



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

**Βελτιστοποίηση Διαχείρισης Ενεργών  
Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας  
με Ετερογενείς Πηγές Ευελιξίας**

**ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ**

**Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος**

Αθήνα, Νοέμβριος 2022





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

## Βελτιστοποίηση Διαχείρισης Ενεργών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ετερογενείς Πηγές Ευελιξίας

### ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος

**Συμβουλευτική Επιτροπή :** Παύλος Σ. Γεωργιάκης  
Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου  
Κωνσταντίνος Δ. Βουρνάς

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 14<sup>η</sup> Νοεμβρίου 2022.

Παύλος Γεωργιάκης  
Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Νικόλαος Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Κωνσταντίνος Βουρνάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

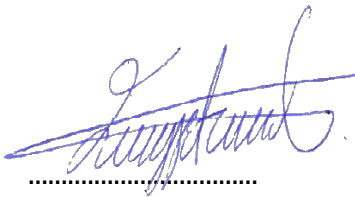
Ιωάννης Γκόνος  
Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Προυσαλίδης  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Κορρές  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Χριστοφορίδης  
Καθηγητής Πανεπιστημίου Δυτικής Μακεδονίας

Αθήνα, Νοέμβριος 2022



.....  
Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος

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

Copyright © Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος, 2022.

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.

«Υλοποιήθηκε στο πλαίσιο της Δράσης ΕΡΕΥΝΩ - ΔΗΜΙΟΥΡΓΩ - ΚΑΙΝΟΤΟΜΩ και συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και εθνικούς πόρους μέσω του Ε.Π. Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα & Καινοτομία (ΕΠΑνΕΚ) (κωδικός έργου: Τ1ΕΔΚ-00450)»



**Ευρωπαϊκή Ένωση**  
Ευρωπαϊκό Ταμείο  
Περιφερειακής Ανάπτυξης

**ΕΠΑνΕΚ 2014-2020**  
**ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ**  
**ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ**  
**ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ**  
**ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ**

Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης





# Περίληψη

Η διαρκώς αυξανόμενη παρουσία διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ) στο ηλεκτρικό δίκτυο, υπό τη μορφή διανεμημένης παραγωγής, αποθήκευσης ενέργειας και ευέλικτων φορτίων, θέτει σημαντικές προκλήσεις στον Διαχειριστή του δικτύου διανομής (ΔΔ). Την ίδια στιγμή, οι ΔΕΠ μπορούν να αποτελέσουν πηγές ευέλικτης διαχείρισης της λειτουργίας του ΔΔ. Η παρούσα διδακτορική διατριβή εστιάζει στη βελτιστοποίηση της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ αξιοποιώντας ετερογενείς πηγές ευελιξίας, δηλαδή την ευελιξία που προέρχεται από ΔΕΠ διαφόρων τεχνολογιών με διαφορετικά τεχνικά χαρακτηριστικά.

Αρχικά, παρουσιάζονται οι επιπτώσεις που προκύπτουν από τη διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ, αλλά και τα οφέλη τους ως πηγές ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ. Ακολουθεί μια βιβλιογραφική ανασκόπηση σχετικά με τα μοντέλα βελτιστοποίησης και τις μεθόδους που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ, τόσο στο στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας, όσο και στο στάδιο λειτουργίας και κατανομής σε πραγματικό χρόνο. Στη συνέχεια, η έρευνα εστιάζεται στην ανάπτυξη καινοτόμων μοντέλων βελτιστοποίησης που καλύπτουν, τεχνικά και οικονομικά, τα παραπάνω στάδια διαχείρισης των ενεργών ΔΔ.

Το πρόβλημα του προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ προσεγγίζεται με ένα καινοτόμο μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων που λαμβάνει υπόψη σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης του ηλεκτρικού φορτίου και της μεταβλητής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Με τον προγραμματισμό λειτουργίας καθορίζονται: α) το πρόγραμμα ρών ισχύος στη διασύνδεση του ΔΔ με το σύστημα μεταφοράς, και β) η ευελιξία των ΔΕΠ που δεσμεύεται για το στάδιο της κατανομής σε πραγματικό χρόνο.

Στη συνέχεια, το πρόβλημα της κατανομής της ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο επιλύεται με ένα καινοτόμο μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου προκειμένου να περιοριστούν οι αποκλίσεις από το πρόγραμμα λειτουργίας και να ελαχιστοποιηθεί το λειτουργικό κόστος του ΔΔ. Επιπλέον, λαμβάνεται υπόψη ο χρόνος απόκρισης των πηγών ευελιξίας στις εντολές κατανομής που αποστέλλει ο Διαχειριστής του ΔΔ.

Τέλος, η οικονομική διαχείριση των ενεργών ΔΔ μοντελοποιείται με διεπίπεδο προγραμματισμό βασισμένο στο μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg με έναν ηγέτη και πολλούς ακόλουθους, και επιλύεται ως πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας. Ο Διαχειριστής του ΔΔ (ηγέτης) οργανώνει μία τοπική αγορά ευελιξίας, στην οποία συμμετέχουν φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης ευέλικτων φορτίων, ΑΠΕ και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, ως πάροχοι υπηρεσιών ευελιξίας (ακόλουθοι).

## Λέξεις κλειδιά

Διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι, διαχείριση ζήτησης, διεπίπεδος προγραμματισμός, ενεργά δίκτυα διανομής, μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου, πηγές ευελιξίας, στοχαστικός προγραμματισμός, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης.





# Abstract

The ever-increasing presence of distributed energy resources (DER) in the electric grid, in the form of distributed generation, energy storage and flexible loads, poses significant challenges to the distribution system operator (DSO). Nonetheless, DER can contribute to the flexible management of the operation of the distribution system. This PhD thesis focuses on optimizing the management of active distribution networks (DNs) by utilizing heterogeneous sources of flexibility, i.e., flexibility that is sourced by DER of different technologies with different technical characteristics.

Firstly, the impact of the ever-increasing penetration of DER on the distribution networks is analyzed, as well as their benefits as sources of flexibility for the effective management of active DNs are highlighted. Furthermore, a comprehensive literature review is presented for the methods and models that optimize the management of active DNs, both in the stage of operational planning and in the stage of real-time dispatch. Consequently, the research focuses on the development of innovative optimization methods that cover, financially and technically, the above-mentioned stages for the management of active DNs.

The problem of operational planning of active DNs is solved with a novel two-stage stochastic programming model that takes into consideration weighted forecasting scenarios of the electric load and the variable production of renewable energy sources (RES). The operational schedule determines a) the schedule of active power flows in the interconnection of the DN with the transmission system, and b) the required amounts of DER flexibility that is committed for the stage of real-time dispatch.

Then, the problem of real-time dispatch of the available DER flexibility is solved with a novel methodology that is based on the principles of model predictive control to reduce the deviations from the dispatch schedule and to minimize the operational costs of the DN. In addition, the response time of DER flexibility to the dispatch orders (set-points) that are sent by the DSO is taken into account.

Finally, the financial management of active DNs is modeled within a bi-level programming framework that is based on the Stackelberg model with one leader and multiple followers, and is solved as a problem of mathematical program with equilibrium constraints. The DSO (leader) organizes a local flexibility market, in which aggregators of flexible loads, RES and energy storage systems participate as providers of flexibility services (followers).

## Keywords

Active distribution networks, aggregators, bi-level programming, demand-side management, distributed energy resources, energy storage systems, model predictive control, sources of flexibility, stochastic programming.



# Πρόλογος

Η παρούσα διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου υπό την επίβλεψη του Αναπληρωτή Καθηγητή κ. Παύλου Γεωργιλάκη. Στόχος της διδακτορικής διατριβής είναι να διερευνήσει τις επιπτώσεις των διανεμημένων ενεργειακών πόρων στα ενεργά δίκτυα διανομής και να προτείνει καινοτόμες μεθοδολογίες που βελτιστοποιούν τη διαχείριση των ενεργών δικτύων διανομής αξιοποιώντας ετερογενείς πηγές ευελιξίας.

Σε αυτό το σημείο, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου:

- Στον Καθηγητή μου κ. Παύλο Γεωργιλάκη, για την τιμή που μου έκανε αναθέτοντάς μου την εκπόνηση αυτής της διδακτορικής διατριβής και για το γεγονός ότι επέβλεψε με μεγάλη επιμέλεια την εξέλιξη της εργασίας και συνέβαλε αποφασιστικά στην ολοκλήρωσή της.
- Στον Καθηγητή μου κ. Νίκο Χατζηαργυρίου, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για τη στήριξή του στο ερευνητικό μου έργο, και για τις εύστοχες παρατηρήσεις και τις υποδείξεις του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διδακτορικής διατριβής μου.
- Στον Καθηγητή μου κ. Κώστα Βουρνά, μέλος της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, για την ευκαιρία που μου έδωσε να εκπονήσω τη διατριβή μου σε ένα ευχάριστο και δημιουργικό περιβάλλον και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διδακτορικής διατριβής μου.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω την Ειδική Υπηρεσία Διαχείρισης και Εφαρμογής Δράσεων στους τομείς Έρευνας, Τεχνολογικής Ανάπτυξης και Καινοτομίας (ΕΥΔΕ ΕΤΑΚ) του Υπουργείου Παιδείας, Έρευνας και Θρησκευμάτων για τη χρηματοδότηση της διδακτορικής μου διατριβής μέσω της Δράσης ΕΣΠΑ 2014–2020: «ΕΡΕΥΝΩ – ΔΗΜΙΟΥΡΓΩ – ΚΑΙΝΟΤΟΜΩ», η οποία συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και εθνικούς πόρους μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα & Καινοτομία» (ΕΠΑνΕΚ) (κωδικός έργου: Τ1ΕΔΚ-00450).

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον διδάκτορα Νίκο Κουτσούκη και τους υποψήφιους διδάκτορες Παναγιώτη Καραφώτη και Γιάννη Μπαζιώνη, με τους οποίους αποτέλεσα ερευνητική ομάδα, για τις εποικοδομητικές συζητήσεις μας, για τις συμβουλές τους, για την άριστη συνεργασία που είχαμε, αλλά πρωτίστως για τις ωραίες στιγμές που περάσαμε μαζί στην κοινή μας πορεία ως υποψήφιοι διδάκτορες.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω στον Ιάσονα Αβραμίδη για την άριστη συνεργασία που είχαμε τα τελευταία χρόνια αρχής γενομένης από την έναρξη της διπλωματικής του εργασίας υπό την επίβλεψή μου έως και σήμερα.

Ξεχωριστές ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στην Ανάις, της οποίας η συμπαράσταση τα τελευταία χρόνια ήταν πολύ σημαντική για εμένα.

Τέλος, οι μεγαλύτερες ευχαριστίες ανήκουν στους γονείς μου, Ανδρέα και Αλέκα, καθώς και στην αδερφή μου Χριστίνα, για την υπομονή και τη συμπαράστασή τους που με βοήθησαν να εκπληρώσω τους στόχους μου.

# Ακρωνύμια & Συντομογραφίες

ΑΓ	Ανεμογεννήτρια
ΑΖ	Απόκρισης Ζήτησης
ΑΠ	Αιολικό Πάρκο
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΠ	Διανεμημένοι Ενεργειακοί Πόροι
ΔΔ	Δίκτυο Διανομής
ΔΠ	Διανεμημένη Παραγωγή
ΔΣΔ ή Διαχειριστής ΔΔ	Διαχειριστής Συστήματος Διανομής ή Διαχειριστής Δικτύου Διανομής *
ΔΣΜ ή Διαχειριστής ΣΜ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς
ΗΟ	Ηλεκτρικό Όχημα
ΜΔΠ	Μονάδα Διανεμημένης Παραγωγής
ΜΤ	Μέση Τάση
ΣΑΣΣ	Συστήματα Αποθήκευσης με Συσσωρευτές
ΣΜ	Σύστημα Μεταφοράς
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΦΒ	Φωτοβολταϊκό
ΦοΣΕ	Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης
ΧΤ	Χαμηλή τάση

\* Ο όρος Διαχειριστής Συστήματος Διανομής χρησιμοποιείται ισοδύναμα με τον όρο Διαχειριστής Δικτύου Διανομής σε αντίθεση με τον όρο σύστημα διανομής που υποδηλώνει το σύνολο των υποδομών του δικτύου διανομής, τους διανεμημένους ενεργειακούς πόρους και τη συντονισμένη λειτουργία αυτών ως σύστημα.



# Περιεχόμενα

Περίληψη .....	i
Abstract.....	iii
Πρόλογος.....	v
Ακρωνύμια & Συντομογραφίες.....	vii
<b>1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....</b>	<b>1</b>
1.1 Μετάβαση στα ενεργά δίκτυα διανομής.....	1
1.2 Ο ρόλος του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής.....	4
1.3 Αντικείμενο της διδακτορικής διατριβής.....	5
1.4 Δομή της διδακτορικής διατριβής.....	7
<b>2 ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ: ΟΦΕΛΗ ΚΑΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΣΤΑ ΕΝΕΡΓΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ.....</b>	<b>9</b>
2.1 Εισαγωγή.....	9
2.2 Διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι.....	10
2.2.1 Μονάδες διανεμημένης παραγωγής.....	11
2.2.2 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές.....	12
2.2.3 Απόκριση ζήτησης.....	12
2.2.4 Ηλεκτρικά οχήματα.....	13
2.3 Επιπτώσεις και προκλήσεις λόγω αυξημένης διείσδυσης ΔΕΠ.....	14
2.3.1 Παραβίαση τεχνικών ορίων τάσης.....	14
2.3.2 Υπέρβαση θερμικών ορίων.....	17
2.3.3 Απώλειες γραμμών.....	18
2.3.4 Αντίστροφες ροές ισχύος.....	19
2.4 Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ.....	19
2.4.1 Πιθανοτική ροή ισχύος.....	19
2.4.2 Μοντελοποίηση αβεβαιοτήτων ΔΕΠ και ηλεκτρικών φορτίων.....	20
2.4.3 Πιθανοτική ροή ισχύος με προσομοίωση Monte Carlo.....	24
2.4.4 Προτεινόμενη μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ.....	25
2.4.5 Δείκτες αξιολόγησης επιπτώσεων των ΔΕΠ.....	27
2.4.6 Πιθανοτική ανάλυση.....	29
2.5 Δράσεις διαχείρισης ζήτησης για αύξηση διείσδυσης ΔΕΠ.....	30
2.5.1 Στρατηγική αύξηση φορτίου.....	31
2.5.2 Μετατόπιση φορτίου.....	32
2.5.3 Μετατόπιση παραγωγής.....	33
2.5.4 Ευέλικτο φορτίο.....	34
2.5.5 Στρατηγική εξοικονόμηση.....	34
2.6 Μελέτη περίπτωσης: Εφαρμογή σε τμήμα δικτύου ΧΤ.....	36

2.6.1	Δεδομένα δικτύου ΧΤ.....	36
2.6.2	Σενάρια που εξετάζονται .....	36
2.6.3	Αποτελέσματα .....	37
2.6.4	Πιθανοτική ανάλυση αποτελεσμάτων.....	41
2.7	Συμπεράσματα .....	43
2.7.1	Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ .....	43
2.7.2	Δράσεις διαχείρισης ζήτησης .....	43
<b>3</b>	<b>ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΤΩΝ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ: ΜΕΘΟΔΟΙ ΚΑΙ ΜΟΝΤΕΛΑ</b>	
	<b>ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ.....</b>	<b>45</b>
3.1	Εισαγωγή.....	45
3.2	Ευελιξία στα ενεργά ΔΔ .....	46
3.2.1	Βασικές έννοιες και ορισμοί.....	46
3.2.2	Πάροχοι ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ .....	47
3.2.3	Τοπική αγορά ευελιξίας.....	50
3.3	Στάδια διαχείρισης των ενεργών ΔΔ .....	54
3.4	Στρατηγικές διαχείρισης ενεργών ΔΔ .....	55
3.4.1	Συντονισμένος έλεγχος τάσης .....	56
3.4.2	Αντιστάθμιση αέργου ισχύος.....	56
3.4.3	Υποστήριξη αέργου ισχύος .....	56
3.4.4	Περιορισμός παραγωγής ΑΠΕ .....	57
3.4.5	Διαχείριση διανεμημένης παραγωγής.....	57
3.4.6	Διαχείριση αποθήκευσης ενέργειας.....	57
3.4.7	Διαχείριση ζήτησης.....	58
3.4.8	Διαχείριση εφεδρειών .....	58
3.4.9	Δυναμική επαναδιαμόρφωση δικτύου .....	59
3.5	Προηγμένα συστήματα διαχείρισης ενεργών ΔΔ .....	59
3.5.1	Βασικές λειτουργικές απαιτήσεις .....	59
3.5.2	Αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου .....	61
3.6	Μοντέλα βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ .....	62
3.6.1	Μαθηματικά μοντέλα .....	62
3.6.2	Γενική μαθηματική διατύπωση.....	65
3.6.3	Παράμετροι .....	66
3.6.4	Μεταβλητές.....	67
3.7	Μέθοδοι βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ.....	69
3.7.1	Αριθμητικές μέθοδοι.....	69
3.7.2	Μέθοδοι με ευρετικούς αλγόριθμους .....	80
3.8	Κατηγοριοποίηση μεθόδων και μοντέλων βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ .....	82
<b>4</b>	<b>ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ</b>	
	<b>ΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΣ ΥΠΟΨΗ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΕΣ .....</b>	<b>87</b>
4.1	Εισαγωγή.....	87
4.2	Κατάλογος συμβόλων .....	90
4.3	Γενική μαθηματική διατύπωση στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων.....	92



4.4	Μαθηματική διατύπωση προτεινόμενου στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας ενεργών ΔΔ .....	94
4.4.1	Μεταβλητές του προβλήματος.....	94
4.4.2	Προσδιορισμός αντικειμενικής συνάρτησης.....	95
4.4.3	Μοντέλο δικτύου διανομής.....	97
4.4.4	Πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια Συστήματος Μεταφοράς – Δικτύου Διανομής .....	99
4.4.5	Περιορισμοί ευελιξίας ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ.....	99
4.4.6	Περιορισμοί λειτουργίας συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές .....	100
4.4.7	Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ.....	101
4.4.8	Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.....	102
4.5	Μοντελοποίηση αβεβαιοτήτων με σενάρια πρόβλεψης.....	102
4.5.1	Σημειακές προβλέψεις και σφάλμα πρόβλεψης .....	103
4.5.2	Πιθανοτική πρόβλεψη και διαστήματα πρόβλεψης .....	103
4.5.3	Επιλογή σεναρίων με κατάτμηση των διαστημάτων πρόβλεψης .....	105
4.5.4	Επιλογή σεναρίων με προσομοίωση Monte Carlo.....	107
4.6	Αναλυτικό παράδειγμα σε σύστημα διανομής 4 κόμβων.....	110
4.6.1	Περιπτώσεις μελέτης.....	110
4.6.2	Δεδομένα συστήματος διανομής 4 κόμβων .....	110
4.6.3	Αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας με σημειακές προβλέψεις (περίπτωση αναφοράς).....	113
4.6.4	Αποτελέσματα προτεινόμενου στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας... ..	118
4.7	Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων .....	126
4.7.1	Δεδομένα συστήματος διανομής 33 κόμβων .....	126
4.7.2	Αποτελέσματα εφαρμογής σε σύστημα διανομής 33 κόμβων .....	130
<b>5</b>	<b>ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΡΟΒΛΕΠΤΙΚΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ .....</b>	<b>139</b>
5.1	Εισαγωγή .....	139
5.2	Κατάλογος συμβόλων.....	141
5.3	Μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου: Βασικές αρχές.....	141
5.4	Μεθοδολογία διαχείρισης των ενεργών ΔΔ με προβλεπτικό έλεγχο.....	145
5.4.1	Χρόνος απόκρισης ευελιξίας.....	145
5.4.2	Διαδικασία κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο.....	147
5.5	Μαθηματική διατύπωση διαδικασίας κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο.....	149
5.5.1	Μεταβλητές του προβλήματος.....	150
5.5.2	Αντικειμενική συνάρτηση.....	150
5.5.3	Περιορισμοί προβλήματος.....	151
5.5.4	Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.....	153
5.6	Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων .....	154
5.6.1	Περιπτώσεις μελέτης.....	154
5.6.2	Δεδομένα δικτύου διανομής και ΔΕΠ.....	154
5.6.3	Αποτελέσματα .....	156

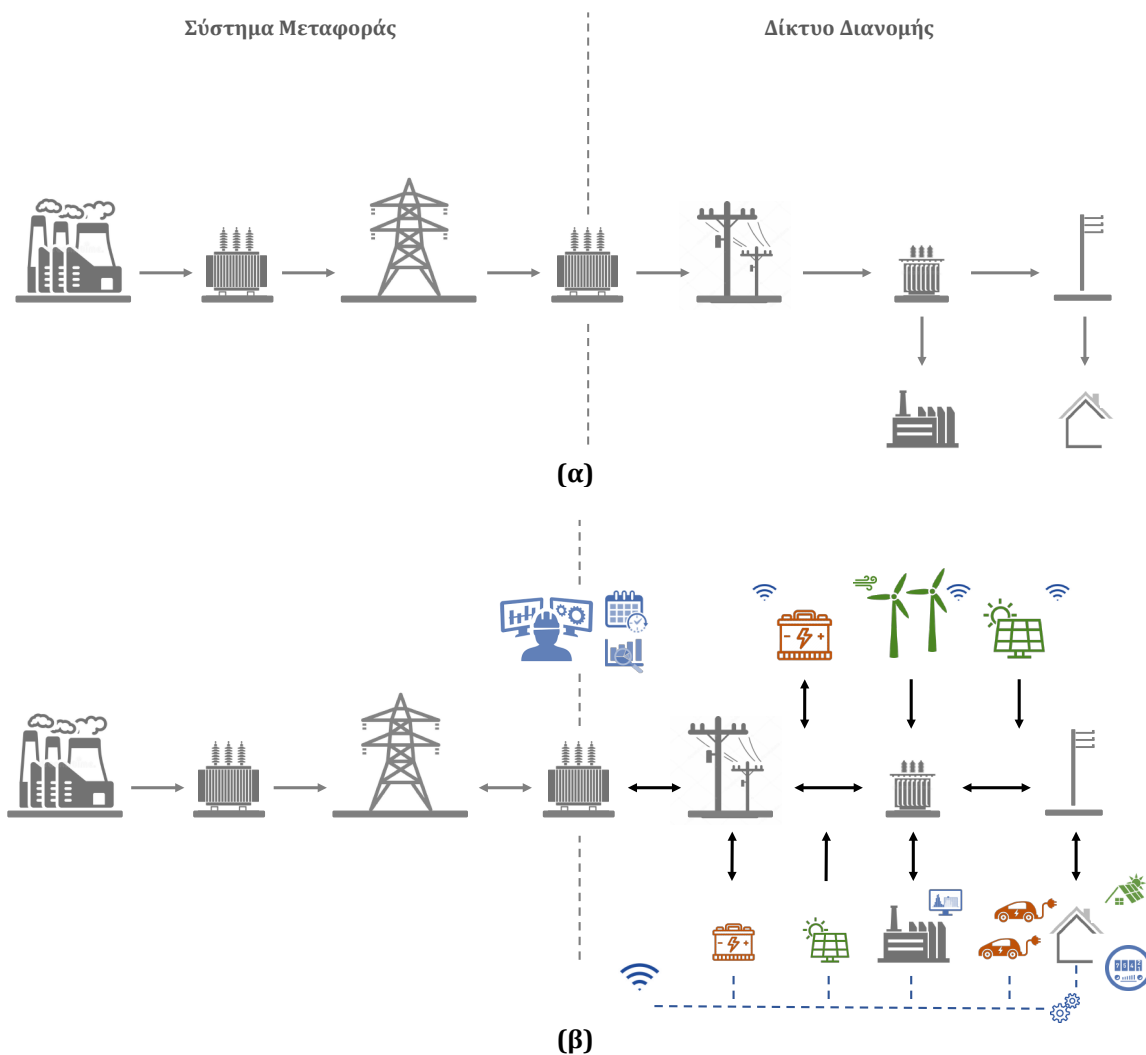
<b>6 ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕΣΩ ΑΛΛΗΛΕΠΙΔΡΑΣΗΣ ΜΕ ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ .....</b>	<b>161</b>
6.1 Εισαγωγή.....	161
6.2 Κατάλογος συμβόλων .....	163
6.3 Οργανωτική δομή της τοπικής αγοράς ευελιξίας.....	165
6.3.1 Διαχειριστής τοπικής αγοράς ευελιξίας .....	165
6.3.2 Προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας .....	166
6.3.3 Διαχειριστής του ΔΔ .....	167
6.3.4 Πάροχοι ευελιξίας.....	167
6.3.5 Βασικές παραδοχές.....	169
6.4 Προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού.....	170
6.4.1 Εισαγωγή στα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού.....	170
6.4.2 Γενική μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού.....	172
6.4.3 Προβλήματα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας ....	173
6.5 Μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού για τη διαχείριση ενεργών δικτύων μέσω αλληλεπίδρασης με ΦοΣΕ.....	177
6.5.1 Μεταβλητές του προβλήματος.....	177
6.5.2 Πρόβλημα άνω επιπέδου .....	178
6.5.3 Προβλήματα κάτω επιπέδου.....	181
6.5.4 Μετασχηματισμός σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC).....	184
6.6 Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων.....	186
6.6.1 Περιπτώσεις μελέτης.....	186
6.6.2 Δεδομένα εισόδου .....	187
6.6.3 Αποτελέσματα .....	191
6.6.4 Ανάλυση ευαισθησίας .....	193
<b>7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ .....</b>	<b>199</b>
7.1 Σύνοψη της διδακτορικής διατριβής.....	199
7.2 Συμβολή της διδακτορικής διατριβής .....	202
7.3 Μελλοντικές επεκτάσεις .....	203
<b>Παράρτημα Α Δεδομένα δικτύων διανομής.....</b>	<b>205</b>
<b>Δημοσιεύσεις του Συγγραφέα.....</b>	<b>207</b>
<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>209</b>

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 Μετάβαση στα ενεργά δίκτυα διανομής

Η βασική λειτουργία των δικτύων διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος από το σύστημα μεταφοράς (ΣΜ) στους τελικούς καταναλωτές χρησιμοποιώντας μετασχηματιστές για τον υποβιβασμό της τάσης από την υψηλή τάση, αρχικά στη μέση τάση και τελικά στη χαμηλή τάση. Το ΔΔ παίζει τον κύριο ρόλο στη διαμόρφωση της ποιότητας ισχύος που παρέχεται στους τελικούς καταναλωτές. Ο αρχικός σχεδιασμός των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είχε γίνει θεωρώντας ότι η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση από την παραγωγή προς τους τελικούς καταναλωτές, αρχικά μέσω του ΣΜ και στη συνέχεια μέσω των ΔΔ (Σχήμα 1.1α). Σε αυτό τον σχεδιασμό τα ΔΔ να έχουν έναν πιο παθητικό ρόλο, καθώς η έννοια της διανεμημένης παραγωγής δεν είχε ακόμα επικρατήσει. Πρόσφατα, η σταδιακή ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο επίπεδο της διανομής και η ενεργός συμμετοχή των τελικών καταναλωτών στη διαμόρφωση ενός ενεργειακού μείγματος που θα είναι πιο φιλικό στο περιβάλλον (εξηλεκτρισμός των μεταφορών με την ηλεκτροκίνηση, λύσεις ενεργειακής απόδοσης και διαχείριση της ζήτησης) έχουν διαμορφώσει έναν πιο ενεργό ρόλο για το ΔΔ.

Τα τελευταία χρόνια η κλιματική αλλαγή αποτελεί το κυρίαρχο θέμα που απασχολεί τη διεθνή κοινότητα. Σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency – IEA), η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και συνεπώς και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (εκπομπές CO<sub>2</sub>) αναμένεται να αυξηθούν έως το 2040 περισσότερο από 70% σε σχέση με τα επίπεδα του 2013 [1]. Η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα αποτελεί μία από τις πιο σημαντικές προκλήσεις παγκοσμίως για την προστασία του κλίματος. Για παράδειγμα, η Ευρωπαϊκή Ένωση είχε δεσμευτεί να καλύψει τουλάχιστον το 20% της ενεργειακής της ζήτησης από ΑΠΕ έως το τέλος του 2020 [2]. Προκειμένου να περιοριστούν οι επιπτώσεις στο περιβάλλον και να μειωθεί το ανθρακικό αποτύπωμα, η ενσωμάτωση λύσεων από διανεμημένους ενεργειακούς πόρους (ΔΕΠ) που χρησιμοποιούν ΑΠΕ και άλλες φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες έχουν λάβει σημαντική υποστήριξη και προωθούνται πλέον από πολλά κράτη. Οι ΔΕΠ περιλαμβάνουν μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), κατά βάση μονάδες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, όπως φωτοβολταϊκά συστήματα και ανεμογεννήτριες, και ηλεκτρικά φορτία νέων τεχνολογιών υψηλής ενεργειακής απόδοσης, όπως είναι τα ηλεκτρικά οχήματα και οι ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας. Επιπλέον, η



**Σχήμα 1.1** Μετάβαση από τα παθητικά ΔΔ (α) στα ενεργά ΔΔ (β).

διαχείριση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών και οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας θεωρούνται ΔΕΠ και μπορούν να συνεισφέρουν στη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος, καθώς αναμένεται να αποτελέσουν βασικό εργαλείο για την καλύτερη αξιοποίηση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ.

Οι ΔΕΠ ενσωματώνονται σταδιακά στο δίκτυο διανομής, καθώς παρουσιάζουν σημαντικά μειωμένο επενδυτικό κόστος σε σχέση με το παρελθόν. Πρόσφατες έρευνες έχουν δείξει σημαντική αύξηση στα ποσοστά ενσωμάτωσης των ΔΕΠ στα ΔΔ ιδίως στη χαμηλή τάση. Το 2016 εκτιμήθηκε ότι το 16% των κατοικιών της Αυστραλίας χρησιμοποιούσαν ένα σύστημα ΦΒ εγκατεστημένο στη στέγη [3]. Η Αμερικάνικη Ένωση Αιολικής Ενέργειας (American Wind Energy Association – AWEA) έχει εκτιμήσει ότι η παραγωγή ενέργειας από μικρές ανεμογεννήτριες που είναι εγκατεστημένες στη χαμηλή τάση (XT) καταλάμβανε το 3% της εγχώριας παραγωγής το 2020. Από πλευράς κατανάλωσης, εκτιμάται ότι περίπου 753.000 ηλεκτρικά οχήματα πωλήθηκαν παγκοσμίως το 2016, 60% των οποίων είναι αμιγώς ηλεκτροκίνητα [4]. Παράλληλα, δίνονται κίνητρα σε αυτοπαραγωγούς για εγκατάσταση συστήματος αποθήκευσης, κυρίως μπαταριών, για την καλύτερη αξιοποίηση της παραγωγής ΑΠΕ μέσω ενεργειακού συμψηφισμού (net metering). Σύμφωνα με την έκθεση [5] του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy

Agency – IRENA) το μερίδιο της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας αναμένεται να είναι ίσο με 60% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαρκώς αυξανόμενη, αλλά και ανεξέλεγκτη πολλές φορές, διείσδυση των ΔΕΠ εισάγει νέες προκλήσεις στην ομαλή λειτουργία του ΔΔ. Ιδιαίτερα σε υψηλά ποσοστά διείσδυσης, οι ΔΕΠ μπορούν να δημιουργήσουν τεχνικά ζητήματα στο ΔΔ. Το δίκτυο διανομής που παραδοσιακά περιλάμβανε τις υποδομές των γραμμών διανομής και των ενσωματωμένων στοιχείων του δικτύου (μετασχηματιστές, ρυθμιστές τάσης, πυκνωτές) μετατρέπεται σε ενεργό σύστημα διανομής με τη συμμετοχή της διανεμημένης παραγωγής, των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και των ευέλικτων φορτίων. Δημιουργείται έτσι η ανάγκη για σταδιακή μετατροπή των δικτύων διανομής από παθητικά σε ενεργά ΔΔ προκειμένου να είναι εφικτή η ομαλή ενσωμάτωση και λειτουργία των ΔΕΠ.

Ο όρος ενεργά ΔΔ – *active distribution networks (ADN)* – αναφέρεται στην ενσωμάτωση, τη λειτουργία και τον έλεγχο διανεμημένης παραγωγής, συστημάτων αποθήκευσης και ευέλικτων φορτίων στο σύστημα διανομής, σύμφωνα με το CIGRE WG C6.11 [6]. Τα βασικά χαρακτηριστικά των παθητικών ΔΔ και των ενεργών ΔΔ περιγράφονται στη συνέχεια, ενώ οι βασικές τους διαφορές συνοψίζονται στον Πίνακα 1.1 [7]:

- **Τα παθητικά ΔΔ** (Σχήμα 1.1α) είναι σχεδιασμένα ώστε η ροή ισχύος να έχει κατεύθυνση από τον υποσταθμό υψηλής τάσης (ΥΤ)/ μέσης τάσης (ΜΤ) προς τους τελικούς καταναλωτές ΜΤ και ΧΤ. Στα παθητικά ΔΔ το πρόβλημα της λειτουργίας του δικτύου λύνεται ως επί το πλείστον κατά τη φάση του σχεδιασμού, δηλαδή δεν υπάρχει δυνατότητα προγραμματισμού λειτουργίας ή/και ελέγχου της λειτουργίας του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Επιπλέον, τα παθητικά ΔΔ δεν μπορούν να εξυπηρετήσουν μεγάλα ποσοστά διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ και ηλεκτρικών οχημάτων. Όπως παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 2, τα τεχνικά προβλήματα αυξάνονται καθώς αυξάνεται και η διείσδυση της αντίστοιχης κατηγορίας ΔΕΠ. Τέλος, τα παθητικά ΔΔ δεν μπορούν να εξυπηρετήσουν νέα ηλεκτρικά φορτία πέραν της ικανότητάς τους, για την οποία αρχικά είχαν σχεδιαστεί, δηλαδή θα πρέπει να ενισχυθούν κατάλληλα σε περίπτωση που υπάρχει πρόβλεψη για αύξηση του ηλεκτρικού φορτίου.

**Πίνακας 1.1** Βασικά σημεία της μετάβασης από τα παθητικά ΔΔ στα ενεργά ΔΔ.

Παθητικά ΔΔ	→	Ενεργά ΔΔ
Προσέγγιση “fit-&-foget”		Προσέγγιση “Active network management”
επίλυση προβλημάτων στο στάδιο προγραμματισμού ανάπτυξης		επίλυση προβλημάτων στο στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας
Ροή ισχύος προς μία κατεύθυνση		Αμφίδρομη ροή ισχύος
Απουσία ή μειωμένη διείσδυση ΔΕΠ		Αυξημένη διείσδυση ΔΕΠ
Έλλειψη αναλυτικών μετρήσεων		Διαθέσιμες αναλυτικές μετρήσεις
Απουσία συστημάτων DMS και SCADA		Προηγμένα συστήματα DMS και SCADA
Απουσία ελέγχου		Δυνατότητα ελέγχου
Μειωμένη ροή πληροφοριών από ΔΕΠ		Αυξημένη ροή πληροφοριών από ΔΕΠ

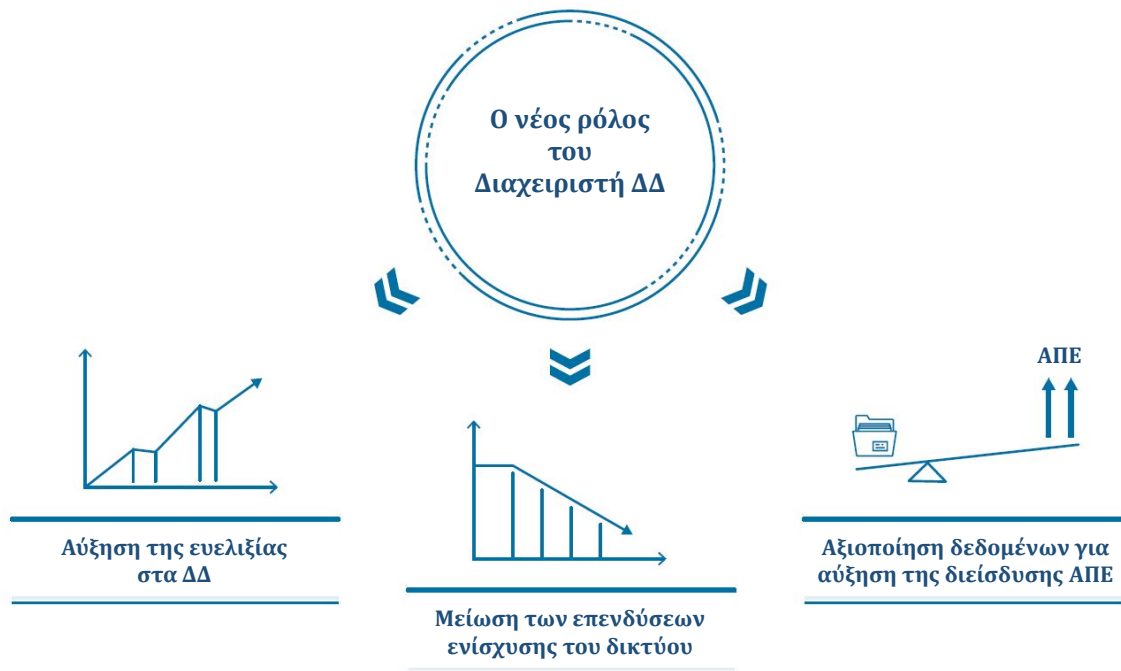
- **Τα ενεργά ΔΔ** (Σχήμα 1.1β) χαρακτηρίζονται από δυνατότητα ελέγχου, με τον έλεγχο να εφαρμόζεται είτε τοπικά/ αποκεντρωμένα (local/ decentralized) είτε συντονισμένα/ κεντρικά (coordinated/ centralized). Για τη συντονισμένη διαχείριση των ενεργών ΔΔ αξιοποιούνται προηγμένα μετρητικά συστήματα και τεχνολογίες πληροφορικής και επικοινωνιών. Ο Διαχειριστής του ΔΔ χρησιμοποιεί: α) συστήματα εποπτείας και ελέγχου – *supervisory control and data acquisition (SCADA)* – για την παρακολούθηση του ΔΔ και των ΔΕΠ που συνδέονται σε αυτό, καθώς και β) συστήματα διαχείρισης δικτύου διανομής – *distribution management systems (DMS)* – ως εργαλεία υποστήριξης αποφάσεων και ενεργειακής διαχείρισης των διαθέσιμων πηγών ευελιξίας. Στα ενεργά ΔΔ, οι ΔΕΠ μπορούν να συνεισφέρουν στη διαχείριση προσφέροντας επικουρικές υπηρεσίες (ancillary services), μέσω της ευελιξίας τους, για τη βελτίωση της λειτουργίας του δικτύου, τόσο οικονομικά όσο και τεχνικά. Με τη μετάβαση στην εποχή των ενεργών ΔΔ επιδιώκονται: α) η βελτίωση της παρεχόμενης ποιότητας ισχύος, ιδίως σε περιπτώσεις αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, β) η χρονική μετάθεση δαπανηρών έργων για ενίσχυση ή επέκταση του δικτύου, και γ) η βελτίωση της αλληλεπίδρασης και της συντονισμένης λειτουργίας μεταξύ Διαχειριστή του ΔΔ και Διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς.

## 1.2 Ο ρόλος του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής

Ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής (Διαχειριστής ΔΔ) – *Distribution System Operator (DSO)* – είναι υπεύθυνος για την αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, με τρόπο οικονομικά ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο, και με σκοπό τη μακροπρόθεσμη ικανότητα του δικτύου να εξυπηρετεί τη ζήτηση με το χαμηλότερο δυνατό κόστος και τη μικρότερη δυνατή επιβάρυνση του περιβάλλοντος. Σε αντίθεση με τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας, ο Διαχειριστής ΔΔ δεν αποβλέπει στη μεγιστοποίηση του κέρδους, αλλά στην ελαχιστοποίηση του κόστους. Η έννοια του κόστους στα ΔΔ σχετίζεται τόσο με τη λειτουργία και τη συντήρηση, όσο και με την ανάπτυξη των δικτύων διανομής, δηλαδή τις απαραίτητες επενδύσεις επέκτασης και ενίσχυσης του δικτύου. Οι κύριες αρμοδιότητες του Διαχειριστή ΔΔ συνοψίζονται ως εξής:

- διαχείριση, λειτουργία και τη συντήρηση των υποδομών του δικτύου διανομής,
- προγραμματισμός της ανάπτυξης του δικτύου διανομής,
- διαχείριση των βλαβών και των διακοπών τροφοδότησης στο δίκτυο διανομής,
- διασφάλιση υψηλής ποιότητας στην παρεχόμενη ισχύ,
- μέριμνα για τη σύνδεση των καταναλωτών και την πρόσβαση των ΔΕΠ (μονάδων παραγωγής και μονάδων αποθήκευσης) στο δίκτυο διανομής,
- διασφάλιση προτεραιότητας σύνδεσης για τις εγκαταστάσεις παραγωγής που χρησιμοποιούν ΑΠΕ ή συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης,
- τιμολόγηση της ενέργειας κατανάλωσης (αφορά κάθετα ολοκληρωμένες επιχειρήσεις κατά την έννοια που αποδίδεται στο άρθρο 2 της Οδηγίας (ΕΕ) 2019/944).

Με την αύξηση της παρουσίας των ΔΕΠ, ο ρόλος του Διαχειριστή ΔΔ διευρύνεται προς τη βελτιστοποίηση της διαχείρισης της τοπικής παραγωγής και ζήτησης [8]. Στο επίκεντρο βρίσκεται πλέον η ενεργός διαχείριση και η συντονισμένη λειτουργία της ευελιξίας των ΔΕΠ στο πλαίσιο ενός συστήματος διανομής. Οι νέες αρμοδιότητες του Διαχειριστή ΔΔ που



**Σχήμα 1.2** Πλεονεκτήματα του νέου ρόλου του Διαχειριστή ΔΔ [8].

απορρέουν από την Οδηγία (ΕΕ) 2019/944 (άρθρα 31–32) και τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 περιλαμβάνουν [8]:

- προμήθεια υπηρεσιών ευελιξίας από τους ΔΕΠ για τη μείωση της ανάγκης αναβάθμισης ή αντικατάστασης της δυναμικότητας ηλεκτρικής ενέργειας και την ενίσχυση της αποτελεσματικής και ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος διανομής,
- διαχείριση του φορτίου αιχμής και της υπερφόρτισης των στοιχείων του δικτύου (network congestion) μέσω των ΔΕΠ,
- υποστήριξη της τάσης του δικτύου μέσω των ΔΕΠ,
- παροχή υποστήριξης αέργου ισχύος στο ΣΜ,
- συντονισμένη συνεργασία με τον Διαχειριστή του ΣΜ κατά τον προγραμματισμό και τη λειτουργία των δικτύων τους.

Ο νέος ρόλος του Διαχειριστή ΔΔ αναμένεται να έχει σημαντική επίδραση στον τρόπο με τον οποίο λειτουργεί το σύστημα διανομής. Στο Σχήμα 1.2 φαίνονται τα βασικά πλεονεκτήματα του νέου ρόλου του Διαχειριστή ΔΔ.

### 1.3 Αντικείμενο της διδακτορικής διατριβής

Παρά τις προκλήσεις που εισάγονται στη λειτουργία των ΔΔ στο πλαίσιο της γενικότερης πορείας μετάβασης σε ΔΕΠ χαμηλού άνθρακα, οι ΔΕΠ μπορούν να αποτελέσουν πηγή ευελιξίας για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ όταν αξιοποιούνται και ελέγχονται συντονισμένα από τον Διαχειριστή ΔΔ. Προς αυτή την κατεύθυνση, σύμφωνα με το άρθρο 32 της Οδηγίας (ΕΕ) 2019/944, η Ευρωπαϊκή Ένωση παροτρύνει τη χρήση ευελιξίας στα ΔΔ για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, την ενσωμάτωση νέων ηλεκτρικών φορτίων, αλλά και την καλύτερη εκμετάλλευση των υφιστάμενων υποδομών σε κορεσμένα δίκτυα ως



**Σχήμα 1.3** Δομή και ζητήματα που διερευνά η διδακτορική διατριβή.

εναλλακτική λύση έναντι της ενίσχυσης ή αναβάθμισης των στοιχείων του δικτύου (π.χ. έναντι της ενίσχυσης γραμμών ή της εγκατάστασης νέων στοιχείων ρύθμισης τάσης).

Η παρούσα διδακτορική διατριβή προτείνει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ αξιοποιώντας ετερογενείς πηγές ευελιξίας, δηλαδή την ευελιξία που προέρχεται από ΔΕΠ διαφόρων τεχνολογιών. Τα κύρια ζητήματα που ερευνά η παρούσα διδακτορική διατριβή απεικονίζονται εποπτικά στο Σχήμα 1.3 και συνοψίζονται ως εξής:

1. Ποιες είναι οι επιπτώσεις από τη διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ στα ΔΔ και πως οι ΔΕΠ μπορούν να επηρεάσουν τη λειτουργία του ΔΔ;
2. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να προγραμματίσει τη λειτουργία του ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες, όπως η μεταβλητή παραγωγή των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ (ΦΒ και αιολική παραγωγή) και οι συνεχείς μεταβολές στο προφίλ κατανάλωσης λόγω του ετεροχρονισμού χρήσης των ηλεκτρικών φορτίων;
3. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να διαχειριστεί τις διαθέσιμες πηγές ευελιξίας κατά τη λειτουργία του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο, ενεργοποιώντας έγκαιρα τις αναγκαίες ποσότητες ευελιξίας για να αντισταθμίσει τις διακυμάνσεις μεταξύ φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ;
4. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να οργανώσει μια τοπική αγορά για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ αξιοποιώντας υπηρεσίες ευελιξίας που προσφέρονται από φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων, μονάδων ΑΠΕ και αποθήκευσης;



## 1.4 Δομή της διδακτορικής διατριβής

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζονται οι κύριες κατηγορίες των ΔΕΠ και οι επιπτώσεις τους στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως στις περιπτώσεις αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής και νέων ηλεκτρικών φορτίων, όπως είναι τα ηλεκτρικά οχήματα. Για την εκτίμηση των επιπτώσεων που προκαλούνται προτείνεται μία μεθοδολογία πιθανοτικής ροής ισχύος που βασίζεται στην προσομοίωση Monte Carlo. Επιπλέον, προτείνονται απλοποιημένες δράσεις ευέλικτης διαχείρισης της ζήτησης προκειμένου να αυξηθεί η ικανότητα του δικτύου να εξυπηρετεί περισσότερους ΔΕΠ.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται η έννοια της ευελιξίας των ΔΕΠ στα ενεργά ΔΔ και περιγράφονται οι δυνατότητες που δίνονται στον Διαχειριστή του ΔΔ από την αξιοποίησή της μέσω τοπικών αγορών ευελιξίας, δηλαδή αγορών ηλεκτρικής ενέργειας που οργανώνονται σε επίπεδο συστήματος διανομής για την εκμετάλλευση της ευελιξίας των ΔΕΠ. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται το πλαίσιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ και πραγματοποιείται εκτενής ανασκόπηση της βιβλιογραφίας που σχετίζεται με το αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζονται και κατηγοριοποιούνται οι μέθοδοι βελτιστοποίησης και τα μαθηματικά μοντέλα που έχουν προταθεί για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Η κατηγοριοποίηση πραγματοποιείται βάσει του σταδίου που πραγματοποιείται η διαχείριση (προγραμματισμός λειτουργίας ή κατανομή σε πραγματικό χρόνο), της αντικειμενικής συνάρτησης που βελτιστοποιείται, των ΔΕΠ που λαμβάνονται υπόψη στο μοντέλο, των μεταβλητών ελέγχου του προβλήματος, της στρατηγικής διαχείρισης που ακολουθείται από τον Διαχειριστή ΔΔ, την κατηγορία μαθηματικού προγραμματισμού στην οποία ανήκει το μοντέλο και το λογισμικό που χρησιμοποιείται για την επίλυση του μοντέλου.

Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται ένα μαθηματικό μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων για την επίλυση του προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ. Το μοντέλο βασίζεται στην επίλυση βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων (multi-period optimal power flow) και βελτιστοποιεί το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια του ΔΔ με το ΣΜ και τη δέσμευση της απαιτούμενης ευελιξίας από τους ΔΕΠ. Οι αβεβαιότητες μοντελοποιούνται με την επιλογή αντιπροσωπευτικών σταθμισμένων σεναρίων πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται μια μεθοδολογία για την κατανομή της διαθέσιμης ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο χρησιμοποιώντας τις αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου (model predictive control – MPC). Το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου βασίζεται στην επαναληπτική επίλυση βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων με κυλιόμενο ορίζοντα λαμβάνοντας ανανεωμένες προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Η βέλτιστη ροή ισχύος λαμβάνει υπόψη τη διαθέσιμη ευελιξία των ΔΕΠ που έχει προγραμματιστεί και τους λειτουργικούς περιορισμούς των ΔΕΠ.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται ένα μαθηματικό μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού, με το οποίο ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να λάβει αποφάσεις για τις πιο οικονομικές υπηρεσίες ευελιξίας που παρέχονται από ΦοΣΕ φορτίων, ΑΠΕ ή/και συστημάτων αποθήκευσης. Το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού μετασχηματίζεται κατάλληλα σε

πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (mathematical programming with equilibrium constraints – MPEC) προκειμένου να είναι δυνατή η επίλυσή του. Το προτεινόμενο μοντέλο περιγράφει ουσιαστικά μία τοπική αγορά ευελιξίας που οργανώνεται από τον Διαχειριστή ΔΔ για την οικονομικά αποδοτική διαχείριση του ΔΔ.

Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και η συμβολή της διδακτορικής διατριβής. Επιπλέον, προτείνονται θέματα προς περαιτέρω έρευνα σχετικά με τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ, καθώς και μελλοντικές επεκτάσεις της διδακτορικής διατριβής.

## ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΠΟΡΟΙ: ΟΦΕΛΗ ΚΑΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΣΤΑ ΕΝΕΡΓΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

### 2.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύονται οι επιπτώσεις των διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ) στα σύγχρονα δίκτυα διανομής (ΔΔ) ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως αυτών που προκαλούν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) μεταβλητής παραγωγής και νέα ηλεκτρικά φορτία που προέρχονται από τον εξηλεκτρισμό του τομέα των μεταφορών (ηλεκτρικά οχήματα) και του τομέα της θέρμανσης (ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας). Αρχικά, παρουσιάζονται οι κυριότερες κατηγορίες των ΔΕΠ, τα βασικά τους τεχνικά χαρακτηριστικά και τα τεχνικά προβλήματα που σχετίζονται με την αυξημένη διείσδυσή τους στα ΔΔ.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου παρουσιάζεται μία μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων λόγω της αυξημένης και μη ελεγχόμενης διείσδυσης των ΔΕΠ. Οι επιπτώσεις ποσοτικοποιούνται με τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών αξιολόγησης σχετικά με τα προβλήματα τάσης του δικτύου και την υπέρβαση των θερμικών ορίων των στοιχείων του δικτύου (γραμμών και υποσταθμών). Η προτεινόμενη μεθοδολογία βασίζεται στην πιθανοτική ροή ισχύος με προσομοίωση Monte Carlo και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την πιθανοτική ανάλυση των επιπτώσεων προκειμένου να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα για τον Διαχειριστή του ΔΔ.

Το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με την πρόταση στρατηγικών δράσεων που στοχεύουν στη διευκόλυνση της αυξημένης ενσωμάτωσης ΔΕΠ στα σύγχρονα ΔΔ. Οι προτεινόμενες δράσεις είναι απλές ως προς την εφαρμογή τους και σχετίζονται κυρίως με τη διαχείριση της ζήτησης και την ευελιξία του τελικού καταναλωτή. Η αποτελεσματικότητά τους εξετάζεται με την προτεινόμενη μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων.

Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται σε αυτό το κεφάλαιο μπορεί να αποτελέσει έναν χρήσιμο οδηγό για τους Διαχειριστές ΔΔ, οι οποίοι επιθυμούν να μελετήσουν μακροπρόθεσμα την κατάσταση του δικτύου και να σχεδιάσουν αποτελεσματικά τις μελλοντικές επεκτάσεις του δικτύου ή ακόμα να βρουν λύσεις από την ευελιξία των ΔΕΠ για να αναβάλλουν πιθανές επενδύσεις που απαιτούνται για την ενίσχυση του δικτύου.

## 2.2 Διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι

Τα τελευταία χρόνια, ο όρος διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (ΔΕΠ) – *distributed energy resources (DER)* – χρησιμοποιείται ολοένα και περισσότερο στον ενεργειακό χώρο, ωστόσο δεν υπάρχει ένας σαφής ορισμός που να περιγράφει τα χαρακτηριστικά και τη λειτουργία τους. Οι διάφοροι ορισμοί που χρησιμοποιούνται στη βιβλιογραφία, αν και αποδίδουν τα βασικά τους χαρακτηριστικά, αντικατοπτρίζουν μόνο την προσέγγιση του κάθε οργανισμού με αποτέλεσμα να διαφέρουν ανά ήπειρο, ακόμη και ανά χώρα. Στον Πίνακα 2.1 δίνεται μία σύντομη επισκόπηση του τρόπου με τον οποίο ορισμένοι διεθνείς φορείς και αναγνωρισμένοι οργανισμοί προσεγγίζουν τον ορισμό των ΔΕΠ.

Δεδομένου ότι με τον όρο ΔΕΠ καλύπτεται ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών παραγωγής ή/και ευέλικτης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, δίνεται ο ακόλουθος ορισμός που αντικατοπτρίζει σε μεγαλύτερο βαθμό τη φύση και τη λειτουργία των ΔΕΠ.

**Ορισμός:** Οι ΔΕΠ είναι το σύνολο των πόρων ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως μικρής κλίμακας, που συνδέονται διάσπαρτα στο δίκτυο διανομής με δυνατότητα παραγωγής ή/και ευέλικτης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ΔΕΠ περιλαμβάνουν διανεμημένη παραγωγή από συμβατικά καύσιμα ή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και ευέλικτα/ελεγχόμενα φορτία, όπως απόκριση ζήτησης, ηλεκτρικά οχήματα και προγράμματα ενεργειακής απόδοσης.

**Πίνακας 2.1** Ορισμός των ΔΕΠ από διαφορετικούς διεθνείς οργανισμούς/φορείς.

Οργανισμός / Φορέας	Ορισμός	Πηγή
Ευρωπαϊκή Επιτροπή	Οι ΔΕΠ αποτελούνται από πόρους μικρής έως και μεσαίας κλίμακας που συνδέονται κυρίως στα χαμηλότερα επίπεδα τάσης του ηλεκτρικού συστήματος (δίκτυα διανομής) ή κοντά στους τελικούς καταναλωτές.	[9]
NREL	Οι ΔΕΠ είναι τεχνολογίες μικρής κλίμακας για παραγωγή και αποθήκευση ενέργειας, οι οποίες παρέχουν ικανότητα παραγωγής ή αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ή παράγουν ενέργεια όπου απαιτείται.	[10]
EPRI	Οι ΔΕΠ αποτελούν τεχνολογικές εξελίξεις σε συνδεδεμένα ηλεκτρικά φορτία, ηλιακά φωτοβολταϊκά και αποθήκευση ενέργειας.	[11]
IRENA	Οι ΔΕΠ είναι μικρής και μεσαίας κλίμακας πηγές ενέργειας που συνδέονται στο δίκτυο διανομής και οι οποίες ενδεχομένως μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες στο ηλεκτρικό σύστημα.	[12]
NERC	Ένας ΔΕΠ είναι οποιοσδήποτε πόρος στο σύστημα διανομής που παράγει ηλεκτρική ενέργεια και δεν περιλαμβάνεται διαφορετικά στον επίσημο ορισμό του NERC για το ηλεκτρικό σύστημα.	[13]
NYISO	Ο ΔΕΠ ορίζεται ως πόρος, ή ένα σύνολο πόρων, που συνήθως βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του τελικού καταναλωτή και μπορεί να παρέχει υπηρεσίες χονδρικής αγοράς, αλλά συνήθως λειτουργεί με σκοπό να τροφοδοτεί τα ηλεκτρικά φορτία του καταναλωτή. Ένας ΔΕΠ μπορεί να αποτελείται από διακοπτόμενο φορτίο (απόκριση ζήτησης), παραγωγή, αποθήκευση ή διάφορους συνδυασμούς αυτών που συγκεντρώνονται σε μία οντότητα.	[14]



**Σχήμα 2.1** Κύριες κατηγορίες των ΔΕΠ.

Στη συνέχεια, αναλύονται οι κύριες κατηγορίες των ΔΕΠ (Σχήμα 2.1), οι πιο διαδεδομένες εκ των οποίων χρησιμοποιούνται στην παρούσα διδακτορική διατριβή. Η κατηγοριοποίηση που ακολουθείται βασίζεται στην [15].

### 2.2.1 Μονάδες διανεμημένης παραγωγής

Η διανεμημένη παραγωγή (ΔΠ) – *distributed generation (DG)* – αναφέρεται σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως μικρής κλίμακας (από μερικά kW έως 1 MW) ή μεσαίας κλίμακας (από 1 έως 10 MW), οι οποίες συνδέονται στο δίκτυο διανομής χαμηλής τάσης (ΧΤ) και μέσης τάσης (ΜΤ). Οι μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) κατηγοριοποιούνται σε συμβατικές μονάδες, δηλαδή μονάδες που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (π.χ. ντίζελ, φυσικό αέριο), και σε μονάδες ΑΠΕ, δηλαδή μονάδες που αξιοποιούν κάποια ανανεώσιμη πηγή (π.χ. ηλιακή ενέργεια, αιολική ενέργεια, ενέργεια από βιομάζα/βιοαέριο). Οι ΜΔΠ κατηγοριοποιούνται, επίσης, με βάση τη δυνατότητα κατανομής και ελέγχου της ενεργού ισχύος που εγχέουν στο δίκτυο σε κατανεμόμενες και μη κατανεμόμενες μονάδες.

**Κατανεμόμενες μονάδες (Dispatchable units):** Μία μονάδα κατατάσσεται σε αυτή την κατηγορία εφόσον η παραγωγή της μπορεί να προγραμματιστεί. Για τις μονάδες αυτές, είναι δυνατό να εκδίδονται εντολές κατανομής (set-points) για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής, εντός των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας τους. Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν τα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη (H/Z) με καύσιμο κυρίως πετρέλαιο ή φυσικό αέριο, υδροηλεκτρικοί σταθμοί, μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ) και μονάδες παραγωγής από βιομάζα/βιοαέριο.

**Μη κατανεμόμενες μονάδες (Non-dispatchable units):** Μια μονάδα κατατάσσεται στην κατηγορία αυτή εφόσον η παραγωγή της δεν μπορεί να προγραμματιστεί, καθώς έχει μεταβλητή παραγωγή και χαρακτηρίζεται από αβεβαιότητες, δηλαδή η ισχύς εξόδου της δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια και η παραγωγή της δεν μπορεί να αυξηθεί περισσότερο από τη διαθέσιμη δυνατή παραγωγή. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set-points), δηλαδή περιορίζεται η παραγωγή τους. Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται οι μονάδες ΑΠΕ, όπως κυρίως οι ανεμογεννήτριες (ΑΓ) και τα συστήματα φωτοβολταϊκών (ΦΒ).

Πέρα από τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> όταν η παραγωγή προέρχεται από κάποια ανανεώσιμη πηγή, η διανεμημένη παραγωγή μπορεί να μειώσει ή να αναβάλει την ανάγκη για δαπανηρές επενδύσεις ενίσχυσης των δικτύων λόγω αύξησης του φορτίου, ενώ επιπλέον

μπορεί έως ένα βαθμό να συνδράμει στη μείωση των απωλειών ενέργειας στις γραμμές του δικτύου. Επιπλέον, η εγκατάσταση ΜΔΠ από τους τελικούς καταναλωτές για την κάλυψη κυρίως της ζήτησής τους (π.χ. ΦΒ σε στέγες), δηλαδή ως αυτοπαραγωγοί (prosumers), μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στη μείωση του καθαρού (υπολειπόμενου) φορτίου του δικτύου υπό την προϋπόθεση της αποτελεσματικής διαχείρισης των καταναλώσεων. Σε αυτό το πλαίσιο, οι αυτοπαραγωγοί πρέπει να λαμβάνουν κατάλληλα κίνητρα για ταυτοχρονισμό της παραγόμενης ενέργειας ΑΠΕ με τα ηλεκτρικά φορτία τους.

### 2.2.2 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές (μπαταρίες) – *battery energy storage systems (BESS)* – χρησιμοποιούνται κυρίως για την αναβολή της τελικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονική στιγμή μεταγενέστερη από αυτή της παραγωγής. Οι κύριες τεχνολογίες μπαταριών που χρησιμοποιούνται είναι οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος (lead-acid), ιόντων λιθίου (lithium-ion), νικελίου-καδμίου (nickel-cadmium), θειούχου νατρίου (sodium-sulfur) και μπαταρίες ροής (flow batteries). Στην [16] παρουσιάζονται τα κύρια χαρακτηριστικά τους και η εφαρμογή τους για αποθήκευση μεγάλης κλίμακας στα ηλεκτρικά συστήματα. Επιπλέον, τα συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές διαθέτουν σύγχρονους μετατροπείς ισχύος (converters) για τον έλεγχο της ενεργού και της αέργου ισχύος που παράγεται ή καταναλώνεται σε απόκριση των μεταβολών του ηλεκτρικού συστήματος.

Ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές μπορεί να λειτουργεί τόσο ως γεννήτρια (έγχυση ισχύος στο δίκτυο) όσο και ως ηλεκτρικό φορτίο (απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο), και συνεπώς χρησιμοποιείται για την υποστήριξη της λειτουργίας άλλων ΔΕΠ, κυρίως ΦΒ, ΑΓ και ηλεκτρικών οχημάτων.

Τα συστήματα συσσωρευτών παρέχουν επιπλέον δυνατότητες, όπως [17]:

- σταθεροποίηση της ισχύος εξόδου μονάδων ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής,
- μετατόπιση του φορτίου αιχμής σε περιόδους χαμηλής ζήτησης,
- φόρτιση/εκφόρτιση για συμμετοχή σε χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας που οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλονται χρονικά,
- εξισορρόπηση των μεταβολών του φορτίου και της παραγωγής,
- υπηρεσίες ρύθμισης τάσης και ρύθμισης συχνότητας για τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος στην υπάρχουσα υποδομή του δικτύου.

Εκτός από τους συσσωρευτές υπάρχουν διάφορες άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αντλησιοταμίευση, αποθήκευση ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα και στρεφόμενοι σφόνδυλοι (flywheels), ωστόσο τα τελευταία χρόνια η πιο διαδεδομένη τεχνολογία στα δίκτυα διανομής είναι αυτή των συσσωρευτών. Μία εκτενής βιβλιογραφική ανασκόπηση των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αναζητηθεί στην [18].

### 2.2.3 Απόκριση ζήτησης

Ο όρος απόκριση ζήτησης – *demand response (DR)* – αναφέρεται στις συντονισμένες αλλαγές στο ηλεκτρικό φορτίο από τους τελικούς καταναλωτές σε σύγκριση με τις κανονικές ή τρέχουσες καταναλωτικές τους συνήθειες (προφίλ κατανάλωσης) με βάση σήματα της αγοράς. Οι αλλαγές αυτές πραγματοποιούνται ως απόκριση σε χρονικά μεταβαλλόμενες τιμές

ηλεκτρικής ενέργειας (δυναμική τιμολόγηση) ή σε οικονομικά κίνητρα και σχεδιάζονται ώστε να προκαλούν χαμηλότερη κατανάλωση σε χρονικές περιόδους που παρουσιάζονται υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά ή όταν η αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου απειλείται [19]. Επιπλέον, τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης επιτρέπουν να περιοριστεί ή να μετατοπιστεί το ηλεκτρικό φορτίο λόγω έλλειψης παραγωγής ή υψηλού κόστους παραγωγής, αλλαγών στην ικανότητα παραγωγής των διαθέσιμων μονάδων, νέων σεναρίων αιχμής φορτίου και αναμενόμενων παραβιάσεων των τεχνικών περιορισμών του δικτύου, όπως ορίων τάσης και θερμικών ορίων γραμμών.

Οι υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης παρέχονται είτε από τον τελικό καταναλωτή απευθείας, είτε μέσω φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) ή ακόμα και μέσω εταιρειών ενεργειακής διαχείρισης κτιρίων. Τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης μετατοπίζουν την ηλεκτρική κατανάλωση από περιόδους υψηλής ζήτησης σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Παραδείγματα απόκρισης ζήτησης είναι η φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων ή η λειτουργία ενεργοβόρων συσκευών (π.χ. ηλεκτρικός θερμοσίφωνας) σε περιόδους χαμηλής ζήτησης προκειμένου να μειωθεί το φορτίο κατά τη διάρκεια των αιχμών της ζήτησης. Τέλος, η απόκριση ζήτησης μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών, όπως η γρήγορη εξισορρόπηση του φορτίου ή η ρύθμιση της τάσης ως απόκριση σε ξαφνικές διαταραχές του δικτύου.

Τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης διακρίνονται σε προγράμματα δυναμικής τιμολόγησης και σε αυτά που βασίζονται σε οικονομικά κίνητρα [20]. Με τη δυναμική τιμολόγηση οι τελικοί καταναλωτές λαμβάνουν διαφορετικές τιμές κατά τη διάρκεια της ημέρας και μπορούν να επιλέξουν εάν επιθυμούν ή όχι να ανταποκριθούν σε αυτά τα σήματα με αύξηση ή μείωση της κατανάλωσής τους. Από την άλλη, τα προγράμματα που βασίζονται σε οικονομικά κίνητρα είναι εκείνα στα οποία ο τελικός καταναλωτής λαμβάνει προκαθορισμένη αποζημίωση για συγκεκριμένη ποσότητα μείωσης της κατανάλωσής του (ή αύξησης της παραγωγής του σε περίπτωση αυτοπαραγωγού).

#### 2.2.4 Ηλεκτρικά οχήματα

Τα ηλεκτρικά οχήματα (ΗΟ) – *electric vehicles (EV)* – αποτελούν μία νέα τεχνολογία ηλεκτρικού φορτίου, η οποία μπορεί να θεωρηθεί φιλική προς το περιβάλλον όταν συνδυάζεται με ΑΠΕ. Μερικές από τις ιδιαιτερότητες των ηλεκτρικών οχημάτων, ως ηλεκτρικά φορτία, είναι η τυχαία κίνησή τους εντός μίας γεωγραφικής περιοχής και η διαφοροποίηση του προφίλ φόρτισης ποικίλει ανάλογα με τις καθημερινές συνήθειες των χρηστών από πόλη σε πόλη και από περιοχή σε περιοχή. Τα ηλεκτρικά οχήματα, παρότι φαίνεται να είναι μια φιλική προς το περιβάλλον τεχνολογία, θεωρούνται ενεργοβόρα φορτία με τυπική ισχύ φόρτισης από 3,7kW (με μονοφασικό φορτιστή 16A) και 22kW (με τριφασικό φορτιστή 32A ανά φάση) έως ακόμα και 50kW (με φορτιστή τύπου DC ταχείας φόρτισης). Η αδυναμία συντονισμού της φόρτισής τους μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα πτώσης τάσης ή υπερφόρτισης των γραμμών στα δίκτυα διανομής. Από την άλλη πλευρά, η ελεγχόμενη και συντονισμένη φόρτισή τους μπορεί να αποτελέσει μία μορφή ευελιξίας για τα σύγχρονα δίκτυα διανομής. Επιπλέον, η σύνδεσή τους σε διαμορφωμένους σταθμούς φόρτισης με κατάλληλα ηλεκτρονικά ισχύος, όπως μονοφασικούς ή τριφασικούς αντιστροφείς (*inverters*), που επιτρέπουν τη λεγόμενη *vehicle-to-grid (V2G)* λειτουργία, μπορεί να επιτρέψει την ελεγχόμενη έγχυση περίσσειας ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η

V2G λειτουργία των ηλεκτρικών οχημάτων αναμένεται να προσφέρει σημαντική ευελιξία στο εγγύς μέλλον καθώς θα αυξάνεται η διείσδυσή τους στο δίκτυο.

Ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να χρησιμοποιήσει τα ηλεκτρικά οχήματα και το δίκτυο των σταθμών φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων για να διαμορφώσει το ηλεκτρικό φορτίο. Για παράδειγμα, μπορεί να ενθαρρύνει τη φόρτισή τους σε συγκεκριμένες ώρες της ημέρας, ειδικά όταν υπάρχει τοπικά διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ που δεν μπορεί διαφορετικά να απορροφηθεί από το σύστημα διανομής λόγω κορεσμού. Μεσοπρόθεσμα, οι υπηρεσίες ευελιξίας των ηλεκτρικών οχημάτων αναμένεται να αποτελέσουν ένα εργαλείο στα χέρια του Διαχειριστή, το οποίο μπορεί να παρέχει δυνατότητες παρόμοιες με τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και με άλλες τεχνικές απόκρισης ζήτησης.

## 2.3 Επιπτώσεις και προκλήσεις λόγω αυξημένης διείσδυσης ΔΕΠ

Παρά τα περιβαλλοντικά οφέλη των ΔΕΠ με χαμηλή εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα, όπως οι μονάδες ΑΠΕ, οι μονάδες ΣΗΘ μικρής κλίμακας, τα ηλεκτρικά οχήματα και οι ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας, η μη ελεγχόμενη εγκατάσταση και λειτουργία τους, ιδίως σε περιπτώσεις αυξημένης διείσδυσης, θέτει νέες προκλήσεις στην ομαλή λειτουργία και το σχεδιασμό των δικτύων διανομής. Η ενσωμάτωση μονάδων ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής και νέων ηλεκτρικών φορτίων, όπως τα ηλεκτρικά οχήματα που από τη φύση τους είναι μη ελεγχόμενα, αυξάνει τις διακυμάνσεις στο καθαρό (υπολειπόμενο) φορτίο του συστήματος διανομής. Για παράδειγμα, οι μεταβαλλόμενες καιρικές συνθήκες προκαλούν σημαντικές διακυμάνσεις στην παραγωγή των ΦΒ και των ΑΓ, με αποτέλεσμα να προκύπτει συχνά υψηλή παραγωγή σε ώρες χαμηλής ζήτησης ή αντίθετα χαμηλή παραγωγή σε ώρες υψηλής ζήτησης. Αντίστοιχα, η μη συντονισμένη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων ενδέχεται να αυξήσει το φορτίο τις ώρες αιχμής ζήτησης.

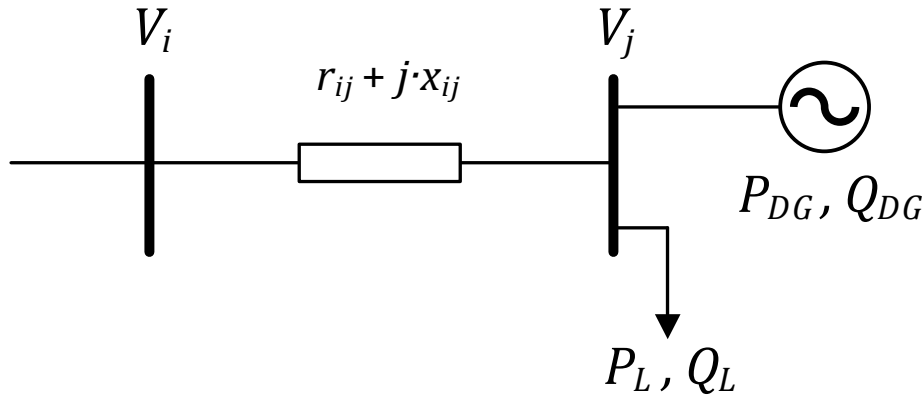
Οι παραπάνω διακυμάνσεις σε συνδυασμό με τον σχεδιασμό των δικτύων διανομής (ακτινική λειτουργία, σε κοντινή απόσταση με τους τελικούς καταναλωτές, χαμηλά επίπεδα τάσης), δυσκολεύουν τον έλεγχο της ενεργού και της αέργου ισχύος που ρέει στο σύστημα διανομής, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται αρκετά τεχνικά προβλήματα. Οι επιπτώσεις της αυξημένης διείσδυσης των ΔΕΠ, οι οποίες σχετίζονται με τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας των δικτύων διανομής είναι:

- προβλήματα τάσης (πτώση και ανύψωση τάσης),
- υπερφόρτιση των γραμμών και των υποσταθμών του δικτύου,
- αύξηση των απωλειών στις γραμμές του δικτύου,
- αντίστροφες ροές ισχύς,
- προκλήσεις στην εξισορρόπηση του συστήματος.

### 2.3.1 Παραβίαση τεχνικών ορίων τάσης

Τα κύρια χαρακτηριστικά της τάσης στα Ευρωπαϊκά δίκτυα διανομής MT και XT περιγράφονται και καθορίζονται από το πρότυπο EN 50160 [21]. Μεταξύ άλλων, ορίζονται τα επιτρεπτά όρια των αργών μεταβολών της τάσης του δικτύου, δηλαδή οι διακυμάνσεις στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του δικτύου. Τα όρια αυτά πρέπει να τηρούνται για να ικανοποιούνται τα κριτήρια ποιότητας τάσης. Στην Ευρώπη, οι αποκλίσεις τάσης που





Σχήμα 2.2 Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δύο κόμβων.

επιτρέπονται για τα δίκτυα διανομής ΜΤ καθορίζονται στο  $\pm 5\%$ , έτσι ώστε να περιοριστούν οι αποκλίσεις τάσης στο  $\pm 10\%$  στη ΧΤ, δηλαδή κοντά στον τελικό καταναλωτή.

Λόγω της αυξημένης διείσδυσης των ΔΕΠ, ενδέχεται να δημιουργηθούν ανεπιθύμητες διακυμάνσεις στην τάση του δικτύου. Η μεταβολή της τάσης μεταξύ των δύο κόμβων του δικτύου  $i$  και  $j$  (Σχήμα 2.2) υπολογίζεται ως ακολούθως:

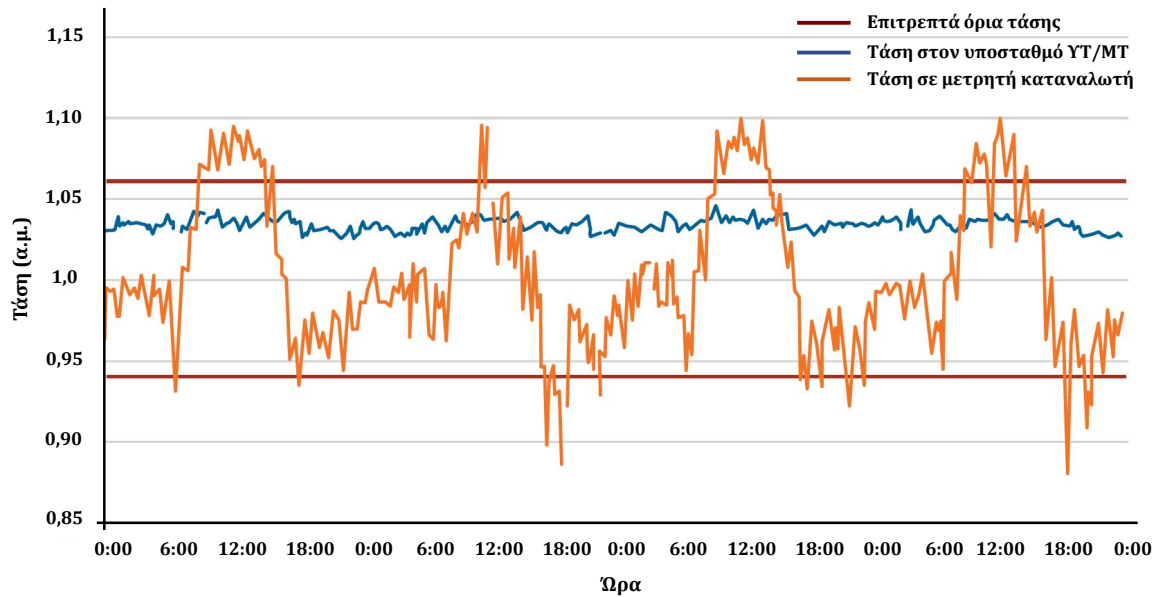
$$\Delta V = V_i - V_j \approx \frac{r_{ij} \cdot P + x_{ij} \cdot Q}{V_j} = \frac{r_{ij} \cdot (P_L - P_{DG}) + x_{ij} \cdot (Q_L \pm Q_{DG})}{V_j} \quad (2.1)$$

όπου  $V_i$  είναι το μέτρο της τάσης του κόμβου  $i$ ,  $r_{ij}$  και  $x_{ij}$  είναι η ωμική αντίσταση και η επαγωγική αντίδραση σειράς της γραμμής  $i-j$ , αντίστοιχα,  $P_L$  και  $Q_L$  είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς του φορτίου, αντίστοιχα,  $P_{DG}$  και  $Q_{DG}$  είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς της ΜΔΠ. Εξαιτίας της υψηλής τιμής του λόγου της ωμικής αντίστασης προς την επαγωγική αντίδραση ( $r/x$ ) των γραμμών διανομής, η ροή ενεργού ισχύος έχει μεγαλύτερη επίδραση στη μεταβολή της τάσης από ότι η ροή αέργου ισχύος, όπως φαίνεται στην (2.1). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να προκληθεί ανύψωση τάσης ανάντη του σημείου σύνδεσης της ΜΔΠ στο δίκτυο σε περίπτωση υψηλής παραγωγής, αρκετά μεγαλύτερης της κατανάλωσης. Αντίθετα, η αυξημένη ενσωμάτωση νέων φορτίων (π.χ. ηλεκτρικών οχημάτων) ενδέχεται να προκαλέσει πτώση τάσης. Τα προβλήματα παραβίασης των επιτρεπτών ορίων τάσης (ανύψωση ή πτώση τάσης) συνοψίζονται στον Πίνακα 2.2.

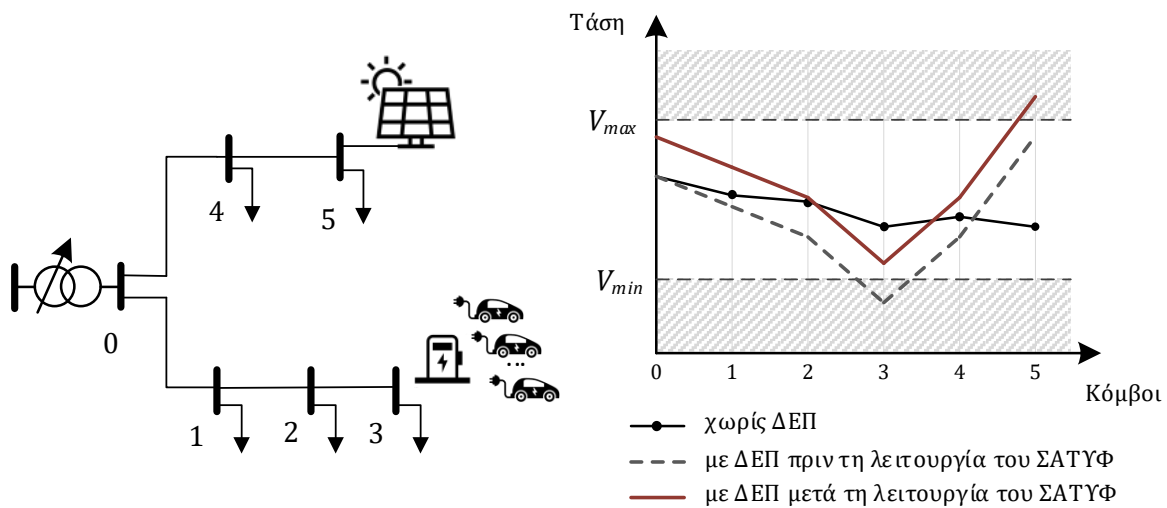
Στο Σχήμα 2.3 φαίνεται ένα παράδειγμα της διακύμανσης της τάσης τροφοδότησης ενός καταναλωτή ΧΤ κατά τη διάρκεια τεσσάρων ημερών όταν υπάρχει αυξημένη διείσδυση ΦΒ και αυξημένη ζήτηση. Είναι εμφανές ότι δημιουργείται ανύψωση τάσης στην πλευρά του

Πίνακας 2.2 Παραβίαση ορίων τάσης λόγω αυξημένης διείσδυσης ΔΕΠ.

Κατηγορία ΔΕΠ	Κατάσταση ΔΕΠ	Φορτίο δικτύου διανομής	Τεχνικό πρόβλημα
Μονάδες ΑΠΕ	Υψηλή παραγωγή	Χαμηλή ζήτηση	Ανύψωση τάσης
Ηλεκτρικά οχήματα	Υψηλή κατανάλωση	Υψηλή ζήτηση	Πτώση τάσης



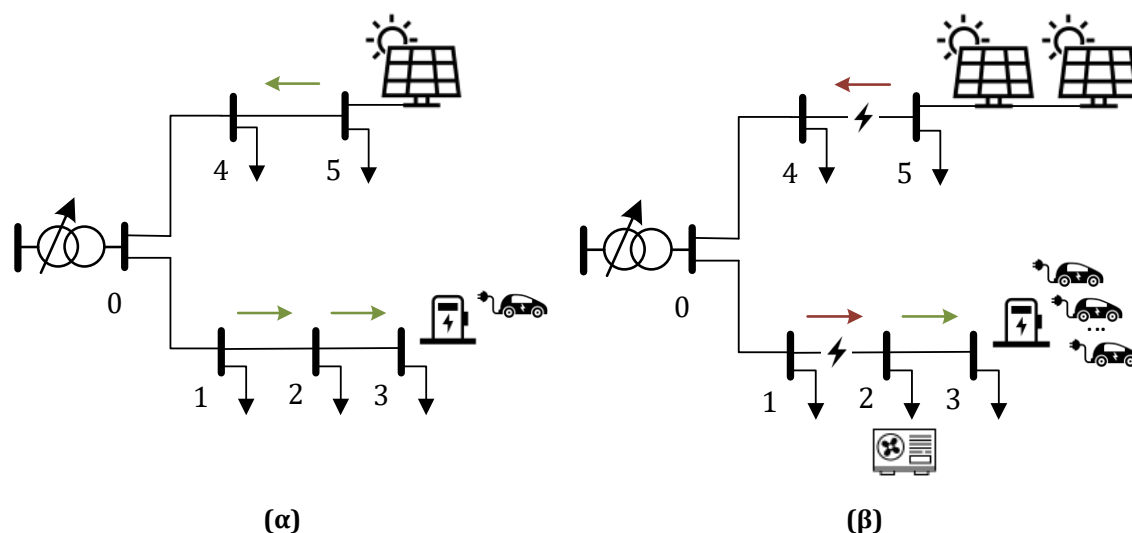
Σχήμα 2.3 Διακύμανση τάσης μετρημένη σε μετρητή καταναλωτή και στον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ [22].



Σχήμα 2.4 Λειτουργία ΣΑΤΥΦ με μονάδες ΑΠΕ και ηλεκτρικά οχήματα.

καταναλωτή κατά τις μεσημβρινές ώρες που η παραγωγή των ΦΒ είναι υψηλή. Αντίθετα, τις απογευματινές ώρες παρατηρείται πτώση τάσης πέρα από τα επιτρεπτά όρια λόγω αυξημένης ζήτησης.

Η χρήση του συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίου (ΣΑΤΥΦ) των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ μπορεί σε ορισμένες περιπτώσεις να λύσει τα προβλήματα τάσεων στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, αλλά σε άλλες περιπτώσεις το πρόβλημα τάσης παραμένει. Στο Σχήμα 2.4 φαίνεται ένα παράδειγμα, στο οποίο η χρήση ΣΑΤΥΦ ενώ φαίνεται πως διορθώνει την πτώση τάσης σε έναν κόμβο του δικτύου, αντίθετα δημιουργεί μεγαλύτερη ανύψωση τάσης σε άλλο κόμβο του δικτύου. Στον κόμβο 3 το ηλεκτρικό φορτίο έχει αυξηθεί σημαντικά λόγω μεγάλης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων που είναι σταθμευμένα σε κτιριακό συγκρότημα εταιρειών, και έτσι παρατηρείται σημαντική πτώση τάσης που υπερβαίνει το κάτω επιτρεπτό όριο ( $V_{min}$ ). Η παρουσία ΦΒ την ίδια χρονική



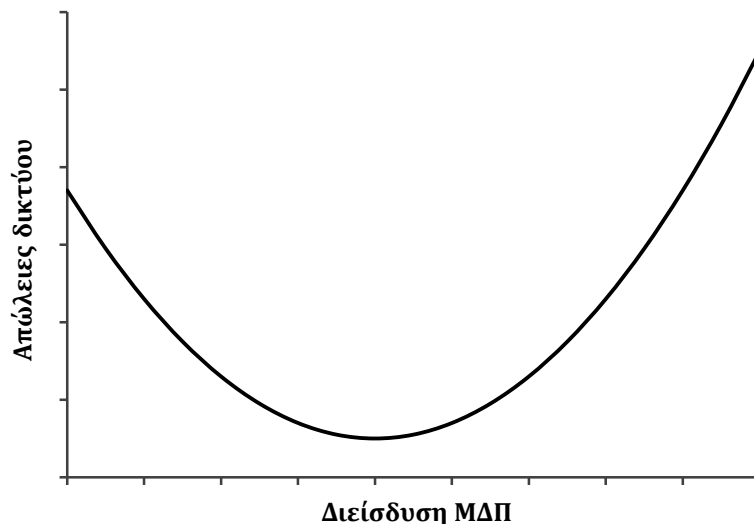
Σχήμα 2.5 Υπέρβαση θερμικών ορίων γραμμών του δικτύου.

περίοδο δημιουργεί αύξηση της τάσης στον κόμβο 5. Η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ, ενώ διορθώνει το πρόβλημα της πτώσης τάσης στον κόμβο 3, δημιουργεί ταυτόχρονα πρόβλημα ανύψωσης τάσης στον κόμβο 5, η τάση του οποίου υπερβαίνει το ανώτατο επιτρεπτό όριο ( $V_{max}$ ). Από το παράδειγμα στο Σχήμα 2.4, φαίνεται πως δεν αρκεί η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ, αλλά χρειάζεται συντονισμένη λειτουργία των ΔΕΠ του δικτύου.

### 2.3.2 Υπέρβαση θερμικών ορίων

Η υπέρβαση των θερμικών ορίων (υπερφόρτιση) των γραμμών και των μετασχηματιστών του δικτύου μπορεί να οφείλεται: α) σε αυξημένη διείσδυση νέας μορφής ηλεκτρικών φορτίων, όπως για παράδειγμα των ηλεκτρικών οχημάτων και των ηλεκτρικών αντλιών θερμότητας που υποκαθιστούν αντίστοιχες τεχνολογίες που βασίζονταν παραδοσιακά σε ορυκτά καύσιμα (π.χ. πετρέλαιο), και β) σε αυξημένη διείσδυση διανεμημένης παραγωγής που μπορεί να αυξήσει το συνολικό ρεύμα που ρέει στις γραμμές και να οδηγήσει στη λειτουργία των γραμμών καθώς και άλλων στοιχείων του δικτύου πολύ κοντά στα τεχνικά τους όρια. Στο Σχήμα 2.5 απεικονίζεται ένα παράδειγμα υπέρβασης του θερμικού ορίου δύο γραμμών του δικτύου (γραμμή 1-2 και γραμμή 4-5). Όταν η διείσδυση των ΦΒ και των ηλεκτρικών οχημάτων είναι περιορισμένη, οι ροές ισχύος δεν υπερβαίνουν το θερμικό όριο των γραμμών (Σχήμα 2.5α). Αντίθετα, η σύνδεση περισσότερων ΦΒ αυξάνει την αντίστροφη ροή ισχύος στη γραμμή 4-5 με αποτέλεσμα να εμφανίζεται υπερφόρτιση (Σχήμα 2.5β). Αντίστοιχα, η αυξημένη λειτουργία ηλεκτρικών οχημάτων στον κόμβο 3 και η χρήση ηλεκτρικών αντλιών θερμότητας επιβαρύνουν τη γραμμή 1-2, στην οποία ρέει το φορτίο των κόμβων 2 και 3 (Σχήμα 2.5β).

Συνήθως, η υπερφόρτιση των γραμμών είναι ένα τεχνικό πρόβλημα, το οποίο διερευνάται εκ των προτέρων και εκτιμάται ο χρόνος που αναμένεται να εμφανιστεί. Για τον λόγο αυτό, διενεργούνται κατά καιρούς μελέτες για ενίσχυση των γραμμών του δικτύου ή ενίσχυση των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ ή των υποσταθμών διανομής (υποσταθμών ΜΤ/ΧΤ). Οι μελέτες αυτές στηρίζονται σε μοντέλα μακροπρόθεσμης πρόβλεψης φορτίου [23] και χωρικής πρόβλεψης φορτίου [24], [25] και [26]. Επιπλέον, ο Διαχειριστής ΔΔ καθορίζει τα



**Σχήμα 2.6** Απώλειες γραμμών ΔΔ ως συνάρτηση της ενσωμάτωσης ΜΔΠ.

περιθώρια ισχύος ΑΠΕ, δηλαδή το μέγιστο δυνατό επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος, σε κάθε υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ λαμβάνοντας υπόψη, μεταξύ άλλων, τα θερμικά όρια των γραμμών διανομής και των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ.

Η αποτελεσματική λειτουργία των ΔΕΠ μπορεί να καθυστερήσει τις επενδύσεις για ενίσχυση του δικτύου και επίσης μπορεί να διευκολύνει τη διείσδυση περισσότερων νέων μονάδων ΑΠΕ στο δίκτυο. Αρκετές εργασίες έχουν μελετήσει τη διαχείριση της υπερφόρτισης (congestion management) στα ΔΔ [27]–[30], και προτείνουν μεθοδολογίες ή μοντέλα διαχείρισης των ενεργών ΔΔ για την αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ και των ηλεκτρικών οχημάτων [31]. Το πρόβλημα της υπερφόρτισης των γραμμών αποτελούσε παραδοσιακά πρόβλημα στο επίπεδο του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο η διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ έχει φέρει το πρόβλημα αυτό και στο επίπεδο του συστήματος διανομής.

### 2.3.3 Απώλειες γραμμών

Οι απώλειες των γραμμών στα δίκτυα διανομής θεωρούνται οι απώλειες ενεργού ισχύος, οι οποίες υπολογίζονται ως συνάρτηση του γινομένου του τετραγώνου του ρεύματος  $I_{ij}$  και της ωμικής αντίστασης  $R_{ij}$  της γραμμής  $i-j$ ,  $P_{ij}^{loss} = I_{ij}^2 \cdot R_{ij}$  [32]. Το αποτέλεσμα των απωλειών είναι η φυσική θέρμανση των γραμμών. Οι απώλειες στις γραμμές οφείλονται παραδοσιακά στην αυξημένη φόρτιση του δικτύου και αυξάνονται σημαντικά στις ώρες αιχμής ζήτησης. Με την ένταξη ΜΔΠ και τη στροφή προς τα ενεργά ΔΔ, αρχικά φαίνεται ότι οι απώλειες ενέργειας μειώνονται. Ωστόσο, η αυξημένη διείσδυση ΜΔΠ ενδέχεται να αυξήσει τις απώλειες ενεργού ισχύος, δημιουργώντας μία καμπύλη της μορφής “U”, όπως αυτή που φαίνεται στο Σχήμα 2.6 [33].

Όταν οι ΜΔΠ βρίσκονται τοποθετημένες κοντά στα φορτία του δικτύου και η παραγωγή τους πλησιάζει την κατανάλωση, η ενέργεια διανύει μικρότερες αποστάσεις και οι απώλειες μειώνονται. Αντίθετα, όταν οι ΜΔΠ συνδέονται σε πιο μακρινές αποστάσεις και ιδίως όταν η παραγωγή τους είναι σημαντικά μεγαλύτερη της κατανάλωσης των ηλεκτρικών φορτίων, οι απώλειες τείνουν να αυξάνονται. Άρα, οι απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών

διανομής εξαρτώνται άμεσα από τη χωρική κατανομή του καθαρού φορτίου του δικτύου, δηλαδή του φορτίου μείον την παραγωγή σε κάθε κόμβο του δικτύου.

#### 2.3.4 Αντίστροφες ροές ισχύος

Όταν η τοπική παραγωγή των ΜΔΠ υπερβαίνει το φορτίο του δικτύου, εμφανίζονται αντίστροφες ροές ισχύος και το τοπικό δίκτυο διοχετεύει ισχύ προς το δίκτυο υψηλότερης τάσης. Τα περισσότερα από τα υφιστάμενα δίκτυα διανομής έχουν σχεδιαστεί θεωρώντας ότι η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση από τους σταθμούς παραγωγής που συνδέονται στην ΥΤ προς τους τελικούς καταναλωτές που βρίσκονται στα χαμηλότερα επίπεδα τάσης. Το φαινόμενο των αντίστροφων ροών ισχύος αλλάζει ριζικά τον σχεδιασμό των δικτύων διανομής δημιουργώντας κυρίως ζητήματα στις ρυθμίσεις των προστασιών του δικτύου και τη στάθμη βραχυκύκλωσης του δικτύου.

### 2.4 Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ

Η λειτουργία των ΔΕΠ συνδέεται άμεσα με τις αβεβαιότητες που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία τους. Οι αβεβαιότητες μπορεί να σχετίζονται τόσο με το μεταβλητό ενεργειακό προφίλ των ΔΕΠ (προφίλ παραγωγής ή κατανάλωσης), όσο και με την τυχαία σύνδεσή τους (γεωγραφική κατανομή) στο δίκτυο διανομής. Ένας ακόμη παράγοντας που επηρεάζει είναι η εγκατεστημένη ισχύς τους, η οποία εξαρτάται από τις ανάγκες των χρηστών και διαφέρει από περιοχή σε περιοχή. Προκειμένου να γίνουν περισσότερο κατανοητές οι επιπτώσεις των ΔΕΠ στα ΔΔ, παρουσιάζεται μία μεθοδολογία εκτίμησης και πιθανοτικής ανάλυσης των επιπτώσεων των ΔΕΠ λαμβάνοντας υπόψη τις αντίστοιχες αβεβαιότητες στην τοποθεσία και τη συμπεριφορά τους. Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται βασίζεται στην πιθανοτική ροή ισχύος – *probabilistic power flow (PPF)*.

Αρκετές μελέτες εστιάζουν στις επιπτώσεις των ΔΕΠ στα δίκτυα διανομής και ιδιαίτερα στα δίκτυα ΧΤ [34]–[37]. Οι επιπτώσεις των ηλεκτρικών αντλιών θερμότητας στα δίκτυα ΧΤ διερευνώνται και αναλύονται πιθανοτικά στην [36] για διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης. Χρησιμοποιώντας μια παρόμοια προσέγγιση, η εργασία [34] εκτιμάει τις επιπτώσεις των ηλεκτρικών οχημάτων στα δίκτυα ΧΤ, λαμβάνοντας υπόψη μόνο το δυσμενέστερο σενάριο. Στην εργασία [35], οι επιπτώσεις των ηλεκτρικών οχημάτων εξετάζονται λαμβάνοντας υπόψη πρότυπα προφίλ φόρτισης. Στην εργασία [37] εξετάζονται τα προβλήματα τάσης και υπέρβασης θερμικών ορίων που προκύπτουν για διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης τεσσάρων διαφορετικών ΔΕΠ που χρησιμοποιούνται από οικιακούς καταναλωτές (ΦΒ σε στέγες, μικρής κλίμακας μονάδες ΣΗΘ, ηλεκτρικά οχήματα και ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας). Τα τεχνικά προβλήματα αναλύονται πιθανοτικά χρησιμοποιώντας πιθανοτική ροή ισχύος που βασίζεται στην προσομοίωση Monte Carlo.

#### 2.4.1 Πιθανοτική ροή ισχύος

Η εκτίμηση των επιπτώσεων της λειτουργίας των ΔΕΠ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να πραγματοποιηθεί εκτελώντας ροές ισχύος στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Η βασική πληροφορία που εξάγεται από την επίλυση του προβλήματος ροής ισχύος είναι η ροή ενεργού και αέργου ισχύος στους κλάδους του δικτύου, το μέτρο της τάσης και η γωνία της τάσης στους κόμβους του δικτύου στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Στην

περίπτωση που υπάρχουν πολλές τυχαίες μεταβλητές ως παράμετροι εισόδου στο πρόβλημα, η εκτέλεση πολλαπλών επιλύσεων αιτιοκρατικής (ντετερμινιστικής) ροής ισχύος, δηλαδή για κάθε δυνατό συνδυασμό φορτίου και παραγόμενης ισχύος, καθίσταται μη πρακτική λόγω του πολύ μεγάλου αριθμού των δυνατών συνδυασμών και του μεγάλου εύρους υπολογισμών που απαιτούνται.

Έτσι, χρησιμοποιείται η προσέγγιση της πιθανοτικής ροής ισχύος για να μελετηθεί η κατάσταση ενός δικτύου διανομής λαμβάνοντας υπόψη την τυχαία διακύμανση της παραγωγής και της κατανάλωσης από τους διάφορους τύπους ΔΕΠ. Η πιθανοτική ροή ισχύος προτάθηκε για πρώτη φορά από την Borzkowska το 1974 [38]. Από τότε έχει χρησιμοποιηθεί στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, τον βραχυπρόθεσμο και τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Προκειμένου να εκτιμηθεί η κατάσταση και οι ροές ισχύος του συστήματος απαιτούνται στατιστικά δεδομένα, όπως η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των τυχαίων μεταβλητών εισόδου του συστήματος.

Κατά καιρούς πολλές μέθοδοι και τεχνικές έχουν προταθεί για να μελετηθούν και να αντιμετωπιστούν προβλήματα υπό αβεβαιότητες. Το πρόβλημα της πιθανοτικής ροής ισχύος μπορεί να λυθεί με αριθμητικές μεθόδους, όπως η τεχνική της προσομοίωσης Monte Carlo, με προσεγγιστικές μεθόδους, όπως η μέθοδος σημειακής εκτίμησης, *point estimate method (PEM)*, [39], και με αναλυτικές μεθόδους, όπως ο γρήγορος μετασχηματισμός Fourier, η σωρευτική μέθοδος σε συνδυασμό με σειρές Gram-Charlier ή η σωρευτική μέθοδος σε συνδυασμό με σειρές Cornish-Fisher. Οι πιο διαδεδομένες τεχνικές είναι αυτές της προσομοίωσης Monte Carlo και της μεθόδου PEM, λόγω της απλότητας στην εφαρμογή τους.

## 2.4.2 Μοντελοποίηση αβεβαιοτήτων ΔΕΠ και ηλεκτρικών φορτίων

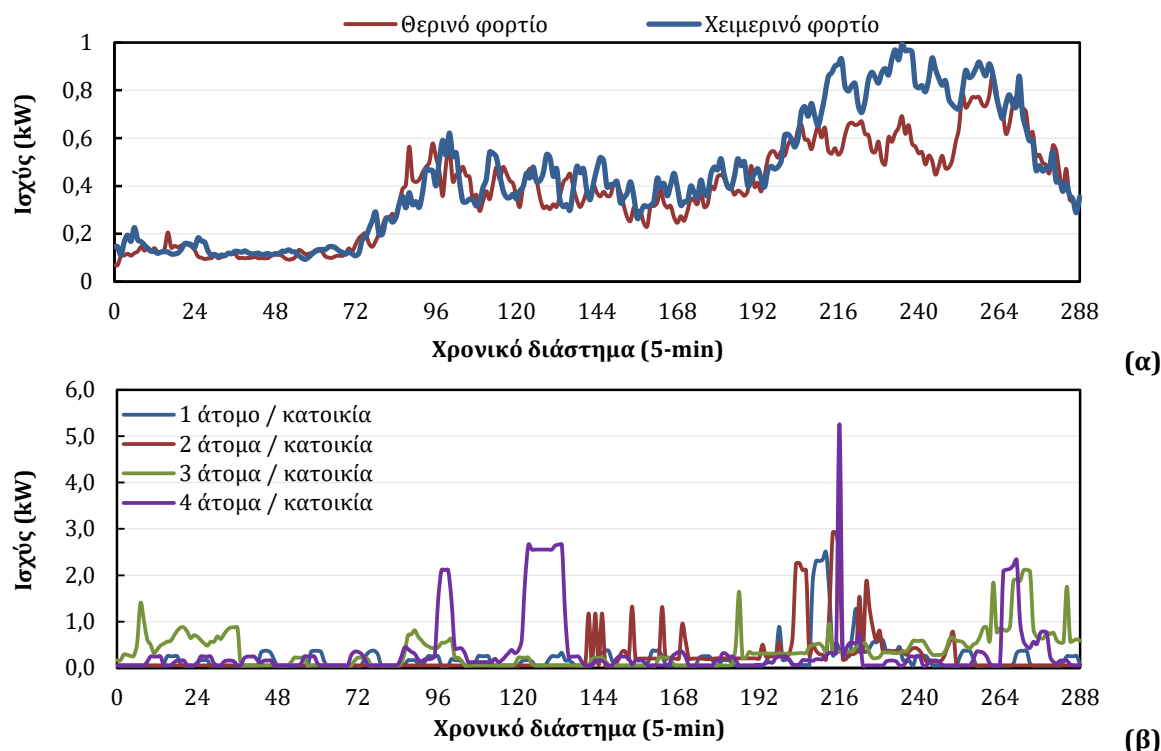
Σημαντικό στάδιο της πιθανοτικής ανάλυσης είναι ο καθορισμός του στατιστικού μοντέλου που περιγράφει καλύτερα τις αβεβαιότητες. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα στατιστικά μοντέλα που περιγράφουν τις αβεβαιότητες της ζήτησης του τελικού καταναλωτή, καθώς και τις αβεβαιότητες τριών τύπων ΔΕΠ (ΦΒ, ΑΓ, ηλεκτρικά οχήματα). Τα μοντέλα των ΦΒ και των ηλεκτρικών οχημάτων χρησιμοποιούνται για τη μελέτη περίπτωσης της Ενότητας 2.6.

Και στα τέσσερα μοντέλα που θα αναλυθούν στη συνέχεια, οι αβεβαιότητες οφείλονται στους ακόλουθους τρεις παράγοντες:

1. Μέγιστη κατανάλωση ή μελλοντική εγκατεστημένη ισχύς του ΔΕΠ
2. Μεταβλητότητα ημερήσιου προφίλ κατανάλωσης ή παραγωγής του ΔΕΠ
3. Μελλοντική θέση εγκατάστασης του ΔΕΠ στο ΔΔ (τυχαία σύνδεση)

### 2.4.2.1 Ηλεκτρικό φορτίο τελικού καταναλωτή

Το ημερήσιο προφίλ ζήτησης των τελικών καταναλωτών ποικίλει ανάλογα με την κατηγορία των καταναλωτών. Οι τρεις βασικές κατηγορίες καταναλωτών που παρουσιάζουν διαφορετικό προφίλ είναι: α) οικιακός, β) βιομηχανικός και γ) εμπορικός. Η ζήτηση του τελικού καταναλωτή μπορεί να μοντελοποιηθεί θεωρώντας πως σε κάθε χρονική περίοδο ακολουθεί την κανονική κατανομή (κατανομή Gauss), δηλαδή το ηλεκτρικό φορτίο ανά κατηγορία καταναλωτή έχει ένα μέσο προφίλ ζήτησης σε συνδυασμό με ένα προφίλ τυπικής απόκλισης της ζήτησης,  $P_t^D \sim N(\mu_t^D, \sigma_t^D)$ . Η τυπική απόκλιση της ζήτησης είναι μεγαλύτερη



**Σχήμα 2.7** α) Μέσο ημερήσιο προφίλ ζήτησης οικιακού καταναλωτή (θερινό και χειμερινό), β) ημερήσιο προφίλ ζήτησης μεμονωμένων οικιακών καταναλωτών (θερινό) [40].

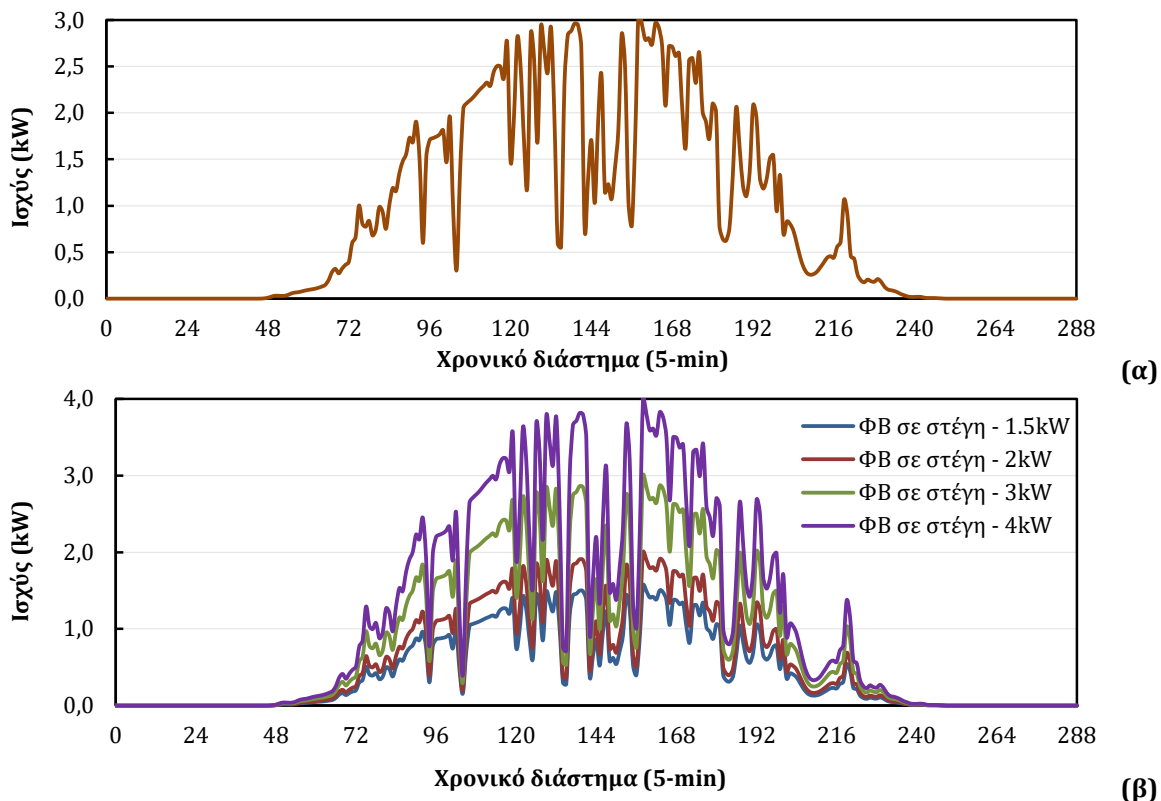
μεταξύ οικιακών καταναλωτών σε σχέση με αυτή μεταξύ καταναλωτών με παροχές βιομηχανικής ή εμπορικής χρήσης. Στην πρώτη περίπτωση το πλήθος των καταναλωτών είναι σημαντικά μεγαλύτερο και υπάρχει μεγάλη διακύμανση στον ετεροχρονισμό των καταναλώσεων. Αντίθετα, στη δεύτερη περίπτωση, των πλήθος των καταναλωτών είναι μικρότερο και παρουσιάζεται σε μεγάλο βαθμό ταυτοχρονισμός των καταναλώσεων.

Στο Σχήμα 2.7 δίνονται: α) ένα τυπικό μέσο προφίλ οικιακού καταναλωτή για το καλοκαίρι και αντίστοιχα ένα για τον χειμώνα, και β) μεμονωμένα ημερήσια προφίλ οικιακής κατανάλωσης συναρτήσει του πλήθους των ατόμων ανά κατοικία. Τα ημερήσια προφίλ ζήτησης μεμονωμένου οικιακού καταναλωτή (μεμονωμένου νοικοκυριού) έχουν δημιουργηθεί σύμφωνα με το μοντέλο που έχει αναπτυχθεί στην [40] και το οποίο είναι διαθέσιμο σε Microsoft Excel με μακροεντολές σε Visual Basic στην [41].

#### 2.4.2.2 Φωτοβολταϊκά συστήματα

Η παραγωγή των ΦΒ εξαρτάται κυρίως από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας ( $W/m^2$ ), την προσπίπτουσα γωνία της ηλιακής ακτινοβολίας, και τις συνθήκες του περιβάλλοντος, όπως η θερμοκρασία και τα σύννεφα. Από στατιστικές μελέτες, χρησιμοποιώντας μετεωρολογικά και ιστορικά δεδομένα, έχει παρατηρηθεί πως η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια της γης ακολουθεί είτε την κατανομή Beta είτε την κατανομή Weibull, με τη δεύτερη να την προσεγγίζει καλύτερα.

Ένας τρόπος για τη δημιουργία τυχαίων ημερήσιων προφίλ είναι η μέθοδος που συνδυάζει τις αλυσίδες Markov (Markov chains) με τη μέθοδο Monte Carlo. Οι αλυσίδες Markov χρησιμοποιούνται για να απεικονίσουν την πιθανότητα να μεταβεί μία μεταβλητή



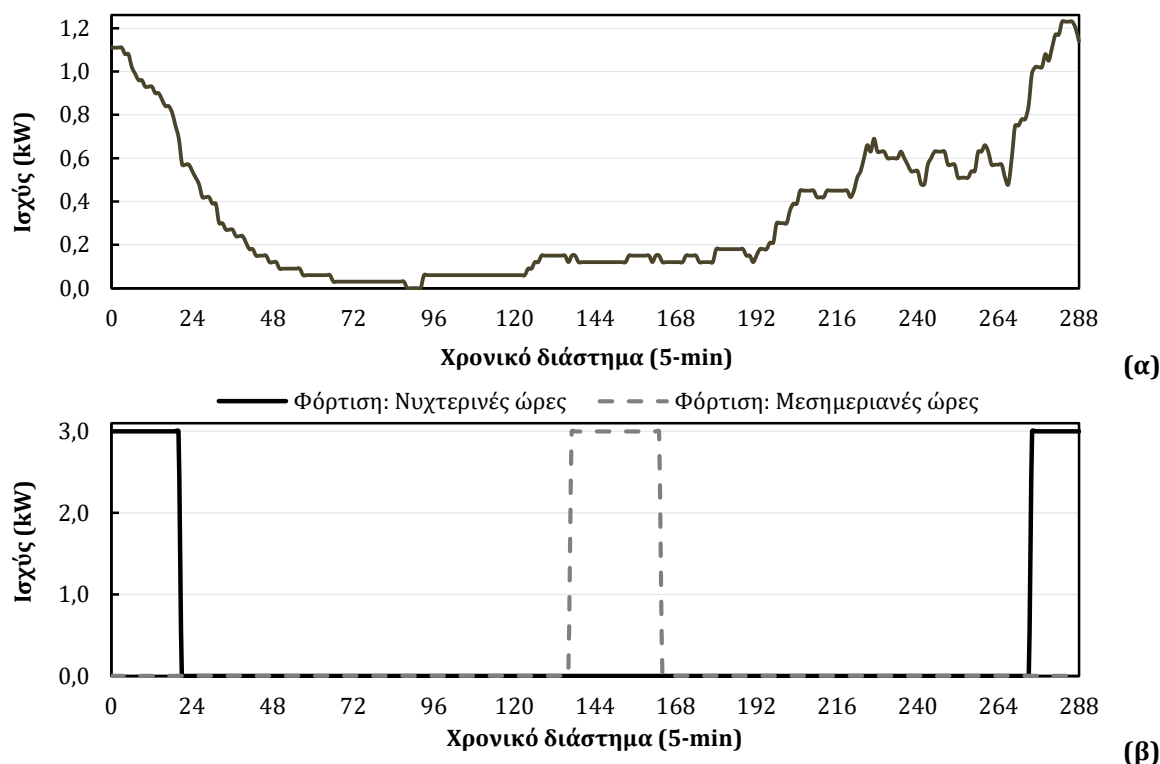
**Σχήμα 2.8** α) Μέσο ημερήσιο προφίλ παραγωγής ΦΒ στέγης (θερινό), β) ημερήσιο προφίλ παραγωγής μεμονωμένων ΦΒ στέγης.

από μία κατάσταση στην επόμενη χρονική κατάσταση, ενώ η μέθοδος Monte Carlo χρησιμοποιείται για την παραγωγή τυχαίων αριθμών και κατ' επέκταση την παραγωγή μίας τυχαίας χρονοσειράς που ανταποκρίνεται στο μοντέλο της αλυσίδας Markov [42]. Ωστόσο, η μοντελοποίηση της ημερήσιας παραγωγής ενός ΦΒ συστήματος μπορεί να απλοποιηθεί θεωρώντας ότι σε κάθε χρονική περίοδο η ηλιακή ακτινοβολία ακολουθεί την κατανομή Weibull,  $W(k_s, c_s)$ , ενώ η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία καθορίζεται από έναν ωριαίο δείκτη  $K_t$ , ο οποίος σχετίζεται με την αζιμούθια γωνία του ήλιου.

Η σύνδεση των συστημάτων ΦΒ στα ΔΔ χαρακτηρίζεται επίσης από αβεβαιότητα, καθώς δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια η μελλοντική τους ανάπτυξη, δηλαδή σε ποιο σημείο του δικτύου θα συνδεθούν και ποια θα είναι η εγκατεστημένη ισχύς τους σε kWp. Τα ΦΒ συνδέονται είτε στη ΧΤ, συνήθως τοποθετημένα σε στέγες κατοικιών, σε κτίρια επαγγελματικής χρήσης και εμπορικά κέντρα, είτε στη ΜΤ τοποθετημένα σε οικόπεδα προαστιακών ή αγροτικών περιοχών. Το επίπεδο διείσδυσής τους στα ΔΔ εξαρτάται κυρίως από το βιοτικό επίπεδο της περιοχής και την κατά τόπους πολιτική για πράσινη ανάπτυξη.

Στο Σχήμα 2.8 δίνονται: α) ένα τυπικό μέσο ημερήσιο προφίλ παραγωγής ΦΒ στέγης για το καλοκαίρι, δηλαδή η μέση παραγωγή των ΦΒ στέγης για μία καλοκαιρινή ημέρα, και β) μεμονωμένα ημερήσια προφίλ παραγωγής ΦΒ συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος τους. Το μέσο προφίλ στο Σχήμα 2.8α προκύπτει από ένα πλήθος 1.000 μεμονωμένων προφίλ παραγωγής, τα οποία έχουν συχνότητα εμφάνισης 9%, 27%, 27% και 37% για εγκατεστημένη ισχύ 1,5kW, 2kW, 3kW και 4kW, αντίστοιχα, όπως φαίνονται στο Σχήμα 2.8β.





**Σχήμα 2.9** α) Μέσο ημερήσιο προφίλ φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων, β) τυπικά ημερήσια προφίλ φόρτισης ηλεκτρικού οχήματος (μεσημβρινή και νυχτερινή φόρτιση).

#### 2.4.2.3 Ανεμογεννήτριες

Η παραγωγή των ΑΓ εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα του ανέμου (m/s), αλλά και από άλλους παράγοντες, όπως η κατεύθυνση του ανέμου. Από στατιστικές μελέτες, χρησιμοποιώντας μετεωρολογικά και ιστορικά δεδομένα, έχει παρατηρηθεί πως η ταχύτητα του ανέμου ακολουθεί την κατανομή Weibull [39]. Η ημερήσια παραγωγή μίας ΑΓ μπορεί να μοντελοποιηθεί θεωρώντας ότι σε κάθε χρονική περίοδο η ταχύτητα του ανέμου ακολουθεί την κατανομή Weibull,  $W(k_s, c_s)$ .

Η εγκατάσταση των ΑΓ στα δίκτυα διανομής χαρακτηρίζεται επίσης από αβεβαιότητα, καθώς δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια η μελλοντική τους ανάπτυξη, δηλαδή σε ποιο σημείο του δικτύου θα συνδεθούν και ποια θα είναι η εγκατεστημένη ισχύς τους. Οι ΑΓ που συνδέονται στο δίκτυο διανομής συναντώνται: α) πιο σπάνια στη ΧΤ (συνήθως μικρής κλίμακας έως 60kW) τοποθετημένες σε γήπεδα εκτός εγκεκριμένων σχεδίων πόλεων, εντός οργανωμένων εκτάσεων βιομηχανικής δραστηριότητας ή σε λιμένες, και β) πιο συνηθισμένα στη ΜΤ (μεσαίας κλίμακας έως 10MW) τοποθετημένες σε οικόπεδα προαστιακών ή αγροτικών περιοχών. Το επίπεδο διείσδυσής τους στα ΔΔ εξαρτάται κυρίως από το αιολικό δυναμικό της περιοχής και την κατά τόπους πολιτική για προώθηση της πράσινης ανάπτυξης.

#### 2.4.2.4 Ηλεκτρικά οχήματα

Η αβεβαιότητα που χαρακτηρίζει τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων σχετίζεται άμεσα με την ημέρα και την ώρα που ένα όχημα θα συνδεθεί για φόρτιση, καθώς και την ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στη μπαταρία του. Τυχαία είναι, επίσης, η χωρική κατανομή

των ηλεκτρικών οχημάτων, καθώς δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια η μελλοντική τους ανάπτυξη, δηλαδή ποιο νοικοκυριό θα χρησιμοποιεί στο μέλλον ένα ή περισσότερα ηλεκτρικά οχήματα ή ποια εμπορικά κέντρα θα διαθέτουν υποδομή που θα υποστηρίζει τη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων. Τα ηλεκτρικά οχήματα συνδέονται στη ΧΤ, συνήθως σε οικιακούς σταθμούς φόρτισης (συνήθως μονοφασικούς φορτιστές) ή σταθμούς φόρτισης δημόσιας χρήσης (μονοφασικοί ή τριφασικοί φορτιστές). Το επίπεδο διείσδυσής τους στα ΔΔ εξαρτάται κυρίως από το βιοτικό επίπεδο της περιοχής και την κατά τόπους πολιτική για μείωση της εκπομπής ρύπων στα αστικά κέντρα.

Στο Σχήμα 2.9 δίνονται: α) ένα μέσο ημερήσιο προφίλ φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων σε μονοφασικό φορτιστή, και β) μεμονωμένα τυπικά ημερήσια προφίλ φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων σε μονοφασικό φορτιστή για διαφορετικές χρονικές περιόδους της ημέρας, δηλαδή ένα για φόρτιση το μεσημέρι και ένα για φόρτιση τη νύχτα.

### 2.4.3 Πιθανοτική ροή ισχύος με προσομοίωση Monte Carlo

Η μέθοδος της προσομοίωσης Monte Carlo είναι μια τεχνική στοχαστικής δειγματοληψίας από γνωστές κατανομές πιθανότητας ή στατιστικά μοντέλα για την παρατήρηση αριθμητικών αποτελεσμάτων. Χρησιμοποιείται για να μελετηθεί ο αντίκτυπος του ρίσκου και των αβεβαιοτήτων σε συστήματα που έχουν ως είσοδο στοχαστικές μεταβλητές. Η Monte Carlo αποτελεί την πιο διαδεδομένη μέθοδο στατιστικής δειγματοληψίας, επειδή, είναι ιδιαίτερα χρήσιμη στη μελέτη πολύπλοκων συστημάτων με μεγάλο βαθμό ελευθερίας (δηλαδή σε συστήματα που περιέχουν περισσότερες από μια στοχαστικές μεταβλητές) και είναι ικανή να δώσει ακριβή αποτελέσματα, λόγω της αποτελεσματικότητάς της και της γενικής εφαρμογής της.

Με την προσομοίωση Monte Carlo μπορεί να αξιολογηθεί επαναληπτικά ένα αιτιοκρατικό μοντέλο, όπως είναι ένα μοντέλο ανάλυσης ροών ισχύος, χρησιμοποιώντας ως είσοδο ένα σύνολο τυχαίων αριθμών. Έτσι, μια προσομοίωση Monte Carlo μπορεί να περιλαμβάνει πάνω από 1.000 εκτελέσεις του μοντέλου, πράγμα που την καθιστά πολύ αργή υπολογιστικά. Κάθε προσομοίωση μοιάζει με μία πειραματική παρατήρηση, κάτι που κάνει τη Monte Carlo να ανταποκρίνεται πιο καλά στην πράξη από άλλες μεθόδους και να χρησιμοποιείται ως αναφορά στην αξιολόγηση των σφαλμάτων άλλων μεθόδων.

Έστω  $X$  μία στοχαστική μεταβλητή και  $A = E[X]$  η αναμενόμενη τιμή της. Η αναμενόμενη τιμή  $A$  της μεταβλητής  $X$  μπορεί να υπολογιστεί προσεγγιστικά με την παραγωγή ενός συνόλου τυχαίων τιμών  $X_1, X_2, \dots, X_n$  από την κατανομή πιθανότητας της μεταβλητής  $X$  ως ακολούθως:

$$A \cong \bar{A}_n = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n X_k \quad (2.2)$$

Σύμφωνα με τη «θεωρία των μεγάλων αριθμών» όταν το πλήθος των τυχαίων αριθμών  $n \rightarrow \infty$ , η τιμή τείνει στη θεωρητική αναμενόμενη τιμή  $A$ , δηλαδή  $\bar{A}_n \rightarrow A$ . Οι τιμές των  $X_k$  είναι τυχαίες και μπορεί να διαφέρουν από υπολογισμό σε υπολογισμό. Η τιμή  $A$  είναι η αναμενόμενη τιμή, η οποία μπορεί να προσεγγιστεί με σχετικά μεγάλη ακρίβεια όσο αυξάνεται το πλήθος των τυχαίων αριθμών.

Πιο συγκεκριμένα, για την επίλυση της πιθανοτικής ροής ισχύος, η μέθοδος Monte Carlo εφαρμόζεται ως ακολούθως. Αφού καθοριστεί η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας ή το στατιστικό μοντέλο για κάθε στοχαστική μεταβλητή εισόδου του συστήματος (φορτία κόμβων, παραγωγή διανεμημένης παραγωγής ΦΒ και ΑΓ), επιλύονται οι εξισώσεις ροής ισχύος, δηλαδή γίνεται μια προσομοίωση για κάθε σύνολο τιμών των τυχαίων μεταβλητών. Για την παραγωγή τυχαίων αριθμών χρησιμοποιούνται γεννήτριες τυχαίων αριθμών ανάλογα με την κατανομή πιθανότητας που ακολουθεί η κάθε στοχαστική μεταβλητή. Έστω, λοιπόν, τα διανύσματα  $\mathbf{X}$  και  $\mathbf{Y}$ :

$$\mathbf{X} = [P_i^{PV}, Q_i^{PV}, P_i^{WG}, Q_i^{WG}, P_i^D, Q_i^D, \dots]$$

$$\mathbf{Y} = [V_i, \delta_i, P_{ij}^{flow}, Q_{ij}^{flow}, P_{ss}, Q_{ss}, \dots]$$

$$\mathbf{Y} = h(\mathbf{X})$$

όπου  $\mathbf{X}$  το διάνυσμα εισόδου,  $\mathbf{Y}$  το διάνυσμα εξόδου, και  $h(\cdot)$  να είναι το μοντέλο που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος των ροών ισχύος.

Για κάθε σύνολο τυχαίων τιμών των στοχαστικών μεταβλητών (διανυσμάτων) εισόδου  $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_n$  προκύπτουν οι τυχαίες τιμές των μεταβλητών (διανυσμάτων) εξόδου  $\mathbf{Y}_1, \mathbf{Y}_2, \dots, \mathbf{Y}_n$  και στη συνέχεια υπολογίζεται η μέση τιμή ως η αναμενόμενη τιμή της κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας:

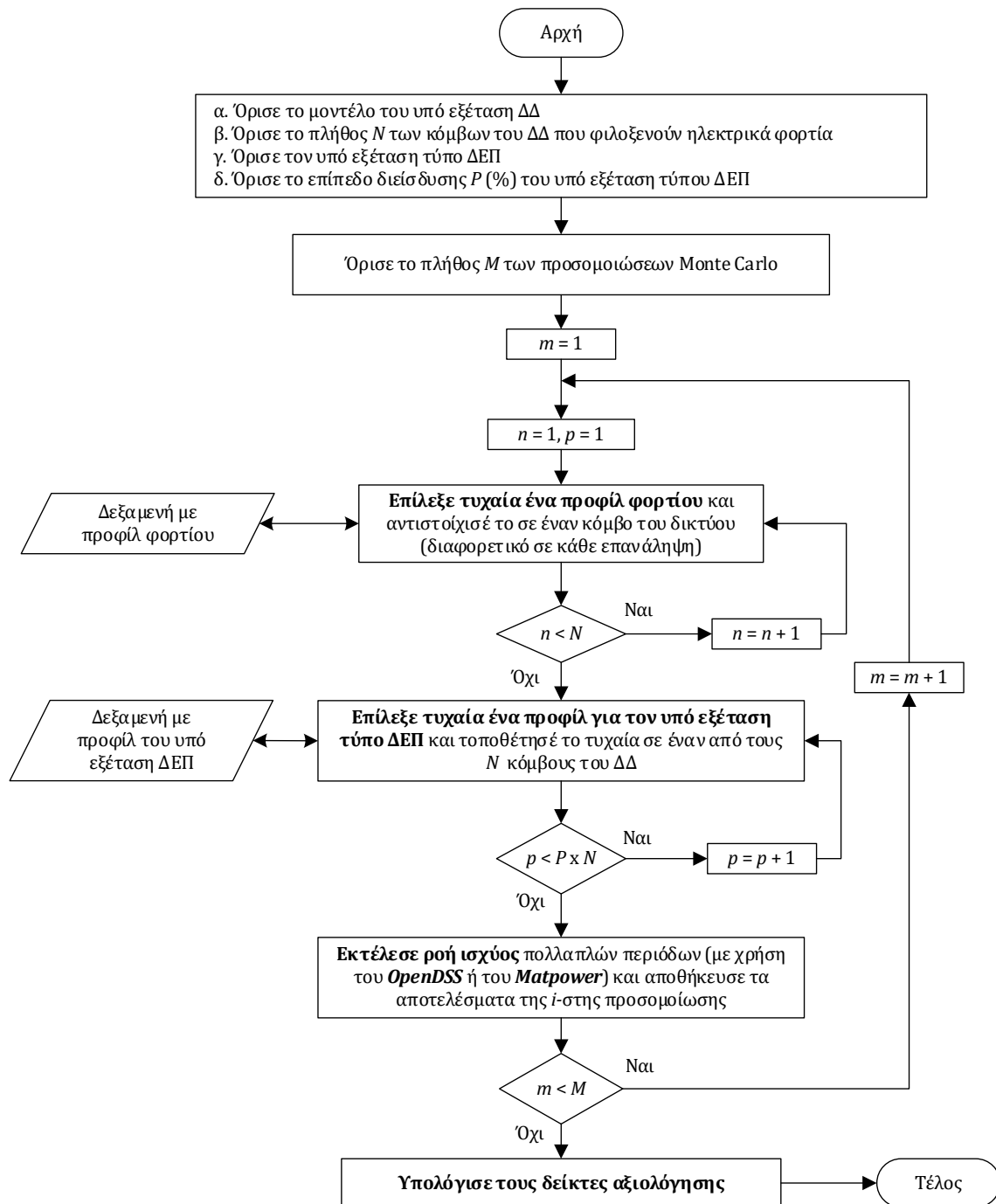
$$\bar{Y} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n Y_k \quad (2.3)$$

#### 2.4.4 Προτεινόμενη μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ

Στο Σχήμα 2.10 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής της προτεινόμενης μεθοδολογίας εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ. Αρχικά, καθορίζεται το μοντέλο του υπό εξέταση δικτύου με τα τεχνικά χαρακτηριστικά κάθε γραμμής που αναχωρεί από τον υπό εξέταση υποσταθμό (τοπολογία δικτύου, μήκος γραμμών, τύπος γραμμών). Στη συνέχεια, ορίζεται το πλήθος των κόμβων του δικτύου, στους οποίους συνδέονται ηλεκτρικά φορτία και ο τύπος του υπό εξέταση ΔΕΠ. Τέλος, καθορίζεται το επίπεδο διείσδυσης της συγκεκριμένης τεχνολογίας ΔΕΠ στο δίκτυο, για το οποίο θα διενεργηθεί η προσομοίωση. Ως επίπεδο διείσδυσης στην παρούσα μελέτη ορίζεται το ποσοστό των κόμβων του δικτύου, στους οποίους συνδέεται ένας ΔΕΠ.

Η δεξαμενή των προφίλ ζήτησης των καταναλωτών και των προφίλ παραγωγής ή κατανάλωσης των ΔΕΠ δημιουργείται σύμφωνα με τα στατιστικά μοντέλα και τις κατανομές που αναλύθηκαν στην Ενότητα 2.4.2.

Αφού οριστεί το πλήθος των προσομοιώσεων Monte Carlo που θα εκτελεστούν, ξεκινάει η πρώτη προσομοίωση, όπως φαίνεται στο διάγραμμα ροής (Σχήμα 2.10). Στο πλαίσιο της πιθανοτικής ροής ισχύος με προσομοίωση Monte Carlo εκτελούνται πολλαπλές μεμονωμένες πολύ-περιοδικές ροές ισχύος με διαφορετικά, σε κάθε επανάληψη, δεδομένα εισόδου. Η ροή ισχύος εκτελείται με κάποιο πρόγραμμα ή λογισμικό ροής ισχύος, όπως το MATPOWER σε περιβάλλον MATLAB [43] ή το λογισμικό OpenDSS [44]. Για κάθε επίλυση ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων επιλέγονται τυχαία τα  $N$  προφίλ ζήτησης και



Σχήμα 2.10 Μεθοδολογία εκτίμησης και πιθανοτικής ανάλυσης των επιπτώσεων των ΔΕΠ.

κατανέμονται τυχαία στους κόμβους του δικτύου. Αντίστοιχα, επιλέγονται τυχαία και τοποθετούνται τυχαία στους κόμβους του δικτύου τα  $P(\%) \times N$  προφίλ παραγωγής ή κατανάλωσης του υπό εξέταση ΔΕΠ.

Για κάθε επίλυση ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων αποθηκεύονται τα αποτελέσματα του μέτρου της τάσης των κόμβων και των ροών ισχύος στις γραμμές του δικτύου. Τέλος, τα αποτελέσματα όλων των προσομοιώσεων αναλύονται για να εξαχθούν οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης της Ενότητας 2.4.5. Η εφαρμογή αυτής της μεθοδολογίας σε ένα αντιπροσωπευτικό τμήμα του δικτύου διανομής μπορεί να δώσει σημαντικές πληροφορίες στον Διαχειριστή ΔΔ.

### 2.4.5 Δείκτες αξιολόγησης επιπτώσεων των ΔΕΠ

Για την αξιολόγηση των επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ χρησιμοποιούνται οι ακόλουθες τέσσερις κατηγορίες δεικτών αξιολόγησης:

1. Κόμβοι με πρόβλημα τάσης
2. Επίπεδο φόρτισης στοιχείων του δικτύου
  - Επίπεδο φόρτισης στην αναχώρηση του υποσταθμού
  - Επίπεδο φόρτισης του υποσταθμού
3. Χρονική διάρκεια τεχνικών προβλημάτων
  - Χρονική διάρκεια με προβλήματα τάσης (υπέρταση και υπόταση)
  - Χρονική διάρκεια υπερφόρτισης
4. Ελαστικότητα τάσης και θερμικής αντοχής

#### 2.4.5.1 Κόμβοι με πρόβλημα τάσης

Ο δείκτης αυτός εκφράζει τον αριθμό των κόμβων (ή το πλήθος των καταναλωτών αν ληφθεί υπόψη ο αριθμός των παροχών που συνδέονται σε κάθε κόμβο του δικτύου) που δεν τροφοδοτούνται με τάση σύμφωνα με τις απαιτήσεις του προτύπου EN 50160 και δίνεται σε ποσοστό (%). Για τον υπολογισμό του δείκτη ΚΠΤ χρησιμοποιείται η (2.4), δηλαδή ο δείκτης προκύπτει διαιρώντας τη μέση τιμή του πλήθους των κόμβων με πρόβλημα τάσης βάσει του προτύπου EN 50160, όπως παρατηρήθηκαν με την προσομοίωση Monte Carlo, με τον συνολικό πλήθος των κόμβων του δικτύου.

$$\text{ΚΠΤ}(\%) = \frac{\text{Μέση τιμή πλήθους κόμβων με πρόβλημα τάσης}}{\text{Πλήθος κόμβων του δικτύου}} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

**Πίνακας 2.3** Απαιτήσεις τάσης στα ΔΔ υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας κατά EN 50160.

Επίπεδο τάσης δικτύου	Απαίτηση EN 50160 υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας
<b>Χαμηλή τάση</b> ονομαστική τάση 230V μεταξύ φάσης και ουδέτερου αγωγού	Σε διάρκεια μίας εβδομάδας: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. το 95% των τιμών της μέσης δεκάλεπτης (10-min) rms τιμής της τάσης σε έναν κόμβο του δικτύου θα πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων <math>\pm 10\%</math>,</li> <li>2. όλες οι τιμές της μέσης δεκάλεπτης (10-min) rms τιμής της τάσης σε έναν κόμβο του δικτύου θα πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων από <math>-15\%</math> έως <math>+10\%</math>.</li> </ol>
<b>Μέση τάση</b> ονομαστική πολιική τάση άνω των 1kV και μικρότερη από 35kV	Σε διάρκεια μίας εβδομάδας: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. το 95% των τιμών της μέσης δεκάλεπτης (10-min) rms τιμής της τάσης σε έναν κόμβο του δικτύου θα πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων <math>\pm 5\%</math>,</li> <li>2. όλες οι τιμές της μέσης δεκάλεπτης (10-min) rms τιμής της τάσης σε έναν κόμβο του δικτύου θα πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων <math>\pm 10\%</math>.</li> </ol>

Για τον υπολογισμό του δείκτη ΚΠΤ, αρχικά, λαμβάνεται η χρονοσειρά της τάσης (μέτρηση μέσης τιμής της τάσης ανά 10 λεπτά) για κάθε κόμβο του δικτύου και ελέγχεται ο βαθμός στον οποίο συμμορφώνεται με το πρότυπο EN 50160 [21] υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας, σύμφωνα με τις απαιτήσεις που δίνονται στον Πίνακα 2.3.

#### 2.4.5.2 Επίπεδο φόρτισης στοιχείων του δικτύου

Οι δείκτες επιπέδου φόρτισης των στοιχείων του δικτύου εκφράζουν τη θερμική καταπόνηση των στοιχείων του δικτύου (γραμμών και υποσταθμών του δικτύου) και δίνουν μία εικόνα για την αναμενόμενη υπερφόρτισή τους.

- Επίπεδο φόρτισης στον υποσταθμό (ΕΦΥΣ): Ο δείκτης ΕΦΥΣ υπολογίζεται από την (2.5) διαιρώντας τον μέσο όρο των μέγιστων τιμών της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ ή τον υποσταθμό διανομής (ΜΤ/ΧΤ), οι οποίες παρατηρήθηκαν στην πιθανοτική ροή ισχύος, με την ικανότητα ισχύος του υποσταθμού, δηλαδή το θερμικό όριο του Υ/Σ σε MVA.

$$\text{ΕΦΥΣ}(\%) = \frac{\text{Μέση μέγιστη τιμή ροής φαινόμενης ισχύος στον Υ/Σ (MVA)}}{\text{Ικανότητα ισχύος Υ/Σ (MVA)}} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

- Επίπεδο φόρτισης στην αναχώρηση (ΕΦΑν) του Υ/Σ: Ο δείκτης ΕΦΑν υπολογίζεται από την (2.6) διαιρώντας το μέσο όρο των μέγιστων τιμών του ρεύματος στην αναχώρηση του Υ/Σ, οι οποίες παρατηρήθηκαν στην πιθανοτική ροή ισχύος, με το θερμικό όριο γραμμής στην αναχώρηση του Υ/Σ.

$$\text{ΕΦΑν}(\%) = \frac{\text{Μέση μέγιστη τιμή ρεύματος στην αναχώρηση του Υ/Σ (Amp)}}{\text{Θερμικό όριο γραμμής στην αναχώρηση του Υ/Σ (Amp)}} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

#### 2.4.5.3 Χρονική διάρκεια τεχνικών προβλημάτων

Οι δείκτες αυτής της κατηγορίας δίνουν μία συνολική εκτίμηση για την ποιότητα τροφοδότησης του δικτύου διανομής και εκφράζουν τη χρονική διάρκεια των προβλημάτων τάσης ή τη χρονική διάρκεια της υπερφόρτισης των στοιχείων του δικτύου εντός μίας ημέρας.

- Χρονική διάρκεια προβλημάτων τάσης (ΧΔΠΤ): Ο δείκτης ΧΔΠΤ υπολογίζεται από την (2.7) και εκφράζεται ως ποσοστό της μέσης χρονικής διάρκειας που η τιμή της τάσης βρίσκεται εκτός ορίων του προτύπου EN 50160 προς τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης (π.χ. μία ημέρα - 1.440 λεπτά).

$$\text{ΧΔΠΤ}(\%) = \frac{\text{Μέση χρονική διάρκεια προβλημάτων τάσης (σε min)}}{\text{Χρονική διάρκεια προσομοίωσης (σε min)}} \cdot 100\% \quad (2.7)$$

- Χρονική διάρκεια υπερφόρτισης (ΧΔΥΦ): Ο δείκτης ΧΔΥΦ υπολογίζεται από την (2.8) διαιρώντας τη μέση χρονική διάρκεια υπερφόρτισης που εμφανίζεται στην αναχώρηση του Υ/Σ ή στον Υ/Σ, με τη χρονική διάρκεια της προσομοίωσης (π.χ. μία ημέρα - 1.440 λεπτά).

$$\text{ΧΔΥΦ}(\%) = \frac{\text{Μέση χρονική διάρκεια υπερφόρτισης στο δίκτυο (σε min)}}{\text{Χρονική διάρκεια προσομοίωσης (σε min)}} \cdot 100\% \quad (2.8)$$

#### 2.4.5.4 Ελαστικότητα τάσης και θερμικής αντοχής

Οι δείκτες ελαστικότητας είναι εμπνευσμένοι από τον έννοια της ελαστικότητας τιμής που συναντάται στην επιστήμη της οικονομικής ανάλυσης επιχειρήσεων. Οι δείκτες της κατηγορίας αυτής μετρούν την αύξηση των προβλημάτων τάσης και της υπερφόρτισης ανά ποσοστιαία αύξηση της διείσδυσης των ΔΕΠ. Ουσιαστικά, εκφράζουν την καταπόνηση του δικτύου καθώς αυξάνεται η διείσδυση των ΔΕΠ, ξεκινώντας από το επίπεδο διείσδυσης των ΔΕΠ, στο οποίο παρουσιάζονται τα πρώτα προβλήματα τάσης και υπερφόρτισης, αντίστοιχα.

- Ελαστικότητα τάσης (ΕΤ): Ο δείκτης ΕΤ υπολογίζεται από την (2.9) και εκφράζεται ως η μέση μεταβολή στον δείκτη ΚΠΤ ανά εκατοστιαία μεταβολή της διείσδυσης των ΔΕΠ, ξεκινώντας από το ποσοστό διείσδυσης που εμφανίζονται τα πρώτα προβλήματα τάσης.

$$ET = \frac{ΚΠΤ_{\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ με πρόβλημα τάσης}} - ΚΠΤ_{\max\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ χωρίς πρόβλημα τάσης}}}{\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ με πρόβλημα τάσης} - \max\% \text{ διείσδυσης χωρίς πρόβλημα τάσης}} \cdot 100\% \quad (2.9)$$

- Ελαστικότητα θερμικής αντοχής (ΕΘΑ): Ο δείκτης ΕΘΑ υπολογίζεται από την (2.10) και εκφράζεται ως η μέση μεταβολή στον δείκτη ΕΦΥΣ ανά εκατοστιαία μεταβολή της διείσδυσης των ΔΕΠ, ξεκινώντας από το ποσοστό διείσδυσης που εμφανίζονται τα πρώτα προβλήματα υπερφόρτισης.

$$EΘΑ = \frac{ΕΦΥΣ_{\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ με πρόβλημα τάσης}} - ΕΦΥΣ_{\max\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ χωρίς πρόβλημα τάσης}}}{\% \text{ διείσδυσης ΔΕΠ με πρόβλημα τάσης} - \max\% \text{ διείσδυσης χωρίς πρόβλημα τάσης}} \cdot 100\% \quad (2.10)$$

#### 2.4.6 Πιθανοτική ανάλυση

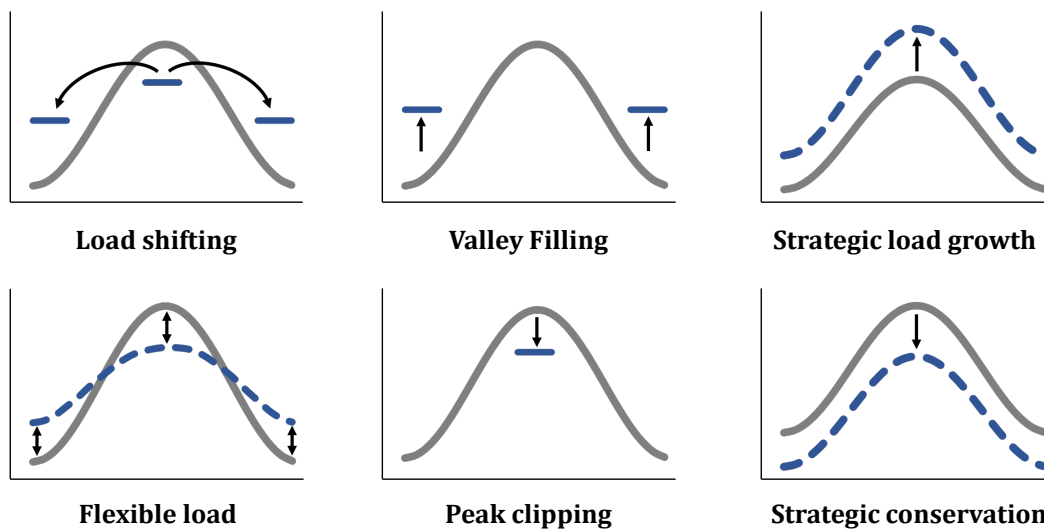
Η πιθανοτική ανάλυση βασίζεται στα αποτελέσματα των ροών ισχύος που προκύπτουν από την προσομοίωση Monte Carlo. Τα στατιστικά μεγέθη που εξάγονται για τους δείκτες αξιολόγησης ΚΠΤ, ΕΦΑν και ΕΦΥΣ είναι η μέση τιμή τους, όπως υπολογίζεται από τις (2.4)–(2.6), καθώς και η αντίστοιχη τυπική απόκλιση και η αθροιστική συνάρτηση κατανομής. Τα παραπάνω μεγέθη υπολογίζονται ανά τύπο ΔΕΠ που εξετάζεται, ανά δράση διαχείρισης ζήτησης (όταν αυτή εφαρμόζεται) και ανά επίπεδο διείσδυσης.

Η μέση τιμή δείχνει την αναμενόμενη τιμή των δεικτών αξιολόγησης, ενώ η τυπική απόκλιση παρουσιάζει τη μέση απόσταση που έχουν τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων Monte Carlo από την αναμενόμενη τιμή. Είναι εμφανές πως όσο μεγαλύτερη είναι η τυπική απόκλιση, τόσο αυξάνεται η αβεβαιότητα γύρω από την αναμενόμενη τιμή των δεικτών.

Οι αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής ποσοτικοποιούν την πιθανότητα ένας δείκτης αξιολόγησης να μην υπερβεί μία συγκεκριμένη τιμή. Έστω  $X$  ο δείκτης αξιολόγησης (τυχαία μεταβλητή) και  $x$  μία συγκεκριμένη τιμή που λαμβάνει ο δείκτης αξιολόγησης, τότε η αθροιστική συνάρτηση κατανομής  $F_x(x) = \Pr(X \leq x)$  δίνει την πιθανότητα ο δείκτης αξιολόγησης  $X$  να είναι ίσος ή μικρότερος από την τιμή  $x$ . Αντίστοιχα, μπορεί να οριστεί η πιθανότητα ο δείκτης αξιολόγησης  $X$  να είναι τουλάχιστον ίσος με την τιμή  $x$ , δηλαδή  $\Pr(X > x) = 1 - \Pr(X \leq x)$ .

Ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να θέσει τα επιθυμητά όρια των δεικτών ΚΠΤ, ΕΦΑν και ΕΦΥΣ. Συνήθως, επιλέγεται για τον δείκτη ΚΠΤ η τιμή 1% και για τους δείκτες ΕΦΑν και ΕΦΥΣ η τιμή 100%. Ο Διαχειριστής, στη συνέχεια, επιλέγει την αποδεκτή πιθανότητα ο δείκτης να

## Τεχνικές Διαχείρισης Ζήτησης



Σχήμα 2.11 Τεχνικές διαχείρισης ζήτησης (με την αγγλική ορολογία).

υπερβαίνει το όριο που έχει τεθεί. Για παράδειγμα, μία συντηρητική μελέτη δεν θα επέτρεπε σε καμία περίπτωση των προσομοιώσεων Monte Carlo να εμφανίζεται κάποιο πρόβλημα, δηλαδή η πιθανότητα οι δείκτες να υπερβαίνουν τα αποδεκτά όρια να είναι μηδενική. Αντίθετα, σε μία λιγότερο συντηρητική προσέγγιση θα υπήρχε ανοχή στην παραβίαση των αποδεκτών ορίων των δεικτών, π.χ. με πιθανότητα 0,10.

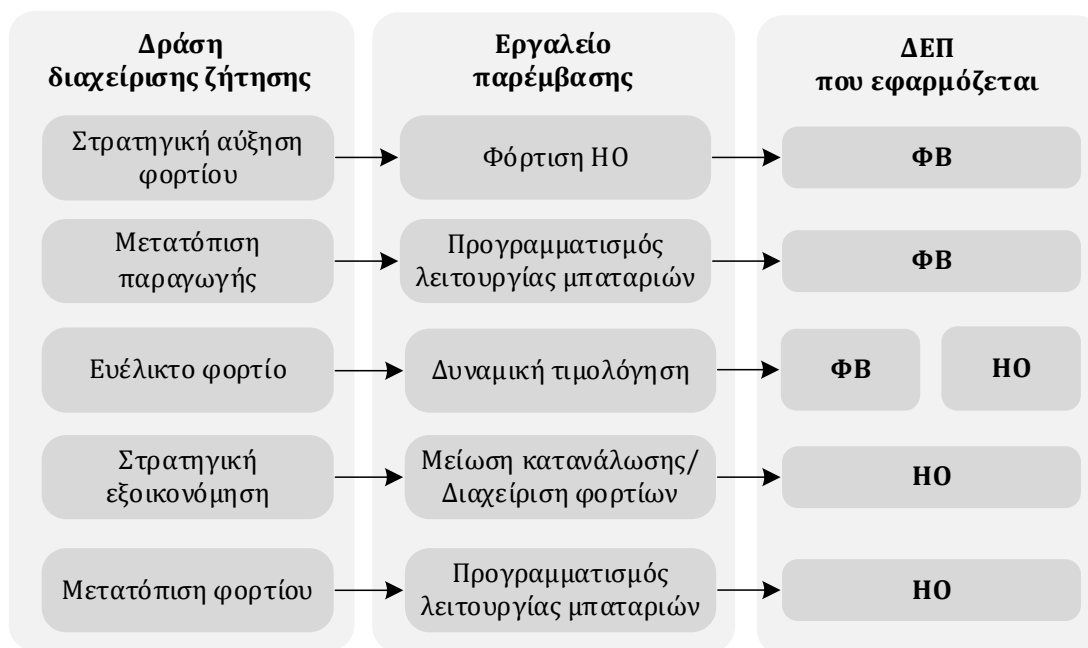
## 2.5 Δράσεις διαχείρισης ζήτησης για αύξηση διείσδυσης ΔΕΠ

Η έννοια της διαχείρισης ζήτησης - *Demand-side management (DSM)* - χρησιμοποιήθηκε για πρώτη φορά από το Ερευνητικό Ινστιτούτο Ηλεκτρικής Ισχύος (Electric Power Research Institute - EPRI) της Αμερικής τη δεκαετία του 1980 [45]. Η διαχείριση ζήτησης συνδέεται άμεσα με τον σχεδιασμό, την υλοποίηση και την εφαρμογή εκείνων των ενεργειών που λαμβάνουν οι εταιρείες ηλεκτρισμού προκειμένου να επηρεάσουν το προφίλ ζήτησης ομάδας καταναλωτών με τρόπο κατάλληλο ώστε να επηρεαστεί το μέγεθος και το προφίλ του συνολικού φορτίου. Οι πιο διαδεδομένες τεχνικές διαχείρισης ζήτησης απεικονίζονται στο Σχήμα 2.11 [46]. Η διαχείριση της ζήτησης μπορεί να συμβάλει στην καθυστέρηση επενδύσεων ενίσχυσης του δικτύου, στη βελτίωση της αξιοπιστίας και στην καλύτερη εκμετάλλευση των ΔΕΠ.

Σε αυτή την ενότητα προτείνονται δράσεις διαχείρισης ζήτησης με σκοπό να διευκολυνθεί η διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ στα δίκτυα διανομής [47], [48]. Οι προτεινόμενες δράσεις είναι απλοποιημένες ως προς την εφαρμογή τους και βασίζονται σε κανόνες, δηλαδή ακολουθούν μία *rule-based* προσέγγιση. Σκοπός είναι να τονιστεί η αποτελεσματικότητά τους στην απλή τους μορφή, δηλαδή χωρίς να εφαρμόζεται κάποια περίπλοκη μέθοδος ή κάποιο μοντέλο βελτιστοποίησης.

Οι προτεινόμενες δράσεις διαχείρισης ζήτησης βασίζονται στις τέσσερις από τις έξι τεχνικές διαχείρισης ζήτησης που φαίνονται στο Σχήμα 2.11 και προτείνεται επιπλέον μία δράση ως διαχείριση της παραγωγής των αυτοπαραγωγών:





**Σχήμα 2.12** Δράσεις διαχείρισης ζήτησης και ΔΕΠ που εφαρμόζονται [47].

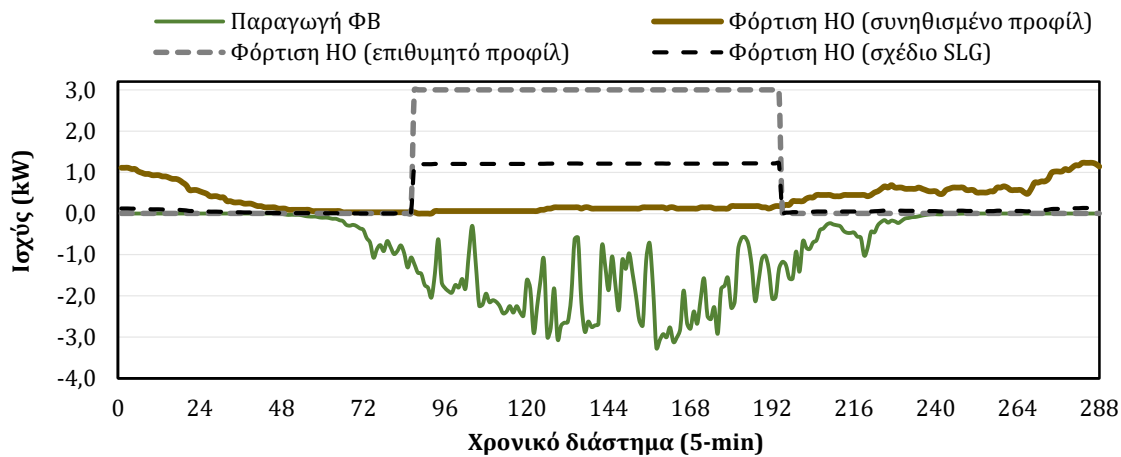
1. Στρατηγική αύξηση φορτίου (Strategic load growth)
2. Μετατόπιση φορτίου (Load shifting)
3. Μετατόπιση παραγωγής (Production shifting)
4. Ευέλικτο φορτίο (Flexible load)
5. Στρατηγική εξοικονόμηση (Strategic conservation)

Η παρέμβαση που πρέπει να υλοποιηθεί και ο ΔΕΠ που στοχεύουν να αυξήσουν τη διείσδυσή του παρουσιάζονται εν συντομία στο Σχήμα 2.12.

Οι δράσεις “Στρατηγική αύξηση φορτίου” και “Μετατόπιση παραγωγής” στοχεύουν στην επίλυση των προβλημάτων ανύψωσης τάσης, οι δράσεις “Μετατόπιση φορτίου” και “Στρατηγική εξοικονόμησης” επιλύουν τα προβλήματα πτώσης τάσης και η δράση “Ευέλικτο φορτίο” επιλύει και τις δύο κατηγορίες προβλημάτων τάσης (υπέρτασης ή υπότασης). Κάθε δράση υλοποιείται με ένα συγκεκριμένο εργαλείο παρέμβασης για την επίτευξη των επιθυμητών αποτελεσμάτων, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.12.

### 2.5.1 Στρατηγική αύξηση φορτίου

Η δράση στρατηγικής αύξησης φορτίου (Strategic Load Growth – SLG) αναφέρεται στη γενικευμένη αύξηση του ηλεκτρικού φορτίου των τελικών καταναλωτών κατά τη διάρκεια μιας ημέρας. Η αύξηση στο ηλεκτρικό φορτίο, η οποία συνήθως προωθείται από συγκεκριμένες πολιτικές, μπορεί να οφείλεται είτε σε οικονομική ανάπτυξη στην περιοχή είτε στην αυξανόμενη χρήση ηλεκτρικών φορτίων νέων τεχνολογιών που υποκαθιστούν τη χρήση ορυκτών καυσίμων [46]. Τέτοια παραδείγματα είναι η χρήση ηλεκτρικών αντλιών θερμότητας και ο εξηλεκτρισμός του τομέα των μεταφορών με την ανάπτυξη της αγοράς ηλεκτρικών οχημάτων.



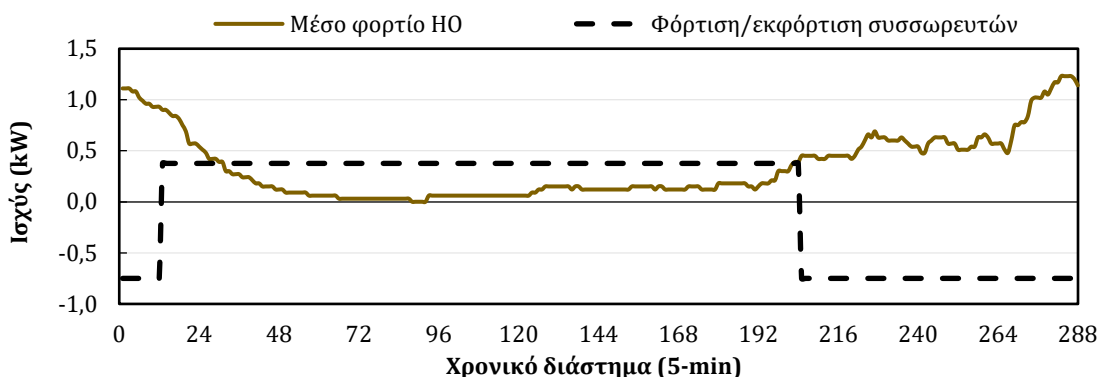
**Σχήμα 2.13** Μέσο προφίλ ημερήσιας φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων και παραγωγή ΦΒ.

Στην παρούσα εργασία, η δράση SLG υλοποιείται με την προώθηση και χρήση των ηλεκτρικών οχημάτων, δηλαδή το ηλεκτρικό φορτίο αυξάνεται στοχευμένα με τη χρήση περισσότερων ηλεκτρικών οχημάτων και τη φόρτισή τους σε συγκεκριμένες ώρες της ημέρας. Η φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων αντισταθμίζει τα προβλήματα τάσης λόγω περίσσειας παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, όπως υψηλής παραγωγής ΦΒ, ιδίως σε περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσής τους. Για τη μοντελοποίηση της φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων χρησιμοποιούνται δύο προφίλ φόρτισης, το μέσο συνηθισμένο ημερήσιο προφίλ φόρτισης και το μέσο επιθυμητό ημερήσιο προφίλ, όπως αυτά παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.13. Ο συνδυασμός των δύο αυτών προφίλ θεωρείται ότι δημιουργεί το μέσο ημερήσιο προφίλ φόρτισης της δράσης SLG.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι τα ηλεκτρικά οχήματα χρησιμοποιούνται πιο τακτικά από τη Δευτέρα έως την Παρασκευή, το προτεινόμενο πρόγραμμα χωρίζει τους χρήστες ηλεκτρικών οχημάτων σε πέντε ίσες ομάδες, καθεμία από τις οποίες εφαρμόζει το επιθυμητό πρόγραμμα χρέωσης κατά τη διάρκεια μιας διαφορετικής εργάσιμης ημέρας (δηλαδή η 1<sup>η</sup> ομάδα τη Δευτέρα, η 2<sup>η</sup> ομάδα την Τρίτη, κ.ο.κ.). Κατά τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου, θεωρείται ότι όλοι οι ιδιοκτήτες ηλεκτρικών οχημάτων είναι πρόθυμοι να ακολουθήσουν το επιθυμητό πρόγραμμα φόρτισης. Έτσι, προκύπτει ότι κατά μέσο όρο σε επίπεδο εβδομάδας (7 ημέρες), το 39,5% των χρηστών υιοθετούν πλήρως το επιθυμητό προφίλ φόρτισης, το 8% των χρηστών ακολουθούν το δικό τους πρόγραμμα φόρτισης όπως παρουσιάζεται στην [35], ενώ το 48,8 % των χρηστών δεν φορτίζουν καθόλου τα οχήματά τους. Το προφίλ φόρτισης ΗΟ της δράσης SLG που θεωρείται δείχνει μια μέση μέγιστη ζήτηση περίπου 1,2 kW, με ημερήσια κατανάλωση ενέργειας που αντιστοιχεί σε 11,7 kWh.

### 2.5.2 Μετατόπιση φορτίου

Η μετατόπιση φορτίου (Load Shifting - LS) εστιάζει στη μετατόπιση της κατανάλωσης από χρονικές περιόδους υψηλής ζήτησης σε χρονικές περιόδους χαμηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια μίας ημέρας. Πρόκειται για μία κλασική τεχνική διαχείρισης ζήτησης, η οποία στοχεύει στον μετριασμό των τεχνικών προβλημάτων που σχετίζονται με τις ώρες αιχμής ζήτησης, όπως πτώση τάσης και ενδεχόμενη υπέρβαση των θερμικών ορίων των γραμμών ή των Υ/Σ. Δημοφιλείς εφαρμογές της μετατόπισης φορτίου περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων αποθήκευση θερμότητας και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας [46].



**Σχήμα 2.14** Πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης οικιακών συστημάτων μπαταριών για χρήση με ΗΟ.

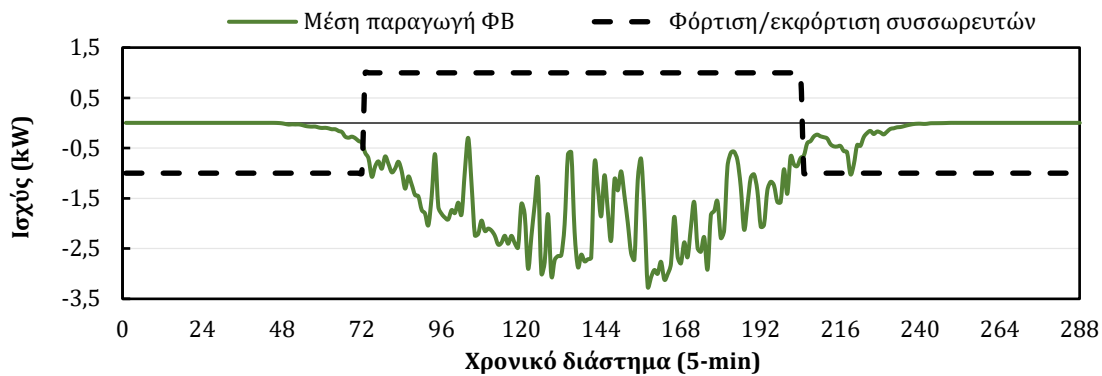
Στην παρούσα εργασία, η δράση της μετατόπισης φορτίου υλοποιείται με τη χρήση οικιακών συστημάτων μπαταριών, τα οποία ακολουθούν ένα προσαρμοσμένο πρόγραμμα φόρτισης. Τα οικιακά συστήματα μπαταριών συνδέονται σε διάταξη πίσω-από-τον-μετρητή (behind-the-meter), δηλαδή μεταβάλλουν το προφίλ ζήτησης της οικιακής παροχής στην οποία εγκαθίστανται. Για την ανάγκη των προσομοιώσεων της Ενότητας 2.6 χρησιμοποιούνται τα εμπορικά συστήματα μπαταριών Tesla Powerwall 2 με χωρητικότητα 13,5 kWh και ονομαστική ισχύ 5 kW. Επιπλέον, θεωρείται πως το πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης ακολουθείται από όλους τους καταναλωτές που έχουν εγκατεστημένο ένα τέτοιο σύστημα αποθήκευσης. Για το σχεδιασμό αυτής της δράσης λαμβάνεται υπόψη ότι η αρχική κατάσταση φόρτισης (state-of-charge – SoC) θα πρέπει να είναι ίση με την τελική κατάσταση φόρτισης του 24ωρου ορίζοντα προγραμματισμού, δηλαδή θα πρέπει να πραγματοποιηθεί ένας κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης κατά τη διάρκεια της ημέρας. Αυτός ο περιορισμός εξασφαλίζει μεγαλύτερη διάρκεια ζωής των συσσωρευτών.

Η δράση LS χρησιμοποιείται για να διευκολύνει τη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο διανομής. Στο Σχήμα 2.14 παρουσιάζεται το προτεινόμενο πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης των οικιακών συστημάτων μπαταριών με ισχύ φόρτισης 0,375 kW και ισχύ εκφόρτισης 0,75 kW. Η ενέργεια που χρησιμοποιείται είναι ίση με 15 kWh.

### 2.5.3 Μετατόπιση παραγωγής

Η μετατόπιση παραγωγής (Production Shifting – PS) είναι μία έμμεση δράση διαχείρισης ζήτησης, καθώς εστιάζει στη μετατόπιση της παραγωγής από χρονικές περιόδους υψηλής διαθεσιμότητας παραγωγής σε χρονικές περιόδους χαμηλής ή μηδενικής διαθεσιμότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια μίας ημέρας. Η μετατόπιση παραγωγής βασίζεται στην ίδια λογική με αυτή της μετατόπισης φορτίου και ο κύριος στόχος της είναι ο μετριασμός των τεχνικών προβλημάτων που σχετίζονται με την περίσσεια παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, όπως ανύψωση τάσης και ενδεχόμενη υπέρβαση των θερμικών ορίων των γραμμών ή των Υ/Σ από σημαντικά υψηλή αντίστροφη ροή ισχύος.

Στην παρούσα εργασία, η δράση PS υλοποιείται, όπως και στην περίπτωση της δράσης LS, με τη χρήση οικιακών συστημάτων μπαταριών, τα οποία ακολουθούν ένα διαφορετικό πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης. Για τις προσομοιώσεις της Ενότητας 2.6 χρησιμοποιούνται τα χαρακτηριστικά των εμπορικών συστημάτων μπαταριών Tesla Powerwall 2 με χωρητικότητα 13,5 kWh και ονομαστική ισχύ 5 kW.



Σχήμα 2.15 Πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης οικιακών συστημάτων μπαταριών για χρήση με ΦΒ.

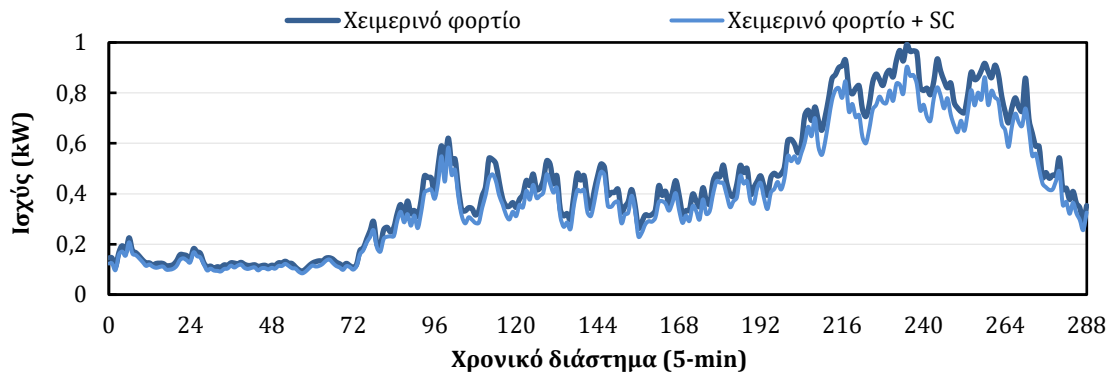
Η δράση PS χρησιμοποιείται για να διευκολύνει τη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο διανομής. Στο Σχήμα 2.15 παρουσιάζεται το προτεινόμενο πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης των οικιακών συστημάτων μπαταριών με ισχύ φόρτισης 1,1 kW και ισχύ εκφόρτισης 0,9 kW. Η ενέργεια που χρησιμοποιείται είναι ίση με 12,1 kWh.

#### 2.5.4 Ευέλικτο φορτίο

Σύμφωνα με τη δράση ευέλικτου φορτίου (Flexible Load – FL), το προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε χρονική περίοδο μπορεί να υπόκειται σε αλλαγές (αύξηση, μείωση ή καμία αλλαγή) σε σχέση με τη συνηθισμένη κατανάλωση. Η συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια του ημερήσιου προφίλ ζήτησης αυξάνεται, μειώνεται ή παραμένει ίδια (δηλαδή αναδιανέμεται), ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου κατά περίπτωση. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω δυναμικής τιμολόγησης [46]. Η δράση FL στοχεύει στη δημιουργία ενός προφίλ ζήτησης με πιο ήπιες μεταβολές, αλλάζοντας την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της ημέρας, η οποία με τη σειρά της επηρεάζει τη συμπεριφορά των τελικών καταναλωτών. Για παράδειγμα, αν οι τελικοί καταναλωτές ενημερωθούν για χαμηλότερη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας σε μία χρονική περίοδο, τότε αυτοί έχουν κίνητρο να καταναλώσουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια εκείνη τη χρονική περίοδο, όπως υποστηρίζεται από το μοντέλο ευέλικτου φορτίου της [49]. Η δράση ευέλικτου φορτίου συνήθως εφαρμόζεται σε ωριαία βάση και οι τιμές διαμορφώνονται σε υψηλότερα επίπεδα όταν η ζήτηση είναι υψηλή, για να αποθαρρύνουν την υψηλή κατανάλωση και το αντίστροφο όταν η ζήτηση είναι χαμηλή. Η δράση FL εφαρμόζεται για να αυξηθεί η διείσδυση των ΦΒ και των ηλεκτρικών οχημάτων, αντίστοιχα. Για την εφαρμογή αυτής της δράσης απαιτείται η κατάλληλη υποδομή με προηγμένες μετρητικές διατάξεις που επιτρέπουν τη συλλογή μετρήσεων κατανάλωσης σε σχεδόν πραγματικό χρόνο και τη διαρκή και αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ των τελικών καταναλωτών και του Διαχειριστή του ΔΔ.

#### 2.5.5 Στρατηγική εξοικονόμηση

Η δράση της στρατηγικής εξοικονόμησης (Strategic Conservation – SC) είναι ουσιαστικά ένας συνδυασμός στοχευμένης μείωσης του ενεργειακού αποτυπώματος (π.χ. για περιβαλλοντικούς λόγους) και αποτελεσματικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. πιο αποδοτικές ηλεκτρικές συσκευές). Η εξοικονόμηση ενέργειας επιτυγχάνεται με κατάλληλα οικονομικά κίνητρα στους τελικούς καταναλωτές για αναβάθμιση των υποδομών τους [46].



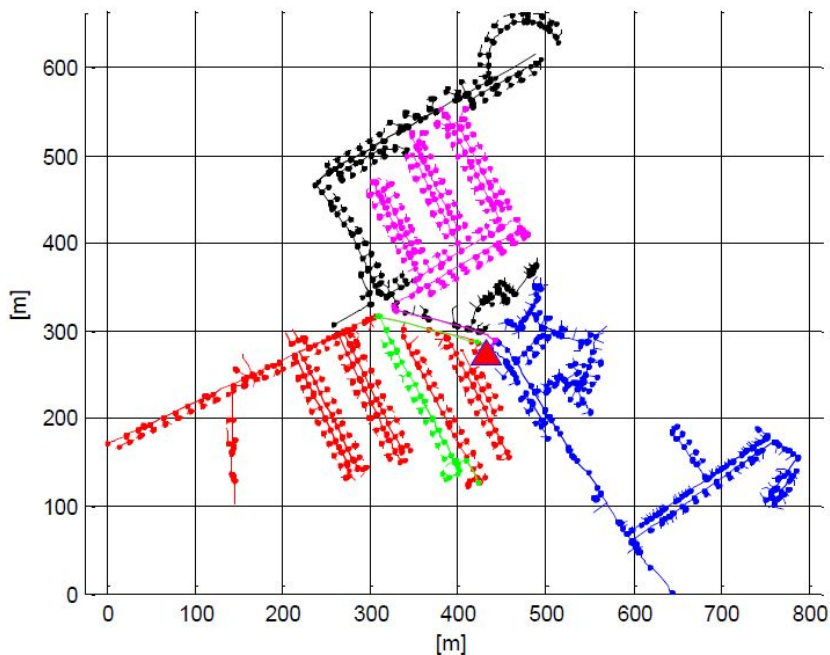
**Σχήμα 2.16** Μέσο ημερήσιο προφίλ ζήτησης οικιακού καταναλωτή χωρίς και με τη δράση SC.

Στην παρούσα εργασία, η δράση SC περιλαμβάνει δράσεις εξοικονόμησης ενέργειας, λόγω αύξησης της αποδοτικότητας και μείωσης της κατανάλωσης με καλύτερη διαχείριση του ηλεκτρικού φορτίου. Για την υλοποίηση της δράσης χρησιμοποιείται το εργαλείο Demand Response Quick Assessment Tool (DRQAT) του πανεπιστημίου της Καλιφόρνια Berkeley (UC Berkley) [50]. Μετά την εφαρμογή όλων των στρατηγικών ενεργειακής διαχείρισης κτιρίων προκύπτει ένα νέο προφίλ κατανάλωσης (Σχήμα 2.16), το οποίο έχει ίδια μορφή καμπύλης, αλλά παρουσιάζει συνολική ημερήσια ενέργεια κατανάλωσης μειωμένη κατά 5% έως και 15% για το χειμερινό μέσο προφίλ κατανάλωσης.

#### 2.5.6 Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ με τις δράσεις διαχείρισης ζήτησης

Η μεθοδολογία που ακολουθείται για την εκτίμηση των επιπτώσεων των ΔΕΠ μετά την εφαρμογή των δράσεων διαχείρισης ζήτησης είναι σε μεγάλο βαθμό ίδια με αυτή που παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.4 και στο Σχήμα 2.10 με διαφορές στο βήμα που επιλέγονται τυχαία οι κόμβοι, στους οποίους συνδέεται κάποιος ΔΕΠ. Η ενσωμάτωση των δράσεων διαχείρισης ζήτησης υλοποιείται με τα αντίστοιχα εργαλεία παρέμβασης ως εξής [47]:

- **SLG – Στρατηγική αύξηση φορτίου:** Σε κάθε κόμβο που συνδέεται ένα σύστημα ΦΒ συνδέεται και ένα ηλεκτρικό όχημα, το οποίο ακολουθεί το προκαθορισμένο προφίλ φόρτισης που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.13.
- **LS – Μετατόπιση φορτίου:** Σε κάθε κόμβο που συνδέεται ένα ηλεκτρικό όχημα λειτουργεί και ένα οικιακό σύστημα μπαταριών που ακολουθεί συγκεκριμένο πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης σύμφωνα με το Σχήμα 2.14.
- **PS – Μετατόπιση παραγωγής:** Σε κάθε κόμβο που συνδέεται ένα σύστημα ΦΒ λειτουργεί και ένα οικιακό σύστημα μπαταριών που ακολουθεί συγκεκριμένο πρόγραμμα φόρτισης/εκφόρτισης σύμφωνα με το Σχήμα 2.15.
- **SC – Στρατηγική εξοικονόμηση:** Σε κάθε κόμβο που συνδέονται καταναλωτές εφαρμόζεται η δράση στρατηγικής εξοικονόμησης στο συνολικό ηλεκτρικό φορτίο και το μέσο ημερήσιο προφίλ ζήτησης διαμορφώνεται όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.16.
- **FL – Ευέλικτο φορτίο:** Σε κάθε κόμβο που συνδέονται καταναλωτές θεωρείται ότι τα φορτία είναι ευέλικτα και συμμετέχουν σε πρόγραμμα δυναμικής τιμολόγησης με αποτέλεσμα η συνολική κατανάλωση και το προφίλ ζήτησης να προσαρμόζονται κατάλληλα.



Σχήμα 2.17 Απεικόνιση τμήματος δικτύου διανομής ΧΤ.

## 2.6 Μελέτη περίπτωσης: Εφαρμογή σε τμήμα δικτύου ΧΤ

Στην παρούσα ενότητα εφαρμόζεται η μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων των ΔΕΠ σε τμήμα πραγματικού δικτύου διανομής ΧΤ. Σκοπός είναι αφενός να ποσοτικοποιηθούν οι δείκτες αξιολόγησης και να εξαχθούν συμπεράσματα για την αποτελεσματικότητα των προτεινόμενων δράσεων διαχείρισης ζήτησης, και αφετέρου να δοθούν τρόποι ερμηνείας των αποτελεσμάτων με πιθανοτική ανάλυση. Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων χρησιμοποιείται το λογισμικό πακέτο OpenDSS [51].

### 2.6.1 Δεδομένα δικτύου ΧΤ

Η μεθοδολογία εφαρμόζεται σε τμήμα πραγματικού ΔΔ, το οποίο βρίσκεται στο Ηνωμένο Βασίλειο και τροφοδοτείται από υποσταθμό ΜΤ/ΧΤ 11/0,4kV ονομαστικής ισχύος 750 kVA. Ο υποσταθμός ΜΤ/ΧΤ έχει 4 αναχωρήσεις με χαρακτηριστικά που φαίνονται στον Πίνακα 2.4. Τα δεδομένα είναι διαθέσιμα στην [52]. Η τοπολογία του δικτύου φαίνεται στο Σχήμα 2.17. Οι αναχωρήσεις λειτουργούν σε ονομαστική τάση 230 V (φασική). Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων θεωρείται ότι όλα τα ηλεκτρικά φορτία λειτουργούν με συντελεστή ισχύος 0,95 επαγωγικό. Τα ημερήσια προφίλ των φορτίων και των ΔΕΠ έχουν ανάλυση 5 min, δηλαδή εξετάζονται σε 5-λεπτα χρονικά διαστήματα (288 χρονικά διαστήματα). Τα μέσα προφίλ που χρησιμοποιήθηκαν είναι αυτά της Ενότητας 2.4.2.

### 2.6.2 Σενάρια που εξετάζονται

Η μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων των ΔΕΠ εφαρμόζεται λαμβάνοντας υπόψη πως η διείσδυση των ΔΕΠ υπολογίζεται αναλογικά με το πλήθος των καταναλωτών που τροφοδοτούνται από μία αναχώρηση. Για παράδειγμα, σε αναχώρηση που τροφοδοτεί 112 οικιακούς καταναλωτές και σε περίπτωση 10% διείσδυσης ενός ΔΕΠ, τότε 11 καταναλωτές

**Πίνακας 2.4** Χαρακτηριστικά αναχωρήσεων δικτύου διανομής ΧΤ.

Γραμμή διανομής	Μήκος (m)	Πλήθος καταναλωτών	Μέγιστο Χειμερινό Φορτίο (kW)	Μέγιστο Θερινό Φορτίο (kW)	Ελάχιστο Χειμερινό Φορτίο (kW)	Ελάχιστο Θερινό Φορτίο (kW)	Κατανομή συνδέσεων ανά φάση (%)		
							R	S	T
N2F5	734,9	23	24,3	19,7	2,0	1,5	39,13	34,78	26,09
N1F1	1.437,8	55	58,1	47,1	5,0	3,6	38,18	34,55	27,27
N2F3	2.763,6	112	118,3	95,9	10,2	7,4	37,50	30,36	32,14
N2F1	5.205,6	175	184,9	149,9	16,0	11,6	34,86	34,28	30,86

αξιοποιούν έναν ΔΕΠ. Η διείσδυση κάθε τύπου ΔΕΠ εξετάζεται με βήμα 10% ξεκινώντας από μηδενική διείσδυση και καταλήγοντας σε 100% διείσδυση.

Για να εξαχθούν συμπεράσματα για τις επιπτώσεις των ΔΕΠ και για να αξιολογηθεί η αποτελεσματικότητα κάθε δράσης διαχείρισης ζήτησης, κάθε ΔΕΠ εξετάζεται ξεχωριστά και για το δυσμενέστερο σενάριο, δηλαδή όταν οι συνθήκες είναι τέτοιες που επιβάλλουν τη μεγαλύτερη επιβάρυνση στο δίκτυο. Σε αυτό το πλαίσιο, λαμβάνονται τα ακόλουθα σενάρια προσομοιώσεων: α) τα ΦΒ εξετάζονται με θερινό προφίλ κατανάλωσης, καθώς κατά τους θερινούς μήνες η ΦΒ παραγωγή είναι υψηλότερη και β) τα ηλεκτρικά οχήματα εξετάζονται με χειμερινό προφίλ κατανάλωσης, καθώς κατά τους χειμερινούς μήνες η κατανάλωση είναι υψηλότερη.

### 2.6.3 Αποτελέσματα

#### 2.6.3.1 Γενική επισκόπηση αποτελεσμάτων

Στον Πίνακα 2.5 παρουσιάζονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για όλες τις αναχωρήσεις του υποσταθμού ΜΤ/ΧΤ του δικτύου ΧΤ.

Όπως είναι αναμενόμενο η γραμμή διανομής με το μεγαλύτερο μήκος (N2F1) είναι και αυτή που παρουσιάζει τα περισσότερα προβλήματα (τάσης και υπερφόρτισης), ενώ τα προβλήματα εμφανίζονται για πρώτη φορά σε χαμηλότερο επίπεδο διείσδυσης τόσο στην περίπτωση των ΦΒ όσο και στην περίπτωση των ηλεκτρικών οχημάτων. Στη συνέχεια η ανάλυση των αποτελεσμάτων επικεντρώνεται στην αναχώρηση N2F1 και αναλύονται ξεχωριστά η περίπτωση των ΦΒ και η περίπτωση των ηλεκτρικών οχημάτων.

#### 2.6.3.2 Εκτίμηση επιπτώσεων ΦΒ

Στο Σχήμα 2.18 παρουσιάζονται οι επιπτώσεις των ΦΒ στην τάση και στο επίπεδο φόρτισης της γραμμής διανομής N2F1. Πιο συγκεκριμένα, στο Σχήμα 2.18α παρουσιάζεται η αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΚΠΤ και η αντίστοιχη τυπική απόκλιση που τη συνοδεύει ανά επίπεδο διείσδυσης, ενώ στο Σχήμα 2.18β παρουσιάζεται η αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΕΦΑν και η αντίστοιχη τυπική απόκλιση που τη συνοδεύει ανά επίπεδο διείσδυσης.

Φαίνεται πως τα πρώτα προβλήματα ανύψωσης τάσης πέραν των ορίων που θέτει το πρότυπο EN 50160 παρουσιάζονται σε ποσοστό διείσδυσης 30%, δηλαδή όταν 30% των

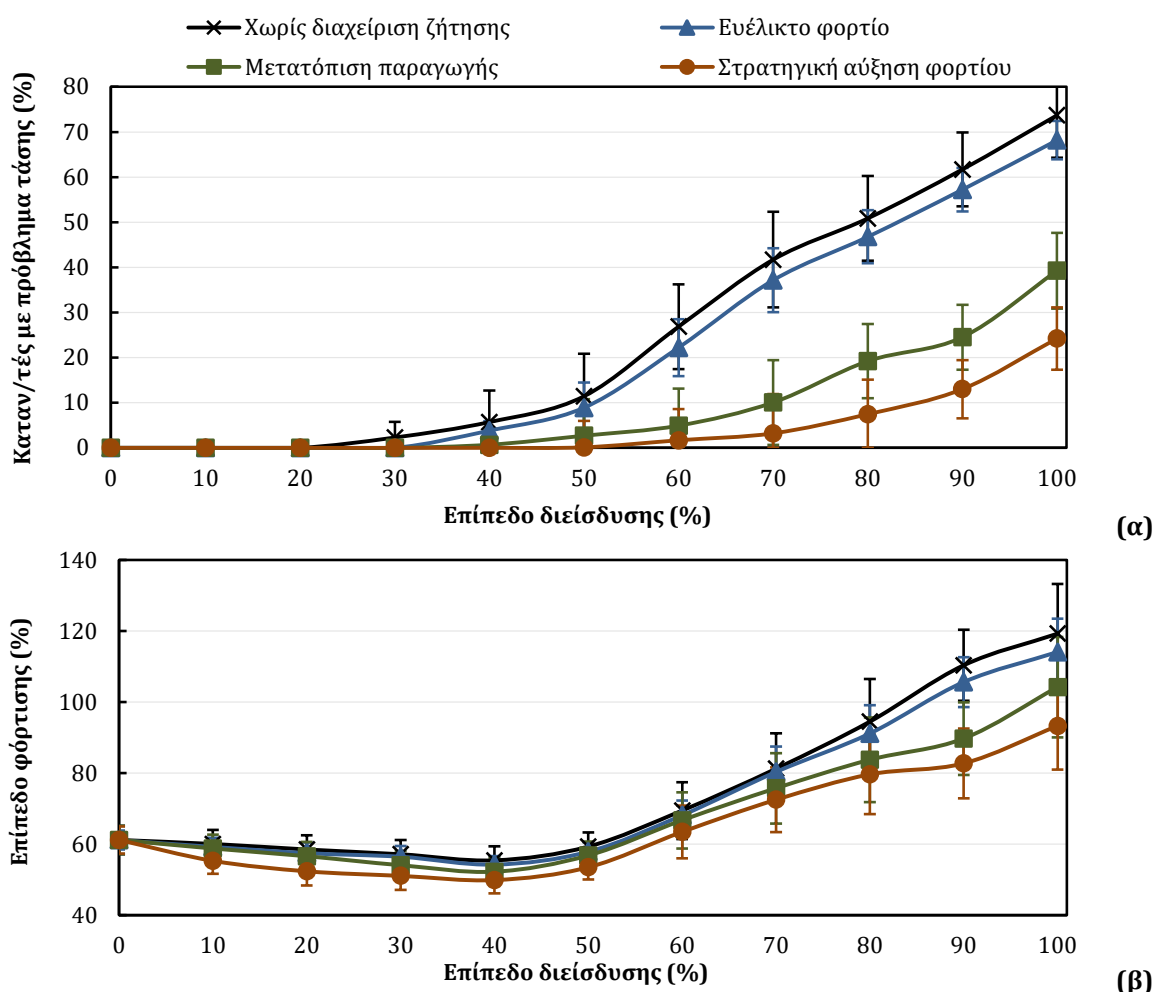
**Πίνακας 2.5** Τιμές δεικτών αξιολόγησης ανά αναχώρηση του υπό εξέταση δικτύου διανομής ΧΤ.

Αναχώρηση	ΔΕΠ	Δράση διαχείρισης ζήτησης <sup>1</sup>	Μέγιστη διείσδυση ΔΕΠ χωρίς παραβίαση ορίων (%)			Ελαστικότητα		Τιμές δεικτών επιπτώσεων για 100% διείσδυση ΔΕΠ			
			Τάσης	Θερμικού ορίου Υ/Σ	Θερμικού ορίου αναχώρησης	ΕΤ	ΕΘΑ	ΚΠΤ (%)	ΧΔΠΤ (%)	ΕΦΑν (%)	ΕΦΥΣ (%)
N2F5	ΦΒ	N/A	100	100	100	N/A	N/A	0	0	< 70	131,1
	HO	N/A	100	100	100	N/A	N/A	0	0	< 70	152,4
N1F1	ΦΒ	N/A	100	100	100	N/A	N/A	0	0	< 70	131,1
	HO	N/A	100	100	100	N/A	N/A	0	0	< 70	152,4
N2F3		χωρίς	60	90	90	0,539	1,627	23	0,90	< 70	131,1
	ΦΒ	FL	60	90	90	0,482	1,551	20	0,75	< 70	125,4
		PS	70	100	100	0,358	N/A	9	0,34	< 70	114,6
		SLG	80	100	100	0,324	N/A	7	0,27	< 70	98,2
		HO	N/A	100	40	100	N/A	N/A	0	0	108,4
		χωρίς	30	90	90	1,020	1,687	74	2,88	119,3	131,1
N2F1	ΦΒ	FL	40	90	90	0,919	1,592	69	2,25	114,1	125,4
		PS	50	100	100	0,643	N/A	40	0,61	104,2	114,6
		SLG	60	100	100	0,482	N/A	25	0,38	93,3	98,2
		χωρίς	30	40	40	0,175	0,723	13	0,59	146,4	152,4
N2F1	HO	SC	40	40	50	0,168	0,657	12	0,56	141,6	149,9
		FL	40	90	100	0,106	N/A	7	0,31	100,0	104,1
		LS	70	100	100	0,032	N/A	1	0,20	82,7	86,1

οικιακών καταναλωτών έχουν ένα ΦΒ στη στέγη. Τα προβλήματα ανύψωσης τάσης αυξάνονται σημαντικά, καθώς αυξάνεται η διείσδυση των ΦΒ στο δίκτυο ΧΤ, με ελαστικότητα τάσης κοντά στην τιμή 1,02 (Πίνακας 2.5) που δείχνει 1% αύξηση του δείκτη ΚΠΤ για κάθε ποσοστιαία αύξηση της διείσδυσης. Αντίθετα, η γραμμή διανομής μπορεί να εξυπηρετήσει τη σύνδεση ΦΒ μικρής κλίμακας σε ποσοστό διείσδυσης έως και 85% χωρίς να αναμένεται υπερφόρτιση του υποσταθμού διανομής. Σίγουρα η εμφάνιση των προβλημάτων ανύψωσης τάσης σε χαμηλότερο επίπεδο διείσδυσης οφείλεται στο γεγονός πως η πλευρά ΧΤ του υποσταθμού διανομής έχει ρυθμιστεί σε τάση 1,05 ανά μονάδα (α.μ.), ώστε να μειωθεί η πτώση τάση τις ώρες αιχμής φορτίου.

Εφαρμόζοντας κάθε μία από τις δράσεις διαχείρισης ζήτησης, φαίνεται πως τόσο ο δείκτης ΚΠΤ όσο και ο δείκτης ΕΦΑν μειώνονται. Η πιο αποτελεσματική δράση διαχείρισης ζήτησης φαίνεται πως είναι αυτό της στρατηγικής αύξησης φορτίου, με το οποίο η γραμμή διανομής N2F1 μπορεί να λειτουργεί χωρίς προβλήματα τάσης ακόμα και με διείσδυση ΦΒ σε ποσοστό 50%. Παρατηρείται, λοιπόν, μία αύξηση του ποσοστού διείσδυσης κατά 30% χωρίς παραβίαση ορίων λειτουργίας του δικτύου. Η δράση της μετατόπισης παραγωγής φαίνεται πως είναι αρκετά αποτελεσματική και πολύ κοντά στη δράση της στρατηγικής αύξησης φορτίου. Σε αντίθεση, η δράση του ευέλικτου φορτίου παρουσιάζει πολύ χαμηλή βελτίωση τόσο του δείκτη ΚΠΤ, όσο και του δείκτη ΕΦΑν.





**Σχήμα 2.18** Εκτίμηση επιπτώσεων ΦΒ για τη γραμμή διανομής N2F1:  
α) δείκτης ΚΠΤ και β) δείκτης ΕΦΑν.

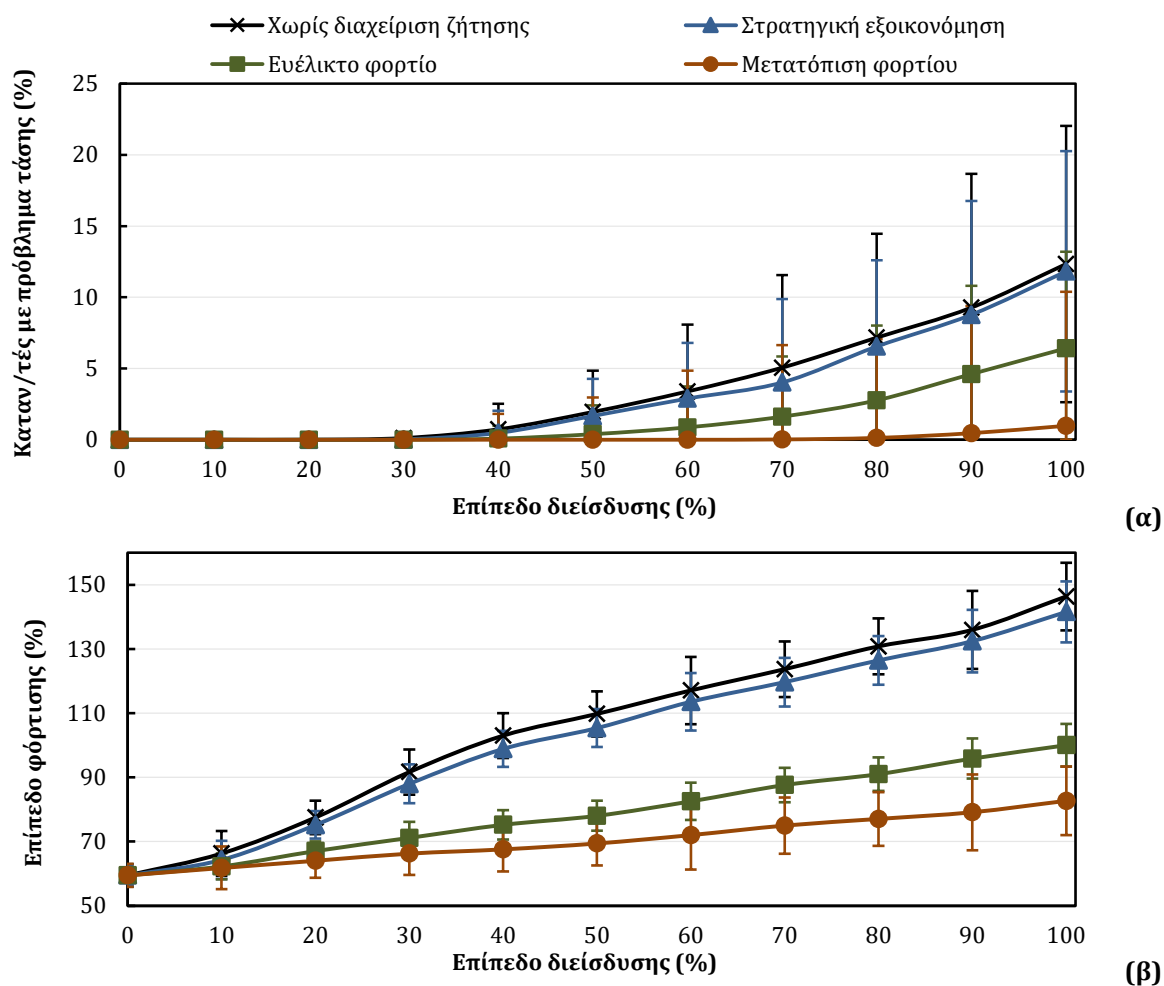
Επιπλέον, αξίζει να παρατηρήσει κάποιος τις τιμές της τυπικής απόκλισης των δεικτών αξιολόγησης. Για παράδειγμα, η δράση στρατηγικής αύξησης φορτίου μειώνει την αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΚΠΤ, όμως η τυπική απόκλιση λαμβάνει τιμή περίπου 6%. Η τιμή αυτή της τυπικής απόκλισης δείχνει μία αβεβαιότητα στην εφαρμογή της δράσης στρατηγικής αύξησης φορτίου σε επίπεδο διείσδυσης ΦΒ 50% και υπάρχει περίπου 0,158 πιθανότητα περισσότεροι από το 6% των καταναλωτών να παρουσιάζουν πρόβλημα τάσης.

### 2.6.3.3 Εκτίμηση επιπτώσεων ηλεκτρικών οχημάτων

Στο Σχήμα 2.19 παρουσιάζονται οι επιπτώσεις των ηλεκτρικών οχημάτων στην τάση και στο επίπεδο φόρτισης της γραμμής διανομής N2F1. Πιο συγκεκριμένα:

- στο Σχήμα 2.19α παρουσιάζεται η αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΚΠΤ και η αντίστοιχη τυπική απόκλιση που τη συνοδεύει ανά επίπεδο διείσδυσης, ενώ
- στο Σχήμα 2.19β παρουσιάζεται η αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΕΦΑν και η αντίστοιχη τυπική απόκλιση που τη συνοδεύει ανά επίπεδο διείσδυσης.

Σε γενικές γραμμές, τα ηλεκτρικά οχήματα προκαλούν πολύ λιγότερα προβλήματα τάσης (πτώσης τάσης) από τα ΦΒ. Αυτό οφείλεται κυρίως στη ρύθμιση της τάσης στο

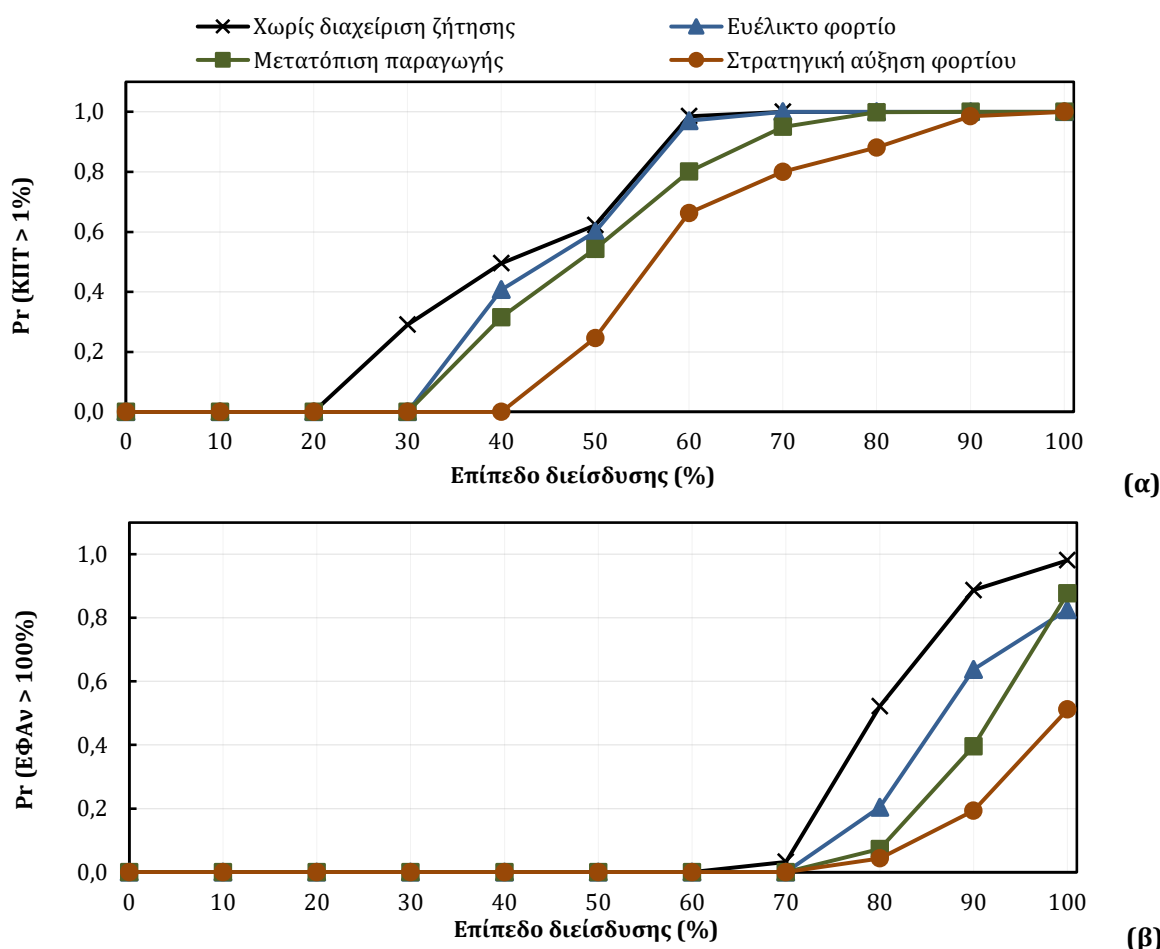


**Σχήμα 2.19** Εκτίμηση επιπτώσεων ΗΟ για τη γραμμή διανομής Ν2F1:  
α) δείκτης ΚΠΤ και β) δείκτης ΕΦΑν.

δευτερεύον του υποσταθμού διανομής (πλευρά ΧΤ) σε 1,05 α.μ. για να αποφευχθούν περιπτώσεις μεγάλης πτώσης τάσης. Αντίθετα, το αναμενόμενο επίπεδο φόρτισης της αναχώρησης αυξάνεται σημαντικά και ξεπερνάει το όριο της αναχώρησης σε επίπεδο διείσδυσης μεταξύ 40% με 50%.

Πιο συγκεκριμένα, τα πρώτα προβλήματα πτώσης τάσης εμφανίζονται όταν περισσότεροι από το 30% των καταναλωτών χρησιμοποιούν ένα ηλεκτρικό όχημα και η τιμή του δείκτη ΚΠΤ αυξάνεται έως 12% για ποσοστό διείσδυσης 100%, δηλαδή όταν όλοι οι καταναλωτές έχουν ένα ηλεκτρικό όχημα. Ωστόσο, παρατηρείται μεγάλη αβεβαιότητα, καθώς τα αποτελέσματα της προσομοίωσης Monte Carlo παρουσιάζουν αρκετά αυξημένη διακύμανση από τη μέση τιμή. Για παράδειγμα, είναι εμφανές από το Σχήμα 2.19α πως για διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων σε επίπεδο 30%, παρόλο που η μέση τιμή είναι σχεδόν μηδενική, εμφανίζεται μεγάλη διακύμανση των αποτελεσμάτων της Monte Carlo με τυπική απόκλιση του δείκτη ΚΠΤ ίση με 3,5%.

Εφαρμόζοντας κάθε μία από τις δράσεις διαχείρισης ζήτησης, φαίνεται πως ο δείκτης ΚΠΤ και ο δείκτης ΕΦΑν μειώνονται. Η πιο αποτελεσματική δράση διαχείρισης ζήτησης φαίνεται πως είναι αυτή της μετατόπισης φορτίου, με την οποία η γραμμή διανομής Ν2F1 μπορεί να λειτουργεί χωρίς προβλήματα τάσης ακόμα και με διείσδυση ΗΟ σε ποσοστό 80%.



**Σχήμα 2.20** Περίπτωση ΦΒ για τη γραμμή διανομής N2F1: α) πιθανότητα ο δείκτης ΚΠΤ να είναι μεγαλύτερος από 1% και β) πιθανότητα ο δείκτης ΕΦΑν να είναι μεγαλύτερος από 100%.

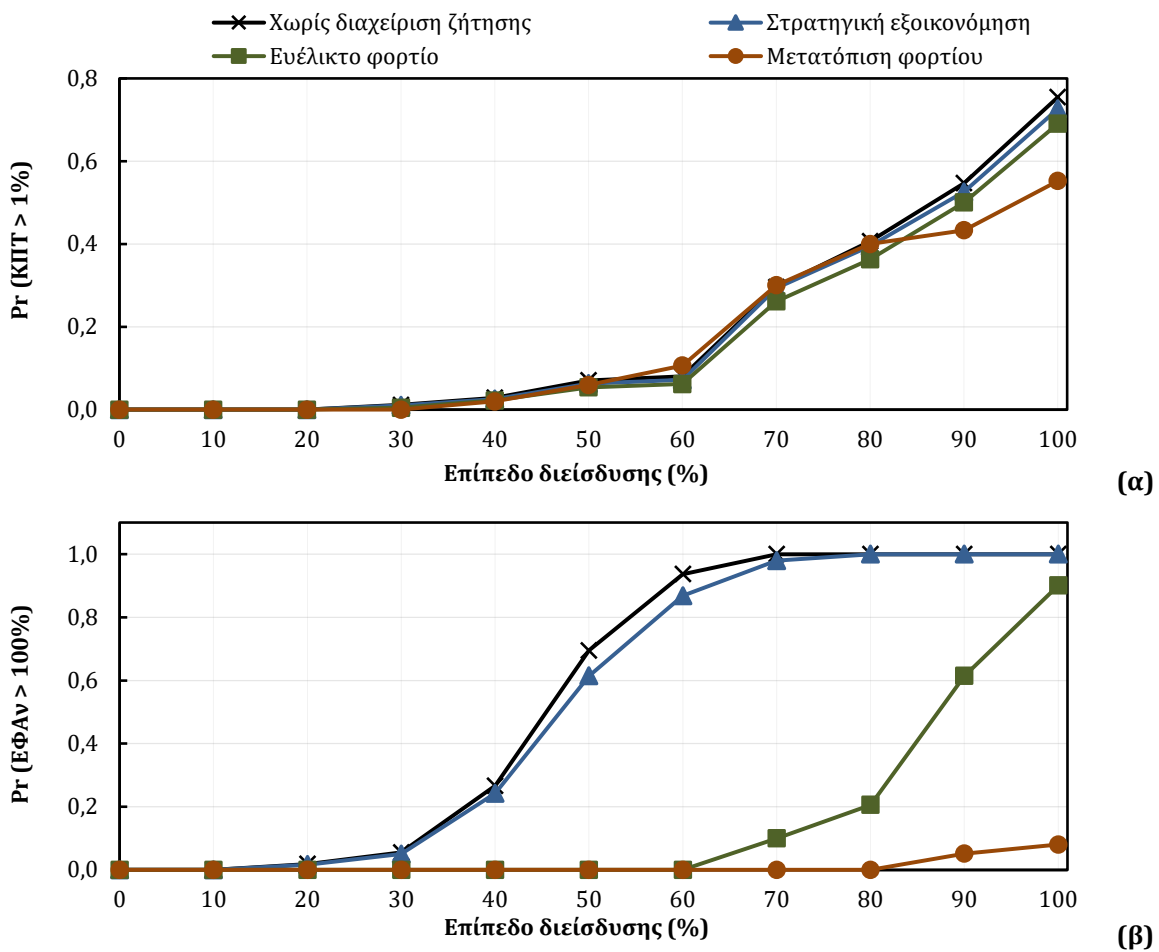
Παρατηρείται, λοιπόν, μία αύξηση του ποσοστού διείσδυσης κατά 50% χωρίς παραβίαση ορίων λειτουργίας του δικτύου. Η δράση του ευέλικτου φορτίου φαίνεται πως έρχεται δεύτερη σε αποτελεσματικότητα, σε αντίθεση με τη δράση στρατηγικής εξοικονόμησης που δεν βελτιώνει ουσιαστικά καθόλου τον δείκτη ΚΠΤ, ενώ βελτιώνει σε πολύ μικρό βαθμό τον δείκτη ΕΦΑν.

## 2.6.4 Πιθανοτική ανάλυση αποτελεσμάτων

### 2.6.4.1 Επιπτώσεις ΦΒ & αποτελεσματικότητα δράσεων διαχείρισης ζήτησης

Σε κάθε περίπτωση, τα αποτελέσματα πρέπει να ερμηνεύονται και πιθανοτικά. Το Σχήμα 2.20 αξιολογεί πιθανοτικά τις αποδεκτές τιμές των δεικτών ΚΠΤ και ΕΦΑν. Το Σχήμα 2.20α δίνει την πιθανότητα να εμφανιστεί τουλάχιστον 1% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης ( $KPI > 1\%$ ) και το Σχήμα 2.20β δίνει την πιθανότητα να παρατηρηθεί υπερφόρτιση στη γραμμή διανομής N2F1 ( $EFA > 100\%$ ) για κάθε επίπεδο διείσδυσης των ΦΒ.

Πιο συγκεκριμένα, σε επίπεδο διείσδυσης ΦΒ 40%, υπάρχει πιθανότητα 0,50 να εμφανιστεί τουλάχιστον 1% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης. Μετά από εφαρμογή των δράσεων διαχείρισης ζήτησης η πιθανότητα αυτή μειώνεται σε 0,41 με τη δράση του



**Σχήμα 2.21** Περίπτωση ΗΟ για τη γραμμή διανομής Ν2F1: α) πιθανότητα ο δείκτης ΚΠΤ να είναι μεγαλύτερος από 1% και β) πιθανότητα ο δείκτης ΕΦΑν να είναι μεγαλύτερος από 100%.

ευέλικτου φορτίου, σε 0,32 με τη δράση της μετατόπισης παραγωγής και μηδενίζεται με τη δράση της στρατηγικής αύξησης φορτίου.

Σημαντικό είναι επίσης να ερμηνεύονται τα αποτελέσματα της πιθανοτικής ανάλυσης (Σχήμα 2.20) με τα αποτελέσματα της αναμενόμενης τιμής των δεικτών (Σχήμα 2.18). Παρά τη σημαντική μείωση της αναμενόμενης τιμής του δείκτη ΚΠΤ (ίση με μηδέν σε επίπεδο 50%) από τη δράση της μετατόπισης φορτίου, η πιθανότητα εμφάνισης τουλάχιστον 1% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης παραμένει υψηλή (περίπου 0,25).

#### 2.6.4.2 Επιπτώσεις ηλεκτρικών οχημάτων & αποτελεσματικότητα δράσεων διαχείρισης ζήτησης

Το Σχήμα 2.21 αξιολογεί πιθανοτικά τις αποδεκτές τιμές των δεικτών ΚΠΤ και ΕΦΑν για την περίπτωση των ηλεκτρικών οχημάτων. Το Σχήμα 2.21α δίνει την πιθανότητα να εμφανιστεί τουλάχιστον 1% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης (ΚΠΤ >1%) και το Σχήμα 2.21β δίνει την πιθανότητα να παρατηρηθεί υπερφόρτιση στη γραμμή διανομής Ν2F1 (ΕΦΑν > 100%) για κάθε επίπεδο διείσδυσης των ηλεκτρικών οχημάτων. Πιο συγκεκριμένα, σε επίπεδο διείσδυσης ηλεκτρικών οχημάτων 60%, υπάρχει πιθανότητα 0,94 να παρουσιαστεί υπερφόρτιση της γραμμής διανομής. Μετά από εφαρμογή των δράσεων διαχείρισης ζήτησης η πιθανότητα αυτή μειώνεται σε 0,87 με τη δράση της στρατηγικής εξοικονόμησης, ενώ

μηδενίζεται στις περιπτώσεις εφαρμογής των δράσεων του ευέλικτου φορτίου και της μετατόπισης φορτίου.

Επιπλέον, στο Σχήμα 2.21α φαίνεται πως η πιθανότητα να υπάρχει τουλάχιστον 1% καταναλωτών με πρόβλημα τάσης αυξάνεται σημαντικά καθώς αυξάνεται το επίπεδο διείσδυσης. Η μεγάλη αβεβαιότητα που δημιουργείται από τη λειτουργία των ηλεκτρικών οχημάτων σχετίζεται άμεσα με τη σημαντικά υψηλή ισχύ τους και τη διακριτή φύση της κατάστασής τους (κατάσταση φόρτισης σε πλήρη ισχύ ή καθόλου φόρτιση). Η πιθανότητα να μην εμφανιστούν προβλήματα τάσης παραμένει αυξημένη για επίπεδο διείσδυσης μεγαλύτερο από 30%. Παρά τη μηδενική αναμενόμενη τιμή του δείκτη ΚΠΤ στην πιο αποτελεσματική δράση διαχείρισης ζήτησης (μετατόπιση φορτίου) σε επίπεδο διείσδυσης 70%, η πιθανότητα εμφάνισης τουλάχιστον 1% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης παραμένει υψηλή (περίπου 0,30).

## 2.7 Συμπεράσματα

### 2.7.1 Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ

Η προτεινόμενη μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τους Διαχειριστές δικτύων διανομής ως εργαλείο υποστήριξης λήψης αποφάσεων για την επέκταση ή ενίσχυση του δικτύου λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με τη σύνδεση και λειτουργία των ΔΕΠ. Η εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας δεν περιορίζεται στο παράδειγμα της Ενότητας 2.6 και στα δίκτυα ΧΤ, αλλά μπορεί να εφαρμοστεί και στο δίκτυο ΜΤ ακολουθώντας την ίδια διαδικασία.

Σε κάθε περίπτωση, οι αποφάσεις που λαμβάνονται πρέπει να βασίζονται στην αναμενόμενη τιμή των δεικτών που προκύπτουν από την προσομοίωση Monte Carlo και να αξιοποιούν την πιθανοτική ανάλυση που παρουσιάστηκε. Είναι εμφανές πως από μόνη της η αναμενόμενη τιμή των δεικτών δεν μπορεί να οδηγήσει σε σωστά συμπεράσματα. Η τυπική απόκλιση και οι αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής συμβάλλουν εξίσου στη διαμόρφωση μίας καλύτερης εικόνας των αναμενόμενων επιπτώσεων από τη διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ.

### 2.7.2 Δράσεις διαχείρισης ζήτησης

Οι δράσεις διαχείρισης ζήτησης που εξετάστηκαν βασίζονται σε εργαλεία και μέσα που διαχειρίζεται αποκλειστικά και μόνο ο τελικός καταναλωτής, ενώ ο Διαχειριστής δεν έχει άμεση πρόσβαση σε αυτά. Ταυτόχρονα, οι προτεινόμενες δράσεις διακρίνονται για την απλότητά τους κάτι που τις κάνει εύκολα κατανοητές από τον τελικό καταναλωτή και εφικτές στην υλοποίηση. Ο Διαχειριστής ΔΔ, από τη δική του πλευρά, καλείται μόνο να προσφέρει τα κατάλληλα κίνητρα (συνήθως οικονομικά) για την υλοποίηση των δράσεων διαχείρισης ζήτησης. Επιπλέον, οι δράσεις διαχείρισης ζήτησης αναδεικνύουν κάποια από τα οφέλη που πηγάζουν από κάποιους τύπους ΔΕΠ, όπως είναι τα συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές στην πλευρά του καταναλωτή, τα προγράμματα απόκρισης ζήτησης και τα ηλεκτρικά οχήματα.

Από τις προτεινόμενες δράσεις διαχείρισης ζήτησης, κάποιες παρουσιάζουν μεγάλη αποτελεσματικότητα, ενώ κάποιες άλλες είναι λιγότερο αποτελεσματικές. Ωστόσο, πρέπει να

τονιστεί ότι όλες είναι απλές στην κατανόηση, κοινώς αποδεκτές, ρεαλιστικές καθώς δεν απαιτούνται πρόσθετες επενδύσεις σε υποδομές (με μόνη εξαίρεση τη δράση του ευέλικτου φορτίου) και πλήρως εφαρμόσιμες, λαμβάνοντας υπόψη τη συμμετοχή των τελικών καταναλωτών, που σημαίνει ότι θεωρητικά είναι άμεσα υλοποιήσιμες.

Συμπερασματικά, σε αυτό το κεφάλαιο προτείνονται απλές δράσεις διαχείρισης ζήτησης και αξιολογούνται ως προς την αποτελεσματικότητά τους. Ως μελλοντική επέκταση προτείνεται η βελτίωση της αποτελεσματικότητας κάθε δράσης με εφαρμογή κάποιου μαθηματικού μοντέλου βελτιστοποίησης υποθέτοντας την αποδοχή των τελικών καταναλωτών και την εγκατάσταση κατάλληλου συστήματος διαχείρισης ενέργειας που υποστηρίζει τον έλεγχο. Με αυτόν τον τρόπο μπορεί να διερευνηθεί περαιτέρω η αποτελεσματικότητα κάθε δράσης στον μέγιστο βαθμό. Επιπλέον, προτείνεται να διεξαχθεί ανάλυση κόστους-οφέλους για να διερευνηθεί η δυνατότητα εφαρμογής κάθε δράσης διαχείρισης ζήτησης.

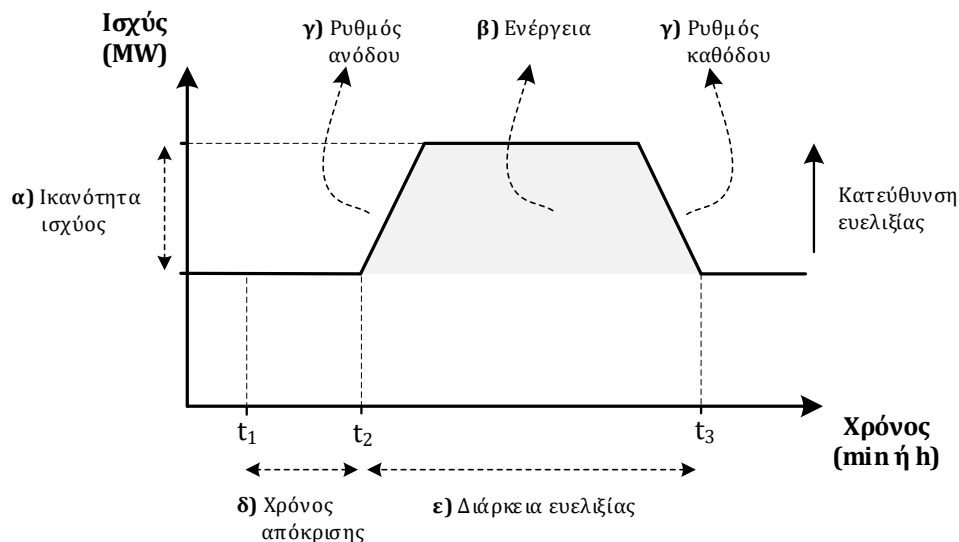
## ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΤΩΝ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ: ΜΕΘΟΔΟΙ ΚΑΙ ΜΟΝΤΕΛΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

### 3.1 Εισαγωγή

Η διαχείριση των ενεργών δικτύων διανομής (ΔΔ) – *active network management (ANM)* – άρχισε να απασχολεί τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας ταυτόχρονα με τη διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση μονάδων διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) και λοιπών διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ), προκειμένου να περιοριστούν οι επιπτώσεις και να διευκολυνθεί η ενσωμάτωσή τους στο ηλεκτρικό σύστημα. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον υπάρχει στην περίπτωση αυξημένης διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και νέων ηλεκτρικών φορτίων, όπως για παράδειγμα τα ηλεκτρικά οχήματα. Βασικό εργαλείο για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ αποτελεί η ευελιξία που παρέχεται από τους ΔΕΠ ως υπηρεσία (*flexibility service*). Οι υπηρεσίες ευελιξίας προσφέρονται σε οργανωμένη τοπική αγορά και ενεργοποιούνται κατόπιν εντολής του Διαχειριστή του ΔΔ.

Υπό την προϋπόθεση κατάλληλων παρεμβάσεων στο ρυθμιστικό πλαίσιο, ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να ενεργοποιήσει τις πηγές ευελιξίας που ανήκουν σε τρίτους (εξωγενής μορφή ευελιξίας) και παρέχονται με τη μορφή υπηρεσιών, σε συνδυασμό με αυτές που του ανήκουν άμεσα (ενδογενής μορφή ευελιξίας). Σε κάθε περίπτωση, η διαχείριση των ενεργών ΔΔ συνοδεύεται από το αντίστοιχο κόστος, είτε αυτό αποτελεί άμεσο κόστος με τη μορφή χρηματικού ανταλλάγματος ή αποζημίωσης προς τους παρόχους ευελιξίας, είτε αυτό αποτελεί έμμεσο κόστος με τη μορφή κόστους λειτουργίας και συντήρησης που προκύπτει από την αξιοποίηση της ενδογενούς ευελιξίας του ΔΔ (π.χ. κόστος χειρισμών στοιχείων του ΔΔ, όπως εναλλαγές λήψεων στο σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο του υποσταθμού).

Το παρόν κεφάλαιο στηρίζεται στη βιβλιογραφική ανασκόπηση της εργασίας [15] και την επεκτείνει. Αρχικά παρουσιάζονται οι στρατηγικές που ακολουθούνται για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ και στη συνέχεια παρουσιάζεται μία βιβλιογραφική ανασκόπηση των μοντέλων βελτιστοποίησης και των μεθόδων που έχουν προταθεί τα τελευταία χρόνια για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Για τη βιβλιογραφική ανασκόπηση αναλύονται οι εργασίες [28]–[31], [53]–[104], οι οποίες αποτελούν αντιπροσωπευτικές εργασίες στο αντικείμενο της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ.



Σχήμα 3.1 Βασικά χαρακτηριστικά ευελιξίας των ΔΕΠ.

## 3.2 Ευελιξία στα ενεργά ΔΔ

Η ευελιξία στα ενεργά ΔΔ αναφέρεται στη δυνατότητα ρύθμισης της ενεργού και της αέργου ισχύος για την αποφυγή παραβίασης των αποδεκτών ορίων τάσης και για την αποφυγή υπέρβασης των θερμικών ορίων σε γραμμές και μετασχηματιστές του δικτύου. Οι πηγές ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ περιλαμβάνουν τεχνολογίες διανεμημένης παραγωγής, συστημάτων αποθήκευσης και εύελικτων φορτίων. Με τις υπηρεσίες ευελιξίας, ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να αναβάλει την ανάγκη αναβάθμισης ή αντικατάστασης των στοιχείων του δικτύου (π.χ. αναβάθμιση γραμμής, αντικατάσταση παλιότερου ρυθμιστή τάσης ή εγκατάσταση νέου Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ) και να ενισχύσει την αποτελεσματική και ασφαλή λειτουργία του συστήματος διανομής.

Σε αυτή την ενότητα δίνονται οι βασικοί ορισμοί που σχετίζονται με την ευελιξία στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των πηγών ευελιξίας και περιγράφεται το πλαίσιο λειτουργίας μιας τοπικής αγοράς ευελιξίας.

### 3.2.1 Βασικές έννοιες και ορισμοί

**Ευελιξία** (flexibility), όπως ορίζεται στην [105], είναι η ρύθμιση της ηλεκτρικής ισχύος, η οποία διαρκεί για συγκεκριμένη χρονική περίοδο με προκαθορισμένη διάρκεια, παρέχεται από συγκεκριμένη θέση του δικτύου και ενεργοποιείται από κάποιο εξωτερικό σήμα της αγοράς. Ουσιαστικά πρόκειται για προσωρινή αλλαγή στον τρόπο με τον οποίο η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται, καταναλώνεται ή αποθηκεύεται, όταν αυτό απαιτείται για την καλύτερη αξιοποίηση των υποδομών του δικτύου. Η ευελιξία στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται τεχνικά από πέντε μεγέθη (Σχήμα 3.1):

- α) Ικανότητα ρύθμισης ισχύος (σε MW)
- β) Μέγιστη ενέργεια ρύθμισης (σε MWh)
- γ) Ρυθμός μεταβολής ισχύος (σε MW/h ή MW/min)
- δ) Χρόνος απόκρισης (σε h ή σε min)
- ε) Διάρκεια παροχής ευελιξίας (σε h)



**Πίνακας 3.1** Υπηρεσίες που παρέχουν οι ΔΕΠ στον Διαχειριστή ΔΔ [12].

Υπηρεσία	Ηλεκτρικό μέγεθος που δημοπρατείται	Χρόνος απόκρισης	Έλεγχος
Έλεγχος τάσης δικτύου	Ισχύς	<1 λεπτό	Άμεσος
Αποφυγή υπέρβασης θερμοκτικού ορίου γραμμών ή μετασχηματιστών	Ενέργεια	<15 λεπτά	Άμεσος ή έμμεσος
Εξισορρόπηση συστήματος διανομής	Ενέργεια	<15 λεπτά	Άμεσος ή έμμεσος

Ανάλογα με την κατεύθυνση της ρύθμισης της ενεργού ισχύος, η ευελιξία διακρίνεται σε: α) **ανοδική ρύθμιση ισχύος (upward regulation – UpR)** που ισοδυναμεί με αύξηση της εγχεόμενης ή μείωση της απορροφούμενης ηλεκτρικής ισχύος, και β) **καθοδική ρύθμιση ισχύος (downward regulation – DnR)** που ισοδυναμεί με μείωση της εγχεόμενης ή αύξηση της απορροφούμενης ηλεκτρικής ισχύος. Επιπλέον, η ρύθμιση ισχύος μπορεί να αφορά σε ρύθμιση της αέργου ισχύος, με απορρόφηση ή έγχυση αέργου ισχύος, που παρέχεται ως υπηρεσία ευελιξίας για την υποστήριξη της αέργου ισχύος του δικτύου ή τη ρύθμιση της τάσης του δικτύου.

**Υπηρεσία ευελιξίας (flexibility service)** ορίζεται η ταχεία αύξηση ή μείωση της ηλεκτρικής ισχύος που εγχέεται ή απορροφάται για την αντιμετώπιση πιθανών προβλημάτων του δικτύου ακολουθώντας τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή. Οι υπηρεσίες ευελιξίας θεωρούνται επικουρικές υπηρεσίες (ancillary services) και αποτελούν αντικείμενο αγοραπωλησίας και διαπραγμάτευσης και ως εκ τούτου παρέχονται στους Διαχειριστές ή σε συμμετέχοντες στο ηλεκτρικό σύστημα με ευθύνη εξισορρόπησης έναντι χρηματικού αντιτίμου. Αντίστοιχα, ο Διαχειριστής προμηθεύεται υπηρεσίες ευελιξίας οργανώνοντας κατάλληλο μηχανισμό διασφάλισης της απαιτούμενης ευελιξίας μέσω τοπικής αγοράς. Στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι υπηρεσίες που παρέχονται από τους ΔΕΠ στον Διαχειριστή ΔΔ αξιοποιώντας την ευελιξία τους.

**Πηγές ευελιξίας (flexibility sources)** είναι οι κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, οι μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ (αιολικοί σταθμοί και μονάδες ΦΒ) με δυνατότητα ελέγχου της παραγωγής τους (μέσω εντολών περιορισμού ισχύος) και του συντελεστή ισχύος τους, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, τα φορτία με δυνατότητα απόκρισης ζήτησης, τα ηλεκτρικά οχήματα ή άλλη τεχνολογία ευέλικτου φορτίου. Οι πηγές ευελιξίας χαρακτηρίζονται από την ικανότητα ανταπόκρισης εντός συγκεκριμένου χρόνου από την έκδοση σχετικής εντολής κατανομής του Διαχειριστή (σε min), με κατάλληλο ρυθμό μεταβολής της ισχύος τους για αύξηση ή μείωση της έγχυσης/απορρόφησης (σε MW/min), και δυνατότητα παροχής της ευελιξίας για διάρκεια τουλάχιστον ίση με τις απαιτήσεις του Διαχειριστή (π.χ. 2 συνεχόμενες ώρες).

### 3.2.2 Πάροχοι ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ

Οι πάροχοι υπηρεσιών ευελιξίας - *flexibility service providers (FSP)* - είναι οντότητες που αξιοποιούν πηγές ευελιξίας μεμονωμένα ή σε συνδυασμό μέσω σωρευτικής εκπροσώπησης για να προσφέρουν υπηρεσίες ευελιξίας σύμφωνα με τις τεχνικές απαιτήσεις

του δικτύου, ακολουθώντας τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή. Ως πάροχοι ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ θεωρούνται οι ακόλουθες κατηγορίες:

- Κάτοχοι συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας
- Κάτοχοι ΜΔΠ (κυρίως μονάδων ΑΠΕ)
- Καταναλωτές με δυνατότητα απόκρισης ζήτησης
- Φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης

### 3.2.2.1 Κάτοχοι συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν υπηρεσίες ευελιξίας αμφίδρομης κατεύθυνσης, δηλαδή παρέχουν τόσο ανοδική ρύθμιση ισχύος (UpR) όσο και καθοδική ρύθμιση ισχύος (DnR). Η υπηρεσία UpR επιτυγχάνεται είτε με αύξηση της ισχύος εκφόρτισης είτε με μείωση της ισχύος φόρτισης, ενώ η υπηρεσία DnR επιτυγχάνεται με αύξηση της ισχύος φόρτισης είτε μείωση της ισχύος εκφόρτισης, ακολουθώντας τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή. Επιπλέον, οι μετατροπείς ισχύος των συστημάτων αποθήκευσης μπορούν να αξιοποιηθούν για τη ρύθμιση της τάσης ή της αέργου ισχύος του δικτύου με έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος.

Ο κάτοχος του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας παρέχει υπηρεσίες ευελιξίας στον Διαχειριστή ΔΔ με εκ των προτέρων συμφωνία για δέσμευση του συνόλου της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας ή μέρους αυτού. Σε περίπτωση δέσμευσης μέρους της χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, η υπολειπόμενη ενέργεια των μέσων αποθήκευσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τον κάτοχο του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας βάσει συγκεκριμένου προγράμματος λειτουργίας. Στο πλαίσιο του μηχανισμού διασφάλισης ευελιξίας, ο κάτοχος του συστήματος αποθήκευσης αμείβεται για τη διαθεσιμότητα του συστήματος αποθήκευσης με μοναδιαία τιμή διαθεσιμότητας σε €/MW-ημέρα ή €/MW-h, ενώ για τη ρύθμιση της ποσότητας ενέργειας που εγχέει ή απορροφά από το δίκτυο, ως υπηρεσία ευελιξίας πέραν του προγράμματος λειτουργίας, αμείβεται με μοναδιαία τιμή ενεργοποίησης σε €/MWh.

### 3.2.2.2 Κάτοχοι μονάδων ΑΠΕ

Οι μονάδες ΑΠΕ του συστήματος διανομής παρέχουν υπηρεσίες ευελιξίας καθοδικής ρύθμισης (DnR) μέσω εντολών κατανομής για περιορισμό της παραγωγής τους. Οι υπηρεσίες καθοδικής ρύθμισης ισοδυναμούν με μείωση της παραγόμενης ισχύος στην έξοδο των μονάδων ΑΠΕ. Ο περιορισμός ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (curtailment) είναι η τελευταία επιλογή του Διαχειριστή και ενεργοποιείται συνήθως σε περίπτωση που προβλέπεται συμφόρηση στο ΔΔ (υπερφόρτιση των γραμμών του ΔΔ) ή όταν οι αποκλίσεις στα όρια ΣΜ-ΔΔ είναι ακριβότερες από το κόστος περιορισμού της ισχύος των μονάδων ΑΠΕ. Ο περιορισμός ισχύος επιβάλλεται από τον Διαχειριστή σύμφωνα με τους όρους που καθορίζονται στη σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας του Παραγωγού ΑΠΕ. Η εφαρμογή περιορισμού ισχύος ως υπηρεσία ευελιξίας και η αποζημίωση που καταβάλλεται στους Παραγωγούς ΑΠΕ για την απορριπτόμενη ενέργεια διαφέρουν από χώρα σε χώρα [106]. Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, θεωρείται ότι οι Παραγωγοί ΑΠΕ αποζημιώνονται με σταθερή τιμή για τον περιορισμό ισχύος, σε €/MWh.

Οι μονάδες ΑΠΕ οφείλουν να παρέχουν υποστήριξη αέργου ισχύος σύμφωνα με τους ισχύοντες Κώδικες Δικτύου. Στην εργασία [107] συνοψίζονται ορισμένες από τις απαιτήσεις υποστήριξης αέργου ισχύος που εφαρμόζονται σύμφωνα με διάφορους Κώδικες Δικτύου. Στο πλαίσιο της παρούσας διδακτορικής διατριβής, η ικανότητα αέργου ισχύος κυμαίνεται στο εύρος  $\pm 33\%$  της ενεργού ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ, δηλαδή ο συντελεστής ισχύος στην έξοδο των μονάδων ΑΠΕ θα πρέπει να κυμαίνεται από 0,95 επαγωγικός έως 0,95 χωρητικός. Δεδομένου ότι η υποστήριξη αέργου ισχύος στα παραπάνω καθοριζόμενα όρια αποτελεί υποχρέωση του Παραγωγού ΑΠΕ, ο Διαχειριστής δεν αμείβει τον Παραγωγό ΑΠΕ για την παροχή αυτής της υπηρεσίας.

### 3.2.2.3 Καταναλωτές με δυνατότητα απόκρισης ζήτησης

Οι μεγάλοι καταναλωτές ΧΤ και οι καταναλωτές ΜΤ, όσοι δηλαδή έχουν βιομηχανικό ή εμπορικό προφίλ ζήτησης (μικρές βιομηχανίες, πολυκαταστήματα, χώροι γραφείων), μπορούν να προσφέρουν υπηρεσίες ανοδικής ρύθμισης ισχύος (UpR) μειώνοντας την κατανάλωσή τους σε σχέση με το συνηθισμένο προφίλ ζήτησης που έχει διαμορφωθεί από τα απολογιστικά στοιχεία που διαθέτει ο Διαχειριστής ΔΔ. Σε περίπτωση που υπάρχει ανάγκη για κατανάλωση ίσης ποσότητας ενέργειας με τη συνολική ενέργεια κατανάλωσης του συνηθισμένου προφίλ ζήτησης, η ζήτησή τους μετατίθεται σε διαφορετικά χρονικά παράθυρα. Σε διαφορετική περίπτωση η μείωση της ζήτησης ως υπηρεσία ευελιξίας δεν ανακτάται με αύξηση της ζήτησης σε άλλη χρονική περίοδο εντός της ημέρας κατανομής.

Οι υπηρεσίες ευελιξίας των καταναλωτών με δυνατότητα απόκρισης ζήτησης αποζημιώνονται έναντι κατάλληλης αμοιβής, σύμφωνα με τη διαθεσιμότητά τους ή/και τις προσφερόμενες τιμές που υποβάλλουν στον Διαχειριστή του ΔΔ. Συνεπώς, ο υπολογισμός τις συνολικής τους πίστωσης προκύπτει από τη δέσμευση μέρους ή όλης της ικανότητας UpR με μοναδιαία τιμή διαθεσιμότητας ισχύος (σε €/MW-h) προκειμένου να διασφαλίζεται η απαιτούμενη ευελιξία, και από την ποσότητα ενέργειας που ρυθμίζεται ως υπηρεσία ευελιξίας με μοναδιαία τιμή ενεργοποίησης (σε €/MWh). Συνήθως, η ανάκτηση της ενέργειας κατανάλωσης σε διαφορετικό χρονικό παράθυρο δεν αποτελεί υπηρεσία ευελιξίας και συνεπώς δεν αποζημιώνεται.

### 3.2.2.4 Φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης

Οι φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) – *Aggregators* – συνδυάζουν πηγές ευελιξίας, οι οποίες θεωρούνται πολύ μικρές σε μέγεθος ώστε να προσφέρουν ικανές ποσότητες ευελιξίας, με σκοπό την πώληση, αγορά ή δημοπρασία σε οποιαδήποτε αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2019/944 [108], όλες οι κατηγορίες πελατών (βιομηχανικοί, εμπορικοί και οικιακοί) και οι κάτοχοι μονάδων ΑΠΕ μικρής κλίμακας θα πρέπει να μπορούν να συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας για να προσφέρουν την ευελιξία τους μέσω συστημάτων αποθήκευσης, απόκρισης ζήτησης και προγραμμάτων ενεργειακής απόδοσης. Ωστόσο, τα ηλεκτρικά οχήματα ή τα ΦΒ στέγης δεν μπορούν να συμμετέχουν απευθείας στις αγορές ευελιξίας, καθώς η ρύθμιση ισχύος τους μεμονωμένα δεν μπορεί να έχει σημαντικό αντίκτυπο. Αντίθετα, η ευελιξία τους μπορεί να προσφέρεται συντονισμένα μέσω εκπροσώπησης με τρόπο που θα μπορεί να συνεισφέρει στην απαιτούμενη ισχύ ευελιξίας. Σε αυτό το πλαίσιο, η παρουσία των ΦοΣΕ έχει επεκταθεί και σε τοπικό επίπεδο προσφέροντας υπηρεσίες ευελιξίας για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ [109].

Στα ενεργά ΔΔ διακρίνονται οι ακόλουθες κατηγορίες ΦοΣΕ:

- **ΦοΣΕ φορτίου:** συνδυάζουν τη ζήτηση ευέλικτων φορτίων, δηλαδή περισσότερων του ενός καταναλωτών, κυρίως με παροχή ΧΤ ή πιο σπάνια με παροχή ΜΤ,
- **ΦοΣΕ ΑΠΕ:** συνδυάζουν την παραγωγή μονάδων ΑΠΕ μικρής κλίμακας, δηλαδή μονάδων ΑΠΕ που συνδέονται στη ΧΤ, όπως για παράδειγμα μονάδες ΦΒ σε στέγες και μικρές ανεμογεννήτριες,
- **ΦοΣΕ φορτίου & ΑΠΕ** που είναι συνδυασμός των παραπάνω δύο κατηγοριών.

Οι ΦοΣΕ μπορούν να συνδυάζουν και συστήματα αποθήκευσης για την καλύτερη και αποτελεσματικότερη διαχείριση του χαρτοφυλακίου ΑΠΕ ή των ευέλικτων φορτίων που συνδυάζουν. Για παράδειγμα, ένας ΦοΣΕ μπορεί να συνδυάζει την παραγωγή και τη ζήτηση αυτοπαραγωγών που έχουν εγκατεστημένο σύστημα αποθήκευσης (behind-the-meter).

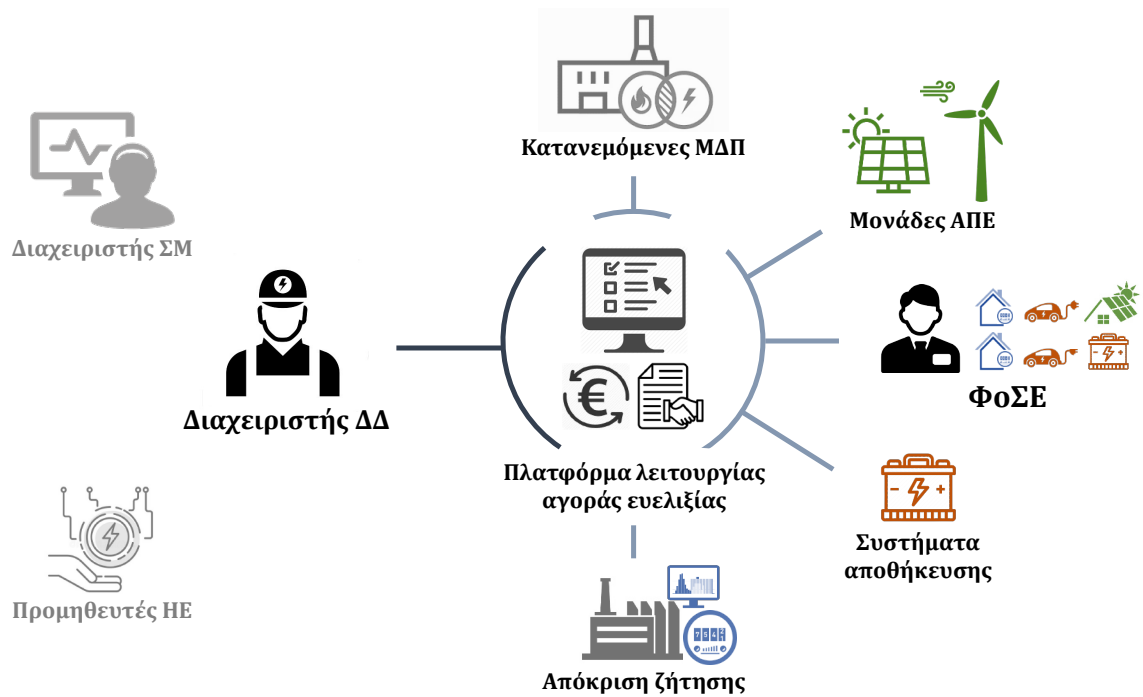
Οι υπηρεσίες ευελιξίας των ΦοΣΕ παρέχονται συνήθως στο επίπεδο ΜΤ του συστήματος διανομής και ακολουθούν τις εντολές του Διαχειριστή του ΔΔ. Η ευελιξία τους αφορά κυρίως τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος, είτε αύξηση είτε μείωση. Η υπηρεσία ευελιξίας UpR που προσφέρει ο ΦοΣΕ επιτυγχάνεται μειώνοντας τη συνολική κατανάλωση που εκπροσωπεί (π.χ. μέσω σημάτων δυναμικής τιμολόγησης ή προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης) ή αυξάνοντας έμμεσα την ισχύ που παράγεται από τις μονάδες ΑΠΕ που εκπροσωπεί (π.χ. με έγχυση ισχύος από μονάδες αποθήκευσης). Αντίθετα, η υπηρεσία ευελιξίας DnR προκύπτει από την αύξηση της συνολικής κατανάλωσης που εκπροσωπεί (π.χ. μέσω σημάτων δυναμικής τιμολόγησης ή προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης) ή με τη μείωση της παραγωγής μονάδων ΑΠΕ που εκπροσωπεί (π.χ. περιορισμός παραγωγής ΑΠΕ).

Ο Διαχειριστής ΔΔ προμηθεύεται τις υπηρεσίες έναντι κατάλληλης αμοιβής, σύμφωνα με τη διαθεσιμότητα ή/και τις προσφερόμενες τιμές που υποβάλλονται (σε περίπτωση ανταγωνιστικής τοπικής αγοράς ευελιξίας). Επομένως, οι ΦοΣΕ πληρώνονται αρχικά για τη δέσμευση μέρους ή όλης της ικανότητας ρύθμισης ισχύος με μοναδιαία τιμή διαθεσιμότητας ισχύος (σε €/MW-h) προκειμένου να διασφαλίζεται η απαιτούμενη ευελιξία, και σε δεύτερη φάση πληρώνονται για την ποσότητα ενέργειας που ρυθμίζεται ως υπηρεσία ευελιξίας με μοναδιαία τιμή ενεργοποίησης (σε €/MWh).

### 3.2.3 Τοπική αγορά ευελιξίας

#### 3.2.3.1 Γενικά

Η ανάγκη για αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ με σκοπό τη βελτίωση της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχει φέρει στο προσκήνιο νέες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας για την αγοραπωλησία υπηρεσιών ευελιξίας. Οι τοπικές αγορές ευελιξίας θεωρούνται ως ο κινητήριος μοχλός που θα επιτρέψει τη συμμετοχή των ΔΕΠ στη διαχείριση των ενεργών ΔΔ [110], [111], και αναμένεται να διευκολύνουν την αγοραπωλησία υπηρεσιών ευελιξίας μεταξύ Διαχειριστών, ΦοΣΕ και καταναλωτών [112]. Τον πρώτο λόγο στη διαχείριση της ευελιξίας τον έχει ο Διαχειριστής ΔΔ, ενώ τα οφέλη της μπορούν να αξιοποιηθούν άμεσα ή έμμεσα και από τον Διαχειριστή του ΣΜ και από τους Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήμα 3.2). Η χρήση της ευελιξίας στο επίπεδο της διανομής στοχεύει πρωτίστως στην επίλυση προβλημάτων του δικτύου και δευτερευόντως στη διαμόρφωση των τιμών της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αν και τα



Σχήμα 3.2 Ο ρόλος της τοπικής αγοράς ευελιξίας.

τελευταία χρόνια είναι σαφές ότι υπάρχει ανάγκη για μία πιο ευέλικτη διαχείριση των συστημάτων διανομής, οι τοπικές αγορές ευελιξίας βρίσκονται ακόμα υπό ανάπτυξη. Μέχρι το 2022, μόνο δύο Ευρωπαϊκές χώρες (Γαλλία και Ηνωμένο Βασίλειο) έχουν αναπτύξει κατάλληλες αγορές για την προμήθεια υπηρεσιών ευελιξίας στα συστήματα διανομής, ενώ οι περισσότερες χώρες βρίσκονται ακόμα στο στάδιο της έρευνας [113]. Στις εν λειτουργία τοπικές αγορές ευελιξίας, οι Διαχειριστές του ΔΔ δεσμεύουν προληπτικά ευελιξία για να αντιμετωπίσουν πιθανή παραβίαση των τεχνικών ορίων λειτουργίας του δικτύου.

Οι τοπικές αγορές ευελιξίας χωρίζονται σε δύο κατηγορίες με βάση τον χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού:

- **Μακροπρόθεσμες αγορές ευελιξίας:** Στις μακροπρόθεσμες αγορές ευελιξίας διασφαλίζεται η ικανότητα ισχύος, σε MW ευελιξίας, προκειμένου να αντικατασταθούν ή να αναβληθούν οι μελλοντικές επενδύσεις ενίσχυσης του δικτύου. Η δέσμευση της απαιτούμενης ευελιξίας πραγματοποιείται από 6 μήνες έως και 2 χρόνια νωρίτερα, έτσι ώστε να είναι διαθέσιμη κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων χρονικών παραθύρων (π.χ. ώρες βραδινής αιχμής τους χειμερινούς μήνες).
- **Βραχυπρόθεσμες αγορές ευελιξίας:** Στις βραχυπρόθεσμες αγορές, η ευελιξία δεσμεύεται λίγο πριν ενεργοποιηθεί, δηλαδή κατά τον προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας. Η ευελιξία σε αυτή την περίπτωση χρησιμοποιείται κυρίως για την αποφυγή κάποιου τεχνικού προβλήματος του δικτύου ή την καλύτερη εξισορρόπηση του συστήματος διανομής.

Ο χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού της ευελιξίας εξαρτάται από την εικόνα που έχει ο Διαχειριστής ΔΔ για την κατάσταση του δικτύου και τον βαθμό στον οποίο είναι εκτεθειμένος σε κίνδυνο παραβίασης των ορίων λειτουργίας του δικτύου.

Για τη λειτουργία της τοπικής αγοράς ευελιξίας απαιτείται η ανάπτυξη κατάλληλου πληροφοριακού συστήματος που δέχεται τις προσφορές των παρόχων ευελιξίας και διευκολύνει τις συναλλαγές με τον Διαχειριστή ΔΔ, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 3.2. Οι πάροχοι ευελιξίας υποβάλλουν έγκαιρα τις προσφορές τους σε κατάλληλη πλατφόρμα που επικοινωνεί με κατάλληλη διεπαφή με το πληροφοριακό σύστημα της τοπικής αγοράς ευελιξίας. Ένα παράδειγμα πλατφόρμας τοπικής αγοράς ευελιξίας είναι η πλατφόρμα Piclo Flex [114], μέσω της οποίας λειτουργούν διάφορες αγορές ευελιξίας στο Ηνωμένο Βασίλειο.

### 3.2.3.2 Συνεργασία μεταξύ Διαχειριστή ΔΔ και Διαχειριστή ΣΜ

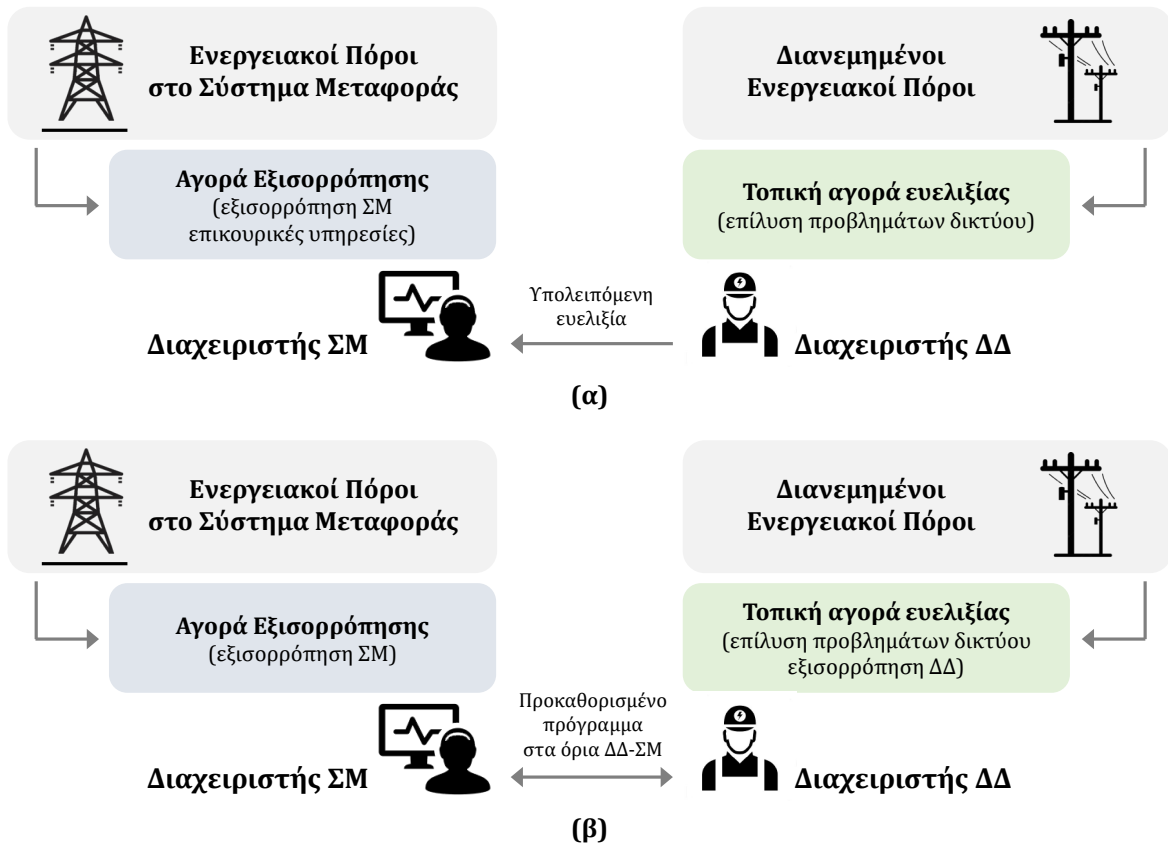
Βασική προϋπόθεση για την αποτελεσματική αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ μέσω των τοπικών αγορών ευελιξίας, αποτελεί η από κοινού συνεργασία μεταξύ του Διαχειριστή ΔΔ και του Διαχειριστή ΣΜ (συνεργασία ΔΣΔ-ΔΣΜ), η οποία βρίσκεται στο επίκεντρο τα τελευταία χρόνια από φορείς όπως το Συμβούλιο των Ευρωπαϊκών Ρυθμιστών Ενέργειας (Council of European Energy Regulators – CEER) [115], και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E) [116]. Σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2019/944, οι Διαχειριστές ΔΔ ανταλλάσσουν όλες τις απαραίτητες πληροφορίες και συντονίζονται με τους Διαχειριστές ΣΜ, με σκοπό τη βέλτιστη αξιοποίηση των πηγών ευελιξίας, τη διασφάλιση της ασφαλούς και αποτελεσματικής λειτουργίας του συστήματος και τη διευκόλυνση της ανάπτυξης της αγοράς. Ενδεικτικά, οι πληροφορίες που ανταλλάσσονται περιλαμβάνουν:

- Ενημέρωση από τον Διαχειριστή ΣΜ στον Διαχειριστή ΔΔ σχετικά με τη μέγιστη επιτρεπτή ροή ισχύος από το σύστημα διανομής προς το σύστημα μεταφοράς λόγω μειωμένης ικανότητας ροής ισχύος των γραμμών του δικτύου μεταφοράς.
- Ενημέρωση από τον Διαχειριστή ΔΔ στον Διαχειριστή ΣΜ σχετικά με:
  - τη χρήση της ευελιξίας των ΔΕΠ που συνδέονται στο σύστημα διανομής για την επίλυση τοπικών προβλημάτων του δικτύου,
  - τη δυνατότητα αξιοποίησης από το ΣΜ της ευελιξίας των ΔΕΠ που συνδέονται στο σύστημα διανομής,
  - τη δυνατότητα παροχής επικουρικών υπηρεσιών από το ΔΔ για υποστήριξη του ΣΜ [117].

Στο πλαίσιο αυτό διασφαλίζεται η καλύτερη αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ και βελτιστοποιούνται οι επενδύσεις σε υποδομές του δικτύου [118].

Στην έκθεση [118] του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency – IRENA) παρουσιάζονται πέντε διαφορετικά μοντέλα συνεργασίας ΔΣΔ-ΔΣΜ, τα οποία έχουν προταθεί από τους Gerard et al στην [119]. Από τα μοντέλα συνεργασίας ΔΣΔ-ΔΣΜ της βιβλιογραφίας ξεχωρίζουν τα ακόλουθα δύο στα οποία ο Διαχειριστής ΔΔ έχει προτεραιότητα στην αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ με τη λειτουργία τοπικής αγοράς:

- **Μοντέλο τοπικής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών** (Σχήμα 3.3α): Ο Διαχειριστής ΔΔ λειτουργεί μία τοπική αγορά ευελιξίας για τις ΔΕΠ που συνδέονται στην περιοχή αρμοδιότητάς του και είναι υπεύθυνος για τη διαχείριση των προβλημάτων του δικτύου. Ο Διαχειριστής ΔΔ έχει προτεραιότητα στην αξιοποίηση των πηγών ευελιξίας του συστήματος διανομής και μεταφέρει τις υπολειπόμενες ποσότητες ευελιξίας,



**Σχήμα 3.3** Μοντέλα συνεργασίας ΔΣΔ-ΔΣΜ με παρουσία τοπικής αγοράς ευελιξίας: α) μοντέλο τοπικής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών, και β) μοντέλο κοινής ευθύνης εξισορρόπησης.

δηλαδή όσες προσφορές ευελιξίας δεν έχουν αξιοποιηθεί, στον Διαχειριστή ΣΜ. Σημειώνεται ότι σε αυτό το μοντέλο ο Διαχειριστής ΔΔ έχει διασφαλίσει ότι η ενεργοποίηση της υπολειπόμενης ευελιξίας από τον Διαχειριστή ΣΜ δεν θα δημιουργήσει κάποιο πρόβλημα στο δίκτυο διανομής.

- Μοντέλο κοινής ευθύνης εξισορρόπησης (Σχήμα 3.3β):** Η ευελιξία δεσμεύεται και αξιοποιείται αποκλειστικά από τον Διαχειριστή ΔΔ για την επίλυση προβλημάτων του δικτύου. Σε αυτό το πλαίσιο, ο Διαχειριστής ΔΔ έχει την ευθύνη εξισορρόπησης του συστήματος διανομής βάσει ενός προκαθορισμένου προγράμματος ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ. Το προκαθορισμένο πρόγραμμα καταρτίζεται από τον Διαχειριστή ΔΔ ως προτεινόμενο πρόγραμμα λειτουργίας λαμβάνοντας υπόψη τυχόν περιορισμούς του Διαχειριστή ΣΜ για τη μέγιστη ροή ισχύος που μπορεί να εγχέεται στο ΣΜ ή να απορροφάται από το ΣΜ. Με το μοντέλο αυτό, περιορίζονται οι αποκλίσεις που προέρχονται από το επίπεδο της διανομής και σχετίζονται με την αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ από τον Διαχειριστή ΔΔ. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που χρησιμοποιούνται για την εξισορρόπηση του συστήματος προσαυξάνουν την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που διαμορφώνεται για τα συμβαλλόμενα μέρη που έχουν ευθύνη εξισορρόπησης (balancing responsible party), όπως αναφέρεται στην εργασία [120].

Σε περίπτωση που ο Διαχειριστής ΔΔ έχει πέραν της υποχρέωσης ενημέρωσης και την ευθύνη εξισορρόπησης του συστήματος διανομής που λειτουργεί, όπως μοντελοποιείται στο

Κεφάλαιο 4, οι προσφορές ευελιξίας θα πρέπει να υποβάλλονται σε εύλογη προθεσμία για τη διευκόλυνση της συντονισμένης λειτουργίας με το ΣΜ (π.χ. έως τις 10:00 π.μ.). Αφού επιλυθεί το πρόβλημα του προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος διανομής, ο Διαχειριστής ΔΔ αποστέλλει έγκαιρα στον Διαχειριστή ΣΜ το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη τις προθεσμίες της αγοράς επόμενης ημέρας του συστήματος (π.χ. έως τις 12:00 π.μ.). Σε αυτό το πλαίσιο, ο Διαχειριστής ΣΜ αποκτά καλύτερη εικόνα των ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ και συνεπώς είναι σε θέση για καλύτερο προγραμματισμό της λειτουργίας του ΣΜ.

### 3.3 Στάδια διαχείρισης των ενεργών ΔΔ

Η διαχείριση των ενεργών ΔΔ πραγματοποιείται σε δύο στάδια:

**1<sup>ο</sup> Στάδιο:** Προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας, *Day-ahead scheduling (DAS)*

**2<sup>ο</sup> Στάδιο:** Κατανομή σε πραγματικό χρόνο, *Real-time dispatch (RTD)*

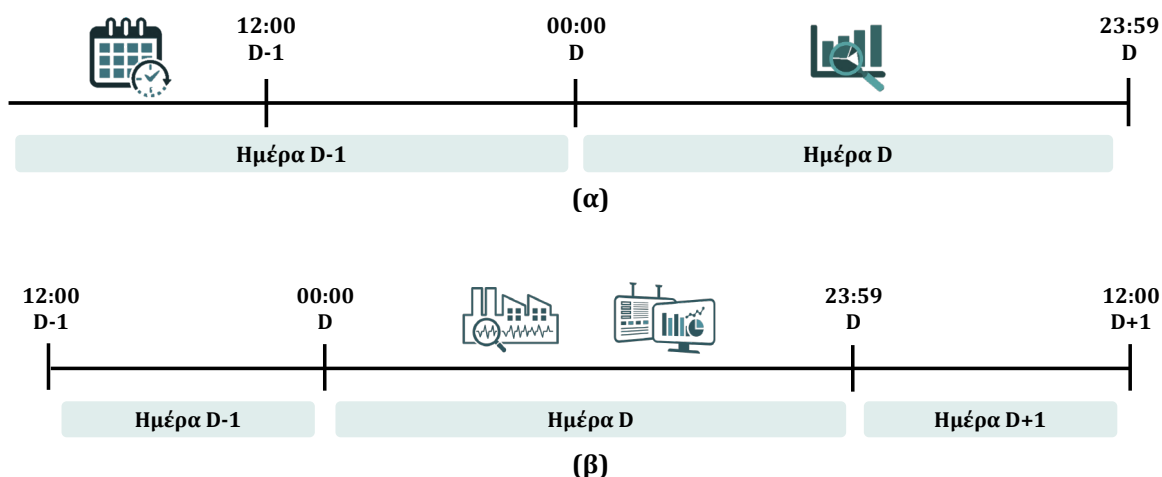
Στη συνέχεια, δίνεται μια σύντομη περιγραφή κάθε σταδίου διαχείρισης των ενεργών ΔΔ. Στον Πίνακα 3.3 μπορούν να αναζητηθούν τα στάδια διαχείρισης που μελετώνται ανά εργασία της βιβλιογραφίας. Για την κωδικοποίησή τους, στον Πίνακα 3.3 χρησιμοποιείται το ακρωνύμιό τους στην Αγγλική. Στην παρούσα διδακτορική διατριβή μελετάται τόσο το πρόβλημα διαχείρισης των ενεργών ΔΔ στο 1<sup>ο</sup> στάδιο (Κεφάλαια 4 και 6), όσο και στο 2<sup>ο</sup> στάδιο (Κεφάλαιο 5).

#### 3.3.1.1 Προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας

Στο πρώτο στάδιο (Σχήμα 3.4α) προγραμματίζεται η λειτουργία του συστήματος διανομής για την ημέρα κατανομής D. Η ημέρα κατανομής D είναι χρονικά η επόμενη ημέρα της ημέρας D-1 κατά την οποία καταρτίζεται το πρόγραμμα. Ο προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας χρησιμοποιεί βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη (*short-term forecasting*) για την κατανάλωση των ηλεκτρικών φορτίων και την παραγωγή των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ του συστήματος διανομής, συνήθως σε ωριαία βάση. Για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος διανομής αξιοποιούνται οι πηγές ευελιξίας που έχει διαθέσιμες ο Διαχειριστής ΔΔ. Στην περίπτωση που οι πηγές ευελιξίας παρέχονται από τρίτους, όπως για παράδειγμα από φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίου/ΑΠΕ ή από συστήματα αποθήκευσης, οργανώνεται μία τοπική αγορά υπηρεσιών ευελιξίας για την επιλογή των οικονομικά και τεχνικά ελκυστικότερων προσφορών.

Η τοπική αγορά του συστήματος διανομής καθορίζει το είδος και τη δομή των υπηρεσιών ευελιξίας, οι οποίες σχετίζονται άμεσα με τη στρατηγική διαχείρισης που ο Διαχειριστής επιλέγει να ακολουθήσει. Για παράδειγμα, ο Διαχειριστής θα απαιτήσει ποσότητα ενέργειας σε MWh ανά ώρα για να μειώσει την αιχμή ζήτησης, ποσότητα αέργου ισχύος για να υποστηρίξει την τάση του δικτύου, και ποσότητα μείωσης ενεργού ισχύος κατανάλωσης για να αποφύγει την υπερφόρτιση των γραμμών. Όταν λαμβάνονται υπόψη οι αβεβαιότητες που σχετίζονται με το φορτίο και την παραγωγή ΑΠΕ, δεσμεύεται η κατάλληλη εφεδρεία που θα αντισταθμίσει τις αποκλίσεις που οφείλονται στο σφάλμα πρόβλεψης. Σε αυτή την περίπτωση γίνεται λόγος για στοχαστικό προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας, *stochastic day-ahead scheduling (S-DAS)*.





Σχήμα 3.4 Στάδια διαχείρισης των ενεργών ΔΔ.

### 3.3.1.2 Κατανομή σε πραγματικό χρόνο

Ο προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας από μόνος του δεν επαρκεί για τη σωστή διαχείριση των ενεργών ΔΔ και ως εκ τούτου απαιτούνται επιπλέον ενέργειες κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής. Στο δεύτερο στάδιο (Σχήμα 3.4β) ελέγχεται η τήρηση του προγράμματος λειτουργίας που καταρτίστηκε την προηγούμενη ημέρα από την ημέρα κατανομής (ημέρα D-1) και διορθώνονται πιθανές αποκλίσεις που οφείλονται κυρίως σε μεταβολές της κατανάλωσης των ηλεκτρικών φορτίων και της παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ.

Κατά τη φάση λειτουργίας εκδίδονται εντολές κατανομής (set-points), οι οποίες αποστέλλονται στις πηγές ευελιξίας, είτε αυτές ανήκουν στον Διαχειριστή είτε αυτές προσφέρονται από τρίτους. Ακολουθούνται διάφορες τεχνικές κατανομής σε πραγματικό χρόνο, από απλές τεχνικές που λαμβάνουν υπόψη μόνο την τρέχουσα κατάσταση του δικτύου διανομής έως πιο προηγμένες τεχνικές προβλεπτικού ελέγχου που βελτιστοποιούν τις εντολές κατανομής σε έναν χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης. Η κατανομή σε πραγματικό χρόνο με προβλεπτικό έλεγχο βασίζεται στις αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου, *model predictive control (MPC)*, το οποίο προβλέπει τη μελλοντική εξέλιξη μιας διαδικασίας για τη βελτιστοποίηση ενός συνόλου μεταβλητών ελέγχου σε έναν χρονικό ορίζοντα που διαρκώς ανανεώνεται [68].

## 3.4 Στρατηγικές διαχείρισης ενεργών ΔΔ

Η διαχείριση των ενεργών ΔΔ αποσκοπεί στη βέλτιστη αξιοποίηση της υφιστάμενης υποδομής προκειμένου να καταστεί δυνατή η αύξηση της ικανότητας εξυπηρέτησης νέων ηλεκτρικών φορτίων και ΔΕΠ διαφόρων τύπων (κυρίως μονάδων ΑΠΕ) [31], καθώς επίσης και να βελτιωθεί η οικονομική λειτουργία του ΔΔ. Για την εφαρμογή τους εφαρμόζονται κυρίως τεχνικές βέλτιστης ροής ισχύος, *optimal power flow (OPF)*, ή/και άλλες μέθοδοι ελέγχου της τάσης και διαχείρισης των ροών ισχύος.

Σε αυτή την ενότητα ομαδοποιούνται σε οκτώ κατηγορίες οι στρατηγικές διαχείρισης των ενεργών ΔΔ που έχουν παρουσιαστεί τα τελευταία χρόνια και κατατάσσονται:

1. Συντονισμένος έλεγχος τάσης, *coordinated voltage control (CVC)*
2. Αντιστάθμιση αέργου ισχύος, *reactive power compensation (RPC)*
3. Υποστήριξη αέργου ισχύος, *reactive power support (RPS)*
4. Περιορισμός παραγωγής ΑΠΕ, *renewable energy resources curtailment (RESC)*
5. Διαχείριση διανεμημένης παραγωγής, *distributed generation management (DGM)*
6. Διαχείριση αποθήκευσης ενέργειας, *energy storage management (ESM)*
7. Διαχείριση ζήτησης, *demand side management (DSM)*
8. Διαχείριση εφεδρειών, *reserves management (RsvM)*
9. Δυναμική επαναδιαμόρφωση του δικτύου, *dynamic network reconfiguration (DNR)*

Στον Πίνακα 3.3 μπορούν να αναζητηθούν οι στρατηγικές διαχείρισης που εφαρμόζονται ανά εργασία. Για την κωδικοποίησή τους, στον Πίνακα 3.3 χρησιμοποιείται το ακρωνύμιό τους στην Αγγλική.

### 3.4.1 Συντονισμένος έλεγχος τάσης

Με τη στρατηγική του συντονισμένου ελέγχου τάσης οι συσκευές ρύθμισης τάσης του δικτύου λειτουργούν συντονισμένα με τις ΜΔΠ και άλλους τύπους ΔΕΠ του δικτύου προκειμένου να βελτιώσουν το προφίλ τάσης κατά μήκος του δικτύου διανομής [121]. Ο συντονισμένος έλεγχος είναι απαραίτητος στα ενεργά ΔΔ, καθώς ενδεχόμενη πτώση τάσης σε κάποια γραμμή του δικτύου δεν συνεπάγεται απαραίτητα πτώση τάσης σε κάποια άλλη γραμμή του δικτύου με αυξημένη διείσδυση ΜΔΠ, όπως παρουσιάζεται στην Ενότητα 2.3.1. Αυτή η στρατηγική διαχείρισης υλοποιείται με: α) την αξιοποίηση του συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ) του υποσταθμού υψηλής τάσης (ΥΤ) / μέσης τάσης (ΜΤ) ΣΑΤΥΦ χρησιμοποιώντας πληροφορίες και δεδομένα από τους υποσταθμούς διανομής που βρίσκονται στα κατάντη, β) τη χρήση τοπικών ρυθμιστών τάσης (*voltage regulators*). Παραδείγματα εφαρμογής συντονισμένου ελέγχου τάσης υπάρχουν στις εργασίες [31] και [58]. Ο συντονισμένος έλεγχος τάσης συνδυάζεται συχνά με τις στρατηγικές αντιστάθμισης αέργου ισχύος και υποστήριξης αέργου ισχύος από ΜΔΠ και αναφέρεται στη βιβλιογραφία ως *Volt/Var βελτιστοποίηση – Volt/Var optimization (VVO)* [64].

### 3.4.2 Αντιστάθμιση αέργου ισχύος

Η στρατηγική αντιστάθμισης αέργου ισχύος αναφέρεται κυρίως στη χρήση συστοιχιών εγκάρσιων πυκνωτών για έγχυση αέργου ισχύος στο δίκτυο, ή σπανιότερα συσκευών εγκάρσιων πηνίων για απορρόφηση αέργου ισχύος από το δίκτυο. Η αντιστάθμιση αέργου ισχύος ως στρατηγική διαχείρισης των ενεργών ΔΔ προϋποθέτει τη δυνατότητα απομακρυσμένου ελέγχου και ρύθμισης της αέργου ισχύος. Οι ΜΔΠ και οι μετατροπείς ισχύος των συστημάτων συσσωρευτών μπορούν επίσης να προσφέρουν αντιστάθμιση αέργου ισχύος, ως υπηρεσία ευελιξίας, όταν η υποδομή τους διαθέτει κατάλληλους αντιστροφείς (*inverters*). Η αντιστάθμιση αέργου ισχύος από ΜΔΠ και συσσωρευτές διαχωρίζεται και κατηγοριοποιείται στην Ενότητα 3.4 στη στρατηγική υποστήριξης αέργου ισχύος.

### 3.4.3 Υποστήριξη αέργου ισχύος

Στη στρατηγική υποστήριξης αέργου ισχύος οι ΜΠΔ που διαθέτουν κατάλληλο σύστημα εποπτείας και ελέγχου, δέχονται εντολές κατανομής για ρύθμιση της αέργου ισχύος για τη βελτιστοποίηση των προφίλ τάσης του δικτύου. Η στρατηγική αυτή συναντάται

επίσης στη βιβλιογραφία ως έλεγχος προσαρμογής συντελεστή ισχύος (adaptive power factor control), όπως για παράδειγμα στις εργασίες [31], [58], [78]. Η άεργος ισχύς των ΜΔΠ προσαρμόζεται ανάλογα με την απαίτηση του Διαχειριστή για έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος, αρκεί να είναι εγκατεστημένοι κατάλληλοι αντιστροφείς και λαμβάνοντας πάντα τα επιθυμητά όρια μέσα στα οποία μπορεί να προσαρμόζεται ο συντελεστής ισχύος. Ο συντελεστής ισχύος μπορεί να είναι επαγωγικός ή χωρητικός, συνήθως εντός ενός προκαθορισμένου εύρους λειτουργίας, ανάλογα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Οι απαιτήσεις αέργου ισχύος, όπως καθορίζονται από διάφορους Κώδικες δικτύου, συνοψίζονται στην εργασία [107]. Στην Ευρώπη οι κανόνες που ακολουθούνται ευθυγραμμίζονται με τον Κώδικα δικτύου του ENTSO-E και την Ευρωπαϊκή οδηγία 2016/631.

Τα συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές μπορούν επίσης να προσαρμόζουν τον συντελεστή ισχύος τους μέσω κατάλληλης διάταξης ηλεκτρονικών ισχύος, γνωστή και ως σύστημα μετατροπέα ισχύος – *power conversion/ conditioning system (PCS)* [122]. Έτσι καθίσταται δυνατή η έγχυση ή η απορρόφηση αέργου ισχύος σε όλο το εύρος της λειτουργίας τεσσάρων τεταρτημορίων, γνωστή και ως *4-quadrant* λειτουργία [62].

#### **3.4.4 Περιορισμός παραγωγής ΑΠΕ**

Ο περιορισμός της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ εφαρμόζεται ως λύση τελευταίου καταφυγίου. Ο Διαχειριστής έχει τη δυνατότητα να περιορίζει την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ αποστέλλοντας εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set-points), ενώ οι Παραγωγοί ΑΠΕ οφείλουν να συμμορφώνονται στις εντολές αυτές. Σε περίπτωση που η διαθέσιμη παραγωγή είναι υψηλότερη της εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής, τότε δυνητικά υπάρχει ποσότητα ενέργειας που απορρίπτεται. Οι κάτοχοι μονάδων ΑΠΕ συνήθως αποζημιώνονται για την ποσότητα ενέργειας που δεν εγχέεται στο δίκτυο σύμφωνα το ρυθμιστικό πλαίσιο κάθε χώρας, την πολιτική προώθησης των ΑΠΕ και τη σύμβαση πώλησης ενέργειας που ρυθμίζει τη λειτουργία τους.

#### **3.4.5 Διαχείριση διανεμημένης παραγωγής**

Η διαχείριση διανεμημένης παραγωγής περιλαμβάνει τον συντονισμένο έλεγχο της ενεργού ισχύος που παράγεται από ελεγχόμενες ΜΔΠ, κυρίως για διαχείριση της υπερφόρτισης των γραμμών του ΔΔ, αλλά και για την οικονομική λειτουργία του ΔΔ. Η διαχείριση των ΜΔΠ πραγματοποιείται με έκδοση εντολών κατανομής από κατάλληλο σύστημα για την ενεργειακή διαχείριση του ΔΔ. Αυτή η στρατηγική υλοποιείται τόσο στη φάση του προγραμματισμού λειτουργίας, όσο και στη φάση της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο (κατανομή των ΜΔΠ σε πραγματικό χρόνο). Στην περίπτωση που μεσολαβεί κάποιος ΦοΣΕ ΑΠΕ ή ΔΕΠ, η στρατηγική αυτή περιλαμβάνει τη διαχείριση της προσφερόμενης ενεργού ισχύος για κάθε χρονική περίοδο.

#### **3.4.6 Διαχείριση αποθήκευσης ενέργειας**

Η στρατηγική διαχείρισης αποθήκευσης ενέργειας αποσκοπεί σε: α) καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση της παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ, β) αποφυγή υπερφόρτισης των στοιχείων του δικτύου (υποσταθμός, γραμμές) λόγω υψηλής κατανάλωσης, γ) υποστήριξη του δικτύου σε περίπτωση παραβίασης των ορίων τάσης στους κόμβους του δικτύου και δ) τροφοδότηση του δικτύου σε έκτακτες καταστάσεις. Ιδίως στην περίπτωση των συστημάτων

με συσσωρευτές που διαθέτουν σύστημα μετατροπέα ισχύος η αποτελεσματική διαχείριση είναι πολύ σημαντική, καθώς με την *4-quadrant* λειτουργία περιορίζεται η ικανότητα φόρτισης και εκφόρτισης σε περίπτωση απαίτησης για υποστήριξη αέργου ισχύος. Με άλλα λόγια πιθανή απαίτηση για παροχή υποστήριξης αέργου ισχύος θα πρέπει να μειώσει την ικανότητα απορρόφησης ενεργού ισχύος (κατάσταση φόρτισης) ή έγχυσης ενεργού ισχύος (κατάσταση εκφόρτισης). Σημειώνεται πως λόγω της φύσης των ηλεκτρικών οχημάτων, τα οποία τροφοδοτούνται από μπαταρίες, η διαχείριση της φόρτισής τους, αλλά και η *vehicle-to-grid* λειτουργία τους κατηγοριοποιούνται σε αυτή τη στρατηγική.

### 3.4.7 Διαχείριση ζήτησης

Η διαχείριση ζήτησης προτάθηκε για πρώτη φορά ως έννοια τη δεκαετία του 1980 από το Ινστιτούτο Έρευνας Ηλεκτρικής Ισχύος (Electric Power Research Institute – EPRI) [45]. Περιλαμβάνει μία σειρά ενεργειών παρακολούθησης, εποπτείας και ελέγχου των ηλεκτρικών φορτίων (οικιακών, βιομηχανικών ή εμπορικών) για μείωση της αιχμής ζήτησης ή/και αναδιαμόρφωσης του προφίλ ενεργειακής κατανάλωσης με στόχο τη μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους, την καθυστέρηση επενδύσεων ενίσχυσης του δικτύου και τη βελτίωση της αξιοπιστίας [123]. Η στρατηγική διαχείρισης ζήτησης βασίζεται κυρίως σε μετρητικές διατάξεις και συστήματα διαχείρισης κτιρίων, *building management systems (BMS)*, σε συνδυασμό με την κατάλληλη υποδομή επικοινωνιών, ενώ σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να εξασφαλίζεται η ικανοποίηση του τελικού καταναλωτή. Μία επισκόπηση των επιχειρηματικών μοντέλων διαχείρισης ζήτησης γίνεται στην εργασία [123].

Η διαχείριση ζήτησης εκτείνεται σε δύο κύριους άξονες:

- προγράμματα ενεργειακής απόδοσης, *energy efficiency*, τα οποία αφορούν μακροπρόθεσμα ή μεσοπρόθεσμα μέτρα για υλοποίηση διαχείρισης ζήτησης με σχεδιασμό προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας,
- προγράμματα απόκριση ζήτησης, *demand response (DR)*, τα οποία υλοποιούνται βραχυπρόθεσμα με τη συμμετοχή ευέλικτων καταναλωτών, μέσω ελέγχου ευέλικτων φορτίων, και περιλαμβάνουν: α) δυνατότητα δυναμικής τιμολόγησης στους τελικούς καταναλωτές για διαφοροποίηση του προφίλ της ηλεκτρικής κατανάλωσής τους ή/και β) χρηματικά κίνητρα προς τους τελικούς καταναλωτές για μείωση της κατανάλωσής τους σε συγκεκριμένες περιόδους. Τα ευέλικτα φορτία που συμμετέχουν σε προγράμματα απόκρισης ζήτησης θεωρούνται από πολλούς ως ΔΕΠ, όπως παρουσιάζεται και στο Κεφάλαιο 2.

### 3.4.8 Διαχείριση εφεδρειών

Η διαχείριση εφεδρειών αναφέρεται στη δυνατότητα προγραμματισμού των απαιτούμενων εφεδρειών που καλούνται να δεσμεύσουν οι ελεγχόμενες ΜΔΠ ή/και όσοι συμμετέχουν σε κάποιο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης (συνήθως μέσω των ΦοΣΕ φορτίων) προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι διακυμάνσεις κατά τη φάση λειτουργίας του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Τέτοιες διακυμάνσεις προέρχονται κυρίως από αδυναμία να προβλεφθεί με σχετική ακρίβεια η παραγωγή των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ και του ηλεκτρικού φορτίου. Συνήθως, ο προγραμματισμός εφεδρειών λαμβάνεται υπόψη κατά τη φάση του προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας και μέρος της εφεδρείας ενεργοποιείται με εντολές κατανομής σε πραγματικό χρόνο.

### 3.4.9 Δυναμική επαναδιαμόρφωση δικτύου

Η δυναμική επαναδιαμόρφωση του δικτύου αναφέρεται στον έλεγχο διασυνδεδετικών διακοπών για την επαναδιαμόρφωση της τοπολογίας του δικτύου. Αυτή η στρατηγική διαχείρισης των ενεργών ΔΔ μπορεί να ενισχύσει την αξιοπιστία του δικτύου τροφοδοτώντας τους καταναλωτές από άλλη όδευση σε περίπτωση σφάλματος σε κάποια γραμμή του δικτύου [70]. Βασική προϋπόθεση για την εφαρμογή της συγκεκριμένης στρατηγικής διαχείρισης είναι η εγκατάσταση τηλεχειριζόμενων διακοπών σε κατάλληλα σημεία του δικτύου, ώστε να καθίσταται δυνατός ο απομακρυσμένος έλεγχος του δικτύου γρήγορα και αποτελεσματικά [60]. Έχει αποδειχθεί πως η δυναμική επαναδιαμόρφωση του δικτύου ως μέσου διαχείρισης της θερμικής υπερφόρτισης των γραμμών του δικτύου μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του περιορισμού της παραγωγής των ΜΔΠ καθώς καθίσταται δυνατή η αλλαγή όδευσης των ροών ισχύος μεταξύ των γραμμών του δικτύου [29] και [30].

## 3.5 Προηγμένα συστήματα διαχείρισης ενεργών ΔΔ

### 3.5.1 Βασικές λειτουργικές απαιτήσεις

Ένα προηγμένο σύστημα διαχείρισης δικτύων διανομής – *advanced distribution management systems (ADMS)* αξιοποιεί ένα μεγάλο πλήθος δεδομένων, συσκευές ελέγχου και αυτοματισμούς για την καλύτερη διαχείριση των συστημάτων διανομής [124]. Οι βασικές λειτουργικές απαιτήσεις των συστημάτων ADMS συνοψίζονται στον Πίνακα 3.2. Οι λειτουργίες των συστημάτων ADMS ομαδοποιούνται σε τέσσερις κατηγορίες: προγραμματισμός, εποπτεία, έλεγχος και προστασία του δικτύου.

Από άποψη προγραμματισμού του συστήματος διανομής, ένα σύστημα ADMS πρέπει να διαθέτει κατάλληλες εφαρμογές για τον μακροπρόθεσμο προγραμματισμό της ανάπτυξης του δικτύου, τη διαχείριση των παγίων του δικτύου (*asset management*), και τον προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος διανομής.

Από άποψη εποπτείας του συστήματος διανομής, ένα σύστημα ADMS πρέπει να απεικονίζει την τρέχουσα και τη μελλοντική ενεργειακή κατάσταση του συστήματος με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια. Τα επίπεδα παρατηρησιμότητας της ενεργού και της αέργου ισχύος που εγγέουν ή απορροφούν οι ΜΔΠ και τα ευέλικτα φορτία του συστήματος διανομής, είναι τα ακόλουθα τέσσερα:

1. Συνεχής πρόβλεψη του φορτίου και της διανεμημένης παραγωγής (κυρίως παραγωγής ΑΠΕ) με βάση τις καιρικές προβλέψεις και ιστορικά δεδομένα των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ.
2. Διόρθωση των προβλέψεων του επιπέδου 1) με αισθητήρες που εγκαθίστανται σε επιλεγμένα σημεία του δικτύου.
3. Διόρθωση των προβλέψεων του επιπέδου 2) με αξιοποίηση των δεδομένων παραγωγής δειγματοληπτικά από επιλεγμένες ΜΔΠ.
4. Διόρθωση των προβλέψεων του επιπέδου 2) με αξιοποίηση των δεδομένων παραγωγής όλων των ΜΔΠ.

Η εποπτεία του συστήματος διανομής συμβάλλει στη μείωση της ανάγκης για επικουρικές υπηρεσίες χάρη στην καλύτερη παρατηρησιμότητα της παραγωγής των ΜΔΠ. Επιπλέον,

ενισχύεται ο προγραμματισμός λειτουργίας του ΔΔ, καθώς μπορεί να γίνει καλύτερη διαχείριση των κρίσιμων προβλημάτων του δικτύου χωρίς να απαιτείται απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ ή περικοπή φορτίου.

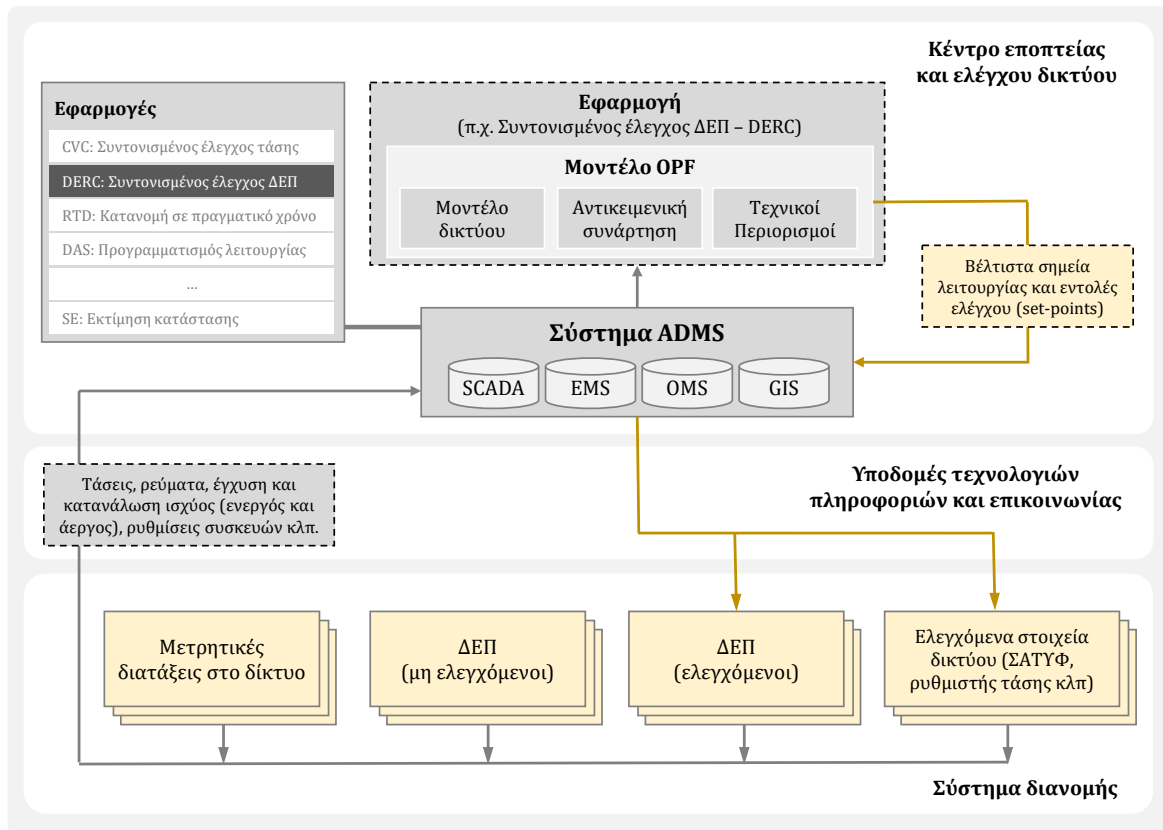
Από άποψη ελέγχου του συστήματος διανομής, τόσο των ενσωματωμένων στοιχείων δικτύου όσο και των ΔΕΠ, ένα σύστημα ADMS θα πρέπει να έχει δυνατότητα για:

- Ρύθμιση τάσης του δικτύου που επιτυγχάνεται με τις στρατηγικές διαχείρισης: α) συντονισμένου ελέγχου τάσης, β) αντιστάθμισης άεργου ισχύος, και γ) υποστήριξης άεργου ισχύος της Ενότητας 3.4.
- Διαχείριση της ενεργού ισχύος των ΔΕΠ που επιτυγχάνεται με τις στρατηγικές διαχείρισης: α) περιορισμού παραγωγής ΑΠΕ, β) διαχείρισης διανεμημένης παραγωγής, γ) διαχείριση αποθήκευσης ενέργειας, δ) διαχείρισης της ζήτησης, και ε) διαχείρισης εφεδρειών ενεργού ισχύος της Ενότητας 3.4.

Από άποψη προστασίας του δικτύου, τα συστήματα διαχείρισης ADMS πρέπει να συμβάλλουν στη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας για όλους τους χρήστες του δικτύου, δηλαδή της αξιοπιστίας τροφοδότησης των τελικών καταναλωτών και της αξιοπιστίας απορρόφησης της εγχεόμενης ενέργειας των ΜΔΠ. Σε αυτό το πλαίσιο, τα συστήματα ADMS πρέπει να διαθέτουν κατάλληλη λειτουργία πρόβλεψης μελλοντικής παραβίασης των επιτρεπτών ορίων λειτουργίας του δικτύου και να υποστηρίζουν τη λήψη αποφάσεων για την αποφυγή ή μείωση του επενδυτικού κόστους ενίσχυσης του δικτύου.

**Πίνακας 3.2** Λειτουργικές απαιτήσεις συστημάτων διαχείρισης δικτύων διανομής [125].

Κατηγορία λειτουργίας	Λειτουργική απαίτηση	Εμπλεκόμενοι	Δυνατότητα λειτουργίας χωρίς επικοινωνία με ΔΕΠ
Προγραμματισμός	Προγραμματισμός ανάπτυξης	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι
Προγραμματισμός	Προγραμματισμός λειτουργίας	Διαχειριστής ΔΔ ΔΕΠ	Όχι
Εποπτεία	Πρόβλεψη παραγωγής & ζήτησης	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι
Εποπτεία	Παρατηρησιμότητα του ΔΔ	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι
Εποπτεία	Εκτίμηση ροών ισχύος	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι
Έλεγχος	Ρύθμιση τάσης δικτύου	Διαχειριστής ΔΔ ΔΕΠ	Ναι
Έλεγχος	Συντονισμένος έλεγχος ΔΕΠ	Διαχειριστής ΔΔ ΔΕΠ	Όχι
Έλεγχος	Διαχείριση εγκαταστάσεων αποθήκευσης (ως ενσωματωμένα στοιχεία δικτύου)	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι
Προστασία	Αποφυγή νησιδοποίησης στο δίκτυο MT	Διαχειριστής ΔΔ ΔΕΠ	Όχι (μπορούν να εφαρμόζονται τοπικά εναλλακτικές λύσεις)
Έλεγχος και προστασία	Προηγμένη διαχείριση λειτουργία του δικτύου MT	Διαχειριστής ΔΔ	Ναι (απαραίτητη η επικοινωνία με τα στοιχεία του δικτύου)



Σχήμα 3.5 Αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου εφαρμογής συστήματος διαχείρισης ενεργών ΔΔ (ADMS).

### 3.5.2 Αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου

Το Σχήμα 3.5 απεικονίζει μία αρχιτεκτονική υψηλού επιπέδου ενός συστήματος ADMS. Τα βασικά δομικά στοιχεία ενός συστήματος ADMS είναι το σύστημα SCADA, το σύστημα ενεργειακής διαχείρισης, *energy management system (EMS)*, το σύστημα γεωγραφικών πληροφοριών, *geographical information system (GIS)*, το σύστημα διαχείρισης διακοπών, *outage management system (OMS)*, και εξελιγμένες εφαρμογές για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ [126]. Τα δεδομένα συλλέγονται από το σύστημα SCADA επικοινωνώντας με τις μετρητικές διατάξεις του δικτύου και των ΔΕΠ. Το σύστημα EMS χρησιμοποιείται για την αποθήκευση, την επεξεργασία και την ανάλυση των δεδομένων, για την ενεργειακή διαχείριση και για τον έλεγχο του συστήματος διανομής σε συνεργασία με το σύστημα SCADA. Το GIS περιλαμβάνει όλη την απαραίτητη πληροφορία για την ακριβή γεωχωρική θέση των στοιχείων του δικτύου και των ΔΕΠ. Το OMS χρησιμοποιείται για τη διαχείριση των διακοπών τροφοδότησης λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο και τον συντονισμό των συνεργείων του Διαχειριστή. Οι εφαρμογές του ADMS αναπτύσσονται στη βάση των λειτουργικών απαιτήσεων που αναλύθηκαν στην Ενότητα 3.5.1.

Μερικά από τα βασικά χαρακτηριστικά ενός συστήματος ADMS είναι:

- εξελιγμένες εφαρμογές που υποστηρίζουν τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ,
- αναπαράσταση με σχετική ακρίβεια του μοντέλου του ΔΔ (γραμμές, ρυθμιστές τάσης, πυκνωτές, φορτία) και των ΔΕΠ που συνδέονται σε αυτό,

- δυνατότητα προσομοίωσης των ροών ισχύος στο ΔΔ αξιοποιώντας το μοντέλο του δικτύου και αναλυτικά μετρητικά δεδομένα,
- δυνατότητα επίλυσης περίπλοκων προβλημάτων βελτιστοποίησης.

Στο Σχήμα 3.5 φαίνεται ότι το μοντέλο της βέλτιστης ροής ισχύος, *optimal power flow (OPF)*, αποτελεί τον πυρήνα πολλών εφαρμογών του συστήματος ADMS [124]. Η βέλτιστη ροή ισχύος είναι ένα μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης που περιέχει τις γνωστές εξισώσεις ροής ισχύος, περιορισμούς του δικτύου και το μοντέλο λειτουργίας των ΔΕΠ. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να ορίσει το μοντέλο του δικτύου, τους τεχνικούς περιορισμούς και τους περιορισμούς λειτουργίας των ΔΕΠ, καθώς και να επιλέξει μέσα από ένα πλήθος αντικειμενικών συναρτήσεων (π.χ. ελαχιστοποίηση διακύμανσης τάσης του δικτύου, μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ). Τα μοντέλα βελτιστοποίησης της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ αναλύονται περαιτέρω στην Ενότητα 3.6.

Τα βέλτιστα σημεία λειτουργίας (set-points) που προκύπτουν από την επίλυση του μοντέλου OPF αποστέλλονται σε κάθε μονάδα ελέγχου που βρίσκεται στο σύστημα διανομής, είτε σε πραγματικό χρόνο, είτε με τη μορφή προγράμματος λειτουργίας για την επόμενη ημέρα. Για την επικοινωνία μεταξύ του συστήματος ADMS και των συσκευών ελέγχου που βρίσκονται στο σύστημα διανομής αξιοποιούνται δίκτυα και τεχνολογίες επικοινωνιών.

## 3.6 Μοντέλα βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ

### 3.6.1 Μαθηματικά μοντέλα

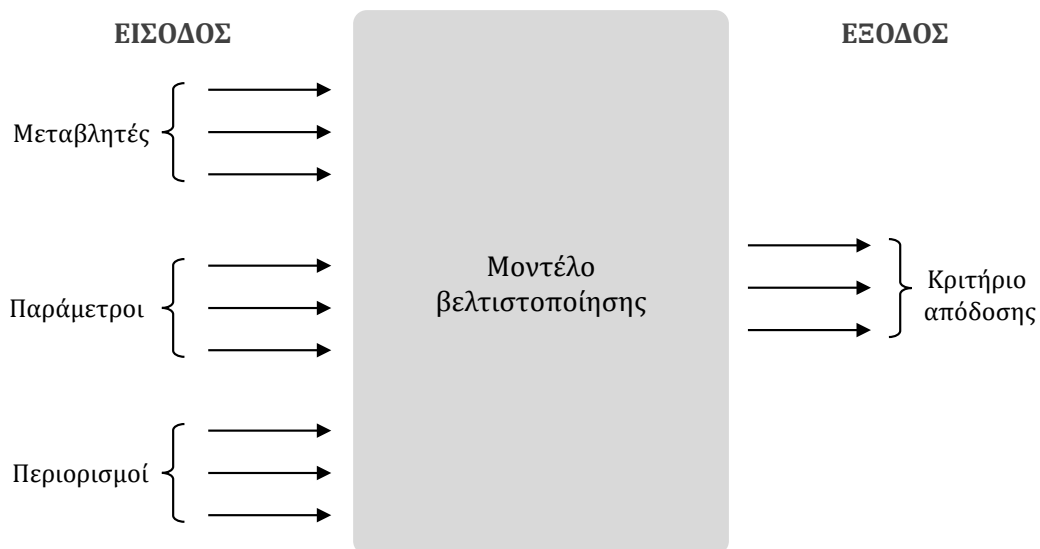
Η πιο διαδεδομένη μέθοδος για τη θεωρητική παρατήρηση και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενός ηλεκτρικού συστήματος είναι αυτή της κατασκευής ενός μαθηματικού μοντέλου. Το μαθηματικό μοντέλο είναι μια προσομοίωση της φυσικής κατάστασης, όπου οι τεχνικοί περιορισμοί και οι συσχετισμοί μεταξύ των πραγματικών στοιχείων του ηλεκτρικού συστήματος έχουν αντικατασταθεί από ανάλογους συμβολικούς συσχετισμούς ανάμεσα σε μαθηματικές σχέσεις (εξισώσεις ή ανισοτικές σχέσεις). Όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.6, ένα μαθηματικό μοντέλο χρησιμοποιεί στην είσοδό του παραμέτρους και μεταβλητές, ενώ παράγει στην έξοδό του αποτελέσματα που αποτελούν τα κριτήρια απόδοσης του μοντέλου.

Η βελτιστοποίηση ενός μαθηματικού μοντέλου έχει μεγάλη σημασία καθώς στοχεύει στην εύρεση της βέλτιστης (ελάχιστης ή μέγιστης) τιμής μιας αντικειμενικής συνάρτησης, η οποία είναι το κριτήριο απόδοσης, με επιλογή των κατάλληλων τιμών για τις μεταβλητές του προβλήματος. Ο μαθηματικός προγραμματισμός περιλαμβάνει το σύνολο των μεθόδων και υπολογιστικών τεχνικών που χρησιμοποιούνται για την επίλυση μιας κατηγορίας προβλημάτων βελτιστοποίησης.

Ανάλογα με το είδος των περιορισμών (γραμμικοί, μη γραμμικοί ή τετραγωνικοί), τον τύπο των μεταβλητών (συνεχείς ή ακέραιες) και με την αβεβαιότητα των παραμέτρων του προβλήματος, διακρίνονται οι ακόλουθοι τύποι μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού:

- Γραμμικός προγραμματισμός, *Linear programming (LP)*
- Μη-γραμμικός προγραμματισμός, *Non-linear programming (NLP)*
- Μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός, *Mixed integer linear programming (MILP)*





Σχήμα 3.6 Γενική απεικόνιση ενός μαθηματικού μοντέλου.

- Μεικτός ακέραιος μη-γραμμικός προγραμματισμός, *Mixed integer non-linear programming (MINLP)*
- Τετραγωνικός προγραμματισμός, *Quadratic programming (QP)*
- Προγραμματισμός με τετραγωνικούς περιορισμούς, *Quadratically constrained programming (QCP)*
- Μεικτός ακέραιος προγραμματισμός με τετραγωνικούς περιορισμούς, *Mixed integer quadratically constrained programming (MIQCP)*

Τα μαθηματικά μοντέλα κατηγοριοποιούνται, επίσης, σύμφωνα με τον βαθμό αβεβαιότητας που τα χαρακτηρίζει, τη χρονική τους διάσταση και τα επίπεδα λήψης αποφάσεων. Η κατηγοριοποίηση των μαθηματικών μοντέλων παρουσιάζεται στη συνέχεια.

### 3.6.1.1 Κατηγοριοποίηση σύμφωνα με τον βαθμό αβεβαιότητας

Σύμφωνα με τον βαθμό αβεβαιότητας που τα χαρακτηρίζει, τα μοντέλα χωρίζονται σε αιτιοκρατικά (ή ντετερμινιστικά) και σε στοχαστικά:

- **Αιτιοκρατικά μοντέλα:** Σύμφωνα με τα αιτιοκρατικά ή ντετερμινιστικά μοντέλα, το αποτέλεσμα καθορίζεται επακριβώς από τις παραμέτρους και τις αρχικές συνθήκες, που καθορίζουν τις παραμέτρους. Συνεπώς, η επίλυση ενός προβλήματος, όταν επαναληφθεί με τις ίδιες ακριβώς συνθήκες, θα αποδώσει ακριβώς το ίδιο αποτέλεσμα. Ένα μοντέλο της μορφής  $y = f(x_1, x_2)$  είναι ντετερμινιστικό, εφόσον η τιμή του αποτελέσματος  $y$  εξαρτάται μονοσήμαντα από τις τιμές των  $x_1$  και  $x_2$ .
- **Στοχαστικά μοντέλα:** Στα στοχαστικά μοντέλα εισάγεται ένας βαθμός αβεβαιότητας. Η επίλυση ενός προβλήματος δεν αποδίδει πάντα το ίδιο αποτέλεσμα, αλλά ένα σύνολο δυνατών αποτελεσμάτων, όπου για κάθε ένα από αυτά αντιστοιχεί μια πιθανότητα εμφάνισης. Οι τιμές των παραμέτρων του προβλήματος είναι πιθανολογικά ενδεχόμενα. Για την επίλυση τέτοιων μοντέλων στα ΔΔ χρησιμοποιούνται κυρίως δύο προσεγγίσεις.

- **Εύρωστη βελτιστοποίηση (robust optimization):** Η εύρωστη βελτιστοποίηση αντιμετωπίζει προβλήματα με στοχαστικές παραμέτρους, οι τιμές των οποίων περιγράφονται από αβέβια σύνολα (σύνολα πιθανών τιμών). Ένα πρόβλημα εύρωστης βελτιστοποίησης ψάχνει μία λύση, η οποία είναι εφικτή για οποιαδήποτε τιμή εντός του συνόλου πιθανών τιμών της στοχαστικής παραμέτρου και βέλτιστη για τη δυσμενέστερη περίπτωση [127].
- **Στοχαστική βελτιστοποίηση με σενάρια (scenario-based stochastic optimization):** Στη βιβλιογραφία συναντάται συχνά και ως στοχαστικός προγραμματισμός δύο σταδίων (two-stage stochastic programming). Σε αυτή την κατηγορία οι αβεβαιότητες μοντελοποιούνται με τη χρήση σταθμισμένων σεναρίων. Κάθε σενάριο αντιπροσωπεύει μία πιθανή κατάσταση/τιμή που μπορεί να πάρει μία παράμετρος του προβλήματος που χαρακτηρίζεται από τυχαιότητα. Κάθε σενάριο συνοδεύεται από μία πιθανότητα πραγματοποίησης [127].

### 3.6.1.2 Κατηγοριοποίηση σύμφωνα με τη χρονική διάσταση

Τα μοντέλα χωρίζονται σύμφωνα με τη χρονική τους διάσταση, δηλαδή την ικανότητά τους να αναπαριστούν χρονικά μεταβαλλόμενες καταστάσεις, σε στατικά και δυναμικά.

- **Στατικά μοντέλα:** Αναπαριστούν την κατάσταση του ηλεκτρικού συστήματος σε ένα χρονικό διάστημα (στιγμιότυπο) ή σε περισσότερα χρονικά διαστήματα, στα οποία δεν υπάρχει χρονική εξάρτηση μεταξύ των μεταβλητών. Το ηλεκτρικό σύστημα εξετάζεται ξεχωριστά σε κάθε χρονικό διάστημα και δεν υπάρχουν παράγοντες που επηρεάζουν την κατάσταση του συστήματος χρονικά. Τα μαθηματικά μοντέλα βέλτιστης ροής ισχύος, *optimal power flow (OPF)*, ενός ηλεκτρικού συστήματος, είτε αφορούν ένα στιγμιότυπο του συστήματος είτε διαδοχικές χρονικές περιόδους, ανήκουν στην κατηγορία των στατικών μοντέλων.
- **Δυναμικά μοντέλα:** Αναπαριστούν χρονικά μεταβαλλόμενες καταστάσεις του ηλεκτρικού συστήματος, οι οποίες είναι χρονικά εξαρτώμενες. Σε αυτή την κατηγορία υπάρχουν παράγοντες που δημιουργούν χρονική εξάρτηση μεταξύ των μεταβλητών. Η κατάσταση φόρτισης ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας και ο ρυθμός αύξησης παραγωγής (ramp-up) μίας ΜΔΠ είναι περιπτώσεις που εισάγουν χρονική εξάρτηση μεταξύ ορισμένων μεταβλητών σε ένα μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος. Σε αυτή την περίπτωση γίνεται λόγος για βέλτιστη ροή ισχύος πολλαπλών περιόδων, *multi-period optimal power flow (MP-OPF)*, με δυναμική συμπεριφορά, ή αλλιώς δυναμική βέλτιστη ροή ισχύος, *dynamic OPF*.

### 3.6.1.3 Κατηγοριοποίηση σύμφωνα με τα επίπεδα λήψης αποφάσεων

Σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, το πλήθος των εμπλεκόμενων στη λήψη αποφάσεων, καθώς και ο τρόπος που οι εμπλεκόμενοι λαμβάνουν υπόψη τα συμφέροντα των υπόλοιπων εμπλεκόμενων, καθορίζει το πλήθος των επιπέδων λήψης αποφάσεων. Έτσι ένα μαθηματικό μοντέλο μπορεί να βελτιστοποιεί τα συμφέροντα ενός ή περισσότερων εμπλεκόμενων σε ένα ή περισσότερα επίπεδα λήψης αποφάσεων. Στην απλούστερη μορφή της, η λήψη αποφάσεων σε πολλαπλά επίπεδα πραγματοποιείται σε δύο επίπεδα και είναι αυτή που έχει μελετηθεί εκτενώς σε προβλήματα αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και διαχείρισης ενεργών ΔΔ με υπηρεσίες ευελιξίας.

- **Μονοεπίπεδος προγραμματισμός:** Η πιο απλή μορφή είναι αυτή στην οποία υπάρχει ένας αποφασίζων, ο οποίος επιδιώκει την ελαχιστοποίηση (ή μεγιστοποίηση) μίας αντικειμενικής συνάρτησης. Τα μαθηματικά μοντέλα που περιγράφουν τέτοια προβλήματα θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως μοντέλα μονοεπίπεδου προγραμματισμού (single-level programming), τα οποία επιλύουν τα κοινώς γνωστά προβλήματα βελτιστοποίησης με μία αντικειμενική συνάρτηση και ισοτικούς ή/και ανισοτικούς περιορισμούς.
- **Διεπίπεδος προγραμματισμός:** Στην περίπτωση που υπάρχουν περισσότεροι του ενός εμπλεκόμενοι, οι αποφάσεις λαμβάνονται σε πολλαπλά επίπεδα, και στην απλούστερη μορφή τους σε δύο επίπεδα. Στο πρώτο επίπεδο (άνω επίπεδο) βρίσκεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης ενός εκ των εμπλεκόμενων, ο οποίος καλείται “ηγέτης”, οι αποφάσεις του οποίου περιορίζονται από το δεύτερο επίπεδο (κάτω επίπεδο), στο οποίο βρίσκονται τα προβλήματα βελτιστοποίησης των υπόλοιπων εμπλεκόμενων, οι οποίοι καλούνται “ακόλουθοι”. Παρατηρείται, λοιπόν, μία ιεραρχία στην οποία το πρόβλημα βελτιστοποίησης του άνω επιπέδου περιορίζεται από ένα ή πολλαπλά προβλήματα βελτιστοποίησης του κάτω επιπέδου. Αυτή η ιεραρχία στηρίζεται στο μοντέλο παιγνίων του Stackelberg που εφαρμόζεται στο πεδίο μικροοικονομικής ανάλυσης [128]. Τα προβλήματα αυτής της κατηγορίας ονομάζονται προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού (bi-level programming) [129], και το πεδίο έρευνας ιεραρχική βελτιστοποίηση (hierarchical optimization).

Η επίλυση των προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού στηρίζεται στη μετατροπή τους σε πρόβλημα μονοεπίπεδου προγραμματισμού με κατάλληλους μετασχηματισμούς στα προβλήματα του κάτω επιπέδου. Η μαθηματική μορφή ενός τέτοιου μοντέλου ονομάζεται συνήθως μαθηματικό πρόγραμμα με περιορισμούς ισορροπίας, *mathematical program with equilibrium constraints (MPEC)* [130]. Ανάλογα με την προσέγγιση που ακολουθείται για την κατασκευή ενός μοντέλου MPEC, το μοντέλο MPEC κατηγοριοποιείται σε μαθηματικό πρόγραμμα με περιορισμούς συμπληρωματικότητας, *mathematical program with complementarity constraints (MPCC)*, και σε μαθηματικό πρόγραμμα με πρωτεύοντες-δευτικούς περιορισμούς, *mathematical program with primal-dual constraints (MPPDC)*.

### 3.6.2 Γενική μαθηματική διατύπωση

Η γενική μαθηματική διατύπωση του προβλήματος διαχείρισης των ενεργών ΔΔ περιλαμβάνει μία αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμούς (ισότητας ή ανισοτικούς), οι οποίοι περιγράφουν τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου και τα τεchnοοικονομικά στοιχεία των ΔΕΠ, ή άλλους οικονομοτεχνικούς περιορισμούς. Μια γενικευμένη μαθηματική διατύπωση είναι η ακόλουθη:

$$\min_{\mathbf{u}_t} f(\mathbf{u}_t, \mathbf{x}_t, \boldsymbol{\psi}, \boldsymbol{\xi}_t)$$

υπό τους περιορισμούς:

$$\mathbf{G}(\mathbf{u}_t, \mathbf{x}_t, \boldsymbol{\psi}, \boldsymbol{\xi}_t) = 0$$

$$\mathbf{H}_{\min} \leq \mathbf{H}(\mathbf{u}_t, \mathbf{x}_t, \boldsymbol{\psi}, \boldsymbol{\xi}_t) \leq \mathbf{H}_{\max}$$

όπου

- $f(\cdot)$  η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος,  
 $u_t$  το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου του προβλήματος τη χρονική περίοδο  $t$ ,  
 $x_t$  το διάνυσμα των εξαρτημένων μεταβλητών του προβλήματος τη χρονική περίοδο  $t$ ,  
 $\psi$  το διάνυσμα των παραμέτρων του προβλήματος που δεν εξαρτώνται από τον χρόνο,  
 $\xi_t$  το διάνυσμα των χρονικά μεταβαλλόμενων παραμέτρων (με τη μορφή χρονοσειρών) του προβλήματος τη χρονική περίοδο  $t$ ,  
 $G(\cdot)$  το σύνολο των περιορισμών ισότητας του προβλήματος,  
 $H(\cdot)$  το σύνολο των ανισοτικών περιορισμών του προβλήματος με  $H_{\min}$  και  $H_{\max}$  να είναι τα κατώτατα και το ανώτατα όρια, αντίστοιχα.

Το πρόβλημα της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ έχει συνήθως χρονικό ορίζοντα επίλυσης ίσο με μία ημέρα και βήμα χρονικής περιόδου  $t$  ίσο με μία ώρα (1 h), δηλαδή έχει συνολικά 24 χρονικές περιόδους. Η χρονική περίοδος  $t$  μπορεί επίσης να θεωρηθεί τέτοια ώστε η χρονική της διάρκεια να είναι μικρότερη της ώρας, π.χ. δεκαπεντάλεπτο (15 min), και ως εκ τούτου μία ημέρα μπορεί να αποτελείται από 96 χρονικές περιόδους. Σε κάθε περίπτωση, η μείωση της χρονικής διάρκειας της χρονικής περιόδου, αυξάνει το πλήθος των μεταβλητών του προβλήματος και συνεπώς την πολυπλοκότητα της επίλυσης.

### 3.6.3 Παράμετροι

Οι παράμετροι αποτελούν τα δεδομένα εισόδου ενός μαθηματικού μοντέλου. Στο πρόβλημα διαχείρισης των ενεργών ΔΔ οι παράμετροι σχετίζονται κυρίως με:

- τα τεχνικά χαρακτηριστικά των στοιχείων του ΔΔ:
  - ωμική αντίσταση  $R$  και επαγωγική αντίδραση  $X$  των γραμμών διανομής
  - ονομαστική τάση λειτουργίας
  - ονομαστική ισχύς υποσταθμού
  - θερμικά όρια γραμμών διανομής
  - ικανότητα αντιστάθμισης αέργου ισχύος συστοιχίας πυκνωτών
  - χαρακτηριστικά ρυθμιστών τάσης και ΣΑΤΥΦ
- την τοπολογία του ΔΔ,
- τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των ΔΕΠ (ΜΔΠ, συσσωρευτές, ευέλικτα φορτία, ηλεκτρικά οχήματα),
- τα χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών φορτίων,
- η πρόβλεψη παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ (μονάδων ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής),
- η πρόβλεψη κατανάλωσης των ηλεκτρικών φορτίων.

Η πρόβλεψη παραγωγής και η πρόβλεψη ηλεκτρικού φορτίου είναι χρονικά μεταβαλλόμενες, δηλαδή δίνονται σε μορφή χρονοσειρών. Η αβεβαιότητα στη διαχείριση των ενεργών ΔΔ είναι στενά συνδεδεμένη με το σφάλμα στην πρόβλεψη της παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ και της κατανάλωσης των ηλεκτρικών φορτίων. Για να ληφθούν υπόψη αυτές οι αβεβαιότητες, το μαθηματικό μοντέλο θα πρέπει να μετασχηματιστεί κατάλληλα

από ντετερμινιστικό σε στοχαστικό. Μια αρκετά διαδεδομένη προσέγγιση είναι αυτή του στοχαστικού προγραμματισμού με τη χρήση σταθμισμένων σεναρίων.

### 3.6.4 Μεταβλητές

Οι μεταβλητές αποτελούν επίσης είσοδο του προβλήματος, αλλά σε αντίθεση με τις παραμέτρους είναι άγνωστες και μπορούν να λάβουν τιμές από ένα εύρος τιμών. Ουσιαστικά, εκφράζουν τις δυνατότητες παρέμβασης του χρήστη στο πραγματικό ηλεκτρικό σύστημα. Μπορούν να ελεγχθούν από τον χρήστη είτε άμεσα (με χειρισμούς) είτε έμμεσα (ως αποτέλεσμα χειρισμών). Ανάλογα με τη δυνατότητα άμεσου ή έμμεσου ελέγχου γίνεται ο διαχωρισμός σε μεταβλητές ελέγχου (control variables) και μεταβλητές κατάστασης (state variables), αντίστοιχα. Οι μεταβλητές παίρνουν είτε διακριτές τιμές (ακέραιες ή δυαδικές τιμές) είτε συνεχείς τιμές.

#### 3.6.4.1 Μεταβλητές ελέγχου

Οι μεταβλητές ελέγχου που συνήθως βελτιστοποιούνται στο πρόβλημα διαχείρισης των ενεργών ΔΔΗΕ είναι οι ακόλουθες:

1. Ενεργός ισχύς εξόδου κατανεμόμενης ΜΔΠ
2. Περιορισμός ενεργού ισχύος μη κατανεμόμενης ΜΔΠ
3. Μείωση/αύξηση ενεργού ισχύος ευέλικτου φορτίου
4. Ενεργός ισχύς φόρτισης / εκφόρτισης συσσωρευτή
5. Ενεργός ισχύς φόρτισης / εκφόρτισης ηλεκτρικού οχήματος
6. Άεργος ισχύς κατανεμόμενης ΜΔΠ
7. Άεργος ισχύς μετατροπέων μη κατανεμόμενης ΜΔΠ
8. Άεργος ισχύς μετατροπέα συσσωρευτή
9. Εφεδρεία ενεργού ισχύος ΜΔΠ
10. Εφεδρεία μείωσης/αύξησης ενεργού ισχύος ευέλικτου φορτίου
11. Εφεδρεία ενεργού ισχύος συσσωρευτή
12. Αλλαγή λήψεων στο ΣΑΤΥΦ
13. Αλλαγή λήψεων στον ρυθμιστή τάσης
14. Άεργος ισχύς συστοιχίας πυκνωτών (αντιστάθμιση αέργου ισχύος)
15. Τηλεχειριζόμενοι διακόπτες φορτίου (αλλαγή τοπολογίας δικτύου)
16. Εγκατεστημένη ισχύς ΜΔΠ

Οι πρώτες έντεκα μεταβλητές ελέγχου σχετίζονται με την ευελιξία που προσφέρεται από τρίτους, δηλαδή τους διασυνδεδεμένους ΔΕΠ στο ΔΔ. Οι επόμενες τέσσερις μεταβλητές ελέγχου αφορούν την ενδογενή ευελιξία του ΔΔ, καθώς σχετίζονται με τα στοιχεία του δικτύου. Η τελευταία μεταβλητή χρησιμοποιείται κυρίως για μελέτες μεγιστοποίησης της διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ εφαρμόζοντας στρατηγικές διαχείρισης των ενεργών ΔΔ.

#### 3.6.4.2 Εξαρτημένες μεταβλητές

Οι εξαρτημένες μεταβλητές (ή μεταβλητές κατάστασης) δείχνουν την κατάσταση του δικτύου διανομής ή την κατάσταση των ΔΕΠ του δικτύου διανομής:

1. Μέτρο τάσης κόμβου  $i$
2. Γωνία τάσης κόμβου  $i$

3. Ρεύμα στον κλάδο  $i-j$
4. Ροή ενεργού ισχύος στον κλάδο  $i-j$
5. Ροή αέργου ισχύος στον κλάδο  $i-j$
6. Ροή ενεργού ισχύος στη διασύνδεση με το σύστημα μεταφοράς  $T-D$
7. Ροή αέργου ισχύος στη διασύνδεση με το σύστημα μεταφοράς  $T-D$
8. Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας  $st$
9. Άεργος ισχύς ΔΕΠ (σε περίπτωση σταθερού συντελεστή ισχύος)

Οι πρώτες επτά μεταβλητές κατάστασης σχετίζονται με το ΔΔ και προκύπτουν ως αποτέλεσμα ελέγχου των μεταβλητών ελέγχου. Η όγδοη μεταβλητή σχετίζεται με την κατάσταση φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (αν υπάρχουν στο δίκτυο). Αξίζει να σημειωθεί πως σε περίπτωση που το μοντέλο θεωρεί σταθερό συντελεστή ισχύος για έναν ΔΕΠ, η άεργος ισχύς που απορροφάται από το δίκτυο ή εγχέεται στο δίκτυο θεωρείται ως μεταβλητή κατάσταση, καθώς εξαρτάται άμεσα από την ενεργό ισχύ του.

### 3.6.5 Αντικειμενική συνάρτηση

Οι αντικειμενικές συναρτήσεις είναι τα κριτήρια απόδοσης του μαθηματικού μοντέλου. Ουσιαστικά αποτελούν τα κριτήρια απόφασης για τη διαχείριση της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ. Στη βιβλιογραφική ανασκόπηση διακρίνονται οι ακόλουθες αντικειμενικές συναρτήσεις:

Αντικειμενικές συναρτήσεις προς ελαχιστοποίηση:

1. απωλειών στις γραμμές του δικτύου διανομής
2. λειτουργικού κόστους του δικτύου διανομής
3. κόστους παρεχόμενης ενέργειας
4. κόστους στρατηγικών διαχείρισης των ενεργών ΔΔΗΕ
5. κόστους υπηρεσιών ευελιξίας
6. διακυμάνσεων τάσης
7. περιορισμού παραγωγής μονάδων ΑΠΕ
8. ροής ενεργού ισχύος από το σύστημα μεταφοράς
9. ροής αέργου ισχύος από το σύστημα μεταφοράς
10. αποκλίσεων από προκαθορισμένο πλάνο ροών ενεργού ισχύος στη διασύνδεση με το σύστημα μεταφοράς
11. χειρισμών στοιχείων του δικτύου: α) αλλαγές λήψεων ΣΑΤΥΦ, β) άνοιγμα/κλείσιμο διακοπών φορτίου
12. δεικτών αξιοπιστίας: α) δείκτης μέσης διάρκειας διακοπών συστήματος (SAIDI), β) δείκτης μέσης συχνότητας διακοπών συστήματος (SAIFI), γ) αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ενέργεια (EENS)

Αντικειμενικές συναρτήσεις προς μεγιστοποίηση:

1. αξιοποίησης μονάδων ΑΠΕ
2. ικανοποίησης καταναλωτών
3. ικανότητας εξυπηρέτησης σύνδεσης ΜΔΠ (συνήθως μονάδων ΑΠΕ)

Η αντικειμενική συνάρτηση που επιλέγεται κατά περίπτωση σχετίζεται άμεσα με τους εμπλεκόμενους στο σύστημα διανομής, όπως είναι ο Διαχειριστής ΔΔ, ο Προμηθευτής

ηλεκτρικής ενέργειας (σε περίπτωση κάθετα ολοκληρωμένης επιχείρησης), οι τελικοί καταναλωτές, διάφοροι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας (ιδιοκτήτες ΜΔΠ), ΦοΣΕ φορτίων, ΦοΣΕ ΑΠΕ ή ΦοΣΕ ΔΕΠ γενικότερα. Η επιλογή της αντικειμενικής συνάρτησης εξαρτάται από τα οικονομικά συμφέροντα των εμπλεκόμενων στο σύστημα διανομής, τις τεχνικές απαιτήσεις και το ρυθμιστικό πλαίσιο της εκάστοτε χώρας.

### 3.7 Μέθοδοι βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ

Ανάλογα με το είδος του αλγορίθμου βελτιστοποίησης, οι μέθοδοι για την επίλυση του προβλήματος διαχείρισης των ενεργών ΔΔ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως ακολούθως:

- **Αριθμητικές μέθοδοι:** Το μαθηματικό μοντέλο που έχει αναπτυχθεί επιλύεται με τη χρήση κάποιου αλγορίθμου που βασίζεται σε αριθμητική σύγκλιση στη βέλτιστη λύση. Για την επίλυση μαθηματικών μοντέλων με αριθμητικές μεθόδους, συνήθως, χρησιμοποιείται κάποιος επιλύτης (solver) που βασίζει τη λειτουργία του σε κάποιον αλγόριθμο αριθμητικής σύγκλισης. Λόγω της πολυπλοκότητας ορισμένων προβλημάτων, ιδιαίτερα αυτών που ανήκουν στην κατηγορία των προβλημάτων MINLP, πραγματοποιείται χαλάρωση των περιορισμών και επίλυση ενός ισοδύναμου μοντέλου MILP.
- **Μέθοδοι με ευρετικούς αλγορίθμους:** Ο όρος ευρετικός χρησιμοποιείται για αλγορίθμους που αναζητούν την καλύτερη λύση ανάμεσα σε ένα πλήθος πιθανών λύσεων, χωρίς ωστόσο να εγγυώνται την εύρεση της ολικά βέλτιστης λύσης (global optimal solution). Συνήθως, οι ευρετικοί αλγόριθμοι χρησιμοποιούνται σε πολύπλοκα προβλήματα, τα οποία δύσκολα επιλύονται με κάποια αριθμητική μέθοδο, και δίνουν εφικτές λύσεις κοντά στη βέλτιστη λύση. Οι μέθοδοι βελτιστοποίησης αυτής της κατηγορίας έχουν απλή υλοποίηση, καθώς η δομή και οι κανόνες τους πηγάζουν από εμπειρική παρατήρηση φυσικών φαινομένων και θεωρίες της βιολογίας, όπως για παράδειγμα η θεωρία του Δαρβίνου για την εξέλιξη των ειδών και η κίνηση σμήνους πτηνών. Οι πιο διαδεδομένοι ευρετικοί αλγόριθμοι που εφαρμόζονται για την επίλυση προβλημάτων στα ΔΔ είναι ο γενετικός αλγόριθμος (genetic algorithm), ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων (particle swarm optimization algorithm) και ο αλγόριθμος αναζήτησης απαγορευμένων καταστάσεων (tabu search algorithm).

#### 3.7.1 Αριθμητικές μέθοδοι

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται οι εργασίες που χρησιμοποιούν κάποια αριθμητική μέθοδο, συνήθως με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού, για την επίλυση του μαθηματικού μοντέλου που έχει αναπτυχθεί. Οι εργασίες αυτές χωρίζονται σε δύο κατηγορίες σύμφωνα με τα επίπεδα λήψης απόφασης: α) προβλήματα μονοεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού, β) προβλήματα διεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού.

##### 3.7.1.1 Προβλήματα μονοεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού

Στην εργασία [55], οι Borghetti et al παρουσιάζουν μία μεθοδολογία προγραμματισμού λειτουργίας δύο σταδίων. Το πρώτο στάδιο περιλαμβάνει το μοντέλο προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας, το οποίο ελαχιστοποιεί το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας του ΔΔ. Το δεύτερο στάδιο περιλαμβάνει ένα μοντέλο βραχυπρόθεσμου

προγραμματισμού λειτουργίας κατά τη διάρκεια της ημέρας, το οποίο ελαχιστοποιεί την απόκλιση των εντολών κατανομής από το πλάνο του πρώτου σταδίου. Για το δεύτερο στάδιο προτείνεται ένα μοντέλο MILP, το οποίο λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου διανομής (όρια τάσης, απώλειες ισχύος) χρησιμοποιώντας τους συντελεστές ευαισθησίας τάσεων του δικτύου και τους συντελεστές απωλειών ισχύος στις αλλαγές των μεταβλητών ελέγχου.

Η εργασία [31] των Ochoa et al προτείνει ένα μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων. Οι περίοδοι δεν αφορούν συνεχόμενα χρονικά διαστήματα μίας ημέρας, αλλά ομαδοποιημένες περιόδους για διαφορετικά επίπεδα ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ εντός ενός έτους. Το μοντέλο ανήκει στην κατηγορία των μοντέλων NLP και για την επίλυση του προτεινόμενου μοντέλου χρησιμοποιείται ο εμπορικός επιλύτης CONOPT3 στο περιβάλλον βελτιστοποίησης AIMMS.

Στην εργασία [56], οι Siano et al προτείνουν μια παρόμοια προσέγγιση μοντέλου βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων για την αξιολόγηση της δυνατότητας μεγιστοποίησης της εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας στα ενεργά ΔΔ εφαρμόζοντας τρεις διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης των ενεργών ΔΔ. Μια ενδιαφέρουσα μοντελοποίηση που εισάγεται από αυτή την εργασία είναι αυτή της στάθμης βραχυκύκλωσης στο πρόβλημα βελτιστοποίησης. Για την εξαγωγή αποτελεσμάτων χρησιμοποιείται το λογισμικό MATPOWER σε περιβάλλον MATLAB [43].

Η εργασία [57] των Cecati et al προτείνει ένα σύστημα διαχείρισης ενέργειας, *energy management system (EMS)*, για τη διαχείριση της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Το EMS ενσωματώνει στρατηγικές διαχείρισης των ενεργών ΔΔ και η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται με ένα μοντέλο QP για ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους. Αξίζει να σημειωθεί πως η ακέραια μεταβλητή που μοντελοποιεί τη λειτουργία του ΣΑΤΥΦ, λαμβάνεται ως συνεχής κατά την επίλυση, στη συνέχεια στρογγυλοποιείται στην κοντινότερη ακέραια επιτρεπτή τιμή και το μοντέλο επιλύεται εκ νέου για να τροποποιηθούν οι υπόλοιπες συνεχείς μεταβλητές.

Στις εργασίες [6] και [7] των Ochoa et al προτείνεται ένα μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων παρόμοιας προσέγγισης με την [31]. Το μοντέλο των δύο αυτών εργασιών ανήκει στην κατηγορία των μοντέλων NLP και για την επίλυση του προτεινόμενου μοντέλου χρησιμοποιείται το περιβάλλον βελτιστοποίησης AIMMS και ο εμπορικός επιλύτης CONOPT3.

Στην εργασία [60] των Pilo et al παρουσιάζεται ένα μοντέλο MILP για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Η επίλυση χωρίζεται σε δύο στάδια. Το πρώτο στάδιο επιλύει ένα μοντέλο, *mixed integer programming (MIP)*, που βελτιστοποιεί την τοπολογία του δικτύου (επίλυση μόνο με δυαδικές μεταβλητές), ενώ το δεύτερο στάδιο επιλύει ένα μοντέλο LP που βελτιστοποιεί τις υπόλοιπες μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος, όπως ο περιορισμός ισχύος ΑΠΕ, η άεργος ισχύς των μετατροπέων των ΜΔΠ και η μείωση ενεργού ισχύος αποκρινόμενων φορτίων (επίλυση με συνεχείς μεταβλητές). Στο πρώτο στάδιο εφαρμόζεται πλήρης αναζήτηση (*exhaustive search*) των λύσεων, δηλαδή απαριθμούνται όλες οι πιθανές λύσεις. Στο δεύτερο στάδιο το δίκτυο μοντελοποιείται υιοθετώντας τον πίνακα ευαισθησίας τάσεων του δικτύου στις αλλαγές των μεταβλητών ελέγχων. Για την



επίλυσή του χρησιμοποιείται η μέθοδος Simplex. Η προτεινόμενη μεθοδολογία αποτελεί τμήμα ενός συστήματος DMS.

Η εργασία [61] των Celli et al προτείνει ένα μοντέλο LP βέλτιστης ροής ισχύος που αξιοποιεί συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές για την αύξηση της ικανότητας εξυπηρέτησης νέων ΜΠΔ. Επιπλέον, προτείνεται η ενσωμάτωση του μοντέλου σε σύστημα διαχείρισης διανομής για να χρησιμοποιηθεί για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Η εκτέλεση του μοντέλου πραγματοποιείται με μία προσέγγιση προβλεπτικού ελέγχου, στην οποία σε κάθε χρονική περίοδο λαμβάνεται υπόψη η τρέχουσα κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών και οι βέλτιστες καταστάσεις φόρτισής τους σε επόμενες χρονικές περιόδους του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης.

Στην εργασία [62], οι Gabash και Li προτείνουν ένα μοντέλο φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών για βελτιστοποίηση του προγραμματισμού λειτουργίας των ΔΔ. Στο μοντέλο αυτό βελτιστοποιείται τόσο η ενεργός ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης, όσο και η άεργος ισχύς των μετατροπέων των συσσωρευτών. Η προτεινόμενη μοντελοποίηση ανήκει στην κατηγορία των NLP και επιλύεται με τη χρήση του εμπορικού επιλύτη CONOPT3 σε περιβάλλον GAMS.

Στην εργασία [64], ο Borghetti παρουσιάζει ένα μοντέλο MILP για βελτιστοποίηση Volt/Var στα ΔΔ. Οι εξισώσεις ροής ισχύος μοντελοποιούνται με τις καρτεσιανές συντεταγμένες ρεύματος γραμμών και τάσης κόμβων του δικτύου. Το μοντέλο αυτό προσεγγίζει σε σημαντικό βαθμό τα κύρια χαρακτηριστικά και τους περιορισμούς ενός ΔΔ. Η επίλυση του μοντέλου πραγματοποιείται με χρήση του εμπορικού επιλύτη CPLEX.

Στην εργασία [65], οι Gabash και Li επεκτείνουν την [62] με την εισαγωγή ακέραιων μεταβλητών για τον καθορισμό των ωρών φόρτισης και εκφόρτισης των συσσωρευτών. Η επίλυση πραγματοποιείται σε δύο στάδια, όπου στο πρώτο στάδιο καθορίζονται οι ακέραιες μεταβλητές, ενώ στο δεύτερο στάδιο επιλύεται το πρόβλημα NLP της εργασίας [62].

Στην εργασία [66] των Khanabadi και Kamalasadani προτείνεται ένα μαθηματικό μοντέλο προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας, στο οποίο συμμετέχουν μονάδες ΑΠΕ και κατανεμόμενες ΜΔΠ, ευέλικτα φορτία, καθώς και δύο τύποι συσσωρευτών: α) συσσωρευτές που χρησιμοποιούνται για τον προγραμματισμό λειτουργίας και β) συσσωρευτές που ενεργοποιούνται μόνο κατά τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο. Το πρόβλημα διατυπώνεται με ένα μαθηματικό μοντέλο NLP και επιλύεται με τον εμπορικό επιλύτη CONOPT. Αρχικά, το μοντέλο εκτελείται για τον προγραμματισμό της λειτουργίας του ΔΔ ελαχιστοποιώντας το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ σε δεύτερη φάση το ίδιο μοντέλο επιλύεται για τη λειτουργία του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο με τους συσσωρευτές λειτουργίας να απορροφούν τις μεταβολές της παραγωγής ΑΠΕ και ζήτησης.

Στην εργασία [68] των Valverde και Van Gutsem προτείνεται ένας ελεγκτής για τη ρύθμιση της τάσης στα ενεργά ΔΔ. Ο προτεινόμενος ελεγκτής βασίζεται στις αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου και στον πίνακα ευαισθησίας τάσεων του δικτύου στις αλλαγές των μεταβλητών ελέγχου. Ο ελεγκτής βασίζει τη λειτουργία σε ένα μοντέλο QP, το οποίο εκτελείται με τον επιλύτη SQOPT.

Στην εργασία [69] των Agalgaonkar et al προτείνεται μια μεθοδολογία συντονισμένου ελέγχου της τάσης του δικτύου προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι χειρισμοί των

ρυθμιστών τάσης. Η μείωση αυτή επιτυγχάνεται με τη συνεισφορά των μετατροπέων φωτοβολταϊκών στη ρύθμιση της αέργου ισχύος του ΔΔ. Το μοντέλο βελτιστοποίησης που χρησιμοποιείται είναι LP και επιλύεται με την τεχνική πρωτεύοντος-δυϊκού εσωτερικού σημείου (primal-dual interior point).

Στην εργασία [30], οι Billibin και Capitanescu εισάγουν ένα νέο MIQCP μοντέλο για τη διαχείριση της υπερφόρτισης των γραμμών σε ακτινικά δίκτυα με χειρισμούς διακοπών (επαναδιαμόρφωση δικτύου). Το προτεινόμενο MIQCP μοντέλο προκύπτει με χρήση τετραγωνικών περιορισμών που προσεγγίζουν τους μη γραμμικούς περιορισμούς του κλασικού AC-OPF μοντέλου, δηλαδή των εξισώσεων ροών ισχύος με πολικές συντεταγμένες. Το προτεινόμενο MIQCP μοντέλο δίνει ισοδύναμα αποτελέσματα με αυτό του αντίστοιχου προβλήματος MINLP. Για την επίλυση χρησιμοποιείται το περιβάλλον βελτιστοποίησης GAMS και ο απλός επιλύτης διακλάδωσης και οριοθέτησης, *simple branch & bounds (SBB)*.

Στην εργασία [71], οι Capitanescu et al προτείνουν ένα μοντέλο MINLP, παρόμοιο με την [30], το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για διατήρηση της τάσης του δικτύου εντός των καθορισμένων ορίων με τους ελάχιστους δυνατούς ελέγχους και χειρισμούς διακοπών. Για να ελαχιστοποιηθεί το πλήθος των μη γραμμικών περιορισμών, το MINLP μοντέλο που χρησιμοποιεί εξισώσεις ροής ισχύος με πολικές συντεταγμένες μετασχηματίζεται σε MINLP μοντέλο που χρησιμοποιεί εξισώσεις ροής ισχύος με καρτεσιανές συντεταγμένες. Το προτεινόμενο μοντέλο MINLP συγκρίνεται με το μοντέλο MIQCP της [30] για να αποδειχθεί πως εμφανίζει παραπλήσια αποτελέσματα σε χρόνο και ακρίβεια όταν επιλύεται για ένα στιγμιότυπο του δικτύου. Τόσο το προτεινόμενο μοντέλο MINLP της [71], όσο και το μοντέλο MIQCP της [30] είναι αρκετά γρήγορα για να χρησιμοποιηθούν στην επίλυση προβλημάτων διαχείρισης των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο.

Στην εργασία [53], οι Gill et al προτείνουν ένα μοντέλο δυναμικής βέλτιστης ροής ισχύος για την ελαχιστοποίηση του κόστους της εισερχόμενης, από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ενέργειας στο ΔΔ. Το προτεινόμενο μοντέλο λαμβάνει υπόψη τη δυναμική συμπεριφορά των εξισώσεων ενέργειας που μοντελοποιούν τη λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, ενώ το δίκτυο μοντελοποιείται με τις εξισώσεις του κλασικού AC-OPF μοντέλου. Το πρόβλημα επιλύεται με τη χρήση του επιλύτη εσωτερικού σημείου του λογισμικού MATPOWER, *Matpower Interior Point Solver (MIPS)* [43], ο οποίος έχει εφαρμογή σε προβλήματα βελτιστοποίησης NLP.

Στην εργασία [73], οι Kulmala et al προτείνουν ένα μοντέλο βελτιστοποίησης MINLP για τον συντονισμό έλεγχο της τάσης του δικτύου. Η μοναδική ακέραια μεταβλητή είναι αυτή που μοντελοποιεί τους χειρισμούς στο ΣΑΤΥΦ. Για να μειωθεί η υπολογιστική πολυπλοκότητα, η ακέραια μεταβλητή θεωρείται συνεχής και το προτεινόμενο μοντέλο τροποποιείται σε μοντέλο NLP. Για την επίλυση χρησιμοποιείται το πακέτο Optimization Toolbox και η συνάρτηση *fmincon* σε περιβάλλον MATLAB. Το προτεινόμενο μοντέλο βελτιστοποίησης συγκρίνεται με έναν αλγόριθμο βασισμένο σε κανόνες που επίσης προτείνεται σε αυτή την εργασία.

Στην εργασία [28] οι Liu et al παρουσιάζουν ένα μοντέλο τοπικής αγοράς σε επίπεδο ΔΔ για τη διαχείριση της υπερφόρτισης των γραμμών των δικτύου. Ο Διαχειριστής συντονίζει την τοπική αγορά, στην οποία συμμετέχουν ΦοΣΕ οικιακών φορτίων. Αξιοποιώντας την τοπική οριακή τιμή (locational marginal price), ο Διαχειριστής αφού πρώτα λάβει τις

προσφορές ζήτησης των ΦοΣΕ φορτίων, εξετάζει το ενδεχόμενο υπερφόρτισης των γραμμών του δικτύου για την επόμενη ημέρα και καθορίζει την τιμή υπερφόρτισης του δικτύου (distribution congestion price). Η τιμή υπερφόρτισης του δικτύου αποτελεί εργαλείο για την ενεργοποίηση της ευελιξίας των ΦοΣΕ φορτίων. Το προτεινόμενο μοντέλο ανήκει στην κατηγορία NLP και επιλύεται αριθμητικά από τον εμπορικό επιλύτη CONOPT σε περιβάλλον GAMS.

Η εργασία [54] των Nick et al προτείνει ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού για προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας των ενεργών ΔΔ. Η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιεί το λειτουργικό κόστος του δικτύου (κόστος αγοράς ενέργειας, απωλειών και χειρισμών ΣΑΤΥΦ) και το κόστος αποκλίσεων από τις ωριαίες προγραμματισμένες ροές ισχύος από το σύστημα μεταφοράς. Οι αβεβαιότητες της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και του ηλεκτρικού φορτίου μοντελοποιούνται με τη χρήση αντιπροσωπευτικών σταθμισμένων σεναρίων. Το πρόβλημα μοντελοποιείται ως πρόβλημα μικτού ακέραιου τετραγωνικού προγραμματισμού υπό τετραγωνικούς περιορισμούς, *mixed integer quadratically constrained quadratic programming (MIQCQP)*. Για την επίλυση χρησιμοποιείται το λογισμικό βελτιστοποίησης Gurobi.

Στις εργασίες [74]–[75], οι Zakariazadeh et al προτείνουν δύο μοντέλα στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων, *two-stage stochastic programming*, για τον προγραμματισμό λειτουργίας των ΔΔ υπό την παρουσία μονάδων ΑΠΕ, ελεγχόμενων ΜΔΠ και προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης. Οι αβεβαιότητες της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και της κατανάλωσης μοντελοποιούνται με τη χρήση σταθμισμένων σεναρίων. Το πρώτο στάδιο βελτιστοποιεί τον προγραμματισμό των εφεδρειών των διαφόρων ΔΕΠ, ενώ το δεύτερο στάδιο βελτιστοποιεί τις εντολές κατανομής προς τους διάφορους ΔΕΠ ανά σενάριο. Και οι δυο εργασίες προτείνουν μοντέλα της κατηγορίας MINLP. Στην εργασία [74] η επίλυση πραγματοποιείται σε περιβάλλον GAMS με τον επιλύτη DICOPT. Αντίθετα, στην εργασία [75] χρησιμοποιείται η τεχνική αποσύνθεσης του Bender (Bender's decomposition), μια επαναληπτική μέθοδος που αποσυνθέτει το αρχικό πρόβλημα σε ένα κύριο πρόβλημα (προγραμματισμός λειτουργίας χωρίς τις εξισώσεις του ΔΔ) και σε πολλά δευτερεύοντα προβλήματα (ωριαία εκτέλεση ροής ισχύος). Το κύριο πρόβλημα ανήκει στην κατηγορία MILP και επιλύεται με χρήση του επιλύτη CPLEX ενώ τα επιμέρους προβλήματα είναι προβλήματα NLP, τα οποία επιλύονται με τον εμπορικό επιλύτη CONOPT.

Η εργασία [76] των Alnaser και Ochoa προτείνει ένα μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο (διαχείριση ορίων τάσης και υπερφόρτισης γραμμών). Η μαθηματική μοντελοποίηση βασίζεται στο μοντέλο NLP της εργασίας [31] και λαμβάνει υπόψη την έκθεση σε κίνδυνο λόγω της μεταβλητής παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και της χρονικής καθυστέρησης υλοποίησης των εντολών κατανομής (χρονικό διάστημα μεταξύ αποστολής εντολής κατανομής και λήψης ή υλοποίησης της εντολής). Η αβεβαιότητα στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ μοντελοποιείται με τη χρήση σεναρίων. Η επίλυση πραγματοποιείται επαναληπτικά για διαδοχικά στιγμιότυπα χρησιμοποιώντας μετρήσεις που λαμβάνονται από σύστημα SCADA.

Στην εργασία [78] οι Capitanescu et al προτείνουν έναν συνδυασμό των εργασιών [3] και [19] για αξιολόγηση της δυνατότητας αύξησης του ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ στα ενεργά ΔΔ. Η δυναμική επαναδιαμόρφωση του δικτύου εισάγει ακέραιες μεταβλητές στο NLP

μοντέλο της [31] και ως εκ τούτου προκύπτει ένα μοντέλο MINLP, το οποίο επιλύεται σε περιβάλλον GAMS με τη χρήση του επιλύτη SBB.

Στην εργασία [82] των Bukhsh et al παρουσιάζεται ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων για τον οικονομικό προγραμματισμό λειτουργίας λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες και υπηρεσίες ευελιξίας απόκρισης ζήτησης. Οι αβεβαιότητες σχετίζονται με την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ και μοντελοποιούνται με τη μορφή σταθμισμένων σεναρίων. Το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται στην ΥΤ (σύστημα μεταφοράς) με το μοντέλο DC-OPF, ωστόσο η προσέγγιση μπορεί να εφαρμοστεί και στα ενεργά ΔΔ. Οι μεταβλητές πρώτου σταδίου σχετίζονται με την κατανομή των συμβατικών μονάδων παραγωγής, ενώ οι μεταβλητές δεύτερου σταδίου περιλαμβάνουν τη ρύθμιση ενεργού ισχύος των φορτίων που συμμετέχουν σε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης και ενδεχόμενο περιορισμό ισχύος ΑΠΕ ανά σενάριο. Το μοντέλο διαμορφώνεται ως μοντέλο LP ή QP ανάλογα με την επιλογή της συνάρτησης κόστους των συμβατικών μονάδων. Για την επίλυση χρησιμοποιείται ο εμπορικός επιλύτης CPLEX.

Η εργασία [29] του Caritanescu και του Bilibin επικεντρώνεται στη διαχείριση της υπερφόρτισης των γραμμών στα ενεργά ΔΔ που φιλοξενούν σημαντικά ποσοστά διείσδυσης ΜΔΠ. Το προτεινόμενο μοντέλο στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του περιορισμού ισχύος των μη κατανεμόμενων ΜΔΠ και στην εξάλειψη της υπερφόρτισης των γραμμών με τη χρήση τηλεχειριζόμενων διακοπών. Το μαθηματικό μοντέλο διατυπώνεται ως πρόβλημα MIQCP. Λόγω της υπολογιστικής πολυπλοκότητας και του χρόνου που απαιτείται για να επιλυθεί ένα τέτοιο μοντέλο, το μοντέλο χωρίζεται σε δύο μοντέλα προκειμένου ο χρόνος εκτέλεσης να είναι συμβατός για εφαρμογή σε πραγματικό χρόνο σε ΔΔ με μεγάλο πλήθος κόμβων. Το αρχικό πρόβλημα χωρίζεται σε ένα πρόβλημα MILP και σε ένα πρόβλημα QCP, τα οποία επιλύονται με χρήση των επιλυτών CPLEX και CONOPT, αντίστοιχα.

Στην εργασία [86] των Amicarelli et al προτείνεται ένα απλουστευμένο μοντέλο διαχείρισης της υπερφόρτισης των γραμμών των ΔΔ. Σε αυτό αξιοποιείται η ευελιξία των διασυνδεδεμένων μικροδικτύων, η οποία παρέχεται με τη μορφή ρύθμισης της ενεργού ισχύος τους. Το προτεινόμενο μοντέλο είναι της μορφής NLP καθώς χρησιμοποιεί τις κλασικές AC-OPF εξισώσεις βέλτιστης ροής ισχύος και ελαχιστοποιεί το κόστος ευελιξίας των μικροδικτύων. Το προτεινόμενο μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος επιλύεται με τη χρήση του πακέτου λογισμικού MATPOWER σε περιβάλλον MATLAB. Οι προσφορές διαθέσιμης ευελιξίας (ενεργός ισχύς κάθε μικροδικτύου) προκύπτουν από επίλυση ενός προβλήματος MILP για κάθε μικροδίκτυο και χρησιμοποιούνται ως παράμετροι εισόδου για το πρόβλημα NLP βέλτιστης ροής ισχύος του ΔΔ. Η επίλυση του μοντέλου MILP των μικροδικτύων επιλύεται επίσης σε περιβάλλον MATLAB με χρήση του πακέτου OPTI Toolbox.

Στην εργασία [88] των Robertson et al προτείνεται ένα πλαίσιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο λαμβάνοντας υπόψη τη χρονική καθυστέρηση που οφείλεται στις τηλεπικοινωνιακές συνδέσεις των συστημάτων. Για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας σε κάθε χρονική περίοδο προτείνεται το κλασικό AC-OPF μοντέλο ροών ισχύος, το οποίο με τους υπόλοιπους περιορισμούς των ΜΔΠ διαμορφώνουν ένα μοντέλο NLP. Η προσομοίωση της λειτουργίας του δικτύου πραγματοποιείται στο περιβάλλον του λογισμικού OpenDSS, και το μοντέλο NLP εκτελείται σε κάθε χρονική περίοδο με τον επιλύτη CONOPT3 σε περιβάλλον AIMMS.

Στην εργασία [89], ο Saint-Pierre και ο Mancarella προτείνουν ένα μοντέλο NLP για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη το σφάλμα στην πρόβλεψη της παραγωγής αιολικής ενέργειας και του ηλεκτρικού φορτίου. Αρχικά, καθορίζεται το πλάνο ροών ενεργού ισχύος ανά ώρα στη διασύνδεση του ΔΔ με το σύστημα μεταφοράς (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ) ελαχιστοποιώντας τις ροές ισχύος από το σύστημα μεταφοράς με παράλληλη δέσμευση των απαιτούμενων εφεδρειών από τις ελεγχόμενες ΜΔΠ. Σε δεύτερη φάση, βελτιστοποιούνται οι μεταβλητές ελέγχου (εντολές κατανομής προς τις ελεγχόμενες ΜΔΠ, τους συσσωρευτές και τις μονάδες ΑΠΕ) με προβλεπτικό έλεγχο. Ουσιαστικά, στη δεύτερη φάση λύνεται το ίδιο μοντέλο NLP με διαφορετική αντικειμενική συνάρτηση και για διαφορετικό χρονικό ορίζοντα με ανανεωμένες προβλέψεις.

Στην εργασία [90], οι Soares et al παρουσιάζουν ένα γενικευμένο μοντέλο τριών σταδίων που περιλαμβάνει: α) προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας (1<sup>ο</sup> στάδιο), β) ενδοημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας (2<sup>ο</sup> στάδιο) και γ) λειτουργία σε πραγματικό χρόνο (3<sup>ο</sup> στάδιο). Στο δίκτυο συμμετέχουν διάφοροι τύποι ΔΕΠ παρέχοντας υπηρεσίες ευελιξίας. Στο 1<sup>ο</sup> στάδιο μοντελοποιούνται οι εφεδρείες που απαιτούνται για να καλύψουν τις μεταβολές που ενδέχεται να προκύψουν σε πραγματικό χρόνο. Το μοντέλο ελαχιστοποιεί σε κάθε στάδιο το λειτουργικό κόστος του Διαχειριστή και το κόστος δέσμευσης εφεδρειών. Κάθε στάδιο χρησιμοποιεί ως είσοδο τις τιμές των μεταβλητών ελέγχου του προηγούμενου σταδίου μαζί με ανανεωμένες προβλέψεις. Το μοντέλο κάθε σταδίου ανήκει στην κατηγορία MINLP και επιλύεται σε περιβάλλον GAMS με τον επιλύτη DICOPT. Οι πηγές ευελιξίας που συμμετέχουν στην εργασία αυτή είναι ελεγχόμενες ΜΔΠ, μονάδες ΑΠΕ, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές, ηλεκτρικά οχήματα, φορτία που συμμετέχουν σε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης, εύελικτα φορτία και οι μεταβλητές ελέγχου είναι η ενεργός ισχύς και η δέσμευση εφεδρείας ενεργού ισχύος κάθε πηγής ευελιξίας.

Στην εργασία [91], οι Wang et al προτείνουν μια μεθοδολογία δύο σταδίων για τη λειτουργία των ΔΔ με διανεμημένα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και σημαντική διείσδυση ΦΒ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες με χρήση σταθμισμένων σεναρίων. Στο πρώτο στάδιο (προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας), η εταιρία διανομής καθορίζει: α) τη χωρητικότητα των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που θα χρησιμοποιήσει σε πραγματικό χρόνο για αγοραπωλησία ενέργειας, μείωση της αιχμής ζήτησης και μείωση των αποκλίσεων από τις προβλέψεις φορτίου και παραγωγής των ΦΒ, και β) τη χωρητικότητα των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που θα προσφέρει στην αγορά εξισορρόπησης. Στο δεύτερο στάδιο (λειτουργία σε πραγματικό χρόνο) βελτιστοποιείται η λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας σύμφωνα με το πλάνο του πρώτου σταδίου εφαρμόζοντας προβλεπτικό έλεγχο για τη μείωση των αποκλίσεων από το πλάνο. Σημειώνεται πως με το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου επιλύεται σε κάθε χρονική περίοδο ένα ίδιο μοντέλο με αυτό του πρώτου σταδίου με διαφορετική αντικειμενική συνάρτηση και για διαφορετικό χρονικό ορίζοντα. Τα μαθηματικά μοντέλα (ένα σε κάθε στάδιο) ανήκουν στην κατηγορία MILP και βελτιστοποιούνται με τη χρήση του επιλύτη Gurobi.

Η εργασία [93] των Gao et al επικεντρώνεται στη μοντελοποίηση του προβλήματος προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας ως πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, *mixed integer second-order cone programming (MISOCP)*, για την εύρεση της βέλτιστης λύσης με χαλάρωση των

εξισώσεων ροής ισχύος. Το κόστος ενέργειας, το κόστος περιορισμού ισχύος ΑΠΕ, το κόστος αποζημίωσης λόγω απόρριψης φορτίου και το κόστος διαχείρισης πηγών ευελιξίας αποτελούν το συνολικό κόστος προς ελαχιστοποίηση. Προκειμένου να αντιμετωπιστούν οι αβεβαιότητες, προτείνεται ένα μοντέλο εύρωστης βελτιστοποίησης, *robust optimization (RO)*. Η επίλυση του μοντέλου MISOCP πραγματοποιείται με τον επιλύτη CPLEX.

Η εργασία [47] των Soares et al προτείνει ένα μοντέλο προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας για βελτιστοποίηση της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ. Στο μοντέλο εφαρμόζεται η προσέγγιση εύρωστης βελτιστοποίησης, στην οποία το πρόβλημα βελτιστοποιείται λαμβάνοντας υπόψη το δυσμενέστερο σενάριο που μπορεί να προκύψει λόγω αβεβαιότητας στην πρόβλεψη παραγωγής ΑΠΕ. Η μαθηματική μοντελοποίηση που ακολουθείται ανήκει στην κατηγορία MINLP και για την επίλυση χρησιμοποιείται το περιβάλλον βελτιστοποίησης GAMS. Οι πηγές ευελιξίας που λαμβάνονται υπόψη στην εργασία αυτή είναι οι προσφορές ευελιξίας των ΦοΣΕ ΑΠΕ και φορτίου, καθώς και οι πηγές ενδογενούς ευελιξίας του Διαχειριστή, όπως χειρισμοί του ΣΑΤΥΦ, χειρισμοί εγκάρσιων πυκνωτών και φόρτιση/εκφόρτιση συσσωρευτών. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η προσέγγιση αυτή είναι ακριβότερη από τις πρακτικές που δεν λαμβάνουν υπόψη τις αβεβαιότητες στο στάδιο του προγραμματισμού επόμενης ημέρας, αλλά έχει μικρότερο κόστος κατά τη λειτουργία του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Αυτό επιτυγχάνεται με δέσμευση μεγαλύτερης εφεδρείας των πηγών ευελιξίας που αποσκοπεί στη μείωση του κόστους αποκλίσεων μεταξύ προγραμματισμού λειτουργίας και λειτουργίας πραγματικού χρόνου.

Η εργασία [97] των Guo et al προτείνει ένα μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου για τη λειτουργία των ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Το προτεινόμενο μοντέλο ρυθμίζει τις τάσεις των κόμβων του δικτύου με εντολές κατανομής ενεργού και αέργου ισχύος των ΜΔΠ, ενεργού ισχύος των συσσωρευτών και ρύθμιση του ΣΑΤΥΦ. Ο ελεγκτής βασίζεται σε ένα μοντέλο βελτιστοποίησης QP, το οποίο μπορεί να επιλυθεί γρήγορα και αποτελεσματικά σε επίπεδο milliseconds. Οι τάσεις των κόμβων του δικτύου μοντελοποιούνται με τη χρήση των συντελεστών ευαισθησίας τάσης στις αλλαγές των μεταβλητών ελέγχου.

Στην εργασία [98] των Mohiti et al προτείνεται μια μεθοδολογία για τον προγραμματισμό λειτουργίας των ΔΔ αξιοποιώντας την παρουσία ΦοΣΕ ηλεκτρικών οχημάτων. Η εργασία λαμβάνει υπόψη τις αβεβαιότητες στην πρόβλεψη παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ προτείνοντας ένα μοντέλο εύρωστης βελτιστοποίησης, στην οποία η προτεινόμενη λύση είναι βέλτιστη για το δυσμενέστερο σενάριο και εφικτή για τις υπόλοιπες πιθανές τιμές παραγωγής ΑΠΕ. Το μοντέλο αξιοποιεί τη δυνατότητα προγραμματισμού της φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων, αλλά και της εκφόρτισης (έγχυση ισχύος στο δίκτυο) για να ελαχιστοποιήσει το κόστος ενέργειας του δικτύου. Το μαθηματικό μοντέλο που διαμορφώνεται είναι MILP και επιλύεται με τη χρήση του επιλύτη CPLEX σε περιβάλλον GAMS.

Στην εργασία [99] οι Shafiee et al προτείνουν μια μεθοδολογία για τον προγραμματισμό λειτουργίας των ΔΔ υπό την παρουσία ηλεκτρικών οχημάτων, κατανεμόμενων και μη κατανεμόμενων ΜΔΠ (μονάδων ΑΠΕ). Το πρόβλημα λύνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο ο ΦοΣΕ ηλεκτρικών οχημάτων βελτιστοποιεί τη φόρτιση/εκφόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων που διαχειρίζεται με ένα μοντέλο MIP. Στο

δεύτερο στάδιο ο Διαχειριστής ΔΔ ελαχιστοποιεί το κόστος ενέργειας και την απόκλιση από το επιθυμητό προφίλ φόρτισης/εκφόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων. Το μοντέλο του δεύτερου σταδίου είναι μοντέλο MILP και επιλύεται με τη χρήση του επιλύτη CPLEX σε περιβάλλον GAMS. Προκειμένου να αποφύγουν τη MINLP μοντελοποίηση, η οποία αυξάνει τον χρόνο εκτέλεσης, δεν λαμβάνονται στο μοντέλο βελτιστοποίησης οι μη γραμμικές εξισώσεις ροής ισχύος του μοντέλου AC-OPF. Η παραβίαση των τεχνικών περιορισμών του δικτύου ελέγχεται με εκτέλεση απλής ροής ισχύος και οι τιμές διορθώνονται με έναν αλγόριθμο ανάλυσης ευαισθησίας.

Η εργασία [100] των Zheng et al προτείνει ένα μοντέλο προγραμματισμού με κωνικούς περιορισμούς δεύτερης τάξης, *second-order cone programming (SOCP)*, για τη διαχείριση σταθμών φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων στα ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Το προτεινόμενο μοντέλο εκτελείται με προβλεπτικό έλεγχο ελαχιστοποιώντας το κόστος λειτουργίας του δικτύου.

Στην εργασία [102], οι Laur et al προτείνουν ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας επόμενης ημέρας, στο οποίο καθορίζονται οι εφεδρείες ευελιξίας ενεργού ισχύος για την αντιστάθμιση των μεταβολών της παραγωγής ΑΠΕ και της κατανάλωσης φορτίου που αναμένεται να προκύψουν κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου. Και αυτή η προσέγγιση στοχαστικού προγραμματισμού βασίζεται στη χρήση σταθμισμένων σεναρίων παραγωγής ΑΠΕ και φορτίου. Πιο συγκεκριμένα, το πρόβλημα μοντελοποιείται σε τρία στάδια: α) το πρώτο στάδιο (λειτουργικός προγραμματισμός επόμενης ημέρας) βελτιστοποιεί τις εφεδρείες ευελιξίας υπό τη μορφή αύξησης ή μείωσης της ενεργού ισχύος των ΔΕΠ για κάθε ώρα, β) το δεύτερο στάδιο (ενδοημερήσιος προγραμματισμός λειτουργίας) αναθεωρεί το επίπεδο εφεδρειών μετά από 12 ώρες, και γ) το τρίτο στάδιο βελτιστοποιεί τις εντολές ενεργοποίησης της ευελιξίας των ΔΕΠ, περιορισμού παραγωγής ΑΠΕ ή απόρριψης φορτίου ανά σενάριο. Για τη μοντελοποίηση του ΔΔ χρησιμοποιείται το μοντέλο DC-OPF και το τελικό μοντέλο που προκύπτει ανήκει στην κατηγορία του LP.

### 3.7.1.2 Προβλήματα διεπίπεδου μαθηματικού προγραμματισμού

Οι εργασίες που παρουσιάζονται σε αυτή την ενότητα αφορούν προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού. Το πρόβλημα άνω επιπέδου όλων των εργασιών βελτιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση του φορέα που είναι υπεύθυνος για την τεχνική ή/και οικονομική λειτουργία του δικτύου, δηλαδή του Διαχειριστή ΔΔ ή μίας εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο κάτω επίπεδο, τα προβλήματα που βελτιστοποιούνται διαφέρουν ανάλογα με την αντικειμενική συνάρτηση του εμπλεκόμενου φορέα.

Στην εργασία [77], οι Bahramara et al προτείνουν ένα πρόβλημα όπου στο άνω επίπεδο ελαχιστοποιείται το κόστος ενέργειας μιας εταιρίας διανομής, ενώ στο κάθε ένα από τα προβλήματα κάτω επιπέδου ελαχιστοποιείται το κόστος ενέργειας των μικροδικτύων που τροφοδοτούνται από την εταιρία διανομής. Τα μικροδίκτυα αποτελούνται από ελεγχόμενες ΜΔΠ, συσσωρευτές και ελεγχόμενα φορτία. Τα προβλήματα κάτω επιπέδου είναι γραμμικά και συνεπώς είναι δυνατή η εφαρμογή των συνθηκών ΚΚΤ για να ενσωματωθούν στο πρόβλημα άνω επιπέδου. Η μη γραμμικότητα που προκύπτει από το γινόμενο μεταβλητών στην αντικειμενική συνάρτηση της εταιρίας διανομής, γραμμικοποιείται εφαρμόζοντας το

θεώρημα ισχυρής δυϊκότητας από τη δυϊκή θεωρία στα προβλήματα κάτω επιπέδου. Το τελικό μοντέλο που προκύπτει είναι MILP και επιλύεται για ένα στιγμιότυπο.

Η εργασία [80] των Wang et al προτείνει ένα στοχαστικό μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού για την οικονομική διαχείριση της ενέργειας στα ΔΔ. Το πρόβλημα άνω επιπέδου ελαχιστοποιεί το κόστος ενέργειας του Διαχειριστή ΔΔ, ενώ τα προβλήματα κάτω επιπέδου ελαχιστοποιούν το ενεργειακό κόστος κάθε ενός από τα μικροδίκτυα που συνδέονται στο ΔΔ και συμμετέχουν σε αγοραπωλησία ενέργειας. Τα προβλήματα κάτω επιπέδου είναι γραμμικά και μετασχηματίζονται κατάλληλα με τη χρήση των συνθηκών Karush-Kuhn-Tucker (KKT). Το τελικό μοντέλο ενιαίου επιπέδου που προκύπτει ανήκει στην κατηγορία MILP και λύνεται με τον εμπορικό επιλύτη CPLEX.

Στην εργασία [81] των Bahramara et al ακολουθείται η προσέγγιση μοντελοποίησης της εργασίας [77] και το τελικό πρόβλημα που προκύπτει είναι πρόβλημα MILP. Οι κυριότερες διαφορές σε σχέση με την εργασία [77] είναι οι εξής: α) τα μικροδίκτυα δεν διαθέτουν συσσωρευτές, β) οι ελεγχόμενες ΜΔΠ δεν περιορίζονται από τον ρυθμό ανόδου και καθόδου της παραγωγής τους, και γ) το τελικό μοντέλο επιλύεται για ένα στιγμιότυπο του ΔΔ, δηλαδή δεν λαμβάνεται υπόψη η χρονική εξάρτηση των μεταβλητών ελέγχου, όπως η ενεργός ισχύς των ελεγχόμενων ΜΔΠ και η κατάσταση φόρτισης των συσσωρευτών.

Στην εργασία [83] των Nguyen et al μοντελοποιείται το πρόβλημα προγραμματισμού λειτουργίας μιας εταιρίας διανομής λαμβάνοντας υπόψη τις προσφορές ΦοΣΕ φορτίου. Το πρόβλημα της εταιρίας διανομής περιορίζεται από τα προβλήματα μεγιστοποίησης του κέρδους των ΦοΣΕ φορτίου, διαμορφώνοντας με αυτόν τον τρόπο ένα πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού. Η εταιρία διανομής λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των ΔΕΠ, των ΦοΣΕ φορτίου και τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου, το οποίο μοντελοποιείται με το μοντέλο DC-OPF. Για τον μετασχηματισμό του τελικού προβλήματος σε μοντέλο μονοεπίπεδου προγραμματισμού εφαρμόζονται οι συνθήκες KKT στα προβλήματα των ΦοΣΕ φορτίου και το τελικό πρόβλημα που προκύπτει είναι ένα MILP πρόβλημα, που επιλύεται με τον εμπορικό επιλύτη CPLEX.

Στην εργασία [84] των Wang et al παρουσιάζεται ένα μοντέλο αγοραπωλησίας ενέργειας μεταξύ πολλαπλών ιδιοκτητών ΔΕΠ και μίας εταιρίας διανομής, προκειμένου η δεύτερη να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της. Αντίστοιχα, οι ιδιοκτήτες ΔΕΠ στοχεύουν στη μεγιστοποίηση του δικού τους κέρδους λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες στην παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ. Οι ιδιοκτήτες ΔΕΠ διαθέτουν μονάδες ΑΠΕ ή/και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Το προτεινόμενο διεπίπεδο μοντέλο περιλαμβάνει το πρόβλημα της εταιρίας διανομής (στο άνω επίπεδο), το οποίο περιορίζεται επιπλέον από τα προβλήματα βελτιστοποίησης των ιδιοκτητών ΔΕΠ (στο κάτω επίπεδο). Τα προβλήματα κάτω επιπέδου μοντελοποιούνται ως προβλήματα στοχαστικού προγραμματισμού με σενάρια παραγωγής ΑΠΕ και ενσωματώνονται στο άνω πρόβλημα εφαρμόζοντας τη δυϊκή θεωρία. Με αυτή τη μεθοδολογία προκύπτει ένα πρόβλημα της κατηγορίας προβλημάτων MPEC και πιο συγκεκριμένα της κατηγορίας προβλημάτων MPPDC. Το τελικό μοντέλο που προκύπτει είναι NLP και επιλύεται με χρήση του εμπορικού επιλύτη CONOPT.

Στην εργασία [85], οι Zhang et al προτείνουν ένα διεπίπεδο μοντέλο που μεγιστοποιεί το κέρδος μιας εταιρίας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (πρόβλημα άνω επιπέδου) με εφαρμογή της τεχνικής μετατόπισης φορτίου (load shifting) και ταυτόχρονα ελαχιστοποιεί



το κόστος εξισορρόπησης σε επίπεδο του συστήματος μεταφοράς (πρόβλημα κάτω επιπέδου). Σε αυτή την εργασία, το πρόβλημα κάτω επιπέδου μετασχηματίζεται με εφαρμογή της δυϊκής θεωρίας, σύμφωνα με την οποία η αντικειμενική συνάρτηση αντικαθίσταται από την ισότητα της θεωρίας ισχυρής δυϊκότητας, ενώ προστίθενται οι περιορισμοί του δυϊκού προβλήματος του πρωτεύοντος προβλήματος. Το τελικό μοντέλο που προκύπτει είναι NLP και επιλύεται με χρήση του επιλύτη CONOPT3 σε περιβάλλον GAMS.

Στην εργασία [95], οι Zhang et al παρουσιάζουν ένα μοντέλο υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης που προσφέρονται από ΦοΣΕ φορτίου σε μία εταιρία διανομής, προκειμένου η δεύτερη να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της. Στο διεπίπεδο μοντέλο της εργασίας αυτής, στο άνω επίπεδο μεγιστοποιείται το κέρδος της εταιρίας διανομής με ένα NLP μοντέλο, ενώ ταυτόχρονα στο κάτω επίπεδο μεγιστοποιείται το κέρδος πολλαπλών ΦοΣΕ φορτίου που συμμετέχουν σε μια τοπική αγορά υπηρεσιών απόκρισης ζήτησης. Το πρόβλημα κάθε ΦοΣΕ φορτίου είναι πρόβλημα LP. Το τελικό πρόβλημα MPEC που προκύπτει ανήκει στην κατηγορία MPPDC ακολουθώντας τη δυϊκή θεωρία όπως στην εργασία [85], και μετασχηματίζεται σε ένα μοντέλο NLP που επιλύεται με χρήση του εμπορικού επιλύτη CONOPT3.

Στην εργασία [96] των Bagher Sadati et al μεγιστοποιούνται τα κέρδη μιας εταιρίας διανομής λαμβάνοντας υπόψη την παραγωγή μονάδων ΑΠΕ και το πρόβλημα μεγιστοποίησης του κέρδους ιδιοκτητών σταθμών φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων. Τα ηλεκτρικά οχήματα απορροφούν ενέργεια για τη φόρτιση των μπαταριών τους, ενώ είναι δυνατή και η λειτουργία τους και η εκφόρτισή τους πουλώντας με αυτόν τον τρόπο ενέργεια στην εταιρία διανομής. Για τη διαμόρφωση του προβλήματος ως ένα ενιαίο πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας, ακολουθείται η προσέγγιση του μοντέλου MPCC που βασίζεται στις συνθήκες KKT. Το τελικό μοντέλο που προκύπτει είναι MILP και επιλύεται σε περιβάλλον GAMS από τον εμπορικό επιλύτη CPLEX.

Στην εργασία [101] των Bahramara et al προτείνεται ένα στοχαστικό μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού, το οποίο ελαχιστοποιεί το αναμενόμενο κόστος ενέργειας μιας εταιρίας διανομής (στο άνω επίπεδο) και ταυτόχρονα βελτιστοποιεί τα προβλήματα των μικροδικτύων και της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (στο κάτω επίπεδο). Οι αβεβαιότητες του στοχαστικού μοντέλου περιγράφονται με σταθμισμένα σενάρια. Το τελικό μοντέλο του προβλήματος MPEC που προκύπτει, έπειτα από εφαρμογή των συνθηκών KKT στα προβλήματα κάτω επιπέδου, είναι NLP και επιλύεται με τον εμπορικό επιλύτη CPLEX σε περιβάλλον GAMS. Αξίζει να σημειωθεί πως στην αντικειμενική συνάρτηση της εταιρίας διανομής χρησιμοποιείται επίσης η τιμή έκθεσης σε κίνδυνο υπό συνθήκη, *conditional value-at-risk (CVaR)*, η οποία δίνει βάρος στα σενάρια με μικρότερη πιθανότητα εμφάνισης. Με άλλα λόγια, όσο περισσότερο λαμβάνεται υπόψη η τιμή CVaR τόσο περισσότερο ο αποφασίζων, δηλαδή η εταιρία διανομής στην προκειμένη περίπτωση, επιθυμεί να αποφύγει την έκθεση σε κίνδυνο.

Στην εργασία [103] των Yi et al προτείνεται ένα διεπίπεδο μοντέλο, το οποίο μεγιστοποιεί το κέρδος μιας εταιρίας διανομής αξιοποιώντας την παρουσία εικονικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, *virtual power plants (VPP)*. Το πρόβλημα μεγιστοποίησης του κέρδους της εταιρίας διανομής (άνω επίπεδο) περιορίζεται όχι μόνο από τους τεχνοοικονομικούς περιορισμούς της, αλλά επίσης περιορίζεται από τα προβλήματα

μεγιστοποίησης του κέρδους των διαχειριστών των VPP στο κάτω επίπεδο. Το μοντέλο του ΔΔ σε αυτή την εργασία προσεγγίζεται με γραμμικοποίηση του μοντέλου AC-OPF. Οι εξισώσεις ροής ισχύος απλοποιούνται με τη χρήση ενός μοντέλου ροής ισχύος που αγνοεί τις γωνίες των τάσεων των κόμβων του δικτύου και λαμβάνει υπόψη μόνο τις εξισώσεις των ροών ενεργού ισχύος. Για να ενσωματωθούν τα προβλήματα των διαχειριστών VPP στο πρόβλημα της εταιρίας διανομής χρησιμοποιούνται οι συνθήκες KKT και το τελικό μοντέλο MPEC που προκύπτει είναι MILP. Η επίλυση πραγματοποιείται με χρήση του επιλύτη CPLEX σε περιβάλλον GAMS.

Η εργασία [104] των Sheikahmadi et al προτείνει ένα στοχαστικό μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού, το οποίο ελαχιστοποιεί το αναμενόμενο κόστος ενέργειας μιας εταιρίας διανομής, ενώ παράλληλα βελτιστοποιεί το πρόβλημα του Διαχειριστή της χονδρικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτή την εργασία οι αβεβαιότητες των μονάδων ΑΠΕ μοντελοποιούνται με την προσέγγιση της θεωρίας αποφάσεων κενής πληροφορίας (information gap decision theory). Οι εξισώσεις ροής ισχύος απλοποιούνται με τη χρήση ενός μοντέλου ροής ισχύος, όπως στην [101].

### 3.7.2 Μέθοδοι με ευρετικούς αλγορίθμους

Η εργασία [63] των Longenthiran et al προτείνει έναν εξελικτικό αλγόριθμο (evolutionary algorithm) που βελτιστοποιεί το προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικών φορτίων (ηλεκτρικών συσκευών με δυνατότητα ελέγχου και αλλαγής ώρας σύνδεσης). Ακολουθείται μία στρατηγική διαχείρισης ζήτησης, η οποία βασίζεται στην τεχνική μετατόπισης φορτίου (load shifting) και ελαχιστοποιεί την απόκλιση του προγραμματισμένου προφίλ κατανάλωσης από ένα ιδανικό προφίλ κατανάλωσης που χρησιμοποιείται ως αναφορά.

Η εργασία [67] των Teng et al παρουσιάζει ένα μοντέλο προγραμματισμού φόρτισης/εκφόρτισης συσσωρευτών, το οποίο λαμβάνει υπόψη τη στοχαστική φύση της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ. Το μοντέλο αυτό ανήκει στην κατηγορία MINLP και για την επίλυσή του χρησιμοποιείται δυαδικός γενετικός αλγόριθμος (binary genetic algorithm) προσαρμοσμένος στις ανάγκες του προβλήματος. Ο δυαδικός γενετικός αλγόριθμος χρησιμοποιεί κωδικοποίηση με τη μορφή ακολουθίας από ψηφία 1 ή 0 (bits) για να αναπαραστήσει την τιμή των μεταβλητών ελέγχου του προβλήματος.

Στην εργασία [70] των Bernardon et al προτείνεται ένας ευρετικός αλγόριθμος που αναζητά τη βέλτιστη τοπολογία ΔΔ με δυνατότητα επαναδιαμόρφωσης. Η τεχνική που χρησιμοποιείται βασίζεται στη διερεύνηση συγκεκριμένων συνδυασμών χειρισμών διακοπών ανά ζεύγη, δηλαδή άνοιγμα των κανονικά κλειστών διακοπών (normally closed switches) και κλείσιμο των κανονικά ανοικτών διακοπών (normally opened switches), μεταξύ των γραμμών του δικτύου.

Στην εργασία [72], οι Golshanavaz et al προτείνουν ένα μοντέλο βελτιστοποίησης του προβλήματος προγραμματισμού λειτουργίας στα ενεργά ΔΔ. Η παρουσία τηλεχειριζόμενων διακοπών δίνει τη δυνατότητα επαναδιαμόρφωσης του δικτύου και εισάγει ακέραιες μεταβλητές στο μοντέλο. Οι ακέραιες μεταβλητές σε συνδυασμό με το μεγάλο πλήθος μεταβλητών ελέγχου κατατάσσουν το πρόβλημα στην κατηγορία MINLP, αυξάνοντας την υπολογιστική πολυπλοκότητα και την επίλυση με κάποια αριθμητική μέθοδο. Η μέθοδος που

προτείνεται για την επίλυση βασίζεται σε ακέραιο γενετικό αλγόριθμο (integer genetic algorithm), ο οποίος είναι προσαρμοσμένος στις ανάγκες του προβλήματος.

Στην εργασία [73] των Kulmala et al προτείνεται ένας αλγόριθμος βασισμένος σε πρακτικούς κανόνες (rule-based algorithm) για τον συντονισμένο έλεγχο της τάσης των κόμβων του δικτύου. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος χρησιμοποιεί κανόνες ιεραρχικής ρύθμισης της τάσης και τον πίνακα ευαισθησίας τάσεων του δικτύου στις αλλαγές των μεταβλητών ελέγχου. Ο έλεγχος ξεκινάει από τον ρυθμιστή τάσης του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Αν δεν είναι δυνατή η επαναφορά των τάσεων εντός ορίων, ενεργοποιείται σε δεύτερη φάση η υποστήριξη αέργου ισχύος από τους μετατροπείς των ΜΔΠ. Τέλος, σε τρίτη φάση ενεργοποιείται η ρύθμιση της ενεργού ισχύος των ΜΔΠ.

Η εργασία [79] των Swaminathan et al προτείνει έναν αλγόριθμο για τον προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας λαμβάνοντας υπόψη τις προβλέψεις παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και κατανάλωσης φορτίων. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος βασίζεται σε πρακτικούς κανόνες (rule-based algorithm) και ελαχιστοποιεί το κόστος των υπηρεσιών ευελιξίας που απαιτούνται για την τήρηση των τεχνικών περιορισμών του δικτύου (όρια τάσεων και όρια ροής ισχύος στις γραμμές). Οι πηγές ευελιξίας είναι: χειρισμοί των διασυνδεδετικών διακοπών, χειρισμοί στο ΣΑΤΥΦ, υποστήριξη αέργου ισχύος από τις μονάδες ΑΠΕ και ρύθμιση ευέλικτων φορτίων.

Στην εργασία [87] των Cong et al παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος για τον προγραμματισμό λειτουργίας επόμενης ημέρας λαμβάνοντας υπόψη το σφάλμα πρόβλεψης της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ. Στόχος της προτεινόμενης μεθόδου είναι ο περιορισμός του ρίσκου και η ελαχιστοποίηση του κόστους του Διαχειριστή χρησιμοποιώντας κατάλληλους χειρισμούς διασυνδεδετικών διακοπών και κατάλληλες εντολές κατανομής ενεργού ισχύος των ελεγχόμενων ΜΔΠ. Οι εξισώσεις ροής ισχύος του μοντέλου AC-OPF σε συνδυασμό με τις μεταβλητές ελέγχου των ΔΕΠ και τις ακέραιες μεταβλητές λόγω της δυνατότητας επαναδιαμόρφωσης του δικτύου δημιουργούν ένα μοντέλο MINLP. Οι αβεβαιότητες αντιμετωπίζονται με μοντελοποίηση του προβλήματος ως πρόβλημα προγραμματισμού υπό πιθανοτικούς περιορισμούς, *chance constrained programming (CCP)*. Η πολυπλοκότητα επίλυσης τέτοιων προβλημάτων είναι πολύ μεγάλη, ενώ η ενσωμάτωση των πιθανοτικών περιορισμών δημιουργεί την ανάγκη για έναν ευρετικό αλγόριθμο. Για την επίλυση προτείνεται ένας υβριδικός αλγόριθμος βελτιστοποίησης σμήνους σωματιδίων, *particle swarm optimization (PSO)*, ο οποίος ανήκει στην οικογένεια των μετα-ευρετικών μεθόδων.

Στην εργασία [92] των Esmat et al προτείνεται μια μεθοδολογία δύο σταδίων που βελτιστοποιεί τη διαχείριση των υπηρεσιών ευελιξίας που προσφέρονται από ΦοΣΕ φορτίου. Οι υπηρεσίες ευελιξίας αφορούν τη ρύθμιση της κατανάλωσης (μείωση ή αύξηση της ενεργού ισχύος), η οποία συνοδεύεται από αντιστάθμιση της ρυθμισμένης ενέργειας (μείωση ή αύξηση ενεργού ισχύος) σε άλλη χρονική περίοδο. Λόγω της ιδιαιτερότητας του μοντέλου διαχείρισης ευελιξίας της ζήτησης, σε πρώτη φάση εφαρμόζεται ένας γενετικός αλγόριθμος για την επιλογή των εφικτών συνδυασμών των αποδεκτών προσφορών ευελιξίας και στη συνέχεια εφαρμόζεται ένας αλγόριθμος διακλάδωσης και οριοθέτησης (branch & bound) για να καθορίσει την ώρα αντιστάθμισης της ρυθμισμένης ενέργειας.

### 3.8 Κατηγοριοποίηση μεθόδων και μοντέλων βελτιστοποίησης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ

Πίνακας 3.3 Κύρια χαρακτηριστικά και κατηγοριοποίηση των εργασιών διαχείρισης των ενεργών ΔΔ της βιβλιογραφικής ανασκόπησης.

Εργασία	Στάδιο Διαχείρισης ΔΔ	Αντικειμενική συνάρτηση	Μεταβλητές ελέγχου	ΑΠΕ	Καταν/νες ΜΔΠ	Αποθήκευση	Ευέλικτα φορτία Ηλ/κα οχήματα	Τρίτοι εμπλ./νοι φορείς	Στρατηγική Διαχείρισης	Χρονικές περιοδοί	Στοχαστικό μοντέλο	Διεπίπεδος προγρ/σμός	Μαθηματικό Μοντέλο	Μέθοδος/ Λογισμικό επίλυσης
[28]	DAS	min κόστος ενέργειας	3				✓	ΦοΣΕ φορτίου	DSM	24-ωρο			NLP LP	CONOPT - GAMS CPLEX - GAMS
[29]	DAS	min περιορισμός ΜΔΠ	1, 15		✓			-	DNR, RESC	Στιγμιότυπο			MIQCP MILP QCP	SBB - GAMS CPLEX - GAMS CONOPT - GAMS
[30]	DAS	min {περιορισμός ΑΠΕ, χειρισμοί διακοπών}	2, 15	✓				-	DNR, RESC	24-ωρο			MINLP MIQCP	SBB - GAMS
[31]	DAS	max εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ	2, 7, 12, 13, 16	✓				-	CVC, RPS, RESC	Πολλαπλές			NLP	CONOPT3 - AIMMS
[54]	DAS	min {λειτουργικό κόστος, αποκλίση ροών Υ/Σ από πλάνο}	4, 8, 12	✓	✓			-	RPS, ESM, DSM	24-ωρο	✓		MIQCP	Gurobi
[55]	DAS & RTD	min κόστος ενέργειας	1, 4, 6, 12	✓	✓	✓		-	CVC, RPS, DGM	24-ωρο			MILP	Matlab
[56]	DAS	max παραγωγή ΑΠΕ	2, 7, 12	✓				-	CVC, RPS, RESC	Πολλαπλές			NLP	Matpower MIPS
[57]	RTD	min λειτουργικό κόστος	2, 3, 7, 12	✓	✓	✓		-	CVC, RPS, DSM, RESC	Στιγμιότυπο			QP	AIMMS
[58]	DAS	min απώλειες ενέργειας	7, 12, 13	✓				-	CVC, RPS	Πολλαπλές			NLP	CONOPT3 - AIMMS
[59]	DAS	min άεργος ισχύς Υ/Σ	7, 12	✓				-	CVC, RPS	Πολλαπλές			NLP	CONOPT3 - AIMMS
[60]	DAS	min λειτουργικό κόστος	2, 3, 7, 15	✓		✓		-	RPS, DSM, DNR, RESC	Στιγμιότυπο			MILP	Πλήρης αναζήτηση (MIP) Simplex (LP)
[61]	RTD	min λειτουργικό κόστος (με προβλεπτικό έλεγχο)	1, 3, 4, 6, 14		✓	✓	✓	-	RPS, ESM, RESC	Πολλαπλές			LP	Simplex

Εργασία	Στάδιο Διαχείρισης ΔΔ	Αντικειμενική συνάρτηση	Μεταβλητές ελέγχου	ΑΠΕ	Καταν/νες ΜΔΠ	Αποθήκευση	Ευέλικτα φορτία ΗΛ/κα οχήματα	Τρίτοι εμπλ/νοι φορείς	Στρατηγική Διαχείρισης	Χρονικές περίοδοι	Στοχαστικό μοντέλο	Διεπίπεδος προγρ/σμός	Μαθηματικό Μοντέλο	Μέθοδος/ Λογισμικό επίλυσης
[62]	DAS	max έσοδα παραγωγής ΑΠΕ min κόστος απωλειών ενέργειας	2, 4, 8	✓	✓			-	RPS, ESM, RESC	24-ωρο			NLP	CONOPT3 - GAMS
[63]	DAS	min αποκλίση μεταβλητών ελέγχου από τιμές αναφοράς	3			✓		-	DSM	24-ωρο			N/A	Εξελκτικός αλγόριθμος
[64]	RTD	min {απώλειες ισχύος, αποκλίση τάσης από ονομαστική τιμή}	6, 12, 13, 14		✓			-	CVC, RPC, RPS	Στιγμιότυπο			MILP	CPLEX
[65]	DAS	max έσοδα παραγωγής ΑΠΕ min κόστος απωλειών ενέργειας	2, 4, 8	✓	✓			-	RPS, ESM, RESC	24-ωρο			MINLP	Matlab (MIP) GAMS (NLP)
[66]	DAS & RTD	min κόστος ενέργειας	1, 3, 4, 6	✓	✓	✓	✓	-	RPS, DGM, ESM, DSM	24-ωρο			NLP	CONOPT
[67]	DAS	min απώλειες ενέργειας	2, 4	✓	✓			-	ESM	24-ωρο			MINLP	Δυναμικός ΓΑ
[68]	RTD	min αποκλίση μεταβλητών ελέγχου από τιμές αναφοράς	1, 6, 12	✓				-	CVC, RPS	Πολλαπλές			QP	SQOPT
[69]	RTD	min χειρισμοί ρυθμιστών τάσης	7, 12, 13	✓				-	CVC, RPS	24-ωρο			LP	Πρωτεύον-δυναμικό εσωτερικό σημείο
[70]	RTD	min {απώλειες ενέργειας, δείκτες αξιοπιστίας}	15	✓				-	DNR	Πολλαπλές			MINLP	Ευρετική τεχνική
[71]	DAS	min {περιορισμός ΑΠΕ, πλήθος ελέγχων-χειρισμών}	2, 7, 12, 14, 15	✓				-	CVC, RPC, RPS, DNR, RESC	Στιγμιότυπο			MINLP	SBB - GAMS
[72]	DAS	min λειτουργικό κόστος	1, 3, 6, 15	✓	✓	✓		-	RPS, DGM, DSM, DNR	24-ωρο			MINLP	Ακέραιος ΓΑ
[73]	RTD	min {απώλειες ισχύος, περιορισμός ΑΠΕ}	2, 7, 12	✓	✓			-	CVC, RPS	Στιγμιότυπο			MINLP	Matlab Opti-Toolbox
[74]	DAS	min {λειτουργικό κόστος, εκπομπές ρίπων}	1, 3, 9, 10	✓	✓	✓		ΦοΣΕ φορτίου	DSM, RsvM	24-ωρο	✓		MINLP	GAMS - DICOPT
[75]	DAS	min {λειτουργικό κόστος, εκπομπές ρίπων}	1, 3, 9, 10	✓	✓	✓		ΦοΣΕ φορτίου	DSM, RsvM	24-ωρο	✓		MINLP	Αποσύνθεση Bender GAMS – CPLEX (MILP) & CONOPT (NLP)

Εργασία	Στάδιο Διαχείρισης ΔΔ	Αντικειμενική συνάρτηση	Μεταβλητές ελέγχου	ΑΠΕ	Καταν/νες ΜΔΠ	Αποθήκευση	Ευέλκτα φορτία	Ηλ/κα οχήματα	Τρίτοι εμπλ/νοι φορείς	Στρατηγική Διαχείρισης	Χρονικές περιόδοι	Στοχαστικό μοντέλο	Διεπίπεδος προγρ/σμός	Μαθηματικό Μοντέλο	Μέθοδος/ Λογισμικό επίλυσης
[76]	RTD	min περιορισμός ΑΠΕ	2, 7, 12	✓					-	CVC, RPS, RESC	Στιγμιότυπο	✓		NLP	CONOPT3 - AIMMS
[77]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	1, 3, 4		✓	✓	✓		μικρο-δίκτυα	DGM, ESM, DSM	24-ωρο		✓	MPCC/MILP	-
[78]	DAS	max εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ	2, 7, 12, 15, 16	✓					-	CVC, RPS, DNR, RESC	Πολλαπλές			MINLP	SBB - GAMS
[79]	DAS	min κόστος πηγών ευελιξίας	3, 7, 12, 15	✓			✓		-	CVC, RPS, DSM, DNR	24-ωρο			N/A	Αλγόριθμος κανόνων
[80]	DAS	min κόστος ενέργειας δικτύου min κόστος ενέργειας μικροδικτύου	1, 6	✓	✓				μικρο-δίκτυα	DGM	24-ωρο	✓	✓	MPCC/MILP	CPLEX
[81]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	1, 3		✓		✓		μικρο-δίκτυα	DGM, DSM	Στιγμιότυπο		✓	MPCC/MILP	-
[82]	DAS	min {κόστος ενέργειας, κόστος υπηρεσιών ευελιξίας}	1, 2, 3	✓	✓		✓		-	DSM, RESC	24-ωρο	✓		LP ή QP	CPLEX
[83]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	1, 2, 3, 4	✓	✓	✓			ΦοΣΕ φορτίου	ESM, DGM, DSM	24-ωρο		✓	MPCC/MILP	CPLEX
[84]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	2, 4, 14	✓		✓			ΦοΣΕ ΔΕΠ	RPC, DGM, ESM	24-ωρο	✓	✓	MPPDC/NLP	CONOPT3 - GAMS
[85]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	3, 14				✓		-	RPC, DSM	24-ωρο		✓	MPPDC/NLP	CONOPT3 - GAMS
[86]	DAS	min κόστος πηγών ευελιξίας	1, 4	✓		✓			μικρο-δίκτυα	DGM, DSM	24-ωρο			NLP MILP	Matpower MIPS
[87]	DAS	min κόστος ενέργειας	1, 2, 3, 15	✓	✓		✓		-	DGM, DNR	24-ωρο			MINLP - CCP	PSO
[88]	RTD	min {περιορισμός ΑΠΕ, αποκλίση τάσης από ονομαστική τιμή}	2, 7, 12	✓					-	CVC, RPS, RESC	Στιγμιότυπο			NLP	CONOPT3 - AIMMS
[89]	DAS & RTD	min {ροών ενεργού ισχύος Υ/Σ} min {αποκλίση ροών Υ/Σ από πλάνο}	1, 2, 7, 4, 6, 9	✓	✓	✓			-	CVC, RPC, RPS, ESM, RsvM	24-ωρο			NLP	-

Εργασία	Στάδιο Διαχείρισης ΔΔ	Αντικειμενική συνάρτηση	Μεταβλητές ελέγχου	ΑΠΕ	Καταν/νες ΜΔΠ	Αποθήκευση	Ευέλικτα φορτία ΗΛ/κα οχήματα	Τρίτοι εμπλ/νοι φορείς	Στρατηγική Διαχείρισης	Χρονικές περιόδοι	Στοχαστικό μοντέλο	Διεπίπεδος προγρ/σμός	Μαθηματικό Μοντέλο	Μέθοδος/ Λογισμικό επίλυσης	
[90]	DAS & RTD	min {λειτουργικό κόστος, κόστος πηγών ευελιξίας}	1, 2, 3, 3, 4, 5, 6, 9, 11	✓	✓	✓	✓	✓	ΦοΣΕ φορτίου	RPS, ESM, DSM, RsvM, RESC	24-ωρο		MINLP	DICOPT - GAMS	
[91]	DAS & RTD	min {κόστος ενέργειας, αιχμή ζήτησης, απόκλιση μεταβλητών ελέγχου από τιμές αναφοράς}	4	✓		✓		-	ESM	24-ωρο	✓		MILP	Gurobi	
[92]	DAS	min κόστος πηγών ευελιξίας	3				✓	ΦοΣΕ φορτίου	DSM	24-ωρο			NLP	ΓΑ και B&B	
[93]	DAS	min {κόστος ενέργειας, λειτουργικό κόστος}	2, 3, 4, 14, 15	✓		✓	✓	-	RPC, ESM, DSM, DNR, RESC	24-ωρο	✓		MISOCPP	CPLEX	
[94]	DAS	min {λειτουργικό κόστος, κόστος πηγών ευελιξίας}	1, 2, 3, 4, 12, 14	✓	✓	✓	✓	ΦοΣΕ φορτίου/ ΑΠΕ	CVC, RPC, DGM, ESM, DSM, RESC	24-ωρο	✓		MINLP	GAMS	
[95]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	3, 14				✓	ΦοΣΕ φορτίου	RPC, DSM	24-ωρο		✓	MPPDC/ NLP	CONOPT3 - GAMS	
[96]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	3, 5				✓	✓	Σταθμοί φόρτισης	ESM, DSM	24-ωρο	✓	✓	MILP	CPLEX - GAMS
[97]	RTD	min αποκλίση μεταβλητών ελέγχου από τιμές αναφοράς	1, 4, 6, 12		✓	✓		-	CVC	Πολλαπλές			QP	-	
[98]	DAS	min λειτουργικό κόστος	1, 5		✓		✓	ΦοΣΕ ηλ/κών οχημάτων	DGM, ESM	24-ωρο	✓		MILP	CPLEX - GAMS	
[99]	DAS	min {κόστος ενέργειας, απόκλιση φόρτισης/εκφόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων από πλάνο}	1, 5	✓	✓		✓	ΦοΣΕ ηλ/κών οχημάτων	DGM, ESM	24-ωρο			MILP	CPLEX - GAMS	
[100]	RTD	min λειτουργικό κόστος	5	✓			✓	Σταθμοί φόρτισης	ESM	Πολλαπλές			SOCP	-	
[101]	DAS	min κόστος ενέργειας	1, 2, 3, 4	✓	✓	✓	✓	μικρο-δίκτυα	DGM, DSM, ESM, RESC	24-ωρο	✓	✓	MPCC/ MILP	CPLEX - GAMS	

Εργασία	Στάδιο Διαχείρισης ΔΔ	Αντικειμενική συνάρτηση	Μεταβλητές ελέγχου	ΑΠΕ	Καταν/νες ΜΔΠ	Αποθήκευση	Ευέλκτα φορτία Ηλ/κα οχήματα	Τρίτοι εμπλ/νοι φορείς	Στρατηγική Διαχείρισης	Χρονικές περίοδοι	Στοχαστικό μοντέλο	Διεπίπεδος προγρ/σμός	Μαθηματικό Μοντέλο	Μέθοδος/ Λογισμικό επίλυσης
[102]	DAS	min {λειτουργικό κόστος, αποκλίση ροών Υ/Σ από πλάνο}	1, 2, 4, 9	✓	✓			-	DGM, RsvM, RESC	24-ωρο	✓		LP	-
[103]	DAS	max κέρδος από αγοραπωλησία ενέργειας	1, 2, 3, 4	✓	✓	✓	✓	ΦοΣΕ ΔΕΠ	DGM, ESM, DSM, RESC	24-ωρο		✓	MPCC/MILP	CPLEX - GAMS
[104]	DAS	min κόστος ενέργειας	1, 2, 3	✓	✓		✓	ΦοΣΕ ΔΕΠ	DGM, DSM, RESC	24-ωρο		✓	MPCC/MILP	CPLEX - GAMS



# 4

## ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΛΑΜΒΑΝΟΝΤΑΣ ΥΠΟΨΗ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΕΣ

### 4.1 Εισαγωγή

Ο προγραμματισμός λειτουργίας (operational planning), ή αλλιώς προγραμματισμός επόμενης ημέρας (day-ahead scheduling), είναι ένα πρόβλημα που παραδοσιακά απασχολούσε τον Διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς (ΣΜ) (Διαχειριστής ΣΜ), ωστόσο τα τελευταία χρόνια έχει αρχίσει να αποτελεί πρόβλημα και για τον Διαχειριστή του δικτύου διανομής (ΔΔ) (Διαχειριστή ΔΔ), ο οποίος αποκτά νέες αρμοδιότητες που επιβάλλουν τη συντονισμένη διαχείριση των διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ). Κύριοι στόχοι του Διαχειριστή ΔΔ είναι η αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και η διασφάλιση της ικανότητας του συστήματος διανομής να εξυπηρετεί τα υφιστάμενα και νέα ηλεκτρικά φορτία. Προς αυτή την κατεύθυνση, η ευελιξία των ΔΕΠ μπορεί να αξιοποιηθεί τόσο για την καλύτερη εκμετάλλευση των υφιστάμενων υποδομών του ΔΔ, όσο και ως εναλλακτική λύση έναντι της ενίσχυσης ή αναβάθμισης των στοιχείων του ΔΔ (π.χ. ενίσχυση γραμμών, εγκατάσταση στοιχείων ρύθμισης τάσης), ιδίως σε περιοχές με κορεσμένα δίκτυα.

Σκοπός του προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ είναι ο προσδιορισμός, σε ημερήσια βάση, του συνόλου των τεχνικών ελέγχων για την αποδοτική και οικονομική λειτουργία του δικτύου λαμβάνοντας υπόψη προβλέψεις για τη ζήτηση και τη μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ. Ουσιαστικά, πρόκειται για ένα πρόβλημα βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων (multi-period optimal power flow), στο οποίο καθορίζονται οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου που βελτιστοποιούν μία αντικειμενική συνάρτηση ικανοποιώντας τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου. Η αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται από τον Διαχειριστή ΔΔ ανάλογα με τις απαιτήσεις του.

Στην πιο απλουστευμένη προσέγγιση, ο προγραμματισμός λειτουργίας βασίζεται σε σημειακές προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες εκ των πραγμάτων εμπεριέχουν σφάλματα, καθώς αγνοούν τις μεταβολές που προκύπτουν κατά τη φάση λειτουργίας πραγματικού χρόνου. Για παράδειγμα, οι εργασίες [53], [62] και [72] προσδιορίζουν τις χρονικές περιόδους κατά τις οποίες αναμένεται να παραβιαστούν οι

τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου και καθορίζουν με μονοσήμαντο τρόπο τους απαιτούμενους ελέγχους (έλεγχος τάσης, ρύθμιση αέργου ισχύος, ρύθμιση ενεργού ισχύος) για την ομαλή λειτουργία του ΔΔ, δηλαδή δεν προγραμματίζουν κάποιο επίπεδο εφεδρείας για την αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων λόγω του σφάλματος πρόβλεψης.

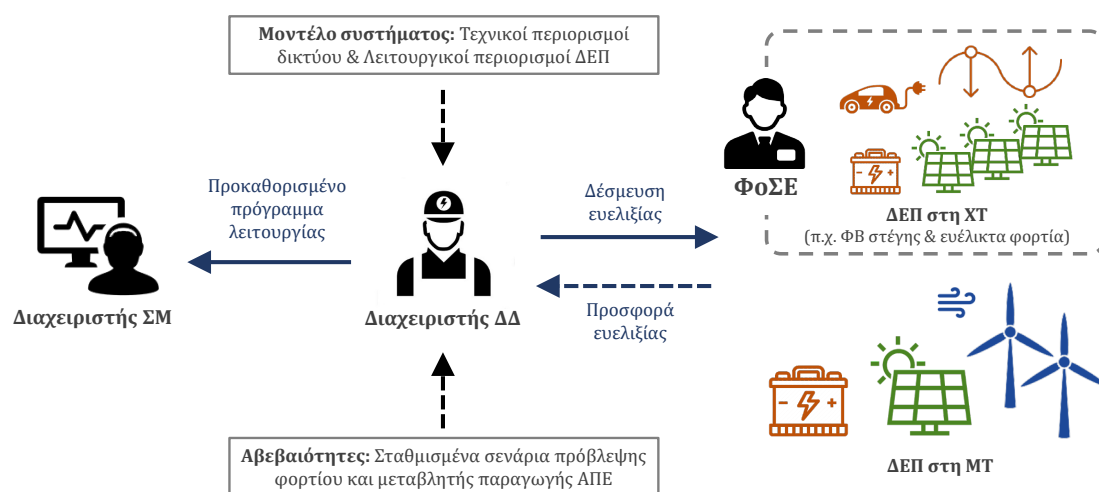
Σε μία πιο εξελιγμένη προσέγγιση, προτείνονται μοντέλα προγραμματισμού λειτουργίας που λαμβάνουν υπόψη τις αβεβαιότητες της ζήτησης και της παραγωγής ΑΠΕ. Σε αυτή την περίπτωση, κύριος στόχος είναι η καλύτερη διαχείριση των ΔΕΠ προκειμένου να αντισταθμιστεί η μεταβλητότητα της ζήτησης και της παραγωγής ΑΠΕ, και να περιοριστούν οι επιπτώσεις κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Οι αβεβαιότητες ενσωματώνονται είτε προσαρμόζοντας τους ελέγχους με βάση κάποιον κανόνα (rule-based) για την αντιμετώπιση μίας πιθανής μεταβολής, είτε επιλύοντας το πρόβλημα για κάποιο δυσμενές σενάριο πρόβλεψης, είτε λαμβάνοντας υπόψη σταθμισμένα σενάρια ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ. Στην εργασία [89], οι αβεβαιότητες μοντελοποιούνται θεωρώντας ταυτόχρονη μείωση της παραγωγής ΑΠΕ και αύξηση της ζήτησης κατά  $\sigma$ ,  $2\sigma$  και  $3\sigma$ , αντίστοιχα, σε σχέση με την αιτιοκρατική πρόβλεψη (όπου  $\sigma$  η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης). Μια τέτοια προσέγγιση είναι σαφώς πιο αξιόπιστη στις μεταβολές που προκύπτουν κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου, αλλά οδηγεί σε πιο δαπανηρές λύσεις, καθώς προγραμματίζονται μεγαλύτερα επίπεδα στρεφόμενης εφεδρείας. Στην εργασία [82], προτείνεται ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων για την κατάρτιση του πλάνου παραγωγής των ελεγχόμενων ΜΔΠ του δικτύου, αξιοποιώντας παράλληλα την ευελιξία που προέρχεται από προγράμματα απόκρισης ζήτησης. Οι αβεβαιότητες που θεωρούνται σχετίζονται με τη μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής και μοντελοποιούνται με πολλαπλά σταθμισμένα σενάρια. Στην εργασία [94], η διαχείριση των ενεργών ΔΔ μοντελοποιείται ως πρόβλημα εύρωστης βελτιστοποίησης δύο σταδίων (two-stage robust optimization problem). Το προτεινόμενο μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος αξιοποιεί την ευελιξία των ΔΕΠ για να αντιμετωπίσει πιθανή υπερφόρτιση των γραμμών και να μειώσει τη διακύμανση της τάσης του δικτύου θεωρώντας ως δυσμενές σενάριο την απώλεια μέρους της παραγωγής ΑΠΕ λόγω μεγάλου σφάλματος πρόβλεψης. Η προσέγγιση αυτή καταλήγει σε πιο αξιόπιστες, αλλά ταυτόχρονα πιο δαπανηρές λύσεις.

Η παρούσα διδακτορική διατριβή προτείνει μία μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ που βασίζεται στο μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης. Η συνεισφορά της διδακτορικής διατριβής σε σχέση με τη βιβλιογραφία συνοψίζεται στον Πίνακα 4.1. Οι κατηγορίες των ΔΕΠ που μοντελοποιούνται, οι αβεβαιότητες που λαμβάνονται υπόψη και το μοντέλο συνεργασίας με τον Διαχειριστή ΣΜ απεικονίζονται στο Σχήμα 4.1. Η προτεινόμενη μεθοδολογία προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ κινείται σε δύο άξονες:

- **προγραμματισμός ευελιξίας των ΔΕΠ:** Με τη δέσμευση διαθεσιμότητας και τη συντονισμένη διαχείριση της ευελιξίας των ΔΕΠ μπορούν να αντιμετωπιστούν πιθανά τεχνικά προβλήματα του δικτύου, όπως είναι η συμφόρηση σε στοιχεία του δικτύου [27]–[29], [131], και η διακύμανση της τάσης εκτός των αποδεκτών ορίων.
- **πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ–ΔΔ:** Η αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ πραγματοποιείται από τον Διαχειριστή ΔΔ σε συνεργασία με τον Διαχειριστή ΣΜ. Η συνεργασία ΔΣΔ–ΔΣΜ μοντελοποιείται για πρώτη φορά χρησιμοποιώντας το μοντέλο “κοινής ευθύνης εξισορρόπησης” [119], το οποίο παρουσιάζεται στην Ενότητα 3.2.3.2.

**Πίνακας 4.1** Χαρακτηριστικά εργασιών στον προγραμματισμό λειτουργίας των ενεργών ΔΔ και συμβολή διδακτορικής διατριβής.

Εργασία	ΑΖ		ΜΔΠ		Συστήματα συσσωρευτών		Συνεργασία ΔΣΔ-ΔΣΜ	Αβεβ/τες	Δέσμευση διαθεσιμ/τας ως εφεδρεία	Προγρ/σμός δύο σταδίων
	P	P	Q	P	Q					
[28]	✓									
[53]	✓	✓		✓	✓					
[54]					✓	✓		✓		
[62]		✓		✓	✓					
[72]	✓	✓	✓							
[79]	✓		✓							
[82]	✓	✓								
[86]	✓									
[87]		✓						✓		
[89]		✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
[90]	✓	✓			✓				✓	
[93]	✓	✓			✓			✓		✓
[94]	✓				✓			✓	✓	✓
[98]	✓	✓						✓	✓	
[102]	✓	✓						✓	✓	✓
<b>Διατριβή</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓



**Σχήμα 4.1** Προτεινόμενο πλαίσιο στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ.

Στην αρχή του κεφαλαίου, δίνεται η γενική μαθηματική διατύπωση του προβλήματος στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων και ακολουθεί η μαθηματική διατύπωση της προτεινόμενης μεθοδολογίας στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για την επιλογή αντιπροσωπευτικών σταθμισμένων σεναρίων πρόβλεψης με βάση την τυπική απόκλιση του σφάλματος των προβλέψεων φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε ένα σύστημα διανομής 4 κόμβων, ως αναλυτικό παράδειγμα εφαρμογής, και σε ένα σύστημα διανομής 33 κόμβων προκειμένου να εξαχθούν περαιτέρω συμπεράσματα για την αποτελεσματικότητά της.

## 4.2 Κατάλογος συμβόλων

### Σύνολα & δείκτες

$\mathcal{N}$	Σύνολο κόμβων του δικτύου διανομής, με δείκτη $i$
$\mathcal{L}$	Σύνολο γραμμών του δικτύου διανομής, με δείκτες $i-j$
$\mathcal{R}$	Σύνολο μονάδων ΑΠΕ, με δείκτη $r$
$\mathcal{R}_i$	Σύνολο μονάδων ΑΠΕ που συνδέονται στον κόμβο $i$
$\mathcal{S}$	Σύνολο συστημάτων αποθήκευσης, με δείκτη $st$
$\mathcal{S}_i$	Σύνολο συστημάτων αποθήκευσης που συνδέονται στον κόμβο $i$
$\mathcal{A}$	Σύνολο φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ), με δείκτη $ag$
$\mathcal{A}_i$	Σύνολο ΦοΣΕ που ρυθμίζουν το υπολειπόμενο φορτίο (καθαρό φορτίο) του κόμβου $i$
$\Psi$	Σύνολο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου διανομής, με δείκτη $ss$
$\Psi_i$	Σύνολο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του δικτύου διανομής που συνδέονται στον κόμβο $i$
$\Omega$	Σύνολο σεναρίων, με δείκτη $\omega$
$\Phi$	Σύνολο καταστάσεων πρόβλεψης, με δείκτη $s$
$t$	Δείκτης χρονικών περιόδων, με τιμές από 1 έως $T$

### Παράμετροι

$r_{ij} / x_{ij}$	Ωμική αντίσταση/επαγωγική αντίδραση της γραμμής $i-j$
$S_{ij}^{\max}$	Ικανότητα μεταφοράς (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) της γραμμής $i-j$
$S_{ss}^{\max}$	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ $ss$
$V^{\max} / V^{\min}$	Μέγιστο/ελάχιστο επιτρεπτό όριο του μέτρου της τάσης
$P_{i,t}^D / Q_{i,t}^D$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο $i$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{r,t}^{\text{Frc}}$	Πρόβλεψη παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας ΑΠΕ $r$ τη χρονική περίοδο $t$
$E_{st}^{\text{Cap}}$	Χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης $st$
$P_{st}^{\text{Cap}}$	Ικανότητα φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$
$SoC_{st}^{\max/\min}$	Μέγιστο/ελάχιστο επίπεδο φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$
$\eta_{st}^{\text{Ch/Dch}}$	Συντελεστής απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$
$E_{ag}^{\text{UpR/DnR}}$	Προσφορά ενέργειας ως υπηρεσία ανοδικής ρύθμισης (UpR) / καθοδικής ρύθμισης (DnR) <sup>1</sup> από τον ΦοΣΕ $ag$
$P_{ag}^{\max\text{UpR/DnR}}$	Ικανότητα ανοδικής/καθοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$
$\Delta P_{ag}^{\text{UpR/DnR}}$	Ρυθμός μεταβολής ανοδικής/καθοδικής ρύθμισης από τον ΦοΣΕ $ag$
$\lambda_{ag}^{\text{AvUpR}}$	Τιμή διαθεσιμότητας ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$
$\lambda_{ag}^{\text{AvDnR}}$	Τιμή διαθεσιμότητας καθοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$
$\lambda_{ag}^{\text{UpR}}$	Τιμή ενεργοποίησης ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$

<sup>1</sup> Η ανοδική ρύθμιση (Upward Regulation – UpR) ισοδυναμεί με μείωση ζήτησης ή αύξηση παραγωγής, ενώ η καθοδική ρύθμιση (Downward Regulation – DnR) ισοδυναμεί με αύξηση ζήτησης ή μείωση παραγωγής.

$\lambda_{ag}^{DnR}$	Τιμή ενεργοποίησης καθοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$
$\lambda_{st}^{Av}$	Τιμή διαθεσιμότητας ισχύος του συστήματος αποθήκευσης $st$
$\lambda_{st}^{Ch/Dch}$	Τιμή απορρόφησης/έγχυσης ενεργού ισχύος ως υπηρεσία ευελιξίας του συστήματος αποθήκευσης $st$
$\lambda_{st}^Q$	Τιμή αέργου ισχύος ως υπηρεσία ευελιξίας του συστήματος αποθήκευσης $st$
$\rho^{Curt}$	Τιμή ποινής για την απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ
$\rho^{LS}$	Τιμή ποινής για την περικοπή φορτίου
$\lambda_t^{DAM}$	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας τη χρονική περίοδο $t$
$\lambda_t^{Dev+/Dev-}$	Τιμή αποκλίσεων <sup>2</sup> ενεργού ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ τη χρονική περίοδο $t$
$\pi_\omega$	Πιθανότητα σεναρίου πρόβλεψης $\omega$
$\pi_s$	Πιθανότητα κατάστασης πρόβλεψης $s$
$dt$	Διάρκεια χρονικής περιόδου

### Μεταβλητές

$V_{i,t}$	Μέτρο τάσης στον κόμβο $i$ τη χρονική περίοδο $t$
$I_{ij,t}$	Μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ij,t}, Q_{ij,t}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ss,t}^{DAS}$	Πρόγραμμα ροών ενεργού ισχύος στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ $ss$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ss,t} / Q_{ss,t}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ $ss$ (όριο ΣΜ-ΔΔ) τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ss,t}^{Dev+/Dev-}$	Θετικές/αρνητικές αποκλίσεις από το πρόγραμμα ροών ενεργού ισχύος στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ $ss$ (όριο ΣΜ-ΔΔ) τη χρονική περίοδο $t$
$P_{r,t}^{Inj}$	Παραγωγή ενεργού ισχύος της μονάδας ΑΠΕ $r$ τη χρονική περίοδο $t$
$Q_{r,t}$	Άεργος ισχύς <sup>3</sup> της μονάδας ΑΠΕ $r$ τη χρονική περίοδο $t$
$E_{st,t}$	Αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσης $st$ στο τέλος της χρονικής περιόδου $t$
$P_{ag,t}^{AvUpR}$	Διαθεσιμότητα ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ag,t}^{AvDnR}$	Διαθεσιμότητα καθοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ag,t}^{UpR}$	Ενεργοποίηση ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{ag,t}^{DnR}$	Ενεργοποίηση καθοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦοΣΕ $ag$ τη χρονική περίοδο $t$
$Q_{ag}^{UpR/DnR}$	Άεργος ισχύς ανοδικής/καθοδικής ρύθμισης από τον ΦοΣΕ $ag$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{st}^{AvCh/Dch}$	Διαθεσιμότητα ισχύος φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$
$P_{st,t}^{Ch/Dch-1}$	Προγραμματισμένη ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$
$P_{st,t}^{Ch/Dch-2}$	Επιπρόσθετη (πέραν της προγραμματισμένης) ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης $st$ τη χρονική περίοδο $t$
$Q_{st,t}^+$	Άεργος ισχύς που εγχέει το σύστημα αποθήκευσης $st$ τη χρονική περίοδο $t$
$Q_{st,t}^-$	Άεργος ισχύς που απορροφάει το σύστημα αποθήκευσης $st$ τη χρονική περίοδο $t$
$P_{i,t}^{LS}$	Περικοπή ενεργού ισχύος του φορτίου στον κόμβο $i$ τη χρονική περίοδο $t$

<sup>2</sup> Θετική απόκλιση (Dev+): ισοδυναμεί με αύξηση της εισερχόμενης ροής ισχύος / αρνητική απόκλιση (Dev-): ισοδυναμεί με μείωση της εισερχόμενης ροής ισχύος.

<sup>3</sup> Θετική τιμή: έγχυση αέργου ισχύος στο δίκτυο / αρνητική τιμή: απορρόφηση αέργου ισχύος από το δίκτυο.

### 4.3 Γενική μαθηματική διατύπωση στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων

Ο **στοχαστικός προγραμματισμός (stochastic programming)** χρησιμοποιείται για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων που δημιουργούνται κατά την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης που χαρακτηρίζονται από αβέβαιες παραμέτρους. Οι αβεβαιότητες οφείλονται κυρίως στην τυχαιότητα των φυσικών φαινομένων (π.χ. των καιρικών φαινομένων), στην έλλειψη δεδομένων και στη μειωμένη ακρίβεια της διαθέσιμης πληροφορίας. Δημιουργείται, επομένως, η ανάγκη για μοντέλα βελτιστοποίησης που θα είναι λιγότερο ευάλωτα σε αβέβαιους παράγοντες.

Μία από τις πιο διαδεδομένες κατηγορίες στοχαστικού προγραμματισμού που εφαρμόζεται σε προβλήματα συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο **στοχαστικός προγραμματισμός σεναρίων (scenario-based stochastic programming)**. Τα σεναρία είναι ένας απλός τρόπος διακριτής αναπαράστασης της αβεβαιότητας του προβλήματος. Σε αντίθεση με τις κατανομές πιθανότητας, τα σεναρία αποτελούν ένα σύνολο από πιθανές τιμές των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος και αναπαριστούν ένα πλήθος από πιθανές καταστάσεις του συστήματος. Κάθε σενάριο αποτελείται από ένα σύνολο αντιπροσωπευτικών τιμών των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος και την αντίστοιχη πιθανότητα πραγματοποίησης. Ως εκ τούτου, ο στοχαστικός προγραμματισμός σεναρίων βελτιστοποιεί την αναμενόμενη τιμή μιας αντικειμενικής συνάρτησης λαμβάνοντας υπόψη ένα σύνολο από αντιπροσωπευτικά σεναρία που έχουν επιλεγεί.

Στην περίπτωση που όλες οι αποφάσεις του προβλήματος λαμβάνονται αρκετά πριν από την πραγματοποίηση ενός τυχαίου γεγονότος και δεν εξαρτώνται από κάθε σενάριο ξεχωριστά, αλλά εξαρτώνται από το σύνολο των σεναρίων, γίνεται λόγος για στοχαστικό προγραμματισμό ενός σταδίου (single-stage stochastic programming). Αντίθετα, στην περίπτωση που κάποιες από τις αποφάσεις εξαρτώνται από την έκβαση κάθε σεναρίου και λαμβάνονται σε μεταγενέστερη χρονική στιγμή, δηλαδή αφού έχει πραγματοποιηθεί το τυχαίο γεγονός (ή λίγο πριν παρατηρηθεί το τυχαίο γεγονός και η πρόβλεψη έχει μεγαλύτερη ακρίβεια), ο στοχαστικός προγραμματισμός καλείται στοχαστικός προγραμματισμός πολλαπλών σταδίων (multi-stage stochastic programming). Στην παρούσα διδακτορική διατριβή μελετάται η περίπτωση στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων (two-stage stochastic programming).

Ο **στοχαστικός προγραμματισμός δύο σταδίων** εφαρμόζεται για τη λήψη αποφάσεων σε προβλήματα που χαρακτηρίζονται από αβεβαιότητα και σε περιπτώσεις που οι αποφάσεις λαμβάνονται σε δύο στάδια, δηλαδή με συγκεκριμένη χρονική ακολουθία, και υπάρχει εξάρτηση μεταξύ των σταδίων λήψης απόφασης. Οι αποφάσεις, ή αλλιώς μεταβλητές του προβλήματος, που λαμβάνονται σε κάθε στάδιο περιγράφονται ως εξής:

- **Αποφάσεις 1<sup>ου</sup> σταδίου ή here-and-now αποφάσεις:** είναι αποφάσεις που λαμβάνονται πριν την πραγματοποίηση ενός τυχαίου γεγονότος και δεν μπορούν να μεταβληθούν από την τελική έκβαση του τυχαίου γεγονότος. Ουσιαστικά, οι here-and-now αποφάσεις λαμβάνονται πριν γίνουν γνωστές οι πραγματικές τιμές των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος.

- **Αποφάσεις 2<sup>ου</sup> σταδίου ή *wait-and-see* αποφάσεις:** είναι αποφάσεις που λαμβάνονται κατά τη διάρκεια της πραγματοποίησης ή λίγο πριν την πραγματοποίηση του τυχαίου γεγονότος. Με τον όρο *wait-and-see* υποδηλώνεται η δυνατότητα προσαρμογής στην πραγματική έκβαση ενός τυχαίου γεγονότος. Ουσιαστικά, οι *wait-and-see* αποφάσεις λαμβάνονται αφού γίνουν γνωστές οι πραγματικές τιμές των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος, ή λίγο πριν γίνουν γνωστές, έχοντας πολύ καλή ακρίβεια στην πρόβλεψη των τιμών τους.

Για την καλύτερη κατανόηση της μοντελοποίησης ενός προβλήματος στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων δίνεται η χρονική ακολουθία των γεγονότων και των σταδίων λήψης των αποφάσεων σε προβλήματα υπό αβεβαιότητες, ως εξής:

1. Πριν την επίλυση του προβλήματος απαιτείται ο καθορισμός των σεναρίων  $\omega$  του διανύσματος  $\lambda$  των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος,  $\lambda_\omega$
2. Αρχικά, στο 1<sup>ο</sup> στάδιο, λαμβάνονται οι *here-and-now* αποφάσεις που αποτελούν τις μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου του προβλήματος,  $x$ , πριν την πραγματοποίηση των τυχαίων παραμέτρων,  $\lambda_\omega$
3. Στη συνέχεια, παρατηρούνται οι πιθανές πραγματικές τιμές των τυχαίων παραμέτρων του προβλήματος,  $\lambda_\omega$ . Λέγοντας πιθανές πραγματικές τιμές εννοούνται οι τιμές που αναμένεται να παρατηρηθούν βάσει των επιλεγμένων σεναρίων ανά σενάριο  $\omega$ .
4. Ανάλογα με τα σενάρια των πραγματικών τιμών των τυχαίων παραμέτρων, λαμβάνονται οι *wait-and-see* αποφάσεις που αποτελούν τις μεταβλητές του 2<sup>ου</sup> σταδίου,  $y(x, \omega)$ . Οι μεταβλητές  $y(x, \omega)$ , όπως φαίνεται από τη σημειογραφία, εξαρτώνται από τις μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου  $x$  και τα σενάρια  $\lambda_\omega$ .

Στη γενική περίπτωση το πρόβλημα στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων περιλαμβάνει μία αντικειμενική συνάρτηση με δύο όρους και τους περιορισμούς του προβλήματος (εξισώσεις ή/και ανισοτικές σχέσεις). Η γενικευμένη μαθηματική διατύπωση παρουσιάζεται από τις σχέσεις (4.1)–(4.5) ως ακολούθως:

$$\min_{x, y, \omega} \left\{ f_1(x) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \cdot f_2(x, y, \omega) \right\} \quad (4.1)$$

υπό τους περιορισμούς:

$$G_1^{\min} < G_1(x) < G_1^{\max} \quad (4.2)$$

$$H_1(x) = 0 \quad (4.3)$$

$$G_2^{\min} < G_2(x, y, \omega) < G_2^{\max} \quad (4.4)$$

$$H_2(x, y, \omega) = 0 \quad (4.5)$$

όπου

$f_1(\cdot)$  η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος του 1<sup>ου</sup> σταδίου

$f_2(\cdot)$  η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος του 2<sup>ου</sup> σταδίου

$x$	οι μεταβλητές του 1 <sup>ου</sup> σταδίου
$y$	οι μεταβλητές του 2 <sup>ου</sup> σταδίου
$\omega$	το σενάριο πραγματοποίησης του 2 <sup>ου</sup> σταδίου
$\pi_{\omega}$	η πιθανότητα πραγματοποίησης του σεναρίου $\omega$ στο 2 <sup>ο</sup> στάδιο
$G_1(.)$	το σύνολο των ανισοτικών περιορισμών του προβλήματος του 1 <sup>ου</sup> σταδίου με $G_1^{\min}$ και $G_1^{\max}$ να είναι τα κατώτατα και τα ανώτατα όρια, αντίστοιχα
$G_2(.)$	το σύνολο των ανισοτικών περιορισμών του προβλήματος του 2 <sup>ου</sup> σταδίου με $G_2^{\min}$ και $G_2^{\max}$ να είναι τα κατώτατα και τα ανώτατα όρια, αντίστοιχα
$H_1(.)$	το σύνολο των περιορισμών ισότητας του προβλήματος του 1 <sup>ου</sup> σταδίου
$H_2(.)$	το σύνολο των περιορισμών ισότητας του προβλήματος του 2 <sup>ου</sup> σταδίου

Ο πρώτος όρος της αντικειμενικής συνάρτησης (4.1) στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης του 1<sup>ου</sup> σταδίου. Ο δεύτερος όρος της (4.1) ελαχιστοποιεί την αναμενόμενη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του 2<sup>ου</sup> σταδίου για όλα τα σενάρια και όχι αποκλειστικά για ένα σενάριο. Πρακτικά, αυτό σημαίνει ότι οι τιμές των μεταβλητών του 1<sup>ου</sup> σταδίου δεν είναι βέλτιστες για κάθε σενάριο, αλλά για το σύνολο των σεναρίων. Αντίθετα, οι τιμές των μεταβλητών του 2<sup>ου</sup> σταδίου υπολογίζονται για κάθε σενάριο και προκύπτουν έτσι ώστε να είναι βέλτιστες για το σενάριο με το οποίο σχετίζονται. Συνεπώς, οι περιορισμοί που περιέχουν τις μεταβλητές του 2<sup>ου</sup> σταδίου δηλώνονται για κάθε σενάριο. Αν οι τυχαίες παράμετροι του προβλήματος,  $\lambda_{\omega}$ , ήταν γνωστές εκ των προτέρων (ιδανική πληροφορία), τότε το πρόβλημα θα μπορούσε να βελτιστοποιηθεί μονοσήμαντα.

#### 4.4 Μαθηματική διατύπωση προτεινόμενου στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας ενεργών ΔΔ

Για την επίλυση του προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες, προτείνεται ένα μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων (two-stage stochastic programming). Το μοντέλο βασίζεται στο μοντέλο AC βέλτιστης ροής ισχύος (AC-OPF) πολλαπλών περιόδων και βελτιστοποιεί δύο σύνολα μεταβλητών: α) το σύνολο των μεταβλητών του 1<sup>ου</sup> σταδίου, και β) το σύνολο των μεταβλητών του 2<sup>ου</sup> σταδίου. Οι αβεβαιότητες του 2<sup>ου</sup> σταδίου μοντελοποιούνται με πολλαπλά σενάρια πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Κάθε σενάριο σταθμίζεται με την πιθανότητα εμφάνισής του και έτσι υπάρχουν σενάρια με μεγάλη πιθανότητα εμφάνισης και άλλα με χαμηλή πιθανότητα.

##### 4.4.1 Μεταβλητές του προβλήματος

###### 4.4.1.1 Μεταβλητές 1<sup>ου</sup> σταδίου (προγραμματισμός επόμενης ημέρας)

Οι μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου, γνωστές ως μεταβλητές *here-and-now*, αναφέρονται στις αποφάσεις που λαμβάνει ο Διαχειριστής ΔΔ κατά τη φάση του προγραμματισμού επόμενης ημέρας (*DAS – day-ahead scheduling*). Αυτές εξασφαλίζουν εφικτές λύσεις για το πρόβλημα καλύπτοντας όλα τα πιθανά σενάρια που έχουν ληφθεί υπόψη. Οι μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου περιλαμβάνουν:

1. το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ, δηλαδή οι ροές ισχύος στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ,



2. η δέσμευση διαθεσιμότητας ευελιξίας (UpR και DnR) ανά ΦοΣΕ,
3. η δέσμευση διαθεσιμότητας ισχύος για κάθε σύστημα αποθήκευσης,
4. η προγραμματισμένη φόρτιση/εκφόρτιση για κάθε σύστημα αποθήκευσης.

Το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου του 1<sup>ου</sup> σταδίου για τη χρονική περίοδο  $t$  ορίζεται ως  $\mathbf{u}_t^{\text{DAS}} = \{P_{ss,t}^{\text{DAS}}, P_{ag,t}^{\text{AvUpR}}, P_{ag,t}^{\text{AvDnR}}, P_{st}^{\text{AvCh}}, P_{st}^{\text{AvDch}}, P_{st,t}^{\text{Ch-1}}, P_{st,t}^{\text{Dch-1}}\}$ .

#### 4.4.1.2 Μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου (λειτουργία σε πραγματικό χρόνο)

Οι μεταβλητές του 2<sup>ου</sup> σταδίου, γνωστές ως μεταβλητές *wait-and-see*, αναφέρονται στις αποφάσεις που λαμβάνονται κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής, δηλαδή κατά τη διαδικασία κατανομής της ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο (*RTD – Real-time Dispatch*). Αυτές περιλαμβάνουν τις μεταβλητές ελέγχου και τις μεταβλητές κατάστασης που βελτιστοποιούν την αντικειμενική συνάρτηση ανά σενάριο και εξαρτώνται άμεσα από τις μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου, καθώς το πρόβλημα στο 2<sup>ο</sup> στάδιο επιλύεται θεωρώντας δεδομένες τις μεταβλητές του 1<sup>ου</sup> σταδίου.

Οι μεταβλητές ελέγχου του 2<sup>ου</sup> σταδίου περιλαμβάνουν τις εντολές ενεργοποίησης και κατανομής ευελιξίας που αποστέλλονται από τον Διαχειριστή ΔΔ. Αυτές περιλαμβάνουν:

1. η ενεργοποίηση ευελιξίας (UpR και DnR) ανά ΦοΣΕ,
2. η επιπρόσθετη έγχυση/απορρόφηση ενεργού ισχύος ανά σύστημα αποθήκευσης,
3. η έγχυση/απορρόφηση αέργου ισχύος ανά σύστημα αποθήκευσης,
4. η παραγωγή ενεργού ισχύος ανά μονάδα ΑΠΕ,
5. η άεργος ισχύς ανά μονάδα ΑΠΕ.

Το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου για τη χρονική περίοδο  $t$  για το σενάριο  $\omega$  ορίζεται ως  $\mathbf{u}_{t,\omega}^{\text{RTD}} = \{P_{ag,t,\omega}^{\text{UpR}}, P_{ag,t,\omega}^{\text{DnR}}, P_{st,t,\omega}^{\text{Ch-2}}, P_{st,t,\omega}^{\text{Dch-2}}, Q_{st,t,\omega}^+, Q_{st,t,\omega}^-, P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}}, Q_{r,t,\omega}, P_{i,t,\omega}^{\text{LS}}\}$ .

Οι μεταβλητές κατάστασης του 2<sup>ου</sup> σταδίου προκύπτουν ως αποτέλεσμα των μεταβλητών ελέγχου, δηλαδή ο Διαχειριστής δεν έχει άμεση παρέμβαση σε αυτές. Αυτές είναι:

6. το μέτρο της τάσης ανά κόμβο του ΔΔ,
7. η ροή ισχύος (ενεργός και άεργος) ανά γραμμή του ΔΔ,
8. η ροή ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ (αποκλίσεις ενεργού ισχύος και άεργος ισχύος),
9. η άεργος ισχύς της ενεργοποιημένης ευελιξίας (UpR και DnR),
10. η αποθηκευμένη ενέργεια ανά σύστημα αποθήκευσης.

Το διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης για τη χρονική περίοδο  $t$  για το σενάριο  $\omega$  ορίζεται ως  $\mathbf{x}_{t,\omega}^{\text{RTD}} = \{V_{i,t,\omega}, I_{ij,t,\omega}, P_{ij,t,\omega}, Q_{ij,t,\omega}, P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev+}}, P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev-}}, Q_{ss,t,\omega}, Q_{ag,t,\omega}^{\text{UpR}}, Q_{ag,t,\omega}^{\text{DnR}}, E_{st,t,\omega}\}$ .

#### 4.4.2 Προσδιορισμός αντικειμενικής συνάρτησης

Η αντικειμενική συνάρτηση δίνεται από την (4.6) και ελαχιστοποιεί το άθροισμα του κόστους του 1<sup>ου</sup> σταδίου και το αναμενόμενο κόστος του 2<sup>ου</sup> σταδίου ως εξής:

- Ο πρώτος όρος (4.7) της αντικειμενικής συνάρτησης (4.6) στοχεύει στη μείωση του συνολικού κόστους των αποφάσεων που λαμβάνονται κατά τη φάση προγραμματισμού λειτουργίας. Αυτό περιλαμβάνει το ποσό που καταβάλλεται στους ΦοΣΕ για τη δεσμευμένη διαθεσιμότητα ευελιξίας UpR και DnR και το ποσό με το

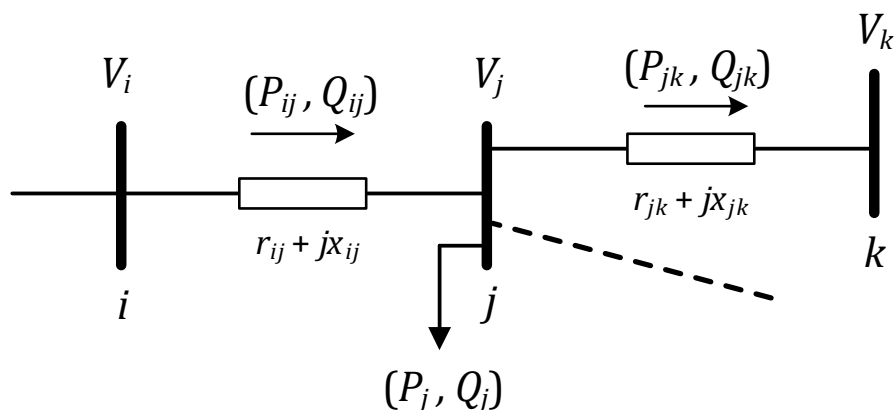
οποίο αμείβονται οι κάτοχοι συστημάτων αποθήκευσης για τη διαθεσιμότητά τους και το πρόγραμμα λειτουργίας τους. Ο συντελεστής  $\zeta$  λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 και δείχνει πόσο πιο οικονομική είναι η αμοιβή για τον προγραμματισμό του κύκλου φόρτισης/εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης σε σχέση με την έκτακτη φόρτιση/εκφόρτιση που κατανέμεται σε πραγματικό χρόνο.

- Ο δεύτερος όρος της αντικειμενικής συνάρτησης (4.6) στοχεύει στη μείωση του αναμενόμενου συνολικού κόστους που προκύπτει κατά τη φάση λειτουργίας. Τα επιμέρους κόστη για κάθε σενάριο  $\omega$ , σύμφωνα με την (4.8), είναι: α) το κόστος ενεργοποίησης της ευελιξίας των ΦοΣΕ, β) το κόστος ενεργοποίησης των υπηρεσιών ευελιξίας των συστημάτων αποθήκευσης, γ) το κόστος των αποκλίσεων από το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ, δ) το κόστος των απωλειών του δικτύου, και ε) τις ποινές για τυχόν απόρριψη ΑΠΕ και περικοπή φορτίου. Το κόστος απωλειών ενέργειας υπολογίζεται με βάση την τιμή της αγοράς επόμενης ημέρας. Τα μοναδιαία κόστη αποκλίσεων  $\lambda_{ss,t}^{Dev+}$  και  $\lambda_{ss,t}^{Dev-}$  ανά ώρα προσδιορίζονται από τον Διαχειριστή ΣΜ και σχετίζονται με τις τιμές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας του ΣΜ, όπως αυτές εκκαθαρίζονται λαμβάνοντας υπόψη το κόστος των επιπλέον ποσοτήτων ενέργειας που ο Διαχειριστής ΣΜ χρησιμοποιεί για την εξισορρόπηση του συστήματος. Για παράδειγμα, για τις προσομοιώσεις μπορεί να θεωρηθεί ότι το κόστος θετικών αποκλίσεων  $\lambda_{ss,t}^{Dev+}$  είναι κατά 40% μεγαλύτερο από την τιμή της  $\lambda_t^{DAM}$ , ενώ το κόστος αρνητικών αποκλίσεων  $\lambda_{ss,t}^{Dev-}$  είναι κατά 10% μικρότερο από την τιμή της  $\lambda_t^{DAM}$  [127].

$$\min \underbrace{TC^{DAS}(\mathbf{u}_t^{DAS})}_{1^{\circ} \text{ Στάδιο}} + \sum_{\omega \in \Omega} \underbrace{\pi_{\omega} TC_{\omega}^{RTD}(\mathbf{u}_{t,\omega}^{RTD}, \mathbf{x}_{t,\omega}^{RTD})}_{2^{\circ} \text{ Στάδιο}} \quad (4.6)$$

$$TC^{DAS} = \underbrace{\sum_{ag \in \mathcal{A}} \sum_{t=1}^T (\lambda_{ag}^{Av-UpR} \cdot P_{ag,t}^{Av-UpR} + \lambda_{ag}^{Av-DnR} \cdot P_{ag,t}^{Av-DnR})}_{\text{Κόστος διαθεσιμότητας ΦοΣΕ}} + \underbrace{\sum_{st \in \mathcal{S}} \lambda_{st}^{Av} (P_{st}^{AvCh} + P_{st}^{AvDch})}_{\text{Κόστος διαθεσιμότητας συσσωρευτών}} + \underbrace{\sum_{st \in \mathcal{S}} \sum_{t=1}^T \zeta (\lambda_{st}^{Ch} \cdot P_{st,t}^{Ch-1} + \lambda_{st}^{Dch} \cdot P_{st,t}^{Dch-1})}_{\text{Κόστος προγρ/νης φόρτισης/εκφόρτισης}} \quad (4.7)$$

$$TC_{\omega}^{RTD} = \sum_{t=1}^T \left( \underbrace{\sum_{ag \in \mathcal{A}} (\lambda_{ag}^{UpR} \cdot P_{ag,t,\omega}^{UpR} + \lambda_{ag}^{DnR} \cdot P_{ag,t,\omega}^{DnR})}_{\text{Κόστος ενεργοποίησης ευελιξίας ΦοΣΕ}} + \underbrace{\sum_{st \in \mathcal{S}} (\lambda_{st}^{Ch} \cdot P_{st,t,\omega}^{Ch-2} + \lambda_{st}^{Dch} \cdot P_{st,t,\omega}^{Dch-2} + \lambda_{st}^Q \cdot (Q_{st,t,\omega}^+ + Q_{st,t,\omega}^-))}_{\text{Κόστος ευελιξίας συσσωρευτών}} + \underbrace{\sum_{ss \in \Phi} (\lambda_{ss,t}^{Dev+} \cdot P_{ss,t,\omega}^{Dev+} + \lambda_{ss,t}^{Dev-} \cdot P_{ss,t,\omega}^{Dev-})}_{\text{Κόστος αποκλίσεων}} + \underbrace{\lambda_t^{DAM} \cdot \sum_{ij \in \mathcal{L}} (r_{ij} \cdot I_{ij,t,\omega}^2)}_{\text{Κόστος απωλειών δικτύου}} + \underbrace{\rho_r^{Curt} \cdot \sum_{r \in \mathcal{K}} (P_{r,t,\omega}^{Frc} - P_{r,t,\omega}^{Inj})}_{\text{Ποινή απόρριψης ΑΠΕ και περικοπής φορτίου}} + \underbrace{\rho^{LS} \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,t,\omega}^{LS}}_{\text{Κόστος απώλειων δικτύου}} \right) \quad \forall \omega \quad (4.8)$$



Σχήμα 4.2 Τμήμα δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

### 4.4.3 Μοντέλο δικτύου διανομής

#### 4.4.3.1 Μοντέλο ροών ισχύος κλάδου

Για την ανάλυση των ροών ισχύος στο ΔΔ χρησιμοποιείται το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου (branch flow model – BFM), γνωστό και ως μοντέλο *DistFlow*, που αναπτύχθηκε πρώτη φορά στην [132]. Οι εξισώσεις του μοντέλου *DistFlow* περιγράφουν το ισοζύγιο ισχύος του ΔΔ στη μόνιμη κατάσταση και χρησιμοποιούνται για την ανάλυση ΔΔ σε ακτινική λειτουργία. Στο μοντέλο *DistFlow*, το ΔΔ αναπαρίσταται ως ένας κατευθυνόμενος γράφος  $G=(N,E)$ . Εξαιτίας της ακτινικής λειτουργίας των ΔΔ, ο κατευθυνόμενος γράφος είναι ουσιαστικά ένα κατευθυνόμενο γεννητικό δέντρο (spanning tree) με ρίζα τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Στον κλάδο που συμβολίζεται με το ζεύγος  $(i, j)$ , ο κόμβος  $i$  θεωρείται πρόγονος του κόμβου  $j$  και ο κόμβος  $j$  θεωρείται απόγονος του κόμβου  $i$ . Κάθε κλάδος  $(i, j)$  έχει κατεύθυνση από τον κόμβο  $i$  στον κόμβο  $j$  και συνεπώς η ροή ισχύος έχει κατεύθυνση από τον κόμβο  $i$  στον κόμβο  $j$ . Για τον λόγο αυτό θεωρείται ότι  $P_{ij}, Q_{ij} \neq 0$  και  $P_{ji}, Q_{ji} = 0$ . Σε ένα ακτινικό ΔΔ, κάθε κόμβος έχει έναν πρόγονο και περισσότερους από έναν απογόνους, ενώ ο κόμβος που τροφοδοτείται από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ δεν έχει κανέναν πρόγονο.

Οι εξισώσεις του μοντέλου *DistFlow* έχουν προσαρμοστεί κατάλληλα με τις (4.9)–(4.12) ώστε να ισχύουν για κάθε χρονική περίοδο  $t$  του χρονικού ορίζοντα βελτιστοποίησης και για κάθε σενάριο πρόβλεψης  $\omega$ . Στο Σχήμα 4.2 παρουσιάζεται συνοπτικά το μοντέλο ροών ισχύος κλάδου με τα αντίστοιχα μεγέθη και σύμβολα που χρησιμοποιούνται στις (4.9)–(4.12).

Η (4.9) εκφράζει το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στο κόμβο  $j$  για τη χρονική περίοδο  $t$  και το σενάριο  $\omega$ . Σύμφωνα με την (4.9), το καθαρό φορτίο του κόμβου  $j$  ( $P_{j,t,\omega}$ ) ισούται με τη ροή ενεργού ισχύος που εξέρχεται από τον πρόγονο κόμβο  $i$ , μείον τις απώλειες ενεργού ισχύος στη γραμμή  $i-j$ , μείον το άθροισμα των ροών ενεργού ισχύος που εξέρχονται από τον κόμβο  $j$  προς τους απόγονους κόμβους  $k$ . Όμοια, η (4.10) εκφράζει το ισοζύγιο αέργου ισχύος στο κόμβο  $j$  για τη χρονική περίοδο  $t$  και το σενάριο  $\omega$ . Η (4.11) υπολογίζει το τετράγωνο του μέτρου της τάσης ενός κόμβου συναρτήσει του προγόνου κόμβου του. Η (4.12) υπολογίζει το μέτρο της φαινόμενης ισχύος που ρέει στη γραμμή  $i-j$ . Η (4.13) υπολογίζει την ενεργό ισχύ

του καθαρού φορτίου στον κόμβο  $j$  του δικτύου, δηλαδή τη συνολική κατανάλωση ενεργού ισχύος μείον τη συνολική παραγωγή ενεργού ισχύος στο κόμβο  $j$ . Όμοια, η (4.14) υπολογίζει την άεργο ισχύ του καθαρού φορτίου στον κόμβο  $j$  του δικτύου.

Σε ένα ΔΔ, ισχύς παράγεται/εγχέεται τόσο από τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ όσο και από τους ΔΕΠ, π.χ. μονάδες ΑΠΕ, εκφόρτιση συστημάτων αποθήκευσης, ρύθμιση ισχύος με απόκριση ζήτησης. Αντίστοιχα, ισχύς απορροφάται/καταναλώνεται τόσο από ηλεκτρικά φορτία όσο και από συστήματα αποθήκευσης για πλήρωση των αποθηκευτικών τους μέσων (φόρτιση συσσωρευτών), καθώς και από τον ΥΣ ΥΤ/ΜΤ σε περίπτωση αντίστροφης ροής ισχύος προς το ΣΜ. Άεργος ισχύς καταναλώνεται από ηλεκτρικά φορτία και εγχέεται/απορροφάται από τους μετατροπείς ισχύος των μονάδων ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης. Οι εξισώσεις (4.9)–(4.12) εφαρμόζονται στα ΔΔ, θεωρώντας ως κόμβο αναφοράς τον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ (σταθερή τιμή για το μέτρο της τάσης  $V_{i,t,\omega}$ ).

$$P_{j,t,\omega} = P_{ij,t,\omega} - r_{ij} \cdot I_{ij,t,\omega}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} P_{jk,t,\omega} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall t, \omega \quad (4.9)$$

$$Q_{j,t,\omega} = Q_{ij,t,\omega} - x_{ij} \cdot I_{ij,t,\omega}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} Q_{jk,t,\omega} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall t, \omega \quad (4.10)$$

$$V_{j,t,\omega}^2 = V_{i,t,\omega}^2 - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t,\omega} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t,\omega}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij,t,\omega}^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall t, \omega \quad (4.11)$$

$$I_{ij,t,\omega}^2 \cdot V_{i,t,\omega}^2 = P_{ij,t,\omega}^2 + Q_{ij,t,\omega}^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall t, \omega \quad (4.12)$$

$$P_{j,t,\omega} = P_{j,t,\omega}^D - P_{j,t,\omega}^{LS} + \sum_{ag \in \mathcal{A}_j} (P_{ag,t,\omega}^{DnR} - P_{ag,t,\omega}^{UpR}) - \sum_{ss \in \Phi_j} P_{ss,t,\omega} - \sum_{r \in \mathcal{R}_j} P_{r,t,\omega}^{Inj} - \sum_{st \in \mathcal{S}_j} (P_{st,t}^{Dch-1} + P_{st,t,\omega}^{Dch-2} - P_{st,t}^{Ch-1} - P_{st,t,\omega}^{Ch-2}) \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall t, \omega \quad (4.13)$$

$$Q_{j,t,\omega} = Q_{j,t,\omega}^D - Q_{j,t,\omega}^{LS} + \sum_{ag \in \mathcal{A}_j} (Q_{ag,t,\omega}^{DnR} - Q_{ag,t,\omega}^{UpR}) - \sum_{ss \in \Phi_j} Q_{ss,t,\omega} - \sum_{r \in \mathcal{R}_j} Q_{r,t,\omega} + \sum_{st \in \mathcal{S}_j} (Q_{st,t,\omega}^- - Q_{st,t,\omega}^+) \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall t, \omega \quad (4.14)$$

#### 4.4.3.2 Τεχνικοί περιορισμοί δικτύου διανομής

Η τάση του κόμβου  $i$  του δικτύου πρέπει να κυμαίνεται εντός ενός εύρους αποδεκτών τιμών, π.χ.  $\pm 5\%$  της ονομαστικής τάσης, όπως περιγράφεται από την (4.15). Επιπλέον, το τετράγωνο της φαινόμενης ισχύος που διαρρέει τη γραμμή  $i-j$  πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το τετράγωνο της ικανότητας μεταφοράς της γραμμής  $i-j$  σύμφωνα με την (4.16). Σύμφωνα με την (4.17), το τετράγωνο της φαινόμενης ισχύος που ρέει στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το τετράγωνο της ικανότητας του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Η (4.18) εκφράζει την περικοπή φορτίου ως έσχατη λύση για να λειτουργήσει το ΔΔ χωρίς προβλήματα. Ουσιαστικά, η περικοπή φορτίου λειτουργεί ως μεταβλητή χαλάρωσης του προβλήματος βελτιστοποίησης προκειμένου να διασφαλίζεται η περιοχή εφικτών λύσεων. Η άεργος ισχύς που μειώνεται λόγω περικοπής φορτίου ( $Q_{i,t,\omega}^{LS}$ ) είναι τέτοια ώστε ο συντελεστής ισχύος ( $\cos\phi$ ) του φορτίου στον κόμβο  $i$  που υφίσταται περικοπή να διατηρείται σταθερός.

$$V^{\min} \leq V_{i,t,\omega} \leq V^{\max} \quad \forall i \in \mathcal{N}, \forall t, \omega \quad (4.15)$$

$$(P_{ij,t,\omega})^2 + (Q_{ij,t,\omega})^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall t, \omega \quad (4.16)$$

$$(P_{ss,t,\omega})^2 + (Q_{ss,t,\omega})^2 \leq (S_{ss}^{\max})^2 \quad \forall ss, t, \omega \quad (4.17)$$

$$0 \leq P_{i,t,\omega}^{\text{LS}} \leq P_{i,t,\omega}^{\text{D}} \quad \forall i, t, \omega \quad (4.18)$$

#### 4.4.4 Πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια Συστήματος Μεταφοράς - Δικτύου Διανομής

Στο πλαίσιο του μοντέλου “κοινής ευθύνης εξισορρόπησης” για τη συνεργασία ΔΣΔ-ΔΣΜ, ο Διαχειριστής ΔΔ ακολουθεί σε πραγματικό χρόνο ένα προκαθορισμένο πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ, το οποίο καταρτίζεται με ωριαίο βήμα και αποστέλλεται έγκαιρα στον Διαχειριστή ΣΜ την προηγούμενη ημέρα από την ημέρα κατανομής. Στην περίπτωση αύξησης της ζήτησης ή/και μείωσης της τοπικής παραγωγής ΑΠΕ και μόνο στην περίπτωση που έχουν εξαντληθεί οι διαθέσιμες υπηρεσίες ευελιξίας, ο Διαχειριστής ΔΔ εισάγει ενέργεια από το ΣΜ. Αντίθετα, στην περίπτωση μείωσης της ζήτησης ή/και αύξησης της τοπικής παραγωγής ΑΠΕ, ο Διαχειριστής ΔΔ εξάγει ενέργεια προς το ΣΜ. Η (4.19) καθορίζει την τελική ενέργεια που εισρέει στο σύστημα διανομής ανά σενάριο  $\omega$  σε πραγματικό χρόνο λαμβάνοντας υπόψη τις αποκλίσεις  $P_{ss,t,s}^{\text{Dev}+}$  και  $P_{ss,t,s}^{\text{Dev}-}$ .

$$P_{ss,t,\omega} = P_{ss,t}^{\text{DAS}} + P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev}+} - P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev}-} \quad \forall ss, t, \omega \quad (4.19)$$

#### 4.4.5 Περιορισμοί ευελιξίας ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ

Η συμμετοχή της ευελιξίας των ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ στον προγραμματισμό επόμενης ημέρας περιγράφεται από τις (4.20)–(4.23). Οι (4.20) και (4.21) περιγράφουν τη συνολική ενέργεια της ευελιξίας UpR και DnR, αντίστοιχα, την οποία ο Διαχειριστής μπορεί να δεσμεύσει. Αυτή περιορίζεται από την αντίστοιχη προσφερόμενη ενέργεια ευελιξίας UpR και DnR που έχει δηλώσει κάθε ΦοΣΕ. Η δέσμευση διαθεσιμότητας ευελιξίας UpR και DnR σε κάθε χρονική περίοδο  $t$  περιορίζεται από την ικανότητα ρύθμισης ισχύος UpR και DnR που δηλώνει κάθε ΦοΣΕ σύμφωνα με τις (4.22) και (4.23), αντίστοιχα.

$$\sum_{t=1}^T P_{ag,t}^{\text{AvUpR}} \leq E_{ag}^{\text{UpR}} \quad \forall ag \quad (4.20)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{ag,t}^{\text{AvDnR}} \leq E_{ag}^{\text{DnR}} \quad \forall ag \quad (4.21)$$

$$P_{ag,t}^{\text{AvUpR}} \leq P_{ag}^{\text{maxUpR}} \quad \forall ag, t \quad (4.22)$$

$$P_{ag,t}^{\text{AvDnR}} \leq P_{ag}^{\text{maxDnR}} \quad \forall ag, t \quad (4.23)$$

Οι (4.24)–(4.27) μοντελοποιούν την ενεργοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας που παρέχονται από τους ΦοΣΕ. Δεδομένης της διαθεσιμότητας ανά χρονική περίοδο  $t$  που έχει δεσμευτεί κατά το στάδιο του προγραμματισμού επόμενης ημέρας, ο Διαχειριστής ΔΔ

ενεργοποιεί τις υπηρεσίες ευελιξίας UpR και DnR στο στάδιο λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο. Προφανώς, η ενεργοποίηση δεν μπορεί να ξεπερνάει τη διαθεσιμότητα ευελιξίας που έχει δεσμευτεί σύμφωνα με τις (4.24)–(4.25). Η άεργος ισχύς  $Q_{ag,t,\omega}^{UpR}$  και  $Q_{ag,t,\omega}^{DnR}$  θεωρείται ότι ρυθμίζεται ακολουθώντας τη ρύθμιση ενεργού ισχύος της αντίστοιχης υπηρεσίας UpR και DnR με τρόπο που ο συντελεστής ισχύος (cosφ) διατηρείται σταθερός ανά κόμβο του δικτύου. Για την κατανομή της ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο λαμβάνονται υπόψη ο ρυθμός μεταβολής (ανόδου και καθόδου) της ευελιξίας UpR και DnR με τις (4.26)–(4.27), αντίστοιχα.

$$P_{ag,t,\omega}^{UpR} \leq P_{ag,t}^{AvUpR} \quad \forall ag,t,\omega \quad (4.24)$$

$$P_{ag,t,\omega}^{DnR} \leq P_{ag,t}^{AvDnR} \quad \forall ag,t,\omega \quad (4.25)$$

$$-dt \cdot \Delta P_{ag}^{UpR} \leq P_{ag,t,\omega}^{UpR} - P_{ag,t-1,\omega}^{UpR} \leq dt \cdot \Delta P_{ag}^{UpR} \quad \forall ag,t,\omega \quad (4.26)$$

$$-dt \cdot \Delta P_{ag}^{DnR} \leq P_{ag,t,\omega}^{DnR} - P_{ag,t-1,\omega}^{DnR} \leq dt \cdot \Delta P_{ag}^{DnR} \quad \forall ag,t,\omega \quad (4.27)$$

#### 4.4.6 Περιορισμοί λειτουργίας συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές

Οι (4.28)–(4.33) μοντελοποιούν την προγραμματισμένη λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης. Ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να δεσμεύσει το σύνολο ή μέρος της ικανότητας ισχύος του συστήματος αποθήκευσης για εκφόρτιση και φόρτιση, όπως ορίζουν οι (4.28) και (4.29), αντίστοιχα. Η (4.30) διασφαλίζει ότι η ισχύς που προγραμματισμένα εγχέεται στο δίκτυο δεν υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ που έχει δεσμευτεί από τον Διαχειριστή ΔΔ. Αντίστοιχα, η (4.31) διασφαλίζει ότι η ισχύς που προγραμματισμένα απορροφάται από το δίκτυο δεν υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ που έχει δεσμευτεί από τον Διαχειριστή ΔΔ. Το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος αποθήκευσης που προκύπτει από προγραμματισμένη φόρτιση/εκφόρτιση για κάθε χρονική περίοδο  $t \neq 1$  δίνεται από την (4.32), ενώ για την πρώτη χρονική περίοδο ( $t = 1$ ) δίνεται από την (4.33).

$$0 \leq P_{st}^{AvDch} \leq P_{st}^{Cap} \quad \forall st \quad (4.28)$$

$$0 \leq P_{st}^{AvCh} \leq P_{st}^{Cap} \quad \forall st \quad (4.29)$$

$$0 \leq P_{st,t}^{Dch-1} \leq P_{st}^{AvCh} \quad \forall st,t \quad (4.30)$$

$$0 \leq P_{st,t}^{Ch-1} \leq P_{st}^{AvDch} \quad \forall st,t \quad (4.31)$$

$$E_{st,t} = E_{st,t-1} + dt \cdot \left( \eta_{st}^{Ch} P_{st,t}^{Ch-1} - \frac{P_{st,t}^{Dch-1}}{\eta_{st}^{Dch}} \right) \quad \forall st,t \neq 1 \quad (4.32)$$

$$E_{st,t} = E_{st,t=0} + dt \cdot \left( \eta_{st}^{Ch} P_{st,t}^{Ch-1} - \frac{P_{st,t}^{Dch-1}}{\eta_{st}^{Dch}} \right) \quad \forall st,t = 1 \quad (4.33)$$

Η λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης μοντελοποιείται για κάθε σενάριο  $\omega$  του σταδίου λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο από τις (4.34)–(4.41). Η συνολική ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο (προγραμματισμένη εκφόρτιση  $P_{st,t}^{Dch-1}$  και επιπρόσθετη εκφόρτιση  $P_{st,t}^{Dch-2}$ ) από το σύστημα αποθήκευσης δεν μπορεί να υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ που έχει

δεσμευθεί στο στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας σύμφωνα με την (4.34). Αντίστοιχα, η συνολική ισχύς που απορροφάται από το σύστημα αποθήκευσης (προγραμματισμένη φόρτιση  $P_{st,t}^{Ch-1}$  και επιπρόσθετη φόρτιση  $P_{st,t}^{Ch-2}$ ) δεν μπορεί να υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ που έχει δεσμευθεί στο στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας σύμφωνα με την (4.35). Η (4.36) μοντελοποιεί τη σωρευτική ενέργεια που έχει εγχυθεί στο δίκτυο στο τέλος κάθε χρονικής περιόδου από επιπρόσθετη εκφόρτιση που απαιτείται στο σενάριο  $\omega$ . Αντίστοιχα, η (4.37) περιγράφει τη σωρευτική ενέργεια που έχει απορροφηθεί στο τέλος κάθε χρονικής περιόδου από επιπλέον φόρτιση που απαιτείται στο σενάριο  $\omega$ . Σύμφωνα με την (4.38), η προγραμματισμένη κατάσταση φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης δεν μπορεί να υπολείπεται του ορίου ελάχιστης αποθηκευμένης ενέργειας προσαυξημένης με το περιθώριο ασφαλείας της (4.36). Αντίστοιχα, σύμφωνα με την (4.39), η προγραμματισμένη κατάσταση φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης δεν μπορεί να υπερβαίνει το όριο μέγιστης αποθηκευμένης ενέργειας αφαιρουμένου του περιθωρίου ασφαλείας της (4.37). Οι (4.40) και (4.41) ορίζουν την επιτρεπτή περιοχή έγχυσης και απορρόφησης αέργου ισχύος, αντίστοιχα.

$$0 \leq P_{st,t}^{Dch-1} + P_{st,t,\omega}^{Dch-2} \leq P_{st}^{AvDch} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.34)$$

$$0 \leq P_{st,t}^{Ch-1} + P_{st,t,\omega}^{Ch-2} \leq P_{st}^{AvCh} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.35)$$

$$E_{st,t,\omega}^{Dn} = E_{st,t-1,\omega}^{Dn} + dt \cdot \frac{P_{st,t,\omega}^{Dch-2}}{\eta_{st}^{Dch}} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.36)$$

$$E_{st,t,\omega}^{Up} = E_{st,t-1,\omega}^{Up} + dt \cdot \eta_{st}^{Ch} \cdot P_{st,t,\omega}^{Ch-2} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.37)$$

$$E_{st,t} \geq SoC_{st}^{\min} \cdot E_{st}^{Cap} + E_{st,t,\omega}^{Dn} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.38)$$

$$E_{st,t} \leq SoC_{st}^{\max} \cdot E_{st}^{Cap} - E_{st,t,\omega}^{Up} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.39)$$

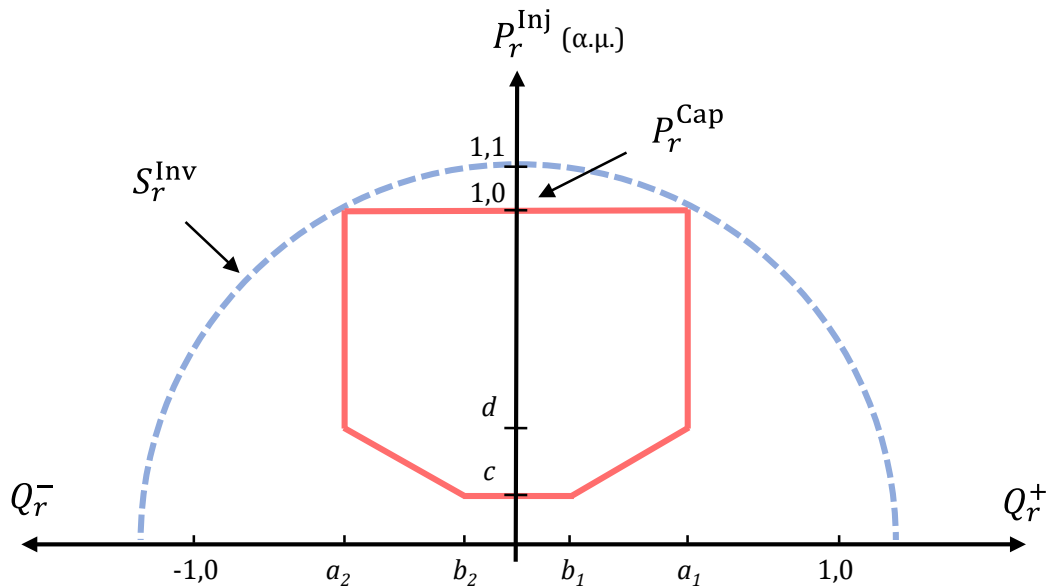
$$0 \leq Q_{st,t,\omega}^+ \leq 0,48 \cdot P_{st}^{Cap} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.40)$$

$$0 \leq Q_{st,t,\omega}^- \leq 0,48 \cdot P_{st}^{Cap} \quad \forall st,t,\omega \quad (4.41)$$

#### 4.4.7 Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ

Με την (4.42) επιτρέπεται η παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων ΑΠΕ (παραγωγής ΦΒ ή αιολικής παραγωγής) στο σενάριο  $\omega$  να είναι μικρότερη από την πρόβλεψη παραγωγής ενεργού ισχύος στο αντίστοιχο σενάριο, λόγω εντολής περιορισμού της ισχύος στην έξοδο της ΜΔΠ. Η άεργος ισχύς των ΜΔΠ μπορεί να κατανέμεται σύμφωνα με το διάγραμμα ενεργού-αέργου ισχύος (διάγραμμα ικανότητας  $P-Q$ ) που περιγράφεται από την (4.43) και παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.3. Όπως φαίνεται, η φαινόμενη ισχύς του αντιστροφέα  $S_r^{Inv}$  πρέπει να είναι τουλάχιστον 10% μεγαλύτερη από την εγκατεστημένη ισχύ  $P_r^{Cap}$  της ΜΔΠ. Η (4.43) περιγράφει τη γενική περίπτωση ενός διαγράμματος ικανότητας  $P-Q$  και μπορεί να προσαρμοστεί κατάλληλα με τις εκάστοτε απαιτήσεις υποστήριξης αέργου ισχύος αλλάζοντας τις τιμές των παραμέτρων  $a_1, a_2, b_1, b_2, c$  και  $d$ .

$$P_{r,t,\omega}^{Inj} \leq P_{r,t,\omega}^{Frc} \quad \forall r,t,\omega \quad (4.42)$$



Σχήμα 4.3 Διάγραμμα ικανότητας P-Q της ΜΔΠ.

$$Q_{r,t,\omega} = 0, \text{ αν } P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}} \leq c \cdot P_r^{\text{Cap}}$$

$$\frac{a_2 - b_2}{d - c} \cdot P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}} \leq Q_{r,t,\omega} \leq \frac{a_1 - b_1}{d - c} \cdot P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}}, \text{ αν } c \cdot P_r^{\text{Cap}} < P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}} \leq d \cdot P_r^{\text{Cap}} \quad \forall r, t, \omega \quad (4.43)$$

$$a_2 \cdot P_r^{\text{Cap}} \leq Q_{r,t,\omega} \leq a_1 \cdot P_r^{\text{Cap}}, \text{ αν } P_{r,t,\omega}^{\text{Inj}} > d \cdot P_r^{\text{Cap}}$$

#### 4.4.8 Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Το πρόβλημα стоχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ ελαχιστοποιεί τις (4.6)–(4.8) υπό τους περιορισμούς (4.9)–(4.43). Η πλειοψηφία των περιορισμών είναι γραμμικές σχέσεις με εξαίρεση τις (4.9)–(4.12) και τις (4.16)–(4.17) που είναι τετραγωνικές. Το πρόβλημα αυτό ανήκει στην κατηγορία των προβλημάτων βελτιστοποίησης με τετραγωνικούς περιορισμούς (quadratically constrained programming – QCP). Το πρόβλημα επιλύεται με τον επιλύτη IPOPT σε περιβάλλον GAMS [133].

### 4.5 Μοντελοποίηση αβεβαιοτήτων με σενάρια πρόβλεψης

Οι αβεβαιότητες που υπεισέρχονται στη διαχείριση των ενεργών ΔΔ προκύπτουν κυρίως από την αδυναμία πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ με σχετική ακρίβεια. Η μοντελοποίηση της σχολαστικότητας στην προτεινόμενη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ πραγματοποιείται με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης. Για την επιλογή αντιπροσωπευτικών σεναρίων αναπτύχθηκαν δύο μέθοδοι:

1. Επιλογή σεναρίων με κατάτμηση των διαστημάτων πρόβλεψης
2. Επιλογή σεναρίων με προσομοίωση Monte Carlo

Και οι δύο μέθοδοι χρησιμοποιούν πιθανοτικές προβλέψεις (probabilistic forecasts), οι οποίες βασίζονται σε διαστήματα πρόβλεψης (prediction intervals).



#### 4.5.1 Σημειακές προβλέψεις και σφάλμα πρόβλεψης

Η πρόβλεψη που πραγματοποιείται τη χρονική περίοδο  $t$  για την  $h$ -οστή επόμενη χρονική περίοδο και εκφράζεται με μία μοναδική τιμή αναφέρεται ως **σημειακή πρόβλεψη (point forecast)** και συμβολίζεται με  $\hat{y}_{t+h}$  [127]. Οι σημειακές προβλέψεις παράγονται από αιτιοκρατικά μοντέλα πρόβλεψης και εκφράζουν την αναμενόμενη τιμή μιας μελλοντικής παρατήρησης. Ωστόσο, οι προβλέψεις δεν είναι δυνατόν να είναι τέλειες και πάντα περιέχουν κάποιο σφάλμα. Το σφάλμα της πρόβλεψης που πραγματοποιείται τη χρονική περίοδο  $t$  για την  $h$ -οστή επόμενη χρονική περίοδο προκύπτει ως η διαφορά της προβλεπόμενης τιμής από την τιμή της μελλοντικής παρατήρησης, όπως υπολογίζεται από την (4.44).

$$\varepsilon_{t+h} = y_{t+h} - \hat{y}_{t+h} \quad (4.44)$$

Το σφάλμα πρόβλεψης εξαρτάται άμεσα από τον χρονικό ορίζοντα της πρόβλεψης. Συνήθως, κλιμακώνεται κατάλληλα βάσει του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης, με τρόπο που τα αυξανόμενα σφάλματα παρουσιάζονται για προβλέψεις μεγαλύτερης χρονικής διάρκειας. Δηλαδή, όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή του δείκτη  $h$  στην (4.44), τόσο αυξάνεται το σφάλμα πρόβλεψης. Στην Ενότητα 4.5.2 χρησιμοποιείται ο δείκτης της τετραγωνικής ρίζας του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (root mean square error – RMSE) που ποσοτικοποιεί την απόσταση των προβλέψεων από τις πραγματικές τιμές και χρησιμοποιείται συνήθως για την αξιολόγηση των μοντέλων πρόβλεψης. Η (4.45) ορίζει την RMSE για τις προβλέψεις που πραγματοποιούνται τη χρονική περίοδο  $t$  για την  $h$ -οστή επόμενη χρονική περίοδο.

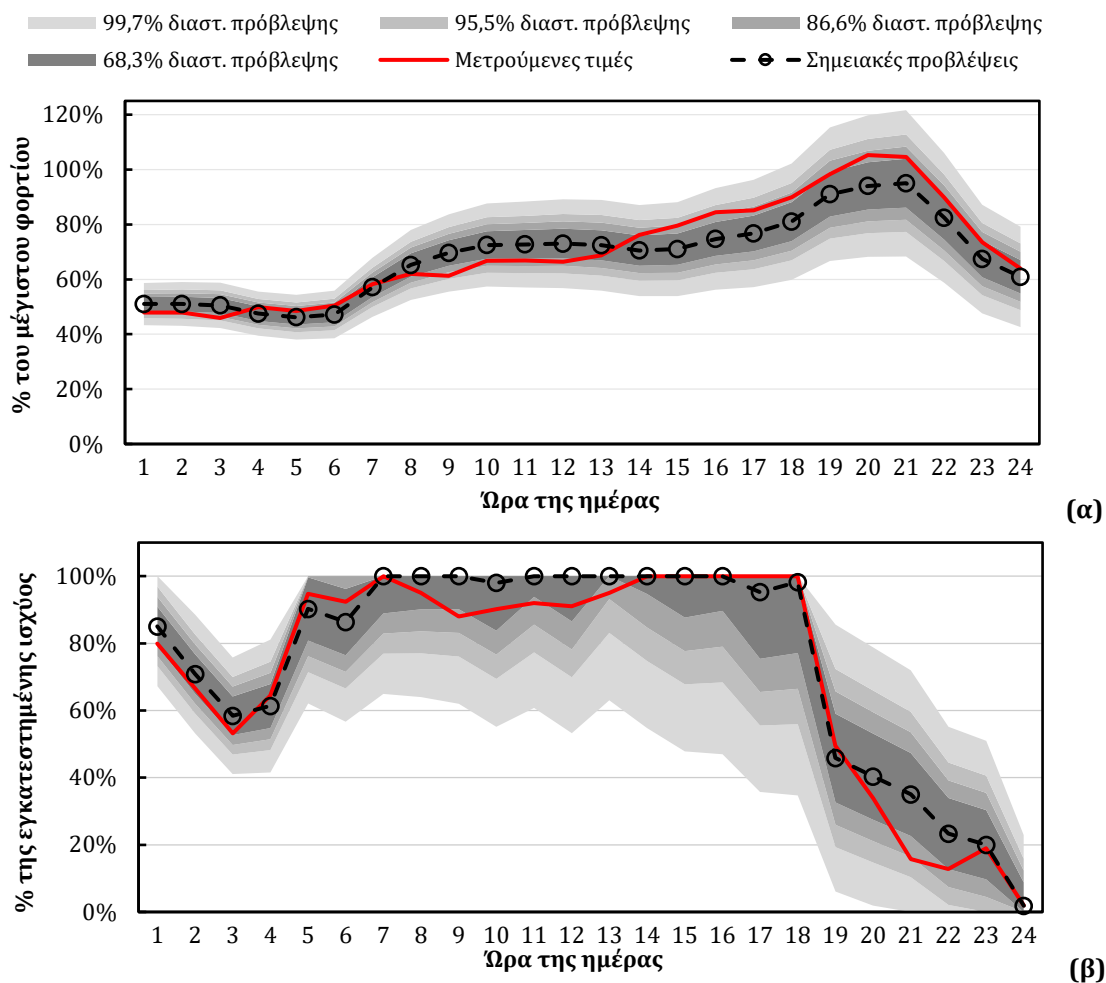
$$RMSE_{t+h} = \sqrt{\frac{1}{Nt} \sum_{t=1}^{Nt} \varepsilon_{t+h}^2} \quad (4.45)$$

όπου  $Nt$  το πλήθος των διαθέσιμων τιμών σφάλματος πρόβλεψης για την  $h$ -οστή χρονική περίοδο του ορίζοντα πρόβλεψης.

#### 4.5.2 Πιθανοτική πρόβλεψη και διαστήματα πρόβλεψης

Σε αντίθεση με τις σημειακές προβλέψεις, οι πιθανοτικές προβλέψεις βοηθούν στη λήψη αποφάσεων με μία πιο πλήρη εικόνα της πιθανής εξέλιξης μιας μελλοντικής παρατήρησης. Η πιθανοτική πρόβλεψη που πραγματοποιείται τη χρονική περίοδο  $t$  για την  $h$ -οστή επόμενη χρονική περίοδο αποτελείται από την πρόβλεψη της κατανομής πιθανότητας μιας τυχαίας παραμέτρου  $Y_{t+h}$ . Στην παρούσα διδακτορική διατριβή, οι πιθανοτικές προβλέψεις εξειδικεύονται με τη χρήση των διαστημάτων πρόβλεψης, τα οποία παρέχουν εκτιμήσεις της “καλύτερης” και της “χειρότερης” περίπτωσης μιας μελλοντικής παρατήρησης. Τα διαστήματα πρόβλεψης έχουν άμεση σχέση με το παρελθοντικό σφάλμα και την αβεβαιότητα των σημειακών προβλέψεων [134]. Ουσιαστικά, αποτελούν εκτιμήσεις που λαμβάνουν υπόψη τις σημειακές προβλέψεις, το σφάλμα πρόβλεψης και την κατανομή πιθανότητας που αυτό ακολουθεί [127].

Σύμφωνα με την [127], το διάστημα πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης (coverage rate)  $a\%$  υπολογίζεται βάσει των παρελθοντικών παρατηρήσεων και ορίζεται ως το εύρος των πιθανών τιμών των μελλοντικών παρατηρήσεων  $y_{t+h}$ , έτσι ώστε οι μελλοντικές παρατηρήσεις να βρεθούν εντός του εύρους αυτού με πιθανότητα  $a$ , όπου  $a \in [0,1]$ . Για



Σχήμα 4.4 Διαστήματα πρόβλεψης: α) καμπύλη φορτίου, β) καμπύλη αιολικής παραγωγής.

παράδειγμα, έστω ένα διάστημα πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης 90%, τότε υπάρχει πιθανότητα 90% οι μελλοντικές παρατηρήσεις να βρίσκονται εντός αυτού του διαστήματος πρόβλεψης [127]. Τα όρια του διαστήματος πρόβλεψης προσδιορίζονται από τη σχέση (4.46) θεωρώντας ότι το σφάλμα της πρόβλεψης που πραγματοποιείται τη χρονική περίοδο  $t$  για την  $h$ -οστή επόμενη χρονική περίοδο,  $\varepsilon_{t+h}$ , ακολουθεί την κανονική κατανομή (κατανομή Gauss) με μηδενική μέση τιμή,  $\mu_{t+h}=0$ , και τυπική απόκλιση  $\sigma_{t+h}$ , δηλαδή  $\varepsilon_{t+h} \sim N(0, \sigma_{t+h}^2)$  [135]. Ως τιμή της τυπικής απόκλισης χρησιμοποιείται η τιμή της  $RMSE_{t+h}$  των σημειακών προβλέψεων, η οποία αποτελεί ουσιαστικά μία εκτίμηση της τυπικής απόκλισης του σφάλματος πρόβλεψης [20],

$$\hat{y}_{t+h} \pm z\sigma_{t+h} \tag{4.46}$$

όπου  $z$  είναι η μεταβλητή της τυπικής κανονικής κατανομής που καθορίζει το διάστημα πρόβλεψης. Για παράδειγμα, με μεταβλητή  $z=3$  υπολογίζεται το διάστημα πρόβλεψης που έχει βαθμό κάλυψης 99,7% [136]. Η τυπική απόκλιση του σφάλματος πρόβλεψης εξαρτάται άμεσα από τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης. Στο Σχήμα 4.4 παρουσιάζονται οι καμπύλες πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής με τα αντίστοιχα διαστήματα πρόβλεψης.

### 4.5.3 Επιλογή σεναρίων με κατάτμηση των διαστημάτων πρόβλεψης

#### 4.5.3.1 Αντιπροσωπευτικές καταστάσεις σφάλματος πρόβλεψης

Αρχικά, η κατανομή πιθανότητας του σφάλματος πρόβλεψης χωρίζεται σε διακριτά διαστήματα, όπως ακριβώς προτείνεται στις εργασίες [137] και [138]. Το σφάλμα πρόβλεψης θεωρείται ότι ακολουθεί την κανονική κατανομή, όπως συνήθως θεωρείται και από αρκετές εργασίες που μοντελοποιούν το σφάλμα πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ [138]–[140]. Για παράδειγμα, το σφάλμα πρόβλεψης της ταχύτητας ανέμου (σε m/s) σχετίζεται άμεσα με τα εργαλεία καιρικής πρόβλεψης, με το σφάλμα να ακολουθεί κανονική κατανομή με μηδενική μέση τιμή ( $\mu = 0$ ) και τυπική απόκλιση  $\sigma$  [139]. Φυσικά, τροποποιήσεις μπορούν να γίνουν στην κατανομή που θεωρείται ότι ακολουθεί, κατά περίπτωση, το σφάλμα πρόβλεψης για να προσεγγίζεται η πραγματικότητα με μεγαλύτερη ακρίβεια. Ωστόσο, η διερεύνηση της μορφής της κατανομής του σφάλματος πρόβλεψης είναι εκτός του σκοπού της παρούσας διδακτορικής διατριβής. Η επιλογή αντιπροσωπευτικών καταστάσεων από τα διαστήματα πρόβλεψης παρουσιάζεται με γενικευμένο τρόπο ώστε να είναι δυνατή η εφαρμογή της και σε περιπτώσεις διαφορετικής πιθανοτικής κατανομής.

Για τη δημιουργία διαφορετικών πιθανών καταστάσεων φορτίου, η κανονική κατανομή του σφάλματος πρόβλεψης,  $\varepsilon$ , χωρίζεται σε διακριτά διαστήματα, ένα για κάθε κατάσταση. Στον Πίνακα 4.2 φαίνεται ένα παράδειγμα στο οποίο η περιοχή της κανονικής κατανομής του σφάλματος πρόβλεψης έχει χωριστεί σε 9 διακριτά διαστήματα, δηλαδή σε 9 καταστάσεις. Η αντιπροσωπευτική τιμή κάθε κατάστασης  $s$ ,  $\varepsilon_s$ , επιλέγεται θεωρώντας τη δυσμενέστερη περίπτωση κάθε διαστήματος, δηλαδή την τιμή που δημιουργεί τη μεγαλύτερη απόκλιση από τη σημειακή πρόβλεψη. Για παράδειγμα, στην 1<sup>η</sup> κατάσταση, όπου το κάτω όριο του διαστήματος είναι  $\varepsilon_{s=1}^{lo} = -3\sigma$  και το άνω όριο του διαστήματος είναι  $\varepsilon_{s=1}^{up} = -2\sigma$ , η αντιπροσωπευτική τιμή θεωρείται ίση με  $\varepsilon_{s=1} = -3\sigma$ , δηλαδή θεωρείται η δυσμενέστερη τιμή μεταξύ  $\varepsilon_{s=1}^{lo}$  και  $\varepsilon_{s=1}^{up}$ . Παρόμοια, στην 8<sup>η</sup> κατάσταση, όπου τα όρια του διαστήματος είναι  $\varepsilon_{s=8}^{lo} = +1,5\sigma$  και  $\varepsilon_{s=8}^{up} = +2\sigma$ , η αντιπροσωπευτική τιμή θεωρείται ίση με  $\varepsilon_{s=8} = 2\sigma$ . Η πιθανότητα κάθε κατάστασης υπολογίζεται από την (4.47). Το άθροισμα όλων των πιθανοτήτων των επιλεγμένων καταστάσεων είναι ίσο με τον βαθμό κάλυψης του διαστήματος πρόβλεψης  $a$  που λαμβάνεται υπόψη, σύμφωνα με την (4.48). Στην περίπτωση του Πίνακα 4.2, οι 9 καταστάσεις έχουν βαθμό κάλυψης  $a = 99,7\%$  της κανονικής κατανομής.

$$\pi_s = \Pr(\varepsilon_s^{lo} \leq x \leq \varepsilon_s^{up}) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{\varepsilon_s^{lo}}^{\varepsilon_s^{up}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx \quad \forall s \quad (4.47)$$

$$a = \sum_{s \in \Omega_s} \pi_s \quad (4.48)$$

Από την παραπάνω διαδικασία προκύπτει ένα σύνολο καταστάσεων σφάλματος πρόβλεψης, με κάθε κατάσταση να χαρακτηρίζεται από μία αντιπροσωπευτική τιμή και μία πιθανότητα πραγματοποίησης.

**Πίνακας 4.2** Καταστάσεις σφάλματος πρόβλεψης φορτίου για διάστημα πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης 99,7%.

Κατάσταση	Κάτω όριο διαστήματος ( $\varepsilon_s^{lo}$ )	Άνω όριο διαστήματος ( $\varepsilon_s^{up}$ )	Αντιπροσωπευτική τιμή ( $\varepsilon_s$ )	Πιθανότητα Κατάστασης ( $\pi_s$ )
1	-3σ	-2σ	-3σ	0,021
2	-2σ	-1,5σ	-2σ	0,044
3	-1,5σ	-1σ	-1,5σ	0,092
4	-1σ	-0,5σ	-1σ	0,150
5	-0,5σ	+0,5σ	0	0,383
6	+0,5σ	+1σ	+1σ	0,150
7	+1σ	+1,5σ	+1,5σ	0,092
8	+1,5σ	+2σ	+2σ	0,044
9	+2σ	+3σ	+3σ	0,021
<b>Άθροισμα (<math>a_d</math>)</b>				0,997

#### 4.5.3.2 Προσδιορισμός σεναρίων πρόβλεψης

Για τον προσδιορισμό των σεναρίων, αρχικά επιλέγονται οι καταστάσεις του σφάλματος πρόβλεψης φορτίου και οι καταστάσεις του σφάλματος πρόβλεψης της ταχύτητας ανέμου. Κάθε κατάσταση του σφάλματος πρόβλεψης φορτίου συνδυάζεται με κάθε κατάσταση του σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ χρησιμοποιώντας το μοντέλο δέντρου σεναρίων, όπως παρουσιάζεται στην εργασία [141]. Η πιθανότητα κάθε σεναρίου  $\omega$  υπολογίζεται από την (4.49), θεωρώντας ότι το σφάλμα πρόβλεψης του φορτίου είναι ανεξάρτητο από το σφάλμα πρόβλεψης της παραγωγής ΑΠΕ. Η καμπύλη πρόβλεψης φορτίου για το σενάριο  $\omega$  προκύπτει από την (4.50) προσθέτοντας στη σημειακή πρόβλεψη φορτίου ( $\hat{P}_{d,t}^{Frc}$ ) την αντιπροσωπευτική τιμή της κατάστασης του σφάλματος πρόβλεψης του σεναρίου  $\omega$  για κάθε χρονική περίοδο  $t$ . Αντίστοιχα, εφαρμόζοντας την (4.51), υπολογίζεται η καμπύλη πρόβλεψης αιολικής παραγωγής για το σενάριο  $\omega$  για κάθε χρονική περίοδο  $t$ .

Ο συνολικός βαθμός κάλυψης των σεναρίων, συντελεστής  $\beta$ , υπολογίζεται σύμφωνα με την (4.52). Ουσιαστικά, ο συντελεστής  $\beta$  αντιπροσωπεύει την πιθανότητα οι μελλοντικές τιμές φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ να καλύπτονται από το πλήθος των σεναρίων που έχουν δημιουργηθεί. Αξίζει να σημειωθεί ότι με την προσέγγιση που επιλέγονται σενάρια βάσει κατάτμησης των διαστημάτων πρόβλεψης προσομοιώνονται ακραίες μεταβολές σε σχέση με τις αναμενόμενες τιμές των προβλέψεων (σημειακές προβλέψεις) κάθε περιόδου  $t$ .

$$\pi_\omega = \pi_s^d \cdot \pi_s^w \quad \forall \omega \quad (4.49)$$

$$P_{d,t,\omega}^{Frc} = \hat{P}_{d,t}^{Frc} + \varepsilon_{t,\omega}^d \quad \forall d,t,\omega \quad (4.50)$$

$$P_{w,t,\omega}^{Frc} = P_w \left( \hat{v}_t^{frc} + \varepsilon_{t,\omega}^w \right) \quad \forall w,t,\omega \quad (4.51)$$

$$\beta = a_d \cdot a_w = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \quad (4.52)$$

#### 4.5.4 Επιλογή σεναρίων με προσομοίωση Monte Carlo

##### 4.5.4.1 Παραγωγή σεναρίων με προσομοίωση Monte Carlo

Η προσομοίωση Monte Carlo χρησιμοποιείται για την παραγωγή τυχαίων σεναρίων πρόβλεψης γύρω από τις σημειακές προβλέψεις ακολουθώντας την εμπειρική κατανομή πιθανότητας του σφάλματος πρόβλεψης. Έστω ότι τα σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου και της ταχύτητας ανέμου,  $\varepsilon_{t,\omega}^d$  και  $\varepsilon_{t,\omega}^w$ , για τη χρονική περίοδο  $t$  του ορίζοντα πρόβλεψης παράγονται τυχαία ακολουθώντας την κανονική κατανομή με μηδενική μέση τιμή και τυπική απόκλιση  $\sigma_t^d$  και  $\sigma_t^w$ , αντίστοιχα, δηλαδή  $\varepsilon \sim N(0, \sigma^2)$ . Τότε το φορτίο και η αιολική παραγωγή για το σενάριο  $\omega$  υπολογίζονται από τις (4.50) και (4.51), αντίστοιχα,

Η τιμή της τυπικής απόκλισης του σφάλματος (ίση με την τετραγωνική ρίζα του αναμενόμενου τετραγωνικού σφάλματος,  $RMSE$ , των προβλέψεων από τις πραγματικές τιμές) κλιμακώνεται κατάλληλα βάσει του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης, ώστε να αναπαριστά τα αυξανόμενα σφάλματα για προβλέψεις μεγαλύτερης χρονικής διάρκειας. Χωρίς βλάβη της γενικότητας, μπορεί να θεωρηθεί ότι η τυπική απόκλιση του σφάλματος αυξάνεται γραμμικά κατά μήκος του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης  $H$ , σύμφωνα με την (4.53). Για παράδειγμα, η τυπική απόκλιση του ποσοστιαίου σφάλματος μπορεί να κυμαίνεται από 5% για την πρώτη χρονική περίοδο του ορίζοντα πρόβλεψης έως 20% για την τελευταία χρονική περίοδο του ορίζοντα πρόβλεψης, δηλαδή  $\sigma_{t+1} = 5\%$  και  $\sigma_{t+H} = 20\%$ .

$$\sigma_{t+h} = \frac{H + \sigma_{t+1} - \sigma_{t+H} + h \cdot (\sigma_{t+H} - \sigma_{t+1})}{H - 1} \quad \forall h \in (1, H) \quad (4.53)$$

Από την προσομοίωση Monte Carlo παράγεται ένα πλήθος  $N_{MCS}$  τυχαίων σεναρίων πρόβλεψης. Κάθε σενάριο  $\omega$  αποτελείται από ένα διάνυσμα τιμών  $\Xi_\omega$  που δίνεται από την (4.54) και πιθανότητα εμφάνισης  $\pi_\omega = 1 / N_{MCS}$ .

$$\Xi_\omega = [P_{d,1,\omega}^{Frc}, \dots, P_{d,T,\omega}^{Frc}, P_{w,1,\omega}^{Frc}, \dots, P_{w,T,\omega}^{Frc}] \quad (4.54)$$

Δεδομένου ότι η προσομοίωση Monte Carlo βασίζεται στη θεωρία των μεγάλων αριθμών, συνήθως απαιτείται μεγάλο πλήθος σεναρίων, π.χ.  $N_{MCS} \geq 1.000$ , έτσι ώστε να μην χάνεται σε σημαντικό βαθμό η πληροφορία που σχετίζεται με τις αβεβαιότητες που λαμβάνονται υπόψη. Για παράδειγμα, η επιλογή μικρού αριθμού για το πλήθος σεναρίων  $N_{MCS}$  δεν εξασφαλίζει τη δημιουργία σεναρίων που περιέχουν ακραίες τιμές με μικρή πιθανότητα εμφάνισης, όπως τιμές πέραν του εύρους  $\pm 2\sigma$  της κανονικής κατανομής, οι οποίες μπορεί να έχουν σημαντικές επιπτώσεις στη λειτουργία του ΔΔ.

Σε περίπτωση που είναι επιθυμητή η επιλογή σεναρίων λαμβάνοντας υπόψη κάποιο βαθμό ρίσκου, η παραγωγή τυχαίων τιμών του σφάλματος πρόβλεψης μπορεί να περιοριστεί εντός συγκεκριμένου διαστήματος πρόβλεψης, όπως για παράδειγμα εντός διαστήματος πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης 68,3% (κανόνας  $\pm 1\sigma$ ), με βαθμό κάλυψης 95% (κανόνας  $\pm 2\sigma$ ) ή με βαθμό κάλυψης 99,7% (κανόνας  $\pm 3\sigma$ ).

#### 4.5.4.2 Επιλογή αντιπροσωπευτικών σεναρίων πρόβλεψης

Παρότι ένας μεγάλος αριθμός σεναρίων  $N_{MCS}$  μπορεί να οδηγήσει σε καλύτερη μοντελοποίηση της αβεβαιότητας, αυξάνει κατά πολύ την υπολογιστική πολυπλοκότητα. Για τη μείωση του πλήθους των σεναρίων ακολουθείται ο αλγόριθμος οπισθοδρομικής μείωσης (Backward Reduction Algorithm – BRA) που παρουσιάζεται με τον ψευδοκώδικα που ακολουθεί (Αλγόριθμος BRA). Ο αλγόριθμος οπισθοδρομικής μείωσης σεναρίων αφαιρεί σεσνάρια με παρόμοια συμπεριφορά κρατώντας στη θέση τους αντιπροσωπευτικά σεσνάρια, τα οποία διατηρούν μια καλή προσέγγιση της αβεβαιότητας.

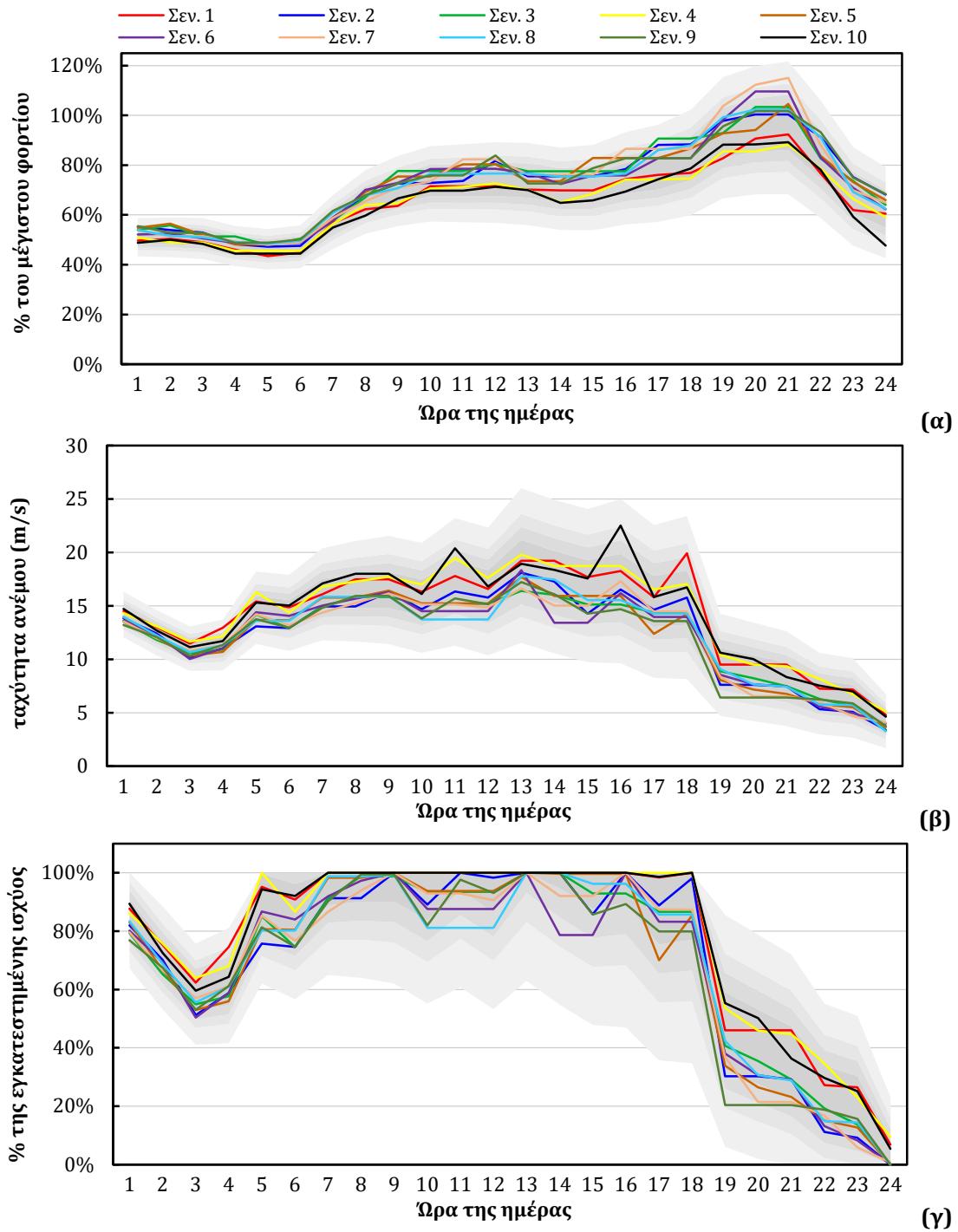
---

#### Αλγόριθμος BRA: Οπισθοδρομική μείωση σεναρίων

---

1. Αρχικοποίησε:  $N = N_{MCS}$  // πλήθος αρχικών σεναρίων //  
 $N_{\omega}$  // πλήθος των επιθυμητών σεναρίων //
  2. Υπολόγισε την απόσταση μεταξύ δύο σεναρίων  $n, m$ ,  $\forall n, m$  στη λίστα σεναρίων  
 $d_{n,m} = \|\Xi_n - \Xi_m\|$
  3. Για κάθε σεσνάριο  $n$  εντόπισε το πλησιέστερο σεσνάριο  $m: n \neq m$  επιλέγοντας αυτό με τη μικρότερη τιμή  $d_{n,m}$ ,  $d_n^{\min} = \min(d_{n,m})$
  4. Υπολόγισες την τιμή  $\zeta_n = d_n^{\min} \cdot \pi_n$
  5. Επίλεξε το σεσνάριο  $n$  με τη μικρότερη τιμή  $\zeta_n$ ,  $cand = \arg\{\min(\zeta_n)\}$   
 Το σεσνάριο με αύξων αριθμό  $cand$  θα αφαιρεθεί από το πλήθος των σεναρίων
  6. Αφαίρεσε το σεσνάριο  $cand$  από τη λίστα σεναρίων και μείωσε το πλήθος κατά ένα,  $N = N - 1$ .
  7. Πρόσθεσε την πιθανότητα του σεναρίου  $cand$  στο πλησιέστερο σε αυτό σεσνάριο  $n = \arg\{\min(d_{cand,m})\}$ ,  $\pi_n = \pi_n + \pi_{cand}$ .
  8. Δώσε νέα αύξουσα αρίθμηση, από 1 έως  $N$ , στα σεσνάρια που έμειναν λαμβάνοντας υπόψη το σεσνάριο που αφαιρέθηκε.
  9. Αν  $N > N_{\omega}$  τότε πήγαινε στο Βήμα 2.  
 Αλλιώς τερμάτισε τον αλγόριθμο.
- 

Στο Σχήμα 4.5 δίνονται τα σεσνάρια πρόβλεψης, τα οποία αρχικά δημιουργήθηκαν με προσομοίωση Monte Carlo μέσα από ένα πλήθος 1.000 σεναρίων και στη συνέχεια επικράτησαν έπειτα από εφαρμογή του αλγορίθμου οπισθοδρομικής μείωσης σεναρίων. Οι τιμές στο Σχήμα 4.5α (καμπύλη φορτίου) είναι κανονικοποιημένες ως προς την αιχμή (μέγιστο φορτίο) του προηγούμενου έτους και για τον λόγο αυτό υπάρχουν και σεσνάρια πρόβλεψης με φορτίο μεγαλύτερο από 100%. Οι τιμές στο Σχήμα 4.5γ (καμπύλη αιολικής παραγωγής) είναι κανονικοποιημένες ως προς την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών σταθμών του συστήματος διανομής.



Σενάριο	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Πιθανότητα	0,176	0,042	0,093	0,129	0,111	0,056	0,103	0,046	0,043	0,201

Σχήμα 4.5 Σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης: α) καμπύλη φορτίου, β) ταχύτητα ανέμου και γ) καμπύλη αιολικής παραγωγής.

## 4.6 Αναλυτικό παράδειγμα σε σύστημα διανομής 4 κόμβων

Προκειμένου να γίνει ευκολότερα κατανοητό τόσο το πρόβλημα που επιλύεται όσο και το μοντέλο επίλυσης, η προτεινόμενη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας εφαρμόζεται σε ένα σύστημα διανομής 4 κόμβων.

### 4.6.1 Περιπτώσεις μελέτης

Για να ποσοτικοποιηθούν τα οφέλη που προκύπτουν από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας (ΣΠΛ), πραγματοποιείται σύγκριση με την περίπτωση που εφαρμόζεται προγραμματισμός λειτουργίας με σημειακές προβλέψεις (ΠΛ), η οποία αποτελεί την περίπτωση αναφοράς. Οι περιπτώσεις μελέτης που εξετάζονται παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3. Αρχικά, κάθε περίπτωση μελέτης ΠΛ και ΣΠΛ συγκρίνεται με την αντίστοιχη περίπτωση μελέτης ΠΛ0 και ΣΠΛ0, στις οποίες δεν υπάρχει δυνατότητα αξιοποίησης της ευελιξίας των ΔΕΠ. Στη συνέχεια, συγκρίνεται η περίπτωση μελέτης ΣΠΛ με την περίπτωση μελέτης ΠΛ χρησιμοποιώντας παράλληλα και την περίπτωση μελέτης ΠΛ\*. Στην περίπτωση μελέτης ΠΛ\* επιλύεται το μοντέλο στοχαστικού προγραμματισμού που περιγράφεται από τις (4.6)–(4.43) θεωρώντας τις μεταβλητές 1<sup>ου</sup> σταδίου ως παραμέτρους του προβλήματος με τιμές ίσες με τις αντίστοιχες βέλτιστες τιμές που έχουν προκύψει από την επίλυση της περίπτωσης μελέτης ΠΛ.

### 4.6.2 Δεδομένα συστήματος διανομής 4 κόμβων

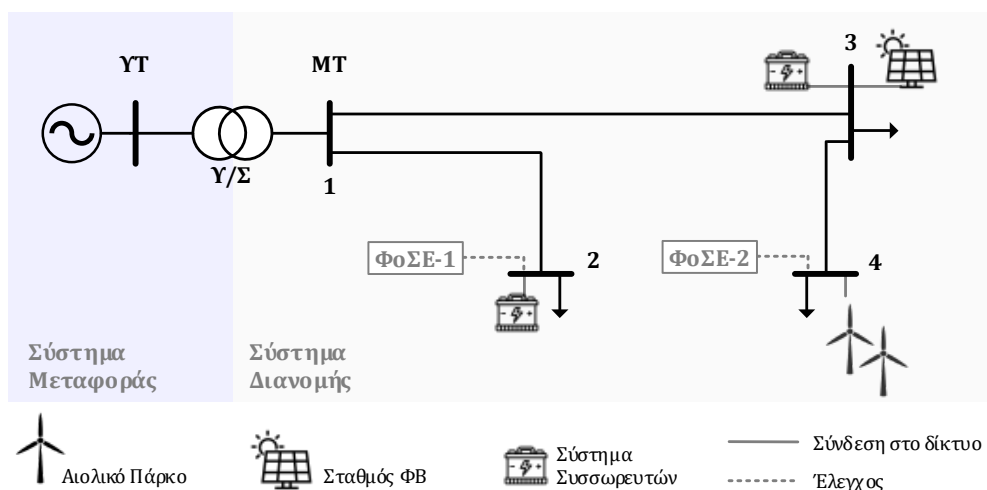
#### 4.6.2.1 Δεδομένα δικτύου διανομής και ΔΕΠ

Το σύστημα διανομής 4 κόμβων αποτελείται από το ΔΔ 4 κόμβων και τους ΔΕΠ που συνδέονται σε αυτό, όπως φαίνονται στο απλουστευμένο μονογραμμικό σχέδιο στο Σχήμα 4.6. Το ΔΔ λειτουργεί ακτινικά υπό ονομαστική τάση 20kV και τροφοδοτείται από Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ ονομαστικής ισχύος ίσης με 10 MVA. Τα βασικά χαρακτηριστικά του δικτύου παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4 με βάση ισχύος 10 MVA για τις α.μ. τιμές. Το φορτίο αιχμής του συστήματος διανομής είναι ίσο με 11,57 MVA. Στην περιοχή δραστηριοποιούνται δύο ΦοΣΕ (ΦοΣΕ-1 και ΦοΣΕ-2) που παρέχουν ευελιξία στον Διαχειριστή ΔΔ σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του Πίνακα 4.5. Το αιολικό πάρκο (ΑΠ) του κόμβου 2 έχει εγκατεστημένη ισχύ 4 MW και ο σταθμός ΦΒ του κόμβου 3 έχει εγκατεστημένη ισχύ 4 MWp. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των

**Πίνακας 4.3** Περιπτώσεις μελέτης για το σύστημα διανομής 4 κόμβων.

Μεθοδολογία	Περιγραφή μεθοδολογίας	Ευελιξία ΔΕΠ	Περίπτωση μελέτης
ΠΛ	Η λειτουργία του συστήματος διανομής προγραμματίζεται με σημειακές προβλέψεις (1 σενάριο πρόβλεψης)	Όχι	ΠΛ0
		Ναι	ΠΛ
	Το πρόγραμμα λειτουργίας της περίπτωσης μελέτης ΠΛ αξιολογείται με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης	Ναι	ΠΛ*
ΣΠΛ (προτεινόμενη)	Η λειτουργία του συστήματος διανομής προγραμματίζεται λαμβάνοντας υπόψη σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης	Όχι	ΣΠΛ0
		Ναι	ΣΠΛ





Σχήμα 4.6 Σύστημα διανομής 4 κόμβων (αναλυτικό παράδειγμα).

συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές (ΣΑΣΣ) δίνονται στον Πίνακα 4.6. Οι σημειακές προβλέψεις για το φορτίο και την παραγωγή ΑΠΕ φαίνονται στο Σχήμα 4.7.

#### 4.6.2.2 Επιλογή σεναρίων πρόβλεψης

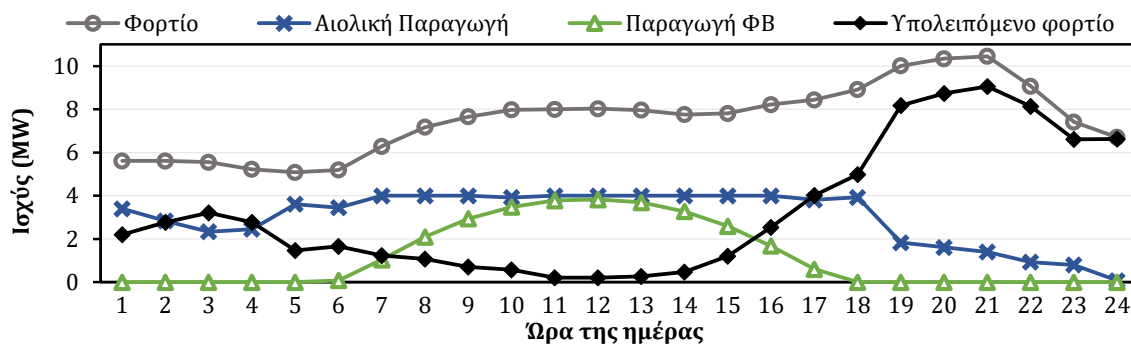
Η περίπτωση μελέτης ΣΠΛ χρησιμοποιεί σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης για να αναπαραστήσει τις αβεβαιότητες πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Επιλέχθηκαν 10 σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης, τα οποία προέκυψαν από τον αλγόριθμο παραγωγής σεναρίων της Ενότητας 4.5.4.2. Τα σενάρια πρόβλεψης είναι αυτά που παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.5. Κάθε σενάριο συσχετίζεται με την πιθανότητα πραγματοποίησης του. Για τη δημιουργία των σεναρίων πρόβλεψης θεωρήθηκε: α) για την πρόβλεψη φορτίου, σφάλμα πρόβλεψης από 5% έως 10% της σημειακής πρόβλεψης και β) για την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής, σφάλμα πρόβλεψης από 5% έως 20% της σημειακής πρόβλεψης, με τις μεγαλύτερες τιμές να αναφέρονται στις πιο μελλοντικές χρονικές περιόδους πρόβλεψης. Αξίζει να σημειωθεί ότι, σύμφωνα με την εργασία [142], το σφάλμα πρόβλεψης αιολικής

Πίνακας 4.4 Δεδομένα δικτύου διανομής 4 κόμβων.

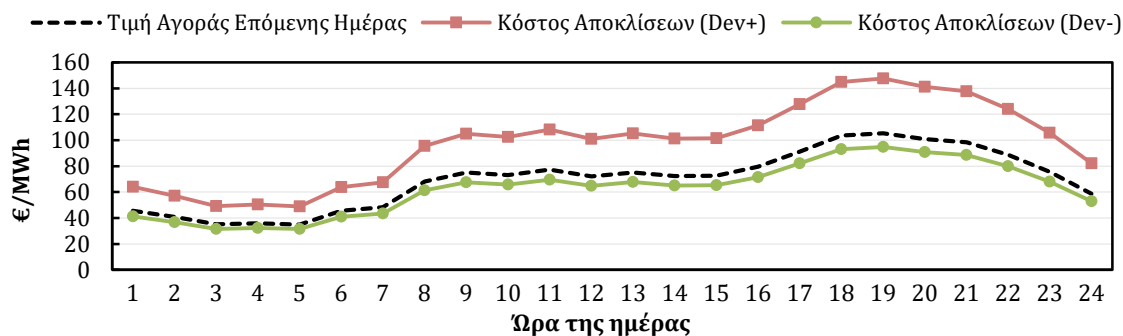
Κόμβος $i$	Κόμβος $j$	$r_{ij}$ (α.μ.)	$x_{ij}$ (α.μ.)	Ικανότητας μεταφοράς γραμμής (MVA)	Μέγιστη ενεργός ισχύς φορτίου στον κόμβο $j$ (MW)	Μέγιστη άεργος ισχύς φορτίου στον κόμβο $j$ (MVA <sub>r</sub> )
1	2	0,009585	0,008055	7,0	8,0	2,60
1	3	0,008940	0,005895	5,0	2,0	0,65
3	4	0,005960	0,003930	5,0	1,0	0,33

Πίνακας 4.5 Τεχνικά χαρακτηριστικά ευελιξίας ΦοΣΕ για το ΔΔ 4 κόμβων.

α/α ΦοΣΕ	Κόμβος σύνδεσης	Ικανότητα $U_{pR}$ ρύθμισης (MW)	Προσφορά $U_{pR}$ ρύθμισης (MWh)	Όριο ρυθμού μεταβολής $U_{pR}$ ρύθμισης (MW/h)	Ικανότητα $D_{nR}$ ρύθμισης (MW)	Προσφορά $D_{nR}$ ρύθμισης (MWh)	Όριο ρυθμού μεταβολής $D_{nR}$ ρύθμισης (MW/h)
1	2	2,00	6,00	0,50	0,20	1,0	0,20
2	4	0,60	1,80	0,15	0,10	0,8	0,10



Σχήμα 4.7 Καμπύλη φορτίου και καμπύλες παραγωγής ΑΠΕ (σημειακές προβλέψεις).



Σχήμα 4.8 Κόστος αποκλίσεων στο όριο ΣΜ-ΔΔ.

παραγωγής για βραχυπρόθεσμες προβλέψεις (από 1 ώρα έως 1 εβδομάδα) είναι μεγαλύτερο από το σφάλμα της πρόβλεψης φορτίου του δικτύου διανομής.

#### 4.6.2.3 Τιμές αγοράς ευελιξίας και λοιπά κόστη

Οι μοναδιαίες τιμές αγοράς ευελιξίας για την περίπτωση του συστήματος διανομής 4 κόμβων δίνονται στον Πίνακα 4.7. Οι υπηρεσίες ευελιξίας του ΦοΣΕ-2 είναι πιο ακριβές από τις αντίστοιχες του ΦοΣΕ-1. Οι κάτοχοι των συστημάτων αποθήκευσης αμείβονται τόσο για

Πίνακας 4.6 Τεχνικά χαρακτηριστικά αποθήκευσης με συσσωρευτές για το ΔΔ 4 κόμβων.

α/α ΣΑΣΣ	Κόμβος σύνδεσης	Ικανότητα ισχύος (MW)	Χωρητικότητα αποθήκευσης (MWh)	SoC <sup>min</sup> (%)	SoC <sup>max</sup> (%)	SoC <sup>t=0</sup> (%)	Απόδοση $\eta^{Ch}$ (%)	Απόδοση $\eta^{Dch}$ (%)
1	2	2,0	4,0	10	90	50	90	90
2	3	2,0	6,0	10	90	50	90	90

Πίνακας 4.7 Μοναδιαίες τιμές προσφοράς ευελιξίας για το ΔΔ 4 κόμβων.

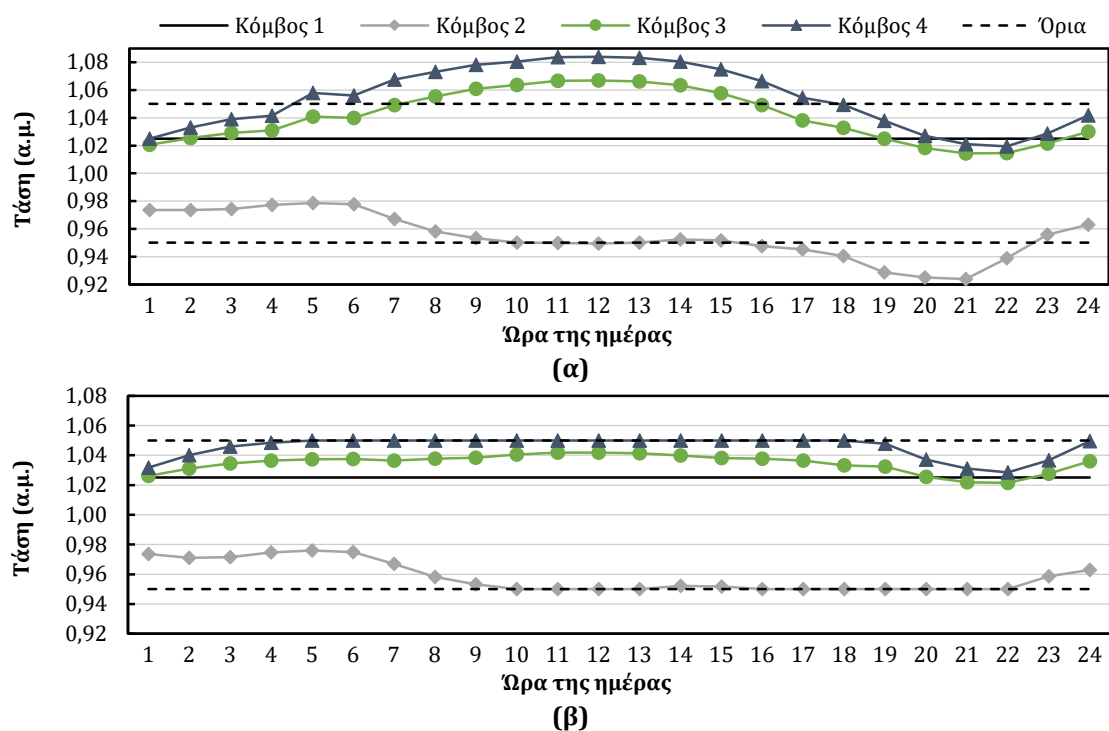
Πάροχος ευελιξίας	Τιμή διαθεσιμότητας (€/MW/h)	Τιμή ενεργοποίησης (€/MWh)
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία DnR)	25	40
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία UpR)	30	60
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία DnR)	30	50
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία UpR)	40	70
ΣΑΣΣ-1	10	100
ΣΑΣΣ-2	15	125

την ποσότητα ενέργειας που απορροφούν όσο και για την ποσότητα που εγχέουν στο δίκτυο ως υπηρεσία ευελιξίας με την τιμή ενεργοποίησης. Σε περίπτωση που μέρος ή όλη η απορροφούμενη ενέργεια ή η εγχεόμενη ενέργεια έχει προγραμματιστεί κατά το στάδιο προγραμματισμού λειτουργίας, ο κάτοχος του συστήματος αποθήκευσης αμείβεται σε χαμηλότερη τιμή, ίση με το 25% της μοναδιαίας τιμής ενεργοποίησης της ευελιξίας. Επιπλέον, θεωρείται κόστος απόρριψης ΑΠΕ ίσο με 200 €/MWh και κόστος περικοπής φορτίου ίσο με 2.000 €/MWh. Το κόστος αποκλίσεων στο όριο ΣΜ-ΔΔ δίνονται στο Σχήμα 4.8.

### 4.6.3 Αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας με σημειακές προβλέψεις (περίπτωση αναφοράς)

#### 4.6.3.1 Ανάλυση λειτουργίας δικτύου διανομής

Όταν ο Διαχειριστής ΔΔ δεν αξιοποιεί την ευελιξία των ΔΕΠ (περίπτωση ΠΛ0), είναι εμφανή τα τεχνικά προβλήματα του ΔΔ που αναμένεται να προκύψουν κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ. Στο Σχήμα 4.9 παρουσιάζεται η διακύμανση της τάσης στους κόμβους του ΔΔ κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής στις περιπτώσεις μελέτης ΠΛ0 και ΠΛ. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9α, το μέτρο της τάσης υπερβαίνει το άνω όριο στον κόμβο 4 μεταξύ των ωρών 04:00–18:00 και στον κόμβο 3 μεταξύ των ωρών 07:00–16:00, ενώ στον κόμβο 2 παρουσιάζεται πτώση τάσης πέραν του κάτω ορίου τάσης μεταξύ των ωρών 15:00–23:00. Η ανύψωση τάσης του παραδείγματος οφείλεται στην αυξημένη παραγωγή του ΦΒ και του ΑΠ κατά τις μεσημβρινές ώρες που πραγματοποιείται ταυτοχρονισμένα με χαμηλή κατανάλωση. Η πτώση τάσης δημιουργείται λόγω αυξημένης ζήτησης κατά τις βραδινές ώρες αιχμής. Αντίθετα, με την αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ μπορεί να μειωθεί η διακύμανση της τάσης και να διατηρηθεί εντός των αποδεκτών ορίων, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9β.

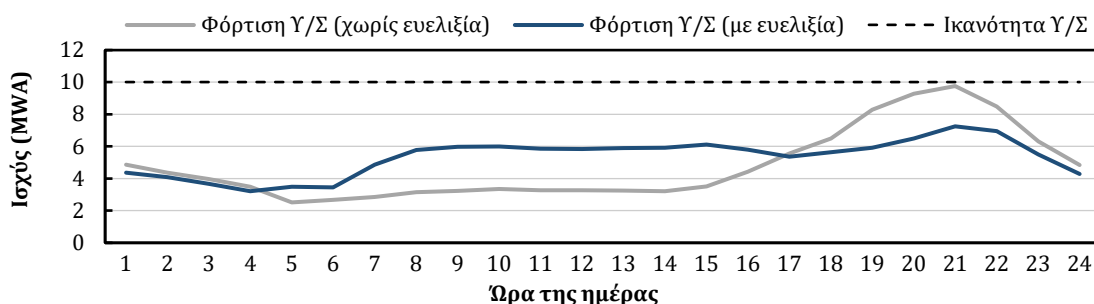


**Σχήμα 4.9** Τάση στους κόμβους του δικτύου: α) περίπτωση μελέτης ΠΛ0 (χωρίς αξιοποίηση ευελιξίας), β) περίπτωση μελέτης ΠΛ (με αξιοποίηση ευελιξίας).

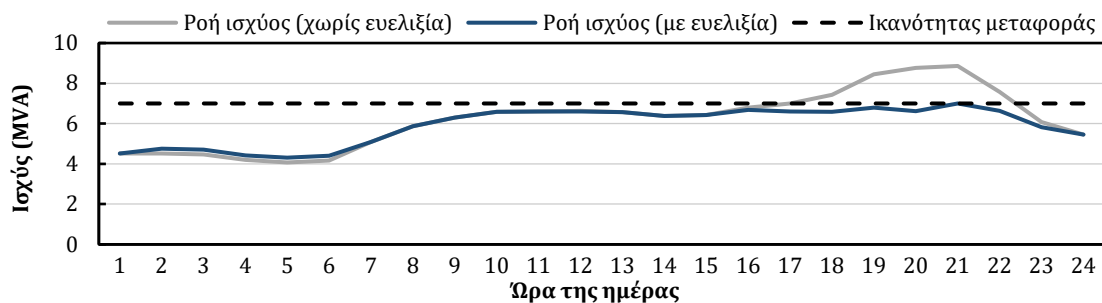
Στο Σχήμα 4.10 παρουσιάζεται η αναμενόμενη φόρτιση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ χωρίς και με την αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ. Παρατηρείται ότι κατά τις βραδινές ώρες αιχμής (19:00–21:00) η φόρτιση του Υ/Σ αναμένεται πολύ κοντά στην ικανότητα ισχύος του, πράγμα που οφείλεται στην πρόβλεψη για αυξημένη ζήτηση σε συνδυασμό με χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ. Αντίθετα, η αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ αναμένεται να μειώσει σημαντικά το επίπεδο φόρτισης έως και 30% μεταξύ 19:00–20:00.

Στο Σχήμα 4.11 παρουσιάζεται η ροή ισχύος στη γραμμή 1–2 του δικτύου. Όταν δεν αξιοποιείται η ευελιξία των ΔΕΠ (περίπτωση ΠΛ0), αναμένεται υπέρβαση του θερμικού ορίου της γραμμής 1–2 μεταξύ των ωρών 17:00–22:00 (βραδινές ώρες αιχμής), καθώς το μέγιστο φορτίο του κόμβου 2 αναμένεται να ξεπεράσει τα 8 MVA. Με την αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ, και κυρίως την ενεργοποίηση του ΦοΣΕ–1, η ροή ισχύος της γραμμής 1–2 επανέρχεται σε αποδεκτά επίπεδα σημειώνοντας μείωση έως και 25% την ώρα 19:00–20:00.

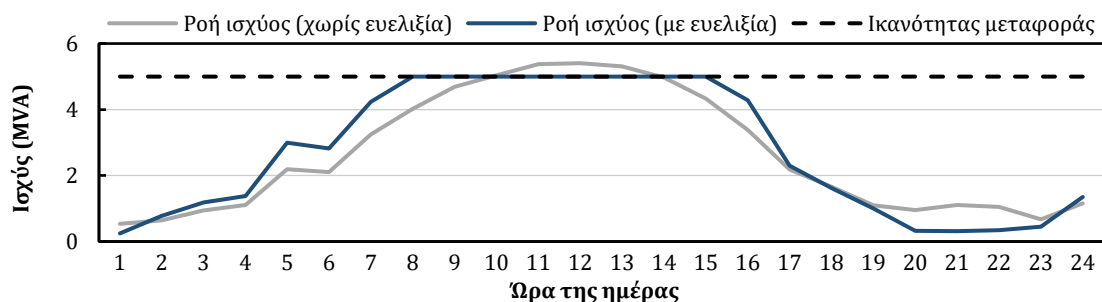
Στο Σχήμα 4.12 παρουσιάζεται η ροή ισχύος στη γραμμή 1–3 του δικτύου. Η υπέρβαση του θερμικού ορίου που αναμένεται όταν δεν ελέγχονται οι ΔΕΠ, οφείλεται στις αντίστροφες ροές ισχύος λόγω αυξημένης παραγωγής ΑΠΕ. Η ευελιξία που αξιοποιείται σε αυτή την περίπτωση προέρχεται από τη φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου 4.



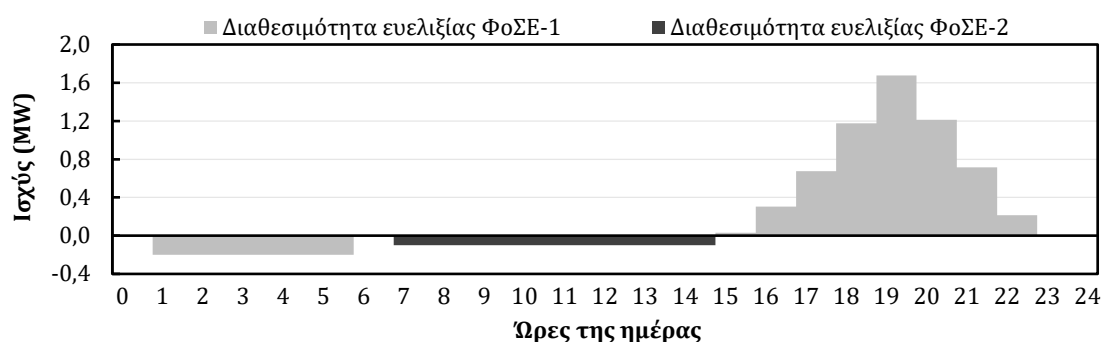
Σχήμα 4.10 Φόρτιση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ στην περίπτωση μελέτης ΠΛ.



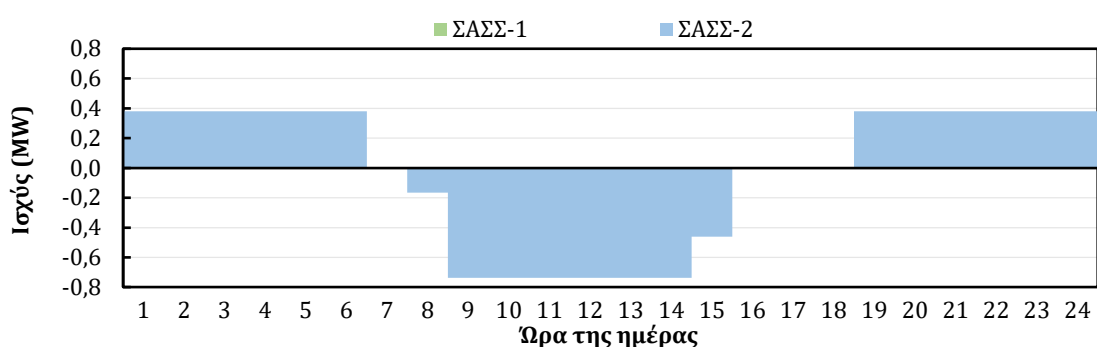
Σχήμα 4.11 Ροή φαινόμενης ισχύος στη γραμμή 1–2 στην περίπτωση μελέτης ΠΛ.



Σχήμα 4.12 Ροή φαινόμενης ισχύος στη γραμμή 1–3 στην περίπτωση μελέτης ΠΛ.



**Σχήμα 4.13** Υπηρεσίες ανοδικής (UpR)/ καθοδική (DnR) ρύθμιση ισχύος των ΦοΣΕ στην περίπτωση μελέτης ΠΛ (UpR: θετικές τιμές και DnR: αρνητικές τιμές).



**Σχήμα 4.14** Ισχύς συστημάτων αποθήκευσης στην περίπτωση μελέτης ΠΛ (εκφόρτιση: θετικές τιμές και φόρτιση: αρνητικές τιμές).

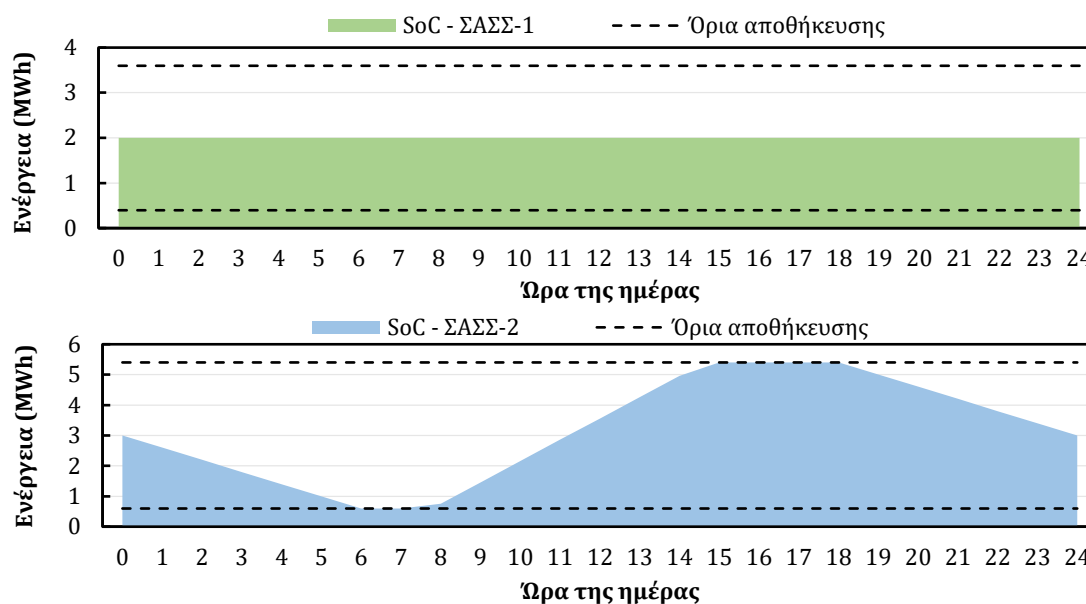
#### 4.6.3.2 Ανάλυση λειτουργίας πηγών ευελιξίας

Στο Σχήμα 4.13 παρουσιάζεται η ρύθμιση ισχύος που προγραμματίζεται να παρέχει ο ΦοΣΕ-1. Ο Διαχειριστής ΔΔ δεν εκμεταλλεύεται καθόλου την ευελιξία ανοδικής ρύθμιση ισχύος (UpR) του ΦοΣΕ-2 καθώς ελέγχει το καθαρό φορτίο του κόμβου 4 και συνεπώς δεν μπορεί να συνεισφέρει στη μείωση της ροής ισχύος στη γραμμή 1-2, στην οποία αναμένεται συμφόρηση. Ωστόσο, ο ΦοΣΕ-2 συνεισφέρει με ευελιξία καθοδικής ρύθμισης ισχύος, δηλαδή αυξάνει το καθαρό φορτίο του κόμβου 4 μεταξύ των ωρών 07:00-15:00.

Όσον αφορά τα συστήματα αποθήκευσης, ο Διαχειριστής ΔΔ προγραμματίζει να αξιοποιήσει μέρος της ικανότητας ισχύος του ΣΑΣΣ-2, ενώ το ΣΑΣΣ-1 παραμένει ανενεργό (Σχήμα 4.14). Το ΣΑΣΣ-2 απορροφάει ενέργεια από το ΔΔ κατά τις μεσημβρινές ώρες και συνεισφέρει στη μείωση της αντίστροφης ροής ισχύος στη γραμμή 1-3. Αντίστοιχα, εγχέει ισχύ στο δίκτυο τις πρώτες πρωινές ώρες και αδειάζει τα αποθηκευτικά μέσα, έτσι ώστε να αξιοποιηθεί στο μέγιστο η δυνατότητα φόρτισης για 8 συνεχόμενες ώρες με μέση ισχύ φόρτισης 0,63 MW. Επιπλέον, εγχέει ισχύ στο δίκτυο τις βραδινές ώρες για να επαναφέρει τη στάθμη αποθήκευσης στο 50% (ίση με  $SoC^{t=0}=50\%$  για έναν πλήρη κύκλο φόρτισης), όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.15.

#### 4.6.3.3 Αξιολόγηση προγραμματισμένης ευελιξίας με πολλαπλά σενάρια πρόβλεψης

Με μία πρώτη ματιά, φαίνεται ότι η περίπτωση μελέτης ΠΛ δίνει ικανοποιητικά αποτελέσματα και το ΔΔ λειτουργεί χωρίς παραβίαση των τεχνικών περιορισμών. Ωστόσο, σε αυτή την περίπτωση αγνοούνται οι αβεβαιότητες των τυχαίων παραμέτρων του



**Σχήμα 4.15** Κατάσταση φόρτισης συστημάτων αποθήκευσης στην περίπτωση μελέτης ΠΛ.

προβλήματος που ενδέχεται να επηρεάσουν σημαντικά τη λειτουργία του ΔΔ. Για τον λόγο αυτό, εξετάζεται η περίπτωση μελέτης ΠΛ\*, στην οποία η προγραμματισμένη ευελιξία της περίπτωσης μελέτης ΠΛ (Πίνακας 4.8) αξιολογείται με σενάρια πρόβλεψης.

Στον Πίνακα 4.9 φαίνονται τα αποτελέσματα της περίπτωσης μελέτης ΠΛ\* ανά σενάριο πρόβλεψης. Σε αυτή την περίπτωση παρατηρείται παραβίαση των τεχνικών ορίων του ΔΔ σε όλα τα σενάρια πρόβλεψης. Οι παραβιάσεις αυτές αντιστοιχούν σε περικοπή φορτίου έως και 4,36 MWh (Σενάριο 7) και σε απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ έως και 3,43 MWh (Σενάριο 10). Επιπλέον, παρατηρούνται σημαντικές αποκλίσεις σε σχέση με το πλάνο ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ, οι οποίες ουσιαστικά αγνοούνται κατά την επίλυση του προβλήματος προγραμματισμού λειτουργίας με σημειακές προβλέψεις.

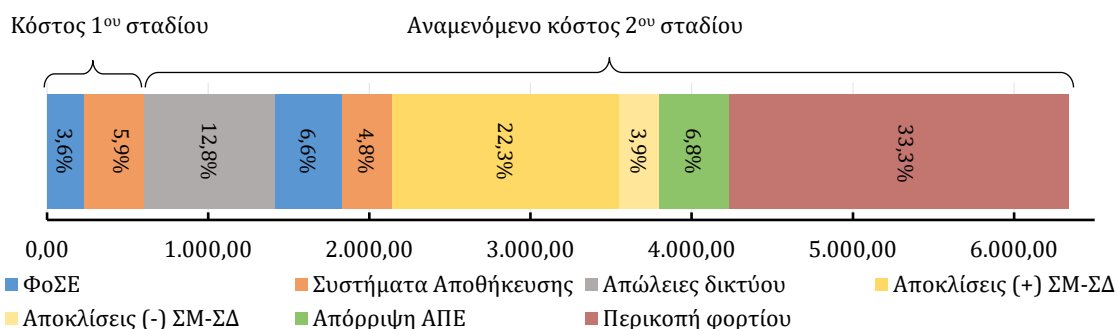
Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην περίπτωση ΠΛ\* (6.338,00 €) είναι σημαντικά υψηλότερη από αυτή στην περίπτωση ΠΛ (2.508,00 €). Όπως είναι εμφανές από Σχήμα 4.16, το αναμενόμενο κόστος κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ (2<sup>ο</sup> στάδιο) υπερτερεί έναντι του κόστους που διαμορφώνεται κατά τη φάση προγραμματισμού (1<sup>ο</sup> στάδιο). Αυτό οφείλεται σε κόστη που έχουν αγνοηθεί όταν θεωρείται ένα μοναδικό σενάριο πρόβλεψης (σημειακές προβλέψεις), όπως το υψηλό κόστος περικοπής φορτίου και τα κόστη αποκλίσεων από το πλάνο ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ. Οι μεγάλες μεταβολές οφείλονται στην περιορισμένη ευελιξία που έχει προγραμματιστεί κατά το 1<sup>ο</sup> στάδιο λόγω απουσίας σεναρίων πρόβλεψης που οδηγούν το δίκτυο εκτός των τεχνικών ορίων του.

**Πίνακας 4.8** Προγραμματισμός ευελιξίας στην περίπτωση ΠΛ (μεταβλητές 1<sup>ου</sup> σταδίου).

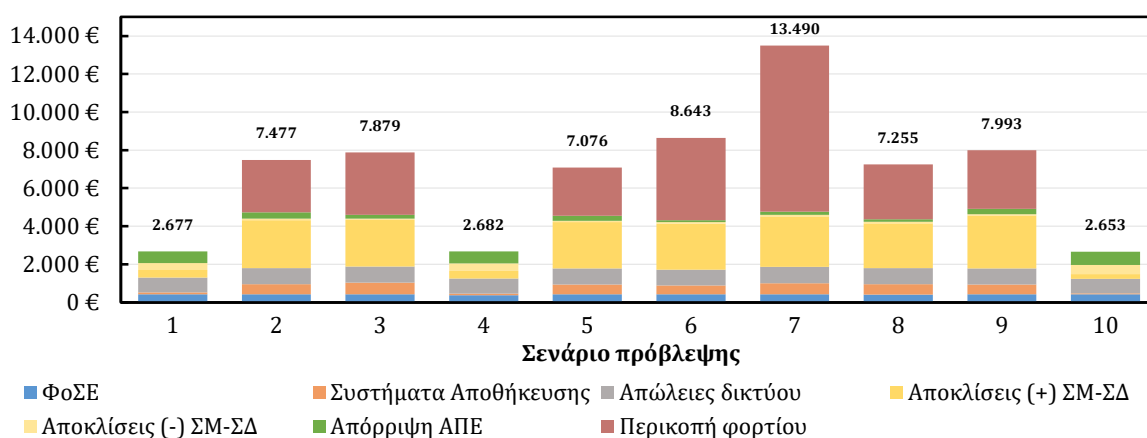
Μέγιστη UpR ρύθμισης (MW)	1,68
Μέγιστη DnR ρύθμισης (MW)	0,20
Ενέργεια UpR ρύθμισης (MWh)	6,00
Ενέργεια DnR ρύθμισης (MWh)	1,80
Διαθεσιμότητα ισχύος ΣΑΣΣ (MW)	0,74
Προγραμματισμένη φόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	5,05
Προγραμματισμένη εκφόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	4,56

**Πίνακας 4.9** Αποτελέσματα περίπτωσης ΠΛ\* ανά σενάριο πρόβλεψης (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου).

Αποτελέσματα \ Σενάριο	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Περίπτωση ΠΛ*</b>										
Απώλειες δικτύου (MWh)	10,75	11,52	11,56	10,76	11,61	11,27	11,48	11,43	11,43	10,43
Αποκλίσεις (+) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	3,95	22,73	22,18	3,97	21,89	21,34	23,21	20,71	25,06	2,19
Αποκλίσεις (-) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	7,44	1,84	1,48	7,85	1,48	2,27	2,07	2,26	1,65	9,23
Απόρριψη ΑΠΕ (MWh)	3,11	1,67	1,05	3,20	1,28	0,49	0,79	0,68	1,40	3,43
Περικοπή φορτίου (MWh)	0,00	1,37	1,64	0,00	1,27	2,16	4,36	1,44	1,54	0,00
Ενεργοποίηση DnR (MWh)	1,77	1,57	1,51	1,62	1,54	1,39	1,50	1,30	1,50	1,76
Ενεργοποίηση UpR (MWh)	5,84	6,00	6,00	4,95	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	5,78
Φόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Εκφόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Έγχυση Q ΑΠΕ (MVArh)	3,70	4,50	5,86	3,78	5,33	5,62	5,28	5,29	6,47	3,94
Απορρόφηση Q ΑΠΕ (MVArh)	28,29	21,25	22,11	27,99	23,41	21,62	22,07	22,57	20,71	28,40



**Σχήμα 4.16** Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής στην περίπτωση ΠΛ\*.



**Σχήμα 4.17** Ανάλυση κόστους 2<sup>ου</sup> σταδίου ανά σενάριο πρόβλεψης για την περίπτωση ΠΛ\*.

Στο Σχήμα 4.17 αναλύεται το αναμενόμενο κόστος που προκύπτει κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής. Στα περισσότερα σενάρια πρόβλεψης κυριαρχεί το κόστος περικοπής φορτίου, ενώ μεγάλη συνεισφορά στο συνολικό κόστος έχει και το κόστος θετικών αποκλίσεων (Dev+) στο όριο ΣΜ-ΔΔ.

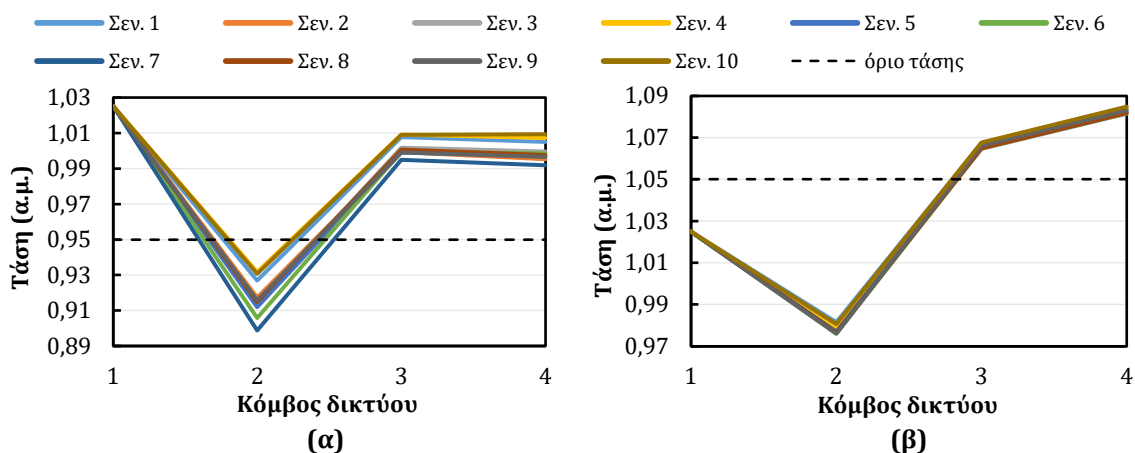
#### 4.6.4 Αποτελέσματα προτεινόμενου στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας

##### 4.6.4.1 Ανάλυση λειτουργίας δικτύου διανομής

Η λειτουργία του ΔΔ αναλύεται για τα σενάρια πρόβλεψης που παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.5: α) χωρίς έλεγχο της ευελιξίας των ΔΕΠ (περίπτωση ΣΠΛ0) και β) με αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ (περίπτωση ΣΠΛ). Είναι φανερό πως τα σφάλματα των προβλέψεων φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ δημιουργούν αβεβαιότητες στη λειτουργία του ΔΔ με πιθανές μεγάλες μεταβολές που οδηγούν σε ακόμα μεγαλύτερη παραβίαση των τεχνικών ορίων λειτουργίας του ΔΔ.

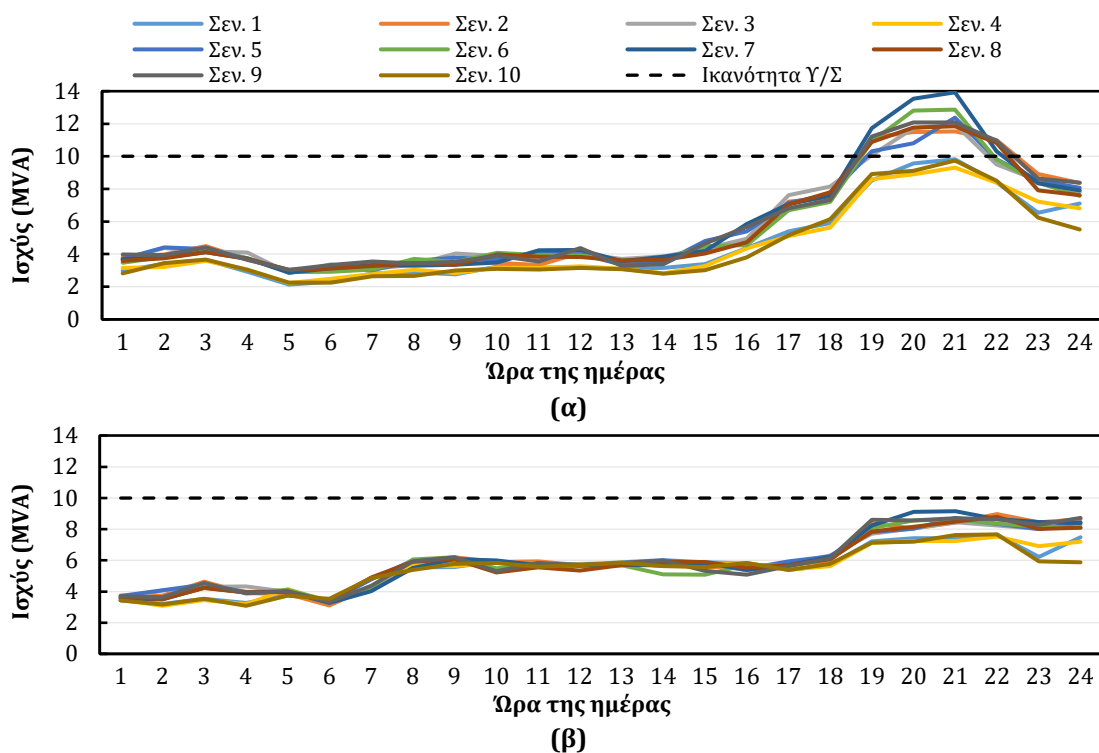
Στο Σχήμα 4.18α και στο Σχήμα 4.18β παρουσιάζονται η χαμηλότερη και η υψηλότερη τιμή του μέτρου της τάσης, αντίστοιχα, που παρατηρούνται κατά τη διάρκεια της ημέρας ανά κόμβο του ΔΔ και ανά σενάριο πρόβλεψης όταν δεν αξιοποιούνται οι διαθέσιμες πηγές ευελιξίας. Σε σχέση με την περίπτωση ΠΛ0 της Ενότητας 4.6.3.1, η χαμηλότερη τιμή της τάσης στον κόμβο 2 κυμαίνεται από 0,90 α.μ. έως 0,93 α.μ., δηλαδή σε κανένα σενάριο δεν είναι πάνω από το κάτω όριο (0,95 α.μ.). Όσον αφορά την υψηλότερη τιμή της τάσης ανά κόμβο του ΔΔ, δεν διαφοροποιείται σημαντικά από την περίπτωση ΠΛ0, καθώς εξαρτάται κυρίως από την τοπική παραγωγή που δεν μπορεί να υπερβεί την εγκατεστημένη ισχύ των σταθμών ΑΠΕ.

Στο Σχήμα 4.19 παρουσιάζεται η φόρτιση του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ του ΔΔ ανά σενάριο πρόβλεψης. Σε αρκετά από τα σενάρια προβλέπεται υπέρβαση του θερμικού ορίου του Υ/Σ (Σχήμα 4.19α) σε σύγκριση με την περίπτωση ΠΛ0 (Σχήμα 4.10). Πιο συγκεκριμένα, στο σενάριο πρόβλεψης 7 (Σεν. 7) η ισχύς που ρέει στον Υ/Σ υπολογίζεται σε 14 MVA (140% της ικανότητας ισχύος του Υ/Σ), ενώ σε 7 από τα σενάρια πρόβλεψης η ροή ισχύος στον Υ/Σ είναι μεγαλύτερη από την ικανότητα ισχύος για χρονική διάρκεια ίση με 3 ώρες (18:00–21:00). Με την αξιοποίηση των πηγών ευελιξίας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.19β, ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ λειτουργεί εντός των ορίων και σε κανένα σενάριο η ροή ισχύος δεν ξεπερνάει τα 9,2 MVA.



**Σχήμα 4.18** Μέτρο τάσης ανά κόμβο του ΔΔ στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ χωρίς την αξιοποίηση ευελιξίας: α) χαμηλότερη τιμή, β) υψηλότερη τιμή.





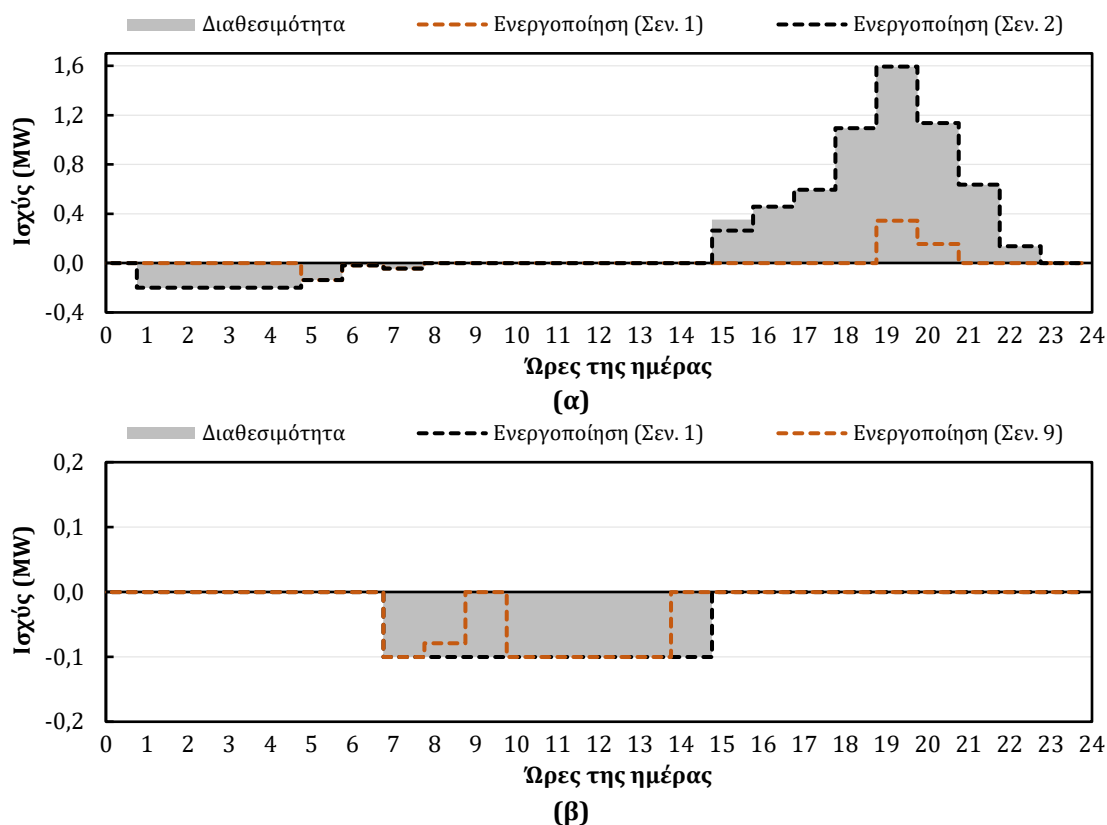
**Σχήμα 4.19** Φόρτιση Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ ανά σενάριο πρόβλεψης στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ: α) χωρίς αξιοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας, β) με αξιοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας.

#### 4.6.4.2 Ανάλυση λειτουργίας πηγών ευελιξίας

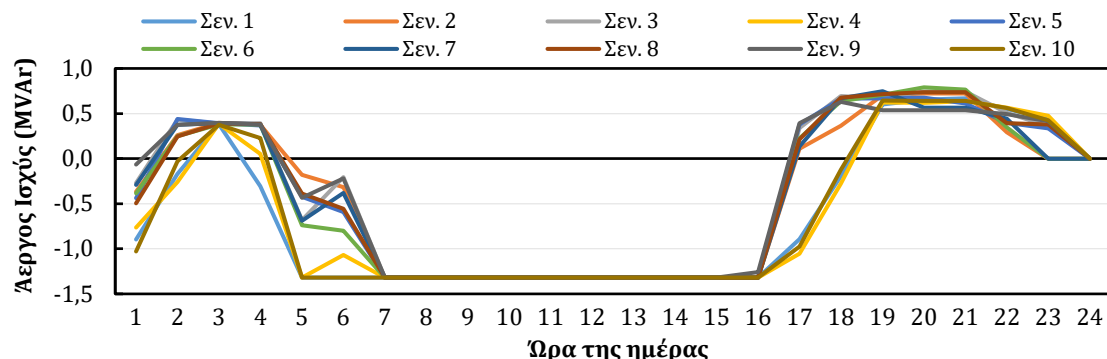
Στο Σχήμα 4.20α παρουσιάζεται ο προγραμματισμός των υπηρεσιών ευελιξίας ανοδικής (UpR) και καθοδικής (DnR) ρύθμισης ισχύος που παρέχει ο ΦοΣΕ-1. Με τη σκιαγραφημένη περιοχή παρουσιάζεται η δέσμευση διαθεσιμότητας ισχύος, ενώ με διακεκομμένες γραμμές παρουσιάζεται η ρύθμιση ισχύος για δύο αντιπροσωπευτικά σενάρια πρόβλεψης (Σεν. 1 και Σεν. 2). Η συνολική ενέργεια για ρύθμιση ισχύος UpR στο Σεν. 1 είναι μικρότερη από αυτή στο Σεν. 2, καθώς στο Σεν. 2 οι προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ παρουσιάζουν μεγαλύτερη διακύμανση από τις σημειακές προβλέψεις κατά τις ώρες βραδινής αιχμής.

Αντίστοιχα, στο Σχήμα 4.20β παρουσιάζεται ο προγραμματισμός των υπηρεσιών ευελιξίας καθοδικής (DnR) ρύθμισης ισχύος που παρέχει ο ΦοΣΕ-2 για δύο αντιπροσωπευτικά σενάρια πρόβλεψης (Σεν. 1 και Σεν. 9). Η συνολική ενέργεια για ρύθμιση ισχύος UpR στο Σεν. 1 είναι μεγαλύτερη από αυτή στο Σεν. 9. Με την ανοδική ρύθμιση του ΦοΣΕ-2 διευκολύνεται η λειτουργία του ΑΠ στον κόμβο 4 και μειώνεται η απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ.

Στο Σχήμα 4.21 παρουσιάζεται η υποστήριξη αέργου ισχύος από το ΑΠ. Σε όλα τα σενάρια, μεταξύ 05:00–17:00, το ΑΠ καταναλώνει άεργο ισχύ προκειμένου να μειώσει την ανύψωση τάσης που παρατηρείται στον κόμβο 4. Η μέγιστη τιμή της αέργου ισχύος που απορροφάται από το δίκτυο δεν ξεπερνάει τα 1,5 MW λόγω της καμπύλης ικανότητας  $P-Q$  του αντιστροφέα του ΑΠ που στη μέγιστη ισχύ παραγωγής ο συντελεστής ισχύος κυμαίνεται μεταξύ 0,94 επαγωγικός και 0,94 χωρητικός.



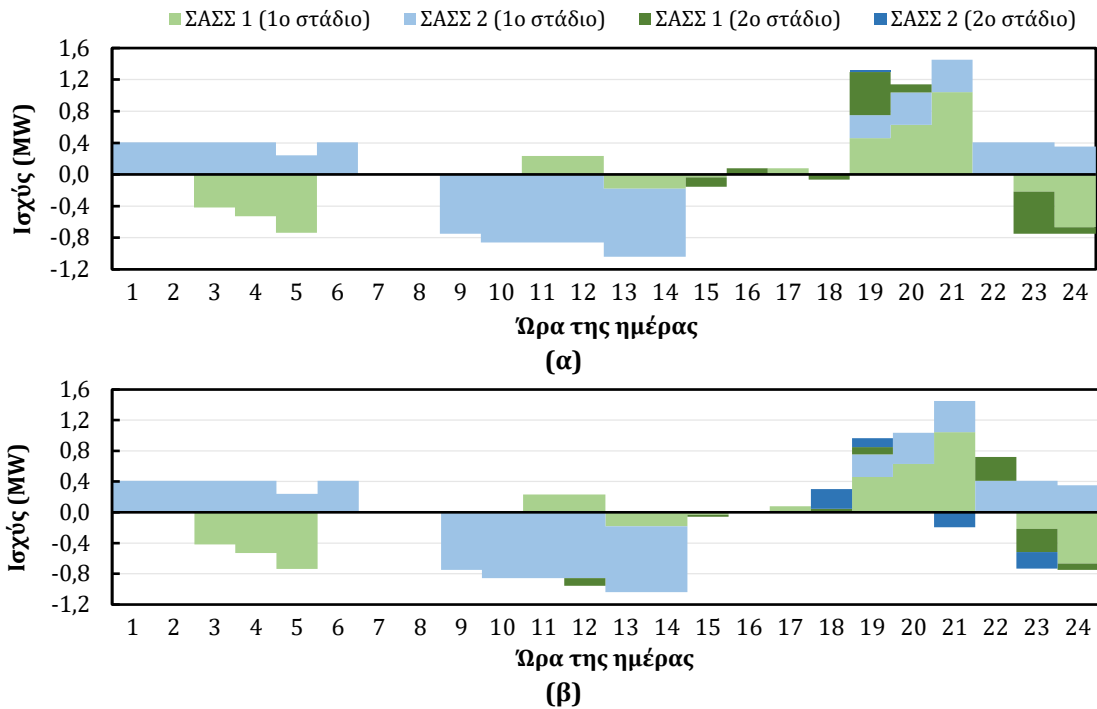
**Σχήμα 4.20** Ανοδική (UpR)/ καθοδική (DnR) ρύθμιση ισχύος στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ: α) ΦοΣΕ-1 και β) ΦοΣΕ-2 (UpR: αρνητικές τιμές και DnR: θετικές τιμές).



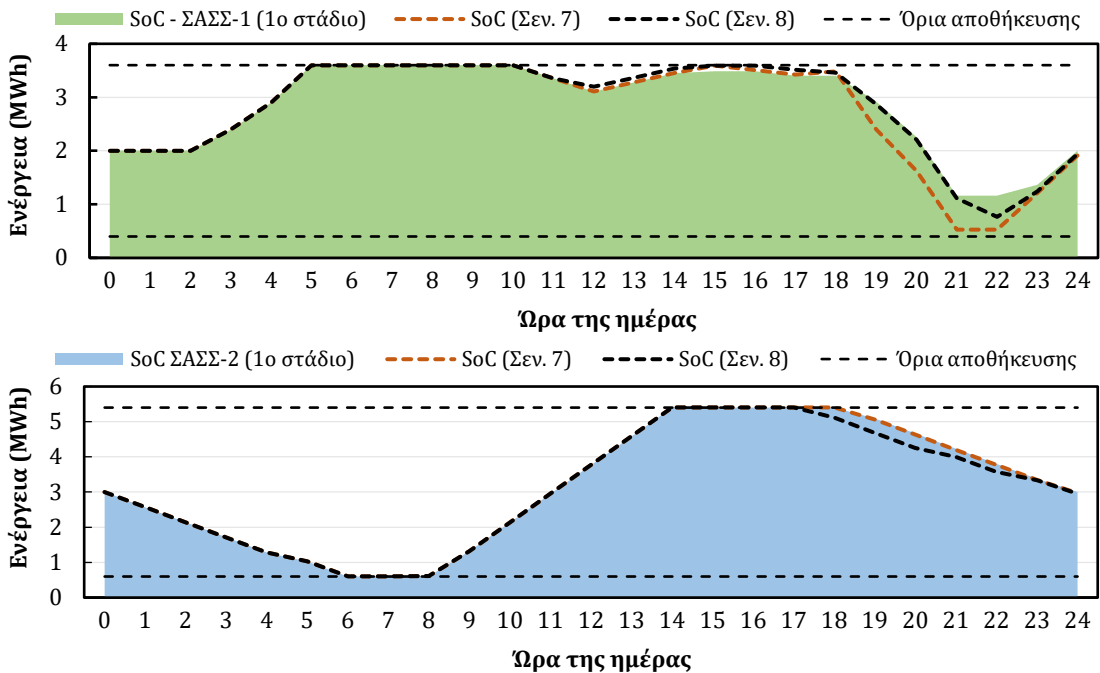
**Σχήμα 4.21** Άεργος ισχύς του ΑΠ στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ.

Όσον αφορά τα συστήματα αποθήκευσης, ο Διαχειριστής ΔΔ δεσμεύει 1,05 MW και 0,86 MW από την ικανότητα ισχύος του ΣΑΣΣ-1 και του ΣΑΣΣ-2, αντίστοιχα. Το ΣΑΣΣ-1 προγραμματίζεται να λειτουργήσει σύμφωνα με το πλάνο φόρτισης/εκφόρτισης που φαίνεται με ανοιχτό πράσινο χρώμα στο Σχήμα 4.22 προκειμένου να μειώσει τη συμφόρηση στον Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ και στη γραμμή 1-2 κατά τις βραδινές ώρες αιχμής. Το υπόλοιπο της διαθέσιμης ισχύος θα αξιοποιηθεί για τυχόν μεταβολές κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ. Για παράδειγμα, στο Σχήμα 4.22α φαίνεται με σκούρο πράσινο χρώμα η λειτουργία του ΣΑΣΣ-1 πέραν της προγραμματισμένης φόρτισης/εκφόρτισης, δηλαδή οι ώρες έκτακτης φόρτισης και εκφόρτισης για το Σεν. 7.

Στο Σχήμα 4.23 φαίνεται με τη σκιαγραφημένη περιοχή η προγραμματισμένη κατάσταση φόρτισης του ΣΑΣΣ-1 και του ΣΑΣΣ-2, ενώ με διακεκομμένες γραμμές φαίνεται η

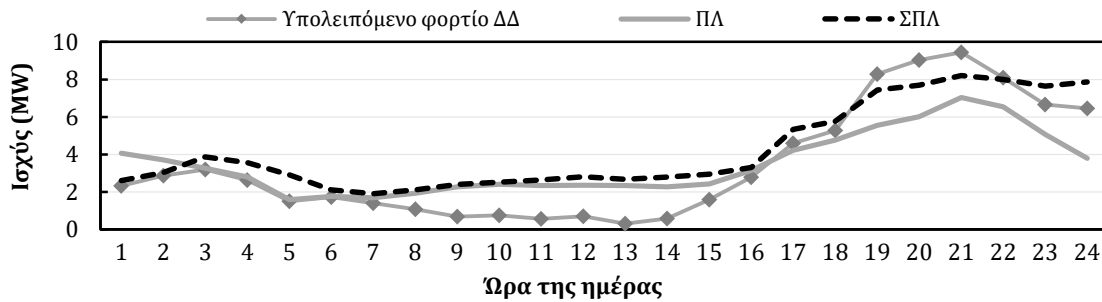


**Σχήμα 4.22** Ισχύς συστημάτων αποθήκευσης στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ: α) σενάριο πρόβλεψης  $\omega=7$ , β) σενάριο πρόβλεψης  $\omega=8$  (εκφόρτιση: θετικές τιμές και φόρτιση: αρνητικές τιμές).



**Σχήμα 4.23** Κατάσταση φόρτισης συστημάτων αποθήκευσης στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ.

κατάσταση φόρτισης κάθε ΣΑΣΣ για δύο από τα σενάρια πρόβλεψης (Σεν. 7 και Σεν. 8). Στο Σεν. 7 το ΣΑΣΣ-1 εγχείει περισσότερη ισχύ στο δίκτυο, καθώς σε αυτό το σενάριο πρόβλεψης το φορτίο αναμένεται να είναι αρκετά μεγαλύτερο και η ροή ισχύος στη γραμμή 1-2 προβλέπεται ότι θα ξεπεράσει το θερμικό όριο. Αντίστοιχα, μπορεί να ερμηνευθεί η λειτουργία των ΣΑΣΣ στο Σχήμα 4.23 για τα υπόλοιπα σενάρια πρόβλεψης.



Σχήμα 4.24 Πλάνο ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ.

#### 4.6.4.3 Πλάνο ροής ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ

Το πλάνο ροής ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ, το οποίο αποστέλλει ο Διαχειριστής ΔΔ στον Διαχειριστή ΣΜ, φαίνεται στο Σχήμα 4.24. Το πλάνο έπεται από επίλυση του προτεινόμενου μοντέλου ΣΠΛ διαφέρει αρκετά από αυτό που βασίζεται μόνο στις σημειακές προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, κυρίως μετά τις 16:00, καθώς στην περίπτωση ΣΠΛ ο Διαχειριστής ΔΔ ενεργοποιεί και το ΣΑΣΣ-1 που λειτουργεί κυρίως στο χρονικό παράθυρο μεταξύ 18:00–24:00.

#### 4.6.4.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα και ανάλυση κόστους

Στον Πίνακα 4.10 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των μεταβλητών του 1<sup>ου</sup> σταδίου, τα οποία συγκρίνονται με αυτά της περίπτωσης αναφοράς. Στην περίπτωση ΣΠΛ τα πολλαπλά σενάρια πρόβλεψης και οι αβεβαιότητες που αυτά εισάγουν οδηγούν τον Διαχειριστή ΔΔ σε πιο συντηρητική λειτουργία, καθώς δεσμεύονται μεγαλύτερα ποσά ευελιξίας. Αυτό φαίνεται κυρίως από την αύξηση της διαθεσιμότητας ισχύος και της προγραμματισμένης φόρτισης/εκφόρτισης των ΣΑΣΣ.

Στον Πίνακα 4.11 συνοψίζεται η λειτουργία του συστήματος διανομής χωρίς αξιοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας (ΣΠΛ0) και με αξιοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας (ΣΠΛ). Παρατηρείται μείωση των απωλειών ενέργειας του δικτύου σε όλα τα σενάρια, όπως επίσης και μείωση των αποκλίσεων από το πλάνο ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ. Επιπλέον, φαίνεται ότι οι διαθέσιμες πηγές ευελιξίας συμβάλουν στην αποφυγή περικοπής φορτίου σε όλα σχεδόν τα σενάρια πρόβλεψης, καθώς και στην ενσωμάτωση όλης της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ σε κάθε σενάριο πρόβλεψης.

Στο Σχήμα 4.25 φαίνεται το κόστος που διαμορφώνεται κατά τη φάση προγραμματισμού (1<sup>ο</sup> στάδιο) και το αναμενόμενο κόστος κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ (2<sup>ο</sup> στάδιο). Συγκρίνοντας το κόστος της περίπτωσης ΣΠΛ με αυτό της περίπτωσης μελέτης ΠΛ\* παρατηρείται σημαντική μείωση τόσο του αναμενόμενου συνολικού κόστους αποκλίσεων, όσο και του αναμενόμενου κόστους περικοπής φορτίου. Από άλλη οπτική γωνία, το αυξημένο αναμενόμενο κόστος του 2<sup>ου</sup> σταδίου στην περίπτωση μελέτης ΠΛ\* έχει προκύψει λόγω υποεκτίμησης του προβλήματος και του χαμηλού ποσού που διαθέτει ο Διαχειριστής ΔΔ σε αυτή την περίπτωση για προγραμματισμένη ευελιξία.

Στο Σχήμα 4.26 αναλύεται το αναμενόμενο κόστος που προκύπτει κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής. Σε σχέση με το αντίστοιχο γράφημα της περίπτωσης μελέτης ΠΛ\*, το κόστος περικοπής φορτίου έχει μηδενιστεί σε όλα σχεδόν τα σενάρια

**Πίνακας 4.10** Προγραμματισμός ευελιξίας στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ (μεταβλητές 1<sup>ου</sup> σταδίου)

	Περίπτωση μελέτης ΣΠΛ	Περίπτωση μελέτης ΠΛ
Μέγιστη UpR ρύθμιση (MW)	1,59	1,68
Μέγιστη DnR ρύθμιση (MW)	0,20	0,20
Ενέργεια UpR ρύθμισης (MWh)	6,00	6,00
Ενέργεια DnR ρύθμισης (MWh)	1,80	1,80
Διαθεσιμότητα ισχύος ΣΑΣΣ (MW)	1,61	0,74
Προγραμματισμένη φόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	8,02	5,05
Προγραμματισμένη εκφόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	7,24	4,56

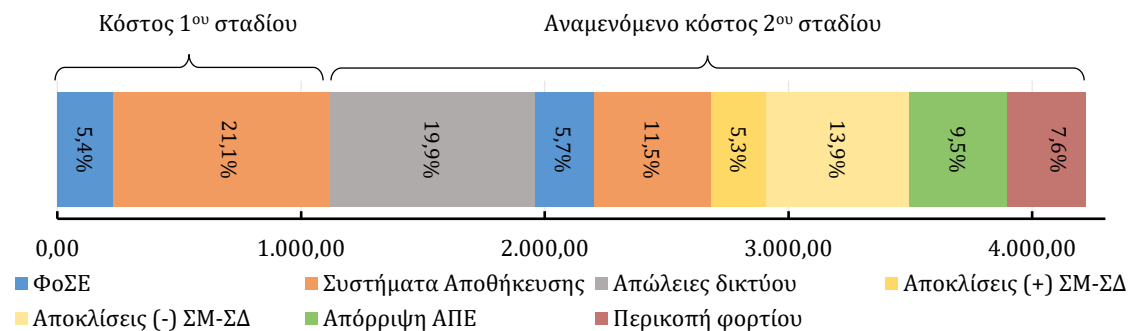
**Πίνακας 4.11** Αποτελέσματα περίπτωσης ΣΠΛ ανά σενάριο πρόβλεψης (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου).

Αποτελέσματα \ Σενάριο	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Περίπτωση ΣΠΛ0</b>										
Απώλειες δικτύου (MWh)	11,33	13,04	13,07	11,20	12,90	12,83	13,63	12,81	12,98	11,00
Αποκλίσεις (+) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	2,26	26,87	27,61	1,80	26,48	27,24	31,69	25,61	29,92	0,72
Αποκλίσεις (-) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	3,87	0,00	0,00	4,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,28
Απόρριψη ΑΠΕ (MWh) <sup>4</sup>	23,59	17,91	17,78	23,73	18,61	16,65	17,25	17,33	16,99	24,22
Περικοπή φορτίου (MWh) <sup>5</sup>	4,95	12,72	13,78	4,24	12,30	12,77	16,15	12,75	12,74	4,91
<b>Περίπτωση ΣΠΛ</b>										
Απώλειες δικτύου (MWh)	11,25	11,77	11,84	11,22	11,86	11,57	11,89	11,64	11,66	10,89
Αποκλίσεις (+) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	0,00	4,30	3,92	0,00	3,45	3,55	5,97	2,67	6,87	0,00
Αποκλίσεις (-) ΣΜ-ΔΔ (MWh)	16,87	0,48	0,01	17,63	0,00	0,56	0,04	0,58	0,32	20,47
Απόρριψη ΑΠΕ (MWh)	3,11	1,30	0,69	3,20	0,85	0,37	0,47	0,57	1,06	3,43
Περικοπή φορτίου (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	1,34	0,00	0,00	0,00
Ενεργοποίηση DnR (MWh)	1,00	1,54	1,53	1,00	1,64	1,21	1,56	1,57	1,58	1,00
Ενεργοποίηση UpR (MWh)	0,50	5,91	6,00	0,07	5,73	5,43	6,00	5,80	5,98	0,45
Φόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,00	0,67	0,80	0,00	0,35	0,42	0,80	0,91	0,75	0,00
Εκφόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,00	0,60	0,72	0,00	0,32	0,38	0,72	0,83	0,68	0,00
Έγχυση Q ΣΑΣΣ (MVarh)	4,29	8,65	9,82	3,84	7,93	8,24	11,20	8,03	8,61	4,32
Απορρόφηση Q ΣΑΣΣ (MVar)	0,34	0,00	0,00	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45
Έγχυση Q ΑΠΕ (MVarh)	3,70	4,40	5,86	3,76	5,33	5,11	5,26	5,27	6,17	3,92
Απορρόφηση Q ΑΠΕ (MVarh)	28,40	22,00	22,80	28,07	23,90	21,57	22,58	21,91	20,91	28,46

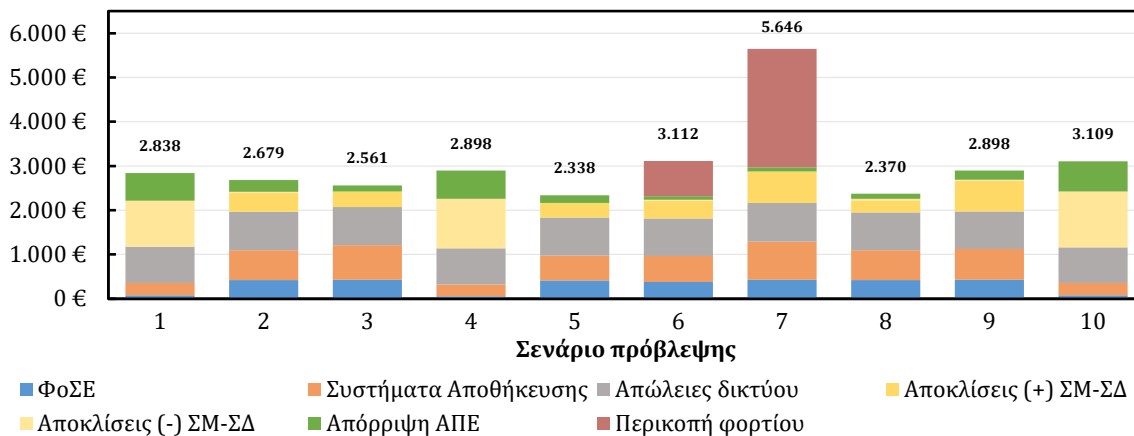
πρόβλεψης (μόνο στο Σεν. 5 δεν έχει μηδενιστεί), ενώ σημαντική μείωση παρατηρείται και στο κόστος αποκλίσεων από το πλάνο στο όριο ΣΜ-ΔΔ σε όλα τα σενάρια πρόβλεψης. Αντίστοιχα, μεγαλύτερα ποσά διατίθενται για τις υπηρεσίες ευελιξίας από τους ΦοΣΕ και τα συστήματα αποθήκευσης.

<sup>4</sup> Αναφέρεται στην παραγόμενη ενέργεια μονάδων ΑΠΕ που θα έπρεπε να απορριφθεί για να λειτουργήσει το ΔΔ εντός των αποδεκτών τεχνικών ορίων.

<sup>5</sup> Αναφέρεται στο συνολικό φορτίο που θα έπρεπε να περικοπεί προκειμένου το ΔΔ να λειτουργεί εντός των αποδεκτών τεχνικών ορίων. Χρησιμοποιείται για να ποσοτικοποιήσει την παραβίαση των ορίων του ΔΔ.



**Σχήμα 4.25** Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ.



**Σχήμα 4.26** Ανάλυση κόστους 2ου σταδίου ανά σενάριο πρόβλεψης για την περίπτωση μελέτης ΣΠΛ.

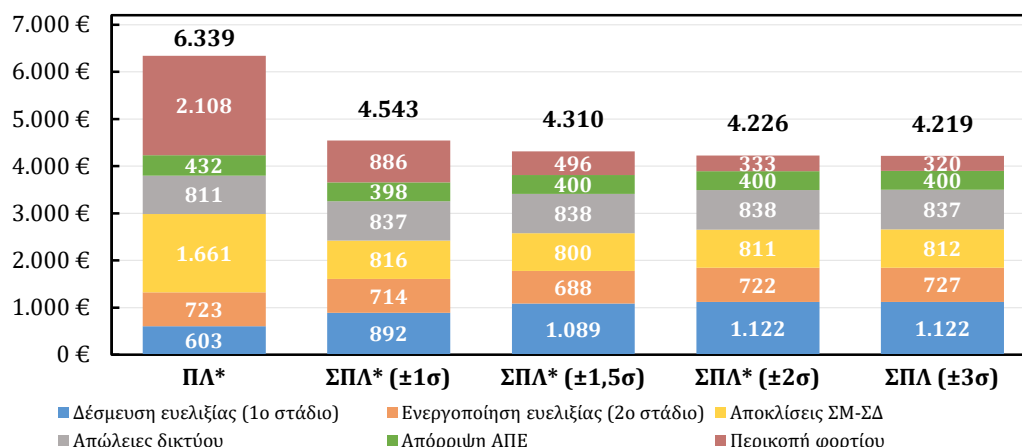
#### 4.6.4.5 Αξιολόγηση προτεινόμενης μεθοδολογίας στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ  $f^{\Sigma\Pi\Lambda}$  ανέρχεται σε 4.217,50 € και είναι σημαντικά υψηλότερο από την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην περίπτωση μελέτης ΠΛ  $f^{\Pi\Lambda}$  (2.508,30 €), στην οποία ο προγραμματισμός βασίζεται μόνο σε σημειακές προβλέψεις. Μία τέτοια σύγκριση υποτιμάει την αξία του προτεινόμενου στοχαστικού μοντέλου, το οποίο προγραμματίζει την ομαλή λειτουργία του ΔΔ ακόμα και στα σενάρια πρόβλεψης που οι μεταβολές του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ είναι μεγάλες. Η τιμή της λύσης της περίπτωσης μελέτης ΣΠΛ θα πρέπει πάντα να συγκρίνεται με αυτή της περίπτωσης ΠΛ\*, ώστε η σύγκριση να είναι δίκαιη για το στοχαστικό μοντέλο και φυσικά να ποσοτικοποιείται η αξία της στοχαστικής επίλυσης (value of stochastic solution – VSS) [127].

Έστω  $f^{\Pi\Lambda*}$  η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην περίπτωση μελέτης ΠΛ\* και  $f^{\Sigma\Pi\Lambda}$  η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ, τότε η αξία της στοχαστικής επίλυσης VSS δίνεται από την (4.55). Από την εφαρμογή του αναλυτικού παραδείγματος προκύπτει τιμή VSS ίση με 2.120,50 €.

$$VSS = f^{\Pi\Lambda*} - f^{\Sigma\Pi\Lambda} \quad (4.55)$$

Ενδιαφέρον παρουσιάζει η επίλυση το μοντέλου στοχαστικού προγραμματισμού με σενάρια πρόβλεψης που έχουν δημιουργηθεί εντός διαστήματος πρόβλεψης με μικρότερο βαθμό κάλυψης. Έστω, για παράδειγμα,  $f_{\pm 1\sigma}^{\Sigma\Pi\Lambda}$  η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για



**Σχήμα 4.27** Τιμή της  $f^{PIA*}$  και τιμές των  $f^{\Sigma PIA*}$  για σενάρια πρόβλεψης που παράγονται εντός των διαστημάτων πρόβλεψης των κανόνων  $\pm 1\sigma$ ,  $\pm 1,5\sigma$ ,  $\pm 2\sigma$ .

σενάρια πρόβλεψης που έχουν δημιουργηθεί εντός του διαστήματος πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης 68,3% (κανόνας  $\pm 1\sigma$ ). Ομοίως, υπολογίζονται οι τιμές της αντικειμενικής συνάρτησης  $f_{\pm 1,5\sigma}^{\Sigma PIA}$  και  $f_{\pm 2\sigma}^{\Sigma PIA}$  χρησιμοποιώντας σενάρια πρόβλεψης που έχουν δημιουργηθεί εντός του διαστήματος πρόβλεψης με βαθμό κάλυψης 86,7% (κανόνας  $\pm 1,5\sigma$ ) και με βαθμό κάλυψης 95,5% (κανόνας  $\pm 2\sigma$ ), αντίστοιχα.

Το προτεινόμενο μοντέλο ΣΠΛ επιλύεται για τις περιπτώσεις ΣΠΛ ( $\pm 1\sigma$ ), ΣΠΛ ( $\pm 1,5\sigma$ ) και ΣΠΛ ( $\pm 2\sigma$ ) και υπολογίζεται η αξία της στοχαστικής επίλυσης VSS από την (4.55) ακολουθώντας την ίδια διαδικασία με την περίπτωση ΠΛ\*, δηλαδή οι μεταβλητές του 1ου σταδίου λαμβάνονται υπόψη ως παράμετροι του προβλήματος με τιμές ίσες με την επίλυση της περίπτωσης ΣΠΛ για σενάρια πρόβλεψης εντός του αντίστοιχου διαστήματος πρόβλεψης  $\pm 1\sigma$ ,  $\pm 1,5\sigma$ ,  $\pm 2\sigma$  και η αποτελεσματικότητα των μεταβλητών του 1ου σταδίου αξιολογείται με τα σενάρια πρόβλεψης που έχουν παραχθεί εντός του διαστήματος πρόβλεψης  $\pm 3\sigma$ . Συνεπώς, υπολογίζονται οι τιμές  $f_{\pm 1\sigma}^{\Sigma PIA*}$ ,  $f_{\pm 1,5\sigma}^{\Sigma PIA*}$  και  $f_{\pm 2\sigma}^{\Sigma PIA*}$  όμοια με τον τρόπο που υπολογίστηκε η  $f^{PIA*}$ . Για να είναι δίκαιη η σύγκριση, τα σενάρια πρόβλεψης για τις περιπτώσεις  $\pm 1\sigma$ ,  $\pm 1,5\sigma$ ,  $\pm 2\sigma$  προκύπτουν από το ίδιο δείγμα πλήθους 1.000 σεναρίων (προσομοίωση Monte Carlo), περιορίζοντας τα επικρατέστερα σενάρια εντός του αντίστοιχου διαστήματος πρόβλεψης.

Στο Σχήμα 4.27 φαίνονται οι τιμές  $f^{PIA*}$ ,  $f_{\pm 1\sigma}^{\Sigma PIA*}$ ,  $f_{\pm 1,5\sigma}^{\Sigma PIA*}$  και  $f_{\pm 2\sigma}^{\Sigma PIA*}$ , οι οποίες συγκρίνονται με την τιμή της περίπτωσης ΣΠΛ ( $\pm 3\sigma$ ), δηλαδή για την επίλυση του στοχαστικού μοντέλου με σενάρια εντός του διαστήματος πρόβλεψης του κανόνα  $\pm 3\sigma$  που καλύπτει το 99,7% των πιθανών τιμών. Από τη σύγκριση υπολογίζονται οι τιμές της VSS για την περίπτωση ΣΠΛ ( $\pm 3\sigma$ ) ως εξής:

Τιμή της VSS της περίπτωσης ΣΠΛ ( $\pm 3\sigma$ )	ΠΛ*	ΣΠΛ* ( $\pm 1\sigma$ )	ΣΠΛ* ( $\pm 1,5\sigma$ )	ΣΠΛ* ( $\pm 2\sigma$ )
	2.119,18 €	323,27 €	91,99 €	6,53 €

Φαίνεται ότι η ΣΠΛ ( $\pm 3\sigma$ ) έχει σαφώς μεγάλη αξία έναντι της ΠΛ\*, σημαντική αξία έναντι της ΣΠΛ\* ( $\pm 1\sigma$ ), μικρότερη αξία έναντι της ΣΠΛ\* ( $\pm 1,5\sigma$ ), αλλά δεν έχει αξία έναντι της ΣΠΛ\* ( $\pm 2\sigma$ ). Αυτό οφείλεται στη μικρή πιθανότητα να προκύψουν τιμές εκτός του εύρους  $\pm 3\sigma$  που καλύπτει το 95,5% των πιθανών τιμών σε συνδυασμό με τον μικρό σεναρίων πρόβλεψης που χρησιμοποιήθηκαν στο αναλυτικό παράδειγμα αυτής της ενότητας.

## 4.7 Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

Σε αυτή την ενότητα δοκιμάζεται η εφαρμογή του προτεινόμενου μοντέλου στοχαστικού προγραμματισμού σε μεγαλύτερο σύστημα διανομής. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιείται ένα σύστημα διανομής 33 κόμβων, στο οποίο εξετάζεται η δυνατότητα εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου σε μεγαλύτερο σύστημα διανομής και η υπολογιστική πολυπλοκότητα κατά την επίλυση.

### 4.7.1 Δεδομένα συστήματος διανομής 33 κόμβων

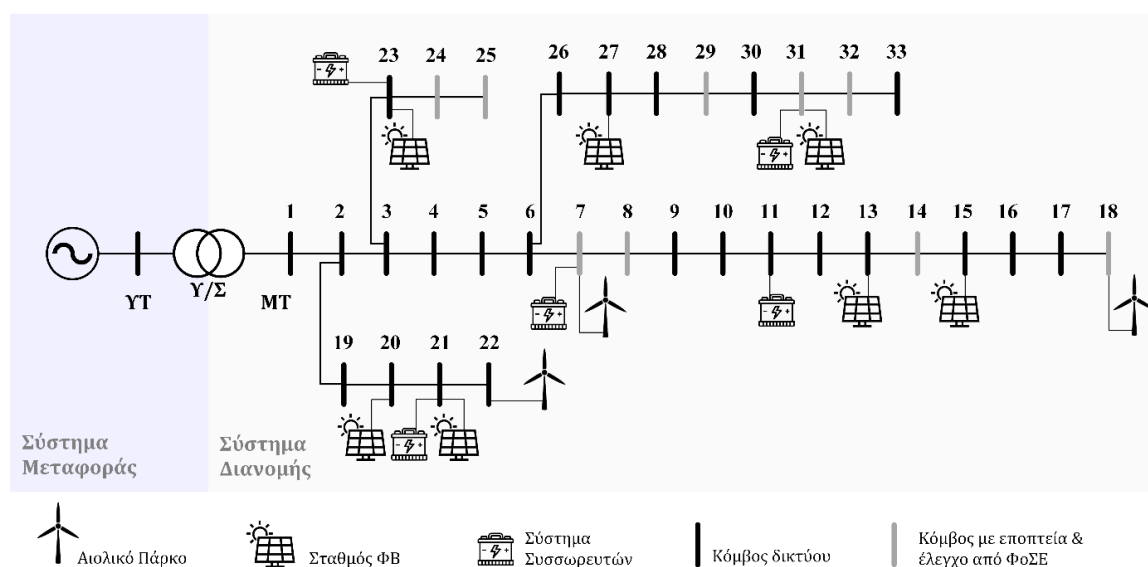
#### 4.7.1.1 Δεδομένα δικτύου διανομής και ΔΕΠ

Το σύστημα διανομής 33 κόμβων αποτελείται από το πρότυπο ΔΔ 33 κόμβων των Baran και Wu [132] και από τους ΔΕΠ που συνδέονται σε αυτό. Το ΔΔ λειτουργεί ακτινικά στα 12,66kV και το απλουστευμένο μονογραμμικό σχέδιό του φαίνεται στο Σχήμα 4.28. Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του ΔΔ παρουσιάζονται στο Παράρτημα Α. Το όριο μεταξύ ΣΜ και ΔΔ είναι ο Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, του οποίου η ικανότητα έχει τεθεί ίση με 5 MVA. Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων του παρόντος κεφαλαίου, το μέγιστο φορτίο των κόμβων 23–25 και των κόμβων 29 και 31–32 έχει προσαυξηθεί κατά 125%, θεωρώντας εγκατάσταση νέων καταναλωτών σε αυτές τις περιοχές του δικτύου. Το μέγιστο φορτίο του συστήματος διανομής είναι περίπου ίσο με 6,32 MVA (5,47 MW / 3,16 MVar). Στην περιοχή του ΔΔ δραστηριοποιούνται δύο ΦοΣΕ φορτίου/ΑΠΕ (ΦοΣΕ-1 και ο ΦοΣΕ-2), παρέχοντας ευελιξία στον Διαχειριστή ΔΔ σύμφωνα με τον Πίνακα 4.12. Στο δίκτυο συνδέονται 3 Αιολικά Πάρκα (ΑΠ) και 7 σταθμοί ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.6, με τεχνικά χαρακτηριστικά που δίνονται στον Πίνακα 4.13. Επιπλέον, συνδέονται 4 συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές με τεχνικά χαρακτηριστικά που δίνονται στον Πίνακα 4.14.

**Πίνακας 4.12** Τεχνικά χαρακτηριστικά ευελιξίας ΦοΣΕ για το ΔΔ 33 κόμβων.

α/α ΦοΣΕ	Κόμβος εποπτείας/ ελέγχου	Ικανότητα UpR ρύθμισης (MW)	Όριο ρυθμού μεταβολής UpR ρύθμισης (MW/h)	Προσφορά UpR ρύθμισης (MWh)	Ικανότητα DnR ρύθμισης (MW)	Όριο ρυθμού μεταβολής DnR ρύθμισης (MW/h)	Προσφορά DnR ρύθμισης (MWh)
1	7	0,07	0,28	0,04	0,04	0,08	0,04
1	8	0,07	0,28	0,04	0,04	0,08	0,04
1	14	0,04	0,16	0,02	0,02	0,04	0,02
1	18	0,03	0,12	0,02	0,02	0,04	0,02
2	24	0,31	1,24	0,16	0,16	0,32	0,16
2	25	0,31	1,24	0,16	0,16	0,32	0,16
2	29	0,09	0,36	0,05	0,05	0,10	0,05
2	31	0,11	0,44	0,06	0,06	0,12	0,06
2	32	0,16	0,64	0,08	0,08	0,16	0,08
<b>Σύνολο</b>		<b>1,19</b>	<b>4,76</b>	<b>0,63</b>	<b>0,63</b>	<b>1,26</b>	<b>0,63</b>





Σχήμα 4.28 Σύστημα διανομής 33 κόμβων.

Πίνακας 4.13 Θέση και εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΑΠΕ στο ΔΔ 33 κόμβων.

Σταθμός ΑΠΕ	Κόμβος σύνδεσης	Εγκατεστημένη ισχύς ανά κόμβο (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)
ΑΠ	7, 22	1,50	4,00
	18	1,00	
ΦΒ	13, 15, 23	0,40	2,80
	20, 21	0,50	
	27, 31	0,30	

Πίνακας 4.14 Τεχνικά χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές για το ΔΔ 33 κόμβων.

α/α ΣΑΣΣ	Κόμβος σύνδεσης	Ικανότητα ισχύος (MW)	Χωρητικότητα αποθήκευσης (MWh)	SoC <sup>min</sup> (%)	SoC <sup>max</sup> (%)	SoC <sup>t=0</sup> (%)	απόδοση φόρτισης /εκφόρτισης (%)
1	7	0,5	2,0	10	90	50	90
2	11	0,5	2,0	10	90	50	90
3	32	0,5	2,0	10	90	50	90
4	23	0,5	2,0	10	90	50	90
5	31	0,5	2,0	10	90	50	90

#### 4.7.1.2 Τιμές αγοράς ευελιξίας και λοιπά κόστη

Οι μοναδιαίες τιμές αγοράς ευελιξίας για το σύστημα διανομής 33 κόμβων δίνονται στον Πίνακα 4.15. Σε περίπτωση που μέρος ή όλη η απορροφούμενη ενέργεια ή η εγχεόμενη ενέργεια των συστημάτων αποθήκευσης έχει προγραμματιστεί κατά το στάδιο

προγραμματισμού λειτουργίας, ο κάτοχος του συστήματος αποθήκευσης αμείβεται σε χαμηλότερη τιμή, ίση με το 50% της μοναδιαίας τιμής ενεργοποίησης της ευελιξίας. Όσον αφορά τα έμμεσα κόστη που εισάγονται στην αντικειμενική συνάρτηση ως ποινές για τον Διαχειριστή ΔΔ, θεωρείται κόστος απόρριψης ΑΠΕ ίσο με 200 €/MWh και κόστος περικοπής φορτίου ίσο με 2.000 €/MWh.

#### 4.7.1.3 Προσομοιώσεις και επιλογή σεναρίων πρόβλεψης

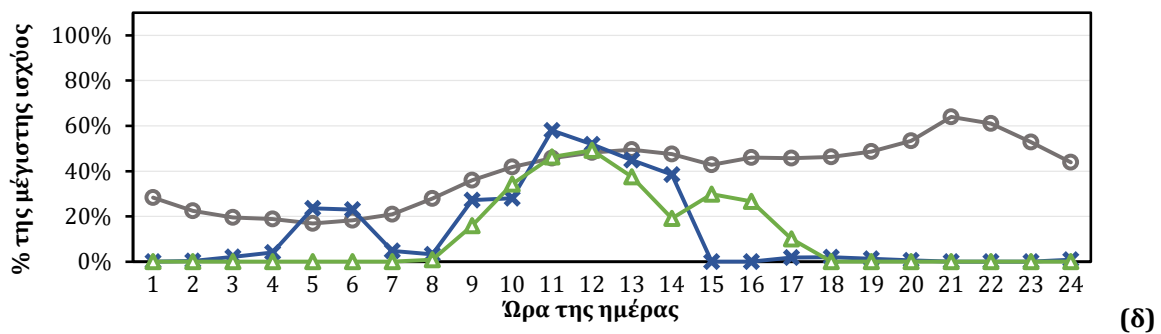
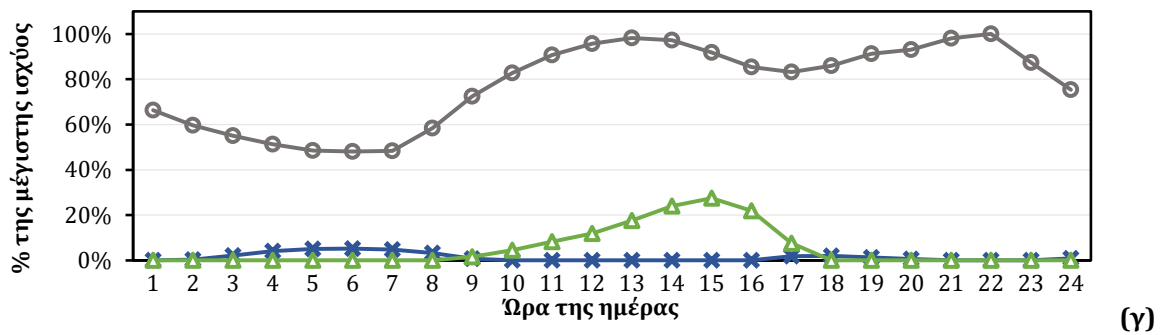
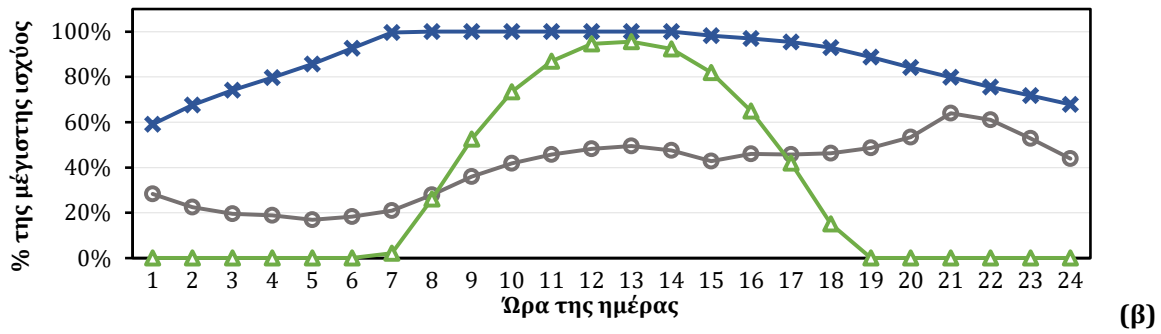
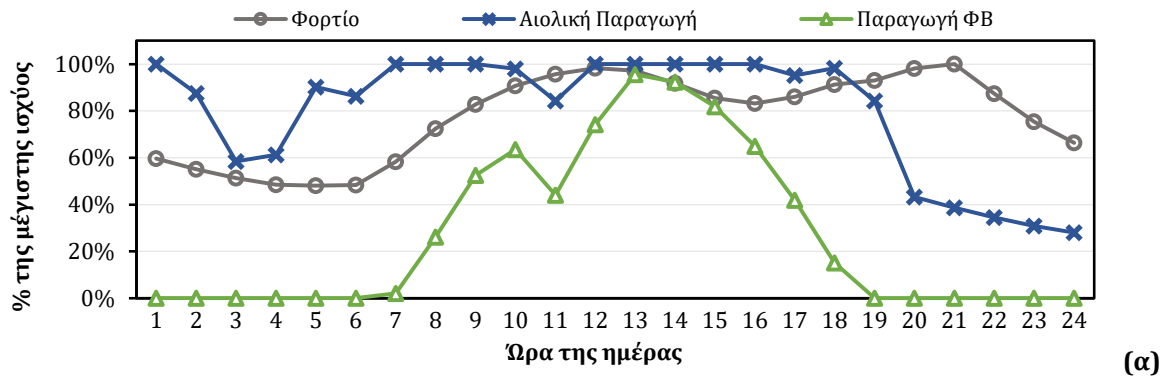
Τα οφέλη από την αξιοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας με ΣΠΛ μελετώνται για τέσσερις αντιπροσωπευτικές ημέρες του έτους, όπως περιγράφονται στον Πίνακα 4.16. Κάθε ημέρα έχει διαφορετική συμπεριφορά ως προς την πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Για κάθε μία ημέρα επιλέχθηκαν 8 σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης, τα οποία προέκυψαν από τον αλγόριθμο παραγωγής σεναρίων της Ενότητας 4.5.4. Οι σημειακές προβλέψεις παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.29. Για τη δημιουργία των σεναρίων πρόβλεψης θεωρήθηκε: α) για την πρόβλεψη φορτίου, σφάλμα πρόβλεψης από 5% έως 10% της σημειακής πρόβλεψης και β) για την πρόβλεψη αιολικής παραγωγής, σφάλμα πρόβλεψης από 10% έως 25% (υψηλή μεταβλητότητα ΑΠΕ) και από 5% έως 15% (χαμηλή μεταβλητότητα ΑΠΕ) της σημειακής πρόβλεψης, με τις μεγαλύτερες τιμές να αναφέρονται στις πιο μελλοντικές χρονικές περιόδους.

**Πίνακας 4.15** Μοναδιαίες τιμές προσφοράς ευελιξίας για το ΔΔ 33 κόμβων.

Πάροχος ευελιξίας	Τιμή διαθεσιμότητας (€/MW/h)	Τιμή ενεργοποίησης (€/MWh)
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία DnR)	15	30
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία UpR)	20	50
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία DnR)	20	40
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία UpR)	30	60
ΣΑΣΣ-1, ΣΑΣΣ-2	5	80
ΣΑΣΣ-3, ΣΑΣΣ-4, ΣΑΣΣ-5	8	85

**Πίνακας 4.16** Αντιπροσωπευτικές ημέρες για την προσομοίωση στο σύστημα διανομής 33 κόμβων.

Ημέρα	Περιγραφή φορτίου/παραγωγής	Μεταβλητότητα ΑΠΕ	Κατανάλωση φορτίων (MWh)	ΦΒ παραγωγή (MWh)	Αιολική παραγωγή (MWh)
A	Αιχμή φορτίου / υψηλή παραγωγή ΑΠΕ	Υψηλή	102,19	18,32	81,37
B	Χαμηλό φορτίο / υψηλή παραγωγή ΑΠΕ	Χαμηλή	51,86	20,37	91,97
Γ	Αιχμή φορτίου / χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ	Χαμηλή	102,19	3,49	5,97
Δ	Χαμηλό φορτίο / χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ	Υψηλή	51,86	7,55	20,98



**Σχήμα 4.29** Πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ (κανονικοποιημένες τιμές ως προς τη μέγιστη ισχύ κατανάλωσης και παραγωγής, αντίστοιχα) για τέσσερις αντιπροσωπευτικές ημέρες: α) ημέρα Α, β) ημέρα Β, γ) ημέρα Γ και δ) ημέρα Δ.

#### 4.7.2 Αποτελέσματα εφαρμογής σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

Στον Πίνακα 4.17 παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα του προγραμματισμού λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων για 4 αντιπροσωπευτικές ημέρες. Με την εφαρμογή του προτεινόμενου ΣΠΛ ο Διαχειριστής ΔΔ δεσμεύει το μεγαλύτερο μέρος της διαθέσιμης UpR ρύθμισης από τους ΦοΣΕ φορτίου για τις Ημέρες Α και Γ που χαρακτηρίζονται από την αιχμή φορτίου. Στην περίπτωση που υπάρχει πρόβλεψη χαμηλής ζήτησης και αυξημένης παραγωγής ΑΠΕ (Ημέρα Β), ο Διαχειριστής ΔΔ προγραμματίζει τη λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης με τέτοιο τρόπο ώστε να ελαχιστοποιήσει την απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ. Την Ημέρα Δ δεν απαιτείται ο προγραμματισμός των συστημάτων αποθήκευσης, ενώ ο Διαχειριστής ΔΔ δεσμεύει ευελιξία από τους ΦοΣΕ φορτίου, ως πιο οικονομική λύση σε σύγκριση με τα συστήματα αποθήκευσης.

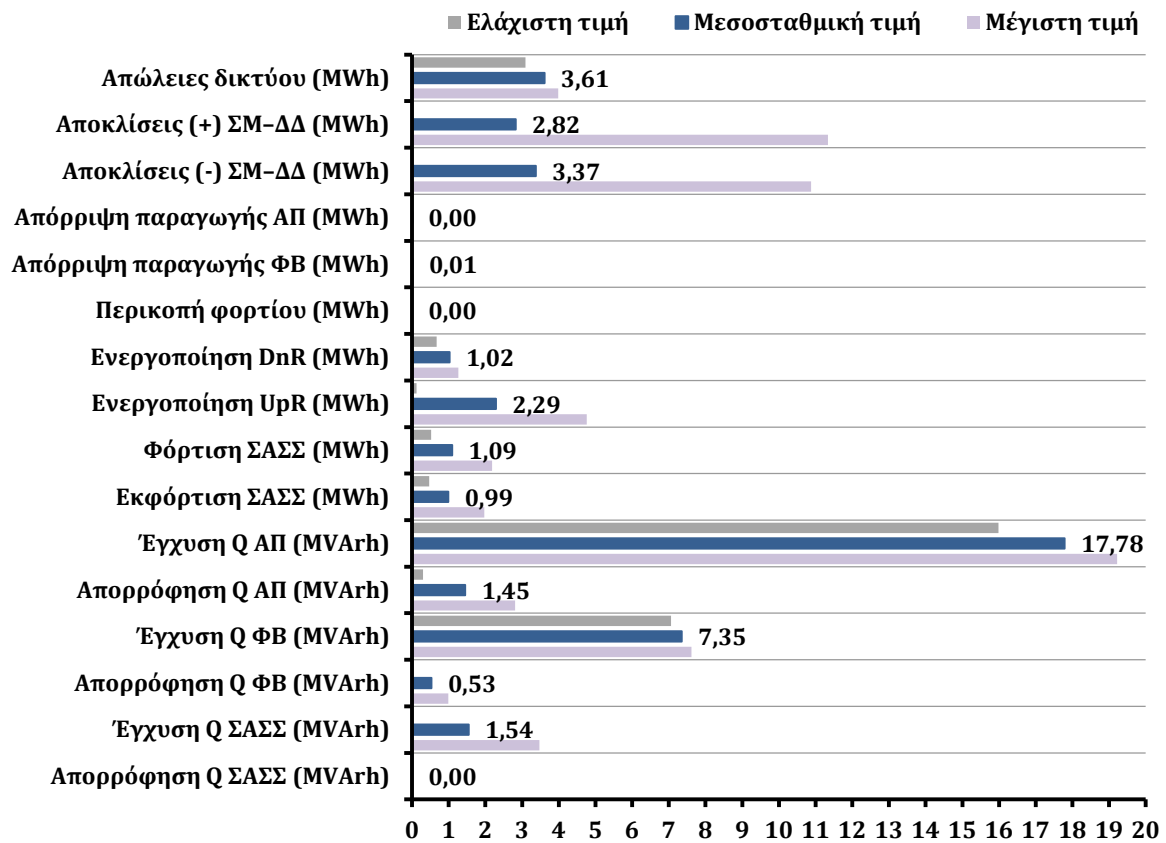
##### 4.7.2.1 Ανάλυση στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας – Ημέρα Α

Στο Σχήμα 4.30 παρουσιάζεται η αναμενόμενη λειτουργία του συστήματος διανομής 33 κόμβων για την Ημέρα Α (αιχμή φορτίου/ υψηλή παραγωγή ΑΠΕ), καθώς επίσης και οι ελάχιστες/μέγιστες τιμές που προέκυψαν από τα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης. Στην περίπτωση της Ημέρας Α δεν αναμένεται απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ και περικοπή φορτίου, καθώς οι προσφερόμενες υπηρεσίες ευελιξίας επαρκούν για να λειτουργήσουν το δίκτυο χωρίς προβλήματα σε όλα τα σενάρια πρόβλεψης.

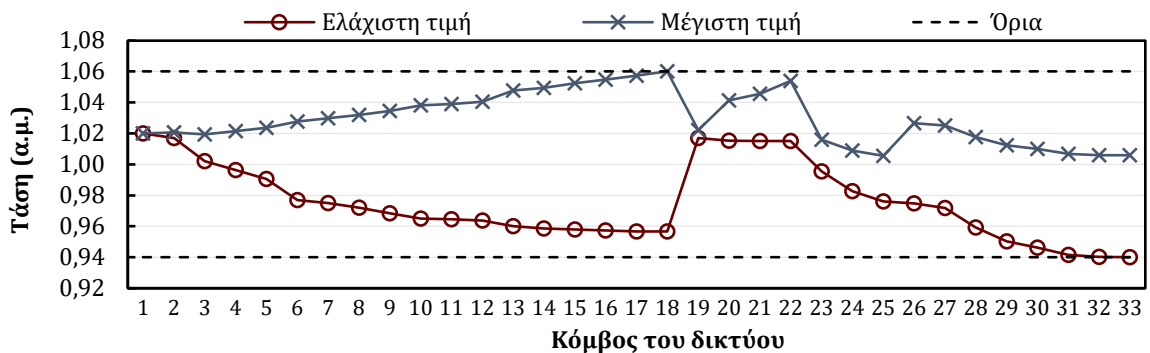
Ο Διαχειριστής ΔΔ αξιοποιεί κυρίως τη δυνατότητα υποστήριξης αέργου ισχύος από τους μετατροπείς των μονάδων ΑΠΕ για να ρυθμίσει την τάση του δικτύου (ευελιξία που δεν συνοδεύεται από κόστος). Οι μετατροπείς των μονάδων ΑΠΕ εγχέουν άεργο ισχύ τις ώρες που η τάση του δικτύου είναι κοντά στο κάτω όριο, ενώ απορροφούν άεργο ισχύ (ΑΠ που βρίσκεται στον κόμβο 18) για να μετριάσουν την ανύψωση της τάσης στους κόμβους 17–18 τις ώρες 05:00–10:00 και 11:00–16:00. Τα συστήματα αποθήκευσης εγχέουν άεργο ισχύ κυρίως τις βραδινές ώρες 19:00–22:00 που η αιολική παραγωγή μειώνεται απότομα και το φορτίο αυξάνεται. Οι ελάχιστες/μέγιστες τιμές της τάσης που παρατηρήθηκαν στα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης ανά κόμβο του δικτύου φαίνονται στο Σχήμα 4.31. Η μεγάλη διακύμανση της τάσης κατά μήκος του δικτύου δείχνει ότι η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ δεν είναι αρκετή αν δεν συνδυαστεί με συντονισμένη διαχείριση των διαθέσιμων πηγών ευελιξίας.

**Πίνακας 4.17** Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προγραμματισμού λειτουργίας (μεταβλητές 1<sup>ου</sup> σταδίου) στο σύστημα διανομής 33 κόμβων.

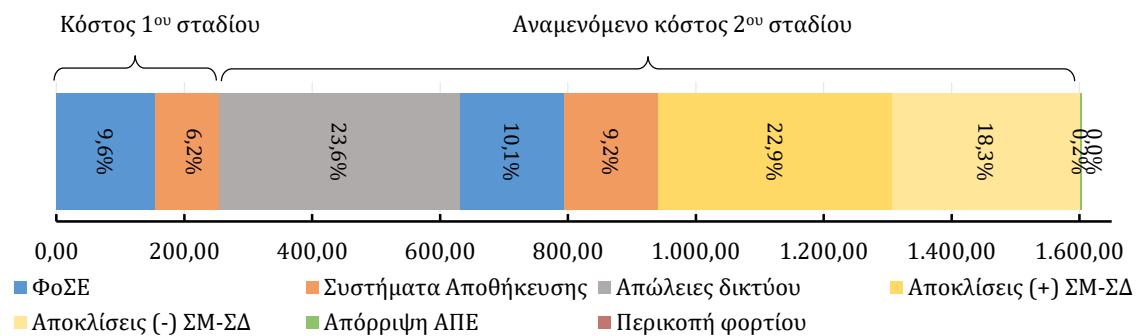
	Ημέρα Α	Ημέρα Β	Ημέρα Γ	Ημέρα Δ
Μέγιστη DnR ρύθμιση (MW)	0,23	0,35	0,59	0,19
Μέγιστη UpR ρύθμιση (MW)	0,95	0,52	0,91	0,37
Ενέργεια DnR ρύθμισης (MWh)	1,26	1,26	1,26	0,84
Ενέργεια UpR ρύθμισης (MWh)	4,76	2,07	4,76	2,17
Διαθεσιμότητα ισχύος φόρτισης ΣΑΣΣ (MW)	0,36	0,70	0,52	0,02
Διαθεσιμότητα ισχύος εκφόρτισης ΣΑΣΣ (MW)	0,30	0,59	0,55	0,02
Προγραμματισμένη φόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,54	3,88	2,47	0,00
Προγραμματισμένη εκφόρτιση ΣΑΣΣ (MWh)	0,49	3,50	2,23	0,00



Σχήμα 4.30 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα αναμενόμενης λειτουργίας (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου) στο σύστημα διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Α).



Σχήμα 4.31 Μέτρο τάσης ανά κόμβο του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Α).



Σχήμα 4.32 Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Α).

Εξετάζοντας την περίπτωση που δεν αξιοποιείται η διαθέσιμη ευελιξία, η γραμμή 3-22 υπερφορτίζεται τις ώρες 20:00-22:00 σε όλα τα σενάρια πρόβλεψης λόγω υψηλού φορτίου στο τμήμα του δικτύου μεταξύ των κόμβων 3-25. Αντίθετα, η γραμμή 6-7 παρουσιάζεται υπερφορτισμένη τις μεσημβρινές ώρες 12:00-14:00 λόγω υψηλής παραγωγής ΑΠΕ στο τμήμα του δικτύου μεταξύ των κόμβων 6-18 που συνδέονται οι περισσότερες μονάδες ΑΠΕ. Για την επίλυση των προβλημάτων υπέρβασης των θερμικών ορίων των γραμμών και του Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, χρησιμοποιείται η δεσμευμένη ευελιξία των ΦοΣΕ, και συμπληρωματικά ενεργοποιούνται τα συστήματα αποθήκευσης (εκφόρτιση τις ώρες αιχμής), επειδή αποτελούν πιο ακριβή λύση ευελιξίας.

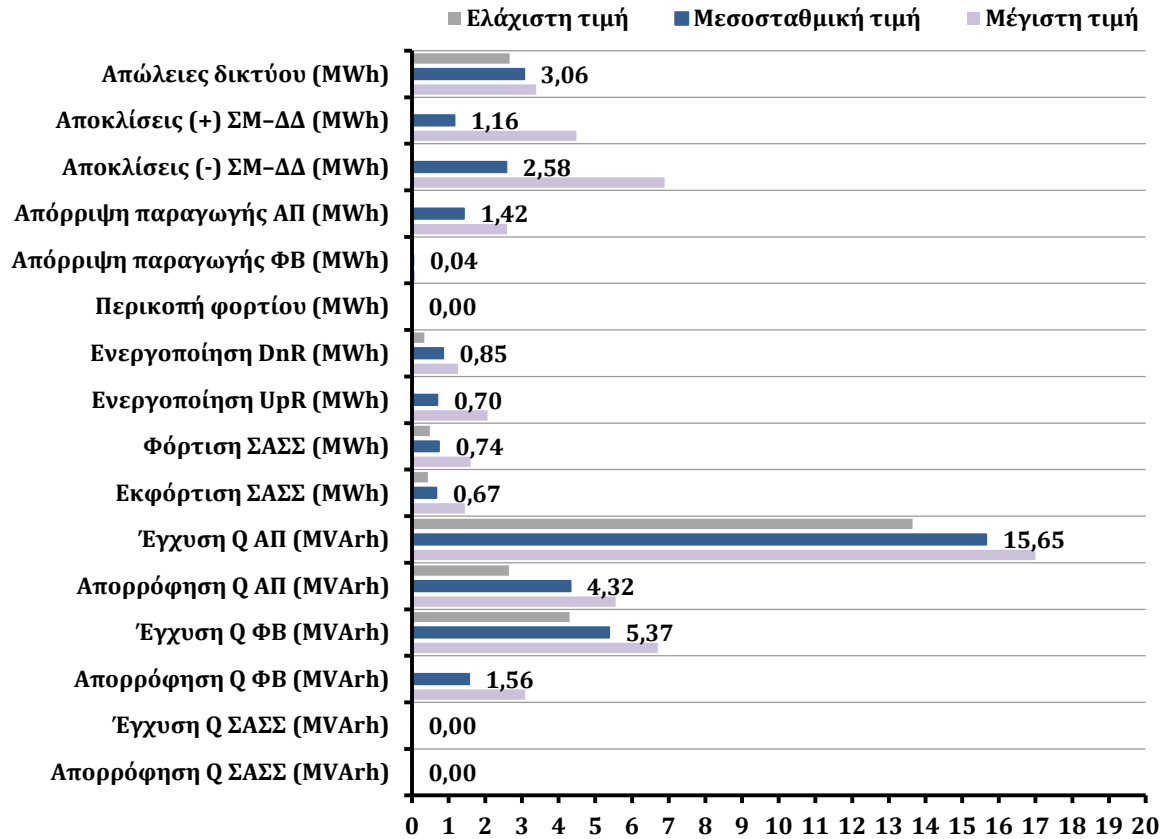
Το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής για την Ημέρα Α φαίνεται στο Σχήμα 4.32. Περίπου το 35% του κόστους σχετίζεται με την αξιοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας για να αντιμετωπιστούν πιθανά τεχνικά προβλήματα του δικτύου και φυσικά να μειωθούν οι αποκλίσεις από το πλάνο ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ. Το κόστος απωλειών ανέρχεται σε 23,6% του κόστους λειτουργίας, δηλαδή 377,80 €, και έχει βελτιωθεί σημαντικά (μείωση κατά 25,3%) σε σχέση με το κόστος απωλειών χωρίς την αξιοποίηση ευελιξίας (505,80 €). Το υπόλοιπο κόστος διαμορφώνεται από τα κόστη αποκλίσεων στα όρια ΣΜ-ΔΔ.

#### 4.7.2.2 Ανάλυση στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας - Ημέρα Β

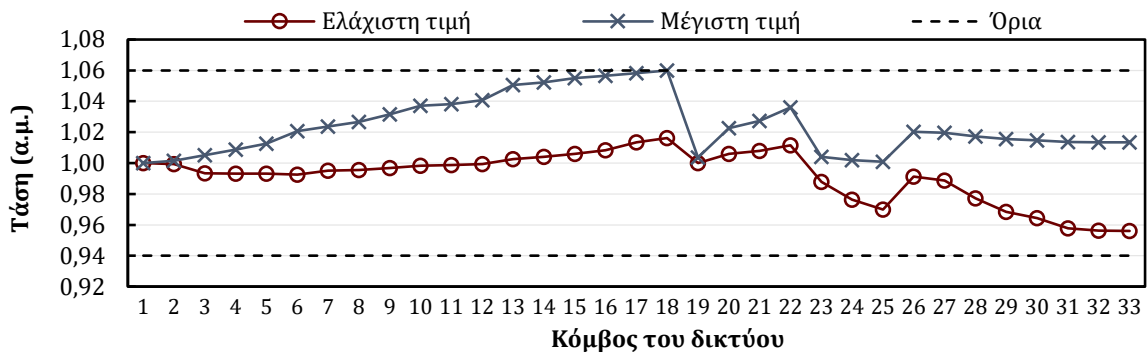
Στο Σχήμα 4.33 παρουσιάζεται η αναμενόμενη λειτουργία του συστήματος διανομής 33 κόμβων για την Ημέρα Β (χαμηλό φορτίο/ υψηλή παραγωγή ΑΠΕ), καθώς επίσης και οι ελάχιστες/μέγιστες τιμές που προέκυψαν από τα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης. Στην περίπτωση της Ημέρας Β αναμένεται απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ περίπου ίση με 1,42 MWh (ελάχιστη απόρριψη ΑΠΕ: 0,01 MWh, μέγιστη απόρριψη ΑΠΕ: 2,60 MWh), ενώ δεν αναμένεται περικοπή φορτίου, καθώς το φορτίο είναι χαμηλό.

Δεδομένου ότι η Ημέρα Β χαρακτηρίζεται από υψηλή παραγωγή ΑΠΕ με χαμηλή μεταβλητότητα, οι αποκλίσεις στα όρια ΣΜ-ΔΔ είναι αρκετά χαμηλότερες σε σχέση με την Ημέρα Β που η παραγωγή ΑΠΕ είναι εξίσου υψηλή, αλλά με υψηλή μεταβλητότητα. Οι μετατροπείς των μονάδων ΑΠΕ συνεισφέρουν στη ρύθμιση της τάσης του δικτύου κυρίως με απορρόφηση άεργου ισχύος (μείωση ανύψωσης τάσης), ενώ οι μετατροπείς των συστημάτων αποθήκευσης δεν εγχέουν/απορροφούν άεργο ισχύ σε αυτή την περίπτωση. Στο Σχήμα 4.34 παρουσιάζονται η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή του μέτρου της τάσης, ανά κόμβο του δικτύου, για τα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης.

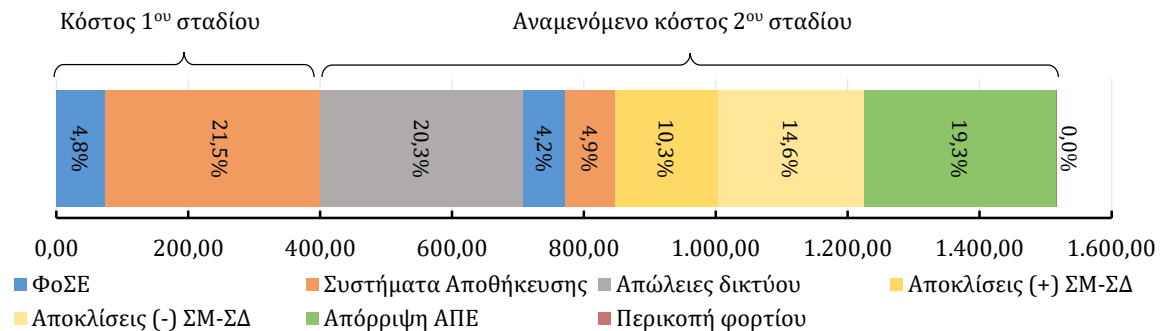
Το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής για την Ημέρα Β φαίνεται στο Σχήμα 4.35. Περίπου το 26,3% του κόστους σχετίζεται με την αξιοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας για να αντιμετωπιστούν πιθανά τεχνικά προβλήματα του δικτύου και φυσικά να μειωθούν οι αποκλίσεις από το πλάνο ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ. Το σταθμισμένο μέσο κόστος απωλειών ανέρχεται σε 20,3% του κόστους λειτουργίας, δηλαδή 308,32 €, και έχει βελτιωθεί σημαντικά (μείωση κατά 13,8%) σε σχέση με το αντίστοιχο μέγεθος χωρίς την αξιοποίηση ευελιξίας (357,54 €). Το υπόλοιπο κόστος διαμορφώνεται από τα κόστη αποκλίσεων στα όρια ΣΜ-ΔΔ.



Σχήμα 4.33 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα αναμενόμενης λειτουργίας (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου) στο σύστημα διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Β).



Σχήμα 4.34 Μέτρο τάσης ανά κόμβο του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Β).

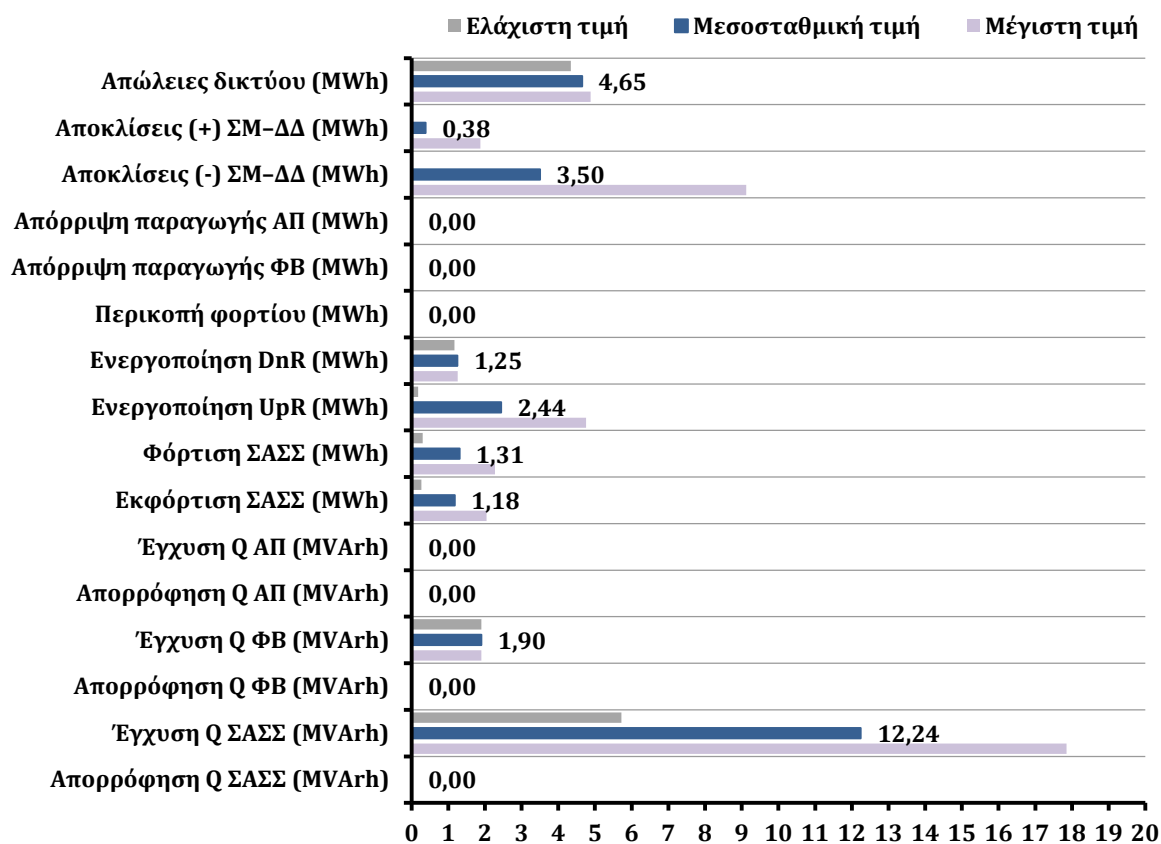


Σχήμα 4.35 Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Β).

4.7.2.3 Ανάλυση στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας – Ημέρα Γ

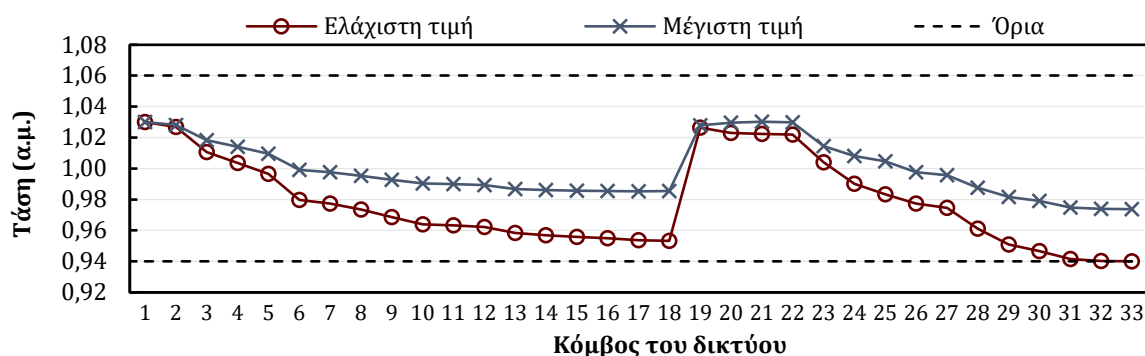
Στο Σχήμα 4.36 παρουσιάζεται η αναμενόμενη λειτουργία του συστήματος διανομής 33 κόμβων για την Ημέρα Γ (αιχμή φορτίου/ χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ), καθώς επίσης και οι ελάχιστες/μέγιστες τιμές που προέκυψαν από τα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης. Στην περίπτωση της Ημέρας Γ αναμένεται να ενεργοποιηθεί η μεγαλύτερη ποσότητα UpR ρύθμισης από τους ΦοΣΕ φορτίου, μεταξύ των αντιπροσωπευτικών ημερών. Η απουσία αιολικής παραγωγής οδηγεί σε σημαντική πτώση τάσης κατά μήκος του δικτύου (κυρίως στους κόμβους 30–33), καθώς δεν υπάρχει δυνατότητα υποστήριξης αέργου ισχύος από τους μετατροπείς των μονάδων ΑΠΕ. Προκειμένου να ρυθμιστεί η τάση του δικτύου εντός των επιτρεπτών ορίων αξιοποιείται η παροχή αέργου ισχύος από τους μετατροπείς των συστημάτων αποθήκευσης (Σχήμα 4.37).

Το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής για την Ημέρα Γ φαίνεται στο Σχήμα 4.38. Περίπου το 22,5% του κόστους σχετίζεται με την αξιοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας για να αντιμετωπιστούν πιθανά τεχνικά προβλήματα του δικτύου. Το σταθμισμένο μέσο κόστος απωλειών ανέρχεται σε 27,0% του κόστους λειτουργίας, δηλαδή 480,18 €, και έχει βελτιωθεί σημαντικά (μείωση κατά 22,9%) σε σχέση με το αντίστοιχο μέγεθος χωρίς την αξιοποίηση ευελιξίας (622,54 €). Το υπόλοιπο κόστος διαμορφώνεται από τα κόστη αποκλίσεων στα όρια ΣΜ-ΔΔ, τα οποία παραμένουν σε χαμηλά επίπεδα σε σχέση με τις υπόλοιπες αντιπροσωπευτικές ημέρες της μελέτης, δεδομένου ότι η παραγωγή ΑΠΕ και η μεταβλητότητά της παραμένουν χαμηλά.

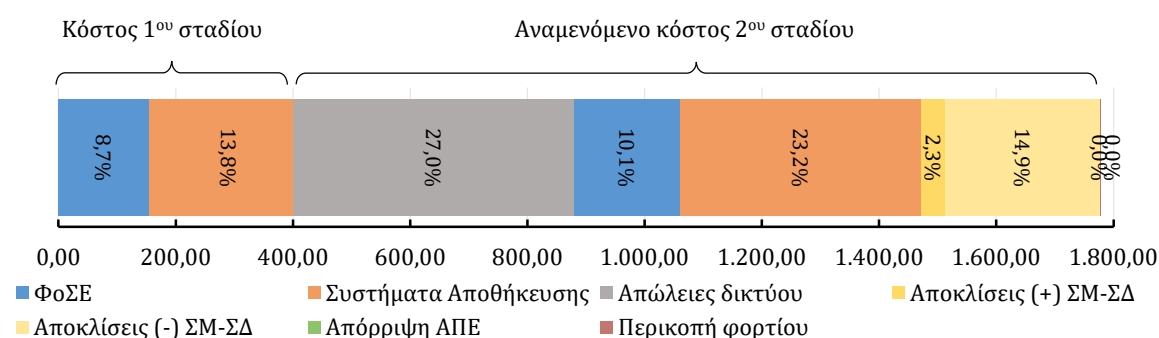


Σχήμα 4.36 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα αναμενόμενης λειτουργίας (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου) στο σύστημα διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Γ).





Σχήμα 4.37 Μέτρο τάσης ανά κόμβο του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Γ).

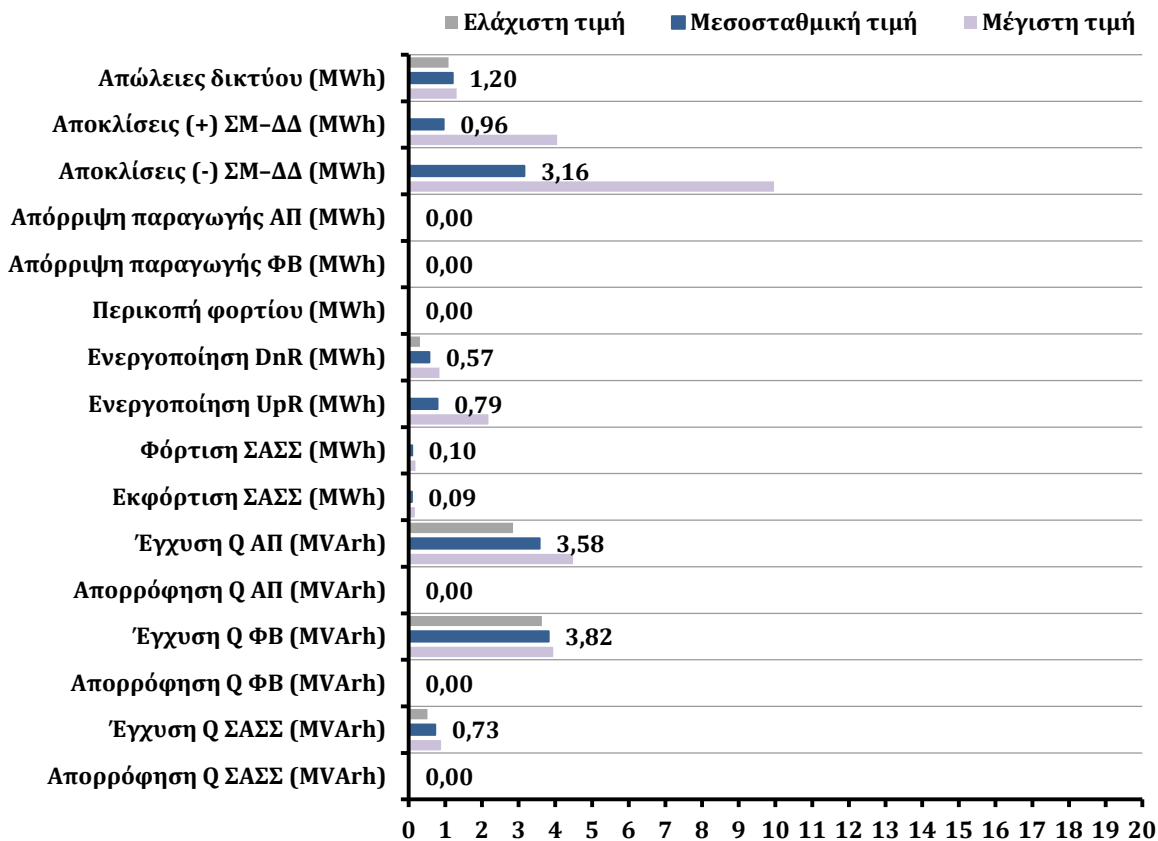


Σχήμα 4.38 Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Γ).

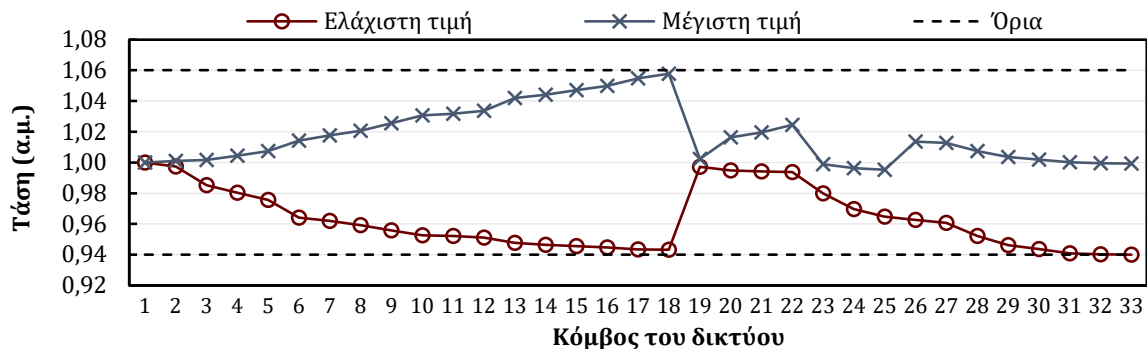
#### 4.7.2.4 Ανάλυση στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας – Ημέρα Δ

Στο Σχήμα 4.39 παρουσιάζεται η αναμενόμενη λειτουργία του συστήματος διανομής 33 κόμβων για την Ημέρα Δ (χαμηλό φορτίο/ χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ), καθώς επίσης και οι ελάχιστες/μέγιστες τιμές που προέκυψαν από τα διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης. Η Ημέρα Δ χαρακτηρίζεται από υψηλή μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής με μεγάλη διακύμανση μεταξύ των σεναρίων πρόβλεψης. Η διαθέσιμη ευελιξία αξιοποιείται για να μειωθούν οι αποκλίσεις στα όρια ΣΜ-ΔΔ (κυρίως θετικές αποκλίσεις) και για να ρυθμιστεί η τάση του δικτύου εντός των επιτρεπτών ορίων. Για τη μείωση της πτώσης τάσης στους κόμβους 17-18 και 31-33 (Σχήμα 4.40), οι μετατροπείς των μονάδων ΑΠΕ εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο όποτε υπάρχει διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ. Οι μετατροπείς των συστημάτων αποθήκευσης (ΣΑΣΣ-1 και ΣΑΣΣ-2, ΣΑΣΣ-5) εγχέουν άεργο ισχύ τις ώρες 20:00-22:00.

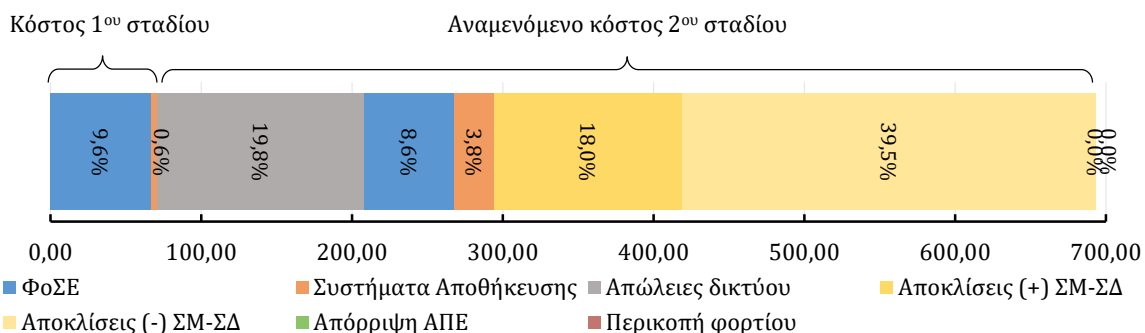
Το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής για την Ημέρα Δ φαίνεται στο Σχήμα 4.41. Περίπου το 10,2% του κόστους σχετίζεται με την αξιοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας για να αντιμετωπιστούν πιθανά τεχνικά προβλήματα του δικτύου. Το σταθμισμένο μέσο κόστος απωλειών ανέρχεται σε 19,8% του κόστους λειτουργίας, δηλαδή 137,37 €, και έχει βελτιωθεί σημαντικά (μείωση κατά 15,4%) σε σχέση με το αντίστοιχο μέγεθος χωρίς την αξιοποίηση ευελιξίας (162,47 €). Το υπόλοιπο κόστος διαμορφώνεται από τα κόστη αποκλίσεων στα όρια ΣΜ-ΔΔ, τα οποία παρουσιάζουν υψηλή τιμή σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων λόγω της υψηλής μεταβλητότητας και των αβεβαιοτήτων μεταξύ των σεναρίων πρόβλεψης.



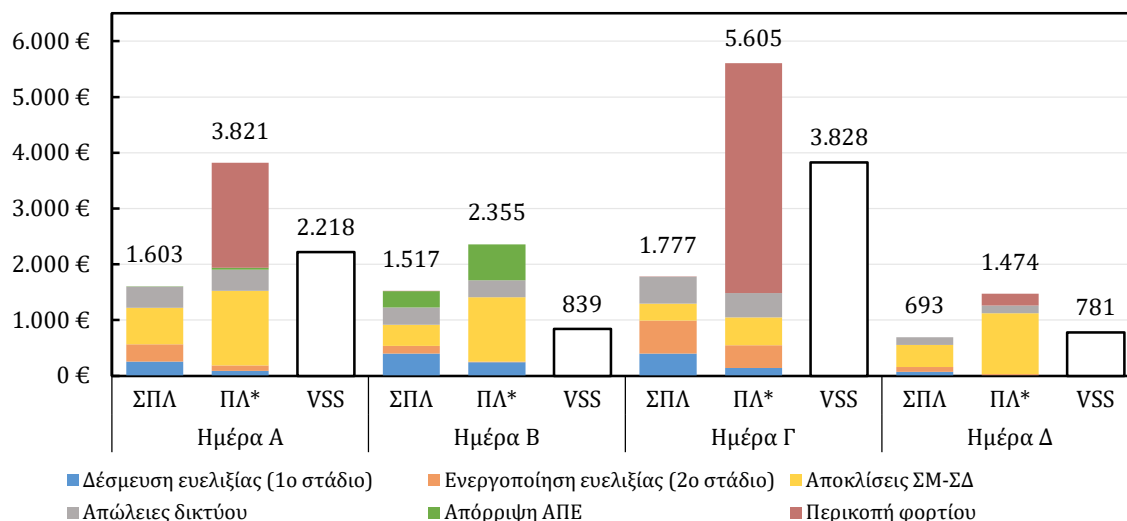
Σχήμα 4.39 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα αναμενόμενης λειτουργίας (μεταβλητές 2<sup>ου</sup> σταδίου) στο σύστημα διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Δ).



Σχήμα 4.40 Μέτρο τάσης ανά κόμβο του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Δ).



Σχήμα 4.41 Κόστος λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων (Ημέρα Δ).



**Σχήμα 4.42** Σύγκριση κόστους λειτουργίας του συστήματος διανομής 33 κόμβων με ΣΠΛ και ΠΛ.

#### 4.7.2.5 Αξιολόγηση προτεινόμενου μοντέλου στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας

Στο Σχήμα 4.42 φαίνεται το συνολικό ημερήσιο κόστος λειτουργίας του ΔΔ (τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης) στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ και συγκρίνεται με το αντίστοιχο κόστος στην περίπτωση μελέτης ΠΛ\*, όπως παρουσιάζεται στην Ενότητα 4.6.1. Με τη σύγκριση ποσοτικοποιείται η αξία της στοχαστικής επίλυσης (value of stochastic solution – VSS), όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.42. Είναι εμφανές πως η απουσία πολλαπλών σεναρίων πρόβλεψης οδηγεί σε λύσεις που είναι εκτεθειμένες στις μεταβολές κατά τη φάση λειτουργίας. Σε κάποιες ημέρες αυτό είναι πιο εμφανές, ενώ σε κάποιες άλλες λιγότερο. Για παράδειγμα στην Ημέρα Α, δεν εμφανίζεται παραβίαση κάποιου περιορισμού στην περίπτωση μελέτης ΣΠΛ, ενώ αναμένονται σημαντικές παραβιάσεις τεχνικών περιορισμών του δικτύου στην περίπτωση μελέτης ΠΛ\* που ποσοτικοποιούνται σε χρηματική αξία με μορφή χρώμα για την περικοπή φορτίου.

Η τιμή VSS είναι χαμηλότερη την Ημέρα Δ, στην οποία δεν απαιτούνται μεγάλα ποσά για δέσμευση ευελιξίας. Αντίθετα, η τιμή της VSS είναι αρκετά υψηλή τις Ημέρες Α και Γ που απαιτούνται μεγαλύτερα ποσά για δέσμευση και ενεργοποίηση της διαθέσιμης ευελιξίας προκειμένου να λειτουργήσει το δίκτυο χωρίς προβλήματα και να αποφευχθεί η έσχατη λύση της περικοπής φορτίου. Την Ημέρα Β η τιμή της VSS παραμένει χαμηλή παρά την απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ δεδομένου ότι η ποινή για απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ έχει θεωρηθεί με μοναδιαία τιμή 200 €/MWh που είναι σημαντικά χαμηλότερη από την αντίστοιχη για περικοπή φορτίου που έχει θεωρηθεί ίση με 2.000 €/MWh.

Συμπερασματικά, η αξία της στοχαστικής επίλυσης (VSS) δείχνει πόσο αναγκαία είναι η δέσμευση μεγαλύτερης ποσότητας ευελιξίας για τη λειτουργία του ΔΔ υπό αβεβαιότητες. Με άλλα λόγια, μία υψηλή τιμή της VSS δείχνει ότι υπάρχει υψηλή ανάγκη για επίλυση του προβλήματος προγραμματισμού λειτουργίας με στοχαστική μεθοδολογία, όπως είναι η προτεινόμενη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων.



## ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΡΟΒΛΕΠΤΙΚΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ

### 5.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου (model predictive control – MPC), ή αλλιώς έλεγχος κυλιόμενου ορίζοντα, είναι από τις πιο δημοφιλείς μεθόδους ελέγχου. Η βασική ιδέα του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου είναι η πρόβλεψη της μελλοντικής συμπεριφοράς ενός συστήματος για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα και ο υπολογισμός των βέλτιστων τιμών των ελέγχων/χειρισμών που ελαχιστοποιούν μία καθορισμένη συνάρτηση κόστους ικανοποιώντας παράλληλα τους λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος. Οι έλεγχοι υπολογίζονται επιλύοντας σε κάθε χρονική περίοδο ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης για συγκεκριμένο ορίζοντα πρόβλεψης. Οι έλεγχοι που αφορούν την πρώτη χρονική περίοδο του ορίζοντα πρόβλεψης εφαρμόζονται στο σύστημα, ο ορίζοντας πρόβλεψης μετατοπίζεται κατά μία χρονική περίοδο και η διαδικασία του προβλεπτικού ελέγχου επαναλαμβάνεται. Το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου εφαρμόζεται σε συστήματα με δυναμική συμπεριφορά, δηλαδή σε περιπτώσεις που υπάρχει χρονική εξάρτηση της κατάστασης του συστήματος μεταξύ διαδοχικών χρονικών περιόδων. Για την εκτίμηση της μελλοντικής κατάστασης του συστήματος χρησιμοποιείται κάποιο μοντέλο πρόβλεψης των τιμών των παραμέτρων του συστήματος και το μαθηματικό μοντέλο που περιγράφει τη λειτουργία του συστήματος.

Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, ο προγραμματισμός λειτουργίας δεν είναι αρκετός για την αποτελεσματική διαχείριση των μονάδων παραγωγής, των διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ) και των λοιπών στοιχείων του δικτύου. Κατά συνέπεια, η διαδικασία κατανομής σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ) – *real-time dispatching (RTD)* – έρχεται σε δεύτερο στάδιο για να καλύψει τις αδυναμίες του αρχικού προγραμματισμού. Κατά καιρούς, έχουν προταθεί αρκετές μεθοδολογίες ΚΠΧ, από απλές τεχνικές ελέγχου που το μοντέλο βασίζεται στην επίλυση βέλτιστης ροής ισχύος (optimal power flow – OPF) για ανεξάρτητα για κάθε περίοδο κατανομής (περίπτωση που το μοντέλο δεν παρουσιάζει δυναμική συμπεριφορά) έως πιο προηγμένες τεχνικές που βασίζουν την επίλυση του προβλήματος σε μοντέλα προβλεπτικού ελέγχου με κυλιόμενο ορίζοντα (περίπτωση που το μοντέλο παρουσιάζει δυναμική συμπεριφορά). Στην τελευταία περίπτωση, για κάθε χρονική περίοδο επιλύεται βέλτιστη ροή ισχύος πολλαπλών περιόδων για συγκεκριμένο ορίζοντα πρόβλεψης.

Αρκετές εργασίες έχουν εφαρμόσει τη μεθοδολογία του προβλεπτικού ελέγχου στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, είτε στο επίπεδο μεταφοράς είτε στο επίπεδο της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Ενδεικτικά, παρουσιάζεται η συμβολή των εργασιών [143]–[147]. Στην εργασία [143] προτείνεται ένας αλγόριθμος προβλεπτικού ελέγχου για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής (economic dispatch) σε ηλεκτρικά συστήματα με αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), ενώ στην εργασία [144] προτείνεται ένα μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου για τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ σε απομονωμένα ηλεκτρικά συστήματα λαμβάνοντας υπόψη τη μεταβλητότητα της αιολικής παραγωγής και του φορτίου. Και οι δύο εργασίες, [143] και [144], επισημαίνουν τα πλεονεκτήματα που έχει η εφαρμογή προβλεπτικού ελέγχου στη διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων, ωστόσο οι εξισώσεις που περιγράφουν το μοντέλο του ηλεκτρικού συστήματος περιλαμβάνουν κυρίως τα ισοζύγια ισχύος και ενέργειας, και δεν λαμβάνουν υπόψη τεχνικούς περιορισμούς, όπως τα όρια τάσης και τους περιορισμούς ροών ισχύος. Οι εργασίες [145] και [146] προτείνουν μια ιεραρχική μεθοδολογία διαχείρισης των ενεργειακών πόρων ενός ηλεκτρικού συστήματος με στόχο τη μεγιστοποίηση εκμετάλλευσης των ΑΠΕ. Το πρόβλημα επιλύεται σε δύο στάδια: στο πρώτο στάδιο προγραμματίζεται η λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, και στο δεύτερο στάδιο πραγματοποιείται κατανομή των ενεργειακών πόρων σε πραγματικό χρόνο ελαχιστοποιώντας τις διακυμάνσεις από το πρόγραμμα του πρώτου σταδίου. Στην εργασία [147], η μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου χρησιμοποιείται για να αντισταθμιστούν οι διακυμάνσεις που προκύπτουν από τη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων.

Καμία από τις παραπάνω εργασίες [143]–[147] δεν έχει λάβει υπόψη τον χρόνο απόκρισης των πηγών ευελιξίας για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Σημειώνεται ότι ο χρόνος απόκρισης αποτελεί ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της ευελιξίας (Ενότητα 3.2.1) και αποτελεί παράγοντα που μπορεί να επηρεάσει την αποτελεσματική διαχείριση των ενεργών ΔΔ σε πραγματικό χρόνο. Οι εργασίες [148]–[149] τονίζουν ότι ο χρόνος απόκρισης πρέπει να λαμβάνεται υπόψη ως παράμετρος από τους Διαχειριστές και να ενσωματώνεται στη μοντελοποίηση της διαχείρισης των υπηρεσιών ευελιξίας.

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται μία καινοτόμος μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου για τη διαχείριση πηγών ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ κατά τη φάση λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο. Η ευελιξία που έχει δεσμευτεί κατά τη φάση προγραμματισμού λειτουργίας του Κεφαλαίου 4 ενεργοποιείται σε πραγματικό χρόνο αξιοποιώντας τις πλέον επικαιροποιημένες προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς των ΔΕΠ που παρουσιάζουν δυναμική συμπεριφορά. Αυτοί είναι το ισοζύγιο ενέργειας των συστημάτων αποθήκευσης, ο ρυθμός ανόδου και ο ρυθμός καθόδου των υπηρεσιών ευελιξίας. Επιπλέον, μοντελοποιείται για πρώτη φορά ο χρόνος απόκρισης των υπηρεσιών ευελιξίας αξιοποιώντας τις αρχές του προβλεπτικού ελέγχου.

Στην αρχή του κεφαλαίου, παρουσιάζονται οι βασικές αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου για την καλύτερη κατανόηση του προβλήματος. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία κατανομής ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο (ΚΕΠΧ) με προβλεπτικό έλεγχο και ακολουθεί η μαθηματική διατύπωση του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου που εφαρμόζεται για την ΚΕΠΧ. Η προτεινόμενη μεθοδολογία εφαρμόζεται σε ένα ΔΔ 33 κόμβων και εξάγονται συμπεράσματα.

## 5.2 Κατάλογος συμβόλων

Τα σύμβολα που χρησιμοποιούνται στο παρόν κεφάλαιο είναι ίδια με αυτά του Κεφαλαίου 4 με κατάλληλες τροποποιήσεις στους δείκτες προκειμένου να ανταποκρίνονται στη μοντελοποίηση της διαδικασίας ΚΕΠΧ της Ενότητας 5.5. Τα επιπλέον σύμβολα που εισάγονται σε αυτό το κεφάλαιο παρατίθενται στη συνέχεια.

### Σύνολα & δείκτες

$h$	Δείκτης των χρονικών περιόδων του κυλιόμενου ορίζοντα της διαδικασίας ΚΕΠΧ
$H$	Πλήθος χρονικών περιόδων του κυλιόμενου ορίζοντα της διαδικασίας ΚΕΠΧ

### Παράμετροι

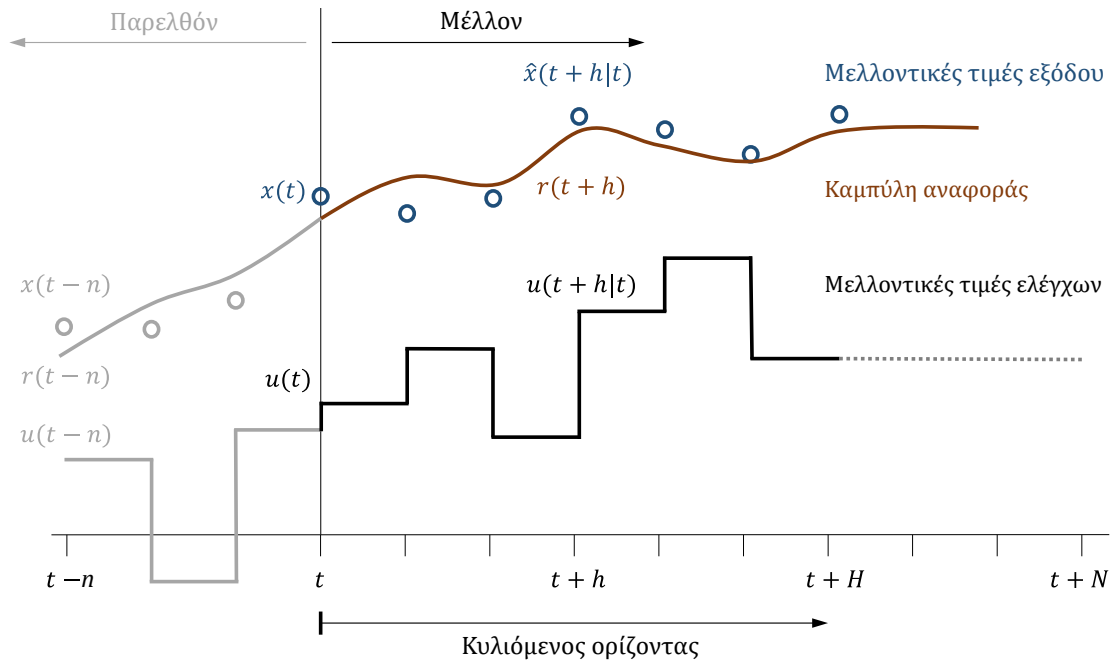
$P_{r,t}^{\text{act}}$	Μετρούμενη παραγωγή ενεργού ισχύος της μονάδας ΑΠΕ $r$
------------------------	--

## 5.3 Μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου: Βασικές αρχές

Οι μεθοδολογίες προβλεπτικού ελέγχου χρησιμοποιούν ένα μαθηματικό μοντέλο για να προβλέψουν τις μεταβλητές εξόδου μίας διεργασίας ή τις μεταβλητές ενός συστήματος σε έναν πεπερασμένο χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης. Το μαθηματικό αυτό μοντέλο αποτελεί ουσιαστικά ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης που ελαχιστοποιεί μία αντικειμενική συνάρτηση. Μεταβλητές του προβλήματος είναι οι μελλοντικές τιμές των μεταβλητών ελέγχου, αλλά και οι μελλοντικές τιμές των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος, δηλαδή αυτών που προκύπτουν ως αποτέλεσμα χειρισμών/ελέγχου. Αφού προσδιοριστεί η βέλτιστη αλληλουχία των μελλοντικών ελέγχων (βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου), εφαρμόζονται μόνο οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου της πρώτης χρονικής περιόδου του χρονικού ορίζοντα. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης επιλύεται εκ νέου την επόμενη χρονική περίοδο αξιοποιώντας επικαιροποιημένες προβλέψεις για τη διεργασία ή το σύστημα. Έτσι, ο χρονικός ορίζοντας πρόβλεψης μετακυλιέται, δημιουργώντας ένα κυλιόμενο παράθυρο βελτιστοποίησης. Το Σχήμα 5.1 αναπαριστά τη βασική ιδέα των μεθοδολογιών προβλεπτικού ελέγχου. Οι διαφορές μεταξύ των μεθοδολογιών προβλεπτικού ελέγχου σχετίζονται κυρίως με το μαθηματικό μοντέλο που περιγράφει τη διεργασία ή το σύστημα και με την αντικειμενική συνάρτηση που βελτιστοποιείται.

Για την εφαρμογή του προβλεπτικού ελέγχου, βασική προϋπόθεση είναι η ύπαρξη δυναμικής συμπεριφοράς στο μοντέλο του συστήματος. Η στρατηγική που ακολουθείται στις μεθοδολογίες προβλεπτικού ελέγχου συνοψίζεται με τα ακόλουθα βήματα:

1. Σε κάθε χρονική περίοδο  $t$  προβλέπονται οι μελλοντικές αποκρίσεις του συστήματος (μελλοντικές τιμές των μεταβλητών κατάστασης) για έναν συγκεκριμένο κυλιόμενο χρονικό ορίζοντα  $H$ ,  $\hat{x}(t+h|t)$  με  $h=1\dots H-1$ , χρησιμοποιώντας το δυναμικό μοντέλο του συστήματος ως μοντέλο πρόβλεψης. Οι αποκρίσεις του συστήματος για κάθε περίοδο  $h$  του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$  εξαρτώνται από την κατάσταση του συστήματος

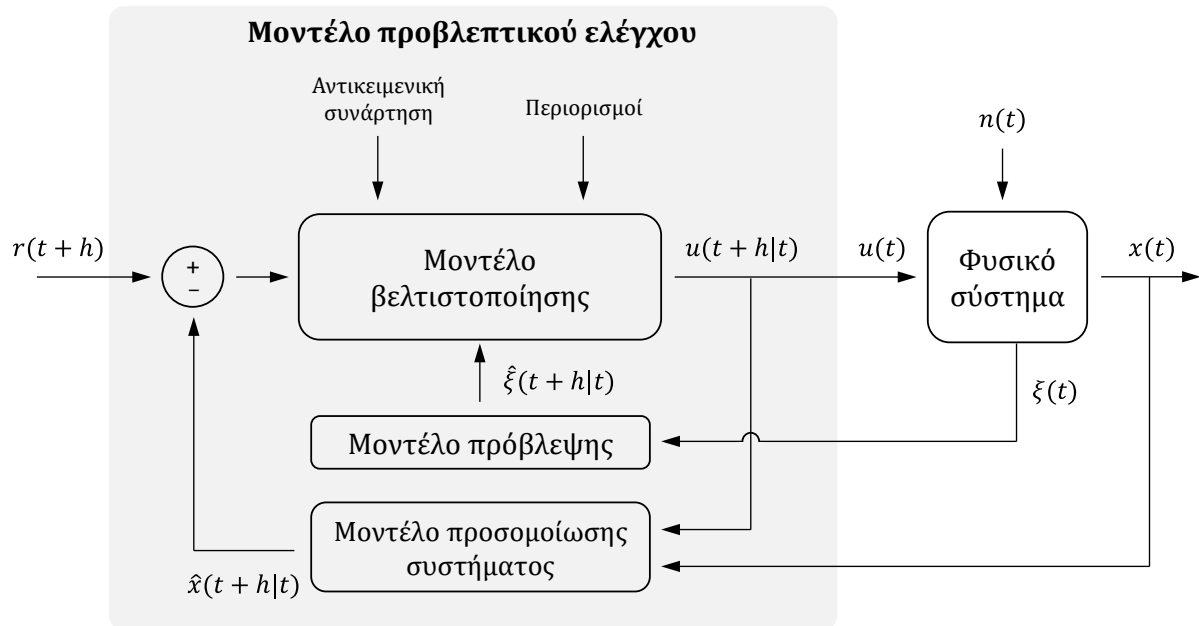


**Σχήμα 5.1** Σχηματική αναπαράσταση της στρατηγικής του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου [150].

τη χρονική περίοδο  $t$ ,  $x(t)$ , και από τις τιμές του διανύσματος των μεταβλητών ελέγχου  $u(t+h|t)$  με  $h=0\dots H-1$ . Οι μεταβλητές  $u(t+h|t)$  είναι προφανώς άγνωστες και αποτελούν τις μεταβλητές απόφασης του προβλήματος βελτιστοποίησης.

2. Σε κάθε χρονική περίοδο  $t$  διαμορφώνεται ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού, όπου η αντικειμενική συνάρτηση περιλαμβάνει τις αποκλίσεις μεταξύ των μελλοντικών τιμών των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος δεδομένης της πρόβλεψης τη χρονική περίοδο  $t$ ,  $\hat{x}(t+h|t)$  με  $h=0\dots H-1$  και της επιθυμητής καμπύλης αναφοράς  $r(t+h)$  με  $h=0\dots H-1$ . Στο πρόβλημα βελτιστοποίησης περιλαμβάνονται επίσης οι ανισοτικοί περιορισμοί και οι περιορισμοί ισότητας που περιγράφουν το σύστημα. Από την επίλυση του προβλήματος αυτού προκύπτουν οι βέλτιστες τιμές του διανύσματος των μεταβλητών ελέγχου  $u(t+h|t)$  με  $h=0\dots H-1$ .
3. Οι τιμές του διανύσματος των μεταβλητών ελέγχου που αφορούν την πρώτη χρονική περίοδο του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$ ,  $u(t|t)$ , εφαρμόζονται για τον έλεγχο του συστήματος, ενώ οι υπόλοιπες τιμές απορρίπτονται, καθώς στην επόμενη χρονική περίοδο  $t+1$  οι τιμές των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος  $x(t+1)$  είναι ήδη γνωστές και η διαδικασία επαναλαμβάνεται με νέες τιμές από το βήμα 1. Άλλωστε, η βασική αρχή του προβλεπτικού ελέγχου βασίζεται στη μετατόπιση του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης, στον οποίο βασίζεται κατά μεγάλο μέρος ο έλεγχος του συστήματος.





Σχήμα 5.2 Δομικά μέρη μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου.

Στη γενική περίπτωση, το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου αποτελείται από τα δομικά μέρη (modules) που φαίνονται στο Σχήμα 5.2:

- Μοντέλο πρόβλεψης:** Είναι το τμήμα του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου που αξιοποιεί τα ιστορικά δεδομένα και τις τρέχουσες τιμές (μετρήσεις ή εκτιμήσεις) των τυχαίων παραμέτρων  $\xi(t)$  του συστήματος για να προβλέψει τις μελλοντικές τιμές τους  $\xi(t+h|t)$  με  $h=1...H-1$ , για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης (κυλιόμενος ορίζοντας). Η πρόβλεψη των τυχαίων παραμέτρων του συστήματος χρησιμοποιείται ως είσοδος στο μοντέλο βελτιστοποίησης.
- Μοντέλο βελτιστοποίησης:** Είναι το μαθηματικό μοντέλο (αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμοί) που χρησιμοποιείται για να βελτιστοποιήσει τη λειτουργία του συστήματος για τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης. Αποτελεί τον πυρήνα του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου, καθώς τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης που σχετίζονται με τις μεταβλητές ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου  $u(t|t)$  εφαρμόζονται ως είσοδοι στο φυσικό σύστημα, ενώ τα αποτελέσματα που σχετίζονται με τους μελλοντικούς ελέγχους και τις μεταβλητές κατάστασης του συστήματος αποτελούν μια εκτίμηση της μελλοντικής συμπεριφοράς του συστήματος. Συνήθως, η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιεί την απόκλιση από την καμπύλη αναφοράς για τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης  $r(t+h)$  ή εναλλακτικά μία συνάρτηση κόστους.
- Μοντέλο προσομοίωσης συστήματος:** Είναι το μοντέλο που προσομοιώνει τη λειτουργία του φυσικού συστήματος για τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης. Οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου που έχουν προκύψει από το μοντέλο βελτιστοποίησης και η τρέχουσα κατάσταση του συστήματος ανατροφοδοτούνται στο μοντέλο συστήματος και προκύπτουν οι μελλοντικές τιμές εξόδου (μεταβλητές κατάστασης)

του συστήματος. Σε περίπτωση που το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου εφαρμόζεται σε πραγματικό περιβάλλον είναι πιθανό να υπάρχουν αποκλίσεις μεταξύ πραγματικών μετρήσεων και θεωρητικών τιμών της προσομοίωσης για την τρέχουσα κατάσταση, καθώς το φυσικό σύστημα διαταράσσεται από εξωτερικό θόρυβο  $n(t)$ . Αυτό δεν συμβαίνει στην περίπτωση που το φυσικό σύστημα προσεγγίζεται σε εργαστηριακό περιβάλλον με χρήση εικονικού συστήματος χωρίς εξωτερικό θόρυβο, δηλαδή το φυσικό σύστημα έχει την ίδια απόκριση με το μοντέλο του συστήματος για την τρέχουσα χρονική περίοδο.

Τα κύρια πλεονεκτήματα του προβλεπτικού ελέγχου σχετίζονται με την ανάπτυξη και την υλοποίηση της μεθοδολογίας που ακολουθείται κατά περίπτωση. Πιο συγκεκριμένα, τα κύρια πλεονεκτήματα του προβλεπτικού ελέγχου είναι τα ακόλουθα:

- Εφαρμόζεται εύκολα, αρκεί να υπάρχει ένα σαφές μοντέλο που περιγράφει τη συμπεριφορά του συστήματος.
- Είναι χρήσιμος όταν η μελλοντική επιθυμητή συμπεριφορά του συστήματος μπορεί να προβλεφθεί (διαθέσιμα δεδομένα πρόβλεψης), καθώς μπορούν να πραγματοποιηθούν έλεγχοι που λαμβάνουν υπόψη τη μελλοντική επιθυμητή συμπεριφορά και πραγματοποιούνται διορθωτικές ενέργειες.
- Λαμβάνει υπόψη τους “νεκρούς” χρόνους απόκρισης του συστήματος, δηλαδή στις περιπτώσεις μεγάλου χρόνου απόκρισης ή αδυναμίας απόκρισης μπορεί να εφαρμοστεί εναλλακτικά η τιμή του πιο πρόσφατου διαθέσιμου ελέγχου του ορίζοντα πρόβλεψης.
- Είναι εύκολα επεκτάσιμος, καθώς το μοντέλο που περιγράφει το σύστημα μπορεί να τροποποιηθεί ή να επεκταθεί με την προσθήκη περιορισμών.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα του προβλεπτικού ελέγχου, αυτά αφορούν κυρίως την εφαρμογή του [151]. Πιο συγκεκριμένα:

- Υπάρχει συχνά δυσκολία στον προσδιορισμό των θεμελιωδών εξισώσεων που περιγράφουν με σχετική ακρίβεια τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος (φυσική συμπεριφορά του συστήματος).
- Ο προσδιορισμός προσεγγιστικών ή εμπειρικών μοντέλων που περιγράφουν το σύστημα συνοδεύεται συνήθως από σφάλμα και η ποιότητα της λύσης είναι κρίσιμη σε ορισμένες περιπτώσεις για την καλή απόκριση του συστήματος.
- Η ανάγκη επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης σε πραγματικό χρόνο απαιτεί μεγάλη υπολογιστική ισχύ και συνήθως οδηγεί σε μεγαλύτερους χρόνους επίλυσης, ιδίως σε περιπτώσεις χρήσης μη γραμμικών μοντέλων.
- Η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης πρέπει να ικανοποιεί τον περιορισμό του χρονικού διαστήματος που μεσολαβεί μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών περιόδων εκτέλεσης της διαδικασίας προβλεπτικού ελέγχου.

## 5.4 Μεθοδολογία διαχείρισης των ενεργών ΔΔ με προβλεπτικό έλεγχο

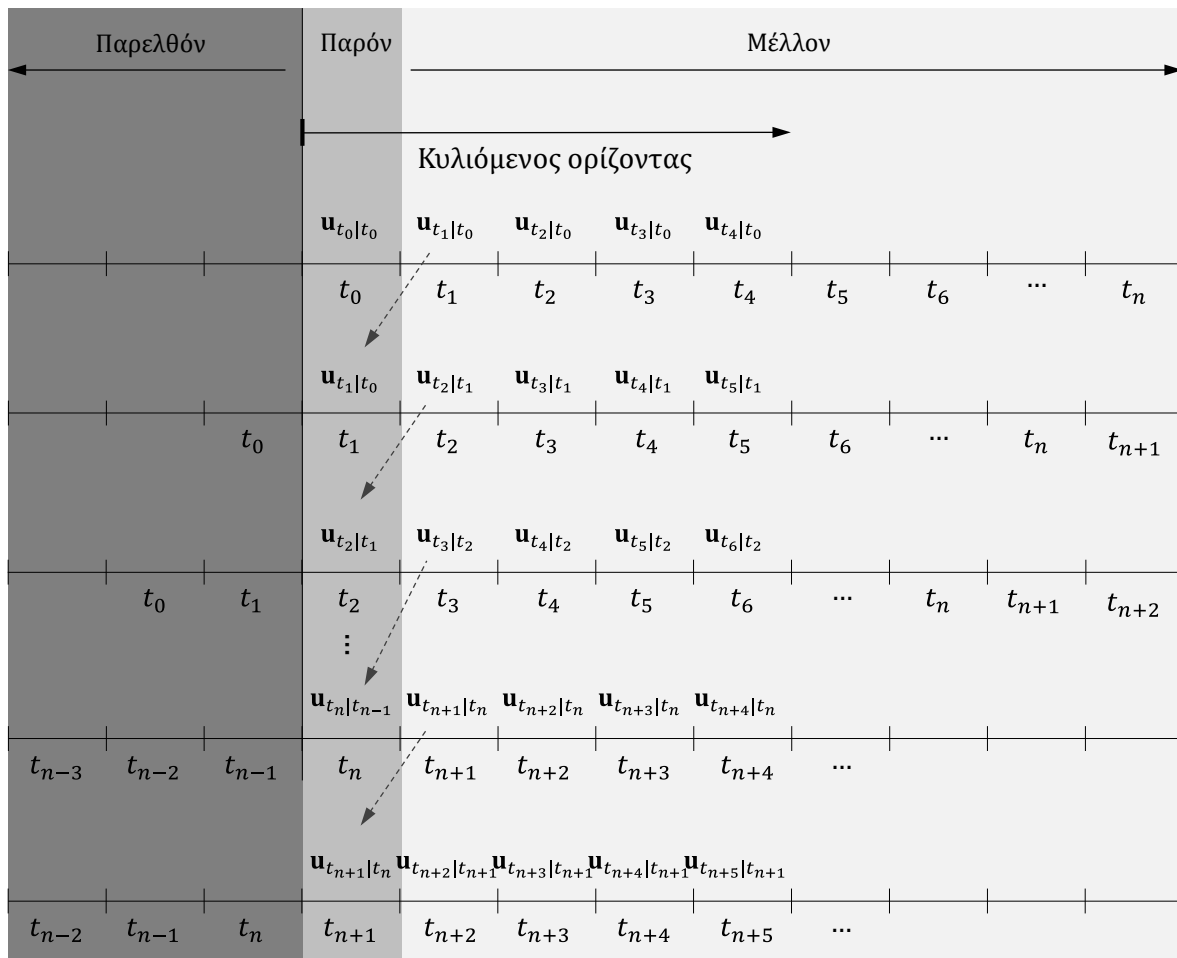
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου για την κατανομή ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο στα ενεργά ΔΔ. Αρχικά, παρουσιάζεται η μοντελοποίηση που προτείνεται για την ενσωμάτωση του χρόνου απόκρισης της ευελιξίας των ΔΕΠ στη μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου και στη συνέχεια παρουσιάζεται η διαδικασία κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο.

### 5.4.1 Χρόνος απόκρισης ευελιξίας

Ως χρόνος απόκρισης ευελιξίας ορίζεται η χρονική καθυστέρηση μεταξύ της λήψης του σήματος μίας εντολής κατανομής (dispatch signal) που αποστέλλεται από τον Διαχειριστή και της ενεργοποίησης της παρεχόμενης ευελιξίας. Ο χρόνος απόκρισης είναι μια κρίσιμη παράμετρος κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος και παίζει σημαντικό ρόλο στη βέλτιστη διαχείριση των πηγών ευελιξίας, καθώς μπορεί να επηρεάσει την αποτελεσματική και έγκαιρη ενεργοποίηση των λιγότερο δαπανηρών υπηρεσιών ευελιξίας. Σύμφωνα με τις εργασίες [148]–[149], ο χρόνος απόκρισης της ευελιξίας ποικίλλει από μερικά δευτερόλεπτα έως λίγα λεπτά και εξαρτάται από την τεχνολογία των πηγών ευελιξίας που αξιοποιούνται.

Έστω το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της χρονικής περιόδου  $h$  του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$ ,  $\mathbf{u}_{t+h|t}$ , όπου  $h=0\dots H-1$  και  $H$  το πλήθος των χρονικών περιόδων του κυλιόμενου ορίζοντα, και έστω ότι ο χρόνος απόκρισης των ελέγχων είναι ίσος με τη χρονική διάρκεια της χρονικής περιόδου επίλυσης της διαδικασίας ΚΕΠΧ (περίοδος κατανομής). Η διαχείριση του χρόνου απόκρισης κατά τη διαδικασία της ΚΕΠΧ απεικονίζεται στο Σχήμα 5.3. Όταν ο χρόνος απόκρισης είναι ίσος με τη διάρκεια της περιόδου κατανομής, το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου  $t_n$ ,  $\mathbf{u}_{t_n|t_n}$ , δεν μπορεί να εφαρμοστεί έγκαιρα και αντικαθίσταται από το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της δεύτερης χρονικής περιόδου ( $h=1$ ) του προηγούμενου κυλιόμενου ορίζοντα  $t_{n-1}$ ,  $\mathbf{u}_{t_n|t_{n-1}}$ . Με άλλα λόγια το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της δεύτερης χρονικής περιόδου ( $h=1$ ) του τρέχοντος κυλιόμενου ορίζοντα βελτιστοποίησης  $t_n$ ,  $\mathbf{u}_{t_{n+1}|t_n}$ , αποστέλλεται από τον Διαχειριστή για εφαρμογή στην επόμενη περίοδο κατανομής  $t_{n+1}$  και αντικαθιστά το διάνυσμα  $\mathbf{u}_{t_{n+1}|t_{n+1}}$  που δεν είναι εφικτό να εφαρμοστεί.

Τα παραπάνω μπορούν να εφαρμοστούν και για μεγαλύτερους χρόνους απόκρισης. Για παράδειγμα, όταν ο χρόνος απόκρισης είναι διπλάσιος της διάρκειας της περιόδου κατανομής, το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου  $\mathbf{u}_{t_n|t_n}$  αντικαθίσταται από το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρίτης χρονικής περιόδου του προηγούμενου κυλιόμενου ορίζοντα  $t_{n-1}$ ,  $\mathbf{u}_{t_{n+1}|t_{n-1}}$ , και ούτω καθεξής. Για ευελιξία που χαρακτηρίζεται από αρκετά ταχύτερο χρόνο απόκρισης από τη διάρκεια της περιόδου κατανομής, θεωρείται ότι το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου  $\mathbf{u}_{t_n|t_n}$  εφαρμόζεται άμεσα, δηλαδή υλοποιείται στην τρέχουσα χρονική περίοδο και διορθώνει άμεσα την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος.



**Σχήμα 5.3** Διαχείριση χρόνου απόκρισης στην περίπτωση που είναι ίσος τη διάρκεια της περιόδου κατανομής της ΚΕΠΧ.

Τα συστήματα αποθήκευσης τεχνολογίας συσσωρευτών χαρακτηρίζονται από ταχεία απόκριση με χρόνους της τάξης μερικών δευτερολέπτων, και μπορούν να αντισταθμίσουν τις διακυμάνσεις που οφείλονται στο σφάλμα της βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης. Οι εντολές περιορισμού ισχύος ΑΠΕ (set-point περιορισμού) που αποστέλλονται προς τις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος συνήθως μπορούν να εκτελεστούν άμεσα, εντός μερικών δευτερολέπτων. Ωστόσο, ο Διαχειριστής μπορεί να αποστέλλει τις εντολές περιορισμού ισχύος ΑΠΕ νωρίτερα (π.χ. μερικά λεπτά νωρίτερα) για να αποφύγει τη στιγμιαία αύξηση της παραγωγής, π.χ. απότομη αύξηση της ισχύος αιολικής παραγωγής λόγω ριπών ανέμου. Στη συνέχεια του παρόντος κεφαλαίου, θεωρείται ότι η εντολή περιορισμού ισχύος ΑΠΕ αποστέλλεται μία περίοδο κατανομής νωρίτερα (π.χ. 15 λεπτά νωρίτερα) και εφαρμόζεται κατά τη διάρκεια της επόμενης χρονικής περιόδου για περίοδο κατανομής ίση με 15 λεπτά. Όσον αφορά τον χρόνο απόκρισης της ευελιξίας που παρέχεται από τους ΦοΣΕ, οι εντολές κατανομής αποστέλλονται συνήθως 5 με 30 λεπτά νωρίτερα, ανάλογα με την τεχνολογία των πηγών ευελιξίας (απόκριση ζήτησης, ελεγχόμενα φορτία, μονάδες καυσίμου diesel κτλ.) που χρησιμοποιεί ο κάθε ΦοΣΕ και τους όρους της σύμβασης συμμετοχής στην τοπική αγορά ευελιξίας που συνάπτει ο εκάστοτε Διαχειριστής με τον ΦοΣΕ. Για τους ΦοΣΕ θεωρείται ότι ο χρόνος απόκρισης είναι ίσος με 15 λεπτά που αποτελεί και προϋπόθεση για πολλούς Διαχειριστές ΔΔ όταν προμηθεύονται υπηρεσίες ευελιξίας σύμφωνα με την [152].

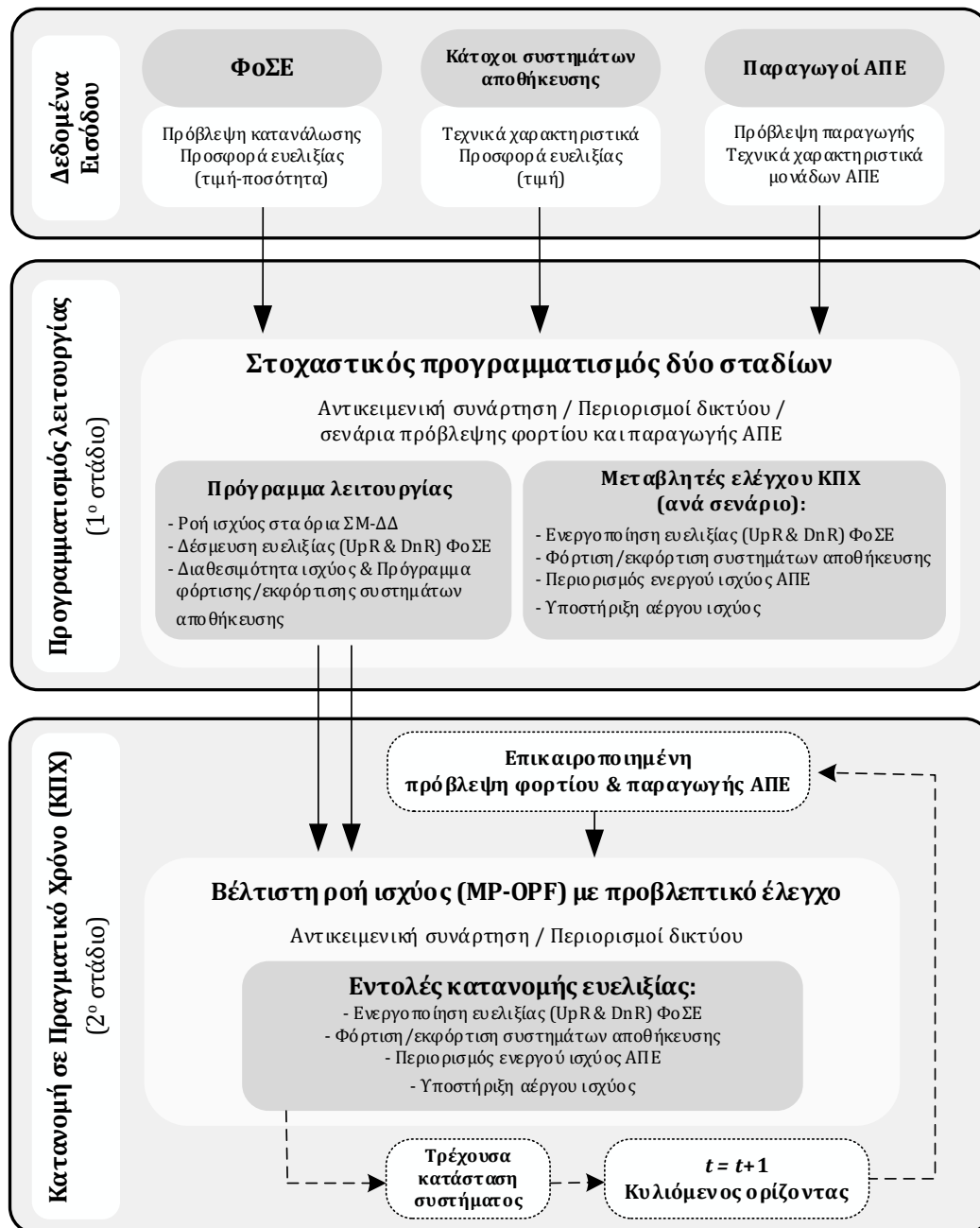
### 5.4.2 Διαδικασία κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο

Για τη διαχείριση της ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο εφαρμόζονται οι αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου της Ενότητας 5.3. Ο προβλεπτικός έλεγχος επιτρέπει τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος διανομής κατά την τρέχουσα χρονική περίοδο, λαμβάνοντας υπόψη την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος, τη μελλοντική κατάσταση του συστήματος και τις μεταβλητές ελέγχου των μελλοντικών χρονικών περιόδων του ορίζοντα πρόβλεψης. Η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται συνεχώς για πεπερασμένο κυλιόμενο ορίζοντα και χρησιμοποιούνται διαρκώς επικαιροποιημένες προβλέψεις για το φορτίο και την παραγωγή ΑΠΕ με βάση τα πιο πρόσφατα διαθέσιμα δεδομένα και την κατάσταση του συστήματος. Έτσι, σε κάθε χρονική περίοδο επικαιροποιούνται οι προβλέψεις για πεπερασμένο κυλιόμενο ορίζοντα (π.χ. “κοιτώντας” 6 ώρες μπροστά), εκτελείται εκ νέου το μοντέλο βελτιστοποίησης της λειτουργίας του συστήματος διανομής και εφαρμόζονται στο σύστημα οι έλεγχοι που αφορούν την τρέχουσα χρονική περίοδο.

Πυρήνας της διαδικασίας κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο είναι το μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων (multi-period optimal power flow – MP-OPF). Πιο συγκεκριμένα, ο Διαχειριστής ΔΔ επιλύει επαναληπτικά ένα πρόβλημα MP-OPF σε κάθε χρονική περίοδο για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα (look-ahead horizon) και καθορίζει τις τιμές των εντολών κατανομής ευελιξίας που αποστέλλει σε κάθε πάροχο υπηρεσιών ευελιξίας. Το πρόγραμμα κατανομής (dispatch schedule) της διαθέσιμης ευελιξίας ανανεώνεται σε κάθε χρονική περίοδο και αποστέλλεται εκ νέου στους παρόχους ευελιξίας προκειμένου να ρυθμίσουν κατάλληλα την ισχύ τους. Η επαναλαμβανόμενη βελτιστοποίηση εξαρτάται από τις τρέχουσες τιμές των μεταβλητών κατάστασης που έχουν εξάρτηση μεταξύ διαδοχικών χρονικών περιόδων και περιορίζονται δυναμικά. Τέτοιες μεταβλητές κατάστασης είναι, για παράδειγμα, η τρέχουσα κατάσταση φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης και το σημείο λειτουργίας (set-point) της ευελιξίας των ΦοΣΕ φορτίου/ΑΠΕ κατά την προηγούμενη χρονική περίοδο επίλυσης (δυναμικός περιορισμός λόγω του ρυθμού ανόδου/καθόδου).

Η παραπάνω διαδικασία αποκαλείται στη συνέχεια ως διαδικασία ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο ή χάριν συντομίας ΚΕΠΧ. Η ΚΕΠΧ αποτελεί το δεύτερο στάδιο της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 5.4. Υπενθυμίζεται σε αυτό το σημείο ότι η διαδικασία ΚΕΠΧ είχε έμμεσα ληφθεί υπόψη στη φάση του προγραμματισμού λειτουργίας με την εφαρμογή στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων θεωρώντας σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης για το δεύτερο στάδιο. Με τη διαδικασία ΚΕΠΧ ο Διαχειριστής ΔΔ κατανέμει τη διαθέσιμη ευελιξία σε πραγματικό χρόνο ακολουθώντας το πρόγραμμα λειτουργίας με βασική διαφορά ότι πλέον έχει διαθέσιμες ανανεωμένες προβλέψεις για κάθε χρονική περίοδο και η επίλυση πραγματοποιείται επαναληπτικά με κυλιόμενο ορίζοντα. Στόχος είναι η ελαχιστοποίηση των αποκλίσεων από το πρόγραμμα λειτουργίας (πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ και προγραμματισμένη λειτουργίας συστημάτων αποθήκευσης) που οφείλεται στο σφάλμα πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.

Η προτεινόμενη διαδικασία ΚΕΠΧ που βασίζεται στο μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου περιγράφεται από τα ακόλουθα βήματα:



Σχήμα 5.4 Σχηματική απεικόνιση διαχείρισης ευελιξίας στο επίπεδο της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

1. την περίοδο κατανομής  $t$  επιλύεται το πρόβλημα MP-OPF για συγκεκριμένο κυλιόμενο χρονικό ορίζοντα με  $H$  χρονικές περιόδους κατανομής. Οι μεταβλητές ελέγχου  $\mathbf{u}_{t+h|t}$  υπολογίζονται για τις χρονικές περιόδους του κυλιόμενου ορίζοντα  $h=0..H-1$ , όπου  $\mathbf{u}_{t|t}$  (δηλαδή για  $h=0$ ) είναι το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου και  $\mathbf{u}_{t+h|t}$  είναι το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της χρονικής περιόδου  $t+h$  δεδομένης της κατάστασης του συστήματος τη χρονική περίοδο  $t$ .

2. ο Διαχειριστής ΔΔ αποστέλλει στους παρόχους ευελιξίας προς υλοποίηση τις ακόλουθες εντολές κατανομής:
  - τις βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας περιόδου κατανομής στις πηγές ευελιξίας που έχουν ταχεία απόκριση (π.χ. έως 1min), όπως είναι τα συστήματα συσσωρευτών με χρόνους απόκρισης μερικών δευτερολέπτων. Αυτές οι εντολές κατανομής μπορούν να υλοποιηθούν άμεσα και αντισταθμίζουν τις αποκλίσεις που οφείλονται στο σφάλμα πρόβλεψης.
  - τις βέλτιστες τιμές των μεταβλητών ελέγχου της επόμενης χρονικής περιόδου κατανομής του κυλιόμενου χρονικού ορίζοντα ( $h=1$ ) στις πηγές ευελιξίας που έχουν μεγαλύτερους χρόνους απόκρισης (π.χ. μεγαλύτερο από 5 min και όχι μεγαλύτερο από τη διάρκεια της περιόδου κατανομής). Αυτές οι εντολές κατανομής θα υλοποιηθούν την επόμενη περίοδο κατανομής, δηλαδή την επόμενη χρονική περίοδο που θα επιλυθεί εκ νέου το μοντέλο βελτιστοποίησης.
3. οι πραγματικές τιμές των μεταβλητών του συστήματος, οι οποίες λαμβάνονται από μετρητικές διατάξεις, η επικαιροποιημένη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη, δηλαδή οι προβλέψεις για τον κυλιόμενο χρονικό ορίζοντα, και οι τιμές των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος αποστέλλονται στον κεντρικό ελεγκτή (central controller) και χρησιμοποιούνται ως είσοδοι για την επόμενη χρονική περίοδο επίλυσης του μοντέλου βελτιστοποίησης.
4. η ΚΕΠΧ επαναλαμβάνεται από το βήμα 1 για την επόμενη περίοδο κατανομής  $t = t + 1$  έχοντας νέα δεδομένα εισόδου στο μοντέλο.

Βάσει της παραπάνω διαδικασίας ΚΕΠΧ, οι μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος (φόρτιση/εκφόρτιση συσσωρευτών, ανοδική/καθοδική ρύθμιση ισχύος που παρέχεται από ΦοΣΕ, απόρριψη ΑΠΕ) ανανεώνονται διαρκώς για να ελαχιστοποιηθεί η αντικειμενική συνάρτηση για τον κυλιόμενο ορίζοντα. Η βελτιστοποίηση χρησιμοποιεί τις πλέον πρόσφατες προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, τις τιμές των ελέγχων των πηγών ευελιξίας με μεγαλύτερο χρόνο απόκρισης και την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος.

## 5.5 Μαθηματική διατύπωση διαδικασίας κατανομής ευελιξίας με προβλεπτικό έλεγχο

Η μαθηματική διατύπωση της διαδικασίας ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο περιλαμβάνει μία αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις από το πρόγραμμα λειτουργίας και το κόστος λειτουργίας του ΔΔ για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα υπό τους περιορισμούς του δικτύου και των ΔΕΠ. Η μαθηματική διατύπωση μοιάζει με αυτή του 2<sup>ου</sup> σταδίου του στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων του Κεφαλαίου 4. Για πληρότητα και σαφήνεια, στη συνέχεια διατυπώνονται εκ νέου, προσαρμοσμένες κατάλληλα όπου χρειάζεται, οι αντίστοιχες μεταβλητές ελέγχου, οι μεταβλητές κατάστασης και οι εξισώσεις του Κεφαλαίου 4 που εφαρμόζονται κατά τη διαδικασία ΚΕΠΧ. Πιο συγκεκριμένα, ο δείκτης των σεναρίων  $\omega$  αφαιρείται, όπου υπάρχει, και ο δείκτης  $t$  αντικαθίσταται με  $t+h|t$ . Το σύμβολο  $t+h|t$ , ή χάριν απλούστευσης με  $t+h$ , υποδηλώνει τη μεταβλητή της χρονικής περιόδου  $h$  του κυλιόμενου χρονικού ορίζοντα  $t$ .

### 5.5.1 Μεταβλητές του προβλήματος

Η διαδικασία ΚΕΠΧ βελτιστοποιεί τις μεταβλητές ελέγχου που σχετίζονται με την ευελιξία των ΔΕΠ κατά τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής. Ουσιαστικά, βελτιστοποιούνται οι μεταβλητές του 2<sup>ου</sup> σταδίου του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας δύο σταδίων του Κεφαλαίου 4 για συγκεκριμένο κυλιόμενο ορίζοντα βελτιστοποίησης. Οι μεταβλητές της διαδικασίας ΚΕΠΧ σχετίζονται με τον έλεγχο της διαθέσιμης ευελιξίας που έχει δεσμευτεί κατά τη φάση προγραμματισμού λειτουργίας και όσες σχετίζονται με την κατάσταση του συστήματος διανομής.

Οι μεταβλητές ελέγχου της διαδικασίας ΚΕΠΧ είναι ίδιες με τις μεταβλητές ελέγχου του 2<sup>ου</sup> σταδίου του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας του Κεφαλαίου 4. Αυτές είναι οι εντολές κατανομής ευελιξίας που αποστέλλονται από τον Διαχειριστή ΔΔ στις πηγές ευελιξίας (σ.σ. στους ΔΕΠ) και οι μεταβλητές ελέγχου των υπόλοιπων χρονικών περιόδων του κυλιόμενου ορίζοντα βελτιστοποίησης, δηλαδή οι μελλοντικές εντολές κατανομής που θα αποστέλλονταν αν δεν υπήρχε σφάλμα πρόβλεψης και άλλες διαταραχές στο σύστημα. Σε αντιστοιχία με τις μεταβλητές ελέγχου του Κεφαλαίου 4, το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου για τη χρονική περίοδο  $h$  του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$  ορίζεται ως:

$$\mathbf{u}_{t+h}^{\text{RTD}} = \{ P_{ag,t+h}^{\text{UpR}}, P_{ag,t+h}^{\text{DnR}}, P_{st,t+h}^{\text{Ch-2}}, P_{st,t+h}^{\text{Dch-2}}, Q_{st,t+h}^+, Q_{st,t+h}^-, P_{r,t+h}^{\text{Inj}}, Q_{r,t+h}, P_{i,t+h}^{\text{LS}} \}$$

Οι μεταβλητές κατάστασης της διαδικασίας ΚΕΠΧ είναι ίδιες με τις μεταβλητές κατάστασης του 2<sup>ου</sup> σταδίου του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας του Κεφαλαίου 4. Αυτές προκύπτουν ως αποτέλεσμα των μεταβλητών ελέγχου, δηλαδή ο Διαχειριστής ΔΔ δεν έχει άμεση παρέμβαση σε αυτές και εξαρτώνται από την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος και τις μελλοντικές εντολές κατανομής ευελιξίας. Σε αντιστοιχία με τις μεταβλητές κατάστασης του Κεφαλαίου 4, το διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης για τη χρονική περίοδο  $h$  του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$  ορίζεται ως:

$$\mathbf{x}_{t+h}^{\text{RTD}} = \{ V_{i,t+h}, I_{ij,t+h}, P_{ij,t+h}, Q_{ij,t+h}, P_{ss,t+h}^{\text{Dev+}}, P_{ss,t+h}^{\text{Dev-}}, Q_{ss,t+h}, Q_{ag,t+h}^{\text{UpR}}, Q_{ag,t+h}^{\text{DnR}}, E_{st,t+h} \}$$

### 5.5.2 Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται επαναληπτικά για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$  της διαδικασίας ΚΕΠΧ δίνεται από την (5.1) και περιλαμβάνει το συνολικό κόστος λειτουργίας του ΔΔ που διαμορφώνεται κατά τη διάρκεια του κυλιόμενου ορίζοντα  $t$ . Με την (5.2) αναλύεται η αντικειμενική συνάρτηση στις επιμέρους συνιστώσες της, οι οποίες είναι το κόστος ενεργοποίησης της ευελιξίας των ΦοΣΕ, το κόστος της ευελιξίας των συστημάτων αποθήκευσης (συσσωρευτών) βάσει της διαθεσιμότητάς τους, το κόστος των αποκλίσεων από το πρόγραμμα ρών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ, το κόστος των απωλειών του δικτύου και οι ποινές για απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ και περικοπή φορτίου.

$$\min TC_t^{\text{RTD}}(\mathbf{u}_{t+h}^{\text{RTD}}, \mathbf{x}_{t+h}^{\text{RTD}}) \quad (5.1)$$



$$\begin{aligned}
 TC_t^{\text{RTD}} = & \sum_{h=0}^{H-1} \left\{ \underbrace{\sum_{ag \in \mathcal{A}} (\lambda_{ag}^{\text{UpR}} \cdot P_{ag,t+h}^{\text{UpR}} + \lambda_{ag}^{\text{DnR}} \cdot P_{ag,t+h}^{\text{DnR}})}_{\text{Κόστος ενεργοποίησης ευελιξίας ΦοΣΕ}} \right. \\
 & + \underbrace{\sum_{st \in \mathcal{S}} (\lambda_{st}^{\text{Ch}} \cdot P_{st,t+h}^{\text{Ch-2}} + \lambda_{st}^{\text{Dch}} \cdot P_{st,t+h}^{\text{Dch-2}} + \lambda_{st}^{\text{Q}} \cdot (Q_{st,t+h}^+ + Q_{st,t+h}^-))}_{\text{Κόστος ευελιξίας συσσωρευτών}} \\
 & + \underbrace{\sum_{ss \in \Phi} (\lambda_{ss,t+h}^{\text{Dev+}} \cdot P_{ss,t+h}^{\text{Dev+}} + \lambda_{ss,t+h}^{\text{Dev-}} \cdot P_{ss,t+h}^{\text{Dev-}})}_{\text{Κόστος αποκλίσεων}} \\
 & \left. + \underbrace{\lambda_{t+h}^{\text{DAM}} \cdot \sum_{ij \in \mathcal{L}} (r_{ij} \cdot I_{ij,t+h}^2)}_{\text{Κόστος απωλειών δικτύου}} + \underbrace{\rho_r^{\text{Curt}} \cdot \sum_{r \in \mathcal{R}} (P_{r,t}^{\text{Act}} \Big|_{h=0} + P_{r,t+h}^{\text{Frc}} \Big|_{h \neq 0} - P_{r,t+h}^{\text{Inj}})}_{\text{Ποινή απόρριψης ΑΠΕ και περικοπής φορτίου}} + \rho^{\text{LS}} \cdot \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,t+h}^{\text{LS}} \right\} \quad (5.2)
 \end{aligned}$$

### 5.5.3 Περιορισμοί προβλήματος

#### 5.5.3.1 Μοντέλο δικτύου διανομής

Οι (4.9)–(4.14) προσαρμόζονται και προκύπτουν οι (5.3)–(5.8), οι οποίες ισχύουν για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$ .

$$P_{j,t+h} = P_{ij,t+h} - r_{ij} \cdot I_{ij,t+h}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} P_{jk,t+h} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall h \quad (5.3)$$

$$Q_{j,t+h} = Q_{ij,t+h} - x_{ij} \cdot I_{ij,t+h}^2 - \sum_{k:(j,k) \in \mathcal{L}} Q_{jk,t+h} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall h \quad (5.4)$$

$$V_{j,t+h}^2 = V_{i,t+h}^2 - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t+h} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t+h}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij,t+h}^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall h \quad (5.5)$$

$$I_{ij,t+h}^2 \cdot V_{i,t+h}^2 = P_{ij,t+h}^2 + Q_{ij,t+h}^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall h \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned}
 P_{j,t+h} = & P_{j,t+h}^{\text{D}} - P_{j,t+h}^{\text{LS}} + \sum_{ag \in \mathcal{A}_j} (P_{ag,t+h}^{\text{DnR}} - P_{ag,t+h}^{\text{UpR}}) - \sum_{ss \in \Phi_j} P_{ss,t+h} \\
 & - \sum_{r \in \mathcal{R}_j} P_{r,t+h}^{\text{Inj}} - \sum_{st \in \mathcal{S}_j} (P_{st,t+h}^{\text{Dch-1}} + P_{st,t+h}^{\text{Dch-2}} - P_{st,t+h}^{\text{Ch-1}} - P_{st,t+h}^{\text{Ch-2}})
 \end{aligned} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall h \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned}
 Q_{j,t+h} = & Q_{j,t+h}^{\text{D}} - Q_{j,t+h}^{\text{LS}} + \sum_{ag \in \mathcal{A}_j} (Q_{ag,t+h}^{\text{DnR}} - Q_{ag,t+h}^{\text{UpR}}) \\
 & - \sum_{ss \in \Phi_j} Q_{ss,t+h} - \sum_{r \in \mathcal{R}_j} Q_{r,t+h} + \sum_{st \in \mathcal{S}_j} (Q_{st,t+h}^- - Q_{st,t+h}^+)
 \end{aligned} \quad \forall j \in \mathcal{N}, \forall h \quad (5.8)$$

#### 5.5.3.2 Τεχνικοί περιορισμοί δικτύου διανομής

Οι (4.15)–(4.18) προσαρμόζονται και προκύπτουν οι (5.9)–(5.12), οι οποίες ισχύουν για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$ .

$$V^{\min} \leq V_{i,t+h} \leq V^{\max} \quad \forall i \in \mathcal{N}, \forall h \quad (5.9)$$

$$(P_{ij,t+h})^2 + (Q_{ij,t+h})^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall (i,j) \in \mathcal{L}, \forall h \quad (5.10)$$

$$(P_{ss,t+h})^2 + (Q_{ss,t+h})^2 \leq (S_{ss}^{\max})^2 \quad \forall ss,h \quad (5.11)$$

$$0 \leq P_{i,t+h}^{LS} \leq P_{i,t+h}^D \quad \forall i,h \quad (5.12)$$

### 5.5.3.3 Πρόγραμμα ρών ισχύος στα όρια Συστήματος Μεταφοράς – Δικτύου Διανομής

Οι (4.19) προσαρμόζονται και προκύπτουν οι (5.13), οι οποίες ισχύουν για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$ . Η μεταβλητή  $P_{ss,t+h}^{DAS}$  έχει προγραμματιστεί κατά το 1<sup>ο</sup> στάδιο και αποτελεί το πρόγραμμα ρών ενεργού ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ.

$$P_{ss,t+h} = P_{ss,t+h}^{DAS} + P_{ss,t+h}^{Dev+} - P_{ss,t+h}^{Dev-} \quad \forall ss,h \quad (5.13)$$

### 5.5.3.4 Εντολές κατανομής ευελιξίας ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ

Οι (4.24)–(4.27) προσαρμόζονται και προκύπτουν οι (5.14)–(5.17), οι οποίες ισχύουν για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$ . Οι μεταβλητές  $P_{ag,t+h}^{AvUpR}$  και  $P_{ag,t+h}^{AvDnR}$  έχουν προγραμματιστεί κατά το 1<sup>ο</sup> στάδιο (φάση προγραμματισμού λειτουργίας) και θεωρούνται παράμετροι για τη διαδικασία ΚΕΠΧ.

$$P_{ag,t+h}^{UpR} \leq P_{ag,t+h}^{AvUpR} \quad \forall ag,h \quad (5.14)$$

$$P_{ag,t+h}^{DnR} \leq P_{ag,t+h}^{AvDnR} \quad \forall ag,h \quad (5.15)$$

$$-dt \cdot \Delta P_{ag}^{UpR} \leq P_{ag,t+h}^{UpR} - P_{ag,t+h-1}^{UpR} \leq dt \cdot \Delta P_{ag}^{UpR} \quad \forall ag,h \quad (5.16)$$

$$-dt \cdot \Delta P_{ag}^{DnR} \leq P_{ag,t+h}^{DnR} - P_{ag,t+h-1}^{DnR} \leq dt \cdot \Delta P_{ag}^{DnR} \quad \forall ag,h \quad (5.17)$$

### 5.5.3.5 Εντολές κατανομής ευελιξίας συστήματος αποθήκευσης με συσσωρευτές

Οι (4.34)–(4.41) προσαρμόζονται και προκύπτουν οι (5.18)–(5.25), οι οποίες ισχύουν για κάθε κυλιόμενο ορίζοντα  $t$ . Οι μεταβλητές  $E_{st,t+h}$ ,  $P_{st,t+h}^{Dch-1}$ ,  $P_{st,t+h}^{Ch-1}$ ,  $P_{st}^{AvDch}$  και  $P_{st}^{AvCh}$  έχουν προγραμματιστεί κατά το 1<sup>ο</sup> στάδιο (φάση προγραμματισμού λειτουργίας) και θεωρούνται παράμετροι για τη διαδικασία ΚΕΠΧ.

$$0 \leq P_{st,t+h}^{Dch-1} + P_{st,t+h}^{Dch-2} \leq P_{st}^{AvDch} \quad \forall st,h \quad (5.18)$$

$$0 \leq P_{st,t+h}^{Ch-1} + P_{st,t+h}^{Ch-2} \leq P_{st}^{AvCh} \quad \forall st,h \quad (5.19)$$

$$E_{st,t+h}^{Dn} = E_{st,t+h-1}^{Dn} + dt \cdot \frac{P_{st,t+h}^{Dch-2}}{\eta_{st}^{Dch}} \quad \forall st,h \quad (5.20)$$

$$E_{st,t+h}^{Up} = E_{st,t+h-1}^{Up} + dt \cdot \eta_{st}^{Ch} \cdot P_{st,t+h}^{Ch-2} \quad \forall st,h \quad (5.21)$$

$$E_{st,t+h} \geq SoC_{st}^{\min} \cdot E_{st}^{Cap} + E_{st,t+h}^{Dn} \quad \forall st,h \quad (5.22)$$

$$E_{st,t+h} \leq SoC_{st}^{\max} \cdot E_{st}^{Cap} + E_{st,t+h}^{Up} \quad \forall st,h \quad (5.23)$$

$$0 \leq Q_{st,t+h}^+ \leq 0.48 \cdot P_{st}^{Cap} \quad \forall st,h \quad (5.24)$$

$$0 \leq Q_{st,t+h}^- \leq 0.48 \cdot P_{st}^{\text{Cap}} \quad \forall st, h \quad (5.25)$$

#### 5.5.3.6 Μονάδες ΑΠΕ

Η (4.42) τροποποιείται σύμφωνα με την (5.26), όπου  $P_{r,t+1|t-1}^{\text{Inj}}$  υποδηλώνει την εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set-point) για τη μονάδα ΑΠΕ  $r$  που υπολογίστηκε για τη χρονική περίοδο  $h=1$  του προηγούμενου κυλιόμενου οριζοντα  $(t-1)$  και αποστέλλεται για να εφαρμοστεί την επόμενη χρονική περίοδο, δηλαδή την τρέχουσα χρονική περίοδο  $t$ . Η (4.43) προσαρμόζεται και προκύπτει η (5.27). Για την εφαρμογή της (5.27) την πρώτη χρονική περίοδο  $h=0$  του κυλιόμενου οριζοντα  $t$ , η παράμετρος  $P_{r,t+h=0}^{\text{Frc}}$  αντικαθίσταται από την πραγματική τιμή του παραγωγής της μονάδας ΑΠΕ  $r$ ,  $P_{r,t}^{\text{Act}}$ .

$$P_{r,t+h}^{\text{Inj}} \leq P_{r,t+h}^{\text{Frc}} \quad \forall r, h \neq 0 \quad (5.26)$$

$$P_{r,t+h}^{\text{Inj}} = \min\{P_{r,t+1|t-1}^{\text{Inj}}, P_{r,t}^{\text{Act}}\} \quad \forall r, h = 0$$

$$Q_{r,t+h} = 0, \text{ αν } P_{r,t+h}^{\text{Frc}} \leq c \cdot P_r^{\text{Cap}}$$

$$\frac{a_2 - b_2}{d - c} \cdot P_{r,t+h}^{\text{Inj}} \leq Q_{r,t+h} \leq \frac{a_1 - b_1}{d - c} \cdot P_{r,t+h}^{\text{Inj}}, \text{ αν } c \cdot P_r^{\text{Cap}} < P_{r,t+h}^{\text{Frc}} \leq d \cdot P_r^{\text{Cap}} \quad \forall r, h \neq 0 \quad (5.27)$$

$$a_2 \cdot P_r^{\text{Cap}} \leq Q_{r,t+h} \leq a_1 \cdot P_r^{\text{Cap}}, \text{ αν } P_{r,t+h}^{\text{Frc}} > d \cdot P_r^{\text{Cap}}$$

#### 5.5.4 Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Η διαδικασία ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο επιλύεται επαναληπτικά για κάθε χρονική περίοδο  $t$  και ελαχιστοποιείται την (5.1) με τους περιορισμούς (5.3)–(5.27). Η πλειοψηφία των περιορισμών είναι γραμμικές σχέσεις με εξαίρεση τις (5.3)–(5.6) και τις (5.10)–(5.11) που είναι τετραγωνικές. Το πρόβλημα της διαδικασίας ΚΕΠΧ ανήκει στην κατηγορία των προβλημάτων βελτιστοποίησης με τετραγωνικούς περιορισμούς (quadratically constrained programming – QCP). Το πρόβλημα επιλύεται με τον επιλύτη IPOPT σε περιβάλλον βελτιστοποίησης GAMS [133]. Για την επαναληπτική εκτέλεση της διαδικασίας ΚΕΠΧ αναπτύχθηκε κώδικας σε περιβάλλον MATLAB [153]. Η διάρκεια των περιόδων κατανομής της διαδικασίας ΚΕΠΧ επιλέγεται μικρότερη από τη διάρκεια των χρονικών περιόδων προγραμματισμού της λειτουργίας, η οποία ισούται με μία ώρα ( $dt=1\text{h}$ ). Στην παρούσα διδακτορική διατριβή η περίοδος κατανομής είναι ίση με 15 λεπτά ( $dt=0,25\text{h}$ ) και το πλήθος των κυλιόμενων οριζόντων ίσο με 96. Ουσιαστικά, εκτελούνται 96 βελτιστοποιήσεις, μία σε κάθε χρονική περίοδο, για 96 διαφορετικούς κυλιόμενους οριζόντες.

Σε αντίθεση με την υπολογιστική πολυπλοκότητα του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας του Κεφαλαίου 4, ο χρόνος εκτέλεσης της διαδικασίας ΚΕΠΧ για έναν οριζοντα πρόβλεψης είναι ίσος με περίπου 10 sec. Αυτό οφείλεται κυρίως στην απουσία πολλαπλών σταθμισμένων σεναρίων πρόβλεψης που αυξάνουν εκθετικά την υπολογιστική πολυπλοκότητα και τον χρόνο εκτέλεσης.

## 5.6 Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

### 5.6.1 Περιπτώσεις μελέτης

Η προτεινόμενη μεθοδολογία ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο εξετάζεται για τέσσερις περιπτώσεις διαθεσιμότητας ευελιξίας και προγράμματος ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ, βάσει των αποτελεσμάτων του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας, όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.1. Κάθε περίπτωση λαμβάνει υπόψη διαφορετικό διάστημα πρόβλεψης, και συνεπώς διαφορετικά σενάρια πρόβλεψης για την επίλυση του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας. Οι περιπτώσεις που έχουν ευρύτερα διαστήματα πρόβλεψης οδηγούν σε δέσμευση μεγαλύτερης ποσότητας ευελιξίας (π.χ. Περίπτωση Α), ενώ οι περιπτώσεις με πιο στενά διαστήματα πρόβλεψης αγνοούν τα ακραία σενάρια και η ευελιξία που δεσμεύεται για τη φάση λειτουργίας του συστήματος διανομής είναι μικρότερη (π.χ. Περίπτωση Δ). Ουσιαστικά, υπάρχει μεγαλύτερη πιθανότητα να δημιουργηθεί μεγαλύτερο κόστος κατά τη φάση λειτουργίας (κόστος λειτουργίας) στις περιπτώσεις με μικρότερο βαθμό κάλυψης των διαστημάτων πρόβλεψης, στις οποίες ο Διαχειριστής ΔΔ εκτίθεται σε “κίνδυνο”. Αντίθετα, είναι λιγότερο πιθανό να προκύψει αυξημένο κόστος λειτουργίας στις περιπτώσεις με μεγαλύτερο βαθμό κάλυψης, στις οποίες ο Διαχειριστής ΔΔ αποφασίζει με πιο συντηρητικό τρόπο.

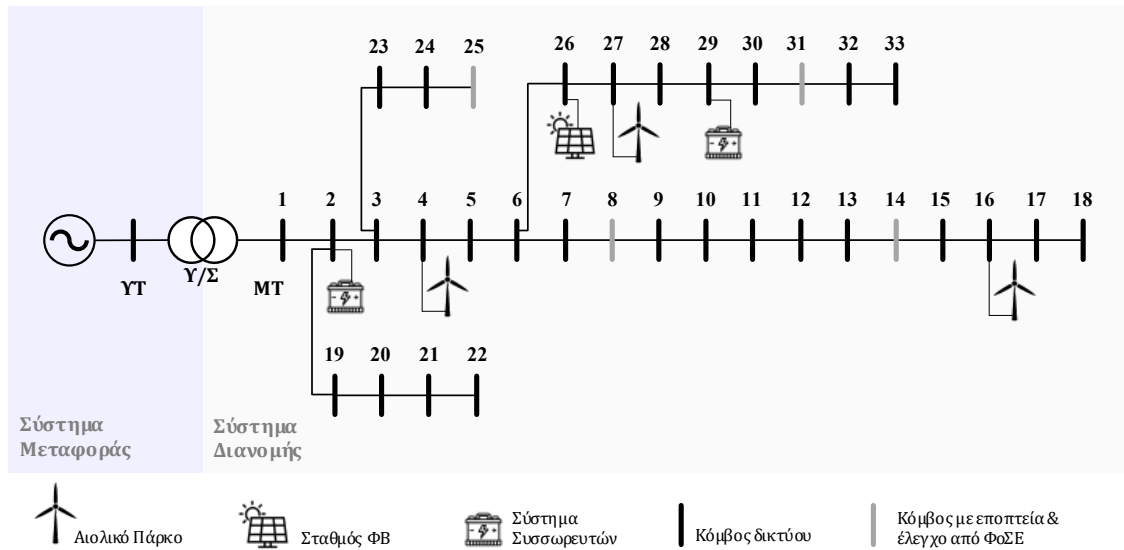
Επιπλέον, για κάθε περίπτωση του Πίνακα 5.1 εξετάζονται τρεις διαφορετικοί κυλιόμενοι ορίζοντες της ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο: α) 1 ώρα (4 χρονικοί περίοδοι), β) 2 ώρες (8 χρονικές περίοδοι), γ) 4 ώρες (16 χρονικοί περίοδοι).

### 5.6.2 Δεδομένα δικτύου διανομής και ΔΕΠ

Η μεθοδολογία ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο εφαρμόζεται στο σύστημα διανομής 33 κόμβων που απεικονίζεται στο Σχήμα 5.5. Τα δεδομένα του δικτύου διανομής 33 κόμβων είναι αυτά που δίνονται στο Παράρτημα Α και έχουν αντληθεί από την [132]. Το ΔΔ συνδέεται με το ΣΜ μέσω υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ ονομαστικής ισχύος 10 MVA. Η ικανότητα μεταφοράς των γραμμών θεωρείται ίση με 8,7 MVA. Το μέγιστο φορτίο του συστήματος είναι ίσο με 4,37 MVA. Το σύστημα περιλαμβάνει τους ΔΕΠ που φαίνονται στο Σχήμα 5.5, μεταξύ των οποίων και ευέλικτα φορτία που εκπροσωπούνται και ελέγχονται από ΦοΣΕ. Στο ΔΔ συνδέονται 3 αιολικά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3,2 MW (0,8 MW στον κόμβο 4, 0,8 MW στον κόμβο 27 και 1,8 MW στον κόμβο 27) και 1 σταθμός ΦΒ εγκατεστημένης ισχύος 0,6

**Πίνακας 5.1** Περιπτώσεις διαθέσιμης ευελιξίας βάσει στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας.

Περίπτωση	Διαστήματα πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής		Συνολικός βαθμός κάλυψης $\beta$ (%)	Βαθμός έκθεσης σε κίνδυνο $1-\beta$ (%)
	Βαθμός κάλυψης $a_L$ και $a_W$ (%)	Όρια διαστήματος πρόβλεψης		
A	99,7	$\hat{y}_{t+h} \pm 3\sigma_h$	99,4	0,6
B	95,5	$\hat{y}_{t+h} \pm 2\sigma_h$	91,2	8,8
Γ	86,7	$\hat{y}_{t+h} \pm 1.5\sigma_h$	75,2	24,8
Δ	68,3	$\hat{y}_{t+h} \pm 1\sigma_h$	46,7	53,3



**Σχήμα 5.5** Σύστημα διανομής 33 κόμβων για την εφαρμογή της μεθοδολογίας ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο.

MWp. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών που συνδέονται στο δίκτυο φαίνονται στον Πίνακα 5.2.

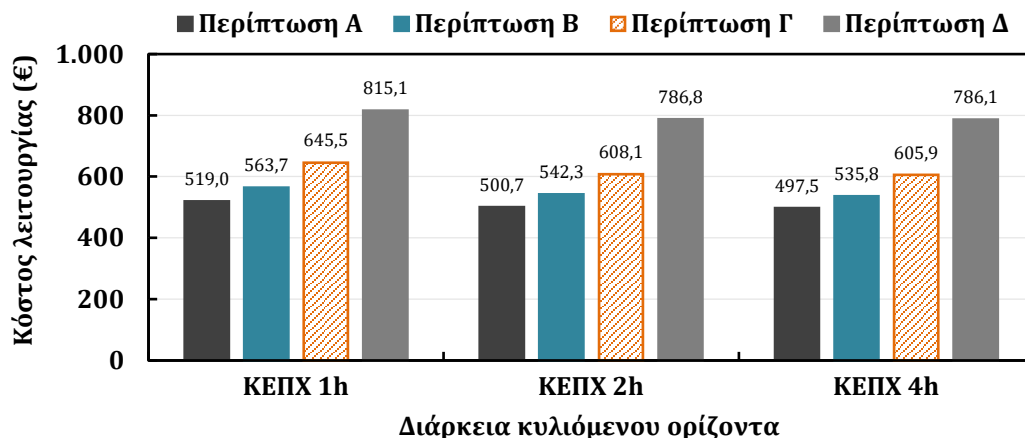
Τα ευέλικτα φορτία του συστήματος εκπροσωπούνται από δύο διαφορετικούς ΦοΣΕ. Ο ΦοΣΕ-1 ρυθμίζει το υπολειπόμενο φορτίο (φορτίο μείον τοπική παραγωγή) των κόμβων 8, 14 και 31, ενώ ο ΦοΣΕ-2 ρυθμίζει το υπολειπόμενο φορτίο του κόμβου 25. Ο ΦοΣΕ-1 προσφέρει ανοδική ρύθμιση ισχύος έως 0,6 MW και συνολική ημερήσια ενέργεια 11 MWh, καθώς και ισόποση καθοδική ρύθμιση ισχύος τόσο σε μέγιστη ισχύ όσο και σε συνολική ημερήσια ενέργεια. Ο ΦοΣΕ-2 προσφέρει ανοδική ρύθμιση ισχύος έως 0,3 MW και συνολική ημερήσια ενέργεια 6 MWh, καθώς και ισόποση καθοδική ρύθμιση ισχύος τόσο σε μέγιστη ισχύ

**Πίνακας 5.2** Τεχνικά χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές.

α/α ΣΑΣΣ	Κόμβος σύνδεσης	Ικανότητα ισχύος (MW)	Χωρητικότητα αποθήκευσης (MWh)	SoC <sup>min</sup> (%)	SoC <sup>max</sup> (%)	SoC <sup>t=0</sup> (%)	απόδοση φόρτισης /εκφόρτισης (%)
1	2	0,8	1,5	10	90	50	95
2	29	0,5	1,0	10	90	50	95

**Πίνακας 5.3** Μοναδιαίες τιμές προσφοράς ευελιξίας ανά πάροχο ευελιξίας.

Πάροχος ευελιξίας	Μοναδιαία τιμή δέσμευσης ευελιξίας (€/MWh)	Μοναδιαία τιμή ενεργοποίησης ευελιξίας (€/MWh)
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία DnR)	20	40
ΦοΣΕ-1 (ευελιξία UpR)	20	40
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία DnR)	25	30
ΦοΣΕ-2 (ευελιξία UpR)	25	30
Σύστημα αποθήκευσης (συσσωρευτές)	7,5	10



Σχήμα 5.6 Κόστος λειτουργίας για διαφορετικούς κυλιόμενους ορίζοντες για κάθε περίπτωση διαθέσιμης ευελιξίας.

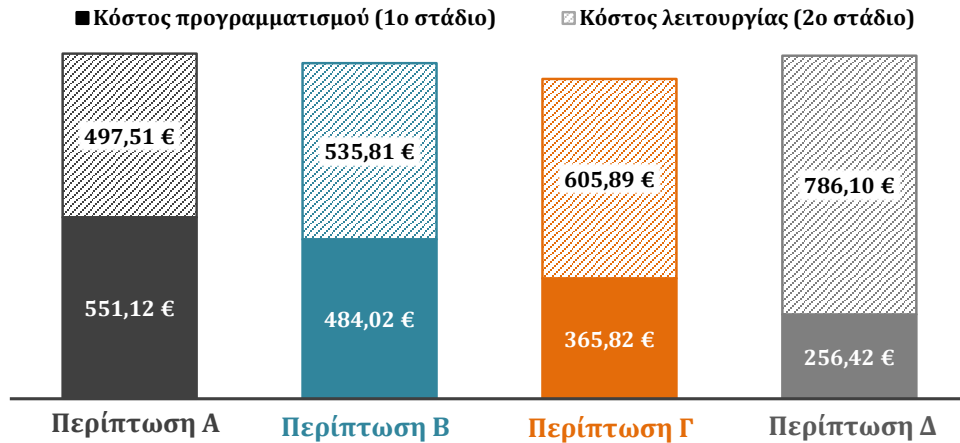
όσο και σε συνολική ημερήσια ενέργεια. Ο ρυθμός μεταβολής (ρυθμός ανόδου και ο ρυθμός καθόδου) των παρεχόμενων υπηρεσιών ευελιξίας είναι ίσος με 1,2 MW/h για τον ΦοΣΕ-1 και 0,6 MW/h για τον ΦοΣΕ-2. Οι προσφερόμενες τιμές για την αμοιβή των παρεχόμενων υπηρεσιών ευελιξίας δίνονται στον Πίνακα 5.3.

### 5.6.3 Αποτελέσματα

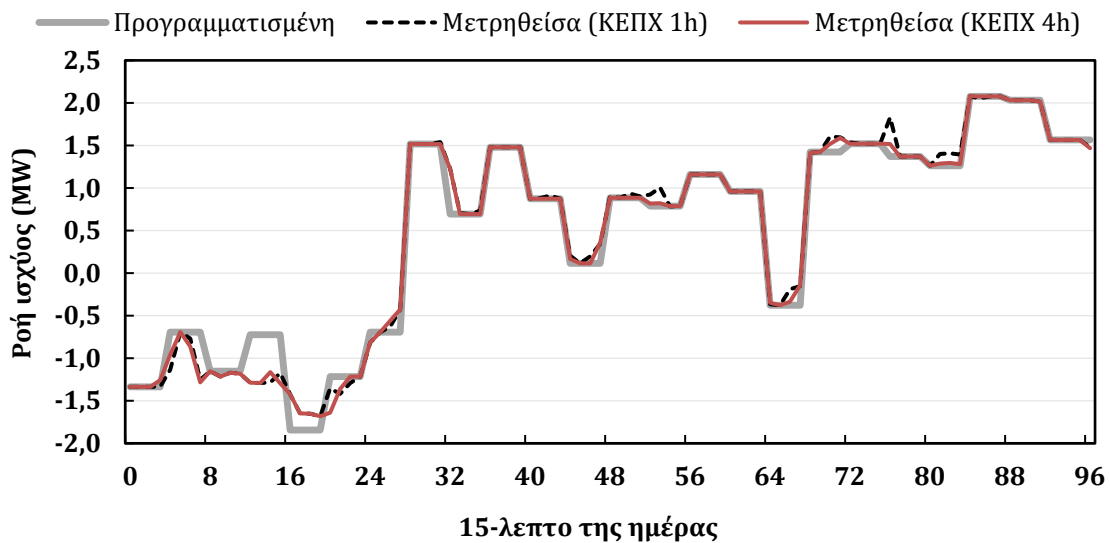
Στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζεται το κόστος λειτουργίας έπειτα από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο για 3 διαφορετικούς κυλιόμενους ορίζοντες και για κάθε μία από τις περιπτώσεις διαθέσιμης ευελιξίας. Είναι εμφανές πως σε όλες τις περιπτώσεις μελέτης η προτεινόμενη μεθοδολογία ΚΕΠΧ δίνει καλύτερα αποτελέσματα για κυλιόμενο ορίζοντα μεγαλύτερης διάρκειας.

Ανάλογα με τη διάρκεια του κυλιόμενου ορίζοντα πρόβλεψης, η μεθοδολογία ΚΕΠΧ έχει διαφορετική ακρίβεια, δεδομένου ότι πιο μακρινές προβλέψεις συνοδεύονται από μεγαλύτερο σφάλμα πρόβλεψης. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.6 και πιο συγκεκριμένα στην Περίπτωση Α, όταν ο κυλιόμενος ορίζοντας αυξάνεται από 1 ώρα σε 2 ώρες, το κόστος λειτουργίας μειώνεται από 519,00 € (ΚΕΠΧ 1h) σε 500,70 € (ΚΕΠΧ 2h), δηλαδή μειώνεται κατά 3,5%. Ωστόσο, όταν ο κυλιόμενος ορίζοντας αυξάνεται από 2 ώρες σε 4 ώρες, το κόστος λειτουργίας μειώνεται από 500,70 € (ΚΕΠΧ 2h) σε 497,50 € (ΚΕΠΧ 4h), δηλαδή επιπλέον μείωση μόλις 0,6%. Αντίστοιχα, στην Περίπτωση Γ το κόστος λειτουργίας μειώνεται από 645,50 € (ΚΕΠΧ 1h) σε 608,10 € (ΚΕΠΧ 2h), μείωση κατά 5,8%, ενώ η περαιτέρω αύξηση της διάρκειας του κυλιόμενου ορίζοντα μειώνει επιπλέον το κόστος λειτουργίας μόλις 0,4%. Η αύξηση της διάρκειας του κυλιόμενου ορίζοντα μπορεί να μειώσει το κόστος λειτουργίας μέχρι ένα σημείο, πέραν του οποίου ενδέχεται να μην δώσει σημαντική μείωση στο κόστος λειτουργίας ή ακόμα και να οδηγήσει σε αύξηση του κόστους καθώς λαμβάνει προβλέψεις με μεγαλύτερη αβεβαιότητα.

Σε αυτό το σημείο αξίζει να αναλυθούν τα αποτελέσματα που φαίνονται στο Σχήμα 5.6 συγκρίνοντας το κόστος λειτουργίας για ίδια διάρκεια κυλιόμενου ορίζοντα, εστιάζοντας στην περίπτωση κυλιόμενου ορίζοντα 4 ωρών (ΚΕΠΧ 4h). Το κόστος λειτουργίας που δημιουργείται στην Περίπτωση Δ είναι αρκετά αυξημένο σε σχέση με αυτό της Περιπτώσεως



Σχήμα 5.7 Συνολικό κόστος για διαφορετικές περιπτώσεις δέσμευσης ευελιξίας (ΚΕΠΧ 4h).

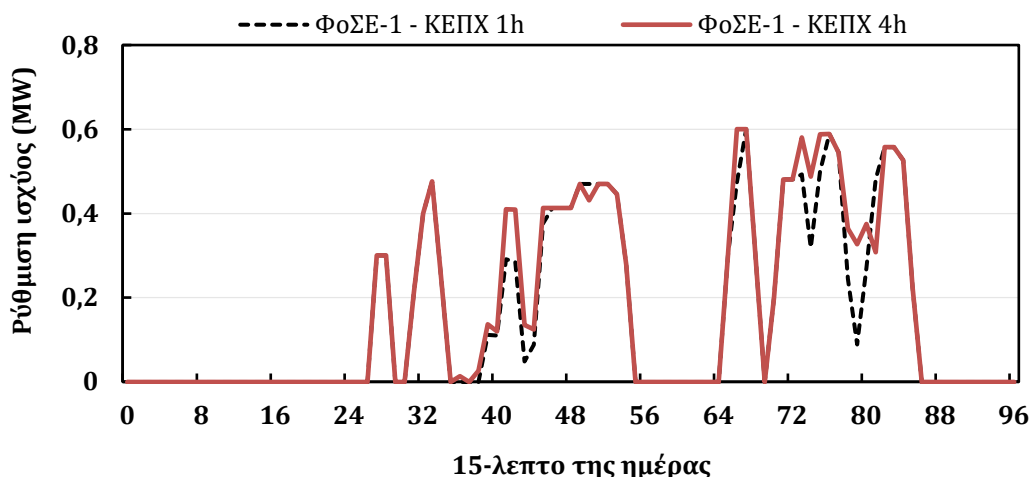


Σχήμα 5.8 Ροή ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ για την Περίπτωση Γ<sup>6</sup>.

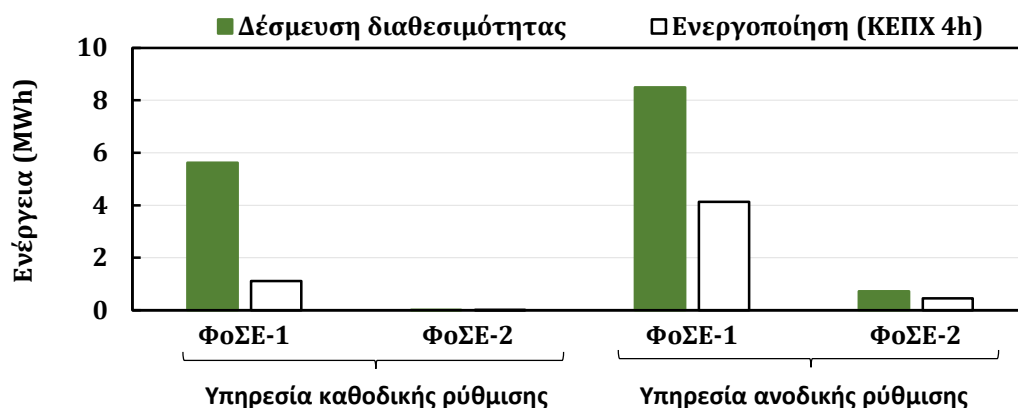
Α. Η διαφορά οφείλεται αφενός στη μικρότερη ποσότητα διαθέσιμης ευελιξίας που έχει δεσμευτεί κατά τη φάση του προγραμματισμού λειτουργίας και αφετέρου στο κόστος αποκλίσεων από το πρόγραμμα ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ. Ο Διαχειριστής ΔΔ πρέπει να λάβει τις σωστές αποφάσεις προκειμένου η διαφορά που δημιουργείται στο κόστος λειτουργίας να είναι εύλογη σε σχέση με το κόστος προγραμματισμού, δηλαδή το κόστος για τη δέσμευση διαθεσιμότητας της ευελιξίας των ΔΕΠ.

Στο Σχήμα 5.7 παρουσιάζεται το συνολικό κόστος που προκύπτει ως το άθροισμα του κόστους προγραμματισμού και του κόστους λειτουργίας. Η διαθεσιμότητα ευελιξίας της Περίπτωσης Γ, παρότι μειωμένη σημαντικά σε σχέση με την Περίπτωση Α, είναι ικανή για να αντισταθμίσει το ελαφρώς αυξημένο κόστος λειτουργίας και ως εκ τούτου το συνολικό κόστος είναι μικρότερο κατά 7,3%. Αντίθετα, η απόφαση για μεγαλύτερο ρίσκο κατά τον προγραμματισμό λειτουργίας και η υποεκτίμηση των αναγκών για διαθεσιμότητα ευελιξίας

<sup>6</sup> Θετικές τιμές: εισερχόμενη ροή ισχύος από το ΣΜ προς το ΔΔ.  
Αρνητικές τιμές: εξερχόμενη ροή ισχύος από το ΔΔ προς το ΣΜ.



Σχήμα 5.9 Ενεργοποίηση υπηρεσίας ευελιξίας ΦοΣΕ-1 για ανοδική ρύθμιση ισχύος για την Περίπτωση Γ.



Σχήμα 5.10 Υπηρεσίες ευελιξίας των ΦοΣΕ: Ενεργοποιημένη ποσότητα ευελιξίας σε σχέση με τη διαθέσιμη ευελιξία που έχει δεσμευτεί για την Περίπτωση Γ.

στην Περίπτωση Δ μπορεί να οδηγήσει σε μεγαλύτερο κόστος από την πιο συντηρητική περίπτωση (Περίπτωση Α).

Το Σχήμα 5.8 απεικονίζει τη μετρούμενη ροή ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ για δύο διαφορετικές περιπτώσεις διάρκειας του κυλιόμενου ορίζοντα της ΚΕΠΧ. Η διαφορά της μετρούμενης ροής ισχύος από το πρόγραμμα ροών ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ δίνει τις αποκλίσεις που δημιουργούνται. Η μετρούμενη ροή ισχύος για την περίπτωση που ο κυλιόμενος ορίζοντας είναι ίσος με 4 ώρες (ΚΕΠΧ 4h) είναι πιο κοντά στο πρόγραμμα ροών ισχύος σε σχέση την περίπτωση που ο κυλιόμενος ορίζοντας είναι ίσος με 1 ώρα (ΚΕΠΧ 1h).

Το Σχήμα 5.9 απεικονίζει την ενεργοποίηση ανοδικής ρύθμισης ισχύος που παρέχει ο ΦοΣΕ-1 κατά τη διάρκεια της ημέρας. Φαίνεται ότι η υπηρεσία ευελιξίας ανοδικής ρύθμισης (μείωση κατανάλωσης ισχύος) ενεργοποιείται κυρίως τις μεσημβρινές ώρες και τις βραδινές ώρες που το φορτίο είναι αυξημένο. Όσον αφορά την αποτελεσματικότητα της ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο, όταν επιλέγεται κυλιόμενος ορίζοντας 4 ωρών (ΚΕΠΧ 4h) πραγματοποιείται καλύτερη διαχείριση της ευελιξίας των ΦοΣΕ που περιορίζεται από ρυθμούς ανόδου και καθόδου. Είναι εμφανές ότι στην περίπτωση που ο κυλιόμενος ορίζοντας είναι ίσος με 1 ώρα (ΚΕΠΧ 1h), η ΚΕΠΧ “βλέπει” πιο κοντά και αγνοεί τις πιο μακρινές χρονικές



περιόδους με αποτέλεσμα να καθυστερεί να ανταποκριθεί στην ανάγκη για παροχή μεγαλύτερης ποσότητας ανοδικής ρύθμισης ισχύος.

Το Σχήμα 5.10 απεικονίζει τις ποσότητες ενέργειας που έχουν προσφερθεί ως υπηρεσίες ευελιξίας σε σχέση με τη συνολική ποσότητα ευελιξίας που έχει δεσμευτεί κατά τη φάση προγραμματισμού λειτουργίας. Φαίνεται ότι ο Διαχειριστής ΔΔ αξιοποιεί περισσότερο την ευελιξία ανοδικής ρύθμισης του ΦοΣΕ-1 (4,13 MWh) σε σχέση με αυτή του ΦοΣΕ-2 (0,45 MWh). Ωστόσο, αναλύοντας περισσότερο τα αποτελέσματα, ο Διαχειριστής ΔΔ αξιοποιεί την ευελιξία ανοδικής ρύθμισης του ΦοΣΕ-2 σε μεγαλύτερο βαθμό (63% της δεσμευμένης ευελιξίας) από αυτή του ΦοΣΕ-1 (48% της δεσμευμένης ευελιξίας). Αυτό είναι εύλογο, καθώς το κόστος ενεργοποίησης της ευελιξίας ανοδικής ρύθμισης του ΦοΣΕ-2 είναι χαμηλότερο από αυτό του ΦοΣΕ-1. Παρόλα αυτά, η ποσότητα ευελιξίας του ΦοΣΕ-1 που έχει δεσμευθεί είναι μεγαλύτερη δεδομένου ότι ο ΦοΣΕ-1 προσφέρει και μεγαλύτερη ποσότητα ευελιξίας. Όσον αφορά την υπηρεσία καθοδικής ρύθμισης, ο Διαχειριστής ΔΔ δεν αξιοποιεί καθόλου τον ΦοΣΕ-2 καθώς το κόστος δέσμευσης διαθεσιμότητας ευελιξίας είναι υψηλότερο από αυτό του ΦοΣΕ-1.

Στον Πίνακα 5.4 παρουσιάζεται το συνολικό κόστος προγραμματισμού και λειτουργίας του ΔΔ για δύο διαφορετικές περιπτώσεις εφαρμογής της μεθοδολογίας ΚΕΠΧ κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ (ΚΕΠΧ 1h και ΚΕΡΧ 4h) και για 4 περιπτώσεις δέσμευσης διαθεσιμότητας ευελιξίας κατά τη φάση προγραμματισμού λειτουργίας (Περιπτώσεις Α έως Δ). Είναι εμφανές ότι οι αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΔ και η πολιτική διαχείρισης που επιλέγει να εφαρμόσει μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά το συνολικό κόστος που διαμορφώνεται. Το συνολικό κόστος μπορεί να μειωθεί έως και 9,4% σε σχέση με τη συντηρητική περίπτωση δέσμευσης διαθεσιμότητας ευελιξίας (Περίπτωση Α & ΚΕΠΧ 1h). Αντίθετα, με την Περίπτωση Γ δεσμεύεται μικρότερη ποσότητα ευελιξίας, αλλά ικανή να μειώσει το συνολικό κόστος κατά περίπου 100,00 € όταν κατά τη φάση λειτουργίας εφαρμοστεί ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο κυλιόμενου οριζοντα 4h.

**Πίνακας 5.4** Συνολικό ημερήσιο κόστος για διαφορετικές περιπτώσεις προγραμματισμού λειτουργίας και κυλιόμενου οριζοντα ΚΕΠΧ.

	Κόστος προγραμ/σμού (1ο στάδιο) (€)	Κόστος λειτουργίας (2ο στάδιο) (€)	Συνολικό κόστος (€)	Εξοικονόμηση (€)	Εξοικονόμηση (%)
<b>ΚΕΠΧ 1h</b>					
Περίπτωση Α	551,12	518,95	1.070,07	-	-
Περίπτωση Β	484,02	563,71	1.047,73	22,35	2,1%
Περίπτωση Γ	365,82	645,46	1.011,28	58,79	5,6%
Περίπτωση Δ	256,42	815,07	1.071,49	-1,42	-0,1%
<b>ΚΕΠΧ 4h</b>					
Περίπτωση Α	551,12	497,51	1.048,63	21,44	2,0%
Περίπτωση Β	484,02	535,81	1.019,83	50,24	4,8%
Περίπτωση Γ	365,82	605,89	971,71	98,36	<b>9,4%</b>
Περίπτωση Δ	256,42	786,10	1.042,52	27,55	2,6%



## ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕΣΩ ΑΛΛΗΛΕΠΙΔΡΑΣΗΣ ΜΕ ΦΟΡΕΙΣ ΣΩΡΕΥΤΙΚΗΣ ΕΚΠΡΟΣΩΠΗΣΗΣ

### 6.1 Εισαγωγή

Τα τελευταία χρόνια, ολοένα και περισσότερη ενέργεια παράγεται τοπικά από μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ) που συνδέονται στο δίκτυο διανομής (ΔΔ), ιδίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Παρά τα τεχνικά προβλήματα που δημιουργούνται στη λειτουργία του ΔΔ από την αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ σε τοπικό επίπεδο, η συντονισμένη διαχείρισή τους, π.χ. μέσω συστημάτων αποθήκευσης ή διαχείρισης της ζήτησης, μπορεί να λειτουργήσει προς όφελος του κοινωνικού συνόλου. Από τη μεριά της κατανάλωσης, παρουσιάζεται έντονο το ενδιαφέρον για λύσεις απόκρισης ζήτησης (ΑΖ) μέσω της διαχείρισης ευέλικτων φορτίων ή με την ενεργό συμμετοχή ευέλικτων καταναλωτών που είναι πρόθυμοι να αλλάξουν τις καταναλωτικές τους συνήθειες. Η μετάβαση αυτή δημιουργεί νέες τεχνικές προκλήσεις, αλλά ταυτόχρονα δημιουργεί οικονομικές ευκαιρίες τόσο για τον Διαχειριστή του ΔΔ, όσο και για νέους συμμετέχοντες στην αγορά ενέργειας, όπως είναι οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) [20].

Οι ΦοΣΕ είναι οντότητες που λειτουργούν ως μεσάζοντες μεταξύ των Διαχειριστών των ηλεκτρικών συστημάτων και των διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ) [154]. Εκπροσωπούν και διαχειρίζονται ετερογενείς πηγές ευελιξίας, συνήθως μικρής κλίμακας, όπως ομάδες ευέλικτων καταναλωτών, παραγωγούς με μονάδες ΑΠΕ μικρής κλίμακας (π.χ. ΦΒ στέγης) και συστήματα αποθήκευσης (κυρίως τεχνολογίας μπαταριών). Στόχος τους είναι η ρύθμιση του συνηθισμένου προφίλ κατανάλωσης και του προφίλ παραγωγής, είτε παρέχοντας επαρκή οικονομικά κίνητρα, είτε με άμεσο έλεγχο όπου αυτό είναι εφικτό. Η ρύθμιση της κατανάλωσης και της τοπικής παραγωγής προσφέρεται στη συνέχεια ως υπηρεσία ευελιξίας σε άλλους φορείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Διαχειριστής του ΣΜ, Διαχειριστής του ΔΔ, προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας). Αξίζει να σημειωθεί ότι οι υπηρεσίες ευελιξίας των ΦοΣΕ σχετίζονται άμεσα με το εύρος της ευελιξίας της ζήτησης (demand side flexibility – DSF) των τελικών καταναλωτών και με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ΔΕΠ που αυτοί εκπροσωπούν.

**Πίνακας 6.1** Συμβολή διδακτορικής διατριβής στη διαχείριση των ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦΟΣΕ.

Εργασία	Ρόλοι του μοντέλου ηγεσίας Stackelberg		ΔΕΠ			Μοντέλο του ΔΔ	Πολλαπλά προβλήματα στο κάτω επίπεδο	«Εικονική» διαχείριση ΔΕΠ ως σύνολο	Διαφορετικές κατηγορίες καταναλωτών
	Ηγέτης	Ακόλουθοι	ΑΖ	ΜΔΠ	Αποθήκευση				
[77]	ΠΗΕ	Μικροδίκτυα	✓	✓	✓				
[80]	ΔΣΔ	Μικροδίκτυα		✓		✓		✓	
[81]	ΠΗΕ	Μικροδίκτυα	✓	✓					
[83]	ΠΗΕ	ΦΟΣΕ φορτίου	✓	✓	✓	✓			
[84]	ΠΗΕ	Κάτοχοι ΔΕΠ		✓	✓	✓	✓	✓	
[95]	ΠΗΕ	ΦΟΣΕ φορτίου	✓			✓		✓	
[101]	ΔΣΔ	Μικροδίκτυα	✓	✓	✓	✓			
[103]	ΔΣΔ	Εικονικοί σταθμοί (VPP)	✓	✓	✓	✓			
[155]	ΠΗΕ	ΦΟΣΕ φορτίου	✓			✓			
[156]	ΠΗΕ	Καταναλωτές	✓		✓				
<b>Διατριβή</b>	<b>ΔΣΔ</b>	<b>ΦΟΣΕ φορτίου ΦΟΣΕ ΑΠΕ-Αποθήκευση</b>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Στο παρόν κεφάλαιο, προτείνεται ένα μοντέλο τοπικής αγοράς ευελιξίας για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦΟΣΕ που διαχειρίζονται ετερογενείς πηγές ευελιξίας. Η αγοραπωλησία των υπηρεσιών ευελιξίας πραγματοποιείται στο πλαίσιο του διεπίπεδου προγραμματισμού ακολουθώντας το θεωρητικό μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg [129], με έναν ηγέτη και πολλούς ακολούθους, στο οποίο οι συμμετέχοντες λαμβάνουν αποφάσεις βελτιστοποιώντας ανεξάρτητα τις αντίστοιχες αντικειμενικές συναρτήσεις τους. Στο άνω επίπεδο, ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς (ηγέτης) ελαχιστοποιεί το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας αξιοποιώντας τις διαθέσιμες υπηρεσίες ευελιξίας. Στο κάτω επίπεδο, οι ΦΟΣΕ (ακόλουθοι) μεγιστοποιούν το κέρδος τους από την παροχή υπηρεσιών ευελιξίας. Στο προτεινόμενο μοντέλο, ο ρόλος του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας μπορεί να ανατίθεται είτε σε έναν ανεξάρτητο φορέα είτε στον ίδιο τον Διαχειριστή του ΔΔ (αναφέρεται και ως Διαχειριστής συστήματος διανομής - ΔΣΔ), ο οποίος οφείλει να ενεργεί ως ουδέτερος φορέας διευκόλυνσης της αγοράς, δηλαδή χωρίς διακρίσεις με σκοπό τη βελτίωση της λειτουργίας του ΔΔ και χωρίς να επηρεάζει τα συμφέροντα των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας (ΠΗΕ) συνολικά, μειώνοντας το κόστος των τεχνικών απωλειών του δικτύου.

Στον Πίνακα 6.1 συνοψίζεται η συμβολή του προτεινόμενου μοντέλου σε σύγκριση με άλλες εργασίες της βιβλιογραφίας που επιλύουν παρόμοια προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Σύνοψη της συμβολής κάθε εργασίας του Πίνακα 6.1 παρουσιάζεται στην Ενότητα 3.7.1.2. Ο ρόλος του ηγέτη για τη διαχείριση του συστήματος διανομής αποδίδεται είτε στον Διαχειριστή του ΔΔ, είτε σε έναν ΠΗΕ. Στις εργασίες που ο ηγέτης είναι κάποιος ΠΗΕ θεωρείται ότι ασκούνται από αυτόν ταυτόχρονα οι δραστηριότητες της προμήθειας και της διανομής.

Σε όλες τις εργασίες οι ΔΕΠ ελέγχονται από τους ακόλουθους με διαφορετική μοντελοποίηση του προβλήματος κάτω επιπέδου, ωστόσο στην πλειοψηφία τους παρουσιάζεται μια και μοναδική διατύπωση προβλήματος στο κάτω επίπεδο. Μόνο η εργασία [84] μοντελοποιεί περισσότερα από ένα προβλήματα στο κάτω επίπεδο, δηλαδή μοντελοποιεί ακόλουθους που προσφέρουν εναλλακτικές λύσεις ευελιξίας με διαφορετική αντικειμενική συνάρτηση και διαφορετικούς περιορισμούς. Πιο συγκεκριμένα, στο κάτω επίπεδο του διεπίπεδου προγραμματισμού της [84], μοντελοποιούνται διαφορετικά προβλήματα μεγιστοποίησης των κερδών κατόχων ΜΔΠ ή/και συστημάτων αποθήκευσης, αλλά απουσιάζει η απόκριση ζήτησης ως εναλλακτική λύση ευελιξίας. Επιπλέον, στις περισσότερες εργασίες, αντιστοιχίζεται ένας ακόλουθος για κάθε κόμβο του δικτύου με ΔΕΠ, κάτι που δεν είναι ρεαλιστικό στην περίπτωση των ΦΟΣΕ, οι οποίοι εκπροσωπούν ΔΕΠ που βρίσκονται σε διαφορετικές θέσεις του δικτύου και ουσιαστικά τους διαχειρίζονται «εικονικά» ως σύνολο. Στο προτεινόμενο μοντέλο λαμβάνεται υπόψη για πρώτη φορά η ετερογενής ευελιξία που μπορούν να παρέχουν καταναλωτές διαφορετικών κατηγοριών (εμπορικοί ή οικιακοί καταναλωτές) λόγω της διαφοροποιημένης καταναλωτικής τους συμπεριφοράς.

Στην αρχή του κεφαλαίου, παρουσιάζεται η οργανωτική δομή της τοπικής αγοράς ευελιξίας, ο ρόλος κάθε συμμετέχοντα σε αυτή και οι συναλλαγές που πραγματοποιούνται μεταξύ των συμμετεχόντων. Στη συνέχεια, δίνεται η γενική μαθηματική διατύπωση του διεπίπεδου προγραμματισμού και ακολουθεί η αναλυτική μαθηματική διατύπωση του προβλήματος διαχείρισης των ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦΟΣΕ. Το προτεινόμενο μοντέλο εφαρμόζεται σε ένα ΔΔ 33 κόμβων προκειμένου να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με τη λειτουργία της τοπικής αγοράς ευελιξίας.

## 6.2 Κατάλογος συμβόλων

### Σύνολα & δείκτες

$\mathcal{N}$	Σύνολο κόμβων του δικτύου διανομής, με δείκτη $i$
$\mathcal{L}$	Σύνολο γραμμών του δικτύου διανομής, με δείκτες $i-j$
$\mathcal{A}$	Σύνολο φορέων ΦΟΣΕ φορτίου, με δείκτη $a$
$\mathcal{R}$	Σύνολο ΦΟΣΕ ΑΠΕ, με δείκτη $r$
$\mathcal{N}_i$	Σύνολο κόμβων που συνδέονται με τον κόμβο $i$
$\mathcal{N}_a$	Σύνολο κόμβων του δικτύου διανομής που ελέγχονται από τον ΦΟΣΕ φορτίου $a$
$\mathcal{N}_r$	Σύνολο κόμβων του δικτύου διανομής που ελέγχονται από τον ΦΟΣΕ ΑΠΕ $r$
$\mathcal{B}$	Σύνολο βαθμίδων των προσφορών ευελιξίας των ΦΟΣΕ φορτίου, με δείκτη $bl$
$t$	Δείκτης χρονικών περιόδων, με τιμές από 1 έως $T$

### Παράμετροι

$\lambda_{a,bl,t}^{\text{Bid}}, P_{a,bl,t}^{\text{Bid}}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh) – ποσότητας ενέργειας (MWh) της βαθμίδας $bl$ της προσφοράς ευελιξίας του ΦΟΣΕ φορτίου $a$ για τη χρονική περίοδο $t$
$\lambda_{r,t}^{\text{Bid}}, P_{r,t}^{\text{Bid}}$	Ζεύγος τιμής (€/MWh) – ποσότητας ενέργειας (MWh) της προσφοράς ευελιξίας του ΦΟΣΕ ΑΠΕ $r$ για τη χρονική περίοδο $t$
$\lambda_{a,bl,t}^{\text{Cust}}$	Τιμή (€/MWh) που προσφέρει ο ΦΟΣΕ φορτίου $a$ στους τελικούς πελάτες για μείωση της κατανάλωσής τους που αντιστοιχεί στη βαθμίδα $bl$

$\lambda_{r,t}^{Ch}$	Τιμή (€/MWh) που προσφέρει ο ΦοΣΕ ΑΠΕ $r$ στους κατόχους ΑΠΕ-συσσωρευτών για αξιοποίηση των πόρων τους
$\lambda^{Curt}$	Τιμή αποζημίωσης (€/MWh) απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ
$\lambda_t^{DAM}$	Τιμή χονδρεμπορικής αγοράς επόμενης ημέρας (€/MWh)
$\lambda_t^{RES}$	Τιμή παραγωγής ΑΠΕ (€/MWh)
$\lambda^{Retail}$	Τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) στους τελικούς καταναλωτές
$\lambda_t^{VoLL}$	Τιμή αποζημίωσης μη εξυπηρετούμενου φορτίου (€/MWh)
$\Delta t$	Χρονική διάρκεια των χρονικών περιόδων του ορίζοντα βελτιστοποίησης
$\beta_{i,t}$	Απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης συστημάτων αποθήκευσης
$DSF_{i,t}^{Up}$	Συντελεστής ελάχιστης/μέγιστης ημερήσιας κατανάλωσης ενέργειας
$\beta_{i,t}$	Όριο αύξησης/μείωσης ευέλικτης ζήτησης του φορτίου του κόμβου $i$
$E_i^{STcap}$	Χωρητικότητα συστήματος αποθήκευσης του κόμβου $i$
$E_i^{STmin/max}$	Όριο ελάχιστης/μέγιστης αποθηκευμένης ενέργειας στο σύστημα αποθήκευσης του κόμβου $i$
$E_{i,0}^{ST}$	Αποθηκευμένη ενέργεια στην αρχή του ορίζοντα βελτιστοποίησης στο σύστημα αποθήκευσης του κόμβου $i$
$G_{ij} / B_{ij}$	Ωμική/επαγωγική αγωγιμότητα σειράς της γραμμής $i-j$
$P_{i,t}^D / Q_{i,t}^D$	Ενεργός/άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο $i$
$P_{i,t}^{RES}$	Ενεργός ισχύς παραγωγής μονάδων ΑΠΕ στον κόμβο $i$
$P_i^{STmax}$	Ικανότητα ισχύος του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου $i$
$S_{ss}^{max}$	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ ss
$S_{ij}^{max}$	Ικανότητα (μέγιστη φαινόμενη ισχύς) γραμμής $i-j$
<b>Μεταβλητές</b>	
$\beta_{i,t}$	Συντελεστής μείωσης κατανάλωσης του φορτίου του κόμβου $i$ [%]
$c_{i,t}$	Συντελεστής κατανάλωσης του φορτίου του κόμβου $i$ [%]
$\lambda_{\alpha,t}^{LA}$	Τιμή εκκαθάρισης της υπηρεσίας ευελιξίας του ΦοΣΕ φορτίου $\alpha$
$\lambda_{r,t}^{RSA}$	Τιμή εκκαθάρισης της υπηρεσίας ευελιξίας του ΦοΣΕ ΑΠΕ $r$
$\lambda_t^{AGG}$	Τιμή εκκαθάρισης των υπηρεσιών ευελιξίας των ΦοΣΕ (κοινή για όλους)
$E_{i,t}^{ST}$	Αποθηκευμένη ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου $i$ στο τέλος της χρονικής περιόδου $t$
$P_t^{DAM} / Q_t^{DAM}$	Ενεργός/άεργος ισχύς που εισέρχεται στο δίκτυο από τον υποσταθμό (Υ/Σ) υψηλής τάσης (ΥΤ)/ μέσης τάσης (ΜΤ)
$P_{ij,t}^{Flow} / Q_{ij,t}^{Flow}$	Ενεργός/άεργος ροή ισχύος στη γραμμή $i-j$
$P_{i,t}^{Ch/Dch}$	Ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου $i$
$P_{i,t}^{Curt}$	Απορριπτόμενη παραγωγή ΑΠΕ στον κόμβο $i$

$P_{i,t}^{\text{Dreg}} / Q_{i,t}^{\text{Dreg}}$	Ενεργός/άεργος ισχύς του έπειτα από ρύθμιση της κατανάλωσης ενεργού ισχύος του φορτίου του κόμβου $i$
$P_{a,t}^{\text{LA}}$	Υπηρεσία ευελιξίας ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦΟΣΕ φορτίου $a$
$P_{r,t}^{\text{RSA}}$	Υπηρεσία ευελιξίας ανοδικής ρύθμισης ισχύος από τον ΦΟΣΕ ΑΠΕ $r$
$P_{i,t}^{\text{LS}}$	Περικοπή ενεργού ισχύος του φορτίου στον κόμβο $i$
$V_{i,t} / \theta_{i,t}$	Μέτρο/γωνία τάσης στον κόμβο $i$

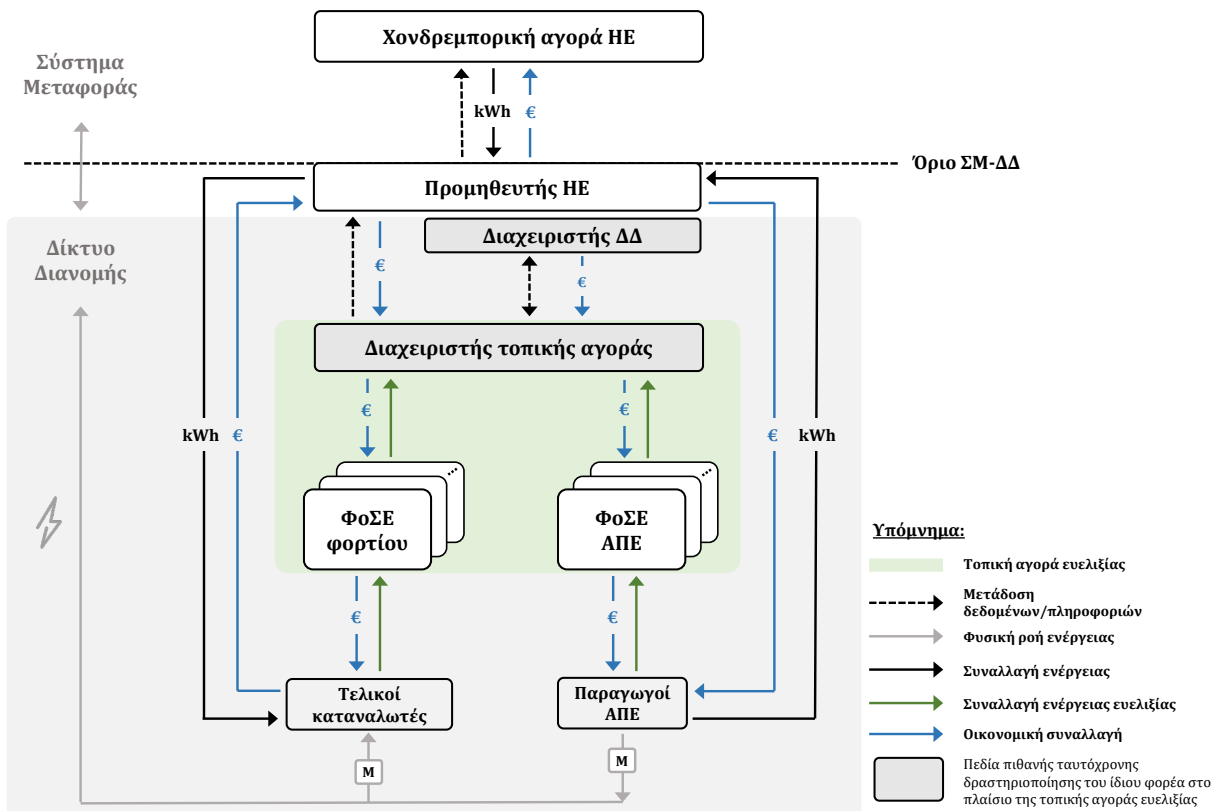
### 6.3 Οργανωτική δομή της τοπικής αγοράς ευελιξίας

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται η οργανωτική δομή της τοπικής αγοράς ευελιξίας (Σχήμα 6.1), ο ρόλος κάθε συμμετέχοντα, οι συναλλαγές που πραγματοποιούνται και οι παραδοχές που λαμβάνονται υπόψη για τη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος. Η προτεινόμενη διάρθρωση της τοπικής αγοράς ευελιξίας αποσκοπεί στην καλύτερη κατανόηση της μαθηματικής διατύπωσης του προβλήματος που παρουσιάζεται στην Ενότητα 6.5, στην εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με τη συμμετοχή των ΦΟΣΕ που αξιοποιούν ετερογενείς πηγές ευελιξίας και στην ανάδειξη του οφέλους που προκύπτει συνολικά για τους συμμετέχοντες από την αποτελεσματική διαχείριση των ενεργών ΔΔ.

#### 6.3.1 Διαχειριστής τοπικής αγοράς ευελιξίας

Ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας δρα ως ανεξάρτητος φορέας και επιδιώκει να εξασφαλίσει τη λειτουργία της τοπικής αγοράς με διαφάνεια και χωρίς διακρίσεις. Κύριος ρόλος του είναι να εκκαθαρίσει την τοπική αγορά και να διακανονίσει τις συναλλαγές μεταξύ των συμμετεχόντων προς όφελος του Διαχειριστή ΔΔ (ελαχιστοποίηση κόστους παραβίασης τεχνικών ορίων του ΔΔ) και προς όφελος των ΠΗΕ (ελαχιστοποίηση κόστους ενέργειας). Ουσιαστικά, παρεμβάλλεται μεταξύ των παρόχων ευελιξίας και των άμεσα ενδιαφερομένων για προμήθεια υπηρεσιών ευελιξίας. Τα κόστη των υπηρεσιών ευελιξίας επιμερίζονται στους ενδιαφερόμενους που τις προμηθεύονται, δηλαδή στον Διαχειριστή ΔΔ και στους ΠΗΕ. Ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας συνεργάζεται με τους εμπλεκόμενους φορείς προκειμένου να λειτουργήσει ομαλά η τοπική αγορά.

- **Συνεργασία με τον Διαχειριστή του ΔΔ:** λαμβάνει πληροφόρηση από τον Διαχειριστή του ΔΔ για την πρόβλεψη φορτίου στα όρια ΣΜ-ΔΔ (βάσει δηλώσεων φορτίου του ΠΗΕ και των απωλειών του δικτύου), την πρόβλεψη της τοπικής παραγωγής ΑΠΕ και την πρόβλεψη για πιθανά τεχνικά ζητήματα που μπορεί να προκύψουν, όπως παραβίαση των τεχνικών ορίων των στοιχείων του ΔΔ (ικανότητα ισχύος υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ, ικανότητα μεταφοράς γραμμών και όρια τάσης του δικτύου). Σε περίπτωση τεχνικών προβλημάτων, προμηθεύεται υπηρεσίες ευελιξίας και πληροφορεί τον Διαχειριστή του ΔΔ για τα ποσά των υπηρεσιών ευελιξίας που αντιστοιχούν για την επίλυση των τεχνικών προβλημάτων του ΔΔ.
- **Συνεργασία με τον ΠΗΕ:** πληροφορεί τον ΠΗΕ για την ποσότητα ενέργειας που του αντιστοιχεί για αγορά από τη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας ανηγμένη στα όρια ΣΜ-ΔΔ, καθώς και για τη δυνατότητα προμήθειας υπηρεσιών ευελιξίας προκειμένου να μειώσει το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Την υπόλοιπη



**Σχήμα 6.1** Σχηματική απεικόνιση της δομής της προτεινόμενης τοπικής αγοράς ευελιξίας στα ενεργά ΔΔ.

ενέργεια ο ΠΗΕ την αγοράζει μέσω των διμερών συμβάσεων που έχει συνάψει με τους παραγωγούς ΑΠΕ του ΔΔ.

### 6.3.2 Προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο κύριος ρόλος του ΠΗΕ είναι να παρέχει ενέργεια με οικονομικά αποδοτικό τρόπο στους τελικούς καταναλωτές που συνάπτουν με αυτόν σύμβαση προμήθειας. Ο ΠΗΕ που εκπροσωπεί καταναλωτές στη ΜΤ και στη ΧΤ αγοράζει ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας, υποβάλλοντας δηλώσεις φορτίου, και από τους Παραγωγούς ΑΠΕ που συνδέονται στην περιοχή που αυτός εξυπηρετεί με διμερείς συμβάσεις αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια, η ενέργεια πωλείται στους τελικούς καταναλωτές με σταθερή τιμή προμήθειας (€/MWh) βάσει σύμβασης προμήθειας που συνάπτει με τους τελευταίους. Το πλεόνασμα ενέργειας, εάν υπάρχει, πωλείται στη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας με αντίστοιχη δήλωση παραγωγής. Προκειμένου να επιτευχθεί υψηλότερο κέρδος για τον ΠΗΕ, ή εναλλακτικά να μειωθεί η τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας προς τους τελικούς καταναλωτές, ο ΠΗΕ εκμεταλλεύεται τη λειτουργία της τοπικής αγοράς ευελιξίας, επιλέγοντας πιο κερδοφόρες ενεργειακές συναλλαγές. Προς αυτή την κατεύθυνση, αξιοποιεί την ευελιξία που προσφέρουν οι ΦοΣΕ, όταν η τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς αναμένεται να είναι πολύ υψηλότερη ή όταν αναμένεται παραβίαση των περιορισμών του δικτύου. Στην περίπτωση που δραστηριοποιούνται περισσότεροι του ενός ΠΗΕ εντός της περιοχής που οργανώνεται η τοπική αγορά ευελιξίας, κάθε ΠΗΕ αναλαμβάνει το κόστος υπηρεσιών ευελιξίας, κατά το ποσοστό εκπροσώπησης ενέργειας κατανάλωσης που του αντιστοιχεί.



### 6.3.3 Διαχειριστής του ΔΔ

Ο Διαχειριστής του ΔΔ είναι υπεύθυνος για την αξιόπιστη, ασφαλή και οικονομικά αποδοτική λειτουργία του ΔΔ. Μεριμνά για την τήρηση των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ, όπως το επίπεδο φόρτισης των στοιχείων του ΔΔ (γραμμές και Υ/Σ) και τα όρια τάσης του δικτύου. Ανάλογα με το ρυθμιστικό πλαίσιο, ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να παρεμβαίνει έμμεσα στην τοπική αγορά ή να είναι ο ίδιος ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς προκειμένου να προμηθεύεται υπηρεσίες ευελιξίας για την ασφαλή λειτουργία του ΔΔ, ως εναλλακτική λύση στην ενίσχυση των στοιχείων του ΔΔ. Στην περίπτωση που ο ίδιος είναι λειτουργός της τοπικής αγοράς ευελιξίας θα πρέπει να ενεργεί ως ουδέτερος φορέας διευκόλυνσης της αγοράς, δηλαδή χωρίς διακρίσεις και με διαφανείς, αμερόληπτες και βασιζόμενες στην αγορά διαδικασίες, μειώνοντας το συνολικό κόστος της εισερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα διανομής. Στο παρόν κεφάλαιο θεωρείται ότι το κόστος απωλειών το επωμίζονται οι ΠΗΕ, δηλαδή στις ποσότητες ενέργειας που αγοράζουν στην χονδρεμπορική αγορά περιλαμβάνονται οι τεχνικές απώλειες του ΔΔ.

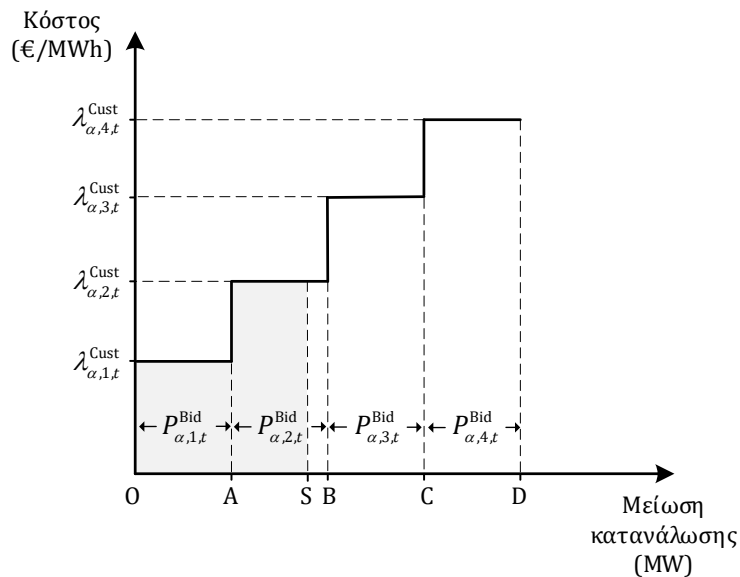
### 6.3.4 Πάροχοι ευελιξίας

Οι πάροχοι ευελιξίας που μοντελοποιούνται στο παρόν κεφάλαιο είναι ΦΟΣΕ, οι οποίοι διαχειρίζονται ετερογενείς πηγές ευελιξίας. Οι δύο κατηγορίες ΦΟΣΕ που μελετώνται είναι: α) ΦΟΣΕ φορτίου και β) ΦΟΣΕ ΑΠΕ. Οι ΦΟΣΕ φορτίου και ΦΟΣΕ ΑΠΕ ανταγωνίζονται μεταξύ τους στην τοπική αγορά ευελιξίας με στόχο τη μεγιστοποίηση των κερδών τους.

#### 6.3.4.1 ΦΟΣΕ φορτίου

Ο ΦΟΣΕ φορτίου διαμεσολαβεί μεταξύ του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας και των τελικών καταναλωτών παρέχοντας ανοδική ρύθμιση ισχύος, δηλαδή μείωση της ζήτησης, ως υπηρεσία ευελιξίας. Η διαφορά της ρυθμισμένης κατανάλωσης από τη συνηθισμένη κατανάλωση αποτελεί "εικονική παραγωγή" για το ΔΔ. Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζονται δύο κατηγορίες ΦΟΣΕ φορτίου αντίστοιχες με την κατηγορία των τελικών καταναλωτών που αυτοί εκπροσωπούν: α) ΦΟΣΕ οικιακών φορτίων και β) ΦΟΣΕ εμπορικών φορτίων. Σαφώς είναι δυνατή η θεώρηση περισσότερων κατηγοριών ΦΟΣΕ φορτίου που εκπροσωπούν παροχές διαφορετικών κατηγοριών (οικιακές, βιομηχανικές, εμπορικές).

Ο ΦΟΣΕ φορτίου προσφέρει οικονομικά κίνητρα στους καταναλωτές που εκπροσωπεί για τη ρύθμιση του προφίλ κατανάλωσής τους κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων ωρών της ημέρας. Συνάπτει διμερή συμβόλαια με συγκεκριμένη ομάδα καταναλωτών και υπόσχεται να τους καταβάλλει την αντίστοιχη χρηματική αμοιβή για τη μείωση της κατανάλωσής τους. Οι τελευταίοι υπόσχονται ως αντάλλαγμα να εξουσιοδοτούν τον ΦΟΣΕ φορτίου να ρυθμίζει το ηλεκτρικό τους φορτίο και να μεταβάλλει το προφίλ ζήτησής τους. Η χρηματική αμοιβή που προκύπτει εξαρτάται από τη συμφωνημένη τιμή αποζημίωσης σε €/MWh και την ποσότητα της κατανάλωσης που μειώνεται. Θεωρείται ότι όσο μεγαλύτερη είναι η μείωση της ζήτησης των τελικών καταναλωτών ( $P_{\alpha,bl,t}^{LA}$ ), τόσο υψηλότερη είναι η συμφωνημένη τιμή αποζημίωσης ( $\lambda_{\alpha,bl,t}^{Cust}$ ). Η αμοιβή των τελικών καταναλωτών σε € ( $C_{\alpha,t}^{LA}$ ) μοντελοποιείται με τις (6.1)–(6.2) ως συνάρτηση κόστους πολλαπλών βαθμίδων [157], στην οποία το οριακό κόστος κάθε βαθμίδας (€/MWh) αυξάνεται όσο αυξάνεται ο δείκτης της βαθμίδας. Στο Σχήμα 6.2 απεικονίζεται η συνάρτηση κόστους του ΦΟΣΕ φορτίου  $a$  τη χρονική περίοδο  $t$ , η οποία



Σχήμα 6.2 Συνάρτηση κόστους ΦοΣΕ φορτίου για τη χρονική περίοδο  $t$ .

περιλαμβάνει τέσσερις βαθμίδες μείωσης της ζήτησης. Για παράδειγμα, εάν η μείωση της ζήτησης που επιτυγχάνει ο ΦοΣΕ φορτίου  $a$  κατά τη χρονική περίοδο  $t$  είναι  $OS$  (δηλαδή,  $P_{\alpha,t}^{LA} = OS$ ), τότε το ποσό σε € που πρέπει να καταβάλλει ο ΦοΣΕ φορτίου είναι ίσο με τη σκιασμένη περιοχή που φαίνεται στο Σχήμα 6.2.

$$C_{\alpha,t}^{LA} = \sum_{bl} \lambda_{\alpha,bl,t}^{Cust} P_{\alpha,bl,t}^{LA} \quad \forall t \quad (6.1)$$

$$0 \leq P_{\alpha,bl,t}^{LA} \leq P_{\alpha,bl,t}^{Bid} \quad \forall bl,t \quad (6.2)$$

Η μείωση ζήτησης προσφέρεται από τον ΦοΣΕ φορτίου σε βαθμίδες με διαφορετική τιμή για κάθε βαθμίδα. Η τιμή προσφοράς (€/MWh) προκύπτει από τη συνάρτηση κόστους του προσαυξημένη με ένα εύλογο μικτό κέρδος  $k_{\alpha}$  (ποσοστό επί του κόστους), όπως δίνεται από την (6.3). Συνεπώς, η προσφορά του ΦοΣΕ φορτίου αποτελείται από βαθμίδες με ζεύγη τιμών (€/MWh) – ποσότητας (MWh) για κάθε χρονική περίοδο  $t$ .

$$\lambda_{\alpha,bl,t}^{Bid} = (1 + k_{\alpha}) \cdot \lambda_{\alpha,bl,t}^{Cust} \quad \forall bl,t \quad (6.3)$$

#### 6.3.4.2 ΦοΣΕ ΑΠΕ

Ο ΦοΣΕ ΑΠΕ διαμεσολαβεί μεταξύ του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας και των κατόχων μονάδων ΑΠΕ που συνδέονται στο δίκτυο (MT ή XT) και εκπροσωπεί την παραγωγή των τελευταίων στην τοπική αγορά παρέχοντας ανοδική ρύθμιση ισχύος, δηλαδή αύξηση της παραγωγής, ως υπηρεσία ευελιξίας. Ο ΦοΣΕ ΑΠΕ αγοράζει μέρος της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ που εκπροσωπεί σε μια εκ των προτέρων συμφωνημένη τιμή. Σε αυτό το πλαίσιο, οι κάτοχοι των μονάδων ΑΠΕ εξασφαλίζουν εισόδημα σε υψηλότερη τιμή. Δεδομένης της μεταβλητής φύσης της παραγωγής ΑΠΕ, ο ΦοΣΕ ΑΠΕ χρησιμοποιεί συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (π.χ. συσσωρευτές) για να επιτύχει μετατόπιση της παραγωγής: α) απορροφάει ενέργεια από το δίκτυο προς αποθήκευση κατά τις ώρες που προβλέπει ότι θα

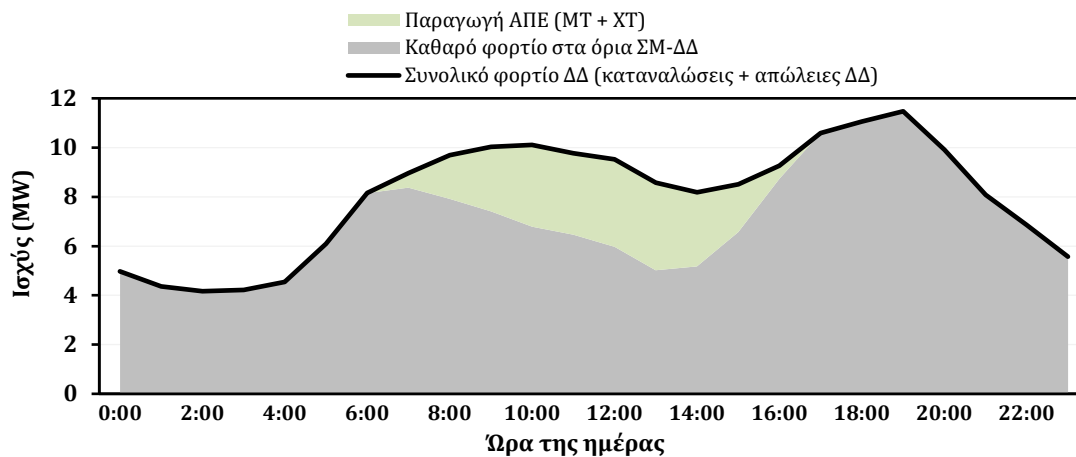
υπάρχει διαθέσιμη παραγωγή από τις μονάδες ΑΠΕ που εκπροσωπεί, και β) εγγέει ενέργεια στο δίκτυο όταν ζητηθεί εκφορτίζοντας τα συστήματα αποθήκευσης. Με αυτόν τον τρόπο διασφαλίζεται ότι ο ΦοΣΕ ΑΠΕ διακινεί ενέργεια που δεν έχει προέλθει από συμβατική παραγωγή, αλλά προέρχεται από ΑΠΕ. Η τιμή που προσφέρει στην τοπική αγορά διαμορφώνεται βάσει της τιμής που έχει συμφωνήσει με τους κατόχους μονάδων ΑΠΕ ( $\lambda_{r,t}^{\text{Ch}}$ ) προσαυξημένη κατά ένα εύλογο μικτό κέρδος  $k_r$ , όπως δίνεται από την (6.4). Συνεπώς, η προσφορά του ΦοΣΕ ΑΠΕ αποτελείται από ζεύγη τιμών (€/MWh) – ποσότητας (MWh) για κάθε χρονική περίοδο  $t$ .

$$\lambda_{r,t}^{\text{Bid}} = (1 + k_r) \cdot \lambda_{r,t}^{\text{Ch}} \quad \forall t \quad (6.4)$$

### 6.3.5 Βασικές παραδοχές

Για τη μοντελοποίηση της τοπικής αγοράς και της αλληλεπίδρασης μεταξύ των συμμετεχόντων σε αυτή, γίνονται οι ακόλουθες παραδοχές:

1. Η τοπική αγορά διαμορφώνει το πρόγραμμα λειτουργίας του ΔΔ για την επόμενη ημέρα λειτουργίας. Ως εκ τούτου, ο προγραμματισμός των συναλλαγών πραγματοποιείται για την επόμενη ημέρα λειτουργίας του ΔΔ (day-ahead market).
2. Ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας και ο ΠΗΕ έχουν πολύ καλή εικόνα της χονδρεμπορικής αγοράς και μπορούν να προβλέπουν τις τιμές της επόμενης ημέρας με σχετική ακρίβεια. Επιπλέον, θεωρείται ότι δεν μπορούν να διαμορφώσουν την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς, δηλαδή συμμετέχουν ως *price-takers*.
3. Υπάρχει τέλειος ανταγωνισμός μεταξύ των συμμετεχόντων στην τοπική αγορά ευελιξίας. Αυτό σημαίνει ότι κανένας συμμετέχων δεν λαμβάνει υπόψη ότι η δική του συμμετοχή επηρεάζει τη διαμόρφωση των τιμών της αγοράς. Οι προσφορές βασίζονται αποκλειστικά στη συνάρτηση κόστους κάθε συμμετέχοντα και δεν επιδιώκουν να μεταβάλουν τις τιμές εκκαθάρισης της τοπικής αγοράς.
4. Ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας καθορίζει την τιμή που είναι διατεθειμένος να αγοράσει την ευελιξία των ΦοΣΕ γνωρίζοντας τις προσφορές τους. Οι ΦοΣΕ με τη σειρά τους προγραμματίζουν την ευελιξία τους, με τέτοιο τρόπο που να μεγιστοποιούν το κέρδος τους.
5. Εξετάζονται δύο διαφορετικοί μηχανισμοί εκκαθάρισης των υπηρεσιών ευελιξίας:
  - **μηχανισμός εκκαθάρισης βάσει προσφοράς (*pay-as-bid*):** κάθε συμμετέχων υποβάλλει προσφορά με ζεύγη τιμής-ποσότητας και πληρώνεται βάσει της τιμής που προσφέρει, εφόσον γίνει αποδεκτή η προσφορά του (μερικώς ή ολικώς). Η μαθηματική διατύπωση της Ενότητας 6.5 μοντελοποιεί τον μηχανισμό εκκαθάρισης *pay-as-bid*. Οι τιμές με τις οποίες πληρώνονται ο ΦοΣΕ φορτίου  $a$  και ο ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  εκφράζονται με τις μεταβλητές  $\lambda_{a,t}^{\text{LA}}$  and  $\lambda_{r,t}^{\text{RSA}}$ , αντίστοιχα.
  - **μηχανισμός εκκαθάρισης με ενιαία τιμή (*pay-as-clear*):** όλοι οι συμμετέχοντες υποβάλλουν προσφορά με ζεύγη τιμής-ποσότητας και πληρώνονται σε μία ενιαία τιμή (τιμή εκκαθάρισης της αγοράς) για την ποσότητα ενέργειας της προσφοράς τους που γίνεται αποδεκτή. Για τη μοντελοποίηση ενιαίας τιμής, οι μεταβλητές  $\lambda_{a,t}^{\text{LA}}$  and  $\lambda_{r,t}^{\text{RSA}}$  αντικαθίστανται από μία κοινή μεταβλητή για όλους τους συμμετέχοντες  $\lambda_t^{\text{AGG}}$  για κάθε χρονική περίοδο  $t$ .



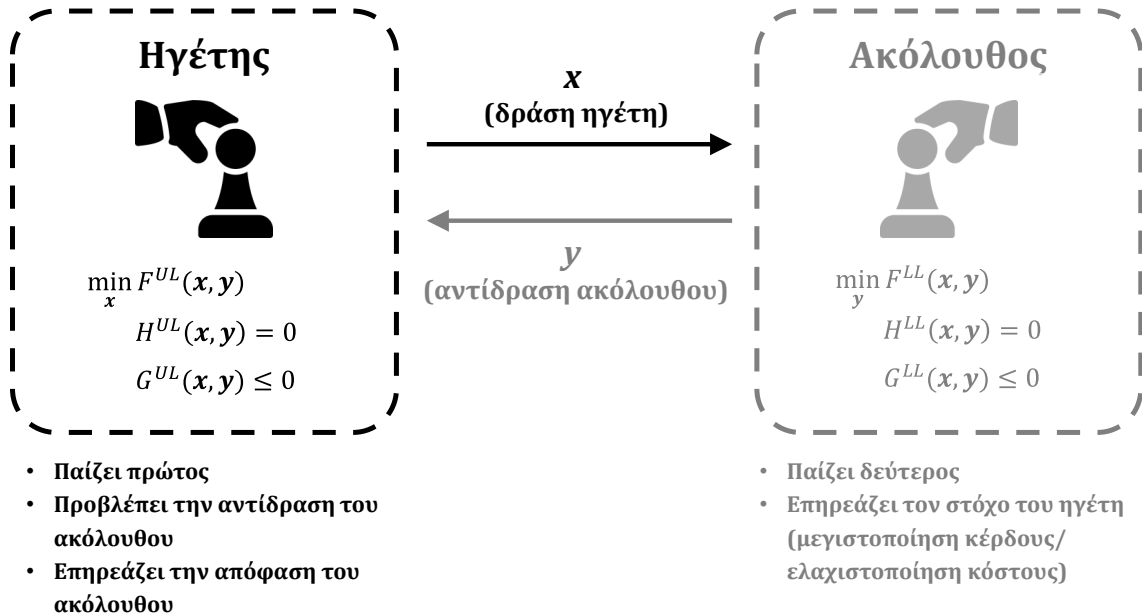
**Σχήμα 6.3** Ημερήσια διακύμανση συνολικού φορτίου του ΔΔ και καθαρού φορτίου του ΔΔ στα όρια με το σύστημα μεταφοράς.

6. Η συμμετοχή του ΠΗΕ στη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας πραγματοποιείται με αντίστοιχες δηλώσεις φορτίου για το φορτίο του ΔΔ στα όρια ΣΜ-ΔΔ ανά χρονική περίοδο εκκαθάρισης (Σχήμα 6.3). Τα όρια ΣΜ-ΔΔ είναι κάθε υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ που τροφοδοτεί φορτία στο επίπεδο διανομής (ΜΤ και ΧΤ).
7. Ο ΠΗΕ αναλαμβάνει τις απώλειες ενεργού ισχύος του ΔΔ, καθώς αυτές συμπεριλαμβάνονται στις ροές ενεργού ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ.
8. Ο ΠΗΕ αγοράζει ποσότητες ενέργειας σε MWh, δεδομένου ότι η άεργος ισχύς δεν αποτελεί προϊόν αγοραπωλησίας.
9. Το σφάλμα της πρόβλεψης του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ δεν περιλαμβάνεται στο παρόν κεφάλαιο. Ο προγραμματισμός της λειτουργίας του ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4 αυτής της διδακτορικής διατριβής και στην εργασία [158].

## 6.4 Προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού

### 6.4.1 Εισαγωγή στα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης δύο επιπέδων ή πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού (bilevel programming) είναι πρόβλημα που έχει ως περιορισμούς άλλα προβλήματα βελτιστοποίησης. Προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού συναντώνται πολύ συχνά σε μοντέλα που περιγράφουν τη συμπεριφορά των αγορών και την αλληλεπίδραση μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς. Γενικά, ένας μετέχων στην αγορά καλείται να λάβει τις βέλτιστες για αυτόν αποφάσεις λαμβάνοντας υπόψη την ισορροπία της αγοράς (market equilibrium) προβλέποντας τις βέλτιστες αποφάσεις των υπολοίπων που συμμετέχουν στην αγορά και δεδομένων των δικών του αποφάσεων. Ένα τέτοιο πρόβλημα απόφασης μπορεί να διατυπωθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης (π.χ. μεγιστοποίηση του κέρδους) υπό τους περιορισμούς ισορροπίας της αγοράς. Αντίστοιχα, η ίδια η ισορροπία της αγοράς μπορεί να διατυπωθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης. Θεωρώντας ότι υπάρχει σαφής ιεραρχία στη λήψη αποφάσεων, δηλαδή ότι οι αποφάσεις δεν λαμβάνονται ταυτόχρονα, το πρόβλημα που προκύπτει είναι ένα πρόβλημα που ιεραρχείται σε δύο επίπεδα.



Σχήμα 6.4 Το δυναμικό παιχνίδι του Stackelberg (ηγέτης-ακόλουθος).

Τα προβλήματα διεπίπεδου προγραμματισμού βασίζονται στο μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg [128], όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 6.4, το οποίο συναντάται πολύ συχνά στη μικροοικονομική θεωρία [159]. Σε τέτοια προβλήματα, ο αποφασίζων του πρώτου επιπέδου (άνω επίπεδο) έχει το πλεονέκτημα και “παίζει” πρώτος. Αυτός είναι ο ηγέτης του διεπίπεδου προβλήματος. Στο δεύτερο επίπεδο (κάτω επίπεδο), αυτοί που λαμβάνουν αποφάσεις ακολουθούν τις αποφάσεις του ηγέτη και “παίζουν” δεύτεροι. Αυτοί είναι οι ακόλουθοι του διεπίπεδου προβλήματος. Ο ηγέτης επιλέγει την τιμή των μεταβλητών ελέγχου  $x$  που βελτιστοποιούν μία αντικειμενική συνάρτηση  $F^{UL}(x, y_1, \dots, y_N)$  προβλέποντας την αντίδραση των ακολούθων με δεδομένους ανισοτικούς  $G^{UL}(x, y_1, \dots, y_N)$  και ισοτικούς  $H^{UL}(x, y_1, \dots, y_N)$  περιορισμούς. Κάθε ακόλουθος  $n$  με τη σειρά του, λαμβάνοντας υπόψη την επιλογή του ηγέτη, επιλέγει την τιμή των μεταβλητών που ελέγχει  $y_n$  προκειμένου να βελτιστοποιήσει τη δική του αντικειμενική συνάρτηση  $F_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$  δεδομένων ανισοτικών  $G_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$  και ισοτικών  $H_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$  περιορισμών. Σημειώνεται ότι ο ηγέτης δεν μπορεί να ελέγξει τις επιλογές των ακολούθων, αλλά μπορεί να επηρεάσει τη βέλτιστη απόφασή τους με τη δική του απόφαση. Αντίστοιχα, οι επιλογές των ακολούθων επηρεάζουν την αντικειμενική συνάρτηση του ηγέτη. Συνεπώς, το μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg υποδεικνύει τη βέλτιστη στρατηγική που πρέπει να ακολουθήσει ο ηγέτης, όταν ο ακόλουθος ενεργεί κατά τον βέλτιστο τρόπο.

Στο πλαίσιο στρατηγικών αποφάσεων που λαμβάνονται σε ενεργειακές αγορές, η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος άνω επιπέδου σχετίζεται συνήθως με τη μεγιστοποίηση του αναμενόμενου κέρδους (ή ελαχιστοποίηση του κόστους) που προκύπτει για τον ηγέτη, ενώ τα προβλήματα κάτω επιπέδου αντανακλούν το πρόβλημα εκκαθάρισης της αγοράς ή τα προβλήματα των επιμέρους ακολούθων που επηρεάζονται από τις αποφάσεις του ηγέτη.

### 6.4.2 Γενική μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού

Η γενική μορφή ενός προβλήματος διεπίπεδου προγραμματισμού δίνεται από τις (6.5α)–(6.5στ).

$$\underset{x \cup \{y_1, \dots, y_N\} \cup \{\lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N\}}{\text{minimize}} \quad F^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \quad (6.5\alpha)$$

υπό τους περιορισμούς (υ.τ.π.):

$$H^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) = 0 \quad (6.6\beta)$$

$$G^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \leq 0 \quad (6.5\gamma)$$

$$\min_{y_1} F_1^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$$

υ.τ.π.:

$$H_1^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0 \quad : \lambda_1 \quad (6.5\delta)$$

$$G_1^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) \leq 0 \quad : \mu_1$$

⋮

$$\min_{y_n} F_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$$

υ.τ.π.:

$$H_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0 \quad : \lambda_n \quad (6.5\epsilon)$$

$$G_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) \leq 0 \quad : \mu_n$$

⋮

$$\min_{y_N} F_N^{LL}(x, y_1, \dots, y_N)$$

υ.τ.π.:

$$H_N^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0 \quad : \lambda_N \quad (6.5\sigma)$$

$$G_N^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) \leq 0 \quad : \mu_N$$

Το πρόβλημα που δίνεται από τις (6.5α)–(6.5γ) αποτελεί το πρόβλημα άνω επιπέδου (upper-level problem) και τα προβλήματα που δίνονται από τις (6.5δ)–(6.5σ) αποτελούν τα προβλήματα του κάτω επιπέδου (lower-level problems), τα οποία περιορίζουν το πρόβλημα άνω επιπέδου.

Το διάνυσμα  $x \in \mathbb{R}^{m_0}$  περιλαμβάνει τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του προβλήματος άνω επιπέδου, ο αριθμός των οποίων είναι ίσος με  $m_0$ . Το διάνυσμα  $y_n \in \mathbb{R}^{m_n}$  περιλαμβάνει τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του  $n$ -οστού προβλήματος κάτω επιπέδου, ο αριθμός των οποίων είναι ίσος με  $m_n$ . Τα διανύσματα  $\lambda_n \in \mathbb{R}^{m_n^e}$  και  $\mu_n \in \mathbb{R}^{m_n^i}$  ορίζονται ως τα διανύσματα που περιλαμβάνουν τις δυϊκές μεταβλητές του  $n$ -οστού προβλήματος κάτω επιπέδου, με  $m_n^e$  και  $m_n^i$  να είναι το πλήθος των ισοτικών και ανισοτικών περιορισμών, αντίστοιχα, του  $n$ -οστού προβλήματος κάτω επιπέδου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι παρόλο που οι μεταβλητές προς βελτιστοποίηση του  $n$ -οστού προβλήματος κάτω επιπέδου είναι αυτές στο διάνυσμα  $y_n$ , η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του εξαρτώνται από τις μεταβλητές βελτιστοποίησης του προβλήματος άνω επιπέδου  $x$  και όλων των προβλημάτων κάτω επιπέδου  $y_n$ , αντίστοιχα. Συνεπώς, οι μεταβλητές βελτιστοποίησης του προβλήματος άνω επιπέδου  $x$  και αυτές των υπόλοιπων προβλημάτων κάτω επιπέδου θεωρούνται παράμετροι του  $n$ -οστού προβλήματος κάτω επιπέδου.

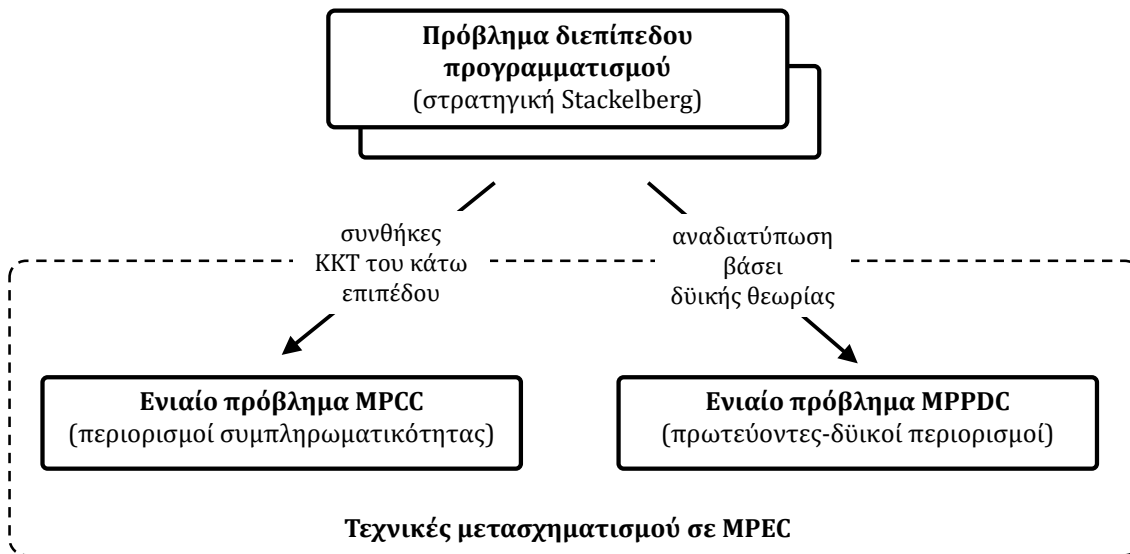
Όσον αφορά το πρόβλημα άνω επιπέδου, αυτό εξαρτάται από τις μεταβλητές  $x$ , αλλά και από όλες τις μεταβλητές (κύριες και δυϊκές) των προβλημάτων κάτω επιπέδου  $y_n, \mu_n, \lambda_n, n = 1, \dots, N$ . Οι δυϊκές μεταβλητές των προβλημάτων κάτω επιπέδου μπορούν να επηρεάσουν το άνω επίπεδο, αλλά δεν ισχύει το αντίστροφο, δηλαδή οι δυϊκές μεταβλητές του άνω επιπέδου δεν διαμορφώνουν το αποτέλεσμα των προβλημάτων του κάτω επιπέδου. Για τον λόγο αυτό οι δυϊκές μεταβλητές του προβλήματος άνω επιπέδου δεν περιγράφονται στην παραπάνω γενική μαθηματική διατύπωση του διεπίπεδου προγραμματισμού.

### 6.4.3 Προβλήματα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας

Στην Ενότητα 6.4.2 παρουσιάστηκε η διατύπωση προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού που βελτιστοποιούν μία αντικειμενική συνάρτηση (άνω επίπεδο) λαμβάνοντας υπόψη τη λύση άλλων προβλημάτων (κάτω επίπεδο). Με άλλα λόγια, το κάτω επίπεδο περιλαμβάνει προβλήματα βελτιστοποίησης ως περιορισμούς του άνω επιπέδου. Εναλλακτικά, το κάτω επίπεδο μπορεί να αναδιατυπωθεί ως ισοδύναμο πρόβλημα έτσι ώστε να αντιπροσωπεύει μια ισορροπία μεταξύ των *ακολουθών* (συμμετεχόντων στο κάτω επίπεδο) και του *ηγέτη* (αποφασίζων στο άνω επίπεδο). Σε αυτή τη διατύπωση τα προβλήματα κάτω επιπέδου μετασχηματίζονται και το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού διατυπώνεται ως ένα ενιαίο πρόβλημα (single-level problem) που βελτιστοποιεί μία αντικειμενική συνάρτηση. Με αυτόν τον τρόπο το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού των (6.5α)–(6.5στ) μετασχηματίζεται ως πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (mathematical programming with equilibrium constraints – MPEC).

Συνήθως, τα προβλήματα βελτιστοποίησης στο κάτω επίπεδο αντικαθίστανται από τις αναγκαίες συνθήκες πρώτης τάξης (συνθήκες KKT), δηλαδή με τη μορφή ενός προβλήματος συμπληρωματικότητας. Σε αυτή την περίπτωση, το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς συμπληρωματικότητας (mathematical programming with complementarity constraints – MPCC). Λιγότερο συχνά, τα προβλήματα κάτω επιπέδου μπορούν να αναπαρασταθούν από τις πρωτεύουσες-δυϊκές συνθήκες τους (primal-dual conditions), δηλαδή ως τρία σύνολα περιορισμών: α) ένα σύνολο περιορισμών για τις μεταβλητές του πρωτεύοντος προβλήματος, β) ένα σύνολο περιορισμών για τις δυϊκές μεταβλητές, και γ) μια συνθήκη μηδενικού χάσματος δυϊκότητας (zero duality gap condition) που περιγράφονται στην Ενότητα 6.4.3.2. Το πρόβλημα που προκύπτει σε αυτή την περίπτωση είναι ένα πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με πρωτεύοντες-δυϊκούς περιορισμούς (mathematical programming with primal-dual constraints – MPPDC).

Συνεπώς, εάν οι συνθήκες πρώτης τάξης ή οι πρωτεύουσες-δυϊκές συνθήκες των προβλημάτων βελτιστοποίησης κάτω επιπέδου θεωρηθούν ως συνθήκες ισορροπίας για την



Σχήμα 6.5 Διατύπωση προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού ως ένα ενιαίο πρόβλημα.

επίλυση του προβλήματος διεπίπεδου προγραμματισμού, το πρόβλημα της Ενότητας 6.4.2 θεωρείται ως ένα πρόβλημα MPEC. Επομένως, τα προβλήματα MPCC και τα προβλήματα MPPDC είναι ειδικές κατηγορίες των προβλημάτων MPEC [160], όπως συνοπτικά απεικονίζεται στο Σχήμα 6.5.

#### 6.4.3.1 Γενική διατύπωση μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς συμπληρωματικότητας

Αν τα προβλήματα κάτω επιπέδου των (6.5δ)–(6.5στ) είναι κυρτά, τότε αυτά μπορούν να αντικατασταθούν από τις αντίστοιχες συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker (συνθήκες KKT) [161]. Για κυρτά προβλήματα που πληρούν τους κατάλληλους περιορισμούς, οι συνθήκες KKT είναι ικανές και αναγκαίες για να οδηγήσουν στην εύρεση βέλτιστης λύσης. Η μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού της Ενότητας 6.4.2, (6.5α)–(6.5στ), μετασχηματίζεται σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς συμπληρωματικότητας (MPCC), όπως δίνεται από τις (6.7α)–(6.6στ).

$$\underset{x \cup \{y_1, \dots, y_N\} \cup \{\lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N\}}{\text{minimize}} \quad F^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \quad (6.7\alpha)$$

υ.τ.π.:

$$H^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) = 0 \quad (6.6\beta)$$

$$G^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \leq 0 \quad (6.6\gamma)$$

$$\begin{aligned} \nabla_{y_n} F_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) + \lambda_n^T \nabla_{y_n} H_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) \\ + \mu_n^T \nabla_{y_n} G_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0 \end{aligned} \quad n = 1, \dots, N \quad (6.6\delta)$$

$$H_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0 \quad n = 1, \dots, N \quad (6.6\epsilon)$$

$$0 \leq \mu_n \perp -G_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) \geq 0 \quad n = 1, \dots, N \quad (6.6\sigma)$$



Οι συνθήκες συμπληρωματικότητας εκφράζονται με το σύμβολο  $\perp$  στην (6.6στ) και αποτελούν ένα επιπλέον σύνολο εξισώσεων  $-\mu_n \cdot G_n^{LL}(x, y_1, \dots, y_N) = 0$ . Σημειώνεται ότι οι (6.6δ)–(6.6στ) δεν αποτελούν σύνολο κυρτών σχέσεων και ως εκ τούτου το πρόβλημα (6.7α)–(6.6στ) δεν είναι πάντα εύκολο να επιλυθεί. Στην πραγματικότητα ένα πρόβλημα MPCC είναι μη γραμμικό κυρίως λόγω της (6.6στ). Για την επίλυση ενός MPCC μπορεί να χρησιμοποιηθούν εμπορικοί επιλύτες προβλημάτων μη γραμμικού προγραμματισμού (non-linear programming – NLP), όπως ο MINOS και ο CONOPT (ή CONOPT4), ωστόσο δύο είναι τα ζητήματα που προκύπτουν σε αυτή την προσέγγιση:

1. Δεν εξασφαλίζεται η εύρεση ολικού βέλτιστου δεδομένου ότι ένας επιλύτης NLP τερματίζει συνήθως σε τοπικό ελάχιστο.
2. Οι επιλύτες NLP γενικά τερματίζουν όταν οι συνθήκες KKT ικανοποιούνται, αλλά δεδομένων των (6.6στ), δεν είναι ξεκάθαρο ότι οι δυϊκές μεταβλητές του προβλήματος  $(\lambda_1, \dots, \lambda_N, \mu_1, \dots, \mu_N)$  υπάρχουν, καθώς ενδέχεται να παραβιάζονται κάποιες από τις προϋποθέσεις πιστοποίησης περιορισμού (constraint qualifications). Σε αυτή την περίπτωση, οι επιλύτες NLP ίσως να μην μπορούν να βρουν ακόμα και τοπικό ελάχιστο για ορισμένα προβλήματα MPCC [162].

Η πιο συνηθισμένη προσέγγιση για την επίλυση ενός προβλήματος MPCC είναι η μετατροπή του σε πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού (mixed integer programming – MIP) εφαρμόζοντας την τεχνική των Fortuny-Amat και McCarl [163]. Από άποψη υπολογιστικής πολυπλοκότητας, αυτή η προσέγγιση πρακτικά αξίζει να εφαρμοστεί αν δεν υπάρχουν πολλοί περιορισμοί συμπληρωματικότητας, δηλαδή οι συνθήκες (6.6στ).

#### 6.4.3.2 Γενική διατύπωση μαθηματικού προγραμματισμού με πρωτεύοντες–δυϊκούς περιορισμούς

Αν τα προβλήματα κάτω επιπέδου (6.5δ)–(6.5στ) είναι γραμμικά, τότε αυτά μπορούν να αντικατασταθούν από ισοδύναμους περιορισμούς εφαρμόζοντας τη θεωρία δυϊκότητας (duality theory) [164]. Σύμφωνα με τη θεωρία δυϊκότητας, σε κάθε πρόβλημα βελτιστοποίησης (πρωτεύον πρόβλημα/ primal problem) αντιστοιχεί ένα άλλο ισοδύναμο πρόβλημα, το οποίο καλείται δυϊκό πρόβλημα (dual problem). Στη γενική περίπτωση, το δυϊκό πρόβλημα αποτελεί κάτω όριο για τη λύση του πρωτεύοντος προβλήματος, όταν το πρωτεύον είναι πρόβλημα ελαχιστοποίησης. Η διαφορά μεταξύ της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης του πρωτεύοντος προβλήματος και της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης του δυϊκού προβλήματος ονομάζεται χάσμα δυϊκότητας (duality gap). Στα κυρτά προβλήματα και ιδίως στα γραμμικά προβλήματα το χάσμα δυϊκότητας είναι μηδενικό, σύμφωνα με το θεώρημα ισχυρής δυϊκότητας (strong duality theorem) και τον Luenberger [165]. Με άλλα λόγια, όταν υπάρχει βέλτιστη λύση για το πρωτεύον γραμμικό πρόβλημα υπάρχει και για το δυϊκό του πρόβλημα και οι τιμές των αντικειμενικών συναρτήσεών τους είναι ίσες.

Για τα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού, το δυϊκό πρόβλημα προκύπτει με απλούς μετασχηματισμούς από το πρωτεύον πρόβλημα και αποτελεί εναλλακτική λύση του, δηλαδή δίνει τα ίδια αποτελέσματα. Κάποιες βασικές ιδιότητες για το μετασχηματισμό ενός προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού στο δυϊκό του πρόβλημα είναι οι ακόλουθες:

- Το δυϊκό πρόβλημα έχει τόσες μεταβλητές (δυϊκές μεταβλητές) όσοι είναι οι περιορισμοί του πρωτεύοντος προβλήματος.

- Το δυϊκό πρόβλημα έχει τόσους περιορισμούς όσες είναι οι μεταβλητές απόφασης του πρωτεύοντος προβλήματος.
- Οι συντελεστές της αντικειμενικής συνάρτησης του δυϊκού προβλήματος είναι τα δεξιά μέλη των περιορισμών του πρωτεύοντος προβλήματος.
- Τα δεξιά μέλη των περιορισμών του δυϊκού προβλήματος είναι οι συντελεστές της αντικειμενικής συνάρτησης του πρωτεύοντος προβλήματος.
- Όταν το πρωτεύον πρόβλημα είναι πρόβλημα μεγιστοποίησης το δυϊκό πρόβλημα είναι πρόβλημα ελαχιστοποίησης, και αντίστροφα.

Συνεπώς, τα προβλήματα κάτω επιπέδου (6.5δ)–(6.5στ) μπορούν να αντικατασταθούν από τους πρωτεύοντες περιορισμούς τους (περιορισμοί των προβλημάτων (6.5δ)–(6.5στ)), τους δυϊκούς περιορισμούς τους (περιορισμοί των αντίστοιχων δυϊκών προβλημάτων) και τους περιορισμούς ισότητας ισχυρής δυϊκότητας (strong duality equality). Έτσι, η μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού της Ενότητας 6.4.2, (6.5α)–(6.5στ), μετασχηματίζεται σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με πρωτεύοντες–δυϊκούς περιορισμούς (MPPDC), όπως δίνεται από τις (6.8α)–(6.7στ).

$$\underset{x \cup \{y_1, \dots, y_N\} \cup \{\mu_1, \dots, \mu_N\}}{\text{minimize}} \quad F^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \quad (6.8\alpha)$$

υ.τ.π.:

$$H^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \mu_1, \dots, \mu_N) = 0 \quad (6.7\beta)$$

$$G^{UL}(x, y_1, \dots, y_N, \mu_1, \dots, \mu_N) \leq 0 \quad (6.7\gamma)$$

$$\begin{aligned} c_1(z_1)^T y_1 &= b_1(z_1)^T \mu_1 \\ A_1(z_1) y_1 &\geq b_1(z_1) \\ y_1 &\geq 0 \end{aligned} \quad (6.7\delta)$$

$$\begin{aligned} A_1(z_1)^T \mu_1 &\leq c_1(z_1) \\ \mu_1 &\geq 0 \end{aligned}$$

⋮

$$\begin{aligned} c_n(z_n)^T y_n &= b_n(z_n)^T \mu_n \\ A_n(z_n) y_n &\geq b_n(z_n) \\ y_n &\geq 0 \end{aligned} \quad (6.7\epsilon)$$

$$\begin{aligned} A_n(z_n)^T \mu_n &\leq c_n(z_n) \\ \mu_n &\geq 0 \end{aligned}$$

⋮

$$\begin{aligned} c_N(z_N)^T y_N &= b_N(z_N)^T \mu_N \\ A_N(z_N) y_N &\geq b_N(z_N) \\ y_N &\geq 0 \end{aligned} \quad (6.7\sigma\tau)$$

$$\begin{aligned} A_N(z_N)^T \mu_N &\leq c_N(z_N) \\ \mu_N &\geq 0 \end{aligned}$$

όπου  $z_n = [x^T y_1^T \dots y_{n-1}^T y_{n+1}^T \dots y_N^T]^T$ .

Δεδομένου ότι συνθήκες ΚΚΤ εισάγουν υπολογιστική πολυπλοκότητα στο πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού, ένα πρόβλημα στη μορφή MPPDC λύνεται πιο εύκολα από το αντίστοιχο πρόβλημα σε μορφή MPCC.

## 6.5 Μαθηματική διατύπωση διεπίπεδου προγραμματισμού για τη διαχείριση ενεργών δικτύων μέσω αλληλεπίδρασης με ΦΟΣΕ

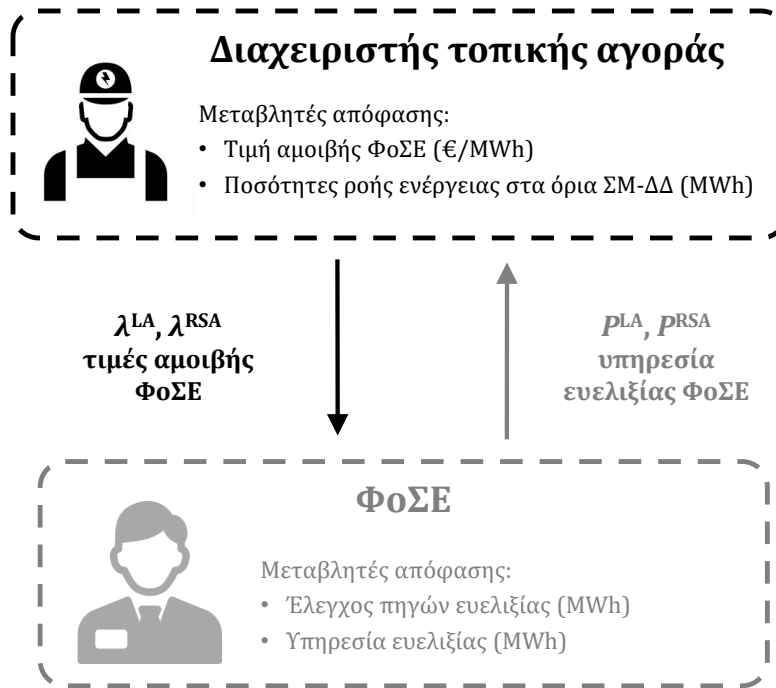
Το πρόβλημα της διαχείρισης των ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦΟΣΕ διαμορφώνεται ως διεπίπεδο πρόβλημα με έναν ηγέτη και πολλούς ακόλουθους. Η μοντελοποίηση αυτή μιμείται το δυναμικό μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg [128] που περιγράφεται στην Ενότητα 6.4.1. Στη θέση του ηγέτη βρίσκεται ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας που συναλλάσσεται με τους ΦΟΣΕ επιδιώκοντας τη βελτιστοποίηση μίας αντικειμενικής συνάρτησης. Ο Διαχειριστής του ΔΔ που είναι υπεύθυνος για την τεχνική λειτουργία του ΔΔ θέτει τους αναγκαίους τεχνικούς περιορισμούς και συμμετέχει έμμεσα στο άνω πρόβλημα. Ο ΠΗΕ συμμετέχει, επίσης, έμμεσα στο πρόβλημα άνω επιπέδου, καθώς ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας δεν δρα μεροληπτικά και αποσκοπεί στη μείωση του συνολικού κόστους ενέργειας του ΔΔ και ως εκ τούτου στη μείωση του κόστους αγοράς από τη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας. Οι ΦΟΣΕ είναι οι ακόλουθοι του διεπίπεδου προβλήματος και παρέχουν υπηρεσίες ευέλικτης διαχείρισης στον Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας, αλλά και έμμεσα τόσο στον ΠΗΕ, όσο και στον Διαχειριστή του ΔΔ σε περίπτωση παραβίασης των τεχνικών ορίων λειτουργίας του ΔΔ.

### 6.5.1 Μεταβλητές του προβλήματος

Οι μεταβλητές του προβλήματος διεπίπεδου προγραμματισμού χωρίζονται σε αυτές του προβλήματος άνω επιπέδου με ηγέτη τον Διαχειριστή της τοπικής αγοράς και σε αυτές των προβλημάτων κάτω επιπέδου με ακόλουθους τους ΦΟΣΕ, όπως φαίνονται στο πλαίσιο διεπίπεδου προγραμματισμού αλληλεπίδρασης μεταξύ Διαχειριστή και ΦΟΣΕ (Σχήμα 6.6).

Ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας αναζητάει εκείνη την τιμή αμοιβής των ΦΟΣΕ που θα είναι ικανή για να ενεργοποιήσει την ποσότητα ευελιξίας (σε MWh) που χρειάζεται. Οι μεταβλητές απόφασης του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας είναι η ποσότητα ενέργειας που εισρέει στο ΔΔ ( $P_t^{DAM}$ ) και η τιμή εκκαθάρισης των υπηρεσιών ευελιξίας κάθε ΦΟΣΕ ( $\lambda_{\alpha,t}^{LA}, \lambda_{r,t}^{RSA}$ ). Οι λοιπές μεταβλητές του προβλήματος άνω επιπέδου θεωρούνται μεταβλητές κατάστασης, δηλαδή διαμορφώνονται από τις μεταβλητές απόφασης του Διαχειριστή. Το διάνυσμα των μεταβλητών του προβλήματος άνω επιπέδου είναι  $\Xi^{UL} = \{ \lambda_{\alpha,t}^{LA}, \lambda_{r,t}^{RSA}, P_t^{DAM}, Q_t^{DAM}, c_{i,t}, P_{i,t}^{Dreg}, P_{ij,t}^{Flow}, Q_{ij,t}^{Flow}, P_{i,t}^{Curt}, P_{i,t}^{LS}, V_{i,t}, \theta_{i,t} \}$ . Οι τιμές εκκαθάρισης των υπηρεσιών ευελιξίας ( $\lambda_{\alpha,t}^{LA}, \lambda_{r,t}^{RSA}$ ) αποστέλλονται στους ΦΟΣΕ, οι οποίοι με τη σειρά τους επιλύουν τα δικά τους προβλήματα και ενεργοποιούν τις υπηρεσίες ευελιξίας που βελτιστοποιούν τις δικές τους αντικειμενικές συναρτήσεις βάσει των τιμών ( $\lambda_{\alpha,t}^{LA}, \lambda_{r,t}^{RSA}$ ) που αντιστοιχούν στον καθένα.

Οι μεταβλητές απόφασης του ΦΟΣΕ φορτίου είναι ο συντελεστής μείωσης κατανάλωσης του φορτίου του κόμβου  $i$  ( $\beta_{i,t}$ ). Οι λοιπές μεταβλητές του προβλήματος του



**Σχήμα 6.6** Πλαίσιο διεπίπεδου προγραμματισμού αλληλεπίδρασης μεταξύ Διαχειριστή τοπικής αγοράς ευελιξίας και ΦοΣΕ.

ΦοΣΕ φορτίου διαμορφώνονται από τις μεταβλητές απόφασης (μεταβλητές ελέγχου). Το διάνυσμα των μεταβλητών του προβλήματος του ΦοΣΕ φορτίου είναι  $\Xi_a^{LL} = \{\beta_{i,t}, P_{a,t}^{LA}\}$ .

Οι μεταβλητές απόφασης του ΦοΣΕ ΑΠΕ είναι η ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης στον κόμβο  $i$  ( $P_{i,t}^{Ch}, P_{i,t}^{Dch}$ ). Οι λοιπές μεταβλητές του προβλήματος του ΦοΣΕ ΑΠΕ διαμορφώνονται από τις μεταβλητές απόφασης (μεταβλητές ελέγχου). Το διάνυσμα των μεταβλητών του προβλήματος του ΦοΣΕ ΑΠΕ είναι  $\Xi_r^{LL} = \{P_{i,t}^{Ch}, P_{i,t}^{Dch}, E_{i,t}^{ST}, P_{r,t}^{RSA}\}$ .

## 6.5.2 Πρόβλημα άνω επιπέδου

Το πρόβλημα άνω επιπέδου διαμορφώνεται από την αντικειμενική συνάρτηση (6.9) και τους περιορισμούς (6.10)–(6.26), ενώ παράλληλα περιορίζεται από το πρόβλημα κάθε ΦοΣΕ φορτίου  $a$  με τις (6.27)–(6.32) και το πρόβλημα κάθε ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  με τις (6.33)–(6.42), δηλαδή από τα προβλήματα κάτω επιπέδου.

### 6.5.2.1 Προσδιορισμός αντικειμενικής συνάρτησης

Η αντικειμενική συνάρτηση που επιδιώκει να μεγιστοποιήσει ο Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας δίνεται από την (6.9) και αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος άνω επιπέδου. Η (6.10) δίνει το συνολικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος διανομής, δηλαδή το κόστος της εισερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της τιμής της χονδρεμπορικής αγοράς και το κόστος παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ (μη συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ΑΠΕ που προορίζεται για αποθήκευση). Η (6.11) υπολογίζει το συνολικό ποσό για την αμοιβή των ΦοΣΕ φορτίου και των ΦοΣΕ ΑΠΕ για τις υπηρεσίες ευελιξίας που γίνονται αποδεκτές και εκκαθαρίζονται. Με την (6.12)

προσεγγίζονται τα κόστη που προκύπτουν ως ποινές για πιθανή περικοπή φορτίου και απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ για αποφυγή τεχνικών προβλημάτων στο ΔΔ. Η (6.13) υπολογίζει τα έσοδα του ΠΗΕ από την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.

$$\max_{\Xi^{UL}} R - (C_1 + C_2 + C_3) \quad (6.9)$$

$$C_1 = \sum_{t=1}^T \left( \lambda_t^{DAM} P_t^{DAM} + \lambda_t^{RES} \sum_{i \in \mathcal{N}} (P_{i,t}^{RES} - P_{i,t}^{Curt} - P_{i,t}^{Ch}) \right) \quad (6.10)$$

$$C_2 = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{a \in \mathcal{A}} \lambda_{\alpha,t}^{LA} P_{\alpha,t}^{LA} + \sum_{r \in \mathcal{R}} \lambda_{r,t}^{RSA} P_{r,t}^{RSA} \right) \quad (6.11)$$

$$C_3 = \sum_{t=1}^T \left( \lambda_t^{VoLL} \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,t}^{LS} + \lambda^{Curt} \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,t}^{Curt} \right) \quad (6.12)$$

$$R = \sum_{t=1}^T \lambda^{Retail} \sum_{i \in \mathcal{N}} (P_{i,t}^{Dreg} - P_{i,t}^{LS}) \quad (6.13)$$

### 6.5.2.2 Μοντέλο AC ροής ισχύος

Για την ανάλυση των ροών ισχύος στο ΔΔ στην κανονική κατάσταση λειτουργίας χρησιμοποιείται το μοντέλο AC ροής ισχύος, το οποίο περιγράφεται από τις (6.14)–(6.17). Οι (6.14) και (6.15) περιγράφουν την ενεργό και την άεργο ροή ισχύος σε κάθε γραμμή  $i-j$  του ΔΔ, αντίστοιχα. Το ισοζύγιο ενεργού ισχύος ανά κόμβο  $i$  του ΔΔ και το ισοζύγιο αέργου ισχύος ανά κόμβο του ΔΔ δίνονται από τις (6.16) και (6.17), αντίστοιχα. Οι εξισώσεις ροών ισχύος (6.14)–(6.17) εφαρμόζονται στα ΔΔ θεωρώντας ως κόμβο αναφοράς τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ (σταθερό μέτρο τάσης και μηδενική γωνία τάσης). Σε ένα ΔΔ, η ισχύς που παράγεται/εγχέεται στον κόμβο  $i$  προέρχεται από τη ροή ισχύος που ρέει προς τον κόμβο  $i$  από γειτονικούς κόμβους  $j$ , από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ (για τον κόμβο αναφοράς  $i = 1$ ) και από τους ΔΕΠ, π.χ. παραγωγή μονάδων ΑΠΕ, εκφόρτιση συστήματος αποθήκευσης, ρύθμιση ισχύος με απόκριση ζήτησης (μείωση κατανάλωσης). Αντίστοιχα, η ισχύς που απορροφάται/καταναλώνεται στον κόμβο  $i$  προέρχεται από την ισχύ που ρέει από τον κόμβο  $i$  προς τους γειτονικούς κόμβους  $j$  ή προς τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ (για τον κόμβο αναφοράς), την κατανάλωση των φορτίων στον κόμβο  $i$  και την κατανάλωση των ΔΕΠ, π.χ. απορρόφηση από το δίκτυο για πλήρωση μέσων αποθήκευσης, ρύθμιση ισχύος με απόκριση ζήτησης (αύξηση κατανάλωσης).

$$P_{ij,t}^{Flow} = V_{i,t}^2 G_{ij} - V_{i,t} V_{j,t} (G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{ij} \sin \theta_{ij,t}) \quad \forall ij,t \quad (6.14)$$

$$Q_{ij,t}^{Flow} = -V_{i,t}^2 (B_{ij} - 0.5b_{ij}^{sh}) - V_{i,t} V_{j,t} (G_{ij} \sin \theta_{ij,t} - B_{ij} \cos \theta_{ij,t}) \quad \forall ij,t \quad (6.15)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{N}_i} P_{ij,t}^{Flow} = P_t^{DAM} \Big|_{i=1} + P_{i,t}^{RES} - P_{i,t}^{Dreg} + P_{i,t}^{Dch} - P_{i,t}^{Ch} + P_{i,t}^{LS} - P_{i,t}^{Curt} \quad \forall i,t \quad (6.16)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{N}_i} Q_{ij,t}^{Flow} = Q_t^{DAM} \Big|_{i=1} + Q_{i,t}^{RES} - Q_{i,t}^{Dreg} + Q_{i,t}^{LS} - Q_{i,t}^{Curt} \quad \forall i,t \quad (6.17)$$

Η άεργος ισχύς του φορτίου στον κόμβο  $i$  έπειτα από την παρέμβαση του ΦοΣΕ φορτίου ( $Q_{i,t}^{Dreg}$ ) και η άεργος ισχύς που αντιστοιχεί στην περικοπή φορτίου ( $Q_{i,t}^{LS}$ )

διαμορφώνονται με τέτοιο τρόπο ώστε ο συντελεστής φορτίου ( $\cos\phi$ ) του κόμβου  $i$  να παραμένει σταθερός. Αντίστοιχα, η άεργος ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο από τους μετατροπείς ισχύος των μονάδων ΑΠΕ ( $Q_{i,t}^{\text{RES}}$ ) και η άεργος ισχύς που αντιστοιχεί στην απορριπτόμενη παραγωγή ( $Q_{i,t}^{\text{Curt}}$ ) υπολογίζονται με σταθερό συντελεστή ισχύος ( $\cos\phi$ ) στην έξοδο των μονάδων ΑΠΕ ανάλογα με την τεχνολογία της μονάδας. Ο έλεγχος της αέργου ισχύος των μονάδων ΑΠΕ βάσει της καμπύλης  $P$ - $Q$  του μετατροπέα ισχύος μοντελοποιείται και εξετάζεται στο Κεφάλαιο 4 θεωρώντας ότι οι ΦοΣΕ ΑΠΕ που εξετάζονται στο παρόν κεφάλαιο δεν έχουν δυνατότητα ελέγχου των εγκαταστάσεων των μονάδων ΑΠΕ, παρά μόνο λαμβάνουν πληροφόρηση για την παραγωγή ενέργειας ΑΠΕ, την οποία την αξιοποιούν για αποθήκευση και έγχυση στο δίκτυο σε μεταγενέστερη χρονική περίοδο.

### 6.5.2.3 Τεχνικοί περιορισμοί δικτύου διανομής

Η τάση του κόμβου  $i$  του ΔΔ πρέπει να κυμαίνεται εντός ενός εύρους αποδεκτών τιμών, π.χ.  $\pm 5\%$  της ονομαστικής τάσης, όπως περιγράφεται από την (6.18). Επιπλέον, το τετράγωνο της φαινόμενης ισχύος που ρέει στη γραμμή  $i$ - $j$  πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το τετράγωνο της ικανότητας (τετράγωνο της μέγιστης φαινόμενης ισχύος) μεταφοράς της γραμμής  $i$ - $j$ , όπως φαίνεται από την (6.19). Τέλος, σύμφωνα με την (6.20), το τετράγωνο της φαινόμενης ισχύος που ρέει στον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ πρέπει να είναι μικρότερο ή ίσο από το τετράγωνο της ικανότητας του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ.

$$V^{\min} \leq V_{i,t} \leq V^{\max} \quad \forall i,t \quad (6.18)$$

$$(P_{ij,t}^{\text{Flow}})^2 + (Q_{ij,t}^{\text{Flow}})^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad \forall t \quad (6.19)$$

$$(P_{ss,t}^{\text{DAM}})^2 + (Q_{ss,t}^{\text{DAM}})^2 \leq (S_{ss}^{\max})^2 \quad \forall t \quad (6.20)$$

### 6.5.2.4 Περικοπή φορτίου και απόρριψη ΑΠΕ

Η περικοπή φορτίου στον κόμβο  $i$  δεν μπορεί να ξεπερνάει το φορτίο του κόμβου  $i$ , όπως έχει ρυθμιστεί με απόκριση ζήτησης από τον ΦοΣΕ φορτίου, σύμφωνα με την (6.21). Στην πραγματικότητα η περικοπή φορτίου υφίσταται βγάζοντας εκτός λειτουργίας συγκεκριμένες γραμμές του δικτύου και επομένως θα έπρεπε να μοντελοποιηθεί με δυαδική μεταβλητή. Ωστόσο, μοντελοποιείται με συνεχή μεταβλητή ( $P_{i,t}^{\text{LS}}$ ) για να ποσοτικοποιήσει την αξία της απώλειας φορτίου (value of lost load - VOLL)<sup>7</sup> προκειμένου να λειτουργήσει το ΔΔ χωρίς τεχνικά προβλήματα. Αντίστοιχα, η απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ δεν μπορεί να ξεπερνάει τη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ, σύμφωνα με την (6.22). Περιορισμός της παραγωγής ΑΠΕ επιβάλλεται ως τελευταία λύση σε περιπτώσεις αύξησης της τάσης του δικτύου ή αποφυγής υπερφόρτισης γραμμής λόγω αντίστροφων ροών ισχύος.

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{LS}} \leq P_{i,t}^{\text{Dreg}} \quad \forall i,t \quad (6.21)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{Curt}} \leq P_{i,t}^{\text{RES}} \quad \forall i,t \quad (6.22)$$

<sup>7</sup> Αξία απώλειας φορτίου (VOLL) ορίζεται η εκτίμηση, σε €/MWh, της μέγιστης τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που είναι διατεθειμένοι να πληρώσουν οι πελάτες για να αποφύγουν τη διακοπή λειτουργίας.

Οι μεταβλητές περικοπής φορτίου ( $P_{i,t}^{LS}$ ) και απόρριψης παραγωγής ΑΠΕ ( $P_{i,t}^{Curt}$ ) είναι μεταβλητές χαλάρωσης του προβλήματος.

#### 6.5.2.5 Μοντέλο ευέλικτης ζήτησης

Το μοντέλο ευέλικτης ζήτησης που περιγράφεται από τις (6.23)–(6.26) βασίζεται στην τεχνική μετατόπισης φορτίου (load shifting) και επεκτείνει το μοντέλο AZ της [95].

$$P_{i,t}^{Dreg} = c_{i,t} P_{i,t}^D \quad \forall i,t \quad (6.23)$$

$$0 \leq c_{i,t} \leq DSF_{i,t}^{Up} \quad \forall i,t \quad (6.24)$$

$$1 \leq c_{i,t} + \beta_{i,t} \leq DSF_{i,t}^{Up} \quad \forall i,t \quad (6.25)$$

$$\zeta^{\min} \sum_{t=1}^T P_{i,t}^D \leq \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{Dreg} \leq \zeta^{\max} \sum_{t=1}^T P_{i,t}^D \quad \forall i \quad (6.26)$$

Το φορτίο του κόμβου  $i$  όπως έχει ρυθμιστεί από τον ΦοΣΕ που εκπροσωπεί και ελέγχει τα φορτία του κόμβου  $i$  υπολογίζεται από την (6.23). Ο συντελεστής κατανάλωσης  $c_{i,t}$  σχετίζεται με τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος του φορτίου του κόμβου  $i$  ( $P_{i,t}^D$ ), το οποίο είναι το φορτίο του κόμβου  $i$  που προκύπτει από πρόβλεψη/εκτίμηση της ενέργειας κατανάλωσης. Το φορτίο  $P_{i,t}^D$  θεωρείται ως το φορτίο αναφοράς για τη μέτρηση των ποσοτήτων ενέργειας σε περιπτώσεις απόκριση ζήτησης. Όταν  $c_{i,t} > 0$ , η κατανάλωση ενεργού ισχύος του φορτίου αυξάνεται. Αντίθετα, όταν  $c_{i,t} < 0$ , η κατανάλωση ενεργού ισχύος του φορτίου μειώνεται. Το εύρος τιμών του συντελεστή  $c_{i,t}$  ορίζεται από την (6.24) και είναι από μηδέν έως το όριο αύξησης της ευέλικτης ζήτησης του κόμβου  $i$  ( $DSF_{i,t}^{Up} \geq 1$ ). Η (6.25) εξασφαλίζει ότι το άθροισμα των συντελεστών  $c_{i,t}$  και  $\beta_{i,t}$  είναι πάντα μεγαλύτερο από τη μονάδα και μικρότερο από το όριο  $DSF_{i,t}^{Up}$ , με τον συντελεστή  $\beta_{i,t}$  να εκφράζει το ποσοστό μείωσης της ζήτησης στον κόμβο  $i$ . Η ημερήσια κατανάλωση ενέργειας, έπειτα από τη ρύθμιση της ισχύος κατανάλωσης του φορτίου, δεν μπορεί να ξεπερνάει την ημερήσια κατανάλωση ενέργειας πριν τη ρύθμιση ισχύος κατά ένα συντελεστή  $\zeta^{\max}$  και αντίστοιχα δεν μπορεί να υπολείπεται κατά ένα συντελεστή  $\zeta^{\min}$ , σύμφωνα με την (6.26). Για τους συντελεστές ημερήσιας κατανάλωσης ενέργειας ισχύει,  $0 \leq \zeta^{\min} \leq 1$  και  $\zeta^{\max} \geq 1$ . Στην περίπτωση που  $\zeta^{\min} = \zeta^{\max} = 1$  η ημερήσια κατανάλωση ενέργειας στον κόμβο  $i$  πριν και μετά την παρέμβαση του ΦοΣΕ φορτίου θα πρέπει να είναι ίσες.

#### 6.5.3 Προβλήματα κάτω επιπέδου

Τα προβλήματα κάτω επιπέδου είναι τα προβλήματα βελτιστοποίησης των ΦοΣΕ που συμμετέχουν στην τοπική αγορά ευελξίας. Ουσιαστικά, διαμορφώνονται δύο κατηγορίες προβλημάτων στο κάτω επίπεδο, το πρόβλημα βελτιστοποίησης για κάθε ΦοΣΕ φορτίου και το πρόβλημα βελτιστοποίησης για κάθε ΦοΣΕ ΑΠΕ, τα οποία περιγράφονται στη συνέχεια.

## 6.5.3.1 Πρόβλημα ΦοΣΕ φορτίου

Το πρόβλημα του ΦοΣΕ φορτίου  $a$  διαμορφώνεται από τις (6.27)–(6.32).

$$\max_{\Xi_a^{\text{LL}}} \Delta t \sum_{t=1}^T [\lambda_{\alpha,t}^{\text{LA}} P_{\alpha,t}^{\text{LA}} - \sum_{bl \in \mathcal{B}} \lambda_{\alpha,bl,t}^{\text{Bid}} P_{\alpha,bl,t}^{\text{Bid}}] \quad (6.27)$$

υ.τ.π.:

$$P_{\alpha,t}^{\text{LA}} = \sum_{i \in \mathcal{N}_\alpha} \beta_{i,t} P_{i,t}^{\text{D}} \quad : \kappa_{\alpha,t}^1 \quad \forall t \quad (6.28)$$

$$P_{\alpha,t}^{\text{LA}} = \sum_{bl \in \mathcal{B}} P_{\alpha,bl,t}^{\text{LA}} \quad : \kappa_{\alpha,t}^2 \quad \forall t \quad (6.29)$$

$$0 \leq P_{\alpha,t}^{\text{LA}} \leq \sum_{bl \in \mathcal{B}} P_{\alpha,bl,t}^{\text{Bid}} \quad : \mu_{\alpha,t}^{1-}, \mu_{\alpha,t}^{1+} \quad \forall t \quad (6.30)$$

$$0 \leq P_{\alpha,bl,t}^{\text{LA}} \leq P_{\alpha,bl,t}^{\text{Bid}} \quad : \mu_{\alpha,bl,t}^{2-}, \mu_{\alpha,bl,t}^{2+} \quad \forall bl, t \quad (6.31)$$

$$0 \leq \beta_{i,t} \leq DSF_{i,t}^{\text{Dn}} \quad : \mu_{i,t}^{3-}, \mu_{i,t}^{3+} \quad \forall i \in \mathcal{N}_\alpha, t \quad (6.32)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση κάθε ΦοΣΕ φορτίου  $a$  δίνεται από την (6.27), η οποία μεγιστοποιεί το κέρδος που προκύπτει από τα έσοδα για την παροχή υπηρεσίας ευελιξίας προς τον ηγέτη (μείωση συνολικής κατανάλωσης ανά χρονική περίοδο,  $P_{\alpha,t}^{\text{LA}}$ ) μείον την αποζημίωση που παρέχει ο ΦοΣΕ φορτίου στους τελικούς καταναλωτές για τη ρύθμιση της κατανάλωσής τους. Η (6.28) υπολογίζει την υπηρεσία ευελιξίας ανοδικής ρύθμισης ισχύος, δηλαδή τη συνολική μείωση κατανάλωσης, που προσφέρει συνολικά ο ΦοΣΕ φορτίου  $a$  ανά χρονική περίοδο  $t$ . Η ικανότητα μείωσης της κατανάλωσης της εύελκτης ζήτησης διαμορφώνεται από τις (6.29)–(6.31). Ο συντελεστής μείωσης κατανάλωσης  $\beta_{i,t}$  δεν μπορεί να ξεπερνάει το όριο μείωσης της εύελκτης ζήτησης στον κόμβο  $i$  ( $DSF_{i,t}^{\text{Dn}} \leq 1$ ) σύμφωνα με την (6.32). Οι μεταβλητές του δυϊκού προβλήματος (Ενότητα 6.5.4.2) παρατίθενται δίπλα σε κάθε περιορισμό, (6.28)–(6.32), του πρωτεύοντος προβλήματος με άνω-κάτω τελεία “:”.

## 6.5.3.2 Πρόβλημα ΦοΣΕ ΑΠΕ

Το πρόβλημα του ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  διαμορφώνεται από τις (6.33)–(6.42).

$$\max_{\Xi_r^{\text{LL}}} \Delta t \sum_{t=1}^T [\lambda_{r,t}^{\text{RSA}} P_{r,t}^{\text{RSA}} - \lambda_{r,t}^{\text{Bid}} \sum_{i \in \mathcal{N}_r} P_{i,t}^{\text{Ch}}] \quad (6.33)$$

υ.π.τ.:

$$P_{r,t}^{\text{RSA}} = \sum_{i \in \mathcal{N}_r} P_{i,t}^{\text{Dch}} \quad : \rho_{r,t}^1 \quad \forall t \quad (6.34)$$

$$0 \leq P_{r,t}^{\text{RSA}} \leq P_{r,t}^{\text{Bid}} \quad : \omega_{r,t}^{1-}, \omega_{r,t}^{1+} \quad \forall t \quad (6.35)$$

$$E_{i,t=1}^{\text{ST}} = E_{i,0}^{\text{ST}} + \Delta t (\eta_{ch} P_{i,t}^{\text{Ch}} - P_{i,t}^{\text{Dch}} / \eta_{dch}) \quad : \rho_{i,t=1}^2 \quad \forall i \in \mathcal{N}_r \quad (6.36)$$

$$E_{i,t}^{\text{ST}} = E_{i,t-1}^{\text{ST}} + \Delta t (\eta_{ch} P_{i,t}^{\text{Ch}} - P_{i,t}^{\text{Dch}} / \eta_{dch}) \quad : \rho_{i,t}^2 \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \neq 1 \quad (6.37)$$



$$E_i^{STmin} \leq E_{i,t}^{ST} \leq E_i^{STmax} \quad : \omega_{i,t}^{2-}, \omega_{i,t}^{2+} \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \neq T \quad (6.38)$$

$$E_{i,t=T}^{ST} = E_{i,0}^{ST} \quad : \omega_{i,t=T}^{2-}, \omega_{i,t=T}^{2+} \quad \forall i \in \mathcal{N}_r \quad (6.39)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{Ch} \leq P_i^{STmax} \quad : \omega_{i,t}^{3-}, \omega_{i,t}^{3+} \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \quad (6.40)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{Dch} \leq P_i^{STmax} \quad : \omega_{i,t}^{4-}, \omega_{i,t}^{4+} \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \quad (6.41)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}_r} P_{i,t}^{Ch} \leq \sum_{i \in \mathcal{N}_r} P_{i,t}^{RES} - P_{i,t}^{Curt} \quad : \omega_{r,t}^5 \quad \forall t \quad (6.42)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση κάθε ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  δίνεται από την (6.33), η οποία μεγιστοποιεί το κέρδος που προκύπτει από τα έσοδα για την παροχή υπηρεσίας ευελιξίας προς τον ηγέτη (αύξηση συνολικής παραγωγής ανά χρονική περίοδο,  $P_{r,t}^{RSA}$ ) μείον το κόστος του ΦοΣΕ ΑΠΕ για φόρτιση των συστημάτων αποθήκευσης. Η (6.34) υπολογίζει τη συνολική αύξηση της παραγωγής που προσφέρει ο ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  ανά χρονική περίοδο  $t$ . Η αύξηση της παραγωγής από τον ΦοΣΕ ΑΠΕ προκύπτει ως αποτέλεσμα της μετατόπισης παραγωγής ΑΠΕ με εκφόρτιση των συστημάτων αποθήκευσης. Η αύξηση παραγωγής που παρέχεται από τον ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  ανά χρονική περίοδο δεν μπορεί να ξεπερνάει την προσφερόμενη δυνατότητα παραγωγής ανά χρονική περίοδο, σύμφωνα με την (6.35). Το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου  $i$  στο τέλος κάθε χρονικής περιόδου δίνεται από την (6.36) για την πρώτη χρονική περίοδο ( $t=1$ ) και από την (6.37) για κάθε χρονική περίοδο  $t \neq 1$ . Η (6.38) περιορίζει την αποθηκευμένη ενέργεια των συστημάτων αποθήκευσης εντός των επιτρεπτών ορίων ( $E_i^{STmin}$  και  $E_i^{STmax}$ ). Με την (6.39) ορίζεται ότι η κατάσταση φόρτισης στο τέλος της τελευταίας χρονικής περιόδου  $t=T$  θα πρέπει να ισούται με την αρχική κατάσταση φόρτισης ( $E_{i,0}^{ST}$ ). Η φόρτιση και η εκφόρτιση του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου  $i$  περιορίζεται σύμφωνα με την (6.40) και την (6.41), αντίστοιχα, από την ικανότητα ισχύος (σε MW) του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου  $i$ . Η (6.42) διασφαλίζει ότι ο ΦοΣΕ ΑΠΕ απορροφάει ενέργεια από το δίκτυο για πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης όταν υπάρχει διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ. Οι μεταβλητές του δυϊκού προβλήματος (Ενότητα 6.5.4.3) παρατίθενται δίπλα σε κάθε περιορισμό, (6.34)–(6.42), του πρωτεύοντος προβλήματος με άνω-κάτω τελεία “:”.

Σημειώνεται ότι η λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης (περιορισμοί ισχύος και ισοζύγιο ενέργειας) έχει μοντελοποιηθεί με τέτοιο τρόπο που το πρόβλημα κάτω επιπέδου παραμένει γραμμικό. Συνήθως, για να διασφαλιστεί ότι η μεταβλητή φόρτισης και η μεταβλητή εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης του κόμβου  $i$  δεν θα λαμβάνουν ταυτόχρονα μη μηδενική τιμή, ακολουθούνται οι εξής δύο προσεγγίσεις: α) η εισαγωγή δυαδικών μεταβλητών ( $u_{i,t}^{Ch}$  και  $u_{i,t}^{Dch}$ ) για τον έλεγχο της ταυτόχρονης φόρτισης/εκφόρτισης ( $u_{i,t}^{Ch} + u_{i,t}^{Dch} \leq 1, \forall i, t$ ), και β) το γινόμενο μεταβλητών με τον περιορισμό ( $P_{i,t}^{Ch} \cdot P_{i,t}^{Dch} = 0$ ). Στην πρώτη περίπτωση, οι δυαδικές μεταβλητές θα οδηγούσαν τη συνολική μοντελοποίηση του διεπίπεδου προγραμματισμού ως πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού μικτών ακεραίων (MINLP), το οποίο έχει υψηλή πολυπλοκότητα επίλυσης. Στη δεύτερη περίπτωση, το γινόμενο μεταξύ μεταβλητών ελέγχου οδηγεί σε μη γραμμικό και μη κυρτό (non-convex) πρόβλημα κάτω επιπέδου που συνεπάγεται δυσκολία στη μετατροπή του διεπίπεδου προβλήματος σε ένα ενιαίο πρόβλημα που μπορεί να επιλυθεί με τεχνικές βελτιστοποίησης.

Αντίθετα, ακολουθείται η προσέγγιση της [53], σύμφωνα με την οποία αν ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος αποθήκευσης (round-trip efficiency) είναι μικρότερος της μονάδας ( $\eta_{ch} \cdot \eta_{dch} < 1$ ), κάτι το οποίο είναι απόλυτα ρεαλιστικό, και η αύξηση της μεταβλητής εκφόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης ελαχιστοποιεί την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης, η βέλτιστη λύση προκύπτει θέτοντας: α)  $P_{i,t}^{Ch} = 0$  κατά τη διάρκεια περιόδων εκφόρτισης και, β)  $P_{i,t}^{Dch} = 0$  κατά τη διάρκεια περιόδων φόρτισης.

#### 6.5.4 Μετασχηματισμός σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC)

##### 6.5.4.1 Διαδικασία μετασχηματισμού σε πρόβλημα MPEC

Το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού που περιγράφεται στις Ενότητες 6.5.2–6.5.3 αποτελεί πρόβλημα βελτιστοποίησης (πρόβλημα άνω επιπέδου) που περιορίζεται από άλλα προβλήματα βελτιστοποίησης (προβλήματα κάτω επιπέδου). Για την επίλυση τέτοιων προβλημάτων ακολουθείται ο μετασχηματισμός σε ένα ενιαίο πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC) [130]. Δεδομένου ότι τα προβλήματα κάτω επιπέδου (Ενότητα 6.5.3.1 και Ενότητα 6.5.3.2) είναι γραμμικά, και συνεπώς κυρτά, οι συνθήκες Karush-Kuhn Tucker (KKT) είναι ικανές και αναγκαίες για να μετασχηματιστεί το διεπίπεδο πρόβλημα σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς συμπληρωματικότητας (MPCC) [160].

Ωστόσο, στην προκειμένη περίπτωση που το πρόβλημα άνω επιπέδου είναι μη γραμμικό ο περιορισμός συμπληρωματικότητας των συνθηκών KKT εισάγει επιπλέον υπολογιστική πολυπλοκότητα. Για τον λόγο αυτό και δεδομένου ότι τα προβλήματα κάτω επιπέδου είναι γραμμικά, είναι προτιμητέα η εφαρμογή της θεωρίας δυϊκότητας. Κάθε πρόβλημα κάτω επιπέδου αντικαθίσταται από τους περιορισμούς του αντίστοιχου πρωτεύοντος προβλήματος, τους περιορισμούς του δυϊκού προβλήματος και από την ισότητα του θεωρήματος ισχυρής δυϊκότητας, σύμφωνα με το οποίο η αντικειμενική συνάρτηση του πρωτεύοντος προβλήματος είναι ίση με την αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος. Το πρόβλημα που διαμορφώνεται με αυτή την προσέγγιση είναι πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με πρωτεύοντες–δυϊκούς περιορισμούς (MPPDC) [160].

##### 6.5.4.2 Δυϊκό πρόβλημα ΦοΣΕ φορτίου

Το πρωτεύον πρόβλημα του ΦοΣΕ φορτίου  $a$  (6.27)–(6.32) μετασχηματίζεται στο δυϊκό πρόβλημα και προκύπτουν οι (6.43)–(6.46). Η αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος (6.43) ελαχιστοποιείται και το διάνυσμα των μεταβλητών του δυϊκού προβλήματος είναι  $\Xi_a^{LL-DUAL} = \{\kappa_{a,t}^1, \kappa_{a,t}^2, \mu_{a,t}^{1+}, \mu_{a,t}^{1-}, \mu_{a,t}^{2+}, \mu_{a,t}^{2-}, \mu_{a,t}^{3+}, \mu_{a,t}^{3-}\}$ .

$$\min_{\Xi_a^{LL-DUAL}} \sum_{t=1}^T \left( \mu_{a,t}^{1+} \sum_{bl \in \mathcal{B}} P_{a,bl,t}^{Bid} + \sum_{bl \in \mathcal{B}} \mu_{a,bl,t}^{2+} P_{a,bl,t}^{Bid} + \sum_{i \in \mathcal{V}_a} \mu_{i,t}^{3+} DSF_{i,t}^{Dn} \right) \quad (6.43)$$

$$-\Delta t \lambda_{a,t}^{LA} + \kappa_{a,t}^1 + \kappa_{a,t}^2 + \mu_{a,t}^{1-} - \mu_{a,t}^{1+} = 0 \quad \forall t \quad (6.44)$$

$$\Delta t \lambda_{a,bl,t}^{Bid} - \kappa_{a,t}^2 + \mu_{a,bl,t}^{2-} - \mu_{a,bl,t}^{2+} = 0 \quad \forall t, bl \quad (6.45)$$

$$-\kappa_{a,t}^1 P_{i,t}^{\text{Dfrc}} + \mu_{i,t}^{3-} - \mu_{i,t}^{3+} = 0 \quad \forall i \in \mathcal{N}_a, t \quad (6.46)$$

Η ισότητα ισχυρής δυϊκότητας δίνεται από την (6.47), σύμφωνα με την οποία η αντικειμενική συνάρτηση του πρωτεύοντος προβλήματος είναι ίση με την αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος.

$$\begin{aligned} & \Delta t \sum_{t=1}^T [\lambda_{a,t}^{\text{LA}} P_{a,t}^{\text{LA}} - \sum_{bl \in \mathcal{B}} \lambda_{a,bl,t}^{\text{Bid}} P_{a,bl,t}^{\text{Bid}}] = \\ & \sum_{t=1}^T \left( \mu_{a,t}^{1+} \sum_{bl \in \mathcal{B}} P_{a,bl,t}^{\text{Bid}} + \sum_{bl \in \mathcal{B}} \mu_{a,bl,t}^{2+} P_{a,bl,t}^{\text{Bid}} + \sum_{i \in \mathcal{N}_a} \mu_{i,t}^{3+} DSF_{i,t}^{\text{Dn}} \right) \end{aligned} \quad (6.47)$$

#### 6.5.4.3 Δυϊκό πρόβλημα ΦοΣΕ ΑΠΕ

Το πρωτεύον πρόβλημα του ΦοΣΕ ΑΠΕ  $r$  (6.33)–(6.42) μετασχηματίζεται στο δυϊκό πρόβλημα που δίνεται από τις (6.48)–(6.52). Η αντικειμενική συνάρτηση (6.48) ελαχιστοποιείται και το διάνυσμα των μεταβλητών του δυϊκού προβλήματος είναι  $\Xi_r^{\text{LL-DUAL}} = \{\rho_{r,t}^1, \rho_{i,t}^2, \omega_{r,t}^{1+}, \omega_{r,t}^{1-}, \omega_{i,t}^{2+}, \omega_{i,t}^{2-}, \omega_{i,t}^{3+}, \omega_{i,t}^{3-}, \omega_{i,t}^{4+}, \omega_{i,t}^{4-}, \omega_{r,t}^5\}$ .

$$\begin{aligned} \min_{\Xi_r^{\text{LL-DUAL}}} & \left( \sum_{t=1}^T (\omega_{r,t}^{1+} P_{r,t}^{\text{Bid}}) + \sum_{i \in \mathcal{N}_r} (-\rho_{i,t=1}^2 E_i^{\text{in}} + (\omega_{i,t=T}^{2+} - \omega_{i,t=T}^{2-}) E_i^{\text{in}}) \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i \in \mathcal{N}_r} (\omega_{i,t}^{2+} E_i^{\text{max}} - \omega_{i,t}^{2-} E_i^{\text{min}}) \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \mathcal{N}_r} ((\omega_{i,t}^{3+} + \omega_{i,t}^{4+}) P_i^{\text{ESSmax}} + \omega_{r,t}^5 (P_{i,t}^{\text{RES}} - P_{i,t}^{\text{Curt}})) \right) \end{aligned} \quad (6.48)$$

$$-\Delta t \lambda_{r,t}^{\text{RSA}} + \rho_{r,t}^1 + \omega_{r,t}^{1-} - \omega_{r,t}^{1+} = 0 \quad \forall t \quad (6.49)$$

$$\Delta t \lambda_{r,t}^{\text{Bid}} - \Delta t \eta_{ch} \rho_{i,t}^2 + \omega_{i,t}^{3-} - \omega_{i,t}^{3+} - \omega_{r,t}^5 = 0 \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \quad (6.50)$$

$$-\rho_{r,t}^1 + \Delta t \rho_{i,t}^2 / \eta_{dch} + \omega_{i,t}^{4-} - \omega_{i,t}^{4+} = 0 \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \quad (6.51)$$

$$\rho_{i,t}^2 - \rho_{i,t+1}^2 \Big|_{t \neq T} + \omega_{i,t}^{2-} - \omega_{i,t}^{2+} = 0 \quad \forall i \in \mathcal{N}_r, t \quad (6.52)$$

Η ισότητα ισχυρής δυϊκότητας δίνεται από την (6.53), σύμφωνα με την οποία η αντικειμενική συνάρτηση του πρωτεύοντος προβλήματος είναι ίση με την αντικειμενική συνάρτηση του δυϊκού προβλήματος.

$$\begin{aligned} & \Delta t \sum_{t=1}^T [\lambda_{r,t}^{\text{RSA}} P_{r,t}^{\text{RSA}} - \lambda_{r,t}^{\text{Bid}} \sum_{i \in \mathcal{N}_r} P_{i,t}^{\text{Ch}}] = \\ & \sum_{t=1}^T (\omega_{r,t}^{1+} P_{r,t}^{\text{Bid}}) + \sum_{i \in \mathcal{N}_r} (-\rho_{i,t=1}^2 E_i^{\text{in}} + (\omega_{i,t=T}^{2+} - \omega_{i,t=T}^{2-}) E_i^{\text{in}}) \\ & \left. + \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i \in \mathcal{N}_r} (\omega_{i,t}^{2+} E_i^{\text{max}} - \omega_{i,t}^{2-} E_i^{\text{min}}) \right. \\ & \left. + \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \mathcal{N}_r} ((\omega_{i,t}^{3+} + \omega_{i,t}^{4+}) P_i^{\text{ESSmax}} + \omega_{r,t}^5 (P_{i,t}^{\text{RES}} - P_{i,t}^{\text{Curt}})) \right) \end{aligned} \quad (6.53)$$

#### 6.5.4.4 Μαθηματική διατύπωση ως πρόβλημα MPEC

Το ενιαίο πρόβλημα MPEC που προκύπτει μεγιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος άνω επιπέδου (6.9) υπό τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$\underset{\mathbb{E}^{\text{UL}} \cup \mathbb{E}_g^{\text{LL}} \cup \mathbb{E}_r^{\text{LL}} \cup \mathbb{E}_a^{\text{LL-DUAL}} \cup \mathbb{E}_r^{\text{LL-DUAL}}}{\text{maximize}} \quad R - (C_1 + C_2 + C_3) \quad (6.54)$$

- περιορισμοί του άνω προβλήματος: (6.14)–(6.26)
- πρωτεύοντες περιορισμοί του προβλήματος κάτω επιπέδου: (6.28)–(6.32)  
(6.34)–(6.42)
- δυϊκοί περιορισμοί του προβλήματος κάτω επιπέδου: (6.44)–(6.46)  
(6.49)–(6.52)
- ισότητες ισχυρής δυϊκότητας των προβλημάτων κάτω επιπέδου: (6.47), (6.53)

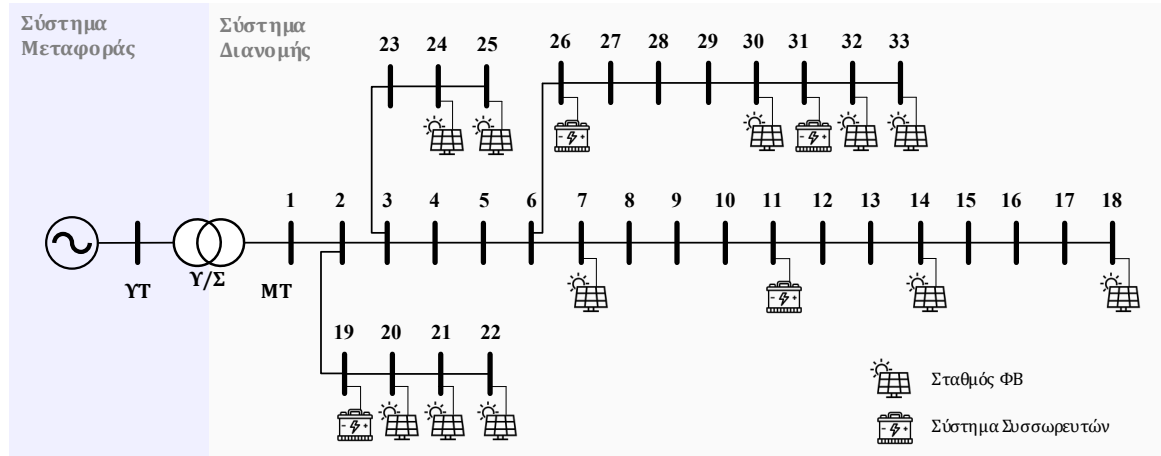
Το παραπάνω πρόβλημα MPEC είναι πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (non-linear programming – NLP) και για την επίλυσή του χρησιμοποιείται ο εμπορικός επιλύτης CONOPT4 σε περιβάλλον βελτιστοποίησης GAMS [133].

## 6.6 Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

Το προτεινόμενο μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού, το οποίο παρουσιάζεται στην Ενότητα 6.5, δοκιμάζεται στο σύστημα διανομής 33 κόμβων που απεικονίζεται στο Σχήμα 6.7. Τα αποτελέσματα που ακολουθούν περιλαμβάνουν τη λειτουργία του συστήματος διανομής για διαφορετικές περιπτώσεις μελέτης, καθώς και τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται μεταξύ του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς, του ΠΗΕ, των ΦοΣΕ, των τελικών πελατών και των παραγωγών ΑΠΕ. Επιπλέον, παρουσιάζονται αποτελέσματα που προέκυψαν από ανάλυση ευαισθησίας για βασικές παραμέτρους του μοντέλου.

### 6.6.1 Περιπτώσεις μελέτης

Οι περιπτώσεις που εξετάζονται παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2. Στις περιπτώσεις μελέτης Π1, Π2 και Π3, οι τιμές που λαμβάνουν οι ΦοΣΕ καθορίζονται με τον μηχανισμό εκκαθάρισης *pay-as-bid*. Στις περιπτώσεις μελέτης Π1 και Π2 θεωρείται ότι συμμετέχουν στην τοπική αγορά μόνο ΦοΣΕ φορτίου (ΦοΣΕΦ) και μόνο ΦοΣΕ ΑΠΕ (ΦοΣΕΑΠΕ), αντίστοιχα. Στην περίπτωση μελέτης Π3 συμμετέχουν ταυτόχρονα ΦοΣΕ φορτίου και ΦοΣΕ ΑΠΕ. Στην περίπτωση μελέτης Π4 οι υπηρεσίες ευελιξίας εκκαθαρίζονται με ενιαία τιμή για όλους τους ΦοΣΕ, δηλαδή εφαρμόζεται ο μηχανισμός εκκαθάρισης *pay-as-clear*. Στην περίπτωση μελέτης Π5 εξετάζεται η λειτουργία της τοπικής αγοράς όταν αναμένεται παραβίαση των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ, λόγω πρόβλεψης για ταυτόχρονη εμφάνιση φορτίου αιχμής και χαμηλής παραγωγή ΑΠΕ. Οι παραβιάσεις που αναμένονται στην περίπτωση Π5 είναι υπερφόρτιση των γραμμών του δικτύου και πτώση τάσης μεγαλύτερη από το αποδεκτό όριο. Οι περιπτώσεις μελέτης του Πίνακα 6.2 συγκρίνονται με το βασικό σενάριο (business-as-usual – BaU), στο οποίο δεν αξιοποιούνται οι πηγές ευελιξίας.



Σχήμα 6.7 Σύστημα διανομής 33 κόμβων (τοπική αγορά ευελιξίας).

### 6.6.2 Δεδομένα εισόδου

#### 6.6.2.1 Δεδομένα δικτύου διανομής

Το δίκτυο διανομής 33 κόμβων λειτουργεί σε ονομαστική τάση 12,66 kV με το αποδεκτό εύρος τιμών τάσης να είναι  $\pm 10\%$  της ονομαστικής τάσης. Τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των γραμμών του δικτύου δίνονται από τους Baran και Wu στην [132]. Το μέγιστο φορτίο κάθε κόμβου του ΔΔ που δίνεται στην [132] έχει προσαρμοστεί κατάλληλα για τις ανάγκες των προσομοιώσεων διπλασιάζοντάς το σε όλους τους κόμβους. Ο υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ έχει ονομαστική ισχύ ίση με 8 MVA. Η ικανότητα μεταφοράς των γραμμών μεταξύ των κόμβων 1-10 θεωρείται ίση με 8 MVA και αυτή των γραμμών μεταξύ των κόμβων 11-33 ίση με 4 MVA. Στο δίκτυο διανομής συνδέονται μονάδες ΦΒ και συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές. Στον Πίνακα 6.3 δίνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΦΒ ανά κόμβο του ΔΔ. Στον Πίνακα 6.4 δίνονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών ανά κόμβο του ΔΔ. Το δίκτυο τροφοδοτεί πελάτες δύο κατηγοριών: α) οικιακούς πελάτες που συνδέονται στους κόμβους 1-22 και 26-30, και β) εμπορικούς πελάτες που συνδέονται στους κόμβους 23-25 και 31-33.

Πίνακας 6.2 Περιπτώσεις μελέτης για το σύστημα διανομής 33 κόμβων.

Περίπτωση μελέτης #	ΦοΣΕ φορτίου	ΦοΣΕ ΑΠΕ	Μηχανισμός εκκαθάρισης		Παραβίαση τεχνικών περιορισμών ΔΔ
			Pay-as-bid	Pay-as-clear	
Π1	✓		✓		
Π2		✓	✓		
Π3	✓	✓	✓		
Π4	✓	✓		✓	
Π5	✓	✓	✓		✓

**Πίνακας 6.3** Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων ΦΒ ανά κόμβο του ΔΔ.

Κόμβος σύνδεσης	Εγκατεστημένη ισχύς ανά κόμβο (MW)	cosφ	Εκπροσώπηση από ΦοΣΕ
7, 14, 22	0,25	0,99	ΦοΣΕΑΠΕ-1
18	0,50	0,99	
20, 21	0,65	0,99	
24, 25, 30, 31	0,25	0,99	ΦοΣΕΑΠΕ-2
33	0,40	0,99	

**Πίνακας 6.4** Τεχνικά χαρακτηριστικά συσσωρευτών ανά κόμβο του ΔΔ.

Κόμβος σύνδεσης	Ικανότητας Ισχύος (MW)	Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MWh)	SoC min (%) <sup>8</sup>	SoC max (%)	SoC t=0 (%)	Εκπροσώπηση από ΦοΣΕ
11	0,6	1,2	10	90	50	ΦοΣΕΑΠΕ-1
19	0,8	2,4	10	90	50	
26	0,6	1,2	10	90	50	ΦοΣΕΑΠΕ-2
32	0,6	1,2	10	90	50	

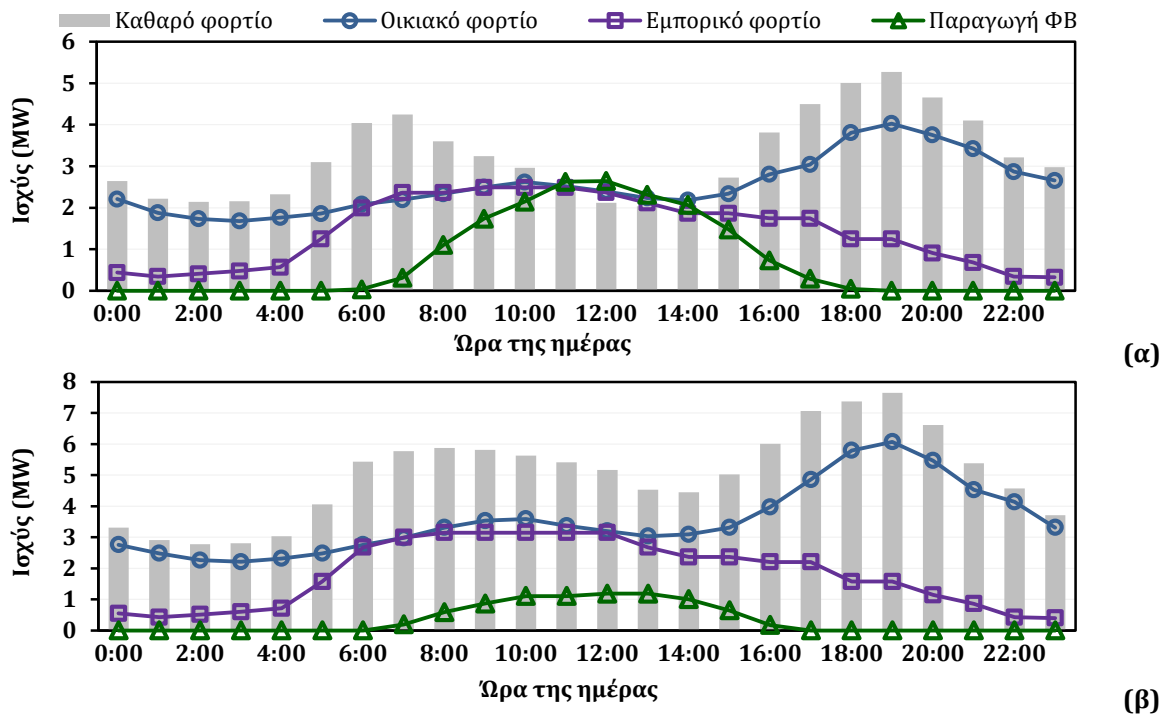
**Πίνακας 6.5** Βασικά χαρακτηριστικά των καμπυλών φορτίου του ΔΔ.

Καμπύλη φορτίου	Ημερήσια ενέργεια κατανάλωσης (MWh)	Μέγιστο φορτίο (MW)	Ώρες μέγιστου φορτίου	Περίπτωση μελέτης
Οικιακό-1	60,90	4,03	19:00	Π1 - Π4
Εμπορικό-1	34,09	2,49	09:00-12:00	
Οικιακό-2	84,84	6,07	19:00	Π5
Εμπορικό-2	43,60	3,15	09:00-12:00	

**Πίνακας 6.6** Βασικά χαρακτηριστικά των καμπυλών παραγωγής ΦΒ.

Καμπύλη παραγωγής	Ημερήσια παραγωγή ΦΒ (MWh)	Μέγιστη παραγωγή (MW)	Ώρες μέγιστης παραγωγής	Περίπτωση μελέτης
ΦΒ-1	17,52	2,64	12:00	Π1 - Π4
ΦΒ-2	8,07	1,19	12:00-14:00	Π5

<sup>8</sup> Τα όρια αποθήκευσης δίνεται ως ποσοστό (%) της εγκατεστημένης χωρητικότητας των συσσωρευτών.



**Σχήμα 6.8** Πρόβλεψη φορτίου και παραγωγής ΦΒ: α) για τις περιπτώσεις μελέτης Π1-Π4, β) για την περίπτωση μελέτης Π5.

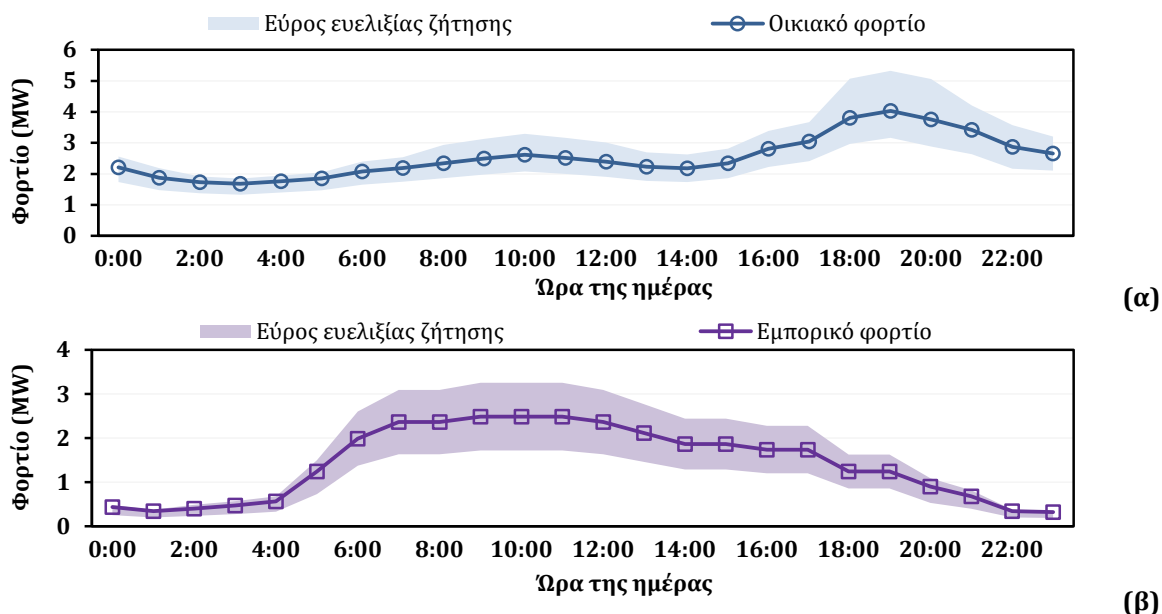
### 6.6.2.2 Καμπύλες πρόβλεψης

Στο Σχήμα 6.8 φαίνονται η κατανάλωση των οικιακών φορτίων του ΔΔ (οικιακό φορτίο), η κατανάλωση των εμπορικών φορτίων του ΔΔ (εμπορικό φορτίο), η παραγωγή των μονάδων ΦΒ και το καθαρό φορτίο<sup>9</sup> του συστήματος διανομής στα όρια ΣΜ-ΔΔ, όπως διαμορφώνονται από ωριαία πρόβλεψη για την επόμενη ημέρα (day-ahead forecasting). Πιο συγκεκριμένα, στο Σχήμα 6.8α φαίνονται οι καμπύλες πρόβλεψης για τις περιπτώσεις Π1-Π4 και στο Σχήμα 6.8β φαίνονται οι καμπύλες πρόβλεψης για την περίπτωση Π5. Τα βασικά χαρακτηριστικά των καμπυλών φορτίου και των καμπυλών παραγωγή ΦΒ συνοψίζονται στον Πίνακα 6.5 και στον Πίνακα 6.6, αντίστοιχα.

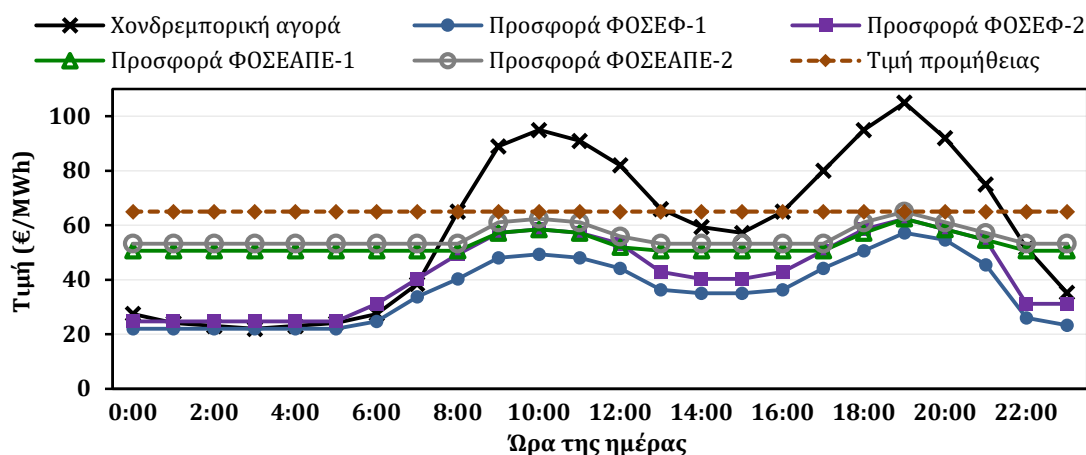
### 6.6.2.3 Δεδομένα συμμετοχής ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ

Στην τοπική αγορά ευελιξίας συμμετέχουν 4 ΦοΣΕ: 2 ΦοΣΕΦ και 2 ΦοΣΕΑΠΕ. Ο ΦοΣΕΦ-1 εκπροσωπεί οικιακούς πελάτες, ενώ ο ΦοΣΕΦ-2 εκπροσωπεί εμπορικούς πελάτες. Το εύρος της ευελιξίας ζήτησης κάθε ΦοΣΕΦ φαίνεται στο Σχήμα 6.9 (σε MW) για κάθε χρονική περίοδο πρόβλεψης. Ο ΦοΣΕΦ-1 προσφέρει υπηρεσία ευελιξίας έως 0,87 MW ανοδικής ρύθμισης (μείωση κατανάλωσης) κατά την ώρα 19:00. Αντίστοιχα, ο ΦοΣΕΦ-2 προσφέρει έως 0,77 MW ανοδικής ρύθμισης κατά τις ώρες 9:00-11:00. Ο ΦοΣΕΑΠΕ-1 εκπροσωπεί μονάδες ΦΒ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,90 MW και συσσωρευτές συνολικής χωρητικότητας 3,6 MWh. Ο ΦοΣΕΑΠΕ-2 εκπροσωπεί μονάδες ΦΒ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,40 MW και συσσωρευτές συνολικής χωρητικότητας 2,4 MWh.

<sup>9</sup> Το καθαρό φορτίο (net load) που απεικονίζεται προκύπτει από το συνολικό φορτίο του ΔΔ μείον την τοπική παραγωγή ΦΒ, δηλαδή δεν περιλαμβάνονται οι απώλειες ενεργού ισχύος του ΔΔ.



Σχήμα 6.9 Εύρος ευελιξίας ζήτησης σε MW: α) ΦοΣΕΦ-1 και β) ΦοΣΕΦ-2.

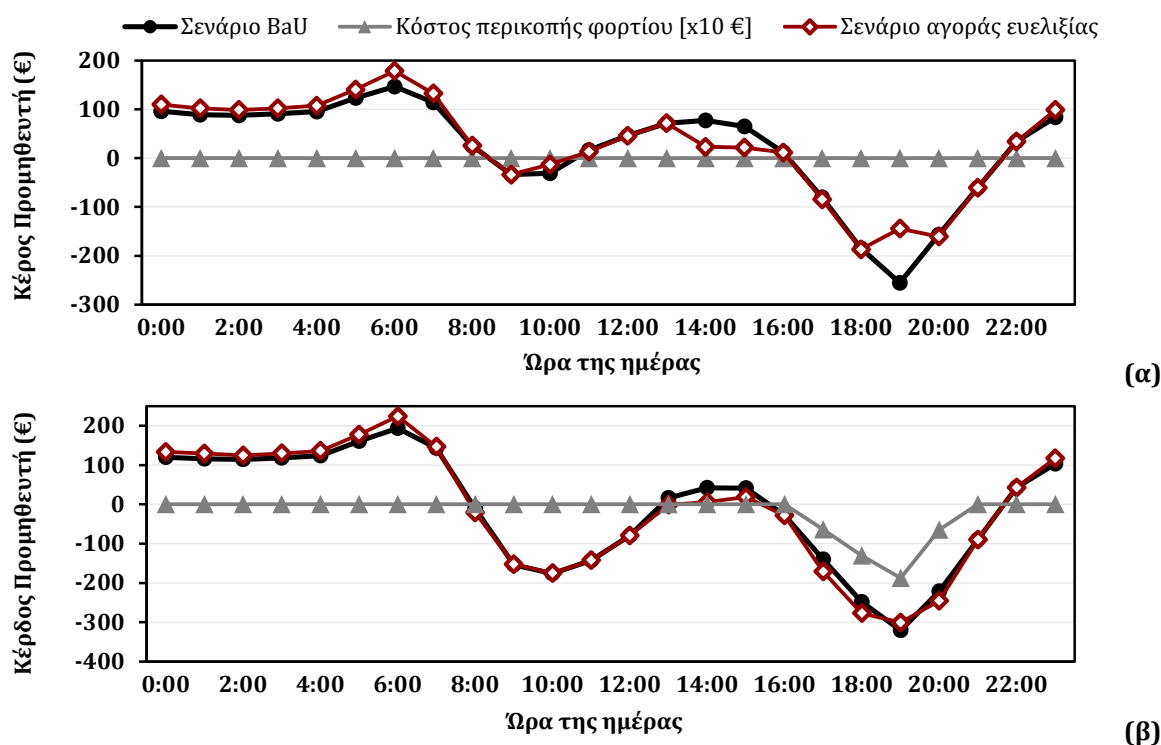


Σχήμα 6.10 Τιμή χονδρεμπορικής αγοράς επόμενης ημέρας, τιμή προμήθειας ΗΕ, τιμές προσφοράς ΦοΣΕ φορτίου ( $bl=4$ ) και τιμές προσφοράς ΦοΣΕ ΑΠΕ.

#### 6.6.2.4 Οικονομικά στοιχεία

Για τις ανάγκες των προσομοιώσεων θεωρούνται οι τιμές που φαίνονται στο Σχήμα 6.10. Για να είναι δίκαιη η σύγκριση του ανταγωνισμού μεταξύ των ΦοΣΕ θεωρείται ότι όλες οι τιμές που προσφέρουν οι ΦοΣΕ διαμορφώνονται με μικτό κέρδος (markup) ίσο με 30% επί των συμφωνημένων τιμών με τους τελικούς καταναλωτές και τους κατόχους μονάδων ΦΒ, αντίστοιχα ( $k_a = k_r = 0,3$ ). Η τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται σταθερή και ίση με 65 €/MWh. Επιπλέον, θεωρείται ότι η τοπική παραγωγή ΑΠΕ αμειβεται με σταθερή τιμή ίση με 30 €/MWh. Τέλος, θεωρείται ότι η αποζημίωση για τυχόν περικοπή φορτίου αντιστοιχεί σε τιμή ίση με 20 φορές επί την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς επόμενης ημέρας και η αποζημίωση απόρριψης παραγωγής ΑΠΕ θεωρείται ίση με 300 €/MWh.





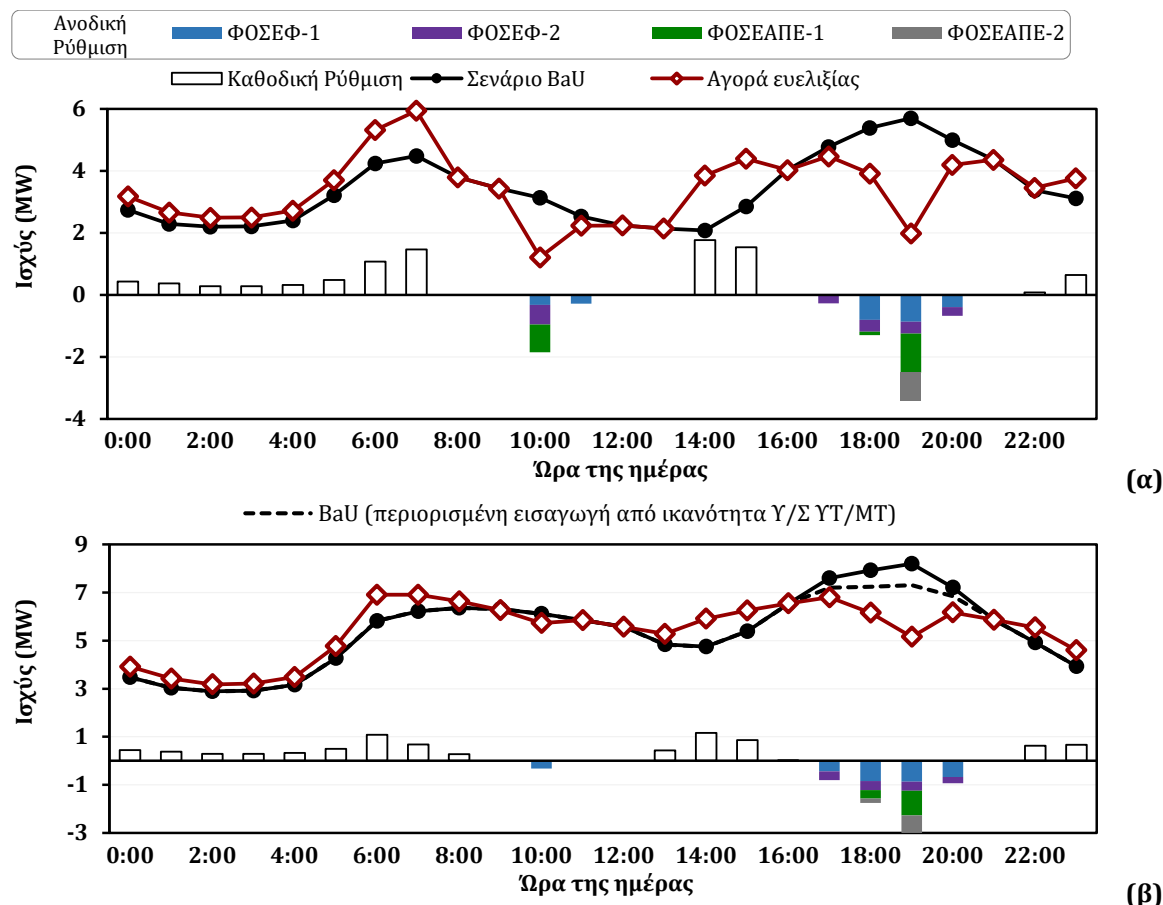
Σχήμα 6.11 Κέρδος ΠΗΕ ανά ώρα: α) Π3 και β) Π5.

### 6.6.3 Αποτελέσματα

Ο Πίνακας 6.7 συνοψίζει το ημερήσιο κέρδος του ΠΗΕ και τα έσοδα κάθε ΦοΣΕ. Η παρουσία μόνο ΦοΣΕ φορτίου (Π1) αυξάνει το κέρδος του ΠΗΕ από 477,40 € (BaU σενάριο) σε 599,50 €, σημειώνοντας αύξηση κατά 25%. Η συμμετοχή μόνο ΦοΣΕ ΑΠΕ (Π2) μπορεί να αυξήσει το κέρδος του ΠΗΕ κατά 10% σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (BaU σενάριο). Στην περίπτωση μελέτης Π3, η συντονισμένη διαχείριση της ευελιξίας που προσφέρουν οι ΦοΣΕ φορτίου και οι ΦοΣΕ ΑΠΕ μπορεί να αυξήσει το κέρδος του ΠΗΕ έως και 33%. Στην Π4 που η προσφερόμενη ευελιξία εκκαθαρίζεται σε ενιαία τιμή, το κέρδος του ΠΗΕ είναι χαμηλότερο από αυτό της Π3. Με την εκκαθάριση σε ενιαία τιμή, οι ΦοΣΕ που προσφέρουν ευελιξία σε χαμηλότερη τιμή αμείβονται με υψηλότερη τιμή, δηλαδή στην ενιαία τιμή που έχει διαμορφωθεί. Οι αρνητικές τιμές που φαίνονται στο δεύτερο μισό του Πίνακα 6.7 στη στήλη

Πίνακας 6.7 Οικονομικά αποτελέσματα: Κέρδος ΠΗΕ και έσοδα ΦοΣΕ.

Περίπτωση μελέτης	Κέρδος ΠΗΕ	Έσοδα ΦοΣΕ			
		ΦοΣΕΦ-1	ΦοΣΕΦ-2	ΦοΣΕΑΠΕ-1	ΦοΣΕΑΠΕ-2
Π1-Π4 (BaU)	477,40 €	-	-	-	-
Π1	599,50 €	129,80 €	102,10 €	-	-
Π2	525,10 €	-	-	136,40 €	58,30 €
Π3	638,80 €	129,50 €	98,50 €	136,40 €	58,30 €
Π4	599,10 €	136,00 €	62,10 €	131,70 €	111,60 €
Π5 (BaU)	-4.745,90 €	-	-	-	-
Π5	-300,20 €	152,00 €	70,70 €	82,20 €	58,10 €



**Σχήμα 6.12** Εισερχόμενη ροή ενεργού ισχύος από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ, ανοδική ρύθμιση ανά ΦοΣΕ και συνολική καθοδική ρύθμιση: α) Π3, β) Π5.

“Κέρδος ΠΗΕ” αντιστοιχούν σε ζημία για τον ΠΗΕ και οφείλονται στα ποσά που αντιστοιχούν στην αναγκαία περικοπή φορτίου για να λειτουργήσει το δίκτυο χωρίς τεχνικά προβλήματα. Στην πραγματικότητα το ποσό της αξίας απώλειας φορτίου που περιέχεται στην τιμή 4.745,90 € αφορά τον Διαχειριστή του ΔΔ.

Ο Πίνακας 6.7 μπορεί να αναλυθεί μαζί με το Σχήμα 6.11 που παρουσιάζει τη διακύμανση του κέρδους του ΠΗΕ ανά ώρα. Στην Π3 δεν προβλέπεται παραβίαση των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ και η αξία της περικοπής φορτίου είναι ίση με μηδέν σε όλη τη διάρκεια της ημέρας. Οι ΦοΣΕ ενεργοποιούνται για να μειώσουν το κόστος της εισερχόμενης ενέργειας στο ΔΔ και έτσι ο ΠΗΕ αυξάνει το κέρδος του σχεδόν σε όλες τις ώρες, με εξαίρεση τις ώρες 14:00–15:00 που αυξάνεται το καθαρό φορτίο στα όρια ΣΜ–ΔΔ και σε τιμή που μειώνει το ωριαίο κέρδος. Αντίθετα, στην Π5 προβλέπεται παραβίαση των τεχνικών περιορισμών μεταξύ των ωρών 17:00–21:00 και οι υπηρεσίες ευελιξίας των ΦοΣΕ ενεργοποιούνται για την αποφυγή περικοπής φορτίου. Το κέρδος του ΠΗΕ δεν μεταβάλλεται σημαντικά, σχεδόν μένει αμετάβλητο, δεδομένου ότι η διαθέσιμη ευελιξία αξιοποιείται κυρίως για να ελαχιστοποιήσει την περικοπή φορτίου. Παρά την ενεργοποίηση των ΦοΣΕ και την εξάλειψη της περικοπής φορτίου, ο ΠΗΕ συνεχίζει να έχει αρνητικό κέρδος (ζημία), το οποίο οφείλεται στο γεγονός ότι η μεσοσταθμική τιμή αγοράς της εισερχόμενης ενέργειας είναι υψηλότερη από την τιμή προμήθειας στους τελικούς καταναλωτές (λιανική τιμή). Με άλλα

λόγια, η ενέργεια που αγοράζεται σε ακριβότερη τιμή από αυτή της τιμής προμήθειας στην Π5 είναι μεγαλύτερη από αυτή στην Π3.

Το Σχήμα 6.12 δίνει μία καλύτερη εικόνα των αποτελεσμάτων, καθώς παρουσιάζει τις χρονικές περιόδους κατά τις οποίες ενεργοποιείται η ευελιξία κάθε ΦΟΣΕ. Η ενεργοποιημένη ευελιξία των ΦΟΣΕ (χρωματιστές μπάρες) μειώνει την εισερχόμενη ενέργεια στο ΔΔ και προέρχεται από μείωση της κατανάλωσης (ΦΟΣΕ φορτίου) ή/και από αύξηση της εγχεόμενης ενέργειας ΑΠΕ (ΦΟΣΕ ΑΠΕ). Η αύξηση της εισερχόμενης ενέργειας στο ΔΔ (λευκές μπάρες) προέρχεται από φόρτιση των συσσωρευτών με ενέργεια ΑΠΕ ή/και ανάκτηση της μείωσης κατανάλωσης με ισόποση αύξηση της ενέργειας κατανάλωσης σε άλλες χρονικές περιόδους. Στην Π3 (Σχήμα 6.12α) η διαθέσιμη ευελιξία ενεργοποιείται κατά τη διάρκεια των ωρών αιχμής φορτίου (μεταξύ των ωρών 09:00–12:00 και 18:00–20:00) που η τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς είναι υψηλότερη. Αντίθετα, η κατανάλωση αυξάνεται με μετατόπιση φορτίου κατά τις ώρες που αναμένεται χαμηλότερη ζήτηση και η τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς είναι χαμηλότερη. Στην Π5 (Σχήμα 6.12β) η ροή ισχύος στα όρια ΣΜ–ΔΔ σε MVA αναμένεται να ξεπεράσει την ικανότητα του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ κατά τις ώρες βραδινής αιχμής (μεταξύ των ωρών 17:00–20:00). Το μεγαλύτερο μέρος της προσφερόμενης ευελιξίας χρησιμοποιείται για να μειωθεί το επίπεδο φόρτισης του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ και συνεπώς για να αποφευχθεί η περικοπή φορτίου.

#### 6.6.4 Ανάλυση ευαισθησίας

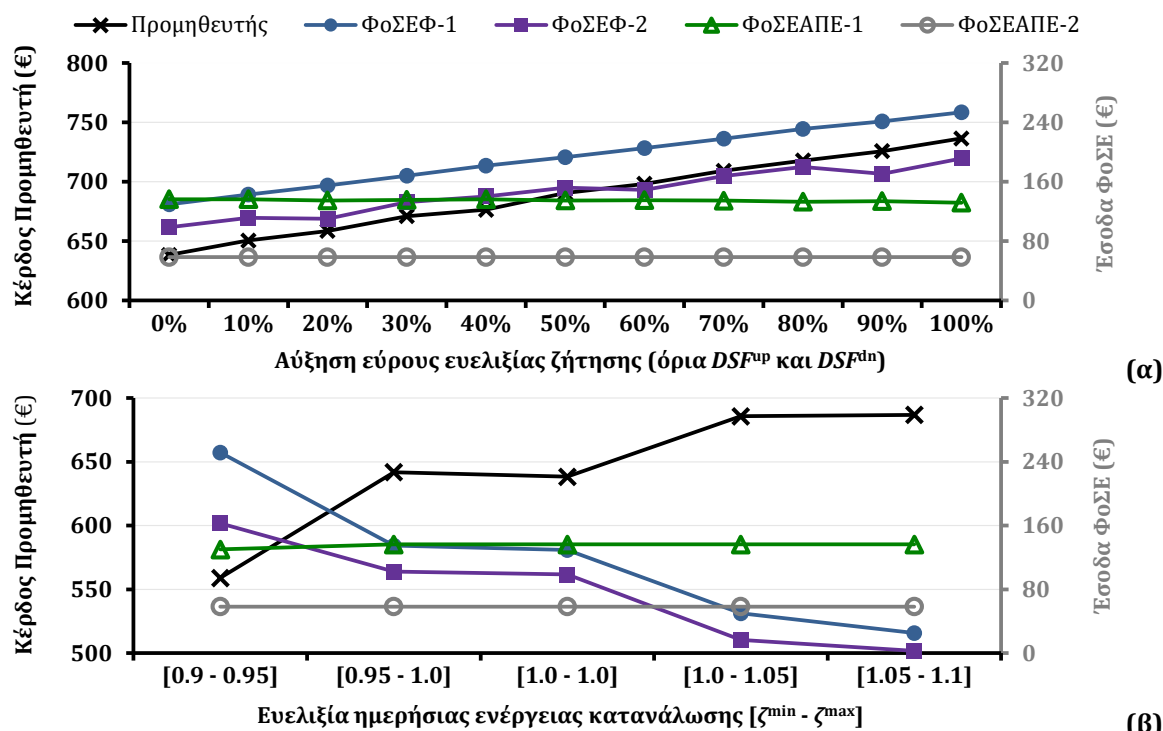
Σε αυτή την ενότητα πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας για μερικές από τις βασικές παραμέτρους του προτεινόμενου μοντέλου: α) χαρακτηριστικά ευέλικτης ζήτησης, β) μέγεθος των συστημάτων αποθήκευσης, και γ) ποσοστό μικτού κέρδους των ΦΟΣΕ. Οι υπόλοιπες παράμετροι του μοντέλου παραμένουν σταθερές στις τιμές της Ενότητας 6.6.2.

##### 6.6.4.1 Επίδραση χαρακτηριστικών ευέλικτης ζήτησης

Η επίδραση της ευέλικτης ζήτησης στα αποτελέσματα της Ενότητας 6.6.3 εξετάζεται για διαφορετικές τιμές των παραμέτρων που ορίζουν τα όρια ευέλικτης ζήτησης, δηλαδή τα όρια μείωσης και αύξησης της κατανάλωσης ( $DSF_{i,t}^{Dn}$ ,  $DSF_{i,t}^{Up}$ ) και τα όρια ημερήσιας κατανάλωσης ενέργειας ( $\zeta^{\min}$ ,  $\zeta^{\max}$ ).

Στο Σχήμα 6.13α, τα όρια μείωσης και αύξησης της κατανάλωσης  $DSF_{i,t}^{Dn} / DSF_{i,t}^{Up}$  που φαίνονται στο Σχήμα 6.9 αυξάνονται ταυτόχρονα με βήμα 10% έως 100%, δηλαδή αυξάνεται το εύρος και προς τις δύο κατευθύνσεις. Φαίνεται ότι το ημερήσιο κέρδος του ΠΗΕ μπορεί να αυξηθεί έως και 15% όταν διπλασιαστεί το εύρος ευέλικτης ζήτησης. Επιπλέον, φαίνεται ότι τα έσοδα του ΦΟΣΕΦ-1 αυξάνονται με μεγαλύτερο ρυθμό από τα έσοδα του ΦΟΣΕΦ-2, κάτι το οποίο οφείλεται στις ακριβότερες υπηρεσίες ευελιξίας που προσφέρει ο ΦΟΣΕΦ-2.

Στο Σχήμα 6.13β αναλύεται η επίδραση των ορίων της ημερήσιας κατανάλωσης ενέργειας ( $\zeta^{\min}$ ,  $\zeta^{\max}$ ). Ανάλογα με τις τιμές των παραμέτρων  $\zeta^{\min}$  και  $\zeta^{\max}$ , οι καταναλωτές μπορούν να παρουσιάσουν ελαφρώς χαμηλότερη ( $\zeta^{\min} < 1$ ) ή μία ελαφρώς υψηλότερη ( $\zeta^{\max} > 1$ ) συνολική ημερήσια ενέργεια κατανάλωσης σε σχέση με την αντίστοιχη που έχει προβλεφθεί. Με τις παραμέτρους  $\zeta^{\min} = 0,90$  και  $\zeta^{\max} = 0,95$ , το κέρδος του ΠΗΕ



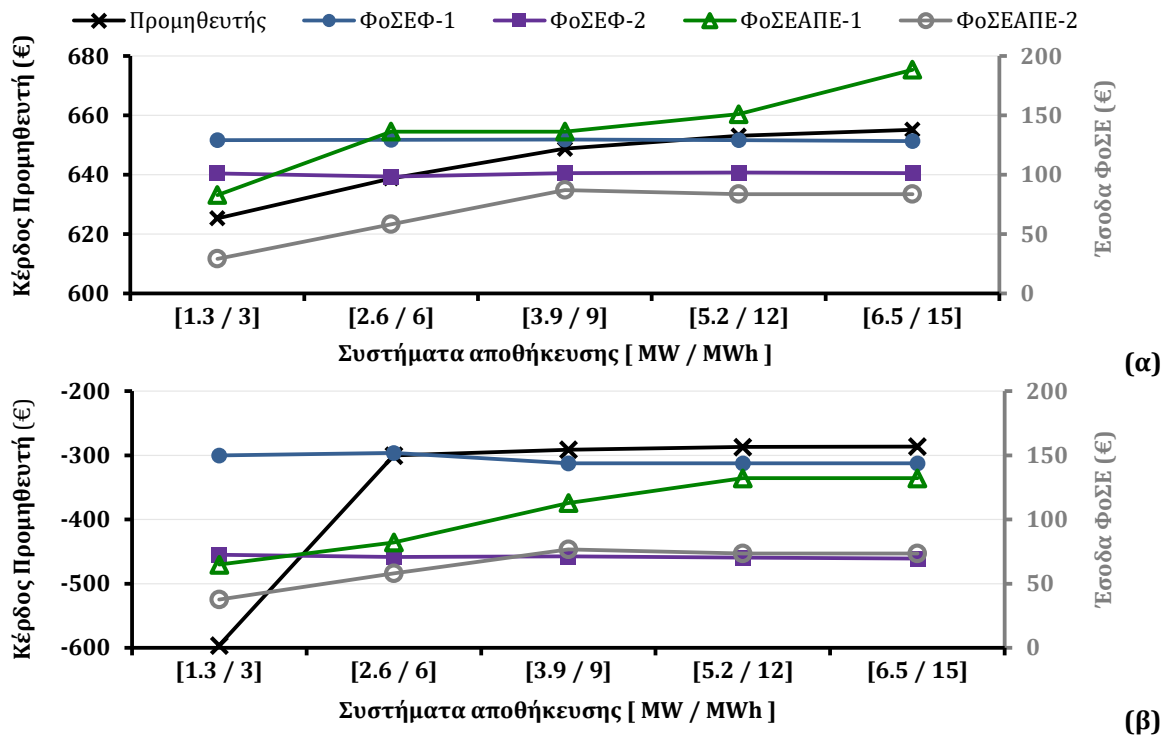
**Σχήμα 6.13** Επίδραση ορίων ευέλικτης ζήτησης (περίπτωση μελέτης Π3): α)  $DSF_{i,t}^{Dn} / DSF_{i,t}^{Up}$  και β)  $z^{\min} / z^{\max}$ .

διαμορφώνεται στα 558,90 € που είναι χαμηλότερο από το αναμενόμενο. Αυτό είναι εύλογο καθώς η ημερήσια ενέργεια κατανάλωσης μειώνεται και τα έσοδα από την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές μειώνονται αντίστοιχα. Οι ΦΟΣΕ φορτίου παρέχουν μεγαλύτερη ευελιξία ανοδικής ρύθμισης ισχύος (μείωση ισχύος κατανάλωσης) και έτσι επιτυγχάνεται μεγαλύτερο κέρδος για αυτούς. Με τις παραμέτρους  $z^{\min} = 1,0$  και  $z^{\max} = 1,05$ , το κέρδος του ΠΗΕ αυξάνεται στα 685,70 €, και μειώνεται η ευελιξία ανοδικής ρύθμισης ισχύος που παρέχουν οι ΦΟΣΕ φορτίου, καθώς η ανάγκη για μείωση της ισχύος κατανάλωσης περιορίζεται. Αντίστοιχα, τα έσοδα των ΦΟΣΕ φορτίου μειώνονται δεδομένου ότι η αύξηση της κατανάλωσης δεν αμείβεται ως υπηρεσία ευελιξίας. Όταν οι παράμετροι λάβουν τιμές  $z^{\min} = 1,05$  και  $z^{\max} = 1,1$ , η ανοδική ρύθμιση ισχύος των ΦΟΣΕ φορτίου σχεδόν μηδενίζεται και επέρχεται κορεσμός για το κέρδος του ΠΗΕ.

#### 6.6.4.2 Επίδραση του μεγέθους των συστημάτων αποθήκευσης

Στο Σχήμα 6.14 παρουσιάζονται οι μεταβολές στο κέρδος του ΠΗΕ και στα έσοδα των ΦΟΣΕ για διαφορετικό μέγεθος των συστημάτων αποθήκευσης. Θεωρείται ότι ο ΦΟΣΕΑΠΕ-1 και ο ΦΟΣΕΑΠΕ-2 εκπροσωπούν και διαχειρίζονται συστήματα αποθήκευσης σε ίδια αναλογία με αυτή του Πίνακα 6.4, δηλαδή για παράδειγμα, όταν το μέγεθος των συσσωρευτών του συστήματος διανομής είναι 5,2 MW / 12 MWh, ο ΦΟΣΕΑΠΕ-1 διαχειρίζεται συσσωρευτές με 1,2 MW / 2,4 MWh στον κόμβο 11 και 1,6 MW / 4,8 MWh στον κόμβο 19.

Στο Σχήμα 6.14α, ο ΦΟΣΕΑΠΕ-2 αυξάνει τα έσοδά του έως ένα συγκεκριμένο σημείο, μετά το οποίο επέρχεται κορεσμός. Ουσιαστικά, η διαχείριση μεγαλύτερου μεγέθους συστημάτων αποθήκευσης δεν αναμένεται να μεταβάλλει τα έσοδά του. Αντίθετα, ο

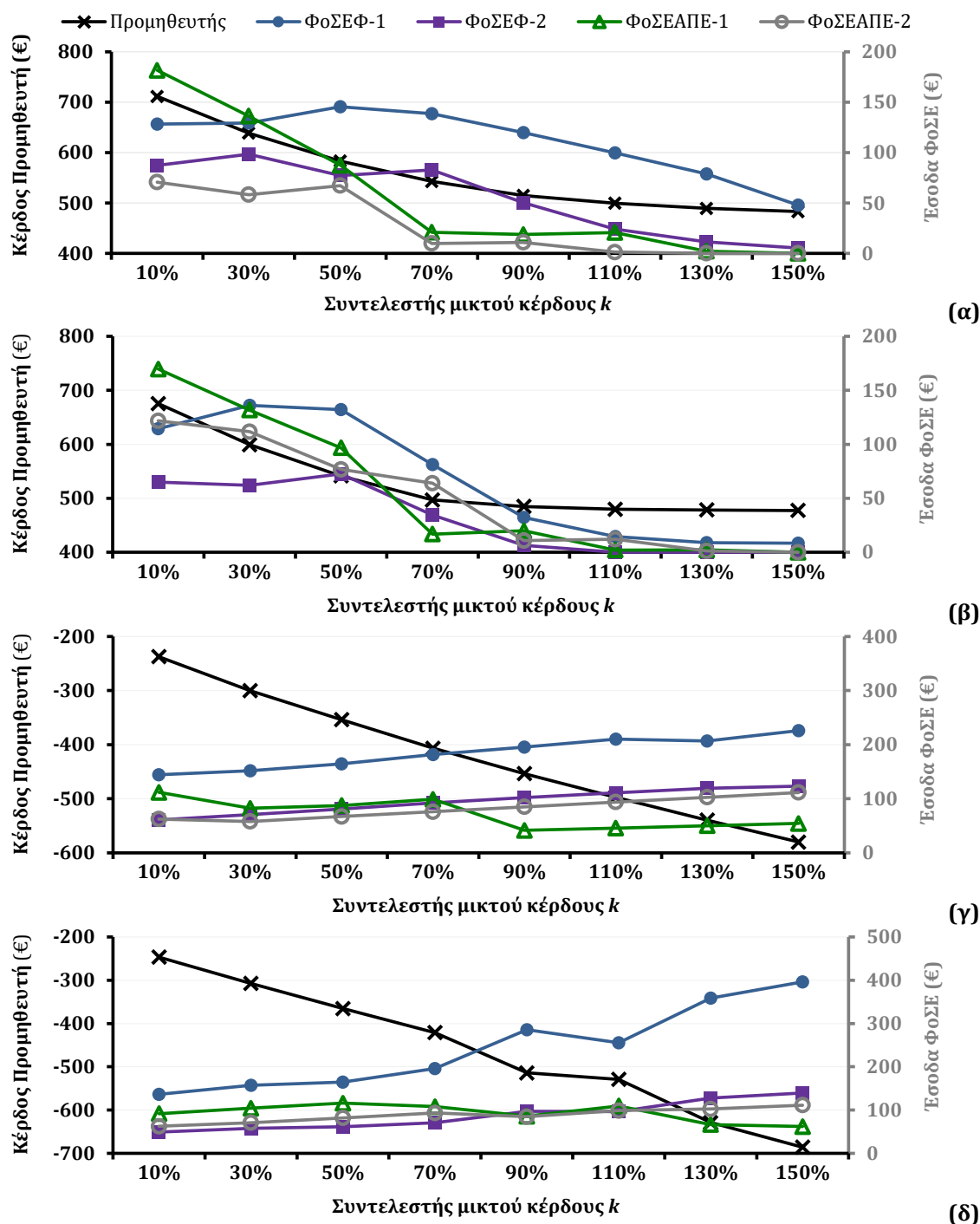


Σχήμα 6.14 Επίδραση του μεγέθους των συστημάτων αποθήκευσης: α) περίπτωση μελέτης Π3 και β) περίπτωση μελέτης Π5.

ΦοΣΕΑΠΕ-1 συνεχίζει μπορεί να αυξήσει τα έσοδά του όταν αυξάνεται το μέγεθος των συστημάτων αποθήκευσης που διαχειρίζεται. Αυτό συμβαίνει διότι τα έσοδα των ΦοΣΕ ΑΠΕ εξαρτώνται άμεσα από τη θέση των συστημάτων αποθήκευσης στο σύστημα διανομής και από το βαθμό που αυτά συμβάλλουν στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος διανομής και στην αντιμετώπιση τεχνικών προβλημάτων του ΔΔ. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα συστήματα αποθήκευσης του ΦοΣΕΑΠΕ-2 βρίσκονται στους κόμβους του ΔΔ που παρουσιάζεται η μεγαλύτερη διακύμανση τάσης. Δεδομένου ότι τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να απορροφούν μόνο ενέργεια που νοείται ως ενέργεια ΑΠΕ, τα έσοδα των ΦοΣΕ ΑΠΕ εξαρτώνται επίσης από τη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ. Αυτό είναι πιο εμφανές στο Σχήμα 6.14β που παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για την περίπτωση μελέτης Π5, στην οποία η παραγωγή ΑΠΕ είναι χαμηλή.

#### 6.6.4.3 Επίδραση του συντελεστή κέρδους των ΦοΣΕ

Στο Σχήμα 6.15 παρουσιάζονται το κέρδος του ΠΗΕ και τα έσοδα των ΦοΣΕ για διαφορετικές τιμές του ποσοστού μικτού κέρδους (markup) των ΦοΣΕ, από 10% έως και 150%. Θεωρείται ότι όλοι οι ΦοΣΕ αυξάνουν ταυτόχρονα τις τιμές που προσφέρουν με ίδιο μικτό κέρδος (συντελεστές κέρδους  $k_a = k_r$ ). Παρότι είναι αναμενόμενο το κέρδος του ΠΗΕ να μειώνεται όσο αυξάνεται το μικτό κέρδος των ΦοΣΕ, στη συνέχεια αναλύονται οι διακυμάνσεις στα έσοδα των ΦοΣΕ, ο ανταγωνισμός μεταξύ των ΦοΣΕ και η ευκαιρία που δημιουργείται για τους ΦοΣΕ να προσφέρουν υπηρεσίες ευελιξίας σε μεγαλύτερη τιμή.



**Σχήμα 6.15** Επίδραση των συντελεστών κέρδους των ΦοΣΕ φορτίου ( $k_a$ ) και των ΦοΣΕ ΑΠΕ ( $k_r$ ): α) περίπτωση μελέτης Π3, β) περίπτωση μελέτης Π4, γ) περίπτωση μελέτης Π5 (pay-as-bid) και δ) περίπτωση μελέτης Π5 (pay-as-clear).

Στην Π3 (Σχήμα 6.15α) και στην Π4 (Σχήμα 6.15β), όταν το μικτό κέρδος ανέλθει στο 150% το κέρδος του ΠΗΕ είναι ίσο με 482,90 € and 477,60 €, αντίστοιχα, και πολύ κοντά στο κέρδος στο βασικό σενάριο (BaU) που είναι ίσο με 477.40 €. Σε αυτό το σημείο, οι τιμές προσφοράς των ΦοΣΕ αυξάνονται σε μεγάλο βαθμό και δεν κρίνεται συμφέρον για τον Διαχειριστή της τοπικής αγοράς να αγοράσει την ευελιξία που προσφέρουν οι ΦοΣΕ. Στο Σχήμα 6.15α φαίνεται ότι η σταδιακή ταυτόχρονη αύξηση του μικτού κέρδους από όλους τους ΦοΣΕ οδηγεί τον Διαχειριστή της τοπικής αγοράς να επιλέγει ολοένα και περισσότερο την

ευελιξία των ΦΟΣΕ φορτίου από αυτή των ΦΟΣΕ ΑΠΕ, καθώς οι ΦΟΣΕ φορτίου προσφέρουν χαμηλότερες τιμές σε σχέση με αυτές των ΦΟΣΕ ΑΠΕ (Σχήμα 6.10). Πιο συγκεκριμένα, ο ΦΟΣΕΦ-1 αυξάνει τα έσοδά του, και συνεπώς και το κέρδος του, όταν αυξάνει το μικτό κέρδος του έως και 50%. Σε αντίθεση, ο ΦΟΣΕΦ-2 έχει λιγότερα έσοδα όταν προσφέρει μεγαλύτερες τιμές. Παρόμοια συμπεριφορά παρατηρείται στο Σχήμα 6.15β, αλλά αυτή τη φορά ο ανταγωνισμός μεταξύ των ΦΟΣΕ είναι πιο εμφανής. Όταν οι τιμές προσφοράς των ΦΟΣΕ αυξάνονται με τον ίδιο ρυθμό, τείνει να επικρατήσει ο ΦΟΣΕΦ-1, ο οποίος εκπροσωπεί οικιακούς πελάτες. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι υπερβολικά υψηλές τιμές προσφοράς ευελιξίας μπορεί να αποτρέψουν την ενεργοποίηση των προσφερόμενων υπηρεσιών ευελιξίας ή να οδηγήσουν σε μονοπωλιακή αγορά, δηλαδή σε μία αγορά στην οποία θα επικρατήσει ο πιο φθηνός ΦΟΣΕ.

Μία διαφορετική όψη της τοπικής αγοράς φαίνεται στο Σχήμα 6.15γ, όταν προβλέπεται παραβίαση των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ (περίπτωση μελέτης Π5). Η παρουσία των ΦΟΣΕ μπορεί να αποτρέψει την περικοπή φορτίου. Ωστόσο, η τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι αρκετή για να καλύψει το συνολικό κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τη χονδρεμπορική αγορά επόμενης ημέρας και συνεπώς το κέρδος που προκύπτει είναι αρνητικό (ζημία για τον ΠΗΕ). Ο ΦΟΣΕΦ-1 και ο ΦΟΣΕΦ-2 αυξάνουν τα έσοδά τους σε σχέση με τις περιπτώσεις μελέτης Π3 και Π4. Αντίθετα, τα έσοδα του ΦΟΣΕΑΠΕ-1 και του ΦΟΣΕΑΠΕ-2 μειώνονται ελαφρώς δεδομένου ότι και η διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ είναι μειωμένη σε σχέση με τις περιπτώσεις μελέτης Π3 και Π4. Ο ΦΟΣΕΦ-1 μπορεί να διπλασιάσει τα έσοδά του, καθώς παραμένει η πιο οικονομική λύση για να μειωθεί το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας του ΔΔ. Οι ώρες που υπάρχει διαθέσιμη ευελιξία από τη μεριά των καταναλωτών παίζουν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του κέρδους κάθε ΦΟΣΕ φορτίου. Ο ΦΟΣΕΦ-1 προσφέρει μεγαλύτερες ποσότητες ευελιξίας κατά τις ώρες βραδινής αιχμής που αναμένεται υπερφόρτιση του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ. Σε αντίθεση, ο ΦΟΣΕΦ-2 μπορεί να προσφέρει ευελιξία κατά τη διάρκεια της μεσημβρινής αιχμής φορτίου, χρονική περίοδο που δεν αναμένεται υπερφόρτιση του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ και η ευελιξία του δεν μπορεί να προσφερθεί σε υψηλότερη τιμή. Όσον αφορά τους ΦΟΣΕ ΑΠΕ, αυτοί περιορίζονται σημαντικά από τη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ.





# 7

*« Errors using inadequate data are much less...  
than those using no data at all. »*

*Charles Babbage 1791–1871*

## ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ

### 7.1 Σύνοψη της διδακτορικής διατριβής

Αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η συμβολή στη διαχείριση των ενεργών δικτύων διανομής (ΔΔ) με ετερογενείς πηγές ευελιξίας. Ως ετερογενείς πηγές ευελιξίας θεωρήθηκαν διανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (ΔΕΠ) διαφόρων τεχνολογιών που συνδέονται στα ΔΔ. Οι ΔΕΠ περιλαμβάνουν μονάδες διανεμημένης παραγωγής (ΜΔΠ), κυρίως μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), ευέλικτα φορτία και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, με πιο διαδεδομένη τεχνολογία αυτή των συσσωρευτών. Ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να χρησιμοποιεί απευθείας την ευελιξία των ΔΕΠ ή να την προμηθεύεται μέσω φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) όταν πρόκειται για ΔΕΠ μικρότερης κλίμακας. Η παρούσα διδακτορική διατριβή συμβάλλει στην ανάπτυξη πρωτότυπων μεθοδολογιών και μοντέλων:

- για την εκτίμηση των επιπτώσεων της αυξημένης διείσδυσης των ΔΕΠ στα ΔΔ,
- για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ,
- για την κατανομή της ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο,
- για τη βέλτιστη αλληλεπίδραση του Διαχειριστή του ΔΔ με ΦοΣΕ.

Στην αρχή της διδακτορικής διατριβής παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για την εκτίμηση των επιπτώσεων που προκαλούνται από τη διαρκώς αυξανόμενη διείσδυση των ΔΕΠ στα ΔΔ, ιδίως όταν δεν υπάρχει συντονισμένη διαχείριση και δεν είναι δυνατός ο έλεγχός τους. Η μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ βασίζεται σε αλγόριθμο πιθανοτικής ροής ισχύος με χρήση προσομοίωσης Monte Carlo. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται πέντε δράσεις διαχείρισης της ζήτησης που μπορούν να συμβάλλουν στην αύξηση των περιθωρίων διείσδυσης των ΔΕΠ στα δίκτυα διανομής. Οι δράσεις διαχείρισης της ζήτησης χρησιμοποιούν σύγχρονες πρακτικές, όπως συστήματα αποθήκευσης (μπαταρίες οικιακής χρήσης behind-the-meter), προγράμματα απόκρισης ζήτησης και ενεργειακής απόδοσης, ενώ

παράλληλα γίνεται η θεώρηση ότι ο χρήστης, δηλαδή ο τελικός καταναλωτής, λαμβάνει κατάλληλα οικονομικά κίνητρα που τον παρακινούν να υιοθετήσει τις προτεινόμενες δράσεις. Συγκεκριμένα, οι δράσεις εστιάζουν στην αύξηση της διείσδυσης φωτοβολταϊκών (ΦΒ) μονάδων μικρής κλίμακας (π.χ. συστήματα ΦΒ σε στέγη) και ηλεκτρικών οχημάτων στα ΔΔ. Η μεθοδολογία εκτίμησης των επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ εφαρμόστηκε σε τμήμα δικτύου ΧΤ, και στη συνέχεια προσαρμόστηκε κατάλληλα προκειμένου να διερευνηθούν οι δυνατότητες που έχει κάθε μία από τις προτεινόμενες δράσεις διαχείρισης της ζήτησης. Τα αποτελέσματα δείχνουν το επίπεδο διείσδυσης μέχρι το οποίο το δίκτυο μπορεί να λειτουργήσει χωρίς προβλήματα τάσης ή υπερφόρτιση των γραμμών ή/και των υποσταθμών διανομής. Τέλος, πραγματοποιήθηκε πιθανοτική ανάλυση των αποτελεσμάτων για να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με την πιθανότητα που υπάρχει μελλοντικά να εμφανιστούν προβλήματα στο δίκτυο, καθώς και τις δυνατότητες που έχει κάθε μία από τις δράσεις διαχείρισης της ζήτησης για περιορισμό των τεχνικών προβλημάτων.

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η έννοια της ευελιξίας των ΔΕΠ στα ενεργά ΔΔ και περιγράφονται οι δυνατότητες που δίνονται στον Διαχειριστή του ΔΔ από την αξιοποίησή τους μέσω τοπικών αγορών ευελιξίας. Ακολουθεί βιβλιογραφική επισκόπηση των μεθόδων και των μοντέλων βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται από την ερευνητική κοινότητα για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Από τη βιβλιογραφική μελέτη προέκυψε κατηγοριοποίηση των εργασιών ανάλογα με: 1) το στάδιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ που εφαρμόζεται η μέθοδος (προγραμματισμός λειτουργίας ή κατανομή σε πραγματικό χρόνο), 2) την αντικειμενική συνάρτηση που βελτιστοποιείται, 3) τις μεταβλητές ελέγχου του προβλήματος, 4) τους ΔΕΠ που λαμβάνονται υπόψη, 5) την παρουσία ή όχι τρίτων φορέων που διαχειρίζονται ΔΕΠ (π.χ. ΦοΣΕ ή Διαχειριστές μικροδικτύων), 6) τη στρατηγική διαχείρισης των ενεργών ΔΔ που εφαρμόζεται (π.χ. συντονισμένος έλεγχος τάσης, έλεγχος αέργου ισχύος, διαχείριση ζήτησης, κλπ.), 7) τον χρονικό ορίζοντα επίλυσης του προβλήματος, 8) την ενσωμάτωση αβεβαιοτήτων στο πρόβλημα με κάποιο στοχαστικό μοντέλο, 9) τη μοντελοποίηση ή όχι του προβλήματος ως παίγνιο απόφασης (με διεπίπεδο προγραμματισμό), 10) την κατηγορία μαθηματικού προγραμματισμού με την οποία έχει προσεγγιστεί το πρόβλημα, και 11) τη μέθοδο ή το λογισμικό που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος μαθηματικού προγραμματισμού.

Για τον προγραμματισμό λειτουργίας των ενεργών ΔΔ αναπτύχθηκε μία πρωτότυπη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων με σταθμισμένα σενάρια (scenario-based two stage stochastic programming). Στο 1<sup>ο</sup> στάδιο λαμβάνονται οι αποφάσεις που σχετίζονται με τον προγραμματισμό λειτουργίας για την επόμενη ημέρα κατανομής, δηλαδή προγραμματίζονται οι ροές ισχύος στα όρια του ΔΔ με το σύστημα μεταφοράς (ΣΜ) και δεσμεύονται οι απαιτούμενες ποσότητες ευελιξίας για να λειτουργήσει το δίκτυο χωρίς να παραβιάζονται τα όρια τάσης και τα θερμικά όρια των στοιχείων του δικτύου. Στο 2<sup>ο</sup> στάδιο μοντελοποιείται η λειτουργία του ΔΔ με σταθμισμένα σενάρια φορτίου και τοπικής παραγωγής ΑΠΕ και προκύπτουν οι βέλτιστοι έλεγχοι για κάθε σενάριο ανεξάρτητα δεδομένων των αποφάσεων του 1<sup>ου</sup> σταδίου. Τα σενάρια παράγονται βάσει του σφάλματος πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ εφαρμόζοντας κατάλληλο αλγόριθμο παραγωγής και επιλογής αντιπροσωπευτικών σεναρίων. Η μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας των ενεργών ΔΔ εφαρμόστηκε αρχικά σε ένα σύστημα διανομής 4 κόμβων, ως αναλυτικό παράδειγμα. Στη συνέχεια, εφαρμόστηκε σε σύστημα διανομής 33 κόμβων και

εξετάστηκε για τέσσερις αντιπροσωπευτικές ημέρες του έτους. Τα αποτελέσματα έχουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον όταν συγκρίνονται με την business-as-usual (BaU) περίπτωση, στην οποία ο προγραμματισμός λειτουργίας πραγματοποιείται μόνο με σημειακές προβλέψεις, δηλαδή με ένα μοναδικό σενάριο. Με μία πρώτη ματιά, το αναμενόμενο κόστος λειτουργίας φαίνεται μεγαλύτερο στην περίπτωση της προτεινόμενης στοχαστικής μεθοδολογίας. Ωστόσο, όταν το πρόβλημα επιλύεται με ένα μοναδικό σενάριο, δεσμεύεται μικρότερη ποσότητα ευελιξίας που δεν είναι αρκετή για να αποφευχθούν πιθανές παραβιάσεις των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ, καθώς και να περιοριστούν οι αποκλίσεις από το πρόγραμμα ροών στα όρια ΣΜ-ΔΔ. Το πλεονέκτημα της προτεινόμενης μεθοδολογίας στοχαστικού προγραμματισμού έναντι της BaU προσέγγισης ποσοτικοποιείται με την αξία της στοχαστικής επίλυσης (value of stochastic solution – VSS).

Για την κατανομή της ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο (ΚΕΠΧ), δηλαδή για την ενεργοποίηση μέρους ή όλης της διαθεσιμότητας ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο, αναπτύχθηκε μία πρωτότυπη μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου που λαμβάνει υπόψη τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά των ΔΕΠ, μεταξύ των οποίων και τον χρόνο απόκρισης στις εντολές κατανομής του Διαχειριστή του ΔΔ. Το μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου (model predictive control) που αναπτύχθηκε βασίζεται στην επαναληπτική επίλυση βέλτιστης ροής ισχύος πολλαπλών περιόδων με κυλιόμενο ορίζοντα λαμβάνοντας ανανεωμένες προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Η διαδικασία της ΚΕΠΧ αποτελεί το 2<sup>ο</sup> στάδιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ και χρησιμοποιείται για την έγκαιρη ενεργοποίηση των υπηρεσιών ευελιξίας, δηλαδή για την έγκαιρη ρύθμιση της ισχύος (έγχυσης ή απορρόφησης) των ΔΕΠ του ΔΔ. Το μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος λαμβάνει υπόψη τη διαθεσιμότητα ευελιξίας των ΔΕΠ και τους λειτουργικούς περιορισμούς των ΔΕΠ. Η μεθοδολογία ΚΕΠΧ εφαρμόστηκε σε ένα σύστημα διανομής 33 κόμβων για διαφορετικούς κυλιόμενους ορίζοντες και για διαφορετικές περιπτώσεις προγραμματισμού λειτουργίας (περισσότερο ή λιγότερο συντηρητικές). Από τα αποτελέσματα φαίνεται ότι ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να μειώσει σημαντικά τα κόστη λειτουργίας του ΔΔ αν διαλέξει τον κατάλληλο σε διάρκεια κυλιόμενο ορίζοντα σε συνδυασμό με τις σωστές αποφάσεις στο στάδιο του προγραμματισμού λειτουργίας.

Για τη βέλτιστη αλληλεπίδραση του Διαχειριστή του ΔΔ με ΦοΣΕ αναπτύχθηκε ένα πρωτότυπο μαθηματικό μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού (bi-level programming), με το οποίο ο Διαχειριστής του ΔΔ μπορεί να λάβει αποφάσεις για τις πιο οικονομικές υπηρεσίες ευελιξίας που παρέχονται από ΦοΣΕ φορτίων και ΦοΣΕ ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης (συσσωρευτές). Στο πρόβλημα που μοντελοποιήθηκε, οι αποφάσεις λαμβάνονται σε δύο επίπεδα (άνω επίπεδο και κάτω επίπεδο) ακολουθώντας το μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg. Το πρόβλημα διεπίπεδου προγραμματισμού μετασχηματίζεται κατάλληλα σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (mathematical programming with equilibrium constraints – MPEC) προκειμένου να είναι δυνατή η επίλυσή του. Το προτεινόμενο μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού περιγράφει ουσιαστικά μία τοπική αγορά ευελιξίας που οργανώνεται από τον Διαχειριστή του ΔΔ για την αποτελεσματική διαχείριση του ΔΔ. Ο Διαχειριστής του ΔΔ αναζητά τις βέλτιστες αποφάσεις που θα είναι ικανές να ελαχιστοποιήσουν το κόστος λειτουργίας του ΔΔ μεγιστοποιώντας ταυτόχρονα τα κέρδη των ΦοΣΕ που συμμετέχουν στην τοπική αγορά ευελιξίας.

## 7.2 Συμβολή της διδακτορικής διατριβής

Η παρούσα διδακτορική διατριβή αναπτύσσει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο διαχείρισης των ενεργών ΔΔ, τόσο στο στάδιο του προγραμματισμού λειτουργίας, όσο και στο στάδιο της ενδοημερήσιας λειτουργίας του ΔΔ. Τα κυριότερα σημεία, στα οποία συμβάλλει η παρούσα διδακτορική διατριβή, περιγράφονται συνοπτικά ως εξής:

### Στον προγραμματισμό λειτουργίας των ενεργών ΔΔ

- Αναπτύσσει μία πρωτότυπη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ. Η στοχαστική επίλυση βασίζεται σε σταθμισμένα σενάρια φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.
- Διατυπώνει μαθηματικά τόσο τη δέσμευση διαθεσιμότητας όσο και την ενεργοποίηση της ευελιξίας ετερογενών πηγών ευελιξίας. Πιο συγκεκριμένα, μοντελοποιεί τη δέσμευση και την ενεργοποίηση ανοδικής και καθοδικής ρύθμισης ισχύος (μείωσης και αύξησης ενεργού ισχύος κατανάλωσης) από ΦοΣΕ, τον προγραμματισμό λειτουργίας συσσωρευτών και τη δέσμευση διαθεσιμότητας ισχύος των συσσωρευτών για επιπρόσθετη φόρτιση/εκφόρτιση σε πραγματικό χρόνο, τη ρύθμιση αέργου ισχύος των μονάδων ΑΠΕ και των συστημάτων συσσωρευτών.
- Διατυπώνει μαθηματικά τη συνεργασία μεταξύ Διαχειριστή ΔΔ και Διαχειριστή ΣΜ θεωρώντας το μοντέλο κοινής ευθύνης εξισσορόπησης της Ενότητας 3.2.3.2. Η μοντελοποίηση πραγματοποιείται με το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ που καθορίζεται από τον Διαχειριστή ΔΔ στο 1<sup>ο</sup> στάδιο του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας.
- Αναπτύσσει ένα πρωτότυπο μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς, το οποίο αποδεικνύεται ιδιαίτερα αποτελεσματικό στην επίλυση του προβλήματος, παρά το μεγάλο πλήθος των μεταβλητών του προβλήματος λόγω των πολλαπλών σταθμισμένων σεναρίων.
- Αναπτύσσει δύο αλγόριθμους για την παραγωγή σταθμισμένων σεναρίων πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ για την επόμενη ημέρα λειτουργίας του ΔΔ. Κάθε ένας από τους αλγόριθμους επιλέγει αντιπροσωπευτικά σενάρια πρόβλεψης.

### Στην κατανομή της ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο

- Αναπτύσσει μία πρωτότυπη μεθοδολογία ΚΕΠΧ βασισμένη στις αρχές του προβλεπτικού ελέγχου. Η πρωτοτυπία βασίζεται στο γεγονός ότι το πρόβλημα της κατανομής σε πραγματικό χρόνο που παραδοσιακά εφαρμόζεται στο επίπεδο του ΣΜ μεταφέρεται στο επίπεδο του ΔΔ με τον Διαχειριστή ΔΔ να ακολουθεί το πρόγραμμα ροών ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ.
- Μοντελοποιεί τη διαχείριση του χρόνου απόκρισης των πηγών ευελιξίας στις εντολές κατανομής (set-point) του Διαχειριστή του ΔΔ. Με αυτόν τον τρόπο μπορούν να μειωθούν τα κόστη λειτουργίας και να αποφευχθούν παραβιάσεις τεχνικών ορίων του ΔΔ που θα προκαλούνταν λόγω αδυναμίας ταχείας απόκρισης στις εντολές κατανομής.
- Αναπτύσσει έναν αλγόριθμο που υλοποιεί την παραπάνω μεθοδολογία ΚΕΠΧ με προβλεπτικό έλεγχο. Ο αλγόριθμος επιλύει σε κάθε χρονική περίοδο της ημέρας κατανομής βέλτιστη ροή ισχύος πολλαπλών περιόδων, η οποία έχει διατυπωθεί με

μοντέλο μη γραμμικού προγραμματισμού, ώστε να επιλύεται αποτελεσματικά και σε μικρούς χρόνους.

### Στη βέλτιστη αλληλεπίδραση του Διαχειριστή του ΔΔ με ΦοΣΕ

- Αναπτύσσει ένα πρωτότυπο μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού για την οικονομικά βέλτιστη αξιοποίηση υπηρεσιών ευελιξίας για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ. Το μοντέλο βασίζεται στο μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg, στο οποίο ο Διαχειριστής του ΔΔ έχει τον ρόλο του ηγέτη και οι συμμετέχοντες στην αγορά ευελιξίας, δηλαδή οι ΦοΣΕ, έχουν τον ρόλο των *ακολουθών*.
- Μοντελοποιεί τη σωρευτική εκπροσώπηση ετερογενών πηγών ευελιξίας, δηλαδή μοντελοποιεί ΦοΣΕ οικιακών φορτίων, ΦοΣΕ εμπορικών φορτίων, ΦοΣΕ ΑΠΕ και συστημάτων αποθήκευσης που προσφέρουν ετερογενείς και ανταγωνιστικές υπηρεσίες ευελιξίας στον Διαχειριστή του ΔΔ.
- Αναπτύσσει ένα πρωτότυπο μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού με πρωτεύοντες και δυϊκούς περιορισμούς (MPPDC) για τη μετατροπή του μοντέλου διεπίπεδου προγραμματισμού σε μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC). Το μοντέλο MPPDC είναι μη γραμμικό και μπορεί να επιλυθεί αποτελεσματικά από εμπορικούς επιλύτες βελτιστοποίησης.
- Μοντελοποιεί δύο διαφορετικούς μηχανισμούς εκκαθάρισης της τοπικής αγοράς ευελιξίας: 1) Μηχανισμός *pay-as-bid*, στον οποίο κάθε συμμετέχων αμείβεται στην τιμή που προσφέρει, και 2) Μηχανισμός *pay-as-clear*, στον οποίο όλοι οι συμμετέχοντες αμείβονται σε κοινή τιμή για την ευελιξία που παρέχουν.

Τα παραπάνω σημεία, στα οποία συμβάλλει η παρούσα διδακτορική διατριβή, μπορούν να αποτελέσουν εργαλεία για τους Διαχειριστές ΔΔ στη λήψη αποφάσεων για την αποτελεσματική διαχείριση των ενεργών ΔΔ, αξιοποιώντας ετερογενείς πηγές ευελιξίας.

## 7.3 Μελλοντικές επεκτάσεις

Η παρούσα διδακτορική διατριβή μπορεί να αποτελέσει μία σταθερή βάση για περαιτέρω έρευνα επί των θεμάτων της βέλτιστης διαχείρισης των ενεργών ΔΔ με αυξημένη διείσδυση ΔΕΠ. Ενδεικτικά αναφέρονται μερικές μελλοντικές επεκτάσεις της παρούσας διδακτορικής διατριβής:

- Διαμόρφωση κατάλληλης μεθοδολογίας ανάλυσης κόστους-οφέλους (*cost-benefit analysis*) των δράσεων διαχείρισης της ζήτησης του Κεφαλαίου 2. Η μεθοδολογία αυτή μπορεί να χρησιμοποιήσει ως βάση τη μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων των ΔΕΠ στα ΔΔ που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2. Η επέκταση αυτή έχει πρακτική αξία για τον Διαχειριστή του ΔΔ και μπορεί να αποτελέσει εργαλείο για στρατηγικές αποφάσεις στην προσπάθεια προώθησης νέων τεχνολογιών στα ΔΔ, π.χ. αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ, ηλεκτρικών οχημάτων, συστημάτων αποθήκευσης, απόκρισης ζήτησης.
- Μοντελοποίηση της αλληλεπίδρασης μεταξύ Διαχειριστή του ΣΜ και Διαχειριστή του ΔΔ στην περίπτωση που ο Διαχειριστής του ΣΜ αναζητά ευελιξία από τον Διαχειριστή του ΔΔ, π.χ. για μείωση ή αποφυγή υπερφόρτισης των γραμμών του συστήματος σε συγκεκριμένες περιοχές. Σε αυτό το πλαίσιο, ο Διαχειριστής του ΔΔ παίζει τον ρόλο

του ΦοΣΕ καθώς καλείται να συντονίσει την ευελιξία των ΔΕΠ που είναι συνδεδεμένοι σε διαφορετικές περιοχές του ΔΔ, δηλαδή σε διαφορετικούς υποσταθμούς υψηλής τάσης/ μέσης τάσης και ταυτόχρονα να λάβει υπόψη τις αβεβαιότητες της πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Η υπολογιστική πολυπλοκότητα ενός τέτοιου προβλήματος αυξάνεται σημαντικά και θα πρέπει να εξεταστεί η εφαρμογή προσεγγιστικών μοντέλων ροών ισχύος που θα μειώσουν τους χρόνους επίλυσης.

- Η προτεινόμενη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας μπορεί να προσαρμοστεί για να ενσωματώσει τη μοντελοποίηση επιπλέον αβεβαιοτήτων, όπως για παράδειγμα η περίπτωση αδυναμίας παροχής ευελιξίας από συγκεκριμένη πηγή ευελιξίας, λόγω πιθανού τεχνικού σφάλματος ή καλύτερης ευκαιρίας που προκύπτει για τον κάτοχο του ΔΕΠ να συμμετάσχει σε άλλη αγορά ενέργειας (π.χ. αγορά εξισορρόπησης).
- Πρόταση νέων αλγορίθμων επιλογής αντιπροσωπευτικών σεναρίων πρόβλεψης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας. Η επιλογή των σεναρίων πρόβλεψης είναι κρίσιμης σημασίας για την αποτελεσματικότητα του στοχαστικού προγραμματισμού λειτουργίας κατά τη φάση λειτουργίας του ΔΔ. Ταυτόχρονα, το πλήθος των σεναρίων δεν θα πρέπει να είναι μεγάλο, καθώς αυξάνει την υπολογιστική πολυπλοκότητα κατά την επίλυση.
- Μοντελοποίηση της απώλειας επικοινωνίας στα συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και της αδυναμίας υλοποίησης των εντολών κατανομής που αποστέλλονται από τον Διαχειριστή ΔΔ κατά τη διαδικασία ΚΕΠΧ. Σε αυτό το πλαίσιο μπορεί να προταθεί κατάλληλος αλγόριθμος που θα λαμβάνει υπόψη την περίπτωση απώλειας επικοινωνίας του κεντρικού συστήματος ελέγχου του Διαχειριστή του ΔΔ με το τοπικό σύστημα ελέγχου του ΔΕΠ (μονάδα ΑΠΕ, σύστημα αποθήκευσης) ή του ΦοΣΕ.
- Η προτεινόμενη μεθοδολογία προβλεπτικού ελέγχου μπορεί να προσαρμοστεί κατάλληλα ώστε να εφαρμοστεί για τη διαχείριση αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων, όπως μικροδίκτυα και ηλεκτρικά συστήματα μη διασυνδεδεμένων νησιών. Σε αυτές τις περιπτώσεις ο χρόνος απόκρισης στις εντολές κατανομής του Διαχειριστή του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος παίζει πιο κρίσιμο ρόλο, καθώς μπορεί να θέσει σε κίνδυνο την απρόσκοπτη λειτουργία του συστήματος.
- Ανάπτυξη ενός μηχανισμού διασφάλισης ευελιξίας στο επίπεδο των ενεργών ΔΔ. Στην παρούσα διδακτορική διατριβή μοντελοποιήθηκε η συμμετοχή παρόχων ευελιξίας σε μία τοπική αγορά ευελιξίας, θεωρώντας δεδομένη τη συμμετοχή τους σε αυτή. Ωστόσο, πάντα υπάρχει ο κίνδυνος να μην υπάρχει συμμετοχή. Έτσι, ένας μηχανισμός διασφάλισης ευελιξίας, ως προθεσμιακή αγορά ευελιξίας, προγραμματίζει μακροπρόθεσμα τις απαραίτητες ποσότητες ευελιξίας. Στο πλαίσιο αυτό μπορεί να αναπτυχθεί ένα μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού με ηγέτη τον Διαχειριστή του ΔΔ και με *ακόλουθους* τους μελλοντικούς δυνητικούς παρόχους ευελιξίας (π.χ. ΦοΣΕ φορτίου, ΦοΣΕ ΑΠΕ με συστήματα αποθήκευσης, Ενεργειακές Κοινότητες).
- Τέλος, στο πλαίσιο τοπικής αγοράς ευελιξίας, ενδιαφέρον παρουσιάζει η ανάπτυξη μίας μεθοδολογίας που θα εκτιμάει μακροπρόθεσμα τις ανάγκες ευελιξίας και θα προσδιορίζει την τιμή αμοιβής της ευελιξίας. Οι τιμές αμοιβής της ευελιξίας θα πρέπει να είναι επαρκείς για να διασφαλίζεται ικανοποιητική συμμετοχή στην αγορά ευελιξίας, ως προθεσμιακή αγορά ευελιξίας στο σύστημα διανομής.

# Παράρτημα Α

## Δεδομένα δικτύων διανομής

**Πίνακας Α.1** Δεδομένα δικτύου διανομής 33 κόμβων.

<b>Βασική τάση (kV)</b>	12,66					
<b>Βάση Ισχύος (MVA)</b>	10,00					
Κόμβος <i>i</i>	Κόμβος <i>j</i>	$r_{ij}$ (α.μ.)	$x_{ij}$ (α.μ.)	Ικανότητα μεταφοράς γραμμής (MVA)	Μέγιστη ενεργός ισχύς φορτίου στον κόμβο <i>j</i> (kW)	Μέγιστη άεργος ισχύς φορτίου στον κόμβο <i>j</i> (kVAr)
1	2	0,00575259	0,00293245	5	100	60
2	3	0,03075952	0,01566676	5	90	40
3	4	0,02283567	0,01162997	5	120	80
4	5	0,02377779	0,01211039	5	60	30
5	6	0,05109948	0,04411152	5	60	20
6	7	0,01167988	0,0386085	2	200	100
7	8	0,04438605	0,01466848	2	200	100
8	9	0,0642643	0,04617047	2	60	20
9	10	0,0651378	0,04617047	2	60	20
10	11	0,01226637	0,00405551	2	45	30
11	12	0,02335976	0,0077242	2	60	35
12	13	0,09159223	0,07206337	2	60	35
13	14	0,03379179	0,04447963	2	120	80
14	15	0,03687398	0,03281847	2	60	10
15	16	0,04656354	0,03400393	2	60	20
16	17	0,08042397	0,10737754	2	60	20
17	18	0,04567133	0,03581331	2	90	40
2	19	0,01023237	0,00976443	2	90	40
19	20	0,09385084	0,08456683	2	90	40
20	21	0,02554974	0,02984859	2	90	40
21	22	0,04423006	0,05848052	2	90	40
3	23	0,02815151	0,01923562	2	90	50
23	24	0,05602849	0,04424254	2	420	200
24	25	0,05590371	0,0437434	2	420	200

Κόμβος <i>i</i>	Κόμβος <i>j</i>	$r_{ij}$ (α.μ.)	$x_{ij}$ (α.μ.)	Ικανότητα μεταφοράς γραμμής (MVA)	Μέγιστη ενεργός ισχύς φορτίου στον κόμβο <i>j</i> (kW)	Μέγιστη άεργος ισχύς φορτίου στον κόμβο <i>j</i> (kVAr)
6	26	0,01266568	0,00645139	2	60	25
26	27	0,01773196	0,0090282	2	60	25
27	28	0,06607369	0,0582559	2	60	20
28	29	0,05017607	0,04371221	2	120	70
29	30	0,03166421	0,01612847	2	200	600
30	31	0,06079528	0,06008401	2	150	70
31	32	0,01937288	0,02257986	2	210	100
32	33	0,02127585	0,03308052	2	60	40



# Δημοσιεύσεις του Συγγραφέα

## A. Δημοσιεύσεις στο πλαίσιο της διδακτορικής διατριβής

### ο Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά

- [Π1] **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziaargyriou, “Optimal operation of smart distribution networks: A review of models, methods and future research,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 95–106, Nov. 2016. [doi: [10.1016/j.epsr.2016.06.035](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.035)]
- [Π2] I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis and N.D. Hatziaargyriou, “Demand side flexibility schemes for facilitating the high penetration of residential distributed energy resources,” *IET Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 12, no. 18, Oct. 2018. [doi: [10.1049/iet-gtd.2018.5415](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5415)]
- [Π3] **V.A. Evangelopoulos**, I.I. Avramidis, and P.S. Georgilakis, “Flexibility services management under uncertainties for power distribution systems: Stochastic scheduling and predictive real-time dispatch,” *IEEE Access*, vol. 8, no. 1, pp. 38855–38871, Feb. 2020. [doi: [10.1109/ACCESS.2020.2975663](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2975663)]
- [Π4] I.I. Avramidis, F. Capitanescu, **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, G. Deconinck, “In pursuit of new real-time ancillary services providers: Hidden opportunities in low voltage networks and sustainable buildings,” *Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 429–442, Jan. 2022. [doi: [10.1109/TSG.2021.3112925](https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3112925)]
- [Π5] **V.A. Evangelopoulos**, T.P. Kontopoulos, and P.S. Georgilakis, “Heterogeneous aggregators competing in a local flexibility market for active distribution system management: A bi-level programming approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, 107639, 2022. [doi: [10.1016/j.ijepes.2021.107639](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107639)]
- [Π6] P.A. Karafotis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Reliability-oriented reconfiguration of power distribution systems considering load and RES production scenarios,” *Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 6, pp. 4668–4678, Dec. 2022. [doi: [10.1109/TPWRD.2022.3153552](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2022.3153552)]

### ο Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια

- [Σ1] I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Demand side flexibility prospects in modern LV networks: A probabilistic assessment,” Proc. in *IEEE 2019 PowerTech*, Milan, Italy, Jun. 2019. [doi: [10.1109/PTC.2019.8810428](https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810428)]
- [Σ2] M.C. Fotopoulou, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Optimal robust operational planning of power distribution systems considering electric

vehicle aggregators”, Proc. in *2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon)*, Gammarth, Tunis, Tunisia, 28 Sep. – 1 Oct. 2020, pp. 894–899. [[doi: 10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236553](https://doi.org/10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236553)]

- [Σ3] T.P. Kontopoulos, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Impact of demand side flexibility on aggregators demand response services,” Proc. in *2020 Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER)*, Paphos, Cyprus, 9–12 Nov. 2020. [[doi: 10.1049/icp.2021.1249](https://doi.org/10.1049/icp.2021.1249)]
- [Σ4] I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, F. Capitanescu, P.S. Georgilakis, and G. Deconinck “Predictive control in LV networks: A 3-stage approach based on smart sustainable buildings,” Proc. *IEEE 2021 PowerTech*, Madrid, Spain, Jun. 2021. [[doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494863](https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9494863)]

## B. Δημοσιεύσεις εκτός πλαισίου διδακτορικής διατριβής

Η εργασία [Π7] πραγματοποιήθηκε πριν την έναρξη της διδακτορικής διατριβής, συνεπώς δεν συνηπολογίζεται στις δημοσιεύσεις που έγιναν στα πλαίσια της διδακτορικής διατριβής.

Οι εργασίες [Π8], [Π9] και [Π10] δεν σχετίζονται άμεσα με τα ζητήματα που διερευνά η παρούσα διδακτορική διατριβή και συνεπώς δεν συνηπολογίζεται στις δημοσιεύσεις που έγιναν στα πλαίσια της διδακτορικής διατριβής.

### ο Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά

- [Π7] **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, “Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm,” *IET Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 8, no. 3, pp. 389-400, Mar. 2014. [[doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0442](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0442)]
- [Π8] P.A. Karafotis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Evaluation of harmonic contribution to unbalance in power systems under nonstationary conditions using wavelet packet transform,” *Electric Power Systems Research*, vol. 178, Jan. 2020. [[doi: 10.1016/j.epsr.2019.106026](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106026)]
- [Π9] **V.A. Evangelopoulos**, P.A. Karafotis, and P.S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting based on hierarchical trending method,” *Energies*, vol. 13, no. 18, 4643, Sep. 2020. [[doi: 10.3390/en13184643](https://doi.org/10.3390/en13184643)]
- [Π10] **V.A. Evangelopoulos** and P.S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting for assessing the impact of electric load growth in power distribution networks,” *Electric Power System Research*, vol. 207, 107847, 2022. [[doi: 10.1016/j.epsr.2022.107847](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107847)]

### ο Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια

- [Σ5] **V.A. Evangelopoulos** and P.S. Georgilakis, “A probabilistic spatial load forecasting methodology for distribution system planning,” Proc. in *2020 Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER)*, Paphos, Cyprus, 9–12 Nov. 2020.

# Βιβλιογραφία

- [1] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2015*. OECD, 2015.
- [2] EC, "Europe 2020 targets." European Commission, 2007.
- [3] A. Zervos and C. Lins, *Renewables 2016 Global Status Report*. Ottawa, ON, CA: REN21, 2016.
- [4] International Energy Agency (IEA), *Tracking Clean Energy Progress 2017*. Paris: OECD, 2017.
- [5] IRENA, "Power system flexibility for the energy transition, Part 1: Overview for policy makers," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Nov. 2018.
- [6] CIGRE Working Group C6.19, "Planning and optimization methods for active distribution systems," Paris, Technical Brochure 591, Dec. 2013.
- [7] Eurelectric, "Active Distribution System Management: A key tool for the smooth integration of distributed generation," Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, Brussels, Belgium, Feb. 2013.
- [8] IRENA, "Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [9] N. Damsgaard, J. Helbrink, G. Papaefthymiou, K. Grave, V. Giordano, and P. Gentili, "Study on the effective integration of distributed energy resources for providing flexibility to the electricity system. Report to the European Commission," Apr. 2015.
- [10] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Using distributed energy resources: A how-to guide for federal facility managers," US Department of Energy (DoE), 2002.
- [11] EPRI, "Common functions for DER group management," Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, Apr. 2016. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002008215>.
- [12] IRENA, "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [13] NERC, "Distributed energy resources: Connection modeling and reliability considerations," North America Electricity Reliability Corporation, Atlanta GA, Feb. 2017.
- [14] NYISO, "Distributed energy resources roadmap for New York's wholesale electricity markets," New York Independent System Operator, Jan. 2017.
- [15] V. A. Evangelopoulos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Optimal operation of smart distribution networks: A review of models, methods and future research," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 95–106, Nov. 2016.
- [16] A. Poullikkas, "A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 778–788, Nov. 2013.

- [17] IEC, “Electrical energy storage,” International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, White paper, 2011.
- [18] M. Zidar, P. S. Georgilakis, N. D. Hatziaargyriou, and D. Škrlec, “Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 645–652, Feb. 2016.
- [19] P. Siano, “Demand response and smart grids—A survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461–478, Feb. 2014.
- [20] K. Ponds, A. Arefi, A. Sayigh, and G. Ledwich, “Aggregator of demand response for renewable integration and customer engagement: Strengths, weaknesses, opportunities, and threats,” *Energies*, vol. 11, no. 9, p. 2391, Sep. 2018.
- [21] EN50160, “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems,” Brussels: CENELEC, 2007.
- [22] Gridworks and GridLab, “The role of distributed energy resources in today’s grid transition,” Utah Clean Energy, Sep. 2018. [Online]. Available: <https://gridlab.org/publications/>.
- [23] T. Hong, J. Wilson, and J. Xie, “Long term probabilistic load forecasting and normalization with hourly information,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 456–462, Jan. 2014.
- [24] H. L. Willis, *Spatial electric load forecasting*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2002.
- [25] V. Evangelopoulos, P. Karafotis, and P. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting based on hierarchical trending method,” *Energies*, vol. 13, no. 18, p. 4643, Sep. 2020.
- [26] V. A. Evangelopoulos and P. S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting for assessing the impact of electric load growth in power distribution networks,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 207, p. 107847, Jun. 2022.
- [27] L. Kane and G. W. Ault, “Evaluation of wind power curtailment in active network management schemes,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 672–679, Mar. 2015.
- [28] W. Liu, Q. Wu, F. Wen, and J. Ostergaard, “Day-ahead congestion management in distribution systems through household demand response and distribution congestion prices,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2739–2747, Nov. 2014.
- [29] F. Capitanescu and I. Bilibin, “A tractable two-step MILP-QCP approach to on-line thermal constraint management in large radial active distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 580–587, Nov. 2016.
- [30] I. Bilibin and F. Capitanescu, “Contributions to thermal constraints management in radial active distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 169–176, Jun. 2014.
- [31] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, “Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, Feb. 2010.
- [32] N. G. Paterakis *et al.*, “Multi-objective reconfiguration of radial distribution systems using reliability indices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1048–1062, Mar. 2016.

- [33] V. H. Mendez Quezada, J. Rivier Abbad, and T. Gomez San Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, May 2006.
- [34] P. Richardson, D. Flynn, and A. Keane, "Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems," in *IEEE Power Energy Society General Meeting (PES GM)*, Minneapolis, MN, Jul. 2010, pp. 1–6.
- [35] P. Richardson, M. Moran, J. Taylor, A. Maitra, and A. Keane, "Impact of electric vehicle charging on residential distribution networks: An Irish demonstration initiative," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 2013, pp. 0674–0674.
- [36] A. Navarro-Espinosa and P. Mancarella, "Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks," *Appl. Energy*, vol. 127, pp. 249–266, Aug. 2014.
- [37] A. Navarro-Espinosa and L. F. Ochoa, "Probabilistic impact assessment of low carbon technologies in LV distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2192–2203, May 2016.
- [38] B. Borkowska, "Probabilistic load flow," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 752–759, May 1974.
- [39] V. A. Evangelopoulos and P. S. Georgilakis, "Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 3, pp. 389–400, Mar. 2014.
- [40] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model," *Energy Build.*, vol. 42, no. 10, pp. 1878–1887, Oct. 2010.
- [41] I. Richardson and M. Thomson, "Domestic electricity demand model - simulation example (Dataset)," 2010. Accessed: Oct. 23, 2020. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/2134/5786>.
- [42] Tong Wu, Xiaomeng Ai, Weixing Lin, Jinyu Wen, and Luo Weihua, "Markov chain Monte Carlo method for the modeling of wind power time series," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Tianjin, China, May 2012, pp. 1–6.
- [43] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sánchez, "Matpower User's Manual." .
- [44] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES GM)*, San Diego, CA, Jul. 2011, pp. 1–7.
- [45] EPRI, "Principles and practice of demand-side management," Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, Sep. 1993. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/TR-102556>.
- [46] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," *Proc. IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985.
- [47] I. I. Avramidis, V. A. Evangelopoulos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Demand side flexibility schemes for facilitating the high penetration of residential distributed energy resources," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 18, pp. 4079–4088, Oct. 2018.

- [48] I. I. Avramidis, V. A. Evangelopoulos, and P. S. Georgilakis, "Demand side flexibility prospects in modern LV networks: A probabilistic assessment," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, Jun. 2019, pp. 1–6.
- [49] A. J. Conejo, J. M. Morales, and L. Baringo, "Real-time demand response model," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 236–242, Dec. 2010.
- [50] Berkley Lab, "Demand Response Quick Assessment Tool (DRQAT)." Demand response research center, California, US, [Online]. Available: <https://buildings.lbl.gov/demand-response>.
- [51] "Simulation Tool – OpenDSS." Electrical Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, Accessed: Oct. 03, 2020. [Online]. Available: <https://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>.
- [52] A. Navarro-Espinosa, "Dissemination document - Low voltage networks models and low carbon technology profiles," Electricity North West Limited (ENWL) & The University of Manchester, Jun. 2015. Accessed: Nov. 12, 2020. [Online]. Available: <https://www.enwl.co.uk/lvns>.
- [53] S. Gill, I. Kockar, and G. W. Ault, "Dynamic optimal power flow for active distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 121–131, Jan. 2014.
- [54] M. Nick, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Stochastic day-ahead optimal scheduling of Active Distribution Networks with dispersed energy storage and renewable resources," in *2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, Portland, OR, USA, Jul. 2014, pp. 91–96.
- [55] A. Borghetti *et al.*, "Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources," *IEEE Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 313–322, Sep. 2010.
- [56] P. Siano, P. Chen, Z. Chen, and A. Piccolo, "Evaluating maximum wind energy exploitation in active distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 5, p. 598, 2010.
- [57] C. Cecati, C. Citro, and P. Siano, "Combined operations of renewable energy systems and responsive demand in a smart grid," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 468–476, Oct. 2011.
- [58] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, "Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 198–205, Feb. 2011.
- [59] L. F. Ochoa, A. Keane, and G. P. Harrison, "Minimizing the reactive support for distributed generation: Enhanced passive operation and smart distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2134–2142, Nov. 2011.
- [60] F. Pilo, G. Pisano, and G. G. Soma, "Optimal coordination of energy resources with a two-stage online active management," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4526–4537, Oct. 2011.
- [61] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, and G. G. Soma, "Optimal operation of active distribution networks with Distributed Energy Storage," in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, Florence, Italy, Sep. 2012, pp. 557–562.

- [62] A. Gabash and P. Li, "Active-reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2026–2035, Nov. 2012.
- [63] T. Logenthiran, D. Srinivasan, and T. Z. Shun, "Demand side management in smart grid using heuristic optimization," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1244–1252, Sep. 2012.
- [64] A. Borghetti, "Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 98, pp. 39–50, May 2013.
- [65] A. Gabash and P. Li, "Flexible optimal operation of battery storage systems for energy supply networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2788–2797, Aug. 2013.
- [66] M. Khanabadi and S. Kamalasadani, "Day ahead scheduling of distribution system with Distributed Energy Resources considering demand response and energy storage," in *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, Manhattan, KS, USA, Sep. 2013, pp. 1–6.
- [67] J.-H. Teng, S.-W. Luan, D.-J. Lee, and Y.-Q. Huang, "Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems interconnected with sizeable PV generation systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1425–1433, May 2013.
- [68] G. Valverde and T. Van Cutsem, "Model predictive control of voltages in active distribution networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2152–2161, Dec. 2013.
- [69] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 182–192, Jan. 2014.
- [70] D. P. Bernardon, A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide, and A. A. B. Ferreira, "Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 59–67, Feb. 2014.
- [71] F. Capitanescu, I. Bilibin, and E. Romero Ramos, "A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 933–942, Mar. 2014.
- [72] S. Golshannavaz, S. Afsharnia, and F. Aminifar, "Smart distribution grid: Optimal day-ahead scheduling with reconfigurable topology," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2402–2411, Sep. 2014.
- [73] A. Kulmala, S. Repo, and P. Jarventausta, "Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 2010–2020, Jul. 2014.
- [74] A. Zakariazadeh, S. Jadid, and P. Siano, "Stochastic multi-objective operational planning of smart distribution systems considering demand response programs," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 156–168, Jun. 2014.
- [75] A. Zakariazadeh, S. Jadid, and P. Siano, "Economic-environmental energy and reserve scheduling of smart distribution systems: A multiobjective mathematical programming approach," *Energy Convers. Manag.*, vol. 78, pp. 151–164, Feb. 2014.

- [76] S. W. Alnaser and L. F. Ochoa, "Advanced network management systems: A risk-based AC OPF approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 409–418, Jan. 2015.
- [77] S. Bahramara, M. Parsa Moghaddam, and M. R. Haghifam, "Modelling hierarchical decision making framework for operation of active distribution grids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 16, pp. 2555–2564, Dec. 2015.
- [78] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian, and N. D. Hatziaargyriou, "Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 346–356, Jan. 2015.
- [79] B. P. Swaminathan, V. Debusschere, and R. Caire, "Intelligent day-ahead scheduling for distribution networks with high penetration of Distributed Renewable Energy Sources," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, Jun. 2015, pp. 1–6.
- [80] Z. Wang, B. Chen, J. Wang, M. M. Begovic, and C. Chen, "Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 45–53, Jan. 2015.
- [81] S. Bahramara, M. Parsa Moghaddam, and M. R. Haghifam, "A bi-level optimization model for operation of distribution networks with micro-grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 169–178, Nov. 2016.
- [82] W. A. Bukhsh, C. Zhang, and P. Pinson, "An integrated multiperiod OPF model with demand response and renewable generation uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1495–1503, May 2016.
- [83] D. T. Nguyen, H. T. Nguyen, and L. B. Le, "Dynamic pricing design for demand response integration in power distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3457–3472, Sep. 2016.
- [84] Q. Wang, C. Zhang, J. Wang, P. Pinson, and J. Ostergaard, "Real-time trading strategies of proactive DISCO with heterogeneous DG owners," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1688–1697, May 2018.
- [85] C. Zhang, Q. Wang, J. Wang, M. Korpås, and M. E. Khodayar, "Strategy-making for a proactive distribution company in the real-time market with demand response," *Appl. Energy*, vol. 181, pp. 540–548, Nov. 2016.
- [86] E. Amicarelli, T. Q. Tran, and S. Bacha, "Flexibility service market for active congestion management of distribution networks using flexible energy resources of microgrids," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Torino, Italy, Sep. 2017, pp. 1–6.
- [87] P. Cong, W. Tang, L. Zhang, B. Zhang, and Y. Cai, "Day-ahead active power scheduling in active distribution network considering renewable energy generation forecast errors," *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1291, Aug. 2017.
- [88] J. G. Robertson, G. P. Harrison, and A. R. Wallace, "OPF techniques for real-time active management of distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3529–3537, Sep. 2017.



- [89] A. Saint-Pierre and P. Mancarella, "Active distribution system management: A dual-horizon scheduling framework for DSO/TSO interface under uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2186–2197, Sep. 2017.
- [90] T. Soares, M. Silva, T. Sousa, H. Morais, and Z. Vale, "Energy and reserve under distributed energy resources management—Day-ahead, hour-ahead and real-time," *Energies*, vol. 10, no. 11, p. 1778, Nov. 2017.
- [91] Z. Wang, A. Negash, and D. S. Kirschen, "Optimal scheduling of energy storage under forecast uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 17, pp. 4220–4226, Nov. 2017.
- [92] A. Esmat, J. Usaola, and M. Moreno, "Distribution-level flexibility market for congestion management," *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1056, Apr. 2018.
- [93] H. Gao, L. Wang, J. Liu, and Z. Wei, "Integrated day-ahead scheduling considering active management in future smart distribution system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6049–6061, Nov. 2018.
- [94] T. Soares, R. J. Bessa, P. Pinson, and H. Morais, "Active distribution grid management based on robust AC optimal power flow," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6229–6241, Nov. 2018.
- [95] C. Zhang, Q. Wang, J. Wang, P. Pinson, J. M. Morales, and J. Ostergaard, "Real-time procurement strategies of a proactive distribution company with aggregator-based demand response," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 766–776, Mar. 2018.
- [96] S. M. Bagher Sadati, J. Moshtagh, M. Shafie-khah, A. Rastgou, and J. P. S. Catalão, "Operational scheduling of a smart distribution system considering electric vehicles parking lot: A bi-level approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, pp. 159–178, Feb. 2019.
- [97] Y. Guo, Q. Wu, H. Gao, X. Chen, J. Ostergaard, and H. Xin, "MPC-based coordinated voltage regulation for distribution networks with distributed generation and energy storage system," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 1731–1739, Oct. 2019.
- [98] M. Mohiti, H. Monsef, and H. Lesani, "A decentralized robust model for coordinated operation of smart distribution network and electric vehicle aggregators," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, pp. 853–867, Jan. 2019.
- [99] M. Shafiee, R. Ghazi, and M. Moeini-Aghaie, "Day-ahead resource scheduling in distribution networks with presence of electric vehicles and distributed generation units," *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 47, no. 16–17, pp. 1450–1463, Oct. 2019.
- [100] Y. Zheng, Y. Song, D. J. Hill, and K. Meng, "Online distributed MPC-based optimal scheduling for EV charging stations in distribution systems," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 15, no. 2, pp. 638–649, Feb. 2019.
- [101] S. Bahramara, P. Sheikhhahmadi, A. Mazza, G. Chicco, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalao, "A risk-based decision framework for the distribution company in mutual interaction with the wholesale day-ahead market and microgrids," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 16, no. 2, pp. 764–778, Feb. 2020.

- [102] A. Laur, J. Nieto-Martin, D. W. Bunn, and A. Vicente-Pastor, "Optimal procurement of flexibility services within electricity distribution networks," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 285, no. 1, pp. 34–47, Aug. 2020.
- [103] Z. Yi, Y. Xu, J. Zhou, W. Wu, and H. Sun, "Bi-level programming for optimal operation of an active distribution network with multiple virtual power plants," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2855–2869, Oct. 2020.
- [104] P. Sheikhhahmadi, S. Bahramara, A. Mazza, G. Chicco, and J. P. S. Catalão, "Bi-level optimization model for the coordination between transmission and distribution systems interacting with local energy markets," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, p. 106392, Jan. 2021.
- [105] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, "Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, Oct. 2016.
- [106] H. Klinge Jacobsen and S. T. Schröder, "Curtailement of renewable generation: Economic optimality and incentives," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 663–675, Oct. 2012.
- [107] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, and M. Datta, "Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 2018.
- [108] "Directive 2019/944/EU on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU." 2019.
- [109] IRENA, "Innovation landscape brief: Aggregators," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [110] C. Heinrich, C. Ziras, T. V. Jensen, H. W. Bindner, and J. Kazempour, "A local flexibility market mechanism with capacity limitation services," *Energy Policy*, vol. 156, p. 112335, Sep. 2021.
- [111] P. Olivella-Rosell *et al.*, "Local flexibility market design for aggregators providing multiple flexibility services at distribution network level," *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 822, Apr. 2018.
- [112] X. Jin, Q. Wu, and H. Jia, "Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods," *Appl. Energy*, vol. 261, p. 114387, Mar. 2020.
- [113] G. Jarry and L. Servant, "An overview of local European flexibility markets." Accenture, Oct. 2021.
- [114] "Piclo Flex - The leading independent marketplace for flexibility services." London, [Online]. Available: <https://www.piclo.energy/>.
- [115] CEER, "CEER position paper on the future DSO and TSO relationship," Council of European Energy Regulators, Brussels, C16-DS-26-04, Sep. 2016.
- [116] ENTSO-E, "An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing," Berlin, Apr. 2019.
- [117] F. Capitanescu, "TSO-DSO interaction: Active distribution network power chart for TSO ancillary services provision," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 163, pp. 226–230, Oct. 2018.

- [118] IRENA, “Co-operation between transmission and distribution system operators - Innovation landscape brief,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [119] H. Gerard, E. I. Rivero Puente, and D. Six, “Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework,” *Util. Policy*, vol. 50, pp. 40–48, Feb. 2018.
- [120] A. Vicente-Pastor, J. Nieto-Martin, D. W. Bunn, and A. Laur, “Evaluation of flexibility markets for retailer–DSO–TSO coordination,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2003–2012, May 2019.
- [121] M. E. Elkhatib, R. El-Shatshat, and M. M. A. Salama, “Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 598–605, Dec. 2011.
- [122] N. W. Miller, R. S. Zrebiec, G. Hunt, and R. W. Deimerico, “Design and commissioning of a 5 MVA, 2.5 MWh battery energy storage system,” in *Proceedings of 1996 Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Los Angeles, CA, USA, 1996, pp. 339–345.
- [123] M. Behrangrad, “A review of demand side management business models in the electricity market,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 270–283, Jul. 2015.
- [124] A. Dubey, A. Bose, M. Liu, and L. N. Ochoa, “Paving the way for advanced distribution management systems applications: Making the most of models and data,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 18, no. 1, pp. 63–75, Jan. 2020.
- [125] L. N. Ochoa, F. Pilo, A. Keane, P. Cuffe, and G. Pisano, “Embracing an adaptable, flexible posture: Ensuring that future European distribution networks are ready for more active roles,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 14, no. 5, pp. 16–28, Sep. 2016.
- [126] “Advanced distribution management systems for grid modernization: DMS industry survey,” Argonne National Laboratory, Lemont, IL, ANL/ESD-17/11, Apr. 2017.
- [127] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating renewables in electricity markets*, vol. 205. Boston, MA: Springer, 2014.
- [128] H. von Stackelberg, *Market structure and equilibrium*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011.
- [129] S. Dempe, V. Kalashnikov, G. A. Pérez-Valdés, and N. Kalashnykova, *Bilevel programming problems*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [130] Z.-Q. Luo, J.-S. Pang, and D. Ralph, *Mathematical programs with equilibrium constraints*, 1st ed. Cambridge University Press, 1996.
- [131] P. Siano and D. Sarno, “Assessing the benefits of residential demand response in a real time distribution energy market,” *Appl. Energy*, vol. 161, pp. 533–551, Jan. 2016.
- [132] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, Apr. 1989.
- [133] “General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 25.1.3.” GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, 2018.
- [134] P. Pinson and G. Kariniotakis, “Conditional prediction intervals of wind power generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1845–1856, Nov. 2010.

- [135] A. Khosravi, S. Nahavandi, and D. Creighton, "Prediction intervals for short-term wind farm power generation forecasts," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 602–610, Jul. 2013.
- [136] S. G. Makridakis, S. C. Wheelwright, and R. J. Hyndman, *Forecasting: methods and applications*, 3rd ed. New York: John Wiley & Sons, 1998.
- [137] A. Rabiee, S. M. Mohseni-Bonab, T. Soltani, and L. Bayat, "A risk-based two-stage stochastic optimal power flow considering the impact of multiple operational uncertainties," *J. Energy Manag. Technol.*, no. Online First, Jun. 2017.
- [138] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, "Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 114–124, Feb. 2009.
- [139] W. Ko, D. Hur, and J.-K. Park, "Correction of wind power forecasting by considering wind speed forecast error," *J. Int. Counc. Electr. Eng.*, vol. 5, no. 1, pp. 47–50, Jan. 2015.
- [140] B. Mauch, J. Apt, P. M. S. Carvalho, and M. J. Small, "An effective method for modeling wind power forecast uncertainty," *Energy Syst.*, vol. 4, no. 4, pp. 393–417, Dec. 2013.
- [141] K. Høyland and S. W. Wallace, "Generating scenario trees for multistage decision problems," *Manag. Sci.*, vol. 47, no. 2, pp. 295–307, Feb. 2001.
- [142] A. G. Tsikalakis, Y. A. Katsigiannis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziaargyriou, "Determining and exploiting the distribution function of wind power forecasting error for the economic operation of autonomous power systems," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Que., Canada, 2006, p. 8 pp.
- [143] L. Xie and M. D. Ilic, "Model predictive dispatch in electric energy systems with intermittent resources," in *2008 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, Singapore, Singapore, Oct. 2008, pp. 42–47.
- [144] E. Mayhorn *et al.*, "Optimal control of distributed energy resources using model predictive control," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, Jul. 2012, pp. 1–8.
- [145] P. P. Zeng, Z. Wu, X.-P. Zhang, C. Liang, and Y. Zhang, "Model predictive control for energy storage systems in a network with high penetration of renewable energy and limited export capacity," in *2014 Power Systems Computation Conference*, Wrocław, Poland, Aug. 2014, pp. 1–7.
- [146] A. Arnold and G. Andersson, "Model predictive control for energy storage including uncertain forecasts," in *2011 Power Systems Computation Conference*, Stockholm, Sweden, Aug. 2011, pp. 1–7.
- [147] W. Su, J. Wang, K. Zhang, and A. Q. Huang, "Model predictive control-based power dispatch for distribution system considering plug-in electric vehicle uncertainty," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 106, pp. 29–35, Jan. 2014.
- [148] B. Mohandes, M. S. E. Moursi, N. Hatziaargyriou, and S. E. Khatib, "A review of power system flexibility with high penetration of renewables," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 3140–3155, Jul. 2019.
- [149] O. Ma *et al.*, "Demand response for ancillary services," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1988–1995, Dec. 2013.

- [150] E. F. Camacho and C. Bordons, *Model predictive control*. London ; New York: Springer, 2004.
- [151] J. A. Rossiter, *Model-based predictive control: A practical approach*, 1st ed. CRC Press, 2017.
- [152] EDSO, “Flexibility in the energy transition – A toolbox for electricity DSOs,” EDSO for Smart Grids, Feb. 2018. [Online]. Available: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/flexibility-in-the-energy-transition-a-toolbox-for-electricity-dsos>.
- [153] “MATLAB version 9.5.0.944444 (R2018b).” The Mathworks, Inc., Natick, Massachusetts, 2018.
- [154] K. Bruninx, H. Pandzic, H. Le Cadre, and E. Delarue, “On the interaction between aggregators, electricity markets and residential demand response providers,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 840–853, Mar. 2020.
- [155] Y. Liu, J. Liu, X. Wang, and H. Gao, “Bi-level demand response scheme in the presence of aggregators with thermally responsive loads,” in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Chengdu, China, May 2019, pp. 2946–2951.
- [156] H. Rashidzadeh-Kermani, M. Vahedipour-Dahraie, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, “A stochastic bi-level decision-making framework for a load-serving entity in day-ahead and balancing markets,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 11, Nov. 2019.
- [157] G. E. Asimakopoulou, A. G. Vlachos, and N. D. Hatziargyriou, “Hierarchical decision making for aggregated energy management of distributed resources,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3255–3264, Nov. 2015.
- [158] V. A. Evangelopoulos, I. I. Avramidis, and P. S. Georgilakis, “Flexibility services management under uncertainties for power distribution systems: Stochastic scheduling and predictive real-time dispatch,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 38855–38871, 2020.
- [159] A. Mas-Colell, M. D. Whinston, and J. R. Green, *Microeconomic theory*. New York: Oxford University Press, 1995.
- [160] S. A. Gabriel, Ed., *Complementarity modeling in energy markets*. New York: Springer, 2013.
- [161] X. Hu and D. Ralph, “Using EPECs to model bilevel games in restructured electricity markets with locational prices,” *Oper. Res.*, vol. 55, no. 5, pp. 809–827, Oct. 2007.
- [162] S. Scholtes and M. Stöhr, “How stringent is the linear independence assumption for mathematical programs with complementarity constraints?,” *Math. Oper. Res.*, vol. 26, no. 4, pp. 851–863, Nov. 2001.
- [163] J. Fortuny-Amat and B. McCarl, “A representation and economic interpretation of a two-level programming problem,” *J. Oper. Res. Soc.*, vol. 32, no. 9, p. 783, Sep. 1981.
- [164] S. P. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex optimization*, 2nd ed. Cambridge, UK ; New York: Cambridge University Press, 2004.
- [165] D. G. Luenberger and Y. Ye, *Linear and nonlinear programming*, 3rd ed. New York, NY: Springer, 2008.



**« ΟΠΙΣΘΟΦΥΛΛΟ ΒΙΒΛΙΟΔΕΣΙΑΣ »**