



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

## Συμβολή στο Σχεδιασμό Επέκτασης και στην Κατανομή του Κόστους Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γιώργου Α. Ορφανού

Αθήνα, Ιούλιος 2013





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

## Συμβολή στο Σχεδιασμό Επέκτασης και στην Κατανομή του Κόστους Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

### ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γιώργου Α. Ορφανού

**Συμβουλευτική Επιτροπή :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Ευάγγελος Διαλυνάς  
Κωνσταντίνος Βουρνάς

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 10<sup>η</sup> Ιουλίου 2013.

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

.....  
Π. Καπρός  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Ε. Διαλυνάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Ν. Μιράτος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Α. Μπακιρτζής  
Καθηγητής Α.Π.Θ.

.....  
Κ. Βουρνάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Π. Γεωργιάκης  
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2013

.....  
Γιώργος Α. Ορφανός

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

Copyright © Γιώργος Α. Ορφανός, 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.



# Περίληψη

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είχε ως αποτέλεσμα το διαχωρισμό των συστημάτων μεταφοράς από τις πρώην καθετοποιημένες επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας. Η τιμολόγηση του φυσικού αυτού μονοπωλίου στο νέο περιβάλλον αγοράς θα πρέπει να προάγει την οικονομική και ασφαλή βραχυπρόθεσμη λειτουργία της αγοράς και του συστήματος, να κατανέμει το ρυθμιζόμενο από τις εποπτικές αρχές απαιτούμενο έσοδο των ιδιοκτητών των εγκαταστάσεων μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου με δίκαιο τρόπο και να δίνει σωστά οικονομικά σήματα για νέες επενδύσεις μεταφοράς, παραγωγής και εξοικονόμησης ζήτησης. Ο κύριος στόχος της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας είναι η παροχή ανταγωνιστικών και χωρίς διακρίσεις συνθηκών αγοράς στους συμμετέχοντες στην αγορά διατηρώντας συγχρόνως την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε αποδεκτά επίπεδα. Αντικείμενο της παρούσας διατριβής είναι: i) η εφαρμογή και αξιολόγηση διαφόρων μεθόδων κατανομής του σταθερού κόστους της μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου και ii) η ανάπτυξη νέων μεθόδων και εργαλείων βελτιστοποίησης για την αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται στο πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς στο απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα πλαίσια της διατριβής αρχικά εξετάζεται η εφαρμογή διαφόρων μεθόδων προσεγγιστικής ανίχνευσης των ροών φορτίου και κατανομής του ετήσιου κόστους της μεταφοράς με βάση τη προσεγγιστική χρήση των εγκαταστάσεων της σε αγορά τύπου κοινοπραξίας. Στη συνέχεια αναπτύσσεται μια νέα μέθοδος κατανομής του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης του δικτύου μεταφοράς σε αγορά τύπου κοινοπραξίας με βάση τη χρήση μιας βέλτιστης (μικρότερης δυνατής όσον αφορά την ασφάλεια N-1) μεταφορικής ικανότητας της εγκατάστασης. Η χρήση της εγκατάστασης αυτής υπολογίζεται προσεγγιστικά χρησιμοποιώντας τους συντελεστές κατανομής για τη χρονική στιγμή μέσα στο έτος όπου το σύστημα έχει ανάγκη τη μεγαλύτερη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης. Η προτεινόμενη μέθοδος μπορεί να αντιληφθεί και να χρεώσει ανάλογα τους περισσότερους ωφελημένους από τις διάφορες συνθήκες λειτουργίας του συστήματος και από την ύπαρξη των νέων ή και παλαιών εγκαταστάσεων του δικτύου. Στο τέλος της διατριβής πραγματοποιείται σύγκριση και παράλληλη εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου κατανομής του ετήσιου κόστους της μεταφοράς με την οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς τόσο για το σύνολο του δικτύου όσο και αποκλειστικά για τις νέες εγκαταστάσεις του.

Στο δεύτερο σκέλος της διατριβής αρχικά αναπτύσσεται ένας βελτιωμένος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης και εφαρμόζεται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέрайου προγραμματισμού της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια προτείνεται μια νέα μορφοποίηση της πιθανοτικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω εισαγωγής ενός άνω ορίου στην πιθανή αποκοπή φορτίου κατά την αιχμή του συστήματος. Για την επίλυση του πιθανοτικού αυτού προβλήματος αναπτύχθηκε η μέθοδος αποσύνθεσης Benders σε συνδυασμό με την πιθανοτική μέσω Monte Carlo αναπαράσταση των δεδομένων εισόδου (φορτίο αιχμής, διαθεσιμότητα εγκαταστάσεων δικτύου και παραγωγή από αιολικά πάρκα). Τέλος προτείνονται δύο διαφορετικές μορφοποιήσεις κόστους-οφέλους για την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ανάλογα με το αν η αναζητούμενη λύση επέκτασης του δικτύου αφορά εμπορική επένδυση ή πρόκειται για επένδυση που έχει ως στόχο τη βελτίωση της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος. Η επίλυση των προβλημάτων αυτών πραγματοποιείται μέσω εφαρμογής του προτεινόμενου βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης χρησιμοποιώντας οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς με ενσωματωμένο το κόστος ασφάλειας N-1 στις τοπικές οριακές τιμές των ζυγών και λαμβάνοντας υπόψη τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών του δικτύου σαν κριτήριο επιλογής των υποψήφιων προς επέκταση κλάδων.

**Λέξεις κλειδιά:** Τιμολόγηση μεταφοράς, συντελεστές κατανομής, αγορά τύπου κοινοπραξίας, χρεώσεις χρήσης, μέθοδοι MW-Mile, βέλτιστη μεταφορική ικανότητα, βέλτιστη ροή φορτίου με ασφάλεια N-1, αρμονική αναζήτηση, στατική επέκταση μεταφοράς, πιθανοτική επέκταση μεταφοράς, Monte Carlo, Benders, αξιολόγηση επενδύσεων μεταφοράς.

# Summary

The deregulation of electricity markets has resulted in the separation of electricity transmission systems from the former vertical integrated utilities. In the deregulated environment, pricing of this natural monopoly should promote the economic and secure power system and market operation, allocate in a fair way the regulated revenue of the transmission owners to network users and provide the right economic signals for new transmission, generation and energy efficiency investments. The main objective of transmission system expansion planning in deregulated electricity markets is to provide competitive and non-discriminatory market conditions to all market participants while maintaining power system reliability and security to acceptable levels. The subject of this thesis is: i) the implementation and evaluation of various transmission fixed cost allocation methods to network users and ii) the development of new methods and optimization tools to address the uncertainties involved in power system transmission expansion planning problem in deregulated electricity markets.

In this thesis, the implementation of various approximate power flow tracing techniques and transmission fixed cost allocation methods is initially examined in a pool-based electricity market. Subsequently, a new method for allocating the annual fixed cost of each transmission facility is developed based on an optimal (smallest possible in terms of N-1 security) transmission facility capacity approximate use. The use of each facility is calculated using the generalized distribution factors for that system snapshot that requires the maximum optimal transmission facility capacity over an annual system operation. The proposed method can identify and charge accordingly the main beneficiaries of the existence of new and existing transmission facilities in various power system operating conditions. At the end of the thesis, the proposed transmission fixed cost allocation method is compared and implemented in parallel with marginal pricing of transmission considering either the whole network's annual cost or only the fixed cost of the new installed facilities.

In the second part of the thesis, an improved harmony search algorithm is initially implemented and evaluated in the mixed integer static transmission expansion problem. A new formulation of the probabilistic transmission expansion problem is then proposed by introducing an upper limit to possible load shedding during system peak. This probabilistic problem is solved by using Benders decomposition technique along with Monte Carlo simulation for modeling input data uncertainty (peak load forecast, transmission facilities availability and wind farms production). Finally, two different cost-benefit formulations for the objective function of the transmission expansion planning problem in deregulated electricity markets are proposed depending on whether the final solution of the transmission expansion problem will be implemented as merchant investment or as an investment that aims to improve the economic operation and reliability of the system. These two problem formulations are addressed by applying the proposed improved harmony search algorithm using marginal pricing of transmission that incorporates the cost of N-1 security in system locational marginal prices (LMPs) and considering the optimal capacity of network facilities as a criterion for selecting the candidate branches for expansion.

**Key words:** Transmission pricing, distribution factors, pool-based electricity market, use of system charges, MW-Mile methods, optimal transmission capacity, security constrained optimal power flow, harmony search, static transmission expansion planning, probabilistic transmission expansion planning, Monte Carlo simulation, Benders, transmission investment economic assessment.



## Πρόλογος

Έχοντας ολοκληρώσει την εκπόνηση της διατριβής, αισθάνομαι την ανάγκη να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όλους όσους με βοήθησαν.

Θέλω να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου προς τον επιβλέποντα της εργασίας, καθηγητή κ. Ν. Χατζηαργυρίου, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε και για την βοήθεια και την άριστη καθοδήγηση που μου προσέφερε κατά την διάρκεια της διατριβής μου. Επιπλέον θα ήθελα να τον ευχαριστήσω για την μοναδική ευκαιρία που μου έδωσε να γνωρίσω από κοντά σημαντικές τεχνολογικές εξελίξεις που έλαβαν χώρα διεθνώς.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής, καθηγητές κ. Ε. Διαλυνά και κ. Κ. Βουρνά, για το ενδιαφέρον τους και τις χρήσιμες συμβουλές τους. Ευχαριστώ ακόμη, τα υπόλοιπα μέλη της επταμελούς εξεταστικής επιτροπής, καθηγητή κ. Α. Μπακιρτζή, καθηγητή κ. Π. Κάπρο, καθηγητή κ. Ν. Μαράτο και λέκτορα κ. Π. Γεωργιλάκη για τον ενδιαφέρον τους και τις χρήσιμες παρατηρήσεις τους.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στο λέκτορα κ. Π. Γεωργιλάκη για τη διαρκή επικοινωνία, την παρότρυνση και τις χρήσιμες υποδείξεις του.

Θα ήταν παράλειψη να μην ευχαριστήσω όλα τα μέλη του εργαστηρίου των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας για την εξαιρετική και προπαντός φιλική συνεργασία.

Τέλος θερμές ευχαριστίες οφείλω να εκφράσω στην οικογένειά μου και στη σύντροφό μου Φραγκίσκα Μπαλάφα για τη συμπαράσταση και την υποστήριξή τους κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής μου.



# Περιεχόμενα

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – Εισαγωγή .....</b>	<b>1</b>
1.1 Αντικείμενο της διατριβής .....	8
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 – Τιμολόγηση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....</b>	<b>11</b>
2.1 Εισαγωγή .....	11
2.2 Μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας .....	13
2.2.1 Διμερείς συμφωνίες .....	13
2.2.2 Κοινοπραξία.....	14
2.2.3 Συνδυασμός κοινοπραξίας και διμερών συμφωνιών .....	15
2.3 Διαχείριση συμφόρησης .....	16
2.4 Μέθοδοι κατανομής του κόστους των συστημάτων μεταφοράς και χρεώσεις χρήσης συστήματος .....	18
2.4.1 Μέθοδοι που βασίζονται στο ενσωματωμένο κόστος.....	18
2.4.1.1 Μέθοδος γραμματοσήμου (Postage Stamp).....	19
2.4.1.2 Κατανομή του κόστους με βάση μεθόδους ροών φορτίου .....	20
2.4.1.3 Μέθοδοι ανίχνευσης ροών φορτίου .....	24
2.4.2 Μέθοδοι που βασίζονται στο πρόσθετο κόστος.....	28
2.4.2.1 Βραχυχρόνιο οριακό κόστος: Βέλτιστη ροή φορτίου και τοπικές οριακές τιμές .....	29
2.4.2.2 Μακροχρόνιο οριακό κόστος.....	33
2.5 Αξιολόγηση των μεθόδων ενσωματωμένου κόστους σε αγορά τύπου κοινοπραξίας .....	34
2.5.1 Εφαρμογή στο ενισχυμένο δίκτυο του Garver.....	34
2.5.2 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.....	48
2.6 Σύνοψη και συμπεράσματα .....	60
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 – Μέθοδος κατανομής του σταθερού κόστους της μεταφοράς με βάση τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για N-1 ασφαλή λειτουργία .....</b>	<b>61</b>
3.1 Εισαγωγή .....	61
3.2 Περιγραφή μεθόδου .....	63
3.3 Βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1 .....	68
3.4 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE .....	71
3.5 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα .....	82
3.6 Σύνοψη και συμπεράσματα .....	85

<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 – Στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης .....</b>	<b>87</b>
4.1 Εισαγωγή .....	87
4.2 Διατύπωση του στατικού προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς .....	89
4.3 Ο αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης.....	91
4.4 Βελτιωμένος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης για το πρόβλημα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας .....	94
4.5 Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου σε πειραματικά δίκτυα.....	101
4.5.1 Εφαρμογή στο δίκτυο του Garver .....	101
4.5.2 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE .....	111
4.5.3 Εφαρμογή στο δίκτυο των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας .....	117
4.6 Σύνοψη και συμπεράσματα .....	120
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 – Πιθανοτική επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αβεβαιότητα αιολικής παραγωγής και αιχμής φορτίου.....</b>	<b>121</b>
5.1 Εισαγωγή .....	121
5.2 Μοντελοποίηση του πιθανοτικού προβλήματος.....	122
5.3 Επίλυση του πιθανοτικού προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς .....	124
5.3.1 Πιθανοτικό υποπρόβλημα λειτουργίας .....	124
5.3.2 Το πρόβλημα επένδυσης.....	127
5.3.3 Μοντελοποίηση αιολικής παραγωγής .....	128
5.4 Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου σε πειραματικά δίκτυα.....	131
5.4.1 Εφαρμογή στο δίκτυο του Garver .....	132
5.4.1.1 Ντετερμινιστική μέθοδος .....	132
5.4.1.2 Πιθανοτική προσέγγιση .....	133
5.4.2 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE .....	135
5.4.2.1 Ντετερμινιστική μέθοδος .....	135
5.4.2.2 Πιθανοτική μέθοδος .....	136
5.5 Σύνοψη και συμπεράσματα .....	140
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 – Αξιολόγηση επενδύσεων σε συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας....</b>	<b>143</b>
6.1 Εισαγωγή .....	143
6.2 Προτεινόμενη μεθοδολογία.....	145
6.2.1 Μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού (ΔPS) .....	147
6.2.2 Μεταβολή στο πλεόνασμα καταναλωτή (ΔCS) .....	147
6.2.3 Μεταβολή στο κέρδος συμφόρησης (ΔCR).....	148
6.2.4 Μεταβολή στο κοινωνικό όφελος (ΔSW) .....	149



6.2.5	Μεταβολή στο κόστος συμφόρησης (ΔCC) .....	150
6.2.6	Δείκτης συμφόρησης (CI) και σταθμισμένη τυπική απόκλιση τιμών (WSTDP) .....	151
6.2.7	Αξιολόγηση εναλλακτικών σχεδίων .....	152
6.3	Βέλτιστη ροή φορτίου με χρήση ενεργών περιορισμών μεταφοράς .....	153
6.4	Υλοποίηση στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE .....	158
6.5	Κόστος ασφάλειας N-1 .....	172
6.6	Σύνοψη και συμπεράσματα .....	175
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 – Επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας ανάλυση κόστους οφέλους.....</b>		<b>177</b>
7.1	Εισαγωγή .....	177
7.2	Επέκταση συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς.....	178
7.2.1	Βήματα του προτεινόμενου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης .....	181
7.3	Στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας και χρησιμοποίηση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας.....	183
7.4	Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου στο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE .....	185
7.4.1	Στατική επέκταση μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας για το σενάριο αιχμής φορτίου.....	186
7.4.2	Σχεδιασμός επέκτασης με βάση τη μεταβολή στο κοινωνικό όφελος και στο κέρδος από συμφόρηση.....	188
7.5	Τιμολόγηση χρήσης νέων έργων επέκτασης για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE .....	195
7.6	Σύνοψη και συμπεράσματα .....	204
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 – Συμπεράσματα – Συμβολή – Προοπτικές.....</b>		<b>205</b>
8.1	Ανακεφαλαίωση και συμπεράσματα.....	205
8.2	Συμβολή της διατριβής .....	208
8.3	Προτάσεις για μελλοντική συνέχιση της διατριβής.....	209
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α – Η μέθοδος αποσύνθεσης Benders.....</b>		<b>211</b>
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β – Δεδομένα πειραματικών δικτύων .....</b>		<b>213</b>
B.1	Το δίκτυο του Garver .....	213
B.2	Το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE .....	215
B.3	Το δίκτυο των 46 ζυγών της ΝΑ Βραζιλίας .....	221
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....</b>		<b>225</b>
<b>ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ .....</b>		<b>233</b>



# ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΣ

$TC$	: συνολικό σταθερό κόστος του συστήματος μεταφοράς (\$)
$C_k$	: σταθερό ετήσιο κόστος της εγκατάστασης $k$ (\$)
$c_k$	: ετήσιο κόστος της εγκατάστασης $k$ ανά μονάδα μήκους (\$/km)
$IC_{ij}$	: κόστος επένδυσης μιας νέας γραμμής που προστίθεται στον κλάδο $i-j$
$P_t$	: ισχύς της συναλλαγής $t$ ή η εγκατεστημένη ισχύς του παραγωγού $t$ ή η ζήτηση του φορτίου $t$ κατά την αιχμή του συστήματος (MW)
$TC_t$	: χρέωση του χρήστη ή της συναλλαγής $t$ (\$)
$L_k$	: (ισοδύναμο) μήκος της εγκατάστασης $k$ (km)
$MW_{t,k}$	: ροή ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση $k$ λόγω του χρήστη $t$ σε απόλυτη τιμή (MW)
$F_{t,k}$	: ροή ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση $k$ λόγω του χρήστη $t$ (MW)
$P_{peak}$	: φορτίο αιχμής του συστήματος (MW)
$F_{k,max}$	: μέγιστη μεταφορική ικανότητα της εγκατάστασης $k$ (MW)
$F_{k,max}^c$	: όριο βραχυχρόνιας φόρτισης της γραμμής $k$
$LODF_{k,m}$	: συντελεστής ευαισθησίας ροής ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση $k$ μετά από απώλεια μιας εγκατάστασης $m$
$GODF_{k,n}$	: συντελεστής ευαισθησίας ροής ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση $k$ μετά από απώλεια μιας μονάδας $n$
$F_{opt,k}^{(ls)}$	: βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης $k$ κατά το σενάριο λειτουργίας $ls$
$plinec_{k,m}^{(ls)}$	: ροή ισχύος στην εγκατάσταση $k$ μετά από μια πιθανή βλάβη της εγκατάστασης $m$ για το λειτουργικό σενάριο $ls$
$pline_i^{(ls)}$	: ροή ισχύος στην εγκατάσταση $i$ υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας για το λειτουργικό σενάριο $ls$
$A_{lk,i}$	: συντελεστής κατανομής της ροής ισχύος στη γραμμή $l-k$ ως προς την έγχυση (αρνητική ή θετική) στο ζυγό $i$
$Z_{ij}$	: στοιχεία του πίνακα επαγωγικών αντιδράσεων $Z$ του δικτύου (αντίστροφος πίνακας του πίνακα αγωγιμοτήτων του δικτύου με πολύ μεγάλη αγωγιμότητα στο ζυγό αναφοράς)
$C_{lk,j}$	: γενικευμένος συντελεστής κατανομής του φορτίου στο ζυγό $i$ στη ροή ισχύος στη γραμμή $l-k$
$D_{lk,i}$	: γενικευμένος συντελεστής κατανομής της παραγωγής στο ζυγό $i$ στη ροή ισχύος στη γραμμή $l-k$
$X_{lk}$	: επαγωγική αντίδραση της γραμμής $l-k$

$\gamma_{ij}$	: αγωγιμότητα (φανταστικό μέρος μόνο) της εγκατάστασης μεταφοράς μεταξύ των ζυγών $i$ και $j$ ( $S$ ή $\Omega^{-1}$ )
$cond_{ij}$	: πραγματικό μέρος της αγωγιμότητας (conductance) μεταξύ των ζυγών $i$ και $j$
$f_{lk}$	: ενεργός ισχύς που ρέει μεταξύ των ζυγών $l$ και $k$
$r$	: διάνυσμα της αποκοπής φορτίου με στοιχεία $r_k$ (αποκοπή φορτίου στο ζυγό $k$ , MW)
$p_j$	: καθαρή (net) ισχύς στο ζυγό $j$
$P_{G_i}$	: ενεργός παραγωγή ισχύος στο ζυγό $i$
$P_{L_j}$	: ενεργός ζήτηση φορτίου στο ζυγό $i$
$G$	: τιμή αποκοπής φορτίου ( $\$/MWh$ )
$S^T$	: πίνακας συνδέσεων κλάδων-ζυγών.
$\vartheta_i$	: γωνία της τάσης στο ζυγό $i$ (rad)
$g$	: διάνυσμα παραγωγής ενεργού ισχύος με στοιχεία $g_k$ (παραγωγή στο ζυγό $k$ , MW)
$g_{max}$	: διάνυσμα με τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος
$g_{min}$	: διάνυσμα με την ελάχιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος
$g^c$	: διάνυσμα σταθερής παραγωγής ενεργού ισχύος με στοιχεία $g_k^c$ (MW)
$d$	: διάνυσμα με τη ζήτηση ενεργού ισχύος με στοιχεία $d_k$ (φορτίο στο ζυγό $k$ , MW)
$p_f$	: συντελεστής ποινής μη εξυπηρετούμενης ισχύος ( $\$/MW$ )
$n_{ij}^0$	: αριθμός των υπαρχουσών γραμμών στον κλάδο $i-j$
$n_{ij}$	: αριθμός καινούριων γραμμών που προστίθενται στον κλάδο $i-j$
$n_{ij,max}$	: μέγιστος αριθμός γραμμών που μπορούν να προστεθούν στον κλάδο $i-j$
$r_k^{mn}$	: μη εξυπηρετούμενη ισχύς στο ζυγό $k$ όταν μία γραμμή στον κλάδο $m-n$ είναι εκτός λειτουργίας
$f_{ij}^{mn}$	: ενεργός ροή ισχύος μεταξύ των ζυγών $i$ και $j$ όταν μια γραμμή στον κλάδο $m-n$ είναι εκτός λειτουργίας (MW)
$g^{mn}$	: διάνυσμα ενεργού ισχύος παραγωγής με στοιχεία $g_k^{mn}$ όταν μια γραμμή στον κλάδο $m-n$ είναι εκτός λειτουργίας (MW)
$\vartheta_i^{mn}$	: γωνία τάσεως του ζυγού $i$ όταν μια γραμμή στον κλάδο $m-n$ είναι εκτός λειτουργίας (rad)
$\lambda_k$	: τοπική οριακή τιμή στο ζυγό $k$ ( $\$/MWh$ )
$B_j(d_j)$	: συνάρτηση οφέλους ενός καταναλωτή $j$ ( $\$/h$ )
$C_i(g_i)$	: συνάρτηση κόστους ενός παραγωγού $i$ ( $\$/h$ )
$N$	: αριθμός ζυγών δικτύου
$N_G$	: ο συνολικός αριθμός μονάδων παραγωγής στο σύστημα
$N_D$	: ο συνολικός αριθμός φορτίων ή προμηθευτών στο σύστημα
$\alpha_i^u$	: σύνολο ζυγών που προμηθεύουν απευθείας ισχύ το ζυγό $i$

- $\alpha_i^d$  : σύνολο ζυγών που προμηθεύονται απευθείας ισχύ από το ζυγό  $i$
- $\tau$  : σύνολο χρηστών
- $\kappa$  : σύνολο γραμμών
- $\psi$  : σύνολο των επιλεγμένων καταστάσεων  $N-1$



---

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

---

## Εισαγωγή

Το Σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει όλον εκείνο τον εξοπλισμό που χρησιμοποιείται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης και μεγάλα κέντρα κατανάλωσης από όπου και ξεκινούν τα δίκτυα διανομής. Περιλαμβάνει δίκτυα υπέργειων γραμμών και υπόγειων/υποβρύχιων καλωδίων υψηλής τάσης, υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων και υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με υψηλή τάση διότι αυτό συνεπάγεται μικρότερες ηλεκτρικές απώλειες και οικονομικότερη λειτουργία. Η ισχύς, η οποία μπορεί να μεταφερθεί από μια γραμμή μεταφοράς είναι ανάλογη του τετραγώνου της τάσης, ενώ για δεδομένη ροή ισχύος, οι απώλειες μεταφοράς μειώνονται όσο αυξάνεται η τάση μεταφοράς. Η κατεύθυνση των νέων έργων επέκτασης και ανάπτυξης συστημάτων μεταφοράς είναι προς υψηλότερες τάσεις όπου με λιγότερες σε αριθμό εγκαταστάσεις γίνεται να επιτευχθεί μεγάλη μείωση στις απώλειες μεταφοράς και παράλληλη αύξηση στη μεταφορική ικανότητα του δικτύου. Η μείωση όμως του αριθμού των εγκαταστάσεων σε αντιδιαστολή με την αύξηση της ποσότητας μεταφοράς ισχύος που επιτυγχάνεται οδηγεί σε μειωμένη αξιοπιστία και ασφάλεια τροφοδοσίας, η οποία με τη σειρά της αυξάνεται από τη μη ακτινική σύνδεση των συστημάτων μεταφοράς. Λόγω της AC διαμόρφωσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, οποιαδήποτε μεταβολή σε κάποιο σημείο του δικτύου (αλλαγή της ζήτησης σε ένα ζυγό του δικτύου, αύξηση της παραγωγής μιας γεννήτριας, άνοιγμα ή κλείσιμο μιας γραμμής ή ενός μετασχηματιστή), θα μεταδοθεί ταυτόχρονα σε άλλα σημεία του συνδεδεμένου δικτύου αλλάζοντας τις συνθήκες φόρτισης σχεδόν σε όλες τις εγκαταστάσεις μεταφοράς. Οι επακόλουθες συνέπειες από τη μεταβολή αυτή μπορεί να είναι πιο έντονες σε κάποιες εγκαταστάσεις σε σχέση με άλλες, ανάλογα με τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των συνδεδεμένων εγκαταστάσεων. Η δυνατότητα (εν μέρει) ελέγχου των AC ροών ισχύος στις εγκαταστάσεις μεταφοράς μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω PSTs και FACTS ενώ η χρησιμοποίηση συνεχούς ρεύματος (HVDC) προσφέρει μεγάλη ευελιξία στη λειτουργία του συστήματος. Παρόλα αυτά, οι εγκαταστάσεις αυτές είναι αρκετά ακριβές και προς το παρόν χρησιμοποιούνται σπάνια και σε ειδικές περιπτώσεις. Η ύπαρξη βρόχων και το γεγονός ότι οι ροές ηλεκτρικής ισχύος πραγματοποιούνται μέσω του συντομότερου δρόμου από άποψη αντίστασης είναι η ειδοποιός διαφορά μεταξύ της λειτουργίας των συστημάτων μεταφοράς από τα δίκτυα διανομής, τα οποία είναι δομημένα κυρίως σε ακτινική μορφή.

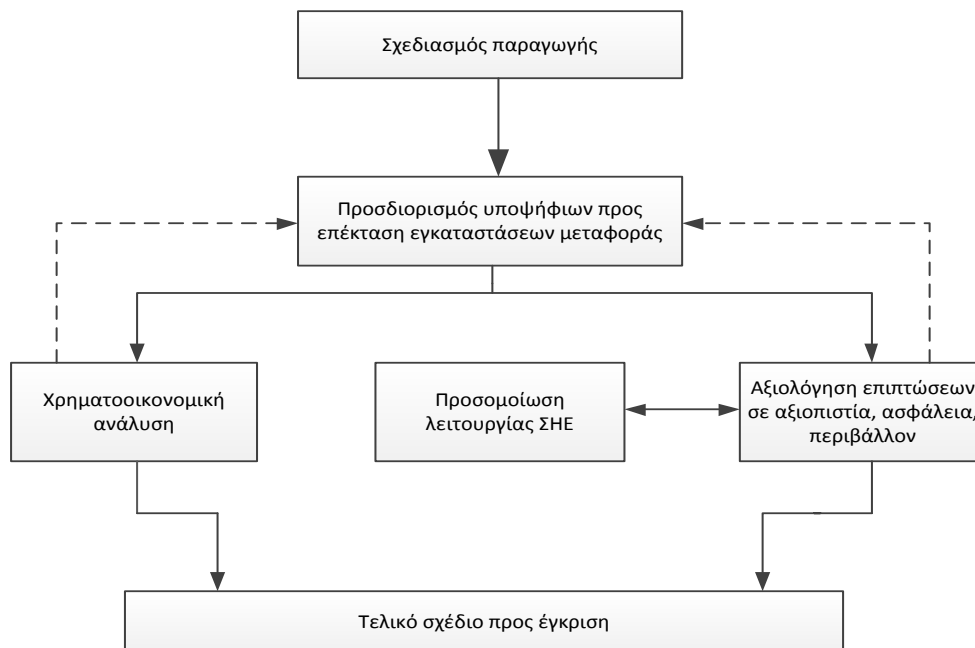
Οι «παράλληλες» ροές αυτές δημιουργούν ένα επιπλέον δεδομένο στις αποφάσεις για την επέκταση των συστημάτων μεταφοράς, καθώς η ενίσχυση της μεταφορικής ικανότητας ενός διαδρόμου ή η δημιουργία μιας νέας σύνδεσης μεταξύ δύο περιοχών μπορεί να προκαλέσει προβλήματα συμφόρησης (congestion) σε άλλα σημεία του δικτύου, τα οποία μέχρι πριν την επένδυση δεν παρουσίαζαν πρόβλημα μεταφορικής ικανότητας. Η συμφόρηση δημιουργείται όταν η ροή σε μια εγκατάσταση μεταφοράς (πχ. γραμμή μεταφοράς, Μ/Σ) φτάσει στο λειτουργικό της όριο. Για να μειωθεί η υπερφόρτιση των εγκαταστάσεων καθώς και η πιθανότητα καταστροφής του υλικού των εγκαταστάσεων, είναι απαραίτητη μια ανακατανομή (redispating) των μονάδων παραγωγής. Δηλαδή, πιο ακριβές μονάδες θα πρέπει να αυξήσουν την παραγωγή τους σε βάρος της οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενίσχυση των συστημάτων μεταφοράς μέσω της αύξησης της ικανότητας διακίνησης ισχύος στο δίκτυο, βοηθάει στη μείωση του κόστους ανακατανομής της παραγωγής. Η επέκταση των συστημάτων μεταφοράς έχει σαν κύριο στόχο την εξασφάλιση της αξιόπιστης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας με συγκεκριμένες προδιαγραφές σε όλους τους καταναλωτές υπό κανονικές συνθήκες αλλά και υπό οποιεσδήποτε πιθανές διαταραχές του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενίσχυση του συστήματος πρέπει να εγγυάται την επαρκή τροφοδότηση του φορτίου σε κάθε περιοχή, τόσο στην αιχμή του φορτίου όσο και σε όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα της μελέτης. Οι πιθανές διαταραχές του συστήματος έχουν να κάνουν με απώλειες εγκαταστάσεων μεταφοράς ή παραγωγικής δυνατότητας λόγω πιθανών βλαβών.

Στην απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, το ολοένα αυξανόμενο κόστος των νέων επενδύσεων επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς αλλά και η ταυτόχρονη αύξηση της δυσκολίας υλοποίησής τους, κάνει επιτακτική την ανάγκη για έναν πιο αποδοτικό και δίκαιο υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης του δικτύου. Οι χρεώσεις αυτές θα πρέπει να επιβραβεύουν τους χρήστες των οποίων τα προγράμματα τείνουν να μειώνουν την πιθανότητα εμφάνισης συμφόρησης και συγχρόνως να λαμβάνει υπόψη τις αρχές λειτουργίας και σχεδιασμού των συστημάτων μεταφοράς. Η τοποθεσία και το κόστος λειτουργίας των μονάδων παραγωγής είναι ένας από τους κύριους οδηγούς για το σχεδιασμό των νέων επενδύσεων για το σύστημα μεταφοράς. Υπό αυτή την έννοια, οι χρεώσεις για τη χρήση του δικτύου (ή μέρος αυτών) θα πρέπει να αντανakλούν την πραγματική χρήση του δικτύου και να κατανέμουν το ετήσιο κόστος του χρησιμοποιώντας μεθόδους ροών φορτίου. Ο υπολογισμός των χρεώσεων εξετάζοντας μόνο τη ζήτηση στην αιχμή του συστήματος (ή σε διάφορες «αιχμές» μέσα στο έτος) βοηθάει στην παροχή κινήτρων για μείωση της κατανάλωσης στην αιχμή, άρα και στην ανάγκη για νέες επενδύσεις στα συστήματα μεταφοράς και παραγωγής (μονάδες αιχμής), αλλά δε δίνει τα κατάλληλα κίνητρα για αυξημένη αποδοτικότητα ούτε τα σωστά οικονομικά σήματα για την καλύτερη, από την πλευρά του συστήματος μεταφοράς, τοποθεσία των νέων φορτίων (ή γεννητριών).

Ο κύριος στόχος της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας είναι η παροχή ανταγωνιστικών και χωρίς διακρίσεις συνθηκών αγοράς διατηρώντας συγχρόνως την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε αποδεκτά επίπεδα. Πριν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ο σχεδιασμός της ανάπτυξης των συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς γινόταν από μια καθετοποιημένη επιχείρηση ηλεκτρισμού κοινής ωφέλειας (utility). Η μοντελοποίηση του προβλήματος της επέκτασης καθώς και η επίλυση του ήταν πιο απλή καθώς οι αβεβαιότητες που εισέρχονταν στο πρόβλημα ήταν λιγότερες και περισσότερο ελεγχόμενες. Το πρόβλημα της επέκτασης των δικτύων μεταφοράς συνίστατο στην ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης σε νέες εγκαταστάσεις μεταφοράς για συγκεκριμένη τοπολογία παραγωγής για την αντιμετώπιση της αιχμής του συστήματος χωρίς να παραβιάζονται οι λειτουργικοί περιορισμοί του συστήματος. Η επέκταση του δικτύου μεταφοράς αποφασίζονταν και σχεδιάζονταν μετά τις αποφάσεις για την επέκταση του συστήματος παραγωγής με σκοπό το μικρότερο δυνατό συνολικό κόστος επένδυσης και τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία του συστήματος (Σχήμα 1.1)



[1]. Το κόστος της προσθήκης νέας παραγωγικής δυναμικότητας στο σύστημα είναι πολύ μεγαλύτερο από το κόστος της απαιτούμενης ενίσχυσης του δικτύου μεταφοράς. Για το λόγο αυτό, κατά τη διαδικασία σχεδιασμού του συστήματος, πρώτα γινόταν η επιλογή των επιπλέον μονάδων παραγωγής με το μικρότερο κόστος, και στη συνέχεια πραγματοποιούνταν ο σχεδιασμός του δικτύου μεταφοράς. Το κόστος των επενδύσεων δικαιολογούνταν στη βάση της ενίσχυσης της αξιοπιστίας του συστήματος και της εξυπηρέτησης του προβλεπόμενου αυξανόμενου φορτίου μέσω των σύνδεσης των νέων μονάδων παραγωγής.

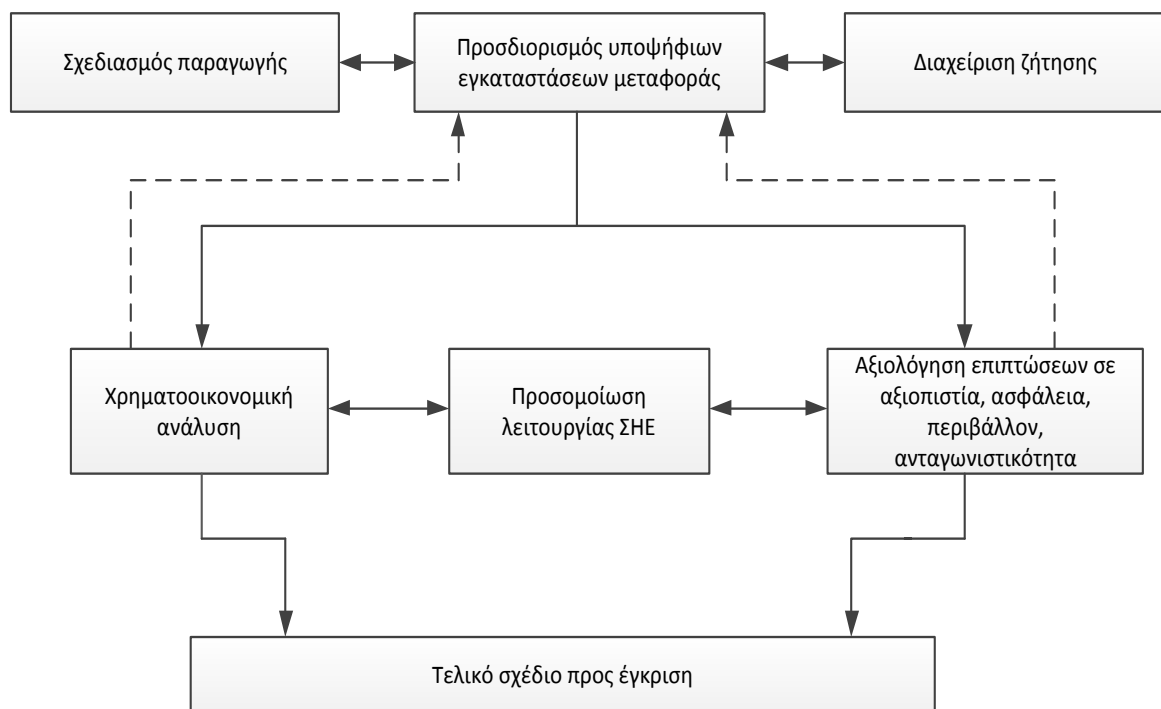


**Σχήμα 1.1: Σχεδιασμός επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε μη απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας**

Στο νέο απελευθερωμένο περιβάλλον ηλεκτρικής ενέργειας, ο σχεδιασμός της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς πραγματοποιείται από κάποιον ανεξάρτητο διαχειριστή ή/και ιδιοκτήτη του συστήματος μεταφοράς και συνήθως έπεται των αποφάσεων επέκτασης του συστήματος παραγωγής που λαμβάνονται από διαφορετικούς με αυτόν συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στις απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει ένας αρκετά μεγάλος αριθμός αβεβαιοτήτων που πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά τη σχεδίαση της επέκτασης των δικτύων. Οι αβεβαιότητες αυτές μπορούν να χωρισθούν σε δύο κατηγορίες:

1. Τυχαίες αβεβαιότητες που μπορούν να προσεγγιστούν με πιθανοτικό τρόπο. Τέτοιες είναι η εξέλιξη του φορτίου, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, η διαθεσιμότητα και οι προσφορές των μονάδων παραγωγής, η διαθεσιμότητα των εγκαταστάσεων του συστήματος μεταφοράς και η παραγωγή από ΑΠΕ.
2. Μη τυχαίες αβεβαιότητες, όπως είναι η τοποθεσία και η εγκατεστημένη ισχύς νέων μονάδων παραγωγής, η στρατηγική των παικτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ο προϋπολογισμός για νέα έργα μεταφοράς, η απόσυρση παλιών μονάδων παραγωγής ή εγκαταστάσεων μεταφοράς, το μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και το μοντέλο τιμολόγησης της μεταφοράς, κτλ.

Το κόστος παραγωγής και οι στρατηγικές προσφορών των μονάδων παραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να διαφοροποιήσουν σε σημαντικό βαθμό τα αποτελέσματα του σχεδιασμού επέκτασης του συστήματος, καθώς επηρεάζουν τη χρήση των γραμμών μεταφοράς και τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, ο σχεδιαστής του συστήματος πρέπει να μπορεί να προσεγγίζει σε ικανοποιητικό βαθμό αυτά τα κόστη και να τα ενσωματώνει στο πρόβλημα της επέκτασης. Η μείωση του κόστους συμφόρησης θα μπορούσε να συγκριθεί με το συνολικό κόστος επένδυσης μέσω ανάλυσης κόστους-οφέλους για συγκεκριμένη χρονική περίοδο (πχ. 1 έως 10 έτη). Η ολοένα και μεγαλύτερη αύξηση της ελαστικότητας της ζήτησης και η διαχείρισή της μέσω έξυπνων δικτύων (smartgrids) θέτει καινούριες παραμέτρους στο πρόβλημα της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς. Η ελεγχόμενη μείωση ή αύξηση του φορτίου σε συγκεκριμένες χρονικές στιγμές έχει ως αποτέλεσμα τόσο τη βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής (μείωση του κόστους ανακατανομής των μονάδων παραγωγής, μείωση της τιμής και της ποσότητας αγοράς επάρκειας ισχύος στις αγορές ισχύος και απορρόφηση μεγαλύτερης παραγωγής από ΑΠΕ) όσο και τη μείωση των απαιτούμενων επενδύσεων σε νέα έργα μεταφοράς για διασφάλιση της επάρκειας τροφοδοσίας των καταναλωτών (Σχήμα 1.2) [1]. Στη διατριβή αυτή, το φορτίο θεωρείται ανελαστικό και αντικατοπτρίζει τη συντηρητική και ασφαλή αντιμετώπιση της ζήτησης από τη μεριά των διαχειριστών δικτύων. Σε μια πλήρως απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η σωστή τιμολόγηση της αποκοπής φορτίου (Value of Loss Load, VoLL) και η θέσπιση κινήτρων και κανόνων για «έξυπνη» διαχείριση της ζήτησης από τη μεριά των καταναλωτών-προμηθευτών μπορεί να ενσωματώσει τη μεγιστοποίηση του οφέλους του καταναλωτή στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς.



**Σχήμα 1.2: Σχεδιασμός επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας**

Στο απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, οι αποφάσεις για την επέκταση της παραγωγής, οι οποίες μπορεί να μην είναι γνωστές στο σχεδιαστή του δικτύου μεταφοράς, λαμβάνονται από ανεξάρτητες εταιρείες παραγωγής. Στην πράξη, μετά από ένα χρονικό ορίζοντα πέντε έως δέκα ετών, τα σενάρια παραγωγής είναι πρακτικά άγνωστα. Επίσης, οι αποφάσεις για την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής μπορεί να επηρεαστούν από τις αποφάσεις για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς και αντίστροφα. Για παράδειγμα, μια επένδυση στο σύστημα μεταφοράς μπορεί να πάρει περισσότερο από πέντε ή δέκα χρόνια να υλοποιηθεί, εν αντιθέσει με μια μονάδα φυσικού αερίου ανοιχτού ή συνδυασμένου κύκλου που μπορεί να κατασκευαστεί και σε λιγότερο από δύο χρόνια. Επίσης, υπάρχει το ενδεχόμενο η απόφαση για την εγκατάσταση μιας νέας μονάδας παραγωγής να παρθεί εξαιτίας μιας επένδυσης στο δίκτυο μεταφοράς, διαφοροποιώντας τα δεδομένα της τεχνικο-οικονομικής ανάλυσης κόστους οφέλους σύμφωνα με τα οποία αποφασίστηκε η υλοποίηση της συγκεκριμένης επένδυσης μεταφοράς. Στην πράξη, σήμερα στις πιο πολλές χώρες, λόγω και όλων αυτών των αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται στο πρόβλημα, ο σχεδιασμός του δικτύου μεταφοράς ακολουθεί την παραδοσιακή προσέγγιση με κάποιες μικρές διαφοροποιήσεις.

Ένα άλλο πρόβλημα το οποίο πολλές χώρες αντιμετωπίζουν ή θα αντιμετωπίσουν στο μέλλον, είναι το θέμα των αρμοδιοτήτων μεταξύ των εμπλεκόμενων με το σύστημα μεταφοράς μερών. Ο ιδιοκτησιακός διαχωρισμός των δικτύων από τις εταιρείες παραγωγής και εμπορίας δεν είναι σίγουρο πως θα οδηγήσει σε πιο γρήγορες και πάντα κοινωνικά ωφέλιμες επενδύσεις ενώ οι διαδικασίες του σχεδιασμού και της υλοποίησης ενός νέου έργου επέκτασης του δικτύου μπορεί να ανήκουν και σε διαφορετικές οντότητες (εταιρείες). Για το λόγο αυτό ο ιδιοκτήτης του μονοπωλιακού δικτύου μεταφοράς, θα πρέπει να υπόκειται συνέχεια σε αυστηρή ρύθμιση από την εκάστοτε Ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή ενέργειας κάθε χώρας, ειδικά αν ο ιδιοκτήτης του δικτύου είναι μια ιδιωτική κερδοσκοπική εταιρεία. Η επιλογή της καλύτερης και πιο κατάλληλης λύσης επέκτασης του δικτύου μεταφοράς εκτός από υποκειμενική, αφού πλέον εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από υποκειμενικές θεωρήσεις που έχουν κυρίως να κάνουν με την προσομοίωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να επηρεάσει με διαφορετικό τρόπο τους διάφορους συμμετέχοντες-παίχτες στην αγορά.

Ο σχεδιασμός της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς είναι πλέον αρκετά πιο πολύπλοκος. Οι δυνατότητες επέκτασης της παραγωγής ή διαχείρισης φορτίου πρέπει να λαμβάνονται υπόψη σαν εναλλακτικές της επέκτασης της μεταφοράς. Η διαδικασία της επιλογής των υποψήφιων νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς πρέπει να λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα τόσο στην παραγωγή όσο και στην αύξηση του φορτίου, και για αυτό θα πρέπει να είναι ευέλικτη δίνοντας γρήγορα και αξιόπιστα αποτελέσματα. Στο νέο περιβάλλον αυτό, μέρος των μελλοντικών εσόδων (ή όλα τα έσοδα) και των παρελκόμενων κερδών από μια επένδυση στο σύστημα μεταφοράς θα εξαρτάται από τη χρήση της εγκατάστασης και τη λειτουργία του συστήματος γενικότερα. Η επίδραση μιας νέας επένδυσης μεταφοράς έχει δύο διαστάσεις: από τη μία βρίσκεται η παραδοσιακή τεχνική μελέτη των επιπτώσεων της νέας εγκατάστασης στην αξιοπιστία και στην ασφάλεια του συστήματος καθώς και στο περιβάλλον, ενώ από την άλλη η οικονομική ανάλυση του νέου συστήματος όσον αφορά τα κοινωνικά οφέλη. Και οι δύο διαδικασίες απαιτούν την προσομοίωση της λειτουργίας του μελλοντικού συστήματος με τις συνεπακόλουθες υποκειμενικές κρίσεις-παραδοχές. Τα κόστη των νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς τα οποία κοινωνικοποιούνται και χρεώνονται μέσω των χρεώσεων του συστήματος στους χρήστες του δικτύου θα πρέπει να έχουν αποφασισθεί με γνώμονα την αύξηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας του συστήματος μεταφοράς. Η μείωση της συμφόρησης αλλά και ο βέλτιστος σχεδιασμός της επέκτασης του δικτύου είναι υποχρεώσεις του ιδιοκτήτη του δικτύου με σκοπό την ύπαρξη κινήτρων για πραγματοποίηση επενδύσεων που να μειώνουν το συνολικό κόστος ενός ΣΗΕ αλλά που θα πραγματοποιούνται συγχρόνως με σκοπό την ελαχιστοποίηση της επιβάρυνσης των χρηστών του δικτύου και όχι φυσικά τη μεγιστοποίηση της ρυθμιζόμενης κεφαλαιουχικής απόδοσης των επενδύσεων του ιδιοκτήτη των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Οι καθυστερήσεις όμως που

παρατηρούνται στην υλοποίηση νέων έργων μεταφοράς μπορεί να οδηγήσουν σε δυσεπίλυτα προβλήματα και σε πιθανή ζημιογόνα λειτουργία νέων εγκαταστάσεων παραγωγής. Η τιμολόγηση της μεταφοράς εκτός από δίκαιη πρέπει να δίνει τα σωστά οικονομικά σήματα στους ενδιαφερόμενους επενδυτές, τόσο παραγωγούς όσο και καταναλωτές. Ο σχεδιασμός της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις αβεβαιότητες που εισέρχονται στο πρόβλημα στο νέο αυτό απελευθερωμένο περιβάλλον χωρίς όμως να παραβλέπονται οι βασικές και προ απελευθέρωσης αρχές σχεδιασμού, όπως είναι η διατήρηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας τροφοδοσίας σε συγκεκριμένα και αποδεκτά επίπεδα.

Τα τελευταία χρόνια, η μεγάλη διεύδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) έχει αυξήσει την ανάγκη για επέκταση και ενίσχυση των συστημάτων μεταφοράς. Τα έργα σύνδεσης αυτά δεν έχουν μόνο ως σκοπό την απορρόφηση της παραγωγής από ΑΠΕ, αλλά μπορεί να έχουν και άλλα οφέλη, όπως η αύξηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας τροφοδοσίας καθώς και η μείωση περιπτώσεων εμφάνισης συμφόρησης και των απωλειών μεταφοράς. Εκτός από τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας καθώς και την απορρόφηση της παραγωγής από ΑΠΕ, η επέκταση συστημάτων μεταφοράς μπορεί να έχει και άλλους στόχους ή να προκαλεί οφέλη και σε άλλους τομείς. Τέτοιοι είναι η μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής, η αλλαγή στις χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, η επίτευξη διαφόρων πολιτικών στόχων πέρα από αυτές που έχουν να κάνουν με τις ΑΠΕ (πχ. διαφοροποίηση καυσίμου παραγωγής), η μείωση του κόστους επάρκειας ισχύος και η διαφοροποίηση των τιμών της αγοράς ισχύος, η αύξηση της ανταγωνιστικότητας στους τομείς της παραγωγής και της προμήθειας αλλά και η μείωση της πιθανής εμφάνισης περιπτώσεων «κατάχρησης δύναμης» (market power).

Η μείωση του συνολικού κόστους ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) λόγω της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς προέρχεται από τη μείωση του κόστους συμφόρησης και των απωλειών μεταφοράς. Παρόλο που μόνο ένα μικρό ποσοστό των νέων έργων μεταφοράς έχει ως κύριο στόχο τη μείωση της συμφόρησης, έχει παρατηρηθεί πως τα νέα έργα που πραγματοποιούνται με κριτήριο την ασφάλεια και την αξιοπιστία οδηγούν πολλές φορές στη μείωση του κόστους αυτού. Ο σκοπός της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και της κατανομής του φορτίου στις γεννήτριες του συστήματος (dispatch) είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς χρήστες. Εάν δεν υπήρχαν περιορισμοί μεταφοράς της παραγόμενης ισχύος στα φορτία, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και η διαδικασία κατανομής του φορτίου θα επέλεγε τις μονάδες παραγωγής με το μικρότερο κόστος για την ικανοποίηση του φορτίου. Στην πραγματικότητα, διάφοροι λειτουργικοί περιορισμοί μεταφοράς ή περιορισμοί ασφαλείας, δεν επιτρέπουν στο σύστημα να λειτουργεί πάντα με αυτό το βέλτιστο τρόπο. Μονάδες με μεγαλύτερο κόστος παραγωγής καλούνται να καλύψουν ένα μέρος του φορτίου έτσι ώστε να μη παραβιαστούν οι συγκεκριμένοι λειτουργικοί περιορισμοί. Αυτό το επιπλέον κόστος, το κόστος συμφόρησης, μπορεί να αντανακλάται είτε στις τοπικές οριακές τιμές (locational marginal prices - LMPs) σε αγορές που έχουν τη συγκεκριμένη δομή είτε σε επιπλέον χρεώσεις (uplift charges) που μπορεί να προστίθενται στις ενιαίες ωριαίες τιμές ενέργειας.

Οι αλλαγές αυτές στις τιμές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της ενίσχυσης/επέκτασης του συστήματος μεταφοράς, δεν ωφελούν το ίδιο όλους τους συμμετέχοντες της αγοράς. Στην πραγματικότητα, η μείωση του κόστους συμφόρησης λόγω της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς, έχει σαν αποτέλεσμα την ανταλλαγή πλεονάσματος μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Από τη μεριά των καταναλωτών που βρίσκονται σε μία περιοχή του συστήματος με μικρή δυνατότητα απορρόφησης φθηνής παραγωγής λόγω περιορισμών μεταφοράς, η μείωση του κόστους συμφόρησης και κατά επέκταση η μείωση των τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρεμπορική αγορά, οδηγεί στη συνολική μείωση των δαπανών αγοράς ενέργειας. Αντίθετα, οι παραγωγοί που βρίσκονται στην ίδια με τους προαναφερθέντες καταναλωτές περιοχή, έρχονται αντιμέτωποι με μικρότερα έσοδα και κέρδη εξαιτίας της μειωμένης λειτουργίας

τους και της μικρότερης τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Η ενίσχυση της μεταφορικής ικανότητας του συστήματος μειώνει το συνολικό κόστος παραγωγής του συστήματος αλλά δεν προσφέρει απαραίτητα κάποιο οικονομικό όφελος σε όλους τους συμμετέχοντες. Για τα φορτία που βρίσκονται ανάντη των συνωστισμένων εγκαταστάσεων, οι χονδρεμπορικές τιμές αγοράς μπορεί στην πραγματικότητα να αυξηθούν όσο μειώνεται το κόστος συμφόρησης και οι τιμές να συγκλίνουν σε μία ενιαία τιμή που βρίσκεται μεταξύ των προηγούμενων τιμών στη συνωστισμένη περιοχή και στην περιοχή ανάντη της συμφόρησης. Σε αυτήν την περίπτωση, τα φορτία ανάντη της πλέον απαλλαγμένης από συμφόρηση εγκατάστασης μεταφοράς αντιμετωπίζουν υψηλότερες τιμές και αυξημένα έξοδα αγοράς ενέργειας. Αντίθετα, οι παραγωγοί ανάντη της απαλλαγμένης από συμφόρηση εγκατάστασης μεταφοράς πωλούν την ενέργειά τους σε υψηλότερες τιμές και έχουν μεγαλύτερα έσοδα και πιθανά κέρδη. Μια παρόμοια προσέγγιση μπορεί να ακολουθηθεί και για τις αγορές ισχύος (capacity markets). Η επέκταση και η ενίσχυση εγκαταστάσεων μεταφοράς μπορεί να μειώσει το κόστος για την αγορά επάρκειας ισχύος στην αιχμή του φορτίου εξαιτίας της αύξησης της μεταφορικής ικανότητας του συστήματος αλλά και της μείωσης των απωλειών μεταφοράς. Η αύξηση της μεταφορικής ικανότητας μπορεί να οδηγήσει στην ασφαλής τροφοδότηση των κέντρων φορτίου από πιο απομακρυσμένες μονάδες με μικρότερο κόστος παραγωγής και μεγαλύτερο συντελεστή χρησιμοποίησης. Τέλος, η ενίσχυση του συστήματος μεταφοράς και η μείωση του κόστους συμφόρησης βελτιώνει την ανταγωνιστικότητα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά στις περιοχές κατάντη της προϋπάρχουσας συμφόρησης.

Σε γενικές γραμμές, οι άμεσοι ενδιαφερόμενοι για την ύπαρξη μιας εγκατάστασης του συστήματος μεταφοράς είναι αυτοί που επηρεάζουν τις ροές φορτίου στην εγκατάσταση αυτή. Η επίδραση των γεννητριών και των φορτίων στις ροές ενεργού ισχύος μπορεί να προσδιοριστεί μέσω των συντελεστών κατανομής (distribution factors) ή άλλων μεθόδων ανίχνευσης των ροών. Η διάρκεια ζωής των εγκαταστάσεων μεταφοράς όμως είναι πολύ μεγάλη. Κατά τη διάρκεια αυτή, η επίδραση που θα έχουν οι γεννήτριες και τα φορτία σε κάθε εγκατάσταση μεταφοράς θα μεταβληθεί αρκετές φορές ανάλογα με την αλλαγή της τοπολογίας του δικτύου αλλά και την σύνδεση νέων γεννητριών ή φορτίων στο δίκτυο. Σύμφωνα με μία θεώρηση, αυτοί που πραγματικά χρησιμοποιούν τις εγκαταστάσεις του συστήματος μεταφοράς είναι και αυτοί που πρέπει να πληρώσουν για το κόστος της εγκατάστασης. Παρόλα αυτά, το όφελος από την ύπαρξη ή την προσθήκη ενός στοιχείου στο σύστημα μεταφοράς, ανεξάρτητα από την επίδραση που έχει στις ροές φορτίου, μπορεί να είναι γενικότερο: αύξηση της συνολικής αξιοπιστίας και της ασφάλειας τροφοδοσίας, προώθηση των γενικότερων πολιτικών στόχων (ΑΠΕ, διασύνδεση νησιών, κτλ.) καθώς και βελτίωση του ανταγωνισμού στην αγορά ενέργειας. Αυτές οι θετικές επιδράσεις δεν μπορούν να καθοριστούν μόνο μέσω μελετών ροών φορτίου ή αναλύσεων αγοράς. Η χρησιμοποίηση των συντελεστών κατανομής στον προσδιορισμό των ωφελούμενων μερών από μια εγκατάσταση μεταφοράς μπορεί να γίνει ακόμα πιο πολύπλοκη αν εξεταστούν οι αλλαγές που επιφέρει η εγκατάστασή της. Έτσι, μπορεί να γίνει μια αποτίμηση ή μια εκτίμηση των διαφορών που προκαλούνται ή μπορεί να προκληθούν στο κόστος παραγωγής του συστήματος, στις χονδρεμπορικές τιμές ενέργειας και στα έσοδα των συμμετεχόντων καθώς και στην αγορά επάρκειας ισχύος πριν και μετά την εγκατάσταση του καινούριου στοιχείου και μπορεί να επηρεάσουν τις χρηματοροές και τα πλεονάσματα των συμμετεχόντων.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εισήγαγε την έννοια του ανταγωνισμού στο αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως στον τομέα της παραγωγής αλλά και στον τομέα της λιανικής πώλησης. Ο κύριος λόγος της απελευθέρωσης έγκεινται στην αύξηση της αποδοτικότητας αλλά και στη δημιουργία ενός ευρύτερου πεδίου ανταγωνισμού (εισαγωγή νέων παιχτών και ανακατανομή του μεριδίου της πρώην συνήθως κρατικής καθετοποιημένης επιχείρησης κοινής ωφέλειας) και στην προσέλκυση ιδιωτικών επενδύσεων. Ο ρόλος του συστήματος μεταφοράς δεν είναι πλέον απλά η αξιόπιστη και ασφαλής τροφοδοσία όλων των καταναλωτών, αλλά και η παροχή δυνατότητας στους παραγωγούς και στους καταναλωτές να ανταγωνίζονται υγιώς σε μία καλά σχεδιασμένη κεντρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμολόγηση και ο σχεδιασμός

επέκτασης του συστήματος μεταφοράς πρέπει να βοηθούν στην ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς και της αποδοτικότητας της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και στον περιορισμό της δυνατότητας κατάχρησης δύναμης από οποιοδήποτε παίχτη της αγοράς.

## 1.1 Αντικείμενο της διατριβής

Η διατριβή αυτή έχει ως κύριο στόχο την εμβάθυνση στις μεθόδους: α) της κατανομής του σταθερού κόστους και β) του σχεδιασμού επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συγκεκριμένη διατριβή δίνεται έμφαση στα οικονομοτεχνικά θέματα που άπτονται των συστημάτων μεταφοράς και επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό τη λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Για το λόγο αυτό, οι ροές φορτίου και οι ικανότητες μεταφοράς των στοιχείων του δικτύου που υπολογίζονται και αναλύονται είναι τιμές ενεργού ισχύος, ενώ δεν πραγματοποιούνται (χωρίς όμως να υποβαθμίζεται ο ρόλος τους) αναλύσεις αξιοπιστίας και δυναμικής ασφάλειας. Η τιμολόγηση της μεταφοράς και κυρίως ο σχεδιασμός της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς έχουν φυσικά και άλλες παραμέτρους που μπορεί να ληφθούν υπόψη και έχουν να κάνουν τόσο με την άεργο ισχύ όσο και με διάφορα κριτήρια αξιοπιστίας και ασφάλειας. Όλοι οι αλγόριθμοι της διατριβής αυτής υλοποιήθηκαν σε περιβάλλον προγραμματισμού MATLAB.

Στο Κεφάλαιο 2 αναλύονται οι υπάρχουσες δομές αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και οι μέθοδοι τιμολόγησης των συστημάτων μεταφοράς που προτείνονται στη βιβλιογραφία και εφαρμόζονται στην πράξη. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στις μεθόδους κατανομής του σταθερού κόστους των δικτύων μεταφοράς που βασίζονται στις ροές φορτίου. Οι μέθοδοι αυτές δίνουν μια εικόνα της πραγματικής χρήσης του δικτύου από τους διάφορους χρήστες του αλλά είναι αρκετά ευαίσθητες στις διαφορετικές τοπολογίες και στη διαφορετική κατανομή των μονάδων παραγωγής. Παρόλα αυτά μπορούν να χρησιμοποιηθούν μαζί με άλλες πιο «απλές» μεθόδους τιμολόγησης για την παροχή κινήτρων για τη σωστή γεωγραφική χωροθέτηση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής και κατανάλωσης αλλά και για την επιβράβευση των χρηστών που μειώνουν την πιθανότητα εμφάνισης συμφόρησης στο δίκτυο.

Στο Κεφάλαιο 3 προτείνεται μία νέα μέθοδος κατανομής του σταθερού κόστους του συστήματος μεταφοράς που βασίζεται στη χρήση ενός βέλτιστου, από άποψη ασφάλειας N-1, δικτύου μεταφοράς. Ο υπολογισμός της χρήσης υπολογίζεται με μεθόδους ροών φορτίου αλλά ο επιμερισμός του κόστους κάθε εγκατάστασης μεταφοράς πραγματοποιείται αφενός με βάση τη βέλτιστη και όχι τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης και αφετέρου για τη χρονική στιγμή στην οποία απαιτείται η μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης. Η βέλτιστη αυτή ικανότητα μεταφοράς εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό και από την παραγωγή των κατανεμημένων μονάδων παραγωγής και ισούται με την ελάχιστη ικανότητα μεταφοράς που θα πρέπει να έχει ένα εγκατεστημένο στοιχείο του δικτύου ώστε να μην επηρεαστεί η ασφαλής λειτουργία του συνολικού συστήματος σε περίπτωση απώλειας ενός άλλου στοιχείου του.

Στα Κεφάλαια 4 και 5 της διατριβής αναλύεται το πρόβλημα του σχεδιασμού της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς. Το πρόβλημα αυτό έχει αρκετές παραμέτρους, μιας και ο σχεδιασμός της επέκτασης είναι μακροχρόνιος, τα κριτήρια απόφασης μπορεί να είναι πολλά και αντικρουόμενα ενώ προγραμματιστικά πρόκειται για ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού ακέραιου προγραμματισμού. Η στατική επέκταση των συστημάτων μεταφοράς αναλύεται στο Κεφάλαιο 4. Μια βελτιωμένη εκδοχή της μεθόδου βελτιστοποίησης της αρμονικής αναζήτησης (Harmony Search) προτείνεται για την επίλυση του προβλήματος της στατικής επέκτασης ενώ στη συνέχεια εξετάζεται η απόδοση του προτεινόμενου αλγορίθμου κατά την εφαρμογή του σε διάφορα πειραματικά δίκτυα. Η μεγάλη διεύδυση των ΑΠΕ, και ιδιαίτερα των μεγάλων αιολικών πάρκων που συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς, έχει αυξήσει την πολυπλοκότητα και κυρίως την αβεβαιότητα που εισέρχεται στο πρόβλημα του σχεδιασμού επέκτασης. Στο Κεφάλαιο 5

προτείνεται μια πιθανοτική μέθοδος επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία λαμβάνει υπόψη τις αβεβαιότητες της αιολικής παραγωγής, της πρόβλεψης της αιχμής του φορτίου και της διαθεσιμότητας των στοιχείων του δικτύου. Το μοντέλο που προτείνεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εύρεση εκείνων των λύσεων ενίσχυσης οι οποίες μειώνουν στο ελάχιστο την πιθανότητα εμφάνισης αποκοπής φορτίου.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται μία μέθοδος αξιολόγησης των επενδύσεων στα συστήματα μεταφοράς στο απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται στη βελτίωση που οι νέες επενδύσεις προσφέρουν στο κοινωνικό όφελος σε σχέση με το κόστος τους. Η διαδικασία αξιολόγησης πραγματοποιείται μέσω του υπολογισμού οικονομικών δεικτών, οι οποίοι και χρησιμοποιούνται για την ποσοτική και ποιοτική αξιολόγηση των επενδύσεων. Ακολουθείται διαφορετική προσέγγιση αποτίμησης ανάλογα και με το αν η επένδυση είναι εμπορική (merchant transmission investment) ή έχει ως σκοπό την αύξηση της ασφάλειας και της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος. Δηλαδή, αν η επένδυση χρηματοδοτείται από ιδιωτικά κεφάλαια, ή αν εν τέλει πρόκειται να χρηματοδοτηθεί από τους χρήστες του δικτύου μέσω της ενσωμάτωσης του κόστους της επένδυσης στις χρεώσεις χρήσης του συστήματος μεταφοράς.

Στο Κεφάλαιο 7 ο αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης που προτάθηκε στο κεφάλαιο 4 χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προτεινόμενες από τον αλγόριθμο λύσεις αξιολογούνται λαμβάνοντας υπόψη το κόστος ασφάλειας N-1 και τους οικονομικούς δείκτες αξιολόγησης που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 6 ενώ οι υποψήφιοι προς ενίσχυση κλάδοι επιλέγονται με βάση την υπολογιζόμενη βέλτιστη μεταφορική τους ικανότητα όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3. Τέλος, η μέθοδος τιμολόγησης που προτάθηκε στο κεφάλαιο 3 εφαρμόζεται στο νέο ενισχυμένο από τον αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης δίκτυο για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης τόσο για το σύνολο του δικτύου όσο και αποκλειστικά για τις νέες εγκαταστάσεις.





---

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

---

## Τιμολόγηση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

### 2.1 Εισαγωγή

Το σύστημα μεταφοράς αποτελεί ένα φυσικό μονοπώλιο. Τα σταθερά κόστη της μεταφοράς είναι υψηλά, το μεταβλητό κόστος είναι συγκριτικά χαμηλό ενώ κυριαρχούν μεγάλες οικονομίες κλίμακας [2]. Για το λόγο αυτό, οι κυβερνήσεις και οι ρυθμιστικές αρχές όλων των χωρών που έχουν εισέλθει στη διαδικασία της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν θεσπίσει αυστηρούς κανόνες ρύθμισης των φυσικών μονοπωλίων. Το κόστος του συστήματος μεταφοράς περιλαμβάνει τις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης καθώς και τις ετήσιες αποσβέσεις των στοιχείων του πάγιου ενεργητικού του συστήματος μεταφοράς. Ένας τρόπος ρύθμισης του μονοπωλίου είναι η πλήρης ανάκτηση του ετήσιου κόστους που δικαιούται ο ιδιοκτήτης του συστήματος μεταφοράς από τους χρήστες του δικτύου, όπως αυτό αξιολογείται από τις ρυθμιστικές αρχές, συμπεριλαμβανομένου ενός εύλογου κέρδους επί των απασχολούμενων κεφαλαίων. Η μέθοδος αυτή διατηρεί τις χρεώσεις χρήσης της μεταφοράς σε σχετικά σταθερά επίπεδα αλλά δε δίνει κίνητρα βελτίωσης των παρεχόμενων υπηρεσιών της μεταφοράς και βελτιστοποίησης του σχεδιασμού επέκτασης των δικτύων. Ένας άλλος τρόπος ρύθμισης είναι αυτός της θέσπισης ενός ανώτατου ορίου ετήσιας αύξησης των χρεώσεων χρήσης το οποίο λαμβάνει υπόψη του τον πληθωρισμό και την τεχνολογική πρόοδο από έτος σε έτος (CPI-X). Η μέθοδος αυτή δίνει περισσότερα κίνητρα για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και της αποδοτικότητας του συστήματος μεταφοράς.

Η τιμολόγηση των υπηρεσιών μεταφοράς θα πρέπει να τηρεί τις παρακάτω προδιαγραφές:

1. Να προάγει την οικονομική και ασφαλή βραχυπρόθεσμη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (διαχείριση συμφόρησης).
2. Να αποζημιώνει τους ιδιοκτήτες των εγκαταστάσεων μεταφοράς για τις παρεχόμενες υπηρεσίες τους.
3. Να κατανέμει το κόστος της μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου με δίκαιο τρόπο.
4. Να δίνει σωστά οικονομικά σήματα για νέες επενδύσεις μεταφοράς και παραγωγής/κατανάλωσης.

Η κατανομή του κόστους του συστήματος μεταφοράς είναι ένα αντικείμενο που απασχολεί όλους τους συμμετέχοντες στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ρυθμιστικές αρχές των κρατών καθώς και οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας ενδιαφέρονται για την επίδραση του κόστους της μεταφοράς στις τελικές χρεώσεις των καταναλωτών. Για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, το κυριότερο πρόβλημα έγκειται στην κατανομή του κόστους των νέων έργων μεταφοράς σε αυτούς που ωφελούνται, αν και υπάρχουν διαφορετικές προσεγγίσεις όσον αφορά το ποιος και πως επωφελείται τελικά. Οι επενδυτές σε έργα ΑΠΕ θεωρούν την τιμολόγηση του κόστους μεταφοράς σαν ένα αποφασιστικό παράγοντα στις τελικές αποφάσεις τους, ειδικά για τα μεγάλα και συνήθως απομακρυσμένα έργα αιολικής παραγωγής.

Οι τελικές χρεώσεις της μεταφοράς στους καταναλωτές καθορίζονται και επηρεάζονται από τη μεθοδολογία που ακολουθείται στην κατανομή του σταθερού κόστους. Η μέθοδος που κυρίως χρησιμοποιείται διεθνώς είναι η κοινωνικοποίηση του κόστους των έργων μεταφοράς που υλοποιήθηκαν για την ενίσχυση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας τροφοδοσίας ή για τη σύνδεση μεγάλων έργων ΑΠΕ στρατηγικής σημασίας. Παρόλα αυτά, πολλοί είναι αυτοί που υποστηρίζουν πως μόνο όσοι επωφελούνται από αυτά τα νέα έργα πρέπει τελικά να αποπληρώνουν το κόστος επένδυσης. Η κοινωνικοποίηση του κόστους μεταφοράς διαταράσσει τα κίνητρα εγκατάστασης νέας παραγωγής (συμβατικής ή ανανεώσιμης) και διαμόρφωσης του προφίλ της τελικής κατανάλωσης, καθώς το κόστος των επενδύσεων ενίσχυσης του δικτύου (και όχι μόνο το κόστος σύνδεσης) χρεώνεται σε όλους τους χρήστες του δικτύου (καταναλωτές ή/και παραγωγούς), αλλά από την άλλη μεριά συμβάλει στην προώθηση των αναγκαίων εκείνων επενδύσεων που είναι απαραίτητες για την επιτυχία προκαθορισμένων ενεργειακών στόχων κάθε χώρας για ασφαλή τροφοδοσία, μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub> και διεύθυνση ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα. Η κοινωνικοποίηση του κόστους μεταφοράς έχει την έννοια της κατανομής του κόστους σε ένα μεγάλο εύρος χρηστών του δικτύου ανεξάρτητα από το αν κάποιοι χρήστες είναι ουσιαστικά οι «υπαίτιοι» για την επένδυση σε μια νέα εγκατάσταση μεταφοράς. Η πολιτική αυτή θεωρεί έμμεσα πως όλοι οι χρήστες του συστήματος μεταφοράς επωφελούνται από την ύπαρξη/εγκατάσταση ενός στοιχείου του δικτύου εξαιτίας του δημόσιου συμφέροντος και της θετικής επίδρασης που έχει στην αξιοπιστία και στην οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος. Ένας άλλος λόγος της κοινωνικοποίησης του κόστους μεταφοράς είναι πως είναι εξαιρετικά δύσκολο να προσδιοριστούν επακριβώς οι ωφελούμενοι καθώς αυτοί μπορεί να αλλάζουν με το πέρασμα των χρόνων σαν αποτέλεσμα της διαρκούς αλλαγής της τοπολογίας του δικτύου, των γεννητριών και των φορτίων.

Ένα σημαντικό θέμα στον τομέα της τιμολόγησης της μεταφοράς αφορά στη χρέωση ή μη μέρους του κόστους της μεταφοράς στους παραγωγούς. Υπάρχει η άποψη πως οι γεννήτριες καθώς και το σύστημα μεταφοράς έχουν κατασκευαστεί για να εξυπηρετήσουν το φορτίο και για το λόγο αυτό τα φορτία είναι οι πραγματικοί ωφελούμενοι από την ενίσχυση του συστήματος μεταφοράς. Επίσης, υποστηρίζεται πως ακόμα και να χρεωθούν οι γεννήτριες μέρος του σταθερού κόστους της μεταφοράς, πάλι στο τέλος το κόστος αυτό θα περάσει στους τελικούς καταναλωτές μέσω των χονδρεμπορικών αγορών ενέργειας ή των αγορών επάρκειας ισχύος. Η αντίθετη άποψη υποστηρίζει πως οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας ωφελούνται από την ύπαρξη των εγκαταστάσεων μεταφοράς καθώς χρησιμοποιούν το δίκτυο μεταφοράς για τις «εμπορικές» τους συναλλαγές και θα πρέπει να πληρώνουν για τη χρήση του. Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, υπάρχουν αρκετές χώρες που χρεώνουν ένα μέρος του κόστους μεταφοράς στους παραγωγούς (από 0,6% στην Πολωνία μέχρι 35% στη Νορβηγία) ενώ η πλειοψηφία των χωρών περνάει όλο αυτό το κόστος στους τελικούς καταναλωτές [3]. Στις χώρες της Λατινικής Αμερικής (ειδικά στη Βραζιλία και στη Χιλή), ένα μεγάλο μέρος του κόστους μεταφοράς χρεώνεται τελικά στους παραγωγούς εξαιτίας και των πολύ μεγάλων αποστάσεων μεταξύ των μεγάλων υδροηλεκτρικών και των κέντρων κατανάλωσης. Στη Νέα Ζηλανδία και στην Αυστραλία, το κόστος της μεταφοράς κατανέμεται σχεδόν όλο στα φορτία, εκτός από το κόστος των γραμμών Συνεχούς Ρεύματος (HVDC) που ενώνουν τα κυριότερα νησιά τους, το οποίο κατανέμεται εξολοκλήρου στους

παραγωγούς. Στις πιο πολλές χώρες (ΗΠΑ, Καναδάς και στην πλειοψηφία των χωρών της Ευρώπης), οι παραγωγοί πληρώνουν μόνο για το κόστος σύνδεσής τους στο δίκτυο (και ίσως ένα μέρος του κόστους ενίσχυσης του δικτύου στα ανάντη του σημείου σύνδεσης), αλλά δεν χρεώνονται για τη χρήση του συστήματος μεταφοράς, η οποία και βαρύνει τους καταναλωτές [4].

Το κόστος της μεταφοράς αποτελεί σήμερα ένα σχετικά μικρό κομμάτι της τελικής χρέωσης των καταναλωτών για την παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια, το οποίο μπορεί να ποικίλει από 3 μέχρι 10% του τελικού λογαριασμού. Το κόστος της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς είναι μεγάλο όσον αφορά τα απόλυτα μεγέθη αλλά η επίδραση του κόστους αυτού στις τελικές χρεώσεις των καταναλωτών είναι, μέχρι στιγμής, σχετικά μικρή.

## 2.2 Μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Η οργάνωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να στοχεύει [5]:

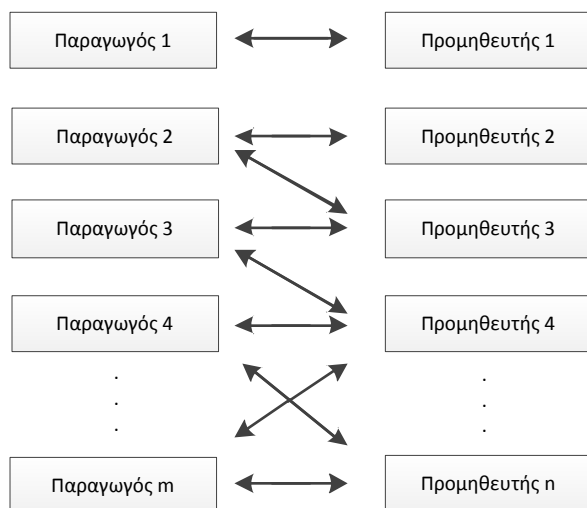
- 1) Στην εξυπηρέτηση της προβλεπόμενης ζήτησης του φορτίου κάθε στιγμή με το ελάχιστο δυνατό κόστος.
- 2) Στην αποζημίωση για τις απώλειες που εμφανίζονται στο σύστημα κατά τη μεταφορά ενεργού και αέργου ισχύος.
- 3) Στην ικανοποίηση των λειτουργικών περιορισμών μεταφοράς (π.χ. θερμικά όρια, περιορισμοί ευστάθειας στις γραμμές, όρια τάσης στους ζυγούς παραγωγής και φορτίου).
- 4) Στην παροχή ευέλικτης παραγωγής σε πραγματικό χρόνο για την ισορροπία αποκλίσεων από την αναμενόμενη ζήτηση όπου συμβαίνει.
- 5) Στην παροχή πόρων δικτύου (ενεργό και άεργο ισχύ) στην περίπτωση ανωμαλίας στο σύστημα (ασφάλεια N-1).

Τους παραπάνω στόχους ακολουθούν δύο μορφές αγοράς, οι διμερείς συμφωνίες και το μοντέλο της κοινοπραξίας, που περιγράφονται στη συνέχεια.

### 2.2.1 Διμερείς συμφωνίες

Σύμφωνα με το μοντέλο των διμερών συμφωνιών (bilateral contracts), οι παραγωγοί και οι καταναλωτές διαπραγματεύονται απευθείας την ποσότητα και την τιμή της ενέργειας την οποία θα ανταλλάξουν σύμφωνα με δικούς τους οικονομικούς όρους. Η διμερής προσέγγιση περιγράφεται από τον όρο του ανταγωνισμού ελεύθερης αγοράς παρέχοντας στους πελάτες απευθείας πρόσβαση στην επιλογή του παραγωγού. Έτσι το μοντέλο αναφέρεται και ως μέθοδος απευθείας πρόσβασης. Το Σχήμα 2.1 περιγράφει αυτή τη μορφή αγοράς. Είναι αναμενόμενο ότι φορτία έρχονται σε συμφωνία με περισσότερους από έναν παραγωγούς και παραγωγοί παραδίδουν ενέργεια σε πολλά φορτία ώστε να βελτιστοποιήσουν τη λειτουργία τους και το χαρτοφυλάκιό τους.

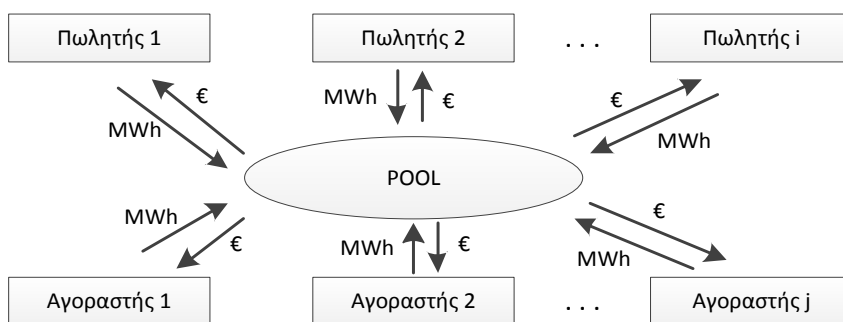
Ο διαχειριστής τους συστήματος δεν εμπλέκεται στις συναλλαγές, αλλά φροντίζει για την ισορροπία και την ασφάλεια του συστήματος, περιορίζοντας την ποσότητα της ενέργειας που αγοράζεται ή πωλείται για να διατηρήσει το φορτίο και την παραγωγή σε ισορροπία ή περιορίζει την ποσότητα εγχεόμενης ισχύος από τους παραγωγούς σε κάποιους ζυγούς, αν η ασφάλεια δε μπορεί να εξασφαλιστεί με άλλα μέσα.



Σχήμα 2.1: Μοντέλο διμερών συμφωνιών

### 2.2.2 Κοινοπραξία

Σύμφωνα με το μοντέλο της κοινοπραξίας (pool model ή centralized electricity trading), δεν υπάρχει η δυνατότητα απευθείας συναλλαγών μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Όλη η ενέργεια αγοράζεται ή πωλείται μέσω της κεντρικής αγοράς pool (Σχήμα 2.2). Η αγορά αυτή διαπραγματεύεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα εγχυθεί από τους παραγωγούς και θα απορροφηθεί από τους προμηθευτές, χωρίς η προέλευση της ενέργειας να είναι γνωστή.

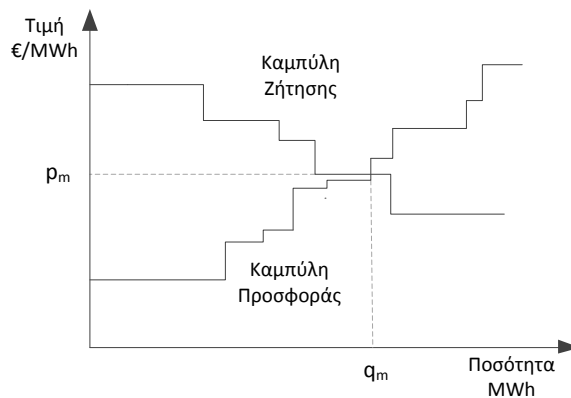


Σχήμα 2.2: Μοντέλο κοινοπραξίας (Pool)

Ο διαχειριστής της κοινοπραξίας (pool operator) που έχει σκοπό να οδηγήσει την αγορά σε βέλτιστη κατάσταση, λαμβάνει προσφορές τιμών και ποσοτήτων για παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ημερήσια βάση. Κάθε προσφορά γίνεται για την επόμενη ημέρα (day ahead), ενώ η κάθε μέρα χωρίζεται σε χρονικές περιόδους της μίας ή της μισής ώρας. Για κάθε περίοδο, ο διαχειριστής δέχεται προσφορές μέχρι μια καθορισμένη προθεσμία. Οι παραγωγοί προσφέρουν την παραγωγή τους όσον αφορά την τιμή και την ποσότητα για τις προγραμματισμένες περιόδους. Οι καταναλωτές υποβάλουν τις προσφορές τους σχετικά με το ζητούμενο φορτίο τους και την μέγιστη τιμή που είναι διατεθειμένοι να πληρώσουν για αυτό. Στη συνέχεια ο διαχειριστής υπολογίζει την τιμή ( $p_m$ ) και την ποσότητα ( $q_m$ ) εκκαθάρισης της αγοράς

για κάθε προγραμματισμένη περίοδο (μισής ή μιας ώρας) της επόμενης ημέρας. Ουσιαστικά, όλες οι προσφορές των παραγωγών ταξινομούνται κατά μήκος μίας αύξουσας καμπύλης προσφοράς, με βάση την τιμή στην οποία ο κάθε παραγωγός είναι διατεθειμένος να παράγει και των καταναλωτών κατά μήκος μιας φθίνουσας καμπύλης ζήτησης.

Η λύση ή η ισορροπία της αγοράς καθορίζεται από το σημείο τομής των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης, όπου η τελευταία μονάδα παραγωγής καθορίζει την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς, η οποία αναφέρεται και σαν οριακή τιμή συστήματος (Σχήμα 2.3). Η τιμή αυτή μεγιστοποιεί τη χρησιμότητα των καταναλωτών και το κέρδος των παραγωγών. Όλες οι υποβληθείσες προσφορές πώλησης σε τιμή χαμηλότερη ή ίση με την τιμή ισορροπίας αγοράς γίνονται αποδεκτές και οι παραγωγοί οδηγούνται στο να παράγουν το ποσό ενέργειας που αντιστοιχεί στις αποδεκτές προσφορές πώλησης. Όμοια, όλες οι υποβληθείσες προσφορές αγοράς με τιμή μεγαλύτερη ή ίση με την τιμή ισορροπίας αγοράς γίνονται αποδεκτές και οι καταναλωτές ενημερώνονται για το ποσό της ενέργειας που μπορούν να αντλήσουν από το σύστημα. Το τελευταίο στάδιο στην αγορά της κοινοπραξίας αναφέρεται σε οικονομικές συναλλαγές. Οι αγοραστές πληρώνουν στο διαχειριστή την καταναλισκόμενη ενέργεια, ενώ ο διαχειριστής πληρώνει στους παραγωγούς την ενέργεια που εγχέουν στο σύστημα. Σε όλους τους συμμετέχοντες εφαρμόζεται η οριακή τιμή του συστήματος.



Σχήμα 2.3: Τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (MCP)

Σε κάποιες αγορές κοινοπραξίας, οι παραγωγοί καταθέτουν σύνθετες προσφορές για κάθε μία από τις παραγωγικές μονάδες τους. Αυτές οι προσφορές απεικονίζουν τα χαρακτηριστικά των δαπανών της μονάδας (συμπεριλαμβανομένου του οριακού κόστους, του κόστους εκκίνησης και του κόστους άνευ φορτίου) όπως επίσης και κάποιες τεχνικές παραμέτρους (ελάχιστη και μέγιστη παραγωγή, ramp up/down). Αντί να συσσωρεύσει απλά τις προσφορές, η κοινοπραξία εκτελεί έναν υπολογισμό ένταξης των μονάδων (unit commitment) που καθορίζει συγχρόνως τον προγραμματισμό της παραγωγής και τις τιμές για μία ολόκληρη μέρα, χωρισμένη σε περιόδους μισής ή μιας ώρας [6].

### 2.2.3 Συνδυασμός κοινοπραξίας και διμερών συμφωνιών

Ο συνδυασμός των δύο προαναφερθέντων δομών αγοράς είναι αυτός που εφαρμόζεται κυρίως στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Παραγωγοί και προμηθευτές εξασφαλίζουν μακροπρόθεσμα συμβόλαια ενέργειας για τον περιορισμό της έκθεσής τους στο κίνδυνο της αβεβαιότητας των

τιμών αγοράς και στη συνέχεια διαπραγματεύονται την υπόλοιπη θέση τους στις βραχυπρόθεσμες αγορές ενέργειας και ισχύος.

Στην περίπτωση που σε μία αγορά κυριαρχούν οι διμερείς συμφωνίες, ο διαχειριστής της κοινοπραξίας ή του χρηματιστηρίου ενέργειας δε μπορεί να είναι συγχρόνως και ο διαχειριστής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτήν την περίπτωση το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί με τον τρόπο που περιγράφηκε στην ενότητα 2.2.1 και η βραχυπρόθεσμη αγορά (spot market) λειτουργεί περισσότερο σαν συμπλήρωμα της αγοράς για την ανάπτυξη συνθηκών ανταγωνισμού.

### 2.3 Διαχείριση συμφόρησης

Πριν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η σχεδίαση της επέκτασης των συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς γινόταν ταυτόχρονα από την ίδια εταιρεία δημοσίου συμφέροντος (utility). Στόχος ήταν η εύρεση της βέλτιστης τοποθεσίας των νέων γεννητριών και εγκαταστάσεων μεταφοράς για την ελαχιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας του κόστους παραγωγής και μεταφοράς (με το κομμάτι της παραγωγής να ήταν προφανώς το μεγαλύτερο). Με την απελευθέρωση της αγοράς και την αύξηση του ανταγωνισμού ειδικά στον τομέα της παραγωγής, τα προβλήματα συμφόρησης του συστήματος μεταφοράς και βέλτιστης χωροθέτησης νέων μονάδων παραγωγής αντιμετωπίζονται μέσω κατάλληλων τιμολογιακών πολιτικών για τη διαχείριση της συμφόρησης [7],[8],[9]. Έτσι ο προγραμματισμός για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος μπορεί να επιτευχθεί μέσω των προ-ημερήσιων ή ενδο-ημερήσιων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και να υλοποιηθεί σε πραγματικό χρόνο λειτουργίας (real-time) από το διαχειριστή του συστήματος.

Η μέθοδος της τοπικής οριακής τιμολόγησης της μεταφοράς (Locational Marginal Pricing - LMP) [10],[11],[12] είναι αυτή που δίνει τα κατάλληλα σήματα στην αγορά και θεωρείται ότι είναι η καλύτερη τιμολογιακή πολιτική από επιστημονικής άποψης. Ένα από τα πιο σημαντικά χαρακτηριστικά του μοντέλου αυτού όπως εφαρμόζεται στις ΗΠΑ, στην Αργεντινή και στη Νέα Ζηλανδία, είναι πως οι παραγωγοί κατανέμονται και χρησιμοποιούν το σύστημα μεταφοράς με βάση τη σειρά ένταξής τους και αποζημιώνονται με βάση την οριακή τιμή που υπολογίζεται για το ζυγό (περιοχή) σύνδεσής τους. Δηλαδή, οι παραγωγοί δεν έχουν κάποιο σταθερό δικαίωμα μεταφοράς το οποίο να τους αποζημιώνει σε περίπτωση που ένας περιορισμός μεταφοράς τους αναγκάσει να παραγάγουν λιγότερο από αυτό που η χωρίς περιορισμούς σειρά ένταξης θα τους έδινε τη δυνατότητα να παραγάγουν. Οι τοπικές οριακές τιμές καθορίζονται από τον ανεξάρτητο διαχειριστή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (Independent System Operator), μέσω της επίλυσης του προβλήματος μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους με περιορισμούς μεταφοράς. Το δικαίωμα χρήσης των εγκαταστάσεων του συστήματος μεταφοράς προκύπτει έμμεσα και ταυτόχρονα με την εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας (implicit auctioning). Η μέθοδος LMP είναι περισσότερο κατάλληλη για μοντέλα αγοράς τύπου κοινοπραξίας.

Θα πρέπει να σημειωθεί πως η κατανομή του σταθερού κόστους μεταφοράς σε αυτό το σύστημα θα πρέπει να είναι ανεξάρτητη από εμπορικές συναλλαγές. Μέθοδοι χρέωσης χρήσης συστημάτων μεταφοράς που βασίζονται στην απόσταση και στις συναλλαγές δεν είναι κατάλληλες για υλοποίηση σε αγορές που χρησιμοποιούν το μοντέλο LMP. Και αυτό γιατί η τιμολόγηση LMP, συμπεριλαμβάνει έμμεσα τη διαφοροποίηση στη χρήση του δικτύου ανάλογα με τη γεωγραφική περιοχή της γεννήτριας ή του φορτίου και την έλλειψη επαρκούς μεταφορικής ικανότητας του δικτύου για την οικονομικότερη κάλυψη του φορτίου. Παρόλα αυτά, τα έσοδα που προκύπτουν για τον ιδιοκτήτη του δικτύου μέσω της τιμολόγησης LMP (ενοίκιο συμφόρησης ή πλεόνασμα μεταφοράς) είναι συνήθως ένα μικρό ποσοστό του συνολικού ετήσιου σταθερού κόστους που δικαιούται [13] εξαιτίας του γεγονότος ότι οι διαφορές των τοπικών τιμών μεταξύ των ζυγών συνδέονται περισσότερο με το κόστος παραγωγής στους εκάστοτε ζυγούς και όχι με το

κόστος επένδυσης (απόσβεσης) των εγκαταστάσεων μεταφοράς που συνδέουν τους ζυγούς. Το μοντέλο LMP παρουσιάζεται αναλυτικά στην ενότητα 2.4.2.1.

Η επόμενη καλύτερη πολιτική διαχείρισης συμφόρησης από καθαρά οικονομική άποψη, είναι ο διαχωρισμός της αγοράς και του συστήματος μεταφοράς σε ζώνες ή περιφερειακές περιοχές τιμών (market splitting) [14]. Η μέθοδος αυτή εφαρμόζεται στη Νορβηγία και στην αγορά NordPool, και με μικρές παραλλαγές στην Ιταλία. Οι συμμετέχοντες κάνουν τις προσφορές τους για αγορά ή για πώληση ενέργειας σε ζώνες, οι οποίες μπορεί να οριοθετούνται από περιορισμούς μεταφοράς. Ο κεντρικός διαχειριστής της αγοράς κατατάσσει τις προσφορές ανάλογα με τις τιμές τους χωρίς να λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς και υπολογίζει τις ροές που προκύπτουν από ζώνη σε ζώνη. Οι ροές αυτές μπορεί να είναι αποτέλεσμα επίλυσης προβλημάτων AC ή DC ροών φορτίου ή να βασίζονται στο μοντέλο μεταφοράς (transportation model). Εάν όλες οι ροές που προκύπτουν είναι μικρότερες από τους περιορισμούς μεταφοράς, η αγορά εκκαθαρίζεται με μία ενιαία τιμή. Εάν όμως οι ροές που προκύπτουν από την προηγούμενη επίλυση είναι μεγαλύτερες από τους περιορισμούς μεταφοράς μεταξύ των ζωνών, η αγορά χωρίζεται σε υπο-αγορές, ανάλογα με τους περιορισμούς που είναι ενεργοί. Σε αυτήν την περίπτωση ο διαχειριστής του συστήματος προχωράει στην ανακατανομή των γεννητριών προκειμένου να περιορίσει τη ροή στο όριο που είχε τεθεί και συγκεντρώνει το πλεόνασμα μεταφοράς που προκύπτει από τις διαφορετικές χρεώσεις στις ζώνες, το οποίο και χρησιμοποιεί για τη χρηματοδότηση νέων έργων μεταφοράς ή τη μείωση του σταθερού κόστους που ανακτάται μέσω των χρεώσεων χρήσης. Η ενοποίηση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη έχει σχεδιαστεί να γίνει με το σαφώς τεχνικά λιγότερο δύσκολο τρόπο της σύζευξης αγορών (market coupling) [15]. Σε αυτή τη μέθοδο διαχείρισης συμφόρησης, δεν είναι αναγκαία η λεπτομερής αναπαράσταση του εσωτερικού δικτύου κάθε χώρας (όπως είναι στη μέθοδο LMP και λιγότερο στη μέθοδο market splitting) αλλά κάθε χώρα λογίζεται σαν ένας ζυγός με τις διασυνδέσεις με κάθε άλλη χώρα να αθροίζονται σε μία ισοδύναμη διασυνδεδετική γραμμή. Οι περιορισμοί μεταφοράς στο εσωτερικό της χώρας δε λαμβάνονται υπόψη. Στα περισσότερα σύνορα της Ευρώπης, η διαχείριση της συμφόρησης στις διασυνδεδετικές γραμμές γίνεται προς το παρόν μέσω άμεσων (αποκλειστικών) δημοπρατήσεων ισχύος (explicit auctioning) [16].

Η τελευταία τιμολογιακή πολιτική που ακολουθείται είναι αυτή που θεωρεί όλη την αγορά σαν μία ενιαία περιοχή τιμολόγησης (uniform pricing). Κάθε παραγωγός μπορεί να πωλήσει σε οποιοδήποτε προμηθευτή, και ο διαχειριστής του συστήματος πρέπει να ανακατανείμει την παραγωγή των γεννητριών βασιζόμενος στις αντίστοιχες προσφορές των γεννητριών για αύξηση ή μείωση της παραγωγής τους πέρα από το σημείο που προέκυψε από την επίλυση της αγοράς.

Η αγορά PJM που βασίζεται στο μοντέλο LMP, με τοπικές οριακές τιμές για τη spot αγορά που ενσωματώνουν τις απώλειες μεταφοράς και αντανakλούν τους περιορισμούς μεταφοράς σε πραγματικό χρόνο, σε συνδυασμό με «βαθιές» χρεώσεις σύνδεσης για τους νέους παραγωγούς αποτελεί ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα τιμολογιακής πολιτικής όσον αφορά τη σχέση κόστους-τιμών και τα κίνητρα που δίνει για την τοποθεσία των νέων γεννητριών. Στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι «βαθιές» χρεώσεις βασίζονται στο γεγονός πως ένας νέος παραγωγός έχει τη δυνατότητα να πληρώσει μόνο το κόστος σύνδεσής του στο δίκτυο χωρίς να συμμετάσχει στην ενίσχυση στα ανάντη του σημείου σύνδεσής του, αλλά ο διαχειριστής του συστήματος έχει την επιλογή όταν εμφανιστεί κάποιος περιορισμός μεταφοράς να μειώσει πρώτα τη δική του παραγωγή για να εξασφαλίσει πως οι υπόλοιποι παραγωγοί θα συνεχίσουν να λειτουργούν ανεπηρέαστοι από τον περιορισμό. Εάν ο νέος παραγωγός επιθυμεί αδιάκοπη λειτουργία (με βάση φυσικά τα αποτελέσματα της αγοράς LMP), τότε θα πρέπει να συμμετάσχει στο κόστος ενίσχυσης του συστήματος και σαν αντάλλαγμα δικαιούται ένα οικονομικό δικαίωμα μεταφορικής ικανότητας (financial transmission right, FTR) για την όδευση που έχει πληρώσει.

Από την άλλη μεριά, αγορές με ενιαία τιμή spot αγοράς, «ρηχές» χρεώσεις σύνδεσης και χρεώσεις δικτύου που δε λαμβάνουν υπόψη γεωγραφικά ή λειτουργικά χαρακτηριστικά (όπως είναι η

αγορά της Γερμανίας) έχουν μικρή σχέση κόστους-τιμών. Η αγορά της Μεγάλης Βρετανίας είναι κάπου στη μέση με ενιαία τιμή στη spot αγορά αλλά με διαφοροποιημένες χρεώσεις δικτύου ανάλογα με τη γεωγραφική τοποθεσία των χρηστών. Στην πραγματικότητα, η τιμολογιακή πολιτική για τις χρεώσεις χρήσης σε πολλές χώρες είναι κυρίως ένας εισπρακτικός μηχανισμός ανάκτησης του κόστους επένδυσης με ένα εύλογο κέρδος παρά ένας τρόπος να χρεωθούν οι χρήστες με βάση το κόστος που προκαλούν ή τις εγκαταστάσεις του δικτύου που τελικά χρησιμοποιούν. Με τον τρόπο αυτό είναι δύσκολο να σταλθούν τα κατάλληλα επενδυτικά σήματα για τη βέλτιστη, όσον αφορά την ανάγκη ενίσχυσης του συστήματος μεταφοράς, χωροθέτηση νέας παραγωγής και κατανάλωσης.

## 2.4 Μέθοδοι κατανομής του κόστους των συστημάτων μεταφοράς και χρεώσεις χρήσης συστήματος

Στις απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, η κατανομή του σταθερού κόστους των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και η δημιουργία δίκαιων χρεώσεων χρήσης είναι ένα πολύ σημαντικό ζήτημα που απασχολεί το σύνολο των συμμετεχόντων σε αυτές. Για την κατανομή μέρους ή του συνόλου του σταθερού κόστους μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου, έχουν προταθεί διάφορες μεθοδολογίες [17]. Κάποιες από αυτές βασίζονται στο μέσο κόστος και στην πραγματική (μετρούμενη) χρήση του υπάρχοντος δικτύου (μέθοδοι ενσωμάτωσης κόστους), ενώ κάποιες βασίζονται στο επιπλέον κόστος μεταφοράς που προκαλείται από μια συγκεκριμένη συναλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας (μέθοδοι οριακού ή επαυξητικού κόστους) [18]. Οι χρεώσεις μπορεί να υπολογιστούν *ex-ante*, λαμβάνοντας υπόψη μία πρόβλεψη φορτίου, πιθανή διαθεσιμότητα παραγωγής και εγκαταστάσεων μεταφοράς, και να αξιολογηθούν *ex-post*, όταν όλα τα απαραίτητα δεδομένα είναι διαθέσιμα.

Οι χρεώσεις για τη χρήση του συστήματος θεωρείται πως είναι σημαντικό να μη διαταράσσουν τις προσφορές των γεννητριών (ανά MWh) και για αυτό είναι συνήθως πολιτική οι παραγωγοί να πληρώνουν μόνο για το κόστος σύνδεσής τους στο δίκτυο και όχι για τη χρήση του. Οι υποστηρικτές αυτής της μεταχείρισης των παραγωγών υποστηρίζουν πως σε ένα ανταγωνιστικό (και απομονωμένο όμως) σύστημα, οι χρεώσεις της μεταφοράς που θα αποδοθούν στους παραγωγούς ουσιαστικά θα πληρωθούν πάλι από τους καταναλωτές, αφού οι παραγωγοί θα ενσωματώσουν το κόστος αυτό στις προσφορές τους. Σε αγορές που είναι διασυνδεδεμένες, η χρέωση για τη χρήση του συστήματος μεταφοράς κάποιων παραγωγών που βρίσκονται σε μια αγορά και η μη χρέωση άλλων που βρίσκονται σε άλλη διασυνδεδεμένη αγορά, δημιουργεί στρεβλώσεις στον ανταγωνισμό μεταξύ των παραγωγών των διασυνδεδεμένων αγορών. Εάν όμως είναι χρέωση που βασίζεται στην ισχύ και όχι στην ενέργεια που παράγει ο παραγωγός, τότε αυτή μπορεί να είναι μία από τις πολλές στρεβλώσεις που μπορεί να υπάρχουν λόγω διαφορετικών πολιτικών στις διάφορες αγορές όπως είναι διαφορετική φορολογία, ύπαρξη ή όχι αγοράς επάρκειας ισχύος και μέγιστης προσφοράς παραγωγής (*price cap*), κτλ.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου παρατίθενται οι πιο σημαντικές κατηγορίες μεθόδων κατανομής του κόστους, χωριζόμενες σε μεθόδους ενσωματωμένου και πρόσθετου κόστους.

### 2.4.1 Μέθοδοι που βασίζονται στο ενσωματωμένο κόστος

Στις μεθόδους ενσωματωμένου κόστους, οι χρεώσεις χρήσης που προκύπτουν για τους χρήστες του δικτύου είναι συνήθως εκφρασμένες ανά ποσότητα ισχύος (\$/MW) δίνοντας έτσι βαρύτητα στη ζήτηση σε συγκεκριμένες λειτουργικές στιγμές του συστήματος (π.χ. αιχμή), οι οποίες και ωθούν τις ανάγκες ενίσχυσης του δικτύου, παρά στη συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια των χρηστών. Στις πιο πολλές χώρες της Ευρώπης όμως, ένα μέρος του σταθερού κόστους του δικτύου κατανέμεται και μέσω χρεώσεων ενέργειας, είτε άμεσα (μέσω τιμολογίων που εκφράζονται σε



\$/MWh) είτε έμμεσα μέσω της χρησιμοποίησης του πλεονάσματος συμφόρησης (μεταφοράς) για την κάλυψη μέρους του σταθερού κόστους αυτού. Το πλεόνασμα μεταφοράς μπορεί να προκύψει και μέσω της αποκλειστικής (άμεσης) δημοπράτησης για απόκτηση δικαιώματος μεταφοράς ισχύος σε μία εγκατάσταση μεταφοράς (explicit auctions), συνήθως διασύνδεσης μεταξύ χωρών.

Η τελική επιλογή της μεθόδου κατανομής του κόστους του συστήματος μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου εξαρτάται από τις ιδιαιτερότητες κάθε συστήματος ξεχωριστά και δεν υπάρχει κάποια μέθοδος που να μπορεί να εφαρμοστεί με τον ίδιο ακριβώς τρόπο σε όλα τα συστήματα. Οι μέθοδοι που βασίζονται στις ροές φορτίου είναι κατάλληλες αν το βάρος των χρεώσεων δίνεται στον εντοπισμό και στη χρέωση των άμεσα ωφελημένων από τις εγκαταστάσεις της μεταφοράς. Αντίθετα, εάν οι υπάρχουσες και νέες εγκαταστάσεις θεωρείται ότι ωφελούν το σύνολο των χρηστών (στο βαθμό της συνολικής μείωσης των απωλειών και του κόστους παραγωγής, της αύξησης της αξιοπιστίας, κτλ.) και εάν μία πιο απλή και κατανοητή από του συμμετέχοντες μεθοδολογία είναι επιθυμητή, τότε η κατανομή του κόστους της μεταφοράς πρέπει να γίνεται με βάση την καταναλισκόμενη ενέργεια ή το μερίδιο της ζήτησης/παραγωγής στην αιχμή (ή και σε διάφορες άλλες λειτουργικές στιγμές) του συστήματος.

#### 2.4.1.1 Μέθοδος γραμματοσήμου (Postage Stamp)

Η μέθοδος του «γραμματοσήμου» χρησιμοποιείται παραδοσιακά από τις διάφορες ηλεκτρικές εταιρείες και τους διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς για την κατανομή των σταθερών δαπανών των συστημάτων μεταφοράς μεταξύ των χρηστών των δικτύων τους [12], [20]. Η μέθοδος αυτή είναι απλή, δεν απαιτεί κανένα υπολογισμό ροής ισχύος και είναι ανεξάρτητη της χρήσης και της τοπολογίας του δικτύου. Βασίζεται στην υπόθεση πως το δίκτυο (τουλάχιστον το δίκτυο του οποίου το κόστος λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης) έχει κατασκευαστεί για την κάλυψη των αναγκών και των ευρύτερων στόχων όλων των χρηστών ανεξαρτήτως της τοποθεσίας τους και της πραγματικής χρήσης των εγκαταστάσεων. Η κατανομή του κόστους στους χρήστες του συστήματος βασίζεται σε ένα μέσο «πάγιο» κόστος του συστήματος και στο μέγεθος της συναλλασσόμενης ισχύος των χρηστών κάποια συγκεκριμένη χρονική στιγμή (συνήθως τη στιγμή μέγιστου φορτίου του συστήματος) ή στο μέγεθος της μέγιστης απαιτούμενης ισχύος του χρήστη. Για παράδειγμα, εάν οι χρεώσεις υπολογίζονται κατά την αιχμή του συστήματος, η χρέωση για κάθε χρήστη του δικτύου δίνεται από τη σχέση:

$$TC_t = TC \cdot \frac{P_t}{P_{peak}} \quad (2.1)$$

όπου  $TC_t$  είναι η χρέωση του χρήστη ή της συναλλαγής  $t$  (\$),  $TC$  είναι το συνολικό σταθερό κόστος του συστήματος μεταφοράς (\$),  $P_t$  είναι η ισχύς της συναλλαγής  $t$  ή η εγκατεστημένη ισχύς του παραγωγού  $t$  ή η ζήτηση του φορτίου  $t$  κατά την αιχμή του συστήματος (MW) και  $P_{peak}$  είναι το φορτίο αιχμής του συστήματος (MW).

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. Επίσης, ο καταμερισμός του κόστους μόνο με βάση την αιχμή του συστήματος δε λαμβάνει υπόψη την τοποθεσία των γεννητριών και των φορτίων και τη συνεισφορά κάθε χρήστη στις ροές φορτίου και στη χρήση γενικότερα του συστήματος μεταφοράς. Εξαιτίας όμως του γεγονότος πως το σύστημα μεταφοράς συνήθως σχεδιάζεται για να ανταποκριθεί στην αιχμή του συστήματος, η μέθοδος αυτή κατανομής του κόστους μεταφοράς είναι πιο κοντά στους στόχους του σχεδιασμού του συστήματος. Έτσι φορτία με χαμηλό συντελεστή φορτίου αλλά ανελαστικά στην αιχμή του συστήματος χρεώνονται με μεγαλύτερα ποσά σε σχέση με τα φορτία με πιο επίπεδο προφίλ φορτίου (υψηλό συντελεστή φορτίου) και σε σχέση με τις χρεώσεις που θα προέκυπταν αν η κατανομή του κόστους βασίζονταν στην καταναλισκόμενη ενέργεια.

Η χρησιμοποίηση της μεθόδου αυτής από παρά πολλές χώρες έγκειται στο γεγονός πως οι χρεώσεις που προκύπτουν παραμένουν γενικά σταθερές με την πάροδο των ετών, δίνεται κίνητρο για αύξηση της ελαστικότητας της ζήτησης και της ενεργειακής αποδοτικότητας ενώ υπάρχει έμμεση αναγνώριση του δημόσιου συμφέροντος του συστήματος μεταφοράς (όπως η επίδραση κάθε στοιχείου στην αξιοπιστία του δικτύου). Λίγες όμως είναι οι χώρες εκείνες που χρησιμοποιούν αποκλειστικά την αιχμή του συστήματος για τον καταμερισμό όλου του σταθερού κόστους της μεταφοράς. Για παράδειγμα, στη Μεγάλη Βρετανία, οι παραγωγοί χρεώνονται με βάση τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής τους και τα φορτία χρεώνονται με βάση τη χρήση του συστήματος σε τρεις αιχμές του συστήματος αφού πρώτα προσμετρηθεί η γεωγραφική επίδραση. Στη Νορβηγία, οι χρεώσεις βασίζονται στο μέσο όρο των αιχμών των προηγούμενων πέντε ετών. Σε πάρα πολλές χώρες της Αμερικής και της Ευρώπης όμως, ο καταμερισμός του κόστους μεταφοράς με βάση τη ζήτηση στην αιχμή του συστήματος χρησιμοποιείται ως συμπληρωματική χρέωση σε αυτές που προκύπτουν από μεθόδους που βασίζονται στην τοποθεσία των χρηστών ή σε ροές φορτίου.

#### **2.4.1.2 Κατανομή του κόστους με βάση μεθόδους ροών φορτίου**

Οι μέθοδοι που βασίζονται στις ροές φορτίου κατανέμουν το κόστος του συστήματος μεταφοράς σύμφωνα με τη χρήση του συστήματος από τους συμμετέχοντες. Η χρήση των εγκαταστάσεων μεταφοράς από μια διμερή συναλλαγή ενέργειας μπορεί να υπολογιστεί μέσω του υπολογισμού των ροών φορτίου που προκύπτουν από την έγχυση και την απορρόφηση ισχύος στους δύο συναλλασσόμενους ζυγούς. Σε μια αγορά κοινοπραξίας όμως, η συνεισφορά κάθε χρήστη στις ροές φορτίου των εγκαταστάσεων μεταφοράς μπορεί να υπολογιστεί με τη βοήθεια κατάλληλων προσεγγιστικών μεθόδων ανίχνευσης ροών φορτίου. Στην ενότητα 2.4.1.3 παρουσιάζονται συνοπτικά μερικές από τις μεθόδους ανίχνευσης της βιβλιογραφίας. Στη διατριβή αυτή, το μοντέλο αγοράς που κυρίως μελετήθηκε και μοντελοποιήθηκε ήταν το μοντέλο κοινοπραξίας ενώ η κατανομή του σταθερού κόστους του συστήματος μεταφοράς βασίζεται σε ροές ενεργού ισχύος. Ακολουθείται δηλαδή η αναπαράσταση Συνεχούς Ρεύματος (DC) του δικτύου [19]. Οι περισσότερες μέθοδοι κατανομής του κόστους της μεταφοράς αγνοούν την επιρροή της αέργου ισχύος στη χρήση του δικτύου, καθώς οι χρεώσεις για άεργο ισχύ συνήθως υπολογίζονται με άλλους τρόπους, πχ. μέσω διαδικασιών αγοράς (ancillary services).

Με τις μεθόδους κατανομής μέσω ροών φορτίου μπορούν να εντοπιστούν οι χρήστες που ωφελήθηκαν από την επέκταση/ενίσχυση του δικτύου και να θωρηθεί ότι οι χρήστες αυτοί παραμένουν σταθεροί με την πάροδο των ετών και πρέπει να επωμιστούν το κόστος απόσβεσής του. Μπορούν όμως και να κατανείμουν το συνολικό σταθερό κόστος του δικτύου ανάλογα με τη συνεισφορά των χρηστών στις ροές φορτίου όπως προκύπτει από την τωρινή του λειτουργία. Με αυτόν τον τρόπο δεν λαμβάνονται υπόψη οι χρήστες που ίσως να προκάλεσαν την ενίσχυση του δικτύου και οι χρεώσεις μπορεί να διαφοροποιούνται αρκετά ανάλογα με την εξέλιξη του συστήματος, τη διαφορετική τοπολογία του δικτύου και τα διαφορετικά προφίλ παραγωγής και κατανάλωσης. Ο κύριος λόγος της χρησιμοποίησης των μεθόδων κατανομής που βασίζονται στις ροές φορτίου είναι η γεωγραφική διαφοροποίηση των χρεώσεων ανάλογα με την επίδραση του φορτίου ή/και της παραγωγής κάθε περιοχής στις ροές φορτίου διαμέσου των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Οι γεωγραφικές αυτές μέθοδοι είναι περισσότερο κατάλληλες για συστήματα μεταφοράς που είναι περισσότερο ακτινικά ή που έχουν συγκεντρωμένα, σε συγκεκριμένες περιοχές, το μεγαλύτερο τμήμα της παραγωγής και της ζήτησής τους και δεν κυριαρχούν οι «παράλληλες» ροές (loop flows).

Η τάση διεθνώς, όσον αφορά τουλάχιστον ένα μέρος των χρεώσεων της μεταφοράς, είναι προς τη χρήση μεθόδων που βασίζονται στις ροές φορτίου ή στην τοποθεσία των χρηστών. Σε πολλές περιπτώσεις, οι μέθοδοι αυτές χρησιμοποιούνται για την παροχή επενδυτικών μηνυμάτων σε παραγωγούς και καταναλωτές, ειδικά σε αγορές που δε χρησιμοποιείται η δομή των τοπικών

οριακών τιμών (LMP). Στη Μεγάλη Βρετανία, όπου δεν υπάρχουν κομβικές οριακές τιμές στην αγορά ενέργειας, οι παραγωγοί που βρίσκονται στο νότο και κοντά στο μεγάλο κέντρο κατανάλωσης του Λονδίνου, μπορεί στην πραγματικότητα να αντιμετωπίσουν αρνητικές χρεώσεις χρήσης (πιστώσεις). Παρόλα αυτά, οι γεωγραφικές αυτές χρεώσεις δεν ανακτούν πλήρως το κόστος του συστήματος μεταφοράς δημιουργώντας έτσι την ανάγκη για τον υπολογισμό συμπληρωματικών χρεώσεων με βάση τη χρήση στις αιχμές του συστήματος [21]. Στη Σουηδία, χρησιμοποιούνται τόσο η οριακή τιμολόγηση των απωλειών όσο και η γεωγραφική διαφοροποίηση των χρεώσεων. Οι παραγωγοί χρεώνονται περισσότερο στο βορρά όπου βρίσκονται τα μεγάλα κέντρα παραγωγής και λιγότερο στο νότο που είναι πιο κοντά στα αστικά κέντρα, ενώ τα φορτία στο βορρά αντιμετωπίζουν μικρότερες χρεώσεις σε σχέση με αυτά του νότου [22].

Στις μεθόδους που βασίζονται στις ροές φορτίου ή γενικότερα στην τοποθεσία των χρηστών του δικτύου, οι συμμετέχοντες στην αγορά χρεώνονται με βάση τις ροές ενεργού ισχύος που προκαλούν στις εγκαταστάσεις του συστήματος μεταφοράς, οι οποίες έχουν άμεση σχέση με την τοποθεσία τους σε σχέση με τις (υπόλοιπες) γεννήτριες και τα (υπόλοιπα) φορτία που είναι σε λειτουργία κατά την αιχμή του συστήματος ή σε άλλες λειτουργικές στιγμές που μπορεί να ληφθούν υπόψη κατά τον υπολογισμό των χρεώσεων. Τα φορτία ή/και οι γεννήτριες που χρησιμοποιούν περισσότερο τις εγκαταστάσεις της μεταφοράς σύμφωνα με τις μεθόδους ανίχνευσης, πληρώνουν μεγαλύτερο μερίδιο του κόστους των συγκεκριμένων εγκαταστάσεων. Αντίθετα, οι χρήστες με μικρότερη επίδραση στις ροές δια μέσου των εγκαταστάσεων αυτών, χρεώνονται λιγότερο για αυτές τις εγκαταστάσεις. Τα μεγάλα φορτία αιχμής που είναι κοντά στα κέντρα παραγωγής θα χρεωθούν λιγότερο από τα αντίστοιχα μεγάλα φορτία αιχμής που είναι πιο απομακρυσμένα.

Σε αντίθεση με τις μεθόδους μέσου κόστους, όπου η χρέωση χρήσης υπολογίζεται με βάση τη συνολική καταναλισκόμενη (παραγόμενη) ενέργεια ή τη ζήτηση (παραγωγή) κατά την αιχμή του συστήματος (που μπορεί να είναι ο μέσος όρος εποχικών αιχμών όπως συμβαίνει στο ελληνικό σύστημα), στις μεθόδους που βασίζονται στις ροές φορτίου, η σχετική τοποθεσία των φορτίων (γεννητριών) μέσα στο ηλεκτρικό δίκτυο είναι αυτή που καθορίζει πώς το κόστος της μεταφοράς κατανέμεται στους χρήστες του δικτύου. Έτσι, το κόστος της μεταφοράς κατανέμεται στους χρήστες ανάλογα με τις ροές φορτίου που προκαλούν στο σύστημα μεταφοράς τόσο εξαιτίας της ζήτησης (παραγωγής) τους στην αιχμή του συστήματος (ή και σε άλλες λειτουργικές στιγμές) όσο και εξαιτίας της γεωγραφικής αλλά και της «ηλεκτρικής» τοποθεσίας τους στο δίκτυο. Στις μεθόδους αυτές, είναι σημαντικό να είναι δυνατός ο διακριτός υπολογισμός (ακριβής ή προσεγγιστικός) του «ετήσιου» κόστους των εγκαταστάσεων σε κάθε κλάδο του δικτύου.

#### 2.4.1.2.1 Η μέθοδος MW-Mile

Η μέθοδος MW-Mile κατανέμει το σταθερό κόστος του συστήματος μεταφοράς ανάλογα με την «έκταση» της χρήσης του δικτύου. Η μέθοδος εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του κόστους και αντικατοπτρίζει ως ένα βαθμό την πραγματική χρήση του δικτύου από τους χρήστες [12]:

$$TC_t = TC \cdot \frac{\sum_{k \in K} c_k \cdot L_k \cdot MW_{t,k}}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} c_k \cdot L_k \cdot MW_{t,k}} \quad (2.2)$$

$L_k$  είναι το (ισοδύναμο) μήκος της εγκατάστασης  $k$  (km),  $c_k$  είναι το ετήσιο κόστος της εγκατάστασης  $k$  ανά μονάδα μήκους (\$/km),  $MW_{t,k}$  είναι η ροή ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση  $k$  λόγω του χρήστη  $t$  (συνεισφορά) σε απόλυτη τιμή (MW),  $T$  είναι το σύνολο των χρηστών και  $K$  είναι το σύνολο των γραμμών.

Στη μέθοδο τιμολόγησης MW-Mile, υπάρχουν τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό των χρεώσεων χρήσης για κάθε εγκατάσταση ξεχωριστά ανάλογα με το αν χρεώνονται ή όχι οι χρήστες που προκαλούν αρνητικές ροές (counter-flows) [12],[17] σε κάθε εγκατάσταση. Αρνητική ροή θεωρείται η ροή αντίθετης κατεύθυνσης από την κύρια ροή των γραμμών (net flow) που προκαλείται από κάποιους χρήστες του δικτύου σε μια συγκεκριμένη λειτουργική στιγμή. Οι προσεγγίσεις αυτές ταξινομούνται σε τρεις κατηγορίες: i) absolute, ii) reverse και iii) zero counter-flow.

Στην absolute MW-Mile όλοι οι χρήστες πληρώνουν για τις συνεισφορές στις ροές ισχύος που προκαλούν ανεξάρτητα από την τελική κατεύθυνση των ροών, αγνοώντας τη συμβολή των χρηστών στη μείωση της συνολικής καθαρής ροής σε μία εγκατάσταση μεταφοράς (counter-flows). Η reverse MW-Mile πιστώνει όσους προκαλούν ροές αντίθετες από την κύρια ροή των γραμμών, ενώ η zero counter flow ούτε τους χρεώνει, ούτε τους πιστώνει· οι χρήστες χρεώνονται μόνο για τις συνεισφορές που έχουν την ίδια κατεύθυνση με τη καθαρή ροή. Επιπλέον, οι χρεώσεις μπορούν να υπολογιστούν είτε με βάση τη σχετική χρήση του δικτύου (total ή unused capacity pricing) είτε με βάση την τελικά χρησιμοποιούμενη ικανότητα των εγκαταστάσεων (used capacity pricing) [12],[20],[24]. Όταν τα κόστη βασίζονται στη σχετική χρήση του δικτύου εξασφαλίζεται η πλήρης ανάκτηση του σταθερού κόστους της μεταφοράς, καθώς ο επιμερισμός του συνολικού κόστους κάθε εγκατάστασης γίνεται με βάση τη σχετική χρήση που προκαλεί ο κάθε χρήστης σε σχέση με τη συνολική χρήση που προκαλούν όλοι οι χρήστες στην εγκατάσταση. Δηλαδή οι χρήστες δεν πληρώνουν μόνο για την πραγματική χρήση των εγκαταστάσεων μεταφοράς, αλλά και για το κόστος της αχρησιμοποίητης μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων αυτών. Οι χρεώσεις για την αχρησιμοποίητη ικανότητα μπορεί βέβαια να αποδοθούν στο κόστος για τη διατήρηση της αξιοπιστίας και της σταθερότητας του συστήματος μεταφοράς καθώς και στο γεγονός ότι η επέκταση των συστημάτων μεταφοράς αντιμετωπίζει μεγάλες οικονομίες κλίμακας. Παρόλα αυτά, ο κανόνας τιμολόγησης αυτός είναι άδικος για κάποιους χρήστες, οι οποίοι αναγκάζονται να πληρώσουν για ένα τμήμα του συστήματος μεταφοράς που δεν χρησιμοποιούν και ούτε μπορούν να χρησιμοποιήσουν. Στην περίπτωση της απόλυτης χρέωσης (used method), οι χρήστες χρεώνονται αρχικά μόνο για το αντίστοιχο κόστος της πραγματικής χρήσης της δυναμικότητας του δικτύου και όχι για την αχρησιμοποίητη ικανότητά του. Δεδομένου ότι οι συνολικές ροές μέσω των εγκαταστάσεων μεταφοράς είναι κατά κανόνα μικρότερες από τις αντίστοιχες ικανότητές τους, ο τρόπος τιμολόγησης αυτός δεν εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του σταθερού κόστους μεταφοράς. Οι συμπληρωματικές χρεώσεις που πρέπει να καταλογισθούν στους χρήστες για την κάλυψη του πλήρους σταθερού κόστους της μεταφοράς μπορούν να υπολογιστούν είτε μέσω αναλογικής αύξησης των ήδη υπολογισμένων χρεώσεων είτε μέσω άλλων μεθόδων ενσωματωμένου κόστους που εγγυώνται την πλήρη ανάκτηση του κόστους (postage stamp, MW-Mile).

Με βάση τους παραπάνω ορισμούς προκύπτουν έξι παραλλαγές της αρχικής μεθόδου MW-Mile, η καθεμιά από τις οποίες χρεώνει διαφορετικά τους τελικούς χρήστες, όπως παρουσιάζονται στη συνέχεια.

#### 2.4.1.2.2 Η μέθοδος unused absolute MW-Mile

Η μέθοδος αυτή 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 σταθερό κόστος μεταφοράς και οι χρήστες πληρώνουν τόσο για την πραγματική χρήση τους όσο και για το κόστος της αχρησιμοποίητης ικανότητας μεταφοράς για τη χρονική στιγμή που υπολογίζονται οι χρεώσεις:

$$TC_{t,abs\_unused} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{|F_{t,k}|}{\sum_{t \in T} |F_{t,k}|} \quad (2.3)$$

όπου  $C_k$  είναι το σταθερό ετήσιο κόστος της εγκατάστασης  $k$  (\$) και  $F_{t,k}$  είναι η ροή ενεργού ισχύος (συνεισφορά) στην εγκατάσταση  $k$  λόγω του χρήστη  $t$  (MW).

#### 2.4.1.2.3 Η μέθοδος unused reverse MW-Mile

Η μέθοδος λαμβάνει υπόψη ροές φορτίου και προς τις δύο κατευθύνσεις και χρεώνει τους χρήστες με βάση τη συνολική ροή της κάθε γραμμής. Για το μερίδιο της χρήσης που αντιστοιχεί στα counter-flows προκύπτει αρνητική χρέωση (credit). Το συνολικό κόστος ανακτάται πλήρως και κατανέμεται μεταξύ των χρηστών με την παρακάτω σχέση:

$$TC_{t,rev\_unused} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,k}} \quad (2.4)$$

#### 2.4.1.2.4 Η μέθοδος unused zero counter flow MW-Mile

Σε αυτή τη μέθοδο δεν υπάρχει χρέωση ούτε πίστωση για τους χρήστες που προκαλούν ροή αντίθετη από την κύρια ροή των γραμμών (counter-flows). Η χρέωση που προκύπτει είναι η εξής:

$$TC_{t,zcf\_unused} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}}{\sum_{t \in T} F_{t,k}} \quad , \quad \forall (F_{t,k} \cdot pline_k) > 0 \quad (2.5)$$

#### 2.4.1.2.5 Η μέθοδος used absolute MW-Mile

Η μέθοδος επιμερίζει τα κόστη ανάλογα με το μέγεθος της ροής που προκαλεί ο κάθε χρήστης σε κάθε γραμμή και τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα της γραμμής. Η μέθοδος δεν εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του σταθερού κόστους, ενώ υπάρχει περίπτωση να προκύψει υπερ-ανάκτηση του κόστους, ειδικά στην περίπτωση ύπαρξης πολλών loop flows. Στην τελευταία περίπτωση, οι χρεώσεις για κάθε εγκατάσταση μεταφοράς προσαρμόζονται αναλογικά έτσι ώστε το άθροισμα όλων των χρεώσεων για μία συγκεκριμένη εγκατάσταση να είναι ίση ακριβώς με το σταθερό κόστος της:

$$TC_{t,abs\_used} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{|F_{t,k}|}{F_{k,max}} \quad (2.6)$$

όπου  $F_{k,max}$  είναι η μέγιστη μεταφορική ικανότητα της εγκατάστασης  $k$  (MW).

#### 2.4.1.2.6 Η μέθοδος used reverse MW-Mile

Η μέθοδος χρεώνει τους χρήστες ανάλογα με τη ροή φορτίου που προκαλούν σε κάθε εγκατάσταση μεταφοράς σε σχέση με τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης. Δεδομένου ότι οι τελικές ροές φορτίου στις περισσότερες εγκαταστάσεις μεταφοράς είναι μικρότερες από την μέγιστη ικανότητά τους, προκύπτει υπο-ανάκτηση του συνολικού σταθερού κόστους. Για κάθε εγκατάσταση του δικτύου, ανακτάται ένα ποσοστό του ετήσιου κόστους της ίσο με το ποσοστό της απόλυτης τιμής της καθαρής ροής ενεργού ισχύος ως προς τη μέγιστη

ικανότητα μεταφοράς της. Οι συμπληρωματικές χρεώσεις μπορούν να υπολογιστούν είτε με αναγωγή είτε με τη μέθοδο postage stamp. Για κάθε χρήστη προκύπτει η εξής χρέωση:

$$TC_{t,rev\_used} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}}{F_{k,max}} \quad (2.7)$$

#### 2.4.1.2.7 Η μέθοδος 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 μικρή περίπτωση να προκύψει υπερανάκτηση του συνολικού σταθερού κόστους μιας εγκατάστασης, ειδικά στην περίπτωση ύπαρξης πολλών loop flows.:

$$TC_{t,zcf\_used} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}}{F_{k,max}} \quad , \quad \forall (F_{t,k} \cdot pline_k) > 0 \quad (2.8)$$

#### 2.4.1.3 Μέθοδοι ανίχνευσης ρών φορτίου

Οι μέθοδοι εντοπισμού καθορίζουν τη συνεισφορά των χρηστών του συστήματος μεταφοράς στη συνολική χρήση του. Στην περίπτωση διμερών συναλλαγών, η χρήση του δικτύου μπορεί να υπολογιστεί με κατάλληλη έγχυση και απορρόφηση ισχύος στους αντίστοιχους ζυγούς παραγωγής και κατανάλωσης της συναλλαγής. Στο μοντέλα αγοράς τύπου κοινοπραξίας, όπου δεν υπάρχουν (ή συνυπάρχουν) διμερείς συναλλαγές, μπορούν να χρησιμοποιηθούν κάποιες προσεγγιστικές μέθοδοι για τον καταμερισμό της ροής ενεργού ισχύος των εγκαταστάσεων μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου (γεννήτριες ή φορτία) όπως προκύπτει ύστερα από την επίλυση της αγοράς και τη λειτουργία του συστήματος [23]. Οι γενικευμένοι συντελεστές κατανομής (Generalized Distribution Factors) καθορίζονται ύστερα από ανάλυση ευαισθησίας των ρών φορτίου και υποδεικνύουν τη σχέση μεταξύ της έγχυσης (απορρόφησης) ισχύος σε κάποιο ζυγό του δικτύου και της αλλαγής που προκύπτει από αυτήν την έγχυση (απορρόφηση) στη ροή ενεργού ισχύος μιας συγκεκριμένης εγκατάστασης μεταφοράς [25]. Στη μέθοδο της αναλογικής συνεισφοράς του Bialek [26], θεωρείται πως οι «εισροές» ισχύος στους ζυγούς του δικτύου μοιράζονται αναλογικά στις «εκροές» ισχύος από τους ζυγούς ενώ στη μέθοδο που προτείνεται από τον Kirschen [27] το δίκτυο χωρίζεται σε σύνολα «περιοχών» (domains), «κοινών ζυγών» (commons) και «συνδέσμων» (links).

Η μέθοδος των συντελεστών κατανομής μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε αγορές pool μόνο με μοντέλα DC αναπαράστασης δικτύου. Στην πράξη, εξαιτίας της μη γραμμικότητας των εξισώσεων ρών φορτίου, είναι αδύνατο από φυσικής άποψης κάποιο μέρος της ροής ισχύος σε μία εγκατάσταση μεταφοράς να αποδοθεί σε κάποιο συγκεκριμένο χρήστη του δικτύου. Για το λόγο αυτό, στα μοντέλα αγοράς τύπου κοινοπραξίας, για τον υπολογισμό των συντελεστών κατανομής αρχικά πραγματοποιείται μια κατανομή-αντιστοίχιση της παραγωγής (ζήτησης) στα φορτία (γεννήτριες) του συστήματος και στη συνέχεια υπολογίζονται οι συνεισφορές των χρηστών σα να πρόκειται για διμερείς συναλλαγές. Η αντιστοίχιση παραγωγής-ζήτησης μπορεί να γίνει είτε αναλογικά όπως στη μέθοδο των ισοδύναμων διμερών συναλλαγών (Equivalent Bilateral Exchanges – EBE) [28], είτε χρησιμοποιώντας την «ηλεκτρική» απόσταση γραμμών-εγχύσεων σε ζυγούς μέσω του πίνακα σύνθετων αντιστάσεων ( $Z_{bus}$ ) [29],[30]. Τέλος, στη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης [31], υπολογίζονται ισοδύναμες συναλλαγές (ενεργού ισχύος) που ελαχιστοποιούν τα συνολικά MW-km που απαιτούνται για την κάλυψη του φορτίου.

### 2.4.1.3.1 Η μέθοδος των συντελεστών κατανομής (Distribution Factors method)

Οι συντελεστές κατανομής υπολογίζονται με βάση τις DC ροές φορτίου και έχουν χρησιμοποιηθεί κατά κόρον σε μελέτες ασφάλειας. Με την προσεγγιστική αυτή μέθοδο εύρεσης της προέλευσης των MW της ροής σε κάθε εγκατάσταση μεταφοράς του δικτύου, μπορεί εύκολα να εκτιμηθεί η χρησιμοποίηση του δικτύου από τις διάφορες εγχύσεις (φορτία ή γεννήτριες) στους ζυγούς του δικτύου.

#### Συντελεστές κατανομής μεταφοράς ισχύος

Οι συντελεστές κατανομής μεταφοράς ισχύος (Generation Shift Distribution Factors ή Power Transfer Distribution Factors, PTDF<sub>k</sub>) εξαρτώνται από τα χαρακτηριστικά και την τοπολογία του δικτύου και ορίζονται με τον ακόλουθο τρόπο:

$$A_{lk,i} = \frac{Z_{li} - Z_{ki}}{x_{lk}} \quad (2.9)$$

$$f_{lk} = \sum_{i=1}^N A_{lk,i} (P_{G_i} - P_{L_i}) \quad (2.10)$$

όπου  $A_{lk,i}$  είναι ο συντελεστής κατανομής της ροής ισχύος στη γραμμή  $l-k$  ως προς την έγχυση (αρνητική ή θετική) στο ζυγό  $i$ ,  $Z_{ij}$  είναι τα στοιχεία του πίνακα επαγωγικών αντιδράσεων  $Z$  του δικτύου (αντίστροφος πίνακας του πίνακα αγωγιμοτήτων του δικτύου με πολύ μεγάλη αγωγιμότητα στο ζυγό αναφοράς),  $x_{lk}$  είναι η επαγωγική αντίδραση της γραμμής  $l-k$ ,  $f_{lk}$  είναι η ενεργός ισχύς που ρέει μεταξύ των ζυγών  $l$  και  $k$ ,  $P_{G_i}$  είναι η ενεργός παραγωγή ισχύος στο ζυγό  $i$ ,  $P_{L_j}$  είναι η ενεργός ζήτηση φορτίου στο ζυγό  $j$  και  $N$  είναι ο αριθμός των ζυγών του δικτύου.

Ο συντελεστής  $A_{lk,i}$  εκφράζει την ευαισθησία της ροής στη γραμμή  $l-k$  ως προς την έγχυση στο ζυγό  $i$ . Εξαρτάται από την επιλογή του ζυγού αναφοράς και από τη διαμόρφωση του δικτύου, ενώ είναι ανεξάρτητος από τη λειτουργική κατάσταση του συστήματος (κατανομή του φορτίου και της παραγωγής). Οι συντελεστές κατανομής μεταφοράς ισχύος μπορούν να χρησιμοποιηθούν και αυτοί για τον υπολογισμό των συνεισφορών των χρηστών στις ροές, αλλά τα αποτελέσματα είναι αρκετά ευαίσθητα στην επιλογή ζυγού αναφοράς [32]. Στην περίπτωση που δεν υπάρχει μόνο ένας ζυγός αναφοράς ή οι διάφορες συναλλαγές χρησιμοποιούν διαφορετικό ζυγό αναφοράς, τότε είναι δυνατός ο υπολογισμός συντελεστών κατανομής (Justified Distribution Factors, JDF) οι οποίοι είναι ανεξάρτητοι από το ζυγό αναφοράς του δικτύου [33], [34].

#### Γενικευμένοι συντελεστές κατανομής παραγωγής

Οι συντελεστές αυτοί (Generalized Generation Distribution Factors, GGDF) καθορίζουν την συνεισφορά κάθε παραγωγικής μονάδας στις ροές ενεργού ισχύος των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Οι συντελεστές GGDF ορίζονται ως εξής:

$$D_{lk,i} = D_{lk,ref} + A_{lk,i} \quad (2.11)$$

$$D_{lk,ref} = \frac{f_{lk}^0 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^N A_{lk,i} P_{G_i}}{\sum_{i=1}^N P_{G_i}} \quad (2.12)$$

$$f_{lk} = \sum_{i=1}^N D_{lk,i} P_{G_i} \quad (2.13)$$

όπου  $D_{lk,i}$  είναι ο γενικευμένος συντελεστής κατανομής της παραγωγής στο ζυγό  $i$  στη ροή ισχύος στη γραμμή  $l-k$  και  $ref$  είναι ο ζυγός αναφοράς του συστήματος.

Οι συντελεστές GGDF μετρούν τη συνολική χρήση του συστήματος μεταφοράς από τις γεννήτριες και είναι ανεξάρτητοι από την επιλογή του ζυγού αναφοράς. Εξαρτώνται από τις παραμέτρους των εγκαταστάσεων μεταφοράς, τις λειτουργικές συνθήκες του συστήματος και την τοπολογία των μονάδων παραγωγής που είναι σε λειτουργία, αλλά όχι από την επιλογή του ζυγού αναφοράς.

#### Γενικευμένοι συντελεστές κατανομής φορτίου

Οι συντελεστές αυτοί (Generalized Load Distribution Factors, GLDF) καθορίζουν τη συνεισφορά κάθε φορτίου στις ροές ενεργού ισχύος του δικτύου. Οι GLDFs ορίζονται ως εξής:

$$C_{lk,j} = C_{lk,ref} - A_{lk,j} \quad (2.14)$$

$$C_{lk,ref} = \frac{f_{lk}^0 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq r}}^N A_{lk,j} P_{L_j}}{\sum_{j=1}^N P_{L_j}} \quad (2.15)$$

$$f_{lk} = \sum_{j=1}^N C_{lk,j} P_{L_j} \quad (2.16)$$

όπου  $C_{lk,j}$  είναι ο γενικευμένος συντελεστής κατανομής του φορτίου στο ζυγό  $i$  στη ροή ισχύος στη γραμμή  $l-k$ .

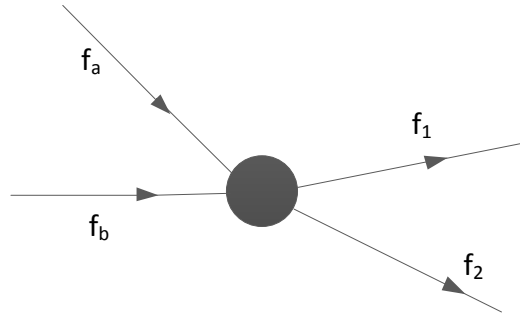
Ομοίως με τους γενικευμένους συντελεστές κατανομής παραγωγής, οι συντελεστές GLDF είναι ανεξάρτητοι από την επιλογή του ζυγού αναφοράς αλλά εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την τοπολογία των μονάδων παραγωγής και τα λειτουργικά χαρακτηριστικά του δικτύου.

#### **2.4.1.3.2 Η μέθοδος Bialek**

Στη μέθοδο ανίχνευσης 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 κάθε φορτίου στη ροή της κάθε γραμμής. Βασίζεται στον υπολογισμό τοπολογικών συντελεστών κατανομής (topological distribution factors) και στην αρχή της αναλογικής συνεισφοράς (proportional sharing). Στο Σχήμα 2.4 γίνεται φανερή η έννοια αυτής της αρχής. Οι δύο εκροές (outflows)  $f_1, f_2$  από ένα ζυγό μπορούν να εκφραστούν με βάση τις δύο εισροές (inflows)  $f_a, f_b$  στον ίδιο ζυγό ώστε να υπολογιστεί (αποδοθεί) μια τοπολογική συνεισφορά των ροών  $f_a$  και  $f_b$  στις ροές  $f_1$  και  $f_2$ :

$$f_1 = f_1 \frac{f_a}{f_a + f_b} + f_1 \frac{f_b}{f_a + f_b} \quad (2.17)$$





Σχήμα 2.4: Αρχή ποσοστιαίας συνεισφοράς (proportional sharing principal)

Η μέθοδος χρησιμοποιεί είτε τον αλγόριθμο upstream-looking, είτε τον αλγόριθμο downstream-looking ανάλογα με το αν οι χρεώσεις κατανέμονται στις γεννήτριες ή τα φορτία, αντίστοιχα [35]. Η μέθοδος προσδιορίζει 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. Αρχικά ορίζονται οι πίνακες κατανομής upstream και downstream:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{|f_{ji}|}{p_j} & j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{αλλού} \end{cases} \quad (2.18)$$

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{|f_{ji}|}{p_j} & j \in \alpha_i^d \\ 0 & \text{αλλού} \end{cases} \quad (2.19)$$

όπου  $p_j$  είναι η καθαρή (net) ισχύς στο ζυγό  $j$ ,  $\alpha_i^u$  είναι το σύνολο των ζυγών που προμηθεύουν απευθείας ισχύ το ζυγό  $i$  και  $\alpha_i^d$  είναι το σύνολο των ζυγών που προμηθεύονται απευθείας ισχύ από το ζυγό  $i$ .

Οι αραιοί αυτοί πίνακες έχουν διαστάσεις  $N \times N$  (όσοι και οι ζυγοί του δικτύου) και είναι μη συμμετρικοί. Αν υπάρχουν οι πίνακες  $A_u^{-1}$  και  $A_d^{-1}$  τότε ορίζονται οι τοπολογικοί συντελεστές κατανομής  $D_{ij,k}^B$  και  $C_{ij,l}^B$  που εκφράζουν τη συνεισφορά της γεννήτριας  $k$  και του φορτίου  $l$  στη συνολική ροή της γραμμής  $i-j$ :

$$D_{ij,k}^B = \frac{f_{ij}[A_u^{-1}]_{ik}}{p_i}, \quad j \in \alpha_i^d, \quad i \in N \quad (2.20)$$

$$C_{ij,l}^B = \frac{f_{ij}[A_d^{-1}]_{ik}}{p_i}, \quad j \in \alpha_i^u, \quad i \in N \quad (2.21)$$

### 2.4.1.3.3 Η μέθοδος της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης

Σε αυτή τη μέθοδο θεωρείται ότι η ενεργός ισχύς ρέει σε μονοπάτια έτσι ώστε να ελαχιστοποιούνται τα συνολικά  $MW-km$  ( $MW-Miles$ ) σε όλο το σύστημα. Εισάγει τον όρο της ηλεκτρικής απόστασης, ο οποίος αν χρησιμοποιηθεί σε ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης γραμμικού προγραμματισμού μπορεί να προσδιορίσει την κατανομή των γεννητριών στα φορτία, καθορίζοντας έτσι πόση ισχύ στέλνει η κάθε γεννήτρια σε κάθε φορτίο. Χρησιμοποιείται μόνο στο μοντέλο της DC αναπαράστασης του δικτύου.

Θεωρώντας ένα δίκτυο χωρίς απώλειες όπου  $N_G$  είναι το σύνολο των ζυγών που έχουν συνδεδεμένες γεννήτριες και  $N_D$  το σύνολο των ζυγών που έχουν φορτία, η ηλεκτρική απόσταση  $d_{ij}$  από το ζυγό παραγωγής  $i$  στο ζυγό φορτίου  $j$  ορίζεται ως:

$$d_{ij} = \sum_{kt} (A_{kt,i} - A_{kt,j}) \cdot L_{kt} \quad k, t \in \Omega, i \in N_G, j \in N_D \quad (2.22)$$

Στη μέθοδο ανίχνευσης ροής της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης, λύνεται το παρακάτω πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού:

$$\min \sum_{ij} d_{ij} p_{trans_{ij}} \quad (2.23)$$

s.t.

$$\sum_i p_{trans_{ij}} = P_{L_j}, \quad \forall j \in N_D$$

$$\sum_j p_{trans_{ij}} = P_{G_i}, \quad \forall i \in N_G$$

$$p_{trans_{ij}} > 0, \quad \forall i \in N_G \text{ και } j \in N_D$$

Η επίλυση του παραπάνω προβλήματος καθορίζει τις συναλλαγές  $p_{trans_{ij}}$  μεταξύ των γεννητριών  $i$  και των φορτίων  $j$  που ελαχιστοποιούν την ηλεκτρική απόσταση, δηλαδή τη χρήση του δικτύου. Η κατανομή των ροών ισχύος στις γεννήτριες και στα φορτία μετά τον υπολογισμό των συναλλαγών  $p_{trans_{ij}}$  γίνεται με τον ίδιο τρόπο που πραγματοποιείται στις διμερείς συμφωνίες, δηλαδή μέσω επίλυσης απλών DC ροών φορτίου.

### 2.4.2 Μέθοδοι που βασίζονται στο πρόσθετο κόστος

Η τιμολόγηση της χρήσης του συστήματος μεταφοράς μέσω μεθόδων ενσωματωμένου κόστους καλύπτει ένα προσυμφωνημένο επιτρεπόμενο έσοδο για τον ιδιοκτήτη των εγκαταστάσεων μεταφοράς αλλά δεν παρέχει καμία πληροφορία για την αποτελεσματική λειτουργία του συστήματος από την πλευρά του διαχειριστή και την οικονομικά ορθή χωροθέτηση καινούρια παραγωγής ή κατανάλωσης. Η τιμολόγηση με βάση το πρόσθετο κόστος είναι αυτή που μπορεί να παράσχει τις απαραίτητες πληροφορίες στο διαχειριστή για τις αποφάσεις που αφορούν τη λειτουργία, τη συντήρηση και την επέκταση του συστήματος και τα απαραίτητα οικονομικά σήματα τους τελικούς χρήστες.

Στις μεθόδους τιμολόγησης αυτές, όπου λαμβάνεται υπόψη το επιπλέον κόστος μεταφοράς που προκαλεί μια συναλλαγή, υπάρχουν οι εξής διαφοροποιήσεις [5]: i) η περίοδος που λαμβάνεται

υπόψη και ii) το είδος του κόστους που υπολογίζεται. Όσον αφορά την περίοδο που λαμβάνεται υπόψη στην τιμολόγηση, η ουσιαστική διαφορά των μεθόδων έγκειται στο γεγονός πως στις βραχυπρόθεσμες μεθόδους η μεταφορική ικανότητα των εγκαταστάσεων μεταφοράς είναι σταθερή και ίση με την υπάρχουσα εγκατεστημένη. Αντίθετα, στις μακροπρόθεσμες μεθόδους τιμολόγησης η μεταφορική ικανότητα δεν είναι σταθερή και μπορεί να επεκταθεί ή και να βελτιστοποιηθεί. Το είδος του κόστους έχει να κάνει με τη αποτίμηση του επιπλέον κόστους της μεταφοράς. Στις μεθόδους οριακού κόστους, το πρόσθετο κόστος μεταφοράς ορίζεται ως το επιπλέον κόστος που υπεισέρχεται στο σύστημα από τη μεταφορά μιας επιπλέον MWh, ενώ στις μεθόδους επαυξητικού κόστους, το πρόσθετο κόστος του συστήματος μεταφοράς αξιολογείται από τη διαφορά του συνολικού κόστους του συστήματος όπως υπολογίζεται με και χωρίς μια συγκεκριμένη συναλλαγή.

Η τιμολόγηση με βάση το επαυξητικό κόστος ουσιαστικά χρεώνει τους υπεύθυνους μιας συναλλαγής με όλα τα βραχυπρόθεσμα (μακροπρόθεσμα) κόστη μεταφοράς όπως προκύπτουν από τη διαφοροποίηση του κόστους λειτουργίας (ή και του κόστους επέκτασης) εξαιτίας της συναλλαγής αυτής [36], [37]. Οι μέθοδοι επαυξητικού κόστους δεν είναι διαδεδομένες μιας και οι χρεώσεις που προκύπτουν από τις μεθόδους αυτές είναι αρκετά ευμετάβλητες ενώ είναι αρκετά δύσκολος ο καθορισμός και καταμερισμός του επαυξητικού κόστους μεταφοράς καθώς χρειάζεται μια σειρά ένταξης (αρίθμησης) των συναλλαγών και μια μέθοδος καταμερισμού του κόστους στις αντίστοιχες συναλλαγές.

#### 2.4.2.1 Βραχυχρόνιο οριακό κόστος: Βέλτιστη ροή φορτίου και τοπικές οριακές τιμές

Το βραχυχρόνιο οριακό κόστος (Short Run Marginal Cost) μπορεί να οριστεί ως η μεταβολή της συνάρτησης βελτιστοποίησης της λειτουργίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας ως προς τη μεταβολή του φορτίου. Το βραχυχρόνιο οριακό κόστος αποτελείται από τέσσερις συνιστώσες: i) το οριακό κόστος της παραγωγής, ii) τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς, iii) τους περιορισμούς της παραγωγής και iv) τους περιορισμούς της μεταφοράς. Σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, οι τοπικές τιμές των ζυγών που βασίζονται στο βραχυχρόνιο οριακό κόστος αντανακλούν τις σκιδώδεις τιμές ή το κόστος ευκαιρίας που σχετίζεται με μια αύξηση της παραγωγής ή της ζήτησης σε κάποιο συγκεκριμένο ζυγό του δικτύου για μια συγκεκριμένη διαμόρφωση του συστήματος [11]. Οι τοπικές τιμές που βασίζονται στο παραπάνω κόστος (short run marginal prices ή spot/nodal prices), είναι φανερό πως θα διαφέρουν από ζυγό σε ζυγό. Και αυτό γιατί τα εκάστοτε ΣΗΕ διαθέτουν περιοχές όπου κυριαρχεί η παραγωγή, περιοχές όπου κυριαρχεί το φορτίο, κλάδους με περιορισμούς μεταφοράς και γενικότερα απώλειες ισχύος. Εκτός από αυτή τη γεωγραφική διασπορά που υφίσταται σε κάθε ΣΗΕ, το βραχυχρόνιο οριακό κόστος εξαρτάται και από την τοπολογία του δικτύου που είναι σε λειτουργία, τις βλάβες του συστήματος, την πολιτική ανακατανομής της παραγωγής και το αντίστοιχο κόστος της καθώς και το επίπεδο του φορτίου και της κατανομής του στους ζυγούς. Όλα αυτά τα στοιχεία εξηγούν τη μεταβλητότητα του βραχυχρόνιου οριακού κόστους.

Η οριακή τιμή σε ένα ζυγό  $k$  σε μία χρονική στιγμή  $t$  προκύπτει ως η μεταβολή της αντικειμενικής συνάρτησης μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους (ή ελαχιστοποίησης του κόστους παραγωγής) ως προς το φορτίο στο ζυγό  $k$ :

$$\lambda_k = \frac{\partial OF}{\partial d_k} \quad (2.24)$$

όπου  $\lambda_k$  είναι η τοπική οριακή τιμή στο ζυγό  $k$  (\$/MWh),  $OF$  είναι η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης της λειτουργίας ενός ΣΗΕ και  $d_k$  είναι το φορτίο στο ζυγό  $k$  (MW).

Το βραχυχρόνιο οριακό κόστος σχετίζεται με τις τιμές των δυϊκών μεταβλητών του προβλήματος βελτιστοποίησης της λειτουργίας ενός συστήματος. Εάν υποθεθεί ένα συνεχές και γραμμικό πρόβλημα, τότε το βασικό δυϊκό θεώρημα υποδηλώνει πως όταν επιτευχθεί το βέλτιστο, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του πρωτεύοντος προβλήματος αντιστοιχεί στην αντίστοιχη τιμή του δυϊκού προβλήματος. Αυτό οδηγεί στην οικονομική ερμηνεία του δυϊκού προβλήματος που λέει πως το κόστος παραγωγής ενός συνόλου αντικειμένων μπορεί να ανακτηθεί πλήρως εάν η χρήση τους τιμολογηθεί με βάση το οριακό κόστος. Υπό αυτήν την έννοια, οι τιμές των δυϊκών μεταβλητών (επίσης γνωστές ως σκιδώδεις μεταβλητές), αναπαριστούν τα βέλτιστα οικονομικά σήματα που στέλνονται από το σύστημα και οδηγούν σε ισορροπία τις δαπάνες και τις ανταμοιβές (ισορροπία της αγοράς) [38].

Το βραχυχρόνιο οριακό κόστος μπορεί να προκύψει χρησιμοποιώντας διάφορα μοντέλα ροής φορτίου. Οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες τεχνικές, χάριν της απλότητας και της εύκολης προγραμματιστικής δυνατότητας που παρέχουν, είναι τα μοντέλα που βασίζονται στις γραμμικοποιημένες ροές φορτίου (DC power flows). Η λύση των προβλημάτων αυτών με κάποιο πρόγραμμα γραμμικού προγραμματισμού μπορεί να προσφέρει τις οριακές τιμές κάθε ζυγού, με βάση τις τιμές των δυϊκών μεταβλητών της βέλτιστης λύσης του προβλήματος βελτιστοποίησης. Οι διαφοροποιήσεις των μορφοποιήσεων DC έγκεινται στον τρόπο υπολογισμού των απωλειών στις γραμμές μεταφοράς και στην αποδοχή ή όχι ύπαρξης μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Εάν ένα ΣΗΕ αποτελούταν από ένα τέλειο δίκτυο χωρίς απώλειες και περιορισμούς μεταφοράς, τότε για μία δεδομένη χρονική στιγμή  $t$ , οι τοπικές τιμές σε όλους τους ζυγούς θα ήταν παντού ίδιες. Σε όλα τα πραγματικά δίκτυα, η επίδραση των απωλειών και των περιορισμών του συστήματος (θερμικά ή/και λειτουργικά όρια μεταφοράς) προκαλούν διαφοροποιήσεις ανάμεσα στις οριακές τιμές των ζυγών.

Οι τοπικές τιμές για ένα ΣΗΕ προέρχονται από τη λύση του προβλήματος μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους. Δηλαδή τη μεγιστοποίηση της χρησιμότητας της κατανάλωσης ηλεκτρισμού μείον το κόστος παραγωγής, υπό έναν αριθμό περιορισμών. Οι περιορισμοί που πρέπει να ικανοποιούνται είναι αυτοί του συνολικού ισοζυγίου ισχύος και της μέγιστης ροής σε κάθε γραμμή μεταφοράς. Δηλαδή, η συνολική εγχεόμενη ισχύς πρέπει να ισούται με τη συνολική απορροφημένη ισχύ συν τις απώλειες (σε κάθε ζυγό), ενώ η μέγιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε γραμμής, εκτός από τα θερμικά όρια αυτής κατά την κατάσταση κανονικής λειτουργίας, μπορεί να καθορίζεται και από τις εκάστοτε λειτουργικές ανάγκες του συστήματος (πχ. ασφάλεια N-1).

Το πρόβλημα της μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους έχει γενικά τη μορφή:

$$\text{Max} \quad \sum_j B_j(d_j) - \sum_i C_i(g_i) \quad (2.25)$$

όπου  $B_j(d_j)$  είναι η συνάρτηση οφέλους ενός καταναλωτή  $j$  (\$/h) και  $C_i(g_i)$  είναι η συνάρτηση κόστους ενός παραγωγού  $i$  (\$/h).

Στην παραπάνω μορφοποίηση, το φορτίο θεωρείται ελαστικό. Σε περίπτωση ανελαστικού φορτίου, το πρόβλημα μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους ισοδυναμεί με το πρόβλημα βέλτιστης ροής φορτίου (Optimum Power Flow). Η αναπαράσταση Συνεχούς Ρεύματος της βέλτιστης ροής φορτίου (DC-OPF) με μοντελοποίηση της αποκοπής φορτίου χωρίς απώλειες και χωρίς περιορισμούς ασφαλείας N-1, δίνεται από τις ακόλουθες σχέσεις [19], [39]:

$$\text{Min} \quad \sum_j C_j(g_j) + G \sum_k r_k \quad (2.26)$$

s.t.:

$$S^T f + g + r = d \quad (2.27)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(\vartheta_i - \vartheta_j) = 0 \quad (2.28)$$

$$|f_{ij}| \leq F_{ij,max} \quad (2.29)$$

$$g_{min} \leq g \leq g_{max} \quad (2.30)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (2.31)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \vartheta_i \leq \frac{\pi}{2} \quad (2.32)$$

$$\vartheta_{ref} = 0 \quad (2.33)$$

$$i, j, k \in \Omega \quad (2.34)$$

όπου  $G$  είναι η τιμή αποκοπής φορτίου (\$/MWh),  $r$  είναι το διάνυσμα της αποκοπής φορτίου με στοιχεία  $r_k$  (αποκοπή φορτίου στο ζυγό  $k$ , MW),  $S^T$  είναι ο πίνακας συνδέσεων κλάδων-ζυγών,  $\gamma_{ij}$  είναι η αγωγιμότητα (φανταστικό μέρος μόνο) της εγκατάστασης μεταφοράς μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$  (S ή  $\Omega^{-1}$ ),  $f_{ij}$  είναι η ενεργός ροή ισχύος μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$  (MW),  $F_{ij,max}$  είναι το όριο μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$  (MW),  $\vartheta_i$  είναι η γωνία της τάσης στο ζυγό  $i$  (rad),  $g$  είναι το διάνυσμα παραγωγής ενεργού ισχύος με στοιχεία  $g_k$  (παραγωγή στο ζυγό  $k$ , MW),  $g_{max}$  είναι το διάνυσμα με τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος,  $g_{min}$  είναι το διάνυσμα με την ελάχιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος,  $d$  είναι το διάνυσμα με τη ζήτηση ενεργού ισχύος με στοιχεία  $d_k$  (φορτίο στο ζυγό  $k$ , MW) και  $\Omega$  είναι το σύνολο των ζυγών στο σύστημα.

Σε περίπτωση εφαρμογής του προβλήματος (2.25) αντί του (2.26), οι περιορισμοί (2.27) και (2.31) αντικαθίσταται από τους περιορισμούς:

$$S^T f + g = d \quad (2.35)$$

$$0 \leq d \leq d_{max} \quad (2.36)$$

όπου τώρα το διάνυσμα  $d$  είναι μεταβλητή απόφασης και όχι σταθερά όπως στο πρόβλημα (2.26) και  $d_{max}$  είναι το διάνυσμα της μέγιστης ζήτησης για το σενάριο του προβλήματος (2.25). Στις ως άνω DC-OPF μορφοποιήσεις, η οριακή τιμή κάθε ζυγού προκύπτει από την τελική τιμή των δυϊκών μεταβλητών (Langrange multiplier) των εξισώσεων ισοζυγίου ισχύος (2.27) ή (2.35).

Η οριακή τιμή σε ένα ζυγό  $k$  σε ένα σύστημα ανεπηρέαστο από απώλειες μπορεί να δοθεί και από τη σχέση [19]:

$$\lambda_k = MCP - \sum_{ij \in \Omega} \mu_{f,ij} \cdot \frac{\partial f_{ij}}{\partial d_k} \quad (2.37)$$

όπου  $\mu_{f,ij}$  είναι οι τιμές των δυϊκών μεταβλητών των εξισώσεων (2.29) και  $\frac{\partial f_{ij}}{\partial d_k}$  είναι η ευαισθησία ροής ισχύος στη γραμμή  $ij$  ως προς έγχυση ισχύος στο ζυγό  $k$  (συντελεστές  $A_{ij,k}$ ). Οι

σκιώδεις τιμές  $\mu_{f,ij}$  των περιορισμών (2.29), δείχνουν τη μεταβολή που θα έχει μια οριακή αύξηση της μεταφορικής ικανότητας  $F_{ij,max}$  στην τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (2.25) ή (2.26).  $MCP$  είναι η τιμή που προκύπτει για όλους του ζυγούς του δικτύου αν δε ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί μεταφοράς (Marginal Clearing Price). Η τιμή αυτή διαφοροποιείται όταν κάποιος από τους περιορισμούς μεταφοράς είναι ενεργός στη βέλτιστη λύση του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου. Στην περίπτωση αυτή, η μεταβολή της τιμής  $MCP$  σε κάθε ζυγό εξαρτάται από την επίδραση της έγχυσης ισχύος στο ζυγό στη ροή ενεργού ισχύος της συνωστισμένης γραμμής. Εάν στο σύστημα υπάρχουν  $N$  ενεργοί περιορισμοί μεταφοράς, θα υπάρχουν τουλάχιστον  $N+1$  οριακές μονάδες παραγωγής. Δηλαδή, οι οριακές τιμές σε τουλάχιστον  $N+1$  ζυγούς του δικτύου θα είναι ίσες με το οριακό κόστος (ή την τιμή προσφοράς) των  $N+1$  οριακών μονάδων του συστήματος.

Στην περίπτωση συνυπολογισμού των απωλειών στην οριακή τιμή στο ζυγό  $k$ , στη (2.37) προστίθεται ο όρος  $MCP \cdot \frac{\partial L}{\partial d_k}$ , όπου  $L$  είναι οι συνολικές απώλειες του δικτύου [10], [25]. Στη

διατριβή αυτή, η οριακή τιμή στους ζυγούς υπολογίζεται ανεξάρτητα από την επίδραση των οριακών απωλειών, θεωρώντας πως οι απώλειες ενσωματώνονται στο φορτίο των ζυγών είτε μέσω σταθερών ex-ante υπολογισμένων συντελεστών απωλειών, είτε μέσω μιας επαναληπτικής διαδικασίας επίλυσης του προβλήματος DC-OPF (βλ. ενότητα 5.3.1).

Η διαφοροποίηση των τοπικών οριακών τιμών (LMPs), οδηγεί σε διαφορετικές χρεώσεις στους ζυγούς παραγωγής και κατανάλωσης. Πιο συγκεκριμένα, οι οριακές τιμές είναι μικρότερες στις περιοχές που έχουν περίσσεια φθηνής παραγωγής και μεγαλύτερες σε περιοχές πιο απομακρυσμένες από τα κέντρα παραγωγής. Η περίσσεια αυτή φθηνή παραγωγή δε μπορεί να μεταφερθεί από το υπάρχον δίκτυο, με αποτέλεσμα πιο ακριβές μονάδες να πρέπει να λειτουργήσουν για να καλύψουν το φορτίο, ανεβάζοντας τις τιμές στις συγκεκριμένες περιοχές-ζυγούς. Επομένως στην τιμολόγηση που βασίζεται στο βραχυχρόνιο οριακό κόστος (μοντέλο LMP), η κατανομή των γεννητριών και έμμεσα της ισχύος που δικαιούνται να περάσουν οι γεννήτριες αυτές μέσα από τις εγκαταστάσεις μεταφοράς αποφασίζονται την ίδια στιγμή κατά την επίλυση της αγοράς. Για αυτό το λόγο το μοντέλο LMP είναι πιο συμβατό με το μοντέλο αγοράς τύπου κοινοπραξίας.

Το κέρδος από τη συμφόρηση σε μία συγκεκριμένη λειτουργική κατάσταση (σενάριο) του συστήματος που προκύπτει όταν υπάρχει διαφοροποίηση στις τιμές στους ζυγούς του δικτύου, όταν δηλαδή υπάρχει έστω και ένας ενεργός περιορισμός μεταφοράς (2.29), δίνεται από τη σχέση:

$$CR = \sum_{ij} f_{ij} (\lambda_i - \lambda_j) = \sum_i \lambda_i (d_i - g_i) \quad (2.38)$$

Το συνολικό ετήσιο κέρδος από τη συμφόρηση μπορεί να υπολογιστεί ύστερα από ετήσια ωριαία προσομοίωση του συστήματος:

$$ACR = \sum_{t=1}^{8760} CR_t \quad (2.39)$$

Εξαιτίας όμως των νομών της φυσικής που διέπουν τα μη ακτινικά δίκτυα (1<sup>st</sup> Kirchhoff law), η διαφοροποίηση των οριακών τιμών LMPs μπορεί να έχει αντίθετα από τα αναμενόμενα αποτελέσματα. Για παράδειγμα, οι τοπικές τιμές στα άκρα ενός κλάδου μπορεί να είναι διαφορετικές χωρίς ο κλάδος να είναι συνωστισμένος ενώ μπορεί να υπάρξει ροή ενεργού ισχύος από περιοχή με υψηλή τοπική τιμή προς περιοχή με χαμηλή τοπική τιμή. Για την αντιμετώπιση του κινδύνου εμφάνισης ευμετάβλητων χρεώσεων συμφόρησης, οι χρήστες του δικτύου μεταφοράς

συνήθως μπορούν να αγοράσουν ένα εργαλείο της αγοράς το οποίο καλείται δικαίωμα μεταφοράς (transmission right). Τα δικαιώματα μεταφοράς μπορεί να είναι «φυσικά» ή «οικονομικά». Τα «φυσικά» δικαιώματα μεταφοράς (PTRs) δίνουν τη δυνατότητα στον κάτοχό τους να χρησιμοποιήσουν το συγκεκριμένο μερίδιο μεταφορικής ικανότητας μιας συνωστισμένης εγκατάστασης ενώ τα «οικονομικά» δικαιώματα μεταφοράς (FTRs) προσφέρουν στο κάτοχό τους οικονομικό όφελος ίσο με το κέρδος από συμφόρηση [40].

Εάν μια επιχείρηση μεταφοράς είχε ένα ιδεατό δίκτυο χωρίς απώλειες με μηδενική εμφάνιση συμφόρησης σε όλα τα σενάρια παραγωγής και κατανάλωσης, τότε οι βραχυχρόνιες οριακές τιμές σε όλους τους ζυγούς του δικτύου θα ήταν ίδιες και η συνολική αποζημίωση της θα ήταν μηδενική. Αντίθετα, ένα δίκτυο με μειωμένη μεταφορική ικανότητα, θα είχε μεγάλο αριθμό συνωστισμένων γραμμών, που θα οδηγούσε στη εμφάνιση σημαντικού αριθμού μη μηδενικών συντελεστών Lagrange  $\mu_{f,ij}$ . Αυτό όμως θα είχε ως αποτέλεσμα ο ιδιοκτήτης του δικτύου να επιβραβευτεί τελικά με μία μεγάλη αποζημίωση (ACR). Αυτό το παράδοξο αποτέλεσμα πρέπει να αντιμετωπίζεται μέσω κατάλληλης ρύθμισης των μονοπωλιακών επιχειρήσεων μεταφοράς από τις ρυθμιστικές αρχές των χωρών και μέσω εγκαθίδρυσης απαιτήσεων ποιότητας παροχής υπηρεσιών (quality of service).

Η μέθοδος LMP εξασφαλίζει λειτουργία του συστήματος με το ελάχιστο κόστος παραγωγής με παράλληλη αποφυγή της συμφόρησης ενώ δίνει σωστά οικονομικά σήματα στην αγορά σχετικά με την ανάγκη ενίσχυσης εγκαταστάσεων μεταφοράς ή την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής. Η οριακή τιμολόγηση όμως της μεταφοράς πάντα θα επιφέρει εισόδημα στον ιδιοκτήτη του δικτύου μικρότερο του σταθερού κόστους της μεταφοράς που πρέπει συνολικά να ανακτηθεί (10-20% του συνολικού ρυθμιζόμενου εισοδήματος). Έτσι οι χρεώσεις χρήσης δεν μπορεί να βασίζεται αποκλειστικά στο οριακό κόστος του δικτύου (εκτός των περιπτώσεων υπολογισμού κατάλληλων-προσαρμοσμένων οριακών τιμών που να καλύπτουν το συνολικό ετήσιο κόστος της μεταφοράς [41]), αλλά σε σύνθετους μηχανισμούς τιμολόγησης που λαμβάνουν υπόψη και την έκταση της χρήσης του δικτύου. Οι συμπληρωματικές χρεώσεις (complementary charges) που προκύπτουν για την ανάκτηση του συνολικού σταθερού κόστους της μεταφοράς (επιτρεπόμενου εσόδου του ιδιοκτήτη) υπολογίζονται μέσω μεθόδων ενσωματωμένου (μέσου) κόστους (cost recovery problem).

#### 2.4.2.2 Μακροχρόνιο οριακό κόστος

Το μακροχρόνιο οριακό κόστος καθορίζεται ως το οριακό κόστος της τροφοδότησης μιας επιπλέον μονάδας ζήτησης όταν επιτρέπεται η βέλτιστη επέκταση του δικτύου μεταφοράς σε απόκριση της οριακής αύξησης της ζήτησης [39]. Περιέχει κεφαλαιουχικά και λειτουργικά έξοδα του συστήματος και μπορεί να υπολογιστεί για μια χρονική περίοδο που αντικατοπτρίζει το χρονικό ορίζοντα επέκτασης του δικτύου. Δηλαδή το μακροχρόνιο οριακό κόστος παρέχει μία οριακή τιμή σε κάθε κόμβο του συστήματος, η οποία βασίζεται στο μελλοντικό κόστος λειτουργίας του συστήματος και στο κόστος επένδυσης νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς που χρειάζονται για την υποστήριξη της οριακής αύξησης της ζήτησης. Οι υπολογισμοί γίνονται για κάθε ζυγό αλλά βασίζονται σε μελλοντικά σενάρια εξέλιξης της παραγωγής και της ζήτησης του συστήματος.

Ο υπολογισμός του μακροχρόνιου οριακού κόστους επέκτασης του συστήματος συνδέεται με την κατασκευή ενός «άριστου» δικτύου μεταφοράς [42], [43]. Άριστο σύστημα μεταφοράς είναι το ελαχίστου κόστους Σύστημα που εξυπηρετεί τους πελάτες με δοσμένο επίπεδο αξιοπιστίας. Το οριακό κόστος ενίσχυσης του άριστου συστήματος για την εξυπηρέτηση ενός χρήστη του συστήματος είναι το κόστος ενίσχυσης του άριστου δικτύου για την εξυπηρέτηση μιας οριακής αύξησης του φορτίου του πελάτη (ή της παραγωγής της μονάδας παραγωγής). Το οριακό κόστος επέκτασης του συστήματος υπολογίζεται με ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη βέλτιστη λύση του προβλήματος κατασκευής του άριστου δικτύου μεταφοράς.

Επειδή ο ακριβής υπολογισμός του οριακού κόστους επέκτασης του συστήματος είναι πολύπλοκος, στην πράξη υπολογίζεται μια προσέγγιση του οριακού κόστους επέκτασης που βασίζεται σε ορισμένες απλουστευτικές παραδοχές ως προς την κατασκευή του άριστου δικτύου [42]. Το άριστο αυτό δίκτυο περιέχει μόνο τις εγκαταστάσεις αυτές που είναι απολύτως αναγκαίες για την οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος (σε βραχυχρόνιο επίπεδο) με μία βέλτιστη μεταφορική ικανότητα. Η ικανότητα μεταφοράς είναι βέλτιστη όταν το βραχυπρόθεσμο οριακό κόστος είναι ίσο με το μακροπρόθεσμο οριακό κόστος. Η βέλτιστη αυτή ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης που υπεισέρχεται στο άριστο δίκτυο, είναι συνήθως κατά πολύ μικρότερη της πραγματικής εγκατεστημένης εξαιτίας του τρόπου σχεδιασμού των δικτύων (διασφάλιση αξιοπιστίας και ασφάλειας τροφοδοσίας) και του μεγάλου σταθερού κόστους των συστημάτων μεταφοράς. Τέλος, ενώ οι μέθοδοι που βασίζονται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα θα έπρεπε να ανακτούν ένα σημαντικό, αν όχι όλο, ποσοστό του ρυθμιζόμενου εισοδήματος των ιδιοκτητών των εγκαταστάσεων μεταφοράς, στην πράξη οι χρεώσεις που υπολογίζονται από τη μέθοδο αυτή προσομοιώνονται με ομοιόμορφο τρόπο.

## 2.5 Αξιολόγηση των μεθόδων ενσωματωμένου κόστους σε αγορά τύπου κοινοπραξίας

Οι μέθοδοι τιμολόγησης της μεταφοράς με βάση τις πραγματικές ροές φορτίου συναντώνται πιο συχνά σε ακτινικά δίκτυα καθώς και για τον καθορισμό της χρέωσης χρήσης μια διμερούς συμφωνίας. Η χρήση του δικτύου από μια διμερή συναλλαγή μπορεί εύκολα να υπολογιστεί μέσω της εκτέλεσης μιας απλής ροής φορτίου όπως προκύπτει από την έγχυση και την ταυτόχρονη απορρόφηση της συμβολαιοποιημένης ισχύος στους δύο ή περισσότερους ζυγούς της συναλλαγής. Οι ροές ενεργού ισχύος που υπολογίζονται μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μία από τις μεθόδους κατανομής του κόστους της μεταφοράς των ενότητων 2.4.1.2.1 έως 2.4.1.2.7. Με τον τρόπο όμως αυτό, δε λαμβάνονται υπόψη οι υπόλοιπες συναλλαγές οι οποίες πραγματοποιούνται ταυτόχρονα και πιθανώς επιβαρύνουν τις ίδιες εγκαταστάσεις μεταφοράς. Σε μια αγορά τύπου κοινοπραξίας, υπάρχει σίγουρα ένα ποσοστό (έως και 100%) της συναλλασσόμενης ενέργειας μεταξύ των παιχτών που χρησιμοποιεί ως αντισυμβαλλόμενο τον ανεξάρτητο διαχειριστή του συστήματος. Στην περίπτωση αυτή είναι απαραίτητη η εύρεση των ζυγών παραγωγής που χρησιμοποιούνται για την εξυπηρέτηση της ζήτησης σε κάθε ζυγό του δικτύου, ώστε στη συνέχεια να υπολογιστεί η αντίστοιχη χρέωση χρήσης για τους καταναλωτές ή και τους παραγωγούς. Στο κεφάλαιο αυτό θα μελετηθούν και θα αξιολογηθούν οι τρεις μέθοδοι ανίχνευσης που περιγράφηκαν στην ενότητα 2.4.1.3 σε σχέση με τις μεθόδους κατανομής του κόστους μεταφοράς που περιγράφηκαν στις ενότητες 2.4.1.1 και 2.4.1.2.

### 2.5.1 Εφαρμογή στο ενισχυμένο δίκτυο του Garver

Το αρχικό δίκτυο του Garver αποτελείται από ένα σύστημα 6 ζυγών, το οποίο στην αρχική του κατάσταση αποτελείται από 5 ζυγούς και 6 γραμμές που τους συνδέουν. Ο 6<sup>ος</sup> ζυγός, που είναι ζυγός παραγωγής, μπορεί να συνδεθεί με τους υπόλοιπους ζυγούς με την προσθήκη επιπλέον γραμμών. Όλα τα δεδομένα για το συγκεκριμένο δίκτυο παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β.1. Για την αξιολόγηση των μεθόδων ενσωματωμένου κόστους εξετάστηκαν τα δύο σενάρια παραγωγής του Πίνακα 2.1. Το δίκτυο είναι ενισχυμένο σε σχέση με το αρχικό δίκτυο με βάση τα αποτελέσματα της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς για σταθερή παραγωγή (ενότητα 4.5). Τα χαρακτηριστικά του νέου δικτύου παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.2. Το συνολικό ετήσιο κόστος που πρέπει να ανακτηθεί από του χρήστες του δικτύου ανέρχεται στα 400k\$. Για χάρη απλότητας και αποφυγή συγκεκριμένου καταμερισμού του κόστους μεταξύ γεννητριών και φορτίων, όλα τα αποτελέσματα των μεθόδων κατανομής του κόστους παρουσιάζονται ως ποσοστό της χρέωσης που προκύπτει από την εφαρμογή της μεθόδου postage stamp.



**Πίνακας 2.1: Δεδομένα παραγωγής και φορτίου για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver**

Ζυγός	Σενάριο I		Σενάριο II	
	Παραγωγή (MW)	Φορτίο (MW)	Παραγωγή (MW)	Φορτίο (MW)
1	50	80	50	80
2	-	240	-	240
3	165	40	265	40
4	-	160	-	160
5	-	240	-	240
6	545	-	445	-
Σύνολο	760	760	760	760

**Πίνακας 2.2: Δεδομένα των γραμμών μεταφοράς για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver**

Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Επαγωγική αντίδραση X (pu)	Όριο συνεχούς φόρτισης $F_{max}$ (MW)	Ετήσιο κόστος επένδυσης (κ\$)	Μήκος (km)	Αριθμός εγκατεστημένων γραμμών
1	2	0,40	100	40	40	1
1	4	0,60	80	60	60	1
1	5	0,20	100	20	20	1
2	3	0,20	100	20	20	1
2	4	0,40	100	40	40	1
2	6	0,075	400	120	30	4
3	5	0,1	200	40	20	2
4	6	0,15	200	60	30	2
Σύνολο				400		

**Πίνακας 2.3: Πίνακας PTDF<sub>k</sub> για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver**

Κλάδος		PTDF <sub>k</sub>					
Από ζυγό	Προς ζυγό	Ζυγός 1	Ζυγός 2	Ζυγός 3	Ζυγός 4	Ζυγός 5	Ζυγός 6
1	2	0	-0,4278	-0,2567	-0,3450	-0,1711	-0,4002
1	4	0	-0,2300	-0,1380	-0,3790	-0,0920	-0,2797
1	5	0	-0,3422	-0,6053	-0,2760	-0,7369	-0,3201
2	3	0	0,3422	-0,3947	0,2760	-0,2631	0,3201
2	4	0	0,0828	0,0497	-0,2236	0,0331	-0,0193
2	6	0	0,1472	0,0883	-0,3974	0,0589	-0,7010
3	5	0	0,3422	0,6053	0,2760	-0,2631	0,3201
4	6	0	-0,1472	-0,0883	0,3974	-0,0589	-0,2990

**Πίνακας 2.4: Συναλλαγές μεταξύ γεννητριών-φορτίων όπως προκύπτει με τη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης για το σενάριο I για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver**

Συναλλαγές			Ισχύς συναλλαγής (MW)
α/α	Από ζυγό παραγωγής	Προς ζυγό φορτίου	
1	1	1	50
2	3	3	40
3	3	5	125
4	6	1	30
5	6	2	240
6	6	4	160
7	6	5	115

**Πίνακας 2.5: Συνεισφορά των γεννητριών στις ροές ενεργού ισχύος για τις τρεις μεθόδους ανίχνευσης για το σενάριο I του ενισχυμένου δικτύου του Garver**

Κλάδος		Ροή ισχύος (MW)	GGDF			Bialek			Minimum Transactions		
			G1 (MW)	G3 (MW)	G6 (MW)	G1 (MW)	G3 (MW)	G6 (MW)	G1 (MW)	G3 (MW)	G6 (MW)
1	2	-51,25	13,76	3,07	-68,08	0	0	-51,25	0	-10,69	-40,56
1	4	-31,75	9,44	8,37	-49,56	0	0	-31,75	0	-5,75	-26
1	5	53	21,54	-28,81	60,27	19,92	0	33,08	0	16,44	36,56
2	3	62	-3,12	-75,40	140,52	0	0	62	0	-16,44	78,44
2	4	3,63	0,39	9,49	-6,25	0	0	3,63	0	2,07	1,56
2	6	-356,88	0,70	16,87	-374,45	0	0	-356,88	0	3,68	-360,56
3	5	187	-5,75	80,91	111,84	0	135,93	51,07	0	108,56	78,44
4	6	-188,12	-0,70	-16,87	-170,55	0	0	-188,12	0	-3,68	-184,44

**Πίνακας 2.6: Συνεισφορά των φορτίων στις ροές ενεργού ισχύος με τις μεθόδους ανίχνευσης συντελεστών κατανομής και Bialek για το σενάριο I του ενισχυμένου δικτύου του Garver**

Κλάδος		Ροή ισχύος (MW)	GLDF					Bialek				
			L1 (MW)	L2 (MW)	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L1 (MW)	L2 (MW)	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)
1	2	-51,25	-27,42	20,42	-3,44	0,37	-41,18	-30,83	0	0	0	-20,42
1	4	-31,75	-18,44	-0,12	-3,70	23,76	-33,24	-19,10	0	0	0	-12,65
1	5	53	-28,88	-4,51	9,77	-13,60	90,21	0	0	0	0	53
2	3	62	11,51	-47,60	21,54	-21,13	97,68	0	0	10,93	0	51,08
2	4	3,63	-0,25	-20,61	-2,11	35,28	-8,68	0,36	0	0	3,03	0,24
2	6	-356,88	-38,68	-151,37	-22,87	-13,78	-130,18	-31,19	-240	-10,93	-3,03	-71,74
3	5	187	28,88	4,51	-9,77	13,60	149,79	0	0	0	0	187
4	6	-188,12	-18,69	-20,73	-5,81	-100,96	-41,93	-18,74	0	0	-156,97	-12,41

**Πίνακας 2.7: Συνεισφορά των φορτίων στις ροές ενεργού ισχύος με τη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης για το σενάριο I του ενισχυμένου δικτύου του Garver**

Κλάδος		Ροή ισχύος (MW)	Minimum Transactions				
			L1 (MW)	L2 (MW)	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)
1	2	-51,25	-12,01	6,62	0	-8,83	-37,04
1	4	-31,75	-8,39	-11,92	0	15,90	-27,33
1	5	53	-9,60	5,30	0	-7,07	64,37
2	3	62	9,60	-5,30	0	7,07	50,63
2	4	3,63	-0,58	-24,51	0	32,68	-3,96
2	6	-356,88	-21,03	-203,57	0	-48,57	-83,71
3	5	187	9,60	-5,30	0	7,07	175,63
4	6	-188,12	-8,97	-36,43	0	-111,43	-31,29

Στους Πίνακες 2.3 έως 2.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μεθόδων ανίχνευσης ροών φορτίου της ενότητας 2.4.1.3 για το σενάριο I, ενώ στους Πίνακες 2.8 και 2.9 παρουσιάζονται οι υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης για όλες τις μεθόδους τιμολόγησης των ενότητων 2.4.1.1 και 2.4.1.2 για τα σενάρια I και II, οι οποίες φαίνονται πιο παραστατικά στα Σχήματα 2.5 έως 2.8. Από τα αποτελέσματα των δύο σεναρίων για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver προκύπτουν αρκετά σημαντικά συμπεράσματα. Στις μεθόδους που λαμβάνουν υπόψη την μέγιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών (Abs\_used, Rev\_used, Zcf\_used) δε μπορεί να γίνει πλήρης ανάκτηση του συνολικού σταθερού κόστους του δικτύου. Οι συμπληρωματικές χρεώσεις που απαιτούνται μπορούν να προκύψουν είτε με απλή αναγωγή των χρεώσεων είτε με κατανομή του εναπομείναντος κόστους μέσω κάποιας άλλης μεθόδου ενσωματωμένου κόστους που εγγυάται την πλήρη ανάκτησή του. Στα αποτελέσματα αυτού του κεφαλαίου, οι συμπληρωματικές αυτές χρεώσεις (Suppl\_abs\_used, Suppl\_zcf\_used, Suppl\_rev\_used) υπολογίστηκαν χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp.

Όλες οι μέθοδοι που βασίζονται στις ροές φορτίου εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την τοπολογία της παραγωγής των γεννητριών. Οι τρεις διαφορετικές μέθοδοι αντιστοίχισης της παραγωγής με τα φορτία οδηγούν σε διαφορετική «χρήση» κάθε γραμμής από κάθε χρήστη (γεννήτρια ή φορτίο). Στη μέθοδο των συντελεστών κατανομής GGDF και GLDF, οι χρήστες του δικτύου χρησιμοποιούν το σύνολο των γραμμών. Δηλαδή, όλοι οι χρήστες χρεώνονται έστω και λίγο για το κόστος κάθε γραμμής του δικτύου. Στη μέθοδο Bialek upstream και Bialek downstream, η χρήση του δικτύου που προκύπτει είναι αρκετά διαφορετική σε σχέση με αυτή των συντελεστών κατανομής, καθώς οι χρήστες που βρίσκονται σε ζυγούς διέλευσης (transit) χρεώνονται λιγότερο σε σχέση με τους πιο απομακρυσμένους «ηλεκτρικά» ζυγούς ενώ δεν υπολογίζονται αρνητικές χρεώσεις (πιστώσεις). Η μέθοδος της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης ακολουθεί σε μεγάλο βαθμό τη διακύμανση των χρεώσεων όπως προκύπτουν από τη χρήση της μεθόδου Bialek, ενώ υπάρχει ενδεχόμενο (όπως και στη μέθοδο Bialek) να εμφανιστούν μηδενικές χρεώσεις για κάποιους χρήστες του δικτύου. Το φαινόμενο αυτό παρουσιάζεται όταν το φορτίο σε κάποιο ζυγό εξυπηρετείται εξολοκλήρου (μέσω μιας συναλλαγής) με γεννήτρια που βρίσκεται στον ίδιο ζυγό ή μια γεννήτρια τροφοδοτεί με το σύνολο της παραγωγής της όλο ή μέρος του φορτίου που βρίσκεται στον ίδιο ζυγό με αυτήν. Αξίζει να σημειωθεί πως η χρήση του δικτύου όπως προκύπτει από την εφαρμογή των μεθόδων των γενικευμένων συντελεστών κατανομής GGDF και GLDF, είναι η ίδια με της μεθόδου των ισοδύναμων διμερών συναλλαγών (EBE) [28]. Υπάρχει δηλαδή μια έμμεση αντιστοίχιση φορτίων-γεννητριών ανάλογα με την παραγόμενη (ή την καταναλισκόμενη) ενεργό ισχύ των χρηστών.

Η μέθοδος Rev\_unused δύναται να προκαλέσει ακραίες χρεώσεις, εξαιτίας της ανάγκης κάλυψης του πλήρους σταθερού κόστους του δικτύου, και ειδικά στις περιπτώσεις που η συνεισφορά κάποιου χρήστη στη ροή μιας εγκατάστασης μεταφοράς είναι μεγαλύτερη (κατά απόλυτη τιμή) από την τελική ροή ενεργού ισχύος στην εγκατάσταση αυτή. Η χρησιμοποίηση της μέγιστης ικανότητας μεταφοράς της γραμμής σαν δείκτη επιμερισμού, μετριάζει την εμφάνιση τέτοιων χρεώσεων. Από την άλλη μεριά όμως, η ύπαρξη πολλών counter-flows και η μικρή χρήση κάποιων στοιχείων του δικτύου μπορεί να οδηγήσει σε αρκετά αυξημένες συμπληρωματικές χρεώσεις. Οι μέθοδοι Zcf\_unused και Zcf\_used μοιάζουν να είναι οι πιο δίκαιες μέθοδοι τιμολόγησης καθώς διατηρούν το προφίλ των χρεώσεων που έχει να κάνει με την απόσταση των ζυγών παραγωγής και φορτίου και συγχρόνως δίνουν κίνητρο στους χρήστες που προκαλούν ροές αντίθετες από την κύρια-καθαρή ροή, μειώνοντας έτσι την πιθανότητα εμφάνισης συμφόρησης και κατά επέκταση την ανάγκη ενίσχυσης του δικτύου. Οι Rev\_used και Rev\_unused δίνουν ακόμα μεγαλύτερο κίνητρο στους χρήστες που προκαλούν αντίθετες ροές αλλά όπως ήδη αναφέρθηκε μπορεί να οδηγήσουν στην εμφάνιση ακραίων χρεώσεων και πιστώσεων ενώ η πίστωση εν γένει για τη χρήση κάποιων εγκαταστάσεων του δικτύου δεν είναι κάτι εύκολα αποδεκτό από όλους τους εμπλεκόμενους φορείς σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Η μέθοδος Rev\_used στις μεθόδους ανίχνευσης GGDF και ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης, καθώς και όλες οι μέθοδοι used στη Bialek, ανακτούν το ακριβές κόστος χρήσης του δικτύου. Δηλαδή το ποσοστό ανάκτησης στις μεθόδους αυτές είναι ίσο με το ποσοστό της μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων του δικτύου (με μη μηδενική καθαρή ροή ισχύος) που χρησιμοποιείται στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή.

Τα αποτελέσματα του σεναρίου II, συγκρινόμενα με τα αντίστοιχα του σεναρίου I, δείχνουν πως μια αλλαγή στην κατανομή των γεννητριών μπορεί να προκαλέσει αρκετά διαφορετική χρήση του δικτύου και επομένως μια διαφοροποιημένη χρέωση των χρηστών. Η μείωση της παραγωγής στον ζυγό 6 κατά 100MW και η παράλληλη αύξηση της παραγωγής στον ζυγό 3 κατά την ίδια ισχύ έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της γενικότερης χρήσης του δικτύου όπως φαίνεται και από το ποσοστό ανάκτησης του σταθερού κόστους από τις μεθόδους Rev\_used (53,11% στο σενάριο II έναντι 67,42% στο σενάριο I) . Η μείωση αυτή οφείλεται στη μικρότερη χρησιμοποίηση των γραμμών 2-6 και 4-6 που συνδέουν το ζυγό παραγωγής 6 με το υπόλοιπο δίκτυο και στην εμφάνιση περισσότερων counter-flows. Η διαφοροποίηση των χρεώσεων των γεννητριών μεταξύ των δύο σεναρίων ακολουθεί την αλλαγή στην κατανομή της ισχύος σε αυτές σε όλες τις μεθόδους ανίχνευσης των ροών. Τα ποσοστά βέβαια της αύξησης ή της μείωσης των χρεώσεων εξαρτώνται από τη μέθοδο κατανομής του κόστους και τιμολόγησης των counter-flows. Το ίδιο φαινόμενο παρατηρείται και στη χρέωση των φορτίων, όπου υπάρχει γενικά μια μείωση των χρεώσεων στους ζυγούς 1, 3 και 5 λόγω της εξυπηρέτησης πλέον μεγαλύτερου μέρους του φορτίου στους ζυγούς αυτούς από την πιο κοντινή γεννήτρια του ζυγού 3.

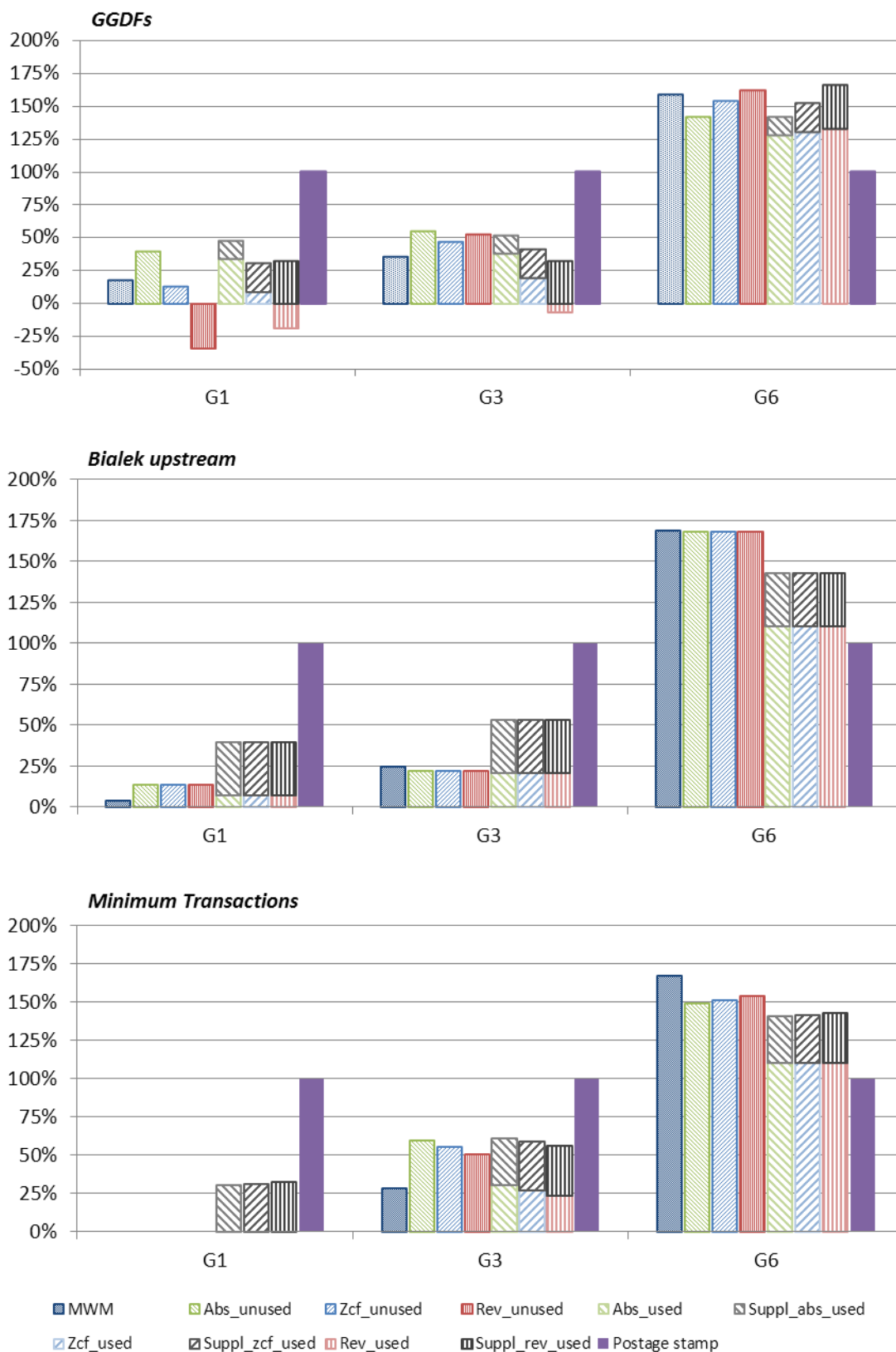
Τα αποτελέσματα του σεναρίου II είναι ενδεικτικά της διαφοροποίησης που μπορεί να προκαλέσει στις τελικές χρεώσεις των φορτίων (γεννητριών) η εγκατάσταση νέας (φτηνής) παραγωγής κοντά σε ζυγούς φορτίου (παραγωγής). Η μείωση των τελικών χρεώσεων χρήσης στους καταναλωτές σε περιοχές που εγκαθίσταται νέες μονάδες παραγωγής (συμβατικές ή ΑΠΕ) μπορεί να αποτελέσει ένα περαιτέρω εργαλείο για τη μείωση των αντιδράσεων τοπικών κοινωνιών σε νέες επενδύσεις παραγωγής. Το ευμετάβλητο ύψος όμως των χρεώσεων αυτών οδηγεί στη μη καθολική αποδοχή τους από όλους τους συμμετέχοντες. Έτσι, είναι προτιμότερο οι χρεώσεις χρήσης που τελικά υπολογίζονται να βασίζονται μόνο εν μέρει σε μεθόδους κατανομής κόστους που χρησιμοποιούν ροές φορτίου ενώ και η χρησιμοποιούμενη κατανομή των μονάδων παραγωγής θα πρέπει να είναι αρκετά αντιπροσωπευτική του ΣΗΕ για ένα αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα.

Πίνακας 2.8: Χρεώσεις χρήσης για το σενάριο Ι για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver

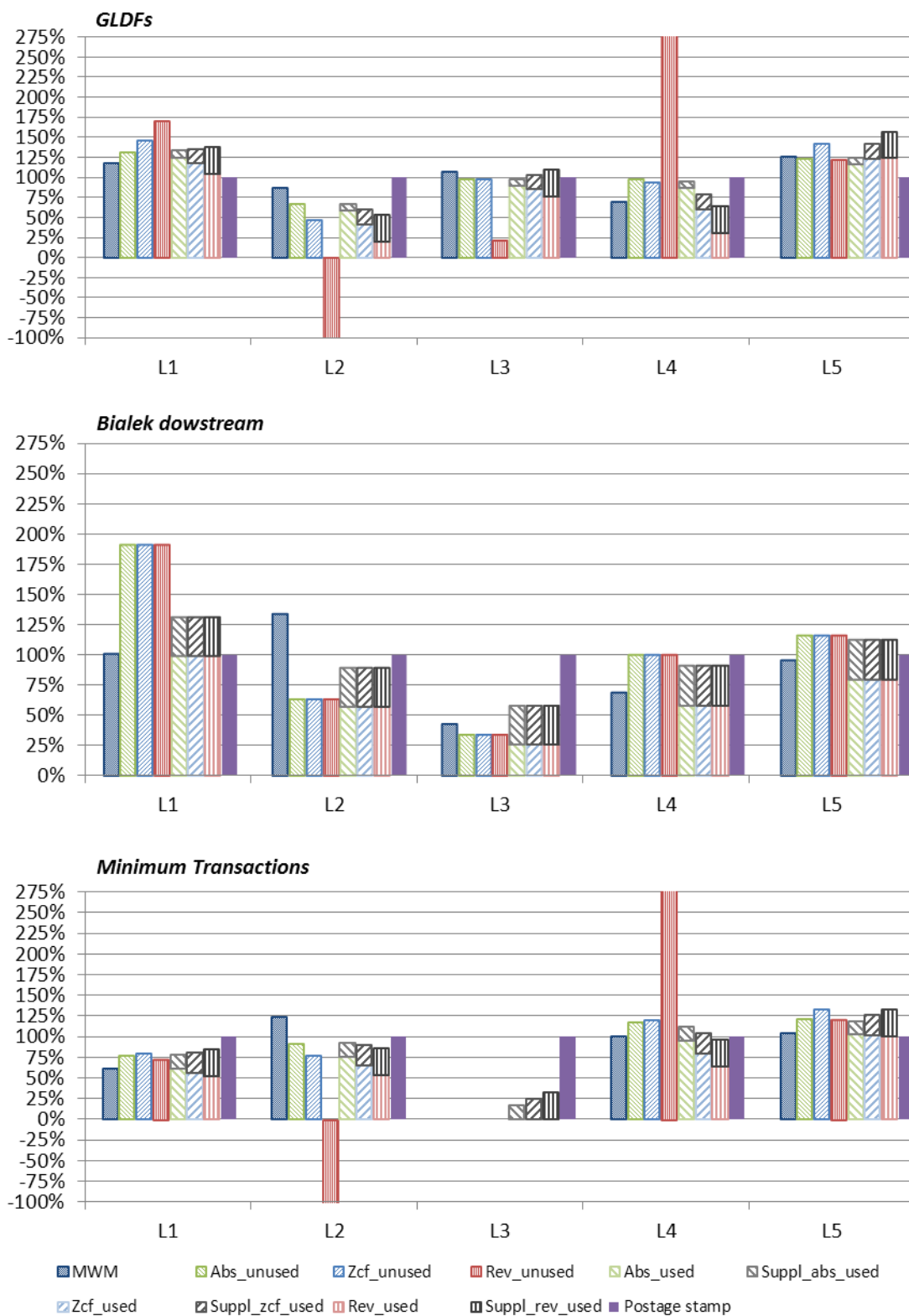
Μέθοδος Ανίχνευσης	Χρέωση χρήστη	Μέθοδος κατανομής κόστους										Postage Stamp
		MWM	Unused Absolute	Unused zcf	Unused Reverse	Used Absolute		Used Zcf		Used Reverse		
						Αρχική	Συμπληρωματική	Αρχική	Συμπληρωματική	Αρχική	Συμπληρωματική	
GGDF	G1	18,11%	40,02%	13,09%	-33,99%	34,20%	13,83%	8,65%	21,99%	-18,30%	32,58%	100%
	G3	35,66%	55,02%	46,70%	52,58%	38,31%	13,83%	19,30%	21,99%	-6,45%	32,58%	
	G6	159,07%	141,98%	153,71%	161,95%	127,88%	13,83%	130,57%	21,99%	133,16%	32,58%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	86,17%	13,83%	78,01%	21,99%	67,42%	32,58%	100%
GLDF	L1	117,37%	131,96%	146,67%	169,82%	125,36%	8,29%	117,67%	18,15%	105,00%	32,58%	100%
	L2	87,70%	67,28%	46,36%	-159,45%	58,90%	8,29%	41,66%	18,15%	20,42%	32,58%	
	L3	107,57%	97,24%	98,35%	21,45%	90,17%	8,29%	85,54%	18,15%	77,05%	32,58%	
	L4	69,68%	98,16%	94,52%	441,05%	86,81%	8,29%	60,86%	18,15%	31,28%	32,58%	
	L5	125,47%	123,75%	142,01%	121,90%	116,84%	8,29%	123,48%	18,15%	124,37%	32,58%	
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	91,71%	8,29%	81,85%	18,15%	67,42%	32,58%	100%	
Bialek Upstream	G1	4,34%	13,91%	13,91%	13,91%	7,37%	32,58%	7,37%	32,58%	7,37%	32,58%	100%
	G3	24,66%	22,41%	22,41%	22,41%	20,96%	32,58%	20,96%	32,58%	20,96%	32,58%	
	G6	169,12%	168,08%	168,08%	168,08%	110,30%	32,58%	110,30%	32,58%	110,30%	32,58%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	67,42%	32,58%	67,42%	32,58%	67,42%	32,58%	100%
Bialek Downstream	L1	101,44%	191,42%	191,42%	191,42%	99,22%	32,58%	99,22%	32,58%	99,22%	32,58%	100%
	L2	134,13%	63,89%	63,89%	63,89%	57,00%	32,58%	57,00%	32,58%	57,00%	32,58%	
	L3	42,74%	34,19%	34,19%	34,19%	25,95%	32,58%	25,95%	32,58%	25,95%	32,58%	
	L4	69,18%	100,30%	100,30%	100,30%	58,44%	32,58%	58,44%	32,58%	58,44%	32,58%	
	L5	95,48%	116,41%	116,41%	116,41%	80,13%	32,58%	80,13%	32,58%	80,13%	32,58%	
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	67,42%	32,58%	67,42%	32,58%	67,42%	32,58%	100%	
Minimum Transactions	G1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	30,39%	0,00%	31,49%	0,00%	32,58%	100%
	G3	28,90%	59,59%	55,98%	50,94%	30,77%	30,39%	27,38%	31,49%	24,00%	32,58%	
	G6	167,66%	149,25%	151,41%	154,44%	110,32%	30,39%	110,32%	31,49%	110,32%	32,58%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	67,61%	30,39%	68,51%	31,49%	67,42%	32,58%	100%
	L1	62,05%	77,17%	79,91%	71,96%	61,96%	16,76%	56,85%	24,67%	51,74%	32,58%	100%
	L2	124,00%	91,10%	76,48%	-137,37%	76,45%	16,76%	64,92%	24,67%	53,38%	32,58%	
	L3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	16,76%	0,00%	24,67%	0,00%	32,58%	
L4	100,66%	117,03%	120,58%	463,12%	95,91%	16,76%	80,07%	24,67%	64,24%	32,58%		
L5	104,88%	121,82%	133,16%	121,31%	102,54%	16,76%	101,29%	24,67%	100,03%	32,58%		
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	83,24%	16,76%	75,33%	24,67%	67,42%	32,58%	100%	

Πίνακας 2.9: Χρεώσεις χρήσης για το σενάριο II για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver

Μέθοδος Ανίχνευσης	Χρέωση χρήστη	Μέθοδος κατανομής κόστους										Postage Stamp
		MWM	Unused Absolute	Unused zcf	Unused Reverse	Used Absolute		Used Zcf		Used Reverse		
						Αρχική	Συμπληρωματική	Αρχική	Συμπληρωματική	Αρχική	Συμπληρωματική	
GGDF	G1	19,85%	41,74%	14,51%	-41,78%	33,51%	21,08%	9,57%	31,29%	-15,84%	46,89%	100%
	G3	62,78%	81,10%	70,70%	190,02%	58,09%	21,08%	44,11%	31,29%	25,53%	46,89%	
	G6	142,37%	125,91%	138,95%	81,44%	102,78%	21,08%	98,25%	31,29%	86,90%	46,89%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	78,92%	21,08%	68,71%	31,29%	53,11%	46,89%	
GLDF	L1	115,44%	125,65%	146,98%	185,82%	112,42%	15,50%	102,17%	27,57%	85,65%	46,89%	100%
	L2	89,49%	75,22%	59,14%	69,08%	58,39%	15,50%	45,73%	27,57%	28,01%	46,89%	
	L3	99,14%	87,02%	79,93%	-76,74%	72,50%	15,50%	56,86%	27,57%	29,36%	46,89%	
	L4	74,60%	106,77%	100,30%	168,61%	89,53%	15,50%	64,08%	27,57%	33,65%	46,89%	
	L5	122,44%	113,88%	128,34%	86,03%	99,97%	15,50%	97,39%	27,57%	84,30%	46,89%	
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	84,50%	15,50%	72,43%	27,57%	53,11%	46,89%		
Bialek Upstream	G1	3,12%	17,71%	17,71%	17,71%	4,33%	46,89%	4,33%	46,89%	4,33%	46,89%	100%
	G3	49,22%	48,56%	48,56%	48,56%	32,84%	46,89%	32,84%	46,89%	32,84%	46,89%	
	G6	154,69%	151,44%	151,44%	151,44%	77,47%	46,89%	77,47%	46,89%	77,47%	46,89%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	53,11%	46,89%	53,11%	46,89%	53,11%	46,89%	
Bialek Downstream	L1	104,51%	233,46%	233,46%	233,46%	81,07%	46,89%	81,07%	46,89%	81,07%	46,89%	100%
	L2	159,44%	92,54%	92,54%	92,54%	56,37%	46,89%	56,37%	46,89%	56,37%	46,89%	
	L3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	46,89%	0,00%	46,89%	0,00%	46,89%	
	L4	89,80%	112,48%	112,48%	112,48%	61,47%	46,89%	61,47%	46,89%	61,47%	46,89%	
	L5	62,52%	71,31%	71,31%	71,31%	43,81%	46,89%	43,81%	46,89%	43,81%	46,89%	
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	53,11%	46,89%	53,11%	46,89%	53,11%	46,89%		
Minimum Transactions	G1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	43,37%	0,00%	45,13%	0,00%	46,89%	100%
	G3	62,13%	108,44%	114,85%	148,58%	53,21%	43,37%	51,68%	45,13%	50,15%	46,89%	
	G6	147,72%	119,94%	116,09%	95,85%	72,84%	43,37%	70,50%	45,13%	68,17%	46,89%	
	Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	56,63%	43,37%	54,87%	45,13%	53,11%	46,89%	
	L1	74,32%	99,66%	95,27%	60,38%	61,43%	31,25%	51,86%	39,07%	42,28%	46,89%	
	L2	148,52%	112,53%	102,10%	44,26%	76,36%	31,25%	65,76%	39,07%	55,12%	46,89%	
	L3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	31,25%	0,00%	39,07%	0,00%	46,89%	
L4	120,56%	137,61%	127,17%	143,79%	95,72%	31,25%	78,24%	39,07%	60,76%	46,89%		
L5	63,00%	79,18%	98,03%	156,43%	57,06%	31,25%	57,75%	39,07%	58,47%	46,89%		
Ανάκτηση συνολικού κόστους	100%	100%	100%	100%	68,75%	31,25%	60,93%	39,07%	53,11%	46,89%		

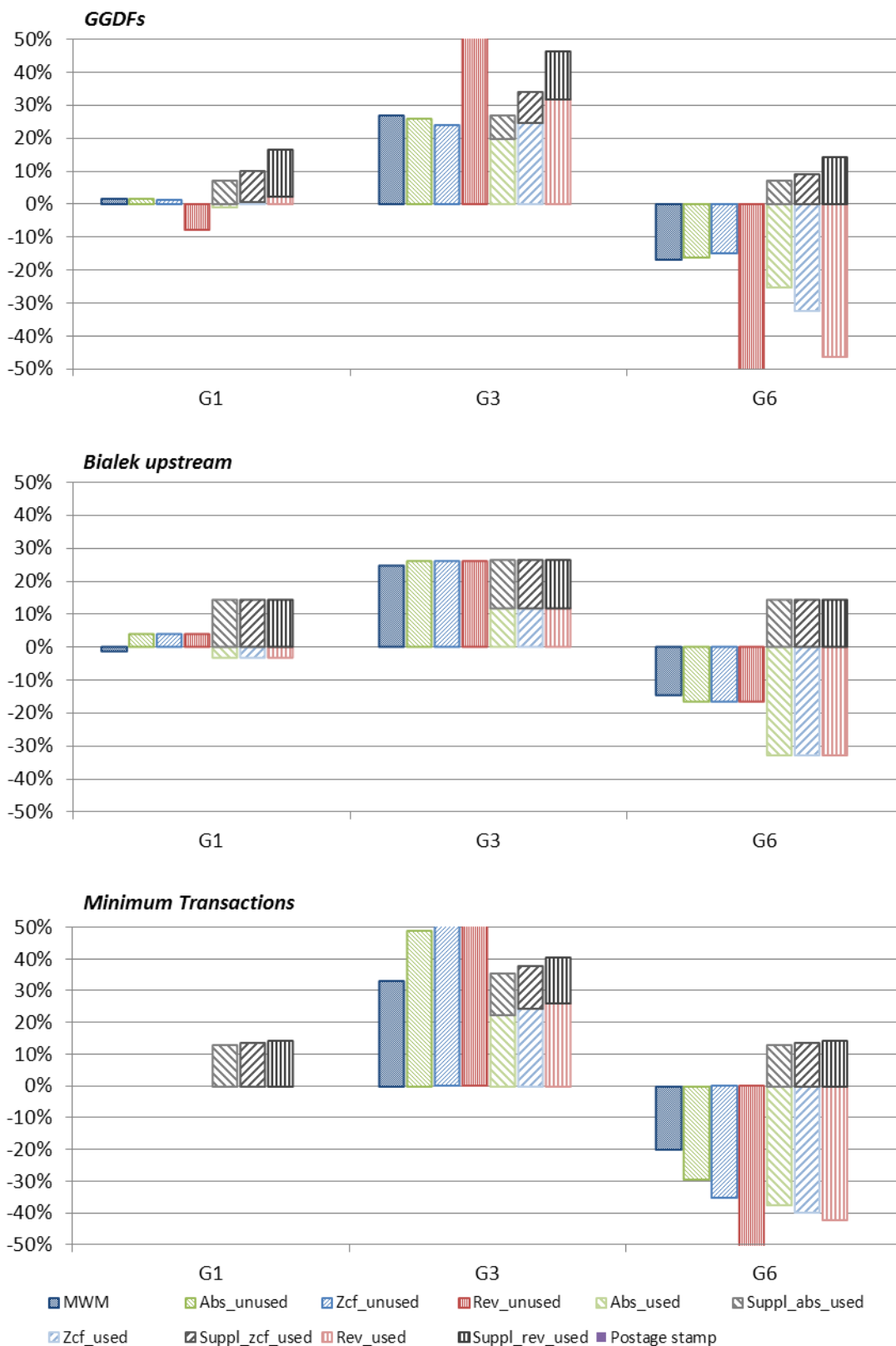


Σχήμα 2.5: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις γεννήτριες του ενισχυμένου δικτύου του Garver για το σενάριο I

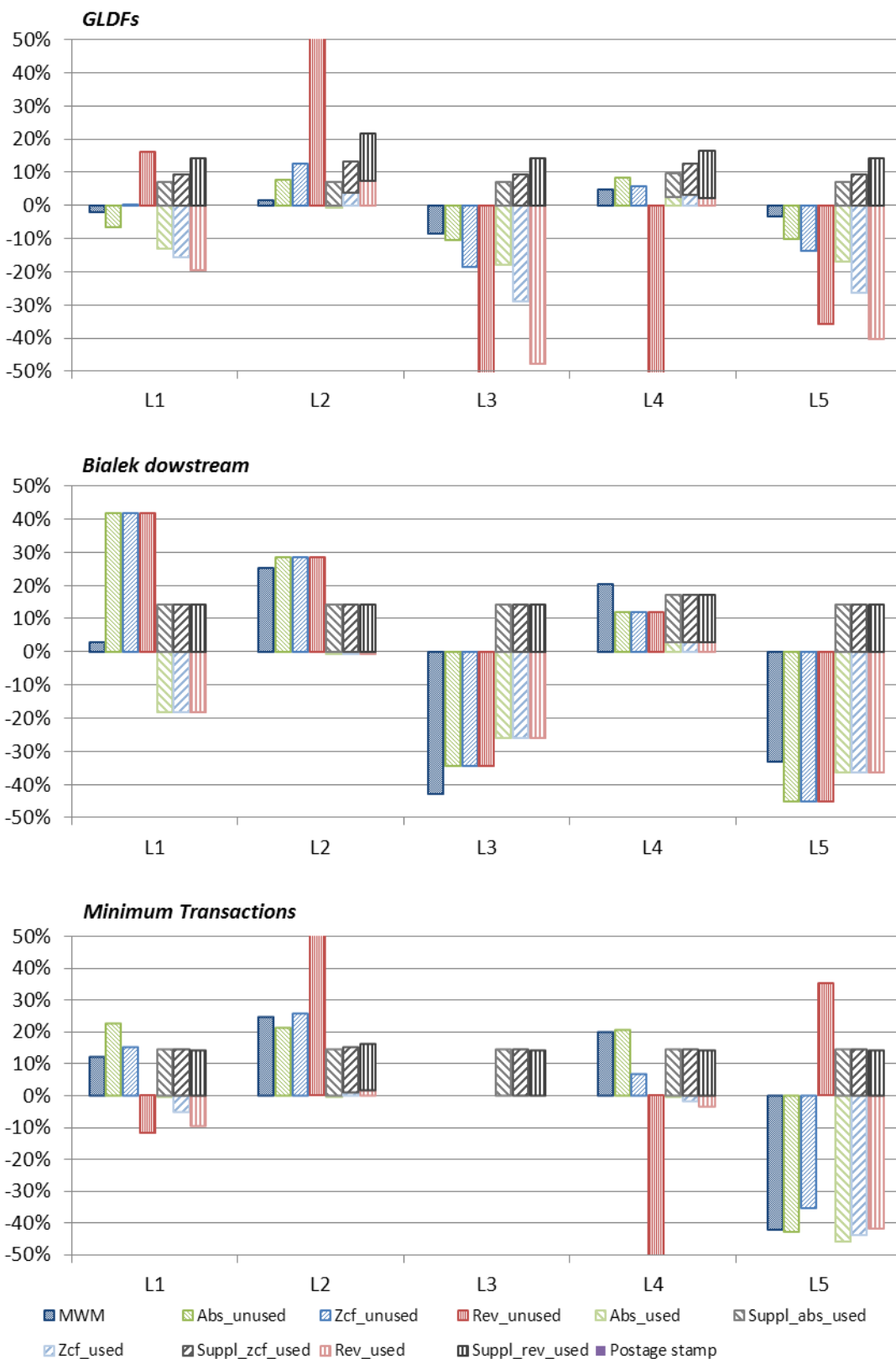


Σχήμα 2.6: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τα φορτία του ενισχυμένου δικτύου του Garver για το σενάριο I

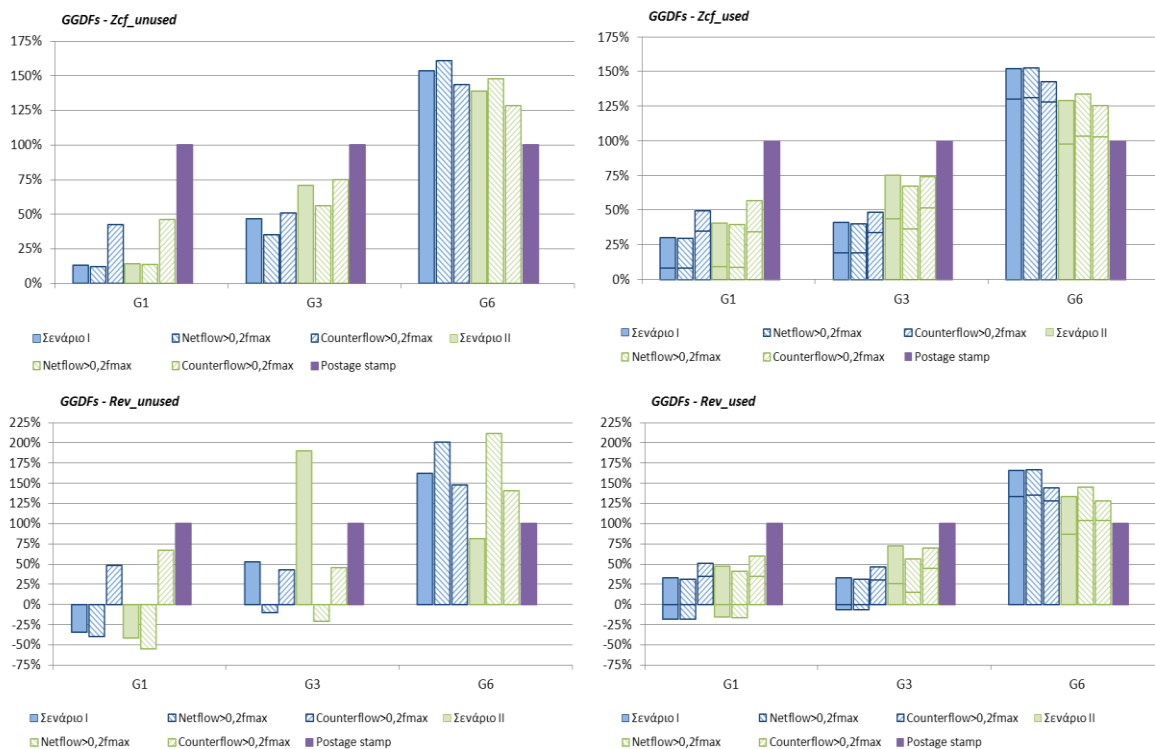




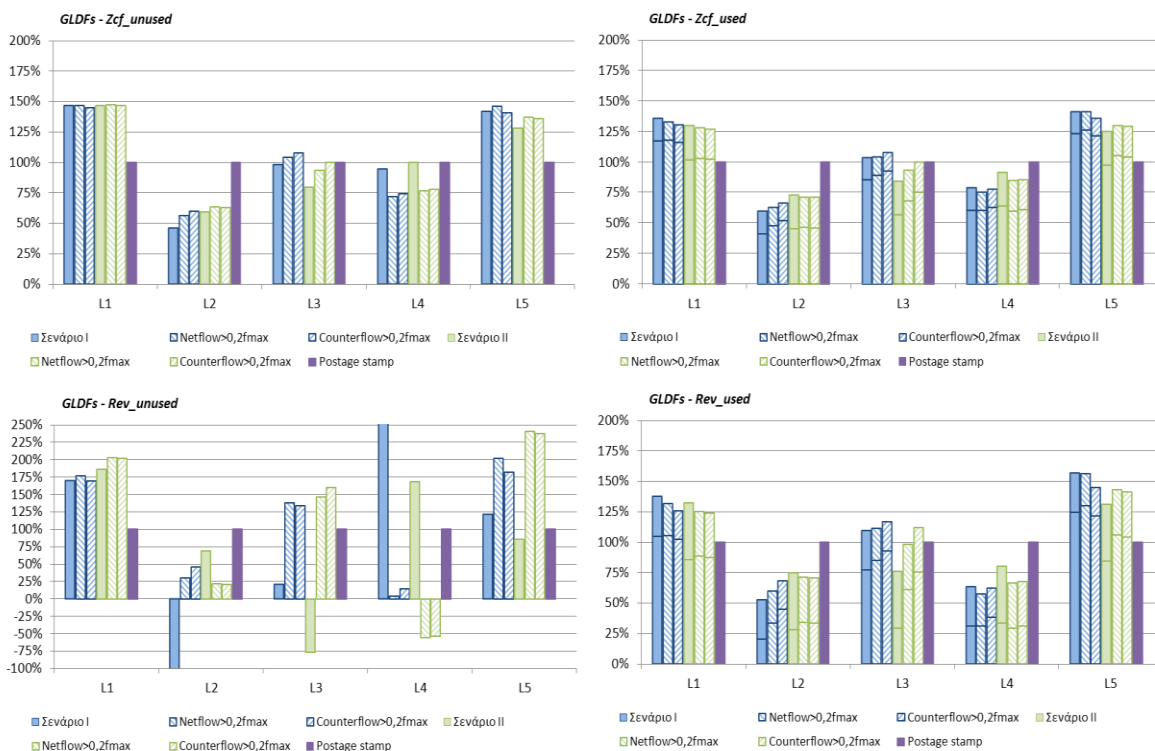
Σχήμα 2.7: Ποσοστιαία μεταβολή των χρεώσεων χρήσης για τις γεννήτριες του ενισχυμένου δικτύου του Garver για το σενάριο II



Σχήμα 2.8: Ποσοστιαία μεταβολή των χρεώσεων χρήσης για τα φορτία του ενισχυμένου δικτύου του Garver για το σενάριο II



Σχήμα 2.9: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις γεννήτριες του ενισχυμένου δικτύου του Garver θεωρώντας διαφορετικές στρατηγικές αναγνώρισης των counter-flows για τα σενάρια I και II



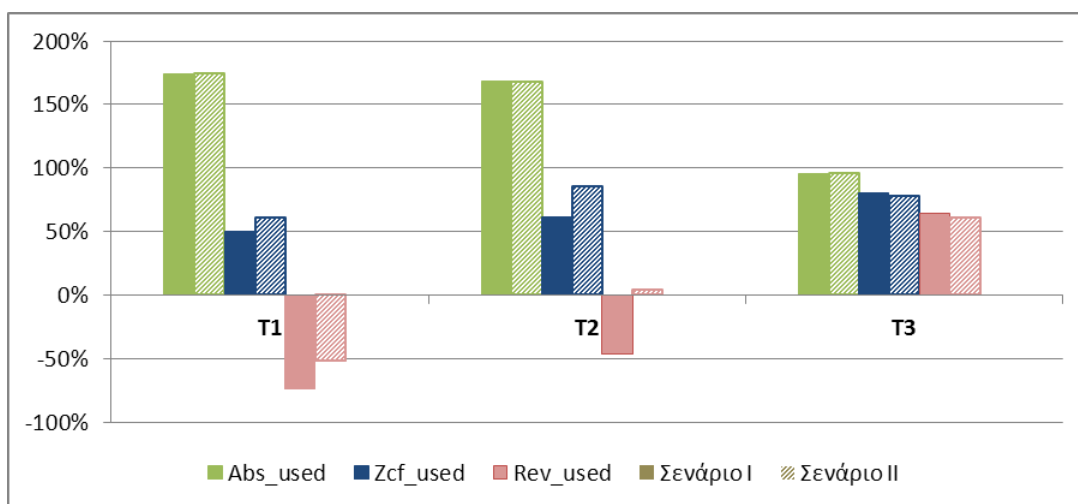
Σχήμα 2.10: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τα φορτία του ενισχυμένου δικτύου του Garver θεωρώντας διαφορετικές στρατηγικές αναγνώρισης των counter-flows για τα σενάρια I και II

Ένας τρόπος μείωσης των διακυμάνσεων που προκύπτουν στις χρεώσεις χρήσης, αλλά και πιο ουσιαστικής αναγνώρισης της συνεισφοράς των counter-flows στη μείωση της ανάγκης ενίσχυσης του δικτύου, είναι οι «αντίθετες» αυτές συνεισφορές ενεργού ισχύος να λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό των χρεώσεων μόνο εάν η καθαρή ροή (net flow) ή η «αντίθετη» συνεισφορά (counter-flow) είναι μεγαλύτερη από ένα προκαθορισμένο ποσοστό της μέγιστης ικανότητας μεταφοράς του στοιχείου του δικτύου. Ένας άλλο τρόπος θα ήταν να λαμβάνονται υπόψη μόνο αν το άθροισμα των θετικών συνεισφορών των χρηστών σε μια ροή είναι μεγαλύτερο από τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης. Φυσικά, η τροποποίηση αυτή δεν έχει νόημα για τη μέθοδο Bialek, αφού εκεί δεν υπολογίζονται counter-flows. Στα Σχήματα 2.9 και 2.10 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής ποσοστού 20% για τη μέθοδο GLDF για τα σενάρια I και II του ενισχυμένου δικτύου του Garver για τις μεθόδους Zcf\_unused, Zcf\_used, Rev\_unused και Rev\_used σε σύγκριση με τις αρχικές χρεώσεις (Πίνακες 2.8 και 2.9). Στη μία περίπτωση ως counter-flows λογίζονται μόνο οι «αντίθετες» με την κύρια ροή συνεισφορές των χρηστών όταν η κύρια ροή είναι μεγαλύτερη του 20% της μέγιστης ικανότητας της γραμμής ( $Netflow > 0,2Fmax$ ), ενώ στη δεύτερη περίπτωση ως counter-flows αναγνωρίζονται οι «αντίθετες» συνεισφορές που είναι μεγαλύτερες του 20% της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας της γραμμής ( $Counterflow > 0,2Fmax$ ). Από τις γραφικές αυτές παραστάσεις, παρατηρείται πράγματι μια μείωση των ακραίων χρεώσεων (price spikes), ενώ η διαφορά των χρεώσεων μεταξύ των δύο σεναρίων μετριάζεται σχεδόν σε όλες τις μεθόδους τιμολόγησης (για ίδια πάντα αναγνώριση των counter-flows). Πάντως, αξίζει να σημειωθεί πως και στις δύο περιπτώσεις, το ποσοστό 20% που λαμβάνεται υπόψη είναι χαμηλό και θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ένα μεγαλύτερο ποσοστό που θα αναγνώριζε τα counter-flows είτε μόνο εάν η γραμμή είναι κοντά στη συμφόρηση (πχ. >70%) είτε όταν το άθροισμα των θετικών συνεισφορών είναι μεγαλύτερο της μεταφορικής ικανότητας. Φυσικά, όσο πιο πολύ αυξάνεται το ποσοστό αυτό, τόσο πιο πολύ πλησιάζουν οι υπολογιζόμενες χρεώσεις στα αποτελέσματα των μεθόδων absolute.

Οι μέθοδοι MW-Mile μπορούν φυσικά να χρησιμοποιηθούν και για τη χρέωση άμεσων συναλλαγών. Οι άμεσες συναλλαγές αυτές μπορεί να αφορούν διμερείς συμφωνίες στο αντίστοιχο μοντέλο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ή ακόμα περιπτώσεις διαμετακόμισης ενέργειας (transit) μέσω του δικτύου μιας χώρας ή μέσω μιας ιδιωτικής εγκατάστασης μεταφοράς. Στις συναλλαγές αυτές αναζητείται η ακριβής χρήση του δικτύου και όχι η σχετική χρήση. Άρα, πιο κατάλληλες για την τιμολόγηση διμερών συμφωνιών είναι οι μέθοδοι used και όχι οι μέθοδοι unused, των οποίων τα αποτελέσματα εξαρτώνται και από τις υπόλοιπες συναλλαγές (διμερείς ή έμμεσες μέσω ανίχνευσης ροών φορτίου). Στο Σχήμα 2.11 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι χρεώσεις για τρεις υποψήφιες συναλλαγές T1, T2 και T3 (Πίνακας 2.10) μεταξύ του ζυγού φορτίου 4 και των ζυγών παραγωγής 1, 3 και 6, αντίστοιχα, χρησιμοποιώντας τη μέθοδο ανίχνευσης των συντελεστών κατανομής. Οι τιμές της ισχύος των συναλλαγών θα μπορούσαν να είναι φυσικά διαφορετικές αφού οι χρεώσεις υπολογίζονται ως ποσοστό της μοναδιαίας χρέωσης postage stamp. Οι χρεώσεις της μεθόδου abs\_used είναι σταθερές και ανεξάρτητες από την παραγωγή και τη ζήτηση του υπόλοιπου δικτύου καθώς αυτό που υπολογίζεται είναι η απόλυτη χρήση του δικτύου, η οποία και εξαρτάται μόνο από τη γεωγραφική θέση των ζυγών έγχυσης και απορρόφησης. Οι μέθοδοι Zcf\_used και Rev\_used μπορούν να δώσουν διαφοροποιημένα αποτελέσματα ανά σενάριο λειτουργίας, ανάλογα με την τελική κατεύθυνση των ροών φορτίου. Έτσι, για τα σενάρια I και II του ενισχυμένου δικτύου του Garver, η αλλαγή στην κατεύθυνση της ροής μεταξύ των ζυγών 2 και 3 είναι αυτή που προκαλεί τη διαφοροποίηση στις τελικές χρεώσεις των συναλλαγών. Ο καταμερισμός των χρεώσεων μεταξύ γεννητριών και φορτίων μιας συναλλαγής μπορεί να γίνει με ένα ποσοστό που θα εκφράζει τους στόχους της συναλλαγής αυτής.

**Πίνακας 2.10: Διμερείς συναλλαγές για τα σενάρια I και II του ενισχυμένου δικτύου του Garver**

Συναλλαγή	Από ζυγό	Προς ζυγό	Ισχύς συναλλαγής (MW)
T1	1	4	40
T2	3	4	40
T3	6	4	40



**Σχήμα 2.11: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις συναλλαγές T1, T2 και T3 για τα σενάρια I και II του ενισχυμένου δικτύου του Garver**

Στα συγκεκριμένα παραδείγματα για το ενισχυμένο δίκτυο του Garver, η κατανομή του σταθερού κόστους του δικτύου βασίστηκε στη χρήση του όπως προκύπτει για μια συγκεκριμένη λειτουργική του στιγμή (πχ. αιχμή φορτίου). Οι χρεώσεις που προκύπτουν με αυτόν τον τρόπο είναι χρεώσεις ισχύος. Μια πιο δίκαιη κατανομή του σταθερού κόστους μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω στατιστικής επεξεργασίας της χρήσης του συστήματος από τους διάφορους χρήστες του δικτύου για διάφορα επίπεδα φορτίου και διάφορες κατανομές των μονάδων παραγωγής. Οι χρεώσεις που θα προκύψουν μπορεί να είναι είτε χρεώσεις ενέργειας είτε χρεώσεις ισχύος. Λαμβάνοντας υπόψη όμως και άλλες λειτουργικές στιγμές του συστήματος πλην της αιχμής (ή κάποιων αιχμών) προκύπτει μια αναντιστοιχία μεταξύ των αρχών σχεδιασμού και επέκτασης ενός δικτύου που βασίζεται κυρίως στην επαρκή και ασφαλή κάλυψη της αναμενόμενης αιχμής του συστήματος και της κατανομής του κόστους επέκτασης στους χρήστες του δικτύου. Επίσης με τις μεθόδους κατανομής του σταθερού κόστους που αξιολογήθηκαν στον παρόν κεφάλαιο, δεν αναγνωρίζεται η «άμεση ευθύνη» κάπου χρήστη για την ανάγκη ύπαρξης μίας ή περισσότερων εγκαταστάσεων μεταφοράς. Από τη μία μεριά αναγνωρίζεται πως η επέκταση του συστήματος μεταφοράς βελτιώνει την αξιοπιστία και την ασφάλεια όλου του δικτύου και επομένως ωφελούνται άμεσα ή έμμεσα όλοι οι χρήστες του δικτύου. Από την άλλη μεριά όμως, οι χρεώσεις που προκύπτουν δεν είναι ομοιόμορφες για όλους τους χρήστες και βασίζονται στη γεωγραφική θέση των χρηστών και των κατανεμημένων γεννητριών. Βέβαια, κάτι τέτοιο ισχύει και για την τιμολόγηση με βάση το βραχυχρόνιο οριακό κόστος (LMP). Η χρησιμοποίηση των μεθόδων που βασίζονται στις ροές φορτίου μπορούν να χρησιμοποιηθούν συμπληρωματικά με τη μέθοδο postage stamp σε

περίπτωση που στόχος είναι να δοθεί περαιτέρω κίνητρο για αύξηση της αποδοτικότητας της κατανάλωσης, όχι μόνο κατά την αιχμή του συστήματος αλλά και σε άλλες λειτουργικές στιγμές. Στο επόμενο κεφάλαιο παρουσιάζεται μία μέθοδος τιμολόγησης της χρήσης του συστήματος μεταφοράς που προσπαθεί να αμβλύνει τα προβλήματα που προκύπτουν από τη χρησιμοποίηση μεθόδων που βασίζονται στις ροές φορτίου.

### 2.5.2 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Το Ελληνικό διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών (Εύβοια, νησιά Ιονίου και Άνδρος) στα επίπεδα υψηλής (150kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV). 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, ΠΓΔΜ, Τουρκία και Ιταλία 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 γραμμών 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν τα διάφορα κέντρα παραγωγής με τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) που βρίσκονται κυρίως πέριξ της ευρύτερης περιοχής της Αττικής και της Θεσσαλονίκης. Τα ΚΥΤ αποτελούν τα σημεία σύνδεσης του Συστήματος 400kV με το Σύστημα 150kV και εξυπηρετούν ανάγκες απομάστευσης ισχύος προς το Σύστημα 150kV. Τα ΚΥΤ περιλαμβάνουν έναν ή περισσότερους αυτομετασχηματιστές (ΑΜ/Σ) τριών τυλιγμάτων 400kV/150kV/30kV. Η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης είχε οδηγήσει στο παρελθόν σε σημαντικά προβλήματα τάσεων. Η ένταξη νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα, η ένταξη πολλών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ καθώς και η εξαγωγική κυρίως συμπεριφορά των διασυνδέσεων με την Ιταλία και την Τουρκία έχει διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία και αναμένεται να την εξαλείψει στο άμεσο μέλλον [44].

Στην παρούσα ενότητα γίνεται μια προσπάθεια εφαρμογής των αλγορίθμων ανίχνευσης και τιμολόγησης που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 2.4.1 στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς. Σκοπός της ενότητας αυτής δεν είναι η πρόταση εφαρμογής κάποιων από τις μοντελοποιημένες μεθόδους τιμολόγησης στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς, αλλά η εξακρίβωση της δυνατότητας εφαρμογής τους σε ένα αρκετά μεγάλο δίκτυο και η αναζήτηση πιθανών προβλημάτων-μειονεκτημάτων που προκύπτουν κατά την εφαρμογή τους σε ένα πραγματικό δίκτυο. Για το λόγο αυτό, αναζητήθηκαν δημόσια διαθέσιμα στοιχεία και πραγματοποιήθηκαν αρκετές υποκειμενικές παραδοχές που κυρίως έχουν να κάνουν με την κοστολόγηση του δικτύου. Τα δεδομένα παραγωγής και φορτίου καθώς και τα χαρακτηριστικά του δικτύου μεταφοράς ανακτήθηκαν από την «Τεχνική έκθεση υπολογισμού των κομβικών και ζωνικών συντελεστών απωλειών εγχύσεως του ελληνικού συστήματος μεταφοράς» που εκπονήθηκε το 2009 από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης για λογαριασμό του ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. (νυν ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) [45]. Η κατανομή των μονάδων παραγωγής αντιστοιχούν σε θεωρήσεις του Διαχειριστή για το έτος 2009, και δεν αντικατοπτρίζουν την κατάσταση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας κατά τη χρονιά εκπόνησης της διατριβής αυτής (2013). Το ίδιο ισχύει και για τις γραμμές μεταφοράς και τους μετασχηματιστές που βρίσκονται σε λειτουργία (in-service) στις προσομοιώσεις.

Όπως ήδη αναφέρθηκε το σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας αποτελείται από τον κορμό των γραμμών 400kV, τα ΚΥΤ όπου η ισχύς του συστήματος 400kV διαχέεται στις γραμμές 150kV μέσω ΑΜ/Σ, τις γραμμές μεταφοράς 150kV που συχνά χρησιμοποιούνται και με ακτινικό τρόπο και τους

υποσταθμούς 150kV/MT για την εξυπηρέτηση των φορτίων του Δικτύου Διανομής αλλά και τη σύνδεση των γεννητριών των σταθμών παραγωγής (συμβατικών και ΑΠΕ) με το σύστημα μεταφοράς. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η αναγνώριση των στοιχείων του δικτύου που παρέχονται στη μελέτη απωλειών [45] και η ορθή κατηγοριοποίησή τους για την όσο το δυνατόν ρεαλιστικότερη κοστολόγησή τους. Οι μέθοδοι τιμολόγησης των ενοτήτων 2.4.1.2.2 έως 2.4.1.2.7 απαιτούν τη γνώση του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης του δικτύου ξεχωριστά. Η κατηγοριοποίηση των στοιχείων του δικτύου που παρέχονται στο παράρτημα Γ της μελέτης απωλειών [45] πραγματοποιήθηκε με βάση την κατηγοριοποίηση που υπάρχει στις Μελέτες Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) [44] και την ενδεδειγμένη παρατήρηση του χάρτη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς [46]. Στον Πίνακα 2.11 παρουσιάζονται συνοπτικά τα δεδομένα των εγκαταστάσεων μεταφοράς του ελληνικού συστήματος καθώς και η θεώρηση για το κόστος επένδυσής τους. Στον Πίνακα αυτό δεν έχουν συμπεριληφθεί οι πυκνωτές και τα πηνία του συστήματος καθώς για την εφαρμογή των μεθόδων τιμολόγησης του παρόντος κεφαλαίου, χρησιμοποιείται αποκλειστικά η DC ροή φορτίου. Επίσης θεωρήθηκε πως το κόστος των μετασχηματιστών ανύψωσης το έχουν επωμιστεί οι αντίστοιχες συνδεδεμένες γεννήτριες. Το πραγματικό μήκος των συγκεκριμένων τύπων εγκαταστάσεων μπορεί να είναι διαφορετικό σε σχέση με τα μήκη που παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.11 καθώς ο χαρακτηρισμός των εγκαταστάσεων προήλθε αποκλειστικά από την παρατήρηση του χάρτη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς [46].

Οι θεωρήσεις για το κόστος επένδυσης βασίζονται στις προτεινόμενες από τη ΡΑΕ χρεώσεις σύνδεσης χρηστών στο σύστημα μεταφοράς [47], με αρκετές όμως υποκειμενικές παραδοχές. Έτσι στο μοναδιαίο κόστος εγκατάστασης του Πίνακα 2.11 δε λαμβάνονται υπόψη πολλοί παράμετροι που μπορεί να διαφοροποιούν κατά πολύ το κόστος επένδυσης (μορφολογία εδάφους, μήκος γραμμών, ειδικές υποδομές και διατάξεις). Τα κόστη επένδυσης στην παρούσα ενότητα είναι προσεγγιστικά και υποκειμενικά και βασίζονται στη θεώρηση πως το σύνολο των επενδύσεων έχει πραγματοποιηθεί με σημερινές τιμές κόστους και σταθερές τιμές. Είναι προφανές πως σκοπός της παρούσας ενότητας δεν είναι ο ακριβής προσδιορισμός των χρεώσεων χρήσης που θα προέκυπταν από την εφαρμογή των μεθόδων τιμολόγησης που παρουσιάστηκαν στο παρόν κεφάλαιο, αλλά η ανάδειξη των πλεονεκτημάτων και των μειονεκτημάτων των μεθόδων σε ένα πραγματικό δίκτυο. Από τις γραμμές μεταφοράς που είναι σε λειτουργία, δεν είναι γνωστό ποιες έχουν ουσιαστικά καταργηθεί και ποιες είναι «ανοιχτές» για λόγους λειτουργίας του συστήματος. Επίσης υπάρχουν γραμμές με μηδενική φόρτιση είτε γιατί συνδέουν φορτία που στην μελέτη απωλειών του ΔΕΣΜΗΕ είχαν μηδενική τιμή, είτε γιατί συνδέουν γεννήτριες (κυρίως αιολικά πάρκα και υδροηλεκτρικούς σταθμούς) με μηδενική παραγωγή. Για αυτές τις γραμμές, δεν είναι δυνατόν να υπάρξει ανάκτηση κόστους μέσω των μεθόδων τιμολόγησης που βασίζονται στο ενσωματωμένο κόστος, εκτός φυσικά από την μέθοδο του γραμματισμού και την αρχική μέθοδο MW-Mile που τιμολογεί κάθε χρήστη με βάση τη σχετική συνολική χρήση του δικτύου και όχι με βάση τη σχετική ή απόλυτη χρήση κάθε εγκατάστασης του δικτύου όπως κάνουν οι υπόλοιποι μέθοδοι MW-Mile της ενότητας 2.4.1.2. Το κόστος των γραμμών αυτών με τη μηδενική ροή ισχύος ανακτάται μέσω υπολογισμού συμπληρωματικών χρεώσεων με τη μέθοδο postage stamp.

Από το συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος έχει εξαιρεθεί το κόστος των διασυνδεδετικών γραμμών με τις γειτονικές χώρες (Αλβανία, FYROM, Βουλγαρία, Τουρκία και Ιταλία) καθώς θεωρείται πως το ετήσιο κόστος των συγκεκριμένων γραμμών καλύπτεται μερικώς ή ολικώς από τα έσοδα των δημοπρατήσεων μεταφορικής ικανότητας ισχύος (PTRs) μεταξύ των χωρών. Στον υπολογισμό του ετήσιου κόστους του συστήματος το οποίο θα καταναμηθεί στους χρήστες του δικτύου, έχει επίσης εξαιρεθεί το κόστος των υποσταθμών 150kV ή 400kV/MT καθώς και το κόστος ακτινικών γραμμών μεταφοράς ή καλωδίων 150kV ή 400kV που συνδέονται αποκλειστικά με φορτία (Πελάτες) ΥΤ ή γεννήτριες, θεωρώντας πως τα κόστη αυτά τα έχουν επωμισθεί οι άμεσα συνδεδεμένοι χρήστες μέσω των χρεώσεων σύνδεσής τους. Το ετήσιο κόστος των υπόλοιπων εγκαταστάσεων υπολογίστηκε με χρήση του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery

Factor, CRF), θεωρώντας ότι η ανάκτηση κεφαλαίου πραγματοποιείται σε διάστημα 30 ετών με επιτόκιο απόσβεσης 8%:

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,08 \cdot (1+0,08)^{30}}{(1+0,08)^{30} - 1} = 0,088827$$

**Πίνακας 2.11: Δεδομένα εγκαταστάσεων και υποθετικό ετήσιο κόστος του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς**

Επίπεδο τάσης (kV)	Χαρακτηρισμός εγκατάστασης	Συνολικό μήκος στη μελέτη (km) / (Πλήθος)	Συνολικό μήκος σε λειτουργία στη μελέτη (km) / (Πλήθος)	Όριο συνεχούς φόρτισης (MVA)	Υποθετικό κόστος επένδυσης	Συνολικό ετήσιο κόστος για κατανομή
150	Καλώδιο απλό κύκλωμα	194,1 (46)	163,9 (40)	125 έως 217	450.000 – 500.000 €/km	8.509 k€
150	Καλώδιο διπλό κύκλωμα	74,8 (26)	70,3 (24)	120 έως 217	400.000 -450.000 €/km	2.827 k€
400	Καλώδιο διπλό κύκλωμα	9,2 (2)	4,6 (1)	740	1.600.000 €/km	-
150	Υποβρύχιο καλώδιο	141,6 (15)	141,6 (15)	125 έως 200	1.000.000-1.200.000 €/km	13.754 k€
66	Υποβρύχιο καλώδιο	13,5 (1)	13,5 (1)	35	800.000 €/km	959 k€
150	E/150	2.544,5 (149)	2.388 (133)	115	75.000 €/km	16.598 k€
66	E/66	39,1 (2)	39,1 (2)	61	50.000 €/km	174 k€
150	B/150	2.146,3 (118)	2.076,6 (111)	170	105.000 €/km	19.597 k€
150	2B/150	6.709,8 (417)	6.654,6 (400)	170	72.500 €/km	42.877 k€
400	B'B'/400	276,6 (4)	201,2 (2)	1.178	240.000 €/km	810 k€
400	2B'B'/400	3.709,4 (55)	3.389,4 (49)	1.178	190.000 €/km	57.204 k€
400	B'B'B'/400	400,5 (6)	308,1 (4)	1.600	280.000 €/km	7.663 k€
400/150/30	AM/Σ	- (47)	- (47)	250 έως 280	14.000 €/MVA	15.806 k€
150/66/5,95	AM/Σ	- (2)	- (2)	25	14.000 €/MVA	62 k€
150/66	M/Σ	- (1)	- (1)	50	14.000 €/MVA	62 k€
Σύνολο						186.902 k€



Έτσι, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 2.11 και με βάση τις παραδοχές που περιγράφηκαν προηγουμένως, το υπολογιζόμενο προσεγγιστικά ετήσιο κόστος του συστήματος το οποίο θα κατανεμηθεί με τις μεθόδους τιμολόγησης της ενότητας 2.4.1.2 είναι 186.902k€. Το ετήσιο όμως κόστος των εγκαταστάσεων που είναι συνδεδεμένες (in service) στη μελέτη απωλειών του ΔΕΣΜΗΕ και θα κατανεμηθεί μέσω των μεθόδων τιμολόγησης της ενότητας 2.4.1 είναι 184.183k€. Το κόστος των εγκαταστάσεων που κατά τη μελέτη ήταν μη συνδεδεμένες (2.719k€) θα επιμεριστεί χρησιμοποιώντας τη μέθοδο του γραμματισμού. Οι μη συνδεδεμένες εγκαταστάσεις αυτές μπορεί να είναι ανενεργές γραμμές ή βοηθητικά κυκλώματα για τη χρησιμοποίηση διαφορετικής συνδεσμολογίας (τοπολογίας), κυρίως στις ακτινικές καλωδιακές συνδέσεις της Αττικής και της Θεσσαλονίκης. Η ακτινική τροφοδότηση των Υ/Σ στις δύο περιοχές μεγάλης συγκέντρωσης φορτίου (η οποία χρησιμοποιείται για λόγους κυρίως μείωσης της ισχύος βραχυκυκλώσεως των ζυγών των Υ/Σ), μπορεί να προκαλέσει διαφορετικές χρεώσεις σε γειτονικούς ζυγούς, ακόμα και σε ζυγούς του ίδιου Υ/Σ. Πχ. ο ένας ζυγός φορτίου του Υ/Σ Ελληνικού (ζυγός 54231) συνδέεται ακτινικά με την πλευρά 150kV (του ανενεργού προς το παρόν) ΚΥΤ Αργυρούπολης, ενώ ο άλλο ζυγός φορτίου του ίδιου Υ/Σ (ζυγός 54232) συνδέεται ακτινικά με τον Υ/Σ Βάρης. Διαφορετικές χρεώσεις χρήσης μπορούν να παρατηρηθούν και σε άλλους Υ/Σ όπου υπάρχει διαφοροποίηση της τροφοδότησης των ζυγών του Υ/Σ με μη παράλληλη σύνδεσή τους.

Στο δίκτυο μεταφοράς της μελέτης απωλειών υπάρχουν συνδεδεμένα 266 φορτία, εκ των οποίων τα 32 είναι φορτία μεγάλων βιομηχανικών μονάδων και του ΟΣΕ και τα 6 είναι φορτία των ορυχείων εξόρυξης. Στα δεδομένα φορτίου του παραρτήματος ΣΤ της μελέτης απωλειών [45] προστέθηκαν οι πραγματικές απώλειες του συστήματος μεταφοράς έτσι ώστε το άθροισμα των φορτίων να είναι ίσο με το άθροισμα της παραγόμενης ισχύος των γεννητριών του συστήματος. Τα δεδομένα φόρτισης των μονάδων παραγωγής και οι εισαγωγές από τις διεθνείς διασυνδέσεις παρέχονται στο παράρτημα Δ της μελέτης απωλειών και αντιστοιχούν σε δεδομένα του 2009. Έτσι δεν υπάρχουν εγχύσεις από μονάδες παραγωγής ΑΠΕ, από τη μία διασύνδεση με FYROM (Bitola), από τη διασύνδεση με την Τουρκία και από τη διασύνδεση με Αλβανία στα 400kV (Elbasan) καθώς και από τις νέες μονάδες παραγωγής φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (Thisvi, Heron II, Protergia, Korinthos Power και Aliveri V) που είναι όμως σε λειτουργία κατά τη χρονική στιγμή εκπόνησης της διατριβής αυτής.

Για την καλύτερη απεικόνιση των αποτελεσμάτων, το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας χωρίστηκε σε 8 ζώνες, λαμβάνοντας κυρίως υπόψη γεωγραφικά κριτήρια αλλά και τη σχετική χρησιμοποίηση του δικτύου κατά την αιχμή του συστήματος:

- Area 1 : Ανατολική Μακεδονία και Θράκη
- Area 2 : Κεντρική Μακεδονία
- Area 3 : Δυτική Μακεδονία
- Area 4 : Θεσσαλία
- Area 5 : Κεντρική και Ανατολική Στερεά Ελλάδα, Εύβοια, Άνδρος
- Area 6 : Αττική
- Area 7 : Πελοπόννησος
- Area 8 : Δυτική Στερεά Ελλάδα, Ήπειρος και νησιά Ιονίου

Το σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας παρουσιάζει αρκετές ιδιαιτερότητες. Πιο συγκεκριμένα, υπάρχουν αρκετοί ζυγοί φορτίου (Υ/Σ) που τροφοδοτούνται ακτινικά ή μέσω μόνο ενός κυκλώματος, ειδικά στην περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης και στη Νότια Εύβοια (πχ. στους Υ/Σ Νευροκόπι, Σιδηρόκαστρο, Κασσάνδρα Χαλκιδικής, Αγία Λάρισα, Αργυρός, Κάρυστος, Άνδρος, Δολιανά κτλ.), οι οποίοι έχουν μικρό σχετικά φορτίο. Στις περιοχές της Πελοποννήσου (κυρίως), της Θράκης, της Δυτικής Στερεάς και της Ηπείρου, δεν υπάρχει εκτεταμένο (ή και καθόλου) δίκτυο 400kV, με αποτέλεσμα οι περιοχές αυτές να χρησιμοποιούν κυρίως εγκαταστάσεις 150kV οι οποίες έχουν ακριβότερο κόστος ανά μονάδα μήκους (km) και ανά μονάδα μεταφορικής ικανότητας (MVA ή MW) σε σύγκριση με τις εγκαταστάσεις των 400kV.

Ειδικά στις περιοχές της Δυτικής Ελλάδας και των Ιονίων Νήσων, η ύπαρξη των ακριβών υποβρύχιων διασυνδέσεων των νησιών με την ηπειρωτική χώρα ανεβάζει αρκετά τις χρεώσεις χρήσης των χρηστών στις περιοχές αυτές. Το ίδιο ισχύει και για τη διασύνδεση της Νότια Εύβοιας (η οποία έτσι και αλλιώς διατρέχεται στο υπό εξέταση δίκτυο από γραμμές απλού κυκλώματος) με την Άνδρο. Στα αποτελέσματα της παρούσας ενότητας παρουσιάζονται μόνο οι υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης για τα φορτία του συστήματος, ενώ στις μεσοσταθμικές χρεώσεις χρήσης των φορτίων των περιοχών 1 έως 8 έχουν συμπεριληφθεί και τα φορτία πελατών ΥΤ.

Από την εφαρμογή των μεθόδων κατανομής του ετήσιου κόστους της μεταφοράς στο πειραματικό δίκτυο του Garver στην ενότητα 2.5.1, παρατηρήθηκε πως στις μεθόδους unused (ενότητες 2.4.1.2.2 έως 2.4.1.2.4) μπορεί να παρατηρηθούν μεγάλες διαφοροποιήσεις στις χρεώσεις κάθε ζυγού ανάλογα με την τελική φόρτιση των εγκαταστάσεων, ειδικά στη μέθοδο unused reverse. Ο λόγος είναι πως στις μεθόδους αυτές, οι χρήστες κάθε εγκατάστασης του δικτύου χρεώνονται ή πιστώνονται για το σύνολο του ετήσιου κόστους της εγκατάστασης, ανάλογα με τη σχετική της χρήση (δεν υπάρχουν δηλαδή συμπληρωματικές χρεώσεις εκτός από την περίπτωση που σε κάποια εγκατάσταση παρουσιαστεί μηδενική ροή ισχύος). Σε ένα δίκτυο όπου η συνολική χρησιμοποίηση των εγκαταστάσεων του, ακόμα και στην αιχμή του συστήματος, είναι αρκετά μικρή, η διαφοροποίηση των χρεώσεων στους ζυγούς του δικτύου, ακόμα και σε αυτούς που βρίσκονται σε γειτονική γεωγραφική περιοχή, αναμένεται να είναι αρκετά μεγάλη. Η διακύμανση αυτή των χρεώσεων στις μεθόδους unused είναι ακόμα μεγαλύτερη όταν υπάρχουν ακτινικές συνδέσεις, καθώς τα τροφοδοτούμενα φορτία θα αναλάβουν όλο το κόστος των ακτινικών αυτών γραμμών. Για τους λόγους αυτούς, στα αποτελέσματα δεν παρατίθενται οι υπολογισμένες με τη μέθοδο unused reverse χρεώσεις χρήσης.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το θεωρούμενο ετήσιο κόστος των ενεργών (από τα δεδομένα του ΔΕΣΜΗΕ) γραμμών μεταφοράς και ΑΜ/Σ είναι 184.183k€, το οποίος αντιστοιχεί στο 98,55% του συνολικού ετήσιου κόστους των εγκαταστάσεων που θεωρήθηκε πως πρέπει να κατανεμηθεί στους χρήστες του ελληνικού διασυνδεδεμένου δικτύου. Από το ετήσιο κόστος των ενεργών αυτών εγκαταστάσεων, το 0,27% του κόστους θα κατανεμηθεί σίγουρα με συμπληρωματικές χρεώσεις (postage stamp) στις μεθόδους used και unused λόγω της υπολογιζόμενης μηδενικής ροής ενεργού ισχύος στις εγκαταστάσεις αυτές. Η συνολική χρήση της μεταφορικής ικανότητας του δικτύου στην αιχμή του συστήματος (θεωρώντας πάντα μοναδιαίο συντελεστή ισχύος) προκύπτει από το ποσοστό του κόστους που επιμερίζεται στους χρήστες με βάση τη μέθοδο used reverse και χρησιμοποίηση των συντελεστών GLDF και είναι 26,78% (ή 27,18% των ενεργών εγκαταστάσεων).

Στο Σχήμα 2.12 παρουσιάζονται οι τελικές χρεώσεις χρήσης (συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων) για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς, με βάση τις παραδοχές που αναφέρθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, χρησιμοποιώντας τις μεθόδους ενσωματωμένου κόστους της ενότητας 2.4.1 (πλην της μεθόδου unused reverse). Όπως αναμενόταν, μεγαλύτερες διαφοροποιήσεις στις χρεώσεις μεταξύ των ζωνών παρουσιάζονται στις μεθόδους unused και στη μέθοδο MW-Mile, λόγω της υποχρεωτικής ανάκτησης του πλήρους κόστους του χρησιμοποιούμενου δικτύου (του κόστους δηλαδή των τιμολογούμενων εγκαταστάσεων στις οποίες υπάρχει ροή ενεργού ισχύος) αποκλειστικά από τις μεθόδους αυτές. Αντίθετα, στις μεθόδους used οι χρεώσεις στις ζώνες παρουσιάζουν μικρότερες διαφορές καθώς όπως προαναφέρθηκε τα φορτία του συστήματος χρησιμοποιούν ένα σχετικά μικρό ποσοστό της μεταφορικής ικανότητας του δικτύου. Πιο συγκεκριμένα, η ανάκτηση κόστους σε σχέση με το ετήσιο κόστος του χρησιμοποιημένου δικτύου για τη μέθοδο των συντελεστών κατανομής φορτίου (GLDFs) είναι 64,63% στη μέθοδο used absolute, 49,18% στη μέθοδο used zero counter-flow και 27,18% στη μέθοδο used reverse. Το εναπομείναν ετήσιο κόστος, κατανέμεται στα φορτία του συστήματος χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp. Για τη μέθοδο Bialek, τα αντίστοιχα ποσοστά ανάκτησης είναι 24,34% και για τις τρεις μεθόδους ενώ για

τη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης (Minimum Transactions) είναι 42,75%, 35,39% και 27,18% αντίστοιχα.

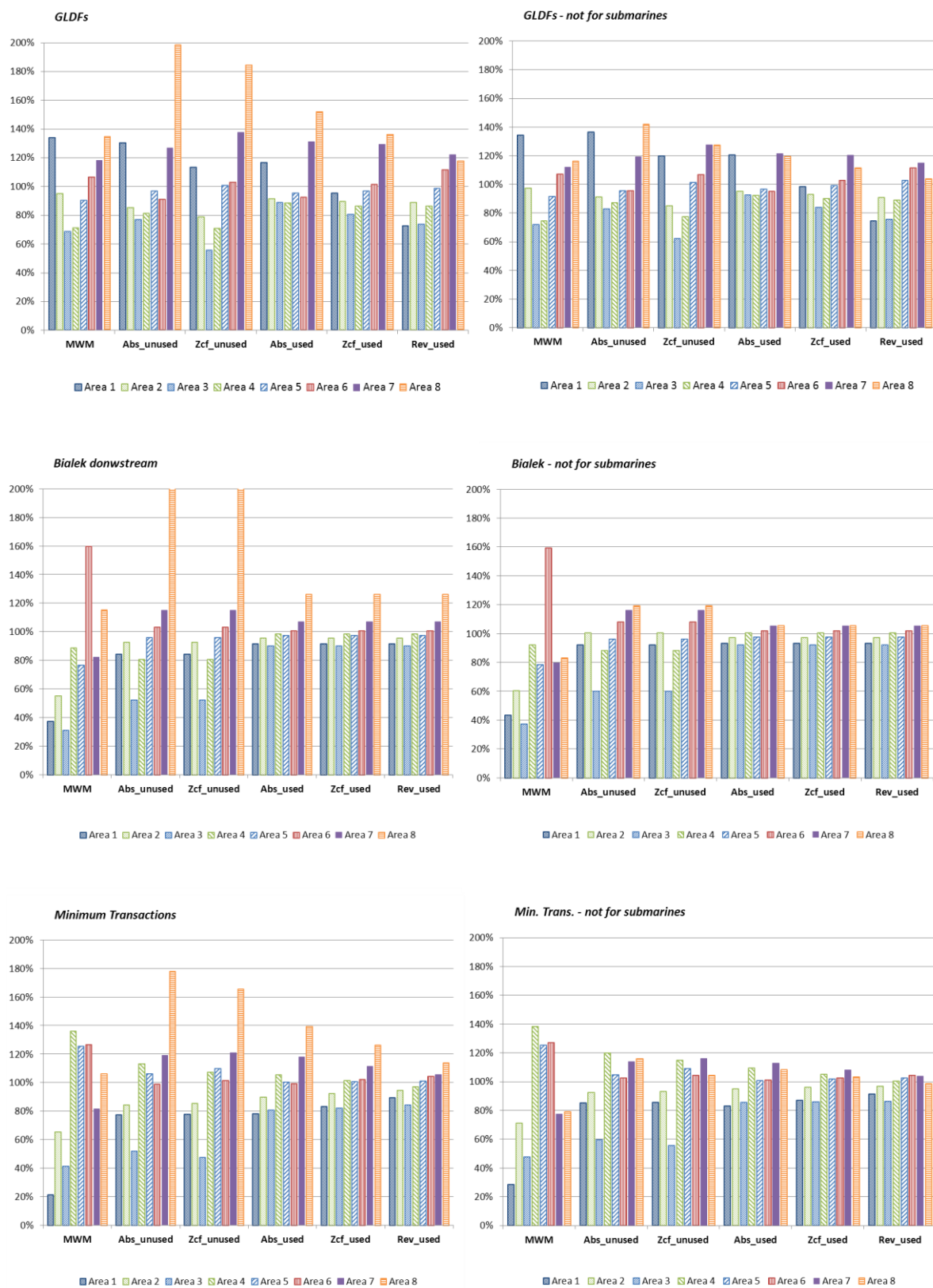
Η μέθοδος MW-Mile αντικατοπτρίζει σε μεγάλο βαθμό τη σχετική χρήση του δικτύου από κάθε ζώνη σε σχέση με τις άλλες ζώνες, με βάση πάντα τη μέθοδο ανίχνευσης που χρησιμοποιείται. Έτσι χρησιμοποιώντας τους συντελεστές GLDFs, παρατηρούνται αυξημένες χρεώσεις στις πιο απομακρυσμένες ζώνες 1, 7 και 8, λόγω κυρίως της χρήσης μεγάλων σε μήκος (και αρκετές φορές ακτινικών) γραμμών μεταφοράς 150kV και των πολλών παράλληλων ροών (loop flows) που υπολογίζονται. Αντίθετα στις ζώνες 3 και 4, οι χρεώσεις είναι μικρότερες λόγω της διαφοροποίησης της τροφοδότησης των Υ/Σ από αρκετά ΚΥΤ και την ύπαρξη σημαντικής παραγωγής κοντά στα φορτία. Η ίδια συμπεριφορά παρατηρείται και στις μεθόδους absolute, με τη διαφορά των πιο μεγάλων χρεώσεων στις ζώνες 7 και 8 εξαιτίας της ύπαρξης, χρησιμοποίησης και χρέωσης των ακριβών υποβρύχιων καλωδίων στους κοντινούς χρήστες των ζωνών 7 και 8. Η αναγνώριση των «αντίθετων» συνεισφορών έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των χρεώσεων στις εξαγωγικές ζώνες και στα κέντρα παραγωγής (ζώνες 1, 3 και 8) και στην αύξηση των χρεώσεων στις εισαγωγικές ζώνες (ζώνη 6). Η μείωση ή η αύξηση αυτή είναι πιο έντονη όταν οι χρήστες πιστώνονται για τις «αντίθετες» συνεισφορές που προκαλούν (μέθοδος used reverse). Στο Σχήμα 2.13 φαίνεται πως αν ο επιμερισμός του ετήσιου κόστους των υποβρύχιων καλωδίων πραγματοποιηθεί αποκλειστικά με τη μέθοδο postage stamp, μειώνονται αρκετά οι ακραίες τιμές που εμφανίζονται κυρίως στη ζώνη 8. Παρόμοια προσέγγιση στην κατανομή του κόστους αποκλειστικά με τη μέθοδο postage stamp, μπορεί να ακολουθηθεί για όλες εκείνες τις εγκαταστάσεις των οποίων η απόφαση επένδυσης λήφθηκε με κριτήρια γενικότερης στρατηγικής σημασίας.

Στη μέθοδο Bialek, όπως έχει ήδη αναφερθεί στα αποτελέσματα του δικτύου του Garver, χρεώνονται λιγότερο οι ζυγοί (ζώνες) διέλευσης (transit) και περισσότερο τα κέντρα παραγωγής ή φορτίου (ανάλογα με το αν εφαρμόζεται η μέθοδος Bialek upstream ή downstream αντίστοιχα) ενώ δεν υπολογίζονται «αρνητικές» συνεισφορές. Έτσι, μεγαλύτερες χρεώσεις με τη μέθοδο MW-Mile υπολογίζονται για τα φορτία στην περιοχή της Αττικής (ζώνη 6) ενώ στις μεθόδους unused παρατηρούνται μεγαλύτερες χρεώσεις στις ζώνες 7 και 8 εξαιτίας κυρίως των υποβρύχιων καλωδίων, όπως φαίνεται και από τα αποτελέσματα του Σχήματος 2.13. Στις μεθόδους used, οι μεσοσταθμικές χρεώσεις στα φορτία των ζωνών έχουν μικρές διαφοροποιήσεις λόγω κυρίως της μικρής ανάκτησης του ετήσιου κόστους του χρησιμοποιούμενου δικτύου (24,34%) και των μεγάλων συμπληρωματικών χρεώσεων.

Στη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης, παρατηρούνται γενικά μικρότερες χρεώσεις στις εξαγωγικές ζώνες όπου το άθροισμα των φορτίων τους είναι μικρότερο από το άθροισμα της παραγωγής τους, και μεγαλύτερες στις εισαγωγικές ζώνες. Εξαιρέση αποτελεί πάλι η ζώνη 8 λόγω των υποβρύχιων καλωδίων. Τα φορτία της ζώνης 3 αντιμετωπίζουν τις χαμηλότερες χρεώσεις σε όλες τις μεθόδους κατανομής του κόστους λόγω των «εικονικών» διμερών συμβάσεων που υπολογίζονται από την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης μεταξύ των φορτίων και των γεννητριών της ίδιας ζώνης. Αντίθετα, στη ζώνη 4 οι χρεώσεις που υπολογίζονται είναι μεγαλύτερες συγκριτικά με τις αντίστοιχες τις μεθόδους Bialek, λόγω της μη ύπαρξης κοντινής παραγωγής και της υποχρεωτικής διμερούς συναλλαγής με πιο απομακρυσμένες γεννήτριες.



Σχήμα 2.12: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς για επίπεδο φορτίου 10000MW



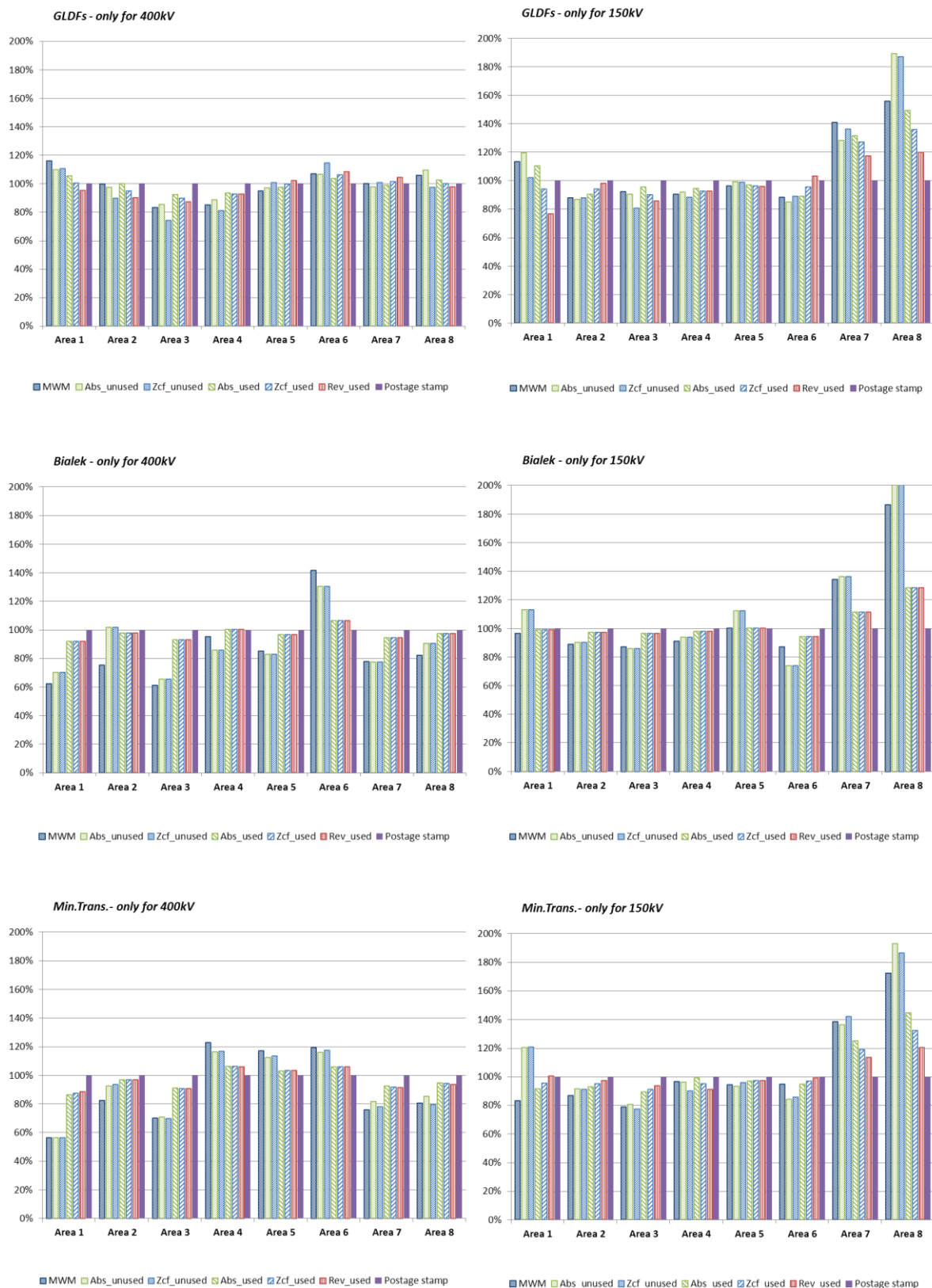
**Σχήμα 2.13:** Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς για επίπεδο φορτίου 10000MW λαμβάνοντας ή μη υπόψη τη χρήση των υποβρύχιων διασυνδέσεων

Από τα αποτελέσματα των τριών προσεγγιστικών μεθόδων ανίχνευσης που παρουσιάστηκαν φαίνεται πως η ύπαρξη κοντινής παραγωγής στα φορτία του συστήματος επηρεάζει περισσότερο τις χρεώσεις χρήσης αν αυτές υπολογιστούν χρησιμοποιώντας τις μεθόδους Bialek και Minimum Transactions. Η πιθανή ενσωμάτωση της παραγωγής από τις αποκεντρωμένες μονάδες ΑΠΕ στους υπολογισμούς των χρεώσεων χρήσης θα έχει πιο εμφανή αποτελέσματα στις χρεώσεις των κοντινών με τις μονάδες ΑΠΕ φορτίων στις δύο αυτές μεθόδους παρά στη μέθοδο των συντελεστών κατανομής, παρόλο που και στη μέθοδο των συντελεστών κατανομής θα υπάρξει μια μικρή μείωση των υπολογιζόμενων χρεώσεων. Η χρησιμοποίηση όμως της παραγωγής από ΑΠΕ στους υπολογισμούς, ειδικά αν αυτοί πραγματοποιηθούν μόνο για το σενάριο αιχμής (ή κάποια σενάρια αιχμής), εισάγει ακόμα μεγαλύτερη αβεβαιότητα στις πιθανές διαφοροποιήσεις που μπορεί να προκύψουν στις χρεώσεις αν αυτές επαληθευτούν *ex post* με βάση την πραγματική λειτουργία του συστήματος. Από την άλλη μεριά, η προσδοκώμενη μείωση των χρεώσεων χρήσης των κοντινών φορτίων (περιοχών) με τις μονάδες ΑΠΕ, μπορεί να αποτελέσει ένα ακόμα (μικρό όμως σχετικά) κίνητρο για την πιο εύκολη αποδοχή από τις τοπικές κοινωνίες της εγκατάστασης των μονάδων αυτών και των απαιτούμενων συνδέσεών τους.

Στο Σχήμα 2.14 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής των τριών μεθόδων ανίχνευσης και των επτά μεθόδων κατανομής του κόστους αν ληφθεί υπόψη η χρήση μόνο του δικτύου των 400kV (ΥΥΤ) ή του δικτύου των 150kV (ΥΤ). Και στις δύο περιπτώσεις, για το ετήσιο κόστος των υπόλοιπων εγκαταστάσεων (των 150kV ή των 400kV αντίστοιχα) που δεν κατανέμεται μέσω των μεθόδων ενσωματωμένου κόστους, χρησιμοποιείται η μέθοδος postage stamp. Δηλαδή, το συνολικό κόστος το οποίο τελικά επιμερίζεται στους χρήστες είναι ίσο με το ετήσιο κόστος του συστήματος (186.902κ€). Το κόστος του δικτύου της ΥΥΤ αντιστοιχεί στο 43,67% του συνολικού ετήσιου κόστους του συστήματος και το δίκτυο ΥΤ στο 56,33%. Από τα αποτελέσματα της εφαρμογής της μεθόδου *used reverse* με χρήση των συντελεστών GLDFs, προκύπτει πως για το συγκεκριμένο επίπεδο φορτίου (10000MW) χρησιμοποιείται το 26,24% του κόστους του δικτύου των 400kV (συμπεριλαμβανομένων των ΑΜ/Σ) και το 28,15% του κόστους του δικτύου των 150kV (και των 66kV).

Έτσι αν ληφθεί υπόψη μόνο η χρήση του δικτύου των 400kV, προκύπτουν σχετικά υψηλές χρεώσεις για την περιοχή της Αττικής και στις τρεις μεθόδους ανίχνευσης αφού στην ευρύτερη περιοχή είναι εγκατεστημένη και η πλειοψηφία των ΚΥΤ. Μεγαλύτερες από την postage stamp χρεώσεις εμφανίζονται στους συντελεστές GLDFs και για τη ζώνη 1 λόγω της ύπαρξης μόνο ενός ΚΥΤ στην περιοχή (ΚΥΤ Φιλίππων) και κυρίως τη μεγάλη γεωγραφική απόσταση από τις υπόλοιπες γεννήτριες του συστήματος πλην αυτών που βρίσκονται στη συγκεκριμένη περιοχή (ΘΗΣ Κομοτηνής, ΥΗΣ Θησαυρού, ΥΗΣ Πλατανόβρυσης). Η τάση αυτή στη ζώνη 1 αντιστρέφεται στις άλλες δύο μεθόδους ανίχνευσης (Bialek και Minimum Transactions) λόγω ότι η παραγωγή από τους συγκεκριμένους τρεις σταθμούς είναι μεγαλύτερη από το συνολικό φορτίο της ζώνης. Εν αντιθέσει με τη γενική εικόνα των χρεώσεων της ζώνης 7 όσον αφορά την αναγνώριση των «αντίθετων» συνεισφορών (Σχήμα 2.13), στο δίκτυο των 400kV τα φορτία της Πελοποννήσου αντιμετωπίζουν μεγαλύτερες χρεώσεις στις μεθόδους zero counter-flow και reverse από ότι στις μεθόδους absolute.



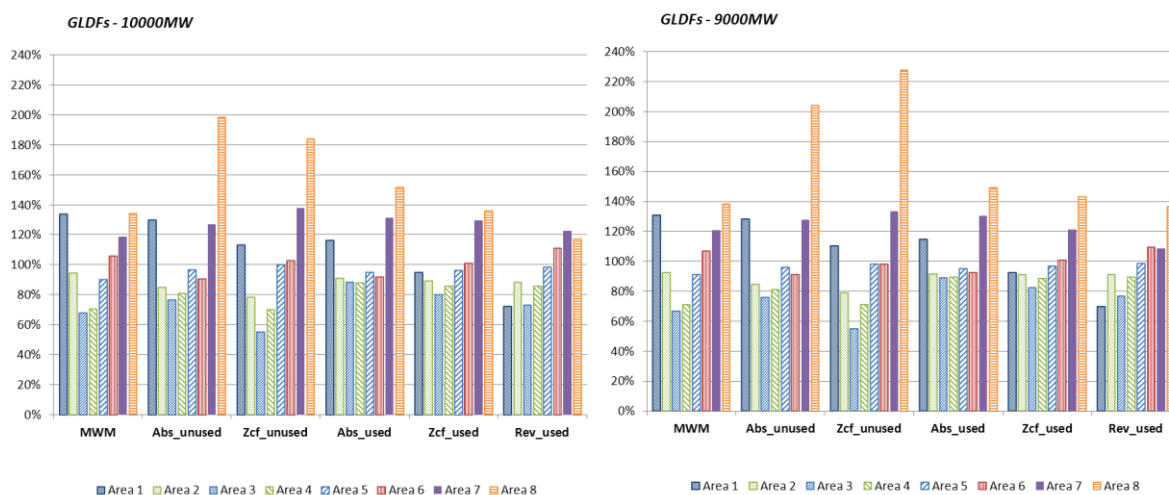


**Σχήμα 2.14:** Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp χρησιμοποιώντας τις μεθόδους κατανομής κόστους μόνο για το δίκτυο 400kV ή για το δίκτυο 150kV για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς για επίπεδο φορτίου 10000MW



**Σχήμα 2.15:** Χρεώσεις χρήσης για τα 266 φορτία του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ως ποσοστό της postage stamp για επίπεδο φορτίου 10000MW χρησιμοποιώντας τις τρεις μεθόδους ανίχνευσης





**Σχήμα 2.16: Χρεώσεις χρήσης ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς για επίπεδο φορτίου 9000MW**

Η εικόνα των χρεώσεων είναι διαφορετική στην περίπτωση που το κόστος του δικτύου των 400kV επιμεριστεί με βάση τη μέθοδο postage stamp και το κόστος του δικτύου των 150kV επιμεριστεί με βάση τις μεθόδους κατανομής που περιγράφηκαν στο παρόν κεφάλαιο. Και στις τρεις μεθόδους ανίχνευσης προκύπτουν υψηλές χρεώσεις για τις ζώνες 7 και 8 λόγω των διασυνδέσεων μέσω υποβρύχιων καλωδίων 150kV με τα νησιά του Ιονίου και του εκτεταμένου δικτύου γραμμών μεταφοράς 150kV στις δύο περιοχές. Η χρησιμοποίηση των συντελεστών GLDFs στους υπολογισμούς προκαλεί σχετικά υψηλές χρεώσεις στη ζώνη 1 στις μεθόδους MW-Mile και absolute (λόγω κυρίως του μεγάλου μήκους των γραμμών μεταφοράς και της αραιής σύνδεσής τους) αλλά προκύπτουν σημαντικές μειώσεις αν αναγνωριστούν οι «αντίθετες» συνεισφορές. Στη ζώνη 6 (Αττική), οι χρεώσεις που υπολογίζονται είναι σημαντικά χαμηλότερες σε σχέση με τις αντίστοιχες που περιγράφηκαν προηγουμένως για τα 400kV, παρόλο που κάποια υπόγεια καλώδια 150kV λειτουργούν ακτινικά. Ένας άλλος λόγος είναι φυσικά η κατανομή των μονάδων παραγωγής αφού στα δεδομένα παραγωγής της συγκεκριμένης μελέτης, στο λειτουργικό σενάριο της αιχμής (10000MW), λειτουργούν σχεδόν στο μέγιστο όλες οι μονάδες παραγωγής που βρίσκονται στην περιοχή της Αττικής (Λαύριο I, II, III, IV, V και Αγ. Γεώργιος 8, 9) και συνδέονται τόσο στα 400kV (Λαύριο II, IV, V) όσο και στα 150kV (Λαύριο I, III, Αγ. Γεώργιος 8, 9).

Στο Σχήμα 2.15 παρουσιάζονται αναλυτικά οι χρεώσεις χρήσης (συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων) των 266 φορτίων του ελληνικού συστήματος για τις μεθόδους MW-Mile, unused absolute και used absolute χρησιμοποιώντας τις τρεις μεθόδους ανίχνευσης. Είναι φανερό πως στις μεθόδους Bialek και Minimum Transactions μπορεί να προκύψουν μεγάλες διακυμάνσεις στις χρεώσεις των ζυγών εντός της ίδιας ζώνης (για την ίδια πάντα μέθοδο κατανομής). Ο λόγος έγκειται στη διαφορετική (υπολογιζόμενη) τροφοδότηση των φορτίων από τις γεννήτριες που μπορεί να οφείλεται και στη διαφορετική σύνδεση των φορτίων στους Υ/Σ. Η διαφοροποίηση των υπολογιζόμενων χρεώσεων στις δύο αυτές μεθόδους ανίχνευσης είναι μικρότερη στη μέθοδο used absolute καθώς το μεγαλύτερο μέρος των χρεώσεων υπολογίζεται μέσω της postage stamp (76% στη Bialek και 59,7% στη μέθοδο της ελάχιστης ηλεκτρικής απόστασης).

Χρησιμοποιώντας του συντελεστές GLDFs, γίνεται η έμμεση θεώρηση πως η παραγωγή των γεννητριών μοιράζεται σε όλα τα φορτία του συστήματος ανάλογα με το μέγεθος της παραγωγής

τους για τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Για το λόγο αυτό, στις τελικές χρεώσεις σημαντικό ρόλο παίζει και η γεωγραφική θέση κάθε ζυγού σε σχέση πάντα τα διάφορα κέντρα παραγωγής. Αφού κάθε φορτίο τροφοδοτείται από το σύνολο των καταναμημένων γεννητριών, κάθε αλλαγή στην κατανομή των γεννητριών θα επιφέρει αλλαγές στις υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης. Στο Σχήμα 2.16 παρουσιάζεται τα αποτελέσματα της κατανομής του ετήσιου κόστους του συστήματος αν αυτό πραγματοποιηθεί για επίπεδο φορτίο 9000MW. Η κυριότερη μεταβολή στο συγκεκριμένο επίπεδο φορτίου είναι η μηδενική εισαγωγή ισχύος από την Ιταλία. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη χρέωση της ζώνης 8 και τη μικρότερη χρέωση της ζώνης 7 σχεδόν σε όλες τις μεθόδους κατανομής του κόστους λόγω της μηδενικής πλέον τροφοδότησης από την Ιταλία των κοντινών με το ζυγό της Ιταλίας φορτίων της ζώνης 8. Στις μεθόδους Bialek και Minimum Transactions, η μεταβολή στις χρεώσεις χρήσης από την αλλαγή στην κατανομή των γεννητριών είναι σίγουρα μικρότερη (έως και μηδενική) στην περίπτωση που δε μεταβληθούν οι «υπολογιζόμενος» γεννήτριες-τροφοδότες αλλά μπορεί να είναι πολύ μεγάλη στην περίπτωση που κάποιο φορτίο «ανιχνευθεί» πως τροφοδοτείται από διαφορετική γεννήτρια σε σχέση με πριν.

Εάν υποθεθεί βέβαια πως τα φορτία μπορούν να συνάψουν διμερείς συμβάσεις με κάποιες γεννήτριες, οι υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης θα είναι πάντα ίδιες (για ίδια πάντα τοπολογία δικτύου και ίδια μέθοδο ανίχνευσης και τιμολόγησης) στην περίπτωση που δε λαμβάνονται υπόψη οι «αντίθετες» συνεισφορές. Η τιμολόγηση όμως των διμερών συμβάσεων στην περίπτωση που το φορτίο αλλά και οι γεννήτριες-τροφοδότες είναι μεταβαλλόμενες με το επίπεδο φορτίου του συστήματος θα πρέπει να πραγματοποιείται για πάρα πολλά επίπεδα φορτίου, έχοντας τη μορφή χρεώσεων ενέργειας και όχι ισχύος.

## 2.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Η κατανομή του σταθερού κόστους της μεταφοράς είναι ένα πολύ σημαντικό ζήτημα το οποίο απασχολεί των σύνολο των συμμετεχόντων στην απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς δίνει τα σωστά οικονομικά σήματα για νέες επενδύσεις αλλά δεν επαρκεί για την κάλυψη του ρυθμιζόμενου εσόδου που δικαιούνται οι ιδιοκτήτες των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Όλο και περισσότερες χώρες υπολογίζουν μέρος των χρεώσεων χρήσης των συστημάτων μεταφοράς τους μέσω μεθόδων που βασίζονται στη χρήση των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οχτώ μέθοδοι κατανομής του σταθερού κόστους της μεταφοράς και τρεις μέθοδοι ανίχνευσης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μοντέλα αγοράς τύπου κοινοπραξίας. Η εφαρμογή των μεθόδων αυτών στο πειραματικό δίκτυο του Garver και στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ανέδειξε τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα κάθε μεθόδου κατανομής και ανίχνευσης. Οι μέθοδοι που βασίζονται στη χρέωση της απόλυτη χρήσης κάθε εγκατάστασης μεταφοράς εμφανίζουν μικρότερες διακυμάνσεις σε σχέση με τις μεθόδους που κατανέμουν το κόστος κάθε εγκατάστασης με βάση τη σχετική χρήση των χρηστών αλλά το ποσοστό ανάκτησης του συνολικού κόστους του συστήματος είναι σχετικά μικρό. Για το λόγο αυτό, στο επόμενο κεφάλαιο προτείνεται η χρησιμοποίηση μιας βέλτιστης, όσον αφορά την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, ικανότητας μεταφοράς αντί της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας κάθε εγκατάστασης στους υπολογισμούς των χρεώσεων χρήσης κάθε εγκατάστασης. Η αναγνώριση των «αντίθετων» συνεισφορών στις ροές ενεργού ισχύος κάθε εγκατάστασης μπορεί να συνεισφέρει στην προώθηση οικονομικών κινήτρων για τη μείωση της (πιθανότητας) εμφάνισης συμφόρησης στις εγκαταστάσεις αυτές αλλά και να μειώσει την επίδραση των «παράλληλων» ροών (loop flows) στις υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης που προκύπτουν από τη χρησιμοποίηση των συντελεστών κατανομής.

---

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

---

### **Μέθοδος κατανομής του σταθερού κόστους της μεταφοράς με βάση τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για N-1 ασφαλή λειτουργία**

#### **3.1 Εισαγωγή**

Στο κεφάλαιο αυτό προτείνεται μια αποτελεσματική προσέγγιση καταμερισμού του σταθερού κόστους του συστήματος μεταφοράς σε μια αγορά κοινοπραξίας που βασίζεται στις μεθόδους ροών φορτίου που παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο. Για την τιμολόγηση της χρήσης του δικτύου λαμβάνεται υπόψη η ετήσια λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζεται η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς που πρέπει κάθε εγκατάσταση του δικτύου να έχει για την ασφαλή λειτουργία του. Για κάθε χρονικό σημείο λειτουργίας, υπολογίζεται η ελάχιστη ικανότητα μεταφοράς που απαιτείται για κάθε εγκατάσταση για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος για όλες τις N-1 καταστάσεις δικτύου. Οι χρεώσεις χρήσης για κάθε στοιχείο του δικτύου υπολογίζονται με βάση τη χρήση του όπως προκύπτει για τη χρονική στιγμή της μέγιστης απαιτούμενης βέλτιστης ικανότητας μεταφοράς του μετά από μια ετήσια προσομοίωση ή μετά από στατιστική επεξεργασία. Η χρήση του δικτύου μπορεί να υπολογιστεί με μία μέθοδο ανίχνευσης του Κεφαλαίου 2, ενώ η τιμολόγηση μπορεί να βασιστεί σε μία εκ των τριών παραλλαγών χρέωσης των αντίθετων ροών (counter-flows) της MW-Mile. Οι προτεινόμενες μέθοδοι, λαμβάνουν έμμεσα υπόψη τους το κριτήριο ασφάλειας N-1 που χρησιμοποιείται τόσο κατά το σχεδιασμό της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς όσο και κατά τη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και κατανέμει μέρος ή όλο το κόστος του περιθωρίου ασφάλειας κάθε εγκατάστασης μεταφοράς στους πραγματικούς χρήστες της εγκατάστασης.

Σε μια αγορά τύπου κοινοπραξίας, η εφαρμογή μεθόδων τιμολόγησης που βασίζονται στις ροές φορτίου προϋποθέτει την ανίχνευση της προέλευσης ή του προορισμού της ενεργού ισχύος που ρέει στις εγκαταστάσεις μεταφοράς. Αφού καθοριστεί η συνεισφορά κάθε χρήστη (παραγωγού ή καταναλωτή) στις ροές φορτίου του δικτύου, το σταθερό κόστος της μεταφοράς κατανέμεται στους χρήστες ακολουθώντας μια μέθοδο ενσωμάτωσης (ενότητα 2.4.1). Οι μέθοδοι όμως αυτές, δε λαμβάνουν υπόψη το φαινόμενο της συμφόρησης και δε δίνουν απαραίτητα τα κατάλληλα σήματα για νέες επενδύσεις μεταφοράς. Η σχεδίαση της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς

βασίζεται στην επαρκή και ασφαλή τροφοδοσία των φορτίων του συστήματος τόσο στην αιχμή όσο και σε (σχεδόν) όλες τις λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος. Η οριακή τιμολόγηση του συστήματος μεταφοράς δίνει τα κατάλληλα σήματα για τα «αδύνατα» σημεία του δικτύου και την ανάγκη ενίσχυσής του, αλλά δε μπορεί να ανακτήσει το σύνολο του εισοδήματος που δικαιούται ο ιδιοκτήτης του δικτύου λόγω του μεγάλου σταθερού κόστους των συστημάτων μεταφοράς συγκριτικά με το μεταβλητό του κόστος. Επομένως, για την πλήρη ανάκτηση του σταθερού κόστους, είναι απαραίτητο να υπολογιστούν συμπληρωματικές χρεώσεις μέσω μεθόδων ενσωματωμένου κόστους. Οι οριακές τιμές των ζυγών εξαρτώνται κατά βάση από το κόστος/προσφορά των μονάδων παραγωγής και μπορούν να αναδείξουν την έλλειψη μεταφορικής ικανότητας στο δίκτυο, αλλά δε συνδέονται με το κόστος εγκατάστασης και απόσβεσης των στοιχείων του δικτύου.

Στην περίπτωση που το δίκτυο είναι σχετικά ακτινικό, δηλαδή όταν υπάρχουν περιοχές με αυξημένη εγκατεστημένη παραγωγή που τροφοδοτούν άλλες απομακρυσμένες περιοχές με αυξημένη ζήτηση, τότε είναι θεμιτή μια διαφοροποίηση των χρεώσεων δικτύου μεταξύ των χρηστών. Η διαφοροποίηση αυτή κατευθύνεται περισσότερο στην παροχή οικονομικών σημάτων και σε μια πιο δίκαιη κατανομή του κόστους, παρά στην παραδοχή πως κάποιες από τις εγκαταστάσεις του δικτύου δεν είναι απαραίτητες για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Φυσικά, οι εγκαταστάσεις για τις οποίες υπολογίζονται οι χρεώσεις χρήσης μπορεί να είναι και ιδιωτικές επενδύσεις. Οι χρεώσεις που προκύπτουν από την εμφάνιση συμφόρησης στο σύστημα μεταφοράς μπορεί είτε να ενσωματώνονται στις τιμές ενέργειας, όπως γίνεται στην περίπτωση της αγοράς LMP, είτε να προσδιορίζονται και να χρεώνονται ξεχωριστά (uplift charges). Η διαδικασία απαλοιφής της συμφόρησης μπορεί να γίνει είτε με κατάλληλο προγραμματισμό της παραγωγής των μονάδων με παράλληλη ικανοποίηση των περιορισμών μεταφοράς στην προημερήσια αγορά ενέργειας, είτε μέσω άλλης ξεχωριστής αγοράς ανακατανομής της παραγωγής (προ-ημερήσια ή ενδο-ημερήσια). Οι περιορισμοί μεταφοράς και στις δύο περιπτώσεις λαμβάνουν υπόψη τόσο τα θερμικά όρια των εγκαταστάσεων μεταφοράς, όσο και τα λειτουργικά όρια του συστήματος. Τα λειτουργικά όρια αυτά έχουν να κάνουν συνήθως με την ασφάλεια του συστήματος. Στη διδακτορική διατριβή αυτή μελετήθηκε μόνο η επίδραση της στατικής ασφάλειας N-1. Λειτουργικοί περιορισμοί από μελέτες ευστάθειας ή άλλα προβλήματα δυναμικής ασφάλειας, μπορούν να προστεθούν στο πρόβλημα. Ο υπολογισμός της ικανότητας μεταφοράς σε τοπικό επίπεδο από καλά ορισμένες πηγές και προορισμούς είναι εύκολο να επιτευχθεί. Ο υπολογισμός όμως της ικανότητας του συστήματος μεταφοράς σε ένα μεγάλο δίκτυο όπου υπάρχουν πολλές πιθανές κατευθύνσεις των ροών και πολλοί συνδυασμοί πηγών/προορισμών κάνει σχεδόν αδύνατο τον *a priori* καθορισμό σταθερών ικανοτήτων μεταφοράς.

Στο προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε και εφαρμόστηκε η διαδικασία που ακολουθείται στον καταμερισμό του σταθερού κόστους του δικτύου με τις μεθόδους που βασίζονται στις ροές φορτίου. Συνοπτικά, αρχικά απαιτείται μια αντιπροσωπευτική ροή φορτίου του συστήματος. Ο όρος αντιπροσωπευτική έχει να κάνει με την κατάσταση του συστήματος σε σχέση με το επίπεδο φορτίου και την τοπολογία των κατανεμημένων γεννητριών. Έτσι μπορεί να εξεταστεί η χρήση του δικτύου κατά την αιχμή ή και διάφορες άλλες στιγμές του συστήματος με βάση την πραγματική παραγωγή και κατανάλωση ή με βάση τα αποτελέσματα μιας βέλτιστης ροής φορτίου. Επίσης, είναι δυνατή η στατιστική επεξεργασία των πραγματικών ροών φορτίου και της υπολογιζόμενης συνεισφοράς κάθε χρήστη σε αυτές για συγκεκριμένη χρονική περίοδο (ένα ή περισσότερα έτη) και για διάφορες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος [47]. Τέλος, η κατανομή του κόστους κάθε μίας εγκατάστασης μεταφοράς μπορεί να πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψη ταυτόχρονα όλες τις λειτουργικές στιγμές του συστήματος. Έτσι, το κόστος κάθε στοιχείου μπορεί να επιμεριστεί είτε θεωρώντας μόνο τη μέγιστη συνεισφορά κάθε χρήστη σε κάθε στοιχείο του δικτύου για όλες τις καταστάσεις του συστήματος (non-coincidence method) είτε λαμβάνοντας υπόψη τις συνεισφορές των χρηστών μόνο κατά τη λειτουργική στιγμή όπου παρατηρείται η μέγιστη φόρτιση της εγκατάστασης (maximum line flow method) [27], [49]. Σε περίπτωση που

υπάρχει συμφόρηση στο δίκτυο και οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς, υπολογίζεται το κέρδος από συμφόρηση το οποίο μπορεί είτε να αφαιρεθεί από το εγγυημένο εισόδημα του ιδιοκτήτη του δικτύου είτε να χρησιμοποιηθεί για τη χρηματοδότηση νέων έργων μεταφοράς. Το σταθερό κόστος της μεταφοράς διαμοιράζεται στους παραγωγούς και στους καταναλωτές μέσω ενός προκαθορισμένου ποσοστού. Η κατανομή των ροών στους χρήστες πραγματοποιείται με μία μέθοδο ανίχνευσης και η τιμολόγηση των χρεώσεων πραγματοποιείται με μία μέθοδο MW-Mile.

Με βάση αυτή τη διαδικασία, στο κεφάλαιο αυτό, προτείνεται μια βελτιωμένη μέθοδος κατανομής του σταθερού κόστους κάθε εγκατάστασης μεταφοράς. Η χρέωση για κάθε στοιχείο του δικτύου βασίζεται στη ροή ενεργού ισχύος μέσω αυτού κατά τη χρονική στιγμή όπου το σύστημα απαιτεί τη μεγαλύτερη μεταφορική του ικανότητα. Πιο συγκεκριμένα, οι ροές φορτίου που λαμβάνονται υπόψη είναι αποτέλεσμα της λύσης του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1 (SC-OPF). Με αυτόν τον τρόπο, εάν οι χρεώσεις υπολογίζονται *ex-ante*, προκύπτει μια πιο ρεαλιστική λειτουργική στιγμή του συστήματος. Στην περίπτωση βέβαια *ex-post* υπολογισμών, μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι πραγματικές ροές φορτίου αφού το σύστημα πρέπει σχεδόν πάντα να λειτουργεί με ασφάλεια N-1. Οι υπολογιζόμενες ή μετρούμενες ροές φορτίου αντιστοιχούν σε ένα ποσοστό της εγκατεστημένης μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων. Αυτό οφείλεται στο σχεδιασμό του δικτύου, το οποίο έχει κατασκευαστεί έτσι ώστε να μπορεί να ανταπεξέλθει στις πιθανές βλάβες του συστήματος (μεταφοράς και παραγωγής) για ένα αρκετά μεγάλο χρονικό ορίζοντα (5 έως 10 έτη). Η μέθοδος ανίχνευσης που επιλέχθηκε να εφαρμοστεί είναι η μέθοδος των συντελεστών κατανομής. Οι συντελεστές αυτοί είναι ευρέως διαδεδομένοι και εύχρηστοι, ενώ η χρήση του δικτύου που προκύπτει είναι πιο ρεαλιστική. Από την άλλη μεριά όμως, οι διαφορές στη χρήση που μπορεί να προκύψουν για μικρές αλλαγές στην κατανομή των γεννητριών είναι σχετικά μεγάλες σε σχέση με τη μέθοδο Bialek, η οποία και χρεώνει περισσότερο τους απομακρυσμένους ηλεκτρικά ζυγούς. Οι χρεώσεις για το δίκτυο θεωρείται πως επιβάλλονται μόνο στους καταναλωτές ακολουθώντας τη διεθνή τακτική και μη θέλοντας να επηρεαστεί η προσφορά των μονάδων παραγωγής στην αγορά άρα και η τυχόν σειρά ένταξής τους και η γενικότερη χρήση του συστήματος. Τέλος, επιλέχθηκαν να χρησιμοποιηθούν μόνο οι μέθοδοι MW-Mile που δεν ανακτούν το σύνολο του σταθερού κόστους της μεταφοράς (*used methods*), λόγω της μικρότερης διακύμανσής τους και της πιο «δίκαιης» χρέωσης για κάθε στοιχείο του δικτύου.

### 3.2 Περιγραφή μεθόδου

Οι μέθοδοι χρησιμοποιούμενης μεταφορικής ικανότητας (*used methods*), επιμερίζουν αρχικά στους χρήστες κάθε εγκατάστασης του δικτύου ένα πόσο το οποίο είναι μικρότερο ή ίσο του ετήσιου κόστους της εγκατάστασης. Εάν είναι μικρότερο, υπολογίζονται συμπληρωματικές χρεώσεις με κάποια άλλη μέθοδο ενσωματωμένου κόστους που εξασφαλίζει την πλήρη ανάκτηση του κόστους. Το ετήσιο κόστος κάθε εγκατάστασης του δικτύου στις μεθόδους αυτές, μπορεί να αντιστοιχηθεί με τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα της εγκατάστασης. Έτσι, στη μέθοδο *used reverse MW-Mile*, το μερίδιο του κόστους της εγκατάστασης το οποίο αρχικά επιμερίζεται στους χρήστες, είναι ακριβώς ίσο με το ποσοστό της ροής ενεργού ισχύος της εγκατάστασης κατά τη μελετώμενη λειτουργική στιγμή του συστήματος ως προς τη μέγιστη μεταφορική της ικανότητα. Στη μέθοδο *used zero counter-flow MW-Mile*, το μερίδιο είναι μεγαλύτερο καθώς δεν υπάρχει πίστωση για τα *counter-flows*, όπως συμβαίνει στη *used reverse*, ενώ στη μέθοδο *used absolute MW-Mile*, το μερίδιο μπορεί να είναι ακόμα και μεγαλύτερο από το συνολικό ετήσιο κόστος της εγκατάστασης. Στην περίπτωση αυτή, γίνεται αναγωγή των χρεώσεων ώστε οι χρήστες να πληρώσουν μόνο μέχρι το ετήσιο κόστος κάθε εγκατάστασης.

Οι μέθοδοι MW-Mile που μελετήθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο και βασίζονται στην απόλυτη χρήση του δικτύου χρεώνουν μόνο για τη χρησιμοποιούμενη ικανότητα του δικτύου και καθόλου για αυτήν που περισσεύει μέχρι τη μέγιστη δυνατή. Η μεταφορική ικανότητα της εγκατάστασης, η

οποία δε χρησιμοποιείται κατά τη μελετώμενη ροή φορτίου, μπορεί να αντιστοιχεί είτε σε περιθώριο ασφαλείας για την αντιμετώπιση τυχόν σφαλμάτων στο δίκτυο, είτε απλά στην τυποποιημένη διαστασιολόγηση των εγκαταστάσεων. Το κόστος που αντιστοιχεί στη μη χρησιμοποιούμενη ικανότητα μεταφοράς μιας εγκατάστασης υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας αναφέρεται και ως κόστος περιθωρίου αξιοπιστίας. Στις αναφορές [50] και [51], το κόστος περιθωρίου αξιοπιστίας κατανέμεται στους χρήστες του δικτύου ακολουθώντας μια μελέτη διαταραχών. Έτσι, αρχικά οι χρήστες του δικτύου χρεώνονται για το κόστος των εγκαταστάσεων που πραγματικά χρησιμοποιούν υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Το εναπομείναν κόστος περιθωρίου αξιοπιστίας κατανέμεται στους χρήστες ανάλογα με τη χρήση του δικτύου που προκύπτει υπό όλες τις «N-1» καταστάσεις του δικτύου. Στον υπολογισμό των χρεώσεων αυτών λαμβάνονται υπόψη όλες οι περιπτώσεις απωλειών γραμμής, ακόμα και αν αυτές δεν προκαλούν προβλήματα στη λειτουργία του συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο, οι χρήστες καλούνται να πληρώσουν για όλο το κόστος περιθωρίου αξιοπιστίας μιας εγκατάστασης ανάλογα με το μερίδιο της ροής που προκαλούν στην εγκατάσταση αυτή σε όλες τις περιπτώσεις διαταραχών του δικτύου. Τις περισσότερες φορές όμως, ακόμα και στις περιπτώσεις διαταραχών, η μέγιστη ροή που περνάει μέσα από μια εγκατάσταση είναι μικρότερη από τη μέγιστη μεταφορική της ικανότητα, κάτι που διασφαλίζεται και από τη κατανομή των μονάδων παραγωγής υπό περιορισμούς ασφάλειας N-1.

Μια δίκαιη κατανομή του σταθερού κόστους της μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου πρέπει να έχει ως αποτέλεσμα οι χρεώσεις που θα προκύψουν να αντανακλούν (τουλάχιστον εν μέρει) την πραγματική χρήση του δικτύου και να δίνουν σήματα για τη σωστή χωροθέτηση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής και κατανάλωσης. Στους τρεις τρόπους τιμολόγησης που βασίζονται στην απόλυτη χρήση του δικτύου και παρουσιάστηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο (*abs\_used*, *rev\_used*, και *zcf\_used*), το σταθερό κόστος της μεταφοράς κατανέμεται στους χρήστες του δικτύου ανάλογα με τη χρήση και την κατεύθυνση των ροών που προκαλεί κάθε χρήστης υπό κανονικές πάντα συνθήκες λειτουργίας. Έτσι, δε λαμβάνεται υπόψη το περιθώριο αξιοπιστίας και κατά επέκταση η αρχή της ασφάλειας N-1 που διέπει το σχεδιασμό των συστημάτων μεταφοράς. Στο κεφάλαιο αυτό προτείνεται το κόστος κάθε εγκατάστασης μεταφοράς να μοιράζεται αρχικά στους χρήστες ανάλογα με το ποσοστό χρήσης της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητάς της, και όχι του μέγιστου θερμικού (ή άλλου) ορίου λειτουργίας της. Με αυτόν τον τρόπο, μέρος ή όλο το κόστος του περιθωρίου ασφαλείας κάθε εγκατάστασης ενσωματώνεται στις χρεώσεις απόλυτης χρήσης του δικτύου υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας και οι γεωγραφικά διαφοροποιημένες χρεώσεις χρήσης σχετίζονται με την πραγματική χρήση ενός βέλτιστα, όσον αφορά την ασφάλεια N-1, σχεδιασμένου δικτύου. Η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης ισούται με τη μέγιστη ροή ισχύος που μπορεί να περάσει μέσα από την εγκατάσταση σε κάποια από τις N-1 καταστάσεις του δικτύου ή διαφορετικά με την μικρότερη μεταφορική ικανότητα που η εγκατάσταση πρέπει να έχει ώστε να μπορεί να αντέξει οποιαδήποτε N-1 διαταραχή, για δεδομένη πάντα λειτουργική στιγμή του συστήματος. Η μέγιστη ροή φορτίου αυτή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό και από τις υπόλοιπες ροές φορτίου στις υπόλοιπες εγκαταστάσεις του δικτύου και μπορεί να αλλάξει ανά επίπεδο φορτίου ή για διαφορετική κατανομή των μονάδων παραγωγής και διαφορετική τοπολογία του δικτύου. Παρόλα αυτά, οι χρεώσεις που έμμεσα προκύπτουν για το περιθώριο αξιοπιστίας είναι πιο δίκαιες, καθώς βασίζονται σε πραγματική και δηλωμένη χρήση εκ μέρους των χρηστών του δικτύου και όχι σε πιθανή χρήση που θα προέκυπτε σε περίπτωση διαταραχής, η οποία και θα άλλαζε τις ροές και την αντίστοιχη χρήση σε όλες τις εγκαταστάσεις του δικτύου. Τέλος, η χρήση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας κάθε εγκατάστασης αντί της μέγιστης, αυξάνει ως επί τω πλείστον το μερίδιο του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης που κατανέμεται στους χρήστες της μέσω των μεθόδων ροών φορτίου μειώνοντας συγχρόνως την ανάγκη υπολογισμού συμπληρωματικών χρεώσεων. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα περισσότερο διαφοροποιημένες χρεώσεις για κάθε ζυγό, δηλαδή μεγαλύτερη γεωγραφική διαφοροποίηση των χρεώσεων χρήσης.

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, τα αποτελέσματα της κατανομής του κόστους της μεταφοράς με τις μεθόδους που βασίζονται στις ροές φορτίου επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από την γεωγραφική διασπορά των κατανεμημένων μονάδων παραγωγής. Για αυτό το λόγο προτείνεται η κατανομή του κόστους κάθε εγκατάστασης του δικτύου να βασίζεται στη χρήση της εγκατάστασης αυτής κατά τη χρονική στιγμή ή το λειτουργικό σενάριο μέσα στο έτος όπου εμφανίζεται (απαιτείται) η μεγαλύτερη βέλτιστη μεταφορική της ικανότητα. Με τον τρόπο αυτό, δίνεται κίνητρο τόσο στην ενεργειακή αποδοτικότητα, αφού λαμβάνονται υπόψη (σχεδόν) όλες οι χρονικές στιγμές του συστήματος κατά τον υπολογισμό των χρεώσεων, όσο και στη μείωση της ζήτησης, εφόσον οι χρεώσεις χρήσης που υπολογίζονται βασίζονται στη ζήτηση ισχύος και όχι στην καταναλισκόμενη ενέργεια.

Πιο συγκεκριμένα:

$$F_{opt,k}^{(M_t)} = \max \left\{ F_{opt,k}^{(1)}, F_{opt,k}^{(2)}, \dots, F_{opt,k}^{(LS)} \right\} \quad (3.1)$$

όπου  $F_{opt,k}^{(ls)}$  είναι η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης  $k$  κατά το σενάριο λειτουργίας  $ls$ ,  $F_{opt,k}^{(M_k)}$  είναι η μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης  $k$  όπως υπολογίστηκε στο σενάριο  $M_k$  και  $LS$  είναι ο αριθμός των σεναρίων λειτουργίας για τα οποία υπολογίζεται η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης. Οι τρεις μέθοδοι τιμολόγησης MW-Mile που βασίζονται στην απόλυτη χρήση του δικτύου και στη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης υπολογίζονται σύμφωνα με τις σχέσεις (3.2) έως (3.4):

$$TCopt_{t,abs} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{|F_{t,k}^{(M_k)}|}{F_{opt,k}^{(M_k)}} \quad (3.2)$$

$$TCopt_{t,rev} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}^{(M_k)}}{F_{opt,k}^{(M_k)}} \quad (3.3)$$

$$TCopt_{t,zcf} = \sum_{k \in K} C_k \cdot \frac{F_{t,k}^{(M_k)}}{F_{opt,k}^{(M_k)}}, \quad \forall \left( F_{t,k}^{(M_k)} \cdot pline_k^{(M_k)} \right) > 0 \quad (3.4)$$

$F_{t,k}^{(M_k)}$  είναι η ροή ενεργού ισχύος της εγκατάστασης  $k$  που προκαλείται από το χρήστη  $t$  στο λειτουργικό σενάριο  $M_k$ . Στις εξισώσεις (3.3) και (3.4), οι χρήστες που προκαλούν counter-flows, επωφελούνται χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η φόρτιση της γραμμής ή το μέγεθος της «αντίθετης» συνεισφοράς. Όπως ήδη αναφέρθηκε στον κεφάλαιο 2, για την αναγνώριση των counter-flows μπορεί να ακολουθηθεί μια διαφορετική πολιτική εξετάζοντας είτε τη σχέση ροής ενεργού ισχύος με τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα, είτε τη σχέση «αντίθετης» συνεισφοράς και μέγιστης ικανότητας. Για τη προτεινόμενη μέθοδο κατανομής του κεφαλαίου αυτού, για την αναγνώριση των counter-flows προτείνεται η χρησιμοποίηση της μέγιστης βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας κάθε εγκατάστασης αντί της μέγιστης ικανότητας συνεχούς λειτουργίας.

Η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης για κάθε λειτουργικό σενάριο δίνεται από την εξίσωση (3.5) όπου  $plinec_{k,m}^{(ls)}$  είναι η ροή ισχύος στην εγκατάσταση  $k$  μετά από μια πιθανή βλάβη της εγκατάστασης  $m$  για το λειτουργικό σενάριο  $ls$ :

$$F_{opt,kc}^{(ls)} = \max \left( \left| plinec_{k,1}^{(ls)} \right|, \left| plinec_{k,2}^{(ls)} \right|, \dots, \left| plinec_{k,K}^{(ls)} \right| \right) \quad (3.5)$$

Οι ροές ενεργού ισχύος μέσω μιας εγκατάστασης μεταφοράς ύστερα από απώλεια μιας άλλης εγκατάστασης υπολογίζονται για DC αναπαράσταση του δικτύου με τη χρήση των συντελεστών  $LODF$  (Line Outage Distribution Factors) [52]:

$$pline_{k,m}^{(ls)} = pline_k^{(ls)} + LODF_{k,m} \cdot pline_m^{(ls)} \quad (3.6)$$

$pline_i^{(ls)}$  είναι η ροή ισχύος στην εγκατάσταση  $i$  υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας για το λειτουργικό σενάριο  $ls$  ενώ ο συντελεστής  $LODF_{k,m}$  δείχνει την επίδραση που θα έχει η απώλεια μιας εγκατάστασης  $m$  στην ροή ενεργού ισχύος της εγκατάστασης  $k$  (post-contingency power flow). Οι ροές ενεργού ισχύος μετά από διαταραχή είναι ένας από τους βασικούς δείκτες για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος και τον υπολογισμό της μεταφορικής ικανότητας του [53] αλλά και γενικότερα για την επέκταση των συστημάτων μεταφοράς.

Η κατανομή του κόστους των εγκαταστάσεων μεταφοράς βασίζεται στη χρήση των στοιχείων όπως προκύπτει υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας, ενώ η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα υπολογίζεται για τις πιθανές περιπτώσεις μεταβατικής (προσωρινής) λειτουργίας κάθε εγκατάστασης, όπου το όριο λειτουργίας της είναι μεγαλύτερο από το όριο συνεχούς φόρτισης. Το όριο αυτό  $F_{k,max}^c$  είναι το όριο βραχυχρόνιας φόρτισης της γραμμής  $ij$  (Temporarily Admissible Transmission Loading, TATL) που είναι συνήθως 10-20% μεγαλύτερο από το όριο συνεχούς φόρτισης της γραμμής  $F_{k,max}$  (Permanent Admissible Transmission Loading, PATL). Επομένως, η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα  $F_{opt,kc}^{(ls)}$  της εξίσωσης (3.5) χρειάζεται μια αναγωγή για τον υπολογισμό της βέλτιστης ικανότητας μεταφοράς κανονικής λειτουργίας. Στην εξίσωση (3.7) θεωρείται έμμεσα πως η αναλογία ορίου βραχυχρόνιας φόρτισης και ορίου συνεχούς φόρτισης παραμένει ίδια για όλες τις πιθανές βέλτιστες μεταφορικές ικανότητες της εγκατάστασης  $k$ .

$$F_{opt,k}^{(ls)} = \max \left( F_{opt,kc}^{(ls)} \cdot \frac{F_{k,max}}{F_{k,max}^c}, |pline_k^{(ls)}| \right) \quad (3.7)$$

Συμπερασματικά, τα βήματα της προτεινόμενης μεθόδου κατανομής και τιμολόγησης της χρήσης του δικτύου είναι τα ακόλουθα:

- 1) Υπολογισμός της συνεισφοράς  $F_{t,k}^{(ls)}$  κάθε χρήστη  $t$  στις ροές ενεργού ισχύος κάθε εγκατάστασης  $k$  για κάθε λειτουργικό σενάριο  $ls$  χρησιμοποιώντας μία μέθοδο ανίχνευσης ροών φορτίου (ενότητα 2.4.1.3).
- 2) Υπολογισμός της ροής ενεργού ισχύος σε μια εγκατάσταση μετά από μια πιθανή βλάβη άλλων εγκαταστάσεων για όλες τις εγκαταστάσεις  $K$  και για όλα τα λειτουργικά σενάρια  $LS$  χρησιμοποιώντας την εξίσωση (3.6).
- 3) Εύρεση της βέλτιστης ικανότητας μεταφοράς για κάθε εγκατάσταση μεταφοράς για κάθε λειτουργικό σενάριο χρησιμοποιώντας τις σχέσεις (3.5) και (3.7).
- 4) Εύρεση της μέγιστης βέλτιστης ικανότητας μεταφοράς κάθε εγκατάστασης μεταφοράς για όλα τα λειτουργικά σενάρια  $LS$  και αποθήκευση του αντίστοιχου λειτουργικού σεναρίου  $M_k$  χρησιμοποιώντας τη σχέση (3.1).
- 5) Υπολογισμός των χρεώσεων χρήσης για κάθε έναν από τους  $T$  χρήστες του δικτύου μέσω μίας εκ των τριών μεθόδων τιμολόγησης των εξισώσεων (3.2), (3.3) ή (3.4),



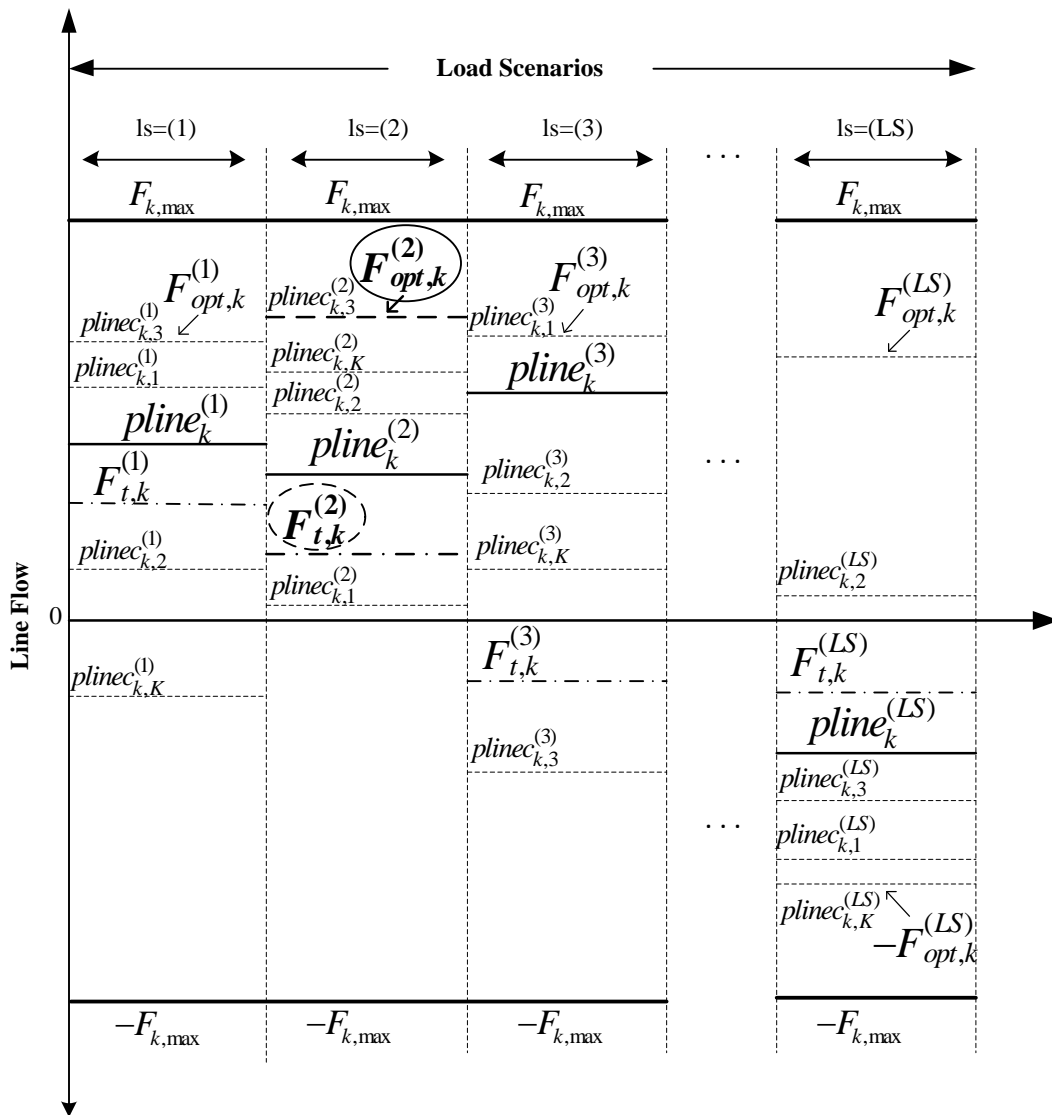
χρησιμοποιώντας για κάθε εγκατάσταση  $k$  την «ανηγμένη» βέλτιστη μεταφορική ικανότητα  $F_{opt,k}^{(M_k)}$  και τη χρήση της εγκατάστασης για το σενάριο  $M_k$ .

Σχεδόν σε όλες τις περιπτώσεις, η μέγιστη ροή υπό συνθήκες N-1 που παρατηρείται σε μία εγκατάσταση για ένα λειτουργικό σενάριο (που ισοδυναμεί με τη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της), έχει την ίδια κατεύθυνση με τη ροή φορτίου υπό κανονικές συνθήκες στην ίδια εγκατάσταση και για το ίδιο πάντα λειτουργικό σενάριο. Αυτή η μέγιστη ροή ενεργού ισχύος αντιστοιχεί ουσιαστικά στο κόστος κάθε εγκατάστασης που θα χρεωθεί στους χρήστες ανάλογα με τη χρήση τους υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Εάν η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα υπολογιστεί ίση με τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης, τότε οι προτεινόμενες μέθοδοι δίνουν τα ίδια αποτελέσματα επιμερισμού του κόστους μιας εγκατάστασης με τις αντίστοιχες μεθόδους απόλυτης χρήσης (used methods).

Πιο αναλυτικά, το κόστος της απόλυτης χρήσης μιας εγκατάστασης μεταφοράς που αντιστοιχεί στη ροή  $pline_k^{(ls)}$  και μέρος ή όλο το κόστος περιθωρίου αξιοπιστίας που αντιστοιχεί στη μη χρησιμοποιούμενη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα  $(F_{opt,k}^{(ls)} - pline_k^{(ls)})$  κατανέμεται στους χρήστες σύμφωνα με τις εξισώσεις (3.2) έως (3.4), ενώ αν υπάρχει κάποιο μη κατανομηθέν κόστος μετά την εφαρμογή κάποιου μεθόδου (ειδικά στην περίπτωση αναγνώρισης των counter-flows) αυτό κατανέμεται στους χρήστες ακολουθώντας μία μέθοδο ενσωματωμένου κόστους που εγγυάται την πλήρη ανάκτηση του κόστους (πχ. μέθοδος postage stamp). Με τον τρόπο αυτό, πραγματοποιείται μια πιο δίκαιη και σχετική με τις ανάγκες του συστήματος κατανομή του κόστους κάθε εγκατάστασης μεταφοράς, καθώς το κόστος περιθωρίου ασφαλείας (ή μέρος αυτού) χρεώνεται ανάλογα με την πραγματική χρήση της εγκατάστασης, όπως αυτή υπολογίζεται για το λειτουργικό σενάριο (χρονική στιγμή) για το οποίο απαιτείται η μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση.

Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε εγκατάστασης  $k$  για κάθε προσομοιωμένο λειτουργικό σενάριο  $ls \in \{1, 2, \dots, LS\}$ . Για παράδειγμα, για το πρώτο σενάριο (που αντιστοιχεί και στο σενάριο αιχμής φορτίου,  $ls=1$ ), παρατηρείται πως υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας η ροή φορτίου  $pline_k^{(1)}$  στην εγκατάσταση  $k$  είναι αρκετά χαμηλότερη από τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα της εγκατάστασης  $F_{k,max}$ . Χρησιμοποιώντας την (3.6), στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζονται με διακεκομμένη γραμμή οι ροές φορτίου για όλες τις συνθήκες N-1 του δικτύου για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση  $(pline_{k,1}^{(1)}, pline_{k,2}^{(1)}, pline_{k,3}^{(1)}, \dots, pline_{k,K}^{(1)})$ . Η μέγιστη ροή φορτίου υπό συνθήκες N-1 (σε απόλυτα μεγέθη) για την εγκατάσταση  $k$  και το πρώτο λειτουργικό σενάριο παρουσιάζεται ύστερα από απώλεια της 3<sup>ης</sup> εγκατάστασης μεταφοράς  $(|pline_{k,3}^{(1)}|)$ . Η απόλυτη τιμή αυτή παρέχει τη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς για το σενάριο αιχμής φορτίου  $F_{opt,k}^{(1)}$ , θεωρώντας χάριν απλότητας πως  $F_{k,max}^c = F_{k,max}$ . Επαναλαμβάνοντας την παραπάνω διαδικασία για όλα τα λειτουργικά σενάρια ή χρονικές περιόδους  $LS$ , υπολογίζονται  $LS$  βέλτιστες μεταφορικές ικανότητες για την εγκατάσταση  $k$ . Στο Σχήμα 3.1 φαίνεται πως η μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς παρουσιάζεται στο δεύτερο λειτουργικό σενάριο ( $ls=2$ ). Επομένως η τιμή  $F_{opt,k}^{(2)}$  είναι αυτή που θα χρησιμοποιηθεί για την κατανομή του κόστους της εγκατάστασης  $k$  χρησιμοποιώντας μία εκ των μεθόδων MW-Mile των σχέσεων (3.2) έως (3.4) ενώ ο καταμερισμός του συνολικού κόστους της εγκατάστασης  $k$  (που αντιστοιχεί σε αυτή τη βέλτιστη ικανότητα

μεταφοράς) θα υπολογιστεί με βάση τις συνεισφορές  $F_{t,k}^{(2)}$  των χρηστών  $T$  στη ροή ενεργού ισχύος  $pline_k^{(2)}$  για το δεύτερο αυτό λειτουργικό σενάριο ( $ls=2$ ).



Σχήμα 3.1: Βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς μιας εγκατάστασης μεταφοράς  $k$  για κάθε λειτουργικό σενάριο [54]

### 3.3 Βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1

Ανεξάρτητα από τις συνθήκες αγοράς, ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να λειτουργεί με τέτοιο τρόπο ώστε κανένα ενδεχόμενο βλάβης να μη μπορεί να προκαλέσει διαδοχικές διακοπές λειτουργίας στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ή κάποια μορφή αστάθειας. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να λειτουργεί πάντα σε συνθήκες ασφαλείας N-1, ενώ πολλές φορές καλείται να λειτουργεί με ασφάλεια και μετά την απώλεια δύο στοιχείων του συστήματος (ασφάλεια N-2), ειδικά στην περίπτωση που τα στοιχεία του δικτύου αντιμετωπίζουν κοινές περιπτώσεις βλαβών, πχ. γραμμές μεταφοράς (κυκλώματα) αναρτημένες στον ίδιο πυλώνα ή με κοινή όδευση. Εφόσον είναι πρακτικά αδύνατο το σύστημα να είναι εξασφαλισμένο για όλα τα ενδεχόμενα βλάβης, ο διαχειριστής του συστήματος εξετάζει μόνο ένα σύνολο πιθανών αξιόπιστων περιπτώσεων βλαβών [55].

Στο κεφάλαιο αυτό εξετάζεται μόνο η επίδραση της προληπτικής ασφάλειας (preventive security) στα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής φορτίου. Στη μοντελοποίηση αυτή, οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου παραμένουν σταθερές ενώ για κάθε περίπτωση απώλειας στοιχείου του συστήματος αλλάζει η τοπολογία του δικτύου και οι τιμές των μεταβλητών κατάστασης. Για τη DC βέλτιστη ροή φορτίου, μεταβλητές ελέγχου είναι η ενεργός παραγωγή των γεννητριών ενώ μεταβλητές κατάστασης είναι η γωνία της τάσης σε κάθε ζυγό. Στην πραγματικότητα, τα αποτελέσματα της DC μορφοποίησης ακολουθούνται από μια AC μοντελοποίηση, για τη διαμόρφωση των υπόλοιπων μεταβλητών ελέγχου που έχουν να κάνουν με την τάση στους ζυγούς και την άεργο ισχύ (λήψη ΣΑΤΥΦ, κατάσταση πυκνωτών και πηνίων, κτλ.), και στη συνέχεια αν χρειαστεί η DC μορφοποίηση επαναλαμβάνεται. Στις μελέτες διαταραχών, μπορεί να ληφθεί υπόψη και η διορθωτική ασφάλεια (corrective security), όπου εξετάζεται και η περίπτωση οι μεταβλητές ελέγχου να μπορούν να αλλάξουν τιμή μέσα σε κάποιο προκαθορισμένο χρονικό όριο ύστερα από τη διαταραχή.

Σε περίπτωση απώλειας μιας εγκατάστασης μεταφοράς, η ισχύς που έρεε πάνω στην εγκατάσταση αναδιανέμεται στις υπόλοιπες εγκαταστάσεις μεταφοράς ανάλογα με την ηλεκτρική τους απόσταση από την «χαμένη» γραμμή [52], [56]:

$$LODF_{ij,rs} = \frac{x_{rs}(A_{ij,r} - A_{ij,s})}{x_{rs} - (Z_{rr} + Z_{ss} - 2Z_{rs})}, \quad \forall (i,j),(r,s) \in K, (i,j) \neq (r,s) \quad (3.8)$$

όπου οι συντελεστές  $A_{k,i}$  υπολογίζονται από τη σχέση (2.9) και  $Z$  είναι ο αντίστροφος πίνακας του πίνακα αγωγιμοτήτων. Η αναδιανομή αυτή γίνεται αυτόματα και παράλληλα με τις λειτουργίες ρύθμισης του συστήματος (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα, τριτεύουσα) λόγω αλλαγής της μήτρας αγωγιμοτήτων του συστήματος, και μπορεί να οδηγήσει στο άνοιγμα μίας ή περισσοτέρων γραμμών στην περίπτωση που η ροή πάνω στις γραμμές αυτές υπερβεί το όριο βραχυχρόνιας φόρτισης τους. Σε κάθε περίπτωση, εάν συντρέχουν λόγοι να ακολουθηθούν διαδικασίες αντιμετώπισης της διαταραχής (πχ. ανακατανομή παραγωγής ή αποκοπή φορτίου), η φόρτιση των γραμμών, στην κανονική κατάσταση λειτουργίας πλέον, πρέπει να είναι εντός των ορίων συνεχούς φόρτισής και το σύστημα να είναι και πάλι N-1 ασφαλές.

Εάν στο πρόβλημα Βέλτιστης ροής φορτίου Συνεχούς Ρεύματος (DC-OPF) συμπεριληφθούν ως περιορισμοί όλες οι πιθανές διαταραχές N-1, τότε στο πρόβλημα (2.26)-(2.34) θα προστεθούν  $(K-1)^2$  νέοι περιορισμοί, όπου  $K$  το σύνολο των εγκαταστάσεων μεταφοράς του δικτύου. Γενικά, αν  $\Psi$  είναι το σύνολο των επιλεγμένων εξεταζόμενων καταστάσεων N-1, τότε οι περιορισμοί που προστίθενται στο πρόβλημα DC-OPF είναι οι εξής:

$$|f_k + LODF_{k,m} \cdot f_m| \leq F_{k,max}^c, \quad \forall k \in K, \forall m \in \Psi, k \neq m \quad (3.9)$$

Στην περίπτωση απώλειας μιας μονάδας παραγωγής, τίθεται το πρόβλημα της διαθέσιμης εφεδρείας του συστήματος παραγωγής κατά τη δεδομένη χρονική στιγμή, και το αν η εφεδρεία αυτή μπορεί να αναπληρώσει την απώλεια ισχύος χωρίς τη δημιουργία υπερφορτίσεων στις εγκαταστάσεις μεταφοράς. Στην ενότητα 2.4.1.3.1 υπολογίστηκαν οι συντελεστές κατανομής της παραγωγής στις ροές ενεργού ισχύος GGDF. Στην περίπτωση απώλειας μιας μονάδας παραγωγής, οι συντελεστές αυτοί δείχνουν την επίδραση που θα έχει η απώλεια αυτή στη ροή ενεργού ισχύος με ταυτόχρονη ισόποση αύξηση της παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας του ζυγού αναφοράς. Στην πράξη, κατά το πρώτο στάδιο του μεταβατικού φαινομένου (πρωτεύουσα ρύθμιση), η χαμένη ισχύς κατανέμεται στις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος ανάλογα με το στατισμό και την εγκατεστημένη τους ισχύ. Στη [56], γίνεται η απλοποιητική παραδοχή πως η χαμένη παραγωγή κατανέμεται στις υπόλοιπες γεννήτριες ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ.

Ο τρόπος αυτός απαιτεί τον υπολογισμό των συντελεστών ευαισθησίας ροής ενεργού ισχύος σε γραμμή από απώλεια μονάδας (Generation Outage Distribution Factors, GODF).

Εάν στο πρόβλημα βέλτιστης ροής φορτίου Συνεχούς Ρεύματος συμπεριληφθούν ως περιορισμοί όλες οι πιθανές περιπτώσεις απώλειας γεννητριών, τότε στο πρόβλημα (2.26) έως (2.34) θα προστεθούν ( $K \cdot N_G$ ) νέοι περιορισμοί όπου  $N_G$  είναι το σύνολο των γεννητριών του συστήματος. Οι περιορισμοί που προστίθενται στο πρόβλημα DC-OPF είναι οι εξής:

$$\left| f_k + \text{GODF}_{k,n} \cdot P_{g_n} \right| \leq F_{k,max}^c, \quad \forall k \in K, \forall n \in N_G \quad (3.10)$$

όπου οι συντελεστές  $\text{GODF}$  υπολογίζονται από τη σχέση:

$$\text{GODF}_{ij,n} = \frac{1}{x_{ij}} \left\{ \sum_{l \neq n} \left[ \frac{P_{l,max}}{\sum_{m \neq n} P_{m,max}} (Z_{il} - Z_{jl}) \right] - (Z_{in} - Z_{jn}) \right\}, \forall (i,j) \in K, \forall n \in N_G \quad (3.11)$$

Σκοπός της παρούσας διατριβής δεν είναι η ανάλυση μεθόδων αντιμετώπισης φαινομένων μεταβατικής λειτουργίας και ρύθμισης φορτίου, αλλά η ανάλυση των οικονομικών κυρίως θεμάτων που άπτονται του συστήματος μεταφοράς. Φυσικά, είναι πιθανό, η χρησιμοποίηση των εγκαταστάσεων μεταφοράς καθώς και ο σχεδιασμός επέκτασης του δικτύου να εξαρτάται και από παραμέτρους που έχουν να κάνουν τόσο με την ευστάθεια του συστήματος όσο και την προστασία του. Για τις ανάγκες της παρούσας μεθόδου τιμολόγησης, η παραδοχή που γίνεται είναι πως απαιτείται εφεδρεία ίση με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας που είναι ενταγμένη κάθε στιγμή στο δίκτυο. Η ενταγμένη μέγιστη παραγωγή κάθε λειτουργική στιγμή θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με το φορτίο συν την ισχύ που αντιστοιχεί στην παραγωγή της μεγαλύτερης σε ισχύ γεννήτριας που είναι ενταγμένη κατά τη δεδομένη χρονική στιγμή. Η εφεδρεία αυτή εγγυάται μέσω μιας αρχικής ταξινόμησης των προσφορών των μονάδων παραγωγής (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί ικανότητας μεταφοράς) και σίγουρης ένταξης των (φτηνότερων) μονάδων που απαιτούνται για την κάλυψη του φορτίου και της εφεδρείας στο τεχνικό τους ελάχιστο κατά την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου (περιορισμός (2.30)). Στόχος της ανωτέρω διαδικασίας είναι οι χρεώσεις χρήσης του δικτύου να υπολογιστούν λαμβάνοντας υπόψη μια όσο το δυνατόν πιο ακριβή αναπαράσταση της λειτουργίας του συστήματος, έχοντας δηλαδή ενταγμένες τις μονάδες παραγωγής που είναι απαραίτητες για την ασφαλή τροφοδοσία των φορτίων. Στο κεφάλαιο 6 (ενότητα 6.3) παρουσιάζονται πιο αναλυτικά το κόστος της ασφάλειας N-1 που υπεισέρχεται στο συνολικό κόστος του συστήματος και επηρεάζει τις αποφάσεις για την επέκταση του δικτύου μεταφοράς καθώς και η μεθοδολογία που υλοποιήθηκε για την πιο γρήγορη επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου με και χωρίς περιορισμούς N-1.

Το πρόβλημα της ακριβούς απεικόνισης της λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι ένας από τους λόγους που αποφεύγεται η σύνδεση των χρεώσεων χρήσης του δικτύου με την υπολογιζόμενη (συχνά προσεγγιστικά) χρήση του, ειδικά στις περιπτώσεις μοντέλου αγοράς τύπου κοινοπραξίας. Η ύπαρξη παράλληλων αγορών εφεδρείας και ενέργειας δυσχεραίνει τον ακριβή καταλογισμό της «ευθύνης» ύπαρξης μιας ροής ενεργού ισχύος σε κάποιον χρήστη του δικτύου, ειδικά σε περιπτώσεις υπολογισμών ex-post. Οι υπολογισμοί αυτοί προϋποθέτουν πολύ καλή γνώση των διαφόρων παραμέτρων της λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Οι προτεινόμενες μέθοδοι MW-Mile είναι καλύτερο να χρησιμοποιηθούν για τον επιμερισμό του συνολικού κόστους του συστήματος μεταφοράς στις διάφορες γεωγραφικές περιοχές ενός δικτύου καθώς και για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης λαμβάνοντας υπόψη μία ex-post βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας. Δηλαδή μια βέλτιστη ροή φορτίου που θα έχει ως δεδομένα το πραγματικό φορτίο, την πραγματική διαθεσιμότητα των μονάδων (ή την πραγματική παραγωγή στην περίπτωση μονάδων ΑΠΕ) καθώς και τις προσφορές των μονάδων στην αγορά ενέργειας.

### 3.4 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος εφαρμόστηκε στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE, τα δεδομένα του οποίου παρουσιάζονται στους Πίνακες Β.3 έως Β.8 του Παραρτήματος Β.2. Το ετήσιο κόστος των εγκαταστάσεων μεταφοράς θωρήθηκε ίσο με το 1/10 του κόστους εγκατάστασης που παρουσιάζεται στον Πίνακα Β.3. Η θεώρηση αυτή βασίζεται στον υπολογισμό του συντελεστή CRF (Capital Recovery Factor) για διάρκεια ζωής 40 ετών και προεξοφλητικό επιτόκιο 10%. Το συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος μεταφοράς ανέρχεται σε \$19,21 εκατομμύρια και κατανέμεται εξολοκλήρου στους καταναλωτές. Η ακτινική γραμμή 11 που συνδέει τους ζυγούς 7 και 8 αντικαθίσταται από δύο παράλληλες γραμμές (11 και 12), οι οποίες έχουν συνολικά τα ίδια ηλεκτρικά και κοστολογικά χαρακτηριστικά με την αρχική γραμμή. Έτσι ο συνολικός αριθμός των γραμμών (και Μ/Σ) στο δίκτυο είναι 39. Η χρήση του δικτύου υπολογίζεται με τους συντελεστές GLDF (ενότητα 2.4.1.3.1). Ζυγός αναφοράς επιλέχθηκε ο ζυγός 22, στον οποίο είναι συνδεδεμένες οι υδροηλεκτρικές μονάδες του δικτύου της IEEE.

Στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της κατανομής των μονάδων παραγωγής ύστερα από την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1 (SC-OPF) για τα 8 επίπεδα φορτίου (LS=8) του Πίνακα Β.8 του Παραρτήματος Β.2. Στον Πίνακα 3.1 έχουν σημειωθεί με έντονο φόντο οι μονάδες που λειτουργούν λόγω ενεργών περιορισμών ασφαλείας N-1. Όπως φαίνεται, ενεργοί περιορισμοί ασφαλείας εμφανίζονται στα σενάρια 1 έως 4, όπου και λόγω της μειωμένης μεταφορικής ικανότητας προς το ζυγό 7, η μονάδα G5 λειτουργεί εκτός σειράς φόρτισης για την κάλυψη του φορτίου του ζυγού 7 σε περίπτωση απώλειας των γραμμών 8-9 ή 8-10. Στο σενάριο 4, η μονάδα G5 κατανέμεται αρχικά λόγω των ενεργών περιορισμών N-1 των γραμμών 13 και 14, αλλά ο περιορισμός αυτός παύει να είναι ενεργός κατά τη λειτουργία της μονάδας στο τεχνικό της ελάχιστο και οριακή μονάδα λειτουργίας για όλα τα σύστημα για το συγκεκριμένο σενάριο γίνονται οι γεννήτριες G2, G4 και G12, οι οποίες έχουν ίδιο κόστος παραγωγής ή τιμή προσφοράς (24\$/MWh).

Στον Πίνακα 3.2 παρουσιάζονται οι ροές ενεργού ισχύος όπως προκύπτουν από την επίλυση της SC-OPF για το σενάριο φορτίου αιχμής (1<sup>ο</sup> σενάριο) μαζί με την «ανηγμένη» μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε γραμμής και το σενάριο λειτουργίας (/s) για το οποίο αυτή υπολογίστηκε. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα, μόνο για 17 από τις 39 γραμμές του δικτύου η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα υπολογίζεται στο σενάριο της αιχμής. Αυτό οφείλεται στη μεγαλύτερη χρήση των γραμμών που βρίσκονται στα 230kV σε χαμηλότερα επίπεδα φορτίου, όταν και δε λειτουργούν κάποιες από τις πιο ακριβές μονάδες παραγωγής που συνδέονται στα 132kV. Οι περιορισμοί ασφαλείας N-1, περιορίζουν εν γένει τη δυνατότητα χρήσης των γραμμών μέχρι τη μέγιστη δυνατή κατά την κανονική κατάσταση λειτουργίας. Εάν για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης χρησιμοποιηθούν οι μέθοδοι άμεσης χρήσης (used methods) τότε μόνο ένα μικρό ποσοστό του συνολικού κόστους θα ανακτηθεί μέσω των μεθόδων MW-Mile, ενώ το υπόλοιπο θα ανακτηθεί μέσω της μεθόδου postage stamp. Η χρησιμοποίηση της βέλτιστης ικανότητας μεταφοράς στον παρονομαστή των εξισώσεων για τον επιμερισμό του κόστους κάθε εγκατάστασης έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του μεριδίου του κόστους κάθε εγκατάστασης που κατανέμεται μέσω των μεθόδων ροών φορτίου, καθώς λαμβάνει υπόψη και τους περιορισμούς ασφαλείας N-1 που περιορίζουν τη δυνατότητα μέγιστης φόρτισης των γραμμών μεταφοράς υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Τα αποτελέσματα ανάκτησης του κόστους κάθε γραμμής από τις μεθόδους MW-Mile παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3. Στους Πίνακες 3.2 και 3.3 παρουσιάζονται για σύγκριση και οι βέλτιστες ικανότητες μεταφοράς των γραμμών του δικτύου και το ποσοστό ανάκτησης του κόστους κάθε γραμμής χρησιμοποιώντας μόνο τα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1 για το σενάριο της αιχμής φορτίου. Η χρησιμοποίηση των αποτελεσμάτων χρήσης κάθε γραμμής όπως προκύπτουν για το σενάριο που απαιτεί τη μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς για κάθε γραμμή οδηγεί σε μια πιο δίκαιη

κατανομή του ετήσιου κόστους της καθώς οι χρεώσεις για τη συγκεκριμένη γραμμή υπολογίζονται για την περίπτωση που η γραμμή δύναται να χρησιμοποιηθεί περισσότερο.

Στα Σχήματα 3.2 έως 3.4 φαίνονται οι χρεώσεις χρήσης του κάθε ζυγού φορτίου ανά MW του φορτίου αιχμής του, όπως υπολογίζονται με τη μέθοδο postage stamp, τις μεθόδους used MW-Mile και τις προτεινόμενες optimal MW-Mile μεθόδους. Σε όλες τις μεθόδους MW-Mile, για το μη ανακτηθέν κόστος κάθε γραμμής, υπολογίστηκαν συμπληρωματικές χρεώσεις χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp θεωρώντας πως αυτή η μη κατανεμημένη ικανότητα μεταφοράς της κάθε γραμμής μπορεί να οφείλεται σε υπερ-διαστασιολογημένη σχεδίαση ή στις οικονομίες κλίμακας της επένδυσης. Για παράδειγμα, η μέθοδος abs\_used κατανέμει το 68,39% του συνολικού ετήσιου κόστους της μεταφοράς στους χρήστες, όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.3, ενώ οι συμπληρωματικές χρεώσεις (suppl\_abs\_used) ανακτούν το υπόλοιπο 31,61% του συνολικού κόστους μέσω της μεθόδου postage stamp. Με τον ίδιο τρόπο υπολογίζονται και οι υπόλοιπες συμπληρωματικές χρεώσεις (suppl\_rev\_used, suppl\_zcf\_used, suppl\_abs\_opt, suppl\_rev\_opt, suppl\_zcf\_opt).

**Πίνακας 3.1: Αποτελέσματα κατανομής των γεννητριών για τα 8 εξεταζόμενα λειτουργικά σενάρια του δικτύου 24 ζυγών της ΙΕΕΕ χρησιμοποιώντας τη βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1 και απαίτηση εφεδρείας**

Ζυγός	Όνομα	Σενάρια λειτουργίας							
		ls=1	ls=2	ls=3	ls=4	ls=5	ls=6	ls=7	ls=8
1	G1	0	0	0	0	0	0	0	0
1	G2	152	152	145,08	104,17	37,33	15,2	0	0
2	G3	0	0	0	0	0	0	0	0
2	G4	152	152	145,08	104,16	37,33	15,2	0	0
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	G5	<b>76</b>	<b>53,84</b>	<b>28,19</b>	<b>25</b>	0	0	0	0
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	G6	400	208,78	206,85	68,95	0	0	0	0
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	G7	0	0	0	0	0	0	0	0
15	G8	155	155	155	155	155	107,66	54,25	54,25
16	G9	155	155	155	155	155	107,66	54,25	54,25
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	G10	400	400	400	400	400	400	400	387,3
19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	G11	400	400	400	400	400	400	400	387,3
22	G12	300	300	94,45	63,77	2,67	0	0	0
23	G13	310	310	310	310	310	161,91	108,5	54,25
23	G14	350	350	350	350	350	350	279,72	140
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Σύνολο (MW)		2850	2636,62	2389,64	2136,05	1847,34	1557,64	1296,72	1077,35

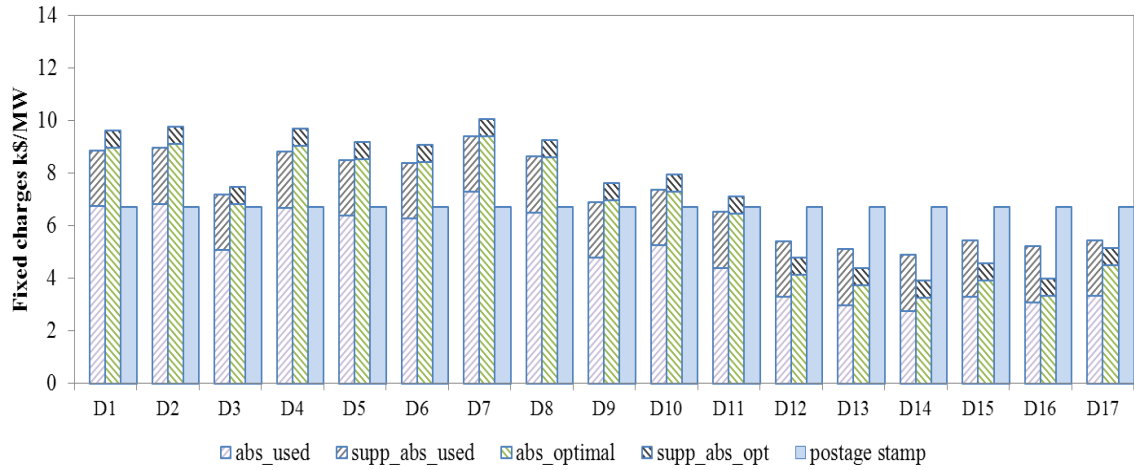
**Πίνακας 3.2: Βέλτιστες και μέγιστες ικανότητες μεταφοράς για το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE**

Γραμμή	Από ζυγό	Προς ζυγό	Ροή φορτίου κατά την αιχμή (MW)	Όριο συνεχούς φόρτισης (MW)	Βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για το σενάριο αιχμής (MW)	Βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για όλα τα σενάρια	
						(MW)	(ls)
1	1	2	14,27	175	70,96	70,96	(1)
2	1	3	-21,67	175	45,72	74,3	(5)
3	1	5	51,4	175	65,13	67,67	(2)
4	2	4	27,12	175	58,86	58,86	(1)
5	2	6	42,15	175	108,18	108,18	(1)
6	3	9	28,15	175	101,94	101,94	(1)
7	3	24	-229,81	400	229,81	233,38	(2)
8	4	9	-46,88	175	58,93	65,74	(5)
9	5	10	-19,6	175	56,48	65,3	(5)
10	6	10	-93,86	175	108,18	108,18	(1)
11	7	8	-24,5	87,5	38,98	64,45	(5)
12	7	8	-24,5	87,5	38,98	64,45	(5)
13	8	9	-121,62	175	175	175	(1)
14	8	10	-98,38	175	175	175	(1)
15	9	11	-148,61	400	157,05	157,05	(1)
16	9	12	-166,74	400	167,98	167,98	(1)
17	10	11	-194,35	400	213,31	213,31	(1)
18	10	12	-212,49	400	217,25	217,25	(1)
19	11	13	-175,55	500	285,05	285,05	(1)
20	11	14	-167,41	500	233,24	277,29	(5)
21	12	13	-143,59	500	224,74	224,74	(1)
22	12	23	-235,64	500	274,69	312,84	(5)
23	13	23	-184,14	500	260,72	322,13	(5)
24	14	16	-361,41	500	388,44	408,31	(2)
25	15	16	59,73	500	286,04	324,82	(8)
26	15	21	-225,77	500	306,8	316,77	(2)
27	15	21	-225,77	500	306,8	316,77	(2)
28	15	24	229,81	500	273,39	280,05	(2)
29	16	17	-315,45	500	329,42	345,52	(2)
30	16	19	68,78	500	254,61	292,87	(2)
31	17	18	-175,27	500	219,76	286,06	(8)
32	17	22	-140,19	500	240	240	(1)
33	18	21	-54,14	500	83,08	104,57	(8)
34	18	21	-54,14	500	83,08	104,57	(8)
35	19	20	-56,11	500	86,39	115,74	(8)
36	19	20	-56,11	500	86,39	115,74	(8)
37	20	23	-120,11	500	181,52	181,52	(1)
38	20	23	-120,11	500	181,52	181,52	(1)
39	21	22	-159,82	500	240	240	(1)

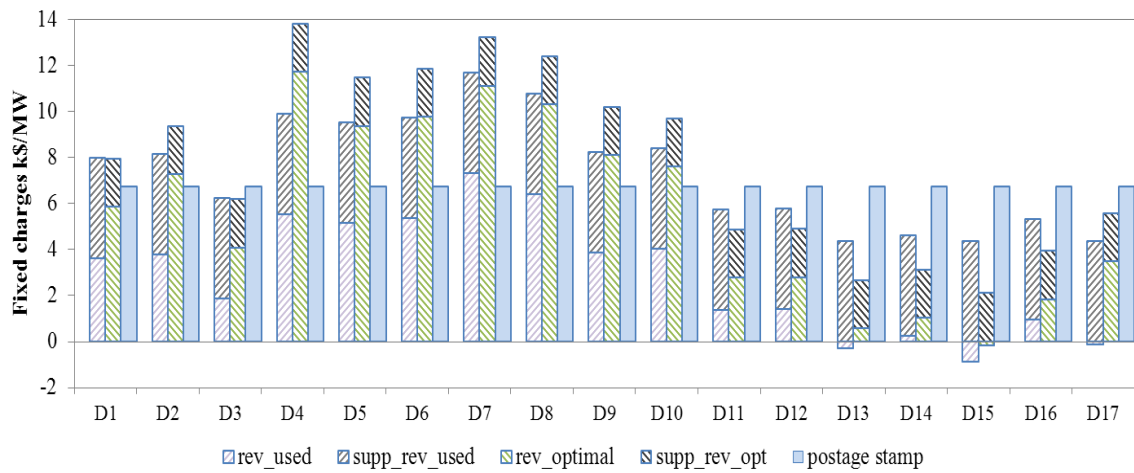
**Πίνακας 3.3: Ποσοστό ανάκτησης του σταθερού κόστους κάθε γραμμής του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE**

Γραμμή	Μέθοδοι used για το λειτουργικό σενάριο αιχμής (%)			Προτεινόμενες μέθοδοι για το λειτουργικό σενάριο αιχμής (%)			Προτεινόμενες μέθοδοι για όλα τα λειτουργικά σενάρια (%)		
	abs	rev	zcf	abs	rev	zcf	abs	rev	zcf
1	100	8,15	59,37	100	20,11	100	100	20,11	100
2	100	12,38	60,21	100	47,39	100	100	78,36	100
3	100	29,37	69,82	100	78,91	100	100	85,73	100
4	96,53	15,5	56,01	100	46,08	100	100	46,08	100
5	83,73	24,08	53,91	100	38,96	87,2	100	38,96	87,2
6	100	16,08	72,23	100	27,61	100	100	27,61	100
7	94,21	57,45	75,83	100	100	100	100	98,8	100
8	100	26,79	65,95	100	79,55	100	100	90,11	100
9	100	11,2	63,54	100	34,71	100	100	63,74	100
10	100	53,63	87,57	100	86,76	100	100	86,76	100
11	100	28	69,52	100	62,86	100	62,86	62,86	62,86
12	100	28	69,52	100	62,86	100	62,86	62,86	62,86
13	100	69,5	97,95	100	69,5	97,95	100	69,5	97,95
14	100	56,22	89,22	100	56,22	89,22	100	56,22	89,22
15	61,32	37,15	49,24	100	94,62	100	100	94,62	100
16	56,36	41,69	49,02	100	99,26	100	100	99,26	100
17	80,98	48,59	64,78	100	91,11	100	100	91,11	100
18	68,66	53,12	60,89	100	97,81	100	100	97,81	100
19	70,3	35,11	52,7	100	61,59	92,45	100	61,59	92,45
20	100	33,48	73,48	100	71,78	100	100	82,71	100
21	56,65	28,72	42,68	100	63,89	94,96	100	63,89	94,96
22	61,84	47,13	54,48	100	85,78	99,18	86,31	80,88	83,59
23	59	36,83	47,91	100	70,63	91,88	86,49	81,04	83,76
24	100	72,28	97,28	100	93,04	100	100	94,5	100
25	100	11,95	56,83	100	20,88	99,34	73,77	41,87	57,82
26	62,79	45,15	53,97	100	73,59	87,96	96,52	72,24	84,38
27	62,79	45,15	53,97	100	73,59	87,96	96,52	72,24	84,38
28	75,36	45,96	60,66	100	84,06	100	100	82,33	100
29	100	63,09	86,35	100	95,76	100	100	96,74	100
30	100	13,76	60,31	100	27,01	100	100	34,06	100
31	87,36	35,05	61,21	100	79,75	100	100	92,24	100
32	28,04	28,04	28,04	58,41	58,41	58,41	58,41	58,41	58,41
33	23,16	10,83	16,99	100	65,16	100	50,74	1,17	25,96
34	23,16	10,83	16,99	100	65,16	100	50,74	1,17	25,96
35	49,97	11,22	30,6	100	64,95	100	93,24	47,3	70,27
36	49,97	11,22	30,6	100	64,95	100	93,24	47,3	70,27
37	50,28	24,02	37,15	100	66,17	100	100	66,17	100
38	50,28	24,02	37,15	100	66,17	100	100	66,17	100
39	31,96	31,96	31,96	66,59	66,59	66,59	66,59	66,59	66,59
Ποσοστό ανάκτησης συνολικού κόστους (%)	68,39	35,26	53,75	95,2	69,91	92,73	90,29	68,98	85,57

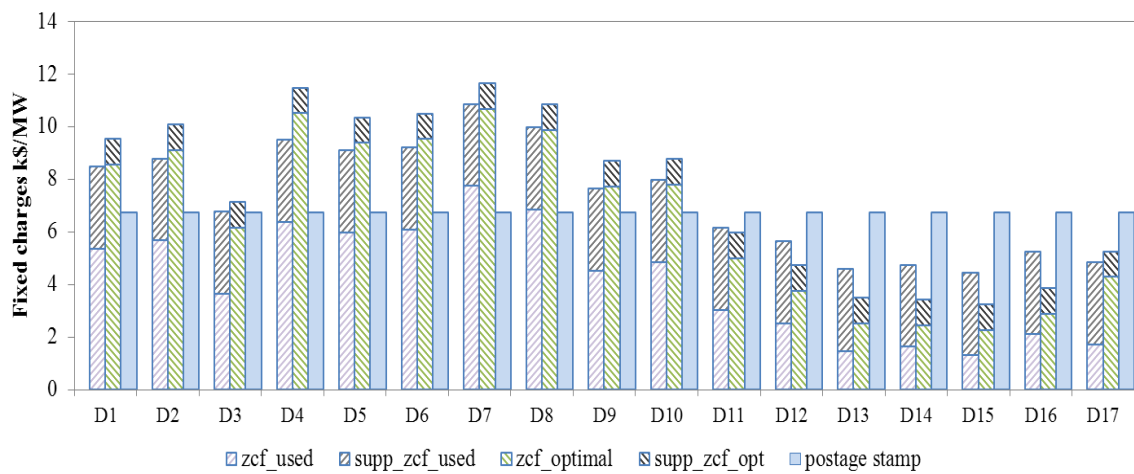




Σχήμα 3.2: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής για τα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *absolute used* και *absolute optimal*



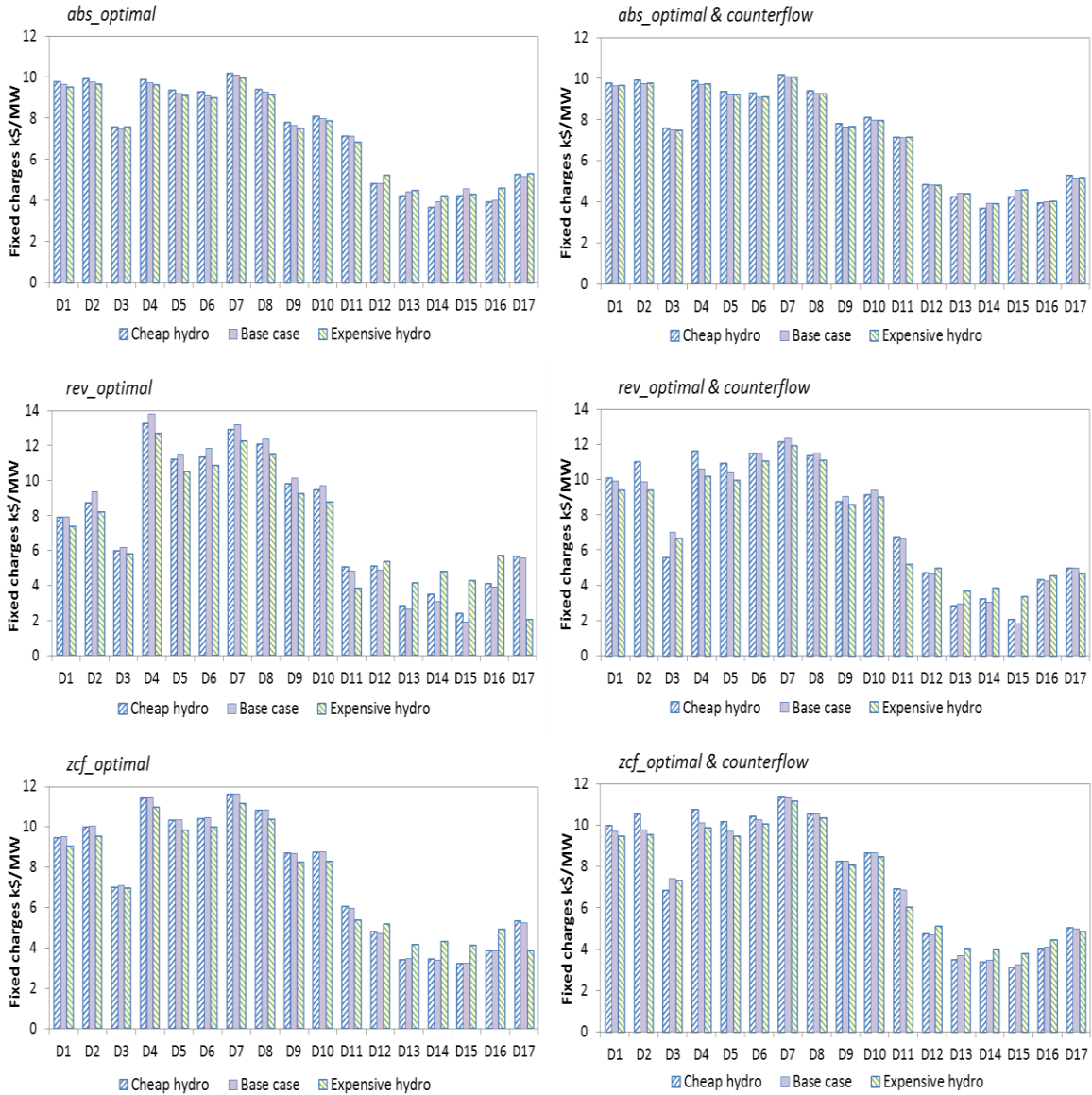
Σχήμα 3.3: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής για τα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *reverse used* και *reverse optimal*



Σχήμα 3.4: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής για τα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *zero counter-flow used* και *zero counter-flow optimal*

Από τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθόδου, παρατηρείται πως διατηρείται η γενική τάση των χρεώσεων (μεγαλύτερες χρεώσεις στους ζυγούς που συνδέονται σε χαμηλότερη τάση μακριά από τους φθηνούς ζυγούς παραγωγής των 230kV). Παρόλα αυτά, επιτυγχάνεται μια πιο δίκαιη κατανομή του σταθερού κόστους του δικτύου. Για παράδειγμα, η ροή ενεργού ισχύος όπως προκύπτει από την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου του Πίνακα 3.2 για το σενάριο αιχμής και τη γραμμή 23 (ενώνει του ζυγούς 13 και 23) αντιστοιχεί στο 36,83% της μέγιστης μεταφορικής της ικανότητας (για συνεχή φόρτιση). Χρησιμοποιώντας την μέθοδο *zcf\_used*, από τα αποτελέσματα του Πίνακα 3.3, μόνο το 47,91% του σταθερού κόστους της χρεώνεται στους χρήστες σύμφωνα με τη (2.8), ενώ το υπόλοιπο 52,09% κατανέμεται ομοιόμορφα σε όλους τους χρήστες μέσω της postage stamp. Το σενάριο λειτουργίας που παρέχει τη μέγιστη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για τη γραμμή 23 είναι το πέμπτο ( $I_s=5$ ), για το οποίο η ροή ενεργού ισχύος αντιστοιχεί στο 52,32% (-261,04MW) της μέγιστης μεταφορικής της ικανότητας ενώ η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της γραμμής 23 για το πέμπτο σενάριο είναι 322,13MW που αντιστοιχεί στο 64,57% της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας της γραμμής (βλ. Πίνακα 3.3). Τα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής ισχύος για τα σενάρια 2 έως 8 παραλείπονται για οικονομία χώρου. Το γεγονός της μέγιστης απαίτησης για μεταφορική ικανότητα στο πέμπτο σενάριο λειτουργίας οφείλεται κυρίως στη διαφορετική κατανομή των μονάδων παραγωγής, πχ. από τον Πίνακα 3.1 φαίνεται πως η παραγωγή της μονάδας στο ζυγό 13 είναι μηδενική για το πέμπτο σενάριο λειτουργίας. Χρησιμοποιώντας την προτεινόμενη μέθοδο *zcf\_optimal*, το 83,76% του σταθερού κόστους της γραμμής 23 κατανέμεται στους χρήστες χρησιμοποιώντας τη χρήση της όπως υπολογίζεται για το πέμπτο σενάριο λειτουργίας και τιμολογώντας μέσω της (3.4) και μόνο το 16,24% του κόστους της κατανέμεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp. Το ποσοστό του σταθερού (ετήσιου) κόστους των γραμμών που κατανέμεται στους χρήστες ανάλογα με τη χρήση τους είναι ενδεικτικό της πιο «δίκαιης» χρέωσης και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σα δείκτης για την κατανομή του κόστους κάθε γραμμής.

Η χρησιμοποίηση των συντελεστών κατανομής για τον υπολογισμό της χρήσης του δικτύου, οδηγεί στη χρέωση (έστω και μικρή) όλων των χρηστών του δικτύου για κάθε στοιχείο του δικτύου, ανεξάρτητα από τη γεωγραφική τους απόσταση. Η μέθοδος ανίχνευσης αυτή όμως, όπως έχει ήδη ειπωθεί, είναι αρκετά ευαίσθητη στις συνθήκες λειτουργίας του συστήματος και μπορεί να δώσει διαφορετικά αποτελέσματα χρήσης για διαφορετικές λειτουργικές στιγμές. Οι μέθοδοι *absolute* της MW-Mile, δίνουν μια πιο ρεαλιστική απεικόνιση της χρήσης του δικτύου αλλά δε λαμβάνουν υπόψη την κατεύθυνση της συνεισφοράς κάθε χρήστη στην τελική ροή ισχύος ενώ είναι συχνή η εμφάνιση περιπτώσεων υπερ-ανάκτησης του κόστους κάποιων εγκαταστάσεων, ειδικά αν αυτές διαρρέονται από αρκετές «παράλληλες» ροές (loop flows). Οι μέθοδοι *zero counter-flow*, παρέχουν μία ικανοποιητική ανάκτηση του συνολικού κόστους μεταφοράς ενώ δίνουν κίνητρο στους χρήστες που προκαλούν ροές ενεργού ισχύος αντίθετες με την καθαρή χωρίς όμως να τους δίνεται κάποια πίστωση για αυτό όπως συμβαίνει στις μεθόδους *reverse*. Οι χρεώσεις που προκύπτουν μπορεί να παραμένουν σχετικά σταθερές με τα χρόνια, εάν οι ωφελούμενοι αναγνωρίζονται χρησιμοποιώντας μεγαλύτερες χρονικές περιόδους (μεγαλύτερες του ενός έτους) και αν οι ροές «αντίθετης» κατεύθυνσης (counter-flows) αναγνωρίζονται για συγκεκριμένες φορτίσεις τόσο των εγκαταστάσεων μεταφοράς όσο και του δικτύου γενικότερα. Στο Σχήμα 3.5 παρουσιάζονται οι χρεώσεις χρήσης για τις μεθόδους *optimal* χρησιμοποιώντας διαφορετικό κόστος παραγωγής για τις υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής του ζυγού 22: 21\$/MWh για το σενάριο χαμηλού κόστους (cheap hydro), 24\$/MWh για το σενάριο μέσου κόστους (base) και 32\$/MWh για το σενάριο υψηλού κόστους (expensive hydro).

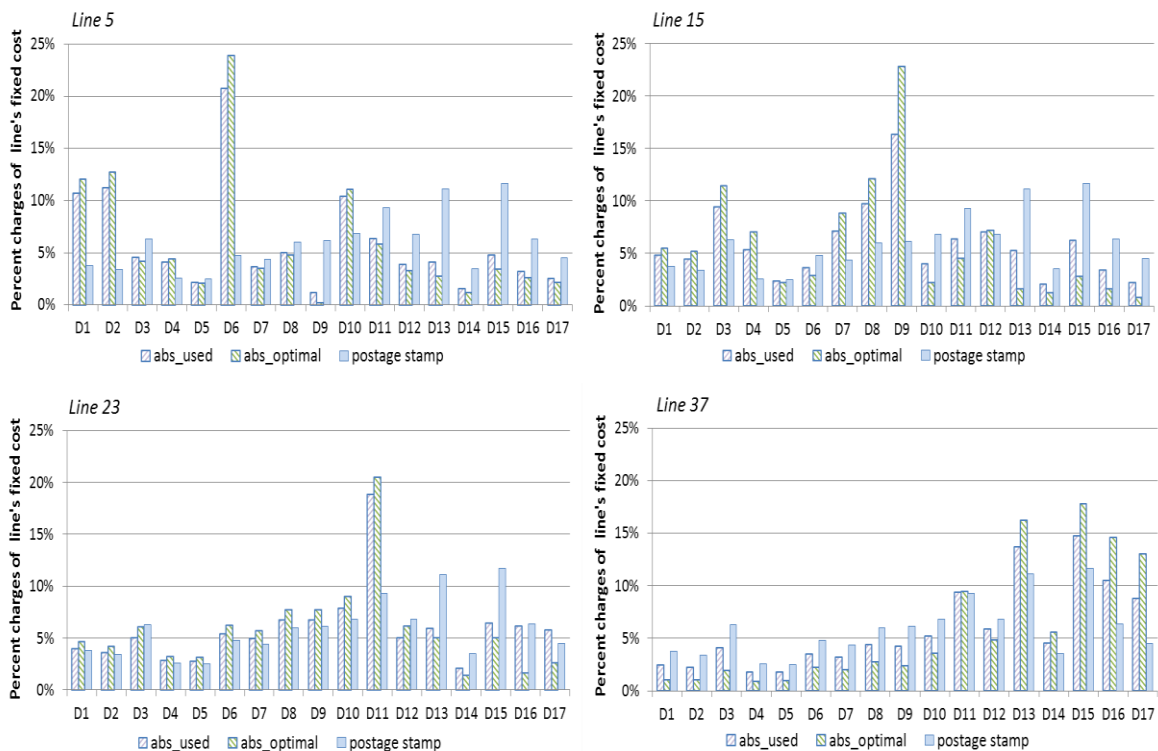


**Σχήμα 3.5: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής για τα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *optimal* για χαμηλό, μέσο και υψηλό κόστος υδροηλεκτρικής παραγωγής και θεώρηση κανόνα για την αναγνώριση των counter-flows**

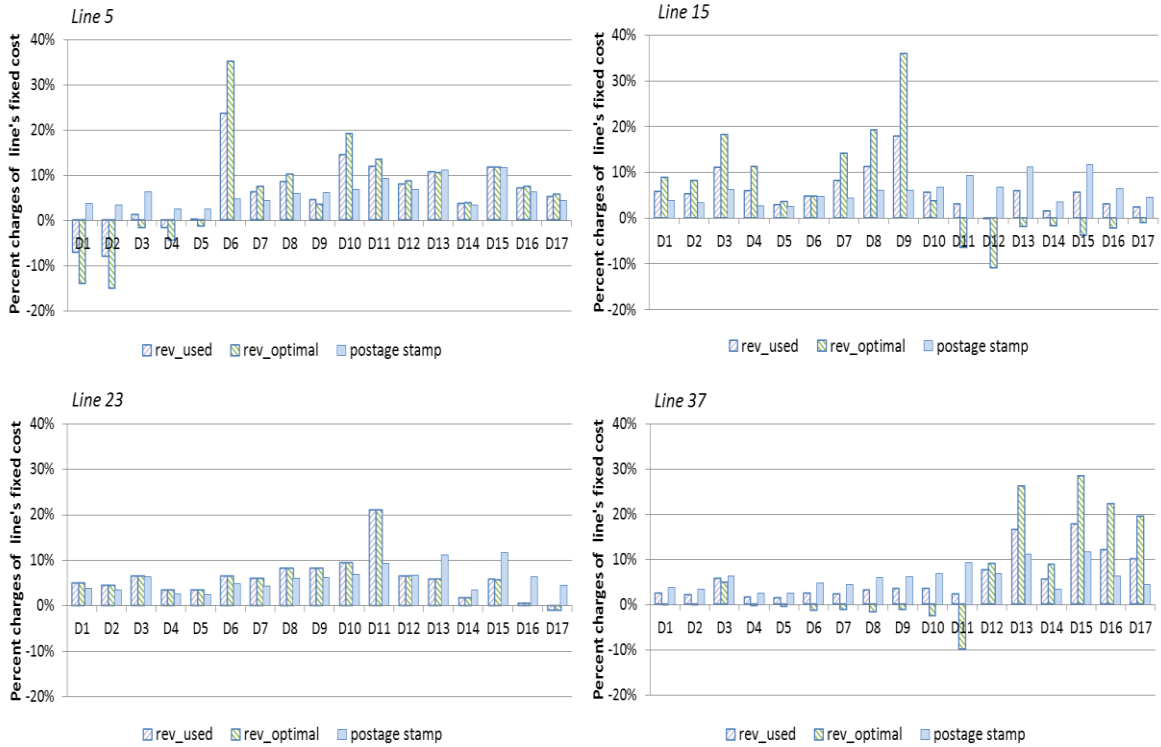
Στο ίδιο σχήμα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των τριών σεναρίων εάν θεωρηθεί πως για να αναγνωριστούν «αντίθετες» συνεισφορές σε μια ροή ενεργού ισχύος μιας γραμμής, θα πρέπει η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα της γραμμής αυτής να είναι μεγαλύτερη από το 50% του μέγιστου ορίου συνεχούς λειτουργίας της. Παρατηρείται πως υπάρχουν μικρές διαφοροποιήσεις στα αποτελέσματα των τριών σεναρίων παραγωγής λόγω της αλλαγής της υπολογιζόμενης χρήσης του δικτύου από τη μεγαλύτερη ή τη μικρότερη χρησιμοποίηση των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής. Και στα τρία σενάρια όμως, η κατανομή των γεννητριών στην αιχμή του συστήματος είναι η ίδια. Η χρησιμοποίηση κοινού κανόνα για τις «αντίθετες» συνεισφορές μπορεί να διαφοροποιήσει αρκετά τις υπολογιζόμενες χρεώσεις (εκτός φυσικά από αυτές της μεθόδου *abs\_optimal*), αλλά ο κανόνας αυτός είναι πιο κοντά στη λογική της επιβράβευσης μόνο των ροών που τείνουν να μειώσουν το φαινόμενο της συμφόρησης. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι και στα τρία σενάρια υδροηλεκτρικής παραγωγής, η κατανομή όλων των μονάδων παραγωγής στην αιχμή

του συστήματος παραμένει η ίδια. Αλλαγή της κατανομής στην αιχμή θα προκαλέσει μεγαλύτερες διαφοροποιήσεις στις μεθόδους που δεν εφαρμόζουν κάποιο κανόνα για την αναγνώριση των «αντίθετων» συνεισφορών. Σε κάθε περίπτωση η προτεινόμενη μέθοδος δείχνει να είναι πιο ευαίσθητη στις διαφορετικές τοπολογίες του δικτύου όσον αφορά τη διαφοροποίηση των τελικών χρεώσεων κάθε χρήστη, καθώς όπως έχει ήδη αναφερθεί επιμερίζει το μεγαλύτερο ποσοστό του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης με βάση τη προσεγγιστική χρήση του. Παρόλα αυτά, η ικανότητα μεταφοράς με την οποία αντιστοιχίζεται το ετήσιο κόστος κάθε εγκατάστασης είναι πιο κοντά στις ανάγκες ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος ενώ οι χρεώσεις χρήσης που υπολογίζονται μπορούν να συλλάβουν τις αλλαγές που προκαλούνται στις ροές ισχύος, και έμμεσα στις οριακές τιμές των ζυγών σε περίπτωση εμφάνισης συμφόρησης στο δίκτυο, και να επιβαρύνουν με μεγαλύτερες χρεώσεις τους περισσότερο ωφελημένους.

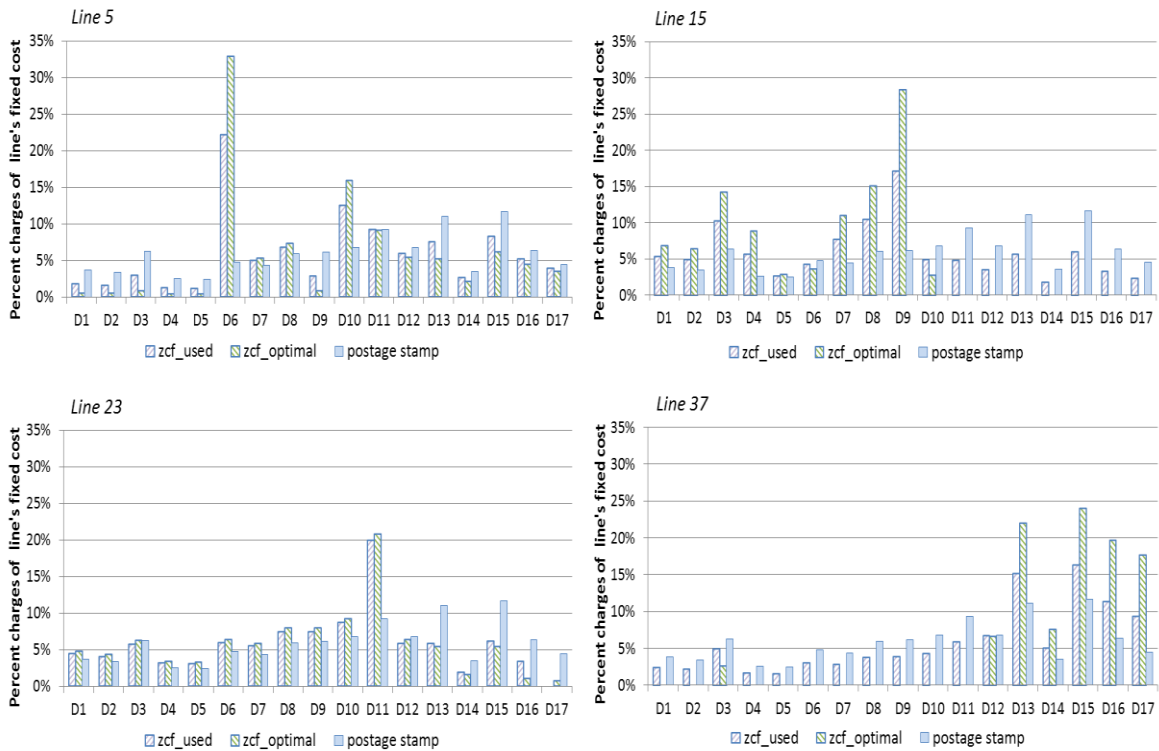
Στα Σχήματα 3.6 έως 3.8 παρουσιάζεται η τελική ποσοστιαία κατανομή του ετήσιου κόστους τεσσάρων ενδεικτικών γραμμών του δικτύου (συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων) στους χρήστες του δικτύου (στα φορτία στη συγκεκριμένη περίπτωση), χρησιμοποιώντας τις τρεις προτεινόμενες μεθόδους σε σύγκριση με τις αρχικές μεθόδους used. Είναι φανερό πως οι χρήστες που επωφελούνται περισσότερο από την ύπαρξη των γραμμών αυτών (δηλαδή οι χρήστες που είναι πιο κοντά «ηλεκτρικά» σε αυτές), πληρώνουν περισσότερο για το ετήσιο κόστος τους εν αντιθέσει με τη μέθοδο postage stamp όπου ο επιμερισμός του κόστους κάθε γραμμής πραγματοποιείται με βάση τη ζήτηση κάθε φορτίου σε σχέση με το συνολικό φορτίο αιχμής. Φυσικά για τον υπολογισμό της χρήσης του δικτύου μπορεί να χρησιμοποιηθεί διαφορετική μέθοδος προσεγγιστικής ανίχνευσης (πχ. Bialek) που να ταιριάζει περισσότερο στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε δικτύου.



**Σχήμα 3.6: Ποσοστό επιμερισμού του ετήσιου κόστους των γραμμών 5, 15, 23 και 37 στα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *absolute used* και *absolute optimal*, συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων**

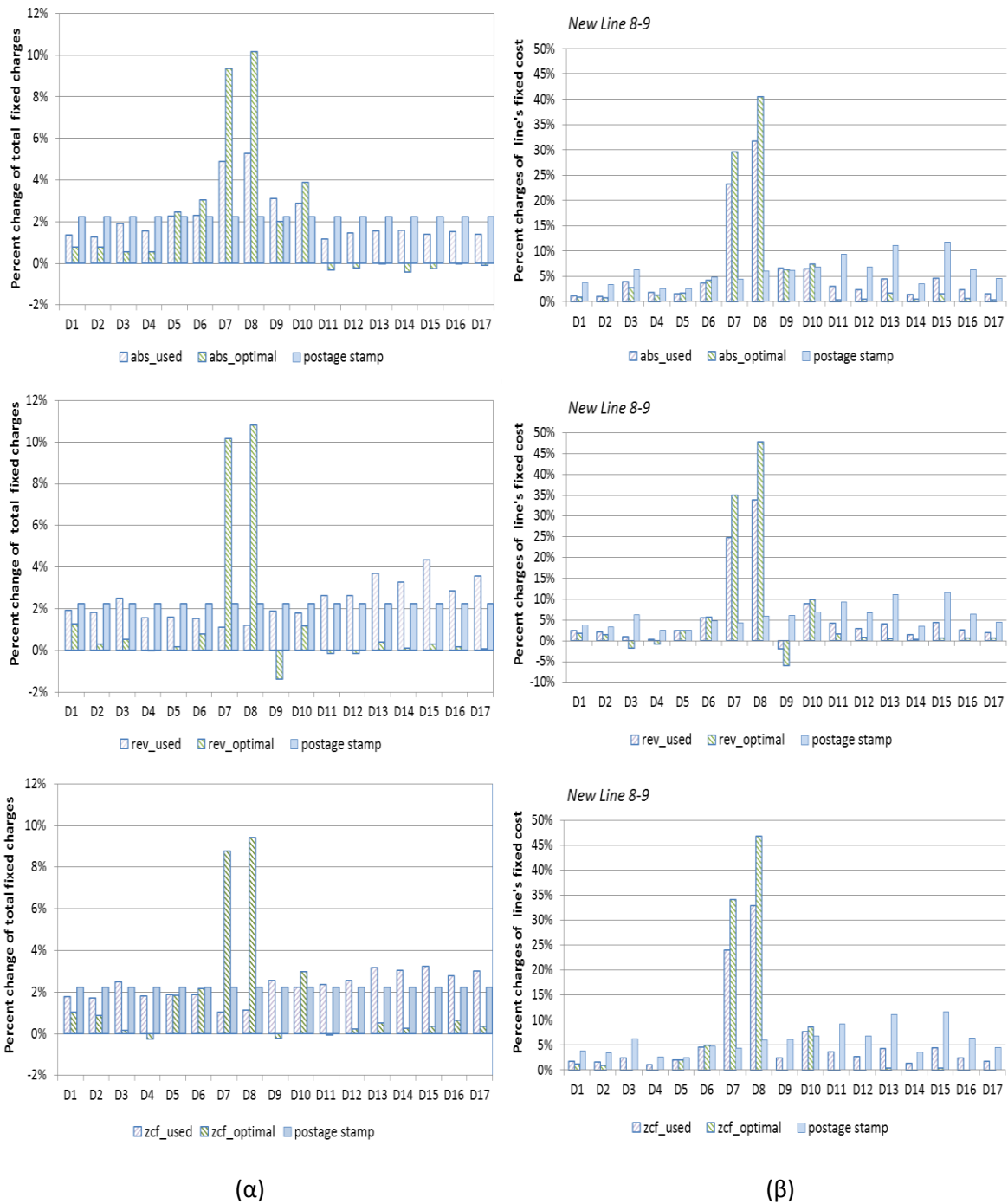


**Σχήμα 3.7:** Ποσοστό επιμερισμού του ετήσιου κόστους των γραμμών 5, 15, 23 και 37 στα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *reverse used* και *reverse optimal*, συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων



**Σχήμα 3.8:** Ποσοστό επιμερισμού του ετήσιου κόστους των γραμμών 5, 15, 23 και 37 στα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *zero counter-flow used* και *zero counter-flow optimal*, συμπεριλαμβανομένων των συμπληρωματικών χρεώσεων

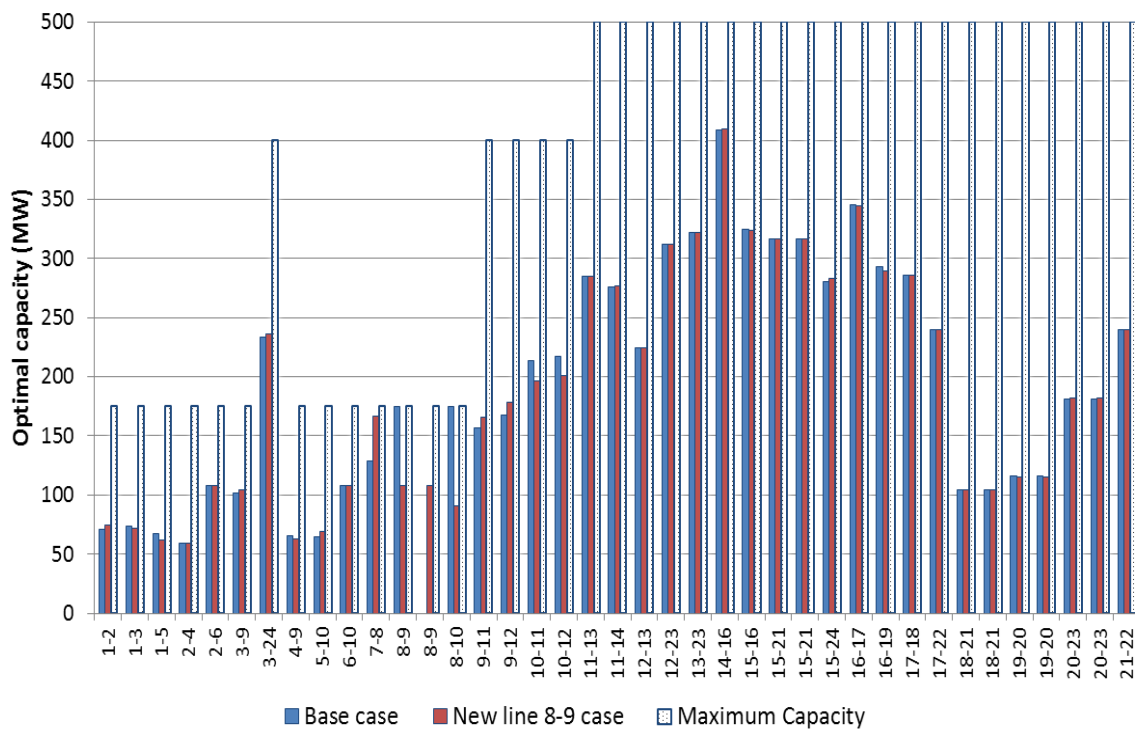




**Σχήμα 3.9:** Ποσοστιαία μεταβολή των χρεώσεων χρήσης μετά την εγκατάσταση νέας γραμμής μεταξύ των ζυγών 8 και 9 (α) και ποσοστό επιμερισμού του ετήσιου κόστους της νέας γραμμής 8-9 στα φορτία του δικτύου (β) χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *used* και *optimal* για το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE

Στη συνέχεια των προσομοιώσεων, μελετήθηκε το κατά πόσο θα επηρεαστούν οι χρεώσεις χρήσης υπολογιζόμενες με τους ως άνω τρόπους, από την πιθανή εγκατάσταση μιας παράλληλης γραμμής μεταξύ των ζυγών 8 και 9 που θα άμβλυνε τον περιορισμό N-1 κατά τα τέσσερα πρώτα λειτουργικά σενάρια. Η νέα αυτή γραμμή, έχει τα ίδια χαρακτηριστικά κόστους και λειτουργίας με την αρχική αλλά θεωρείται πως δεν υπόκειται σε κοινές βλάβες με αυτή (διαφορετική όδευση). Πράγματι, η ύπαρξη της νέας αυτής γραμμής μειώνει τη λειτουργία της μονάδας G5 του ζυγού 7, καθώς αυτή λειτουργεί πλέον μόνο για την κάλυψη της απαιτούμενης εφεδρείας κατά την αιχμή

του συστήματος στα δύο πρώτα λειτουργικά σενάρια. Η νέα αυτή γραμμή αυξάνει το συνολικό ετήσιο σταθερό κόστος του δικτύου κατά 2,24% (κατά 430κ\$ σε απόλυτα μεγέθη). Στο Σχήμα 3.9α παρουσιάζεται η εκατοστιαία μεταβολή των χρεώσεων χρήσης του συστήματος για όλες τις μεθόδους optimal, used και postage stamp σε σύγκριση με τα αποτελέσματα των Σχημάτων 3.2 έως 3.4 ενώ στο Σχήμα 3.9β παρουσιάζεται η κατανομή του κόστους της νέας γραμμής στα φορτία του δικτύου. Στο Σχήμα 3.10, παρουσιάζονται οι νέες βέλτιστες μεταφορικές ικανότητες των γραμμών συγκρινόμενες με τις βέλτιστες και τις μέγιστες ικανότητες συνεχούς λειτουργίας του Πίνακα 3.2. Χρησιμοποιώντας την προτεινόμενη μέθοδο, παρατηρείται πως η αύξηση των χρεώσεων χρήσης από τη νέα γραμμή απορροφάται κυρίως από τους χρήστες που επηρεάζονται περισσότερο από την αύξηση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των ζυγών 8 και 9. Επίσης παρατηρείται αλλαγή του σεναρίου λειτουργίας που πλέον χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης των γραμμών που βρίσκονται κοντά στη νέα αυτή γραμμή, αφού η μεγαλύτερη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα για τις γραμμές που συνδέουν τους ζυγούς 8 και 9 είναι 108,08MW (η καθεμία) και υπολογίζεται για το δεύτερο (Is=2) σενάριο λειτουργίας. Η νέα αυτή γραμμή αυξάνει τη μεταφορική ικανότητα του δικτύου προς τους ζυγούς 7 και 8, δίνοντας πρόσβαση στα φορτία των ζυγών αυτών σε φθηνότερη ενέργεια για περισσότερες ώρες στο έτος. Η προτεινόμενη μέθοδος συμβαδίζει με τη γενικότερη κατεύθυνση των χρεώσεων χρήσης που υποστηρίζει πως για τη χρήση των γραμμών πρέπει να πληρώνουν αυτοί που επωφελούνται περισσότερο (beneficiary pays principle).



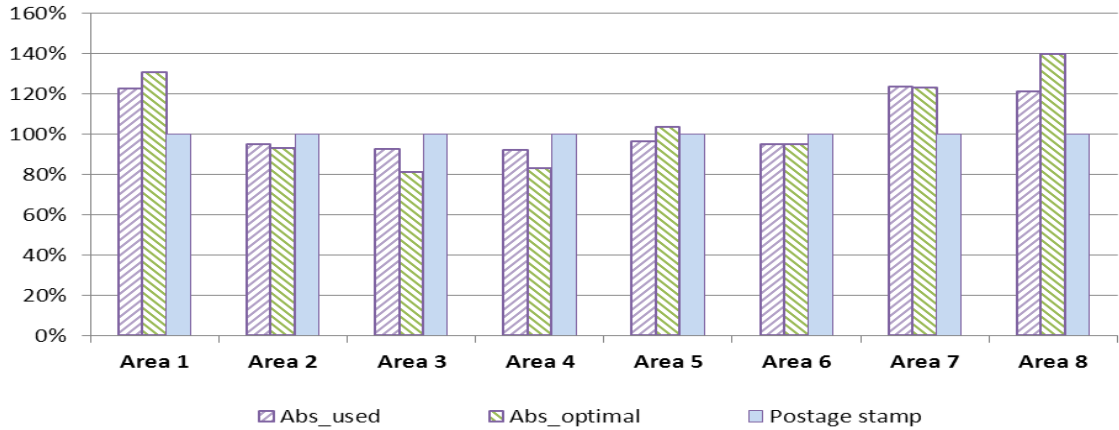
Σχήμα 3.10: Βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς για όλες τις γραμμές του δικτύου 24 ζυγών της IEEE πριν και μετά την εγκατάσταση νέας γραμμής μεταξύ των ζυγών 8 και 9

### 3.5 Εφαρμογή στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα

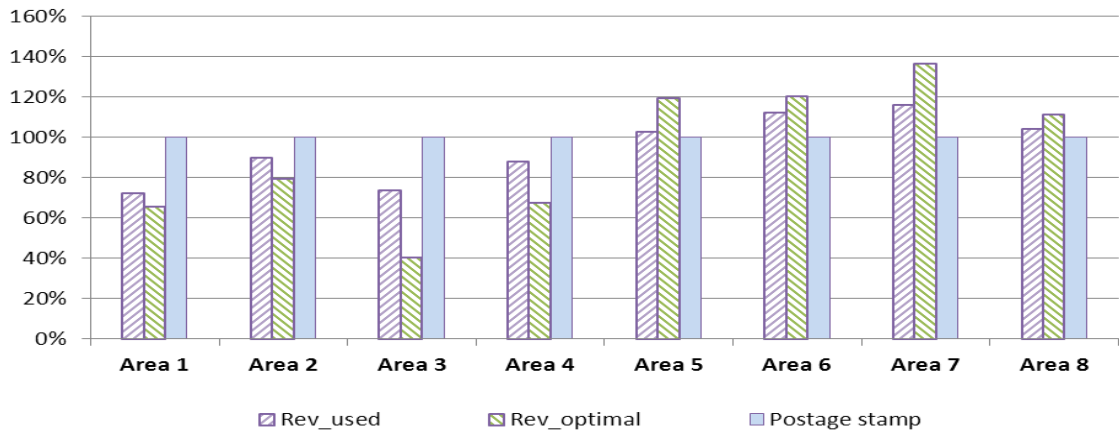
Τα ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα παρουσιάστηκε στην ενότητα 2.5.2. Στον Πίνακα 2.11 του κεφαλαίου 2 παρατίθενται οι υποθέσεις για το κόστος επένδυσης των εγκαταστάσεων ΥΤ και ΥΥΤ του δικτύου ενώ το ετήσιο κόστος κάθε εγκατάστασης-κλάδου του δικτύου υπολογίζεται από τον πολλαπλασιασμό του υποτιθέμενου κόστους επένδυσης κάθε τύπου γραμμής (ή ΑΜ/Σ) με το συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (CRF). Για την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου στο ελληνικό σύστημα απαιτείται μια ετήσια (ή και περισσότερων ετών) προσομοίωση του ελληνικού συστήματος. Η ετήσια αυτή προσομοίωση του συστήματος πραγματοποιήθηκε με βάση τα δημόσια διαθέσιμα δεδομένα παραγωγής και φορτίου της μελέτης «Τεχνική έκθεση υπολογισμού των κομβικών και ζωνικών συντελεστών απωλειών εγχύσεως του ελληνικού συστήματος μεταφοράς» που εκπονήθηκε το 2009 από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης για λογαριασμό του ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. (νυν ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) [45]. Στη συγκεκριμένη μελέτη, για κάθε επίπεδο φορτίου από τα 3500MW μέχρι τα 11500MW (με βήμα 250MW) παρατίθεται μια συγκεκριμένη κατανομή των γεννητριών του συστήματος. Για τις ανάγκες της παρούσας ενότητας, θεωρήθηκε πως η κατανομή των γεννητριών στη μελέτη [45] είναι και η τελική για κάθε ένα από τα επίπεδα φορτίου. Επίσης, για την επιλογή της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων, μελετήθηκαν τα αποτελέσματα των DC ροών ισχύος από το επίπεδο φορτίου των 4250MW έως το φορτίο των 10000MW. Έτσι ο συνολικός αριθμός των επιπέδων φορτίου που λαμβάνονται υπόψη στη μέθοδο είναι 25. Η κατανομή των μονάδων παραγωγής αντιστοιχούν σε θεωρήσεις του Διαχειριστή για το έτος 2009, και δεν αντικατοπτρίζουν την κατάσταση του ελληνικού συστήματος κατά τη χρονιά εκπόνησης της διατριβής αυτής (2013), ενώ η κατανομή αυτή δεν έχει προέλθει από στατιστική επεξεργασία των δεδομένων παραγωγής για το συγκεκριμένο έτος (2009). Σκοπός της εφαρμογής της μεθόδου κατανομής με βάση τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα είναι απλά η καταγραφή της δυνατότητας εφαρμογής της μεθόδου σε ένα πραγματικό και μεγάλο δίκτυο.

Η κατανομή των μονάδων παραγωγής για τα 25 επίπεδα φορτίου όπως καταγράφεται στη μελέτη απωλειών, ακολουθεί μια συντηρητική προσέγγιση όσον αφορά την παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής (σενάριο χαμηλής υδραυλικότητας), ενώ δε λαμβάνονται υπόψη τυχόν εξαγωγές προς τη μεριά της Ιταλίας σε κανένα επίπεδο φορτίου. Έτσι για επίπεδο φορτίου μέχρι 6500MW η μοναδική υδροηλεκτρική μονάδα που παράγει είναι μια γεννήτρια του ΥΗΣ Καστρακίου (60MW). Οι πετρελαϊκές μονάδες ξεκινούν να παράγουν σε χαμηλότερο επίπεδο φορτίου (θεωρούμενες πιο οικονομικές) σε σχέση με τις μονάδες ΦΑ ανοιχτού κύκλου (Αγ. Γεώργιος 8 & 9, Ήρων Ι) καθώς και από τη μονάδα ΦΑ συνδυασμένου κύκλου Λαύριο ΙΙΙ η οποία και έχει πολύ κακό βαθμό απόδοσης. Η διασύνδεση με τη Βουλγαρία είναι μόνιμα εισαγωγική: ξεκινάει από τα 100MW στα 3500MW φορτίο και καταλήγει στα 550MW στην αιχμή του συστήματος που θεωρούνται τα 10000MW. Αντίστοιχη διαβάθμιση υπάρχει και στη διασύνδεση με τη FYROM: ξεκινάει από τα 50MW στο επίπεδο φορτίου των 4500MW και καταλήγει στα 150MW από επίπεδο φορτίου 9500MW και πάνω. Το Λαύριο ΙV (μονάδα ΦΑ συνδυασμένου κύκλου, CCGT) είναι καταμετρημένο στο σύνολο των λειτουργικών σεναρίων (λόγω και της ευελιξίας που του δίνει η δυνατότητα συνδυασμού τριών GT με ένα ST), ενώ η δεύτερη μονάδα CCGT της ΔΕΗ με παρόμοια ευελιξία (2GT+1ST), η Κομοτηνή, ξεκινάει να κατανέμεται από τα 4250MW στο τεχνικό της ελάχιστο με 1GT και 1 ST. Η μοναδική ιδιωτική καταμετρημένη μονάδα που υπάρχει στη μελέτη, ο ΕΝΘΕΣ, ξεκινάει να παράγει από τα 6500MW ενώ το Αλουμίνιο (ιδιωτική μονάδα συμπαραγωγής) θεωρείται πως παράγει από τα 6250MW και πάνω.

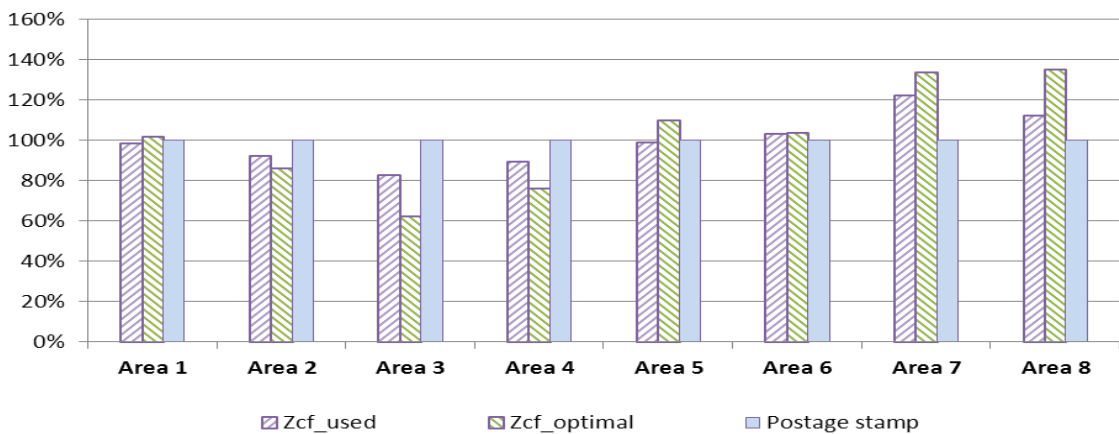




Σχήμα 3.11: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *absolute used* και *absolute optimal*



Σχήμα 3.12: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *reverse used* και *reverse optimal*



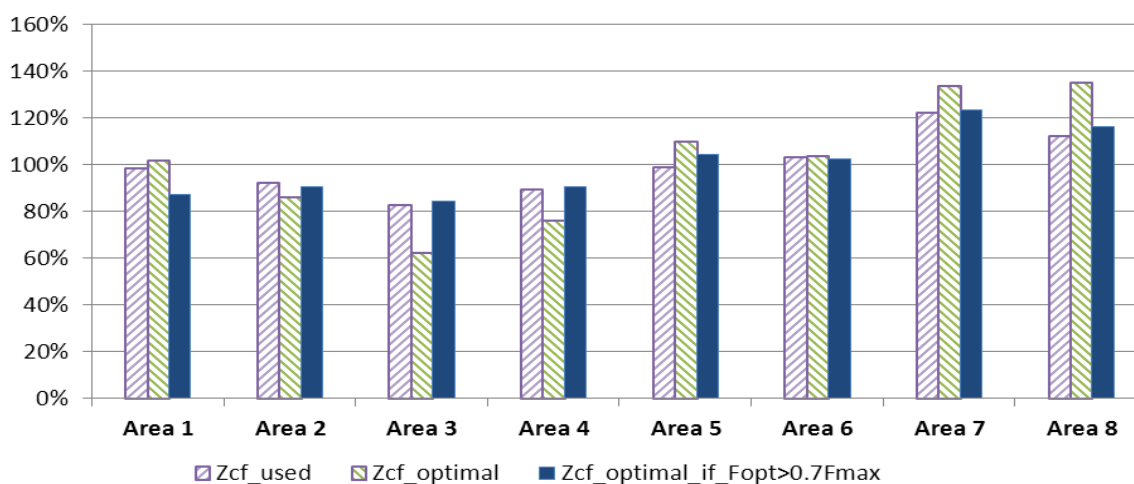
Σχήμα 3.13: Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *zero counter-flow used* και *zero counter-flow optimal*

Στα Σχήματα 3.11 έως 3.13 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα κατανομής του ετήσιου κόστους του ελληνικού συστήματος όπως υπολογίζονται με τη μέθοδο postage stamp, τις μεθόδους used MW-Mile και τις προτεινόμενες optimal MW-Mile μεθόδους. Σε όλες τις μεθόδους MW-Mile, για το μη ανακτηθέν κόστος κάθε γραμμής, υπολογίστηκαν συμπληρωματικές χρεώσεις χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp. Από το ετήσιο κόστος του συστήματος που ανακτάται μέσω των μεθόδων που βασίζονται στις ροές ισχύος έχει εξαιρεθεί το κόστος των υποβρύχιων καλωδίων. Όπως αναμενόταν, οι μέθοδοι optimal εντείνουν τις διαφοροποιήσεις που παρουσιάζονται μεταξύ των χρεώσεων των ζωνών στις μεθόδους used. Ο κύριος λόγος που συμβαίνει αυτό είναι η χρησιμοποίηση μικρότερης (ως επί το πλείστον) μεταφορικής ικανότητας για την αντιστοίχιση του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης. Η επίδραση αυτής της αλλαγής μετριάζεται από την πιθανή χρησιμοποίηση διαφορετικού από την αιχμή σεναρίου για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης κάποιας εγκατάστασης. Περίπου για το 70% των εγκαταστάσεων με μη μηδενική ροή μετά την επίλυση των DC ροών ισχύος, η βέλτιστη μεταφορική τους ικανότητα υπολογίζεται για το σενάριο της αιχμής (επίπεδο φορτίου 10000MW).

Στη ζώνη 1, η ύπαρξη ασθενούς δικτύου μόνο 150kV έχει ως αποτέλεσμα για την πλειοψηφία των εγκαταστάσεων στην περιοχή το ετήσιο κόστος τους να επιμερίζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό με βάση τις μεθόδους optimal. Στη ζώνη 8 σημαντικό ρόλο στις τελικές χρεώσεις παίζει η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων. Στη συγκεκριμένη μελέτη η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων θεωρείται περιορισμένη σε όλα τα επίπεδα φορτίου με αποτέλεσμα οι χρεώσεις για τις εγκαταστάσεις της ζώνης 8 αλλά και της γειτονικής ζώνης 7 να υπολογίζονται κυρίως με βάση την προσεγγιστική ανίχνευση στο σενάριο της αιχμής. Περισσότερο ωφελημένα, στο συγκεκριμένο πάντα παράδειγμα, είναι τα φορτία της Αττικής στη ζώνη 6, καθώς η ύπαρξη κοντινής παραγωγής (Λαύριο, Αλιβέρι, Κερασίνη) για αρκετά επίπεδα φορτίου πλην της αιχμής, μετριάζει την επίδραση των αυξημένων αναγκών εισαγωγών της συγκεκριμένης ζώνης σε όλο το έτος. Με τη μέθοδο absolute\_optimal κατανέμεται το 95,12% του ετήσιου κόστους του συστήματος ενώ σε πάρα πολλές εγκαταστάσεις του δικτύου, όπου παρατηρούνται αρκετές παράλληλες ροές (loop flows), αρχικά ανακτάται παραπάνω από το 100% του ετήσιου κόστους τους και χρειάζεται αναγωγή στις υπολογιζόμενες χρεώσεις των χρηστών. Φυσικά το υπόλοιπο ποσοστό επιμερίζεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο postage stamp. Το αντίστοιχο ποσοστό της μεθόδους abs\_used (χωρίς φυσικά τον υπολογισμό του κόστους των υποβρυχίων καλωδίων) είναι 62,68%. Με τη μέθοδο zcf\_optimal επιμερίζεται βάση της υπολογιζόμενης προσεγγιστικής χρήσης το 92,49% του ετήσιου κόστους του συστήματος το οποίο είναι σημαντικά μεγαλύτερο σε σχέση με το 47,76% της μεθόδους zcf\_used. Ο λόγος της πολύ μεγάλης ανάκτησης είναι και πάλι η ύπαρξη των πολλών «παράλληλων» ροών. Τέλος η μέθοδος rev\_optimal είναι η πιο ευαίσθητη στις (ακόμα και μικρές) μεταβολές της κατανομής της παραγωγής και επακόλουθα των ροών ισχύος, καθώς λόγω της σχετικά μεγάλης ανάκτησης του ετήσιου κόστους (64,29% στο παράδειγμα της συγκεκριμένης ενότητας), μπορούν να παρατηρηθούν σημαντικές διαφοροποιήσεις στις χρεώσεις λόγω της πιθανής αλλαγής της κατεύθυνσης της ροής ισχύος ή πιο πιθανά λόγω της συνολικά μικρής ροής ισχύος που μπορεί να παρατηρείται σε μια εγκατάσταση που όμως συνδυάζεται με πολλά loop flows.

Για την πλειοψηφία των γραμμών και AM/Σ του ελληνικού συστήματος μεταφοράς, η μέγιστη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς μέσα στο έτος είναι σημαντικά μικρότερη από τη μέγιστη ικανότητα συνεχούς λειτουργίας τους. Για το λόγο αυτό, θα μπορούσε να ακολουθηθεί μια διαφορετική προσέγγιση όσον αφορά τη χρησιμοποίηση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων, σύμφωνα με την οποία η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα μιας εγκατάστασης θα χρησιμοποιείται αντί της μέγιστης ικανότητας συνεχούς λειτουργίας μόνο αν αντιστοιχεί σε ένα συγκεκριμένο ποσοστό της. Μόνο δηλαδή αν η μέγιστη πιθανή χρησιμοποιούμενη ικανότητα μιας γραμμής είναι κοντά στη δημιουργία συμφόρησης στη γραμμή αυτή. Χρησιμοποιώντας τον κανόνα αυτό, οι διαφοροποιήσεις που θα προκύψουν στην κατανομή του ετήσιου κόστους των συγκεκριμένων εγκαταστάσεων θα αντανakλούν σε ακόμα μεγαλύτερο βαθμό τις ανάγκες

ενίσχυσης του δικτύου και θα δίνουν επιπλέον κίνητρο σε συγκεκριμένους καταναλωτές για μείωση της ζήτησής τους. Στο Σχήμα 3.14 παρουσιάζονται οι χρεώσεις χρήσης για τις 8 ζώνες του ελληνικού συστήματος με τη μέθοδο zero counter-flow χρησιμοποιώντας τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των εγκαταστάσεων μόνο αν αυτή είναι μεγαλύτερη από το 70% της μέγιστης ικανότητας συνεχούς λειτουργίας. Για τις υπόλοιπες εγκαταστάσεις, η κατανομή του κόστους τους εξακολουθεί να πραγματοποιείται για τη λειτουργική κατάσταση του δικτύου που απαιτείται η μεγαλύτερη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα, αλλά ο επιμερισμός του ετήσιου κόστους τους πραγματοποιείται με βάση τη μέγιστη ικανότητα συνεχούς λειτουργίας τους. Στο ίδιο Σχήμα παρουσιάζονται ξανά και οι υπολογιζόμενες χρεώσεις χρήσης του Σχήματος 3.13. Από τα αποτελέσματα παρατηρείται μια σημαντική μείωση των χρεώσεων στη ζώνη 1 και μια αύξηση των χρεώσεων στη ζώνη 5, συγκριτικά με την απλή μέθοδο zcf\_used. Οι μεταβολές αυτές έχουν κυρίως να κάνουν με τη χρησιμοποίηση και άλλων (πλην μονάχα της αιχμής) σεναρίων λειτουργίας για τον καταμερισμό του κόστους των εγκαταστάσεων.



**Σχήμα 3.14:** Χρεώσεις χρήσης ανά φορτίο αιχμής ως ποσοστό της postage stamp για τις 8 ζώνες του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς χρησιμοποιώντας τις μεθόδους zero counter-flow και θεώρηση κανόνα για τη μέθοδο zero counter-flow optimal

### 3.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Οι μέθοδοι κατανομής του σταθερού κόστους της μεταφοράς που βασίζονται στις ροές φορτίου και στην απόλυτη χρήση του δικτύου (used methods) χρεώνουν αρχικά τους χρήστες κάθε εγκατάστασης ανάλογα με τη χρησιμοποίηση της μέγιστης μεταφορικής τους ικανότητας. Με τον τρόπο αυτό, οι χρήστες χρεώνονται για το εναπομείναν κόστος περιθωρίου ασφαλείας κάθε εγκατάστασης μέσω ομοιόμορφων χρεώσεων που βασίζονται αποκλειστικά στη ζήτησή τους (postage stamp). Στο κεφάλαιο αυτό, προτείνεται η χρησιμοποίηση μιας βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας, όσον αφορά την ασφαλή ετήσια λειτουργία του συστήματος, αντί της μέγιστης ικανότητας συνεχούς λειτουργίας για κάθε εγκατάσταση, με σκοπό την ανάκτηση μέρους ή όλου του κόστους του περιθωρίου ασφαλείας από την υπολογιζόμενη προσεγγιστική χρήση του δικτύου. Η προτεινόμενη μέθοδος λαμβάνει έμμεσα υπόψη το κριτήριο ασφάλειας N-1 το οποίο χρησιμοποιείται τόσο για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος όσο και για το σχεδιασμό επέκτασης του δικτύου μεταφοράς. Η μέθοδος που προτείνεται διατηρεί τα πλεονεκτήματα των

μεθόδων used αλλά, λόγω και της φύσης της αγοράς κοινοπραξίας, οι υπολογιζόμενες χρεώσεις είναι περισσότερο ευαίσθητες στις αλλαγές στην κατανομή των γεννητριών και των συνεπακόλουθων ρών ισχύος. Από την εφαρμογή των προτεινόμενων μεθόδων κατανομής που βασίζονται στις ροές ισχύος ανακτάται το μεγαλύτερο ποσοστό του σταθερού κόστους κάθε εγκατάστασης ενώ το εναπομείναν κόστος κατανέμεται με βάση τη μέθοδο postage stamp. Για τους παραπάνω λόγους, για τον υπολογισμό της προσεγγιστικής χρήσης των εγκαταστάσεων απαιτείται μια αντιπροσωπευτική ροή φορτίου του συστήματος η οποία στο κεφάλαιο αυτό προέρχεται από την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου με περιορισμούς προληπτικής ασφάλειας N-1.

Οι χρεώσεις χρήσης για κάθε εγκατάσταση υπολογίζονται τη χρονική στιγμή που το σύστημα έχει ανάγκη τη μεγαλύτερη βέλτιστη μεταφορική τους ικανότητα. Με τον τρόπο αυτό, δίνεται κίνητρο: i) στην ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς για τον υπολογισμό των χρεώσεων δε λαμβάνεται υπόψη μόνο η αιχμή (ή κάποιες αιχμές) του συστήματος και ii) στη μείωση της ζήτησης καθώς παρόλο που για τον υπολογισμό των χρεώσεων λαμβάνεται υπόψη η ετήσια ασφαλής λειτουργία του συστήματος, οι χρεώσεις χρήσης που υπολογίζονται βασίζονται στη ζήτηση ισχύος και όχι στην καταναλισκόμενη ενέργεια. Τέλος η μέθοδος είναι πιο κοντά στην αρχή “beneficiary pays” καθώς το κόστος των εγκαταστάσεων του συστήματος κατανέμεται σε μεγαλύτερο ποσοστό σε αυτούς που τις χρησιμοποιούν (με βάση φυσικά τις προσεγγιστικές μεθόδους ανίχνευσης) και ωφελούνται περισσότερο από την ύπαρξή τους.

---

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

---

### Στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης

#### 4.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς είναι ένα μεγάλης κλίμακας, μη γραμμικό, μικτό ακέραιο πρόβλημα βελτιστοποίησης και μπορεί να κατηγοριοποιηθεί ως στατικό ή δυναμικό ανάλογα με την περίοδο που λαμβάνεται υπόψη στη μελέτη [57]. Στο πρόβλημα της στατικής επέκτασης, ο σχεδιαστής αναζητά τα κατάλληλα κυκλώματα που πρέπει να προστεθούν στο υφιστάμενο δίκτυο για την αντιμετώπιση συγκεκριμένης μελλοντικής κατάστασής του (φορτίο, παραγωγή). Εάν παράλληλα με τον παραπάνω στόχο διερευνάται και ο ακριβής χρόνος εγκατάστασης των νέων κυκλωμάτων, τότε η μοντελοποίηση περιλαμβάνει την εξέταση πολλαπλών ετών και το πρόβλημα μπορεί να κατηγοριοποιηθεί ως δυναμικό [58]. Το μέγεθος του συγκεκριμένου δυναμικού προβλήματος και οι τεράστιοι υπολογιστικοί χρόνοι που απαιτούνται για την επίλυσή του, οδηγεί συνήθως στην διαδοχική επίλυση πολλών προβλημάτων στατικής επέκτασης (pseudo-dynamic procedures) [59].

Η στατική επέκταση των συστημάτων μεταφοράς έχει σαν κύριο στόχο την εξασφάλιση της επαρκούς και ασφαλούς παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους καταναλωτές ενός ΣΗΕ υπό κανονικές συνθήκες αλλά και υπό συνθήκες διαταραχών. Η ενίσχυση του συστήματος πρέπει να εγγυάται την επαρκή και ασφαλή τροφοδότηση του φορτίου σε κάθε περιοχή, τόσο στην αιχμή του φορτίου όσο και σε όλες τις πιθανές λειτουργικές στιγμές του συστήματος. Οι πιθανές λειτουργικές συνθήκες του συστήματος έχουν να κάνουν με πιθανές απώλειες εγκαταστάσεων μεταφοράς ή παραγωγικής δυνατότητας είτε λόγω συντηρήσεων είτε λόγω πιθανών βλαβών. Στο πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς, η ανάλυση στατικής ασφάλειας έχει ως στόχο την ικανοποίηση του ισοζυγίου ισχύος σε κάθε ζυγό του συστήματος χωρίς την παραβίαση της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας των εγκαταστάσεων μεταφοράς τόσο υπό κανονικές συνθήκες όσο και σε περίπτωση απώλειας ενός ή/και περισσότερων στοιχείων του συστήματος. Για την διερεύνηση της επίδρασης της επέκτασης της παραγωγής και της κατανομής των μονάδων παραγωγής στο πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς στατικής

ασφάλειας, εξετάζονται οι λύσεις που προκύπτουν θεωρώντας την παραγωγή σε κάθε ζυγό δεδομένη αλλά και αφήνοντας ως μεταβλητή την κατανομή της παραγωγής με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου.

Για την επίλυση του προβλήματος επέκτασης του συστήματος μεταφοράς έχουν προταθεί διάφορες μέθοδοι βελτιστοποίησης [60]. Τα μοντέλα μαθηματικής βελτιστοποίησης περιλαμβάνουν το γραμμικό προγραμματισμό [61], τη μέθοδο branch and bound [62], το μικτό ακέραιο προγραμματισμό [63] και διάφορες τεχνικές αποσύνθεσης [64]. Ευριστικοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης για την επίλυση του προβλήματος περιλαμβάνουν τη μέθοδο της προσομοιωμένης ανόπτωσης (simulated annealing) [65], τη μέθοδο tabu search [66], τους γενετικούς αλγόριθμους (genetic algorithms) [67], τη διαφορική εξέλιξη (differential evolution) [68], τη μέθοδο σμήνους σωματιδίων (particle swarm optimization) [72], τη μέθοδο αποικίας μυρμηγκιών (ant colony) [70], την προσαρμοστική αναζήτηση (adaptive search) [71], κα. Πιθανοτικές μέθοδοι περιλαμβάνουν πιθανοτικά κριτήρια αξιοπιστίας [72] και ενδεχόμενων διαταραχών [73], μεθόδους εκτίμησης κινδύνου [74] και προγραμματισμό με πιθανοτικούς περιορισμούς (chance constrained) [75].

Οι ευριστικοί αλγόριθμοι αναζήτησης βασίζονται στη «διαισθητική» αναζήτηση. Η προσέγγιση αυτή δεν κατορθώνει πάντα να εντοπίσει το μαθηματικό βέλτιστο στο πρόβλημα βελτιστοποίησης στο οποίο χρησιμοποιείται, αλλά η ταχύτητα υπολογισμού της τελικής λύσης, η ευελιξία στον καθορισμό των τιμών των παραμέτρων που ταιριάζουν περισσότερο σε κάθε πρόβλημα και η δυνατότητα εύρεσης λύσεων κοντά στη βέλτιστη σχεδόν σε όλες τις επαναλήψεις κάνουν τις ευριστικές τεχνικές εύκολα υλοποιήσιμες και εφαρμόσιμες στα προβλήματα σχεδιασμού επέκτασης δικτύων. Οι μαθηματικές προσεγγίσεις βελτιστοποίησης διατυπώνουν το πρόβλημα με τέτοιο τρόπο ώστε η βέλτιστη λύση του προβλήματος να ικανοποιεί ταυτόχρονα όλους τους περιορισμούς του προβλήματος. Οι μέθοδοι αυτές αντιμετωπίζουν αρκετούς περιορισμούς (τεχνικούς και υπολογιστικούς) σε πρακτικά προβλήματα όπου οι μεταβλητές σχεδιασμού είναι συχνά πολλές σε αριθμό και οι περιορισμοί αρκετά πολύπλοκοι.

Πρόσφατα έχει αναπτυχθεί μια νέα μετα-ευριστική μέθοδος, ονομαζόμενη Αρμονική Αναζήτηση (Harmony Search, HS) [76], η οποία έχει εφαρμοστεί σε ένα αρκετά μεγάλο αριθμό προβλημάτων βελτιστοποίησης [77],[78],[79],[80]. Η μέθοδος της αρμονικής αναζήτησης ουσιαστικά αποτελεί μια μίμηση της αυτοσχεδιαστικής συμπεριφοράς των μουσικών, κυρίως στη μουσική jazz. Οι μουσικοί ψάχνουν αυτοσχεδιάζοντας ή απλά αλλάζοντας κάποιες από τις νότες των συγχορδιών τους (pitch) γύρω από μια δεδομένη αρμονία. Η κίνηση αυτή είναι ανάλογη με τις μεθόδους εύρεσης ολικών ή τοπικών βέλτιστων σε ευριστικές τεχνικές βελτιστοποίησης. Σε σχέση με προηγούμενες μετα-ευριστικές μεθόδους βελτιστοποίησης, η μέθοδος της αρμονικής αναζήτησης απαιτεί μικρότερο μαθηματικό υπόβαθρο και χρησιμοποιεί μια στοχαστική μέθοδο αναζήτησης και όχι αναζήτηση που να στηρίζεται σε κατευθύνσεις βέλτιστου και αποτελέσματα διαφόρισης. Όπως όλες οι ευριστικές μέθοδοι, η αποτελεσματικότητα του αλγορίθμου είναι αρκετά ευαίσθητη στον προκαθορισμό των τιμών των παραμέτρων της ενώ έχει παρατηρηθεί πρόωρη σύγκλιση σε διάφορες περιπτώσεις που δοκιμάστηκε [81]. Μια βελτιωμένη εκδοχή του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης παρουσιάστηκε στην [82], όπου οι παράμετροι του αλγορίθμου προσαρμόζονται αυτόματα ανάλογα με την απόσταση τους από τον προκαθορισμένο μέγιστο αριθμό επαναλήψεων.

Στο κεφάλαιο αυτό, προτείνεται μία περαιτέρω βελτίωση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με σκοπό την καλύτερη προσαρμογή του αλγορίθμου στη επίλυση του προβλήματος μικτού ακέραιου και μη γραμμικού προγραμματισμού της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενσωματώνοντας το κριτήριο ασφάλειας N-1. Στην αρχή του κεφαλαίου διατυπώνεται το πρόβλημα της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς τόσο για σταθερή και δεδομένη παραγωγή στους ζυγούς όσο και για μεταβλητή παραγωγή με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο βελτιωμένος αλγόριθμος

αρμονικής αναζήτησης που αναπτύχθηκε ενώ στο τέλος του κεφαλαίου παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής του αλγορίθμου σε διάφορα πειραματικά δίκτυα υλοποιώντας μια ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τον καθορισμό των τιμών των παραμέτρων της. Το κόστος της αποκοπής φορτίου δεν αντικατοπτρίζει το πραγματικό κόστος που αντιμετωπίζει το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας σε περίπτωση αποκοπής φορτίου αλλά είναι περισσότερο ένας συντελεστής ποινής με σκοπό την ελαχιστοποίηση (μηδενισμό) της (πιθανότητας) αποκοπής φορτίου κατά την αιχμή του συστήματος.

## 4.2 Διατύπωση του στατικού προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρησιμοποίηση του DC μοντέλου αναπαράστασης δικτύου είναι η εξής:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k \right\} \quad (4.1)$$

s.t.:

$$S^T f + g + r = d \quad (4.2)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\vartheta_i - \vartheta_j) = 0 \quad (4.3)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) F_{ij,max} \quad (4.4)$$

$$0 \leq g \leq g_{max} \quad (4.5)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (4.6)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij,max} \quad (4.7)$$

$$n_{ij} \text{ is integer} \quad (4.8)$$

$$i, j, k \in \Omega \quad (4.9)$$

όπου  $IC_{ij}$  είναι το κόστος επένδυσης μιας νέας γραμμής που προστίθεται στον κλάδο  $i-j$ ,  $p_f$  είναι ο παράγοντας που εκφράζει την ποινή της μη εξυπηρετούμενης ισχύος (\$/MW),  $n_{ij}^0$  είναι ο αριθμός των υπάρχουσών γραμμών στον κλάδο  $i-j$ ,  $n_{ij}$  είναι ο αριθμός των καινούριων γραμμών που προστίθενται στον κλάδο  $i-j$  και  $n_{ij,max}$  είναι ο μέγιστος αριθμός γραμμών που μπορούν να προστεθούν στον κλάδο  $i-j$ .

Στο παραπάνω πρόβλημα επέκτασης του συστήματος μεταφοράς με στόχο την επάρκεια (adequacy TEP), σκοπός είναι η εύρεση των καινούριων γραμμών (ή M/Σ) που πρέπει να προστεθούν στο δίκτυο για την επαρκή τροφοδότηση της αιχμής του φορτίου με το μικρότερο δυνατό κόστος επένδυσης και αποκοπής φορτίου, ικανοποιώντας συγχρόνως τους λειτουργικούς περιορισμούς. Η εξίσωση (4.2) αναφέρεται στο ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό του συστήματος, η (4.3) είναι η εξίσωση της DC ροής φορτίου ενώ οι περιορισμοί (4.4) έως (4.6) καθορίζουν τα λειτουργικά όρια του συστήματος. Ο περιορισμός (4.7) προσδιορίζει το εύρος των μεταβλητών απόφασης. Η διατύπωση αυτή αντιστοιχεί στην περίπτωση που η κατανομή των γεννητριών γίνεται με στόχο την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου και όχι με βάση το κόστος ή τις προσφορές παραγωγής τους. Δηλαδή η κατανομή των γεννητριών ελαχιστοποιεί έμμεσα και τις

ροές ισχύος πάνω στις γραμμές. Τέλος, ο περιορισμός (4.8) δηλώνει πως οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος είναι ακέραιες.

Η εισαγωγή του κριτηρίου ασφάλειας  $N-1$  στην προηγούμενη διατύπωση του προβλήματος διαμορφώνει το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ως εξής [83]:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k + p_f \sum_{(m,n)} r_k^{mn} \right\} \quad (4.10)$$

s.t.:

$$(S^{mn})^T f^{mn} + g^{mn} + r^{mn} = d \quad (4.11)$$

$$f_{ij}^{mn} - \nu_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij} - 1) (\vartheta_i^{mn} - \vartheta_j^{mn}) = 0, \quad ij=mn \quad (4.12)$$

$$\left| f_{ij}^{mn} \right| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij} - 1) F_{ij,max}, \quad ij=mn \quad (4.13)$$

$$f_{ij}^{mn} - \nu_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) (\vartheta_i^{mn} - \vartheta_j^{mn}) = 0, \quad ij \neq mn \quad (4.14)$$

$$\left| f_{ij}^{mn} \right| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) F_{ij,max}, \quad ij \neq mn \quad (4.15)$$

$$0 \leq g^{mn} \leq g_{max} \quad (4.16)$$

$$0 \leq r^{mn} \leq d \quad (4.17)$$

$$(m,n) \in \Psi \quad (4.18)$$

$$\text{Eq. (4.2)-(4.9)} \quad (4.19)$$

όπου  $r_k^{mn}$  είναι η μη εξυπηρετούμενη ισχύς στο ζυγό  $k$  όταν μία γραμμή στον κλάδο  $m-n$  είναι εκτός λειτουργίας,  $f_{ij}^{mn}$  είναι η ενεργός ροή ισχύος μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$  όταν μια γραμμή στον κλάδο  $m-n$  είναι εκτός λειτουργίας (MW),  $g^{mn}$  είναι το διάνυσμα ενεργού ισχύος παραγωγής με στοιχεία  $g_k^{mn}$  όταν μια γραμμή στον κλάδο  $m-n$  είναι εκτός λειτουργίας (MW),  $\vartheta_i^{mn}$  είναι η γωνία του ζυγού  $i$  όταν μια γραμμή στον κλάδο  $m-n$  είναι εκτός λειτουργίας (rad) και  $\Psi$  είναι το σύνολο των επιλεγμένων καταστάσεων  $N-1$ . Οι περιορισμοί του προβλήματος (4.10) είναι οι περιορισμοί (4.2) έως (4.9) με την προσθήκη των περιορισμών (4.11) έως (4.18). Οι παράμετροι με εκθέτη  $mn$  υποδηλώνουν τις τροποποιημένες μεταβλητές όταν μία γραμμή στον κλάδο  $m-n$  είναι εκτός λειτουργίας. Το πρόβλημα ασφαλούς επέκτασης (security TEP) έχει ως στόχο την εύρεση του ελάχιστου κόστους επένδυσης το οποίο επαρκεί για την ελαχιστοποίηση ή και το μηδενισμό της αποκοπής φορτίου σε όλες τις περιπτώσεις απωλειών γραμμής μέσω μιας ανακατανομής των μονάδων παραγωγής.

Εάν η παραγωγή των γεννητριών είναι δεδομένη σε κάθε ζυγό, είτε έχει προκύψει από κάποια βέλτιστη ροή φορτίου είτε αποτελεί μια πρόβλεψη των προσφορών των παραγωγών, τότε στα προβλήματα (4.1) και (4.10) το διάνυσμα  $g$  είναι σταθερό και οι περιορισμοί (4.5) και (4.16) δε λαμβάνονται υπόψη. Αυτή η διαμόρφωση του προβλήματος φανερώνει τη δυσκολία του σχεδιασμού της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς όπου το κόστος συμφόρησης και η ανάγκη για νέες γραμμές είναι άμεσα συνδεδεμένες με τις προσφορές και το κόστος των γεννητριών. Το πρόβλημα (4.10) παίρνει την ακόλουθη μορφή:



$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + \rho_f \sum_{(i,j)} \left( |f_{ij}| - (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot F_{ij,max} \right) \\
 & + \rho_f \sum_{(m,n)} \left[ \sum_{\substack{(i,j) \neq \\ (m,n)}} \left( |f_{ij}^{mn}| - (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot F_{ij,max} \right) \right. \\
 & \left. + \sum_{\substack{(i,j) = \\ (m,n)}} \left( |f_{ij}^{mn}| - (n_{ij}^0 + n_{ij} - 1) \cdot F_{ij,max} \right) \right] \quad (4.20)
 \end{aligned}$$

s.t.:

$$f = A \cdot (g^c - d) \quad (4.21)$$

$$f^{mn} = A^{mn} \cdot (g^c - d) \quad (4.22)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij,max} \quad (4.23)$$

$$n_{ij} \text{ is integer} \quad (4.24)$$

$$(i, j) \in \Omega, (m, n) \in \Psi \quad (4.25)$$

όπου  $g^c$  είναι το διάνυσμα σταθερής παραγωγής ενεργού ισχύος με στοιχεία  $g_k^c$  (MW),  $A$  είναι ο πίνακας που περιλαμβάνει τους συντελεστές ευαισθησίας της ροής ισχύος σε ένα κλάδο ως προς την εγχεόμενη ισχύ σε ένα κόμβο όταν όλες οι γραμμές είναι συνδεδεμένες και  $A^{mn}$  είναι ο πίνακας που περιλαμβάνει τους συντελεστές ευαισθησίας της ροής ισχύος σε ένα κλάδο ως προς την εγχεόμενη ισχύ σε ένα κόμβο όταν μία γραμμή στον κλάδο  $m$ - $n$  είναι εκτός λειτουργίας..

Τα στοιχεία των πινάκων  $A$  και  $A^{mn}$  υπολογίζονται μέσω της εξίσωσης (2.9). Οι περιορισμοί (4.21) και (4.22) αντιστοιχούν στη DC ροή φορτίου για κανονικές και N-1 συνθήκες, αντίστοιχα. Σε περίπτωση που ερευνάται μόνο η επάρκεια τροφοδοσίας, απαλείφεται ο τελευταίος όρος της αντικειμενικής συνάρτησης στην εξίσωση (4.20) ενώ παραλείπεται ο περιορισμός (4.22).

### 4.3 Ο αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης

Ο αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης αναπτύχθηκε βασιζόμενος στη διαδικασία του μουσικού αυτοσχεδιασμού. Ο μουσικός, μεταβάλλοντας τους τόνους του μουσικού του οργάνου, προσπαθεί να δημιουργήσει ένα δομημένο σύνολο ήχων (αρμονία) με σκοπό το βέλτιστο για τον ίδιο ακουστικό αποτέλεσμα. Ο ερμηνευτής αναζητά την αρμονία, όπως αυτή προσδιορίζεται από τα αισθητικά πρότυπα, με τον ίδιο τρόπο που η διαδικασία της βελτιστοποίησης προσπαθεί να εντοπίσει την ολικά βέλτιστη λύση. Ο τόνος κάθε μουσικού οργάνου (ή το ταυτόχρονο άκουσμα κάποιων τόνων ενός οργάνου) προσδιορίζει την ποιότητα της σύνθεσης, όπως ακριβώς η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης προσδιορίζεται από το σύνολο των τιμών που λαμβάνουν οι μεταβλητές απόφασης.

Η μέθοδος της αρμονικής αναζήτησης είναι μια στοχαστική διαδικασία που εμφανίζει δύο βασικά χαρακτηριστικά. Το πρώτο είναι η εξάρτηση των τιμών των μεταβλητών από τις τιμές που βρίσκονται αποθηκευμένες στη μνήμη του αλγορίθμου, το οποίο εκφράζεται μέσω της παραμέτρου  $HMCR$  (Harmony Memory Considering Rate) και το δεύτερο είναι η περαιτέρω

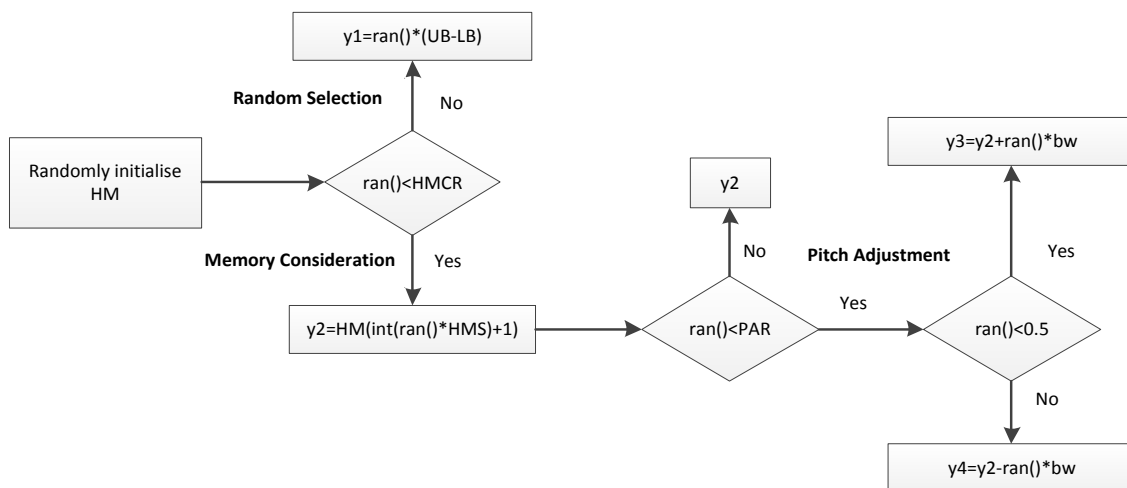
προσαρμογή των τιμών αυτών μέσω της παραμέτρου *PAR* (Pitch Adjusting Rate). Ο κλασικός αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα:

- Βήμα 1<sup>ο</sup> : Δημιουργία με τυχαίο τρόπο μιας αρχικής αρμονικής μνήμης *HM* (Harmony Memory) του αλγορίθμου, με αριθμό γραμμών ίσο με *HMS* (Harmony Memory Size) και στηλών ανάλογα με τα όρια των μεταβλητών απόφασης. Κάθε μία από τις *HMS* σειρές του πίνακα *HM* αποτελεί μία πιθανή λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.
- Βήμα 2<sup>ο</sup> : Αξιολόγηση κάθε λύσης και δημιουργία με τη διαδικασία του αυτοσχεδιασμού μιας καινούριας λύσης (αρμονίας) του προβλήματος (New Harmony Vector, *NHV*) με βάση είτε την αρμονική μνήμη *HM* είτε το εύρος των μεταβλητών απόφασης.
- Βήμα 3<sup>ο</sup> : Ενημέρωση της αρμονικής μνήμης *HM*. Εάν η λύση του νέου διανύσματος λύσης (*NHV*) είναι καλύτερη από τη χειρότερη αρμονία-λύση που περιέχεται στην υπάρχουσα μνήμη *HM*, αντικατάσταση αυτής της αρμονίας με τη *NHV*.
- Βήμα 4<sup>ο</sup> : Επανάληψη των βημάτων 2 και 3 μέχρι την ικανοποίηση του κριτηρίου τερματισμού του αλγορίθμου (πχ. μέγιστος αριθμός επαναλήψεων).

Ο πυρήνας του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης είναι ο αυτοσχεδιασμός του διανύσματος νέας αρμονίας *NHV*. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1 το διάνυσμα  $y$  της νέας αρμονίας *NHV* είναι το αποτέλεσμα μίας εκ των τριών ακόλουθων διαδικασιών: i) μιας τυχαίας επιλογής, ii) της επιλογής μέσα από τη μνήμη *HM*, iii) μιας «τοπικής» προσαρμογής (pitch adjustment). Η παράμετρος *HMCR*, η οποία μπορεί να λάβει τιμές μεταξύ 0 και 1, ελέγχει την ισορροπία του αλγορίθμου μεταξύ της τυχαίας επιλογής και της επιλογής μέσα από την αρμονική μνήμη *HM* για το διάνυσμα της νέας αρμονίας-λύσης *NHV*. Εάν ο τυχαίος αριθμός που παράγεται κατά την διαδικασία του αυτοσχεδιασμού είναι μεγαλύτερος από την πιθανότητα *HMCR*, τότε ο αλγόριθμος επιλέγει τυχαία μια τιμή για κάθε μεταβλητή από το δεδομένο εύρος των μεταβλητών απόφασης. Εάν είναι μικρότερος από την πιθανότητα *HMCR*, τότε επιλέγει τυχαία μία τιμή της μεταβλητής από την υπάρχουσα αρμονική μνήμη *HM*. Αφού επιλεγεί από την αρμονική μνήμη *HM* η τιμή της μεταβλητής για τη νέα αρμονία-λύση *NHV*, ένας άλλος τυχαίος αριθμός συγκρίνεται με τον πιθανότητα *PAR* και καθορίζει εάν η τιμή αυτή της μεταβλητής αυτής όπως προέκυψε από την αρμονική μνήμη *HM* είναι η τελική του διανύσματος *NHV* ή χρειάζεται περαιτέρω προσαρμογή. Σε περίπτωση που αποφασιστεί η προσαρμογή της τιμής, αυτή γίνεται με βάση το εύρος απόστασης *bw* (distance bandwidth) το οποίο μπορεί και να μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του αλγορίθμου. Πρέπει να σημειωθεί πως όλοι οι τυχαίοι αριθμοί που χρησιμοποιούνται κατά τη διάρκεια του αλγορίθμου παράγονται μέσω της τυχαίας επιλογής ενός αριθμού από τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας ομοιόμορφης κατανομής (uniform probability distribution function). Είναι φανερό πως όλοι οι τυχαίοι αριθμοί καθώς και οι σταθερές σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου *HMCR* και *PAR* έχουν χαρακτηριστικά πιθανοτήτων.

Οι παράμετροι *PAR* και *bw* είναι πολύ σημαντικές για την απόδοση του αλγορίθμου, ιδιαίτερα σε ότι έχει να κάνει με την εύρεση του ολικά βέλτιστου. Για το λόγο αυτό, όλες οι προσπάθειες για βελτίωση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης κατευθύνονται κυρίως στην καλύτερη προσαρμοστικότητα και μεγαλύτερη ευελιξία των συγκεκριμένων παραμέτρων. Η απλή μέθοδος αρμονικής αναζήτησης χρησιμοποιεί σταθερές τιμές τόσο για τη μεταβλητή *PAR* όσο και για τη *bw*. Οι τιμές τους ορίζονται κατά την αρχικοποίηση του προβλήματος και δεν μεταβάλλονται κατά την εκτέλεση των επαναλήψεων. Μικρή τιμή για την παράμετρο *PAR* μπορεί να αυξήσει κατά πολύ τον αναγκαίο αριθμό επαναλήψεων του αλγορίθμου για την εύρεση της καλύτερης λύσης αλλά βοηθάει τον αλγόριθμο στη αύξηση της διαφοροποίησης των διανυσμάτων λύσεων. Μεγάλη τιμή για την παράμετρο *PAR* μπορεί να οδηγήσει σε μη επιθυμητές «τοπικές» προσαρμογές στις πρώτες επαναλήψεις του αλγορίθμου αλλά βοηθάει στην καλύτερη «ρύθμιση» των διανυσμάτων λύσεων προς το τέλος των επαναλήψεων όταν ο αλγόριθμος είναι κοντά στη βέλτιστη λύση ή σε

κάποιο τοπικό βέλτιστο. Αντίθετα, η παράμετρος  $bw$  επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό την ακρίβεια των λύσεων τόσο στα αρχικά όσο και στα τελευταία στάδια του αλγορίθμου. Μια μεγάλη τιμή της παραμέτρου βοηθάει στη διαφοροποίηση των λύσεων στην αρχή του αλγορίθμου αλλά προς το τέλος των επαναλήψεων είναι αναγκαία μια μικρή τιμή της παραμέτρου ώστε να προσεγγιστεί καλύτερα η βέλτιστη λύση του προβλήματος.



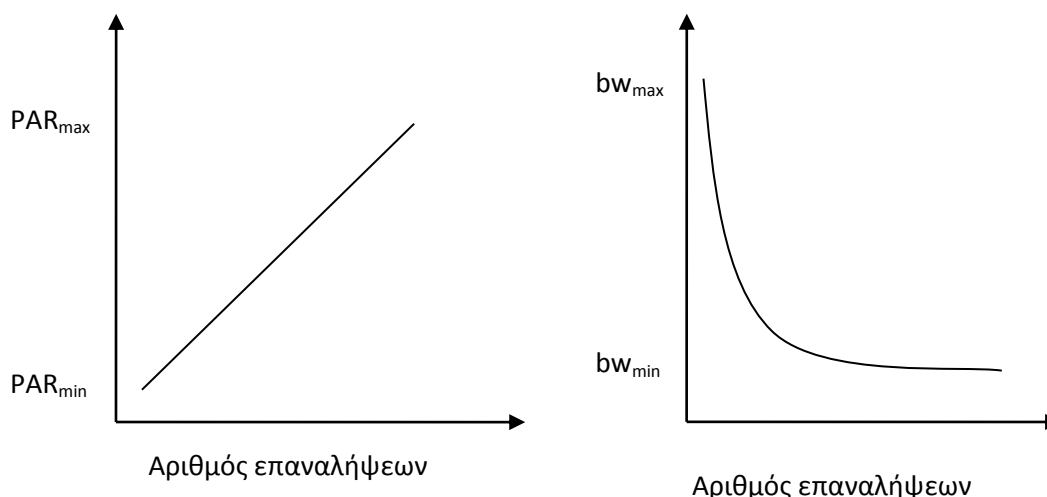
Σχήμα 4.1: Η διαδικασία του αυτοσχεδιασμού της νέας αρμονίας NHV

Η βασική διαφορά ανάμεσα στον αρχικό και στους βελτιωμένους αλγορίθμους αρμονικής αναζήτησης είναι ότι στους τελευταίους οι τιμές των  $PAR$  και  $bw$  μεταβάλλονται σε κάθε επανάληψη [80]. Η διαδικασία αυτή έχει ως στόχο τον περιορισμό των μειονεκτημάτων που σχετίζονται με τη διατήρηση σταθερών τιμών για τις παραμέτρους  $PAR$  και  $bw$  και τελικά τη βελτίωση της απόδοσης του αλγορίθμου. Όπως προέκυψε από την προηγούμενη ανάλυση, ο επιθυμητός συνδυασμός των παραμέτρων είναι μικρή τιμή για το  $PAR$  και μεγάλη για το  $bw$  στις πρώτες επαναλήψεις και αντίστροφα για τις τελευταίες επαναλήψεις του αλγορίθμου. Στις εξισώσεις που ακολουθούν παρουσιάζεται μια προσέγγιση των τιμών  $PAR$  και  $bw$  σε συνάρτηση με το σημείο που βρίσκεται ο αλγόριθμος σε σχέση με το μέγιστο αριθμό των επαναλήψεων  $NI$  που έχει προκαθοριστεί:

$$PAR(j) = PAR_{min} + \frac{(PAR_{max} - PAR_{min})}{NI} \times j, \quad j \in (1, NI) \quad (4.26)$$

$$bw(j) = bw_{max} \times \exp(cr \times j), \quad j \in (1, NI) \quad (4.27)$$

$$cr = \frac{\ln\left(\frac{bw_{min}}{bw_{max}}\right)}{NI} \quad (4.28)$$



Σχήμα 4.2: Διακύμανση της τιμής των παραμέτρων PAR και bw σε σχέση με τον αριθμό των επαναλήψεων [81]

#### 4.4 Βελτιωμένος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης για το πρόβλημα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Στα πλαίσια της διδακτορικής αυτής διατριβής αναπτύχθηκε ένας βελτιωμένος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης ο οποίος ταιριάζει στις ιδιαιτερότητες του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, ο αλγόριθμος σχεδιάστηκε έτσι ώστε κατά τη διαδικασία του αυτοσχεδιασμού να χρησιμοποιεί μια «επιλεκτική» μνήμη ενώ δίνεται η δυνατότητα επανεκκίνησης του αλγορίθμου, αφού συμπληρωθεί ο μέγιστος προκαθορισμένος αριθμός επαναλήψεων NI, και εκτέλεσης αρκετών φάσεων του αλγορίθμου έχοντας ως διανύσματα στην αρχική πλέον μνήμη HM κάθε φάσης τα «καλύτερα» διανύσματα της προηγούμενης φάσης. Ως «καλύτερα» εννοούνται φυσικά τα διανύσματα λύσεων με τις μικρότερες (μεγαλύτερες) τιμές αντικειμενικών συναρτήσεων για περιπτώσεις προβλημάτων ελαχιστοποίησης (μεγιστοποίησης). Επίσης, στην προσπάθεια απαγκίστρωσης από το πρόβλημα επιλογής ή υπολογισμού της τιμής της παραμέτρου bw, ακολουθήθηκε η μέθοδος της αυτοπροσαρμοζόμενης (self-adaptive) αρμονικής αναζήτησης όπως παρουσιάζεται στην [82], καθώς η προσέγγιση αυτή μπορεί να κάνει πιο ικανοποιητικές και ακριβείς προσαρμογές στα νέα διανύσματα λύσεων (NHV) κατά την πορεία του αλγορίθμου. Τέλος, στην κατεύθυνση μείωσης του συνολικού χρόνου επίλυσης, δεν αξιολογούνται οι νέες λύσεις NHV όταν το διάνυσμα υπάρχει ήδη μέσα στην αρμονική μνήμη HM ενώ η αρχικοποίηση του πίνακα HM γίνεται με καθορισμό πιθανοτήτων εμφάνισης ενός έγκυρου αριθμού γραμμών ανά κλάδο μέσα στη μνήμη.

Στη συνέχεια ακολουθεί αναλυτική περιγραφή των βημάτων του αλγορίθμου και σύνδεσή του με τα προβλήματα (4.10) και (4.20) της παραγράφου 4.2.

**Βήμα 1<sup>ο</sup>: Αρχικοποίηση του προβλήματος βελτιστοποίησης και των παραμέτρων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης.**

Αρχικά καθορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\text{Min } f(x) \tag{4.29}$$

s.t:

$$x_l \in X_l, \quad l \in 1, 2, \dots, NL \quad (4.30)$$

όπου  $f(x)$  είναι η αντικειμενική συνάρτηση,  $x$  είναι το σύνολο των μεταβλητών απόφασης,  $NL$  είναι ο αριθμός των μεταβλητών απόφασης και  $X_l$  είναι το εύρος τιμών των μεταβλητών απόφασης. Για τα προβλήματα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας, η αντικειμενική συνάρτηση  $f(x)$  αντιστοιχεί στις σχέσεις (4.10) ή (4.20), οι μεταβλητές απόφασης είναι οι νέες γραμμές  $n_{ij}$  ενώ  $NL$  είναι ο αριθμός των κλάδων του δικτύου που εξετάζονται για ενίσχυση. Ακόμα οι παράμετροι που πρέπει να οριστούν στο βήμα αυτό είναι i) το μέγεθος της αρμονικής μνήμης HMS, ii) το ποσοστό θεώρησης της αρμονικής μνήμης HMCR, iii) η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή της παραμέτρου  $PAR$  ( $PAR_{max}$  και  $PAR_{min}$  αντίστοιχα) και iv) ο αριθμός των επαναλήψεων  $NI$ .

**Βήμα 2<sup>ο</sup>: Αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης.**

Στην αρμονική μνήμη HM αποθηκεύονται τόσες αρχικές λύσεις (αρμονίες) όσες υποδεικνύει το μέγεθος της αρμονικής μνήμης HMS, οι οποίες και παράγονται με τυχαίο τρόπο. Κάθε γραμμή της αρμονικής μνήμης αποτελεί μια λύση του προβλήματος και περιλαμβάνει το σύνολο των νέων γραμμών  $n_{ij}$  που πρέπει να προστεθούν σε κάθε διαδρομή  $i-j$ , ενώ κάθε στήλη της αρμονικής μνήμης αντιστοιχεί και σε μια συγκεκριμένη διαδρομή  $i-j$ . Το άνω όριο για κάθε μεταβλητή απόφασης είναι ίσο με  $n_{ij,max}$ .

Για τον περιορισμό του μέγιστου αριθμού επαναλήψεων του αλγορίθμου, οι νέες γραμμές που εισέρχονται τελικά στην αρχική μνήμη καθορίζονται με βάση κάποια βάρη που δίνονται στους τυχαίους αριθμούς που παράγονται για κάθε στοιχείο της μνήμης με στόχο να μην υπάρχουν στην αρχική μνήμη υπερβολικά πολλές νέες γραμμές που θα καθυστερούσαν ή θα κατεύθυναν λάθος την εύρεση της καλύτερης λύσης. Έτσι, για ένα τυχαίο αριθμό που παράγεται από την ομοιόμορφη συνάρτηση κατανομής πυκνότητας πιθανότητας, ορίζεται:

- $\left( \frac{n_{ij,max}}{2 \cdot n_{ij,max}} \right)$  η πιθανότητα το στοιχείο  $x_i$  που θα μπει στη μνήμη να έχει την τιμή  $x_i = 0$ ,
- $\left( \frac{1}{n_{ij,max} \cdot (n_{ij,max} + 1)} \right)$  η πιθανότητα το στοιχείο  $x_i$  να έχει την τιμή  $x_i = n_{ij,max}$ ,
- $\left( \frac{2}{n_{ij,max} \cdot (n_{ij,max} + 1)} \right)$  η πιθανότητα το στοιχείο  $x_i$  να έχει την τιμή  $x_i = n_{ij,max} - 1$ ,  
(για  $n_{ij,max} > 1$ ),
- $\left( \frac{3}{n_{ij,max} \cdot (n_{ij,max} + 1)} \right)$  η πιθανότητα το στοιχείο  $x_i$  να έχει την τιμή  $x_i = n_{ij,max} - 2$ ,  
(για  $n_{ij,max} > 2$ ), κοκ.

Αν ο τυχαίος παραγόμενος αριθμός (πιθανότητα) είναι μικρότερος ή ίσος από τις προαναφερθείσες πιθανότητες, τότε το στοιχείο του πίνακα της αρμονικής μνήμης για το οποίο παρήχθη ο συγκεκριμένος τυχαίος αριθμός παίρνει την αντίστοιχη τιμή  $x_i$ .

Ο αρχικός πίνακας μνήμης HM έχει την ακόλουθη μορφή:

$$HM = \begin{pmatrix} X_1^1 & X_2^1 & \dots & X_{NL-1}^1 & X_{NL}^1 \\ X_1^2 & X_2^2 & \dots & X_{NL-1}^2 & X_{NL}^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ X_1^{HMS-1} & X_2^{HMS-1} & \dots & X_{NL-1}^{HMS-1} & X_{NL}^{HMS-1} \\ X_1^{HMS} & X_2^{HMS} & \dots & X_{NL-1}^{HMS} & X_{NL}^{HMS} \end{pmatrix} \quad (4.31)$$

**Βήμα 3<sup>ο</sup>: Ταξινόμηση της αρμονικής μνήμης με βάση την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης κάθε αρμονίας.**

Τα διανύσματα των διανυσμάτων λύσεων ταξινομούνται σε αύξουσα σειρά με αποτέλεσμα αυτές με τη μικρότερη τιμή αντικειμενικής συνάρτησης, με το μικρότερο δηλαδή κόστος επένδυσης και αποκοπής φορτίου, να καταλαμβάνουν τις πρώτες γραμμές της αρμονικής μνήμης. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται ο περιορισμός των καλύτερων λύσεων σε μια συγκεκριμένη περιοχή της αρμονικής μνήμης, της οποίας η σημασία στη βελτίωση του αλγορίθμου φαίνεται καθαρά στο επόμενο βήμα. Η αξιολόγηση των HMS λύσεων πραγματοποιείται μέσω επίλυσης του προβλήματος (4.10) έως (4.19) για την περίπτωση της ανακατανομής της παραγωγής ή χρησιμοποίησης των εξισώσεων (4.20) έως (4.25) για την περίπτωση της σταθερής παραγωγής. Και στις δύο περιπτώσεις, οι ακέραιες μεταβλητές απόφασης  $n_{ij}$  παρέχονται πλέον από την εξεταζόμενη αρμονία του πίνακα HM. Από τις τιμές των μεταβλητών απόφασης αυτών υπολογίζεται αρχικά το κόστος επένδυσης κάθε αρμονίας-λύσης.

Για την περίπτωση της σταθερής θεώρησης της κατανομής της παραγωγής, για κάθε μία από τις  $\Psi+1$  τοπολογίες του δικτύου εκτελείται μια DC ροή φορτίου μέσω των εξισώσεων (4.21) για την κανονική κατάσταση λειτουργίας και (4.22) για κάθε μία από τις  $\Psi$  επιλεγμένες «N-1» καταστάσεις του δικτύου. Το κόστος κάθε λύσης (Total Cost) υπολογίζεται αθροίζοντας το κόστος επένδυσής της και το άθροισμα των υπερφορτίσεων (4.20) με βάση τα αποτελέσματα των DC ροών φορτίου. Πριν την επίλυση των DC ροών φορτίου γίνεται ένας αρχικός έλεγχος για τον εντοπισμό μη συνδεδεμένων ζυγών (γεννητριών ή φορτίων) με μη μηδενική έγχυση (για τη συγκεκριμένη πάντα αρμονία-λύση). Το άθροισμα των εγχύσεων των μη συνδεδεμένων ζυγών πολλαπλασιάζεται με τον συντελεστή ποινής  $pf$  και προστίθεται στο συνολικό κόστος της αρμονίας-λύσης.

Για την περίπτωση της ανακατανομής της παραγωγής, η αξιολόγηση κάθε διανύσματος του πίνακα HM συνίσταται στην επίλυση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού (4.1) με τους περιορισμούς (4.2) έως (4.6) (adequate TEP), ενώ αν επιλύεται το πρόβλημα ασφαλούς επέκτασης (security TEP) τότε εκτός του παραπάνω γραμμικού προβλήματος επιλύονται και  $\Psi$  επιπλέον προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (4.10) με περιορισμούς (4.11) έως (4.18) για κάθε μία από τις  $\Psi$  επιλεγμένες «N-1» καταστάσεις του δικτύου. Το συνολικό κόστος (Total Cost) κάθε αρμονίας-λύσης της μνήμης HM προκύπτει από το άθροισμα του κόστους της αποκοπής φορτίου για όλες τις  $\Psi+1$  καταστάσεις του δικτύου και του αντίστοιχου κόστους επένδυσης της. Θα πρέπει να σημειωθεί πως η θεώρηση μη σταθερού διανύσματος παραγωγής  $\mathbf{g}$  μειώνει την πολυπλοκότητα του προβλήματος αλλά αυξάνει σημαντικά το χρόνο αξιολόγησης κάθε λύσης.

**Βήμα 4<sup>ο</sup>: Αυτοσχεδιασμός και δημιουργία νέας αρμονίας**

Η δημιουργία του αυτοσχεδιασμού για τη δημιουργία του διανύσματος της νέας αρμονίας  $NHV$ ,  $NHV_t = (x_1^t, x_2^t, \dots, x_{NL}^t)$ , βασίζεται στους ακόλουθους τρεις κανόνες, που παρουσιάζονται και στο Σχήμα 4.1, και εξαρτάται από τις τιμές των διαφορετικών τυχαίων αριθμών  $ran()$  που παράγονται

στο βήμα αυτό για κάθε μεταβλητή  $x_j^t$  του πίνακα NHV. Έτσι η νέα τιμή κάθε μεταβλητής απόφασης  $x_j^t$  της νέας αρμονίας-λύσης  $NHV_t$  προκύπτει ύστερα από:

1. Θεώρηση της μνήμης. Εάν  $ran[0,1] \leq HMCR$ , η τιμή της μεταβλητής  $x_j^t$  του διανύσματος NHV επιλέγεται τυχαία από τη στήλη / της μνήμης HM.
2. Τοπική προσαρμογή. Εάν  $ran[0,1] \leq HMCR$  και  $ran[0,1] \leq PAR$ , τότε γίνεται περαιτέρω «τοπική» προσαρμογή της τιμής  $x_j^t$  που προέκυψε στο 1 με τη βοήθεια της παραμέτρου bw.
3. Τυχαία επιλογή. Εάν  $ran[0,1] > HMCR$ , η τιμή της μεταβλητής  $x_j^t$  του διανύσματος NHV επιλέγεται τυχαία από το εύρος της μεταβλητής απόφασης για τη συγκεκριμένη γραμμή μεταφοράς (0 έως  $n_{l,max}$ ).

Η παράμετρος HMCR ελέγχει την ισορροπία ανάμεσα στην αναζήτηση νέων τιμών και στην εκμετάλλευση των τιμών που ήδη υπάρχουν στην αρμονική μνήμη για τις μεταβλητές απόφασης (νέες γραμμές μεταφοράς). Για παράδειγμα, αν η παράμετρος HMCR λάβει την τιμή μηδέν τότε ο αλγόριθμος συμπεριφέρεται σαν μια απολύτως τυχαία αναζήτηση. Ωστόσο, είναι σχεδόν απίθανο να προκληθεί βελτίωση του διανύσματος της νέας αρμονίας χωρίς την επιρροή της αξιολογημένης αρμονικής μνήμης. Για το λόγο αυτό, για την παράμετρο-πιθανότητα HMCR συνήθως επιλέγονται μεγάλες τιμές (κοντά στη μονάδα). Ουσιαστικά η παράμετρος HMCR βοηθά στην προσέγγιση των τοπικών βέλτιστων. Αφού επιλεγεί μια τιμή για τη μεταβλητή απόφασης από την αρμονική μνήμη HM, η παράμετρος PAR καθορίζει αν θα πραγματοποιηθεί επιπλέον προσαρμογή της τιμής αυτής σύμφωνα με τη βοήθεια της μεταβλητής bw. Επομένως, η παράμετρος PAR ενισχύει τον αλγόριθμο προς την κατεύθυνση εύρεσης των ολικά βέλτιστων λύσεων ενώ σε συνδυασμό με την παράμετρο bw παίζουν ιδιαίτερα σημαντικό ρόλο στην ώθηση προς τη σωστή κατεύθυνση των μεταβλητών απόφασης.

Στη φάση της θεώρησης της αρμονικής μνήμης, η παράμετρος HMCR συγκρίνεται με έναν τυχαίο αριθμό  $ran1$  προκειμένου να αποφασιστεί εάν η μεταβλητή απόφασης θα λάβει τυχαία μια τιμή από ολόκληρο το εύρος τιμών της ή η τιμή της θα επιλεγεί από μια από τις ήδη υπάρχουσες HMS τιμές που έχει στα HMS ταξινομημένα διανύσματα λύσεων της αρμονικής μνήμης. Η δεύτερη περίπτωση είναι και αυτή που έχει τη μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβεί, αφού όπως ήδη αναφέρθηκε επιλέγονται κατά προτίμηση μεγάλες τιμές για την παράμετρο HMCR. Στην περίπτωση αυτή ορίζεται ένα συγκεκριμένο εύρος περιοχής της ταξινομημένης αρμονικής μνήμης το οποίο λαμβάνεται υπόψη για την επιλογή της τιμής της νέας μεταβλητής απόφασης του διανύσματος NHV. Η περιοχή αυτή της αρμονικής μνήμης περιλαμβάνει τα καλύτερα σε σχέση με την αντικειμενική τους συνάρτηση διανύσματα λύσεων. Το εύρος της περιοχής αυτής δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$top = \max \left( \text{int} \left( HMS \frac{NI - j + 1}{NI} \right), topmin \right), \quad j = 1, 2, \dots, NI \quad (4.32)$$

όπου  $topmin$  είναι η ελάχιστη τιμή που μπορεί να λάβει η μεταβλητή  $top$ .

Με αυτόν τον τρόπο ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης κατά τη διαδικασία σχηματισμού της νέας αρμονίας-λύσης, χρησιμοποιεί μόνο τα  $top$  διανύσματα λύσεων της ταξινομημένης αρμονικής μνήμης HM. Όπως προκύπτει από την εξίσωση (4.32), η τιμή της παραμέτρου  $top$  μικραίνει καθώς ο αριθμός των επαναλήψεων αυξάνει, με αποτέλεσμα η αναζήτηση τιμών για τις μεταβλητές απόφασης της νέας αρμονίας να περιορίζεται σε ένα όλο και μικρότερο τμήμα της ταξινομημένης αρμονικής μνήμης. Στις πρώτες επαναλήψεις το εύρος  $top$ , είναι απαραίτητο να

παίρνει μια μεγάλη τιμή ώστε να ενισχυθεί ο αλγόριθμος προς την κατεύθυνση αύξησης της ποικιλίας των τιμών των μεταβλητών απόφασης που συνιστούν τις διάφορες λύσεις. Καθώς αυξάνει ο αριθμός των επαναλήψεων και θεωρητικά προσεγγίζεται η βέλτιστη λύση, είναι θεμιτό το εύρος αυτό να μικραίνει, ώστε η αναζήτηση των τιμών του νέου διανύσματος NHV να γίνεται στοχευμένα στα καλύτερα, από άποψη τιμής αντικειμενικής συνάρτησης, διανύσματα λύσεων. Με αυτόν τον τρόπο είναι επίσης δυνατόν να μειωθεί ο αριθμός των απαιτούμενων επαναλήψεων για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Η παράμετρος  $tormin$  αποτελεί το κάτω όριο του εύρους  $tor$ , έτσι ώστε να είναι δυνατή η θεώρηση ενός συγκεκριμένου αριθμού της ταξινομημένης μνήμης HM μέχρι το τέλος των επαναλήψεων του αλγορίθμου. Η παράμετρος  $tormin$  μπορεί να εκφραστεί ως ποσοστό του μεγέθους της αρμονικής μνήμης ενώ για  $tormin=HMS$  αίρεται η επίδραση της παραμέτρου  $tor$  στον βελτιωμένο αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης.

Η φάση της θεώρησης της αρμονικής μνήμης κατά την εκτέλεση του βήματος του αυτοσχεδιασμού περιγράφεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$x_i^t = y_2 \leftarrow \begin{cases} x_i^t \in \{x_i^1, x_i^2, \dots, x_i^{top}\} \text{ with probability HMCR} \\ x_i^t \in X_i \text{ with probability (1-HMCR)} \end{cases} \quad (4.33)$$

Σύμφωνα με την παραπάνω εξίσωση, για  $HMCR=0,85$ , η τιμή της μεταβλητής  $x_i^t$  ( $y_2$  στο Σχήμα 4.1) στο διάνυσμα της νέας λύσης NHV θα προέρχεται κατά 85% από μία από τις τιμές της μεταβλητής  $x_i$  στις πρώτες  $tor$  γραμμές-διανύσματα του ταξινομημένου πίνακα HM ενώ κατά 15% η μεταβλητή  $x_i^t$  θα λάβει τυχαία μία τιμή από το αρχικό εύρος τιμών της.

Αφού η μεταβλητή απόφασης λάβει (με τυχαίο τρόπο) μια συγκεκριμένη τιμή από την ταξινομημένη αρμονική μνήμη, στη συνέχεια ελέγχεται αν θα πραγματοποιηθεί επιπλέον τροποποίησή της (pitch adjustment).

$$Pitch y_2 \leftarrow \begin{cases} \text{Yes with probability } PAR(j) , j = 1, 2, \dots, NI \\ \text{No with probability (1-PAR}(j)) , j = 1, 2, \dots, NI \end{cases} \quad (4.34)$$

όπου η τιμή της παραμέτρου  $PAR$  για κάθε επανάληψη  $j$  του αλγορίθμου υπολογίζεται από την εξίσωση (4.26).

Στη φάση αυτή, εάν ένας τυχαία παραγόμενος αριθμός  $ran4$  είναι μεγαλύτερος της πιθανότητας  $PAR(j)$ , ο αλγόριθμος προχωράει στην εκτέλεση του επόμενου βήματος (Βήμα 5<sup>ο</sup>). Εάν η απόφαση για περαιτέρω ρύθμιση της τιμής της νέας μεταβλητής απόφασης είναι θετική τότε επιλέγονται η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή που έχει λάβει η μεταβλητή απόφασης  $x_i$  στις πρώτες  $tor$  αρμονίες της ταξινομημένης μνήμης και στη συνέχεια η τιμή  $y_2$  προσαρμόζεται προς τα πάνω ή προς τα κάτω με πιθανότητα 50%-50%, με τη βοήθεια των ακόλουθων εξισώσεων:

$$x_i^t \leftarrow \begin{cases} y_3 = \text{int} \left( y_2 - \left( y_2 - \min(HM'(1:top)) \right) \times \text{ran}[0,1] \right) \\ \text{or} \\ y_4 = \text{int} \left( y_2 + \left( \max(HM'(1:top)) - y_2 \right) \times \text{ran}[0,1] \right) \end{cases} \quad (4.35)$$

Όπως αναφέρθηκε και στη προηγούμενη παράγραφο, ο συνδυασμός των τιμών των παραμέτρων  $PAR$  και  $bw$  καθορίζει σε αρκετά μεγάλο βαθμό την εξέλιξη της αρμονικής αναζήτησης. Πιο συγκεκριμένα, ο συνδυασμός μικρής τιμής για την παράμετρο  $PAR$  και μεγάλης για την παράμετρο



bw μπορεί να μειώσει την απόδοση του αλγορίθμου και να αυξήσει τον απαιτούμενο αριθμό επαναλήψεων που χρειάζεται ο αλγόριθμος για να οδηγηθεί στη βέλτιστη λύση. Η μικρή τιμή όμως του εύρους bw στις τελευταίες επαναλήψεις είναι απαραίτητη γιατί αυξάνει το συντονισμό των μεταβλητών που σχηματίζουν τη λύση αλλά ταυτόχρονα μπορεί να οδηγήσει τον αλγόριθμο σε πρόωρη σύγκλιση. Η μέθοδος της αυτοπροσαρμοζόμενης αρμονικής αναζήτησης [82] προτείνει ένα νέα τρόπο υπολογισμού του εύρους bw σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου. Έτσι, αντί της χρησιμοποίησης των εξισώσεων (4.27) και (4.28), η μέθοδος προσπαθεί να χρησιμοποιήσει τις ήδη υπάρχουσες αρμονίες-λύσεις της μνήμης HM. Πιο συγκεκριμένα, η παράμετρος bw εγκαταλείπεται, και η τοπική προσαρμογή της επιλεγείσας από τη μνήμη τιμής μιας μεταβλητής απόφασης γίνεται με βάση τη μέγιστη και την ελάχιστη τιμή που έχει η συγκεκριμένη μεταβλητή στα πρώτα *top* διανύσματα λύσεων της μνήμης HM. Με τον τρόπο αυτό εκτιμάται πως η αρμονία με τη μέγιστη ή την ελάχιστη αυτή τιμή θα προσεγγίσει ενστικτωδώς τη βέλτιστη λύση. Επίσης είναι προφανές ότι μέσω αυτού του μηχανισμού δεν υπάρχει κίνδυνος παραβίασης των ορίων των μεταβλητών.

#### **Βήμα 5<sup>ο</sup>: Ενημέρωση της αρμονικής μνήμης.**

Το διάνυσμα NHV που προκύπτει ύστερα από NL αυτοσχεδιασμούς (έναν για κάθε μεταβλητή απόφασης), αξιολογείται μέσω της επίλυσης των γραμμικών προβλημάτων (4.10) έως (4.19) και (4.20) έως (4.25) όπου οι ακέραιες μεταβλητές απόφασης  $n_j$  είναι γνωστές και ισούνται με τα στοιχεία  $x_j^f$  του διανύσματος NHV. Το συνολικό κόστος (επένδυσης και αποκοπής φορτίου) του νέου διανύσματος λύσης συγκρίνεται με το μεγαλύτερο συνολικό κόστος μεταξύ των λύσεων που περιέχονται στη αρμονική μνήμη HM που ουσιαστικά αντιστοιχεί στην αρμονία-λύση που βρίσκεται στην τελευταία γραμμή της ταξινομημένης αρμονικής μνήμης HM. Εάν είναι μικρότερο, το διάνυσμα της νέας αρμονίας NHV αντικαθιστά το τελευταίο διάνυσμα της ταξινομημένης αρμονικής μνήμης HM.

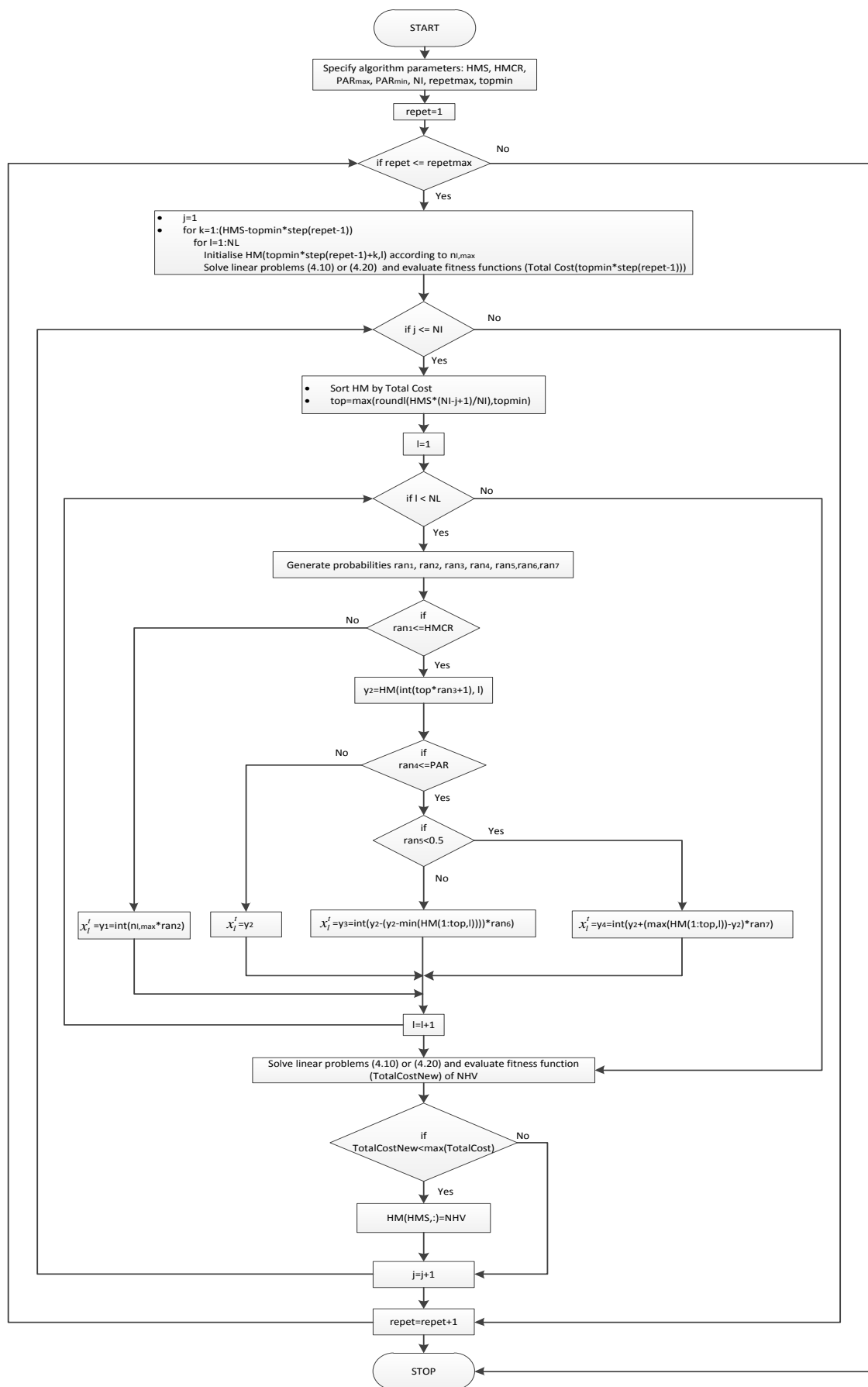
#### **Βήμα 6<sup>ο</sup>: Επανάληψη των βημάτων 3 έως 5**

Ο αλγόριθμος επαναλαμβάνει τα προηγούμενα βήματα 3 έως 5 μέχρι να ολοκληρωθεί ο μέγιστος προκαθορισμένος αριθμός επαναλήψεων *Nl* του αλγορίθμου.

#### **Βήμα 7<sup>ο</sup>: Επανεκκίνηση του αλγορίθμου**

Για την καλύτερη προσέγγιση του ολικού βέλτιστου του προβλήματος βελτιστοποίησης, στα ως άνω κλασικά βήματα σχεδόν όλων των ευριστικών αλγορίθμων προστέθηκε το βήμα της επανεκκίνησης του αλγορίθμου ύστερα από το πέρας κάθε *Nl* επαναλήψεων. Οι επανεκκινήσεις που δύναται να πραγματοποιηθούν ορίζονται από το μέγιστο αριθμό φάσεων του αλγορίθμου *repetmax* στην αρχή του προβλήματος. Κατά την επανεκκίνηση του αλγορίθμου, και πιο συγκεκριμένα στο Βήμα 2, η αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης HM πραγματοποιείται μόνο για τις τελευταίες *HMS-topmin* γραμμές του πίνακα των λύσεων HM. Με αυτόν τον τρόπο, κάθε καινούρια φάση του αλγορίθμου περιλαμβάνει τις καλύτερες *topmin* λύσεις της προηγούμενης φάσης στην αρχική της μνήμη HM, λύσεις από τις οποίες ουσιαστικά προέκυψε η βέλτιστη λύση της προηγούμενης φάσης.

Το συνολικό διάγραμμα ροής του αλγορίθμου της βελτιωμένης αρμονικής αναζήτησης παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.3.



Σχήμα 4.3: Διάγραμμα ροής της προτεινόμενης μεθόδου αρμονικής αναζήτησης

## 4.5 Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου σε πειραματικά δίκτυα

Ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης που υλοποιήθηκε στο παρόν κεφάλαιο εφαρμόστηκε αρχικά στο δίκτυο του Garver και στη συνέχεια στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE και των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας. Τα προβλήματα ασφαλούς επέκτασης (4.10) και (4.20) επιλύθηκαν τόσο με περιορισμούς ασφαλείας όσο και χωρίς αυτούς (πρόβλημα επάρκειας). Ο συντελεστής ποινής θεωρήθηκε ίσος με  $10^6 \$/\text{MW}$ . Μέχρι 4 παράλληλες γραμμές με τα ίδια χαρακτηριστικά η καθεμία μπορούν να είναι εγκατεστημένες ανά κλάδο. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος αξιολογείται με βάση δημοσιευμένα αποτελέσματα του προβλήματος επέκτασης του δικτύου του Garver, ενώ οι δυνατότητες του γίνονται φανερές στο αρκετά πιο πολύπλοκο πρόβλημα της επέκτασης του δικτύου για το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE και των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας.

### 4.5.1 Εφαρμογή στο δίκτυο του Garver

Το αρχικό δίκτυο του Garver καθώς και τα δεδομένα που αφορούν τις υφιστάμενες αλλά και τις υποψήφιες νέες γραμμές μεταφοράς παρουσιάζονται στους Πίνακες Β.1 και Β.2 του Παραρτήματος Β.1. Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ανέρχεται στα 1110MW ενώ το φορτίο αιχμής είναι 760MW. Στο αρχικό δίκτυο, ο ζυγός παραγωγής 6 (εγκατεστημένης ισχύος 600MW) είναι αρχικά απομονωμένος. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να καθίσταται υποχρεωτική η σύνδεσή του με το υπόλοιπο δίκτυο για την αποφυγή εμφάνισης αποκοπής φορτίου τόσο για κανονικές συνθήκες όσο και για συνθήκες N-1. Για το δίκτυο του Garver εξετάστηκαν 3 σενάρια σταθερής παραγωγής και το σενάριο της ανακατανομής. Τα δεδομένα παραγωγής για τα κάθε εξεταζόμενο σενάριο, φαίνονται στον Πίνακα 4.1. Το σενάριο 1 περιλαμβάνει τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ των γεννητριών και αντιστοιχεί στη περίπτωση που η κατανομή των μονάδων δεν είναι σταθερή αλλά μεταβάλλεται ανάλογα με τις συνθήκες του υπάρχοντος κάθε φορά δικτύου (είτε σε κανονικές συνθήκες είτε σε κατάσταση N-1) με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου. Οι υποψήφιοι κλάδοι είναι 15 ενώ μέχρι 4 γραμμές μπορεί να είναι εγκατεστημένες ανά κλάδο.

Οι καλύτερες λύσεις που υπολογίστηκαν για τα προβλήματα επάρκειας (adequacy TEP) και ασφάλειας (security TEP) των τεσσάρων σεναρίων παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.2. Οι λύσεις αυτές είναι οι βέλτιστες καθώς επαληθεύτηκαν από τα αποτελέσματα της εφαρμογή της μεθόδου Benders ενώ είναι δημοσιευμένα και στη διεθνή βιβλιογραφία.

**Πίνακας 4.1: Σενάρια παραγωγής για το δίκτυο του Garver**

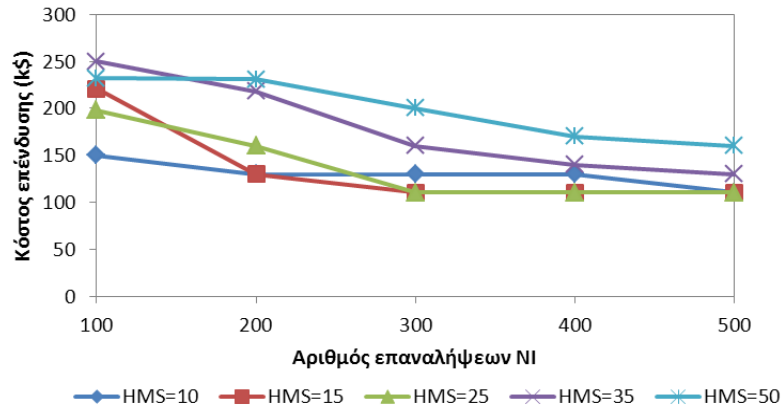
Ζυγός	Σενάριο 1 (MW)	Σενάριο 2 (MW)	Σενάριο 3 (MW)	Σενάριο 4 (MW)	Φορτίο (MW)
1	150	50	130	50	80
2	0	0	0	0	240
3	360	165	85	265	40
4	0	0	0	0	160
5	0	0	0	0	240
6	600	545	545	445	0
Σύνολο (MW)	1110	760	760	760	760

**Πίνακας 4.2: Καλύτερες λύσεις του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για τα 4 σενάρια επέκτασης για το δίκτυο του Garver**

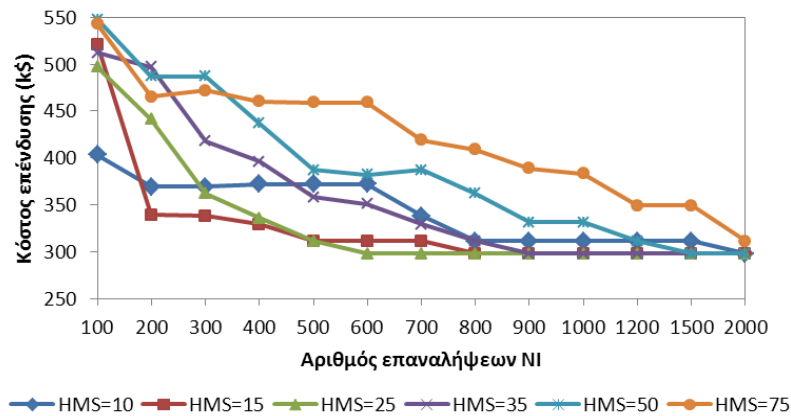
Από ζυγό	Προς ζυγό	Αριθμός νέων γραμμών							
		Adequate TEP				N-1 secure TEP			
		Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
1	2								
1	3								
1	4								
1	5								
1	6								
2	3					1			
2	4								
2	5			1				1	
2	6		4	4	3	1	4	4	4
3	4								
3	5	1	1		2	2	2		3
3	6						1		
4	5								
4	6	3	2	2	2	3	3	3	3
5	6							1	
Κόστος επένδυσης (κ\$)		110	200	211	190	180	298	302	270

Οι βέλτιστες αυτές λύσεις προέκυψαν ύστερα από μια ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τις παραμέτρους του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης. Από την ανάλυση των βημάτων του αλγορίθμου στην ενότητα 4.4, γίνεται φανερό ότι η παράμετρος HMS είναι αυτή που αυξάνει την ποικιλομορφία στις αρχικές λύσεις του πίνακα ΗΜ. Έτσι, ανάλογα το δίκτυο και την πολυπλοκότητα του προβλήματος (αριθμός υποψήφιων νέων γραμμών-μεταβλητών) αναμένεται μια διαφοροποίηση στη βέλτιστη τιμή της παραμέτρου αυτής. Μια μικρή τιμή για τη παράμετρο HMS μπορεί να χρειάζεται ένα μεγάλο αριθμό επαναλήψεων NI για την εύρεση του βέλτιστου. Μια αρκετά μεγάλη τιμή HMS μπορεί επίσης να χρειάζεται έναν μεγάλο αριθμό επαναλήψεων καθώς οι επιλογές κατά τη διαδικασία θεώρησης από τη μνήμη (Βήμα 4) θα είναι περισσότερες (μεγαλύτερος αριθμός διανυσμάτων λύσεων στον πίνακα ΗΜ) και μπορεί να υπάρξει καθυστέρηση στην εύρεση του ολικά βέλτιστου. Η πιθανότητα ΗΜCR, η οποία είναι και υπεύθυνη για τη θεώρηση της μνήμης στο Βήμα 4 του αλγορίθμου, αναμένεται να χρειάζεται να έχει αρκετά μεγάλες τιμές, κοντά στη μονάδα. Ο λόγος είναι η δυνατότητα που δίνει η μεγάλη αυτή τιμή στον αλγόριθμο να επιλέγει τις τιμές του νέου διανύσματος λύσης (NHV) από ήδη αξιολογημένες λύσεις.

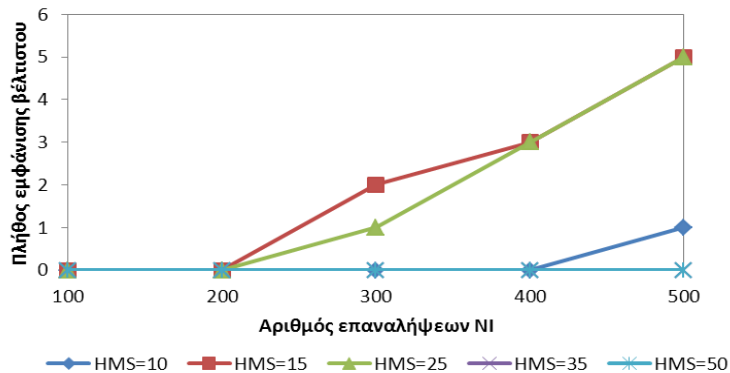
Αρχικά, ο αρμονικός αλγόριθμος εφαρμόστηκε χωρίς τις βελτιώσεις που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 4.4. Έτσι, η παράμετρος  $tor_{min}$  τέθηκε ίση με  $1 \cdot HMS$  ενώ δεν πραγματοποιείται επανεκκίνηση του αλγορίθμου μετά το πέρας του αριθμού των επαναλήψεων NI. Οι παράμετροι  $PAR_{min}$  και  $PAR_{max}$  τέθηκαν ίσες με 0,01 και 0,99 αντίστοιχα. Για  $HMCR=0,99$ , στα Σχήματα 4.4 και 4.5 παρουσιάζονται οι καλύτερες λύσεις όπως προέκυψαν ύστερα από 15 εκτελέσεις του αλγορίθμου για διάφορες τιμές HMS και NI για τα προβλήματα επαρκούς και ασφαλούς επέκτασης για τα Σενάρια 1 και 2 αντίστοιχα.



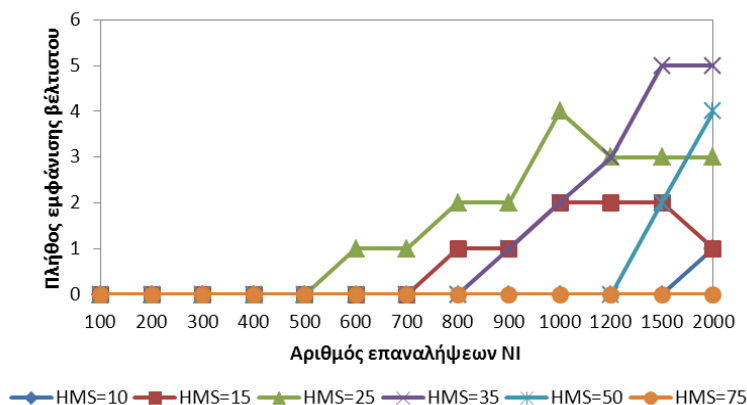
Σχήμα 4.4: Κόστος επένδυσης για διάφορες τιμές των παραμέτρων HMS και NI για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης για το Σενάριο 1 του δικτύου του Garver



Σχήμα 4.5: Κόστος επένδυσης για διάφορες τιμές των παραμέτρων HMS και NI για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης για το Σενάριο 2 του δικτύου του Garver



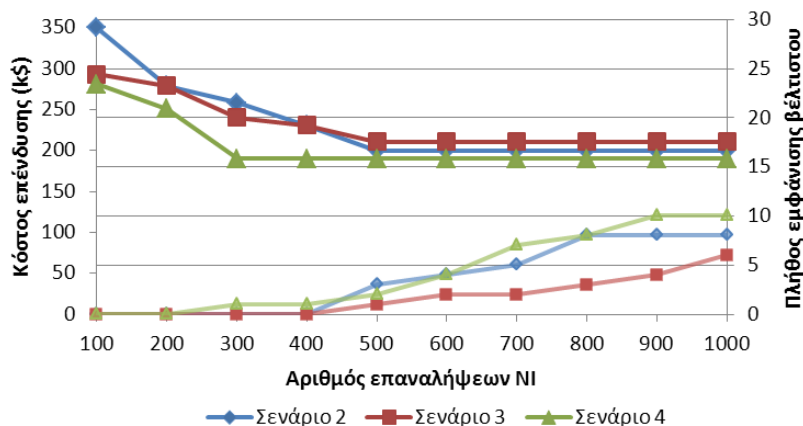
Σχήμα 4.6: Πλήθος εμφάνισης βέλτιστου ύστερα από 15 εκτελέσεις του αλγορίθμου για διάφορες τιμές των παραμέτρων HMS και NI για το πρόβλημα επαρκούς επέκτασης για το Σενάριο 1 του δικτύου του Garver



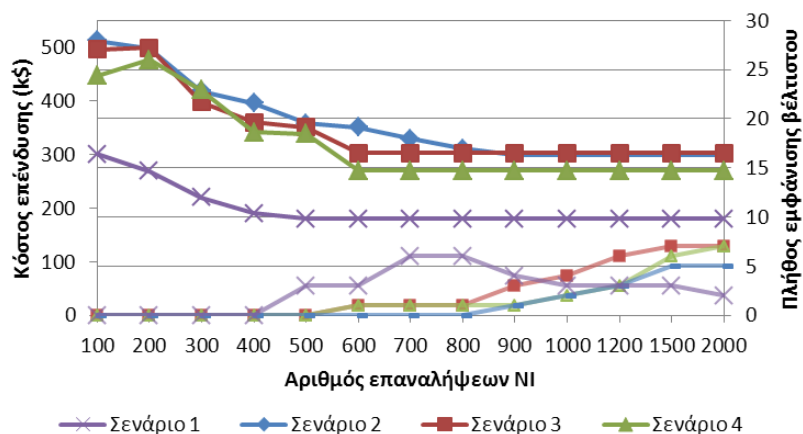
**Σχήμα 4.7:** Πλήθος εμφάνισης βέλτιστου ύστερα από 15 εκτελέσεις του αλγορίθμου για διάφορες τιμές των παραμέτρων HMS και NI για το πρόβλημα ασφαλούς επέκτασης για το Σενάριο 2 του δικτύου Garver

Από τα αποτελέσματα παρατηρείται πως οι καλύτερες λύσεις επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από το συνδυασμό των τιμών των παραμέτρων HMS και NI. Έτσι, για χαμηλές τιμές της HMS χρειάζεται αρκετά μεγάλος αριθμός NI για την εύρεση του βέλτιστου, ενώ και για μεγάλες τιμές της HMS, η εύρεση του βέλτιστου απαιτεί ακόμα μεγαλύτερο NI. Σημαντικός παράγοντας είναι το ποσοστό εμφάνισης της καλύτερης λύσης στις 15 συνολικά εκτελέσεις του αλγορίθμου, καθώς και ο συνολικός χρόνος εκτέλεσής του. Για παράδειγμα, στο Σχήμα 4.6 για HMS=15 ή 25 και NI=500 το ποσοστό εμφάνισης της βέλτιστης λύσης είναι 5/15 (33,3%), ενώ για HMS=10 και NI=500 το ποσοστό εμφάνισης είναι μόλις 1/15 (6,67%). Αν και το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver είναι ένα αρκετά εύκολο πρόβλημα από άποψη πολυπλοκότητας, παρόλα αυτά αναδεικνύει την επίδραση των τιμών των παραμέτρων HMS και NI στην προσπάθεια εύρεσης της βέλτιστης λύσης. Το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης απαιτεί την εγκατάσταση περισσότερων γραμμών και επομένως απαιτεί περισσότερες επαναλήψεις για την εύρεση της βέλτιστης λύσης. Βέβαια, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.7, η αύξηση του αριθμού των επαναλήψεων για δεδομένη τιμή HMS δε σημαίνει αυτόματα πως αυξάνεται και η πιθανότητα εμφάνισης του βέλτιστου, καθώς ο αριθμός NI επηρεάζει την τιμή της πιθανότητας PAR σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου, η οποία και είναι καθοριστική για τη ρύθμιση των διανυσμάτων λύσεων προς το τέλος του αριθμού των επαναλήψεων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, σε προβλήματα αυξημένης πολυπλοκότητας, το συχνό εγκλωβισμό του αλγορίθμου σε τοπικά βέλτιστα.

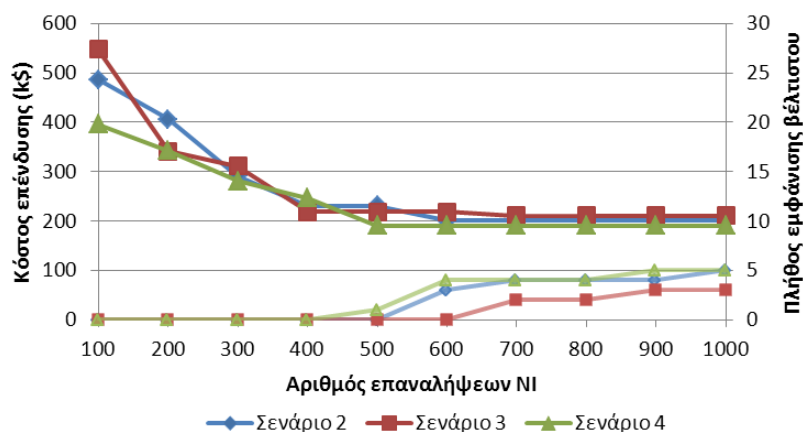
Στα Σχήματα 4.8 και 4.9 παρουσιάζονται οι καλύτερες λύσεις και το πλήθος εμφάνισης των βέλτιστων λύσεων του Πίνακα 4.2 θεωρώντας τιμή HMS=25 για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης (adequacy TEP) και HMS=35 για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης (security TEP). Και για τα δύο αυτά προβλήματα θεωρήθηκε HMCR=0,99. Στο Σχήμα 4.10 παρουσιάζεται η απόδοση του αλγορίθμου χωρίς την πιθανοτική αρχικοποίηση του Βήματος 3 της ενότητας 4.4. Σε αυτή την περίπτωση, οι αρχικές ακέραιες τιμές που μπορεί να λάβει κάθε στοιχείο του πίνακα HM (0 έως  $n_{ij,max}$ ) έχουν την ίδια πιθανότητα. Είναι φανερό πως η συγκεκριμένη προτεινόμενη αρχικοποίηση του αλγορίθμου βοηθάει τόσο στην πιο γρήγορη σύγκλιση του αλγορίθμου όσο και στην πιο πιθανή εύρεση του ολικού βέλτιστου. Στη συνέχεια εξετάζεται η συμπεριφορά του αλγορίθμου σε σχέση με την τιμή της παραμέτρου HMCR για NI=1000. Όπως αναμενόταν, (Σχήματα 4.11 και 4.12), ο αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης δίνει καλύτερες λύσεις για δεδομένο αριθμό επαναλήψεων όταν χρησιμοποιούνται υψηλές τιμές για την πιθανότητα HMCR. Δηλαδή, για το συγκεκριμένο πρόβλημα βελτιστοποίησης, η απόδοση του αλγορίθμου είναι καλύτερη όταν λαμβάνεται υπόψη σχεδόν αποκλειστικά η μνήμη HM κατά τη δημιουργία της νέας αρμονίας-λύσης NHV. Το χαρακτηριστικό αυτό του αλγορίθμου, οδήγησε στην προσπάθεια περαιτέρω βελτίωσης της απόδοσης του αλγορίθμου μέσω της χρησιμοποίησης της μεταβλητής *top*.



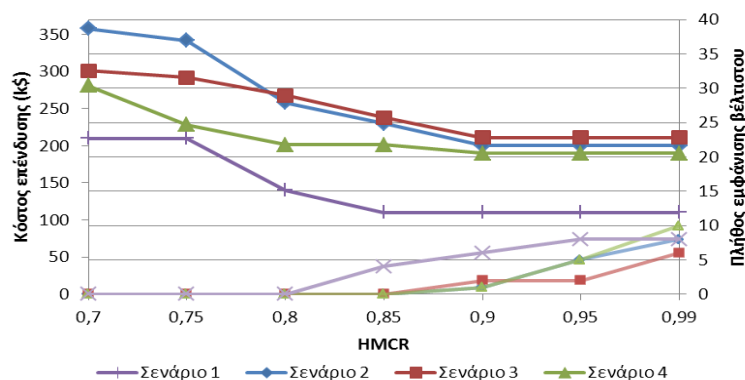
Σχήμα 4.8: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 2 έως 4 για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver



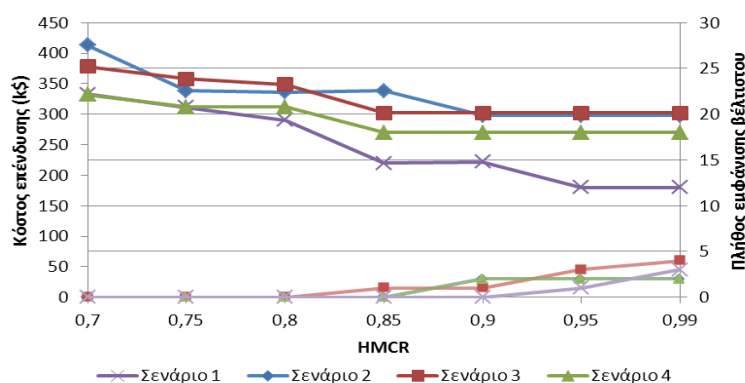
Σχήμα 4.9: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 1 έως 4 για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου του Garver



Σχήμα 4.10: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 2 έως 4 για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver χωρίς την πιθανοτική αρχικοποίηση του πίνακα HM



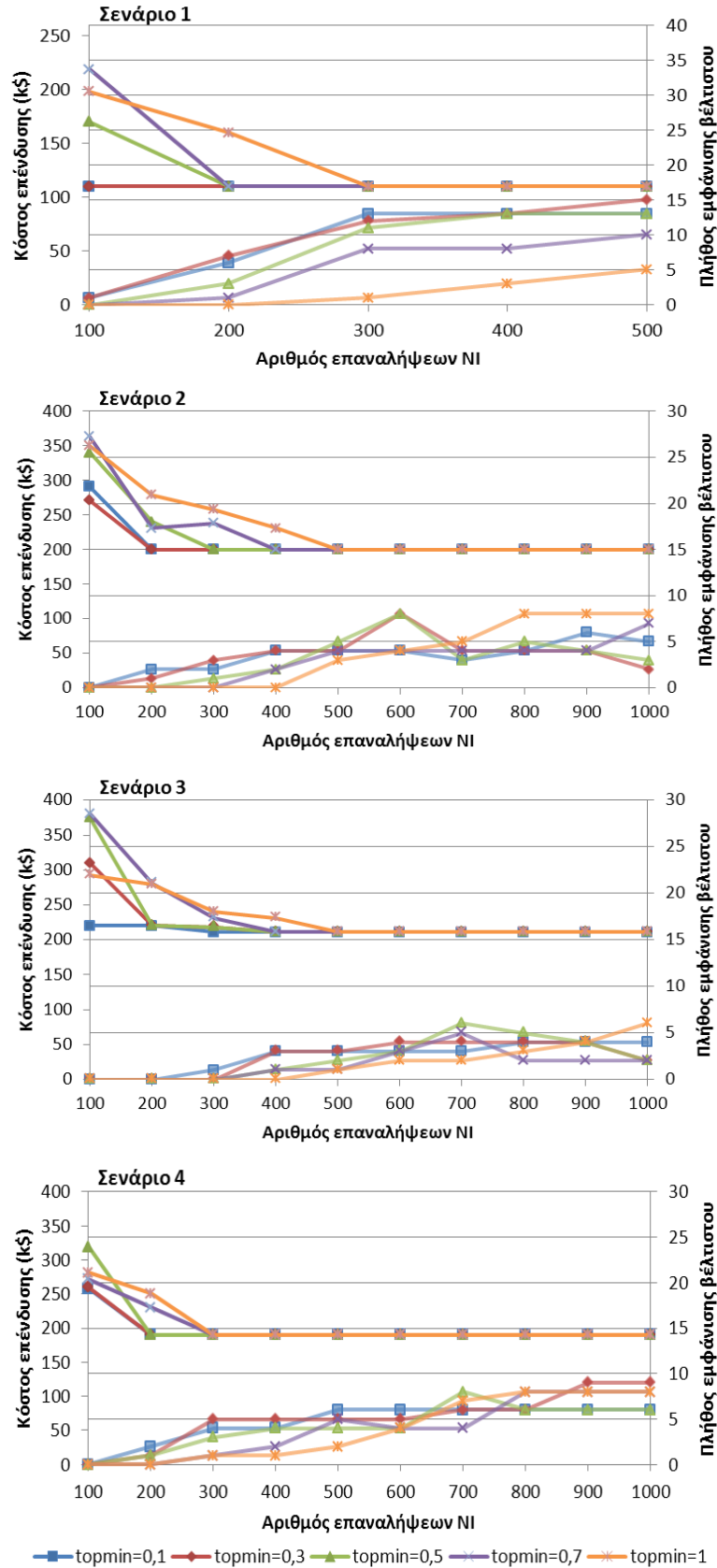
Σχήμα 4.11: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 1 έως 4 για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver για διάφορες τιμές της πιθανότητας HMCR και NI=1000



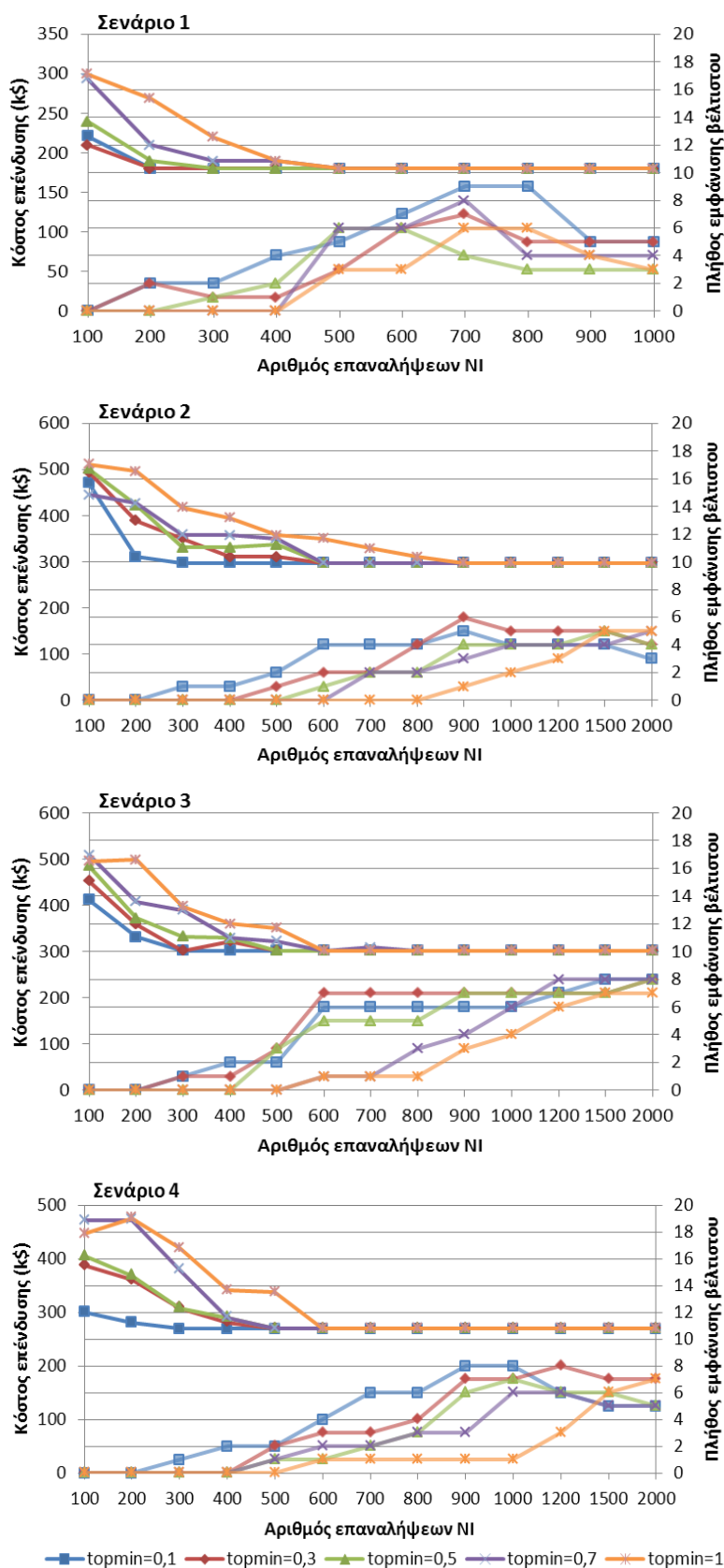
Σχήμα 4.12: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 1 έως 4 για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου του Garver για διάφορες τιμές της πιθανότητας HMCR και NI=1000

Στα Σχήματα 4.13 και 4.14 παρουσιάζονται οι καλύτερες λύσεις του βελτιωμένου αρμονικού αλγορίθμου για διάφορες τιμές της παραμέτρου *tormin*. Σε όλα τα σενάρια παρατηρείται βελτίωση της απόδοσης του αλγορίθμου σε σχέση με την περίπτωση  $tormin=1 \cdot HMS$ , τόσο στον αριθμό των επαναλήψεων που απαιτούνται για την εύρεση της βέλτιστης λύσης όσο και στην πιθανότητα εύρεσης της βέλτιστης αυτής λύσης σε κάθε εκτέλεση του αλγορίθμου για ίδιο αριθμό επαναλήψεων. Για όλες τις προσομοιώσεις έχει θεωρηθεί  $HMCR=0,99$ ,  $HMS=25$  για τα προβλήματα της επαρκούς επέκτασης και  $HMS=35$  για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης. Η χρησιμοποίηση της μεταβλητής *tor*, αυξάνει την πιθανότητα εμφάνισης του βέλτιστου σε μικρότερο αριθμό επαναλήψεων, άρα και σε λιγότερο υπολογιστικό χρόνο. Από την άλλη μεριά, η αύξηση του αριθμού των επαναλήψεων δεν αυξάνει πάντα την πιθανότητα αυτή. Το γεγονός αυτό οφείλεται εν μέρει στη μεταβλητή PAR και στην παράμετρο HMS, όπως ήδη έχει αναφερθεί, αλλά σημαντικό ρόλο παίζουν και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του εύρους *tor* και της παραμέτρου *tormin*. Η αύξηση του αριθμού NI «καθυστερεί» τη διαδικασία περιορισμού των επιλογών από τη μνήμη HM που η μεταβλητή *tor* παρέχει. Έτσι, ο αλγόριθμος μπορεί εύκολα να παγιδευτεί σε περισσότερα του ενός τοπικά βέλτιστα, από τα οποία να μη μπορέσει τελικά να προσεγγίσει το ολικό βέλτιστο, λόγω της τιμής της παραμέτρου *tormin*. Αντίθετα, μεγάλη τιμή NI χωρίς τη χρησιμοποίηση της μεταβλητής *tor*, μπορεί να εξασφαλίσει την εύρεση του βέλτιστου με αρκετά μεγάλη πιθανότητα, αλλά ο υπολογιστικός χρόνος που θα χρειαστεί είναι πολύ μεγαλύτερος. Αν συνυπολογιστεί και ο αριθμός των εκτελέσεων του αλγορίθμου για την εξασφάλιση της εύρεσης του βέλτιστου, τότε ο συνολικός χρόνος επίλυσης του προβλήματος γίνεται μη αποδεκτός.

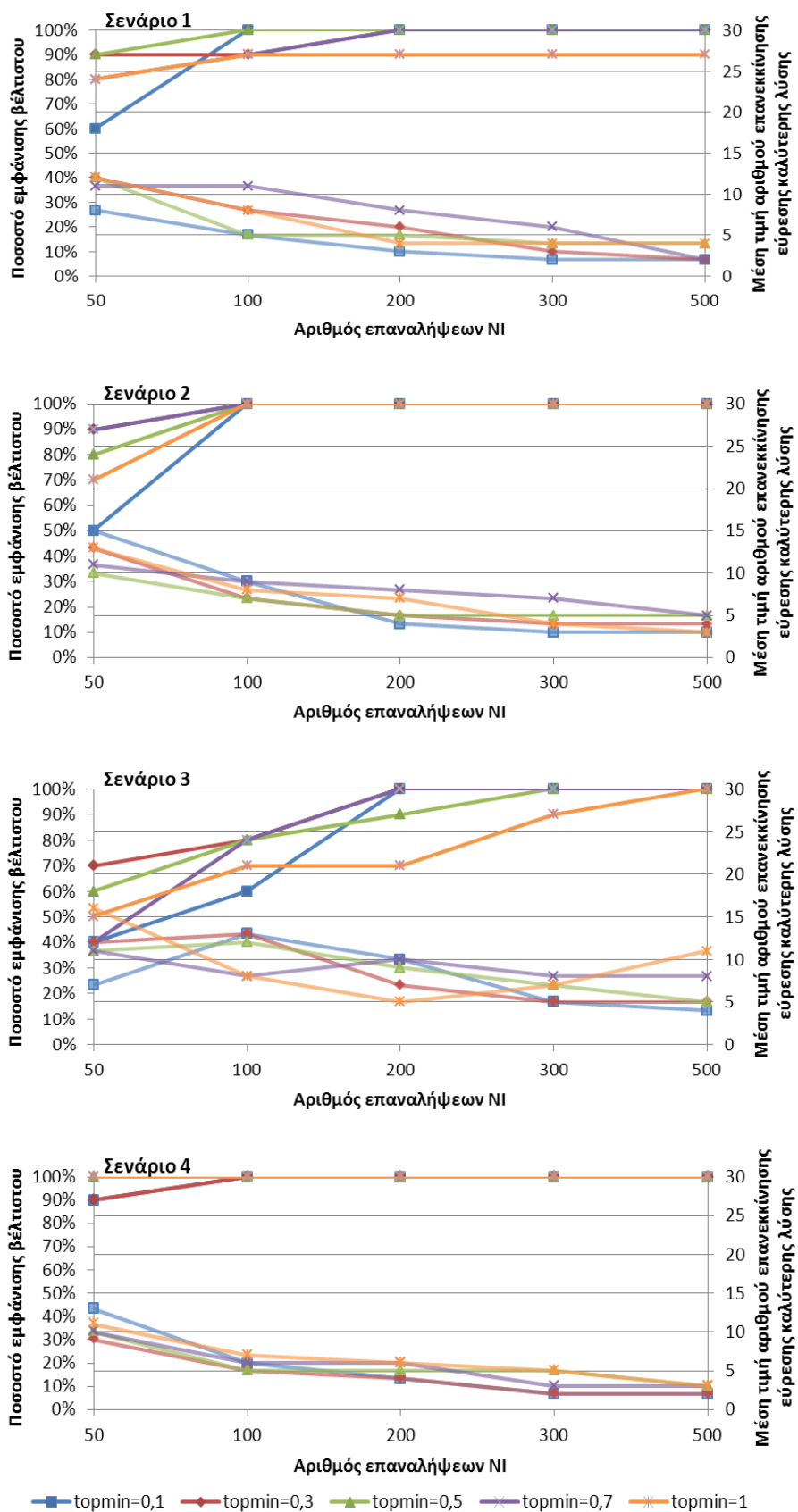




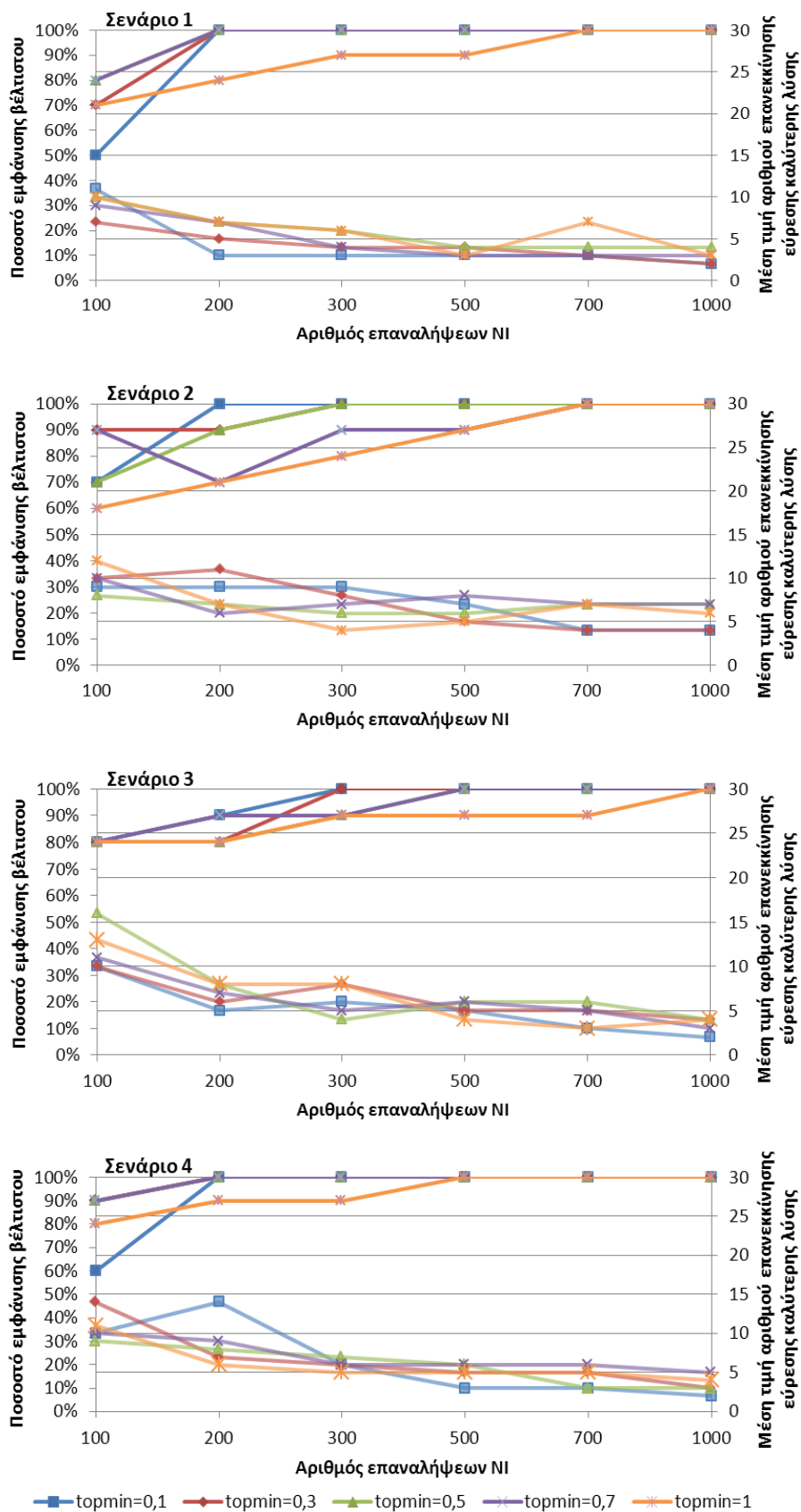
Σχήμα 4.13: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 1 έως 4 του προβλήματος της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver για διάφορες τιμές της παραμέτρου topmin



Σχήμα 4.14: Κόστος επένδυσης και πλήθος εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για τα Σενάρια 1 έως 4 του προβλήματος της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου του Garver για διάφορες τιμές της παραμέτρου topmin



Σχήμα 4.15: Ποσοστό εμφάνισης της βέλτιστης λύσης και μέσος αριθμός επανεκκινήσεων για την εύρεση της καλύτερης λύσης σε κάθε εκτέλεση του αλγορίθμου για τα Σενάρια 1 έως 4 του προβλήματος της επαρκούς επέκτασης του δικτύου του Garver



Σχήμα 4.16: Ποσοστό εμφάνισης της βέλτιστης λύσης και μέσος αριθμός επανεκκινήσεων για την εύρεση της καλύτερης λύσης σε κάθε εκτέλεση του αλγορίθμου για τα Σενάρια 1 έως 4 του προβλήματος της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου του Garver

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος αυτού, στον προτεινόμενο αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης, εισήχθη ένας ακόμα επαναληπτικός βρόχος μετά το πέρας του αριθμού των επαναλήψεων NI. Λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός ότι η χρησιμοποίηση της μεταβλητής *top* εμφανίζει αυξημένες πιθανότητες εμφάνισης του βέλτιστου σε μικρότερο αριθμό επαναλήψεων, δίνεται η δυνατότητα στον αλγόριθμο να κρατήσει τις καλύτερες *topmin* λύσεις του τελικού πίνακα HM όπως προέκυψαν μετά τις NI επαναλήψεις του, και στη συνέχεια να αρχικοποιήσει μόνο τις “HMS-*topmin*” τελευταίες γραμμές (διανύσματα λύσεων) του ταξινομημένου τελικού πίνακα HM. Για τις προσομοιώσεις για τα Σενάρια 1 έως 4 του Garver, θεωρήθηκε *repetmax*=30, ενώ για τον στατιστικό υπολογισμό της απόδοσής του, ο αλγόριθμος εκτελέστηκε δέκα φορές. Ο αριθμός επανεκκίνησης εύρεσης της καλύτερης λύσης του αλγορίθμου αναφέρεται στην επανεκκίνηση αυτή ( $\leq 30$ ) όπου πρωτοεμφανίζεται η τελική (και όχι πάντα η βέλτιστη) λύση του αλγορίθμου.

Στα Σχήματα 4.15 και 4.16 γίνεται φανερό η βελτίωση που επιτυγχάνεται στην απόδοση του αλγορίθμου με τη χρησιμοποίηση της διαδικασίας της επανεκκίνησης. Ακόμα και για πολύ μικρό αριθμό επαναλήψεων NI, η πιθανότητα εύρεσης του ολικού βέλτιστου είναι πολύ μεγάλη, χωρίς να συνδυάζεται με μεγάλη αύξηση του υπολογιστικού χρόνου. Για παράδειγμα, για το Σενάριο 2 της ασφαλούς επέκτασης που παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.16, η πιθανότητα εύρεσης του βέλτιστου για NI=300 είναι 100% για τις περιπτώσεις που  $topmin \leq 0,5 \cdot HMS$ , ενώ ο μέσος αριθμός επανεκκινήσεων που χρειάζεται για την εύρεση της βέλτιστης λύσης είναι μικρότερος του 10. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα αυτά με τα αντίστοιχα αποτελέσματα χωρίς την επανεκκίνηση του αλγορίθμου (Σχήμα 4.14), παρατηρείται ότι στην περίπτωση μη επανεκκίνησης του αλγορίθμου, η πιθανότητα εύρεσης του βέλτιστου για NI=300 είναι μεγαλύτερη από μηδέν μόνο για την περίπτωση που  $topmin = 0,1 \cdot HMS$  (6,67%) ενώ ακόμα και για την περίπτωση που δίνει το μεγαλύτερο αριθμό εμφάνισης βέλτιστου (NI=900,  $topmin = 0,3 \cdot HMS$ ) η πιθανότητα εύρεσης του βέλτιστου είναι αρκετά χαμηλή (40%). Όσον αφορά τον υπολογιστικό χρόνο, για NI=300, κάθε εκτέλεση του αλγορίθμου χωρίς τη διαδικασία της επανεκκίνησης χρειάζεται περίπου 0,67sec ενώ για τα αποτελέσματα του Σχήματος 4.16, ο μέσος χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου για NI=300 ανέρχεται σε 4,78sec. Η αύξηση όμως αυτή του υπολογιστικού χρόνου προσφέρει μια σχεδόν βέβαιη εύρεση του ολικού βέλτιστου.

#### 4.5.2 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE

Το αρχικό δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE καθώς και τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς παρουσιάζονται στους Πίνακες B.3 και B.4 του Παραρτήματος B.2. Για την αύξηση της δυσκολίας αλλά και της πολυπλοκότητας του προβλήματος, θεωρήθηκε πως η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής καθώς και το φορτίο αιχμής είναι τρεις φορές αυτή που παρουσιάζεται στον Πίνακα B.4: 10215MW και 8550MW αντίστοιχα. Υποψήφιοι κλάδοι προς ενίσχυση είναι όλοι οι υφιστάμενοι καθώς και οι επτά νέοι κλάδοι του Πίνακα 4.3. Τα χαρακτηριστικά των υποψήφιων γραμμών για κάθε κλάδο παρουσιάζονται στον Πίνακα B.3 και στον Πίνακα 4.3. Το κόστος εγκατάστασης των νέων γραμμών που συνδέονται στα 230kV θεωρήθηκε ίσο με 200k\$/km, αυτών που συνδέονται στα 132kV 100k\$/km, ενώ το κόστος εγκατάστασης των μετασχηματιστών 132kV/230kV θεωρήθηκε ίσο με 12,5k\$/MW. Το κόστος των υποψηφίων γραμμών του Πίνακα 4.3 θα μπορούσε να θεωρηθεί μεγαλύτερο λόγω των νέων οδεύσεων που απαιτούνται για την εγκατάσταση των νέων γραμμών. Τέλος, μέχρι 4 γραμμές μπορούν να είναι εγκατεστημένες σε κάθε κλάδο ενώ οι συνολικοί υποψήφιοι κλάδοι για ενίσχυση ή επέκταση είναι 41. Για το συγκεκριμένο προς επέκταση δίκτυο εξετάστηκαν 4 σενάρια σταθερής παραγωγής (σενάρια G1 έως G4) [84] και το σενάριο της ανακατανομής της παραγωγής G0. Τα δεδομένα παραγωγής για κάθε σενάριο παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4 ανά ζυγό, καθώς στη μορφοποίηση του κεφαλαίου αυτού δε λαμβάνονται υπόψη τυχόν διαφορετικά κόστη παραγωγής για γεννήτριες που συνδέονται σε ίδιους ζυγούς.

**Πίνακας 4.3: Δεδομένα υποψήφιων γραμμών μεταφοράς για επτά νέους κλάδους για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Ωμική αντίσταση / γραμμή (ρμ)	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή (ρμ)	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (κ\$)	Μήκος (km)
35	1	8	0,0348	0,1344	175	3500	35
36	2	8	0,0328	0,1267	175	3300	33
37	6	7	0,0497	0,192	175	5000	50
38	13	14	0,0057	0,0447	500	6200	31
39	14	23	0,008	0,062	500	8600	43
40	16	23	0,0105	0,0822	500	11400	57
41	19	23	0,0078	0,0606	500	8400	42

**Πίνακας 4.4: Σενάρια παραγωγής για το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE**

Ζυγός	Σενάριο G0 (MW)	Σενάριο G1 (MW)	Σενάριο G2 (MW)	Σενάριο G3 (MW)	Σενάριο G4 (MW)	Φορτίο (MW)
1	576	576	465	576	520	324
2	576	576	576	576	520	291
3	0	0	0	0	0	540
4	0	0	0	0	0	222
5	0	0	0	0	0	213
6	0	0	0	0	0	408
7	900	900	722	900	812	375
8	0	0	0	0	0	513
9	0	0	0	0	0	525
10	0	0	0	0	0	585
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	1773	1773	1424	1457	1599	0
14	0	0	0	0	0	795
15	645	645	645	325	581	582
16	465	465	465	282	419	951
17	0	0	0	0	0	300
18	1200	1200	1200	603	718	999
19	0	0	0	0	0	543
20	0	0	0	0	0	384
21	1200	1200	1200	951	1077	0
22	900	900	900	900	900	0
23	1980	315	953	1980	1404	0
24	0	0	0	0	0	0
Σύνολο (MW)	10215	8550	8550	8550	8550	8550

Όπως είναι αναμενόμενο και αναδείχθηκε και στην εφαρμογή του αλγορίθμου στο δίκτυο του Garver, το πρόβλημα της επέκτασης με σταθερή παραγωγή είναι πιο δύσκολο καθώς λόγω της μη ευελιξίας της παραγωγής χρειάζονται να προστεθούν περισσότερες γραμμές στο δίκτυο για την απαλοιφή της αποκοπής φορτίου σε σχέση με τα αποτελέσματα της επέκτασης όπου λαμβάνεται υπόψη η «βέλτιστη» κατανομή της παραγωγής. Έτσι, στο πρόβλημα της επέκτασης με ανακατανομή της παραγωγής, για κάθε προτεινόμενο σχέδιο επέκτασης του αλγορίθμου, επιλύεται ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (4.1) με γνωστές τις τιμές του διανύσματος  $n$ , δηλαδή τον αριθμό των νέων γραμμών ανά κλάδο, για την εύρεση της βέλτιστης κατανομής της παραγωγής η οποία ελαχιστοποιεί την αποκοπή φορτίου. Στο πρόβλημα της επέκτασης με σταθερή παραγωγή, ο υπολογισμός της αποκοπής φορτίου υπολογίζεται μέσω μιας επίλυσης DC ροής φορτίου, χρησιμοποιώντας τη σχέση (4.21), και σύγκριση των υπολογιζόμενων ροών ενεργού ισχύος με τα όρια συνεχούς φόρτισης των εγκατεστημένων γραμμών του προτεινόμενου από τον αλγόριθμο σχεδίου. Οι υπολογιζόμενες «υπερφορτίσεις» των γραμμών αντιστοιχούν στην αποκοπή φορτίου που πρέπει να εφαρμοστεί στο δίκτυο. Στην περίπτωση του προβλήματος ασφαλούς επέκτασης, το πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού για την περίπτωση της ανακατανομής της παραγωγής ή η DC ροή φορτίου για την περίπτωση της σταθερής παραγωγής, επιλύονται επιπλέον τόσες φορές όσες είναι οι εγκατεστημένες γραμμές (ή όσοι είναι οι κλάδοι στην περίπτωση που υπάρχει παραπάνω από μια γραμμή ανά κλάδο) στο δίκτυο σε κάθε λύση του αλγορίθμου. Είναι φανερό, πως ενώ το πρόβλημα της επέκτασης με σταθερή παραγωγή είναι πιο δύσκολο, καθώς περιλαμβάνει λιγότερες μεταβλητές ελέγχου, η αξιολόγηση κάθε αρμονίας-λύσης πραγματοποιείται πολύ πιο γρήγορα σε σχέση με την αξιολόγηση της λύσης μέσω επίλυσης ενός ή περισσότερων προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού για την περίπτωση ανακατανομής της παραγωγής. Η δυσκολία της επίλυσης των προβλημάτων αντικατοπτρίζεται τόσο στον απαιτούμενο αριθμό επαναλήψεων NI όσο και τον αριθμό εμφάνισης της καλύτερης λύσης για συγκεκριμένο αριθμό τρεξιμάτων του αλγορίθμου.

Αρχικά επιλύθηκε το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης (adequate TEP), όπως παρουσιάστηκε στο πρόβλημα (4.1), για την περίπτωση που η παραγωγή των γεννητριών συμπεριλαμβάνεται στις μεταβλητές του προβλήματος (σενάριο G0), και στο πρόβλημα (4.20), παραλείποντας τον τρίτο όρο της αντικειμενικής συνάρτησης και τον περιορισμό (4.22), για την περίπτωση που η παραγωγή των γεννητριών θεωρείται σταθερή (σενάρια G1 έως G4). Οι παράμετροι του αλγορίθμου για το πρόβλημα αυτό τέθηκαν ίσοι με τις εξής τιμές:  $PAR_{min}=0,01$ ,  $PAR_{max}=0,99$ ,  $HMCR=0,99$  και  $HMS=50$ . Τα σενάρια G0 έως G4 αρχικά επιλύθηκαν χωρίς την επιλογή της επανεκκίνησης του αλγορίθμου ( $repetmax=1$ ). Οι καλύτερες λύσεις ύστερα από 15 τρεξιματα του αλγορίθμου παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.5 ενώ στο Σχήμα 4.17 παρουσιάζεται η απόδοση του αλγορίθμου για διάφορες τιμές της παραμέτρου  $topmin$  και του αριθμού επαναλήψεων NI. Η απόδοση του αλγορίθμου μετράται μέσω του μέσου σχετικού σφάλματος των 15 λύσεων του αλγορίθμου σε σχέση με τη βέλτιστη λύση του Πίνακα 4.5.

Από τα αποτελέσματα του Σχήματος 4.17 παρατηρείται πως η συμβολή της παραμέτρου  $topmin$ , και επομένως της μεταβλητής  $top$ , στη βελτίωση της απόδοσης του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης είναι πολύ σημαντική. Για χαμηλές τιμές NI, ο αλγόριθμος έχει μεγαλύτερη πιθανότητα να βρει τη βέλτιστη λύση όταν η παράμετρος  $topmin$  έχει μικρή τιμή. Δηλαδή, όταν η τυχαία επιλογή της επόμενης τιμής μιας μεταβλητής απόφασης πραγματοποιείται μέσω χρησιμοποίησης των καλύτερων αποθηκευμένων λύσεων του ταξινομημένου πίνακα αρμονικής μνήμης HM. Το σχετικό σφάλμα των λύσεων για αυτές τις χαμηλές τιμές NI είναι επίσης πιο χαμηλό χρησιμοποιώντας μικρές τιμές  $topmin$ , γεγονός που δείχνει πως η λύση η οποία βρίσκει ο αλγόριθμος είναι με μεγάλη πιθανότητα αρκετά κοντά στη βέλτιστη. Η θετική συνεισφορά όμως της μεταβλητής  $top$ , μπορεί να περιοριστεί με την αύξηση του αριθμού των επαναλήψεων NI. Ο λόγος, όπως αναφέρθηκε και στις προσομοιώσεις του δικτύου του Garver, είναι η επίδραση της παραμέτρου  $PAR$  η οποία καθυστερεί να πάρει μεγάλες τιμές (4.26) όταν αυξάνεται ο αριθμός NI. Επομένως οι λιγότερες αναζητήσεις της επόμενης τιμής μιας μεταβλητής απόφασης από τον

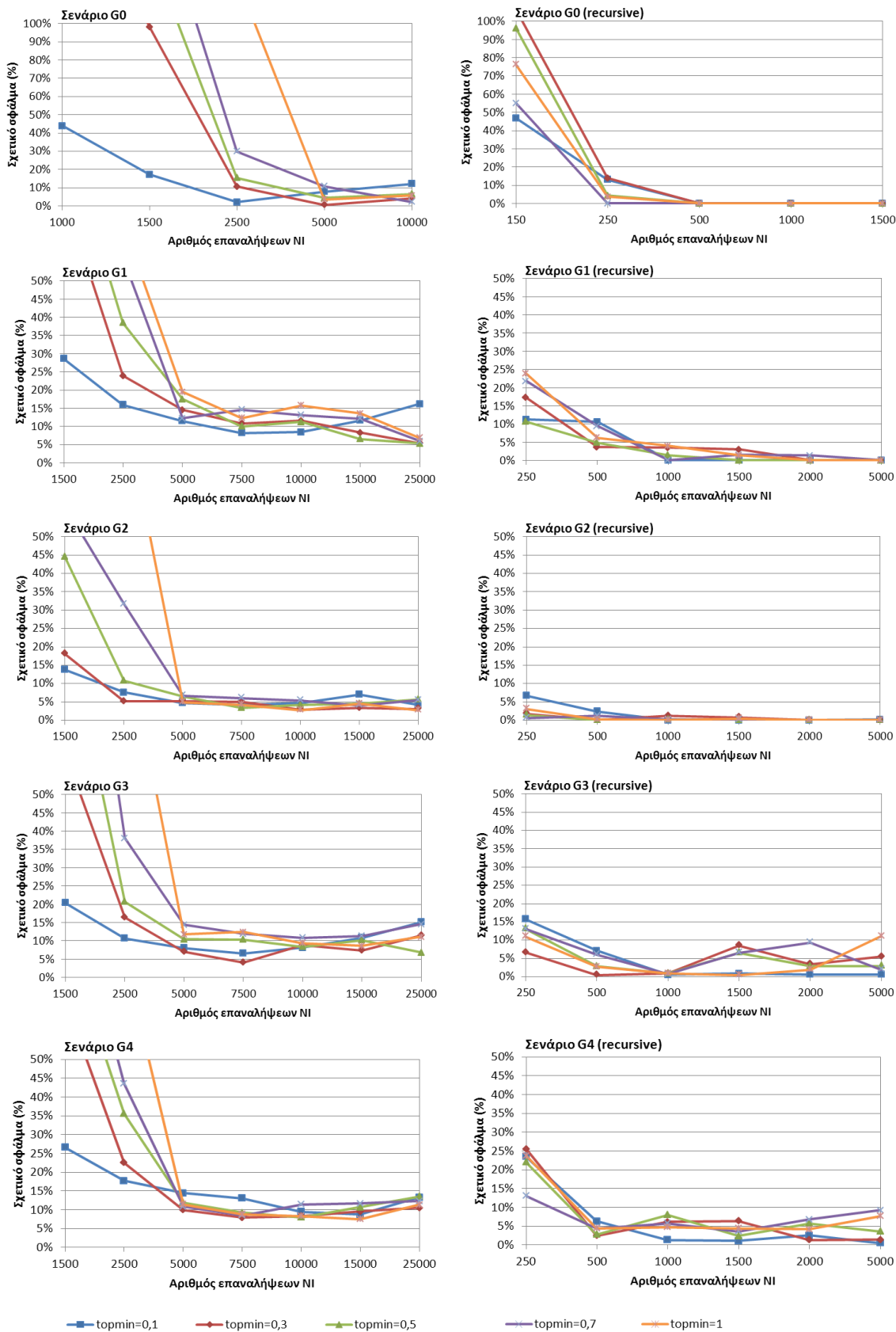
ταξινομημένο πίνακα αρμονικής μνήμης, μειώνει την επίδραση της μεταβλητής *top* και ο αλγόριθμος μπορεί να έχει καλύτερη απόδοση για μεγαλύτερες τιμές της παραμέτρου *topmin*.

Η χρησιμοποίηση της δυνατότητας επανεκκίνησης του αλγορίθμου σε συνδυασμό με τη χρήση της μεταβλητής *top* αυξάνει σημαντικά την πιθανότητα εμφάνισης της βέλτιστης λύσης για σχετικά χαμηλές τιμές *NI*. Στη δεξιά στήλη του Σχήματος 4.17 παρουσιάζεται το σχετικό σφάλμα των τελικών λύσεων για 10 τρεξίματα του αλγορίθμου, χρησιμοποιώντας *repetmax=15*, για τα σενάρια G0 έως G4. Όπως και στην περίπτωση του Garver, ο μέσος αριθμός των επανεκκινήσεων που χρειάζεται ο αλγόριθμος για να βρει τη βέλτιστη λύση μειώνεται με την αύξηση του αριθμού επαναλήψεων *NI*, αλλά η αύξηση που προκαλείται στον υπολογιστικό χρόνο από τις διαδοχικές επανεκκινήσεις του αλγορίθμου αντισταθμίζεται από τη μείωση του σχετικού σφάλματος στις τελικές του λύσεις. Παρόλα αυτά, ο συνδυασμός μικρής τιμής *topmin* και μικρού αριθμού *NI* μπορεί να δώσει χειρότερα αποτελέσματα σε σχέση με μια μεγαλύτερη τιμή *topmin* για ίδιο πάντα αριθμό *NI* όπως φαίνεται στα αποτελέσματα στη δεξιά στήλη του Σχήματος 4.17 για  $NI < 1000$  για τα σενάρια G1 έως G4 και  $NI < 500$  για το σενάριο G0. Στα σενάρια G3 και G4 παρατηρείται πως δεν επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση του σχετικού σφάλματος με την αύξηση του αριθμού επαναλήψεων *NI*, καθώς ο αλγόριθμος και στα δύο σενάρια παγιδεύεται συχνά σε πολύ κοντινή λύση από άποψη κόστους σε σχέση με τις βέλτιστες λύσεις του Πίνακα 4.5. Την ιδιαιτερότητα αυτή δεν μπορεί να αντιμετωπίσει πάντα με επιτυχία η διαδικασία της επανεκκίνησης, καθώς οι γραμμές της υπο-βέλτιστης λύσης διαφέρουν αρκετά σε σχέση με αυτές της βέλτιστης.

**Πίνακας 4.5: Καλύτερες λύσεις του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για τα 5 σενάρια επαρκούς επέκτασης για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Από ζυγό / Προς ζυγό		Αριθμός νέων γραμμών				
			Adequate TEP				
			Σενάριο G0	Σενάριο G1	Σενάριο G2	Σενάριο G3	Σενάριο G4
3	1	5		1	1		
6	3	9					1
7	3	24		1	1		
10	6	10	1	1	1	1	1
11	7	8	2	2	1	2	2
14	9	11					1
17	10	12	1		1	1	1
19	11	14					1
23	14	16	1	1	1	1	1
26	15	24		1	1		
27	16	17		2	2	1	1
28	16	19		1			
29	17	18		1	2		
33	20	23				1	
Κόστος επένδυσης (κ\$)			15200	37000	39200	21800	32700





Σχήμα 4.17: Απόδοση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με και χωρίς επανεκκίνηση για τα Σενάρια G0 έως G4 του προβλήματος της επαρκούς επέκτασης του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE για διάφορες τιμές της παραμέτρου topmin

Η βελτίωση που επιτυγχάνεται με την προτεινόμενη μεταβλητή  $tor$  γίνεται ακόμα πιο φανερή στο αρκετά πιο πολύπλοκο πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης (security TEP). Οι τιμές των παραμέτρων του αλγορίθμου που χρησιμοποιήθηκαν ήταν:  $PAR_{min}=0,01$  ,  $PAR_{max}=0,99$  ,  $HMCR=0,99$  και  $HMS=75$ . Οι καλύτερες λύσεις ύστερα από 15 τρεξίματα του αλγορίθμου χωρίς τη δυνατότητα επανεκκίνησης παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.6 ενώ στο Σχήμα 4.18 παρουσιάζεται η απόδοση του αλγορίθμου για διάφορες τιμές της παραμέτρου  $tor_{min}$  και του αριθμού επαναλήψεων  $NI$  τόσο για τον επαναληπτικό (recursive) όσο και για τον μη επαναληπτικό αλγόριθμο. Στα αποτελέσματα του Πίνακα 4.6 έχει προστεθεί και η καλύτερη λύση του σεναρίου G1 στην περίπτωση εφαρμογής της δυνατότητας επανεκκίνησης του αλγορίθμου (recursive algorithm), λύση την οποία ο αλγόριθμος δε μπόρεσε να βρει σε καμία από τις δοκιμές του Σχήματος 4.18 χωρίς τη δυνατότητα επανεκκίνησης. Το σχετικό σφάλμα των 15 λύσεων του μη επαναληπτικού αλγορίθμου είναι μικρότερο για χαμηλές τιμές  $NI$  όταν χρησιμοποιείται μικρή τιμή για την παράμετρο  $tor_{min}$ , ενώ η απόδοση του αλγορίθμου με τη χρήση της μεταβλητής  $tor$  μπορεί να χειροτερέψει για μεγάλο αριθμό επαναλήψεων  $NI$  (>10000). Όπως και στα αποτελέσματα της επαρκούς επέκτασης, η χρησιμοποίηση της δυνατότητας επανεκκίνησης του αλγορίθμου ελαχιστοποιεί σε μεγάλο βαθμό το σχετικό σφάλμα των λύσεων. Λόγω όμως της αυξημένης πολυπλοκότητας του προβλήματος (οι νέες γραμμές που περιλαμβάνουν οι τελικές λύσεις είναι συχνά περισσότερες από 20) ο προτεινόμενος επαναληπτικός αλγόριθμος δε μπορεί να εγγραφεί την εύρεση της βέλτιστης λύσης του Πίνακα 4.6 για τα σενάρια G1 έως G4 αλλά η βελτίωση που επιτυγχάνεται στο σχετικό σφάλμα είναι αρκετά μεγάλη σε σχέση με τον μη επαναληπτικό αλγόριθμο.

Ο υπολογιστικός χρόνος που απαιτήθηκε ανά επανεκκίνηση του αλγορίθμου για  $NI=1500$ , χρησιμοποιώντας ένα PC με CPU 3.0 GHz και 2 GB RAM, ήταν:

Για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης (adequate TEP):

- 19-21sec για το σενάριο ανακατανομής της παραγωγής, G0
- 1,1-1,3sec για τα σενάρια σταθερής παραγωγής, G1-G4

Για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης (security TEP):

- 11-12,5min για το σενάριο ανακατανομής της παραγωγής, G0
- 40-50sec για τα σενάρια σταθερής παραγωγής, G1-G4

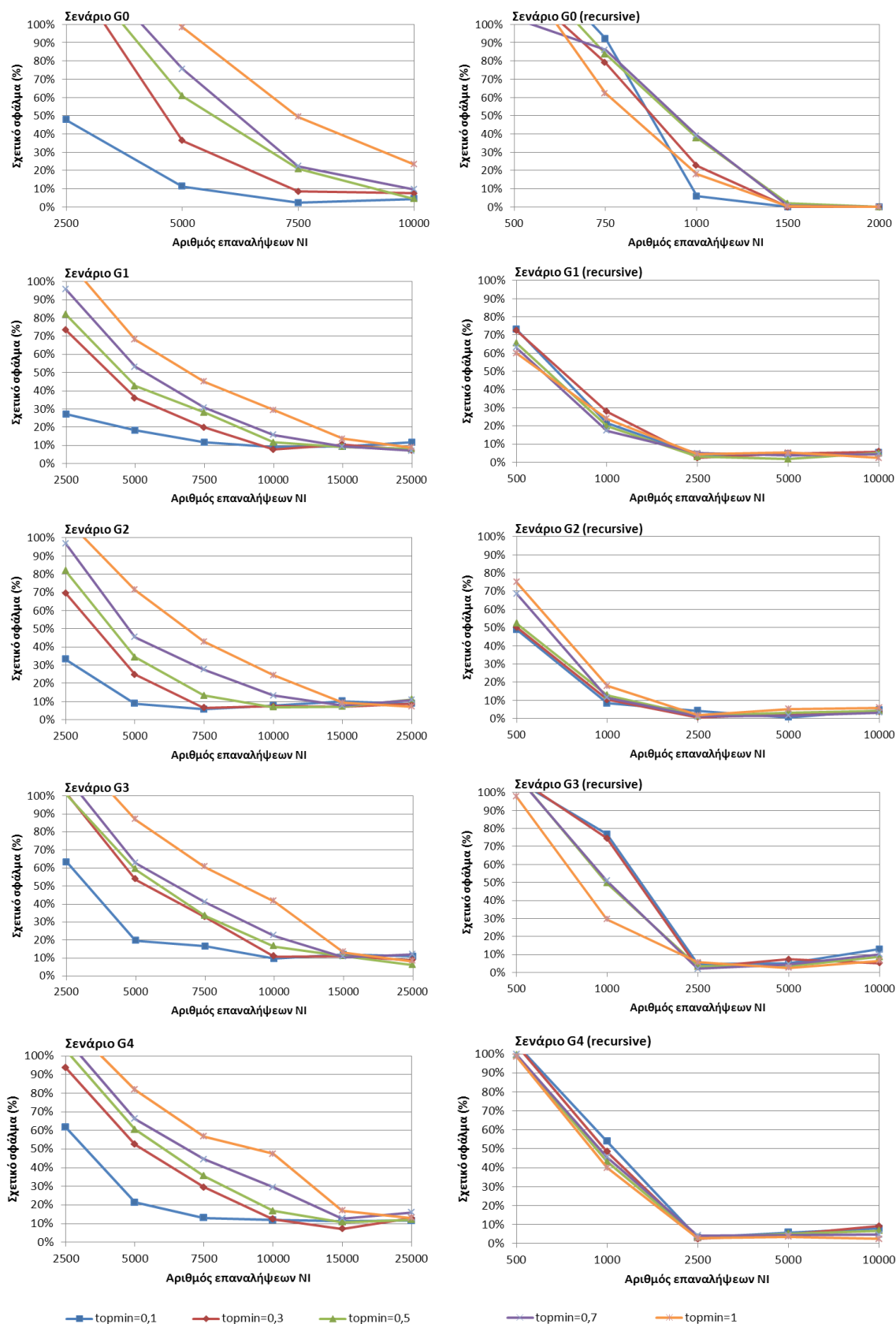
Θα πρέπει να σημειωθεί πως το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης του συστήματος μεταφοράς όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο αυτό, είναι ένα πρόβλημα με πολύ λίγες μεταβλητές ελέγχου ενώ και η χρησιμοποίηση ενός τόσο μεγάλου συντελεστή ποινής  $pf_e$  για το κόστος της αποκοπής φορτίου κάνει το πρόβλημα αρκετά δύσκολο. Η απόδοση του προτεινόμενου αλγορίθμου όμως σε όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν, ήταν αρκετά ικανοποιητική. Μέσω της χρησιμοποίησης της προτεινόμενης μεταβλητής  $tor$  επιτυγχάνεται η εύρεση των βέλτιστων λύσεων των προβλημάτων μειώνοντας τον υπολογιστικό χρόνο (και τον αριθμό επαναλήψεων  $NI$ ) ενώ η χρησιμοποίηση της προτεινόμενης επαναληπτικής διαδικασίας αυξάνει την πιθανότητα εμφάνισης των βέλτιστων αυτών λύσεων και επομένως μειώνει τον αριθμό των τρεξιμάτων που πρέπει να γίνουν για τη σίγουρη εύρεσή τους. Μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση στο πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς είναι ο συνδυασμός των δύο προσεγγίσεων όσον αφορά την κατανομή των γεννητριών που παρουσιάστηκαν στο παρόν κεφάλαιο και αναλύεται στην ενότητα 7.3.

**Πίνακας 4.6: Καλύτερες λύσεις του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για τα 5 σενάρια ασφαλούς επέκτασης για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Από ζυγό	Προς ζυγό	Αριθμός νέων γραμμών Security TEP					
			Σενάριο G0	Σενάριο G1 - (Recursive)	Σενάριο G1	Σενάριο G2	Σενάριο G3	Σενάριο G4
3	1	5	1	(1)	2	1	2	1
4	2	4		(1)		1		
6	3	9		(2)		1	2	
7	3	24	1		2	2	1	2
8	4	9	1		1		1	1
10	6	10	2	(2)	2	2	2	2
11	7	8	2	(3)	3	2	3	3
14	9	11		(1)				
15	9	12					1	
16	10	11	1	(1)	1	1		1
17	10	12		(1)		1	1	1
18	11	13	1		1			
19	11	14		(1)				
20	12	13		(1)		1	1	1
23	14	16	1	(2)	2	2	1	1
24	15	16		(1)	1			
25	15	21		(1)	1	1	1	1
26	15	24	1		2	2		2
27	16	17	1	(3)	3	3	1	1
28	16	19		(2)	2	1		
29	17	18		(2)	2	2		
31	18	21		(1)				
33	20	23					2	1
34	21	22		(1)	1	1	1	1
39	14	23					1	1
Κόστος επένδυσης (κ\$)			44100	(101300)	101700	101000	82700	90700

#### 4.5.3 Εφαρμογή στο δίκτυο των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας

Τα δεδομένα του δικτύου των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας παρουσιάζονται στους Πίνακες Β.10 και Β.11 του Παραρτήματος Β.3. Το υφιστάμενο δίκτυο, το οποίο απεικονίζεται στο Σχήμα Β.4 του Παραρτήματος Β.3, αποτελείται από 12 ζυγούς παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 10545MW ενώ το φορτίο αιχμής είναι 6880MW. Από τους 46 ζυγούς του δικτύου, υπάρχουν 11 μη συνδεδεμένοι ζυγοί, εκ των οποίων δύο αποτελούν ζυγούς παραγωγής (ζυγοί 28 και 31). Οι υφιστάμενες γραμμές του δικτύου είναι 62 με διάφορα όρια συνεχούς φόρτισης, ανάλογα με το επίπεδο τάσης στο οποίο βρίσκονται και τα τεχνολογικά τους χαρακτηριστικά, ενώ οι κλάδοι στους οποίους μπορεί να εγκατασταθούν νέες γραμμές είναι 79, εκ των οποίων οι 32 αποτελούν νέες οδεύσεις. Τα χαρακτηριστικά των υποψήφιων γραμμών για κάθε κλάδο παρουσιάζονται στον Πίνακα Β.10 ενώ μέχρι 4 γραμμές μπορούν να είναι εγκατεστημένες σε κάθε κλάδο. Το δίκτυο αποτελεί ένα καλό παράδειγμα αξιολόγησης των δυνατοτήτων του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης, καθώς πρόκειται για ένα πραγματικό δίκτυο το οποίο εκτός από το σχετικά μεγάλο μέγεθός του, περιλαμβάνει και τη δυνατότητα σύνδεσης νέων ζυγών και δημιουργίας νέων κλάδων για την εύρεση της πιο οικονομικής επέκτασης για την αντιμετώπιση της αιχμής του.



Σχήμα 4.18: Απόδοση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με και χωρίς επανεκκίνηση για τα Σενάρια G0 έως G4 του προβλήματος της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE για διάφορες τιμές της παραμέτρου topmin

Αρχικά επιλύθηκε το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης (adequate TEP) για το σενάριο της ανακατανομής (G0) και το σενάριο της σταθερής παραγωγής (G1). Στην ενότητα αυτή, ακολουθήθηκε μόνο ο επαναληπτικός αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης. Οι σταθεροί παράμετροι του επαναληπτικού αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που επιλέχθηκαν ήταν οι εξής:  $PAR_{min}=0,01$  ,  $PAR_{max}=0,99$  ,  $HMCR=0,99$  ,  $HMS=75$  και  $repetmax=20$ . Η καλύτερη λύση που βρέθηκε για το πρόβλημα της επαρκούς επέκτασης για την περίπτωση της ανακατανομής (G0) είναι 72.870k\$ με τις εξής 9 νέες γραμμές:

$$n_{2-5}=1, n_{5-6}=2, n_{6-46}=1, n_{13-20}=1, n_{20-21}=2, n_{20-23}=1, n_{42-43}=1$$

ενώ η καλύτερη λύση για την περίπτωση της σταθερής παραγωγής (G1) είναι 154.420k\$:

$$n_{5-6}=2, n_{6-46}=1, n_{19-25}=1, n_{20-21}=1, n_{24-25}=2, n_{26-29}=3, \\ n_{28-30}=1, n_{29-30}=2, n_{31-32}=1, n_{42-43}=2$$

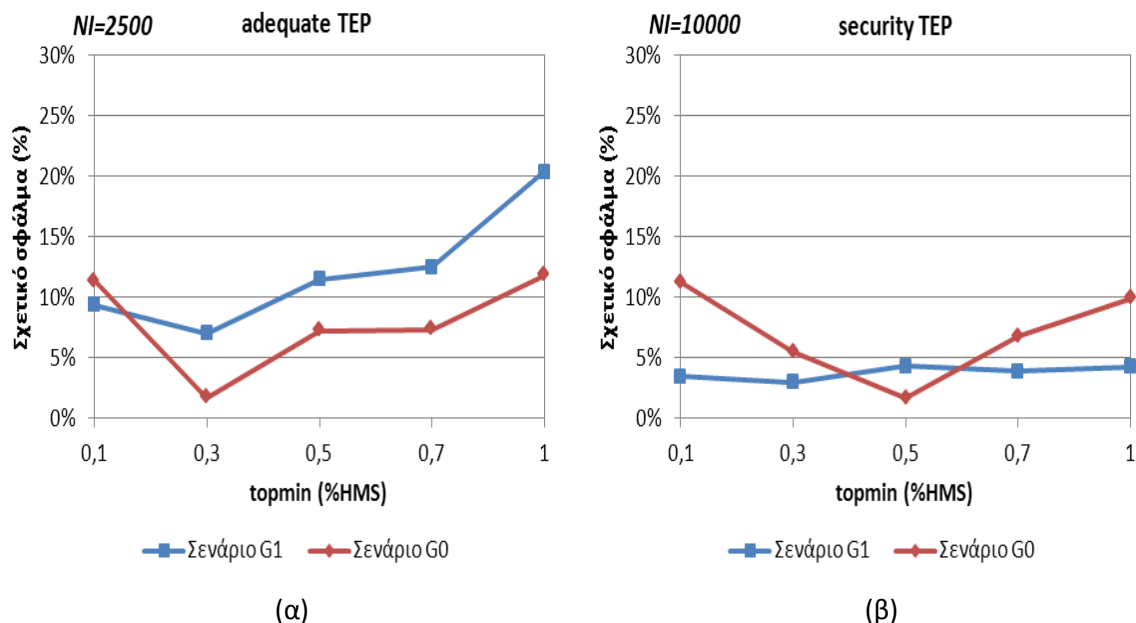
Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το πρόβλημα της επέκτασης θεωρώντας σταθερή παραγωγή έχει λιγότερους βαθμούς ελευθερίας, με αποτέλεσμα να είναι πιο δύσκολη η εύρεση του ολικά βέλτιστου. Αντίθετα, αν θεωρηθεί πως η παραγωγή των γεννητριών μπορεί να αλλάξει (με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου), το κόστος της επέκτασης του δικτύου είναι σαφώς μικρότερο αλλά ο υπολογιστικός χρόνος που απαιτείται είναι πολύ μεγαλύτερος. Ο λόγος είναι πως στην περίπτωση της ανακατανομής, για την αξιολόγηση κάθε αρμονίας-λύσης είναι απαραίτητη η επίλυση του γραμμικού προβλήματος της βέλτιστης ροής φορτίου (DCOPF) εν αντιθέσει με την περίπτωση σταθερής παραγωγής όπου η αξιολόγηση κάθε λύσης επιτυγχάνεται μέσω επίλυσης μια απλής ροής φορτίου (DCPF). Η χρησιμοποίηση της μεταβλητής *torpmin* καθώς και της δυνατότητας επανεκκίνησης του αλγορίθμου ( $repetmax>0$ ), έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της πιθανότητας εύρεσης του βέλτιστου σε μικρότερο υπολογιστικό χρόνο, χρησιμοποιώντας δηλαδή μικρότερο αριθμό επαναλήψεων NI. Στο Σχήμα 4.19α παρουσιάζεται η απόδοση του αλγορίθμου για NI=2500 και διάφορες τιμές της παραμέτρου *torpmin*, λαμβάνοντας υπόψη το σχετικό σφάλμα των τελικών λύσεων του αλγορίθμου σε σχέση με τις βέλτιστες λύσεις που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Ο αλγόριθμος εκτελέστηκε συνολικά 10 φορές για κάθε σενάριο. Η χρησιμοποίηση μεγαλύτερου αριθμού επαναλήψεων NI, δεν αυξάνει απαραίτητα την απόδοση του αλγορίθμου, καθώς λόγω του μεγέθους του προβλήματος, ο αλγόριθμος μπορεί εύκολα να εγκλωβιστεί σε τοπικά ελάχιστα. Η επίδραση της παραμέτρου *torpmin* είναι εμφανής περισσότερο στις ενδιάμεσες τιμές (0,3HMS και 0,5HMS). Ο αριθμός των επανεκκινήσεων που κατά μέσο όρο χρειάστηκε ο αλγόριθμος για να βρει την καλύτερη λύση σε κάθε εκτέλεση του ήταν 9 για το σενάριο G0 και 10 για το σενάριο G1 και ο υπολογιστικός χρόνος για κάθε επανεκκίνηση ήταν 123sec και 7,8sec αντίστοιχα.

Στη συνέχεια, επιλύθηκε το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης (security TEP) για τα δύο σενάρια παραγωγής G0 και G1. Για την επίλυση του προβλήματος αυτού επιλέχθηκε μεγαλύτερος αριθμός για το μέγεθος του πίνακα των διανυσμάτων λύσεων (HMS=100) ενώ λόγω της πολύ μεγάλης δυσκολίας του προβλήματος και του μεγάλου υπολογιστικού χρόνου που απαιτείται, ο αριθμός επαναλήψεων NI επιλέχθηκε ίσος με 10000. Η καλύτερη λύση που βρήκε ο αλγόριθμος για το σενάριο G0 είναι 248.011k\$:

$$n_{2-5}=1, n_{5-11}=4, n_{11-46}=3, n_{12-14}=1, n_{14-22}=1, n_{18-20}=2, n_{19-25}=1, n_{20-21}=2, \\ n_{21-25}=1, n_{23-24}=1, n_{24-25}=2, n_{28-43}=1, n_{42-43}=2$$

ενώ για το σενάριο G1 είναι 356.086k\$:

$$n_{2-5}=1, n_{5-6}=3, n_{6-46}=2, n_{12-14}=1, n_{14-22}=1, n_{17-19}=1, n_{19-21}=1, n_{19-25}=1, n_{20-21}=2, n_{21-25}=1, \\ n_{24-25}=3, n_{28-31}=2, n_{31-32}=2, n_{31-41}=1, n_{32-43}=1, n_{40-41}=1, n_{40-45}=1, n_{42-43}=3$$



**Σχήμα 4.19:** Απόδοση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με επανεκκίνηση για τα σενάρια G0 και G1 των προβλημάτων επαρκούς και ασφαλούς επέκτασης του δικτύου των 46 ζυγών της NA Βραζιλίας για διάφορες τιμές της παραμέτρου *topmin*

Θα πρέπει να σημειωθεί πως η αποκοπή φορτίου στις καλύτερες αυτές λύσεις του προβλήματος είναι μηδενική για όλες τις N-1 καταστάσεις του δικτύου, εν αντιθέσει με τις λύσεις που έχουν παρουσιαστεί έως σήμερα στη βιβλιογραφία [84]. Η απόδοση του αλγορίθμου για διάφορες τιμές της μεταβλητής *topmin* παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.19β. Η πιθανότητα εύρεσης των καλύτερων λύσεων είναι πολύ μικρή και στα δύο σενάρια (μικρότερη του 10% για τις περιπτώσεις με το χαμηλότερο σχετικό σφάλμα), ενώ η επίδραση της μεταβλητής *topmin* δεν είναι τόσο εμφανής για το σενάριο G1 λόγω κυρίως των πολλών υποψήφιων εναλλακτικών νέων οδεύσεων του δικτύου. Παρόλα αυτά ο αλγόριθμος προσεγγίζει ικανοποιητικά τις καλύτερες λύσεις, γεγονός που τον καθιστά κατάλληλο για χρήση σε προβλήματα μεγάλης πολυπλοκότητας όπου αναλυτικές μέθοδοι μπορεί να μη συγκλίνουν σε κάποια λύση (λόγω ίσως και της μη επαρκούς υπολογιστικής μνήμης). Τέλος το μικρό σχετικό σφάλμα του καθιστά τον αλγόριθμο κατάλληλο και για προβλήματα όπου τα δεδομένα εισόδου προσεγγίζονται με στατιστικό τρόπο μέσω προσομοίωσης πολλών αλλά με συγκεκριμένη βαρύτητα σεναρίων λειτουργίας.

## 4.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Το πρόβλημα της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς είναι ένα μη ακέραιο και μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης. Για την επίλυση της κλασικής αναπαράστασης του προβλήματος έχουν χρησιμοποιηθεί αρκετές μέθοδοι μαθηματικής βελτιστοποίησης αλλά και διάφορες ευριστικές τεχνικές. Στο κεφάλαιο αυτό προτείνεται και υλοποιείται ένας βελτιωμένος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης ο οποίος εφαρμόζεται στις δύο, διαφορετικές ως προς τη θεώρηση της παραγωγής ως σταθερή ή μεταβλητή, μορφοποιήσεις του προβλήματος στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς. Από τα αποτελέσματα του βελτιωμένου αλγορίθμου στα πειραματικά δίκτυα 6 ζυγών του Garver, 24 ζυγών της IEEE και 46 ζυγών της NA Βραζιλίας, παρατηρείται σημαντική βελτίωση της απόδοσής του τόσο όσον αφορά την πιθανότητα εύρεσης της βέλτιστης λύσης όσο και στις απαιτούμενες επαναλήψεις άρα και στον απαιτούμενο υπολογιστικό χρόνο που ο αλγόριθμος χρειάζεται για να καταλήξει ή να βρεθεί με μικρό σχετικό σφάλμα κοντά στη βέλτιστη αυτή λύση.

---

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

---

# Πιθανοτική επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αβεβαιότητα αιολικής παραγωγής και αιχμής φορτίου

## 5.1 Εισαγωγή

Η στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται στην εύρεση των κατάλληλων και πιο οικονομικών εκείνων εγκαταστάσεων που πρέπει να εισέλθουν στο δίκτυο για την επαρκή και ασφαλή τροφοδοσία των καταναλωτών κατά την αιχμή του φορτίου. Η μεγάλη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά αναγκαία την ενσωμάτωση της αβεβαιότητας της παραγωγής τους στο πρόβλημα της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς. Στο κεφάλαιο αυτό το πρόβλημα της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς επιλύεται με πιθανοτικό τρόπο, χρησιμοποιώντας τη μέθοδο αποσύνθεσης Benders, ενσωματώνοντας το κριτήριο ασφάλειας N-1 καθώς και την αβεβαιότητα αιολικής παραγωγής. Ο αλγόριθμος που προτείνεται μπορεί να εφαρμοστεί τόσο για την εύρεση όσο και για την αξιολόγηση των κατάλληλων εγκαταστάσεων μεταφοράς που μειώνουν την πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην αιχμή του συστήματος. Σκοπός της προτεινόμενης μεθόδου είναι η ανάλυση με πιθανοτικό τρόπο της επίδρασης της αβεβαιότητας της αιολικής παραγωγής και της αιχμής του φορτίου στις απαιτούμενες επενδύσεις μεταφοράς για την ασφαλή τροφοδοσία των καταναλωτών. Ο αλγόριθμος δίνει την ευελιξία στο σχεδιαστή του δικτύου να θέσει όρια στη μέγιστη αποκοπή φορτίου που επιτρέπεται να έχει πιθανότητα να εμφανιστεί κατά την αιχμή του συστήματος. Οι προτεινόμενες από τον αλγόριθμο επενδύσεις σχεδόν μηδενίζουν την πιθανότητα η αποκοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερη από αυτό το όριο κατά την αιχμή του συστήματος. Η ίδια μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί και σε άλλες χρονικές στιγμές πλην της αιχμής που μπορεί να εμφανιστούν προβλήματα συμφόρησης και πιθανής αποκοπής φορτίου.

Η επίλυση του πιθανοτικού προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς επιλέχθηκε να πραγματοποιηθεί με τη μαθηματική προσέγγιση βελτιστοποίησης της μεθόδου αποσύνθεσης Benders (Benders decomposition) καθώς η ιδιότητα της μεθόδου να βρίσκει νέες λύσεις και να τις αξιολογεί (διατηρώντας δηλαδή στη μνήμη της τις λύσεις προηγούμενων επαναλήψεων της μεθόδου) για κάθε πιθανό λειτουργικό σενάριο, ταιριάζει περισσότερο στη διατύπωση του

πιθανοτικού προβλήματος. Τα ευριστικά μοντέλα βελτιστοποίησης είναι πιο κατάλληλα για ντετερμινιστικές προσεγγίσεις καθώς έχουν το χαρακτηριστικό (πλεονέκτημα για τις ντετερμινιστικές μεθόδους) να μη διατηρούν όλα τα πιθανά σενάρια στη «μνήμη» τους και άρα να είναι ικανές να προσεγγίσουν ολικά βέλτιστα τα οποία μπορεί να είναι σε σχετικά μακρινή περιοχή από κάποιο τοπικό βέλτιστο. Με τη μέθοδο Benders που υλοποιήθηκε στο παρόν κεφάλαιο, η τελική λύση για την επέκταση του δικτύου προκύπτει ύστερα από την διαδοχική πιθανοτική εξέταση όλων των ενδιάμεσων λύσεων που υπολογίζονται κατά τη διαδικασία βελτιστοποίησης. Δηλαδή, κατά την πορεία επίλυσης του προβλήματος, σε κάθε επανάληψη του αλγορίθμου αξιολογείται με πιθανοτικό τρόπο μία μόνο ενδιάμεση λύση, η οποία λύση έχει συνθήως κατεύθυνση προς κάποιο βέλτιστο. Αντίθετα, στις ευριστικές μεθόδους ο αλγόριθμος έχει ένα προκαθορισμένο αριθμό επαναλήψεων και οι «ενδιάμεσες» πιθανές λύσεις του προβλήματος (βλ. πίνακα αρμονικής μνήμης του προηγούμενου κεφαλαίου) πρέπει να αξιολογηθούν όλες πιθανοτικά. Το γεγονός αυτό έχει άμεσο αντίκρισμα στο χρόνο περάτωσης του πιθανοτικού προβλήματος βελτιστοποίησης.

Στην αρχή του κεφαλαίου διατυπώνεται το πιθανοτικό πρόβλημα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς με την ενσωμάτωση της αβεβαιότητας της παραγωγής από ΑΠΕ και περιγράφονται οι αλλαγές που υπεισέρχονται στο πρόβλημα έχοντας πάντα ως κύριο στόχο τη διατήρηση των επιπέδων πιθανής αποκοπής φορτίου σε αποδεκτά όρια. Στη συνέχεια του κεφαλαίου η μέθοδος εφαρμόζεται σε πειραματικά δίκτυα και εξετάζεται η επίδραση της διείσδυσης αιολικής ισχύος στο συνολικό κόστος επένδυσης νέων έργων μεταφοράς. Συμπερασματικά, στην προτεινόμενη πιθανοτική μέθοδο επέκτασης συστημάτων μεταφοράς, οι αβεβαιότητες του φορτίου, της παραγωγής από αιολικά πάρκα και των βλαβών των εγκαταστάσεων της μεταφοράς ενσωματώνονται με πιθανοτικό τρόπο στο πρόβλημα βελτιστοποίησης με σκοπό την εύρεση των επενδύσεων με το μικρότερο δυνατό κόστος οι οποίες να διατηρούν την ασφάλεια του συστήματος σε αποδεκτά επίπεδα. Για την μοντελοποίηση του συστήματος, χρησιμοποιείται η ροή φορτίου ΣΡ (DC power flow) με τη δυνατότητα ενσωμάτωσης των απωλειών δικτύου.

## 5.2 Μοντελοποίηση του πιθανοτικού προβλήματος

Για την εισαγωγή της αβεβαιότητας του φορτίου αιχμής και της παραγωγής από ΑΠΕ στο πρόβλημα της επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς, είναι αναγκαία μια πιθανοτική διατύπωση των προβλημάτων (4.1) και (4.10). Η αναμενόμενη τιμή της αποκοπής φορτίου αντικαθιστά την αντίστοιχη ντετερμινιστική μεταβλητή υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας (διατύπωση (4.1)), ενώ η παραγωγή από ΑΠΕ, η αβεβαιότητα της αιχμής του φορτίου και ο ρυθμός βλαβών των γραμμών μεταφοράς μοντελοποιούνται σε μια προσομοίωση Monte Carlo (MC). Με τη μέθοδο MC, οι πιθανότητες εμφάνισης κάθε μιας από τις αβεβαιότητες προσομοιώνονται μέσα από την εξέταση πολλαπλών πιθανών λειτουργικών σεναρίων. Η αντικειμενική συνάρτηση του στατικού προβλήματος επέκτασης χωρίς περιορισμούς ασφαλείας N-1, όπως παρουσιάστηκε και στην ενότητα 4.2, είναι:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k \right\} \quad (5.1)$$

Στην περίπτωση που η παραγωγή στις γεννήτριες δεν είναι σταθερή αλλά μπορεί να ανακατανεμηθεί με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου, περιορισμοί του προβλήματος είναι οι εξισώσεις (4.2) έως (4.9). Εάν ληφθούν υπόψη και οι περιορισμοί ασφαλείας N-1 για το σχεδιασμό του δικτύου, η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος παίρνει τη μορφή:



$$Min \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_f \sum_k r_k + p_f \sum_{(m,n)} r_k^{mn} \right\} \quad (5.2)$$

Περιορισμοί του προβλήματος για κάθε περίπτωση απώλειας ενός  $mn$  στοιχείου του δικτύου είναι οι εξισώσεις (4.11) έως (4.19). Στη συγκεκριμένη διατύπωση, σκοπός του προβλήματος επέκτασης του συστήματος μεταφοράς είναι η εύρεση εκείνων των νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς που με το μικρότερο δυνατό κόστος εξασφαλίζουν τη μη εμφάνιση αποκοπής φορτίου κατά την αιχμή ακόμα και μετά την απώλεια μιας εγκατάστασης  $mn$  του δικτύου. Η μορφοποίηση αυτή ουσιαστικά εξετάζει αν υπάρχει επαρκής μεταφορική ισχύς στο δίκτυο για να τροφοδοτηθούν χωρίς περικοπές όλα τα φορτία από τις υπάρχουσες γεννήτριες μέσω μιας ανακατανομής της παραγωγής τους, ακόμα και στην περίπτωση απώλειας ενός στοιχείου του δικτύου. Δε σχετίζεται με την ακριβή N-1 ασφαλή λειτουργία του συστήματος, όπως αυτή αναπτύχθηκε στην ενότητα 3.3, ενώ δε λαμβάνει υπόψη και τους ρυθμούς ανόδου και καθόδου των γεννητριών και τις τυχόν υπερφορτίσεις των γραμμών κατά την απώλεια ενός στοιχείου του δικτύου. Έχοντας ως άμεσο στόχο την μεταφορική επάρκεια του συστήματος μεταφοράς, το πρόβλημα (5.2) ψάχνει εκείνες τις λύσεις που μπορούν να εγγυηθούν την επαρκή μεταφορά της παραγόμενης ισχύος στα φορτία μέσω μιας ανακατανομής των γεννητριών. Επομένως το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης στη συγκεκριμένη μορφοποίηση προσπαθεί να αναπαραστήσει τη λειτουργία του συστήματος μετά την επαναφορά του σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας ύστερα από την απώλεια ενός στοιχείου του δικτύου. Δηλαδή μετά την επαναφορά των ορίων μεταφοράς των υπαρχουσών γραμμών στα όρια συνεχούς φόρτισης.

Για την πιθανοτική μοντελοποίηση του προβλήματος ασφαλούς επέκτασης μέσω προσομοίωσης Monte Carlo, απαιτείται ο υπολογισμός της αναμενόμενης τιμής της αποκοπής φορτίου κατά την αιχμή, λαμβάνοντας υπόψη την αβεβαιότητα του φορτίου, την αβεβαιότητα της παραγωγής από ΑΠΕ καθώς και την πιθανότητα απώλειας ενός στοιχείου του δικτύου. Επομένως, το πρόβλημα (5.2) παίρνει τη μορφή:

$$Min \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_f E \left( \sum_k r_k \right) \right\} \quad (5.3)$$

Στη διατριβή αυτή προτείνεται η εισαγωγή στην ως άνω αντικειμενική συνάρτηση της πιθανότητας η αποκοπή φορτίου να υπερβαίνει κάποιο προκαθορισμένο όριο:

$$Min \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} + p_{fe} Pr \left\{ \sum_k r_k > L_{max} \right\} E \left( \sum_k r_k \right) \right\} \quad (5.4)$$

όπου  $L_{max}$  μπορεί να είναι ένα ποσοστό της αιχμής του φορτίου και χρησιμοποιείται για την εύρεση λύσεων που ουσιαστικά μηδενίζουν την πιθανότητα η αποκοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερη από αυτό το όριο κατά την αιχμή του συστήματος.  $p_{fe}$  είναι ο συντελεστής ποινής για την αποκοπή φορτίου κατά την πιθανοτική προσέγγιση, η τιμή του οποίου μπορεί να τεθεί μεγαλύτερη από την αντίστοιχο  $p_f$  της ντετερμινιστικής προσέγγισης εξαιτίας της εισαγωγής της πιθανότητας εμφάνισης αποκοπής φορτίου στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος. Η μεθοδολογία που ακολουθείται κατά την επίλυση του πιθανοτικού αλλά και του ντετερμινιστικού προβλήματος ασφαλούς επέκτασης συστημάτων μεταφοράς με τη μέθοδο αποσύνθεσης Benders παρουσιάζεται στην ενότητα 5.3.

Στη διατύπωση (5.3), το πρόβλημα της πιθανοτικής επέκτασης έγκειται στην εύρεση εκείνων των επενδύσεων που ελαχιστοποιούν το κόστος επένδυσης και το κόστος της πιθανής αποκοπής φορτίου κατά την αιχμή του συστήματος. Στην περίπτωση που δεν επιλεγεί ένας πολύ μεγάλος

συντελεστής ποινής  $p_f$ , ο αλγόριθμος είναι πιθανό να συγκλίνει σε λύσεις με σχετικά μεγάλη αναμενόμενη τιμή αποκοπής φορτίου. Ακόμα όμως και με αύξηση του συντελεστή ποινής και τη σύγκλιση σε χαμηλές αναμενόμενες τιμές αποκοπής φορτίου, είναι πιθανό αυτή η μέση τιμή να εμπεριέχει αρκετά μεγάλες μεμονωμένες τιμές αποκοπής σε κάποια λειτουργικά σενάρια. Η είσοδος στην αντικειμενική συνάρτηση της πιθανότητας η αποκοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερη από ένα κάτω όριο (κατώφλι)  $L_{max}$  βοηθάει τον αλγόριθμο της Benders να συγκλίνει σε λύσεις που έχουν χαμηλή αναμενόμενη τιμή αποκοπής φορτίου και συγχρόνως σχεδόν μηδενική πιθανότητα κάποια μεμονωμένη τιμή αποκοπής σε οιοσδήποτε πιθανό λειτουργικό σενάριο να είναι μεγαλύτερη από το κατώφλι  $L_{max}$ .

### 5.3 Επίλυση του πιθανοτικού προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς

Για την επίλυση του προαναφερθέντος πιθανοτικού προβλήματος μικτού ακέραιου και μη γραμμικού προγραμματισμού, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος αποσύνθεσης Benders σε συνδυασμό με προσομοίωση Monte Carlo [85], [86], [87]. Το αρχικό πρόβλημα διαιρείται σε διάφορα υποπροβλήματα τα οποία επιλύονται διαδοχικά μέχρι τη σύγκλιση του αλγορίθμου:

- i. Το πρόβλημα επένδυσης (κύριο πρόβλημα), το οποίο είναι ένα πρόβλημα ακέραιου προγραμματισμού και προσδιορίζει τις νέες γραμμές που πρέπει να εισέλθουν στο δίκτυο με βάση την ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης.
- ii. Τα υποπροβλήματα λειτουργίας, τα οποία είναι προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (για την DC προσομοίωση) με γνωστές τις ακέραιες μεταβλητές του αρχικού προβλήματος που ελέγχουν αν το δίκτυο που διαμορφώθηκε από το προηγούμενο πρόβλημα επένδυσης παραβιάζει τους λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος σε κάθε μία από τις πιθανές καταστάσεις του.

Η ενεργοποίηση οποιουδήποτε λειτουργικού περιορισμού στα λειτουργικά υποπροβλήματα έχει ως αποτέλεσμα τη δημιουργία ενός περιορισμού (Benders cut), με βάση τη θεωρία της δυϊκότητας του γραμμικού προγραμματισμού, ο οποίος προστίθεται σωρευτικά στο πρόβλημα επένδυσης της επόμενης επανάληψης του αλγορίθμου [12], [64]. Τα Benders cuts, διαμορφώνονται ουσιαστικά από τους περιορισμούς των θερμικών (ή λειτουργικών) ορίων των γραμμών μεταφοράς, αφού στην περίπτωση συμφόρησης, διαθέσιμη παραγωγή δε μπορεί να μεταφερθεί μέσω των συνωστισμένων γραμμών με αποτέλεσμα την αποκοπή φορτίου σε κάποιους ζυγούς του συστήματος. Η μέθοδος Benders παρουσιάζεται συνοπτικά στο Παράρτημα Α.

Στην πιθανοτική διατύπωση του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς, η πιθανότητα η αποκοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερη από ένα όριο  $L_{max}$  επηρεάζει το άνω όριο της μεθόδου αποσύνθεσης Benders. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ο αλγόριθμος να συγκλίνει σε λύσεις που μπορεί να έχουν αρκετά μεγάλη πιθανότητα αποκοπής φορτίου, αλλά σχεδόν μηδενική πιθανότητα αποκοπής φορτίου πάνω από το όριο αυτό.

#### 5.3.1 Πιθανοτικό υποπρόβλημα λειτουργίας

Για το πρόβλημα (5.4) χρησιμοποιείται το πιθανοτικό λειτουργικό υποπρόβλημα επάρκειας των εξισώσεων (5.5) έως (5.11). Για την αναπαράσταση της κατάστασης του συστήματος χρησιμοποιείται η τεχνική της προσομοίωσης Monte Carlo (MC) [88]. Οι τιμές των τυχαίων μεταβλητών της παραγωγής από αιολικά πάρκα (Α/Π), της αιχμής του φορτίου και των εγκαταστάσεων του συστήματος που είναι εκτός λειτουργίας, συνιστούν ένα σενάριο της MC, μια πιθανή κατάσταση του συστήματος. Για κάθε μία από τις πιθανές καταστάσεις αυτές, σκοπός του

λειτουργικού υποπροβλήματος επάρκειας είναι η ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου με κατάλληλη κατανομή της παραγωγής των γεννητριών:

$$\text{Min } \{W_0\} = \text{Min } \left\{ p_f \sum_k r_k \right\} \quad (5.5)$$

s.t.:

$$S^T f + g + r = d \quad (5.6)$$

$$f_{ij} - \nu_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}^t) (\vartheta_i - \vartheta_j) = 0 \quad (5.7)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}^t) F_{ij,max} \quad (5.8)$$

$$g_{min} \leq g \leq g_{max} \quad (5.9)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (5.10)$$

$$i, j, k \in \Omega \quad (5.11)$$

όπου  $n_{ij}^t$  είναι το διάνυσμα της λύσης της  $t^{th}$  επανάληψης του αλγορίθμου. Στο πρόβλημα μπορούν να χρησιμοποιηθούν και τα κάτω όρια των μονάδων παραγωγής αντιπροσωπεύοντας τις μονάδες παραγωγής που έχουν μακροχρόνια συμβόλαια ή που πρέπει να είναι ενταγμένες για λόγους ασφάλειας ή εφεδρείας.

Οι απώλειες σε κάθε γραμμή του συστήματος υπολογίζονται προσεγγιστικά βάση της εξίσωσης (5.12). Οι απώλειες αυτές κατανέμονται εξίσου στους ζυγούς που συνδέεται η γραμμή και το πρόβλημα (5.5) έως (5.11) επιλύεται ξανά. Η επαναληπτική διαδικασία αυτή τερματίζεται όταν η διαφορά στις τιμές των γωνιών των τάσεων μεταξύ δύο διαδοχικών επιλύσεων είναι μικρότερη από ένα όριο.

$$\text{Loss}_{ij} \approx 2 \text{cond}_{ij} (1 - \cos \vartheta_{ij}) \quad (5.12)$$

όπου  $\text{cond}_{ij}$  είναι το πραγματικό μέρος της αγωγιμότητας (conductance) μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$ . Για δεδομένη παραγωγή σε κάθε ζυγό, το διάνυσμα  $g$  είναι σταθερό και ο περιορισμός (5.9) δε λαμβάνεται υπόψη. Στο πιθανοτικό λειτουργικό υποπρόβλημα, η τιμή της παραγωγής των Α/Γ σε κάθε σενάριο της MC θεωρείται σταθερή και δε μπορεί να ανακαταμεμηθεί σύμφωνα με τον περιορισμό (5.9). Η έξοδος ενός Α/Π μπορεί να περιορισθεί μόνο εάν το λειτουργικό υποπρόβλημα είναι αδύνατον να λυθεί με τη δεδομένη παραγωγή του Α/Π στο σενάριο της MC (βλ. ενότητα 5.3.3).

Εάν για την ανάλυση στατικής ασφάλειας ακολουθηθεί ντετερμινιστική ανάλυση και όχι η προσομοίωση της κατάστασης των γραμμών μέσω της MC, τότε το πρόβλημα (5.5) επιλύεται για κάθε ένα από τα υποπροβλήματα ασφάλειας (security subproblems). Σκοπός αυτών των προβλημάτων είναι η ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου σε κάθε μία από τις  $\Psi$  διαφορετικές τοπολογίες του δικτύου ξεχωριστά:

$$\text{Min } \{W_1^{mn}\} = \text{Min } \left\{ p_f \sum_k r_k^{mn} \right\} \quad (5.13)$$

$$(m,n) \in \Psi \quad (5.14)$$

Οι περιορισμοί του προβλήματος (5.13) περιλαμβάνουν τις εξισώσεις (5.6) έως (5.12) και (5.14) με τη διαφοροποίηση πως για κάθε μία από τις  $\Psi$  περιπτώσεις απώλειας γραμμής μεταφοράς, δημιουργείται ένας καινούριος πίνακας αγωγιμοτήτων και συνδέσεων γραμμών-ζυγών και ο αριθμός των γραμμών στον εξεταζόμενο κλάδο μειώνεται κατά μία. Το υποπρόβλημα ασφάλειας επιλύεται για όλες τις περιπτώσεις απώλειας γραμμών μεταφοράς που χρήζουν εξέτασης και το συνολικό κόστος αποκοπής φορτίου δίνεται από τη σχέση (5.15).

$$W_1 = \sum_{mn} W_1^{mn} \quad (5.15)$$

Μια διαφορετική μέθοδος ανάλυσης στατικής ασφάλειας N-1 είναι η χαλάρωση του περιορισμού (5.8), υποθέτοντας ότι το διάνυσμα της παραγωγής είναι σταθερό και ίσο με το αντίστοιχο διάνυσμα που προέκυψε από την επίλυση του υποπροβλήματος επάρκειας και η ελαχιστοποίηση των υπερφορτίσεων των γραμμών όπως διατυπώθηκε στο πρόβλημα (4.20) έως (4.25). Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 5.2, σκοπός της συγκεκριμένης μορφοποίησης του προβλήματος στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς, είναι η δημιουργία ενός ενισχυμένου δικτύου το οποίο να μπορεί με επάρκεια να τροφοδοτήσει το φορτίο του συστήματος ακόμα και σε περίπτωση απώλειας ενός στοιχείου του. Η λειτουργική ασφάλεια N-1 (αλλά και το κόστος ασφάλειας N-1), μπορούν φυσικά να ενσωματωθούν στη ως άνω μορφοποίηση, αλλά θα αυξήσουν σε σημαντικό βαθμό την πολυπλοκότητα του προβλήματος και το χρόνο επίλυσής του.

Ο αλγόριθμος υπολογισμού της αναμενόμενης αποκοπής φορτίου και της αναμενόμενης τιμής των τιμών των δυϊκών μεταβλητών των λειτουργικών υποπροβλημάτων σε κάθε επανάληψη της μεθόδου Benders, συνίσταται στα επόμενα 10 βήματα, όπου το φορτίο, η ταχύτητα του ανέμου και η διαθεσιμότητα των γραμμών μεταφοράς θεωρούνται ανεξάρτητες μεταβλητές:

- 1) Καθορισμός του αναμενόμενου ρυθμού βλαβών (Forced Outage Rate, FOR) κάθε εγκατάστασης μεταφοράς και αντιστοίχιση με μία ομοιόμορφη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (ΣΠΠ) [88].
- 2) Καθορισμός της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της αιχμής του φορτίου για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης (πχ. κανονική κατανομή).
- 3) Δεδομένης της μέσης αναμενόμενης τιμής ( $V_{W,mean}$ ) και της τυπικής απόκλισης ( $\sigma_w$ ) της ταχύτητας του ανέμου, καθορισμός των παραμέτρων  $k$  και  $c$  της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας Weibull που μπορεί να αναπαραστήσει την ταχύτητα του ανέμου στα σημεία που βρίσκονται οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) μέσω των σχέσεων (5.24) και (5.25).
- 4) Παραγωγή ενός τυχαίου αριθμού από την ομοιόμορφη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για κάθε μία από τις εγκαταστάσεις μεταφοράς έτσι όπως καθορίστηκαν στο βήμα 1, και σύγκρισή του με το αντίστοιχο FOR της. Εάν ο τυχαίος αριθμός είναι μικρότερος από το FOR τότε η γραμμή είναι εκτός λειτουργίας. Διαφορετικά η γραμμή είναι συνδεδεμένη.
- 5) Παραγωγή ενός τυχαίου αριθμού από τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της αιχμής του φορτίου όπως καθορίστηκε στο βήμα 2 και υπολογισμός του φορτίου αιχμής σε κάθε ζυγό.
- 6) Παραγωγή ενός τυχαίου αριθμού από τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Weibull της ταχύτητας του ανέμου για κάθε Α/Γ όπως καθορίστηκε στο βήμα 3, και υπολογισμός της παραγωγής κάθε Α/Γ χρησιμοποιώντας την εξίσωση (5.26).
- 7) Επίλυση του λειτουργικού υποπροβλήματος επάρκειας (5.5) ή/και του λειτουργικού υποπροβλήματος ασφάλειας (5.13), για την τοπολογία δικτύου που προέκυψε από το

βήμα 4, το φορτίο που προέκυψε από το βήμα 5 και την παραγωγή από Α/Γ που προέκυψε από το βήμα 6 και αποθήκευση των αποτελεσμάτων ( $W_0$ , δυϊκές τιμές, κτλ.).

- 8) Υπολογισμός της τρέχουσας αναμενόμενης τιμής του κόστους της αποκοπής φορτίου και των δυϊκών τιμών (Langrange multipliers) που χρειάζονται στο επόμενο πρόβλημα επένδυσης της Benders.
- 9) Επανάληψη των βημάτων 4 έως 8 μέχρι την απόκτηση αποτελεσμάτων για την αποκοπή φορτίου με επαρκή ακρίβεια (πχ. 95%).
- 10) Υπολογισμός της πιθανότητας η αποκοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερη από το άνω όριο αποκοπής φορτίου  $Pr\{W_0 > L_{max}\}$  με βάση τα αποτελέσματα όλων των πιθανοτικών λειτουργικών υποπροβλημάτων.

Οι πολλαπλασιαστές Lagrange που χρειάζεται να αποθηκευτούν για την επίλυση του προβλήματος επένδυσης της επόμενης επανάληψης του αλγορίθμου της Benders, είναι αυτοί του περιορισμού (5.6). Όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 2.4.2.1, η τιμή του πολλαπλασιαστή Lagrange (δυϊκή μεταβλητή) για κάθε μία από τις  $\Omega$  εξισώσεις ισοζυγίου ισχύος (όπου  $\Omega$  ο αριθμός των ζυγών του δικτύου), αντιστοιχεί στην οριακή τιμή του κάθε ζυγού. Για τη συγκεκριμένη μορφοποίηση που ακολουθήθηκε, όπου δε λαμβάνεται υπόψη το κόστος παραγωγής των γεννητριών, η τιμή σε κάποιο ζυγό θα είναι ίση με το συντελεστή ποινής  $pf$  στην περίπτωση που στο ζυγό αυτό υπάρχει αποκοπή φορτίου στην τελική λύση του προβλήματος. Σε κάθε άλλη περίπτωση, η τιμή είναι σίγουρα μικρότερη από  $pf$  ενώ μπορεί να πάρει την τιμή μηδέν στην περίπτωση που μια οριακή μεταβολή της μεταφορικής ικανότητας των συνωστισμένες γραμμών, δεν θα επηρεάσει την οριακή τιμή στο ζυγό αυτό (δε θα προκαλέσει δηλαδή αποκοπή φορτίου στο συγκεκριμένο ζυγό).

### 5.3.2 Το πρόβλημα επένδυσης

Το πρόβλημα επένδυσης λαμβάνει ως δεδομένο τους περιορισμούς Benders cuts που διαμορφώνονται από τα λειτουργικά υποπροβλήματα και βρίσκει τις πιο οικονομικές νέες γραμμές που πρέπει να εγκατασταθούν στο δίκτυο για τους συγκεκριμένους περιορισμούς σε κάθε επανάληψη της Benders. Το πρόβλημα αυτό είναι ένα ακέραιο πρόβλημα προγραμματισμού που μπορεί να μετατραπεί και σε ένα πρόβλημα δυαδικού ακέραιου προγραμματισμού (binary integer programming). Στόχος του προβλήματος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης σε νέες γραμμές μεταφοράς με τους περιορισμούς να παρέχονται από τα αντίστοιχα λειτουργικά υποπροβλήματα της κάθε επανάληψης της Benders.

Στην περίπτωση ντετερμινιστικής προσέγγισης το ακέραιο πρόβλημα επένδυσης παίρνει την εξής μορφή [92]:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{(i,j)} IC_{ij} n_{ij} \right\} \quad (5.16)$$

s.t.:

$$W_0^t + W_1^t + \sum_{(i,j)} \sigma_{ij}^k (n_{ij} - n_{ij}^t) \leq \beta, \quad k=1,2,\dots,t \quad (5.17)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij,max} \quad (5.18)$$

$$n_{ij} \text{ is integer} \quad (5.19)$$

$$\beta \geq 0 \quad (5.20)$$

όπου  $W_0^t$  και  $W_1^t$  είναι οι λύσεις των λειτουργικών υποπροβλημάτων επάρκειας και ασφάλειας αντίστοιχα της προηγούμενης επανάληψης  $t$  της Benders και  $\sigma_{ij}^t$  είναι η ευαισθησία των τιμών  $W_0^t$  και  $W_1^t$  ως προς τις μεταβλητές σχεδιασμού  $n_{ij}$ . Οι περιορισμοί Benders cuts δίνονται από την εξίσωση (5.17), και ο συντελεστής ευαισθησίας  $\sigma_{ij}^t$  δίνεται από τη σχέση:

$$\sigma_{ij}^t = \sum_p (\pi_i^p - \pi_j^p)(\vartheta_i^p - \vartheta_j^p) \gamma_{ij}, \quad p=0,1,2,\dots,c \quad (5.21)$$

όπου  $p$  είναι το λειτουργικό υποπρόβλημα που επιλύθηκε ( $p=0$  για το υποπρόβλημα επάρκειας και  $p=1,2,\dots,c$  για το  $c^{th}$  υποπρόβλημα ασφάλειας για την περίπτωση απώλειας μιας γραμμής).  $\pi_i$  είναι οι τιμές των δυϊκών μεταβλητών (πολλαπλασιαστές Lagrange) του περιορισμού (5.6) στην τελική λύση των λειτουργικών υποπροβλημάτων επάρκειας και ασφάλειας. Εάν οι ζυγοί  $i$  και  $j$  δεν είναι συνδεδεμένοι (είτε υπό κανονικές είτε υπό συνθήκες N-1), ο συντελεστής ευαισθησίας για τη γραμμή  $ij$  δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sigma_{ij}^t = \sum_p (\pi_i^p - \pi_j^p) F_{ij,max} \quad (5.22)$$

Το συνολικό κόστος της  $t^{th}$  επανάληψης της Benders προκύπτει από το άθροισμα του κόστους των νέων γραμμών μεταφοράς και του κόστους αποκοπής φορτίου  $W_0^t$  και  $W_1^t$  όπως υπολογίστηκαν στο  $t^{th}$  υποπρόβλημα επένδυσης και λειτουργίας, αντίστοιχα. Από τις εξισώσεις (5.21) και (5.22) είναι φανερό πως προκύπτουν μη μηδενικοί συντελεστές ευαισθησίας μόνο για τις υποψήφιες γραμμές που συνδέουν ζυγούς εκ των οποίων τουλάχιστον ο ένας δεν παρουσιάζει αποκοπή φορτίου.

Στην πιθανοτική διατύπωση του υποπροβλήματος επένδυσης, η αναμενόμενη τιμή του κόστους αποκοπής φορτίου και η αναμενόμενη τιμή των συντελεστών ευαισθησίας που υπολογίζονται αφού έχουν λυθεί όλα τα απαιτούμενα σενάρια λειτουργικών υποπροβλημάτων της Monte Carlo, αντικαθιστούν τις αντίστοιχες ντετερμινιστικές τιμές της σχέσης (5.17). Τα Benders cuts δίνονται πλέον από τη σχέση:

$$E(W_0^t) + \sum_{(i,j)} E(\sigma_{ij}^k)(n_{ij} - n_{ij}^t) \leq \beta, \quad k=1,2,\dots,t \quad (5.23)$$

Το συνολικό κόστος της  $t^{th}$  επανάληψης της Benders προκύπτει από την (5.4), από το άθροισμα δηλαδή του κόστους των νέων γραμμών και του αναμενόμενου κόστους αποκοπής φορτίου  $E(W_0)$  πολλαπλασιασμένου με την πιθανότητα  $Pr\{W_0 > L_{max}\}$  όπως υπολογίστηκαν στο  $t^{th}$  υποπρόβλημα επένδυσης και στα πιθανοτικά υποπροβλήματα λειτουργίας της  $t^{th}$  επανάληψης.

Ο αλγόριθμος τερματίζει όταν η διαφορά του συνολικού κόστους δύο διαδοχικών επαναλήψεων είναι μικρότερη από ένα όριο ανοχής.

### 5.3.3 Μοντελοποίηση αιολικής παραγωγής

Η παραγωγή από μια ανεμογεννήτρια (Α/Γ) ή από ένα αιολικό πάρκο (Α/Π) επηρεάζεται σημαντικά από τη διαρκώς μεταβαλλόμενη ταχύτητα του ανέμου. Για μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή μπορεί να ποικίλει ανάμεσα στη μηδενική και στην ονομαστική της τιμή δημιουργώντας αυξομειώσεις στις ροές φορτίου και στις παραγωγές των υπόλοιπων συμβατικών μονάδων παραγωγής. Κατά την πιθανοτική μοντελοποίηση της αιολικής παραγωγής χρησιμοποιούνται

συνήθως οι πιθανοτικές κατανομές Weibull [90], [91] ενώ οι παράμετροι σχήματος  $k$  και κλίμακας  $c$  των κατανομών Weibull μπορούν να υπολογιστούν προσεγγιστικά ανά Α/Π από τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση της ταχύτητας του ανέμου στην τοποθεσία του Α/Π [88]:

$$k = \left( \frac{\sigma_W}{V_{W,mean}} \right)^{-1,086} \quad (5.24)$$

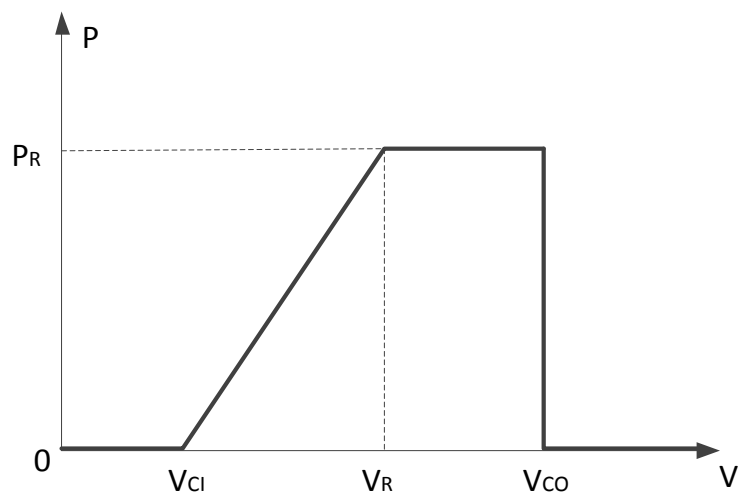
$$c = \frac{V_{W,mean}}{\Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (5.25)$$

Η παραγωγή  $P_W$  από μια Α/Γ ακολουθεί μία μη γραμμική σχέση με την ταχύτητα του ανέμου [89] αλλά μπορεί να προσεγγιστεί από την εξίσωση (5.26), όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα 5.1:

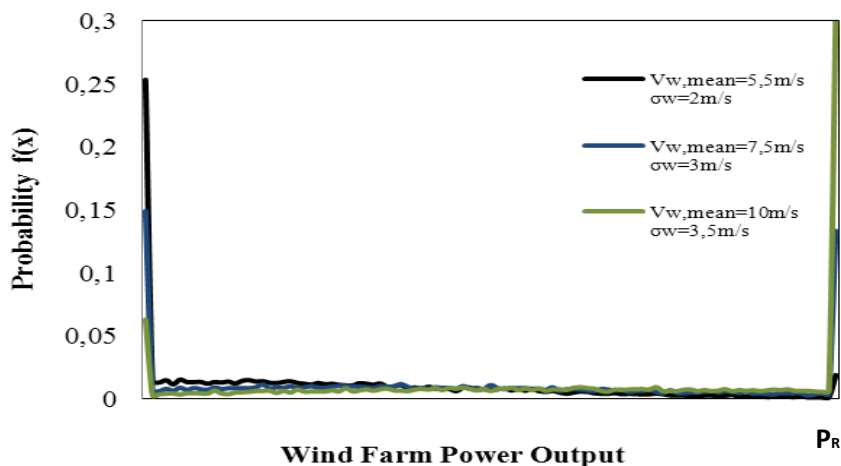
$$P_W = \begin{cases} 0 & , \text{ if } 0 \leq V_W \leq V_{Cl} \\ P_R (V_W - V_{Cl}) / (V_R - V_{Cl}) & , \text{ if } V_{Cl} \leq V_W \leq V_R \\ P_R & , \text{ if } V_R \leq V_W \leq V_{CO} \\ 0 & , \text{ if } V_{CO} \leq V_W \end{cases} \quad (5.26)$$

$V_W$  είναι η ταχύτητα του ανέμου σε (m/s),  $V_{Cl}$  είναι το κάτω όριο της ταχύτητας του ανέμου για την έναρξη παραγωγής της Α/Γ,  $V_{CO}$  είναι το άνω όριο της ταχύτητας του ανέμου για τον τερματισμό της παραγωγής της Α/Γ και  $P_R$  είναι η ονομαστική ισχύς της Α/Γ.

Στο Σχήμα 5.2 φαίνεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας μιας Α/Γ για διαφορετικές μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις της ταχύτητας του ανέμου για  $V_R=11,9\text{m/s}$ ,  $V_{Cl}=3,5\text{m/s}$  και  $V_{CO}=25\text{m/s}$ . Χάρην απλούστευσης, θεωρείται πως δεν υπάρχει αυτοσυσχέτιση μεταξύ της παραγωγής των Α/Γ ενός αιολικού πάρκου (Α/Π). Έτσι η έξοδος ενός Α/Π συνδεδεμένου σε ένα ζυγό του δικτύου ακολουθεί την εξίσωση (5.26) όπου όλες οι Α/Γ θεωρείται πως κάθε στιγμή αντιμετωπίζουν την ίδια ταχύτητα ανέμου.



Σχήμα 5.1: Σχέση μεταξύ της ταχύτητα του ανέμου  $V$  και της ενεργής παραγωγής  $P$  μιας Α/Γ.

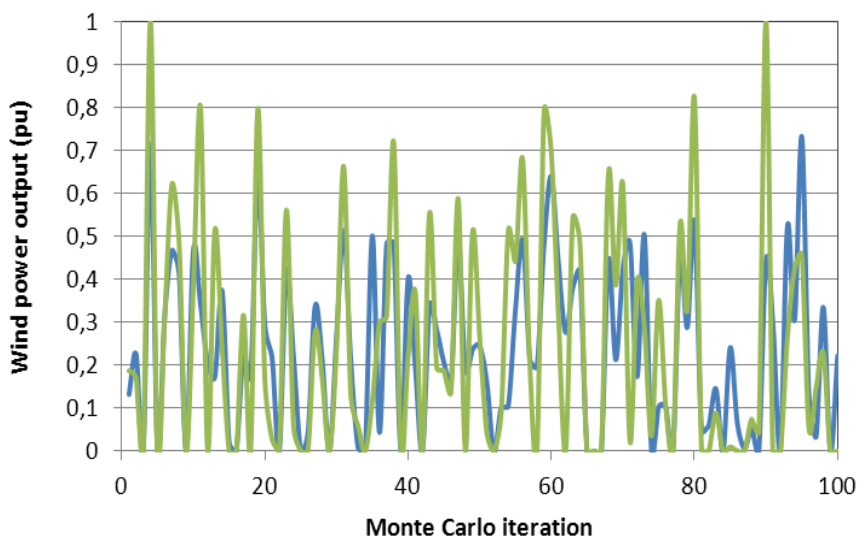


Σχήμα 5.2: ΣΠΠ της παραγωγής μιας Α/Γ για διάφορες μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις ταχύτητας ανέμου

Εάν στο δίκτυο υπάρχουν Α/Π συνδεδεμένα σε διαφορετικούς ζυγούς του δικτύου, τότε εάν οι τοποθεσίες των ζυγών αυτών θεωρηθεί πως είναι ασυσχέτιστες όσον αφορά τις ταχύτητες του ανέμου, οι τυχαίες ταχύτητες ανέμου που χρησιμοποιούνται για την πιθανοτική παραγωγή των Α/Π προέρχονται από διαφορετικές ΣΠΠ Weibull. Εάν χρησιμοποιηθεί η ίδια ταχύτητα και για τις δύο τοποθεσίες ανά σενάριο της Monte Carlo, τότε τα δύο Α/Π θα είναι πλήρως συσχετισμένα. Στην πραγματικότητα, υπάρχει πάντα ένας βαθμός συσχέτισης του ανέμου μεταξύ δύο περιοχών με ταχύτητες  $V_{W,x}$  και  $V_{W,y}$  και μπορεί να μοντελοποιηθεί μέσω του δείκτη συσχέτισης  $R_{xy}$  [93]:

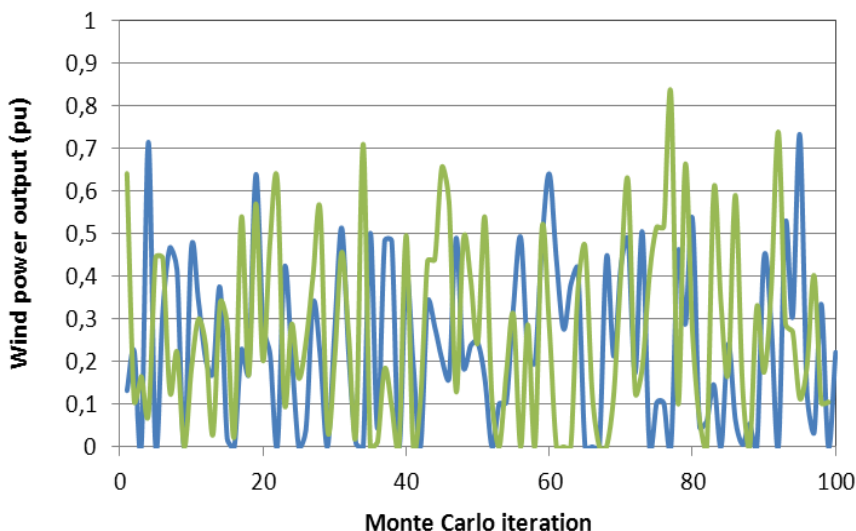
$$R_{xy} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_{W,x}(i) - V_{W,mean,x}) \cdot (V_{W,y}(i) - V_{W,mean,y})}{\sigma_{W,x} \cdot \sigma_{W,y}} \quad (5.27)$$

όπου  $n$  ο αριθμός των επαναλήψεων Monte Carlo.



Σχήμα 5.3: Προσομοίωση της αιολικής παραγωγής δύο Α/Π με βαθμό συσχέτισης 0,75 για 100 επαναλήψεις της MC





**Σχήμα 5.4:** Προσομοίωση της αιολικής παραγωγής δύο Α/Π χωρίς συσχέτιση για 100 επαναλήψεις της MC

Στα Σχήματα 5.3 και 5.4 που ακολουθούν παρουσιάζεται η παραγωγή δύο Α/Π που βρίσκονται σε διαφορετικούς ζυγούς του δικτύου για 100 επαναλήψεις της MC όταν λαμβάνεται υπόψη η συσχέτιση μεταξύ του ανέμου των δύο ζυγών (θεωρώντας  $R_{xy}=0,75$ ) και όταν θεωρείται πως η ταχύτητα του ανέμου στις δύο περιοχές είναι ασυσχέτιστη, αντίστοιχα. Η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου στους δύο ζυγούς θεωρείται ίδια.

## 5.4 Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου σε πειραματικά δίκτυα

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος εφαρμόστηκε στα πειραματικά δίκτυα 6 ζυγών (Garver) [61] και 24 ζυγών (IEEE RTS) [94]. Τα δεδομένα των δύο αυτών δικτύων παρουσιάζονται στους Πίνακες Β.1 έως Β.4 του Παραρτήματος Β.1. Αρχικά το πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς επιλύθηκε με ντετερμινιστικό τρόπο, τόσο για δεδομένη παραγωγή σε κάθε ζυγό όσο και για την περίπτωση που η παραγωγή κατανέμεται στις γεννήτριες με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου. Στη συνέχεια, το πρόβλημα επιλύθηκε με πιθανοτικό τρόπο για διάφορα ποσοστά αβεβαιότητας φορτίου, διαφορετικές τιμές άνω ορίου αποκοπής φορτίου και διάφορα χαρακτηριστικά ταχύτητας ανέμου. Οι εγκαταστάσεις μεταφοράς θεωρήθηκε πως έχουν ένα ποσοστό βλαβών/απώλειας ίσο με 1%, έτσι ώστε κατά την πιθανοτική προσομοίωση της αιχμής του συστήματος να ληφθούν υπόψη όσο το δυνατόν περισσότερες από τις  $N-1$  περιπτώσεις που δύναται να εμφανιστούν στο σύστημα. Μια χαμηλότερη τιμή, αν και πιο ρεαλιστική, θα μπορούσε να υποεκτιμήσει την επίδραση των απωλειών εγκαταστάσεων του δικτύου (απρόβλεπτες ή προγραμματισμένες) στις τελικές επενδύσεις. Ο συντελεστής ποινής για την αποκοπή φορτίου  $rf$  τέθηκε ίσος με  $10^6$ €/MW ενώ ο αντίστοιχος συντελεστής ποινής  $rf_e$  για την πιθανοτική προσέγγιση έλαβε την τιμή  $10^8$ €/MW, για την εξασφάλιση της εύρεσης εκείνων των λύσεων που προσφέρουν τη μεγαλύτερη ασφάλεια στο σύστημα. Σε κάθε κλάδο των δικτύων μπορούν να εγκατασταθούν μέχρι 4 γραμμές για το δίκτυο του Garver και μέχρι 3 γραμμές για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE.

## 5.4.1 Εφαρμογή στο δίκτυο του Garver

### 5.4.1.1 Ντετερμινιστική μέθοδος

Για τη ντετερμινιστική εφαρμογή του αλγορίθμου της Benders, ουσιαστικά επιλύονται τα προβλήματα (4.1), (4.10) και (4.20).

#### Μεταβλητή παραγωγή

Για μεταβλητή κατανομή της παραγωγής, ο αλγόριθμος της Benders περιλαμβάνει τη διαδοχική επίλυση των ντετερμινιστικών υποπροβλημάτων λειτουργίας (5.5) ή (5.13) και επένδυσης (5.16).

- Η βέλτιστη λύση για το πρόβλημα επάρκειας (4.1) χωρίς απώλειες απαιτεί τρεις νέες γραμμές μεταξύ των ζυγών 4 και 6 ( $n_{46}=3$ ) και μία γραμμή μεταξύ των ζυγών 3 και 5 ( $n_{35}=1$ ). Το συνολικό κόστος επένδυσης είναι 110k\$ με μηδενική αποκοπή φορτίου στην αιχμή του συστήματος. Εάν ληφθούν υπόψη οι απώλειες τότε προστίθεται μία γραμμή μεταξύ των ζυγών 2 και 3 ( $n_{23}=1$ ) και το κόστος επένδυσης γίνεται 130k\$.
- Η λύση του προβλήματος ασφάλειας (4.10) απαιτεί την προσθήκη των εξής νέων γραμμών στο υπάρχον δίκτυο:  $n_{46}=3$ ,  $n_{35}=2$ ,  $n_{23}=1$  και  $n_{26}=1$ . Η ίδια λύση προκύπτει εάν ληφθούν υπόψη οι απώλειες. Το συνολικό κόστος ανέρχεται στα 180k\$ με μηδενική αποκοπή φορτίου για όλες τις  $N-1$  καταστάσεις του δικτύου.

#### Σταθερή παραγωγή

Για τις επόμενες τέσσερις εφαρμογές, και με σκοπό την ανάλυση της επίδρασης της διαφορετικής κατανομής της παραγωγής των γεννητριών στα τελικά σχέδια επέκτασης δικτύου, η συνολική παραγωγή του συστήματος διατηρείται σταθερή και ίση με την αιχμή του φορτίου 760MW αλλά κατανέμεται διαφορετικά στους τρεις ζυγούς παραγωγής. Θα πρέπει να σημειωθεί ξανά, πως στα προβλήματα (4.1) και (4.10) για σταθερή παραγωγή, η μεταβλητή  $g$  είναι πλέον σταθερά. Παρόλα αυτά, εξακολουθούν να χρησιμοποιούνται οι σχέσεις (5.21) και (5.22) για τον υπολογισμό των Benders cuts.

- Εάν η παραγωγή στους ζυγούς 1, 3 και 6 είναι δεδομένη και ίση με 50MW, 165MW και 545MW αντίστοιχα, τότε για το πρόβλημα (4.20) χωρίς περιορισμούς ασφαλείας, η λύση που προκύπτει είναι η εξής:  $n_{26}=4$ ,  $n_{46}=2$  και  $n_{35}=1$ . Το συνολικό κόστος αυτής της περίπτωσης είναι 200k\$.
- Για τη δεδομένη παραγωγή της προηγούμενης περίπτωσης, η επίλυση του προβλήματος ασφάλειας (4.20) απαιτεί τις παρακάτω νέες γραμμές:  $n_{26}=4$ ,  $n_{46}=3$ ,  $n_{35}=2$  και  $n_{36}=1$  όπου το συνολικό κόστος είναι 298k\$.
- Εάν η κατανομή της παραγωγής είναι:  $g_1=130MW$ ,  $g_3=85MW$  και  $g_6=545MW$ , η λύση που προκύπτει για πρόβλημα ασφάλειας (4.20) είναι:  $n_{26}=4$ ,  $n_{46}=3$ ,  $n_{25}=1$  και  $n_{56}=1$ . Το συνολικό κόστος επένδυσης είναι 302k\$.
- Εάν η κατανομή της παραγωγής διαφοροποιηθεί στους ζυγούς 3 και 6 και γίνει 265MW και 445MW αντίστοιχα και παραμείνει ίδια για το ζυγό 1 (50MW), τότε οι γραμμές που προστίθενται είναι  $n_{26}=4$ ,  $n_{46}=3$ ,  $n_{35}=3$  με συνολικό κόστος 270k\$.

Όλες οι παραπάνω λύσεις αποτελούν τις βέλτιστες λύσεις όπως υπολογίστηκαν και στην ενότητα 4.5.2. Από τις παραπάνω εφαρμογές είναι φανερό πως διαφορετικές προβλέψεις για την τελική παραγωγή σε κάθε ζυγό, οδηγούν σε διαφορετικές βέλτιστες λύσεις επέκτασης του δικτύου. Αυτό φανερώνει τη δυσκολία του σχεδιασμού του δικτύου όταν η παραγωγή λαμβάνεται ως δεδομένη. Στην περίπτωση της μεταβλητής παραγωγής με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου,

τα κόστη επένδυσης που προκύπτουν είναι σαφώς χαμηλότερα σε σχέση με τις περιπτώσεις με δεδομένη παραγωγή ενώ το κόστος αυτό της ανακατανομής των μονάδων μπορεί να συγκριθεί με το αποφευχθέν κόστος επένδυσης σε μία ανάλυση κόστους-οφέλους.

#### 5.4.1.2 Πιθανοτική προσέγγιση

Στην πιθανοτική επίλυση του προβλήματος, εξετάζονται πέντε διαφορετικές περιπτώσεις για το δίκτυο του Garver. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της αιχμής του φορτίου ακολουθεί κανονική κατανομή σε κάθε ζυγό, με μέσο όρο ίσο με τα δεδομένα του Πίνακα Β.1. Σε αυτές τις προσομοιώσεις, θεωρείται πως η συμβατική παραγωγή στους ζυγούς δεν είναι σταθερή και μπορεί να μεταβάλλεται με σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου. Η αιολική παραγωγή αντίθετα που προκύπτει σε κάθε σενάριο της Monte Carlo θεωρείται σταθερή και μπορεί να περιορισθεί μόνο εάν το υποπρόβλημα λειτουργίας για το συγκεκριμένο σενάριο δεν έχει εφικτή λύση.

##### Χωρίς αιολική παραγωγή

Στις τρεις πρώτες προσομοιώσεις, ερευνάται η επίδραση της αβεβαιότητας της αιχμής του φορτίου και του ορίου αποκοπής φορτίου στις λύσεις του προβλήματος επέκτασης του δικτύου. Τρεις διαφορετικές τυπικές αποκλίσεις της ΣΠΠ της αιχμής του φορτίου μελετώνται παράλληλα με τρία διαφορετικά επίπεδα «επιτρεπόμενης» αποκοπής φορτίου ( $L_{max}$ ). Η τιμή της  $L_{max}$  αποτελεί διαφορετικά ποσοστά επί της συνολικής αιχμής φορτίου. Τα αποτελέσματα για κάθε προσομοίωση παρατίθενται στον Πίνακα 5.1. Στα αποτελέσματα αυτά φαίνεται η επίδραση της αβεβαιότητας της αιχμής και του άνω ορίου αποκοπής φορτίου στις τελικές λύσεις. Για το ίδιο άνω όριο αποκοπής φορτίου, η αύξηση της αβεβαιότητας της αιχμής αυξάνει το κόστος επένδυσης. Αύξηση του άνω ορίου αποκοπής φορτίου οδηγεί σε λιγότερο ακριβές νέες επενδύσεις καθώς με το όριο αυτό ουσιαστικά δίνεται η δυνατότητα στον αλγόριθμο να επιλέξει λύσεις οι οποίες έχουν σχετικά μεγάλη πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην αιχμή του συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο, η προτεινόμενη μέθοδος δίνει στο σχεδιαστή του δικτύου την ευελιξία να ισορροπήσει ανάμεσα την ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης και του κινδύνου αποκοπής φορτίου.

**Πίνακας 5.1: Επενδύσεις νέων γραμμών μεταφοράς για διάφορες τιμές αβεβαιότητας αιχμής φορτίου και άνω ορίου αποκοπής φορτίου για το δίκτυο του Garver**

$\sigma_{LOAD}/E_{LOAD}$	$L_{max}$	Νέες γραμμές	Κόστος επένδυσης (κ\$)
0%	0%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1, n_{26}=1$	180
	5%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1$	150
	10%	$n_{46}=3, n_{35}=1, n_{23}=1$	130
5%	0%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=2, n_{26}=1$	200
	5%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1, n_{26}=1$	180
	10%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1$	150
10%	0%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1, n_{26}=2$	210
	5%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=2, n_{26}=1$	200
	10%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{23}=1, n_{26}=1$	180

Αξίζει να σημειωθεί ότι για μηδενική αβεβαιότητα αιχμής φορτίου και μηδενικό άνω όριο αποκοπής φορτίου, δηλαδή όταν η μόνη αβεβαιότητα στην πιθανοτική προσέγγιση είναι η διαθεσιμότητα των εγκαταστάσεων μεταφοράς, τα αποτελέσματα της πιθανοτικής και της ντετερμινιστικής μεθόδου είναι τα ίδια. Το γεγονός αυτό δικαιολογεί το ρυθμό βλαβών που επιλέχτηκε για την πιθανοτική αναπαράσταση της διαθεσιμότητας των εγκαταστάσεων μεταφοράς.

#### Με αιολική παραγωγή

Από τις λύσεις που υπολογίστηκαν από τις προσομοιώσεις της ντετερμινιστικής μεθόδου, προκύπτει πως η παραγωγή στο ζυγό 3, που είναι η πιο κοντινή στους ζυγούς 2 και 5 με τα υψηλότερα φορτία αιχμής, επηρεάζει σημαντικά τον αριθμό και το κόστος των νέων γραμμών που πρέπει να εγκατασταθούν. Για αυτό το λόγο, στο ζυγό 3, θεωρείται πως 120MW συμβατικής θερμικής ισχύος αντικαθίστανται από 120MW αιολικής ισχύος. Γίνεται επίσης η παραδοχή πως στο Α/Π των 120MW, δεν υπάρχει κάποιος βαθμός αυτοσυσχέτισης για τις εγκατεστημένες Α/Γ και πως η έξοδος κάθε μίας Α/Γ ακολουθεί την εξίσωση (5.26). Οι παράμετροι των Α/Γ είναι:  $V_R=11,9\text{m/s}$ ,  $V_C=3,5\text{m/s}$  και  $V_{CO}=25\text{m/s}$ . Τα χαρακτηριστικά του ανέμου για το βασικό σενάριο είναι  $V_{W,mean}=7\text{m/s}$  και  $\sigma_W=2,5\text{m/s}$ . Ο Πίνακας 5.2 παρέχει τα αποτελέσματα της πιθανοτικής επίλυσης για αβεβαιότητα φορτίου αιχμής 10% και για διάφορες τιμές του άνω ορίου αποκοπής φορτίου. Στον Πίνακα 5.3, παρουσιάζεται η πιθανότητα αποκοπής φορτίου για τη λιγότερη ακριβή λύση του Πίνακα 5.2 για διαφορετικά χαρακτηριστικά ανέμου.

**Πίνακας 5.2: Επενδύσεις νέων γραμμών μεταφοράς θεωρώντας αιολική ισχύ στο ζυγό 3 και  $\sigma_{LOAD}/E_{LOAD} = 10\%$  για το δίκτυο του Garver**

$L_{max}$	Νέες γραμμές	Κόστος επένδυσης (κ\$)
0%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{26}=3, n_{23}=1, n_{15}=1$	260
5%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{26}=2, n_{23}=1, n_{15}=1$	230
10%	$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{26}=2, n_{23}=1$	210

**Πίνακας 5.3: Πιθανότητα αποκοπής φορτίου για διαφορετικά χαρακτηριστικά ανέμου και  $\sigma_{LOAD}/E_{LOAD} = 10\%$  για το δίκτυο του Garver**

Νέες γραμμές μεταφοράς	Χαρακτηριστικά ανέμου	$Pr\{W_0>0\}$
$n_{46}=3, n_{35}=2, n_{26}=2, n_{23}=1$	$V_{W,mean}=5,5\text{m/s}, \sigma_W=2\text{m/s}$	0,112
	$V_{W,mean}=7\text{m/s}, \sigma_W=2,5\text{m/s}$	0,059
	$V_{W,mean}=10\text{m/s}, \sigma_W=3,5\text{m/s}$	0,031

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.3, μπορεί να παρατηρηθεί το γεγονός πως η προσθήκη μίας μόνο επιπλέον γραμμής ( $n_{26}$ ) σε σχέση με την αντίστοιχη λύση που προέκυψε κατά τη ντετερμινιστική λύση του προβλήματος, διατηρεί την πιθανότητα αποκοπής φορτίου σε ικανοποιητικά επίπεδα, παρά το γεγονός πως συμβατική ισχύς αντικαταστάθηκε από ισχύ που προέρχεται από ΑΠΕ. Η αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής αυξάνει τον κίνδυνο αποκοπής φορτίου και απαιτεί πιο ακριβές λύσεις για την επέκταση του δικτύου που να ελαχιστοποιούν την πιθανότητα εμφάνισης αποκοπής φορτίου. Η πιθανότητα αποκοπής φορτίου για δεδομένο δίκτυο αυξάνεται όταν λαμβάνονται υπόψη μικρότερες μέσες ταχύτητες ανέμου.

## 5.4.2 Εφαρμογή στο δίκτυο των 24 ζυγών της ΙΕΕΕ

### 5.4.2.1 Ντετερμινιστική μέθοδος

Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ντετερμινιστικής μεθόδου για το δίκτυο των 24 ζυγών της ΙΕΕΕ, θεωρώντας μόνο την περίπτωση κατά την οποία η παραγωγή στους ζυγούς είναι μεταβλητή και έχει ως σκοπό την ελαχιστοποίηση της αποκοπής φορτίου. Η αιχμή του φορτίου και η εγκατεστημένη παραγωγή θεωρείται πως είναι τρεις φορές αυτή που παρουσιάζεται στον Πίνακα Β.4. Από τα αποτελέσματα συμπεραίνεται πως η λύση που προκύπτει για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης του δικτύου (N-1 secure TEP) απαιτεί πολύ περισσότερες νέες γραμμές σε σχέση με το πρόβλημα adequate TEP, ειδικά στο κάτω μέρος του δικτύου (132kV) που είναι λιγότερο βροχοειδές και επομένως πιο ασθενές. Θα πρέπει να σημειωθεί πως η λύση που υπολογίστηκε με τη μέθοδο Benders για το πρόβλημα της ασφαλούς επέκτασης δεν είναι η βέλτιστη, γεγονός που οφείλεται στα μειονεκτήματα των μεθόδων μαθηματικής βελτιστοποίησης που αναφέρθηκαν στην αρχή του κεφαλαίου.

**Πίνακας 5.4: Επενδύσεις νέων γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο 24 ζυγών της ΙΕΕΕ χρησιμοποιώντας ντετερμινιστική μέθοδο**

Κλάδος		Αριθμός νέων γραμμών			
		Adequate TEP		N-1 secure TEP	
Από ζυγό	Προς ζυγό	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες	Χωρίς απώλειες	Με απώλειες
1	5			1	1
3	9			2	2
3	24			1	1
4	9			1	1
6	10	1	1	2	2
7	8	2	2	2	2
9	12			1	1
10	12	1	1	1	1
11	13				1
12	13			1	1
14	16	1	1	1	1
20	23		1	1	1
Κόστος επένδυσης (Μ\$)		15,2	18,2	47,5	54,1

Για τις λύσεις που προκύπτουν, είναι αναγκαία μια ανάλυση ευαισθησίας και μια μελέτη κόστους οφέλους που να λαμβάνει υπόψη τόσο πολλαπλά επίπεδα φορτίου όσο και το κόστος παραγωγής και ανακατανομής. Είναι πιθανό η ύπαρξη συμφόρησης και ανακατανομής της παραγωγής σε ένα λιγότερο ανεπτυγμένο αλλά N-1 ασφαλές δίκτυο να είναι μια πιο αποτελεσματική λύση για τον ιδιοκτήτη του δικτύου αλλά και για το κοινωνικό σύνολο σε σχέση με ένα δίκτυο που δεν παρουσιάζει καμία πιθανότητα εμφάνισης συμφόρησης.

#### 5.4.2.2 Πιθανοτική μέθοδος

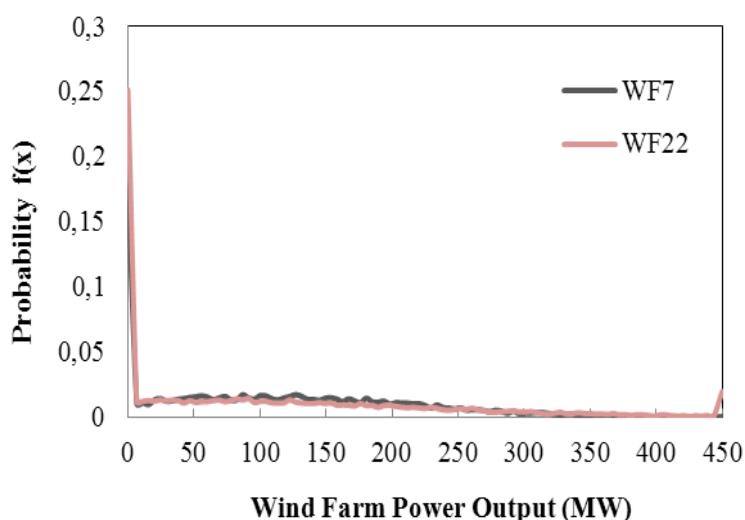
Για τις προσομοιώσεις που εφαρμόστηκε η πιθανοτική μέθοδος, αρχικά υπολογίστηκε το κόστος επένδυσης για αβεβαιότητα φορτίου 5% και για διάφορες τιμές άνω ορίου αποκοπής φορτίου χωρίς να υπάρχει αιολική παραγωγή στο σύστημα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.5: Επενδύσεις νέων γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE για αβεβαιότητα φορτίου 5% χωρίς αιολική παραγωγή

Κλάδος		Αριθμός νέων γραμμών					
Από ζυγό	Προς ζυγό	$L_{max}$					
		0%	1%	2%	3%	4%	5%
1	5	1	0	1	0	0	1
2	4	1	0	0	0	1	0
3	24	2	1	1	1	0	0
6	10	2	2	1	1	1	1
7	8	2	2	2	2	2	2
9	12	1	0	0	0	1	1
10	11	0	0	0	1	0	0
10	12	1	2	1	1	1	1
11	13	0	0	1	1	0	0
12	13	1	1	0	0	1	1
14	16	1	1	1	1	1	1
15	24	1	1	1	0	0	0
16	17	1	1	1	1	0	0
20	23	1	1	1	1	1	1
Κόστος επένδυσης (Μ\$)		57,7	47,2	42,8	38,4	34,8	32
$E(\sum r_k)$ (MW)		1,17	3,08	7,76	11,7	15,4	20,57
$Pr\{W_\sigma > 0\}$		0,016	0,049	0,086	0,163	0,175	0,194

Η αβεβαιότητα φορτίου αυξάνει το απαιτούμενο κόστος επένδυσης για την ελαχιστοποίηση της πιθανότητας εμφάνισης αποκοπής φορτίου (περίπτωση  $L_{max}=0$ ) κατά \$3,6-εκατ. (\$57,7 εκατ. έναντι \$54,1 εκατ.). Αυξάνοντας το κάτω όριο αποκοπής  $L_{max}$ , ο αλγόριθμος προτείνει λιγότερες νέες γραμμές για εγκατάσταση με μεγαλύτερη όμως αναμενόμενη τιμή αποκοπής φορτίου καθώς και πιθανότητα εμφάνισης αποκοπής κατά την αιχμή. Η πιθανότητα η αποκοπή φορτίου να είναι πάνω από το κατώφλι  $L_{max}$  σε κάθε λύση του Πίνακα 5.5 είναι μικρότερη του 0,01, εκτός από την περίπτωση  $L_{max}=0$  λόγω της δυσκολίας εύρεσης υποψήφιας νέας γραμμής με ανταγωνιστικό κόστος επένδυσης ως προς το εναπομείναν (πολύ μικρό) αναμενόμενο πιθανοτικό κόστος αποκοπής φορτίου.

Στη συνέχεια θεωρείται πως δύο αιολικά πάρκα αντικαθιστούν τη μισή ισχύ των συμβατικών μονάδων παραγωγής των ζυγών 7 και 22. Τα χαρακτηριστικά των Α/Γ των Α/Π είναι  $V_R=11.9\text{m/s}$ ,  $V_C=3.5\text{m/s}$  και  $V_{CO}=25\text{m/s}$ . Στο Σχήμα 5.5 φαίνεται η ΣΠΠ της εξόδου των Α/Π για βαθμό συσχέτισης 0,75, όταν η μέση ταχύτητα του ανέμου στους ζυγούς είναι  $V_{W,mean}=5.5\text{m/s}$  και η τυπική απόκλιση  $\sigma_W=2\text{m/s}$ .



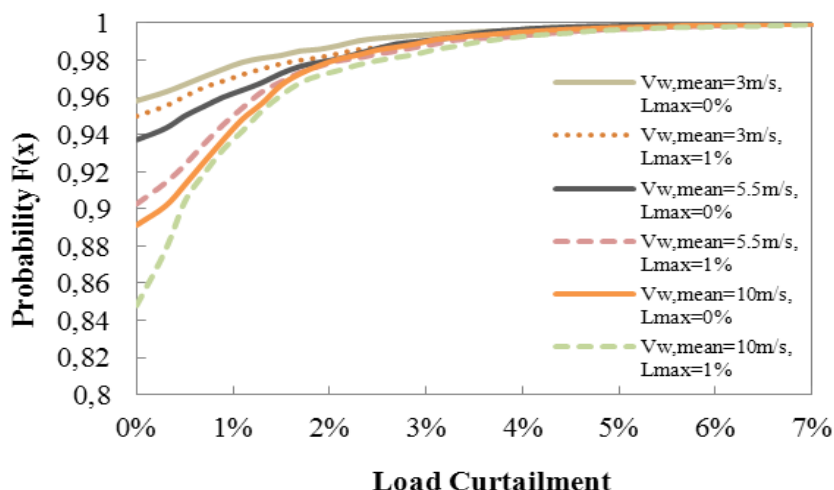
Σχήμα 5.5: ΣΠΠ  $f(x)$  της αιολικής παραγωγής στους ζυγούς 7 και 22 για βαθμό συσχέτισης 0,75 [95]

Οι νέες γραμμές που απαιτούνται για την ασφαλή επέκταση του δικτύου για αβεβαιότητα φορτίου αιχμής 5%, για διάφορες τιμές άνω ορίου αποκοπής φορτίου  $L_{max}$  και για διαφορετικά χαρακτηριστικά ανέμου (χρησιμοποιώντας πάντα ένα δείκτη συσχέτισης 0,75 μεταξύ του ανέμου των δύο τοποθεσιών) παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.6. Η πιθανότητα η αποκοπή φορτίου να ξεπερνάει το άνω όριο  $L_{max}$  που έχει τεθεί είναι κάτω από 0,05 για όλες τις τελικές λύσεις. Ο αριθμός των επαναλήψεων που είναι αναγκαίος για τη σύγκλιση της Benders εξαρτάται από τον αριθμό των νέων γραμμών που πρέπει να εισέλθουν στο σύστημα ενώ ο χρόνος επίλυσης εξαρτάται επίσης και από τον αριθμό των πιθανοτικών υποπροβλημάτων που επιλύονται σε κάθε επανάληψη της Benders. Για την επίλυση του πρώτου προβλήματος του Πίνακα 5.6, χρειάστηκαν 61 επαναλήψεις της Benders και 57 λεπτά υπολογιστικού χρόνου χρησιμοποιώντας ένα PC με Core 2 Duo CPU στα 3.0 GHz και με 2 GB RAM.

Πίνακας 5.6: Επενδύσεις νέων γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE για αβεβαιότητα φορτίου 5% και βαθμό συσχέτισης 0,75 μεταξύ των δύο Α/Π

Κλάδος		Αριθμός νέων γραμμών					
		$V_{W,mean}=3m/s,$ $\sigma_W=1m/s$		$V_{W,mean}=5,5m/s,$ $\sigma_W=2m/s$		$V_{W,mean}=10m/s,$ $\sigma_W=3,5m/s$	
Από ζυγό	Προς ζυγό	$L_{max}$		$L_{max}$		$L_{max}$	
		0%	1%	0%	1%	0%	1%
1	5	1	1	1	1	1	1
2	4	1	1	1	1	1	
3	9	1		1			
3	24	2	2	1	1	1	1
6	10	2	2	2	2	2	2
7	8	1	1	2	2	2	2
8	9	2	2	2	1		
8	10	1				1	1
9	11	1	1	1	1		1
9	12	1	1				
10	11	1	1	1	1		
10	12	1	1	1	1	2	2
11	13	1	1	1	1		
12	13	1	1	1	1	2	1
12	23	1					
14	16	2	2	2	2	2	2
15	21	1		1			
15	24	1	1	1	1	1	1
16	17	1	2	1	2	2	1
17	18	1	2	1	1	2	1
20	23	1	1	1	1	1	1
Κόστος επένδυσης (Μ\$)		116,3	94,3	90,2	79,6	76,6	66,1
$E(\sum r_k)$ (MW)		4,671	8,175	4,324	8,415	2,478	8,266
$Pr\{W_0>0\}$		0,041	0,057	0,039	0,059	0,024	0,047

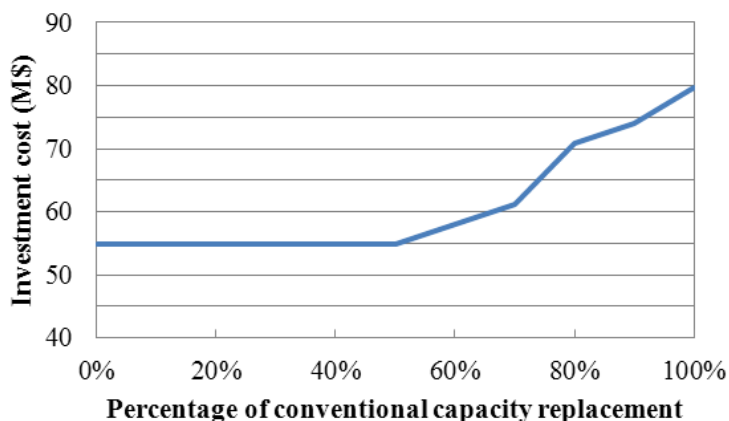




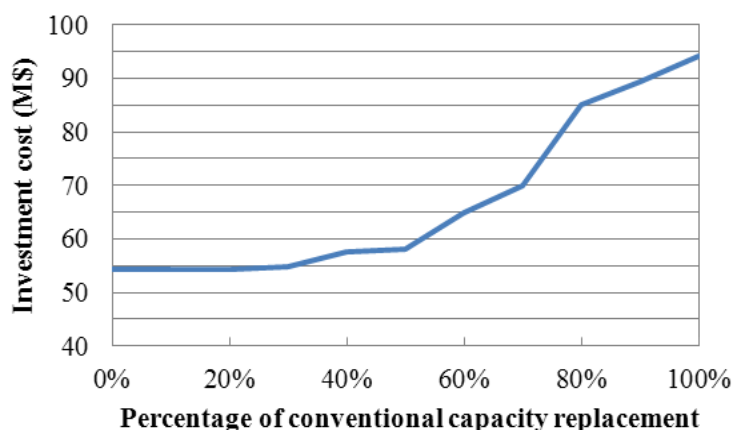
Σχήμα 5.6: Αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της αποκοπής φορτίου για μηδενική αιολική παραγωγή για τα έξι δίκτυα του Πίνακα 5.6 [95]

Εάν για τις νέες τοπολογίες του δικτύου, όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.6, θεωρηθεί πως η έξοδος των δύο αιολικών πάρκων είναι τελικά μηδενική, η αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της αποκοπής φορτίου των δικτύων του Πίνακα 5.6 για μηδενική παραγωγή από Α/Π παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.6. Η υπερεκτίμηση της μέσης τιμής του ανέμου κατά την αιχμή του συστήματος οδηγεί στην κατασκευή ενός δικτύου με αυξημένη πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην περίπτωση που στην πραγματικότητα κατά την αιχμή του συστήματος η έξοδος από τα Α/Π είναι μηδενική, ακόμα και αν χρησιμοποιηθεί το δίκτυο που κατασκευάστηκε με τις πιο αυστηρές απαιτήσεις ( $L_{max}=0\%$ ). Αντίθετα, η υποεκτίμηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στην αιχμή του συστήματος οδηγεί σε πολύ μικρή πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην περίπτωση μηδενικής παραγωγής από Α/Π αλλά και σε ένα πολύ μεγάλο κόστος επένδυσης. Για μέσες προς χαμηλές ταχύτητες ανέμου ( $V_{W,mean}=5,5\text{m/s}$ ), η πιθανότητα αποκοπής φορτίου είναι χαμηλή και συγκρίσιμη με την περίπτωση των χαμηλών ταχυτήτων ( $V_{W,mean}=3\text{m/s}$ ), αλλά το κόστος επένδυσης είναι αρκετά χαμηλότερο.

Στη συνέχεια της εφαρμογής της πιθανοτικής μεθόδου, εξετάστηκε η επίδραση που έχει η αντικατάσταση συμβατικής παραγωγής από αιολική στις αναγκαίες επενδύσεις στο σύστημα μεταφοράς. Έτσι, το πιθανοτικό πρόβλημα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς επιλύθηκε για διάφορα ποσοστά αντικατάστασης συμβατικής παραγωγής από την αιολική παραγωγή που εισήλθε στο σύστημα στις προσομοιώσεις της προηγούμενης ενότητας. Πιο συγκεκριμένα, η εγκατεστημένη αιολική παραγωγή εξακολουθεί να είναι 900MW (450MW στο ζυγό 7 και 450MW στο ζυγό 22), αλλά αυτή η ισχύς αντικαθιστά ένα μέρος της συμβατικής εγκατεστημένης παραγωγής στους ίδιους ζυγούς. Τα αποτελέσματα για 100% αντικατάσταση παρουσιάστηκαν στον Πίνακα 5.6. Στο Σχήμα 5.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για  $V_{W,mean}=5,5\text{m/s}$  και  $\sigma_w=2\text{m/s}$  στους ζυγούς 7 και 22,  $L_{max}=1\%$  και αβεβαιότητα φορτίου αιχμής 5%. Από τα αποτελέσματα φαίνεται πως το κόστος επέκτασης παραμένει ίδιο για μικρότερη από 50% αντικατάσταση συμβατικής παραγωγής στους δύο ζυγούς. Φυσικά, όπως έδειξαν τα προηγούμενα αποτελέσματα, το κόστος επένδυσης της πιθανοτικής επέκτασης εξαρτάται άμεσα από την προσομοιωμένη μέση τιμή και τυπική απόκλιση του ανέμου. Στο Σχήμα 5.8 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα αποτελέσματα για  $V_{W,mean}=3\text{m/s}$  and  $\sigma_w=1\text{m/s}$ , όπου το όριο του ποσοστού αντικατάστασης συμβατικής παραγωγής χωρίς περαιτέρω μείωση του κόστους επένδυσης κατεβαίνει στο 30% λόγω της μικρότερης θεώρησης παραγωγής από τα Α/Π.



Σχήμα 5.7: Κόστος επένδυσης για διάφορα ποσοστά αντικατάστασης συμβατικής παραγωγής από αιολική για  $V_{w,mean}=5,5m/s$  και  $\sigma_w=2m/s$



Σχήμα 5.8: Κόστος επένδυσης για διάφορα ποσοστά αντικατάστασης συμβατικής παραγωγής από αιολική για  $V_{w,mean}=3m/s$  και  $\sigma_w=1m/s$

Από τα αποτελέσματα των δύο σχημάτων γίνεται εμφανής μία ακόμα δυνατότητα χρησιμοποίησης του μοντέλου πιθανοτικής επέκτασης που παρουσιάστηκε στον παρόν κεφάλαιο. Ο σχεδιαστής του δικτύου μπορεί μέσω μιας ανάλυσης ευαισθησίας να υπολογίσει το κάτω όριο της επιβάρυνσης που εισέρχεται στο κόστος επέκτασης από την αντικατάσταση συμβατικής παραγωγής από ΑΠΕ, διατηρώντας πάντα το σύστημα στα αποδεκτά και προσχεδιασμένα επίπεδα ασφαλείας και πιθανής αποκοπής φορτίου. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος πιθανοτικής επέκτασης μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί και για μελέτες διαχείρισης ζήτησης (demand side management) και αξίας της αποκοπής φορτίου μέσω ανάλυσης ευαισθησίας γύρω από την τιμή της πιθανής αποκοπής φορτίου και της επακόλουθης μείωσης του απαιτούμενου κόστους επένδυσης

## 5.5 Σύνοψη και συμπεράσματα

Το πρόβλημα της πιθανοτικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς είναι ένα αρκετά πολύπλοκο και απαιτητικό σε υπολογιστικό χρόνο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Στο κεφάλαιο αυτό για την επίλυση του πιθανοτικού αυτού προβλήματος βελτιστοποίησης χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος

αποσύνθεσης Benders. Ο λόγος της προτίμησης αυτής είναι κυρίως η μείωση του αναμενόμενου χρόνου υπολογισμού και περάτωσης του προβλήματος καθώς η μοντελοποίηση με πιθανοτικό τρόπο των δεδομένων εισόδου του προβλήματος αυξάνει κατά πολύ το χρόνο αξιολόγησης κάθε προτεινόμενης λύσης σε κάθε επανάληψη του εκάστοτε αλγορίθμου βελτιστοποίησης. Στην κλασική μορφοποίηση του προβλήματος, στόχος του σχεδιαστή του δικτύου είναι η εύρεση του σχεδίου επέκτασης με το ελάχιστο άθροισμα κόστους επένδυσης και κόστους αποκοπής φορτίου. Στο κεφάλαιο αυτό προτείνεται η εισαγωγή ενός άνω ορίου στην ενδεχόμενη αποκοπή φορτίου κατά την αιχμή του συστήματος. Με τον τρόπο αυτό, δίνεται η ευελιξία στο σχεδιαστή του δικτύου να αποκτήσει μέσω της βελτιστοποίησης λύσεις επέκτασης οι οποίες όχι μόνο θα έχουν πολύ χαμηλό αναμενόμενο κόστος αποκοπής φορτίου, αλλά και σχεδόν μηδενική πιθανότητα η υπολογιζόμενη αποκοπή φορτίου κατά την αιχμή να είναι μεγαλύτερη από το προκαθορισμένο άνω όριο. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος χρησιμοποιεί τη μέθοδο Monte Carlo για την προσομοίωση των δεδομένων εισόδου του προβλήματος (αβεβαιότητα πρόβλεψης αιχμής φορτίου, διαθεσιμότητας γραμμών μεταφοράς και παραγωγής από αιολικά πάρκα) και μπορεί να εφαρμοστεί τόσο για την εύρεση όσο και για την αξιολόγηση των εγκαταστάσεων μεταφοράς που μειώνουν την πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην αιχμή του συστήματος. Τέλος, το προτεινόμενο εργαλείο πιθανοτικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς μπορεί να χρησιμοποιηθεί, ως κομμάτι μια γενικότερης ανάλυσης ευαισθησίας, για τον υπολογισμό (ενός μέρους) της αξίας αποκοπής φορτίου (VoLL) ή του επιπλέον κόστους επένδυσης που απαιτείται στην περίπτωση που δυναμικότητα συμβατικών μονάδων παραγωγής αντικατασταθεί από ίση ή μεγαλύτερη δυναμικότητα εγκαταστάσεων ΑΠΕ.



---

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

---

### Αξιολόγηση επενδύσεων σε συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας

#### 6.1 Εισαγωγή

Ο σχεδιασμός επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ενέργειας συχνά περιλαμβάνει ένα σύνολο εφικτών τεχνικά λύσεων οι οποίες στη συνέχεια αξιολογούνται με οικονομικά, περιβαλλοντολογικά και άλλα κριτήρια αποφάσεων. Το γεγονός αυτό είναι αποτέλεσμα των πολλών αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται στο πρόβλημα της επέκτασης της μεταφοράς και έχουν να κάνουν τόσο με τεχνικά όσο και με οικονομικά μεγέθη. Στο κεφάλαιο αυτό, αναλύεται και εφαρμόζεται μία μεθοδολογία για την οικονομική αποτίμηση εναλλακτικών επιλογών για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς, βασιζόμενη σε διάφορους δείκτες, οι οποίοι και μετρούν την επίδραση των επενδυτικών πλάνων στην ανταγωνιστικότητα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η προτεινόμενη μεθοδολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο για έργα που σχεδιάστηκαν για τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας του συστήματος μεταφοράς όσο και για έργα που βασίζονται στην οικονομικότητα και στο αναμενόμενο κέρδος (merchant transmission investments) και μπορεί να χρηματοδοτούνται είτε από τους ιδιοκτήτες των δικτύων μεταφοράς είτε και από άλλα ιδιωτικά κεφάλαια.

Στα πρώην καθετοποιημένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η επέκταση των συστημάτων μεταφοράς είχε ως σκοπό το σύστημα μεταφοράς να τηρεί τα επίπεδα αξιοπιστίας και ασφάλειας για την αντιμετώπιση πιθανών μελλοντικών καταστάσεων του δικτύου (αιχμή φορτίου, πιθανές βλάβες δικτύου και γεννητριών, κτλ.) με το μικρότερο δυνατό κόστος επένδυσης [96]. Στο νέο περιβάλλον απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας οι στόχοι της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς είναι [97]:

1. Η διατήρηση του επιπέδου αξιοπιστίας και ασφάλειας του συστήματος σε αποδεκτά πρότυπα επίπεδα.
2. Η βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

### 3. Η διατήρηση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος των νέων έργων μεταφοράς σε αποδεκτά επίπεδα.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εισήγαγε νέες προκλήσεις στους σχεδιαστές των συστημάτων μεταφοράς καθώς κάθε προτεινόμενο έργο μεταφοράς που έχει σκοπό είτε τη βελτίωση της αξιοπιστίας είτε τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστά αναγκαία την αξιολόγηση και αποτίμηση του οικονομικού οφέλους από το έργο αυτό. Σε αντίθεση με την κατάσταση προ της απελευθέρωσης της αγοράς όπου μία ρυθμιζόμενη εταιρεία κοινής ωφέλειας ήταν υπεύθυνη για την παραγωγή και μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, η αναδιαρθρωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από ένα σύνολο διαφορετικών «παιχτών» των οποίων οι αποφάσεις (επενδυτικές ή λειτουργικές) επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό τη χρήση των εγκαταστάσεων μεταφοράς. Έτσι το πρόβλημα της επέκτασης του δικτύου μεταφοράς παίρνει τη μορφή πολυκριτηριακού προβλήματος (multi-objective problem) όπου ο σχεδιαστής του δικτύου καλείται να αποφασίσει την επικρατούσα λύση μέσα από την αξιολόγηση ορισμένων κριτηρίων ασφάλειας και ανταγωνιστικότητας ενός συνόλου (ισοδύναμων πολλές φορές) λύσεων (Pareto optimal) [98].

Για την αξιολόγηση κάθε προτεινόμενης επενδυτικής λύσης, είναι αναγκαία η πραγματοποίηση μιας μελέτης κόστους-οφέλους [99]. Η οικονομική αποτίμηση ενός έργου βασίζεται στον προσδιορισμό και στην ποσοτικοποίηση των θετικών και αρνητικών οικονομικών επιπτώσεων που έχει το έργο αυτό στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Για τα επενδυτικά έργα μεταφοράς, η ανάλυση κόστους-οφέλους πρέπει να εμπεριέχει την επίδραση του κόστους της επένδυσης μεταφοράς στην αύξηση της πρόσβασης των χρηστών του δικτύου σε φθηνότερες περιοχές παραγωγής και ζήτησης και στην ανταγωνιστικότητα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η προσέγγιση θα πρέπει επίσης να λαμβάνει υπόψη τυχαίες ή μη τυχαίες αβεβαιότητες που έχουν σχέση με σημαντικούς συντελεστές της αγοράς (πχ. μελλοντική τοποθεσία παραγωγής, μη σταθερή παραγωγή από ΑΠΕ, κόστος καυσίμου, ρυθμός αύξησης φορτίου κτλ.) [100]. Στο απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ο σχεδιασμός των συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς είναι διαχωρισμένος, ενώ η επέκταση της παραγωγής βασίζεται κυρίως σε κίνητρα αγοράς. Εξαιτίας των διαφοροποιημένων και συχνά αντικρουόμενων συμφερόντων των ενδιαφερόμενων μερών καθώς και τη συχνά εμφανιζόμενη έλλειψη διαφάνειας στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, τυχόν αποστολή λάθος σημάτων στην αγορά μπορεί να οδηγήσει σε υπο-βέλτιστη επέκταση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [101].

Στο νέο απελευθερωμένο περιβάλλον, υπάρχουν δύο είδη έργων επέκτασης του συστήματος μεταφοράς: i) έργα που σχεδιάζονται με βάση την ενίσχυση της αξιοπιστίας και της οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος και ii) έργα που προωθούνται για οικονομικούς-εμπορικούς κυρίως λόγους. Στην πρώτη περίπτωση, το κόστος επένδυσης (ή μέρος του κόστους) συχνά ενσωματώνεται στις χρεώσεις χρήσης του συστήματος και αποφέρει ένα ρυθμιζόμενο ποσοστό απόδοσης στον ιδιοκτήτη του δικτύου. Τα οφέλη από επενδυτικά έργα που σχεδιάζονται με σκοπό τη βελτίωση της αξιοπιστίας είναι συχνά δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν, καθώς δεν είναι εύκολο να αποτιμηθούν σε αξία χρήματος αλλαγές στη συχνότητα ή στη διάρκεια των διακοπών της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Συνήθως όμως, τα έργα αυτά περιλαμβάνουν ένα σύνολο εναλλακτικών επιλογών, οι οποίες είναι όλες από μόνες τους τεχνικά υλοποιήσιμες και με αντίστοιχη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος, αλλά η επιλογή της τελικής λύσης θα πρέπει να γίνει με βάση τα σχετικά οικονομικά πλεονεκτήματά της.

Στην περίπτωση των έργων που προωθούνται για οικονομικούς (εμπορικούς) λόγους, το κόστος επένδυσης συνήθως ανακτάται μέσω των εσόδων που προκύπτουν από τη χρήση του νέου έργου αυτού (έσοδο από συμφόρηση, πλειστηριασμούς δικαιωμάτων μεταφοράς, χρέωση με βάση τη χρήση κτλ.) παρά μέσω ενός ρυθμιζόμενου ποσοστού απόδοσης. Παρόλα αυτά, νέα έργα μεταφοράς που βασίζονται αποκλειστικά σε ιδιωτικά κεφάλαια, μπορεί να οδηγήσουν σε δυσεπίλυτα προβλήματα τα οποία και κάνουν ακόμα σπάνια την εφαρμογή τους. Εφόσον η

ανάκτηση του κόστους της επένδυσης βασίζεται στο φαινόμενο της συμφόρησης και στο κέρδος που προκύπτει από αυτήν, μια εμπορική επένδυση μεταφοράς λαμβάνει χώρα μεταξύ περιοχών με ευκαιρίες εσόδου από συμφόρηση, δηλαδή μεταξύ περιοχών με σημαντικά διαφορετικές τιμές. Η υλοποίηση της επένδυσης όμως οδηγεί σε μείωση των περιπτώσεων συμφόρησης και του αναμενόμενου κέρδους το οποίο δε μπορεί να αντιμετωπισθεί με την υλοποίηση έργου με μειωμένη μεταφορική ικανότητα λόγω της συχνά τυποποιημένης διαστασιολόγησης των νέων εγκαταστάσεων. Επίσης, ένα νέο έργο μεταφοράς που σχεδιάστηκε με οικονομικά κριτήρια μπορεί να προσφέρει οφέλη σε ένα ευρύ φάσμα συμμετεχόντων, ενώ μπορεί να συνδράμει και στη βελτίωση της ασφάλειας του δικτύου.

Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στο συγκεκριμένο κεφάλαιο μπορεί να εφαρμοστεί τόσο για έργα που σχεδιάζονται για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος μεταφοράς όσο και για εμπορικά έργα μεταφοράς, καθώς λαμβάνεται υπόψη τόσο το κόστος επένδυσης όσο και τα οικονομικά οφέλη που απορρέουν από κάθε εναλλακτική για όλους του συμμετέχοντες. Οι αλλαγές στο κοινωνικό όφελος ή το κέρδος από συμφόρηση που προκαλούνται από κάθε μία εναλλακτική λύση επέκτασης του δικτύου συγκρίνονται με το αντίστοιχο κόστος επένδυσης και διάφοροι οικονομικοί δείκτες αξιολογούν τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς για κάθε μία από τις εναλλακτικές λύσεις αυτές.

## 6.2 Προτεινόμενη μεθοδολογία

Η οικονομική αποτίμηση του οφέλους από κάθε νέο έργο μεταφοράς προϋποθέτει τον υπολογισμό ενός συνόλου δεικτών και μεγεθών για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια μελέτης. Αυτός ο χρονικός ορίζοντας είναι διαφορετικός από τη διάρκεια ζωής των νέων έργων, καθώς οι συνεχείς αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου αλλά και των σταθμών παραγωγής, κάνει πολύ δύσκολη την αξιόπιστη αποτίμηση του οικονομικού οφέλους μιας επένδυσης για πολύ μεγάλο χρονικό ορίζοντα. Όλα τα αποτελέσματα των οικονομικών μεγεθών υπολογίζονται με όρους Παρούσας Αξίας (Present Value). Η παρούσα αξία μιας χρηματοροής  $K$  υπολογίζεται ως εξής:

$$PV = \frac{K_t}{(1+i)^t} \quad (6.1)$$

όπου  $t$  είναι το έτος υπολογισμού της χρηματοροής,  $i$  είναι το επιτόκιο αναγωγής (προεξοφλητικό επιτόκιο) και  $K_t$  είναι η χρηματοροή κατά το έτος  $t$ .

Ο καθορισμός του κόστους βασίζεται στον υπολογισμό της παρούσας αξίας του κόστους επένδυσης του εξεταζόμενου έργου για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο. Για αυτό το λόγο είναι απαραίτητη η γνώση του ακριβούς χρόνου υλοποίησης του έργου καθώς και της διάρκειας ζωής του. Επίσης είναι αναγκαίος ο προσδιορισμός του έργου σαν επένδυση που υλοποιείται για τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος ή αν πρόκειται για εμπορικό έργο. Στην πρώτη περίπτωση, το κόστος επένδυσης ουσιαστικά αναλαμβάνεται από όλους του χρήστες μέσω των χρεώσεων χρήσης του συστήματος μεταφοράς. Στη δεύτερη περίπτωση, το κόστος των εμπορικών επενδύσεων καλύπτεται από ιδιωτικά κεφάλαια των ιδιοκτητών των νέων γραμμών και αποσβένεται μέσω διάφορων μηχανισμών αγοράς (ενοίκιο συμφόρησης, μακροχρόνια δικαιώματα χρήσης των γραμμών, κτλ).

Όσον αφορά τα οφέλη, η αξιολόγηση της καθαρής παρούσας αξίας του οφέλους από μια επένδυση επέκτασης της μεταφοράς, πραγματοποιείται μέσω υπολογισμού της παρούσας αξίας ενός δείκτη που έχει οριστεί για τη αξιολόγηση της επένδυσης. Ο δείκτης αυτός για την περίπτωση που η επένδυση που μελετάται έχει σκοπό τη βελτίωση της οικονομικής λειτουργίας ενός ΣΗΕ, είναι συνήθως η αύξηση του κοινωνικού οφέλους ή η μείωση του κόστους συμφόρησης που

προκαλεί η επένδυση. Για μια εμπορική επένδυση, ο δείκτης αξιολόγησης είναι το έσοδο από συμφόρηση (congestion revenue) της επένδυσης. Ο παράλληλος υπολογισμός της μεταβολής των πλεονασμάτων παραγωγού, καταναλωτή και ιδιοκτήτη μεταφοράς, καθώς και δεικτών που μετρούν την ανταγωνιστικότητα της αγοράς μπορούν να βοηθήσουν στην περαιτέρω ανάλυση των αποτελεσμάτων και στη λήψη των τελικών αποφάσεων [102].

Ακολουθώντας ντετερμινιστική μέθοδο, για τον υπολογισμό των ανωτέρω μεγεθών, απαραίτητα στοιχεία εισόδου είναι οι καμπύλες κόστους των μονάδων παραγωγής (υφιστάμενων ή υποψήφιων νέων), χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, στοιχεία διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής, κτλ. Φυσικά, οι παραδοχές που γίνονται είναι αρκετές και έχουν να κάνουν με τις προσφορές των μονάδων παραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, το υπολογισμό ή μη των απαιτούμενων εφεδρειών στο καθορισμό της παραγωγής, κτλ. Παρόλα αυτά, σε μακροχρόνιες μελέτες είναι σύνηθες ορισμένες βραχυπρόθεσμες λειτουργίες της αγοράς να παραλείπονται για χάρην απλότητας και χρόνου προσομοίωσης. Εν κατακλείδι, το όφελος από μια επένδυση επέκτασης της μεταφοράς με σκοπό την μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος μπορεί να αξιολογηθεί σε παρούσα αξία ισοδύναμα είτε από την αύξηση που προκαλείται στο κοινωνικό όφελος είτε από τη μείωση που προκαλείται στο κόστος συμφόρησης. Η απομόνωση όμως μιας μεμονωμένης επένδυσης μεταφοράς είναι πολύ δύσκολη αφού οι αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου είναι συνεχείς και κάθε αλλαγή επηρεάζει τις ροές φορτίου στις εγκαταστάσεις μεταφοράς.

Σε μια πιθανοτική προσέγγιση, η προσομοίωση των τυχαιών αβεβαιοτήτων (παραγωγή από ΑΠΕ, αβεβαιότητα φορτίου, διαθεσιμότητα γεννητριών και γραμμών μεταφοράς) θα απαιτούσε την διερεύνηση μόνο μερικών στιγμιότυπων της μελλοντικής λειτουργίας του συστήματος. Τα στιγμιότυπα αυτά θα αποτελούσαν τις πιο σημαντικές καταστάσεις του συστήματος όπως προκύπτει από μία ετήσια ντετερμινιστική προσομοίωση. Παρόλα αυτά, αν οι προσομοιώσεις αφορούν ένα πολύ μεγάλο χρονικό διάστημα, όπως μια δεκαετία, τότε οι μεταβολές της παραγωγής από ΑΠΕ και οι προσφορές των μονάδων παραγωγής μπορούν να θεωρηθούν ότι ακολουθούν ένα συγκεκριμένο μοτίβο, οπότε δεν είναι απαραίτητη η αναλυτική πιθανοτική προσέγγιση. Επίσης, αντί της χρησιμοποίησης μιας ετήσιας χρονοσειράς φορτίου, οι υπολογισμοί μπορούν να πραγματοποιηθούν μόνο για μερικά επίπεδα φορτίου τα οποία να είναι αντιπροσωπευτικά της ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου (βλ. Σχήμα Β.3 και Πίνακα Β.8 του Παραρτήματος Β.2). Επίσης, όσον αφορά τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, στις προσομοιώσεις μπορεί να χρησιμοποιηθεί μία μέση (στατιστικώς προσδιορισμένη) διαθεσιμότητα ανά επίπεδο φορτίου η οποία περιλαμβάνει τόσο τις απρόσμενες βλάβες όσο και τις προγραμματισμένες ετήσιες συντηρήσεις τους. Φυσικά όλες οι παραπάνω παραδοχές προϋποθέτουν πολύ καλή γνώση και επαρκή ικανότητα πρόβλεψης τόσο της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας όσο και του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας γενικότερα.

Η αξιολόγηση των επενδύσεων μεταφοράς έγκειται στη στάθμιση του συνολικού αναμενόμενου κόστους επένδυσης με τα συνολικά αναμενόμενα οικονομικά οφέλη των συγκεκριμένων εναλλακτικών προτάσεων επέκτασης για ένα δεδομένο σενάριο επέκτασης της παραγωγής, συμβατικής και ανανεώσιμης. Τα οικονομικά οφέλη αυτά αποτιμώνται μέσω της μεταβολής που επιφέρει η επένδυση στους διάφορους οικονομικούς δείκτες. Είναι πιθανό, κάποια οφέλη να μη μπορούν να αποτιμηθούν ή να συγκριθούν άμεσα με το κόστος επένδυσης. Τέτοια είναι η μείωση της αναμενόμενης αποκοπής φορτίου (LOLE) και η αύξηση της αξιοπιστίας, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα, η μείωση των επικίνδυνων για το σύστημα περιστατικών εμφάνισης συμφόρησης, κτλ. Στην περίπτωση αυτή, αντί της απευθείας σύγκρισης κόστους-οφέλους μπορεί να επιλεγεί μια πολυκριτηριακή ανάλυση [103].



### 6.2.1 Μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού (ΔPS)

Το πλεόνασμα παραγωγού καθορίζεται ως το καθαρό κέρδος των παραγωγών και αντικατοπτρίζει τη διαφορά του κόστους παραγωγής τους από τα έσοδα που λαμβάνουν από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Για κάθε σενάριο λειτουργίας  $t$ , το πλεόνασμα παραγωγού  $PS_t$  (\$/h) δίνεται από τη σχέση:

$$PS_t = \sum_i \lambda_{i,t} \cdot P_{g_i,t} - C_i(P_{g_i,t}) \quad , \quad \forall i \in NG \quad (6.2)$$

όπου  $i$  είναι ο δείκτης της μονάδας παραγωγής,  $\lambda_{i,t}$  είναι η οριακή τιμή (LMP) που λαμβάνει κάθε μονάδα παραγωγής για την παραγωγή της για το σενάριο  $t$  (\$/MWh),  $C_i(P_{g_i,t})$  είναι το κόστος παραγωγής της  $i^{th}$  μονάδας παραγωγής (\$/h),  $(P_{g_i,t})$  είναι η παραγωγή κάθε  $i^{th}$  μονάδας (MW) στο σενάριο  $t$  και  $NG$  είναι ο συνολικός αριθμός μονάδων παραγωγής στο σύστημα.

Το συνολικό ετήσιο πλεόνασμα παραγωγού μπορεί να υπολογιστεί ύστερα από ετήσια προσομοίωση του συστήματος (είτε ωριαία είτε βασισμένη σε περιόδους):

$$APS = \sum_t Dur_t \cdot PS_t \quad (6.3)$$

όπου  $Dur_t$  είναι χρονική διάρκεια (h) του σεναρίου λειτουργίας  $t$ .

Η μεταβολή στο ετήσιο πλεόνασμα παραγωγού από μία επένδυση μεταφοράς θα είναι:

$$\Delta APS = APS_w - APS_{w/o} \quad (6.4)$$

όπου  $APS_w$  και  $APS_{w/o}$  είναι το ετήσιο πλεόνασμα παραγωγού όταν η προτεινόμενη λύση επέκτασης της μεταφοράς είναι εγκατεστημένη ή όχι αντίστοιχα.

Η παρούσα αξία της μεταβολής του πλεονάσματος παραγωγού για ένα εξεταζόμενο διάστημα  $T$  ετών θα είναι:

$$\Delta PS_{PV} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta APS}{(1+i)^t} \quad (6.5)$$

### 6.2.2 Μεταβολή στο πλεόνασμα καταναλωτή (ΔCS)

Το πλεόνασμα καταναλωτή σε ένα ΣΗΕ καθορίζεται ως το καθαρό κέρδος των καταναλωτών και αντικατοπτρίζει τη διαφορά μεταξύ των χρημάτων που πληρώνουν στο λειτουργό της αγοράς για την προμήθεια της ενέργειάς τους και των προσφορών ζήτησης τους (ή της συνάρτησης χρησιμότητάς τους).

Για κάθε σενάριο λειτουργίας  $t$ , το πλεόνασμα καταναλωτή  $CS_t$  (\$/h) δίνεται από τη σχέση:

$$CS_t = \sum_j B_j(P_{d_j,t}) - \lambda_{j,t} \cdot P_{d_j,t} \quad , \quad \forall j \in ND \quad (6.6)$$

όπου  $j$  είναι ο δείκτης των προμηθευτών στο σύστημα,  $\lambda_{j,t}$  είναι η οριακή τιμή (LMP) που πληρώνει κάθε προμηθευτής για την ενέργειά που προμηθεύεται στο σενάριο  $t$  (\$/MWh),  $B_j(P_{d_j,t})$  είναι η προσφορά ζήτησης του  $j^{th}$  προμηθευτή (\$/h),  $P_{d_j}$  είναι το φορτίο κάθε  $j^{th}$  προμηθευτή για το σενάριο  $t$  (MW) και  $ND$  είναι ο συνολικός αριθμός των προμηθευτών στο σύστημα.

Το συνολικό ετήσιο πλεόνασμα καταναλωτή δίνεται από τη σχέση:

$$ACS = \sum_t Dur_t \cdot CS_t \quad (6.7)$$

Η μεταβολή στο ετήσιο πλεόνασμα καταναλωτή από μία επένδυση μεταφοράς θα είναι:

$$\Delta ACS = ACS_w - ACS_{w/o} \quad (6.8)$$

όπου  $ACS_w$  και  $ACS_{w/o}$  είναι το ετήσιο πλεόνασμα καταναλωτή όταν η προτεινόμενη λύση επέκτασης της μεταφοράς είναι εγκατεστημένη ή όχι αντίστοιχα.

Η παρούσα αξία της μεταβολής του πλεονάσματος καταναλωτή για ένα εξεταζόμενο διάστημα  $T$  ετών θα είναι:

$$\Delta CS_{PV} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta ACS}{(1+i)^t} \quad (6.9)$$

### 6.2.3 Μεταβολή στο κέρδος συμφόρησης ( $\Delta CR$ )

Το κέρδος συμφόρησης (ή πλεόνασμα μεταφοράς) σε ένα ΣΗΕ καθορίζεται ως το κέρδος που μένει στο διαχειριστή-λειτουργό του συστήματος εξαιτίας της εμφάνισης του φαινομένου της συμφόρησης και αντικατοπτρίζει ουσιαστικά τη διαφορά μεταξύ των χρεώσεων των καταναλωτών και των πιστώσεων των παραγωγών.

Για κάθε σενάριο λειτουργίας  $t$ , το πλεόνασμα μεταφοράς  $CS_t$  (\$/h) δίνεται από τη σχέση:

$$CR_t = \sum_n (\lambda_{n,t} P_{d_n,t} - \lambda_{n,t} P_{g_n,t}), \quad \forall n \in \Omega \quad (6.10)$$

ή

$$CR_t = \sum_{ij} f_{ij,t} (\lambda_{i,t} - \lambda_{j,t}), \quad \forall i, j \in \Omega \quad (6.11)$$

όπου  $n$  είναι ο δείκτης των ζυγών του συστήματος,  $\lambda_{n,t}$  είναι η οριακή τιμή (LMP) στο ζυγό  $n$  για το σενάριο  $t$  (\$/MWh),  $\Omega$  είναι το σύνολο των ζυγών στο σύστημα,  $f_{ij,t}$  είναι η ροή ενεργού ισχύος μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$  για το σενάριο  $t$  (MW), ενώ οι μεταβλητές  $P_{d_n,t}$  και  $P_{g_n,t}$  υπολογίζονται από τις εξισώσεις:

$$\begin{aligned} P_{g_n,t} &= \sum_i P_{g_i,t}, \quad \forall i \in NG_n \\ P_{d_n,t} &= \sum_j P_{d_j,t}, \quad \forall j \in ND_n \end{aligned} \quad (6.12)$$

όπου  $NG_n$  και  $ND_n$  είναι το σύνολο των μονάδων παραγωγής και προμηθευτών που συνδέονται στο ζυγό  $n$  αντίστοιχα.

Το συνολικό ετήσιο κέρδος από συμφόρηση δίνεται από τη σχέση:

$$ACR = \sum_t Dur_t \cdot CR_t \quad (6.13)$$

Χρησιμοποιώντας την εξίσωση (6.11) το κέρδος από συμφόρηση μπορεί να υπολογιστεί ξεχωριστά για κάθε εγκατάσταση.

Η μεταβολή στο ετήσιο πλεόνασμα μεταφοράς από μία επένδυση μεταφοράς θα είναι:

$$\Delta ACR = ACR_w - ACR_{w/o} \quad (6.14)$$

όπου  $ACR_w$  και  $ACR_{w/o}$  είναι το ετήσιο πλεόνασμα μεταφοράς όταν η προτεινόμενη λύση επέκτασης της μεταφοράς είναι εγκατεστημένη ή όχι αντίστοιχα.

Η παρούσα αξία της μεταβολής του πλεονάσματος μεταφοράς για ένα εξεταζόμενο διάστημα  $T$  ετών θα είναι:

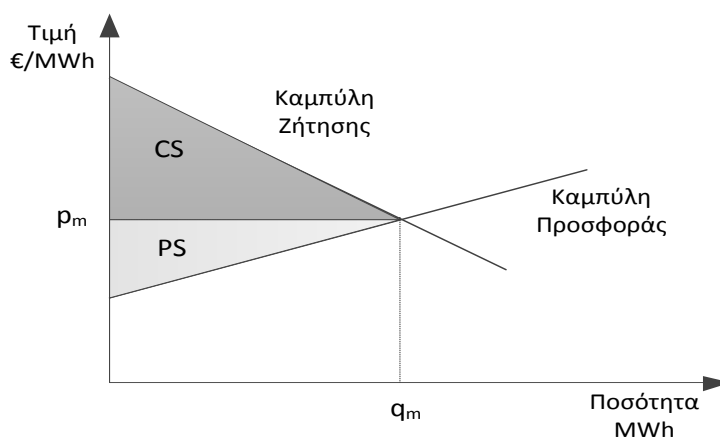
$$\Delta CR_{PV} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta ACR}{(1+i)^t} \quad (6.15)$$

### 6.2.4 Μεταβολή στο κοινωνικό όφελος ( $\Delta SW$ )

Το κοινωνικό όφελος ορίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους πλεονασμάτων των συμμετεχόντων στο ΣΗΕ: το άθροισμα του πλεονάσματος παραγωγού, του πλεονάσματος καταναλωτή και του πλεονάσματος μεταφοράς (ενοίκιο συμφόρησης).

Για κάθε σενάριο λειτουργίας  $t$ , το κοινωνικό όφελος  $SW_t$  (\$/h) δίνεται από τη σχέση:

$$SW_t = PS_t + CS_t + CR_t = \sum_j B_j(P_{d_j,t}) - \sum_i C_i(P_{g_i,t}) \quad , \quad \forall i \in NG \quad , \quad \forall j \in ND \quad (6.16)$$



Σχήμα 6.1: Κοινωνικό όφελος χωρίς ενεργούς περιορισμούς μεταφοράς για ένα σενάριο λειτουργίας

Το συνολικό ετήσιο κοινωνικό όφελος μπορεί να υπολογιστεί ύστερα από ετήσια προσομοίωση του συστήματος (είτε ωριαία, είτε βασισμένη σε περιόδους):

$$ASW = \sum_t Dur_t \cdot SW_t \quad (6.17)$$

Η μεταβολή στο κοινωνικό όφελος από μία επένδυση μεταφοράς θα είναι:

$$\Delta ASW = ASW_w - ASW_{w/o} \quad (6.18)$$

όπου  $ASW_w$  και  $ASW_{w/o}$  είναι το ετήσιο κοινωνικό όφελος όταν η προτεινόμενη λύση επέκτασης της μεταφοράς είναι εγκατεστημένη ή όχι αντίστοιχα.

Η παρούσα αξία της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους για ένα εξεταζόμενο διάστημα  $T$  ετών θα είναι:

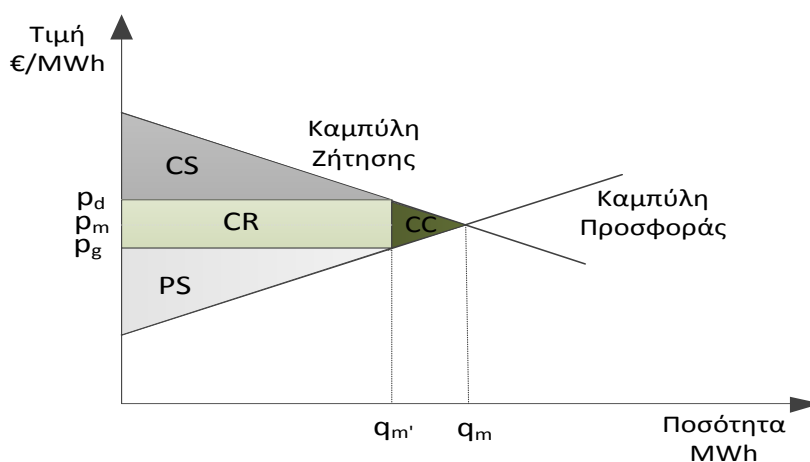
$$\Delta SW_{PV} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta ASW}{(1+i)^t} \quad (6.19)$$

### 6.2.5 Μεταβολή στο κόστος συμφόρησης ( $\Delta CC$ )

Το κόστος συμφόρησης σε ένα σύστημα καθορίζεται ως η μείωση που παρατηρείται στο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της επίδρασης ενός περιορισμού μεταφοράς στην κατανομή των μονάδων παραγωγής. Το κόστος συμφόρησης  $CC_t$  (\$/h) για κάθε σενάριο λειτουργίας  $t$  δίνεται από τη σχέση:

$$CC_t = SW_t^0 - SW_t^1 \quad (6.20)$$

όπου  $SW_t^1$  και  $SW_t^0$  είναι το κοινωνικό όφελος του συστήματος για το σενάριο λειτουργίας  $t$  όταν κατά την επίλυση της αγοράς οι περιορισμοί μεταφοράς λαμβάνονται υπόψη ή όχι αντίστοιχα.



Σχήμα 6.2: Κοινωνικό όφελος και κόστος συμφόρησης για ενεργούς περιορισμούς μεταφοράς για ένα σενάριο λειτουργίας

Το συνολικό ετήσιο κόστος συμφόρησης δίνεται από τη σχέση:

$$ACC = \sum_t Dur_t \cdot CC_t \quad (6.21)$$

Η μεταβολή στο ετήσιο κόστος συμφόρησης από μία επένδυση μεταφοράς θα είναι:

$$\Delta ACC = ACC_w - ACC_{w/o} \quad (6.22)$$

όπου  $ACC_w$  και  $ACC_{w/o}$  είναι το κόστος συμφόρησης του συστήματος όταν η προτεινόμενη λύση επέκτασης της μεταφοράς είναι εγκατεστημένη ή όχι αντίστοιχα. Το αποφευχθέν αυτό κόστος συμφόρησης ισούται με την αύξηση του κοινωνικού οφέλους για ένα δίκτυο χωρίς απώλειες.

Η παρούσα αξία της μεταβολής του κόστους συμφόρησης για ένα εξεταζόμενο διάστημα  $T$  ετών θα είναι:

$$\Delta ACC_{PV} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta ACC}{(1+i)^t} \quad (6.23)$$

### 6.2.6 Δείκτης συμφόρησης (CI) και σταθμισμένη τυπική απόκλιση τιμών (WSTDP)

Για την περαιτέρω ανάλυση του βαθμού ανταγωνιστικότητας που προκύπτει από τα νέα έργα επέκτασης μεταφοράς, προτείνεται η χρησιμοποίηση δύο δεικτών [100], [103]. Ο δείκτης συμφόρησης (Congestion Index) υπολογίζεται ως το ποσοστό του σταθμισμένου μέσου όρου των τιμών στους ζυγούς όλου του δικτύου μείον την τιμή που θα προέκυπτε για όλους τους ζυγούς του δικτύου αν δε λαμβάνονταν υπόψη οι περιορισμοί μεταφοράς ως προς το σταθμισμένο μέσο όρο των τιμών σε όλους του ζυγούς του δικτύου. Η τυπική απόκλιση των τιμών στους ζυγούς μεταφοράς αντικατοπτρίζει τη μη ομαλότητα των τιμών σε όλο το δίκτυο εξαιτίας της εμφάνισης συμφόρησης στο δίκτυο μεταφοράς.

Στις αναλύσεις εξάσκησης επιρροής στην αγορά (market power analysis), ο δείκτης Lerner χρησιμοποιείται για να καταδείξει την εξάσκηση επιρροής στην αγορά από μία εταιρεία. Με παρόμοιο τρόπο, ο δείκτης συμφόρησης που προτείνεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ποσοτικοποίηση της επίδρασης του φαινομένου της συμφόρησης στις τιμές αγοράς. Όταν η ικανότητα μεταφοράς των εγκαταστάσεων του δικτύου είναι επαρκής και δεν παρατηρείται συμφόρηση, ο δείκτης συμφόρησης θα είναι ίσος με μηδέν. Εάν οι περιορισμοί μεταφοράς γίνουν ενεργοί, το δίκτυο ουσιαστικά θα «παρακρατά κοινωνικό όφελος» καθώς λόγω του μη επαρκούς σχεδιασμού του, δε θα είναι οικονομικά βέλτιστη η κατανομή των μονάδων παραγωγής άρα δε θα μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος του συστήματος. Ο δείκτης συμφόρησης μπορεί να υπολογιστεί για διάφορα σενάρια λειτουργίας  $t$  ως εξής:

$$CI_t = \frac{WLMP_t - MCP_t}{MCP_t} \quad (6.24)$$

όπου  $WLMP$  είναι η σταθμισμένη μέση οριακή τιμή του συστήματος για το συγκεκριμένο σενάριο και  $MCP$  είναι η τιμή της αγοράς χωρίς περιορισμούς μεταφοράς. Η στάθμιση των διαφοροποιημένων από τη συμφόρηση οριακών τιμών μπορεί να γίνει είτε μέσω της παραγωγής (κατανάλωσης) σε κάθε ζυγό, είτε μέσω του αθροίσματος παραγωγής και κατανάλωσης σε κάθε ζυγό. Ο ετήσιος δείκτης συμφόρησης δίνεται από τη σχέση:

$$ACI = \frac{AWLMP - AMCP}{AMCP} \quad (6.25)$$

όπου  $AWLMP$  είναι η σταθμισμένη ετήσια μέση οριακή τιμή του συστήματος και  $AMCP$  είναι η μέση ετήσια τιμή του συστήματος χωρίς περιορισμούς μεταφοράς.

Σε ένα πλήρως ανταγωνιστικό περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όλοι οι συμμετέχοντες θα αγόραζαν και θα πωλούσαν ενέργειας στην ίδια τιμή, κάνοντας τις τιμές σε όλους του ζυγούς ίδιες (ομαλό προφίλ τιμών). Όσο πιο ομαλό γίνεται το προφίλ των οριακών τιμών, τόσο μειώνονται οι διαφορές των οριακών τιμών στους ζυγούς, άρα και το κόστος συμφόρησης. Επομένως, η

ομαλότητα του προφίλ των οριακών τιμών είναι ένα κατάλληλο κριτήριο για τη μέτρηση της ανταγωνιστικότητας μιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και μπορεί να βοηθήσει στην αξιολόγηση των προτεινόμενων επενδύσεων μεταφοράς. Η ομαλότητα του προφίλ των οριακών τιμών υπολογίζεται μέσω της σταθμισμένης τυπικής απόκλισης των οριακών τιμών στους ζυγούς του δικτύου (Weighted Standard Deviation of Prices, WSTDP).

Οι ανωτέρω δύο δείκτες (CI και WSTDP) μπορούν να μετρήσουν το βαθμό ανταγωνιστικότητας σε ένα τέλειο περιβάλλον αγοράς. Όταν στην αγορά δεν υπάρχει τέλειος ανταγωνισμός μεταξύ των συμμετεχόντων, τότε ως δείκτες ανταγωνιστικότητας της αγοράς μπορούν να χρησιμοποιηθούν ο δείκτης Herfindahl-Hirschman (HHI) ή ο δείκτης Residual Supply (RSI) [97].

### 6.2.7 Αξιολόγηση εναλλακτικών σχεδίων

Για τη σύγκριση εναλλακτικών προτάσεων επέκτασης του δικτύου μεταφοράς που βασίζονται στη βελτίωση της αξιοπιστίας και της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος, μια προτεινόμενη επένδυση θεωρείται οικονομικά πετυχημένη όταν η αύξηση που προκαλεί στο κοινωνικό όφελος (ή αντίστοιχα μείωση στο κόστος συμφόρησης) είναι μεγαλύτερη από το αρχικό κόστος επένδυσης (σε παρούσα αξία), ενώ η σύγκριση των θετικών προτεινόμενων επενδύσεων γίνεται μέσω των υπολογιζόμενων δεικτών κόστους-οφέλους. Όσο περισσότερες (λιγότερες) γραμμές είναι συνωστισμένες, τόσο οι διαφορές στις οριακές τιμές των ζυγών καθώς και το κόστος συμφόρησης θα αυξάνεται (μειώνεται). Για αυτό το λόγο το κόστος συμφόρησης είναι ένα κατάλληλο κριτήριο για τη μέτρηση της ανταγωνιστικότητας σε μια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και παρέχει ένα κατάλληλο δείκτη για την οικονομική αξιολόγηση ενός προτεινόμενου έργου επέκτασης μεταφοράς. Η σύγκριση του ετήσιου κόστους συμφόρησης μεταξύ όλων των προτεινόμενων έργων μεταφοράς θα αναδείξει τα σενάρια αυτά που προωθούν λιγότερο την αύξηση της ανταγωνιστικότητας, άρα και του κοινωνικού οφέλους. Αντί του υπολογισμού της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους, στην περίπτωση που το φορτίο θεωρείται ανελαστικό, ως δείκτης σύγκρισης με το κόστος επένδυσης μπορεί ισοδύναμα να θεωρηθεί η μεταβολή στο κόστος παραγωγής συν τη μεταβολή στο κόστος αποκοπής φορτίου. Στην περίπτωση αυτή, η τιμή για την αποκοπή φορτίου (VoLL) πρέπει να είναι ίση με την προσφορά του ανελαστικού φορτίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη όμως τη μεταβολή του κοινωνικού οφέλους, ο σχεδιαστής του δικτύου μπορεί να αξιολογήσει τα διάφορα εναλλακτικά σενάρια επέκτασης, χρησιμοποιώντας εκτός των άλλων και διάφορα σενάρια για τη στρατηγική προσφορών τόσο των παραγωγών όσο και των καταναλωτών.

Για την ανάλυση και τη σύγκριση πιθανών μελλοντικών εναλλακτικών επέκτασης του δικτύου μεταφοράς, όλοι οι ανωτέρω δείκτες υπολογίζονται και συγκρίνονται για την οικονομική αξιολόγηση του συστήματος πριν και μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών. Τα πλεονάσματα παραγωγού και καταναλωτή μπορούν να θεωρηθούν ως δείκτες του επιπέδου ανταγωνισμού στους συγκεκριμένους τομείς για τα εναλλακτικά σενάρια. Οι συγκεκριμένοι δείκτες μπορούν φυσικά να χρησιμοποιηθούν και ως βασικοί δείκτες απόφασης αντί της χρησιμοποίησης του κοινωνικού οφέλους, στην περίπτωση που ο σχεδιαστής του δικτύου έχει ως στόχο τη βελτιστοποίηση αποκλειστικά του πλεονάσματος παραγωγού ή καταναλωτή.

Για ένα εμπορικό έργο μεταφοράς (merchant transmission investment), η παρούσα αξία του πλεονάσματος μεταφοράς από το νέο αυτό έργο είναι ο δείκτης που συγκρίνεται με το αρχικό κόστος επένδυσης. Στην περίπτωση αυτή, ο σχεδιαστής-επενδυτής δεν αναζητά την νέα τοπολογία του δικτύου που μεγιστοποιεί το κοινωνικό όφελος του συστήματος, αλλά τις νέες εκείνες εγκαταστάσεις που θα του αποφέρουν το μεγαλύτερο κέρδος από τη λειτουργία τους. Όπως ήδη αναφέρθηκε, όλοι οι παραπάνω δείκτες μπορούν να υπολογιστούν χρησιμοποιώντας πιθανοτική προσέγγιση λαμβάνοντας υπόψη συγκεκριμένα στιγμιότυπα της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος (πχ. ακραίες περιπτώσεις εμφάνισης συμφόρησης).

### 6.3 Βέλτιστη ροή φορτίου με χρήση ενεργών περιορισμών μεταφοράς

Στην ενότητα 2.4.2.1 παρουσιάστηκε αναλυτικά η βέλτιστη ροή φορτίου συνεχούς ρεύματος (DC-OPF) ενώ στην ενότητα 3.3 προστέθηκαν οι περιορισμοί ασφάλειας N-1 για τη μορφοποίηση της βέλτιστης ροής φορτίου με περιορισμούς προληπτικής ασφάλειας (SC-OPF). Σε ένα πραγματικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ο αριθμός των περιορισμών των δύο προβλημάτων (ειδικά του SC-OPF) είναι πάρα πολύ μεγάλος ενώ η πολυπλοκότητα του προβλήματος μεγαλώνει λόγω και της συμπερίληψης των φάσεων των τάσεων των ζυγών στις μεταβλητές του προβλήματος. Ακολουθώντας τη συνήθη πρακτική στο πρόβλημα επίλυσης της προ-ημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (spot market), όπου γίνεται διαχωρισμός της λύσης των εξισώσεων ροής φορτίου από τη διαδικασία κατανομής των γεννητριών, στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται μια επαναληπτική διαδικασία για την πιο γρήγορη επίλυση του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με ή χωρίς περιορισμούς ασφάλειας N-1.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, στην περίπτωση που το φορτίο θεωρηθεί ανελαστικό, έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής και της αποκοπής φορτίου ενώ στην περίπτωση που το φορτίο θεωρηθεί ελαστικό, τότε η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος είναι η μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους (6.16). Αρχικά επιλύεται το πρόβλημα (6.26) ή (6.30), όπου δε λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί μεταφοράς του δικτύου:

$$\text{Min} \sum_i C_i(P_{g_i}) + G \sum_j r_j \quad (6.26)$$

s.t.

$$\sum_i P_{g_i} + \sum_j r_j = \sum_j P_{d_j, \max} \quad , \quad \forall i \in NG \quad , \quad \forall j \in ND \quad (6.27)$$

$$P_{g_i, \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i, \max} \quad , \quad \forall i \in NG \quad (6.28)$$

$$0 \leq r_j \leq P_{d_j, \max} \quad , \quad \forall j \in ND \quad (6.29)$$

Η συνάρτηση  $C_i(P_{g_i})$  μπορεί να αντιστοιχεί στη συνάρτηση κόστους των γεννητριών  $g_i$  (πολυωνυμική δευτέρου βαθμού), ή σε μια κλιμακωτή αύξουσα (βηματική) συνάρτηση η οποία αντιπροσωπεύει την προσφορά κάθε γεννήτριας στην προ-ημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στην πρώτη περίπτωση, η βέλτιστη ροή φορτίου αποτελεί ένα πρόβλημα τετραγωνικού προγραμματισμού (quadratic programming) ενώ στη δεύτερη περίπτωση το πρόβλημα μπορεί να επιλυθεί με μεθόδους γραμμικού προγραμματισμού. Η τιμή  $G$  αντιπροσωπεύει την αξία αποκοπής φορτίου (VoLL), και μπορεί να πάρει διαφορετικές τιμές σε κάθε ζυγό φορτίου  $j$  του δικτύου. Το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό του περιορισμού (2.27) αντικαθίσταται από τον περιορισμό συνολικού ισοζυγίου ισχύος (6.27) ενώ οι περιορισμοί (6.28) και (6.29) δηλώνουν τα όρια των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος που είναι η παραγωγή  $P_{g_i}$  σε κάθε ζυγό παραγωγής  $i$  και η αποκοπή φορτίου  $r_j$  σε κάθε ζυγό φορτίου  $j$ .  $P_{g_i, \max}$  είναι η μέγιστη διαθέσιμη ισχύς παραγωγής κάθε μονάδας  $g_i$  και  $P_{d_j, \max}$  το (μέγιστο προσφερόμενο) φορτίο του ζυγού  $j$  κατά την εξεταζόμενη λειτουργική στιγμή.

Όμοια, η συνάρτηση προσφοράς κάθε φορτίου, στην περίπτωση ελαστικής ζήτησης, μπορεί να είναι και αυτή είτε τετραγωνικής μορφής είτε κλιμακωτή φθίνουσα, ενώ η μεταβλητή απόφασης της ζήτησης σε κάθε ζυγό φορτίου  $P_{d_j}$  αντικαθιστά τη μεταβλητή απόφασης  $r_j$ :

$$\text{Max} \sum_j B_j(P_{d_j}) - \sum_i C_i(P_{g_i}) \quad (6.30)$$

s.t.

$$\sum_i P_{g_i} - \sum_j P_{d_j} = 0, \quad \forall i \in NG, \quad \forall j \in ND \quad (6.31)$$

$$P_{g_i, \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i, \max}, \quad \forall i \in NG \quad (6.32)$$

$$0 \leq P_{d_j} \leq P_{d_j, \max}, \quad \forall j \in ND \quad (6.33)$$

Η δυϊκή τιμή του περιορισμού (6.27) ή (6.31) αποτελεί την οριακή τιμή *MCP* (Marginal Clearing Price) που προκύπτει για όλους τους ζυγούς του δικτύου αν δε ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί μεταφοράς.

Στη συνέχεια, με βάση τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης, εκτελείται μια DC ροή φορτίου (6.34) για την εύρεση των ροών ενεργού ισχύος  $f_{ij}$  και των «ενεργών» περιορισμών μεταφοράς σε κάθε επανάληψη [19].

$$f_{ij} = \sum_n A_{ij,n} (P_{g_n} - P_{d_n}), \quad \forall (i,j) \in K, \quad \forall n \in \Omega \quad (6.34)$$

$A_{ij,n}$  είναι οι συντελεστές ευαισθησίας ροής ενεργού ισχύος ως προς έγχυση σε ζυγό (PTDF<sub>k</sub>) που υπολογίζονται μέσω της (2.9),  $\Omega$  είναι το σύνολο των ζυγών του δικτύου,  $K$  είναι το σύνολο των γραμμών του δικτύου ενώ η παραγωγή και το φορτίο σε κάθε ζυγό  $n$  του δικτύου ( $P_{g_n}$  και  $P_{d_n}$ ) υπολογίζονται από την (6.12), όπου  $P_{d_j} = P_{d_j, \max}$  στην περίπτωση του προβλήματος (6.26).

Ως «ενεργοί» περιορισμοί μεταφοράς θεωρούνται οι περιορισμοί εκείνων των γραμμών-εγκαταστάσεων (2.29) στις οποίες η υπολογιζόμενη ροή ενεργού ισχύος είναι μεγαλύτερη ή ίση του 100% της μέγιστης μεταφορικής τους ικανότητας υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας ( $F_{ij, \max}$ ). Εάν μετά τον υπολογισμό των ενεργών ροών ισχύος δεν προκύψουν υπερφορτίσεις, τότε η οριακή τιμή σε κάθε ζυγό του δικτύου είναι ίση με *MCP* και η βέλτιστη κατανομή των γεννητριών καθώς και η αποκοπή φορτίου ή το φορτίο σε κάθε ζυγό προκύπτουν από τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης.

Εάν υπάρχουν  $N_{eff}$  «ενεργοί» περιορισμοί μεταφοράς, τότε για τις δύο μορφοποιήσεις προστίθενται  $N_{eff}$  μεταβλητές απόφασης  $f_{kl}$  και για κάθε μία από αυτές τις «υπερφορτισμένες» γραμμές ( $kl$ ), στο πρόβλημα (6.26) ή (6.30) προστίθενται οι περιορισμοί (6.35) ή (6.36) αντίστοιχα:

$$f_{kl} - \sum_n A_{ij,n} (P_{g_n} + r_n) = - \sum_n A_{ij,n} \cdot P_{d_n, \max}, \quad \forall n \in \Omega, \quad \forall (kl) \in N_{eff}, \quad N_{eff} \in K \quad (6.35)$$

$$f_{kl} - \sum_n A_{ij,n} (P_{g_n} - P_{d_n}) = 0, \quad \forall n \in \Omega, \quad \forall (kl) \in N_{eff}, \quad N_{eff} \in K \quad (6.36)$$

Και στις δύο μορφοποιήσεις προστίθενται οι ακόλουθοι περιορισμοί μεταφορικής ικανότητας:

$$|f_{kl}| \leq F_{kl, \max}, \quad \forall (kl) \in N_{eff}, \quad N_{eff} \in K \quad (6.37)$$

Για τη μορφοποίηση DC-OPF, δηλαδή για τη βέλτιστη ροή φορτίου χωρίς περιορισμούς ασφάλειας N-1, μετά την επίλυση του προβλήματος (6.26) ή (6.30) με τους περιορισμούς (6.35) ή (6.36), και (6.37), εκτελείται εκ νέου μια DC ροή φορτίου (6.34) με βάση τα αποτελέσματα της νέας βελτιστοποίησης. Εάν υπάρξουν νέες «υπερφορτισμένες» γραμμές, δημιουργούνται νέοι περιορισμοί με βάση τις (6.35) ή (6.36), οι οποίοι και προστίθενται στους ήδη υπάρχοντες



περιορισμούς και το πρόβλημα επιλύεται ξανά. Εάν μετά την εκτέλεση κάποιας DC ροή φορτίου μετά το τέλος μιας βελτιστοποίησης δεν υπολογιστούν «υπερφορτισμένες» γραμμές, τότε τα αποτελέσματα αυτής της βελτιστοποίησης είναι τα τελικά όσον αφορά την κατανομή των γεννητριών και την αποκοπή φορτίου ή το φορτίο σε κάθε ζυγό, και η οριακή τιμή σε κάθε ζυγό  $n$  του δικτύου δίνεται από την (6.38):

$$\lambda_n = MCP - \sum_{kl \in N_{eff}} (\mu_{f,kl}^+ - \mu_{f,kl}^-) \cdot A_{kl,n} \quad (6.38)$$

όπου  $\mu_{f,kl}^+$  και  $\mu_{f,kl}^-$  είναι οι δυϊκές τιμές των περιορισμών (6.37) στην τελική λύση της βελτιστοποίησης, για τα (κατά σύμβαση) θετικά και αρνητικά όρια μεταφορικής ικανότητας κάθε «ενεργής» γραμμής  $kl$  αντίστοιχα. Οι ενεργοί αυτοί πολλαπλασιαστές Langrange δείχνουν την αύξηση που θα προκληθεί στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος (κοινωνικό όφελος) αν η μεταφορική ικανότητα των «ενεργών» γραμμών αυξηθεί κατά 1MW.

Για τη βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφάλειας N-1, θα πρέπει μετά τον έλεγχο για ύπαρξη «υπερφορτισμένων» γραμμών κατά την κανονική λειτουργία του συστήματος, να υπάρξει και έλεγχος για «υπερφορτισμένες» γραμμές μετά από ενδεχόμενη απώλεια ενός στοιχείου του συστήματος. Για να εξασφαλίσουμε ότι το σύστημα θα αντέξει την απώλεια μιας γραμμής ή μιας γεννήτριας και ο διαχειριστής θα προχωρήσει στη συνέχεια στην ανακατανομή των γεννητριών ή/και στην ελεγχόμενη αποκοπή φορτίου, θα πρέπει η φόρτιση των γραμμών μετά τις συγκεκριμένες απώλειες να μην είναι μεγαλύτερη της μέγιστης βραχυχρόνιας μεταφορικής τους ικανότητας ( $F_{ij,max}^c$ ). Έτσι για κάθε γραμμή ( $ij$ ), υπολογίζεται με βάση τα αποτελέσματα της προηγούμενης βελτιστοποίησης, η ροή ενεργού ισχύος μετά από διαταραχή χρησιμοποιώντας την (6.39) για την περίπτωση απώλειας μιας ελεγχόμενης γραμμής ( $rs$ ) και την (6.40) για την περίπτωση απώλειας μιας γεννήτριας  $m$ .

$$f_{ij,rs}^c = f_{ij} + LODF_{ij,rs} \cdot f_{rs} \quad , \quad \forall (ij) \in K, \quad \forall (rs) \in \Psi, \quad (ij) \neq (rs) \quad (6.39)$$

$$f_{ij,m}^c = f_{ij} + GODF_{ij,m} \cdot P_{g_m} \quad , \quad \forall (ij) \in K, \quad \forall m \in N_G \quad (6.40)$$

Εάν υπάρχουν  $N_{eff,line}$  «ενεργοί» περιορισμοί μεταφοράς μετά από απώλεια γραμμής, τότε και για τις δύο μορφοποιήσεις (6.26) ή (6.30), προστίθενται  $N_{eff,line}$  νέες μεταβλητές απόφασης  $f_{kl,mn}^c$  και για κάθε μία από τις «υπερφορτισμένες» γραμμές ( $kl$ ) λόγω απώλειας της γραμμής ( $mn$ ), προστίθενται οι περιορισμοί (6.35) ή (6.36) (αν οι γραμμές ( $kl$ ) δεν έχουν αναγνωρισθεί ως «υπερφορτισμένες» κατά τον έλεγχο για την κανονική κατάσταση λειτουργίας) και οι περιορισμοί (6.41):

$$f_{kl,mn}^c - f_{kl} - LODF_{kl,mn} \cdot f_{mn} = 0 \quad , \quad \forall (kl, mn) \in N_{eff,line}, \quad N_{eff,line} \in (K, \Psi) \quad (6.41)$$

Όμοια, εάν υπάρχουν  $N_{eff,gen}$  «ενεργοί» περιορισμοί ενεργού ισχύος μετά από απώλεια γεννήτριας τότε και για τις δύο μορφοποιήσεις (6.26) ή (6.30), προστίθενται  $N_{eff,gen}$  νέες μεταβλητές απόφασης  $f_{kl,q}^c$  και για κάθε μία από τις «υπερφορτισμένες» γραμμές ( $kl$ ) λόγω απώλειας της γεννήτριας  $q$ , προστίθενται οι περιορισμοί (6.35) ή (6.36) (αν οι γραμμές ( $kl$ ) δεν έχουν αναγνωρισθεί ως «υπερφορτισμένες» κατά τον έλεγχο για την κανονική κατάσταση λειτουργίας) και οι περιορισμοί (6.42):

$$f_{kl,q}^c - f_{kl} - GODF_{kl,q} \cdot P_{g_q} = 0 \quad , \quad \forall (kl, q) \in N_{eff,gen}, \quad N_{eff,gen} \in (K, N_G) \quad (6.42)$$

Και για τις δύο μορφοποιήσεις προστίθενται και οι περιορισμοί μεταφορικής ικανότητας (6.43) και (6.44):

$$\left| f_{kl,mn}^c \right| \leq F_{kl,max}^c, \quad \forall (kl,mn) \in N_{eff,line}, \quad N_{eff,line} \in (K,\Psi) \quad (6.43)$$

$$\left| f_{kl,q}^c \right| \leq F_{kl,max}^c, \quad \forall (kl,q) \in N_{eff,gen}, \quad N_{eff,gen} \in (K,N_G) \quad (6.44)$$

Παρόλο που οι μεταβλητές απόφασης και οι αντίστοιχοι περιορισμοί έχουν αυξηθεί κατά  $N_{eff} + N_{eff,line} + N_{eff,gen}$  σε σχέση με το αρχικό πρόβλημα (6.26) ή (6.30), το άθροισμα αυτό είναι σίγουρα μικρότερο από το άθροισμα των μεταβλητών και των αντίστοιχων περιορισμών της αρχικής διατύπωσης των προβλημάτων, όπως αυτή έγινε στις ενότητες 2.4.2.1 και 3.3.

Η επαναληπτική διαδικασία διακόπτεται όταν μετά από την εκτέλεση DC ροής φορτίου (6.34) και τον υπολογισμό των ροών ενεργού ισχύος μετά από διαταραχή μέσω των (6.39) και (6.40) δεν προκύπτουν νέες «υπερφορτισμένες» γραμμές. Στην τελική λύση, στην περίπτωση ενεργών περιορισμών ασφάλειας N-1, το κοινωνικό όφελος μετά την επίλυση του SC-OPF προβλήματος θα είναι μειωμένο σε σχέση με την επίλυση του DC-OPF προβλήματος. Η μείωση αυτή θα είναι ίση με την αύξηση του κόστους παραγωγής (για την περίπτωση μη ελαστικού φορτίου) λόγω της διαφορετικής κατανομής των γεννητριών συν το κόστος της ενδεχόμενης (περεταίρω) αποκοπής φορτίου. Επομένως, στην περίπτωση μη εμφάνισης αποκοπής φορτίου στην τελική λύση του SC-OPF προβλήματος, η διαφορά στη βέλτιστη λύση των δύο προβλημάτων θα ισούται με το επιπλέον κόστος παραγωγής που εισέρχεται στο σύστημα έτσι ώστε αυτό να λειτουργεί με ασφάλεια N-1. Το λειτουργικό αυτό κόστος καλείται κόστος ασφάλειας (Cost of Security) [105].

Το κόστος ασφάλειας στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως καλύπτεται με επιπλέον χρεώσεις (uplift charges) που προστίθενται στις χρεώσεις ενέργειας που προκύπτουν για τους προμηθευτές από την επίλυση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο επιμερισμός αυτός συνήθως γίνεται ανάλογα με το φορτίο κάθε προμηθευτή. Σε αγορά που βασίζεται στην τοπική οριακή τιμολόγηση LMP, το επιπλέον κόστος αυτό είναι δυνατόν να αντικατοπτριστεί στις τοπικές οριακές τιμές των ζυγών. Με αυτόν τον τρόπο, θεωρείται έμμεσα, πως η μεταφορική ικανότητα κάθε γραμμής δεν είναι σταθερή (πχ. θερμικά όρια λειτουργίας) αλλά δύναται να διαφοροποιείται ανάλογα με τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες του συστήματος. Έτσι, ανάλογα με την παραγωγή και τη ζήτηση στο σύστημα μεταφοράς, και λαμβάνοντας φυσικά υπόψη τα θερμικά όρια βραχυχρόνιας φόρτισης των γραμμών, υπολογίζεται έμμεσα μέσα στο πρόβλημα βελτιστοποίησης η διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς μεταξύ δύο συνδεδεμένων ζυγών. Η ροή ενεργού ισχύος σε κάθε γραμμή υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας περιορίζεται έτσι ώστε μετά από κάποια πιθανή βλάβη μιας άλλης γραμμής ή γεννήτριας του συστήματος, η ροή μετά τη διαταραχή να μην ξεπεράσει το βραχυχρόνιο όριο φόρτισης της γραμμής.

Η μεγαλύτερη ροή ενεργού ισχύος που μπορεί να εμφανιστεί σε κάποια γραμμή ύστερα από κάποια διαταραχή ισοδυναμεί με τον ορισμό της βέλτιστης βραχυχρόνιας μεταφορικής ικανότητας  $F_{opt,kc}^{(Is)}$  όπως ορίστηκε στην ενότητα 3.2, σύμφωνα με τις εξισώσεις (3.5) και (3.6). Στην περίπτωση που η βέλτιστη βραχυχρόνια μεταφορική ικανότητα μιας γραμμής, για μια συγκεκριμένη πάντα λειτουργική κατάσταση του δικτύου, είναι ίση με το όριο βραχυχρόνιας φόρτισής της, τότε η ενεργός ισχύς που περνάει μέσα από τη συγκεκριμένη γραμμή έχει φτάσει τη μέγιστη δυνατή τιμή για τη συγκεκριμένη λειτουργική στιγμή. Επομένως, οριακή αύξηση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας της γραμμής αυτής, θα επηρεάσει το κόστος ανακατανομής των μονάδων, δηλαδή το κόστος ασφάλειας N-1 και το κοινωνικό όφελος του συστήματος.

Η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα όμως κάθε γραμμής, όπως έχει ήδη ειπωθεί, δεν εξαρτάται

μόνο από τα θερμικά όρια της γραμμής, αλλά και από τις ροές ενεργού ισχύος των υπολοίπων γραμμών. Επομένως, για τον υπολογισμό της τοπικής οριακής τιμής η οποία θα αντικατοπτρίζει αυτή την έλλειψη μεταφορικής ικανότητας λόγω της ασφάλειας N-1, πρέπει να ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί (6.41) έως (6.44). Εφαρμόζοντας τη σχέση (2.24), που δηλώνει πως η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στο ζυγό  $p$  εκφράζει τη μεταβολή της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος (μεγιστοποίηση κοινωνικού οφέλους ή ελαχιστοποίηση κόστους παραγωγής) όταν το φορτίο στο ζυγό  $p$  αυξηθεί κατά 1MW, υπολογίζεται η σχέση (6.45) για την οριακή τιμή στο ζυγό  $p$ :

$$\begin{aligned} \lambda_p = MCP - & \sum_{kl \in N_{eff}} (\mu_{f,kl}^+ - \mu_{f,kl}^-) \cdot A_{kl,p} - \\ & \sum_{\substack{(kl,mn) \\ \in N_{eff,ine}}} (\mu_{f,klmn}^+ - \mu_{f,klmn}^-) \cdot (A_{kl,p} + A_{mn,p} \cdot LODF_{kl,mn}) + \\ & \sum_{\substack{(kl,q) \\ \in N_{eff,gen}}} (\mu_{f,klq}^+ - \mu_{f,klq}^-) \cdot A_{kl,p} \end{aligned} \quad (6.45)$$

Η τιμή αυτή αντικατοπτρίζει το κόστος της ενέργειας, το κόστος συμφόρησης αλλά και το κόστος ασφάλειας N-1 σε κάθε ζυγό. Η τιμή αυτή υπολογίζεται με βάση τις ενταγμένες γεννήτριες για κάθε χρονική στιγμή, όπως έχει προκύψει ύστερα από την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων (unit commitment) με περιορισμούς ασφαλείας. Επομένως, για την επίλυση του προβλήματος SC-OPF, δηλαδή του προβλήματος οικονομικής κατανομής των ενταγμένων γεννητριών, λαμβάνεται υπόψη το τεχνικό ελάχιστο των γεννητριών που απαιτείται να είναι ενταγμένες για την κάλυψη της απαιτούμενης εφεδρείας. Για τις ανάγκες της παρούσας διατριβής, η παραδοχή που γίνεται είναι πως για κάθε λειτουργική στιγμή που μελετάται, απαιτείται εφεδρεία ίση με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας που είναι ενταγμένη κάθε στιγμή στο δίκτυο. Η εφεδρεία αυτή εγγυάται αρχικά μέσω μιας ταξινόμησης (merit order) των προσφορών των μονάδων παραγωγής (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί ικανότητας μεταφοράς) και ένταξης των φτηνότερων γεννητριών των οποίων το άθροισμα της μέγιστης ικανότητας παραγωγής τους είναι μεγαλύτερο από το φορτίο συν την απαιτούμενη εφεδρεία. Κατά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF, δίνεται η επιλογή παραγωγής και νέων γεννητριών, οι οποίες αρχικά δεν ήταν ενταγμένες λόγω αυξημένου κόστους παραγωγής. Οι γεννήτριες αυτές όμως, πρέπει να παράγουν τουλάχιστον ίσο με το τεχνικό τους ελάχιστο. Η ένταξη των γεννητριών στο τεχνικό τους ελάχιστο μπορεί να έχει αντίκτυπο στις οριακές τιμές όπως υπολογίζονται από τη σχέση (6.45). Το αποτέλεσμα όσον αφορά το κοινωνικό όφελος (6.16) είναι το ίδιο (στην περίπτωση μηδενικής αποκοπής φορτίου) είτε αυτό υπολογιστεί με βάση τις οριακές τιμές που προκύπτουν από την (6.45) είτε αν οι οριακές τιμές υπολογιστούν με βάση την (6.38) και στη συνέχεια αφαιρεθεί το επιπλέον κόστος παραγωγής που προκύπτει μετά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF, δηλαδή το κόστος ασφάλειας N-1.

Κατά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF υπάρχει περίπτωση να εμφανιστεί αποκοπή φορτίου παρόλο που το δίκτυο είναι επαρκές, δηλαδή παρόλο που κατά την κανονική λειτουργία του (ή την κανονική λειτουργία του μετά από απώλεια στοιχείου) δεν προκύπτει η ανάγκη αποκοπής φορτίου για την αποφυγή φόρτισης των γραμμών παραπάνω από το θερμικό όριο συνεχούς λειτουργίας τους. Στην περίπτωση αυτή, η εμφάνιση μηδενικής αποκοπής φορτίου κατά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF μπορεί να εγγυηθεί μέσω χαλάρωσης των περιορισμών (6.43) και (6.44) μέχρι το μηδενισμό της υπολογιζόμενης αποκοπής. Στην πράξη ένα δίκτυο μπορεί να λειτουργήσει χωρίς την ντετερμινιστική ασφάλεια N-1 που αναπτύχθηκε στη ενότητα αυτή, αρκεί να έχει καθοριστεί ένα σχέδιο ελεγχόμενης (και μικρής ίσως διάρκειας) αποκοπής φορτίου για την αντιμετώπιση των «κρίσιμων» υπερφορτίσεων που θα εμφανιστούν ύστερα από την απώλεια ενός στοιχείου του συστήματος και μπορεί να οδηγήσουν σε άνοιγμα της υπερφορτισμένης γραμμής. Τέλος, αντί της χρησιμοποίησης των γραμμικοποιημένων και προσεγγιστικών

συντελεστών LODF στην ανίχνευση των ενεργών περιορισμών (6.39) και στους περιορισμούς του προβλήματος (6.41), μπορεί να χρησιμοποιηθούν οι (6.34) και (6.35) αντίστοιχα, όπου για τον υπολογισμό των ρών ενεργού ισχύος μετά από διαταραχή  $f_{k,cont}^c$  χρησιμοποιούνται οι νέοι συντελεστές ευαισθησίας ως προς έγχυση σε ζυγό  $A_{k,n}^{cont}$  για τη γραμμή  $k$ , όπως υπολογίζονται με βάση τη νέα μήτρα αγωγιμοτήτων μετά την απώλεια μιας ή περισσότερων γραμμών (πχ. για ασφάλεια N-2) για την ελεγχόμενη περίπτωση διαταραχών  $cont$ .

#### 6.4 Υλοποίηση στο δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE

Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στις προηγούμενες παραγράφους για την αξιολόγηση επενδύσεων εφαρμόστηκε στο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE θεωρώντας τα δεδομένα παραγωγής του Πίνακα Β.4 του Παραρτήματος Β.2. Εξετάστηκαν τρεις προτεινόμενες λύσεις για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς για χρονικό διάστημα 10 ετών. Θεωρήθηκε πως το κόστος επένδυσης λαμβάνει χώρα στην αρχή της δεκαετίας. Το ποσοστό απόδοσης, ή διαφορετικά το επιτόκιο αναγωγής, των ετήσιων χρηματοροών θεωρήθηκε ίσο με 10%, αν και θα μπορούσε να θεωρηθεί και ένα πολύ χαμηλότερο «κοινωνικό» ποσοστό απόδοσης (<5%) [99]. Το μοντέλο τιμολόγησης της μεταφοράς που χρησιμοποιήθηκε είναι η αγορά LMP.

Το πειραματικό δίκτυο με ενσωματωμένα τα προτεινόμενα νέα έργα μεταφοράς για τις τρεις διαφορετικές εναλλακτικές παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.3. Το φορτίο αυξάνεται με ρυθμό 1% το χρόνο, ενώ θεωρείται τέλειο περιβάλλον ανταγωνισμού που έχει ως αποτέλεσμα οι μονάδες παραγωγής να προσφέρουν την ενέργειά τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το οριακό κόστος λειτουργίας τους. Η ετήσια προσομοίωση του συστήματος βασίζεται στα 15 επίπεδα φορτίου του Πίνακα Β.9 του Παραρτήματος Β.2 και στην επίλυση διαδοχικών DC-OPF προβλημάτων. Η προσφορά ζήτησης του μη ελαστικού φορτίου όλων των ζυγών του δικτύου θεωρήθηκε ίση με 3000\$/MWh. Για την εμφάνιση περιπτώσεων συμφόρησης στο δίκτυο, η μέγιστη ικανότητα μεταφοράς κάθε γραμμής μειώθηκε στο μισό του ορίου συνεχούς φόρτισης τους. Τέλος, θεωρήθηκε πως η διαθεσιμότητα των γεννητριών μειώνεται κατά 5% για κάθε 10% μείωση του επιπέδου φορτίου (πχ. η διαθεσιμότητα των γεννητριών για επίπεδο φορτίου 70%-75% της αιχμής, είναι 0,85). Η στάθμιση των οριακών τιμών έγινε με βάση το άθροισμα του φορτίου και της παραγωγής σε κάθε ζυγό.

Για την αντιμετώπιση του αυξανόμενου φορτίου κατά την εξεταζόμενη δεκαετία, οι γραμμές 6-10 και 14-16 απαιτείται να εγκατασταθούν σε όλα τα εναλλακτικά σχέδια επέκτασης. Ο λόγος έγκειται στην αποκοπή φορτίου που παρουσιάζεται στα τελευταία έτη των προσομοιώσεων στους ζυγούς 6 και 14. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για το αρχικό δίκτυο και το βασικό αυτό σενάριο επέκτασης παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.1 έως 6.7. Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.1 είναι φανερό πως το κοινωνικό όφελος αυξάνεται με την πάροδο των ετών λόγω της αύξησης του φορτίου και του πλεονάσματος καταναλωτή. Οι μεγάλες διαφορές που παρατηρούνται στον ετήσιο δείκτη συμφόρησης, από χρόνο σε χρόνο, οφείλονται στη διαφορετική κατανομή των ακριβών μονάδων παραγωγής σε σχέση με την περίπτωση που δε λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί μεταφοράς. Τα δύο τελευταία χρόνια των προσομοιώσεων, παρατηρείται αποκοπή φορτίου που αντικατοπτρίζεται στη μεγάλη αύξηση της μέσης οριακής τιμής και των πλεονασμάτων παραγωγής και μεταφοράς.

**Πίνακας 6.1: Αποτελέσματα για το αρχικό δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Έτος	APS (κ\$)	ACS (κ\$)	ACR (κ\$)	ASW (κ\$)	ACC (κ\$)	AMCP (\$/MWh)	AWLMP (\$/MWh)	ACI (%)	AWSTDP (\$/MWh)
1	111.648	45.917.259	43.609	46.072.516	9.764	26,07	25,82	-0,95	5,31
2	117.078	46.371.105	43.451	46.531.634	9.973	27,06	26,23	-3,06	5,39
3	120.601	46.832.956	41.781	46.995.339	9.981	27,45	26,42	-3,75	5,08
4	132.888	47.288.762	41.988	47.463.638	10.030	27,45	27,17	-1,01	4,75
5	140.717	47.749.605	46.107	47.936.429	10.273	27,45	27,94	1,78	5,21
6	147.473	48.212.612	53.782	48.413.867	10.596	27,46	28,37	3,34	5,91
7	147.564	48.694.379	53.891	48.895.834	11.063	28,56	28,39	-0,61	5,88
8	151.151	49.175.738	55.654	49.382.543	11.535	28,57	28,56	-0,03	5,95
9	157.987	49.649.071	66.967	49.874.024	12.103	28,57	29,13	1,95	7,18
10	225.261	50.021.553	122.187	50.369.001	14.097	28,57	32,83	14,91	12,04
Σύνολο (κ\$)	1.452.368	479.913.040	569.417	481.934.825	109.415				
Παρούσα Αξία (κ\$)	850.336	292.685.142	323.738	293.859.216	65.454				

Στους Πίνακες 6.2 και 6.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής φορτίου για το 10<sup>ο</sup> έτος των προσομοιώσεων καθώς και το ποσοστό των ωρών που κάθε γραμμή είναι συνωστισμένη μέσα στο έτος. Οι δύο νέες γραμμές του βασικού σεναρίου επέκτασης έχουν πολύ μεγάλο αντίκτυπο στη αύξηση του κοινωνικού οφέλους, τόσο στο τέλος της δεκαετίας με το μηδενισμό της αποκοπής φορτίου, όσο και στα πρώτα χρόνια μέσω της μείωσης του πλεονάσματος μεταφοράς και του επιμερισμού του στα πλεονάσματα παραγωγού και καταναλωτή. Ο κλάδος 14-16 που ήταν συνωστισμένος για το 86,56% των ωρών για το 10<sup>ο</sup> έτος της προσομοίωσης του αρχικού δικτύου και ευθυνόταν ουσιαστικά για τις μεγάλες διαφοροποιήσεις μεταξύ των τιμών στους ζυγούς (άρα και για το αυξημένο πλεόνασμα μεταφοράς), στο βασικό σενάριο επέκτασης με το διπλασιασμό της ικανότητας μεταφοράς του, δεν παρουσιάζει κανένα φαινόμενο συμφόρησης. Αντίθετα, οι κλάδοι 8-9 και 16-17 συνεχίζουν να παρουσιάζουν συμφόρηση για αρκετό διάστημα μέσα στο χρόνο. Συγχρόνως, οι κλάδοι 7-8 και 10-12 είναι συνωστισμένοι κατά τις περιόδους υψηλού φορτίου (>90% της αιχμής) με μειωμένη όμως συνεισφορά στη μείωση του ετήσιου κοινωνικού οφέλους.

**Πίνακας 6.2: Αποτελέσματα παραγωγής και κατανάλωσης για την αιχμή του συστήματος κατά το 10<sup>ο</sup> έτος της προσομοίωσης για το αρχικό δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Ζυγός	Όνομα	Παραγωγή στην αιχμή (MW)	Όνομα	Φορτίο αιχμής (MW)	Αποκοπή φορτίου στην αιχμή (MW)
1	G1	40	D1	119,30	0
1	G2	152			
2	G3	40	D2	107,15	0
2	G4	152			
3	-	-	D3	198,83	0
4	-	-	D4	81,74	0
5	-	-	D5	78,43	0
6	-	-	D6	150,23	16,02
7	G5	225,58	D7	138,08	0
8	-	-	D8	188,89	0
9	-	-	D9	193,31	0
10	-	-	D10	215,40	0
11	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-
13	G6	591	D11	292,72	0
14	-	-	D12	214,30	26,35
15	G7	60	D13	350,17	0
15	G8	155			
16	G9	35,46	D14	110,46	0
17	-	-	-	-	-
18	G10	400	D15	367,84	0
19	-	-	D16	199,94	0
20	-	-	D17	141,39	0
21	G11	400	-	-	-
22	G12	194,76	-	-	-
23	G13	310	-	-	-
23	G14	350			
24	-	-	-	-	-
Σύνολο		3105,8		3148,17	42,37

**Πίνακας 6.3: Αποτελέσματα ροών φορτίου για το 10<sup>ο</sup> έτος της προσομοίωσης για το αρχικό δίκτυο 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Ροή ισχύος στην αιχμή (MW)	Ποσοστό ωρών συμφόρησης στο έτος (%)
1	1	2	2,97	0
2	1	3	8,16	0
3	1	5	61,57	0
4	2	4	41,11	0
5	2	6	46,70	0
6	3	9	-5,77	0
7	3	24	-184,90	0
8	4	9	-40,63	0
9	5	10	-16,85	0
10	6	10	-87,50	12,42
11	7	8	87,50	0,26
12	8	9	-58,80	68,62
13	8	10	-42,59	0
14	9	11	-132,55	0
15	9	12	-165,96	0
16	10	11	-164,47	0
17	10	12	-197,87	0
18	11	13	-234,96	0
19	11	14	-62,06	0
20	12	13	-176,08	0
21	12	23	-187,75	0
22	13	23	-112,77	0
23	14	16	-250	73,52
24	15	16	56,85	0
25	15	21	-376,92	0
26	15	24	184,90	0
27	16	17	-250	1,37
28	16	19	-18,15	0
29	17	18	-152,09	0
30	17	22	-97,91	0
31	18	21	-119,93	0
32	19	20	-218,09	0
33	20	23	-359,48	0
34	21	22	-96,85	0

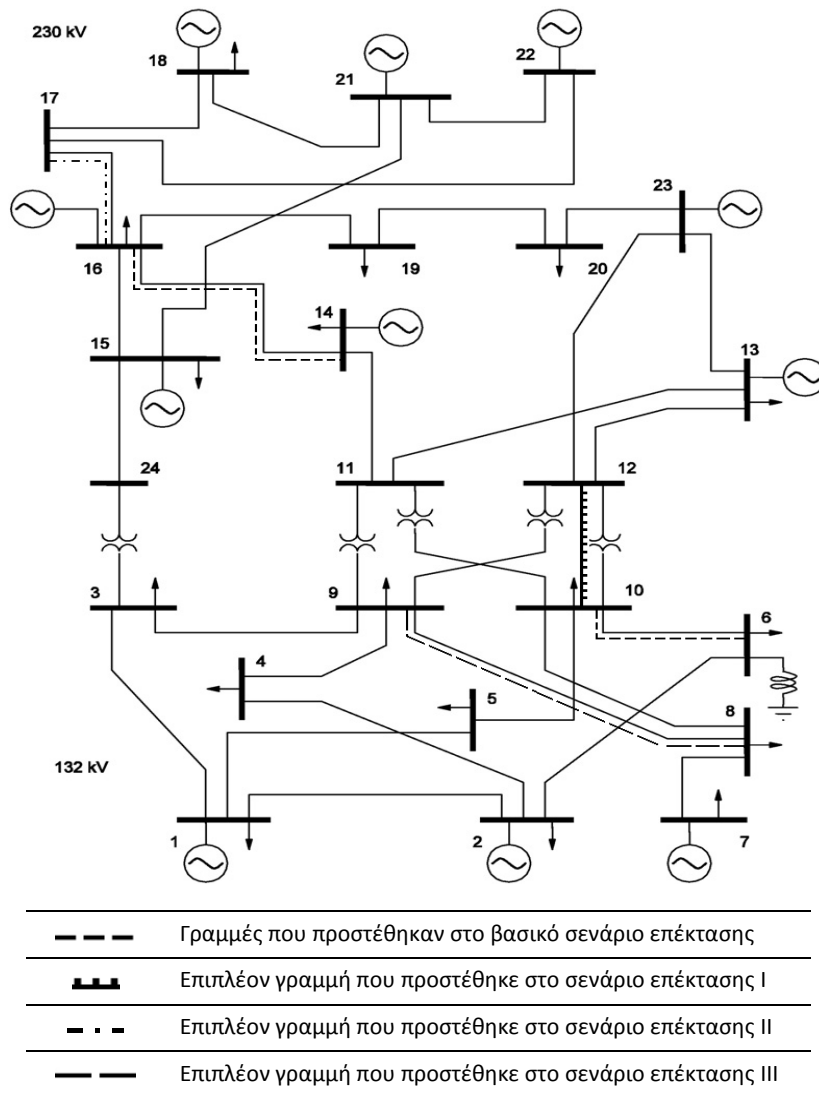
**Πίνακας 6.4: Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Έτος	APS (κ\$)	ACS (κ\$)	ACR (κ\$)	ASW (κ\$)	ACC (κ\$)	AMCP (\$/MWh)	AWLMP (\$/MWh)	ACI (%)	AWSTDP (\$/MWh)
1	136.955	45.922.961	18.813	46.078.730	3.550	26,07	26,25	0,68	1,59
2	136.955	46.382.183	18.813	46.537.952	3.656	27,06	26,25	-2,99	1,57
3	141.204	46.841.699	18.834	47.001.736	3.584	27,45	26,65	-2,93	1,54
4	150.983	47.297.395	21.763	47.470.140	3.527	27,45	27,35	-0,38	1,86
5	151.178	47.768.320	23.615	47.943.113	3.590	27,45	27,44	-0,06	2,04
6	151.178	48.245.978	23.615	48.420.770	3.693	27,46	27,44	-0,05	2,00
7	151.227	48.728.291	23.712	48.903.230	3.668	28,56	27,45	-3,87	1,98
8	151.525	49.214.524	24.475	49.390.525	3.553	28,57	27,49	-3,80	2,00
9	151.525	49.706.691	24.475	49.882.691	3.436	28,57	27,49	-3,77	1,97
10	158.938	50.194.024	26.767	50.379.728	3.370	28,57	28,04	-1,85	2,21
Σύνολο (κ\$)	1.481.668	480.302.066	224.882	482.008.615	35.627				
Παρούσα Αξία (κ\$)	899.938	292.868.828	133.943	293.902.710	21.960				

**Πίνακας 6.5: Παρούσα αξία των προτεινόμενων δεικτών για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Έτος	$\Delta ASW_{PV}$ (κ\$)	$\Delta APS_{PV}$ (κ\$)	$\Delta ACS_{PV}$ (κ\$)	$\Delta ACR_{PV}$ (κ\$)	$\Delta ACC_{PV}$ (κ\$)
1	5.649	23.006	5.184	-22.542	-5.649
2	5.221	16.428	9.155	-20.362	-5.221
3	4.806	15.479	6.568	-17.241	-4.806
4	4.441	12.359	5.896	-13.814	-4.441
5	4.150	6.495	11.620	-13.966	-4.150
6	3.897	2.091	18.834	-17.029	-3.897
7	3.795	1.880	17.402	-15.487	-3.795
8	3.724	175	18.094	-14.545	-3.724
9	3.676	-2.740	24.436	-18.021	-3.676
10	4.136	-25.570	66.495	-36.789	-4.136
Σύνολο (κ\$)	43.495	49.603	183.684	-189.796	-43.495
Κόστος επένδυσης (κ\$)	7.000				
$\Delta SW_{PV} /$ Κόστος επένδυσης	6,21				





Σχήμα 6.3: Το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE με τις νέες γραμμές για κάθε εξεταζόμενο σενάριο επέκτασης

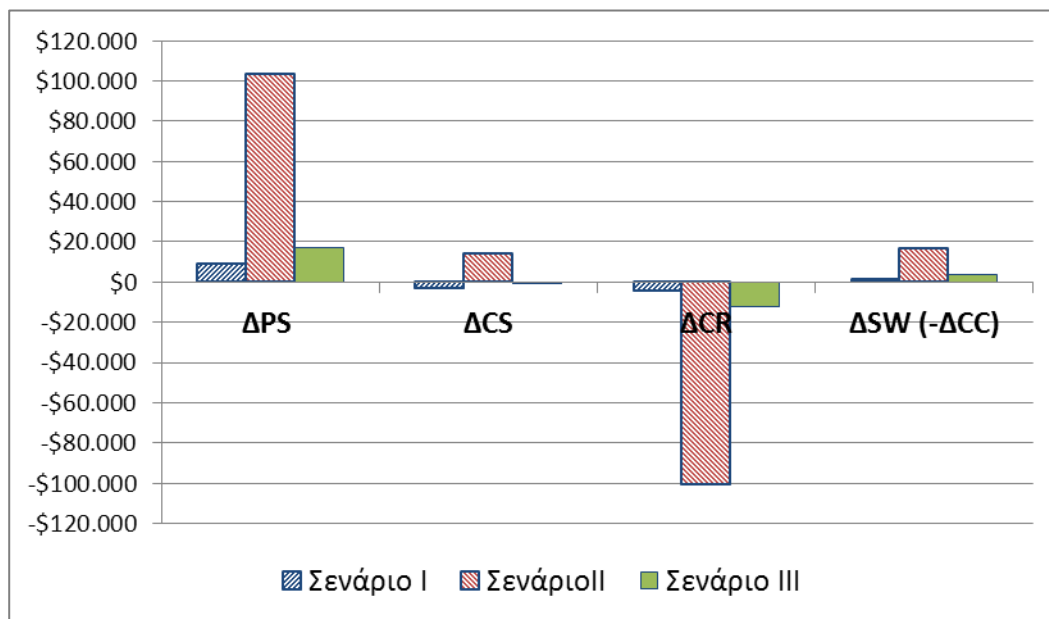
Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.6 φαίνεται πως κατά το 10<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας, η γραμμή 16-17 παρουσιάζει τις περισσότερες ώρες συμφόρησης, ακολουθούμενη από τη γραμμή 8-9 και τη γραμμή 10-12. Επομένως η ενίσχυση των τριών αυτών γραμμών θα έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση του πλεονάσματος μεταφοράς και την αύξηση των πλεονασμάτων παραγωγού και καταναλωτή. Η επίδραση όμως που τελικά θα έχουν αυτές οι επεκτάσεις στο συνολικό κοινωνικό όφελος πρέπει να διερευνηθεί ώστε να εξακριβωθεί ποια έργα είναι οικονομικά ωφέλιμο να πραγματοποιηθούν. Στο Σενάριο I, εξετάζεται μία επιπλέον γραμμή μεταξύ των ζυγών 10 και 12, στο σενάριο II η επιπλέον γραμμή που εξετάζεται είναι η 16-17 ενώ στο σενάριο III εγκαθίσταται μια επιπλέον γραμμή μεταξύ των ζυγών 8 και 9. Οι γραμμές που προστίθενται καθώς και το κόστος επένδυσης των τριών σεναρίων επέκτασης του συστήματος μεταφοράς παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.8.

**Πίνακας 6.6: Αποτελέσματα ροών φορτίου για το 10<sup>ο</sup> έτος της προσομοίωσης για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Ροή ισχύος στην αιχμή (MW)	Ποσοστό ωρών συμφόρησης στο έτος (%)	Ετήσιο κέρδος από συμφόρηση (κ\$)
1	1	2	-1,22	0	0
2	1	3	9,41	0	46
3	1	5	64,51	0	101
4	2	4	41,05	0	-53
5	2	6	39,52	0	109
6	3	9	-8,60	0	52
7	3	24	-180,82	0	781
8	4	9	-40,70	0	33
9	5	10	-13,92	0	-10
10	6	10	-110,71	0	-40
11	7	8	87,50	0,26	70
12	8	9	-60,56	72,15	1774
13	8	10	-40,83	0	971
14	9	11	-142,01	0	-481
15	9	12	-161,16	0	-283
16	10	11	-180,85	0	407
17	10	12	-200	1,37	658
18	11	13	-206,86	0	88
19	11	14	-116,01	0	-227
20	12	13	-173,11	0	-113
21	12	23	-188,05	0	-307
22	13	23	-114,74	0	-124
23	14	16	-330,31	0	-189
24	15	16	19,88	0	1108
25	15	21	-395,87	0	8765
26	15	24	180,82	0	483
27	16	17	-250	61,67	16383
28	16	19	-15,88	0	-15
29	17	18	-145,68	0	-1983
30	17	22	-104,32	0	-1359
31	18	21	-113,52	0	-911
32	19	20	-215,82	0	65
33	20	23	-357,21	0	67
34	21	22	-109,39	0	901

**Πίνακας 6.7: Αποτελέσματα για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE χωρίς τη χρήση μειωμένης διαθεσιμότητας γεννητριών**

Έτος	APS (κ\$)	ACS (κ\$)	ACR (κ\$)	ASW (κ\$)	ACC (κ\$)	AMCP (\$/MWh)	AWLMP (\$/MWh)	ACI (%)	AWSTDP (\$/MWh)
1	98.133	45.972.103	31.892	46.102.129	5.394	22,50	22,37	-0,56	4,03
2	98.650	46.430.197	32.988	46.561.835	5.501	23,17	22,45	-3,11	4,21
3	103.268	46.891.759	31.104	47.026.130	5.603	23,17	22,68	-2,14	3,83
4	104.052	47.359.938	31.060	47.495.050	5.725	23,17	22,73	-1,93	3,78
5	104.203	47.833.223	31.224	47.968.650	5.854	23,17	22,76	-1,80	3,75
6	104.203	48.311.530	31.224	48.446.957	5.985	23,17	22,77	-1,76	3,70
7	112.364	48.784.511	33.179	48.930.054	6.134	23,21	23,25	0,18	3,83
8	112.330	49.269.663	35.918	49.417.911	6.242	24,34	23,37	-4,02	4,11
9	117.909	49.759.260	33.446	49.910.616	6.299	24,34	23,68	-2,74	3,64
10	121.452	50.255.352	31.388	50.408.191	6.380	24,34	23,88	-1,92	3,30
<b>Σύνολο (κ\$)</b>	<b>1.076.564</b>	<b>480.867.536</b>	<b>323.423</b>	<b>482.267.523</b>	<b>59.117</b>				
<b>Παρούσα Αξία (κ\$)</b>	<b>649.812</b>	<b>293.211.326</b>	<b>197.919</b>	<b>294.059.057</b>	<b>35.774</b>				
<b>Διαφορά με Πίνακα 6.4 (κ\$)</b>	<b>-250.126</b>	<b>342.498</b>	<b>63.976</b>	<b>156.347</b>	<b>13.814</b>				



**Σχήμα 6.4: Παρούσα αξία της μεταβολής των πλεονασμάτων και του κοινωνικού οφέλους για τα 3 σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

**Πίνακας 6.8: Κόστος επένδυσης και νέες γραμμές για κάθε ένα από τα τρία σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III
Νέες γραμμές	10-12	16-17	8-9
Κόστος επένδυσης (κ\$)	5.000	3.600	4.300

**Πίνακας 6.9: Παρούσα αξία των προτεινόμενων δεικτών για τα τρία σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Δείκτης	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III
$\Delta PS_{PV}$ (κ\$)	9.300	103.376	17.171
$\Delta CS_{PV}$ (κ\$)	-3.355	13.857	-985
$\Delta CR_{PV}$ (κ\$)	-4.642	-100.669	-12.517
$\Delta SW_{PV}$ (- $\Delta CC_{PV}$ ) (κ\$)	1.303	16.564	3.668

Στον Πίνακα 6.9 παρουσιάζονται οι τιμές που υπολογίστηκαν για του δείκτες  $\Delta PS$ ,  $\Delta CS$ ,  $\Delta CR$  και  $\Delta SW$  για τα τρία προτεινόμενα σενάρια επέκτασης. Στον Πίνακα 6.10 παρουσιάζεται ο λόγος του κόστους επένδυσης και της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους για κάθε ένα από τα τρία προτεινόμενα σενάρια ενώ στους Πίνακες 6.11 και 6.12 παρουσιάζονται η σταθμισμένη τυπική απόκλιση των οριακών τιμών και ο δείκτης συμφόρησης για κάθε χρόνο της εξεταζόμενης δεκαετίας, αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων είναι άμεσα εξαρτώμενα από το κόστος καυσίμου των μονάδων παραγωγής και το προεξοφλητικό επιτόκιο αναγωγής της εξίσωσης (6.1) αλλά και από τη διαθεσιμότητα των γεννητριών. Στον Πίνακα 6.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της δεκαετούς προσομοίωσης για το βασικό σενάριο επέκτασης για την περίπτωση που η διαθεσιμότητα των γεννητριών δεν μειώνεται με τη μείωση του επιπέδου φορτίου που μελετάται. Η χρησιμοποίηση μειωμένης διαθεσιμότητας αυξάνει το τελικό πλεόνασμα παραγωγού και μειώνει το πλεόνασμα καταναλωτή λόγω της αύξησης που προκαλείται στις οριακές τιμές στους ζυγούς του συστήματος. Η χρησιμοποίηση της μειωμένης διαθεσιμότητας μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του υπολογιζόμενου κοινωνικού οφέλους αλλά λαμβάνει έμμεσα υπόψη την προσπάθεια των παραγωγών για αύξηση του κέρδους τους μέσω των τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι προκύπτει μια πιο ρεαλιστική απεικόνιση των υπολογιζόμενων δεικτών ενώ μετριάζεται το κέρδος από συμφόρηση και το κόστος συμφόρησης που αποτελούν οδηγό για τις αποφάσεις επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς.

Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.9 φαίνεται πως τα σενάρια I και III προκαλούν μια σχετικά μικρή μεταβολή στο κοινωνικό όφελος (κόστος συμφόρησης), ενώ το σενάριο II προκαλεί μεγάλη μείωση του κόστους συμφόρησης. Η αύξηση του κοινωνικού οφέλους στο σενάριο II οφείλεται στη μείωση (ή και στο μηδενισμό) των συμβάντων συμφόρησης στις ενισχυμένες γραμμές

μεταφοράς και του αντίστοιχου κόστους συμφόρησης. Το πλεόνασμα παραγωγού αυξάνεται και στα 3 σενάρια ενώ το πλεόνασμα καταναλωτή αυξάνεται μόνο στο 2<sup>ο</sup> σενάριο όπως φαίνεται παραστατικά και στο Σχήμα 6.4.

**Πίνακας 6.10: Σύγκριση της μεταβολής της παρούσας αξίας του κοινωνικού οφέλους με το κόστος επένδυσης για τα τρία σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Δείκτης	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III
Investment Cost (κ\$)	5.000	3.600	4.300
$\Delta SW_{PV}$ (κ\$)	1.303	16.564	3.668
$\Delta SW_{PV}/$ (Κόστος Επένδυσης)	0,26	4,60	0,85

**Πίνακας 6.11: Σταθμισμένη τυπική απόκλιση των οριακών τιμών για τα σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Έτος	STDP (\$/MWh)			
	Βασικό σενάριο	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III
1	1,59	1,46	0,46	1,27
2	1,57	1,59	0,45	1,75
3	1,54	1,90	0,44	1,72
4	1,86	1,87	0,44	1,72
5	2,04	1,84	0,52	1,69
6	2,00	1,81	0,51	1,67
7	1,98	1,79	0,50	1,65
8	2,00	1,76	0,49	1,66
9	1,97	2,01	0,37	2,02
10	2,21	1,98	0,40	2,04
Μέσος όρος (\$/MWh)	1,88	1,80	0,46	1,72

**Πίνακας 6.12: Δείκτης συμφόρησης για τα σενάρια επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Έτος	CI (%)			
	Βασικό σενάριο	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III
1	0,68	0,39%	0,98%	-0,01%
2	-2,99	-3,05%	-2,72%	-0,81%
3	-2,93	-0,44%	-2,68%	-0,78%
4	-0,38	-0,42%	-2,67%	-0,73%
5	-0,06	-0,39%	0,95%	-0,71%
6	-0,05	-0,38%	0,95%	-0,70%
7	-3,87	-4,20%	-2,93%	-4,51%
8	-3,80	-4,22%	-2,96%	-4,46%
9	-3,77	-2,28%	0,62%	-2,34%
10	-1,85	-2,22%	0,73%	-2,22%

Εάν ληφθεί υπόψη και το κόστος επένδυσης των τριών σεναρίων, μόνο το σενάριο II προκαλεί ένα όφελος από τη μεταβολή του κοινωνικού οφέλους που είναι μεγαλύτερο από το αρχικό κόστος επένδυσης (κατά 4,6 φορές όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.10). Τόσο το σενάριο I όσο και το σενάριο III, έχουν ένα λόγο οφέλους από αύξηση κοινωνικού οφέλους προς κόστος επένδυσης μικρότερο από μονάδα (0,26 και 0,85 αντίστοιχα). Τα δύο σενάρια αυτά είναι λιγότερο ισορροπημένα όσον αφορά την απόδοση κόστους-οφέλους. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.11, η σταθμισμένη τυπική απόκλιση των οριακών τιμών για το σενάριο II είναι η μικρότερη συγκρινόμενη με τα άλλα δύο σενάρια, παρέχοντας ένα πιο ομαλό προφίλ τιμών για το σύστημα. Ο δείκτης συμφόρησης είναι καλύτερος και στα τρία σενάρια σε σχέση με το βασικό σενάριο αλλά η διαφοροποίηση των σταθμισμένων οριακών τιμών είναι διαφορετική από έτος σε έτος. Η διαφοροποίηση αυτή έχει να κάνει με τη αλλαγή στην κατανομή των μονάδων παραγωγής λόγω της άμβλυνσης της συμφόρησης στις ενισχυμένες γραμμές και της ελάττωσης του φαινομένου της εκτός σειράς φόρτισης των γεννητριών. Αυτή η διαφοροποίηση μπορεί να σημαίνει είτε μείωση, είτε αύξηση της σταθμισμένης μέσης οριακής τιμής, ανάλογα με τις τιμές των δυϊκών μεταβλητών των περιορισμών μεταφοράς (2.37) στο νέο πλέον δίκτυο. Για παράδειγμα, για το σενάριο II, η ενίσχυση της γραμμής 14-16 και ο μηδενισμός της εμφάνισης συμφόρησης στο συγκεκριμένο κλάδο, προκαλεί συμφόρηση στη γραμμή 3-24. Το πλεόνασμα μεταφοράς όμως που προκύπτει από τη συνωστισμένη γραμμή αυτή είναι κατά πολύ μικρότερο από το πλεόνασμα μεταφοράς της γραμμής 14-16 πριν την ενίσχυσή της.

Βασιζόμενοι στο προαναφερθέντα αποτελέσματα, το σενάριο που παρέχει τον καλύτερο λόγο κόστους-οφέλους και παράλληλα ευνοεί την ανταγωνιστικότητα της αγοράς είναι το σενάριο I για του ακόλουθους λόγους:

- (α) Η μεταβολή του συνολικού κοινωνικού οφέλους είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος επένδυσης (σε παρούσα αξία) για την εξεταζόμενη δεκαετία.
- (β) Προκαλεί μια σχετικά ομαλή διακύμανση της τιμής στην αγορά.
- (γ) Προκαλεί το μικρότερο κόστος συμφόρησης.

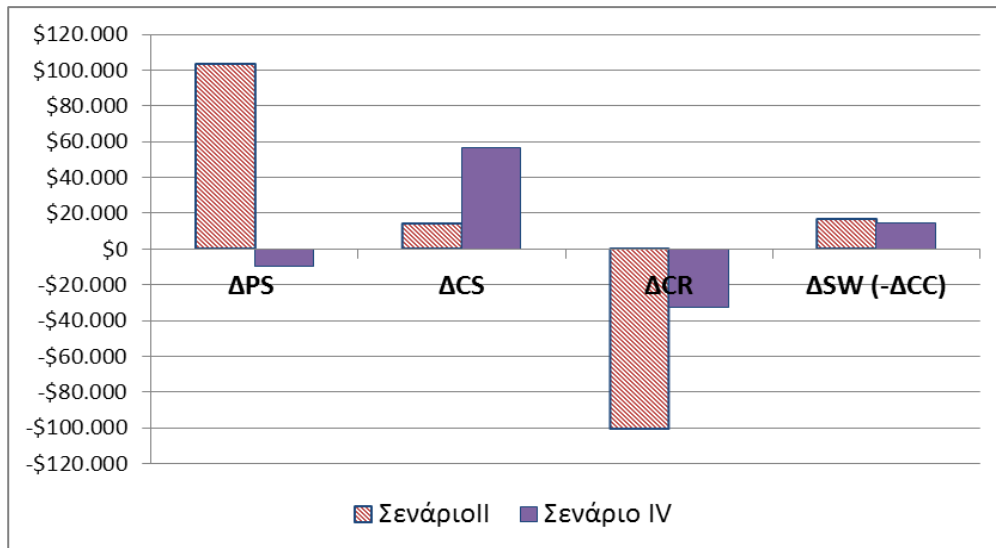
(δ) Παρέχει αρκετό περιθώριο οφέλους, τόσο για τους καταναλωτές όσο κυρίως για τους παραγωγούς.

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, η ενίσχυση ενός κλάδου με μια νέα εγκατάσταση μεταφοράς έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση ή και το μηδενισμό του κέρδους από συμφόρηση από τη συγκεκριμένη εγκατάσταση. Για τα σενάρια I έως III που μελετήθηκαν, η παρούσα αξία του κέρδους από τη συμφόρηση των νέων γραμμών είναι: 596,57k\$, 26,82k\$ και 280,47k\$ αντίστοιχα. Οι νέες γραμμές ωφελούν στην αύξηση του κοινωνικού οφέλους αλλά δεν είναι εμπορικά «βιώσιμες». Το κέρδος από τη συμφόρηση που προκύπτει κατά τη δεκαετή λειτουργία τους, ακόμα και αν θεωρηθεί το σχετικά χαμηλό επιτόκιο 10% για ιδιωτική επένδυση, δεν επαρκεί για να καλύψει το κόστος εγκατάστασής τους.

Για τις εμπορικές επενδύσεις στα συστήματα μεταφοράς, αυτό που συνήθως ερευνάται δεν είναι τόσο η διάρκεια συμφόρησης σε ένα έτος, όσο οι διαφορές στις οριακές τιμές που υπάρχουν μεταξύ των ζυγών και μπορεί να συνεχίσουν να υπάρχουν μετά την υλοποίηση της επένδυσης. Για τις εμπορικές επενδύσεις μεταφοράς, η μέγιστη ικανότητα μεταφοράς της νέας γραμμής είναι μια μεταβλητή που υπεισέρχεται κατά το σχεδιασμό της επένδυσης. Η ικανότητα μεταφοράς αυτή μπορεί να δημοπρατηθεί και να μοιραστεί σε μακροχρόνια δικαιώματα μεταφοράς χρησιμοποίησης της εγκατάστασης. Παρόλα αυτά, οι διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς μπορούν να χρησιμοποιήσουν (δημοπρατήσουν) μικρότερη μεταφορική ικανότητα από τη μέγιστη της νέας εγκατάστασης σε περίπτωση που η αυξημένη ισχύς διαμέσου της νέας εγκατάστασης μειώνει τα επίπεδα ασφαλείας του συστήματος. Για το λόγο αυτό, οι εμπορικές επενδύσεις μεταφοράς είναι συνήθως ακτινικές και συχνά υλοποιούνται μέσω γραμμών HVDC, της οποίας η ροή φορτίου είναι ελεγχόμενη και ανεξάρτητη από τις ροές φορτίου του υπόλοιπου δικτύου. Οι γραμμές HVDC αναπαριστούνται συνήθως σε μοντέλα AC, λόγω και των δυνατοτήτων που παρέχει η συγκεκριμένη τεχνολογία στη ρύθμιση της αέργου ισχύος αλλά και γενικότερα στη ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος. Για DC αναπαράσταση, μία γραμμή HVDC μπορεί να μοντελοποιηθεί σαν μια ταυτόχρονη έγχυση και απορρόφηση ενεργού ισχύος στους ζυγούς που αυτή είναι συνδεδεμένη (transportation model). Μια τέτοια μοντελοποίηση δε μπορεί φυσικά να χρησιμοποιηθεί για μελέτες ασφάλειας, καθώς η δυνατότητα άμεσου ελέγχου της ροής πάνω στη γραμμή μπορεί να αναπαρασταθεί μόνο σε μοντέλα AC. Παρόλα αυτά, η οικονομική αποτίμηση της επένδυσης μπορεί να πραγματοποιηθεί και με DC αναπαράσταση, καθώς το κέρδος από συμφόρηση της HVDC γραμμής προκύπτει από την επίλυση της αγοράς για την οποία (συνήθως) χρησιμοποιείται DC αναπαράσταση ή το ακόμα πιο απλό transportation model.

Στη διατριβή αυτή μελετάται μόνο η περίπτωση επένδυσης σε AC γραμμές. Έτσι, από τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.6 φαίνεται πως οι γραμμές μεταξύ των ζυγών 15 και 21 κατά το 10<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας του συστήματος έχουν ένα σημαντικό κέρδος από συμφόρηση, χωρίς οι γραμμές να είναι συνωστισμένες. Αυτό οφείλεται στη φύση της αγοράς LMP, όπου κάθε συνωστισμένη γραμμή επηρεάζει την οριακή τιμή σχεδόν σε όλους του ζυγούς του συστήματος (6.38). Οι τιμές των ζυγών 15 και 21 παρουσιάζουν μια διαφορά μεταξύ 5-10\$/MWh (η τιμή στο ζυγό 15 είναι μεγαλύτερη) για το 61,67% των ωρών της ετήσιας προσομοίωσης για το 10<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας, γεγονός που οφείλεται στην επίδραση που έχει στις οριακές τιμές τους ο ενεργός περιορισμός μεταφοράς της γραμμής μεταξύ των ζυγών 16 και 17. Η εγκατάσταση μιας νέας γραμμής μεταξύ των ζυγών 15 και 21 με κόστος επένδυσης 6.800k\$, σχεδόν μηδενίζει τις διαφορές των τιμών των δύο ζυγών στο 10<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας, αλλά αφήνει αρκετό περιθώριο κέρδους κατά τα προηγούμενα χρόνια όπου η μέση οριακή τιμή του συστήματος είναι μεν μικρότερη, αλλά ο περιορισμός μεταξύ των ζυγών 16 και 17 είναι ενεργός για μεγάλο διάστημα της ετήσιας προσομοίωσης οδηγώντας σε διαφορετικές τιμές τους ζυγούς 15 και 21. Πριν την εγκατάσταση της νέας γραμμής, η παρούσα αξία του κέρδους από συμφόρηση για κάθε μία γραμμή μεταξύ των ζυγών 15 και 21 ήταν 20.744,71k\$ ενώ μετά την εγκατάσταση της νέας γραμμής το κέρδος κάθε γραμμής (εκ των τριών πλέον) είναι 7.656,63k\$, το οποίο είναι μεγαλύτερο από το κόστος

επένδυσης της γραμμής. Η μεταβολή που επιφέρει στους υπόλοιπους δείκτες αξιολόγησης είναι:  $\Delta SW_{PV}=14.484k\$, \Delta CS_{PV}=56.833k\$, \Delta PS_{PV}=-9.903k\$$  και  $\Delta CR_{PV}=-32.446k\$$ . Δηλαδή, η συγκεκριμένη επένδυση επιφέρει μια σημαντική αύξηση του κοινωνικού οφέλους, από το οποίο ωφελούνται περισσότερο οι καταναλωτές, σε αντίθεση με τα προηγούμενα σενάρια επέκτασης στα οποία κύριοι ωφελημένοι ήταν οι παραγωγοί. Ο λόγος της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους προς το κόστος επένδυσης είναι μεγαλύτερος του ενός (2,13) αλλά μικρότερος του αντίστοιχου λόγου του σεναρίου II (Πίνακας 6.10). Τα αποτελέσματα για ενίσχυση του κλάδου 15-21 παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.5 ως σενάριο IV σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του σεναρίου II.



Σχήμα 6.5: Παρούσα αξία της μεταβολής των πλεονασμάτων και του κοινωνικού οφέλους για τα σενάρια επέκτασης II και IV του δικτύου 24 ζυγών της IEEE

Πίνακας 6.13: Κατανομή της μείωσης του κέρδους από συμφόρηση και του κόστους συμφόρησης στην αύξηση των πλεονασμάτων παραγωγού και καταναλωτή

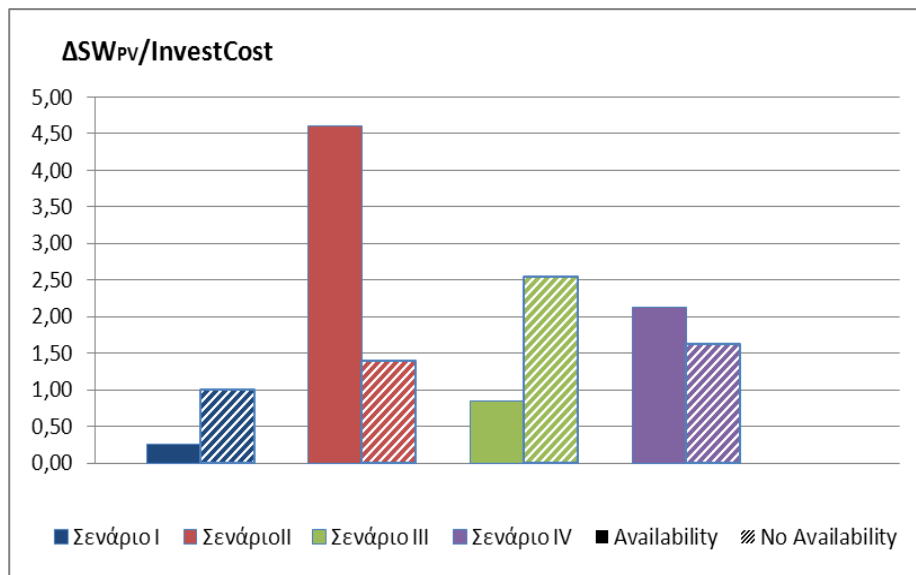
Δείκτης	Σενάριο I	Σενάριο II	Σενάριο III	Σενάριο IV
$\Delta PS_{PV}$	156,43%	88,18%	106,09%	-21,10%
$\Delta CS_{PV}$	-56,43%	11,82%	-6,09%	121,10%

Στον Πίνακα 6.13 παρουσιάζεται η κατανομή της μείωσης του κόστους συμφόρησης και του παρελκόμενου κέρδους από συμφόρηση στα πλεονάσματα παραγωγού και καταναλωτή. Η σύγκριση αυτής της κατανομής μεταξύ των τεσσάρων σεναρίων μπορεί να είναι χρήσιμη για την τελική απόφαση του σχεδιαστή του συστήματος μεταφοράς, αφού μπορεί να οδηγήσει σε διαφορετικές πολιτικές χρέωσης του κόστους επένδυσης στους χρήστες. Έτσι φαίνεται πως η ενίσχυση του δικτύου ωφελεί περισσότερο τους παραγωγούς στα τρία πρώτα σενάρια, ενώ στο τέταρτο σενάριο ωφελούνται μόνο οι καταναλωτές (βλ. Σχήματα 6.4 και 6.5). Στα τρία πρώτα σενάρια, η εγκατάσταση των νέων γραμμών δίνει τη δυνατότητα σε γεννήτριες που βρίσκονταν ανάντη των συμφορήσεων να λειτουργήσουν περισσότερο άρα και με μεγαλύτερο περιθώριο κέρδους εις βάρος των γεννητριών που λειτουργούσαν πριν την ενίσχυση του δικτύου εξαιτίας της



ύπαρξης ενεργών περιορισμών, με μειωμένο όμως κέρδος λόγω του αυξημένου κόστους λειτουργίας τους. Στο τέταρτο σενάριο, η ύπαρξη της νέας γραμμής μειώνει την επίδραση των ενεργών περιορισμών μεταφοράς σε πολλούς από τους ζυγούς φορτίου, άρα και τις αντίστοιχες οριακές τιμές, αλλά η μη απαλοιφή των περιορισμών μεταφοράς συνεχίζει να στερεί από πλεόνασμα τους παραγωγούς του συστήματος υπέρ του κέρδους από συμφόρηση.

Αξίζει να σημειωθεί πως στα συγκεκριμένα παραδείγματα η παραδοχή που έγινε για τις προσφορές των γεννητριών στην αγορά (προσφορά στο οριακό κόστος τους) καθώς και για τη προσφορά μειωμένης διαθεσιμότητας από τους παραγωγούς με τη μείωση του φορτίου, είναι ένα από τα σενάρια που πρέπει να μελετηθούν πριν τη λήψη της τελικής απόφασης επέκτασης του δικτύου. Η πλήρης προσομοίωση της αγοράς θα πρέπει να γίνεται είτε μέσω ενός παιχνιδιού αποφάσεων (game theory) όπου οι τελικές αποφάσεις των παραγωγών αλλά και των προμηθευτών εξαρτώνται και από τις αποφάσεις των υπόλοιπων παιχτών της αγοράς είτε μέσω προσομοίωσης πολλών πιθανών και αρκετά διαφορετικών μεταξύ τους σεναρίων τιμών και ποσοτήτων προσφορών, τόσο πριν όσο και μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών. Στο Σχήμα 6.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της αξιολόγησης των τεσσάρων σεναρίων επέκτασης εάν ληφθεί υπόψη η μειούμενη διαθεσιμότητα (availability) ή εάν θεωρηθεί πως οι γεννήτριες προσφέρουν το μέγιστο της ικανότητάς τους σε όλη τη διάρκεια του έτους (no unavailability) τόσο πριν όσο και μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών. Από το συγκεκριμένο παράδειγμα γίνεται εμφανής η δυσκολία λήψης της σωστής, από οικονομικής άποψης, απόφασης για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς, χωρίς μάλιστα να έχει ληφθεί υπόψη η αβεβαιότητα για το κόστος παραγωγής, η αβεβαιότητα για την αύξηση του φορτίου και φυσικά η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ. Τέλος, θα πρέπει να σημειωθεί ξανά πως στα αποτελέσματα των τεσσάρων σεναρίων επέκτασης, η αύξηση στο κοινωνικό όφελος που προκαλείται από την εγκατάσταση μίας νέας γραμμής ισοδυναμεί με τη μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής του συστήματος. Η πρόταση αυτή ισχύει καθώς το φορτίο θεωρήθηκε μη ελαστικό και η αποκοπή φορτίου και στα τέσσερα σενάρια επέκτασης ήταν μηδενική.



**Σχήμα 6.6:** Αποτελέσματα αξιολόγησης των τεσσάρων σεναρίων επέκτασης με και χωρίς μειωμένη διαθεσιμότητα στις προσφορές των γεννητριών

## 6.5 Κόστος ασφάλειας N-1

Στις προηγούμενες προσομοιώσεις μελετήθηκε η αξιολόγηση των επενδύσεων στο σύστημα μεταφοράς με βάση το κόστος συμφόρησης όπως αυτό προκύπτει από τα αποτελέσματα επίλυσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τιμές στους ζυγούς του συστήματος προκύπτουν με βάση την οριακή τιμολόγηση LMP. Η τιμή σε κάθε ζυγό προκύπτει με βάση τη σχέση (6.38), λαμβάνοντας υπόψη δηλαδή την επίδραση των προκαθορισμένων ορίων μεταφοράς στην τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης. Τα όρια μεταφοράς αυτά  $F_{max}$  μπορεί να αντιστοιχούν στα θερμικά όρια των εγκαταστάσεων μεταφοράς ή μπορεί να αντιστοιχούν σε λειτουργικά όρια του συστήματος. Τα όρια αυτά έχουν υπολογιστεί off-line, δηλαδή με μελέτες οι οποίες καθορίζουν το όριο της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας από ζυγό σε ζυγό (Total Transfer Capacity, TTC). Στο σημείο αυτό θα πρέπει να αναφερθεί πως κάθε ζυγός της μοντελοποίησης μπορεί να περιλαμβάνει ένα σύνολο ζυγών μια περιοχής (ζώνη) ή ακόμα και το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μιας χώρας στην περίπτωση που μελετώνται επενδύσεις στις διασυνδέσεις μεταξύ χωρών. Στις μελέτες καθορισμού της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας λαμβάνονται υπόψη τόσο κριτήρια ασφάλειας όσο και κριτήρια ευστάθειας. Στην πράξη τα όρια που τίθενται είναι πολλές φορές αρκετά χαμηλότερα από τα θερμικά όρια των γραμμών μεταφοράς, καθώς συνήθως επιλέγεται το όριο που αντιστοιχεί στο δυσμενέστερο σενάριο λειτουργίας, τόσο για την εξαγωγική όσο και για την εισαγωγική ζώνη (ζυγό). Κατά την πραγματική λειτουργία ενός ΣΗΕ, τα προκαθορισμένα όρια αυτά μπορεί να απέχουν πάρα πολύ από τα πραγματικά όρια ασφαλούς λειτουργίας όπως προκύπτουν από την πραγματική κατανομή των μονάδων παραγωγής και την τοπολογία του δικτύου.

Η δυσκολία υλοποίησης νέων επενδύσεων μεταφοράς, οδηγεί τους διαχειριστές των δικτύων σε μεγαλύτερη χρησιμοποίηση των εγκαταστάσεων μεταφοράς, εκμεταλλευόμενοι τη βελτίωση στον τομέα της εκτίμησης της κατάστασης του συστήματος μέσω των προηγμένων συστημάτων ελέγχου και επικοινωνίας. Η ολοένα αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στο παραγωγικό δυναμικό κάθε χώρας, αυξάνει την αβεβαιότητα στη λειτουργία του συστήματος και αναγκάζει σε μεγαλύτερη συνεργασία τους διαχειριστές των χωρών αλλά και την εκμετάλλευση δυνατοτήτων έξυπνης διαχείρισης της ζήτησης. Παρόλα αυτά, η ασφαλής λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει πάντα να εξασφαλίζεται και κάθε ενδεχόμενη διαταραχή σε ένα σημείο του διασυνδεδεμένου δικτύου να μπορεί να αντιμετωπίζεται με το μικρότερο δυνατό κόστος, ακόμα και αν αυτό περιλαμβάνει και την ελεγχόμενη αποκοπή φορτίου.

Στην ενότητα 6.3 αναπτύχθηκε η βέλτιστη ροή φορτίου με περιορισμούς ασφαλείας N-1, στην οποία υπολογίζεται το αυξημένο κόστος λειτουργίας του συστήματος λόγω της ανάγκης το σύστημα να λειτουργεί πάντα με ασφάλεια N-1 και λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων παραγωγής που πρέπει να είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο για την παροχή εφεδρειών. Για το λόγο αυτό, η συγκεκριμένη μορφοποίηση που αφορά την κατανομή (dispatch) με περιορισμούς ασφαλείας θα πρέπει να έπεται της επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων (unit commitment) με περιορισμούς ασφαλείας, απαιτήσεις εφεδρειών και ρυθμούς ανόδου/καθόδου των γεννητριών. Η χρησιμοποίηση του προβλήματος ένταξης των μονάδων για τον ακριβή καθορισμό του λειτουργικού κόστους του συστήματος θα αύξανε την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και ίσως θα προσέγγιζε και κάποια άλλα προβλήματα των σύγχρονων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν κυρίως να κάνουν με την παροχή εφεδρειών. Παρόλα αυτά, η αύξηση του υπολογιστικού χρόνου θα ήταν πολύ μεγάλη ενώ οι παραδοχές που πρέπει να γίνουν είναι εξίσου πολλές με το πρόβλημα της κατανομής (διαθεσιμότητα γεννητριών, κόστος παραγωγής, αβεβαιότητα φορτίου, κτλ.). Η υλοποίηση περισσότερων σεναρίων λειτουργίας μέσω επίλυσης προβλημάτων κατανομής είναι μια καλύτερη προσέγγιση στη μοντελοποίηση μακροχρόνιων μελετών και επίλυσης προβλημάτων αγοράς, αλλά τα αποτελέσματα αυτά θα πρέπει στη συνέχεια να αξιολογηθούν και με άλλες συμπληρωματικές μελέτες.

**Πίνακας 6.14: Αποτελέσματα βέλτιστης ροής φορτίου με και χωρίς περιορισμούς ασφάλειας για 5% υψηλότερη αιχμή φορτίου για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE χωρίς τη μία γραμμή 15-21**

Ζυγός	Όνομα	DC-OPF		DC-OPF με εφεδρεία		SC-OPF		SC-OPF με εφεδρεία	
		Κατανομή (MW)	LMP (\$/MWh)	Κατανομή (MW)	LMP (\$/MWh)	Κατανομή (MW)	LMP (\$/MWh)	Κατανομή (MW)	LMP (\$/MWh)
1	G1	0	34	32	33	0	34	32	33
1	G2	152	34	152	33	152	34	152	33
2	G3	0	34	32	33	0	34	32	33
2	G4	152	34	152	33	152	34	152	33
3	-	-	34	-	33	-	34	-	33
4	-	-	34	-	33	-	34	-	33
5	-	-	34	-	33	-	34	-	33
6	-	-	34	-	33	-	34	-	33
7	G5	<b>27,5</b>	34	75	33	<b>152,85</b>	34	<b>90,8</b>	34
8	-	-	34	-	33	-	34	-	34
9	-	-	34	-	33	-	34	-	33
10	-	-	34	-	33	-	34	-	33
11	-	-	34	-	33	-	34	-	33
12	-	-	34	-	33	-	34	-	33
13	G6	591	34	<b>467,5</b>	33	591	34	<b>577,05</b>	33
14	-	-	34	-	33	-	34	-	33
15	G7	0	34	12	33	0	34	12	33
15	G8	155	34	155	33	155	34	155	33
16	G9	155	34	155	33	155	34	155	33
17	-	-	34	-	33	-	24	-	24
18	G10	400	34	400	33	400	24	400	24
19	-	-	34	-	33	-	34	-	33
20	-	-	34	-	33	-	34	-	33
21	G11	400	34	400	33	400	24	400	24
22	G12	300	34	300	33	<b>174,65</b>	24	<b>174,65</b>	24
23	G13	310	34	310	33	310	34	310	33
23	G14	350	34	350	33	350	34	350	33
24	-	-	34	-	33	-	34	-	33
Κόστος παραγωγής (\$/h)		61.984		64.560		63.238		65.703	

Στον Πίνακα 6.14 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής φορτίου με και χωρίς περιορισμούς ασφάλειας N-1 ακολουθώντας τη μέθοδο της ενότητας 6.3 για το βασικό σενάριο επέκτασης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE της προηγούμενης παραγράφου, δηλαδή με εγκατεστημένες τις νέες γραμμές 6-10 και 14-16, για αιχμή φορτίου 5% μεγαλύτερη από αυτή του Πίνακα Β.4 και θεωρώντας ως όρια μεταφορικής ικανότητας των γραμμών τα αρχικά όρια συνεχούς φόρτισης του Πίνακα Β.3. Στα αποτελέσματα του πίνακα παρουσιάζεται και η επίλυση των προβλημάτων DC-OPF και SC-OPF χωρίς να ληφθεί υπόψη η απαιτούμενη εφεδρεία που πρέπει να είναι συνδεδεμένη στο σύστημα. Το συνολικό κόστος του συστήματος για να είναι σίγουρα N-1 ασφαλές είναι μεγαλύτερο από το κόστος που προκύπτει από την επίλυση του προβλήματος DC-OPF εξαιτίας της διαφοροποίησης της κατανομής των γεννητριών με σκοπό τη

μη υπερφόρτιση των γραμμών ύστερα από οποιαδήποτε απώλεια στοιχείου του συστήματος. Στα αποτελέσματα του προβλήματος DC-OPF, υπάρχει μόνο μία οριακή μονάδα, καθώς τα θερμικά όρια των γραμμών είναι ικανά να αντέξουν την πιο οικονομική κατανομή των γεννητριών. Δηλαδή δεν προκαλείται σε καμία γραμμή συμφόρηση. Παρόλα αυτά, το σύστημα δεν είναι N-1 ασφαλές, αφού όπως φαίνεται στα αποτελέσματα του Πίνακα 6.15, πιθανή απώλεια μιας εκ των τεσσάρων γραμμών της δεύτερης στήλης, θα προκαλέσει υπερφορτίσεις στις ροές των γραμμών της πρώτης στήλης (στην περίπτωση DC-OPF χωρίς εφεδρεία). Δηλαδή οι ροές ενεργού ισχύος αμέσως μετά το άνοιγμα των γραμμών της δεύτερης στήλης είναι μεγαλύτερες από το βραχυχρόνιο όριο φόρτισης των γραμμών της πρώτης στήλης, γεγονός που μπορεί να προκαλέσει το άνοιγμα και αυτών των γραμμών πριν τη νέα ανακατανομή των γεννητριών που θα προκύψει ύστερα από την επίλυση ενός νέου προβλήματος DC-OPF (χωρίς τη γραμμή που τέθηκε εκτός λόγω βλάβης). Το φαινόμενο αυτό, αν δε ληφθούν έγκαιρα μέτρα (ελεγχόμενης) αποκοπής φορτίου, μπορεί να προκαλέσει αλυσιδωτές υπερφορτίσεις και να θέσει και άλλες γραμμές εκτός λειτουργίας.

**Πίνακας 6.15: Ροή ισχύος για τέσσερις ελεγχόμενες γραμμές με βάση τα αποτελέσματα κατανομής του Πίνακα 6.14**

Ελεγχόμενη Γραμμή	Διαταραχή-Απώλεια γραμμής	Ροή Ισχύος (MW)		
		Κατανομή από DC-OPF	Κατανομή από SC-OPF με εφεδρεία	Κατανομή από SC-OPF
8-9	Καμία	-153,73	-119,87	-89,78
8-9	8-10	-283,30	-220	-157,96
8-10	Καμία	-129,57	-100,13	-68,18
8-10	8-9	-283,30	-220	-157,96
15-21	Καμία	-350,62	-300,70	-302,82
15-21	16-17	-750,35	-625	-625
16-17	Καμία	-399,73	-324,30	-322,18
16-17	15-21	-750,35	-625	-625

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.14 για το πρόβλημα SC-OPF, δείχνει ποια πρέπει να είναι η κατανομή των γεννητριών τη δεδομένη χρονική στιγμή, ώστε να μην προκληθεί υπερφόρτιση σε καμία γραμμή για οποιαδήποτε απώλεια στοιχείου του συστήματος. Όπως φαίνεται στα αποτελέσματα του Πίνακα 6.15 για το πρόβλημα SC-OPF, σε καμία γραμμή μετά από απώλεια άλλης γραμμής δεν προκαλείται ροή μεγαλύτερη από το όριο βραχυχρόνιας φόρτισης. Φυσικά, εάν το σφάλμα είναι μόνιμο, ο διαχειριστής πρέπει στη συνέχεια να προχωρήσει σε βέλτιστη ανακατανομή των γεννητριών, ενώ το ιδεατό είναι το σύστημα να συνεχίσει να είναι N-1 ασφαλές ακόμα και μετά την απώλεια της γραμμής. Λαμβάνοντας υπόψη τη χαμηλή τιμή FOR που έχουν οι πιο πολλές AC γραμμές μεταφοράς, η προσέγγιση που αναπτύχθηκε είναι αρκετά συντηρητική. Συνήθως τα δίκτυα μεταφοράς είναι αρκετά «βροχοειδή», γεγονός που τα προφυλάσσει από την εμφάνιση τέτοιων υπερφορτίσεων, ενώ η ασφάλεια N-1 έχει ληφθεί υπόψη και κατά τον υπολογισμό του TTC των γραμμών. Στόχος τελικά της στατικής ανάλυσης ασφάλειας είναι η λειτουργία του συστήματος υπό ένα δεδομένο και χαμηλό επίπεδο κινδύνου. Παρόλα αυτά, η προσέγγιση που παρουσιάστηκε πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά τις μελέτες σχεδιασμού του συστήματος, ειδικά κατά την αιχμή του όταν και η πιθανότητα βλάβης μιας γραμμής είναι σίγουρα μεγαλύτερη αφού συνήθως συνδυάζεται και με δυσμενείς καιρικές συνθήκες.

## 6.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Ο σχεδιασμός επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ενέργειας συχνά περιλαμβάνει ένα σύνολο εφικτών τεχνικά λύσεων οι οποίες στη συνέχεια αξιολογούνται με οικονομικά, περιβαλλοντολογικά και άλλα κριτήρια αποφάσεων. Ο υπολογισμός του οικονομικού οφέλους κάθε προτεινόμενης λύσης πραγματοποιείται μέσω μιας μακροπρόθεσμης προσομοίωσης λειτουργίας της αγοράς και του συστήματος. Ανάλογα με το αν η επένδυση αφορά εγκαταστάσεις οι οποίες θα ενισχύσουν την αξιοπιστία και την οικονομική λειτουργία του συστήματος ή έχει ως σκοπό (αρχικά) την αποκόμιση κέρδους (merchant transmission investment), το όφελος της αποτιμάται μέσω της παρούσας αξίας της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους ή του κέρδους από συμφόρηση αντίστοιχα. Η μεταβολή στο κοινωνικό όφελος ισοδυναμεί με τη μεταβολή του κόστους συμφόρησης (αν δε ληφθούν υπόψη οι απώλειες μεταφοράς) και τη μεταβολή στο κόστος παραγωγής αν το φορτίο θεωρηθεί ανελαστικό. Η προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς προϋποθέτει αρκετές υποκειμενικές παραδοχές, κυρίως όσον αφορά τις προσφορές των παραγωγών αλλά και των καταναλωτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα νέο έργο θεωρείται επικερδές όταν η παρούσα αξία της μεταβολής του οικονομικού οφέλους της για την εξεταζόμενη περίοδο (πχ. 10 έτη) είναι μεγαλύτερη από το κόστος επένδυσής της. Από την αύξηση του κοινωνικού οφέλους και τη μείωση του κέρδους από συμφόρηση δεν ωφελούνται με τον ίδιο τρόπο οι παραγωγοί και οι καταναλωτές ενώ για τα εμπορικά έργα μεταφοράς συνήθως χρησιμοποιούνται τεχνολογίες με κάποια δυνατότητα ρύθμισης της ροής ισχύος (AC γραμμές με FACTS, PSTs ή HVDC). Ο δείκτης συμφόρησης, η σταθμισμένη τυπική απόκλιση τιμών αλλά και το κόστος συμφόρησης μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως δείκτες ανταγωνισμού μιας απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Το κόστος ασφάλειας είναι το κόστος της ανακατανομής των μονάδων παραγωγής για την εξασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του συστήματος μετά την απώλεια μίας ή περισσοτέρων εγκαταστάσεων του συστήματος. Στο κεφάλαιο αυτό προτείνεται η ενσωμάτωση του κόστους της προληπτικής ασφάλειας N-1 στις υπολογιζόμενες τοπικές οριακές τιμές (LMPs) και παρουσιάζεται ένας επαναληπτικός αλγόριθμος για την πιο γρήγορη επίλυση του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με ασφάλεια N-1. Η οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς δίνει τα κατάλληλα οικονομικά σήματα στην αγορά για την επέκταση τόσο της παραγωγής όσο και για τη διαχείριση της ζήτησης ενώ η ενσωμάτωση των συντελεστών LODF στον υπολογισμό των τοπικών οριακών τιμών βοηθά στην περεταίρω τιμολόγηση του συστήματος μεταφοράς με βάση την αξία του και λιγότερο με βάση το κόστος του.



---

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

---

### Επέκταση συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας ανάλυση κόστους οφέλους

#### 7.1 Εισαγωγή

Η επέκταση των συστημάτων μεταφοράς στο νέο απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα αρκετά πολύπλοκο πρόβλημα. Όπως αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, οι αποφάσεις που λαμβάνονται για νέες επενδύσεις αξιολογούνται με μελέτες κόστους οφέλους ενώ οι επενδύσεις αυτές μπορεί να αφορούν είτε έργα ενίσχυσης της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του συστήματος είτε έργα επέκτασης του δικτύου για την σύνδεση νέων χρηστών (παραγωγούς ή μεγάλους καταναλωτές) ή ακόμα και για τη διασύνδεση χωρών. Οι μεγάλες καθυστερήσεις που παρατηρούνται στην πραγματοποίηση νέων επενδύσεων μεταφοράς, κάνει ακόμα μεγαλύτερη την ανάγκη ορθής αξιολόγησης όλων των παραμέτρων που δύναται να αλλάξουν κατά το χρονικό διάστημα από τη λήψη της απόφασης μέχρι την υλοποίηση της επένδυσης. Η διαχείριση της ζήτησης και η μεγάλη διείδυση αποκεντρωμένης παραγωγής ΑΠΕ μπορεί να καθυστερήσει ή να αναβάλλει την ανάγκη ενίσχυσης του δικτύου. Για τους λόγους αυτούς, ο σχεδιαστής του δικτύου πρέπει να λάβει υπόψη του και να εξετάσει έναν αριθμό επιλογών για νέες επενδύσεις που μπορεί να εγγυώνται την ασφάλεια και την αξιοπιστία αλλά είναι δύσκολο να δικαιολογηθούν οικονομικά αλλά και για επενδύσεις που η οικονομική αποτίμησή τους είναι αρκετά ευαίσθητη σε εξωτερικές παραμέτρους (πχ. τιμές καυσίμων, σχεδιασμός νέας παραγωγής, κίνητρα για διείδυση ΑΠΕ, τιμές CO<sub>2</sub>, κτλ.).

Το πρόβλημα της επέκτασης του συστήματος μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον, είναι ένα πρόβλημα βραχυχρόνιου σχεδιασμού του δικτύου, καθώς η προσομοίωση της λειτουργίας ενός ΣΗΕ και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας γενικότερα, προϋποθέτει αρκετές παραδοχές και υποκειμενικές κρίσεις για ορισμένα δεδομένα εισόδου, με κυριότερο από όλα το κόστος παραγωγής και τη συμπεριφορά των παιχτών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Οι αποφάσεις για την ενίσχυση του δικτύου έχουν αφενός ως στόχο τη διατήρηση του επιπέδου ασφάλειας και αξιοπιστίας του δικτύου σε αποδεκτό επίπεδο και αφετέρου την προώθηση της οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δύο αυτοί στόχοι κατά τη μοντελοποίηση

του προβλήματος βελτιστοποίησης μπορεί να εξεταστούν μεμονωμένα ή σε συνδυασμό. Στην πρώτη περίπτωση, η οποία αποτελεί την πιο ασφαλή προσέγγιση, οι αποφάσεις για την N-1 ασφαλή επέκταση του δικτύου λαμβάνονται με βάση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για κάποιες συγκεκριμένες καταστάσεις του δικτύου (πχ. αιχμή φορτίου). Η μορφοποίηση του προβλήματος είναι παρόμοια με αυτή που παρουσιάστηκε στα Κεφάλαια 4 και 5. Στη δεύτερη περίπτωση, οι δύο στόχοι μπορούν είτε να συμπεριληφθούν στην ίδια αντικειμενική συνάρτηση [106]-[109] είτε να αντιμετωπιστούν μέσω μιας πολυκριτηριακής ανάλυσης και ενός συμβιβασμού μεταξύ ασφάλειας και οικονομικής αξιολόγησης [110]-[112]. Σε κάθε περίπτωση, η μοντελοποίηση του προβλήματος έχει δύο επίπεδα. Στο κάτω επίπεδο πραγματοποιείται μια προσομοίωση της αγοράς (ετήσια ή μόνο για την αιχμή) ή/και ο έλεγχος της N-1 ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Στόχος είναι η μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους ή η ελαχιστοποίηση του κόστους συμφόρησης και του κόστους παραγωγής. Στο άνω επίπεδο, με βάση τα σήματα που στέλνονται από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, λαμβάνονται οι αποφάσεις για την πιο οικονομική επέκταση του δικτύου χρησιμοποιώντας μία από τις μεθόδους βελτιστοποίησης που αναφέρονται στο Κεφάλαιο 4 (μέθοδος Benders [106], δι-επίπεδος προγραμματισμός (bi-level programming) [113], γενετικοί αλγόριθμοι [111] κτλ.).

Οι αποφάσεις για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς θα πρέπει όχι μόνο να βασίζονται στην αντιμετώπιση μελλοντικών προβλημάτων αξιοπιστίας και ασφάλειας με το ελάχιστο κόστος επένδυσης αλλά και σε μια οικονομοτεχνική μελέτη κόστους-οφέλους η οποία να λαμβάνει υπόψη αρκετές αβεβαιότητες που έχουν να κάνουν με βασικούς παράγοντες της αγοράς και διαφοροποιούν τα υπολογιζόμενα οφέλη. Επομένως καθίσταται επιτακτική η όσο το δυνατόν ακριβέστερη μοντελοποίηση των πιθανών συνθηκών αγοράς. Οι προσομοιώσεις για τη λειτουργία του συστήματος δεν πρέπει να αφορούν μόνο την αιχμή του αλλά θα πρέπει να περιλαμβάνουν ένα σύνολο σεναρίων τα οποία θα αντανakλούν το σύνολο των πιθανών καταστάσεων του [114]-[120], εξετάζοντας παράλληλα και την επίδραση της εγκατάστασης νέας παραγωγής [121]-[123]. Στα σενάρια αυτά θα πρέπει εκτός από την απλή επίλυση της αγοράς για αυτές τις πιθανές περιπτώσεις, να μελετώνται και οι περιπτώσεις κατάχρησης δύναμης (market power) τόσο από τους παραγωγούς όσο και από τους προμηθευτές [99],[124]. Σημαντικό ρόλο στις προσομοιώσεις λειτουργίας της αγοράς και του συστήματος παίζει η παραγωγή από ΑΠΕ [125] ενώ οι αποφάσεις για την επέκταση του δικτύου μεταφοράς μπορεί να συνδυάζεται με τη βέλτιστη χωροθέτηση μεγάλων μονάδων ΑΠΕ και τη χρέωσή τους με μέρος του επιπλέον κόστους ενίσχυσης του δικτύου που αυτές προκαλούν [126].

Στο κεφάλαιο 6, οι επενδύσεις στα συστήματα μεταφοράς αξιολογούνται είτε με βάση το οικονομικό όφελος που αυτές προσθέτουν συνολικά στο σύστημα (αύξηση ετήσιου κοινωνικού οφέλους, μείωση κόστους συμφόρησης και κόστους παραγωγής) είτε με βάση το όφελος που προσδίδουν στους επενδυτές (ετήσιο κέρδος από συμφόρηση). Στο παρόν κεφάλαιο, ο επαναληπτικός αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης που προτάθηκε στο κεφάλαιο 4, εφαρμόζεται στο πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και τους οικονομικούς δείκτες που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 6, καθώς και τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των εγκαταστάσεων όπως αυτή παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3.

## 7.2 Επέκταση συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς

Τα βήματα του προτεινόμενου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για την επίλυση του προβλήματος της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς παρουσιάστηκαν στην ενότητα 4.4, ενώ στην ενότητα 4.5 πραγματοποιήθηκε η αξιολόγηση του αλγορίθμου για διάφορα πειραματικά δίκτυα. Η αύξηση του αριθμού των προκαθορισμένων οδεύσεων, δηλαδή του μεγέθους του



δικτύου, προκαλεί αύξηση του αναμενόμενου χρόνου επίλυσης του προβλήματος και του αριθμού των επαναλήψεων που εγγυάται την εύρεση του βέλτιστου. Όπως συμβαίνει σε όλες τις ευριστικές μεθόδους αναζήτησης, ο αρχικός αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης πρέπει να πραγματοποιήσει ένα πολύ μεγάλο αριθμό επαναλήψεων έτσι ώστε να προσεγγίσει το βέλτιστο ενός προβλήματος βελτιστοποίησης (το οποίο μπορεί φυσικά να είναι ένα μερικό βέλτιστο). Η “εκπαίδευση” του αλγορίθμου πραγματοποιείται μέσα από την αργή διαδικασία της αξιολόγησης κάθε αρμονίας-λύσης, που έχει προκύψει με σχεδόν τυχαίο τρόπο κατά τη διαδικασία του αυτοσχεδιασμού, και όχι με κάποιο μαθηματικό τρόπο που να δείχνει την κατεύθυνση προς το βέλτιστο μετά από κάποια επανάληψη του αλγορίθμου, όπως συμβαίνει στη μέθοδο αποσύνθεσης Benders. Οι βελτιώσεις που προτάθηκαν στο Κεφάλαιο 4 για τον αλγόριθμο της αρμονικής αναζήτησης ήταν προς την κατεύθυνση πιο γρήγορης και επιλεκτικής “εκπαίδευσης” του αλγορίθμου και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σχεδόν σε όλα τα προβλήματα βελτιστοποίησης. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος αυξάνει την πιθανότητα εύρεσης της βέλτιστης λύσης, χρησιμοποιώντας ένα σχετικά μικρό αριθμό επαναλήψεων και επανεκκινήσεων του αλγορίθμου, μειώνοντας τον απαιτούμενο υπολογιστικό χρόνο. Παρόλα αυτά, στο κεφάλαιο 4 εξετάστηκε μόνο η λειτουργία του συστήματος κατά την αιχμή του φορτίου χωρίς να ληφθεί υπόψη το κόστος παραγωγής των γεννητριών, ενώ στο παρόν κεφάλαιο ο αριθμός των σεναρίων που μπορεί να εξεταστούν για τον υπολογισμό του ετήσιου κοινωνικού οφέλους ή του ετήσιου κέρδους από συμφόρηση μπορεί να είναι πολύ μεγάλος. Έτσι για τη μείωση του υπολογιστικού χρόνου, χρειάζεται μια αρχική επιλογή των κλάδων στους οποίους πιθανή εγκατάσταση νέων γραμμών μπορεί να οδηγήσει στην εύρεση της βέλτιστης λύσης ασφαλούς επέκτασης. Για το λόγο αυτό, τόσο στην αρχικοποίηση όσο και σε κάθε επανεκκίνηση του προτεινόμενου αλγορίθμου γίνεται μια αξιολόγηση και μια επιλογή των προκαθορισμένων κλάδων προς ενίσχυση, με βάση τα αποτελέσματα μιας αρχικής προσομοίωσης του συστήματος.

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης μπορεί να εφαρμοστεί τόσο για την επίλυση του προβλήματος ενίσχυσης του δικτύου με έργα τα οποία θα ενσωματωθούν στις χρεώσεις χρήσης του συστήματος μεταφοράς, όσο και το πρόβλημα της επέκτασης του δικτύου με έργα που θα αποσβεστούν μέσω του κέρδους από συμφόρηση κατά τη λειτουργία τους. Στην πρώτη περίπτωση στόχος του προβλήματος είναι η εύρεση του σχεδίου με τον καλύτερο λόγο μεταβολής κοινωνικού οφέλους προς κόστος επένδυσης, ενώ στη δεύτερη περίπτωση στόχος είναι η εύρεση του σχεδίου με τον καλύτερο λόγο κέρδους από συμφόρηση προς κόστος επένδυσης. Όλοι οι οικονομικοί όροι πρέπει να είναι εκφρασμένοι σε παρούσα αξία. Παρόλα αυτά, είναι σύνηθες η σύγκριση να γίνεται μεταξύ του ετήσιου οικονομικού οφέλους για μία χρονιά στόχο (κάνοντας ίσως τις χειρότερες, από πλευράς οικονομικού οφέλους, ρεαλιστικές παραδοχές) και του ετήσιου κόστους επένδυσης (Annual Investment Cost, AIC), όπως αυτό υπολογίζεται μέσω του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery Factor, CRF) [127].

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος επέκτασης του συστήματος μεταφοράς όταν οι επενδύσεις αφορούν βελτίωση του κοινωνικού οφέλους δίνεται από την (7.1) ενώ αν πρόκειται για εμπορικές επενδύσεις οι οποίες θα αποπληρωθούν από το κέρδος της επένδυσης λόγω συμφόρησης, τότε η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δίνεται από την (7.2):

$$\max f(x) = \frac{\Delta ASW}{AIC} = \frac{ASW_w - ASW_{w/o}}{AIC} \quad (7.1)$$

$$\max f(x) = \frac{ACR_w}{AIC} \quad (7.2)$$

Στις ως άνω μορφοποιήσεις του προβλήματος επέκτασης, ο σχεδιαστής αναζητά την πιο «επικερδή» επένδυση. Το σύνολο των νέων γραμμών δηλαδή, που αν εγκατασταθούν, θα προσφέρουν τη μεγαλύτερη αύξηση στο κοινωνικό όφελος ή το μεγαλύτερο κέρδος από

συμφόρηση, σε σχέση πάντα με το ετήσιο κόστος τους. Στην περίπτωση που στόχος είναι η εύρεση της βέλτιστης συνολικά λύσης σε ένα βήμα, τότε οι μορφοποιήσεις (7.1) και (7.2) παίρνουν την ακόλουθη μορφή:

$$\max f(x) = (ASW_w - ASW_{w/o}) - AIC \quad (7.3)$$

$$\max f(x) = ACR_w - AIC \quad (7.4)$$

Το ετήσιο κοινωνικό όφελος και το ετήσιο κέρδος από συμφόρηση υπολογίζονται μέσω της προσομοίωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον υπολογισμό των ετήσιων αυτών δεικτών, μπορεί να ακολουθηθεί είτε ντετερμινιστική είτε πιθανοτική προσέγγιση, αφού τα διάφορα δεδομένα εισόδου του προβλήματος μπορούν εν μέρει να αναπαρασταθούν και με πιθανοτικό τρόπο (όπως έγινε στο κεφάλαιο 5). Παρόλα αυτά, αντί της πλήρους πιθανοτικής απεικόνισης, είναι προτιμότερη η κατασκευή όσο γίνεται ρεαλιστικότερων σεναρίων λειτουργίας, με ταυτόχρονη χρησιμοποίηση κατάλληλων βαρών για την πιθανότητα εμφάνισης τους. Η κατασκευή των σεναρίων αυτών προϋποθέτει όχι μόνο πολύ καλή γνώση και ικανότητα εκτίμησης της λειτουργίας της αγοράς Η/Ε και του συστήματος γενικότερα, αλλά και μια πολύ καλή στατιστική επεξεργασία και εκτίμηση των συσχετίσεων μεταξύ: α) αναμενόμενου φορτίου, β) τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής και κόστους (ή/και στρατηγικών προσφορών) των μονάδων παραγωγής και γ) παραγωγής από ΑΠΕ.

Η κατασκευή των σεναρίων λειτουργίας αυτών είναι εκτός του σκοπού αυτής της διατριβής. Στο κεφάλαιο αυτό, προτείνεται η χρησιμοποίηση του αλγορίθμου της βελτιωμένης αρμονικής αναζήτησης, όπως αυτός προτάθηκε στο κεφάλαιο 4, για την επίλυση των προβλημάτων (7.1) έως (7.4), χρησιμοποιώντας τη μέθοδο της επίλυσης του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με τους ενεργούς περιορισμούς όπως αυτή παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 6. Η χρησιμοποίηση των συντελεστών LODF και GODF στον υπολογισμό των ετήσιων οικονομικών δεικτών του κεφαλαίου 6, συνάδει με την προτεινόμενη μέθοδο τιμολόγησης της χρήσης του συστήματος μεταφοράς του κεφαλαίου 3. Η προτεινόμενη μέθοδος τιμολόγησης μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης του συνόλου των εγκαταστάσεων μεταφοράς, όσο και αποκλειστικά των νέων επενδύσεων που προκύπτουν από την επίλυση του προβλήματος επέκτασης.

Για κάθε σενάριο λειτουργίας, υπολογίζονται από την επίλυση των προβλημάτων DC-OPF ή/και SC-OPF, οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρώντας μια αγορά LMP, στις οποίες μπορεί να συνουπολογιστεί το κόστος προληπτικής ασφάλειας N-1, με τον τρόπο που παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.3. Με βάση τις τιμές αυτές, υπολογίζεται το ετήσιο κοινωνικό όφελος, το κέρδος από συμφόρηση και όποιοι άλλοι οικονομικοί δείκτες είναι θεμιτό να υπολογιστούν για την αξιολόγηση των επενδύσεων που προκύπτουν κατά την πορεία επίλυσης του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης. Χρησιμοποιώντας τις μορφοποιήσεις (7.1) ή (7.3), ο σχεδιαστής-διαχειριστής του συστήματος έχει ως στόχο την αύξηση του κοινωνικού οφέλους μέσω της μείωσης του κόστους συμφόρησης και του κέρδους από συμφόρηση ενώ οι μορφοποιήσεις (7.2) και (7.4) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για εμπορικές επενδύσεις, δηλαδή για νέα έργα που ακόμα και μετά την εγκατάστασή τους αποδίδουν στους ιδιοκτήτες των νέων εγκαταστάσεων κέρδος μέσω των διαφορών των τιμών που προκύπτουν μεταξύ των συνδεδεμένων ζυγών (ζωνών).

Στη μορφοποίηση (7.3), η βέλτιστη λύση του προβλήματος αναζητείται μέσω ενός τρεξίματος του αλγορίθμου της αρμονικής αναζήτησης. Το ετήσιο κόστος μεταφοράς που εισέρχεται στο συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος, λόγω της επένδυσης σε νέες γραμμές, είναι μικρότερο από την αύξηση που αυτές οι νέες γραμμές προκαλούν στο ετήσιο κοινωνικό όφελος του

συστήματος (ή στη μείωση του ετήσιου κόστους συμφόρησης). Η είσοδος μιας επιπλέον γραμμής θα προκαλέσει μια αύξηση του κοινωνικού οφέλους η οποία θα είναι μικρότερη από το ετήσιο κόστος επένδυσής της. Στη μορφοποίηση (7.1), σε κάθε τρέξιμο του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης, αναζητείται το σχέδιο επέκτασης (εγκατάσταση μίας ή περισσότερων γραμμών), με το μεγαλύτερο λόγο κόστους-οφέλους. Δηλαδή, η επένδυση της οποίας το ετήσιο κόστος που θα αποσβεσθεί μέσω των χρεώσεων χρήσης του συστήματος, προκαλεί τη μεγαλύτερη αύξηση στο ετήσιο κοινωνικό όφελος. Ο αλγόριθμος μπορεί να ξαναεκτελεστεί, χρησιμοποιώντας τη λύση του προηγούμενου τρεξίματος, για την εύρεση της νέας λύσης με τον καλύτερο λόγο κόστους-οφέλους. Η διαδικασία αυτή μπορεί να επαναληφθεί μέχρι ο αλγόριθμος να μη μπορεί να βρει κάποια λύση με λόγο κόστους-οφέλους μεγαλύτερο της μονάδας. Το σύνολο όλων αυτών των «καλύτερων» λύσεων, μπορεί να μην είναι το ίδιο με το σύνολο των νέων γραμμών που υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μορφοποίηση (7.3), αφού στην (7.1) ακολουθείται μια σταδιακή εύρεση των καλύτερων λύσεων με βάση την νέα τοπολογία που προκύπτει από την προηγούμενη εκτέλεση του αλγορίθμου. Το κέρδος από συμφόρηση των νέων αυτών γραμμών δεν είναι συνήθως επαρκές για να καλύψει το ετήσιο κόστος επένδυσής τους, όπως παρουσιάστηκε και στο παράδειγμα της ενότητας 6.4.

Για τις εμπορικές επενδύσεις, το ετήσιο κόστος των νέων γραμμών που εισέρχονται στο σύστημα θα αποζημιωθεί μέσω του ετήσιου κέρδους τους από τη συμφόρηση που συνεχίζει να προκαλείται σε αυτές. Το νέο δίκτυο μπορεί να μην είναι βέλτιστο από τη σκοπιά της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους του συστήματος, αλλά οι νέες γραμμές είναι επικερδείς από μόνες τους και δεν επιβαρύνουν άμεσα όλους του χρήστες του δικτύου μέσω των χρεώσεων χρήσης. Φυσικά υπάρχει μια έμμεση επιβάρυνση μέσω των τιμών ενέργειας, που εξακολουθούν να εμπεριέχουν και το κόστος συμφόρησης, οι οποίες όμως μπορεί να επηρεάζουν με διαφορετικό τρόπο τους παραγωγούς και τους καταναλωτές. Παρόμοια με τις μορφοποιήσεις (7.1) και (7.3), η τελική λύση μπορεί να προκύψει είτε με ένα τρέξιμο του αλγορίθμου χρησιμοποιώντας την (7.4) είτε με μια σταδιακή, βήμα προς βήμα, διαδικασία χρησιμοποιώντας την (7.2). Λόγω των διαφορών στις οριακές τιμές στα άκρα των νέων γραμμών που εισέρχονται στο σύστημα, το κόστος του συνολικού σχεδίου επέκτασης αποσβένεται μέσω του κέρδους από συμφόρηση των νέων γραμμών αυτών. Στην περίπτωση όμως που μελετάται αποκλειστικά η εγκατάσταση AC νέων γραμμών, υπάρχει περίπτωση κάποιες από τις νέες γραμμές να έχουν μεμονωμένα μη θετικό κέρδος από συμφόρηση. Η επίδραση όμως που έχουν στο κέρδος συμφόρησης άλλων νέων γραμμών του σχεδίου, τις κάνει μέρος του συνολικού σχεδίου επέκτασης. Αυτές οι μη κερδοφόρες από μόνες τους νέες γραμμές, μπορούν να αποκλειστούν από τη διαδικασία επιλογής του συνολικού σχεδίου επέκτασης μέσω χρησιμοποίησης ενός μεγάλου αρνητικού συντελεστή ποινής για τις γραμμές ενός προτεινόμενου σχεδίου του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που παρουσιάζουν αρνητικό κέρδος από συμφόρηση.

### 7.2.1 Βήματα του προτεινόμενου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης

Τα βήματα του προτεινόμενου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης είναι τα ακόλουθα:

**Βήμα 1<sup>ο</sup>: Αρχικοποίηση του προβλήματος βελτιστοποίησης και των παραμέτρων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης.**

Οι μεταβλητές σχεδιασμού του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι οι νέες γραμμές που μπορούν να εγκατασταθούν στις NL προκαθορισμένες οδεύσεις ενώ το άνω όριο των μεταβλητών αυτών είναι ο μέγιστος αριθμός γραμμών που μπορεί να εγκατασταθεί ανά οδευση. Οι υποψήφιες γραμμές μπορεί να έχουν διαφορετικά τεχνικά ή/και κοστολογικά χαρακτηριστικά. Οι παράμετροι του αλγορίθμου που πρέπει να καθοριστούν στο βήμα αυτό είναι το μέγεθος της αρμονικής μνήμης HMS, η πιθανότητα HMCR, οι πιθανότητες  $PAR_{min}$  και  $PAR_{max}$ , ο αριθμός των επαναλήψεων NI καθώς και ο μέγιστος αριθμός επανεκκινήσεων  $repet_{max}$ . Η τιμή των παραμέτρων HMS και NI

εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την πολυπλοκότητα του προβλήματος, δηλαδή από τον αριθμό των προκαθορισμένων οδεύσεων.

### **Βήμα 2<sup>ο</sup>: Εκτέλεση αρχικής ετήσιας προσομοίωσης λειτουργίας**

Στο βήμα αυτό εκτελείται αρχικά μια ετήσια προσομοίωση του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη το αρχικό δίκτυο ή το δίκτυο όπως προέκυψε μετά το πέρας της προηγούμενης επανεκκίνησης του αλγορίθμου, με σκοπό τον καθορισμό των υποψήφιων προς επέκταση κλάδων (οδεύσεων) και του υπολογισμού του δείκτη  $ASW_{w/o}$ . Όπως έχει ήδη ειπωθεί, η προσομοίωση της ετήσιας λειτουργίας ενός συστήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με πιθανοτικό είτε με ντετερμινιστικό τρόπο. Και στις δύο περιπτώσεις, αντί της πλήρους προσομοίωσης 8760 ωρών λειτουργίας, επιλέγονται κάποια αντιπροσωπευτικά σενάρια. Τα δεδομένα εισόδου των αντιπροσωπευτικών σεναρίων αυτών μπορεί να περιλαμβάνουν το προσομοιωμένο φορτίο, τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, τη διαθεσιμότητα των στοιχείων του δικτύου, το αναμενόμενο κόστος καυσίμου, την απαιτούμενη εφεδρεία, κτλ. Στην περίπτωση της πιθανοτικής προσομοίωσης, για κάθε αντιπροσωπευτικό σενάριο επιλύεται ένας αρκετά μεγάλος αριθμός προβλημάτων λειτουργίας μέσω Monte Carlo, όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 5.3.1 για το αντιπροσωπευτικό σενάριο της αιχμής. Στην προσομοίωση Monte Carlo αυτή θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται τυχόν συσχετίσεις μεταξύ των δεδομένων εισόδου (φορτίο-διαθεσιμότητα συμβατικών μονάδων και ΑΠΕ). Στην ντετερμινιστική προσέγγιση, για κάθε αντιπροσωπευτικό σενάριο εκτελούνται ένα ή περισσότερα προβλήματα λειτουργίας με ανάλογα βάρη (πιθανότητες). Η ντετερμινιστική προσέγγιση δίνει σαφώς πιο γρήγορα αποτελέσματα αλλά προϋποθέτει μια προεπιλογή των πιθανών καταστάσεων των δεδομένων εισόδου για κάθε αντιπροσωπευτικό σενάριο. Φυσικά, όσο πιο πολλές είναι αυτές οι πιθανές καταστάσεις (τα προβλήματα λειτουργίας που επιλύονται για κάθε αντιπροσωπευτικό σενάριο), τόσο αυξάνεται η ακρίβεια των αποτελεσμάτων αλλά και ο υπολογιστικός χρόνος της ετήσιας προσομοίωσης. Για κάθε ένα από τα προβλήματα λειτουργίας των δύο προσεγγίσεων, εφόσον λαμβάνονται υπόψη το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων, ακολουθείται η μέθοδος που παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.3. Η παραγωγή από ΑΠΕ θεωρείται πως έχει προτεραιότητα έναντι των υπόλοιπων συμβατικών μονάδων, δηλαδή η τιμή που προσφέρουν τη διαθέσιμη ισχύ τους θεωρείται πως είναι ίση με μηδέν.

Στην περίπτωση που η προσομοίωση της αγοράς (και της λειτουργίας του συστήματος γενικότερα) πραγματοποιείται μέσω επίλυσης DC-OPF προβλημάτων, οι γραμμές με συμφόρηση θεωρείται πως είναι αυτές που η ροή ενεργού ισχύος τους είναι ίση με το 100% του θερμικού (ή άλλου) ορίου λειτουργίας τους. Σαν υποψήφιοι προς ενίσχυση κλάδοι μπορεί επίσης να αναγνωριστούν και αυτοί των οποίων η ροή ενεργού ισχύος είναι μεγαλύτερη από ένα όριο (πχ. 90% του θερμικού ορίου των γραμμών). Στην περίπτωση που λαμβάνεται υπόψη και το κόστος ασφάλειας N-1, τότε η ετήσια προσομοίωση πραγματοποιείται επιλύοντας προβλήματα SC-OPF όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.3. Για κάθε γραμμή του δικτύου υπολογίζεται η «ανηγμένη» βέλτιστη μεταφορική ικανότητά της  $F_{opt,k}$  (3.7) όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3. Εάν η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα αυτή είναι μεγαλύτερη από ένα όριο (πχ. 90% του θερμικού ορίου των γραμμών), τότε ο κλάδος στον οποία ανήκει η γραμμή είναι υποψήφια προς ενίσχυση.

Υποψήφιος προς επέκταση νέες οδεύσεις (ή νέοι κλάδοι) είναι και αυτές που έστω και σε ένα σενάριο λειτουργίας υπολογίστηκε διαφορά στις οριακές τιμές των ζυγών της μεγαλύτερη από ένα όριο. Το όριο αυτό μπορεί να αλλάζει σε κάθε επανεκκίνηση του αλγορίθμου έτσι ώστε σε κάθε επανεκκίνηση να υπάρχει σίγουρα ένας ικανός αριθμός υποψήφιων προς ενίσχυση οδεύσεων (πχ. μεγαλύτερος του πέντε).

### **Βήμα 3<sup>ο</sup>: Αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης**

Ο πίνακας της αρμονικής μνήμης HM αρχικοποιείται μόνο για τους υποψήφιους προς ενίσχυση ή επέκταση κλάδους του προηγούμενου βήματος καθώς και για τους κλάδους που τελικά

ενισχύθηκαν ή επεκτάθηκαν στη λύση της προηγούμενης επανεκκίνησης του αλγορίθμου. Η αρχικοποίηση του πίνακα HM πραγματοποιείται με τον πιθανοτικό τρόπο που παρουσιάστηκε στο Βήμα 2 της ενότητας 4.4.

**Βήμα 4<sup>ο</sup>: Ταξινόμηση της αρμονικής μνήμης με βάση την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης κάθε αρμονίας**

Για κάθε μία από τις πιθανές λύσεις του προβλήματος όπως αυτές έχουν προκύψει στον αρχικό πίνακα της αρμονικής μνήμης, εκτελείται μια ετήσια προσομοίωση του συστήματος. Η προσομοίωση αυτή πραγματοποιείται μέσω επίλυσης διαδοχικών προβλημάτων DC-OPF ή SC-OPF από όπου υπολογίζεται το ετήσιο κοινωνικό όφελος  $ASW_w$  όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 6 καθώς και το ετήσιο κέρδος από συμφόρηση μόνο των προτεινόμενων νέων γραμμών  $ACR_w$ . Τα σενάρια λειτουργίας που λαμβάνονται υπόψη είναι παρόμοια με αυτά του Βήματος 2, και μπορεί να είναι ένα ή περισσότερα ανά επίπεδο φορτίου, με προκαθορισμένο όμως βάρος ή πιθανότητα εμφάνισης. Κάθε διάνυσμα λύσης του πίνακα μνήμης αξιολογείται χρησιμοποιώντας μία εκ των τεσσάρων μορφοποιήσεων του προβλήματος (7.1) έως (7.4) και ο πίνακας ταξινομείται σε φθίνουσα σειρά.

**Βήμα 5<sup>ο</sup>: Αυτοσχεδιασμός και δημιουργία νέας αρμονίας-λύσης**

Για κάθε μεταβλητή σχεδιασμού υπολογίζεται μια νέα τιμή σύμφωνα με το Βήμα 4 της ενότητας 4.4 για τον υπολογισμό του νέου διανύσματος λύσης.

**Βήμα 6<sup>ο</sup>: Ενημέρωση της αρμονικής μνήμης**

Το νέο διάνυσμα λύσης NHV αξιολογείται μέσω μιας ετήσιας προσομοίωσης του συστήματος, όμοια με τα Βήματα 2 και 4, με βάση το νέο προτεινόμενο δίκτυο της νέας αρμονίας-λύσης. Εάν η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος που υπολογίζεται είναι μεγαλύτερη από τη χειρότερη τιμή της λύσης που υπάρχει στον αρμονικό πίνακα HM (δηλαδή της τιμής του διανύσματος λύσης που βρίσκεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα HM), τότε το νέο διάνυσμα λύσης αντικαθιστά τη χειρότερη αυτή λύση και ο πίνακας HM ταξινομείται ξανά.

**Βήμα 7<sup>ο</sup>: Επανάληψη των βημάτων 4 έως 6**

Ο αλγόριθμος επαναλαμβάνει τα προηγούμενα Βήματα 4 έως 6 μέχρι να ολοκληρωθεί ο μέγιστος προκαθορισμένος αριθμός επαναλήψεων NI του αλγορίθμου.

**Βήμα 8<sup>ο</sup>: Επανεκκίνηση του αλγορίθμου**

Ο αλγόριθμος επιστρέφει στο Βήμα 3 εάν δεν έχει φτάσει στο μέγιστο αριθμό επανεκκινήσεων  $geretmax$  ή αν η τελική λύση του προβλήματος παραμένει ίδια μετά από 3 διαδοχικές επανεκκινήσεις του αλγορίθμου. Η αρχικοποίηση του πίνακα αρμονικής μνήμης του βήματος 2 πραγματοποιείται μόνο για τις τελευταίες HMS-torpin αρμονίες-λύσεις του ταξινομημένου πίνακα HM της τελευταίας επανάληψης του αλγορίθμου.

### 7.3 Στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας και χρησιμοποίηση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας

Στη μοντελοποίηση του προβλήματος στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας της ενότητας 4.2, στόχος του προβλήματος είναι η εύρεση ενός ασφαλούς δικτύου το οποίο μπορεί να λειτουργήσει με ασφάλεια N-1 κατά την αιχμή του συστήματος, θεωρώντας πως οι μεταβλητές ελέγχου μπορούν είτε να διαφοροποιηθούν μετά την απώλεια ενός στοιχείου είτε να παραμείνουν σταθερές. Στην πρώτη μορφοποίηση (4.10), για κάθε

περίπτωση απώλειας ενός στοιχείου του δικτύου, εξετάζεται η δυνατότητα τροφοδότησης του φορτίου χωρίς να παραβιάζονται τα θερμικά όρια συνεχούς λειτουργίας των γραμμών μέσω μιας ανακατανομής των γεννητριών. Στη μορφοποίηση (4.20), η κατανομή των γεννητριών θεωρείται σταθερή και αναζητείται το δίκτυο το οποίο μπορεί να λειτουργήσει εντός των ορίων συνεχούς φόρτισής του ακόμα και στην περίπτωση απώλειας ενός στοιχείου του. Στην πραγματικότητα, το σύστημα καλείται να λειτουργήσει τόσο με προληπτική (preventive) όσο και με διορθωτική (corrective) ασφάλεια N-1. Η κατανομή των γεννητριών πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε καμία πιθανή απώλεια ενός στοιχείου του δικτύου να μην προκαλέσει ακαριαία (θεωρώντας σταθερή παραγωγή) σε κάποιο άλλο στοιχείο φόρτιση μεγαλύτερη από το βραχυχρόνιο όριο λειτουργίας του, ενώ οι φορτίσεις όλων των γραμμών πρέπει να επανέλθουν εντός των ορίων συνεχούς φόρτισης εντός ορισμένου χρονικού πλαισίου (πχ. 15'-30') μέσω ανακατανομής των γεννητριών του συστήματος ή ακόμα και μέσω εκκίνησης «ευέλικτων» μονάδων παραγωγής (υδροηλεκτρικές ή μονάδες φυσικού αερίου ανοιχτού κύκλου) που ήταν σε στρεφόμενη ή μη εφεδρεία.

Στη στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας εξετάζεται η συμπεριφορά του συστήματος για το δυσμενέστερο, από άποψη φόρτισης του δικτύου, μελλοντικό σενάριο του συστήματος. Η προσομοίωση του συστήματος μπορεί να γίνει είτε με ντετερμινιστικό (κεφάλαιο 4) είτε με πιθανοτικό (κεφάλαιο 5) τρόπο. Και στις δύο περιπτώσεις αντί της τιμής αποκοπής φορτίου συνήθως χρησιμοποιείται ένας μεγάλος συντελεστής ποινής με στόχο ο αλγόριθμος επίλυσης να εντοπίσει την πιο οικονομική επένδυση επέκτασης του δικτύου η οποία να μηδενίζει (ελαχιστοποιεί) την (αναμενόμενη) αποκοπή φορτίου κατά το προσομοιωμένο σενάριο. Στο κεφάλαιο αυτό εξετάζεται μόνο η ντετερμινιστική απεικόνιση της αιχμής του συστήματος (ή κάποιων προεπιλεγμένων λειτουργικών σεναρίων) χρησιμοποιώντας τη μέθοδο επίλυσης του προβλήματος βέλτιστης ροής φορτίου με ενεργούς περιορισμούς όπως αυτή παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.3. Στους υπολογιζόμενους δείκτες λαμβάνονται υπόψη τόσο η τιμή αποκοπής φορτίου όσο και η διάρκεια κάθε προσομοιωμένου σεναρίου λειτουργίας. Η μορφοποίηση του προβλήματος στατικής επέκτασης με περιορισμούς ασφαλείας παίρνει την εξής μορφή:

$$\max Dur_{peak} \cdot \left[ (SW_{peak,w} - SW_{peak,w/o}) - G \cdot (LCurt_{peak,w} - LCurt_{peak,w/o}) \right] - AIC \quad (7.5)$$

όπου  $LCurt_{peak,w}$  και  $LCurt_{peak,w/o}$  είναι η αποκοπή φορτίου για τη διορθωτική ασφάλεια  $N-1$  κατά την αιχμή του συστήματος με και χωρίς την προτεινόμενη λύση του αλγορίθμου, αντίστοιχα,  $G$  η αξία για την αποκοπή φορτίου (VoLL) και  $Dur_{peak}$  είναι η διάρκεια (h) του σεναρίου της αιχμής. Φυσικά, στους δείκτες της αντικειμενικής συνάρτησης (7.5) που αφορούν μόνο την αιχμή του συστήματος, μπορεί να συνυπολογιστούν αντίστοιχοι δείκτες και για άλλα λειτουργικά σενάρια όπου εμφανίζεται αποκοπή φορτίου στο αρχικό, προ επέκτασης, δίκτυο. Το κόστος αποκοπής φορτίου κατά την κανονική λειτουργία ή για την προληπτική ασφάλεια N-1 συνυπολογίζεται έμμεσα στο υπολογιζόμενο κοινωνικό όφελος όταν το φορτίο θεωρείται ανελαστικό με τιμή προσφοράς ίση με  $G$  (VoLL). Στην περίπτωση αυτή, η (7.5), σε αντιστοιχία με την (4.10), μπορεί να πάρει και την ακόλουθη μορφή:

$$\max Dur_{peak} \cdot \left[ \sum_i C_i(P_{g_i,peak,w/o}) - \sum_i C_i(P_{g_i,peak,w}) + G \cdot \left( \sum_k r_{k,peak,w/o} - \sum_k r_{k,peak,w} \right) \right] - Dur_{peak} \cdot \left[ G \cdot (LCurt_{peak,w} + LCurt_{peak,w/o}) \right] - AIC, \quad \forall i \in NG, \forall k \in ND \quad (7.6)$$

Η αποκοπή φορτίου για το σενάριο της αιχμής  $r_{k,peak}$  υπολογίζεται μέσω επίλυσης των προβλημάτων DC-OPF ή SC-OPF για την περίπτωση ανελαστικού φορτίου (6.26), όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.3.

Τα βήματα του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που ακολουθούνται είναι τα ίδια με αυτά της ενότητας 7.2.1, εκτός των Βημάτων 2 και 4 που έχουν να κάνουν με την προσομοίωση του συστήματος και τον καθορισμό των υποψήφιων προς ενίσχυση ή επέκταση κλάδων. Στην περίπτωση που η προσομοίωση της αιχμής του συστήματος πραγματοποιείται μέσω επίλυσης προβλημάτων SC-OPF (ενότητα 6.3), συμφόρηση θεωρείται πως υπάρχει στους κλάδους όπου η «ανηγμένη» βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών του  $F_{opt,k}$  (3.7) είναι ίση με το θερμικό όριο συνεχούς λειτουργίας τους. Εάν τα λειτουργικά όρια των γραμμών είναι προκαθορισμένα και η προσομοίωση γίνεται μέσω επίλυσης προβλημάτων DC-OPF (ενότητα 6.3), συμφόρηση υπάρχει στους κλάδους όπου οι ροές ενεργού ισχύος στις γραμμές του είναι ίσες με το προκαθορισμένο όριο συνεχούς λειτουργίας τους  $F_{k,max}$ . Οι συνωστισμένοι κλάδοι αυτοί είναι υποψήφιοι προς επέκταση.

Στη συνέχεια, και με βάση τα αποτελέσματα κατανομής των γεννητριών από την επίλυση των προβλημάτων SC-OPF ή DC-OPF, υπολογίζεται η μέγιστη φόρτιση μετά από διαταραχή κάθε στοιχείου του δικτύου  $k$  που μπορεί να προκύψει για κάθε μία από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις απώλειας άλλου στοιχείου  $m$ . Δηλαδή υπολογίζεται η βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς  $F_{opt,kc}$  όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση (3.5). Στην περίπτωση που η μέγιστη αυτή ροή ενεργού ισχύος μετά από διαταραχή είναι μεγαλύτερη από το θερμικό όριο συνεχούς λειτουργίας του στοιχείου  $k$  (ή από το προκαθορισμένο όριο συνεχούς λειτουργίας του), τότε επιλύεται ένα νέο πρόβλημα DC-OPF χωρίς την παρουσία του στοιχείου  $m$  που προκάλεσε τη μέγιστη αυτή βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς. Στο πρόβλημα αυτό, εξετάζεται ουσιαστικά η ικανότητα του δικτύου μεταφοράς να επανέλθει εντός των ορίων συνεχούς φόρτισης (τόσο για την εξεταζόμενο στοιχείο  $k$  όσο και το σύνολο των στοιχείων του δικτύου) μέσω μιας ανακατανομής των γεννητριών. Για όποιες από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις  $k$  η λειτουργία του δικτύου εντός των ορίων συνεχούς φόρτισης εξασφαλίζεται μόνο με αποκοπή φορτίου, τότε ο κλάδος στον οποίο ανήκει η εγκατάσταση  $k$  εισέρχεται στη λίστα των υποψηφίων προς επέκταση κλάδων ενώ το άθροισμα αυτών των αποκοπών διορθωτικής ασφάλειας  $r^{k(N-1)}$  δίνει τις τιμές των δεικτών  $LCurt_{peak,w}$  και  $LCurt_{peak,w/o}$  της μορφοποίησης (7.5). Στην προσομοίωση αυτή της διορθωτικής ασφάλειας του συστήματος (corrective security) μπορεί να ληφθούν υπόψη και οι ρυθμοί καθόδου και ανόδου των γεννητριών, καθώς το δίκτυο πρέπει να επανέλθει εντός των ορίων συνεχούς φόρτισης εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος (πχ. εντός 15min). Τέλος, εάν κατά την επίλυση αυτών των «N-1» DC-OPF προβλημάτων προκύψουν συνωστισμένοι κλάδοι, τότε αυτοί προστίθενται (εάν δεν υπάρχουν ήδη) στη λίστα των συνωστισμένων κλάδων που έχει προκύψει κατά την επίλυση των αρχικών προβλημάτων SC-OPF ή DC-OPF.

#### 7.4 Εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου στο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης εφαρμόστηκε στο δίκτυο 24 ζυγών της IEEE καθώς το πειραματικό δίκτυο αυτό παρέχει όλες τις απαραίτητες πληροφορίες για την καμπύλη διάρκειας φορτίου και τον αριθμό και το κόστος παραγωγής των γεννητριών σε κάθε ζυγό. Όμοια με τις προσομοιώσεις της ενότητας 4.5.2, θεωρήθηκε πως η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής καθώς και το φορτίο αιχμής είναι τρεις φορές αυτή που παρουσιάζεται στον Πίνακα Β.4. Το φορτίο θεωρείται μη ελαστικό με προσφορά ζήτησης, σε όλους τους ζυγούς του δικτύου, ίση με 3000\$/MWh. Επίσης, γίνεται η παραδοχή πως οι μονάδες παραγωγής προσφέρουν την ενέργειά τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το σταθερό οριακό κόστος λειτουργίας τους (Πίνακας Β.4). Η ετήσια προσομοίωση του συστήματος βασίζεται στα 8 επίπεδα φορτίου του Πίνακα Β.8 του Παραρτήματος Β.2.

### 7.4.1 Στατική επέκταση μεταφοράς με περιορισμούς ασφαλείας για το σενάριο αιχμής φορτίου

Στο πρόβλημα της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 7.3, εξετάζεται μόνο ένα αντιπροσωπευτικό σενάριο, αυτό της αιχμής. Με βάση τη θεωρία της τιμολόγησης LMP, η οριακή τιμή στους ζυγούς του δικτύου που παρουσιάζεται αποκοπή φορτίου θα είναι ίση με 3000\$/MWh, ενώ οι τιμές στους υπόλοιπους ζυγούς στο δίκτυο επηρεάζονται από το κόστος παραγωγής των γεννητριών και από τις τιμές των δυϊκών τιμών των ενεργών περιορισμών μεταφοράς. Οι τιμές αυτές όταν υπάρχει αποκοπή φορτίου είναι αρκετά μεγάλες, λόγω του μεγάλου οφέλους (έως 3000\$/MWh) που μπορεί να προσδώσει στο ωριαίο κοινωνικό όφελος του σεναρίου της αιχμής η αύξηση της μεταφορικής ικανότητας των συνωστισμένων γραμμών κατά 1MW.

Οι τιμές των παραμέτρων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που επιλέχθηκαν για την επίλυση του προβλήματος ήταν:  $PAR_{min}=0,01$  ,  $PAR_{max}=0,99$  ,  $HMCR=0,99$  ,  $HMS=35$ ,  $torpmin=0,3HMS$  ,  $Nl=300$  και  $repetmax=15$ . Αρχικά χρησιμοποιήθηκε η DC-OPF μορφοποίηση για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος έτσι ώστε τα αποτελέσματα να είναι συγκρίσιμα με αυτά του σεναρίου G0 της ενότητας 4.5.2. Ο αλγόριθμος επιλύει το σενάριο λειτουργίας της αιχμής χωρίς καμία ενίσχυση του δικτύου για τον καθορισμό των υποψήφιων προς ενίσχυση κλάδων και των δεικτών  $SW_{peak,w/o}$  και  $LCurt_{peak,w/o}$  . Από αυτήν την αρχική προσομοίωση προκύπτει ότι από τους υποψήφιους κλάδους προς ενίσχυση εξαιρούνται οι κλάδοι 1, 9, 24, 28, 30, 31 και 34, καθώς στους κλάδους αυτούς η ροή ενεργού ισχύος στις γραμμές τους, όπως προέκυψε από την επίλυση του προβλήματος DC-OPF, ήταν μικρότερη από το θερμικό όριο λειτουργίας τους, ενώ και κατά την προσομοίωση της διορθωτικής ασφάλειας, οι υπερφορτίσεις των συγκεκριμένων κλάδων αφενός οδηγούν σε μηδενική αποκοπή φορτίου  $r^{k(N-1)}$  μετά την ανακατανομή των γεννητριών και αφετέρου οι συγκεκριμένοι κλάδοι δεν εμφανίζουν συμφόρηση σε καμία άλλη προσομοίωση διορθωτικής ασφάλειας λόγω υπερφόρτισης άλλων κλάδων. Σε κάθε επανεκκίνηση του αλγορίθμου, πραγματοποιείται μια εκ νέου αξιολόγηση της λύσης που προέκυψε από την προηγούμενη επανεκκίνηση για την εύρεση των νέων υποψήφιων προς επέκταση κλάδων του δικτύου. Ο νέος αρχικός πίνακας διανυσμάτων λύσεων HM θα δημιουργηθεί με βάση μόνο τους νέους υποψήφιους κλάδους της τρέχουσας επανεκκίνησης καθώς και τους κλάδους που τελικά ενισχύθηκαν μετά το πέρας της προηγούμενης επανεκκίνησης. Έτσι ο αριθμός των κλάδων που εξαιρούνται από τη διαδικασία συμπλήρωσης του πίνακα HM μεγαλώνει κατά την πορεία εκτέλεσης του αλγορίθμου, καθώς στο νέο δίκτυο που διαμορφώνεται μετά από κάθε επανεκκίνηση εμφανίζεται μικρότερη συνολική αποκοπή φορτίου και λιγότερες περιπτώσεις συμφόρησης στις γραμμές του δικτύου.

Η καλύτερη (και πιο γρήγορη) λύση του προβλήματος προέκυψε ύστερα από τρεις επανεκκινήσεις του αλγορίθμου και συμπίπτει με αυτή που υπολογίστηκε στην ενότητα 4.5.2 (σενάριο G0 στον Πίνακα 4.6). Πιο συγκεκριμένα, οι νέες γραμμές που εισέρχονται στο δίκτυο είναι:

$$n_{1-5}=1, n_{3-24}=1, n_{4-9}=1, n_{6-10}=2, n_{7-8}=2,$$

$$n_{10-11}=1, n_{11-13}=1, n_{14-16}=1, n_{15-24}=1, n_{16-17}=1$$

Το ετήσιο κόστος των νέων γραμμών αυτών είναι 4.410k\$ και οδηγεί στο μηδενισμό της αποκοπής φορτίου τόσο για την κανονική λειτουργία του συστήματος όσο και για όλες τις περιπτώσεις N-1 διορθωτικής ασφάλειας. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση των οριακών τιμών στους ζυγούς, καθώς πλέον δεν εμφανίζονται υψηλές τιμές λόγω αποκοπής φορτίου (~3000\$/MWh), και την επακόλουθη αύξηση του κοινωνικού οφέλους μέσω της αύξησης του πλεονάσματος καταναλωτή και της μείωσης των πλεονασμάτων παραγωγού και μεταφοράς. Η βελτίωση που επιτυγχάνεται στην ταχύτητα του αλγορίθμου τόσο με τη χρήση προκαθορισμένων υποψήφιων προς ενίσχυση



κλάδων όσο και με την εξέταση των πιο κρίσιμων από άποψη υπερφορτίσεων περιπτώσεων N-1 διορθωτικής ασφάλειας είναι πολύ μεγάλη. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.18 της ενότητας 4.5.2 για το σενάριο G0, ο επαναληπτικός αλγόριθμος ξεκινάει να έχει ικανοποιητική απόδοση για  $tor_{min}=0,3HMS$  και  $HMS=75$  χρησιμοποιώντας αριθμό επαναλήψεων  $NI=1000$ , με μέση τιμή αριθμού επανεκκίνησης εμφάνισης της καλύτερης λύσης ίσο με 6. Μετά τις τροποποιήσεις της ενότητας 7.3, ο αλγόριθμος δίνει τη βέλτιστη λύση με μεγάλη πιθανότητα (>80%) χρησιμοποιώντας πολύ μικρότερες τιμές ( $HMS=35$  και  $NI=300$ ) και για μικρότερο αριθμό επανεκκινήσεων (μέσο όρο 4). Ο υπολογιστικός χρόνος όμως που απαιτείται για την επίλυση κάθε DC-OPF προβλήματος είναι μεγαλύτερος σε σχέση με την επίλυση του λειτουργικού προβλήματος του κεφαλαίου 4 λόγω της συμπερίληψης στη βελτιστοποίηση του κόστους (προσφοράς) παραγωγής (το οποίο θεωρείται μηδενικό στη μορφοποίηση του κεφαλαίου 4). Παρόλα αυτά, τα αποτελέσματα όσον αφορά την τελική κατανομή των γεννητριών δεν είναι διαφορετικά, αφού το κόστος αποκοπής φορτίου τέθηκε σε τιμή πολύ μεγαλύτερη από το κόστος (προσφορά) της πιο ακριβής μονάδας παραγωγής (71\$/MWh). Ο κύριος λόγος που η μορφοποίηση της ενότητας 7.3 έδωσε τα ίδια αποτελέσματα με το σενάριο G0 της ενότητας 4.5.2, είναι η τιμή για την αποκοπή φορτίου (3000\$/MWh). Η χρησιμοποίηση μικρότερης τιμής θα έχει ως αποτέλεσμα ο αλγόριθμος να βρίσκει λύσεις οι οποίες περιλαμβάνουν αποκοπή φορτίου (διορθωτικής ασφάλειας N-1) για την περίπτωση απώλειας κάποιας γραμμής του δικτύου. Δηλαδή, το κόστος αποκοπής φορτίου της βέλτιστης αυτής λύσης δεν θα μπορεί να αντισταθμιστεί από τη βελτίωση που μπορεί να προσφέρει στο σύστημα μια επιπλέον γραμμή (μεταβολή κοινωνικού οφέλους μείον ετήσιο κόστος γραμμής).

Η λύση που υπολογίστηκε από τον αλγόριθμο για το σενάριο της αιχμής, εξασφαλίζει πως το δίκτυο είναι επαρκές τόσο υπό κανονικές συνθήκες (πάντα για τις συνθήκες πρόβλεψης), όσο και για όλες τις περιπτώσεις απώλειας μιας γραμμής του δικτύου. Παρόλα αυτά, δεν εξασφαλίζει πως οι υπερφορτίσεις που θα προκύψουν μετά την απώλεια μιας γραμμής, και πριν την ανακατανομή των γεννητριών, θα είναι μικρότερες του ορίου συνεχούς λειτουργίας τους ή ακόμα και του βραχυχρόνιου ορίου λειτουργίας τους. Δεν εξασφαλίζει δηλαδή την προληπτική ασφάλεια N-1. Επιλύοντας το πρόβλημα SC-OPF για το σενάριο της αιχμής, με εγκατεστημένες τις νέες γραμμές της προηγούμενης παραγράφου και θεωρώντας τα βραχυχρόνια όρια φόρτισης των γραμμών, προκύπτει πως το σύστημα είναι N-1 ασφαλές μόνο αν περικοπούν 83,84MW από το φορτίο του ζυγού 20 (η οριακή τιμή του ζυγού 20 είναι ίση με 3000\$/MWh). Στην περίπτωση αυτή, για τη συγκεκριμένη πάντα πρόβλεψη φορτίου και με όλες φυσικά τις γεννήτριες διαθέσιμες, η κατανομή των γεννητριών που υπολογίζεται εξασφαλίζει πως οποιαδήποτε απώλεια μιας γραμμής δεν θα οδηγήσει σε υπερφόρτιση καμία άλλη γραμμή του δικτύου. Στην περίπτωση που ληφθούν υπόψη τα όρια συνεχούς λειτουργίας των γραμμών, όπως έγινε στο κεφάλαιο 4, το φορτίο που πρέπει να αποκοπεί είναι σχεδόν 818MW. Ακόμα δηλαδή και με τη βελτιστοποίηση που πραγματοποιείται στην κατανομή των γεννητριών με σκοπό την ελαχιστοποίηση της προληπτικής αποκοπής φορτίου, προκύπτει μια αρκετά μεγάλη τιμή για την αποκοπή φορτίου, η οποία και δικαιολογεί το μεγάλο κόστος επένδυσης και το μεγάλο αριθμό νέων γραμμών που έπρεπε να εγκατασταθούν στο δίκτυο στα σενάρια σταθερής παραγωγής της ενότητας 4.5.2 για το μηδενισμό της αποκοπής φορτίου για κάθε περίπτωση απώλειας γραμμής.

Χρησιμοποιώντας τη μορφοποίηση SC-OPF για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος, το πρόβλημα της επέκτασης με περιορισμούς ασφαλείας (προληπτικής και διορθωτικής) της ενότητας 7.3 για το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE παρουσιάζει την εξής βέλτιστη λύση:

$$n_{1-5}=1, n_{3-24}=1, n_{4-9}=1, n_{6-10}=2, n_{7-8}=2, n_{10-11}=1,$$

$$n_{11-13}=1, n_{14-16}=1, n_{15-24}=1, n_{16-17}=1, n_{20-23}=1$$

Το ετήσιο κόστος των νέων γραμμών αυτών είναι 4.710k\$ ενώ οι τιμές των παραμέτρων του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που χρησιμοποιήθηκαν ήταν ίδιες με αυτές του προηγούμενου παραδείγματος:  $PAR_{min}=0,01$  ,  $PAR_{max}=0,99$  ,  $HMCR=0,99$  ,  $HMS=35$  ,  $topmin=0,3HMS$  ,  $NI=300$  και  $repetmax=15$ . Στη μοντελοποίηση αυτή, όπως περιγράφεται στην ενότητα 7.3, οι υποψήφιοι κλάδοι προς επέκταση υπολογίζονται με βάση τη σύγκριση της βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας των γραμμών (όπως αυτή υπολογίζεται μετά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF), με το όριο βραχυχρόνιας λειτουργίας τους, καθώς οι ροές ενεργού ισχύος που υπολογίζονται από τη πρόβλημα SC-OPF είναι συνήθως μικρότερες από τα όρια συνεχούς λειτουργίας τους. Στους υποψήφιους κλάδους αυτούς προστίθενται στη συνέχεια οι υποψήφιοι κλάδοι που προκύπτουν κατά τη μελέτη της διορθωτικής ασφάλειας.

Όπως και προηγουμένως, η βέλτιστη αυτή λύση που υπολόγισε ο αλγόριθμος είναι αρκετά ευαίσθητη στην τιμή της αποκοπής φορτίου  $G$ . Ο σχεδιαστής του δικτύου μπορεί να τρέξει διάφορα σενάρια διαφορετικών τιμών αποκοπής φορτίου, τόσο για την αποκοπή φορτίου προληπτικής ασφάλειας N-1, όσο και την αποκοπή φορτίου διορθωτικής ασφάλειας N-1.

#### 7.4.2 Σχεδιασμός επέκτασης με βάση τη μεταβολή στο κοινωνικό όφελος και στο κέρδος από συμφόρηση

Από τα αποτελέσματα της προηγούμενης ενότητας 7.4.1 φαίνεται πως εάν ληφθεί υπόψη μόνο το σενάριο της αιχμής, εκτός από τις γραμμές που εισέρχονται στο δίκτυο για την απαλοιφή της αποκοπής φορτίου (λόγω κανονικής λειτουργίας, προληπτικής και διορθωτικής ασφάλειας) δεν προκύπτει κάποια λύση που να προσφέρει κοινωνικό όφελος μεγαλύτερο από το ετήσιο κόστος της (7.5). Έτσι, θεωρώντας εγκατεστημένες τις νέες γραμμές που πρέπει να εισέλθουν στο δίκτυο για την εξασφάλιση της προληπτικής και διορθωτικής ασφάλειας N-1, εξετάζεται η επέκταση του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE, λαμβάνοντας υπόψη την ετήσια λειτουργία του συστήματος. Οι παραδοχές για τη λειτουργία του συστήματος είναι παρόμοιες με αυτές της ενότητας 6.4, ενώ ο μέγιστος αριθμός γραμμών που μπορεί να είναι εγκατεστημένος ανά κλάδο εξακολουθεί να είναι ίσος με τρία, εξαιρώντας με αυτόν τον τρόπο πιθανές ενισχύσεις των κλάδων 10, 11 και 33 στους οποίους από τη βέλτιστη λύση που υπολογίστηκε στην ενότητα 7.4.1 είναι ήδη εγκατεστημένες τρεις γραμμές. Οι παράμετροι του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης που χρησιμοποιήθηκαν είναι αυτοί της ενότητας 7.4.1:  $PAR_{min}=0,01$  ,  $PAR_{max}=0,99$  ,  $HMCR=0,99$  ,  $HMS=35$  ,  $topmin=0,3HMS$  ,  $NI=300$  και  $repetmax=15$ .

Αρχικά ακολουθήθηκε η μορφοποίηση (7.3), όπου ο αλγόριθμος ψάχνει να βρει τη βέλτιστη λύση του προβλήματος με ένα τρέξιμο. Η βέλτιστη λύση αυτή αποτελεί ένα σχέδιο επέκτασης του συστήματος μεταφοράς το οποίο μπορεί να προσφέρει τη μεγαλύτερη βελτίωση του κοινωνικού οφέλους σε σχέση με το ετήσιο κόστος επένδυσής της. Υποψήφιοι προς ενίσχυση κλάδοι θεωρούνται αρχικά μόνο αυτοί που υπάρχουν ήδη στο δίκτυο (Πίνακας Β.3). Για την προσομοίωση της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος ακολουθήθηκαν τρία σενάρια. Στα σενάρια 1 και 2, η διαθεσιμότητα των γεννητριών φθίνει με τη μείωση του επιπέδου φορτίου που μελετάται, τόσο στο αρχικό δίκτυο όσο και μετά την ενίσχυσή του, θωρώντας πως οι παραγωγοί με τον τρόπο αυτό αναζητούν μεγαλύτερο κέρδος. Φυσικά η μοντελοποίηση αυτή δεν είναι αρκετή για μια πλήρη αναπαράσταση του συστήματος καθώς οι αποφάσεις των παραγωγών δεν εξαρτώνται μόνο από το επίπεδο φορτίου (αφαιρώντας ίσως και την παραγωγή από ΑΠΕ) αλλά και από τις αποφάσεις των υπόλοιπων παραγωγών μέσω ενός παιγνίου αποφάσεων (game theory). Σε κάθε περίπτωση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων με τη μειωμένη διαθεσιμότητα θεωρείται πως είναι από την ασφαλή μεριά, καθώς μειώνεται η επίδραση που έχουν οι νέες γραμμές στην αύξηση του κοινωνικού οφέλους. Στο σενάριο 3, γίνεται η παραδοχή πως στο τελικό δίκτυο η διαθεσιμότητα των γεννητριών θα είναι ίση με την ονομαστική τους διαθεσιμότητα, εν αντιθέσει με το αρχικό δίκτυο όπου η διαθεσιμότητα των γεννητριών συνεχίζει να φθίνει με τη μείωση του φορτίου. Με

αυτόν τον τρόπο γίνεται η θεώρηση πως μετά την ενίσχυση του δικτύου, οι πιο οικονομικές γεννήτριες θα προσπαθήσουν να χρησιμοποιήσουν στο μέγιστο δυνατό το διαθέσιμο πλεόνασμα που τους παρέχεται λόγω της μείωσης του κόστους συμφόρησης και του κέρδους από συμφόρηση, μειώνοντας όμως συνολικά το μερίδιο του πλεονάσματος παραγωγού στη συνολική αύξηση του κοινωνικού οφέλους και αυξάνοντας συνεπακόλουθα το μερίδιο του πλεονάσματος καταναλωτή. Τέλος, στα σενάρια 1 και 3 θεωρήθηκε πως οι υδροηλεκτρικές μονάδες του ζυγού 22 προσφέρουν την ενέργεια τους στα 24\$/MWh ενώ στο σενάριο 2 στα 32\$/MWh, προσπαθώντας με αυτόν τον τρόπο να προσομοιωθεί η επίδραση του ευμετάβλητου με τις υδρολογικές συνθήκες ισοδύναμου κόστους παραγωγής των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής στα αποτελέσματα του αλγορίθμου. Η προσομοίωση της ετήσιας λειτουργίας πραγματοποιείται μέσω επίλυσης ενός προβλήματος SC-OPF (ενότητα 6.3) για κάθε ένα επίπεδο φορτίου του Πίνακα Β.8 του Παραρτήματος Β.2, χωρίς όμως να ληφθεί υπόψη η περίπτωση απώλειας γεννήτριας. Έτσι κατά την επίλυση του προβλήματος SC-OPF παραλείπεται ο τέταρτος όρος της εξίσωσης (6.45), όπου υπολογίζεται η τοπική οριακή τιμή LMP σε κάθε ζυγό, και οι περιορισμοί ασφάλειας N-1 για την περίπτωση απώλειας γεννήτριας (6.42) και (6.44).

Στον Πίνακα 7.1 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του αλγορίθμου για τα τρία σενάρια παραγωγής, χρησιμοποιώντας τη μορφοποίηση (7.3) (ένα τρέξιμο). Στα σενάρια 1 και 2, όπου διατηρείται η θεώρηση για τη διαθεσιμότητα των γεννητριών και μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών, από τις προτεινόμενες από τον αλγόριθμο βέλτιστες λύσεις ωφελούνται περισσότερο οι παραγωγοί καθώς εκμεταλλεύονται τη μείωση της συμφόρησης στο δίκτυο, διατηρώντας τις οριακές τιμές σε ικανοποιητικά επίπεδα για αυτούς. Αντίθετα το ετήσιο πλεόνασμα καταναλωτή μειώνεται και στα δύο σενάρια, καθώς οι ζυγοί που πριν την ενίσχυση βρισκότουσαν ανάντη των συμφορήσεων και απολάμβαναν χαμηλές οριακές τιμές, μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών αντιμετωπίζουν υψηλότερες τιμές εν αντιθέσει με τους ζυγούς κατόντη των συμφορήσεων (πριν την ενίσχυση) στους οποίους οι τιμές έχουν σημαντικά μειωθεί. Συνολικά όμως προκύπτει αρνητική μεταβολή του πλεονάσματος καταναλωτή λόγω σημαντικής αύξησης των τιμών σε συγκεκριμένους ζυγούς του δικτύου με μεγάλο φορτίο (15 και 18). Η αύξηση αυτή είναι ακόμα μεγαλύτερη στην περίπτωση του δεύτερου σεναρίου όπου η ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων προσφέρεται σε μεγαλύτερη τιμή, με αποτέλεσμα την αυξημένα σε σχέση με το πρώτο σενάριο τόσο τη μέση οριακή τιμή όσο και το κόστος παραγωγής του συστήματος. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ακόμα μεγαλύτερη κερδοφορία για τους παραγωγούς αλλά μικρότερη συνεισφορά των νέων γραμμών στην αύξηση του ετήσιου κοινωνικού οφέλους (μείωση κόστους παραγωγής), αφού ο λόγος διαφοράς ετήσιου κοινωνικού οφέλους προς ετήσιο κόστος επένδυσης είναι 9,9 στο σενάριο 1 και 7,5 στο σενάριο 2. Για το λόγο αυτό στο σενάριο 3 θεωρείται πως μετά την εγκατάσταση των νέων γραμμών στο δίκτυο, κάθε γεννήτρια προσφέρει το μέγιστο της διαθεσιμότητας της προσδοκώντας στη μεγαλύτερη χρησιμοποίηση των δυνατοτήτων παραγωγής που τους δίνεται από την αύξηση της συνολικής μεταφορικής ικανότητας του δικτύου. Πράγματι, συγκριτικά με τα αποτελέσματα του σεναρίου 1 όπου η προσφορά των υδροηλεκτρικών μονάδων ήταν πάλι 24\$/MWh, ο αλγόριθμος προτείνει την εγκατάσταση περισσότερων γραμμών στο δίκτυο καθώς πλέον αυξάνεται η επίδραση που έχει κάθε νέα γραμμή στη μείωση του ετήσιου κόστους παραγωγής. Στο σενάριο 3, μετά την ενίσχυση του δικτύου, οι πιο φτηνές μονάδες παραγωγής λειτουργούν περισσότερο σε σχέση με το σενάριο 1, αυξάνοντας το ετήσιο πλεόνασμα καταναλωτή και μειώνοντας τη συνολική κερδοφορία των γεννητριών. Η θεώρηση όμως πλήρους διαθεσιμότητας των γεννητριών αφήνει στο δίκτυο αρκετές περιπτώσεις εμφάνισης συμφορήσεων (μικρότερη τιμή ΔACR). Επίσης, στην περίπτωση που τόσο πριν όσο και μετά την ενίσχυση του δικτύου θεωρηθεί πως οι γεννήτριες προσφέρουν την πλήρη εγκατεστημένη τους ισχύ, οι γραμμές που προτείνει ο αλγόριθμος είναι οι ίδιες (ετήσιο κόστος 7.400k\$) με μικρότερη όμως φυσιολογικά αύξηση του ετήσιου κοινωνικού οφέλους ή μείωση του ετήσιου κόστους παραγωγής (120.710k\$) αλλά και μικρότερη μείωση του κέρδους από συμφόρηση.

**Πίνακας 7.1: Καλύτερη λύση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης χρησιμοποιώντας ένα τρέξιμο για τα τρία σενάρια παραγωγής του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Από ζυγό	Προς ζυγό	Αριθμός νέων γραμμών		
			Σενάριο 1 (Base case)	Σενάριο 2 (Hydro=32\$/MWh)	Σενάριο 3 (No Availability)
6	3	9			2
7	3	24			1
12	8	9	1	1	2
13	8	10	1	1	
19	11	14	1	1	1
22	13	23	1	1	1
23	14	16	1	1	1
24	15	16	1		
25	15	21			1
26	15	24			1
27	16	17	1	1	1
29	17	18	2	2	2
31	18	21	1		
34	21	22	1		1
AIC (κ\$)			5.480	3.940	7.400
ΔACS (κ\$)			-69.867	-231.345	92.120
ΔAPS (κ\$)			362.415	501.017	258.537
ΔACR (κ\$)			-237.499	-240.142	-215.546
ΔASW (κ\$)			55.049	29.530	135.111
ΔASW/AIC			10,1	7,5	18,3

**Πίνακας 7.2: Καλύτερη λύση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με πολλαπλά τρεξίματα για τα τρία σενάρια παραγωγής του δικτύου 24 ζυγών της IEEE**

Αριθμός τρεξίματος αλγορίθμου	Σενάριο 1 (Base case)		Σενάριο 2 (Hydro=32\$/MWh)		Σενάριο 3 (No Availability)	
	Νέες γραμμές	ΔASW/AIC	Νέες γραμμές	ΔASW/AIC	Νέες γραμμές	ΔASW/AIC
1	$n_{8-9}=1, n_{11-14}=1, n_{14-16}=1, n_{17-18}=1$	17,94	$n_{8-9}=1$	17,34	$n_{8-9}=1, n_{11-14}=1, n_{14-16}=1, n_{17-18}=1, n_{15-21}=1$	36,89
2	$n_{8-10}=1, n_{13-23}=1, n_{16-17}=1, n_{17-18}=1$	8,88	$n_{13-23}=1, n_{17-18}=1$	12,11	$n_{16-17}=1, n_{17-18}=1$	19,33
3	$n_{15-16}=1$	2,87	$n_{3-9}=1$	4,00	$n_{13-23}=1$	18,56
4	$n_{18-21}=1, n_{21-22}=1$	2,71	$n_{8-9}=1$	3,99	$n_{3-9}=2, n_{8-9}=1$	8,79
5	<b><math>n_{8-10}=1</math></b>	<b>0,54</b>	$n_{14-16}=1, n_{16-17}=1$	1,60	$n_{3-24}=1, n_{8-10}=1, n_{15-24}=1, n_{21-22}=1$	1,30
6	-	-	<b><math>n_{17-18}=1</math></b>	<b>0,78</b>	<b><math>n_{16-16}=1</math></b>	<b>0,87</b>
Σύνολο	$n_{8-9}=1, n_{8-10}=1, n_{11-14}=1, n_{13-23}=1, n_{14-16}=1, n_{15-16}=1, n_{16-17}=1, n_{17-18}=2, n_{18-21}=1, n_{21-22}=1$	10,1	$n_{3-9}=1, n_{8-9}=2, n_{13-23}=1, n_{14-16}=1, n_{16-17}=1, n_{17-18}=1,$	8,3	$n_{3-9}=2, n_{3-24}=1, n_{8-9}=2, n_{8-10}=1, n_{11-14}=1, n_{13-23}=1, n_{14-16}=1, n_{15-21}=1, n_{15-24}=1, n_{16-17}=1, n_{17-18}=2, n_{21-22}=1$	17,3
	5.480 κ\$		3.470 κ\$		7.830 κ\$	

Στη συνέχεια, για τα ως άνω σενάρια, χρησιμοποιήθηκε η μορφοποίηση (7.1) με τα πολλαπλά τρεξίματα του αλγορίθμου για την εύρεση σε κάθε τρέξιμο της λύσης με το καλύτερο λόγο μεταβολής του ετήσιου κοινωνικού οφέλους (ως προς τη λύση του προηγούμενου τρεξίματος) προς το ετήσιο κόστος επένδυσης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.2. Σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.1 είναι φανερό πως οι δύο μορφοποιήσεις (7.1) και (7.3) δε φτάνουν πάντα στο ίδιο τελικό αποτέλεσμα. Ο λόγος είναι πως στη μορφοποίηση με τα πολλαπλά τρεξίματα, η βέλτιστη λύση σε κάθε τρέξιμο εξαρτάται μόνο από τα αποτελέσματα του προηγούμενου τρεξίματος, ενώ στη μορφοποίηση (7.3) αναζητείται μια συνολικά βέλτιστη λύση. Επίσης στη μορφοποίηση (7.1) η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος είναι η μεγιστοποίηση του λόγου μεταβολής του ετήσιου κοινωνικού οφέλους (κόστους παραγωγής) προς το ετήσιο κόστος επένδυσης σε κάθε τρέξιμο ξεχωριστά ενώ στη μορφοποίηση (7.3)

μεγιστοποιείται η συνολική διαφορά τους σε ένα μόνο τρέξιμο. Έτσι για το σενάριο 2, η διαφορά του ετήσιου κόστους επένδυσης από το ετήσιο κοινωνικό όφελος στην τελική λύση είναι 25.590κ\$ για τη μορφοποίηση (7.1) και 25.330κ\$ για τη μορφοποίηση (7.3). Παρόλα αυτά, τα αποτελέσματα της μορφοποίησης κόστους-οφέλους (7.3) μπορεί να φανεί αρκετά χρήσιμη στην περίπτωση που ο σχεδιαστής του δικτύου έχει περιορισμένο προϋπολογισμό ή αναζητά το σχέδιο επένδυσης το οποίο μπορεί πιο εύκολα να δικαιολογηθεί με οικονομικοτεχνικό τρόπο. Επίσης, αυτή η κατάταξη των επενδύσεων, μπορεί να οδηγήσει στην καλύτερη ανίχνευση των ωφελημένων από κάθε επένδυση και στην αντίστοιχη τιμολόγησή της όπως παρουσιάζεται στην ενότητα 7.5.

**Πίνακας 7.3: Αποτελέσματα του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για εμπορικές επενδύσεις για τα τρία σενάρια παραγωγής του δικτύου 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

Αριθμός τρεξίματος αλγορίθμου	Σενάριο 1 (Base case)		Σενάριο 2 (Hydro=32\$/MWh)		Σενάριο 3 (No Availability)	
	Νέες γραμμές	ACR <sub>w</sub> /AIC	Νέες γραμμές	ACR <sub>w</sub> /AIC	Νέες γραμμές	ACR <sub>w</sub> /AIC
1	n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>16-17</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	11,94	n <sub>3-9</sub> =1, n <sub>8-9</sub> =1	8,06	n <sub>16-17</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	52,10
2	n <sub>8-9</sub> =1	10,96	n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	2,41	n <sub>3-9</sub> =1, n <sub>8-9</sub> =1, n <sub>15-21</sub> =1	11,64
3	n <sub>19-20</sub> =1	2,68	-	-	n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	11,66
4	n <sub>8-10</sub> =1, n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	2,59	-	-	n <sub>8-10</sub> =1	8,82
Σύνολο	n <sub>8-9</sub> =1, n <sub>8-10</sub> =1, n <sub>11-14</sub> =2, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>16-17</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =2, n <sub>19-20</sub> =1	7,6	n <sub>3-9</sub> =1, n <sub>8-9</sub> =1, n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1	4,4	n <sub>3-9</sub> =1, n <sub>8-9</sub> =1, n <sub>8-10</sub> =1, n <sub>11-14</sub> =1, n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>15-21</sub> =1, n <sub>16-17</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =2	16,0
	3.870 κ\$		2.060 κ\$		4.930 κ\$	

Η χρησιμοποίηση περισσότερων αβεβαιοτήτων και σεναρίων παραγωγής (παραγωγή από ΑΠΕ, στρατηγική προσφορών γεννητριών, κτλ.) κάνει τη μορφοποίηση κόστους οφέλους ακόμα πιο ελκυστική. Για παράδειγμα από τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.2 φαίνεται πως η γραμμή μεταξύ των ζυγών 8 και 9 βρίσκεται μέσα στις λύσεις του πρώτου τρεξίματος του αλγορίθμου και στα τρία σενάρια παραγωγής. Ο σχεδιαστής μπορεί να ξανατρέξει τα τρία (ή και περισσότερα) σενάρια παραγωγής θωρώντας αυτή τη φορά ως εγκατεστημένη τη νέα γραμμή μεταξύ των ζυγών 8 και 9 και να αναζητήσει τις νέες γραμμές που είναι κοινές στα αποτελέσματα του πρώτου τρεξίματος

του αλγορίθμου για τη μορφοποίηση κόστους-οφέλους και στα τρία σενάρια παραγωγής. Απώτερος σκοπός είναι οι λύσεις του που τελικά θα επιλεγούν να παράγουν ικανοποιητικά αποτελέσματα σε όσο το δυνατόν περισσότερα από τα σενάρια παραγωγής που μελετώνται.

Στον Πίνακα 7.3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του αλγορίθμου για τα τρία σενάρια παραγωγής χρησιμοποιώντας τη μορφοποίηση (7.2). Οι επικερδείς εμπορικές επενδύσεις εξαρτώνται σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό από τα σενάρια παραγωγής σε σχέση με τις επενδύσεις που έχουν ως στόχο την αύξηση του κοινωνικού οφέλους. Το σενάριο 3 αφήνει μεγάλο περιθώριο στους επενδυτές για κέρδος λόγω των πολλών φαινομένων συμφόρησης που παρουσιάζονται στο δίκτυο, ενώ αντίθετα το σενάριο 2 μειώνει τα προσδοκώμενα κέρδη από συμφόρηση παρά τη γενική αύξηση του κόστους παραγωγής του συστήματος.

**Πίνακας 7.4: Δεδομένα υποψήφιων γραμμών μεταφοράς για δέκα νέους κλάδους για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Ωμική αντίσταση / γραμμή (pu)	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή (pu)	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (k\$)	Μήκος (km)
35	1	8	0,0348	0,1344	175	3500	35
36	2	8	0,0328	0,1267	175	3300	33
37	6	7	0,0497	0,192	175	5000	50
38	6	8	0,0179	0,0691	175	1800	18
39	7	2	0,0245	0,096	175	2500	25
40	13	14	0,0057	0,0447	500	6200	31
41	14	23	0,008	0,062	500	8600	43
42	16	23	0,0105	0,0822	500	11400	57
43	19	23	0,0078	0,0606	500	8400	42
44	20	22	0,0033	0,026	500	3600	18

Τα αποτελέσματα του αλγορίθμου, εκτός από τα σενάρια παραγωγής, εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το κόστος επένδυσης των νέων γραμμών καθώς και από τον περιορισμό της επιλογής εγκατάστασης νέων γραμμών μόνο σε υπάρχοντες κλάδους, και πάντα με περιορισμένο αριθμό γραμμών ανά κλάδο. Έτσι στη συνέχεια το σενάριο 1 εκτελέστηκε ξανά προσθέτοντας στους υποψήφιους προς επέκταση κλάδους, τους κλάδους του Πίνακα 7.4 (σενάριο 1α). Το κόστος εγκατάστασης ανά μονάδα μήκους των νέων γραμμών θεωρήθηκε ίδιο με αυτό των υπαρχόντων κλάδων (100k\$/km για τις γραμμές που συνδέονται στα 132kV και 200k\$/km για τις γραμμές που συνδέονται στα 230kV) [98]. Από τα αποτελέσματα φαίνεται πως οι νέες αυτές οδεύσεις αυξάνουν την επίδραση των εγκατεστημένων γραμμών στην αύξηση του κοινωνικού οφέλους καθώς χρειάζονται λιγότερα τρεξίματα για εύρεση καλύτερων αποτελεσμάτων. Ο αλγόριθμος στο πρώτο τρέξιμο, εγκαθιστά 6 νέες γραμμές με καλύτερο λόγο κόστους-οφέλους σε σχέση με τα αποτελέσματα του σεναρίου 1 του Πίνακα 7.2, ενώ και συνολικά, η διαφορά του συνολικού ετήσιου κόστους επένδυσης από την αύξηση του ετήσιου κοινωνικού οφέλους είναι μεγαλύτερη στο σενάριο 1α από ότι στο σενάριο 1 (51.430k\$ αντί 49.569k\$) με μικρότερο συνολικά ετήσιο

κόστος επένδυσης (3.370\$ αντί 5.480\$). Η λύση του αλγορίθμου για το πρώτο τρέξιμο για το σενάριο 1α, έχει καλύτερα αποτελέσματα και στο λόγο κόστους-οφέλους στο σενάριο 3 (38,79 έναντι 36,89), ενώ για το σενάριο 2 ο λόγος κόστους-οφέλους είναι ίσος με 11,27. Τέλος, εάν θεωρηθεί τριπλάσιο κόστος ανά km για όλες τις υποψήφιες γραμμές (σενάριο 1β), ο αλγόριθμος εγκαθιστά τις ίδιες ακριβώς γραμμές με το σενάριο 1α κατά το πρώτο τρέξιμό του, ενώ στη συνέχεια δε βρίσκει άλλες γραμμές με λόγο κόστους-οφέλους μεγαλύτερο της μονάδας.

Από τα παραπάνω αποτελέσματα γίνεται φανερό πως οι αποφάσεις για την επέκταση των συστημάτων μεταφοράς με κριτήρια κόστους-οφέλους, είναι αρκετά ευμετάβλητες στα διάφορα σενάρια παραγωγής (αλλά και φορτίου) που λαμβάνονται υπόψη κατά την προσομοίωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η προσομοίωση αυτή είναι αναγκαστική στο νέο περιβάλλον απελευθερωμένης αγοράς, ειδικά όταν το κριτήριο επένδυσης δεν είναι μόνο η διατήρηση της ασφάλειας αλλά και η αύξηση της ανταγωνιστικότητας. Ιδεατό σενάριο για τη βελτιστοποίηση της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος θα ήταν οι παραδοχές που έγιναν για το σενάριο 3, δηλαδή η κατάχρηση δύναμης (market power) των γεννητριών για την αύξηση της κερδοφορίας τους, να μετριαστεί ή και να απαλειφτεί μέσω της εγκατάστασης νέων γραμμών μεταφοράς. Η χρησιμοποίηση ίδιων οδύσεων για τις νέες γραμμές μεταφοράς, εξακολουθεί να αφήνει το περιθώριο στους παραγωγούς για περεταίρω πλεόνασμα μέσω κατάχρησης δύναμης αλλά και λόγω του κριτηρίου ασφάλειας N-1 το οποίο μετριάξει τη χρησιμοποιούμενη μεταφορική ικανότητα των νέων γραμμών. Η θεώρηση όμως πως η εγκατάσταση νέων γραμμών θα οδηγήσει σε μια τέλεια ανταγωνιστική αγορά μπορεί να οδηγήσει σε λάθος αποφάσεις και μη αποσβεσμένες επενδύσεις (stranded investments).

**Πίνακας 7.5: Καλύτερη λύση του βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης με πολλαπλά τρέξιμα για τι δύο παραλλαγές του 1<sup>ου</sup> σεναρίου παραγωγής του δικτύου 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

Αριθμός τρεξίματος αλγορίθμου	Σενάριο 1α (new right-of-ways)		Σενάριο 1β (three times cost per km)	
	Νέες γραμμές	ΔASW/ AIC	Νέες γραμμές	ΔASW/ AIC
1	n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1, n <sub>6-8</sub> =2, n <sub>20-22</sub> =1	19,85	n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1, n <sub>6-8</sub> =2, n <sub>20-22</sub> =1	6,62
2	n <sub>1-8</sub> =1, n <sub>20-22</sub> =1	2,81	-	-
Σύνολο	n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1, n <sub>1-8</sub> =1, n <sub>6-8</sub> =2, n <sub>20-22</sub> =2	16,27	n <sub>13-23</sub> =1, n <sub>14-16</sub> =1, n <sub>17-18</sub> =1, n <sub>6-8</sub> =2, n <sub>20-22</sub> =1	6,62
	3.370 κ\$		7.980	



## 7.5 Τιμολόγηση χρήσης νέων έργων επέκτασης για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE

Ο σχεδιασμός του δικτύου με βάση τη μεταβολή στο κοινωνικό όφελος στην προηγούμενη ενότητα βασίστηκε στην προσπάθεια μείωσης του συνολικού ετήσιου κόστους του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή τόσο του ετήσιου κόστους παραγωγής όσο και του ετήσιου (πάγιου) κόστους της μεταφοράς. Όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.4, άμεσο αποτέλεσμα της εγκατάστασης νέων γραμμών είναι η μείωση του κόστους συμφόρησης και του πλεονάσματος μεταφοράς (κέρδος από συμφόρηση) και η αύξηση των πλεονασμάτων παραγωγού ή/και καταναλωτή. Οι νέες γραμμές όμως που τελικά εισέρχονται στο σύστημα έχουν διαφορετικό αντίκτυπο στα πλεονάσματα των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και συνήθως δεν είναι εμπορικά βιώσιμες. Δηλαδή, το ετήσιο κέρδος από συμφόρηση των νέων αυτών γραμμών μπορεί να είναι μικρότερο από το ετήσιο κόστος τους, καθώς η αύξηση του κοινωνικού οφέλους συνεπάγεται μικρότερες διακυμάνσεις στις μέσες οριακές τιμές των ζυγών και μικρότερο δείκτη συμφόρησης. Όπως έχει ήδη αναφερθεί στην ενότητα 2.4.2, η οριακή τιμολόγηση στα πραγματικά συστήματα μεταφοράς δεν μπορεί να καλύψει το ετήσιο σταθερό κόστος συστημάτων μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Για το λόγο αυτό, εμπορικές επενδύσεις συνήθως πραγματοποιούνται είτε για τη διασύνδεση διαφορετικών περιοχών (χωρών) χρησιμοποιώντας ελεγχόμενες γραμμές μεταφοράς, όπως γραμμές HVDC ή γραμμές AC μαζί με FACTS, είτε για ακτινικές γραμμές AC

Χρησιμοποιώντας τις μορφοποιήσεις (7.2) ή (7.4), ο σχεδιαστής του δικτύου έχει τη δυνατότητα να βρει τις γραμμές εκείνες οι οποίες μετά την εγκατάστασή τους θα είναι εμπορικά βιώσιμες. Η οριακή τιμολόγηση καλύπτει το ετήσιο κόστος τους το οποίο πλέον δεν ανακτάται μέσω ενσωμάτωσης του στο συνολικό σταθερό ετήσιο κόστος της μεταφοράς (ενότητα 2.4). Από την εγκατάσταση των νέων γραμμών αυτών δεν ωφελείται μόνο ο ιδιοκτήτης τους, καθώς λόγω του γεγονότος πως η απόφαση για την επένδυση βασίστηκε στην ύπαρξη μεγάλων διαφορών οριακών τιμών στα άκρα των γραμμών, η υλοποίηση της επένδυσης θα έχει θετική συνεισφορά στη μείωση του κόστους συμφόρησης (κόστους παραγωγής) αλλά ταυτόχρονα θα μειώσει και το συνολικό κέρδος από συμφόρηση. Επομένως, στο απελευθερωμένο περιβάλλον ηλεκτρικής ενέργειας όπου ο ιδιοκτήτης του συστήματος μεταφοράς μπορεί να είναι μια εταιρεία που έχει στόχο τη μεγιστοποίηση του κέρδους της, εάν ο επενδυτής των νέων γραμμών είναι και ο ιδιοκτήτης του υπόλοιπου δικτύου τότε χωρίς κατάλληλη ρύθμιση της μονοπωλιακής επιχείρησης, ο ιδιοκτήτης δεν έχει κανένα κίνητρο να προβεί σε επενδύσεις οι οποίες θα μειώσουν το συνολικό κέρδος του. Επομένως, μια διαδικασία τιμολόγησης του συνολικού συστήματος μεταφοράς που θα βασίζονταν στην αξία (value-based) και όχι στο κόστος του δικτύου (cost-based) θα πρέπει να ικανοποιεί κάποιες προδιαγραφές που έχουν να κάνουν με δείκτες ανταγωνισμού, συμφόρησης, απωλειών, κτλ.

Η ρύθμιση ενός μονοπωλίου σπάνια είναι τέλεια. Ο κύριος στόχος της ρύθμισης είναι αφενός η αύξηση της αποδοτικότητας και αφετέρου τη διασφάλιση ισότιμης μεταχείρισης. Για το πρόβλημα των επενδύσεων στο σύστημα μεταφοράς, η ρύθμιση πρέπει να προσφέρει τα κατάλληλα κίνητρα για επενδύσεις αλλά όχι για υπερβολικές επενδύσεις ενώ πρέπει να προάγει την αποτελεσματική (οικονομική) λειτουργία του συστήματος χωρίς να διακινδυνεύει την αξιοπιστία και την ασφάλειά του. Ο κατάλληλος μηχανισμός ρύθμισης είναι πολύ σημαντικός αλλά συγχρόνως δύσκολο να γίνει αποδεκτός από όλους τους άμεσα ή έμμεσα ενδιαφερόμενους (επενδυτές, χρήστες, εργαζόμενους, κτλ.). Ο βέλτιστος μηχανισμός ρύθμισης θα πρέπει να ωθεί τις εταιρείες μεταφοράς στο να πραγματοποιούν επενδύσεις που ελαχιστοποιούν το άθροισμα του αναμενόμενου κόστους συμφόρησης (μεγιστοποίηση κοινωνικού οφέλους), του αναμενόμενου κόστους απωλειών και φυσικά του κόστους επένδυσης, όπως παρουσιάστηκε στις μορφοποιήσεις (7.1) και (7.3), και αναλύθηκε στα αποτελέσματα της ενότητας 7.4.2.

Τα οφέλη από μια επένδυση στο σύστημα μεταφοράς μπορεί να διαφοροποιούνται για τους διάφορους συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για διάφορα σενάρια στρατηγικών προσφορών (παραγωγών αλλά και καταναλωτών-προμηθευτών). Η ανάλυση της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους, των πλεονασμάτων παραγωγού, καταναλωτή και μεταφοράς μπορεί να οδηγήσει σε διαφορετική πολιτική τιμολόγησης [128],[129] αλλά και χρηματοδότησης των συγκεκριμένων επενδύσεων [130]. Σημαντικό ρόλο στην ανάλυση αυτή παίζει η κατανομή του κέρδους από συμφόρηση. Η κατανομή του κέρδους αυτού μπορεί να εξαρτάται από την ιδιοκτησία των συνωστισμένων γραμμών (εάν αυτές ανήκουν σε εταιρείες κερδοσκοπικού ή μη κερδοσκοπικού χαρακτήρα) ή ακόμα και από την ιδιοκτησία συγκεκριμένων δικαιωμάτων μεταφοράς (FTRs ή PTRs). Η οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς δίνει τα κατάλληλα σήματα στην αγορά και αποφέρει ένα κέρδος στον ιδιοκτήτη του δικτύου, αλλά ύπαρξη φαινομένων συμφόρησης σε ένα δίκτυο έχει ως συνέπεια τη μείωση του κοινωνικού οφέλους και την ευκαιρία κατάχρησης δύναμης από τους συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το κόστος συμφόρησης αλλά και ο δείκτης συμφόρησης είναι κατάλληλοι δείκτες για την ανταγωνιστικότητα μια αγοράς. Όπως όμως αναδείχθηκε από τα αποτελέσματα των ενοτήτων 6.4 και 7.4.2, η επιλογή των συμφορήσεων που θα απαλειφτούν πρέπει να γίνει λαμβάνοντας υπόψη μια μελέτη κόστους οφέλους, καθώς το κόστος των νέων γραμμών θα πρέπει να είναι μικρότερο από τη διαφορά προϋπάρχοντος και νέου κόστους συμφόρησης. Κατά τον υπολογισμό όμως του κόστους συμφόρησης, πολλοί είναι οι παράγοντες της αγοράς που πρέπει να ληφθούν υπόψη: το κόστος παραγωγής, οι στρατηγικές προσφορών, η παραγωγή από ΑΠΕ κτλ. Επομένως είναι πιθανό πολλές από τις προβλέψεις οι οποίες έγιναν και οδήγησαν στο σχεδιασμό των νέων επενδύσεων να μην επαληθευτούν στην πράξη, ενώ και η υλοποίηση νέων έργων στα συστήματα μεταφοράς είναι μια παρά πολύ αργή διαδικασία.

Η τιμολόγηση των υπηρεσιών μεταφοράς, τόσο των υφιστάμενων εγκαταστάσεων όσο κυρίως των νέων εγκαταστάσεων που εισέρχονται στο σύστημα, θα πρέπει να είναι ευέλικτη και δίκαιη όσον αφορά τα κέρδη των συμμετεχόντων από τη χρήση του. Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η αποτελεσματική διαχείριση φορτίου και η διαφοροποίηση των στόχων κάθε συμμετέχοντα στην αγορά, οδηγεί σταδιακά τις εταιρείες δικτύου στην τιμολόγηση των χρεώσεων χρήσης του δικτύου τους με βάση την ετήσια δηλωμένη ή πραγματική χρήση του. Οι χρεώσεις χρήσης των νέων επενδύσεων μεταφοράς των οποίων η εγκατάσταση αποφασίστηκε με κριτήριο την αύξηση του κοινωνικού οφέλους θα πρέπει να επιμερίζονται κυρίως στους χρήστες του δικτύου που επωφελήθηκαν από την εγκατάστασή τους. Παρόλα αυτά, η επιβολή χρεώσεων χρήσης στις γεννήτριες του συστήματος μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του προσδοκώμενου κοινωνικού οφέλους καθώς το επιπλέον κόστος αυτό οι παραγωγοί είναι πιθανό να το μετακυλήσουν στις προσφορές παραγωγής τους. Κάτι αντίστοιχο φυσικά μπορεί να συμβεί και από τη μεριά των καταναλωτών. Η απόφαση για τον επιμερισμό των χρεώσεων χρήσης μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών είναι εκτός των στόχων της παρούσας διατριβής. Στα παραδείγματα της διατριβής αυτής δεν εξετάζεται η περίπτωση διαφορετικών στρατηγικών από τη μεριά των καταναλωτών θεωρώντας πως το φορτίο είναι ανελαστικό (όσον αφορά την τιμή προσφοράς του στην αγορά). Τα αποτελέσματα των παραδειγμάτων της ενότητας 7.4 θα ήταν διαφορετικά αν λαμβάνονταν υπόψη προσφορές ζήτησης από τη μεριά των καταναλωτών. Η μοντελοποίηση όμως του προβλήματος θα ήταν φυσικά η ίδια, καθώς στις εξισώσεις (7.1) και (7.3) έχει συμπεριληφθεί το κοινωνικό όφελος και όχι το κόστος παραγωγής.

Τα αποτελέσματα των παραδειγμάτων της προηγούμενης ενότητας, εφόσον το φορτίο θεωρήθηκε ανελαστικό, έχουν ως κεντρικό στόχο τη μείωση του κόστους παραγωγής. Ο στόχος αυτό είναι ο πιο απλός αλλά συγχρόνως και ο πιο ρεαλιστικός κατά τη διαδικασία επιλογής των νέων εγκαταστάσεων μεταφοράς, ειδικά στην περίπτωση που η τελική λήψη των αποφάσεων γίνεται από έναν κεντρικό σχεδιαστή. Σε μια ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα έχει σίγουρα θετικό αντίκτυπο στην αύξηση του κοινωνικού οφέλους, αν και οι διαφορετικές στρατηγικές των διάφορων παιχτών της αγοράς

μπορεί να μετριάσουν την επίδραση αυτή. Έτσι είναι αναγκαίος ένας έλεγχος των παιχτών της αγοράς για πιθανή κατάχρηση δύναμης, το οποίο βέβαια έρχεται σε αντίθεση με τις αρχές της ελεύθερης αγοράς, αλλά οδηγεί στη διασφάλιση της οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος και στη μακροχρόνια βιωσιμότητα τόσο των εταιρειών δικτύου όσο και των υπόλοιπων εταιρειών που δραστηριοποιούνται στην αγορά.

Κατά τη μορφοποίηση του προβλήματος SC-OPF στην ενότητα 6.3, στις υπολογιζόμενες τιμές στους ζυγούς του δικτύου συμπεριλαμβάνεται και το κόστος ασφάλειας N-1, ενώ όπως παρουσιάστηκε στην ενότητα 6.5, η αύξηση του κόστους παραγωγής λόγω της ασφάλειας N-1 ισούται με την υπολογιζόμενη μείωση του κοινωνικού οφέλους αν δε ληφθούν υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων και η απαραίτητη εφεδρεία του συστήματος. Η μέγιστη πιθανή ροή σε μια εγκατάσταση του δικτύου μετά από απώλεια άλλης εγκατάστασης χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό των υποψήφιων κλάδων προς επέκταση στο παρόν κεφάλαιο και για την τιμολόγηση της χρήσης της στο κεφάλαιο 3. Επομένως, οι γραμμές που τελικά προτιμήθηκαν από τον αλγόριθμο είναι αναμενόμενο να χρησιμοποιηθούν περισσότερο από τους χρήστες του δικτύου που ωφελήθηκαν περισσότερο από την εγκατάστασή τους. Πράγματι, στην ενότητα 3.4, παρατηρήθηκε πως για το αρχικό δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE, η άμβλυνση του περιορισμού N-1 ασφαλούς λειτουργίας μεταξύ των ζυγών 8 και 9 μέσω εγκατάστασης μιας νέας γραμμής, είχε ως αποτέλεσμα το μεγαλύτερο κόστος της νέας γραμμής (τόσο ανά MW όσο και απόλυτα) να το επωμιστούν οι ζυγοί που βρισκόντουσαν κατάντη της συμφόρησης, δηλαδή οι ζυγοί 7 και 8 (Σχήμα 3.9).

Σε κάθε περίπτωση, οι χρεώσεις χρήσης του δικτύου θα πρέπει να είναι δίκαιες και να δίνουν τα κατάλληλα οικονομικά σήματα για νέες επενδύσεις παραγωγής και κατανάλωσης. Η μέθοδος κατανομής του κόστους της μεταφοράς που παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3 λαμβάνει υπόψη τη χρήση του δικτύου μέσα στο έτος, αλλά οι χρεώσεις που υπολογίζει βασίζονται στην ισχύ. Επομένως οι υπολογιζόμενες χρεώσεις μπορούν να αντιληφθούν τις αλλαγές στην κατανομή των γεννητριών και τις παρελκόμενες αλλαγές στους διάφορους οικονομικούς δείκτες αλλά οι χρεώσεις χρήσης για κάθε γραμμή του δικτύου εξακολουθούν να υπολογίζονται με βάση τη χρήση της κατά τη χρονική στιγμή όπου ζητήθηκε η μεγαλύτερη μεταφορική της ικανότητα. Η παράλληλη χρήση της με τη μέθοδο LMP έχει νόημα μόνο στην περίπτωση που οι υπολογιζόμενες χρεώσεις αφορούν μεμονωμένες εγκαταστάσεις των οποίων η απόφαση επένδυσης λήφθηκε με βάση οικονομικά κριτήρια και όχι κριτήρια αξιοπιστίας και ασφάλειας. Η χρησιμοποίηση της οριακής τιμολόγησης σε ένα δίκτυο με συχνή εμφάνιση συμφορήσεων μαζί με τη χρησιμοποίηση κατάλληλων εργαλείων ελέγχου (δικαιώματα μεταφοράς) δίνει τα κατάλληλα σήματα στην αγορά μέσω των διαφοροποιήσεων στις τιμές των ζυγών. Ο λόγος είναι πως οι υψηλότερες τοπικές τιμές που εμφανίζονται στις απομακρυσμένες περιοχές φορτίου, δίνουν κίνητρο τόσο στα φορτία της περιοχής για μείωση της ζήτησής τους, όσο και στις γεννήτριες για πιθανή εγκατάσταση νέας παραγωγής στη συγκεκριμένη περιοχή. Παρόλα αυτά, όπως παρουσιάστηκε στα παραδείγματα των εννοτήτων 6.4 και 7.4, τα οφέλη από τα νέα έργα μεταφοράς που αποφασίζονται για οικονομικούς λόγους μπορεί να μην είναι τα ίδια για τους διάφορους χρήστες του δικτύου, ενώ οι ωφελημένοι από αυτά μπορεί να αλλάζουν με την πάροδο των ετών. Σε ένα σύστημα όμως όπου τα φορτία αντιμετωπίζουν τις ίδιες τιμές ενέργειας, η τιμολόγηση της μεταφοράς, δηλαδή η κατανομή του κόστους της μεταφοράς, πρέπει να δίνει τα κατάλληλα σήματα για διαχείριση ζήτησης και εγκατάσταση νέας παραγωγής ή φορτίου. Η μέθοδος που προτάθηκε στο κεφάλαιο 3 μπορεί να ανταποκριθεί στο ρόλο αυτό καθώς οι χρεώσεις χρήσης που υπολογίζονται αναγνωρίζουν τις εισαγωγικές ή εξαγωγικές περιοχές και χρεώνουν μεγαλύτερα ή μικρότερα ποσά αντίστοιχα.

Από τα αποτελέσματα της ενότητας 7.4.2 έγινε φανερό πως από τη μεριά των παραγωγών, πριν την ενίσχυση του δικτύου, οι γεννήτριες που βρίσκονταν ανάντη των συμφορήσεων δεν είχαν τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσουν στο μέγιστο τις συνωστισμένες γραμμές, με αποτέλεσμα η τιμή

στους ζυγούς τους και το κέρδος τους να είναι χαμηλότερα από αυτό που εκείνες θα ήθελαν. Αντίστοιχα για τα φορτία που βρισκότουσαν κατάντη των συμφορήσεων, πιο ακριβές αλλά και συγχρόνως πιο κοντινές γεννήτριες λειτουργούσαν περισσότερο με αποτέλεσμα τα φορτία να αντιμετωπίζουν μεγαλύτερες τιμές στους ζυγούς τους. Οι νέες γραμμές που εισέρχονται στο δίκτυο είναι αναμενόμενο να χρησιμοποιηθούν περισσότερο από τους χρήστες των οποίων τα οικονομικά αποτελέσματα περιορίζονταν από την αρχική μεταφορική ικανότητα του δικτύου. Η υπολογιζόμενη, μέσω των συντελεστών κατανομής, χρήση των νέων αυτών γραμμών θα είναι μεγαλύτερη για τους ζυγούς που βρίσκονται πιο κοντά σε αυτές ενώ για την τιμολόγηση της χρήσης τους (absolute, reverse ή zero counter-flow) μπορεί να θεωρηθεί συγκεκριμένος κανόνας για την τιμολόγηση των «αντίθετων» συνεισφορών (counter-flows).

Στους Πίνακες 7.1 και 7.2 παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα της ετήσιας προσομοίωσης του δικτύου 24 ζυγών της IEEE, όπως υπολογίστηκαν μετά την επέκταση του για το σενάριο 1 της προηγούμενης ενότητας. Στο νέο δίκτυο αυτό συμπεριλαμβάνονται τόσο οι γραμμές που εγκαταστάθηκαν για την αντιμετώπιση της αιχμής (ενότητα 7.4.1), όσο και οι γραμμές που εγκαταστάθηκαν με στόχο τη αύξηση του κοινωνικού οφέλους. Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.1 φαίνεται πως από την επέκταση του δικτύου για το σενάριο 1 μειώθηκε το πλεόνασμα καταναλωτή και αυξήθηκε το πλεόνασμα παραγωγού, ενώ συνολικά το κόστος παραγωγής (κοινωνικό όφελος) μειώθηκε (αυξήθηκε). Η αρνητική μεταβολή του πλεονάσματος καταναλωτή μετά την επέκταση του δικτύου οφείλεται στις χαμηλές τιμές που αντιμετώπιζαν πριν την επέκταση τα φορτία που βρίσκονται στο κάτω μέρος του δικτύου (φορτία D3, D13 – D17), κοντά στις φτηνές γεννήτριες του δικτύου (στους ζυγούς 18, 21 και 23). Τα φορτία αυτά αντιπροσωπεύουν σχεδόν το 44% του συνολικού φορτίου του συστήματος. Το κόστος συμφόρησης στο συγκεκριμένο δίκτυο δεν οφείλεται τόσο στη μη ομοιόμορφη κατανομή του φορτίου, αλλά στη μη ύπαρξη φτηνής παραγωγής στο δίκτυο των 132kV.

Για τις ανάγκες της παρούσας ενότητας, και προκειμένου το ετήσιο κόστος του δικτύου να αντιστοιχεί περίπου στο 5-10% του κόστους της ενέργειας, θεωρείται πως το ετήσιο κόστος των εγκατεστημένων γραμμών του δικτύου είναι τριπλάσιο σε σχέση με το αντίστοιχο ετήσιο κόστος των προσομοιώσεων των εννοτήτων 3.4 και 7.4. Έτσι, το συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος μεταφοράς είναι 88.200k\$, ενώ το κόστος των νέων γραμμών του Πίνακα 7.2 για το σενάριο 1 είναι 16.440k\$. Γίνεται η παραδοχή πως ο ιδιοκτήτης του δικτύου είναι μια μη κερδοσκοπική εταιρεία της οποίας το ετήσιο επιτρεπόμενο έσοδο βασίζεται στο κόστος των παγίων της και ένα ρυθμιζόμενο ποσοστό κέρδους. Το κέρδος από συμφόρηση λόγω της οριακής τιμολόγησης της μεταφοράς, που για τη συγκεκριμένη προσομοίωση είναι 7.157k\$, θα αφαιρεθεί από το ετήσιο κόστος του συστήματος το οποίο θα ανακτηθεί μέσω των χρεώσεων χρήσης του. Τα φορτία του συστήματος πληρώνουν το χρόνο 27,232\$/MWh (σταθμισμένος μέσος όρος) ενώ οι γεννήτριες πληρώνονται για την παραγωγή τους 27,076\$/MWh. Στην τιμολόγηση LMP της ενότητας 2.4.2.1 και στην εξίσωση (6.45) αναλύθηκε πως στις τοπικές τιμές κάθε ζυγού συμπεριλαμβάνεται η τιμή της ενέργειας MCP και η τιμή της μεταφοράς όπως προκύπτει με βάση τους ενεργούς περιορισμούς μεταφοράς κανονικής λειτουργίας και ασφάλειας N-1. Η ετήσια μέση τιμή ενέργειας χωρίς περιορισμούς μεταφοράς για το σενάριο 1 είναι 27,271\$/MWh. Λόγω της οριακής τιμολόγησης τα φορτία πληρώνουν 1.815k\$ λιγότερο και οι γεννήτριες 8.972k\$ περισσότερο από ότι θα πλήρωναν με βάση μόνο την τιμή ενέργειας MCP. Επομένως οι γεννήτριες έχουν ακόμα περιθώριο για εξασφάλιση μεγαλύτερου πλεονάσματος το οποίο μπορούν να επιτύχουν μέσω στρατηγικών προσφορών. Εάν βέβαια θεωρηθεί πως οι παραγωγοί δεν είναι ανεξάρτητοι (IPP) αλλά μέρος καθετοποιημένων επιχειρήσεων, τότε είναι φυσιολογικό οι γεννήτριες κάθε επιχείρησης να προσπαθήσουν να προσφέρουν την ενέργειά τους στην πιο οικονομική τιμή (λαμβάνοντας φυσικά υπόψη την τοποθεσία του φορτίου τους). Στην περίπτωση αυτή, θεωρώντας δηλαδή πως οι γεννήτριες προσφέρουν την πλήρη ισχύ τους στο οριακό τους κόστος σε όλο το έτος, η μέση τιμή αγοράς και πώλησης φυσιολογικά μειώνονται (23,319\$/MWh και 22,419\$/MWh αντίστοιχα) αλλά συγχρόνως αυξάνεται το κέρδος από συμφόρηση (41.285k\$) ενώ

και το κόστος συμφόρησης (πρόσθετο κόστος παραγωγής λόγω περιορισμών μεταφοράς) αυξάνεται στα 6.446k\$ έναντι 0,41k\$, αφήνοντας περαιτέρω περιθώριο για ενίσχυση του δικτύου όπως φάνηκε και στα αποτελέσματα επέκτασης του σεναρίου 3 της προηγούμενης ενότητας.

**Πίνακας 7.6: Αποτελέσματα ετήσιας προσομοίωσης και τιμολόγηση της μεταφοράς για το ενισχυμένο δίκτυο του σεναρίου 1**

Ζυγός	Φορτίο	Μέση τιμή αγοράς (\$/MWh)	Μέση τιμή συμφόρησης (\$/MWh)	Συμπληρωματικές χρεώσεις μεταφοράς				
				postage stamp (\$/MWh)	zcf_optimal (\$/MWh)		zcf_optimal μόνο για νέες γραμμές (\$/MWh)	
1	D1	27,295	0,023	1,766	2,634	(149,2%)	1,748	(99,0%)
2	D2	27,340	0,069	1,766	2,643	(149,7%)	1,748	(99,0%)
3	D3	26,497	-0,774	1,766	2,346	(132,9%)	1,659	(94,0%)
4	D4	27,740	0,469	1,766	2,387	(135,2%)	1,776	(100,6%)
5	D5	27,316	0,045	1,766	2,601	(147,3%)	1,775	(100,5%)
6	D6	27,360	0,089	1,766	2,618	(148,2%)	1,834	(103,8%)
7	D7	27,644	0,373	1,766	3,332	(188,7%)	2,213	(125,3%)
8	D8	27,644	0,373	1,766	2,733	(154,7%)	2,213	(125,3%)
9	D9	27,904	0,633	1,766	1,821	(103,1%)	1,793	(101,5%)
10	D10	27,362	0,091	1,766	2,107	(119,3%)	1,843	(104,4%)
13	D11	27,271	0,000	1,766	1,368	(77,4%)	1,872	(106,0%)
14	D12	27,119	-0,152	1,766	1,371	(77,7%)	1,747	(98,9%)
15	D13	27,075	-0,196	1,766	1,088	(61,6%)	1,628	(92,2%)
16	D14	27,051	-0,220	1,766	1,049	(59,4%)	1,623	(91,9%)
18	D15	26,906	-0,365	1,766	0,983	(55,6%)	1,604	(90,8%)
19	D16	27,128	-0,143	1,766	1,160	(65,7%)	1,586	(89,8%)
20	D17	27,193	-0,078	1,766	0,967	(54,8%)	1,612	(91,3%)
Σύνολο (k\$)			-1.815	81.043	81.043	(100%)	81.043	(100%)

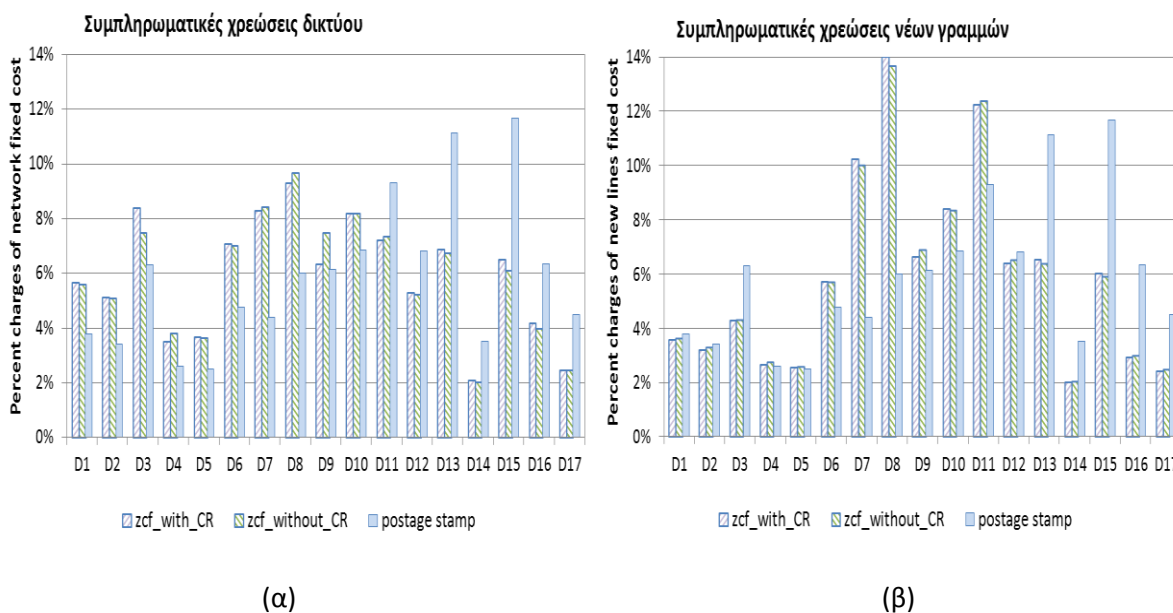
Λαμβάνοντας υπόψη την περίπτωση με το μικρότερο κέρδος από συμφόρηση, θεωρώντας πως οι διάφοροι παίχτες της αγοράς (οι γεννήτριες στη συγκεκριμένη περίπτωση) θα προσπαθήσουν να εξαντλήσουν και να πάρουν για λογαριασμό τους το κέρδος της μεταφοράς, οι ετήσιες οριακές τιμές που αντιμετωπίζουν τα φορτία στους ζυγούς τους και παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.6 διαφέρουν ανάλογα με την τοποθεσία τους. Στο συγκεκριμένο πίνακα φαίνεται και η επίδραση των περιορισμών μεταφοράς στις τοπικές τιμές. Έτσι τα περισσότερα φορτία που βρίσκονται στα 132kV, ενσωματώνουν μέσα στις τοπικές τιμές τους και το επιπλέον κόστος της μεταφοράς λόγω των περιορισμών μεταφοράς που προκαλεί η ζήτησή τους, ενώ τα φορτία που βρίσκονται στα 230kV τείνουν να μειώσουν τις συμφορήσεις του δικτύου και για αυτό «επιβραβεύονται» με μικρότερες οριακές τιμές. Το συνολικό κέρδος από συμφόρηση αντιστοιχεί όμως στο 8,12% του συνολικού ετήσιου κόστους του συστήματος μεταφοράς (88.200k\$) και επομένως είναι απαραίτητο να υπολογιστούν συμπληρωματικές χρεώσεις για την κάλυψη του ποσού αυτού. Στην ενότητα αυτή, οι συμπληρωματικές χρεώσεις υπολογίζονται με τρεις τρόπους: α) τη μέθοδο postage stamp, β) τη μέθοδο zcf\_optimal και γ) συνδυασμό της postage stamp για τις γραμμές που προϋπήρχαν στο δίκτυο και zcf\_optimal για τις νέες γραμμές που εισέρχονται στο δίκτυο με

οικονομικά κριτήρια (με κόστος 16.400k\$). Για τη σύγκριση των μεγεθών, οι συμπληρωματικές χρεώσεις χρήσης (που υπολογίζονται αρχικά ως χρεώσεις ισχύος) ανάγονται σε χρεώσεις ενέργειας ενώ οι αντίθετες «συνεισφορές» σε μια γραμμή αναγνωρίζονται μόνο εάν η ετήσια βέλτιστη μεταφορική ικανότητα της γραμμής είναι μεγαλύτερη από το 70% του ορίου συνεχούς λειτουργίας της. Δίπλα στις συμπληρωματικές χρεώσεις του Πίνακα 7.6 που υπολογίζονται με βάση τη μέθοδο *zcf\_optimal*, παρουσιάζεται και το ποσοστό των χρεώσεων αυτών σε σχέση με τις χρεώσεις που υπολογίζονται με τη μέθοδο *postage stamp*.

Εάν οι συμπληρωματικές χρεώσεις υπολογιστούν με βάση κάποια μέθοδο που βασίζεται στις ροές ισχύος, η διαφοροποίηση των χρεώσεων χρήσης για το δίκτυο μεταφοράς θα μεγαλώσει, καθώς η επίδραση της γεωγραφικής διαφοροποίησης των χρεώσεων θα γίνει πιο έντονη, ειδικά αν στους υπολογισμούς συμπεριληφθούν οι «αντίθετες» συνεισφορές (*counter-flows*). Στην περίπτωση αυτή, οι «αντίθετες» συνεισφορές λαμβάνονται υπόψη δύο φορές, τόσο στον υπολογισμό των τοπικών οριακών τιμών LMPs, όσο και στον υπολογισμό των συμπληρωματικών χρεώσεων χρήσης. Για το λόγο αυτό, το υπολογιζόμενο κέρδος από συμφόρηση που προκύπτει από την οριακή τιμολόγηση του συστήματος μεταφοράς για κάθε γραμμή (ενότητα 2.4.2.1), προτείνεται να αφαιρεθεί από το συνολικό ετήσιο έσοδο που ο ιδιοκτήτης του δικτύου δικαιούται για τις γραμμές αυτές. Με αυτόν τον τρόπο μετριάζεται το όφελος ή η χρέωση των συνεισφορών (αντίθετων ή μη) που έτσι κι αλλιώς λαμβάνονται έμμεσα υπόψη κατά την οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς (LMP). Εάν για κάποια γραμμή το κέρδος από τη διαφορά των οριακών τιμών στα άκρα της είναι αρνητικό, το ποσό αυτό προστίθεται στο ετήσιο κόστος της γραμμής καθώς λόγω της φύσης της τιμολόγησης LMP, στις οριακές τιμές των ζυγών συμπεριλαμβάνεται και η επίδραση των συνωστισμένων γραμμών. Με αυτόν τον τρόπο, οι ζυγοί που επωφελούνται από τη διαφοροποίηση των LMPs, θα πληρώσουν περισσότερο για τη χρήση του δικτύου σε σχέση με τις χρεώσεις που θα υπολογιζόντουσαν διαφορετικά. Στο Σχήμα 7.1α φαίνεται πως αν από το ετήσιο κόστος κάθε γραμμής αφαιρεθεί το κέρδος συμφόρησής της, οι συμπληρωματικές χρεώσεις που υπολογίζονται (*zcf\_with\_CR*) για τους χρήστες του δικτύου (φορτία) είναι μικρότερες για τα φορτία που έχουν ήδη πληρώσει για αυτές μέσω των τιμών αγοράς (θετικές τιμές συμφόρησης στον Πίνακα 7.6) από ότι αν αυτές υπολογίζονταν με βάση το αρχικό ετήσιο κόστος τους (*zcf\_without\_CR*). Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν οι χρήστες D4, D7, D8 και D9. Το αντίθετο ισχύει για τα φορτία που ωφελούνται από τις συμφορήσεις του δικτύου (D3, D12, D14, D15 κτλ.). Στο ίδιο σχήμα απεικονίζεται και το ποσοστό επιμερισμού των συμπληρωματικών χρεώσεων με βάση τη μέθοδο *postage stamp*, δηλαδή με βάση το ποσοστό του εγκατεστημένου φορτίου κάθε χρήστη σε σχέση με το φορτίο αιχμής του συστήματος. Παρατηρείται πως με βάση τη μέθοδο *zcf\_optimal*, τα φορτία που βρίσκονται στην εισαγωγική περιοχή των 132kV πληρώνουν μεγαλύτερο μερίδιο για το δίκτυο μεταφοράς από αυτό που αναλογεί στο φορτίο τους. Το αντίθετο συμβαίνει στην εξαγωγική περιοχή των 230kV. Αν οι συμπληρωματικές αυτές χρεώσεις του δικτύου μεταφοράς (6<sup>η</sup> στήλη του Πίνακα 7.6) αθροιστούν με τις χρεώσεις (πιστώσεις) για τη συμφόρηση του δικτύου (τέταρτη στήλη του Πίνακα 7.6), προκύπτουν πολύ μεγάλες διαφορές μεταξύ των χρεώσεων των χρηστών για το δίκτυο μεταφοράς. Η μεγάλη διαφοροποίηση αυτή είναι θεμιτή στην περίπτωση που αναζητούνται ισχυρά κίνητρα για μετατόπιση του φορτίου προς το κομμάτι των 230kV του δικτύου ή εγκατάσταση νέας και φτηνής παραγωγής στο κομμάτι των 132kV του δικτύου.

Μεγαλύτερη ομαλότητα στις τιμές αλλά και πιο δίκαιη κατανομή, σε σχέση πάντα με τον κεντρικό σχεδιασμό της επέκτασης του δικτύου που αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, δίνει ο ξεχωριστός υπολογισμός των χρεώσεων χρήσης για τις εγκαταστάσεις μεταφοράς των οποίων η απόφαση επένδυσης λήφθηκε με κριτήριο την ασφάλεια και την αξιοπιστία και για τις εγκαταστάσεις των οποίων η επένδυση αποφασίστηκε με κριτήρια αγοράς. Έτσι στο Σχήμα 7.1β παρουσιάζεται η κατανομή του συμπληρωματικού ετήσιου κόστους των νέων γραμμών του σεναρίου 1 του Πίνακα 7.1 της ενότητας 7.4.2, χρησιμοποιώντας τις μεθόδους *zcf\_optimal* και *postage stamp*. Το ετήσιο κέρδος από συμφόρηση των συγκεκριμένων νέων γραμμών είναι πολύ

μικρό στο συγκεκριμένο παράδειγμα (1.097k\$) και για αυτό παρατηρούνται πολύ μικρές διαφοροποιήσεις μεταξύ των υπολογιζόμενων συμπληρωματικών χρεώσεων για τις περιπτώσεις *zcf\_with\_CR* και *zcf\_without\_CR*. Τις νέες γραμμές αυτές, για το συγκεκριμένο πάντα σενάριο παραγωγής, χρησιμοποιούν περισσότερο (χωρίς να προκαλούν αντίθετες «συνεισφορές») οι χρήστες D6 έως D11. Οι χρήστες αυτοί βρίσκονται κοντά στις πιο ακριβές γεννήτριες των ζυγών 7 και 13, που λειτουργούν πλέον λίγες ώρες το χρόνο και χρησιμοποιούν περισσότερο τις ακριβές νέες γραμμές μεταξύ των ζυγών 11-14, 14-16 και 13-23 που εγκαταστάθηκαν για τη μείωση ακριβώς των ωρών λειτουργίας των συγκεκριμένων γεννητριών υπέρ των πιο φτηνών γεννητριών του υπόλοιπου δικτύου.



**Σχήμα 7.1: Ποσοστό επιμερισμού των συμπληρωματικών χρεώσεων του συνολικού δικτύου (α) και των νέων γραμμών (β) στα φορτία του δικτύου των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιώντας τη μέθοδο *zcf\_optimal* λαμβάνοντας ή όχι υπόψη το κέρδος από συμφόρηση κάθε γραμμής για τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.6**

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η διαφοροποίηση τόσο των τιμών ενέργειας μεταξύ των χρηστών, οι οποίες συμπεριλαμβάνουν το κόστος συμφόρησης, όσο και των χρεώσεων χρήσης όταν αυτές υπολογίζονται με βάση τη χρήση του δικτύου, δίνει ένα ισχυρό σήμα για εγκατάσταση νέας κατανάλωσης. Διατηρώντας την ίδια στρατηγική για τις γεννήτριες του συστήματος, στον Πίνακα 7.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της τιμολόγησης της μεταφοράς εάν θεωρηθεί πως στο ζυγό 18 (χρήστης D15) προστίθεται φορτίο 300MW. Με την προσθήκη του φορτίου αυτού, το δίκτυο γίνεται ακόμα λιγότερο ακτινικό, με λιγότερα περιστατικά συμφόρησης. Το ετήσιο κέρδος από συμφόρηση γίνεται πλέον 1.543k\$ (0,724k\$ για τις νέες γραμμές), με τα φορτία να πληρώνουν πλέον 1.872k\$ περισσότερο λόγω της συμφόρησης και τις γεννήτριες να έχουν ένα μεγαλύτερο κέρδος κατά 0,329k\$. Εξαιτίας της αύξηση του φορτίου στο ζυγό 18, αυξάνονται οι ώρες λειτουργίας των πιο ακριβών μονάδων του δικτύου, το οποίο και αντικατοπτρίζεται στη μεγαλύτερη μέση τιμή αγοράς των φορτίων. Παρόλα αυτά, το ποσοστό των αυξημένων πλέον, λόγω του μειωμένου κέρδους από συμφόρηση, συμπληρωματικών χρεώσεων με τη μέθοδο *zcf\_optimal* ως προς αυτές της μεθόδου *postage stamp*, διατηρεί την τάση του Πίνακα 7.6, με αρκετές όμως διαφοροποιήσεις στην περίπτωση που η *zcf\_optimal* χρησιμοποιηθεί για το σύνολο των εγκαταστάσεων του δικτύου (χρήστες D3, D4 και D9). Σε κάθε περίπτωση όμως, η

διαφοροποίηση των συνολικών χρεώσεων για το σύστημα μεταφοράς έχει μειωθεί λόγω της (έστω και μικρής) μείωση των εξαγωγών από το δίκτυο των 230kV στο δίκτυο των 132kV.

**Πίνακας 7.7: Αποτελέσματα ετήσιας προσομοίωσης και τιμολόγηση της μεταφοράς για το ενισχυμένο δίκτυο του σεναρίου 1 θεωρώντας μεγαλύτερο φορτίο στο ζυγό 18**

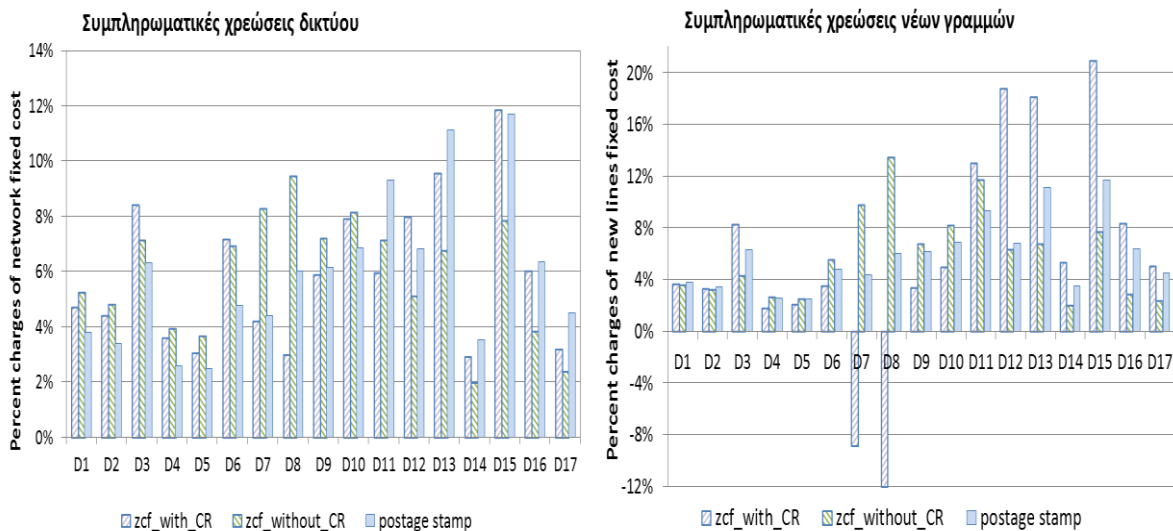
Ζυγός	Φορτίο	Μέση τιμή αγοράς (\$/MWh)	Μέση τιμή συμφόρησης (\$/MWh)	Συμπληρωματικές χρεώσεις μεταφοράς				
				postage stamp (\$/MWh)	zcf_optimal (\$/MWh)		zcf_optimal μόνο για νέες γραμμές (\$/MWh)	
1	D1	29,470	-0,011	1,824	2,787	(152,8%)	1,828	(100,2%)
2	D2	29,473	-0,008	1,824	2,820	(154,6%)	1,829	(100,3%)
3	D3	29,513	0,032	1,824	2,217	(121,5%)	1,729	(94,8%)
4	D4	29,546	0,065	1,824	2,712	(148,7%)	1,850	(101,4%)
5	D5	29,449	-0,032	1,824	2,765	(151,6%)	1,850	(101,4%)
6	D6	29,414	-0,067	1,824	2,789	(152,9%)	1,901	(104,2%)
7	D7	29,854	0,373	1,824	3,377	(185,1%)	2,164	(118,6%)
8	D8	29,854	0,373	1,824	2,777	(152,2%)	2,164	(118,6%)
9	D9	29,576	0,095	1,824	2,211	(121,2%)	1,865	(102,2%)
10	D10	29,408	-0,073	1,824	2,281	(125,0%)	1,909	(104,6%)
13	D11	29,481	0,000	1,824	1,484	(81,3%)	1,958	(107,3%)
14	D12	29,482	0,001	1,824	1,407	(77,2%)	1,816	(99,5%)
15	D13	29,490	0,009	1,824	1,119	(61,3%)	1,692	(92,8%)
16	D14	29,486	0,005	1,824	1,046	(57,4%)	1,684	(92,3%)
18	D15	29,485	0,004	1,824	1,017	(55,8%)	1,709	(93,7%)
19	D16	29,485	0,004	1,824	1,142	(62,6%)	1,648	(90,3%)
20	D17	29,484	0,003	1,824	1,020	(55,9%)	1,684	(92,3%)
Σύνολο (κ\$)			1.872	86.657	86.657	(100%)	86.657	(100%)

Εάν γίνει η παραδοχή πως οι γεννήτριες προσφέρουν στο οριακό τους κόστος το σύνολο της διαθέσιμης ικανότητας τους, και αυτή παραμένει σταθερή μέσα στο χρόνο, τότε το δίκτυο παρουσιάζει αρκετά συμβάντα συμφορήσεων το οποίο αντικατοπτρίζεται στα αποτελέσματα του Πίνακα 7.8. Τα φορτία στο δίκτυο των 230kV (μαζί το φορτίο του ζυγού 3) αντιμετωπίζουν πολύ χαμηλότερες τιμές ενέργειας σε σχέση με τις τιμές των φορτίων του δικτύου των 132kV λόγω του οφέλους από τη συμφόρηση που καρπώνονται. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα βέβαια, οι γεννήτριες του δικτύου, και κυρίως αυτές που βρίσκονται στο κομμάτι των 230kV, «πληρώνουν» ένα αρκετά μεγάλο ποσό για το κόστος της συμφόρησης. Από τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.8 φαίνεται πως το όφελος ή το επιπλέον κόστος λόγω της συμφόρησης για τα φορτία του δικτύου, αντισταθμίζεται εν μέρει από τον υπολογισμό των συμπληρωματικών χρεώσεων χρήσης αν αυτές υπολογιστούν με βάση τη μέθοδο zcf\_optimal. Φυσικά, οι υπολογιζόμενες συμπληρωματικές χρεώσεις δεν αλλάζουν δραστικά την συνολική κατανομή των χρεώσεων για το σύστημα μεταφοράς (άθροισμα τιμών συμφόρησης και συμπληρωματικών χρεώσεων), αλλά χρεώνουν περισσότερο ή λιγότερο (πάντα ποσοστιαία σε σύγκριση με τη μέθοδο postage stamp) τους χρήστες του δικτύου που αντιμετωπίζουν μικρότερες ή μεγαλύτερες τιμές ενέργειας αντίστοιχα, σε σχέση με τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.7.



**Πίνακας 7.8: Αποτελέσματα ετήσιας προσομοίωσης και τιμολόγηση της μεταφοράς για το ενισχυμένο δίκτυο του σεναρίου 1 θεωρώντας πλήρη διαθεσιμότητα των γεννητριών**

Ζυγός	Φορτίο	Μέση τιμή αγοράς (\$/MWh)	Μέση τιμή συμφόρησης (\$/MWh)	Συμπληρωματικές χρεώσεις μεταφοράς				
				postage stamp (\$/MWh)	zcf_optimal (\$/MWh)		zcf_optimal μόνο για νέες γραμμές (\$/MWh)	
1	D1	24,661	0,660	1,253	1,613	(128,8%)	1,253	(100,0%)
2	D2	24,601	0,600	1,253	1,686	(134,6%)	1,253	(100,0%)
3	D3	23,051	-0,950	1,253	1,731	(138,2%)	1,301	(103,8%)
4	D4	24,373	0,372	1,253	1,797	(143,4%)	1,217	(97,2%)
5	D5	25,022	1,021	1,253	1,594	(127,2%)	1,238	(98,8%)
6	D6	24,109	0,108	1,253	1,948	(155,5%)	1,223	(97,6%)
7	D7	26,193	2,192	1,253	1,246	(99,5%)	0,848	(67,7%)
8	D8	26,193	2,192	1,253	0,647	(51,6%)	0,848	(67,7%)
9	D9	24,280	0,279	1,253	1,245	(99,4%)	1,196	(95,5%)
10	D10	24,057	0,056	1,253	1,503	(119,9%)	1,220	(97,4%)
13	D11	24,000	-0,001	1,253	0,833	(66,5%)	1,312	(104,7%)
14	D12	22,336	-1,665	1,253	1,522	(121,5%)	1,497	(119,5%)
15	D13	22,737	-1,264	1,253	1,115	(89,0%)	1,344	(107,3%)
16	D14	22,618	-1,383	1,253	1,086	(86,7%)	1,329	(106,1%)
18	D15	22,500	-1,501	1,253	1,013	(80,8%)	1,309	(104,5%)
19	D16	23,015	-0,986	1,253	1,234	(98,5%)	1,301	(103,9%)
20	D17	23,356	-0,645	1,253	0,925	(73,8%)	1,274	(101,7%)
Σύνολο (κ\$)			-15.964	59.514	59.514	(100%)	59.514	(100%)



**Σχήμα 7.2: Ποσοστό επιμερισμού των συμπληρωματικών χρεώσεων του συνολικού δικτύου και των νέων γραμμών στα φορτία του δικτύου 24 ζυγών χρησιμοποιώντας τη μέθοδο zcf\_optimal λαμβάνοντας ή όχι υπόψη το κέρδος από συμφόρηση κάθε γραμμής για τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.8**

Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.2, ο κύριος λόγος αυτής της θεμιτής συμπεριφοράς, είναι πως λόγω των πολλών συμβάντων συμφόρησης του δικτύου, ένα μεγάλο μέρος του ετήσιου κόστους των συνωστισμένων γραμμών έχει ήδη καλυφθεί από το κέρδος συμφόρησης τους, με αποτέλεσμα για τις γραμμές αυτές να πληρώνουν λιγότερο οι χρήστες που πληρώνουν περισσότερο για ενέργεια και περισσότερο οι χρήστες που αντιμετωπίζουν χαμηλότερες τιμές ενέργειας λόγω των φαινομένων συμφόρησης. Με τη χρησιμοποιούμενη μέθοδο, πραγματοποιείται μια μικρή «διόρθωση» των μεγάλων διαφορών τιμών ενέργειας που προκύπτουν από την οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς, χωρίς όμως να διαταράσσονται τα οικονομικά σήματα που στέλνονται προς τους χρήστες του δικτύου.

## 7.6 Σύνοψη και συμπεράσματα

Η επέκταση συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς αποτελεί ουσιαστικά ένα πρόβλημα κόστους οφέλους στο οποίο όμως μικρές διαφοροποιήσεις στα δεδομένα εισόδου (κόστος παραγωγής, αξία αποκοπής φορτίου, διαθεσιμότητα συμβατικών και μη μονάδων παραγωγής) μπορεί να προκαλέσουν σημαντικές αλλαγές στα αποτελέσματα βέλτιστης επέκτασης ακόμα και για ίδια πρόβλεψη φορτίου. Στο κεφάλαιο αυτό προτείνονται δύο διαφορετικές μορφοποιήσεις του προβλήματος ανάλογα με το αν ο σχεδιαστής του δικτύου αναζητά λύσεις με τον καλύτερο λόγο μεταβολής κοινωνικού οφέλους προς ετήσιο κόστος επένδυσης ή λύσεις που αποδίδουν τον καλύτερο λόγο κέρδους από συμφόρηση προς ετήσιο κόστος επένδυσης. Ακόμα για κάθε μία μορφοποίηση προτείνονται δύο εναλλακτικές ανάλογα με το αν επιζητείται η τελική λύση να προέλθει ύστερα από ένα τρέξιμο του αλγορίθμου και με βάση τη διαφορά ετήσιου κόστους από ετήσιο όφελος ή ύστερα από μια σταδιακή, βήμα προς βήμα, διαδικασία επιλογής και αξιολόγησης των καλύτερων σε κάθε βήμα λύσεων κόστους-οφέλους. Για την προσομοίωση της αγοράς επιλέγεται η μορφοποίηση μιας αγοράς *pool* με οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς και ενσωματωμένο το κόστος ασφάλειας  $N-1$ . Για τη γρηγορότερη επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης και καλύτερη απόδοση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης συνίσταται μια αρχική επιλογή των υποψήφιων προς επέκταση ή ενίσχυση κλάδων με βάση τη διαφορά των οριακών τιμών των ζυγών του ή τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών του όπως προκύπτουν από την αρχική (χωρίς καμία νέα εγκατάσταση ή μόνο με τις εγκαταστάσεις των προηγούμενων τρεξιμάτων του αλγορίθμου) προσομοίωση της αγοράς

Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η επέκταση και η τιμολόγηση των συστημάτων μεταφοράς θα αποτελεί οδηγό για την εγκατάσταση νέας παραγωγής αλλά και για την έξυπνη διαχείριση της ζήτησης. Οι νέες γραμμές που εγκαθίστανται στο δίκτυο και έχουν ως στόχο την αύξηση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς (πχ. διασυνδέσεις χωρών) θα πρέπει να τιμολογούνται με βάση το οριακό κόστος της μεταφοράς ενώ εναλλακτικά (ή ακόμα και σαν συμπληρωματικές χρεώσεις) η κατανομή του ετήσιου κόστους τους θα πρέπει να πραγματοποιείται με κάποια μέθοδο που βασίζεται στις ροές φορτίου. Με τον τρόπο αυτό, το κόστος των νέων αυτών γραμμών θα το επωμιστούν σε μεγαλύτερο βαθμό οι περισσότεροι (βραχυχρόνια ή μακροχρόνια) ωφελημένοι από την εγκατάστασή τους.

---

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

---

## Συμπεράσματα – Συμβολή – Προοπτικές

### 8.1 Ανακεφαλαίωση και συμπεράσματα

Η επέκταση των συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα αρκετά πολύπλοκο πρόβλημα. Ο διαχωρισμός του κλάδου της μεταφοράς από τις πρώην καθετοποιημένες επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας (utilities) επιφέρει δυσκολίες τόσο στο σχεδιασμό όσο και στην χρηματοδότηση των νέων έργων μεταφοράς. Η πιο συνηθισμένη μορφή επενδύσεων στα συστήματα μεταφοράς είναι αυτή που σχεδιάζεται από τον ανεξάρτητο διαχειριστή της μεταφοράς, υλοποιείται με ιδιωτικά κεφάλαια (που μπορεί να ανήκουν και στο διαχειριστή-ιδιοκτήτη του συστήματος μεταφοράς) ενώ το ετήσιο κόστος της επένδυσης κατανέμεται στους χρήστες του δικτύου και ενσωματώνεται στις χρεώσεις χρήσης. Τα νέα έργα αυτά επιλέγονται για την επίλυση προβλημάτων αξιοπιστίας και ασφάλειας, τροφοδότησης του αυξανόμενου φορτίου και σύνδεσης νέων μονάδων παραγωγής (κυρίως ΑΠΕ). Τα έργα σύνδεσης είναι σύνηθες να χρηματοδοτούνται από τους άμεσα ενδιαφερόμενους παραγωγούς ή καταναλωτές (χρεώσεις σύνδεσης-deer charges). Η πιο διαδεδομένη διαδικασία ανάκτησης των κεφαλαίων είναι αυτή που βασίζεται στη ρυθμιζόμενη απόδοση κεφαλαίου (rate of return) ή/και σε κάποια κριτήρια απόδοσης του συστήματος μεταφοράς τα οποία μπορεί να μειώσουν τη ρυθμιζόμενη αυτή απόδοση (CPI-X) και φυσικά τις υπερβολικές επενδύσεις (over-investment). Και οι δύο μέθοδοι βασίζονται κυρίως στο κόστος και όχι στην αξία της επένδυσης. Η κατανομή του κόστους της μεταφοράς, μπορεί να βασίζεται σε μεθόδους ενσωματωμένου κόστους ή/και σε μεθόδους οριακού κόστους. Το ενσωματωμένο (ετήσιο) κόστος κάθε εγκατάστασης μεταφοράς μπορεί να κατανεμηθεί είτε σε όλους τους χρήστες του δικτύου ανεξάρτητα από τη μεμονωμένη χρήση του είτε ακολουθώντας κάποια από τις μεθόδους που βασίζονται στη υπολογιζόμενη προσεγγιστική χρήση του. Ο υπολογισμός της χρήσης μιας εγκατάστασης μεταφοράς είναι αρκετά δύσκολος, ειδικά σε αγορές ροοί, καθώς η τελική υπολογιζόμενη χρήση εξαρτάται τόσο από την προσεγγιστική μέθοδο ανίχνευσης που μπορεί να χρησιμοποιηθεί όσο και από πάρα πολλούς παράγοντες που έχουν να κάνουν με τη λειτουργία του συστήματος και με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Πολλές φορές είναι δύσκολος ακόμα και ο υπολογισμός (διαχωρισμός) του ετήσιου κόστους κάθε κλάδου ή γραμμής του δικτύου ενώ η κατανομή του κόστους μιας εγκατάστασης μεταφοράς μόνο στους χρήστες που ωφελούνται από την ύπαρξή της ή είναι οι άμεσα υπεύθυνοι για την απόφαση υλοποίησης της επένδυσής της είναι μια διαδικασία που δεν μπορεί εύκολα να

αξιολογηθεί εξαιτίας τόσο της μεγάλης διάρκειας ζωής της επένδυσης όσο και της αλληλεξάρτησης με τις υπόλοιπες υπάρχουσες εγκαταστάσεις μεταφοράς αλλά και παραγωγής του δικτύου. Από τις μεθόδους κατανομής τους κόστους της μεταφοράς πιο δίκαιες με μικρότερες διακυμάνσεις είναι αυτές που βασίζονται στην απόλυτη παρά στη σχετική χρήση του δικτύου. Παρόλα αυτά η ανάκτηση του κόστους που επιτυγχάνεται με τις μεθόδους αυτές μπορεί να είναι αρκετά χαμηλή, ειδικά αν ληφθούν υπόψη και οι «αντίθετες» με την κατεύθυνση της καθαρής ροής συνεισφορές των επιμέρους χρηστών. Η προτεινόμενη σε αυτή τη διατριβή μέθοδος κατανομής του κόστους της μεταφοράς βασίζεται στην ελάχιστη (βέλτιστη) μεταφορική ικανότητα που πρέπει να έχει για μία χρονική στιγμή κάθε εγκατάσταση για τη N-1 ασφαλή λειτουργία του συστήματος και είναι κοντά τόσο στις αρχές σχεδιασμού του δικτύου όσο και στην πραγματική λειτουργία και χρήση του. Οι χρεώσεις χρήσης που υπολογίζονται με τις μεθόδους βέλτιστης μεταφορικής ικανότητας επιμερίζουν το μεγαλύτερο ποσοστό του κόστους κάθε εγκατάστασης στους άμεσα ωφελημένους από την ύπαρξη της κατά τη χρονική στιγμή μέσα στο έτος (ή σε περισσότερα έτη) όπου το σύστημα έχει ανάγκη τη μεγαλύτερη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της. Η μέθοδος αυτή, όπως και όλες οι μέθοδοι που βασίζονται στην υπολογιζόμενη προσεγγιστική χρήση του δικτύου, είναι αρκετά ευαίσθητη στις διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος αλλά μπορεί να αντιληφθεί και να χρεώσει ανάλογα τους περισσότερο ωφελημένους από τις διαφορετικές συνθήκες αυτές, λαμβάνοντας πάντα υπόψη τη N-1 ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Το πρόβλημα της επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα πρόβλημα ακέραιου μη γραμμικού προγραμματισμού. Η στατική επέκταση των συστημάτων μεταφοράς συνίσταται στην εύρεση των κατάλληλων και πιο οικονομικών εγκαταστάσεων μεταφοράς που πρέπει να εγκατασταθούν στο δίκτυο για την αντιμετώπιση συγκεκριμένων μελλοντικών καταστάσεων του συστήματος. Συνήθως εξετάζεται η λειτουργική κατάσταση της αιχμής του συστήματος ή και άλλων λειτουργικών καταστάσεων που μπορεί να προκαλούν προβλήματα επάρκειας, ασφάλειας ή ευστάθειας του υπό εξέταση μελλοντικού συστήματος. Για την αντιμετώπιση με ντετερμινιστικό τρόπο του προβλήματος της στατικής επέκτασης του συστήματος μεταφοράς έχουν χρησιμοποιηθεί αρκετές και διαφορετικές μαθηματικές ή ευριστικές μέθοδοι βελτιστοποίησης. Η μέθοδος της αρμονικής αναζήτησης είναι μια νέα μετα-ευριστική μέθοδος η οποία μιμείται την αυτοσχεδιαστική συμπεριφορά των μουσικών, κυρίως στη μουσική jazz. Ο αλγόριθμος της αρμονικής αναζήτησης χρησιμοποιεί μια στοχαστική μέθοδο αναζήτησης για την προσέγγιση του ολικού βέλτιστου του προβλήματος βελτιστοποίησης. Οι προτεινόμενες βελτιώσεις στον αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης βοηθούν στη μείωση της ταχύτητας επίλυσης του αρκετά πολύπλοκου προβλήματος μικτού ακέραιου προγραμματισμού της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς και αυξάνουν σημαντικά την πιθανότητα εύρεσης της βέλτιστης λύσης του προβλήματος.

Η αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων που εισέρχονται στο πρόβλημα της στατικής επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς μπορεί να αντιμετωπιστεί είτε με πιθανοτικό τρόπο είτε με προσομοίωση πολλών και διαφορετικών αλλά με συγκεκριμένη βαρύτητα ντετερμινιστικών σεναρίων λειτουργίας. Το πρόβλημα της πιθανοτικής επέκτασης των συστημάτων μεταφοράς είναι και αυτό ένα πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού το οποίο είναι προτιμότερο να αντιμετωπίζεται με μαθηματικές μεθόδους κατεύθυνσης βέλτιστου, όπως είναι η μέθοδος Benders που υλοποιήθηκε στην παρούσα διατριβή. Ο λόγος της προτίμησης αυτής είναι κυρίως η μείωση του αναμενόμενου χρόνου υπολογισμού και περάτωσης του προβλήματος καθώς η μοντελοποίηση με πιθανοτικό τρόπο των δεδομένων εισόδου του προβλήματος αυξάνει κατά πολύ το χρόνο αξιολόγησης κάθε προτεινόμενης λύσης σε κάθε επανάληψη του εκάστοτε αλγορίθμου βελτιστοποίησης. Η προτεινόμενη μορφοποίηση του προβλήματος της πιθανοτικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς δίνει στο σχεδιαστή του δικτύου την ευελιξία οι ακέραιες λύσεις (νέες γραμμές) που υπολογίζονται από την επίλυση του προβλήματος να έχουν ως αποτέλεσμα τον σχεδόν μηδενισμό της πιθανότητας η αποκοπή φορτίου στις υπό εξέταση μελλοντικές συνθήκες

του συστήματος να είναι μεγαλύτερη από ένα παρεχόμενο από το σχεδιαστή άνω όριο. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος χρησιμοποιεί τη μέθοδο Monte Carlo για την προσομοίωση των δεδομένων εισόδου του προβλήματος (αβεβαιότητα πρόβλεψης αιχμής φορτίου, διαθεσιμότητας γραμμών μεταφοράς και παραγωγής από αιολικά πάρκα) και μπορεί να εφαρμοστεί τόσο για την εύρεση όσο και για την αξιολόγηση των εγκαταστάσεων μεταφοράς (ακέραιο τον αριθμό) που μειώνουν την πιθανότητα αποκοπής φορτίου στην αιχμή του συστήματος.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εισήγαγε νέες προκλήσεις στους σχεδιαστές των συστημάτων μεταφοράς καθώς τα οικονομικά οφέλη κάθε προτεινόμενου έργου μεταφοράς που έχει ως σκοπό είτε τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος είτε τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, πρέπει να αξιολογηθούν μέσω προσομοίωσης της λειτουργίας της αγοράς και του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Τα οφέλη από την προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς περιλαμβάνουν την ετήσια αύξηση του κοινωνικού οφέλους ή μείωση του κόστους παραγωγής του συστήματος μετά την εγκατάσταση του προτεινόμενου νέου έργου μεταφοράς. Η προσομοίωση της λειτουργίας της αγοράς προϋποθέτει αρκετές υποκειμενικές παραδοχές, κυρίως όσον αφορά τις προσφορές των παραγωγών αλλά και των καταναλωτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αντί της ετήσιας αναλυτικής προσομοίωσης συχνά επιλέγεται η εξέταση μερικών επιπέδων φορτίου της ανεστραμμένης καμπύλης διάρκειας φορτίου και η ανάλυση συγκεκριμένης βαρύτητας πολλαπλών σεναρίων για κάθε επίπεδο φορτίου. Ο δείκτης συμφόρησης, η σταθμισμένη τυπική απόκλιση τιμών αλλά και το κόστος συμφόρησης μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως δείκτες ανταγωνισμού μιας απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα νέο έργο θεωρείται επικερδές όταν η παρούσα αξία της μεταβολής του κοινωνικού οφέλους για την εξεταζόμενη περίοδο (πχ. 10 έτη) είναι μεγαλύτερη από το κόστος επένδυσής της. Την αύξηση του κοινωνικού οφέλους από τη νέα αυτή επένδυση μπορούν να την καρπωθούν, με διαφορετικά ποσοστά ο καθένας, τόσο οι παραγωγοί μέσω της αύξησης του πλεονάσματος παραγωγού όσο και οι καταναλωτές μέσω της αύξησης του πλεονάσματος καταναλωτή. Για τα εμπορικά έργα μεταφοράς των οποίων το ετήσιο έσοδο δεν είναι ρυθμιζόμενο και δεν ανακτάται μέσω των γενικών χρεώσεων χρήσης του συστήματος, ένα έργο θεωρείται επικερδές όταν η παρούσα αξία του πλεονάσματος μεταφοράς για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση είναι μεγαλύτερη από το κόστος επένδυσής της. Τα εμπορικά έργα μεταφοράς συνήθως πραγματοποιούνται για ακτινικές συνδέσεις ενώ χρησιμοποιούνται τεχνολογίες με κάποια δυνατότητα ρύθμισης της ροής ισχύος (AC γραμμές με FACTS ή HVDC).

Το κόστος ασφάλειας είναι το κόστος της ανακατανομής των μονάδων παραγωγής για την εξασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του συστήματος μετά την απώλεια ενός ή περισσότερων εγκαταστάσεων του συστήματος. Το κόστος αυτό συνήθως χρεώνεται στους καταναλωτές ως μια επιπλέον χρέωση πάνω από το κόστος ενέργειας, αλλά μπορεί να ενσωματωθεί στις τοπικές οριακές τιμές (LMPs) μέσω χρησιμοποίησης των συντελεστών μεταβολής της ροής ισχύος σε μια γραμμή ύστερα από απώλεια άλλης γραμμής (LODFs) ή γεννήτριας (GODFs). Η οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς δίνει τα κατάλληλα οικονομικά σήματα στην αγορά για την επέκταση τόσο της παραγωγής όσο και για τη διαχείριση της ζήτησης ενώ η ενσωμάτωση των συντελεστών LODF στον υπολογισμό των τοπικών οριακών τιμών βοηθά στην περεταίρω τιμολόγηση του συστήματος μεταφοράς με βάση την αξία του και λιγότερο με βάση το κόστος του.

Η στατική επέκταση συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς είναι ένα αρκετά πολύπλοκο πρόβλημα με πολλούς και πολλές φορές αντικρουόμενους στόχους που συχνά αντιμετωπίζεται με μεθόδους πολυκριτηριακού προγραμματισμού. Στόχος τις περισσότερες φορές δεν είναι η εύρεση της ολικά βέλτιστης λύσης (η οποία μπορεί φυσικά και να μην υπάρχει), αλλά της λύσης εκείνης με τη μεγαλύτερη ευελιξία στις πιθανές διαφορετικές λειτουργικές καταστάσεις ή τοπολογίες του συστήματος. Οι βελτιώσεις που πραγματοποιήθηκαν στον αλγόριθμο αρμονικής αναζήτησης και η αύξηση της πιθανότητας εύρεσης της βέλτιστης λύσης χρησιμοποιώντας μικρό

αριθμό επαναλήψεων και επομένως μικρό υπολογιστικό χρόνο, κάνει τον αλγόριθμο αυτό κατάλληλο για χρήση στο ιδιαίτερος ευαίσθητο στα δεδομένα εισόδου πρόβλημα επέκτασης σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς. Σε μια αγορά ροοί με οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς και ενσωματωμένο το κόστος ασφάλειας N-1, στόχος του σχεδιαστή του δικτύου είναι η εύρεση εκείνου του συνόλου νέων εγκαταστάσεων με τον καλύτερο λόγο κόστους-οφέλους για διάφορα πιθανά και διαφορετικά δεδομένα εισόδου. Το όφελος από μια επένδυση μπορεί να αντικατοπτρίζεται στο κέρδος από τη χρησιμοποίησή της μέσω της οριακής τιμολόγησής της ή από τη βελτίωση που προσδίδει στο κοινωνικό όφελος. Για τη γρηγορότερη επίλυση του προβλήματος συνίσταται μια αρχική επιλογή των υποψήφιων προς επέκταση ή ενίσχυση κλάδων μέσω μιας αρχικής ετήσιας προσομοίωσης του συστήματος (χωρίς νέες εγκαταστάσεις) και επιλογή ως υποψήφιων τους κλάδους στους οποίους παρατηρείται η μεγαλύτερη διαφορά οριακών τιμών ή στους οποίους η βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών τους είναι ίση με τη μέγιστη ικανότητα συνεχούς λειτουργίας τους.

Η δυσκολία υλοποίησης νέων έργων μεταφοράς που παρατηρείται όλο και πιο συχνά την τελευταία περίοδο, δυσκολεύει το σχεδιασμό νέων έργων παραγωγής, καθώς η αύξηση της μεταφορικής ικανότητας του δικτύου μπορεί να επηρεάσει και τις τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, στα σύγχρονα συστήματα μεταφοράς, με την αξιοποίηση της έξυπνης διαχείρισης του δικτύου (smartgrid), η επέκταση και η ενίσχυση του συστήματος μεταφοράς θα αποτελεί πλέον τον οδηγό για την εγκατάσταση νέας παραγωγής και κατανάλωσης ενώ η τιμολόγηση της μεταφοράς θα πρέπει να επιβραβεύει τους χρήστες που τείνουν να μειώσουν την ανάγκη ενίσχυσης του δικτύου μεταφοράς. Στην κατεύθυνση αυτή προσανατολίζονται τόσο η οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς όσο και η μέθοδος κατανομής του ενσωματωμένου κόστους του δικτύου με βάση τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα κάθε γραμμής. Η ταυτόχρονη χρησιμοποίηση των δύο μεθόδων τιμολόγησης της μεταφοράς μπορεί να προκαλέσει μεγάλες διαφοροποιήσεις στις χρεώσεις χρήσης μεταξύ των πλεονασματικών και ελλειμματικών περιοχών ισχύος ενός δικτύου, αλλά η χρησιμοποίηση της προτεινόμενης μεθόδου για την κατανομή του κόστους μόνο των νέων έργων μεταφοράς είναι προς την κατεύθυνση της αρχής “beneficiary pays”: για το κόστος των νέων επενδύσεων πρέπει να πληρώνουν περισσότερο αυτοί που πραγματικά ωφελούνται από αυτές.

## 8.2 Συμβολή της διατριβής

Η συμβολή της διατριβής συνοψίζεται στα εξής:

- Εφαρμογή σε αγορά τύπου κοινοπραξίας διαφόρων μεθόδων κατανομής του ετήσιου κόστους της μεταφοράς που βασίζονται στη χρήση των εγκαταστάσεων της. Αναπτύχθηκαν τρεις μέθοδοι υπολογισμού της προσεγγιστικής χρήσης του δικτύου και οχτώ μέθοδοι κατανομής του ετήσιου κόστους από τη βιβλιογραφία με σκοπό την αξιολόγηση και τη σύγκρισή τους σε αγορά τύπου κοινοπραξίας.
- Προτείνεται μια νέα μέθοδος κατανομής του ετήσιου κόστους κάθε εγκατάστασης του δικτύου μεταφοράς σε αγορά τύπου κοινοπραξίας με βάση τη χρήση μιας βέλτιστης, όσον αφορά την ασφάλεια N-1, μεταφορικής ικανότητας της εγκατάστασης. Η χρήση της εγκατάστασης αυτής υπολογίζεται με βάση τους συντελεστές κατανομής για τη χρονική στιγμή μέσα στο έτος όπου το σύστημα έχει ανάγκη τη μεγαλύτερη βέλτιστη ικανότητα μεταφοράς της εγκατάστασης.

- Σύγκριση και παράλληλη εφαρμογή της προτεινόμενης μεθόδου κατανομής του ετήσιου κόστους της μεταφοράς με την οριακή τιμολόγηση της μεταφοράς τόσο για το σύνολο του δικτύου όσο και αποκλειστικά για τις νέες εγκαταστάσεις του.
- Ανάπτυξη ενός βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης και ανάδειξη των βελτιωμένων χαρακτηριστικών του μέσω εφαρμογής του στο πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού της στατικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Προτείνεται μια νέα μορφοποίηση της πιθανοτικής επέκτασης συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω εισαγωγής ενός άνω ορίου στην πιθανή αποκοπή φορτίου κατά την αιχμή του συστήματος. Για την επίλυση του πιθανοτικού αυτού προβλήματος αναπτύχθηκε η μέθοδος αποσύνθεσης Benders σε συνδυασμό με την πιθανοτική μέσω Monte Carlo αναπαράσταση των δεδομένων εισόδου (φορτίο αιχμής, διαθεσιμότητα εγκαταστάσεων δικτύου και παραγωγή από αιολικά πάρκα).
- Ενσωμάτωση στις τοπικές οριακές τιμές (LMPs) του κόστους ασφάλειας N-1 μέσω χρησιμοποίησης των συντελεστών LODFs και GODFs.
- Προτείνονται δύο διαφορετικές μορφοποιήσεις κόστους-οφέλους για την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ανάλογα με το αν η αναζητούμενη λύση επέκτασης του δικτύου αφορά εμπορική επένδυση (merchant investment) ή πρόκειται για επένδυση που έχει ως στόχο τη βελτίωση της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος.
- Εφαρμογή του προτεινόμενου βελτιωμένου αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης στις δύο προτεινόμενες μορφοποιήσεις του προβλήματος επέκτασης συστημάτων μεταφοράς σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς χρησιμοποιώντας τόσο τις τοπικές οριακές τιμές με ενσωματωμένο το κόστος ασφάλειας N-1 όσο και τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητα των γραμμών του δικτύου.

### 8.3 Προτάσεις για μελλοντική συνέχιση της διατριβής

Από τη διατριβή αυτή διαφαίνονται κάποιες κατευθύνσεις για μελλοντική έρευνα καθώς και σημεία που χρειάζονται περαιτέρω διερεύνηση.

- Τα μοντέλα επέκτασης συστημάτων μεταφοράς που αναπτύχθηκαν στη διατριβή αυτή στα κεφάλαια 4 και 5 μπορούν να μοντελοποιηθούν με εξισώσεις ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος ώστε να συμπεριλάβουν την επίδραση της αέργου ισχύος και του μέτρου της τάσης στις αποφάσεις για νέες επενδύσεις.
- Στη λίστα των υποψηφίων νέων εγκαταστάσεων εκτός από γραμμές AC μπορούν να συμπεριληφθούν και άλλες τεχνολογίες, όπως γραμμές HVDC, PST και FACTS. Στην περίπτωση αυτή θα πρέπει να γίνει διαφορετική μοντελοποίηση της βέλτιστης ροής φορτίου (με ή χωρίς περιορισμούς ασφάλειας N-1) ώστε να λαμβάνεται υπόψη η θετική επίδραση των παραπάνω τεχνολογιών στη βελτίωση της ασφάλειας του συστήματος.
- Μια άλλη κατεύθυνση μελλοντικής έρευνας αποτελεί η ενσωμάτωση στο πρόβλημα επέκτασης σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της αποκεντρωμένης διαχείρισης τόσο της παραγωγής όσο και της ζήτησης.

- Τέλος χρειάζεται περαιτέρω διερεύνηση της μεθόδου κατανομής του κόστους κάθε εγκατάστασης με βάση τη βέλτιστη μεταφορική ικανότητά της ώστε να λαμβάνονται υπόψη και άλλες πιθανές περιπτώσεις βλαβών (απώλεια γεννήτριας ή συνδυασμού γεννήτριας γραμμής/γραμμών) ή γενικότερων περιορισμών του δικτύου. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει η δυνατότητα εφαρμογής της μεθόδου για την κατανομή του κόστους διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ χωρών στην περίπτωση εμφάνισης πολλών «παράλληλων» ροών (loop flows) σε αυτές.



## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α – Η μέθοδος αποσύνθεσης Benders

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζεται συνοπτικά η μέθοδος αποσύνθεσης Benders.

Το αρχικό πρόβλημα ελαχιστοποίησης μπορεί να διατυπωθεί με μαθηματικές σχέσεις ως εξής [12]:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & z = c(x) + d(y) \\ \text{s.t. :} \quad & Ax \geq b \\ & Ex + Fy \geq h \end{aligned}$$

όπου  $x$  είναι το διάνυσμα των μεταβλητών επένδυσης και  $y$  το διάνυσμα των μεταβλητών λειτουργίας. Χρησιμοποιώντας τη μέθοδο αποσύνθεσης Benders το παραπάνω πρόβλημα μπορεί να αναπαρασταθεί σαν ένα πρόβλημα δύο σταδίων:

Κύριο πρόβλημα: Η εφικτή λύση  $x^*$  του κυρίως προβλήματος προκύπτει από την επίλυση του ακόλουθου προβλήματος:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & z = c(x) \\ \text{s.t. :} \quad & Ax \geq b \\ & w(x) \geq 0 \end{aligned}$$

όπου  $w(x)$  είναι τα Benders cuts (βοηθητικοί περιορισμοί) που παρέχουν πληροφορίες για το αν οι μεταβλητές απόφασης  $x$  αποτελούν εφικτές λύσεις, όπως προκύπτει από τα υποπροβλήματα λειτουργίας και προέρχονται από τις τελικές τιμές των δυϊκών μεταβλητών του λειτουργικού υποπροβλήματος.

Υποπρόβλημα λειτουργίας: Δεδομένης της λύσης  $x^*$ , το υποπρόβλημα λειτουργίας έχει την εξής μορφή:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & w(x^*) = dy \\ \text{s.t.:} \quad & Fy \geq h - Ex^* \end{aligned}$$

Εάν η αντικειμενική συνάρτηση  $w(x^*)$  είναι μεγαλύτερη του μηδενός, δημιουργείται ένα Benders cut για κάθε παραβίαση (ενεργοποίηση) περιορισμού που παρατηρείται στο υποπρόβλημα. Η γραμμική προσέγγιση των Benders cuts βασίζεται στα αποτελέσματα του υποπροβλήματος, χρησιμοποιώντας τους πολλαπλασιαστές  $\pi_i$  της Simplex που σχετίζονται με τους περιορισμούς του αρχικού προβλήματος. Η γραμμική μορφή ενός Benders cut είναι:

$$w(x) = w(x^*) + \pi(x - x^*)$$

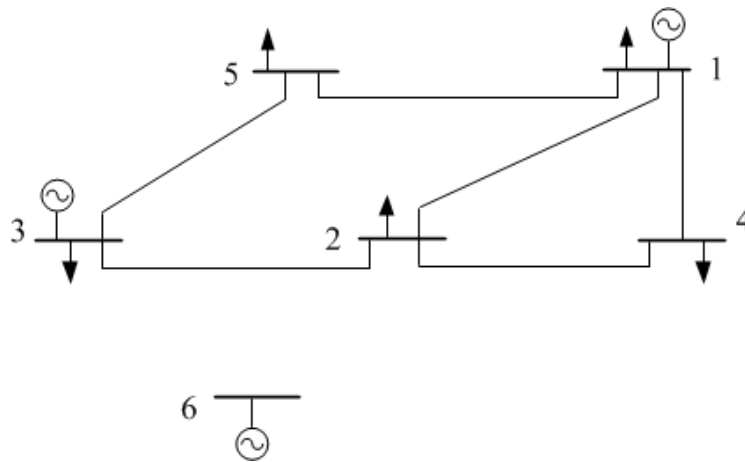
όπου  $w(x^*)$  είναι η λύση του υποπροβλήματος λειτουργίας,  $x^*$  είναι η λύση του κυρίως προβλήματος και  $\pi_i$  είναι οι πολλαπλασιαστές της Simplex (Lagrange),  $\pi_i = \partial w / \partial x_i$ .



## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β – Δεδομένα πειραματικών δικτύων

Στο Παράρτημα αυτό παρουσιάζονται τα δεδομένα για τα πειραματικά δίκτυα που χρησιμοποιήθηκαν στις προσομοιώσεις.

### Β.1 Το δίκτυο του Garver



Σχήμα Β.1: Το δίκτυο του Garver

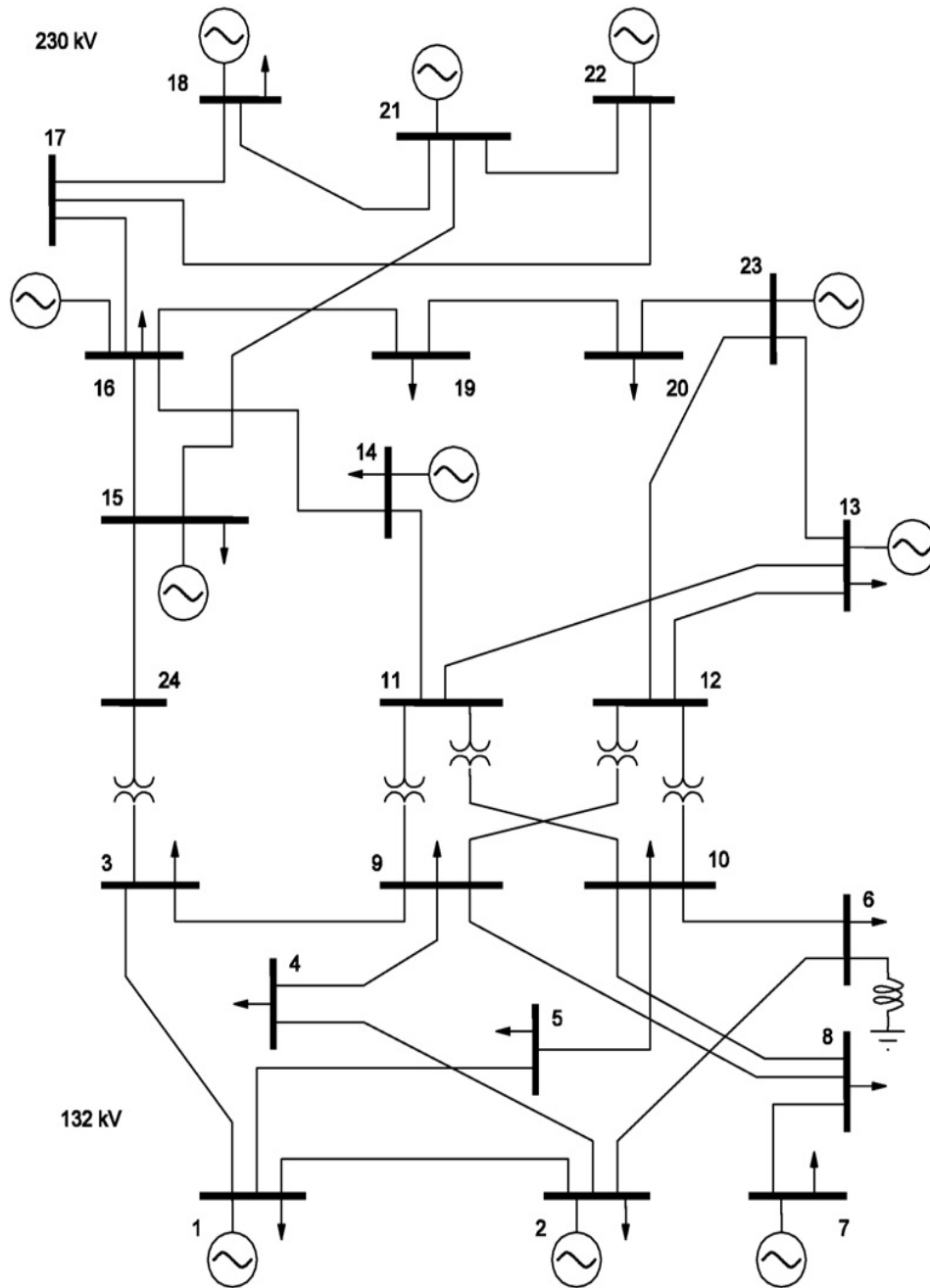
Πίνακας Β.0.1: Δεδομένα μονάδων παραγωγής και φορτίων για το δίκτυο του Garver

Ζυγός	Εγκατεστημένη ισχύς γεννητριών (MW)	Φορτίο (MW)
1	150	80
2	0	240
3	360	40
4	0	160
5	0	240
6	600	0
Σύνολο	1110	760

**Πίνακας Β.2: Δεδομένα γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο του Garver**

Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Ωμική αντίσταση / γραμμή (pu)	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή (pu)	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (κ\$)	Μήκος (km)	Αριθμός εγκατεστημένων γραμμών
1	2	0.10	0.40	100	40	40	1
1	3	0.09	0.38	100	38	38	0
1	4	0.15	0.60	80	60	60	1
1	5	0.05	0.20	100	20	20	1
1	6	0.17	0.68	70	68	68	0
2	3	0.05	0.20	100	20	20	1
2	4	0.10	0.40	100	40	40	1
2	5	0.08	0.31	100	31	31	0
2	6	0.08	0.30	100	30	30	0
3	4	0.15	0.59	85	59	59	0
3	5	0.05	0.20	100	20	20	1
3	6	0.12	0.48	100	48	48	0
4	5	0.16	0.63	75	63	63	0
4	6	0.08	0.30	100	30	30	0
5	6	0.15	0.61	78	61	61	0

**B.2 Το δίκτυο των 24 ζυγών της IEEE**



Σχήμα B.2: Το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE

**Πίνακας Β.3: Δεδομένα γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

Κλάδος	Ζυγός αναχώ- ρησης	Ζυγός άφιξης	Ωμική αντίσταση / γραμμή ( $\rho_u$ )	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή ( $\rho_u$ )	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Όριο βραχυχρόνιας φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (κ\$)	Μήκος (km)	Αριθμός εγκατε- στημένων γραμμών ή Μ/Σ
1	1	2	0,0026	0,0139	175	200	1200	3	1
2	1	3	0,0546	0,2112	175	220	5500	55	1
3	1	5	0,0218	0,0845	175	220	2200	22	1
4	2	4	0,0328	0,1267	175	220	3300	33	1
5	2	6	0,0497	0,192	175	220	5000	50	1
6	3	9	0,0308	0,119	175	220	3100	31	1
7	3	24	0,0023	0,0839	400	600	5000	-	1
8	4	9	0,0268	0,1037	175	220	2700	27	1
9	5	10	0,0228	0,0883	175	220	2300	23	1
10	6	10	0,0139	0,0605	175	220	1600	16	1
11	7	8	0,0159	0,0614	175	220	1600	16	1
12	8	9	0,0427	0,1651	175	220	4300	43	1
13	8	10	0,0427	0,1651	175	220	4300	43	1
14	9	11	0,0023	0,0839	400	600	5000	-	1
15	9	12	0,0023	0,0839	400	600	5000	-	1
16	10	11	0,0023	0,0839	400	600	5000	-	1
17	10	12	0,0023	0,0839	400	600	5000	-	1
18	11	13	0,0061	0,0476	500	625	6600	33	1
19	11	14	0,0054	0,0418	500	625	5800	29	1
20	12	13	0,0061	0,0476	500	625	6600	33	1
21	12	23	0,0124	0,0966	500	625	13400	67	1
22	13	23	0,0111	0,0865	500	625	12000	60	1
23	14	16	0,005	0,0389	500	625	5400	27	1
24	15	16	0,0022	0,0173	500	625	2400	12	1
25	15	21	0,0063	0,049	500	625	6800	34	2
26	15	24	0,0067	0,0519	500	625	7200	36	1
27	16	17	0,0033	0,0259	500	625	3600	18	1
28	16	19	0,003	0,0231	500	625	3200	16	1
29	17	18	0,0018	0,0144	500	625	2000	10	1
30	17	22	0,0135	0,1053	500	625	14600	73	1
31	18	21	0,0033	0,0259	500	625	3600	18	2
32	19	20	0,0051	0,0396	500	625	5500	27,5	2
33	20	23	0,0028	0,0216	500	625	3000	15	2
34	21	22	0,0087	0,0678	500	625	9400	47	1

Πίνακας Β.4: Δεδομένα μονάδων παραγωγής και φορτίων για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE

Ζυγός	Μονάδες παραγωγής				Φορτία		
	Όνομα	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Γεννήτριες Max (MW)	Min (MW)	Προσφορά (\$/MWh)	Όνομα	Φορτίο αιχμής (MW)
1	G1	40	2×20	2×16	71	D1	108
1	G2	152	2×76	2×15,2	24		
2	G3	40	2×20	2×16	71	D2	97
2	G4	152	2×76	2×15,2	24		
3	-	-	-	-	-	D3	180
4	-	-	-	-	-	D4	74
5	-	-	-	-	-	D5	71
6	-	-	-	-	-	D6	136
7	G5	300	3×100	3×25	34	D7	125
8	-	-	-	-	-	D8	171
9	-	-	-	-	-	D9	175
10	-	-	-	-	-	D10	195
11	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	G6	591	3×197	3×68,95	33	D11	265
14	-	-	-	-	-	D12	194
15	G7	60	5×12	5×2,4	41	D13	317
15	G8	155	1×155	1×54,25	20		
16	G9	155	1×155	1×54,25	20	D14	100
17	-	-	-	-	-	-	-
18	G10	400	1×400	1×100	10	D15	333
19	-	-	-	-	-	D16	181
20	-	-	-	-	-	D17	128
21	G11	400	1×400	1×100	10	-	-
22	G12	300	6×50	6×0	24	-	-
23	G13	310	2×155	2×54,25	20	-	-
23	G14	350	1×350	1×140	19		
24	-	-	-	-	-	-	-
Σύνολο		3405			Σύνολο		2850

**Πίνακας Β.5: Ημερήσια αιχμή φορτίου ως ποσοστό της εβδομαδιαίας αιχμής για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Ημέρα	% Αιχμής φορτίου
Δευτέρα	93
Τρίτη	100
Τετάρτη	98
Πέμπτη	96
Παρασκευή	94
Σάββατο	77
Κυριακή	75

**Πίνακας Β.6: Εβδομαδιαία αιχμή φορτίου ως ποσοστό της ετήσιας αιχμής για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Εβδομάδα	% Αιχμής φορτίου	Εβδομάδα	% Αιχμής φορτίου	Εβδομάδα	% Αιχμής φορτίου	Εβδομάδα	% Αιχμής φορτίου
1	86,2	14	75	27	75,5	40	72,4
2	90	15	72,1	28	81,6	41	74,3
3	87,8	16	80	29	80,1	42	74,4
4	83,4	17	75,4	30	88	43	80
5	88	18	83,7	31	72,2	44	88,1
6	84,1	19	87	32	77,6	45	88,5
7	83,2	20	88	33	80	46	90,9
8	80,6	21	85,6	34	72,9	47	94
9	74	22	81,1	35	72,6	48	89
10	73,7	23	90	36	70,5	49	94,2
11	71,5	24	88,7	37	78	50	97
12	72,7	25	89,6	38	69,5	51	100
13	70,4	26	86,1	39	72,4	52	95,2



**Πίνακας Β.7: Ωριαία αιχμή φορτίου ως ποσοστό της ημερήσιας αιχμής για το δίκτυο 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

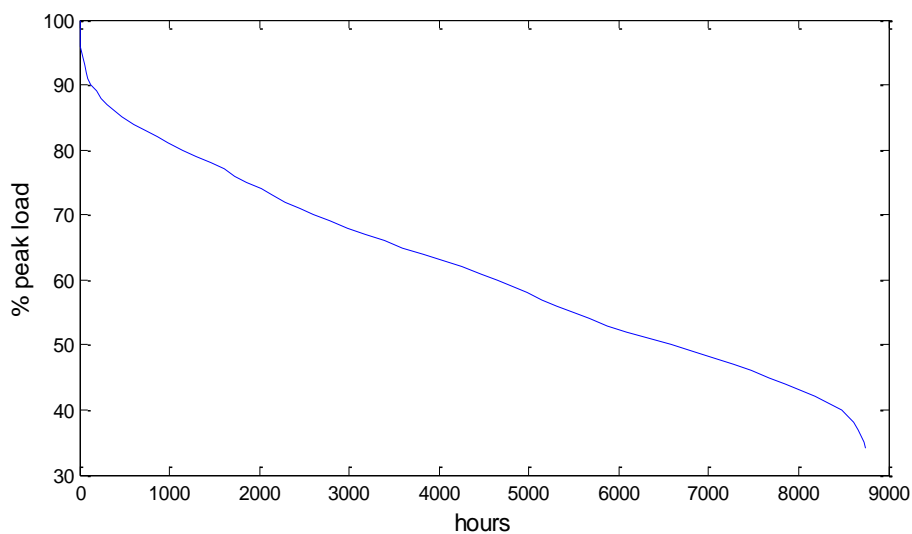
Ώρα	Εβδομάδες Χειμώνα 1- 8 & 44 - 52		Εβδομάδες Καλοκαιριού 18- 30		Εβδομάδες Άνοιξης- Φθινοπώρου 9- 17 & 31 - 43	
	Καθημερινή	Σαββατο- κύριακο	Καθημερινή	Σαββατο- κύριακο	Καθημερινή	Σαββατο- κύριακο
12-1πμ	67	78	64	74	63	75
1-2	63	72	60	70	62	73
2-3	60	68	58	66	60	69
3-4	59	66	56	65	58	66
4-5	59	64	56	64	59	65
5-6	60	65	58	62	65	65
6-7	74	66	64	62	72	68
7-8	86	70	76	66	85	74
8-9	95	80	87	81	95	83
9-10	96	88	95	86	99	89
10-11	96	90	99	91	100	92
11-12	95	91	100	93	99	94
12-1μμ	95	90	99	93	93	91
1-2	95	88	100	92	92	90
2-3	93	87	100	91	90	90
3-4	94	87	97	91	88	86
4-5	99	91	96	92	90	85
5-6	100	100	96	94	92	88
6-7	100	99	93	95	96	92
7-8	96	97	92	95	98	100
8-9	91	94	92	100	96	97
9-10	83	92	93	93	90	95
10-11	73	87	87	88	80	90
11-12	63	81	72	80	70	85

**Πίνακας Β.8: Διάρκεια επιπέδου φορτίου και μέσο σταθμισμένο φορτίο ανά επίπεδο χρησιμοποιώντας 8 επίπεδα φορτίου για το δίκτυο 24 ζυγών της ΙΕΕΕ**

Σενάριο λειτουργίας (Is)	% Αιχμής φορτίου	Διάρκεια (h)	Σταθμισμένο μέσο φορτίο (% Αιχμής φορτίου)
(1)	100	2	100
(2)	[90-100)	118	92,51
(3)	[80-90)	968	83,85
(4)	[70-80)	1442	74,95
(5)	[60-70)	2034	64,82
(6)	[50-60)	1876	54,65
(7)	[40-50)	1977	45,50
(8)	[30-40)	319	37,80

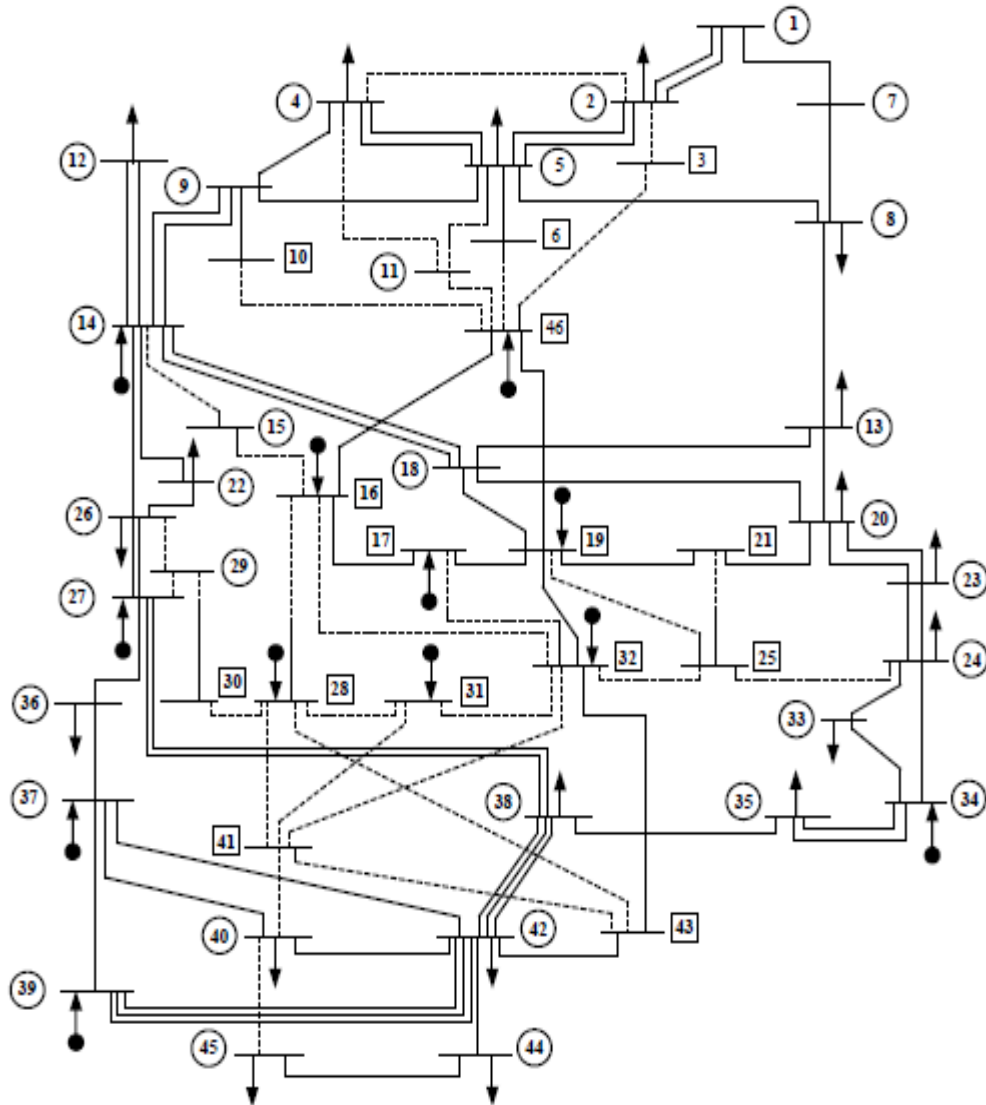
**Πίνακας Β.9: Διάρκεια επιπέδου φορτίου και μέσο σταθμισμένο φορτίο ανά επίπεδο χρησιμοποιώντας 15 επίπεδα φορτίου για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

Σενάριο λειτουργίας (Is)	% Αιχμής φορτίου	Διάρκεια (h)	Σταθμισμένο μέσο φορτίο (% Αιχμής φορτίου)
(1)	100	2	100
(2)	[95-100)	21	96,08
(3)	[90-95)	97	91,74
(4)	[85-90)	309	87,11
(5)	[80-85)	659	82,32
(6)	[75-80)	727	77,48
(7)	[70-75)	715	72,38
(8)	[65-70)	963	67,38
(9)	[60-65)	1071	62,52
(10)	[55-60)	838	57,49
(11)	[50-55)	1038	52,36
(12)	[45-50)	1122	47,70
(13)	[40-45)	855	42,61
(14)	[35-40)	306	37,94
(15)	[30-35)	13	34,51



**Σχήμα Β.3: Ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου για το δίκτυο 24 ζυγών της IEEE**

### Β.3 Το δίκτυο των 46 ζυγών της ΝΑ Βραζιλίας



Σχήμα Β.4: Το δίκτυο 46 ζυγών της ΝΑ Βραζιλίας

Πίνακας Β.10: Δεδομένα γραμμών μεταφοράς για το δίκτυο 46 ζυγών της ΝΑ Βραζιλίας

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή (pu)	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (k\$)	Αριθμός εγκατεστημένων γραμμών
1	1	2	0,1065	270	7076	2
2	1	7	0,0616	270	4349	1
3	2	3	0,0125	600	8178	0
4	2	4	0,0882	270	5965	0
5	2	5	0,0324	270	2581	2
6	3	46	0,0203	1800	24319	0
7	4	5	0,0566	270	4046	2
8	4	9	0,0924	270	6217	1
9	4	11	0,2246	240	14247	0
10	5	6	0,0125	600	8178	0
11	5	8	0,1132	270	7480	1
12	5	9	0,1173	270	7732	1
13	5	11	0,0915	270	6167	0
14	6	46	0,0128	2000	16005	0
15	7	8	0,1023	270	6823	1
16	8	13	0,1348	240	8793	1
17	9	10	0,0125	600	8178	0
18	9	14	0,1756	220	11267	2
19	10	46	0,0081	2000	10889	0
20	11	46	0,0125	600	8178	0
21	12	14	0,074	270	5106	2
22	13	18	0,1805	220	11570	1
23	13	20	0,1073	270	7126	1
24	14	15	0,0374	270	2884	0
25	14	18	0,1514	240	9803	2
26	14	22	0,084	270	5712	1
27	14	26	0,1614	220	10409	1
28	15	16	0,0125	600	8178	0
29	16	17	0,0078	2000	10505	1
30	16	28	0,0222	1800	26365	0
31	16	32	0,0311	1400	36213	0
32	16	46	0,0203	1800	24319	1
33	17	19	0,0061	2000	8715	1
34	17	32	0,0232	1700	27516	0
35	18	19	0,0125	600	8178	1
36	18	20	0,1997	200	12732	1
37	19	21	0,0278	1500	32632	1
38	19	25	0,0325	1400	37748	0
39	19	32	0,0195	1800	23423	1
40	19	46	0,0222	1800	26365	1
41	20	21	0,0125	600	8178	1
42	20	23	0,0932	270	6268	2

Κλάδος	Ζυγός αναχώρησης	Ζυγός άφιξης	Επαγωγική αντίδραση / γραμμή (ρμ)	Όριο συνεχούς φόρτισης / γραμμή (MW)	Κόστος επένδυσης / γραμμή (κ\$)	Αριθμός εγκατεστημένων γραμμών
43	21	25	0,0174	2000	21121	0
44	22	26	0,079	270	5409	1
45	23	24	0,0774	270	5308	2
46	24	25	0,0125	600	8178	0
47	24	33	0,1448	240	9399	1
48	24	34	0,1647	220	10611	1
49	25	32	0,0319	1400	37109	0
50	26	27	0,0832	270	5662	2
51	26	29	0,0541	270	3894	0
52	27	29	0,0998	270	6672	0
53	27	36	0,0915	270	6167	1
54	27	38	0,208	200	13237	2
55	28	30	0,0058	2000	8331	0
56	28	31	0,0053	2000	7819	0
57	28	41	0,0339	1300	39283	0
58	28	43	0,0406	1200	46701	0
59	29	30	0,0125	600	8178	0
60	31	32	0,0046	2000	7052	0
61	31	41	0,0278	1500	32632	0
62	32	41	0,0309	1400	35957	0
63	32	43	0,0309	1400	35957	1
64	33	34	0,1265	270	8288	1
65	34	35	0,0491	270	3591	2
66	35	38	0,198	200	12631	1
67	36	37	0,1057	270	7025	1
68	37	39	0,0283	270	2329	1
69	37	40	0,1281	270	8389	1
70	37	42	0,2105	200	13388	1
71	38	42	0,0907	270	6116	3
72	39	42	0,203	200	12934	3
73	40	41	0,0125	600	8178	0
74	40	42	0,0932	270	6268	1
75	40	45	0,2205	180	13994	0
76	41	43	0,0139	2000	17284	0
77	42	43	0,0125	600	8178	1
78	42	44	0,1206	270	7934	1

**Πίνακας Β.11: Δεδομένα μονάδων παραγωγής και φορτίων για το δίκτυο 46 ζυγών της ΝΑ Βραζιλίας**

Ζυγός	Εγκατεστημένη ισχύς γεννητριών (MW)	Επίπεδο παραγωγής γεννητριών (MW)	Φορτίο (MW)	Ζυγός	Εγκατεστημένη ισχύς γεννητριών (MW)	Επίπεδο παραγωγής γεννητριών (MW)	Φορτίο (MW)
1	-	-	-	25	-	-	-
2	-	-	443,1	26	-	-	231,9
3	-	-	-	27	220	54	-
4	-	-	300,7	28	800	730	-
5	-	-	238	29	-	-	-
6	-	-	-	30	-	-	-
7	-	-	-	31	700	310	-
8	-	-	72,2	32	500	450	-
9	-	-	-	33	-	-	229,1
10	-	-	-	34	748	221	-
11	-	-	-	35	-	-	216
12	-	-	511,9	36	-	-	90,1
13	-	-	185,8	37	300	212	-
14	1257	944	-	38	-	-	216
15	-	-	-	39	600	221	-
16	2000	1366	-	40	-	-	262,1
17	1050	1000	-	41	-	-	-
18	-	-	-	42	-	-	1607,9
19	1670	773	-	43	-	-	-
20	-	-	1091,2	44	-	-	79,1
21	-	-	-	45	-	-	86,7
22	-	-	81,9	46	700	599	-
23	-	-	458,1	<b>Σύνολο</b>	10545	6880	6880
24	-	-	478,2				

**ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

- [1] F. F. Wu, F. L. Zheng, and F. S. Wen, "Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market," *Energy*, vol. 31, no. 6-7, pp. 954-966, May-June 2006.
- [2] S. Soft, *Power System Economics – Designing markets for electricity*. IEEE Press, 2002.
- [3] ENTSOE, *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2011*, May 2011.
- [4] PJM, *A survey of transmission cost allocation issues, methods and practices*, March 2010.
- [5] T. Crause, *Evaluation of transmission pricing methods for liberalized markets, a literature survey*. Internal report, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, July 2003.
- [6] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. J. Wiley & Sons, England, 2004.
- [7] S. Hunt and G. Shuttleworth, "Electricity Transmission Pricing: The New Approach," *Utilities Policy*, vol. 3, no. 2, pp. 98-111, April 1993.
- [8] R. D. Tabors, "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons," *IEEE Trans. Power Syst.* vol.9, no1, Feb. 1994.
- [9] R. J. Green, *Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?* Power Working Paper PWP-058, University of California Energy Institute.
- [10] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot pricing of electricity*. Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [11] M. C. Caramanis, R. E. Bohn, and F. C. Schweppe, "Optimal spot pricing: practice and theory," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. pas-101, no. 9, September 1982.
- [12] M. Shahidepour, H. Yamin, and Z. Li, *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling and risk management*. New York: J. Wiley & Sons, 2002.
- [13] F. J. Rubio-Oderiz and I. J. Perez-Arriaga, "Marginal pricing of transmission services: A comparative analysis of network cost allocation methods," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 448-454, Feb. 2000.
- [14] European Commission Directorate-General Energy and Transport, *Analysis of cross-border congestion management methods for the eu internal electricity market*, Tech. Rep., 2004.
- [15] European Transmission System Operators (ETSO) Association of European Power Exchanges (EuroPex), *Flow-based market coupling*, Tech. Report, 2004.
- [16] ETSO, *An overview on current cross-border congestion management methods in Europe*, Tech. Report, September 2004.
- [17] J. Pan, Y. Teklu, and S. Rahman, "Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1218-1224, Nov. 2000.
- [18] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira, "Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 1002-1008, May 1996.

- [19] Π. Μπίσκακας, *Αποκεντρωμένη διαχείριση συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας*. Διδακτορική διατριβή, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Απρίλιος 2003.
- [20] J. W. Marangon Lima, "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, August 1996.
- [21] National Grid, *The Statement of the Use of System Charging Methodology Effective from 1 April 2009*, UK.
- [22] Svenska Kraftnät, *The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*, available at:  
[http://www.svk.se/global/13\\_energy\\_market/pdf/elmarknaden\\_eng\\_2007\\_webb.pdf](http://www.svk.se/global/13_energy_market/pdf/elmarknaden_eng_2007_webb.pdf).
- [23] A.A. Abou El Ela and R.A. El-Sehiemy. "Transmission usage cost allocation schemes," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 6, pp. 926-936, June 2009.
- [24] L. G. Manescu, D. Rusinaru, P. Dadulescu, and V. Anghelina, "Usage based allocation for transmission costs under open access," in *Proc. IEEE PowerTech Conf.*, Bucharest, Romania, 2009.
- [25] H. Rudnick, R. Palma, and J. E. Fernandez, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 1125-1132, May 1994.
- [26] J. Bialek, "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 52-60, Aug. 1997.
- [27] G. Strbac, D. Kirschen, and S. Ahmed, "Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of individual generations and loads to flows," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 527-534, May 1998.
- [28] F. D. Galiana, A. J. Conejo, and H. A. Gil, "Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1425-1431, Nov. 2003.
- [29] A. J. Conejo, J. Contreas, D. A. Lima and A. Padilha-Feltrin, "Z-bus transmission network cost allocation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 342 -349, Feb. 2007.
- [30] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, and J. Contreras, "An overview on network cost allocation methods," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 5, pp. 750-758, May 2009.
- [31] P. Barcia and R. Pestana, "Tracing the flows of electricity," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 329-332, May 2010.
- [32] H. Rudnick, M. Soto, and R. Palma, "Use of system approaches for transmission open access pricing," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 125-135, Feb. 1999.
- [33] Y. S. C. Yuen and K. L. Lo, "Simulations of bilateral energy markets using MATLAB," *Int. J. Comput. Math. Electr. Electron. Eng.*, vol. 22, no. 2, pp. 424-443, 2003.
- [34] K.L. Lo, M.Y. Hassan, and S. Jovanovic, "Assessment of MW-mile method for pricing transmission services: a negative flow-sharing approach," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 6, pp. 904-911, Nov. 2007.
- [35] C. Achayuthakan, C. J. Dent, J. W. Bialek, and W. Ongsakul, "Electricity Tracing in Systems With and Without Circulating Flows: Physical Insights and Mathematical Proofs," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1078-1087, May 2010.



- [36] R. R. Kovacs, and A. L. Leverett, "A load flow based method for calculating embedded, incremental and marginal cost of transmission capacity," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, Feb. 1994.
- [37] F. Li and D. L. Tolley, "Long-run incremental cost pricing based on unused capacity," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no 4, pp. 1683-1689, Nov. 2007.
- [38] Π.Κάπρος, *Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού. Εκδόσεις Ε.Μ.Π., 1997.*
- [39] A.S. Braga and J.T. Saraiva, "A Multiyear Dynamic Approach for Transmission Expansion Planning and Long-Term Marginal Costs Computation." *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no 3, pp. 1631-1639, Aug. 2005.
- [40] M.I. Alomoush and S.M. Shahidehpour, "Generalized model for fixed transmission rights auction," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 54, no. 3, pp. 207-220, June 2000.
- [41] H. A. Gil, F. D. Galiana, and E. L. da Silva, "Nodal price control: a mechanism for transmission network cost allocation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no 1, pp. 3-10, Feb. 2006.
- [42] A. Bakirtzis, P. Biskas, A. Maissis, A. Coronides, J. Kabouris and M. Efstathiou, "Comparison of two methods for long-run marginal cost-based transmission use-of-system pricing," *Proc. IEE Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, no. 5, pp. 477-481, Sep. 2001.
- [43] J. Mutale, *Framework for allocation of transmission and distribution network costs*. Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, University of Manchester Institute of Science and Technology, December 2009.
- [44] ΑΔΜΗΕ Α.Ε. , "Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) 2010-2014", διαθέσιμο:  
[http://www.admie.gr/fileadmin/user\\_upload/Files/masm/masm\\_2010-2014-RAE.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/masm/masm_2010-2014-RAE.pdf)
- [45] ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. , "Μελέτη υπολογισμού των συντελεστών απωλειών του συστήματος μεταφοράς (2009)", διαθέσιμο:  
[http://www.admie.gr/fileadmin/user\\_upload/Files/study/System\\_losses\\_study\\_2009 .pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/study/System_losses_study_2009 .pdf)
- [46] ΑΔΜΗΕ Α.Ε. , "Χάρτης Μελέτης Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) 2010-2014", διαθέσιμο:  
[http://www.admie.gr/fileadmin/user\\_upload/Files/masm/masm2008\\_2012\\_map.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/masm/masm2008_2012_map.pdf)
- [47] ΡΑΕ , "Τιμολόγιο Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα Μεταφοράς», διαθέσιμο:  
<http://www.rae.gr/old/cases/C9/rae-2-2007.pdf>
- [48] M. Pantos and F. Gubina, "Ex-ante transmission-service pricing based on load-flow patterns," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 796–801, May 2004.
- [49] Z. Jing, X. Duan, F. Wen, Y. Ni, and F. F. Wu, "Review of transmission fixed cost allocation methods," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, Toronto, Canada, 2003.
- [50] Monsef and M. Jaefari, "Transmission cost allocation based on use of reliability margin under contingency conditions," *IET Gener, Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 6, pp. 574-585, 2009.
- [51] Koo-Hyung Chung, Balho H. Kim, Don Hur, and Jong-Keun Park, "Transmission reliability cost allocation method based on market participants' reliability contribution factors," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 73, no. 1, pp. 31-36, Jan. 2005.
- [52] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, and I. Wangensteen, "Transmission management in the deregulated environment," in *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 170–195, 2000.

- [53] Yuan-Kang Wu, "A novel algorithm for ATC calculations and applications in deregulated electricity markets," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, no. 10, pp. 810-821, Dec. 2007.
- [54] G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziaargyriou, "A more fair power flow based transmission cost allocation scheme considering maximum line loading for N-1 security," *IEEE Trans. Power Syst.*, DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2243175. Article first published online: 7 March 2013.
- [55] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [56] P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "Decentralised security constrained DC-OPF of interconnected power systems," *Proc. IEE Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, no. 6, pp. 747-754, 2004.
- [57] T. Sum-Im, G. A. Taylor, M. R. Irving and Y. H. Song, "Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 4, pp. 365-384, Apr. 2009.
- [58] Y. P. Dusonchet and A. H. El-Abiad, "Transmission planning using discrete dynamic optimization," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 92, no. 4, pp. 1358-1371, July 1973.
- [59] S. Binato and G. C. Oliveira, "A heuristic procedure to cope with multi-year transmission expansion planning," in *Proc. IEEE PowerTech Conf.*, Stockholm, Sweden, Jun. 1995.
- [60] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938-946, 2003.
- [61] R. Villasana, L. L. Garver, and S. L. Salon, "Transmission network planning using linear programming," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 104, no. 2, pp. 349-356, Feb. 1985.
- [62] J. Choi, A. A. El-Keib, and T. Tran, "A fuzzy branch and bound-based transmission system expansion planning for the highest satisfaction level of the decision maker," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 476-484, Feb. 2005.
- [63] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo. "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1070-1077, Aug. 2003.
- [64] S. Binato, M. V. F. Pereira, and S. Granville, "A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 235-240, May 2001.
- [65] A.S. Braga and J.T. Saraiva, "Transmission expansion planning and long term marginal prices calculation using simulated annealing," in *Proc. IEEE PowerTech Conf.*, Bologna, Italy, 2003.
- [66] E. L. da Silva, J. M. A. Ortiz, G. C. de Oliveira, and S. Binato, "Transmission network expansion planning under a tabu search approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, No. 1, pp. 62-68, 2001.
- [67] E. L. da Silva, H. A. Gil, and J. M. Areiza, "Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 1168-1175, 2000.
- [68] P. S. Georgilakis, "Market-based transmission expansion planning by improved differential evolution," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 450-456, 2010.

- [69] S. P. Torres, C. A. Castro, R. M. Pringles, and W. Guaman, "Comparison of particle swarm based meta-heuristics for the electric transmission network expansion planning problem," in *Proc. PES General Meeting*, 2011.
- [70] I. Fuchs and T. Gjengedal, "Ant colony optimization and analysis of time step resolution in transmission expansion computations for wind power integration, in *Proc. ISAP Conf.*, Crete, Greece, 2011.
- [71] S. Binato, G. C. Oliveira, and J. L. Araújo, "A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no.4, pp. 247–253, May 2001.
- [72] J. Choi, T. Tran, A. A. El-Keib, R. Thomas, H. S. Oh, and R. Billinton, "A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1606-1615, Aug. 2005.
- [73] J. Choi, T. D. Mount, and R. J. Thomas, "Transmission expansion planning using contingency criteria," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2249–2261, Nov. 2007.
- [74] M. O. Buygi, H. M. Shanechi, G. Balzer, and M. Shahidehpour, "Transmission planning approaches in restructured power systems," in *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Bologna, Italy, 2003.
- [75] N. Yang and F. Wen, "A chance constrained programming approach to transmission system expansion planning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 75, no. 2-3, pp. 171-177, Aug. 2005.
- [76] Z. W. Geem, J. H. Kim, and G. V. Loganathan, "A new heuristic optimization algorithm: harmony search," *Simulation*, vol. 76, no. 2, pp. 60-68, 2001.
- [77] S.L. Kang and Z.W. Geem, "A new structural optimization method based on the harmony search algorithm," *Comput. Struct.*, vol. 82, no. 9–10, pp. 781-798, 2004.
- [78] Z. W. Geem, "Optimal cost design of water distribution networks using harmony search", *Eng. Optim.*, vol. 38, no. 3, pp. 259-280, 2006.
- [79] K.S. Lee and Z.W. Geem, "A new meta-heuristic algorithm for continues engineering optimization: harmony search theory and practice," *Comput. Meth. Appl. Mech. Eng.*, vol. 194, no. 36-38, pp. 3902–3933, 2005.
- [80] M. Mahdavi, M. Fesanghary, and E. Damangir, "An improved harmony search algorithm for solving optimization problems," *Appl. Math. Comput.*, vol. 188, pp. 1567-1579, 2007.
- [81] L. S. Celho and V. C. Mariani, "An improved harmony search algorithm for power economic load dispatch," *Energy Conv. Managem.*, vol. 50, no. 10, pp. 2522-2526, 2009.
- [82] C. M. Wang and Y. F. Huang, "Self-adaptive harmony search algorithm for optimization," *Expert Syst. Applic.*, vol. 37, pp. 2826-2837, 2010.
- [83] I. de J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, A.V. Garcia, and C.A. Murari, "Transmission network expansion planning with security constraints," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 6, pp. 828-836, Nov. 2005.
- [84] A. Verma, B. K. Panigrani, and P.R. Bijwe, "Harmony search algorithm for transmission network expansion planning," *IET Gener., Transm., Distrib.*, vol. 4, no. 6, pp. 663-673, 2010.
- [85] C. M. A. Leopoldino, M. V. F. Pereira, L. M. V. Pinto, and C. C. Ribeiro, "A constraint generation scheme to probabilistic linear problems with an application to power system expansion planning," *SpringerLink Annals of Operation Research*, vol. 50, no. 1, pp. 367-385, 1994.

- [86] G. Infanger, "Monte Carlo (importance) sampling within a Benders decomposition algorithm for stochastic linear programs", *SpringerLink Annals of Operation Research*, vol. 39, no. 1, pp. 69-95, 1992.
- [87] G.R. Kamyab, M. Fotuhi-Friuzabad, and M. Rashidinejad, "Transmission expansion planning in restructured power systems considering investment cost and N-1 reliability," *Journal of Applied Sciences*, vol. 8, no. 23, pp. 4312-4320, 2008.
- [88] W. Li, *Risk assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*. New York: Wiley, 2005
- [89] H. Yu, C. Y. Chung, K. P. Qong, and J. H. Zhang, "A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1568-1576, Aug. 2009.
- [90] I. Abouzahr and R. Ramakumar, "An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 6, no. 4, pp. 627-638, Dec. 1991.
- [91] R. Karki, P. Hu, and R. Billinton, "A simplified wind power generation model for reliability evaluation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, Jun. 2006.
- [92] R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 373-380, Feb. 1994.
- [93] W. Wangdee, R. Billinton, "Considering load carrying capability and wind speed correlation of WECS in generation adequacy assessment," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 3, pp 734-741, Sep. 2006.
- [94] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 98, no. 6, Nov.-Dec. 1979.
- [95] G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatzargyriou, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1355-1362, May 2013.
- [96] M. Lu, Z. Y. Dong, T. K. Saha, "A framework for transmission planning in a competitive electricity market," *Transm. Distrib. Conf. Exhib.: Asia and Pacific*, IEEE/PES, 2005.
- [97] M. R. Hesamzadeh, N. Hosseinzadeh, and P. J. Wolfs, "Economic assessment of transmission expansion projects in competitive electricity markets – An analytical review," *Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Padova, Italy, 2008.
- [98] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 1051-1061, May 2009.
- [99] California ISO, "Transmission economic assessment methodology (TEAM)", *California independent transmission operator*, June 2004, pp. 16-20 [Online]. Available: <http://caiso.com>.
- [100] M. O. Buygi, G. Balzer, H. M. Shanechi, and M. Shahidehpour, "Market-based transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 2060-2067, Nov. 2004.
- [101] I. Perez-Arriaga and L. Olmos, *Compatibility of investment signals in distribution, transmission and generation*, published in *Competitive electricity markets and sustainability*, edited by Francois Leveque, ISBN-10: 1 845542 921 4, 2006.

- [102] E. E. Sauma and S. S. Oren, "Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1394-1405, Nov. 2007.
- [103] Yi Wanga, H. Chenga, C. Wanga, Z. Hua, L. Yao, Z. Ma, and Z. Zhud, "Pareto optimality-based multi-objective transmission planning considering transmission congestion," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 9, pp. 1619-1626, Sep. 2008.
- [104] P. Wei, R. Fu, Y.P. Lu, Q.L. Wan, L. Wang, Y. Li, G.Q. Tang, "Congestion-based model for transmission expansion planning," in *IEEE PES General Meeting*, Montreal, Canada, 2006.
- [105] Daniel Kirschen and Goran Strbac, "Why Investments Do Not Prevent Blackouts," *The Electricity Journal*, vol. 17, no. 2, pp. 29-36, Mar. 2004.
- [106] O. B. Tor, A. N. Guven, and M. Shahidehpour, "Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 21, pp. 781-789, May 2008.
- [107] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Market-based coordination of transmission and generation capacity planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1406-1419, Nov. 2007.
- [108] P. Sánchez-Martín, A. Ramos, and J. F. Alonso, "Probabilistic midterm transmission planning in a liberalized market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 2135-2142, Nov. 2005.
- [109] H. Shariati and H. Askarian Abyaneh, "Transmission expansion planning considering security cost under market environment," in *Proc. IEEE DPRT 2008 conf.*, Tehran, Iran, 2008.
- [110] A. A. Foroud, A. Abdoos, R. Keypour, and M. Amirahmadi, "A multi-objective framework for dynamic transmission expansion planning in competitive electricity market," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, no. 8, pp. 861-872, Oct. 2010.
- [111] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 470-478, Feb. 2011.
- [112] J. Alesdiqui and R. J. Thomas, "Transmission expansion planning using multi-objective optimization," in *Proc. PES General Meeting*, 2006.
- [113] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero, "A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1513-1522, Aug. 2009.
- [114] L. Wu, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Security-constrained generation and transmission outage scheduling with uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1674-1685, Aug. 2010.
- [115] J. M. Arroyo, N. Alguacil, and M. Carrión, "A risk-based approach for transmission network expansion planning under deliberate outages," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1759-1766, Aug. 2010.
- [116] T. Akbari, A. Rahimikian, and A. Kazemi, "A multi-stage stochastic transmission expansion planning method," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 8-9, pp. 2844-2853, Aug. 2011.
- [117] G. B. Shrestha and P. A. J. Fonseka, "Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1658-1665, Aug. 2004.

- [118] M. O. Buygi, H. M. Shanechi, G. Balzer, M. Shahidehpour, and N. Pariz, "Network planning in unbundled power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1379-1387, Aug. 2006.
- [119] I. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, and C. A. F. Murari, "Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1565-1573, Nov. 2006.
- [120] A. K. Kazerooni and J. Mutale, "Transmission network planning under security and environmental constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1169-1178, May 2010.
- [121] A. Motamedi, H. Zareipour, M. O. Buygi, and W. D. Rosehart, "A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1987-1995, Nov. 2010.
- [122] J. H. Zhao, Z. Y. Dong, P. Lindsay, and K. P. Wong, "Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 479-488, Feb. 2009.
- [123] O. B. Tor, A. N. Guven, and M. Shahidehpour, "Promoting the investment on IPPs for optimal grid planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1743-1750, Aug. 2010.
- [124] M. R. Hesamzadeh, D. R. Biggar, N. Hosseinzadeh, and P. J. Wolfs, "Economic transmission augmentation with explicit modeling of the competition benefit," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1714-1721, Aug. 2010.
- [125] L. Baringo and A. J. Conejo, "Transmission and Wind Power Investment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 885-893, May 2012.
- [126] R. Billinton and W. Wangdee, "Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 7, pp. 34-41, Feb. 2007.
- [127] S. de la Torre, A. J. Conejo, and J. Contreras, "Transmission expansion planning in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 238-248, Feb. 2008.
- [128] P. A. Ruiz and J. Contreras, "An effective transmission network expansion cost allocation based on game theory," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 136-144, Feb. 2007.
- [129] R. Reta, A. Vargas, and J. Verstege, "Allocation of expansion transmission costs: Areas of influence method versus economical benefit method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1647-1652, Aug. 2005.
- [130] J. Contreras, G. Gross, J. M. Arroyo, and J. I. Muñoz, "An incentive-based mechanism for transmission asset investment," *Decision Support Systems*, vol. 47, no. 1, pp. 22-31, Apr. 2009.

## ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ

### Δημοσιεύσεις σε περιοδικά

G.T. Tziasiou, G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, "Transmission pricing software for power engineering education," *Comput. Appl. Eng. Educ.*, DOI: 10.1002/cae.20565. Article first published online: 29 June 2011.

G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1355-1362, May 2013. (DOI: 10.1109/TPWRS.2012.22142425. Article first published online: 27 September 2012).

G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, "A more fair power flow based transmission cost allocation scheme considering maximum line loading for N-1 security," *IEEE Trans. Power Syst.*, DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2243175. Article first published online: 7 March 2013.

### Δημοσιεύσεις σε συνέδρια

G.A. Orfanos, I.I. Skoteinos, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Transmission expansion planning in deregulated electricity markets for increased wind power penetration," *Proc. 7th International Conference on the European Energy Market (EEM 2010)*, Madrid, Spain, June 2010.

G.A. Orfanos, N.D. Hatziargyriou, P.S. Georgilakis, "Transmission expansion planning methodology incorporating contingency analysis and uncertainties of load and wind generation," *Proc. IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, Minnesota, USA, July 2010.

G.A. Orfanos, G.T. Tziasiou, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets," *Proc. IEEE Trondheim PowerTech 2011*, Trondheim, Norway, June 2011.

I.I. Skoteinos, G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Methodology for assessing transmission investments in deregulated electricity markets," *Proc. IEEE Trondheim PowerTech 2011*, Trondheim, Norway, June 2011.

G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, G.N. Korres, N.D. Hatziargyriou "Transmission expansion planning by enhanced differential evolution," *Proc. 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP 2011)*, Hersonissos, Crete, Greece, September 2011.

S. Dijkstra, E. Gaxiola, F. Nieuwenhout, G. Orfanos, O. Ozdemir, A. Welle, "European scenario synthesis to be used for electricity transmission network planning," *Proc. 9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012)*, Florence, Italy, May 2012.

G.A. Orfanos, A.G. Anastopoulou, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Static Transmission expansion planning under an improved harmony search algorithm," *Proc. IET MedPower 2012*, Cagliari, Italy, October 2012.

G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "A recursive harmony search algorithm for security constrained transmission expansion planning," *Proc. IEEE Grenoble PowerTech 2013*, Grenoble, France, June 2013.

G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, "Transmission network cost allocation based on a possible maximum used capacity for N-1 secure operation," *Proc. IREP 2013 Symp. - Bulk Power System Dynamics and Control IX*, Rethymnon, Greece, August 2013.