάνει χώρα όσο το δυνατόν κοντινότερα στην παράδοση της ενέργειας στο ΣΗΕ. Κύριος λόγος ύπαρξης της είναι η ταύτιση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με την ζήτηση αυτής, πριν την τελική αποδέσμευση της από τους παραγωγούς. Μέχρι σήμερα δεν έχει βρεθεί αποδοτικός τρόπος για την αποθήκευση μεγάλων ποσών ενέργειας, συνεπώς είναι μείζον ζήτημα για την λειτουργία του ΣΗΕ η παραγωγή να ταυτίζεται με την ζήτηση, ανά πάσα στιγμή λειτουργίας. Η αγορά εξισορρόπησης είναι η τελευταία ευκαιρία από μεριάς διαχειριστών δικτύου, να εξασφαλίσουν την έρρυθμη λειτουργία ενός ΣΗΕ σε μία συγκεκριμένη ώρα. Το κλείσιμο προσφορών, από μεριάς καταναλωτών και παραγωγών για την αγορά εξισορρόπησης, συνήθως τοποθετείται 30 λεπτά ή 1 ώρα πριν την παράδοση της ενέργειας στο ΣΗΕ. Συνεπώς συναντώνται κατά την πάροδο μιας ημέρας 24 αγορές εξισορρόπησης, μία για κάθε ώρα.

Βασική διαφορά της δομής και της λειτουργίας της αγοράς εξισορρόπησης συγκριτικά με τους δύο τύπους αγορών που αναλύθηκαν παραπάνω (επόμενης ημέρας και ενδοημερήσια), είναι πως κατά την εκκαθάριση της αγοράς εξισορρόπησης λαμβάνονται υπόψιν από τον διαχειριστή αγοράς εξισορρόπησης όλα τα τεχνικά χαρακτηριστικά του ΣΗΕ. Τα χαρακτηριστικά, τα οποία λαμβάνονται υπόψιν κατά την επίλυση και εκκαθάριση της αγοράς εξισορρόπησης είναι τα θερμικά όρια των

γραμμών μεταφοράς και διανομής, οι επιτρεπόμενες ροές ισχύος στις γραμμές αυτές, τα μέτρα τάσης και οι γωνίες τάσης των ζυγών του ΣΗΕ, οι απώλειες ισχύος κατά την μεταφορά, καθώς και οι συχνότητες λειτουργίας των γεννητριών. Γίνεται αντιληπτό πως σε αντίθεση με την αγορά επόμενης ημέρας και την ενδοημερήσια αγορά, η αγορά εξισορρόπησης δεν περιλαμβάνει μόνο ανταλλαγές ενέργειας με σκοπό την κάλυψη του φορτίου υπό το ελάχιστο κόστος, αλλά περιλαμβάνει και διαδικασίες ώστε να εξασφαλιστεί η έρρυθμη λειτουργία του ΣΗΕ ανά πάσα στιγμή. Λόγω της αυξημένης πολυπλοκότητας του προβλήματος αυτού, η οικονομική κατανομή σαν μέθοδος δεν είναι ικανή να προσφέρει λύση, συνεπώς προτιμώνται σύνθετες επαναληπτικές μέθοδοι για την επίλυση της αγοράς εξισορρόπησης, οι οποίες ονομάζονται *βέλτιστες ροές φορτίου*.

Τα σύγχρονα συστήματα ενέργειας είναι δυναμικά, συνεπώς η αναγκαιότητα ύπαρξης της αγοράς εξισορρόπησης φαίνεται στην αντιμετώπιση ενός βασικού προβλήματος στην λειτουργία των ΣΗΕ, αυτού της ταύτισης ανά πάσα στιγμή λειτουργίας της παραγωγής με την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η στοχαστικότητα της παραγωγής, ιδιαίτερα όταν αυτή προέρχεται από ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, αλλά και η συνεχής διακύμανση του φορτίου δυσχεραίνουν το έργο των διαχειριστών συστημάτων για ταύτιση παραγωγής και ζήτησης. Πέρα από αυτό το έργο, οι διαχειριστές ΣΗΕ στην αγορά εξισορρόπησης είναι υπεύθυνοι για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών (ancillary services). Οι επικουρικές υπηρεσίες βοηθούν στην σταθερότητα της λειτουργίας των ΣΗΕ και περιλαμβάνουν τον έλεγχο της συχνότητας λειτουργίας των γεννητριών και την μείωση των διακυμάνσεων αυτής, τον έλεγχο της τάσης των ζυγών του , την ροή αεργου ισχύος καθώς και την απόκτηση κατάλληλων εφεδρειών ισχύος.

3.6.1: Επικουρικές Υπηρεσίες – Έλεγχος Συχνότητας

Ο έλεγχος της συχνότητας λειτουργίας στην αγορά εξισορρόπησης επιτυγχάνεται κυρίως με την εξισορρόπηση παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στον πραγματικό χρόνο. Ο κύριος λόγος απορρύθμισης της συχνότητας λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι η μη ταύτιση φορτίου και παραγωγής. Σε περιπτώσεις όπου η συνολική παραγωγή ενός ΣΗΕ ξεπερνά το συνολικό φορτίο, η συχνότητα του αυξάνεται, ενώ στην αντίθετη περίπτωση μειώνεται. Αυτή η διαδικασία είναι αρκετά δύσκολη καθώς στην παραγωγή ενέργειας σε πραγματικό χρόνο υπάρχουν έντονες διακυμάνσεις. Οι διακυμάνσεις αυτές μπορούν να προκαλούνται σε περιπτώσεις ανανεώσιμης παραγωγής από λάθος εκτιμήσεις και προβλέψεις για το ύψος της παραγωγής μιας συγκεκριμένης στιγμής, ή σε περιπτώσεις συμβατικών γεννητριών από έκτακτα γεγονότα όπως την διακοπή λειτουργίας μιας γεννήτριας λόγω τεχνικής βλάβης. Τέτοιες ανωμαλίες μεταξύ παραγωγής και ζήτησης μπορούν να οδηγήσουν σε απορρύθμιση της συχνότητας του ΣΗΕ. Μεγάλες αποκλίσεις στην συχνότητα μπορούν να οδηγήσουν ακόμα και σε ολική κατάρρευση του συστήματος., καθώς οι γεννήτριες είναι ρυθμισμένες να λειτουργούν σε ένα μικρό εύρος αποδεκτών συχνοτήτων. Σε περιπτώσεις που η συχνότητα των γεννητριών αυτών δεν είναι μέσα στο αποδεκτό εύρος, οι προστατευτικοί μηχανισμοί των γεννητριών αποκόπτουν τις γεννήτριες από

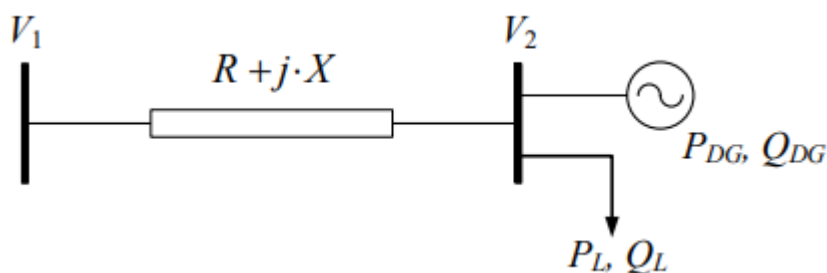
το δίκτυο και σταματούν την λειτουργία τους. Ο ρυθμός με τον οποίο αποκόπτονται φορτία και γεννήτριες σε περιπτώσεις είτε αύξησης είτε μείωσης της συχνότητας, ονομάζεται αδράνεια ενός ΣΗΕ, και εξαρτάται από το πλήθος και το μέγεθος των περιστρεφόμενων γεννητριών και φορτίων που υπάρχουν στο ΣΗΕ. Τα διασυνδεδεμένα συστήματα διαθέτουν μεγαλύτερη αδράνεια από μη διασυνδεδεμένα και συνεπώς μπορούν να διαχειριστούν μεγαλύτερες διακυμάνσεις της συχνότητας.

Συνεπώς είναι απαραίτητο από μεριάς διαχειριστή συστήματος να εγγυάται η ισότητα μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε πραγματικό χρόνο μέσω της αγοράς εξισορρόπησης, τόσο για τις μεγάλες αυξομειώσεις όσο και για μικρότερες. Οι μικρότερες διακυμάνσεις πιθανώς να μην έχουν μεγάλο αντίκτυπο στην λειτουργία αλλά βοηθούν στην αποδυνάμωση του, όσο και στην ταχύτερη φθορά των γεννητριών, συνεπώς προτείνεται να αντιμετωπίζονται και να επιλύονται άμεσα.

3.6.2: Επικουρικές Υπηρεσίες – Έλεγχος Τάσης & Αεργου Ισχύος

Όλοι οι ζυγοί που υπάγονται σε ένα ΣΗΕ οφείλουν ανά πάσα στιγμή να έχουν μέτρα τάσης εντός προκαθορισμένων ορίων. Στις περισσότερες περιπτώσεις αυτά τα όρια είναι το διάστημα $[0,95-1.05]$ ανά μονάδα (α.μ) για το μέτρο της τάσης. Οι διαχειριστές ΣΗΕ διαθέτουν διάφορα συστήματα για να επιτύχουν μέτρα τάσης ζυγών σε αυτά τα όρια όπως έξυπνους μετασχηματιστές με ικανότητα αλλαγής αντιστάθμισης (taps) κατά την διάρκεια εξυπηρέτησης φορτίου, ευέλικτα συστήματα που συνδέονται εγκάρσια στις γραμμές μεταφοράς (SVC, UPFC κ.α.), όμως κανένα από αυτά τα εργαλεία δεν μπορούν να δώσουν στο ΣΗΕ την ευελιξία σε θέματα ελέγχου τάσης στα επίπεδα που την προσφέρουν οι γεννήτριες παραγωγής. Οι γεννήτριες είναι ικανές, παράλληλα με την παραγωγή ενεργού ισχύος για την ικανοποίηση των αναγκών των καταναλωτών, είτε να παράγουν άεργο ισχύ είτε και να καταναλώνουν άεργο ισχύ προκειμένου να βοηθήσουν στον έλεγχο της τάσης των ζυγών του συστήματος.

Τα προβλήματα ελέγχου τάσης είναι ένα σημαντικό πρόβλημα προς αντιμετώπιση, ειδικότερα τα τελευταία χρόνια με την σύνδεση διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής απευθείας στα συστήματα διανομής. Η σύνδεση μεγάλων ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα διανομής προκαλεί προβλήματα ανύψωσης και καθίζησης τάσης ζυγών.



Εικόνα 9 ΣΗΕ δύο ζυγών

Στην Εικόνα 9 φαίνεται ένα ΣΗΕ δύο ζυγών, στο οποίο είναι συνδεδεμένη στο ζυγό δύο, μια μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής και ένα φορτίο. Η διακύμανση τάσης ανάμεσα στους ζυγούς υπολογίζεται ως:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R \cdot P - X \cdot Q}{V^2} = \frac{R \cdot (PDG - PL) - Q \cdot (QDG - QL)}{V^2} \quad (3.3.1)$$

Γίνεται κατανοητό από την σχέση (3.3.1) πως οι μονάδες παραγωγής, έχουν τον πρωταρχικό ρόλο για την σταθεροποίηση των ζυγών του συστήματος εντός των προκαθορισμένων ορίων. Μέσω της αγοράς εξισορρόπησης επιτυγχάνεται ο έλεγχος της τάσης για την λειτουργία του ΣΗΕ σε περιπτώσεις ομαλής λειτουργίας αλλά και σε έκτακτες περιπτώσεις με τις κατάλληλες αλλαγές στην παραγωγή ή και την κατανάλωση άεργου ισχύος από τις γεννήτριες.

Λόγω της μεγάλης σημαντικότητας των γεννητριών για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών στα ΣΗΕ, προκειμένου να συνδεθούν στο σύστημα όλοι οι παραγωγοί πρέπει να εξασφαλίζουν συγκεκριμένες λειτουργίες. Οι λειτουργίες αυτές βοηθούν τους διαχειριστές συστημάτων να επιτύχουν έλεγχο τάσης μέσω της αγοράς εξισορρόπησης. Το σύνολο των γεννητριών οφείλει, εκτός από την παραγωγή ενεργού ισχύος για την εξυπηρέτηση του φορτίου, να συμβάλλει και στους ελέγχους τάσεις και άεργου ισχύος. Για αυτό τον λόγο οι γεννήτριες οφείλουν να μπορούν να παράξουν ισχύ για ένα εύρος συντελεστών ισχύος το οποίο κυμαίνεται συνήθως από 0,9 α.μ επαγωγικό σε 0,9 χωρητικό. Αυτή η προϋπόθεση εξασφαλίζει πως οι γεννήτριες μπορούν να συμβάλλουν στον έλεγχο τάσης είτε παράγοντας άεργο ισχύ είτε καταναλώνοντάς την, όταν αυτό χρειάζεται.

3.7: Ελληνική Αγορά Ενέργειας

Στο ελληνικό σύστημα ενέργειας, η απελευθέρωση του ενεργειακού τομέα συνέβη βάσει του Νόμου 2733/1999 [19], ο οποίος όριζε την μετάβαση από το μονοπωλιακό καθεστώς της ΔΕΗ, στην είσοδο του ανταγωνισμού έπειτα από τον Φεβρουάριο του 2001. Ο νόμος αυτός ψηφίστηκε με σκοπό το ελληνικό ΣΗΕ να εναρμονιστεί με τις κατευθύνσεις της ΕΕ για τον ηλεκτρικό τομέα. Μεταξύ άλλων ο νόμος αυτός προέβλεπε την σύσταση της «Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας» ως ανεξάρτητη αρχή για την επίβλεψη της απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας. Κύριες αρμοδιότητες της ΡΑΕ ήταν η επίβλεψη και η διαχείριση της νεοσύστατης και απελευθερωμένης ελληνικής ενεργειακής αγοράς.

Με την πάροδο των χρόνων συνέβησαν διάφορες ανακατατάξεις στον ελληνικό ενεργειακό τομέα, οι οποίες επηρέασαν και την ελληνική αγορά ενέργειας. Μία από τις σημαντικότερες, συνέβη με τον Νόμο 4425/2016 [13], βάσει του οποίου σχηματίστηκε η χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Ο νόμος αυτός όριζε πως τα δικαιώματα του διαχειριστή της ελληνικής αγοράς ενέργειας μεταφέρονταν από την ΡΑΕ στον «Λειτουργό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΛΑΓΗΕ). Ο ίδιος νόμος όριζε και τέσσερις διαφορετικές ενεργειακές αγορές για το ελληνικό ΣΗΕ:

- Η Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΠΠΗΕ). Στην συγκεκριμένη ενεργειακή αγορά οι συμμετέχοντες δύναται να συνάψουν συμφωνίες είτε πώλησης είτε αγοράς με φυσική παράδοση. Όλοι οι συμμετέχοντες στην συγκεκριμένη ενεργειακή αγορά οφείλουν να συμμορφώνονται στις υποδείξεις του Διαχειριστή Αγοράς Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Η Αγορά Επόμενης Ημέρας, στην οποία υποβάλλονται προσφορές παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση παράδοσης την επόμενη ημέρα. Στην συγκεκριμένη αγορά αναφέρονται επίσης και οι δεσμευμένες ποσότητες ενέργειας μέσω συμφωνιών κατά την ΠΠΗΕ.
- Η Ενδοημερήσια Αγορά, στην οποία υποβάλλονται προσφορές παραγωγής και κατανάλωσης με υποχρέωση παράδοσης την ημέρα εκπλήρωσης της αγοράς αυτής.
- Η Αγορά Εξισορρόπησης, στην οποία περιλαμβάνονται: η Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης και η Αγορά Εξισορρόπησης Ενέργειας. Στην συγκεκριμένη αγορά συμπεριλαμβάνονται επίσης και οι διαδικασίες εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι παραγωγοί στην Αγορά Εξισορρόπησης οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος, η οποία δεν έχει ήδη δεσμευτεί από τις προηγούμενες ενεργειακές αγορές.

Εν έτη 2020, οι παραπάνω ενεργειακές αγορές συνεχίζουν να βρίσκονται υπό λειτουργία, ωστόσο λόγω της παύσης λειτουργίας του ΛΑΓΗΕ και της μετονομασίας του σε «Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης» (ΔΑΠΕΕΠ) [20], οδήγησε σε ανακατατάξεις. Τον ρόλο του διαχειριστή των τριών πρώτων ενεργειακών αγορών κατέχει πλέον το ΕΧΕ. Όσον αφορά την αγορά εξισορρόπησης, διαχειριστής αυτής είναι αποκλειστικά ο ΑΔΜΗΕ. [6]

Κεφάλαιο 4: Βέλτιστη Ροή Ισχύος

4.1: Εισαγωγή

Στα σύγχρονα ΣΗΕ, τα οποία αποτελούνται από διασυνδεδεμένα μεταξύ τους δίκτυα, διακρίνονται τέσσερις (4) βασικές μεταβλητές ανά ζυγό: η ενεργός ισχύς ζυγού, η άεργος ισχύς του ζυγού, το μέτρο τάσης του ζυγού και η γωνία τάσης του ζυγού. Θετικό πρόσημο είτε στην ενεργό είτε στην άεργο ισχύ ενός ζυγού, υποδηλώνει έγχυση ισχύος από τον ζυγό στο δίκτυο. Αντίθετα αρνητικό πρόσημο στα δύο αυτά μεγέθη υποδηλώνει πως στον συγκεκριμένο ζυγό υπάρχει κατανάλωση ισχύος. Τα παραπάνω μεγέθη υπολογίζονται μέσω της επίλυσης ενός μη γραμμικού προβλήματος από το οποίο προκύπτει η Ροή Ισχύος στο δίκτυο. Η επίλυση της βέλτιστης ροής ισχύος για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας βοηθά στη λειτουργία του συστήματος στην οικονομικότερη, για εκείνο, κατάσταση. Χρησιμοποιείται επίσης για μελέτες βιωσιμότητας και μελλοντικής επέκτασης των δικτύων. Η ανάπτυξη τόσο των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και η συνεχώς αυξανόμενη ενσωμάτωση διεσπαρμένης παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, καθιστούν τον έλεγχο και την λειτουργία των ΣΗΕ δυσκολότερη, συγκριτικά με το παρελθόν.

Στο πρόβλημα βελτιστοποίησης της βέλτιστης ροής ισχύος, έχουν εισέλθει τόσο περισσότερα στοιχεία, όσο και περισσότεροι περιορισμοί, αυξάνοντας την πολυπλοκότητα του. Τα ΣΗΕ ειδικά τα τελευταία χρόνια μεταβάλλονται από παθητικά σε, όλο και περισσότερο ενεργητικά. Πλέον λόγω της ύπαρξης διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ, εμφανίζεται αμφίδρομη ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς και διανομής, σε αντίθεση με το παρελθόν, όπου η ενέργεια παραγόταν εξ' ολοκλήρου στα μεγάλα κέντρα παραγωγής που βρίσκονταν στο σύστημα μεταφοράς, και διανεμόταν στα κέντρα κατανάλωσης των δικτύων διανομής. Επίσης, ένα από τα στοιχεία που επιβαρύνουν αισθητά την πολυπλοκότητα, είναι η αβεβαιότητα παραγωγής ΑΠΕ, η οποία μεταβάλλεται από στιγμή σε στιγμή κατά βάσει κυρίως τα καιρικά φαινόμενα. Για την καταπολέμηση των προβλημάτων αυτών δημιουργήθηκαν διάφορες μέθοδοι ανά τα χρόνια όπως η οικονομική κατανομή φορτίου (Economic Dispatch) και η βέλτιστη ροή ισχύος (Optimal Power Flow – OPF).

4.2: Οικονομική Κατανομή

Μία από τις βασικές αρχές στην λειτουργία των ΣΗΕ είναι πως, ανά πάσα στιγμή η ζήτηση ενέργειας από τα φορτία του δικτύου πρέπει να ισούται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις γεννήτριες του δικτύου. Οι διαχειριστές δικτύων λοιπόν, καλούνται ανά πάσα στιγμή να βρουν την κατανομή της παραγόμενης ισχύος μεταξύ των διαθέσιμων γεννητριών, ώστε η ζήτηση να καλυφθεί με το ελάχιστο δυνατό κόστος. [15]

Ένα ΣΗΕ, βρίσκεται σε ομαλή λειτουργία, όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ισούται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Βασική προϋπόθεση για την λειτουργία του είναι να εξυπηρετούνται οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, του συνόλου των καταναλωτών του. Με τον όρο οικονομική κατανομή ορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης το οποίο καθορίζει την ομαλή αυτή λειτουργία του δικτύου, δηλαδή η παραγωγή ενέργειας να ισούται με την ζήτηση για κάθε χρονική στιγμή, υπό το ελάχιστο δυνατό οικονομικό κόστος. Τα δεδομένα αυτής της μεθόδου είναι: η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές του συστήματος και οι προσφορές παραγωγής του συνόλου των γεννητριών του συστήματος.

Παρατηρείται πως στην διαδικασία αυτή απουσιάζουν τα θερμικά όρια των γραμμών καθώς και η συνολική τοπολογία του δικτύου, βασικά στοιχεία δηλαδή ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό τον λόγο η οικονομική κατανομή χρησιμοποιείται στους αρχικούς υπολογισμούς της αγοράς ενέργειας και πιο συγκεκριμένα της αγοράς επόμενης μέρας. Για πιο ουσιώδη αποτελέσματα, οι διαχειριστές δικτύου χρειάζονται μία υπολογιστική μέθοδο, η οποία θα λαμβάνει υπόψιν επιμέρους θεμελιώδη στοιχεία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπως τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και τα επιτρεπτά όρια μέτρου τάσης των ζυγών.

4.3: DC Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Με τον όρο DC ροή ισχύος ορίζεται η γραμμικοποιημένη μορφή των εξισώσεων της ροής ισχύος. Εμφανίστηκε στο 1960 και αποτελεί το απλοποιημένο μοντέλο της AC ροής ισχύος, το οποίο προκύπτει μέσα από κάποιες παραδοχές.

Οι διαφορές της DC βέλτιστης ροής ισχύος με την οικονομική κατανομή φορτίου είναι πως σε αντίθεση με την οικονομική κατανομή φορτίου, λαμβάνεται υπόψιν η τοπολογία του δικτύου και κατά συνέπεια τα θερμικά όρια των γραμμών αυτών.

Οι εξισώσεις της DC βέλτιστης ροής ισχύος προκύπτουν από τέσσερις βασικές παραδοχές, από τις αντίστοιχες της AC βέλτιστης ροής ισχύος. Πρώτη παραδοχή είναι πως η ωμική αντίσταση των γραμμών μεταφοράς είναι τάξη μεγέθους μικρότερη της επαγωγικής αντίδρασης. Επίσης τα μέτρα των τάσεων για όλους τους ζυγούς του συστήματος θεωρούνται ίσα με την μονάδα. Συνεχίζοντας, για δύο οποιουδήποτε ζυγούς του συστήματος, η διαφορά των γωνιών των τάσεων τους θεωρείται πολύ μικρή. Τέλος στο σύστημα υπάρχει μηδενική ροή άεργου ισχύος. Για δύο ζυγούς όπως αυτοί της Εικόνα 10 ισχύουν τα κάτωθι:



Εικόνα 10 Ροή Ισχύος Σε Γραμμή

$$V_i = V_j = 1 \text{ α.μ} \quad (4.3.1)$$

$$\text{Sin}(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j \quad (4.3.2)$$

$$Q_{ij} = 0 \quad (4.3.3)$$

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}} = B_{ij} * (\delta_i - \delta_j) \quad (4.3.4)$$

Συνεπώς με βάση τα παραπάνω η ροή ενεργού ισχύος γραμμικοποιείται στην παρακάτω μορφή:

$$\text{Min } \sum C_j * P_{gi} \quad (4.3.5)$$

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (4.3.6)$$

$$P_{Di}^{\min} \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{\max} \quad (4.3.7)$$

$$\delta^{\min} \leq \delta_i \leq \delta^{\max} \quad (4.3.8)$$

$$P_{gi} - P_{Di} = \sum_i P_{ij} = \sum_i (B_{ij} * (\delta_i - \delta_j)) \quad \forall i \in N \quad (4.3.9)$$

$$-P_{ij, \max} \leq B_{ij} * (\delta_i - \delta_j) \leq P_{ij, \max} \quad \forall (i, j) \in L \quad (4.3.10)$$

Η σχέση (4.3.5) αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης του προβλήματος η οποία μπορεί να λυθεί και να δώσει αποτελέσματα ως προς: την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής, την ελαχιστοποίηση των απωλειών του συστήματος κ.α. Στην συγκεκριμένη περίπτωση η βελτιστοποίηση έχει ως στόχο, την εύρεση του ελαχίστου οικονομικού κόστους, για την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Η σχέση (4.3.6) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια παραγωγής ενεργού ισχύος για το σύνολο των γεννητριών του συστήματος. Η σχέση (4.3.7) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια φορτίου ενεργού ισχύος για το σύνολο των ζυγών του συστήματος. Η σχέση (4.3.8) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια γωνίας τάσης για όλους τους ζυγούς του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η σχέση (4.3.9) εκφράζει το ισοζύγιο ισχύος για κάθε έναν από τους ζυγούς του συστήματος. Ως N ορίζεται το σύνολο, στο οποίο περιέχονται όλοι οι ζυγοί του συστήματος. Η σχέση (4.3.10) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια ροής ενεργού ισχύος στην γραμμή που συνδέει τους ζυγούς i και j. Ως L ορίζεται το σύνολο, στο οποίο περιέχονται όλες οι γραμμές του συστήματος. Μία γραμμή έχει την ονομασία του ζεύγους των ζυγών που ενώνει (π.χ. η γραμμή (i,j) ενώνει τους ζυγούς i και j).

Οι παραπάνω παραδοχές έχουν λογική βάση σε συστήματα που δεν βρίσκονται σε κατάσταση υπερφόρτωσης, συνεπώς σε περιπτώσεις που το σύστημα θεωρείται υπερφορτωμένο είτε σε περιπτώσεις που η ωμική αντίσταση των γραμμών δεν είναι αμελητέα συγκριτικά με την επαγωγική τους αντίδραση, τα αποτελέσματα αυτής της μεθόδου δεν κρίνονται ως ακριβή. Επίσης ανακριβή αποτελέσματα εμφανίζονται όταν οι διαφορές γωνιών τάσης ξεπερνούν την τιμή $\pi/6$. Τότε παύει να ισχύει η 3^η παραδοχή.

Για τους παραπάνω λόγους η βέλτιστη ροή ισχύος DC έχει μειωμένη χρήση στα σημερινά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Δύναται να χρησιμοποιηθεί είτε για να τροφοδοτήσει με αρχικά δεδομένα μια AC βέλτιστη ροή ισχύος, λόγω της μικρότερης ταχύτητας σύγκλισης που διαθέτει. Κάτι τέτοιο οδηγεί και σε μείωση της ταχύτητας

σύγκλισης της AC βέλτιστης ροής ισχύος αντίστοιχα. Η 2^η κύρια χρήση της DC βέλτιστης ροής ενέργειας συναντάται σε αλγορίθμους εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας.

Για τους παραπάνω λόγους η βέλτιστη ροή ισχύος DC χρησιμοποιείται πλέον κυρίως είτε για να τροφοδοτήσει με αρχικά δεδομένα μια AC βέλτιστη ροή ισχύος, λόγω της μικρότερης ταχύτητας σύγκλισης που διαθέτει, κάτι τέτοιο μειώνει και την ταχύτητα σύγκλισης της AC βέλτιστης ροής ισχύος, είτε σε αλγορίθμους εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας.

4.4: AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Ο όρος AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος χαρακτηρίζει την μέθοδο εύρεσης βέλτιστης λύσης στο πρόβλημα ροής ισχύος, χρησιμοποιώντας την πλήρη μορφή των εξισώσεων της AC ροής ισχύος. Δεδομένου πως οι παράμετροι του δικτύου κατά την επίλυση της μεθόδου είναι ακριβείς, η λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι όσο το δυνατόν κοντινότερα στην πραγματική λύση του προβλήματος.

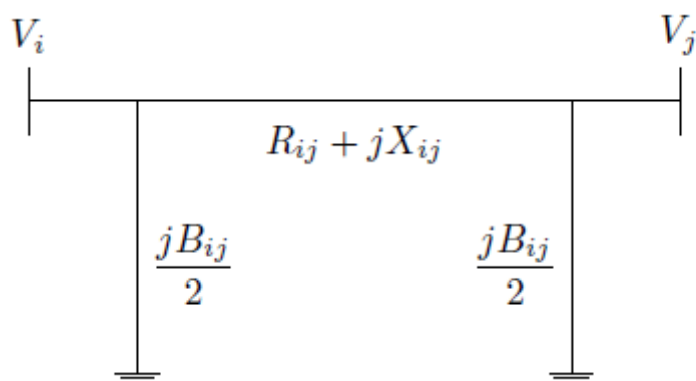
Συγκριτικά με την DC βέλτιστη ροή ισχύος που αναλύθηκε παραπάνω, η AC βέλτιστη ροή ισχύος διαθέτει ορισμένα σημαντικά πλεονεκτήματα. Κάποια από αυτά είναι πως αποδίδει αποτελέσματα με μεγαλύτερη ακρίβεια και κοντινότερα στα πραγματικά αποτελέσματα του δικτύου. Επίσης στα αποτελέσματα περιλαμβάνονται τιμές για τα μέτρα τάσης των ζυγών και τις ροές ρευμάτων στις γραμμές μεταφοράς. Σε σύγκριση με την DC βέλτιστη ροή ισχύος εμφανίζονται επίσης αποτελέσματα για την ροή και παραγωγή άεργου ισχύος καθώς και για τις απώλειες ισχύος.

Η συγκεκριμένη μέθοδος έχει και συγκεκριμένα μειονεκτήματα τα οποία δεν συναντώνται στην DC βέλτιστη ροή ισχύος. Συγκεκριμένα οι εξισώσεις της AC βέλτιστης ροής ισχύος είναι μη γραμμικές, καθώς για τον υπολογισμό της ισχύος χρειάζεται το τετράγωνο της τιμής της τάσης, συνεπώς η είσοδος τετραγωνικών περιορισμών σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης το μετατρέπει αυτόματα σε μη γραμμικό. Τα μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης είναι δυσκολότερα στην επίλυση τους από τα αντίστοιχα γραμμικά, ενώ επίσης δεν είναι δεδομένο πως κατά την επίλυσή τους θα βρεθεί η ελάχιστη λύση του προβλήματος λόγω της ύπαρξης περισσότερων του ενός τοπικών ελαχίστων.

Με την πάροδο των χρόνων έχουν γίνει διάφορες προσπάθειες για την βέλτιστη επίλυση του μη γραμμικού προβλήματος της AC βέλτιστης ροής ισχύος, όλες εκ των οποίων προσπαθούν να χαλαρώσουν τους μη γραμμικούς, μη κυρτούς περιορισμούς της μεθόδου με σκοπό να λυθεί το πρόβλημα ως κυρτό. Σε περίπτωση που η λύση του κυρτού προβλήματος είναι εφικτή στο μη κυρτό πρόβλημα, τότε αυτή είναι η βέλτιστη λύση του αρχικού προβλήματος. Σε περίπτωση που αυτή η λύση, δεν είναι εφικτή στο μη κυρτό πρόβλημα, τότε χρησιμοποιούνται άλλες τεχνικές για εύρεση λύσης κοντά στην περιοχή της βέλτιστης.

Για την μοντελοποίηση των γραμμών μεταφοράς του δικτύου, χρησιμοποιείται το ισοδύναμο π – μοντέλο γραμμής Εικόνα 11 το οποίο αποτελεί και την συνηθέστερη

επιλογή στην AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος για τις γραμμές μεταφοράς μεσαίου μήκος, δηλαδή από 25km μέχρι 250km.



Εικόνα 11 Μοντέλο – π γραμμής μεταφοράς

Έχει επικρατήσει για το ισοδύναμο π-μοντέλο γραμμής μεταφοράς να ισχύει πως η σύνθετη αντίσταση της γραμμής (i,j) όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα, ισούται με $Z_{ij}=R_{ij}+jX_{ij}$ συνεπώς η σύνθετη αγωγιμότητα της γραμμής ισούται με $Y_{ij}=\frac{1}{R_{ij}+jX_{ij}}$. Για την εγκάρσια αγωγιμότητα στα 2 άκρα των γραμμών ισχύει $Y_{sh,i}=Y_{sh,j}=j\frac{b_{ij}}{2}$.

Επεκτείνοντας την DC βέλτιστη ροή φορτίου, με βάση όσα αναφέρθηκαν παραπάνω, περιγράφεται παρακάτω η γενική μορφή του προβλήματος AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος:

$$\text{Min } \sum_i C_j * P_{gi} \quad (4.4.1)$$

$$SG_i^{min} \leq SG_i \leq SG_i^{max} \quad (4.4.2)$$

$$SD_i^{min} \leq SD_i \leq SD_i^{max} \quad (4.4.3)$$

$$SG_i - SD_i = \sum_i S_{ij} \quad \forall i \in N \quad (4.4.4)$$

$$S_{ij} = V_i * V_j * Y_{ij} \quad (4.4.5)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4.4.6)$$

Η σχέση (4.4.1) αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης της επαναληπτικής μεθόδου της AC βέλτιστης ροής ισχύος. Στην συγκεκριμένη της μορφή, η επαναληπτική μέθοδος έχει ως στόχο την ομαλή λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, με το ελάχιστο δυνατό οικονομικό κόστος. Ως περιορισμός βελτιστοποίησης μπορεί να ληφθεί υπόψιν το μέτρο τάσης των ζυγών του συστήματος, είτε οι απώλειες ενεργού ή άεργου ισχύος. Η σχέση (4.4.2) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια παραγωγής φαινόμενης ισχύος, για το σύνολο των γεννητριών του συστήματος. Η σχέση (4.4.3) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια φορτίου φαινόμενης ισχύος για το σύνολο των ζυγών του συστήματος. Η σχέση (4.4.4) εκφράζει το ισοζύγιο φαινόμενης ισχύος για το σύνολο των ζυγών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Ως N ορίζεται το σύνολο, στο οποίο περιέχονται όλοι οι ζυγοί του συστήματος. Η σχέση (4.4.5) εκφράζει

την ροή φαινόμενης ισχύος στην γραμμή μεταφοράς (i,j). Η σχέση (4.4.6) εκφράζει τα επιτρεπτά όρια του μέτρου τάσης των ζυγών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Για τα παραπάνω μεγέθη γίνεται διαχωρισμός πραγματικού και φανταστικού μέρους, γνωρίζοντας ότι για την τάση, την φαινόμενη ισχύ και τις αγωγιμότητες των γραμμών μεταφοράς ισχύουν τα παρακάτω:

$$V_i = V_i * e^{j\theta_i} \quad (4.4.7)$$

$$S_{g,i} = P_{G,i} + Q_{G,i} \quad (4.4.8)$$

$$S_{D,i} = P_{D,i} + Q_{D,i} \quad (4.4.9)$$

$$Y_{ij} = g_{ij} + j b_{ij} \quad (4.4.10)$$

Η σχέση (4.4.7) εκφράζει το μέτρο τάσης για κάθε ζυγό i του συστήματος, στην εκθετική του μορφή. Η σχέση (4.4.8) εκφράζει την φαινόμενη παραγόμενη ισχύ για το σύνολο των γεννητριών του συστήματος, ως άθροισμα της παραγόμενης ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε γεννήτρια. Η σχέση (4.4.9) ορίζει την καταναλισκόμενη άεργο ισχύ για το σύνολο των ζυγών του δικτύου, ως το αλγεβρικό άθροισμα της ενεργού καταναλισκόμενης ισχύος και της άεργου καταναλισκόμενης ισχύος. Η σχέση (4.4.10) εκφράζει την συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς ij ως το αλγεβρικό άθροισμα της εγκάρσιας ωμικής αγωγιμότητας (g_{ij}) και της εγκάρσιας χωρητικής αντίδρασης (b_{ij}) της γραμμής.

Με βάση τις τέσσερις παραπάνω σχέσεις, προκύπτουν οι αναλυτικές εξισώσεις της AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος για τις ροές, το ισοζύγιο, τα όρια των γραμμών μεταφοράς και παραγωγής, τόσο για την ενεργό όσο και την άεργο ισχύ.

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad (4.4.11)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad (4.4.12)$$

$$P_{Di} - P_{Gi} = \sum P_{ij} \forall I \in N \quad (4.4.13)$$

$$Q_{Di} - Q_{Gi} = \sum Q_{ij} \forall I \in N \quad (4.4.14)$$

$$P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \quad (4.4.15)$$

$$-Q_{ij}^{\max} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij}^{\max} \quad (4.4.16)$$

$$P_g^{\min} \leq P_d \leq P_g^{\max} \quad (4.4.17)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_d \leq Q_g^{\max} \quad (4.4.18)$$

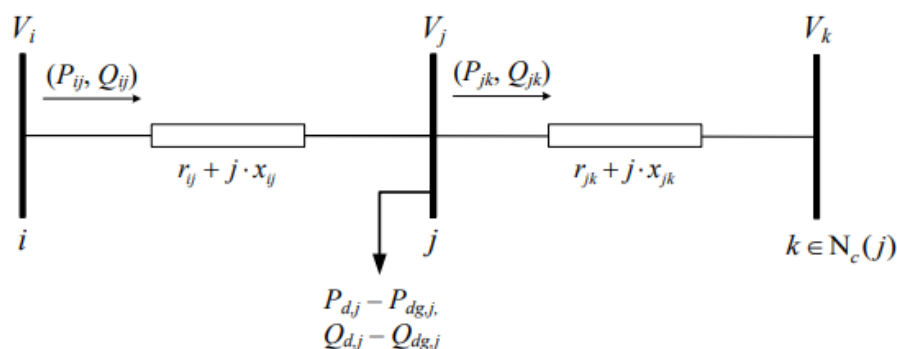
Η σχέση (4.4.11) εκφράζει αναλυτικά τον υπολογισμό της ροής ενεργού ισχύος για την γραμμή ij, συναρτήσεως των μέτρων τάσης των ζυγών i,j (V_i, V_j), της ωμικής εγκάρσιας αγωγιμότητας g_{ij} καθώς και τις διαφορές φάσης των 2 ζυγών. Αντίστοιχα η σχέση (4.4.12) εκφράζει την ροή άεργου ισχύος από τον ζυγό i στον ζυγό j μέσω της γραμμής μεταφοράς που τους ενώνει, συναρτήσεως των μέτρων τάσεων των ζυγών

αυτών, της εγκάρσιας χωρητικής αντίδρασης των ζυγών αυτών καθώς και των διαφορών φάσης των ζυγών αυτών. Η σχέση (4.4.13) δείχνει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος για το σύνολο των ζυγών του συστήματος, ως το άθροισμα των ροών ενεργού ισχύος από τον ζυγό αυτόν. Ως σύνολο N ορίζεται το σύνολο που περιλαμβάνει τους ζυγούς του συστήματος. Αντίστοιχα, η σχέση (4.4.14) δείχνει το ισοζύγιο άεργου ισχύος για το σύνολο των ζυγών του συστήματος, ως το άθροισμα των ροών άεργου ισχύος από τον ζυγό αυτόν, στο ίδιο σύνολο N . Η σχέση (4.4.15) εισάγει ως περιορισμό τα θερμικά όρια ενεργού ισχύος, για το σύνολο των γραμμών μεταφοράς και διανομής του δικτύου. Αντίστοιχα η σχέση (4.4.16) εισάγει ως περιορισμό τα θερμικά όρια άεργου ισχύος, για το σύνολο των γραμμών. Η σχέση (4.4.17) εκφράζει πως η ζήτηση ενεργού ισχύος για το σύστημα, οφείλει να μπορεί να εξυπηρετηθεί από την διαθέσιμη παραγόμενη ενεργό ισχύ του συστήματος, καθώς ο βασικός περιορισμός σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό την ομαλή λειτουργία του είναι πως ανά πάσα στιγμή η παραγωγή πρέπει να ταυτίζεται με την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Κλείνοντας, η σχέση (4.4.18) εκφράζει πως η ζήτηση άεργου ισχύος για το σύστημα, οφείλει να μπορεί να εξυπηρετηθεί από την διαθέσιμη παραγόμενη άεργο ισχύ του συστήματος.

4.5: Βέλτιστη Ροή Ισχύος σε Δίκτυα Διανομής

Διάφορες παραλλαγές της AC βέλτιστης ροής ισχύος έχουν δημιουργηθεί, οι οποίες εκμεταλλεύονται συγκεκριμένα χαρακτηριστικά των ΣΗΕ για την ευκολότερη επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Μία από αυτές τις παραλλαγές είναι το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου (Branch flow model). Το συγκεκριμένο μοντέλο εκμεταλλεύονται την ακτινική τοπολογία των δικτύων διανομής και αποτελεί μία διαφορετική προσέγγιση για την περιγραφή του ισοζυγίου ισχύος. Χρησιμοποιείται για ανάλυση συστημάτων διανομής στην μόνιμη λειτουργία κατάστασης.

Κύριο χαρακτηριστικό του μοντέλου αυτού είναι η αναπαράσταση του συστήματος διανομής ως ένας κατευθυνόμενος γράφος. Ρίζα του γράφου θεωρείται συνήθως ο υποσταθμός YT/MT, ενώ η κατεύθυνση του γράφου διαλέγεται αυθαίρετα.



Εικόνα 12 Μέρος Συστήματος Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας [10]

Στην Εικόνα 12 φαίνονται οι μεταβλητές του μοντέλου ροών ισχύος κλάδου, για ένα ακτινικό σύστημα διανομής τριών ζυγών. Θεωρείται πως ο ζυγός i είναι

πρόγονος του ζυγού j , ενώ ο ζυγός j είναι πρόγονος του ζυγού k . Ακολουθούν παρακάτω αναλυτικά οι σχέσεις που περιγράφουν το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου.

$$P_{ij} - I_{ij}^2 * r_{ij} - \sum_{k \in N} P_{jk} = P_{dj} - P_{dg,j} \quad \forall j \in N_N \quad (4.5.1)$$

$$Q_{ij} - I_{ij}^2 * x_{ij} - \sum_{k \in N} Q_{jk} = Q_{dj} - Q_{dg,j} \quad \forall j \in N_N \quad (4.5.2)$$

$$P_{HV,Si} = \sum_{j \in N} P_{ij} \quad \forall i \in N_{HV,S} \quad (4.5.3)$$

$$Q_{HV,Si} = \sum_{j \in N} Q_{ij} \quad \forall i \in N_{HV,S} \quad (4.5.4)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2 * (P_{ij} * r_{ij} + Q_{ij} * x_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij}^2 \quad \forall (i,j) \in N_{lines} \quad (4.5.5)$$

$$V_i^2 * I_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall (i,j) \in N_{lines} \quad (4.5.6)$$

Η σχέση (4.5.1) δείχνει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στον κόμβο j του συστήματος. Ο όρος $I_{ij}^2 * r_{ij}$ υπολογίζει τις απώλειες ενεργού ισχύος κατά μήκος της γραμμής j . Αντίστοιχα η σχέση (4.5.2) αναφέρεται στο ισοζύγιο άεργου ισχύος στον κόμβο j , με τον όρο $I_{ij}^2 * x_{ij}$ να αναφέρεται στις απώλειες άεργου ισχύος κατά μήκος της γραμμής. Οι σχέσεις (4.5.3) και (4.5.4) αναφέρονται στην έγχυση ενεργού και άεργου ισχύος από τον Y/Σ στο σύστημα διανομής. Με βάση την σχέση (4.5.5) υπολογίζεται το τετράγωνο του μέτρου τάσης για κάθε κόμβο, μέγεθος που χρειάζεται στην (4.5.6) για τον υπολογισμό του μέτρου της φαινόμενης ισχύος

Αναφέρεται πως στην παρούσα διπλωματική δεν έχει χρησιμοποιηθεί η παρούσα παραλλαγή της AC βέλτιστης ροής ισχύος, καθώς το πρόβλημα βελτιστοποίησης τόσο στα συστήματα μεταφοράς όσο και στα συστήματα διανομής έχει επιλυθεί με χρήση της AC βέλτιστης ροής ισχύος, όπως αυτή παρουσιάστηκε στην παράγραφο (4.4:).

Κεφάλαιο 5: Τρόποι Συνεργασίας διαχειριστών Συστημάτων Διανομής & Μεταφοράς

5.1: Εισαγωγή

Από την αρχή του 21^{ου} αιώνα, σε παγκόσμιο επίπεδο έχουν τεθεί αρκετά φιλόδοξοι στόχοι στον ενεργειακό κλάδο. Βασικός σκοπός είναι η μείωση των ρύπων κατά την παραγωγή και την κατανάλωση της ενέργειας, φαινόμενο το οποίο θα βοηθήσει στην καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής. Η στροφή των ΣΗΕ στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες μορφές είναι δεδομένη. Ιδιαίτερα στην Ευρώπη, ένας από τους βασικούς στόχους που οδηγούν τον μετασχηματισμό των ΣΗΕ είναι πως μέχρι το 2030 το 50% της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνεται στην ήπειρο οφείλει να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. [1]

Σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η πρόοδος τα τελευταία χρόνια είναι αλματώδης. Ήδη ένα μεγάλο κομμάτι του παγκόσμιου ενεργειακού μείγματος προέρχεται από ΑΠΕ, και συνεχώς τα ΣΗΕ ενσωματώνουν και αξιοποιούν με αποτελεσματικό τρόπο, όλο και περισσότερες μονάδες ΑΠΕ στο δυναμικό τους. Ωστόσο δεν έχουν σημειωθεί εξίσου σημαντικές μετατροπές στις ενεργειακές αγορές. Οι ενεργειακές αγορές, ως επί το πλείστον, μέχρι και σήμερα διαθέτουν την ίδια μορφή, γεγονός που αποτελεί τροχοπέδη στην μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Οι διαχειριστές συστήματος έχουν στην διάθεσή τους εργαλεία για την εξισορρόπηση του συστήματος υπό μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, μέσω διαδικασιών απόκρισης στην ζήτηση (demand-response), όμως για την περαιτέρω διείσδυση ΑΠΕ είναι αναγκαίος και ο μετασχηματισμός των ενεργειακών αγορών. Ιδιαίτερα μάλιστα ο μετασχηματισμός της αγοράς εξισορρόπησης.

Στο παρόν κεφάλαιο μελετώνται τρόποι μετασχηματισμού των ενεργειακών αγορών εξισορρόπησης με βασικό στόχο την αποκεντροποίηση τους. Παρουσιάζεται η έννοια της αποκεντρωμένης αγοράς ενέργειας (decentralized energy market) με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που επιφέρει η χρήση της. Παρουσιάζονται επίσης τρόποι συνεργασίας και επικοινωνίας μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων διανομής και μεταφοράς για την δημιουργία αποκεντρωμένων αγορών εξισορρόπησης καθώς και τέσσερα (4) πιθανά μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.

5.2: Απόκριση στην Ζήτηση

Ο μετασχηματισμός των ΣΗΕ καθώς και η έντονη διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα καθιστά δύσκολο έργο την ομαλή λειτουργία της αγοράς εξισορρόπησης λόγω της μεγάλης στοχαστικότητας που παρουσιάζει η κατανάλωση αλλά και η παραγωγή, κυρίως όταν αυτή προέρχεται από ΑΠΕ. Οι διαχειριστές αγοράς διαθέτουν τρόπους αντιμετώπισης αυτής της στοχαστικότητας είτε μέσω ενεργοποίησης προσφορών εξισορρόπησης μέσω της αγοράς, ή και μέσω ενεργειών απόκρισης στη ζήτηση (demand response).

Οι ενέργειες απόκρισης στη ζήτηση ορίζονται ως αλλαγές στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, μέσω επικοινωνίας με τους διαχειριστές συστημάτων. Οι καταναλωτές αλλάζουν την συνήθη κατανάλωση ενέργειας τους με σκοπό να διευκολύνουν την εξισορρόπηση του ΣΗΕ, μέσω κατάλληλων οικονομικών κινήτρων. [21]

Τρεις είναι οι επικρατέστερες μορφές ενεργειών απόκρισης στην ζήτηση. Αρχικά οι καταναλωτές μπορούν να μειώσουν την κατανάλωση ενέργειας σε χρονικά διαστήματα μεγάλης ζήτησης φορτίου, μία τέτοια ενέργεια προφανώς προκαλεί προβλήματα στους καταναλωτές, οι οποίοι καλούνται να αλλάξουν το μοτίβο κατανάλωσής του. Η δεύτερη ενέργεια, είναι η μετάθεση των υψηλών ενεργειακών λειτουργιών των καταναλωτών σε χρονικά διαστήματα με συνολικά χαμηλότερη κατανάλωση. Στην συγκεκριμένη ενέργεια, οι οικιακοί καταναλωτές δεν αντιμετωπίζουν πρόβλημα καθώς μπορούν να συνεχίσουν τις λειτουργίες τους απλώς σε διαφορετικά όρια. Αυτό δεν συμβαίνει στις περιπτώσεις των βιομηχανικών καταναλωτών των οποίων οι λειτουργίες έχουν υψηλές ενεργειακές ανάγκες αλλά και υψηλό οικονομικό κόστος. Τρίτη και τελευταία ενέργεια απόκρισης στη ζήτηση, είναι ο έλεγχος παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής που βρίσκονται στο ΣΗΕ από τον διαχειριστή αγοράς. Ο διαχειριστής αγοράς έχει την δυνατότητα να αποκόψει παραγωγή ισχύος από συγκεκριμένες μονάδες, αποζημιώνοντας τους παραγωγούς, με σκοπό να καταφέρει την εξισορρόπηση του ΣΗΕ.

5.3: Αποκεντρωμένες Αγορές Ενέργειας

Στην παράγραφο (3.6:) έγινε ορατή η σημαντικότητα της αγοράς εξισορρόπησης για την έρρυθμη λειτουργία του ΣΗΕ. Υπάρχουν συγκεκριμένα εμπόδια τα οποία δυσκολεύουν το έργο των διαχειριστών συστήματος στην ικανοποιητική εξισορρόπηση του συστήματος με οικονομικά βέλτιστο τρόπο. Ιδιαίτερα υπό το πρίσμα της κλιματικής αλλαγής και της εξάντλησης των ορυκτών πόρων φαίνεται πως το έργο εξισορρόπησης θα είναι δυσκολότερο στο μέλλον. Τομέας με ιδιαίτερα έντονο ερευνητικό ενδιαφέρον είναι αυτός του μετασχηματισμού των ενεργειακών αγορών, με σκοπό την επίλυση του δύσκολου προβλήματος της εξισορρόπησης συστήματος. Μία από τις λύσεις που έχουν παρουσιαστεί είναι η δημιουργία αποκεντρωμένων αγορών ενέργειας, καθώς θεωρείται πως η χρήση τους μπορεί να οδηγήσει σε ακόμη μεγαλύτερη διεξόδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα και ταυτόχρονα να βοηθήσει τους διαχειριστές συστήματος στην εξισορρόπηση του ΣΗΕ.

Είναι σίγουρο πως ο μετασχηματισμός δομών όπως οι ενεργειακές αγορές, δεν είναι εύκολο έργο. Οι συμμετέχοντες είναι πολυάριθμοι και η λειτουργία υπό ένα νέο καθεστώς μπορεί να οδηγήσει σε βραχυχρόνια προβλήματα λειτουργίας. Ωστόσο η αποκέντρωση των ενεργειακών αγορών και η δημιουργία μικρότερων, τοπικών αγορών δύναται να επιφέρει οφέλη σε επίπεδο καταναλωτών, διαχειριστών συστημάτων, τεχνολογίας αλλά και κοινωνικό.

Βασική προϋπόθεση για την επιτυχή λειτουργία αποκεντρωμένων αγορών ενέργειας, είναι η μετατροπή των καταναλωτών από παθητικούς σε ενεργητικούς.

Μέσω της χρήσης αποκεντρωμένων αγορών ενέργειας οι καταναλωτές οι οποίοι διαθέτουν και μονάδες παραγωγής, είτε αυτές είναι οικιακές (π.χ. φωτοβολταϊκές μονάδες σε στέγες) ή βιομηχανικές (π.χ. μονάδες παραγωγής συνδυασμένου κύκλου), θα μπορούν να καταναλώνουν την ενέργεια που παράγουν οι ίδιοι, μέσω κατάλληλης χρήσης των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής. Μία τέτοια λειτουργία οδηγεί σε καταναλωτές που διαχειρίζονται τις ενεργειακές τους ανάγκες με μεγαλύτερη ανεξαρτησία. Επίσης οι ενεργοί καταναλωτές διαθέτουν μεγαλύτερο έλεγχο στην ενεργειακή τους κατανάλωση. Αυτός ο έλεγχος τους οδηγεί στο να μπορούν να διαθέσουν την περίσσεια ενέργεια που παράγουν πίσω στην αποκεντρωμένη αγορά για την εξισορρόπηση του συστήματος. [22]

Συγκεκριμένα πλεονεκτήματα με την χρήση αποκεντρωμένων αγορών ενέργειας υπάρχουν και για τους διαχειριστές συστήματος, μεταφοράς και διανομής. Η δημιουργία αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών θα οδηγήσει σε αύξηση των επενδύσεων στο σύστημα διανομής, με την μορφή μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτές οι μονάδες αυξάνουν την ικανότητα του ΣΗΕ να εξυπηρετήσει μεγαλύτερο φορτίο και προσδίδουν μεγαλύτερη ευελιξία στην ικανοποίηση της ζήτησης για τους διαχειριστές συστήματος. Επίσης, με την ενσωμάτωση και χρήση των αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών υπάρχει μείωση στις συνολικές απώλειες ισχύος κατά την μεταφοράς της. Οι καταναλωτές θα είναι σε θέση να ικανοποιούν τις ενεργειακές τους ανάγκες από τις διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής που βρίσκονται σε κοντινότερη απόσταση. Η ύπαρξη ενεργών καταναλωτών και μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής βοηθά τους διαχειριστές συστημάτων να έχουν μεγαλύτερο έλεγχο στην εξισορρόπηση κατανάλωσης και παραγωγής ενέργειας, συνεπώς μέσα από τις αποκεντρωμένες αγορές ενέργειας οι διαχειριστές συστήματος διαθέτουν μεγαλύτερη ευελιξία στην αγορά εξισορρόπησης και στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών [23].

Τα πλεονεκτήματα συνεχίζονται και σε κοινωνικό επίπεδο, καθώς με την χρήση αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών, ο μέσος καταναλωτής οδηγείται στο να γίνει ενεργειακά αυτόνομος, συμμετέχοντας ενεργά στην ενεργειακή αγορά. Η συμμετοχή μικρών ομάδων ή και ατόμων στις αγορές οδηγεί σε μεγαλύτερη διαφάνεια στην λειτουργία τους καθώς και σε δικαιότερη κατανομή των κοστών διαχείρισης και συντήρησης του ΣΗΕ.

Υπάρχουν βεβαίως και συγκεκριμένα μειονεκτήματα τα οποία πιθανώς να προκύψουν από μια ευρεία χρήση αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών. Το βασικότερο ίσως είναι πως μέχρι στιγμής συγκεκριμένες τεχνολογίες που είναι αναγκαίες για τον έλεγχο διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής δεν είναι πλήρως αναπτυγμένες. Ιδιαίτερα σε θέματα αποθήκευσης ενέργειας, δεν υπάρχουν ακόμη μονάδες αποθήκευσης μεγάλης χωρητικότητας. Η ύπαρξη πολλών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα ΣΗΕ και λίγων στρεφόμενων γεννητριών μειώνει την αδράνεια του, καθιστώντας το ευάλωτο σε μεταβολές είτε του φορτίου είτε της παραγωγής. Δημιουργούνται σοβαρά ζητήματα ελέγχου, τα οποία αποτελούν και την σημαντικότερη τροχοπέδη για την αύξηση της ανανεώσιμης παραγωγής στο ενεργειακό μείγμα

Μείζον πρόβλημα που ανακόπτει την χρήση αυτών των αγορών ενέργειας είναι και η έλλειψη επαρκούς και ενιαίας νομοθεσίας για την χρήση τους. Οι νόμοι που ορίζουν την λειτουργία των ΣΗΕ διαφέρουν από χώρα σε χώρα, αν και στην περίπτωση της ΕΕ υπάρχει ένα ενιαίο πλαίσιο λειτουργίας. Ωστόσο η νομοθεσία σχετικά με την παραγωγή ενέργειας διαφέρει έντονα από κράτος σε κράτος. Το ίδιο ισχύει και για τους τρόπους φορολόγησης και κοστολόγησης της παραγωγής και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Για την βέλτιστη λειτουργία αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών, είναι απαραίτητη η ύπαρξη ενός κοινού πλαισίου λειτουργίας, το οποίο θα επιτρέπει και θα ενθαρρύνει τις ανταλλαγές ενέργειας.

5.4: Κεντρική Αγορά Εξισορρόπησης (Centralized Balancing Market)

Η συγκεκριμένη προσέγγιση αγοράς εξισορρόπησης θεωρεί πως υπάρχει μόνο ένας διαχειριστής της αγοράς εξισορρόπησης, ο οποίος είναι υπεύθυνος για όλο το ΣΗΕ, δηλαδή διαχειρίζεται την εξισορρόπηση τόσο του συστήματος μεταφοράς, όσο και του συστήματος διανομής. Ο διαχειριστής διαθέτει έχει υπό τον έλεγχό του όλες τις γεννήτριες και καλείται να εξισορροπήσει όλο το ΣΗΕ. Αυτό το μοντέλο χαρακτηρίζεται ως ιδεατό, αλλά απέχει από την πραγματικότητα καθώς λόγω του όγκου πληροφοριών στα σύγχρονα ΣΗΕ, δεν υπάρχει η υπολογιστική δυνατότητα για να λυθεί το πρόβλημα βελτιστοποίησης σε ικανό χρόνο μονάχα από έναν διαχειριστή. Χρησιμοποιείται κυρίως για ερευνητικούς σκοπούς με σκοπό να επιδείξει την βέλτιστη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης της αγοράς εξισορρόπησης. Ακολουθεί παρακάτω η μαθηματική θεμελίωση της Κεντρικής Αγοράς Εξισορρόπησης [24].

Ως συνάρτηση βελτιστοποίησης επιλέγεται η κάτωθι:

$$\text{Min } \sum_i C_j P_i^G \quad (5.4.1)$$

Για το σύστημα μεταφοράς του ΣΗΕ ισχύουν οι κάτωθι περιορισμοί:

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \quad \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.4.2)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \quad \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.4.3)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.4)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.5)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.4.6)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.4.7)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.4.8)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in N_T \quad (5.4.9)$$

$$P_i^{G_{\min}} \leq P_i^G \leq P_i^{G_{\max}} \quad \forall i \in N_T \quad (5.4.10)$$

$$Q_i^{G_{\min}} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G_{\max}} \quad \forall i \in N_T \quad (5.4.11)$$

Ενώ για τα συστήματα μεταφοράς του ΣΗΕ ισχύουν τα κάτωθι:

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \quad \forall i \in (N_{Di} - N_{M\Sigma}) \quad (5.4.12)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \quad \forall i \in (N_{Di} - N_{M\Sigma}) \quad (5.4.13)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.14)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.15)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.4.16)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.4.17)$$

$$-S_{max} \leq S_{ij} \leq S_{max} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.4.18)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad \forall i \in N_{Di} \quad (5.4.19)$$

$$P_i^{Gmin} \leq P_i^G \leq P_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_{Di} \quad (5.4.20)$$

$$Q_i^{Gmin} \leq Q_i^G \leq Q_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_{Di} \quad (5.4.21)$$

Τέλος για τα σημεία διασύνδεσης μεταξύ συστημάτων διανομής και μεταφοράς ισχύουν τα κάτωθι:

$$P_i^{M\Sigma} = - P_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.22)$$

$$Q_i^{M\Sigma} = - Q_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.23)$$

$$-S_{max} \leq S_{ij} \leq S_{max} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.4.24)$$

Η σχέση (5.4.1) αποτελεί την συνάρτηση βελτιστοποίησης της αγοράς εξισορρόπησης. Ο διαχειριστής συστήματος προσπαθεί να επιλύσει το πρόβλημα με την επίτευξη της οικονομικότερης δυνατής λύσης. Η σχέση (5.4.2) δείχνει την τιμή ενεργού ισχύος στον ζυγό i . Η τιμή αυτή εξαρτάται από την αναμενόμενη τιμή ενεργού ισχύος μετά την εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς (P_i^{DA}), την ικανότητα του ζυγού να προσφέρει ή να απορροφήσει ενεργό ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (P_i^G), καθώς και από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών που βρίσκονται στον ζυγό (ΔP_i). Από αυτή τη σχέση προκύπτει η τιμή ενεργού ισχύος όλων των ζυγών που βρίσκονται στο σύστημα μεταφοράς και δεν συνδέονται με κάποιον M/Σ ($N_T - N_{M\Sigma}$). Η σχέση (5.4.3) δείχνει την τιμή άεργου ισχύος του ζυγού i , ο οποίος προκύπτει από την ικανότητα του ζυγού να καταναλώνει ή να παράγει άεργο ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (Q_i^G) καθώς και από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών του ζυγού. Από αυτή τη σχέση προκύπτει η τιμή άεργου ισχύος όλων των ζυγών που βρίσκονται στο σύστημα μεταφοράς και δεν συνδέονται με κάποιον M/Σ ($N_T - N_{M\Sigma}$). Η σχέση (5.4.4) δείχνει την τιμή ενεργού ισχύος στον ζυγό i , για ζυγούς που βρίσκονται σε σημεία διασύνδεσης μεταξύ των διαφόρων συστημάτων ($N_{M\Sigma}$). Η τιμή αυτή εξαρτάται από την αναμενόμενη τιμή ενεργού ισχύος μετά την εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς (P_i^{DA}), την ικανότητα του ζυγού να προσφέρει ή να απορροφήσει ενεργό ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (P_i^G), από τις ανισορροπίες

μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών που βρίσκονται στον ζυγό (ΔP_i) καθώς και από την ροή ισχύος που υπάρχει στο σημείο σύνδεσης, μέσω του Μ/Σ ανύψωσης ο οποίος συνδέει συστήματα μεταφοράς και διανομής ($P_{M\Sigma}$). Η σχέση (5.4.5) δείχνει την τιμή άεργου ισχύος του ζυγού i , για ζυγούς οι οποίοι βρίσκονται σε σημεία διασύνδεσης δύο διαφορετικών συστημάτων ($N_{M\Sigma}$). Η τιμή αυτή εξαρτάται από την ικανότητα του ζυγού να καταναλώνει ή να παράγει άεργο ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (Q_i^G), από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών του ζυγού και από την ροή άεργου ισχύος μέσω του Μ/Σ ισχύος ($Q_{M\Sigma}$). Οι σχέσεις (5.4.6) και (5.4.7) δείχνουν τις ροές ενεργού και άεργου ισχύος, όπως αυτές προκύπτουν από τις εξισώσεις της AC ροής φορτίου για όλες τις γραμμές του συστήματος μεταφοράς. Η σχέση (5.4.8) δείχνει τα θερμικά όρια των γραμμών του συστήματος μεταφοράς. Η (5.4.9) δείχνει τα επιτρεπτά όρια τάσης για το σύνολο των ζυγών του συστήματος μεταφοράς. Τέλος η (5.4.10) και η (5.4.11) δείχνουν το ποσό ενεργού και άεργου ισχύος που οι ζυγοί του συστήματος μεταφοράς μπορούν να προσφέρουν ή και να καταναλώσουν στην αγορά εξισορρόπησης.

Οι σχέσεις (5.4.12)-(5.4.18) εκφράζουν τα ίδια μεγέθη για τα συστήματα διανομής τα οποία βρίσκονται στο ΣΗΕ. Η (5.4.12) δείχνει την τιμή ενεργού ισχύος στον ζυγό i . Η τιμή αυτή εξαρτάται από την αναμενόμενη τιμή ενεργού ισχύος μετά την εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς (P_i^{DA}), την ικανότητα του ζυγού να προσφέρει ή να απορροφήσει ενεργό ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (P_i^G), καθώς και από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών που βρίσκονται στον ζυγό (ΔP_i). Στην (5.4.13) υπολογίζεται η τιμή άεργου ισχύος του ζυγού i , ο οποίος προκύπτει από την ικανότητα του ζυγού να καταναλώνει ή να παράγει άεργο ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (Q_i^G) καθώς και από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών του ζυγού. Από αυτή τη σχέση προκύπτει η τιμή άεργου ισχύος όλων των ζυγών που βρίσκονται στα συστήματα διανομής και δεν συνδέονται με κάποιον Μ/Σ ($N_{Di} - N_{M\Sigma}$). Η σχέση (5.4.14) δείχνει την τιμή ενεργού ισχύος στον ζυγό i , για ζυγούς που βρίσκονται σε σημεία διασύνδεσης μεταξύ των διαφόρων συστημάτων ($N_{M\Sigma}$). Στην (5.4.15) υπολογίζεται η τιμή άεργου ισχύος του ζυγού i , για ζυγούς οι οποίοι βρίσκονται σε σημεία διασύνδεσης δύο διαφορετικών συστημάτων ($N_{M\Sigma}$). Η τιμή αυτή εξαρτάται από την ικανότητα του ζυγού να καταναλώνει ή να παράγει άεργο ισχύ στην αγορά εξισορρόπησης (Q_i^G), από τις ανισορροπίες μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών του ζυγού και από την ροή άεργου ισχύος μέσω του Μ/Σ ισχύος ($Q_{M\Sigma}$). Στις (5.4.16) και (5.4.17) υπολογίζονται οι ροές ενεργού και άεργου ισχύος στις γραμμές των συστημάτων διανομής του ΣΗΕ, ενώ στην (5.4.18) τα θερμικά όρια των γραμμών διανομής. Η (5.4.19) υποδεικνύει τα επιτρεπτά όρια των ζυγών διανομής του ΣΗΕ. Τέλος οι (5.4.20) και (5.4.21) δείχνουν το ποσό ενεργού και άεργου ισχύος που οι ζυγοί των συστημάτων διανομής μπορούν να προσφέρουν ή και να καταναλώσουν στην αγορά εξισορρόπησης.

Κλείνοντας με την θεμελίωση της κεντρικής αγοράς εξισορρόπησης, η (5.4.22) και η (5.4.23) δείχνουν την ροή ενεργού και άεργου ισχύος μέσω του Μ/Σ ανύψωσης

τάσης που συνδέει το σύστημα μεταφοράς με τα συστήματα διανομής. Τέλος η (5.4.24) δείχνει τα θερμικά όρια των γραμμών διασύνδεσης συστημάτων.

5.5: Ενιαία Αγορά Εξισορρόπησης (Single Balancing Market)

Στην μοντελοποίηση της ενιαίας αγοράς εξισορρόπησης θεωρείται και πάλι πως υπάρχει μονάχα ένας διαχειριστής της αγοράς εξισορρόπησης και είναι ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς. Ο διαχειριστής έχει στην διάθεση του έλεγχο των μονάδων του συστήματος μεταφοράς αλλά και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στα συστήματα διανομής. Η διαφορά της ενιαίας αγοράς εξισορρόπησης με την κεντρική αγορά εξισορρόπησης είναι πως στην πρώτη περίπτωση ο διαχειριστής αγοράς δεν λαμβάνει υπόψιν στην επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συστημάτων διανομής. Συγκεκριμένα κατά την διάρκεια της επίλυσης της AC βέλτιστης ροής φορτίου δεν εισάγονται ως περιορισμοί: τα θερμικά όρια των γραμμών των συστημάτων διανομής καθώς και τα επιτρεπτά όρια μέτρων τάσης των ζυγών των συστημάτων διανομής.

Ακολουθεί η μαθηματική θεμελίωση της ενιαίας αγοράς εξισορρόπησης. Ως συνάρτηση βελτιστοποίησης επιλέγεται και πάλι η κάτωθι:

$$\text{Min } \sum_i C_j P_i^G \quad (5.5.1)$$

Για τα συστήματα μεταφοράς ισχύουν οι ίδιες σχέσεις που αναφέρονται στο (5.4.):

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \quad \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.5.2)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \quad \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.5.3)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.4)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.5)$$

$$P_{ij} = g_{ij} V_i^2 - g_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - b_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.5.6)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} V_i^2 + b_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} - g_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.5.7)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \quad \forall (i,j) \in N_T \quad (5.5.8)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in N_T \quad (5.5.9)$$

$$P_i^{G_{\min}} \leq P_i^G \leq P_i^{G_{\max}} \quad \forall i \in N_T \quad (5.5.10)$$

$$Q_i^{G_{\min}} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G_{\max}} \quad \forall i \in N_T \quad (5.5.11)$$

Συνεχίζοντας για τα συστήματα διανομής του ΣΗΕ, ισχύουν οι ίδιες σχέσεις με τις αντίστοιχες της ενιαίας αγοράς, με εξαίρεση τις (5.4.18) και (5.4.19) οι οποίες είναι οι περιορισμοί των θερμικών ορίων των γραμμών διανομής και τα επιτρεπτά όρια μέτρων τάσης των ζυγών διανομής. Παρακάτω παρουσιάζονται οι σχέσεις αναλυτικά:

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \quad \forall i \in (N_{Di} - N_{M\Sigma}) \quad (5.5.12)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \quad \forall i \in (N_{Di} - N_{M\Sigma}) \quad (5.5.13)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.14)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.15)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.5.16)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.5.17)$$

$$P_i^{Gmin} \leq P_i^G \leq P_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_{Di} \quad (5.5.18)$$

$$Q_i^{Gmin} \leq Q_i^G \leq Q_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_{Di} \quad (5.5.19)$$

Τέλος ισχύουν και οι σχέσεις για τα σημεία διασύνδεσης:

$$P_i^{M\Sigma} = - P_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.20)$$

$$Q_i^{M\Sigma} = - Q_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.21)$$

$$-S_{max} \leq S_{ij} \leq S_{max} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.5.22)$$

Η ενιαία αγορά εξισορρόπησης απλοποιεί την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης καθώς υπάρχει μικρότερο πλήθος περιορισμών συγκριτικά με την κεντρική αγορά εξισορρόπησης. είναι ευκολότερη και ταχύτερη η επίλυσή του από τον διαχειριστή αγοράς. Ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς, ο οποίος είναι και ο διαχειριστής της αγοράς εξισορρόπησης, μπορεί να ενεργοποιήσει προσφορές εξισορρόπησης από τις πηγές τόσο του συστήματος μεταφοράς, όσο και από τα συστήματα διανομής, έχοντας πλήρη έλεγχο του ΣΗΕ. Ωστόσο η έλλειψη των περιορισμών που καθιστά δυνατή την ταχεία επίλυση της αγοράς, είναι εξαιρετικά σημαντικοί για την έρρυθμη λειτουργία του ΣΗΕ, καθώς τόσο προβλήματα ελέγχου τάσης αλλά και συμφόρησης των γραμμών μπορούν να οδηγήσουν το ΣΗΕ σε αστάθεια.

5.6: Τοπική Αγορά Εξισορρόπησης (Local Balancing Market)

Η τοπική αγορά εξισορρόπησης είναι το πρώτο από τα 4 μοντέλα, το οποίο βασίζεται στις αρχές των αποκεντρωμένων ενεργειακών αγορών. Στο συγκεκριμένο μοντέλο, το πρόβλημα βελτιστοποίησης της αγοράς εξισορρόπησης επιλύεται σε δύο βήματα. Κατά την εκτέλεση του πρώτου βήματος, οι διαχειριστές των συστημάτων διανομής χρησιμοποιούν προσφορές εξισορρόπησης, οι οποίες βρίσκονται εντός των ορίων των συστημάτων τους για να λύσουν τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών και ελέγχου τάσης για τους ζυγούς των συστημάτων τους. Μετά την εκκαθάριση των τοπικών αγορών εξισορρόπησης διανομής, οι διαχειριστές διανομής ενημερώνουν τον διαχειριστή μεταφοράς για τις υπολειπόμενες προσφορές εξισορρόπησης που έχουν

διαθέσιμες. Ο διαχειριστής μεταφοράς δύναται να χρησιμοποιήσει και αυτές τις προσφορές στο δεύτερο βήμα του συγκεκριμένου μοντέλου. Το δεύτερο βήμα ξεκινά λοιπόν μετά την εκκαθάριση όλων των αποκεντρωμένων αγορών διανομής, με διαχειριστή αγοράς τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς. Σε αυτή την αγορά, ο διαχειριστής μεταφοράς οφείλει να επιλύσει τα προβλήματα ανισορροπίας της παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής, τα οποία προκύπτουν λόγω διαφορών στην πρόβλεψη παραγωγής κατά την διάρκεια της αγοράς επόμενης ημέρας και κατά της παραγωγής σε πραγματικό χρόνο, για όλο το ΣΗΕ. Καλείται επίσης να επιλύσει προβλήματα συμφόρησης γραμμών μεταφοράς και ελέγχου των μέτρων τάσης των ζυγών του συστήματος μεταφοράς. Για την επίλυση των προβλημάτων αυτών, έχει στην διάθεσή του τις προσφορές εξισορρόπησης των γεννητριών που βρίσκονται στο σύστημα μεταφοράς, καθώς και τις διαθέσιμες προσφορές εξισορρόπησης που έχουν δοθεί από τους διαχειριστές συστημάτων διανομής, μετά το πέρας του πρώτου βήματος. Παρακάτω ακολουθεί και η μαθηματική θεμελίωση της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης.

Για τα συστήματα διανομής, κατά την εκτέλεση του πρώτου βήματος, ορίζεται ως συνάρτηση βελτιστοποίησης η παρακάτω:

$$\text{Min } \sum_{\kappa} C_j P_i^G \quad \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.1)$$

Ενώ οι υπόλοιπες σχέσεις για το καθένα από τα συστήματα διανομής είναι οι κάτωθι:

$$P_i^{DA} + P_i^G = P_i \quad \forall i \in (N_{D\kappa} - N_{M\Sigma}) \quad (5.6.2)$$

$$Q_i^G = Q_i \quad \forall i \in (N_{D\kappa} - N_{M\Sigma}) \quad (5.6.3)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.4)$$

$$Q_i^G = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.5)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.6.6)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_{Di} \quad (5.6.7)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \quad \forall (i,j) \in N_{D\kappa} \quad (5.6.8)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.9)$$

$$P_i^{G\min} \leq P_i^G \leq P_i^{G\max} \quad \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.10)$$

$$Q_i^{G\min} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G\max} \quad \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.11)$$

Όπως και στα δύο προηγούμενα μοντέλα, η βελτιστοποίηση γίνεται ως προς το οικονομικό κόστος της αγοράς για κάθε σύστημα διανομής, σύμφωνα με την (5.6.1). Παρατηρείται πως στις σχέσεις (5.6.2) έως (5.6.5) λείπουν οι όροι που εκφράζουν την ανισορροπία μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής πραγματικού χρόνου των ανανεώσιμων πηγών του ζυγού. Αυτό συμβαίνει καθώς τα προβλήματα ανισορροπίας παραγωγής επιλύονται στο δεύτερο βήμα της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης, από τον

διαχειριστή μεταφοράς. Οι σχέσεις (5.6.6) έως (5.6.11) υπολογίζουν, με όμοιο τρόπο με την κεντρική αγορά εξισορρόπησης, τις ροές ενεργού και άεργου ισχύος ((5.6.6),(5.6.7)). Εισάγουν επίσης περιορισμούς για τα θερμικά όρια των γραμμών διανομής (5.6.8), τα επιτρεπτά όρια μέτρων τάσης των ζυγών διανομής (5.6.9) και τέλος τα ποσά ενεργού και άεργου ισχύος που οι ζυγοί των συστημάτων διανομής μπορούν να προσφέρουν ή και να καταναλώσουν στην αγορά εξισορρόπησης ((5.6.10),(5.6.11)).

Παρακάτω ακολουθεί η μαθηματική θεμελίωση για το δεύτερο και τελικό βήμα επίλυσης της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης, ξεκινώντας με την συνάρτηση βελτιστοποίησης:

$$\text{Min } \sum_i C_j P_i^G \forall i \in N \quad (5.6.12)$$

Οι υπόλοιπες σχέσεις για το σύστημα μεταφοράς που αφορούν το δεύτερο βήμα, είναι οι παρακάτω:

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.6.13)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \forall i \in (N_T - N_{M\Sigma}) \quad (5.6.14)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.15)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.16)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \forall (i,j) \in N_T \quad (5.6.17)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \forall (i,j) \in N_T \quad (5.6.18)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \forall (i,j) \in N_T \quad (5.6.19)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \forall i \in N_T \quad (5.6.20)$$

$$P_i^{G_{\min}} \leq P_i^G \leq P_i^{G_{\max}} \forall i \in N_T \quad (5.6.21)$$

$$Q_i^{G_{\min}} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G_{\max}} \forall i \in N_T \quad (5.6.22)$$

$$P_i^{G_{\min, \text{new}}} \leq P_i^G \leq P_i^{G_{\max, \text{new}}} \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.23)$$

$$Q_i^{G_{\min, \text{new}}} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G_{\max, \text{new}}} \forall i \in N_{D\kappa} \quad (5.6.24)$$

Καθώς και οι σχέσεις για τα σημεία διασύνδεσης:

$$P_i^{M\Sigma} = - P_j^{M\Sigma} \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.25)$$

$$Q_i^{M\Sigma} = - Q_j^{M\Sigma} \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.26)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.6.27)$$

Παρατηρείται πως στις (5.6.13) και (5.6.14) εισάγονται και οι ανισοροπίες παραγωγής των ζυγών διανομής, οι οποίες είχαν σκοπίμως παραληφθεί στο πρώτο

βήμα της επίλυσης της αγοράς. Οι σχέσεις (5.6.15) έως (5.6.22) είναι όμοιες με τις αντίστοιχες της κεντρικής αγοράς εξισορρόπησης για το σύστημα μεταφοράς. Οι δύο νέες σχέσεις που εισάγονται σε αυτό το πρόβλημα είναι οι (5.6.23) και (5.6.24). Οι σχέσεις αυτές εισάγει ως περιορισμούς, τις προσφορές εξισορρόπησης, ενεργού και άεργου ισχύος, που διαθέτουν οι διαχειριστές διανομής στον διαχειριστή μεταφοράς, μετά την εκκαθάριση των τοπικών αγορών τους.

5.7: Διαμοιρασμένη Αγορά Εξισορρόπησης (Shared Balancing Market)

Η Διαμοιρασμένη Αγορά Εξισορρόπησης είναι άλλο ένα μοντέλο το οποίο βασίζεται στις αρχές των αποκεντρωμένων αγορών, όπως και η τοπική αγορά εξισορρόπησης. Ειδοποιός διαφορά των δύο αυτών μοντέλων, είναι πως σε αντίθεση με την τοπική αγορά, στην διαμοιρασμένη αγορά, υπεύθυνος για την εξισορρόπηση του κάθε συστήματος είναι ο διαχειριστής του. Συνεπώς το πλήθος των αποκεντρωμένων αγορών που λαμβάνουν χώρα ισούται με το πλήθος συστημάτων που απαρτίζουν το ΣΗΕ. Οι διαχειριστές συστημάτων γνωρίζουν από την εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας το ποσό ενεργού ισχύος που θα μεταφερθεί από το ένα σύστημα στο άλλο μέσω των σημείων διασύνδεσης.. Η επικοινωνία μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων είναι ελάχιστη. Ο κάθε διαχειριστής συστήματος οφείλει να επιλύσει τα προβλήματα ανισορροπίας παραγωγής, συμφόρησης γραμμών και ελέγχου τάσης των ζυγών του συστήματός του μονάχα με τις προσφορές εξισορρόπησης που διατίθενται από τις γεννήτριες που βρίσκονται σε αυτό.

Ακολουθεί η μαθηματική θεμελίωση του συγκεκριμένου μοντέλου αγοράς εξισορρόπησης για όλα τα υποσυστήματα, είτε αυτά είναι συστήματα διανομής είτε μεταφοράς.

Ως συνάρτηση βελτιστοποίησης επιλέγεται η :

$$\text{Min } \sum_i C_j P_i^G \quad \forall i \in N_k \quad (5.7.1)$$

Ενώ οι υπόλοιποι περιορισμοί για κάθε διαχειριστή συστήματος είναι οι κάτωθι:

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i \quad \forall i \in (N_k - N_{M\Sigma}) \quad (5.7.2)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i \quad \forall i \in (N_k - N_{M\Sigma}) \quad (5.7.3)$$

$$P_i^{DA} + P_i^G + \Delta P_i = P_i + P_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.4)$$

$$Q_i^G + \Delta Q_i = Q_i + Q_{M\Sigma} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.5)$$

$$P_{ij} = g_{ij} * V_i^2 - g_{ij} * V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - b_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_k \quad (5.7.6)$$

$$Q_{ij} = -b_{ij} * V_i^2 + b_{ij} V_i * V_j * \cos\theta_{ij} - g_{ij} * V_i * V_j * \sin\theta_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_k \quad (5.7.7)$$

$$-S_{\max} \leq S_{ij} \leq S_{\max} \quad \forall (i,j) \in N_k \quad (5.7.8)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad \forall i \in N_k \quad (5.7.9)$$

$$P_i^{Gmin} \leq P_i^G \leq P_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_k \quad (5.7.10)$$

$$Q_i^{Gmin} \leq Q_i^G \leq Q_i^{Gmax} \quad \forall i \in N_k \quad (5.7.11)$$

$$P_i^{M\Sigma} = P_i^{DA} \quad \forall i \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.12)$$

Αντίστοιχα ισχύουν και οι σχέσεις στα σημεία διασύνδεσης:

$$P_i^{M\Sigma} = - P_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.13)$$

$$Q_i^{M\Sigma} = - Q_j^{M\Sigma} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.14)$$

$$-S_{max} \leq S_{ij} \leq S_{max} \quad \forall (i,j) \in N_{M\Sigma} \quad (5.7.15)$$

Παρατηρώντας τις σχέσεις (5.7.1) έως (5.7.12), είναι προφανές πως οι διαχειριστές αγορών εξισορρόπησης είναι όσα και τα διακριτά συστήματα μεταφοράς και διανομής στο ΣΗΕ (N_k). Οι σχέσεις (5.7.2) έως (5.7.11) εισάγουν τους περιορισμούς των διαχειριστών συστημάτων για την επίλυση της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης. Ο περιορισμός (5.7.12) ορίζει πως στα σημεία διασύνδεσης, η ροή ισχύος από το ένα σύστημα στο άλλο είναι προκαθορισμένη και ίση με την τιμή της αγοράς επόμενης ημέρας. Τέλος οι σχέσεις (5.7.13) έως (5.7.15) εισάγουν τους περιορισμούς στα σημεία διασύνδεσης μεταξύ των συστημάτων.

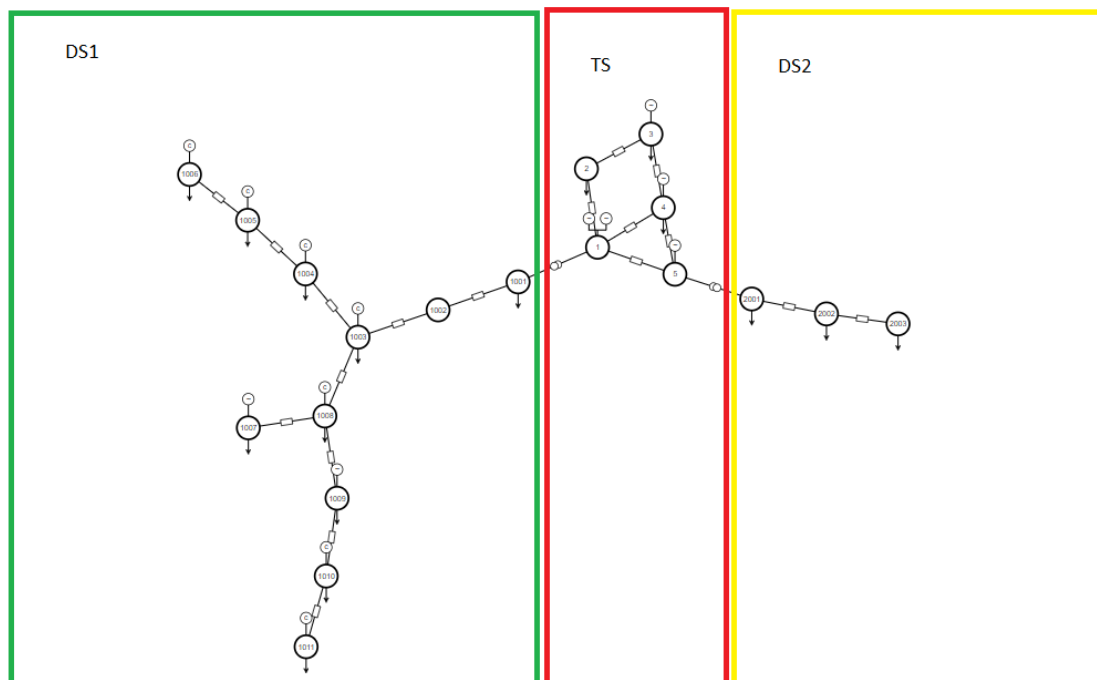
Κεφάλαιο 6: Εφαρμογές – Αποτελέσματα

6.1: Θεμελίωση Δικτύου

Για την εξαγωγή αποτελεσμάτων των μεθόδων σχεδιάστηκε ένα δίκτυο, το οποίο αποτελείται από ένα σύστημα μεταφοράς το οποίο συνδέεται με δύο συστήματα διανομής μέσω τυπικών Μ/Σ υποβιβασμού τάσης. Για το σύστημα μεταφοράς χρησιμοποιήθηκε ένα δίκτυο πέντε (5) ζυγών της IEEE [25] από τη βιβλιοθήκη του MATPOWER, ενώ τα δύο δίκτυα διανομής βασίζονται σε πρότυπα δίκτυα της CIGRE [26], [27]. Τα συστήματα διανομής αυτά δημιουργήθηκαν και αναπτύχθηκαν από ομάδες εργασίας της CIGRE, με σκοπό την ανάλυση και επιβεβαίωση νέων μεθόδων και τεχνικών, οι οποίες στοχεύουν στην οικονομικότερη και πιο οικολογική ενσωμάτωση παραγωγής ισχύος από διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής.

6.1.1: Σχηματισμός Δικτύου Προσομοίωσης

Για να προκύψουν από το προηγούμενο, δύο δίκτυα διανομής εργαστήκαμε ως εξής : θεωρήσαμε τους ζυγούς 2-11 ως το 1^ο δίκτυο διανομής, με τους ζυγούς του να αριθμούνται ως 1001-1010, το οποίο συνδέεται με τυπικό Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ με το δίκτυο μεταφοράς μεταξύ των ζυγών 1-1001, και τους ζυγούς 12-14 ως το 2^ο δίκτυο διανομής με τους ζυγούς του να αριθμούνται ως 2001-2003, το οποίο συνδέεται επίσης με τυπικό Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ με το δίκτυο μεταφοράς μεταξύ των ζυγών 5-2001. Σχηματικά η τοπολογία του δικτύου είναι η κάτωθι:



Εικόνα 13 Τοπολογία δικτύου μεταφοράς (TS) - διανομής (DS1-DS2)

6.1.2: Μονάδες παραγωγής και προσφορές εξισορρόπησης

Αναφορικά με τις διαθέσιμες γεννήτριες του δικτύου θεωρούμε επιπλέον, Φ/Β μονάδες παραγωγής στους ζυγούς :

- 1003 ονομαστικής παραγωγής 0,2 MW
- 1004 ονομαστικής παραγωγής 0,2 MW
- 1005 ονομαστικής παραγωγής 0,3 MW
- 1006 ονομαστικής παραγωγής 0,3 MW
- 1008 ονομαστικής παραγωγής 0,3 MW
- 1009 ονομαστικής παραγωγής 0,3 MW
- 1010 ονομαστικής παραγωγής 0,4 MW
- 1011 ονομαστικής παραγωγής 0,1 MW

καθώς και μία μονάδα αιολικής παραγωγής στον ζυγό 1007 ονομαστικής παραγωγής 1,5 MW.

Αρχικά θεωρούμε πως όλες οι παραπάνω μονάδες συμμετέχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της επόμενης μέρας οι συμβατικές μονάδες του δικτύου μεταφοράς με γραμμικές συναρτήσεις κόστους από αυτές του δικτύου πέντε ζυγών (case5) ενώ οι ανανεώσιμες μονάδες ενέργειας με μηδενική συνάρτηση κόστους.

Αναφορικά με την αγορά πραγματικού χρόνου οι διαχειριστές συστήματος, έχουν στην διάθεση τους τις θερμικές γεννήτριες του δικτύου, οι οποίες μπορούν να περικόψουν μέχρι και 20% της παραγόμενης ισχύος τους στην αγορά εξισορρόπησης. Σε περίπτωση που οι θερμικές γεννήτριες δεν αποδίδουν την ονομαστική τους ισχύ στην αγορά επόμενης ημέρας, μπορούν να προσφέρουν στην αγορά εξισορρόπησης επίσης, την υπολειπόμενη τους ισχύ, μέχρι αυτές να φτάσουν σε ονομαστική λειτουργία.

Επιπλέον, θεωρούμε πως οι διαχειριστές συστήματος έχουν στη διάθεση τους στην αγορά πραγματικού χρόνου θερμικές-συμβατικές γεννήτριες, οι οποίες δεν συμμετέχουν στην αγορά επόμενης μέρας, βρίσκονται κατά το ήμισυ φορτισμένες και μπορούν να αποδώσουν στο δίκτυο ένα συγκεκριμένο εύρος ισχύος. Επίσης θεωρείται ότι τα φορτία των ζυγών 1001, 2001, 2003 μπορούν να προσφέρουν περαιτέρω ευελιξία στο δίκτυο μέσω διαδικασιών απόκρισης στη ζήτηση στην αγορά πραγματικού χρόνου είτε αυξάνοντας είτε μειώνοντας το φορτίο τους κατά 50%.

Στους δύο πίνακες που ακολουθούν φαίνονται αναλυτικά τα κόστη ανά είδος υπηρεσίας, καθώς και το εύρος ισχύος που είναι δυνατόν να αποδώσουν στο σύστημα, οι θερμικές-συμβατικές γεννήτριες που δεν συμμετέχουν στην αγορά επόμενης ημέρας.

Πίνακας 1 Κόστος ανά είδος υπηρεσίας εξισορρόπησης

Είδος Υπηρεσίας	Κόστος υπηρεσίας (€/MW)
Θερμικές Συμβατικές Γεννήτριες	15 €/MW
Απόκριση στη ζήτηση	30 €/MW

Πίνακας 2 Εύρος Ισχύος θερμικών συμβατικών γεννητριών

Ζυγός Γεννήτριας	Εύρος Ισχύος (MW)
1005	[-0.3,0.3]
1009	[-0.165,0.165]
1010	[-0.1,0.1]

Αναφορικά με την ικανότητα παραγωγής και κατανάλωσης άεργου ισχύος για τις ανανεώσιμες αλλά και τις θερμικές μονάδες παραγωγής που δεν συμμετέχουν στην αγορά επόμενης ημέρας, θεωρείται πως μπορούν να παράγουν/ καταναλώνουν άεργο ισχύ ίση με το μισό της ονομαστικής τους παραγωγής.

6.1.3: Θερμικά Όρια Γραμμών

Για τις γραμμές του δικτύου μεταφοράς και για τους Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ, θεωρήσαμε θερμικό όριο ίσο με 400 MVA. Αντίστοιχα τα θερμικά όρια για τις γραμμές των δικτύων διανομής είναι τα κάτωθι:

Πίνακας 3 Θερμικά Όρια Γραμμών

4 MVA	1001-1002 1002-1003 1003-1004 1004-1005 1005-1006
2.5 MVA	1003-1008 1007-1008 1008-1009 1009-1010 1010-1011
0.6 MVA	2001-2002 2002-2003

6.2: Σενάρια Προσομοίωσης

Με βάση τα παραπάνω ελέγχουμε τους τέσσερις διαφορετικούς τύπους αγοράς πραγματικού χρόνου: την Κεντρική Αγορά Εξισορρόπησης την Ενιαία Αγορά Εξισορρόπησης την Τοπική Αγορά Εξισορρόπησης και την Διαμοιρασμένη Αγορά Εξισορρόπησης εξής σενάρια:

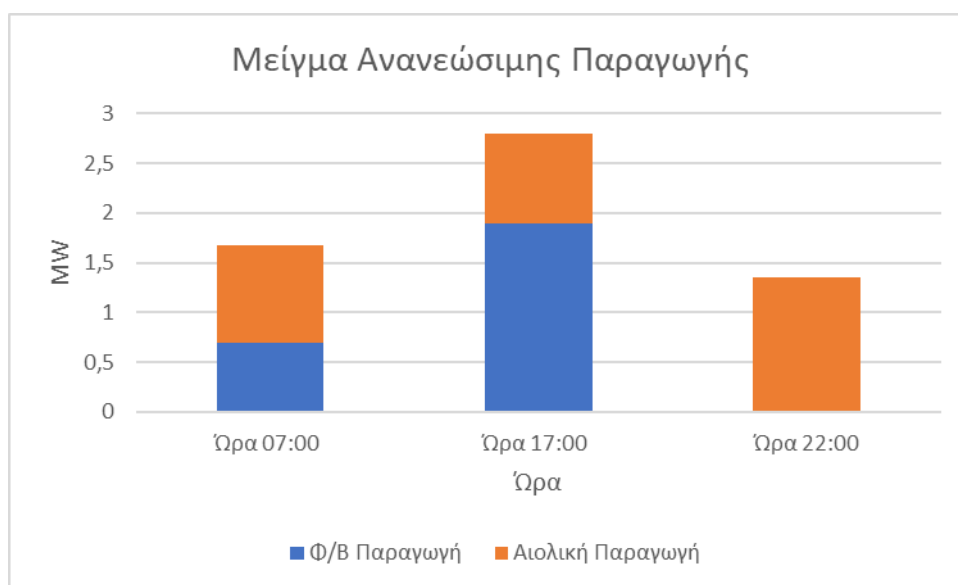
- Σενάριο 1^ο : Θεωρείται πως η πρόβλεψη για την παραγωγή από ανανεώσιμες μονάδες είναι σωστή και πως δεν υπάρχει απόκλιση μεταξύ της πρόβλεψης στην αγορά επόμενης ημέρας και στην αγορά πραγματικού χρόνου. Σε αυτό το σενάριο εφαρμόζονται τα παραπάνω όρια γραμμών.
- Σενάριο 2^ο : Θεωρείται πως η πρόβλεψη για την παραγωγή από ανανεώσιμες μονάδες δεν είναι ακριβής και παρουσιάζονται αποκλίσεις ανάμεσα στην πρόβλεψη στην αγορά επόμενης ημέρας και στην αγορά πραγματικού χρόνου, αγνοώντας σε αυτό το σενάριο τα θερμικά όρια των γραμμών του δικτύου.
- Σενάριο 3^ο : Θεωρείται πως η πρόβλεψη για την παραγωγή από ανανεώσιμες μονάδες δεν είναι ακριβής και παρουσιάζονται αποκλίσεις ανάμεσα στην

πρόβλεψη στην αγορά επόμενης ημέρας και στην αγορά πραγματικού χρόνου, εφαρμόζοντας σε αυτό το σενάριο τα θερμοκά όρια των γραμμών του δικτύου.

Για τα τρία παραπάνω σενάρια επιλέχθηκαν τέσσερα διαφορετικά στιγμιότυπα κατά την διάρκεια της ημέρας, κατά τα οποία αλλάζει τόσο ο συντελεστής φορτίου στο δίκτυο όσο και η παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές. Για τους συντελεστές φορτίου θεωρείται πως το 100% αντιπροσωπεύει την μέγιστη ζήτηση φορτίου στα πλαίσια της συγκεκριμένης μέρας. Αναφορικά με τους συντελεστές παραγωγής για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, θεωρείται πως το 100% αντιπροσωπεύει την ικανότητα της γεννήτριας να παράγει ισχύ ίση με την ονομαστική της. Τα στιγμιότυπα είναι τα παρακάτω:

- Ώρα 07:00 π.μ. με συντελεστή φορτίου 72,78% και συντελεστή παραγωγής για τις φωτοβολταϊκές μονάδες (Φ/Β) ίσο με 35% ενώ για την αιολική μονάδα παραγωγής (Α/Π) συντελεστή παραγωγής ίση με 65%.
- Ώρα 17:00 μ.μ. με συντελεστή φορτίου 82,26% και συντελεστή παραγωγής για τις φωτοβολταϊκές μονάδες ίσο με 90% ενώ για την αιολική μονάδα παραγωγής συντελεστή παραγωγής ίσο με 60%.
- Ώρα 22:00 μ.μ. με συντελεστή φορτίου ίσο με 100% , συντελεστή παραγωγής για τις φωτοβολταϊκές μονάδες ίσο με 0% ενώ για την αιολική μονάδα παραγωγής, συντελεστή παραγωγής ίσο με 90%
 1. 1^η περίπτωση για τις 22:00 μμ. με παρουσία των θερμικών μονάδων που δεν συμμετέχουν στην αγορά επόμενης ημέρας.
 2. 2^η περίπτωση για τις 22:00 μμ. χωρίς παρουσία των άνωθεν θερμικών μονάδων.

Στην Εικόνα 14, φαίνεται αναλυτικότερα το μείγμα ανανεώσιμης παραγωγής για κάθε μία από τις τρεις επιλεγμένες ώρες, βάσει των συντελεστών παραγωγής τόσο για τις φωτοβολταϊκές μονάδες, όσο και για το αιολικό πάρκο.



Εικόνα 14 Μείγμα Ανανεώσιμης Παραγωγής των τριών στιγμιότυπων

Τα σενάρια αυτά έχουν επιλεγεί για να παρουσιαστούν διάφορες ιδιότητες του δικτύου ανάλογα με την ώρα, το φορτίο και την παραγωγή ΑΠΕ.

Στις 07:00 υπάρχει παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές και χαμηλός συντελεστής φορτίου λόγω χαμηλής κατανάλωσης. Συνεπώς υπάρχει αμφίδρομη ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς, με χαμηλή κατανάλωση φορτίου.

Στις 17:00 η παραγωγή από ΑΠΕ είναι στο μέγιστο σημείο της, όπως και το φορτίο λόγω αυξημένης κατανάλωσης συνεπώς εξάγονται συμπεράσματα για την συμπεριφορά του δικτύου εξυπηρετώντας μεγάλο ποσοστό του ονομαστικού φορτίου (82,26%) αλλά και παράγοντας μεγάλο ποσοστό ισχύος από ΑΠΕ (πρόβλεψη για παραγωγή 90% Φ/Β επί των ονομαστικών τους τιμών και 65% Α/Π επί της ονομαστικής του τιμής).

Στις 22:00 εξάγονται συμπεράσματα για το δίκτυο απουσία παραγωγής ισχύος Φ/Β υπό εξυπηρέτηση ονομαστικού φορτίου, έχοντας έτσι ένα σχεδόν εξ ολοκλήρου παθητικό δίκτυο.

Για τα σενάρια 2,3 στα οποία η πρόβλεψη της παραγωγής από ΑΠΕ δεν ταυτίζεται με την παραγωγή στην αγορά, θεωρείτε πως υπάρχουν οι εξής λανθασμένες προβλέψεις (τα ποσοστά πρόβλεψης και παραγωγής είναι επί της ονομαστικής ισχύος των ανανεώσιμων):

Ωρα 07:00

Πίνακας 4 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ , 1^ο στιγμιότυπο

Ζυγός	Πρόβλεψη	Παραγωγή
Φ/Β 1005	35%	40%
Φ/Β 1008	35%	25%
Α/Π 1007	65%	55%

Ωρα 17:00

Πίνακας 5 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ, 2^ο στιγμιότυπο

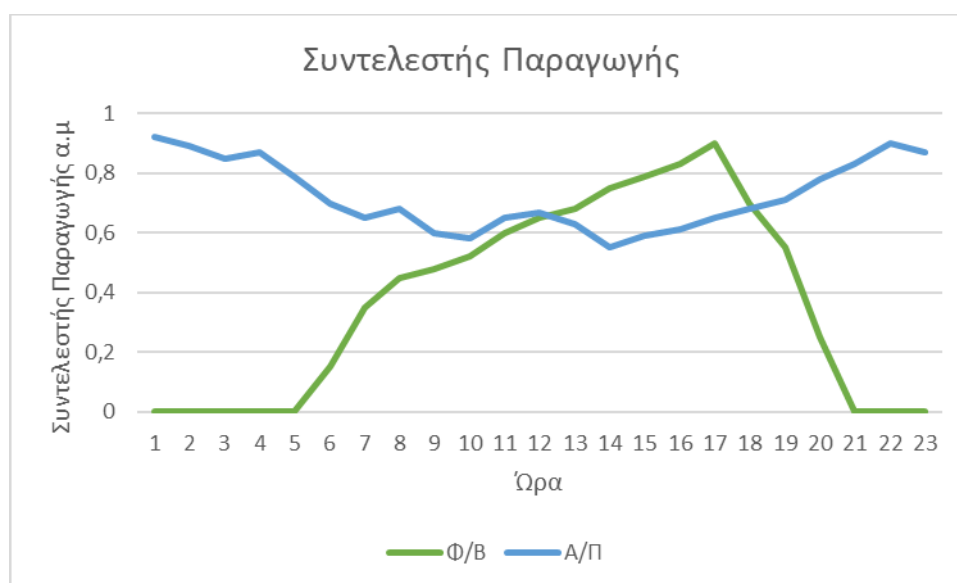
Ζυγός	Πρόβλεψη	Παραγωγή
Φ/Β 1005	90%	60%
Φ/Β 1008	90%	60%
Α/Π 1007	65%	75%

Ωρα 22:00

Πίνακας 6 Πρόβλεψη και Παραγωγή Πραγματικού Χρόνου ΑΠΕ, 3^ο στιγμιότυπο

Ζυγός	Πρόβλεψη	Παραγωγή
Φ/Β 1005	0%	0%
Φ/Β 1008	0%	0%
Α/Π 1007	90%	45%

Οι τιμές για την πρόβλεψη παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών πάρθηκαν από τυπικές καμπύλες συντελεστή παραγωγής τόσο για τα Φ/Β πάρκα όσο και για το Α/Π όπως η παρακάτω:



Εικόνα 15 Συντελεστές Παραγωγής ΑΠΕ ανά ώρα

Οι τιμές των συντελεστών φορτίων προκύπτουν από πραγματικά δεδομένα της καμπύλης φορτίου του ελληνικού ΣΗΕ, όπως αυτά ανακοινώνονται από τον ΑΔΜΗΕ. Η καμπύλη φορτίου για την προσομοίωση φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα για ολόκληρη την ημέρα:



Εικόνα 16 Συντελεστής Φορτίου ανά ώρα

Παρατηρούμε πως στις 07:00 π.μ. υπάρχουν μικρές αποκλίσεις στην παραγωγή σε σχέση με την πρόβλεψη από την αγορά προηγούμενης ημέρας τόσο στα δύο Φ/Β (η παραγωγή του Φ/Β του ζυγού 1005 αποκλίνει προς τα πάνω, ενώ η παραγωγή του Φ/Β του ζυγού 1008 αποκλίνει προς τα κάτω) όσο και στο Α/Π του ζυγού 1007, του οποίου η παραγωγή αποκλίνει προς τα κάτω. Στη συνέχεια κατά τις 17:00 μ.μ. υπάρχει μεγαλύτερη απόκλιση στην παραγωγή των Φ/Β λόγω συννεφιάς, ενώ εξίσου λανθασμένη είναι και η πρόβλεψη του Α/Π, παρότι σε μικρότερο βαθμό από αυτές των Φ/Β. Τέλος κατά τις 22:00 μ.μ. τα δύο Φ/Β προφανώς δεν έχουν την ικανότητα παραγωγής ισχύος λόγω έλλειψης ηλιοφάνειας, ενώ υπάρχει μεγάλη απόκλιση μεταξύ της πρόβλεψης και της παραγωγής του Α/Π λόγω άπνοιας, η οποία δεν είχε προβλεφθεί από την προηγούμενη μέρα.

Με βάση τα προαναφερθέντα τέσσερα σενάρια δοκιμάζουμε στο δίκτυο για αυτές τις τρεις διαφορετικές ώρες με σκοπό να εξετάσουμε την συμπεριφορά των τεσσάρων μοντέλων αγοράς (Κεντρική Αγορά, Ενιαία Αγορά, Τοπική Αγορά, Διαμοιρασμένη Αγορά) κάτω από διαφορετικές συνθήκες.

6.3: Αποτελέσματα Σεναρίων

Παρακάτω φαίνονται οι πίνακες για τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα των δομών αγοράς για τα σενάρια μελέτης, όσον αφορά: το συνολικό κόστος των διαχειριστών (€), τις συνολικές απώλειες (ενεργού, έργου και φαινόμενης) ισχύος του δικτύου ανά περίπτωση, καθώς και ο σχολιασμός για κάθε σενάριο ξεχωριστά. Ο σχολιασμός επικεντρώνεται κυρίως στο κόστος παραγωγής, στα βασικά προβλήματα του συστήματος, όπου αυτά εμφανίζονται, δηλαδή σε συμφορήσεις γραμμών, καθώς και σε αποκλίσεις τάσεων και τέλος ακολουθούν συμπεράσματα για το κάθε σχήμα αγοράς.

6.3.1: 1ο Στιγμιότυπο: Ώρα 07:00 π.μ.

6.3.1.1: Κόστη και Απώλειες

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται τα συνολικά κόστη για το 1^ο στιγμιότυπο, της αγοράς εξισορρόπησης, για κάθε ένα από τα τέσσερα υπό δοκιμή, μοντέλα αγοράς.

Πίνακας 7 Κόστη Σεναρίων 1^ο στιγμιότυπου

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	101,78 x10 ³ €	103,28 x10 ³ €	104,59 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	100,45 x10 ³ €	103,25 x10 ³ €	103,25 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	102,65 x10 ³ €	103,28 x10 ³ €	105,46 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	107,31 x10 ³ €	104,07 x10 ³ €	109,78 x10 ³ €

Στα τρία σενάρια, υψηλότερο κόστος εμφανίζει το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, ενώ το ελάχιστο κόστος παρατηρείται και στις τρεις περιπτώσεις στην ενιαία αγορά εξισορρόπησης.

Στον παρακάτω πίνακα, γίνεται μία αναλυτικότερη παρουσίαση του κόστους για κάθε μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης. Γίνεται ένας διαχωρισμός σε κόστος που επιβαρύνει τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς και σε κόστος που επιβαρύνει τους διαχειριστές των συστημάτων διανομής, για κάθε ένα από τα τρία σενάρια.

Πίνακας 8 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 1^ο στιγμιότυπου

	1 ^ο Σενάριο		2 ^ο Σενάριο		3 ^ο Σενάριο	
	Κόστος Συστήματος Μεταφοράς	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφοράς	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφοράς	Κόστος Συστήματος Διανομής
Κεντρική Αγορά	90,38 x10 ³ €	11,40 x10 ³ €	94,81 x10 ³ €	8,47 x10 ³ €	93,19 x10 ³ €	170,73 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	91,98 x10 ³ €	8,47 x10 ³ €	94,78 x10 ³ €	8,47 x10 ³ €	94,78 x10 ³ €	8,47 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	89,32 x10 ³ €	13,30 x10 ³ €	94,81 x10 ³ €	8,47 x10 ³ €	92,13 x10 ³ €	13,30 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	100,68 x10 ³ €	6,63 x10 ³ €	100,68 x10 ³ €	3,40 x10 ³ €	100,68 x10 ³ €	9,10 x10 ³ €

Παρατηρείται πως και για τα τρία διαφορετικά σενάρια, στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, το μεγαλύτερο κομμάτι του συνολικού κόστους επιβαρύνει τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς σε κάθε σενάριο.

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται, αναλυτικά για καθένα από τα 3 σενάρια, οι απώλειες ενεργού ισχύος (MW), τις οποίες καλούνται να αναπληρώσουν στην αγορά εξισορρόπησης οι διαχειριστές του συστήματος.

Πίνακας 9 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 1^ο στιγμιότυπο

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	6.14 MW	6.14MW	6.14MW
Ενιαία Αγορά	6.14MW	6.14MW	6.14MW
Τοπική Αγορά	6.14 MW	6.15MW	6.15MW
Διαμοιρασμένη Αγορά	6.16MW	6.16MW	6.16MW

Παρατηρείται πως και για τα τέσσερα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι απώλειες ενεργού ισχύος είναι σε κοντινά επίπεδα, με το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς να εμφανίζει, ελάχιστα, αυξημένες απώλειες, συγκριτικά με τα υπόλοιπα τρία μοντέλα.

Ομοίως, εμφανίζονται αναλυτικά οι απώλειες άεργου ισχύος (MVAR) για τα τέσσερα μοντέλα αγοράς, για καθένα από τα τρία σενάρια κατά το 1^ο στιγμιότυπο.

Πίνακας 10 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 1^ο στιγμιότυπο

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	64.93MVAR	64.98MVAR	64.87MVAR
Ενιαία Αγορά	64.68MVAR	64.71MVAR	64.71MVAR
Τοπική Αγορά	64.93MVAR	64.98MVAR	64.96MVAR
Διαμοιρασμένη Αγορά	61.10MVAR	61.10MVAR	61.10MVAR

Στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι ελάχιστες απώλειες άεργου ισχύος εμφανίζονται στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς, σε αντίθεση με τις απώλειες ενεργού ισχύος. Τα τρία υπόλοιπα μοντέλα αγοράς ακολουθούν, με τιμές απωλειών άεργου ισχύος κοντινές μεταξύ τους.

Κλείνοντας με τα αποτελέσματα των απωλειών για το 1^ο στιγμιότυπο, στον παρακάτω πίνακα αναφέρονται αναλυτικά οι απώλειες φαινόμενης ισχύος, όπως αυτές εμφανίζονται για κάθε μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης σε κάθε σενάριο.

Πίνακας 11 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος σεναρίων, 1^ο στιγμιότυπο

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	65.24MVA	65.30MVA	65.28MVA
Ενιαία Αγορά	65.00MVA	65.03MVA	65.03MVA
Τοπική Αγορά	65.24MVA	65.30MVA	65.28MVA
Διαμοιρασμένη Αγορά	61.42MVA	61.42MVA	61.42MVA

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των τεσσάρων μοντέλων, παρατηρείται πως και στα τρία σενάρια οι ελάχιστες απώλειες συναντώνται στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, και ακολουθούν με την σειρά το ενιαίο μοντέλο. Κεντρική και Τοπική αγορά εξισορρόπησης εμφανίζουν πανομοιότυπα αποτελέσματα σε επίπεδο φαινόμενης ισχύος.

6.3.1.2: Συμφορήσεις γραμμών και διακύμανση τάσης

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζεται το πλήθος γραμμών, των οποίων οι ροές ισχύος ξεπερνούν τα θερμικά τους όρια, δημιουργώντας προβλήματα συμφόρησης.

Πίνακας 12 Πλήθος συμφορήσεων 1^ο στιγμιότυπο

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	0	2	0
Ενιαία Αγορά	2	2	2
Τοπική Αγορά	0	2	0
Διαμοιρασμένη Αγορά	0	2	0

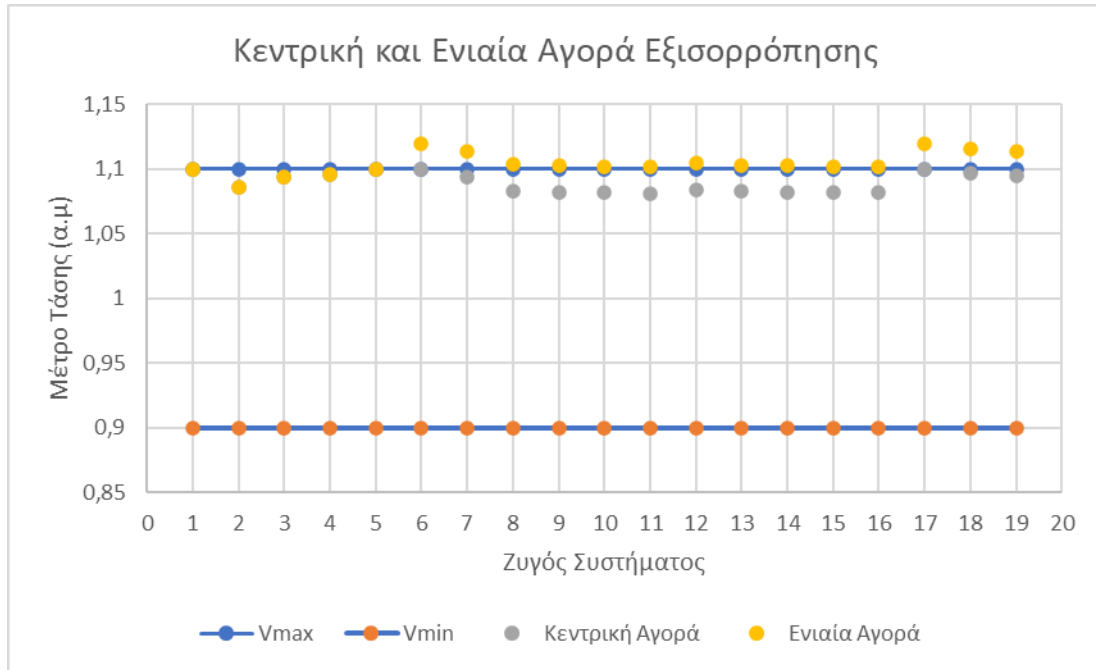
Παρατηρείται πως στα σενάρια, τα οποία λαμβάνουν υπόψιν τους τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς, κατά την επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος για την αγορά εξισορρόπησης, προβλήματα συμφόρησης γραμμών εμφανίζονται μόνο στην ενιαία αγορά εξισορρόπησης.

Παρακάτω φαίνονται σε μορφή διαγραμμάτων τα μέτρα τάσης των ζυγών του δικτύου ανά σενάριο και ανά μοντέλο αγοράς. Θεωρείται πως ένας ζυγός είναι εντός επιτρεπόμενων ορίων, όταν η τάση του ζυγού αυτού βρίσκεται εντός του διαστήματος [0.9-1.1] ανά μονάδα (α.μ).

Στα παρακάτω διαγράμματα εμφανίζονται τα δύο άκρα των επιτρεπόμενων ορίων σαν οριζόντιες γραμμές, ενώ σαν σημεία εμφανίζονται οι τιμές τάσης των ζυγών και για τα τέσσερα μοντέλα αγοράς πραγματικού χρόνου, ως εξής: τα πέντε πρώτα σημεία αποτελούν τις τιμές μέτρου τάσης των ζυγών 1-5 του συστήματος μεταφοράς, τα επόμενα 11 σημεία αποτελούν τις τιμές μέτρου τάσης των ζυγών 1001-1010 του συστήματος διανομής 1 και τέλος τα επόμενα τρία σημεία αποτελούν τις τιμές μέτρου τάσης των ζυγών 2001-2003.

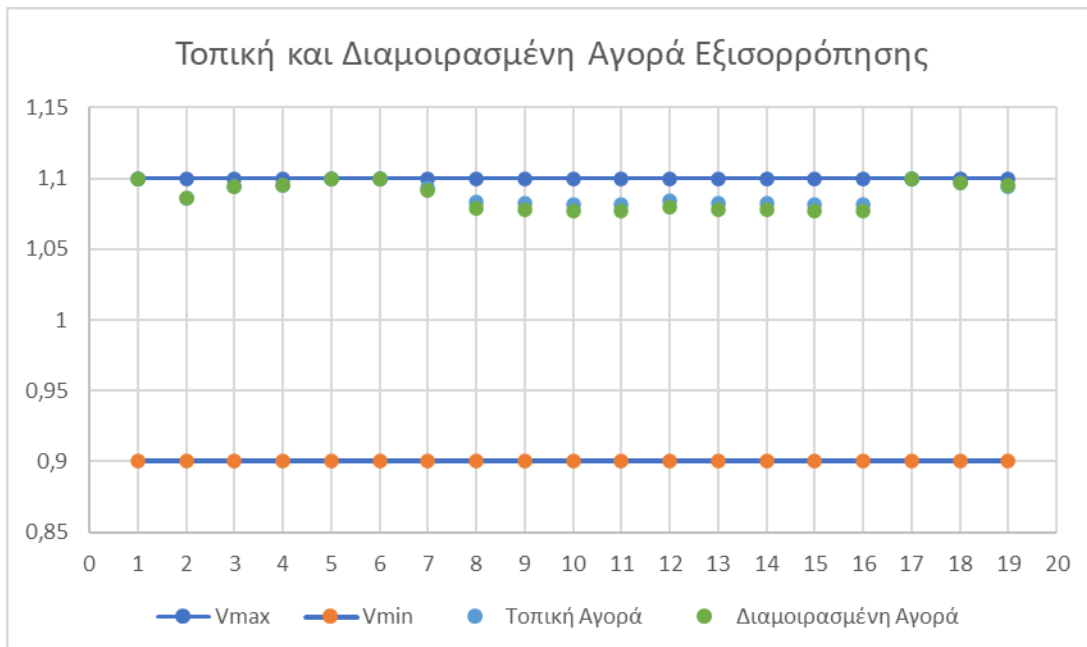
Με σκοπό τα διαγράμματα να είναι ευανάγνωστα στον αναγνώστη, χρησιμοποιούνται για κάθε σενάριο δύο διαγράμματα, στο 1^ο διάγραμμα εμφανίζονται οι τιμές τάσης για την κεντρική αγορά εξισορρόπησης και για την ενιαία αγορά εξισορρόπησης για τους ζυγούς του συστήματος. Αντίστοιχα στο 2^ο διάγραμμα κάθε σεναρίου, εμφανίζονται οι τιμές μέτρων τάσεων του συνόλου των ζυγών του συστήματος για την τοπική και την διαμοιρασμένη αγορά εξισορρόπησης.

Στα δύο παρακάτω διαγράμματα εμφανίζονται οι τιμές μέτρου τάσης για το σύνολο των ζυγών του συστήματος για τα τέσσερα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.



Εικόνα 17 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1, 1^ο στιγμιότυπο

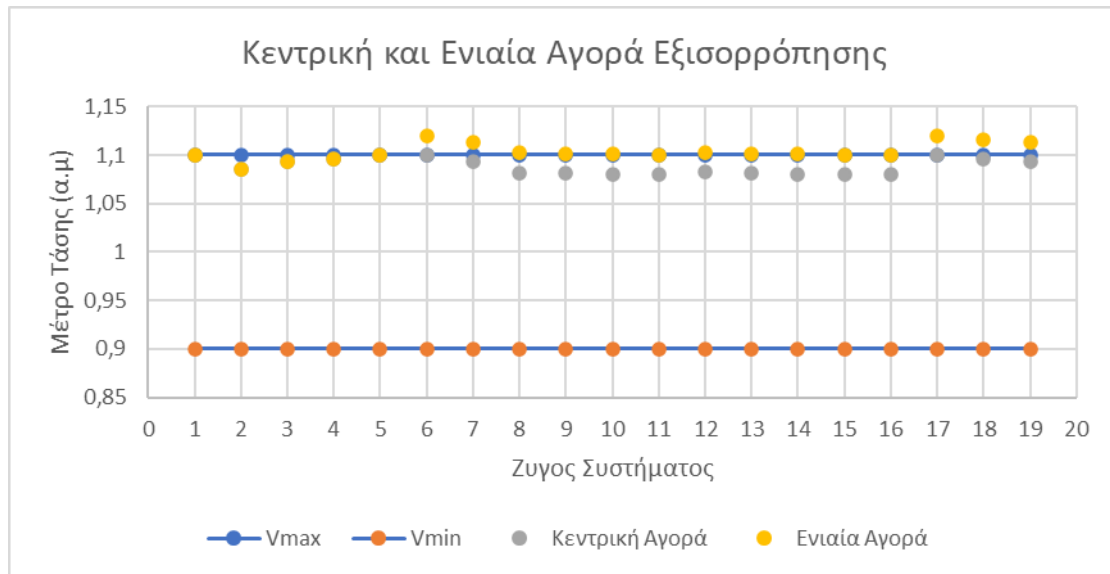
Παρατηρείται στο παραπάνω διάγραμμα πως για το κεντρικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, και οι δεκαεννέα ζυγοί του συστήματος βρίσκονται εντός των επιτρεπτών ορίων τάσης, αντίθετα για το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης δεκατέσσερις ζυγοί αντιμετωπίζουν προβλήματα υπέρτασης, με τιμές που ξεπερνούν το άνω επιτρεπτό όριο (1.1 α.μ).



Εικόνα 18 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1, 1^ο στιγμιότυπο

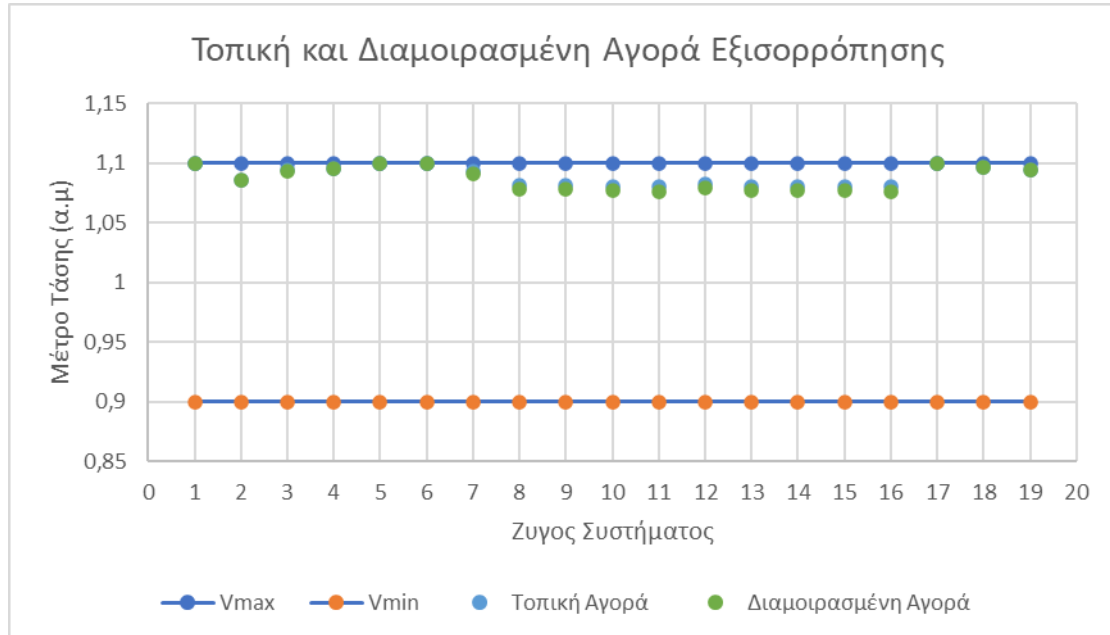
Παρατηρείται πως το σύνολο των ζυγών του δικτύου, τόσο για το τοπικό μοντέλο, όσο και για το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, βρίσκονται εντός των επιθυμητών ορίων μέτρου τάσης. Συνεπώς οι διαχειριστές δικτύου στις δύο αυτές περιπτώσεις δεν αντιμετωπίζουν προβλήματα διακύμανσης τάσης.

Συνεχίζοντας, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μέτρων τάσης των ζυγών για το 2^ο σενάριο προσομοίωσης για τις 07:00 π.μ.



Εικόνα 19 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2, 1^ο στιγμιότυπο

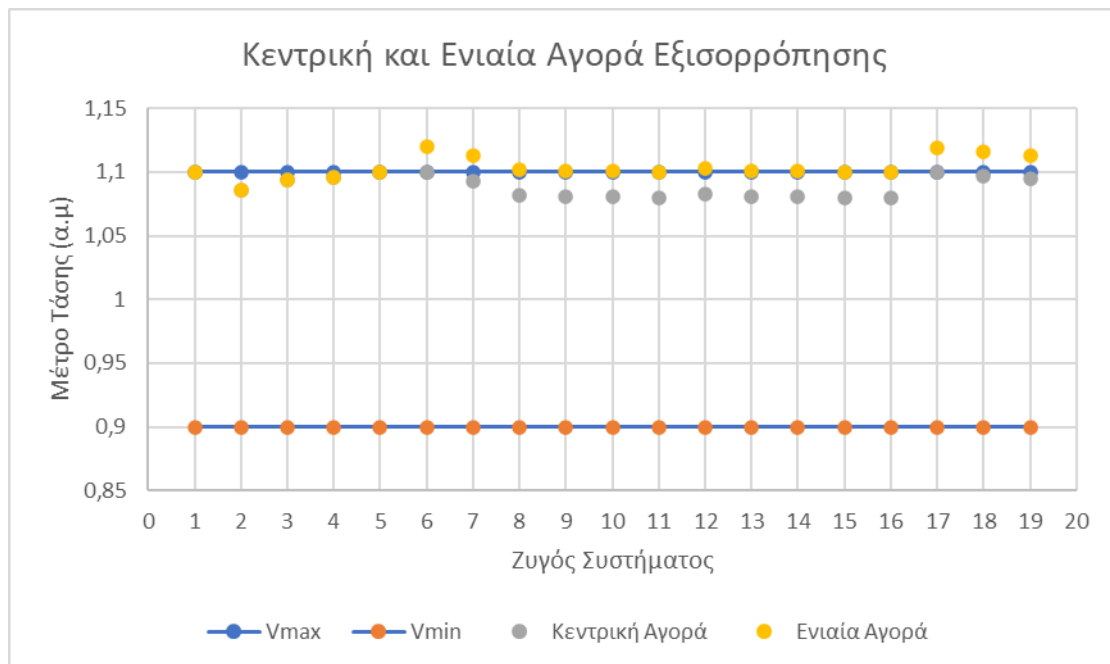
Το κεντρικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης και για το 2^ο σενάριο εμφανίζει αποτελέσματα, εντός των επιτρεπτών ορίων τάσης και για τους δεκαεννέα ζυγούς του συστήματος. Αντίθετα δεκατέσσερις ζυγοί του συστήματος στην ενιαία αγορά εξισορρόπησης είναι εκτός του ανώτατου επιτρεπτού ορίου των 1.1 α.μ.



Εικόνα 20 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2, 1^ο στιγμιότυπο

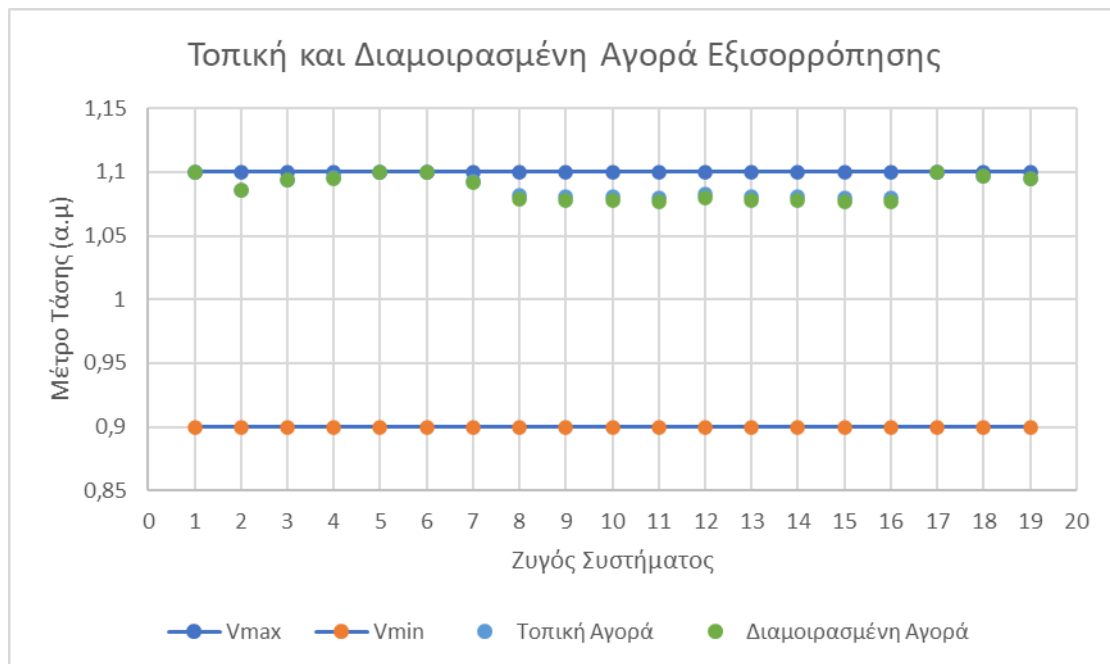
Τόσο για το τοπικό μοντέλο, όσο και για το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, το σύνολο των ζυγών του δικτύου βρίσκονται εντός επιτρεπτών ορίων. Το διαμοιρασμένο μοντέλο εμφανίζει μία ελαφρώς ηπιότερη κατανομή μέτρων τάσης σε σχέση με την τοπική αγορά εξισορρόπησης.

Κλείνοντας με τα αποτελέσματα των μέτρων τάσης για τους ζυγούς κατά την διάρκεια του 1^{ου} στιγμιότυπου, ακολουθούν τα αποτελέσματα και για το 3^ο σενάριο προσομοίωσης για τα τέσσερα , υπό εξέταση, μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.



Εικόνα 21 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3, 1^ο στιγμιότυπο

Παρατηρείται πως για την κεντρική αγορά, το σύνολο των ζυγών βρίσκεται εντός των προκαθορισμένων ορίων τάσης, αντίστοιχα για το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης αυτή την φορά δεκατέσσερις ζυγοί βρίσκονται εντός του ανώτατου ορίου.



Εικόνα 22 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3, 1^ο στιγμιότυπο

Το σύνολο των ζυγών τόσο για την τοπική αγορά, όσο και για την διαμοιρασμένη αγορά για το 3^ο σενάριο στις 07:00 π.μ. βρίσκονται εντός των προκαθορισμένων ορίων.

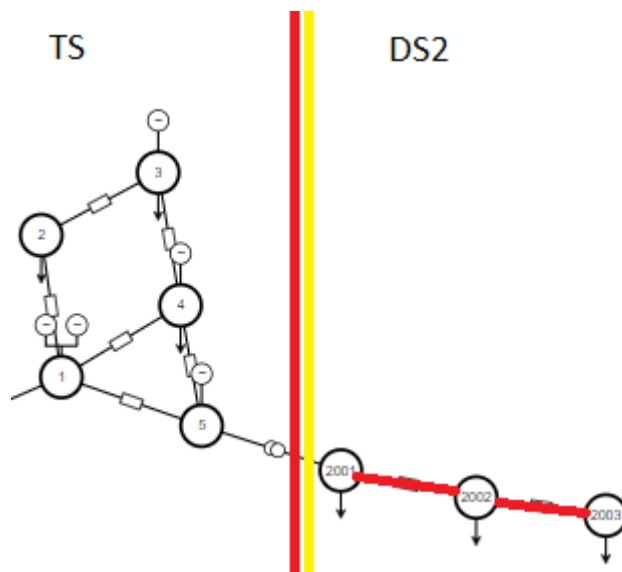
6.3.1.3: Σχολιασμός Αποτελεσμάτων

Βάσει των αποτελεσμάτων του πρώτου στιγμιότυπου εξάγονται τα εξής συμπεράσματα για τα τέσσερα υπό μελέτη μοντέλα αγοράς.

Αναφορικά με το συνολικό κόστος για κάθε σενάριο, παρατηρείται πως το χαμηλότερο κόστος επιτυγχάνεται στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης. Ακολουθούν το κεντρικό μοντέλο με το τοπικό μοντέλο εξισορρόπησης τα οποία έχουν και ίσο κόστος. Ακριβότερο μοντέλο αγοράς είναι το διαμοιρασμένο μοντέλο, αναμενόμενο καθώς κατά την επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος, ο κάθε διαχειριστής συστήματος είναι υπεύθυνος για να επιλύσει τα προβλήματα στα γεωγραφικά όρια του συστήματός του. Δεδομένου πως δεν υπάρχει κεντρική διαχείριση δεν είναι πάντα δυνατή η ενεργοποίηση των φθηνότερων προσφορών εξισορρόπησης, οδηγώντας σε αυξημένο συνολικό κόστος. Παρατηρείται επίσης πως το αισθητά μεγαλύτερο κομμάτι του κόστους εξισορρόπησης για όλα τα σενάρια και σε όλα τα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης το επιβαρύνεται ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς.

Σε επίπεδο συνολικών απωλειών το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς φαίνεται να διαχειρίζεται καλύτερα τις απώλειες, εμφανίζοντας τις χαμηλότερες μεταξύ των μοντέλων. Αυτό οφείλεται και πάλι στην έλλειψη κεντρικής διαχείρισης σε επίπεδο ενεργοποίησης προσφορών. Ο κάθε διαχειριστής ενεργοποιεί πηγές, οι οποίες βρίσκονται στα όρια του συστήματός του. Η ισχύς δεν ταξιδεύει σε μεγάλες αποστάσεις στο σύνολο του δικτύου, συνεπώς οι απώλειες είναι μειωμένες. Ακολουθεί και πάλι το ενιαίο μοντέλο αγοράς και έπειτα το κεντρικό με το τοπικό με αποτελέσματα που συμβαδίζουν και για τα τρία μεγέθη ισχύος.

Αναφορικά με τις συμφορήσεις γραμμών μεταφοράς παρατηρείται πως στο 1^ο σενάριο το Ενιαίο μοντέλο αγοράς εμφανίζει συμφορήσεις σε δύο γραμμές μεταφοράς, τις γραμμές 2001-2002 και 2002-2003, σε αντίθεση με τα υπόλοιπα τρία μοντέλα αγοράς. Οι συμφορήσεις, στις γραμμές αυτές φαίνονται στην Εικόνα 23, σημειωμένες με κόκκινο χρώμα. Είναι λογική η εμφάνιση συμφορήσεων στην περίπτωση του ενιαίου μοντέλου αγοράς καθώς κατά την επίλυση του μονού μοντέλου δεν εισάγονται σαν περιορισμοί, τα θερμικά όρια των γραμμών των συστημάτων διανομής και μεταφοράς.



Εικόνα 23 Συμφόρηση Γραμμών Συστήματος Διανομής 2, 1^ο στιγμιότυπο

Ίδιο φαινόμενο εμφανίζεται και στο 2^ο σενάριο, στην επίλυση του οποίου δεν έχουν ληφθεί σαν περιορισμοί, τα θερμικά όρια των γραμμών των συστημάτων μεταφοράς και διανομής. συνεπώς εμφανίζονται συμφορήσεις και στα τέσσερα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.

Οι διαχειριστές συστήματος είναι ικανοί να επιλύσουν το πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος, όταν εισέρχεται σαν περιορισμός, τα θερμικά όρια των γραμμών των συστημάτων διανομής και μεταφοράς. Παρατηρείται πως στα τρία μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης στα οποία ο περιορισμός αυτός είναι ενεργός, δηλαδή στο κεντρικό, στο τοπικό και στο διαμοιρασμένο μοντέλο, η τελική λύση δεν εμφανίζει κανένα πρόβλημα συμφόρησης γραμμών.

Αναφορικά με την τάση, στα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης τα οποία η τάση των ζυγών εισέρχεται σαν περιορισμός στην επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος (κεντρικό, τοπικό, διαμοιρασμένο), οι διαχειριστές με κατάλληλη διαχείριση της ροής έργου ισχύος, καταφέρνουν να κρατήσουν το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός των επιτρεπτών ορίων. Αυτό δεν συμβαίνει στο ενιαίο μοντέλο, στο οποίο δεν υπάρχει σαν περιορισμός το μέτρο της τάσης των ζυγών του δικτύου. Σε αυτό το μοντέλο παρατηρούνται υπερτάσεις εκτός επιτρεπτών ορίων, στην πλειοψηφία του συστήματος και συγκεκριμένα στα δύο δίκτυα διανομής.

Από το 1^ο αυτό στιγμιότυπο, παρατηρείται πως για χαμηλή προς μέτρια διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, οι Φ/Β μονάδες παράγουν κάτω από το 50% της ονομαστικής τους ισχύος, ενώ το Α/Π κάτω από το 70% του, το χαμηλότερο κόστος εξισορρόπησης επιτυγχάνεται με το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, το οποίο όμως εμφανίζει προβλήματα υπερτάσεων και συμφορήσεων γραμμών. Το κεντρικό μοντέλο δίνει το βέλτιστο αποτέλεσμα συναρτήσει κόστους, απωλειών, κατανομής τάσης και συμφορήσεων γραμμών, με τα αποτελέσματα το τοπικού μοντέλου να είναι ιδιαίτερα κοντινά. Τέλος το διαμοιρασμένο μοντέλο δίνει το ακριβότερο αποτέλεσμα

σε επίπεδο κόστους, ωστόσο το βέλτιστο σε επίπεδο κατανομής τάσης των ζυγών και απωλειών ισχύος.

6.3.2: 2^ο Στιγμιότυπο: Ώρα 17:00 μ.μ.

6.3.2.1: Κόστη και Απώλειες

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται τα συνολικά κόστη για το 1^ο στιγμιότυπο, της αγοράς εξισορρόπησης, για κάθε ένα από τα τέσσερα υπό δοκιμή μοντέλα αγοράς.

Πίνακας 13 Κόστη Σεναρίων 2^ο στιγμιότυπου

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	169.80 x10 ³ €	170.72 x10 ³ €	170.72 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	169.77 x10 ³ €	170.71 x10 ³ €	170.71 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	169.80 x10 ³ €	170.72 x10 ³ €	170.74 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	198.80 x10 ³ €	193.56 x10 ³ €	199.27 x10 ³ €

Παρατηρείται πως το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης συναντάται στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς. Αντίστοιχα το χαμηλότερο κόστος συναντάται και πάλι στο ενιαίο μοντέλο. Σημειώνεται επίσης πως και για τα τρία σενάρια, τα αποτελέσματα σε επίπεδο συνολικού κόστους για την κεντρική αγορά και για την τοπική αγορά, ταυτίζονται.

Στον παρακάτω πίνακα αναλύεται περαιτέρω το συνολικό κόστος της αγοράς εξισορρόπησης για κάθε σενάριο, δείχνοντας το κόστος που επωμίζονται οι διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς και των συστημάτων διανομής.

Πίνακας 14 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 2^ο στιγμιότυπο

	1 ^ο Σενάριο		2 ^ο Σενάριο		3 ^ο Σενάριο	
	Κόστος Συστήματος Μεταφορών	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφορών	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφορών	Κόστος Συστήματος Διανομής
Κεντρική Αγορά	0 x10 ³ €	169,80 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,73 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,73 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	0 x10 ³ €	169,77 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,71 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,71 x10 ³ €

Τοπική Αγορά	0 x10 ³ €	169,80 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,73 x10 ³ €	0 x10 ³ €	170,74x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	192,70 x10 ³ €	6,1 x10 ³ €	192,74 x10 ³ €	0,8 x10 ³ €	192,74x10 ³ €	6,50x10 ³ €

Παρατηρείται πως στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, για την κεντρική, την ενιαία και την τοπική αγορά εξισορρόπησης, το μεγαλύτερο κόστος επωμίζονται οι διαχειριστές δικτύων διανομής. Στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς ο διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς είναι εκείνος που αναπληρώνει το μεγαλύτερο ποσό ισχύος.

Παρακάτω παρουσιάζονται αναλυτικά οι απώλειες ενεργού ισχύος για κάθε ένα από τα τρία σενάρια, για το στιγμιότυπο των 17:00.

Πίνακας 15 Απώλειες Ενεργού Ισχύος, 2^ο στιγμιότυπο

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	6.14MW	6.15MW	6.14MW
Ενιαία Αγορά	6.14MW	6.14MW	6.14MW
Τοπική Αγορά	6.14MW	6.15MW	6.15MW
Διαμοιρασμένη Αγορά	6.16MW	6.16MW	6.16MW

Παρατηρείται πως και τα τρία μοντέλα σε επίπεδο ενεργού ισχύος εμφανίζουν κοντινά αποτελέσματα, με τις μέγιστες απώλειες να εμφανίζονται στο διαμοιρασμένο μοντέλο και στα τρία σενάρια. Η τοπική και η κεντρική αγορά εξισορρόπησης εμφανίζουν όμοια αποτελέσματα σε δύο από τα τρία σενάρια, και παραπλήσια στο 3^ο.

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται αναλυτικά, οι απώλειες άεργου ισχύος για τα ,υπό μελέτη, μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης και στα τρία σενάρια.

Πίνακας 16 Απώλειες Άεργου Ισχύος, 2^ο στιγμιότυπο

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	64.93MVAR	64.98MVAR	64.97MVAR
Ενιαία Αγορά	64.67MVAR	64.71MVAR	64.71MVAR
Τοπική Αγορά	64.92MVAR	64.98MVAR	64.96MVAR
Διαμοιρασμένη Αγορά	61.10MVAR	61.10MVAR	61.10MVAR

Το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εμφανίζει τις ελάχιστες απώλειες άεργου ισχύος και στα τρία σενάρια , με το ενιαίο να ακολουθεί. Τοπικό και κεντρικό μοντέλο εμφανίζουν διαφορές στο 2^ο δεκαδικό ψηφίο.

Στον πίνακα που ακολουθεί, αναφέρονται οι απώλειες φαινόμενης ισχύος για τα τρία σενάρια για τα υπό εξέταση μοντέλα.

Πίνακας 17 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος, 2^ο στιγμιότυπο

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	65.24MVA	65.30MVA	65.28MVA
Ενιαία Αγορά	64.99MVA	65.03MVA	65.03MVA
Τοπική Αγορά	65.24MVA	65.30MVA	65.28MVA
Διαμοιρασμένη Αγορά	61.42MVA	61.42MVA	61.42MVA

Κεντρική και τοπική αγορά εξισορρόπησης εμφανίζουν και πάλι ίσα, μεταξύ τους αποτελέσματα. Οι απώλειες τους, συγκριτικά με τα υπόλοιπα μοντέλα, είναι οι υψηλότερες που συναντώνται και στα τρία σενάρια για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο. Η διαμοιρασμένη αγορά εξισορρόπησης εμφανίζει την βέλτιστη αντιμετώπιση απωλειών, ενώ ακολουθεί η ενιαία.

6.3.2.2: Συμφορήσεις Γραμμών και διακύμανση τάσης

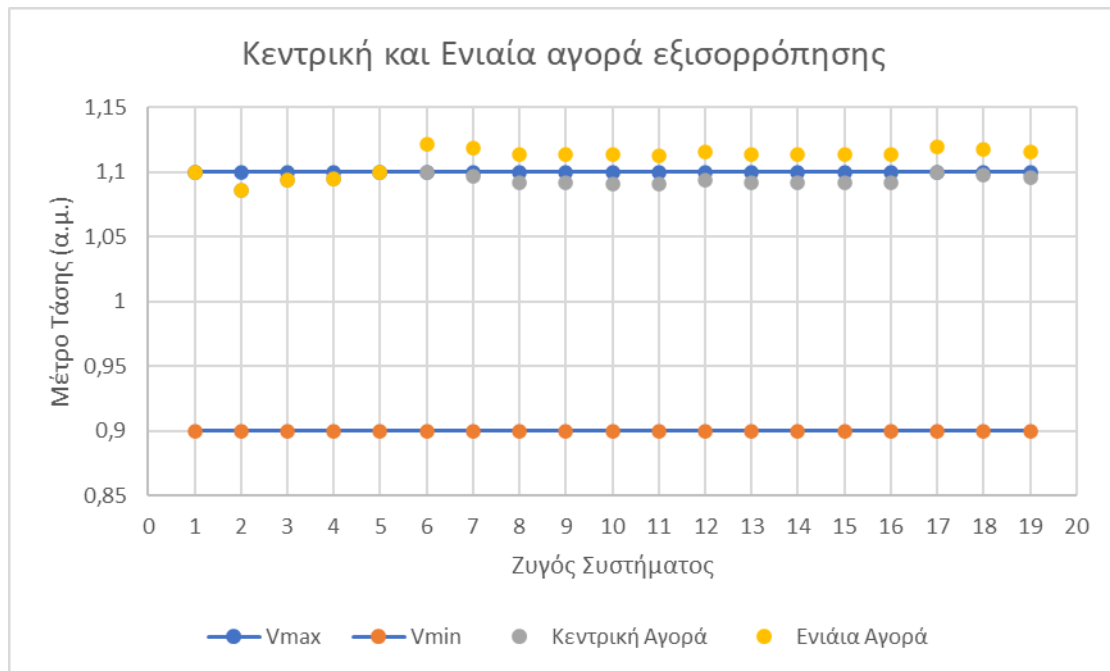
Στον παρακάτω πίνακα, εμφανίζονται αναλυτικά τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών στο δίκτυο ανά σενάριο και ανά μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης.

Πίνακας 18 Πλήθος συμφορήσεων 2^ο στιγμιότυπο.

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	0	0	0
Ενιαία Αγορά	0	0	0
Τοπική Αγορά	0	0	0
Διαμοιρασμένη Αγορά	0	2	0

Παρατηρείται πως στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι ροές ισχύος είναι τέτοιες ώστε να μην προκαλείται συμφόρηση γραμμών, ακόμη και στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο οποίο δεν εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής. Δεν αποφεύγονται οι συμφορήσεις για το διαμοιρασμένο μοντέλο, στο 2^ο σενάριο, στο οποίο δεν λαμβάνονται υπόψιν τα θερμικά όρια των γραμμών.

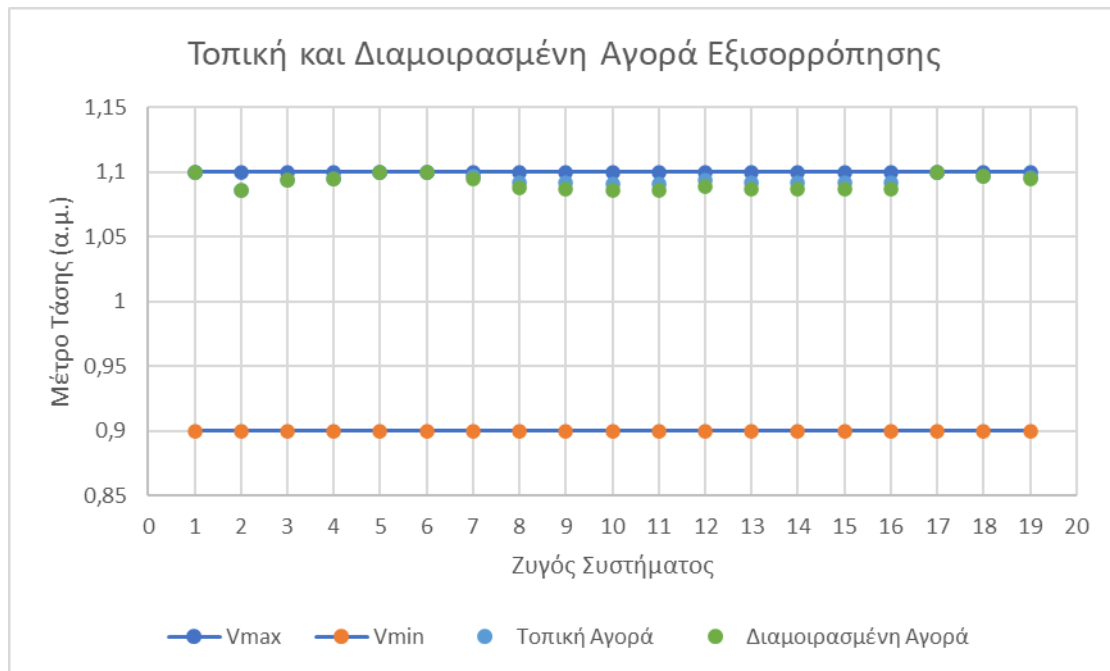
Παρακάτω φαίνονται σε μορφή διαγραμμάτων τα μέτρα τάσης των ζυγών του δικτύου ανά σενάριο και ανά μοντέλο αγοράς για το 2^ο υπό μελέτη στιγμιότυπο.



Εικόνα 24 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1, 2^ο στιγμιότυπο

Παρατηρείται στην κατανομή μέτρου τάσης των ζυγών του συστήματος, πως το σύνολο των ζυγών στο κεντρικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης είναι εντός των ορίων, με τρεις ζυγούς, δύο του δικτύου μεταφοράς και έναν του 1^{ου} δικτύου διανομής, να έχουν τιμή ίση με το άνω όριο (1.1 α.μ). Αναφορικά με την ενιαία αγορά εξισορρόπησης, δεκατέσσερις (14) ζυγοί βρίσκονται εκτός του ανώτατου ορίου, με υψηλότερη τιμή αυτή του ζυγού 1001 (1.12 α.μ).

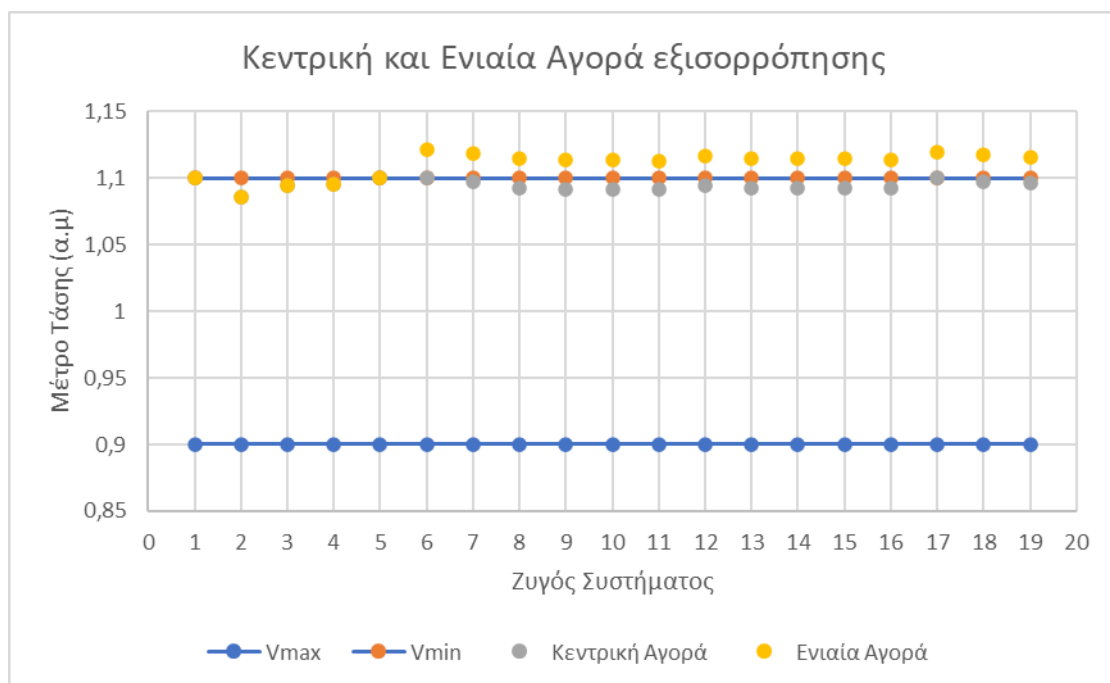
Παρακάτω εμφανίζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το σύνολο των ζυγών του συστήματος για την τοπική και διαμοιρασμένη αγορά εξισορρόπησης για το 1^ο σενάριο.



Εικόνα 25 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1, 2^ο στιγμιότυπο

Παρατηρείται πως το σύνολο των ζυγών του συστήματος, και για τα δύο υπό εξέταση μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, βρίσκονται εντός των ορίων, με το διαμοιρασμένο μοντέλο να επιτυγχάνει μια ηπιότερη κατανομή μέτρων τάσης.

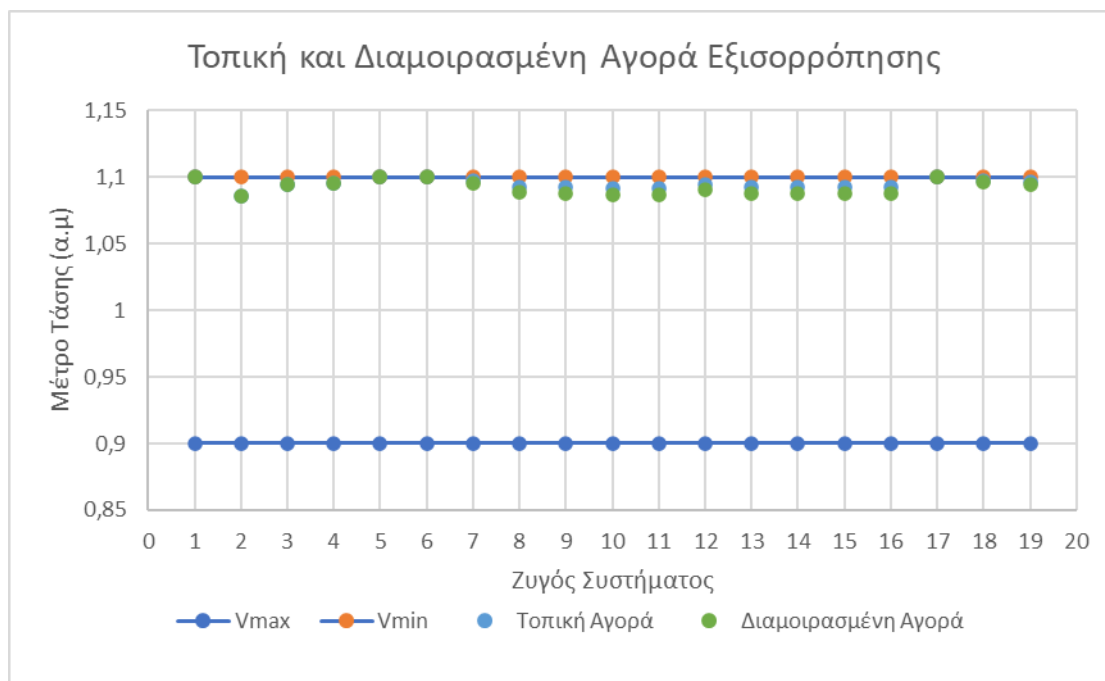
Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται οι τιμές μέτρων τάσης για τους ζυγούς του δικτύου για το κεντρικό και ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης για το 2^ο σενάριο.



Εικόνα 26 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2, 2^ο στιγμιότυπο

Τα αποτελέσματα μέτρων τάσης του συνόλου των ζυγών βρίσκονται εντός των προκαθορισμένων ορίων, ενώ για την ενιαία αγορά, και οι δεκατέσσερις (14) ζυγοί

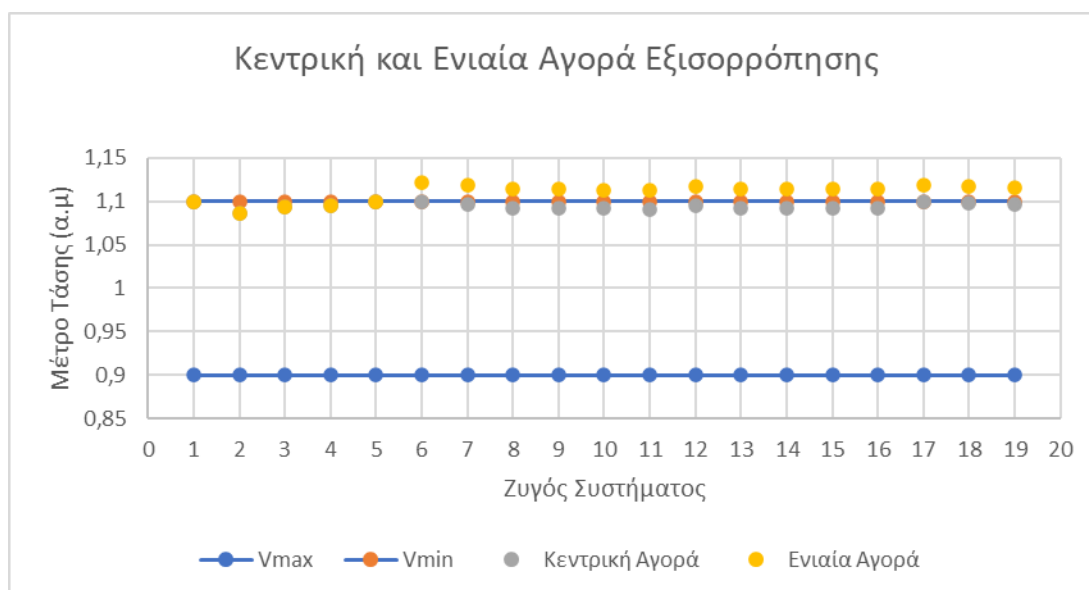
των συστημάτων διανομής, ξεπερνούν το ανώτατο όριο, με υψηλότερη τιμή να συναντάται στον ζυγό 1001, του 1^{ου} συστήματος διανομής (1.12 α.μ).



Εικόνα 27 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2, 2^ο στιγμιότυπο

Το τοπικό και το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς, και στο συγκεκριμένο σενάριο καταφέρνουν να κρατήσουν όλους τους ζυγούς του συστήματος, εντός προκαθορισμένων ορίων.

Για το 3^ο υπό μελέτη σενάριο για το στιγμιότυπο των 17:00 μ.μ. τα αποτελέσματα για τα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης φαίνονται αναλυτικά παρακάτω.

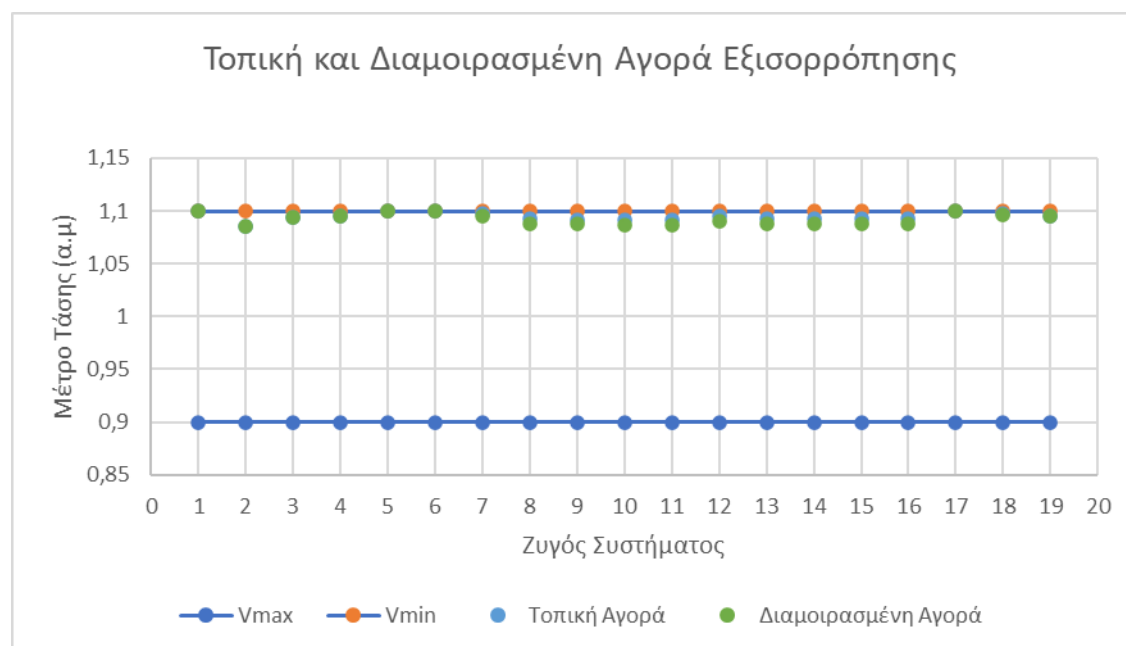


Εικόνα 28 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3, 2^ο στιγμιότυπο

Η κεντρική αγορά εξισορρόπησης, επιτυγχάνει και πάλι να έχει το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός ορίων, με μέτρο τάσης τριών ζυγών, δύο στο σύστημα

μεταφοράς και έναν στο 1^ο σύστημα διανομής, ίσο με το ανώτατο επιτρεπτό όριο (1.1 α.μ). Το σύνολο των ζυγών των δύο συστημάτων διανομής, στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, έχουν τιμή μέτρου τάσης εκτός του ανώτατου επιτρεπτού ορίου. Η μέγιστη τιμή εμφανίζεται στον ζυγό 1001 του 1^{ου} συστήματος διανομής (1.12 α.μ).

Τα αποτελέσματα των μέτρων τάσης για την τοπική και για την διαμοιρασμένη αγορά εξισορρόπησης για το 3^ο σενάριο, παρουσιάζονται παρακάτω.



Εικόνα 29 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3, 2^ο στιγμιότυπο

6.3.2.3: Σχολιασμός Αποτελεσμάτων

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων εξάγονται συγκεκριμένα συμπεράσματα για τα τέσσερα υπό μελέτη μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, και την συμπεριφορά αυτών για τα τρία διαφορετικά σενάρια.

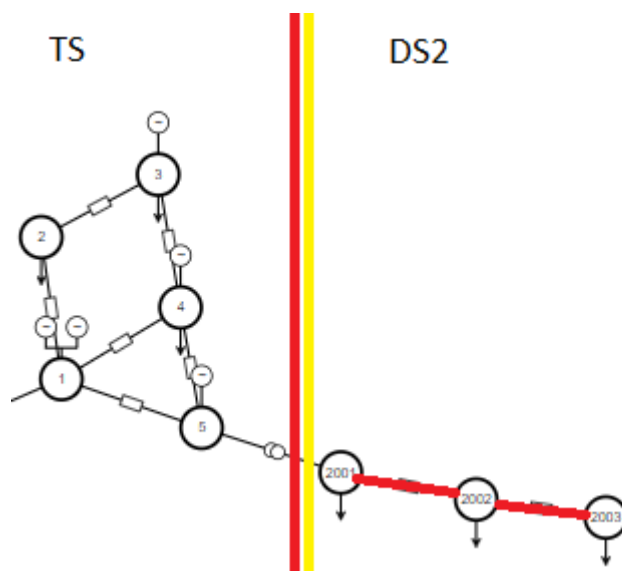
Σχετικά με το συνολικό κόστος εξισορρόπησης, το ελάχιστο κόστος εξισορρόπησης επιτυγχάνεται και στα τρία σενάρια στο ενιαίο μοντέλο αγοράς. Αντίθετα το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης εμφανίζεται στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης. Τοπική και Κεντρική αγορά εξισορρόπησης έχουν, στα δύο πρώτα σενάρια, ίδιο κόστος εξισορρόπησης, ενώ στο 3^ο σενάριο η διαφορά τους είναι της τάξης του 2^{ου} δεκαδικού ψηφίου. Άξιο αναφοράς στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο είναι το γεγονός πως η διαφορά κόστους μεταξύ ενιαίας και κεντρικής-τοπικής αγοράς εξισορρόπησης, εμφανίζεται στο 1^ο δεκαδικό ψηφίο.

Για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο, και στα τρία σενάρια, για την κεντρική, την ενιαία και τοπική αγορά εξισορρόπησης το κόστος εξισορρόπησης το αναλαμβάνουν εξολοκλήρου οι διαχειριστές των συστημάτων διανομής, καθώς δεν υπάρχει

ενεργοποίηση προσφοράς εξισορρόπησης στο δίκτυο μεταφοράς. Αντίθετα αυτό δεν συμβαίνει στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο οποίο ο διαχειριστής μεταφοράς επωμίζεται το μεγαλύτερο κομμάτι κόστους εξισορρόπησης.

Αναφορικά με τις απώλειες ισχύος στα υπό εξέταση μοντέλα, το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης εμφανίζει και στα τρία σενάρια τις χαμηλότερες απώλειες φαινόμενης ισχύος. Ακολουθεί το ενιαίο μοντέλο, και στο τέλος βρίσκονται το κεντρικό και τοπικό μοντέλο, με ίσα αποτελέσματα και στα τρία σενάρια.

Στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι διαχειριστές συστήματος είναι ικανοί να επιλύσουν τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών σε όλα τα σενάρια, είτε όταν εισέρχονται σαν περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών στην επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος, είτε όταν δεν εισέρχονται. Μοναδική εξαίρεση, το διαμοιρασμένο μοντέλο στο 2^ο σενάριο, στο οποίο εμφανίζονται συμφορήσεις, στις δύο γραμμές του 2^{ου} δικτύου διανομής, στο σχήμα εμφανίζονται και πάλι με κόκκινο χρώμα στην Εικόνα 30.



Εικόνα 30 Συμφορήσεις Γραμμών Συστήματος Διανομής 2, 2^ο στιγμιότυπο

Στα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, που τα επιτρεπτά όρια τάσης εισέρχονται ως περιορισμοί στην επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος (κεντρικό, τοπικό, διαμοιρασμένο), επιτυγχάνεται η εύρεση εφικτής λύσης στο πρόβλημα, με το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός ορίων και για τα τρία σενάρια. Αντίθετα, εμφανίζονται προβλήματα υπέρτασης και στα τρία σενάρια στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, καθώς και στις τρεις περιπτώσεις το σύνολο των ζυγών των δύο δικτύων διανομής, βρίσκεται εκτός των προκαθορισμένων ορίων τάσης.

Στο 2^ο αυτό στιγμιότυπο, υπάρχει εντονότερη διείσδυση της παραγωγής από ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Υπενθυμίζεται πως οι Φ/Β μονάδες παράγουν 90% της ονομαστικής τους ισχύος, με εξαίρεση τις μονάδες των ζυγών 1005 και 1008, οι οποίες παράγουν το 60% της ονομαστικής τους ισχύος, ενώ το Α/Π είχε πρόβλεψη παραγωγής ίση με το 65% της ονομαστικής του ισχύος και τελικά παρήγαγε 75% αυτής.

Παρατηρείται πως για υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης δίνει και πάλι το ελάχιστο κόστος εξισορρόπησης, όμως το κόστος αυτό είναι παραπλήσιο με αυτό της κεντρικής και της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης. Κεντρική και τοπική αγορά δίνουν ίδιο αποτέλεσμα κόστους, σε επίπεδο 2^{ου} δεκαδικού και στα τρία σενάρια, καθώς και ίδιο αποτέλεσμα απωλειών φαινόμενης ισχύος. Επίσης τα δύο αυτά μοντέλα αγοράς ικανοποιούν τους περιορισμούς τόσο για τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής, τόσο και τα επιτρεπτά όρια τάσης για το σύνολο των ζυγών. Αντίθετα το ενιαίο μοντέλο, οδηγεί σε υπερτάσεις το σύνολο των ζυγών των δικτύων διανομής και στα τρία σενάρια. Το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης εμφανίζει την βέλτιστη λύση από πλευράς διαχείρισης απωλειών και διακύμανση τάσης, ωστόσο είναι και το μοντέλο με το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης.

6.3.3: 3^ο Στιγμιότυπο: Ώρα 22:00 μ.μ. – Παρουσία Θερμικών Γεννητριών (ΠΘΓ)

Υπενθυμίζεται πως στη συγκεκριμένη περίπτωση, οι διαχειριστές δικτύου διανομής έχουν στην διάθεσή τους, για την αγορά εξισορρόπησης τρεις συμβατικές γεννήτριες, οι οποίες δεν συμμετέχουν στην αγορά επόμενης ημέρας (Πίνακας 2).

6.3.3.1: Κόστη και Απώλειες

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται αναλυτικά τα κόστη εξισορρόπησης για τα 4 υπό εξέταση μοντέλα για την 1^η περίπτωση του στιγμιότυπου των 22:00 μ.μ.

Πίνακας 19 Κόστη Σεναρίων 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	161,85 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	161,79 x10 ³ €	182,87 x10 ³ €	182,87 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	161,86 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €	182,98 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	189,95 x10 ³ €	197,33 x10 ³ €	203,04 x10 ³ €

Στα τρία σενάρια το χαμηλότερο κόστος συναντάται στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, με το διαμοιρασμένο μοντέλο να εμφανίζει το υψηλότερο κόστος. Τονίζεται πως κεντρική και τοπική αγορά εμφανίζουν διαφορετικό κόστος σε επίπεδο 2^{ου} δεκαδικού ψηφίου.

Στον παρακάτω πίνακα, γίνεται μία αναλυτικότερη παρουσίαση του κόστους για κάθε μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης. Γίνεται ένας διαχωρισμός σε κόστος που επιβαρύνει τον διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς και σε κόστος που επιβαρύνει τους διαχειριστές των συστημάτων διανομής, για κάθε ένα από τα 3 σενάρια.

Πίνακας 20 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1 ^ο Σενάριο		2 ^ο Σενάριο		3 ^ο Σενάριο	
	Κόστος Συστήματ	Κόστος Συστήματ	Κόστος Συστήματ	Κόστος Συστήματ	Κόστος Συστήματ	Κόστος Συστήματ

	ος Μεταφορά ς	ος Διανομής	ος Μεταφορά ς	ος Διανομής	ος Μεταφορά ς	ος Διανομής
Κεντρική Αγορά	0 x10 ³ €	161,85 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	0 x10 ³ €	161,79 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,87 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,87 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	0 x10 ³ €	161,86 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,97 x10 ³ €	0 x10 ³ €	182,98 x10 ³ €
Διαμοιρασμέ νη Αγορά	183,05 x10 ³ €	6.9 x10 ³ €	185,04 x10 ³ €	14,28 x10 ³ €	183,04 x10 ³ €	20 x10 ³ €

Παρατηρείται πως για το κεντρικό, το ενιαίο και το τοπικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, το συνολικό κόστος επιβαρύνει τους διαχειριστές των συστημάτων διανομής. Αντίθετα στο διαμοιρασμένο μοντέλο το μεγαλύτερο κόστος καλείται να καλύψει ο διαχειριστής μεταφοράς.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται αναλυτικά τα κόστη ενεργού ισχύος για τα υπό εξέταση μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης για καθένα από τα τρία σενάρια.

Πίνακας 21 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	5.68MW	5.71MW	5.71MW
Ενιαία Αγορά	5.67MW	5.70MW	5.70MW
Τοπική Αγορά	5.68MW	5.71MW	5.71MW
Διαμοιρασμένη Αγορά	5.62MW	5.63MW	5.63MW

Παρατηρείται πως το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εμφανίζει τις χαμηλότερες απώλειες ενεργού ισχύος και στα τρία σενάρια. Ακολουθεί το ενιαίο μοντέλο, και τέλος το κεντρικό με το τοπικό μοντέλο, τα οποία έχουν ίσα αποτελέσματα.

Ακολουθούν τα αναλυτικά αποτελέσματα των απωλειών άεργου ισχύος για τα τέσσερα υπό εξέταση μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.

Πίνακας 22 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	59.44MVAR	59.47MVAR	59.47MVAR
Ενιαία Αγορά	59.18MVAR	59.22MVAR	59.22MVAR
Τοπική Αγορά	59.44MVAR	59.47MVAR	59.47MVAR
Διαμοιρασμένη Αγορά	55.58MVAR	55.59MVAR	55.59MVAR

Το Διαμοιρασμένο μοντέλο εμφανίζει τις λιγότερες απώλειες άεργου ισχύος με το Ενιαίο να ακολουθεί. Κεντρική και Τοπική αγορά εξισορρόπησης εμφανίζουν ίδιες απώλειες άεργου ισχύος και στα τρία σενάρια.

Κλείνοντας την μελέτη απωλειών για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο, στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται οι συνολικές απώλειες φαινόμενης ισχύος για τα τέσσερα υπό μελέτη μοντέλα αγορών εξισορρόπησης.

Πίνακας 23 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	59.73MVA	59.78MVA	59.78MVA
Ενιαία Αγορά	59.47MVA	59.52MVA	59.52MVA
Τοπική Αγορά	59.73MVA	59.78MVA	59.78MVA
Διαμοιρασμένη Αγορά	55.88MVA	55.85MVA	55.89MVA

Οι ελάχιστες απώλειες μεταξύ των αγορών εμφανίζονται στο Διαμοιρασμένο μοντέλο και στα τρία σενάρια. Ακολουθεί το ενιαίο και τις μεγαλύτερες απώλειες εμφανίζουν το Κεντρικό και το Τοπικό μοντέλο αγοράς, με ίσα μεταξύ τους αποτελέσματα.

6.3.3.2: Συμφορήσεις γραμμών και Διακύμανση Τάσης

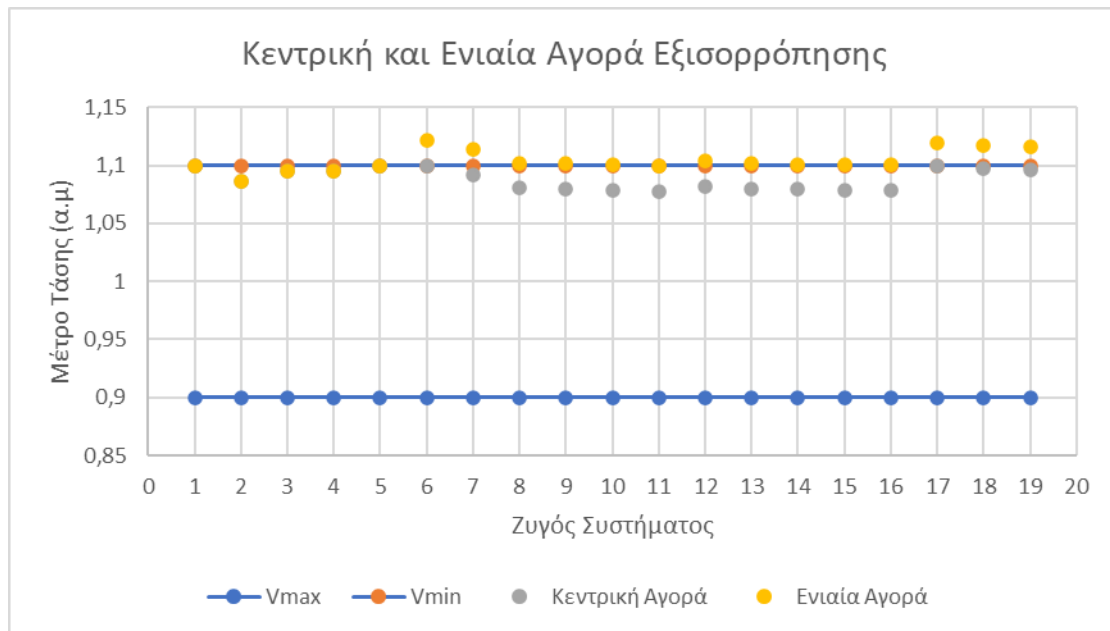
Παρακάτω παρουσιάζεται το πλήθος γραμμών μεταφοράς και διανομής, ανά μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης και ανά σενάριο μετά την επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος στην αγορά πραγματικού χρόνου.

Πίνακας 24 Πλήθος συμφορήσεων 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	0	0	0
Ενιαία Αγορά	0	0	0
Τοπική Αγορά	0	0	0
Διαμοιρασμένη Αγορά	0	2	0

Παρατηρείται πως στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι ροές ισχύος είναι τέτοιες ώστε να μην προκαλείται συμφόρηση γραμμών, ακόμη και στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο οποίο δεν εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής. Δεν αποφεύγονται οι συμφορήσεις για το διαμοιρασμένο μοντέλο, στο 2^ο σενάριο, κατά την επίλυση του οποίου, δεν εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια γραμμών μεταφοράς και διανομής.

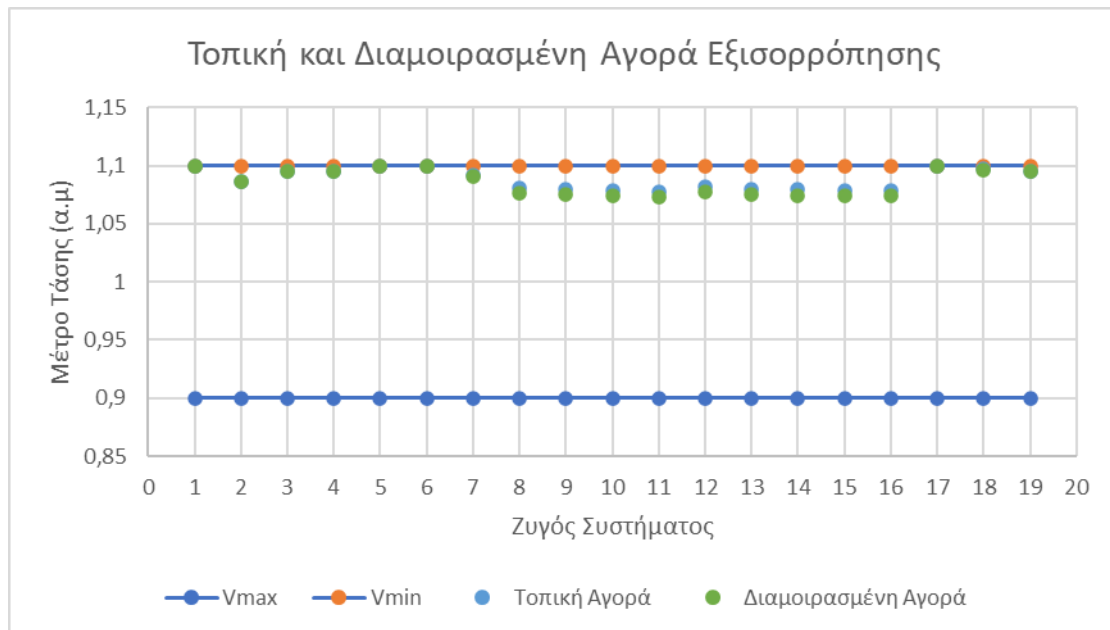
Συνεχίζοντας, παρακάτω φαίνονται σε μορφή διαγραμμάτων τα μέτρα τάσης των ζυγών του δικτύου ανά σενάριο και ανά μοντέλο αγοράς για το στιγμιότυπο των 22:00 μ.μ., παρουσία των συμβατικών γεννητριών.



Εικόνα 31 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Παρατηρείται πως στα αποτελέσματα της Κεντρικής αγοράς, το σύνολο των ζυγών του συστήματος βρίσκεται εντός των προκαθορισμένων ορίων. Αντίθετα, το μέτρο τάσης των ζυγών των δύο δικτύων διανομής στην ενιαία αγορά εμφανίζουν υπερτάσεις, άνω του επιτρεπτού ορίου (1.1 α.μ). Η ανώτατη τιμή, των εκτός ορίων ζυγών εμφανίζεται στον ζυγό 1001 (1.12 α.μ).

Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται τα μέτρα τάσης των ζυγών του συστήματος για το τοπικό και το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης για το 1^ο σενάριο.

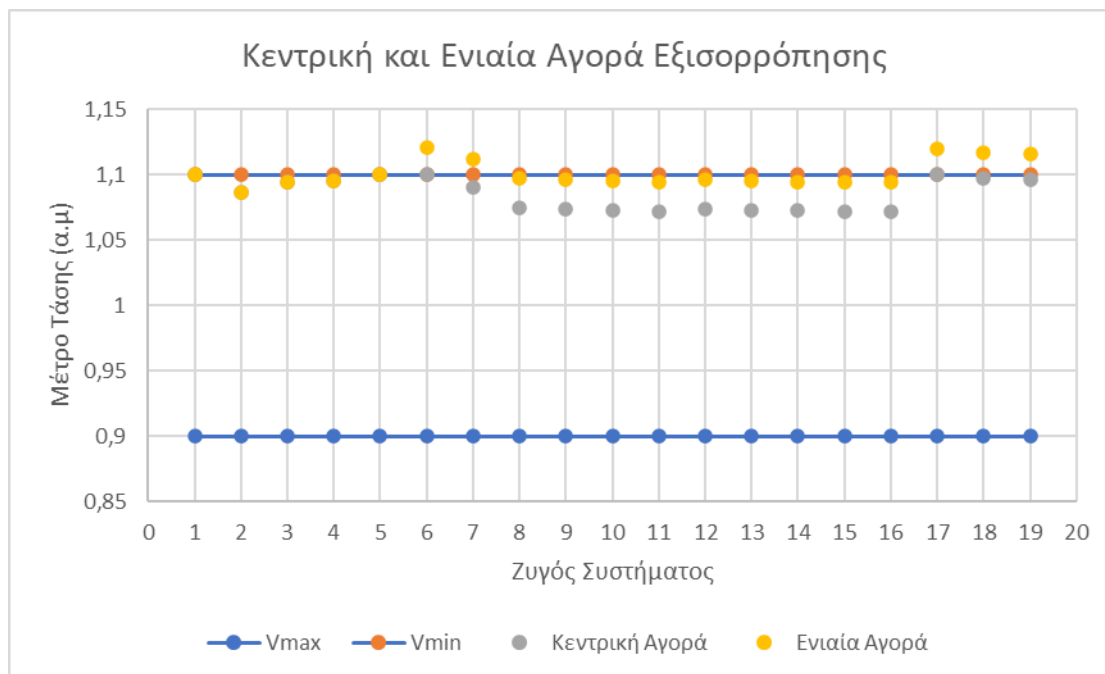


Εικόνα 32 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Τα δύο αυτά, υπό εξέταση, μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης δίνουν στο συγκεκριμένο σενάριο αποτελέσματα μέτρων τάσης ζυγών, εντός ορίων. Το

διαμοιρασμένο μοντέλο επιτυγχάνει ηπιότερα αποτελέσματα μέτρων τάσης συγκριτικά με το τοπικό.

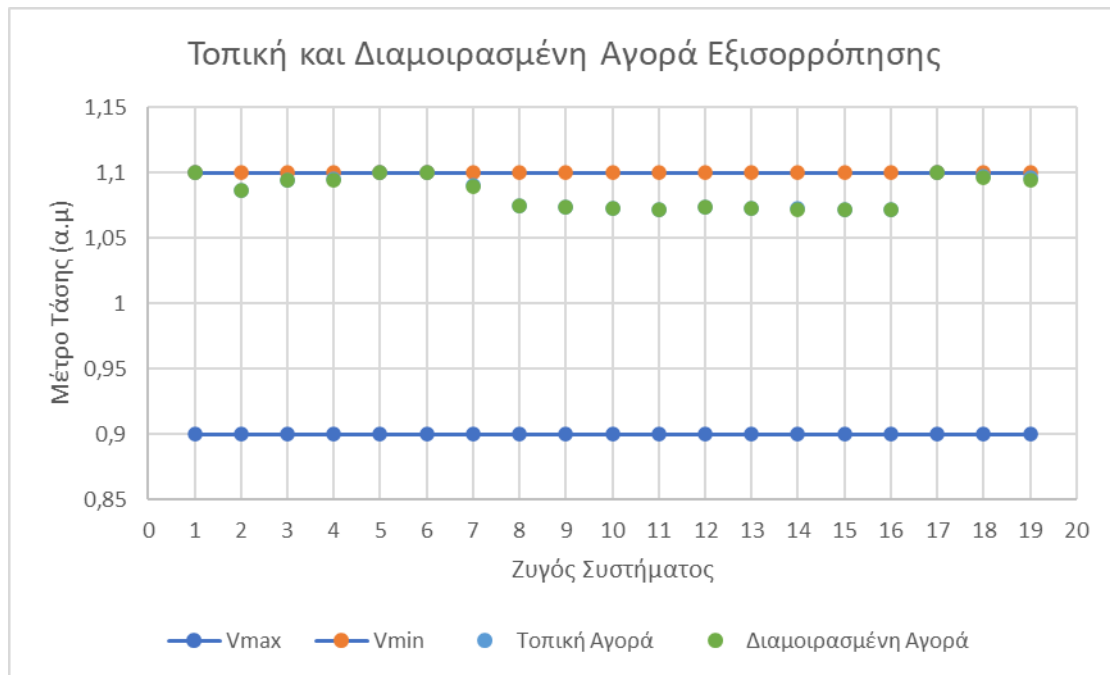
Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η τιμή μέτρου τάσης των ζυγών του συστήματος για το κεντρικό και το ενιαίο μοντέλο εξισορρόπησης, για το 2^ο σενάριο.



Εικόνα 33 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Το Κεντρικό μοντέλο επιτυγχάνει να κρατήσει το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός ορίων. Το ενιαίο μοντέλο εμφανίζει υπερτάσεις για πέντε ζυγούς, εκ των οποίων οι δύο βρίσκονται στο 1^ο σύστημα διανομής (1001,1002), ενώ οι υπόλοιποι τρεις στο 2^ο σύστημα διανομής (2001,2002,2003).

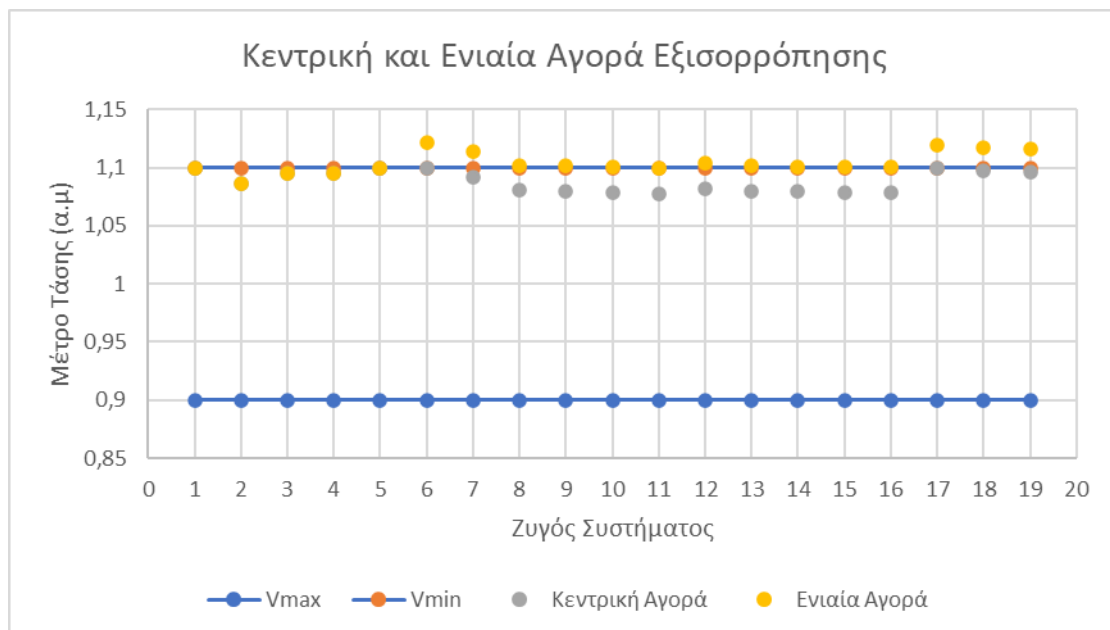
Στο παρακάτω διάγραμμα εμφανίζονται αντίστοιχα, τα αποτελέσματα για τα μέτρα τάσης των ζυγών για το τοπικό και το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο 2^ο σενάριο.



Εικόνα 34 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Τα παραπάνω αποτελέσματα για τα δύο υπό εξέταση μοντέλα δείχνουν πως τα μέτρα τάσης των ζυγών ταυτίζονται στις δύο αυτές αγορές.. Στο συγκεκριμένο σενάριο και τα δύο μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης δίνουν αποτελέσματα εντός ορίων για τις τάσεις, για το σύνολο των ζυγών.

Κλείνοντας με τα αποτελέσματα μέτρων τάσης, παρουσιάζονται παρακάτω τα αποτελέσματα για κεντρικό και ενιαίο μοντέλο για το 3^ο και τελευταίο σενάριο προς εξέταση.

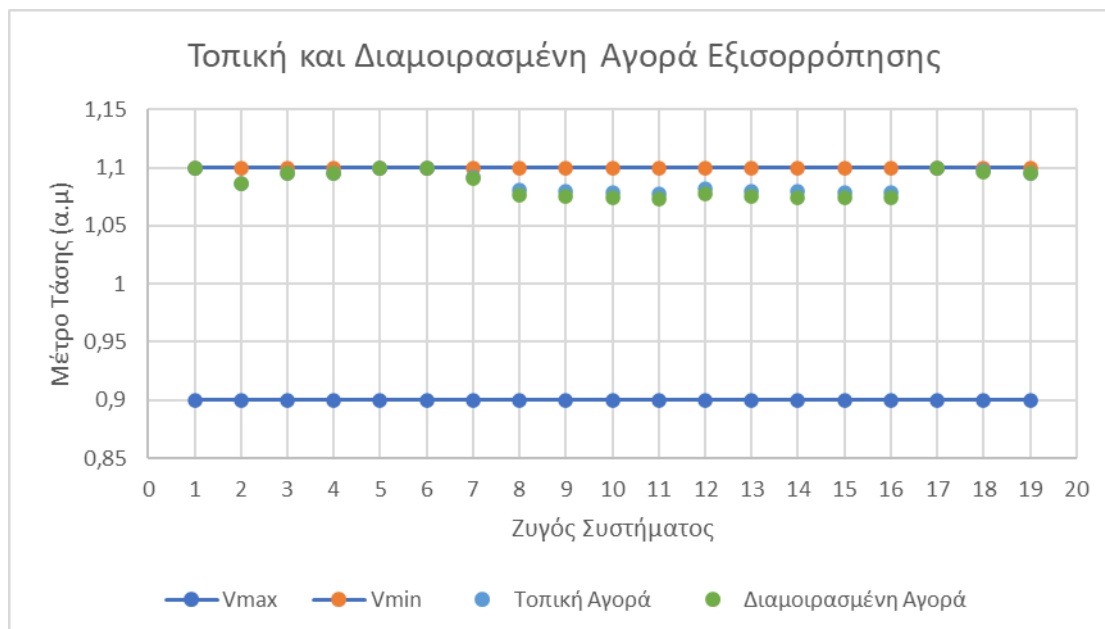


Εικόνα 35 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Οι ζυγοί του συστήματος, στο κεντρικό μοντέλο αγοράς βρίσκονται εντός των προκαθορισμένων ορίων. Αντίθετα στο ενιαίο μοντέλο αγοράς, το σύνολο των ζυγών

των 2 συστημάτων διανομής βρίσκονται εκτός του ανώτατου επιτρεπτού ορίου, με την υψηλότερη τιμή να εμφανίζεται στον ζυγό 1001 (1.12 α.μ).

Παρακάτω τα αποτελέσματα τοπικής και διαμοιρασμένης αγοράς εξισορρόπησης για το 3^ο σενάριο.



Εικόνα 36 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3,3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Και στα δύο μοντέλα, το σύνολο των ζυγών του συστήματος βρίσκεται εντός των επιτρεπτών ορίων τάσης.

6.3.3.3: Σχολιασμός Αποτελεσμάτων

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων εξάγονται συγκεκριμένα συμπεράσματα για τα 4 υπό μελέτη μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, και την συμπεριφορά αυτών για τα τρία διαφορετικά σενάρια.

Σχετικά με το συνολικό κόστος εξισορρόπησης, το ελάχιστο κόστος εξισορρόπησης επιτυγχάνεται και στα τρία σενάρια στο ενιαίο μοντέλο αγοράς. Αντίθετα το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης εμφανίζεται στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης. Τοπική και Κεντρική αγορά εξισορρόπησης έχουν, στα δύο πρώτα σενάρια, ίδιο κόστος εξισορρόπησης, ενώ στο 3^ο σενάριο η διαφορά τους είναι της τάξης του 2^{ου} δεκαδικού ψηφίου. Άξιο αναφοράς στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο είναι το γεγονός πως η διαφορά κόστους μεταξύ ενιαίας και κεντρικής-τοπικής αγοράς εξισορρόπησης, εμφανίζεται στο 1^ο δεκαδικό ψηφίο.

Για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο, και στα τρία σενάρια, για την κεντρική, την ενιαία και τοπική αγορά εξισορρόπησης το κόστος εξισορρόπησης το αναλαμβάνουν εξολοκλήρου οι διαχειριστές των συστημάτων διανομής, καθώς δεν υπάρχει ενεργοποίηση προσφοράς εξισορρόπησης στο δίκτυο μεταφοράς. Αντίθετα αυτό δεν

συμβαίνει στο διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο οποίο ο διαχειριστής μεταφοράς επωμίζεται το μεγαλύτερο κομμάτι κόστους εξισορρόπησης.

Όσον αφορά τις απώλειες σε κάθε μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, τα βέλτιστα αποτελέσματα σχετικά με τις συνολικές απώλειες φαινόμενης ισχύος συναντώνται στο διαμοιρασμένο μοντέλο εξισορρόπησης. Ακολουθεί το ενιαίο μοντέλο και τις μεγαλύτερες απώλειες εμφανίζουν το κεντρικό και το τοπικό μοντέλο αγοράς, με ίσα μεταξύ τους αποτελέσματα. Αξίζει αναφορά πως και στα τρία σενάρια, η διαφορά συνολικής φαινόμενης ισχύος μεταξύ ενιαίου και κεντρικού-τοπικού μοντέλου, είναι της τάξης του 1^{ου} δεκαδικού ψηφίου.

Προβλήματα συμφορήσεων γραμμών εμφανίζονται μόνο στο 2^ο σενάριο για το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς, στο οποίο οι γραμμές 2001-2002 και 2002-2003 είναι υπό συμφόρηση. Τονίζεται πως και στα τρία σενάρια, το ενιαίο μοντέλο δεν εμφανίζει συμφορήσεις γραμμών μεταφοράς και διανομής, παρόλο που δεν εισέρχονται σαν περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών κατά την επίλυση.

Στα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, που τα επιτρεπτά όρια τάσης εισέρχονται ως περιορισμοί στην επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος (κεντρικό, τοπικό, διαμοιρασμένο), επιτυγχάνεται η εύρεση εφικτής λύσης στο πρόβλημα, με το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός ορίων και για τα τρία σενάρια. Αντίθετα, εμφανίζονται προβλήματα υπέρτασης και στα τρία σενάρια στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, καθώς και στις τρεις περιπτώσεις το σύνολο των ζυγών των δύο δικτύων διανομής, βρίσκεται εκτός των προκαθορισμένων ορίων τάσης.

Στα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης, που τα επιτρεπτά όρια τάσης εισέρχονται ως περιορισμοί στην επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος (κεντρικό, τοπικό, διαμοιρασμένο), επιτυγχάνεται η εύρεση εφικτής λύσης στο πρόβλημα, με το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός ορίων και για τα τρία σενάρια. Αντίθετα, εμφανίζονται προβλήματα υπέρτασης εμφανίζονται στο ενιαίο μοντέλο εξισορρόπησης και στα τρία σενάρια αλλά με διαφορετικό βαθμό. Στο 2^ο σενάριο που τα θερμικά όρια των γραμμών δεν λαμβάνονται υπόψη στην επίλυση, πέντε ζυγοί βρίσκονται εκτός ορίων. Αντίθετα στα σενάρια 1 και 3 τα οποία τα θερμικά όρια εισέρχονται σαν περιορισμοί στην επίλυση, το σύνολο των ζυγών των δύο συστημάτων διανομής είναι εκτός του ανώτατου επιτρεπτού ορίου τάσης.

Στο στιγμιότυπο των 22:00 μ.μ., η διείσδυση παραγωγής ΑΠΕ στο μείγμα είναι χαμηλότερη συγκριτικά με τα προηγούμενα δύο στιγμιότυπα. Οι Φ/Β μονάδες δεν είναι προφανώς ικανές να παράγουν την συγκεκριμένη χρονική στιγμή, λόγω της παντελούς απουσίας ηλιακής ακτινοβολίας. Συνεπώς η μοναδική παραγωγή ΑΠΕ στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο είναι αυτή του Α/Π. Το συνολικό φορτίο προς εξυπηρέτηση βρίσκεται στην μέγιστη τιμή του, ίσο με το ονομαστικό φορτίο του δικτύου, λόγω της αυξημένης ζήτησης την συγκεκριμένη ώρα. Ελάχιστο κόστος συναντάται στο ενιαίο μοντέλο αγοράς, η διαφορά κόστους μεταξύ ενιαίου και κεντρικού αλλά και τοπικού μοντέλου εξισορρόπησης, καθώς τα δύο αυτά εμφανίζουν ίσα μεταξύ τους κόστη, συναντάται στο 1^ο δεκαδικό ψηφίο. Η διαφορά μεταξύ των μοντέλων αυτών είναι πως κεντρική και τοπική αγορά εξισορρόπησης, ικανοποιούν και τους περιορισμούς μέτρων τάσης των ζυγών, ενώ στο ενιαίο μοντέλο εμφανίζονται υπερτάσεις και στα τρία σενάρια. Το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης εμφανίζει την

βέλτιστη λύση από πλευράς διαχείρισης απωλειών και διακύμανση τάσης, ωστόσο παρουσιάζει και αισθητά αυξημένο κόστος.

6.3.4: 3^ο Στιγμιότυπο: Ώρα 22:00 μ.μ. – Απουσία Θερμικών Γεννητριών (ΑΘΓ)

Η διαφορά αυτής της περίπτωσης με την προηγούμενη είναι πως οι διαχειριστές δικτύων, δεν έχουν στην διάθεσή τους τις συμβατικές γεννήτριες, οι οποίες δεν συμμετείχαν στην αγορά επόμενης ημέρας, αλλά μονάχα στην αγορά εξισορρόπησης.

6.3.4.1: Κόστη και Απώλειες

Στον παρακάτω πίνακα αναφέρονται αναλυτικά τα κόστη εξισορρόπησης για τα τέσσερα υπό εξέταση μοντέλα, για το στιγμιότυπο των 22:00 μ.μ. χωρίς την παρουσία των τριών συμβατικών γεννητριών.

Πίνακας 25 Κόστη Σεναρίων 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	171,11 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	171,02 x10 ³ €	192,31 x10 ³ €	192,31 x10 ³ €
Τοπική Αγορά	171,13 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €	192,46 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	191,18 x10 ³ €	206,81 x10 ³ €	212,52 x10 ³ €

Το ελάχιστο κόστος επιτυγχάνεται και στα τρία σενάρια από την ενιαία αγορά εξισορρόπησης, ακολουθούν η κεντρική και η ενιαία αγορά. Η λύση με το υψηλότερο κόστος, είναι αυτή της διαμοιρασμένης αγοράς και στα τρία σενάρια για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο.

Συνεχίζοντας, γίνεται μια αναλυτικότερη παρουσίαση του κόστους αναφορικά με το ποσό που θα χρειαστούν να καταβάλουν οι διαχειριστές συστήματος μεταφοράς και διανομής για την εξισορρόπηση, την συγκεκριμένη ώρα.

Πίνακας 26 Κόστη ανά διαχειριστή συστήματος για κάθε σενάριο, 3^ο στιγμιότυπο, ΑΘΓ

	1 ^ο Σενάριο		2 ^ο Σενάριο		3 ^ο Σενάριο	
	Κόστος Συστήματος Μεταφορές	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφορές	Κόστος Συστήματος Διανομής	Κόστος Συστήματος Μεταφορές	Κόστος Συστήματος Διανομής
Κεντρική Αγορά	0 x10 ³ €	171,11 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €
Ενιαία Αγορά	0 x10 ³ €	171,02 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,31 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,31 x10 ³ €

Τοπική Αγορά	0 x10 ³ €	171,13 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,45 x10 ³ €	0 x10 ³ €	192,46 x10 ³ €
Διαμοιρασμένη Αγορά	183,04 x10 ³ €	8,14 x10 ³ €	183,01 x10 ³ €	23,80 x10 ³ €	183,01 x10 ³ €	29,51 x10 ³ €

Παρατηρείται πως σε τρία μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης (Κεντρική, Ενιαία, Τοπική) το κόστος επιβαρύνει μονάχα τους διαχειριστές συστημάτων διανομής. Αντίθετα στο διαμοιρασμένο μοντέλο, το επικρατέστερο κομμάτι του κόστους επιφορτίζεται ο διαχειριστής συστήματος μεταφοράς.

Παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω οι απώλειες ενεργού ισχύος για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο.

Πίνακας 27 Απώλειες Ενεργού Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	5.70MW	5.74MW	5.74MW
Ενιαία Αγορά	5.70MW	5.73MW	5.73MW
Τοπική Αγορά	5.70MW	5.74MW	5.74MW
Διαμοιρασμένη Αγορά	5.62MW	5.66MW	5.66MW

Χαμηλότερες απώλειες ενεργού ισχύος επιτυγχάνει το Διαμοιρασμένο μοντέλο, ακολουθούμενο από το Ενιαίο. Τις υψηλότερες απώλειες εμφανίζουν Κεντρικό και Τοπικό μοντέλο με ίσα αποτελέσματα μεταξύ τους. Εξάιρεση αποτελεί το 1^ο σενάριο, στο οποίο Κεντρικό, Ενιαίο και Τοπικό μοντέλο εμφανίζουν ίσα αποτελέσματα.

Στον παρακάτω πίνακα αναφέρονται αναλυτικά για τα τρία σενάρια οι απώλειες άεργου ισχύος για κάθε μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης.

Πίνακας 28 Απώλειες Άεργου Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

	1^ο σενάριο	2^ο σενάριο	3^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	59.47MVAR	59.52MVAR	59.52MVAR
Ενιαία Αγορά	59.21MVAR	59.26MVAR	59.26MVAR
Τοπική Αγορά	59.47MVAR	59.52MVAR	59.52MVAR
Διαμοιρασμένη Αγορά	55.58MVAR	55.63MVAR	55.63MVAR

Η Διαμοιρασμένη αγορά δίνει το βέλτιστο αποτέλεσμα αναφορικά με τις απώλειες άεργου ισχύος, όπως φαίνεται και στον πίνακα, και στα τρία σενάρια. Ακολουθεί η ενιαία αγορά ενώ στο τέλος, με ίσα μεταξύ τους αποτελέσματα, βρίσκονται κεντρική και τοπική αγορά.

Κλείνοντας με την ανάλυση των απωλειών για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο παρακάτω αναφέρονται οι συνολικές απώλειες φαινόμενης ισχύος για το καθένα από τα τέσσερα μοντέλα αγοράς εξισορρόπησης.

Πίνακας 29 Απώλειες Φαινόμενης Ισχύος Σεναρίων, 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	59.73MVA	59.78MVA	59.78MVA
Ενιαία Αγορά	59.47MVA	59.52MVA	59.52MVA
Τοπική Αγορά	59.73MVA	59.78MVA	59.78MVA
Διαμοιρασμένη Αγορά	55.88MVA	55.89MVA	55.88MVA

Σύμφωνα με τον παρακάτω πίνακα, το μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης με τις χαμηλότερες απώλειες φαινόμενης ισχύος, είναι το διαμοιρασμένο. Ακολουθεί το ενιαίο και τα μοντέλα με τις υψηλότερες απώλειες φαινόμενης ισχύος είναι το κεντρικό και το τοπικό. Αξίζει να σημειωθεί πως τα δύο αυτά μοντέλα εμφανίζουν ίσα μεταξύ τους αποτελέσματα.

6.3.4.2: Συμφορήσεις γραμμών και Διακύμανση Τάση

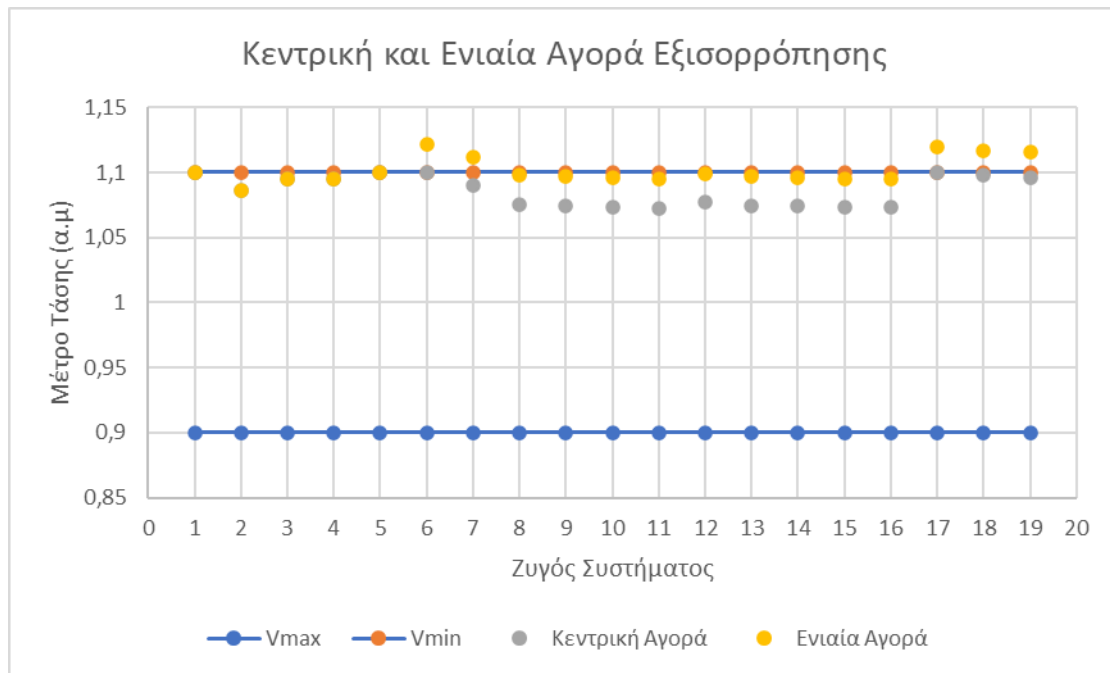
Παρακάτω παρουσιάζεται το πλήθος γραμμών μεταφοράς και διανομής, ανά μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης και ανά σενάριο μετά την επίλυση της AC βέλτιστης ροής ισχύος στην αγορά πραγματικού χρόνου.

Πίνακας 30 Πλήθος συμφορήσεων 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

	1 ^ο σενάριο	2 ^ο σενάριο	3 ^ο σενάριο
Κεντρική Αγορά	0	0	0
Ενιαία Αγορά	0	0	0
Τοπική Αγορά	0	0	0
Διαμοιρασμένη Αγορά	0	2	0

Παρατηρείται πως στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο, οι ροές ισχύος είναι τέτοιες ώστε να μην προκαλείται συμφόρηση γραμμών, ακόμη και στο ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, στο οποίο δεν εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής. Δεν αποφεύγονται οι συμφορήσεις για το διαμοιρασμένο μοντέλο, στο 2^ο σενάριο, κατά την επίλυση του οποίου, δεν εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια γραμμών μεταφοράς και διανομής.

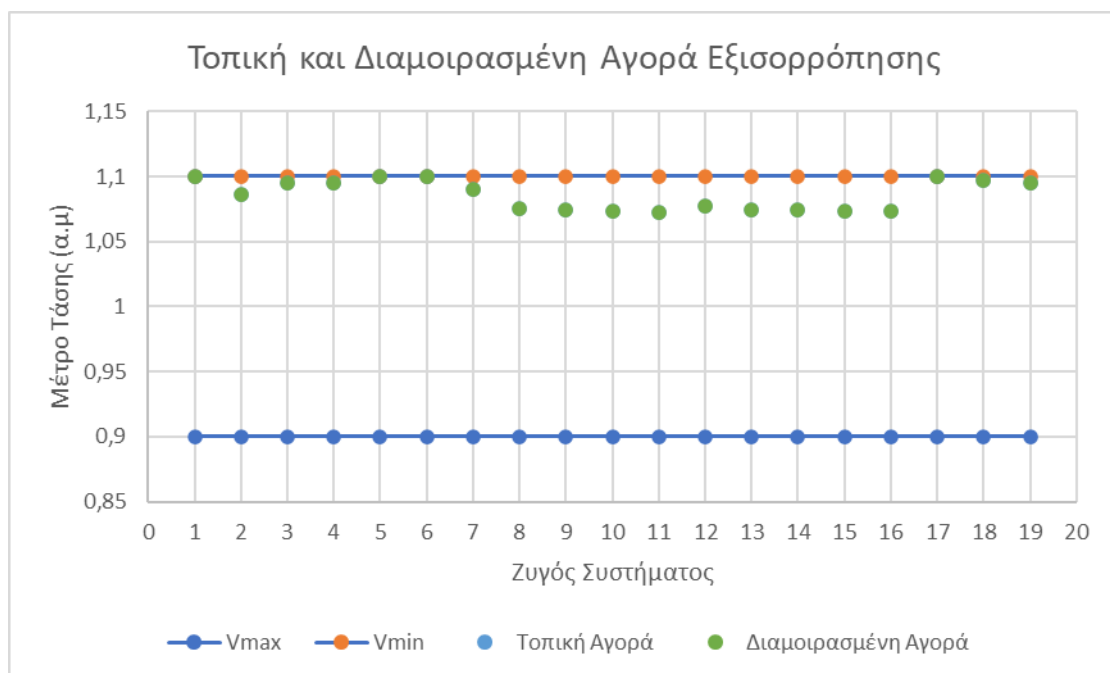
Συνεχίζοντας, παρακάτω φαίνονται σε μορφή διαγραμμάτων τα μέτρα τάσης των ζυγών του δικτύου ανά σενάριο και ανά μοντέλο αγοράς για το στιγμιότυπο των 22:00 μ.μ., απουσία των συμβατικών γεννητριών.



Εικόνα 37 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 1,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Παρατηρείται πως στα αποτελέσματα της Κεντρικής αγοράς, το σύνολο των ζυγών του συστήματος βρίσκεται εντός των προκαθορισμένων ορίων. Αντίθετα, το μέτρο τάσης των ζυγών των δύο δικτύων διανομής στην ενιαία αγορά εμφανίζουν υπερτάσεις, άνω του επιτρεπτού ορίου (1.1 α.μ). Η ανώτατη τιμή, των εκτός ορίων ζυγών εμφανίζεται στον ζυγό 1001 (1.12 α.μ).

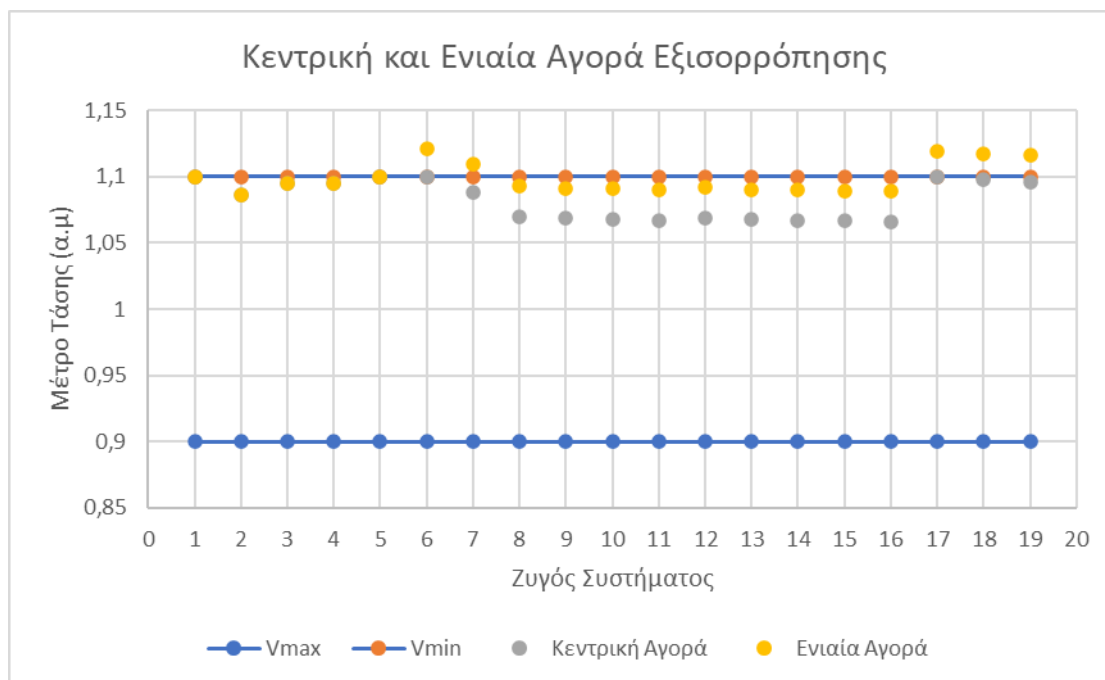
Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζονται τα μέτρα τάσης των ζυγών του συστήματος για το τοπικό και το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης για το 1^ο σενάριο.



Εικόνα 38 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 1,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο, τόσο η τοπική αγορά, όσο και η διαμοιρασμένη αγορά επιλύουν το AC πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος, με το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός των επιτρεπτών ορίων μέτρου τάσης. Άξιο αναφοράς είναι πως τα μέτρα τάσης των ζυγών στα δύο αυτά μοντέλα δεν διαφέρουν, παρά στο 3^ο δεκαδικό ψηφίο.

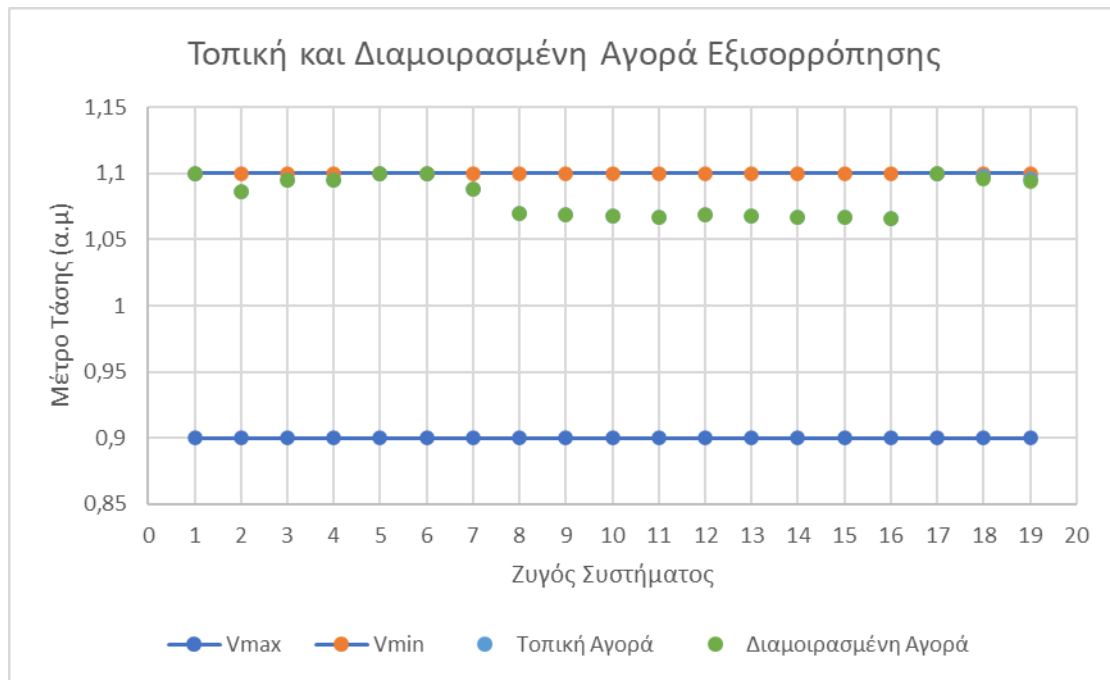
Τα αποτελέσματα των μέτρων τάσης των ζυγών του συστήματος, για το κεντρικό και το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης του 2^{ου} σεναρίου, φαίνονται παρακάτω.



Εικόνα 39 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 2,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Η τελική λύση της κεντρικής αγοράς εξισορρόπησης, δίνει για το σύνολο των ζυγών του συστήματος αποτελέσματα εντός επιθυμητών ορίων, αντίθετα δεν συμβαίνει το ίδιο και με την λύση της ενιαίας αγοράς. Παρατηρείται πως πέντε ζυγοί των δύο δικτύων διανομής (1001,1002,2001,2002,2003) είναι εκτός του ανώτατου επιτρεπτού ορίου τάσης, με την υψηλότερη τιμή να συναντάται στον ζυγό 1001 (1.12 α.μ).

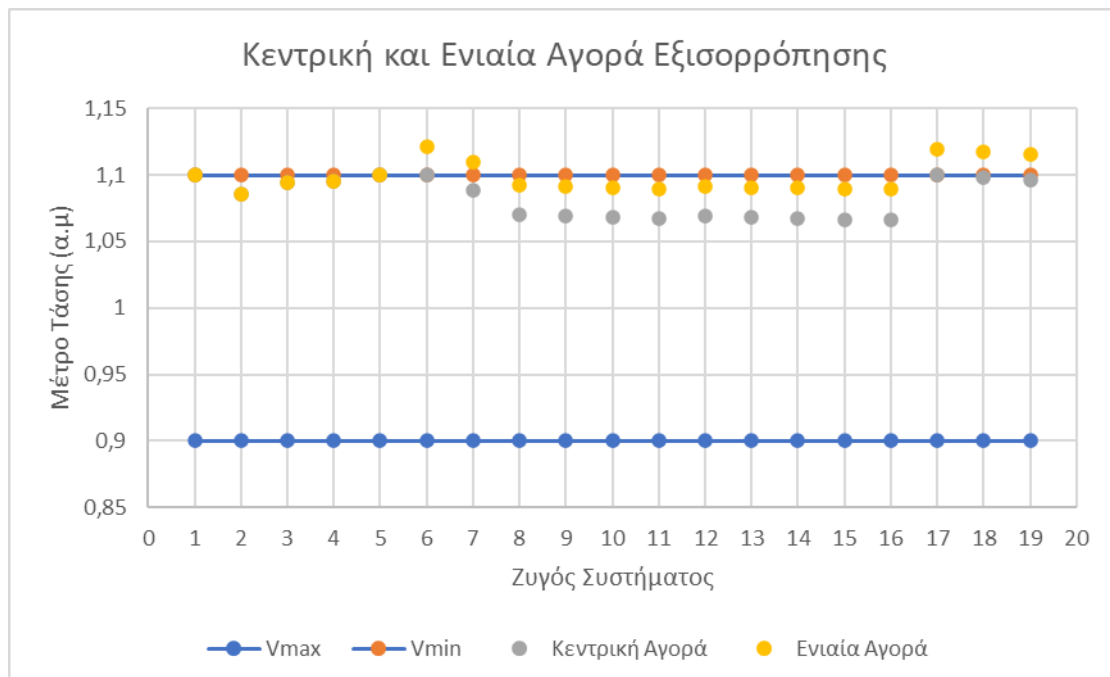
Αντίστοιχα στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται η κατανομή του μέτρου τάσης των ζυγών του συστήματος και για τα άλλα δύο υπό εξέταση μοντέλα, για το 2^ο σενάριο.



Εικόνα 40 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 2,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Τα δύο αυτά μοντέλα δίνουν λύση στο πρόβλημα βελτιστοποίησης, με το σύνολο των ζυγών εντός επιθυμητών ορίων.

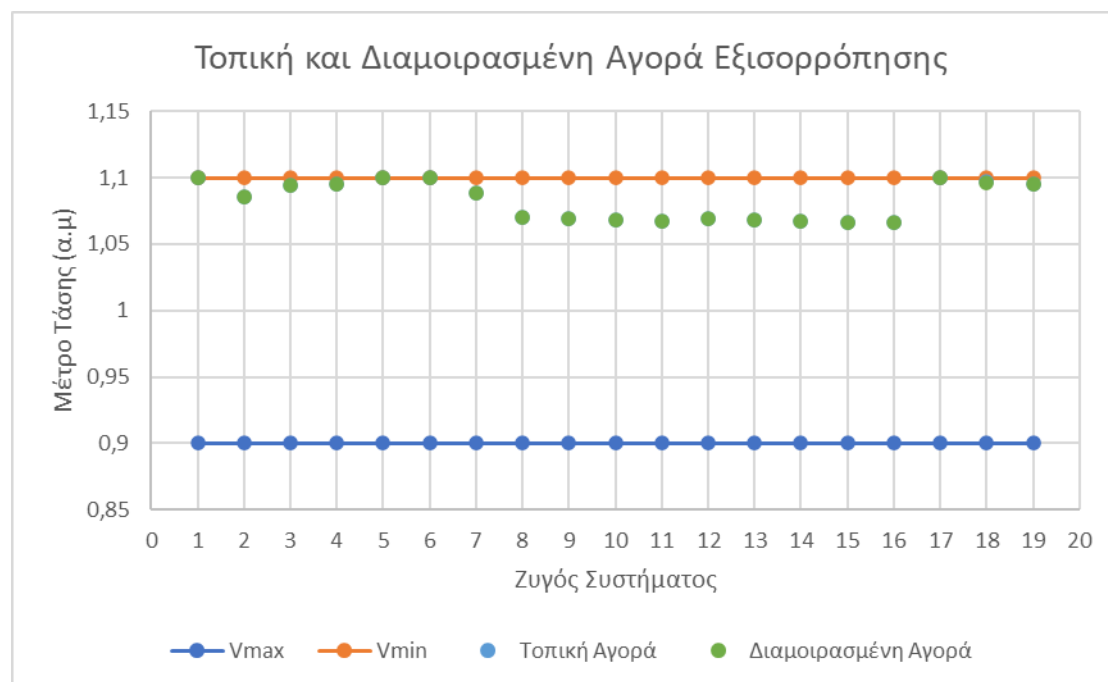
Κλείνοντας με την παρουσίαση αποτελεσμάτων μέτρων τάσης, στο παρακάτω διάγραμμα βλέπουμε τα μέτρα τάσης των ζυγών του συστήματος για το κεντρικό και διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς, για το 3^ο και τελευταίο σενάριο.



Εικόνα 41 Μέτρα Τάσης Ζυγών Κεντρικής και Ενιαίας Αγοράς Σενάριο 3,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Η κεντρική αγορά είναι ικανή να κρατήσει το σύνολο των ζυγών της εντός ορίων για το μέτρο τάσης τους. Αντίθετα στο ενιαίο μοντέλο εμφανίζονται προβλήματα υπέρτασης για πέντε ζυγούς στο σύστημα διανομής (1001,1002,2001,2002,2003). Υψηλότερη τιμή εμφανίζεται στο ζυγό 1001, του 1^{ου} συστήματος διανομής (1.12α.μ).

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται τα αποτελέσματα των άλλων δύο υπό εξέταση μοντέλων, για το 3^ο σενάριο.



Εικόνα 42 Μέτρα Τάσης Ζυγών Τοπικής και Διαμοιρασμένης Αγοράς Σενάριο 3,3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Η τελική λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης, τόσο για το τοπικό, όσο και για το διαμοιρασμένο μοντέλο εξισορρόπησης, έχει το σύνολο των ζυγών του συστήματος εντός επιθυμητών ορίων. Μάλιστα οι διαφορές των τιμών του μέτρου τάσης στους ζυγούς του συστήματος, μεταξύ των δύο μοντέλων, είναι της τάξης του 3^{ου} δεκαδικού ψηφίου.

6.3.4.3: Σχολιασμός Αποτελεσμάτων

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων και για το συγκεκριμένο στιγμιότυπο, εξάγονται συμπεράσματα για την συμπεριφορά των υπό εξέταση μοντέλων.

Αναφορικά με το κόστος, το ενιαίο μοντέλο δίνει και πάλι το ελάχιστο κόστος εξισορρόπησης, αν και αυτή την φορά η διαφορά κόστους ενιαίου μοντέλου, με το κεντρικό αλλά και το τοπικό μοντέλο, καθώς αυτά τα δύο δίνουν παραπλήσια αποτελέσματα τελικού κόστους, συναντάται στο 1^ο δεκαδικό ψηφίο. Το διαμοιρασμένο μοντέλο δίνει και πάλι την λύση με το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης.

Κοιτώντας τις συνολικές απώλειες φαινόμενης ισχύος, τοπικό και κεντρικό μοντέλο δίνουν ίσα αποτελέσματα και στα τρία σενάρια, ενώ η διαφορά των απωλειών των σεναρίων αυτών με τις αντίστοιχες του ενιαίου μοντέλου είναι, και πάλι, της τάξης του 1^{ου} δεκαδικού ψηφίου. Το διαμοιρασμένο μοντέλο είναι και στα τρία σενάρια, αυτό με τις χαμηλότερες απώλειες φαινόμενης ισχύος.

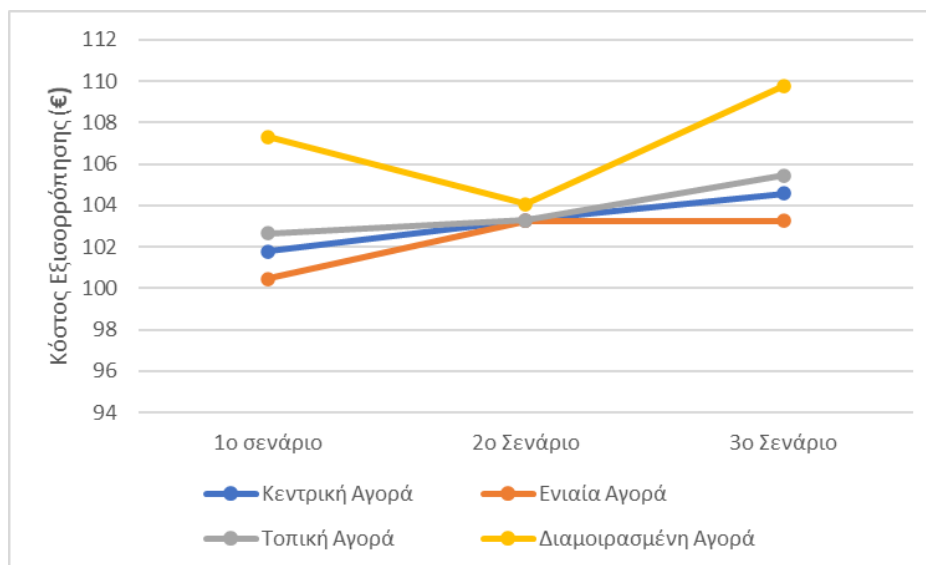
Προβλήματα συμφόρησης γραμμών συναντώνται μόνο στο 2^ο σενάριο για το διαμοιρασμένο μοντέλο, οι οποίες όμως δεν συναντώνται στο 3^ο σενάριο, στο οποίο εισέρχονται σαν περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών. Για τα υπόλοιπα μοντέλα αγοράς δεν εμφανίζονται προβλήματα συμφόρησης σε κανένα από τα τρία σενάρια.

Παρατηρώντας τα αποτελέσματα για την διακύμανση της τάσης, στα 3 σενάρια, είναι προφανές πως το ενιαίο μοντέλο σε κανένα από τα τρία σενάρια δεν είναι ικανό να δώσει λύση, στην οποία όλοι οι ζυγοί θα είναι εντός επιθυμητών ορίων. Εμφανίζονται υπερτάσεις στα συστήματα διανομής και στα τρία σενάρια με την χρήση του συγκεκριμένου μοντέλου αγοράς. Τα τρία υπόλοιπα μοντέλα δεν αντιμετωπίζουν σε κανένα σενάριο αντίστοιχα προβλήματα, δίνοντας λύσεις στα προβλήματα βελτιστοποίησης, εντός επιθυμητών ορίων.

6.4: Διακύμανση Κόστους & Σχολιασμός

Για τα τέσσερα διαφορετικά στιγμιότυπα, κατά την πάροδο μιας ημέρας, πάρθηκαν τρία διαφορετικά σενάρια προς εξέταση, όπως αναφέρεται στο (6.2:). Κάθε σενάριο εισάγει και διαφορετικούς περιορισμούς στο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Στην συγκεκριμένη παράγραφο εξετάζονται οι διαφορές στο κόστος εξισορρόπησης για τα τέσσερα μοντέλα αγοράς στο κάθε στιγμιότυπο, ανάλογα με το σενάριο.

Παρακάτω φαίνεται η διακύμανση του κόστους εξισορρόπησης των μοντέλων αγοράς εξισορρόπησης για το πρώτο στιγμιότυπο, των 07:00 π.μ.

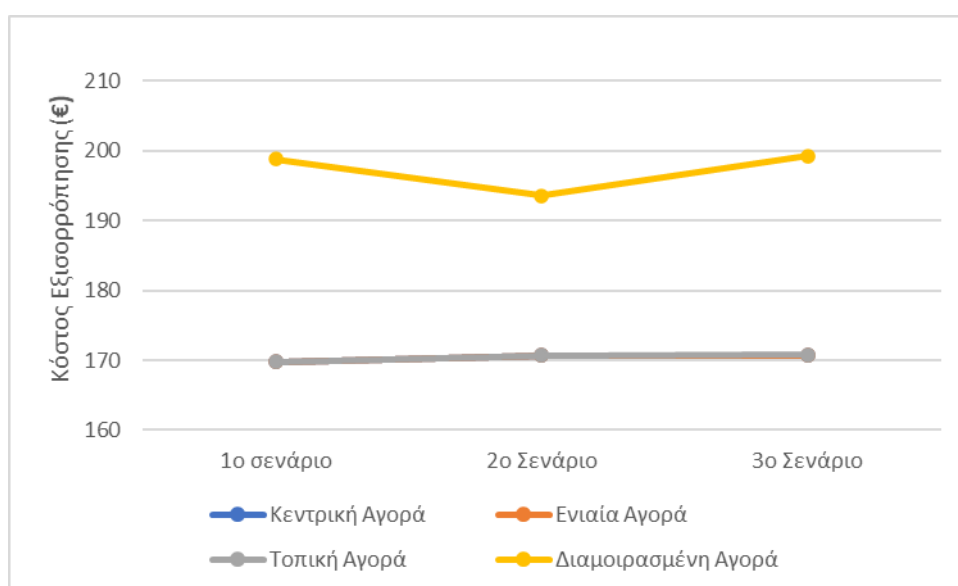


Εικόνα 43 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 1^ο στιγμιότυπο

Για την κεντρική, την ενιαία και την τοπική αγορά εξισορρόπησης το ελάχιστο κόστος παρουσιάζεται στο πρώτο σενάριο. Αύξηση του κόστους εμφανίζεται και στις τρεις αυτές αγορές, όταν υπάρχει διαφορά μεταξύ της πρόβλεψης και της παραγωγής πραγματικού χρόνου των ΑΠΕ. Τέλος το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης εμφανίζεται όταν εισέρχονται ως περιορισμοί τόσο τα θερμικά όρια των γραμμών, όσο και οι διαφορές μεταξύ πρόβλεψης και παραγωγής ΑΠΕ.

Αντίθετα η διαμοιρασμένη αγορά εξισορρόπησης παρουσιάζει το ελάχιστο κόστος στο δεύτερο σενάριο. Το κόστος αυξάνεται όταν εισέρχεται ο περιορισμός των θερμικών ορίων των γραμμών. Περαιτέρω αύξηση και μέγιστη τιμή παρουσιάζεται στο τρίτο σενάριο, στο οποίο εισέρχονται και οι δύο περιορισμοί.

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της διακύμανσης κόστους για το δεύτερο στιγμιότυπο, των 17:00:

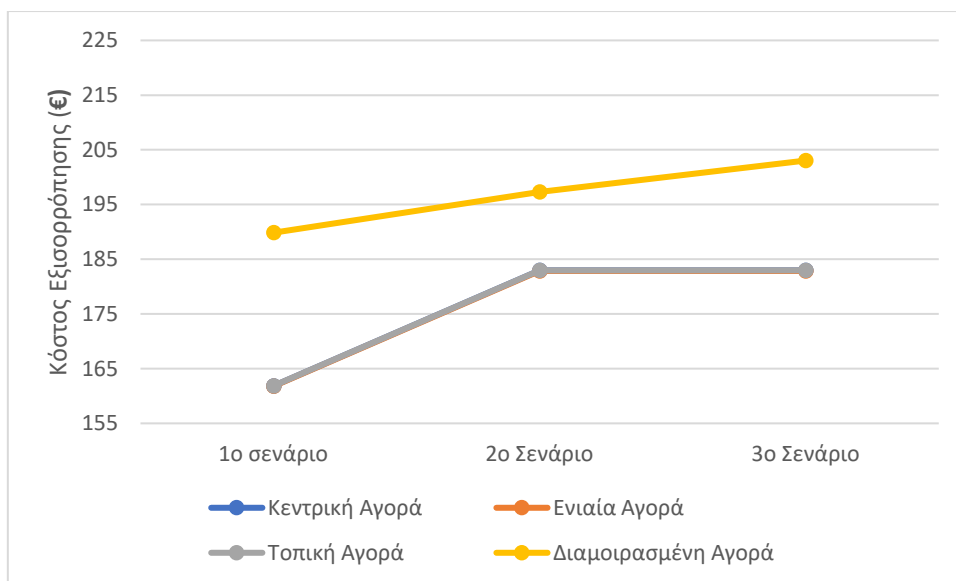


Εικόνα 44 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 2^ο στιγμιότυπο

Στο στιγμιότυπο των 17:00 μ.μ. το κόστος για την κεντρική, την ενιαία και την τοπική αγορά εξισορρόπησης είναι παραπλήσιο και στα τρία σενάρια, παρουσιάζοντας μία αμελητέα αύξηση στα σενάρια δύο και τρία.

Το διαμοιρασμένο μοντέλο παρουσιάζει την ίδια συμπεριφορά με αυτή που παρατηρήθηκε στο πρώτο στιγμιότυπο, με ελάχιστο κόστος στο δεύτερο σενάριο προσομοίωσης και αύξηση του στα σενάρια ένα και τρία.

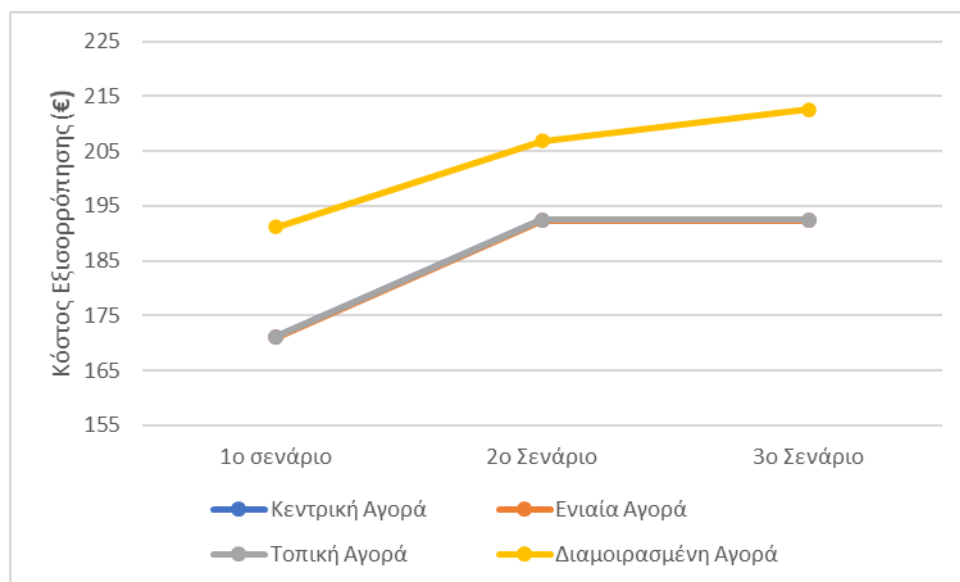
Για το στιγμιότυπο των 22:00 μ.μ., ΠΘΓ παρατηρείται μία εντονότερη αύξηση του κόστους εξισορρόπησης για την κεντρική, την ενιαία και την τοπική αγορά εξισορρόπησης.



Εικόνα 45 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 3^ο στιγμιότυπο ΠΘΓ

Από την Εικόνα 45 παρατηρείται και πάλι το ελάχιστο κόστος στο πρώτο σενάριο. Ωστόσο, στο δεύτερο σενάριο υπάρχει αύξηση της τάξης του 11% σε σχέση με το πρώτο. Αντίστοιχα η διαφορά κόστους μεταξύ δεύτερου και τρίτου σεναρίου είναι αμελητέα. Διαφορές σε σχέση με τα δύο προηγούμενα στιγμιότυπα υπάρχουν και στην διαμοιρασμένη αγορά. Το ελάχιστο κόστος της συναντάται στο πρώτο σενάριο ενώ υπάρχει αύξηση αυτού στο δεύτερο και στο τρίτο αντίστοιχα. Αναφέρεται πως και στις τέσσερις αγορές εξισορρόπησης το μέγιστο κόστος εμφανίζεται στο τρίτο σενάριο.

Τέλος για το τέταρτο στιγμιότυπο, στο οποίο απουσιάζουν οι μικρές θερμικές γεννήτριες, η διακύμανση του κόστους παρουσιάζεται παρακάτω.



Εικόνα 46 Διακύμανση Κόστους Εξισορρόπησης 3^ο στιγμιότυπο ΑΘΓ

Στο τελευταίο στιγμιότυπο, το ελάχιστο κόστος και για τις τέσσερις αγορές εξισορρόπησης συναντάται στο πρώτο σενάριο. Επί προσθέτως υπάρχει αύξηση της τάξης του 11% του κόστους μεταξύ του πρώτου και δεύτερου σεναρίου, για την

κεντρική, την ενιαία και την τοπική αγορά εξισορρόπησης. Για την διαμοιρασμένη αγορά η αντίστοιχη αύξηση είναι της τάξης του 8%. Τέλος για τις τέσσερις αγορές το μέγιστο κόστος στο συγκεκριμένο στιγμιότυπο εμφανίζεται στο τρίτο σενάριο.

Μελετώντας τα αποτελέσματα της διακύμανσης κόστους παρατηρείται πως σε όλα τα σενάρια προσομοίωσης η κεντρική, η ενιαία και η τοπική αγορά εξισορρόπησης επιλύουν με χαμηλότερο κόστος προβλήματα βελτιστοποίησης στα οποία εισέρχονται ως περιορισμοί τα θερμικά όρια των γραμμών. Αντίθετα το κόστος αυξάνεται όταν αυτές οι αγορές καλούνται να αντιμετωπίσουν προβλήματα ανισορροπίας παραγωγής ΑΠΕ.

Αντίθετα η διαμοιρασμένη αγορά επιλύει με χαμηλότερο κόστος τα προβλήματα ανισορροπίας παραγωγής ΑΠΕ όταν στο ενεργειακό μείγμα υπάρχει μεγάλη διείσδυση ανανεώσιμης παραγωγής, κυρίως στις πρωινές και μεσημβρινές ώρες. Στα δύο στιγμιότυπα με χαμηλή διείσδυση ανανεώσιμης παραγωγής αντίθετα, η καταπολέμηση προβλημάτων ανισορροπίας παραγωγής προκαλεί και έντονη αύξηση του τελικού κόστους.

Κεφάλαιο 7: Σχολιασμός – Συμπεράσματα

7.1: Συμπεράσματα

Μελετώντας τα αποτελέσματα για τα τέσσερα στιγμιότυπα κατά την διάρκεια της ημέρας εξάγονται ορισμένα συμπεράσματα για το σύνολο των μοντέλων αγοράς εξισορρόπησης.

Θεωρείται πως το κεντρικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, είναι το ιδεατό, το οποίο λόγω του μεγέθους των σύγχρονων δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και της πολυπλοκότητας της επίλυσης του προβλήματος βέλτιστης ροής ισχύος δεν μπορεί να δώσει αποτελέσματα σε ικανοποιητικό χρονικό διάστημα. Χρησιμοποιείται κυρίως σαν σημείο αναφοράς για να υποδεικνύει κάθε φορά την ιδανική λύση του προβλήματος βέλτιστης ροής ισχύος. Παρατηρείται για το συγκεκριμένο μοντέλο, πως για το σύνολο των σεναρίων, σε όλα τα στιγμιότυπα τα οποία δοκιμάστηκε, τα αποτελέσματά του πληρούσαν το σύνολο των περιορισμών του προβλήματος βελτιστοποίησης AC ροής ισχύος. Εξετάστηκαν στο σύνολό τους τέσσερα (4) στιγμιότυπα με τρία (3) σεναρία το καθένα. Σε όλες τις προσομοιώσεις το σύνολο των ζυγών του συστήματος στο κεντρικό μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης ήταν εντός των προκαθορισμένων ορίων. Για τα σεναρία 1 και 3, στα οποία τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής εισέρχονταν στο πρόβλημα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί, το κεντρικό μοντέλο αγοράς δίνει τελική λύση, στην οποία καμία γραμμή δεν βρίσκεται υπό συμφόρηση.

Το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης δίνει για το σύνολο των σεναρίων και στα 4 στιγμιότυπα το χαμηλότερο κόστος αγοράς εξισορρόπησης. Η διαφορά κόστους μεταξύ της ενιαίας αγοράς εξισορρόπησης και της κεντρικής αγοράς είναι αμελητέα. Το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης αδυνατεί να κρατήσει εντός ορίων τάσης το σύνολο των ζυγών του συστήματος διανομής. Για τα πρωινά στιγμιότυπα, και οι τέσσερις ζυγοί των συστημάτων διανομής αντιμετωπίζουν προβλήματα υπερτάσεων. Για τα δύο βραδινά στιγμιότυπα, το πρόβλημα περιορίζεται, όμως και πάλι πέντε (5) ζυγοί διανομής αντιμετωπίζουν προβλήματα υπέρτασης σε κάθε σενάριο, στα δύο αυτά στιγμιότυπα. Εξάγεται σαν συμπέρασμα επίσης πως το ενιαίο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης εμφανίζει εντονότερα προβλήματα υπερτάσεων για μεγάλη διείδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα παραγωγής καθώς τις πρωινές ώρες οι ζυγοί εκτός ορίων είναι δεκατέσσερις (14), ενώ τις βραδινές με μειωμένη την παραγωγή ΑΠΕ λόγω έλλειψης Φ/Β παραγωγής, το νούμερο αυτό πέφτει στους πέντε (5) ζυγούς. Επίσης το ενιαίο μοντέλο δεν είναι ικανό να αντιμετωπίσει τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών διανομής τα οποία εμφανίζονται στα τρία σεναρία του στιγμιότυπου των 07:00 π.μ. Τα δύο αυτά φαινόμενα, οφείλονται στο γεγονός πως κατά την επίλυση του προβλήματος βέλτιστης AC ροής ισχύος, δεν εισέρχονται σαν περιορισμοί τα επιτρεπτά όρια του μέτρου τάσης των ζυγών, καθώς και τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς και διανομής. Συνεπώς, είναι εμφανές πως η χρήση ενός ενιαίου μοντέλου αγοράς εξισορρόπησης δεν προκρίνεται καθώς αδυνατεί να αντιμετωπίσει θεμελιώδη προβλήματα του συστήματος, όπως αυτά των υπερτάσεων των ζυγών καθώς και τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών μεταφοράς και διανομής.

Το τοπικό μοντέλο εξισορρόπησης, για το σύνολο των σεναρίων και στα τέσσερα στιγμιότυπα δίνει αποτελέσματα ιδιαίτερα κοντινά με αυτά της κεντρικής αγοράς εξισορρόπησης τόσο σε συνολικό κόστος, αλλά και σε συνολικές απώλειες ισχύος και κατανομής μέτρου τάσης ζυγών. Χαρακτηριστικά, στα τρία από τα τέσσερα στιγμιότυπα (17:00, 22:00 παρουσία θερμικών, 22:00 απουσία θερμικών) η διαφορά κόστους μεταξύ κεντρικής και τοπικής αγοράς εξισορρόπησης είναι αμελητέα. Η διαφορά αυτή είναι της τάξης του 1^{ου} δεκαδικού ψηφίου και στα 3 σενάρια που εξετάστηκαν. Ίδια είναι και τα αποτελέσματα για τις συνολικές απώλειες φαινόμενης ισχύος μεταξύ των δύο μοντέλων. Τέλος το τοπικό μοντέλο αντιμετωπίζει επιτυχώς και τα προβλήματα τάσης των ζυγών. Σε όλα τα σενάρια και στιγμιότυπα τα οποία δοκιμάστηκε, κατάφερε να διατηρήσει όλους τους ζυγούς του ΣΗΕ, εντός επιθυμητών ορίων. Εξίσου θετικά αποτελέσματα εμφανίζονται και για τις συμφορήσεις των γραμμών μεταφοράς και διανομής καθώς σε κανένα στιγμιότυπο και σε κανένα σενάριο, αυτών που λαμβάνονται υπόψιν τα θερμικά όρια γραμμών, δεν εμφανίζει προβλήματα υπέρτασης

Το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης, για το σύνολο των σεναρίων και στα τέσσερα στιγμιότυπα είναι αυτό με το υψηλότερο κόστος εξισορρόπησης. Το αυξημένο αυτό κόστος οφείλεται στο γεγονός πως, ο κάθε διαχειριστής συστήματος καλείται να επιλύσει τα προβλήματα απωλειών, τάσης ζυγών αλλά και συμφόρησης γραμμών, χρησιμοποιώντας τις προσφορές εξισορρόπησης που υπάρχουν στα αυστηρά γεωγραφικά όρια του συστήματός του. Δεν υπάρχει καμία κεντρική διαχείριση των προσφορών εξισορρόπησης και η επικοινωνία μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων είναι περιορισμένη. Βέβαια αυτό το φαινόμενο, πέρα από το ιδιαίτερα αυξημένο κόστος οδηγεί και σε δύο θετικά αποτελέσματα. Αρχικά, υπάρχει ενεργοποίηση προσφορών εξισορρόπησης για την κάλυψη αναγκών ισχύος, σε μικρότερη γεωγραφική απόσταση σε σχέση με τα υπόλοιπα μοντέλα, το οποίο οδηγεί σε αισθητά χαμηλότερες απώλειες, και όντως το διαμοιρασμένο μοντέλο εμφανίζει σε όλα τα στιγμιότυπα και υπό όλα τα σενάρια τις χαμηλότερες απώλειες ισχύος. Επίσης το διαμοιρασμένο μοντέλο εμφανίζει χαμηλότερες απώλειες και στο κομμάτι της άεργου ισχύος, το οποίο οδηγεί σε μία καλύτερη κατανομή των μέτρων τάσης των ζυγών του συστήματος. Πράγματι το διαμοιρασμένο μοντέλο αγοράς εξισορρόπησης δίνει τα ομαλότερα αποτελέσματα μέτρων τάσης ζυγών σε όλα τα στιγμιότυπα και υπό όλα τα σενάρια. Η χρήση του διαμοιρασμένου μοντέλου αγοράς εξισορρόπησης, προκρίνεται λοιπόν σε συστήματα ενέργειας στα οποία, τα συστήματα διανομής διαθέτουν ικανά ποσά ισχύος στην αγορά εξισορρόπησης για να καλύψουν τις απώλειες του συστήματός τους αλλά και τα προβλήματα εξισορρόπησης.

7.2: Μελλοντικές Επεκτάσεις

Στην παρούσα διπλωματική θεωρήθηκε πως δεν υπήρχε έλεγχος από μεριάς των διαχειριστών δικτύων, ως προς την παραγωγή από διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής. Μια μελλοντική επέκταση θα ήταν να εισέρχονται και οι ανανεώσιμες πηγές στην αγορά εξισορρόπησης, με τον διαχειριστή συστήματος να μπορεί να αξιοποιήσει τις προσφορές τους μέσω μίας τοπικής αγοράς.

Σε επίπεδο μοντέλων αγοράς εξισορρόπησης μελλοντική επέκταση θα ήταν η μελέτη πρώτα της επίλυσης του προβλήματος εξισορρόπησης ισχύος και έπειτα της συμφόρησης των γραμμών. Υπενθυμίζεται πως ειδικά στο τοπικό μοντέλο αγοράς το οποίο μελετήθηκε παραπάνω, οι διαχειριστές συστημάτων διανομής επιλύαν πρώτα τα προβλήματα συμφόρησης γραμμών, και έπειτα ο διαχειριστής δικτύου μεταφοράς επέλυε το συνολικό πρόβλημα εξισορρόπησης ισχύος για όλο το δίκτυο.

Στις συγκεκριμένες προσομοιώσεις θεωρήσαμε πως ο διαχειριστής δικτύου λαμβάνει σαν πληροφορία μέσω επικοινωνίας με τους γειτονικούς διαχειριστές, το ποσό ισχύος το οποίο μπορούν να του μεταφέρουν. Θεωρήθηκε στα σενάρια πως το συνολικό ποσό ισχύος που μία πηγή μπορεί να διαθέσει, μεταφέρεται ως πληροφορία στον ζυγό ένωσης των δύο δικτύων αυτούσιο. Μελλοντική προέκταση θα μπορούσε να είναι, ο διαχειριστής δικτύου ο οποίος διαθέτει τις πηγές να στέλνει ως πληροφορία στον γειτονικό διαχειριστή το ποσό ισχύος συμπεριλαμβανομένου και των απωλειών μέχρι η ισχύς αυτή να φτάσει στον Μ/Σ σύνδεσης.

Πιθανή μελλοντική επέκταση θα μπορούσε να είναι και η χρήση της βέλτιστης ροής ισχύος ακτινικών δικτύων, όπως αυτή παρουσιάστηκε στην παράγραφο (4.5:). Ενσωμάτωση αυτής της μεθόδου θα μπορούσε να γίνει ειδικά στις περιπτώσεις της διαμοιρασμένης και της τοπικής αγοράς εξισορρόπησης, με τους διαχειριστές των αγορών αυτών να επιλύουν την συγκεκριμένη μέθοδο για τα συστήματα διανομής.

Παράρτημα Α

Ο Πίνακας 31 δείχνει αναλυτικά τα στοιχεία όλων των γραμμών του ΣΗΕ που χρησιμοποιήθηκε για την μελέτη των τεσσάρων μοντέλων αγορών εξισορρόπησης. Σημειώνεται πως ως βάση ισχύος (MVA) θεωρείται η τιμή 100 MVA.

Πίνακας 31 Γραμμές Μεταφοράς και Διανομής για το ΣΗΕ προσομοίωσης

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	Αντίσταση (α.μ)	Αντίδραση (α.μ)	Θερμικό Όριο (MVA)
1	2	0.00281	0.0281	400
1	4	0.00304	0.0304	400
1	5	0.00064	0.0064	400
2	3	0.00108	0.0108	400
3	4	0.00297	0.0297	400
4	5	0.00297	0.0297	400
1	1001	0	0.5	400
5	2001	0	0.5	400
1001	1002	0.353205	0.50478	4
1002	1003	0.553605	0.79118	4
1003	1004	0.0764025	0.10919	4
1004	1005	0.07014	0.10024	4
1005	1006	0.192885	0.27566	4
1007	1008	0.2091675	0.29893	2.50
1008	1009	0.04008	0.05728	2.50
1009	1010	0.0964425	0.13783	2.50
1010	1011	0.0413325	0.05907	2.50
1003	1008	0.162825	0.2327	2.50
2001	2002	0.623475	0.447435	0.5
2002	2003	0.381225	0.273585	0.5

Αναφορές

- [1] U. Nations, «UNFCC,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement/paris-agreement-work-programme>.
- [2] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas,, «“MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,”» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.
- [3] Mathworks, «Mathworks - MATLAB,» Mathworks, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>.
- [4] Β. Παπαδιάς, Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα, 1985.
- [5] Π. Γεωργιάκης, Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- [6] ΑΔΜΗΕ, «<https://www.admie.gr/>,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/>.
- [7] Κ. Βουρνάς, Β.Κ. Παπαδιάς, Κ. Ντελκής, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- [8] Β. Παπαδιάς, Γραμμές Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Εκδόσεις Συμμετρία, 1999.
- [9] Ι. Ε. Ν. Ευρώπης, «Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας,» IENE, 2019.
- [10] Ν. Κουτσούκης, Βελτιστοποίηση Λειτουργίας και Προγραμματισμού Ανάπτυξης Ενεργών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα, 2019.
- [11] ΔΕΔΔΗΕ, «[deddie.gr](https://www.deddie.gr/),» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.deddie.gr/>.
- [12] M. Zugno, J. M. Morales, P. Pinson, A. J. Conejo, H. Madsen, Integrating Renewables in Electricity Markets, Springer, 2013.
- [13] «e-nomothesia,» 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/nomos-4425-2016.html>.
- [14] Daniel Kirschen, Fundamentals of Power System Economics.
- [15] S. Chatzivasileiadis, Optimization In Modern Power Systems, 2018.
- [16] J.P Chaves Avilla, C. Fernandez, «The Spanish Intra Day Market Design: A Successful Solution to balance renewable Generation?,» 2014.
- [17] Katarzyna Maciejowska, Weronika Nitka, Tomasz Weron, «Day-Ahead vs Intraday - Forecasting the Price Spread to maximize Economic Benefits,» *mdpi.com*, 2019.

- [18] EWEA, «EWEA European Statistics 2017,» 2017.
- [19] «e-nomothesia,» 1999. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.e-nomothesia.gr/kat-oikonomia/n-2733-1999.html>.
- [20] E. Press, «energypress.gr,» 2018. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://energypress.gr/news/terma-o-lagie-neos-rolos-kai-metonomasia-se-diaheiristi-ape-eggyiseon-proeelysis-dapeep>.
- [21] M.H Albadi, E.F El-Saadany, «Demand Response in Electricity Markets : An Overview».
- [22] Mendez G., Nyluund J, Annala S., «Local Energy Markets : Opportunities, Benefits and Barriers».
- [23] N. Savvopoulos and N. Hatziargyriou, «Estimating Operational Flexibility from Active Distribution Grids,» σε *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, , Stockholm, Sweden, 2020 .
- [24] N. Savvopoulos, T. Konstantinou, N. Hatziargyriou, «TSO-DSO Coordination In Decentralized Ancillary Services Markets,» σε *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2019.
- [25] IEEE, «Research Gate,» IEEE, [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Standard-IEEE-5-Bus-System_fig2_282271461.
- [26] Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, 2014.
- [27] PandaPower, «PandaPower,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.2.2/networks/cigre.html#medium-voltage-distribution-network>.
- [28] ΑΔΜΗΕ, «admie.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrafι>.
- [29] O. Rudion, «Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration,» IEEE, Ιούνιος 2006. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1709447/authors#authors>.
- [30] IEEE, «Researchgate,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Standard-IEEE-5-Bus-System_fig2_282271461.
- [31] CIGRE, «E-Cigre,» CIGRE, [Ηλεκτρονικό]. Available: http://www.e-cigre.org/publication/ELT_273_8-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources.

[32] CIGRE United States, «CIGRE United State National Committee,»
[Ηλεκτρονικό].