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

ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟΥΣ ΧΡΗΣΤΕΣ ΤΟΥ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Γ. Πατρής

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Λέκτορας Ε.Μ.Π.
Γιώργος Α. Ορφανός, Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2013

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

ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟΥΣ ΧΡΗΣΤΕΣ ΤΟΥ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κωνσταντίνος Γ. Πατρής

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιλάκης, Λέκτορας Ε.Μ.Π.
Γιώργος Α. Ορφανός, Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ... Μαρτίου 2013.

.....	.....	.....
Παύλος Γεωργιλάκης	Γεώργιος Κορρές	Κωνσταντίνος Βουρνάς
Λέκτορας Ε.Μ.Π.	Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2013

.....

Κωνσταντίνος Γ. Πατρής

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

Copyright © Κωνσταντίνος Πατρής, 2013.
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

Σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι ο επιμερισμός του κόστους μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στους χρήστες του ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγούς και καταναλωτές) με τη χρήση μεθόδων τιμολόγησης υπηρεσιών μεταφοράς. Στις μεθόδους τιμολόγησης, εκτός από τη φύση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σημαντικό ρόλο παίζει και ο ακριβής καθορισμός της χρήσης του συστήματος μεταφοράς. Κάτι τέτοιο είναι δύσκολο λόγω της μη γραμμικής μορφής των ροών φορτίου. Έτσι, γίνεται χρήση προσεγγιστικών μοντέλων, δεικτών ευαισθησίας και αλγορίθμων για να καθοριστεί η συνεισφορά του κάθε συμμετέχοντα ή συναλλαγής στη ροή φορτίου του δικτύου.

Στην παρούσα εργασία, αναπτύχθηκαν κατάλληλοι αλγόριθμοι σε γλώσσα προγραμματισμού MATLAB, οι οποίοι εφαρμόστηκαν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα των 1180 ζυγών. Τα δεδομένα του συστήματος αφορούν τη λειτουργία του για το έτος 2009 και αντλήθηκαν από τον ιστότοπο του διαχειριστή του ελληνικού συστήματος (ΑΔΜΗΕ Α.Ε). Αρχικά, λύνεται το πρόβλημα της dc ροής φορτίου. Στη συνέχεια επιχειρείται με βάση διάφορες παραδοχές μία ρεαλιστική προσέγγιση του κόστους του συστήματος μεταφοράς και υπολογίζεται το ετήσιο κόστος του συστήματος, που καλούνται να καταβάλλουν οι χρήστες, με χρήση του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η συνεισφορά των χρηστών στις ροές των γραμμών με μεθόδους ανίχνευσης ροής φορτίου, όπως είναι η μέθοδος συντελεστών του Rudnick, οι αλγόριθμοι Bialek και η μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή μέθοδος των συναλλαγών. Ο επιμερισμός του κόστους χρήσης γίνεται με τις μεθόδους χρέωσης γραμματοσήμου (postage stamp) και με τη μέθοδο MW-mile με βάση τη dc ροή φορτίου. Επίσης, παρουσιάζονται και συγκρίνονται τα αποτελέσματα των μεθόδων για κάθε μία από τις επτά (7) γεωγραφικές περιοχές του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος, όπως αυτές καθορίστηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Τιμολόγηση υπηρεσιών μεταφοράς, μέθοδοι ανίχνευσης, επιμερισμός κόστους, dc ροή φορτίου, καμπύλη διάρκειας φορτίου, συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου.

ABSTRACT

The aim of this Thesis is the allocation of transmission charges to the users (producers and consumers) of the Greek interconnected transmission system using transmission pricing methods. In addition to the market structure, it is important to accurately determine transmission usage in order to implement usage-based cost allocation methods. However, determining an accurate transmission usage could be difficult due to the nonlinear nature of power flows. This fact necessitates using approximate models, sensitivity indices, or tracing algorithms to determine the contributions to the network flows from individual users or transactions.

In this Thesis, appropriate algorithms are developed in MATLAB environment, and are applied to the Greek 1180-bus system. The data cover the operation of the system for the year 2009 and were obtained from the web site of the Hellenic transmission system operator (ADMIE). Initially, the annual cost of the system is estimated taking into consideration certain assumptions and using the capital recovery factor. Then, the contribution of users to the power flows is calculated using tracing methods, such as the Rudnick distribution method, the Bialek algorithm and the minimum electrical distance (transactions) method. Next, the transmission charges are allocated with the use of pricing methods, namely the postage stamp method and the MW – mile method based on the dc load flow. Results of the methods for each of the seven (7) geographical areas of the Greek interconnected power system, obtained by the various methods, are presented and compared.

KEY WORDS

Transmission pricing, tracing methods, cost allocation, dc power flow, capital recovery factor, load duration curve.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2012-2013 υπό την επίβλεψη του κ. Παύλου Γεωργιλάκη, καθηγητή του Ε.Μ.Π. της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της, δίνοντας μου την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον υποψήφιο διδάκτορα Γιώργο Ορφανό, για την πολύτιμη βοήθειά και την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς μου, τον αδερφό μου και τους φίλους μου για τη στήριξη και βοήθεια τους όλα τα χρόνια των σπουδών μου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Εισαγωγή 1
1.2 Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας 2
1.3 Κόστος μεταφοράς 2
1.4 Δομή της εργασίας 3
1.5 Βιβλιογραφία 4

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 Εισαγωγή 5
2.2 Περιγραφή υφιστάμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας 6
2.2.1 Μονάδες παραγωγής 6
2.2.2 Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς 10
2.2.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ 10
2.2.2.2 Κέντρα υπερυψηλής τάσης (ΚΥΤ) 11
2.2.2.3 Γραμμές μεταφοράς 11
2.2.2.4 Αντιστάθμιση αέργου ισχύος 12
2.2.2.5 Διεθνείς διασυνδέσεις 12
2.2.3 Δίκτυο διανομής 14
2.2.4 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αιχμή συστήματος 14
2.3 Μελλοντική ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας 18
2.3.1 Μελλοντική ανάπτυξη του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς 19
2.3.1.1 Ενσωμάτωση ΑΠΕ 21
2.3.1.2 Ανάπτυξη διεθνών διασυνδέσεων 22
2.4 Βιβλιογραφία 23

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΧΡΕΩΣΗΣ ΧΡΗΣΤΩΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

3.1 Εισαγωγή 25
3.2 Υφιστάμενος σχεδιασμός αγοράς 26
3.3 Υφιστάμενη μέθοδος χρέωσης χρήσης του συστήματος 28
3.3.1 Ετήσιο κόστος συστήματος 28
3.3.2 Μέθοδος χρέωσης χρηστών συστήματος 29
3.4 Βιβλιογραφία 30

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΕΘΟΔΟΥ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΛΕΤΗΣ

4.1 Εισαγωγή 31
4.2 Υπολογισμός ροών φορτίου στο δίκτυο 32
4.2.1 DC ροή φορτίου 32
4.3 Ανίχνευση συνεισφορών των χρηστών στις ροές του δικτύου 34
4.3.1 Μέθοδος Rudnick 34
4.3.1.1 Συντελεστές GGDF ή Συντελεστές D 35
4.3.1.2 Συντελεστές GLDF ή Συντελεστές C 35
4.3.2 Μέθοδος αλγορίθμων Bialek 36
4.3.2.1 Αλγόριθμος Bialek upstream 37
4.3.2.2 Αλγόριθμος Bialek downstream 40
4.3.3 Μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή μέθοδος συναλλαγών 41
4.4 Μέθοδοι κατανομής κόστους χρήσης συστήματος μεταφοράς 42
4.4.1 Προσθετικό μοντέλο τιμολόγησης 43
4.4.1.1 Μέθοδος γραμματοσήμου (Postage stamp) 44
4.4.1.2 Μέθοδος MW-mile βασισμένη στη ροή φορτίου 44
4.4.2 Αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης 48
4.4.3 Σύνθετο μοντέλο τιμολόγησης 49
4.5 Βιβλιογραφία 50

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΛΕΤΗΣ

5.1 Εισαγωγή 51
5.2 Περιγραφή ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος 52
5.2.1 Εισαγωγή 52
5.2.2 Ζυγοί 53
5.2.3 Γραμμές και καλώδια 54
5.2.4 Μετασχηματιστές δύο ή τριών τυλιγμάτων 56
5.2.5 Φορτία του συστήματος 57
5.2.6 Δεδομένα εγχύσεων μονάδων παραγωγής και εισαγωγών από τις διασυνδέσεις 58
5.3 Υπολογισμός κόστους ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς 59
5.3.1 Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου 59
5.3.2 Υπολογισμός κόστους γραμμών συστήματος μεταφοράς 60
5.3.3 Υπολογισμός κόστους καλωδίων συστήματος μεταφοράς 63
5.3.4 Υπολογισμός κόστους μετασχηματιστών συστήματος μεταφοράς 63
5.3.5 Ετήσιο συνολικό κόστος 64
5.4 Καμπύλη διάρκειας φορτίου 64
5.5 Ανάπτυξη και περιγραφή του λογισμικού 66
5.5.2 Περιγραφή λειτουργίας λογισμικού 66
5.5.3 Εξαγωγή αποτελεσμάτων 70

5.6 Βιβλιογραφία 72

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

6.1 Εισαγωγή 73
6.2 Επίπεδο φόρτισης 10.000MW και 100% χρέωση των καταναλωτών 73
6.2.1 Δεδομένα 73
6.2.2 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο ανίχνευσης ροών φορτίου 73
6.2.3 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο τιμολόγησης 79
6.2.3.1 MW-mile 80
6.2.3.2 Unused reverse 81
6.2.3.3 Unused zero counter flow 82
6.2.3.4 Unused absolute 83
6.2.3.5 Used absolute 84
6.2.3.6 Used reverse 85
6.2.3.7 Used zero counter flow 86
6.3 Επίπεδο φόρτισης 10.000MW, 50% χρέωση των παραγωγών και 50% των καταναλωτών 87
6.3.1 Περιοχή 1 87
6.3.2 Περιοχή 2 88
6.3.3 Περιοχή 3 90
6.3.4 Περιοχή 4 91
6.3.5 Περιοχή 5 93
6.3.6 Περιοχή 6 94
6.3.7 Περιοχή 7 96
6.4 Σχολιασμός αποτελεσμάτων 97
6.5 Εφαρμογή στο ελληνικό σύστημα λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου 98
6.5.1 Δεδομένα 98
6.5.2 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο ανίχνευσης ροών φορτίου 98
6.5.2.1 Μέθοδος Rudnick 100
6.5.2.2 Μέθοδος Bialek 101
6.5.2.3 Μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή συναλλαγών 102
6.5.3 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο τιμολόγησης 103
6.5.3.1 MW-mile 104
6.5.3.2 Unused reverse 105
6.5.3.3 Unused zero counter flow 106
6.5.3.4 Unused absolute 107
6.5.3.5 Used absolute 108
6.5.3.6 Used reverse 109
6.5.3.7 Used zero counter flow 110
6.6 Σχολιασμός αποτελεσμάτων 111

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

113

7.1 Σύνοψη της εργασίας και των αποτελεσμάτων 113

7.2 Επεκτάσεις της εργασίας 117

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ 119

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), καλείται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.

Η τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του ΣΗΕ: την παραγωγή , τη μεταφορά και τη διανομή. Η ηλεκτρική ενέργεια από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί βρίσκεται σε μια συνεχή ροή και επειδή η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευθεί, πρέπει να παράγεται τη στιγμή ακριβώς που χρειάζεται η κατανάλωσή της.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση διαφόρων πρωτογενών πηγών ενέργειας και παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα, ανάλογα με τους διαθέσιμους εγχώριους ενεργειακούς πόρους, την ενεργειακή πολιτική της χώρας, τις γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες αυτής. Οι πηγές παραγωγής ενέργειας διακρίνονται στις συμβατικές που βασίζονται σε ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, όπως το πετρέλαιο, ο άνθρακας (λιθάνθρακας και λιγνίτης), το φυσικό αέριο, την πυρηνική ενέργεια και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούν διαχρονικές πηγές (άνεμος, ήλιος, νερό) και δεν εξαντλούν τα περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα.

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες από τα εργοστάσια παραγωγής προς τις περιοχές καταναλώσεως γίνεται με τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσεως, οι οποίες μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε κεντρικά σημεία του δικτύου, τους υποσταθμούς, από όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής μέσης τάσεως που διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές δια μέσου των υποσταθμών διανομής και των γραμμών χαμηλής τάσεως.

Η δομή του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από το μέγεθος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική της μεταβολή κατά τη διάρκεια του 24ώρου και από τη χωροταξική της κατανομή. Τα συστήματα που χρησιμοποιούνται είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60 Hz , χρησιμοποιούνται όμως και συστήματα συνεχούς ρεύματος για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Η τάση λειτουργίας παραμένει σταθερή. Οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής μέσης τάσης έχουν τρεις αγωγούς φάσεων, ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης διαθέτουν επιπλέον και τον ουδέτερο αγωγό.

Οι πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στα δίκτυα υψηλής και μέσης τάσης είναι στην πλειονότητά τους βιομηχανικοί καταναλωτές ενώ στα δίκτυα χαμηλής τάσης συνδέονται πελάτες οικιακής χρήσης και ένα μεγάλο μέρος των πελατών εμπορικής χρήσης.

1.2 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου των εγκαταστάσεων και μέσων που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής. Επίσης τροφοδοτούν τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης που κατασκευάζουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού υψηλής σε μέση τάση και δικά τους εσωτερικά δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης.

Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσης, τους υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων και τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο μεταφοράς. Το σύστημα μεταφοράς πρέπει να παρέχει σταθερή τάση και οι τάσεις των τριών φάσεων να βρίσκονται σε ισορροπία. Η αποδοτικότητα θα πρέπει να πλησιάζει την τιμή, η οποία οδηγεί σε ελάχιστο ετήσιο κόστος μεταφοράς.

Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με υψηλή τάση διότι αυτό συνεπάγεται μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και οικονομικότερη λειτουργία. Χρησιμοποιούνται διάφορες τάσεις μεταφοράς ανάλογα με την απόσταση και την ποσότητα της ισχύος που πρέπει να μεταφερθεί. Η ισχύς, η οποία μπορεί να μεταφερθεί από μια γραμμή μεταφοράς είναι ανάλογη του τετραγώνου της τάσεως, για αυτό χρησιμοποιούνται υπερυψηλές τάσεις για την επίτευξη μεγάλων ισχύων μεταφοράς. Επιπλέον οι μειωμένες απώλειες, τις οποίες συνεπάγεται η μεταφορά με υπερυψηλές τάσεις, καθιστούν οικονομικότερη τη λειτουργία με τις τάσεις αυτές [1.1].

Το ελληνικό σύστημα μεταφοράς αποτελείται από εναέριες και υπόγειες γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης (150kV), από εναέριες γραμμές υπερυψηλής τάσης (400 kV), από Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) όπου γίνεται η σύνδεση της υπερυψηλής με τη υψηλή τάση, από πυκνωτές αντιστάθμισης της αέργου ισχύος που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και από υποσταθμούς υποβιβασμού 150kV/ΜΤ με τους οποίους το σύστημα μεταφοράς συνδέεται με το σύστημα διανομής. Το υπάρχον δίκτυο είναι εν μέρει πεπαλαιωμένο και χρειάζεται αρκετές επεκτάσεις καθώς και συντήρηση. Αυτές οι επεκτάσεις θα βοηθήσουν στην αύξηση της αξιοπιστίας του συνολικού συστήματος αλλά και στη σύνδεση με το ελληνικό σύστημα νέων μονάδων παραγωγής από συμβατικές ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

1.3 ΚΟΣΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Στο παρελθόν, η χρέωση των υπηρεσιών που παρέχονταν από τη ΔΕΗ, ως καθετοποιημένη μονοπωλιακή επιχείρηση, στηριζόταν σε ένα ενιαίο τιμολόγιο για το σύνολο των καταναλωτών, μέσω του οποίου αποσκοπούσε να καλύψει τα ετήσια έξοδά της. Η χρέωση για τις υπηρεσίες μεταφοράς ενσωματώνονταν στην τιμή της ενέργειας.

Στο πλαίσιο της ελεύθερης αγοράς, λόγω του διαχωρισμού των δραστηριοτήτων της βιομηχανίας παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται ο καθορισμός διαφανών και αντικειμενικών κριτηρίων και τεχνικών κανόνων, βάσει των οποίων θα πραγματοποιείται διάκριση των πελατών που εξυπηρετούνται από το δίκτυο μεταφοράς και εκτίμηση του κόστους των υπηρεσιών που τους παρέχονται για τον καθορισμό των αντίστοιχων τιμολογίων χρέωσης μεταφοράς.

Ο διαχωρισμός του κόστους ανάμεσα στις διάφορες δραστηριότητες της βιομηχανίας παροχής ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά περίπλοκο θέμα. Η χρέωση των υπηρεσιών μεταφοράς διαχωρίζεται συνήθως στις παρακάτω κατηγορίες:

- Χρέωση σύνδεσης, που αφορά στις αναγκαίες επενδύσεις για τη σύνδεση του χρήστη (παραγωγού ή φορτίου) στο δίκτυο μεταφοράς.
- Χρέωση χρήσης συστήματος μεταφοράς, που περιλαμβάνει τη χρέωση για την κάλυψη του κόστους κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος μεταφοράς.
- Χρέωση λειτουργιών μεταφοράς (οι οποίες αναφέρονται συνήθως με τον όρο βοηθητικές υπηρεσίες) που περιλαμβάνει άλλες κατηγορίες κόστους όπως κόστος απωλειών δικτύου, παροχής άεργων και ρύθμιση τάσης, ρύθμιση συχνότητας, παροχής εφεδρείας καθώς και το κόστος που προκύπτει από ανακατανομή του φορτίου στις μονάδες για να ικανοποιούνται οι περιορισμοί του δικτύου.

Η χρέωση χρήσης του δικτύου μεταφοράς αφορά στο κόστος με το οποίο επιβαρύνονται οι πελάτες για τη χρήση των εγκαταστάσεων που απαιτούνται για την παροχή υπηρεσιών μεταφοράς. Αποτελεί το μεγαλύτερο τμήμα των χρεώσεων που γίνονται για τη μεταφορά, καθώς μέσω αυτής επιχειρείται η απόσβεση με έναν εύλογο ρυθμό, των επενδύσεων που έχουν ήδη γίνει, η χρηματοδότηση των απαιτούμενων νέων έργων επέκτασης του δικτύου καθώς και το κόστος λειτουργίας και συντήρησής του [1.2].

1.4 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι ο επιμερισμός του κόστους χρήσης του ελληνικού συστήματος μεταφοράς στους χρήστες του συστήματος. Πιο αναλυτικά, η δομή της εργασίας οργανώνεται σε επτά κεφάλαια:

Στο **πρώτο** κεφάλαιο γίνεται μια εισαγωγή στο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και στη χρέωση των υπηρεσιών μεταφοράς.

Στο **δεύτερο** κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς (ΕΔΣΜ), με αναφορές στο σύστημα παραγωγής, στο σύστημα μεταφοράς, στο δίκτυο διανομής, στις διασυνδέσεις με συστήματα γειτονικών χωρών και στην εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας και της αιχμής του φορτίου, ενώ στο τέλος του κεφαλαίου παρατίθεται μια πρόβλεψη ανάπτυξής του.

Στο **τρίτο** κεφάλαιο περιγράφεται η υφιστάμενη μέθοδος χρέωσης της χρήσης του ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο **τέταρτο** κεφάλαιο περιγράφεται η επίλυση της dc ροής φορτίου καθώς και οι μέθοδοι ανίχνευσης των συνεισφορών των παραγωγών και των καταναλωτών στη ροή των γραμμών. Επιπλέον, αναλύονται οι μέθοδοι τιμολόγησης υπηρεσιών μεταφοράς που χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής και γίνεται αναφορά στα πλεονεκτήματα και στα μειονεκτήματά τους.

Στο **πέμπτο** κεφάλαιο παρουσιάζονται τα δεδομένα του ελληνικού συστήματος μεταφοράς σε διάφορες συνθήκες λειτουργίας του και επιχειρείται η κατά το δυνατόν πιο ρεαλιστική κοστολόγηση του. Υπολογίζεται το ετήσιο κόστος που καλούνται να καταβάλλουν οι χρήστες του δικτύου με τη χρήση του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου καθώς και η καμπύλη διάρκειας φορτίου για το έτος 2009. Τέλος περιγράφεται το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε για τον επιμερισμό του κόστους μεταφοράς. Ο αλγόριθμος υλοποιήθηκε σε περιβάλλον Matlab.

Στο **έκτο** κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μεθόδων επιμερισμού του κόστους μεταφοράς καθώς και ο σχολιασμός των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την εκτέλεση του προγράμματος. Συγκεκριμένα, το πρόγραμμα εφαρμόστηκε στο ελληνικό σύστημα για επίπεδο φόρτισης τα 10.000MW, που είναι και το φορτίο αιχμής για το κόστος 2009, αλλά και λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου.

Στο **έβδομο** κεφάλαιο γίνεται μια σύνοψη της εργασίας, παρουσιάζονται συμπεράσματα και προτείνονται τρόποι βελτίωσης και επέκτασης της εργασίας.

1.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1.1] Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 2001, σελ. 5-16.

[1.2] Ι. Καμπούρης, Σ. Ευσταθίου, Α. Κορωνίδης και Α. Μαΐσης, Συγκριτική ανάλυση μεθόδων χρέωσης υπηρεσιών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για το Ελληνικό σύστημα και ενδεικτικά αποτελέσματα. *Τεχνικά Χρονικά: Επιστημονική Έκδοση ΤΕΕ: III, 20(1-2)*, σελ.37-49, Δεκ.2000. [Online],Διαθέσιμο:http://library.tee.gr/digital/techr/2000/techr_2000_iii_1_2_37.pdf, προσπελάστηκε τον Σεπτέμβριο 2012.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα βρίσκεται τα τελευταία χρόνια σε διαδικασία σημαντικών αλλαγών. Οι νέες εξελιγμένες ενεργειακές τεχνολογίες και οι διαχρονικές περιβαλλοντικές επιταγές, τα διεθνή και ευρωπαϊκά πλαίσια συνεργασίας αλλά και άλλες διακρατικές συμφωνίες και πρωτόκολλα, επιτάσσουν την προσαρμογή και την εναρμόνιση της ελληνικής ενεργειακής αγοράς και του θεσμικού της πλαισίου με τις σύγχρονες διεθνείς τάσεις, αντιλήψεις και επιταγές.

Στο επίκεντρο βρίσκονται οι τομείς της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, της αύξησης της ανταγωνιστικότητας, της επέκτασης και ενίσχυσης των εγχώριων και διακρατικών δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, της ανεξαρτητοποίησης και του διαχωρισμού της παραγωγής από την προμήθεια, της ελεύθερης επιλογής προμηθευτή, της αύξησης της παραγόμενης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, της αντίστοιχης μείωσης της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές τεχνολογίες καύσης, της βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, της εξοικονόμησης της ενέργειας και της προστασίας του περιβάλλοντος.

Ειδικότερα σύμφωνα με τις σύγχρονες προκλήσεις και τις σύγχρονες οικονομικές συνθήκες κρίνεται απαραίτητη η χάραξη μιας στρατηγικής για την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών και την επίλυση του ενεργειακού ζητήματος στην Ελλάδα. Η στρατηγική αυτή επιτυγχάνεται με τη διαμόρφωση του αναγκαίου ρυθμιστικού και νομικού καθεστώτος, το οποίο επικεντρώνεται σήμερα στις ακόλουθες γενικές κατευθύνσεις:

- δυνατότητα χρήσης ποικίλων ενεργειακών πόρων.
- κατασκευή αγωγών μεταφοράς πετρελαίου και φυσικού αερίου στα πλαίσια διεθνών δικτύων.
- αυξημένη εκμετάλλευση ενδογενών ενεργειακών πηγών και αποθεμάτων.
- απεξάρτηση από μεμονωμένες εισαγόμενες μορφές ενέργειας υψηλού ρίσκου.
- ανάπτυξη εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και παροχή κινήτρων.
- χρήση και διάδοση καθαρών και αποδοτικών τεχνολογιών που σέβονται το περιβάλλον.
- απελευθέρωση της αγοράς, διεύρυνση της ανταγωνιστικότητας, κατάργηση των μονοπωλίων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.
- δημιουργία θετικού επενδυτικού κλίματος σε ιδιώτες και επιχειρήσεις στους τομείς παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.
- εξοικονόμηση ενέργειας σε βιομηχανία, μεταφορές, κτίρια και κατοικίες.
- θέσπιση εθνικών στόχων για αύξηση της διείσδυσης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, την μείωση των αερίων θερμοκηπίου και την εξοικονόμηση ενέργειας.

Στις Ενότητες 2.2 και 2.3, περιγράφεται το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως διαμορφώθηκε στο πέρασμα των δεκαετιών για την εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών της χώρας και η μελλοντική του ανάπτυξη, όπως στρατηγικά σχεδιάζεται στην Μελέτη Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ 2010-2014), ώστε να ανταποκρίνεται στις σύγχρονες προκλήσεις [2.4].

2.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πριν από την ίδρυση της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) το 1950, συστηματική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας γινόταν μόνο στις μεγάλες πόλεις και κυρίως στην περιοχή της πρωτεύουσας. Η ΔΕΗ με τον ιδρυτικό νόμο (1468/1950) πήρε το αποκλειστικό προνόμιο της παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η διανομή παρέμεινε στις υφιστάμενες τότε δημοτικές, κοινοτικές ή ιδιωτικές εκμεταλλεύσεις. Το 1956 με το νομοθετικό διάταγμα (3525) πήρε και το αποκλειστικό προνόμιο της διανομής σε όλη τη χώρα. Ο νόμος (2244/94) για τη ρύθμιση των θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συμβατικά καύσιμα, επιτρέπει κάτω από ορισμένες συνθήκες την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που ανήκουν σε φυσικά ή νομικά πρόσωπα.

Για δεκαετίες η παραγωγή, η μεταφορά και η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας ήταν τομείς στους οποίους αποκλειστικό προνόμιο δραστηριοποίησης είχε η ΔΕΗ. Σήμερα η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. είναι η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, με περισσότερους από 7,5 εκατομμύρια πελάτες. Έχει στην ιδιοκτησία της το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τα δίκτυα διανομής. Η ΔΕΗ διαθέτει πολύ μεγάλη υποδομή σε εγκαταστάσεις ορυχείων λιγνίτη, παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι, επίσης, μια από τις μεγαλύτερες βιομηχανικές επιχειρήσεις ως προς τα πάγια ενεργητικά της στοιχεία, ενώ κατέχει ηγετική θέση ως εταιρία κοινής ωφέλειας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

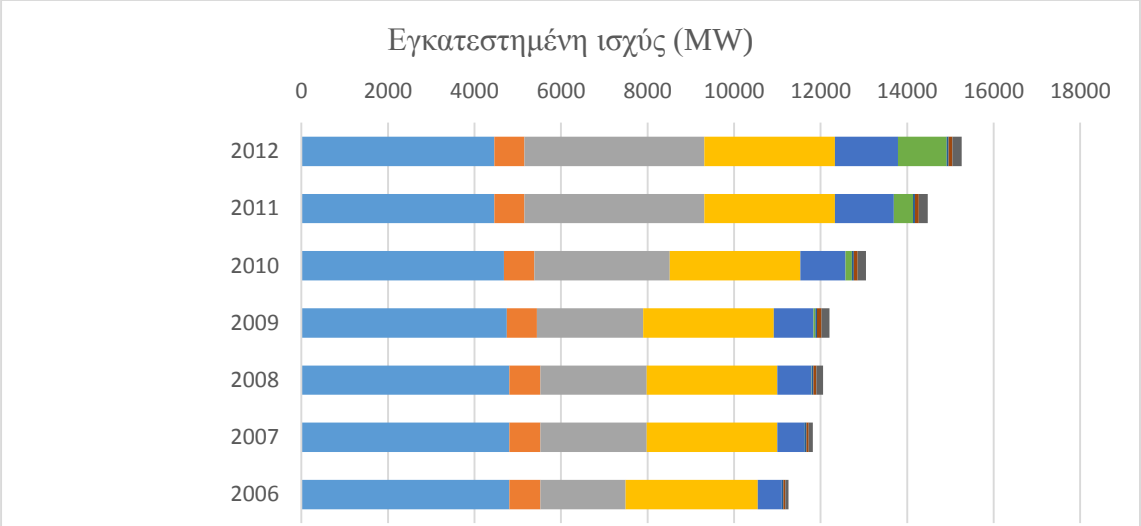
Η 19^{η} Φεβρουαρίου του 1999 σηματοδότησε την απαρχή του ανοίγματος των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών μελών και τη δημιουργία μιας ενιαίας αγοράς στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Στην Ελλάδα, λόγω των ιδιόμορφων χαρακτηριστικών του ηλεκτρικού συστήματος, (καθώς και στην Ιρλανδία και το Βέλγιο), δόθηκε παράταση της προθεσμίας απελευθέρωσης της αγοράς, οπότε η εφαρμογή αυτού του σχεδίου ξεκίνησε στις 19 Φεβρουαρίου του 2001. Η απελευθέρωση της αγοράς ανέτρεψε το μονοπωλιακό χαρακτήρα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη Ελλάδα και έδωσε την δυνατότητα και σε άλλους επενδυτές να ασχοληθούν με την παραγωγή και την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1 Μονάδες παραγωγής

Το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής της ηπειρωτικής χώρας με τα προς αυτό διασυνδεδεμένα νησιά και τα ανεξάρτητα συστήματα παραγωγής της Κρήτης, της Ρόδου και των υπολοίπων μικρότερων νησιών. Αποτελείται από θερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς καθώς επίσης και από ένα ποσοστό μονάδων, οι οποίες χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής της ηπειρωτικής χώρας περιλαμβάνει κυρίως λιγνιτικούς σταθμούς, που αποτελούν τη βάση του συστήματος. Επιπλέον, υπάρχουν σταθμοί φυσικού αερίου, πετρελαϊκοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί καθώς και αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα διασπαρμένα σε όλη την επικράτεια της χώρας.

Στο Σχήμα 2.1 απεικονίζεται η εξέλιξη και η διάρθρωση της εγκατεστημένης ισχύος από το 2006 έως το 2012 στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ΛΙΓΝΙΤΗΣ	4808	4808	4808	4746	4682	4456	4456
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	718	718	718	698	698	698	698
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	1967	2454	2454	2454	3135	4161	4161
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	3057	3018	3018	3018	3018	3018	3018
ΑΙΟΛΙΚΑ	549	637	791	917	1039	1363	1452
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	0	1	11	46	153	439	1126
ΒΙΟΜΑΖΑ/ΒΙΟΑΕΡΙΟ	37	37	39	41	41	45	45
ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ (ΣΥΘΑ)	46	51	63	105	89	89	90
ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	74	96	158	183	197	205	213

Σχήμα 2.1: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος από το 2006 μέχρι το 2012 [2.1],[2.3].

Παρατηρώντας τα γραφήματα της εξέλιξης της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος στην Ελλάδα για το χρονικό διάστημα από το 2006 έως το 2012 προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος είναι βασισμένο στο λιγνίτη, διότι είναι εγχώριο προϊόν και βρίσκεται σε αφθονία σε πολλά κοιτάσματα στην ηπειρωτική Ελλάδα. Παρόλα αυτά, τα τελευταία χρόνια, για περιβαλλοντικούς λόγους, μόνο δύο (2) μονάδες έχουν κατασκευαστεί.
- Το σταθερό παραγωγικό δυναμικό εγκατεστημένων υδροηλεκτρικών μονάδων, οι οποίες για την κατασκευή τους απαιτούν τεράστιες περιβαλλοντικές παρεμβάσεις για δημιουργία φραγμάτων και υδατικών ταμιευτήρων.
- Τη σταδιακή αύξηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με χρήση Φυσικού Αερίου.
- Τη μικρή συνεχή αύξηση των εγκατεστημένων μονάδων αιολικής ενέργειας, τη δυναμική είσοδο των φωτοβολταϊκών τη τελευταία 3-ετία και γενικότερα τη σηματοδότηση της νέας εποχής για τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Το 2012 οι θερμοηλεκτρικές και υδροηλεκτρικές μονάδες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος που είναι καταχωρημένες στο μητρώο μονάδων του ΑΔΜΗΕ φαίνονται στον Πίνακα 2.1 [2.2]:

Πίνακας 2.1: Μητρώο θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών μονάδων του ΑΔΜΗΕ για το 2012.

Α/Α	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
1	ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	410	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.
2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	398,38	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε
3	PROTERGIA CC	432,7	PROTERGIA Α.Ε.
4	ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 8	151	ΔΕΗ Α.Ε.
5	ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 9	188	ΔΕΗ Α.Ε.
6	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙ	274	ΔΕΗ Α.Ε.
7	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙΙ	283	ΔΕΗ Α.Ε.
8	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ IV	283	ΔΕΗ Α.Ε.
9	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	342	ΔΕΗ Α.Ε.
10	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ι	274	ΔΕΗ Α.Ε.
11	ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 3	144	ΔΕΗ Α.Ε.
12	ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 4	144	ΔΕΗ Α.Ε.
13	ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ Ι	273	ΔΕΗ Α.Ε.
14	ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ ΙΙ	273	ΔΕΗ Α.Ε.
15	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ Ι	275	ΔΕΗ Α.Ε.
16	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙ	275	ΔΕΗ Α.Ε.
17	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙΙ	280	ΔΕΗ Α.Ε.
18	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ IV	280	ΔΕΗ Α.Ε.
19	ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ Ι	476,3	ΔΕΗ Α.Ε.
20	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ Ι	123	ΔΕΗ Α.Ε.
21	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙ	287	ΔΕΗ Α.Ε.
22	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	173,4	ΔΕΗ Α.Ε.
23	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ IV	550,2	ΔΕΗ Α.Ε.
24	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	377,66	ΔΕΗ Α.Ε.
25	ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ Ι	30	ΔΕΗ Α.Ε.
26	ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	8	ΔΕΗ Α.Ε.
27	ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙΙΙ	255	ΔΕΗ Α.Ε.
28	ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ IV	256	ΔΕΗ Α.Ε.
29	ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	289	ΔΕΗ Α.Ε.
30	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΙΙ	116	ΔΕΗ Α.Ε.
31	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΙΙΙ	116	ΔΕΗ Α.Ε.
32	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ IV	274	ΔΕΗ Α.Ε.
33	ΥΗΣ ΑΓΡΑ	50	ΔΕΗ Α.Ε.
34	ΥΗΣ ΑΣΩΜΑΤΩΝ	108	ΔΕΗ Α.Ε.
35	ΥΗΣ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	19	ΔΕΗ Α.Ε.

Πίνακας 2.1: (συνέχεια)

Α/Α	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ
36	ΥΗΣ ΘΥΣΑΥΡΟΥ	384	ΔΕΗ Α.Ε.
37	ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	320	ΔΕΗ Α.Ε.
38	ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	437,2	ΔΕΗ Α.Ε.
39	ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	70	ΔΕΗ Α.Ε.
40	ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	129,9	ΔΕΗ Α.Ε.
41	ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΩΟΥ	210	ΔΕΗ Α.Ε.
42	ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗΣ	116	ΔΕΗ Α.Ε.
43	ΥΗΣ ΠΟΛΥΦΥΤΟΥ	375	ΔΕΗ Α.Ε.
44	ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	300	ΔΕΗ Α.Ε.
45	ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	33,6	ΔΕΗ Α.Ε.
46	ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ	150	ΔΕΗ Α.Ε.
47	ΥΗΣ ΣΦΗΚΙΑΣ	315	ΔΕΗ Α.Ε.
48	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	49,254	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.
49	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	49,254	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.
50	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	49,254	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.
51	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	422,142	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε
52	KORINTHOS POWER	433,46	ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER Α.Ε
ΣΥΝΟΛΟ		12.333	

Οι υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής κατέχουν μεγάλο μερίδιο στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της χώρας. Σε πολλούς μεγάλους αλλά και μικρότερους ποταμούς της χώρας είναι εγκατεστημένοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με συνολική καθαρή ισχύ 2.967,7 MW.

Η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα είναι ιδιαίτερα σημαντική και συνεχώς αυξανόμενη τα τελευταία 10 χρόνια. Επίσης, αναμένεται η αύξηση των επενδύσεων σε Α.Π.Ε. την επόμενη δεκαετία δεδομένου των περιβαλλοντικών δεσμεύσεων της χώρας που απορρέουν από διεθνείς συνθήκες καθώς και του έντονου ενδιαφέροντος για επενδύσεις από ξένους επενδυτές στον τομέα αυτό.

Πιο αναλυτικά, στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς (ΕΔΣΜ), έχει εκδοθεί από τη ΡΑΕ μεγάλος αριθμός αδειών παραγωγής για έργα ΑΠΕ. Οι άδειες αυτές αφορούν αιολικά πάρκα (Α/Π), μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΣ), μονάδες καύσης βιομάζας και βιοαερίου (ΒΙΟ) και φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Φ/Β) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος περίπου 9.000MW. Επίσης, περιλαμβάνονται και σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) ισχύος 105 MW.

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας, σύμφωνα με το πληροφοριακό δελτίο των Α.Π.Ε. του ΛΑΓΗΕ για τον Δεκέμβριο του 2012, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Α.Π.Ε. και ΣΗΘΥΑ είναι 2.939,66MW και κατανέμεται ως εξής:

- Αιολικά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.465,82 MW.
- Μικροί ΥΗΣ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 212,93 MW.
- Μονάδες βιοαερίου-βιομάζας συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 44,75 MW.
- Μονάδες ΣΗΘΥΑ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 90,07 MW.
- Φωτοβολταϊκοί σταθμοί συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.126,09 MW.

Να σημειωθεί ότι η συνολική συμβολαιοποιημένη ισχύς που αφορά φωτοβολταϊκούς σταθμούς τον Δεκέμβριο του 2012 είναι 2.978 MW [2.3].

2.2.2 Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς

Το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς αποτελείται, από το διασυνδεδεμένο σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (150kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV) που είναι η Εύβοια, τα νησιά του Ιονίου και η Άνδρος.

Κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και πΓΔΜ είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα Βορρά – Νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν το κύριο κέντρο παραγωγής (Δυτική Μακεδονία) με τα ΚΥΤ που βρίσκονται πέριξ της ευρύτερης περιοχής της πρωτεύουσας.

Η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης είχε οδηγήσει στο παρελθόν σε σημαντικά προβλήματα τάσεων. Πάντως, η ένταξη νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα έχει διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία και αναμένεται να την εξαλείψει στο άμεσο μέλλον.

Στις υποενότητες (2.2.2.1 έως 2.2.2.5) γίνεται μία συνοπτική παρουσίαση των κυριότερων συνιστωσών του υφιστάμενου συστήματος ανά κατηγορία (Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ, ΚΥΤ, Γραμμές Μεταφοράς). [2.4]

2.2.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ /ΜΤ

Στο σύστημα σήμερα είναι συνδεδεμένοι:

- 202 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/ΜΤ της ΔΕΗ, εκ των οποίων:
  - 183 εξυπηρετούν τις ανάγκες των πελατών του δικτύου διανομής. Οι Υ/Σ αυτοί περιλαμβάνουν τμήματα, η διαχείριση των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ ως διαχειριστή του συστήματος. Στους παραπάνω Υ/Σ συμπεριλαμβάνονται 19 Υ/Σ που είναι συνδεδεμένοι σε Υ/Σ ανυψώσεως (16 από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ και 3 από σταθμούς ΑΠΕ) και 13 Υ/Σ που είναι συνδεδεμένοι στην πλευρά 150 kV των ΚΥΤ.
  - 14 εξυπηρετούν τις ανάγκες του δικτύου διανομής στην περιοχή Αττικής και η διαχείρισή τους είναι εξ ολοκλήρου στην αρμοδιότητα του διαχειριστή του δικτύου.
  - 4 χρησιμοποιούνται για την τροφοδότηση των φορτίων ορυχείων (Νοτίου Πεδίου Πτολεμαΐδας, Καρδιάς, Αμυνταίου, Χωρεμίου). Ανάγκες ορυχείων εξυπηρετεί και ο Υ/Σ Πτολεμαΐδας Ι, ο οποίος συμπεριλαμβάνεται στους 183 που εξυπηρετούν και ανάγκες διανομής.
  - Ένας Υ/Σ (Αντλιοστάσιο Πολυφύτου) εξυπηρετεί ανάγκες άντλησης για τον ΥΗΣ Πολυφύτου.

- 20 Υ/Σ για την υποδοχή της ισχύος αιολικών πάρκων (Α/Π), εκ των οποίων οι Υ/Σ Καρύστου, Λιβαδίου και Αργυρού εξυπηρετούν παράλληλα και φορτία διανομής (συμπεριλαμβάνονται στους παραπάνω 202 Υ/Σ υποβιβασμού της ΔΕΗ).
- Υ/Σ ανυψώσεως Μ.Τ./150kV στους ακόλουθους σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ:
  - 7 θερμοηλεκτρικοί σταθμοί (Κομοτηνής, Πτολεμαΐδας, Αλιβερίου, Μεγαλόπολης Ι και ΙΙ, Αγ. Γεωργίου και Λαυρίου).
  - 18 υδροηλεκτρικοί σταθμοί (Θησαυρού, Πλατανόβρυσης, Άγρα, Εδεσσαίου, Πολυφύτου, Ασωμάτων, Μακροχωρίου, Σφηκιάς, Ν. Πλαστήρα, Γκιώνας, Πηγών Αώου, Λούρου, Πουρναρίου Ι και ΙΙ, Καστρακίου, Κρεμαστών, Στράτου, Λάδωνα)
- Υ/Σ ανυψώσεως σε σταθμούς παραγωγής ανεξάρτητων παραγωγών (ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική Α.Ε. και Αλουμίνιο Α.Ε.). Οι μονάδες παραγωγής των εν λόγω σταθμών συνδέονται στα 150 kV μέσω Μ/Σ ανυψώσεως ΜΤ/150kV.
- 35 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/ΜΤ που εξυπηρετούν τις εγκαταστάσεις Πελατών Υ.Τ.

2.2.2.2 Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)

Τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσεως (ΚΥΤ) αποτελούν τα σημεία σύνδεσης του συστήματος 400kV με το σύστημα 150kV και εξυπηρετούν ανάγκες απομάστευσης ισχύος προς το σύστημα των 150 kV. Πρόκειται για 12 ΚΥΤ, τα οποία περιλαμβάνουν έναν ή περισσότερους αυτομετασχηματιστές (ΑΜ/Σ) τριών τυλιγμάτων 400kV/150kV/30kV. Επιπλέον, υπάρχουν 6 ΚΥΤ (που δεν συμπεριλαμβάνονται στα προαναφερόμενα 12), τα οποία είναι εγκατεστημένα πλησίον των ομώνυμων σταθμών παραγωγής και εξυπηρετούν παράλληλα (ΚΥΤ Αμυνταίου, Καρδιάς, Λαυρίου) ή αποκλειστικά (Αγ. Δημητρίου, Μελίτης, ΕΝΘΕΣ) ανάγκες ανύψωσης τάσης από τις μονάδες παραγωγής προς το σύστημα 400kV [2.4].

2.2.2.3 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Στο σύστημα υπάρχουν Γ.Μ. υψηλής (150 kV) και υπερυψηλής (400 kV) τάσης διαφόρων ειδών και τύπων. Στον Πίνακα 2.2 παρατίθενται τα (προσεγγιστικά) συνολικά μήκη των εναερίων Γ.Μ. [2.4]

Πίνακας 2.2 : Συνολικά μήκη εναερίων Γ.Μ. του συστήματος

Επίπεδο τάσης (KV)	**Κύκλωμα**	**Χαρακτηρισμός Γ.Μ.**	**Συνολικό μήκος (km)**
66	ΑΠΛΟ	Ε/66	40
150	ΑΠΛΟ	Ε/150	2590
150	ΑΠΛΟ	Β/150	2020
150	ΔΙΠΛΟ	2Β(Ε)/150	215
150	ΔΙΠΛΟ	2Β/150	6065
400	ΑΠΛΟ	Β΄Β΄/400	210
400	ΔΙΠΛΟ	2Β΄Β΄ /400	3415
400	ΑΠΛΟ	Β΄Β΄Β΄/400	285

Εκτός των ανωτέρω εναερίων Γ.Μ., στο σύστημα επιπλέον υπάρχουν:

- 232 km υπογείων και υποβρυχίων καλωδίων 150 kV.
- 4 km υπογείων καλωδίων 400 kV (ΕΝΘΕΣ – ΚΥΤ Θεσσαλονίκης).

- 13,5 km υποβρυχίων καλωδίων 66 kV (Ηγουμενίτσα – Κέρκυρα).
- 106 km εναέριας γραμμής και 160 km υποβρυχίου καλωδίου 400 kV Σ.Ρ. για τη διασύνδεση με την Ιταλία.
- 212 km υπογείων καλωδίων 150 kV για τη μεταφορά ισχύος εντός των πυκνοκατοικημένων περιοχών.

2.2.2.4 Αντιστάθμιση Αέργου Ισχύος

Οι ανάγκες για αντιστάθμιση αέργου ισχύος καλύπτονται με την εγκατάσταση στατών πυκνωτών και πηνίων. Πιο συγκεκριμένα, για την τοπική στήριξη των τάσεων στους Υ/Σ 150kV/ΜΤ, χρησιμοποιούνται στατοί πυκνωτές που εγκαθίστανται κυρίως στους ζυγούς Μ.Τ. των υποσταθμών.

Επιπρόσθετα, κατά την πενταετία 2004-2009 εγκαταστάθηκαν 16 συστοιχίες πυκνωτών 150kV ονομαστικής ικανότητας 25 Mvar εκάστη σε Υ/Σ και ΚΥΤ του συστήματος. Συνολικά, κατά την τελευταία διετία έχουν εγκατασταθεί περίπου 300 Mvar χωρητικής ισχύος σε επίπεδο μέσης και υψηλής τάσης, καθώς και αντιστάθμιση σε δημόσια κτίρια.

Επίσης, έχουν εγκατασταθεί πηνία στην πλευρά 150kV σε υποσταθμούς 150kV/ΜΤ (σε εκείνους στους οποίους συνδέονται υποβρύχια καλώδια), καθώς και στο τριτεύον τύλιγμα (πλευρά 30 kV) των ΑΜ/Σ των ΚΥΤ για την αντιμετώπιση προβλημάτων εμφάνισης υψηλών τάσεων κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου [2.4].

2.2.2.5 Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το ελληνικό σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο σύστημα του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), που μέχρι τον Ιούνιο του 2008 συνιστούσε την τέως UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité). Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών Γ.Μ. 400 και 150 kV με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Τουρκίας και της πΓΔΜ (FYROM).

Επιπλέον, το ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία. Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο Σχήμα 2.2, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.

Σχήμα 2.2: Χάρτης διεθνών διασυνδέσεων των χωρών της βαλκανικής**.**

Πιο συγκεκριμένα ακολουθεί μία αναλυτική περιγραφή των διασυνδέσεων του ελληνικού συστήματος με τα συστήματα των γειτονικών χωρών.

Με το σύστημα της πΓΔΜ η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

1. μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrovo στην πΓΔΜ και
2. μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola στην πΓΔΜ.

Με το αλβανικό σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

1. μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Elbasan (Αλβανία). Η ικανότητα μεταφοράς ισχύος μέσω της γραμμής αυτής περιορίζεται στα 250 MVA λόγω περιορισμών στο αλβανικό σύστημα. Τούτο οφείλεται στη δομή του αλβανικού συστήματος, δεδομένου ότι η Αλβανία δεν διαθέτει σύστημα 400 kV πέραν της Γ.Μ. Elbasan – Καρδιά, παρά μόνο σύστημα 220 kV με χαλαρές συνδέσεις με τη Σερβία και το Μαυροβούνιο.
2. μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου μεταξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 100 MW περίπου. Μέσω των πιο πάνω διασυνδετικών γραμμών το αλβανικό σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το ελληνικό σύστημα.

Με το βουλγαρικό σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV (τύπου Β'Β'), μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.

Με την Ιταλία η διασύνδεση συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει:

1. 2 σταθμούς μετατροπής ΥΤΣΡ (HVDC) 400 kV ικανότητας 500 MW.
2. τμήματα εναερίων Γ.Μ. DC μήκους 45 km επί ιταλικού εδάφους και 107 km επί ελληνικού εδάφους.
3. τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί ιταλικού εδάφους.
4. ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ισχύος 500 MW και μήκους 160 km Το ΚΥΤ Αράχθου συνδέεται με το σύστημα μέσω δύο Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό (B'B'B'/400 kV) με τα ΚΥΤ Τρικάλων και Αχελώου μήκους 105 km και 71,5 km αντίστοιχα. Η διασύνδεση Σ.Ρ. των συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας μέσω υποβρυχίου καλωδίου έχει τεθεί σε εμπορική λειτουργία και λειτουργεί επιτυχώς από το τέλος του 2002.

Με το τουρκικό σύστημα από το θέρος του 2008 έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Φιλίππων – ΚΥΤ Ν. Σάντας – Babaeski (Τουρκία). Η Γ.Μ. αυτή είναι διπλού κυκλώματος (τύπου 2Β΄Β΄) στο τμήμα ΚΥΤ Φιλίππων – Ν. Σάντα και μονού κυκλώματος (τύπου Β΄Β΄Β΄) στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski [2.4].

2.2.3 Δίκτυο διανομής

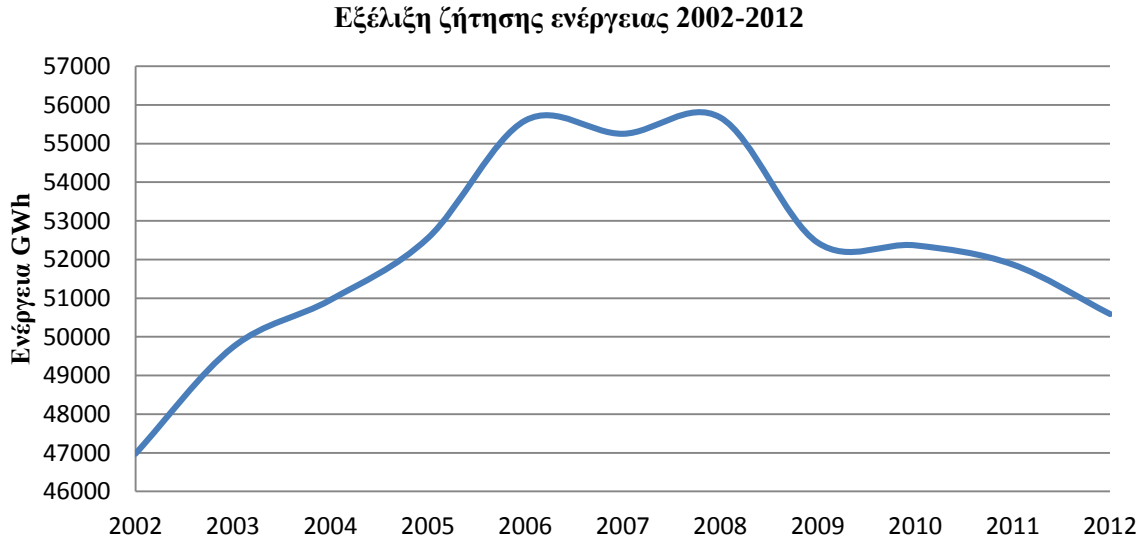
Το σύστημα διανομής περιλαμβάνει γραμμές μέσης και χαμηλής τάσης και υπεύθυνος για την λειτουργία, εκμετάλλευση, συντήρηση και ανάπτυξή του, είναι ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε που είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ Α.Ε.. Το συνολικό μήκος του δικτύου διανομής είναι, σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ, 228.900 km, εκ των οποίων τα 107.500 km είναι δίκτυο Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) και τα 121.400km αποτελούν το δίκτυο Χαμηλής Τάσης (Χ.Τ.). Επίσης υπάρχουν 949km δικτύου υψηλής τάσης. Η μέση τάση έχει γραμμές των 22kV, 20kV, 15kV και 6.6kV. Η χαμηλή τάση περιλαμβάνει γραμμές στα 380/220V ή 400/230V. Τέλος υπάρχουν 155.000 υποσταθμοί μέσης τάσης προς χαμηλή (Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ) και 224 υποσταθμοί υψηλής τάσης προς μέση τάση (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ), εκ των οποίων οι 20 είναι κλειστού τύπου.

2.2.4 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αιχμή του συστήματος

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μαζί με το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών με τις γειτονικές χώρες, ανήλθε στο 2012 σε 50.558 GWh, σημειώνοντας μείωση κατά 2,55% σε σύγκριση με το 2011. Η γενικότερη ύφεση της οικονομικής δραστηριότητας της χώρας εξηγεί την πτώση της ηλεκτροπαραγωγής τα τελευταία χρόνια. Στον Πίνακα 2.3 παρουσιάζεται η εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής τη δεκαετία 2002-2012.

Πίνακας 2.3: Εξέλιξη ζήτησης ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα τη δεκαετία 2002-2012.

Έτος	Ζήτηση Ενέργειας (GWh)	Ετήσια ποσοστιαία μεταβολή	Ισοδύναμη ετήσια μεταβολή		
			10-ετία 2002-2012	5-ετία 2007-2012	3-ετία 2009-2012
2002	46.974				
2003	49.732	5,87 %	0.19%		
2004	50.954	2,46 %			
2005	52.553	3,14 %			
2006	55.597	1,99 %			
2007	55.253	3,09 %			
2008	55.675	0,76 %		-2.37%	
2009	52.436	-5,56 %			
2010	52.366	-0,8 %			-1.71%
2011	51.872	-0,94 %			
2012	50.588	-2,53 %			



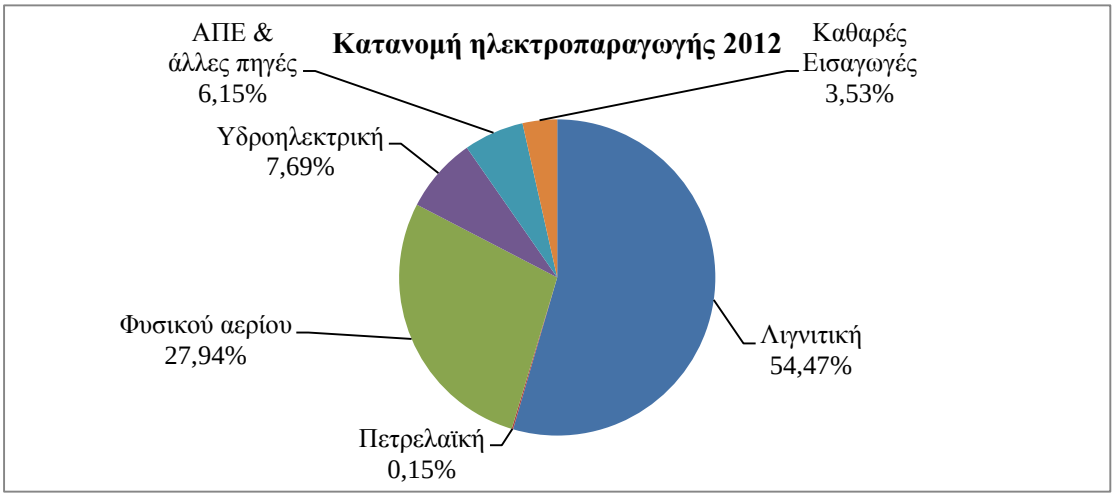
Σχήμα 2.3: Εξέλιξη ζήτησης ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα την δεκαετία 2002-2012.

- Κατά την τελευταία δεκαετία (2002-2012), η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 0,19%.
- Κατά την τελευταία πενταετία (2007-2012), η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 2,37%. Η μεγάλη πτώση που σημειώνεται στη ζήτηση ενέργειας στη χώρα κατά την τελευταία πενταετία συνδέεται άμεσα με την επιβράδυνση της οικονομίας και τη μείωση του ΑΕΠ, λόγω της οικονομικής κρίσης.
- Κατά την τελευταία τριετία (2009-2012), η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε με μέσο ετήσιο ρυθμό της τάξεως του 1,71%

Στον Πίνακα 2.4 και το Σχήμα 2.4 παρουσιάζεται η διάρθρωση της παραγωγής στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα το 2012 ανάλογα με την πηγή από την οποία προέρχεται.

Πίνακας 2.4: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή για το έτος 2012.

Είδος Παραγωγής	GWh	Ποσοστό (%)
Λιγνιτική	27.555	54,47
Πετρελαϊκή	78	0,15
Φυσικού αερίου	14.136	27,94
Υδροηλεκτρική	3.891	7,69
ΑΠΕ & άλλες πηγές	3.113	6,15
Εισαγωγές	5.954	11,77
Εξαγωγές	-4.169	-8,24
ΣΥΝΟΛΟ	50.588	100



Σχήμα 2.4: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή για το έτος 2012.

Η χώρα συνδέεται με όλες τις γειτονικές της χώρες και μέσω αυτών των διασυνδέσεων πραγματοποιούνται εισαγωγές και εξαγωγές. Γενικά η Ελλάδα εμφανίζει εισαγωγική συμπεριφορά. Στον Πίνακα 2.5 παρουσιάζονται οι εισαγωγές και εξαγωγές της χώρας με τις γειτονικές, για το έτος 2012 [2.4],[2.5].

Πίνακας 2.5: Ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών για το έτος 2012

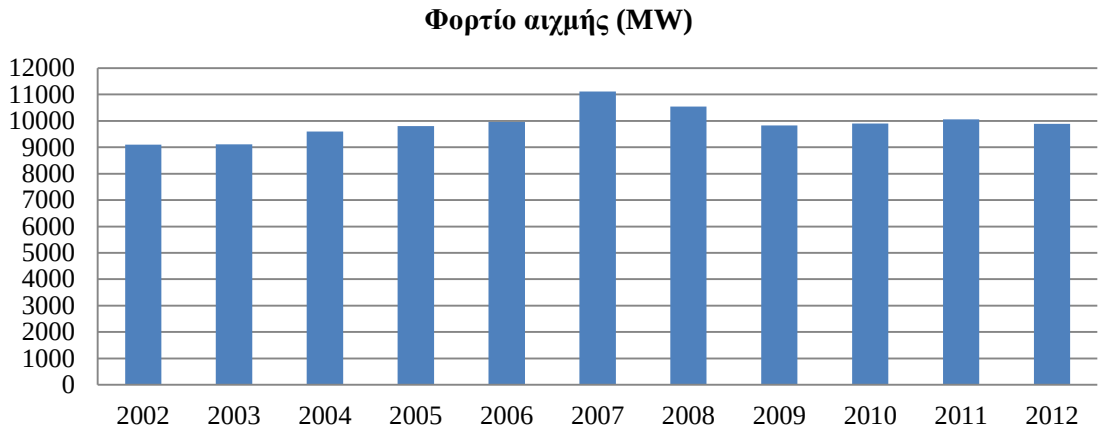
Χώρα	Εισαγωγές (GWh)	Εξαγωγές (GWh)	Ισοζύγιο (GWh)
Τουρκία	1.703,40	3,10	-1699,50
Αλβανία	17,40	1.480,20	1.462,8
π.Γ.Δ.Μ	1.603,77	147,12	-1.456,65
Βουλγαρία	2.302,81	2,157	-2.300,65
Ιταλία	326,65	2.536,5	2209,85
ΣΥΝΟΛΟ	5.954,03	4.169.89	-1.784,14

Στον Πίνακα 2.6 καθώς και στο Σχήμα 2.5 φαίνεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής ζήτησης (μέση ωριαία τιμή) ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την τελευταία 10ετία.

Πίνακας 2.6: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο διασυνδεδεμένο σύστημα τη δεκαετία 2002-2012.

Έτος	**Ετήσια αιχμή[1] φορτίου (MW)**	**Διαφορά από προηγ. Έτος(%)**	**Ισοδύναμη ετήσια μεταβολή**		
			10-ετια 2002-2012	**5-ετία 2007-2012**	**3-ετία 2009-2012**
2002	8924 9100[2]				
2003	9042 9112[2]	0,13			
2004	9370[3] 9600[4]	5,36			
2005	9635 9800[2]	2,08			
2006	9961	1,64			
2007	10610 11110[2]	11,53			
2008	10393 10543[2]	-5,10			
2009	9828	-6,78	1,01%	-1,58%	
2010	9902	0,75			-0,04
2011	10055	1,52			
2012	9894	-1,6			

(1) Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες Μεταφοράς
(2) Έγιναν συμφωνημένες περικοπές τουλάχιστον 150 MW το 2002, 70 MW το 2003, 165MW το 2005, 500 MW το 2007 και 150 MW το 2008
(3) Αναφέρεται στην ώρα του Black-Out στις 12/7/2004, 12:39 μμ
(4) Εκτίμηση ΔΕΣΜΗΕ για την αιχμή του 2004 (αν δεν συνέβαινε το Black-Out)



Σχήμα 2.5: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα τη δεκαετία 2002-2012.

2.3 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΥΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην Ενότητα αυτή, αναφέρονται οι στρατηγικοί στόχοι ανάπτυξης του συστήματος κατά την επόμενη δεκαετία. Οδηγός για έναν τέτοιο μακροχρόνιο σχεδιασμό αποτελεί η πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας και αιχμής του φορτίου για τη χρονική περίοδο του σχεδιασμού. Επίσης πρόβλεψη πρέπει να υπάρχει για τις νέες μονάδες παραγωγής και τη χωροθέτησή τους.

Η πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας, παρουσιάζει μεγάλες αβεβαιότητες καθώς η εξέλιξή της εξαρτάται από πλήθος παραγόντων. Τέτοιοι παράγοντες είναι ο ρυθμός ανάπτυξης της οικονομίας, η εξέλιξη των κλιματικών αλλαγών, η επίδραση μέτρων εξοικονόμησης και διαχείρισης ενέργειας, η πιθανή υποκατάσταση ηλεκτρικών φορτίων από άλλες πηγές, η ελαστικότητα της ζήτησης σε σχέση με τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας κ.λ.π. Στη τρέχουσα χρονική περίοδο, της μεγάλης οικονομικής κρίσης, οι αβεβαιότητες αυτές έχουν αυξηθεί σημαντικά. Τη τελευταία 5-ετία 2007-2012 έχει σημειωθεί μεγάλη μείωση της ετήσιας αιχμής του φορτίου.

Αντίστοιχα, μεγάλες αβεβαιότητες παρουσιάζει η εκτίμηση των μελλοντικών αιχμών, καθώς πέραν των προαναφερθέντων παραγόντων, εξαρτώνται δραστικά από την ένταση και τη διάρκεια ακραίων καιρικών φαινομένων.

Σαφώς μεγαλύτερες αβεβαιότητες εμπεριέχονται στις εκτιμήσεις αναφορικά με την ανάπτυξη νέων μονάδων παραγωγής, το είδος των μονάδων αυτών σε περιβάλλον ελεύθερης ανταγωνιστικής αγοράς και ιδίως του τόπου εγκατάστασής τους. Επίσης, η μεγάλη διείσδυση των μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με τη διασπορά της χωροθέτησής τους προσθέτει ακόμα έναν παράγοντα αβεβαιότητας στις εκτιμήσεις για τις μονάδες παραγωγής.

Παρά τις πιο πάνω αδυναμίες προβλέψεων, είναι απολύτως απαραίτητη η διαμόρφωση ενός στρατηγικού στόχου για την εξέλιξη του συστήματος σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα δεδομένης και της δυσκολίας χωροθέτησης νέων έργων μεταφοράς, του μεγάλου χρόνου που απαιτείται κατά την εγκριτική διαδικασία των περιβαλλοντικών αδειών και απαλλοτριώσεων, καθώς και των συνεχώς διογκούμενων και εντονότατων αντιδράσεων κατά την υλοποίηση των έργων αυτών.

Στον Πίνακα 2.7 παρουσιάζονται οι προβλέψεις για την δεκαετία 2010-2020 για τη ζήτηση ενέργειας και την αιχμή του φορτίου του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς.

Πίνακας 2.7: Πρόβλεψη εξέλιξης φορτίου αιχμής και ζήτησης ενέργειας τη δεκαετία 2010-2020.

	Φορτίο Αιχμής (MW)			**Ζήτηση Ενέργειας (GWh)**		
	Σενάριο			**Σενάριο**		
Έτος	**Χαμηλό**	**Αναφοράς**	**Υψηλό**	**Χαμηλό**	**Αναφοράς**	**Υψηλό**
2010	9900	10260	10650	52960	53065	53065
2011	10080	10500	10900	53860	54230	54390
2012	10260	10710	11240	54720	55370	56020
2013	10400	10960	11540	55540	56480	57700
2014	10560	11160	11930	56320	57550	59430
2015	10760	11410	12330	57335	58890	61210
2016	10860	11700	12620	58020	60340	63050
2017	11000	11950	13020	58700	61820	64940
2018	11090	12250	13410	59830	63340	66890
2019	11250	12550	13810	60060	64900	68900
2020	11350	12840	14200	60670	66500	70960

Γενικότερα η στρατηγική ανάπτυξη του συστήματος αφορά κυρίως,

1. Την ανάπτυξη του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΔΣΜ), δηλαδή των συστημάτων 400kV και 150 kV και των μεταξύ τους συνδέσμων (ΚΥΤ).
2. Την ανάπτυξη των διεθνών διασυνδέσεων της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες.
3. Την ενσωμάτωση των ΑΠΕ, για την ικανοποίηση των στόχων που έχουν τεθεί σε εθνικό επίπεδο.

2.3.1 Μελλοντική ανάπτυξη του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Ο σχεδιασμός της ανάπτυξης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς συνδέεται άμεσα με τις προβλέψεις για τη ζήτηση ενέργειας και για την αιχμή του φορτίου της χώρας. Επίσης, συνδέεται με την τοποθέτηση των νέων μονάδων παραγωγής μελλοντικά.

Ο σχεδιασμός της μελλοντικής ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς προσβλέπει στα εξής:

- Γενική ενίσχυση και βελτίωση του υπάρχοντος δικτύου.
- Ενσωμάτωση των μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Ανάπτυξη των διεθνών διασυνδέσεων.

Στα πλαίσια της ενίσχυσης και βελτίωσης του ήδη υπάρχοντος συστήματος προτείνονται στην Μελέτης Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ 2010-2014) διάφορα έργα, εκ των οποίων αναφέρονται στη συνέχεια [2.4].

Σε ότι αφορά το σύστημα των 400KV τα έργα που σχεδιάζονται για τα προσεχή χρόνια με γνώμονα πάντα τους παραπάνω στόχους είναι τα ακόλουθα, με την ιεράρχηση της σημασίας τους να σχετίζεται με το βαθμό εξυπηρέτησης αυτών των στόχων:

- τέταρτο κύκλωμα 400kV βορρά-νότου.
- οριζόντιο κύκλωμα Τρικάλων – Λάρισας.
- κύκλωμα Θεσσαλονίκης – Λάρισας.
- απευθείας σύνδεση των ΚΥΤ Πατρών με το ΚΥΤ Αχελώου.
- δεύτερη γραμμή 400kV μεταξύ Εύβοιας και υφιστάμενου συστήματος.

Τα ΚΥΤ αποτελούν το σημείο διεπαφής μεταξύ των συστημάτων 400kV και 150kV. Μέσω των ΑΜ/Σ που είναι εγκαταστημένοι στα ΚΥΤ γίνεται η διακίνηση της μεταφερόμενης ισχύος προς το σύστημα 150kV και από εκεί στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και τελικώς προς την κατανάλωση. Το πλήθος των ΚΥΤ και των εγκατεστημένων σε αυτά ΑΜ/Σ έχει σημασία, όχι μόνο για την εξασφάλιση της τροφοδότησης των φορτίων, αλλά και για τη στήριξη των τάσεων και την παροχή αέργου ισχύος προς το σύστημα 150kV.

Σημαντικός αριθμός νέων ΚΥΤ έχουν προγραμματιστεί από προγενέστερες ΜΑΣΜ, όπως τα ΚΥΤ Λαγκαδά και Ν. Σάντας που είναι πλέον σε στάδιο κατασκευής, τα ΚΥΤ Πατρών και Ρουφ που είναι στο στάδιο αδειοδοτήσεων, τα ΚΥΤ Κορίνθου, Λαμίας και Μεσογείων που είναι στο στάδιο εξεύρεσης χώρων, καθώς και νέο ΚΥΤ στη Μεγαλόπολη. Το ΚΥΤ Αργυρούπολης έχει μείνει ημιτελές, καθώς λειτουργεί μόνο η πλευρά 150 kV με μειωμένη ικανότητα.

Για την επόμενη περίοδο, τα νέα ΚΥΤ που μελετώνται είναι τα ακόλουθα:

1. νέο ΚΥΤ στα δυτικά της Θεσσαλονίκης.
2. νέο ΚΥΤ στο Σχηματάρι (εξυπηρέτηση του πιθανού παραγωγικού δυναμικού της Εύβοιας ,των υψηλών φορτίων της βιομηχανικής περιοχής του Σχηματαρίου και των υψηλών φορτίων της πρωτεύουσας).
3. νέο ΚΥΤ στη βόρεια Εύβοια.
4. μετεγκατάσταση του ΚΥΤ Καρδιάς λόγω επέκτασης ορυχείων Πτολεμαΐδας.
5. νέο ΚΥΤ στη Πτολεμαϊδα (λόγω κατάργησης του υφιστάμενου Υ/Σ Πτολεμαϊδα Ι που αποτελεί σημαντικό κόμβο σύνδεσης μονάδων παραγωγής, κυκλωμάτων 150KV και δικτύου).

Με την περαιτέρω ανάπτυξη του συστήματος 400kV, μειώνεται ο ρόλος του συστήματος 150 kV όσον αφορά στη διακίνηση μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ισχύος. Παραμένει όμως η σημασία του για την αντιμετώπιση των βασικών αναγκών τροφοδότησης της χώρας σε περιφερειακό επίπεδο, την ανάπτυξη και σύνδεση νέων Υ/Σ διανομής και την απορρόφηση της ισχύος σταθμών παραγωγής μικρού σχετικά μεγέθους, κυρίως από ΑΠΕ.

Σε γενικές γραμμές πάντως, η μακροχρόνια ανάπτυξη του συστήματος στα 150kV περιλαμβάνει:

1. Τη συμπλήρωση του συστήματος (κλείσιμο βρόχων) με κατασκευή νέων γραμμών 150 kV ή αναβάθμιση υφισταμένων Γ.Μ. απλού κυκλώματος σε Γ.Μ. διπλού κυκλώματος σε σημεία στα οποία σήμερα δεν πληρείται το κριτήριο Ν-1 με γραμμές μεταφοράς, αλλά μόνον με τροφοδότηση φορτίων μέσω διανομής, π.χ. Υ/Σ Αξιούπολης, Σιδηροκάστρου και Νευροκοπίου στη Β. Ελλάδα, Δολιανών στην Ήπειρο, Αγιάς στη Λάρισα κλπ.
2. Αναβάθμιση Γ.Μ. απλού κυκλώματος σε Γ.Μ. διπλού κυκλώματος. Τέτοιου είδους αναβαθμίσεις τριπλασιάζουν τη μεταφορική ικανότητα απλών γραμμών ελαφρού τύπου και επιφέρουν πολύ σημαντική βελτίωση σε θέματα τάσεων. Έχουν επίσης το πλεονέκτημα ότι χρησιμοποιούν υφιστάμενες οδεύσεις, γεγονός που διευκολύνει την αδειοδότηση. Παρά ταύτα όμως, ακόμα και τέτοιου είδους αναβαθμίσεις προκαλούν αντιδράσεις κατοίκων και τοπικών φορέων, που δεν επιτρέπουν την αδειοδότηση ή οδηγούν σε αιτήματα και κατά των προς αναβάθμιση υφισταμένων Γ.Μ., ζητώντας την αποξήλωση ή την κατάργησή τους.
3. Αλλαγές αγωγών. Αποτελεί την τελευταία λύση, εφόσον δηλαδή η κατασκευή νέας Γ.Μ. ή η αναβάθμιση υφισταμένης δεν είναι δυνατή. Επιτρέπει την αύξηση του θερμικού ορίου των γραμμών μεταφοράς. Με την υφιστάμενη τεχνολογία υπάρχει η δυνατότητα αύξησης του θερμικού ορίου των Γ.Μ. στα 300 MW ή και περισσότερο, με απλή αλλαγή αγωγών και εξαρτημάτων ανάρτησης επί των ιδίων πύργων, πράγμα που διευκολύνει σημαντικά την κατασκευή και μειώνει το συνολικό χρόνο αναβάθμισης. Δεν παρέχει όμως την παραμικρή συμβολή σε θέματα τάσεων, δεδομένου ότι η σύνθετη αντίσταση της Γ.Μ. παραμένει η ίδια με πριν, εμφανίζονται μάλιστα λίαν αυξημένες απώλειες. Για το λόγο αυτόν, στο ελληνικό σύστημα τέτοιες αντικαταστάσεις αγωγών περιορίζονται στις περιπτώσεις που απαιτείται αύξηση του θερμικού ορίου στα 200 MVA (που αντιστοιχεί στο θερμικό όριο των υφιστάμενων κυκλωμάτων βαρέως τύπου υπό κανονικές συνθήκες) ή σε εξαιρετικές περιπτώσεις στα 250 MVA περίπου [2.4].

2.3.1.1 Ενσωμάτωση ΑΠΕ

Πέραν των θεμάτων ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς, το κρίσιμο θέμα που τίθεται είναι η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία του συνδυασμένου συστήματος παραγωγής –μεταφοράς υπό μεγάλη αιολική διείσδυση, κυρίως λόγω της στοχαστικής φύσης του ανέμου και της μεγάλης αβεβαιότητας στην πρόβλεψή του.

Το σύστημα με τα έργα που κατασκευάζονται και προγραμματίζονται στη ΜΑΣΜ (2010-2014), ιδίως αυτά των 400kV, καλύπτει τις ανάγκες συγκέντρωσης παραγωγής αιολικών πάρκων από τις πιο πάνω περιοχές και τη διακίνησή τους στα φορτία. Σε κάθε περίπτωση βέβαια, θα απαιτηθούν επιμέρους έργα σύνδεσης, που μέχρι τώρα υλοποιούνται, με επιτυχία, από τους ίδιους τους επενδυτές παραγωγούς, οι οποίοι φέρουν και το κόστος. Το κρίσιμο θέμα που τίθεται στρατηγικά θα είναι η δυνατότητα του συστήματος παραγωγής να λειτουργήσει με ασφάλεια υπό μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ.

Υπό μεγάλη αιολική διείσδυση, τα αιολικά πάρκα θα αποτελούν σημαντικό ποσοστό της συνολικής παραγωγής. Η στοχαστική τους λειτουργία όμως δημιουργεί σε υψηλά επίπεδα διείσδυσης προβλήματα στη σταθερότητας του δικτύου, γεγονός που καθιστά αναγκαία την ύπαρξη συνεχούς εποπτείας και ελέγχου. Είναι σαφές ότι αυξανομένης της αιολική διείσδυσης, οι κανόνες ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος θα επιβάλλουν τον περιορισμό της απορροφώμενη από το σύστημα παραγωγής από αιολικά πάρκα. Σε κάθε περίπτωση, θα απαιτηθούν σημαντικές νέες υποδομές για την εποπτεία και τον έλεγχο των αιολικών πάρκων.

Περαιτέρω αναφορά στις τεχνικές δυσκολίες που προκύπτουν από την ύπαρξη μεγάλων αιολικών πάρκων στο σύστημα και στους τρόπους αντιμετώπισης αυτών των προβλημάτων είναι εκτός του αντικειμένου της παρούσας εργασίας. Γενικά σημειώνεται, ότι η επίτευξη των εθνικών στόχων για το έτος 2020 σε ότι αφορά την ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές θα απαιτήσει τα εξής:

1. Την υλοποίηση των έργων μεταφοράς που έχουν προγραμματισθεί, περιλαμβανομένης της πλήρους ανάπτυξης του βρόχου 400 kV στην Πελοπόννησο.
2. Τη συμμετοχή της αιολικής παραγωγής στη ρύθμιση φορτίου – συχνότητας και αυτόματης ρύθμισης παραγωγής.
3. Τη διασπορά της παραγωγής από αιολικά πάρκα.
4. Τη συμμετοχή των ΑΠΕ στη ρύθμιση τάσεων και αέργων.

2.3.1.2 Ανάπτυξη διεθνών διασυνδέσεων

Για τη διαμόρφωση ενός μακροχρόνιου σχεδιασμού για την ανάπτυξη των διεθνών διασυνδέσεων πρέπει να διατυπωθούν καταρχήν ορισμένες εκτιμήσεις σχετικά με τις ευρύτερες εξελίξεις στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε ευρύτερο ευρωπαϊκό επίπεδο, αλλά και κυρίως στο επίπεδο των γειτονικών χωρών.

Γενικότερα, το ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα στο οποίο συμμετείχε η Ελλάδα, αποτελεί μία σύγχρονη ζώνη που εκτείνεται σήμερα από την ιβηρική χερσόνησο στα δυτικά μέχρι την Πολωνία στα ανατολικά και από την Ελλάδα μέχρι τη Δανία. Το εν λόγω διασυνδεδεμένο σύστημα είναι επίσης διασυνδεδεμένο με υποβρύχια καλώδια εναλλασσόμενου ρεύματος με τις χώρες της ΒΔ Αφρικής (Μαρόκο – Αλγερία – Τυνησία), μέσω της Ισπανίας. Είναι σήμερα υπό εξέταση πολλά αιτήματα επέκτασης του ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου συστήματος προς όλες σχεδόν τις γεωγραφικές κατευθύνσεις. Οι νέες διασυνδέσεις που αναμένονται σε σχετικά σύντομο χρονικό ορίζοντα είναι αυτή προς την Τουρκία, καθώς και προς τις χώρες της Β. Αφρικής από τη Λιβύη μέχρι τη Μέση Ανατολή, στην κατεύθυνση δημιουργίας του αποκαλούμενου μεσογειακού δακτυλίου. Το κλείσιμο του μεσογειακού δακτυλίου φαίνεται ότι θα γίνει με συνδέσμους Σ.Ρ. μεταξύ Τουρκίας και Συρίας, δεδομένου ότι το κλείσιμο με εναλλασσόμενο ρεύμα έχει διαπιστωθεί ότι είναι τεχνικά ανέφικτο.

Στα πλαίσια της στρατηγικής ανάπτυξης του ελληνικού συστήματος μεταφοράς προβλέπονται νέες διασυνδέσεις με τη Βουλγαρία και την Ιταλία. Έχει μελετηθεί από κοινού από τη ΔΕΗ και τη ΝΕΚ από το 2000 μία δεύτερη διασυνδετική γραμμή Ελλάδας – Βουλγαρίας πέρα από την υφιστάμενη. Είχαν τότε εξετασθεί δύο δυνατά σενάρια, αμφότερα με αφετηρία το ΚΥΤ Φιλίππων προς Plovdiv ή προς το κέντρο παραγωγής Maritsa στην νοτιοανατολική πλευρά της Βουλγαρίας. Λόγω του δύσβατου της περιοχής στον ορεινό όγκο της Ροδόπης και από τις δύο πλευρές, εκτιμήθηκε ως πλέον εύλογη η χάραξη από τους Φιλίππους προς τη Maritsa. Το έργο, τουλάχιστον όσον αφορά την ελληνική πλευρά, είναι αρκετά εύκολο να υλοποιηθεί λόγω του μικρού απαιτούμενου μήκους γραμμών μεταφοράς και του χαμηλού σχετικά κόστους, δεδομένου ότι η γραμμή Φιλίππων – Ν. Σάντας έχει ήδη ολοκληρωθεί. Από πλευράς της γειτονικής χώρας, η δαπάνη, λόγω του τετραπλασίου μήκους ΓΜ που απαιτείται, είναι αντίστοιχα υψηλότερη. Μέχρι σήμερα δεν έχει υπάρξει οριστική συμφωνία με τη βουλγαρική πλευρά. Το έργο πάντως παραμένει στις στρατηγικές επιδιώξεις του ΑΔΜΗΕ.

Η ενίσχυση της διασύνδεσης με την Ιταλία, αποτελεί επίσης στρατηγική επιδίωξη του ΑΔΜΗΕ που συναρτάται με τον ευρύτερο στόχο να αποτελέσει η Ελλάδα κέντρο διαμετακόμισης ενέργειας μεταξύ των ανατολικών και δυτικών χωρών της Ευρώπης.

Συγκεκριμένα, έχει προταθεί στην ιταλική πλευρά η κατασκευή νέου συνδέσμου Σ.Ρ. ισχύος 500 MW με στόχο το διπλασιασμό της μεταφορικής ικανότητας προς Ιταλία. Τα τελευταία χρόνια έγιναν συναντήσεις μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της TERNA (που είναι ο κύριος και διαχειριστής του συστήματος της Ιταλίας) και των ρυθμιστικών αρχών των δύο χωρών, ωστόσο μέχρι σήμερα δεν υπάρχει συμφωνία. Το έργο, βέβαια, είναι υψηλού κόστους, της τάξεως των 300 Μ€ ή και περισσότερο, λόγω της απαιτούμενης τεχνολογίας HVDC και των μεγάλων υποβρυχίων τμημάτων που απαιτούνται. Παρά το έντονο ενδιαφέρον από ελληνικής πλευράς, δεν έχει υπάρξει αντίστοιχη ανταπόκριση από την ιταλική πλευρά, η οποία όπως διαφαίνεται σχεδιάζει ανάπτυξη υποθαλάσσιων συνδέσεων από βορειότερα σημεία της ιταλικής χερσονήσου, όπου βρίσκονται και τα σημαντικότερα κέντρα φορτίου της, σε σημεία της βαλκανικής βορειότερα της Ελλάδος (Αλβανία, Κροατία, Μαυροβούνιο) [2.4].

2.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[2.1] ΑΔΜΗΕ Α.Ε "Δεδομένα έτους αξιοπιστίας" [Online] Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikisenergeias/michanismos-diasfalisis-eparkoys-ischyos/dedomena-eton-axiopistias/, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

[2.2] ΑΔΜΗΕ Α.Ε "Μονάδες στο Μητρώο Μονάδων" [Online] Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/mitroa/mitroo-monadon/monades-sto-mitroo-monadon/, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

[2.3] ΛΑΓΗΕ Α.Ε. "Μηνιαίο δελτίο ΑΠΕ Δεκέμβριος 2012" [Online] Διαθέσιμο: http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/2012_12_GR_MOMTHLY_RES.pdf

[2.4] ΑΔΜΗΕ Α.Ε "Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2010-2014" [Online] Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/masm/masm_2010-2014-RAE.pdf, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

[2.5] ΑΔΜΗΕ Α.Ε "Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας , Δεκέμβριος 2012" [Online] Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/energy_201212_GR.pdf, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΧΡΕΩΣΗΣ ΧΡΗΣΤΩΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχει υποστεί σημαντικές και πολλαπλές αλλαγές στην τελευταία δεκαετία. Όλες αυτές οι αλλαγές σχετίζονται με την προσπάθεια απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε η λειτουργία της ελληνικής αγοράς να εναρμονιστεί με το θεσμικό πλαίσιο λειτουργίας των αντίστοιχων αγορών στις χώρες της Ε.Ε. Για δεκαετίες η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας τελούσε υπό αυστηρά μονοπωλιακό καθεστώς και μοναδικός διαχειριστής ήταν η ΔΕΗ. Στο πλαίσιο των αλλαγών στους θεσμικούς κανόνες της αγοράς τέθηκαν σημαντικά ζητήματα και σε ότι αφορά τη διαχείριση του συστήματος μεταφοράς και διανομής της χώρας.

Το καθεστώς διαχείρισης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς αλλά και η στρατηγική ανάπτυξής του, διαφοροποιήθηκαν σημαντικά, λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς και της δυναμικής ανάπτυξης των μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη χώρα.

Στο ανταγωνιστικό περιβάλλον, όπως αυτό δημιουργήθηκε στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποκτά σημασία και ο τρόπος τιμολόγησης της χρήσης του δικτύου από τους χρήστες (παραγωγούς και καταναλωτές), αφού μπορεί να αποτελέσει παράγοντα για την κατεύθυνση ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.

Στην παρούσα εργασία γίνεται μια προσπάθεια τιμολόγησης της χρήσης του δικτύου με μεθόδους που σχετίζονται με τις συνεισφορές των χρηστών στις ροές ισχύος που προκύπτουν κατά τη λειτουργία του δικτύου και με την απόσταση μεταφοράς της ισχύος από την παραγωγή στην κατανάλωση. Για παράδειγμα, η λειτουργία μιας μονάδας παραγωγής σε μια περιοχή που η απόσταση από την κατανάλωση είναι μεγάλη, θα τιμολογηθεί υψηλά, ακριβώς λόγω της χρήσης ενός εκτεταμένου μέρους του δικτύου. Με τον συνυπολογισμό των παραπάνω παραμέτρων θα τιμολογηθεί αντίστοιχα και ένας μεγάλος καταναλωτής (βιομηχανική μονάδα). Η τιμολόγηση της χρήσης του δικτύου με μεθόδους που λαμβάνουν υπόψη τις χιλιομετρικές αποστάσεις παραγωγών και φορτίων καθώς και τις ροές ισχύος που προκύπτουν στο σύστημα αποτελεί κίνητρο ή αντικίνητρο στην χωροταξική τοποθέτηση νέων φορτίων και παραγωγών. Μακροπρόθεσμα τέτοιες μέθοδοι τιμολόγησης θα μπορούσαν να συντελέσουν σε μια πιο ορθολογική χωροταξία των φορτίων και των παραγωγών, ζήτημα το οποίο μέχρι το πρόσφατο παρελθόν αποτελούσε βασική αδυναμία στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, το οποίο παρουσίαζε συγκέντρωση της παραγωγής στη βόρεια Ελλάδα και του φορτίου στη νότια χώρα.

Επίσης η απελευθέρωση της αγοράς έδωσε ιδιαίτερη ώθηση σε ιδιωτικές επενδύσεις στον τομέα της παραγωγής και ιδιαίτερα στις μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το σύστημα μεταφοράς ενέργειας πρέπει να αναπτυχθεί στην κατεύθυνση της ένταξης αυτών των μονάδων στο δίκτυο. Για παράδειγμα, η τοποθέτηση ενός μεγάλου αιολικού πάρκου σε ένα σύμπλεγμα νησιών των Κυκλάδων, λόγω της ύπαρξης μεγάλου αιολικού δυναμικού στην περιοχή, γεννά την αναγκαιότητα διασύνδεσης μιας απομονωμένης περιοχής με το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Προφανώς το

κόστος μιας τέτοιας διασύνδεσης της δεδομένης περιοχής είναι ιδιαίτερα υψηλό (υποβρύχια καλώδια) και το ζήτημα που τίθεται είναι, στο συγκεκριμένο παράδειγμα, το πώς θα τιμολογηθεί ο παραγωγός ή οι καταναλωτές για τη χρήση αυτού του μέρους του δικτύου, ιδιαίτερα υψηλού κόστους. Είναι σαφές λοιπόν ότι λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς και της διείσδυσης των ΑΠΕ στη χώρα, οι παράμετροι της διαχείρισης και της ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς έχουν διαφοροποιηθεί σημαντικά.

Στην Ενότητα 3.2 γίνεται μια σύντομη αναφορά στις αλλαγές του θεσμικού πλαισίου τα τελευταία χρόνια μέχρι τον υφιστάμενο τρόπο λειτουργίας της αγοράς. Στην Ενότητα 3.3 περιγράφεται η μέθοδος χρέωσης χρήσης του δικτύου όπως αυτή εφαρμόζεται σήμερα.

3.2 ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΑΓΟΡΑΣ

Η πρώτη προσπάθεια για την απελευθέρωση της αγοράς έγινε με το νόμο 2773/1999, με τον οποίο διαχωρίστηκε το ανταγωνιστικό σκέλος της αγοράς (παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας), από το μονοπωλιακό σκέλος (μεταφορά και διανομή). Επιπλέον δημιουργήθηκε η ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ΡΑΕ) και ο ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ. Σκοπός, γενικότερα, της ΡΑΕ, είναι να εξασφαλίζει τους μακροχρόνιους στρατηγικούς στόχους της ενεργειακής πολιτικής και την εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος. Να εξασφαλίζει την επαρκή και ισότιμη τροφοδοσία όλων των καταναλωτών, την ασφάλεια τροφοδοσίας της χώρας, την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών και γενικότερα την επαρκή υποδομή της χώρας για την ενέργεια. Ο ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ ορίσθηκε υπεύθυνος για τη διαχείριση και μελέτη ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τη λειτουργία της αγοράς αποκλίσεων.

Κατά την πρώτη αυτή περίοδο της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ένας προμηθευτής για να έχει δικαίωμα να δραστηριοποιηθεί και να προμηθεύσει ενέργεια έναν επιλέγοντα πελάτη, έπρεπε να κατέχει δυναμικό παραγωγής στην Ελλάδα ή σε χώρα της Ε.Ε. Επομένως, μόνο ηλεκτροπαραγωγοί μπορούσαν να είναι προμηθευτές. Παράλληλα, η οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά είχε σχεδιασθεί ως αγορά αποκλίσεων, αφού ο κύριος όγκος των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, προβλέπονταν να γίνεται απευθείας μεταξύ του εγκατεστημένου παραγωγικού δυναμικού και του προμηθευτή που το κατείχε.

Το 2003 σχεδιάσθηκε η πρώτη σημαντική αλλαγή στη δομή της αγοράς με το νόμο 3175/2003, η οποία τέθηκε σε ουσιαστική εφαρμογή το 2006. Δημιουργήθηκε η υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά (mandatory pool), όπου όλοι οι παραγωγοί ήταν υποχρεωμένοι να πωλούν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και από την οποία όλοι οι προμηθευτές ήταν υποχρεωμένοι να απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια και να την πωλούν στους επιλέγοντες πελάτες. Ταυτόχρονα, ένας προμηθευτής πλέον δεν ήταν υποχρεωμένος να κατέχει παραγωγικό δυναμικό αλλά να έχει εξασφαλίσει μακροχρόνια διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας από παραγωγούς μέσω συμβάσεων διαθεσιμότητας ισχύος. Επειδή ουδέποτε εφαρμόστηκαν τα διμερή συμβόλαια διαθεσιμότητας ισχύος μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών, ο ΔΕΣΜΗΕ υποχρεώθηκε να αγοράζει ο ίδιος τη διαθεσιμότητα ισχύος από τους παραγωγούς και να την πουλάει στους προμηθευτές σε ρυθμιζόμενη τιμή.

Το 2011 έγινε μια νέα σημαντική αλλαγή. Πλέον της αγοράς επόμενης μέρας και της αγοράς αποκλίσεων δημιουργήθηκε και η αγορά επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας) που εκκαθαρίζεται ταυτόχρονα με την αγορά επόμενης ημέρας. Αρχικά οι επικουρικές υπηρεσίες ήταν ρυθμιζόμενες και μόνο συγκεκριμένες μονάδες τις παρείχαν με ρυθμιζόμενη χρέωση.

Τέλος, στις αρχές του 2012, δημιουργήθηκε ο ΑΔΜΗΕ ΑΕ ως θυγατρική της ΔΕΗ ΑΕ και προήλθε από τη συγχώνευση του ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ και της Γενικής Διεύθυνσης Μεταφοράς της ΔΕΗ ΑΕ με παράλληλη εκχώρηση των παγίων μεταφοράς στη θυγατρική αυτή. Ο ΑΔΜΗΕ ΑΕ είναι υπεύθυνος για τη διαχείριση και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Σήμερα ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά το μοντέλο για την οργάνωση της χονδρεμπορικής αγοράς μέσω της οποίας συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί, θα καταναλωθεί και θα διακινηθεί την επόμενη μέρα στην Ελλάδα.

Στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό ενσωματώνονται οι παρακάτω επιμέρους αγορές, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος.

- Ημερήσια Χονδρεμπορική Αγορά Ενέργειας, όπου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, και στην οποία προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς και αντίστοιχα απορροφούν και χρεώνονται οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς.
- Ημερήσια Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, όπου εξασφαλίζονται οι αναγκαίες επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες. Η αγορά επικουρικών υπηρεσιών καλύπτει τις ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδοσίας τους.
- Εκκαθάριση Αποκλίσεων, όπου εκκαθαρίζονται οποιεσδήποτε έκτακτες συναλλαγές πραγματοποιήθηκαν για την εξασφάλιση της φυσικής ισορροπίας του συστήματος κατά την Ημέρα Κατανομής.
- Αγορά Μακροχρόνιας Αξιοπιστίας Ισχύος, όπου οι παραγωγοί αμείβονται για τη διατήρηση των μονάδων τους σε λειτουργική ετοιμότητα, και η οποία έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου των παραγωγών, ώστε να είναι δυνατή η εγκατάσταση και λειτουργία νέων μονάδων παραγωγής. Ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος προβλέπει τη δυνατότητα αφενός των παραγωγών να λαμβάνουν αμοιβή και να ανακτούν μέρους του κεφαλαιουχικού τους κόστους, βάσει της ετήσιας διαθεσιμότητάς τους και όχι της ημερησίας κατανομής τους, και αφετέρου των προμηθευτών, οι οποίοι εξασφαλίζουν την ομαλότερη διακύμανση των τιμών στη χονδρεμπορική αγορά, ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος των παραγωγών. Μέσω της αγοράς αυτής δίδονται τα κατάλληλα μακροχρόνια οικονομικά κίνητρα στους παραγωγούς για την εγκατάσταση νέων αξιόπιστων μονάδων.

Το υφιστάμενο μοντέλο περιλαμβάνει υποχρεωτικές προσφορές των παραγωγών για το σύνολο της ισχύος τους και αντίστοιχα υποβολή προσφορών για το σύνολο της ζήτησης από τους προμηθευτές, χωρίς να επιτρέπονται διμερή συμβόλαια φυσικής παράδοσης μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών. (mandatory pool).

Ο διαχειριστής του συστήματος (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) που έχει σαν αντικειμενικό σκοπό τη βελτιστοποίηση της αγοράς, λαμβάνει προσφορές τιμών και ποσοτήτων για παραγωγή και κατανάλωση σε ημερήσια βάση. Κάθε προσφορά γίνεται για την επόμενη μέρα ενώ η κάθε μέρα χωρίζεται σε περιόδους της μίας ώρας. Για κάθε περίοδο ο διαχειριστής δέχεται προσφορές μέχρι μια καθορισμένη προθεσμία.

Οι παραγωγοί προσφέρουν την παραγωγή τους όσον αφορά την τιμή και τις προγραμματισμένες περιόδους. Οι προμηθευτές υποβάλουν τις προσφορές τους σχετικά με το ζητούμενο φορτίο και τη μέγιστη τιμή που είναι διατεθειμένοι να πληρώσουν. Στη συνέχεια ο διαχειριστής υπολογίζει την ποσότητα και την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς για την επόμενη μέρα για κάθε ώρα. Η τιμή της εκκαθάρισης της αγοράς λέγεται οριακή τιμή του συστήματος.

Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της οριακής τιμής του συστήματος, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η οριακή τιμή

του συστήματος. Στην ουσία, η οριακή τιμή του συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

3.3 ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΧΡΕΩΣΗΣ ΧΡΗΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

3.3.1 Ετήσιο κόστος συστήματος

Μέχρι την 31η Οκτωβρίου κάθε έτους ο Διαχειριστής του Συστήματος συντάσσει προϋπολογιστική έκθεση για το επόμενο έτος, στην οποία περιλαμβάνονται τα συνολικά αναμενόμενα έσοδα του Διαχειριστή του Συστήματος από τη χρέωση χρήσης του Συστήματος για το επόμενο οικονομικό έτος ενώ δεν περιλαμβάνονται οι δαπάνες λειτουργίας του Διαχειριστή του Συστήματος. Ο προϋπολογισμός του ετήσιου κόστους του Συστήματος και οι μοναδιαίες χρεώσεις που προκύπτουν εγκρίνονται από τον Υπουργό Ανάπτυξης, μετά από γνώμη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ). Το ετήσιο κόστος του Συστήματος υπολογίζεται με βάση τη σχέση:

$$E = E_1 + E_2 \pm \Pi_1 \pm \Pi_2 \qquad (3.1)$$

όπου:

Ε : Το ετήσιο κόστος του Συστήματος.

E_1 : Το ετήσιο αντάλλαγμα, που οφείλει ο Διαχειριστής του Συστήματος στον Κύριο του Συστήματος.

E_2 : Το ετήσιο κόστος των έργων του Συστήματος το οποίο βαρύνει τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Π_1 : Το μη ανακτηθέν από μονάδες παραγωγής κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) κατά το τρέχον οικονομικό έτος όπως υπολογίζεται στον ΚΔΣ.

Π_2 : Το μη ανακτηθέν από πελάτες κόστος (θετικό πρόσημο) ή πλεόνασμα (αρνητικό πρόσημο) όπως υπολογίζεται στον ΚΔΣ.

Το αντάλλαγμα, που οφείλει ο Διαχειριστής του Συστήματος στον Κύριο του Συστήματος σε ετήσια βάση και το οποίο αντιστοιχεί στη μεταβλητή E_1, υπολογίζεται με βάση τη σχέση:

$$E_1 = O + A + (V - D) \times \rho \qquad (3.2)$$

όπου:

Ο : Οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, καθώς και οι έμμεσες δαπάνες, όπως προϋπολογίζονται σύμφωνα με τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού, οι οποίες βαρύνουν τον Κύριο του Συστήματος. Οι δαπάνες αυτές περιλαμβάνουν και τις δαπάνες συντήρησης των παγίων σύνδεσης Χρηστών.

Α : Οι ετήσιες αποσβέσεις των στοιχείων του παγίου ενεργητικού της μεταφοράς, όπως προϋπολογίζονται σύμφωνα με τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού.

V-D : Η μέση τιμή του συνόλου των απασχολουμένων μακροχρονίων, ιδίων και ξένων κεφαλαίων της μεταφοράς, κατά την αρχή και το τέλος του έτους, όπως προκύπτουν κατά τους κανόνες του λογιστικού διαχωρισμού, όπου:

V : Η μέση προϋπολογιζόμενη αρχική αξία των στοιχείων παγίου ενεργητικού βάσει αποδεκτών μεθόδων αποτίμησης και του κεφαλαίου κίνησης της μεταφοράς.

D : Η αντίστοιχη μέση προϋπολογιζόμενη τιμή των σωρευτικών αποσβέσεων των στοιχείων παγίου ενεργητικού της μεταφοράς.

ρ : Το ονομαστικό επιτόκιο απόδοσης των απασχολούμενων κεφαλαίων της μεταφοράς, προ φόρων, το οποίο είναι αποδεκτό από τη ΡΑΕ σύμφωνα με την εφαρμοζόμενη ρυθμιστική πολιτική και τη διεθνή πρακτική και εμπειρία.

3.3.2 Μέθοδος χρέωσης χρήσης του συστήματος

Ο Διαχειριστής του Συστήματος επιμερίζει το ετήσιο κόστος του Συστήματος σε όλους τους Χρήστες του Συστήματος και υπολογίζει το ποσό χρέωσης για κάθε Χρήστη του Συστήματος. Το ετήσιο κόστος του Συστήματος επιμερίζεται κατά 100% στο σύνολο των Πελατών.

Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης αναπροσαρμόζονται τα ποσοστά επιμερισμού του ετήσιου κόστους του Συστήματος μεταξύ των Μονάδων και των Πελατών ανά τρία έτη μετά από γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Η ΡΑΕ αξιολογεί τα ποσοστά επιμερισμού, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος συντήρησης των παγίων σύνδεσης Μονάδων παραγωγής, τα αποτελέσματα εφαρμογής της μεθόδου επίλυσης του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (ΗΕΠ) καθώς και τα ειδικά χαρακτηριστικά και το προϋπολογιζόμενο κόστος νέων έργων ανάπτυξης του Συστήματος.

Το ετήσιο κόστος που αναλογεί στο σύνολο των Πελατών, επιμερίζεται μεταξύ των Πελατών που είναι συνδεδεμένοι στο Σύστημα και λοιπών Πελατών, οι οποίοι συνδέονται στη μέση και χαμηλή τάση, ανάλογα με την ισχύ χρέωσής τους. Ο περαιτέρω επιμερισμός του ετήσιου κόστους λοιπών Πελατών σε κατηγορίες Πελατών ορίζεται βάσει της μεθοδολογίας που περιλαμβάνεται στο Εγχειρίδιο Χρεώσεων Χρήσης Συστήματος Πελατών Δικτύου Διανομής (ΧΧΣ).

Το ποσό της χρέωσης που αντιστοιχεί σε κάθε Πελάτη που είναι απευθείας συνδεδεμένος με το Σύστημα προϋπολογίζεται σε ετήσια βάση και προσδιορίζεται ως το γινόμενο της ισχύος χρέωσης του Πελάτη επί τη μοναδιαία χρέωση που του αντιστοιχεί. Η μοναδιαία χρέωση για κάθε Πελάτη που είναι συνδεδεμένος με το Σύστημα, σε Ευρώ/MW, είναι η ίδια για όλη την Ελλάδα και καθορίζεται ως το πηλίκο του ετήσιου κόστους Συστήματος που επιμερίζεται στους Πελάτες αυτούς διαιρούμενο με το άθροισμα των ισχύων χρέωσής τους.

Οι Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος για τους Πελάτες που συνδέονται στην Μέση και Χαμηλή Τάση καθορίζονται βάσει της μεθοδολογίας που περιλαμβάνεται στο Εγχειρίδιο ΧΧΣ.

Εντός ενός μηνός από το πέρας κάθε έτους ο Διαχειριστής του Συστήματος προβαίνει σε εκκαθάριση των χρεώσεων χρήσης που αντιστοιχούν σε έκαστο Χρήστη του Συστήματος που είναι απευθείας συνδεδεμένος με το Σύστημα, βάσει των δεδομένων Μετρήσεων που αφορούν στην ισχύ χρέωσης του Χρήστη κατά το προηγούμενο έτος. Τα ποσά των χρεώσεων χρήσης Συστήματος που αναλογούν στους Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στο Δίκτυο Διανομής υπολογίζονται από τους Διαχειριστές των Δικτύων ανά Προμηθευτή για το σύνολο των Πελατών του και εισπράττονται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

Η ισχύς χρέωσης πελάτη που είναι συνδεδεμένος στο Σύστημα ορίζεται σε ετήσια βάση και υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των ακόλουθων τριών τιμών:

1) της τιμής της μέσης ωριαίας ισχύος, που ο πελάτης αυτός καταναλώνει κατά την ώρα θερινής αιχμής,
2) της τιμής της μέσης ωριαίας ισχύος που ο πελάτης αυτός καταναλώνει κατά την ώρα χειμερινής αιχμής και
3) του μεγίστου των δύο προηγούμενων τιμών.

Η ισχύς χρέωσης για το σύνολο των Πελατών που είναι συνδεδεμένοι στο δίκτυο Διανομής ορίζεται σε ετήσια βάση και υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των ακόλουθων τριών τιμών:

1) το άθροισμα των μετρήσεων ισχύος κατανάλωσης όλων των υποσταθμών σύνδεσης Συστήματος και δικτύου κατά την ώρα θερινής αιχμής,
2) το άθροισμα των μετρήσεων ισχύος κατανάλωσης όλων των υποσταθμών σύνδεσης Συστήματος και δικτύου κατά την ώρα χειμερινής αιχμής και
3) του μεγίστου των δύο προηγούμενων τιμών.

Ως ώρα θερινής αιχμής ενός έτους ορίζεται η ώρα κατά τη διάρκεια της οποίας η μέση ωριαία ζήτηση στο Σύστημα είναι η μέγιστη, στο διάστημα των μηνών Ιουνίου, Ιουλίου, Αυγούστου και Σεπτεμβρίου.

Ως ώρα χειμερινής αιχμής ενός έτους ορίζεται η ώρα κατά τη διάρκεια της οποίας η μέση ωριαία ζήτηση στο Σύστημα είναι η μέγιστη, στο διάστημα των υπόλοιπων μηνών του συγκεκριμένου έτους [3.1].

3.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[3.1] ΔΕΣΜΗΕ, ‘‘Νέος κώδικας διαχείρισης του συστήματος και συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας’’, [Online] Διαθέσιμο: http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=241&lang=1, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΕΘΟΔΟΥ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΥΠΗΡΕΣΙΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΛΕΤΗΣ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο Κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα στάδια της μεθόδου που εφαρμόστηκε για την τιμολόγηση της χρήσης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς. Σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3, σημαντικό ρόλο παίζει η σωστή τιμολόγηση των υπηρεσιών μεταφοράς γιατί επηρεάζει άμεσα τη λήψη αποφάσεων για την κατανομή των πόρων, την επέκταση του συστήματος και τις ενισχύσεις των γραμμών μεταφοράς. Στην Ενότητα 3.3 περιγράφεται ο υφιστάμενος τρόπος τιμολόγησης των χρηστών όπως αυτός ορίζεται από τον κώδικα συναλλαγών της ρυθμιστικής αρχής ενέργειας.

Γενικά είναι πολύ δύσκολο να θεσπιστεί ένα κοινό πλαίσιο κοστολόγησης της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της ποικιλομορφίας των δομών των αγορών παγκοσμίως αλλά και των αδυναμιών που εμφανίζουν οι εκάστοτε προτεινόμενες μέθοδοι. Γενικά η επιλογή του τρόπου τιμολόγησης των υπηρεσιών μεταφοράς στοχεύει στα παρακάτω:

1. Οικονομική αποδοτικότητα του δικτύου
2. Πρόσβαση στο δίκτυο χωρίς διακρίσεις
3. Διαφάνεια
4. Ανάκτηση κόστους
5. Αποφυγή συμφόρησης

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας παρουσιάζεται ένας διαφορετικός μηχανισμός τιμολόγησης των χρηστών για τη χρήση του δικτύου, από τον υφιστάμενο. Ο μηχανισμός αυτός αποτελείται από συγκεκριμένα στάδια. Αρχικά υπολογίζονται οι ροές φορτίου που προκύπτουν στο σύστημα με την επίλυση των εξισώσεων της dc ροής φορτίου. Στη συνέχεια γίνεται η ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις υπολογισμένες ροές φορτίου με 3 διαφορετικές μεθόδους:

1. Μέθοδος Rudnick, (χρήση των συντελεστών κατανομής).
2. Μέθοδος αλγορίθμων Bialek.
3. Μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή μέθοδος των συναλλαγών (transactions).

Τέλος, επιχειρείται η τιμολόγηση αυτών των συνεισφορών, επιλέγοντας τις μεθόδους, MW-mile βασισμένη στη ροή φορτίου και τη μέθοδο του γραμματοσήμου (postage stamp), από ένα σύνολο μεθόδων που αναφέρονται παρακάτω. Να σημειωθεί ότι και για την ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις ροές έχουν αναπτυχθεί διάφορες άλλες μέθοδοι αλλά στα πλαίσια της εργασίας εφαρμόστηκαν οι 3 προαναφερθείσες [4.1].

4.2 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΡΟΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

4.2.1 DC ροή φορτίου

Οι ροές ισχύος σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζονται με εφαρμογή των νόμων του Kirchhoff σε κάθε κύκλωμα και σε κάθε ζυγό του συστήματος, οι οποίες οδηγούν σε μη γραμμικές αλγεβρικές εξισώσεις, που λύνονται με επαναληπτικές μεθόδους και αναφέρονται ως εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος.

Η dc ροή φορτίου είναι μια απλοποιημένη μορφή των εξισώσεων ροής φορτίου. Η απλοποίηση αυτή δίνει ένα σύστημα γραμμικών εξισώσεων που συνδέει τις φασικές γωνίες των μιγαδικών τάσεων των ζυγών με τις πραγματικές ισχύες του συστήματος. Εφαρμόζοντας dc ροή φορτίου θεωρούνται οι ακόλουθες παραδοχές:

1. Η αντίσταση των γραμμών r_{km} είναι πολύ μικρή σε σύγκριση με την επαγωγική τους αντίδραση x_{km}, έτσι μπορεί να αμεληθεί ($r_{km} = 0$).
2. Τα μέτρα των μιγαδικών τάσεων των ζυγών θεωρούνται 1 α.μ. Έτσι όλοι οι ζυγοί βρίσκονται υπό ονομαστική τάση V_o.
3. Η διαφορά των φασικών γωνιών $\Theta_k - \Theta_m$ (σε rad) των τάσεων στους ζυγούς k και m θεωρείται πολύ μικρή, έτσι μπορεί να θεωρηθεί:
   $\cos \Theta_{km} \approx 1$ και $\sin \Theta_{km} \approx \Theta_{km}$, όπου $\Theta_{km} = \Theta_k - \Theta_m$.

Από τις παραπάνω παραδοχές για την αγωγιμότητα της γραμμής $y_{km}=g_{km}+jb_{km}$ εξάγεται ότι:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} = 0 \qquad \text{και} \qquad b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} = -\frac{1}{x_{km}} \tag{4.1}$$

Οι εξισώσεις ac ροής φορτίου είναι:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m [g_{km} \cos(\Theta_k - \Theta_m) + b_{km} \sin(\Theta_k - \Theta_m)] \tag{4.2a}$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} - V_k V_m [g_{km} \sin(\Theta_k - \Theta_m) - b_{km} \cos(\Theta_k - \Theta_m)] \tag{4.2b}$$

Με βάση τις παραπάνω υποθέσεις οι εξισώσεις ac ροής φορτίου (εξ. 4.2) απλοποιούνται στην παρακάτω μορφή [4.2]:

$$P_{km} = \frac{\Theta_k - \Theta_m}{x_{km}} \qquad \text{και} \qquad Q_{km} = 0 \tag{4.3}$$

Θεωρώντας ότι το σύστημα δεν έχει απώλειες, οι φασικές γωνίες υπολογίζονται από τη σχέση [4.3]:

$$\mathbf{P_{net}} = \mathbf{B\Theta} \tag{4.4}$$

όπου $\mathbf{P_{net}}$: Διάνυσμα N x 1 με την καθαρή ισχύ στους ζυγούς, ίσο με τη διαφορά του φορτίου P_{Lk} από την παραγωγή P_{Gk} στο ζυγό k.

Θ : Διάνυσμα N x 1 με τις φασικές γωνίες των ζυγών, με Θ_r=0, όπου r ο ζυγός αναφοράς.

B : Πίνακας N x N με B_{km}= - b_{km}, εάν k ≠ m και $B_{kk} = \sum_{m=1}^{N} b_{km}$, όπου N το σύνολο των ζυγών του δικτύου.

Επίσης, η ροή ενεργού ισχύος των γραμμών σε συνάρτηση με τις γωνίες των τάσεων σε μορφή πινάκων παίρνει τη μορφή [4.3]:

$$\mathbf{P_B = DL\Theta} \tag{4.5}$$

όπου $\mathbf{P_B}$: Διάνυσμα διαστάσεων Mx1, με τις ροές στις γραμμές του δικτύου, όπου M το σύνολο των γραμμών του δικτύου.

Θ : Διάνυσμα N x 1 των φάσεων των ζυγών, όπου N το σύνολο των ζυγών του δικτύου.

D : MxM πίνακας με όλα τα μη διαγώνια στοιχεία μηδενικά ενώ τα διαγώνια στοιχεία στη θέση (k,k) περιέχουν την αρνητική επιδεκτικότητα του k κλάδου.

L : Πίνακας διαστάσεων MxN που δείχνει τις συνδέσεις των ζυγών. Κάθε γραμμή i του δικτύου με κατεύθυνση από το ζυγό k προς το ζυγό j δηλώνεται στον πίνακα με 1 στη θέση (i,k) και -1 στη θέση (i,j). Οι υπόλοιπες θέσεις του πίνακα είναι μηδενικές.

Στο σημείο αυτό, εισάγονται οι συντελεστές κατανομής GSDF (generation shift distribution factors) ή συντελεστές κατανομής A (A factors), που σχετίζονται άμεσα με την επίλυση των εξισώσεων της dc ροής φορτίου και δείχνουν τις αλλαγές της ροής στις γραμμές μεταφοράς λόγω μιας αλλαγής στην παραγωγή των γεννητριών. Οι συντελεστές κατανομής A, υπολογίζονται από τον ορισμό του πίνακα επαγωγικών αντιδράσεων Z (reactance matrix), ο οποίος προκύπτει από την αντιστροφή του πίνακα αγωγιμοτήτων αγνοώντας τη γραμμή και τη στήλη που αντιστοιχούν στο ζυγό αναφοράς. Ο πίνακας αγωγιμοτήτων υπολογίστηκε κατά την επίλυση της dc ροής φορτίου. Ο υπολογισμός των συντελεστών κατανομής A υπολογίζεται από την σχέση:

$$A_{l-k,i} = \frac{Z_{li} - Z_{ki}}{x_{lk}} \tag{4.6}$$

Όπου Z_{li} *και* Z_{ki} είναι τα στοιχεία του πίνακα επαγωγικών αντιδράσεων *Z* και x_{lk} η επαγωγική αντίδραση της γραμμής *l-k.* Εν προκειμένω, ο συντελεστής $A_{l-k,i}$, αντιπροσωπεύει την ποσότητα της ενεργού ισχύος που ρέει στην γραμμή *l-k,* ως αποτέλεσμα έγχυσης 1MW στο ζυγό i.

Οι συντελεστές κατανομής A μετρούν την επαυξητική (incremental) χρήση του δικτύου μεταφοράς από τους παραγωγούς και τους καταναλωτές. Εκφράζει την ευαισθησία της ροής στη γραμμή *l-k,* ως προς την έγχυση στο ζυγό i. Εξαρτάται από τη επιλογή του ζυγού αναφοράς, την κατεύθυνση των ροών φορτίου και από τη διαμόρφωση του δικτύου, ενώ είναι ανεξάρτητος από την λειτουργική κατάσταση του συστήματος (κατανομή φορτίου και

παραγωγής). Η σύνδεση των συντελεστών Α με την ευαισθησία των γραμμών στις αλλαγές των εγχύσεων των παραγωγών περιγράφεται στις ακόλουθες σχέσεις [4.4]:

$$\Delta F_{l\text{-}k} = A_{l\text{-}k,i}\, \Delta G_i \quad , \; i \neq r \tag{4.7}$$

$$\Delta G_r = -\Delta G_i \tag{4.8}$$

όπου:

$\Delta F_{l\text{-}k}$: Η αλλαγή στη ροή ενεργού ισχύος μεταξύ των ζυγών *l* και *k*.

$A_{l\text{-}k,i}$: Α factor της γραμμής που συνδέει τους ζυγούς *l*, *k* και αντιστοιχεί στην αλλαγή της παραγωγής στο ζυγό *i*.

ΔG_i : Αλλαγή στην παραγωγή του ζυγού *i*, όπου *i* δεν αντιστοιχεί στο ζυγό αναφοράς.

ΔG_r : Αλλαγή στην παραγωγή του ζυγού αναφοράς *r*.

Οι συντελεστές κατανομής Α, χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των συντελεστών κατανομής (C και D factors), που με τη σειρά τους χρησιμοποιούνται για την ανίχνευση των συνεισφορών των καταναλωτών και των παραγωγών στις ροές ισχύος του δικτύου που υπολογίστηκαν. Η μέθοδος που χρησιμοποιεί τους συντελεστές κατανομής (distribution factors) για την ανίχνευση της συνεισφοράς των χρηστών στις ροές του συστήματος ονομάζεται μέθοδος Rudnick και περιγράφεται στην Ενότητα 4.3.1 μαζί με τις μεθόδους Bialek και ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή συναλλαγών (transactions).

4.3 ΑΝΙΧΝΕΣΗ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΩΝ ΤΩΝ ΧΡΗΣΤΩΝ ΣΤΙΣ ΡΟΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Επόμενο στάδιο, για την τελική τιμολόγηση της χρήσης των δικτύων, έπειτα από τον υπολογισμό των ροών ισχύος, είναι η ανίχνευση της συνεισφοράς των χρηστών (καταναλωτών ή παραγωγών), στις ροές αυτές. Για την ανίχνευση της συνεισφοράς των χρηστών στις ροές του δικτύου έχουν διατυπωθεί διάφορες μέθοδοι (tracing methods). Παρακάτω αναφέρονται οι μέθοδοι ανίχνευσης ροής ισχύος που εφαρμόστηκαν στα πλαίσια της παρούσας εργασίας.

4.3.1 Μέθοδος Rudnick

Η μέθοδος Rudnick που χρησιμοποιεί τους συντελεστές κατανομής (distribution factors method), είναι ένας μηχανισμός για τον προσδιορισμό της κατανομής του κόστους μεταφοράς καθώς μπορεί να εκτιμήσει αποτελεσματικά τη χρησιμοποίηση του συστήματος μεταφοράς. Για την ανάκτηση του συνολικού σταθερού κόστους μεταφοράς, η μέθοδος των συντελεστών κατανομής μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κατανομή των πληρωμών σε διαφορετικούς χρήστες. Με βάση τη μέθοδο αυτή, η κατανομή του κόστους μπορεί να αποδοθεί στις εγχύσεις ισχύος στο δίκτυο, στους παραγωγούς ή στα φορτία. Η μέθοδος σχετίζεται με την επίλυση της dc ροής ισχύος του συστήματος αφού κατά την επίλυση αυτού του προβλήματος, ορίζονται οι συντελεστές κατανομής Α. Ο ορισμός των συντελεστών Α παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.2.1. Για την ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις ροές του δικτύου

υπολογίζονται μέσω των συντελεστών A, οι συντελεστές κατανομής D ή GGDF (generalized generation distribution factors) και οι συντελεστές C ή GLDF (generalized load distribution factors). Οι συντελεστές D αφορούν τη συνεισφορά των παραγωγών και οι συντελεστές C τη συνεισφορά των καταναλωτών, στις ροές ισχύος του δικτύου, αντίστοιχα.

4.3.1.1 Συντελεστές GGDF ή Συντελεστές D

Οι συντελεστές GGDF (generalized generation distribution factors) ή συντελεστές D καθορίζουν την συνεισφορά κάθε παραγωγικής μονάδας στις ροές ενεργού ισχύος των γραμμών και για αυτό το λόγο μπορούν να έχουν και αρνητική τιμή. Δεδομένου ότι βασίζονται στις DC ροές φορτίου, μπορούν να χρησιμοποιηθούν μόνο για ροές ενεργού ισχύος. Οι GGDFs ή D factors ορίζονται ως ακολούθως [4.4]:

$$F_{l-k} = \sum_{i=1}^{N} D_{l-k,i} P_{G_i} \tag{4.9}$$

όπου:

$$D_{l-k,i} = D_{l-k,r} + A_{l-k,i} \tag{4.10}$$

$$D_{l-k,r} = \frac{F_{l-k}^{0} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^{N} A_{l-k,i} P_{G_i}}{\sum_{i=1}^{N} P_{G_i}} \tag{4.11}$$

όπου:

F_{l-k} : Η συνολική ροή ενεργού ισχύος της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l, k*.

F_{l-k}^{0} : Η ροή ισχύος της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l, k* της προηγούμενης επανάληψης.

$D_{l-k,i}$: Συντελεστής GGDF της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l, k* που αντιστοιχεί στην παραγωγή στο ζυγό *i*.

$D_{l-k,r}$: Συντελεστής GGDF της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l, k* που αντιστοιχεί στην παραγωγή στο ζυγό αναφοράς *r*.

P_{G_i} : Η συνολική παραγωγή στο ζυγό *i*.

Οι GGDF μετρούν τη συνολική χρήση του συστήματος μεταφοράς από τις γεννήτριες, μπορεί να βγουν αρνητικοί για κάποιες γραμμές και είναι μοναδικοί, ανεξάρτητα από την επιλογή του ζυγού αναφοράς. Εξαρτώνται από τις παραμέτρους των γραμμών, τις λειτουργικές συνθήκες του συστήματος και όχι από την επιλογή του ζυγού αναφοράς.

4.3.1.2 Συντελεστές GLDF ή Συντελεστές C

Οι συντελεστές GLDF (generalized load distribution factors) ή συντελεστές C παρουσιάζουν πολλές ομοιότητες με τους συντελεστές D. Οι συντελεστές C καθορίζουν τη συνεισφορά κάθε φορτίου στις ροές των γραμμών. Ορίζονται με τον ακόλουθο τρόπο [4.4]:

$$F_{l-k} = \sum_{j=1}^{N} C_{l-k,j} P_{L_j} \tag{4.12}$$

όπου:

$$C_{l-k,j} = C_{l-k,r} - A_{l-k,j} \tag{4.13}$$

$$C_{l-k,r} = \frac{F_{l-k}^{0} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq r}}^{N} A_{l-k,j} P_{L_j}}{\sum_{j=1}^{N} P_{L_j}} \tag{4.14}$$

όπου:

F_{l-k} : η συνολική ροή ενεργού ισχύος της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l*, *k*.

F_{l-k}^{0} : Η ροή ισχύος της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l*, *k* της προηγούμενης επανάληψης.

$C_{l-k,j}$: Συντελεστής GLDF της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l*, *k* που αντιστοιχεί στο φορτίο του ζυγού *j*.

$C_{l-k,r}$: Συντελεστής GLDF της γραμμής μεταξύ των ζυγών *l*, *k* που αντιστοιχεί στο φορτίο του ζυγού αναφοράς *r*.

P_{L_j} : Η συνολική ζήτηση στο ζυγό *j*.

Οι συντελεστές GLDF βασίζονται στις dc ροές φορτίου. Μετρούν τη συνολική χρήση του δικτύου μεταφοράς από τα φορτία τα οποία θεωρούνται αρνητικές εγχύσεις. Όπως και οι GGDF, εξαρτώνται από τις παραμέτρους των γραμμών, τις λειτουργικές συνθήκες του συστήματος και όχι από την επιλογή του ζυγού αναφοράς [4.4], [4.6].

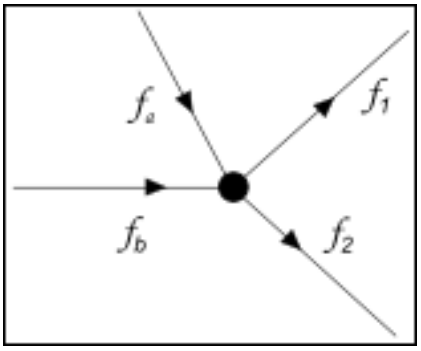
4.3.2 Μέθοδος αλγορίθμων Bialek

Στη μέθοδο αυτή γίνεται η παραδοχή ότι οι κομβικές εισροές κατανέμονται ποσοστιαία στις κομβικές εκροές. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί μια τοπολογική προσέγγιση για να καθορίσει τη συνεισφορά της κάθε γεννήτριας ή του φορτίου στη ροή της κάθε γραμμής. Βασίζεται στον υπολογισμό τοπολογικών συντελεστών κατανομής (topological distribution factors). Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί τόσο τις dc όσο και τις ac ροές φορτίου. Γενικά η μέθοδος περιλαμβάνει:

- Δύο ροές σε κάθε γραμμή, μία να εισέρχεται στη γραμμή και μία να εξέρχεται αυτής (για τον υπολογισμό των απωλειών).
- Την παραγωγή και το φορτίο σε κάθε ζυγό.

Για να γίνει πιο εύκολα κατανοητή η αρχή που χρησιμοποιείται παρατίθεται το παρακάτω σχήμα (Σχήμα 4.1), που δείχνει τέσσερις γραμμές συνδεδεμένες σε ένα κόμβο. Δύο εκροές (outflows) f_1, f_2 μπορούν να εκφραστούν με βάση δύο εισροές (inflows) f_a, f_b, ώστε να φανεί ποια ποσότητα της f_1 προέρχεται από την f_a και ποια από την f_b. Το ίδιο ισχύει και για την f_2.

$$f_1 = f_1 \frac{f_a}{f_a + f_b} + f_1 \frac{f_b}{f_a + f_b} \tag{4.15}$$



Σχήμα 4.1: Αρχή ποσοστιαίας κατανομής (proportional sharing principal).

Η μέθοδος χρησιμοποιεί είτε τον αλγόριθμο upstream-looking, είτε τον αλγόριθμο downstream-looking. Στον αλγόριθμο upstream-looking, η χρησιμοποίηση του δικτύου και οι συμπληρωματικές χρεώσεις κατανέμονται σε κάθε γεννήτρια και οι απώλειες καταμερίζονται στα φορτία. Στον αλγόριθμο downstream-looking, η χρησιμοποίηση του δικτύου και οι συμπληρωματικές χρεώσεις κατανέμονται στα φορτία ενώ οι απώλειες καταμερίζονται στις γεννήτριες. Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται ώστε να προσδιορίζεται ποια ποσότητα από την παραγωγή μιας γεννήτριας προμηθεύει ένα συγκεκριμένο φορτίο, και τι ποσοστό ενός συγκεκριμένου φορτίου προμηθεύεται από μια συγκεκριμένη γεννήτρια. Οι τοπολογικοί συντελεστές κατανομής που υπολογίζονται είναι πάντα θετικοί [4.4].

4.3.2.1 Αλγόριθμος Bialek upstream

Για την κατανόηση του αλγορίθμου, ορίζεται η ακαθάριστη ζήτηση (gross demand) σαν το άθροισμα ενός συγκεκριμένου φορτίου και του κατανεμημένου μέρους των συνολικών απωλειών μεταφοράς σε αυτό. Έτσι, η συνολική ακαθάριστη ζήτηση (total gross demand) σε ένα σύστημα είναι ίση με τη συνολική πραγματική παραγωγή (total actual generation). Η ακαθάριστη ισχύς στο ζυγό i, κοιτώντας τις εισροές είναι ίση με το άθροισμα της ισχύος που παράγεται στο ζυγό i και της εισερχόμενης ισχύος από τους γειτονικούς ζυγούς:

$$P_i^g = \sum_{j \in a_i^u} \left| P_{ij}^g \right| + P_{G_i} \qquad , \quad \text{i} = 1,2,\ldots,\text{N} \tag{4.16}$$

όπου

P_{G_i} : Παραγωγή στο ζυγό i.

P_{ij}^g : Άγνωστη ακαθάριστη ροή στη γραμμή i-j.

P_i^g : Άγνωστη ακαθάριστη ροή στο ζυγό i.

a_i^u : Σύνολο ζυγών που προμηθεύουν απευθείας ισχύ στο ζυγό i.

N : Σύνολο ζυγών του δικτύου.

Σε κάθε γραμμή ισχύει: $\left|P_{ij}^{g}\right| = \left|P_{ji}^{g}\right| \Rightarrow \left|P_{ij}^{g}\right| = \frac{\left|P_{ji}^{g}\right|}{P_j^g} P_j^g \Rightarrow \left|P_{ij}^{g}\right| \cong \frac{\left|P_{ji}\right|}{P_j} P_j^g$ (4.17)

όπου

P_{ji} : Η πραγματική ροή από τον κόμβο j στη γραμμή i-j.

P_{j} : Η πραγματική συνολική ισχύς στο ζυγό j.

Η εξίσωση (4.16) παίρνει τη μορφή: $P_i^g - \sum_{j \in a_i^u} \frac{\left|P_{ji}\right|}{P_j} P_j^g = P_{G_i}$ ή $\mathbf{A_u P_{gross} = P_G}$ (4.18)

όπου

$\mathbf{P_{gross}}$: Διάνυσμα με τις άγνωστες ακαθάριστες ροές των ζυγών.

$\mathbf{P_G}$: Διάνυσμα με τις παραγωγές των ζυγών.

$\mathbf{A_u}$: NxN πίνακας κατανομής upstream, του οποίου τα στοιχεία (i,j) υπολογίζονται ως εξής:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{\left|p_{ji}\right|}{p_j} & j \in a_i^u \\ 0 & \alpha\lambda\lambda o\acute{u} \end{cases} \quad (4.19)$$

Ο πίνακας $\mathbf{A_u}$ είναι αραιός και μη συμμετρικός. Αν υπάρχει ο πίνακας $\mathbf{A_u^{-1}}$, τότε ισχύει:

$$\mathbf{P_{gross} = A_u^{-1} P_G} \quad .$$

Κάθε στοιχείο i υπολογίζεται από τη σχέση:

$$P_i^g = \sum_{k=1}^{N} [A_u^{-1}]_{ik} P_{G_k} \quad , \quad \mathrm{i} = 1,2,\ldots,\mathrm{N} \quad (4.20)$$

Η εξίσωση (4.20) δείχνει πως η ακαθάριστη ισχύς στο ζυγό i προμηθεύεται από όλους τους παραγωγούς του συστήματος. Η ακαθάριστη εκροή ισχύος της γραμμής i-j χρησιμοποιώντας την αρχή της ποσοστιαίας κατανομής δίνεται από τη σχέση :

$$P_{ij}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \sum_{k=1}^{N} [A_u^{-1}]_{ik} P_{G_k} = \sum_{k=1}^{N} D_{ij,k}^g P_{G_k} \quad , \quad j \in a_i^d \quad (4.21)$$

και $$D_{ij,k}^{g} = \frac{P_{ij}^{g}[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i^{g}} \cong \frac{P_{ij}[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i} \quad (4.22)$$

όπου

a_i^d : Σύνολο ζυγών που προμηθεύονται απευθείας ισχύ από το ζυγό i.

$D_{ij,k}^{g}$: Τοπολογικός συντελεστής κατανομής της γεννήτριας k.

Ο συντελεστής $D_{ij,k}^{g}$ εκφράζει τη συνεισφορά της γεννήτριας k στη συνολική ροή της γραμμής i-j. Διαφέρουν από τη μέθοδο των συντελεστών GGDF οι οποίοι βασίζονται στο θεώρημα της υπέρθεσης και εφαρμόζονται σε dc γραμμικοποιημένο μοντέλο συστήματος. Αναπαριστούν την επίπτωση της κάθε γεννήτριας στη ροή των γραμμών, έτσι μπορεί να είναι αρνητικοί. Αντίθετα οι τοπολογικοί συντελεστές βασίζονται σε τοπολογική ανάλυση των ροών του δικτύου και εκφράζουν το μερίδιο συγκεκριμένης παραγωγής στη συνολική ροή των γραμμών. Συνεπώς είναι πάντα θετικοί.

Η ακαθάριστη ζήτηση στο ζυγό i υπολογίζεται με τον ακόλουθο τρόπο:

$$P_{L_i}^{g} = \frac{P_{L_i}^{g}}{P_i^{g}} P_i^{g} \cong \frac{P_{Li}}{P_i} P_i^{g} = \frac{P_{Li}}{P_i} \sum_{k=1}^{N} [A_u^{-1}]_{ik} P_{G_k} \quad (4.23)$$

Η διαφορά της πραγματικής ζήτησης του φορτίου από την ακαθάριστη ζήτηση σε ένα ζυγό δίνει τις απώλειες λόγω της ροής που προκαλούν όλες οι γεννήτριες σε ένα συγκεκριμένο φορτίο. Ο αλγόριθμος upstream-looking όχι μόνο βρίσκει τη συμμετοχή της κάθε γεννήτριας ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση του κάθε φορτίου, αλλά κατανέμει και τις συνολικές απώλειες μεταφοράς σε κάθε φορτίο ξεχωριστά.

Η συνολική χρήση U_{Gk} του δικτύου από την $k_{στη}$ γεννήτρια μπορεί να υπολογιστεί θεωρώντας ότι η χρέωση της κάθε γραμμής θα γίνει αναλογικά με την πραγματική χρήση των γραμμών από τη δοσμένη γεννήτρια. Ορίζεται το ακαθάριστο βάρος w_{ij}^{g} της γραμμής i-j ως:

$$w_{ij}^{g} = C_{ij} \Big/ P_{ij}^{g} \quad (4.24)$$

όπου

C_{ij} : Η συνολική συμπληρωματική χρέωση για τη χρήση της γραμμής i-j.

w_{ij}^{g} : Χρέωση ανά MW κάθε γραμμής i - j.

Η συμπληρωματική χρέωση της $k_{στης}$ γεννήτριας (ή χρήση U_{Gk}) μπορεί να υπολογιστεί αθροίζοντας τις επιμέρους συνεισφορές (πολλαπλασιαζόμενες με τα βάρη των γραμμών) της γεννήτριας σε όλες τις γραμμές του συστήματος:

$$U_{G_k} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j \in a_i^d} w_{ij}^g D_{ij,k}^g P_{G_k} = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j \in a_i^d} \frac{C_{ij}}{P_{ij}^g} \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} P_{G_k} = P_{G_k} \sum_{i=1}^{N} \left\{ \frac{[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i^g} \sum_{j \in a_i^d} C_{ij} \right\} \quad (4.25)$$

Για τον καθορισμό των χρεώσεων είναι απαραίτητη η αντιστροφή του πίνακα A_u και η εύρεση του διανύσματος P_{gross}.

4.3.2.2 Bialek downstream αλγόριθμος

Ο αλγόριθμος αυτός βρίσκει τη συνεισφορά των φορτίων στη ροή των γραμμών με παρόμοιο τρόπο με τον αλγόριθμο upstream. Αφαιρώντας από την πραγματική παραγωγή του κάθε ζυγού το κατανεμημένο μέρος των συνολικών απωλειών σε αυτόν ορίζεται η καθαρή παραγωγή (net generation). Η συνολική καθαρή παραγωγή είναι ίση με τη συνολική πραγματική ζήτηση. Κοιτώντας τις εκροές, η καθαρή ισχύς στο ζυγό i εκφράζεται σαν το άθροισμα των ροών που εξέρχονται από το ζυγό i και της ζήτησης του φορτίου στο ζυγό i:

$$P_i^n = \sum_{j \in a_i^d} \left| P_{ij}^n \right| + P_{L_i} \Rightarrow P_i^n - \sum_{j \in a_i^d} \frac{\left| P_{ji} \right|}{P_j} P_j^n = P_{Li} \qquad \text{ή} \qquad \mathbf{A_d P_{net} = P_L} \quad (4.26)$$

όπου

$\mathbf{P}_{L_i}$: Φορτίο στο ζυγό i.

P_{ij}^n : Άγνωστη καθαρή ροή στη γραμμή i-j.

P_i^n : Άγνωστη καθαρή ροή στο ζυγό i.

$\mathbf{P_{net}}$: Διάνυσμα με τις άγνωστες καθαρές ροές των ζυγών.

$\mathbf{P_L}$: Διάνυσμα με τη ζήτηση του φορτίου των ζυγών.

$\mathbf{A_d}$: NxN πίνακας κατανομής downstream, του οποίου τα στοιχεία (i,j) υπολογίζονται ως εξής:

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -\dfrac{\left| p_{ji} \right|}{p_j} & j \in a_i^d \\ 0 & \alpha\lambda\lambda o\acute{u} \end{cases} \quad (4.27)$$

Ο πίνακας $\mathbf{A_d}$ είναι αραιός και μη συμμετρικός. Αν υπάρχει ο πίνακας $\mathbf{A_d^{-1}}$, τότε ισχύει:

$\mathbf{P_{net}} = \mathbf{A_d^{-1}P_L}$. Κάθε στοιχείο i υπολογίζεται από τη σχέση:

$$P_i^n = \sum_{k=1}^{N} [A_d^{-1}]_{ik} P_{L_k} \quad , \quad \text{i} = 1,2,\ldots,\text{N} \tag{4.28}$$

Η παραπάνω ισότητα δείχνει πως η ακαθάριστη ισχύς σε κάθε ζυγό κατανέμεται σε όλα τα φορτία του συστήματος. Η ακαθάριστη εισροή στο ζυγό i που προέρχεται από τη γραμμή j-i μπορεί να υπολογιστεί με βάση την αρχή της ποσοστιαίας κατανομής:

$$P_{ij}^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \sum_{k=1}^{N} [A_d^{-1}]_{ik} P_{L_k} = \sum_{k=1}^{N} D_{ij,k}^n P_{L_k} \quad , \quad j \in a_i^u \tag{4.29}$$

Ο τοπολογικός συντελεστής D δείχνει το ποσοστό της ζήτησης του φορτίου k που ρέει στη γραμμή i-j. Η καθαρή παραγωγή στο ζυγό i είναι μια εισροή και μπορεί να υπολογιστεί χρησιμοποιώντας την αρχή της ποσοστιαίας κατανομής ως εξής:

$$P_{G_i}^n = \frac{P_{G_i}^n}{P_i^n} P_i^n \cong \frac{P_{G_i}}{P_i} P_i^n = \frac{P_{G_i}}{P_i} \sum_{k=1}^{N} [A_d^{-1}]_{ik} P_{L_k} \tag{4.30}$$

Η εξίσωση (4.30) δείχνει ποια θα ήταν η απαραίτητη παραγωγή της γεννήτριας i για να καλύψει τη ζήτηση του συστήματος, αν το σύστημα δεν είχε απώλειες. Η διαφορά της καθαρής παραγωγή από την πραγματική παραγωγή σε ένα ζυγό δίνει τις απώλειες λόγω της ροής που προκαλεί η συγκεκριμένη γεννήτρια σε όλα τα φορτία. Ο αλγόριθμος downstream-looking όχι μόνο καθορίζει πως κατανέμεται η παραγωγή της κάθε γεννήτριας μεταξύ όλων των φορτίων, αλλά κατανέμει και τις συνολικές απώλειες μεταφοράς σε κάθε γεννήτρια ξεχωριστά.

Η ανίχνευση ροής αέργου ισχύος γίνεται με παρόμοιο τρόπο με τη διαφορά ότι απαιτείται η τοποθέτηση νέων ζυγών στις γραμμές, λόγω των απωλειών αέργου ισχύος των γραμμών [4.1],[4.7],[4.8].

4.3.3 Μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης

Σε αυτή τη μέθοδο θεωρείται ότι η ενεργός ισχύς ρέει σε μονοπάτια έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται τα συνολικά MW – km σε όλο το σύστημα με σκοπό τη δημιουργία ενός μοντέλου γραμμικού προγραμματισμού το οποίο είναι πολύ χρήσιμο σε μεγάλα δίκτυα. Εισάγει τον όρο της ηλεκτρικής απόστασης, ο οποίος αν χρησιμοποιηθεί μέσα στο μοντέλο του γραμμικού προγραμματισμού παρέχει την κατανομή των γεννητριών στα φορτία, καθορίζοντας έτσι πόση ισχύ στέλνει η κάθε γεννήτρια σε κάθε φορτίο. Χρησιμοποιείται το μοντέλο της dc ροής φορτίου.

Θεωρώντας ένα δίκτυο χωρίς απώλειες, όπου N_G είναι το σύνολο των ζυγών που έχουν συνδεδεμένες γεννήτριες, N_L το σύνολο των ζυγών που έχουν φορτία, p_{ij} είναι η ισχύς που στέλνει η γεννήτρια i στο φορτίο j, τότε η ηλεκτρική απόσταση d_{ij} από το ζυγό i που έχει συνδεθεί μια γεννήτρια στο ζυγό j που είναι συνδεδεμένο ένα φορτίο ορίζεται ως:

$$d_{ij} = \sum_{kt} \left| \partial F_{kt} / \partial p_{ij} \right| l_{kt} \tag{4.31}$$

με:

$$\partial F_{kt} / \partial p_{ij} = A_{kt,i} - A_{kt,j} = [(Z_{ki} - Z_{ti}) - (Z_{kj} - Z_{tj})] / x_{kt} \tag{4.32}$$

όπου:

$\partial F_{kt}/\partial p_{ij}$: Συντελεστής που καθορίζει τη ροή στη γραμμή *k-t* λόγω της αποστολής 1 MW από το ζυγό *i* στο ζυγό *j*, γνωστός με τον όρο power transfer distribution factor (PTDF).

l_{kt} : Το μήκος της γραμμής *k-t* σε km.

x_{kt} : Η επαγωγική αντίδραση της γραμμής *k-t*.

Z : Πίνακας επαγωγικών αντιδράσεων που προκύπτει από αντιστροφή του πίνακα αγωγιμοτήτων αφαιρώντας τη γραμμή και τη στήλη που αντιστοιχούν στο ζυγό αναφοράς και προσθέτοντας μετά την αντιστροφή μηδενική γραμμή και στήλη στην αντίστοιχη θέση.

Με βάση τους παραπάνω ορισμούς, η μέθοδος λύνει το παρακάτω πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού :

$$\min \sum_{ij} d_{ij} p_{ij}$$

υπό τους περιορισμούς:

$$\sum_{i} p_{ij} = P_{Lj} \quad , \quad \forall \ j \in N_L$$

$$\sum_{j} p_{ij} = P_{Gi} \quad , \quad \forall \ i \in N_G$$

$$p_{ij} > 0 \qquad , \quad \forall \ i \in N_G \text{ και } \forall \ j \in N_L \tag{4.33}$$

όπου:

P_{Lj} : Το φορτίο στο ζυγό *j*.

P_{G_i} : Η παραγωγή στο ζυγό *i*.

Το μοντέλο αυτό χρησιμεύει στον επιμερισμό του κόστους μεταφοράς σε ένα δίκτυο καθορίζοντας πόση ισχύ στέλνει κάθε γεννήτρια σε κάθε φορτίο και μπορεί να εφαρμοστεί σε οποιοδήποτε δίκτυο. Με αυτόν τον τρόπο για δεδομένη παραγωγή και δεδομένο φορτίο είναι δυνατόν να οριστούν συναλλαγές και να καθοριστεί η χρέωσή τους [4.9].

4.4 ΜΕΘΟΔΟΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΧΡΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι μέθοδοι τιμολόγησης, για τον επιμερισμό τμήματος ή του συνολικού κόστους μεταφοράς στους πελάτες, με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους. Τα μοντέλα τιμολόγησης μεταφοράς μεταφράζουν τα κόστη του συστήματος σε συνολικές χρεώσεις μεταφοράς και διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

1. Προσθετικό μοντέλο τιμολόγησης (rolled-in pricing paradigm).
2. Αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης (incremental pricing paradigm).
3. Σύνθετο μοντέλο τιμολόγησης (composite embedded / incremental pricing paradigm).

Στην συγκεκριμένη διπλωματική εργασία χρησιμοποιήθηκαν δύο μέθοδοι τιμολόγησης του προσθετικού μοντέλου, η μέθοδος γραμματοσήμου και η μέθοδος MW-mile βασισμένη στη ροή φορτίου. Η τιμολόγηση με τη μέθοδο MW-mile προϋποθέτει τον υπολογισμό των συνεισφορών των χρηστών στις ροές ισχύος του δικτύου.

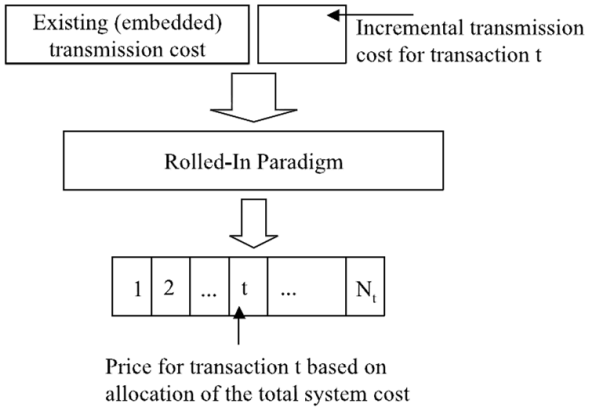
4.4.1 Προσθετικό μοντέλο τιμολόγησης

Στο προσθετικό μοντέλο τιμολόγησης (embedded transmission pricing model), όλα τα κόστη του συστήματος προστίθενται (rolled-in) σε έναν ενιαίο αριθμό. Τα διάφορα είδη του κόστους δεν διαχωρίζονται. Όλα τα είδη κόστους περιλαμβάνονται. Το συνολικό άθροισμα κατανέμεται (διαιρείται) μεταξύ των χρηστών του συστήματος. Είναι απαραίτητο να οριστεί η έκταση της χρήσης του συστήματος μεταφοράς από τον κάθε χρήστη. Διάφορες μέθοδοι έχουν αναπτυχθεί για αυτό το σκοπό:

1. Μέθοδος γραμματοσήμου (Postage Stamp).
2. Μέθοδος συμβεβλημένης διαδρομής (Contract Path).
3. Μέθοδος MW-mile βασισμένη στην απόσταση (Distance based MW-mile).
4. Μέθοδος MW-mile βασισμένη στη ροή φορτίου (Power flow based MW-mile).
5. Μέθοδος MVA-mile.

Το Σχήμα 4.2 εξηγεί τον τρόπο τιμολόγησης του προσθετικού μοντέλου. Όλα τα ενσωματωμένα κόστη ορίζονται σαν τις απαιτήσεις που χρειάζονται για την κάλυψη του κόστους του υπάρχοντος εξοπλισμού μεταφοράς μαζί με τα νέα κόστη λειτουργίας και επέκτασης του συστήματος.

Αν και αυτός ο τρόπος τιμολόγησης είναι δημοφιλής, θεωρείται οικονομικά ανεπαρκής δεδομένου ότι αγνοεί την έλλειψη πόρων μεταφοράς. Επειδή δεν λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί του συστήματος (περιορισμοί συμφόρησης), δεν στέλνονται σωστά οικονομικά σήματα για τη μείωση της συμφόρησης, τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος και την τοποθέτηση νέων σταθμών παραγωγής. Στις υποενότητες 4.4.4.1 και 4.4.4.2 περιγράφονται οι μέθοδοι γραμματοσήμου και MW-mile (βασισμένη στη ροή φορτίου) που εφαρμόστηκαν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς.



Σχήμα 4.2: Προσθετικό μοντέλο τιμολόγησης [4.10].

4.4.1.1 Μέθοδος γραμματοσήμου

Η μέθοδος γραμματοσήμου (postage stamp) βασίζεται στην ποσότητα της μεταφερόμενης ισχύος της κάθε συναλλαγής. Χρεώνει τους παραγωγούς ανάλογα με την εγκατεστημένη τους ισχύ και τα φορτία ανάλογα με τη ζήτησή τους. Δεν απαιτεί υπολογισμούς ροών φορτίου, είναι ανεξάρτητη της απόστασης μεταφοράς, των σημείων που εισέρχεται ή εξέρχεται ισχύς και της τοπολογίας του δικτύου. Γίνεται η παραδοχή ότι ολόκληρο το σύστημα μεταφοράς χρησιμοποιείται ανεξάρτητα από τις πραγματικές υπηρεσίες που παρέχονται στο σύστημα μεταφοράς. Αν η χρέωση γίνεται τη στιγμή της αιχμής του συστήματος, υπολογίζεται με βάση την παρακάτω σχέση [4.10]:

$$TC_t = TC \frac{P_t}{P_{peak}} \tag{4.34}$$

όπου:

TC_t : Χρέωση χρήστη ή συναλλαγής t σε €.

TC : Συνολικό κόστος μεταφοράς σε €.

P_t : Ισχύς συναλλαγής t ή εγκατεστημένη ισχύς του παραγωγού t, ή ζήτηση του φορτίου t σε MW.

P_{peak} : Αιχμή του συστήματος σε MW.

Αντί για την αιχμή του συστήματος μπορούν να χρησιμοποιηθούν και άλλες στιγμές συνδυαστικά ή μεμονωμένα, όπως συμβαίνει στο ελληνικό σύστημα. Η μέθοδος αν και είναι εξαιρετικά απλή στην εφαρμογή της, αδυνατεί να δώσει τα κατάλληλα σήματα στους μελλοντικούς χρήστες ως προς τη βέλτιστη γεωγραφική τους χωροθέτηση. Δεν δίνει πληροφορίες για αύξηση του φορτίου σε περιοχές όπου υπάρχει μεγάλη παραγωγή ούτε για εγκατάσταση νέων παραγωγών σε περιοχές με μεγάλη κατανάλωση. Χρήστες που συμμετέχουν σε συναλλαγές χρεώνονται ανεξάρτητα από τη μεταξύ τους απόσταση. Έτσι δεν ευνοούνται οι χρήστες που χρησιμοποιούν λιγότερο το δίκτυο. Δεν λαμβάνονται υπόψη ροές φορτίου, περιορισμοί του δικτύου ή η συμφόρηση. Η εφαρμογή ενιαίας τιμολογιακής πολιτικής σε δίκτυα που παρουσιάζουν σημαντική ανομοιομορφία φορτίου και παραγωγής οδηγεί στην ανομοιογενή γεωγραφική κατανομή των καταναλωτών και των μονάδων παραγωγής συμβάλλοντας στη μη ομαλή λειτουργία του συστήματος και τη μη βέλτιστη επέκταση του δικτύου μεταφοράς. Η μέθοδος αν και αγνοεί την πραγματική κατάσταση του συστήματος χρησιμοποιείται συχνά, λόγω της απλότητάς της [4.10] - [4.11].

4.4.1.2 Μέθοδος MW-Mile βασισμένη στη ροή φορτίου

Η μέθοδος MW-Mile βασισμένη στη ροή φορτίου, σε αντίθεση με τις προηγούμενες, βασίζεται σε εξισώσεις ροής φορτίου. Δίνει τη δυνατότητα τιμολόγησης με βάση την πραγματική χρήση του δικτύου μεταφοράς. Η μέθοδος επιμερίζει τα κόστη στους χρήστες με βάση την έκταση της χρήσης του εξοπλισμού μεταφοράς. Η μέθοδος εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του σταθερού κόστους μεταφοράς. Αρχικά υπολογίζει σε κάθε γραμμή τη ροή που προκαλεί ο κάθε χρήστης, γεννήτρια ή φορτίο με βάση το μοντέλο ροής φορτίου, αφού πρώτα επιλεγούν οι συνθήκες παραγωγής και φορτίου με τις οποίες θα γίνει η μελέτη ροής φορτίου. Η συνολική χρήση του συστήματος από τον κάθε χρήστη υπολογίζεται αθροίζοντας τη χρήση του από όλες τις γραμμές του δικτύου με βάση την παρακάτω σχέση [4.10]:

$$TU_t = \sum_k C_k L_k F_{k,t} \tag{4.35}$$

όπου:

TU_t : Η συνολική χρήση των γραμμών από κάθε χρήστη ή συναλλαγή t (MW).
C_k : Το κόστος της κάθε γραμμής ανά MW ανά μονάδα μήκους (€/MW-mile).
L_k : Το μήκος της κάθε γραμμής k (miles).
$F_{k,t}$: Η ροή (σε απόλυτη τιμή) που προκαλεί ο χρήστης t στη γραμμή k (MW).

Η χρέωση του κάθε χρήστη γίνεται με βάση τη συνολική χρήση του και με βάση το άθροισμα των απολύτων τιμών των ροών που προκαλούν όλοι οι χρήστες σε όλες τις γραμμές του συστήματος, έτσι η χρέωση που προκύπτει είναι η ακόλουθη [4.4], [4.10]:

$$TC_t = TC\frac{TU_t}{\sum TU_t} \Rightarrow TC_t = TC\frac{\sum_{k\in K} C_k L_k MW_{t,k}}{\sum_{t\in T}\sum_{k\in K} C_k L_k MW_{t,k}} \tag{4.36}$$

όπου:

TC_t : Χρέωση χρήστη ή συναλλαγής t.
TC : Το συνολικό κόστος όλων των γραμμών του δικτύου σε €.
C_k : Το κόστος ανά MW ανά μονάδα μήκους της γραμμής k.
L_k : Το μήκος της γραμμής k.
T : Ο συνολικός αριθμός των χρηστών (παραγωγών ή καταναλωτών) ή συναλλαγών.
K : Το σύνολο των γραμμών του δικτύου.

Υπάρχουν τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό των χρεώσεων ανάλογα με το αν χρεώνονται ή όχι οι χρήστες που προκαλούν αρνητικές συνεισφορές στις τελικές ροές (counter flows).

Οι αρνητικές ροές σχετίζονται με τους χρήστες του δικτύου που προκαλούν ροές αντίθετης κατεύθυνσης από την κύρια ροή των γραμμών. Είναι πολύ βοηθητικές διότι μειώνουν το επίπεδο φόρτισης των γραμμών. Έτσι οι απώλειες μπορούν να μειωθούν και η συμφόρηση να αποφευχθεί. Οι προσεγγίσεις αυτές ταξινομούνται σε τρία είδη:

1. Absolute,
2. Reverse και
3. Zero counter flow προσέγγιση.

Μεταξύ αυτών, η MW-mile absolute είναι η πιο δημοφιλής γιατί παρέχει ικανοποιητικό εισόδημα στον ιδιοκτήτη μεταφοράς σε σχέση με τις άλλες δύο. Έχει όμως το μειονέκτημα ότι αγνοεί τη συμβολή των χρηστών για αρνητικές ροές φορτίου (counter flows). Όλοι οι χρήστες πληρώνουν για τις ροές που προκαλούν ανεξάρτητα από την κατεύθυνσή τους. Αντίθετα, οι άλλες δύο λαμβάνουν υπόψη την κατεύθυνση των ροών που προκαλούν οι χρήστες στις γραμμές, όμως το εισόδημα του ιδιοκτήτη των γραμμών μπορεί να είναι μικρότερο. Η reverse πιστώνει όσους προκαλούν ροές αντίθετες από την κύρια ροή των

γραμμών, ενώ η zero counter flow ούτε τους χρεώνει, ούτε τους πιστώνει. Οι χρήστες δεν πληρώνουν τίποτα για τις αρνητικές ροές.

Επιπλέον η χρέωση μπορεί να γίνει με βάση δύο περιπτώσεις χρήσης του δικτύου:

1. Με βάση την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών του δικτύου (total ή unused capacity pricing).
2. Με βάση τη χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών του δικτύου (used capacity pricing).

Όταν τα κόστη βασίζονται στην αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών του δικτύου εξασφαλίζεται η πλήρης ανάκτηση του ενσωματωμένου κόστους επειδή ο κάθε χρήστης έχει να πληρώσει και για την πραγματική χρήση του συστήματος μεταφοράς αλλά και για την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών. Οι χρεώσεις για την αχρησιμοποίητη ικανότητα μπορεί να είναι πληρωμές για αξιοπιστία, ασφάλεια και ευστάθεια συστήματος. Αυτός ο κανόνας τιμολόγησης είναι άδικος για κάποιους χρήστες, οι οποίοι αναγκάζονται να πληρώσουν για το κομμάτι του συστήματος μεταφοράς που δεν χρησιμοποιούν.

Στη δεύτερη περίπτωση οι χρήστες χρεώνονται μόνο για την πραγματική χρήση της δυναμικότητας του συστήματος και όχι για την αχρησιμοποίητη ικανότητα. Δεδομένου ότι οι συνολικές ροές των γραμμών είναι συνήθως μικρότερες από τις ικανότητες των γραμμών, αυτός ο τρόπος τιμολόγησης δεν εγγυάται την ανάκτηση του σταθερού κόστους μεταφοράς. Έτσι μειονεκτεί στο ότι δεν αφήνεται κανένα περιθώριο αξιοπιστίας.

Με βάση τους παραπάνω ορισμούς προκύπτουν έξι παραλλαγές της αρχικής μεθόδου MW-mile, η καθεμιά από τις οποίες χρεώνει διαφορετικά τους χρήστες [4.4], [4.12], [4.6]:

1. Unused absolute MW- mile.
2. Unused reverse MW-mile.
3. Unused zero counter flow MW-mile.
4. Used absolute MW-mile.
5. Used reverse MW-mile.
6. Used zero counter flow MW-mile.

Οι έξι αυτές μέθοδοι αναλύονται στη συνέχεια:

1. Unused absolute MW-mile.

Η μέθοδος unused absolute MW-mile λαμβάνει υπόψη τις απόλυτες τιμές των συνεισφορών των χρηστών σε όλες τις γραμμές του δικτύου, αγνοώντας την κατεύθυνσή τους. Η μέθοδος επιμερίζει το συνολικό κόστος με βάση το ποσοστό της απόλυτης τιμής της ροής που προκαλεί ο κάθε χρήστης σε κάθε γραμμή και του αθροίσματος των απολύτων τιμών των ροών που προκαλούν όλοι οι χρήστες στην ίδια γραμμή.

Ο ιδιοκτήτης των γραμμών ανακτά πλήρως το ενσωματωμένο κόστος μεταφοράς και οι χρήστες πληρώνουν και για την πραγματική χρήση αλλά και για επιπλέον εφεδρείες. Έτσι, η χρέωση είναι φθηνότερη για όσους δε μειώνουν τη ροή των γραμμών, δηλαδή για αυτούς που δεν προκαλούν αρνητικές ροές. Όμως, είναι άδικη για κάποιους χρήστες που μοιράζονται τα χρέη ακριβού εξοπλισμού μεταφοράς, ενώ χρησιμοποιούν ένα μικρό κομμάτι του συστήματος. Για κάθε χρήστη προκύπτει η ακόλουθη χρέωση [4.4]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{\left|F_{t,k}\right|}{\sum_{t \in T} \left|F_{t,k}\right|} \tag{4.37}$$

2. Unused reverse MW-mile.

Η μέθοδος unused reverse MW-mile λαμβάνει υπόψη ροές φορτίου και προς τις δύο κατευθύνσεις και χρεώνει τους χρήστες με βάση τη συνολική ροή της κάθε γραμμής. Προκύπτει αρνητική χρέωση (πίστωση) για αυτούς που προκαλούν αρνητικές ροές και έτσι μειώνουν τη συμφόρηση. Το συνολικό κόστος ανακτάται πλήρως και κατανέμεται μεταξύ των χρηστών με την παρακάτω σχέση [4.12]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,k}} \tag{4.38}$$

3. Unused zero counter flow MW-mile.

Στη μέθοδο unused zero counter flow MW-mile δεν υπάρχει χρέωση για τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (αρνητική ροή). Θεωρείται ότι η μείωση στη ροή των γραμμών είναι ωφέλιμη στο σύστημα. Η χρέωση που προκύπτει είναι η ακόλουθη [4.12]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,k}} \quad , \quad F_{t,k} > 0 \tag{4.39}$$

4. Used absolute MW-mile.

Η μέθοδος used absolute MW-mile επιμερίζει τα κόστη ανάλογα με το μέγεθος της ροής που προκαλεί ο κάθε χρήστης σε κάθε γραμμή και την μέγιστη ικανότητα της γραμμής. Η μέθοδος δεν εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του ενσωματωμένου κόστους, ενώ υπάρχει περίπτωση να συμβεί υπερανάκτηση του κόστους. Οι χρήστες χρεώνονται με την ακόλουθη σχέση [4.4]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{\left|F_{t,k}\right|}{F_{k,\max}} \tag{4.40}$$

5. Used reverse MW-mile.

Η μέθοδος used reverse MW-mile χρεώνει τους χρήστες ανάλογα με τη ροή φορτίου που προκαλεί ο καθένας τους σε κάθε γραμμή και με τη μέγιστη ικανότητα της γραμμής. Πιστώνονται αυτοί που προκαλούν αρνητικές ροές και έτσι μειώνουν το φορτίο της γραμμής. Δεδομένου ότι η συνολική ροή στη γραμμή είναι μικρότερη από την μέγιστη ικανότητά της, προκύπτει υποανάκηση του κόστους. Οι χρήστες δε χρεώνονται για επιπλέον εφεδρεία, η οποία

δίνεται από τη διαφορά μεταξύ της ικανότητας της γραμμής και της πραγματικής ροής. Για κάθε χρήστη προκύπτει η ακόλουθη χρέωση [4.13]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{F_{k,\max}} \tag{4.41}$$

6. Used zero counter flow MW-mile.

Στη μέθοδο used zero counter flow MW-mile, οι χρήστες του δικτύου χρεώνονται μόνο για τη θετική ροή που προκαλούν σε κάθε γραμμή. Συνήθως δεν ανακτάται πλήρως το κόστος, όμως υπάρχει περίπτωση να συμβεί και υπερανάκτηση του κόστους. Η χρέωση γίνεται ως ακολούθως [4.13]:

$$TC_t = \sum_{k \in K} C_k \frac{F_{t,k}}{F_{k,\max}} \quad , \quad F_{t,k} > 0 \tag{4.42}$$

όπου:

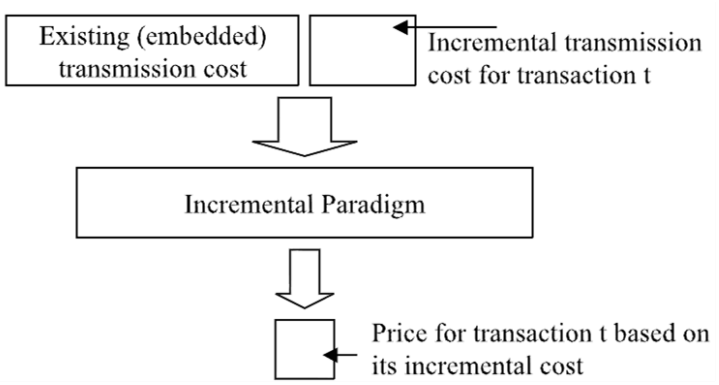
TC_t : Χρέωση κάθε χρήστη t (παραγωγού ή καταναλωτή).
C_k : Κόστος της γραμμής k.
$F_{t,k}$: Ροή ενεργού ισχύος που προκαλεί ο χρήστης t στη γραμμή k.
$F_{k,max}$: Μέγιστη ικανότητα της γραμμής k.
K : Το σύνολο των γραμμών του δικτύου.
T : Ο συνολικός αριθμός των χρηστών (παραγωγών ή καταναλωτών).

4.4.2 Αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης.

Στην ενότητα αυτή γίνεται μια απλή αναφορά στο αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης (incremental transmission pricing model) και στις μεθόδους που χρησιμοποιούνται σε αυτό. Σύμφωνα με το αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης, μόνο τα νέα κόστη μεταφοράς που προκαλούν οι νέοι πελάτες λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό της χρέωσης αυτών των πελατών. Τα κόστη αυτά (αυξητικά) προκύπτουν λόγω του νέου εξοπλισμού μεταφοράς που απαιτεί η κάθε συναλλαγή. Τα υπάρχοντα κόστη του συστήματος παραμένουν ευθύνη των παρόντων πελατών. Για τον υπολογισμό του αυξητικού κόστους μεταφοράς, χρησιμοποιούνται τέσσερις μέθοδοι:

1. Τιμολόγηση βραχυπρόθεσμου αυξητικού κόστους (SRIC).
2. Τιμολόγηση βραχυπρόθεσμου οριακού κόστους (SRMC).
3. Τιμολόγηση μακροπρόθεσμου αυξητικού κόστους (LRIC).
4. Τιμολόγηση μακροπρόθεσμου οριακού κόστους (LRMC).

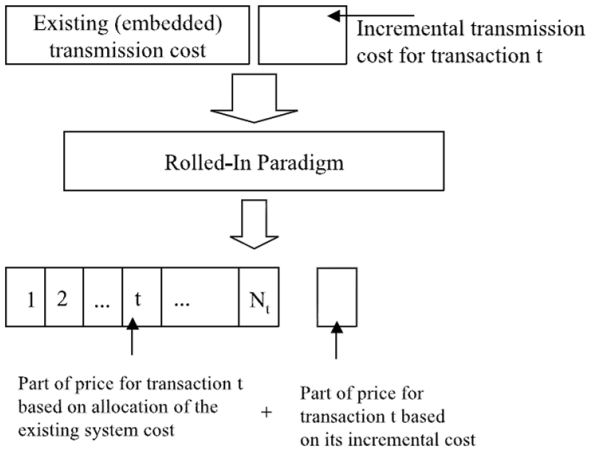
Το Σχήμα 4.3 περιγράφει τη βασική ιδέα αυτού του μοντέλου τιμολόγησης.



Σχήμα 4.3: Αυξητικό μοντέλο τιμολόγησης [4.10].

4.4.3 Σύνθετο μοντέλο τιμολόγησης

Το σύνθετο μοντέλο τιμολόγησης (composite embedded/incremental transmission pricing model), περιλαμβάνει τα υπάρχοντα κόστη του συστήματος και τα αυξητικά κόστη των συναλλαγών μεταφοράς. Η τιμή μιας υπηρεσίας μεταφοράς καθορίζεται με βάση το άθροισμα του συνολικού ενσωματωμένου και αυξητικού κόστους για την παροχή αυτής της υπηρεσίας. Σε αυτό το μοντέλο τα ενσωματωμένα κόστη μιας συναλλαγής υπολογίζονται με κάποια από τις μεθόδους επιμερισμού που περιγράφηκαν στην Ενότητα 4.4.1 και το αυξητικό κόστος υπολογίζεται με μια από τις μεθόδους που περιγράφηκαν στην Ενότητα 4.4.2. Το Σχήμα 4.4 περιγράφει τη βασική ιδέα του μοντέλου. Αυτός ο τρόπος τιμολόγησης χρησιμοποιείται για να μειώσει τα προβλήματα του προσθετικού και του αυξητικού μοντέλου τιμολόγησης [4.5], [4.10].



Σχήμα 4.4: Σύνθετο μοντέλο τιμολόγησης [4.10].

4.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[4.1] Γ. Τζιάσιου, " Επιμερισμός κόστους μεταφοράς στους χρήστες του συστήματος, " Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2010.

[4.2] J. Sun, L. Tesfatsion ''DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ'', Economics Department, Iowa State University, 2006.

[4.3] J. D. McCalley, ''Linearized optimal power flow'', [Online] Διαθέσιμο: http://home.eng.iastate.edu/~jdm/ee553/LPOPF.pdf, προσπελάστηκε Δεκέμβριο 2012.

[4.4] M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, *Market operations in electric power systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management*, J. Wiley & Sons, New York, 2002.

[4.5] T. Crause, ''Evaluation of transmission pricing methods for liberalized markets, a literature survey,'' Internal report, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, July 2003.

[4.6] H. Rudnick, M. Soto, R. Palma, ''Use of system approaches for transmission open access pricing,*'' Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 21, No. 2, pp. 125–135, February 1999.

[4.7] J. Bialek, ''Tracing the flow of electricity,'' *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 143, No.4, pp. 313–320, July 1996

[4.8] J. Bialek, ''Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access'', *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No.1, pp. 52–60, August 1997.

[4.9] P. Barcia, R. Pestana, "Tracing the flows of electricity", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 32, No. 4, pp. 329–332, May 2010.

[4.10] D. Shirmohammadi, X.V. Filho, B. Gorenstin, M.V.P. Pereira, ''Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing,'' *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 11, No.2, pp. 1002-1008, May 1996.

[4.11] Ι. Καμπούρης, Σ. Ευσταθίου, Α. Κορωνίδης, Α. Μαϊσης, ''Συγκριτική ανάλυση μεθόδων χρέωσης υπηρεσιών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για το Ελληνικό σύστημα και ενδεικτικά αποτελέσματα'', *Τεχνικά Χρονικά,* Επιστ. Έκδ. ΤΕΕ, ΙΙΙ, τεύχ. 1-2, 2000.

[4.12] J.W.L. Marangon, ''Allocation of transmission fixed charges: an overview,'' *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No 3, pp. 1409–1418, August 1996.

[4.13] L. G. Manescu, D. Rusinaru, P. Dadulescu, V. Anghelina , "Usage based allocation for transmission costs under open access," IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΛΕΤΗΣ ΚΑΙ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο Κεφάλαιο 4 περιγράφηκαν, οι μέθοδοι ανίχνευσης συνεισφορών των φορτίων στις ροές ισχύος του δικτύου καθώς και οι μέθοδοι τιμολόγησης της χρήσης του δικτύου. Σκοπός της διπλωματικής είναι, να εφαρμοσθούν οι παραπάνω μέθοδοι σε ένα εκτεταμένο δίκτυο όπως είναι το διασυνδεδεμένο δίκτυο μεταφοράς της Ελλάδας, το οποίο παρουσιάζει συγκεκριμένες ιδιαιτερότητες. Το σύστημα της Ελλάδας, σύμφωνα με τα δεδομένα [5.1], αποτελείται από 1461 γραμμές και καλώδια που συνδέουν 1160 ζυγούς σε όλη την επικράτεια. Υπάρχουν 125 γεννήτριες και 175 μετασχηματιστές που εξασφαλίζουν την επαρκή τροφοδότηση του δικτύου με την απαιτούμενη ενέργεια.

Ειδικότερα τα δεδομένα για τα στοιχεία και τη λειτουργία του συστήματος, είναι διαθέσιμα στον ιστότοπο του ΑΔΜΗΕ Α.Ε (πρώην ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε) [5.1]. Περιέχονται σαν παραρτήματα στη μελέτη για τον υπολογισμό των απωλειών του συστήματος το 2009 που εκπονήθηκε από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Αριστοτέλειου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης, στα πλαίσια σύμβασης έργου, μεταξύ του ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. και της Επιτροπής Ερευνών του Αριστοτέλειου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης.

Ιδιαίτερα σημαντική ήταν η αναγνώριση των στοιχείων του συστήματος και η πιο ρεαλιστική, κατά το δυνατόν, κοστολόγησή τους. Αρχικά δηλαδή, γίνεται προσπάθεια να κοστολογηθεί ρεαλιστικά, ο πάγιος εξοπλισμός του δικτύου μεταφοράς της χώρας και στη συνέχεια λαμβάνοντας υπόψη την έννοια του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (ΣΑΚ), να υπολογιστεί η ετήσια απόσβεση του κόστους του συστήματος μεταφοράς που καλούνται να καταβάλουν οι χρήστες.

Η οικονομική συνεισφορά των χρηστών υπολογίζεται από τις ροές ισχύος που προκύπτουν στα στοιχεία του συστήματος για την εξυπηρέτησή τους και τιμολογούνται με διάφορες μεθόδους. Επίσης η κατανομή του κόστους στους χρήστες του συστήματος, (παραγωγούς και καταναλωτές), έγινε πρώτα σε επίπεδο φόρτισης 10.000MW και έπειτα συνυπολογίζοντας την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Ιδιαίτερα σημαντικό ήταν να εντοπιστούν, οι γραμμές και τα καλώδια που έχουν κατασκευαστεί, αποκλειστικά για τη σύνδεση χρηστών (παραγωγών και καταναλωτών) και να εξαιρεθούν από τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους, διότι είναι στοιχεία που έχουν κατασκευαστεί συνήθως από τους ίδιους τους χρήστες και αποτελούν ακτινικές συνδέσεις των χρηστών με το δίκτυο.

5.2 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

5.2.1 Εισαγωγή

Για να είναι εφικτή η παρουσίαση των αποτελεσμάτων καθώς και για να εξαχθούν συμπεράσματα από την εφαρμογή των μεθόδων εύρεσης και επιμερισμού του κόστους, η ηπειρωτική χώρα που αποτελεί το διασυνδεδεμένο σύστημα μαζί με τα Ιόνια νησιά, την Εύβοια και μια σύνδεση με τις Κυκλάδες χωρίστηκαν στις παρακάτω γεωγραφικές ζώνες, σύμφωνα με το γεωγραφικό διαχωρισμό που κάνει ο ΑΔΜΗΕ, με κάποιες τροποποιήσεις που αναφέρονται παρακάτω.

Γενικότερα στην κωδικοποίηση που γίνεται από τον ΑΔΜΗΕ, ακολουθείται ο εξής κανόνας. Το πρώτο ψηφίο της αριθμητικής ονομασίας του κάθε ζυγού, υποδηλώνει την τοποθέτηση του στην αντίστοιχη περιοχή, δηλαδή,

- Ο ζυγός με αριθμό 507, τοποθετείται στην περιοχή 5, που είναι η Αττική.
- Ο ζυγός με αριθμό 64331, τοποθετείται στην περιοχή 6, που είναι η Πελοπόννησος.

Εξαίρεση σε αυτόν τον κανόνα αποτελούν οι ζυγοί 45535 και 45634 που αποτελούν την διασύνδεση της νότιας Εύβοιας με την Άνδρο και στα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ κατατάσσονται στην περιοχή 15 που είναι οι Κυκλάδες. Επίσης, εξαίρεση αποτελούν οι ζυγοί που η αρίθμησή τους ξεκινά από εννιά (9) αλλά δεν τοποθετούνται στη περιοχή 9, καθώς τέτοια περιοχή δεν υφίσταται στα δεδομένα. Αυτοί οι ζυγοί τοποθετήθηκαν στην περιοχή που ανήκουν σύμφωνα με την ολόγραφη αναφορά της περιοχής που υπάρχει στα δεδομένα.

Η κωδικοποίηση των περιοχών στην παρούσα διπλωματική διαφέρει ελαφρώς από την κωδικοποίηση του ΑΔΜΗΕ και βασίζεται στις εξής παραδοχές:

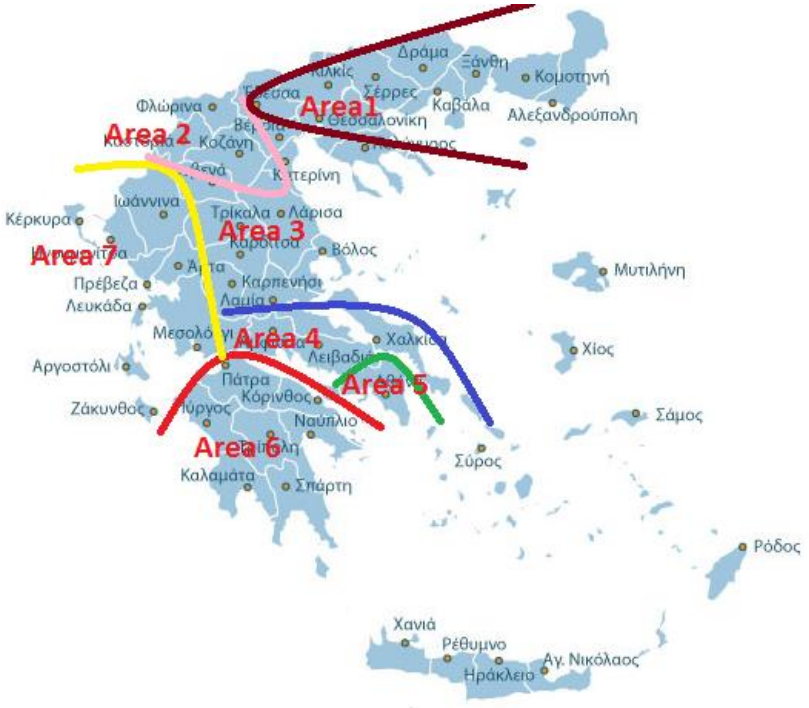
1. Ενοποίηση των περιοχών 7 και 8 σε μία, την περιοχή 7.
2. Ενοποίηση των περιοχών 4 και 15 σε μία, την περιοχή 4.
3. Αλλαγή της ονομασίας της περιοχής 3, από central Macedonia, που είναι στα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ, σε Θεσσαλία, αφού έπειτα από παρατήρηση διαπιστώνεται ότι οι ζυγοί τοποθετούνται, στην πραγματικότητα, στην περιοχή της Θεσσαλίας.
4. Αλλαγή της ονομασίας της περιοχής 4, από Thessaly, που είναι στα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ σε ανατολική στερεά Ελλάδα, Εύβοια και Κυκλάδες, αφού έπειτα από παρατήρηση διαπιστώνεται ότι οι ζυγοί τοποθετούνται, στην πραγματικότητα, σε αυτή την περιοχή.

Σύμφωνα με τις παραπάνω παραδοχές, στον Πίνακα 5.1 και Σχήμα 5.1, παρουσιάζονται οι περιοχές, όπως ορίστηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Πίνακας 5.1: Περιοχές στις οποίες χωρίστηκε το Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.

Area 1	Ανατολική Μακεδονία και Θράκη
Area 2	Δυτική Μακεδονία
Area 3	Θεσσαλία
Area 4	Ανατολική στερεά Ελλάδα και Εύβοια
Area 5	Αττική
Area 6	Πελοπόννησος
Area 7	Δυτική στερεά Ελλάδα, Ήπειρος και Ιόνια νησιά

Τα όρια των περιοχών που ορίστηκαν, δεν συμπίπτουν απόλυτα με τα όρια, όπως είναι γνωστά, από τον γεωγραφικό διαχωρισμό της χώρας.



Σχήμα 5.1: Γεωγραφικός διαχωρισμός της Ελλάδας σε 7 περιοχές.

Στις Ενότητες 5.2.1 έως 5.2.5 γίνεται η καταγραφή των δεδομένων του συστήματος μεταφοράς (ζυγοί, μετασχηματιστές, γραμμές μεταφοράς), των δεδομένων έγχυσης των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών από τις διασυνδέσεις σε κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος, των πραγματικών απωλειών και των δεδομένων των φορτίων του συστήματος σε κάθε επίπεδο φορτίου συστήματος, που χρησιμοποιήθηκαν κατά τη διπλωματική εργασία και είναι διαθέσιμα στη μελέτη απωλειών του ΑΔΜΗΕ Α.Ε [5.1].

5.2.2 Ζυγοί

Στο σύστημα, σύμφωνα με το Παράρτημα Α των δεδομένων [5.1], υπάρχουν 1160 ζυγοί. Στο παράρτημα αναφέρεται η αριθμητική και ονομαστική κωδικοποίηση του κάθε ζυγού, η ονομαστική τάση και ο τύπος του. Σύμφωνα με τον τύπο γίνεται διαχωρισμός σε 4 κατηγορίες.

1. 990 ζυγοί φορτίου (P-Q), με την αρίθμηση 1.
2. 92 ζυγοί παραγωγής (P-V), με αρίθμηση 2.
3. 1 Ζυγός αναφοράς. Ως Ζυγός αναφοράς, ορίζεται ο ζυγός 19911 που αντιστοιχεί στη διασύνδεση της Βουλγαρίας, με αρίθμηση 3.

4. 77 απομονωμένοι ζυγοί (ζυγός που δε συνδέεται με το υπόλοιπο δίκτυο μέσω κάποιας γραμμής μεταφοράς ή μέσω Μετασχηματιστή, με αρίθμηση 4.

Τέλος σύμφωνα με το επίπεδο τάσης, γίνεται η κατανομή των ζυγών, όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: Πλήθος ζυγών ανά επίπεδο τάσης.

Επίπεδο τάσης (kV)	**Πλήθος ζυγών**
6	2
63	10
11,5	5
11,8	2
12,5	4
13	1
15	10
15,8	56
19	1
20	8
21	14
26,7	2
30	51
34,8	2
66	5
150	883
400	50
ΣΥΝΟΛΟ	1146

Οι υπόλοιποι 54 ζυγοί, είναι βοηθητικοί ζυγοί για τη λειτουργία των μετασχηματιστών τριών τυλιγμάτων και δεν καθορίζεται από το παράρτημα το επίπεδο τάσης.

5.2.3 Γραμμές και Καλώδια

1) Γραμμές

Οι γραμμές και τα καλώδια του ελληνικού συστήματος μεταφοράς μεταφέρουν την απαραίτητη ενέργεια στο σύνολο της επικράτειας και αποτελούν τον κορμό του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος.

Συνολικά υπάρχουν 1180 κλάδοι, εκ των οποίων, σε λειτουργία (in-service) στα δεδομένα, βρίσκονται 1028.

- Οι γραμμές είναι 757, συνολικού μήκους 15980 km. Από αυτές, σε λειτουργία (in service) είναι οι 700, συνολικού μήκους 14995,6 km.
- Τα καλώδια είναι 93, συνολικού μήκους 499,2 km. Από αυτά, σε λειτουργία (in-service) είναι τα 84, συνολικού μήκους 459,9km.
- Υπάρχουν 197 κλάδοι που περιγράφουν πυκνωτές ή πηνία.
- Υπάρχουν 133 κλάδοι που περιγράφουν βοηθητικούς ζυγούς.

Στον Πίνακα 5.3 παρουσιάζονται οι γραμμές μεταφοράς του συστήματος, ανάλογα με το επίπεδο τάσης, το κύκλωμα στο οποίο ανήκουν, τον τύπο και το μήκος τους.

Πίνακας 5.3: Γραμμές μεταφοράς του διασυνδεδεμένου συστήματος της Ελλάδας.

Επίπεδο τάσης (kV)	**Κύκλωμα**	**Χαρακτηρισμός γραμμής μεταφοράς**	**Συνολικό μήκος (km)**	**Συνολικό μήκος σε λειτουργία (km)**
66	ΑΠΛΟ	Ε/66	39,1	39,1
150	ΑΠΛΟ	Ε/150	2544,5	2388
150	ΑΠΛΟ	Β/150	2155,6	2076,6
150	ΔΙΠΛΟ	2Β/150	6700,5	6659,2
400	ΑΠΛΟ	Β'Β'/400	391,1	163,2
400	ΔΙΠΛΟ	2Β'Β'/400	3823	3361,4
400	ΑΠΛΟ	Β'Β'Β'/400	326,2	308,1
ΣΥΝΟΛΟ			15980	14995,6

Πρέπει να σημειωθεί εδώ ότι η κατηγοριοποίηση των γραμμών έγινε σύμφωνα με το παράρτημα Γ της μελέτης απωλειών του ΑΔΜΗΕ, σε συνδυασμό με ενδελεχή παρατήρηση του χάρτη της μελέτης ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς (2008-2012) [5.2]. Μεγάλη σημασία αποκτά η κατηγοριοποίηση αυτή διότι σύμφωνα με αυτήν έγινε και η κοστολόγηση του συστήματος. Ακριβώς το ίδιο ισχύει και για τα καλώδια.

Ειδικότερα, στο Παράρτημα Γ, της μελέτης απωλειών του ΑΔΜΗΕ, υπάρχουν συνολικά στοιχεία για τους 1463 κλάδους του συστήματος, δίχως να διαχωρίζονται οι γραμμές και τα καλώδια. Ο διαχωρισμός αυτός επετεύχθει έπειτα από παρατήρηση του χάρτη της ΜΑΣΜ. Επίσης, η κωδικοποίηση των δεδομένων στο Παράρτημα Γ της μελέτης απωλειών του ΑΔΜΗΕ αφορά την τάση του ζυγού αναχώρησης και άφιξης, την ωμική αντίσταση και την επαγωγική αντίδραση των κλάδων, τη λειτουργία της γραμμής (in or out of service) και τον τύπο του κυκλώματος. Δεν αναφέρεται κάτι για τον διαχωρισμό των γραμμών σε ελαφρού ή βαρέως τύπου, ο οποίος έγινε με βάση το χάρτη της ΜΑΣΜ και ήταν πολύ σημαντικός για την κατά το δυνατόν πιο ρεαλιστική κοστολόγηση των γραμμών μεταφοράς. Επίσης, η ύπαρξη ή μη, διπλού κυκλώματος για τις γραμμές και για τα καλώδια επιβεβαιώθηκε από το χάρτη της ΜΑΣΜ [5.2].

2) Καλώδια

Στον Πίνακα 5.4, αντίστοιχα με τον Πίνακα 5.3 για τις γραμμές μεταφοράς, παρουσιάζονται τα καλώδια του συστήματος μεταφοράς ανάλογα με το επίπεδο τάσης, τον τύπο τους και το μήκος τους.

Πίνακας 5.4: Καλώδια του διασυνδεδεμένου συστήματος της Ελλάδας.

Είδος καλωδίου	**Επίπεδο τάσης (kV)**	**Κύκλωμα**	**Συνολικό μήκος (km)**	**Συνολικό μήκος σε λειτουργία (km)**
Υπόγειο	150	ΑΠΛΟ	247,7	213
Υπόγειο	150	ΔΙΠΛΟ	87,2	87,2
Υπόγειο	400	ΑΠΛΟ	9,2	4,6

Υπάρχουν επίσης υποβρύχια καλώδια συνολικού μήκους 155,1km. Τα 13,5km είναι υποβρύχιο καλώδιο 66 kV και εξυπηρετεί την σύνδεση Ηγουμενίτσα - Κέρκυρα και τα υπόλοιπα 143,6 km είναι υποβρύχια καλώδια 150 kV και εξυπηρετούν κατά βάση τα νησιά του Ιονίου ,την Άνδρο και άλλες συνδέσεις. Ο εντοπισμός των υποβρυχίων καλωδίων έγινε έπειτα από παρατήρηση του χάρτη της ΜΑΣΜ. .

5.2.4 Μετασχηματιστές δύο ή τριών τυλιγμάτων.

Υπάρχουν δύο είδη μετασχηματιστών στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, τα οποία θα χρησιμοποιηθούν για τους σκοπούς της διπλωματικής εργασίας, όπως αυτά αναφέρονται στο Παράρτημα Β της μελέτης απωλειών του ΑΔΜΗΕ.

α) Μετασχηματιστές δύο τυλιγμάτων: Για τους σκοπούς της διπλωματικής γίνεται αντιστοίχηση κάθε μετασχηματιστή δύο τυλιγμάτων με μία γραμμή μεταφοράς, η οποία έχει τα χαρακτηριστικά της ωμικής αντίστασης και της επαγωγικής αντίδρασης που υφίσταται μεταξύ του πρώτου και του δεύτερου τυλίγματος του εν λόγω μετασχηματιστή.

β) Μετασχηματιστές τριών τυλιγμάτων: Για τους σκοπούς της μελέτης γίνεται αντιστοίχηση κάθε μετασχηματιστή τριών τυλιγμάτων με τρεις γραμμές μεταφοράς:

1. μίας μεταξύ του πρώτου και δεύτερου τυλίγματος,
2. μίας μεταξύ του πρώτου και του τρίτου τυλίγματος, και
3. μίας μεταξύ του δεύτερου και του τρίτου τυλίγματος

Οι μετασχηματιστές δύο και τριών τυλιγμάτων είναι συνολικά 175, εκ των οποίων σε λειτουργία (in-service) είναι οι 149.Οι τριών τυλιγμάτων μετασχηματιστές είναι 54, εκ των οποίων σε λειτουργία (in service), στα δεδομένα, είναι οι 50. Στον Πίνακα 5.5 παρουσιάζονται οι μετασχηματιστές τριών (3) τυλιγμάτων σε σχέση με το επίπεδο τάσης των τυλιγμάτων.

Πίνακας 5.5: Κατηγορίες σύμφωνα με το επίπεδο τάσης και πλήθος των μετασχηματιστών 3 τυλιγμάτων του συστήματος.

Επίπεδο τάσης Τύλιγμα 1 (kV)	**Επίπεδο τάσης Τύλιγμα 2 (kV)**	**Επίπεδο τάσης Τύλιγμα 3 (kV)**	**Πλήθος**
150	66	5,95	2
400	150	30	47
400	15,75	15,75	1
ΣΥΝΟΛΟ			50

Οι μετασχηματιστές δύο τυλιγμάτων είναι συνολικά 121, εκ των οποίων σε λειτουργία (in-service), στα δεδομένα, είναι οι 99. Στον Πίνακα 5.5 παρουσιάζονται οι μετασχηματιστές δύο (2) τυλιγμάτων σε σχέση με το επίπεδο τάσης των τυλιγμάτων τους.

Πίνακας 5.6: Κατηγορίες σύμφωνα με το επίπεδο τάσης και πλήθος των μετασχηματιστών δύο 2 τυλιγμάτων του συστήματος.

Επίπεδο τάσης Τύλιγμα 1 (kV)	Επίπεδο τάσης Τύλιγμα 2 (kV)	Πλήθος
12,5	6,3	5
12,5	12,5	1
150	66	1
150	6,3	5
150	11,5	3
150	11,8	2
150	12,5	3
150	15	3
150	15,75	55
150	21	3
400	13	1
400	15	3
400	19	1
400	20	5
400	21	8
	ΣΥΝΟΛΟ	99

5.2.5 Φορτία του συστήματος

Στο δίκτυο υπάρχουν 266 φορτία σε λειτουργία σε όλα τα επίπεδα φορτίσεων, φυσικά με διαφορετική ζήτηση ενέργειας σε κάθε επίπεδο φόρτισης. Αυτά κατανέμονται γεωγραφικά ως εξής:

- 57 φορτία στην Ανατολική Μακεδονία και Θράκη (Area 1).
- 25 φορτία στη δυτική Μακεδονία (Area 2).
- 31 φορτία στη Θεσσαλία (Area 3).
- 29 φορτία στην Ανατολική στερεά Ελλάδα και Εύβοια (Area 4).
- 67 φορτία στην Αττική (Area 5).
- 29 φορτία στην Πελοπόννησο (Area 6).
- 28 φορτία στην Δυτική Ελλάδα, Ήπειρο και Ιόνια νησιά (Area 7).

Από τα 266 φορτία τα 32 είναι μεγάλων βιομηχανικών μονάδων και του Ο.Σ.Ε. και 6 φορτία είναι των ορυχείων εξόρυξης της Δ.Ε.Η. Για τα 266 φορτία του συστήματος υπάρχουν δεδομένα, στο παράρτημα ΣΤ, της μελέτης απώλειών του ΑΔΜΗΕ, για την ισχύ τους σε διάφορα επίπεδα φόρτισης του συστήματος. Συγκεκριμένα, στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής, χρησιμοποιούνται δεδομένα για οκτώ (8) επίπεδα φόρτισης από 4.750MW έως 10.000MW που είναι και η αιχμή του συστήματος, με βήμα 750MW.

Στα δεδομένα για την ισχύ των φορτίων σε κάθε επίπεδο φόρτισης, προστέθηκαν επιμερισμένες αναλογικά οι απώλειες, όπως αυτές αναφέρονται, στο παράρτημα Ε, στην μελέτη απωλειών του ΑΔΜΗΕ. Οι πραγματικές απώλειες του συστήματος μεταφοράς έχουν υπολογιστεί με στατιστική ανάλυση των ωριαίων μετρήσεων των φορτίου συστήματος και των αντίστοιχων απωλειών κατά τα έτη 2007 και 2008.
Στον Πίνακα 5.7 παρουσιάζονται οι πραγματικές απώλειες για κάθε επίπεδο φόρτισης.

Πίνακας 5.7: Απώλειες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος σε κάθε επίπεδο φόρτισης.

Επίπεδο φόρτισης συστήματος (MW)	Πραγματικές απώλειες (MW)	Πραγματικές απώλειες (% του φορτίου)
4.750	97	2,04
5.500	120	2,18
6.250	142	2,27
7.000	162	2,31
7.750	186	2,4
8.500	222	2,61
9.250	262	2,83
10.000	305	3,05

5.2.6 Δεδομένα εγχύσεων μονάδων παραγωγής και εισαγωγών από τις διασυνδέσεις

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας την Ελλάδα προέρχεται κυρίως από θερμικούς σταθμούς. Έτσι σύμφωνα με στοιχεία του 2008, [5.3], για το διασυνδεδεμένο σύστημα, το 67,7% της εγκατεστημένης ισχύος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων είναι θερμικοί σταθμοί, εκ των οποίων με λιγνίτη 4.808MW, με πετρέλαιο 1.160MW και με φυσικό αέριο 2.477,7MW. Το 24,3% είναι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και το 8% μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Τα δεδομένα εγχύσεων των μονάδων παραγωγής και των εισαγωγών από τις διασυνδέσεις ανά επίπεδο φορτίου συστήματος αναφέρονται στο παράρτημα Δ, της μελέτης απωλειών του ΑΔΜΗΕ και αντανακλούν την πραγματική φόρτιση των μονάδων στα διάφορα επίπεδα φορτίου συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη:

α) το μεταβλητό κόστος παραγωγής (άρα τη συνήθη σειρά φόρτισης) των μονάδων παραγωγής,

β) ιστορικά στοιχεία έγχυσης των Υδροηλεκτρικών Μονάδων,

γ) συνήθεις εντολές κατανομής του ΑΔΜΗΕ προς τις μονάδες για φόρτιση ώστε να καλύπτονται οι ανάγκες του συστήματος σε επικουρικές υπηρεσίες.

Τα δεδομένα φόρτισης των μονάδων παραγωγής και εισαγωγών από τις διασυνδέσεις που χρησιμοποιούνται για τους σκοπούς της διπλωματικής υπάρχουν στο Παράρτημα Δ της μελέτης. Χρησιμοποιήθηκαν, στα πλαίσια της διπλωματικής, οι φορτίσεις από 4.750MW έως 10.000MW με βήμα 750MW. Στα δεδομένα της μελέτης δεν υπάρχουν εγχύσεις από μονάδες παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το πεδίο «Τύπος ζυγού έγχυσης» στο παράρτημα Δ της μελέτης αναφέρεται στον τύπο των μονάδων παραγωγής.

α) «LIGNITE» για τις λιγνιτικές μονάδες παραγωγής,

β) «GAS_CCGT» για τις μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (με υψηλό βαθμό απόδοσης),

γ) «GAS_OPEN» για τις αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου ή για τις ατμοηλεκτρικές μονάδες με καύσιμο φυσικό αέριο και με χαμηλό βαθμό απόδοσης,

δ) «OIL» για τις μονάδες πετρελαίου,

ε) «HYDRO» για τις υδροηλεκτρικές μονάδες,

στ) «INTERC-N» για τις Βόρειες διασυνδέσεις, και

ζ) «INTERC-I» για τη διασύνδεση της Ιταλίας.

Σε λειτουργία, στα δεδομένα είναι 95 μονάδες παραγωγής σε όλη τη χώρα και τρεις (3) διεθνείς διασυνδέσεις. Οι διασυνδέσεις είναι:

1. Σύνδεση με Ιταλία, με ικανότητα μεταφοράς 500MW.
2. Σύνδεση με πΓΔΜ, με ικανότητα μεταφοράς 1.000MW.
3. Σύνδεση με Βουλγαρία , με ικανότητα μεταφοράς 1.000MW.

Πίνακας 5.8: Γεωγραφική κατανομή μονάδων παραγωγής σε λειτουργία (in service).

Πλήθος γεννητριών	**Μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς (MW)**	**Περιοχή (Area)**
10	1.310,00	Ανατολική Μακεδονία και Θράκη
32	4.772,80	Δυτική Μακεδονία
3	129,90	Θεσσαλία
6	616,50	Ανατολική στερεά Ελλάδα και Εύβοια
12	2119,66	Αττική
6	830,00	Πελοπόννησος
26	1606,38	Δυτική στερεά Ελλάδα, Ήπειρος και Ιόνια νησιά
95	11.385,24	Διασυνδεδεμένο σύστημα Ελλάδας

5.3 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Η δημιουργία του εκτεταμένου δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, αποτελεί μια μακροχρόνια και πολύ μεγάλη επένδυση, που έγινε σταδιακά σε βάθος δεκαετιών και συνεχίζει να εξελίσσεται. Ήταν αδύνατο να εξασφαλιστούν λεπτομερή στοιχεία από τη ΔΕΗ για το ύψος των επενδύσεων σε όλο αυτό το χρονικό διάστημα των πάνω από επτά (7) δεκαετιών που η ΔΕΗ επενδύει στην επέκταση και βελτίωση του συστήματος μεταφοράς.

5.3.1 Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου

Σε ότι αφορά λοιπόν την κοστολόγηση του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς, στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας γίνεται μια πολύ σημαντική παραδοχή. Θεωρείται ότι το σύνολο των επενδύσεων πραγματοποιούνται στο παρόν και οι επενδύσεις κοστολογούνται με σημερινά δεδομένα και σταθερές τιμές. Αυτό αποτελεί, όπως γίνεται αντιληπτό, μια σημαντική παραδοχή, δεδομένου ότι οι επενδύσεις για την κατασκευή του δικτύου, έχουν γίνει σταδιακά, σε βάθος χρόνου, με τα οικονομικά μεγέθη της χρονικής περιόδου που αυτές πραγματοποιήθηκαν. Είναι μεγάλες οι διαφοροποιήσεις ως προς τα κόστη των υλικών, το κόστος εργασίας και γενικότερα ως προς την αξία του χρήματος σε κάθε χρονική περίοδο.

Μετέπειτα, από την κοστολόγηση του δικτύου με τα σημερινά δεδομένα, θεωρείται επίσης κατά παραδοχή, ότι το κεφάλαιο της επένδυσης ανακτάται με χρήση του συντελεστή τοκοχρεολυτικής απόσβεσης. Ο συντελεστής τοκοχρεολυτικής απόσβεσης ή συντελεστής

ανάκτησης κεφαλαίου (capital recovery factor), είναι ο συντελεστής που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του ετήσιου κόστους (ή ετήσιας αξίας) του κεφαλαίου κάποιας επένδυσης και δίνεται από τη σχέση:

$$\Sigma\text{AK} = \frac{\text{i}\,(1+\text{i})^{\text{n}}}{(1+\text{i})^{\text{n}}-1} = \frac{0.08(1+0.08)^{30}}{(1+0.08)^{30}-1} = 0.089$$

Όπου n: έτη ανάκτησης κεφαλαίου επένδυσης,

i: επιτόκιο,

ΣΑΚ: Συντελεστής Ανάκτησης Κεφαλαίου

Με τη χρήση του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου, υπολογίζεται η ετήσια ισόποση δόση που πρέπει να καταβάλλεται από τους χρήστες του δικτύου (παραγωγούς και καταναλωτές), θεωρώντας κατά παραδοχή, ότι η ανάκτηση του κεφαλαίου γίνεται σε διάστημα 30 ετών (n=30), με επιτόκιο οκτώ (8) % (i=0,08).

Το κόστος του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος υπολογίζεται στις παρακάτω ενότητες και αφορά το κόστος γραμμών μεταφοράς, το κόστος καλωδίων και το κόστος των μετασχηματιστών.

ΤΚ = ΚΓ+ ΚΚ + ΚΜ

Όπου ΤΚ: Τελικό Κόστος,

ΚΓ: Κόστος Γραμμών,

ΚΚ: Κόστος Καλωδίων,

ΚΜ: Κόστος Μετασχηματιστών

Η ισόποση ετήσια δόση, το ετήσιο συνολικό κόστος δηλαδή, που πρέπει να αποδίδεται από τους χρήστες του δικτύου, ισούται με το γινόμενο του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου επί το τελικό κόστος της επένδυσης.

ΕΣΚ = ΤΚ x ΣΑΚ

Όπου ΕΣΚ: Ετήσιο Συνολικό Κόστος,

ΤΚ: Τελικό Κόστος

5.3.2 Υπολογισμός κόστους γραμμών μεταφοράς

Ιδιαίτερη σημασία αποκτά η κοστολόγηση των τύπων των γραμμών. Η ρυθμιστική αρχή ενέργειας (ΡΑΕ) υποδεικνύει κάποιες μοναδιαίες τιμές υλοποίησης εναέριων γραμμών στο τιμολόγιο σύνδεσης χρηστών στο σύστημα μεταφοράς [5.4].
Όλες οι μοναδιαίες τιμές αντανακλούν ένα μέσο κόστος υλοποίησης έργων και το τελικό κόστος υλοποίησης ενδέχεται να διαφοροποιείται κατά περίπτωση, λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης (μορφολογία εδάφους), το μήκος των γραμμών, καθώς και τυχόν ειδικές απαιτήσεις του έργου (ειδικές υποδομές και διατάξεις).

Όντας αδύνατη η γνώση των λεπτομερειών των παραμέτρων που αναφέρονται παραπάνω, αποφασίστηκε κατά παραδοχή ο παρακάτω τρόπος κοστολόγησης των γραμμών. Γενικότερα στην κοστολόγηση των γραμμών και μετέπειτα των καλωδίων, στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής, παρουσιάζονται αποκλίσεις, από τον τρόπο που υποδεικνύει η ΡΑΕ, αλλά ιδιαίτερη διαφοροποίηση υπάρχει στις γραμμές διπλού κυκλώματος, όπου στη διπλωματική αυτή έγινε η θεώρηση ότι στις ίδιες βασικές υποδομές (κολώνες στήριξης),

τοποθετούνται παραπάνω από δύο γραμμές, οπότε θεωρήθηκε το κόστος σαφώς μειωμένο από αυτό που υποδεικνύει η ΡΑΕ. Επίσης, οι γραμμές και τα καλώδια κοστολογήθηκαν, κατά παραδοχή, ανεξάρτητα από το μήκος τους, με σταθερό κόστος ανά km για κάθε τύπο, σε αντίθεση με τον τρόπο που υποδεικνύει η ΡΑΕ στο τιμολόγιο σύνδεσης χρηστών στο σύστημα μεταφοράς.

Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι λαμβάνονται υπόψη μόνο οι γραμμές που βρίσκονται σε λειτουργία (in service). Η κοστολόγηση των γραμμών μεταφοράς παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.9.

Πίνακας 5.9: Γραμμές σε λειτουργία (in-service) στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας.

Επίπεδο τάσης (kV)	**Κύκλωμα**	**Χαρακτηρισμός γραμμής μεταφοράς**	**Συνολικό μήκος σε λειτουργία(km)**	**Κόστος (€/km)**	**Κόστος (€)**
66	ΑΠΛΟ	Ε/66	39,10	50.000	1.955.000
150	ΑΠΛΟ	Ε/150	2.388,00	75.000	179.100.000
150	ΑΠΛΟ	Β/150	2.076,60	105.000	218.043.000
150	ΔΙΠΛΟ	2Β/150	6.659,20	72.500	482.792.000
400	ΑΠΛΟ	Β'Β'/400	163,20	240.000	39.168.000
400	ΔΙΠΛΟ	2Β'Β'/400	3361,40	190.000	638.666.000
400	ΑΠΛΟ	Β'Β'Β'/400	308,10	280.000	86.268.000
ΣΥΝΟΛΟ			14.995,60		1.645.992.000

Είναι πολύ σημαντικό να αφαιρεθούν οι γραμμές και τα καλώδια που έχουν κατασκευαστεί για την ακτινική σύνδεση κάποιων χρηστών και κατά παραδοχή, δεν συνυπολογίζονται στο κόστος του συστήματος. Ύστερα από ενδελεχή παρατήρηση των γραμμών και έπειτα από κατά το δυνατόν επιβεβαίωση από το χάρτη της ΜΑΣΜ αφαιρούνται από την κοστολόγηση του συστήματος οι 32 ακόλουθες, ακτινικές γραμμές, που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.10.

Πίνακας 5.10 : Γραμμές που έχουν εξαιρεθεί από την κοστολόγηση του δικτύου**.**

Α/Α	**ΖΥΓΟΣ 1**	**ΖΥΓΟΣ 2**	**ΤΥΠΟΣ**	**Μήκος (km)**	**ΚΟΣΤΟΣ(€)**	**ΧΡΗΣΤΗΣ**
1	11131	11631	Ε/150	5,1	382.500	ΕΡΓ. ΦΩΣΦΟΡΙΚΩΝ ΛΙΠΑΣΜΑΤΩΝ
2	11531	11536	Ε/150	1,1	82.500	
3	11731	14334	Ε/150	0,5	37.500	ΟΣΕ
4	11831	15435	2Β/150	2,6	188.500	ΟΣΕ
5	12734	12831	Ε/150	1,4	105.000	ΧΑΡΤΟ
6	14431	14635	Ε/150	0,9	67.500	TITAN
7	15334	15431	Ε/150	0,6	450.00	ΟΣΕ
8	17431	17734	2Β/150	1,1	79.750	ΕΚΟ
9	17532	17834	2Β/150	1,1	79.750	ΕΚΟ
10	21431	21531	2Β/150	5,5	398.750	ΟΡΥΧΕΙΑ ΔΕΗ
11	27634	27731	Ε/150	2,3	172.500	ΜΑΒΕ
12	31435	31631	Ε/150	2,2	165.000	ΤΣΙΜΕΝΤΑ ΒΟΛΟΥ
13	31834	31931	Ε/150	0,3	22.500	CAL.QES.

Πίνακας 5.10: (συνέχεια).

Α/Α	ΖΥΓΟΣ 1	ΖΥΓΟΣ 2	ΤΥΠΟΣ	Μήκος (km)	ΚΟΣΤΟΣ(€)	ΧΡΗΣΤΗΣ
14	33131	33133	2Β/150	0,3	21.750	SOVEL ΧΑΛΥΒΟΥΡΓΙΑ
15	33132	33136	2Β/150	0,3	21.750	SOVEL ΧΑΛΥΒΟΥΡΓΙΑ
16	40734	40832	2Β/150	0,8	58.000	ΛΑΡΚΟ ΜΕΤΑΛΛΕΥΤΙΚΗ
17	40736	40831	2Β/150	0,8	58.000	ΛΑΡΚΟ ΜΕΤΑΛΛΕΥΤΙΚΗ
18	42534	42831	Β/150	0,6	63.000	ΤΣΙΜΕΝΤΑ ΧΑΛΚΙΔΑΣ
19	43531	43634	Ε/150	0,8	60.000	ΑΓΕΤ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ
20	57134	57231	2Β/150	0,2	14.500	ΟΣΕ
21	57136	57231	2Β/150	0,2	14.500	ΟΣΕ
22	57431	59835	Ε/150	1,2	90.000	ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΑ
23	57631	57735	Ε/150	1,4	105.000	ΕΛΛΗΝ.
24	58131	58231	Β/150	1,1	115.500	ΧΑΛΥΒΟΥΡΓΙΑ
25	59231	59334	Ε/150	1	75.000	ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ
26	60532	60534	2Β/150	0,1	7.250	ΟΣΕ
27	60532	60535	2Β/150	0,1	7.250	ΟΣΕ
28	64634	64731	Ε/150	2,5	187.500	TITAN
29	99234	99331	Ε/150	1,6	120.000	TITAN
30	99534	99631	Ε/150	0,6	45.000	TITAN
31	99731	99734	2Β/150	1,5	108.750	ΕΛΒΑΛ
32	99731	99735	2Β/150	1,5	108.750	ΕΛΒΑΛ
ΣΥΝΟΛΟ				41,3	3.108.250	

Παρόλο που ο αριθμός τους είναι περιορισμένος και το συνολικό τους μήκος ελάχιστο συγκριτικά με το σύνολο του δικτύου, μόλις (0,19%), ήταν πολύ σημαντική η αφαίρεσή τους διότι πολλές από αυτές τις γραμμές είναι ακτινικές συνδέσεις ιδιωτικών βιομηχανικών μονάδων ή γεννητριών, με το δίκτυο. Είναι επενδύσεις που έχουν γίνει από τους ίδιους τους καταναλωτές και παραγωγούς. Εξυπηρετούσαν αποκλειστικά αυτές τις μονάδες και αυτό είχε ως συνέπεια να επωμίζονται τα φορτία αυτά το σύνολο του κόστους της γραμμής. Έτσι κατά την τιμολόγηση της χρήσης του δικτύου, τα φορτία αυτά, εμφάνιζαν σταθερά τις μεγαλύτερες χρεώσεις, με ιδιαίτερα μεγάλη απόκλιση από τα υπόλοιπα. Το φαινόμενο αυτό εξαλείφθηκε αφαιρώντας τις προαναφερθείσες γραμμές.

Το ετήσιο τελικό κόστος των γραμμών μεταφοράς του συστήματος είναι:

ΕΚΓ = (ΚΓ-ΚΕΓ) x ΣΑΚ = (1.645.992.000-3.108.250) x 0,089 =145.933.146 €

Όπου: ΕΚΓ : Ετήσιο Κόστος Γραμμών,

και ΚΕΓ : Κόστος Εξαιρουμένων Γραμμών

5.3.3 Υπολογισμός κόστους καλωδίων συστήματος μεταφοράς

Τα καλώδια του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος είναι 93 σε πλήθος, εκ των οποίων σε λειτουργία (in-service), είναι τα 84. Υπάρχουν υπόγεια καλώδια για την εξυπηρέτηση πυκνοκατοικημένων περιοχών και υποβρύχια καλώδια για την επίτευξη της διασύνδεσης διάφορων νησιών, με την ηπειρωτική χώρα (Επτάνησα, Άνδρος, Εύβοια κ.α.). Η κοστολόγηση των καλωδίων παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.11.

Πίνακας 5.11: Καλώδια σε λειτουργία (in-service) στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας.

Είδος καλωδίων	Επίπεδο τάσης (kV)	Κύκλωμα	Συνολικό μήκος σε λειτουργία(km)	Κόστος (€/km)	Κόστος (€)
Υπόγεια	150	ΑΠΛΟ	213	500.000	106.500.000
Υπόγεια	150	ΔΙΠΛΟ	87,2	450.000	39.240.000
Υπόγεια	400	ΑΠΛΟ	4,6	1.800.000	8.280.000
Υποβρύχια	150	-	141,6	1.200.000	169.920.000
Υποβρύχια	66	-	13,5	800.000	10.800.000
Σύνολο			459,9	-	334.740.000

Αντίστοιχα με τις γραμμές μεταφοράς αφαιρέθηκαν από την κοστολόγηση και κάποια καλώδια που αποτελούν ακτινικές συνδέσεις του δικτύου με μεμονωμένους χρήστες και παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.12.

Πίνακας 5.12: Καλώδια που έχουν εξαιρεθεί από την κοστολόγηση του δικτύου.

Ζυγός 1	Ζυγός 2	Τύπος	Μήκος (ΚΜ)	Κόστος (€)	Χρήστης
15011	17011	Υπόγειο Απλό 400 kV	4,6	8.280.000	ALPA
44631	44633	Υπόγειο Διπλό 400 kV	0,8	360.000	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΥ
44632	44634	Υπόγειο Διπλό 400 kV	0,8	360.000	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΥ
Σύνολο			6,2	9.000.000	

Το ετήσιο τελικό κόστος των καλωδίων του συστήματος μεταφοράς είναι:

$$ΕΚΚ = (ΚΚ-ΚΕΚ) \times ΣΑΚ = (334.740.000 - 9.000.000) \times 0,089 = 28.934.648€.$$

Όπου: ΕΚΚ : Ετήσιο Κόστος Καλωδίων,

και ΚΕΚ : Κόστος Εξαιρουμένων Καλωδίων.

5.3.4 Υπολογισμός κόστους μετασχηματιστών συστήματος μεταφοράς

- Μετασχηματιστές δύο τυλιγμάτων

Οι μετασχηματιστές δύο τυλιγμάτων χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για τη σύνδεση των γεννητριών στο σύστημα. Στο σημείο αυτό, για την παρούσα διπλωματική, γίνεται η παραδοχή

ότι η επένδυση για την αγορά αυτού του εξοπλισμού επιβαρύνει τους ιδιοκτήτες των γεννητριών και εξαιρείται από τον υπολογισμό του κόστους του συστήματος μεταφοράς.

- Μετασχηματιστές τριών τυλιγμάτων

Οι μετασχηματιστές τριών τυλιγμάτων σε αντίθεση με αυτούς των δύο τυλιγμάτων, θεωρείται ότι κοστολογούνται κανονικά και το κόστος τους το επωμίζονται οι χρήστες του δικτύου. Η κοστολόγηση των μετασχηματιστών τριών τυλιγμάτων επιλέχθηκε, κατά παραδοχή, στα 14000€/MVA και παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.13.

Πίνακας 5.13: Κοστολόγηση μετασχηματιστών 3 τυλιγμάτων του συστήματος.

Μετασχηματιστής 3 τυλιγμάτων (MVA)	**Κόστος (€/MVA)**	**Κόστος (€)**	**Πλήθος Μετασχηματιστών 3 τυλιγμάτων**	**Σύνολο (€)**
460/165	14.000	6.440.000	1	6.440.000
280/60	14.000	3.920.000	32	125.440.000
250/60	14.000	3.500.000	15	52.500.000
25/8,5	14.000	350.000	2	700.000
ΣΥΝΟΛΟ			50	185.080.000

Αντίστοιχα με τις γραμμές και τα καλώδια, εξαιρέθηκε από την κοστολόγηση ο μοναδικός μετασχηματιστής τριών (3) τυλιγμάτων των 460/165 MVA, αφού αποτελεί ακτινική σύνδεση της ELPEDISON.

Το ετήσιο τελικό κόστος των μετασχηματιστών του συστήματος μεταφοράς είναι:

$$ΕΚΜ = (ΚΜ-ΚΕΜ) \times ΣΑΚ = (185.080.000-6.440.000) \times 0,089 = 15.868.133\ €.$$

Όπου: ΕΚΜ : Ετήσιο Κόστος Μετασχηματιστών,

και ΚΕΚ : Κόστος Εξαιρουμένων Μετασχηματιστών

5.3.5 Ετήσιο συνολικό κόστος

Το ετήσιο συνολικό κόστος του συστήματος μεταφοράς, αποτελεί την ετήσια ισόποση δόση που πρέπει να καταβάλλεται από τους χρήστες και όπως αυτό τιμολογήθηκε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής, είναι το άθροισμα του κόστους των γραμμών, των καλωδίων και των μετασχηματιστών:

$$ΕΚΣ = ΕΚΓ + ΕΚΚ + ΕΚΜ = (145.933.146+28.934.648+15.868.133) = 190.735.928\ €.$$

5.4 ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Το σύστημα παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση στη ζήτηση του φορτίου κατά την διάρκεια της ημέρας. Οι διακυμάνσεις της ζήτησης του φορτίου κατά τη διάρκεια μιας ημέρας οφείλονται σε διάφορους παράγοντες. Για παράδειγμα, τις πρωινές ώρες υπάρχει αυξημένη ανάγκη εξυπηρέτησης φορτίου, λόγω της λειτουργίας των βιομηχανικών μονάδων, των καταστημάτων και γενικότερα των χώρων εργασίας. Επίσης κατά τις πρώτες βραδινές ώρες, η ζήτηση ενέργειας είναι αυξημένη για την εξυπηρέτηση οικιακών, κατά βάση, αναγκών. Αντίθετα τις νυχτερινές ώρες η ζήτηση είναι πολύ μικρότερη. Οι διακυμάνσεις στο ωριαίο φορτίο μίας ημέρας εμφανίζουν μια σχετική σταθερότητα, αλλά δεν παύουν να υπάρχουν

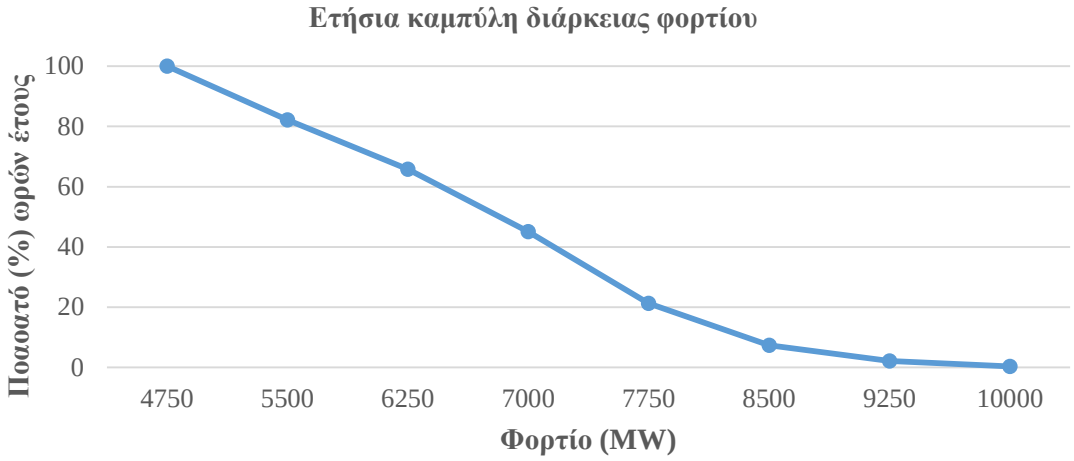
σημαντικές διαφοροποιήσεις που εξαρτώνται από την εποχή του χρόνου, τις καιρικές συνθήκες, κ.α.

Στα πλαίσια της διπλωματικής εργασίας, χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία για το ωριαίο φορτίο του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος, όπως αυτά δημοσιεύονται στον ιστότοπο του ΑΔΜΗΕ καθημερινά. Τα στοιχεία αφορούν το έτος 2009 και έπειτα από την απαραίτητη επεξεργασία παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 5.14. [5.6]

Πίνακας 5.14: Κατανομή των ωρών του έτους 2009 στα επίπεδα φόρτισης.

ΩΡΑ	ΕΠΙΠΕΔΟ ΦΟΡΤΙΣΗΣ (MW)							
	0-4.750	4.751-5.500	5.501-6.250	6.251-7.000	7.001-7.750	7.751-8.500	8.501-9.250	9.251-10.000
1	25	225	78	17	19	1	0	0
2	179	136	26	21	3	0	0	0
3	206	123	22	14	0	0	0	0
4	247	92	22	4	0	0	0	0
5	275	66	22	2	0	0	0	0
6	274	66	24	1	0	0	0	0
7	181	157	27	0	0	0	0	0
8	74	136	124	31	0	0	0	0
9	38	56	140	96	35	0	0	0
10	10	44	62	150	70	28	1	0
11	3	26	56	157	76	30	17	0
12	2	7	51	166	78	37	22	2
13	2	7	38	164	82	44	19	9
14	2	11	44	164	76	39	18	11
15	6	32	86	148	46	23	19	5
16	11	37	148	95	43	13	16	2
17	9	39	153	90	49	14	10	1
18	7	33	125	101	69	20	9	1
19	4	22	100	80	107	43	8	1
20	3	8	66	96	133	54	5	0
21	1	3	22	117	170	50	2	0
22	0	2	25	190	112	25	11	0
23	0	8	176	131	26	22	2	0
24	2	95	180	56	26	6	0	0
ΣΥΝ.	1561	1431	1817	2091	1220	449	159	32

Με τη χρήση των στοιχείων του Πίνακα 5.14, υπολογίστηκε η ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου για το έτος 2009, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.2. Το Σχήμα 5.2, είναι ακριβώς το διάγραμμα που δίνει τις διατεταγμένες τιμές του φορτίου συναρτήσει του ποσοστού του χρόνου στον οποίο το φορτίο είναι μεγαλύτερο η ίσο προς την τιμή αυτή.



Σχήμα 5.2: Καμπύλη διάρκειας φορτίου για το έτος 2009.

Ο υπολογισμός της ετήσιας καμπύλης διάρκειας φορτίου, έγινε για να διαπιστωθεί το ποσοστό των ωρών ετησίως, που το σύστημα βρίσκεται σε κάθε ένα από τα επίπεδα φόρτισης που μελετώνται στην παρούσα διπλωματική. Στο Κεφάλαιο 5, των αποτελεσμάτων, που ακολουθεί, υπολογίστηκε η ετήσια κατανάλωση ενέργειας σε κάθε περιοχή, με τη βοήθεια της καμπύλης διάρκειας φορτίου και μετέπειτα υπολογίστηκε η χρέωση των χρηστών για τη χρήση του δικτύου, συναρτήσει της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας της περιοχής στην οποία ανήκουν.

5.5 ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ

5.5.1 Περιγραφή λειτουργίας του λογισμικού

Σκοπός της διπλωματικής είναι ο επιμερισμός του κόστους μεταφοράς στους χρήστες του (καταναλωτές και παραγωγούς). Στις προηγούμενες ενότητες του κεφαλαίου έγινε ο προσδιορισμός και η κοστολόγηση των επιμέρους στοιχείων του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος. Στην ενότητα αυτή θα γίνει η περιγραφή του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκε για το σκοπό αυτό.
Οι διαδικασίες που έπρεπε να γίνουν είναι οι εξής:

1. Εισαγωγή δεδομένων.
2. Υπολογισμός ροών ισχύος στους κλάδους του συστήματος.
3. Ανίχνευση της συνεισφοράς των χρηστών στις ροές ισχύος στους κλάδους του συστήματος.
4. Τιμολόγηση των χρηστών για τη χρήση του δικτύου.
5. Εξαγωγή αποτελεσμάτων.

Για την εισαγωγή των δεδομένων χρειάστηκε να δημιουργηθούν για τα (οκτώ) 8 επίπεδα φόρτισης που εξετάστηκαν αντίστοιχα αρχεία Excel στην κατάλληλη μορφή. Οι μορφές που ήταν απαραίτητες ήταν δύο. Έχουμε λοιπόν τα αρχεία b(i).xls, της πρώτης μορφής, και τα αρχεία t(i).xls, της δεύτερης μορφής, όπου i το επίπεδο φόρτισης που εξετάζεται.

Ο υπολογισμός της dc ροής φορτίου στους κλάδους του συστήματος πραγματοποιήθηκε, με την εκτέλεση του αρχείου rundcpf.m, όπως υπάρχει στη βιβλιοθήκη του Matpower 4.0 του Matlab, στο οποίο εισάγονταν τα δεδομένα του συστήματος, μέσω των

αρχείων Excel, τύπου b(i).xls. Επίσης, έγινε υπολογισμός της dc ροής φορτίου με βάση τους συντελεστές Rudnick, μέσω των αρχείων ybusadmittance.m και plinea_factors.m. Στα αρχεία αυτά τα δεδομένα του συστήματος εισήχθησαν μέσω των αρχείων Excel t(i).xls. Στο Σχήμα 5.3, παρουσιάζεται η μορφή των αρχείων Excel τύπου t(i)

	A	B	C	D	E	F
1	from bus	to bus	x(pu)	length(km)	capacity(MW)	total cost (€)
2	101	10131	0,0001	1	9999	0
3	102	10231	0,0001	1	9999	0
4	106	10631	0,0001	1	9999	0
5	107	10731	0,0001	1	9999	0
6	108	10831	0,0001	1	9999	0
7	109	10931	0,0001	1	9999	0
8	111	11131	0,0001	1	9999	0
...	...	...	...	...	...	...
1458	85531	99945	0,56	1	25	15544,80084
1459	85530	99945	0,32	1	8,75	0
1460	85532	99944	-0,0252	1	25	15544,80084
1461	85531	99944	0,56	1	25	15544,80084
1462	85539	99944	0,32	1	8,75	0
1463	86131	86834	0,1605	1	50	0
1464	87031	87177	0,36471	1	38	0

Σχήμα 5.3: Φύλλο 1 (sheet 1) από τα δεδομένα του συστήματος τύπου t (i).

Το φύλλο 2 (sheet 2), περιέχει όλους τους ζυγούς του συστήματος , με το φορτίο που αυτοί έχουν και το φύλλο 3 (sheet 3), περιέχει τους 125 ζυγούς παραγωγής, με την παραγωγή ισχύος που παρουσιάζουν στην εκάστοτε φόρτιση.

Έπειτα, έπρεπε να ανιχνευθούν οι συνεισφορές των χρηστών στις ροές ισχύος, που υπολογίστηκαν με τη dc ροή φορτίου, για να είναι μετέπειτα η τιμολόγηση των χρηστών για τη χρήση του δικτύου, εφικτή. Οι μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν για την ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις ροές του δικτύου είναι ακόλουθες τρεις:

1. Μέθοδος συντελεστών Rudnick
2. Μέθοδος Bialek
3. Μέθοδος των συναλλαγών (transactions)

Στη συνέχεια έγινε η τιμολόγηση των χρηστών για τη χρήση του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος με τις οκτώ (8) μεθόδους τιμολόγησης οι οποίες είναι:

1. MW-mile original.
2. MW-mile με βάση την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών (unused) χρεώνοντας τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (absolute).
3. MW-mile με βάση την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών (unused) πιστώνοντας τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (reverse).
4. MW-mile με βάση την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών (unused), η οποία ούτε χρεώνει, ούτε πιστώνει τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (zero counter flow).

5. MW-mile με βάση την χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών (used) χρεώνοντας τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (absolute).
6. MW-mile με βάση την χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών (used) πιστώνοντας τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (reverse).
7. MW-mile με βάση την χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών (used), η οποία ούτε χρεώνει, ούτε πιστώνει τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (zero counter flow).
8. Postage stamp (μέθοδος γραμματοσήμου).

Τέλος έγινε η εξαγωγή των αποτελεσμάτων και η ομαδοποίηση τους στις 7 περιοχές που έχουν αναφερθεί. Η εξαγωγή των αποτελεσμάτων για τους καταναλωτές γίνεται από τα αρχεία τύπου mod1.m έως mod3.m εφόσον εισαχθεί σε αυτά το κατάλληλο Excel αρχείο, τύπου pl(i), για το εκάστοτε επίπεδο φόρτισης (i) και για τους παραγωγούς από τα αρχεία τύπου mod5.m έως mod7.m εφόσον εισαχθεί σε αυτά το κατάλληλο Excel αρχείο, τύπου pg(i) . Τα αποτελέσματα λαμβάνονται σε 2 μεταβλητές, τη μεταβλητή "xreosi" και τη μεταβλητή "tariff". Η μεταβλητή "xreosi" αφορά την χρέωση σε € της κάθε περιοχής για όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, στο επίπεδο φόρτισης, τη μέθοδο ανίχνευσης των συνεισφορών και τους χρήστες (παραγωγούς ή καταναλωτές), που επιλέχθηκαν κάθε φορά. Αντίστοιχα και για την μεταβλητή "tariff" που εκφράζει τη μεσοσταθμική χρέωση σε €/MW. Προκύπτει από τη διαίρεση της "xreosi" με το φορτίο ή την παραγωγή κάθε περιοχής ανάλογα αν εξετάζεται η περίπτωση των καταναλωτών ή των παραγωγών, αντίστοιχα.

Για την επίτευξη των παραπάνω βημάτων χρησιμοποιήθηκε μια σειρά από αρχεία σε λογισμικό περιβάλλον Matlab και αναφέρονται μαζί με τη λειτουργία τους στον Πίνακα. 5.15. [5.5]

Πίνακας 5.15: Περιγραφή αρχείων σε λογισμικό Matlab.

Α/Α	Όνομα αρχείου	Γραμμές κώδικα	Περιγραφή λειτουργίας
1	casegreece.m	29	Φόρτωση δεδομένων τύπου b, ελληνικού συστήματος
2	treximo.m	50	Εισαγωγή δεδομένων τύπου t, εκτέλεση της rundcpf.m και εντολές για τη σωστή διάταξη των δεδομένων για τη συνέχεια
3	ybusadmittance.m	19	Υπολογισμός πίνακα αγωγιμοτήτων για dc ροή φορτίου.
4	pline_afactors.m	19	Υπολογισμός dc ροής φορτίου με βάση τους a factors.
5	rundcpf.m	93	Υπολογισμός dc ροής φορτίου
6	d_factors.m	32	Συνεισφορά των παραγωγών στη ροή των γραμμών με χρήση των ggdf (ή d factors).
7	c_factors.m	32	Συνεισφορά των φορτίων στη ροή των γραμμών με χρήση των gldf (ή c factors).
8	pbialek_up.m	43	Συνεισφορά των παραγωγών στη ροή των γραμμών με χρήση της μεθόδου bialek upstream.

Πίνακας 5.15: (συνέχεια).

Α/Α	Όνομα αρχείου	Γραμμές κώδικα	Περιγραφή λειτουργίας
9	pbialek_down.m	43	Συνεισφορά των φορτίων στη ροή των γραμμών με χρήση της μεθόδου bialek downstream.
10	cost.m	67	Συνάρτηση για υπολογισμό κόστους με χρήση των μεθόδων postage stamp και mw-mile με βάση την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών μεταφοράς.
11	costused.m	34	Συνάρτηση για υπολογισμό κόστους με χρήση της μεθόδου mw-mile με βάση την χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών μεταφοράς.
12	d_cost.m	10	Χρέωση παραγωγών για τη ροή που προκαλούν με βάση τους d factors με χρήση των συναρτήσεων cost.m και costused.m.
13	c_cost.m	10	Χρέωση φορτίων για τη ροή που προκαλούν με βάση τους d factors με χρήση των συναρτήσεων cost.m και costused.m.
14	bialekup_cost.m	10	Χρέωση παραγωγών για τη ροή που προκαλούν με βάση τη μέθοδο bialek upstream με χρήση των συναρτήσεων cost.m και costused.m.
15	bialekdown_cost.m	10	Χρέωση φορτίων για τη ροή που προκαλούν με βάση τη μέθοδο bialek downstream με χρήση των συναρτήσεων cost.m και costused.m.
16	find_trans.m	58	Εύρεση συναλλαγών μεταξύ παραγωγών και φορτίων με μέθοδο ανίχνευσης ροής.
17	bil_trans_genld.m	24	Συνεισφορά των παραγωγών και των καταναλωτών στη ροή των γραμμών και χρέωση με βάση τις συναλλαγές στις οποίες συμμετέχουν.
18	trans_cost.m	8	Χρέωση συναλλαγών με χρήση των συναρτήσεων cost.m και costused.m.
19	mod1.m	165	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων καταναλωτών με την μέθοδο Rudnick
20	mod2.m	165	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων καταναλωτών με την μέθοδο Bialek-downstream
21	mod3.m	165	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων καταναλωτών με την μέθοδο transactions
22	mod5.m	162	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων παραγωγών με την μέθοδο Rudnick
23	mod6.m	162	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων παραγωγών με την μέθοδο Bialek-upstream
24	mod7.m	162	Εξαγωγή και ομαδοποίηση αποτελεσμάτων παραγωγών με την μέθοδο transactions

5.5.2 Εξαγωγή αποτελεσμάτων

Στον Πίνακα 5.16 που ακολουθεί, περιγράφεται η διαδοχική εκτέλεση των αρχείων ώστε να επωμιστούν οι καταναλωτές όλο το κόστος του συστήματος σ' ένα επίπεδο φόρτισης. Επαναλαμβάνοντας τη διαδικασία για όποιο επίπεδο φόρτισης είναι επιθυμητό, λαμβάνοντας τα αποτελέσματα της χρέωσης των καταναλωτών στην εκάστοτε φόρτιση λειτουργίας.

Τα αποτελέσματα που εξάγονται, ακολουθώντας τις διαδικασίες των Πινάκων 5.16 και 5.17, αφορούν ένα επίπεδο φόρτισης κάθε φορά και επιμερίζουν το ετήσιο κόστος συνολικά είτε στους καταναλωτές, είτε στους παραγωγούς, αντίστοιχα. Με απλή αναλογική επεξεργασία των αποτελεσμάτων αυτών εξάγεται οποιοσδήποτε συνδυασμός καταμερισμού του κόστους, σε καταναλωτές και παραγωγούς. Συγκεκριμένα, στη διπλωματική αυτή παρουσιάζονται τα εξής αποτελέσματα:

1) 0% χρέωση για παραγωγούς και 100% χρέωση για καταναλωτές

2) 50% χρέωση για παραγωγούς και 50% χρέωση για καταναλωτές

Πίνακας 5.16: Περιγραφή της διαδικασίας και των αρχείων που εκτελούνται για τη λήψη αποτελεσμάτων για χρέωση 100% των καταναλωτών

<table>
<tr><th>Α/Α</th><th>ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ</th><th colspan="3">ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΑΡΧΕΙΩΝ ΠΟΥ ΕΚΕΤΕΛΟΥΝΤΑΙ ΓΙΑ ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ 100% ΣΤΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΑΓΩΓΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΣΕ ΕΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ(i) ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ</th></tr>
<tr><td>1</td><td>ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ</td><td colspan="3">Εισάγεται το αντίστοιχο b(i) αρχείο στο casegreece.m και εκτελείται
Εισάγεται το αντίστοιχο t(i) αρχείο στο treximo.m και εκτελείται
Εκτελώντας το treximo.m έχει εκτελεστεί η rundcpf.m ροή φορτίου του matpower 4.0 που εκτελέστηκε για επιβεβαίωση της ορθής λειτουργίας των συντελεστών Rudnick για τον υπολογισμό της dc ροής φορτίου.</td></tr>
<tr><td rowspan="3">2</td><td rowspan="3">ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΡΟΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ</td><td colspan="3">RUDNICK / BIALEK / TRANSACTIONS</td></tr>
<tr><td colspan="3">ybusadmittance.m</td></tr>
<tr><td colspan="3">plinea_factors..m</td></tr>
<tr><td rowspan="3">3</td><td rowspan="3">ΑΝΙΧΝΕΥΣΗ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΩΝ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΙΣ ΡΟΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ</td><td>RUDNICK</td><td>BIALEK</td><td>TRANSACTIONS</td></tr>
<tr><td rowspan="2">c_factors.m</td><td rowspan="2">pbialek_down.m</td><td>bil_trans_genld.m</td></tr>
<tr><td>find_trans.m</td></tr>
<tr><td>4</td><td>ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΧΡΗΣΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ</td><td>c_cost.m (με χρήση των cost.m και costused.m</td><td>bialekdown_cost.m(με χρήση των cost.m και costused.m</td><td>trans_cost.m (με χρήση των cost.m και costused.m</td></tr>
<tr><td rowspan="3">5</td><td rowspan="3">ΕΞΑΓΩΓΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ</td><td>RUDNICK</td><td>BIALEK</td><td>TRANSACTIONS</td></tr>
<tr><td>mod1.m με το κατάλληλο pl(i) αρχείο</td><td>mod2.m με το κατάλληλο pl(i) αρχείο</td><td>mod3.m με το κατάλληλο pl(i) αρχείο</td></tr>
<tr><td colspan="3">Τα ζητούμενα αποτελέσματα παρουσιάζονται σε μορφή πινάκων στις μεταβλητές «xreosi» και «tariff».</td></tr>
</table>

Πίνακας 5.17: : Περιγραφή της διαδικασίας και των αρχείων που εκτελούνται για τη λήψη αποτελεσμάτων για χρέωση 100% των παραγωγών

Α/Α	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΑΡΧΕΙΩΝ ΠΟΥ ΕΚΕΤΕΛΟΥΝΤΑΙ ΓΙΑ ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ 100% ΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΟΥΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΑΓΩΓΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΣΕ ΕΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ(i) ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ		
1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ	Εισάγεται το αντίστοιχο b(i) αρχείο στο **casegreece.m** και εκτελείται Εισάγεται το αντίστοιχο t(i) αρχείο στο **treximo.m** και εκτελείται Εκτελώντας το **treximo.m** έχει εκτελεστεί η **rundcpf.m** ροή φορτίου του matpower 4.0 που εκτελέστηκε για επιβεβαίωση της ορθής λειτουργίας των συντελεστών Rudnick για τον υπολογισμό της dc ροής φορτίου.		
2	ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΡΟΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ	**RUDNICK / BIALEK / TRANSACTIONS**		
		ybusadmittance.m		
		plinea_factors..m		
3	ΑΝΙΧΝΕΥΣΗ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΩΝ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΙΣ ΡΟΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ	**RUDNICK**	**BIALEK**	**TRANSACTIONS**
		d_factors.m	**pbialek_up.m**	**bil_trans_genld.m** **find_trans.m**
4	ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΧΡΗΣΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ	**c_cost.m** (με χρήση των cost.m και costused.m	**bialekdown_cost.**m(με χρήση των cost.m και costused.m	**trans_cost.m** (με χρήση των cost.m και costused.m
5	ΕΞΑΓΩΓΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	**RUDNICK**	**BIALEK**	**TRANSACTIONS**
		mod5.m με το κατάλληλο pg(i) αρχείο	**mod6.m** με το κατάλληλο Pg(i) αρχείο	**mod7.m** με το κατάλληλο Pg(i) αρχείο
		Τα ζητούμενα αποτελέσματα παρουσιάζονται σε μορφή πινάκων στις μεταβλητές «xreosi» και «tariff»..		

Η φόρμα στην οποία επικολλούνται οι μεταβλητές «xreosi» και «tariff» φαίνεται στο Σχήμα 5.4.

ΜΕΘΟΔΟΣ ΑΝΙΧΝΕΥΣΗΣ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΩΝ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΣΤΙΣ ΡΟΕΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ		100% (καταναλωτές ή παραγωγοί) (xreosi ή tariff) ΓΙΑ ΦΟΡΤΙΣΗ (i)						
		area1	area2	area3	area4	area5	area6	area7
mw-mile	€/mw							
unused rvs	€/mw							
unsused zcf	€/mw							
unused abs	€/mw							
used abs	€/mw							
used rvs	€/mw							
used zcf	€/mw							
postage st.	€/mw							

Σχήμα 5.4: Φόρμα που επικολλούνται οι μεταβλητές των αποτελεσμάτων

Στο Σχήμα 5.4, στο πρώτο αριστερά κελί αναγράφεται η μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών των φορτίων η των εγχύσεων στις ροές ισχύος. €/MW όταν στη φόρμα παρουσιάζεται η μεταβλητή «tariff» και € όταν παρουσιάζεται στη φόρμα η μεταβλητή « xreosi».

Έχοντας λοιπόν αποτελέσματα για τις χρεώσεις των χρηστών σε κάθε επίπεδο φόρτισης ήταν εύκολο χρησιμοποιώντας το κλάσμα των ωρών λειτουργίας στην εκάστοτε φόρτιση προς το σύνολο των ωρών του έτους (8760) επί τη χρέωση κάθε περιοχής να λάβουμε τα ποσά που πρέπει να ανακτώνται από κάθε επίπεδο φόρτισης και τις χρεώσεις των χρηστών σε €/MWh σύμφωνα με την καμπύλη διάρκειας φορτίου.

5.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[5.1] ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε, "Μελέτη υπολογισμού των συντελεστών απωλειών του συστήματος μεταφοράς (2009)". [Online]. Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/study/System_losses_study_2009_.pdf, προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012.

[5.2] ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε "Χάρτης μελέτης ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2008-2012 (ΜΑΣΜ 2008-2012)". [Online]. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/old/K1/MASM2008-2012_map.pdf.

[5.3] ΡΑΕ "2009 National Report to the European Commission". [Online]. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/old/K2/NR-Greece-2009.pdf , προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012.

[5.4] ΡΑΕ " Τιμολόγιο Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα Μεταφοράς". [Online]. Διαθέσιμο: http://www.rae.gr/old/cases/C9/rae-2-2007.pdf

[5.5] Γ. Τζιάσιου, " Επιμερισμός κόστους μεταφοράς στους χρήστες του συστήματος, " Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2010.

[5.6] ΑΔΜΗΕ Α.Ε "Δεδομένα εισόδου εκκαθάρισης ex-post, για το έτος 2009" [Online]. Διαθέσιμο: http://www.admie.gr/leitoyrgia-dedomena/leitoyrgia-agoras-ilektrikis-energeias/agora-diacheirisis-isozygioy-ischyos/dedomena-eisodoy/ , προσπελάστηκε τον Δεκέμβριο του 2012

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό, γίνεται η παράθεση των αποτελεσμάτων των σεναρίων που επιλέχθηκαν. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται τα δεδομένα του συστήματος στην εκάστοτε περίπτωση που μελετήθηκε αυτό, τα αποτελέσματα του προγράμματος για τα σενάρια αυτά καθώς και ο σχολιασμός των αποτελεσμάτων.

6.2 ΕΠΙΠΕΔΟ ΦΟΡΤΙΣΗΣ 10.000MW ΚΑΙ 100% ΧΡΈΩΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ

6.2.1 Δεδομένα

Υλοποιούνται οι οκτώ (8) μέθοδοι τιμολόγησης των Ενοτήτων 4.4.1.1 και 4.1.1.2 για κάθε μια από τις τρείς (3) μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών των χρηστών στις ροές του δικτύου (Ενότητα 4.3), θεωρώντας ότι το σύνολο του κόστους επιμερίζεται στους καταναλωτές.

Η φόρτιση του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος θεωρείται ότι είναι 10.000MW, τιμή φόρτισης πολύ κοντά στην αιχμή φορτίου. Παρόλο που η εξυπηρέτηση τέτοιου επιπέδου φορτίου συμβαίνει ελάχιστες ώρες ετησίως, μόλις 32h από τις 8760h του χρόνου, (0.36%) των ετήσιων ωρών λειτουργίας, είναι σημαντικό να μελετηθεί πώς επιμερίζονται τα κόστη γεωγραφικά, στις επτά (7) ορισμένες περιοχές και ανάλογα με τις μεθόδους σε αυτό το επίπεδο φόρτισης, διότι μεγάλες επενδύσεις στο δίκτυο γίνονται στην πραγματικότητα για να εξυπηρετείται η αιχμή του φορτίου. Παρακάτω παρουσιάζονται οι χρεώσεις που βρέθηκαν με τις εκάστοτε μεθόδους για τις ορισμένες περιοχές.

Για φόρτιση 10.000MW έχουμε στις επιλεγμένες περιοχές τα ακόλουθα φορτία και τις παραγωγές του Πίνακα 6.1. Υπενθυμίζεται στο σημείο αυτό ότι το ετήσιο κόστος του συστήματος υπολογίστηκε στο Κεφάλαιο 5 και ανέρχεται σε 190.735.928 €.

Πίνακας 6.1: Δεδομένα φορτίων και παραγωγών για φόρτιση στα 10000MW**.**

Area	Φορτίο (MW)	Παραγωγή (MW)
Area 1	1.976,98	1.708,00
Area 2	920,11	4.129,00
Area 3	962,57	45,00
Area 4	1.133,79	614,00
Area 5	3.451,20	1.769,00
Area 6	931,72	736,00
Area 7	623,63	999,00
ΣΥΝΟΛΟ	10.000,00	10.000,00

6.2.2 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο ανίχνευσης ροών φορτίου

Πίνακας 6.2 : Επιμερισμός κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick.

RUDNICK		**Area 1**	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area6**	**Area7**	**Συνολικό κόστος**	**Ανάκτηση κόστους (%)**
MW-mile	**€**	39.054.719	11.888.289	12.927.557	19.232.731	69.959.268	21.574.510	16.098.853	190.735.928	100,00
unused rvs	**€**	91.624.762	22.295.732	4.788.712	34.645	39.444.304	-19.400.458	51.417.998	190.205.695	99,72
unsused zcf	**€**	32.336.206	9.524.329	12.687.367	21.415.631	66.073.270	24.974.620	23.194.271	190.205.695	99,72
unused abs	**€**	36.158.795	13.346.053	14.797.278	20.616.038	59.783.237	21.644.941	23.859.352	190.205.695	99,72
used abs	**€**	22.929.033	9.096.133	9.473.918	12.556.959	36.767.003	16.507.440	12.941.284	120.271.770	63,06
used rvs	**€**	3.613.023	-201.737	2.054.819	5.182.918	24.633.981	12.103.268	6.040.149	53.426.421	28,01
used zcf	**€**	14.731.545	5.033.273	6.301.430	9.699.230	32.857.754	15.645.189	10.514.098	94.782.519	36,10
postage stamp	**€**	37.708.070	17.549.869	18.359.636	21.625.460	65.826.815	17.771.198	11.894.879	190.735.928	100,00

Πίνακας 6.3 : Επιμερισμός κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek downstream.

BIALEK DOWNSTREAM		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7	Συνολικό κόστος	Ανάκτηση κόστους (%)
MW-mile	€	24.502.527	3.831.730	18.490.082	23.629.003	95.345.365	14.158.015	10.779.207	190.735.928	100,00
unused rvs	€	36.338.969	8.613.719	14.947.878	23.951.420	61.311.887	19.768.806	25.273.015	190.205.695	99,72
unsused zcf	€	36.338.969	8.613.719	14.947.878	23.951.420	61.311.887	19.768.806	25.273.015	190.205.695	99,72
unused abs	€	36.338.969	8.613.719	14.947.878	23.951.420	61.311.887	19.768.806	25.273.015	190.205.695	99,72
used abs	€	8.004.291	2.476.784	4.836.028	6.060.014	18.536.498	5.729.672	6.542.856	52.186.143	27,36
used rvs	€	8.004.291	2.476.784	4.836.028	6.060.014	18.536.498	5.729.672	6.542.856	52.186.143	27,36
used zcf	€	8.004.291	2.476.784	4.836.028	6.060.014	18.536.498	5.729.672	6.542.856	52.186.143	27,36
postage stamp	€	37.708.070	17.549.869	18.359.636	21.625.460	65.826.815	17.771.198	11.894.879	190.735.928	100,00

Πίνακας 6.4 : Επιμερισμός κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών.

TRANSACTIONS		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7	Συνολικό κόστος	Ανάκτηση κόστους (%)
MW-mile	€	25.533.951	6.712.476	22.144.009	26.226.526	81.640.616	16.604.611	11.873.738	190.735.928	100,00
unused rvs	€	38.610.027	11.004.492	12.587.841	13.893.658	50.310.235	4.697.717	59.101.724	190.205.695	99,72
unsused zcf	€	33.799.690	7.935.248	18.478.061	22.731.223	64.609.192	20.836.342	21.815.939	190.205.695	99,72
unused abs	€	33.571.078	8.654.599	19.422.546	22.300.477	63.544.353	20.697.201	22.015.442	190.205.695	99,72
used abs	€	11.856.329	4.025.111	8.432.532	9.420.195	28.634.428	10.709.304	9.282.925	82.360.825	43,18
used rvs	€	8.320.970	1.924.517	4.214.492	5.956.551	21.392.259	6.605.358	5.010.866	53.425.013	28,10
used zcf	€	10.237.410	3.015.552	6.407.328	7.879.225	25.430.089	8.703.849	7.190.023	68.863.476	36,10
postage stamp	€	37.708.070	17.549.869	18.359.636	21.625.460	65.826.815	17.771.198	11.894.879	190.735.928	100,00

Η μεσοσταθμική χρέωση που παρατίθεται, στους Πίνακες 6.5 έως 6.7, για επίπεδο φορτίου 10.000MW προκύπτει, με την διαίρεση της συνολικής χρέωσης της κάθε περιοχής προς το φορτίο της.

Πίνακας 6.5: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick.

RUDNICK		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area 6	Area 7
MW-mile	**€/MW**	19.754,76	12.920,46	13.430,27	16.963,21	20.270,99	23.155,64	25.814,72
unused rvs	**€/MW**	46.345,87	24.231,50	4.974,93	30,56	11.429,15	-20.822,26	82.449,43
unsused zcf	**€/MW**	16.356,38	10.351,25	13.180,74	18.888,52	19.145,00	26.804,93	37.192,31
unused abs	**€/MW**	18.289,93	14.504,79	15.372,70	18.183,29	17.322,44	23.231,23	38.258,78
used abs	**€/MW**	11.598,02	9.885,88	9.842,33	11.075,20	10.653,39	17.717,22	20.751,52
used rvs	**€/MW**	1.827,55	-219,25	2.134,72	4.571,32	7.137,80	12.990,28	9.685,46
used zcf	**€/MW**	7.451,55	5.470,27	6.546,48	8.554,69	9.520,67	16.791,78	16.859,49
postage stamp	**€/MW**	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59

Πίνακας 6.6: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek-downstream.

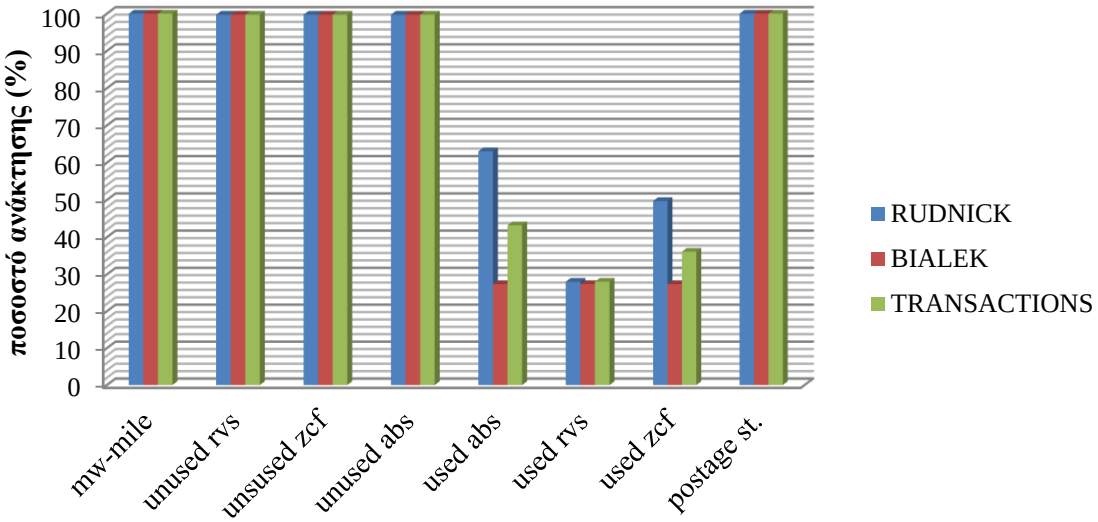
BIALEK DOWNSTREAM		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area 6	Area 7
MW-mile	**€/MW**	12.393,93	4.164,41	19.209,11	20.840,71	27.626,72	15.195,61	17.284,60
unused rvs	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
unsused zcf	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
unused abs	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
used abs	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
used rvs	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
used zcf	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
postage stamp	**€/MW**	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59

Πίνακας 6.7: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών.

TRANSACTIONS		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area 6	Area 7
MW-mile	**€/MW**	12.915,65	7.295,27	23.005,13	23.131,72	23.655,71	17.821,51	19.039,69
unused rvs	**€/MW**	19.529,82	11.959,93	13.077,35	12.254,17	14.577,60	5.042,00	94.770,38
unsused zcf	**€/MW**	17.096,65	8.624,21	19.196,62	20.048,87	18.720,78	22.363,37	34.982,14
unused abs	**€/MW**	16.981,01	9.406,01	20.177,84	19.668,96	18.412,24	22.214,03	35.302,05
used abs	**€/MW**	5.997,20	4.374,58	8.760,45	8.308,58	8.296,94	11.494,15	14.885,29
used rvs	**€/MW**	4.208,93	2.091,61	4.378,38	5.253,66	6.198,50	7.089,44	8.034,99
used zcf	**€/MW**	5.178,31	3.277,37	6.656,49	6.949,45	7.368,47	9.341,73	11.529,30
postage stamp	**€/MW**	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59	19.073,59

Πίνακας 6.8: Ποσοστά ανάκτησης όλων των μεθόδων για φόρτιση 10000MW και 100% χρέωση των καταναλωτών.

	MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Rudnick	100,00	99,72	99,72	99,72	63,06	28,01	49,69	100,00
Bialek downstream	100,00	99,72	99,72	99,72	27,36	27,36	27,36	100,00
Transactions	100,00	99,72	99,72	99,72	43,18	28,01	36,10	100,00



Σχήμα 6.1: Ποσοστά ανάκτησης όλων των μεθόδων για φόρτιση 10000MW και 100% χρέωση των καταναλωτών.

Όπως ήταν αναμενόμενο από τη θεωρία, στη μέθοδο τιμολόγησης MW-mile υπάρχει πλήρης ανάκτηση του ετήσιου κόστους χρήσης του συστήματος μεταφοράς. Η μικρή απόκλιση των unused μεθόδων από την πλήρη ανάκτηση οφείλεται στην ύπαρξη μηδενικών ροών σε κάποιες γραμμές και καλώδια του συστήματος, των οποίων το κόστος δεν ανακτάται. Σε ότι αφορά τις used μεθόδους, η μικρή ανάκτηση ήταν αναμενόμενη και εξηγείται από τη θεωρία.

6.2.3 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο τιμολόγησης

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι μεσοσταθμικές χρεώσεις (€/MW) για κάθε περιοχή, με τις 7 μεθόδους τιμολόγησης, με όλες τις μεθόδους ανίχνευσης των συνεισφορών στις ροές φορτίου. Για να είναι συγκρίσιμες οι τιμές εξασφαλίζεται πλήρης ανάκτηση σε όλες τις μεθόδους επιμερίζοντας το μη ανακτώμενο κόστος με τη μέθοδο της postage stamp. Για την αποφυγή σύγχυσης με την απλή postage stamp, εισάγεται σε αυτό το σημείο η έννοια της συμπληρωματικής postage stamp (supplementary postage stamp).

Θεωρείται ότι το συνολικό ετήσιο κόστος ανακτάται στο σύνολό του από τους καταναλωτές, χωρίς δηλαδή συμμετοχή των παραγωγών και ότι ανακτάται σε επίπεδο φόρτισης τα 10.000MW.

Συγκεκριμένα, για κάθε μέθοδο τιμολόγησης, παρουσιάζεται αρχικά ένας πίνακας που δείχνει ποιο ποσοστό του ετήσιου κόστους ανακτάται από τη μέθοδο αυτή και ποιο από την συμπληρωματική (supplementary) postage stamp. Έπειτα, ακολουθεί ένας πίνακας που δείχνει τη μεσοσταθμική χρέωση για κάθε μέθοδο ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές δικτύου με την εκάστοτε μέθοδο τιμολόγησης. Η άθροιση που προκύπτει από αυτή τη χρέωση και τη χρέωση που προκύπτει από τη χρήση της συμπληρωματικής (supplementary) postage stamp, απεικονίζεται σε ένα διάγραμμα.

Οι μέθοδοι τιμολόγησης είναι :

1. MW – mile
2. Unused reverse
3. Unused zero counter flow
4. Unused absolute
5. Used absolute
6. Used reverse
7. Used zero counter flow
8. Postage stamp

Με την 8η μέθοδο τιμολόγησης, την postage stamp, η μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) που προκύπτει είναι για όλες τις περιοχές η ίδια και είναι στα 19.073,59 €/MW. Υπάρχει στα ακόλουθα διαγράμματα ώστε να είναι εύκολη η όποια σύγκριση με τις υπόλοιπες μεθόδους.

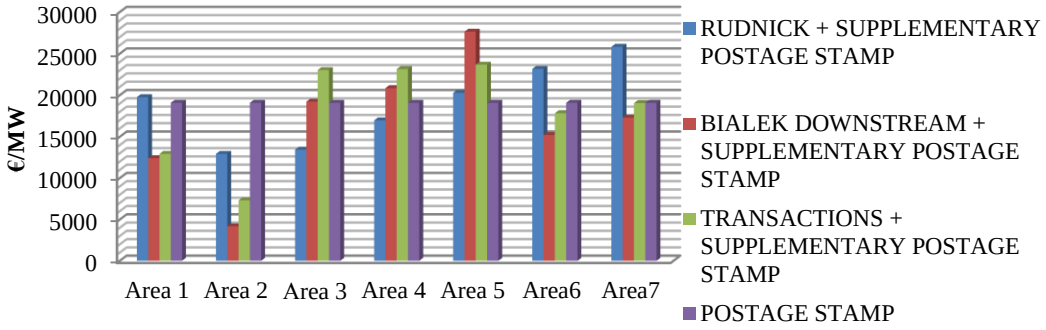
6.2.3.1 MW-mile

Πίνακας 6.9: Ανάκτηση κόστους από unused reverse και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	MW-mile	100,00
	Supplementary postage stamp	0,00
Bialek downstream	MW-mile	100,00
	Supplementary postage stamp	0,00
Transactions	MW-mile	100,00
	Supplementary postage stamp	0,00

Πίνακας 6.10 : Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης MW-mile.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	19.754,76	12.920,46	13.430,27	16.963,21	20.270,99	23.155,64	25.814,72
Supplementary ps	**€/MW**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**19.754,76**	**12.920,46**	**13.430,27**	**16.963,21**	**20.270,99**	**23.155,64**	**25.814,72**
Bialek downstream	**€/MW**	12.393,93	4.164,41	19.209,11	20.840,71	27.626,72	15.195,61	17.284,60
Supplementary ps	**€/MW**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**12.393,93**	**4.164,41**	**19.209,11**	**20.840,71**	**27.626,72**	**15.195,61**	**17.284,60**
Transactions	**€/MW**	12.915,65	7.295,27	23.005,13	23.131,72	23.655,71	17.821,51	19.039,69
Supplementary ps	**€/MW**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**12.915,65**	**7.295,27**	**23.005,13**	**23.131,72**	**23.655,71**	**17.821,51**	**19.039,69**



Σχήμα 6.2: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης MW-mile.

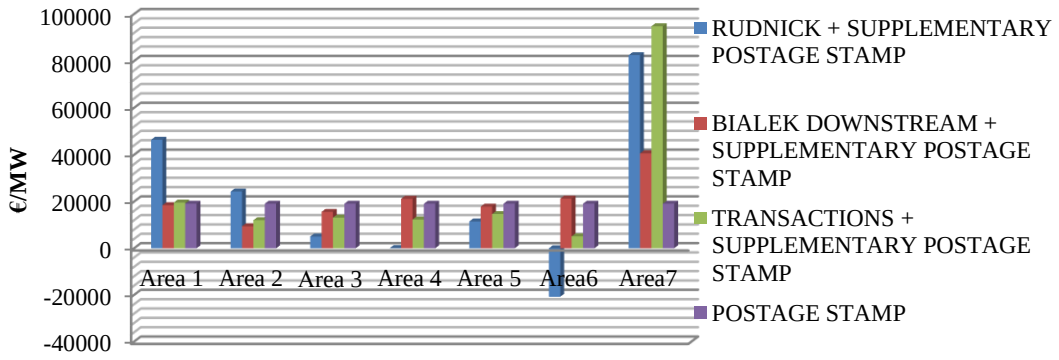
6.2.3.2 Unused reverse

Πίνακας 5.11: Ανάκτηση κόστους από unused reverse και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	unused reverse	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Bialek downstream	unused reverse	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Transactions	unused reverse	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28

Πίνακας 6.12: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused reverse.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	46.345,87	24.231,50	4.974,93	30,56	11.429,15	-20.822,26	82.449,43
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**46.398,90**	**24.284,53**	**5.027,96**	**83,58**	**11.482,17**	**-20.769,23**	**82.502,45**
Bialek downstream	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**18.434,09**	**9.414,61**	**15.582,18**	**21.178,11**	**17.818,40**	**21.270,62**	**40.578,63**
Transactions	**€/MW**	19.529,82	11.959,93	13.077,35	12.254,17	14.577,60	5042,00	94.770,38
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**19.582,85**	**12.012,95**	**13.130,37**	**12.307,19**	**14.630,62**	**5.095,02**	**94.823,41**



Σχήμα 6.3: : Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused reverse.

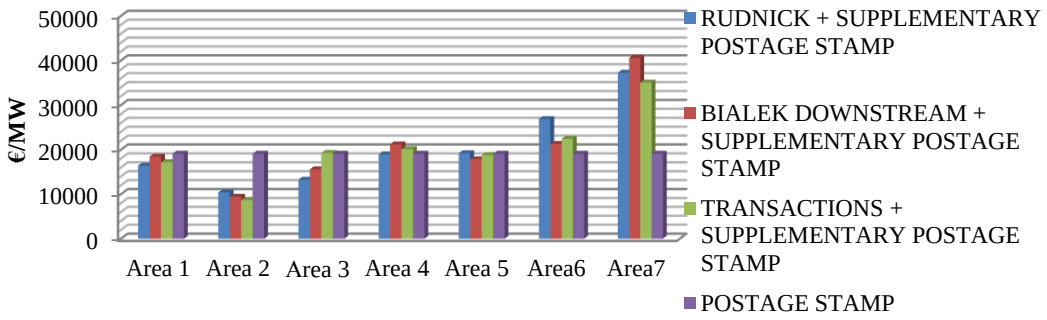
6.2.3.3 Unused zcf

Πίνακας 6.13: Ανάκτηση κόστους από unused zcf και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	Unused zero counter flow	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Bialek downstream	Unused zero counter flow	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Transactions	Unused zero counter flow	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28

Πίνακας 6.14: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused zcf.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	16.356,38	10.351,25	13.180,74	18.888,52	19.145,00	26.804,93	37.192,31
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**16.409,41**	**10.404,28**	**13.233,77**	**18.941,55**	**19.198,03**	**26.857,95**	**37.245,34**
Bialek downstream	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**18.434,09**	**9.414,61**	**15.582,18**	**21.178,11**	**17.818,40**	**21.270,62**	**40.578,63**
Transactions	**€/MW**	17.096,65	8.624,21	19.196,62	20.048,87	18.720,78	22.363,37	34.982,14
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**17149,67**	**8.677,23**	**19.249,65**	**20.101,90**	**18.773,80**	**22.416,40**	**35.035,16**



Σχήμα 6.4: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused zcf.

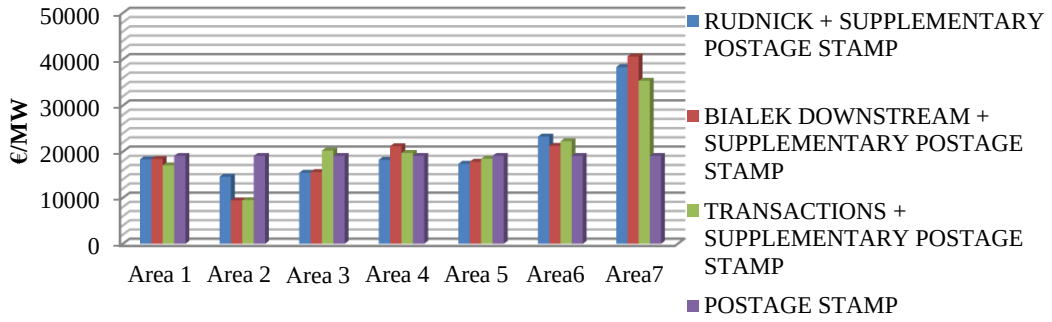
6.2.3.4 Unused absolute

Πίνακας 6.15: Ανάκτηση κόστους από unused absolute και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	unused absolute	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Bialek downstream	unused absolute	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28
Transactions	unused absolute	99,72
	Supplementary postage stamp	0,28

Πίνακας 6.16 : Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused absolute.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	18.289,93	14.504,79	15.372,70	18.183,29	17.322,44	23.231,23	38.258,78
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**18.342,96**	**14.557,81**	**15.425,73**	**18.236,31**	**17.375,46**	**23.284,25**	**38.311,80**
Bialek downstream	**€/MW**	18.381,07	9.361,58	15.529,16	21.125,08	17.765,37	21.217,60	40.525,61
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**18.434,09**	**9.414,61**	**15.582,18**	**21.178,11**	**17.818,40**	**21.270,62**	**40.578,63**
Transactions	**€/MW**	16.981,01	9.406,01	20.177,84	19.668,96	18.412,24	22.214,03	35.302,05
Supplementary ps	**€/MW**	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02	53,02
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**17.034,03**	**9.459,04**	**20.230,86**	**19.721,98**	**18.465,26**	**22.267,06**	**35.355,07**



Σχήμα 6.5: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς, με 100% χρέωση των καταναλωτών για φόρτιση 10.000MW, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused absolute.

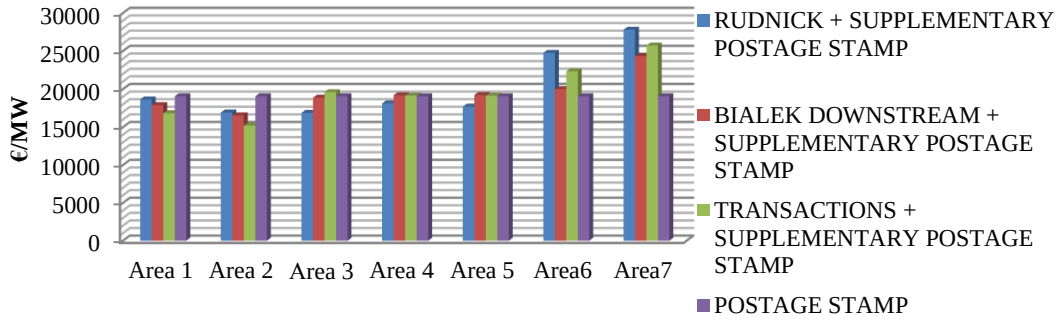
6.2.3.5 Used absolute

Πίνακας 6.17: Ανάκτηση κόστους από used absolute και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	used absolute	63,06
	Supplementary postage stamp	36,94
Bialek downstream	used absolute	27,36
	Supplementary postage stamp	72,64
Transactions	Used absolute	43,18
	Supplementary postage stamp	56,82

Πίνακας 6.18: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	11.598,02	9.885,88	9.842,33	11.075,20	10.653,39	17.717,22	20.751,52
Supplementary ps	**€/MW**	7.046,42	7.046,42	7.046,42	7.046,42	7.046,42	7.046,42	7.046,42
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**18.644,44**	**16.932,30**	**16.888,75**	**18.121,62**	**17.699,81**	**24.763,63**	**27.797,93**
Bialek downstream	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
Supplementary ps	**€/MW**	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**17.903,73**	**16.546,80**	**18.879,07**	**19.199,89**	**19.226,01**	**20.004,56**	**24.346,53**
Transactions	**€/MW**	5.997,20	4.374,58	8.760,45	8.308,58	8.296,94	11.494,15	14.885,29
Supplementary ps	**€/MW**	10.837,51	10.837,51	10.837,51	10.837,51	10.837,51	10.837,51	10.837,51
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**16.834,71**	**15.212,09**	**19.597,96**	**19.146,09**	**19.134,45**	**22.331,67**	**25.722,80**



Σχήμα 6.6: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

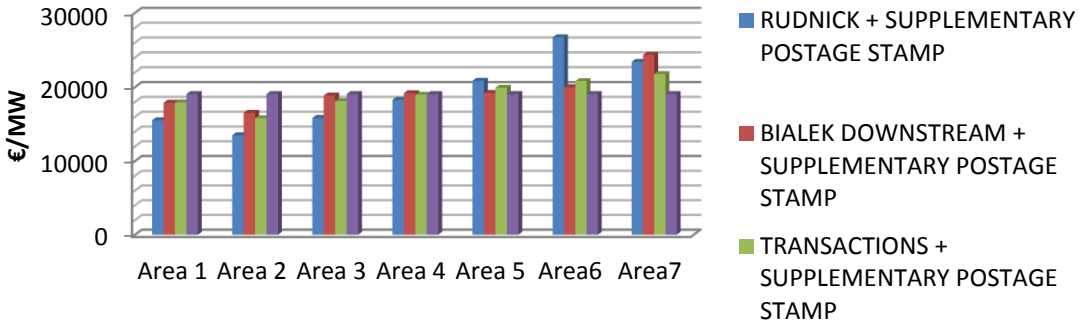
6.2.3.6 Used reverse

Πίνακας 6.19: Ανάκτηση κόστους από used reverse και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	used reverse	28,01
	Supplementary postage stamp	71,99
Bialek downstream	used reverse	27,36
	Supplementary postage stamp	72,64
Transactions	used reverse	28,01
	Supplementary postage stamp	71,99

Πίνακας 6.20 : Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

		Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MW**	1.827,55	-219,25	2.134,72	4.571,32	7.137,80	12.990,28	9.685,46
Supplementary ps	**€/MW**	13.730,95	13.730,95	13.730,95	13.730,95	13.730,95	13.730,95	13.730,95
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**15.558,50**	**13.511,70**	**15.865,68**	**18.302,27**	**20.868,75**	**26.721,23**	**23.416,41**
Bialek downstream	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
Supplementary ps	**€/MW**	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**17.903,73**	**16.546,80**	**18.879,07**	**19.199,89**	**19.226,01**	**20.004,56**	**24.346,53**
Transactions	**€/MW**	4.208,93	2.091,61	4.378,38	5.253,66	6.198,50	7.089,44	8.034,99
Supplementary ps	**€/MW**	13.731,09	13.731,09	13.731,09	13.731,09	13.731,09	13.731,09	13.731,09
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**17.940,03**	**15.822,70**	**18.109,47**	**18.984,75**	**19.929,59**	**20.820,53**	**21.766,08**



Σχήμα 6.7: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

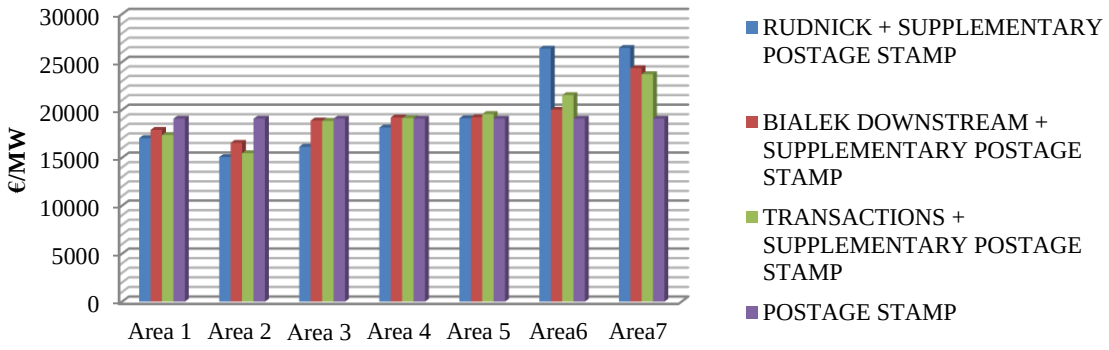
6.2.3.7 Used zcf

Πίνακας 6.21: Ανάκτηση κόστους από used zcf και supplementary postage stamp για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών.

Μέθοδος ανίχνευσης συνεισφορών ροών δικτύου	Μέθοδος τιμολόγησης	Ποσοστό ανάκτησης κόστους (%)
Rudnick	used zcf	49,69
	Supplementary postage stamp	51,31
Bialek downstream	used zcf	27,36
	Supplementary postage stamp	72,64
Transactions	used zcf	36,10
	Supplementary postage stamp	63,90

Πίνακας 6.22: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

		Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area6**	**Area7**
Rudnick	**€/MW**	7.451,55	5.470,27	6.546,48	8.554,69	9.520,67	16.791,78	16.859,49
Supplementary ps	**€/MW**	9.595,34	9.595,34	9.595,34	9.595,34	9.595,34	9.595,34	9.595,34
Rudnick + sup. ps	**€/MW**	**17.046,89**	**15.065,61**	**16.141,82**	**18.150,03**	**19.116,01**	**26.387,12**	**26.454,83**
Bialek downstream	**€/MW**	4.048,75	2.691,82	5.024,09	5.344,91	5.371,03	6.149,58	10.491,55
Supplementary ps	**€/MW**	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98	13.854,98
Bialek down. + sup. ps	**€/MW**	**17.903,73**	**16.546,80**	**18.879,07**	**19.199,89**	**19.226,01**	**20.004,56**	**24.346,53**
Transactions	**€/MW**	5.178,31	3.277,37	6.656,49	6.949,45	7.368,47	9.341,73	11.529,30
Supplementary ps	**€/MW**	12.187,25	12.187,25	12.187,25	12.187,25	12.187,25	12.187,25	12.187,25
Transactions + sup. ps	**€/MW**	**17.365,56**	**15.464,61**	**18.843,74**	**19.136,70**	**19.555,72**	**21.528,97**	**23.716,54**



Σχήμα 6.8: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) του κόστους μεταφοράς για φόρτιση 10.000MW, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

6.3 ΕΠΙΠΕΔΟ ΦΟΡΤΙΣΗΣ 10.000MW, 50% ΧΡΈΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ 50% ΧΡΈΩΣΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ

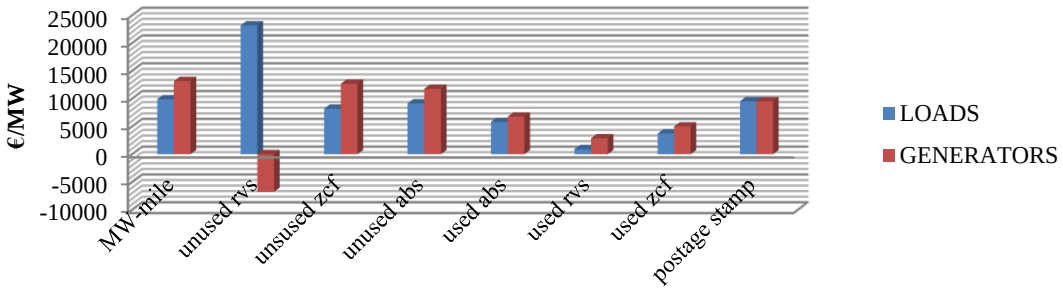
Ακολουθεί η παρουσίαση των αποτελεσμάτων για επίπεδο φόρτισης τα 10.000 MW. Το κόστος του συστήματος επιμερίζεται και στους καταναλωτές και στους παραγωγούς κατά το ήμισυ. Για κάθε περιοχή ξεχωριστά παρουσιάζονται για όλες τις μεθόδους ανίχνευσης ροών φορτίου και όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, η χρέωση ανά MW για τους καταναλωτές και τους παραγωγους. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων επιλέχθηκε να γίνει ανά περιοχή όταν το κόστος του συστήματος μεταφοράς επιμερίζεται, κατά 50% στους καταναλωτές και 50% στους παραγωγούς, για να εξεταστεί ο ενδεχόμενος συσχετισμός των χρεώσεων της κάθε περιοχής με τη σχέση παραγωγής-κατανάλωσης που εμφανίζει.

6.3.1 Περιοχή 1

1. Με τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.23: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 1.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	9.877,38	23.172,94	8.178,19	9.144,97	5.799,01	913,77	3.725,77	9.536,80
Generators	**€/MW**	13.158,00	-6.777,36	12.676,23	11.770,55	6.743,13	2.874,28	4.992,52	9.536,80

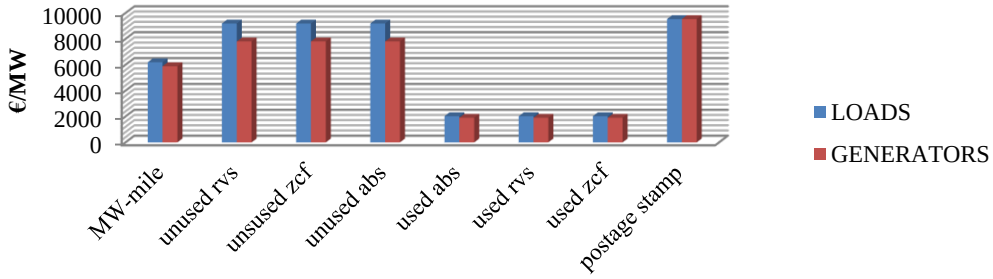


Σχήμα 6.9: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 1.

2. Με τη μέθοδο Bialek.

Πίνακας 6.24: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 1.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	6.196,97	9.190,54	9.190,54	9.190,54	2.024,38	2.024,38	2.024,38	9.536,80
Generators	**€/MW**	5.887,01	7.806,67	7.806,67	7.806,67	1.906,53	1.906,53	1.906,53	9.536,80

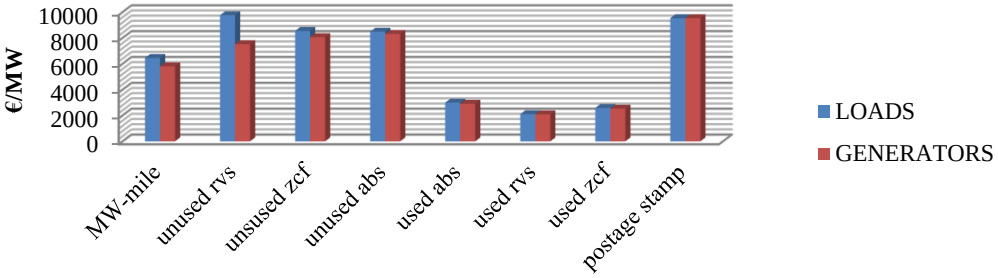


Σχήμα 6.10: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 1.

3. Με την μέθοδο των συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.25: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 1.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	6.457,82	9.764,91	8.548,32	8.490,50	2.998,60	2.104,47	2.589,16	9.536,80
Generators	**€/MW**	5.806,21	7.526,46	8.067,21	8.316,33	2.908,61	2.090,90	2.534,84	9.536,80



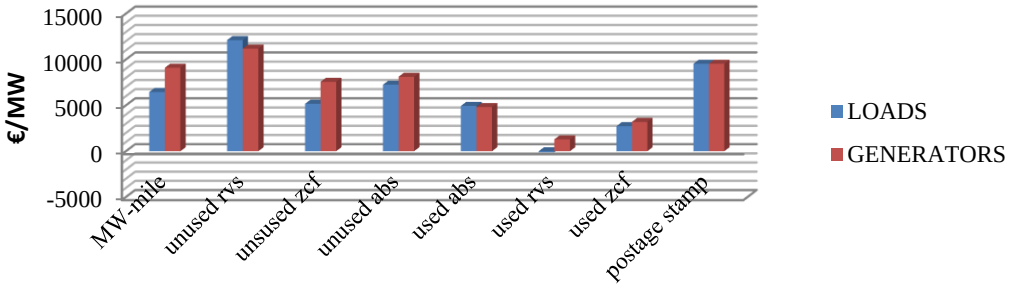
Σχήμα 6.11: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 1.

6.3.2 Περιοχή 2

1. Με τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.26: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 2.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	6.460,23	12.115,75	5.175,63	7.252,40	4.942,94	-109,63	2.735,14	9.536,80
Generators	**€/MW**	9.102,56	11.186,02	7.565,83	8.115,64	4.816,27	1.294,13	3.194,05	9.536,80

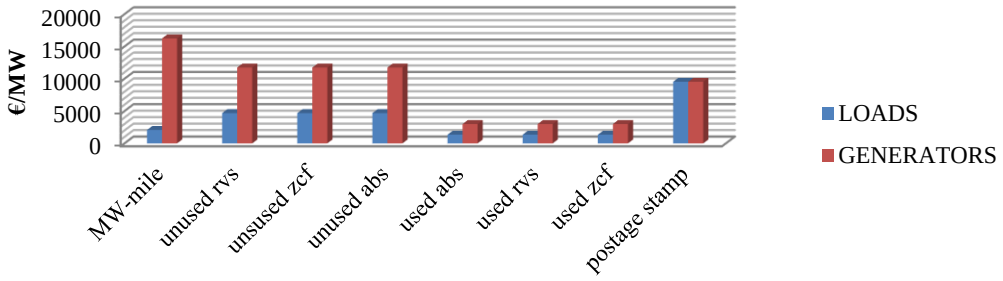


Σχήμα 6.12: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 2.

2. Με την μέθοδο Bialek.

Πίνακας 6.27: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 2.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	2.082,21	4.680,79	4.680,79	4.680,79	1.345,91	1.345,91	1.345,91	9.536,80
Generators	**€/MW**	16.243,85	11.741,58	11.741,58	11.741,58	2.991,34	2.991,34	2.991,34	9.536,80

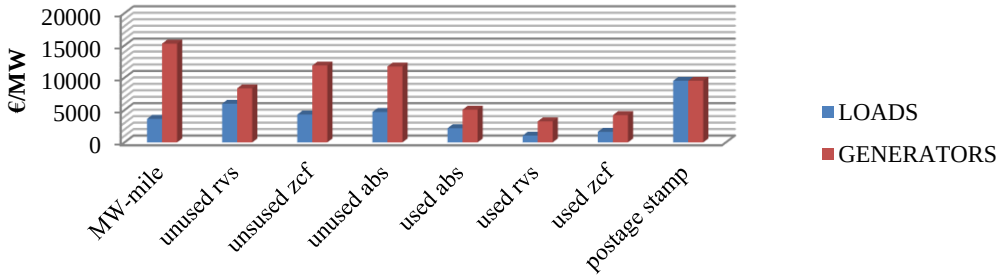


Σχήμα 6.13: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 2.

3. Με την μέθοδο των συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.28: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 2.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	3.647,64	5.979,96	4.312,10	4.703,01	2.187,29	1.045,80	1.638,68	9.536,80
Generators	**€/MW**	15.276,66	8.365,07	11.898,35	11.742,50	5.058,87	3.253,93	4.220,22	9.536,80



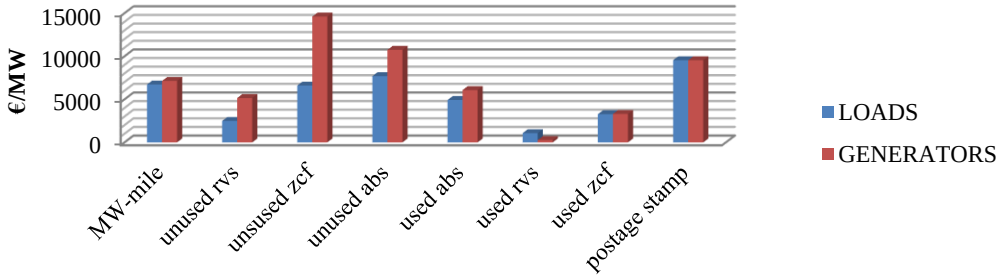
Σχήμα 6.14: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 2.

6.3.3 Περιοχή 3

1. Με τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.29: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 3.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	6.715,14	2.487,47	6.590,37	7.686,35	4.921,17	1.067,36	3.273,24	9.536,80
Generators	**€/MW**	7.133,65	5.148,76	14.613,30	10.743,13	6.072,13	267,41	3.298,07	9.536,80

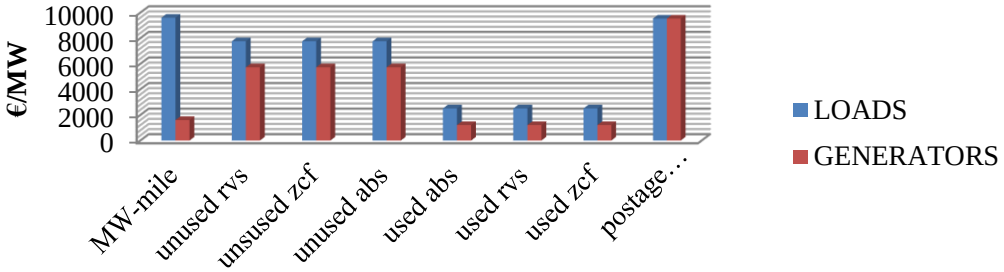


Σχήμα 6.15: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 3.

2. Με την μέθοδο Bialek

Πίνακας 6.30: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 3.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	9.604,56	7.764,58	7.764,58	7.764,58	2.512,04	2.512,04	2.512,04	9.536,80
Generators	**€/MW**	1.602,05	5.727,09	5.727,09	5.727,09	1.214,48	1.214,48	1.214,48	9.536,80

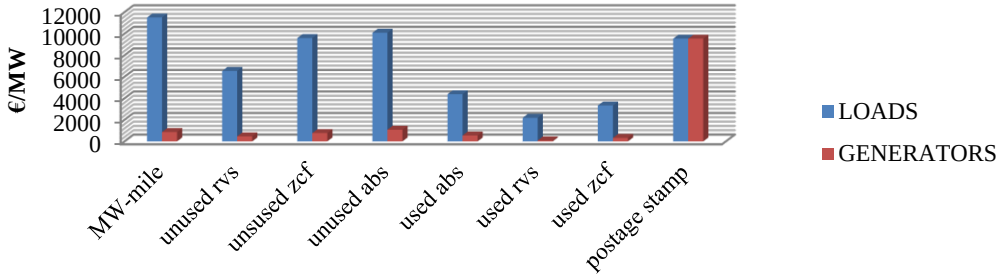


Σχήμα 6.16: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 3.

3. Με τη μέθοδο των συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.31: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 3.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	11.502,56	6.538,67	9.598,31	10.088,92	4.380,23	2.189,19	3.328,25	9.536,80
Generators	**€/MW**	868,35	467,72	771,51	1.082,37	546,91	87,62	320,50	9.536,80



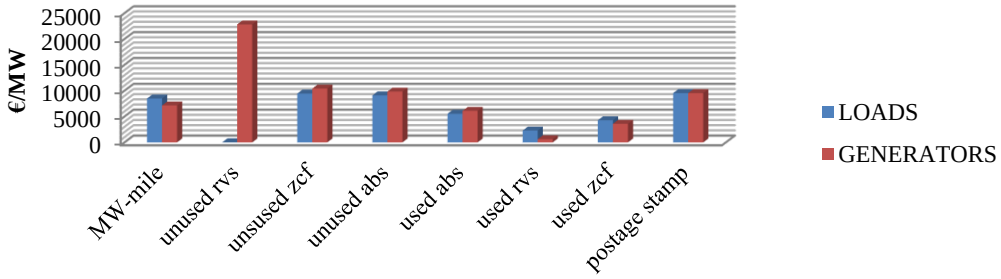
Σχήμα 6.17: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 3.

6.3.4 Περιοχή 4

1. Με τη μέθοδο των συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.32: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 4.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	8.481,61	15,28	9.444,26	9.091,64	5.537,60	2.285,66	4.277,35	9.536,80
Generators	**€/MW**	7.145,25	22.819,86	10.409,72	9.824,36	6.096,81	606,63	3.592,55	9.536,80

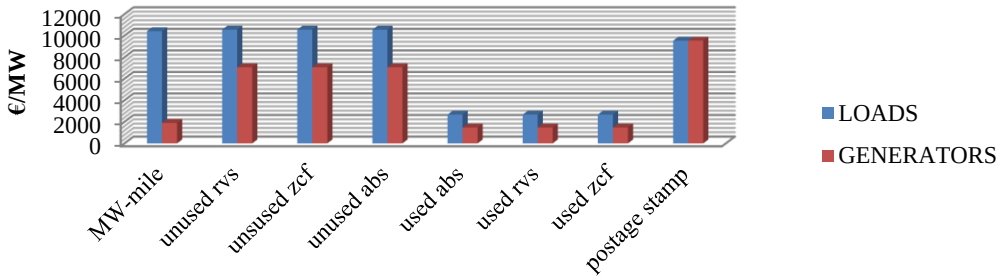


Σχήμα 6.18: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 4.

2. Με τη μέθοδο Bialek

Πίνακας 6.33: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 4.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	10.420,36	10.562,54	10.562,54	10.562,54	2.672,46	2.672,46	2.672,46	9.536,80
Generators	**€/MW**	1.894,37	7.064,29	7.064,29	7.064,29	1.473,70	1.473,70	1.473,70	9.536,80

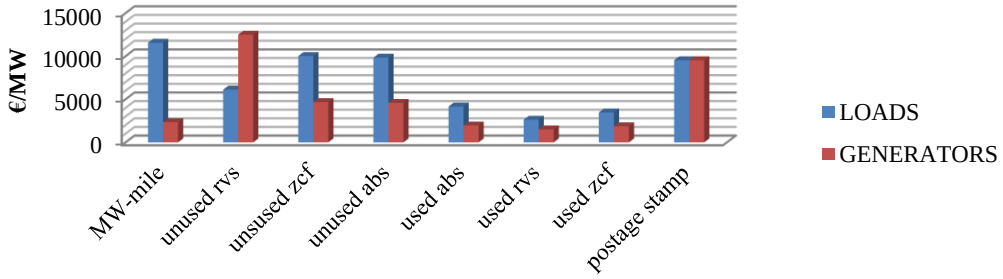


Σχήμα 6.19: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 4.

3. Με τη μέθοδο των συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.34: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 4.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	11.565,86	6.127,08	10.024,44	9.834,48	4.154,29	2.626,83	3.474,73	9.536,80
Generators	**€/MW**	2.346,97	12.506,35	4.673,43	4.579,36	1.960,41	1.508,17	1.870,23	9.536,80



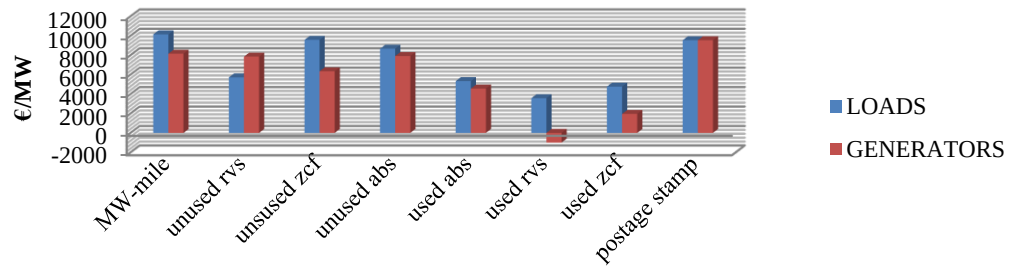
Σχήμα 6.20: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 4.

6.3.5 Περιοχή 5

1. Με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.35: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 5.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	10.135,49	5.714,58	9.572,50	8.661,22	5.326,70	3.568,90	4.760,34	9.536,80
Generators	**€/MW**	8.149,06	7.849,42	6.339,16	7.906,94	4.556,16	-989,81	1.952,85	9.536,80

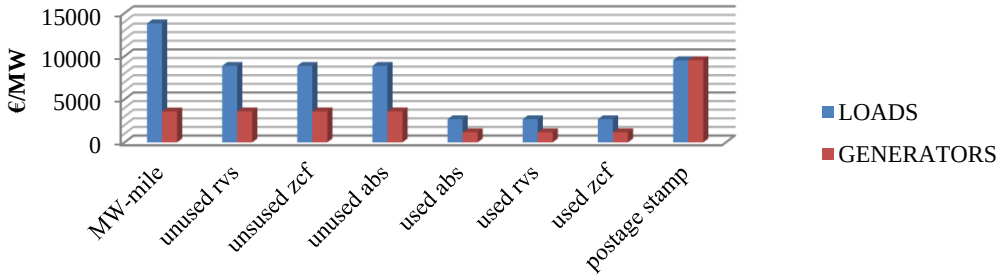


Σχήμα 6.21: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 5.

2. Με βάση τη μέθοδο Bialek.

Πίνακας 6.36: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 5.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	13.813,36	8.882,69	8.882,69	8.882,69	2.685,51	2.685,51	2.685,51	9.536,80
Generators	**€/MW**	3.587,17	3.594,88	3.594,88	3.594,88	1.177,40	1.177,40	1.177,40	9.536,80

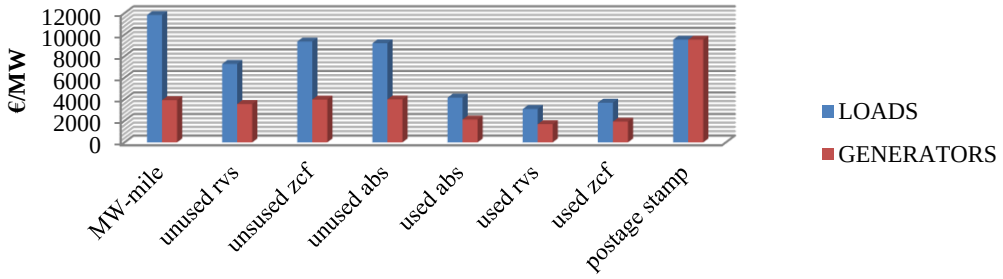


Σχήμα 6.22: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 5.

3. Με βάση τη μέθοδο συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.37: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 5.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	11.827,85	7.288,80	9.360,39	9.206,12	4.148,47	3.099,25	3.684,24	9.536,80
Generators	**€/MW**	3.918,34	3.562,20	3.975,59	3.987,06	2.119,79	1.688,02	1.922,60	9.536,80



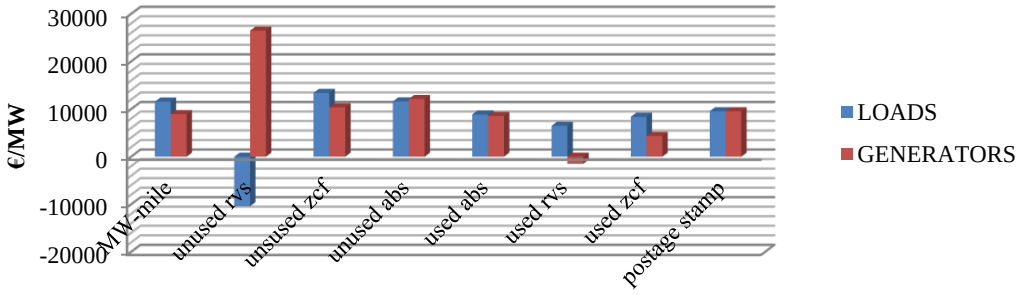
Σχήμα 6.23: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 5.

6.3.6 Περιοχή 6

1. Με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.38: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 6.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	11.577,82	-10.411,13	13.402,47	11.615,61	8.858,61	6.495,14	8.395,89	9.536,80
Generators	**€/MW**	8.943,18	26.489,97	10.361,41	12.129,86	8.566,33	-1.472,60	4.365,10	9.536,80

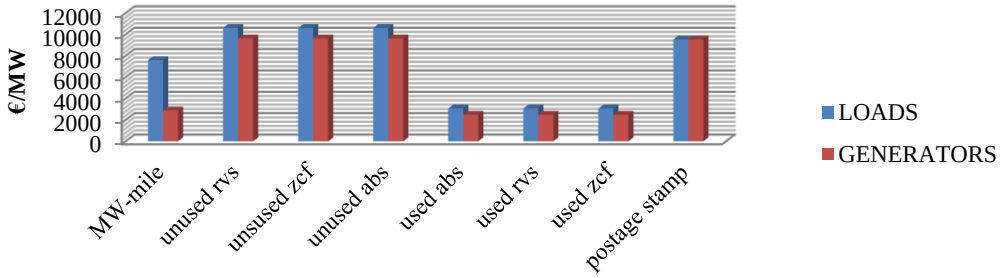


Σχήμα 6.24: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 6.

2. Με βάση τη μέθοδο Bialek.

Πίνακας 6.39: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 6.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	7.597,81	10.608,80	10.608,80	10.608,80	3.074,79	3.074,79	3.074,79	9.536,80
Generators	**€/MW**	2.881,99	9.630,25	9.630,25	9.630,25	2.489,11	2.489,11	2.489,11	9.536,80

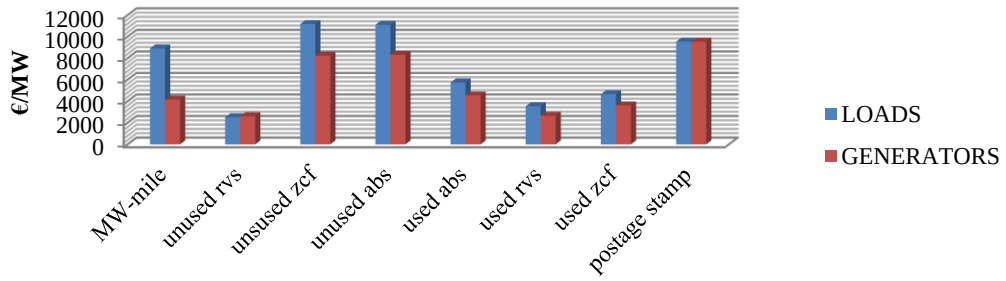


Σχήμα 6.25: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 6.

3. Με βάση τη μέθοδο συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.40: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 6.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	8.910,76	2.521,00	11.181,69	11.107,02	5.747,08	3.544,72	4.670,86	9.536,80
Generators	**€/MW**	4.153,56	2.619,80	8.226,75	8.314,78	4.542,95	2.656,80	3.615,50	9.536,80



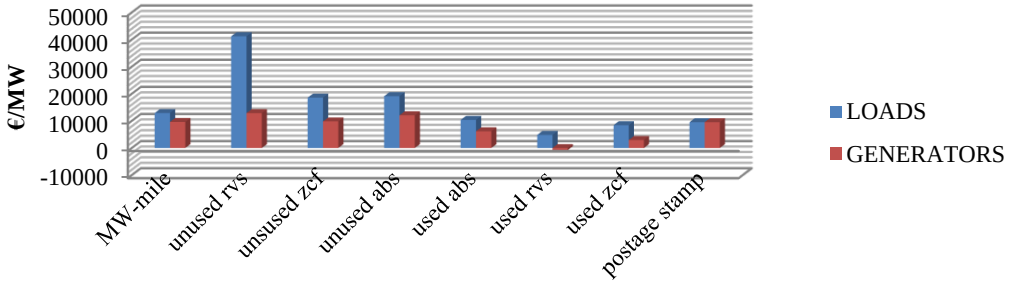
Σχήμα 6.26: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 6.

6.3.7 Περιοχή 7

1. Με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick.

Πίνακας 6.41: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 7.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	12.907,36	41.224,71	18.596,16	19.129,39	10.375,76	4.842,73	8.429,75	9.536,80
Generators	**€/MW**	9.613,18	12.879,03	9.824,67	12.070,78	6.202,02	-752,27	2.964,42	9.536,80

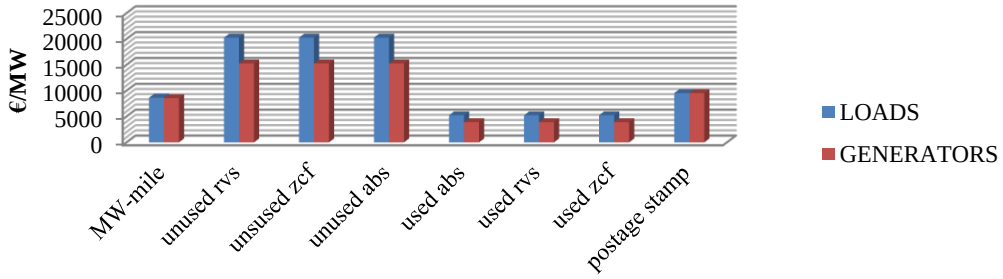


Σχήμα 6.27: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τους συντελεστές Rudnick για την Περιοχή 7.

2. Με βάση τη μέθοδο Bialek.

Πίνακας 6.42: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 7.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	8.642,30	20.262,80	20.262,80	20.262,80	5.245,78	5.245,78	5.245,78	9.536,80
Generators	**€/MW**	8.548,55	15.260,93	15.260,93	15.260,93	3.908,59	3.908,59	3.908,59	9.536,80

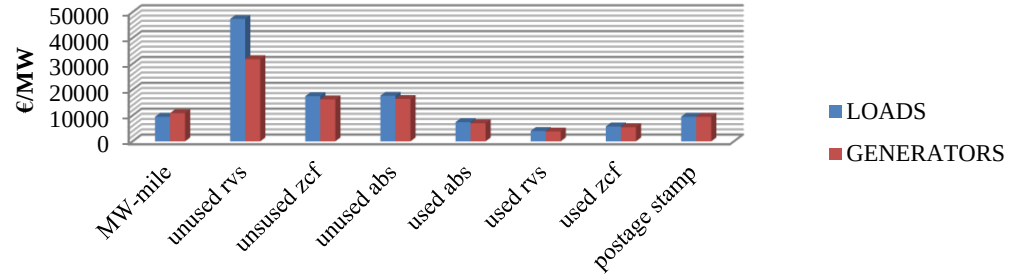


Σχήμα 6.28: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο Bialek για την Περιοχή 7.

3. Με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών (Transactions).

Πίνακας 6.43: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 7.

		MW-mile	unused rvs	unsused zcf	unused abs	used abs	used rvs	used zcf	postage stamp
Loads	**€/MW**	9.519,85	47.385,19	17.491,07	17.651,02	7.442,65	4.017,49	5.764,65	9.536,80
Generators	**€/MW**	10.915,89	31.810,45	16.220,07	16.396,94	7.009,64	3.838,13	5.457,57	9.536,80



Σχήμα 6.29: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MW) για φόρτιση 10.000MW, με 50% χρέωση των παραγωγών και 50% χρέωση των καταναλωτών, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών για την Περιοχή 7.

6.4 ΣΧΟΛΙΑΣΜΟΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Στην πρώτη σειρά διαγραμμάτων (Σχήματα 6.2 έως 6.8), εμφανίζεται η μεσοσταθμική χρέωση των καταναλωτών με βάση όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, για επιμερισμό του συνολικού κόστους σε αυτούς, σε φόρτιση 10.000MW.

Συνολικά στα Σχήματα 6.2 έως 6.7, παρατηρείται ότι η μικρότερη μεσοσταθμική χρέωση των καταναλωτών, για όλες τις μεθόδους ανίχνευσης των συνεισφορών στις ροές του δικτύου και για όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, προκύπτει για την Περιοχή 2 της δυτικής Μακεδονίας. Αυτό εξηγείται από το γεγονός, ότι στην Περιοχή 2 εμφανίζεται, πολύ μεγάλο ενεργειακό πλεόνασμα. Η περιοχή 2 είναι ιδιαίτερα εξαγωγική και πιο συγκεκριμένα, εμφανίζει παραγωγή ισχύος 4.129MW έναντι κατανάλωσης, ισχύος 920,11MW. Ελαφρώς

πλεονασματική, από το σύνολο των περιοχών, για φόρτιση 10.000MW, είναι και η περιοχή 7 (δυτική στερεά Ελλάδα, Ήπειρος, Ιόνια νησιά). Η παραγωγή από μονάδες της περιοχής ανέρχεται σε 999MW ενώ η κατανάλωση είναι 623,63MW. Σε αντίθεση όμως με την περιοχή 2, η περιοχή 7, παρόλο πλεονασματική, εμφανίζει τις πλέον υψηλές χρεώσεις από όλες τις περιοχές. Αυτό οφείλεται στο ότι το κόστος του δικτύου της περιοχής 7 που ανακτάται από τους χρήστες του, είναι ιδιαίτερα υψηλό λόγω της επιβάρυνσής του με τα υψηλά κοστολογημένα καλώδια (υποβρύχια) που υπάρχουν στην περιοχή.

Στο Σχήμα 6.3 που εμφανίζεται η μέθοδος unused reverse, αξίζει να σημειωθεί η πολύ μεγάλη απόκλιση των χρεώσεων των χρηστών ανά περιοχή.

Στο σύνολο των σχημάτων (6.2 έως 6.7) παρατηρείται υψηλή χρέωση για την περιοχή 5 (Αττική), που είναι η πλέον εισαγωγική από όλες τις περιοχές και επίσης, υψηλή χρέωση για την περιοχή 6 (Πελοπόννησος). Παρόλο, που δεν είναι ιδιαίτερα εισαγωγική χρεώνεται υψηλά, λόγω της αραιής σχετικά δομής του δικτύου της. Υπάρχει εκτεταμένο δίκτυο με γραμμές χαμηλής μεταφορικής ικανότητας ενώ ταυτόχρονα το δίκτυο της Πελοποννήσου εμφανίζει πολλές σχεδόν ακτινικές συνδέσεις των φορτίων με το δίκτυο. Γενικά οι ακτινικές συνδέσεις στο δίκτυο επιβαρύνουν τους χρήστες που τις χρησιμοποιούν με μεγάλες χρεώσεις χρήσης, δεδομένου ότι χρησιμοποιούνται αποκλειστικά από τους ίδιους.

Για την περαιτέρω ανάδειξη και σαφή παρουσίαση των παραπάνω παρατηρήσεων επιλέχθηκε στα Σχήματα (6.9 έως 6.29) να παρουσιαστεί η μεσοσταθμική χρέωση των καταναλωτών και των παραγωγών, ανά περιοχή. Το ετήσιο κόστος του συστήματος ανακτάται κατά 50% από τους καταναλωτές και κατά 50% από τους παραγωγούς. Γενικά είναι εμφανές από τα διαγράμματα ότι οι περιοχές με αυξημένη παραγωγή εμφανίζουν υψηλότερες τιμές για τους παραγωγούς και χαμηλότερες τιμές για τους καταναλωτές και αντίστοιχα περιοχές με αυξημένη κατανάλωση εμφανίζουν υψηλότερες τιμές για τους καταναλωτές και χαμηλότερες για τους παραγωγούς, όπως σχολιάσθηκε και νωρίτερα. Η παρατήρηση αυτή θα μπορούσε να είναι μια ένδειξη κινήτρου γεωγραφικής τοποθέτησης νέων παραγωγών ή νέων αξιόλογων φορτίων.

6.5 ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΣ ΥΠΟΨΗ ΤΗΝ ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

6.5.1 Δεδομένα

Στην ενότητα που αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν με την εφαρμογή των μεθόδων λαμβάνοντας υπόψη, την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Για το σύστημα, είναι γνωστή η λειτουργία του σε 8 επίπεδα φόρτισης, από 4.750MW μέχρι 10.000MW, με βήμα τα 750MW. Αναφορά στην εξαγωγή της καμπύλης διάρκειας φορτίου γίνεται στην Ενότητα 5.4.

Αρχικά γίνεται μια παρουσίαση της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας για κάθε περιοχή. Ακολουθεί η παρουσίαση της συμμετοχής της εκάστοτε περιοχής στην ανάκτηση του κόστους του συστήματος και το μερίδιό της στην ετήσια κατανάλωση ενέργειας. Επιλέχθηκε να παρουσιαστούν μόνο οι “used” μέθοδοι τιμολόγησης. Τέλος, υπολογίζεται το κόστος ανά MWh για κάθε περιοχή για όλες τις μεθόδους ανίχνευσης ροών φορτίου και για όλες τις μεθόδους τιμολόγησης. Όπως και στην προηγούμενη εφαρμογή, για να είναι συγκρίσιμες οι τιμές που προκύπτουν με όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, δεδομένου ότι δεν εξασφαλίζεται με όλες η πλήρης ανάκτηση του κόστους, προστίθεται η συμπληρωματική (supplementary) postage stamp.

6.5.2 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο ανίχνευσης ροών φορτίου

Πίνακας 6.44: Ετήσια κατανάλωση ενέργειας στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα και συνολική ετήσια ενέργεια.

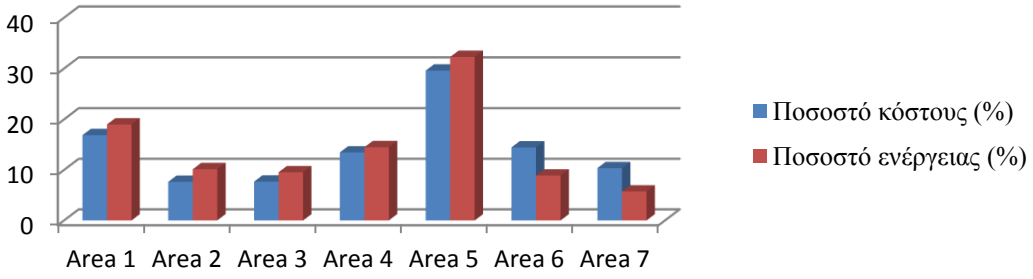
		Επίπεδο φόρτισης (MW)								
		4750	**5500**	**6250**	**7000**	**7750**	**8500**	**9250**	**10000**	**Συνολική ετήσια ενέργεια**
Area 1	**MWh**	1.348.567	1.463.737	2.147.722	2.804.340	1.830.275	744.978	289.066	63.263	10.691.949
Area 2	**MWh**	820.690	832.956	1.159.832	1.452.184	915.838	362.425	137.319	29.444	5.710.687
Area 3	**MWh**	698.529	745.620	1.080.517	1.397.365	905.100	366.131	141.351	30.802	5.365.416
Area 4	**MWh**	1.306.672	1.258.607	1.674.303	2.014.332	1.226.525	470.599	173.468	36.281	8.160.787
Area 5	**MWh**	2.227.166	2.455.552	3.643.835	4.798.894	3.153.138	1.290.155	502.817	110.438	18.181.989
Area 6	**MWh**	626.007	682.378	1.004.325	1.314.419	859.438	350.322	136.097	29.815	5.002.801
Area 7	**MWh**	387.119	431.649	645.715	855.466	564.688	231.890	90.639	19.956	3.227.121
GREECE	**MWh**	7.414.750	7.870.500	11.356.250	14.637.000	9.455.000	3.816.500	1.470.750	320.000	56.340.750

6.5.2.1 Μέθοδος Rudnick

1. used absolute

Πίνακας 6.45: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	16,87	7,64	7,67	13,45	29,59	14,44	10,34
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73

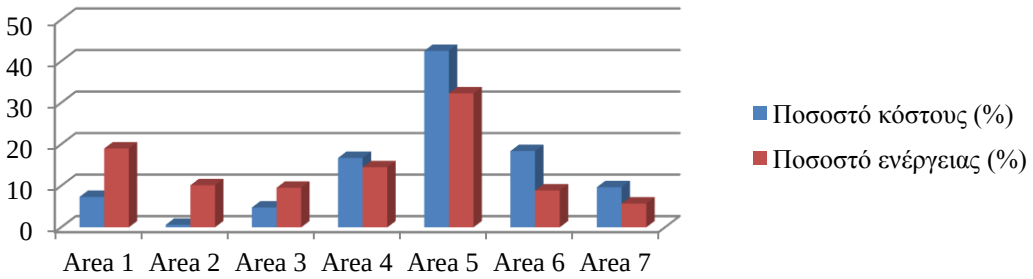


Σχήμα 6.30: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute**.**

2.used reverse

Πίνακας 6.46: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	7,33	0,61	4,79	16,73	42,49	18,37	9,68
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73

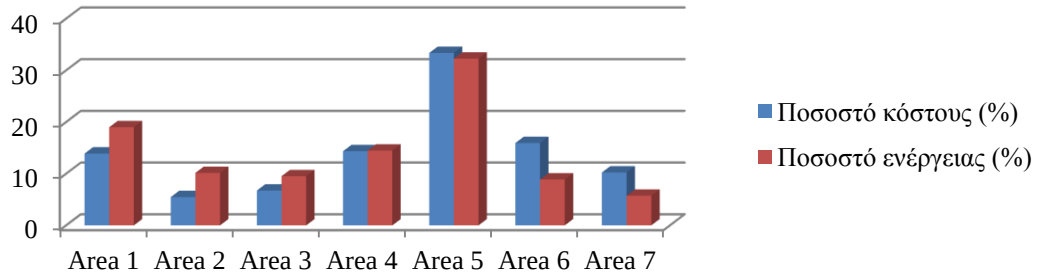


Σχήμα 6.31: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

3.used zcf

Πίνακας 6.47: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	13,90	5,47	6,74	14,35	33,37	15,94	10,23
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73

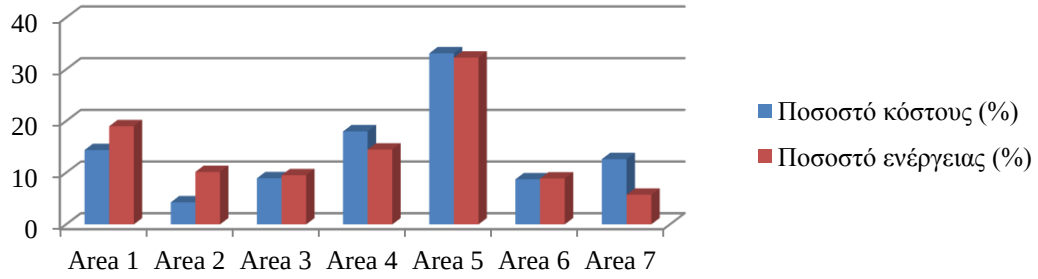


Σχήμα 6.32: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη τη νκαμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο συντελεστών Rudnick και τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

6.5.2.2 Μέθοδος Bialek

Πίνακας 6.48: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη τη καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο Bialek και τις μεθόδους τιμολόγησης, used absolute, used reverse και used zcf.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	14,38	4,26	8,92	18,00	33,10	8,72	12,62
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73



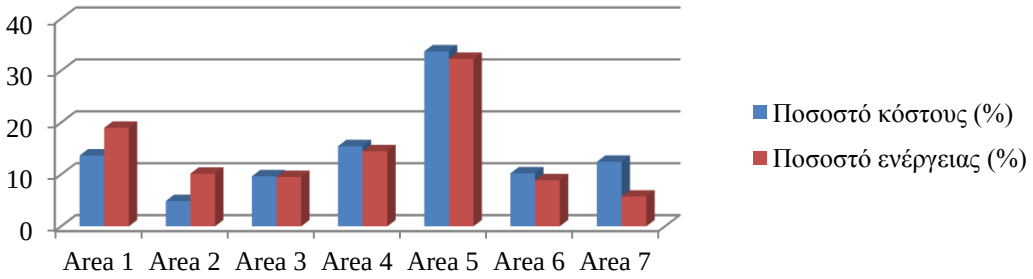
Σχήμα 6. 33: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο Bialek και τις μεθόδους τιμολόγησης, used absolute, used reverse και used zcf.

6.5.2.3 Μέθοδος των συναλλαγών (transactions)

1.used absolute

Πίνακας 6.49: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	13,65	4,87	9,66	15,45	33,71	10,21	12,44
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73

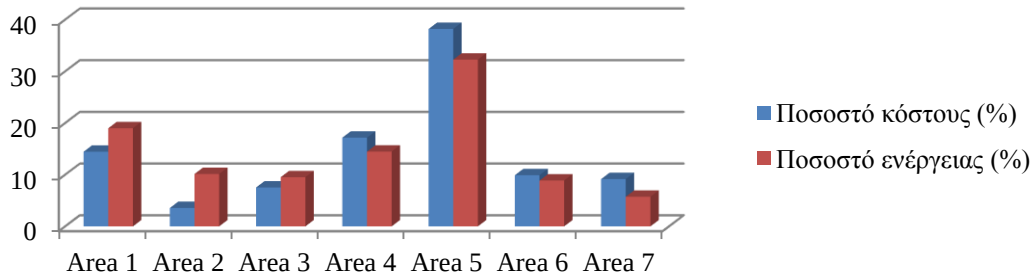


Σχήμα 6.34: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

2.used reverse

Πίνακας 6.50: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	14,45	3,56	7,54	17,17	38,20	9,91	9,16
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73

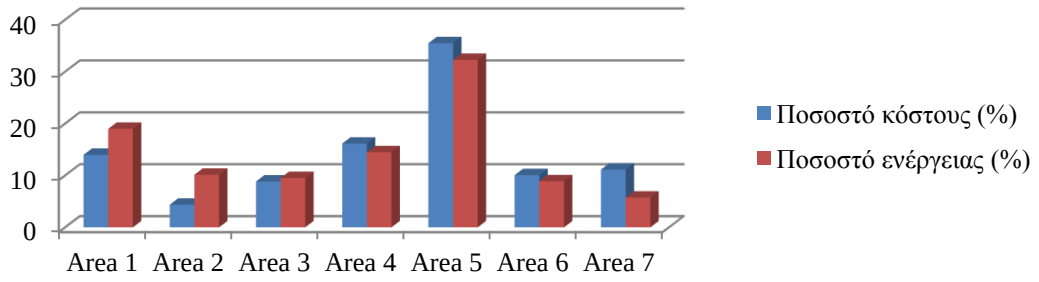


Σχήμα 6.35: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη τη καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

3.used zcf

Πίνακας 6.51: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

	Area 1	**Area 2**	**Area 3**	**Area 4**	**Area 5**	**Area 6**	**Area 7**
Ποσοστό κόστους (%)	13,97	4,37	8,84	16,13	35,48	10,07	11,14
Ποσοστό ενέργειας (%)	18,98	10,14	9,52	14,48	32,27	8,88	5,73



Σχήμα 6.36: Ποσοστά κόστους και ενέργειας ανά περιοχή, 100% χρέωση καταναλωτών, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με βάση τη μέθοδο των συναλλαγών και τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε μια σειρά πινάκων (6.52 έως 6.58) και Σχημάτων (6.37 έως 6.43), οι χρεώσεις ανά MWh που προέκυψαν για όλες τις περιοχές με όλες τις μεθόδους συνεισφοράς ροών δικτύου και τις 7 μεθόδους τιμολόγησης. Και εδώ έχουμε χρήση της συμπληρωματικής (supplementary) postage stamp.

Με την 8η μέθοδο τιμολόγησης, την postage stamp, η χρέωση που προκύπτει είναι για όλες τις περιοχές η ίδια και είναι στα 3.39 €/MWh. Υπάρχει στα ακόλουθα Σχήματα (6.37 έως 6.43) ώστε να είναι εύκολη η όποια σύγκριση με τις υπόλοιπες μεθόδους.

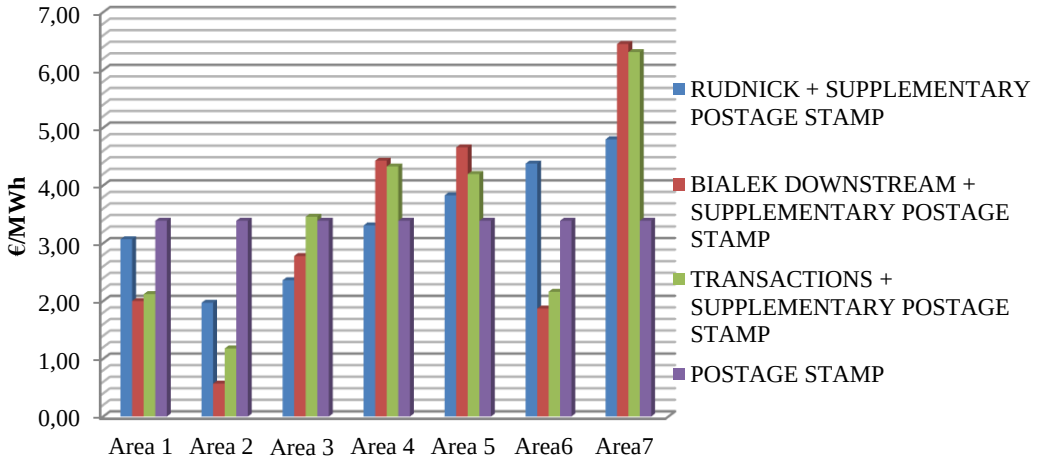
6.5.3 Επιμερισμός κόστους μεταφοράς ανά μέθοδο τιμολόγησης

.

6.5.3.1 MW-mile

Πίνακας 6.52: : Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης MW-mile.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	3,07	1,97	2,36	3,31	3,83	4,38	4,80
Supplementary ps	**€/MWh**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**3,07**	**1,97**	**2,36**	**3,31**	**3,83**	**4,38**	**4,80**
Bialek downstream	**€/MWh**	2,00	0,57	2,78	4,43	4,66	1,87	6,45
Supplementary ps	**€/MWh**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**2,00**	**0,57**	**2,78**	**4,43**	**4,66**	**1,87**	**6,45**
Transactions	**€/MWh**	2,12	1,18	3,46	4,33	4,20	2,16	6,31
Supplementary ps	**€/MWh**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**2,12**	**1,18**	**3,46**	**4,33**	**4,20**	**2,16**	**6,31**

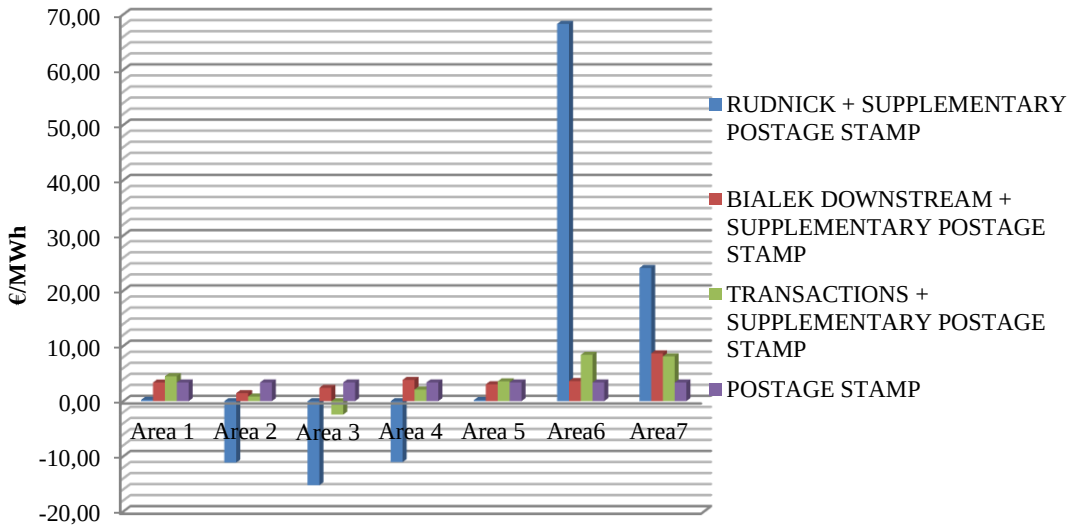


Σχήμα 6.37: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης MW-mile.

6.5.3.2 Unused reverse

Πίνακας 6.53: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused reverse.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	0,24	-11,16	-15,26	-11,06	0,19	68,27	24,10
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**0,26**	**-11,14**	**-15,24**	**-11,04**	**0,21**	**68,29**	**24,12**
Bialek downstream	**€/MWh**	3,36	1,43	2,40	3,84	3,04	3,63	8,65
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,38**	**1,45**	**2,42**	**3,86**	**3,06**	**3,65**	**8,67**
Transactions	**€/MWh**	4,50	0,82	-2,46	2,08	3,57	8,38	8,10
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**4,52**	**0,84**	**-2,44**	**2,10**	**3,59**	**8,41**	**8,12**

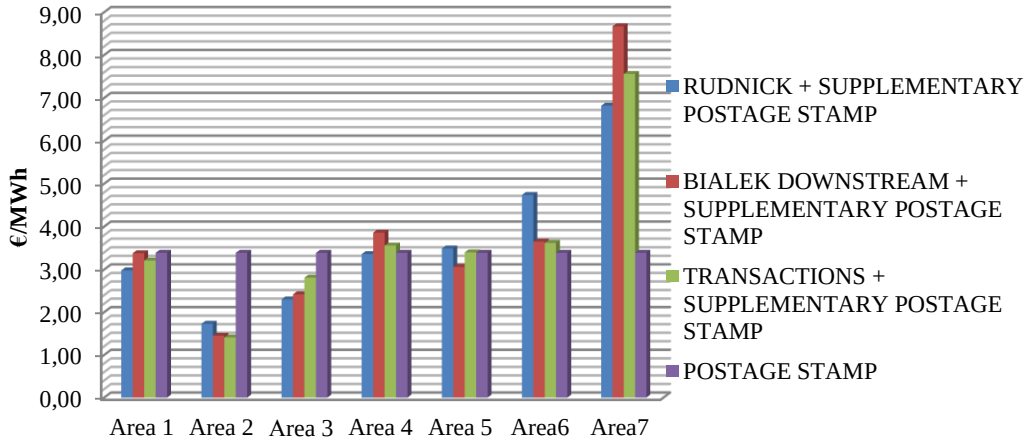


Σχήμα 6.38: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused reverse.

6.5.3.3 Unused zcf

Πίνακας 6.54: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused zcf.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	2,96	1,71	2,28	3,34	3,47	4,72	6,80
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**2,98**	**1,73**	**2,30**	**3,36**	**3,49**	**4,74**	**6,82**
Bialek downstream	**€/MWh**	3,36	1,43	2,40	3,84	3,04	3,63	8,65
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,38**	**1,45**	**2,42**	**3,86**	**3,06**	**3,65**	**8,67**
Transactions	**€/MWh**	0,89	1,21	0,96	0,87	1,15	1,31	0,79
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**3,21**	**1,41**	**2,81**	**3,56**	**3,40**	**3,62**	**7,56**

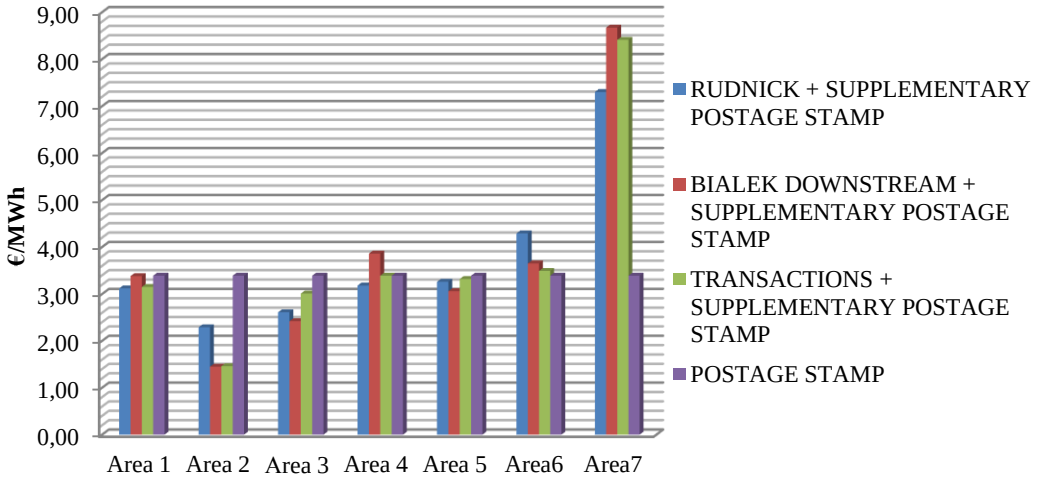


Σχήμα 6.39: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused zcf.

6.5.3.4 Unused abs

Πίνακας 6.55: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused absolute.

		Area1	**Area2**	**Area3**	**Area4**	**Area5**	**Area6**	**Area7**
Rudnick	**€/MWh**	3,10	2,27	2,59	3,16	3,24	4,27	7,28
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**3,12**	**2,29**	**2,61**	**3,18**	**3,26**	**4,29**	**7,30**
Bialek downstream	**€/MWh**	3,36	1,43	2,40	3,84	3,04	3,63	8,65
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,38**	**1,45**	**2,42**	**3,86**	**3,06**	**3,65**	**8,67**
Transactions	**€/MWh**	3,13	1,44	2,98	3,37	3,30	3,47	8,39
Supplementary ps	**€/MWh**	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**3,15**	**1,46**	**3,01**	**3,39**	**3,32**	**3,49**	**8,41**

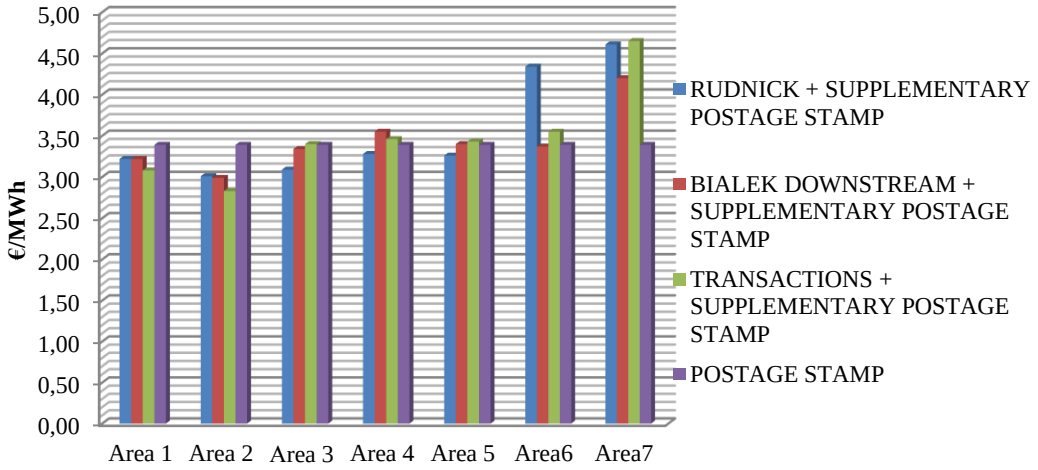


Σχήμα 6.40: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης unused absolute.

6.5.3.5 Used absolute

Πίνακας 6.56: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	1,35	1,15	1,23	1,41	1,40	2,48	2,75
Supplementary ps	**€/MWh**	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**3,22**	**3,01**	**3,09**	**3,28**	**3,26**	**4,34**	**4,61**
Bialek downstream	**€/MWh**	0,52	0,29	0,64	0,85	0,70	0,67	1,50
Supplementary ps	**€/MWh**	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,22**	**2,99**	**3,34**	**3,55**	**3,40**	**3,37**	**4,20**
Transactions	**€/MWh**	0,78	0,52	1,09	1,15	1,13	1,24	2,34
Supplementary ps	**€/MWh**	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31
Transactions + sup. ps	**€/MWH**	**3,08**	**2,83**	**3,40**	**3,46**	**3,43**	**3,55**	**4,65**

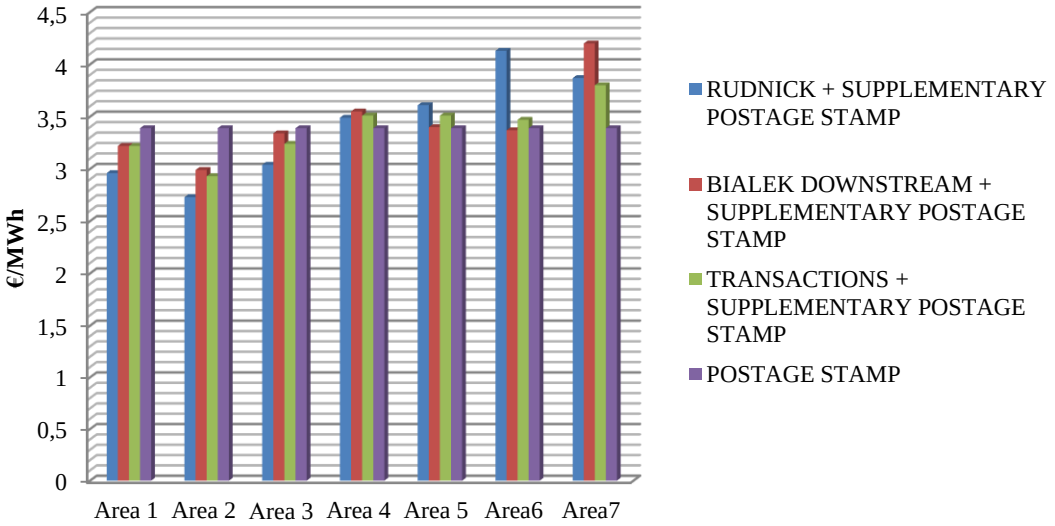


Σχήμα 6.41: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used absolute.

6.5.3.6 Used reverse

Πίνακας 6.57: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	0,27	0,04	0,35	0,80	0,92	1,44	1,18
Supplementary ps	**€/MWh**	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**2,96**	**2,73**	**3,04**	**3,49**	**3,61**	**4,13**	**3,87**
Bialek downstream	**€/MWh**	0,52	0,29	0,64	0,85	0,70	0,67	1,50
Supplementary ps	**€/MWh**	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,22**	**2,99**	**3,34**	**3,55**	**3,40**	**3,37**	**4,20**
Transactions	**€/MWh**	0,53	0,24	0,55	0,82	0,82	0,78	1,11
Supplementary ps	**€/MWh**	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**3,22**	**2,93**	**3,24**	**3,51**	**3,51**	**3,47**	**3,80**

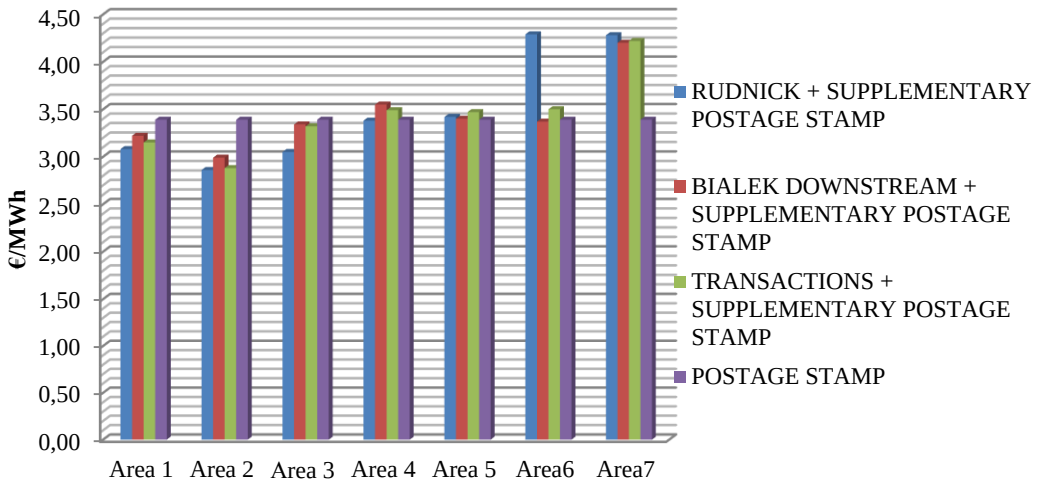


Σχήμα 6.42: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used reverse.

6.5.3.7 Used zcf

Πίνακας 6.58: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

		Area1	Area2	Area3	Area4	Area5	Area6	Area7
Rudnick	**€/MWh**	0,84	0,62	0,81	1,13	1,18	2,05	2,04
Supplementary ps	**€/MWh**	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Rudnick + sup. ps	**€/MWh**	**3,08**	**2,86**	**3,05**	**3,38**	**3,42**	**4,29**	**4,28**
Bialek downstream	**€/MWh**	0,52	0,29	0,64	0,85	0,70	0,67	1,50
Supplementary ps	**€/MWh**	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Bialek down. + sup. ps	**€/MWh**	**3,22**	**2,99**	**3,34**	**3,55**	**3,40**	**3,37**	**4,20**
Transactions	**€/MWh**	0,65	0,38	0,82	0,99	0,98	1,01	1,73
Supplementary ps	**€/MWh**	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Transactions + sup. ps	**€/MWh**	**3,15**	**2,88**	**3,32**	**3,49**	**3,47**	**3,50**	**4,22**



Σχήμα 6.43: Μεσοσταθμική χρέωση (€/MWh) του κόστους μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου, με 100% χρέωση των καταναλωτών, με βάση όλες τις μεθόδους ανίχνευσης συνεισφορών στις ροές του δικτύου και με βάση τη μέθοδο τιμολόγησης used zcf.

6.6 ΣΧΟΛΙΑΣΜΟΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Γενικά παρατηρείται ότι οι μέθοδοι τιμολόγησης used παρέχουν πιο ομαλά αποτελέσματα και σε συνδυασμό με την συμπληρωματική postage stamp εξασφαλίζουν και την πλήρη ανάκτηση του ετήσιου κόστους.

Διαπιστώνεται η αναξιοπιστία της μεθόδου unused reverse, η οποία δίνει αποτελέσματα με τεράστιες αποκλίσεις ανά περιοχή. Και εδώ παρατηρείται γενικά υψηλότερη χρέωση σε περιοχές που το ενεργειακό ισοζύγιο είναι αρνητικό, πχ Area 5 (Αττική), Area 4 (Ανατολική στερεά Ελλάδα), Area 6 (Πελοπόνησος). Αντίστοιχα, παρατηρούνται χαμηλότερες χρεώσεις για τις περιοχές που η παραγωγή ξεπερνά την κατανάλωση, όπως για παράδειγμα η περιοχή 2 (κεντρική Μακεδονία). Εμφανίζονται όμως πολύ υψηλές χρεώσεις γενικά για την περιοχή 7 (Area 7) που το ενεργειακό της ισοζύγιο είναι θετικό. Αυτό εξηγείται από το γεγονός, όπως έχει ήδη αναφερθεί, ότι στην περιοχή αυτή υπάρχουν υποβρύχια καλώδια για την εξυπηρέτηση των Επτανήσων, των οποίων το κόστος είναι ιδιαίτερα υψηλό.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα εκτεταμένο δίκτυο που συνδέει το σύνολο της ηπειρωτικής χώρας, τα Ιόνια νησιά, την Εύβοια και τις Κυκλάδες. Διαθέτει επίσης διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες. Το δίκτυο κατασκευάστηκε σταδιακά από τα μέσα του προηγούμενου αιώνα μέχρι σήμερα απορροφώντας μεγάλες επενδύσεις για την κατασκευή του. Ταυτόχρονα το σύστημα εξακολουθεί να βελτιώνεται και να επεκτείνεται ώστε να ανταπεξέρχεται στις διαρκώς μεταβαλλόμενες συνθήκες της εκάστοτε χρονικής περιόδου. Η κατασκευή, η συντήρηση και η βελτίωση του συστήματος μεταφοράς απορροφά μεγάλα χρηματικά ποσά, τα οποία επενδύει ο κάτοχος του συστήματος. Στα πλαίσια της ανταγωνιστικής, ελεύθερης αγοράς, ο επενδυτής πρέπει να ανακτά το ποσό που επενδύει. Αυτό ακριβώς συνεπάγεται τη χρέωση των χρηστών του δικτύου (μονάδες παραγωγής και καταναλωτές) για τις υπηρεσίες μεταφοράς. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας επιχειρήθηκε με διάφορες μεθόδους να επιμεριστεί το κόστος κατασκευής του συστήματος μεταφοράς στους χρήστες του. Η όλη μεθοδολογία που εφαρμόστηκε αποτελείται από τέσσερα (4) στάδια.

1. Υπολογισμός ετήσιου κόστους
2. Υπολογισμός dc ροής φορτίου
3. Ανίχνευση συνεισφορών των χρηστών στις ροές ισχύος
4. Τιμολόγηση των χρηστών

Αρχικά επιχειρήθηκε μια κατά το δυνατόν πιο ρεαλιστική κοστολόγηση των επιμέρους στοιχείων του συστήματος μεταφοράς. Λαμβάνοντας υπόψη τις μοναδιαίες χρεώσεις που καθορίζει η ρυθμιστική αρχή ενέργειας (Ρ.Α.Ε), στην τιμολόγηση σύνδεσης νέων χρηστών αλλά, θεωρώντας και ένα σύνολο παραδοχών, κοστολογήθηκαν οι γραμμές μεταφοράς, τα καλώδια και οι μετασχηματιστές του δικτύου μεταφοράς. Λαμβάνοντας υπόψη τον συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου και κάνοντας την πολύ σημαντική παραδοχή ότι το σύνολο του συστήματος κοστολογήθηκε με τα σημερινά δεδομένα, υπολογίστηκε το ετήσιο ποσό που πρέπει να λαμβάνει ο κάτοχος του συστήματος για να αποσβέσει την επένδυσή του σε 30 χρόνια με επιτόκιο 8 %.

Στη συνέχεια επιλύοντας τις εξισώσεις της dc ροής φορτίου για το σύστημα σε διάφορες συνθήκες λειτουργίας υπολογίστηκαν οι ροές ισχύος στους κλάδους του συστήματος.

Προκειμένου οι χρεώσεις στους χρήστες να βασίζονται κατά το δυνατόν στην πραγματική χρήση του δικτύου από τους ίδιους, εφαρμόστηκαν τρείς (3) διαφορετικές μέθοδοι ανίχνευσης των συνεισφορών των χρηστών, στις ροές του δικτύου που υπολογίστηκαν με την επίλυση της dc ροής φορτίου. Οι μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν για τον καθορισμό της συνεισφοράς των χρηστών στη ροή των γραμμών είναι:

1. **Μέθοδος Rudnick** (Ενότητα 4.3.1): χρησιμοποιεί τους συντελεστές GSDF, GGDF, GLDF. Με βάση αυτούς, η κατανομή του κόστους μπορεί να αποδοθεί στις εγχύσεις ισχύος στο δίκτυο, στους παραγωγούς ή στα φορτία.
2. **Μέθοδος Bialek** (Ενότητα 4.3.2): βασίζεται στην αρχή της ποσοστιαίας κατανομής για να καθορίσει τη συνεισφορά του κάθε παραγωγού ή του καταναλωτή στη ροή της κάθε γραμμής.
3. **Μέθοδος ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ή συναλλαγών** (Ενότητα 4.3.3): βασίζεται σε συναλλαγές μεταξύ χρηστών, με βάση τις οποίες ελαχιστοποιούνται τα συνολικά MW-km σε όλο το σύστημα

Έπειτα από την ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις ροές των γραμμών αυτές τιμολογήθηκαν με τις οκτώ μεθόδους που αναφέρονται παρακάτω.

1. **Μέθοδος γραμματοσήμου** (Ενότητα 4.1.1.1): χρεώνει τους παραγωγούς με βάση την εγκατεστημένη τους ισχύ και τους καταναλωτές με βάση τη ζήτησή τους, ανεξάρτητα από τη θέση τους στο δίκτυο και από το ποσοστό που χρησιμοποιούν τις γραμμές. Έτσι, αγνοείται η πραγματική κατάσταση του συστήματος.
2. **Μέθοδος MW-mile αρχική** (Ενότητα 4.1.1.2): λαμβάνει υπόψη την απόσταση, τη ροή φορτίου, αλλά όχι την κατεύθυνσή της. Έτσι όμως, αγνοεί τους χρήστες που προκαλούν αρνητικές ροές (ροές αντίθετες στην κύρια ροή των γραμμών).
3. **Μέθοδος unused absolute MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): λαμβάνει υπόψη τις απόλυτες τιμές των συνεισφορών των χρηστών σε όλες τις γραμμές του δικτύου αγνοώντας την κατεύθυνση τους και τους χρεώνει και για την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών.
4. **Μέθοδος unused reverse MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): λαμβάνει υπόψη ροές φορτίου και προς τις δύο κατευθύνσεις και χρεώνει τους χρήστες με βάση τη συνολική ροή της κάθε γραμμής.
5. **Μέθοδος unused zero counter flow MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): δεν υπάρχει χρέωση για τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών.
6. **Μέθοδος used absolute MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): επιμερίζει τα κόστη ανάλογα με το μέγεθος της ροής που προκαλεί ο κάθε χρήστης σε κάθε γραμμή και την μέγιστη ικανότητα της γραμμής.
7. **Μέθοδος used reverse MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): χρεώνει τους χρήστες ανάλογα με τη ροή φορτίου που προκαλεί ο καθένας τους σε κάθε γραμμή και με την μέγιστη ικανότητα της γραμμής.
8. **Μέθοδος used zero counter flow MW-mile** (Ενότητα 4.1.1.2): Οι χρήστες του δικτύου χρεώνονται μόνο για τη θετική ροή που προκαλούν σε κάθε γραμμή, αλλά όχι για την αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών.

Τέλος, λόγω της έκτασης του συστήματος μελέτης, ήταν αναγκαίο να βρεθεί ένας τρόπος ώστε να καταστεί δυνατή και αποδοτική η παρουσίαση των αποτελεσμάτων. Έτσι οι χρήστες (παραγωγοί και καταναλωτές) κατανεμήθηκαν σε επτά περιοχές, ανάλογα με τη γεωγραφική τους θέση στη χώρα. Οι περιοχές στις οποίες χωρίστηκε το διασυνδεμένο σύστημα της χώρας είναι:

Area 1 : Ανατολική Μακεδονία και Θράκη
Area 2 : Δυτική Μακεδονία
Area 3 : Θεσσαλία
Area 4 : Ανατολική στερεά Ελλάδα και Εύβοια
Area 5 : Αττική
Area 6 : Πελοπόννησος
Area 7 : Δυτική στερεά Ελλάδα, Ήπειρος και Ιόνια νησιά

Τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν αφορούν τον επιμερισμό του κόστους πλήρως στους καταναλωτές καθώς και επιμερισμό κατά 50% στους παραγωγούς και 50% στους καταναλωτές. Ο παραπάνω επιμερισμός έγινε τόσο για φόρτιση του συστήματος στα 10.000MW (φορτίο αιχμής) όσο και λαμβάνοντας υπόψη την καμπύλη διάρκειας φορτίου του έτους 2009.

Από τα αποτελέσματα που προέκυψαν για το ελληνικό σύστημα, εξάγονται τα παρακάτω συμπεράσματα:

Με τη μέθοδο postage stamp ανακτάται πλήρως το ετήσιο κόστος των γραμμών, όμως η μέθοδος είναι άδικη για κάποιους χρήστες, οι οποίοι χρεώνονται, ενώ μπορεί να μην χρησιμοποιούν καθόλου το δίκτυο.

Με την αρχική MW-mile ανακτάται πλήρως το ετήσιο κόστος, όμως η μέθοδος δεν είναι δίκαιη για τους χρήστες που προκαλούν αρνητικές ροές, οι οποίοι χρεώνονται ανεξάρτητα από την κατεύθυνση των ροών που προκαλούν.

Από τις μεθόδους που βασίζονται στη χρησιμοποιούμενη ικανότητα των γραμμών, η μέθοδος used absolute MW-mile παράγει μεγαλύτερο εισόδημα προς τον ιδιοκτήτη μεταφοράς, ύστερα ακολουθεί η used zero counter flow και τελευταία η used reverse MW-mile. Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι με καμία από τις τρεις μεθόδους δεν ανακτάται πλήρως το κόστος μεταφοράς. Στις μεθόδους που βασίζονται στην αχρησιμοποίητη ικανότητα των γραμμών (unused absolute, unused reverse και unused zero counter flow), το ετήσιο κόστος ανακτάται πλήρως. Η unused reverse MW-mile πιστώνει κάποιους χρήστες για τη χρήση των γραμμών σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό από την used reverse και γενικότερα εμφανίζει ιδιαίτερα μεγάλες αποκλίσεις ανά περιοχή.

Με τις μεθόδους ανίχνευσης υπολογίζεται η χρήση του δικτύου, καθορίζοντας τις ροές φορτίου που προκαλούν οι παραγωγοί και καταναλωτές και προσδιορίζοντας ποιος είναι υπεύθυνος για αυτές. Έτσι, με τη μέθοδο Rudnick όλες οι γραμμές χρησιμοποιούνται από όλους τους χρήστες, με αποτέλεσμα όλοι οι χρήστες να χρεώνονται για τη χρήση όλων των γραμμών, ενώ με τη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης προκύπτει μηδενική χρέωση μόνο για παραγωγούς και καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι στον ίδιο ζυγό και συμμετέχουν σε συναλλαγές. Με τη μέθοδο Bialek που βασίζεται στην αρχή της ποσοστιαίας κατανομής, δε χρεώνονται όλοι οι χρήστες για τη χρήση της κάθε γραμμής. Η χρέωση των παραγωγών βασίζεται σε μονοπάτια που ορίζονται από τις εκροές των ζυγών, ενώ η χρέωση των καταναλωτών εξαρτάται από τις εισροές. Έτσι αγνοούνται οι χρήστες που προκαλούν αρνητικές ροές, με αποτέλεσμα να μην υπάρχει διαφορά ανάμεσα στις μεθόδους χρέωσης: absolute, reverse και zero counter flow και όλες οι πληρωμές να είναι θετικές. Οι χρήστες χρεώνονται για χρήση λιγότερων γραμμών, αλλά σε μεγαλύτερο ποσοστό από τις άλλες μεθόδους ανίχνευσης. Από τις τρεις μεθόδους, η μέθοδος Rudnick είναι πιο απλή από όλες και χρησιμοποιείται πιο συχνά.

Σε ότι αφορά την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων ως προς τις περιοχές εξάγονται διάφορα συμπεράσματα. Γενικά είναι εμφανές από τα αποτελέσματα ότι οι περιοχές με

αυξημένη παραγωγή εμφανίζουν υψηλότερες χρεώσεις για τους παραγωγούς και χαμηλότερες για τους καταναλωτές και αντίστοιχα περιοχές με αυξημένη κατανάλωση εμφανίζουν υψηλότερες χρεώσεις για τους καταναλωτές και χαμηλότερες για τους παραγωγούς. Η παρατήρηση αυτή θα μπορούσε να είναι μια ένδειξη κινήτρου γεωγραφικής τοποθέτησης νέων παραγωγών ή νέων αξιόλογων φορτίων. Για παράδειγμα στα αποτελέσματα παρατηρείται ότι η μικρότερη μεσοσταθμική χρέωση των καταναλωτών, για όλες τις μεθόδους ανίχνευσης των συνεισφορών στις ροές του δικτύου και για όλες τις μεθόδους τιμολόγησης, προκύπτει για την Περιοχή 2 της δυτικής Μακεδονίας. Αυτό εξηγείται από το γεγονός, ότι στην Περιοχή 2 εμφανίζεται πολύ μεγάλο ενεργειακό πλεόνασμα. Η περιοχή 2 είναι ιδιαίτερα εξαγωγική και πιο συγκεκριμένα, εμφανίζει παραγωγή ισχύος 4.129MW έναντι κατανάλωσης ισχύος 920,11MW.

Ελαφρώς πλεονασματική, από το σύνολο των περιοχών, για φόρτιση 10.000MW, είναι και η περιοχή 7 (δυτική στερεά Ελλάδα, Ήπειρος, Ιόνια νησιά). Η παραγωγή από μονάδες της περιοχής ανέρχεται σε 999MW ενώ η κατανάλωση είναι 623,63MW. Σε αντίθεση όμως με την περιοχή 2, η περιοχή 7, παρόλο πλεονασματική, εμφανίζει τις πλέον υψηλές χρεώσεις από όλες τις περιοχές. Αυτό οφείλεται στο ότι το κόστος του δικτύου της περιοχής 7 που ανακτάται από τους χρήστες του, ως επί το πλείστων, είναι ιδιαίτερα υψηλό λόγω της επιβάρυνσής του με τα υψηλά κοστολογημένα καλώδια που υπάρχουν στην περιοχή.

Επίσης στο σύνολο των αποτελεσμάτων, παρατηρείται υψηλή χρέωση για την περιοχή 5 (Αττική), που είναι η πλέον εισαγωγική από όλες τις περιοχές και επίσης, υψηλή χρέωση για την περιοχή 6 (Πελοπόννησος). Παρόλο, που η περιοχή 6 δεν είναι ιδιαίτερα εισαγωγική χρεώνεται υψηλά, λόγω της αραιής σχετικά δομής του δικτύου της. Υπάρχει εκτεταμένο δίκτυο με γραμμές χαμηλής μεταφορικής ικανότητας ενώ ταυτόχρονα το δίκτυο της Πελοποννήσου εμφανίζει πολλές σχεδόν ακτινικές συνδέσεις των φορτίων με το δίκτυο. Γενικά, οι ακτινικές συνδέσεις στο δίκτυο επιβαρύνουν τους χρήστες που τις χρησιμοποιούν με μεγάλες χρεώσεις χρήσης, δεδομένου ότι χρησιμοποιούνται αποκλειστικά από τους ίδιους.

Γενικά, ο γεωγραφικός διαχωρισμός των χρεώσεων για τις υπηρεσίες μεταφοράς που έγινε στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, επηρεάζεται κατά πολύ από την γεωγραφική τοποθέτηση των μονάδων παραγωγής και των φορτίων αλλά και από τη φύση του δικτύου της εκάστοτε περιοχής. Ενδεχόμενα αποτελεί μία ένδειξη για την τοποθέτηση νέων μονάδων παραγωγής στην κατεύθυνση της εξυπηρέτησης των φορτίων από εγγύτερες μονάδες. Κάτι τέτοιο όμως σε εθνικό επίπεδο επιδέχεται μεγαλύτερης ανάλυσης, αν ληφθούν υπόψη διάφορες παράμετροι. Βασική παράμετρος είναι ότι στον ελλαδικό χώρο υπάρχουν, συγκεντρωμένα, σε συγκεκριμένες περιοχές, μεγάλα αποθέματα ορυκτών πόρων (λιγνίτης), καθιστώντας αναπόφευκτη την τοποθέτηση πολλών σταθμών παραγωγής στις περιοχές αυτές (κεντρική Μακεδονία). Αυτό συνεπάγεται την κατασκευή εκτεταμένου δικτύου υψηλής μεταφορικής ικανότητας με δεδομένη τη συγκέντρωση μεγάλου φορτίου στην περιοχή της πρωτεύουσας και γενικά της νότιας Ελλάδας.

Επίσης, όταν εξετάζεται ένα εθνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, επισέρχονται και άλλης φύσεως ζητήματα. Για παράδειγμα, από τα αποτελέσματα παρατηρείται πολύ υψηλή χρέωση για τους χρήστες της περιοχής των Επτανήσων. Οι χρήστες της περιοχής καλούνται να επωμιστούν κόστος πολύ ακριβού υποβρύχιου εξοπλισμού μεταφοράς. Είναι σημαντικό όμως να σημειωθεί ότι η διασύνδεση των ελληνικών νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα που είναι ένας διαρκής, στρατηγικός στόχος, αποτελεί εν μέρει και θέμα κοινωνικής συνοχής. Όλοι οι κάτοικοι μιας χώρας θα πρέπει να απολαμβάνουν τις ίδιες, υψηλής ποιότητας παροχές στο θέμα της ενέργειας. Το θέμα της διασύνδεσης των νησιών αποκτά τα τελευταία χρόνια και μια εντελώς αντίθετη προσέγγιση. Η μεγάλη συγκέντρωση, κυρίως αιολικών πάρκων, και η παραγόμενη από αυτά ενέργεια αποτελεί εθνικό πλούτο και η διοχέτευση αυτής της ενέργειας στο ελληνικό σύστημα και κατά επέκταση στο ευρωπαικό απαιτεί τη διασύνδεση των

ελληνικών νησιών με την ηπειρωτική χώρα. Είναι αντιληπτό ότι η βαριά τιμολόγηση παραγωγών και καταναλωτών των νησιωτικών περιοχών για τη χρήση ακριβών συστημάτων μεταφοράς (υποβρύχια καλώδια) θα ήταν ανασταλτικός παράγοντας για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στη χώρα.

Όλοι αυτοί οι παράγοντες οδηγούν στο συμπέρασμα ότι η χρήση αποκλειστικά τέτοιων μεθόδων τιμολόγησης δεν ενδείκνυται για το ελληνικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ενδεχόμενη χρήση τους σε συνδυασμό με πιο καθετικοποιημένες μεθόδους όπως η μέθοδος γραμματοσήμου (postage stamp), θα ήταν μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση του ζητήματος.

7.2 ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας εφαρμόστηκαν συγκεκριμένες μέθοδοι για τον υπολογισμό των ροών του δικτύου, για την ανίχνευση των συνεισφορών των χρηστών στις ροές και για την τιμολόγηση αυτών. Επεκτείνοντας τη συγκεκριμένη εργασία θα μπορούσαν να υπολογιστούν οι ροές του δικτύου χρησιμοποιώντας το μοντέλο ac ροών φορτίου. Θα μπορούσε επίσης για την ανίχνευση των συνεισφορών στις ροές του δικτύου να χρησιμοποιηθούν και άλλες μέθοδοι, όπως η μέθοδος Kirschen. Επίσης, για τη τιμολόγηση των συνεισφορών μπορεί να χρησιμοποιηθούν οι υπόλοιπες μέθοδοι του προσθετικού μοντέλου τιμολόγησης καθώς και μέθοδοι του αυξητικού και του σύνθετου μοντέλου.

Σε ότι αφορά τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους, το οποίο καλούνται να καταβάλλουν οι χρήστες του συστήματος, θα ήταν χρήσιμο να συνυπολογιστεί το ετήσιο κόστος συντήρησης του υπάρχοντος δικτύου και γενικότερα, με την παροχή δεδομένων από τον διαχειριστή του συστήματος, να γίνει πιο ρεαλιστική η κοστολόγηση του δικτύου, ώστε να μη βασίζεται στη σημαντική παραδοχή που έγινε σε αυτή την εργασία, όπου το σύστημα κοστολογήθηκε με σημερινά δεδομένα.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

ΑΚΡΩΝΥΜΙΑ

Α.1 ΕΛΛΗΝΙΚΑ

ΣΗΕ : Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

ΣΜ : Σύστημα μεταφοράς

ΧΧΣ : Εγχειρίδιο χρεώσεων χρήσης συστήματος πελατών δικτύου διανομής

ΔΕΗ : Δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού

ΔΕΣΜΗΕ : Διαχειριστής ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

ΚΔΣ : Κώδικας διαχείρισης συναλλαγών

Μ/Σ : Μετασχηματιστής

ΡΑΕ : Ρυθμιστική αρχή ενέργειας

ΗΕΠ : Ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός

ΑΠΕ : Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

ΕΔΣΜ : Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς

ΜΑΣΜ : Μελέτη ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς

ΔΕΔΔΗΕ : Διαχειριστής ελληνικού δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

ΑΔΜΗΕ : Ανεξάρτητος διαχειριστής μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

ΛΑΓΗΕ : Λειτουργός αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Α.2 ΑΓΓΛΙΚΑ

DC : Direct current

AC : Alternating current

IEEE : Institute of electrical and electronics engineers

GSDF : Generation shift distribution factors

GGDF : Generalized generation distribution factors

GLDF : Generalized load distribution factors

PTDF : Power transfer distribution factors

NEK : National electrical company (Bulgaria)