



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

**Συμβολή στη βέλτιστη διαχείριση  
διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γεωργία Η. Ασημακοπούλου

Αθήνα, Φεβρουάριος 2017





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

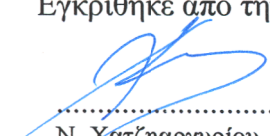
**Συμβολή στη βέλτιστη διαχείριση  
διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων**

**ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ**

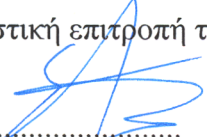
**Γεωργία Η. Ασημακοπούλου**


**Συμβουλευτική Επιτροπή :** Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου  
Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς  
Σταύρος Α. Παπαθανασίου


Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 16<sup>η</sup> Μαρτίου 2017.


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

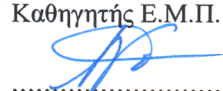
  
.....  
Π. Κάπρος  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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


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

  
.....  
Π. Μπίσκας  
Επ. Καθηγητής Α.Π.Θ.

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

  
.....  
Π. Γεωργιλάκης  
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2017



Γεωργία Η. Ασημακοπούλου

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

Copyright © Γεωργία Η. Ασημακοπούλου, 2017.

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.

**Στους γονείς μου, Ηλία και Αγγελική  
και στην αδερφή μου, Φανή.**

A little Learning is a dang'rous Thing;  
Drink deep, or taste not the Pierian Spring:  
There shallow Draughts intoxicate the Brain,  
And drinking largely sobers us again.

Alexander Pope, *An Essay on Criticism* (1711)



# Περίληψη

Η παρουσία Διεσπαρμένων Πόρων (ΔΠ) υπό τη μορφή ευέλικτων φορτίων και τοπικής παραγωγής στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας θέτει σημαντικές προκλήσεις αναφορικά με τον τρόπο λειτουργίας των συστημάτων αυτών αλλά και αναφορικά με τον τρόπο ένταξης των πόρων στις διαδικασίες της αγοράς.

Η παρούσα διδακτορική διατριβή εστιάζεται στην ανάλυση των επιπτώσεων σε επίπεδο συστήματος από τη λειτουργία τέτοιων πόρων αλλά και στον τρόπο ένταξής τους και λειτουργίας τους. Για τον σκοπό αυτό υλοποιείται αλγόριθμος ωριαίας ένταξης μονάδων και κατανομής φορτίου και εξετάζονται σενάρια μετατόπισης της ζήτησης από τις ώρες αιχμής στις ώρες εκτός αιχμής χωρίς μείωση της συνολικής ενέργειας.

Στη συνέχεια, με εφαρμογή διεπίπεδου μοντέλου μελετάται η αλληλεπίδραση ενός Διαχειριστή ΔΠ, που λειτουργεί ως μεσάζων μεταξύ των ΔΠ και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με τους πελάτες του. Με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους προμήθειας του φορτίου του, ο Διαχειριστής ΔΠ αποφασίζει για τα βέλτιστα επίπεδα λιανικών τιμών και ενέργειας από το δίκτυο. Βάσει των τιμών αυτών, οι ΔΠ επιλέγουν τα βέλτιστα επίπεδα ενέργειας προς παραγωγή, κατανάλωση ή περικοπή.

Ακολούθως, το πρόβλημα της συμμετοχής του Διαχειριστή ΔΠ στις διαδικασίες της Αγοράς μορφοποιείται ως διεπίπεδο μοντέλο λήψης αποφάσεων, με τις αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΠ να επηρεάζονται πλέον όχι μόνο από τα χαρακτηριστικά των ΔΠ αλλά και από την εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας στην οποία συμμετέχει υποβάλλοντας κατάλληλα διαμορφωμένες Δηλώσεις Φορτίου και Προσφορές Παραγωγής.

Τέλος, διαμορφώνεται ως διεπίπεδο μοντέλο το πρόβλημα μίας ρυθμιστικής αρχής, υπεύθυνης για τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, που επιδιώκει να ενθαρρύνει τις επενδύσεις σε έργα αιολικής ενέργειας, σε τέτοιο βαθμό ώστε να επιτυγχάνεται η εξυπηρέτηση του φορτίου με το ελάχιστο κόστος.

## Λέξεις-κλειδιά

Διεσπαρμένοι πόροι, διαχείριση φορτίου, ιεραρχικό πλαίσιο λήψης αποφάσεων, διεπίπεδος προγραμματισμός, μαθηματικός προγραμματισμός με περιορισμούς ισορροπίας, πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού.





# Abstract

The advent of new types of distributed resources such as flexible loads and local generating units poses significant challenges to the operation of the electricity system in total and to the incorporation of such resources in the market procedures.

The present PhD thesis focuses on analyzing the impact of the operation of distributed resources as those mentioned above to the electricity system operation and the manner in which these resources operate. To this end, an hourly unit commitment and economic dispatch algorithm is applied in order to test the impacts of load shifting in the operation of the electricity system in terms of energy quantities and in economic terms.

Furthermore, a bilevel model is formulated and put to use in order to study the interaction of an Aggregator responsible for representing various distributed resources in the market operations with his customers. Aiming toward minimizing the energy procurement cost, the Aggregator optimally selects the retail prices announced to his customers as well as the amount of energy acquired from the network. Based on these prices the entities possessing any type of distributed resource optimally select the amount of energy to be produced, demanded or curtailed.

The full problem of the participation of the Aggregator in the market procedures is studied next. An appropriate bilevel formulation models the decision making process of the Aggregator that is no longer influenced only by the characteristics of the distributed resources under his control. The outcome of the market clearing process, to which the Aggregator submits appropriate production bids and load declarations, affects his decision regarding the formulation of such bids and declarations.

Last but not least, the problem of a regulatory authority responsible for the long-term scheduling of the electricity system is formulated as a bilevel problem, with a view to optimally select the incentives given to investors in wind energy projects that minimize the energy procurement cost.

## Keywords

Distributed resources, load management, hierarchical decision making, bilevel programming, mathematical programming with equilibrium constraints, mixed integer programming problem.



# Πρόλογος

Η παρούσα διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου υπό την επίβλεψη του Καθηγητή κ. Νικολάου Χατζηαργυρίου και αποσκοπεί στη μελέτη της βέλτιστης διαχείρισης διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων.

Το Κεφάλαιο 1 αποτελεί την εισαγωγή της διατριβής, όπου γίνεται αναφορά στον σκοπό και τη μεθοδολογία της παρούσας εργασίας.

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η σχετική βιβλιογραφία.

Στο Κεφάλαιο 3 πραγματοποιείται ανάλυση μόνιμης κατάστασης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να μελετηθούν μακροσκοπικά, σε επίπεδο συστήματος, οι επιπτώσεις από την εφαρμογή τεχνικών διαχείρισης ηλεκτρικού φορτίου.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται μοντέλο για τη μελέτη των λειτουργιών που επιτελεί ένας Διαχειριστής Διεσπαρμένων Πόρων (εστιασμένων στην πλευρά των πελατών του) και συμπεριλαμβάνουν τη διαχείριση και εξυπηρέτηση ενός χαρτοφυλακίου Διεσπαρμένων Πόρων.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται μοντέλο για τη μελέτη της αλληλεπίδρασης ενός Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων, φορτίων και πηγών παραγωγής ενέργειας, ο οποίος αποφασίζει σχετικά με τον τρόπο ένταξης των τοπικών πόρων ώστε να μεγιστοποιείται το κέρδος του, με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην οποία συμμετέχει και από την οποία αιτείται το μέρος του φορτίου του, που δεν μπορεί να καλύψει με τοπικά παραγόμενη ή και περικοπτόμενη ενέργεια, ή στην οποία πωλεί ενδεχόμενη περίσσεια ενέργειας.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται μοντέλο που αποσκοπεί στον βέλτιστο σχεδιασμό από πλευράς Ρυθμιστικής Αρχής, η οποία συνυπολογίζει στις αποφάσεις της την οικονομικότητα του συστήματος σε μακροχρόνιο ορίζοντα, προκειμένου να ορίσει τα κίνητρα που θα δοθούν σε επενδυτές έργων αιολικής ενέργειας, ώστε το ενεργειακό μίγμα να επαρκεί για την κάλυψη του προβλεπόμενου φορτίου με ελάχιστο κόστος.

Στο Κεφάλαιο 7 καταγράφονται τα συμπεράσματα της εργασίας και αναδεικνύεται η συμβολή της στη μελέτη των επιπτώσεων και του τρόπου ένταξης διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο σημείο αυτό οφείλονται, ως ελάχιστο δείγμα αναγνώρισης, θερμές ευχαριστίες στον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, Καθηγητή του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω την έρευνα που παρουσιάζεται εδώ σε ένα περιβάλλον ευχάριστο και δημιουργικό. Η καθοδήγηση που παρείχε εν είδει συμβουλών, παραινέσεων και προβληματισμών αλλά και η εξασφάλιση των απαραίτητων

μέσων απέτελεσαν πολύτιμα άυλα και υλικά ερείσματα που κατέστησαν τελεσφόρες τις προσπάθειες για την ευόδωση του παρόντος πονήματος.

Επίσης, ευχαριστώ θερμά τους Καθηγητές του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου κ.κ. Ευάγγελο Διαλυνά και Σταύρο Παπαθανασίου για την αποδοχή συμμετοχής τους στην τριμελή συμβουλευτική επιτροπή, την ενθάρρυνσή τους και τις συμβουλές κατά τη διαδικασία εκπόνησης της έρευνας στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας.

Θερμές ευχαριστίες εκφράζω προς τον Καθηγητή του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου κ. Παντελή Κάπρο για την αποδοχή συμμετοχής του τόσο στην πενταμελή εξεταστική επιτροπή της ενδιάμεσης κρίσης όσο και στην επταμελή εξεταστική επιτροπή και για τις συμβουλές και επισημάνσεις του.

Ιδιαίτερος ευχαριστώ τον Καθηγητή του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Αριστοτελείου Πανεπιστήμιου Θεσσαλονίκης κ. Αναστάσιο Μπακιρτζή για την αποδοχή συμμετοχής του τόσο στην πενταμελή εξεταστική επιτροπή της ενδιάμεσης κρίσης όσο και στην επταμελή εξεταστική επιτροπή και για τις υποδείξεις και τις συμβουλές του.

Εξίσου θερμές ευχαριστίες οφείλονται στον Επίκουρο Καθηγητή του Τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου κ. Π. Γεωργιλάκη και στον Επίκουρο Καθηγητή του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Αριστοτελείου Πανεπιστήμιου Θεσσαλονίκης κ. Π. Μπίσκα για την αποδοχή συμμετοχής τους στην επταμελή εξεταστική επιτροπή.

Επιπροσθέτως, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερος τον κ. Άρη Δημέα, Διδάκτορα Μηχανικό του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου για την αδιάλειπτη συμπαράσταση, τη διορατικότητα, τις συμβουλές και την παρακίνηση που μου παρείχε πρόθυμα καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της έρευνας που παρουσιάζεται εδώ.

Ευχαριστώ, επίσης, τον κ. Ανδρέα Βλάχο, Διδάκτορα Μηχανικό του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου για τις γνώσεις που μοιράστηκε μαζί μου, τις συμβουλές και την άριστη συνεργασία.

Ευχαριστώ, επίσης, τα μέλη του Εργαστηρίου Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας κ. Ελένη Αυλωνίτου και κ. Ειρήνη Γασπαράκη για τη βοήθεια που παρείχαν στο πλαίσιο της παρούσας ερευνητικής εργασίας.

Ξεχωριστές ευχαριστίες αρμόζουν, τέλος, στους γονείς μου Ηλία και Αγγελική και στην αδερφή μου Φανή, η συμπαράσταση των οποίων με παρακίνησε να διατηρήσω ακατάβλητες τις προσπάθειές μου εμφυσώντας μου, παράλληλα, ειλικρινή σεβασμό για κάθε εγχείρημα που απαιτεί μόχθο όπως η εκπόνηση της παρούσας εργασίας.

# Περιεχόμενα

Περίληψη .....	i
Abstract .....	iii
Πρόλογος.....	v
Περιεχόμενα.....	vii
Κατάλογος Διαγραμμάτων .....	xi
Κατάλογος Πινάκων .....	xv
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή .....	1
1.1 Σκοπός της Διατριβής.....	1
1.2 Μεθοδολογία .....	2
1.3 Δομή της Διατριβής.....	3
1.4 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 1 .....	3
Κεφάλαιο 2 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση.....	5
2.1 Οικονομική Θεώρηση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	6
2.2 Ελαστικότητα Ζήτησης.....	9
2.3 Προγράμματα Διαχείρισης Ζήτησης .....	12
2.3.1 Άμεση Διαχείριση Φορτίου .....	14
2.3.2 Έμμεση Διαχείριση Φορτίου.....	14
2.3.3 Άμεση ή Έμμεση Διαχείριση Φορτίου;.....	16
2.3.4 Οφέλη από τη Διαχείριση Φορτίου.....	18
2.3.5 Νομοθετικό Πλαίσιο .....	20
2.3.6 Πρακτικές Εφαρμογές – Πιλοτικά Προγράμματα .....	20
2.4 Θεωρία Παιγνίων και Μοντέλο Ηγεσίας .....	23
2.5 Πολυεπίπεδος και Διεπίπεδος Προγραμματισμός .....	24
2.5.1 Ιστορικό .....	24
2.5.2 Γενική Μαθηματική Διατύπωση Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού.....	25
2.5.3 Ορισμοί .....	26
2.5.4 Τεχνικές Επίλυσης Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού.....	27
2.5.5 Αλγόριθμοι Επίλυσης Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού .....	29
2.6 Εφαρμογές Διεπίπεδου Προγραμματισμού.....	30

2.6.1 Σχεδιασμός Δικτύων (Network Design) .....	30
2.6.2 Διοίκηση/Διαχείριση (Management) .....	31
2.6.3 Σχεδιασμός Πολιτικών (Planning).....	31
2.6.4 Κατανομή Πόρων (Resource Allocation).....	32
2.6.5 Χωροθέτηση Εγκαταστάσεων (Facility Location).....	32
2.6.6 Μοντελοποίηση Αγορών .....	32
2.6.7 Βέλτιστη Τιμολόγηση (Price Setting Problem).....	34
2.6.8 Προγραμματισμός Παραγωγής (Production Planning).....	35
2.6.9 Επενδύσεις σε Εγκαταστάσεις Παραγωγής Αιολικής Ενέργειας .....	35
2.7 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 2 .....	36
Κεφάλαιο 3 Οφέλη Εφαρμογής Τεχνικών Ελέγχου επί των Φορτίων .....	45
3.1 Κατάλογος Συμβόλων .....	45
3.2 Περιγραφή Προβλήματος και Διαδικασίας Επίλυσης .....	46
3.3 Υλοποίηση.....	50
3.3.1 Δεδομένα Εισόδου.....	50
3.3.2 Σενάρια.....	52
3.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός .....	53
3.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 3 .....	57
3.6 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 3 .....	58
Κεφάλαιο 4 Ενεργειακή Διαχείριση Διεσπαρμένων Πόρων μέσω Σημάτων Τιμών .....	59
4.1 Κατάλογος Συμβόλων .....	60
4.2 Περιγραφή Μοντέλου και Διαδικασίας Επίλυσης .....	61
4.2.1 Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων .....	61
4.2.2 Μοντέλο Απόφασης Διαχειριστή Μικροδικτύων (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου) ..	62
4.2.3 Μοντέλο Απόφασης Διεσπαρμένων Πόρων (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου)....	64
4.2.4 Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου.....	66
4.3 Υλοποίηση.....	68
4.3.1 Δεδομένα Εισόδου.....	68
4.3.2 Σενάρια .....	68
4.3.3 Υπολογιστικά Θέματα .....	68
4.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός .....	68
4.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 4 .....	71
4.6 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 4 .....	71
Κεφάλαιο 5 Βέλτιστη Αλληλεπίδραση Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων με τη Χονδρεμπορική Αγορά.....	73
5.1 Κατάλογος Συμβόλων .....	74
5.2 Περιγραφή Μοντέλων και Διαδικασίας Επίλυσης.....	76

5.2.1	Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων.....	76
5.2.2	Ενεργειακός Προγραμματισμός Πόρων Χωρίς Διαχειριστή ΔΠ.....	78
5.2.2.1	Εισαγωγή .....	78
5.2.2.2	Μοντέλο Εκκαθάρισης Αγοράς.....	79
5.2.3	Ενεργειακός Προγραμματισμός Πόρων Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ .....	81
5.2.3.1	Μοντέλο Απόφασης Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου).....	81
5.2.3.2	Μοντέλο Εκκαθάρισης Αγοράς (Πρόβλημα Κάτω Επιπέδου) .....	83
5.2.3.3	Μοντέλα Τοπικών Πόρων (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου).....	84
5.2.3.4	Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου .....	85
5.2.3.5	Συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker Προβλημάτων Κάτω Επιπέδου.....	85
5.2.3.6	Εφαρμογή Γραμμικοποιήσεων .....	86
5.2.3.7	Διαμόρφωση Τελικού Προβλήματος με Δίκτυο .....	88
5.2.3.8	Διαμόρφωση Τελικού Προβλήματος χωρίς Δίκτυο .....	89
5.3	Υλοποίηση .....	90
5.3.1	Δεδομένα Εισόδου .....	90
5.3.1.1	Σύστημα .....	90
5.3.1.2	Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής.....	90
5.3.1.3	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	92
5.3.1.4	Διεσπαρμένοι Πόροι.....	93
5.3.1.5	Ευέλικτο Φορτίο.....	94
5.3.1.6	Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	94
5.3.1.7	Λειτουργικά Όρια Προσφορών και Δηλώσεων Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων.....	95
5.3.2	Σενάρια – Ανάλυση Ευαισθησίας.....	95
5.3.3	Υπολογιστικά Θέματα .....	96
5.4	Αποτελέσματα – Σχολιασμός .....	96
5.4.1	Χωρίς Διαχειριστή ΔΠ .....	97
5.4.2	Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ.....	99
5.4.3	Μοντελοποίηση Δικτύου.....	103
5.5	Συμπεράσματα Κεφαλαίου 5.....	107
5.6	Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 5.....	108
Κεφάλαιο 6 Σχεδιασμός Κινήτρων για Επενδύσεις σε Αιολικούς Σταθμούς Παραγωγής Ενέργειας.....		111
6.1	Κατάλογος Συμβόλων .....	112
6.2	Περιγραφή Μοντέλου και Διαδικασίας Επίλυσης.....	113
6.2.1	Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων.....	113
6.2.2	Μοντέλο Απόφασης Ρυθμιστικής Αρχής (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου).....	114

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

6.2.3 Μοντέλο Απόφασης των Επενδυτών (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου).....	115
6.2.4 Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου.....	116
6.3 Υλοποίηση.....	117
6.3.1 Δεδομένα Εισόδου.....	117
6.3.1.1 Ετήσιο Φορτίο Συστήματος.....	117
6.3.1.2 Κόστος Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής.....	117
6.3.1.3 Εγχεόμενη Αιολική Ενέργεια.....	117
6.3.1.4 Συνάρτηση Καθαρής Παρούσας Αξίας .....	118
6.3.2 Ανάλυση Ευαισθησίας.....	119
6.3.3 Υπολογιστικά Θέματα .....	120
6.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός .....	120
6.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 6 .....	123
6.6 Παράρτημα Κεφαλαίου 6 .....	123
6.7 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 6 .....	124
Κεφάλαιο 7 Συμπεράσματα της Διατριβής .....	127
7.1 Ανακεφαλαίωση .....	127
7.2 Συμβολή – Πρωτοτυπία .....	128
7.3 Η Επόμενη Ημέρα.....	131



# Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 2.1: Αντίστροφη συνάρτηση ζήτησης και πλεόνασμα καταναλωτή .....	7
Διάγραμμα 2.2: Θεωρητικές καμπύλες προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.....	8
Διάγραμμα 2.3: Τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (TWh) και ΑΕΠ (δισ. € '00) για τα έτη 1995-2013 .....	9
Διάγραμμα 2.4: Διαμόρφωση καμπύλης φορτίου ανάλογα με το είδος της επιθυμητής μεταβολή.....	12
Διάγραμμα 2.5: Απόκριση ζήτησης βάσει τιμών - Παραδείγματα τιμολογιακών πολιτικών ...	15
Διάγραμμα 2.6: Οικονομικό ρίσκο προμηθευτή και καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας για τα διάφορα είδη τιμολόγησης .....	17
Διάγραμμα 2.7: Σχεδιασμός και προγραμματισμός λειτουργίας συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας: χρονικές κλίμακες και μηχανισμοί απόφασης .....	17
Διάγραμμα 2.8: Ο ρόλος της απόκρισης ζήτησης στον σχεδιασμό και τον προγραμματισμό της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	17
Διάγραμμα 2.9: Οφέλη από την εφαρμογή προγραμμάτων διαχείρισης στους συμμετέχοντες και μη .....	19
Διάγραμμα 2.10: Επιτυγχανόμενη μείωση στην αιχμή του φορτίου για 109 πιλοτικά προγράμματα διαχείρισης ζήτησης στις ΗΠΑ .....	22
Διάγραμμα 2.11: Απεικόνιση του προβλήματος διεπίπεδου προγραμματισμού. ....	25
Διάγραμμα 3.1: Διαδικασία υπολογισμών ωριαίας προσομοίωσης για τον προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. ....	48
Διάγραμμα 3.2: 24ωρη καμπύλη φορτίου (απλός μέσος όρος έτους ανά ώρα της ημέρας) για το βασικό σενάριο και τα σενάρια μείωσης της αιχμής. ....	53
Διάγραμμα 3.3: Καμπύλη διάρκειας φορτίου για το βασικό σενάριο και τα σενάρια μείωσης της αιχμής. ....	53
Διάγραμμα 3.4: Εγγεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της 28ης Νοεμβρίου για το βασικό σενάριο. ....	54
Διάγραμμα 3.5: Συνολικό φορτίο συστήματος και εγγεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της 28ης Νοεμβρίου για το σενάριο μείωσης αιχμής κατά 8%. 54	
Διάγραμμα 4.1: Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων του Διαχειριστή και των Διεσπαρμένων Πόρων.....	61
Διάγραμμα 4.2: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας: α. για καταναλωτή με ελαστικά φορτία και β. για παραγωγό με προσφορές παραγωγής και καταναλωτή με περικοπτόμενο φορτίο κατά την περίοδο $p$ και το διάστημα κατανομής $t$ .....	64

Διάγραμμα 4.3: Ωριαία αποτελέσματα βελτιστοποίησης για το Σενάριο A (μία ζώνη τιμών) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP): α. σύνθεση παραγόμενης ενέργειας, β. σύνθεση συνολικού φορτίου. ....	69
Διάγραμμα 4.4: Ωριαία αποτελέσματα βελτιστοποίησης για το Σενάριο B (δύο ζώνες τιμών) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP): α. σύνθεση παραγόμενης ενέργειας, β. σύνθεση συνολικού φορτίου. ....	69
Διάγραμμα 4.5: Βέλτιστα επίπεδα τιμών ανά ώρα για το Σενάριο B ανά τύπο πελάτη (RP: τιμή για εξυπηρέτηση φορτίου, CP: τιμή για περικοπή φορτίου, PP: τιμή για παραγωγή ενέργειας) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP). ....	70
Διάγραμμα 5.1: Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων του Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων, του Λειτουργού της Αγοράς και των Διεσπαρμένων Πόρων. ....	78
Διάγραμμα 5.2: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας: α. για καταναλωτή με ελαστικά φορτία και β. Για παραγωγό με προσφορές παραγωγής και καταναλωτή με περικοπτόμενο φορτίο κατά το διάστημα κατανομής $t$ . ....	84
Διάγραμμα 5.3: Σύστημα 24 ζυγών του IEEE. ....	91
Διάγραμμα 5.4: Καμπύλη διάρκειας φορτίου συστήματος. ....	93
Διάγραμμα 5.5: Βέλτιστα επίπεδα λιανικών τιμών χρέωσης της καταναλισκόμενης ενέργειας (RP) και αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας (PP) που διακινείται από τον Διαχειριστή ΔΠ και οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) με και χωρίς Διαχειριστή ΔΠ σε κάθε περίοδο κατανομής για το σενάριο M-50%. ....	99
Διάγραμμα 5.6: Εντασσόμενες ποσότητες ενέργειας ευέλικτου φορτίου και τοπικής παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ ανά περίοδο κατανομής για το σενάριο M-50%. ....	99
Διάγραμμα 5.7: Ποσότητες Δηλώσεων Φορτίου Διαχειριστή ΔΠ και εντασσόμενες ποσότητες ανά περίοδο κατανομής και κόμβο του συστήματος για το σενάριο M-50%. ....	100
Διάγραμμα 5.8: Ποσότητες Προσφορών Παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ και εντασσόμενες ποσότητες ανά περίοδο κατανομής και κόμβο του συστήματος για το σενάριο M-50%. ....	100
Διάγραμμα 5.9: Τυπική απόκλιση οριακών τιμών κόμβων ανά κάθε σενάριο (περίοδο κατανομής) για το μοντέλο χωρίς Διαχειριστή ΔΠ και για το μοντέλο με Διαχειριστή ΔΠ (σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	106
Διάγραμμα 6.1: Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων της Ρυθμιστικής Αρχής και των επενδυτών σε έργα αιολικής ενέργειας. ....	114
Διάγραμμα 6.2: Αιολική ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα (GWh) ως συνάρτηση της αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος (MW) για τα τρία σενάρια ρυθμού αύξησης του φορτίου..	118
Διάγραμμα 6.3: Βέλτιστοι συνδυασμοί συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων (MW) και εγγυημένων τιμών έγχυσης αιολικής ενέργειας (€/MWh) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου $c$ ανά σενάριο φορτίου.....	120
Διάγραμμα 6.4: Βέλτιστες εγγυημένες τιμές (€/MWh) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου $c$ ανά σενάριο φορτίου. ....	121
Διάγραμμα 6.5: Βέλτιστη συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων (MW) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου $c$ ανά σενάριο φορτίου. ....	121
Διάγραμμα 6.6: Απόλυτη μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου $c$ ανά σενάριο φορτίου. ....	122

Διάγραμμα 6.7: Σχετική μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου..... 122



# Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης στην Ελλάδα βάσει δημοσιευμένων μελετών .....	10
Πίνακας 2.2: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης νοικοκυριών βάσει διεθνών μελετών .....	10
Πίνακας 2.3: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης ως προς τις τιμές για ώρες αιχμής και εκτός αιχμής.....	10
Πίνακας 2.4: Σύγκριση χαρακτηριστικών των δύο ειδών διαχείρισης φορτίου.....	18
Πίνακας 2.5: Πιλοτικά προγράμματα διαχείρισης ζήτησης στην Ευρώπη, στην Αυστραλία, στον Καναδά και στις ΗΠΑ.....	21
Πίνακας 3.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης.....	51
Πίνακας 3.2: Κατανάλωση καυσίμου και πρόγραμμα συντήρησης μονάδων παραγωγής του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. ....	52
Πίνακας 3.3: Συντελεστής εκπομπών CO <sub>2</sub> (tnCO <sub>2</sub> /kg ή tnCO <sub>2</sub> /lt) ανά τύπο καυσίμου.....	52
Πίνακας 3.4: Ελάχιστος χρόνος κράτησης και λειτουργίας (ώρες) ανά τύπο μονάδας. ....	52
Πίνακας 3.5: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για την 28η Νοεμβρίου (βασικό σενάριο και σενάριο μείωσης αιχμής κατά 8%).	55
Πίνακας 3.6: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για τον συνολικό χρονικό ορίζοντα της μελέτης (βασικό σενάριο και σενάρια μείωσης αιχμής). ....	56
Πίνακας 3.7: Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα για τον συνολικό χρονικό ορίζοντα της μελέτης (βασικό σενάριο και σενάρια μείωσης αιχμής).....	57
Πίνακας 4.1: Κέρδος Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων για διάφορα σενάρια πλήθους ζωνών χρέωσης και επί τοις εκατό μεταβολή σε σχέση με το σενάριο με ενιαία τιμή (μία ζώνη χρέωσης). ....	70
Πίνακας 5.1: Μοναδιαίο κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου.....	91
Πίνακας 5.2: Παράδειγμα υπολογισμού της προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 12MW με καύσιμο μαζούτ (#6 oil).....	91
Πίνακας 5.3: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 12MW με καύσιμο μαζούτ (#6 oil).....	92
Πίνακας 5.4: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων προσφορών έγχυσης συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος 24 ζυγών του IEEE.....	92
Πίνακας 5.5: Σενάρια φορτίου και συχνότητα εμφάνισης αυτών.....	93
Πίνακας 5.6: Χαρακτηριστικά τιμών-ποσοτήτων δηλώσεων φορτίου καταναλωτών με διαθέσιμο ευέλικτο φορτίο.....	94

Πίνακας 5.7: Χαρακτηριστικά τιμών-ποσοτήτων προσφορών παραγωγής τοπικών παραγωγών. ....	94
Πίνακας 5.8: Λειτουργικά όρια Προσφορών Παραγωγής και Δηλώσεων Φορτίου Διαχειριστή ΔΠ ανά ζυγό. ....	95
Πίνακας 5.9: Πλήθος εξισώσεων, μεταβλητών, ακέραιων μεταβλητών και υπολογιστικός χρόνος ανά μοντέλο για τα διάφορα σενάρια. ....	96
Πίνακας 5.10: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE για το μοντέλο χωρίς ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ) και για το μοντέλο με ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	98
Πίνακας 5.11: Τιμές Δηλώσεων Φορτίου και Προσφορών Παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ για κάθε περίοδο κατανομής ανά κόμβο για το σενάριο M-50%. ....	101
Πίνακας 5.12: Ισοζύγιο ενέργειας Διαχειριστή ΔΠ για το μοντέλο χωρίς ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ) και για το μοντέλο με ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	101
Πίνακας 5.13: Ισοζύγιο ενέργειας συστήματος (σενάρια χαμηλού χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	103
Πίνακας 5.14: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE για το μοντέλο με Διαχειριστή ΔΠ χωρίς προσομοίωση της τοπολογίας του συστήματος (σενάρια χαμηλού χαμηλού -X, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	104
Πίνακας 5.15: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE ανά μοντέλο για την περίπτωση συμφόρησης (σενάριο υψηλού κόστους ΔΠ (Y) και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ). ....	105
Πίνακας 6.1: Δεδομένα και παραδοχές για τις παραμέτρους της συνάρτησης της καθαρής παρούσας αξίας. ....	119
Πίνακας 6.2: Παράμετροι συνάρτησης απορροφώμενης αιολικής ενέργειας και φορτίο ανά έτος για τα τρία σενάρια αύξησης φορτίου. ....	119
Πίνακας 6.3: Παράμετροι συνάρτησης ΚΠΑ για τα τρία σενάρια αύξησης φορτίου. ....	120

# Κεφάλαιο 1

## Εισαγωγή

### 1.1 Σκοπός της Διατριβής

Ακολουθώντας τις τεχνολογικές εξελίξεις των τελευταίων ετών, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας υπόκεινται τόσο σε δομικές όσο και σε λειτουργικές αλλαγές. Η απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας ανά τον κόσμο, με τη δραστηριοποίηση περισσότερων εταιρειών στην παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρισμού, δημιουργεί ανταγωνιστικές καταστάσεις στη χονδρική και στη λιανική αγορά. Μάλιστα, όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των επιχειρήσεων αυτών, τόσο πιο ανταγωνιστική είναι η εκάστοτε αγορά και τόσο μικρότερη είναι η δυνατότητα μεμονωμένες εταιρείες να την χειραγωγήσουν [1.1].

Παράλληλα, προκλήσεις αναμένεται να αντιμετωπίσει ο Διαχειριστής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να ενσωματώσει στη λειτουργία του συστήματος αλλά και να συντονίσει νέες μορφές φορτίων (περικοπτόμενα, μετατοπιζόμενα, ευέλικτα) ή εν γένει τοπικών πόρων, όπως είναι, για παράδειγμα, οι διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής ή η αποθήκευση ενέργειας. Ο σχεδιασμός σε κεντρικό επίπεδο με σκοπό την επίτευξη επάρκειας ισχύος για την κάλυψη του μη ελαστικού φορτίου φαίνεται σταδιακά να υποσκελίζεται από την ανάγκη αποτελεσματικής ένταξης των νέων μορφών διεσπαρμένων πόρων και να οδηγεί σε αλλαγή μοντέλου λειτουργίας του [1.2].

Σε αυτό το πλαίσιο, τίθενται τα παρακάτω ερωτήματα, στα οποία επιχειρεί να δώσει απάντηση το έργο που εκτίθεται στην παρούσα διατριβή.

1. Ποιες είναι οι επιπτώσεις στη λειτουργία και στην οικονομικότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας από την εφαρμογή τεχνικών ελέγχου επί των φορτίων του;
2. Πώς είναι δυνατόν να γίνει η διαχείριση τοπικών διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων με χρήση σημάτων τιμών; Πώς επηρεάζεται η κερδοφορία ενός διαχειριστή τέτοιων πόρων ανάλογα με τη μορφή της τιμολόγησης;
3. Πώς είναι δυνατόν να ενταχθούν οι ευέλικτοι τοπικοί πόροι στις λειτουργίες της αγοράς; Ευνοεί η παρουσία ενός διαχειριστή τοπικών πόρων τους πελάτες του και το σύστημα στο σύνολό του; Υπό ποιες συνθήκες καθίσταται ευεργετική η ύπαρξη μίας τέτοιας οντότητας;
4. Πώς μία Ρυθμιστική Αρχή επιλέγει τη μοναδιαία τιμή αποζημίωσης για εγγεόμενη στο σύστημα ενέργεια που παράγεται από εγκαταστάσεις παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) ώστε η τιμή αυτή να αποτελεί επαρκές κίνητρο για υλοποίηση αντίστοιχων επενδύσεων και, ταυτόχρονα, να μην επιβαρύνει το συνολικό κόστος του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας;

## 1.2 Μεθοδολογία

Βάσει του πρώτου τεθέντος ερωτήματος, καθίσταται σαφές ότι, προκειμένου να μελετηθούν οι επιπτώσεις σε επίπεδο συστήματος από την εφαρμογή ελέγχου επί των φορτίων, είναι απαραίτητη η μελέτη της λειτουργίας μόνιμης κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε ωριαία βάση. Για τον σκοπό αυτό, υλοποιείται αλγόριθμος ένταξης μονάδων και κατανομής φορτίου σε αυτές. Ο αλγόριθμος αυτός εφαρμόζεται σε σενάρια τα οποία διαφέρουν ως προς τις επιπτώσεις της διαχείρισης φορτίου στην καμπύλη φορτίου του συστήματος ώστε να αντανakλούν διαφορετικά επίπεδα συμμετοχής των πελατών ηλεκτρικής ενέργειας σε μία τέτοια δράση.

Οι απαντήσεις στα υπόλοιπα ερωτήματα επιχειρείται να δοθούν με διαμόρφωση κατάλληλων μαθηματικών μοντέλων, που διευκολύνουν τη διαδικασία λήψης αποφάσεων, επί των οποίων (μοντέλων) μελετάται πληθώρα σεναρίων. Προς τούτο αναγνωρίζονται, κατ' αρχάς οι διάφορες αλληλοεπηρεαζόμενες οντότητες, που αποτελούν βασικούς οικονομικούς παράγοντες του τομέα ηλεκτρισμού κατά πως φαίνεται να διαμορφώνεται από τις αλλαγές που συντελούνται. Οι περίπλοκες μεταξύ τους σχέσεις καθιστούν μεν τη διαδικασία λήψης αποφάσεων πολυσύνθετη, ωστόσο είναι δυνατόν να αναγνωριστεί –τις περισσότερες φορές– μία ιεραρχική δομή.

Κατάλληλο εργαλείο για την αναπαράσταση με μαθηματικό τρόπο τέτοιων καταστάσεων είναι ο διεπίπεδος προγραμματισμός. Τα προβλήματα που ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία, αν και δεν υπολείπονται σε περιορισμούς και πολυπλοκότητα από άλλα, εντούτοις έχουν χρησιμοποιηθεί με επιτυχία για την αναπαράσταση της διαδικασίας λήψης απόφασης αλληλοεξαρτώμενων οντοτήτων. Η επίλυση προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού διευκολύνεται από την αναδιαμόρφωσή τους μέσω καθιερωμένων τεχνικών (συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker, μέθοδος big-M, γραμμικοποιήσεις με χρήση δυαδικών μεταβλητών) ώστε να καθίσταται δυνατή η χρήση κατάλληλων επιλυτών μέσω εμπορικά διαθέσιμου λογισμικού βελτιστοποίησης, όπως, για παράδειγμα, το GAMS [1.3].

Καθώς, λοιπόν, είναι δυνατόν η διαδικασία λήψης αποφάσεων να αναπαρασταθεί από κατάλληλα διαμορφωμένα προβλήματα βελτιστοποίησης, κατασκευάζεται, κατ' αρχάς, διεπίπεδο μοντέλο για την επίλυση του προβλήματος διαχείρισης και τιμολόγησης τοπικών πόρων, μέσω του οποίου είναι δυνατόν να μελετηθούν διαφορετικές μορφές τιμολόγησης και επίδρασή τους στην κερδοφορία της οντότητας που τους διαχειρίζεται.

Στη συνέχεια, διαμορφώνονται και συγκρίνονται μοντέλα ένταξης των τοπικών πόρων στη λειτουργία του συστήματος, ώστε να επιλυθεί το πρόβλημα του προγραμματισμού των ενεργειακών πόρων με ταυτόχρονη θεώρηση του συνόλου των διαδικασιών, που εκτελούνται στο πλαίσιο εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας, και της τοπολογίας του δικτύου με χρήση DC ροής φορτίου.

Τέλος, σχεδιάζεται μοντέλο για τον προσδιορισμό των βέλτιστων επιπέδων εγγυημένων τιμών έγχυσης ενέργειας από εγκαταστάσεις παραγωγής από ΑΠΕ που ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε τέτοια έργα ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό ενεργειακό κόστος για την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Η βιωσιμότητα των επενδύσεων αξιολογείται μέσω του υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης.



### 1.3 Δομή της Διατριβής

Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται εκτενής αναφορά στην υφιστάμενη βιβλιογραφία τη σχετική με το αντικείμενο της παρούσας εργασίας.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προκαταρκτικής μελέτης σκοπιμότητας μέσω της οποίας ποσοτικοποιούνται οι οικονομικές ωφέλειες που προκύπτουν σε επίπεδο συστήματος από τη διαχείριση διαθέσιμων φορτίων. Οι συνιστώσες του λειτουργικού κόστους του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζονται είναι το κόστος καυσίμου και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου των συμβατικών μονάδων παραγωγής καθώς επίσης και το κόστος αποζημίωσης της ενέργειας από εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Διάφορα σενάρια διαχείρισης φορτίου μελετώνται, κάθε ένα από τα οποία χαρακτηρίζεται από διαφορετικό ποσοστό μείωσης της ημερήσιας αιχμής της καμπύλης ζήτησης, όμως σε όλα τα σενάρια η ημερήσια ενέργεια παραμένει ίδια.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται μοντέλο για τη μελέτη της αλληλεπίδρασης ενός Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων (ΔΔΠ) με τους πελάτες του και εστιάζεται στην τιμολόγησή τους κατά τον βέλτιστο τρόπο. Το χαρτοφυλάκιο μίας τέτοιας οντότητας είναι δυνατόν να απαρτίζεται από πελάτες με διαφορετικά χαρακτηριστικά και ανάγκες: καταναλωτές με ελαστικά ή περικοπτόμενα φορτία, καταναλωτές με προφίλ ζήτησης ή παραγωγού. Η επίλυση του μοντέλου δίνει τα επίπεδα λιανικών τιμών για κάθε κατηγορία πελάτη, βάσει των οποίων οι τοπικοί πόροι επιλέγουν τις ποσότητες ενέργειας προς παραγωγή ή κατανάλωση.

Στο Κεφάλαιο 5 εμπλουτίζεται το προηγούμενο μοντέλο με το πρόβλημα εκκαθάρισης της αγοράς, στις διαδικασίες της οποίας συμμετέχει ο Διαχειριστής ΔΠ υποβάλλοντας κατάλληλα διαμορφωμένες προσφορές παραγωγής ή και δηλώσεις φορτίου. Πλέον ο Διαχειριστής ΔΠ καλείται να συνυπολογίσει στις αποφάσεις του το αποτέλεσμα του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού που πραγματοποιείται από τον Λειτουργό της αγοράς. Δύο παραλλαγές του μοντέλου αυτού διαμορφώνονται και συγκρίνονται: στην πρώτη ενσωματώνεται η τοπολογία του δικτύου με χρήση DC ροής φορτίου στη δεύτερη αγνοείται πλήρως η τοπολογία του δικτύου. Επιπλέον, διαμορφώνεται μοντέλο για τον προγραμματισμό των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων απουσία Διαχειριστή ΔΠ. Γίνεται ανάλυση ευαισθησίας ως προς το κόστος των τοπικών πόρων και το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου από τον Διαχειριστή ΔΠ, ενώ στα μοντέλα που ενσωματώνονται οι εξισώσεις της DCροής φορτίου εξετάζεται και σενάριο συμφόρησης του δικτύου.

Στο Κεφάλαιο 6 διαμορφώνεται το πρόβλημα μίας ρυθμιστικής αρχής, υπεύθυνης για τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, που επιδιώκει να ενθαρρύνει τις επενδύσεις σε ΑΠΕ, σε τέτοιο βαθμό ώστε να επιτυγχάνεται με το ελάχιστο κόστος η εξυπηρέτηση του φορτίου σε ορίζοντα εικοσαετίας.

Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η συμβολή της διατριβής καθώς επίσης και προτεινόμενες κατευθύνσεις έρευνας πάνω στα θέματα των οποίων άπτεται η παρούσα διδακτορική διατριβή.

### 1.4 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 1

- [1.1] L. Lai, Ed., Power system restructuring and deregulation: Trading, performance, and information technology, John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [1.2] Working Group WG C6.09, "Demand side integration", CIGRE, 2010.

- [1.3] GAMS Development Corporation. General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 24.2.1. Washington, DC, USA, 2013.

# Κεφάλαιο 2

## Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκονται τα τελευταία χρόνια σε μία διαρκή διαδικασία μεταλλαγής λόγω των νέων τεχνολογιών και των ευκαιριών που σχετίζονται με αυτές, αλλά και λόγω αποφάσεων πολιτικής και των συνεπαγόμενων αλλαγών στο ρυθμιστικό πλαίσιο. Οι ανάγκες των σημερινών καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με τις δεσμευτικές αποφάσεις πολιτικής που λαμβάνονται σε διεθνές, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο αποτελούν παράγοντες που συμβάλλουν στη μεταστροφή προς μεγαλύτερα επίπεδα ευελιξίας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο αυτής της μεταστροφής, σε λέξεις-κλειδιά αναδεικνύονται όροι όπως «απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας», «αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)», «ενεργειακή αποδοτικότητα», «εξοικονόμηση ενέργειας», «παροχή ενεργειακών υπηρεσιών», «διαχείριση ζήτησης», «συμμετοχή καταναλωτών στην αγορά», κ.λπ.

Κινητήρια δύναμη σε ευρωπαϊκό επίπεδο για τη λήψη πρωτοβουλιών από μέρους των κρατών αποτελεί η οδηγία 2009/72/ΕΚ. Αναγνωρίζοντας τη σημασία της δημιουργίας μίας ενοποιημένης εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία ενθαρρύνει τους καταναλωτές προς αποδοτικότερη χρήση της ενέργειας, προωθείται μεταξύ των άλλων και η απελευθέρωση της λιανικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο πρακτικά σημαίνει ότι όλοι οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα ελεύθερης επιλογής του προμηθευτή τους. Οι προμηθευτές από την πλευρά τους, και στο πλαίσιο του ανταγωνισμού, προσφέρουν τιμολόγια τα οποία αντανακλούν το πραγματικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας και περιλαμβάνουν ένα εύλογο περιθώριο κέρδους.

Ακόμη όμως κι αν ολοκληρωθούν οι αλλαγές αυτές, μόνο με τη σύνδεση των δύο αγορών – της χονδρεμπορικής αγοράς, στην οποία πωλούν οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας, και της λιανικής αγοράς, στην οποία πωλούν οι προμηθευτές– θα καταστεί δυνατόν να αντιληφθούν οι καταναλωτές το πραγματικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας. Το μέχρι σήμερα ισχύον στην Ελλάδα σύστημα των διοικητικά οριζόμενων λιανικών τιμών, οι οποίες αναθεωρούνται κατόπιν χρονοβόρων διαβουλεύσεων και σε μη τακτά χρονικά διαστήματα, θα αντικατασταθεί εκ των πραγμάτων από νέους μηχανισμούς τιμών, οι οποίοι θα μειώνουν το ρίσκο που αναλαμβάνουν οι προμηθευτές καθώς συναλλάσσονται από τη μία πλευρά με μία χονδρική αγορά, στην οποία οι τιμές μεταβάλλονται από ώρα σε ώρα, και από την άλλη με πελάτες λιανικής, οι οποίοι αγοράζουν την ηλεκτρική ενέργεια σε προσυμφωνημένες τιμές. Κατ' αυτόν τον τρόπο, όμως, κατά τον σχεδιασμό των τιμολογίων που προσφέρει στους πελάτες του, ο προμηθευτής ήταν υποχρεωμένος μέχρι σήμερα να αναλάβει είτε το ρίσκο της υπερεκτίμησης των τιμών χονδρικής, που θα τον οδηγήσει σε υψηλότερα τιμολόγια και κατά συνέπεια σε περιορισμένο πελατολόγιο, είτε το ρίσκο της υποεκτίμησης των τιμών χονδρικής, που βεβαίως θα του εξασφαλίσει μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς λιανικής, όμως ενδέχεται –σε περίπτωση ιδιαίτερος υψηλών τιμών στη χονδρική αγορά– το περιθώριο κέρδους του να συμπιεστεί σημαντικά ή και να αγγίξει αρνητικά επίπεδα (ζημίες).

Συνεπώς, καθίσταται αναγκαία μία νέας μορφής τιμολόγηση η οποία θα λειτουργεί σαν συνδετήριος κρίκος μεταξύ των δύο αγορών (χονδρικής και λιανικής). Ήδη από την δεκαετία του '80 με το έργο των Schewperre et al. «Spot Pricing of Electricity» [2.1] τέθηκαν οι βάσεις για την τιμολόγηση πραγματικού χρόνου. Αν και είναι αδιαμφισβήτητα τα πλεονεκτήματα ενός τέτοιου είδους τιμολόγησης, μεταξύ των οποίων η αποδοτικότερη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας και η βελτιωμένη ενσωμάτωση διεσπαρμένων μονάδων ΑΠΕ [2.2], παραμένει, ωστόσο, το ερώτημα: πώς θα αποκριθούν οι καταναλωτές σε τέτοια σήματα τιμών; Η απάντηση έχει, σύμφωνα με τους ερευνητές, δύο σκέλη: τις με άμεσο τρόπο αποκτηθείσες μετρήσεις της συμπεριφοράς των πελατών ή τη χρήση μοντέλων προσομοίωσης.

Και αν πριν από μία τριακονταετία, η καταγραφή της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά πελάτη, σε ωριαία βάση, φάνταζε σενάριο επιστημονικής φαντασίας, σήμερα με τις εξελίξεις στους τομείς των ηλεκτρονικών συστημάτων και των επικοινωνιών, η χρήση έξυπνων μετρητών έρχεται να προσφέρει αυτήν την υπηρεσία. Οι νέες γενιάς έξυπνοι μετρητές με δυνατότητες αμφίδρομης επικοινωνίας παρέχουν μία σειρά από υπηρεσίες τόσο στον προμηθευτή όσο και στους χρήστες, διευκολύνουν και απλοποιούν τη διαδικασία τιμολόγησης, καθιστούν δυνατή την παροχή εξατομικευμένων τιμολογίων και παρέχουν σε πραγματικό χρόνο πληροφόρηση στον πελάτη σχετικά με το ύψος της κατανάλωσής του.

Η υλοποίηση, όμως, της τιμολόγησης πραγματικού χρόνου ή άλλων συναφών ειδών τιμολόγησης προσθέτει μία ακόμη παράμετρο, η οποία επηρεάζει πλέον σε μέγιστο βαθμό τη συμπεριφορά των καταναλωτών: τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, κλασσικές μέθοδοι πρόβλεψης φορτίου καθίστανται παρωχημένες, καθώς λαμβάνουν υπ' όψιν μόνο εποχικές και πληθυσμιακές παραμέτρους ή εν πολλοίς αναμενόμενα επίπεδα οικονομικής δραστηριότητας (βάσει ιστορικών στοιχείων και τάσεων). Περαιτέρω, η απελευθέρωση της λιανικής αγοράς ενέργειας οδηγεί αναπόφευκτα στην εμφάνιση νέων οντοτήτων: περισσότεροι του ενός προμηθευτές, Ρυθμιστής Αγοράς, Εταιρείες Παροχής Ενεργειακών Υπηρεσιών (Energy Services Companies, ESCOs).

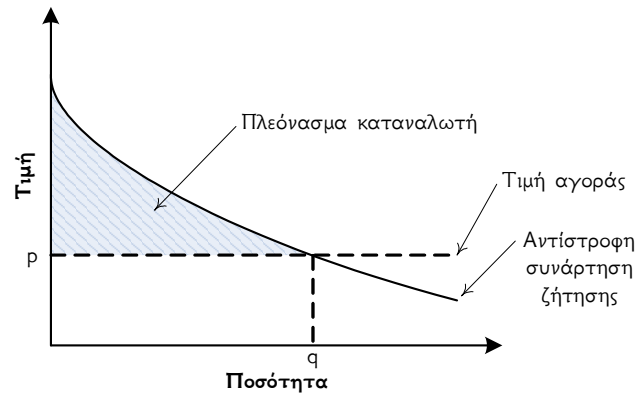
Σε ένα τόσο περίπλοκο περιβάλλον, όπου οι αποφάσεις του ενός επηρεάζουν με άμεσο ή έμμεσο τρόπο τις αποφάσεις των υπολοίπων, η χρήση νέων εργαλείων, τόσο από μέρους του προμηθευτή για τη μοντελοποίηση της συμπεριφοράς των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και από μέρους του Ρυθμιστή της λιανικής αγοράς για τον σχεδιασμό και την προσομοίωση της λειτουργίας της, καθίσταται απαραίτητη. Πλέον κατάλληλη γι' αυτόν τον σκοπό αναγνωρίζεται η θεωρία παιγνίων, μέσω της οποίας είναι δυνατόν να προσομοιωθούν ανταγωνιστικές καταστάσεις και σχέσεις μεταξύ διαφόρων οντοτήτων που αλληλεπιδρούν καθεμία από τις οποίες λαμβάνει αποφάσεις σε τοπικό επίπεδο, οι οποίες ενδέχεται να επηρεάσουν σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό τη συνολική λειτουργία του συστήματος.

Στο παρόν κεφάλαιο συγκεντρώνεται και παρουσιάζεται η συναφής με τα παραπάνω θέματα υφιστάμενη βιβλιογραφία.

## 2.1 Οικονομική Θεώρηση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Όπως κάθε αγαθό, έτσι και η παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από ένα κόστος το οποίο επιβαρύνει τον καταναλωτή. Σύμφωνα με τη μικροοικονομική θεωρία, δεδομένου του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και άλλες παραμέτρους, όπως το εισόδημα και οι προσωπικές προτιμήσεις του, ο καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας αποφασίζει πόση ενέργεια θα καταναλώσει. Όπως είναι αναμενόμενο,

όσο υψηλότερες είναι οι τιμές τόσο χαμηλότερη θα είναι και η κατανάλωση. Η σχέση αυτή μεταξύ τιμών και ποσοτήτων οπτικοποιείται μέσω της αντίστροφης συνάρτησης ζήτησης (Διάγραμμα 2.1), η οποία δίνει την τιμή ενός αγαθού συναρτήσει της ποσότητας. Όταν η τιμή αγοράς είναι ίση με  $p$ , ο καταναλωτής επιλέγει να καταναλώσει ποσότητα  $q$ . Η αξία που ο ίδιος δίνει στην ποσότητα που αγοράζει ισούται με το εμβαδόν μεταξύ της αντίστροφης συνάρτησης ζήτησης και του οριζόντιου άξονα. Καθώς όμως πληρώνει μόνο  $p \cdot q$  αποκομίζει ωφέλεια ίση προς τη γραμμοσκιασμένη επιφάνεια, που καλείται πλεόνασμα καταναλωτή.



**Διάγραμμα 2.1: Αντίστροφη συνάρτηση ζήτησης και πλεόνασμα καταναλωτή [2.3].**

Σημαντικό χαρακτηριστικό της ζήτησης αποτελεί η ελαστικότητα, μέσω της οποίας εκφράζεται η επίδραση μίας μεταβολής του επιπέδου τιμών στο επίπεδο της κατανάλωσης. Πιο συγκεκριμένα, η ελαστικότητα της ζήτησης ορίζεται ως ο λόγος της ποσοστιαίας μεταβολής της ζητούμενης από τους καταναλωτές ποσότητας προς την ποσοστιαία μεταβολή της τιμής του προϊόντος και δίνεται από τη συνάρτηση (2.1) [2.4].

$$\varepsilon(q) = \frac{dq/q}{dp/p} = \frac{p}{q} \frac{dq}{dp} \quad (2.1)$$

Η ζήτηση για ένα αγαθό είναι ελαστική αν μία δεδομένη ποσοστιαία μεταβολή στο επίπεδο τιμών επιφέρει σημαντική ποσοστιαία μεταβολή στη ζήτηση. Σε αντίθετη περίπτωση χαρακτηρίζεται ανελαστική. Καθώς η συνάρτηση ζήτησης είναι φθίνουσα, η ελαστικότητα είναι αρνητική.

Η παραπάνω ανάλυση ισχύει εν γένει για τα καταναλωτικά αγαθά. Σε αντίθεση όμως με τα συμβατικά αγαθά, η ηλεκτρική ενέργεια έχει ορισμένες ιδιαιτερότητες. Η κυριότερη από αυτές σχετίζεται μέχρι σήμερα με τις περιορισμένες δυνατότητες αποθήκευσής της με αποδοτικό τρόπο. Για τον λόγο αυτό, η ενέργεια πρέπει να παράγεται τη στιγμή κατά την οποία θα καταναλωθεί, που πρακτικά σημαίνει ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζει τον προγραμματισμό του συστήματος παραγωγής, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπ' όψιν τους περιορισμούς που τίθενται από τις υποδομές του δικτύου ώστε να διασφαλιστεί η ευσταθής λειτουργία του συστήματος.

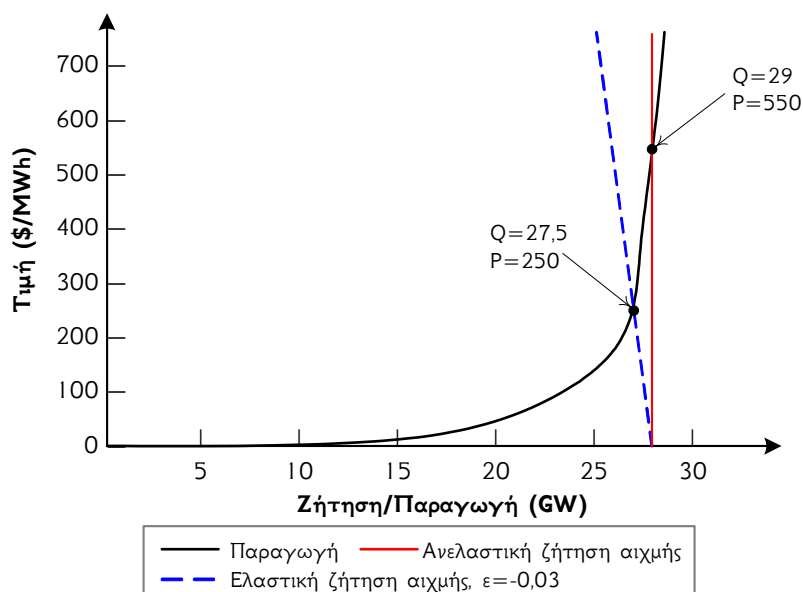
Σε χαμηλά επίπεδα φορτίου, το κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι σχετικά χαμηλό. Καθώς όμως το φορτίο αυξάνεται χωρίς παράλληλη βελτίωση του συντελεστή φορτίου<sup>1</sup>, που πρακτικά σημαίνει ότι αυξάνεται το φορτίο αιχμής δυσανάλογα σε σχέση με το φορτίο τις υπόλοιπες ώρες, όλο και πιο ακριβές μονάδες εντάσσονται στο σύστημα, ικανές για γρήγορες εναύσεις και σβέσεις, μέσω των οποίων καθίσταται δυνατή η εξυπηρέτηση του εκάστοτε

<sup>1</sup> Ο συντελεστής φορτίου ενός συστήματος ορίζεται βάσει της ετήσιας χρονολογικής καμπύλης φορτίου ως ο λόγος του μέσου φορτίου προς τη μέγιστη ζητούμενη ενέργεια κατά τη διάρκεια ενός έτους.

φορτίου, όσες διακυμάνσεις κι αν παρουσιάζει. Όπως είναι αναμενόμενο, όμως, το κόστος λειτουργίας των μονάδων αυτών είναι ιδιαίτερος υψηλό, και, ακόμη κι αν εντάσσονται για λίγες μόνο ώρες το χρόνο,<sup>2</sup> [2.5]-[2.8] γι' αυτές τις ώρες οδηγούν το κόστος της ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά σε υψηλά επίπεδα (Διάγραμμα 2.2).

Με το ισχύον σύστημα αναθεώρησης των λιανικών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, οι διακυμάνσεις στις τιμές της χονδρικής αγοράς δεν γίνονται αντιληπτές από τους καταναλωτές. Για τον λόγο αυτόν, η ζήτηση όπως διαμορφώνεται σήμερα μπορεί να χαρακτηριστεί –σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα– πλήρως ανελαστική. Βεβαίως, σε περίπτωση που οι τιμές της χονδρικής αγοράς παρουσιάζονται συστηματικά ιδιαίτερος υψηλές, είναι αναπόφευκτη η μετακύλιση του αυξημένου κόστους στους καταναλωτές (μέσω μίας χρονοβόρας διαδικασίας) και η αντίστοιχη προσαρμογή της ζήτησής τους στα νέα επίπεδα τιμών. Δηλαδή σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει κάποια ελαστικότητα.

Θεωρώντας βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, η πλήρως ανελαστική ζήτηση απεικονίζεται, σε ένα διάγραμμα τιμών-ποσοτήτων, ως μία κάθετη γραμμή στον άξονα της ζήτησης (Διάγραμμα 2.2). Στο συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής, προκειμένου να ικανοποιηθεί ζήτηση αιχμής ύψους 29GW απαιτείται αντίστοιχη ισχύς από μονάδες παραγωγής, γεγονός που ωθεί τις χονδρικές τιμές ενέργειας στα \$550/MWh. Αν, όμως, έστω ένα μέρος των καταναλωτών χαρακτηριζόταν από μεγαλύτερη ελαστικότητα, τότε η αγορά θα ισορροπούσε στα 27,5GW με τιμή \$250/MWh. Δηλαδή, μία μείωση 5% στη ζήτηση αιχμής οδηγεί σε μείωση των τιμών κατά 50%, γεγονός που αναδεικνύει τα οφέλη που μπορεί να προσφέρει η αύξηση της ελαστικότητας της ζήτησης μέσω της ενεργού συμμετοχής των καταναλωτών στη λιανική αγορά.

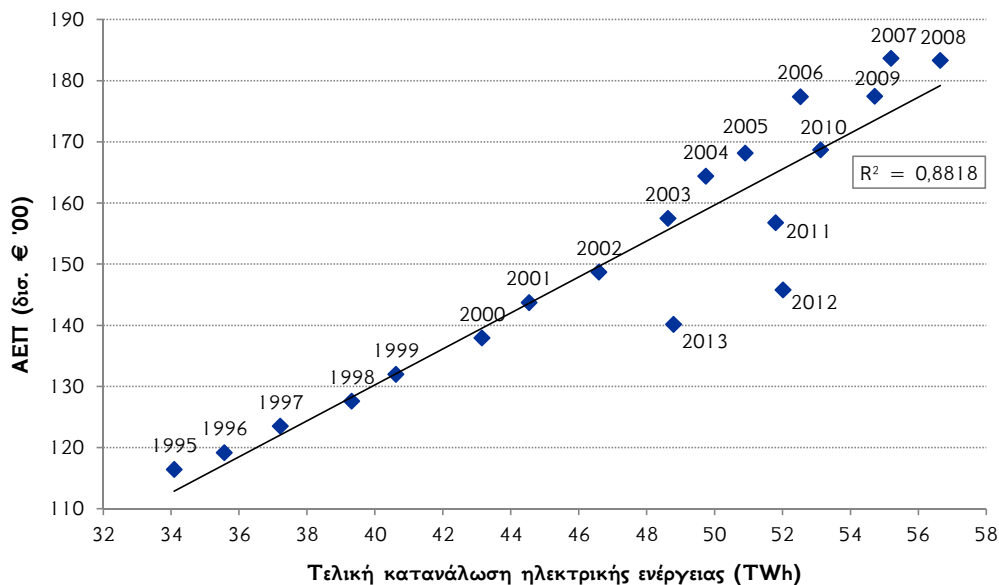


**Διάγραμμα 2.2: Θεωρητικές καμπύλες προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [2.5].**

<sup>2</sup> Εξάλλου, ειδικά σε αυτήν την περίπτωση, η υποχρησιμοποίηση των μονάδων αιχμής, καθιστά τις επενδύσεις σε τέτοιες μονάδες μη βιώσιμες. Το υψηλό κόστος που συνοδεύει τις επενδύσεις αυτές λειτουργεί ως αντικίνητρο, δίνοντας παράλληλα ώθηση στην αναζήτηση λύσεων που προσφέρει το φορτίο και η διαχείρισή του. Η προσπάθεια μείωσης της αιχμής και, κατά συνέπεια, βελτίωσης του συντελεστή φορτίου όχι μόνο απαλλάσσει τον διαχειριστή του συστήματος από την ανάγκη για κατασκευή νέων έργων παραγωγής και δικτύων, αλλά οδηγεί και σε καλύτερη αξιοποίηση των υπάρχουσών υποδομών [2.5]-[2.9].

## 2.2 Ελαστικότητα Ζήτησης

Για την καλύτερη κατανόηση της συμπεριφοράς των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητο να αναγνωριστούν οι καθοριστικοί παράγοντες που επηρεάζουν τις αποφάσεις καθενός. Καθώς η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα από τα αγαθά που αγοράζει ο καταναλωτής και, μάλιστα, σε καθημερινή βάση, είναι εύλογο οι ποσότητες που καταναλώνονται να επηρεάζονται από το *επίπεδο τιμών* (όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.1) αλλά και από το *διαθέσιμο εισόδημα*.<sup>3</sup> Το τελευταίο με τη σειρά του επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από το επίπεδο της εγχώριας οικονομικής δραστηριότητας. Έτσι, σε περιόδους επιβράδυνσης της οικονομικής ανάπτυξης αναμένεται πτώση στη ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια. Αυτή η σχέση εξάρτησης μεταξύ της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και του ΑΕΠ επιβεβαιώνεται και από την τιμή του συντελεστή συσχέτισης (94%) μεταξύ των δύο μεγεθών (Διάγραμμα 2.3).



**Διάγραμμα 2.3:** Τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (TWh) και ΑΕΠ (δισ. € '00) για τα έτη 1995-2013 [2.10].

Η επίδραση των παραμέτρων αυτών στη ζήτηση είναι διαφορετική σε βραχυχρόνιο και μακροχρόνιο ορίζοντα. Για την ακρίβεια, με τα σημερινά δεδομένα, η βραχυχρόνια ελαστικότητα, είτε ως προς την τιμή είτε ως προς το εισόδημα, είναι αισθητά μικρότερη από τη μακροχρόνια. Αυτό σημαίνει ότι η επίδραση μίας οποιασδήποτε μεταβολής στη ζήτηση είναι μεγαλύτερη σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, καθώς σε αυτήν την περίπτωση οι καταναλωτές έχουν περισσότερες επιλογές ώστε να προσαρμοστούν στα νέα δεδομένα (π.χ. μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, υποκατάσταση καυσίμου, αλλαγή καταναλωτικής συμπεριφοράς) [2.11].

Κατά καιρούς, έχουν δημοσιευτεί μελέτες στις οποίες προσεγγίζεται με διαφορετικό τρόπο η διαδικασία υπολογισμού της βραχυχρόνιας και μακροχρόνιας ελαστικότητας ζήτησης ως προς το εισόδημα και τις τιμές (Πίνακας 2.1 και Πίνακας 2.2). Για τον λόγο αυτό δεν υπάρχει μία κοινά αποδεκτή τιμή για τους δείκτες αυτούς, καθώς ποικίλουν οι παραδοχές που

<sup>3</sup> Στην παρούσα ενότητα εστιάζουμε στις οικονομικές παραμέτρους που καθορίζουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Πέραν αυτών, και οι καιρικές συνθήκες αποτελούν ακόμα μία παράμετρο που επηρεάζει το επίπεδο κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, καθόσον ειδικά σε περιπτώσεις ακραίων καιρικών συνθηκών (εξαιρετικά χαμηλές ή υψηλές θερμοκρασίες) εντείνεται η χρήση των συστημάτων θέρμανσης και ψύξης, η λειτουργία των οποίων απαιτεί τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.

γίνονται, οι οικονομετρικές προσεγγίσεις που εφαρμόζονται και τα χαρακτηριστικά του δείγματος που χρησιμοποιείται στην εκάστοτε μελέτη.

Τα τελευταία χρόνια το ενδιαφέρον των ερευνητών εστιάζεται στον υπολογισμό της ελαστικότητας της ζήτησης ως προς τις τιμές στην περίπτωση που οι αλλαγές στις τιμές συμβαίνουν ανά σχετικά μικρά χρονικά διαστήματα. Στον Πίνακα 2.3 παρατίθενται οι σχετικές τιμές ελαστικότητας όταν εφαρμόζονται προγράμματα τιμολόγησης με χρονική διαφοροποίηση των τιμών (time-of-use – TOU pricing) σε δύο επίπεδα (ένα για τις ώρες αιχμής και ένα για τις ώρες εκτός αιχμής) κατά τη διάρκεια της ημέρας.

**Πίνακας 2.1: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης στην Ελλάδα βάσει δημοσιευμένων μελετών [2.12].**

	Νοικοκυριά				Βιομηχανία				Σύνολο κατανάλωσης		
	Εισοδηματική		Τιμές		Εισοδηματική		Τιμές		Εισοδηματική		Τιμές
	B	M	B	M	B	M	B	M	B	M	B
IOBE [2.12]	0,13	0,41	—	—	0,14	1,43	-1,70*	-7,62*	0,05	0,45	—
Polemis [2.13]	—	—	—	—	0,61	0,85	-0,35	-0,85	—	—	—
Rapanos [2.11]	0,79	1,54	-0,31	-0,60	—	—	—	—	—	—	—
Hondroyannis	0,20	1,56	—	-0,41	—	—	—	—	—	—	—
Christodoulakis (2000) [2.15]	—	—	—	—	—	—	—	—	1,12	1,76	-0,14
Christodoulakis (1997) [2.16]	—	—	—	—	—	—	—	—	1,33	1,85	-0,25
Donatos [2.17]	0,53	1,50	-0,21	-0,58	—	—	—	—	—	—	—
Caloghirou [2.18]	—	—	—	—	—	—	-0,51	-0,77	—	—	—

Σημειώσεις: 1) Οι υψηλές τιμές της ελαστικότητας τιμής στη ζήτηση πελατών υψηλής τάσης ενδεχομένως οφείλονται στην υψηλότερη διακύμανση της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας στα τιμολόγια βιομηχανίας, 2) B: βραχυχρόνια ελαστικότητα, M: μακροχρόνια ελαστικότητα.

**Πίνακας 2.2: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης νοικοκυριών βάσει διεθνών μελετών [2.19], [2.20].**

	Εισοδηματική		Τιμές	
	B	M	B	M
Shin [2.21]	0,172	0,558	-0,143	-0,464
Brauch [2.19]	0,23	—	-0,20	—
Barnes [2.22]	0,20	—	-0,55	—
Hsiao [2.23]	0,17	—	—	—
Houthakker [2.24]	0,14	—	-0,11	—
Acton [2.25]	0,40	—	—	—
Fillipini (2004) [2.26]	—	0,604/0,637	—	-0,292/-0,507
Zachariadis [2.27]	—	1,175	—	-0,427
Espey [2.28]	0,28	0,97	-0,35	-0,85
Ziramba [2.29]	0,30	0,31	-0,02	-0,04

Σημείωση: B: βραχυχρόνια ελαστικότητα, M: μακροχρόνια ελαστικότητα.

**Πίνακας 2.3: Τιμές ελαστικότητας ζήτησης ως προς τις τιμές για ώρες αιχμής και εκτός αιχμής [2.20].**

	Αιχμής	Εκτός αιχμής
Aubin [2.30]	-0,79	-0,18
Fillipini (2011) [2.31]	-1,60/-2,26 (M)	-1,27/-1,65 (M)
Fillipini (1995) [2.32]	-0,60 (B)	-0,79 (B)
Train [2.33]	-0,129/-0,167	-0,214/0,275

Σημείωση: B: βραχυχρόνια ελαστικότητα, M: μακροχρόνια ελαστικότητα.



Πλέον στόχος των ερευνητών είναι ο υπολογισμός της ελαστικότητας όταν οι καταναλωτές υπόκεινται σε τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (real-time pricing - RTP), οπότε οι τιμές αλλάζουν από ώρα σε ώρα. Στο [2.34] παρουσιάζεται οικονομικό μοντέλο για την ποσοτικοποίηση της ζήτησης βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών που συμμετέχουν σε πρόγραμμα RTP, στο οποίο οι τιμές αλλάζουν ανά μισή ώρα, και που αντιπροσωπεύουν πέντε διαφορετικούς τομείς οικονομικής δραστηριότητας. Όπως είναι αναμενόμενο, οι σχετικές ελαστικότητες διαφέρουν ανάλογα με το είδος της οικονομικής δραστηριότητας. Για παράδειγμα, τα επίπεδα ελαστικότητας για τις βιομηχανίες κατασκευής χαλύβδινων σωλήνων, όπου η διαδικασία παραγωγής είναι συνεχόμενη και δεν υπάρχουν περιθώρια διακοπής της, είναι κατά πολύ χαμηλότερα από εκείνα για τις βιομηχανίες παροχής νερού. Για τους τέσσερις από τους πέντε τομείς η ελαστικότητα βρίσκεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα (από 0 έως -0,05) και μόνο για στις βιομηχανίες παροχής νερού αγγίζει υψηλές τιμές (έως -0,27). Για τις τελευταίες, μάλιστα, παρατηρείται υποκατάσταση της ενέργειας που δεν καταναλώθηκε μία χρονική περίοδο λόγω υψηλών τιμών από αύξηση της ζήτησης στις γειτονικές ώρες.

Στο [2.35] μελετάται η επίδραση που ασκείται στην ελαστικότητα της ζήτησης ως προς τις τιμές από παραμέτρους όπως το είδος της οικονομικής δραστηριότητας, οι θερμοκρασιακές αλλαγές και η εξοικείωση των υποκειμένων σε τιμολόγηση πραγματικού χρόνου. Χρησιμοποιούνται δεδομένα από 110 βιομηχανικούς πελάτες οι οποίοι συμμετείχαν σε προγράμματα RTP της εταιρείας Duke Power στις ΗΠΑ κατά τους μήνες Ιούνιο έως Σεπτέμβριο των ετών 1994-1999 με ζήτηση τουλάχιστον 1MW. Διαπιστώνεται ότι μόνο ένα μικρό μέρος των πελατών αποκρίνεται σημαντικά στις ωριαία μεταβαλλόμενες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας: πρόκειται είτε για πελάτες που διαθέτουν ιδιόκτητες γεννήτριες, είτε για βιομηχανίες η διαδικασία παραγωγής των οποίων είναι δυνατόν να διακοπεί. Σε απόλυτα μεγέθη η μείωση στη ζήτηση ειδικά κατά τις ώρες αιχμής είναι σημαντική, ωστόσο, καθώς η αντίστοιχη μεταβολή στις τιμές είναι εξίσου υψηλή, η ελαστικότητα που επιτυγχάνεται είναι της τάξης του 0,04. Τέλος, παρατηρείται ότι η απόκριση του φορτίου στις μεταβαλλόμενες τιμές βελτιώνεται με την πάροδο του χρόνου λόγω καλύτερης εξοικείωσης με το πρόγραμμα. Η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε από τους ερευνητές [συνάρτηση σταθερής ελαστικότητας υποκατάστασης (Constant Elasticity of Substitution – CES)] αποδεικνύεται, ωστόσο, ανεπαρκής στον υπολογισμό της ελαστικότητας ανά ώρα, καθώς δίνει μία τιμή ωριαίας ελαστικότητας για όλο το 24ωρο.

Χτίζοντας πάνω στα προηγούμενα αποτελέσματα, αλλά χρησιμοποιώντας διαφορετική μεθοδολογία για τον υπολογισμό της ελαστικότητας, η ίδια ομάδα ερευνητών στο [2.36] παρουσιάζει ωριαίες τιμές ελαστικότητας και σταυροειδούς ελαστικότητας (cross-elasticity) μεταξύ των ωρών ενός 24ώρου και διαπιστώνεται συμπληρωματικότητα (complementarity) μεταξύ γειτονικών ωρών και υποκατάσταση (substitution)<sup>4</sup> μεταξύ μη γειτονικών ωρών. Παράλληλα, η ανάλυση κοινωνικού οφέλους δείχνει ότι το καθαρό κέρδος από την μετάβαση από τιμολόγηση TOU σε RTP ανά πελάτη και μήνα είναι \$14.000, το οποίο αντιστοιχεί το 4% του μέσου κόστους αγοράς ενέργειας.

Υπολογισμός της ωριαίας ελαστικότητας και σταυροειδούς ελαστικότητας εντός ενός 24ώρου γίνεται και στο [2.37] βάσει δεδομένων που καταγράφηκαν στο πλαίσιο του

<sup>4</sup> Συμπληρωματικά ονομάζονται δύο αγαθά για τα οποία η αύξηση της τιμής του ενός οδηγεί σε μείωση της ζήτησης του άλλου και άρα χαρακτηρίζονται από αρνητική σταυροειδή ελαστικότητα.

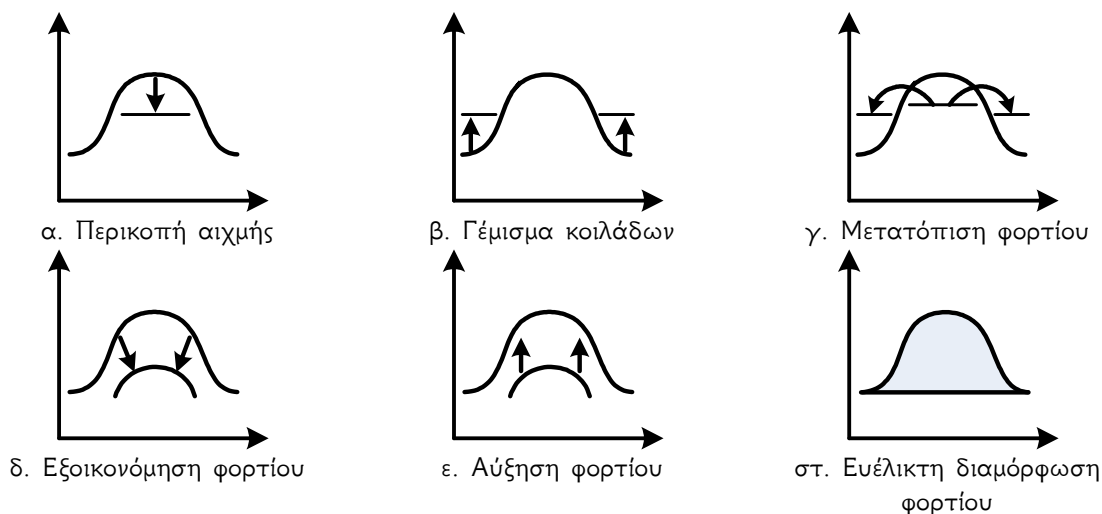
Υποκατάστατα ονομάζονται δύο αγαθά για τα οποία η αύξηση της τιμής του ενός οδηγεί σε αύξηση της ζήτησης του άλλου και άρα χαρακτηρίζονται από θετική σταυροειδή ελαστικότητα.

προγράμματος Power Smart Pricing της Ameren Illinois<sup>5</sup> το 2010. Οι ελαστικότητες που υπολογίζονται είναι δύο ειδών: μεσοπρόθεσμες, που κυμαίνονται μεταξύ  $-0,04$  και  $-0,29$ , και βραχυπρόθεσμες, που κυμαίνονται μεταξύ  $-0,21$  και  $-0,89$ . Η μείωση στο κόστος της ενέργειας για τους συμμετέχοντες κατά το 2010 υπολογίζεται σε  $12,35\%$ , το κέρδος, όμως μοιράζεται σε όλους τους καταναλωτές, συμμετέχοντες και μη (market effect) καθώς η μείωση στο φορτίο κατά τις ώρες αιχμής οδηγεί σε μείωση των οριακών κομβικών τιμών (locational marginal prices) από την οποία επωφελούνται όλοι οι πελάτες. Επιπλέον, καθώς η αγορά λειτουργεί πιο αποδοτικά, επιτυγχάνεται μείωση στην απώλεια κοινωνικής ευημερίας (deadweight loss) κατά  $\$6,14$ /συμμετέχοντα το 2008,  $\$0,73$  το 2010 και  $\$0,60$  για τα επόμενα χρόνια (πρόβλεψη).

### 2.3 Προγράμματα Διαχείρισης Ζήτησης

Είναι ευρέως πλέον αποδεκτό ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να συμβάλει, αναλαμβάνοντας δυναμικό ρόλο, στην ομαλή λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, η έως άλλοτε θεώρησή της ως μίας δεδομένης στατικής παραμέτρου χωρίς δυνατότητα ευελιξίας, έχει σήμερα ανατραπεί [2.38]. Η ενεργός συμμετοχή της ζήτησης στις λειτουργίες των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνει μέσω προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης (demand-side management) ή απόκρισης ζήτησης (demand response) [2.39].

Προγράμματα διαχείρισης ζήτησης υλοποιούνται σε διάφορες χώρες με στόχο την αλλαγή της συμπεριφοράς των καταναλωτών. Αυτή η αλλαγή –σε ατομικό επίπεδο– φαίνεται να μην είναι ιδιαίτερος αξιόλογη, όμως επηρεάζει σωρευτικά κατά ανάλογο τρόπο το συνολικό φορτίο του συστήματος. Έτσι, διαμορφώνεται μία νέα καμπύλη ζήτησης του συστήματος με τα επιθυμητά χαρακτηριστικά. Διακρίνονται έξι εναλλακτικές διαμόρφωσης της καμπύλης ζήτησης (Διάγραμμα 2.4) [2.38], [2.40], [2.41]:



**Διάγραμμα 2.4:** Διαμόρφωση καμπύλης φορτίου ανάλογα με το είδος της επιθυμητής μεταβολής [2.38], [2.40], [2.41].

<sup>5</sup> Το πρόγραμμα Power Smart Pricing καθιερώθηκε από την Ameren Illinois στο πλαίσιο της νομοθεσίας (Illinois Public Act 94-0977) που επιβάλλει σε εταιρείες που εξυπηρετούν πάνω από 100.000 πελάτες να διαθέτουν στους οικιακούς καταναλωτές την επιλογή ενός προγράμματος RTP.

- α. Περικοπή αιχμής (peak clipping): αποτελεί μία από τις κλασικές μορφές διαχείρισης φορτίου. Ουσιαστικά περιλαμβάνει τον άμεσο έλεγχο του φορτίου (direct load control) από την εταιρεία ηλεκτρισμού ώστε να μειωθεί το λειτουργικό κόστος του συστήματος.
- β. Γέμισμα κοιλάδων (valley filling): πρόκειται για την ενίσχυση του φορτίου κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης. Επιδιώκεται η υλοποίησή του όταν το μακροχρόνιο διαφορικό κόστος είναι μικρότερο από τη μέση τιμή της ενέργειας.
- γ. Μετατόπιση φορτίου (load shifting): περιλαμβάνει την μετατόπιση μέρους του φορτίου από τις ώρες αιχμής στις ώρες εκτός αιχμής. Επιτυγχάνεται μέσω του ελέγχου συσκευών που μπορούν να προσφέρουν κάποιου είδους αποθήκευση της ενέργειας (π.χ. θερμοσίφωνες, θέρμανση/ψύξη εσωτερικών χώρων).
- δ. Εξοικονόμηση φορτίου (strategic conservation): εδώ όχι μόνο αλλάζει η μορφή της καμπύλης ζήτησης, αλλά μειώνεται και ο συνολικός όγκος των πωλήσεων ως αποτέλεσμα σχετικών προγραμμάτων που προωθεί η εταιρεία ηλεκτρισμού για να επιτύχει εξοικονόμηση ενέργειας (π.χ. χρήση ηλεκτρικών συσκευών υψηλής ενεργειακής κλάσης, αντικατάσταση κοινών λαμπτήρων από λαμπτήρες εξοικονόμησης ενέργειας κ.λπ.).
- ε. Αύξηση φορτίου (strategic load growth): μπορεί να είναι αποτέλεσμα της στρατηγικής της εταιρείας ηλεκτρισμού για διεύρυνση του πελατολογίου της είτε της φυσιολογικής αύξησης του φορτίου (είτε λόγω αύξησης του πληθυσμού, είτε λόγω εξηλεκτρισμού νέων δραστηριοτήτων, όπως π.χ. η χρήση ηλεκτρικών οχημάτων).
- στ. Ευέλικτη διαμόρφωση φορτίου (flexible load shape): σχετίζεται με τη βελτίωση στην αξιοπιστία του συστήματος που επιδιώκεται μέσω διαφόρων προγραμμάτων παροχής υπηρεσιών, όπως διακοπτόμενα/περικοπτόμενα φορτία, διαχείριση φορτίου ατομικά ή κατά ομάδες. Σε αυτά τα προγράμματα μπορούν να συμμετέχουν εθελοντικά οι καταναλωτές λαμβάνοντας ανάλογη αποζημίωση.

Ειδικά για την περίπτωση της περικοπής αιχμής (δηλαδή της απόρριψης φορτίου κατά τις ώρες που το σύστημα αδυνατεί να ανταπεξέλθει στην υψηλή ζήτηση), ο τρόπος που εφαρμόζεται μέχρι και σήμερα δεν επιτρέπει την προαιρετική συμμετοχή των θιγόμενων καταναλωτών. Καθώς όμως, οι εταιρείες αποκτούν σταδιακά ένα περισσότερο πελατοκεντρικό προφίλ, προκειμένου να βελτιώσουν τις παρεχόμενες υπηρεσίες προς τους πελάτες τους, τα προγράμματα διαχείρισης ζήτησης που υλοποιούν περιλαμβάνουν στόχους όπως οι παραπάνω, αλλά με παροχή κατάλληλων κινήτρων για ενίσχυση της εθελοντικής συμμετοχής των πελατών τους.

Πλέον οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα να επιλέξουν αν θα συμμετάσχουν σε προγράμματα που επιτρέπουν την επίτευξη ενός επιπέδου ευελιξίας στην πλευρά της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, και επιφέρουν αλλαγές, όπως αυτές που παρουσιάστηκαν παραπάνω, στην καμπύλη φορτίου. Αυτή η ικανότητα των καταναλωτών να ανταποκρίνονται σε εναύσματα βάσει αξιοπιστίας (reliability trigger) ή τιμής (price trigger), που τους προσφέρονται από τον προμηθευτή τους ή από τον Διαχειριστή του Δικτύου ή του Συστήματος, με μείωση ή μετατόπιση του φορτίου τους, περιγράφεται ως «απόκριση ζήτησης» (demand response-DR) [2.41].

Η διαχείριση φορτίου (ΔΦ) ή απόκριση ζήτησης μπορεί να είναι δύο ειδών [2.42]-[2.46]:

1. Κατανεμόμενη (dispatchable) ή βάσει κινήτρων (incentive-based) ή βάσει αξιοπιστίας (reliability-triggered) ή άμεση: περιλαμβάνει προγραμματισμένες αλλαγές στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελούν αντικείμενο συμφωνίας μεταξύ του πελάτη και του προμηθευτή. Σε αυτήν την κατηγορία ανήκουν:
  - i. άμεσος έλεγχος φορτίων (direct load control),
  - ii. διακοπές/περικοπές φορτίων (interruptible/curtailable rates),

- iii. προσφορές ζήτησης (demand bidding/buyback programs),
  - iv. προγράμματα απόκρισης ζήτησης εκτάκτων καταστάσεων,
  - v. προγράμματα συμμετοχής στην αγορά ισχύος (capacity market programs),
  - vi. προγράμματα παροχής επικουρικών υπηρεσιών (ancillary services market programs).
2. Μη κατανεμόμενη (non-dispatchable) ή βάσει τιμών (price-based) ή έμμεση: δεν υποχρεώνει τον πελάτη να συμμορφωθεί με κάποια συμφωνία· η συμμετοχή του είναι προαιρετική και εξαρτάται εξ ολοκλήρου από τις προσωπικές του προτιμήσεις. Το εργαλείο που χρησιμοποιείται σε αυτήν την περίπτωση είναι οι τιμές, το επίπεδο των οποίων μεταβάλλεται. Για τον λόγο αυτό καλείται και έμμεση. Σε αυτήν την κατηγορία ανήκουν:
- i. τιμολόγηση με χρονική διαφοροποίηση τιμών (time-of-use pricing – TOU pricing),
  - ii. τιμολόγηση κρίσιμων αιχμών (critical-peak pricing – CPP),
  - iii. τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (real-time pricing – RTP).

Οι δύο αυτές κατηγορίες απόκρισης ζήτησης σε πολλές περιπτώσεις αλληλοσυμπληρώνονται. Παραδείγματος χάριν, η αύξηση της προσαρμοστικότητας της ζήτησης σε αλλαγές στα επίπεδα τιμών ενδεχομένως να μειώσει τη συχνότητα εμφάνισης αιχμών στο σύστημα και τις ανάγκες εφεδρείας, το οποίο μειώνει τις ανάγκες για εφαρμογή προγραμμάτων που ανήκουν στην πρώτη κατηγορία.

### 2.3.1 Άμεση Διαχείριση Φορτίου

Στην πρώτη κατηγορία προγραμμάτων ΔΦ προσφέρονται κίνητρα στους πελάτες (υπό τη μορφή οικονομικής αποζημίωσης ή εκπτώσεων στα τιμολόγια) ώστε να μειώσουν τη ζήτησή τους κατά τις ώρες που το σύστημα έχει περιορισμένες δυνατότητες κάλυψης του φορτίου. Εδώ προβλέπεται η ύπαρξη δυνατότητας άμεσης επέμβασης στην εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση του καταναλωτή για τον άμεσο έλεγχο των φορτίων (αύξηση, μείωση ή και διακοπή μέρους του φορτίου για όσο χρειάζεται και πάντως εντός των χρονικών πλαισίων που έχουν συμφωνηθεί) σε περιόδους υψηλού ή χαμηλού φορτίου με στόχο την εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου [2.46].

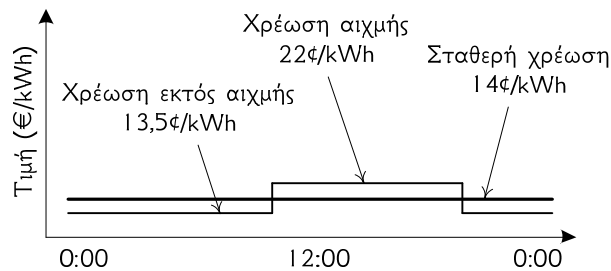
Επίσης, στην κατηγορία αυτή υπάγονται και προγράμματα μείωσης του φορτίου βάσει προσφορών (load curtailment bids) που υποβάλλουν οι συμμετέχοντες με αντάλλαγμα οικονομική αποζημίωση (το ύψος της αποζημίωσης καθορίζεται ανάλογα με την επιτευχθείσα μείωση στο φορτίο σε σχέση με ένα προϋπολογισμένο επίπεδο φορτίου) [2.47].

### 2.3.2 Έμμεση Διαχείριση Φορτίου

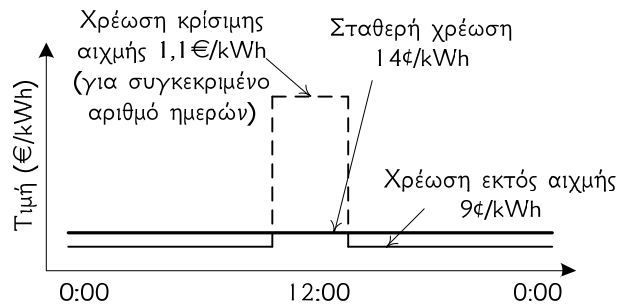
Στην περίπτωση της έμμεσης ΔΦ αποστέλλονται στους καταναλωτές σήματα τιμών υπό τη μορφή της δυναμικής τιμολόγησης (dynamic pricing). Στη συνέχεια εξαρτάται από τους ίδιους κατά πόσον θα μεταβάλουν το φορτίο τους λαμβάνοντας υπ' όψιν τις τιμές. Δηλαδή η συμμετοχή είναι προαιρετική με την έννοια ότι δεν επιβάλλονται πρόστιμα μη συμμόρφωσης. Ο ίδιος ο καταναλωτής πλέον επιλέγει αν θα μειώσει τη χρήση ηλεκτρικών συσκευών κατά τις ώρες υψηλών τιμών ή αν θα επιβαρυνθεί με το αντίστοιχο κόστος της ενέργειας κατά τις ώρες αυτές.

Στην Διάγραμμα 2.5 παρουσιάζονται παραδείγματα τιμολογιακών πολιτικών που εμπίπτουν στην κατηγορία της μη κατανεμόμενης απόκρισης ζήτησης. Στην *τιμολόγηση με χρονική διαφοροποίηση τιμών* (time-of-use pricing – TOU pricing) η καθιερωμένη σταθερή χρέωση για όλο το εικοσιτετράωρο αντικαθίσταται από δύο επίπεδα τιμών τα οποία αντιστοιχούν σε δύο ζώνες χρέωσης (ώρες αιχμής και λοιπές ώρες) (Διάγραμμα 2.5α). Η χρέωση κατά τις ώρες αιχμής είναι υψηλότερη σε σύγκριση με τις υπόλοιπες ώρες και ενδέχεται, ανάλογα με την

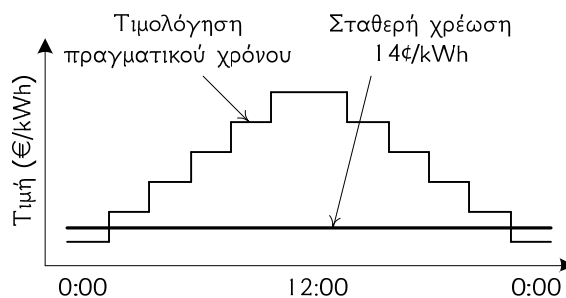
πολιτική που ακολουθεί η εταιρεία προμήθειας, να είναι υψηλότερη ακόμη και από την απλή σταθερή χρέωση. Οι ώρες για τις οποίες ισχύουν οι υψηλότερες τιμές, καθώς και το ύψος των χρεώσεων είναι προκαθορισμένα ως μέρος του συμβολαίου προμήθειας της εταιρείας με τον καταναλωτή. Μεταξύ των τριών ειδών τιμολογιακών πολιτικών, η τιμολόγηση με χρονική διαφοροποίηση τιμών είναι η πιο εύκολη να υιοθετηθεί από τους καταναλωτές, καθώς γίνεται ευκολότερα κατανοητή, ωστόσο, δεν επηρεάζει σημαντικά το φορτίο. Παράδειγμα εφαρμογής της συγκεκριμένης μορφής τιμολόγησης στην Ελλάδα είναι το διζωνικό τιμολόγιο με χρονοχρέωση που προσφέρει η ΔΕΗ Α.Ε. στους οικιακούς καταναλωτές (Γ1Ν).



α. Τιμολόγηση με χρονική διαφοροποίηση τιμών (time-of-use pricing – TOU pricing)



β. Τιμολόγηση κρίσιμων αιχμών (critical-peak pricing – CPP)



γ. Τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (real-time pricing – RTP)

**Διάγραμμα 2.5: Απόκριση ζήτησης βάσει τιμών - Παραδείγματα τιμολογιακών πολιτικών [2.48].**

Στην *τιμολόγηση κρίσιμων αιχμών* (critical-peak pricing – CPP) επιλέγονται από την εταιρεία προμήθειας συγκεκριμένες ημέρες κατά τις οποίες η χρέωση κατά τις προκαθορισμένες ώρες είναι αισθητά υψηλότερη (έως και 5 φορές) σε σύγκριση με τις υπόλοιπες ώρες (Διάγραμμα 2.5β). Φυσικά, στο είδος αυτό τιμολόγησης η συμφωνία που συνομολογείται μεταξύ προμηθευτή και καταναλωτή ορίζει συγκεκριμένους περιορισμούς (π.χ. σχετικά με το πλήθος των ημερών που μπορεί να εφαρμοστεί) και υποχρεώσεις των δύο μερών (π.χ. η εταιρεία υποχρεούται να ενημερώνει τους πελάτες της μία μέρα νωρίτερα). Όπως είναι φυσικό, η τιμολόγηση αυτή ασκεί μεγαλύτερη επίδραση στο φορτίο.

Στην *τιμολόγηση πραγματικού χρόνου* (real-time pricing – RTP) η τιμή διαφοροποιείται από ώρα σε ώρα (Διάγραμμα 2.5γ) αντανακλώντας, κατά το δυνατόν, τις διακυμάνσεις τιμών που

παρουσιάζονται στην χονδρεμπορική αγορά στις λειτουργίες της οποίας η εταιρεία προμήθειας εκπροσωπεί τους πελάτες της.

### 2.3.3 Άμεση ή Έμμεση Διαχείριση Φορτίου;

Προχωρώντας σε σύγκριση των δύο ειδών ΔΦ, που αναλύθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, παρατηρούνται σημαντικές διαφορές, που καθιστούν το κάθε είδος κατάλληλο για την επίτευξη διαφορετικού στόχου, ανάλογα με τις ανάγκες της εκάστοτε εταιρείας προμήθειας, που τα παρέχει.

Η άμεση ΔΦ χαρακτηρίζεται από αυξημένο οικονομικό ρίσκο για την εταιρεία προμήθειας, καθώς ο σχεδιασμός των προγραμμάτων αυτών γίνεται από την επιχείρηση με τρόπο ανάλογο προς τον σχεδιασμό των κλασικών τιμολογίων με σταθερή χρέωση (flat rate). Σε σύγκριση πάντως με τα τελευταία, η έμμεση ΔΦ βελτιώνει σημαντικά την ευελιξία στην πλευρά του φορτίου. Η έμμεση ΔΦ χαρακτηρίζεται, αντίθετα, από μειωμένο οικονομικό ρίσκο για την εταιρεία προμήθειας καθώς επιτρέπει τη σύνδεση της λιανικής με τη χονδρική αγορά.

Στο Διάγραμμα 2.6 παρουσιάζονται, με σειρά αυξανόμενου οικονομικού ρίσκου για τον προμηθευτή και τον καταναλωτή, διάφορα είδη τιμολόγησης που υπάγονται στη μία ή στην άλλη κατηγορία. Τα κλασικά τιμολόγια με σταθερή ή εποχιακή χρέωση είναι εκείνα που ενέχουν το υψηλότερο ρίσκο για τον προμηθευτή, καθώς δεν αντανakλούν το κόστος της ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά. Καθώς η μορφή των τιμολογίων προσεγγίζει την τιμολόγηση πραγματικού χρόνου, το οικονομικό ρίσκο για τον προμηθευτή βαίνει μειούμενο.

Αντίστροφη είναι η σχέση του οικονομικού ρίσκου για τους καταναλωτές. Γι' αυτούς είναι προτιμότερες οι σταθερές τιμές ή τουλάχιστον οι τιμές με την ελάχιστη δυνατή διαφοροποίηση από ώρα σε ώρα, καθώς ενέχουν το ελάχιστο ρίσκο. Όσο αυξάνεται η αβεβαιότητα σχετικά με τα επίπεδα τιμών και τις ώρες που θα ισχύει το καθένα, τόσο αυξάνεται το οικονομικό ρίσκο για τους καταναλωτές, γεγονός που εξηγεί εν μέρει την απροθυμία τους να υιοθετήσουν παρόμοια προγράμματα.

Από πλευράς όγκου αιτούμενης ενέργειας, η άμεση ΔΦ χαρακτηρίζεται από μικρότερο ρίσκο καθώς η συμφωνία που συνάπτεται μεταξύ των δύο μερών είναι δεσμευτική και ενίοτε προβλέπει ρήτρα μη συμμόρφωσης. Αντίθετα, η έμμεση ΔΦ χαρακτηρίζεται από αυξημένο ρίσκο ποσοτήτων, καθώς αυτές καθορίζονται εμμέσως από τα επίπεδα τιμών.

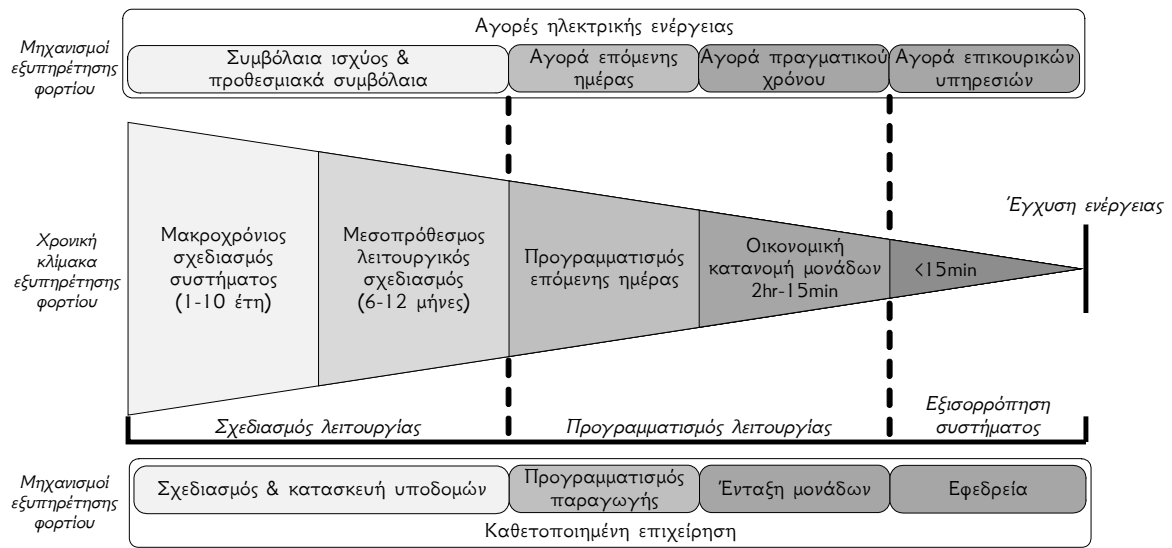
Ως εκ τούτου, τα δύο είδη ΔΦ συμμετέχουν με διαφορετικό τρόπο στη λειτουργία του συστήματος ανάλογα με τον χρονικό ορίζοντα του σχεδιασμού (Διάγραμμα 2.7 και Διάγραμμα 2.8). Στον μακροχρόνιο σχεδιασμό για την ανάπτυξη του συστήματος μόνο τα μέτρα που αποσκοπούν στη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας ασκούν σημαντική επίδραση. Παραδείγματος χάριν μία εκστρατεία ενημέρωσης για τη χρήση ηλεκτρικών συσκευών υψηλότερης ενεργειακής κλάσης ενδέχεται<sup>6</sup> να επιφέρει μείωση του φορτίου. Έτσι, έργα όπως η ενίσχυση γραμμών μεταφοράς ή η κατασκευή νέας μονάδας παραγωγής είναι δυνατόν να προγραμματιστούν εγκαίρως.

<sup>6</sup> Με την υπόθεση ότι η καταναλωτική συμπεριφορά δεν μεταβάλλεται, η αντικατάσταση παλαιών ενεργοβόρων συσκευών από νέες μειώνει το φορτίο. Όμως, αυτή η υπόθεση δεν είναι απολύτως ρεαλιστική, καθώς σε πολλές χώρες έχει παρατηρηθεί αύξηση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρά την εγκατάσταση νέων αποδοτικών συσκευών, καθώς τότε οι καταναλωτές επαναπαύονται, γεγονός που οδηγεί σε αυξημένη χρήση των νέων συσκευών.

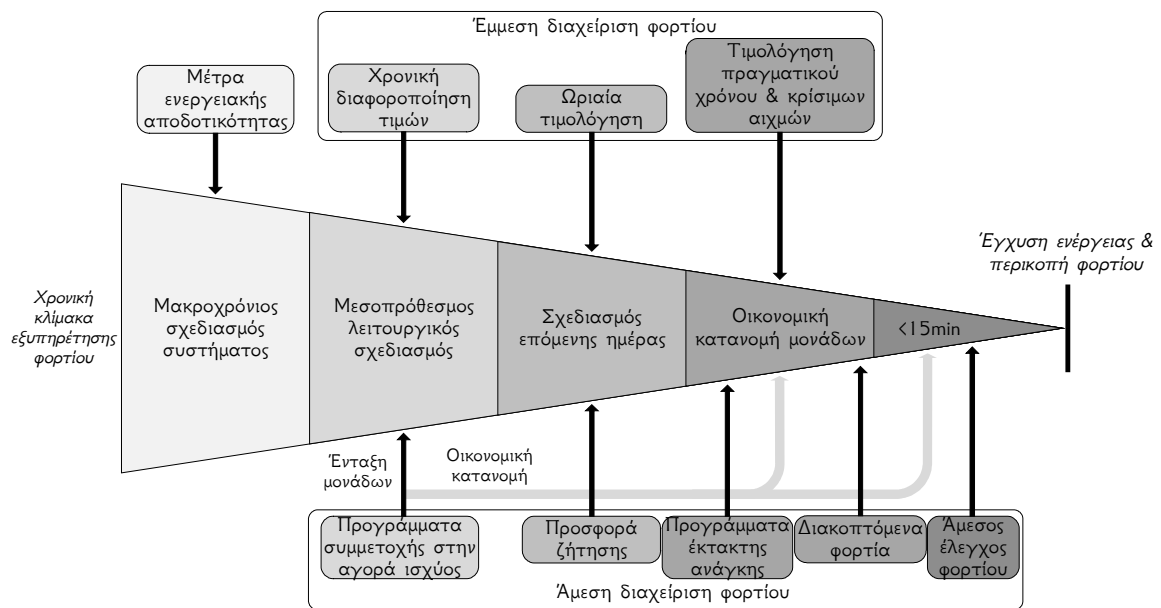


Σημείωση: Το τιμολόγιο πολλαπλών μπλοκ με αυξανόμενη χρέωση (αγγλιστί, inverted block tariff) αποτελείται από διακριτές βαθμίδες χρέωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με το ύψος της αυτής, όπου η ποσότητα ενέργειας που υπερβαίνει ένα συγκεκριμένο επίπεδο χρεώνεται σε υψηλότερη τιμή σε σύγκριση με την προηγούμενη βαθμίδα κατανάλωσης.

**Διάγραμμα 2.6: Οικονομικό ρίσκο προμηθευτή και καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας για τα διάφορα είδη τιμολόγησης [2.40].**



**Διάγραμμα 2.7: Σχεδιασμός και προγραμματισμός λειτουργίας συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας: χρονικές κλίμακες και μηχανισμοί απόφασης [2.45].**



**Διάγραμμα 2.8: Ο ρόλος της απόκρισης ζήτησης στον σχεδιασμό και τον προγραμματισμό της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [2.45].**

Σε βάθος χρόνου μηνών έως και ημερών, η τιμολόγηση βάσει χρονικών ζωνών χρέωσης (π.χ. νυχτερινό τιμολόγιο) επιφέρει αλλαγές στη μορφή της καμπύλης φορτίου, οι οποίες όμως είναι λιγότερο σημαντικές από εκείνες που προκύπτουν από την ωριαία τιμολόγηση. Έτσι, είναι απαραίτητο οι μεν πρώτες να ληφθούν υπ' όψιν κατά τον μεσοπρόθεσμο λειτουργικό σχεδιασμό, καθώς η διαφοροποιημένη καμπύλη φορτίου δημιουργεί διαφορετικές απαιτήσεις μέγιστης ισχύος σε μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ και γραμμές διανομής, οι δε δεύτερες είναι απαραίτητο να ενταχθούν στον προγραμματισμό της επόμενης ημέρας. Η τιμολόγηση πραγματικού χρόνου επηρεάζει τη λειτουργία του συστήματος σε χρονικό ορίζοντα 2 ωρών έως και 15 λεπτών.

Επειδή όλα τα προηγούμενα είδη τιμολόγησης έχουν προαιρετικό χαρακτήρα και δεν απαιτούν τη συμμόρφωση των καταναλωτών με συγκεκριμένα πρότυπα συμπεριφοράς, ενέχουν έναν βαθμό αβεβαιότητας και για τον λόγο αυτόν μπορούν να ενταχθούν σε όλες τις αγορές εκτός από εκείνη των επικουρικών υπηρεσιών. Μόνο ο άμεσος έλεγχος φορτίων είναι δυνατόν να ενταχθεί στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών ως μία ακόμη μορφή εφεδρείας.

Ο Πίνακας 2.4 συνοψίζει τις βασικές διαφορές των δύο ειδών απόκρισης ζήτησης που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Είναι σαφές ότι ο πρώτος μηχανισμός, αν και καταλληλότερος από την πλευρά των Διαχειριστών Συστήματος και Δικτύου, καθώς παρέχει άμεσο έλεγχο επί του φορτίου, εντούτοις υιοθετείται δυσκολότερα από τους καταναλωτές. Από την άλλη, ο μηχανισμός των τιμών δίνει στους καταναλωτές τη δυνατότητα να επιλέξουν αν θα μειώσουν το φορτίο τους κατά τις ώρες υψηλών τιμών ή αν θα επιβαρυνθούν με το επιπλέον κόστος που συνεπάγεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής [2.49]. Ωστόσο, στην περίπτωση αυτή καθίσταται δύσκολη η πρόβλεψη της συμπεριφοράς των καταναλωτών, τουλάχιστον με τα μέχρι σήμερα διαθέσιμα μέσα.

**Πίνακας 2.4: Σύγκριση χαρακτηριστικών των δύο ειδών διαχείρισης φορτίου.**

	Διαχείριση φορτίου	
	Άμεση	Έμμεση
Μηχανισμός	ποσοτήτων	τιμών
Χαρακτήρας	υποχρεωτικός	προαιρετικός
Σύνδεση χονδρικής-λιανικής αγοράς	x	✓
Οικονομικό ρίσκο καταναλωτή	χαμηλό	υψηλό
Οικονομικό ρίσκο προμηθευτή	υψηλό	χαμηλό
Ποσοτικό ρίσκο προμηθευτή	χαμηλό	υψηλό
Συμμετοχή στην αγορά		
<i>επόμενης ημέρας</i>	✓	✓
<i>πραγματικού χρόνου</i>	✓	✓
<i>επικουρικών υπηρεσιών</i>	✓	x

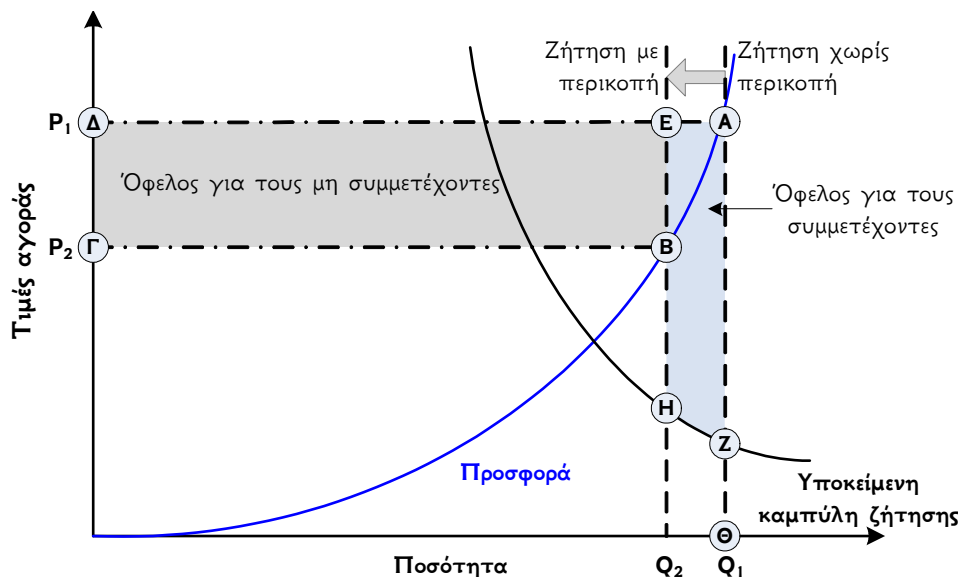
### 2.3.4 Οφέλη από τη Διαχείριση Φορτίου

Άμεσα ευεργετούμενοι από την εφαρμογή προγραμμάτων διαχείρισης ζήτησης είναι εκείνοι που συμμετέχουν σε αυτά, καθώς μειώνεται το κόστος αγοράς ενέργειας και βελτιώνεται η ποιότητα τροφοδότησης, καθώς ο κίνδυνος μη προγραμματισμένης διακοπής είναι μικρός. Οι συμμετέχοντες επιβραβεύονται για την επιπλέον υπηρεσία που προσφέρουν ενδεχομένως μέσω χαμηλότερων χρεώσεων ισχύος, υπό την προϋπόθεση ότι η τροποποίηση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ως αποτέλεσμα της εφαρμογής προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης είναι προβλέψιμη και αξιόπιστη ώστε να θεωρείται μέρος της εφεδρείας του συστήματος [2.50].

Οφέλη, όμως, προκύπτουν και για το σύνολο των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Σε βραχυχρόνιο ορίζοντα, επιτυγχάνεται μείωση στη συχνότητα εμφάνισης υψηλών τιμών



χονδρικής. Από αυτές τις χαμηλές τιμές επωφελούνται όλοι οι προμηθευτές που δραστηριοποιούνται στη λιανική αγορά, ανεξαρτήτως αν οι πελάτες τους συνεισφέρουν στην εξέλιξη αυτή. Εν τέλει, το μειωμένο κόστος προμήθειας αντανακλάται στα τιμολόγια όλων των πελατών λιανικής [2.45]. Το Διάγραμμα 2.9 οπτικοποιεί τα οφέλη για τους συμμετέχοντες και μη από τη μείωση των τιμών χονδρικής [2.50]. Καθώς οι μη συμμετέχοντες εξυπηρετούν τα συνήθη επίπεδα φορτίου απολαμβάνοντας χαμηλότερες τιμές, μέρος του πλεονάσματος παραγωγού (περιοχή ΕΒΓΔ) «μεταφέρεται» σε αυτούς. Η περιοχή ΑΖΗΕ αντιπροσωπεύει τα οφέλη για τους συμμετέχοντες, τα οποία απαρτίζονται από την αύξηση στο πλεόνασμα καταναλωτή (και την αντίστοιχη μείωση στο πλεόνασμα παραγωγού) (περιοχή ΑΒΕ) και από τα οφέλη που απορρέουν από την αποδοτικότερη χρήση ενέργειας (περιοχή ΑΒΗΖ) βελτιώνοντας το κοινωνικό πλεόνασμα. Από το διάγραμμα αυτό αναδεικνύεται και η ποιοτική διαφορά μεταξύ των οφελών για τις δύο ομάδες καταναλωτών: ενώ οι συμμετέχοντες απολαμβάνουν πραγματικό όφελος από την αποδοτικότερη χρήση της ενέργειας, που μεταφράζεται σε αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος, για τους μη συμμετέχοντες η αύξηση του πλεονάσματος καταναλωτή συνοδεύεται από ισόποση μείωση στο πλεόνασμα παραγωγού.



**Διάγραμμα 2.9:** Οφέλη από την εφαρμογή προγραμμάτων διαχείρισης στους συμμετέχοντες και μη [2.50].

Σε μακροχρόνιο ορίζοντα, η μείωση του φορτίου αιχμής οδηγεί σε αναβολή της κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής (και ιδίως μονάδων αιχμής που θα χρησίμευαν για την εξυπηρέτηση του φορτίου μόνο κατά τις συγκεκριμένες ώρες) και μειώνει τις ανάγκες κατασκευής έργων ενίσχυσης των δικτύων. Άλλα πλεονεκτήματα, τα οποία, όμως, είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν είναι [2.9], [2.43], [2.45]:

- βελτίωση στον τρόπο λειτουργίας της αγοράς, καθώς η ευελιξία από την πλευρά των φορτίων δεν επιτρέπει την εκμετάλλευση πιθανής δεσπόζουσας θέσης από εταιρεία παραγωγής σε ώρες υψηλής ζήτησης και περιορισμένων δυνατοτήτων παραγωγής,
- καλύτερη διαχείριση του ρίσκου από πλευράς προμηθευτών σε περιπτώσεις εκτάκτων συνθηκών,
- δημιουργία συνδετικού κρίκου μεταξύ της λιανικής και της χονδρικής αγοράς (συνδέεται άμεσα με το προηγούμενο),
- βελτίωση στην αξιοπιστία του συστήματος συνολικά, καθώς μειώνονται οι πιθανότητες μη προγραμματισμένων διακοπών.

### 2.3.5 Νομοθετικό Πλαίσιο

Από τις πρώτες αγορές στις οποίες ενσωματώθηκαν με επιτυχία οι δυνατότητες ευελιξίας που παρέχονται από την πλευρά του φορτίου, ήταν οι αγορές των ΗΠΑ, ιδιαίτερα μετά την θέση σε ισχύ του Energy Policy Act του 2005 (EPA 2005). Συγκεκριμένα η ΔΦ συμμετέχει σήμερα στις αγορές διαθεσιμότητας ισχύος (capacity market), ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών (ως στρεφόμενη εφεδρεία και για τη ρύθμιση της συχνότητας) αλλά και προαιρετικά σε έκτακτες καταστάσεις, οπότε και αποζημιώνεται με βάση την οριακή τιμή κόμβου (locational marginal price), στα συστήματα που βρίσκονται υπό την διαχείριση των PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland), NYISO (New York ISO), ISO New England και MISO (Midcontinent Independent System Operator) [2.51].

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, στην Οδηγία 2009/72/ΕΚ «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» αναγνωρίζεται η διαχείριση ζήτησης ως ένα μέσο που μπορεί να συμβάλει στην ασφάλεια εφοδιασμού και στην εξοικονόμηση ενέργειας, ενώ τα κράτη-μέλη οφείλουν, εφόσον η ανάλυση κόστους-οφέλους είναι θετική, να αναπτύξουν έως το 2020 ευφυή συστήματα μέτρησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία βοηθούν την ενεργό συμμετοχή των καταναλωτών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Με την Οδηγία 2012/27/ΕΕ εξειδικεύονται οι στόχοι για την ενεργειακή απόδοση, ώστε η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας να μειωθεί κατά 20% έως το 2020. Στο πλαίσιο αυτό, η απόκριση ζήτησης σε συνδυασμό με τα ευφυή συστήματα μέτρησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίζεται ως ένα από τα μέσα για την επίτευξη του στόχου. Περαιτέρω, τα κράτη-μέλη οφείλουν να συντάξουν εθνικό σχέδιο δράσης για την ενεργειακή αποδοτικότητα στο οποίο θα περιγράφονται οι μηχανισμοί, τα μέτρα και οι τεχνολογικές παρεμβάσεις που θα οδηγήσουν σε μείωση της κατανάλωσης. Στην περίπτωση της Ελλάδας, η ανάπτυξη ευφών συστημάτων μέτρησης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύει στην αντικατάσταση του 80% των υφιστάμενων μετρητών, ένα έργο που αναμένεται να οδηγήσει σε εξοικονόμηση 96,8ktoe έως το 2020 [2.52]. Προς επίτευξη αυτού του στόχου, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε σύσταση «σχετικά με τις προετοιμασίες για την εμπορική εξάπλωση των έξυπνων συστημάτων μέτρησης (2012/148/ΕΕ)» στις 9 Μαρτίου 2012, παρέχοντας κατευθυντήριες γραμμές στα κράτη-μέλη.

Στην Ελλάδα, ήδη με το Άρθρο 143Α του νόμου 4203/2013 (ΦΕΚ 235/Α'/01.11.2013) έχει θεσπιστεί η Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου (ΥΔΦ) που παρέχεται από καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας στον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς έναντι οικονομικής αποζημίωσης και μέχρι ενός προσυμφωνημένου ορίου ισχύος, ενώ με την Υπουργική Απόφαση ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ. 184898 (ΦΕΚ 2861/Β'/28.12.2015) περιγράφονται οι επιμέρους λεπτομέρειες για την εφαρμογή της. Σύμφωνα με την τελευταία, ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ) μπορεί να συνάπτει συμβάσεις για παροχή Υπηρεσιών Διακοπτόμενου Φορτίου για Συνολική Διακοπτόμενη Ισχύ μικρότερη ή ίση με 1GW ανά τύπο ΥΔΦ. Για κάθε τύπο ΥΔΦ ο Διαχειριστής του Συστήματος διενεργεί δημοπρασία. Στις δημοπρασίες αυτές επιτρέπεται να συμμετάσχουν μόνο οι καταναλωτές που έχουν εγγραφεί στο Μητρώο Διακοπτόμενου Φορτίου. Προς το παρόν έχουν οριστεί δύο τύποι ΥΔΦ που διαφέρουν ως προς τον χρόνο προειδοποίησης (δύο ώρες ή πέντε λεπτά), τη μέγιστη διάρκεια εντολής (48 ώρες ή μία ώρα), τη μέγιστη συνολική διάρκεια ανά έτος (144 ώρες ή 24 ώρες), το ελάχιστο χρονικό διάστημα μεταξύ διαδοχικών εντολών (μία ημέρα ή πέντε ημέρες) και τον μέγιστο αριθμό εντολών ανά μήνα (τρεις ή τέσσερις) [2.53].

### 2.3.6 Πρακτικές Εφαρμογές – Πιλοτικά Προγράμματα

Ο προαιρετικός χαρακτήρας της μη κατανεμόμενης απόκρισης ζήτησης, που την καθιστά ευκολότερα αποδεκτή και κατανοητή από τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, σε

συνδυασμό με την αβεβαιότητα της συμπεριφοράς των καταναλωτών υπό καθεστώς μεταβλητής τιμολόγησης, καθιστά αναγκαία τη διερεύνηση, μέσω πιλοτικών προγραμμάτων, των αλλαγών που επιφέρει η εφαρμογή της χρονικά μεταβαλλόμενης τιμολόγησης στην καμπύλη φορτίου. Ανά τον κόσμο, πληθώρα πιλοτικών προγραμμάτων υλοποιούνται ή έχουν ήδη ολοκληρωθεί (Πίνακας 2.5) [2.54], [2.55].

Πιο συγκεκριμένα, στις ΗΠΑ προγράμματα RTP με εθελοντική συμμετοχή υλοποιούνται εδώ και δεκαετίες. Στο Διάγραμμα 2.10 απεικονίζεται η επιτυγχανόμενη μείωση στην αιχμή του φορτίου από την εφαρμογή μίας πληθώρας τέτοιων προγραμμάτων στις ΗΠΑ. Στο [2.56] 43 προγράμματα ενεργά κατά το 2003 με έτη έναρξης από το 1985 έως το 2003 μελετώνται ώστε να διαπιστωθούν τα κίνητρα των εταιρειών και οι τάσεις στον σχεδιασμό των προσφερόμενων τιμολογίων, η συμμετοχή και η απόκριση των πελατών σε τέτοια προγράμματα. Ειδικά, αναφορικά με τη συμμετοχή στα προγράμματα διαπιστώνεται ότι:

- Σε λίγα μόνο προγράμματα το επίπεδο συμμετοχής είναι ικανοποιητικό.
- Δεν υπήρξε ευρεία προώθηση των προγραμμάτων.

**Πίνακας 2.5: Πιλοτικά προγράμματα διαχείρισης ζήτησης στην Ευρώπη, στην Αυστραλία, στον Καναδά και στις ΗΠΑ [2.54].**

Περιοχή	Τίτλος προγράμματος	Φορέας υλοποίησης
Γαλλία	Électricité de France (EDF) Tempo Program	Électricité de France (EDF)
Νέα Νότια Ουαλία (Αυστραλία)	Energy Australia's Network Tariff Reform	Energy Australia
Οντάριο (Καναδάς)	Ontario Energy Board Smart Price Pilot	Hydro Ottawa
Καλιφόρνια (ΗΠΑ)	Anaheim Critical Peak Pricing Experiment	Anaheim Public Utilities (APU)
Καλιφόρνια (ΗΠΑ)	California Automated Demand Response System Pilot (ADRS)	Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) and San Diego Gas & Electric (SDG&E)
Καλιφόρνια (ΗΠΑ)	California Statewide Pricing Pilot (SPP)	Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), and San Diego Gas & Electric (SDG&E)
Κολοράντο (ΗΠΑ)	Excel Experimental Residential Price Response Pilot Program	Xcel Energy
Κονέκτικατ (ΗΠΑ)	Connecticut Light & Power Plan-It Wise Energy Pilot Program	Connecticut Light & Power (CL&P)
Περιφέρεια της Κολούμπια (ΗΠΑ)	Smart Meter Pilot Project, Inc. (SMPPI)	Pepco
Φλόριντα (ΗΠΑ)	The Gulf Power Select Program	Gulf Power
Άινταχο (ΗΠΑ)	Idaho Residential Pilot Program	Idaho Power
Ιλινόις (ΗΠΑ)	The Community Energy Cooperative's Energy-Smart Pricing Plan (ESPP)	Commonwealth Edison
Μέριλαντ (ΗΠΑ)	Baltimore Gas & Electric Smart Energy Pricing Pilot	Baltimore Gas & Electric
Μιζούρι (ΗΠΑ)	AmerenUE Residential TOU Pilot Study	AmerenUE
Νιου Τζέρσεϊ (ΗΠΑ)	GPU Pilot	GPU
Νιου Τζέρσεϊ (ΗΠΑ)	Public Service Electric & Gas (PSE&G)	Public Service Electric & Gas (PSE&G)
Ουάσινγκτον (ΗΠΑ)	Puget Sound Energy (PSE) TOU Program	Puget Sound Energy
Ουάσινγκτον & Όρεγκον (ΗΠΑ)	Olympic Peninsula Project	Bonneville Power Administration, Clallam County PUD, The City of Port Angeles, Portland General Electric, and PacifiCorp

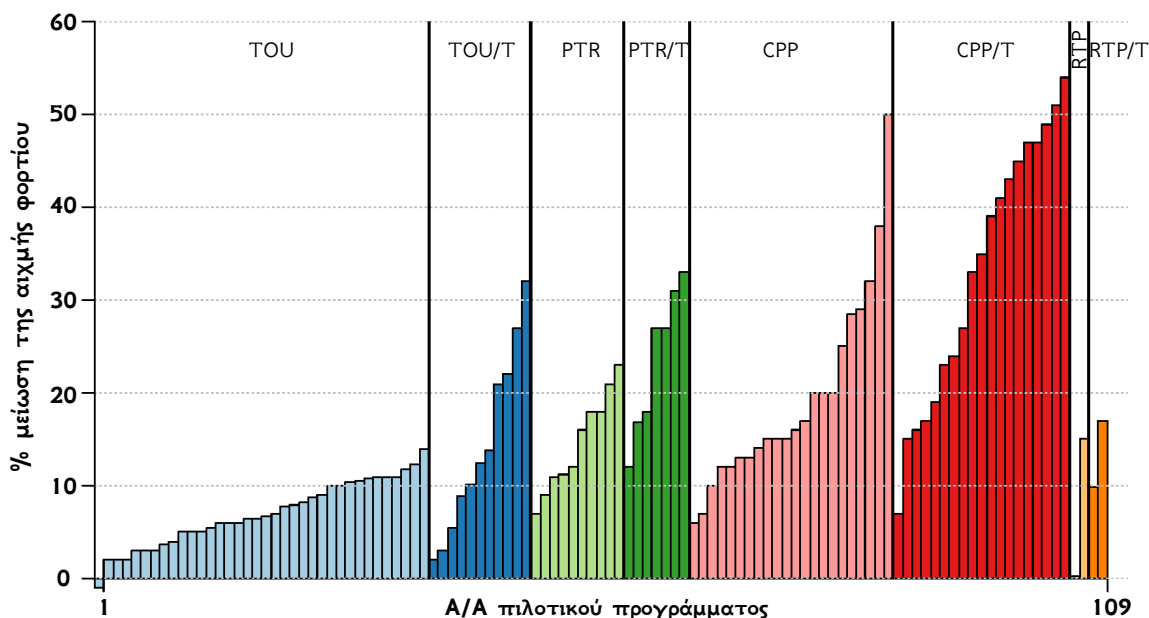
- Η τεχνική υποστήριξη των συμμετεχόντων ήταν ανεπαρκής.
- Κυρίως συμμετέχουν μεγάλοι βιομηχανικοί πελάτες.
- Με την πάροδο των ετών η συμμετοχή ολοένα και φθίνει.

Αναφορικά με την απόκριση των πελατών διαπιστώνεται ότι:

- Η συλλογή ποσοτικών πληροφοριών σχετικά με το ύψος της απόκρισης είναι μη συστηματική.
- Η προθυμία των συμμετεχόντων να μειώσουν την κατανάλωσή τους είναι περιορισμένη.
- Αυτοί που αποκρίνονται στις τιμές του προγράμματος είναι συνήθως οι μεγάλες βιομηχανίες.
- Σε κάποια προγράμματα υπάρχουν συμμετέχοντες που μειώνουν τη ζήτησή τους ακόμη και για τιμές μικρότερες από \$0,2/kWh (κυρίως όσοι διαθέτουν ιδιόκτητες γεννήτριες).
- Η μείωση στην αιχμή του φορτίου που επιτυγχάνεται κυμαίνεται μεταξύ 12-33%. Σε απόλυτα μεγέθη, ωστόσο, οι μειώσεις είναι περιορισμένες.

Η εταιρείες από την πλευρά τους δεν φαίνονται ιδιαίτερος πρόθυμες να εξακολουθήσουν να προωθούν τέτοια προγράμματα –τουλάχιστον μέχρι να ολοκληρωθεί η διαδικασία διαμόρφωσης του ρυθμιστικού περιβάλλοντος– καθώς το ενδιαφέρον των πελατών είναι περιορισμένο. Τα αποτελέσματα αυτά αναδεικνύουν τον κρίσιμο ρόλο που διαδραματίζει το ρυθμιστικό πλαίσιο. Έτσι, οι υπεύθυνοι για την χάραξη πολιτικής έχουν να αντιμετωπίσουν μία σειρά από προκλήσεις, όπως:

- ενημέρωση και επιμόρφωση των πελατών,
- συντονισμός με άλλα προγράμματα διαχείρισης ζήτησης,



Σημειώσεις: 1) Τα προγράμματα PTR (Peak Time Rebate) είναι όπως τα CPP με τη διαφορά ότι δεν συμπεριλαμβάνουν ρήτρα σε περίπτωση αύξησης της ζήτησης. 2) Στα προγράμματα που συνοδεύονται από "/T" χρησιμοποιήθηκαν έξυπνοι μετρητές.

**Διάγραμμα 2.10: Επιτυγχανόμενη μείωση στην αιχμή του φορτίου για 109 πιλοτικά προγράμματα διαχείρισης ζήτησης στις ΗΠΑ [2.55].**

- εκ των προτέρων εκτίμηση της αναμενόμενης αποδοχής και απόκρισης από τους πελάτες,
- ευθυγράμμιση των στόχων των προγραμμάτων με τους στόχους της εταιρείας,
- εκτίμηση κόστους-οφέλους προγραμμάτων RTP και σύγκριση με άλλα προγράμματα διαχείρισης ζήτησης,
- πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την αυξημένη χρήση διεσπαρμένης παραγωγής.

## 2.4 Θεωρία Παιγνίων και Μοντέλο Ηγεσίας

Η θεωρία παιγνίων θέτει το πλαίσιο για τη μελέτη προβλημάτων λήψης αποφάσεων στα οποία οι συμμετέχοντες αλληλεπιδρούν [2.57], [2.58] δηλαδή η βέλτιστη επιλογή σχετικά με τη συμπεριφορά ενός συμμετέχοντος εξαρτάται από την πρόβλεψή του σχετικά με τις επιλογές των αντιπάλων του [2.59]. Η θεωρία παιγνίων βασίζεται σε δύο υποθέσεις σχετικά με τη συμπεριφορά των παικτών στην προσπάθεια επίτευξης του στόχου που έχουν θέσει: δρουν ορθολογικά και λαμβάνουν παράλληλα υπ' όψιν τις γνώσεις ή τις προσδοκίες των λοιπών συμμετεχόντων [2.57]. Με άλλα λόγια με τη χρήση της θεωρίας παιγνίων επιχειρείται η ανάλυση ανταγωνιστικών καταστάσεων που η έκβασή τους εξαρτάται όχι μόνο από τις επιλογές ενός ατόμου ή και από την τύχη, αλλά και από τις επιλογές των άλλων ατόμων ή παικτών.

Η ποικιλία καταστάσεων που μπορούν να περιγραφούν με όρους θεωρίας παιγνίων έχει οδηγήσει με την πάροδο των ετών σε αντίστοιχη ποικιλία στα είδη παιγνίων. Έτσι, ξεκινώντας από απλές μορφές, όπως είναι τα στατικά παίγνια, στα οποία οι παίκτες δρουν ταυτόχρονα, μέχρι τα δυναμικά παίγνια, όπου οι παίκτες δρουν διαδοχικά, υπάρχει ένα ολόκληρο φάσμα παιγνίων, το οποίο μπορεί χρησιμοποιηθεί για να περιγράψει σχεδόν οποιαδήποτε κατάσταση στην οποία υπάρχει αλληλεπίδραση (είτε ανταγωνιστική είτε συνεργατική) μεταξύ δύο ή περισσότερων οντοτήτων.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το μοντέλο ηγεσίας, το οποίο είναι κατάλληλο για την περιγραφή συστημάτων που περιλαμβάνουν μία πλειάδα συμμετεχόντων και χαρακτηρίζονται από την ύπαρξη αποκεντρωμένης πληροφορίας και μία ιεραρχική δομή λήψης αποφάσεων και, επιπλέον, βρίσκει εφαρμογή στα προβλήματα που μελετώνται στην παρούσα εργασία. Το εν λόγω μοντέλο περιγράφηκε για πρώτη φορά από τον Stackelberg [2.60]. Σε αυτό ένας από τους παίκτες (ο *ηγέτης*) δηλώνει πρώτος τη στρατηγική που προτίθεται να ακολουθήσει και την «επιβάλλει» στους υπόλοιπους παίκτες (τους *ακολουθούς*), οι οποίοι αντιδρούν ορθολογικά στην στρατηγική του πρώτου [2.61]. Πρόκειται για την περίπτωση του στατικού δυοπωλίου, η βασική ιδέα του οποίου περιγράφεται από τον παρακάτω ορισμό.

Έστω  $U_1, U_2$  τα σύνολα των επιτρεπόμενων στρατηγικών για τον παίκτη 1 και τον παίκτη 2 αντίστοιχα. Έστω, περαιτέρω, ότι ο παίκτης  $i, i = 1, 2$  επιδιώκει να ελαχιστοποιήσει τη συνάρτηση κόστους  $J_i(u_1, u_2): U_1 \times U_2 \rightarrow \mathbb{R}$  επιλέγοντας  $u_i \in U_i$ . Ως ηγέτης θεωρείται ο παίκτης 1 και ως ακόλουθος ο παίκτης 2. Αν υπάρχει απεικόνιση  $T: U_1 \rightarrow U_2$  τέτοια ώστε για κάθε δεδομένο  $u_1, J_2(u_1, T(u_1)) \leq J_2(u_1, u_2)$  για κάθε  $u_2$  και αν υπάρχει  $u_1^* \in U_1$  τέτοιο ώστε  $J_1(u_1^*, T(u_1^*)) \leq J_1(u_1, T(u_1))$  για κάθε  $u_1$ , τότε το ζεύγος  $(u_1^*, u_2^*) \in U_1 \times U_2$ , με  $u_2^* = T(u_1^*)$  καλείται *στρατηγική Stackelberg* με ηγέτη τον παίκτη 1 και ακόλουθο τον παίκτη 2.

Με άλλα λόγια, η στρατηγική Stackelberg είναι η βέλτιστη στρατηγική που πρέπει να ακολουθήσει ο ηγέτης, όταν ο ακόλουθος ενεργεί κατά τον βέλτιστο τρόπο. Σε αυτήν την περίπτωση, μπορούμε να ορίσουμε το *σύνολο ορθολογικής απόκρισης* (rational reaction set) του παίκτη 2:  $D_2 = \{(u_1, u_2) \in U_1 \times U_2 : u_2 = T(u_1)\}$ . Ενεργώντας βάσει του συνόλου αυτού, ο παίκτης 2 συμπεριφέρεται ορθολογικά, γεγονός που αποτελεί την βασική προϋπόθεση για την στρατηγική Stackelberg [2.62].

Συνεπώς, η στρατηγική Stackelberg με τον παίκτη 1 σαν ηγέτη είναι η βέλτιστη στρατηγική για τον παίκτη αυτόν, αν ανακοινώνει πρώτος την επιλογή του και με δεδομένο ότι ο στόχος των παικτών είναι η ελαχιστοποίηση των  $J_1$  και  $J_2$ . Αν ο παίκτης 1 επιλέξει διαφορετική στρατηγική  $u_1$ , τότε ο παίκτης 2 θα επιλέξει μία νέα στρατηγική  $u'_2$  η οποία θα ελαχιστοποιεί την  $J_2$ , όμως το κόστος για τον παίκτη 1 θα είναι μεγαλύτερο ή στην καλύτερη περίπτωση ίσο προς αυτό που θα επετύγχανε αν η επιλογή του ήταν να ακολουθήσει τη στρατηγική Stackelberg [2.63].

## 2.5 Πολυεπίπεδος και Διεπίπεδος Προγραμματισμός

### 2.5.1 Ιστορικό

Τα προβλήματα πολυεπίπεδου προγραμματισμού (multilevel programming) αποτελούν μία κατηγορία προβλημάτων βελτιστοποίησης, το κύριο χαρακτηριστικό των οποίων είναι η ύπαρξη πολλαπλών επιπέδων λήψης αποφάσεων. Στην απλούστερη μορφή τους, που είναι αυτή που έχει μελετηθεί εκτενώς, αποτελούνται από δύο επίπεδα, όπως το μοντέλο ηγεσίας που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 2.4. Στο άνω επίπεδο περιγράφεται, υπό τη μορφή προβλήματος βελτιστοποίησης, η διαδικασία λήψης απόφασης του ηγέτη σχετικά με την μεταβλητή απόφασης που έχει υπό τον έλεγχό του. Στο κάτω επίπεδο η διαδικασία λήψης απόφασης του ακολούθου για τη μεταβλητή που έχει υπό τον έλεγχό του περιγράφεται ως ένα δεύτερο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Τα δύο επίπεδα απόφασης αλληλοσυνδέονται μεταξύ τους μέσω των μεταβλητών απόφασης δημιουργώντας μία σχέση αλληλεξάρτησης.

Οι πρώτες προσπάθειες συστηματοποίησης της μαθηματικής περιγραφής τέτοιων προβλημάτων εντοπίζονται το 1947 στο έργο των J. von Neumann και O. Morgenstern [2.64]. Οι ερευνητές περιγράφουν μαθηματικά το πρόβλημα min-max, το οποίο αποτελεί ένα διεπίπεδο πρόβλημα ειδικής μορφής, όπου οι αντικειμενικές συναρτήσεις των δύο επιπέδων έχουν αντίθετο πρόσημο. Πάνω σε αυτό το έργο βασίστηκαν οι Simaan και Cruz [2.62] και Chen και Cruz [2.63] τη δεκαετία του '60-'70 προκειμένου να επεκτείνουν το πρόβλημα από την αρχική μορφή του στατικού δυοπωλίου για να περιγράψει τη γενική περίπτωση των δυναμικών παιγνίων μη μηδενικού αθροίσματος<sup>7</sup> με δύο συμμετέχοντες.

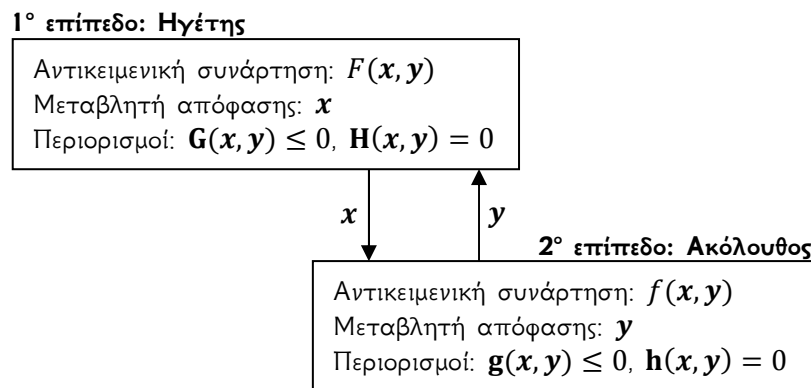
Παράλληλα με τον κλάδο της Οικονομικής Θεωρίας, οι εξελίξεις που σημειώθηκαν την ίδια εποχή στον κλάδο της Θεωρίας Ελέγχου [2.65], αναφορικά με τα ιεραρχικά συστήματα λήψης αποφάσεων και την πολυμεταβλητή Θεωρία Ελέγχου, και στον κλάδο των Εφαρμοσμένων Μαθηματικών αναφορικά με μεθόδους επίλυσης προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού [2.66]-[2.69], επέτρεψαν στους τρεις αυτούς κλάδους, που μέχρι τότε ακολουθούσαν παράλληλες πορείες, να βρουν τον κοινό τους τόπο σε αυτό που ονομάστηκε προβλήματα πολυεπίπεδου προγραμματισμού.

<sup>7</sup> Ως παίγνια μηδενικού αθροίσματος ορίζονται εκείνα στα οποία το άθροισμα των συναρτήσεων κόστους των παικτών ισούται με μηδέν, δηλαδή κέρδος για τον έναν παίκτη συνεπάγεται ισόποση ζημία για τον άλλον.

Από εκείνο το σημείο και μετά, η επιστημονική κοινότητα αποκτά έναν κοινά αποδεκτό κώδικα επικοινωνίας που συνδυάζει έννοιες και των τριών κλάδων. Πλέον, οι προσπάθειες των ερευνητών εστιάζονται τόσο στην ανάπτυξη μεθόδων επίλυσης τέτοιων προβλημάτων με διαφορετικά, ωστόσο, χαρακτηριστικά, όσο και στην εφαρμογή των εννοιών αυτών σε προβλήματα διαφόρων κατηγοριών της επιχειρησιακής έρευνας, όπως ο Cruz το 1976 στο [2.70], οι Candler και Norton το 1977 στο [2.71], οι Bialas και Karwan το 1978-79 [2.72], [2.73], οι Aiyoshi & Shimizu το 1981 [2.74], ο Bard το 1983 στο [2.75] και πιο πρόσφατα οι Luo, Pang και Ralph (1996) [2.76] και ο Outrata το 1998 [2.77] με τα προβλήματα αυτής της μορφής να περιγράφονται πλέον υπό τον γενικό όρο «μαθηματικός προγραμματισμός με περιορισμούς ισοροπίας» (Mathematical Programming with Equilibrium Constraints, MPEC).

### 2.5.2 Γενική Μαθηματική Διατύπωση Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού

Ειδική περίπτωση των προβλημάτων πολυεπίπεδου προγραμματισμού είναι τα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού (bilevel programming), με μόνο δύο επίπεδα. Στο πρώτο επίπεδο λήψης απόφασης, ο ηγέτης επιλέγει τιμή για τη μεταβλητή  $x$ , που έχει υπό τον έλεγχό του, βάσει αντικειμενικής συνάρτησης  $F(x, y)$  και δεδομένων ανισοτικών  $G(x, y)$  και ισοτικών  $H(x, y)$  περιορισμών. Στο δεύτερο επίπεδο λήψης απόφασης, ο ακόλουθος επιλέγει τιμή για τη μεταβλητή  $y$ , που έχει υπό τον έλεγχό του, βάσει αντικειμενικής συνάρτησης  $f(x, y)$  και δεδομένων ανισοτικών  $g(x, y)$  και ισοτικών  $h(x, y)$  περιορισμών, λαμβάνοντας πλέον υπ' όψιν την επιλογή του ηγέτη. Σημειώνεται ότι ο ηγέτης δεν έχει άμεσο έλεγχο επί της επιλογής του ακολούθου· έχει μόνο τη δυνατότητα να επηρεάσει την απόφασή του. Πρόκειται ουσιαστικά για ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, το οποίο συμπεριλαμβάνει στους περιορισμούς του ένα δεύτερο πρόβλημα βελτιστοποίησης (Διάγραμμα 2.11).



**Διάγραμμα 2.11:** Απεικόνιση του προβλήματος διεπίπεδου προγραμματισμού.

Εξ ορισμού, λοιπόν, τα προβλήματα αυτά χαρακτηρίζονται από μία ιεραρχική δομή, η οποία τα καθιστά ιδιαιτέρως κατάλληλα για να περιγράψουν καταστάσεις όπου δύο οντότητες με αλληλοσυγκρουόμενους στόχους λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με μεταβλητές, που έχουν υπό τον έλεγχό τους, με απώτερο στόχο να βελτιστοποιήσουν το όφελός τους ή να ελαχιστοποιήσουν το κόστος, ενώ παράλληλα επηρεάζουν με άμεσο τρόπο την ωφέλεια που αποκομίζει ή το κόστος που επωμίζεται ο καθένας.

Συνοπτικά, τα κοινά χαρακτηριστικά πολυεπίπεδων δομών είναι τα εξής [2.78], [2.79]:

1. Κατά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων οι αλληλοεπηρεαζόμενες οντότητες δρουν στο πλαίσιο μίας ιεραρχικής δομής.
2. Οι αποφάσεις υλοποιούνται διαδοχικώς, από το ανώτερο στο κατώτερο επίπεδο.

3. Κάθε οντότητα μεγιστοποιεί το όφελός της, το οποίο συναρτάται από τις επιλογές των υπολοίπων.
4. Η εξωτερική επίδραση στη διαδικασία λήψης απόφασης της εκάστοτε οντότητας αντικατοπτρίζεται είτε στην αντικειμενική συνάρτηση είτε στην εφικτή περιοχή απόφασης.

Στη γενική του διατύπωση, το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού έχει ως εξής<sup>8</sup>:

$$\min_x F(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.2)$$

υπό τους περιορισμούς

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.3)$$

όπου

$$\mathbf{y} \in \arg \left\{ \min_y f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \text{ τ. ώ. } \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \right\} \quad (2.4)$$

όπου:  $\mathbf{x}, \mathbf{y}$ : οι μεταβλητές απόφασης,  $F, f: X \times Y \rightarrow \mathbb{R}$ : οι αντικειμενικές συναρτήσεις,  $\mathbf{G} = [G_1, \dots, G_p]: X \times Y \rightarrow \mathbb{R}^p$ ,  $\mathbf{g} = [g_1, \dots, g_q]: X \times Y \rightarrow \mathbb{R}^q$ : οι ανισοτικοί περιορισμοί,  $\mathbf{H} = [H_1, \dots, H_k]: X \times Y \rightarrow \mathbb{R}^k$ ,  $\mathbf{h} = [h_1, \dots, h_l]: X \times Y \rightarrow \mathbb{R}^l$ : οι ισοτικοί περιορισμοί του άνω και του κάτω επιπέδου (του ηγέτη και του ακολούθου) αντίστοιχα.

Όταν οι συναρτήσεις  $F$  και  $f$  έχουν συγκεκριμένη μορφή, προκύπτουν ειδικές περιπτώσεις του παραπάνω προβλήματος που περιγράφουν γνωστά προβλήματα βελτιστοποίησης. Μέθοδοι αποσύνθεσης (decomposition methods) για προβλήματα βελτιστοποίησης υλοποιούνται όταν  $F(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = f(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ , ενώ όταν  $F(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = -f(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  υλοποιούνται προβλήματα minimax [2.80].

### 2.5.3 Ορισμοί

1. Επιτρεπτό σύνολο (constraint region):  
 $\Omega = \{(\mathbf{x}, \mathbf{y}): \mathbf{x} \in X, \mathbf{y} \in Y, \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0\}$
2. Προβολή του  $\Omega$  πάνω στην περιοχή απόφασης του ηγέτη (projection of  $\Omega$  onto the leader's decision space):  
 $\Omega(X) = \{\mathbf{x} \in X: \exists \mathbf{y} \in Y \text{ έτσι ώστε } (\mathbf{x}, \mathbf{y}) \in \Omega\}$
3. Εφικτό σύνολο του ακολούθου για σταθερό  $\mathbf{x} \in X$  (follower's feasible region for  $\mathbf{x} \in X$  fixed):  
 $\Omega(\mathbf{x}) = \{\mathbf{y} \in Y: \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0\}$
4. Σύνολο ορθολογικής αντίδρασης του ακολούθου (follower's rational reaction set):  
 $RR(\mathbf{x}) = \left\{ \mathbf{y} \in \arg \min_y (f(\mathbf{x}, \mathbf{y}): \mathbf{y} \in \Omega(\mathbf{x})) \right\}$
5. Περιοχή εφικτών λύσεων του προβλήματος (inducible region):  
 $IR = \{\mathbf{x}, \mathbf{y}: (\mathbf{x}, \mathbf{y}) \in \Omega, \mathbf{y} \in RR(\mathbf{x})\}$

Προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι το πρόβλημα είναι καλά ορισμένο, γίνονται επιπλέον οι υποθέσεις ότι το σύνολο  $\Omega$  είναι κυρτό και μη κενό και ότι, για κάθε απόφαση του ηγέτη, ο ακόλουθος έχει περιθώρια επιλογής (δηλ.  $\Omega(\mathbf{x}) \neq \emptyset$ ). Το σύνολο ορθολογικής αντίδρασης

<sup>8</sup> Οι περιορισμοί των δύο προβλημάτων παρουσιάζονται υπό μορφή διανυσμάτων. Αυτό σημαίνει ότι αν, για παράδειγμα, ο περιορισμός  $\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0$  συναρπατίζεται από  $m$  ανισότητες, τότε αυτές γράφονται ισοδύναμα  $G_m(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \forall m$ .



του ακόλουθου  $RR(x)$  περιλαμβάνει αυτές τις επιλογές, ενώ η περιοχή εφικτών λύσεων του προβλήματος αποτελεί το σύνολο στο οποίο ο ηγέτης αναζητά τη βέλτιστη λύση [2.81].

Στην περίπτωση που το σύνολο  $RR(x)$  δεν είναι μονομελές (δηλαδή, σε δεδομένη τιμή του  $x$  δεν αντιστοιχεί μία και μοναδική τιμή του  $y$  που ελαχιστοποιεί την  $f$ ), υπάρχουν δύο δυνατότητες προσέγγισης του προβλήματος. Σύμφωνα με την πρώτη, ο ηγέτης έχει τη δυνατότητα να επηρεάσει τον ακόλουθο ώστε ο τελευταίος να επιλέξει μεταξύ των στοιχείων του συνόλου  $RR(x)$  εκείνο που επιφέρει το μεγαλύτερο όφελος για τον ηγέτη (optimistic bilevel problem). Στη δεύτερη περίπτωση δεν επιτρέπεται κανενός είδους συνεργασία μεταξύ των δύο και έτσι ο ηγέτης επιδιώκει να περιορίσει τις απώλειες λόγω μίας ενδεχόμενης δυσμενούς –για τον ίδιο– επιλογής από τον ακόλουθο (pessimistic bilevel problem) [2.80].

#### 2.5.4 Τεχνικές Επίλυσης Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού

Το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού ακόμη και στην πιο απλή μορφή του, όπου όλες οι συναρτήσεις είναι γραμμικές, υπάγεται στην κλάση πολυπλοκότητας NP (δηλαδή είναι μη υπολογίσιμο σε πολυωνυμικό χρόνο, NP-hard), όπως αποδεικνύεται στο [2.82]. Ωστόσο, έχουν αναπτυχθεί αλγόριθμοι επίλυσης που, είτε επιτυγχάνουν την εύρεση ολικού βελτίστου (σε προβλήματα, όμως, με συγκεκριμένη δομή, όπως, π.χ. αυτά με γραμμικές συναρτήσεις), είτε περιορίζονται στην εύρεση τοπικών ακροτάτων. Τα τελευταία χρόνια μάλιστα ευριστικές μέθοδοι και μέθοδοι τεχνητής νοημοσύνης βρίσκουν εφαρμογή στην επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος.

Σε κάθε περίπτωση, οι περισσότερες τεχνικές αποσκοπούν στη μετατροπή του διεπίπεδου προβλήματος σε ένα συνηθισμένο πρόβλημα βελτιστοποίησης (ενός επιπέδου). Επί παραδείγματι, μία περιγραφή της σχέσης  $x(y)$ , που ισχύει τοπικά, υπολογίζεται με χρήση θεωρημάτων πεπλεγμένων συναρτήσεων (implicit function theorems) και εισάγεται στο πρόβλημα (2.2)-(2.3). Μία άλλη εναλλακτική είναι αυτή της αντικατάστασης του προβλήματος του κάτω επιπέδου από τις συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker (KKT) ή από ανισότητα μεταβολών (variational inequality) [2.80].

Εκτός από τις τεχνικές μετασχηματισμού, οι τεχνικές απαρίθμησης εκμεταλλεύονται το γεγονός ότι η βέλτιστη λύση βρίσκεται στα όρια του συνόλου  $\Omega$ . Έτσι, αρκεί ο εντοπισμός των κορυφών της εφικτής περιοχής, ώστε να βρεθεί εκείνος ο συνδυασμός που βελτιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση.<sup>9</sup>

Καθώς οι τεχνικές μετασχηματισμού είναι δυνατόν, υπό προϋποθέσεις, να εφαρμοστούν σε ευρύτερη γκάμα προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού, χρησιμοποιούνται περισσότερο συχνά για την επίλυση του προβλήματος (2.2)-(2.4) στη γενική του μορφή (χωρίς να υπάρχει ο περιορισμός της ύπαρξης γραμμικών συναρτήσεων). Σημειώνεται, ωστόσο, ότι τα δύο προβλήματα (αρχικό και μετασχηματισμένο) είναι ισοδύναμα μόνο όταν το πρόβλημα του δευτέρου επιπέδου είναι κυρτό και για την ειδική περίπτωση που η ακολουθούμενη προσέγγιση είναι εκείνη που ευνοεί τον ηγέτη (optimistic bilevel problem) [2.80].

Προκειμένου να είναι δυνατή η αναδιατύπωση του διεπίπεδου προβλήματος με χρήση των συνθηκών KKT είναι απαραίτητο να υποθέσουμε ότι οι  $f$  και  $g$  είναι συνεχώς διαφορίσιμες και κυρτές και η  $h$  είναι συνεχώς διαφορίσιμη και γραμμική. Τότε η συνάρτηση Lagrange το προβλήματος του κάτω επιπέδου έχει ως εξής:

<sup>9</sup> Προσπάθεια ταξινόμησης των αλγορίθμων ανάλογα με την ακολουθούμενη τεχνική έχει γίνει από τους Shih et al. [2.79].

$$\mathcal{L}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mu_i, \lambda_j) = f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_i \mu_i g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_j \lambda_j h_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.5)$$

όπου  $\mu_i$  και  $\lambda_j$  είναι οι δυικές μεταβλητές<sup>10</sup> των ανισοτικών και ισοτικών περιορισμών αντίστοιχα. Υπό την προϋπόθεση ότι οι  $f$ ,  $g_i$  και  $h_j$  είναι συνεχώς διαφορίσιμες, οι αναγκαίες συνθήκες 1<sup>ης</sup> τάξης ορίζουν ότι για να είναι το  $\mathbf{y}^*$ ,  $\lambda^*$ ,  $\mu^*$  τοπικό ελάχιστο του προβλήματος (2.4), τότε πρέπει να είναι στάσιμο σημείο της  $\mathcal{L}$ , δηλαδή η (2.6) πρέπει να ισχύει και επιπλέον να ικανοποιούνται οι συνθήκες εφικτότητας του πρωτεύοντος (2.7)-(2.8) και του δευτερεύοντος προβλήματος (2.9), καθώς επίσης και οι συνθήκες συμπληρωματικής χαλαρότητας (complementarity slackness conditions) (2.10).

$$\nabla_{\mathbf{y}} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \nabla_{\mathbf{y}} f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_i \mu_i \nabla_{\mathbf{y}} g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_j \lambda_j \nabla_{\mathbf{y}} h_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.6)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.7)$$

$$g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \forall i \quad (2.8)$$

$$\mu_i \geq 0, \forall i \quad (2.9)$$

$$\mu_i g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0, \forall i \quad (2.10)$$

Έτσι, σχηματίζεται το πρόβλημα ενός επιπέδου που αποτελείται από την αντικειμενική συνάρτηση του άνω επιπέδου (2.11) υπό τους περιορισμούς (2.12)-(2.15).<sup>11</sup>

$$\min_{\mathbf{x}} F(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.11)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0, \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.12)$$

$$\nabla_{\mathbf{y}} f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_i \mu_i \nabla_{\mathbf{y}} g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \sum_j \lambda_j \nabla_{\mathbf{y}} h_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.13)$$

$$0 \leq -g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \perp \mu_i \geq 0, \forall i \quad (2.14)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \quad (2.15)$$

Σε μία εναλλακτική διατύπωση που εμφανίζεται στη βιβλιογραφία [2.84] οι συνθήκες (2.14) μπορούν να γραφούν ισοδύναμα με τη χρήση μεταβλητών περιθωρίου ή απόκλισης  $\mathbf{s}$  (slack variables) ως εξής:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) + \mathbf{s} = 0 \quad (2.16)$$

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{s} = 0 \quad (2.17)$$

$$\boldsymbol{\mu}, \mathbf{s} \geq 0 \quad (2.18)$$

Το νέο πρόβλημα (2.11)-(2.15) αν και φαινομενικά απλούστερο σε σύγκριση με το αρχικό, καθώς περιλαμβάνει μόνο μία αντικειμενική συνάρτηση και μία σειρά περιορισμών, –ακόμη και όταν οι  $F$  και  $f$  είναι γραμμικές– είναι μη γραμμικό (λόγω των συμπληρωματικών συνθηκών χαλαρότητας (2.14)) και μη κυρτό.

Η μη γραμμικότητα και μη κυρτότητα του προβλήματος αυτού αποτελούν δύο σημαντικές προκλήσεις στην προσπάθεια εύρεσης βέλτιστης λύσης. Η πρώτη είναι δυνατόν να

<sup>10</sup> Οι δυικές μεταβλητές (dual variables), ή αλλιώς συντελεστές Lagrange σε προβλήματα με ισοτικούς περιορισμούς ή αλλιώς πολλαπλασιαστές Karush-Kuhn-Tucker (KKT) σε προβλήματα με ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς, αποτελούν τη βάση της κλασικής μεθόδου μαθηματικής βελτιστοποίησης για την εύρεση ακροτάτων σημείων πολυμεταβλητών συναρτήσεων υπό ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς. Εκτός του ότι επιτρέπουν την επίλυση τέτοιων προβλημάτων με χρήση επαναληπτικών μεθόδων, οι συντελεστές αυτοί έχουν και μία ενδιαφέρουσα φυσική ερμηνεία, ειδικά όταν πρόκειται για πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους. Σε αυτήν την περίπτωση, ονομάζονται και «σκιώδεις τιμές» (shadow prices) και εκφράζουν την επίδραση που έχει στην τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης η οριακή χαλάρωση του αντίστοιχου περιορισμού.

<sup>11</sup> Οι σχέσεις (2.8)-(2.10) γράφονται στην συνεπτυγμένη αλλά ισοδύναμη μορφή (2.14) και αποτελούν τις συνθήκες συμπληρωματικής χαλαρότητας, σύμφωνα με τις οποίες δεν επιτρέπεται να είναι ταυτόχρονα μηδέν το  $\mu_i$  και το  $g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ . Το σύμβολο  $\perp$  εκφράζει αυτήν την σχέση.

αντιμετωπιστεί εφαρμόζοντας κατάλληλες τεχνικές γραμμικοποίησης, όπως είναι το Strong Duality Theorem [2.85] και η μέθοδος big-M [2.86], που μετατρέπουν το μη γραμμικό πρόβλημα σε ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού (Mixed-Integer Linear Programming – MILP). Αυτός ο μετασχηματισμός βοηθά εμμέσως και στην αντιμετώπιση της δεύτερης πρόκλησης, καθόσον τα προβλήματα Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού έχουν μελετηθεί εκτενώς και η επίλυσή τους μπορεί να γίνεται με μία πλειάδα μεθόδων (π.χ. τεχνικές απαρίθμησης, ευριστικές μέθοδοι, αλγόριθμοι cutting-plane).

Πιο αναλυτικά για τις μη γραμμικότητες της μορφής  $0 \leq \lambda \perp s \geq 0$ , που οφείλονται στις συνθήκες (2.14), η μέθοδος big-M εισάγει μία επιπλέον δυαδική μεταβλητή  $\delta$  και τις αντικαθιστά ισοδύναμα από το σύνολο των ανισοτήτων (2.19)-(2.20).

$$0 \leq \lambda \leq M\delta \quad (2.19)$$

$$0 \leq s \leq M(1 - \delta) \quad (2.20)$$

όπου  $M$ : θετική σταθερά (αρκετά μεγάλη ώστε το πρόβλημα να είναι καλά ορισμένο) και  $\delta$ : βοηθητική δυαδική μεταβλητή.

### 2.5.5 Αλγόριθμοι Επίλυσης Προβλημάτων Διεπίπεδου Προγραμματισμού

Στη διεθνή βιβλιογραφία εντοπίζεται η χρήση πλειάδας αλγορίθμων για την εύρεση ολικού ή τοπικού βελτίστου προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού [2.87], [2.88]<sup>12</sup>. Χάρην πληρότητας, ωστόσο, στην παρούσα παράγραφο γίνεται αναφορά σε αυτούς. Ο κάθε αλγόριθμος ακολουθεί διαφορετική προσέγγιση για την επίλυση του προβλήματος, όμως είναι λίγοι εκείνοι που μπορούν –υπό συγκεκριμένες συνθήκες– να οδηγήσουν στην εύρεση ολικού βελτίστου. Καθώς ο κάθε αλγόριθμος χαρακτηρίζεται τόσο από πλεονεκτήματα όσο και από μειονεκτήματα, σε πολλές περιπτώσεις συνδυάζονται δύο ή και περισσότεροι από αυτούς και νέοι αλγόριθμοι προκύπτουν.

- Αλγόριθμοι ακραίου σημείου (extreme-point algorithms): αναζητούν τη λύση του προβλήματος στα όρια του συνόλου  $\Omega$  και είναι κατάλληλοι μόνο για γραμμικά προβλήματα. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν ο αλγόριθμος απαρίθμησης κορυφών (vertex enumeration) και ο αλγόριθμος k-th best.
- Αλγόριθμοι “complementarity pivot”: υπολογίζουν τοπικά ακρότατα γραμμικών προβλημάτων ή γραμμικών-τετραγωνικών προβλημάτων.
- Αλγόριθμοι διακλάδωσης και περιορισμού (branch and bound): πρόκειται για μεθόδους απαρίθμησης που υπολογίζουν άνω και κάτω όρια της βέλτιστης τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης διατρέχοντας το δέντρο αναζήτησης<sup>1</sup> είναι κατάλληλοι για την επίλυση προβλημάτων ακέραιου προγραμματισμού και προβλημάτων συνδυαστικής βελτιστοποίησης (combinatorial optimization).
- Αλγόριθμοι συναρτήσεων ποινής (penalty function): το πρόβλημα του δεύτερου επιπέδου αντικαθίσταται από ένα πρόβλημα που ενσωματώνει μία συνάρτηση ποινής. Περιορίζονται στην εύρεση τοπικών ακροτάτων ή στάσιμων σημείων.
- dc (difference of convex functions) programming: το πρόβλημα του δεύτερου επιπέδου απεικονίζεται ως διαφορά δύο κυρτών συναρτήσεων.
- Μέθοδοι περιοχής εμπιστοσύνης (trust-region): επαναληπτικές μέθοδοι που βασίζονται στην αντικατάσταση του αρχικού προβλήματος από ένα μοντέλο που το προσεγγίζει ικανοποιητικά εντός μίας περιοχής εμπιστοσύνης γύρω από την τρέχουσα επανάληψη. Υπό προϋποθέσεις συγκλίνουν σε στάσιμα σημεία Clarke [2.87].

<sup>12</sup> Αναλυτική παρουσίαση της σχετικής βιβλιογραφίας παρέχεται από τους Colson et al. [2.87], Dempe [2.88], Vicente et al. [2.89] και Chinchuluun et al. [2.90].

- Αλγόριθμοι κλίσης (descent): περιορίζονται στην εύρεση τοπικών ακροτάτων ή στασίμων σημείων, με την υπόθεση ότι η βέλτιστη λύση του προβλήματος του δευτέρου επιπέδου είναι μοναδική.
- Αλγόριθμοι τεμώντων επιπέδων (cutting plane): αντικαθιστούν το εφικτό σύνολο του προβλήματος του κάτω επιπέδου με το κυρτό κέλυφός του (convex hull) είναι κατάλληλοι μόνο για γραμμικά διακριτά προβλήματα [2.80].

Για την περίπτωση προβλημάτων μη γραμμικού διεπίπεδου προγραμματισμού [2.91] (όπου οι  $F$ ,  $f$  και  $g$  είναι μη γραμμικές συναρτήσεις), οι διάφοροι αλγόριθμοι που έχουν αναπτυχθεί προϋποθέτουν συγκεκριμένη μορφή για τις διάφορες συναρτήσεις του προβλήματος (πολυώνυμα, διαχωρίσιμες ή γραμμικές συναρτήσεις κ.λπ.) και εμπνέονται από έναν ή και περισσότερους αλγορίθμους μεταξύ αυτών που αναφέρονται ανωτέρω. Τέτοιες προσπάθειες εντοπίζονται στα [2.81], [2.84], [2.92], [2.93].

## 2.6 Εφαρμογές Διεπίπεδου Προγραμματισμού

Μία από τις πρώτες εφαρμογές του διεπίπεδου προγραμματισμού βρίσκεται στο έργο των Bracken και McGill και αφορά προβλήματα άμυνας στον στρατιωτικό τομέα [2.94] και προβλήματα μεγιστοποίησης κερδών από εταιρείες που δρουν σε ανταγωνιστικό περιβάλλον [2.95]. Καθώς προβλήματα που εμπεριέχουν δύο επίπεδα λήψης αποφάσεων με ιεραρχική δομή, παρόμοια με τα προαναφερθέντα, συναντώνται σε διάφορους τομείς, πληθώρα ερευνητών έχει προτείνει τεχνικές διεπίπεδου προγραμματισμού σε ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών, όπως οι παρακάτω: σχεδιασμός δικτύων (network design), μεταφορές (transportation), διοίκηση (management), σχεδιασμός πολιτικών, κατανομή πόρων (resource allocation), χωροθέτηση εγκαταστάσεων (facility location), μοντελοποίηση αγορών, βέλτιστη τιμολόγηση (optimal prices), βέλτιστος σχεδιασμός φοροαπαλλαγών (optimal tax credits) [2.88]-[2.90].

### 2.6.1 Σχεδιασμός Δικτύων (Network Design)

Το πρόβλημα του σχεδιασμού δικτύου (network design) βρίσκει εφαρμογή κυρίως στον τομέα των οδικών μεταφορών. Σε αυτήν την περίπτωση οι σχεδιαστές και οι λειτουργοί του συστήματος ανήκουν στο πρώτο επίπεδο και επιδιώκουν τη μείωση της κυκλοφοριακής συμφόρησης λαμβάνοντας υπ' όψιν τη συμπεριφορά των χρηστών του δικτύου (που ανήκουν στο δεύτερο επίπεδο απόφασης) βάσει της πρώτης αρχής του Wardrop, σύμφωνα με την οποία οι χρόνοι ταξιδιού σε όλες τις διαδρομές που χρησιμοποιούνται είναι ίσοι μεταξύ τους και μικρότεροι από τον χρόνο που απαιτείται για την πραγματοποίηση ταξιδιού κατά μήκος μίας διαδρομής που δεν χρησιμοποιείται [2.96]. Η συμπεριφορά των χρηστών του δικτύου μοντελοποιείται στο κάτω επίπεδο με χρήση ανισοτήτων μεταβολών (variational inequalities) θεωρώντας ότι κατά την επιλογή της βέλτιστης διαδρομής στο δίκτυο οι χρήστες εκτελούν κατ' ουσίαν μία ανάλυση οριακού κόστους. Πλειάδα ερευνητών έχει ασχοληθεί με την επίλυση του προβλήματος του βέλτιστου σχεδιασμού των επενδύσεων για έργα αναβάθμισης/επέκτασης του οδικού δικτύου [2.97]-[2.101].

Με ανάλογο τρόπο αντιμετωπίζονται συναφή προβλήματα που περιέχουν δομή δικτύου εντός του οποίου δραστηριοποιούνται και συνυπάρχουν οι χρήστες. Στο [2.102] προτείνεται η χρήση διεπίπεδου προγραμματισμού για τον σχεδιασμό του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Μεγάλης Βρετανίας. Ο Διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς λαμβάνει αποφάσεις σχετικά με τον βέλτιστο σχεδιασμό του δικτύου θεωρώντας συγκεκριμένες παραμέτρους που εισάγουν αβεβαιότητα (μεταξύ των οποίων η ζήτηση, το

ρυθμιστικό πλαίσιο, οι τιμές των καυσίμων) γνωρίζοντας ότι, μέσω των διαμορφούμενων κομβικών τιμών (nodal prices), οι αποφάσεις αυτές θα επηρεάσουν τις αντίστοιχες αποφάσεις που λαμβάνουν οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε άλλες περιπτώσεις, οι αποφάσεις που σχετίζονται με την επέκταση των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνουν υπ' όψιν τις λειτουργίες της αγοράς [2.103] ή τις αποφάσεις επενδυτών σε έργα εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας [2.104].

### 2.6.2 Διοίκηση/Διαχείριση (Management)

Στο [2.75] η λήψη αποφάσεων για τον συντονισμό και τον αποκεντρωμένο έλεγχο των διαφόρων τομέων μίας επιχείρησης πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας ένα διεπίπεδο μοντέλο. Στο πλαίσιο αυτού του μοντέλου καθίσταται δυνατή η προσομοίωση σχέσεων αλληλεξάρτησης και αλληλοεπηρεασμού μεταξύ των οντοτήτων που ανήκουν σε διαφορετικά επίπεδα παρά άμεσου ελέγχου πάνω στις αποφάσεις των οντοτήτων που συναπαρτίζουν το δεύτερο επίπεδο απόφασης.

### 2.6.3 Σχεδιασμός Πολιτικών (Planning)

Ο κεντρικός σχεδιασμός σε εθνικό ή περιφερειακό επίπεδο με την κυβέρνηση ως ηγέτη, που επιλέγει μεταβλητές πολιτικής, όπως επίπεδο φόρων, επιδοτήσεων, ποσοστό εισαγωγών, κ.λπ., και τον εκάστοτε τομέα υπό ρύθμιση σαν ακόλουθο, που επιδιώκει να μεγιστοποιήσει το όφελός του δεδομένων των περιορισμών του ρυθμιστικού πλαισίου, που επιβάλλονται από την κυβέρνηση, αποτελεί ακόμη ένα πεδίο εφαρμογής του διεπίπεδου προγραμματισμού [2.105]. Αν και οι πολιτικές αυτές σχεδιάζονται σε κεντρικό επίπεδο από την κυβέρνηση, σε καμία περίπτωση δεν αποτελούν εργαλεία άμεσου ελέγχου της συμπεριφοράς των υποκείμενων υποσυστημάτων. Ακριβώς επειδή επηρεάζουν με έμμεσο τρόπο τους διάφορους τομείς μίας οικονομίας, καθώς η κυβέρνηση αναλαμβάνει τον ρόλο του συντονιστή, ουσιαστικά συναπαρτίζουν ένα σύστημα αποκεντρωμένου ελέγχου.

Ο σχεδιασμός αγροτικής πολιτικής αποτελεί έναν από τους κυριότερους κλάδους στον οποίο έχει μελετηθεί η εφαρμογή του διεπίπεδου προγραμματισμού [2.106]. Πιο συγκεκριμένα, στο [2.107] οι ερευνητές ορίζουν ως διεπίπεδο πρόβλημα την επιλογή από μέρους της κυβέρνησης της Ινδονησίας του ύψους των επιδοτήσεων και τη βέλτιστη κατανομή τους, στο πλαίσιο της εφαρμοζόμενης αγροτικής πολιτικής, ώστε να επιτευχθούν συγκεκριμένοι στόχοι πολιτικής (επίπεδο παραγωγής, ποιότητα προϊόντος, βελτίωση συνθηκών διαβίωσης των αγροτών).

Στο [2.108] η κυβέρνηση επιδιώκει να καθορίσει το ύψος των φοροαπαλλαγών, από τις οποίες θα επωφεληθεί η πετροχημική βιομηχανία, ώστε να ενθαρρυνθεί η παραγωγή βιοκαυσίμων, το κόστος της οποίας –απουσία κινήτρου– είναι απαγορευτικό για τις βιομηχανίες. Ο αγροτικός τομέας, ως ακόλουθος, επιλέγει το βέλτιστο μείγμα καλλιεργειών και την έκταση που θα καταλάβουν. Ουσιαστικά πρόκειται για μία εναλλακτική έμμεση μέθοδο επιδότησης του αγροτικού τομέα.

Στο [2.109] εξετάζεται η αποτελεσματικότητα διαφορετικών επιλογών πολιτικής για το ρυθμιστικό πλαίσιο που διέπει τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας όταν οι παραγωγοί και οι προμηθευτές βρίσκονται συνδεδεμένοι σε διαφορετικά συστήματα διασυνδεδεμένα μεταξύ τους. Αυτές οι επιλογές πολιτικής καθορίζουν το πλαίσιο εντός του οποίου δραστηριοποιούνται οι παραγωγοί, οι προμηθευτές και μία οντότητα που λειτουργεί ως μεσάζων μεταξύ διαφορετικών συστημάτων μεταφέροντας την ηλεκτρική ενέργεια (wheelers). Οι παραγωγοί θεωρείται ότι κατέχουν μόνο υδροηλεκτρικές μονάδες, ενώ ο μεσάζων κατέχει θερμικό σταθμό παραγωγής. Ο τελευταίος καλείται μεταξύ των άλλων να επιλέξει το μίγμα παραγωγής (υδροηλεκτρικής, θερμικής) για να ικανοποιήσει την δεδομένη

ζήτηση. Αναλύονται τέσσερα σενάρια, δηλαδή τέσσερις διαφορετικές πολιτικές με τους αντίστοιχους κανόνες τους. Για κάθε ένα από αυτά τα σενάρια προσομοιώνεται η διαδικασία λήψης απόφασης σχετικά με την επέκταση/ενίσχυση του δικτύου μεταφοράς ως ένα διεπίπεδο πρόβλημα. Στο πρώτο επίπεδο απόφασης, ο μεσάζων επιλέγει τις απαραίτητες ενισχύσεις στο δίκτυο μεταφοράς που κατέχει (μέσω των γραμμών μεταφοράς του δικτύου αυτού διακινείται η ενέργεια μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών). Στο δεύτερο επίπεδο απόφασης, οι παραγωγοί, οι προμηθευτές και ο μεσάζων αποφασίζουν το επίπεδο παραγωγής και τιμών καθώς και τον όγκο ενέργειας που θα διακινηθεί, αντίστοιχα. Αξίζει να σημειωθεί ότι το δεύτερο επίπεδο συμπεριλαμβάνει και έναν παράγοντα τυχαιότητας που περιγράφει το ύψος της πλεονάζουσας διαθέσιμης ισχύος από τις υδροηλεκτρικές μονάδες.

#### 2.6.4 Κατανομή Πόρων (Resource Allocation)

Μία επιχείρηση που επιθυμεί να καταναείμει με τον βέλτιστο τρόπο τους διαθέσιμους πόρους μεταξύ των εργοστασίων που έχει υπό τον έλεγχό της, με σκοπό τη μεγιστοποίηση του κέρδους, οφείλει να συνυπολογίσει το γεγονός ότι κάθε ένα από τα εργοστάσια λειτουργεί ώστε να επιτυγχάνει συγκεκριμένους στόχους παραγωγικότητας. Ήδη από το 1981 οι Aiyoshi και Shimizu [2.74] περιέγραψαν με όρους διεπίπεδου προγραμματισμού το πρόβλημα αυτό, ακολουθούμενοι από άλλους ερευνητές [2.75], [2.110].

#### 2.6.5 Χωροθέτηση Εγκαταστάσεων (Facility Location)

Στο [2.111] προτείνεται η χρήση μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας ως εργαλείο στα χέρια μίας νέας επιχείρησης, η οποία εισέρχεται στην αγορά. Στόχος της είναι η βέλτιστη επιλογή τοποθεσίας για εγκαταστάσεις παραγωγής και ο καθορισμός του επιπέδου παραγωγής αποβλέποντας στη μεγιστοποίηση του κέρδους της, λαμβάνοντας παράλληλα υπ' όψιν τις επιπτώσεις των επιλογών της στις τιμές αγοράς, τους περιορισμούς παραγωγής και μεταφοράς των προϊόντων.

Στο [2.112] παρουσιάζεται μεθοδολογία για τον σχεδιασμό δικτύου εγκαταστάσεων για την παροχή προληπτικής ιατρικής περίθαλψης με σκοπό τη μεγιστοποίηση της συμμετοχής σε σχετικά προγράμματα αποτρέποντας παράλληλα πιθανή συμφόρηση, η οποία ενδεχομένως να μείωνε την προθυμία συμμετοχής.

#### 2.6.6 Μοντελοποίηση Αγορών

Οι βραχυχρόνιες επιπτώσεις της ύπαρξης επιχειρήσεων που κατέχουν κυρίαρχη θέση στον τομέα ηλεκτρισμού έγινε αντικείμενο έρευνας στο [2.113], όπου προτείνεται ένα εργαλείο μοντελοποίησης της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Εδώ το πρόβλημα βελτιστοποίησης της εταιρείας παραγωγής είναι ένα διεπίπεδο πρόβλημα, με την ίδια την εταιρεία να είναι ο ηγέτης και να επιλέγει τις παραμέτρους της καμπύλης προσφοράς λαμβάνοντας υπ' όψιν τη συμπεριφορά των ομότιμων εταιρειών. Ο ανεξάρτητος Διαχειριστής του Συστήματος (Independent System Operator – ISO) είναι ο ακόλουθος και επιλύει το πρόβλημα εκκαθάρισης της αγοράς. Οι Hobbs et al. αναδιαμορφώνουν το πρόβλημα ως ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC) και προτείνουν τη χρήση αλγορίθμου εσωτερικού σημείου με ποινή (penalty interior point algorithm).

Ο Hu et al. αναπτύσσει ένα μοντέλο αγοράς παρόμοιο με το προηγούμενο προκειμένου να μελετήσει τις επιπτώσεις διαφορετικών δομών αγοράς (ανεξάρτητοι παραγωγοί, πλήρως καθετοποιημένη επιχείρηση είτε μονοπώλιο στην παραγωγή) στη λειτουργία δικτύου υπό συνθήκες συμφόρησης [2.114]-[2.115]. Οι μονάδες παραγωγής (ηγέτης) επιλέγουν τη μορφή της καμπύλης προσφοράς και ανακοινώνουν την απόφαση αυτή στον Διαχειριστή

(ακόλουθος). Ο τελευταίος λύνει το πρόβλημα οικονομικής κατανομής των μονάδων και το ανακοινώνει στις μονάδες μαζί με τις τιμές σε κάθε κόμβο του δικτύου (όταν οι τιμές αυτές διαφέρουν από κόμβο σε κόμβο, κάποιες από τις γραμμές του δικτύου λειτουργούν κοντά στα ονομαστικά τους μεγέθη). Έτσι, το πρόβλημα του κάθε παίκτη (παραγωγού) είναι ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας και το σύνολο των προβλημάτων όλων των παραγωγών απαρτίζει ένα πρόβλημα equilibrium programming with equilibrium constraints (EPEC).

Στα [2.116] και [2.117] η μέθοδος επίλυσης που προτείνεται εφαρμόζεται για τη μελέτη της στρατηγικής συμπεριφοράς εταιρειών που δραστηριοποιούνται σε μία ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Θεωρείται αρχιτεκτονική αντίστοιχη με αυτήν που προτάθηκε από τους Hobbs et al. (ηγέτης ο παραγωγός, ακόλουθος ο Διαχειριστής του Συστήματος) μόνο που εδώ εξετάζεται η περίπτωση με πολλαπλούς ηγέτες (multi-leader–single-follower). Περιγράφονται δύο προβλήματα για τα οποία είναι κατάλληλη η προτεινόμενη δομή. Στο ένα, ηγέτης είναι η εκάστοτε εταιρεία παραγωγής, η οποία βελτιστοποιεί τις παραμέτρους που έχει υπό τον έλεγχό της ενσωματώνοντας στο πρόβλημά της, ως εξωγενείς παραμέτρους, τις μεταβλητές των ανταγωνιστών της και του Διαχειριστή. Οι λοιποί παραγωγοί και ο Διαχειριστής απαρτίζουν το σύνολο των ακολούθων. Έτσι, σχηματίζεται ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας. Στο δεύτερο πρόβλημα, το οποίο περιγράφηκε για πρώτη φορά στο [2.118], οι θεωρούμενες εταιρείες παραγωγής ανήκουν σε αγορές χωρικά διαχωρισμένες, στις οποίες δραστηριοποιείται επιπλέον και ένας εξισορροπητικός κερδοσκόπος (arbitrager), ο οποίος στοχεύει στο μέγιστο κέρδος εκμεταλλευόμενος τη διαφορά στις τιμές μεταξύ των διαφόρων περιοχών.

Παραλλαγές του δεύτερου προβλήματος διατυπώθηκαν από τους Leyfer et al. [2.119] και Chen et al. [2.120]. Ειδικότερα, στο [2.120] μελετάται η αλληλεπίδραση μεταξύ της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της αγοράς δικαιωμάτων NO<sub>x</sub> στις ανατολικές ΗΠΑ. Εδώ οι αλληλεπιδρώσες οντότητες είναι: οι μονάδες παραγωγής (αποφασίζουν για το επίπεδο παραγωγής), ο Διαχειριστής του Συστήματος (λαμβάνει αποφάσεις σχετικά με τη λειτουργία του συστήματος), ένας εξισορροπητικός κερδοσκόπος (arbitrager), που εκμεταλλεύεται πιθανές διαφορές στις τιμές προς όφελός του, αγορές που καθορίζουν τις τιμές ενέργειας, τις τιμές δικαιωμάτων και τις χρεώσεις μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το μοντέλο Stackelberg που προτείνεται έχει ως ηγέτη τον μεγαλύτερο παραγωγό, ο οποίος μεγιστοποιεί το κέρδος του συμμετέχοντας στις αγορές ενέργειας και δικαιωμάτων εκπομπών NO<sub>x</sub> και επιλέγοντας επίπεδο παραγωγής και όγκο δικαιωμάτων που θα παρακρατήσει, δεδομένων των αποκρίσεων των ακολούθων. Οι ακόλουθοι συμμετέχουν σε ένα παίγνιο Nash-Cournot. Το συνολικό πρόβλημα είναι ένα μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC), το οποίο –όπως προτείνεται από τους συγγραφείς– μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μοντέλο για τη διερεύνηση των αλληλεπιδράσεων μεταξύ αγορών που χαρακτηρίζονται από μη τέλει ανταγωνισμό.

Στο [2.121] προτείνεται διεπίπεδο μοντέλο για την ανάλυση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας –εργαλείο χρήσιμο είτε για τους ίδιους τους συμμετέχοντες είτε για τον Ρυθμιστή της Αγοράς. Το ανώτερο επίπεδο αποτελείται από παραγωγούς και καταναλωτές που υποβάλλουν προσφορές παραγωγής και κατανάλωσης, αντίστοιχα, με γνώμονα τη μεγιστοποίηση του οφέλους τους. Τη βελτιστοποίηση του κατώτερου επιπέδου αποτελεί η βέλτιστη ροή φορτίου.

Η διαδικασία εκκαθάρισης της χονδρικής αγοράς ενέργειας μορφοποιείται ως ένα διεπίπεδο πρόβλημα στο [2.122]. Στο πρώτο επίπεδο βελτιστοποίησης επιλέγονται οι μεταβλητές που σχετίζονται με τον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής (κατάσταση λειτουργίας,

κόστος εκκίνησης, κ.λπ.), ώστε να ελαχιστοποιείται το σύνολο των πληρωμών από τους καταναλωτές, και στο δεύτερο επιλέγεται το επίπεδο παραγωγής για την κάθε μονάδα και η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς (δηλ. επιλύεται το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής του φορτίου στις μονάδες). Τα αποτελέσματα συγκρίνονται με εκείνα που προκύπτουν από μία συμβατική μέθοδο εκκαθάρισης της αγοράς, ώστε να αναδειχθεί η χρησιμότητα του εργαλείου που προτείνεται ως μέσο για την συγκριτική ανάλυση διαφορετικών μεθόδων εκκαθάρισης της Αγοράς στα χέρια του Λειτουργού της Αγοράς.

Στο [2.123] οι ερευνητές μελετούν ως ένα διεπίπεδο πρόβλημα τις αποφάσεις ενός προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας σχετικά με τη συμμετοχή του στην αγορά συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης και στην αγορά πραγματικού χρόνου με στόχο τη μεγιστοποίηση του αναμενόμενου οφέλους. Η αναμενόμενη απόκριση των πελατών του αλλά και των ανταγωνιστών του μοντελοποιούνται στο κάτω επίπεδο του προβλήματος.

Η αλληλεπίδραση μεταξύ μίας εταιρείας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και του διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται στο [2.124] και στο [2.125] ως ένα πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού όπου στο ένα επίπεδο ενσωματώνονται οι αποφάσεις της εταιρείας διανομής σχετικά με τη διαχείριση των πελατών της και στο άλλο επίπεδο προσομοιώνεται η διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς.

Στο [2.126] το διεπίπεδο μοντέλο εφαρμόζεται στην περίπτωση μίας εταιρείας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και αφορά στον τρόπο διαχείρισης των τοπικών μονάδων παραγωγής, τηρώντας, παράλληλα, τους λειτουργικούς περιορισμούς που επιβάλλονται λόγω της τοπολογίας του δικτύου διανομής.

Με χρήση εννοιών διεπίπεδου προγραμματισμού έχει επιχειρηθεί η επίλυση του προβλήματος ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς (supply function equilibrium), όπου οι οντότητες που διαχειρίζονται μονάδες παραγωγής καλούνται να αποφασίσουν σχετικά με τη μορφή της συνάρτησης προσφοράς, συνυπολογίζοντας ταυτόχρονα και τις συνθήκες που επικρατούν στην αγορά, με τους περιορισμούς του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας άλλοτε να λαμβάνονται υπ' όψιν [2.127]-[2.129] και άλλοτε όχι [2.130]. Παρόμοιο πρόβλημα επιλύεται και στο [2.131] (ενν. ισορροπίας συναρτήσεων προσφοράς) με τη διαφορά ότι εδώ αφορά στη συμμετοχή προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας στις αγορές ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών.

Στο [2.132] οι ερευνητές διαμορφώνουν πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού για τη διευκόλυνση των αποφάσεων ενός παραγωγού σχετικά με τις προσφορές που πρόκειται να υποβάλει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιεί το κέρδος του. Για τον σκοπό αυτό, στο κάτω επίπεδο του μοντέλου προσομοιώνεται η διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς λαμβάνοντας υπ' όψιν την τοπολογία του συστήματος μεταφοράς.

### 2.6.7 Βέλτιστη Τιμολόγηση (Price Setting Problem)

Το πρόβλημα της βέλτιστης επιλογής τιμών απαντάται σε διάφορους τομείς οικονομικής δραστηριότητας. Σε κάθε περίπτωση, όμως, εμπλέκει τρεις οντότητες: την επιχείρηση, τους ανταγωνιστές της και τους πελάτες [2.133]. Η επιχείρηση στοχεύει στην μεγιστοποίηση των κερδών της, ενώ οι καταναλωτές (πελάτες) επιδιώκουν να ικανοποιήσουν τις ανάγκες τους με το ελάχιστο κόστος.

Ένας από αυτούς τους τομείς είναι και εκείνος των αεροπορικών μεταφορών. Στο [2.134] εφαρμόζεται μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού για την βέλτιστη επιλογή ναύλου από αεροπορικές εταιρείες με σκοπό τη βελτιστοποίηση των κερδών λαμβάνοντας υπ' όψιν τη



συμπεριφορά των επιβατών καθώς επίσης και τους φυσικούς περιορισμούς που τίθενται από την χωρητικότητα των αεροσκαφών και πιθανούς περιορισμούς που επιβάλλονται από ρυθμιστικές αρχές και κυβερνήσεις.

Στο [2.135] οι ερευνητές εστιάζονται στη χρήση του διεπίπεδου προγραμματισμού ως μέσο για τον καθορισμό του ύψους των διοδίων σε δίκτυο μεταφορών από πλευράς του ιδιοκτήτη του δικτύου. Σε δεύτερο επίπεδο οι χρήστες του δικτύου επιλέγουν τη διαδρομή που θα ακολουθήσουν, ώστε να ελαχιστοποιήσουν το κόστος. Επειδή οι αποφάσεις των χρηστών του δικτύου εξαρτώνται άμεσα από το ύψος των διοδίων, δεν είναι απεριόριστη η ελευθερία κινήσεων που έχει ο ιδιοκτήτης του δικτύου· να μην τα διόδια πρέπει να είναι αρκούντως υψηλά, ώστε να μην ζημιώνεται, αλλά όχι τόσο υψηλά ώστε να ωθήσουν τους χρήστες να ακολουθήσουν εναλλακτικές διαδρομές.

Η αλληλεπίδραση μεταξύ του προμηθευτή και του καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφεται ως ένα μη γραμμικό διεπίπεδο μοντέλο από τους Hobbs και Nelson [2.136]. Η επιχείρηση προμήθειας, που δρα πρώτη, επιδιώκει μέσω των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και πιθανών επιδοτήσεων που παρέχει στους καταναλωτές να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της. Οι πελάτες της από την πλευρά τους καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια και επενδύουν σε μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας ώστε να μεγιστοποιείται το προσωπικό όφελος.

Στο [2.137] οι αποφάσεις του προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας σχετικά με τις τιμές πώλησης ενέργειας στους διάφορους τύπους πελατών (οικιακοί, εμπορικοί, βιομηχανικοί) σε συνδυασμό με τις αποφάσεις των ίδιων των πελατών σχετικά με την κατανάλωσή τους λαμβάνουν υπ' όψιν, στο κάτω επίπεδο, τη χρησιμότητα που αντλούν οι τελευταίοι και, στο πάνω επίπεδο, την επιδίωξη του προμηθευτή για μέγιστο κέρδος.

### 2.6.8 Προγραμματισμός Παραγωγής (Production Planning)

Στο [2.138] μελετάται με όρους διεπίπεδου προγραμματισμού η στρατηγική που πρέπει να ακολουθήσει ένας κατασκευαστής καταναλωτικών αγαθών ώστε να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του, δεδομένων περιορισμών στους διαθέσιμους πόρους σε περιβάλλον με αβέβαιη ζήτηση. Ηγέτης είναι η κατασκευαστική εταιρεία, η οποία επιλέγει μίγμα παραγωγής και στρατηγική διαφήμισης των προϊόντων της. Ακόλουθος είναι ο καταναλωτής, ο οποίος δρα ορθολογικά και ικανοποιεί τις ανάγκες του με το ελάχιστο κόστος. Παράλληλα, επειδή η ζήτηση οφείλει να ικανοποιείται στο σύνολό της, ο ακόλουθος διαχειρίζεται τα αποθέματά του και πιθανές ελλείψεις. Όταν δεν είναι δυνατόν να καλυφθεί το σύνολο της ζήτησης από την παραγωγή και τα αποθέματα, ο κατασκευαστής έχει τη δυνατότητα να αναθέσει σε υπεργολάβο την παραγωγή της ποσότητας που βρίσκεται σε έλλειψη (subcontracting). Η μοντελοποίηση που προτείνεται βοηθά στην ενοποιημένη θεώρηση του σχεδιασμού, της κατασκευής και της προώθησης προϊόντων. Ωστόσο, γίνεται η μη ρεαλιστική υπόθεση ότι οι τιμές είναι σταθερές και ότι οι καταναλωτές παραμένουν ανεπηρέαστοι από πιθανές προσφορές άλλων κατασκευαστών.

### 2.6.9 Επενδύσεις σε Εγκαταστάσεις Παραγωγής Αιολικής Ενέργειας

Στο [2.139] η μεγιστοποίηση του οφέλους από την υλοποίηση επενδυτικών σχεδίων σε έργα εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπ' όψιν πλειάδα σεναρίων αναφορικά με τη λειτουργία της χονδρεμπορικής αγοράς ενέργειας.

## 2.7 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 2

- [2.1] F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, R. Bohn, Spot pricing of electricity, Springer US, 30 November 1988.
- [2.2] M. Caramanis, R. Bohn, F. Schweppe, “Optimal spot pricing: Practice and theory”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3234-3245, September 1982.
- [2.3] D. Kirschen & G. Strbac, Fundamentals of power system economics, John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [2.4] Ε. Λεκατσάς, Οικονομική ανάλυση ηλεκτρικών συστημάτων: Προβλήματα προσαρμογής εν όψει της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού, Αθήνα: ΤΕΕ, 2000.
- [2.5] E. Hirst & B. Kirby, “Retail-load participation in competitive wholesale electricity markets”, Prepared for Edison Electric Institute and Project for Sustainable FERC Energy Policy, January 2001.
- [2.6] S. Stoft, Power system economics: Designing markets for electricity, IEEE/Wiley, 2002.
- [2.7] W. Vickrey, “Responsive pricing of public utility services”, The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1, pp. 337-346, Spring, 1971.
- [2.8] H. Chao, “Price-responsive demand management for a smart grid world”, The Electricity Journal, Vol. 23, No. 1, pp. 7-20, January-February 2010.
- [2.9] EPRI, “Advancing the efficiency of electricity utilization: ‘Prices to devices<sup>SM</sup>’”, Background Paper, 2006 EPRI Summer Seminar.
- [2.10] Statistical Office of the European Communities. (1990). EUROSTAT: Regional statistics: Reference guide. Luxembourg: Eurostat.
- [2.11] V. Rapanos, M. Polemis, “The structure of residential energy demand in Greece”, Energy Policy, Vol. 34, No. 17, pp. 3137-3143, November 2006.
- [2.12] IOBE, Ετήσια Έκθεση Τομέα Ηλεκτρισμού 2009, Ιούνιος 2010.
- [2.13] M. Polemis, “Modeling industrial energy demand in Greece using cointegration techniques”, Energy Policy, Vol. 35, no.8, pp. 4039-4050, August 2007.
- [2.14] G. Hondroyannis, “Estimating residential demand for electricity in Greece”, Energy Economics, Vol. 26, No. 3, pp. 319-334, May 2004.
- [2.15] N. Christodoulakis, S. Kalyvitis, D. Lalas, S. Pesmajoglou, “Forecasting energy consumption and energy related CO<sub>2</sub> emissions in Greece: An evaluation of the consequences of the Community Support Framework II and natural gas penetration”, Energy Economics, Vol. 22, No. 4, pp. 395-422, August 2000.
- [2.16] N. Christodoulakis, S. Kalyvitis, “The demand for energy in Greece: Assessing the effects of the Community Support Framework 1994-1999”, Energy Economics, Vol. 19, No. 4, pp. 393-416, October 1997.
- [2.17] G. Donatos, G. Mergos, “Residential demand for electricity: The case of Greece”, Energy Economics, Vol. 13, No. 1, pp. 41-47, January 1991.
- [2.18] Y. Caloghirou, A. Mourelatos, H. Thompson, “Industrial energy substitution during the 1980s in the Greek economy”, Energy Economics, Vol. 19, No. 4, pp. 476-491, October 1997.
- [2.19] R. Braunch, “Short run income elasticity of demand for residential electricity using consumer expenditure survey data”, The Energy Journal, Vol. 14, No. 4, pp. 111-121, 1993.
- [2.20] M. Lijesen, “The real-time price elasticity of electricity”, Energy Economics, Vol. 29, No. 2, pp. 249-258, March 2007.

- [2.21] J.-S. Shin, “Perception of price when price information is costly: Evidence from residential electricity demand”, *Review of Economics and Statistics*, Vol. 67, No. 4, pp. 591-598, November 1985.
- [2.22] R. Barnes, R. Gillingham, R. Hagemann, “The short-run residential demand for electricity”, *Review of Economics and Statistics*, Vol. 63, No. 4, pp. 541-552, November 1981.
- [2.23] C. Hsiao, D. Mountain, “Estimating the short run income elasticity of demand for electricity by using cross-sectional categorized data”, *Journal of American Statistical Association*, Vol. 80, No. 390, pp. 259-265, June 1985.
- [2.24] H. Houthakker, “Residential electricity revisited”, *The Energy Journal*, Vol. 1, No. 1, pp. 29-41, January 1980.
- [2.25] J. Acton, B. Mitchell, R. Mowill, Residential demand for electricity in Los Angeles, an econometric study of disaggregated data, RAND Corporation, September 1976. [Ηλεκτρονικό]  
<http://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/reports/2008/R1899.pdf>
- [2.26] M. Filippini, S. Pachuari, “Elasticities of electricity demand in urban Indian households”, *Energy Policy*, Vol. 32, No. 3, pp. 429-436, February 2004.
- [2.27] T. Zachariadis, N. Pashourtidou, “An empirical analysis of electricity consumption in Cyprus”, *Energy Economics*, Vol. 29, No. 2, pp. 183-198, March 2007.
- [2.28] J. Espey, M. Espey, “Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities”, *Journal of Agricultural and Applied Economics*, Vol. 36, No. 1, pp. 65-81, April 2004.
- [2.29] E. Ziramba, “The demand for residential electricity in South Africa”, *Energy Policy*, Vol. 36, No. 9, pp. 3460-3466, September 2008.
- [2.30] C. Aubin, D. Fougere, E. Husson, M. Ivaldi, “Real-time pricing of electricity for residential customers: Econometric analysis of an experiment”, *Journal of Applied Economics*, Vol. 10, No. S1, pp. S171-S191, December 1995.
- [2.31] M. Filippini, “Short- and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand”, *Energy Policy*, Vol. 39, No. 10, pp. 5811-5817, October 2011.
- [2.32] M. Filippini, “Swiss residential demand for electricity by time-of-use”, *Resource and Energy Economics*, Vol. 17, No. 3, pp. 281-290, November 1995.
- [2.33] K. Train, G. Mehrez, “Optional time-of-use prices for electricity: Econometric analysis of surplus and Pareto impacts”, *The RAND Journal of Economics*, Vol. 25, No. 2, pp. 263-283, 1994.
- [2.34] R. Patrick, F. Wolak, Estimating the customer-level demand for electricity under real-time market prices, Preliminary Draft, August 1997. [Ηλεκτρονικό]  
<ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/rtpap.pdf>
- [2.35] P. Schwarz, T. Taylor, M. Birmingham, S. Dardan, “Industrial response to electricity real-time prices: Short run and long run”, *Economic Inquiry*, Vol. 40, No. 4, pp. 597-610, October 2002.
- [2.36] T. Taylor, P. Schwarz, J. Cochell, “24/7 hourly response to electricity real-time pricing with up to eight summers of experience”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 27, No. 3, pp. 235-262, May 2005.
- [2.37] Navigant Consulting, Inc., Power Smart Pricing 2010 Annual Report, Prepared for Ameren Illinois Utilities, April 2011.
- [2.38] Working Group WG C6.09, “Demand side integration”, CIGRE, 2010.
- [2.39] RESAP, “EURELECTRIC Views on demand-side participation: Involving customers, improving markets, enhancing network operation”, Task Force Smart Grids, Flexible Loads and Storage, EURELECTRIC, August 2011.

- [2.40] Charles River Associates, “Primer on demand-side management”, Prepared for The World Bank, CRA No. D06090, February 2005.
- [2.41] U.S. Congress, Office of Technology Assessment, “Energy efficiency, Challenges and opportunities for electric utilities”, OTA-E-561, Washington, DC: US Government Printing Office, September 1993.
- [2.42] The Federal Energy Regulatory Commission Staff, “National action plan on demand response”, Docket No.: AD09-10, June 2010.
- [2.43] Federal Energy Regulatory Commission, Assessment of demand response and advanced metering, Staff Report, Docket No.: AD-06-2-000, August 2006, Revised 2008.
- [2.44] A. Faruqui, “Demand response & energy efficiency”, The Brattle Group, Presentation, Goldman Sachs Tenth Annual Power and Utility Conference, New York City, August 2010.
- [2.45] U.S. Department of Energy, “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them”, A Report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, February 2006. [Ηλεκτρονικό]  
[http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE\\_Benefits\\_of\\_Demand\\_Response\\_in\\_Electricity\\_Markets\\_and\\_Recommendations\\_for\\_Achieving\\_Them\\_Report\\_to\\_Congress.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf)
- [2.46] ΔΕΗ, Δ. Γ. Τσαχουρίδη, “Ανάλυση της τιμολόγησης του οικιακού ρεύματος της ΔΕΗ”, ΔΕΗ/ΓΔΔ/ΔΠΜ, Θεσσαλονίκη, Οκτώβριος 1994.
- [2.47] A. Faruqui, G. Stephen, “The value of dynamic pricing in mass markets”, The Electricity Journal, Vol. 15, No. 6, pp. 45-55, July 2002.
- [2.48] IEE Whitepaper, “The impact of dynamic pricing on low income customers”, Prepared by Ahmad Faruqui, Ph. D., Sanem Sergici, Ph. D., Jennifer Palmer, A.B., The Brattle Group, (Updated) September 2010.
- [2.49] S. Braithwait, “Behavior modification”, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 8, No. 3, pp. 36-45, May/June 2010.
- [2.50] The Brattle Group, “Quantifying demand response benefits in PJM”, Prepared for PJM Interconnection, LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative (MADRI), January 2007.
- [2.51] J. Quinn, “Demand Response US Regulatory Framework”, International Energy Agency, Electricity Security Advisory Panel, July 2014.
- [2.52] ΚΑΠΕ, ΥΠΕΚΑ, “Εθνικό Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης, Σύμφωνα με την παρ. 2 του Άρθρου 24 της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ”, Αθήνα, Δεκέμβριος 2014.
- [2.53] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., Μητρώο Διακοπτόμενου Φορτίου. [Ηλεκτρονικό]  
[http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Anakoinosi\\_gia\\_Mitroo\\_Diakoptomenou\\_Fortioy\\_v5.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Anakoinosi_gia_Mitroo_Diakoptomenou_Fortioy_v5.pdf)
- [2.54] A. Faruqui, R. Hledik, S. Sergici, “Rethinking prices: The changing architecture of demand response in America”, Public Utilities Fortnightly, Vol. 148, No. 1, pp. 30-39, January 2010.
- [2.55] A. Faruqui, “109 and counting: Update on dynamic pricing experiments”, The Brattle Group, Presentation, July 2011. [Ηλεκτρονικό]  
[http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Faruqui\\_An%20Update%20on%20Dynamic%20Pricing.pdf](http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Faruqui_An%20Update%20on%20Dynamic%20Pricing.pdf)
- [2.56] G. Barbose, C. Goldman, B. Neenan, “A survey of utility experience with real time pricing”, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004. [Ηλεκτρονικό]  
<http://www.escholarship.org/uc/item/8685983c>

- [2.57] M. Osborne, A. Rubinstein, A course in game theory, The MIT Press, 1994.
- [2.58] R. Gibbons, Game theory for applied economists, Princeton University Press, 1992.
- [2.59] D. Fudenberg, J. Tirole, Game theory, The MIT Press, 1992.
- [2.60] H. v. Stackelberg, The theory of the market economy, Oxford: Oxford University Press, 1952.
- [2.61] T. Başar, G. Olsder, Dynamic noncooperative game theory, 2nd edition, Classics in Applied Mathematics (Book 23), Society for Industrial and Applied Mathematics, 1999.
- [2.62] M. Simaan, J. Cruz, “On the Stackelberg strategy in nonzero-sum games”, Journal of Optimization Theory and Applications, Vol. 11, No. 5, pp. 533-555, May 1973.
- [2.63] C. Chen, J. Cruz, “Stackelberg solution for two-person games with biased information patterns”, IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. AC-17, No. 6, pp. 791-798, December 1972.
- [2.64] J. von Neumann & O. Morgenstern, Theory of games and economic behavior, (2d rev. ed.), Princeton, NJ, US: Princeton University Press, 1947.
- [2.65] M. Mesarović, D. Macko and Y. Takahara, Theory of hierarchical, multilevel systems, New York: Academic Press, 1970.
- [2.66] G. Dantzig, P. Wolfe, “Decomposition principle for linear programs”, Operations Research, Vol. 8, No. 1, pp. 101-111, January-February 1960.
- [2.67] M. Intriligator, Mathematical optimization and economic theory, Classics in Applied Mathematics (Book 39), Society for Industrial and Applied Mathematics, 1971.
- [2.68] J. Falk, “A linear max-min problem”, Mathematical Programming, Vol. 5, No. 1, pp. 169-188, December 1973.
- [2.69] J. Bracken, J. McGill, “Mathematical programs with optimization problems in the constraints”, Operations Research, Vol. 21, No. 1, pp. 37-44, January-February 1973.
- [2.70] J. Cruz, Jr., “Stackelberg strategies for multilevel systems”, in *Directions in Large Scale Systems*, Y.C. Ho, S.K. Mitter, Ed., Boston, MA: Springer US, pp. 139-147, 1976.
- [2.71] W. Candler, R. Norton, “Multi-level programming”, Development Research Department discussion paper, No. DRD 20, Washington, DC: World Bank, 1977. [Ηλεκτρονικό]  
<http://documents.worldbank.org/curated/en/1977/03/9085890/multi-level-programming>
- [2.72] W. Bialas, M. Karwan, “Multilevel linear programming”, The Operations Research Program, Technical Report 78-1, State University of New York at Buffalo, 1978.
- [2.73] W. Bialas, M. Karwan, “Mathematical methods for multilevel planning”, The Operations Research Program, Research Report 79-2, Department of Industrial Engineering, State University of New York At Buffalo, 1979.
- [2.74] E. Aiyoshi, K. Shimizu, “Hierarchical decentralized systems and its new solution by a barrier method”, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. SMC-11, No. 6, pp. 444-449, June 1981.
- [2.75] J. Bard, “Coordination of a multidivisional organization through two levels of management”, OMEGA, The International Journal of Management Science, Vol. 11, No. 5, pp. 457-468, December 1983.
- [2.76] Z. Luo, J. Pang, D. Ralph, Mathematical programs with equilibrium constraints, Cambridge University Press, 1996.
- [2.77] J. Outrata, M. Kočvara, J. Zowe, “Nonsmooth approach to optimization problems with equilibrium constraints: Theory, applications and numerical results”, Nonconvex Optimization and Its Applications, Vol. 28, Springer US, 1998.
- [2.78] J. Bard, Practical bilevel optimization: Algorithms and applications, Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 1998.

- [2.79] H. Shih, U. Wen, E. Lee, K. Lan, H. Hsiao, “A neural network approach to multiobjective and multilevel programming problems”, *Computers and Mathematics with Applications*, Vol. 48, No. 1-2, pp. 95-108, July 2004.
- [2.80] S. Dempe, “Foundations of bilevel programming”, *Nonconvex Optimization and its Applications*, Vol. 61, Kluwer Academic Publishers, 2002.
- [2.81] J. Bard, “Convex two-level optimization”, *Mathematical Programming*, Vol. 40, No. 1, pp. 15-27, January 1988.
- [2.82] O. Ben-Ayed, C. Blair, “Computational difficulties of bilevel linear programming”, *Operations Research*, Vol. 38, no. 3, pp. 556-560, May/June 1990.
- [2.83] V. Visweswaran, C. Floudas, M. Ierapetritou, E. Pitsikopoulos, “A decomposition-based global optimization approach for solving bilevel linear quadratic programs”, in *State of the Art in Global Optimization: Computational Methods and Applications*, C. Floudas, P.M. Pardalos, Ed., Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, pp. 139-162, 1996.
- [2.84] Z. Gümüş, C. Floudas, “Global optimization of nonlinear bilevel programming problems”, *Journal of Global Optimization*, Vol. 20, No. 1, pp. 1-31, May 2001.
- [2.85] D. Luenberger, Y. Ye, *Linear and Nonlinear Programming*, 3rd ed., New York: Springer, 2008.
- [2.86] J. Fortuny-Amat, B. McCarl, “A representation and economic interpretation of a two-level programming problem”, *Journal of Operations Research Society*, Vol. 32, No. 9, pp. 783-792, September 1981.
- [2.87] B. Colson, P. Marcotte, G. Savard, “An overview of bilevel optimization”, *Annals of Operations Research*, Vol. 153, No. 1, pp. 235-256, September 2007.
- [2.88] S. Dempe, “Annotated bibliography on bilevel programming and mathematical programs with equilibrium constraints”, *Optimization*, Vol. 52, No. 3, pp. 333-359, June 2003.
- [2.89] L. Vicente, P. Calamai, “Bilevel and multilevel programming: A bibliography review”, *Journal of Global Optimization*, Vol. 5, No. 3, pp. 291-306, October 1994.
- [2.90] A. Chinchuluun, P. Pardalos, H.-X. Huang, “Multilevel (hierarchical) optimization: Complexity issues, optimality conditions, algorithms”, in *Advances in Applied Mathematics and Global Optimization, (Advances in Mechanics and Mathematics Series)*, D.Y. Gao, H.D. Sherali, Ed., Vol. 17, pp. 197-221, Springer US, 2009.
- [2.91] G. Anandalingam, T. Friesz, “Hierarchical optimization: An introduction”, *Annals of Operations Research*, Vol. 34, No. 1, pp. 1-11, December 1992.
- [2.92] M. Amouzegar, “A global optimization method for nonlinear bilevel programming problems”, *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics*, Vol. 29, No. 6, pp. 771-777, December 1999.
- [2.93] B. Colson, P. Marcotte, G. Savard, “A trust-region method for nonlinear bilevel programming: Algorithm and computational experience”, *Computational Optimization and Applications*, Vol. 30, No. 3, pp. 211-227, March 2005.
- [2.94] J. Bracken, J. McGill, “Defense applications of mathematical programs with optimization problems in the constraints”, *Operations Research*, Vol. 22, No. 5, pp. 1086-1086, September-October 1974.
- [2.95] J. Bracken, J. McGill, “Production and marketing decisions with multiple objectives in a competitive environment”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 24, No. 3, pp. 449-458, March 1978.
- [2.96] I. Wardrop, “Some theoretical aspects of road traffic research”, *Proceedings of the Institute of Civil Engineers, Part II*, Vol. 1, No. 3, pp. 325-378, May 1952.
- [2.97] P. Marcotte, “Network design problem with congestion effects: A case of bilevel programming”, *Mathematical Programming*, Vol. 34, No. 2, pp. 142-162, March 1986.

- [2.98] P. Marcotte, G. Marquis, “Efficient implementation of heuristics for the continuous network design”, *Annals of Operations Research*, Vol. 34, No. 1, pp. 163-176, December 1992.
- [2.99] O. Ben-Ayed, C. Blair, D. Boyce, L. LeBlanc, “Construction of a real-world bilevel linear programming model of the highway network design problem”, *Annals of Operations Research*, Vol. 34, No. 1, pp. 219-254, December 1992.
- [2.100] L. LeBlanc, D. Boyce, “A bilevel programming algorithm for exact solution of the network design problem with user-optimal flows”, *Transportation Research*, Vol. 20, No. 3, pp. 259-265, 1986.
- [2.101] H. Yang, M. Bell, “Models and algorithms for road network design: A review and some new developments”, *Transport Reviews: A Transnational Transdisciplinary Journal*, Vol. 18, No. 3, pp. 257-278, 1998.
- [2.102] A. van der Weijde, B. Hobbs, “Planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage programming to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty”, *EPRG Working Paper 1102, Cambridge Working Paper in Economics 1113*, 2011.
- [2.103] L. Garcés, A. Conejo, R. Garcia-Bertrand, R. Romero, “A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 1513-1522, August 2009.
- [2.104] J. Morales, P. Pinson, H. Madsen, “A transmission-cost-based model to estimate the amount of market-integrable wind resources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 2, pp. 1060-1069, May 2012.
- [2.105] J. Bard, “Bilevel programming in management”, *Encyclopedia of Optimization*, Springer US, pp. 269-274, 2008.
- [2.106] W. Candler, J. Fortuny-Amat, B. McCarl, “The potential role of multilevel programming in agricultural economics”, *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 63, No. 3, pp. 521-531, August 1981.
- [2.107] H. Önal, D. Darmawan, S. Johnson, “A multilevel analysis of agricultural credit distribution in East Java, Indonesia”, *Computers & Operations Research*, Vol. 22, No. 2, pp. 227-236, February 1995.
- [2.108] J. Bard, J. Plummer, J. Sourie, “A bilevel programming approach to determining tax credits for biofuel production”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 120, No. 1, pp. 30-46, January 2000.
- [2.109] B. Hobbs, K. Kelly, “Using game theory to analyze electric transmission pricing policies in the United States”, *European Journal of Operational Research*, Vol. 56, No. 2, pp. 154-171, January 1992.
- [2.110] S. Wang, F. Lootsma, “A hierarchical optimization model of resource allocation”, *Optimization*, Vol. 28, No. 3-4, pp. 351-365, 1994.
- [2.111] T. Miller, R. Tobin, T. Friesz, “Network facility-location models in Stackelberg-Nash-Cournot spatial competition”, *Papers in Regional Science: The Journal of the RSAI*, Vol. 71, No. 3, pp. 277-291, July 1992.
- [2.112] Y. Zhang, O. Berman, P. Marcotte, V. Verter, “A bilevel model for preventive healthcare facility network design with congestion”, *IIE Transactions*, Vol. 42, No. 12, pp. 865-880, October 2010.
- [2.113] B. Hobbs, C. Metzler, J.-S. Pang, “Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 638-645, May 2000.
- [2.114] X. Hu, D. Ralph, E. Ralph, P. Bardsley, M. Ferris, “Electricity generation with looped transmission networks: Bidding to an ISO”, *Working Paper CMI 65, The CMI*

- Electricity Project, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge, UK.
- [2.115] X. Hu, D. Ralph, “Using EPECs to model bilevel games in restructured electricity markets with locational prices”, *Operations Research*, Vol. 55, No. 5, pp. 809-827, September-October 2007.
- [2.116] J.-S. Pang, M. Fukushima, “Quasi-variational inequalities, generalized Nash equilibria, and multi-leader-follower games”, *Computational Management Science*, Vol. 2, No. 1, pp. 21-56, January 2005.
- [2.117] J.-S. Pang, M. Fukushima, “Quasi-variational inequalities, generalized Nash equilibria, and multi-leader-follower games”, *Erratum*, *Computational Management Science*, Vol. 6, No. 3, pp. 373-375, August 2009.
- [2.118] B. Hobbs, “Linear complementarity models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, pp. 194-202, May 2001.
- [2.119] S. Leyfer, T. Munson, “Solving multi-leader-follower games”, Preprint ANL/MCS-P1243-0405, April 2005.
- [2.120] Y. Chen, B. Hobbs, S. Leyffer, T. Munson, “Leader-follower equilibria for electric power and NO<sub>x</sub> allowances markets”, *Computational Management Science*, Vol. 3, No. 4, pp. 307-330, September 2006.
- [2.121] J. Weber, T. Overbye, “An individual welfare maximization algorithm for electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 590-596, August 2002.
- [2.122] R. Fernández-Blanco, J. Arroyo, N. Alguacil, P. Muñoz, “Price-based market clearing under marginal pricing: A bilevel programming approach”, *17<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference*, Stockholm, Sweden, August 22-26, 2011.
- [2.123] M. Carrión, J. Arroyo, A. Conejo, “A bilevel stochastic programming approach for retailer futures market trading”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 1446-1456, August 2009.
- [2.124] H. Li, Y. Li, Z. Li, “A multiperiod energy acquisition model for a distribution company with distributed generation and interruptible load”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp. 588-596, May 2007.
- [2.125] H. Haghghat, S. Kennedy, “A bilevel approach to operational decision making of a distribution company in competitive environments”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 4, pp. 1797-1807, November 2012.
- [2.126] M. López-Lezama, A. Padilha-Feltrin, J. Contreras, J. Muñoz, “Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 128-136, February 2011.
- [2.127] J. Weber, T. Overbye, “An individual welfare maximization algorithm for electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 590-596, August 2002.
- [2.128] S. de la Torre, J. Contreras, A. Conejo, “Finding multiperiod Nash equilibria in pool-based electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 643-651, February 2004.
- [2.129] T. Li, M. Shahidehpour, “Strategic bidding of transmission-constrained GENCOs with incomplete information”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 437-447, February 2005.
- [2.130] A. Bakirtzis, N. Ziogos, A. Tellidou, G. Bakirtzis, “Electricity producer offering strategies in day-ahead energy market with step-wise offers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 1804-1818, November 2007.



- [2.131] H. Haghghat, H. Seifi, A. Kian, "Gaming analysis in joint energy and spinning reserve markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 2074-2085, November 2007.
- [2.132] E. Kardakos, C. Simoglou, A. Bakirtzis, "Optimal bidding strategy in transmission-constrained electricity markets", *Electric Power Systems Research*, Vol. 109, pp. 141-149, April 2014.
- [2.133] P. Marcotte, G. Savard, "A bilevel approach to optimal pricing", *Zurich Intelligencer*, pp. 36-37, 2007.
- [2.134] J. Côté, P. Marcotte, G. Savard, "A bilevel modeling approach to pricing and fare optimization in the airline industry", *Journal of Revenue and Pricing Management*, Vol. 2, No. 1, pp. 23-36, 2003.
- [2.135] L. Brotcorne, M. Labbé, P. Marcotte, G. Savard, "A bilevel model for toll optimization on a multicommodity transportation network", *Transportation Science*, Vol. 35, No. 4, pp. 345-358, November 2001.
- [2.136] B. Hobbs, S. Nelson, "A nonlinear bilevel model for analysis of electric utility demand-side planning issues", *Annals of Operations Research*, Vol. 34, No. 1, pp. 255-274, December 1992.
- [2.137] P. Yang, G. Tang, A. Nehorai, "A game-theoretic approach for optimal time-of-use electricity pricing", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 2, pp. 884-892, May 2013.
- [2.138] J. Bard, J. Moore, "Production planning with variable demand", *OMEGA, The International Journal of Management Science*, Vol. 18, No. 1, pp. 35-42, 1990.
- [2.139] L. Baringo, A. Conejo, "Wind power investment: A Benders decomposition approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 1, pp. 433-441, February 2012.



# Κεφάλαιο 3

## Οφέλη Εφαρμογής Τεχνικών Ελέγχου επί των Φορτίων

Η εγκατάσταση μετρητών ηλεκτρικής νέας τεχνολογίας για την καταγραφή της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να διευκολύνει παράλληλα την εφαρμογή τεχνικών ελέγχου –άμεσου ή έμμεσου– επί των φορτίων τους όταν αυτός κρίνεται απαραίτητος από τον Εκπρόσωπο Φορτίου. Βασικός στόχος μίας τέτοιας οντότητας, η οποία διαχειρίζεται τέτοιου τύπου φορτία και είναι υπεύθυνη για την εκπροσώπησή τους στις διάφορες λειτουργίες της αγοράς, είναι η μείωση του κόστους εξυπηρέτησης της ζήτησης. Καθώς ο Εκπρόσωπος Φορτίου συναλλάσσεται με τη χονδρεμπορική αγορά στην οποία οι τιμές μεταβάλλονται ανά ώρα ανάλογα με το ύψος του φορτίου, με τα δύο μεγέθη να παρουσιάζουν υψηλή θετική συσχέτιση, το επιδιωκόμενο αποτέλεσμα από την εφαρμογή του ενός ή του άλλου είδους ελέγχου επί των φορτίων δεν μπορεί να είναι άλλο από τη μείωση του φορτίου που καλείται να εξυπηρετήσει κατά τη διάρκεια των ωρών που χαρακτηρίζονται από υψηλές τιμές στη χονδρεμπορική αγορά. Συνεπώς, αναμένεται να σημειωθεί μείωση του συνολικού φορτίου του συστήματος κατά τη διάρκεια των συγκεκριμένων ωρών και η εξομάλυνση της συνολικής καμπύλης ζήτησης του υπό μελέτη συστήματος.

Προκειμένου να μελετηθούν οι επιπτώσεις στη γενικότερη λειτουργία του συστήματος από τη διαχείριση φορτίου, στο παρόν κεφάλαιο επιχειρείται η ποσοτικοποίηση της συνεισφοράς τέτοιων μέτρων στη μείωση του λειτουργικού κόστους του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον σκοπό αυτόν, η μελέτη γίνεται σε επίπεδο συστήματος, με τον έλεγχο φορτίων να γίνεται αντιληπτός μακροσκοπικά εκ του αποτελέσματος μέσω της αλλαγής που παρατηρείται στη συνολική καμπύλη φορτίου του συστήματος.

Η ανάλυση περιλαμβάνει τη μελέτη του συστήματος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, η οποία πραγματοποιείται με εφαρμογή αλγορίθμου ωριαίας ένταξης μονάδων με χρήση λίστας προτεραιότητας και κατανομής φορτίου σε αυτές. Μελετώνται ποικίλα σενάρια, τα οποία διαφοροποιούνται ως προς τη καμπύλη ζήτησης του συστήματος και συγκρίνονται με ένα βασικό σενάριο, στο οποίο η καμπύλη ζήτησης του συστήματος είναι όπως καταγράφηκε. Σε κάθε σενάριο που μελετάται, η καμπύλη φορτίου του συστήματος τροποποιείται ώστε η ημερήσια αιχμή να μειώνεται κατά ένα συγκεκριμένο ποσοστό, το φορτίο που περικόπτεται, να μετατοπίζεται στις ώρες χαμηλού φορτίου, ενώ η ημερήσια ενέργεια να παραμένει η ίδια.

### 3.1 Κατάλογος Συμβόλων

*Δείκτες και Σύνολα*

$n \in \mathcal{N}$       Σύνολο ενταγμένων συμβατικών μονάδων παραγωγής.  
 $t$             Ώρα κατανομής.

*Παράμετροι και Συναρτήσεις*

$P_L^t$	Φορτίο του συστήματος την ώρα $t$ (MW).
$\bar{P}_w^t$	Πραγματικά διαθέσιμη αιολική παραγωγή την ώρα $t$ (MW).
$P_{PV}^t$	Φωτοβολταϊκή παραγωγή που εγχέεται στο σύστημα την ώρα $t$ (MW).
$C_D$	Συντελεστής μέγιστης ωριαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής.
$\lambda_{PV}$	Εγγυημένο ποσοστό φωτοβολταϊκής παραγωγής.
$\lambda_w$	Εγγυημένο ποσοστό αιολικής παραγωγής.
$P_{G,n}^{max}$	Αποδιδόμενη ισχύς συμβατικής μονάδας $n$ (MW).
$P_{G,n}^{min}$	Τεχνικό ελάχιστο συμβατικής μονάδας $n$ (MW).
$P_{SR,n}^{max}$	Ικανότητα στρεφόμενης εφεδρείας συμβατικής μονάδας $n$ (MW).
$A_n, B_n, C_n$	Συντελεστές συνάρτησης καυσίμου μονάδας $n$ (kg ή lt/MW, kg ή lt/MW <sup>2</sup> , kg ή lt/MW <sup>3</sup> ).
$e$	Συντελεστής εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (tnCO <sub>2</sub> /kg ή tnCO <sub>2</sub> /lt).
$C^{fuel}$	Μοναδιαίο κόστος καυσίμου (€/kg ή €/lt).
$C^{CO_2}$	Μοναδιαίο κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (€/tnCO <sub>2</sub> ).
$C_n^{O\&M}$	Μοναδιαίο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας $n$ (€/MWh).

*Μεταβλητές*

$P_w^t$	Ωριαία αιολική παραγωγή που εγχέεται στο σύστημα την ώρα $t$ (MW).
$P_{G,n}^t$	Ενεργός ισχύς λειτουργίας της συμβατικής μονάδας $n$ την ώρα $t$ (MW).
$P_{SR,n}^t$	Στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται από τη συμβατική μονάδα $n$ (MW).
$P_{SR}^t$	Απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας την ώρα $t$ (MW).
$F_{n,t}$	Κατανάλωση καυσίμου της μονάδας $n$ την ώρα $t$ (kg ή lt).
$E_{n,t}$	Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου της μονάδας $n$ την ώρα $t$ (tnCO <sub>2</sub> ).
$C_{n,t}^{fuel}$	Κόστος καυσίμου της μονάδας $n$ την ώρα $t$ (€).
$C_{n,t}^{CO_2}$	Κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της μονάδας $n$ την ώρα $t$ (€).
$C_{n,t}^{O\&M}$	Κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας $n$ την ώρα $t$ (€).

### 3.2 Περιγραφή Προβλήματος και Διαδικασίας Επίλυσης

Για την ανάλυση μόνιμης κατάστασης πραγματοποιείται προσομοίωση της λειτουργίας του υπό εξέταση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε ωριαία βάση με εφαρμογή αλγορίθμου ωριαίας ένταξης μονάδων με χρήση λίστας προτεραιότητας. Προς τούτο απαραίτητα δεδομένα εισόδου αποτελούν η χρονοσειρά φορτίου του συστήματος καθώς επίσης και οι χρονοσειρές αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Βάσει αυτών υπολογίζεται για κάθε ώρα το πλήθος των συμβατικών μονάδων που είναι απαραίτητο να λειτουργήσουν και το σημείο λειτουργίας τους ώστε να ικανοποιηθεί το σύνολο του φορτίου και να καλύπτονται οι απαιτήσεις σε εφεδρεία για την κάθε ώρα.

Σε κάθε βήμα υπολογισμών τηρούνται απαρεγκλίτως οι παρακάτω αρχές λειτουργίας που επιτρέπουν την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας:

1. Η ένταξη των μονάδων και η κατανομή φορτίου σε αυτές γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε το φορτίο να ικανοποιείται πλήρως και οι απαιτήσεις σε εφεδρεία να τηρούνται

στο ακέραιο (υπό την προϋπόθεση, φυσικά, ότι η διαθέσιμη ισχύς του συστήματος επαρκεί για κάτι τέτοιο).<sup>1</sup>

2. Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής περιορίζεται από το πρόγραμμα συντήρησης και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε μίας (σχετίζονται με τις λειτουργίες εκκίνησης και σβέσης). Το σημείο λειτουργίας της κάθε συμβατικής μονάδας περιορίζεται από τα τεχνικά της χαρακτηριστικά (τεχνικό ελάχιστο, αποδιδόμενη ισχύς).
3. Η παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ εντάσσεται κατά προτεραιότητα. Περικοπή παραγωγής από ΑΠΕ (αιολικής παραγωγής) επιτρέπεται μόνο σε περίπτωση που δεν είναι εξασφαλισμένη η ευσταθής λειτουργία του αυτόνομου συστήματος ή σε περίπτωση που παραβιάζονται τα τεχνικά ελάχιστα των ενταγμένων μονάδων παραγωγής.

Το Διάγραμμα 3.1 παρουσιάζει τη διαδικασία αυτών των ωριαίων υπολογισμών, οι οποίοι περιγράφονται αναλυτικότερα στις παραγράφους που ακολουθούν.

### Μέγιστη επιτρεπτή παραγωγή από ΑΠΕ

Αν και η ενέργεια που παράγεται από μονάδες ΑΠΕ απορροφάται κατά προτεραιότητα από το σύστημα, εντούτοις, προκειμένου να εξασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων έχει τεθεί διοικητικά ένα άνω όριο στην ενέργεια από ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής (αιολικών) που είναι τεχνικά εφικτό να απορροφηθεί από το σύστημα ανά ώρα κατανομής. Στον υπολογισμό αυτού το ορίου συνεισφέρουν δύο συνιστώσες:

1. Δυναμικός περιορισμός διείσδυσης των αιολικών: η μέγιστη ικανότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής υπολογίζεται εφαρμόζοντας τη σχέση (3.1).

$$C_D \frac{\sum_n P_{G,n}^{max} - (1 - \lambda_{PV})P_{PV}}{1 - \lambda_w} \quad (3.1)$$

2. Περιορισμός λόγω ανάγκης μη παραβίασης των τεχνικών ελαχίστων των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής.

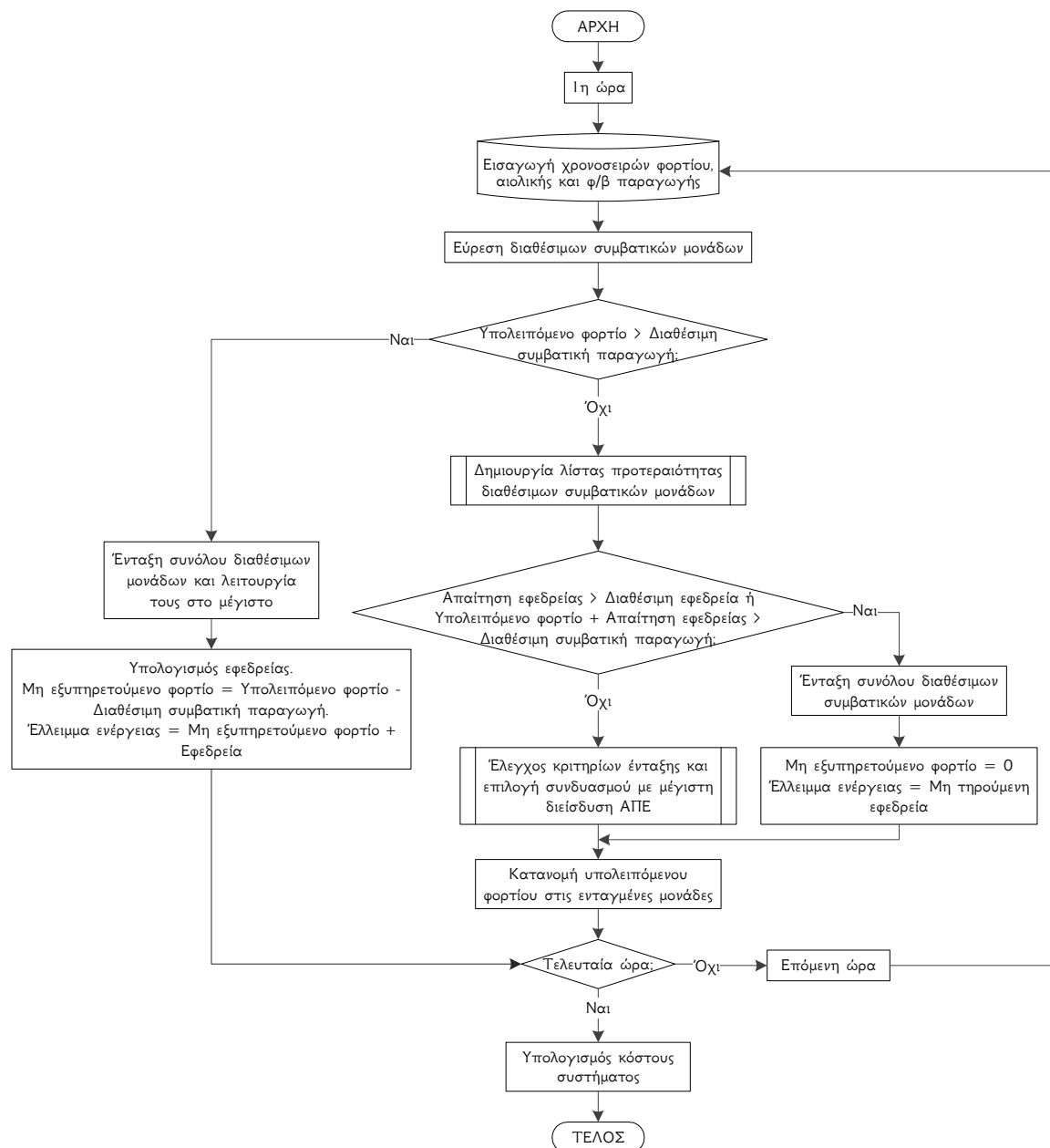
$$P_L^t - P_{PV}^t - \sum_n P_{G,n}^{min} \quad (3.2)$$

Συνεπώς, η επιτρεπόμενη αιολική παραγωγή υπολογίζεται ως:

$$P_w^t = \min \left\{ C_D \frac{\sum_n P_{G,n}^{max} - (1 - \lambda_{PV})P_{PV}}{1 - \lambda_w}, P_L^t - P_{PV}^t - \sum_n P_{G,n}^{min}, \bar{P}_w^t \right\} \quad (3.3)$$

Περαιτέρω, για τα αιολικά υπολογίζεται ανά ώρα το θεωρητικά μέγιστο της δυνατότητας απορρόφησης από το σύστημα αιολικής παραγωγής, το οποίο υπολογίζεται ως το ελάχιστο μεταξύ του δυναμικού περιορισμού, του περιορισμού τεχνικών ελαχίστων και της μέγιστης ισχύος αιολικής παραγωγής (δηλ. της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών). Αθροίζοντας το αποτέλεσμα αυτό για όλες τις ώρες του έτους και διαιρώντας το με την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών, προκύπτουν οι Ανηγγεμένες Ώρες Λειτουργίας (ΑΩΛ), οι οποίες αντανακλούν τις ώρες που θα μπορούσαν τα αιολικά πάρκα να λειτουργούν υπό πλήρη ισχύ κατά τη διάρκεια ενός έτους ώστε να παράξουν την μέγιστη δυνατή ποσότητα αιολικής ενέργειας, την οποία το σύστημα μπορεί να απορροφήσει.

<sup>1</sup> Αυτό συνεπάγεται ότι σε περιπτώσεις χαμηλού φορτίου ή υψηλών απαιτήσεων σε εφεδρεία, είναι πιθανόν οι ενταγμένες μονάδες να φορτιστούν παροδικά σε επίπεδα χαμηλότερα από το τεχνικό τους ελάχιστο.



**Διάγραμμα 3.1:** Διαδικασία υπολογισμών ωριαίας προσομοίωσης για τον προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

### Πρόγραμμα συντήρησης και πρωτεύουσα εφεδρεία συμβατικών μονάδων παραγωγής

Το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων που εισάγεται στους υπολογισμούς βασίζεται στις τρέχουσες πρακτικές, ενώ η μέγιστη πρωτεύουσα εφεδρεία που δύναται να παρέχει η κάθε μονάδα είναι η διαφορά της αποδιδόμενης ισχύος μείον το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας.

### Ένταξη συμβατικών μονάδων παραγωγής

Η ένταξη των συμβατικών μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια κάθε ώρας κατανομής γίνεται βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων που σχετίζονται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, την κατάσταση λειτουργίας της μονάδας κατά την προηγούμενη ώρα, το φορτίο που καλούνται να εξυπηρετήσουν και την εφεδρεία που καλούνται να τηρήσουν. Για την ακρίβεια εφαρμόζονται οι ακόλουθοι κανόνες:

1. Οι μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ εντάσσονται κατά προτεραιότητα απομειώνοντας κατά αντίστοιχο ποσό το φορτίο του συστήματος. Το φορτίο που μένει να εξυπηρετηθεί από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ονομάζεται υπολειπόμενο φορτίο.
2. Διαθέσιμες προς ένταξη μονάδες είναι εκείνες που δεν βρίσκονται σε συντήρηση.
3. Διαθέσιμες προς ένταξη μονάδες είναι εκείνες για τις οποίες έχει παρέλθει ο ελάχιστος χρόνος κράτησης.
4. Οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου κλειστού κύκλου εντάσσονται μόνον όταν οι συνθήκες 2. και 3. ικανοποιούνται από τον ατμοστρόβιλο και τουλάχιστον από έναν αεριοστρόβιλο.
5. Υποχρεωτικά εντάσσονται οι μονάδες για τις οποίες δεν έχει παρέλθει ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας.
6. Οι διαθέσιμες συμβατικές μονάδες παραγωγής εντάσσονται κατά σειρά προτεραιότητας.
7. Εντάσσονται τόσες μονάδες παραγωγής όσες είναι απαραίτητες ώστε να ικανοποιείται το υπολειπόμενο φορτίο στο σύνολό του.

$$P_L^t - P_{PV}^t - P_w^t \leq \sum_n P_{G,n}^{max} \quad (3.4)$$

8. Εντάσσονται τόσες μονάδες παραγωγής ώστε να εξασφαλίζεται η τήρηση της απαιτούμενης εφεδρείας.

$$P_L^t - P_{PV}^t - P_w^t \leq \sum_n P_{G,n}^{max} - P_{SR}^t \quad (3.5)$$

$$P_{SR}^t \leq \sum_n P_{SR,n}^{max} \quad (3.6)$$

Σε περίπτωση που, εφαρμόζοντας τους παραπάνω κανόνες, προκύπτουν περισσότεροι του ενός συνδυασμοί που ικανοποιούν τα κριτήρια ένταξης, επιλέγεται εκείνος ο συνδυασμός συμβατικών μονάδων παραγωγής με τον οποίο επιτυγχάνεται η μέγιστη παραγωγή ΑΠΕ (δηλαδή, η ελάχιστη περικοπή παραγωγής ΑΠΕ). Αν υπάρχουν περισσότεροι του ενός συνδυασμοί με την ίδια εντασσόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, επιλέγεται εκείνος ο συνδυασμός με το μικρότερο πλήθος μονάδων. Κατ' αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση των περικοπών παραγωγής ΑΠΕ και του κόστους της συμβατικής παραγωγής.

### Κατανομή φορτίου σε συμβατικές μονάδες παραγωγής

Η κατανομή του φορτίου στις ενταγμένες μονάδες πραγματοποιείται σε ωριαία βάση με κριτήριο την οικονομικότητα. Για να επιτευχθεί αυτό, η φόρτιση των μονάδων ακολουθεί τον εξής κανόνα: οι μονάδες που βρίσκονται πρώτες στη λίστα προτεραιότητας λειτουργούν στο μέγιστο, οι τελευταίες λειτουργούν στο ελάχιστο, ενώ μία μονάδα λειτουργεί σε ενδιάμεσο σημείο ώστε να τηρείται το ισοζύγιο ενεργού ισχύος (δηλαδή, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων καλύπτει το υπολειπόμενο φορτίο). Εξ' αυτού είναι προφανές ότι τα λειτουργικά όρια ενεργού ισχύος των μονάδων (τεχνικό ελάχιστο, αποδιδόμενη ισχύς) δεν παραβιάζονται.

Η κατά το δυνατόν ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής από συμβατικές μονάδες εξασφαλίζεται λόγω του τρόπου με τον οποίο είναι κατασκευασμένη η λίστα προτεραιότητας, με την θέση στην οποία τοποθετείται μία μονάδα σε αυτή να αντανακλά σε σημαντικό βαθμό το κόστος αυτής. Οι μονάδες που βρίσκονται πρώτες στη σειρά είναι οι πιο οικονομικές, ενώ αυτές που ακολουθούν είναι πιο ακριβές.

Εξάλλου, η φόρτιση των μονάδων πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να τηρείται επαρκές περιθώριο που να επιτρέπει στο σύνολο των ενταγμένων συμβατικών μονάδων να παρέχει την απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία, δηλαδή να ισχύει η σχέση (3.7). Προς τούτο, η απαιτούμενη εφεδρεία κατανέμεται στις μονάδες αναλογικά προς την ικανότητα της κάθε μίας να παράσχει πρωτεύουσα εφεδρεία, με αντίστοιχη μείωση της θεωρητικά μέγιστης αποδιδόμενης ενέργειας κατά το ποσό της εφεδρείας που τηρεί η μονάδα την τρέχουσα ώρα κατανομής.

$$\sum_n P_{SR,n}^t = P_{SR}^t \quad (3.7)$$

### Κόστος παραγωγής και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου συμβατικών μονάδων παραγωγής

Το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων παραγωγής συναρτάται από το επίπεδο λειτουργίας της εκάστοτε μονάδας, καθώς αυτό καθορίζει την κατανάλωση καυσίμου. Πιο συγκεκριμένα, η κατανάλωση καυσίμου περιγράφεται ως συνάρτηση του επιπέδου παραγωγής της μονάδας (3.8). Το κόστος καυσίμου προκύπτει πολλαπλασιάζοντας την κατανάλωση καυσίμου με την τιμή αυτού (3.9), ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης υπολογίζεται από τον τύπο (3.10). Το λειτουργικό κόστος της κάθε μονάδας παραγωγής προκύπτει αθροίζοντας το κόστος καυσίμου  $C_{n,t}^{fuel}$  και το λειτουργικό κόστος  $C_{n,t}^{O\&M}$ .

$$F_{n,t} = A_n P_{G,n}^t + B_n (P_{G,n}^t)^2 + C_n (P_{G,n}^t)^3 \quad (3.8)$$

$$C_{n,t}^{fuel} = C^{fuel} F_{n,t} \quad (3.9)$$

$$C_{n,t}^{O\&M} = C_n^{O\&M} P_{G,n}^t \quad (3.10)$$

Οι εκπομπές CO<sub>2</sub> υπολογίζονται εφαρμόζοντας έναν συντελεστή επί της ωριαίας κατανάλωσης καυσίμου της εκάστοτε μονάδας (3.11), ο οποίος συντελεστής εξαρτάται από την πρώτη ύλη που χρησιμοποιεί η μονάδα ως καύσιμο, ώστε το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών να προκύπτει πολλαπλασιάζοντας τις εκπομπές CO<sub>2</sub> με το μοναδιαίο κόστος αγοράς αυτών από την αντίστοιχη αγορά (3.12).

$$E_{n,t} = e F_{n,t} \quad (3.11)$$

$$C_{n,t}^{CO_2} = C^{CO_2} E_{n,t} \quad (3.12)$$

## 3.3 Υλοποίηση

### 3.3.1 Δεδομένα Εισόδου

Για τους σκοπούς του παρόντος κεφαλαίου, μελετάται το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης. Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας με 820MW εγκατεστημένης ισχύος θερμικών μονάδων το 2014 σε τρεις σταθμούς παραγωγής (Χανιά, Λινοπεράματα, Αθρινόλακκος). Οι εγκατεστημένες μονάδες ποικίλουν ανάλογα με την τεχνολογία (ατμοστρόβιλοι, μονάδα συνδυασμένου κύκλου, αεριοστρόβιλοι, νηζελογεννήτριες), τον ρυθμό ανόδου/καθόδου, τον χρόνο εκκίνησης, το καύσιμο και λοιπά τεχνικά χαρακτηριστικά. Στο σύστημα της Κρήτης βρίσκονται, επίσης, εγκατεστημένα 194MW αιολικών πάρκων, 95MW φωτοβολταϊκών (συμπεριλαμβανομένων εκείνων σε στέγες) και 0,3MW σε έναν μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό. Σε ετήσια βάση (9/2014-8/2015) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτεται κατά 16,4% από αιολικούς σταθμούς και κατά 4,8% από λοιπές μορφές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) [3.1].



Στις παραγράφους που ακολουθούν περιγράφονται τα δεδομένα εισόδου που είναι απαραίτητα για την ανάλυση μόνιμης κατάστασης.

### Χαρακτηριστικά φορτίου

Διαθέσιμα ιστορικά δεδομένα του έτους 2013 χρησιμοποιήθηκαν για την ωριαία χρονοσειρά φορτίου, οπότε και σημειώθηκε αιχμή έτους 579,4MW με ζήτηση στις 2.954GWh.

### Χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ

Τυπικές κανονικοποιημένες καμπύλες αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής χρησιμοποιούνται σε συνδυασμό με την εγκατεστημένη ισχύ (194MW αιολικών και 80MW φωτοβολταϊκών) για τον υπολογισμό της ανά ώρα διαθέσιμης αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής. Επιπλέον, για τους αιολικούς σταθμούς ορίζεται και ο συντελεστής μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης  $C_D=35\%$ .

### Απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας

Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, η ανά ώρα απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία είναι ίση προς την αποδιδόμενη ισχύ της ενταγμένης μονάδας με την μεγαλύτερη αποδιδόμενη ισχύ (κριτήριο N-1).

### Συμβατικές μονάδες παραγωγής

Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά, καθώς επίσης και το πρόγραμμα συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του υπό μελέτη ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης παρουσιάζονται στους Πίνακες 3.1 και 3.2.

**Πίνακας 3.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης.**

Όνομα μονάδας	Τοποθεσία	Τύπος μονάδας	Καύσιμο	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Επιτεύξιμη ισχύς θέρους (MW)	Τεχνικό ελάχιστο (MW)	Σειρά ένταξης
STEAM1A	Αθρινόλακκος	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	46,5	45,0	27	1
STEAM6L	Λινοπεράματα	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	24,4	23,0	10	2
STEAM5L	Λινοπεράματα	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	24,4	23,0	10	3
STEAM2A	Αθρινόλακκος	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	46,5	45,0	27	4
STEAM4L	Λινοπεράματα	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	24	22,5	16	5
CCST Chania	Χανιά	ΣΚ	-	38,1	37,0	43	6
GAS6X	Χανιά	ΣΚ	ντίζελ	36,1	34,0	14	6
GAS7X	Χανιά	ΣΚ	ντίζελ	36,1	34,0	29	6
STEAM2L	Λινοπεράματα	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	13,8	13,2	7	7
STEAM3L	Λινοπεράματα	Ατμοστρόβιλος	μαζούτ	13,8	13,2	7	8
DIESEL2A	Αθρινόλακκος	MEK	μαζούτ	51,12	50,0	30	9
DIESEL1A	Αθρινόλακκος	MEK	μαζούτ	51,12	50,0	30	10
DIESEL1L	Λινοπεράματα	MEK	μαζούτ	10,6	10,0	4,8	11
DIESEL2L	Λινοπεράματα	MEK	μαζούτ	10,6	10,0	4,8	12
DIESEL3L	Λινοπεράματα	MEK	μαζούτ	10,6	10,0	4,8	13
DIESEL4L	Λινοπεράματα	MEK	μαζούτ	10,6	10,0	4,8	14
GAS11X	Χανιά	Αεριοστρόβιλος	ντίζελ	53,2	51,0	5	15
GAS5L	Λινοπεράματα	Αεριοστρόβιλος	ντίζελ	27	25,0	5	16
GAS12X	Χανιά	Αεριοστρόβιλος	ντίζελ	53,2	51,0	5	17

Σημείωση: ΣΚ: συνδυασμένος κύκλος, MEK: μηχανή εσωτερικής καύσης

**Πίνακας 3.2: Κατανάλωση καυσίμου και πρόγραμμα συντήρησης μονάδων παραγωγής του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης.**

Όνομα μονάδας	A (kg ή lt/MW)	B (kg ή lt/MW <sup>2</sup> )	C (kg ή lt/MW <sup>3</sup> )	Συντήρηση
STEAM1A	311,33	-0,43	-0,02	20 Μαρτίου-14 Απριλίου
STEAM6L	340,45	-1,30	0,00002	1-30 Μαΐου
STEAM5L	340,45	-1,30	0,00002	11 Οκτωβρίου-9 Νοεμβρίου
STEAM2A	311,33	-0,43	-0,02	20 Οκτωβρίου-13 Νοεμβρίου
STEAM4L	381,15	-1,78	0,00001	15 Ιανουαρίου-28 Φεβρουαρίου
CCST Chania	729,23	-9,39	0,04	1-23 Φεβρουαρίου, 4-7 Ιουνίου
GAS6X	1.380,00	-40,55	0,38	1-23 Φεβρουαρίου, 4-7 Ιουνίου
GAS7X	1.381,50	-40,94	0,38	1-23 Φεβρουαρίου, 4-7 Ιουνίου
STEAM2L	398,76	-3,59	0,0001	5-29 Απριλίου
STEAM3L	398,76	-3,59	0,0001	1-26 Μαρτίου
DIESEL2A	238,46	-1,80	0,02	30 Ιανουαρίου-1 Φεβρουαρίου, 13-14 Μαρτίου, 22-27 Μαΐου, 10 Ιουλίου, 25-28 Σεπτεμβρίου, 1-3 Δεκεμβρίου
DIESEL1A	238,46	-1,80	0,02	23-24 Ιανουαρίου, 9-10 Μαρτίου, 8-13 Μαΐου, 26 Ιουνίου, 11-14 Σεπτεμβρίου, 21-23 Νοεμβρίου
DIESEL1L	258,66	-11,66	0,66	16 Φεβρουαρίου-7 Μαρτίου, 1-6 Οκτωβρίου
DIESEL2L	258,66	-11,66	0,66	10-29 Μαΐου, 8-13 Νοεμβρίου
DIESEL3L	258,66	-11,66	0,66	11-30 Απριλίου, 18-23 Οκτωβρίου
DIESEL4L	258,66	-11,66	0,66	18-23 Ιανουαρίου, 1-20 Σεπτεμβρίου
GAS11X	765,03	-18,60	0,18	1 Μαρτίου-30 Μαΐου, 5-8 Οκτωβρίου
GAS5L	574,88	-20,03	0,36	10-24 Απριλίου
GAS12X	765,03	-18,60	0,18	5-8 Φεβρουαρίου, 5-8 Οκτωβρίου

### Στοιχεία κόστους

Προκειμένου να υπολογιστεί το κόστος του καυσίμου και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> ορίζονται οι αντίστοιχες τιμές στα €600/tn για το μαζούτ, €1.000/klt για το ντήζελ και στα €5/tn CO<sub>2</sub> για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Πέραν αυτών, η διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία της κάθε μονάδας ορίζεται ίση προς το 20% της αποδιδόμενης ισχύος της μονάδας, ενώ για τον υπολογισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οι τιμές του συντελεστή C<sup>CO<sub>2</sub></sup> της σχέσης (3.11) παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3. Τέλος, ο ελάχιστος χρόνος κράτησης και λειτουργίας ορίζεται ανά τύπο μονάδας και παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.4.

**Πίνακας 3.3: Συντελεστής εκπομπών CO<sub>2</sub> (tnCO<sub>2</sub>/kg ή tnCO<sub>2</sub>/lt) ανά τύπο καυσίμου.**

Καύσιμο	Εκπομπές CO <sub>2</sub>
Μαζούτ	3,07815 tnCO <sub>2</sub> /kg
Ντήζελ	2,66445 tnCO <sub>2</sub> /lt

**Πίνακας 3.4: Ελάχιστος χρόνος κράτησης και λειτουργίας (ώρες) ανά τύπο μονάδας.**

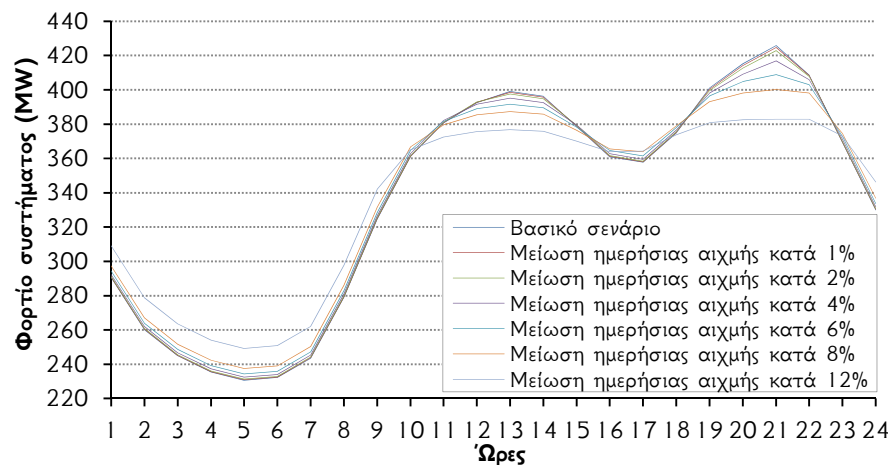
Τύπος μονάδας	Ελάχιστος χρόνος κράτησης (ώρες)
Ατμοστρόβιλος	168
ΜΕΚ	5
Αεριοστρόβιλος	2

### 3.3.2 Σενάρια

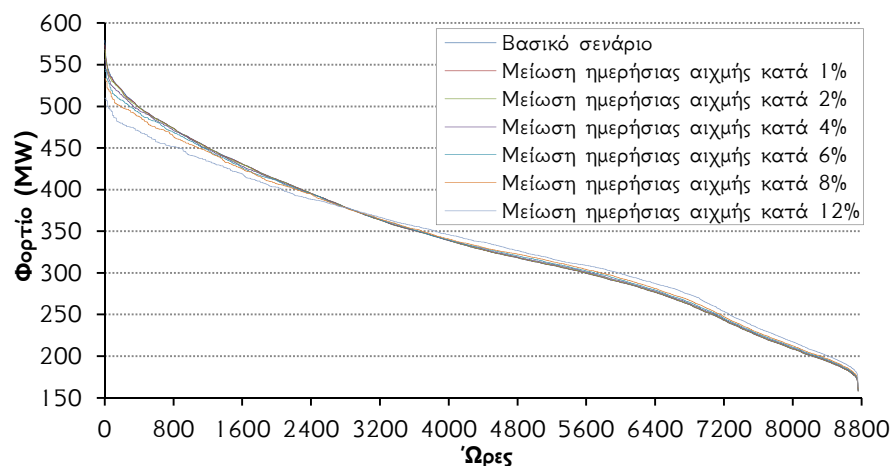
Προκειμένου να διαπιστωθεί η επίδραση σε επίπεδο συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της εφαρμογής τεχνικών διαχείρισης ζήτησης, εξετάζεται ένα σύνολο σεναρίων τα οποία διαφέρουν ως προς τη μορφή της καμπύλης ζήτησης του συστήματος. Στο βασικό σενάριο ως δεδομένο εισόδου χρησιμοποιείται η καμπύλη ζήτησης που είναι διαθέσιμη από ιστορικά

στοιχεία. Τα αποτελέσματα αυτής της προσομοίωσης χρησιμεύουν ως μέτρο σύγκρισης των υπόλοιπων σεναρίων. Κατόπιν, η καμπύλη ζήτησης τροποποιείται ώστε να επιτυγχάνεται μείωση της ημερήσιας αιχμής κατά ένα συγκεκριμένο ποσοστό, με παράλληλη αύξηση του φορτίου στις ώρες εκτός αιχμής, ώστε η ημερήσια ενέργεια να παραμένει ίδια. Τα ποσοστά μείωσης της αιχμής που μελετώνται είναι 1%, 2%, 4%, 6%, 8% και 12%.

Ουσιαστικά πρόκειται για μετατόπιση φορτίου από τις ώρες αιχμής στις ώρες εκτός αιχμής. Αυτό είναι ιδιαίτερος εμφανές τόσο στο Διάγραμμα 3.2, όπου παρουσιάζεται για όλα τα υπό εξέταση σενάρια η 24ωρη καμπύλη φορτίου ως απλός μέσος όρος έτους ανά ώρα της ημέρας, όσο και στο Διάγραμμα 3.3, όπου παρουσιάζεται η καμπύλη διάρκειας φορτίου. Στην πράξη κάτι τέτοιο θα μπορούσε να επιτευχθεί παρέχοντας κίνητρα και αντικίνητρα στους καταναλωτές (χαμηλές τιμές ενέργειας για κάποιες ώρες και υψηλές τιμές ενέργειας για κάποιες άλλες) που θα τους ωθούσε σε αντίστοιχες αλλαγές στο προφίλ κατανάλωσης.



**Διάγραμμα 3.2:** 24ωρη καμπύλη φορτίου (απλός μέσος όρος έτους ανά ώρα της ημέρας) για το βασικό σενάριο και τα σενάρια μείωσης της αιχμής.



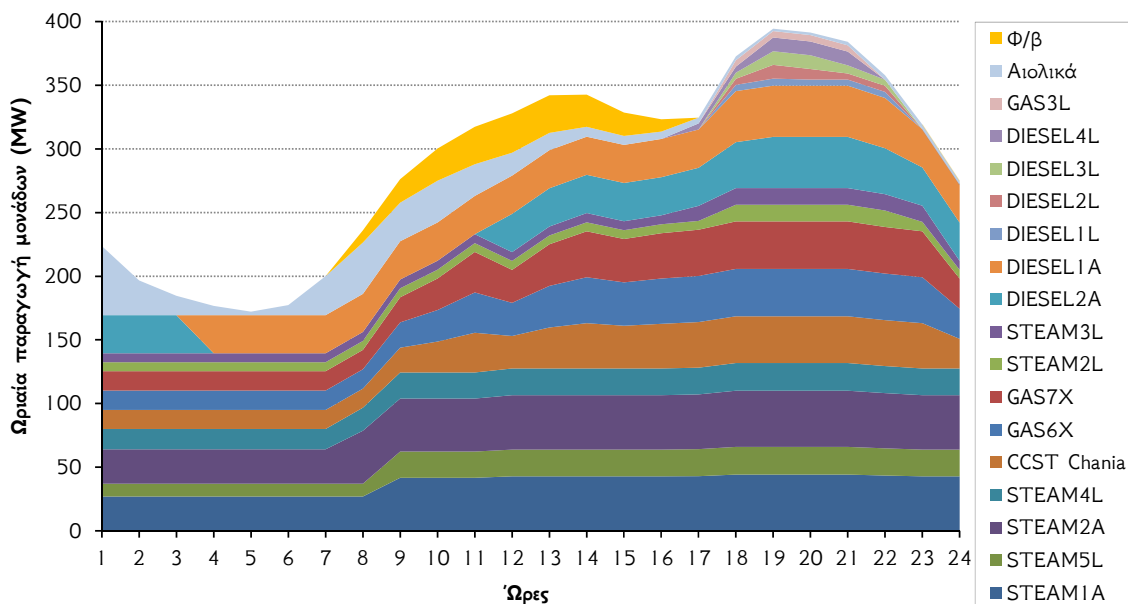
**Διάγραμμα 3.3:** Καμπύλη διάρκειας φορτίου για το βασικό σενάριο και τα σενάρια μείωσης της αιχμής.

### 3.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός

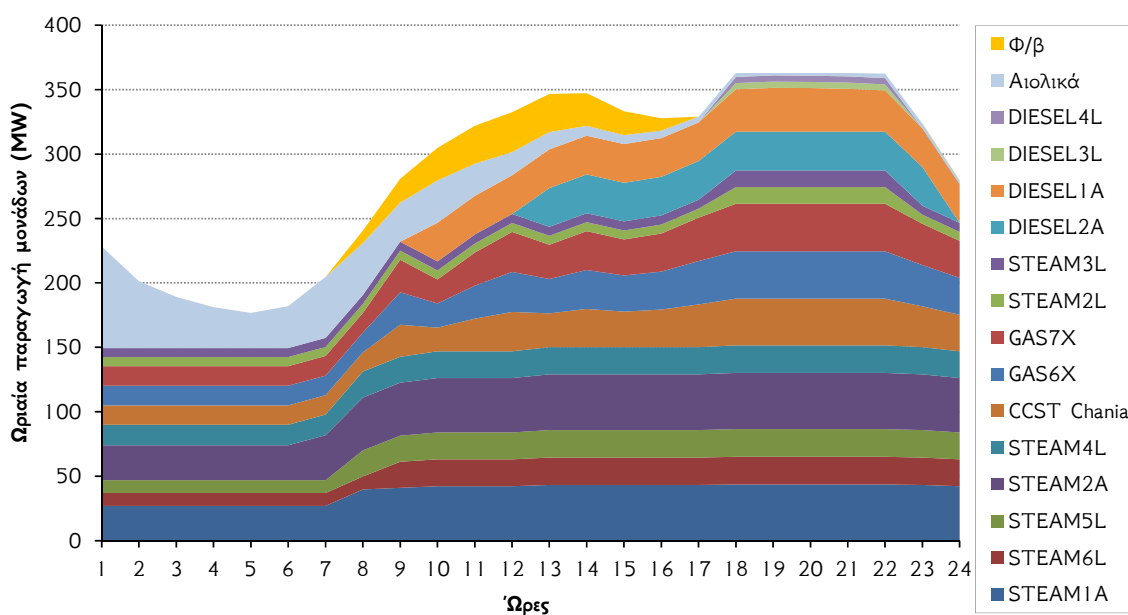
Πριν την εξέταση των συγκεντρωτικών ετήσιων αποτελεσμάτων, επιχειρείται να αναδειχθούν οι επιπτώσεις της εφαρμογής τεχνικών διαχείρισης ζήτησης στην ενδοημερήσια λειτουργία

του ηλεκτρικού συστήματος. Όπως θα φανεί και στη συνέχεια, μία από τις πιο σημαντικές είναι η μείωση του απαιτούμενου πλήθους μονάδων που εντάσσονται με άμεσο επακόλουθο την χαμηλότερη περικοπή αιολικής παραγωγής, καθώς τότε τα τεχνικά ελάχιστα των κατανεμόμενων συμβατικών μονάδων παραγωγής περιορίζουν σε μικρότερο βαθμό το περιθώριο απορρόφησης αιολικής παραγωγής από το σύστημα (σχέση (3.2)).

Στα Διαγράμματα 3.4 και 3.5 παρουσιάζεται ο ωριαίος προγραμματισμός λειτουργίας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της 28<sup>ης</sup> Νοεμβρίου, όπως προκύπτει βάσει των τεθέντων κανόνων λειτουργίας, για το βασικό σενάριο και το σενάριο μείωσης της αιχμής κατά 8%, αντίστοιχα.



Διάγραμμα 3.4: Εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της 28<sup>ης</sup> Νοεμβρίου για το βασικό σενάριο.



Διάγραμμα 3.5: Συνολικό φορτίο συστήματος και εγχεόμενη ενέργεια ενταγμένων μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια της 28<sup>ης</sup> Νοεμβρίου για το σενάριο μείωσης αιχμής κατά 8%.

Η τροποποιημένη καμπύλη φορτίου παρουσιάζει εξομαλυμένη αιχμή με το μέγιστο να είναι στα 362,9MW (έναντι 394,5MW του Βασικού σεναρίου), υψηλότερο ελάχιστο φορτίο στα 176,1MW (έναντι 172,2MW του Βασικού σεναρίου) και βελτιωμένο συντελεστή φορτίου 79,7% (έναντι 73,4% του Βασικού σεναρίου). Αποτέλεσμα της μειωμένης αιχμής είναι να μην απαιτείται η ένταξη των μονάδων DIESEL1L, DIESEL2L (με καύσιμο μαζούτ) και GAS3L (με καύσιμο ντίζελ), καθώς η διαθέσιμη ισχύς και η ικανότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας των υπολοίπων μονάδων επαρκούν για να καλύψουν τη νέα αιχμή και τις απαιτήσεις σε εφεδρεία. Επιπροσθέτως, η αύξηση του ελαχίστου φορτίου επιτρέπει την απορρόφηση μεγαλύτερου μέρους της αιολικής παραγωγής.

Στον Πίνακα 3.5 παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση ημέρας. Από αυτά είναι προφανές ότι στην περίπτωση της τροποποιημένης καμπύλης φορτίου εντάσσονται συνολικά δύο συμβατικές μονάδες λιγότερες, ενώ αυξάνεται η απορροφώμενη παραγωγή αιολικών κατά 164,0MWh. Αποτέλεσμα αυτού είναι η αύξηση της συνεισφοράς των αιολικών και συνολικά των ΑΠΕ στην κάλυψη του ημερήσιου φορτίου από 5,0% και 7,9% σε 7,4% και 10,2% εις βάρος της παραγωγής συμβατικών μονάδων, των οποίων η συμμετοχή περιορίζεται από το 92,1% στο 89,8%. Ιδιαίτερα αισθητή είναι η μείωση της συνολικά παραγόμενης ενέργειας από μονάδες με καύσιμο ντίζελ κατά 106,8MWh.

Ανάλογα συμπεράσματα προκύπτουν και από την εξέταση των συγκεντρωτικών αποτελεσμάτων για τον συνολικό χρονικό ορίζοντα έτους (Πίνακας 3.6). Σε όλα τα σεναρία μείωσης αιχμής παρατηρείται περιορισμός της συμμετοχής της συμβατικής παραγωγής στο ενεργειακό μίγμα προς όφελος της παραγωγής από ΑΠΕ και συγκεκριμένα της παραγωγής από εγκαταστάσεις αιολικών, καθώς και το ποσοστό απόρριψης αιολικής παραγωγής μειώνεται από 9,2% στο βασικό σενάριο σε 7,2% στο σενάριο μείωσης αιχμής 12%, γεγονός που αντανακλάται και στη βελτίωση των ΑΩΛ. Η μείωση στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων συντελείται λόγω των περιορισμένων αναγκών ένταξης μονάδων με καύσιμο ντίζελ οι οποίες βρίσκονται τελευταίες στη σειρά ένταξης και η λειτουργία τους είναι απαραίτητη τις ώρες υψηλού φορτίου, καθώς πλέον η ημερήσια αιχμή του φορτίου είναι μειωμένη κατά μέσο όρο σε ετήσια βάση κατά 4,3MW (σενάριο μείωσης αιχμής 1%) έως 52,1MW (σενάριο μείωσης αιχμής 12%).

**Πίνακας 3.5: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για την 28<sup>η</sup> Νοεμβρίου (βασικό σενάριο και σενάριο μείωσης αιχμής κατά 8%).**

	Βασικό σενάριο	Μείωση ημερήσιας αιχμής 8%	Μεταβολή
Φορτίο (MWh)	6.944,9	6.944,9	0,0
Παραγωγή συμβατικών μονάδων (MWh)	6.398,6 (92,1%)	6.234,6 (89,8%)	-164,0
Με καύσιμο μαζούτ (MWh)	4.455,9 (64,2%)	4.398,7 (63,3%)	-57,3
Με καύσιμο ντίζελ (MWh)	1.942,6 (28,0%)	1.835,9 (26,4%)	-106,8
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	546,3 (7,9%)	710,2 (10,2%)	164,0
Αιολικά (MWh)	349,7 (5,0%)	513,7 (7,4%)	164,0
Φ/β (MWh)	196,7 (2,8%)	196,7 (2,8%)	0,0
# ενταγμένων συμβατικών μονάδων	16	14	-2
Εκ των οποίων με καύσιμο μαζούτ	12	11	-1
Εκ των οποίων με καύσιμο ντίζελ	4	3	-1

Σημείωση: Εντός παρενθέσεων εμφανίζονται τα ποσοστά συμμετοχής κάθε τεχνολογίας παραγωγής στην κάλυψη του ημερήσιου φορτίου.

**Πίνακας 3.6: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για τον συνολικό χρονικό ορίζοντα της μελέτης (βασικό σενάριο και σενάρια μείωσης αιχμής).**

	Βασικό	-1%	-2%	-4%	-6%	-8%	-12%
Συντελεστής φορτίου (%)	58,2	58,8	59,4	60,6	61,9	63,3	66,1
Μέγιστο φορτίο έτους (MW)	579,4	573,6	567,8	556,2	544,6	533,0	509,9
Όγκος μετατοπιζόμενου φορτίου (MWh)	—	2.036	4.920	13.272	24.944	40.188	83.571
Παραγωγή συμβατικών μονάδων (GWh)	2331,4	2330,7	2330,6	2331,0	2326,9	2325,2	2320,7
Με καύσιμο μαζούτ (GWh)	1664,4	1665,5	1666,0	1670,2	1667,4	1666,7	1671,6
Με καύσιμο ντίζελ (GWh)	666,9	665,2	664,6	660,8	659,5	658,6	649,1
Παραγωγή ΑΠΕ (GWh)	622,8	623,5	623,5	623,2	627,2	628,9	633,4
Αιολικά (GWh)	494,4	495,1	495,2	494,8	498,9	500,6	505,1
Φ/β (GWh)	128,3	128,3	128,3	128,3	128,3	128,3	128,3
Συμμετοχή συμβατικής παραγωγής στο ενεργειακό μίγμα (%)	78,9	78,9	78,9	78,9	78,8	78,7	78,6
Με καύσιμο μαζούτ (%)	56,3	56,4	56,4	56,5	56,4	56,4	56,6
Με καύσιμο ντίζελ (%)	22,6	22,5	22,5	22,4	22,3	22,3	22,0
Συμμετοχή ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα (%)	21,1	21,1	21,1	21,1	21,2	21,3	21,4
Συμμετοχή αιολικών στο ενεργειακό μίγμα (%)	16,7	16,8	16,8	16,7	16,9	16,9	17,1
Συμμετοχή φ/β στο ενεργειακό μίγμα (%)	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
ΑΩΛ (ώρες)	5.010	5.016	5.015	5.010	5.037	5.045	5.076
Απόρριψη αιολικής παραγωγής (% της διαθέσιμης)	9,2	9,0	9,0	9,1	8,3	8,0	7,2
Κατανάλωση μαζούτ (tn/% μεταβολή*)	449.048/	449.559/	449.432/	450.816/	450.458/	450.197/	451.860/
	—	0,11	0,09	0,39	0,31	0,26	0,63
Κατανάλωση ντίζελ (klit/% μεταβολή*)	221.319/	220.787/	220.476/	219.330/	218.449/	217.695/	213.190/
	—	-0,24	-0,38	-0,90	-1,30	-1,64	-3,67
Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (tn CO <sub>2</sub> / % μεταβολή*)	1.970.779/	1.970.712/	1.969.581/	1.971.192/	1.967.337/	1.963.907/	1.957.293/
	—	0,00	-0,06	0,02	-0,17	-0,35	-0,68

\* % μεταβολή ως προς το βασικό σενάριο.

Ο Πίνακας 3.7 συγκεντρώνει τα οικονομικά αποτελέσματα των σεναρίων που εξετάζονται. Άμεσο επακόλουθο όσων αναφέρθηκαν στην ανάλυση που προηγήθηκε είναι η μείωση του κόστους καυσίμου των συμβατικών μονάδων σε όλα τα σενάρια, που οδηγεί σε ετήσια εξοικονόμηση που κυμαίνεται μεταξύ €0,2 εκατ. (σενάριο μείωσης αιχμής 1%) και €6,4 εκατ. (σενάριο μείωσης αιχμής 12%). Παράλληλα, το κόστος αποζημίωσης των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ παρουσιάζει αύξηση μεταξύ €0,1 εκατ. (σενάριο μείωσης αιχμής 1%) και €1,1 εκατ. (σενάριο μείωσης αιχμής 12%), λόγω της υψηλότερης συμμετοχής τους στην κάλυψη του φορτίου. Παρά το γεγονός αυτό, επειδή η παραγόμενη ενέργεια από συμβατικές μονάδες είναι εν γένει ακριβότερη από την ενέργεια από μονάδες ΑΠΕ, το συνολικό κόστος παραγωγής μειώνεται από €0,2 εκατ. (σενάριο μείωσης αιχμής 1%) έως και €5,4 εκατ. σενάριο μείωσης αιχμής 12%).

Περαιτέρω, η εξέταση του μοναδιαίου κόστους παραγωγής είναι εξίσου ενδιαφέρουσα. Τόσο για την περίπτωση της συμβατικής παραγωγής όσο και για την περίπτωση της παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ, το μοναδιαίο κόστος παρουσιάζεται βελτιωμένο, καθώς στο αντίστοιχο ενεργειακό μίγμα αυξάνεται η συμμετοχή πιο οικονομικών μονάδων (με καύσιμο μαζούτ για

την περίπτωση των συμβατικών και αιολικών για την περίπτωση των μονάδων ΑΠΕ), οδηγώντας, έτσι το μοναδιαίο κόστος του συστήματος από τα €195,9/MWh του Βασικού σεναρίου στα €194,0/MWh για το σενάριο μείωσης αιχμής 12%.

Υπολογίζεται ακόμη ένας τελευταίος οικονομικός δείκτης που ποσοτικοποιεί τη συνεισφορά στη μείωση του κόστους του συστήματος ενός MW μετατοπιζόμενου φορτίου. Σε όλα τα σενάρια ο δείκτης αυτός κυμαίνεται μεταξύ €58,7/MWh και €110,2/MWh και θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ως ένα εργαλείο αποζημίωσης των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρουν μέρος του φορτίου τους για συμμετοχή σε προγράμματα διαχείρισης ζήτησης που επιφέρουν τέτοιες αλλαγές στην καμπύλη ζήτησης του συστήματος, όπως αυτές που εξετάστηκαν στο παρόν κεφάλαιο.

**Πίνακας 3.7: Συγκεντρωτικά οικονομικά αποτελέσματα για τον συνολικό χρονικό ορίζοντα της μελέτης (βασικό σενάριο και σενάρια μείωσης αιχμής).**

	Βασικό	-1%	-2%	-4%	-6%	-8%	-12%
Συνολικό κόστος παραγωγής (εκατ. €/ % μεταβολή*)	578,7/	578,5/	578,1/	577,8/	577,1/	576,3/	573,2/
	—	-0,03	-0,09	-0,15	-0,28	-0,41	-0,94
<i>Κόστος καυσίμου</i>							
<i>συμβατικών (εκατ. €/ % μεταβολή*)</i>	490,7/	490,5/	490,1/	489,8/	488,7/	487,8/	484,3/
	—	-0,05	-0,12	-0,19	-0,41	-0,60	-1,31
<i>Κόστος εκπομπών CO<sub>2</sub></i>							
<i>συμβατικών (εκατ. €/ % μεταβολή*)</i>	9,9/	9,9/	9,8/	9,9/	9,8/	9,8/	9,8/
	—	0,00	-0,06	0,02	-0,17	-0,35	-0,68
<i>Κόστος ΑΠΕ (εκατ. €/ % μεταβολή*)</i>	78,0/	78,1/	78,1/	78,1/	78,5/	78,7/	79,1/
	—	0,09	0,10	0,05	0,57	0,78	1,36
Κόστος εφεδρείας (εκατ. €)	6,2	6,3	7,7	8,6	8,9	8,3	6,6
Μοναδιαίο κόστος παραγωγής συστήματος (€/MWh)	195,9	195,8	195,7	195,6	195,3	195,1	194,0
Μοναδιαίο κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh)	210,5	210,5	210,3	210,1	210,0	209,8	208,7
Μοναδιαίο κόστος παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh)	125,3	125,3	125,3	125,3	125,1	125,1	124,9
Μείωση κόστους συστήματος ανά MW μετατοπιζόμενου φορτίου (€/MWh)	—	77,8	110,2	67,0	64,1	58,7	65,2

\* % μεταβολή ως προς το βασικό σενάριο.

### 3.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 3

Η ανάλυση μόνιμης κατάστασης που πραγματοποιήθηκε στο παρόν κεφάλαιο αποσκοπεί στην ανάδειξη των επιπτώσεων στη λειτουργία του συστήματος (τόσο από ενεργειακής όσο και από οικονομικής πλευράς) της εφαρμογής ελέγχου επί των φορτίων του συστήματος με τρόπο που αλλάζει τη μορφή της καμπύλης ζήτησης του συνολικού συστήματος. Διαπιστώνεται ότι αρκεί ο έλεγχος που εφαρμόζεται στα φορτία να επιφέρει μείωση της αιχμής με μετατόπιση φορτίου (και όχι περικοπή αυτού) ώστε να επιτυγχάνεται οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος με παράλληλο περιορισμό της ενέργειας που εγχέεται από συμβατικές μονάδες παραγωγής και αύξηση του μεριδίου της παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ.

### **3.6 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 3**

- [3.1] ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε., Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Σεπτέμβριος 2014-Αύγουστος 2015.



# Κεφάλαιο 4

## Ενεργειακή Διαχείριση Διεσπαρμένων Πόρων μέσω Σημάτων Τιμών

Στα καθήκοντα του Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων (ΔΠ) εντάσσεται, εκτός από τη διαμεσολάβηση μεταξύ της χονδρεμπορικής αγοράς και των πελατών λιανικής, και η διαχείριση των τοπικών πόρων. Επεκτείνοντας, έτσι, τον ρόλο του προμηθευτή ενέργειας, ο Διαχειριστής ΔΠ λειτουργεί σε ένα πιο περίπλοκο περιβάλλον που χαρακτηρίζεται από την ύπαρξη τοπικών αγορών και υποδομών έξυπνων δικτύων που διευκολύνουν την αποστολή σημάτων τιμών ανά τακτά χρονικά διαστήματα.

Στο πλαίσιο των έξυπνων δικτύων, στο [4.1] μορφοποιείται ως ένα παίγνιο μεταξύ των χρηστών του δικτύου διανομής το πρόβλημα του προγραμματισμού λειτουργίας σε επίπεδο ηλεκτρικής συσκευής με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους και την βελτίωση του συντελεστή φορτίου της καμπύλης ζήτησης με χρήση κατανεμημένου αλγορίθμου. Στο [4.2] ο προγραμματισμός των λειτουργιών ενός Εκπροσώπου Φορτίου που συμμετέχει στην ημερήσια αγορά ενέργειας περιγράφεται ως ένα πρόβλημα μεικτού ακέραίου γραμμικού προγραμματισμού, όπου η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το κέρδος του Εκπροσώπου και οι περιορισμοί περιγράφουν τη συμπεριφορά των ΔΠ (περικοπή, μετατόπιση φορτίου, τοπική παραγωγή). Στο [4.3] χρησιμοποιούνται τεχνικές εύρωστης βελτιστοποίησης (robust optimization) για την επίλυση σε ωριαία βάση του προβλήματος προγραμματισμού ευέλικτων φορτίων σε συνδυασμό με τη διαχείριση τοπικών εγκαταστάσεων αποθήκευσης, όπου η δομή του δικτύου απεικονίζεται με χρήση DC ροής φορτίου χωρίς απώλειες.

Για τους σκοπούς του παρόντος κεφαλαίου, στα καθήκοντα του Διαχειριστή ΔΠ συμπεριλαμβάνονται η κατάρτιση, η διαχείριση και η εξυπηρέτηση ενός χαρτοφυλακίου διαφόρων τύπων ΔΠ. Διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής, περικοπτόμενα/μετατοπιζόμενα φορτία, κ.ά., που λόγω μικρού μεγέθους αδυνατούν να συμμετάσχουν άμεσα στις διαδικασίες της αγοράς, εξοπλίζονται με τα κατάλληλα μέσα που διευκολύνουν την αμφίδρομη ανταλλαγή πληροφοριών με τον Διαχειριστή με τον οποίο είναι συμβεβλημένοι. Ο Διαχειριστής από την πλευρά του διαχειρίζεται τους τοπικούς πόρους ώστε να εξισορροπεί κατάλληλα την δήλωση που υποβάλλει στον Λειτουργό της Αγοράς.

Το ενδιαφέρον εδώ εστιάζεται στις λειτουργίες που εκτελεί ο Διαχειριστής ΔΠ προκειμένου να ελέγξει κατά το μέτρο του δυνατού της οντότητες που συναποτελούν το πελατολόγιό του. Προς τούτο, επιλύει ένα πρόβλημα μεγιστοποίησης κέρδους που ενσωματώνει τις λειτουργίες και αποφάσεις των τοπικών πόρων. Από την πλευρά του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο, μόνο η συνισταμένη των τοπικών αποφάσεων γίνεται αισθητή υπό τη μορφή ενός συγκεντρωτικού προφίλ ζήτησης, το οποίο έχει προκύψει από τη βελτιστοποίηση του χαρτοφυλακίου του Διαχειριστή λαμβάνοντας υπ' όψιν τόσο τα οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των τοπικών πόρων όσο και τις τιμές ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά. Καθώς ο Διαχειριστής ΔΠ δεν αντιπροσωπεύει υποχρεωτικά το

σύνολο των τοπικών πόρων, ενώ οι ΔΠ που συναπαρτίζουν το χαρτοφυλάκιο του Διαχειριστή είναι πιθανόν να βρίσκονται συνδεδεμένοι σε διαφορετικά σημεία του δικτύου διανομής, οι προσομοιώσεις που παρουσιάζονται εδώ δεν περιλαμβάνουν μοντελοποίηση της τοπολογίας του δικτύου (ροές ισχύος και απώλειες).

## 4.1 Κατάλογος Συμβόλων

### Δείκτες και Σύνολα

$dr \in \mathcal{DR}$  Διεσπαρμένοι πόροι, όπου το σύνολο  $\mathcal{DR}$  συμπεριλαμβάνει τους καταναλωτές με προσφορές φορτίου  $db \in \mathcal{DB}$ , τους παραγωγούς με προσφορές παραγωγής  $pb \in \mathcal{PB}$ , τους καταναλωτές με προσφορές περικοπής  $dc \in \mathcal{DC}$ .

$dp \in \mathcal{DP}$  Καταναλωτές με προφίλ ζήτησης.

$s \in \mathcal{S}$  Βαθμίδες προσφορών διεσπαρμένων πόρων.

$p \in \mathcal{P}$  Χαρακτηριστικές περιόδους.

$z \in \mathcal{Z}$  Ζώνες τιμολόγησης.

$t \in \mathcal{T}$  Διάστημα κατανομής.

$t_z \in \mathcal{T}_z$  Υποσύνολο περιόδων κατανομής που ανήκουν στην ζώνη  $z$  της περιόδου  $p$ .

### Παράμετροι

$N_z$  Πλήθος ζωνών τιμολόγησης.

$w_p$  Συντελεστής βάρους σεναρίου για κάθε χαρακτηριστική περίοδο.

$P_{dr}^{p,t,s}, Q_{dr}^{p,t,s}$  Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας ενέργειας (MWh) που υποβάλλεται από τον πελάτη  $dr$  κατά την περίοδο  $p$ , τη χρονική στιγμή  $t$  και την βαθμίδα  $s$ .

$P_{dp}, Q_{dp}^{p,t}$  Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας ενέργειας (MWh) για τον καταναλωτή με προφίλ ζήτησης  $dp$  κατά την περίοδο  $p$  και τη χρονική στιγμή  $t$  η ποσότητα  $Q_{dp}^{p,t}$  μπορεί να διαφέρει ανά περίοδο  $p$  και χρονική στιγμή  $t$ .

$\overline{RP}$  Μοναδιαία χρέωση για το φορτίο βάσης των καταναλωτών με προσφορές περικοπής (€/MWh).

$\overline{Q}_{dc}^{p,t}$  Φορτίο βάσης (χωρίς περικοπή) του καταναλωτή  $dc$  κατά την περίοδο  $p$  και τη χρονική στιγμή  $t$  (MWh).

$SMPP^{p,t}$  Προβλεπόμενη τιμή αγοράς ενέργειας από τη χονδρεμπορική αγορά (οριακή τιμή συστήματος) κατά την περίοδο  $p$  και τη χρονική στιγμή  $t$  (€/MWh).

### Μεταβλητές

$RP^{p,z}$  Λιανική τιμή χρέωσης του φορτίου των καταναλωτών με προσφορές φορτίου και προφίλ παραγωγής για την ζώνη  $z$  της περιόδου  $p$  (€/MWh).

$PP^{p,z}$  Λιανική τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας για την ζώνη  $z$  της περιόδου  $p$  (€/MWh).

$CP^{p,z}$  Λιανική τιμή αποζημίωσης της περικοπτόμενης ενέργειας για την ζώνη  $z$  της περιόδου  $p$  (€/MWh).

$e^{p,t}$  Ποσότητα ενέργειας από τη χονδρεμπορική αγορά κατά την περίοδο  $p$  και τη χρονική στιγμή  $t$  (MWh).

$x_{dr}^{p,t,s}$  Ποσότητα ενέργειας πελάτη  $dr$  ανά βαθμίδα  $s$  που εντάσσεται κατά την περίοδο  $p$  και τη χρονική στιγμή  $t$  (MWh).

$x_{dp}$  Ένταξη καταναλωτή με προφίλ ζήτησης  $dp$  (0/1).

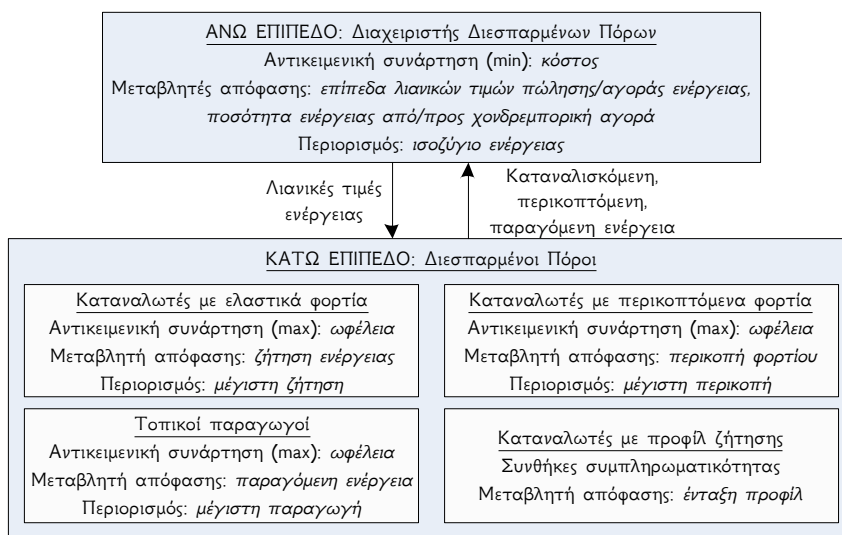
## 4.2 Περιγραφή Μοντέλου και Διαδικασίας Επίλυσης

### 4.2.1 Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων

Η διαχείριση τοπικών πόρων θεωρείται ότι επιτυγχάνεται μέσω σημάτων τιμών (και όχι μέσω άμεσου ελέγχου της λειτουργίας τους) τα οποία ανακοινώνονται σε αυτούς. Βάσει αυτών των τιμών, ο κάτοχος του εκάστοτε διεσπαρμένου πόρου αποφασίζει σχετικά με την ποσότητα ενέργειας. Καθώς αυτή η απόφαση επηρεάζει την κερδοφορία του Διαχειριστή ΔΠ, είναι σημαντικό για τον Διαχειριστή να λάβει υπ' όψιν τα χαρακτηριστικά των ΔΠ που καθορίζουν τις αποφάσεις τους.

Πιο συγκεκριμένα, ο Διαχειριστής επιδιώκει την εξυπηρέτηση του φορτίου του με το ελάχιστο κόστος επιλέγοντας κατάλληλα τις τιμές που θα ανακοινώσει στις διάφορες κατηγορίες ΔΠ διατηρώντας, παράλληλα, το ισοζύγιο ενέργειας. Αυτό το τελευταίο διασφαλίζεται μέσω της δυνατότητας συνδιαλλαγής με τη χονδρεμπορική αγορά στην οποία διοχετεύεται ή από την οποία αποκτάται η περίσσεια ή το έλλειμμα ενέργειας αντίστοιχα. Οι ΔΠ με τη σειρά τους, λαμβάνοντας υπ' όψιν τα σήματα τιμών του Διαχειριστή, επιλέγουν τις βέλτιστες ποσότητες ενέργειας που μεγιστοποιούν την ωφέλεια που αποκομίζουν από την αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας.

Από τα παραπάνω αναγνωρίζεται σχέση αλληλεξάρτησης μεταξύ των διαφόρων οντοτήτων, η οποία μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού. Ο ηγέτης της αλληλεπίδρασης είναι ο Διαχειριστής των ΔΠ και επιλέγει τα επίπεδα τιμών' οι ΔΠ συναποτελούν τους ακολούθους, οι οποίοι αποκρίνονται στα σήματα τιμών επιλέγοντας τα επίπεδα ποσοτήτων ενέργειας (Διάγραμμα 4.1).



**Διάγραμμα 4.1:** Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων του Διαχειριστή και των Διεσπαρμένων Πόρων.

Προκειμένου ο Διαχειριστής να καθορίσει τις τιμές εντός ενός μεσοπρόθεσμου ορίζοντα, είναι απαραίτητο να γνωρίζει τα χαρακτηριστικά που καθορίζουν τη συμπεριφορά των ΔΠ. Στο παρόν μοντέλο αυτό επιτυγχάνεται μέσω κλιμακωτών συναρτήσεων τιμής και ποσότητας ενέργειας που αντανακλούν το νοούμενο όφελος της εκάστοτε οντότητας. Οι παράμετροι

των συναρτήσεων αυτών καθώς και βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά είναι στην πράξη γνωστά στον Διαχειριστή ΔΠ, καθώς μπορούν να προκύψουν είτε από ιστορικά δεδομένα, είτε μέσω συμβολαίων, είτε μέσω δηλώσεων (παραγωγής/φορτίου/περικοπής).

Οι ΔΠ μπορεί να ανήκουν σε μία από τις παρακάτω κατηγορίες:

- Καταναλωτές με ελαστικά φορτία: προσαρμόζουν τη ζήτησή τους ανάλογα με το ύψος της λιανικής τιμής ενέργειας,
- Καταναλωτές με περικοπτόμενα φορτία: αποδέχονται την μείωση του φορτίου τους αρκεί η αποζημίωση που λαμβάνουν γι' αυτήν την μείωση να είναι ικανοποιητική,
- Καταναλωτές με προφίλ ζήτησης: είναι πρόθυμοι να επιλέξουν διαφορετικό Διαχειριστή σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα για την εξυπηρέτηση του συνολικού φορτίου τους αν η τιμή που προσφέρεται από τον υπό μελέτη Διαχειριστή ξεπερνά ένα δεδομένο κατώφλι,
- Παραγωγή ενέργειας από μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής.

Τούτων δοθέντων, ο Διαχειριστής καλείται να αποφασίσει για το ύψος της λιανικής τιμής:

- πώλησης ενέργειας σε ελαστικά φορτία και σε πελάτες με προφίλ ζήτησης,
- αγοράς ενέργειας από περικοπτόμενα φορτία,
- αγοράς ενέργειας από τοπική παραγωγή.

Οι κανόνες που διέπουν την επιλογή των σημάτων τιμών έχουν ως εξής:

- Τα σήματα τιμών ορίζονται εν γένει ανά ώρα. Ωστόσο, είναι δυνατόν να οριστούν ζώνες ωρών για τις οποίες ισχύει η ίδια τιμή.
- Οι τιμές είναι κοινές για όλους τους πελάτες που ανήκουν στην ίδια κατηγορία. Δηλαδή, δεν επιτρέπεται η δημιουργία εξατομικευμένων τιμολογίων για πελάτες που ανήκουν ήδη σε μία από τις προαναφερθείσες κατηγορίες.

Με το παρόν μοντέλο λήψης αποφάσεων επιδιώκεται η διευκόλυνση σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα του Διαχειριστή ΔΠ στο έργο της κατάρτισης, διαχείρισης και εξυπηρέτησης ενός χαρτοφυλακίου ΔΠ. Αυτό όμως δεν αποκλείει τη χρήση του ίδιου μοντέλου σε πιο βραχυπρόθεσμο ορίζοντα (π.χ. για τον προγραμματισμό της επόμενης ημέρας) υπό την προϋπόθεση ότι η ύπαρξη κατάλληλου εξοπλισμού επιτρέπει την σε εύλογο χρονικό διάστημα απόκριση των πελατών σε σήματα τιμών. Σε κάθε περίπτωση, γίνεται η θεώρηση ότι η χονδρεμπορική αγορά ενέργειας είναι πλήρως ανταγωνιστική και, συνεπώς, ο Διαχειριστής ΔΠ δεν δύναται να επηρεάσει την επικρατούσα τιμή σε αυτήν την αγορά. Οι τιμές χονδρεμπορικής αγοράς, λοιπόν, θεωρούνται δεδομένο εισόδο για το πρόβλημα και μπορούν να προκύψουν με την εφαρμογή καθιερωμένων μεθόδων πρόβλεψης σε ιστορικά στοιχεία.

#### 4.2.2 Μοντέλο Απόφασης Διαχειριστή Μικροδικτύων (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου)

Το πρόβλημα του άνω επιπέδου περιλαμβάνει τις αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΠ σχετικά με την επιλογή των επιπέδων τιμών που θα ανακοινώσει στους τοπικούς πόρους (μεταβλητές  $RP^{p,z}$ ,  $CP^{p,z}$ ,  $PP^{p,z}$ ) και την ποσότητα ενέργειας που θα προμηθευτεί από τη χονδρεμπορική αγορά ( $e^{p,t}$ ) εντός ενός μεσοπρόθεσμου ορίζοντα σχεδιασμού. Καθώς οι παράμετροι του προβλήματος είναι πιθανόν να διαφέρουν εντός του χρονικού ορίζοντα της μελέτης, είναι σημαντικό για τον Διαχειριστή ΔΠ να μπορεί να μελετήσει μία πλειάδα σεναρίων, ώστε να ενσωματώσει στην απόφασή του διαφορετικές εναλλακτικές πραγματώσεις των παραμέτρων

αυτών. Αυτό επιτυγχάνεται με τον ορισμό διαφορετικών χαρακτηριστικών περιόδων  $p$ , κάθε μία με διαφορετική συχνότητα εμφάνισης  $w_p$ .

Στόχος του Διαχειριστή ΔΠ είναι η ελαχιστοποίηση του καθαρού κόστους προμήθειας των φορτίων που έχει υπό τον έλεγχο του για το σύνολο όλων των χαρακτηριστικών περιόδων, κόστος που περιγράφεται από την αντικειμενική συνάρτηση (4.1) και συμπεριλαμβάνει τα έξοδα για την αγορά της ποσότητας ενέργειας  $e^{p,t}$  από τη χονδρεμπορική αγορά στην τιμή  $SMP^{p,t}$ , για την αγορά της ποσότητας ενέργειας  $x_{pb}^{p,t,s}$  από τις τοπικές μονάδες παραγωγής στην τιμή  $PP^{p,z}$  και για την αποζημίωση του περικοπτόμενου φορτίου μείον τα κέρδη από την πώληση των ποσοτήτων ενέργειας  $Q_{dp}^{p,t}$  και  $x_{db}^{p,t,s}$  στην τιμή  $RP^{p,z}$  στους πελάτες με προφίλ ζήτησης και ελαστικά φορτία αντιστοίχως. Για να επιτύχει αυτόν τον στόχο, ο Διαχειριστής ΔΠ καλείται να επιλέξει τις βέλτιστες τιμές για τις μεταβλητές που έχει υπό τον έλεγχο του, δηλ. την ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά  $e^{p,t}$ ,  $\forall p, t$ , την λιανική τιμή χρέωσης του φορτίου  $RP^{p,z}$ ,  $\forall p, z$ , την λιανική τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας  $PP^{p,z}$ ,  $\forall p, z$  και την λιανική τιμή αποζημίωσης της περικοπής  $CP^{p,z}$ ,  $\forall p, z$ .

$$\min_{e^{p,t}, RP^{p,z}, PP^{p,z}, CP^{p,z}} \sum_{p,t \in \mathcal{T}_{z,z}} w_p \left[ SMP^{p,t} e^{p,t} + \sum_{pb,s} PP^{p,z} x_{pb}^{p,t,s} + \sum_{dc,s} (CP^{p,z} x_{dc}^{p,t,s} - \overline{RP} \overline{Q}_{dc}^{p,t}) - \sum_{dp} RP^{p,z} x_{dp} Q_{dp}^{p,t} - \sum_{db,s} RP^{p,z} x_{db}^{p,t,s} \right] \quad (4.1)$$

Η εξίσωση ενεργειακού ισοζυγίου (4.2) αποτελεί τον ισοτικό περιορισμό του προβλήματος ελαχιστοποίησης του Διαχειριστή ΔΠ. Η εξίσωση αυτή διασφαλίζει ότι το συνολικό φορτίο που καλείται να εξυπηρετήσει ο Διαχειριστής ΔΠ ικανοποιείται μέσω της παραγωγής των τοπικών μονάδων παραγωγής και μέσω ενέργειας από την χονδρεμπορική αγορά.

$$\sum_{dc,s} (\overline{Q}_{dc}^{p,t} - x_{dc}^{p,t,s}) + \sum_{dp} x_{dp} Q_{dp}^{p,t} + \sum_{db,s} x_{db}^{p,t,s} = e^{p,t} + \sum_{pb,s} x_{pb}^{p,t,s}, \forall p, t \quad (4.2)$$

Ο όρος  $\sum_{dc,s} (CP^{p,z} x_{dc}^{p,t,s} - \overline{RP} \overline{Q}_{dc}^{p,t})$  στην αντικειμενική συνάρτηση του Διαχειριστή ΔΠ αντιστοιχεί στο συνολικό κόστος προμήθειας των καταναλωτών με περικοπτόμενα φορτία και προκύπτει ως η διαφορά μεταξύ των εξόδων για την αποζημίωση των εν λόγω καταναλωτών στην τιμή  $CP^{p,z} - \overline{RP}$  για την περικοπή ποσότητας  $x_{dc}^{p,t,s}$  (πρώτος όρος της (4.3)) και των εσόδων από την εξυπηρέτηση του υπολειπόμενου φορτίου ( $\overline{Q}_{dc}^{p,t} - \sum_s x_{dc}^{p,t,s}$ ) στην προκαθορισμένη τιμή  $\overline{RP}$  (δεύτερος όρος της (4.3)).  $\overline{Q}_{dc}^{p,t}$  είναι το συμπεφωνημένο κατά την υπογραφή του συμβολαίου προμήθειας φορτίο βάσης επί του οποίου υπολογίζεται η επιτευχθείσα περικοπή. Ο όρος  $\overline{RP} \overline{Q}_{dc}^{p,t}$  εμφανώς δεν επηρεάζει το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης καθώς αποτελεί το γινόμενο δύο σταθερών, γνωστών όρων. Δίνεται εδώ για λόγους πληρότητας και αγνοείται στη συνέχεια στην βελτιστοποίηση, καθώς δεν επηρεάζει την επίλυση του προβλήματος.

$$(CP^{p,z} - \overline{RP}) \sum_s x_{dc}^{p,t,s} - \overline{RP} (\overline{Q}_{dc}^{p,t} - \sum_s x_{dc}^{p,t,s}) \quad (4.3)$$

Τα διάφορα επίπεδα παραγωγής, ζήτησης, περικοπής προκύπτουν από την επίλυση των προβλημάτων του κάτω επιπέδου. Επ' αυτών ο Διαχειριστής ΔΠ δεν έχει άμεσο έλεγχο, καθώς αποτελούν μεταβλητές βελτιστοποίησης των προβλημάτων του κάτω επιπέδου, και για τον λόγο αυτόν αντιμετωπίζονται ως παράμετροι για το πρόβλημα του Διαχειριστή ΔΠ.

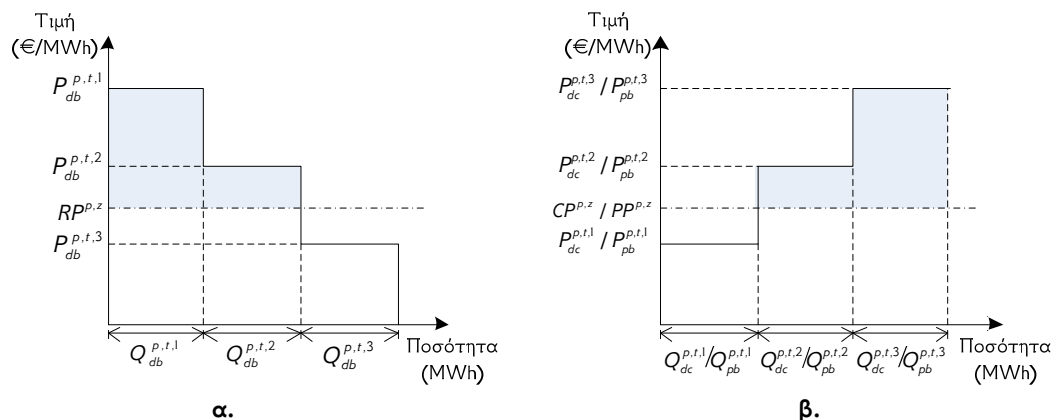
### 4.2.3 Μοντέλο Απόφασης Διεσπαρμένων Πόρων (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου)

Οι καταναλωτές με προσφορές φορτίου, περικοπής και οι παραγωγοί με προσφορές παραγωγής μοντελοποιούνται ως οντότητες οι οποίες μεγιστοποιούν το νοούμενο όφελος, ή με άλλα λόγια το πλεόνασμα καταναλωτή ή παραγωγού, όπως εκφράζεται από τα προβλήματα βελτιστοποίησης (4.4)-(4.5), (4.6)-(4.7), (4.8)-(4.9), αντιστοίχως. Η συμπεριφορά αυτού του τύπου πελατών περιγράφεται από ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας, χαρακτηριστικά κάθε πελάτη. Τα ζεύγη αυτά, αν και διαφέρουν από πελάτη σε πελάτη ανάλογα με τις προτιμήσεις και τα χαρακτηριστικά του, είναι γνωστά εκ των προτέρων στον Διαχειριστή ΔΠ είτε μέσω προσφορών που υποβάλλουν οι πελάτες είτε μέσω των συμβάσεων προμήθειας που έχουν συμφωνηθεί με τους πελάτες.

Το Διάγραμμα 4.2α παρουσιάζει τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας, μέσω των οποίων περιγράφεται η συνάρτηση χρησιμότητας που εκφράζει την αξία που αποδίδει ο εκάστοτε πελάτης με ελαστικά φορτία στο εν λόγω αγαθό (ηλεκτρισμός) εκπεφρασμένη σε χρηματικές μονάδες. Όπως κάθε συνάρτηση ζήτησης, έτσι και αυτή που χρησιμοποιείται εδώ έχει την ιδιότητα να μειώνεται η ζητούμενη ενέργεια καθώς η τιμή αυξάνεται, δηλαδή η περιβάλλουσα της βηματικής συνάρτησης έχει αρνητική κλίση. Όταν ανακοινώνεται η τιμή  $RP^{p,z}$  από τον Διαχειριστή ΔΠ, τότε ο πελάτης επιλέγει την ποσότητα ενέργειας που μεγιστοποιεί το πλεόνασμα καταναλωτή, δηλαδή την περιοχή μεταξύ της αντίστροφης συνάρτησης ζήτησης και της οριζόντιας γραμμής που αντιστοιχεί στην επικρατούσα τιμή (σκιασμένη περιοχή). Οι σχέσεις (4.4) και (4.5) διατυπώνουν μαθηματικά το πρόβλημα αυτό ( $\varphi_{db}^{p,t,s}$  είναι η δυική μεταβλητή του περιορισμού που ορίζει το άνω όριο της εκάστοτε βαθμίδας).

$$\forall db \begin{cases} \min_{x_{db}^{p,t,s}} \sum_s (RP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s}) x_{db}^{p,t,s} & (4.4) \\ \text{τ.ώ. } x_{db}^{p,t,s} \leq Q_{db}^{p,t,s} : \varphi_{db}^{p,t,s}, \forall p, t, s & (4.5) \end{cases}$$

Για τους καταναλωτές με προσφορές περικοπής και τους παραγωγούς με προσφορές παραγωγής, η συνάρτηση χρησιμότητας έχει θετική κλίση (Διάγραμμα 4.2β). Οι οντότητες αυτές επιδιώκουν τη μεγιστοποίηση του πλεονάσματος παραγωγού βάσει της αντίστοιχης ανακοινωθείσας από τον Διαχειριστή ΔΠ τιμής ( $PP^{p,z}$  ή  $CP^{p,z}$ , αντίστοιχα). Οι σχέσεις (4.6) και (4.7) διατυπώνουν μαθηματικά το πρόβλημα των τοπικών παραγωγών με προσφορές παραγωγής ( $\gamma_{pb}^{p,t,s}$  είναι η δυική μεταβλητή του περιορισμού που ορίζει το άνω όριο της εκάστοτε βαθμίδας).



**Διάγραμμα 4.2:** Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας: α. για καταναλωτή με ελαστικά φορτία και β. για παραγωγό με προσφορές παραγωγής και καταναλωτή με περικοπτόμενο φορτίο κατά την περίοδο  $p$  και το διάστημα κατανομής  $t$ .

$$\forall pb \left\{ \begin{array}{l} \min_{x_{pb}^{p,t,s}} \sum_s (P_{pb}^{p,t,s} - PP^{p,z}) x_{pb}^{p,t,s} \\ \text{τ. ώ. } x_{pb}^{p,t,s} \leq Q_{pb}^{p,t,s} : \gamma_{pb}^{p,t,s}, \forall p, t, s \end{array} \right. \quad (4.6)$$

$$(4.7)$$

Για τους καταναλωτές με προσφορές περικοπής, το νοούμενο όφελος απαρτίζεται από δύο συνιστώσες:

1. Η πρώτη προκύπτει από την αποζημίωση που λαμβάνει αυτός ο τύπος πελάτη για το ποσό ενέργειας που περικόπτει  $x_{dc}^{p,t,s}$  σε τιμή  $(CP^{p,z} - \overline{RP})$ , δηλ. ίση προς  $\sum_s ((CP^{p,z} - \overline{RP}) - P_{dc}^{p,t,s}) x_{dc}^{p,t,s}$ .
2. Η δεύτερη προκύπτει από το μειωμένο συνολικό κόστος αγοράς ενέργειας, λόγω της μείωσης που επέρχεται στο συνολικό φορτίο μετά την περικοπή μέρους του. Το υπολειπόμενο φορτίο  $\overline{Q}_{dc}^{p,t} - \sum_s x_{dc}^{p,t,s}$  εξυπηρετείται στην τιμή  $\overline{RP}$  και άρα το νοούμενο όφελος είναι ίσο προς  $\sum_s \overline{RP} x_{dc}^{p,t,s}$ .

Συνεπώς, η συνολική συνάρτηση κόστους για αυτόν τον τύπο πελατών προκύπτει από τα έσοδα που προέρχονται από την περικοπή και από το μειωμένο κόστος εξυπηρέτησης του υπολειπόμενου φορτίου ( $\xi_{dc}^{p,t,s}$  είναι η δυική μεταβλητή του περιορισμού που ορίζει το άνω όριο της εκάστοτε βαθμίδας) και το αντίστοιχο πρόβλημα διατυπώνεται μαθηματικά ως εξής:

$$\forall dc \left\{ \begin{array}{l} \min_{x_{dc}^{p,t,s}} \sum_s (P_{dc}^{p,t,s} - CP^{p,z}) x_{dc}^{p,t,s} \\ \text{τ. ώ. } x_{dc}^{p,t,s} \leq Q_{dc}^{p,t,s} : \xi_{dc}^{p,t,s}, \forall p, t, s \end{array} \right. \quad (4.8)$$

$$(4.9)$$

Τέλος, η συμπεριφορά των καταναλωτών με προφίλ ζήτησης καθορίζεται από την απόφασή τους για ολόκληρο τον μεσοπρόθεσμο ορίζοντα. Το πρόβλημα αυτό διατυπώνεται ως ένα σύνολο συμπληρωματικών συνθηκών (4.10)-(4.11) ( $\tau_{dp}$  είναι η δυική μεταβλητή του περιορισμού που ορίζει το άνω όριο), όπως προτείνεται στο [4.4].

$$\forall dp \left\{ \begin{array}{l} x_{dp} \leq 1 \perp \tau_{dp} \geq 0 \\ -P_{dp} + \frac{\sum_{p,z} RP^{p,z}}{Nz} + \tau_{dp} \geq 0 \perp x_{dp} \geq 0 \end{array} \right. \quad (4.10)$$

$$(4.11)$$

Η μεταβλητή  $x_{dp}$  εκφράζει την κατάσταση του προφίλ ζήτησης του καταναλωτή  $dp$ . Είτε ολόκληρο το προφίλ  $Q_{dp}^{p,t}$  εξυπηρετείται από τον Διαχειριστή ΔΠ για όλες τις χαρακτηριστικές περιόδους και διαστήματα κατανομής ( $x_{dp} = 1$ ), είτε δεν εξυπηρετείται καθόλου ( $x_{dp} = 0$ ), απόφαση που εξαρτάται από το πρόσημο της διαφοράς  $-P_{dp} + \sum_{p,z} RP^{p,z}/Nz$ . Κατ' αυτόν τον τρόπο μοντελοποιείται η συμπεριφορά των καταναλωτών που είναι ευέλικτοι σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα να επιλέξουν διαφορετικό προμηθευτή. Σε περίπτωση που ο μέσος όρος των λιανικών τιμών που ανακοινώνονται από τον Διαχειριστή ΔΠ  $\sum_{p,z} RP^{p,z}/Nz$  υπερβαίνει μία συγκεκριμένη τιμή-όριο  $P_{dp}$ , που διαφέρει ανά πελάτη, τότε αυτός ο πελάτης επιλέγει διαφορετικό προμηθευτή. Με αυτόν τον τρόπο καθίσταται δυνατή η μοντελοποίηση της αλλαγής προμηθευτή που παρατηρείται σε λιανικές αγορές που ευνοούν τον ανταγωνισμό.

Σε όλα τα προβλήματα που παρουσιάστηκαν στην παρούσα παράγραφο, τα επίπεδα τιμών  $RP^{p,z}$ ,  $CP^{p,z}$  και  $PP^{p,z}$  αποτελούν παραμέτρους και δεν ελέγχονται άμεσα από τον κάθε πελάτη, αλλά αποτελούν τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του άνω επιπέδου.

Αντίθετα, οι ποσότητες ζήτησης  $x_{db}^{p,t,s}$ ,  $\forall db,p,t,s$ , περικοπής  $x_{dc}^{p,t,s}$ ,  $\forall dc,p,t,s$ , και παραγωγής  $x_{pb}^{p,t,s}$ ,  $\forall pb,p,t,s$ , και η κατάσταση ένταξης  $x_{dp}$  του καταναλωτή  $dp$  αποτελούν τις μεταβλητές βελτιστοποίησης των προβλημάτων του κάτω επιπέδου.

#### 4.2.4 Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου

Προκειμένου να καταστεί δυνατή η επίλυση του διεπίπεδου προβλήματος, αναδιατυπώνεται σε ένα πρόβλημα ενός επιπέδου προσαρτώντας τις συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker των προβλημάτων του κάτω επιπέδου στο πρόβλημα του άνω επιπέδου. Αυτός ο μετασχηματισμός είναι επιτρεπτός, καθόσον τα προβλήματα του κάτω επιπέδου είναι συνεχή και γραμμικά και άρα κυρτά.

Προς τούτο κατασκευάζονται, οι συναρτήσεις Lagrange των προβλημάτων του κάτω επιπέδου (4.12)-(4.14) από τις οποίες προκύπτουν οι αναγκαίες συνθήκες 1<sup>ης</sup> τάξης (4.15)-(4.20).

$$\mathcal{L}_{db}(x_{db}^{p,t,s}, \varphi_{db}^{p,t,s}) = \sum_{p,z,t \in \mathcal{T}_{z,s}} (RPP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s}) x_{db}^{p,t,s} + \sum_{p,t,s} \varphi_{db}^{p,t,s} (x_{db}^{p,t,s} - Q_{db}^{p,t,s}), \forall db \quad (4.12)$$

$$\mathcal{L}_{pb}(x_{pb}^{p,t,s}, \gamma_{pb}^{p,t,s}) = \sum_{p,z,t \in \mathcal{T}_{z,s}} (P_{pb}^{p,t,s} - CPP^{p,z}) x_{pb}^{p,t,s} + \sum_{p,t,s} \gamma_{pb}^{p,t,s} (x_{pb}^{p,t,s} - Q_{pb}^{p,t,s}), \forall pb \quad (4.13)$$

$$\mathcal{L}_{dc}(x_{dc}^{p,t,s}, \xi_{dc}^{p,t,s}) = \sum_{p,z,t \in \mathcal{T}_{z,s}} (P_{dc}^{p,t,s} - CDP^{p,z}) x_{dc}^{p,t,s} + \sum_{p,t,s} \xi_{dc}^{p,t,s} (x_{dc}^{p,t,s} - Q_{dc}^{p,t,s}), \forall dc \quad (4.14)$$

$$\nabla_{x_{db}^{p,t,s}} \mathcal{L}_{db} = RPP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s} + \varphi_{db}^{p,t,s} = 0, \forall db, p, t, s \quad (4.15)$$

$$x_{db}^{p,t,s} \leq Q_{db}^{p,t,s} \perp \varphi_{db}^{p,t,s} \geq 0, \forall db, p, t, s \quad (4.16)$$

$$\nabla_{x_{pb}^{p,t,s}} \mathcal{L}_{pb} = P_{pb}^{p,t,s} - CPP^{p,z} + \gamma_{pb}^{p,t,s} = 0, \forall pb, p, t, s \quad (4.17)$$

$$x_{pb}^{p,t,s} \leq Q_{pb}^{p,t,s} \perp \gamma_{pb}^{p,t,s} \geq 0, \forall pb, p, t, s \quad (4.18)$$

$$\nabla_{x_{dc}^{p,t,s}} \mathcal{L}_{dc} = P_{dc}^{p,t,s} - CDP^{p,z} + \xi_{dc}^{p,t,s} = 0, \forall dc, p, t, s \quad (4.19)$$

$$x_{dc}^{p,t,s} \leq Q_{dc}^{p,t,s} \perp \xi_{dc}^{p,t,s} \geq 0, \forall dc, p, t, s \quad (4.20)$$

Οι τελευταίες προσαρτώνται στο πρόβλημα του άνω επιπέδου (4.1)-(4.2) υπό τη μορφή των συνθηκών συμπληρωματικότητας (4.21)-(4.26).

- Καταναλωτές με ελαστικά φορτία

$$0 \leq RPP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s} + \varphi_{db}^{p,t,s} \perp x_{db}^{p,t,s} \geq 0, \forall db, p, t, s \quad (4.21)$$

$$0 \leq Q_{db}^{p,t,s} - x_{db}^{p,t,s} \perp \varphi_{db}^{p,t,s} \geq 0, \forall db, p, t, s \quad (4.22)$$

- Τοπικοί παραγωγοί

$$0 \leq P_{pb}^{p,t,s} - CPP^{p,z} + \gamma_{pb}^{p,t,s} \perp x_{pb}^{p,t,s} \geq 0, \forall pb, p, t, s \quad (4.23)$$

$$0 \leq Q_{pb}^{p,t,s} - x_{pb}^{p,t,s} \perp \gamma_{pb}^{p,t,s} \geq 0, \forall pb, p, t, s \quad (4.24)$$

- Καταναλωτές με περικοπτόμενα φορτία

$$0 \leq P_{dc}^{p,t,s} - CDP^{p,z} + \xi_{dc}^{p,t,s} \perp x_{dc}^{p,t,s} \geq 0, \forall dc, p, t, s \quad (4.25)$$

$$0 \leq Q_{dc}^{p,t,s} - x_{dc}^{p,t,s} \perp \xi_{dc}^{p,t,s} \geq 0, \forall dc, p, t, s \quad (4.26)$$

Το πρόβλημα που προκύπτει είναι ένα μη γραμμικό πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με συμπληρωματικούς περιορισμούς (mathematical programming problem with complementarity constraints – MPCC). Οι μη γραμμικότητες εντοπίζονται στις συμπληρωματικές συνθήκες χαλαρότητας (4.10), (4.11) και (4.21)-(4.26) και στην αντικειμενική συνάρτηση (4.1) (γινόμενα  $RPP^{p,z} x_{db}^{p,t,s}$ ,  $CPP^{p,z} x_{pb}^{p,t,s}$ ,  $CDP^{p,z} x_{dc}^{p,t,s}$ ,  $RPP^{p,z} x_{dp}$ ). Αυτού του τύπου οι μη γραμμικότητες αντιμετωπίζονται εφαρμόζοντας το SDT ((4.27)-(4.30)) και χρησιμοποιώντας τη μέθοδο big-M και βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές ((4.34)-(4.50)).



$$RPP^{p,z}x_{db}^{p,t,s} = P_{db}^{p,t,s}x_{db}^{p,t,s} - Q_{db}^{p,t,s}\varphi_{db}^{p,t,s}, \forall db, p, t, s \quad (4.27)$$

$$PPP^{p,z}x_{pb}^{p,t,s} = P_{pb}^{p,t,s}x_{pb}^{p,t,s} + Q_{pb}^{p,t,s}\gamma_{pb}^{p,t,s}, \forall pb, p, t, s \quad (4.28)$$

$$CPP^{p,z}x_{dc}^{p,t,s} = P_{dc}^{p,t,s}x_{dc}^{p,t,s} + Q_{dc}^{p,t,s}\xi_{dc}^{p,t,s}, \forall dc, p, t, s \quad (4.29)$$

$$(\sum_{p,z} RPP^{p,z}/Nz - P_{dp})x_{dp} = \tau_{dp}, \forall dp \quad (4.30)$$

$$0 \leq RPP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s} + \varphi_{db}^{p,t,s}, \forall db, p, t, s \quad (4.31)$$

$$RPP^{p,z} - P_{db}^{p,t,s} + \varphi_{db}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{db,2}^{p,t,s})M, \forall db, p, t, s \quad (4.32)$$

$$x_{db}^{p,t,s} \leq \delta_{db,2}^{p,t,s}M, \forall db, p, t, s \quad (4.33)$$

$$0 \leq Q_{db}^{p,t,s} - x_{db}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{db,1}^{p,t,s})M, \forall db, p, t, s \quad (4.34)$$

$$\varphi_{db}^{p,t,s} \leq \delta_{db,1}^{p,t,s}M, \forall db, p, t, s \quad (4.35)$$

$$0 \leq P_{pb}^{p,t,s} - PPP^{p,z} + \gamma_{pb}^{p,t,s}, \forall pb, p, t, s \quad (4.36)$$

$$P_{pb}^{p,t,s} - PPP^{p,z} + \gamma_{pb}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{pb,2}^{p,t,s})M, \forall pb, p, t, s \quad (4.37)$$

$$x_{pb}^{p,t,s} \leq \delta_{pb,2}^{p,t,s}M, \forall pb, p, t, s \quad (4.38)$$

$$0 \leq Q_{pb}^{p,t,s} - x_{pb}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{pb,1}^{p,t,s})M, \forall pb, p, t, s \quad (4.39)$$

$$\gamma_{pb}^{p,t,s} \leq \delta_{pb,1}^{p,t,s}M, \forall pb, p, t, s \quad (4.40)$$

$$0 \leq P_{dc}^{p,t,s} - CPP^{p,z} + \xi_{dc}^{p,t,s}, \forall dc, p, t, s \quad (4.41)$$

$$P_{dc}^{p,t,s} - CPP^{p,z} + \xi_{dc}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{dc,2}^{p,t,s})M, \forall dc, p, t, s \quad (4.42)$$

$$x_{dc}^{p,t,s} \leq \delta_{dc,2}^{p,t,s}M, \forall dc, p, t, s \quad (4.43)$$

$$0 \leq Q_{dc}^{p,t,s} - x_{dc}^{p,t,s} \leq (1 - \delta_{dc,1}^{p,t,s})M, \forall dc, p, t, s \quad (4.44)$$

$$\xi_{dc}^{p,t,s} \leq \delta_{dc,1}^{p,t,s}M, \forall dc, p, t, s \quad (4.45)$$

$$1 - x_{dp} \leq (1 - \delta_{dp,1})M, \forall dp \quad (4.46)$$

$$\tau_{dp} \leq \delta_{dp,1}M, \forall dp \quad (4.47)$$

$$0 \leq \sum_{p,z} RPP^{p,z}/Nz - P_{dp} + \tau_{dp}, \forall dp \quad (4.48)$$

$$\sum_{p,z} RPP^{p,z}/Nz - P_{dp} + \tau_{dp} \leq (1 - \delta_{dp,2})M, \forall dp \quad (4.49)$$

$$x_{dp} \leq \delta_{dp,2}M, \forall dp \quad (4.50)$$

Το ισοδύναμο πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού έχει ως εξής:

$$\begin{aligned} \min \sum_p w_p \left[ \sum_t SMP^{p,t} e^{p,t} + \sum_{t,pb,s} (P_{pb}^{p,t,s} x_{pb}^{p,t,s} + Q_{pb}^{p,t,s} \gamma_{pb}^{p,t,s}) \right. \\ \left. + \sum_{t,dc,s} (P_{dc}^{p,t,s} x_{dc}^{p,t,s} + Q_{dc}^{p,t,s} \xi_{dc}^{p,t,s}) - \sum_{t,dp} (P_{dp} x_{dp} - \tau_{dp}) Q_{dp}^{p,t} \right. \\ \left. - \sum_{t,db,s} (P_{db}^{p,t,s} x_{db}^{p,t,s} - Q_{db}^{p,t,s} \varphi_{db}^{p,t,s}) \right] \quad (4.51) \end{aligned}$$

υπό τους περιορισμούς (4.2) και (4.31)-(4.50). Μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι αυτές του άνω  $e^{p,t}$ ,  $RPP^{p,z}$ ,  $PPP^{p,z}$ ,  $CPP^{p,z}$  και του κάτω επιπέδου  $x_{db}^{p,t,s}$ ,  $x_{pb}^{p,t,s}$ ,  $x_{dc}^{p,t,s}$ ,  $x_{dp}$ , οι δυικές μεταβλητές των περιορισμών του κάτω επιπέδου  $\varphi_{db}^{p,t,s}$ ,  $\gamma_{pb}^{p,t,s}$ ,  $\xi_{dc}^{p,t,s}$ ,  $\tau_{dp}$  και οι βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές  $\delta_{dr,1}^{p,t,s}$ ,  $\delta_{dr,2}^{p,t,s}$ ,  $\delta_{dp,1}$ ,  $\delta_{dp,2}$ .

Από την επίλυση του ως άνω προβλήματος προκύπτουν τα επίπεδα τιμών για τον υπό μελέτη χρονικό ορίζοντα και οι ποσότητες που αντιστοιχούν στις τιμές αυτές που βελτιστοποιούν ταυτόχρονα το κέρδος του Διαχειριστή ΔΠ και την ωφέλεια που αποκομίζουν οι οντότητες του κάτω επιπέδου.

### 4.3 Υλοποίηση

#### 4.3.1 Δεδομένα Εισόδου

Η προσομοίωση αφορά χρονικό ορίζοντα 24 ωρών (μία χαρακτηριστική περίοδος  $\mathcal{P} = \{p_1\}$ ; βάρος σεναρίου  $w(p_1) = 1$ ; 24 ωριαίες περιόδους κατανομής  $\mathcal{T} = \{t_1, \dots, t_{24}\}$ ). Κάθε κατηγορία πελατών συμπεριλαμβάνει 20 οντότητες με τα εξής χαρακτηριστικά ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας: καταναλωτές με ελαστικά φορτία €9,0-73,0/MWh, 8-40MWh; καταναλωτές με περικοπτόμενα φορτία €19,0-27,5/MWh, περικοπή: 2,8-6,8MWh, φορτίο βάσης: 8,3-20,5MWh; παραγωγοί €10,0-15,0/MWh, 14,9-59,3MWh; καταναλωτές με προφίλ ζήτησης €15,0-42,0/MWh, φορτίο αιχμής: 11,0-40,0MWh. Οι τιμές στη χονδρεμπορική αγορά κυμαίνονται μεταξύ €14,3/MWh και €30/MWh.

#### 4.3.2 Σενάρια

Αναφορικά με το πλήθος των ζωνών εντός του χρονικού ορίζοντα των 24 ωρών, εξετάζονται δύο σενάρια με τα οποία επιδιώκεται να μελετηθεί η επίδραση διαφορετικών μορφών τιμολόγησης στις αποφάσεις των τοπικών πόρων: Α) μία ζώνη διάρκειας 24 ωρών, Β) δύο ζώνες διάρκειας 12 ωρών η καθεμιά. Η κατηγοριοποίηση των διαφόρων περιόδων στη μία ή στην άλλη ζώνη είναι προκαθορισμένη βάσει των τιμών που επικρατούν στη χονδρεμπορική αγορά, ώστε ώρες με παρόμοια τιμή να ανήκουν στην ίδια ζώνη.

#### 4.3.3 Υπολογιστικά Θέματα

Το ισοδύναμο πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού αποτελείται από 8.785 εξισώσεις, 5.868 πραγματικές μεταβλητές και 2.920 δυαδικές μεταβλητές και επιλύεται σε λιγότερο από ένα λεπτό με τη χρήση του επιλύτη CPLEX 12.5 [4.5] και του λογισμικού GAMS [4.6] που εκτελείται σε υπολογιστή Intel®Core™2 Duo με δύο επεξεργαστές στα 2,99GHz και 1,96GB RAM. Το σχετικό κριτήριο τερματισμού τίθεται ίσο προς  $10^{-8}$ . Ο συγκεκριμένος επιλύτης –ιδιαιτέρως κατάλληλος για προβλήματα που ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία– χρησιμοποιεί μέθοδο branch-and-cut και διατρέχει το δέντρο απαρίθμησης προς εύρεση της βέλτιστης λύσης [4.7].

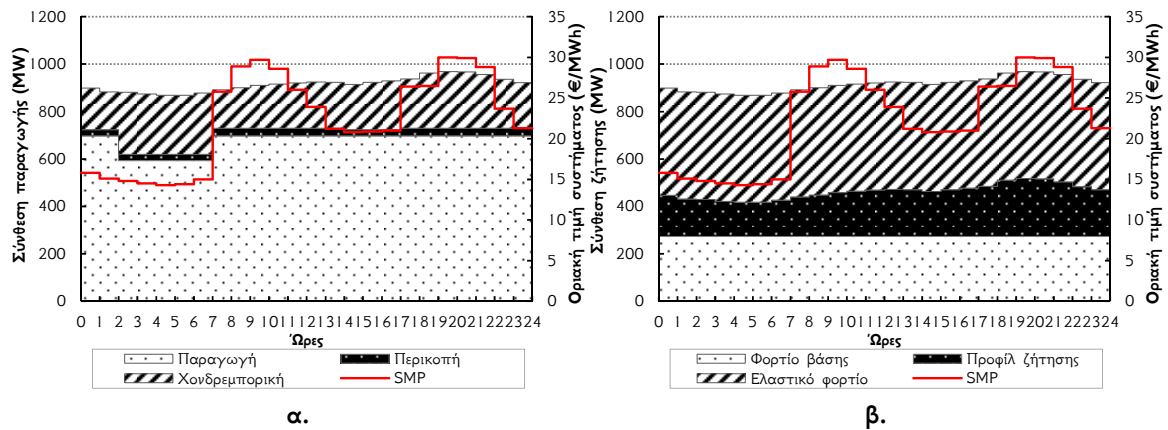
### 4.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός

Τα βέλτιστα επίπεδα τιμών για το Σενάριο Α (μία ζώνη τιμών) για κάθε τύπο οντότητας είναι: €28/MWh για εξυπηρέτηση φορτίου (RP), €21,2/MWh για περικοπή φορτίου (CP), €15/MWh για παραγωγή ενέργειας (PP). Για αυτά τα επίπεδα τιμών, η βέλτιστη απόκριση των τοπικών οντοτήτων αναφορικά με τις ποσότητες ενέργειας παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 4.3. Πιο συγκεκριμένα, στο Διάγραμμα 4.3α παρουσιάζεται η ανά ώρα σύνθεση της ενέργειας που προορίζεται να καλύψει τη ζήτηση, δηλαδή προέρχεται από τις τοπικές μονάδες παραγωγής, από την περικοπή φορτίου και από τη χονδρεμπορική αγορά ενέργειας. Στο Διάγραμμα 4.3β παρουσιάζεται η ανά ώρα σύνθεση του συνολικού φορτίου των ΔΠ, το οποίο συμπεριλαμβάνει το φορτίο βάσης των καταναλωτών με περικοπτόμενα φορτία, το συνολικό προφίλ ζήτησης των καταναλωτών που επέλεξαν τον παρόντα Διαχειριστή και τη συνολική ζήτηση των πελατών με ελαστικό φορτίο. Καθώς το ισοζύγιο ενέργειας τηρείται, η περιβάλλουσα ταυτίζεται στα δύο διαγράμματα.

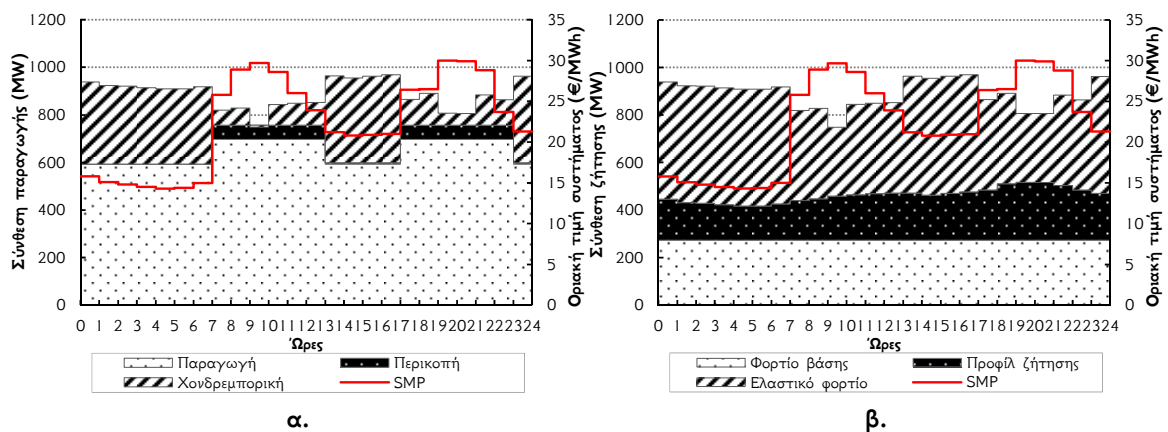
Είναι προφανές ότι με τις τιμές να μην διαφέρουν από ώρα σε ώρα, οι τοπικοί πόροι δεν έχουν κανένα κίνητρο να τροποποιήσουν την συμπεριφορά τους, η οποία καθορίζεται μόνο από εγγενείς περιορισμούς και χαρακτηριστικά. Εξάλλου, η συνολική ζήτηση παρουσιάζεται

ανεπηρέαστη από τις τιμές που επικρατούν στη χονδρεμπορική αγορά και η ενέργεια που αποκτάται από την τελευταία χρησιμοποιείται από τον Διαχειριστή απλώς για τη διατήρηση του ισοζυγίου ενέργειας.

Το Σενάριο Β (δύο ζώνες τιμών) μελετά την επίπτωση της διζωνικής τιμολόγησης. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα ποσοτήτων και τιμών παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 4.4 και στο Διάγραμμα 4.5 αντίστοιχα. Όπως είναι αναμενόμενο, καθώς πλέον ο Διαχειριστής έχει μεγαλύτερη ελευθερία στον καθορισμό των επιπέδων τιμών, αυτά επιλέγονται να συμβαδίζουν με τις διακυμάνσεις στις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς: οι λιανικές τιμές επιλέγονται να είναι υψηλότερες κατά τις ώρες που η χονδρική τιμή ενέργειας είναι υψηλότερη. Αποτέλεσμα αυτού είναι οι τοπικοί πόροι να προσαρμόζουν τη συμπεριφορά τους σε αυτές τις τιμές επιλέγοντας υψηλότερα επίπεδα παραγωγής και περικοπής και χαμηλότερα επίπεδα ζήτησης κατά τις ώρες υψηλών τιμών. Επιπλέον, τόσο η ενέργεια που αποκτάται από τη χονδρεμπορική αγορά, όσο και το συνολικό φορτίο που εκπροσωπεί ο Διαχειριστής παρουσιάζουν αρνητική συσχέτιση με τις τιμές της χονδρεμπορικής αγοράς.



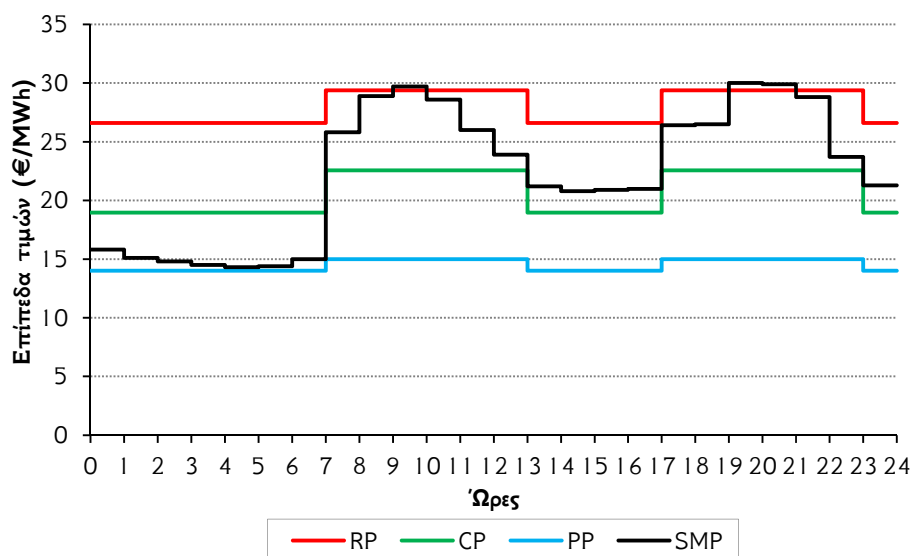
**Διάγραμμα 4.3:** Ωριαία αποτελέσματα βελτιστοποίησης για το Σενάριο Α (μία ζώνη τιμών) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP): α. σύνθεση παραγόμενης ενέργειας, β. σύνθεση συνολικού φορτίου.



**Διάγραμμα 4.4:** Ωριαία αποτελέσματα βελτιστοποίησης για το Σενάριο Β (δύο ζώνες τιμών) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP): α. σύνθεση παραγόμενης ενέργειας, β. σύνθεση συνολικού φορτίου.

Οι αλλαγές αυτές αντανακλώνονται και στο κέρδος του Διαχειριστή. Στο Σενάριο Α το συνολικό κέρδος εντός του οριζοντα μελέτης ανέρχεται σε €61.199, ενώ στο Σενάριο Β το συνολικό κέρδος είναι €69.946, δηλ. κατά 14,3% υψηλότερο. Στον Πίνακα 4.1 παρατίθενται τα αποτελέσματα αναφορικά με το κέρδος του Διαχειριστή για έξι επιπλέον περιπτώσεις

πλήθους ζωνών χρέωσης. Ο ορισμός ζωνών χρέωσης (κατ' αντιδιαστολή προς τα κλασικά τιμολόγια με σταθερή χρέωση από ώρα σε ώρα) επηρεάζει την κερδοφορία του Διαχειριστή και μάλιστα όσο περισσότερες είναι οι ζώνες τόσο υψηλότερο είναι το κέρδος του Διαχειριστή σε σύγκριση με την περίπτωση μίας ζώνης χρέωσης (αύξηση από 14,3% έως 23,3%). Το αποτέλεσμα αυτό είναι σε συμφωνία με το γεγονός ότι όσο περισσότερες είναι οι ζώνες χρέωσης, τόσο περισσότερους βαθμούς ελευθερίας έχει ο Διαχειριστής ώστε να καθορίσει επίπεδα λιανικών τιμών που αντανακλούν, στο μέτρο του δυνατού, τις μεταβολές της τιμής εκκαθάρισης της χονδρεμπορικής αγοράς με την οποία συναλλάσσεται.



Διάγραμμα 4.5: Βέλτιστα επίπεδα τιμών ανά ώρα για το Σενάριο Β ανά τύπο πελάτη (RP: τιμή για εξυπηρέτηση φορτίου, CP: τιμή για περικοπή φορτίου, PP: τιμή για παραγωγή ενέργειας) και τιμές χονδρεμπορικής αγοράς (SMP).

Πίνακας 4.1: Κέρδος Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων για διάφορα σενάρια πλήθους ζωνών χρέωσης και επί τοις εκατό μεταβολή σε σχέση με το σενάριο με ενιαία τιμή (μία ζώνη χρέωσης).

Πλήθος ζωνών χρέωσης	Κέρδος Διαχειριστή (€)	% μεταβολή
1	61.199	—
2	69.946	14,3
3	71.616	17,0
4	73.771	20,5
6	74.318	21,4
8	75.020	22,6
12	75.222	22,9
24	75.449	23,3

Σε αυτό το σημείο αξίζει να γίνει η ακόλουθη επισήμανση: για τους σκοπούς της παρούσας προσομοίωσης ορίστηκε μόνο μία χαρακτηριστική περίοδος. Το μοντέλο που παρουσιάζεται, ωστόσο, έχει διατυπωθεί σε γενικευμένη μορφή που επιτρέπει τον ορισμό διαφορετικών χαρακτηριστικών περιόδων και διαστημάτων κατανομής ανάλογα με τις επιθυμίες του χρήστη. Φερ' ειπείν, χρονική περίοδος ενός μήνα μπορεί να προσομοιωθεί είτε ως ένα σύνολο 30 περιόδων (ημερών) κάθε μία αποτελούμενη από 24 διαστήματα (ώρες), είτε ως μία περίοδος αποτελούμενη από 720 διαστήματα (ώρες).

#### 4.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 4

Για κάθε οντότητα που επηρεάζεται από τις αλλαγές στο περιβάλλον εντός του οποίου δραστηριοποιείται, οποιαδήποτε απόφαση λαμβάνεται σε τοπικό επίπεδο εκ των πραγμάτων αντικατοπτρίζει τα ενδογενή χαρακτηριστικά της αλλά και την επίδραση των εξωτερικών παραγόντων. Άλλωστε, η συνύπαρξη διαφόρων οντοτήτων με αλληλοσυγκρουόμενα συμφέροντα διαμορφώνει ένα περίπλοκο περιβάλλον εντός του οποίου καλείται η καθεμιά να λειτουργήσει, όπου η συμπεριφορά του ενός επηρεάζει και επηρεάζεται από τη συμπεριφορά των άλλων.

Προκειμένου να περιγραφούν τέτοιες καταστάσεις όπου η διαδικασία λήψης αποφάσεων έχει μία ιεραρχική δομή, το κανονιστικό πλαίσιο που προσφέρουν τα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού αναγνωρίζεται ως ιδιαιτέρως κατάλληλο, καθώς επιτρέπει τη διατύπωση με μαθηματικό τρόπο προβλημάτων που διαφορετικά θα ήταν δύσκολο να σκιαγραφηθούν και να επιλυθούν. Τα προβλήματα που ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία, αν και δεν υπολείπονται σε περιορισμούς και πολυπλοκότητα από άλλα, έχουν χρησιμοποιηθεί με επιτυχία για την επίλυση προβλημάτων λήψης απόφασης αλληλοεξαρτώμενων οντοτήτων.

Στο παρόν κεφάλαιο επιχειρήθηκε η εφαρμογή των τεχνικών αυτών στην περίπτωση της διαχείρισης Διεσπαρμένων Πόρων (διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής, περικοπτόμενα/μετατοπιζόμενα φορτία). Χωρίς να παραβλέπονται οι περιορισμοί που χαρακτηρίζουν το παρόν μοντέλο, λόγω των σχεδιαστικών επιλογών και παραδοχών (απουσία μοντελοποίησης του δικτύου, εξωγενής ορισμός, ως παραμέτρου, της τιμής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά), μοντέλα σαν και αυτό που παρουσιάστηκε εδώ θα μπορούσαν να αποδειχθούν χρήσιμα για τη μελέτη διαφορετικών μορφών τιμολόγησης και των επιπτώσεών τους τόσο στη συμπεριφορά των πελατών όσο και στην κερδοφορία της οντότητας που τους διαχειρίζεται, λαμβάνοντας, παράλληλα, υπ' όψιν τα ενδογενή χαρακτηριστικά των πελατών και εξωγενείς παράγοντες, όπως είναι οι τιμές της ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά.

#### 4.6 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 4

- [4.1] A. Mohsenian-Rad, V. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, A. Leon-Garcia, "Autonomous demand-side management based on game theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 1, No. 3, pp. 320-331, December 2010.
- [4.2] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Shahidehpour, "Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 4, pp. 1957-1965, December 2013.
- [4.3] M. Rahimiyan, L. Baringo, A. Conejo, "Energy management of a cluster of interconnected price-responsive demands", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 2, pp. 645-655, March 2014.
- [4.4] A. Vlachos, P. Biskas, "Adjustable Profile Blocks With Spatial Relations in the Day-Ahead Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 4, pp. 4578-4587, November 2013.
- [4.5] IBM ILOG CPLEX, 2012 [Ηλεκτρονικό]  
<http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/index.html>
- [4.6] R.E. Rosenthal, *GAMS—A User's Guide*. Washington, DC, USA: GAMS Development Corporation, 2012.
- [4.7] GAMS, "The Solver Manuals", GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, January 2012.



# Κεφάλαιο 5

## Βέλτιστη Αλληλεπίδραση Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων με τη Χονδρεμπορική Αγορά

Στο παρόν κεφάλαιο μελετάται η αλληλεπίδραση μεταξύ ενός Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων (ΔΠ) με τη χονδρεμπορική αγορά. Οι αποφάσεις που καλείται να λάβει, προκειμένου να συμμετάσχει στις διαδικασίες εκκαθάρισης της Αγοράς, σχετίζονται με τις προσφορές παραγωγής ή/και τις δηλώσεις φορτίου που υποβάλλει στον Λειτουργό της Αγοράς. Με δεδομένες αυτές τις προσφορές, επιλύεται το πρόβλημα ένταξης και κατανομής του φορτίου στις μονάδες παραγωγής του συστήματος και αποφασίζεται από τον Λειτουργό της Αγοράς η ένταξη των προσφορών παραγωγής/δηλώσεων φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ. Παράλληλα, όπως έγινε σαφές και από τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 3, η κερδοφορία και, κατ' επέκτασιν, οι αποφάσεις μίας τέτοιας οντότητας είναι άρρηκτα συνδεδεμένες με τα χαρακτηριστικά των ΔΠ, που συναποτελούν το πελατολόγιό, του και με την τιμολόγηση που εφαρμόζει ο Διαχειριστής ΔΠ.

Προκειμένου, λοιπόν, να μελετηθεί σε όλη του την έκταση το σύνολο των αλληλεπιδράσεων και των αλληλεξαρτώμενων αποφάσεων μεταξύ του Διαχειριστή ΔΠ, του Λειτουργού της Αγοράς και των ΔΠ, εμπλουτίζεται το μοντέλο που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4 με το πρόβλημα εκκαθάρισης της Αγοράς. Πλέον, η τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς (βάσει της οποίας αποζημιώνεται ή χρεώνεται ο Διαχειριστής ΔΠ για την περίσσεια ή το έλλειμμα ενέργειας) δεν αποτελεί παράμετρο εισόδου, ορισμένο εν πολλοίς αυθαίρετα και εξωγενώς, αλλά αποτελεί αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας της Αγοράς.

Το χαρτοφυλάκιο του Διαχειριστή απαρτίζεται από ευέλικτα φορτία, μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και μη ελεγχόμενα φορτία, τα οποία εκπροσωπεί στις λειτουργίες της Αγοράς. Όταν η παραγωγή των τοπικών μονάδων δεν επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου του, ο Διαχειριστής καλείται να καλύψει αυτό το έλλειμμα με ενέργεια που προμηθεύεται από την Αγορά. Αντίστροφα, όταν υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας, αυτό διοχετεύεται στην Αγορά. Προκειμένου συμμετάσχει στις λειτουργίες της Αγοράς, ο Διαχειριστής ΔΠ υποβάλλει προσφορές κατάλληλης μορφής, ώστε να συμμορφώνονται από τη μία πλευρά με τους κανόνες της Αγοράς και από την άλλη ώστε να επιτρέπουν την εξισορρόπηση του χαρτοφυλακίου του Διαχειριστή ΔΠ για κάθε χρονικό διάστημα κατανομής.

Η κερδοφορία του Διαχειριστή ΔΠ, ως εκ τούτου, συναρτάται άμεσα από το αποτέλεσμα της διαδικασίας εκκαθάρισης της Αγοράς, καθώς οι ποσότητες που αιτείται ή προσφέρει τιμολογούνται στην τιμή που εκκαθαρίζεται η Αγορά. Σε επίπεδο Λειτουργού της Αγοράς, η επίλυση του Ενεργειακού Προγραμματισμού συναρτάται (μεταξύ άλλων) από τις Τιμολογούμενες Προσφορές που υποβάλλει ο Διαχειριστής ΔΠ. Διαπιστώνεται η ύπαρξη μίας σχέσης αλληλεξάρτησης μεταξύ των δύο οντοτήτων και επιχειρείται να μοντελοποιηθεί ως

ένα ιεραρχικό πρόβλημα βελτιστοποίησης και να επιλυθεί με χρήση τεχνικών διεπίπεδου προγραμματισμού. Το άνω επίπεδο περιγράφει το πρόβλημα ελαχιστοποίησης κόστους του Διαχειριστή ΔΠ επιλέγοντας τις Προσφορές Παραγωγής/Δηλώσεις Φορτίου και τις λιανικές τιμές που ανακοινώνει στους ΔΠ με σκοπό να εξυπηρετήσει το σύνολο του φορτίου του. Το κάτω επίπεδο απαρτίζεται από τρεις διαφορετικούς τύπους προβλημάτων: του Λειτουργού της Αγοράς για τη μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος, των τοπικών πόρων με ευέλικτα φορτία για τη μεγιστοποίηση του πλεονάσματος καταναλωτή και των τοπικών μονάδων παραγωγής για τη μεγιστοποίηση του πλεονάσματος παραγωγού.

Πέραν του βασικού μοντέλου με τα προαναφερθέντα χαρακτηριστικά, αξιολογείται συγκριτικά η δυνατότητα μοντελοποίησης της τοπολογίας του δικτύου. Εν παραλλήλω, οι δύο παραλλαγές του βασικού μοντέλου συγκρίνονται με την περίπτωση όπου, απουσία οποιουδήποτε Διαχειριστή ΔΠ, οι διεσπαρμένοι πόροι συμμετέχουν μεμονωμένα στην εκκαθάριση της Αγοράς.

## 5.1 Κατάλογος Συμβόλων<sup>1</sup>

### *Δείκτες και Σύνολα*

$t \in \mathcal{T}$	Περίοδοι κατανομής.
$u \in \mathcal{U}$	Συμβατικές μονάδες παραγωγής.
$\mathcal{U}_n \subseteq \mathcal{U}$	Σύνολο των συμβατικών μονάδων παραγωγής, συνδεδεμένων στον ζυγό $n$ .
$s \in \mathcal{S}$	Βαθμίδες προσφορών έγχυσης συμβατικών μονάδων παραγωγής.
$n \in \mathcal{N}$	Ζυγοί συστήματος μεταφοράς.
$\mathcal{N}_A \subseteq \mathcal{N}$	Σύνολο ζυγών συστήματος μεταφοράς στους οποίους ο Διαχειριστής ΔΠ διαθέτει πελάτες.
$\mathcal{N}_m \subseteq \mathcal{N}$	Σύνολο ζυγών συστήματος μεταφοράς, που συνδέονται με τον ζυγό $m$ .
$l \in \mathcal{L}$	Γραμμές συστήματος μεταφοράς <sup>2</sup> η γραμμή $l$ συνδέει τους ζυγούς $m$ και $n$ .
$\mathcal{L}_n \subseteq \mathcal{L}$	Σύνολο γραμμών συστήματος μεταφοράς, συνδεδεμένων με τον ζυγό $n$ .
$db \in \mathcal{DB}$	Καταναλωτές με ευέλικτο φορτίο.
$\mathcal{DB}_n \subseteq \mathcal{DB}$	Σύνολο καταναλωτών με ευέλικτο φορτίο, συνδεδεμένων στον ζυγό $n$ .
$pb \in \mathcal{PB}$	Τοπικοί παραγωγοί με προσφορές παραγωγής.
$\mathcal{PB}_n \subseteq \mathcal{PB}$	Σύνολο τοπικών παραγωγών, συνδεδεμένων στον ζυγό $n$ .

### *Παράμετροι*

$\pi_t$	Συχνότητα εμφάνισης σεναρίου φορτίου για την περίοδο κατανομής $t$ .
$c_{u,s}, \bar{g}_{u,s}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας (MWh) προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας $u$ για τη βαθμίδα $s$ .
$\bar{f}_{nm}$ ή $\bar{f}_l$	Ικανότητα μεταφοράς ενεργού ισχύος της γραμμής $l$ (MW).
$X_{nm}$ ή $X_l$	Αντίδραση γραμμής $l$ ( $\Omega$ ).
$B_{nm}$ ή $B_l$	Φανταστικό μέρος του στοιχείου $(n, m)$ της μήτρας αγωγιμοτήτων κόμβων ( $\Omega^{-1}$ ).
$A$	Μήτρα πρόσπτωσης συστήματος μεταφοράς.

<sup>1</sup> Στη μελέτη που γίνεται στο παρόν κεφάλαιο, η διάρκεια της περιόδου κατανομής είναι μία ώρα. Συνεπώς, όπου γίνεται αναφορά σε ισχύ (MW), η ίδια ποσότητα αντιστοιχεί στην ενέργεια (MWh) της αντίστοιχης ώρας.



$\bar{P}_{db,s,t}, \bar{Q}_{db,s,t}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας ενέργειας (MWh) βαθμίδας $s$ της προσφοράς που υποβάλλεται από τον πελάτη με ευέλικτο φορτίο $db$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ .
$\bar{P}_{pb,s,t}, \bar{Q}_{pb,s,t}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας ενέργειας (MWh) βαθμίδας $s$ της προσφοράς που υποβάλλεται από τον τοπικό παραγωγό $pb$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ .
$RP^{max}$	Άνω όριο λιανικής τιμής χρέωσης του φορτίου των καταναλωτών με προσφορές ευέλικτου φορτίου (€/MWh).
$PP^{max}$	Άνω όριο λιανικής τιμής αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας (€/MWh).
$GP^{min}, GP^{max}$	Ελάχιστη και μέγιστη τιμή Τιμολογούμενης Προσφοράς Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ (€/MWh).
$GQ_n^{max}$	Μέγιστη ποσότητα Τιμολογούμενης Προσφοράς Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ στον ζυγό $n \in \mathcal{N}_A$ (MW).
$LP^{max}$	Μέγιστη τιμή Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ (€/MWh).
$LQ_n^{max}$	Μέγιστη ποσότητα Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ στον ζυγό $n \in \mathcal{N}_A$ (MW).
$d_{n,t}$	Πρόβλεψη μη κατανεμόμενου φορτίου Διαχειριστή ΔΠ στον ζυγό $n \in \mathcal{N}_A$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$D_{n,t}$	Πρόβλεψη μη κατανεμόμενου φορτίου συστήματος στον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$L_{n,t}$	Πρόβλεψη συνολικού μη κατανεμόμενου φορτίου στον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW). Προφανώς ισχύει: $L_{n,t} = D_{n,t} + d_{n,t}$ .
$S_b$	Βάση ισχύος για τους υπολογισμούς στο ανά μονάδα σύστημα (MW).
$M$	Μεγάλος ακέραιος θετικός αριθμός.
<i>Μεταβλητές</i>	
$\overline{GP}_{n,t}, \overline{GQ}_{n,t}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας (MWh) της Τιμολογούμενης Προσφοράς Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ για τον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ .
$\overline{LP}_{n,t}, \overline{LQ}_{n,t}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh)-ποσότητας (MWh) της Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ για τον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ .
$RP_t$	Λιανική τιμή χρέωσης του φορτίου των καταναλωτών με προσφορές ευέλικτου φορτίου για την περίοδο κατανομής $t$ (€/MWh).
$PP_t$	Λιανική τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας για την περίοδο κατανομής $t$ (€/MWh).
$g_{u,s,t}$	Παραγωγή συμβατικής μονάδας $u$ για τη βαθμίδα $s$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$LQ_{n,t}$	Εντασσόμενη ποσότητα της Τιμολογούμενης Δήλωσης Φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ για τον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$GQ_{n,t}$	Εντασσόμενη ποσότητα της Τιμολογούμενης Προσφοράς Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ για τον ζυγό $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$f_{nm,t}$ ή $f_{l,t}$	Ροή ενεργού ισχύος στη γραμμή $l$ που συνδέει τους ζυγούς $n$ και $m$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).
$\delta_{n,t}$	Γωνία τάσης ζυγού $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (rad).
$\lambda_{n,t}$	Οριακή τιμή ζυγού $n$ κατά την περίοδο κατανομής $t$ (€/MWh).
$Q_{db,s,t}$	Ωριαία ζήτηση φορτίου καταναλωτή $db$ ανά βαθμίδα $s$ που εντάσσεται κατά την περίοδο κατανομής $t$ (MW).

$Q_{pb,s,t}$  Οριαία παραγωγή τοπικού παραγωγού  $pb$  ανά βαθμίδα  $s$  που εντάσσεται κατά την περίοδο κατανομής  $t$  (MW).

## 5.2 Περιγραφή Μοντέλων και Διαδικασίας Επίλυσης

### 5.2.1 Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων

Η λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να επηρεαστεί σημαντικά από την παρουσία διεσπαρμένων πόρων που παράγουν ή καταναλώνουν ενέργεια. Πόροι τέτοιου τύπου χαρακτηρίζονται από εγκατεστημένη ισχύ σημαντικά χαμηλότερη εκείνης των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και χωρική διασπορά στο δίκτυο ηλεκτρισμού. Εξαιτίας αυτών των χαρακτηριστικών, η διαχείριση και ο συντονισμός της λειτουργίας ΔΠ είναι ένα έργο που θα μπορούσε να αναληφθεί από μία οντότητα, η οποία τους εκπροσωπεί στις διαδικασίες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας υποβάλλοντας προσφορές σύμφωνες με τους κανόνες που την διέπουν.

Ως Διαχειριστής ΔΠ νοείται, συνεπώς, για τις ανάγκες του παρόντος κεφαλαίου, μία οντότητα, η οποία έχει την ευθύνη της διαχείρισης των φορτίων και των πηγών των καταναλωτών που απαρτίζουν το πελατολόγιό του. Φυσικά, δεν αποκλείεται το ενδεχόμενο ένας τέτοιος Διαχειριστής να εκπροσωπεί και τυπικούς καταναλωτές χωρίς διαχειρίσιμα φορτία ή πηγές. Οι ΔΠ δεν υπόκεινται σε άμεσο έλεγχο από τον Διαχειριστή τους. Αντίθετα, ο τελευταίος αποφασίζει και ανακοινώνει τα επίπεδα λιανικών τιμών για την αγορά και την πώληση ενέργειας βάσει των οποίων οι ΔΠ αποφασίζουν τις ποσότητες ενέργειας που παράγονται/καταναλώνονται, μεγιστοποιώντας το πλεόνασμα παραγωγού/καταναλωτή – αλληλεπίδραση που έχει τα χαρακτηριστικά εκείνης που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4.

Σε κάθε περίπτωση, καθώς συναλλάσσεται με τη χονδρεμπορική αγορά ενέργειας, η συνισταμένη ενέργεια (έλλειμμα ή περίσσεια) θα πρέπει να πάρει τη μορφή που επιβάλλουν οι κανόνες της Αγοράς. Στην περίπτωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενδεχόμενο έλλειμμα ενέργειας υποβάλλεται ως Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου (ΤΔΦ) ενώ ενδεχόμενη περίσσεια ενέργειας υποβάλλεται ως Τιμολογούμενη Προσφορά Παραγωγής (ΤΠΠ). Η κατεύθυνση ροής της ενέργειας καθορίζεται από την επιλογή του τρόπου ένταξης των ΔΠ, μία απόφαση που λαμβάνεται από τον Διαχειριστή ΔΠ με στόχο την ικανοποίηση του μη ελαστικού φορτίου των πελατών του.

Η ένταξη των ΤΔΦ και ΤΠΠ του Διαχειριστή ΔΠ καθορίζεται από την επίλυση του προβλήματος εκκαθάρισης της Αγοράς που αποσκοπεί στον βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών μονάδων του υπό εξέταση ηλεκτρικού συστήματος ώστε να καλύπτεται, σε κάθε περίοδο κατανομής, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με το ελάχιστο κόστος. Προς τούτο, λαμβάνονται υπ' όψιν οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων αυτών αλλά και η τοπολογία του συστήματος και ενδεχόμενοι περιορισμοί στην ικανότητα μεταφοράς της ενέργειας από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης.

Η αποζημίωση που λαμβάνουν ο Διαχειριστής ΔΠ και οι συμβατικές μονάδες παραγωγής για την ενέργεια που εγχέουν στο σύστημα, καθώς επίσης και η κοστολόγηση της απορροφώμενης ενέργειας γίνονται στην ενιαία τιμή εκκαθάρισης της Αγοράς, δηλαδή στην Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ). Η τιμή αυτή αντανακλά την αύξηση στο κόστος παραγωγής για την κάλυψη 1MW αύξησης φορτίου, είναι ενιαία για όλο το σύστημα και ταυτίζεται με το μοναδιαίο κόστος της πιο ακριβής (οριακής) μονάδας που είναι ενταγμένη, καθώς η αύξηση του φορτίου κατά 1MW θα καλυφθεί από αντίστοιχη αύξηση στην παραγωγή της συγκεκριμένης μονάδας.

Όταν μοντελοποιείται η τοπολογία του συστήματος, αντί της ΟΤΣ χρησιμοποιείται η έννοια της Οριακής Τιμής Κόμβου (ΟΤΚ). Κι εδώ η φυσική σημασία είναι ίδια, με τη διαφορά ότι αποτελεί χαρακτηριστικό του εκάστοτε ζυγού του συστήματος. Υπό κανονικές συνθήκες (όπου όλες οι γραμμές μεταφοράς του συστήματος λειτουργούν εντός των ορίων τους) όλοι οι ζυγοί έχουν την ίδια ΟΤΚ. Όμως, σε περιπτώσεις εμφάνισης συμφόρησης στο δίκτυο, η ανάγκη τήρησης των ορίων λειτουργίας των γραμμών, περιορίζει την ικανότητα μεταφοράς ενέργειας από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης, με αποτέλεσμα, αύξηση ΙΜW στο φορτίο να μην καλύπτεται από την οριακή μονάδα.

Ο Διαχειριστής ΔΠ, λοιπόν, καλείται να λειτουργήσει σε ένα πολύπλοκο περιβάλλον και να λάβει μία σειρά αποφάσεων σχετικά με:

- τις Προσφορές/Δηλώσεις ανά ζυγό που θα υποβάλει στον Λειτουργό της Αγοράς και
- τις λιανικές τιμές που θα ανακοινώσει στους πελάτες του,

λαμβάνοντας, ταυτόχρονα, υπ' όψιν ότι:

- οι μεν πρώτες θα επηρεάσουν το αποτέλεσμα της διαδικασίας εκκαθάρισης της Αγοράς, δηλαδή την ΟΤΣ ή ΟΤΚ στην οποία αποζημιώνεται ή κοστολογείται η ενέργεια που εγχέει στο δίκτυο ή απορροφά από αυτό ο Διαχειριστής ΔΠ,
- οι δε δεύτερες θα επηρεάσουν τη συμπεριφορά των πελατών του, δηλαδή τις ποσότητες παραγόμενης/καταναλισκόμενης ενέργειας, οι οποίες καθορίζουν το ενεργειακό ισοζύγιο του Διαχειριστή ΔΠ σε κάθε ζυγό.

Από τα παραπάνω, καθίσταται σαφές ότι οι αποφάσεις που λαμβάνονται από τις διάφορες οντότητες δεν είναι ανεξάρτητες· τα προβλήματα βελτιστοποίησης που επιλύει καθεμιά αλληλοεπηρεάζονται μέσω συγκεκριμένων μεταβλητών απόφασης που υπεισέρχονται στα προβλήματα των υπολοίπων: οι τιμές που ανακοινώνει ο Διαχειριστής ΔΠ στους τοπικούς πόρους καθορίζουν τις ποσότητες που θα παράξουν ή θα καταναλώσουν· οι ποσότητες, με τη σειρά τους επηρεάζουν τις ΤΔΦ και τις ΤΠΠ που θα υποβάλει ο Διαχειριστής ΔΠ στον Λειτουργό της Αγοράς· οι ΤΔΦ και οι ΤΠΠ επηρεάζουν το αποτέλεσμα της εκκαθάρισης της Αγοράς, το οποίο καθορίζει την κερδοφορία του Διαχειριστή ΔΠ. Το σύνολο αυτών των αλληλεπιδράσεων παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 5.1 ως ένα διεπίπεδο πλαίσιο λήψης αποφάσεων.

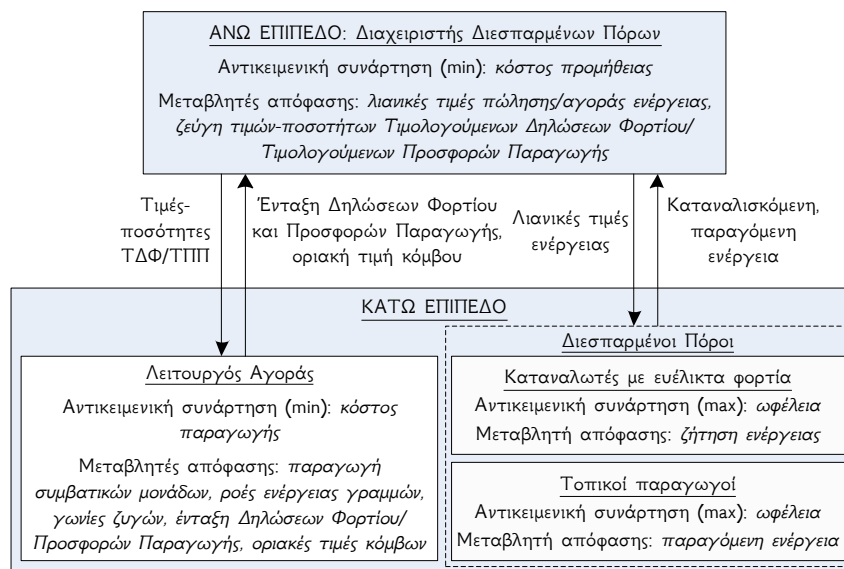
Σε αυτό το πλαίσιο, κεντρικό ρόλο έχει ο Διαχειριστής ΔΠ καθώς οι αποφάσεις του επηρεάζουν καθοριστικά τις λοιπές οντότητες. Λειτουργώντας ως μεσάζων μεταξύ των ΔΠ και των διαδικασιών της Αγοράς διαχειρίζεται τους ΔΠ και «μεταφράζει» τη συνισταμένη ενέργεια σε κατάλληλη μορφή, σύμφωνη με τους κανόνες της Αγοράς. Απουσία μίας τέτοιας οντότητας, και, υπό την προϋπόθεση ότι οι κανόνες της Αγοράς το επιτρέπουν, οι ΔΠ θα συμμετείχαν αυτοτελώς στις διαδικασίες της Αγοράς.

Συνεπώς, τα προβλήματα που επιλύονται στο παρόν κεφάλαιο επιχειρούν να δώσουν απάντηση στα εξής ερωτήματα:

1. Πώς ένας Διαχειριστής ΔΠ αλληλεπιδρά με τους πελάτες του;
2. Πώς ένας Διαχειριστής ΔΠ συμμετέχει στις διαδικασίες της Αγοράς;
3. Πώς επηρεάζει η παρουσία του Διαχειριστή ΔΠ το κόστος εξυπηρέτησης φορτίου;
4. Πώς επιδρά η μοντελοποίηση του δικτύου στις αποφάσεις που λαμβάνονται από τις διάφορες οντότητες;

Για τον σκοπό αυτό, διαμορφώνονται δύο βασικά μοντέλα:

1. Απουσία Διαχειριστή ΔΠ ο Λειτουργός της Αγοράς αναλαμβάνει τον ενεργειακό προγραμματισμό των τοπικών πόρων επιλύοντας το κλασικό πρόβλημα ένταξης μονάδων και κατανομής φορτίου, όπου η εκκαθάριση της Αγοράς αφορά στις Προσφορές των συμβατικών μονάδων παραγωγής, στις Προσφορές Παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής και στις Δηλώσεις Φορτίου των ευέλικτων φορτίων.
2. Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ οι αρμοδιότητες διαχωρίζονται: ο συντονισμός των ΔΠ αποτελεί ευθύνη του Διαχειριστή ΔΠ ενώ ο Λειτουργός της Αγοράς ενδιαφέρεται μόνο για τις υποβαλλόμενες Προσφορές Παραγωγής και Δηλώσεις Φορτίου. Σε αυτήν την περίπτωση, το πλαίσιο λήψης αποφάσεων έχει τη μορφή που παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 5.1.



**Διάγραμμα 5.1:** Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων του Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων, του Λειτουργού της Αγοράς και των Διεσπαρμένων Πόρων.

## 5.2.2 Ενεργειακός Προγραμματισμός Πόρων Χωρίς Διαχειριστή ΔΠ

### 5.2.2.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα του προγραμματισμού ενεργειακών πόρων απουσία Διαχειριστή ΔΠ παρουσιάζει σημαντικές ομοιότητες με το πρόβλημα ενεργειακού προγραμματισμού ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον λόγο αυτόν, στην παρούσα παράγραφο γίνεται αναφορά στα βασικά χαρακτηριστικά της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, επί των οποίων στηρίζονται οι σχεδιαστικές επιλογές στη διαμόρφωση των μοντέλων που παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο. Το ενδιαφέρον εστιάζεται στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό και στην εκκαθάριση της Βραχυχρόνιας (Χονδρεμπορικής) Αγοράς Ενέργειας.

Ο ενεργειακός προγραμματισμός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας αποσκοπεί στην εύρεση του βελτίστου επιπέδου λειτουργίας των μονάδων παραγωγής του συστήματος που ικανοποιεί το σύνολο του φορτίου ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα (κοινωνικό όφελος μείον κόστος παραγωγής). Προς τούτο, οι συμμετέχοντες (Παραγωγοί και Εκπρόσωποι Φορτίου) καλούνται να υποβάλουν, για κάθε περίοδο κατανομής, προσφορές έγχυσης (για τις μονάδες που εκπροσωπούν) και δηλώσεις φορτίου (για τα κατανεμόμενα φορτία). Οι προσφορές έγχυσης και οι δηλώσεις φορτίου περιλαμβάνουν μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής-ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ζεύγη τιμών (σε €/MWh) και ποσοτήτων ενέργειας (σε MWh) [5.1].

Βάσει των οικονομικών προσφορών των συμμετεχόντων επιλύεται το πρόβλημα του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) και υπολογίζεται η ΟΤΣ. Η εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας γίνεται στην τιμή αυτή. Έτσι, υπολογίζονται οι χρεοπιστώσεις των συμμετεχόντων, καθώς η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία οι Προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια που απορροφούν από το Σύστημα και οι Παραγωγοί αμείβονται για την ενέργεια που εγχέουν σε αυτό.

### 5.2.2.2 Μοντέλο Εκκαθάρισης Αγοράς

Η διαμόρφωση ενός μοντέλου στο οποίο οι ΔΠ εντάσσονται στις λειτουργίες της Αγοράς χωρίς κάποια οντότητα να λειτουργεί ως μεσάζων (όπως ο Διαχειριστής ΔΠ), αν και αποκλίνει από τις τρέχουσες πρακτικές, ωστόσο εξετάζεται στο παρόν κεφάλαιο ως ένα πρώτο βήμα ενσωμάτωσης τέτοιων πόρων στην αγορά ενέργειας. Περαιτέρω, χρησιμεύει και ως βάση αναφοράς για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων από τα διάφορα μοντέλα και σενάρια που εξετάζονται στη συνέχεια.

Απουσία Διαχειριστή ΔΠ, οι βασικές αρχές του HEΠ εξακολουθούν να ισχύουν. Η μόνη διαφοροποίηση έχει να κάνει με την αύξηση του πλήθους των συμμετεχόντων: πέραν των συμβατικών μονάδων παραγωγής, προσφορές παραγωγής και δηλώσεις φορτίου υποβάλλουν οι διεσπαρμένοι πόροι. Πιο συγκεκριμένα, γίνεται η θεώρηση ότι οι διεσπαρμένοι πόροι ανήκουν σε έναν από δύο τύπους:

1. Παραγωγοί με προσφορές παραγωγής: έχουν στη διάθεσή τους μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής και υποβάλλουν προσφορές παραγωγής που αποτελούνται από ζεύγη τιμών-ποσοτήτων.
2. Καταναλωτές με ελαστικά φορτία: έχουν διαθέσιμα ελεγχόμενα φορτία ώστε να προσαρμόζουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου που αποτελούνται από ζεύγη τιμών-ποσοτήτων.

Κι εδώ χρησιμοποιούνται οι συναρτήσεις χρησιμότητας που διαμορφώθηκαν στο Κεφάλαιο 4. Τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας για κάθε τύπο τοπικού πόρου, που χρησιμοποιούνται εδώ, έχουν τη μορφή που παρουσιάστηκε στο Διάγραμμα 4.2. Η μορφή αυτή είναι ιδιαίτερος κατάλληλη για την περίπτωση επίλυσης του HEΠ, καθώς οι συγκεκριμένες συναρτήσεις χρησιμότητας ευθυγραμμίζονται με τις απαιτήσεις του Λειτουργού της Αγοράς για τη μορφή των υποβαλλόμενων προσφορών και δηλώσεων.

Η επίλυση του HEΠ αποσκοπεί στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους προσδιορίζοντας τον τρόπο λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και τον τρόπο ένταξης των τοπικών πόρων ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, μοντελοποιείται και η τοπολογία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση DC ροής φορτίου, που επιτρέπει τη μελέτη περιπτώσεων συμφόρησης στο δίκτυο.

Πιο συγκεκριμένα, μεταβλητές απόφασης είναι, για κάθε περίοδο κατανομής, τα επίπεδα παραγωγής των συμβατικών μονάδων παραγωγής ( $g_{u,s,t}$ ), οι εντασσόμενες ποσότητες της τοπικής παραγωγής ( $Q_{pb,s,t}$ ) και του ελέκτου φορτίου ( $Q_{db,s,t}$ ) και οι γωνίες τάσης των ζυγών ( $\delta_{n,t}$ ). Η αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται περιγράφει το κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων ( $\sum_{u,s,t} c_{u,s} g_{u,s,t}$ ) και των τοπικών πόρων με προσφορές παραγωγής ( $\sum_{pb,s,t} \bar{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t}$ ) που βρίσκονται σε λειτουργία κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα της μελέτης αφαιρουμένων των εσόδων που προκύπτουν από την εξυπηρέτηση του ελέκτου φορτίου ( $\sum_{db,s,t} \bar{P}_{db,s,t} Q_{db,s,t}$ ), όπως παρουσιάζεται στην (5.1).

Οι περιορισμοί του προβλήματος αφορούν στα λειτουργικά όρια των θερμικών μονάδων παραγωγής (5.2), των προσφορών παραγωγής (5.3) και των ευέλικτων φορτίων (5.4), στο ενεργειακό ισοζύγιο των ζυγών (5.5), στις ροές των γραμμών (5.6) και στις γωνίες των ζυγών (5.7) και (5.8).

$$g_{u,s,t}, Q_{pb,s,t}, Q_{db,s,t}, \delta_{n,t} \quad \pi_t \left( \sum_{u,s,t} c_{u,s} g_{u,s,t} + \sum_{pb,s,t} \bar{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t} - \sum_{db,s,t} \bar{P}_{db,s,t} Q_{db,s,t} \right) \quad (5.1)$$

$$0 \leq g_{u,s,t} \leq \bar{g}_{u,s}, \forall u, s, t \quad (5.2)$$

$$0 \leq Q_{pb,s,t} \leq \bar{Q}_{pb,s,t}, \forall pb, s, t \quad (5.3)$$

$$0 \leq Q_{db,s,t} \leq \bar{Q}_{db,s,t}, \forall db, s, t \quad (5.4)$$

$$\sum_{u \in \mathcal{U}_{n,s}} g_{u,s,t} - L_{n,t} + \sum_{pb \in \mathcal{PB}_{n,s}} Q_{pb,s,t} - \sum_{db \in \mathcal{DB}_{n,s}} Q_{db,s,t} = \sum_{l \in L_n} f_{l,t}, \forall n, t \quad (5.5)$$

$$-\bar{f}_l \leq f_{l,t} \leq \bar{f}_l, \forall l, t \quad (5.6)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,t} \leq \pi, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.7)$$

$$\delta_{n,t} = 0, n: ref., \forall t \quad (5.8)$$

Για τον υπολογισμό των ροών  $f_{l,t}$  στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος απαιτείται η ενσωμάτωση στο πρόβλημα των εξισώσεων ροής φορτίου. Καθώς, όμως, οι εξισώσεις αυτές, στην πλήρη μορφή τους είναι σε μεγάλο βαθμό μη γραμμικές ακόμη κι αν αγνοηθούν οι εγκάρσιες αγωγιμότητες των γραμμών μεταφοράς<sup>2</sup>, αντί αυτών χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις της DC ροής φορτίου που δίνουν αρκετά καλές εκτιμήσεις για τις ροές στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος. Για την κατάστρωσή τους γίνεται μία σειρά από απλοποιητικές παραδοχές<sup>3</sup>, με την εφαρμογή των οποίων προκύπτει η σχέση (5.9).

$$f_{l,t} = f_{nm,t} = S_b B_{nm} (\delta_n - \delta_m), \forall n, m \in \mathcal{N}_n, t \quad (5.9)$$

Για καλύτερη διαχείριση των εξισώσεων του παραπάνω προβλήματος χρησιμοποιούμε τη μήτρα πρόσπτωσης<sup>4</sup>  $A$  του υπό εξέταση συστήματος. Τοιουτοτρόπως, η ροή ισχύος στη γραμμή  $l$  κατά την ώρα  $t$ , που υπεισέρχεται στην (5.6), και η εξερχόμενη συνισταμένη ροή ισχύος στον κόμβο  $n$  λόγω των ροών στις γραμμές  $l \in L_n$ , που υπεισέρχεται στην (5.5), γράφονται ισοδύναμα ως εξής ( $A_{n,l}$  συμβολίζεται το στοιχείο που ανήκει στην  $n$  γραμμή και την  $l$  στήλη της μήτρας πρόσπτωσης):

$$f_{l,t} = S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t}, \forall l, t \quad (5.10)$$

$$\sum_{l \in L_n} f_{l,t} = S_b \sum_{l: A_{n,l} > 0} \sum_n A_{n,l} B_l \delta_{n,t} - S_b \sum_{l: A_{n,l} < 0} \sum_n A_{n,l} B_l \delta_{n,t}, \forall n, t \quad (5.11)$$

<sup>2</sup> Οι ροές ενεργού ( $P_{nm}$ ) και αέργου ( $Q_{nm}$ ) ισχύος στη γραμμή  $l$  που συνδέει τους ζυγούς  $n$  και  $m$  υπολογίζονται ως:

$$P_{nm} = |V_n|^2 g_{nm} - |V_n||V_m|g_{nm} \cos(\delta_n - \delta_m) - |V_n||V_m|b_{nm} \sin(\delta_n - \delta_m)$$

$$Q_{nm} = -|V_n|^2 b_{nm} - |V_n||V_m|g_{nm} \sin(\delta_n - \delta_m) + |V_n||V_m|b_{nm} \cos(\delta_n - \delta_m)$$

όπου  $V_n$  η τάση του ζυγού  $n$ ,  $\delta_n$  η γωνία τάσης του ζυγού  $n$  και  $g_{nm}$  και  $b_{nm}$  το πραγματικό και το φανταστικό μέρος του στοιχείου της κάθε γραμμής αγωγιμότητας ζυγών συστήματος.

<sup>3</sup> Α) Η αντίσταση της κάθε γραμμής μεταφοράς είναι σημαντικά μικρότερη της αντίδρασης ( $R_l \ll X_l$ ) και, συνεπώς,  $g_{nm} \cong 0$  και  $b_{nm} \cong -1/X_l$ .

Β) Τα μέτρα των τάσεων σε όλους τους ζυγούς είναι τα ονομαστικά ( $|V_n| = 1 \text{ a. } \mu., \forall n \in \mathcal{N}$ ).

Γ) Η διαφορά στις γωνίες των τάσεων στα άκρα κάθε γραμμής μεταφοράς είναι αρκετά μικρή ώστε να ισχύουν οι εξής προσεγγίσεις:  $\cos(\delta_n - \delta_m) \cong 1$ ,  $\sin(\delta_n - \delta_m) \cong \delta_n - \delta_m$ .

<sup>4</sup> Η μήτρα πρόσπτωσης αποτελείται από τόσες γραμμές όσες οι ζυγοί του συστήματος και από τόσες στήλες όσες οι γραμμές μεταφοράς του συστήματος. Κάθε στήλη εμπεριέχει την πληροφορία των ζυγών που διασυνδέονται μέσω της εκάστοτε γραμμής μεταφοράς καθώς επίσης και τη συμβατική κατεύθυνση ροής της ισχύος. Έτσι, για τη γραμμή μεταφοράς  $l$  που συνδέει τους ζυγούς  $i$  και  $j$ , τα αντίστοιχα στοιχεία της  $l$  στήλης του πίνακα  $A$  είναι ως εξής:  $A_{i,l} = 1$ ,  $A_{j,l} = -1$ ,  $A_{n,l} = 0, \forall n \neq i, j$  και η συμβατική ροή είναι από τον ζυγό  $i$  στον ζυγό  $j$ .

### 5.2.3 Ενεργειακός Προγραμματισμός Πόρων Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ

Με τη δραστηριοποίηση στην αγορά ενέργειας του Διαχειριστή ΔΠ, η πολυπλοκότητα των αλληλεπιδράσεων αυξάνεται, καθώς επίσης και το πλήθος των ελεύθερων μεταβλητών του προβλήματος. Ο Διαχειριστής ΔΠ αναλαμβάνει πλέον τον συντονισμό των διεσπαρμένων πόρων σε τοπικό επίπεδο. Έτσι, το πλαίσιο λήψης αποφάσεων παίρνει τη μορφή που παρουσιάστηκε στο Διάγραμμα 5.1. Στις παραγράφους που ακολουθούν, περιγράφονται τα μοντέλα αποφάσεων του Διαχειριστή ΔΠ, του Λειτουργού της Αγοράς και των Διεσπαρμένων Πόρων.

#### 5.2.3.1 Μοντέλο Απόφασης Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου)

Ως Διαχειριστής Διεσπαρμένων Πόρων νοείται μία οντότητα που αναλαμβάνει την εκπροσώπηση στις διαδικασίες της Αγοράς Ενέργειας των πελατών του που βρίσκονται συνδεδεμένοι στο δίκτυο μέσης και χαμηλής τάσης. Οι πελάτες αυτοί μπορεί να ανήκουν σε μία από τρεις κατηγορίες: α) τοπική παραγωγή μικρής κλίμακας, β) ευέλικτο φορτίο, γ) μη ευέλικτο (ή μη κατανεμόμενο) φορτίο.

Το σημείο σύνδεσης των πελατών αυτών στο δίκτυο ποικίλει, με αποτέλεσμα τη γεωγραφική διασπορά τους στους ζυγούς του συστήματος. Ως εκ τούτου, σε κάθε ζυγό όπου ο Διαχειριστής ΔΠ έχει πελάτες, το μίγμα αυτών είναι διαφορετικό, με κάποιον τύπο πελάτη ενδεχομένως να υπερισχύει στον έναν ζυγό και να εκλείπει παντελώς από κάποιον άλλον.

Καθώς ο Διαχειριστής ΔΠ έχει τον ρόλο του μεσάζοντα μεταξύ των τοπικών πόρων και των διαδικασιών της Αγοράς Ενέργειας, οι αποφάσεις που καλείται να λάβει έχουν δύο βασικές κατευθύνσεις. Η μεν πρώτη έχει να κάνει με τον τρόπο ένταξης των τοπικών πόρων που εκπροσωπεί, η δε δεύτερη έχει να κάνει με τη συμμετοχή του στις διαδικασίες της Αγοράς. Σε κάθε περίπτωση, αποσκοπεί στην ικανοποίηση του μη ελαστικού φορτίου των πελατών του με το ελάχιστο κόστος.

Για την επίτευξη του πρώτου στόχου, επιδιώκει τον βέλτιστο προσδιορισμό του ενεργειακού μίγματος αγοράζοντας ενέργεια τόσο από τους πελάτες του υπό τη μορφή παραγωγής  $\sum_s Q_{pb,s,t}$ , όσο και από το δίκτυο  $\sum_s LQ_{n,s,t}$  και εξυπηρετεί το ευέλικτο φορτίο  $\sum_s Q_{ab,s,t}$ . Για τους ζυγούς αυτούς  $LQ_{n,t} > 0$  και  $GQ_{n,t} = 0$ , δηλαδή είναι εισαγωγικοί. Λόγω της διασποράς στο δίκτυο των διαφόρων τύπων πελατών, δεν αποκλείεται η ύπαρξη περίσσειας ενέργειας σε κάποιους ζυγούς για κάποιες ώρες. Για τους ζυγούς αυτούς  $GQ_{n,t} > 0$  και  $LQ_{n,t} = 0$ , δηλαδή είναι εξαγωγικοί. Στη γενική περίπτωση, λοιπόν, θεωρείται ότι ο Διαχειριστής ΔΠ, εκτός από τη δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας, έχει και τη δυνατότητα έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο και η συνισταμένη ενέργεια ανά κόμβο μπορεί να είναι εισαγόμενη ή εξαγόμενη<sup>5</sup>.

Κάθε μία από αυτές τις πηγές χαρακτηρίζεται από το μοναδιαίο κόστος της. Στην περίπτωση των πελατών του, η αποζημίωση ή κοστολόγησή τους προσδιορίζεται από τον ίδιο τον Διαχειριστή ΔΠ, καθώς τους ανακοινώνει τις λιανικές τιμές πώλησης και αγοράς ενέργειας. Για την ποσότητα ενέργειας που προμηθεύεται από το δίκτυο ή που εξάγει σε αυτό, η τιμολόγηση γίνεται βάσει των οριακών τιμών κόμβων που ισχύουν την εκάστοτε περίοδο κατανομής,  $\lambda_{n,t}$ .

Από την άλλη πλευρά, προκειμένου ο Διαχειριστής ΔΠ να συμμετάσχει στις διαδικασίες εκκαθάρισης της Αγοράς έχει την υποχρέωση να «μεταφράσει» το ενεργειακό του ισοζύγιο σε κατάλληλη μορφή. Έτσι, υποβάλλει στον Λειτουργό της Αγοράς Τιμολογούμενες Προσφορές Παραγωγής για όσους ζυγούς το ενεργειακό ισοζύγιο είναι εξαγωγικό (περίσσεια ενέργειας)

<sup>5</sup> Συνεπώς, οι συνθήκες  $LQ_{n,t} > 0$  και  $GQ_{n,t} > 0$  είναι αμοιβαία αποκλειόμενες.

και Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου για όσους ζυγούς το ενεργειακό ισοζύγιο είναι εισαγωγικό (έλλειμμα ενέργειας). Συνεπώς, αποφασίζει σχετικά με τα χαρακτηριστικά που έχουν οι Προσφορές Παραγωγής και Δηλώσεις Φορτίου.

Πιο συγκεκριμένα, μεταβλητές απόφασης του Διαχειριστή ΔΠ είναι, για κάθε περίοδο κατανομής, οι λιανικές τιμές αγοράς ( $PP_t$ )/πώλησης ( $RP_t$ ) ενέργειας από/προς τους τοπικούς πόρους και τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου ( $\overline{LP}_{n,t}$ ,  $\overline{LQ}_{n,t}$ ) και των Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής ( $\overline{GP}_{n,t}$ ,  $\overline{GQ}_{n,t}$ ) ανά ζυγό.

Η αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται αντανακλά το καθαρό κόστος του ενεργειακού μίγματος, όπως παρουσιάζεται στην (5.12). Το κόστος αυτό συναπαρτίζεται από το κόστος αγοράς ενέργειας από το σύστημα ( $\sum_{n \in \mathcal{N}_A} \lambda_{n,t} LQ_{n,t}$ ) για τους εισαγωγικούς ζυγούς και το κόστος αγοράς ενέργειας από τοπική παραγωγή ( $\sum_{pb,s,t} PP_t Q_{pb,s,t}$ ) μείον τα έσοδα από την πώληση της εξαγόμενης στο σύστημα ενέργειας ( $\sum_{n \in \mathcal{N}_A} \lambda_{n,t} GQ_{n,t}$ ) για τους εξαγωγικούς ζυγούς και τα έσοδα από την πώληση ενέργειας στα ευέλικτα φορτία ( $\sum_{db,s,t} RP_t Q_{db,s,t}$ ).

Για κάθε κόμβο  $n \in \mathcal{N}_A$ , στον οποίο βρίσκεται συνδεδεμένος τουλάχιστον ένας πελάτης του Διαχειριστή οποιουδήποτε τύπου, το ισοζύγιο ενεργού ισχύος του χαρτοφυλακίου του (5.13) πρέπει να τηρείται απαρεγκλίτως, ώστε να εξυπηρετείται το φορτίο που εκπροσωπεί ο Διαχειριστής ΔΠ. Παράλληλα, οι λιανικές τιμές που ανακοινώνονται στους τοπικούς πόρους περιορίζονται από μία διοικητικά οριζόμενη μέγιστη τιμή (σχέσεις (5.14) και (5.15)).

Τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων των Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής και των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου προσδιορίζονται ώστε να συμμορφώνονται με τους κανόνες που προδιαγράφει ο Λειτουργός της Αγοράς: οι τιμές δεν υπερβαίνουν ένα διοικητικά οριζόμενο μέγιστο ((5.16), (5.17))' ειδικά για τις Προσφορές Παραγωγής, η τιμή δεν επιτρέπεται να είναι χαμηλότερη ενός ελαχίστου κόστους που ορίζεται από τον Λειτουργό του Συστήματος (5.16)' οι ποσότητες των Προσφορών και των Δηλώσεων περιορίζονται από ένα εφικτό άνω όριο που σχετίζεται με τη σύνθεση και τα χαρακτηριστικά των πελατών του ανά ζυγό (5.18)-(5.19)' δεν επιτρέπεται η υποβολή Προσφορών Παραγωγής και Δηλώσεων Φορτίου με μη μηδενική τιμή αν η ποσότητα είναι μη μηδενική και αντιστρόφως (5.20)-(5.23).

Τέλος, η σχέση (5.24) περιγράφει μαθηματικά τον περιορισμό ότι ο κάθε ζυγός  $n \in \mathcal{N}_A$  μπορεί να είναι είτε εισαγωγικός είτε εξαγωγικός. Με άλλα λόγια, για κάθε ζυγό  $n \in \mathcal{N}_A$  και κάθε ώρα κατανομής  $t$  ο Διαχειριστής ΔΠ υποβάλλει είτε Τιμολογούμενη Προσφορά Παραγωγής είτε Τιμολογούμενη Δήλωση Φορτίου και, άρα, οι συνθήκες  $\overline{LQ}_{n,t} > 0$  και  $\overline{GQ}_{n,t} > 0$  είναι αμοιβαία αποκλειόμενες.

$$\min_{\substack{PP_t, RP_t \\ \overline{LP}_{n,t}, \overline{LQ}_{n,t} \\ \overline{GP}_{n,t}, \overline{GQ}_{n,t}}} \sum_t \pi_t \left[ \sum_{n \in \mathcal{N}_A} \lambda_{n,t} (LQ_{n,t} - GQ_{n,t}) + \sum_{pb,s,t} PP_t Q_{pb,s,t} - \sum_{db,s,t} RP_t Q_{db,s,t} \right] \quad (5.12)$$

$$(LQ_{n,t} - GQ_{n,t}) + \sum_{pb \in \mathcal{PB}_{n,s}} Q_{pb,s,t} - \sum_{db \in \mathcal{DB}_{n,s}} Q_{db,s,t} = d_{n,t}, \forall n \in \mathcal{N}_A, t \quad (5.13)$$

$$0 \leq PP_t \leq PP^{max}, \forall t \quad (5.14)$$

$$0 \leq RP_t \leq RP^{max}, \forall t \quad (5.15)$$

$$GP^{min} \leq \overline{GP}_{n,t} \leq GP^{max}, \forall n, t \quad (5.16)$$

$$0 \leq \overline{LP}_{n,t} \leq LP^{max}, \forall n, t \quad (5.17)$$

$$0 \leq \overline{GQ}_{n,t} \leq GQ_n^{max}, \forall n, t \quad (5.18)$$



$$0 \leq \overline{LQ}_{n,t} \leq LQ_n^{max}, \forall n, t \quad (5.19)$$

$$-\overline{GQ}_{n,t}M \leq \overline{GP}_{n,t} \leq \overline{GQ}_{n,t}M, \forall n, t \quad (5.20)$$

$$-\overline{GP}_{n,t}M \leq \overline{GQ}_{n,t} \leq \overline{GP}_{n,t}M, \forall n, t \quad (5.21)$$

$$-\overline{LQ}_{n,t}M \leq \overline{LP}_{n,t} \leq \overline{LQ}_{n,t}M, \forall n, t \quad (5.22)$$

$$-\overline{LP}_{n,t}M \leq \overline{LQ}_{n,t} \leq \overline{LP}_{n,t}M, \forall n, t \quad (5.23)$$

$$\overline{LQ}_{n,t} > 0 \text{ ή } \overline{GQ}_{n,t} > 0, \forall n, t \quad (5.24)$$

### 5.2.3.2 Μοντέλο Εκκαθάρισης Αγοράς (Πρόβλημα Κάτω Επιπέδου)

Το πρόβλημα του κάτω επιπέδου περιγράφει τη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρισμού, όπως διεξάγεται από τον Λειτουργό της Αγοράς, υπό τους λειτουργικούς περιορισμούς των θερμικών μονάδων παραγωγής και των γραμμών μεταφοράς του συστήματος, ενώ ο προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων αποσκοπεί στην κάλυψη του φορτίου σε κάθε ζυγό του συστήματος με το ελάχιστο κόστος. Πέραν των προσφορών των συμβατικών μονάδων παραγωγής, λαμβάνονται υπ' όψιν και οι Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου και οι Τιμολογούμενες Προσφορές Παραγωγής, όπως υποβάλλονται από τον Διαχειριστή ΔΠ για κάθε ζυγό όπου διαθέτει πελάτες.

Μεταβλητές απόφασης του προβλήματος είναι, για κάθε περίοδο κατανομής, τα επίπεδα παραγωγής των συμβατικών μονάδων ( $g_{u,s,t}$ ), οι γωνίες των τάσεων στους ζυγούς του συστήματος ( $\delta_{n,t}$ ) και οι εντασσόμενες ποσότητες των Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής ( $GQ_{n,t}$ ) και των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου ( $LQ_{n,t}$ ).

Η αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται είναι το άθροισμα του κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα της μελέτης ( $\sum_{u,s,t} c_{u,s} g_{u,s,t}$ ) και του κόστους των εντασσόμενων Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής ( $\sum_{n,t} \overline{GP}_{n,t} GQ_{n,t}$ ) μείον τα έσοδα από τις εντασσόμενες Τιμολογούμενες Δηλώσεις Φορτίου ( $\sum_{n,t} \overline{LP}_{n,t} LQ_{n,t}$ ), όπως παρουσιάζεται στην (5.25).

Οι περιορισμοί του προβλήματος αφορούν στα λειτουργικά όρια των θερμικών μονάδων παραγωγής (5.26), των ΤΠΠ (5.27) και των ΤΔΦ (5.28), στο ενεργειακό ισοζύγιο των ζυγών (5.29), στις ροές των γραμμών (5.30) και στις γωνίες των ζυγών (5.31) και (5.32), με τις δυικές μεταβλητές του εκάστοτε περιορισμού να παρουσιάζονται δίπλα σε κάθε εξίσωση. Από τις τελευταίες, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η δυική μεταβλητή  $\lambda_{n,t}$  του ισοζυγίου ενέργειας των ζυγών (5.29), η οποία αντιστοιχεί στην οριακή τιμή στον ζυγό  $n$  τη χρονική στιγμή  $t$  (αγγλιστί, Locational Marginal Price – LMP).

$$\min_{\substack{g_{u,s,t}, \delta_{n,t} \\ GQ_{n,t}, LQ_{n,t}}} \sum_{u,s,t} c_{u,s} g_{u,s,t} + \sum_{n,t} (\overline{GP}_{n,t} GQ_{n,t} - \overline{LP}_{n,t} LQ_{n,t}) \quad (5.25)$$

$$0 \leq g_{u,s,t} \leq \bar{g}_{u,s} : \pi_{u,s,t}^{\min}, \pi_{u,s,t}^{\max}, \forall u, s, t \quad (5.26)$$

$$0 \leq GQ_{n,t} \leq \overline{GQ}_{n,t} : \psi_{n,t}^{\min}, \psi_{n,t}^{\max}, \forall n, t \quad (5.27)$$

$$0 \leq LQ_{n,t} \leq \overline{LQ}_{n,t} : \xi_{n,t}^{\min}, \xi_{n,t}^{\max}, \forall n, t \quad (5.28)$$

$$\sum_{u \in \mathcal{U}_{n,s}} g_{u,s,t} - D_{n,t} - (LQ_{n,t} - GQ_{n,t}) = \sum_{l \in \mathcal{L}_n} f_{l,t} : \lambda_{n,t}, \forall n, t \quad (5.29)$$

$$-\bar{f}_l \leq f_{l,t} \leq \bar{f}_l : \varphi_{l,t}^{\min}, \varphi_{l,t}^{\max}, \forall l, t \quad (5.30)$$

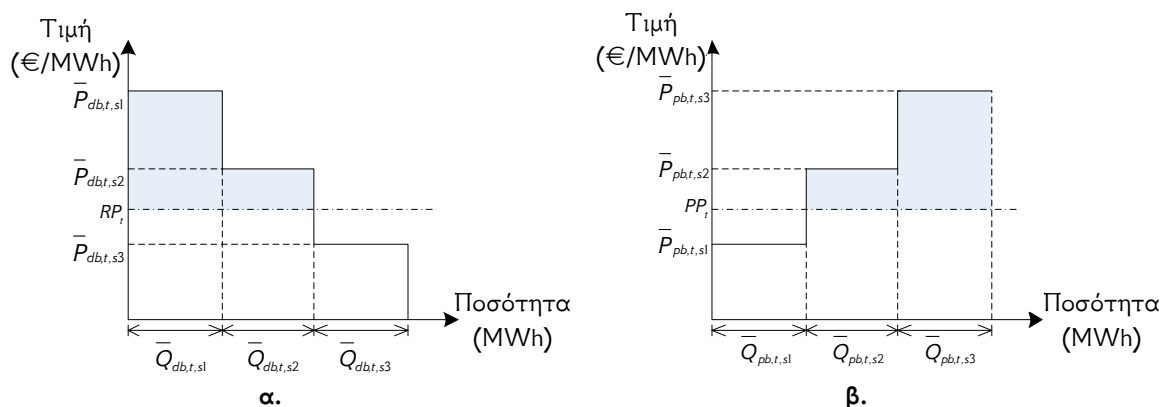
$$-\pi \leq \delta_{n,t} \leq \pi : \gamma_{n,t}^{\min}, \gamma_{n,t}^{\max}, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.31)$$

$$\delta_{n,t} = 0 : \rho_t, n: ref., \forall t \quad (5.32)$$

Η ροή ισχύος στη γραμμή  $l$  κατά την ώρα  $t$ ,  $f_{l,t}$ , που υπεισέρχεται στην (5.30), και η εξερχόμενη συνισταμένη ροή ισχύος στον κόμβο  $n$  λόγω των ροών στις γραμμές  $l$ ,  $\sum_{l \in L_n} f_{l,t}$ , που υπεισέρχεται στην (5.29), υπολογίζονται κι εδώ εφαρμόζοντας τις εξισώσεις της DC ροής φορτίου, από τις οποίες προκύπτουν οι σχέσεις (5.10) και (5.11).

### 5.2.3.3 Μοντέλα Τοπικών Πόρων (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου)

Οι πόροι της ελεγχόμενης τοπικής παραγωγής και του ευέλικτου φορτίου μοντελοποιούνται ως οντότητες που μεγιστοποιούν το νοούμενο όφελος, το οποίο ισοδυναμεί με το πλεόνασμα παραγωγού ή καταναλωτή. Όπως και στο Κεφάλαιο 4, έτσι κι εδώ, ζεύγη τιμών-ποσοτήτων χρησιμοποιούνται για να περιγράψουν τη συμπεριφορά τους, πληροφορίες που είναι διαθέσιμες στον Διαχειριστή ΔΠ είτε μέσω προσφορών που υποβάλουν οι πελάτες, είτε μέσω συμβάσεων προμήθειας που έχουν υπογραφεί με αυτούς. Ουσιαστικά πρόκειται για συναρτήσεις χρησιμότητας κλιμακωτής μορφής, οι οποίες για τους πελάτες με ευέλικτα φορτία έχουν περιβάλλουσα με αρνητική κλίση και για τους πελάτες με ελεγχόμενες μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής έχουν περιβάλλουσα με θετική κλίση (Διάγραμμα 5.2).



**Διάγραμμα 5.2:** Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων ενέργειας: α. για καταναλωτή με ευέλικτο φορτίο και β. για τοπικό παραγωγό κατά το διάστημα κατανομής  $t$ .

Με δεδομένα αυτά τα στοιχεία, η απόφαση που λαμβάνουν οι διεσπαρμένοι πόροι σχετικά με τις εντασσόμενες ποσότητες παραγωγής/ζήτησης καθορίζεται ανάλογα με τα επίπεδα λιανικών τιμών που ανακοινώνει ο Διαχειριστής ΔΠ, ώστε να μεγιστοποιείται το πλεόνασμα παραγωγού ή καταναλωτή (σκιασμένη περιοχή στο Διάγραμμα 5.2). Συγκεκριμένα, μεταβλητές απόφασης για κάθε περίοδο κατανομής είναι η ποσότητα ενέργειας (παραγόμενης ή καταναλισκόμενης) κάθε βαθμίδας που εντάσσεται ( $Q_{pb,s,t}$  για τους πελάτες με διεσπαρμένη παραγωγή και  $Q_{db,s,t}$  για τους πελάτες με ευέλικτα φορτία) και προκύπτουν από την επίλυση των προβλημάτων (5.33)–(5.34) και (5.35)–(5.36) (οι δυικές μεταβλητές των περιορισμών παρουσιάζονται δίπλα σε κάθε εξίσωση).

$$\forall db \left\{ \begin{array}{l} \min_{Q_{db,s,t}} \sum_{s,t} (RP_t - \bar{P}_{db,s,t}) Q_{db,s,t} \end{array} \right. \quad (5.33)$$

$$\left. \begin{array}{l} \tau. \omega. Q_{db,s,t} \leq \bar{Q}_{db,s,t} : \zeta_{db,s,t}, \forall s, t \end{array} \right\} \quad (5.34)$$

$$\forall pb \left\{ \begin{array}{l} \min_{Q_{pb,s,t}} \sum_{s,t} (\bar{P}_{pb,s,t} - PP_t) Q_{pb,s,t} \end{array} \right. \quad (5.35)$$

$$\left. \begin{array}{l} \tau. \omega. Q_{pb,s,t} \leq \bar{Q}_{pb,s,t} : \gamma_{pb,s,t}, \forall s, t \end{array} \right\} \quad (5.36)$$

### 5.2.3.4 Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου

Στην παρούσα παράγραφο παρουσιάζεται η διαδικασία μετατροπής του διεπίπεδου προβλήματος που περιγράφηκε στις παραγράφους 5.2.3.1, 5.2.3.2 και 5.2.3.3 σε πρόβλημα ενός επιπέδου. Επιπλέον, για να καταστεί δυνατή η επίλυσή του με χρήση υπάρχουσών τεχνικών (π.χ. αλγόριθμος branch-and-cut), οι μη γραμμικότητες του ισοδύναμου προβλήματος αντικαθίστανται από κατάλληλες ισοδύναμες εκφράσεις, οι οποίες μετατρέπουν το πρόβλημα σε ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού.

Ακολούθως παρουσιάζονται αναλυτικά τα βήματα που υλοποιούνται και σχετίζονται με την αντικατάσταση των προβλημάτων του κάτω επιπέδου με τις συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker και τις γραμμικοποιήσεις των όρων δευτέρας τάξης (όπου, δηλαδή, εμφανίζονται γινόμενα των μεταβλητών απόφασης), των συνθηκών συμπληρωματικής χαλαρότητας και των αμοιβαία αποκλειόμενων συνθηκών (5.24).

### 5.2.3.5 Συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker Προβλημάτων Κάτω Επιπέδου

Το πρώτο βήμα για τη μετατροπή του διεπίπεδου προβλήματος σε πρόβλημα ενός επιπέδου είναι η προσάρτηση στο πρόβλημα του άνω επιπέδου των συνθηκών Karush-Kuhn-Tucker των προβλημάτων του κάτω επιπέδου. Ένας τέτοιος μετασχηματισμός είναι επιτρεπτός, καθώς τα προβλήματα του κάτω επιπέδου είναι συνεχή και κυρτά επί του κυρτού συνόλου των περιορισμών. Για τον σκοπό αυτό κατασκευάζονται οι συναρτήσεις Lagrange των προβλημάτων του κάτω επιπέδου (5.37)-(5.39). Σημειώνεται ότι οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος του άνω επιπέδου ( $\bar{G}P_{n,t}$ ,  $\bar{G}Q_{n,t}$ ,  $\bar{L}P_{n,t}$ ,  $\bar{L}Q_{n,t}$ ,  $RP_t$ ,  $PP_t$ ) υπεισέρχονται ως απλές παράμετροι στα προβλήματα του κάτω επιπέδου.

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}(g_{u,s,t}, \delta_{n,t}, GQ_{n,t}, LQ_{n,t}, \pi_{u,s,t}^{\min}, \pi_{u,s,t}^{\max}, \psi_{n,t}^{\min}, \psi_{n,t}^{\max}, \xi_{n,t}^{\min}, \xi_{n,t}^{\max}, \lambda_{n,t}, \varphi_{l,t}^{\min}, \varphi_{l,t}^{\max}, \gamma_{n,t}^{\min}, \gamma_{n,t}^{\max}, \rho_t) \\
= \sum_{u,s,t} [c_{u,s} g_{u,s,t} + \pi_{u,s,t}^{\min} (-g_{u,s,t}) + \pi_{u,s,t}^{\max} (g_{u,s,t} - \bar{g}_{u,s})] \\
+ \sum_{n,t} (\bar{G}P_{n,t} GQ_{n,t} - \bar{L}P_{n,t} LQ_{n,t}) + \sum_{n,t} [\psi_{n,t}^{\min} (-GQ_{n,t}) + \psi_{n,t}^{\max} (GQ_{n,t} - \bar{G}Q_{n,t})] \\
+ \sum_{n,t} [\xi_{n,t}^{\min} (-LQ_{n,t}) + \xi_{n,t}^{\max} (LQ_{n,t} - \bar{L}Q_{n,t})] \\
+ \sum_{n,t} \lambda_{n,t} \left[ - \sum_{u \in \mathcal{U}_{n,s}} g_{u,s,t} + D_{n,t} + (LQ_{n,t} - GQ_{n,t}) \right. \\
\left. + S_b \left( \sum_{l \in L_n: A_{n,l} > 0} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} - \sum_{l \in L_n: A_{n,l} < 0} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \right) \right] \\
+ \sum_{l,t} \left[ \varphi_{l,t}^{\min} \left( -\bar{f}_l - S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \right) + \varphi_{l,t}^{\max} \left( -\bar{f}_l + S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \right) \right] \\
+ \sum_{n \setminus n: ref., t} [\gamma_{n,t}^{\min} (-\pi - \delta_{n,t}) + \gamma_{n,t}^{\max} (-\pi + \delta_{n,t})] + \sum_{n: ref., t} \rho_t \delta_{n,t} \quad (5.37)
\end{aligned}$$

$$\mathcal{L}_{db}(Q_{db,s,t}, \zeta_{db,s,t}) = \sum_{s,t} \left( (RP_t - \bar{P}_{db,s,t}) Q_{db,s,t} + \zeta_{db,s,t} (Q_{db,s,t} - \bar{Q}_{db,s,t}) \right), \forall db \quad (5.38)$$

$$\mathcal{L}_{pb}(Q_{pb,s,t}, \gamma_{pb,s,t}) = \sum_{s,t} \left( (\bar{P}_{pb,s,t} - PP_t) Q_{pb,s,t} + \gamma_{pb,s,t} (Q_{pb,s,t} - \bar{Q}_{pb,s,t}) \right), \forall pb \quad (5.39)$$

Από τις συναρτήσεις Lagrange προκύπτουν οι αναγκαίες συνθήκες 1<sup>ης</sup> τάξης για το πρόβλημα εκκαθάρισης της Αγοράς (5.40)-(5.53),

$$\nabla_{g_{u,s,t}} \mathcal{L} = c_{u,s} - \pi_{u,s,t}^{\min} + \pi_{u,s,t}^{\max} - \lambda_{n,t} \Big|_{u \in \mathcal{U}_n \neq \emptyset} = 0, \forall u, s, t \quad (5.40)$$

$$\nabla_{GQ_{n,t}} \mathcal{L} = \overline{GP}_{n,t} - \psi_{n,t}^{\min} + \psi_{n,t}^{\max} - \lambda_{n,t} = 0, \forall n, t \quad (5.41)$$

$$\nabla_{LQ_{n,t}} \mathcal{L} = -\overline{LP}_{n,t} - \xi_{n,t}^{\min} + \xi_{n,t}^{\max} + \lambda_{n,t} = 0, \forall n, t \quad (5.42)$$

$$\nabla_{\delta_{n,t}} \mathcal{L} = \lambda_{n,t} S_b \left( \sum_{l \in L_n: A_{n,l} > 0} A_{n,l} B_l - \sum_{l \in L_n: A_{n,l} < 0} A_{n,l} B_l \right) + \sum_l [-\varphi_{l,t}^{\min} + \varphi_{l,t}^{\max}] S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l - \gamma_{n,t}^{\min} \Big|_{n \setminus n: ref.} + \gamma_{n,t}^{\max} \Big|_{n \setminus n: ref.} + \rho_t \Big|_{n: ref.} = 0, \forall n, t \quad (5.43)$$

$$0 \leq g_{u,s,t} \perp \pi_{u,s,t}^{\min} \geq 0, \forall u, s, t \quad (5.44)$$

$$g_{u,s,t} \leq \bar{g}_{u,s} \perp \pi_{u,s,t}^{\max} \geq 0, \forall u, s, t \quad (5.45)$$

$$0 \leq GQ_{n,t} \perp \psi_{n,t}^{\min} \geq 0, \forall n, t \quad (5.46)$$

$$GQ_{n,t} \leq \overline{GQ}_{n,t} \perp \psi_{n,t}^{\max} \geq 0, \forall n, t \quad (5.47)$$

$$0 \leq LQ_{n,t} \perp \xi_{n,t}^{\min} \geq 0, \forall n, t \quad (5.48)$$

$$LQ_{n,t} \leq \overline{LQ}_{n,t} \perp \xi_{n,t}^{\max} \geq 0, \forall n, t \quad (5.49)$$

$$-\bar{f}_l \leq S_b \sum_n A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \perp \varphi_{l,t}^{\min} \geq 0, \forall l, t \quad (5.50)$$

$$S_b \sum_n A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \leq \bar{f}_l \perp \varphi_{l,t}^{\max} \geq 0, \forall l, t \quad (5.51)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,t} \perp \gamma_{n,t}^{\min} \geq 0, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.52)$$

$$\delta_{n,t} \leq \pi \perp \gamma_{n,t}^{\max} \geq 0, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.53)$$

για το πρόβλημα των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής (5.54)-(5.55) και

$$\nabla_{Q_{db,s,t}} \mathcal{L}_{db} = RP_t - \bar{P}_{db,s,t} + \zeta_{db,t,s} = 0, \forall db, s, t \quad (5.54)$$

$$Q_{db,s,t} \leq \bar{Q}_{db,s,t} \perp \zeta_{db,t,s} > 0, \forall db, s, t \quad (5.55)$$

για το πρόβλημα των ευέλικτων φορτίων (5.56)-(5.57).

$$\nabla_{Q_{pb,s,t}} \mathcal{L}_{pb} = \bar{P}_{pb,s,t} - PP_t + \gamma_{pb,s,t} = 0, \forall pb, s, t \quad (5.56)$$

$$Q_{pb,s,t} \leq \bar{Q}_{pb,s,t} \perp \gamma_{pb,s,t} > 0, \forall pb, s, t \quad (5.57)$$

Ας σημειωθεί ότι οι εξισώσεις (5.40)-(5.42) ενσωματώνονται στις (5.44), (5.46) και (5.48) αντίστοιχα προς αντικατάσταση των μεταβλητών  $\pi_{u,s,t}^{\min}$ ,  $\psi_{n,t}^{\min}$ ,  $\xi_{n,t}^{\min}$  ως εξής:

$$\pi_{u,s,t}^{\min} = c_{u,s} + \pi_{u,s,t}^{\max} - \sum_n \lambda_{n,t} \quad (5.58)$$

$$\psi_{n,t}^{\min} = \overline{GP}_{n,t} + \psi_{n,t}^{\max} - \sum_n \lambda_{n,t} \quad (5.59)$$

$$\xi_{n,t}^{\min} = -\overline{LP}_{n,t} + \xi_{n,t}^{\max} + \sum_n \lambda_{n,t} \quad (5.60)$$

Οι (5.54) και (5.56) μεταγράφονται υπό τη μορφή των συνθηκών συμπληρωματικότητας (5.61) και (5.62).

$$0 \leq RP_t - \bar{P}_{db,s,t} + \zeta_{db,t,s} \perp Q_{db,s,t} \geq 0, \forall db, s, t \quad (5.61)$$

$$0 \leq \bar{P}_{pb,s,t} - PP_t + \gamma_{pb,s,t} \perp Q_{pb,s,t} \geq 0, \forall pb, s, t \quad (5.62)$$

### 5.2.3.6 Εφαρμογή Γραμμικοποιήσεων

#### Όροι Δευτέρας Τάξης

Συνολικά, το ισοδύναμο πρόβλημα ενός επιπέδου που περιγράφεται από την αντικειμενική συνάρτηση (5.12) υπό τους περιορισμούς (5.13)-(5.23), (5.29), (5.32), (5.43)-(5.53), (5.55), (5.57), (5.61) και (5.62) έχει μεταβλητές βελτιστοποίησης εκείνες του άνω  $RP_t$ ,  $PP_t$ ,  $\overline{LQ}_{n,t}$ ,  $\overline{GQ}_{n,t}$ ,  $\overline{LP}_{n,t}$ ,  $\overline{GP}_{n,t}$  και του κάτω επιπέδου  $g_{u,s,t}$ ,  $\delta_{n,t}$ ,  $LQ_{n,t}$ ,  $GQ_{n,t}$  και τις δυϊκές μεταβλητές

των περιορισμών του κάτω επιπέδου<sup>6</sup>  $\pi_{u,s,t}^{max}$ ,  $\psi_{n,t}^{min}$ ,  $\psi_{n,t}^{max}$ ,  $\xi_{n,t}^{min}$ ,  $\xi_{n,t}^{max}$ ,  $\lambda_{n,t}$ ,  $\varphi_{nm,t}^{min}$ ,  $\varphi_{nm,t}^{max}$ ,  $\gamma_{n,t}^{min}$ ,  $\forall n \setminus n:ref.$ ,  $\gamma_{n,t}^{max}$ ,  $\forall n \setminus n:ref.$ ,  $\rho_t$ .

Οι μη γραμμικοί όροι  $\lambda_{n,t}(LQ_{n,t} - GQ_{n,t})$ ,  $\sum_{db,s,t} RP_t Q_{db,s,t}$  και  $\sum_{pb,s,t} PP_t Q_{pb,s,t}$  που παρουσιάζονται στην αντικειμενική συνάρτηση του Διαχειριστή ΔΠ (5.12) καθιστούν το πρόβλημα μη γραμμικό. Χρησιμοποιώντας διαθέσιμες τεχνικές είναι δυνατόν να απαλειφθούν αυτές οι μη γραμμικότητες. Σύμφωνα με το Strong Duality Theorem (SDT), στη βέλτιστη λύση ισχύουν οι (5.63)-(5.65).

$$\mathcal{L}(g_{u,s,t}, \delta_{n,t}, GQ_{n,t}, LQ_{n,t}, \pi_{u,s,t}^{max}, \psi_{n,t}^{max}, \xi_{n,t}^{max}, \lambda_{n,t}, \varphi_{l,t}^{min}, \varphi_{l,t}^{max}, \gamma_{n,t}^{min}, \gamma_{n,t}^{max}, \rho_t) = \sum_{u,s,t} c_{u,s} g_{u,s,t} + \sum_{n,t} (\overline{GP}_{n,t} GQ_{n,t} - \overline{LP}_{n,t} LQ_{n,t}) \quad (5.63)$$

$$\mathcal{L}_{db}(Q_{db,s,t}, \zeta_{db,s,t}) = \sum_{s,t} (RP_t - \overline{P}_{db,s,t}) Q_{db,s,t}, \forall db \quad (5.64)$$

$$\mathcal{L}_{pb}(Q_{pb,s,t}, \gamma_{pb,s,t}) = \sum_{s,t} (\overline{P}_{pb,s,t} - PP_t) Q_{pb,s,t}, \forall pb \quad (5.65)$$

Συνδυάζοντας την (5.37) με τις (5.40)-(5.43), την (5.38) με την (5.54) και την (5.39) με την (5.56) υπολογίζονται οι ισοδύναμες εκφράσεις (5.66), (5.67) και (5.68), αντίστοιχα.

$$\sum_{n \in \mathcal{N}_{A,t}} \lambda_{n,t} (LQ_{n,t} - GQ_{n,t}) = \sum_{u,s,t} (c_{u,s} g_{u,s,t} + \pi_{u,s,t}^{max} \overline{g}_{u,s}) - \sum_{n,t} \lambda_{n,t} D_{n,t} + \sum_{l,t} \overline{f}_l (\varphi_{l,t}^{min} + \varphi_{l,t}^{max}) + \sum_{n \setminus n:ref.,t} \pi (\gamma_{n,t}^{min} + \gamma_{n,t}^{max}) \quad (5.66)$$

$$\sum_{s,t} RP_t Q_{db,s,t} = \sum_{s,t} (\overline{P}_{db,s,t} Q_{db,s,t} - \zeta_{db,s,t} \overline{Q}_{db,s,t}), \forall db \quad (5.67)$$

$$\sum_{s,t} PP_t Q_{pb,s,t} = \sum_{s,t} (\overline{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t} + \gamma_{pb,s,t} \overline{Q}_{pb,s,t}), \forall pb \quad (5.68)$$

### Συνθήκες Συμπληρωματικής Χαλαρότητας

Για τη γραμμικοποίηση των συμπληρωματικών συνθηκών χαλαρότητας (5.44)-(5.53), (5.55), (5.57), (5.61) και (5.62) εφαρμόζεται η μέθοδος big-M με χρήση επιπλέον δυαδικών μεταβλητών ώστε να προκύψουν οι ισοδύναμες σχέσεις (5.69)-(5.106).

$$g_{u,s,t} \leq z_{u,s,t}^1 M, \forall u, s, t \quad (5.69)$$

$$0 \leq c_{u,s} + \pi_{u,s,t}^{max} - \sum_n \lambda_{n,t}, \forall u, s, t \quad (5.70)$$

$$c_{u,s} + \pi_{u,s,t}^{max} - \sum_n \lambda_{n,t} \leq (1 - z_{u,s,t}^1) M, \forall u, s, t \quad (5.71)$$

$$g_{u,s,t} \leq \overline{g}_{u,s} \quad (5.72)$$

$$-g_{u,s,t} + \overline{g}_{u,s} \leq z_{u,s,t}^2 M, \forall u, s, t \quad (5.73)$$

$$\pi_{u,s,t}^{max} \leq (1 - z_{u,s,t}^2) M, \forall u, s, t \quad (5.74)$$

$$GQ_{n,t} \leq z_{n,t}^1 M, \forall n, t \quad (5.75)$$

$$0 \leq \overline{GP}_{n,t} + \psi_{n,t}^{max} - \sum_n \lambda_{n,t}, \forall n, t \quad (5.76)$$

$$\overline{GP}_{n,t} + \psi_{n,t}^{max} - \sum_n \lambda_{n,t} \leq (1 - z_{n,t}^1) M, \forall n, t \quad (5.77)$$

$$GQ_{n,t} \leq \overline{GQ}_{n,t}, \forall n, t \quad (5.78)$$

$$-GQ_{n,t} + \overline{GQ}_{n,t} \leq z_{n,t}^2 M, \forall n, t \quad (5.79)$$

$$\psi_{n,t}^{max} \leq (1 - z_{n,t}^2) M, \forall n, t \quad (5.80)$$

$$LQ_{n,t} \leq z_{n,t}^3 M, \forall n, t \quad (5.81)$$

$$0 \leq -\overline{LP}_{n,t} + \xi_{n,t}^{max} + \sum_n \lambda_{n,t}, \forall n, t \quad (5.82)$$

$$-\overline{LP}_{n,t} + \xi_{n,t}^{max} + \sum_n \lambda_{n,t} \leq (1 - z_{n,t}^3) M, \forall n, t \quad (5.83)$$

$$LQ_{n,t} \leq \overline{LQ}_{n,t}, \forall n, t \quad (5.84)$$

<sup>6</sup> Οι μεταβλητές  $\pi_{u,s,t}^{min}$ ,  $\psi_{n,t}^{min}$ ,  $\xi_{n,t}^{min}$  δεν είναι ανεξάρτητες (υπολογίζονται εμμέσως βάσει των εξισώσεων (5.58), (5.59), (5.60)) και συνεπώς δεν συμπεριλαμβάνονται στις μεταβλητές βελτιστοποίησης.

$$-LQ_{n,t} + \overline{LQ}_{n,t} \leq z_{n,t}^4 M, \forall n, t \quad (5.85)$$

$$\xi_{n,t}^{max} \leq (1 - z_{n,t}^4) M, \forall n, t \quad (5.86)$$

$$-\bar{f}_l \leq S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t}, \forall l, t \quad (5.87)$$

$$S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} + \bar{f}_l \leq z_{l,t}^1 M, \forall l, t \quad (5.88)$$

$$\varphi_{l,t}^{min} \leq (1 - z_{l,t}^1) M, \forall l, t \quad (5.89)$$

$$S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} \leq \bar{f}_l, \forall l, t \quad (5.90)$$

$$-S_b \sum_{n: l \in L_n} A_{n,l} B_l \delta_{n,t} + \bar{f}_l \leq z_{l,t}^2 M, \forall l, t \quad (5.91)$$

$$\varphi_{l,t}^{max} \leq (1 - z_{l,t}^2) M, \forall l, t \quad (5.92)$$

$$-\pi \leq \delta_{n,t}, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.93)$$

$$\delta_{n,t} + \pi \leq z_{n,t}^5 M, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.94)$$

$$\gamma_{n,t}^{min} \leq (1 - z_{n,t}^5) M, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.95)$$

$$\delta_{n,t} \leq \pi, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.96)$$

$$-\delta_{n,t} + \pi \leq z_{n,t}^6 M, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.97)$$

$$\gamma_{n,t}^{max} \leq (1 - z_{n,t}^6) M, \forall n \setminus n: ref., t \quad (5.98)$$

$$0 \leq \bar{Q}_{db,s,t} - Q_{db,s,t} \leq (1 - z_{db,s,t}^1) M, \forall db, s, t \quad (5.99)$$

$$\zeta_{db,s,t} \leq z_{db,s,t}^1 M, \forall db, s, t \quad (5.100)$$

$$0 \leq RP_t - \bar{P}_{db,s,t} + \zeta_{db,s,t} \leq (1 - z_{db,s,t}^2) M, \forall db, s, t \quad (5.101)$$

$$Q_{db,s,t} \leq z_{db,s,t}^2 M, \forall db, s, t \quad (5.102)$$

$$0 \leq \bar{Q}_{pb,s,t} - Q_{pb,s,t} \leq (1 - z_{pb,s,t}^1) M, \forall pb, s, t \quad (5.103)$$

$$\gamma_{pb,s,t} \leq z_{pb,s,t}^1 M, \forall pb, s, t \quad (5.104)$$

$$0 \leq \bar{P}_{pb,s,t} - PP_t + \gamma_{pb,s,t} \leq (1 - z_{pb,s,t}^2) M, \forall pb, s, t \quad (5.105)$$

$$Q_{pb,s,t} \leq z_{pb,s,t}^2 M, \forall pb, s, t \quad (5.106)$$

### Αμοιβαία Αποκλειόμενες Συνθήκες

Οι αμοιβαία αποκλειόμενες συνθήκες (5.24) αντικαθίστανται από την ισοδύναμη έκφραση (5.107) μέσω της οποίας διασφαλίζεται ότι αν  $\overline{LQ}_{n,t} > 0$  τότε υποχρεωτικά θα ισχύει  $\overline{GQ}_{n,t} = 0$  και ότι αν  $\overline{GQ}_{n,t} > 0$  τότε  $\overline{LQ}_{n,t} = 0$ . Σημειωτέον, ότι η έκφραση (5.107) δεν αποκλείει το ενδεχόμενο να ισχύουν ταυτόχρονα τα εξής:  $\overline{LQ}_{n,t} = 0$  και  $\overline{GQ}_{n,t} = 0$ .

$$\overline{LQ}_{n,t} + \overline{GQ}_{n,t} \leq \max\{\overline{LQ}_{n,t}, \overline{GQ}_{n,t}\}, \forall n, t \quad (5.107)$$

Εν γένει ο όρος  $\max\{x, y\}$  είναι μη γραμμικός. Με χρήση, όμως, επιπλέον δυαδικής μεταβλητής  $z$ , είναι δυνατόν να υποκατασταθεί ο όρος αυτός από τις ισοδύναμες γραμμικές σχέσεις  $x \leq r \leq x + zM$  και  $y \leq r \leq y + (1 - z)M$ , όπου  $r = \max\{x, y\}$  [5.2]. Στη συγκεκριμένη εφαρμογή, όπου  $x$  τίθεται  $\overline{LQ}_{n,t}$  και όπου  $y$  τίθεται  $\overline{GQ}_{n,t}$  και η (5.107) γράφεται ισοδύναμα ως εξής:

$$\overline{LQ}_{n,t} \leq r \leq \overline{LQ}_{n,t} + zM, \forall n, t \quad (5.108)$$

$$\overline{GQ}_{n,t} \leq r \leq \overline{GQ}_{n,t} + (1 - z)M, \forall n, t \quad (5.109)$$

### 5.2.3.7 Διαμόρφωση Τελικού Προβλήματος με Δίκτυο

Το ισοδύναμο πρόβλημα μικτού ακέрайου προγραμματισμού έχει ως εξής:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_t \pi_t \left[ \sum_{n \in \mathcal{N}_A} \left( \sum_{u,s} (c_{u,s} g_{u,s,t} + \pi_{u,s,t}^{max} \bar{g}_{u,s}) - \sum_n \lambda_{n,t} D_{n,t} + \sum_l \bar{f}_l (\varphi_{l,t}^{min} + \varphi_{l,t}^{max}) \right. \right. \\
 \left. \left. + \sum_{n \setminus n:ref.} \pi (\gamma_{n,t}^{min} + \gamma_{n,t}^{max}) \right) + \sum_{pb,s} (\bar{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t} + \gamma_{pb,s,t} \bar{Q}_{pb,s,t}) \right. \\
 \left. - \sum_{db,s} (\bar{P}_{db,s,t} Q_{db,s,t} - \zeta_{db,s,t} \bar{Q}_{db,s,t}) \right] \quad (5.110)
 \end{aligned}$$

υπό τους περιορισμούς (5.13)-(5.23), (5.29), (5.32), (5.43) και (5.69)-(5.109). Μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι αυτές του προβλήματος του άνω επιπέδου  $RP_t$ ,  $PP_t$ ,  $\bar{LQ}_{n,t}$ ,  $\bar{GQ}_{n,t}$ ,  $\bar{LP}_{n,t}$ ,  $\bar{GP}_{n,t}$  και των προβλημάτων του κάτω επιπέδου  $g_{u,s,t}$ ,  $\delta_{n,t}$ ,  $LQ_{n,s,t}$ ,  $GQ_{n,s,t}$ ,  $Q_{db,s,t}$ ,  $Q_{pb,s,t}$  οι δυικές μεταβλητές των περιορισμών του κάτω επιπέδου  $\pi_{u,s,t}^{max}$ ,  $\psi_{n,t}^{max}$ ,  $\xi_{n,t}^{max}$ ,  $\lambda_{n,t}$ ,  $\varphi_{l,t}^{min}$ ,  $\varphi_{l,t}^{max}$ ,  $\gamma_{n,t}^{min}$ ,  $\gamma_{n,t}^{max}$ ,  $\rho_t$ ,  $\zeta_{db,s,t}$ ,  $\gamma_{pb,s,t}$  και οι βοηθητικές μεταβλητές 0/1  $z_{u,s,t}^1$ ,  $z_{u,s,t}^2$ ,  $z_{n,t}^1$ ,  $z_{n,t}^2$ ,  $z_{n,t}^3$ ,  $z_{n,t}^4$ ,  $z_{l,t}^1$ ,  $z_{l,t}^2$ ,  $z_{n,t}^5$ ,  $z_{n,t}^6$ ,  $z_{db,s,t}^1$ ,  $z_{db,s,t}^2$ ,  $z_{pb,s,t}^1$ ,  $z_{pb,s,t}^2$ .

### 5.2.3.8 Διαμόρφωση Τελικού Προβλήματος χωρίς Δίκτυο

Το ίδιο πρόβλημα χωρίς προσομοίωση της λειτουργίας του δικτύου είναι δυνατόν να επιλυθεί με τις κατάλληλες τροποποιήσεις στο προηγούμενο πρόβλημα. Ουσιαστικά καταργούνται οι δείκτες  $n$  και τα αθροίσματα ως προς  $n$ , όπου εμφανίζονται, και απαλείφονται οι μεταβλητές  $\delta_{n,t}$ ,  $\varphi_{l,t}^{min}$ ,  $\varphi_{l,t}^{max}$ ,  $\gamma_{n,t}^{min}$ ,  $\gamma_{n,t}^{max}$ ,  $\rho_t$  και οι εξισώσεις που σχετίζονται με την DC ροή φορτίου (5.30)-(5.32).

Συγκεκριμένα, η απόφαση του Διαχειριστή ΔΠ σχετικά με τη συμμετοχή του στις διαδικασίες της Αγοράς δεν λαμβάνεται πλέον ανά κόμβο, αλλά είναι μία ενιαία και αφορά στα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων  $\bar{LQ}_t$ ,  $\bar{GQ}_t$ ,  $\bar{LP}_t$ ,  $\bar{GP}_t$ . Οι ποσότητες των προσφορών και των δηλώσεων περιορίζονται από τα  $\sum_n GQ_n^{max}$  και  $\sum_n LQ_n^{max}$ .

Ομοίως, ο περιορισμός ενεργειακού ισοζυγίου είναι ένας και μοναδικός για κάθε περίοδο κατανομής  $t$  (5.111), όπου  $d_t = \sum_n d_{n,t}$ .

$$(LQ_t - GQ_t) + \sum_{pb,s} Q_{pb,s,t} - \sum_{db,s} Q_{db,s,t} = d_t, \forall t \quad (5.111)$$

Επιπλέον, το ενεργειακό ισοζύγιο του προβλήματος εκκαθάρισης της Αγοράς δεν υπολογίζεται ανά κόμβο, αλλά είναι ένα και μοναδικό για κάθε περίοδο κατανομής  $t$  (5.112), όπου  $D_t = \sum_n D_{n,t}$ .

$$\sum_{u,s} g_{u,s,t} - D_t - (LQ_t - GQ_t) = 0: \lambda_t, \forall t \quad (5.112)$$

Συνεπώς, το πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού χωρίς προσομοίωση του δικτύου έχει ως εξής:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_t \pi_t \left[ \sum_{u,s} (c_{u,s} g_{u,s,t} + \pi_{u,s,t}^{max} \bar{g}_{u,s}) - \lambda_t D_t + \sum_{pb,s} (\bar{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t} + \gamma_{pb,s,t} \bar{Q}_{pb,s,t}) \right. \\
 \left. - \sum_{db,s} (\bar{P}_{db,s,t} Q_{db,s,t} - \zeta_{db,s,t} \bar{Q}_{db,s,t}) \right] \quad (5.113)
 \end{aligned}$$

υπό τον νέο περιορισμό ενεργειακού ισοζυγίου (5.111), τους περιορισμούς (5.14)-(5.23), (5.69)-(5.86), (5.99)-(5.106), (5.108)-(5.109), (5.112) με απαλοιφή του δείκτη  $n$  και των αθροισμάτων ως προς  $n$  όπου εμφανίζονται.

Μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι αυτές του προβλήματος του άνω επιπέδου  $RP_t$ ,  $PP_t$ ,  $\overline{LQ}_{s,t}$ ,  $\overline{GQ}_{s,t}$ ,  $\overline{LP}_{s,t}$ ,  $\overline{GP}_{s,t}$  και των προβλημάτων του κάτω επιπέδου  $g_{u,s,t}$ ,  $LQ_t$ ,  $GQ_t$ ,  $Q_{db,s,t}$ ,  $Q_{pb,s,t}$  οι δυικές μεταβλητές των περιορισμών του κάτω επιπέδου  $\pi_{u,s,t}^{max}$ ,  $\psi_t^{max}$ ,  $\xi_t^{max}$ ,  $\lambda_t$ ,  $\zeta_{db,s,t}$ ,  $\gamma_{pb,s,t}$  και οι βοηθητικές μεταβλητές  $0/1$   $z_{u,s,t}^1$ ,  $z_{u,s,t}^2$ ,  $z_t^1$ ,  $z_t^2$ ,  $z_t^3$ ,  $z_t^4$ ,  $z_{db,s,t}^1$ ,  $z_{db,s,t}^2$ ,  $z_{pb,s,t}^1$ ,  $z_{pb,s,t}^2$ .

## 5.3 Υλοποίηση

### 5.3.1 Δεδομένα Εισόδου

Δεδομένα εισόδου του προβλήματος αποτελούν τα παρακάτω:

- 1) Τα χαρακτηριστικά του υπό μελέτη συστήματος, δηλαδή τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και η τοπολογία του συστήματος και τα χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς.
- 2) Τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων των προσφορών των τοπικών πόρων.
- 3) Τα λειτουργικά όρια των Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής και των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ.

#### 5.3.1.1 Σύστημα

Για τους σκοπούς του υπό μελέτη προβλήματος, χρησιμοποιούνται τα δεδομένα του συστήματος 24 ζυγών του IEEE (Διάγραμμα 5.3) [5.3], [5.4].

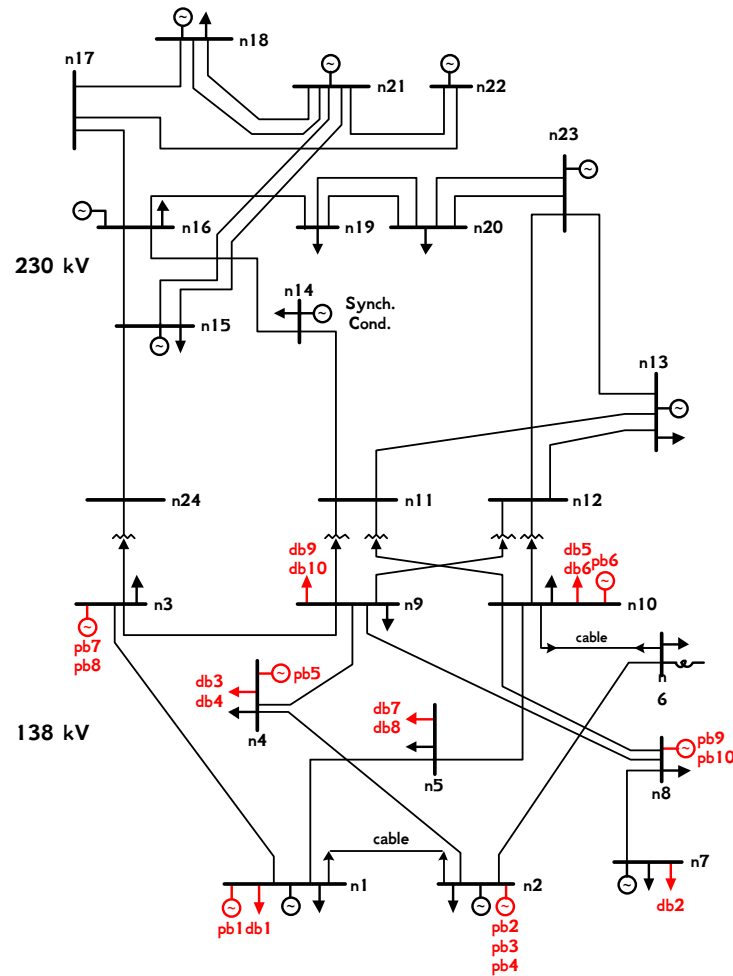
#### 5.3.1.2 Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής

Οι μονάδες παραγωγής που συμπεριλαμβάνονται στη βελτιστοποίηση είναι μόνον εκείνες για τις οποίες υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία κόστους, ενώ δεν συμπεριλαμβάνονται οι υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής, η διαδικασία ένταξης των οποίων παρουσιάζει ιδιαιτερότητες και δεν μελετάται εδώ.

Τα διαθέσιμα στοιχεία κόστους των συμβατικών μονάδων παραγωγής αφορούν στην ειδική κατανάλωση θερμότητας (σε BTU/kWh) σε διάφορα επίπεδα παραγωγής. Από αυτά τα δεδομένα είναι δυνατόν να υπολογιστούν οι κλιμακωτές συναρτήσεις τιμής-ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, υπό τη μορφή που έχει οριστεί και είναι αποδεκτή από τον Λειτουργό της Αγοράς. Οι τιμές των προσφορών έγχυσης καθορίζονται υπολογίζοντας το διαφορικό κόστος ως εξής [5.1]:

- I. Το μεταβλητό κόστος καυσίμου (\$/MWh) υπολογίζεται ως το γινόμενο της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας με το κόστος καυσίμου (\$/MBTU), όπως δίνεται στον Πίνακα 5.1.
- II. Το ωριαίο κόστος λειτουργίας (\$/h) υπολογίζεται σε κάθε σημείο λειτουργίας της μονάδας ως το γινόμενο του μεταβλητού κόστους καυσίμου, που προέκυψε από το Βήμα I, με το επίπεδο παραγωγής της μονάδας (MW).
- III. Το διαφορικό κόστος (\$/MWh) υπολογίζεται ως το πηλίκο με αριθμητή τη μεταβολή στο ωριαίο κόστος λειτουργίας, όπως προέκυψε από το Βήμα II, και παρονομαστή την αντίστοιχη μεταβολή στην παραγωγή της μονάδας.





Διάγραμμα 5.3: Σύστημα 24 ζυγών του IEEE.

Πίνακας 5.1: Μοναδιαίο κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου. [5.5]

Τύπος καυσίμου	Κόστος καυσίμου (\$/MBTU)
Μαζούτ (#6 oil)	7,88
Ντίζελ (#2 oil)	11,84
Λιθάνθρακας	2,15

Πίνακας 5.2: Παράδειγμα υπολογισμού της προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 12MW με καύσιμο μαζούτ (#6 oil).

Επίπεδο παραγωγής (MW)	Ειδική κατανάλωση θερμότητας (BTU/kWh)	Μεταβλητό κόστος καυσίμου <sup>α</sup> (\$/MWh)	Βηματική συνάρτηση ωριαίου κόστους λειτουργίας <sup>β</sup> (\$/h)	Διαφορικό κόστος <sup>γ</sup> (\$/MWh)
2,4	16.017	126,2	302,9	80,0 <sup>δ</sup>
6,0	12.500	98,5	591,0	80,0
9,6	11.900	93,8	900,2	85,9
12,0	12.000	94,6	1.134,7	97,7

α) Βήμα I, β) Βήμα II, γ) Βήμα III, δ) Για να διατηρηθούν τέσσερις οι βαθμίδες της συνάρτησης, επαναλαμβάνεται για το πρώτο επίπεδο παραγωγής το διαφορικό κόστος του επόμενου επιπέδου.

Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται αυτοί οι υπολογισμοί για μία συμβατική μονάδα παραγωγής ισχύος 12MW με καύσιμο μαζούτ (#6 oil). Τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων της προσφοράς έγχυσης αυτής της μονάδας παρατίθενται στον Πίνακα 5.3. Αναλυτικά, τα ζεύγη τιμών-ποσοτήτων των προσφορών έγχυσης των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος 24 ζυγών του IEEE παρατίθενται στον Πίνακα 5.4.

Πίνακας 5.3: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων προσφοράς έγχυσης της συμβατικής μονάδας παραγωγής ισχύος 12MW με καύσιμο μαζούτ (#6 oil).

Βαθμίδα	Ποσότητα, $\bar{g}_{u,s}$ (MW)	Τιμή, $c_{u,s}$ (€/MWh)
s1	2,4	80,0
s2	3,6	80,0
s3	3,6	85,9
s4	2,4	97,7

Πίνακας 5.4: Ζεύγη τιμών-ποσοτήτων προσφορών έγχυσης συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος 24 ζυγών του ΙΕΕΕ.

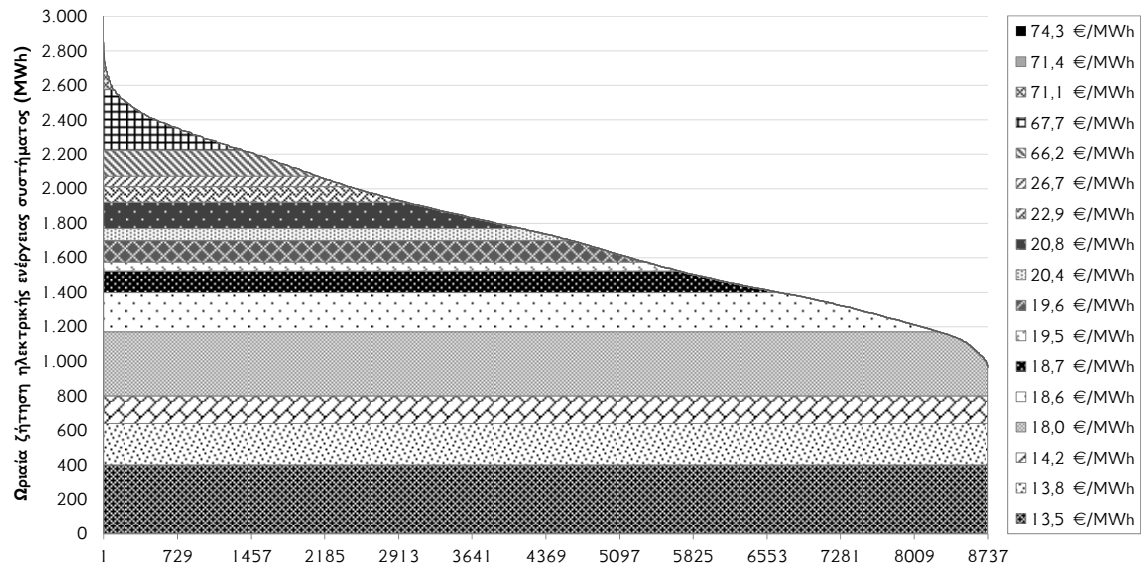
Μονάδα παραγωγής	Ποσότητα (MW)				Τιμή (€/MWh)			
	s1	s2	s3	s4	s1	s2	s3	s4
u1	100	100	120	80	13,5265	13,5265	13,7991	14,1664
u2	100	100	120	80	13,5265	13,5265	13,7991	14,1664
u3	54,25	38,75	31	31	18,029	18,029	18,733	19,6252
u4	54,25	38,75	31	31	18,029	18,029	18,733	19,6252
u5	54,25	38,75	31	31	18,029	18,029	18,733	19,6252
u6	54,25	38,75	31	31	18,029	18,029	18,733	19,6252
u7	140	87,5	52,5	70	18,576	18,576	19,4933	20,425
u8	15,2	22,8	22,8	15,2	20,7626	20,7626	22,9441	26,66
u9	15,2	22,8	22,8	15,2	20,7626	20,7626	22,9441	26,66
u10	15,2	22,8	22,8	15,2	20,7626	20,7626	22,9441	26,66
u11	15,2	22,8	22,8	15,2	20,7626	20,7626	22,9441	26,66
u12	25	25	30	20	66,1999	66,1999	71,4348	76,0578
u13	25	25	30	20	66,1999	66,1999	71,4348	76,0578
u14	25	25	30	20	66,1999	66,1999	71,4348	76,0578
u15	68,95	49,25	39,4	39,4	67,6892	67,6892	71,1249	74,2611
u16	68,95	49,25	39,4	39,4	67,6892	67,6892	71,1249	74,2611
u17	68,95	49,25	39,4	39,4	67,6892	67,6892	71,1249	74,2611
u18	2,40	3,6	3,6	2,40	80,02	80,02	85,892	97,712
u19	2,40	3,6	3,6	2,40	80,02	80,02	85,892	97,712
u20	2,40	3,6	3,6	2,40	80,02	80,02	85,892	97,712
u21	2,40	3,6	3,6	2,40	80,02	80,02	85,892	97,712
u22	2,40	3,6	3,6	2,40	80,02	80,02	85,892	97,712
u23	15,80	0,2	3,8	0,20	118,672	118,672	146,754	170,496
u24	15,80	0,2	3,8	0,20	118,672	118,672	146,754	170,496
u25	15,80	0,2	3,8	0,20	118,672	118,672	146,754	170,496
u26	15,80	0,2	3,8	0,20	118,672	118,672	146,754	170,496

### 5.3.1.3 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ετήσια χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται βάσει των δεδομένων του συστήματος 24 ζυγών. Η καμπύλη διάρκειας φορτίου παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 5.4. Στο ίδιο διάγραμμα παρουσιάζεται και η θεωρητική κάλυψη του φορτίου από τις διάφορες μονάδες ταξινομημένες με βάση το κόστος τους (αγνοώντας πιθανή μη διαθεσιμότητα και λόγους επιβεβλημένης λειτουργίας αυτών). Η συνολική διαθέσιμη ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής φτάνει τα 3.105MW, που υπερκαλύπτουν το μέγιστο φορτίο του έτους (2.850MW). Για την ακρίβεια, αγνοώντας τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, για την κάλυψη του μέγιστου φορτίου του συστήματος αρκεί η θέση σε λειτουργία των 17 οικονομικότερων μονάδων παραγωγής με μέγιστο μοναδιαίο κόστος στα €74,3/MWh.

Προκειμένου να προσομοιωθεί η ετήσια λειτουργία του συστήματος, επιλέγονται αντιπροσωπευτικά στιγμιότυπα του φορτίου (Πίνακας 5.5). Για τον σκοπό αυτό, όπως καθίσταται σαφές και από το Διάγραμμα 5.4, αρκεί να εξεταστούν 17 στιγμιότυπα, ένα για

κάθε διαφορετικό επίπεδο φορτίου για το οποίο αλλάζει το μοναδιαίο κόστος της πιο ακριβής μονάδας που εντάσσεται. Κατ' αυτόν τον τρόπο, το ωριαίο φορτίο του έτους κατατάσσεται σε μία από τις 17 ομάδες που διαμορφώνονται. Κάθε ομάδα αντιπροσωπεύεται από το μέσο φορτίο της και χαρακτηρίζεται από μία συχνότητα εμφάνισης, η οποία υπολογίζεται ως το πηλίκο του πλήθους των ωρών που κατατάσσονται στη συγκεκριμένη ομάδα προς το πλήθος των ωρών του έτους. Η ίδια κατηγοριοποίηση ισχύει και για το φορτίο ανά ζυγό, αφού βάσει των δεδομένων το φορτίο μοιράζεται σε αυτούς χρησιμοποιώντας συγκεκριμένα ποσοστά. Σημειώτεον ότι τα σενάρια με φορτίο μικρότερο των 800MW έχουν μηδενική συχνότητα εμφάνισης, συνεπώς δεν μελετώνται και το τελικό πλήθος σεναρίων περιορίζεται στα 14.



Διάγραμμα 5.4: Καμπύλη διάρκειας φορτίου συστήματος.

Πίνακας 5.5: Σενάρια φορτίου και συχνότητα εμφάνισης αυτών.

Α/Α σεναρίου φορτίου	Φορτίο (MW)		Μέσο φορτίο (MW)	Συχνότητα	
	Από	Έως		(ώρες)	$\pi_t$ (%)
—	0	400	—	0	0,0
—	400	640	—	0	0,0
—	640	800	—	0	0,0
1	800	1.172	1.105	489	5,6
2	1.172	1.400	1.295	1.581	18,1
3	1.400	1.524	1.459	984	11,3
4	1.524	1.576	1.550	340	3,9
5	1.576	1.700	1.639	723	8,3
6	1.700	1.770	1.737	494	5,7
7	1.770	1.922	1.844	1.139	13,0
8	1.922	2.013	1.966	564	6,5
9	2.013	2.074	2.044	315	3,6
10	2.074	2.224	2.151	737	8,4
11	2.224	2.579	2.364	1.281	14,7
12	2.579	2.697	2.634	66	0,8
13	2.697	2.787	2.727	18	0,2
14	2.787	2.905	2.822	5	0,1

#### 5.3.1.4 Διεσπαρμένοι Πόροι

Η προκαταρκτική επίλυση απουσία ΔΠ και χωρίς συμφόρηση καταδεικνύει ότι η περιοχή κατάντη των ζυγών 11, 12 και 24 είναι εισαγωγική και ότι τα κέντρα κατανάλωσης βρίσκονται

στους ζυγούς 1-10. Σε αυτούς τους ζυγούς τοποθετούμε ΔΠ. Μη ευέλικτο φορτίο, που αντιπροσωπεύεται από τον Διαχειριστή ΔΠ, υπάρχει σε όλους τους ανωτέρω ζυγούς. Το ποσοστό εκπροσώπησης του υπάρχοντος μη ευέλικτου φορτίου από τον Διαχειριστή ΔΠ αποτελεί παράμετρο εισόδου.

### 5.3.1.5 Ευέλικτο Φορτίο

Οι καταναλωτές με ευέλικτα φορτία υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου που αποτελούνται από ζεύγη τιμών-ποσοτήτων. Τα ζεύγη αυτά είναι δεδομένα εισόδου του προβλήματος και είναι πρακτικά διαθέσιμα είτε μέσω συμφωνιών που έχουν συναφθεί με τους καταναλωτές είτε μέσω παρατηρήσεων ιστορικών δεδομένων. Αυτός ο τύπος πελατών περιλαμβάνει δέκα οντότητες με τα χαρακτηριστικά που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.6. Στον ίδιο πίνακα παρατίθεται και ο ζυγός στον οποίο βρίσκεται συνδεδεμένος κάθε καταναλωτής με ευέλικτο φορτίο. Η συνολική ζήτηση αυτής της κατηγορίας καταναλωτών μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα από ένα ελάχιστο 35MW σε ένα μέγιστο 430MW ανάλογα με το πλήθος των χρηστών και των εργασιών που εκτελούνται.

**Πίνακας 5.6:** Χαρακτηριστικά τιμών-ποσοτήτων δηλώσεων φορτίου καταναλωτών με διαθέσιμο ευέλικτο φορτίο.

Καταναλωτής	Ποσότητα, $\bar{P}_{db,s,t}$ (MW)	Τιμή, $\bar{Q}_{db,s,t}$ (€/MWh)	Ζυγός
db1	50,4	138,6	n1
db2	42,0	101,7	n7
db3	53,2	99,0	n4
db4	40,6	109,8	n4
db5	50,4	247,5	n10
db6	43,4	144,0	n10
db7	42,0	174,6	n5
db8	35,0	96,3	n5
db9	37,8	217,8	n9
db10	35,0	210,6	n9

### 5.3.1.6 Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Ο Διαχειριστής ΔΠ διαθέτει επιπλέον ποικιλία διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής συνολικής ισχύος 399MW. Κάθε διεσπαρμένη μονάδα χαρακτηρίζεται από διαφορετικές παραμέτρους κόστους και λειτουργικά όρια, όπως μεταφράζονται μέσω των προσφορών παραγωγής που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.7. Στον ίδιο πίνακα παρατίθεται και ο ζυγός στον οποίο βρίσκεται συνδεδεμένη κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής.

**Πίνακας 5.7:** Χαρακτηριστικά τιμών-ποσοτήτων προσφορών παραγωγής τοπικών παραγωγών.

Παραγωγός	Ποσότητα, $\bar{P}_{pb,s,t}$ (MW)	Τιμή, $\bar{Q}_{pb,s,t}$ (€/MWh)	Ζυγός
pb1	59,7	42	n1
pb2	49,7	39	n2
pb3	39,8	36	n2
pb4	29,8	33	n2
pb5	19,9	30	n4
pb6	60,0	45	n10
pb7	50,0	42	n3
pb8	40,0	39	n3
pb9	30,0	36	n8
pb10	20,0	33	n8

### 5.3.1.7 Λειτουργικά Όρια Προσφορών και Δηλώσεων Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων

Τα λειτουργικά όρια των ποσοτήτων των Τιμολογούμενων Προσφορών Παραγωγής και των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου που καλείται να υποβάλει ο Διαχειριστής ΔΠ στον Λειτουργό πρέπει να βρίσκονται σε συμφωνία με τα χαρακτηριστικά των πελατών του. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι η ποσότητα ανά ζυγό που μπορεί να απορροφήσει από το Σύστημα ο ΔΔΠ έχει άνω όριο το άθροισμα του μεγίστου μη ευέλικτου και ευέλικτου φορτίου του δεδομένου ζυγού. Αντίστοιχα, η ποσότητα ανά ζυγό που μπορεί να εγχύσει στο Σύστημα ο ΔΔΠ είναι κατά μέγιστο ίση προς τη μέγιστη παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μείον το ελάχιστο μη ευέλικτο φορτίο. Βάσει αυτών υπολογίζονται τα όρια των ποσοτήτων των Προσφορών και των Δηλώσεων του ΔΔΠ (Πίνακας 5.8).

Αναφορικά με την τιμή των προσφορών και των δηλώσεων, αυτή οφείλει να είναι μικρότερη ή ίση της Διοικητικά Οριζόμενης Μέγιστης Τιμής Προσφοράς Ενέργειας, η οποία ορίζεται εξωγενώς από τη Ρυθμιστική Αρχή. Στην περίπτωση του ελληνικού συστήματος, αυτή η μέγιστη τιμή έχει οριστεί στα €300/MWh [5.6].

**Πίνακας 5.8: Λειτουργικά όρια Προσφορών Παραγωγής και Δηλώσεων Φορτίου Διαχειριστή ΔΠ ανά ζυγό.**

Ζυγός	$LQ_n^{max}$ (MW)	$GQ_n^{max}$ (MW)
n1	157,6	59,7
n2	95,9	119,3
n3	177,8	90,0
n4	167,2	19,9
n5	147,5	0,0
n6	135,4	0,0
n7	166,1	0,0
n8	169,3	50,0
n9	244,9	0,0
n10	285,7	60,0

### 5.3.2 Σενάρια – Ανάλυση Ευαισθησίας

Τα μοντέλα που διαμορφώνονται στο παρόν κεφάλαιο μελετώνται ως προς δύο άξονες, καθένας από τους οποίους σχετίζεται με ορισμένες παραμέτρους εισόδου, για τις οποίες είναι αδύνατον να προβλεφθεί με βεβαιότητα μία και μοναδική ρεαλιστική τιμή. Για τον σκοπό αυτό γίνεται ανάλυση ευαισθησίας ως προς αυτές. Οι υπό εξέταση παράμετροι σχετίζονται με το κόστος των Διεσπαρμένων Πόρων και με το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου από τον Διαχειριστή ΔΠ.

Αναφορικά με το κόστος των Διεσπαρμένων Πόρων, καθώς οι υπάρχουσες τεχνολογίες εξελίσσονται και νέες κάνουν την εμφάνισή τους, είναι αναμενόμενο οι πλέον ώριμες να χαρακτηρίζονται από χαμηλό κόστος, ενώ οι καινούργιες να αποτελούν επενδύσεις υψηλής έντασης κεφαλαίου, τουλάχιστον κατά τα πρώτα έτη ανάπτυξης και υιοθέτησής τους, γεγονός που συνδυάζεται με υψηλό κόστος. Για τον σκοπό αυτό διερευνώνται τρία επίπεδα τιμών για τις παραμέτρους  $\bar{P}_{db,s,t}$  και  $\bar{P}_{pb,s,t}$ : ένα με χαμηλές (X) τιμές (κατά 67% χαμηλότερες σε σύγκριση με τις ενδιάμεσες), ένα με ενδιάμεσες (M) και ένα με υψηλές (Y) τιμές (κατά 67% υψηλότερες σε σύγκριση με τις ενδιάμεσες). Τρεις περιπτώσεις ποσοστού εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου μελετώνται: 0%, 50% και 100%.

Από την πλευρά του Διαχειριστή ΔΠ, το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου ανά ζυγό είναι πιθανόν να κυμαίνεται από το ελάχιστο ( $d_{n,t} = 0$ , οπότε το σύνολο του μη ευέλικτου φορτίου των ζυγών  $n \in \mathcal{N}_A$  συμμετέχει στις διαδικασίες της Αγοράς ανεξάρτητα

από τον ΔΔΠ, δηλαδή  $D_{n,t} = L_{n,t}$  έως το μέγιστο δυνατό ( $d_{n,t} = L_{n,t}$ , δηλαδή το σύνολο του μη ευέλικτου φορτίου των ζυγών  $n \in \mathcal{N}_A$  συμμετέχει στις διαδικασίες της Αγοράς μέσω του ΔΔΠ και  $D_{n,t} = 0$ ).

Όπως είναι φυσικό, η μελέτη του κόστους των ΔΠ έχει νόημα και για τα τρία μοντέλα, εφόσον και στα τρία μοντέλα υφίστανται οι ΔΠ. Ωστόσο, η μελέτη του ποσοστού εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου έχει νόημα μόνο για τα μοντέλα στα οποία υφίσταται Διαχειριστής ΔΠ.

Στα μοντέλα που προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου μέσω των εξισώσεων της DC ροής φορτίου, είναι, επιπλέον, δυνατή η μελέτη περιπτώσεων συμφόρησης. Για την ακρίβεια, περιορίζοντας τη μεταφορική ικανότητα συγκεκριμένων γραμμών μεταφοράς είναι δυνατόν να προκληθεί με τεχνητό τρόπο συμφόρηση. Καθώς το τμήμα του δικτύου κατάντη των ζυγών 3, 9 και 10, στο οποίο βρίσκονται μάλιστα συνδεδεμένοι οι διεσπαρμένοι πόροι, είναι κατά κύριο λόγο εισαγωγικό, με ένα σημαντικό μέρος της ενέργειας να διακινείται μέσω της γραμμής που συνδέει τους ζυγούς 15 και 24, μελετάται η περίπτωση συμφόρησης στη συγκεκριμένη γραμμή μεταφοράς.

### 5.3.3 Υπολογιστικά Θέματα

Τα μοντέλα που περιγράφονται στο παρόν κεφάλαιο επιλύονται με χρήση του επιλύτη CPLEX 12.5 του λογισμικού GAMS [5.7] που εκτελείται σε υπολογιστή Intel®Core™ i5 στα 3,30GHz με 4GB RAM. Για την εύρεση της βέλτιστης λύσης, ο επιλύτης χρησιμοποιεί μέθοδο branch-and-cut, μέσω της οποίας το αρχικό πρόβλημα αποσυντίθεται σε διαδοχικά υποπροβλήματα [5.7]. Για όλα τα μοντέλα και τα εξεταζόμενα σενάρια τίθεται σχετικό κριτήριο τερματισμού (επιλογή optcr) ίσο προς  $10^{-8}$ . Τα προβλήματα βελτιστοποίησης που διαμορφώνονται για κάθε μοντέλο διαφέρουν ως προς το μέγεθός τους και τον χρόνο που απαιτείται για την εύρεση λύσης (Πίνακας 5.9).

**Πίνακας 5.9:** Πλήθος εξισώσεων, μεταβλητών, ακέραιων μεταβλητών και υπολογιστικός χρόνος ανά μοντέλο.

Μοντέλο	# εξισώσεων	# μεταβλητών	# ακέραιων μεταβλητών	Υπολογιστικός χρόνος (sec)
Χωρίς ΔΔΠ	4.649	2.913	—	0,015-0,047
Με ΔΔΠ χωρίς δίκτυο	10.865	7.183	3.542	0,406-0,873
Με ΔΔΠ και δίκτυο	20.147	12.867	5.810	14,274-170,4

## 5.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός

Απουσία Διαχειριστή ΔΠ, ο προγραμματισμός της λειτουργίας των τοπικών και των συμβατικών μονάδων παραγωγής γίνεται βάσει των αρχών του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού επιλύοντας το πρόβλημα εκκαθάρισης της Αγοράς, που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 5.2.2. Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ, ο προγραμματισμός των ίδιων μονάδων γίνεται επιλύοντας το διεπίπεδο μοντέλο που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 5.2.3. Προκειμένου η σύγκριση των αποτελεσμάτων να γίνει επί ίσοις όροις, και στα δύο προβλήματα προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου, όπως έχει περιγραφεί.

Στον Πίνακα 5.10 παρατίθενται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE για τα δύο μοντέλα που διαμορφώθηκαν. Τα διάφορα μεγέθη υπολογίζονται βάσει των σχέσεων που ακολουθούν:

- Συμβατική παραγωγή (MWh):  $\sum_{u,s,t} \pi_t g_{u,s,t}$
- Τοπική παραγωγή (MWh):  $\sum_{pb,s,t} \pi_t Q_{pb,s,t}$

- Ευέλικτο φορτίο (MWh):  $\sum_{ab,s,t} \pi_t Q_{ab,s,t}$
- Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος (MWh):  $\sum_{n,t} \pi_t D_{n,t}$
- Μη ευέλικτο φορτίο ΔΔΠ (MWh) :  $\sum_{n,t} \pi_t d_{n,t}$
- Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh):  $\sum_{n,t} \pi_t GQ_{n,t}$
- Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh) :  $\sum_{n,t} \pi_t LQ_{n,t}$
- Ελάχιστη και μέγιστη ΟΤΚ (€/MWh):  $\min_{n,t} \lambda_{n,t}, \max_{n,t} \lambda_{n,t}$
- Μέσο κόστος συμβατικής παραγωγής (€/MWh):  $\sum_{u,s,t} \pi_t c_{u,s} g_{u,s,t}$
- Μέσο κόστος τοπικής παραγωγής (€/MWh):  $\sum_{pb,s,t} \pi_t \bar{P}_{pb,s,t} Q_{pb,s,t}$
- Μέσο κόστος ευέλικτου φορτίου (€/MWh):  $\sum_{ab,s,t} \pi_t \bar{P}_{ab,s,t} Q_{ab,s,t}$
- Μέσο κόστος εξυπηρέτησης συνολικού μη ευέλικτου φορτίου (€/MWh):  $\frac{\sum_{n,t} \lambda_{n,t} L_{n,t}}{\sum_{n,t} L_{n,t}}$
- Μέσο κόστος εξυπηρέτησης μη ευέλικτου φορτίου εκτός ΔΔΠ (€/MWh):  $\frac{\sum_{n,t} \lambda_{n,t} D_{n,t}}{\sum_{n,t} D_{n,t}}$
- Μέσο κόστος εξυπηρέτησης μη ευέλικτου φορτίου ΔΔΠ (€/MWh):  $\frac{\sum_{n,t} \lambda_{n,t} d_{n,t}}{\sum_{n,t} d_{n,t}}$

Για την περίπτωση που δεν προσομοιώνεται η λειτουργία του δικτύου δεν ορίζονται ΟΤΚ, αλλά ορίζεται μία ενιαία οριακή τιμή συστήματος και, συνεπώς, η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή αυτής υπολογίζεται ως  $\min_t \lambda_t$  και  $\max_t \lambda_t$ , ενώ το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του συνολικού μη ευέλικτου φορτίου, του μη ευέλικτου φορτίου εκτός ΔΔΠ και του μη ευέλικτου φορτίου του ΔΔΠ υπολογίζονται αντίστοιχα ως  $\frac{\sum_t \lambda_t L_t}{\sum_t L_t}$ ,  $\frac{\sum_t \lambda_t D_t}{\sum_t D_t}$  και  $\frac{\sum_t \lambda_t d_t}{\sum_t d_t}$ . Επιπλέον, καταργούνται τα αθροίσματα ως προς  $n$ .

Το μέσο κόστος εξυπηρέτησης φορτίου (ΜΚΕΦ) υπολογίζεται για το μη ευέλικτο φορτίο, είτε αυτό εκπροσωπείται από τον ΔΔΠ είτε όχι, ανάλογα με το μοντέλο, βάσει των μοναδιαίων τιμών κόμβων  $\lambda_{n,t}$  ή της ΟΤΣ  $\lambda_t$ . Η επιλογή αυτή τεκμηριώνεται από το γεγονός ότι εκ κατασκευής η οριακή τιμή εμπεριέχει την επίδραση όλων των ενεργειακών πόρων (συμβατικές μονάδες, προσφορές παραγωγής και δηλώσεις φορτίου Διαχειριστή ΔΠ), καθώς αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι συμμετέχοντες στην Αγορά αποζημιώνονται για την εγχεόμενη ενέργεια και χρεώνονται για την απορροφώμενη ενέργεια. Έτσι, αντανακλούν στο μέγιστο δυνατό βαθμό το κόστος προμήθειας του φορτίου σε κάθε κόμβο του συστήματος.

#### 5.4.1 Χωρίς Διαχειριστή ΔΠ

Για το μοντέλο χωρίς Διαχειριστή ΔΠ εξετάζονται τα τρία σενάρια αναφορικά με το κόστος των ΔΠ που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 5.3.2. Καθώς αυξάνεται η τιμή προσφοράς του τοπικού ευέλικτου φορτίου, η αντίστοιχη εντασσόμενη ποσότητα αυξάνεται, αποτέλεσμα αναμενόμενο, καθώς συνεισφέρει θετικά στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους.

Πιο συγκεκριμένα, ενώ στο σενάριο χαμηλών τιμών (X) εντάσσονται μόνο 373MWh, στο σενάριο ενδιάμεσων τιμών (M) εντάσσονται επιπλέον 57MWh (+15,3%), αγγίζοντας το άνω όριο των 430MWh και αφήνοντας μηδενικά περιθώρια αύξησης της ένταξης του πόρου αυτού σε περίπτωση περαιτέρω αύξησης της τιμής (Πίνακας 5.10). Έτσι, στο σενάριο υψηλών τιμών (Y) δεν παρατηρείται καμία μεταβολή στην ένταξη του πόρου αυτού. Αντίθετη πορεία παρατηρείται για την περίπτωση της τοπικής παραγωγής. Αυξανόμενου του κόστους της, εντάσσεται σε μικρότερο βαθμό: 399MWh στο σενάριο X, 163MWh στο σενάριο M (-59,1% σε σχέση με το σενάριο X), 111MWh στο σενάριο Y (-31,9% σε σχέση με το σενάριο M).

Με την αύξηση του κόστους των τοπικών πόρων οι αυξανόμενες απαιτήσεις ενέργειας για κάλυψη του συνολικού φορτίου του συστήματος ευέλικτου και μη (από 2.124MWh στο

σενάριο X σε 2.181MWh στα σενάρια M και Y) σε συνδυασμό με τις μειούμενες ποσότητες τοπικής παραγωγής που εντάσσονται οδηγούν σε αυξημένες ανάγκες παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες: +17,0% στο σενάριο M σε σχέση με το σενάριο X και περαιτέρω αύξηση 2,6% στο σενάριο Y σε σχέση με το σενάριο M.

Καθώς η παραγωγή των συμβατικών μονάδων αυξάνεται, εντάσσονται ακριβότερες μονάδες με αποτέλεσμα την αύξηση του μέσου κόστους της συμβατικής παραγωγής (X: €16,7/MWh, M: €18,6/MWh, Y: €19,8/MWh) και την αύξηση των μεγίστων και ελαχίστων τιμών των ΟΤΚ. Παράλληλα, οι μεταβολές στο κόστος των ΔΠ του σεναρίου X και του σεναρίου Y σε σύγκριση με το σενάριο M (-67% και +67% αντίστοιχα) ανιχνεύονται σχεδόν αυτούσιες στο μέσο κόστος της τοπικής παραγωγής και του ευέλικτου φορτίου: για το μεν πρώτο τα αντίστοιχα ποσοστά μεταβολής είναι -65,9% (X/M) και +56,7% (Y/M) για το δε δεύτερο είναι -65,6% (X/M) και +66,7% (Y/M).

Τελικά, καθώς ακριβαίνουν οι διεσπαρμένοι πόροι, το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου βαίνει αυξανόμενο: από €31,8/MWh στο σενάριο X σε €42,8/MWh στο σενάριο M (+34,6% σε σύγκριση με το σενάριο X) σε €49,7/MWh στο σενάριο Y (+16,1% σε σύγκριση με το σενάριο M).

**Πίνακας 5.10: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του ΙΕΕΕ για το μοντέλο χωρίς ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X-, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ) και για το μοντέλο με ΔΔΠ (σενάρια χαμηλού -X-, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).**

	Χωρίς ΔΔΠ			Με ΔΔΠ								
	X	M	Y	X			M			Y		
				0%	50%	100%	0%	50%	100%	0%	50%	100%
Συμβατική παραγωγή (MWh)	1.725	2.018	2.070	1.636	1.605	1.577	1.966	1.938	1.924	2.076	2.029	2.016
Τοπική παραγωγή (MWh)	399	163	111	352	372	383	125	138	155	105	137	151
Ευέλικτο φορτίο (MWh)	373	430	430	237	226	209	339	325	325	430	415	415
Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος (MWh)	1.751	1.751	1.751	1.751	1.342	933	1.751	1.342	933	1.751	1.342	933
Μη ευέλικτο φορτίο ΔΔΠ (MWh)	:	:	:	0	409	818	0	409	818	0	409	818
Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh)	:	:	:	298	133	62	97	35	15	92	42	23
Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh)	:	:	:	183	396	706	311	631	1.003	416	729	1.105
Συνισταμένη ενέργεια ΔΔΠ (MWh)*	:	:	:	115	-263	-644	-214	-596	-988	-324	-687	-1.082
ΟΤΚ min (€/MWh)	18,0	19,5	19,5	18,0	18,0	18,0	18,7	18,7	18,7	19,5	18,7	18,7
ΟΤΚ max (€/MWh)	67,7	74,3	75,0	67,7	67,7	67,7	71,1	67,7	67,7	76,1	74,3	74,3
Μέσο κόστος (€/MWh)												
Συμβατικής παραγωγής	16,7	18,6	19,9	16,5	16,4	16,3	17,7	17,6	17,5	20,1	19,0	19,0
Τοπικής παραγωγής	13,0	38,1	59,7	12,7	12,9	12,9	37,2	37,2	37,5	59,6	61,1	61,3
Ευέλικτου φορτίου	52,9	153,6	256,0	63,7	64,2	64,5	167,4	170,3	170,3	256,0	259,0	259,0
Εξυπηρέτησης φορτίου	31,8	42,8	49,7	34,4	21,6	20,8	37,1	31,4	30,7	39,7	33,4	32,6
Κόστος ΔΔΠ (χιλ. €)	:	:	:	-11,0	-0,01	8,6	-29,9	-16,6	-3,9	-51,8	-37,1	-23,6

Σημείωση: Όπου «:» η αντίστοιχη τιμή δεν ορίζεται.

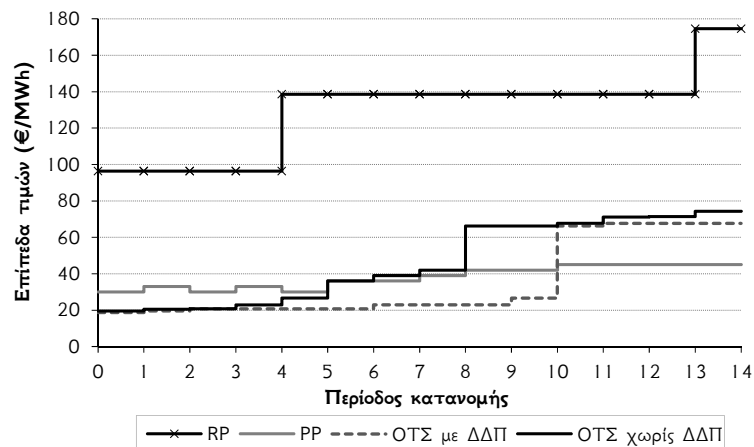
\* Θετική ποσότητα υποδηλώνει έγχυση ενέργειας στο δίκτυο, αρνητική ποσότητα υποδηλώνει απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.



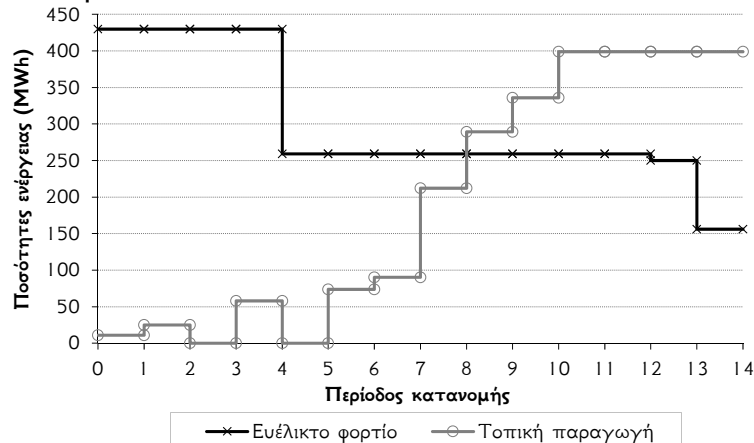
### 5.4.2 Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ

Σε επίπεδο περιόδων κατανομής τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης αφορούν στις λιανικές τιμές (Διάγραμμα 5.5), στις εντασσόμενες ποσότητες ευέλικτου φορτίου και τοπικής παραγωγής (Πίνακας 5.6), στα χαρακτηριστικά των Δηλώσεων Φορτίου και των Προσφορών Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ (Διάγραμμα 5.7, Διάγραμμα 5.8 και Πίνακας 5.11) και στην οριακή τιμή συστήματος (Διάγραμμα 5.5), η οποία ταυτίζεται με την ΟΤΚ σε περίπτωση δικτύου χωρίς συμφόρηση.

Στο Διάγραμμα 5.5 παρουσιάζονται οι λιανικές τιμές από κοινού με την ΟΤΚ για την περίπτωση του σεναρίου Μ με ποσοστό εκπροσώπησης φορτίου 50%. Χαρακτηριστικό στοιχείο διαφοροποίησης της μίας περιόδου κατανομής από την άλλη είναι το επίπεδο του μη ευέλικτου φορτίου: το φορτίο στις περιόδους κατανομής με μεγαλύτερο αύξοντα αριθμό είναι υψηλότερο. Ως αποτέλεσμα, η ΟΤΣ παρουσιάζει αυξητική πορεία είτε υπάρχει Διαχειριστής ΔΠ είτε όχι, καθώς εντάσσονται ολοένα και ακριβότεροι ενεργειακοί πόροι. Ωστόσο, η αύξηση της ΟΤΣ παρουσία ΔΔΠ μετριάζεται, καθώς η οντότητα αυτή λαμβάνει αποφάσεις επηρεαζόμενη από τις τιμές αυτές και προσαρμόζει κατάλληλα τις αποφάσεις της. Ως εκ τούτου, όσο ακριβαίνει η ΟΤΣ τόσο υψηλότερα ορίζονται οι λιανικές τιμές *RP* και *PP*, καθώς οι μεν πρώτες λειτουργούν ως αντικίνητρο για την ένταξη μικρότερου μέρους του ευέλικτου φορτίου, οι δε δεύτερες λειτουργούν ως κίνητρο που προωθεί την ένταξη σε υψηλότερο βαθμό των τοπικών μονάδων παραγωγής (Διάγραμμα 5.6).



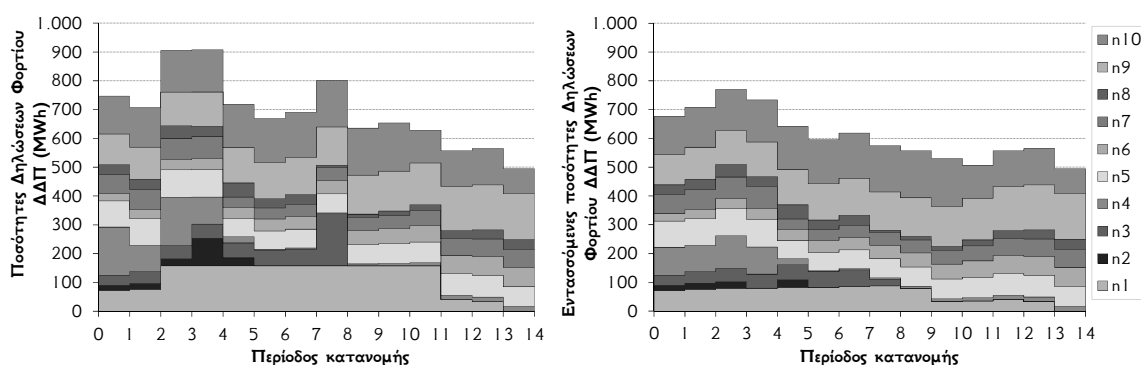
**Διάγραμμα 5.5:** Βέλτιστα επίπεδα λιανικών τιμών χρέωσης της καταναλισκόμενης ενέργειας (*RP*) και αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας (*PP*) που διακινείται από τον Διαχειριστή ΔΠ και οριακή τιμή συστήματος (*ΟΤΣ*) με και χωρίς Διαχειριστή ΔΠ σε κάθε περίοδο κατανομής για το σενάριο M-50%.



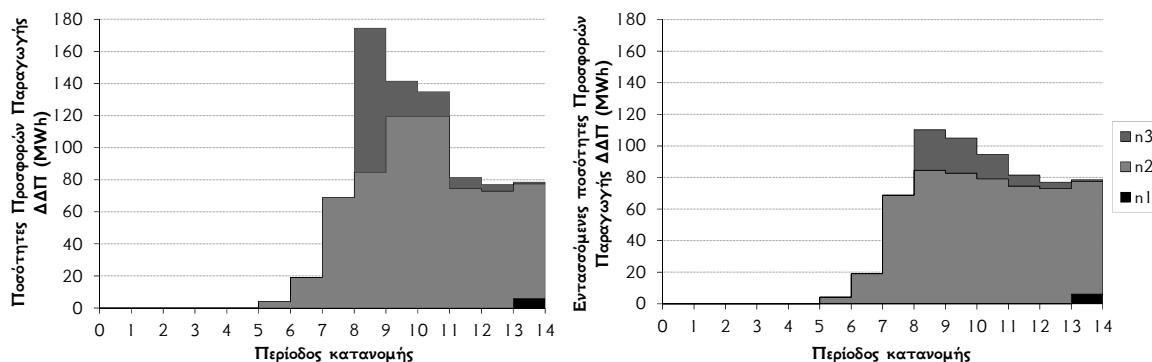
**Διάγραμμα 5.6:** Εντασσόμενες ποσότητες ενέργειας ευέλικτου φορτίου και τοπικής παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ ανά περίοδο κατανομής για το σενάριο M-50%.

Σε συμφωνία με τα παραπάνω αποτελέσματα είναι και οι εντασσόμενες ποσότητες των Δηλώσεων Φορτίου και των Προσφορών Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ (Διάγραμμα 5.7 και Διάγραμμα 5.8, αντίστοιχα). Όσο ακριβαίνει η ΟΤΣ (περίοδοι κατανομής με υψηλότερο αύξοντα αριθμό) τόσο μειώνονται οι εντασσόμενες ποσότητες των Δηλώσεων Φορτίου και προτιμάται η ένταξη σε μεγαλύτερο βαθμό Προσφορών Παραγωγής. Ειδικά για τις τελευταίες και σε περίπτωση που επικρατούν ιδιαίτερος υψηλές τιμές στην Αγορά, η τοπική παραγωγή που εντάσσεται σε υψηλό βαθμό (Διάγραμμα 5.6) χρησιμοποιείται για την ικανοποίηση του τοπικού φορτίου του ΔΔΠ και δεν διοχετεύεται στην Αγορά υπό τη μορφή Προσφορών Παραγωγής.

Τα σενάρια σχετικά με το κόστος των ΔΠ που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 5.3.2 μελετώνται και στην περίπτωση δραστηριοποίησης του Διαχειριστή ΔΠ στην Αγορά. Μάλιστα, οι παρατηρήσεις της προηγούμενης παραγράφου σχετικά με τις τάσεις μεταβολής των διαφόρων μεγθών (ηλεκτρικών και οικονομικών) καθώς αυξάνεται το κόστος των τοπικών πόρων (με τις υπόλοιπες παραμέτρους σταθερές) ισχύουν και εδώ: οι ποσότητες της τοπικής παραγωγής που εντάσσονται μειώνονται, οι ποσότητες του τοπικού ευέλικτου φορτίου που εντάσσονται αυξάνονται, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων αυξάνεται, το μέσο κόστος της συμβατικής παραγωγής αυξάνεται, το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου αυξάνεται και, επιπλέον, αυξάνεται το καθαρό κόστος του ΔΔΠ (Πίνακας 5.10 και Πίνακας 5.12).



**Διάγραμμα 5.7:** Ποσότητες Δηλώσεων Φορτίου Διαχειριστή ΔΠ και εντασσόμενες ποσότητες ανά περίοδο κατανομής και κόμβο του συστήματος για το σενάριο M-50%.



**Διάγραμμα 5.8:** Ποσότητες Προσφορών Παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ και εντασσόμενες ποσότητες ανά περίοδο κατανομής και κόμβο του συστήματος για το σενάριο M-50%.

Πίνακας 5.11: Τιμές Δηλώσεων Φορτίου και Προσφορών Παραγωγής Διαχειριστή ΔΠ για κάθε περίοδο κατανομής ανά κόμβο για το σενάριο M-50%.

Περίοδος κατανομής (α/α σεναρίου φορτίου)	Δηλώσεις Φορτίου										Προσφορές Παραγωγής		
	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	n10	n1	n2	n3
1	300	300	300	19	300	300	300	300	300	300			
2	20	300	300	20	300	300	300	300	300	300			
3	21	300	300	21	300	300	300	300	300	300			
4	21	21	21	21	300	300	300	21	300	300			
5	21	300	300	300	300	300	300	300	300	300			
6	21		300	300	300	300	300	300	300	300		10	
7	23		300	300	300	300	300	300	300	300		10	
8	23		23	300	300	300	300	300	300	300		10	
9	23			300	300	300	300	300	300	300		23	23
10	27			300	300	300	300	300	300	300		27	10
11	66			300	300	300	300	300	300	300		66	10
12	68			300	300	300	300	300	300	300		68	10
13	68			300	300	300	300	300	300	300		68	10
14				300	300	300	300	300	300	300	68	68	10

Πίνακας 5.12: Ισοζύγιο ενέργειας Διαχειριστή ΔΠ (σενάρια χαμηλού –Χ, ενδιάμεσου –Μ– και υψηλού –Υ– κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής –0%, ενδιάμεσης –50%– και υψηλής εκπροσώπησης –100%– μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).

	Χ			Μ			Υ		
	0%	50%	100%	0%	50%	100%	0%	50%	100%
Μη ευέλικτο φορτίο (MWh/% μεταβολή*)	0	409/ :	818/ 100,0	0	409/ :	818/ 100,0	0	409/ :	818/ 100,0
Ευέλικτο φορτίο (MWh/% μεταβολή*)	237	226/ -4,6	209/ -7,5	339	325/ -4,1	325/ 0,0	430	415/ -3,5	415/ 0,0
Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh/% μεταβολή*)	298	133/ -55,4	62/ -53,4	97	35/ -63,9	15/ -57,1	92	- 54,3	23/ -45,2
Τοπική παραγωγή (MWh/% μεταβολή*)	352	372/ 5,7	383/ 3,0	125	138/ 10,4	155/ 12,3	105	137/ 30,5	151/ 10,2
Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh/% μεταβολή*)	183	396/ 116,4	706/ 78,3	311	631/ 102,9	1.003/ 59,0	416	729/ 75,2	1.105/ 51,6
Σύνθεση ζήτησης (%)									
Μη ευέλικτο φορτίο	0,0	53,3	75,1	0,0	53,2	70,6	0,0	47,2	65,1
Ευέλικτο φορτίο	44,3	29,4	19,2	77,8	42,3	28,1	82,5	47,9	33,0
Ενέργεια προς το δίκτυο (ΤΠΠ)	55,7	17,3	5,7	22,2	4,6	1,3	17,7	4,8	1,8
Σύνθεση παραγωγής (%)									
Τοπική παραγωγή	65,8	48,4	35,2	28,7	17,9	13,4	20,2	15,8	12,0
Ενέργεια από το δίκτυο (ΤΔΦ)	34,2	51,6	64,8	71,3	82,1	86,6	79,8	84,2	88,0

\* % μεταβολή ως προς το αμέσως προηγούμενο σενάριο εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου.

Επιπλέον μεταβλητές του μοντέλου με Διαχειριστή ΔΠ είναι οι Προσφορές Παραγωγής και οι Δηλώσεις Φορτίου τις οποίες υποβάλλει στην Αγορά σε κάθε περίοδο κατανομής. Οι τάσεις μεταβολής των ποσοτήτων αυτών καθώς αυξάνεται το κόστος των τοπικών πόρων (με τις υπόλοιπες παραμέτρους σταθερές) βρίσκεται σε συμφωνία με τα αποτελέσματα της ένταξης των τοπικών πόρων: η εντασσόμενη ενέργεια των Δηλώσεων Φορτίου του ΔΔΠ ακολουθεί αύξουσα πορεία, ενώ η εντασσόμενη ενέργεια των Προσφορών Παραγωγής του ΔΔΠ ακολουθεί φθίνουσα πορεία.

Παρουσία Διαχειριστή ΔΠ μελετώνται τα επιπλέον σενάρια που αφορούν στο ποσοστό του μη ευέλικτου φορτίου που αντιπροσωπεύει ο Διαχειριστής ΔΠ στις λειτουργίες της αγοράς ενέργειας: στο σενάριο χαμηλής εκπροσώπησης φορτίου (σενάριο 0%) το σύνολο του μη ευέλικτου φορτίου βρίσκεται υπό τη διαχείριση οντότητας ανεξάρτητης του ΔΔΠ, στο σενάριο ενδιάμεσης εκπροσώπησης φορτίου (σενάριο 50%) το μη ευέλικτο φορτίο βρίσκεται κατά το ήμισυ υπό τη διαχείριση του ΔΔΠ, στο σενάριο υψηλής εκπροσώπησης φορτίου (σενάριο 100%) το σύνολο του μη ευέλικτου φορτίου υπάγεται στον ΔΔΠ.

Καθώς αυξάνεται το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου, προκειμένου να εξασφαλιστεί η πλήρης κάλυψη του φορτίου των πελατών του Διαχειριστή ΔΠ, η ένταξη του ευέλικτου φορτίου περιορίζεται έως και κατά 7,5%, με το μερίδιό του στο ισοζύγιο του ΔΔΠ να συρρικνώνεται στο σενάριο Χ από 44,3% σε 19,2%, στο σενάριο Μ από 77,8% σε 28,1% και στο σενάριο Υ από 82,5% σε 33,0% (Πίνακας 5.12). Ομοίως, η ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο (υπό τη μορφή των εντασσόμενων Προσφορών Παραγωγής) περιορίζεται (κατά 45,2% έως 63,9%) καθώς δίνεται προτεραιότητα στην εξυπηρέτηση του φορτίου του ΔΔΠ και το μερίδιό της στο ισοζύγιο του ΔΔΠ συρρικνώνεται (στο σενάριο Χ από 55,7% σε 5,7%, στο σενάριο Μ από 22,2% σε 1,3%, στο σενάριο Υ από 17,7% σε 1,8%).

Παράλληλα, η τοπική παραγωγή εντάσσεται σε υψηλότερο βαθμό (κατά 3,0% έως 30,5%) όπως επίσης και η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο υπό τη μορφή των εντασσόμενων Δηλώσεων Φορτίου (κατά 51,6 έως 116,4%). Καθώς, όμως η ενέργεια από το δίκτυο παραμένει οικονομικότερη, το μερίδιό της επί του ισοζυγίου ενέργειας του ΔΔΠ ενισχύεται (στο σενάριο Χ από 34,2% σε 64,8%, στο σενάριο Μ από 71,3% σε 86,6%, στο σενάριο Υ από 79,8% σε 88,0%) εις βάρος της τοπικής παραγωγής (μειωμένο μερίδιο στο σενάριο Χ από 65,8% σε 35,2%, στο σενάριο Μ από 28,7% σε 13,4%, στο σενάριο Υ από 20,2% σε 12,0%).

Με την αύξηση του ποσοστού εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ, η επίδραση της παρουσίας του Διαχειριστή ΔΠ στη συμπίεση της ΟΤΚ και, κατ' επέκταση, του ΜΚΕΦ γίνεται περισσότερο αισθητή. Το αποτέλεσμα αυτό σχετίζεται με το γεγονός ότι στα σενάρια εκπροσώπησης 50% και 100% ο ΔΔΠ έχει μεγαλύτερη ευελιξία στη λήψη αποφάσεων, οι οποίες επηρεάζονται από την ΟΤΚ, καθώς η τελευταία υπεισέρχεται στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος του ΔΔΠ και βάσει αυτής υπολογίζεται το ΜΚΕΦ. Εξάλλου, το καθαρό κόστος του ΔΔΠ μειώνεται.

Οι μεταβολές του ισοζυγίου ενέργειας του Διαχειριστή ΔΠ αντανακλώνται στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος: οι εντασσόμενες ποσότητες των Δηλώσεων Φορτίου του ΔΔΠ βαίνουν αυξανόμενες όσο αυξάνεται το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου από τον Διαχειριστή ΔΠ, ενισχύοντας το μερίδιό τους επί της συνολικής ζήτησης από 9,5% σε 43,1% για το σενάριο Χ, από 15,1% σε 51,7% για το σενάριο Μ και από 19,2% σε 54,2% για το σενάριο Υ (Πίνακας 5.13). Στην ίδια κατεύθυνση της ενίσχυσης του μεριδίου των ΔΦ συνεισφέρει και η αύξηση του κόστους των τοπικών πόρων. Προς την αντίθετη κατεύθυνση κινούνται οι Προσφορές Παραγωγής: τόσο το μερίδιό τους επί της συνολικής παραγωγής όσο και τα απόλυτα μεγέθη συμπιέζονται όσο αυξάνεται το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου και όσο οι ΔΠ ακριβαίνουν.

Τέλος, ενδιαφέρον παρουσιάζει η σύγκριση των αποτελεσμάτων με την περίπτωση του μοντέλου χωρίς Διαχειριστή ΔΠ ειδικά όταν μελετώνται παράλληλα τα σενάρια ποσοστού εκπροσώπησης του φορτίου. Στην περίπτωση χαμηλής εκπροσώπησης φορτίου (σενάριο 0%) και όσο οι ΔΠ είναι φθηνοί, το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου (ΜΚΕΦ) προκύπτει υψηλότερο παρουσία Διαχειριστή ΔΠ: €34,4/MWh έναντι €31,8/MWh χωρίς

Διαχειριστή ΔΠ (Πίνακας 5.10). Καθώς, όμως, ακριβαίνουν οι ΔΠ, το ΜΚΕΦ ελαττώνεται (από €42,8/MWh και €49,7/MWh σε €37,1/MWh και €39,7/MWh για τα σενάρια Μ και Υ).

Όπως καταγράφηκε και παραπάνω, η αύξηση του ποσοστού εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου συνεισφέρει στη μείωση του ΜΚΕΦ και, συνεπώς το ΜΚΕΦ είναι δυνατόν να συμπίεστεί, ακόμη και στην περίπτωση που οι ΔΠ είναι φθηνοί (σενάριο Χ), αρκεί ο Διαχειριστής ΔΠ να επιδιώξει την αύξηση του ποσοστού εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου. Έτσι, η αρχική αύξηση στο ΜΚΕΦ από €31,8/MWh σε €34,4/MWh μετριάζεται στα επίπεδα των €21,6/MWh και €20,8/MWh για ποσοστά εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου 50% και 100%.

**Πίνακας 5.13: Ισοζύγιο ενέργειας συστήματος (σενάρια χαμηλού –Χ, ενδιάμεσου –Μ– και υψηλού –Υ– κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής –0%, ενδιάμεσης –50%– και υψηλής εκπροσώπησης –100%– μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).**

	Χωρίς ΔΔΠ			Με ΔΔΠ												
	Χ	Μ	Υ	Χ			Μ			Υ						
				0%	50%	100%	0%	50%	100%	0%	50%	100%				
<b>Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος (MWh/% μεταβολή*)</b>	1.751	1.751/1.751/	0,0	0,0	1.751	1.342/ 933/	-23,4	-30,5	1.751	1.342/ 933/	-23,4	-30,5	1.751	1.342/ 933/	-23,4	-30,5
<b>Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh/% μεταβολή*)</b>	373 <sup>α</sup>	430 <sup>α</sup> / 430 <sup>α</sup> /	15,9	0,0	183	396/ 706/	116,4	78,3	311	631/1.003/	102,9	59,0	416	729/1.105/	75,2	51,6
<b>Συμβατική παραγωγή (MWh/% μεταβολή*)</b>	1.725	2.018/2.070/	16,9	2,6	1.636	1.605/1.577/	-1,9	-1,7	1.966	1.938/1.924/	-1,4	-0,7	2.076	2.029/2.016/	-2,3	-0,6
<b>Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh/% μεταβολή*)</b>	399 <sup>β</sup>	163 <sup>β</sup> / 111 <sup>β</sup> /	-58,1	-31,7	298	133/ 62/	-55,4	-53,4	97	35/ 15/	-63,9	-57,1	92	42/ 23/	-54,3	-45,2
<b>Σύνθεση ζήτησης (%)</b>																
Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος	82,4	80,3	80,3	90,5	77,2	56,9	84,9	68,0	48,1	80,8	64,8	45,8	80,8	64,8	45,8	
Δηλώσεις Φορτίου ΔΔΠ	17,6	19,7	19,7	9,5	22,8	43,1	15,1	32,0	51,7	19,2	35,2	54,2	19,2	35,2	54,2	
<b>Σύνθεση παραγωγής (%)</b>																
Συμβατική παραγωγή	81,2	92,5	94,9	84,6	92,3	96,2	95,3	98,2	99,2	95,8	98,0	98,9	95,8	98,0	98,9	
Προσφορές Παραγωγής ΔΔΠ	18,8	7,5	5,1	15,4	7,7	3,8	4,7	1,8	0,8	4,2	2,0	1,1	4,2	2,0	1,1	

\* % μεταβολή ως προς το αμέσως προηγούμενο σενάριο εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου.

α) ευέλικτο φορτίο, β) τοπική παραγωγή.

#### 5.4.3 Μοντελοποίηση Δικτύου

Ο ενεργειακός προγραμματισμός των τοπικών πόρων παρουσία του Διαχειριστή ΔΠ μπορεί να γίνει είτε ενσωματώνοντας την τοπολογία του δικτύου και επιλύοντας το πρόβλημα που παρουσιάζεται στην παράγραφο 5.2.3.7 είτε αγνοώντας την τοπολογία, οπότε επιλύεται το πρόβλημα που παρουσιάζεται στην 5.2.3.8. Στην πρώτη περίπτωση οι προσφορές παραγωγής και οι δηλώσεις φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ υπολογίζονται διακριτά ανά κόμβο του συστήματος, ενώ στη δεύτερη ο Διαχειριστής ΔΠ υποβάλλει για κάθε περίοδο κατανομής μία ενιαία προσφορά.

Οι λύσεις των δύο παραλλαγών είναι ισοδύναμες ως προς τα συνολικά αποτελέσματα αναφορικά με τον προγραμματισμό λειτουργίας των ενεργειακών πόρων (Πίνακας 5.14) γεγονός αναμενόμενο, εφόσον δεν παρουσιάζεται συμφόρηση σε καμία από τις γραμμές του δικτύου. Οι πρωτογενείς ποσότητες παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές μονάδες και τοπικές μονάδες παραγωγής και οι ποσότητες ευέλικτου φορτίου που εντάσσονται ταυτίζονται στις δύο παραλλαγές. Επιπλέον, το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου

καθώς επίσης και η συνολική συνισταμένη ενέργεια που διακινείται μεταξύ του Διαχειριστή ΔΠ και της Αγοράς είναι ίδια, δηλαδή η ποσότητα  $\sum_{n,t}(LQ_{n,t} - GQ_{n,t})$  του μοντέλου με δίκτυο ταυτίζεται με την ποσότητα  $\sum_t(LQ_t - GQ_t)$  του μοντέλου χωρίς δίκτυο.

Παρά το γεγονός ότι η καθαρή ζητούμενη από το δίκτυο ποσότητα ενέργειας του ΔΔΠ είναι ίδια, ωστόσο, τα αποτελέσματα διαφοροποιούνται ως προς τις πρωτογενείς ποσότητες των Προσφορών Παραγωγής και των Δηλώσεων Φορτίου. Το αποτέλεσμα αυτό έχει να κάνει με το γεγονός ότι στην περίπτωση μοντελοποίησης του δικτύου ο Διαχειριστής ΔΠ έχει περισσότερους βαθμούς ελευθερίας στις αποφάσεις που λαμβάνει, καθώς σε κάθε περίοδο κατανομής επιλέγει τον τρόπο διαχείρισης των πελατών του που βρίσκονται τοποθετημένοι σε δέκα ζυγούς του δικτύου. Αντίθετα, στην περίπτωση του μοντέλου χωρίς δίκτυο, το σύνολο των πελατών του ομαδοποιείται σε μία μοναδική προσφορά ανά περίοδο κατανομής, η οποία, λόγω των αμοιβαία αποκλειόμενων συνθηκών (εξισώσεις (5.24) αγνοώντας τους δείκτες  $n$ ), παίρνει τη μορφή είτε Προσφοράς Παραγωγής είτε Δήλωσης Φορτίου. Οι συνθήκες αυτές, στην περίπτωση μοντελοποίησης του δικτύου περιορίζουν σε μικρότερο βαθμό τις αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΠ καθώς λαμβάνονται ανά κόμβο. Έτσι, εντός μίας περιόδου κατανομής ισχύει μεν για κάθε κόμβο ο ίδιος περιορισμός, αλλά δεν υπάρχει καμία συνθήκη που να εμποδίζει την υποβολή Δήλωσης Φορτίου σε έναν κόμβο και Προσφοράς Παραγωγής σε έναν άλλο.

**Πίνακας 5.14: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE για το μοντέλο με Διαχειριστή ΔΠ χωρίς προσομοίωση της τοπολογίας του συστήματος (σενάρια χαμηλού -X-, ενδιάμεσου -M- και υψηλού -Y- κόστους ΔΠ και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).**

	Με ΔΔΠ – χωρίς δίκτυο								
	X			M			Y		
	0%	50%	100%	0%	50%	100%	0%	50%	100%
Συμβατική παραγωγή (MWh)	1.636	1.605	1.577	1.966	1.938	1.921	2.076	2.029	2.016
Τοπική παραγωγή (MWh)	352	372	383	125	138	155	105	137	151
Ευέλικτο φορτίο (MWh)	237	226	209	339	325	325	430	415	415
Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος (MWh)	1.751	1.342	933	1.751	1.342	933	1.751	1.342	933
Μη ευέλικτο φορτίο ΔΔΠ (MWh)	0	409	818	0	409	818	0	409	818
Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh)	115	0	0	28	0	0	0	0	0
Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh)	0	263	643	243	596	998	325	687	1.082
Συνισταμένη ενέργεια ΔΔΠ (MWh)*	115	-263	-643	-215	-596	-998	-325	-687	-1.082
ΟΤΣ min (€/MWh)	18,0	18,0	18,0	18,7	18,7	18,7	19,5	18,7	18,7
ΟΤΣ max (€/MWh)	67,7	67,7	67,7	71,1	67,7	67,7	76,1	74,3	74,3
Μέσο κόστος (€/MWh)									
Συμβατικής παραγωγής	16,5	16,4	16,3	17,7	17,6	17,5	20,0	19,0	18,9
Τοπικής παραγωγής	12,7	12,9	12,9	37,2	37,2	37,5	59,6	61,1	61,3
Ευέλικτου φορτίου	63,7	64,2	64,5	167,4	170,3	170,3	256,0	259,0	259,0
Εξυπηρέτησης φορτίου	34,4	21,6	20,7	37,1	31,4	30,7	39,7	33,4	32,6
Κόστος ΔΔΠ (χιλ. €)	-11,0	-0,01	8,6	-29,9	-16,6	-3,9	-51,8	-37,1	-23,6

\* Θετική ποσότητα υποδηλώνει έγχυση ενέργειας στο δίκτυο, αρνητική ποσότητα υποδηλώνει απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.

Με την προσθήκη των εξισώσεων της DC ροής φορτίου καθίσταται, επιπλέον, δυνατή η μελέτη περιπτώσεων συμφόρησης στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος. Για τον σκοπό αυτό προκαλείται τεχνητά συμφόρηση, περιορίζοντας κατά 60% (στα 200MVA) την ικανότητα μεταφοράς της γραμμής που συνδέει τους ζυγούς 15 και 24, μέσω της οποίας

εισάγεται ένα μεγάλο μέρος της ενέργειας που απαιτείται για την κάλυψη του φορτίου στο δίκτυο των 138kV από τις φθηνές μονάδες που βρίσκονται συνδεδεμένες κατά κύριο λόγο στο ανάντη δίκτυο των 230kV. Μελετάται η περίπτωση που οι ΔΠ χαρακτηρίζονται από υψηλές τιμές (σενάριο Υ).

Στον Πίνακα 5.15 παρατίθενται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τα μοντέλα χωρίς και με ΔΔΠ στην περίπτωση συμφόρησης.

**Πίνακας 5.15: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος 24 ζυγών του IEEE ανά μοντέλο για την περίπτωση συμφόρησης (σενάριο υψηλού κόστους ΔΠ (Υ) και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50%- και υψηλής εκπροσώπησης -100%- μη ελέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).**

	Χωρίς ΔΔΠ	Με ΔΔΠ		
		0%	50%	100%
Συμβατική παραγωγή (MWh)	2.066	2.065	2.017	1.996
Τοπική παραγωγή (MWh)	115	116	150	170
Ευέλικτο φορτίο (MWh)	430	430	415	415
Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος (MWh)	1.751	1.751	1.342	933
Μη ευέλικτο φορτίο ΔΔΠ (MWh)	:	:	409	818
Εντασσόμενη ενέργεια Προσφορών Παραγωγής ΔΔΠ (MWh)	:	100	43	25
Εντασσόμενη ενέργεια Δηλώσεων Φορτίου ΔΔΠ (MWh)	:	413	717	1.088
Συμισταμένη ενέργεια ΔΔΠ (MWh)*	:	-313	-675	-1.063
<b>Ισοζύγιο ενέργειας συστήματος</b>				
<b>Σύνθεση ζήτησης (%)</b>				
Μη ευέλικτο φορτίο συστήματος	80,3	80,9	65,2	46,2
Δηλώσεις Φορτίου ΔΔΠ	19,7 <sup>α</sup>	19,1	34,8	53,8
<b>Σύνθεση παραγωγής (%)</b>				
Συμβατική παραγωγή	94,7	95,4	97,9	98,8
Προσφορές Παραγωγής ΔΔΠ	5,3 <sup>β</sup>	5,4	2,1	1,2
<b>Ισοζύγιο ενέργειας ΔΔΠ</b>				
<b>Σύνθεση ζήτησης (%)</b>				
Μη ευέλικτο φορτίο	:	:	47,2	65,0
Ευέλικτο φορτίο	:	81,2	47,9	33,0
Ενέργεια προς το δίκτυο (ΤΠΠ)	:	18,8	4,9	2,0
<b>Σύνθεση παραγωγής (%)</b>				
Τοπική παραγωγή	:	21,9	17,3	13,5
Ενέργεια από το δίκτυο (ΤΔΦ)	:	78,1	82,7	86,5
<b>Τιμές</b>				
ΟΤΚ min (€/MWh)	18,0	18,0	18,0	18,0
ΟΤΚ max (€/MWh)	95,3	76,1	74,3	74,3
<b>Μέσο κόστος (€/MWh)</b>				
Συμβατικής παραγωγής	19,9	20,1	19,1	19,0
Τοπικής παραγωγής	60,2	59,3	60,8	60,9
Ευέλικτου φορτίου	256,0	256,0	259,0	259,0
Εξυπηρέτησης συνολικού φορτίου	50,3	39,5	33,3	32,5
Εξυπηρέτησης φορτίου εκτός ΔΔΠ	50,3	39,5	33,0	31,8
Εξυπηρέτησης φορτίου ΔΔΠ	:	:	34,3	33,3
<b>Κόστος ΔΔΠ (χιλ. €)</b>	:	-51,0	-35,9	-22,0

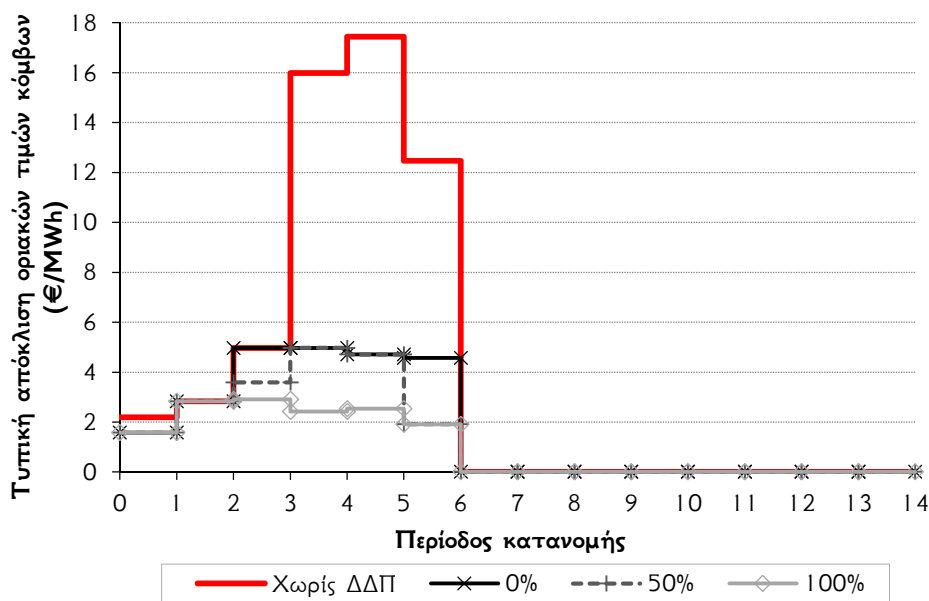
Σημείωση: Όπου «:» η αντίστοιχη τιμή δεν ορίζεται.

α) ευέλικτο φορτίο, β) τοπική παραγωγή.

\* Θετική ποσότητα υποδηλώνει έγχυση ενέργειας στο δίκτυο, αρνητική ποσότητα υποδηλώνει απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο.

Απουσία ΔΔΠ η συμφόρηση στο δίκτυο οδηγεί σε μη ιδανική κατανομή του φορτίου στις διαθέσιμες μονάδες του συστήματος με αποτέλεσμα το ΜΚΕΦ να αυξάνεται κατά 1,2% από €49,7/MWh (Πίνακας 5.10) σε €50,3/MWh (Πίνακας 5.15). Παρουσία του ΔΔΠ η αύξηση αυτή όχι μόνο συγκρατείται, αλλά παρατηρείται μία οριακή μείωση στο μέσο κόστος εξυπηρέτησης του συστήματος. Η τοπική παραγωγή ενισχύεται κατά 9,5% μέχρι και κατά 12,6% (από 105MWh, 137MWh, 151MWh (Πίνακας 5.10) σε 116MWh, 150MWh, 170MWh για τα σενάρια εκπροσώπησης φορτίου 0%, 50% και 100%, αντίστοιχα) και παράλληλα αυξάνεται η εντασσόμενη ενέργεια των Προσφορών Παραγωγής του Διαχειριστή ΔΠ κατά 2,4% έως και κατά 8,7% (από 92MWh, 42MWh, 23MWh (Πίνακας 5.10) σε 100MWh, 43MWh, 25MWh για τα σενάρια εκπροσώπησης φορτίου 0%, 50% και 100%, αντίστοιχα) ώστε η συνισταμένη ενέργεια που απορροφά ο ΔΔΠ από το δίκτυο να μειώνεται κατά 1,7% έως και κατά 3,4% (από 324MWh, 687MWh, 1.082MWh (Πίνακας 5.10) σε 313MWh, 675MWh, 1.063MWh για τα σενάρια εκπροσώπησης φορτίου 0%, 50% και 100%, αντίστοιχα). Ως αποτέλεσμα, η κερδοφορία του ΔΔΠ περιορίζεται κατά 1,5% έως και κατά 6,8% (από €51,8 χιλ., €37,1 χιλ., €23,6 χιλ. (Πίνακας 5.10) σε €51,0 χιλ., €35,9 χιλ., €22,0 χιλ. για τα σενάρια εκπροσώπησης φορτίου 0%, 50% και 100%, αντίστοιχα).

Στην περίπτωση συμφόρησης στο δίκτυο οι οριακές τιμές κόμβων δεν είναι κοινές για όλους τους κόμβους, καθώς η ενέργεια δεν μπορεί να διακινηθεί ανεμπόδιστα στο δίκτυο και συνεπώς η αύξηση του φορτίου δεν μπορεί να καλυφθεί από την πραγματικά οικονομικότερη μονάδα. Στο Διάγραμμα 5.9 παρουσιάζεται η τυπική απόκλιση της οριακής τιμής κόμβων για κάθε περίοδο κατανομής ανά μοντέλο.



**Διάγραμμα 5.9:** Τυπική απόκλιση οριακών τιμών κόμβων σε κάθε περίοδο κατανομής για το μοντέλο χωρίς Διαχειριστή ΔΠ και για το μοντέλο με Διαχειριστή ΔΠ (σενάριο υψηλού κόστους ΔΠ (Υ) και σενάρια χαμηλής -0%, ενδιάμεσης -50% και υψηλής εκπροσώπησης -100% μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ).

Στην περίπτωση του μοντέλου χωρίς Διαχειριστή ΔΠ η τυπική απόκλιση των ΟΤΚ φτάνει στα €17,4/MWh. Αντίθετα, παρουσία Διαχειριστή ΔΠ η μέγιστη τιμή της απόκλισης που παρατηρείται φτάνει στα €5/MWh για τα σενάρια χαμηλής και ενδιάμεσης εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου και στα €2,9/MWh για το σενάριο υψηλής εκπροσώπησης μη ευέλικτου φορτίου. Το αποτέλεσμα αυτό σχετίζεται άμεσα με τη μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης του κάθε μοντέλου. Απουσία ΔΔΠ οι ΟΤΚ είναι αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης και υπολογίζονται ex post. Αντίθετα, με τον τρόπο που διαμορφώνεται το



πρόβλημα του Διαχειριστή ΔΠ (σχέση (5.12)), οι ΟΤΚ συνυπολογίζονται στη συνάρτηση κόστους αυτού και λειτουργούν ως κίνητρο για αύξηση της εγγεόμενης από τον ΔΔΠ ενέργειας όταν είναι υψηλές και ως αντικίνητρο για αύξηση της απορροφώμενης ενέργειας όταν είναι χαμηλές, συμπεράσματα με τα οποία συμβαδίζουν και τα αποτελέσματα της ένταξης των τοπικών πόρων. Ενώ η εντασσόμενη ποσότητα τοπικής παραγωγής στην περίπτωση του μοντέλου με ΔΔΠ και ποσοστό εκπροσώπησης 0% δεν αλλάζει σημαντικά σε σύγκριση με το μοντέλο χωρίς ΔΔΠ (116MWh έναντι 115MWh) εντούτοις αυτό που αλλάζει είναι η χωρική κατανομή αυτής στους διάφορους κόμβους του συστήματος, καθώς πλέον η ΟΤΚ παίζει καθοριστικό ρόλο στην απόφαση σχετικά με τον τρόπο που εντάσσεται η τοπική παραγωγή.

## 5.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 5

Η ένταξη διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων αναμένεται να αποτελέσει σημαντική πρόκληση για την αγορά ενέργειας, καθόσον στην πράξη είναι εν πολλοίς άγνωστες οι επιπτώσεις που έχουν στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό που μπορεί να ειπωθεί, ωστόσο, είναι ότι η διαχείριση τέτοιων πόρων είναι φυσιολογικό να ανήκει σε μία οντότητα με γενικευμένες αρμοδιότητες εκπροσώπησης φορτίου και μικρών τοπικών μονάδων παραγωγής. Στον ρόλο αυτό ενδεχομένως να κληθούν να ανταποκριθούν οι σημερινοί Προμηθευτές ενέργειας ή εταιρείες παροχής ενεργειακών υπηρεσιών, υπό τον όρο ότι πληρούν τις προϋποθέσεις για να συμμετάσχουν στις διαδικασίες της Αγοράς.

Οι αποφάσεις μίας τέτοιας οντότητας, που για τις ανάγκες του παρόντος κεφαλαίου ονοματίζεται ως Διαχειριστής ΔΠ, επηρεάζουν αλλά και επηρεάζονται από πλειάδα παραγόντων που σχετίζονται, από τη μία πλευρά, με τους διεσπαρμένους πόρους που διαχειρίζεται και, από την άλλη πλευρά, με το αποτέλεσμα του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού που πραγματοποιείται από τον Λειτουργό της αγοράς ενέργειας.

Για την προσομοίωση των πολύπλοκων αλληλεπιδράσεων αυτού του τύπου παρουσιάστηκε στο παρόν κεφάλαιο η εφαρμογή του διεπίπεδου προγραμματισμού για τη διαμόρφωση κατάλληλων μοντέλων που επιτρέπουν την εξέταση ποικίλων σεναρίων. Έτσι, καθίσταται δυνατή η ανάλυση της αλληλεπίδρασης ενός Διαχειριστή Διεσπαρμένων Πόρων, ο οποίος αποφασίζει σχετικά με τον τρόπο ένταξης των διεσπαρμένων πόρων ώστε να εξυπηρετεί το φορτίο του με το ελάχιστο κόστος, τόσο με τους πελάτες του όσο και με την αγορά ενέργειας, στην οποία συμμετέχει υποβάλλοντας κατάλληλα διαμορφωμένες προσφορές παραγωγής και δηλώσεις φορτίου. Οι προσφορές και δηλώσεις αυτές έχουν μορφή που εναρμονίζεται με τις προδιαγραφές της Αγοράς και αντανακλούν, επί της ουσίας, το έλλειμμα ή την περίσσεια ενέργειας του ΔΔΠ.

Τα μοντέλα που μελετήθηκαν στο παρόν κεφάλαιο είναι κατάλληλα τόσο για την ανάλυση σε επίπεδο διακριτών χρονικών διαστημάτων, που αντιστοιχούν σε περιόδους κατανομής του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού, όσο και σε μακροσκοπικό επίπεδο για την ανίχνευση των επιπτώσεων της ένταξης των διεσπαρμένων πόρων στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Στην πρώτη περίπτωση, διευκολύνεται το έργο του Διαχειριστή ΔΠ ως Εκπροσώπου Φορτίου (υπό την ευρεία έννοια), προκειμένου να αποφασίσει τον τρόπο λειτουργίας των τοπικών πόρων που ελέγχει, και το έργο του ως συμμετέχων στην αγορά ενέργειας στη διαμόρφωση κατάλληλων προσφορών έγχυσης και δηλώσεων φορτίου που υποβάλλει στον Λειτουργό της Αγοράς.

Καθόσον η εξυπηρέτηση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο απώτερος στόχος κάθε εφαρμοζόμενης πολιτικής στον τομέα της ενέργειας, οι επιπτώσεις της ένταξης διεσπαρμένων πόρων στη λειτουργία του συστήματος ποσοτικοποιήθηκαν υπολογίζοντας το μέσο κόστος εξυπηρέτησης φορτίου. Παράλληλα, από τη μελέτη διαφορετικών μοντέλων ενσωμάτωσης των διεσπαρμένων πόρων στην αγορά ενέργειας (μέσω ΔΔΠ ή χωρίς ΔΔΠ) και σεναρίων σχετικά με το κόστος των ΔΠ και τη σύνθεση του χαρτοφυλακίου του Διαχειριστή ΔΠ παρατηρούνται τα εξής:

- Απουσία ΔΔΠ αύξηση του κόστους των ΔΠ οδηγεί σε αύξηση του ΜΚΕΦ. Παρουσία ΔΔΠ η ίδια αύξηση εξακολουθεί να παρατηρείται αλλά μετριασμένη.
- Σε απόλυτα μεγέθη αρκεί η παρουσία ενός ΔΔΠ για να μειωθεί το ΜΚΕΦ αλλά μόνο όσο οι ΔΠ είναι ακριβοί. Όσο πιο οικονομικοί είναι οι ΔΠ η παρουσία του ΔΔΠ ενίοτε αυξάνει το ΜΚΕΦ.
- Παρουσία ΔΔΠ και όσο αυξάνεται το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου, το ΜΚΕΦ μειώνεται.
- Συνδυάζοντας τα δύο προηγούμενα συμπεράσματα: προκειμένου το ΜΚΕΦ να μην αυξηθεί καθώς φθηναίνουν οι διεσπαρμένοι πόροι, είναι δυνατόν ο Διαχειριστής ΔΠ να μετριάσει την αύξηση ως και να μειώσει το ΜΚΕΦ, επιδιώκοντας να αποκτήσει μεγαλύτερο μέρος του μη ευέλικτου φορτίου.

Τα αποτελέσματα συντείνουν στο συμπέρασμα ότι η βασική αιτία μείωσης του ΜΚΕΦ είναι η δραστηριοποίηση στην αγορά ενέργειας μίας οντότητας που όχι μόνο τιμολογείται στην ΟΤΚ αλλά ενσωματώνει στην απόφασή της την πληροφορία σχετικά με τις διακυμάνσεις των ΟΤΚ. Μάλιστα, η επιτυγχανόμενη συμπίεση του ΜΚΕΦ είναι ιδιαίτερος αισθητή όσο μεγαλύτερο μέρος του μη ευέλικτου φορτίου εκπροσωπείται από την οντότητα αυτή, καθώς τότε μεγαλύτερος όγκος φορτίου ενσωματώνεται στο πρόβλημα αυτό. Η μείωση στο ΜΚΕΦ είναι τόσο μικρότερη όσο φθηνότεροι είναι οι ΔΠ, καθώς σε αυτήν την περίπτωση η επίδραση της ένταξής τους μέσω του Διαχειριστή ΔΠ είναι λιγότερο αισθητή.

Εν τέλει, προκειμένου η δραστηριοποίηση ενός Διαχειριστή ΔΠ να αποβεί προς όφελος του συνόλου των καταναλωτών ενέργειας, η μοναδιαία τιμή αποζημίωσης και χρέωσης των ποσοτήτων ενέργειας που απορροφά και εγχέει στο δίκτυο πρέπει να είναι η ΟΤΚ (ή η ΟΤΣ), καθώς αυτή λειτουργεί ως κατάλληλο κίνητρο/αντικίνητρο για την προσαρμογή των προσφερόμενων/αιτούμενων ποσοτήτων ενέργειας.

Από την προσθήκη των εξισώσεων της DC ροής φορτίου μελετήθηκαν περιπτώσεις κανονικής λειτουργίας οπότε και διαπιστώνεται ότι οι λύσεις των δύο παραλλαγών με και χωρίς δίκτυο ταυτίζονται ως προς τις συνολικές ποσότητες και το ΜΚΕΦ. Οι πρωτογενείς ποσότητες, όμως, των προσφορών έγχυσης και των δηλώσεων φορτίου του Διαχειριστή ΔΠ διαφοροποιούνται λόγω των περιορισμένων δυνατοτήτων ορισμού αυτών όταν αγνοείται η τοπολογία του δικτύου και υποβάλλεται μία ενιαία προσφορά ανά περίοδο κατανομής. Σε περίπτωση συμφόρησης στο δίκτυο διαπιστώνεται ότι η τυπική απόκλιση των ΟΤΚ περιορίζεται σημαντικά, καθώς οι τιμές αυτές λειτουργούν ως κίνητρο για να προσαρμόσει κατάλληλα ο Διαχειριστής ΔΠ το ενεργειακό του ισοζύγιο.

## 5.6 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 5

- [5.1] ΛΑΓΗΕ Α.Ε., Εγχειρίδιο Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, Έκδοση 2.0, 30 Αυγούστου 2013.

- [5.2] Lin Y., Schrage L., “The global solver in the LINDO API”, Optimization Methods and Software, Vol. 24, No. 4-5, pp. 657-668, August-September 2009.
- [5.3] Probability Methods Subcommittee, “IEEE Reliability Test System”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, November 1979.
- [5.4] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, C. Singh, “The IEEE reliability test system-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, August 1999.
- [5.5] U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, March 2016 [Ηλεκτρονικό]. [www.eia.gov/forecasts/steo/tables/pdf/2tab.pdf](http://www.eia.gov/forecasts/steo/tables/pdf/2tab.pdf)
- [5.6] ΡΑΕ, Απόφαση 208/2016, ΦΕΚ Τεύχος Β', Αρ. φύλλου 2068, 6 Ιουλίου 2016.
- [5.7] GAMS, “The Solver Manuals”, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, January 2012.



# Κεφάλαιο 6

## Σχεδιασμός Κινήτρων για Επενδύσεις σε Αιολικούς Σταθμούς Παραγωγής Ενέργειας

Στις προσπάθειες καταπολέμησης της κλιματικής αλλαγής, ο τομέας της ενέργειας παίζει κομβικό ρόλο, καθώς το σχεδόν σύνολο των ανθρωπίνων δραστηριοτήτων απαιτεί την κατανάλωση κάποιας μορφής ενέργειας. Η ενέργεια που παράγεται από σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) συμβάλλει σημαντικά σε αυτόν τον στόχο. Ωστόσο, η ωριμότητα των συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. από ορυκτά καύσιμα) σε συνδυασμό με το χαμηλό τους κόστος (που αγνοεί εξωτερικούς παράγοντες κόστους όπως το περιβαλλοντικό, π.χ. εκπομπές CO<sub>2</sub> και λοιπών αερίων του θερμοκηπίου), αποτελεί τροχοπέδη στην ανάπτυξη των σταθμών ΑΠΕ [6.1]. Για τον λόγο αυτό, έχουν θεσπιστεί μηχανισμοί στήριξης των τεχνολογιών ΑΠΕ που καθιστούν τις τεχνολογίες αυτές ελκυστικές [6.2].

Μεταξύ των διαφόρων συστημάτων στήριξης των έργων ΑΠΕ, οι εγγυημένες τιμές έγχυσης (Feed-In Tariff – FIT) αποτελούν το πλέον δημοφιλές εργαλείο [6.3]. Αν και απλό στην υλοποίηση, κατά τη διαδικασία του σχεδιασμού ενός τέτοιου συστήματος στήριξης, είναι απαραίτητο να ληφθεί υπ' όψιν μία πληθώρα παραμέτρων, όπως, παραδείγματος χάριν, η προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος παραγωγής από ΑΠΕ, κ.ά. Υπερεκτίμηση ή υποεκτίμηση αυτών των παραμέτρων οδηγεί σε μη βέλτιστη λειτουργία της αγοράς, καθώς η υπερβολική ή η ανεπαρκής αποζημίωση των παραγωγών από ΑΠΕ οδηγεί σε πλεόνασμα ή έλλειμμα επενδύσεων. Και οι δύο αυτές καταστάσεις είναι μη επιθυμητές τόσο για τον Λειτουργό όσο και για τον καταναλωτή. Αντίθετα, με την επιλογή της αποζημίωσης στο βέλτιστο επίπεδο επιτυγχάνονται επενδύσεις σε ΑΠΕ που οδηγούν σε ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής.

Η διαμόρφωση του διεπίπεδου πλαισίου αποφάσεων που παρουσιάζεται στο παρόν κεφάλαιο αποσκοπεί στον σχεδιασμό των παρεχόμενων κινήτρων σε επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ που ωθεί τους επενδυτές στη βέλτιστη επιλογή εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Αυτή η επιλογή είναι ταυτόχρονα βέλτιστη τόσο για τη Ρυθμιστική Αρχή που είναι υπεύθυνη για τον μακροχρόνιο σχεδιασμό του συστήματος, όσο και για τους επενδυτές σε έργα ΑΠΕ.

Στο εν λόγω μοντέλο, τον ρόλο του ηγέτη αναλαμβάνει η Ρυθμιστική Αρχή αποφασίζοντας το επίπεδο των εγγυημένων τιμών έγχυσης ενέργειας από ΑΠΕ, το οποίο σε μακροχρόνιο ορίζοντα ελαχιστοποιεί το κόστος του συστήματος. Ο επενδυτής σε έργο ΑΠΕ είναι εκ φύσεως ο ακόλουθος, καθώς, βάσει της τιμής που ανακοινώνεται από τη Ρυθμιστική Αρχή, επιλέγει το μέγεθος της επένδυσης που είναι βιώσιμη. Ως μέτρο της βιωσιμότητας της επένδυσης χρησιμοποιείται ο δείκτης της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ). Η βέλτιστη επίλυση μεγιστοποιεί την ΚΠΑ της επένδυσης και ταυτόχρονα ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος παραγωγής του συστήματος, ενώ η συνολική ζήτηση καλύπτεται από ενέργεια που παράγεται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής και από σταθμούς ΑΠΕ.

Εδώ εξετάζεται η περίπτωση των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα. Ωστόσο, με κατάλληλη επιλογή των παραμέτρων υπολογισμού της ΚΠΑ, είναι δυνατόν να μοντελοποιηθούν οι επενδυτικές αποφάσεις και σε άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ ως ξεχωριστά προβλήματα του κάτω επιπέδου.

Η χρήση του διεπίπεδου προγραμματισμού ως εργαλείο κατά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων σε παρόμοια προβλήματα έχει προταθεί από διάφορους επιστήμονες. Στο [6.4] η απόφαση ενός επενδυτή σχετικά με την υλοποίηση ενός έργου αιολικής ενέργειας διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (Mathematical Programming with Equilibrium Constraints – MPEC), όπου οι συνθήκες λειτουργίας της αγοράς περιγράφονται από ένα σύνολο σεναρίων αιολικών παραγωγής και φορτίου. Στο [6.5] το стоχαστικό πρόβλημα MPEC που προτείνεται λαμβάνει υπ' όψιν την αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής και της τιμής στην αγορά εξισορρόπησης ενέργειας ώστε να επιτρέψει στον παραγωγό αιολικής ενέργειας που κατέχει κυρίαρχη θέση να επηρεάσει την αγορά επόμενης ημέρας. Παρόμοια προσέγγιση ακολουθούν και οι ερευνητές στα [6.6] και [6.7] στην προσπάθειά τους να μελετήσουν την επίδραση της υψηλής διείσδυσης αιολικής παραγωγής στις λειτουργίες της αγοράς επόμενης ημέρας και πραγματικού χρόνου. Τέλος, στο [6.8] και στο [6.9] με τη χρήση διεπίπεδου μοντέλου περιγράφεται η στρατηγική συμπεριφορά παραγωγών που επιδιώκουν να προσδιορίσουν το βέλτιστο επενδυτικό σχέδιο και τις παραμέτρους των συναρτήσεων προσφορών που μεγιστοποιούν το κέρδος τους, συνυπολογίζοντας τις συνθήκες εκκαθάρισης της αγοράς υπό περιορισμούς δικτύου.

## 6.1 Κατάλογος Συμβόλων

### Δείκτες και Σύνολα

- $j \in J$       Σύνολο επενδυτών σε έργα εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας.  
 $t \in T$       Σύνολο ετών ορίζοντα μελέτης.

### Παράμετροι

- $A_t, B_t, C_t$     Παράμετροι συνάρτησης εγχεόμενης αιολικής ενέργειας.  
 $c$               Παράμετρος συνάρτησης κόστους συμβατικών μονάδων παραγωγής (€/MWh).  
 $E_t^{load}$         Προβλεπόμενη ενέργεια φορτίου συστήματος κατά το έτος  $t$  (MWh).  
 $ic$              Μοναδιαίο κόστος επένδυσης σε έργα εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας (€/MW).  
 $EQ$             Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων επένδυσης (% του  $ic$ ).  
 $L$               Ποσοστό δανεισμού (% του  $ic$ ).  
 $N$               Χρόνος ζωής επένδυσης (έτη).  
 $r$               Επιτόκιο προεξόφλησης (%).  
 $i$               Επιτόκιο δανεισμού (%).  
 $n$               Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη).  
 $CRF$           Συντελεστής Ανάκτησης Κεφαλαίου,  $CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ .  
 $SFF$           Συντελεστής Συσσώρευσης Κεφαλαίου,  $SFF = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$ .  
 $OM$           Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εγκαταστάσεων παραγωγής αιολικής ενέργειας (€/MW).  
 $TR$           Συντελεστής φορολόγησης (%).  
 $P_j^{max}$         Άνω όριο μεταβλητής  $y_j$  (MW).

*Συναρτήσεις*

$F$	Συνολικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας συστήματος (€).
$f_j$	Καθαρή Παρούσα Αξία επένδυσης $j$ επενδυτή (€).
$E_t^w(\sum_j y_j)$	Εγχεόμενη αιολική ενέργεια από το σύνολο των αιολικών πάρκων εγκατεστημένης ισχύος $\sum_j y_j$ κατά το έτος $t$ (MWh).
$F_t^c(E_t^c)$	Πληρωμές έτους $t$ για την αποζημίωση της εγχεόμενης ενέργειας $E_t^c$ από συμβατικές μονάδες παραγωγής (€).
$F_t^w(E_t^w)$	Πιστώσεις προς τους παραγωγούς ΑΠΕ για την εγχεόμενη αιολική ενέργεια $E_t^w$ κατά το έτος $t$ (€).

*Μεταβλητές*

$x$	Εγγυημένη τιμή έγχυσης ενέργειας από αιολικά πάρκα (€/MWh).
$y_j$	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων του $j$ επενδυτή (MW).
$E_{j,t}^w$	Εγχεόμενη αιολική ενέργεια από τις εγκαταστάσεις του $j$ επενδυτή το έτος $t$ (MWh).
$E_t^c$	Εγχεόμενη ενέργεια από συμβατικές μονάδες παραγωγής το έτος $t$ (MWh).
$KTP_t$	Καθαρή ταμειακή ροή κατά τον χρόνο $t$ (€).

**6.2 Περιγραφή Μοντέλου και Διαδικασίας Επίλυσης****6.2.1 Πλαίσιο Λήψης Αποφάσεων**

Ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός σε επίπεδο συστήματος είναι ουσιώδους σημασίας για την εύρυθμη λειτουργία ενός ΣΗΕ και τη βέλτιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων οικονομικών πόρων. Επί τη βάση προβλέψεων για τη μελλοντική εξέλιξη του φορτίου του συστήματος λαμβάνονται αποφάσεις για την κατασκευή νέων σταθμών παραγωγής, μία διαδικασία ομολογουμένως χρονοβόρα. Για τις καθετοποιημένες επιχειρήσεις ηλεκτρισμού του παρελθόντος, ο σχεδιασμός αυτός ήταν ένα μονοδιάστατο πρόβλημα και εκτελείτο σε κεντρικό επίπεδο. Στην απελευθερωμένη αγορά του σήμερα, όμως, η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος, ιδιαιτέρως των μονάδων ΑΠΕ, δεν επηρεάζεται από πιθανούς τεθέντες στόχους προς επίτευξη, αλλά από τις αποφάσεις που λαμβάνονται αποκεντρωμένα από τους επενδυτές ΑΠΕ, οι οποίοι αξιολογούν τις επενδύσεις βάσει της βιωσιμότητάς τους λαμβάνοντας υπ' όψιν το ύψος των εγγυημένων τιμών πώλησης της ενέργειας.

Για τη Ρυθμιστική Αρχή, η οποία είναι υπεύθυνη για τον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό, η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους εξυπηρέτησης του φορτίου αποτελεί βασική επιδίωξη. Όμως, με την ένταξη των μονάδων ΑΠΕ το κόστος αυτό διαμορφώνεται από δύο αντίρροπες τάσεις. Από τη μία πλευρά, οι υψηλές τιμές αποτελούν ισχυρό κίνητρο για τους επενδυτές, οδηγώντας σε αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ και, κατ' επέκταση, σε αύξηση της συγκεκριμένης συνιστώσας κόστους του συστήματος. Από την άλλη πλευρά, καθώς οι μονάδες αυτές εντάσσονται κατά προτεραιότητα, η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ τους εκτοπίζει από τη σειρά κατανομής τις ακριβές μονάδες και οδηγεί σε μείωση του κόστους παραγωγής από συμβατικούς σταθμούς.

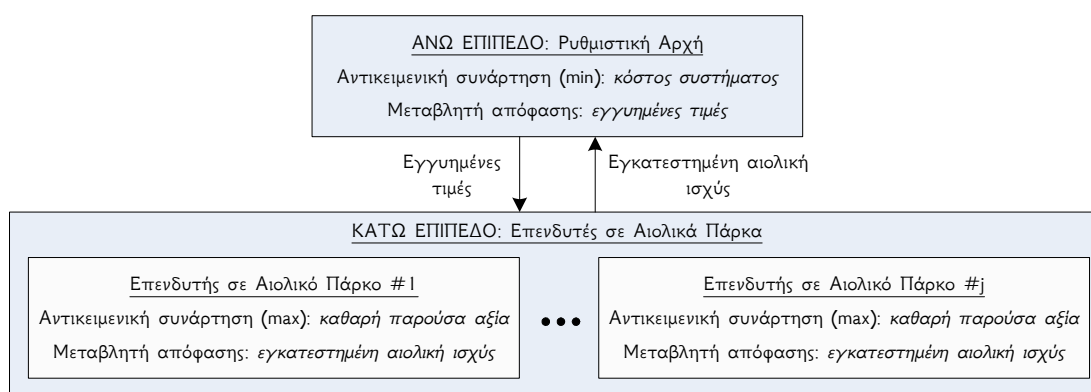
Το ερώτημα που τίθεται, λοιπόν, είναι: Ποιο είναι το βέλτιστο επίπεδο εγγυημένων τιμών που θα ενθαρρύνει τις σχετικές επενδύσεις σε τέτοιο βαθμό ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου; Όμως, η απόφαση σχετικά με τον ορισμό των εγγυημένων τιμών έγχυσης ενέργειας από ΑΠΕ αποτελεί ένα απαιτητικό, περίπλοκο και

πολυπαραγοντικό πρόβλημα. Το διεπίπεδο μοντέλο που προτείνεται εδώ επιδιώκει να απαντήσει το παραπάνω ερώτημα.

Στο πλαίσιο του μοντέλου αυτού αναγνωρίζονται δύο αλληλοεξαρτώμενα επίπεδα απόφασης (με τα αντίστοιχα προβλήματα βελτιστοποίησης) και δύο είδη οντοτήτων ο ηγέτης και ο ακόλουθος. Πιο συγκεκριμένα, η αντικειμενική συνάρτηση της Ρυθμιστικής Αρχής (ηγέτης) εκφράζει το συνολικό κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου τόσο από συμβατική παραγωγή όσο και από παραγωγή ΑΠΕ καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα σχεδιασμού. Η αντικειμενική συνάρτηση κάθε επενδυτή (ακόλουθος) αντιπροσωπεύει την ΚΠΑ της επένδυσης, έναν συχνά χρησιμοποιούμενο δείκτη για την εξέταση της βιωσιμότητας μίας επένδυσης.

Η σύζευξη των δύο προβλημάτων γίνεται μέσω των μεταβλητών απόφασης που κάθε οντότητα έχει υπό τον έλεγχό της, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 6.1, και οι οποίες εμφανίζονται στις αντικειμενικές συναρτήσεις των δύο επιπέδων. Ο ηγέτης επιλέγει τις εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της εγγεόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στο σύστημα. Βάσει αυτών των τιμών, οι ακόλουθοι αποφασίζουν σχετικά με το ύψος των επενδύσεων σε νέα έργα αιολικής ενέργειας.

Στις παραγράφους που έπονται παρουσιάζονται τα προβλήματα βελτιστοποίησης των οντοτήτων των δύο επιπέδων και η μεθοδολογία επίλυσης του μοντέλου ισορροπίας που προκύπτει.



**Διάγραμμα 6.1: Δομή του διεπίπεδου πλαισίου λήψης αποφάσεων της Ρυθμιστικής Αρχής και των επενδυτών σε έργα αιολικής ενέργειας.**

### 6.2.2 Μοντέλο Απόφασης Ρυθμιστικής Αρχής (Πρόβλημα Άνω Επιπέδου)

Στόχος του προβλήματος που επιλύει η Ρυθμιστική Αρχή είναι ο καθορισμός του βέλτιστου επιπέδου εγγυημένων τιμών ΑΠΕ (FIT) σε ορίζοντα 20ετίας που ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος εξυπηρέτησης του προβλεπόμενου φορτίου. Ως εκ τούτου, η αντικειμενική συνάρτηση του άνω επιπέδου αποτελείται από δύο όρους: τις πληρωμές για την αποζημίωση της εγγεόμενης ενέργειας από συμβατικές μονάδες παραγωγής και τις πιστώσεις προς τους παραγωγούς ΑΠΕ για την αντίστοιχη εγγεόμενη αιολική ενέργεια.

Για τον υπολογισμό του πρώτου όρου ( $F_t^C$ ), είναι απαραίτητο να υπολογιστεί μία σχέση που συνδέει την ετησίως εγγεόμενη ενέργεια από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ( $E_t^C$ ) με το αντίστοιχο ετήσιο κόστος ( $F_t^C$ ). Μία γραμμική σχέση που δίνεται από την εξίσωση (6.1), χρησιμοποιείται εδώ, με τον συντελεστή  $c$  να ενσωματώνει όλες τις συνιστώσες κόστους των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η συνάρτηση αυτή προκύπτει ακολουθώντας τη διαδικασία που περιγράφεται στην παράγραφο 6.3.1.2.



$$F_t^c = cE_t^c \quad (6.1)$$

Ο δεύτερος όρος ( $F_t^w$ ) είναι ουσιαστικά το γινόμενο του FIT και της συνολικά εγχεόμενης αιολικής ενέργειας  $E_t^w$ , όπως παρουσιάζεται στην (6.2). Η συνολικά εγχεόμενη αιολική ενέργεια αποτελεί συνάρτηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος  $\sum_j y_j$ , η μορφή της οποίας αναλύεται στην παράγραφο 6.3.1.3.

$$F_t^w = xE_t^w \quad (6.2)$$

Συνεπώς, το πρόβλημα του άνω επιπέδου περιγράφεται από την (6.3)

$$\min_x F \quad (6.3)$$

όπου  $F = \sum_t (F_t^c + F_t^w) = \sum_t (cE_t^c + xE_t^w)$ .

Ταυτόχρονα, το άθροισμα της ετήσιας παραγωγής ενέργειας των συμβατικών και των αιολικών σταθμών καλύπτει το ετήσιο φορτίο του συστήματος, δηλ. ισχύει η σχέση (6.4).

$$E_t^c + E_t^w = E_t^{load} \quad (6.4)$$

### 6.2.3 Μοντέλο Απόφασης των Επενδυτών (Προβλήματα Κάτω Επιπέδου)

Μέσω των αντικειμενικών συναρτήσεων του κάτω επιπέδου εκφράζεται το πρόβλημα λήψης απόφασης των επενδυτών που λαμβάνει χώρα πριν την υλοποίηση της επένδυσης. Για δεδομένη εγγυημένη τιμή αποζημίωσης της εγχεόμενης αιολικής ενέργειας (μεταβλητή  $x$ ), οι επενδυτές επιλέγουν τη βέλτιστη αιολική ισχύ που θα εγκαταστήσουν (μεταβλητές  $y_j$ ) που μεγιστοποιούν την ΚΠΑ.

Η αξιολόγηση της επένδυσης γίνεται ως προς τα ίδια κεφάλαια βάσει της ΚΠΑ. Η τελευταία υπολογίζεται βάσει του τύπου (6.5), όπου  $KTP_0 = EQ \cdot ic$  είναι το αρχικό κόστος της επένδυσης.

$$NPV = -KTP_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+r)^t} \quad (6.5)$$

Η καθαρή ταμειακή ροή κατά τον χρόνο  $t$  ( $KTP_t$ ) υπολογίζεται ως τα έσοδα από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας μείον το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος αποπληρωμής του κεφαλαίου και των τόκων του δανείου και τον φόρο. Ο φόρος υπολογίζεται επί της διαφοράς εσόδων μείον λειτουργικές δαπάνες, αποσβέσεις και τόκοι δανείων. Βάσει αυτών προκύπτει η σχέση (6.6) για την καθαρή ταμειακή ροή του έτους  $t$ , όπου οι συντελεστές  $\sigma_{1,t}$  και  $\sigma_{2,t}$  υπολογίζονται από τις (6.7) και (6.8) αντίστοιχα (αναλυτικά, τα βήματα των υπολογισμών παρατίθενται στο Παράρτημα του παρόντος κεφαλαίου).

$$KTP_t = \sigma_{1,t} x E_{j,t}^w + \sigma_{2,t} y_j \quad (6.6)$$

$$\sigma_{1,t} = (1 - TR) \quad (6.7)$$

$$\sigma_{2,t} = ic(-(1 - TR)(OM + L \cdot CRF|_{t \leq n}) + TR/N - TR \cdot L \cdot SFF(1 + i)^{t-1}|_{t \leq n}) \quad (6.8)$$

Η εγχεόμενη στο σύστημα αιολική ενέργεια από τον  $j$  επενδυτή ( $E_{j,t}^w$ ) υπολογίζεται βάσει του τύπου (6.9) συναρτήσει της συνολικής εγχεόμενης στο σύστημα αιολικής ενέργειας ( $E_t^w$ ).

$$E_{j,t}^w = E_t^w \frac{y_j}{\sum_j y_j} \quad (6.9)$$

Η σχέση (6.9) ορίζει έναν κανόνα καταμερισμού της  $E_t^w$ , σύμφωνα με τον οποίο η  $E_{j,t}^w$  είναι ανάλογη προς τη συμμετοχή του  $j$  επενδυτή στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ  $\sum_j y_j$ . Η

μέθοδος αυτή θεωρείται ως η πιο δίκαιη, καθώς σε περίπτωση που απαιτείται να απορριφθεί μέρος της αιολικής παραγωγής κάθε παραγωγός θα συνεισφέρει ανάλογα προς την εγκατεστημένη του ισχύ.

Χρησιμοποιώντας τυπικές τιμές των παραμέτρων, που εμφανίζονται στις σχέσεις (6.6)-(6.8) υπολογίζονται οι καθαρές ταμειακές ροές ανά έτος. Κατ' αυτόν τον τρόπο εκφράζεται υπό μορφή συνάρτησης η σχέση που συνδέει την ΚΠΑ και τις μεταβλητές απόφασης ( $x$  του άνω επιπέδου και  $y_j$  του κάτω επιπέδου). Συνεπώς, το  $j$  πρόβλημα του κάτω επιπέδου δίνεται από την (6.10) (οι δυαδικές μεταβλητές παρουσιάζονται δίπλα σε κάθε περιορισμό) υπό τους περιορισμούς (6.11):

$$\min_{y_j} f_j \quad (6.10)$$

$$0 \leq y_j \leq P_j^{max} \cdot \lambda_j^{min}, \lambda_j^{max} \quad (6.11)$$

όπου  $f_j = xy_j [\alpha(\sum_j y_j)^2 + \beta \sum_j y_j + \gamma] + \delta y_j$ , με τα  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ , και  $\delta$  να υπολογίζονται βάσει των (6.12)-(6.15).

$$\alpha = \sum_t \frac{\sigma_{1,t} A_t}{(1+r)^t} \quad (6.12)$$

$$\beta = \sum_t \frac{\sigma_{1,t} B_t}{(1+r)^t} \quad (6.13)$$

$$\gamma = \sum_t \frac{\sigma_{1,t} C_t}{(1+r)^t} \quad (6.14)$$

$$\delta = \sum_t \frac{\sigma_{2,t}}{(1+r)^t} - EQ \cdot ic \quad (6.15)$$

#### 6.2.4 Ισοδύναμο Πρόβλημα Ενός Επιπέδου

Το διεπίπεδο πρόβλημα που περιγράφεται από τις εξισώσεις (6.3)-(6.4) και (6.10)-(6.11) μετατρέπεται σε πρόβλημα ενός επιπέδου προσαρτώντας στο πρόβλημα του άνω επιπέδου τις συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker των προβλημάτων του κάτω επιπέδου. Ένας τέτοιος μετασχηματισμός είναι επιτρεπτός, καθώς τα προβλήματα του κάτω επιπέδου είναι συνεχή και κυρτά επί του κυρτού συνόλου των περιορισμών.

Για τον σκοπό αυτό διαμορφώνονται οι συναρτήσεις Lagrange των προβλημάτων του κάτω επιπέδου (6.16) από τις οποίες υπολογίζονται οι αναγκαίες συνθήκες 1<sup>ης</sup> τάξης (6.17)-(6.19).

$$\mathcal{L}_j(y_j, \lambda_j^{min}, \lambda_j^{max}) = xy_j [\alpha(\sum_j y_j)^2 + \beta \sum_j y_j + \gamma] + \delta y_j + \lambda_j^{min}(P_j^{min} - y_j) + \lambda_j^{max}(y_j - P_j^{max}), \forall j \quad (6.16)$$

$$\nabla_{y_j} \mathcal{L}_j = -x [\alpha(\sum_j y_j)^2 + \beta \sum_j y_j + \gamma] - xy_j [2\alpha \sum_j y_j + \beta] - \delta - \lambda_j^{min} + \lambda_j^{max} = 0, \forall j \quad (6.17)$$

$$-y_j \leq 0 \perp \lambda_j^{min} \geq 0, \forall j \quad (6.18)$$

$$y_j - P_j^{max} \leq 0 \perp \lambda_j^{max} \geq 0, \forall j \quad (6.19)$$

Το ισοδύναμο πρόβλημα ενός επιπέδου έχει ως εξής:

$$\min_{x, y_j} \sum_t [cE_t^{load} + (-c + x) (A_t(\sum_j y_j)^3 + B_t(\sum_j y_j)^2 + C_t \sum_j y_j)] \quad (6.20)$$

υπό τους περιορισμούς (6.4) και (6.21)-(6.23), όπου  $s_j^{min}$  και  $s_j^{max}$  είναι οι μεταβλητές χαλαρότητας των περιορισμών (6.11).

$$\left(-x \left[\alpha(\sum_j y_j)^2 + \beta \sum_j y_j + \gamma\right] - xy_j \left[2\alpha \sum_j y_j + \beta\right] - \delta - \lambda_j^{\min} + \lambda_j^{\max}\right) y_j = 0, \forall j \quad (6.21)$$

$$-y_j \lambda_j^{\min} = 0, \forall j \quad (6.22)$$

$$(y_j - P_j^{\max}) \lambda_j^{\max} = 0, \forall j \quad (6.23)$$

Μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι αυτές του άνω επιπέδου  $x$  και του κάτω επιπέδου  $y_j$  και οι δυικές μεταβλητές των περιορισμών του προβλήματος του κάτω επιπέδου  $\lambda_j^{\min}, \lambda_j^{\max}$ .

## 6.3 Υλοποίηση

### 6.3.1 Δεδομένα Εισόδου

Δεδομένα εισόδου του προβλήματος αποτελούν τα παρακάτω:

- 1) Τα χαρακτηριστικά του υπό μελέτη συστήματος:
  - Το ετήσιο φορτίο του συστήματος για το σύνολο του χρονικού ορίζοντα σχεδιασμού (20ετία) (§6.3.1.1)
  - Οι παράμετροι κόστους των συμβατικών μονάδων παραγωγής (§6.3.1.2)
  - Η σχέση που συνδέει την εγκατεστημένη αιολική ισχύ με την αντίστοιχη εγχεόμενη στο σύστημα ενέργεια (§6.3.1.3)
- 2) Τα χαρακτηριστικά του προβλήματος απόφασης των επενδυτών (§6.3.1.4)

#### 6.3.1.1 Ετήσιο Φορτίο Συστήματος

Για το υπό μελέτη σύστημα γίνεται η θεώρηση ότι κατά το έτος βάσης το συνολικό ετήσιο φορτίο είναι περίπου 2,83TWh με μέγιστη ζήτηση έτους στα 587MW. Για τον υπολογισμό των τιμών των παραμέτρων  $E_t^{load}$ , εφαρμόζεται για το σύνολο του υπό μελέτη χρονικού ορίζοντα της 20ετίας, ένας ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου.

#### 6.3.1.2 Κόστος Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής

Για τους σκοπούς της παρούσας μοντελοποίησης, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων παραγωγής του υπό μελέτη συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ονομαστική ισχύς, κατανάλωση καυσίμου) θεωρούνται δεδομένα καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα σχεδιασμού. Με βάση αυτό το δεδομένο σύνολο μονάδων και τις προβλέψεις του ετήσιου φορτίου του συστήματος (§6.3.1.1), εξετάζονται διαφορετικές περιπτώσεις υπολειπόμενου φορτίου, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής. Με άλλα λόγια, οι διαφορετικές αυτές περιπτώσεις αντιστοιχούν σε διαφορετικό επίπεδο διείσδυσης αιολικής παραγωγής (όσο υψηλότερη η αιολική παραγωγή, τόσο χαμηλότερο το υπολειπόμενο φορτίο).

Ο υπολογισμός της σχέσης που συνδέει το ετήσιο κόστος παραγωγής των συμβατικών σταθμών με την ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τους σταθμούς αυτούς, γίνεται, για κάθε περίπτωση υπολειπόμενου φορτίου που αναφέρθηκε παραπάνω, με τη χρήση λίστας προτεραιότητας, η οποία δίνει την κατανομή του φορτίου στις μονάδες αυτές. Έτσι, υπολογίζονται ζεύγη τιμών ετήσιας ενέργειας – ετήσιου κόστους, τα οποία προσεγγίζονται με τη γραμμική συνάρτηση της μορφής της εξίσωσης (6.1).

#### 6.3.1.3 Εγχεόμενη Αιολική Ενέργεια

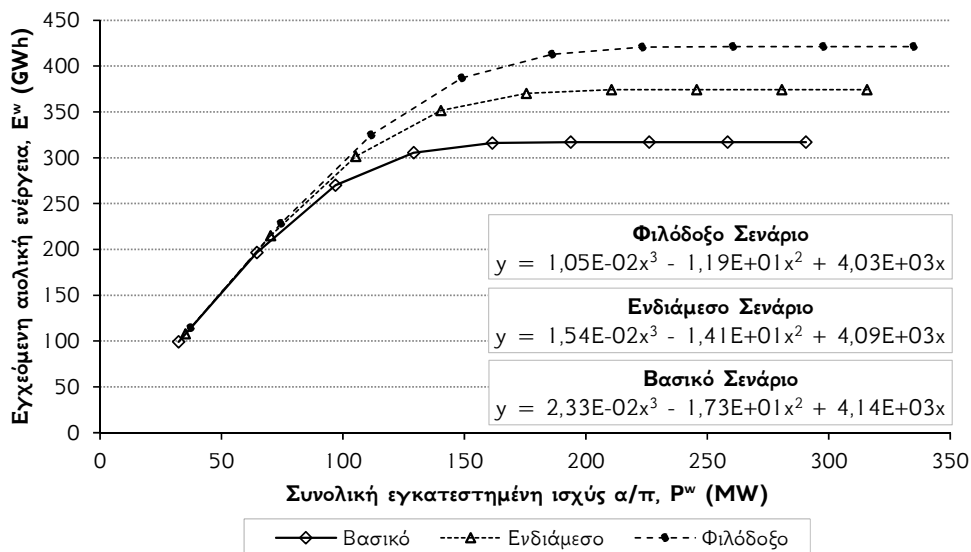
Μία απλοποιημένη προσέγγιση για τον υπολογισμό της εγχεόμενης αιολικής ενέργειας ως συνάρτηση της αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος μπορεί να γίνει με χρήση τυπικών τιμών

του capacity factor. Η προσέγγιση αυτή, όμως, μειονεκτεί, καθώς δεν λαμβάνει υπ’ όψιν πιθανούς τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος και προϋποθέτει ότι το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το σύστημα. Όμως, ειδικά σε αυτόνομα συστήματα, όπως αυτά των ελληνικών νησιών, είναι απαραίτητο να τηρούνται συγκεκριμένοι όροι που εξασφαλίζουν την ευσταθή λειτουργία τους [6.10].

Σύμφωνα με αυτούς, η αιολική ενέργεια που είναι δυνατόν να απορροφηθεί από ένα τέτοιο σύστημα περιορίζεται λόγω των τεχνικών ελαχίστων των θερμικών σταθμών παραγωγής και λόγω περιορισμών που τίθενται για την εξασφάλιση της ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος. Έχοντας κατά νου αυτούς τους περιορισμούς, υπολογίζονται<sup>1</sup> τα σημεία που παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 6.2. Κάθε καμπύλη αντιστοιχεί σε μία συγκεκριμένη τιμή ετήσιου ρυθμού αύξησης του φορτίου. Στο ίδιο διάγραμμα παρουσιάζεται και η γραμμή τάσης που προσεγγίζει τα δεδομένα. Από αυτήν την γραμμή τάσης προκύπτει η συνάρτηση που συνδέει τη συνολική εγχεόμενη αιολική ενέργεια με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών πάρκων (6.24).

$$E_t^w = A_t(\sum_j y_j)^3 + B_t(\sum_j y_j)^2 + C_t \sum_j y_j \quad (6.24)$$

Για μία συγκεκριμένη πρόβλεψη φορτίου  $E_t^{load}$ , η αιολική ενέργεια που είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το σύστημα δεν αυξάνεται αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ. Προκειμένου να διατηρηθεί η ασφαλής λειτουργία του συστήματος, η πλεονάζουσα αιολική παραγωγή απορρίπτεται. Επιπλέον, με τα υπόλοιπα δεδομένα σταθερά, υψηλότερα επίπεδα εγχεόμενης αιολικής ενέργειας είναι δυνατόν να επιτευχθούν μόνο αν το προβλεπόμενο ετήσιο φορτίο είναι υψηλότερο. Καθώς, λοιπόν, το φορτίο του συστήματος αυξάνεται από έτος σε έτος, οι συντελεστές  $A_t$ ,  $B_t$  και  $C_t$  διαφοροποιούνται.



**Διάγραμμα 6.2:** Αιολική ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα (GWh) ως συνάρτηση της αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος (MW) για τα τρία σενάρια ρυθμού αύξησης του φορτίου.

### 6.3.1.4 Συνάρτηση Καθαρής Παρούσας Αξίας

Για τον υπολογισμό της συνάρτησης που εκφράζει την ΚΠΑ λαμβάνονται υπ’ όψιν τα δεδομένα και οι παραδοχές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.1. Το σύνολο των επενδυτών θεωρείται ότι απαρτίζεται από 10 οντότητες.

<sup>1</sup> Οι υπολογισμοί έχουν γίνει για την περίπτωση του αυτόνομου συστήματος της Κρήτης με δυναμικό περιορισμό διείσδυσης των αιολικών 30% του φορτίου και capacity factor των αιολικών 35%.

**Πίνακας 6.1: Δεδομένα και παραδοχές για τις παραμέτρους της συνάρτησης της καθαρής παρούσας αξίας.**

Παράμετρος	Τιμή
Κόστος επένδυσης $ic$	$1,4 \cdot 10^6 \text{€}/\text{MW}$
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων $EQ$	40% του $ic$
Ποσοστό δανεισμού $L$	60% του $ic$
Διάρκεια ζωής επένδυσης $N$	20 έτη
Επιτόκιο δανεισμού $i$	7%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου $n$	10 έτη
Επιτόκιο προεξόφλησης $r$	10%
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης $OM$	3,6% του $ic$
Συντελεστής φορολόγησης $TR$	20%

### 6.3.2 Ανάλυση Ευαισθησίας

Για την μελέτη της επίδρασης εξωτερικών παραγόντων στα αποτελέσματα, διαμορφώνονται τρία σενάρια για τον ετήσιο ρυθμό αύξησης του φορτίου του συστήματος: το Βασικό, το Ενδιάμεσο και το Φιλόδοξο με ρυθμούς +0,8%, +1,5% και 2,0% αντίστοιχα. Βάσει αυτών υπολογίζεται το ετήσιο φορτίο του συστήματος, οι συντελεστές  $A_t$ ,  $B_t$ , και  $C_t$  της συνάρτησης (6.24) (Πίνακας 6.2) και οι συντελεστές  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  και  $\delta$  της συνάρτησης ΚΠΑ (Πίνακας 6.3).

**Πίνακας 6.2: Παράμετροι συνάρτησης απορροφώμενης αιολικής ενέργειας και φορτίο ανά έτος για τα τρία σενάρια αύξησης φορτίου.**

Έτος	Βασικό σενάριο				Ενδιάμεσο σενάριο				Φιλόδοξο σενάριο			
	$A_t$	$B_t$	$C_t$	Φορτίο (GWh)	$A_t$	$B_t$	$C_t$	Φορτίο (GWh)	$A_t$	$B_t$	$C_t$	Φορτίο (GWh)
1	0,032	-20,3	4.140	2.871	0,030	-19,8	4.143	2.911	0,029	-19,4	4.144	2.939
2	0,031	-20,0	4.142	2.893	0,029	-19,2	4.145	2.954	0,027	-18,7	4.145	2.998
3	0,030	-19,7	4.143	2.917	0,027	-18,7	4.145	2.998	0,025	-17,9	4.143	3.058
4	0,029	-19,4	4.144	2.940	0,026	-18,1	4.144	3.043	0,023	-17,2	4.139	3.119
5	0,028	-19,1	4.145	2.963	0,024	-17,5	4.141	3.089	0,021	-16,4	4.131	3.182
6	0,028	-18,8	4.145	2.987	0,022	-17,0	4.137	3.135	0,019	-15,6	4.121	3.245
7	0,027	-18,5	4.145	3.011	0,021	-16,4	4.131	3.182	0,017	-14,9	4.108	3.310
8	0,026	-18,2	4.144	3.035	0,020	-15,8	4.124	3.230	0,015	-14,1	4.092	3.376
9	0,025	-17,9	4.143	3.059	0,018	-15,2	4.115	3.279	0,014	-13,4	4.074	3.444
10	0,024	-17,6	4.142	3.084	0,017	-14,7	4.101	3.328	0,012	-12,6	4.054	3.513
11	0,023	-17,3	4.140	3.109	0,015	-14,1	4.092	3.378	0,011	-11,9	4.032	3.583
12	0,023	-16,9	4.137	3.133	0,014	-13,5	4.079	3.428	0,009	-11,1	4.007	3.655
13	0,022	-16,7	4.134	3.159	0,013	-13,0	4.064	3.480	0,008	-10,4	3.980	3.728
14	0,021	-16,4	4.131	3.184	0,012	-12,4	4.048	3.532	0,006	-9,7	3.951	3.802
15	0,020	-16,1	4.127	3.209	0,011	-11,9	4.031	3.585	0,005	-9,0	3.921	3.878
16	0,019	-15,8	4.123	3.235	0,009	-11,3	4.012	3.639	0,004	-8,3	3.888	3.956
17	0,019	-15,5	4.118	3.261	0,008	-10,8	3.993	3.693	0,003	-7,7	3.855	4.035
18	0,018	-15,1	4.113	3.287	0,007	-10,2	3.972	3.749	0,002	-7,0	3.820	4.116
19	0,017	-14,8	4.107	3.313	0,006	-9,7	3.950	3.805	0,001	-6,4	3.783	4.198
20	0,016	-14,5	4.101	3.340	0,005	-9,2	3.927	3.862	0,000	-5,8	3.746	4.282

Σε κάθε σενάριο ετήσιου ρυθμού αύξησης του φορτίου, η παράμετρος  $c$  της σχέσης (6.1) μεταβάλλεται μεταξύ  $\text{€}100/\text{MWh}$  και  $\text{€}500/\text{MWh}$ . Διαφοροποιήσεις στην τιμή της συγκεκριμένης παραμέτρου αντανακλούν πιθανές αλλαγές στο μίγμα των συμβατικών μονάδων (π.χ. απόσυρση παλαιών μονάδων, ένταξη νέων πιο αποδοτικών) ή και αλλαγές στις τιμές καυσίμων αυτής της κατηγορίας μονάδων. Θεωρώντας διαφορετικό σύνολο μονάδων ή διαφορετικά σενάρια τιμών καυσίμων τα χαρακτηριστικά κόστους των μονάδων

μεταβάλλονται, οδηγώντας σε διαφορετικούς συνδυασμούς ετήσιας ενέργειας-ετήσιου κόστους συμβατικών μονάδων.

Πίνακας 6.3: Παράμετροι συνάρτησης ΚΠΑ για τα τρία σενάρια αύξησης φορτίου.

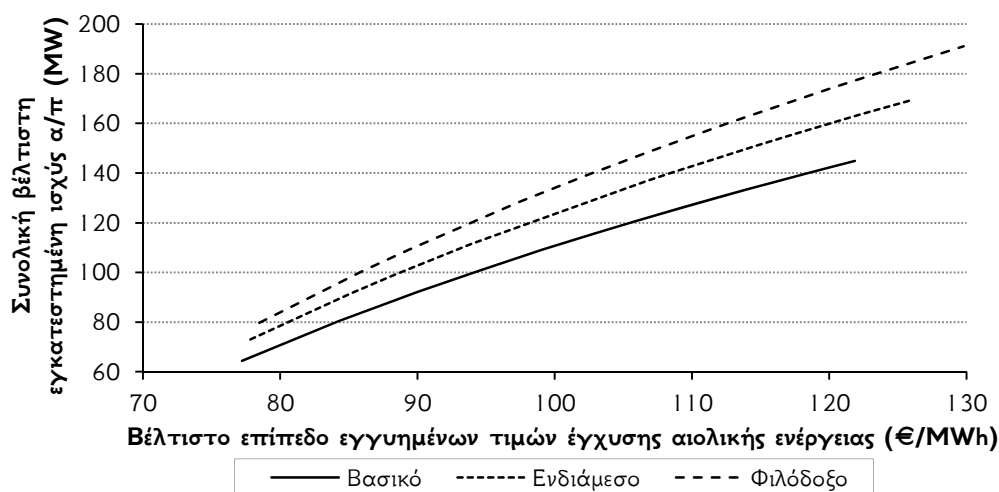
	Βασικό σενάριο	Ενδιάμεσο σενάριο	Φιλόδοξο σενάριο
$\alpha$	0,180	0,141	0,118
$\beta$	-124,83	-109,66	-99,15
$\gamma$	28.185	27.969	27.700
$\delta$	-1.562.133	-1.562.133	-1.562.133

### 6.3.3 Υπολογιστικά Θέματα

Το ισοδύναμο πρόβλημα ενός επιπέδου επιλύεται με τη χρήση του επιλύτη PATHNLP του λογισμικού GAMS [6.11] που εκτελείται σε υπολογιστή Intel®Core™ i5 στα 3,30GHz με 4GB RAM. Ο συγκεκριμένος επιλύτης είναι κατάλληλος για μη γραμμικά προβλήματα όπως το παρόν. Το πρόβλημα αποτελείται από 61 εξισώσεις και 52 μεταβλητές και η επίλυσή του ολοκληρώνεται σε λιγότερο από ένα λεπτό.

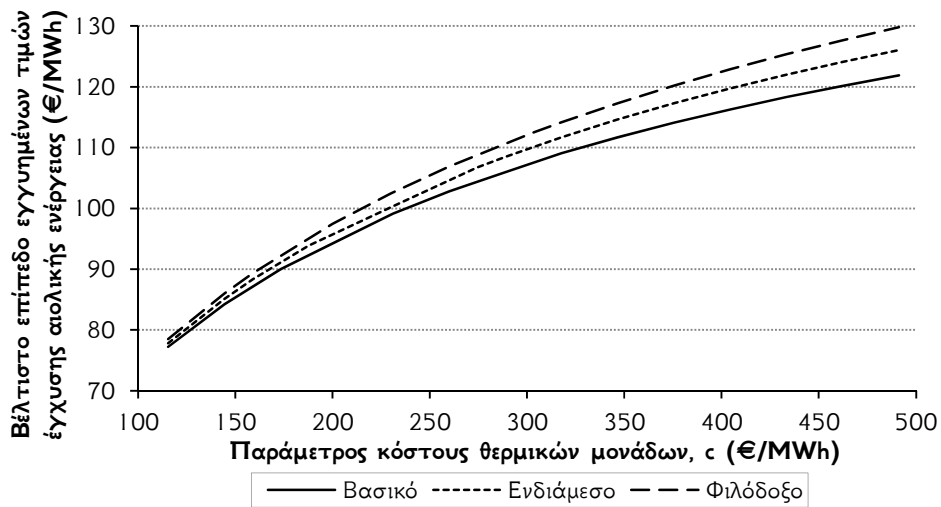
## 6.4 Αποτελέσματα – Σχολιασμός

Στο Διάγραμμα 6.3 παρουσιάζονται τα βέλτιστα ζεύγη τιμών των μεταβλητών απόφασης των δύο επιπέδων για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  για τα τρία σενάρια ρυθμού αύξησης του φορτίου. Η συνάρτηση αυτή περιγράφει τη βέλτιστη απόκριση των οντοτήτων του κάτω επιπέδου (επενδυτές) στη βέλτιστη απόφαση της οντότητας του άνω επιπέδου (Ρυθμιστική Αρχή), η οποία καθορίζεται από την επίλυση του προβλήματος του κάτω επιπέδου. Όπως είναι αναμενόμενο, υψηλότερες εγγυημένες τιμές ωθούν τους επενδυτές στην εγκατάσταση περισσότερων αιολικών σταθμών. Παράλληλα, στα σενάρια με υψηλότερους ρυθμούς αύξησης του φορτίου, το ίδιο επίπεδο εγγυημένων τιμών αιολικής ενέργειας οδηγεί στην υλοποίηση περισσότερων εγκαταστάσεων σε αιολικά. Το αποτέλεσμα αυτό αποδίδεται στα χαμηλότερα επίπεδα απόρριψης αιολικής παραγωγής που παρατηρούνται όταν το φορτίο είναι υψηλότερο, καθώς τότε το σύστημα έχει μεγαλύτερες δυνατότητες απορρόφησης της αιολικής παραγωγής, όπως γίνεται εμφανές και από τη μορφή των συναρτήσεων που παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 6.2.

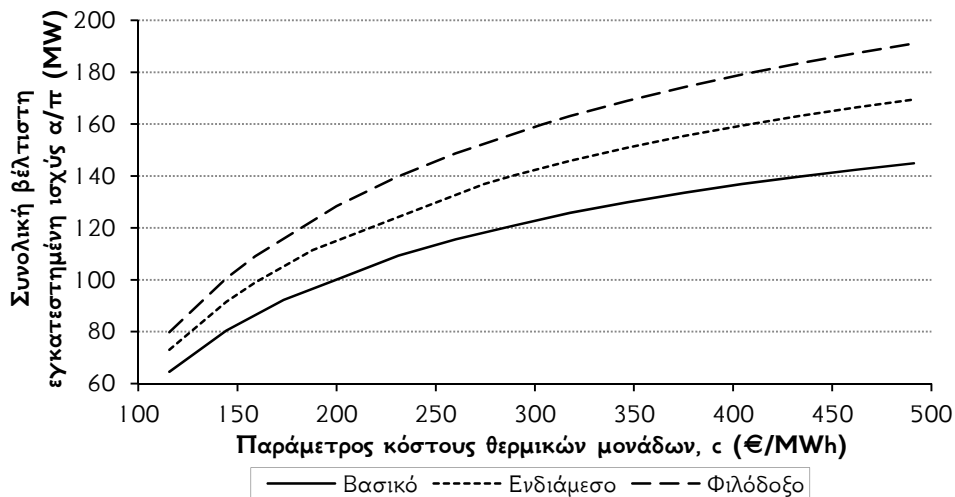


Διάγραμμα 6.3: Βέλτιστοι συνδυασμοί συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων (MW) και εγγυημένων τιμών έγχυσης αιολικής ενέργειας (€/MWh) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου.

Στα Διαγράμματα 6.4 και 6.5 παρουσιάζονται για κάθε σενάριο φορτίου τα βέλτιστα επίπεδα των μεταβλητών απόφασης των προβλημάτων των δύο επιπέδων για διάφορες τιμές της παραμέτρου κόστους των συμβατικών μονάδων. Και στα τρία σενάρια η τάση που παρατηρείται είναι αυξητική. Δηλαδή, όταν το κόστος των συμβατικών σταθμών παραγωγής είναι υψηλότερο, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος του συστήματος, το κίνητρο για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών είναι υψηλότερο (Διάγραμμα 6.4) γεγονός που οδηγεί σε υψηλότερα επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος (Διάγραμμα 6.5) και, συνεπώς, εγχεόμενης αιολικής ενέργειας. Ωστόσο, η τάση αυτή υποχωρεί καθώς η παράμετρος  $c$  αγγίζει σημαντικά υψηλότερα επίπεδα. Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο, λόγω του φαινομένου κορεσμού που παρατηρείται στην αιολική ενέργεια που είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το σύστημα ηλεκτρισμού (Διάγραμμα 6.2).



Διάγραμμα 6.4: Βέλτιστες εγγυημένες τιμές (€/MWh) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου.

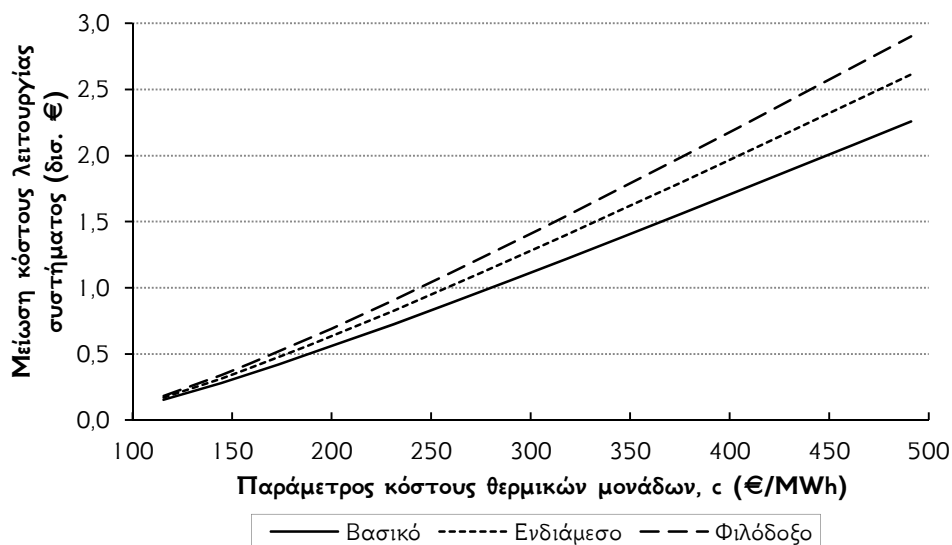


Διάγραμμα 6.5: Βέλτιστη συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων (MW) για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου.

Το μέγεθος του συστήματος και το προβλεπόμενο φορτίο αποτελούν δύο καθοριστικούς παράγοντες που επηρεάζουν την ικανότητα του συστήματος ηλεκτρισμού να εκμεταλλευτεί την παραγόμενη αιολική ενέργεια. Όταν ο ετήσιος ρυθμός αύξησης του φορτίου είναι υψηλός (Ενδιάμεσο και Φιλόδοξο σενάριο), το περιθώριο του συστήματος για απορρόφηση

αιολικής ενέργειας αυξάνεται χωρίς να κινδυνεύει να διαταραχθεί η ευσταθής λειτουργία του συστήματος. Σε αυτήν την διαπίστωση αποδίδονται τα υψηλότερα βέλτιστα επίπεδα των μεταβλητών απόφασης των δύο επιπέδων στα σενάρια υψηλότερου ρυθμού αύξησης του φορτίου, για την ίδια τιμή της παραμέτρου  $c$ .

Σε σύγκριση με την περίπτωση που το σύνολο του φορτίου καλύπτεται μόνο από ενέργεια που παράγεται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, παρατηρείται μείωση από 7,4% έως 8,3% στο κόστος του συστήματος σε όλα τα σενάρια (Διάγραμμα 6.6 και Διάγραμμα 6.7). Ιδιαίτερα στην περίπτωση του Ενδιάμεσου και του Φιλόδοξου σεναρίου, η μείωση στο κόστος είναι ακόμα πιο σημαντική (κατά €2,6 δισ. στο Ενδιάμεσο σενάριο και €2,9 δισ. στο Φιλόδοξο σενάριο έναντι €2,3 δισ. στο Βασικό σενάριο).



Διάγραμμα 6.6: Απόλυτη μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου.



Διάγραμμα 6.7: Σχετική μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος για διαφορετικές τιμές της παραμέτρου  $c$  ανά σενάριο φορτίου.



## 6.5 Συμπεράσματα Κεφαλαίου 6

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάστηκε ένα διεπίπεδο πλαίσιο αποφάσεων για την περιγραφή των αλληλοεξαρτώμενων διαδικασιών λήψης αποφάσεων μίας Ρυθμιστικής Αρχής, υπεύθυνης για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό, και μίας πληθώρας επενδυτών σε έργα αιολικής ενέργειας. Η πρώτη επιδιώκει να σχεδιάσει τα κίνητρα για τους επενδυτές σε έργα αιολικής ενέργειας τα οποία θα οδηγήσουν σε ένα βέλτιστο ενεργειακό μείγμα, που αποτελείται από αιολικά πάρκα και από συμβατικές μονάδες παραγωγής. Οι δεύτεροι αποφασίζουν για το μέγεθος του έργου αιολικής ενέργειας βασιζόμενοι στην Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), έναν κοινά χρησιμοποιούμενο δείκτη για τη διαπίστωση της βιωσιμότητας μίας επένδυσης.

Το προτεινόμενο πλαίσιο διευκολύνει τη διαδικασία προσδιορισμού των βέλτιστων επιπέδων εγγυημένων τιμών έγχυσης ενέργειας από ΑΠΕ που οδηγούν σε συνολική εγκατεστημένη ισχύ που επιτυγχάνει ταυτόχρονα μέγιστη ΚΠΑ για τον επενδυτή και ελάχιστο συνολικό ενεργειακό κόστος για την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης σε έναν χρονικό ορίζοντα 20ετίας.

Με τη χρήση ενός τέτοιου εργαλείου είναι δυνατόν να προσομοιωθεί η συμπεριφορά των επενδυτών σε έργα αιολικής ενέργειας. Ως εκ τούτου, το προτεινόμενο μοντέλο θα μπορούσε να επιτελέσει επικουρικό έργο κατά τη διαδικασία μακροχρόνιου σχεδιασμού ενός συστήματος ηλεκτρισμού για την βέλτιστη επιλογή των κινήτρων που δίνονται στους παραγωγούς από ΑΠΕ. Με τη διαμόρφωση διαφορετικών σεναρίων καθίσταται δυνατή η μελέτη του συστήματος υπό διαφορετικές συνθήκες. Αυτό μπορεί να γίνει εύκολα με τον κατάλληλο ορισμό των παραμέτρων εισόδου του μοντέλου, όπως ο αναμενόμενος ρυθμός αύξησης του φορτίου, τα ενδογενή χαρακτηριστικά καθώς επίσης και οι εξωγενείς παράγοντες που επηρεάζουν τις επενδυτικές αποφάσεις.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι, μολονότι η ανάλυση που παρουσιάστηκε εδώ λαμβάνει υπ' όψιν μόνο επενδύσεις σε έργα αιολικής ενέργειας, η διατύπωση του διεπίπεδου προβλήματος είναι αρκετά ευέλικτη ώστε να επιτρέπει την ενσωμάτωση πληθώρας προβλημάτων στο κάτω επίπεδο, όπως, παραδείγματος χάριν, αυτά των επενδυτών σε φωτοβολταϊκά, ηλιοθερμικά, και άλλα έργα. Σε αυτές τις περιπτώσεις, βέβαια, η επιλογή του πλήθους των λεπτομερειών που θα ενσωματωθούν στο μοντέλο πρέπει να γίνεται μη λησμονώντας την πιθανή επιβάρυνση στον υπολογιστικό χρόνο λόγω της αύξησης της πολυπλοκότητας του προβλήματος.

## 6.6 Παράρτημα Κεφαλαίου 6

Για τον υπολογισμό της καθαρής ταμειακής ροής κατά το έτος  $t$  απαιτείται ο υπολογισμός των εσόδων από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, του κόστους αποπληρωμής του δανείου και του φόρου.

### Έσοδα από πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας

Η εγχέομενη στο σύστημα ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται κατά το έτος  $t$  από το αιολικό πάρκο που ανήκει στον  $j$  επενδυτή,  $E_{j,t}^w$ , αποζημιώνεται στην εγγυημένη τιμή έγχυσης  $x$ . Συνεπώς, τα ετήσια έσοδα του  $j$  επενδυτή κατά το έτος  $t$  δίνονται από τη σχέση (6.25).

$$xE_{j,t}^w \quad (6.25)$$

### Λειτουργικές δαπάνες

Οι λειτουργικές δαπάνες απαρτίζονται από το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το οποίο εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του αιολικού πάρκου και υπολογίζεται βάσει της (6.26).

$$OM \cdot ic \cdot y_j \quad (6.26)$$

### Κόστος αποπληρωμής δανείου

Μόνο για τα  $n$  πρώτα έτη, η ετήσια δόση αποπληρωμής του δανείου υπολογίζεται βάσει του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου  $CRF$  όπως παρουσιάζεται στην (6.27).

$$L \cdot ic \cdot y_j \cdot CRF \quad (6.27)$$

Επίσης, για τον υπολογισμό του φόρου, όπως θα φανεί στη συνέχεια, απαιτείται ο χωριστός υπολογισμός των τόκων βάσει της (6.28).

$$L \cdot ic \cdot y_j \cdot (CRF - (1 + i)^{t-1} \cdot SFF) \quad (6.28)$$

### Φόρος

Τα ετήσια έξοδα για πληρωμή φόρων υπολογίζονται εφαρμόζοντας τον συντελεστή φορολόγησης  $TR$  επί της διαφοράς εσόδων μείον λειτουργικές δαπάνες, αποσβέσεις και τόκους δανείων. Οι αποσβέσεις προκύπτουν όπως φαίνεται στη σχέση (6.29), καθώς η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος του χρόνου ζωής της είναι μηδενική.

$$\frac{ic \cdot y_j}{N} \quad (6.29)$$

Συνεπώς, η καθαρή ταμειακή ροή του έτους  $t$  υπολογίζεται βάσει της (6.30)

$$\begin{aligned} KTP_t = & xE_{j,t}^w - OM \cdot ic \cdot y_j - L \cdot ic \cdot y_j \cdot CRF \Big|_{t \leq n} \\ & - TR \left( xE_{j,t}^w - OM \cdot ic \cdot y_j - \frac{ic \cdot y_j}{N} \right. \\ & \left. - L \cdot ic \cdot y_j \cdot (CRF - (1 + i)^{t-1} \cdot SFF) \Big|_{t \leq n} \right) \end{aligned} \quad (6.30)$$

Αναδιατάσσοντας κατάλληλα τους όρους της (6.30) προκύπτουν οι σχέσεις (6.7) και (6.8).

## 6.7 Βιβλιογραφικές Αναφορές Κεφαλαίου 6

- [6.1] F. Lévêque (ed.), Competitive electricity markets and sustainability, Edward Elgar Publishing, 2006.
- [6.2] IEA, World Energy Outlook 2012, OECD/IEA, 2012.
- [6.3] ECOFYS, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst & Young, Financing Renewable Energy in the European Energy Market, by order of European Commission, DG Energy, 2011.
- [6.4] L. Baringo, A. Conejo, “Wind Power Investment: A Benders Decomposition Approach”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 1, pp. 433-441, February 2012.
- [6.5] L. Baringo, A. Conejo, “Strategic Offering for a Wind Power Producer”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 4, pp. 4645-4654, November 2013.

- [6.6] S. Kazempour, H. Zareipour, “Equilibria in an Oligopolistic Market with Wind Power Production”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 2, pp. 686-697, March 2014.
- [6.7] L. Baringo, A. Conejo, “Strategic Wind Power Investment”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 3, pp. 1250-1260, May 2014.
- [6.8] S. Kazempour, A. Conejo, C. Ruiz, “Generation Investment Equilibria With Strategic Producers—Part I: Formulation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 2613-2622, August 2013.
- [6.9] S. Kazempour, A. Conejo, C. Ruiz, “Generation Investment Equilibria With Strategic Producers—Part II: Case Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 2623-2631, August 2013.
- [6.10] Α.Υ./Φ1/οικ.17149/30.08.2010, ΦΕΚ Β' 1497/06.09.2010.
- [6.11] GAMS, “The Solver Manuals”, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, January 2012.



# Κεφάλαιο 7

## Συμπεράσματα της Διατριβής

While from the bounded Level of our Mind,  
Short Views we take, nor see the lengths behind,  
But more advanc'd, behold with strange Surprize  
New, distant Scenes of endless Science rise!

Alexander Pope, *An Essay on Criticism* (1711)

### 7.1 Ανακεφαλαίωση

Η παρούσα διδακτορική διατριβή έχει ως αντικείμενο τη μελέτη της διαχείρισης διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων. Το περιβάλλον που διαμορφώνεται από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών και τοπικών μονάδων παραγωγής μικρής κλίμακας καθίσταται ακόμη πολυπλοκότερο λόγω της απελευθέρωσης της λιανικής αγοράς ενέργειας που επιτρέπει τη δραστηριοποίηση πλήθους οντοτήτων με διαφορετικά χαρακτηριστικά και επιδιώξεις. Οι αποφάσεις που καλείται να λάβει κάθε συμμετέχων σε μία τέτοια αγορά επηρεάζουν με άμεσο ή έμμεσο τρόπο τις αποφάσεις των υπολοίπων αλλά ταυτόχρονα επηρεάζονται από αυτούς. Η ενσωμάτωση διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων, όπως ευέλικτα φορτία και μικρές μονάδες παραγωγής, τόσο σε τοπικό επίπεδο όσο και σε επίπεδο συστήματος αποτελεί μία σημαντική πρόκληση τόσο για τους Εκπροσώπους Φορτίου όσο και για τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Στην προσπάθεια διερεύνησης των επιπτώσεων της ενσωμάτωσης νέων μορφών ενεργειακών πόρων, η μελέτη στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής γίνεται στους εξής άξονες:

- μελέτη της σχετικής βιβλιογραφίας αναφορικά με τις ευέλικτες μορφές φορτίου προκειμένου να διαπιστωθούν οι προκλήσεις που θέτουν στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρισμού και αναφορικά με τα διαθέσιμα εργαλεία για τη μοντελοποίηση και μελέτη προβλημάτων λήψης αποφάσεων με πλειάδα συμμετεχόντων προκειμένου να διερευνηθούν οι δυνατότητες προσομοίωσης αυτών,
- διερεύνηση και ποσοτικοποίηση της επίδρασης της διαχείρισης φορτίου που υλοποιείται μέσω των έξυπνων ηλεκτρονικών μετρητών στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή αλγορίθμου ωριαίας ένταξης μονάδων και κατανομής φορτίου σε αυτές,
- μελέτη της αλληλεπίδρασης μίας οντότητας που διαχειρίζεται μια ποικιλία διεσπαρμένων πόρων (φορτία περικοπτόμενα, διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής) με τους πελάτες του με σκοπό την κατάρτιση, διαχείριση και εξυπηρέτηση ενός χαρτοφυλακίου διεσπαρμένων πόρων (ΔΠ) και τη δυνατότητα μελέτης της επίδρασης διαφορετικών μορφών τιμολόγησης στην κερδοφορία του με χρήση διεπίπεδου μοντέλου,

- μελέτη της αλληλεπίδρασης ενός Διαχειριστή ΔΠ με την αγορά ενέργειας με σκοπό τη βέλτιστη ένταξη των ΔΠ στις λειτουργίες της αγοράς με χρήση διεπίπεδου μοντέλου,
- μελέτη της επίδρασης στον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας των κινήτρων που δίνονται σε επενδυτές σε έργα αιολικής ενέργειας με χρήση διεπίπεδου μοντέλου.

Πιο αναλυτικά, από τη βιβλιογραφική έρευνα που πραγματοποιήθηκε διαπιστώνεται ότι η μελέτη της διαχείρισης διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων αποτελεί πεδίο έρευνας με σημαντικές εφαρμογές στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, η πρόοδος που έχει σημειωθεί στις μεθόδους επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης παρέχει τα κατάλληλα εργαλεία για την προσομοίωση πολύπλοκων διαδικασιών λήψης αποφάσεων. Το σχετικό μαθηματικό υπόβαθρο, μάλιστα, είναι επαρκώς τεκμηριωμένο και δοκιμασμένο στην πράξη σε ποικίλα προβλήματα που αφορούν διάφορες πλευρές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Πάνω σε αυτό το έρεισμα δομούνται οι προσομοιώσεις που υλοποιούνται στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής, καθώς με κατάλληλες ισοδύναμες αναδιατυπώσεις διαμορφώνονται προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού γραμμικά και μη γραμμικά, τα οποία επιλύονται με χρήση εμπορικά διαθέσιμου λογισμικού.

## 7.2 Συμβολή – Πρωτοτυπία

Η συμβολή της παρούσας διδακτορικής διατριβής στο πρόβλημα της διαχείρισης των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων σε απελευθερωμένο περιβάλλον αγοράς ενέργειας εντοπίζεται στα εξής:

- Από την ανάλυση μόνιμης κατάστασης λειτουργίας συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τη μελέτη της επίδρασης της διαχείρισης του φορτίου (ΔΦ) που υλοποιείται μέσω των έξυπνων ηλεκτρονικών μετρητών, διαπιστώνεται ότι η ΔΦ υπό τη μορφή μετατόπισης της ζήτησης ηλεκτρισμού δρα ευεργετικά στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας όταν εφαρμόζεται με τρόπο ώστε να οδηγεί σε εξομάλυνση της ημερήσιας αιχμής του φορτίου και στη βελτίωση του συντελεστή φορτίου της καμπύλης ζήτησης.  
Πιο συγκεκριμένα, περιορίζεται η συμμετοχή της συμβατικής παραγωγής στο ενεργειακό μίγμα προς όφελος της παραγωγής από ΑΠΕ και ειδικά της παραγωγής από εγκαταστάσεις αιολικών, καθώς η απορριπτόμενη ποσότητα αιολικής παραγωγής μειώνεται. Παράλληλα, μειώνονται τόσο οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου όσο και το μοναδιαίο κόστος του συστήματος. Τέλος, η συνεισφορά στη μείωση του κόστους του συστήματος ανά μετατοπιζόμενο MW φορτίου αποτελεί έναν οικονομικό δείκτη, που, υπολογιζόμενος εκ των υστέρων, θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ως εργαλείο για τον σχεδιασμό των προσφερόμενων αποζημιώσεων στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας που συμμετέχουν σε ένα τέτοιο πρόγραμμα διαχείρισης ζήτησης.
- Καθώς τα αποτελέσματα της επίδρασης των ΔΠ σε μακροσκοπικό επίπεδο είναι ευνοϊκά, μελετάται στη συνέχεια με λεπτομέρεια η αλληλεπίδραση ανάμεσα σε έναν Διαχειριστή ΔΠ και στους πελάτες του. Προς τούτο διαμορφώνεται και επιλύεται διεπίπεδο μοντέλο. Η δομή του επιτρέπει την προσομοίωση διεσπαρμένων πόρων με ποικίλα μορφολογικά χαρακτηριστικά: μπορεί να έχουν ανά ώρα περικοπτόμενα ή ελαστικά φορτία, να αποφασίζουν μονομιάς για την εξυπηρέτηση του συνολικού τους ενεργειακού προφίλ, ή να έχουν απλώς μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής.

Ο Διαχειριστής ΔΠ δεν ορίζει με άμεσο τρόπο τις εντασσόμενες ποσότητες από κάθε διαθέσιμο πόρο· μέσω σημάτων τιμών δίνει τα κατάλληλα κίνητρα στους πελάτες του, προτρέποντάς τους εμμέσως στην επιθυμητή για τον ίδιο συμπεριφορά. Έτσι, μέσω της προτεινόμενης προσομοίωσης διευκολύνεται σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα το έργο του Διαχειριστή ΔΠ στην κατάρτιση, διαχείριση και εξυπηρέτηση ενός χαρτοφυλακίου ΔΠ, ενώ του δίνεται παράλληλα η δυνατότητα μελέτης της επίδρασης διαφορετικών μορφών τιμολόγησης στην κερδοφορία του. Από την τελευταία, μάλιστα, διαπιστώνεται ότι τα πολυζωνικά τιμολόγια βελτιώνουν το κέρδος του Διαχειριστή ΔΠ με ευνοϊκότερη περίπτωση εκείνη του διακριτού ορισμού των επιπέδων τιμών για κάθε χρονική περίοδο κατανομής. Ειδικότερα, διαπιστώνεται ότι αρκεί ο ορισμός δύο ζωνών χρέωσης ανά ημέρα για την αύξηση του κέρδους του Διαχειριστή ΔΠ, ενώ με τον ορισμό 24 ζωνών χρέωσης το κέρδος του Διαχειριστή ΔΠ αυξάνεται περαιτέρω.

Η πρωτοτυπία του μοντέλου αυτού έγκειται στην ίδια τη δομή του, η οποία επιτρέπει την προσομοίωση ΔΠ με ποικίλα μορφολογικά χαρακτηριστικά: περικοπτόμενα ή ελαστικά φορτία, μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής ή καταναλωτές που αποφασίζουν μονομιάς για την εξυπηρέτηση του συνολικού τους ενεργειακού προφίλ συναποτελούν το χαρτοφυλάκιο του Διαχειριστή. Επιπλέον, το προτεινόμενο μοντέλο επιτρέπει όχι μόνο τη διαχείριση και εξυπηρέτηση των πελατών του Διαχειριστή ΔΠ αλλά και τη μελέτη διαφορετικών μορφών τιμολόγησης και των επιδράσεών τους στην ένταξη των πόρων και άρα στην κερδοφορία του Διαχειριστή ΔΠ σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα.

- Ο ρόλος του Διαχειριστή ΔΠ ως μεσάζων μεταξύ των πελατών του και της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας τον εκθέτει στις οποίες αλλαγές συντελούνται στην αγορά αυτή. Κατά τη δραστηριοποίησή του εντός αυτού του ευρύτερου πλαισίου, ο Διαχειριστής ΔΠ καλείται να αποφασίσει, την ίδια στιγμή, σχετικά με τον τρόπο ένταξης των ΔΠ και τον τρόπο συμμετοχής του στις διαδικασίες της αγοράς. Για την επίτευξη αυτού του διττού στόχου εμπλουτίζεται το μοντέλο που περιγράφει την αλληλεπίδραση του Διαχειριστή ΔΠ με τους πελάτες του, με το πρόβλημα εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο, ο Διαχειριστής ΔΠ λαμβάνει αποφάσεις συνυπολογίζοντας τις συνέπειες που έχουν αυτές στη συνολική λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα μοντέλα που διαμορφώνονται προσφέρονται για την εξαγωγή ποικίλων συμπερασμάτων. Για την ποσοτικοποίηση των οικονομικών επιπτώσεων καθενός και τη μεταξύ τους σύγκριση υπολογίζεται το μέσο κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου (ΜΚΕΦ) υπό διαφορετικές συνθήκες κόστους των ΔΠ και ποσοστού εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου από τον ΔΔΠ. Κατ' αρχάς διαπιστώνεται ότι το ΜΚΕΦ συναρτάται άμεσα και θετικά από το κόστος των ΔΠ. Επιπλέον, το ΜΚΕΦ συμπιέζεται αισθητά όσο μεγαλύτερο είναι το ποσοστό εκπροσώπησης από τον Διαχειριστή ΔΠ του μη ευέλικτου φορτίου.

Από τα αποτελέσματα αυτά εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τις συνθήκες υπό τις οποίες αποβαίνει ευεργετική για το σύνολο των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας η ένταξη των ΔΠ στις λειτουργίες της αγοράς ενέργειας:

- Παρουσία ΔΔΠ η αύξηση στο ΜΚΕΦ λόγω αύξησης του κόστους των ΔΠ μετριάζεται.
- Κατάλληλο κίνητρο/αντικίνητρο για την προσαρμογή από τον ΔΔΠ των προσφερόμενων/αιτούμενων ποσοτήτων ενέργειας αποτελεί η οριακή τιμή κόμβου ή συστήματος. Αυτό καθίσταται ιδιαίτερος εμφανές στην περίπτωση

συμφόρησης στο δίκτυο, όπου η παρουσία του ΔΔΠ μειώνει την τυπική απόκλιση των οριακών τιμών κόμβων.

- Όσο οι ΔΠ είναι ακριβοί αρκεί η παρουσία ενός Διαχειριστή ΔΠ για να μειώσει το ΜΚΕΦ.
- Όσο πιο οικονομικοί είναι οι ΔΠ η παρουσία του ΔΔΠ ενίοτε αυξάνει το ΜΚΕΦ. Αυτή η αύξηση, ωστόσο, είναι δυνατόν να περιοριστεί αν αυξηθεί το ποσοστό εκπροσώπησης του μη ευέλικτου φορτίου.
- Η μοντελοποίηση του δικτύου, αν και αυξάνει την πολυπλοκότητα του συστήματος, δίνει στον ΔΔΠ μεγαλύτερη ευελιξία στις αποφάσεις που καλείται να λάβει αναφορικά με τις προσφορές έγχυσης και τις δηλώσεις φορτίου.

Τέλος, η αντιπαράθεση των μοντέλων και των σεναρίων χωρίς και με ΔΔΠ καταδεικνύει την αξία της συνεργασίας μεταξύ των ΔΠ, που επιτυγχάνεται κατά τον συντονισμό τους από έναν ΔΔΠ, και τις συνθήκες υπό τις οποίες οι τελικοί καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας αποκομίζουν το μέγιστο όφελος και ένας Διαχειριστής ΔΠ, που δραστηριοποιείται στη λιανική αγορά ενέργειας, αξιοποιεί με τρόπο επωφελή για τον ίδιο και τους πελάτες του τα εργαλεία που έχει στη διάθεσή του.

Εκτός από τις επιδράσεις σε μακροσκοπικό επίπεδο, το μοντέλο προσφέρεται ως εργαλείο στα χέρια του Διαχειριστή ΔΠ για τη διευκόλυνση του έργου διαμόρφωσης τόσο των Προσφορών Παραγωγής και των Δηλώσεων Φορτίου που υποβάλλει στις διαδικασίες της Αγοράς ενέργειας όσο και των λιανικών τιμών που ανακοινώνει στους ΔΠ που εκπροσωπεί. Δηλαδή, αποτελεί ένα εργαλείο για τον Διαχειριστή ΔΠ ώστε να αποφασίζει ταυτόχρονα τον τρόπο τιμολόγησης των διασπαρμένων πόρων και τον τρόπο συμμετοχής του στις διαδικασίες της αγοράς ενέργειας. Επιπλέον, λειτουργεί επικουρικά στη χάραξη στρατηγικής σχετικά με τη δραστηριοποίησή του στη συγκεκριμένη αγορά. Για παράδειγμα, προκειμένου να διατηρήσει σταθερό το ΜΚΕΦ ενσωματώνοντας στο χαρτοφυλάκιό του φθηνότερους ΔΠ θα πρέπει να επιδιώξει την προσέλκυση μεγαλύτερου μέρους του μη ευέλικτου φορτίου. Αυτά ακριβώς τα χαρακτηριστικά συνοψίζουν την πρωτοτυπία του μοντέλου αυτού.

- Ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που αποσκοπεί στην επίτευξη του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος συμβατικής παραγωγής και παραγωγής από αιολικά και μοντελοποιείται ως ένα πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού. Μέσω αυτού καθίσταται δυνατός ο ορισμός των κατάλληλων κινήτρων προς τους επενδυτές σε έργα αιολικής ενέργειας.

Ένα τέτοιο εργαλείο διευκολύνει το έργο της Ρυθμιστικής Αρχής στη λήψη αυτής της απόφασης ώστε να επιτυγχάνεται η προώθηση των σχετικών επενδύσεων σε τέτοιο επίπεδο ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής του συστήματος με ταυτόχρονη ενσωμάτωση της διαδικασίας λήψης επενδυτικών αποφάσεων μέσω κατάλληλης διατύπωσης του προβλήματος των επενδυτών. Η διαμόρφωση του προβλήματος των επενδυτών κατά τον τρόπο που προτείνεται δεν συναντάται στη διεθνή βιβλιογραφία και αποτελεί σημείο πρωτοτυπίας της παρούσας διατριβής.

Τα διαμορφωθέντα μαθηματικά μοντέλα επιλύουν πρακτικά προβλήματα που αναμένεται να ανακύψουν ή έχουν ήδη κάνει την εμφάνισή τους στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας και ενδεχομένως είναι αξιοποιήσιμα από οντότητες που δραστηριοποιούνται στον τομέα αυτό, καθώς μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε κανονιστικά στη φάση του σχεδιασμού για τη διαμόρφωση πολιτικών, κανόνων και προδιαγραφών, είτε απολογιστικά για λήψη αποφάσεων εντός δεδομένου ρυθμιστικού πλαισίου.



### 7.3 Η Επόμενη Ημέρα

Μελλοντικές ερευνητικές προσπάθειες πάνω στα θέματα που απετέλεσαν αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής συνοψίζονται στη συνέχεια:

- Η μελέτη άλλων τύπων διαχείρισης φορτίου που επιφέρουν τροποποιήσεις στην καμπύλη ζήτησης διαφορετικής μορφής θα δώσει τη δυνατότητα σύγκρισης των επιπτώσεων που έχουν στη λειτουργία του συστήματος, ώστε και με βάση τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε συστήματος να επιλεγεί η καταλληλότερη μέθοδος ή ο καταλληλότερος συνδυασμός αυτών. Επιπλέον, ενδιαφέρον παρουσιάζει η μελέτη των επιπτώσεων της διαχείρισης φορτίου στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση μεταβατικών καταστάσεων.
- Η διαχείριση των Διεσπαρμένων Πόρων μέσω σημάτων τιμών για την επίτευξη διαφορετικών στόχων που σχετίζονται με άλλες όψεις της δραστηριοποίησης του Διαχειριστή ΔΠ στην αγορά ενέργειας θα επιτρέψει την ανάλυση περιπτώσεων στις οποίες οι πόροι αυτοί χρησιμοποιούνται από τον Διαχειριστή ΔΠ, για την παροχή εκ μέρους του στο σύστημα επικουρικών υπηρεσιών.
- Η ένταξη των Διεσπαρμένων Πόρων στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας παρουσία πολλαπλών Διαχειριστών ΔΠ θα επιτρέψει την πληρέστερη μελέτη των αλληλεπιδράσεων στην απελευθερωμένη αγορά λιανικής ενέργειας, αυξάνοντας, ωστόσο, την πολυπλοκότητα του μοντέλου. Σε αυτήν την περίπτωση διαμορφώνεται ένα διεπίπεδο πρόβλημα με πολλούς ηγέτες που υπάγεται στην κατηγορία των προβλημάτων EPEC (equilibrium programming with equilibrium constraints), η επίλυση του οποίου απαιτεί την εφαρμογή επαναληπτικών τεχνικών διαγωνοποίησης (π.χ. Jacobi, Gauss-Seidel) και κατάλληλη επιλογή αλγορίθμου που να εγγυάται την εύρεση ολικού βελτίστου.  
Περαιτέρω, επέκταση του αντίστοιχου μοντέλου με ενσωμάτωση των διαχρονικών λειτουργικών περιορισμών των μονάδων παραγωγής (χρόνος έναυσης, σβέσης, ρυθμός ανάληψης φορτίου) θα αναδείξει την επίδραση αυτών στις αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΠ.
- Η μοντελοποίηση της αβεβαιότητας ως προς την απόκριση των τοπικών ΔΠ στα σήματα τιμών θα προσδώσει περαιτέρω ρεαλιστική υπόσταση στο ζήτημα της διαχείρισης των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων, οδηγώντας, ωστόσο, στην ανάγκη χρήσης μεθόδων επίλυσης κατάλληλων για στοχαστικά προβλήματα. Επιπλέον, η μοντελοποίηση της μετατόπισης φορτίου, ως περικοπή φορτίου κατά τη διάρκεια μίας ώρας και ισόποση αύξηση φορτίου κατά τη διάρκεια μίας άλλης, θα ενισχύσει την ποικιλομορφία των ΔΠ και θα επιτρέψει τη μελέτη επιπλέον τύπων διαχείρισης ζήτησης.
- Ο σχεδιασμός των κατάλληλων κινήτρων προς επενδυτές σε έργα αιολικής ενέργειας με χρήση μοντέλου στο οποίο υλοποιείται αναλυτικά η διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς με ενσωμάτωση διαχρονικών περιορισμών και η μοντελοποίηση των αποφάσεων επενδυτών και σε άλλους τύπους έργων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα δώσει τη δυνατότητα αξιοποίησης των διαφορετικών χαρακτηριστικών του κάθε τύπου ενεργειακής πηγής για τον καθορισμό του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος.



Η ΠΑΡΟΥΣΑ ΕΡΓΑΣΙΑ ΣΤΟΙΧΕΙΟΘΕΤΗΘΗΚΕ  
ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΑΤΟΣΕΙΡΩΝ GFS  
ELPIS ΚΑΙ GFS NEOHELLENIC ΤΗΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑΣ  
ΕΛΛΗΝΙΚΩΝ ΤΥΠΟΓΡΑΦΙΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ  
([HTTP://WWW.GREEKFONT SOCIETY.GR/](http://www.greekfontsociety.gr/)).



# ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΩΝ ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΩΝ

## ΓΕΩΡΓΙΑ Η. ΑΣΗΜΑΚΟΠΟΥΛΟΥ

### A. ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΔΙΕΘΝΗ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ

1. G.E. Asimakopoulou, A.G. Vlachos, N.D. Hatziargyriou, “Hierarchical Decision Making for Aggregated Energy Management of Distributed Resources”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 6, pp. 3255-3264, Nov. 2015, doi: [10.1109/TPWRS.2015.2390412](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2390412).
2. G.E. Asimakopoulou, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, “Leader-Follower Strategies for Energy Management of Multi-Microgrids”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 4, pp. 1909-1916, Dec. 2013, doi: [10.1109/TSG.2013.2256941](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2256941).

### B. ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΠΡΑΚΤΙΚΑ ΣΥΝΕΔΡΙΩΝ

1. G. Asimakopoulou, A. Vlachos, N. Hatziargyriou, “Bilevel Model for Retail Electricity Pricing”, Selected Papers of the International Conference of the German, Austrian and Swiss Operations Research Societies (GOR, ÖGOR, SVOR/ASRO), University of Vienna, Austria, September 1–4, 2015, Doerner, K., Ljubic, I., Pflug, G., Tragler, G. (Eds.), ISBN: 978-3-319-42901-4, Chapter doi: [10.1007/978-3-319-42902-1\\_91](https://doi.org/10.1007/978-3-319-42902-1_91).
2. S.E. Mariamou, G.E. Asimakopoulou, N.D. Hatziargyriou, “Bilevel Framework for Optimal Design of Incentives in Wind Investments”, Proceedings of the 9th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2014), November 2-5, 2014, Athens, Greece, doi: [10.1049/cp.2014.1636](https://doi.org/10.1049/cp.2014.1636).
3. G.E. Asimakopoulou, E.M. Voumvoulakis, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, “Impact of Large-scale Integration of Intelligent Meters to the Operation of the Power System of Crete”, 16th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP 2011), pp. 1–6, 25–28 Sept. 2011, doi: [10.1109/ISAP.2011.6082173](https://doi.org/10.1109/ISAP.2011.6082173).
4. G.E. Asimakopoulou, Y. Papagrigrakis, A.L. Dimeas, P. Aristidou, N.D. Hatziargyriou, “A Review of Customer Management Tools: The Energy Industry”, A Review of Customer Management Tools: The Energy Industry. In: Hatziargyriou N., Dimeas A., Tomtsi T., Weidlich A. (eds) Energy-Efficient Computing and Networking. E-Energy 2010. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, vol. 54. Springer, Berlin, Heidelberg, 2011, doi: [10.1007/978-3-642-19322-4\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-642-19322-4_8).

### Γ. ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΣΕ ΒΙΒΛΙΟ

1. G. Asimakopoulou, N. Hatziargyriou, “Game theory approaches for demand side management in the smart grid”, in H. Sun, N.D. Hatziargyriou, V.H. Poor, L. Carpanini, F. Sánchez, A. Miguel (eds.), *Smarter Energy: From Smart Metering to the Smart Grid* (Energy Engineering, 2016), Chap. 10, pp. 269-301, doi: [10.1049/PBPO088E\\_ch10](https://doi.org/10.1049/PBPO088E_ch10).