



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΥΠΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΕΝΣΩΜΑΤΩΝΟΝΤΑΣ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΑ
ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

Του μεταπτυχιακού φοιτητή

ΑΘΑΝΑΣΙΟΥ ΜΠΟΤΣΗ

Επιβλέπων : Ν. ΧΑΤΖΗΑΡΓΥΡΙΟΥ
Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2019



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΥΠΟ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΕΝΣΩΜΑΤΩΝΟΝΤΑΣ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΑ
ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ**

Του μεταπτυχιακού φοιτητή

ΑΘΑΝΑΣΙΟΥ ΜΠΟΤΣΗ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 26^η Σεπτέμβρη 2019.

.....
ΧΑΤΖΗΑΡΓΥΡΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΣ
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
ΠΑΠΑΘΑΝΑΣΙΟΥ ΣΤΑΥΡΟΣ
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
ΔΟΥΚΑΣ ΧΡΥΣΟΣΤΟΜΟΣ
Αναπ. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2019

.....
Αθανάσιος Μπότσης

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

Copyright © Αθανάσιος Π. Μπότσης, 2019.

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.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για τη δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον διδάκτορα Δημήτρη Τράκα για την άψογη συνεργασία που είχαμε καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Η συνεχής τους βοήθεια και η υπομονετική του καθοδήγηση με βοήθησαν να ολοκληρώσω την εργασία αυτή.

Αφιερώνω τη διπλωματική μου εργασία στους γονείς μου Πέτρο και Ξανθίππη για την αγόγγυστη στήριξη και αγάπη τους.

Τέλος, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στα αδέρφια μου Γιούλη, Κατερίνα και Λουκά, καθώς και τους φίλους που ανιδιοτελώς και έμπρακτα με βοήθησαν να εξελιχθώ και να προοδεύσω.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η επιταχυνόμενη διεύθυνση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, συνεπάγονται την ανάγκη επέκτασης και τεχνολογικής ενίσχυσης των δικτύων διανομής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, για την αποφυγή προβλημάτων επάρκειας ισχύος, εξισορρόπησης, τάσης και συμφόρησης.

Δεδομένου ότι η διεύθυνση της διεσπαρμένης παραγωγής και οι ενεργοί καταναλωτές έχουν μετατρέψει τα δίκτυα διανομής από παθητικά σε ενεργητικά δίκτυα, απαιτούνται νέες τεχνικές διαχείρισης και συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής για την εκμετάλλευση των πόρων που συνδέονται στο δίκτυο διανομής. Αυτό απαιτεί τον στενό συντονισμό διαμέσου ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών, προκειμένου να διασφαλιστεί η αποδοτική και ασφαλής λειτουργία κάθε δικτύου αλλά και ολόκληρου του συστήματος.

Στην παρούσα εργασία υλοποιείται ένας αποκεντρωμένος αλγόριθμος βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αναλύεται σε ένα σύνολο υποσυστημάτων, του συστήματος μεταφοράς και των ανεξάρτητων συστημάτων διανομής που διαθέτουν μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Κάθε σύστημα βελτιστοποιεί τη δική του λειτουργία ικανοποιώντας παράλληλα τους περιορισμούς του δικτύου του, χωρίς να διαθέτει πληροφορία για τα χαρακτηριστικά των υπόλοιπων συστημάτων που απαρτίζουν το ΣΗΕ. Στη συνέχεια, για να πραγματοποιηθεί η βελτιστοποίηση της λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος, απαιτείται ο συντονισμός μεταξύ του συστήματος μεταφοράς και των ανεξάρτητων συστημάτων διανομής διαμέσου της ανταλλαγής των απαραίτητων πληροφοριών των κοινών μεταβλητών στα σημεία διασύνδεσης. Στόχος του αλγορίθμου είναι να βρεθεί το σημείο βέλτιστης ισορροπίας του συστήματος διαμέσου του συντονισμού των υποσυστημάτων του, ελαχιστοποιώντας έτσι το συνολικό λειτουργικό κόστος ολόκληρου του συστήματος. Με τον τρόπο αυτό ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης συντονίζει με τον πιο αποδοτικό τρόπο τον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος, παρότι συνδέονται σε δίκτυα διαφορετικών διαχειριστών.

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος βελτιστοποίησης συνίσταται στη λύση των εξισώσεων της βέλτιστης DC ροής ισχύος του συστήματος μεταφοράς, λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων παραγωγής και των υποδομών των δικτύων που απαρτίζουν το εξεταζόμενο σύστημα. Αποτέλεσμα της λύσης του προβλήματος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος, βάσει ενός αλγορίθμου αποκεντρωμένης υλοποίησης.

Λέξεις κλειδιά:

ΣΗΕ, οικονομική κατανομή, προγραμματισμός μονάδων παραγωγής, αποκεντρωμένος αλγόριθμος, βελτιστοποίηση, δίκτυο διανομής, δίκτυο μεταφοράς, λειτουργικό κόστος, DC ροή ισχύος, βέλτιστη ροή ισχύος (OPF), διεσπαρμένη παραγωγή

ABSTRACT

The ever-increasing demand for electricity consumption, as well as the accelerated penetration of dispersed power units, have led to a need to expand and technologically enhance the distribution and transmission power systems, in order to avoid power inadequacy, balancing, voltage and congestion problems.

Given that the penetration of dispersed power units and the participation of active consumers have transformed distribution grids from passive to active power networks, new management and collaboration techniques between transmission and distribution system operators are required in order to fully exploit the resources connected to the distribution grids. The aforementioned technics entail close coordination between system operators through the exchange of appropriate information, in order to ensure the efficient and secure operation of their network and the entire power system.

In this essay, a decentralized optimization algorithm for the unit commitment of the entire power system has been developed. Initially, the electricity system is decomposed into a set of subsystems, the transmission system and the independent distribution systems which incorporate dispersed generation units. Each system optimizes its own operation while satisfying the security constraints of its own network, without having information about the characteristics of the other subsystems which constitute the power system. Consequently, in order to optimize the operation of the whole system, coordination between the transmission system and the independent distribution systems is required through the exchange of the necessary information for the common variables at the interconnection points. The algorithm's objective is to find the optimum equilibrium point of the whole system by coordinating the operation of the independent subsystems, thus minimizing the total operating cost for the entire system. In this way, the optimization algorithm coordinates in the most efficient way the unit commitment of the entire power system, although the production units are connected to networks of different operators.

The proposed optimization algorithm solves the equations of the optimal DC power flow for the transmission system, taking into account the technical constraints of the generating units, as well as the security constraints of the transmission system and the respected interconnections. The solution to the problem is to minimize the unit commitment cost of the entire system based on the implementation of a decentralized algorithm.

Keywords:

Power system, security constrained unit commitment, decentralized algorithm, optimization, active power network, distribution grid, transmission grid, system of systems, DC power flow, optimum power flow, dispersed units

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	9
Ακρωνύμια	15
Λίστα Εικόνων	15
Λίστα Πινάκων.....	17
1. Έξυπνα δίκτυα και ενεργειακή μετάβαση σε Ευρωπαϊκό επίπεδο	19
1.1 Έξυπνα συστήματα διαχείρισης δικτύων	19
1.2 Εργαλεία συντονισμένης διαχείρισης	21
1.3 Η ανάγκη της συντονισμένης διαχείρισης μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής 22	
1.4 Ο ρόλος της αγοράς	23
2. Θεωρητικό Υπόβαθρο	25
2.1 Μοντέλο AC Ροής Ισχύος	25
2.1.1 Υπολογισμός Ροών Ισχύος Γραμμής Μεταφοράς.....	26
2.1.2 Υπολογισμός Ροών Ισχύος Γραμμής Μεταφοράς Χωρίς Απώλειες.....	28
2.2 Μοντέλο DC Ροής Ισχύος.....	30
2.3 Βέλτιστη Ροή Ισχύος	32
2.3.1 Βέλτιστη DC Ροή Ισχύος.....	32
2.4 Μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού.....	33
2.4.1 Τύποι προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού	33
2.4.2 Σύνταξη μοντέλου στο YALMIP	35
2.4.3 Ο επιλυτής GUROBI.....	35
3. Σχήματα συντονισμού διαχειριστών μεταφοράς-διανομής (TSO-DSO coordination) 37	
3.1 Επισκόπηση των συστημάτων συντονισμού	37
3.1.1 Κεντρικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Centralized AS market model)	37
3.1.2 Τοπικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Local AS market model).....	39
3.1.3 Μοντέλο από κοινού εξισορρόπησης (Shared balancing responsibility model).....	41
3.1.4 Κοινό μοντέλο αγοράς διαχειριστών (Common TSO-DSO AS market model).....	43
3.1.5 Ενοποιημένο μοντέλο αγοράς ευελιξίας (Integrated flexibility market model)	45
4. Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος	47
4.1 Εισαγωγή - Βιβλιογραφική ανασκόπηση.....	47
4.2 Σύστημα αποτελούμενο από συστήματα.....	50
4.3 Το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα.....	51
4.4 Η μέθοδος ATC.....	52

4.4.1	Αποσύνθεση του προβλήματος βελτιστοποίησης με τη μέθοδο ATC	53
4.4.1	Συνάρτηση ποινής.....	56
4.5	Ιεραρχική δομή ανάλυσης συστήματος δύο επιπέδων	58
4.6	Μοντελοποίηση των μεταβλητών στόχου και απόκρισης	62
4.7	Ανάλυση προγραμματισμού μονάδων παραγωγής με πολλαπλά ενεργητικά δίκτυα.....	63
4.8	Αποσύζευξη μεταβλητών στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του προγραμματισμού παραγωγής μεταξύ συστημάτων	65
5.	Αλγόριθμος επίλυσης.....	69
6.	Εφαρμογές - Αποτελέσματα	73
6.1	ΣΗΕ προσομοίωσης.....	73
6.2	Αλγόριθμος ελέγχου	75
6.3	Σενάρια λειτουργίας	75
6.3.1	Βασικό σενάριο λειτουργίας (σενάριο αναφοράς)	76
6.3.2	Αύξηση διείσδυσης της ΔΠ κατά 50% στα δίκτυα διανομής.....	84
6.3.3	Αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης κατά 50% του δικτύου μεταφοράς με τα ADGs.....	92
6.3.4	Αύξηση της διείσδυσης ΔΠ στο ADG1 και αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του δικτύου μεταφοράς με το ADG2	100
7.	Συμπεράσματα και προοπτικές.....	107
8.	Βιβλιογραφία.....	109

Ακρωνύμια

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΠ	Διεσπαρμένη Παραγωγή
ΔΣΔ	Διαχειριστής Συστήματος Διανομής
ΔΣΜ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΦΟΣΕ	Φορέας Συσσωρευτικής Εκπροσώπησης

AS	Ancillary Services
ATC	Analytical Target Cascading
CMP	Commercial Market Party
DAS	Day Ahead Scheduling
DER	Distributed Energy Resources
DISCO	DIStribution COmpany
DSO	Distribution System Operator
ICT	Information and Communication Technology
ISO	Independent System Operator
SoS	System of Systems
TSO	Transmission System Operator

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1: Υπηρεσίες Ευελιξίας	20
Εικόνα 2: Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	25
Εικόνα 3: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς k–m	27
Εικόνα 4: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς k–m που περιγράφεται από το μοντέλο χωρίς απώλειες	28
Εικόνα 5: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς k–m με βάση το μοντέλο της DC ροής ισχύος.....	30
Εικόνα 6: Κεντρικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Centralized AS market model)	39
Εικόνα 7: Τοπικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Local AS market model)	40
Εικόνα 8: Μοντέλο από κοινού εξισορρόπησης (Shared balancing responsibility model)	42
Εικόνα 9: Κοινό μοντέλο αγοράς διαχειριστών (Common TSO-DSO AS market model).....	44
Εικόνα 10: Ενοποιημένο μοντέλο αγοράς ευελιξίας (Integrated flexibility market model)	46
Εικόνα 11: Αναπαράσταση ΣΗΕ ως Συστήματος Συστημάτων	50
Εικόνα 12: Παράδειγμα προβλήματος σχεδίασης με ιεραρχική δομή	54
Εικόνα 13: Ροή της πληροφορίας που ανταλλάσσεται μεταξύ των υποσυστημάτων	54
Εικόνα 14: (a) Φυσική σύνδεση δικτύων διανομής και μεταφοράς, (b) Ιεραρχική δομή δύο επιπέδων, (c) Κοινές μεταβλητές στόχου-απόκρισης (μ,η)	59
Εικόνα 15: Γεννήτριες συνδεδεμένες σε έναν κοινό ζυγό.....	60
Εικόνα 16: Ιεραρχική δομή δύο επιπέδων σε μορφή συστήματος συστημάτων	63

Εικόνα 17: Διάγραμμα Ροής της αλγοριθμικής διαδικασίας λύσης.....	69
Εικόνα 18: Δίκτυο αναφοράς 6 ζυγών με 2 ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2).....	73
Εικόνα 19: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1 ^η ώρα λειτουργίας.....	77
Εικόνα 20: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1η ώρα λειτουργίας.....	77
Εικόνα 21: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	78
Εικόνα 22: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	78
Εικόνα 23: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1.....	79
Εικόνα 24: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2.....	80
Εικόνα 25: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2.....	82
Εικόνα 26: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1η ώρα λειτουργίας.....	85
Εικόνα 27: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1η ώρα λειτουργίας.....	85
Εικόνα 28: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	86
Εικόνα 29: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	86
Εικόνα 30: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1.....	87
Εικόνα 31: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2.....	88
Εικόνα 32: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2.....	90
Εικόνα 33: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1η ώρα λειτουργίας.....	93
Εικόνα 34: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1η ώρα λειτουργίας.....	93
Εικόνα 35: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	94
Εικόνα 36: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 10η ώρα λειτουργίας.....	94
Εικόνα 37: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1.....	95
Εικόνα 38: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2.....	96
Εικόνα 39: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2.....	98
Εικόνα 40: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1.....	101
Εικόνα 41: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2.....	101

Εικόνα 42: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2	103
---	-----

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά του κοινού μοντέλου αγοράς των διαχειριστών.....	43
Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά του ενοποιημένου μοντέλου αγοράς των διαχειριστών.....	45
Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά Γεννητριών Συστήματος Μεταφοράς.....	73
Πίνακας 4: Τοπολογία δικτύου μεταφοράς.....	73
Πίνακας 5: Ωριαία κατανομή φορτίου συστήματος σε χρονικό ορίζοντα 24 ωρών.....	74
Πίνακας 6: Χαρακτηριστικά μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	74
Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά διασύνδεσης των ενεργητικών δικτύων ADG1 και ADG2 με το δίκτυο μεταφοράς.....	74
Πίνακας 8: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 1).....	83
Πίνακας 9: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 1)	83
Πίνακας 10: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 2).....	91
Πίνακας 11: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 2)	92
Πίνακας 12: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 3).....	99
Πίνακας 13: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 3)	100
Πίνακας 14: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 4).....	104
Πίνακας 15: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 4)	105
Πίνακας 16: Συγκεντρωτικά στοιχεία των σεναρίων μελέτης.....	108

1. Έξυπνα δίκτυα και ενεργειακή μετάβαση σε Ευρωπαϊκό επίπεδο

Η συνεχής αύξηση της διείσδυσης της διεσπαρμένης παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καθώς και αυτή της αποθήκευσης, σε συνδυασμό με την αναμενόμενη αύξηση των πελατών-καταναλωτών (prosumers) οι οποίοι δύνανται πλέον να συμμετέχουν στην αγορά ισχύος και τη σταδιακή αύξηση της ηλεκτροκίνησης, δημιουργούν ένα βασικό ζήτημα για την ολοκλήρωση της ενεργειακής μετάβασης: Πώς μπορούν να ενσωματωθούν στην αγορά ενέργειας οι υπηρεσίες ευελιξίας που μπορούν να παρέχονται από αυτούς τους πόρους και τους αντίστοιχους παίκτες της αγοράς, ούτως ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη διαχείριση προβλημάτων συμφόρησης αλλά και εξισορρόπησης του συστήματος, εξασφαλίζοντας την αποτελεσματική και αξιόπιστη λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου και επιτρέποντας παράλληλα το άνοιγμα της αγοράς σε πόρους ευελιξίας υπό τη μορφή επικουρικών υπηρεσιών.

Οι ρόλοι που έχουν ανατεθεί στους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διανομής μέσω των ευρωπαϊκών οδηγιών και του αντίστοιχου κανονιστικού πλαισίου παρουσιάζονται στις επόμενες ενότητες. Οι κώδικες δικτύων και οι κατευθυντήριες γραμμές, οι οποίες βρίσκονται σήμερα υπό εφαρμογή, αποτελούν την πρώτη βάση για τη διαχείριση και την εξισορρόπηση της συμφόρησης (ειδικά η SOGL¹ και η EBGL²). Επιπλέον, αναμένεται ότι το Πακέτο Καθαρής Ενέργειας (Clean Energy Package) (Οδηγία για την ηλεκτρική ενέργεια, άρθρο 32.1) παρέχει στους Διαχειριστές Συστημάτων Διανομής τη δυνατότητα να προμηθεύουν βοηθητικές υπηρεσίες εξαιρουμένης της ρύθμισης συχνότητας, για τη διαχείριση, μεταξύ άλλων, της συμφόρησης στο δίκτυο. Οι Διαχειριστές Συστήματος Διανομής οφείλουν να προμηθεύουν τις υπηρεσίες αυτές με διαφανή και εναρμονισμένο στη λειτουργία της αγοράς τρόπο, προκειμένου να αποφέρουν τα επιθυμητά αποτελέσματα με τον πλέον οικονομικό και αποδοτικό τρόπο [1].

Η αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η συνεχώς επιταχυνόμενη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής, συνεπάγονται την ανάγκη επέκτασης και τεχνολογικής ενίσχυσης των δικτύων διανομής και μεταφοράς για την αποφυγή συμφόρησης. Δεδομένου ότι η διεσπαρμένη παραγωγή και οι ενεργοί καταναλωτές έχουν μετατρέψει πλέον τα παθητικά δίκτυα διανομής σε ενεργητικά, οι αντίστοιχοι πόροι μπορούν πλέον να διατεθούν για την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και διανομής. Αυτό ωστόσο προϋποθέτει νέες τεχνικές διαχείρισης και συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών, ενισχύοντας την ανάγκη για στενό συντονισμό των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς και διανομής προκειμένου να διασφαλιστεί η αποδοτική και ασφαλής λειτουργία των δικτύων αλλά και του συνολικού συστήματος.

1.1 Έξυπνα συστήματα διαχείρισης δικτύων

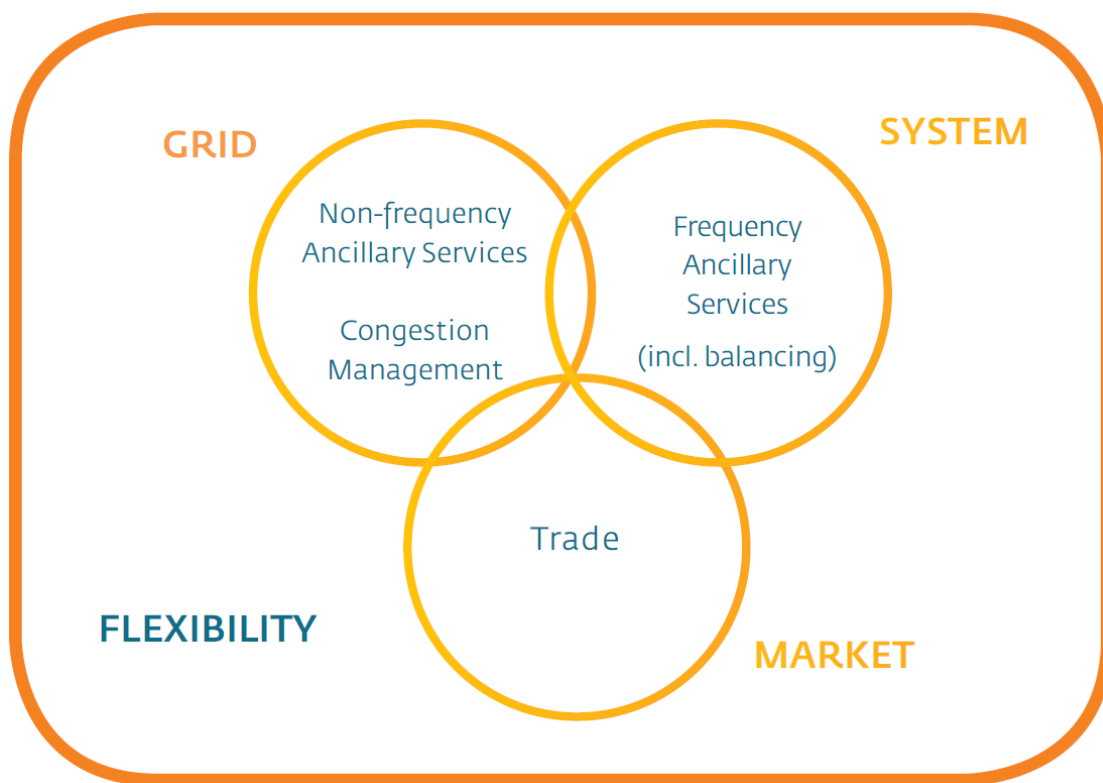
Στα σύγχρονα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) (Transmission System Operators - TSOs) και Διαχειριστές Συστημάτων Διανομής (ΔΣΔ) (Distribution System Operators - DSOs) οφείλουν να διαθέτουν ένα βασικό σύνολο στρατηγικών και εργαλείων που εκτελούνται και χρησιμοποιούνται σε πραγματικό χρόνο για την αποδοτική και

¹ SOGL: System Operation Guide Lines (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>)

² EBGL: Electricity Balancing Guide Lines (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195>)

ασφαλή διαχείριση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [2]. Αφορά τη λειτουργία των έξυπνων δικτύων διαμέσου των ψηφιακών-έξυπνων συσκευών και της τηλεπικοινωνιακής υποδομής, για τον επιχειρησιακό προγραμματισμό, τις διαδικασίες πρόβλεψης, καθώς και για τη δυνατότητα επιτήρησης και διαφοροποίησης σε διαφορετικά χρονικά πλαίσια και περιοχές, της παραγωγής και της ζήτησης των περιοχών του δικτύου που περιλαμβάνουν πόρους ευελιξίας, ούτως ώστε να μπορεί να αντιμετωπιστεί η πρόκληση της αυξημένης διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και της Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) (Distributed Energy Resources - DER) γενικότερα, που επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος καθώς και την ολοκλήρωση με τις υπόλοιπες Ευρωπαϊκές αγορές ενέργειας.

Οι υπηρεσίες ευελιξίας μπορούν να προσφερθούν για να καλύψουν διαφορετικούς σκοπούς ή ανάγκες του συστήματος, του δικτύου ή της αγοράς, όπως απεικονίζονται στην Εικόνα 1.



Εικόνα 1: Υπηρεσίες Ευελιξίας

Η ενεργειακή μετάβαση στην καθαρή ενέργεια προϋποθέτει την εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, των οποίων το κύριο χαρακτηριστικό (στην πλειονότητά τους – εξαιρώντας την τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα των οποίων η ισχύς εξόδου μπορεί να είναι ρυθμιζόμενη) είναι η μεταβλητή-στοχαστική παραγωγή ενέργειας αφού εξαρτάται άμεσα από τα φυσικά φαινόμενα. Οι μονάδες ΑΠΕ συνδέονται κατά πλειονότητα ως μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής και επηρεάζουν τις ροές ισχύος και την ευστάθεια τάσης σε όλα τα επίπεδα τάσης του δικτύου. Συνέπεια αυτού είναι ότι η διεσπαρμένη παραγωγή δύναται να παρέχει νέες ευκαιρίες για ενεργή διαχείριση και στα δίκτυα διανομής, καθώς η εξέλιξη και η μείωση του κόστους των επικοινωνιακών τεχνολογιών (Information and Communication Technology - ICT) επιτρέπουν στους διαχειριστές συστημάτων διανομής να βελτιώσουν

σημαντικά την εποπτεία των δικτύων τους με λογικό πλέον κόστος. [1] Οι παραπάνω λόγοι έχουν δημιουργήσει την ευκαιρία αλλά ταυτόχρονα και την αναγκαιότητα, εξαιτίας των έντονα κυμαινόμενων και απρόβλεπτων ροών ισχύος, της αποτελεσματικής διαχείρισης της ενεργού και άεργου ισχύος στα δίκτυα διανομής. Επιπλέον, η διεσπαρμένη παραγωγή που συνδέεται στο δίκτυο διανομής θα πρέπει να έχει ίσες ευκαιρίες με τις μονάδες παραγωγής που συνδέονται στο δίκτυο μεταφοράς, ως προς την αύξηση της αξίας και των εσόδων της από τη συμμετοχή στις αντίστοιχες αγορές εξισορρόπησης και διαχείρισης συμφόρησης, μέσω κατάλληλων μηχανισμών συντονισμού που θα έχουν συμφωνηθεί μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής. Οι πρόσφατες προτάσεις για την ανάπτυξη του ευρωπαϊκού ρυθμιστικού πλαισίου και του Πακέτου Καθαρής Ενέργειας υποστηρίζουν το νέο τρόπο διαχείρισης των δικτύων, καθώς και τη χρήση υπηρεσιών ευελιξίας από τους διαχειριστές των δικτύων διανομής, για τη διαχείριση συμφόρησης αλλά και βοηθητικών υπηρεσιών (εκτός από τη ρύθμιση συχνότητας) στα δίκτυα διανομής, όταν αυτό επιτρέπεται από το αντίστοιχο εθνικό πλαίσιο.

Οι βοηθητικές υπηρεσίες είναι υπηρεσίες που παρέχονται στους ΔΣΜ και τους ΔΣΔ για να διατηρήσουν τη λειτουργία του δικτύου τους εντός αποδεκτών ορίων σχετικά με την εύρυθμη λειτουργία και την απαιτούμενη ασφάλεια εφοδιασμού (δηλαδή προσφορά ισχύος για ρύθμιση συχνότητας, άεργου ισχύος για έλεγχο τάσης, δυνατότητα επανεκκίνησης - black-start). Προσφέρονται κυρίως από παίκτες της αγοράς αλλά μπορούν να προσφερθούν και από τους ίδιους τους διαχειριστές κάνοντας αλλαγές στην τοπολογία δικτύου ή χρησιμοποιώντας ήδη εγκατεστημένα στοιχεία στο δίκτυο για το σκοπό αυτό [1] [3] [4].

Οι βοηθητικές υπηρεσίες ταξινομούνται ως:

- α) επικουρικές υπηρεσίες συχνότητας (κυρίως για εξισορρόπηση)
- β) υπηρεσίες διαχείρισης της συμφόρησης
- γ) βοηθητικές υπηρεσίες όπως έλεγχος τάσης και αποκατάσταση δικτύου

Η ενεργητική διαχείριση δικτύου αναφέρεται κυρίως σε αυτές τις διαδικασίες και στις ενέργειες που εκτελούνται από τους ΔΣΜ και ΔΣΔ για την παρακολούθηση και τη διασφάλιση ότι οι λειτουργικές παράμετροι του δικτύου βρίσκονται εντός των θεσμοθετημένων προδιαγραφών. Περιλαμβάνει τις διαδικασίες επιχειρησιακού σχεδιασμού, την απαιτούμενη παρατηρησιμότητα και τον έλεγχο ολόκληρου του δικτύου σε πραγματικό χρόνο, τις αναγκαίες ανταλλαγές δεδομένων, καθώς και την αλληλεπίδραση με τα μέρη (παίκτες) της αγοράς που παρέχουν αυτές τις υπηρεσίες.

1.2 Εργαλεία συντονισμένης διαχείρισης

Για την υλοποίηση αποτελεσματικών και συντονισμένων δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, οι ΔΣΜ και ΔΣΔ χρειάζονται μια σειρά εργαλείων που να περιλαμβάνουν διαφορετικούς τύπους λύσεων για τη διαχείριση της συμφόρησης και την εξισορρόπηση του συστήματος.

Τα εργαλεία αυτά πρέπει είναι ενσωματώνουν τις εξής λύσεις [2]:

- Τεχνικές λύσεις βασισμένες στην υποδομή των δικτύων: Δυνατότητα τροποποίησης της τοπολογίας του δικτύου ώστε να μπορούν να μεταβάλλονται οι ροές ισχύος,

συμπεριλαμβανομένου και των ροών αέργου ισχύος, ώστε να επιτυγχάνεται η βέλτιστη από οικονομική και τεχνική πλευρά κατάσταση του συστήματος.

- Οικονομικά κίνητρα: η χρήση κυμαινόμενων τιμολογίων δικτύου με σκοπό τη χρήση ευελιξίας από παίκτες της αγοράς που είναι σε θέση να μεταβάλλουν τη ζήτησή τους ανάλογα με την τιμή στην αγορά. Αυτά τα τιμολόγια μπορούν να λάβουν πολλές μορφές και μπορούν να περιλαμβάνουν χαρακτηριστικά όπως ο χρόνος απόκρισης, η κατεύθυνση ισχύος (παραγωγή/κατανάλωση), η χωρητικότητα (συνδυασμός ισχύος-χρόνου απόκρισης) και η τοποθεσία.
- Λύσεις βασισμένες στην αγορά: ενεργοποίηση ευελιξίας η οποία θα βασίζεται στην αντίστοιχη αγορά και η οποία θα μπορεί να μεταβάλλει τις ροές ενέργειας προς όλες τις κατευθύνσεις.
- Ειδικά κριτήρια σύνδεσης: συμφωνίες σύνδεσης με ορισμένους χρήστες του δικτύου, οι οποίοι μπορούν να παρέχουν μια συγκεκριμένη (βοηθητική) υπηρεσία.
- Λύσεις βασισμένες σε κανόνες: περικοπή φορτίου βασισμένη σε συγκεκριμένο κανονιστικό πλαίσιο, όπως αυτό ορίζεται από τις τεχνικές απαιτήσεις του κώδικα σύνδεσης, για την πρόληψη καταστάσεων έκτακτης ανάγκης.

Η ενίσχυση της υποδομής των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί την παραδοσιακή μέθοδο για την επίλυση ζητημάτων που σχετίζονται με την επάρκεια του δικτύου. Αυτό θα εξακολουθήσει να αποτελεί λύση για τα δίκτυα, στις περιπτώσεις που τα υφιστάμενα στοιχεία της υποδομής πλησιάζουν το τέλος της διάρκειας ζωής τους, ή σε περιπτώσεις που υπάρχουν μεγάλες απαιτήσεις σύνδεσης με το δίκτυο (π.χ. λόγω του εξηλεκτρισμού της θέρμανσης και της μεταφοράς). Η ενίσχυση των δικτύων πρέπει πάντοτε να συγκρίνεται με τη δυνατότητα παροχής ευελιξίας από τους πόρους του συστήματος και να αποτιμάται η βέλτιστη λύση. Συνήθως, οι χρονικά αραιές περιπτώσεις εμφάνισης συμφόρησης θα μπορούσαν να αντιμετωπιστούν αποτελεσματικότερα με την ενεργοποίηση υπηρεσιών ευελιξίας, ενώ τα παρατεταμένα ή υψηλά επίπεδα συμφόρησης χρειάζονται συνήθως ενίσχυση των υποδομών του συστήματος.

Οι ΔΣΜ και οι ΔΣΔ οφείλουν να αναπτύξουν τις παραπάνω τεχνικές λύσεις για να διασφαλίσουν την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος, καθώς και λύσεις που βασίζονται στην αγορά, όσο και στον απαραίτητο συντονισμό που απαιτείται μεταξύ των διαχειριστών των συστημάτων μεταφοράς και διανομής [2].

Παρακάτω περιγράφεται και αναλύεται η συντονισμένη διαχείριση ισχύος, από την άποψη της συνεργασίας του ΔΣΜ και του ΔΣΔ, για τη διαχείριση της συμφόρησης τόσο στα δίκτυα διανομής όσο και στο δίκτυο μεταφοράς, με σκοπό την εξισορρόπηση των συστημάτων όταν παρέχονται σε αυτά υπηρεσίες ευελιξίας από παίκτες της αγοράς οι οποίοι συμμετέχουν στην αγορά ευελιξίας.

Στη διαχείριση της αέργου ισχύος δεν θα γίνει ιδιαίτερη αναφορά επειδή η ευστάθεια τάσης δεν εξετάζεται στην παρούσα εργασία. Δόθηκε προτεραιότητα στις υπηρεσίες διαχείρισης εξισορρόπησης μέσω του συντονισμού των ΔΣΜ – ΔΣΔ.

1.3 Η ανάγκη της συντονισμένης διαχείρισης μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής

Η ανάγκη της συντονισμένης διαχείρισης μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής απαιτεί ένα πλαίσιο κανόνων προκειμένου να διευκολυνθεί η ενοποίηση της αγοράς όσον αφορά

την εξισορρόπηση του συστήματος, το οποίο θα βασίζεται σε μια ολιστική προσέγγιση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και το οποίο θα λαμβάνει υπόψη τις ακόλουθες αρχές [2]:

- Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητο για τη σύγχρονη κοινωνία και συνεπώς πρέπει να είναι βιώσιμο, αξιόπιστο και προσιτό για όλους τους χρήστες.
- Ο χρήστης πρέπει να έχει την ελευθερία να συνδεθεί με το σύστημα και να συμμετέχει σε όλες τις διαθέσιμες αγορές, τηρώντας τα απαραίτητα τεχνικά όρια, με ίσους όρους ανταγωνισμού.
- Ο σχεδιασμός της αγοράς πρέπει να άρει τα όποια εμπόδια εισόδου σε αυτήν, επιτρέποντας στους παρόχους να υποβάλλουν προσφορές ανάλογα με τις δυνατότητές τους. Επίσης πρέπει να εξασφαλίζεται η οικονομική αποδοτικότητα και η ρευστότητα της αγοράς.

Στο πλαίσιο αυτό, οι ΔΣΜ και οι ΔΣΔ πρέπει να συντονίζονται από κοινού τη χρήση των ευέλικτων πόρων για την εκπλήρωση των στόχων τους όπως αυτοί ορίζονται από τις ρυθμιστικές αρχές, δημιουργώντας ταυτόχρονα τις προϋποθέσεις για την είσοδο νέων υπηρεσιών στην αγορά, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ευελιξία, ουσιαστικά αποτελεί τη δυνατότητα διαφοροποίησης της προγραμματισμένης έγχυσης ισχύος ή κατανάλωσης ηλεκτρισμού, η οποία μπορεί να ενεργοποιείται από ένα εξωτερικό σήμα (τιμή στην αγορά ή σήμα ενεργοποίησης) για την παροχή του πόρου (υπηρεσίας) στο ηλεκτρικό σύστημα στο οποίο συνδέεται. Οι υπηρεσίες ευελιξίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν αποτελεσματικά όταν εφαρμόζονται οι κατάλληλοι μηχανισμοί συντονισμού, διαμέσου της ανταλλαγής των απαραίτητων δεδομένων και πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς και διανομής, των πελατών και των παικτών της αγοράς. Η λειτουργία των υπηρεσιών ευελιξίας προϋποθέτει επίσης τον σεβασμό των ρόλων και των ευθυνών που προκύπτουν για κάθε συμμετέχοντα στην αγορά, λαμβάνοντας υπόψη τις διαφορετικές πραγματικότητες σε ολόκληρη την Ευρώπη, επιδιώκοντας παράλληλα την αποτελεσματική κατανομή μεταξύ των διαφόρων υπηρεσιών ευελιξίας. Ο αποτελεσματικός συντονισμός μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής καθώς και η αποδοτική και αποτελεσματική ανταλλαγή πληροφοριών, καθίστανται όλο και πιο σημαντικές για την εξασφάλιση της αποδοτικής, βιώσιμης και αξιόπιστης λειτουργίας του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και τη διευκόλυνση του ανοίγματος της αγοράς ηλεκτρισμού σε Ευρωπαϊκό επίπεδο. Εκτός από τη συνεργασία των ΔΣΜ και των ΔΣΔ με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η συνεργασία με τις οργανώσεις καταναλωτών σε όλα τα επίπεδα τάσης είναι επίσης πολύ σημαντική για την εξασφάλιση της ανάπτυξης αξιόπιστων και δεσμευτικών μοντέλων αγοράς [1].

1.4 Ο ρόλος της αγοράς

Επειδή η πλήρης ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου συστήματος διαχείρισης βρίσκεται ακόμα υπό υλοποίηση, θα πρέπει να ενθαρρυνθεί η καινοτομία επειδή οι τυποποιημένες λύσεις που έχουν προταθεί δεν μπορούν να καλύψουν τις διαφορετικές συνθήκες σε νομικό πλαίσιο και τεχνολογική υποδομή των διαφόρων κρατών μελών. Εντούτοις, ορισμένες βασικές αρχές θα πρέπει να καθοριστούν και να συμφωνηθούν σε επίπεδο ΕΕ, ούτως ώστε η εφαρμογή να μπορεί να προσδιοριστεί και να εξειδικευτεί στο επίπεδο των εθνικών συστημάτων, λαμβάνοντας όμως υπόψη κοινές αρχές ως σημείο εκκίνησης [2].

Οι θεμελιώδεις αρχές που πρέπει να ακολουθηθούν είναι [2]:

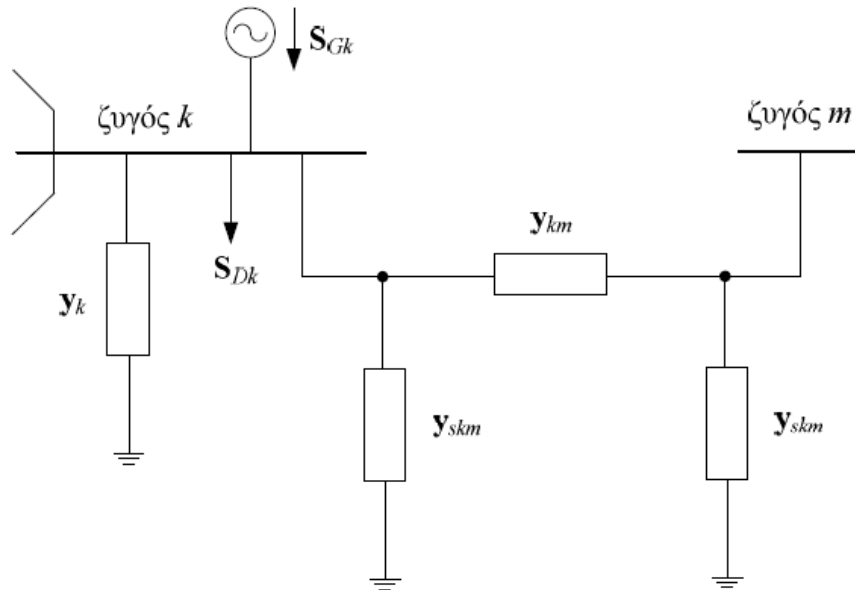
- Οι διαχειριστές των συστημάτων οφείλουν (κι έχουν την ευθύνη) να έχουν ουδέτερο ρόλο προκειμένου να διευκολύνεται η απρόσκοπτη λειτουργία της αγοράς. Θα πρέπει επίσης να διασφαλίζουν την πρόσβαση στην αγορά με ασφαλή τρόπο, να προσδιορίζουν με σαφήνεια τις ανάγκες τους, να διευκολύνουν τη συμμετοχή όλων των μερών της αγοράς, συμπεριλαμβανομένου του λιανικού εμπορίου, τηρώντας τους κανονισμούς της ΕΕ για την προστασία της ιδιωτικότητας, καθώς και τους σχετικούς κανόνες για την υποβολή αίτησης, την επιλογή, την επικύρωση και τη διευθέτηση των υπηρεσιών ευελιξίας. Οι διαχειριστές συστημάτων οφείλουν να παραμένουν ουδέτεροι έναντι όλων των παρόχων υπηρεσιών ευελιξίας.
- Οι ΔΣΜ και οι ΔΣΔ υποστηρίζουν μια προσέγγιση για την διαχείριση της συμφόρησης που βασίζεται στην αγορά ως μακροπρόθεσμο στόχο, εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό και αποδειχτεί οικονομικά αποδοτικό. Ωστόσο, οι ΔΣΜ και οι ΔΣΔ αναπτύσσουν επίσης άλλα εργαλεία όπως αμιγώς τεχνικές λύσεις, τιμολογιακές λύσεις, λύσεις με συμφωνίες σύνδεσης ή βασισμένες σε συγκεκριμένους κανόνες λειτουργίας.
- Οι υπηρεσίες ευελιξίας μπορούν να διαπραγματεύονται σε διαφορετικές αγορές και συνεπώς θα πρέπει να δημιουργηθεί ένας φιλικός μηχανισμός προς τα όλα τα μέρη (χρήστες και εκπροσώπους της αγοράς) για την ενίσχυση των υπηρεσιών ευελιξίας. Οι υπηρεσίες ευελιξίας μπορούν να συμμετέχουν και να διαπραγματεύονται σε διαφορετικές αγορές προκειμένου να μπορέσουν να εκμεταλλευτούν τις υπηρεσίες που παρέχουν στο μέγιστο των δυνατοτήτων τους, όπως η αγορά χονδρικής πώλησης από την προ-ημερήσια αγορά έως την ενδο-ημερήσια αγορά, την αγορά εξισορρόπησης ή την αγορά διαχείρισης συμφόρησης. Αυτές οι αγορές ενδέχεται να λειτουργούν σε αλληλεπικαλυπτόμενους χρονικούς ορίζοντες και ενδέχεται να αφορούν παρόμοια ή διακριτά προϊόντα. Μεσάζοντες ή φορείς συσσωρευτικής εκπροσώπησης (aggregators), μπορούν να αποτελέσουν μέρος της λύσης για την ενίσχυση της συμμετοχής παικτών στην αγορά και τη δημιουργία πρόσθετης αξίας.
- Πρέπει να υπάρχει διαφάνεια των διαδικασιών και των κανόνων της αγοράς. Η ρυθμιστική αρχή της αγοράς θα πρέπει να εξασφαλίζει ίσους όρους ανταγωνισμού για τις συναλλαγές ενώ παράλληλα θα πρέπει να εποπτεύεται και ο ρόλος του διαχειριστή συστήματος, αφού θα αποτελεί τον μοναδικό αγοραστή των υπηρεσιών.
- Η ευθύνη παράδοσης για κάθε συμβόλαιο μεταξύ του αγοραστή και του πωλητή θα πρέπει να είναι σαφής. Μια διαδικασία αγοράς πρέπει να εξασφαλίζει μια άμεση σχέση μεταξύ του αγοραστή και του πωλητή μιας υπηρεσίας και ο ρόλος του μεσάζοντα πρέπει να είναι συμφωνημένος και από τα δύο μέρη.
- Η δια-λειτουργικότητα των λύσεων είναι απαραίτητη. Είναι εξαιρετικά σημαντικό οι πλατφόρμες που θα χρησιμοποιηθούν να είναι δια-λειτουργικές τουλάχιστον σε επίπεδο κρατών μελών για να εξασφαλίζεται ο καλύτερος δυνατός συντονισμός, αναφορικά με την ανταλλαγή δεδομένων και πληροφοριών.
- Ο συντονισμός και η ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ των ΔΣΜ και των ΔΣΔ είναι ουσιαστικής σημασίας, αφού έτσι μόνο μπορούν να αποφευχθούν αμοιβαίες επιβλαβείς ενεργοποιήσεις μηχανισμών ευελιξίας για εξισορρόπηση ή / και διαχείριση συμφόρησης σε επίπεδο συστήματος, επομένως ο συντονισμός και η ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής είναι μείζονος σημασίας.

2. Θεωρητικό Υπόβαθρο

Σε αυτό το κεφάλαιο παρατίθεται το απαραίτητο θεωρητικό υπόβαθρο στο οποίο στηρίζεται η παρούσα εργασία. Παρουσιάζονται εν συντομία τα μοντέλα της AC και DC ροής ισχύος προκειμένου να εξηγηθεί το μοντέλο της βέλτιστης DC ροής ισχύος που χρησιμοποιήθηκε στη μοντελοποίηση του αλγορίθμου στα Κεφάλαια 4 και 5, καθώς και μία σύντομη επισκόπηση των μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού και του τρόπου υλοποίησής τους στην παρούσα εργασία.

2.1 Μοντέλο AC Ροής Ισχύος

Στην Εικόνα 2 φαίνεται ένας γενικευμένος ζυγός k ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η γραμμή μεταφοράς μεταξύ των ζυγών k και m παριστάνεται με το κύκλωμα Π (αγωγιμότητες y_{km} και y_{skm}). Στον ζυγό k είναι επίσης συνδεδεμένη η εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα y_k που παριστάνει οποιοδήποτε συνδυασμό πυκνωτών, αυτεπαγωγών ή φορτίων που παριστάνονται με σταθερή αγωγιμότητα. Στον ζυγό k είναι συνδεδεμένη μία γεννήτρια με μιγαδική παραγόμενη ισχύ S_{Gk} . Στον ζυγό k είναι συνδεδεμένο ένα φορτίο με μιγαδική ισχύ φορτίου S_{Dk} . Τέλος, η τάση στον ζυγό k συμβολίζεται με V_k , ενώ η τάση στον ζυγό m με V_m . [5]



Εικόνα 2: Γενικευμένος ζυγός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Σε κάθε ζυγό ενός ΣΗΕ, πρέπει να ικανοποιούνται δύο εξισώσεις ροής ισχύος: το ισοζύγιο ενεργού ισχύος και το ισοζύγιο αέργου ισχύος.

Στο ανά μονάδα σύστημα, το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στον ζυγό k δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned}
P_{Gk} - P_{Dk} &= G_{kk} \cdot V_k^2 + V_k \sum_{m \in A(k)} V_m \cdot G_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) \\
&+ V_k \sum_{m \in A(k)} V_m \cdot B_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)
\end{aligned} \tag{1}$$

και το ισοζύγιο αέργου ισχύος στον ζυγό k δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned}
Q_{Gk} - Q_{Dk} &= -B_{kk} \cdot V_k^2 + V_k \sum_{m \in A(k)} V_m \cdot G_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) \\
&- V_k \sum_{m \in A(k)} V_m \cdot B_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)
\end{aligned} \tag{2}$$

όπου:

$$\mathbf{V}_k = V_k \cdot e^{j\delta_k} = V_k \angle \delta_k \tag{3}$$

$$\mathbf{V}_m = V_m \cdot e^{j\delta_m} = V_m \angle \delta_m \tag{4}$$

$$\mathbf{S}_{Gk} = P_{Gk} + jQ_{Gk} \tag{5}$$

$$\mathbf{S}_{Dk} = P_{Dk} + jQ_{Dk} \tag{6}$$

$$\mathbf{Y}_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} \tag{7}$$

$$\mathbf{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km} \tag{8}$$

Σημειώνεται ότι \mathbf{Y}_{kk} είναι τα στοιχεία της κύριας διαγωνίου και \mathbf{Y}_{km} είναι τα στοιχεία της μη κύριας διαγωνίου του πίνακα αγωγιμοτήτων του ΣΗΕ. Στις σχέσεις (11) και (12), το σύμβολο $m \in A(k)$ εκφράζει το σύνολο των ζυγών που συνδέονται με τον ζυγό k.

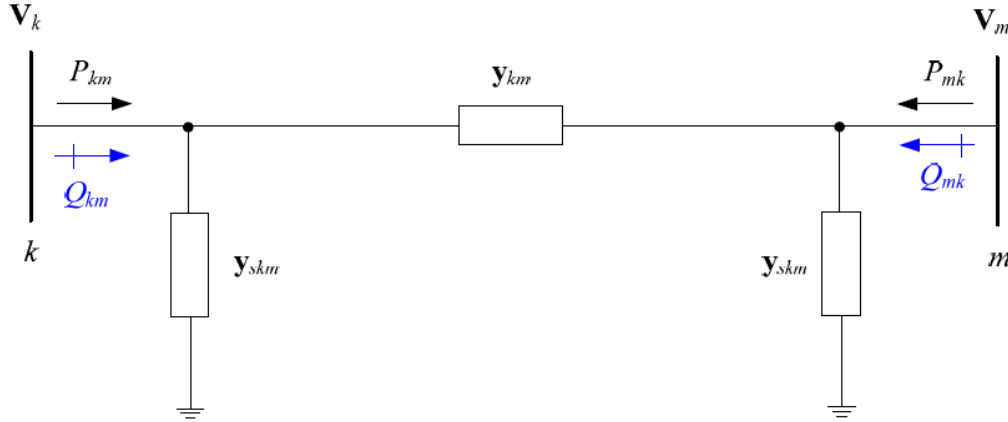
2.1.1 Υπολογισμός Ροών Ισχύος Γραμμής Μεταφοράς

Στη γραμμή μεταφοράς k-m (Εικόνα 3), η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{km} στον ζυγό k, με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned}
P_{km} &= (g_{km} + g_{skm}) \cdot V_k^2 - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) \\
&- V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)
\end{aligned} \tag{9}$$

Στη γραμμή μεταφοράς k-m (Εικόνα 3), η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{mk} στον ζυγό m, με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$P_{mk} = (g_{km} + g_{skm}) \cdot V_m^2 - V_m \cdot V_k \cdot g_{km} \cdot \cos(\delta_m - \delta_k) - V_m \cdot V_k \cdot b_{km} \cdot \sin(\delta_m - \delta_k) \quad (10)$$



Εικόνα 3: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς k-m

Οι ανά μονάδα απώλειες ενεργού ισχύος ($P_{loss_{km}}$) της γραμμής μεταφοράς k-m υπολογίζονται από τη σχέση:

$$P_{loss_{km}} = P_{km} + P_{mk} \quad (11)$$

Στη γραμμή μεταφοράς k-m (Εικόνα 3), η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{km} στον ζυγό k, με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{skm}) \cdot V_k^2 - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) \quad (12)$$

Στη γραμμή μεταφοράς k-m (Εικόνα 3), η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{mk} στον ζυγό m, με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Q_{mk} = -(b_{km} + b_{skm}) \cdot V_m^2 - V_m \cdot V_k \cdot g_{km} \cdot \sin(\delta_m - \delta_k) + V_m \cdot V_k \cdot b_{km} \cdot \cos(\delta_m - \delta_k) \quad (13)$$

Οι ανά μονάδα απώλειες αέργου ισχύος ($Q_{loss_{km}}$) της γραμμής μεταφοράς k-m υπολογίζονται από τη σχέση:

$$Q_{\text{loss}_{km}} = Q_{km} + Q_{mk} \quad (14)$$

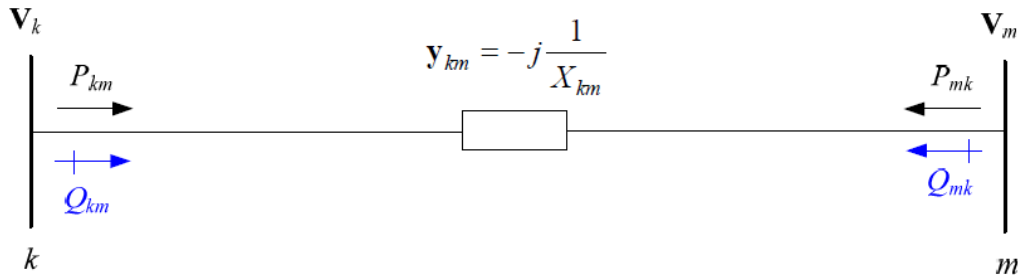
Στην Εικόνα 3, y_{km} είναι η αγωγιμότητα σειράς και y_{skm} είναι η εγκάρσια αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς k-m, V_k είναι η τάση του ζυγού k και V_m είναι η τάση του ζυγού m. Οι μιγαδικές τάσεις V_k και V_m εκφράζονται σε πολική μορφή, σύμφωνα με τις σχέσεις (13) και (14), αντίστοιχα. Οι μιγαδικές αγωγιμότητες y_{km} και y_{skm} εκφράζονται σε ορθογώνια μορφή, σύμφωνα με τις σχέσεις:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} \quad (15)$$

$$y_{skm} = g_{skm} + jb_{skm} \quad (16)$$

2.1.2 Υπολογισμός Ροών Ισχύος Γραμμής Μεταφοράς Χωρίς Απώλειες

Έστω η γραμμή μεταφοράς k-m στην Εικόνα 4, η οποία περιγράφεται από το μοντέλο χωρίς απώλειες, δηλαδή $R_{km} = 0$ και $B_{T_{km}} = 0$, ενώ $X_{km} \neq 0$, όπου R_{km} είναι η ανά μονάδα ωμική αντίσταση, X_{km} είναι η ανά μονάδα επαγωγική αντίδραση και $B_{T_{km}}$ είναι η ανά μονάδα συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς k-m.



Εικόνα 4: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς k-m που περιγράφεται από το μοντέλο χωρίς απώλειες

Η αγωγιμότητα σειράς της γραμμής μεταφοράς k-m είναι:

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = \frac{1}{R_{km} + jX_{km}} = \frac{1}{jX_{km}} = -j\frac{1}{X_{km}} = g_{km} + jb_{km} \Rightarrow \quad (17)$$

$$g_{km} = 0 \quad , \quad b_{km} = \frac{-1}{X_{km}}$$

Η εγκάρσια αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς k-m είναι:

$$y_{skm} = j \frac{BT_{km}}{z_{km}} = 0 = g_{skm} + jb_{skm} \Rightarrow \quad (18)$$

$$g_{skm} = 0 \quad , \quad b_{skm} = 0$$

Αντικαθιστώντας τις (17) και (18) στην (9) προκύπτει η παρακάτω σχέση υπολογισμού της ανά μονάδα ροής ενεργού ισχύος P_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m :

$$P_{km} = \frac{V_k V_m \sin(\delta_k - \delta_m)}{X_{km}} \quad (19)$$

Η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{mk} στον ζυγό m , με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$P_{mk} = \frac{V_k V_m \sin(\delta_m - \delta_k)}{X_{km}} \quad (20)$$

Επειδή $\sin(\delta_m - \delta_k) = -\sin(\delta_k - \delta_m)$, προκύπτει ότι $P_{mk} = -P_{km}$, το οποίο επιβεβαιώνει από τη σχέση (21) ότι οι απώλειες ενεργού ισχύος είναι μηδενικές, όταν χρησιμοποιείται το μοντέλο χωρίς απώλειες:

$$P_{loss_{km}} = P_{km} + P_{mk} = 0 \quad (21)$$

Αντικαθιστώντας τις (17) και (18) στην (12) προκύπτει η παρακάτω σχέση υπολογισμού της ανά μονάδα ροής αέργου ισχύος Q_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m :

$$Q_{km} = \frac{V_k^2}{X_{km}} - \frac{V_k V_m \cos(\delta_k - \delta_m)}{X_{km}} \quad (22)$$

Η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{mk} στον ζυγό m , με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k , υπολογίζεται από τη σχέση:

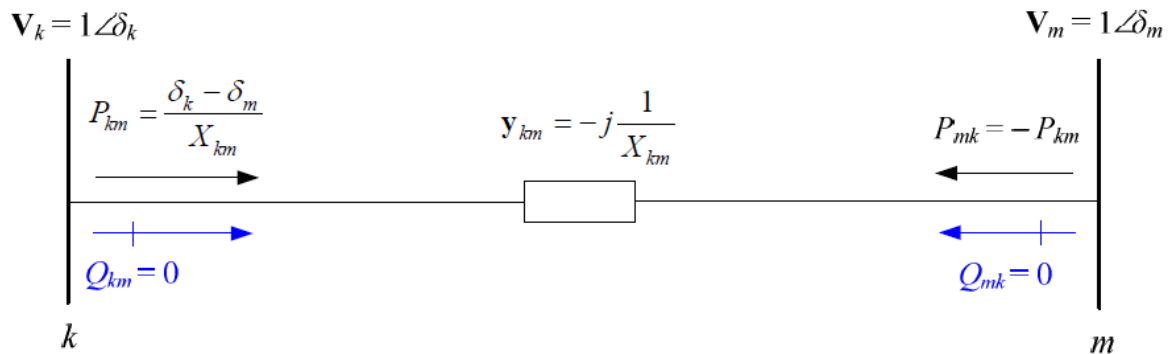
$$Q_{mk} = \frac{V_m^2}{X_{km}} - \frac{V_k V_m \cos(\delta_m - \delta_k)}{X_{km}} \quad (23)$$

2.2 Μοντέλο DC Ροής Ισχύος

Η DC ροή ισχύος προκύπτει από την AC ροή ισχύος [5] με τις ακόλουθες τρεις υποθέσεις:

1. Σημείο εκκίνησης είναι το μοντέλο της AC ροής ισχύος της Ενότητας 2.1, όπου ο υπολογισμός των ροών ισχύος γίνεται με το μοντέλο της γραμμής μεταφοράς χωρίς απώλειες (Ενότητα 2.1.2).
2. Γίνεται επιπλέον η υπόθεση ότι τα μέτρα των τάσεων όλων των ζυγών είναι ίσα με ένα ανά μονάδα, δηλαδή η τάση όλων των ζυγών είναι ίση με την ονομαστική τάση.

Επιπλέον, επειδή η διαφορά των γωνιών των τάσεων ($\delta_k - \delta_m$) δύο οποιονδήποτε ζυγών k και m είναι πολύ μικρή, όπου δ_k και δ_m είναι οι γωνίες (σε ακτίνια) των τάσεων των ζυγών k και m , αντίστοιχα, γίνεται η υπόθεση ότι $\sin(\delta_k - \delta_m) = \delta_k - \delta_m$ και $\cos(\delta_k - \delta_m) = 1$.



Εικόνα 5: Ροή ισχύος στη γραμμή μεταφοράς $k-m$ με βάση το μοντέλο της DC ροής ισχύος

Με βάση την πρώτη υπόθεση του μοντέλου της DC ροής ισχύος, έστω η γραμμή μεταφοράς $k-m$ που φαίνεται στην Εικόνα 5, η οποία περιγράφεται από το μοντέλο της γραμμής μεταφοράς χωρίς απώλειες, δηλαδή $R_{km} = 0$ και $B_{T_{km}} = 0$, ενώ $X_{km} \neq 0$, όπου R_{km} είναι η ανά μονάδα ωμική αντίσταση, X_{km} είναι η ανά μονάδα επαγωγική αντίδραση και $B_{T_{km}}$ είναι η ανά μονάδα συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα της γραμμής μεταφοράς $k-m$.

Με βάση την Ενότητα 2.1.2, η αγωγιμότητα σειράς της γραμμής μεταφοράς $k-m$ είναι:

$$y_{km} = -j \frac{1}{X_{km}} \quad (24)$$

Η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m είναι:

$$P_{km} = \frac{V_k V_m \sin(\delta_k - \delta_m)}{X_{km}} \quad (25)$$

Η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m είναι:

$$Q_{km} = \frac{V_k^2}{X_{km}} - \frac{V_k V_m \cos(\delta_k - \delta_m)}{X_{km}} \quad (26)$$

Με βάση τη δεύτερη υπόθεση του μοντέλου της DC ροής ισχύος, προκύπτει ότι:

$$V_k = 1,0 \text{ α. μ.} \quad \text{και} \quad V_m = 1,0 \text{ α. μ.} \quad (27)$$

όπου V_k και V_m είναι το μέτρο της τάσης του ζυγού k και m , αντίστοιχα.

Με βάση την τρίτη υπόθεση του μοντέλου της DC ροής ισχύος, προκύπτει ότι:

$$\sin(\delta_k - \delta_m) = \delta_k - \delta_m \quad (28)$$

$$\cos(\delta_k - \delta_m) = 1,0 \quad (29)$$

όπου δ_k και δ_m είναι η γωνία της τάσης, σε ακτίνια, του ζυγού k και m , αντίστοιχα.

Αντικαθιστώντας τις (27) και (28) στην (25), προκύπτει ότι σύμφωνα με το μοντέλο της DC ροής ισχύος, η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m είναι:

$$P_{km} = \frac{\delta_k - \delta_m}{X_{km}} \quad (30)$$

Η ανά μονάδα ροή ενεργού ισχύος P_{mk} στον ζυγό m , με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k είναι:

$$P_{mk} = \frac{\delta_m - \delta_k}{X_{km}} = -P_{km} \quad (31)$$

Από τη σχέση (31) προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι απώλειες ενεργού ισχύος της γραμμής μεταφοράς $k-m$ είναι μηδενικές, όταν χρησιμοποιείται το μοντέλο DC ροής ισχύος:

$$P_{\text{loss}_{km}} = P_{km} + P_{mk} = 0 \quad (32)$$

Αντικαθιστώντας τις (27) και (29) στην (26), προκύπτει ότι σύμφωνα με το μοντέλο της DC ροής ισχύος, η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{km} στον ζυγό k , με κατεύθυνση από τον ζυγό k προς τον ζυγό m είναι:

$$Q_{km} = 0 \quad (33)$$

Η ανά μονάδα ροή αέργου ισχύος Q_{mk} στον ζυγό m , με κατεύθυνση από τον ζυγό m προς τον ζυγό k είναι:

$$Q_{mk} = 0 \quad (34)$$

Από τις σχέσεις (33) και (34) προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι απώλειες αέργου ισχύος της γραμμής μεταφοράς $k-m$ είναι μηδενικές, όταν χρησιμοποιείται το μοντέλο DC ροής ισχύος:

$$Q_{loss_{km}} = Q_{km} + Q_{mk} = 0 \quad (35)$$

2.3 Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Ανάλογα με το μοντέλο της ροής ισχύος που χρησιμοποιείται, υπάρχουν δύο μοντέλα βέλτιστης ροής ισχύος:

1. Βέλτιστη DC ροή ισχύος. Στην περίπτωση αυτή χρησιμοποιείται το μοντέλο της DC ροής ισχύος της Ενότητας 2.2, σύμφωνα με το οποίο υπολογίζονται προσεγγιστικά οι ροές ενεργού ισχύος, αγνοούνται (θεωρούνται μηδενικές) οι ροές αέργου ισχύος, ενώ τα μέτρα των τάσεων σε όλους τους ζυγούς θεωρούνται ίσα με την ονομαστική τους τιμή.
2. Βέλτιστη AC ροή ισχύος. Στην περίπτωση αυτή χρησιμοποιείται το μοντέλο της AC ροής ισχύος της Ενότητας 2.1, σύμφωνα με το οποίο οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος και οι μιγαδικές τάσεις (μέτρα και γωνίες) στους ζυγούς υπολογίζονται με μεγάλη ακρίβεια.

Το μοντέλο της βέλτιστης DC ροής ισχύος είναι πιο απλό από το μοντέλο της βέλτιστης AC ροής ισχύος και χρησιμοποιείται συχνά σε μελέτες ανάπτυξης του συστήματος και σε μελέτες όπου είναι αποδεκτός ο προσεγγιστικός υπολογισμός των ροών ενεργού ισχύος και των μέτρων των τάσεων των ζυγών του συστήματος. [5]

2.3.1 Βέλτιστη DC Ροή Ισχύος

Στην περίπτωση της βέλτιστης DC ροής ισχύος χρησιμοποιείται το μοντέλο της DC ροής ισχύος της Ενότητας 2.2. Μπορεί να χρησιμοποιηθούν διάφορες αντικειμενικές συναρτήσεις αλλά συχνότερα χρησιμοποιείται ως αντικειμενική συνάρτηση η ελαχιστοποίηση του συνολικού ωριαίου κόστους παραγωγής F_t (€/h) όλων των θερμικών μονάδων του συστήματος, η οποία είναι

ίδια με την αντικειμενική συνάρτηση που χρησιμοποιείται στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου: [5]

$$\min\{F_t\} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n F_i \right\} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n (a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2) \right\} \quad (36)$$

Οι πιο συνηθισμένοι περιορισμοί του προβλήματος της βέλτιστης DC ροής ισχύος είναι οι ακόλουθοι:

- Τήρηση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος σε κάθε ζυγό του συστήματος.
- Η γωνία της τάσης κάθε ζυγού κυμαίνεται εντός προκαθορισμένων ορίων.
- Η γωνία της τάσης του ζυγού αναφοράς είναι προκαθορισμένη (συνήθως είναι ίση με μηδέν).
- Η παραγωγή ενεργού ισχύος κάθε γεννήτριας κυμαίνεται εντός των τεχνικών της ορίων, δηλαδή μεταξύ της ελάχιστης και της μέγιστης παραγόμενης ενεργού ισχύος.
- Η ροή ενεργού ισχύος σε κάθε γραμμή μεταφοράς πρέπει να μην υπερβαίνει την ονομαστική ικανότητα φόρτισης (ονομαστική ενεργό ισχύ) της κάθε γραμμής μεταφοράς.

2.4 Μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού

2.4.1 Τύποι προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού

Για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης που παρουσιάστηκε στην Ενότητα 2.3, οι μεταβλητές που αποτελούν το πρόβλημα χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: 1) τις μεταβλητές που μπορούν να λάβουν οποιαδήποτε πραγματική τιμή (συνεχείς μεταβλητές) και 2) τις μεταβλητές που υποχρεούνται να πάρουν μόνο ακέραιες τιμές (διακριτές μεταβλητές) και συγκεκριμένα είναι δυαδικές.

Ένα τέτοιο πρόβλημα μπορεί να πάρει την εξής γενική μορφή:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x, y) \\ \text{s.t. } & h(x, y) = 0 \\ & g(x, y) \leq 0 \\ & x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ & y \in Y \subseteq \mathbb{Z}^m \end{aligned}$$

Τα σύνολα X , Y των μεταβλητών, η συνάρτηση f που αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση καθώς και οι συναρτήσεις g , h που αντιπροσωπεύουν τους περιορισμούς του προβλήματος καθορίζουν τα μαθηματικά χαρακτηριστικά του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να διακριθεί στις εξής κατηγορίες:

- Προβλήματα γραμμικού (Linear Programming – LP) και μη-γραμμικού προγραμματισμού (Non-Linear Programming – NLP):

Στα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού, οι f , h , g είναι γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών. Όταν το σύνολο των περιορισμών ή των αντικειμενικών συναρτήσεων αποτελούνται από μη γραμμικές συναρτήσεις, τότε το πρόβλημα χαρακτηρίζεται ως μη γραμμικό. Δύο κατηγορίες προβλημάτων μη-γραμμικού προγραμματισμού αποτελούν τα προβλήματα που περιέχουν τετραγωνικές αντικειμενικές συναρτήσεις και οι περιορισμοί τους είναι γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών (Quadratic Programming Problem – QPP) καθώς και τα προβλήματα που στους περιορισμούς τους περιέχουν τετραγωνικούς όρους, ανεξάρτητα της αντικειμενικής συνάρτησης (Quadratically Constrained Programming Problem – QCPP) [6], [7].

- Προβλήματα συνεχών και διακριτών μεταβλητών:

Σε ένα πρόβλημα συνεχών μεταβλητών, όλες οι μεταβλητές είναι πραγματικοί αριθμοί δηλαδή μπορούν να πάρουν οποιαδήποτε τιμή. Υπάρχουν όμως προβλήματα που για να έχει νόημα η λύση τους, πρέπει κάποιες από τις μεταβλητές να λαμβάνουν ακέραιες τιμές. Τα προβλήματα αυτά ονομάζονται μικτά ακέραια προβλήματα (Mixed Integer Programming Problem – MIPP). Αν όλες οι ακέραιες μεταβλητές υποχρεούνται να είναι δυαδικές (0/1), τότε το πρόβλημα ανήκει στον 0/1 μικτό ακέραιο προγραμματισμό (0/1 Mixed Integer Programming Problem – 0/1 MIPP). Τέλος, αν όλες οι μεταβλητές του προβλήματος πρέπει να είναι ακέραιες, τότε το πρόβλημα ανήκει στον ακέραιο προγραμματισμό (Integer Programming Problem – IPP) [6].

Με βάση τις κατηγορίες που αναλύθηκαν παραπάνω, τα προβλήματα μικτού ακέραιου προγραμματισμού διακρίνονται σε προβλήματα μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP), προβλήματα μικτού ακέραιου μη – γραμμικού προγραμματισμού (MINLP), προβλήματα μικτού ακέραιου τετραγωνικού προγραμματισμού (MIQP) και προβλήματα μικτού ακέραιου προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς (MIQCP).

Τα προβλήματα που αναλύθηκαν παραπάνω παρουσιάζουν αρκετές διαφορές στην διαδικασία επίλυσής τους. Τη μεγαλύτερη ευκολία στην επίλυση παρουσιάζουν τα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού αφού το εφικτό σύνολο των λύσεων είναι μία κυρτή περιοχή και για αυτό τον λόγο είναι δυνατή η εύρεση του ολικού βέλτιστου. Αντιθέτως, τα προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού ενδέχεται να παρουσιάζουν μη κυρτές ή και ασυνεχείς περιοχές. Η ιδιότητα αυτή καθιστά την επίλυση των συγκεκριμένων προβλημάτων αρκετά δύσκολη διότι η ύπαρξη αρκετών τοπικών βέλτιστων οδηγεί σε αδυναμία γνώσης εάν μία λύση, από τις υποψήφιες, αντιστοιχεί στο ολικό βέλτιστο. Είναι σημαντικό να τονίσουμε ότι τα QP προβλήματα, αν και ανήκουν στην κατηγορία του μη γραμμικού προγραμματισμού, επιλύονται ευκολότερα από τα περισσότερα προβλήματα μη γραμμικού προγραμματισμού. Στην περίπτωση ένταξης ακέραιων μεταβλητών, όπως στις κατηγορίες του μικτού ακέραιου προγραμματισμού, η διαδικασία επίλυσης του προβλήματος γίνεται πιο σύνθετη [6]. Για παράδειγμα, σε ένα πρόβλημα 0/1 ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού με n μεταβλητές υπάρχουν 2^n συνδυασμοί που πρέπει να ελεγχθούν. Σε αυτά τα προβλήματα υπάρχει εκθετική αύξηση της δυσκολίας του προβλήματος διότι κάθε φορά που ο αριθμός των μεταβλητών αυξάνεται κατά μία μονάδα, ο αριθμός των λύσεων διπλασιάζεται.

Για την ανάπτυξη και την επίλυση του μαθηματικού μοντέλου της βελτιστοποίησης χρησιμοποιείται η εργαλειοθήκη YALMIP (Yet Another LMI Parser). Το YALMIP αποτελεί μία εργαλειοθήκη για το περιβάλλον MATLAB, η οποία είναι αρκετά ισχυρή ώστε να υποστηρίξει αρκετά μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού. Τα κυριότερα χαρακτηριστικά της εργαλειοθήκης αυτής είναι τα ακόλουθα [8]:

- Απλοποίηση της διαδικασίας της βελτιστοποίησης αφού η ανάπτυξη κώδικα για την μοντελοποίηση ενός προβλήματος πραγματοποιείται κάνοντας χρήση τυπικών εντολών του προγράμματος MATLAB.
- Ικανότητα μοντελοποίησης προβλημάτων χωρίς να παίζει ρόλο το μέγεθος των δεδομένων τους. Ουσιαστικά, με χρήση μίας εντολής και καθορίζοντας τον αριθμό των μεταβλητών της, δίνεται η δυνατότητα δήλωσης των μεταβλητών που είναι του ίδιου είδους με ενιαίο τρόπο.
- Υποστήριξη διάφορων μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού. Τα τελευταία χρόνια, το YALMIP έχει εξελιχθεί σημαντικά αφού ο χρήστης καθίσταται ικανός να μοντελοποιήσει τις περισσότερες κατηγορίες των προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού ενώ ταυτόχρονα μπορεί να χρησιμοποιήσει οποιοδήποτε εμπορικά διαθέσιμο επιλυτή (solver) για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

2.4.2 Σύνταξη μοντέλου στο YALMIP

Οι βασικές εντολές που χρησιμοποιήθηκαν για τον ορισμό των μεταβλητών, των περιορισμών αλλά και της αντικειμενικής συνάρτησης παρουσιάζονται παρακάτω:

α) Μεταβλητές απόφασης

Τον κεντρικό ρόλο, σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, κατέχουν οι μεταβλητές απόφασης αφού μέσω αυτών προσδιορίζεται το αντικείμενο απόφασης του προβλήματος. Στο YALMIP οι μεταβλητές απόφασης αντιπροσωπεύονται από τα αντικείμενα `sdpvar`.

Επίσης, το YALMIP προσφέρει μία πληθώρα εντολών που χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό συγκεκριμένων τύπων μεταβλητών. Ο χρήστης μπορεί να εισάγει στο πρόβλημα ακέραιες, δυαδικές αλλά και ημι-συνεχείς μεταβλητές (semi-continuous variables) (μία ημι-συνεχής μεταβλητή μπορεί να λάβει είτε την τιμή μηδέν είτε οποιαδήποτε άλλη τιμή μεταξύ ενός κάτω και άνω ορίου) κάνοντας χρήση των εντολών `intvar`, `binvar` και `semivar` αντίστοιχα.

β) Δήλωση περιορισμών

Ως εφικτό σύνολο ορίζεται το σύνολο των λύσεων που ικανοποιεί όλους τους περιορισμούς του προβλήματος. Η δήλωση των περιορισμών στο YALMIP πραγματοποιείται με τη δήλωση των αντίστοιχων ισοτικών και ανισοτικών σχέσεων επί των μεταβλητών απόφασης.

γ) Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Εφόσον έχουν οριστεί οι μεταβλητές απόφασης και οι περιορισμοί τότε το πρόβλημα της βελτιστοποίησης μπορεί να επιλυθεί με τη χρήση της εντολής `optimize`. Επιπλέον με την εντολή `sdpsettings` ο χρήστης μπορεί να καθορίσει τον προτιμώμενο επιλυτή για το πρόβλημα βελτιστοποίησης.

2.4.3 Ο επιλυτής GUROBI

Στην παρούσα εργασία για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης χρησιμοποιήθηκε ο επιλυτής GUROBI [9]. Ο GUROBI προσφέρει αρκετές δυνατότητες και είναι ικανός να λύσει προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού (LP), τετραγωνικού προγραμματισμού (QP), μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP), μικτού ακέραιου τετραγωνικού προγραμματισμού (MIQP), τετραγωνικών περιορισμών (QCP) και μικτού ακέραιου

προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς (MIQCP) . Ο αλγόριθμος που χρησιμοποιεί ο επιλυτής GUROBI για την λύση των προβλημάτων μικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι ο Branch-and-Bound.

3. Σχήματα συντονισμού διαχειριστών μεταφοράς-διανομής (TSO-DSO coordination)

Ο συντονισμός μεταξύ των διαχειριστών των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ήτοι αυτών της μεταφοράς και διανομής, αποκτά όλο και μεγαλύτερη σημασία για την εύρυθμη και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται πέντε μοντέλα για συντονισμό των διαχειριστών μεταφοράς-διανομής. Κάθε μοντέλο συντονισμού προσδιορίζει τις διαδικασίες και τον τρόπο ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των επιχειρησιακών συστημάτων των διαχειριστών, που σχετίζονται με την αξιολόγηση, την προμήθεια και την ενεργοποίηση ευέλικτων πηγών ενέργειας οι οποίες επενεργούν τόσο στο επίπεδο της μεταφοράς όσο και σε αυτό της διανομής [10]. Ως ευέλικτες πηγές ενέργειας εδώ λογίζονται οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής οι οποίες μπορούν να ρυθμίσουν κατ' εντολή την ισχύ έγχυσής τους στο δίκτυο, με σχετικά γρήγορη χρονική απόκριση.

Στην παράγραφο 3.1 παρουσιάζονται πέντε μοντέλα συντονισμού τα οποία έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία [10].

3.1 Επισκόπηση των συστημάτων συντονισμού

Κάθε σύστημα συντονισμού χαρακτηρίζεται από ένα σύνολο ρόλων που αναλαμβάνει ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς, ο Διαχειριστής του Συστήματος Διανομής καθώς και οι παράγοντες της αγοράς, σύμφωνα με το γενικό σχεδιασμό της αγοράς και το ρυθμιστικό πλαίσιο που τη διέπει. Η διάκριση μεταξύ των ρόλων είναι ουσιαστικής σημασίας δεδομένου ότι η αυξημένη ανάγκη συντονισμού μεταξύ των διαχειριστών συστημάτων δεν πρέπει να δημιουργεί σύγχυση όσον αφορά την κατανομή των αντίστοιχων ρόλων και αρμοδιοτήτων [11].

Ως ρόλος, ορίζεται η επιδιωκόμενη συμπεριφορά ενός συγκεκριμένου μέρους ή συμβαλλόμενου της αγοράς που είναι μοναδική και δεν μπορεί να μετατεθεί. Κάθε ρόλος έχει ορισμένες ευθύνες οι οποίες είναι εγγενείς στο ρόλο που επιτελεί η συγκεκριμένη ομάδα στην αγορά. Ένας ρόλος καθορίζει τον τρόπο με τον οποίο ένα συμβαλλόμενο μέρος της αγοράς αλληλεπιδρά με ένα άλλο μέρος της αγοράς κατά τη διάρκεια μιας συγκεκριμένης συναλλαγής [12].

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται λεπτομερώς τα πέντε σχέδια συντονισμού.

3.1.1 Κεντρικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Centralized AS market model)

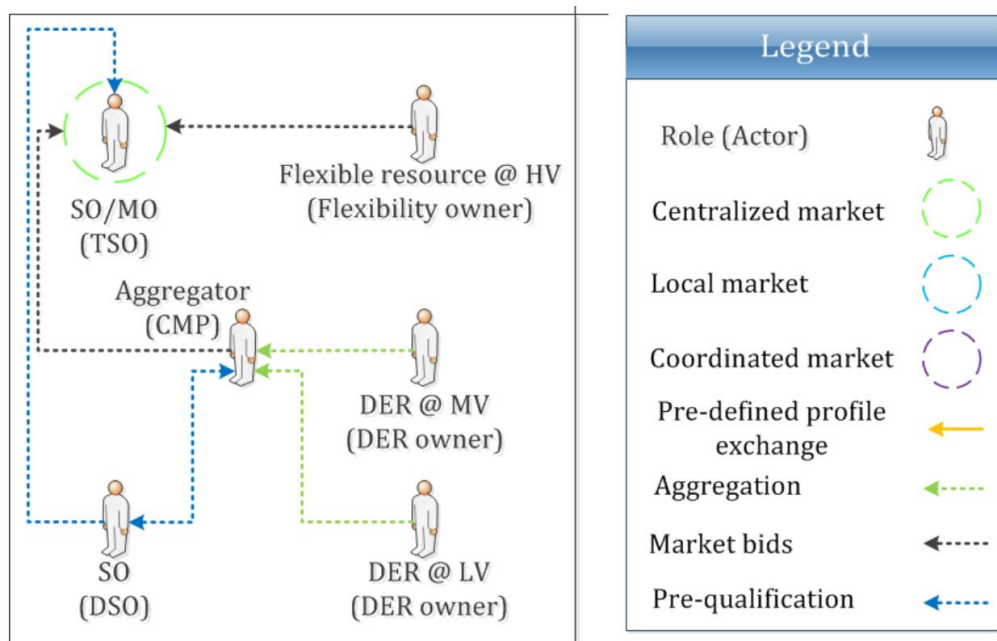
Σε αυτό το σχήμα, ο ΔΣΜ μπορεί να υπογράψει συμβόλαιο προμήθειας ενέργειας απευθείας με τους ιδιοκτήτες ΔΠ που είναι συνδεδεμένοι στο δίκτυο του ΔΣΔ με σκοπό την παροχή επικουρικών υπηρεσιών (Ancillary Services - AS) στο δίκτυο του πρώτου. Ο ΔΣΔ μπορεί να προμηθευτεί και να χρησιμοποιήσει πόρους για την επίλυση τοπικών προβλημάτων δικτύου, αλλά η προμήθεια γίνεται σε άλλες χρονικές στιγμές σε σχέση με την κεντρική αγορά επικουρικών

υπηρεσιών. Ο Πίνακας 1 συνοψίζει τον σχεδιασμό της αγοράς και τις κύριες αρμοδιότητες για κάθε διαχειριστή συστήματος (δηλαδή ΔΣΜ και ΔΣΔ).

Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά κεντρικού συστήματος αγοράς επικουρικών υπηρεσιών

Σύστημα Αγοράς	Υπάρχει μία κοινή αγορά επικουρικών υπηρεσιών, που διαχειρίζεται ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς, για τις πηγές ισχύος που συνδέονται στο επίπεδο μεταφοράς και διανομής. Δεν υπάρχει ξεχωριστή τοπική αγορά.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς	Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία της δικής του αγοράς για επικουρικές υπηρεσίες. Ο ΔΣΜ δεν λαμβάνει υπόψη τους περιορισμούς του Διαχειριστή Συστήματος Διανομής. Μια ξεχωριστή διαδικασία ελέγχου θα μπορούσε να εφαρμοστεί προκειμένου να εξασφαλίσει ότι η ενεργοποίηση πηγών ισχύος στο δίκτυο διανομής από το Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς, δεν προκαλεί πρόσθετους περιορισμούς στο δίκτυο διανομής (π.χ. συμφόρηση γραμμών).
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Διανομής	Ο Διαχειριστής Συστήματος Διανομής δεν συμμετέχει στη διαδικασία προμήθειας και ενεργοποίησης επικουρικών υπηρεσιών από το ΔΣΜ εκτός από την περίπτωση που εφαρμόζεται διαδικασία αξιολόγησης της λειτουργίας του συστήματος διανομής ³ ώστε να εξασφαλίζεται ότι η ενεργοποίηση των πόρων στο δίκτυο διανομής από το ΔΣΜ δεν προκαλεί πρόσθετους περιορισμούς στο δίκτυο διανομής (π.χ. συμφόρηση γραμμών).

³ Η διαδικασία της αξιολόγησης από τον ΔΣΔ μπορεί να χωριστεί σε δύο ξεχωριστές διαδικασίες: την τεχνική αξιολόγηση και την αξιολόγηση του συστήματος. Η τεχνική αξιολόγηση επικυρώνει τις τεχνικές απαιτήσεις μιας μονάδας που επιθυμεί να συμμετάσχει στην αγορά των επικουρικών υπηρεσιών. Η αξιολόγηση συστήματος συνιστά τον έλεγχο των ροών ισχύος από την προβλεπόμενη συμμετοχή των μονάδων επικουρικών υπηρεσιών στο δίκτυο διανομής, ούτως ώστε να μην παραβιάζονται οι τοπικοί περιορισμοί δικτύου (τάσεις ζυγών, συμφόρηση γραμμών).



Εικόνα 6: Κεντρικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Centralized AS market model)

Η Εικόνα 6 απεικονίζει το ρόλο που διαδραματίζουν οι εμπλεκόμενοι φορείς. Επιπλέον, η εικόνα αυτή δείχνει μια υψηλού επιπέδου άποψη της αρχιτεκτονικής της αγοράς και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των παικτών.

Συνοπτικά, το σχήμα αυτό περιορίζει τη συμμετοχή του ΔΣΔ στη δυνατότητα αξιολόγησης της λειτουργίας του συστήματος διανομής πριν την εφαρμογή των επικουρικών υπηρεσιών. Σημειώνεται ότι σε εξαιρετικές περιπτώσεις, ο ΔΣΔ μπορεί να θέλει να συμπεριλάβει τους περιορισμούς του δικτύου διανομής στη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς από τον ΔΣΜ. Κατά συνέπεια, ο ΔΣΔ θα πρέπει να παράσχει τα απαραίτητα δεδομένα στον ΔΣΜ ή ο τελευταίος θα πρέπει να έχει πλήρη παρατηρησιμότητα του δικτύου διανομής.

3.1.2 Τοπικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Local AS market model)

Η βασική αρχή αυτού του μοντέλου είναι η λειτουργία μιας τοπικής αγοράς από το Διαχειριστή Συστήματος Διανομής. Ο ΔΣΜ μπορεί να συνάψει συμβάσεις με μονάδες ΔΠ έμμεσα μέσω της τοπικής αγοράς, αφού ο Διαχειριστής Διανομής έχει συγκεντρώσει αυτούς τους πόρους ως φορέας συσσωρευτικής εκπροσώπησης και τους έχει μεταφέρει στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών του ΔΣΜ. Ο

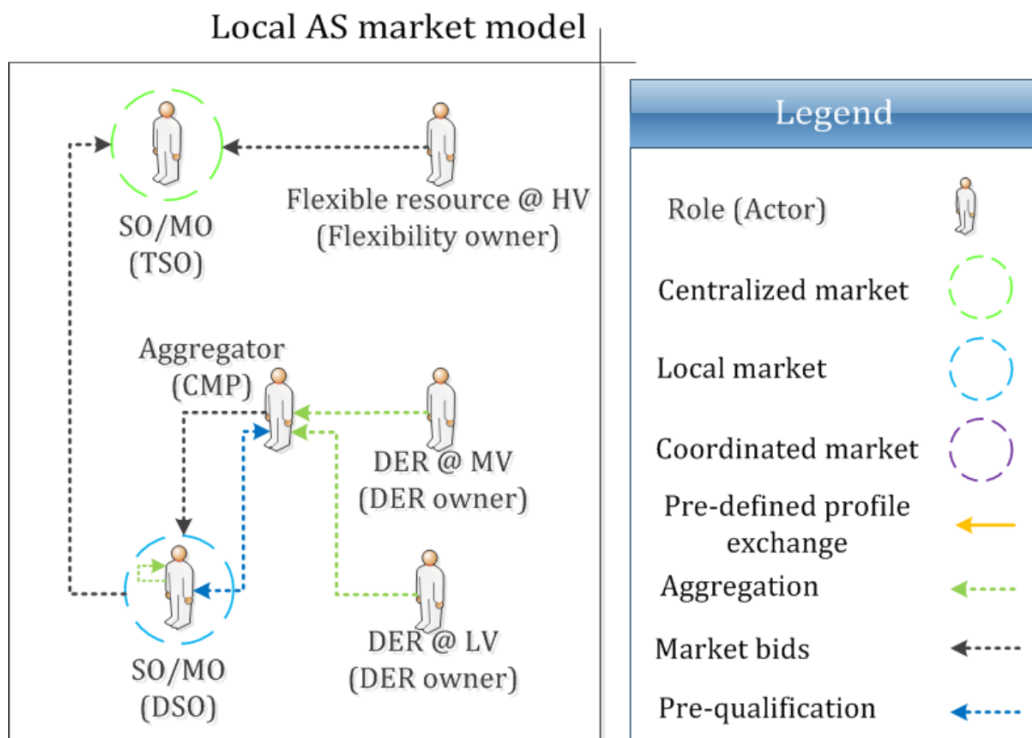
Πίνακας 2 συνοψίζει τον σχεδιασμό της αγοράς και τις κύριες αρμοδιότητες όπως απορρέουν για κάθε διαχειριστή του συστήματος (ΔΣΜ και ΔΣΔ).

Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά τοπικού συστήματος αγοράς επικουρικών υπηρεσιών

Σύστημα Αγοράς	Υπάρχει μια ξεχωριστή τοπική αγορά που διαχειρίζεται ο ΔΣΔ. Οι πόροι από το δίκτυο διανομής μπορούν να προσφερθούν στον ΔΣΜ μόνο μέσω της
----------------	---

	τοπικής αγοράς και αφού ο ΔΣΔ έχει ήδη επιλέξει τους πόρους που απαιτούνται για την επίλυση ενδεχόμενων προβλημάτων στο δικό του δίκτυο (πχ. συμφόρηση). Στη συνέχεια ο ΔΣΔ συγκεντρώνει και μεταφέρει τις εναπομένουσες προσφορές στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών που διαχειρίζεται ο ΔΣΜ, αφού προηγουμένως ελέγξει ότι η χρήση των αντίστοιχων πόρων δεν θα δημιουργήσει προβλήματα λειτουργίας στο δίκτυό του.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς	Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία της δικής του αγοράς για επικουρικές υπηρεσίες, στις οποίες μπορούν να συμμετάσχουν τόσο οι πόροι από το δίκτυο μεταφοράς όσο και οι πόροι από το δίκτυο διανομής (μετά τη συγκέντρωση από τον ΔΣΜ).
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Διανομής	Ο ΔΣΔ είναι αυτός που λειτουργεί την τοπική αγορά ευελιξίας στο δίκτυο διανομής. Ο ΔΣΔ εκκαθαρίζει την αγορά, επιλέγει τις απαραίτητες προσφορές για χρήση από το δίκτυο διανομής, καθώς επίσης συγκεντρώνει και μεταφέρει τις υπόλοιπες προσφορές από την τοπική αγορά επικουρικών υπηρεσιών στην αντίστοιχη αγορά του ΔΣΜ. Ο ΔΣΔ έχει προτεραιότητα στη χρήση τους ευέλικτων πόρων από το δίκτυο διανομής.

Η Εικόνα 7 απεικονίζει το ρόλο που διαδραματίζουν οι διαχειριστές και οι συμμετέχοντες στην αγορά. Επιπλέον, η εικόνα αυτή παρουσιάζει μια υψηλού επιπέδου άποψη της αρχιτεκτονικής της αγοράς και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των παικτών.



Εικόνα 7: Τοπικό σύστημα αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (Local AS market model)

Εν κατακλείδι, το μοντέλο της τοπικής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών διαφέρει από το αντίστοιχο μοντέλο της κεντρικής αγοράς, προωθώντας μια τοπική αγορά η οποία βρίσκεται στο δίκτυο διανομής. Η ύπαρξη μιας τέτοιας αγοράς δίνει μεγαλύτερη προτεραιότητα στη χρήση των επικουρικών υπηρεσιών από τον ΔΣΔ. Τελικά, η ευελιξία που δεν θα χρησιμοποιηθεί από την τοπική αγορά (όπου ο ΔΣΔ είναι ο διαχειριστής της αγοράς) αποστέλλεται σε συγκεντρωτική (aggregated) μορφή στην κεντρική αγορά (στην οποία ο ΔΣΜ ενεργεί ως διαχειριστής), λαμβάνοντας υπόψη ότι τηρούνται οι περιορισμοί του δικτύου διανομής (π.χ. ορισμένες προσφορές από την τοπική αγορά δεν μπορούν ενδεχομένως να μεταφερθούν στο ΔΣΜ εάν αυτό θέτει σε κίνδυνο τη λειτουργία του δικτύου διανομής).

3.1.3 Μοντέλο από κοινού εξισορρόπησης (Shared balancing responsibility model)

Στο μοντέλο της από κοινού εξισορρόπησης, ο ΔΣΜ μεταβιβάζει την ευθύνη εξισορρόπησης του δικτύου διανομής στον ΔΣΔ. Ο ΔΣΔ πρέπει να σέβεται ένα προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα⁴ ενώ χρησιμοποιεί το τοπικό δίκτυο διεσπαρμένων πηγών κάνοντας χρήση μιας τοπικής αγοράς, προκειμένου να εκπληρώσει την ανάγκη της εξισορρόπησης ισχύος στο δίκτυό του. Το προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα μπορεί να βασίζεται σε προβλέψεις από αρμόδιους φορείς (για ολόκληρη την περιοχή του δικτύου διανομής), και ενδεχομένως σε συνδυασμό με ιστορικά δεδομένα από τα σημεία διασύνδεσης μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής. Σε περίπτωση που το προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα βασίζεται στο αποτέλεσμα μόνο των αγορών ενέργειας, οι ΔΣΜ και οι ΔΣΔ δεν προβαίνουν σε τροποποιήσεις του χρονοδιαγράμματος. Αυτό σημαίνει ότι το προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα καθορίζει το επίπεδο παραγωγής σε ολόκληρο το δίκτυο διανομής και δεν ορίζει την ανταλλαγή ενέργειας στο σημείο διασύνδεσης μεταξύ των διαχειριστών. Εναλλακτικά, ο ΔΣΜ και ο ΔΣΔ μπορούν να προσδιορίσουν ένα προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα ανταλλαγής ενέργειας, χρησιμοποιώντας ιστορικές προβλέψεις για κάθε σημείο διασύνδεσης μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής, λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη και τους περιορισμούς συμφόρησης τόσο για το δίκτυο μεταφοράς όσο και για αυτό της διανομής. Σε αυτή την περίπτωση, το προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα καθορίζεται για κάθε σημείο διασύνδεσης ξεχωριστά μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Ο Πίνακας 3 συνοψίζει τον σχεδιασμό της αγοράς και τις κύριες αρμοδιότητες που απορρέουν για κάθε διαχειριστή του συστήματος.

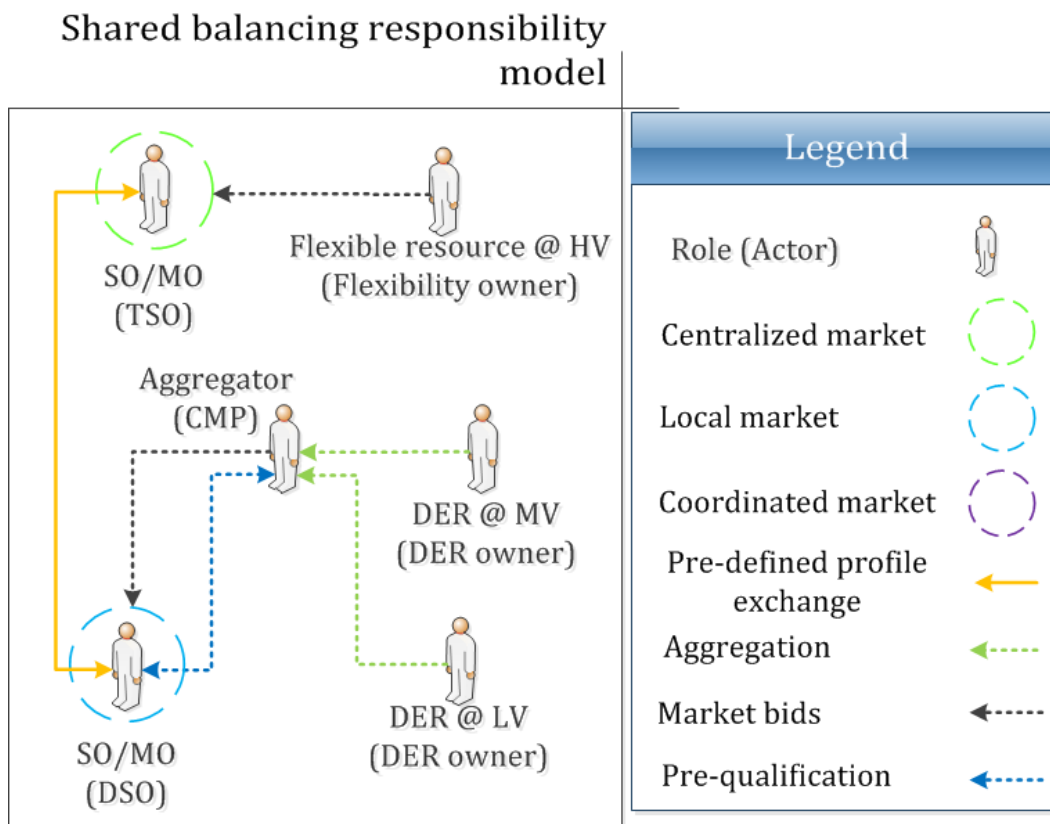
Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά του μοντέλου από κοινού εξισορρόπησης

Σύστημα Αγοράς	Υπάρχει μια αγορά επικουρικών υπηρεσιών στην οποία συμμετέχουν πηγές ενέργειας που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο μεταφοράς, την οποία διαχειρίζεται ο ΔΣΜ. Επιπλέον, υπάρχει μια χωριστή τοπική αγορά πηγών ενέργειας που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο διανομής, την οποία διαχειρίζεται ο ΔΣΔ. Πόροι από το δίκτυο διανομής δεν μπορούν να προσφερθούν στο δίκτυο μεταφοράς. Οι περιορισμοί που θέτει ο ΔΣΔ για το
----------------	--

⁴ Το χρονοδιάγραμμα μπορεί να είναι καθαρή έγχυση ή απορρόφηση ισχύος, σε προδιαγεγραμμένη χρονική συμφωνία (ώρες της επόμενης ημέρας) και ανάλογη με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας και τις απαιτήσεις του δικτύου διανομής.

	δίκτυο διανομής ενσωματώνονται στη διαδικασία εκκαθάρισης της τοπικής αγοράς.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς	Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς είναι ο λειτουργός της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών, στην οποία συμμετέχουν πηγές ενέργειας που συνδέονται στο δίκτυο μεταφοράς. Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς είναι επίσης υπεύθυνος για την εξισορρόπηση του δικτύου μεταφοράς.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Διανομής	Ο Διαχειριστής Συστήματος Διανομής είναι ο λειτουργός της τοπικής αγοράς. Ο ΔΣΔ εκμεταλλεύεται την ευελιξία που προσφέρουν οι τοπικές πηγές ενέργειας στο δίκτυο διανομής, τόσο για τη διαχείριση προβλημάτων που σχετίζονται με τοπική συμφόρηση γραμμών όσο και για την εξισορρόπηση του δικτύου διανομής. Ο ΔΣΔ είναι υπεύθυνος για την εξισορρόπηση του δικτύου διανομής, δηλαδή για το σεβασμό του προκαθορισμένου χρονοδιαγράμματος.

Η Εικόνα 8 απεικονίζει το ρόλο που διαδραματίζουν οι ενδιαφερόμενοι παίκτες στην αγορά. Επιπλέον, η εικόνα αυτή παρουσιάζει μια υψηλού επιπέδου άποψη της αρχιτεκτονικής της αγοράς και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των παικτών.



Εικόνα 8: Μοντέλο από κοινού εξισορρόπησης (Shared balancing responsibility model)

Το μοντέλο της από κοινού εξισορρόπησης είναι το μόνο μοντέλο συντονισμού στο οποίο ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς δεν έχει πρόσβαση στους πόρους που είναι συνδεδεμένοι στο δίκτυο διανομής. Η ευελιξία που μπορεί να παρέχεται από το δίκτυο διανομής προορίζεται αποκλειστικά για χρήση από τον ΔΣΔ, προκειμένου να εκπληρώσει τις αρμοδιότητές του όσον αφορά στην επίλυση των τοπικών περιορισμών δικτύου και την εξισορρόπηση του δικτύου διανομής.

3.1.4 Κοινό μοντέλο αγοράς διαχειριστών (Common TSO-DSO AS market model)

Το κοινό μοντέλο αγοράς επικουρικών υπηρεσιών μεταξύ των διαχειριστών προωθεί μια κοινή αγορά ευελιξίας για τους διαχειριστές μεταφοράς και διανομής. Η προμήθεια ενέργειας που διατίθενται στο πλαίσιο αυτού του μοντέλου συντονισμού έχει ως κύριο στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους προμηθειών για ευελιξία. Η ιδέα αυτή υποστηρίζεται επίσης από έγγραφο θέσεων του CEER⁵ [11] το οποίο δηλώνει ότι είναι σημαντικό οι έλεγχοι για την ανάκτηση εσόδων των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς και διανομής να δημιουργούν κίνητρα για τη βελτιστοποίηση των οικονομικών αποτελεσμάτων για το σύνολο του συστήματος αντί της μεμονωμένης ελαχιστοποίησης του κόστους από κάθε διαχειριστή ξεχωριστά. Ο Πίνακας 1 συνοψίζει τον σχεδιασμό της αγοράς και τις κύριες αρμοδιότητες για κάθε διαχειριστή συστήματος (δηλαδή ΔΣΜ και DSO).

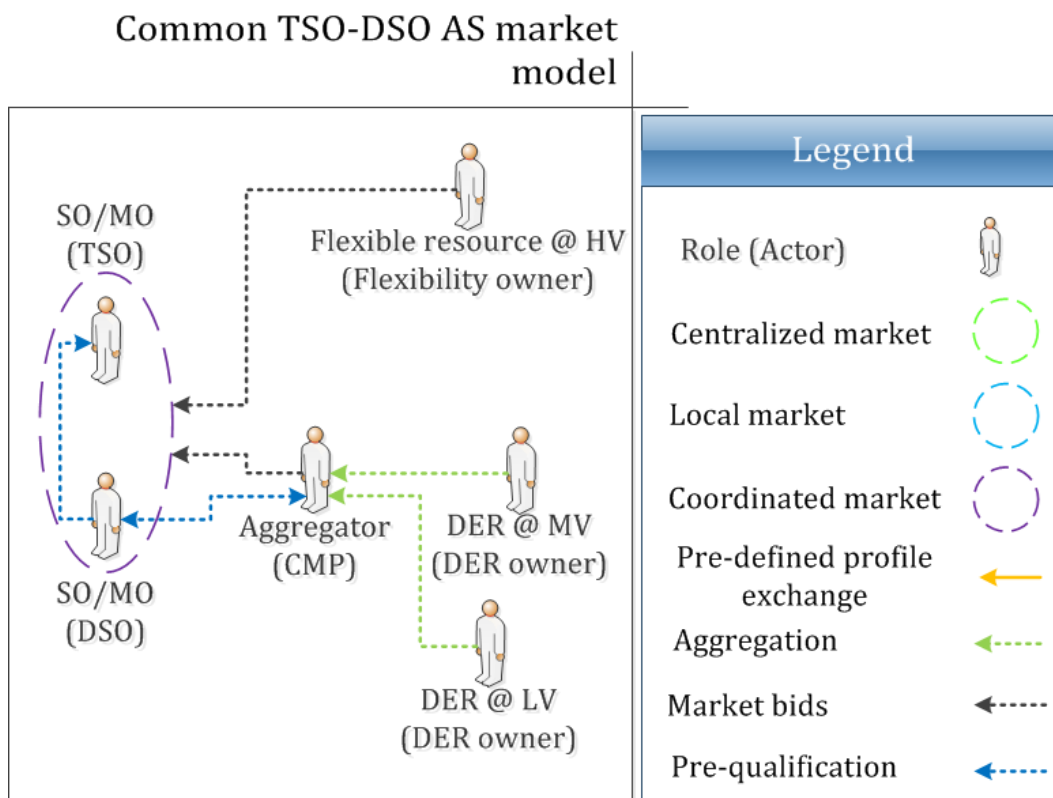
Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά του κοινού μοντέλου αγοράς των διαχειριστών

<p>Σύστημα Αγοράς</p>	<p>Υπάρχει μία κοινή αγορά ευελιξίας μεταξύ των ΔΣΜ και ΔΣΔ η οποία περιλαμβάνει όλους τους πόρους που συνδέονται σε επίπεδο μεταφοράς και διανομής. Σε αυτό το μοντέλο αμφότεροι οι ΔΣΜ και ΔΣΔ είναι υπεύθυνοι για την οργάνωση και τη λειτουργία της αγοράς. Επιπλέον, οι περιορισμοί του ΔΣΔ ενσωματώνονται στη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς. Υπάρχουν δύο εναλλακτικές υλοποιήσεις του μοντέλου αυτού: (1) όλοι οι περιορισμοί ενσωματώνονται σε μία μόνο διαδικασία βελτιστοποίησης που περιλαμβάνει τόσο τους περιορισμούς του δικτύου μεταφοράς όσο και αυτούς της διανομής (κεντρική παραλλαγή), (2) αρχικά η τοπική αγορά υπό τον ΔΣΔ εξασφαλίζει την ικανοποίηση των τοπικών περιορισμών του δικτύου διανομής (χωρίς δέσμευση στους συμμετέχοντες σε αυτή την αγορά) και στη συνέχεια επικοινωνεί με την αγορά επικουρικών υπηρεσιών που διαχειρίζεται ο ΔΣΜ η οποία περιλαμβάνει τους πόρους που συνδέονται στο δίκτυο μεταφοράς. Το αποτέλεσμα της δεύτερης αγοράς στη συνέχεια ανακοινώνεται στην πρώτη προκειμένου να υπολογιστεί η βέλτιστη λύση, η οποία στη συνέχεια ανακοινώνεται στους συμμετέχοντες στην αγορά (αποκεντρωμένη παραλλαγή).</p>
<p>Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς</p>	<p>Οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς και Διανομής είναι από κοινού υπεύθυνοι για τη λειτουργία της κοινής αγοράς (κεντρική παραλλαγή) καθώς και για την τελική έκβαση των δύο ξεχωριστών διαδικασιών αγοράς (αποκεντρωμένη παραλλαγή). Ο ΔΣΜ κάνει χρήση επικουρικών υπηρεσιών</p>

⁵ Council of European Energy Regulators

	από πηγές ενέργειας τόσο από τη μεταφορά, όσο και από τη διανομή. Στην πράξη, η υλοποίηση της κεντρικής παραλλαγής του μοντέλου, θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί ορίζοντας έναν τρίτο συμμετέχοντα, υπό την καθοδήγηση τόσο του ΔΣΜ όσο και του ΔΣΔ.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Διανομής	Οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς και Διανομής είναι από κοινού υπεύθυνοι για την λειτουργία της κοινής αγοράς ΔΣΜ-ΔΣΔ (κεντρική παραλλαγή) ενώ είναι από κοινού υπεύθυνοι για την τελική έκβαση των δύο ξεχωριστών διαδικασιών αγοράς (αποκεντρωμένη έκδοση). Ο ΔΣΔ χρησιμοποιεί ευέλικτους πόρους από το δίκτυο διανομής σε συνεργασία και συντονισμό με το ΔΣΜ.

Η Εικόνα 9 απεικονίζει το ρόλο που διαδραματίζουν οι συμμετέχοντες στην αγορά. Επιπλέον, η εικόνα αυτή παρουσιάζει μια υψηλού επιπέδου άποψη της αρχιτεκτονικής της αγοράς και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των παικτών.



Εικόνα 9: Κοινό μοντέλο αγοράς διαχειριστών (Common TSO-DSO AS market model)

Συνοπτικά, το μοντέλο της κοινής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών μεταξύ των ΔΣΜ και ΔΣΔ θα μπορούσε να θεωρηθεί ως επέκταση του μοντέλου της κεντρικής αγοράς (Centralized AS - για την κεντρική παραλλαγή) και του τοπικού μοντέλου αγοράς (Local AS - για την αποκεντρωμένη παραλλαγή). Στην κεντρική παραλλαγή, η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται συγκεντρώνοντας τόσο τους πόρους που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς όσο και αυτούς από το δίκτυο διανομής. Σε αυτό το μοντέλο ενσωματώνονται όχι μόνο οι περιορισμοί του δικτύου μεταφοράς, αλλά και

οι περιορισμοί του δικτύου διανομής, καθώς οι πιθανές τοπικές ανάγκες ευελιξίας από το δίκτυο διανομής επιλύονται μέσω της κοινής αγοράς. Η αποκεντρωμένη παραλλαγή διαφέρει από το μοντέλο της τοπικής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών αφού ο ΔΣΔ δεν έχει καμία προτεραιότητα να χρησιμοποιεί ευέλικτους πόρους από το δίκτυο διανομής. Η επιλογή των πόρων που θα χρησιμοποιήσει ο ΔΣΔ για την επίλυση των τοπικών περιορισμών θα εξαρτηθεί από τη συνδυασμένη βελτιστοποίηση τόσο των αναγκών ευελιξίας στο επίπεδο διανομής όσο και αυτών στο επίπεδο μεταφοράς.

3.1.5 Ενοποιημένο μοντέλο αγοράς ευελιξίας (Integrated flexibility market model)

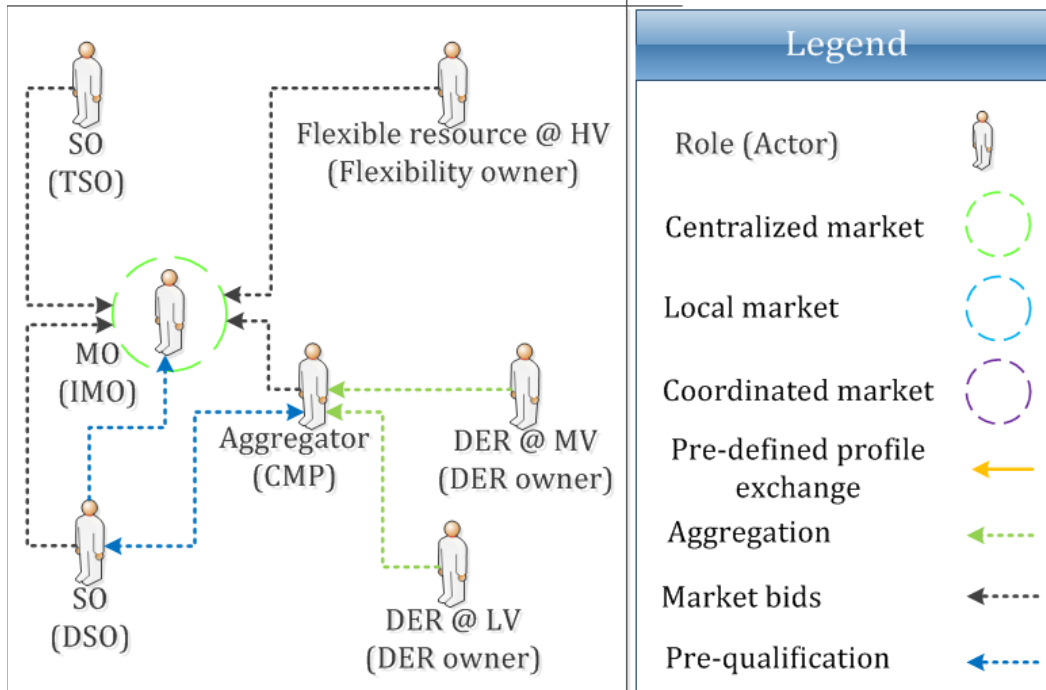
Το μοντέλο της ενοποιημένης αγοράς ευελιξίας προωθεί την εισαγωγή μιας αγοράς όπου οι διαχειριστές συστήματος (ΔΣΜ και ΔΣΔ) και τα μέρη της χονδρεμπορικής αγοράς (Commercial Market Parties - CMPs) προμηθεύονται ευελιξία από μια κοινή αγορά. Ο Πίνακας 2 συνοψίζει τον σχεδιασμό της αγοράς και τις κύριες αρμοδιότητες για κάθε διαχειριστή συστήματος.

Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά του ενοποιημένου μοντέλου αγοράς των διαχειριστών

Σύστημα Αγοράς	Η κοινή αγορά για ευελιξία οργανώνεται σύμφωνα με μια σειρά διακριτών δημοπρασιών και λειτουργεί από ανεξάρτητο / ουδέτερο φορέα της αγοράς. Δεν υπάρχει προτεραιότητα για τους ΔΣΔ, ΔΣΜ ή εμπορικούς παίκτες της αγοράς (TSO, DSO ή CMP). Οι πόροι διατίθενται στα συμβαλλόμενα μέρη που έχουν εκδηλώσει την υψηλότερη προθυμία πληρωμής. Δεν υπάρχει χωριστή τοπική αγορά. Οι περιορισμοί του ΔΣΔ ενσωματώνονται στη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς	Οι ΔΣΜ αγοράζουν επικουρικές υπηρεσίες για ευελιξία σε μια κοινή αγορά. Οι ΔΣΜ μπορούν να πωλούν συμβάσεις με μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που έχουν συναφθεί προηγουμένως, στους άλλους συμμετέχοντες στην αγορά.
Ρόλος Διαχειριστή Συστήματος Διανομής	Οι ΔΣΔ αγοράζουν επικουρικές υπηρεσίες για ευελιξία προκειμένου να καλύψουν τοπικές ανάγκες του δικτύου, από μια κοινή αγορά. Οι Διαχειριστές Συστήματος Διανομής μπορούν να πωλούν συμβάσεις με μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που έχουν συναφθεί προηγουμένως, στους άλλους συμμετέχοντες στην αγορά.

Η Εικόνα 10 απεικονίζει το ρόλο που διαδραματίζουν οι συμμετέχοντες στην αγορά. Επιπλέον, η εικόνα αυτή παρουσιάζει μια υψηλού επιπέδου άποψη της αρχιτεκτονικής της αγοράς και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ των παικτών.

Integrated flexibility market model



Εικόνα 10: Ενοποιημένο μοντέλο αγοράς ευελιξίας (Integrated flexibility market model)

Εν κατακλείδι, το μοντέλο της ενοποιημένης αγοράς ευελιξίας προτείνει έναν μηχανισμό αγοράς όπου η διαθέσιμη ευελιξία μπορεί να προμηθεύεται από τους διαχειριστές των συστημάτων αλλά και τους εμπλεκόμενους παίκτες στην αγορά, υπό τους ίδιους όμως όρους. Δεν υπάρχει διάκριση μεταξύ των ελεγχόμενων και των απελευθερωμένων φορέων / παικτών της αγοράς. Η λειτουργία της αγοράς υπαγορεύει τον τρόπο με τον οποίο διατίθενται οι πόροι ευελιξίας. Αυτή η κατανομή, ωστόσο, πρέπει να σέβεται τους περιορισμούς του δικτύου σε όλα τα επίπεδα τάσης.

Στο επόμενο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μαθηματική διατύπωση του «Κοινού μοντέλου αγοράς των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής» (παράγραφος 3.1.4), το οποίο χρησιμοποιήθηκε ως βάση για τη μαθηματική μοντελοποίηση του σχήματος συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής. Στην παρούσα εργασία αναπτύχθηκαν και οι δύο εκδοχές του αλγορίθμου: Το μοντέλο της αποκεντρωμένης παραλλαγής είναι αυτό που αναπτύσσεται με υλοποίηση ενός συστήματος αποκεντρωμένων συστημάτων, ενώ το μοντέλο της κεντρικής παραλλαγής δημιουργήθηκε προκειμένου να ελεγχθούν τα αποτελέσματα του σχήματος της αποκεντρωμένης παραλλαγής.

4. Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος

Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής διαχειρίζονται και λειτουργούν από τουλάχιστον ένα ανεξάρτητο διαχειριστή συστήματος (Independent System Operator – ISO) - συνήθως είναι ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (Transmission System Operator – TSO) και μία ή περισσότερες εταιρείες διανομής (DIStribution COmpanies – DISCOs, συνηθέστερα στη βιβλιογραφία ως Distribution System Operators – DSOs), αντίστοιχα. Καθώς η κατάσταση λειτουργίας ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζεται από τις αποφάσεις που λαμβάνουν οι διαχειριστές γειτονικών ή άλλων δικτύων, οι ISO και DISCO θα πρέπει να συνεργάζονται στενά μεταξύ τους προκειμένου να λειτουργούν όλο το ηλεκτρικό σύστημα με τον πιο ασφαλή και οικονομικό τρόπο. Το παραπάνω σχήμα συνεργασίας που εξετάζεται στην παρούσα εργασία εφαρμόζεται με την έννοια του συστήματος συστημάτων (system of systems), με την υλοποίηση ενός αποκεντρωμένου αλγορίθμου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής οι οποίες συνδέονται στο δίκτυο μεταφοράς και στα δίκτυα διανομής. Λαμβάνοντας υπόψη τις φυσικές διασυνδέσεις μεταξύ του δικτύου μεταφοράς και των δικτύων διανομής, καθώς και την ανταλλαγή πληροφοριών μεταξύ ISO και DISCOs, παρουσιάζεται ένας αλγόριθμος προγραμματισμού μονάδων παραγωγής υπο περιορισμούς (Security Constrained Unit Commitment - SCUC) κάθε ανεξάρτητου δικτύου, ο οποίος βασίζεται σε έναν ιεραρχικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Σκοπός της βελτιστοποίησης είναι η εύρεση των βέλτιστων σημείων λειτουργίας του συνολικού συστήματος, το οποίο αποτελείται από το σύστημα μεταφοράς και τα ανεξάρτητα συστήματα διανομής, θεωρώντας περισσότερους από έναν DSOs (ή αντίστοιχα DISCOs).

4.1 Εισαγωγή - Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Η αυξημένη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής (ΔΠ) εφαρμόζεται κυρίως κοντά στα σημεία κατανάλωσης φορτίου προκειμένου να γίνεται με τον πιο οικονομικό τρόπο η τροφοδοσία των τελικών χρηστών του δικτύου. Η σύνδεση της ΔΠ σε διαφορετικά επίπεδα τάσης και ισχύος οδήγησε στην μετατροπή των χαρακτηριστικών των δικτύων διανομής, με αποτέλεσμα τα παθητικά δίκτυα διανομής να δώσουν τη θέση τους στα ενεργητικά δίκτυα διανομής (Active Distribution Grid) τα οποία αποτελούν μέρος των σύγχρονων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ενεργητικά δίκτυα διανομής μπορούν να καταστήσουν τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας πιο αξιόπιστα και οικονομικά αποδοτικά, βελτιώνοντας ταυτόχρονα και την ποιότητα ισχύος του δικτύου [13], [14], [15]. Ο βέλτιστος προγραμματισμός των μονάδων παραγωγής αναφέρεται στην ικανοποίηση της ζήτησης του φορτίου με το μικρότερο κόστος, λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη την ασφάλεια (όρια αποδεκτής λειτουργίας των υποδομών) του συστήματος, και αποτελεί ένα σημαντικό εργαλείο λήψης αποφάσεων για την αποτελεσματική και αποδοτική λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [16] [17] [18] [19] [20] [21] [22]. Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς ΔΠ ο προγραμματισμός των μονάδων παραγωγής αποφασίζεται λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις μονάδες παραγωγής οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο μεταφοράς. Σε αυτή την περίπτωση που αποτελούσε μέχρι πρόσφατα την παραδοσιακή πρακτική στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, δεν υπήρχε η ανάγκη συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής. Ωστόσο, με την αυξανόμενη διείσδυση της ΔΠ στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται ένα νέο μοντέλο λήψης αποφάσεων προκειμένου να μπορεί να συμπεριληφθεί η

λειτουργία και ο προγραμματισμός της ΔΠ των ενεργητικών δικτύων, το οποίο ωστόσο απαιτεί ενισχυμένη συνεργασία και επικοινωνία μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής.

Η ενσωμάτωση της ΔΠ στον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής μπορεί να βελτιώσει την απόδοση ολόκληρου του συστήματος ενέργειας και να οδηγήσει σε μεγαλύτερα επίπεδα κοινωνικής ευημερίας. Για παράδειγμα, η λειτουργία οικονομικών μονάδων ΔΠ στο δίκτυο διανομής για την παραγωγή ενέργειας που βρίσκεται κοντά στο φορτίο, μπορεί να οδηγήσει κάποιες από τις ακριβές συμβατικές γεννήτριες στο δίκτυο μεταφοράς να παραμείνουν εκτός λειτουργίας και να μειώσει τις απώλειες του συστήματος. Η συμμετοχή της ΔΠ διαμέσου ενεργών δικτύων, απευθείας ή μέσω φορέων συσσωρευτικής εκπροσώπησης (ΦΟΣΕ - aggregators) στις αγορές αυτές, δεν ωφελεί μόνο το διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς, αλλά παρέχει επίσης την ευκαιρία αφενός στους διαχειριστές διανομής να λύσουν προβλήματα του δικού τους δικτύου μέσω της ευελιξίας που μπορεί να προσφέρουν οι μονάδες ΔΠ αλλά και αφετέρου στους παίκτες της αγοράς δίνοντας τους τη δυνατότητα να επωφεληθούν από τις δικές τους μονάδες ΔΠ, προσφέροντας υπηρεσίες στα δίκτυα διανομής.

Ο προγραμματισμός των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής αποτελεί πρόκληση για τα σύγχρονα ΣΗΕ καθώς θα πρέπει να γίνει σε συνδυασμό με τον αντίστοιχο προγραμματισμό των συμβατικών-θερμικών μονάδων στο δίκτυο μεταφοράς, προκειμένου κάθε χρονική στιγμή το ηλεκτρικό σύστημα παραγωγής να βρίσκεται σε ισορροπία παραγωγής-ζήτησης.

Στην αναφορά [23] παρουσιάζεται ένα κεντρικό πρόβλημα βελτιστοποίησης λαμβάνοντας υπόψη τον αντίκτυπο των κατανεμημένων ενεργειακών πόρων στην οικονομική κατανομή των μονάδων. Στην αναφορά [24] διατυπώνεται η κατανομή μονάδων για δίκτυα διανομής τα οποία αποτελούνται από διεσπαρμένη παραγωγή, ελεγχόμενα φορτία και αποθήκευση. Ένας αλγόριθμος προγραμματισμού δύο σταδίων για τα δίκτυα διανομής εξετάστηκε στην αναφορά [25]. Αυτός ο αλγόριθμος προσδιορίζει την ωριαία παραγωγή των διεσπαρμένων πηγών από την αγορά ενέργειας της επόμενης μέρας. Η αναφορά [26] παρουσιάζει ένα πρόβλημα οικονομικής κατανομής με περιορισμούς ασφάλειας για τον ημερήσιο προγραμματισμό σε ενεργητικά δίκτυα διανομής, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος παραγωγής των μονάδων ΔΠ και το κόστος εκπομπής CO₂. Στην αναφορά [27], δημιουργήθηκε ένας αλγόριθμος κατανομής μονάδων για τον συντονισμό μεταξύ των αποφάσεων διακοπής για συντήρηση και του βραχυπρόθεσμου προγραμματισμού των μονάδων ΔΠ σε ενεργά δίκτυα διανομής. Ένα διεπίπεδο πρόβλημα βελτιστοποίησης παρουσιάζεται στην [28] για την επίλυση ενός μοντέλου πολλαπλών χρονικών περιόδων για ένα δίκτυο διανομής με ΔΠ και διακοπτόμενα φορτία, που συμμετέχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της επόμενης μέρας.

Στα παραδοσιακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, τα συστήματα διανομής είναι παθητικά δίκτυα τα οποία δεν θα μπορούσαν να λειτουργήσουν ξεχωριστά και ανεξάρτητα από το ανάντι δίκτυο μεταφοράς. Εντούτοις, προβλέπεται ότι τα μελλοντικά έξυπνα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούν να λειτουργούν ανεξάρτητα μεταξύ τους, με τους δικούς τους κανόνες λειτουργίας και ελέγχου [16]. Καθώς αυτά τα δίκτυα θα αποτελούν ανεξάρτητα συστήματα που θα μπορούν να λειτουργούν ξεχωριστά το ένα από το άλλο, η σχέση ανταγωνισμού και συνεργασίας μεταξύ τους μπορεί να ορίζεται από την έννοια του Συστήματος Συστημάτων. Ο όρος «Σύστημα Συστημάτων» αναφέρεται σε μια ομάδα συστημάτων που είναι ετερογενή και λειτουργούν ανεξάρτητα, το καθένα με τους δικούς του στόχους, ενώ συνδέονται μεταξύ τους με στόχο την πραγματοποίηση της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος [29]. Παρόλο που υπάρχουν ομοιότητες μεταξύ της μηχανικής των συστημάτων

και της μηχανικής του συστήματος συστημάτων, είναι διαφορετικοί τομείς μελέτης. Η παραδοσιακή μηχανική συστημάτων στοχεύει να βρει το βέλτιστο σημείο λειτουργίας ενός μεμονωμένου συστήματος. Η μηχανική του συστήματος συστημάτων προσπαθεί να βρει το βέλτιστο σημείο λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος, το οποίο όμως αποτελείται από ένα δίκτυο άλλων συστημάτων. Με άλλα λόγια συμπεριλαμβάνει τα αλληλοεπιδρώντα συστήματα που συνεργάζονται για να ικανοποιήσουν διάφορους στόχους ενώ παράλληλα εγγυώνται την τήρηση των περιορισμών των δικτύων στα οποία ανήκουν. Σε ένα τέτοιο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στην αρχιτεκτονική του συστήματος συστημάτων, πρέπει να γίνεται σεβαστή η αποστολή και η λειτουργική ανεξαρτησία κάθε συστήματος, ενώ παράλληλα πρέπει να ενθαρρύνεται η συνεργασία μεταξύ των διαφορετικών συστημάτων.

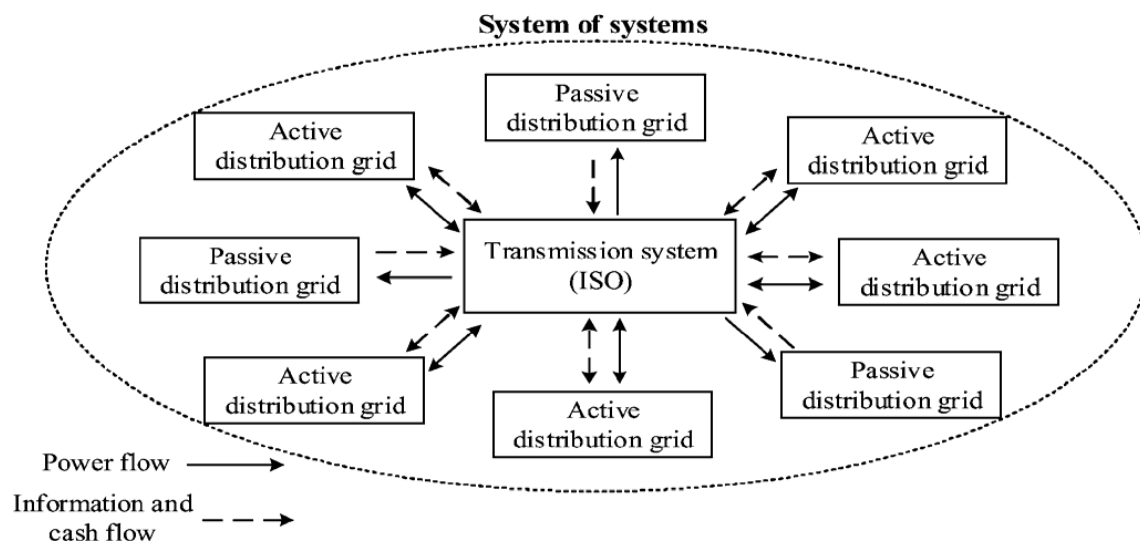
Η χρήση ενός κεντρικού αλγόριθμου βελτιστοποίησης που απαιτεί όλες τις πληροφορίες των αυτόνομων συστημάτων, ενδέχεται να μην είναι ο πλέον ενδεδειγμένος τρόπος για να βρεθεί το βέλτιστο σημείο λειτουργίας ολόκληρου του συστήματος, καθώς οι γεννήτριες, τα φορτία και οι πληροφορίες δικτύου κάθε αυτόνομου συστήματος, θεωρούνται συνήθως εμπορικά ευαίσθητα δεδομένα. Από τεχνικής σκοπιάς, η δημιουργία ενός κεντρικού μοντέλου βελτιστοποίησης για τον καθορισμό ολόκληρης της λειτουργίας του συστήματος, θα περιλαμβάνει τεράστιους αριθμούς μεταβλητών σχεδιασμού και ελέγχου, πράγμα που μπορεί να καθιστά ιδιαίτερα δύσκολη και χρονοβόρα τη λύση του.

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται ένα αποκεντρωμένο σύστημα λήψης αποφάσεων βασισμένο στην αρχιτεκτονική του συστήματος συστημάτων για την επίλυση του προβλήματος προγραμματισμού μονάδων με περιορισμούς ασφαλείας, ενός συστήματος το οποίο περιλαμβάνει ενεργητικά δίκτυα διανομής τα οποία διαθέτουν μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Στο πλαίσιο αυτό, το δίκτυο μεταφοράς και τα ενεργητικά δίκτυα διανομής μοντελοποιούνται ως ανεξάρτητα συστήματα των οποίων η διαχείριση πραγματοποιείται από τον ανεξάρτητο διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς και τους διαχειριστές των συστημάτων διανομής αντίστοιχα. Η ανάπτυξη του μοντέλου αποκεντρωμένης βελτιστοποίησης έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους ολόκληρου του συστήματος, ικανοποιώντας παράλληλα τους περιορισμούς ασφαλείας που συνδέονται με τη λειτουργία των δικτύων μεταφοράς και διανομής.

Σε επόμενη παράγραφο παρουσιάζεται αναλυτικά ο ιεραρχικός αλγόριθμος βελτιστοποίησης για τον προσδιορισμό του βέλτιστου σημείου λειτουργίας όλων των ανεξάρτητων συστημάτων, λαμβάνοντας υπόψη τις φυσικές (ηλεκτρικές) συνδέσεις και τις κοινές μεταβλητές μεταξύ των συστημάτων, καθώς και το γεγονός ότι το σημείο λειτουργίας ενός συστήματος μπορεί να επηρεάσει το σημείο λειτουργίας των άλλων ανεξάρτητων συστημάτων. Αυτός ο αλγόριθμος διαθέτει μια επαναληπτική διαδικασία λύσης δύο βρόχων που εγγυάται ταχύτερη σύγκλιση του προβλήματος της βελτιστοποίησης στην αποκεντρωμένη προσέγγιση του προβλήματος. Ο αποκεντρωμένος προγραμματισμός των μονάδων παραγωγής με βάση τη λογική σχεδίασης του συστήματος συστημάτων είναι μια διαδικασία κατά την οποία κάθε σύστημα προσπαθεί να βελτιστοποιήσει τον προγραμματισμό των μονάδων συμβατικής ή/και διεσπαρμένης παραγωγής που ανήκουν στο δίκτυό του, γνωρίζοντας τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, τους περιορισμούς του δικτύου και τις πληροφορίες που αφορούν αποκλειστικά και μόνο τη δική του περιοχή λειτουργίας. Κατ' αυτό τον τρόπο η ανταλλαγή των πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών διαφορετικών συστημάτων είναι περιορισμένη, αφού δεν χρειάζεται να ανταλλάσσουν μεταξύ τους όλες τις πληροφορίες, που εκτός από το γεγονός ότι αυξάνουν την πολυπλοκότητα των υπολογισμών, μπορεί να είναι και εμπορικά ευαίσθητες.

4.2 Σύστημα αποτελούμενο από συστήματα

Σε σύγκριση με τα παραδοσιακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που είναι παθητικά επειδή δημιουργήθηκαν με αποκλειστικό σκοπό την εξυπηρέτηση των φορτίων στη διανομή, τα δίκτυα διανομής στα ηλεκτρικά συστήματα του μέλλοντος θα είναι ενεργητικά λόγω της διεύθυνσης σε αυτά μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, επιτρέποντας την αμφίδρομη ροή ενέργειας με το ανάντι δίκτυο (σύστημα μεταφοράς). Όπως φαίνεται στην Εικόνα 11, σε ένα τέτοιο σύστημα, η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, η πληροφορία που ανταλλάσσεται καθώς και οι ταμειακές ροές που προκύπτουν από την αντίστοιχη οικονομική δραστηριότητα, έχουν αμφίδρομη ροή, δηλαδή από το σύστημα μεταφοράς προς τα ενεργητικά δίκτυα διανομής και αντιστρόφως, περιπλέκοντας κατ' αυτό τον τρόπο την ανάλυση του συστήματος.



Εικόνα 11: Αναπαράσταση SHE ως Συστήματος Συστημάτων

Στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, στα οποία οι διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς και διανομής έχουν το ρόλο αλλά και ενεργούν ως ανεξάρτητοι διαχειριστές, η λειτουργία και ο έλεγχος των αντίστοιχων συστημάτων μπορεί να υλοποιηθεί θεωρώντας ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ως ένα σύνολο μικρότερων και ανεξάρτητων συστημάτων, τα οποία όμως αλληλεπιδρούν μεταξύ τους προκειμένου να εξασφαλίσουν την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία ολόκληρου του συστήματος.

Ένα σύστημα συστημάτων αποτελεί την ενσωμάτωση διαφορετικών συστημάτων τα οποία είναι προσανατολισμένα σε συγκεκριμένες εργασίες ή αποτελείται από υποσυστήματα τα οποία απαρτίζουν ένα μοναδικό-μεγαλύτερο σύστημα, τα στοιχεία του οποίου: 1) συλλέγουν τους πόρους που έχουν ανάγκη απαρτίζοντας ένα πιο περίπλοκο σύστημα που έχει περισσότερες δυνατότητες και καλύτερες επιδόσεις σε σχέση με το άθροισμα των βασικών υπο-συστημάτων του, και 2) είναι σε θέση να εκτελούν ανεξάρτητα, εγκεκριμένες και απαραίτητες λειτουργίες, ενώ μπορούν να λειτουργήσουν για την εκπλήρωση του στόχου τους ακόμα και όταν διαχωρίζονται από το συνολικό σύστημα [30].

Η διατύπωση του προβλήματος βελτιστοποίησης, η εκτίμηση της κατάστασης και η λήψη αποφάσεων υπό διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας, καθώς και η μοντελοποίηση των οικονομικών ζητημάτων σε συνδυασμό με την ανταγωνιστική συμπεριφορά των ανεξάρτητων συστημάτων, συγκαταλέγονται στις προκλήσεις που αντιμετωπίζει η υλοποίηση της δομής του συστήματος συστημάτων [30]. Επιπλέον, θα πρέπει να καθοριστούν και να διασφαλιστούν τα απαιτούμενα δεδομένα για τη μοντελοποίηση της λειτουργίας των ανεξάρτητων συστημάτων αλλά και οι διαδικασίες ανταλλαγής δεδομένων μεταξύ τους.

Σε αυτή την εργασία, μελετάται ένα πρόβλημα προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς δικτύου με βάση την αρχή του συστήματος συστημάτων. Σε αυτό το μοντέλο, ο ανεξάρτητος διαχειριστής μεταφοράς είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς και οι ανεξάρτητοι διαχειριστές διανομής διαχειρίζονται τα ενεργητικά δίκτυα διανομής. Οι διαχειριστές των συστημάτων μεταφοράς και διανομής διαμορφώνουν ξεχωριστά και επιλύουν ανεξάρτητα το δικό τους πρόβλημα προγραμματισμού μονάδων σύμφωνα με τις δικές τους διαθέσιμες πηγές παραγωγής, την τοπολογία του δικτύου και τα προβλεπόμενα φορτία.

4.3 Το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα

Γενικά, ο προγραμματισμός των μονάδων παραγωγής αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, που αποσκοπεί στην ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους του συστήματος, συμπεριλαμβανομένου του κόστους παραγωγής και εκκίνησης-τερματισμού των μονάδων παραγωγής. Οι περιορισμοί ισότητας και ανισότητας που συναντώνται σε αυτό τον τύπο προβλημάτων συνίστανται στους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων παραγωγής, τις απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος, τους ελάχιστους χρόνους ενεργοποίησης / απενεργοποίησης κάθε μονάδας, καθώς και τις εξισώσεις ροής ισχύος.

Παρότι το πρόβλημα προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής με περιορισμούς μπορεί να εφαρμοστεί για οποιοδήποτε αυτόνομο σύστημα, είτε αυτό είναι μεταφοράς είτε διανομής, υπάρχουν ωστόσο μερικές διαφορές στα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής και της διαμόρφωσης-τοπολογίας δικτύου μεταξύ συστημάτων μεταφοράς και διανομής, οι οποίες διαφοροποιούν την αλγοριθμική εφαρμογή. Για παράδειγμα, μπορεί να υπάρχουν πολύ γρήγορες μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στα ενεργητικά δίκτυα διανομής, των οποίων οι περιορισμοί αυξομειώσης ισχύος ή οι απαιτήσεις ελαχίστου χρόνου ενεργοποίησης / απενεργοποίησης αυτών των μονάδων μπορεί να είναι αμελητέες όταν το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων λύνεται σε ωριαία βάση. Επίσης το δίκτυο μεταφοράς είναι βροχοειδές ενώ το δίκτυο διανομής είναι συνήθως ακτινικό. Οι διαχειριστές συστήματος μεταφοράς και διανομής επιλύουν ο καθένας ξεχωριστά το δικό του πρόβλημα βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής, προκειμένου να βρουν το δικό τους βέλτιστο σημείο λειτουργίας. Σημειώνεται ότι σε ένα ενεργητικό δίκτυο διανομής, μπορεί να υπάρχουν αρκετές μονάδες ΔΠ που ανήκουν σε διαφορετικούς παίκτες της αγοράς ή ακόμα και στον διαχειριστή διανομής. Στην εργασία αυτή, θεωρείται ότι οι διαχειριστές μπορούν να διαδραματίσουν το ρόλο του φορέα συσσωρευτικής εκπροσώπησης με δυνατότητα ένταξης και χειρισμού των μονάδων παραγωγής που ανήκουν στους παίκτες της αγοράς και συνδέονται στο δίκτυο τους. Για την επίλυση του προβλήματος, μοντελοποιείται ένα πρόβλημα μεικτού αέραιου προγραμματισμού για κάθε σύστημα, όπως παρουσιάζεται στην [27].

4.4 Η μέθοδος ATC

Η μέθοδος ATC (Analytical Target Cascading) εφαρμόζεται στη μοντελοποίηση και τον σχεδιασμό συστημάτων πολλών επιπέδων, στα οποία η διαδικασία βελτιστοποίησης πραγματοποιείται με ιεραρχικό τρόπο [31] [32] [33]. Αυτό επιτρέπει τη διαδικασία μετάδοσης των στόχων (μεταβλητών) που θέτονται από το ανώτατο επίπεδο ενός συστήματος, προς τα χαμηλότερα επίπεδα, διαμέσου της ορισμένης ιεραρχίας του συστήματος. Το μοναδικό στοιχείο της ιεραρχίας που βρίσκεται στο ανώτερο επίπεδο αντιπροσωπεύει το συνολικό σύστημα και κάθε στοιχείο που βρίσκεται σε κατώτερα επίπεδα αντιπροσωπεύει ένα υποσύστημα ή στοιχείο του γονικού στοιχείου του. Τα στοιχεία ενός συστήματος σε ένα πρόβλημα ATC μοντελοποιούνται μέσω της ιεραρχικής δομής και συνδέονται μεταξύ τους μέσω μεταβλητών στόχου και απόκρισης. Οι στόχοι ορίζονται από γονικά στοιχεία προς τους απογόνους τους, ενώ οι αποκρίσεις που ορίζονται από τους απογόνους και στέλνονται προς τα γονικά στοιχεία, ορίζουν πόσο κοντά μπορούν να επιτευχθούν αυτοί οι στόχοι. [34]

Για κάθε στοιχείο του συστήματος διατυπώνεται ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης προκειμένου να βρεθούν οι τοπικές μεταβλητές, δηλαδή οι γονικοί στόχοι καθώς και οι αποκρίσεις των απογόνων που ελαχιστοποιούν τη διαφοροποίηση μεταξύ των τοπικών μεταβλητών της συνάρτησης ποινής, ενώ παράλληλα τηρούνται οι τοπικοί περιορισμοί του συστήματος. Κάθε στοιχείο μπορεί να χρησιμοποιεί ένα ή περισσότερα μοντέλα ανάλυσης για τον προσδιορισμό των αποκρίσεων στους δοθέντες στόχους. Με τη σειρά τους, αυτές οι αποκρίσεις αντισταθμίζονται σε υψηλότερα επίπεδα με επαναληπτικά μεταβαλλόμενους στόχους προκειμένου να επιτευχθεί η συνέχεια μεταξύ των κοινών μεταβλητών μεταξύ των συστημάτων. Τα υποσυστήματα δεν είναι τελείως ανεξάρτητα υπό την έννοια ότι μια στρατηγική συντονισμού ορίζει την αλληλουχία με την οποία επιλύονται τα στοιχειώδη υποπροβλήματα και ανταλλάσσονται οι στόχοι και οι αποκρίσεις μεταξύ των υποσυστημάτων. Η απόδειξη σύγκλισης για διάφορες κατηγορίες στρατηγικών συντονισμού μπορεί να αναζητηθεί στην αναφορά [33].

Διάφορα αριθμητικά πειράματα δείχνουν ότι η εύρεση λύσης αποδεκτής ακρίβειας με τη μέθοδο ATC απαιτεί σημαντική υπολογιστική δύναμη [35] [36] [37], κυρίως επειδή απαιτούνται μεγάλα βάρη για επαρκή ακρίβεια στη λύση των υποπροβλημάτων, πρακτική που οδηγεί σε πολλές επαναλήψεις και αντίστοιχες βελτιστοποιήσεις των υποπροβλημάτων, προκειμένου να λυθεί το αποσυσζευγμένο πρόβλημα. Το ζήτημα αυτό δημιουργείται από την εφαρμογή μιας τεχνικής χαλάρωσης που χρησιμοποιείται για τη μετατροπή και την αποσύνθεση του αρχικού προβλήματος. Ιδανικά, οι στόχοι και οι αποκρίσεις είναι ακριβώς ίσοι στη λύση του προβλήματος και οι περιορισμοί συνέχειας χρησιμοποιούνται προκειμένου να ωθήσουν τις αντίστοιχες μεταβλητές σε σύγκλιση. Ωστόσο, για την αποδοτικότητα στη βελτιστοποίηση των υποπροβλημάτων, οι περιορισμοί αυτοί πρέπει να είναι χαλαροί, επιτρέποντας διαφορές μεταξύ στόχων και αποκρίσεων. Αυτές οι διαφορές ελαχιστοποιούνται στη συνέχεια με μια τετραγωνική συνάρτηση ποινής. [34]

Για την τετραγωνική συνάρτηση ποινής, απαιτούνται γενικά μεγάλα βάρη για την εξεύρεση λύσεων με μεγάλη ακρίβεια [38]. Η σχέση μεταξύ των τιμών των βαρών και της ακρίβειας της λύσης δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων, οδηγώντας συχνά στον καθορισμό βαρών με σχετικά μεγάλες τιμές. Τα μεγάλα βάρη ωστόσο, μπορούν να οδηγήσουν σε απόκλιση τη διαδικασία εξεύρεσης λύσης του προβλήματος (ill-conditioning) προκαλώντας υπολογιστικές δυσκολίες [35] [36]. Μια άλλη ιδιότητα της τετραγωνικής συνάρτησης ποινής είναι ότι οι όροι της δεν μπορούν να διαχωριστούν και συνεπώς τα υποπροβλήματα που ορίζονται μέσα από αυτή είναι συζευγμένα.

Αυτή η εξάρτηση λόγω της σύζευξης των υποπροβλημάτων, αντιμετωπίζεται από μια στρατηγική συντονισμού, μέσω μια επαναληπτικής διαδικασίας επίλυσης των υποπροβλημάτων και ανταλλαγής στόχων και αποκρίσεων. Αυτή η επαναληπτική διαδικασία συντονισμού, όταν υπάρχουν περισσότερα από δύο ιεραρχικά επίπεδα στο πρόβλημα, επηρεάζει σημαντικά το υπολογιστικό κόστος, ειδικά για προβλήματα που απαιτούν υψηλή ακρίβεια [36] [37].

Για να ξεπεραστεί το πρόβλημα της ρύθμισης των βαρών, ειδικά όταν οι στόχοι δεν μπορούν να ικανοποιηθούν πλήρως, έχει προταθεί ένας αλγόριθμος [35] που βρίσκει τα ελάχιστα απαιτούμενα βάρη που εξασφαλίζουν τη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης με ορισμένα και αποδεκτά επίπεδα ασυνέχειας που καθορίζονται από το χρήστη. Ο εσωτερικός βρόχος του αλγορίθμου λύνει το αποσυζευγμένο πρόβλημα ATC με ένα σχήμα συντονισμού, ενώ ο εξωτερικός βρόχος ενημερώνει τα βάρη ποινής με βάση τις πληροφορίες του εσωτερικού βρόχου. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται μέχρι να επιτευχθεί το επιθυμητό επίπεδο σύγκλισης.

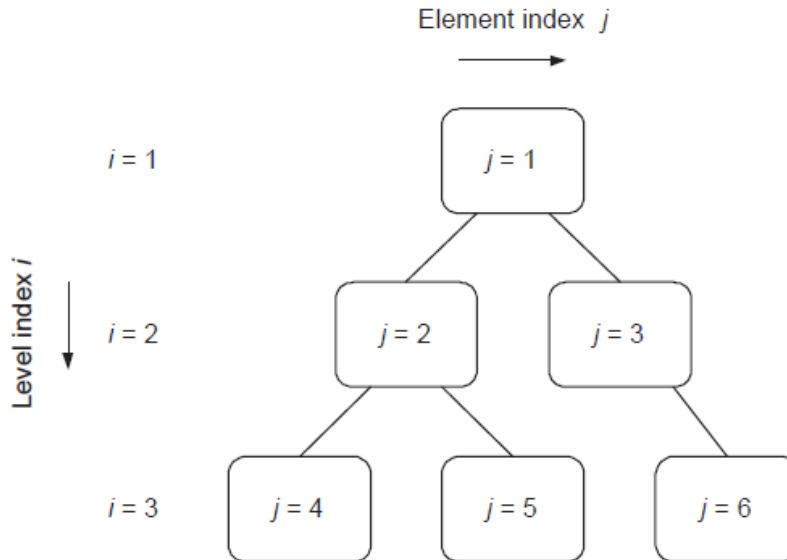
4.4.1 Αποσύνθεση του προβλήματος βελτιστοποίησης με τη μέθοδο ATC

Ας θεωρήσουμε το γενικό πρόβλημα προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ενός ΣΗΕ, το οποίο εκφράζεται από το παρακάτω σύστημα:

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{z}) \\ \text{subject to } & \mathbf{g}(\mathbf{z}) \leq 0 \\ & \mathbf{h}(\mathbf{z}) = 0 \end{aligned} \quad (37)$$

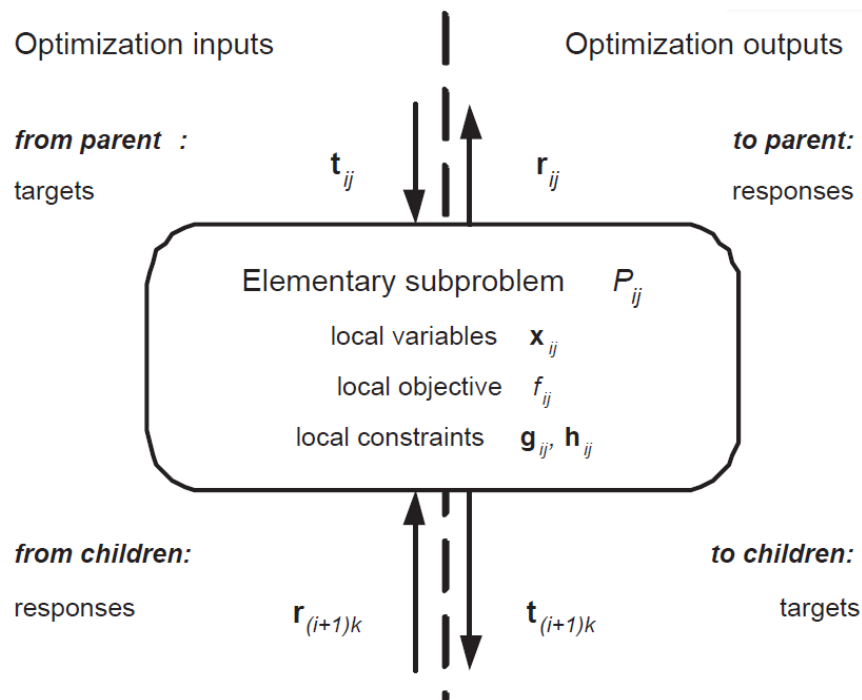
Όπου \mathbf{z} είναι το διάνυσμα όλων των μεταβλητών του συστήματος, f είναι η αντικειμενική συνάρτηση, ενώ \mathbf{g} και \mathbf{h} είναι όλοι οι ισοτικοί και ανισοτικοί περιορισμοί για το δίκτυο διανομής.

Αν υποθέσουμε ότι το παραπάνω πρόβλημα συνίσταται από N επίπεδα ενός συνόλου M υποσυστημάτων, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 12.



Εικόνα 12: Παράδειγμα προβλήματος σχεδίασης με ιεραρχική δομή

Κάθε στοιχείο (υποσύστημα) διαθέτει έναν αριθμό τοπικών μεταβλητών x_{ij} , οι οποίες συνδέονται μεταξύ τους μέσω των μεταβλητών στόχου t_{ij} και των μεταβλητών απόκρισης r_{ij} όπως φαίνεται στην Εικόνα 13. Οι μεταβλητές στόχου t_{ij} στέλνονται από τα γονικά στοιχεία προς τους απογόνους που βρίσκονται στο αμέσως από κάτω ιεραρχικό επίπεδο, ενώ οι μεταβλητές απόκρισης r_{ij} επιστρέφονται από τους απογόνους προς τα γονικά στοιχεία. [34]



Εικόνα 13: Ροή της πληροφορίας που ανταλλάσσεται μεταξύ των υποσυστημάτων

Θεωρώντας ότι η αντικειμενική συνάρτηση μπορεί να σπάσει στο άθροισμα των αντικειμενικών συναρτήσεων των επιμέρους στοιχείων του συστήματος, δηλαδή $f = f_{11} + \dots + f_{NM}$ και ότι οι περιορισμοί αντίστοιχα μπορούν να διαχωριστούν ανά στοιχείο, δηλαδή $g = [g_{11}, \dots, g_{NM}]$ καθώς και $h = [h_{11}, \dots, h_{NM}]$, το αντίστοιχο πρόβλημα που βασίζεται στην παραπάνω ιεραρχική δομή ορίζεται ως:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{t}_{ij}} \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \mathcal{E}_i} f_{ij}(\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{t}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}) \\
 & \text{subject to} \quad \mathbf{g}_{ij}(\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{t}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}) \leq 0, \\
 & \quad \quad \quad \mathbf{h}_{ij}(\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{t}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}) = 0, \\
 & \quad \quad \quad \forall j \in \mathcal{E}_i, i = 1, \dots, N
 \end{aligned} \tag{38}$$

όπου:

- \mathbf{x}_{ij} είναι το διάνυσμα των τοπικών μεταβλητών κάθε υποσυστήματος j που βρίσκεται στο επίπεδο i ,
- \mathbf{t}_{ij} είναι το διάνυσμα μεταβλητών στόχου που στέλνονται προς το στοιχείο j που βρίσκεται στο επίπεδο i , από το γονικό στοιχείο που βρίσκεται ένα επίπεδο παραπάνω, δηλαδή στο επίπεδο $i-1$,
- \mathcal{E}_i είναι το σύνολο των στοιχείων στο επίπεδο i (για παράδειγμα $\mathcal{E}_3 = \{4,5,6\}$ στην Εικόνα 12)
- $\mathcal{C}_{ij} = \{k_1, \dots, k_{c_{ij}}\}$ είναι το σύνολο των απογόνων του στοιχείου j που βρίσκεται στο επίπεδο i ,
- c_{ij} είναι ο αριθμός των απογόνων κάθε γονικού στοιχείου j που βρίσκεται στο επίπεδο i ,
- \mathbf{g}_{ij} είναι το διάνυσμα των ανισοτικών περιορισμών του στοιχείου j που βρίσκεται στο επίπεδο i και
- \mathbf{h}_{ij} είναι το διάνυσμα των ισοτικών περιορισμών του στοιχείου j που βρίσκεται στο επίπεδο i

Το στοιχείο j που βρίσκεται στο επίπεδο i λαμβάνει το διάνυσμα των μεταβλητών στόχου \mathbf{t}_{ij} από το γονικό του στοιχείο που βρίσκεται ένα επίπεδο ψηλότερα. Αντίστοιχα ο απόγονος επιστρέφει ένα διάνυσμα μεταβλητών απόκρισης \mathbf{r}_{ij} προς το γονικό του στοιχείο. Με τον τρόπο αυτό, οι μεταβλητές απόφασης των αντικειμενικών συναρτήσεων και των περιορισμών του προβλήματος μπορούν να αποσυζευχθούν.

Οι μεταβλητές απόκρισης καλούνται ωστόσο να συγκλίνουν στην ίδια τιμή με τις μεταβλητές στόχου σύμφωνα με τον παρακάτω περιορισμό συνέχειας:

$$\boldsymbol{\theta}_{ij} = \mathbf{t}_{ij} - \mathbf{r}_{ij} = 0 \tag{39}$$

όπου το θ_{ij} αντικατοπτρίζει το διάνυσμα ασυνέχειας ή διαφορών στη σύγκλιση μεταξύ του στοιχείου j που βρίσκεται στο επίπεδο i και του γονικού του στοιχείου που βρίσκεται ένα επίπεδο παραπάνω και στο οποίο επιστρέφει το διάνυσμα απόκρισης.

Παρότι οι αντικειμενικές συναρτήσεις και οι υπόλοιποι περιορισμοί του προβλήματος έχουν αποσυζευχθεί, αυτό ωστόσο δεν μπορεί να συμβεί με τον περιορισμό συνέχειας που μοντελοποιεί την απαραίτητη συνθήκη στη διασύνδεση των συστημάτων, αποτελώντας το σημείο σύζευξης των διαφορετικών στοιχείων του συστήματος, ή διαφορετικά, των υποπροβλημάτων του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης μετά την εισαγωγή του περιορισμού συνέχειας μπορεί να μετατραπεί στο παρακάτω σύνολο εξισώσεων:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\bar{\mathbf{x}}_{11}, \dots, \bar{\mathbf{x}}_{NM}} \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \mathcal{E}_i} f_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) \\
 \text{subject to} \quad & \mathbf{g}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) \leq 0, \\
 & \mathbf{h}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) = 0, \\
 & \mathbf{t}_{ij} - \mathbf{r}_{ij} = 0 \\
 & \bar{\mathbf{x}}_{ij} = [\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}], \\
 \text{where} \quad & \forall j \in \mathcal{E}_i, i = 1, \dots, N
 \end{aligned} \tag{40}$$

Η λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης του παραπάνω προβλήματος είναι η ίδια με αυτή του αρχικού προβλήματος.

4.4.1 Συνάρτηση ποινής

Η διαδικασία αποσύζευξης του αρχικού προβλήματος επιτρέπει τη διαφοροποίηση μεταξύ των μεταβλητών στόχου και απόκρισης. Με τον τρόπο αυτό, τα υποπροβλήματα μπορούν να έχουν λύσεις μέσα στον εφικτό χώρο των λύσεων που ορίζουν οι περιορισμοί τους, ακόμα και αν οι αρχικοί στόχοι που τους δοθούν από τα γονικά τους στοιχεία είναι ανέφικτοι. Ιδανικά, στη λύση του προβλήματος πρέπει οι τιμές που παίρνουν οι παράμετροι ασυνέχειας να είναι μηδενικές. Προκειμένου να μηδενιστούν οι παράμετροι ασυνέχειας, προστίθεται στην αντικειμενική συνάρτηση μια συνάρτηση ποινής π , προκειμένου να οδηγήσει τις μεταβλητές ασυνέχειας σε μηδενική τιμή. Η συνάρτηση ποινής επιτρέπει τη χαλάρωση (relaxation) των περιορισμών του προβλήματος προκειμένου να επιτευχθεί ταχύτερα η λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης. [34]

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης μετά την εισαγωγή της συνάρτησης ποινής παίρνει τη μορφή:

$$\begin{aligned}
& \min_{\bar{\mathbf{x}}_{11}, \dots, \bar{\mathbf{x}}_{NM}} \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \mathcal{E}_i} f_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) + \pi(\boldsymbol{\theta}) \\
\text{subject to} & \quad \mathbf{g}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) \leq 0, \\
& \quad \mathbf{h}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) = 0, \\
\text{where} & \quad \bar{\mathbf{x}}_{ij} = [\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}], \\
& \quad \forall j \in \mathcal{E}_i, i = 1, \dots, N
\end{aligned} \tag{41}$$

Όπου $\boldsymbol{\theta} = [\boldsymbol{\theta}_{22}, \dots, \boldsymbol{\theta}_{NM}]$ αποτελεί το διάνυσμα όλων των ασυνεχειών.

Θεωρώντας μία γενικευμένη συνάρτηση ποινής π , το πρόβλημα αποσυντίθεται και μπορεί να εκφραστεί για κάθε υποπρόβλημα \mathbf{P}_{ij} με ένα μόνο υποσύνολο των μεταβλητών απόφασης $\bar{\mathbf{x}}_{ij}$ ως εξής:

$$\begin{aligned}
& \min_{\bar{\mathbf{x}}_{ij}} f_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) + \pi(\boldsymbol{\theta}) \\
\text{subject to} & \quad \mathbf{g}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) \leq 0, \\
& \quad \mathbf{h}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) = 0, \\
\text{where} & \quad \bar{\mathbf{x}}_{ij} = [\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}]
\end{aligned} \tag{42}$$

Σημειώνεται ότι τα υποπροβλήματα δεν μπορούν γενικά να αποσυνδεθούν εξαιτίας της λειτουργίας της συνάρτησης ποινής $\pi(\boldsymbol{\theta})$ η οποία συνδέεται και συνεπώς ο προσδιορισμός της εξαρτάται από περισσότερα του ενός υποσυστήματα. Διαμέσου της αδυναμίας του πλήρους διαχωρισμού της συνάρτησης ποινής από τα υποπροβλήματα, η απαιτούμενη συνέχεια των μεγεθών μεταξύ των υποσυστημάτων διατηρείται. Για το λόγο αυτό απαιτείται μια στρατηγική συντονισμού η οποία καθορίζει τον τρόπο και το χρόνο επίλυσης των συζευγμένων προβλημάτων.

Για τα προβλήματα που λύνονται με τη μέθοδο ATC, η τετραγωνική συνάρτηση ποινής έχει την παρακάτω μορφή:

$$\pi(\boldsymbol{\theta}) = \pi_Q(\boldsymbol{\theta}) = \|\mathbf{w} \circ \boldsymbol{\theta}\|_2^2 = \sum_{i=2}^N \sum_{j \in \mathcal{E}_i} \|\mathbf{w} \circ \boldsymbol{\theta}\|_2^2 \tag{43}$$

Όπου $\mathbf{w} = [\mathbf{w}_{22}, \dots, \mathbf{w}_{NM}]$ είναι ένα διάνυσμα με τα βάρη της συνάρτησης ποινής. Μόνο οι όροι της συνάρτησης ποινής που εξαρτώνται από τις μεταβλητές $\bar{\mathbf{x}}_{ij} = [\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}}]$ ενός υποπροβλήματος πρέπει να συμπεριληφθούν στη αντίστοιχη συνάρτηση.

Για το υποπρόβλημα \mathbf{P}_{ij} αυτό δίνει την παρακάτω μορφή στη συνάρτηση ποινής:

$$\begin{aligned} \pi_Q \left(\mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}} \right) &= \|\mathbf{w}_{ij} \circ \boldsymbol{\theta}_{ij}\|_2^2 + \sum_{k \in C_{ij}} \|\mathbf{w}_{(i+1)k} \circ \boldsymbol{\theta}_{(i+1)k}\|_2^2 = \\ &\|\mathbf{w}_{ij} \circ (\mathbf{t}_{ij} - \mathbf{r}_{ij})\|_2^2 + \sum_{k \in C_{ij}} \|\mathbf{w}_{(i+1)k} \circ \boldsymbol{\theta}_{(i+1)k}\|_2^2 = \\ &\|\mathbf{w}_{ij} \circ (\mathbf{t}_{ij} - \mathbf{r}_{ij})\|_2^2 + \sum_{k \in C_{ij}} \|\mathbf{w}_{(i+1)k} \circ (\mathbf{t}_{(i+1)k} - \mathbf{r}_{(i+1)k})\|_2^2 \end{aligned} \quad (44)$$

η οποία τελικά μορφοποιεί τη γενική μορφή βελτιστοποίησης του υποπροβλήματος \mathbf{P}_{ij} ως εξής:

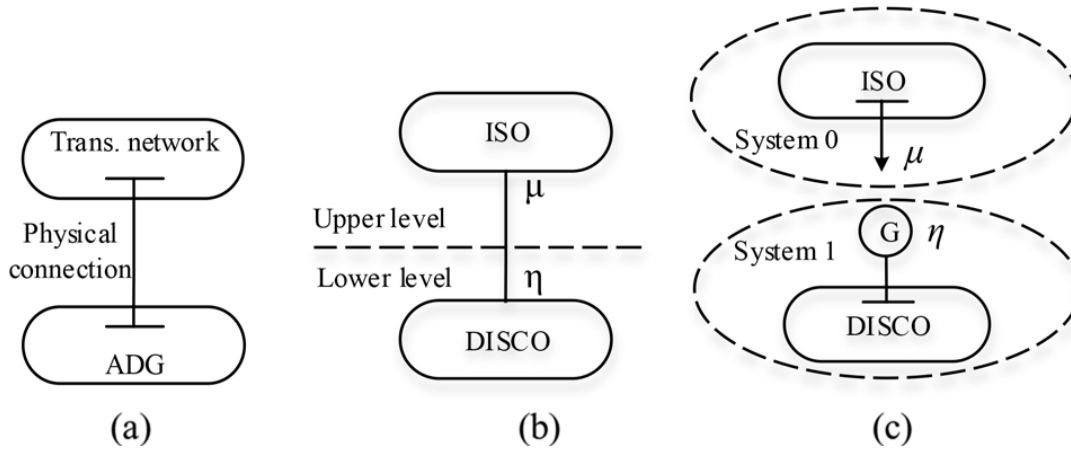
$$\begin{aligned} \min_{\bar{\mathbf{x}}_{ij}} \quad & f_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) + \|\mathbf{w}_{ij} \circ (\mathbf{t}_{ij} - \mathbf{r}_{ij})\|_2^2 \\ & + \sum_{k \in C_{ij}} \|\mathbf{w}_{(i+1)k} \circ (\mathbf{t}_{(i+1)k} - \mathbf{r}_{(i+1)k})\|_2^2 \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{g}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) \leq 0, \\ & \mathbf{h}_{ij}(\bar{\mathbf{x}}_{ij}) = 0, \\ \text{where} \quad & \bar{\mathbf{x}}_{ij} = \left[\mathbf{x}_{ij}, \mathbf{r}_{ij}, \mathbf{t}_{(i+1)k_1}, \dots, \mathbf{t}_{(i+1)k_{c_{ij}}} \right] \end{aligned} \quad (45)$$

Η ροή πληροφορίας για κάθε υποσύστημα που αποτελεί υποπρόβλημα του συνολικού προβλήματος βελτιστοποίησης απεικονίζεται στην Εικόνα 13.

4.5 Ιεραρχική δομή ανάλυσης συστήματος δύο επιπέδων

Όταν στο δίκτυο μεταφοράς συνδέονται ενεργητικά δίκτυα διανομής, το βέλτιστο σημείο λειτουργίας κάθε ενός από τα συστήματα αυτά επηρεάζει το σημείο λειτουργίας των υπολοίπων [34]. Προκειμένου να μοντελοποιηθεί αυτή η αλληλεπίδραση μεταξύ των συστημάτων στο πρόβλημα βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής βάσει της μοντελοποίησης του συστήματος συστημάτων και να βρεθεί το βέλτιστο σημείο λειτουργίας κάθε ενός υποσυστήματος ξεχωριστά και κατά συνέπεια ολόκληρου του συστήματος, παρουσιάζεται στη συνέχεια ένας αποκεντρωμένος τρόπος λήψης αποφάσεων, ο οποίος μπορεί να μοντελοποιήσει καλύτερα την τεχνολογία λειτουργίας αποκεντρωμένων συστημάτων καθώς και τη συμμετοχή των ενεργητικών δικτύων διανομής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Για το λόγο αυτό θα χρησιμοποιηθεί ένας ιεραρχικός αλγόριθμος βελτιστοποίησης δύο επιπέδων ο οποίος βασίζεται στη μέθοδο ATC που παρουσιάζεται στην ενότητα 4.4, προκειμένου να γίνει εφαρμογή της αποκεντρωμένης δυνατότητας λήψης αποφάσεων στο πρόβλημα προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής.

Η Εικόνα 14 (α) δείχνει ένα ενεργητικό δίκτυο διανομής (ADG) που συνδέεται ηλεκτρικά με το σύστημα μεταφοράς (ISO).



Εικόνα 14: (α) Φυσική σύνδεση δικτύων διανομής και μεταφοράς, (β) Ιεραρχική δομή δύο επιπέδων, (γ) Κοινές μεταβλητές στόχου-απόκρισης (μ, η)

Οι παρακάτω εξισώσεις (46) εκφράζουν ένα γενικό πρόβλημα προγραμματισμού μονάδων παραγωγής με περιορισμούς ασφαλείας για το δίκτυο μεταφοράς:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(\mathbf{x}) \\ & \text{s.t. } \mathbf{g}(\mathbf{x}) \leq 0 \\ & \mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \end{aligned} \quad (46)$$

όπου το \mathbf{x} αντιπροσωπεύει τις μεταβλητές σχεδιασμού ή απόφασης για το δίκτυο μεταφοράς, f είναι η αντικειμενική συνάρτηση, ενώ \mathbf{g} και \mathbf{h} είναι όλοι οι ισοτικοί και ανισοτικοί περιορισμοί για το δίκτυο μεταφοράς.

Το ωριαίο κόστος καυσίμου, F_i (σε €/h), μιας θερμικής μονάδας i δίνεται από τη σχέση:

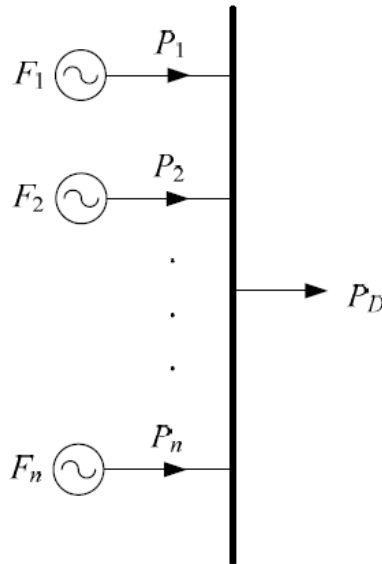
$$F_i = a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2 \quad (47)$$

όπου P_i είναι η παραγωγή ενεργού ισχύος (MW) της μονάδας i , ενώ a_i , b_i και c_i είναι οι συντελεστές κόστους καυσίμου της μονάδας i [5].

Το συνολικό κόστος λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου, το κόστος συντήρησης και το κόστος εργατικών. Το κόστος συντήρησης και το κόστος εργατικών θεωρούνται ένα σταθερό ποσοστό του κόστους καυσίμου και συνήθως συμπεριλαμβάνονται στη συνάρτηση κόστους καυσίμου. Στη συνέχεια, θα θεωρηθεί ότι η σχέση (47) αναπαριστά το ωριαίο κόστος παραγωγής (ωριαίο κόστος λειτουργίας) F_i της γεννήτριας i .

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου συνίσταται στον υπολογισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος κάθε μίας από τις γεννήτριες ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να εξυπηρετείται το φορτίο στο ελάχιστο συνολικό ωριαίο κόστος παραγωγής.

Η πιο απλή μορφή του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου προκύπτει στην περίπτωση που αγνοούνται οι περιορισμοί του δικτύου. Έτσι, το μοντέλο του προβλήματος αγνοεί την τοπολογία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και τις σύνθετες αντιστάσεις του συστήματος μεταφοράς. Στην ουσία, το μοντέλο υποθέτει ότι το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από έναν μόνο ζυγό, στον οποίο είναι συνδεδεμένες όλες οι γεννήτριες (P_1, P_2, \dots, P_n) και το συνολικό φορτίο P_D (MW) του συστήματος, όπως φαίνεται στην Εικόνα 15.



Εικόνα 15: Γεννήτριες συνδεδεμένες σε έναν κοινό ζυγό

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος βελτιστοποίησης της οικονομικής κατανομής είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού ωριαίου κόστους παραγωγής F_t (€/h) όλων των γεννητριών:

$$\min\{F_t\} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n F_i \right\} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n (a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2) \right\} \quad (48)$$

υπό τον περιορισμό της ικανοποίησης του ισοζυγίου ενεργού ισχύος στο ζυγό του συστήματος:

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_i \quad (49)$$

όπου P_1, P_2, \dots, P_n είναι οι άγνωστες παραγωγές ενεργού ισχύος (MW) κάθε μίας από τις n γεννήτριες του συστήματος και P_D (MW) είναι το συνολικό φορτίο του συστήματος.

Το ίδιο γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης γράφεται και για το δίκτυο διανομής θεωρώντας το ως ανεξάρτητο σύστημα:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(\mathbf{y}) \\
& \text{s.t. } \mathbf{g}(\mathbf{y}) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\mathbf{y}) = 0
\end{aligned} \tag{50}$$

Στο παραπάνω σύστημα εξισώσεων (50), το \mathbf{y} αντιπροσωπεύει τις μεταβλητές σχεδιασμού για το δίκτυο διανομής, f είναι η αντικειμενική συνάρτηση, ενώ \mathbf{g} και \mathbf{h} είναι όλοι οι ισοτικοί και ανισοτικοί περιορισμοί για το δίκτυο διανομής.

Το σύστημα μεταφοράς συνδέεται ηλεκτρικά με το σύστημα διανομής μέσω ενός υποσταθμού οπότε και τα δύο συστήματα έχουν κοινές μεταβλητές μεταξύ τους εξαιτίας της φυσικής σύνδεσης, για τις οποίες υπάρχει η απαίτηση της συνέχειας στο σημείο διασύνδεσης μεταξύ των συστημάτων.

Για το λόγο αυτό ορίζονται οι τοπικές μεταβλητές σχεδιασμού $\tilde{\mathbf{x}}$ και $\tilde{\mathbf{y}}$ που είναι αποκλειστικές για το δίκτυο μεταφοράς και διανομής αντίστοιχα, καθώς και το σύνολο των μεταβλητών σχεδιασμού \mathbf{z} που αντιπροσωπεύει τις κοινές μεταβλητές μεταξύ αυτών των δύο ανεξάρτητων συστημάτων στο σημείο διασύνδεσης. Στη συνέχεια, οι εξισώσεις (46) και (50) μπορούν να ξαναγραφούν ως (51) και (52), αντίστοιχα:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(\tilde{\mathbf{x}}) \\
& \text{s.t. } \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}) = 0
\end{aligned} \tag{51}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(\tilde{\mathbf{y}}) \\
& \text{s.t. } \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}) = 0
\end{aligned} \tag{52}$$

Λόγω της κοινής μεταβλητής \mathbf{z} , οι εξισώσεις (51) και (52) δεν μπορούν να λυθούν χωριστά. Προκειμένου να αποσυντεθούν τα παραπάνω προβλήματα βελτιστοποίησης ούτως ώστε να μπορούν να είναι ανεξάρτητα επιλύσιμα, στην Εικόνα 14 (b) παρουσιάζεται μια ιεραρχική δομή του μοντέλου του συστήματος συστημάτων στην οποία ο διαχειριστής μεταφοράς βρίσκεται στο πάνω επίπεδο, ενώ ο διαχειριστής διανομής βρίσκεται στο κάτω επίπεδο.

Δύο διαφορετικοί τύποι μεταβλητών εισάγονται για τη μοντελοποίηση των κοινών μεταβλητών προκειμένου να διαμορφώσουν τις αποσυνζευγμένες πλέον αντικειμενικές συναρτήσεις και περιορισμούς που σχετίζονται με κάθε ανεξάρτητο σύστημα. Η πρώτη μεταβλητή, \mathbf{n} , ονομάζεται μεταβλητή στόχος, και η οποία είναι το διάνυσμα των κοινών μεταβλητών μεταξύ των δύο συστημάτων, την οποία στέλνει ο διαχειριστής μεταφοράς στον διαχειριστή διανομής. Η μεταβλητή \mathbf{n} μεταδίδεται από το σύστημα στο πάνω επίπεδο προς το σύστημα στο κάτω επίπεδο. Η μεταβλητή απόκρισης, $\boldsymbol{\mu}$, είναι η δεύτερη μεταβλητή και αποτελεί το διάνυσμα των κοινών μεταβλητών που στέλνονται από το διαχειριστή διανομής που βρίσκεται στο κάτω επίπεδο προς το διαχειριστή μεταφοράς που βρίσκεται στο πάνω επίπεδο. Σύμφωνα με τις μεταβλητές στόχου και απόκρισης, εισάγεται ο περιορισμός συνέχειας που εκφράζεται από την εξίσωση (53) [34]:

$$\mathbf{c} = \mathbf{n} - \boldsymbol{\mu} = 0 \quad (53)$$

Αυτός ο περιορισμός (53) πρέπει να ληφθεί υπόψη στο πρόβλημα βελτιστοποίησης για τη μοντελοποίηση του περιορισμού συνέχειας στη διασύνδεση μεταξύ του δικτύου μεταφοράς-διανομής. Χρησιμοποιώντας μια συνάρτηση ποινής, επιτρέπεται η χαλάρωση των περιορισμών του προβλήματος. Στη συνέχεια, τα χωριστά προβλήματα της τοπικής πλέον βελτιστοποίησης για τον διαχειριστή μεταφοράς και τον διαχειριστή διανομής μπορούν να περιγραφούν στη γενική μορφή από τις εξισώσεις (54) και (55) αντίστοιχα:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}) + \pi(\mathbf{c}) \\ \text{s.t. } & \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}) \leq 0 \\ & \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}) = 0 \\ & \forall \mathbf{z} \in \{\mathbf{n}, \boldsymbol{\mu}\} \end{aligned} \quad (54)$$

$$\begin{aligned} \text{Min } & f(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}) + \pi(\mathbf{c}) \\ \text{s.t. } & \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}) \leq 0 \\ & \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}) = 0 \\ & \forall \mathbf{z} \in \{\mathbf{n}, \boldsymbol{\mu}\} \end{aligned} \quad (55)$$

4.6 Μοντελοποίηση των μεταβλητών στόχου και απόκρισης

Οι μεταβλητές στόχου και απόκρισης, αποτελούν κοινές μεταβλητές μεταξύ των δύο συστημάτων, αφού προσδιορίζονται βάσει της φυσικής (ηλεκτρικής) σύνδεσης μεταξύ των δύο συστημάτων και ουσιαστικά αποτελούν τα φυσικά μεγέθη (τάση, ρεύμα, ισχύς) στον υποσταθμό που συνδέει το σύστημα μεταφοράς με το σύστημα διανομής. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 14 (c), η ανταλλαγή ισχύος μέσω της φυσικής (ηλεκτρικής) σύνδεσης (υποσταθμός) είναι η κοινή μεταβλητή μεταξύ αυτών των δύο ανεξάρτητων συστημάτων. Αυτή η μεταβλητή συνδέει μαζί τα προβλήματα προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής.

Ας υποθέσουμε ότι η ισχύς μεταφέρεται από το σύστημα μεταφοράς προς το ενεργητικό σύστημα διανομής. Οι μεταβλητές στόχου και απόκρισης μπορούν να μοντελοποιηθούν όπως φαίνεται στην Εικόνα 14 (c) όπου ο ISO αναπαριστά τον διαχειριστή μεταφοράς στο ανεξάρτητο σύστημα 0 και ο DISCO τον διαχειριστή διανομής στο ανεξάρτητο σύστημα 1. Από την πλευρά του ο διαχειριστής διανομής, αντιλαμβάνεται το σημείο διασύνδεσης στο μετασχηματιστή, δηλαδή το ανάντι δίκτυο του διαχειριστή μεταφοράς, ως μια ψευδογεννήτρια που τροφοδοτεί το δίκτυό του. Ο όρος «ψευδογεννήτρια» υποδηλώνει ότι ο διαχειριστής διανομής θεωρεί την έγχυση της ροής ισχύος που βλέπει στο σύστημά του και η οποία εγχέεται από τον υποσταθμό προς το κατάντι δίκτυο (διανομής), ως γεννήτρια, παρότι η φυσική θέση των γεννητριών στο σύστημα μεταφοράς βρίσκεται σε διαφορετικά σημεία του δικτύου. Από την πλευρά του ο διαχειριστής μεταφοράς, αντιλαμβάνεται το σημείο διασύνδεσης στον μετασχηματιστή, δηλαδή το κατάντι δίκτυο του

διαχειριστή διανομής, ως ένα «ψευδο-φορτίο», το οποίο πρέπει να τροφοδοτήσει με το δίκτυό του. Αντίστοιχα η φυσική θέση των φορτίων στο σύστημα διανομής βρίσκεται σε διαφορετικά σημεία του δικτύου. Επομένως, \mathbf{n} είναι η ψευδο-γεννήτρια για τον διαχειριστή διανομής και $\boldsymbol{\mu}$ είναι το ψευδο-φορτίο για το διαχειριστή μεταφοράς. Πρέπει να σημειωθεί ότι η ψευδο-γεννήτρια μπορεί να πάρει αρνητικές τιμές, δηλαδή η ισχύς που παράγεται από τη διανομή να προσφέρεται στη μεταφορά, ενώ το ίδιο αντίστοιχα ισχύει και για το ψευδο-φορτίο που μπορεί επίσης να πάρει αρνητικές τιμές.

Η ισχύς που απαιτείται από το δίκτυο διανομής και παρέχεται από το δίκτυο μεταφοράς στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του διαχειριστή διανομής ορίζεται στην εξίσωση (56). Η ισχύς που παρέχεται από το δίκτυο μεταφοράς στο δίκτυο διανομής στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του διαχειριστή μεταφοράς ορίζεται στην εξίσωση (57).

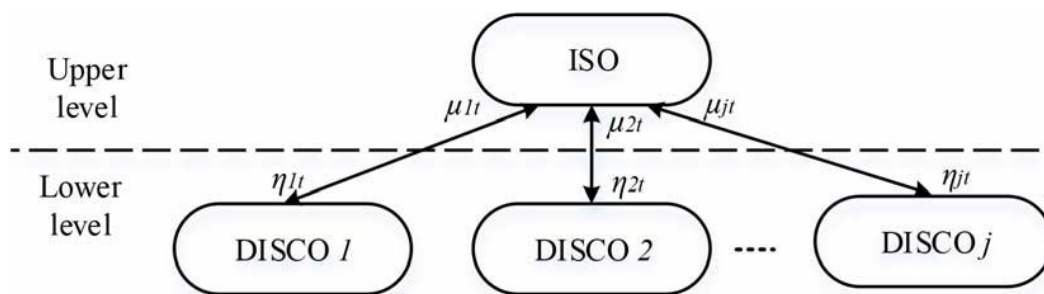
$$\boldsymbol{\mu} = PG_D \quad (56)$$

$$\mathbf{n} = PD_S \quad (57)$$

Τέλος, οι μεταβλητές PG_D και PD_S πρέπει να βρίσκονται μεταξύ της ελάχιστης και της μέγιστης ικανότητας της γραμμής που συνδέει το δίκτυο μεταφοράς με το δίκτυο διανομής.

4.7 Ανάλυση προγραμματισμού μονάδων παραγωγής με πολλαπλά ενεργητικά δίκτυα

Όταν υπάρχουν πολλά ενεργητικά δίκτυα διανομής συνδεδεμένα στο δίκτυο μεταφοράς, η Εικόνα 14 μπορεί να επεκταθεί στην Εικόνα 16.



Εικόνα 16: Ιεραρχική δομή δύο επιπέδων σε μορφή συστήματος συστημάτων

Το σύστημα μεταφοράς βρίσκεται στο ανώτερο (πάνω) επίπεδο και όλα τα ενεργητικά δίκτυα διανομής βρίσκονται στο χαμηλότερο (κάτω) επίπεδο. Σε αυτή την περίπτωση το δίκτυο μεταφοράς έχει κοινές μεταβλητές με κάθε δίκτυο διανομής ξεχωριστά και το πρόβλημα βελτιστοποίησης που περιγράφηκε στις παραπάνω εξισώσεις (54) (55), τροποποιείται στο παρακάτω σύστημα εξισώσεων (58), το οποίο επιπλέον περιλαμβάνει και τη συνάρτηση ποινής,

η οποία μοντελοποιεί τους περιορισμούς συνέχειας μεταξύ του συστήματος μεταφοράς και όλων των συστημάτων διανομής:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & f(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_1, \mathbf{z}_2, \dots, \mathbf{z}_j) + \pi(\mathbf{c}_1, \mathbf{c}_2, \dots, \mathbf{c}_j) \\
\text{s.t. } & \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_1, \mathbf{z}_2, \dots, \mathbf{z}_j) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_1, \mathbf{z}_2, \dots, \mathbf{z}_j) = 0 \\
& \forall \mathbf{z}_j \in \{\mathbf{n}_j, \boldsymbol{\mu}_j\} \quad \forall j = 1, 2, \dots, N \text{ (ADGs)}
\end{aligned} \tag{58}$$

Θεωρώντας ορίζοντα προγραμματισμού με πολλαπλά διακριτά χρονικά διαστήματα και χρησιμοποιώντας μια συνάρτηση δεύτερης τάξης για να μοντελοποιήσουμε τη λειτουργία της συνάρτησης ποινής [34], το πρόβλημα βελτιστοποίησης για το σύστημα μεταφοράς (58) τροποποιείται περαιτέρω στο παρακάτω σύστημα εξισώσεων (59) όπου το σύμβολο \circ αντιπροσωπεύει το γινόμενο Hadamard: πολλαπλασιασμό δύο διανυσμάτων όρισμα προς όρισμα:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & \sum_{t=1}^N f(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_{1t}, \mathbf{z}_{2t}, \dots, \mathbf{z}_{jt}) + \\
& \sum_{t=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NA} (\mathbf{a}_{jt}(\mathbf{n}_{jt} - \boldsymbol{\mu}_{jt}) + \|\boldsymbol{\beta}_{jt} \circ (\mathbf{n}_{jt} - \boldsymbol{\mu}_{jt})\|_2^2) \\
\text{s.t. } & \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_{1t}, \mathbf{z}_{2t}, \dots, \mathbf{z}_{jt}) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{x}}, \mathbf{z}_{1t}, \mathbf{z}_{2t}, \dots, \mathbf{z}_{jt}) = 0 \\
& \forall \mathbf{z}_{jt} \in \{\mathbf{n}_j, \boldsymbol{\mu}_j\} \quad \forall j = 1, 2, \dots, N A, \forall t
\end{aligned} \tag{59}$$

Όμοια, το πρόβλημα βελτιστοποίησης για το σύστημα διανομής ορίζεται στις παρακάτω εξισώσεις (60):

$$\begin{aligned}
\text{Min } & \sum_{t=1}^{NT} f(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}_{jt}) + \\
& \sum_{t=1}^{NT} (\mathbf{a}_{jt}(\mathbf{n}_{jt} - \boldsymbol{\mu}_{jt}) + \|\boldsymbol{\beta}_{jt} \circ (\mathbf{n}_{jt} - \boldsymbol{\mu}_{jt})\|_2^2) \\
\text{s.t. } & \mathbf{g}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}_{jt}) \leq 0 \\
& \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{y}}, \mathbf{z}_{jt}) = 0 \\
& \forall \mathbf{z}_{jt} \in \{\mathbf{n}_{jt}, \boldsymbol{\mu}_{jt}\} \quad \forall t
\end{aligned} \tag{60}$$

Στις εξισώσεις (59) και (60), τα \mathbf{z}_{jt} , \mathbf{n}_{jt} και $\boldsymbol{\mu}_{jt}$ αντιστοιχούν στις κοινές μεταβλητές, στόχου και απόκρισης μεταξύ του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής για κάθε χρονική στιγμή t . Η συνάρτηση ποινής αποτελείται από δύο όρους, έναν γραμμικό και έναν τετραγωνικό. Τα \mathbf{a}_{jt} και $\boldsymbol{\beta}_{jt}$ είναι πολλαπλασιαστές που συνδέονται με τους γραμμικούς και τετραγωνικούς όρους αντίστοιχα, οι τιμές των οποίων ανανεώνονται κατά την επαναληπτική διαδικασία επίλυσης. Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας του τετραγωνικού όρου της συνάρτησης ποινής είναι ότι αποτελεί κυρτή τετραγωνική καμπύλη, οπότε το πρόβλημα μπορεί εύκολα να λυθεί χρησιμοποιώντας τους αντίστοιχους τετραγωνικούς επιλυτές βελτιστοποίησης. Ένας άλλος τρόπος για την επίλυση της τετραγωνικής συνάρτησης ποινής είναι η τμηματική γραμμικοποίησή της.

4.8 Αποσύζευξη μεταβλητών στο πρόβλημα βελτιστοποίησης του προγραμματισμού παραγωγής μεταξύ συστημάτων

Τα προβλήματα βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ανεξάρτητων συστημάτων υπό περιορισμούς συνδέονται μεταξύ τους χρησιμοποιώντας τη λειτουργία της συνάρτησης ποινής και τις μεταβλητές στόχου και απόκρισης ούτως ώστε να βρεθούν τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Επομένως, το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον διαχειριστή διανομής διατυπώνεται ως εξής (61):

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG_j} F_i(P_{it}) I_{it} + \text{SUD}_{it} \quad (61)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} \left(\alpha_{jt} (PD_{S,jt}^* - PG_{D,jt}) + \|\beta_{jt} \circ (PD_{S,jt}^* - PG_{D,jt})\|_2^2 \right)$$

όπου,

- F_i είναι η συνάρτηση κόστους της γεννήτριας i
- P_{it} είναι η παραγωγή της γεννήτριας i τη χρονική στιγμή t
- I_{it} είναι μεταβλητή ένταξης της μονάδας i τη χρονική στιγμή t στον προγραμματισμό παραγωγής των μονάδων
- SUD_{it} είναι το κόστος εκκίνησης και τερματισμού της μονάδας i τη χρονική στιγμή t
- $PD_{S,jt}^*$ είναι η μεταβλητή στόχου (ισχύς διασύνδεσης) που στέλνεται από τον διαχειριστή μεταφοράς προς το δίκτυο διανομής j , τη χρονική στιγμή t
- $PG_{D,jt}$ είναι η μεταβλητή απόκρισης (ισχύς διασύνδεσης) που στέλνεται από τον διαχειριστή διανομής του δικτύου j , προς το δίκτυο μεταφοράς, τη χρονική στιγμή t

- α_{jt} και β_{jt} είναι οι πολλαπλασιαστές που συνδέονται με τους γραμμικούς και τετραγωνικούς όρους αντίστοιχα

Ο πρώτος όρος της εξίσωσης (61) αφορά το κόστος παραγωγής και το κόστος εκκίνησης και τερματισμού των μονάδων παραγωγής του συστήματος διανομής. Ο δεύτερος όρος αφορά τη συνάρτηση ποινής που σχετίζεται με τις κοινές μεταβλητές των δύο συστημάτων. Στη συνάρτηση ποινής οι μεταβλητές απόκρισης $PG_{D,jt}$ πρέπει να προσδιοριστούν από τη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης, αλλά οι τιμές των μεταβλητών στόχου $PD_{S,jt}^*$ λαμβάνονται από το διαχειριστή μεταφοράς.

Το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής για το διαχειριστή μεταφοράς παρουσιάζεται στην εξίσωση (62). Οι μεταβλητές απόκρισης που λαμβάνονται από το διαχειριστή διανομής χρησιμοποιούνται για να μοντελοποιήσουν τη λειτουργία της συνάρτησης ποινής. Σε αυτό το πρόβλημα, ο όρος $PD_{S,jt}$ αποτελεί το διάλυμα των μεταβλητών απόφασης ενώ ο όρος $PG_{D,jt}^*$ αντιμετωπίζεται ως σταθερός όρος, ο οποίος προσδιορίζεται από την επίλυση του προβλήματος του δικτύου διανομής:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} F_i(P_{it}) I_{it} + \text{SUD}_{it} \quad (62)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NA} \left(\alpha_{jt} (PD_{S,jt} - PG_{D,jt}^*) + \|\beta_{jt} \circ (PD_{S,jt} - PG_{D,jt}^*)\|_2^2 \right)$$

Ομοίως, στην εξίσωση (62), ο πρώτος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος παραγωγής, το κόστος εκκίνησης και τερματισμού λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς. Ο δεύτερος όρος αφορά τη συνάρτηση ποινής που σχετίζεται με τις κοινές μεταβλητές του συστήματος μεταφοράς με κάθε ανεξάρτητο δίκτυο διανομής.

Οι περιορισμοί του προβλήματος προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής που ελέγχονται και πρέπει να ικανοποιούνται για κάθε αυτόνομο δίκτυο (μεταφοράς και διανομής) είναι:

- Τεχνικά όρια των γεννητριών (ελάχιστη/μέγιστη ισχύς λειτουργίας)

$$P_{min} \cdot I_{it} \leq P_{it} \leq P_{max} \cdot I_{it} \quad (63)$$

- Χρονικών περιορισμών υποχρεωτικής λειτουργίας / παύσης (Start up / Shut down)

Ο συγκεκριμένος περιορισμός λαμβάνει υπόψη του την κατάσταση λειτουργίας ή παύσης των μονάδων τον προηγούμενο χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού μέχρι τη χρονική στιγμή που ξετάζεται και υποχρεώνει ανάλογα τις μονάδες που δεν έχουν ικανοποιήσει τις απαραίτητες ώρες συνεχούς λειτουργίας σε λειτουργία και τις μονάδες που δεν έχουν ικανοποιήσει τις απαραίτητες ώρες εκτός λειτουργίας (παύσης λειτουργίας), σε κατάσταση υποχρεωτικής μη ένταξης μέχρι την ικανοποίηση των αντίστοιχων τεχνικών περιορισμών.

$$\begin{aligned}
T_{g,t}^{on} &= I_{g,t} - I_{g,t-1} \\
u_{g,t:\min(T,t+UT_g-1)} &\geq T_{g,t}^{on} \\
T_{g,t}^{off} &= I_{g,t-1} - I_{g,t} \\
u_{g,t:\min(T,t+DT_g-1)} &\geq 1 - T_{g,t}^{off}
\end{aligned} \tag{64}$$

όπου T είναι ο χρονικός ορίζοντας μελέτης, t η χρονική στιγμή που εξετάζεται, $T_{g,t}^{on}$ και $T_{g,t}^{off}$ οι δείκτες περιορισμού του ελάχιστου χρόνου εκκίνησης, $I_{g,t}$ η μεταβλητή ένταξης της γεννήτριας g στο σύστημα τη χρονική στιγμή t , ενώ UT_g και DT_g είναι οι χρόνοι υποχρεωτικής λειτουργίας ή τερματισμού αντίστοιχα της κάθε γεννήτριας.

- Περιορισμοί στη μεταφορά ισχύος των γραμμών μεταφοράς και των διασυνδέσεων μεταξύ των συστημάτων

$$\begin{aligned}
P_{min,line,jk} &\leq P_{line,jk} \leq P_{max,line,jk} \\
P_{min,int,j} &\leq P_{interconnection,j} \leq P_{max,int,j}, \quad \forall j
\end{aligned} \tag{65}$$

- Ισορροπίας ισχύος για κάθε δίκτυο ανεξάρτητα (παραγόμενη ισχύς – κατανάλωση φορτίων – ισχύς διασυνδέσεων = 0)
 - Για το δίκτυο του TSO:

$$\sum_{i \in G_j} P_{it} + \sum P_{line,jk} = D_{jt} + P_{interconnection,j}, \quad \forall t, j \tag{66}$$

- Για το δίκτυο του DSO:

$$\sum_{i \in NG_j} P_{it} + P_{interconnection,jt} = D_{jt}, \quad \forall t, j \tag{67}$$

- Γωνίας δικτύου

$$\delta_{min} \leq \delta_{jt} \leq \delta_{max}, \quad \forall t, j \tag{68}$$

όπου $\delta_{min} = -90^\circ$ και $\delta_{max} = 90^\circ$

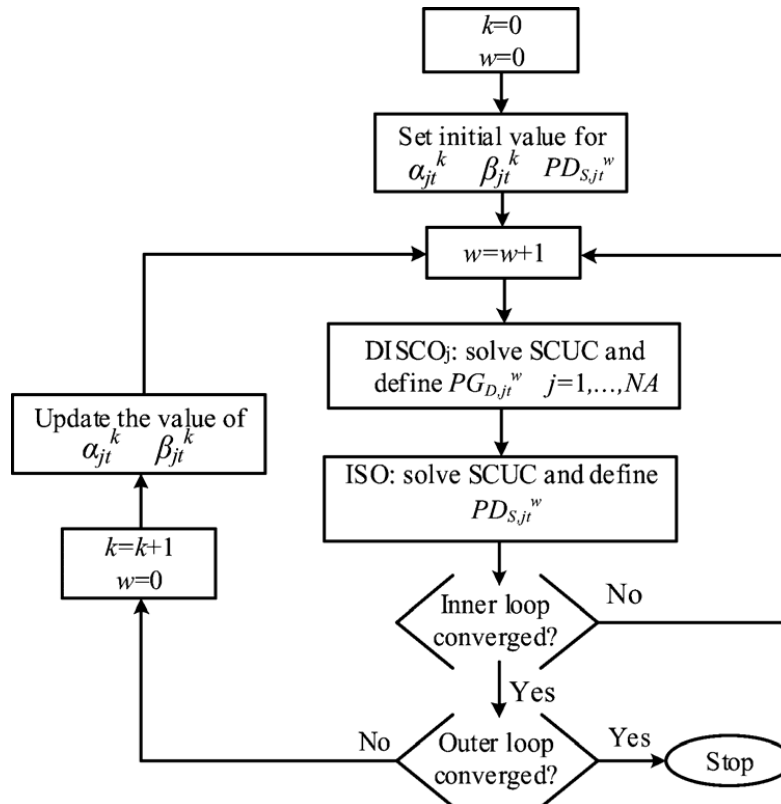
Στο πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής με βάση την ιεραρχία του συστήματος συστημάτων, τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, ως ανεξάρτητα συστήματα, μπορεί να έχουν διαφορετικούς περιορισμούς για την ποσότητα ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ τους. Έτσι, πέραν των κλασικών περιορισμών του προβλήματος βελτιστοποίησης, ο παρακάτω περιορισμός θεωρείται και στα δύο παραπάνω προβλήματα:

$$\max \{ \underline{PT}_{S,jt}, \underline{PT}_{D,jt} \} \leq \{ PD_{S,jt}, PG_{D,jt} \} \leq \min \{ \overline{PT}_{S,jt}, \overline{PT}_{D,jt} \} \quad (69)$$

όπου $\underline{PT}_{S,jt}$ και $\overline{PT}_{S,jt}$ είναι οι ελάχιστες και μέγιστες επιτρεπόμενες τιμές για την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ του συστήματος μεταφοράς (ISO) και των συστημάτων διανομής (DISCO_i) για κάθε χρονική περίοδο, από την οπτική γωνία του διαχειριστή μεταφοράς (ISO), ενώ $\underline{PT}_{D,jt}$ και $\overline{PT}_{D,jt}$ είναι οι ελάχιστες και οι μέγιστες αποδεκτές τιμές από την οπτική γωνία του διαχειριστή διανομής (DISCO).

5. Αλγόριθμος επίλυσης

Η Εικόνα 17 απεικονίζει τη διαδικασία λύσης του ιεραρχικού αλγορίθμου βελτιστοποίησης δύο επιπέδων ο οποίος καθορίζει τα βέλτιστα αποτελέσματα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής για το διαχειριστή μεταφοράς και τους διαχειριστές διανομής. Αυτός ο αλγόριθμος έχει δύο επαναληπτικούς βρόχους, έναν εσωτερικό και έναν εξωτερικό, η λειτουργία των οποίων φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



Εικόνα 17: Διάγραμμα Ροής της αλγοριθμικής διαδικασίας λύσης

Βήμα 1: Αρχικοποιείται με $w=0$ ο δείκτης επανάληψης για τον εσωτερικό βρόχο και με $k=0$ ο δείκτης επανάληψης για τον εξωτερικό βρόχο και επιλέγονται αρχικές τιμές για τις μεταβλητές $PD_{S,jt}^{*w}$, α_{jt}^k και β_{jt}^k .

Βήμα 2: Τίθεται $w=w+1$ και λύνεται το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής για κάθε σύστημα διανομής, θεωρώντας ως $PG_{D,jt}^w$ τις άγνωστες μεταβλητές και $PD_{S,jt}^{*w-1}$ γνωστές παραμέτρους από την προηγούμενη επανάληψη.

Βήμα 3: Επιλύεται το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής του συστήματος μεταφοράς με $PD_{S,jt}^w$ τις άγνωστες μεταβλητές, ενώ το $PG_{D,jt}^{*w}$ λαμβάνεται ως γνωστή παράμετρος από το Βήμα 2.

Βήμα 4: Με βάση τις (70) και (71) ελέγχεται η σύγκλιση του εσωτερικού βρόχου. Εάν δεν ικανοποιούνται οι παραπάνω συνθήκες, ο αλγόριθμος επιστρέφει στο Βήμα 2. Αν ικανοποιούνται μεταβαίνει στο Βήμα 5:

$$|PD_{S,jt}^w - PD_{S,jt}^{w-1}| \leq \varepsilon_1 \quad \forall j, \forall t \quad (70)$$

$$|PG_{D,jt}^w - PG_{D,jt}^{w-1}| \leq \varepsilon_1 \quad \forall j, \forall t \quad (71)$$

Βήμα 5: Ελέγχονται τα ακόλουθα κριτήρια: συνέχειας στην ανισωτική σχέση (72) και αποτελεσματικότητας στην ανισωτική σχέση (73), τα οποία αποτελούν τα κριτήρια ελέγχου για τον εξωτερικό βρόχο. Εάν τα παραπάνω κριτήρια δεν ικανοποιούνται, ο αλγόριθμος μεταβαίνει στο Βήμα 6, διαφορετικά έχει επιτευχθεί η σύγκλιση στη βέλτιστη λύση, και η διαδικασία επίλυσης ολοκληρώνεται.

Η απαραίτητη συνθήκη συνέχειας στο σημείο διασύνδεσης:

$$PD_{S,jt}^w - PG_{D,jt}^w \leq \varepsilon_2 \quad \forall j, \forall t \quad (72)$$

Η συνθήκη αποτελεσματικότητας:

$$\left| \frac{f_s(x^{(w)}) - f_s(x^{(w-1)})}{f_s(x^{(w)})} \right| \leq \varepsilon_3 \quad (73)$$

όπου f_s είναι η αντικειμενική συνάρτηση του ανεξάρτητου συστήματος S.

Βήμα 6: Τίθεται $k=k+1$ και ανανεώνονται οι τιμές των πολλαπλασιαστών a_{jt}^k και β_{jt}^k χρησιμοποιώντας τις σχέσεις (74) και (75):

$$a_{jt}^{(k+1)} = a_{jt}^{(k)} + 2 \left(\beta_{jt}^{(k)} \right)^2 (PD_{S,jt}^w - PG_{D,jt}^w) \quad (74)$$

$$\beta_{jt}^{(k+1)} = \lambda \beta_{jt}^{(k)} \quad (75)$$

όπου ο συντελεστής λ πρέπει να είναι απαραίτητα ίσος ή μεγαλύτερος της μονάδας προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη σύγκλιση. Αυτή η μέθοδος ενημέρωσης των πολλαπλασιαστών Lagrange έχει αποδειχθεί ότι συγκλίνει στη βέλτιστη λύση στην αναφορά [39].

Βήμα 7: Τίθεται το $PD_{S,jt}^{*0}=PD_{S,jt}^w, \forall j, \forall t, w = 0$ και ο αλγόριθμος επιστρέφει στο Βήμα 2.

Σημειώνεται ότι κατά τη διαδικασία εκτέλεσης του εσωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, οι πολλαπλασιαστές της συνάρτησης ποινής είναι σταθεροί, ενώ οι μεταβλητές $PD_{S,jt}$ και $PG_{D,jt}$ είναι τα μόνα στοιχεία που πρέπει να ενημερωθούν. Αυτή η διαδικασία μας βοηθά στη βελτίωση της ακρίβειας των τελικών αποτελεσμάτων, ειδικά όταν δεν έχουμε μία καλή αρχική εικασία για τις τιμές των κοινών μεταβλητών. Επίσης, τα ακόλουθα κριτήρια τερματισμού έχουν προστεθεί στους εσωτερικούς και εξωτερικούς βρόχους προκειμένου να αποφευχθούν φαινόμενα ατέρμονων επαναληπτικών βρόχων:

$$w \leq \bar{W} \quad (76)$$

$$k \leq \bar{K} \quad (77)$$

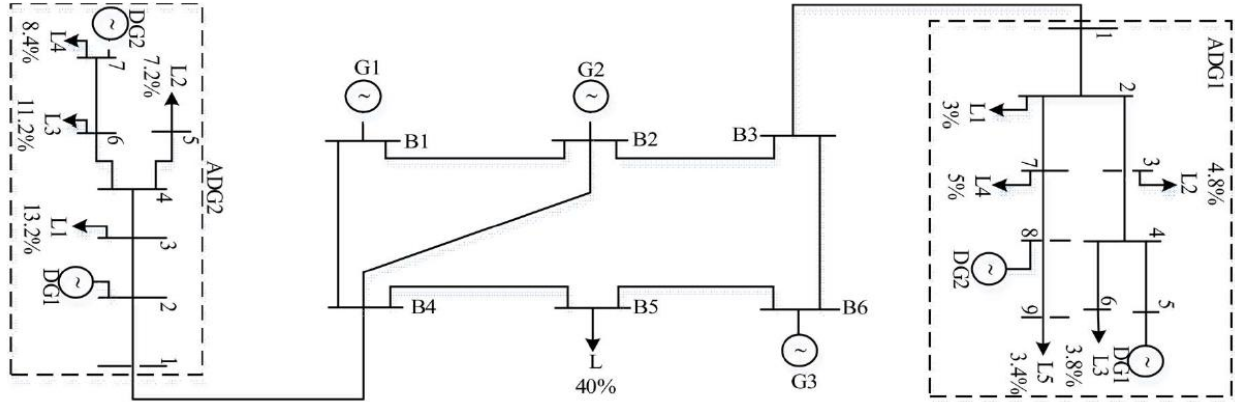
όπου \bar{W} και \bar{K} είναι ο μέγιστος επιτρεπόμενος αριθμός επαναλήψεων για τον εσωτερικό και εξωτερικό βρόχο αντίστοιχα. Στην περίπτωση κατά την οποία ο εσωτερικός βρόχος σταματά λόγω της υπέρβασης του αριθμού των μέγιστων επιτρεπτών επαναλήψεων και πριν ακόμα φτάσει στο προκαθορισμένο όριο σύγκλισης, η διαδικασία ενημέρωσης των πολλαπλασιαστών ποινής στον εξωτερικό βρόχο και η επιστροφή στον εσωτερικό βρόχο θα οδηγήσει ολόκληρο τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης στο να συγκλίνει στα βέλτιστα αποτελέσματα [40].

Στο αποκεντρωμένο πλαίσιο λήψης αποφάσεων που παρουσιάζεται, καθώς υπάρχουν πολλά ενεργητικά συστήματα διανομής που συνεργάζονται και επικοινωνούν με ένα σύστημα μεταφοράς, το τελευταίο μπορεί να καθοριστεί ως η οντότητα που είναι υπεύθυνη για την ενημέρωση των πολλαπλασιαστών ποινής και της αποστολής τους στους διαχειριστές διανομής. Σε αυτή την περίπτωση θεωρείται ότι τα συστήματα λειτουργούν σε μια δίκαιη και διαφανή αγορά και δέχονται τους συντελεστές πολλαπλασιασμού που καθορίζονται από τον διαχειριστή μεταφοράς. Σε αυτή την περίπτωση, ένα ενεργητικό ηλεκτρικό σύστημα διανομής μπορεί να έχει το δικαίωμα άρνησης των πολλαπλασιαστών ποινής, λειτουργώντας ως νησιδοποιημένο και αυτόνομο σύστημα, χωρίς ανταλλαγή ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς.

6. Εφαρμογές - Αποτελέσματα

6.1 ΣΗΕ προσομοίωσης

Η τοπολογία του συστήματος που χρησιμοποιήθηκε για τον έλεγχο του αλγορίθμου που βασίζεται στη συνεργασία των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής μέσω της προσέγγισης του συστήματος συστημάτων, παρουσιάζεται στην Εικόνα 18.



Εικόνα 18: Δίκτυο αναφοράς 6 ζυγών με 2 ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2)

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκε έχει στο επίπεδο του δικτύου μεταφοράς 6 ζυγούς, 3 μονάδες παραγωγής, 7 κλάδους και 3 ζυγούς φορτίου. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής, η τοπολογία του δικτύου καθώς και η ωριαία κατανομή φορτίου σε χρονικό ορίζοντα 24 ωρών δίνονται στους παρακάτω πίνακες.

Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά Γεννητριών Συστήματος Μεταφοράς

Μονάδα Παραγωγής	P _{min} (MW)	P _{max} (MW)	a (Mbtu)	b (Mbtu/MWh)	c (Mbtu/MWh ²)	Min OFF (hr)	Min ON (hr)
1	40	220	500	35	0.15	4	4
2	10	100	520	50	0.35	3	2
3	0	25	550	40	0.25	1	1

Πίνακας 4: Τοπολογία δικτύου μεταφοράς

Από Ζυγό	Προς Ζυγό	X (p.u.)	Όριο μεταφοράς (MW)
1	2	0.17	200
1	4	0.258	200
2	3	0.037	190
2	4	0.197	200
3	6	0.18	180
4	5	0.037	190
5	6	0.14	180

Πίνακας 5: Ωριαία κατανομή φορτίου συστήματος σε χρονικό ορίζοντα 24 ωρών

Ώρα	Pd (MW)	Ώρα	Pd (MW)	Ώρα	Pd (MW)	Ώρα	Pd (MW)
1	175	7	173	13	242	19	246
2	169	8	174	14	244	20	237
3	165	9	185	15	249	21	237
4	155	10	202	16	256	22	233
5	155	11	228	17	256	23	210
6	165	12	236	18	247	24	210

Δύο ενεργητικά δίκτυα διανομής με διεσπαρμένη παραγωγή συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς μέσω των ζυγών 3 και 4 ενώ ένα παθητικό δίκτυο διανομής συνδέεται στον ζυγό 5. Το πρώτο δίκτυο διανομής (ADG1) αποτελείται από 5 φορτία και 2 μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Το δεύτερο δίκτυο διανομής (ADG2) περιλαμβάνει 4 φορτία και 2 μονάδες ΔΠ. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων ΔΠ και των δικτύων διανομής (ADGs) παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες (Πίνακας 6 και Πίνακας 7). Το ποσοστό κατανομής φορτίου σε κάθε ζυγό των συστημάτων μεταφοράς και διανομής φαίνεται στην Εικόνα 18.

Πίνακας 6: Χαρακτηριστικά μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής

ADG	Μονάδα ΔΠ	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a (Mbtu)	b (Mbtu/MWh)	c (Mbtu/MWh ²)
ADG1	1	0	15	500	35	0.4
	2	0	18	325	15	0.15
ADG2	1	5	25	700	25	0.2
	2	0	19	250	125	0

Πίνακας 7: Χαρακτηριστικά διασύνδεσης των ενεργητικών δικτύων ADG1 και ADG2 με το δίκτυο μεταφοράς

ADG1				ADG2			
Από	Προς	X (α.μ.)	Όριο μεταφοράς (MW)	Από	Προς	X (α.μ.)	Όριο μεταφοράς (MW)
B3	1	0.2	60	B4	1	0.2	70

Σημειώνεται ότι για λόγους πληρότητας της έρευνας που διενεργήθηκε, κάποιες από τις μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής που έχουν τοποθετηθεί στα Δίκτυα Διανομής, έχουν επιλεγεί ούτως ώστε να παρουσιάζουν μικρότερο κόστος παραγωγής σε σχέση με τις θερμικές μονάδες συμβατικής παραγωγής στο Δίκτυο Μεταφοράς. Παρότι αυτή η παραδοχή με τα σημερινά δεδομένα ευσταθεί μόνο για τις μονάδες ΔΠ των Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (επειδή δεν έχουν κόστος παραγωγής), κρίθηκε σκόπιμη η εφαρμογή της για την ανάλυση ενός μελλοντικού σεναρίου στο οποίο το μέσο λειτουργικό κόστος από το σύνολο των μονάδων ΔΠ μπορεί να είναι συγκρίσιμο ή και μικρότερο από αυτό των συμβατικών μονάδων.

6.2 Αλγόριθμος ελέγχου

Για την ανάλυση της αποτελεσματικότητας της προτεινόμενης μεθοδολογίας που βασίζεται στην αποκεντρωμένη λύση του προβλήματος προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής, συγκρίνεται η λύση κάθε εξεταζόμενου σεναρίου με το αντίστοιχο πρόβλημα της κεντρικής βελτιστοποίησης ολόκληρου του συστήματος. Στην περίπτωση της κεντρικής βελτιστοποίησης του προβλήματος προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής, ο ανεξάρτητος διαχειριστής του συστήματος μεταφοράς ελέγχει εκτός από το δίκτυο μεταφοράς και τις μονάδες ΔΠ στο δίκτυο διανομής, βελτιστοποιώντας κεντρικά τη λειτουργία όλων των μονάδων του δικτύου, λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη και τους αντίστοιχους περιορισμούς. Με τον τρόπο αυτό λοιπόν μπορεί να ελεγχθεί η αποτελεσματικότητα της λύσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου που παρουσιάζεται, αφού η προτεινόμενη λύση πρέπει οριακά να ταυτίζεται (ένα μικρό σφάλμα είναι αποδεκτό εξαιτίας του αλγορίθμου βελτιστοποίησης) με αυτή της επίλυσης του κεντρικού προβλήματος βελτιστοποίησης.

Τα αποτελέσματα της αποκεντρωμένης λύσης του αλγορίθμου συγκρίνονται με αυτά της κεντρικής λύσης του προβλήματος προγραμματισμού των μονάδων με βάση τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

- Συνολικό κόστος συστήματος και ανά διαχειριστή (σφάλμα μεταξύ των δύο μεθόδων)
- Χρόνος επίλυσης

Με βάση το δίκτυο στην Εικόνα 18, εξετάζονται τα διαφορετικά σενάρια λειτουργίας που έχουν προσομοιωθεί σε περιβάλλον Matlab στην επόμενη παράγραφο.

6.3 Σενάρια λειτουργίας

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα σενάρια λειτουργίας των προσομοιώσεων που εκτελέστηκαν.

α) Το πρώτο σενάριο αποτελεί το σενάριο αναφοράς το οποίο ακολουθεί την κατανομή των φορτίων και βασίζεται στην τοπολογία δικτύου που περιγράφηκε στην Ενότητα 6.1. Σε αυτό, το πρώτο ενεργητικό δίκτυο διανομής έχει μικρότερα κόστη γεννητριών, ενώ το δεύτερο συγκρίσιμα σε σχέση με το σύστημα μεταφοράς, προκειμένου να καταδειχθεί ο διαφορετικός τρόπος προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής σε κάθε δίκτυο. Αντίστοιχα έχει επιλεγεί διαφορετική ικανότητα μεταφοράς ισχύος στη διασύνδεση του συστήματος μεταφοράς με κάθε ενεργητικό δίκτυο διανομής, ούτε ώστε να φανεί η αξία της διεσπαρμένης παραγωγής στην επίλυση προβλημάτων συμφόρησης, για την οποία είναι κομβικής σημασίας ο συντονισμός των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής.

β) Το δεύτερο σενάριο λειτουργίας εξετάζει την αύξηση της διείσδυσης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής κατά 50% σε κάθε ενεργητικό δίκτυο διανομής σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (χωρίς να αλλάξει η συνάρτηση κόστους σε καθένα από αυτά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς), προκειμένου να αποτιμηθούν τα αποτελέσματα στο κόστος και το χρόνο εκτέλεσης του αλγορίθμου.

γ) Το τρίτο σενάριο λειτουργίας εξετάζει την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς ισχύος κατά 50% μεταξύ του συστήματος μεταφοράς και κάθε ενεργητικού δικτύου διανομής, προκειμένου να αποτιμηθούν τα αποτελέσματα στο κόστος και το χρόνο εκτέλεσης του αλγορίθμου.

δ) Το τέταρτο σενάριο λειτουργίας προκύπτει από συνδυασμό των σεναρίων β) και γ) εφαρμόζοντας διαφορετικές λύσεις ανάπτυξης σε κάθε ενεργητικό δίκτυο διανομής, 50% αύξηση της διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής στο ADG1 και 50% ενίσχυση της διασύνδεσης με το σύστημα μεταφοράς για το ADG2.

Στα σεναρία που ακολουθούν παρουσιάζεται γραφικά η διαδικασία σύγκλισης των κοινών μεταβλητών του αλγορίθμου ως προς την ισχύ διασύνδεσης μεταξύ του διαχειριστή μεταφοράς και των διαχειριστών των ανεξάρτητων ενεργητικών συστημάτων διανομής, για κάθε επανάληψη του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, σε διακριτές ώρες λειτουργίας.

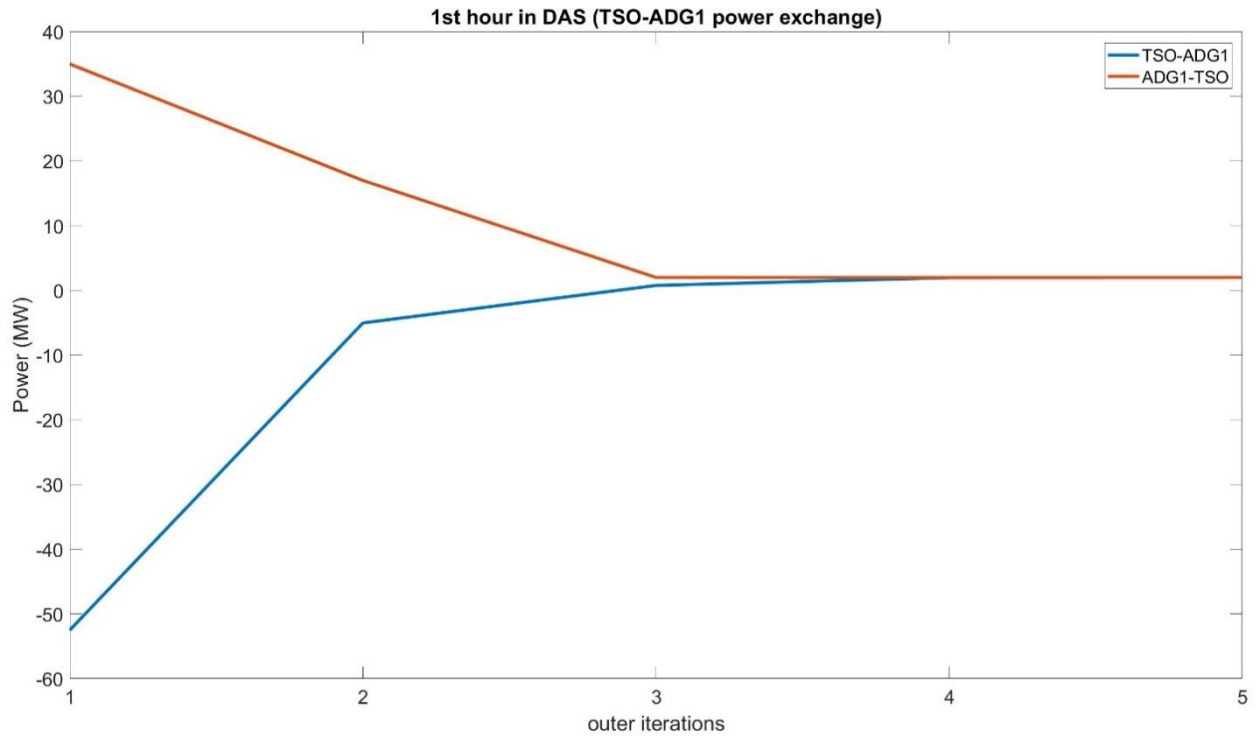
Επίσης παρουσιάζονται σε εποπτικά γραφήματα για κάθε δίκτυο ξεχωριστά, το φορτίο που πρέπει να εξυπηρετήσει, η ένταξη και παραγωγή των μονάδων του, τα όρια στην ισχύ διασύνδεσης καθώς και η αντίστοιχη ροή ισχύος με τα γειτονικά συστήματα.

Τέλος, παρουσιάζονται οι χρόνοι σύγκλισης των κοινών μεταβλητών, συνεπώς ο χρόνος λύσης του προβλήματος βελτιστοποίησης, για κάθε σενάριο λειτουργίας. Ο υπολογισμός γίνεται θεωρώντας πως οι ανεξάρτητοι διαχειριστές των συστημάτων διανομής υπολογίζουν παράλληλα ο ένας με τον άλλο το πρόβλημα προγραμματισμού των μονάδων τους σε κάθε επανάληψη του εσωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, οπότε ο διαχειριστής μεταφοράς είναι σε θέση να κάνει τον δικό του προγραμματισμό, μετά την αποστολή των κοινών μεταβλητών και από τον τελευταίο διαχειριστή. Με τον τρόπο αυτό ο χρόνος εκτέλεσης της βελτιστοποίησης από το διαχειριστή μεταφοράς προστίθεται στο μέγιστο χρόνο εκτέλεσης του αλγορίθμου βελτιστοποίησης των διαχειριστών διανομής, θεωρώντας ότι τρέχουν τους αντίστοιχους αλγορίθμους παράλληλα.

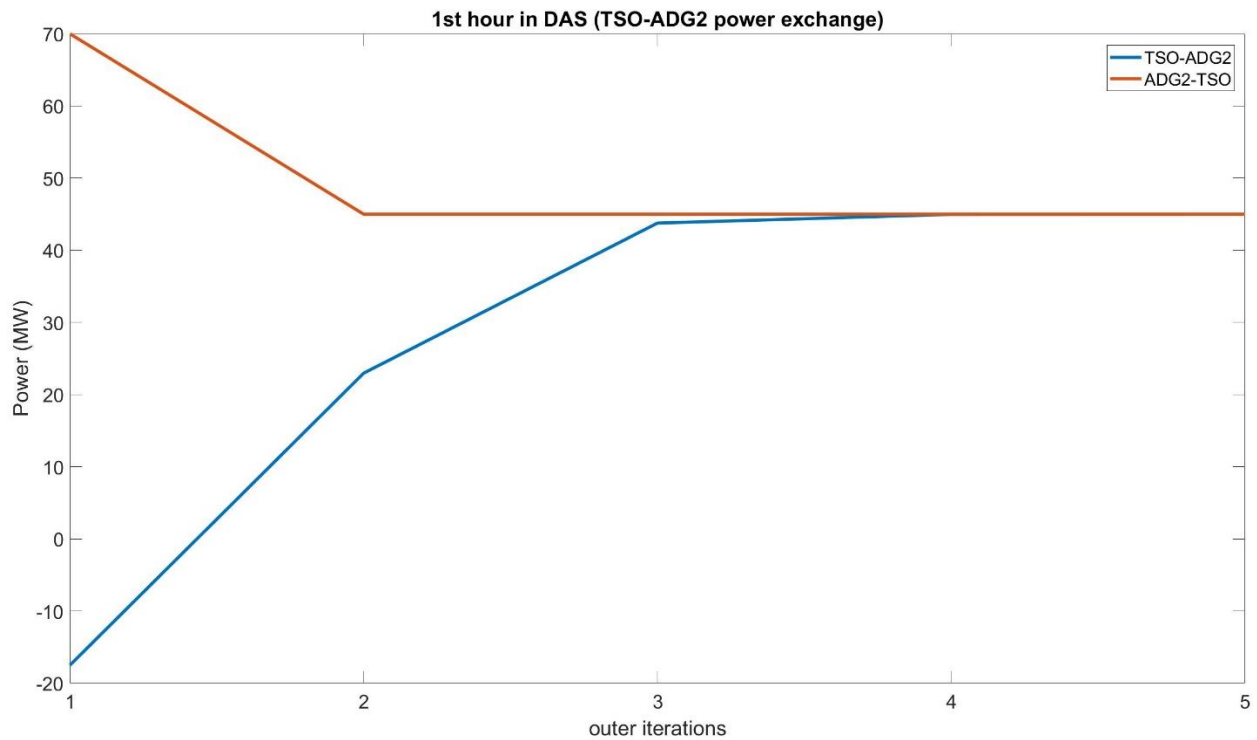
6.3.1 Βασικό σενάριο λειτουργίας (σενάριο αναφοράς)

Στο βασικό σενάριο λειτουργίας οι εισοδοί του προβλήματος προσδιορίζονται με βάση τα στοιχεία των Πινάκων 3-7. Τα αποτελέσματα του αλγορίθμου φαίνονται στις γραφικές παραστάσεις και τους πίνακες που ακολουθούν.

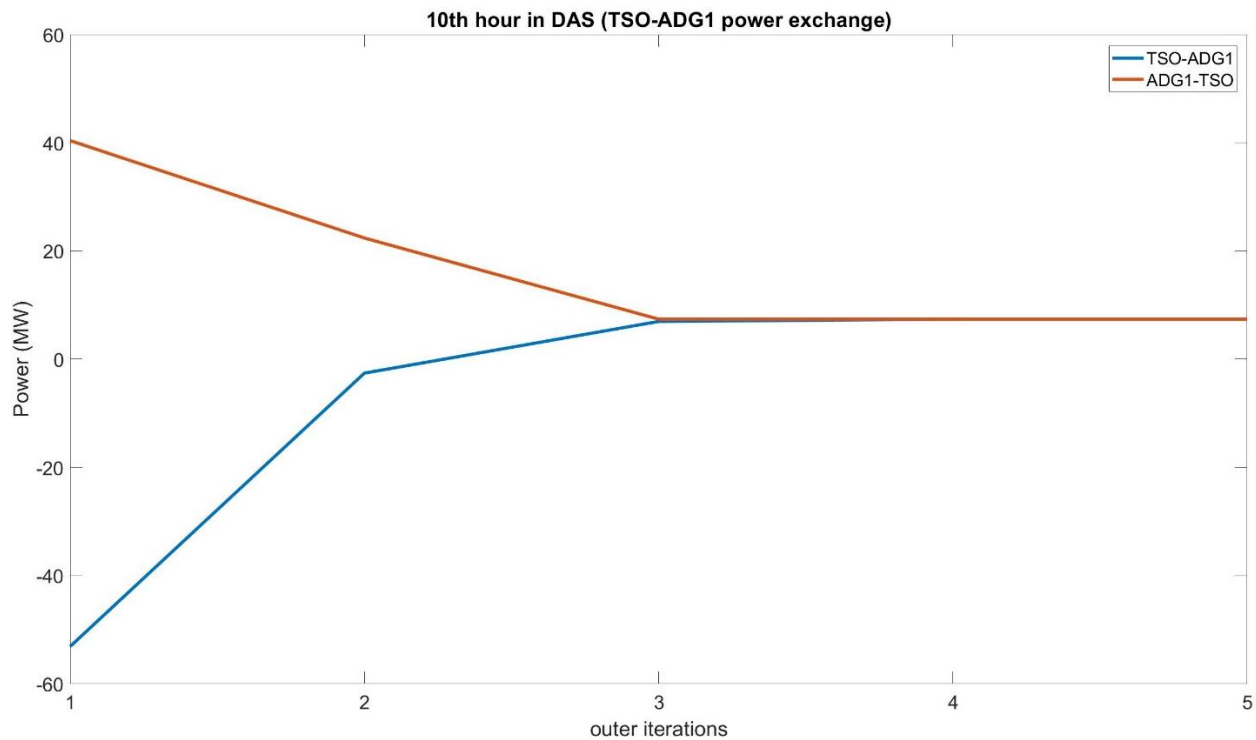
Στην Εικόνα 19 και Εικόνα 20 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 1^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος, όπως προέκυψε από τη λύση του προγράμματος βελτιστοποίησης του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα στην Εικόνα 21 και Εικόνα 22 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 10^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος. Στον οριζόντιο άξονα φαίνεται ο αριθμός των επαναλήψεων μέχρι τη σύγκλιση, ενώ στον κάθετο η ισχύς διασύνδεσης όπως δηλώνεται από κάθε διαχειριστή, μέχρι να φτάσουν στο σημείο σύγκλισης (συμφωνίας περί της κοινής μεταβλητής) ως αποτέλεσμα της διαδικασίας που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 5.



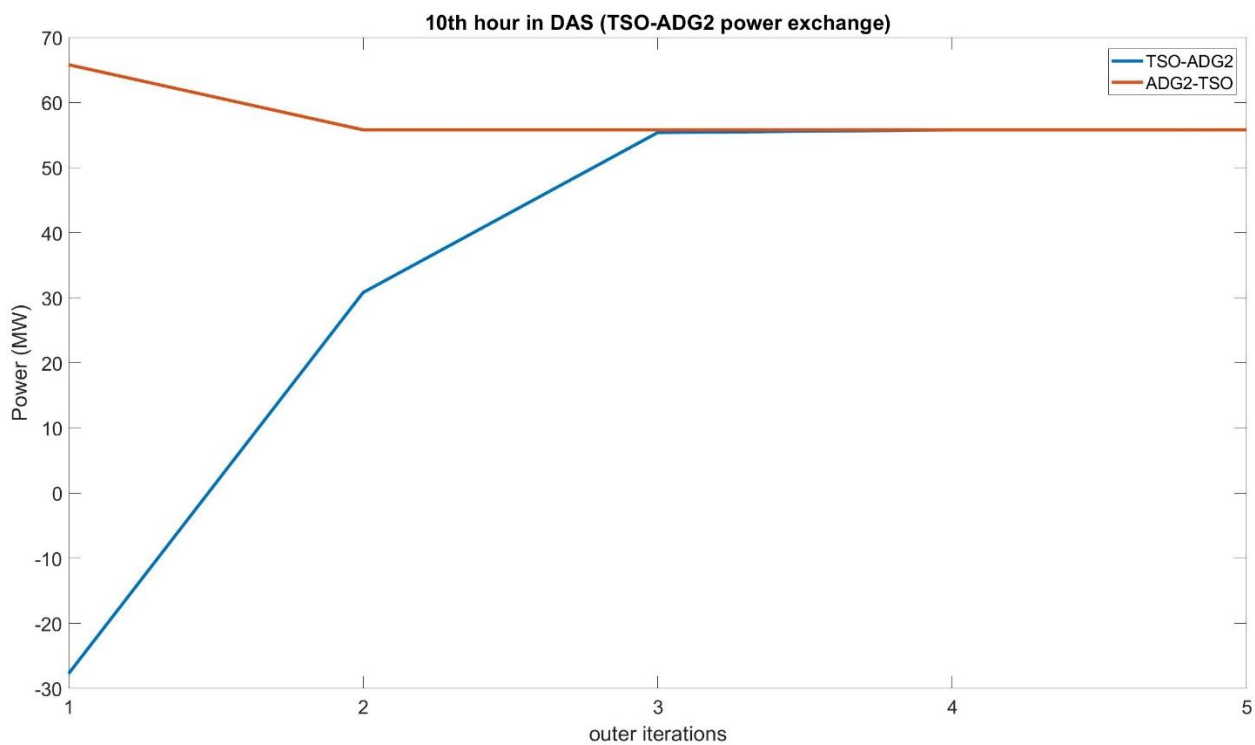
Εικόνα 19: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1^η ώρα λειτουργίας



Εικόνα 20: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1^η ώρα λειτουργίας



Εικόνα 21: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας

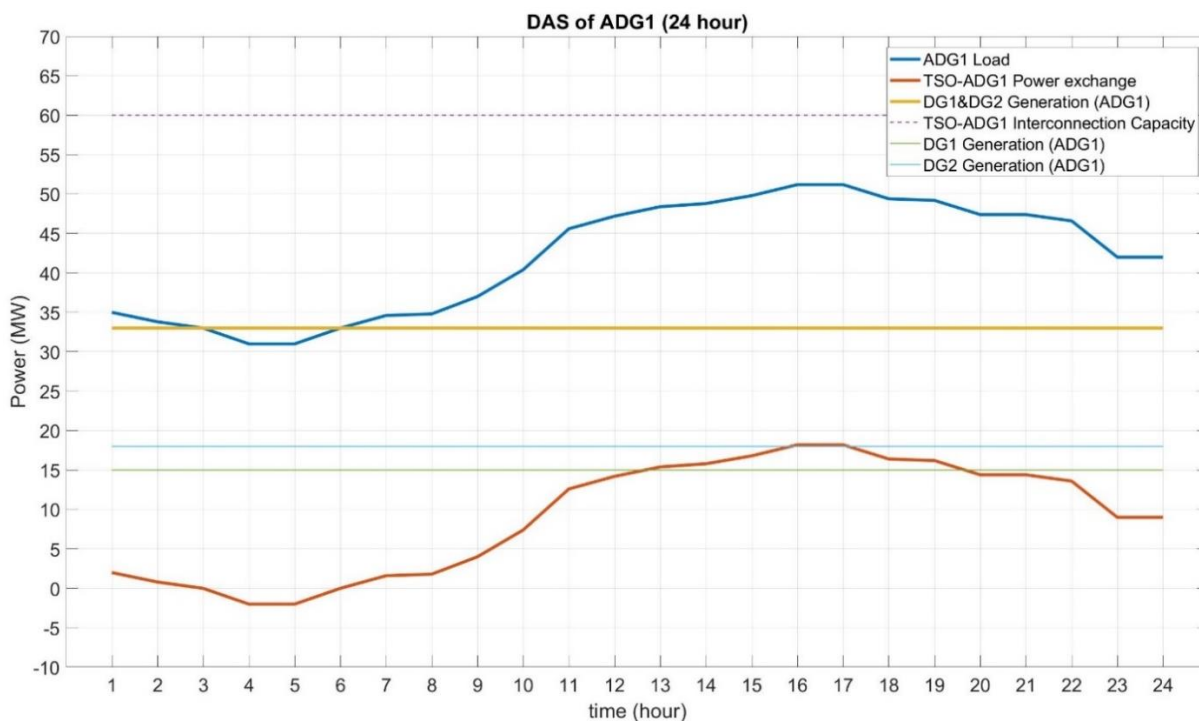


Εικόνα 22: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 10η ώρα λειτουργίας

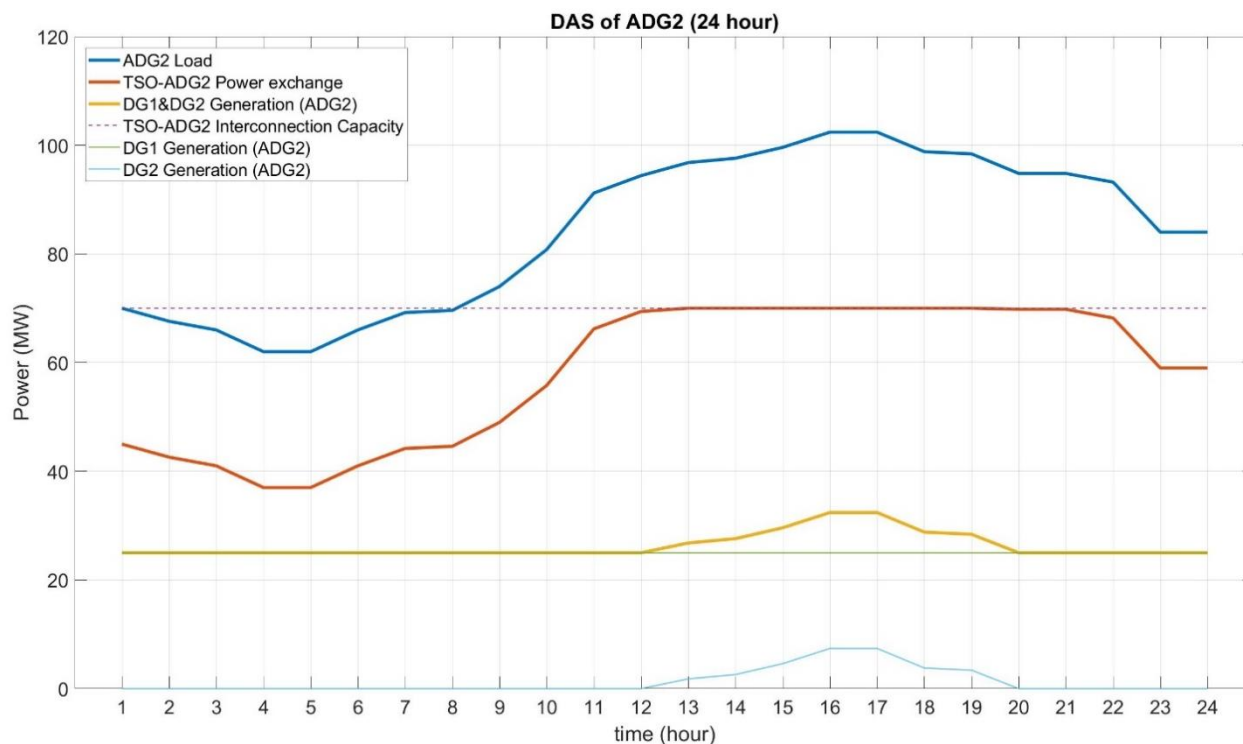
Σε όλα τα διαγράμματα παρατηρείται πως μετά από τέσσερις επαναλήψεις του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου υπάρχει σύγκλιση στην τιμή της κοινής μεταβλητής που είναι η ενεργός ισχύς διασύνδεσης μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής, εξασφαλίζοντας με τον τρόπο αυτό την απαραίτητη συνθήκη συνέχειας στο σημείο διασύνδεσης των δικτύων μεταφοράς-διανομής. Η τιμή της κοινής μεταβλητής από την πλευρά του διαχειριστή μεταφοράς παίρνει αρχικά αρνητικές τιμές επειδή το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης καταδεικνύει πως είναι πιο συμφέρον γι' αυτόν να προμηθευτεί όση περισσότερη ισχύ μπορεί αρχικά από το δίκτυο διανομής. Με τον ίδιο τρόπο λειτουργεί αρχικά και ο DSO, όπου βέβαια η τιμή της κοινής μεταβλητής τώρα έχει θετική τιμή εξαιτίας του ορισμού της θετικής φοράς ισχύος. Λόγω της συνθήκης ελέγχου της απόκλισης των κοινών μεταβλητών PD_S και PG_D που επηρεάζει αναλογικά της διαφοράς τους την αλλαγή των παραμέτρων α και β μετά από κάθε επανάληψη του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, παρατηρείται η σταδιακή σύγκλιση της κοινής μεταβλητής που εκφράζει την τιμή της ενεργού ισχύος στο σημείο διασύνδεσης των συστημάτων.

Σημειώνεται ότι η φορά της θετικής ροής ισχύος ορίζεται αυθαίρετα από το σύστημα μεταφοράς προς το (εκάστοτε) δίκτυο διανομής. Συνεπακόλουθα, θετικό πρόσημο της ροής ισχύος στη διασύνδεση για τον DSO υποδηλώνει έγχυση ισχύος στο δίκτυό του ή εισερχόμενη ροή από το δίκτυο μεταφοράς, ενώ αρνητικό πρόσημο σηματοδοτεί αντίστροφη ροή ισχύος, με φορά από το δίκτυο διανομής προς το δίκτυο μεταφοράς. Για τον TSO αντίστροφα, θετικό πρόσημο της ροής ισχύος υποδηλώνει έγχυση ισχύος προς το δίκτυο διανομής, ενώ το αρνητικό πρόσημο έγχυση ισχύος από το δίκτυο διανομής προς το δικό του δίκτυο.

Για τα ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2), το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (DG1 & DG2) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς με το οποίο συνδέονται, απεικονίζονται στην Εικόνα 23 και Εικόνα 24.



Εικόνα 23: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1



Εικόνα 24: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία⁶, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του εκάστοτε συστήματος διανομής.
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στο εκάστοτε δίκτυο διανομής.
- Η διακεκομμένη μωβ γραμμή απεικονίζει τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης του εκάστοτε δικτύου διανομής με το δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG1.
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG2.

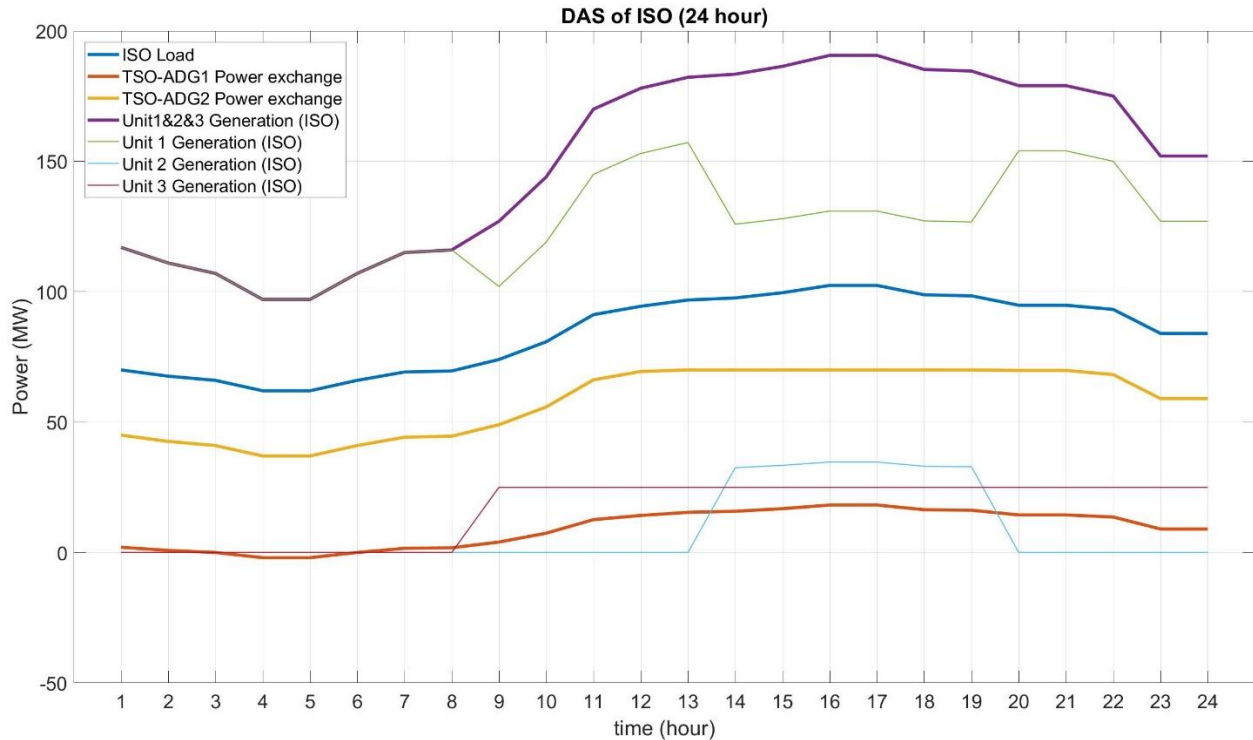
Για το ADG1, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος στο βασικό σενάριο λειτουργίας (σενάριο αναφοράς) με το δίκτυο μεταφοράς (ISO) είναι μεγαλύτερο από το φορτίο του δικτύου διανομής, γεγονός που επιτρέπει στο συγκεκριμένο δίκτυο να λειτουργήσει και χωρίς τη χρήση

⁶ Η πρόβλεψη φορτίου (καθώς και τα υπόλοιπα γραφήματα στην εικόνα) για τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (Day Ahead Scheduling) δεν είναι κανονικά συνεχές γράφημα αλλά διακριτό και σταθερό για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας. Ο λόγος που επιλέχθηκε να παρουσιαστεί το γράφημα ως συνεχές αντί της παρουσίασης με διακριτές τιμές ή ραβδόγραμμα, έχει να κάνει καθαρά με εποπτικούς λόγους εξαιτίας των πολλών παραμέτρων που χρειάζεται να παρουσιαστούν στην ίδια εικόνα για λόγους πληρότητας αλλά και άμεσης σύγκρισης των παρουσιαζόμενων μεταβλητών.

ΔΠ για την κάλυψη του φορτίου του. Ωστόσο παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG1, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά απαραίτητη την πλήρη λειτουργία και των δύο μονάδων ΔΠ (DG1:15MW & DG2:18MW) του ADG1. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την κάλυψη ολόκληρου του φορτίου βάσης του ADG1 καθώς και την προσφορά ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς (ISO) τις ώρες 4 & 5 κατά τις οποίες προκύπτει πως είναι οικονομικότερο αυτή η ισχύς που απαιτείται από το σύστημα να παραχθεί από το δίκτυο διανομής ADG1.

Για το ADG2, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος στο βασικό σενάριο λειτουργίας (σενάριο αναφοράς) με το δίκτυο μεταφοράς είναι πολύ μικρότερο από την αιχμή του φορτίου του δικτύου διανομής, γεγονός που υπαγορεύει πως το συγκεκριμένο δίκτυο θα πρέπει να λειτουργήσει μονάδες ΔΠ για την κάλυψη τουλάχιστον των ωρών για τις οποίες το φορτίο του υπερβαίνει το όριο διασύνδεσης, εφόσον σε αντίθετη περίπτωση θα προκληθεί συμφόρηση στη διασύνδεσή του με το δίκτυο μεταφοράς. Η περίπτωση υπερφόρτισης της διασύνδεσης κατά 50% προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο του ADG2 θα ήταν επικίνδυνη και ακατάλληλη για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG2, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά απαραίτητη την πλήρη λειτουργία της μίας μονάδας ΔΠ (DG1:25MW) για όλη τη χρονική διάρκεια, ενώ η δεύτερη μονάδα ΔΠ (DG2:19MW) στο συγκεκριμένο σενάριο θα καλύψει μόνο το φορτίο αιχμής του ADG2, όντας πιο ακριβή από την πρώτη. Αυτό συμβαίνει αναγκαστικά γιατί όπως φαίνεται και στο σχήμα, η διασύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς έχει επέλθει σε κορεσμό οπότε παρά το γεγονός ότι η επιπλέον ισχύς που απαιτείται για την ευσταθή λειτουργία του συστήματος θα μπορούσε να παρασχεθεί πιο οικονομικά από το δίκτυο μεταφοράς (αλλιώς η μονάδα ΔΠ ADG2 δεν θα ήταν ανενεργή το υπόλοιπο χρονικό διάστημα) εντούτοις πρέπει να κληθεί αναγκαστικά η λειτουργία της μονάδας ΔΠ ADG2, ανεβάζοντας αναπόφευκτα το κόστος λειτουργίας, προκειμένου να τηρηθούν οι περιορισμοί του δικτύου.

Για το δίκτυο μεταφοράς (ISO) ηλεκτρικής ενέργειας, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (Unit1-Unit2-Unit3) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με τα ανεξάρτητα συστήματα διανομής (ADG1 & ADG2) με τα οποία συνδέεται, απεικονίζονται στην Εικόνα 25.



Εικόνα 25: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του συστήματος μεταφοράς (ISO).
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το πρώτο σύστημα διανομής (ADG1).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το δεύτερο σύστημα διανομής (ADG2).
- Η μωβ γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit1 (ISO).
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit2 (ISO).
- Η ροζ γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit3 (ISO).

Παρατηρείται πως για το δίκτυο μεταφοράς, το φορτίο καλύπτεται εξολοκλήρου από την παραγωγή των συμβατικών μονάδων του (Unit1-3), ενώ κατά τις ώρες αιχμής των ανεξάρτητων δικτύων διανομής, οι μονάδες του δικτύου μεταφοράς καλούνται να παράγουν με πιο οικονομικό τρόπο την επιπλέον ισχύ που χρειάζεται να διατεθεί σε αυτά διαμέσου των διασυνδέσεων.

Ο βέλτιστος προγραμματισμός παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων των δικτύων διανομής (ADG1 & ADG2) καθώς και αυτή των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (ISO) για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 8).

Πίνακας 8: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 1)

MW / Ώρα	1	2	3	4	5	6	7	8
Unit 1 (ISO)	117.00	111.00	107.00	97.00	97.00	107.00	115.00	116.00
Unit 2 (ISO)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Unit 3 (ISO)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ώρα	9	10	11	12	13	14	15	16
Unit 1 (ISO)	102.00	119.00	145.00	153.00	157.20	125.88	127.98	130.92
Unit 2 (ISO)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.52	33.42	34.68
Unit 3 (ISO)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	1.8	2.6	4.6	7.4
MW / Ώρα	17	18	19	20	21	22	23	24
Unit 1 (ISO)	130.92	127.14	126.72	154.00	154.00	150.00	127.00	127.00
Unit 2 (ISO)	34.68	33.06	32.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Unit 3 (ISO)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	7.4	3.8	3.4	0	0	0	0	0

Τέλος, τα οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα του συγκεκριμένου σεναρίου παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 9).

Πίνακας 9: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 1)

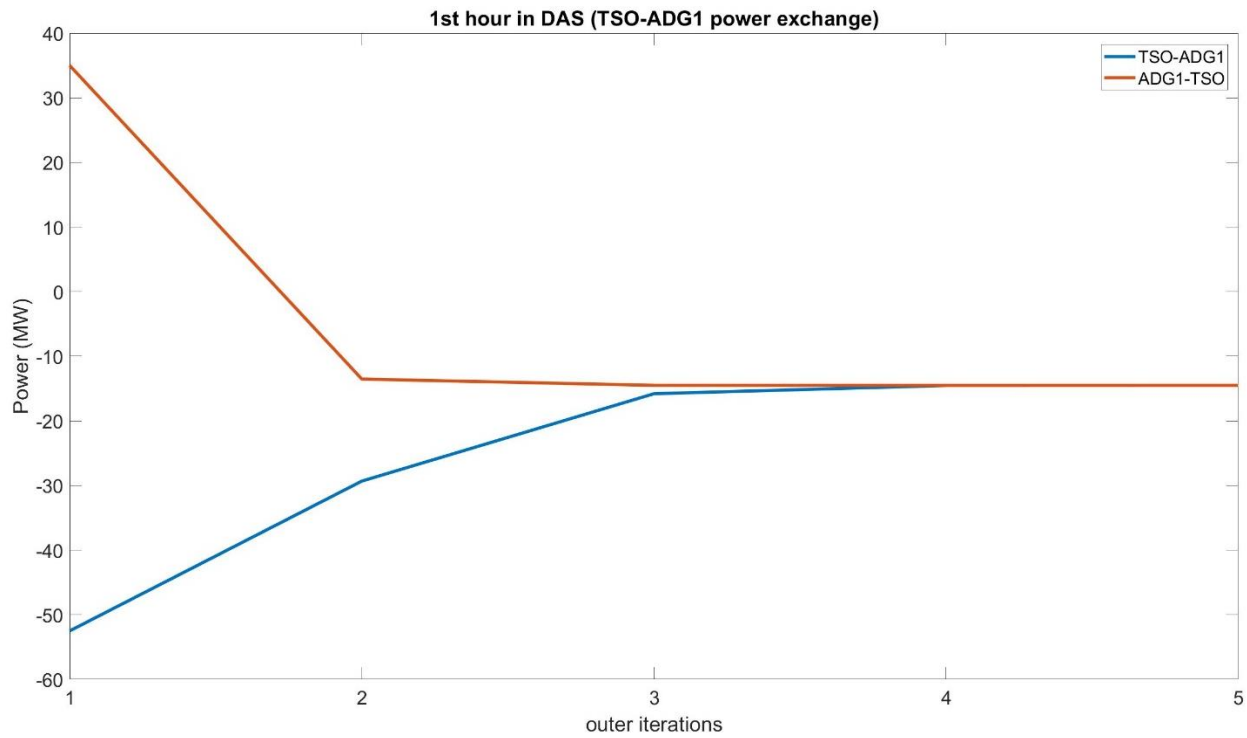
Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1:	5,06·10 ⁴ €
Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG2:	4,85·10 ⁴ €
Κόστος για το σύστημα μεταφοράς (ISO):	2,63·10 ⁵ €
Συνολικό κόστος συστήματος:	3,62·10⁵ €
Χρόνος επίλυσης (αποκεντρωμένο/κεντρικό):	9,2s / 33,5s
Σφάλμα:	0,28%
Συνολικό ημερήσιο φορτίο συστήματος:	5049 MWh

Παρατηρείται πως το κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1 ($5,06 \cdot 10^4 \text{€}$) είναι μεγαλύτερο από αυτό του ADG2 ($4,86 \cdot 10^4 \text{€}$) που είναι αναμενόμενο επειδή οι μονάδες του ADG1 παρότι πιο οικονομικές, παράγουν στο μέγιστο καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου προγραμματισμού, ενώ για το ADG2 η μία μονάδα παράγει συνεχώς και η άλλη καλύπτει μόνο το φορτίο αιχμής εξαιτίας του περιορισμού στην ικανότητα διασύνδεσης. Το κόστος για το σύστημα μεταφοράς είναι $2,62 \cdot 10^5 \text{€}$ το οποίο δικαιολογείται από τη μεγαλύτερη παραγωγή των μονάδων του προκειμένου να καλύψει τα φορτία του δικού του δικτύου αλλά και τα φορτία που δεν μπορούν να καλυφθούν στα δίκτυα διανομής ADG1 και ADG2 από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι το συνολικό κόστος του σεναρίου για ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται στα $3,62 \cdot 10^5 \text{€}$ ενώ ο συνολικός χρόνος επίλυσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου στα 9,2 sec.

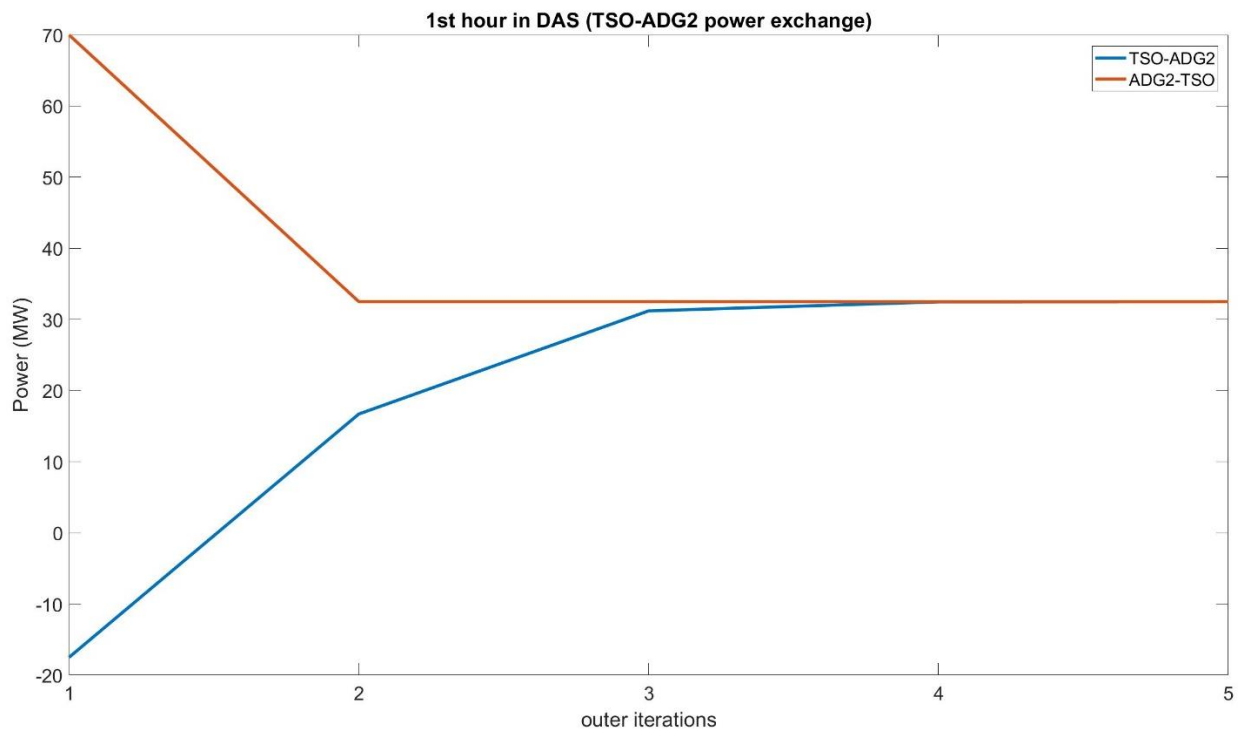
6.3.2 Αύξηση διείσδυσης της ΔΠ κατά 50% στα δίκτυα διανομής

Στο δεύτερο σενάριο λειτουργίας οι εισοδοί του προβλήματος βασίζονται στα στοιχεία των Πινάκων 3-7, αλλά θεωρώντας πως η διείσδυση της Διεσπαρμένης Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής αυξάνεται κατά 50% σε σχέση με το βασικό σενάριο (αναφοράς) χωρίς να αλλάξει ωστόσο η συνάρτηση κόστους σε καθένα από αυτά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Η αλλαγή γίνεται στη μέγιστη ικανότητα παραγωγής των μονάδων κατά +50% και όχι στην προσθήκη νέων γεννητριών στο σύστημα με αντίστοιχες συναρτήσεις κόστους. Τα αποτελέσματα του αλγορίθμου φαίνονται στις γραφικές παραστάσεις και τους πίνακες που ακολουθούν.

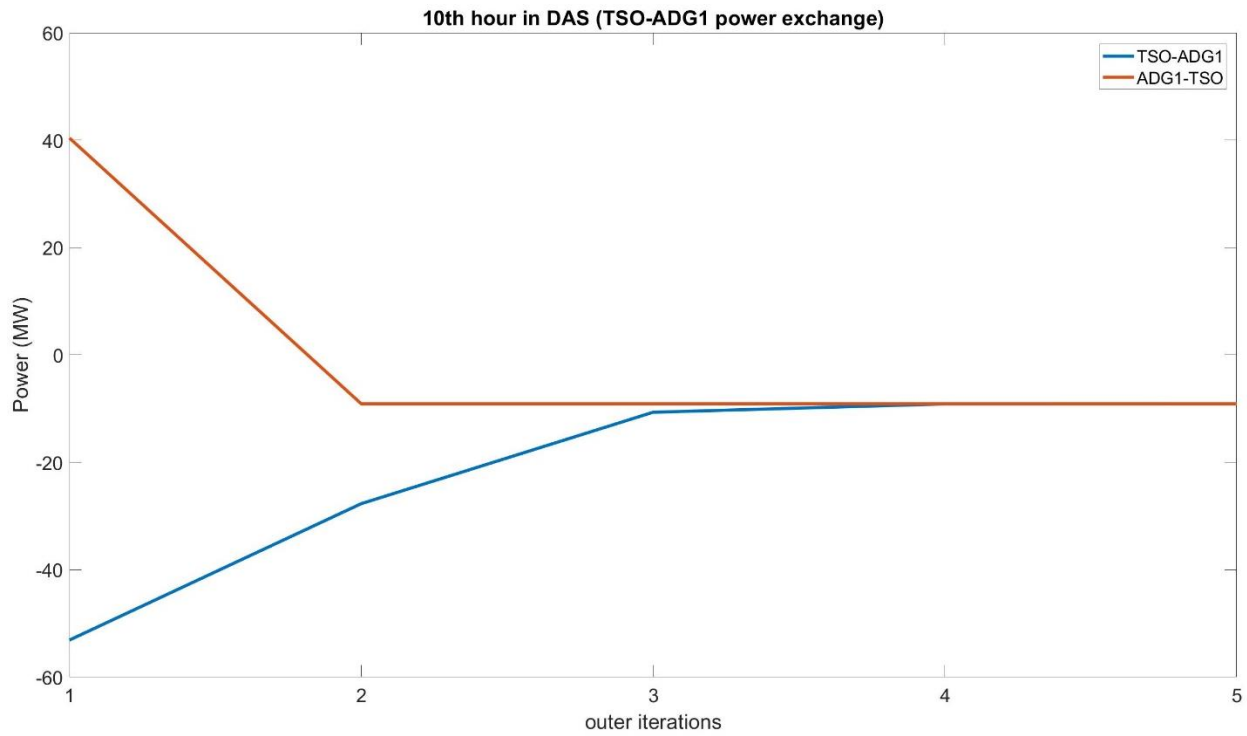
Στην Εικόνα 26 και Εικόνα 27 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 1^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος, όπως προέκυψε από τη λύση του προγράμματος βελτιστοποίησης του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα στην Εικόνα 28 και Εικόνα 29 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 10^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος. Στον οριζόντιο άξονα φαίνεται ο αριθμός των επαναλήψεων μέχρι τη σύγκλιση, ενώ στον κάθετο η ισχύς διασύνδεσης όπως δηλώνεται από κάθε διαχειριστή, μέχρι να φτάσουν στο σημείο σύγκλισης (συμφωνίας περί της κοινής μεταβλητής) ως αποτέλεσμα της διαδικασίας που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 5.



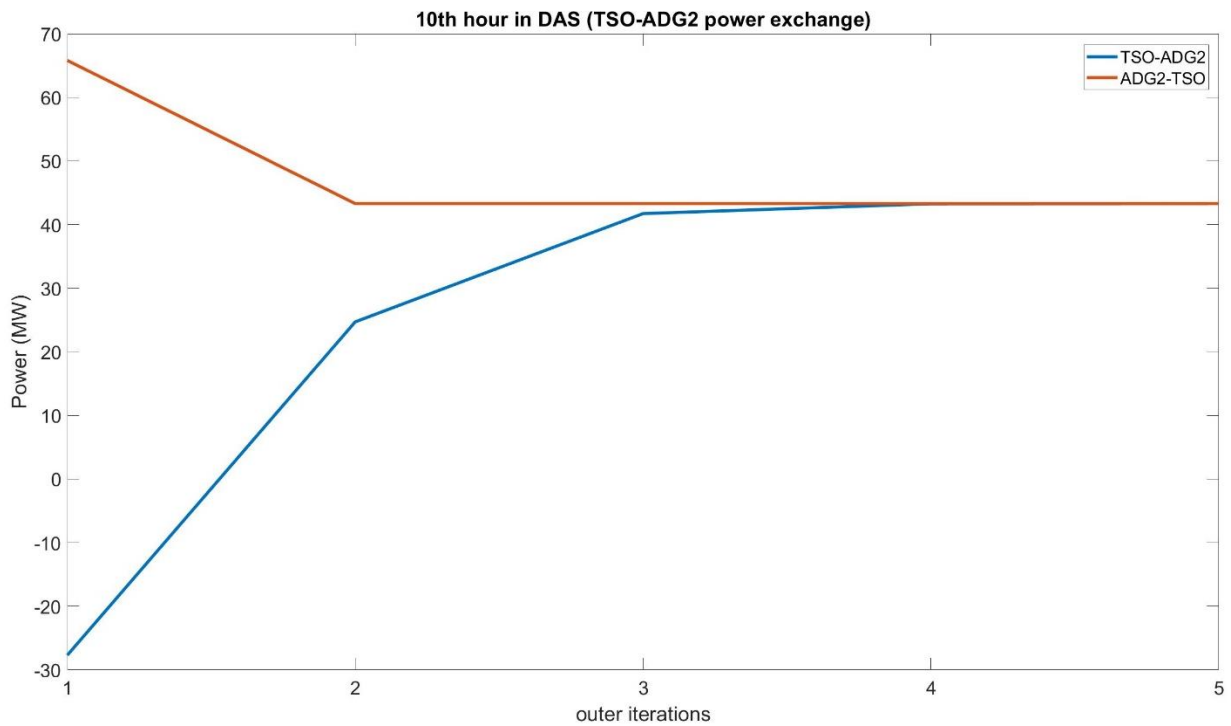
Εικόνα 26: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1η ώρα λειτουργίας



Εικόνα 27: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1η ώρα λειτουργίας



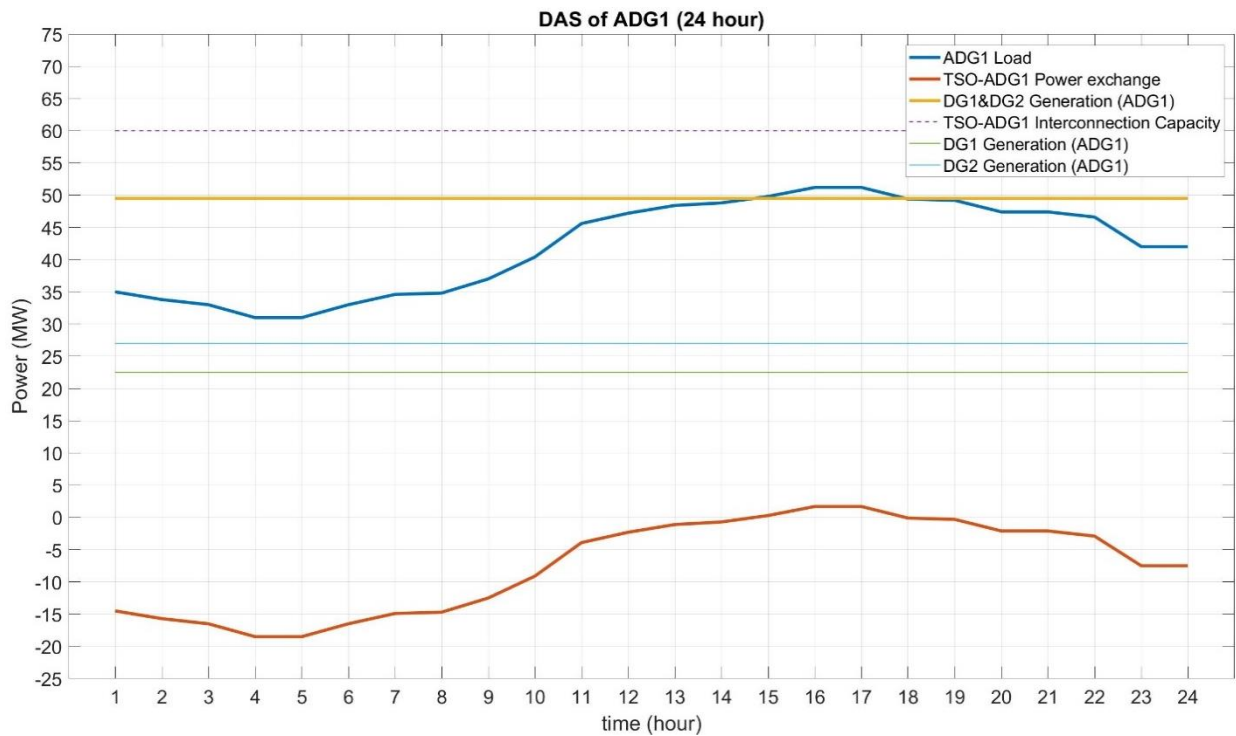
Εικόνα 28: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας



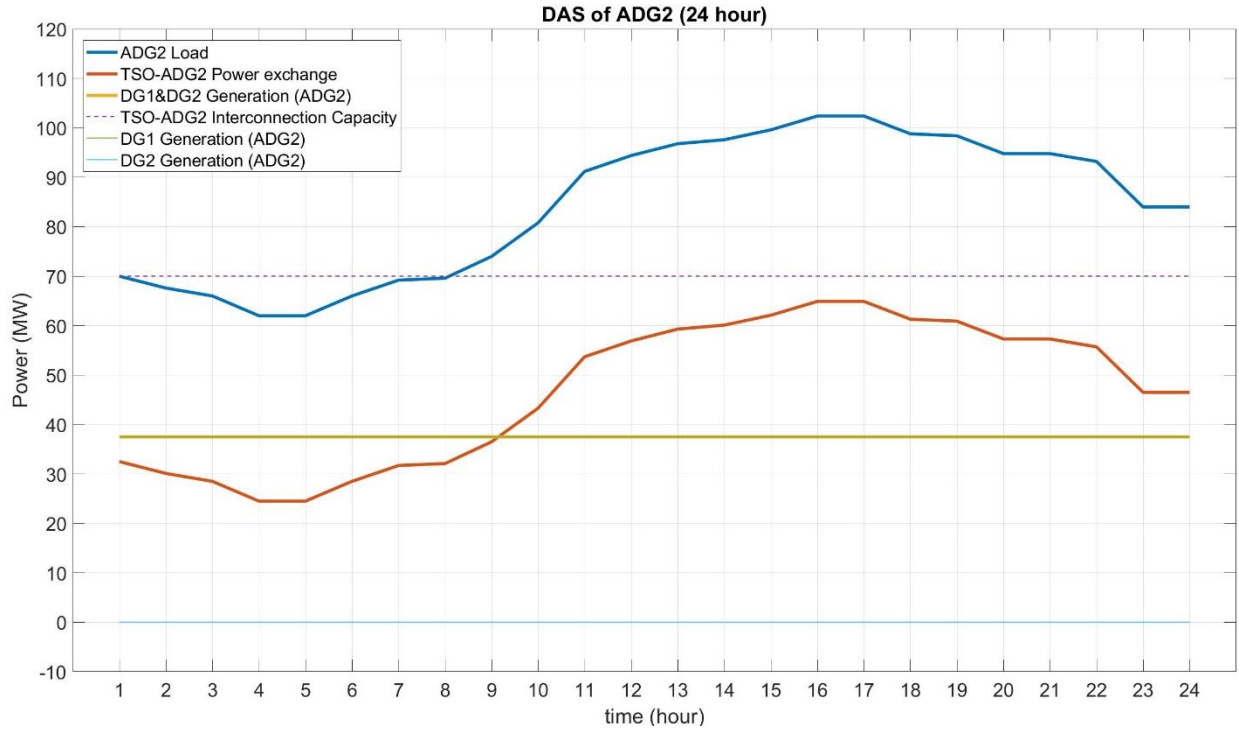
Εικόνα 29: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 10η ώρα λειτουργίας

Σε όλα τα διαγράμματα παρατηρείται πως μετά από τέσσερις επαναλήψεις του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου υπάρχει σύγκλιση στην τιμή της κοινής μεταβλητής που είναι η ενεργός ισχύς διασύνδεσης μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής, εξασφαλίζοντας με τον τρόπο αυτό την απαραίτητη συνθήκη συνέχειας στο σημείο διασύνδεσης των δικτύων μεταφοράς-διανομής. Η τιμή της κοινής μεταβλητής από την πλευρά του διαχειριστή μεταφοράς παίρνει αρχικά αρνητικές τιμές επειδή το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης καταδεικνύει πως είναι πιο συμφέρον γι' αυτόν να προμηθευτεί όση περισσότερη ισχύ μπορεί αρχικά από το δίκτυο διανομής. Με τον ίδιο τρόπο λειτουργεί αρχικά και ο DSO, όπου βέβαια η τιμή της κοινής μεταβλητής τώρα έχει θετική τιμή εξαιτίας του ορισμού της θετικής φοράς ισχύος που αναλύθηκε παραπάνω. Λόγω της συνθήκης ελέγχου της απόκλισης των κοινών μεταβλητών PD_S και PG_D που επηρεάζει αναλογικά της διαφοράς τους την αλλαγή των παραμέτρων α και β μετά από κάθε επανάληψη του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, παρατηρείται η σταδιακή σύγκλιση της κοινής μεταβλητής που εκφράζει την τιμή της ενεργού ισχύος στο σημείο διασύνδεσης των συστημάτων.

Για τα ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2), το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (DG1 & DG2) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς με το οποίο συνδέονται, απεικονίζονται στην Εικόνα 30 και Εικόνα 31.



Εικόνα 30: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1



Εικόνα 31: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

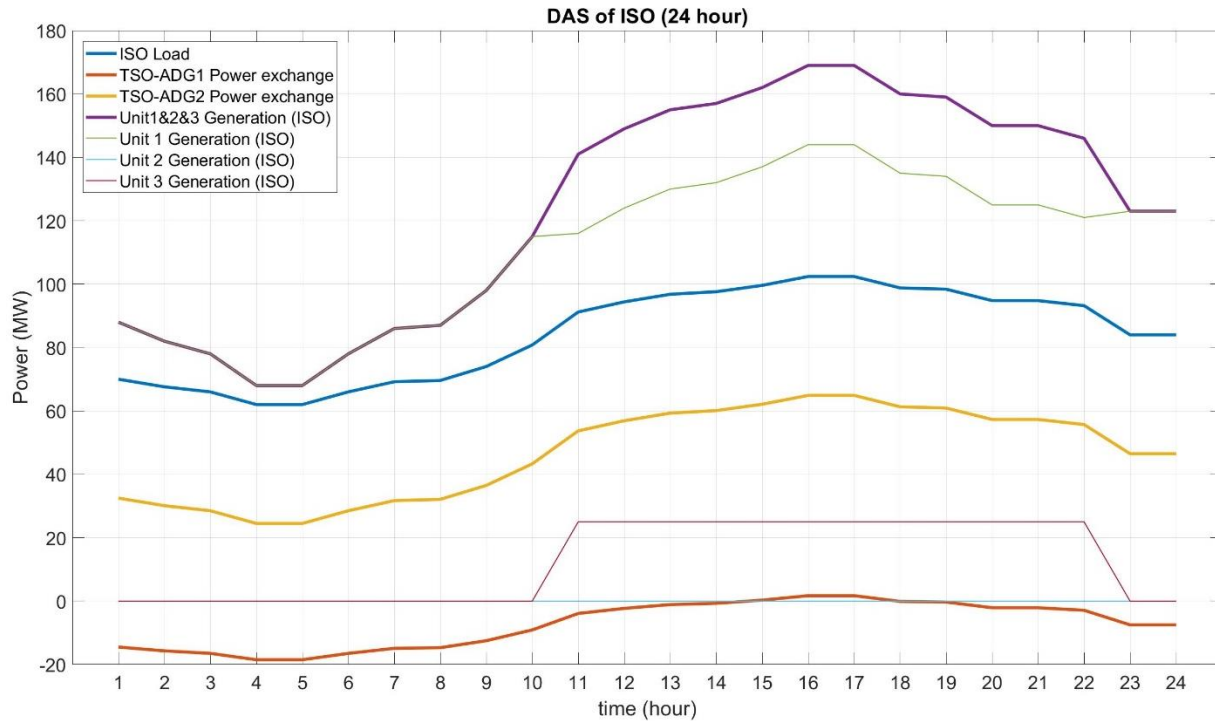
- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του εκάστοτε συστήματος διανομής.
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στο εκάστοτε δίκτυο διανομής.
- Η διακεκομμένη μωβ γραμμή απεικονίζει τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης του εκάστοτε δικτύου διανομής με το δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG1.
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG2.

Για το ADG1, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς όπως και στο βασικό σενάριο (αναφοράς) είναι μεγαλύτερο από το φορτίο του δικτύου διανομής, γεγονός που επιτρέπει στο συγκεκριμένο δίκτυο να λειτουργήσει και χωρίς την χρήση ΔΠ για την κάλυψη του φορτίου του. Ωστόσο παρατηρούμε πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG1, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά απαραίτητη την πλήρη λειτουργία (DG1:22,5MW & DG2:27MW) και των δύο μονάδων ΔΠ του ADG1, των οποίων η ικανότητα μέγιστης ισχύος έχει αυξηθεί κατά 50% προκειμένου να μοντελοποιηθεί η αύξηση διείσδυσης ΔΠ κατά 50% στο ADG1. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την κάλυψη σχεδόν ολόκληρου του φορτίου του ADG1 καθώς και την προσφορά ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς εκτός από τις ώρες αιχμής (15:00-18:00) κατά τις οποίες η μέγιστη

ισχύς των μονάδων ΔΠ του ADG1 δεν επαρκεί για να καλύψει το φορτίο αιχμής, οπότε και παρατηρείται έγχυση ισχύος από το δίκτυο μεταφοράς.

Για το ADG2, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς όπως και στο βασικό σενάριο (αναφοράς) είναι πολύ μικρότερο από την αιχμή του φορτίου του δικτύου διανομής, γεγονός που υπαγορεύει πως το συγκεκριμένο δίκτυο θα πρέπει να λειτουργήσει μονάδες ΔΠ για την κάλυψη τουλάχιστον των ωρών για τις οποίες το φορτίο του υπερβαίνει το όριο διασύνδεσης, εφόσον σε αντίθετη περίπτωση θα προκληθεί συμφόρηση στη διασύνδεσή του με το δίκτυο μεταφοράς. (Η περίπτωση υπερφόρτισης της διασύνδεσης κατά 50% προκειμένου να καλυφθεί το φορτίο του ADG2 θα ήταν επικίνδυνη και ακατάλληλη για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος). Παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG2, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά απαραίτητη την πλήρη λειτουργία της μίας μονάδας ΔΠ (DG1:37,5MW) για όλη τη χρονική διάρκεια, ενώ η δεύτερη μονάδα ΔΠ (DG2:28,5MW) στο συγκεκριμένο σενάριο δεν θα καλύψει το φορτίο αιχμής του ADG2, όπως συνέβη στο βασικό σενάριο (αναφοράς), αλλά θα παραμείνει κλειστή καθ' όλη τη διάρκεια του προγραμματισμού. Ο λόγος είναι ότι η αυξημένη στο εξεταζόμενο σενάριο ισχύς της μονάδας DG1 σε συνδυασμό με την επάρκεια της διασύνδεσης να τροφοδοτήσει το υπολειπόμενο φορτίο χωρίς την ανάγκη λειτουργίας της δεύτερης και πιο ακριβής μονάδας ΔΠ (DG2), δύνανται να καλύψουν πιο οικονομικά το φορτίο του ADG2. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται σε αυτό το σενάριο η οικονομικότερη κατανομή των πόρων ολόκληρου του συστήματος βάση του αλγορίθμου βελτιστοποίησης των αποκεντρωμένων συστημάτων του προβλήματος.

Για το δίκτυο μεταφοράς (ISO) ηλεκτρικής ενέργειας, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (Unit1-Unit2-Unit3) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με τα ανεξάρτητα συστήματα διανομής (ADG1 & ADG2) με τα οποία συνδέεται, απεικονίζονται στην Εικόνα 32.



Εικόνα 32: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του συστήματος μεταφοράς (ISO).
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το πρώτο σύστημα διανομής (ADG1).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το δεύτερο σύστημα διανομής (ADG2).
- Η μωβ γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit1 (ISO).
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit2 (ISO).
- Η ροζ γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit3 (ISO).

Σε αυτό το σενάριο παρατηρείται πως για το δίκτυο μεταφοράς, το φορτίο του θα καλυφθεί εξ' ολοκλήρου από την παραγωγή των συμβατικών μονάδων του (Unit1-3). Επιπλέον κατά τις ώρες αιχμής, το δίκτυο ADG1 χρειάζεται οριακά την προσφορά ισχύος από το δίκτυο μεταφοράς λόγω εξάντλησης της δυναμικότητας των μονάδων του που είναι οικονομικότερες αυτών του υπόλοιπου συστήματος, ενώ τις υπόλοιπες ώρες της ημέρας είναι αυτό που τροφοδοτεί με οικονομικότερο τρόπο τις ανάγκες του υπόλοιπου συστήματος με ενέργεια. Το δίκτυο ADG2 έχει μία πιο ακριβή

(DG2) και μια πιο φθηνή (DG1) μονάδα σε σχέση με το δίκτυο μεταφοράς, οπότε κατά βάση είναι εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας διαμέσου της διασύνδεσης με το δίκτυο μεταφοράς, προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες ισχύος του.

Ο βέλτιστος προγραμματισμός παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων των δικτύων διανομής (ADG1 & ADG2) καθώς και αυτή των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (ISO) για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 10).

Πίνακας 10: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 2)

MW / Ώρα	1	2	3	4	5	6	7	8
Unit 1 (ISO)	88	82	78	68	68	78	86	87
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
DG1 (ADG1)	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
DG2 (ADG1)	27	27	27	27	27	27	27	27
DG1 (ADG2)	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ώρα	9	10	11	12	13	14	15	16
Unit 1 (ISO)	98	115	116	124	130	132	137	144
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	0	0	25	25	25	25	25	25
DG1 (ADG1)	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
DG2 (ADG1)	27	27	27	27	27	27	27	27
DG1 (ADG2)	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ώρα	17	18	19	20	21	22	23	24
Unit 1 (ISO)	144	135	134	125	125	121	123	123
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	25	25	25	25	25	25	0	0
DG1 (ADG1)	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
DG2 (ADG1)	27	27	27	27	27	27	27	27
DG1 (ADG2)	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0

Τέλος, τα οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα του συγκεκριμένου σεναρίου παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 11).

Πίνακας 11: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 2)

Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1:	6,71·10 ⁴ €
Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG2:	5,53·10 ⁴ €
Κόστος για το σύστημα μεταφοράς (ISO):	2,07·10 ⁵ €
Συνολικό κόστος συστήματος:	3,29·10⁵ €
Χρόνος επίλυσης (αποκεντρωμένο/κεντρικό):	2,5s / 1,3s
Σφάλμα:	0,27%

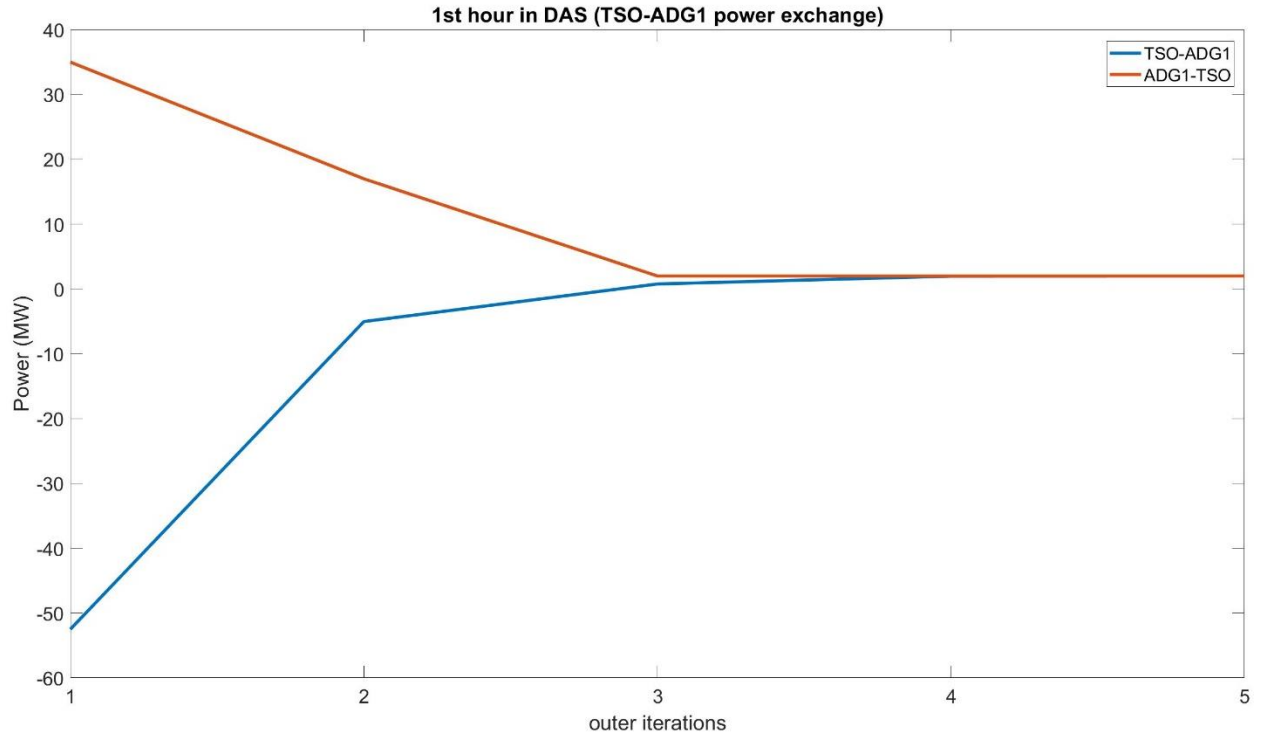
Παρατηρείται πως το κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1 (6,71·10⁴€) είναι μεγαλύτερο από αυτό του ADG2 (5,53·10⁴€) που είναι αναμενόμενο επειδή οι μονάδες του ADG1 παρότι πιο οικονομικές, παράγουν στο μέγιστο καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου προγραμματισμού, ενώ για το ADG2 μόνο η μία μονάδα παράγει συνεχώς για να καλύψει οικονομικά τις ανάγκες του συστήματος, ενώ η άλλη παραμένει κλειστή. Το κόστος για το σύστημα μεταφοράς είναι 2,06·10⁵€ το οποίο δικαιολογείται από τη μεγαλύτερη παραγωγή των μονάδων του προκειμένου να καλύψει τα φορτία του δικού του δικτύου αλλά και τα φορτία που δεν μπορούν να καλυφθούν στα δίκτυα διανομής ADG1 και ADG2 από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι το συνολικό κόστος του σεναρίου για ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται στα 3,29·10⁵ € ενώ ο συνολικός χρόνος επίλυσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου στα 2,5 sec.

Τέλος, παρατηρείται πως σε σχέση με το βασικό σενάριο (αναφοράς), ο χρόνος επίλυσης έχει μειωθεί σημαντικά εξαιτίας της χαλάρωσης των περιορισμών, ενώ παράλληλα έχει μειωθεί το συνολικό κόστος του συστήματος. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι έχει αυξηθεί η ικανότητα παραγωγής των δικτύων διανομής εξαιτίας της αυξημένης διεύθυνσης (+50%) σε αυτά της ΔΠ, γεγονός που επιτρέπει την οικονομικότερη παραγωγή ενέργειας συνολικά για το σύστημα, αφού κάποιες από τις μονάδες ΔΠ που έχουν επιλεγεί στο βασικό σενάριο είναι οικονομικότερες αυτών του δικτύου μεταφοράς.

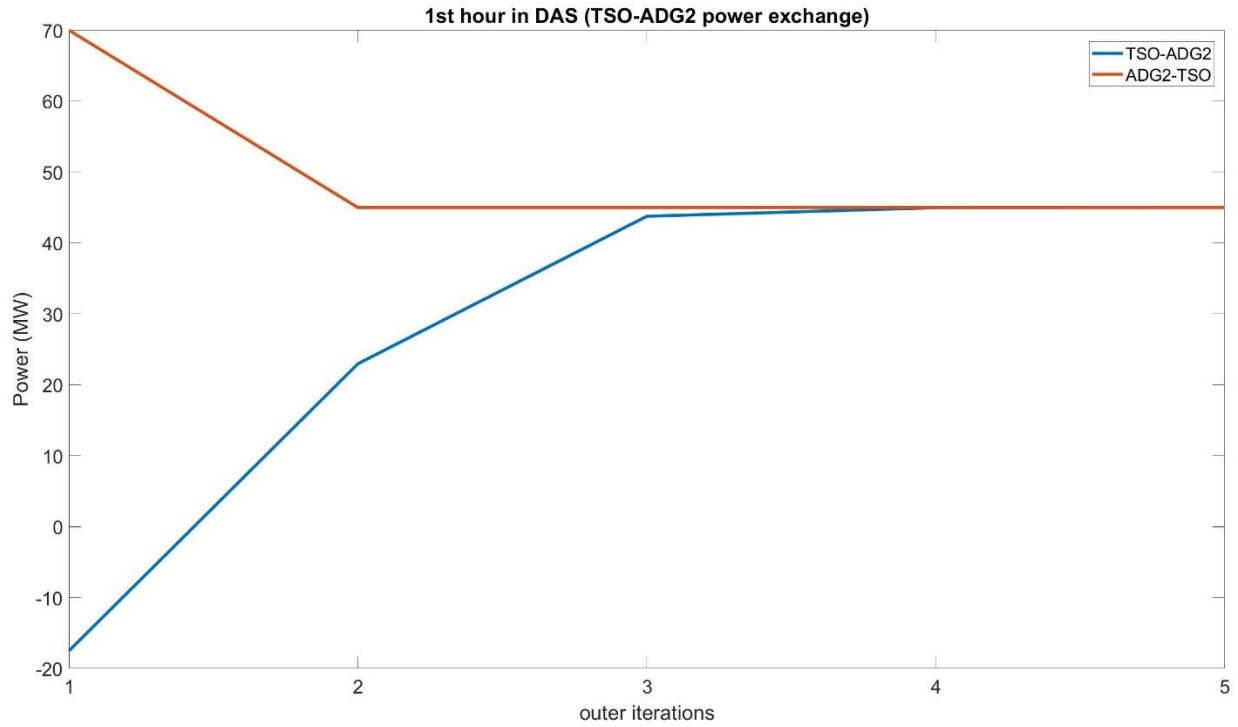
6.3.3 Αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης κατά 50% του δικτύου μεταφοράς με τα ADGs

Στο δεύτερο σενάριο λειτουργίας οι εισοδοί του προβλήματος βασίζονται στα στοιχεία των Πινάκων 3-7, αλλά θεωρώντας αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του Δικτύου Μεταφοράς με τα Δίκτυα Διανομής κατά 50% σε σχέση με το βασικό σενάριο (αναφοράς). Τα αποτελέσματα του αλγορίθμου φαίνονται στις γραφικές παραστάσεις και τους πίνακες που ακολουθούν.

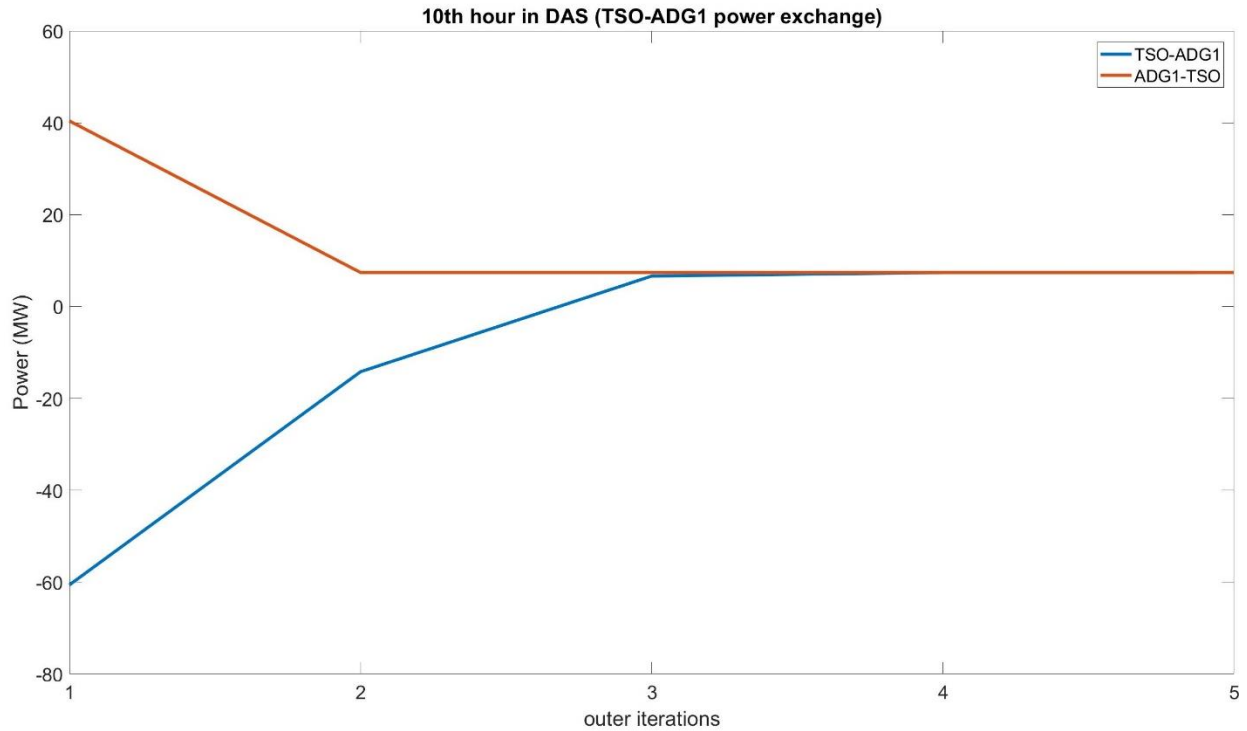
Στην Εικόνα 33 και Εικόνα 34 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 1^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος, όπως προέκυψε από τη λύση του προγράμματος βελτιστοποίησης του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής. Αντίστοιχα στην Εικόνα 35 και Εικόνα 36 παρουσιάζεται η διαδικασία σύγκλισης της κοινής μεταβλητής μεταξύ των δικτύων διανομής ADG1 και ADG2 αντίστοιχα, με το δίκτυο μεταφοράς για την 10^η ώρα λειτουργίας του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού του συστήματος. Στον οριζόντιο άξονα φαίνεται ο αριθμός των επαναλήψεων μέχρι τη σύγκλιση, ενώ στον κάθετο η ισχύς διασύνδεσης όπως δηλώνεται από κάθε διαχειριστή, μέχρι να φτάσουν στο σημείο σύγκλισης (συμφωνίας περί της κοινής μεταβλητής) ως αποτέλεσμα της διαδικασίας που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 5.



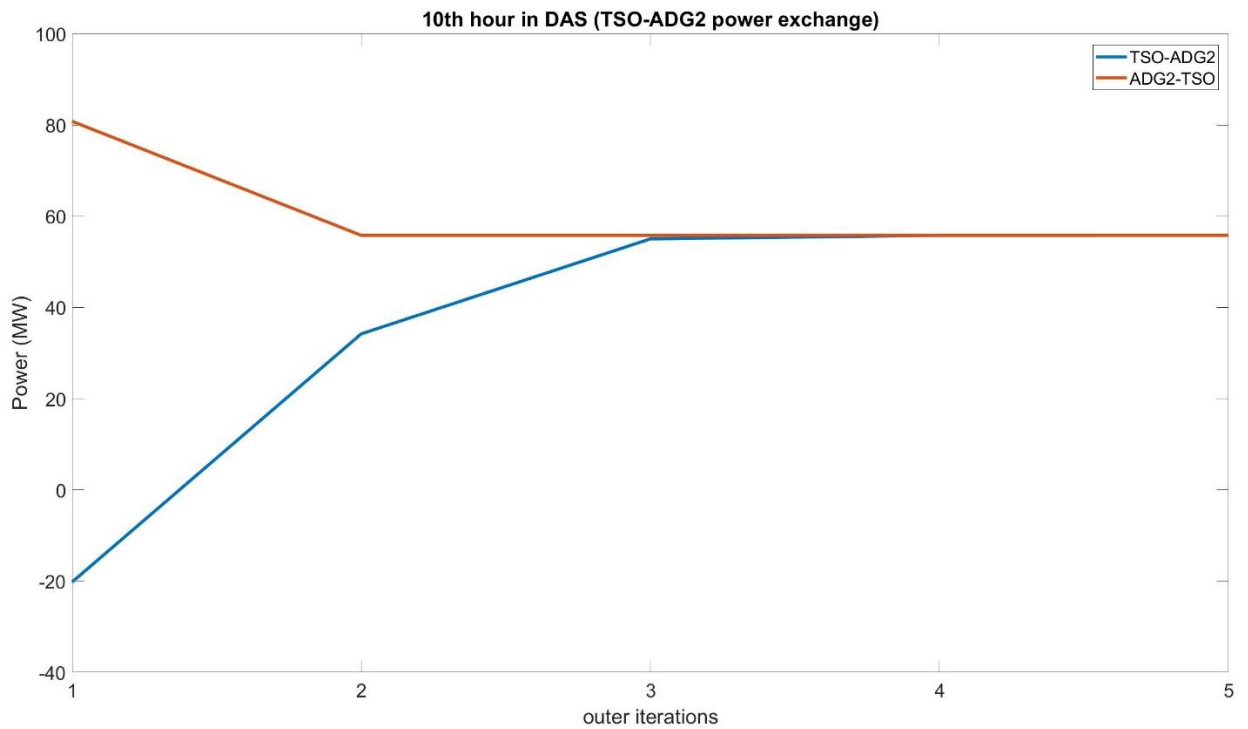
Εικόνα 33: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 1η ώρα λειτουργίας



Εικόνα 34: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 1η ώρα λειτουργίας



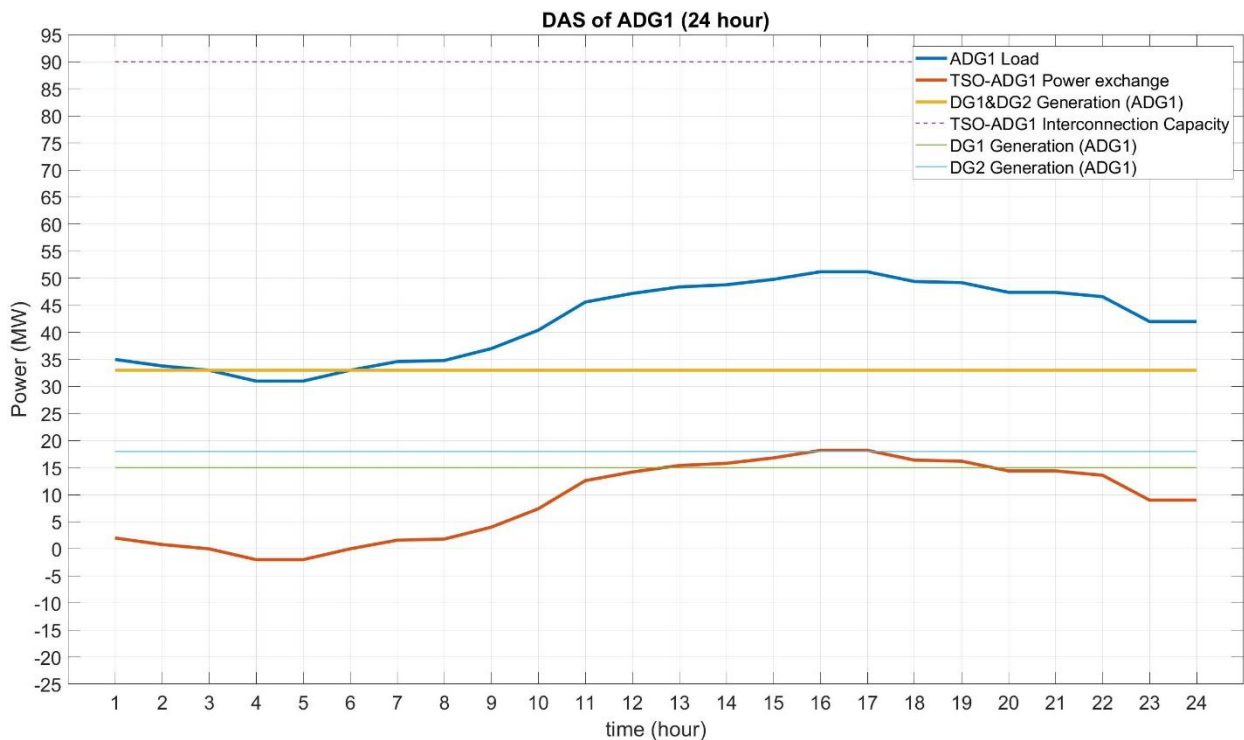
Εικόνα 35: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG1 για την 10η ώρα λειτουργίας



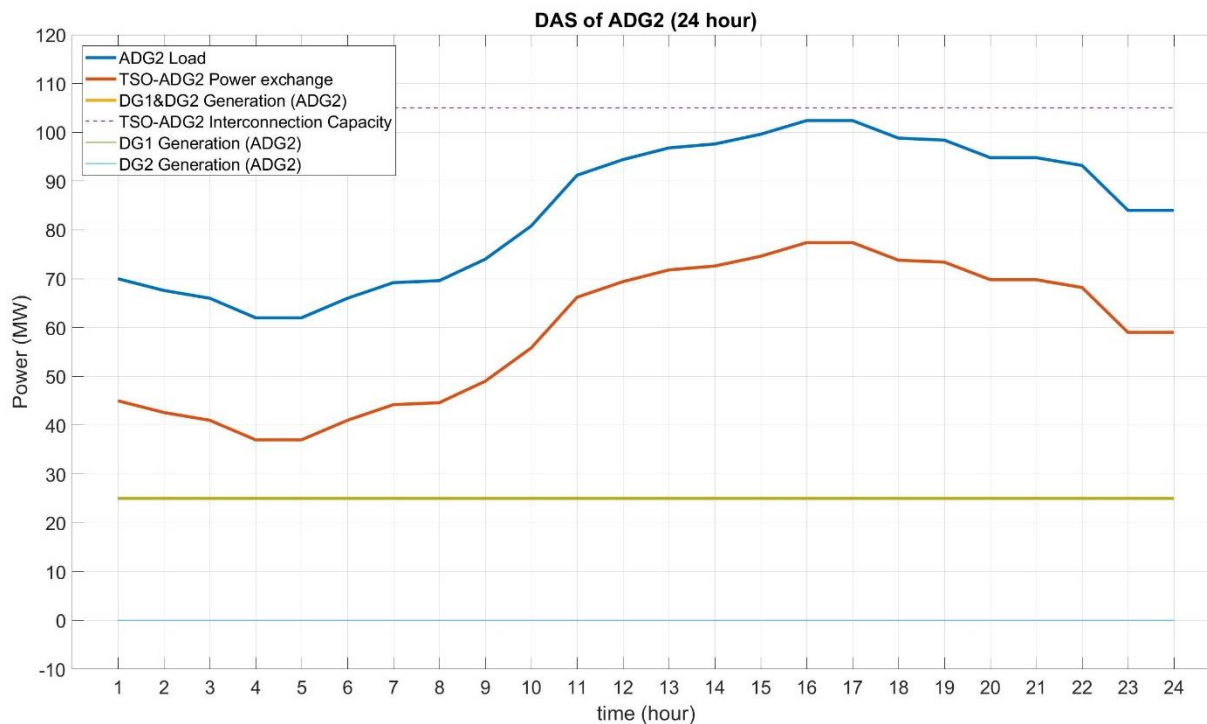
Εικόνα 36: Σύγκλιση κοινής μεταβλητής (ισχύς διασύνδεσης) σε κάθε βήμα (εξωτερική επανάληψη) του αλγορίθμου μεταξύ TSO-ADG2 για την 10η ώρα λειτουργίας

Σε όλα τα διαγράμματα παρατηρείται πως μετά από τέσσερις επαναλήψεις του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου υπάρχει σύγκλιση στην τιμή της κοινής μεταβλητής που είναι η ενεργός ισχύς διασύνδεσης μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής, εξασφαλίζοντας με τον τρόπο αυτό την απαραίτητη συνθήκη συνέχειας στο σημείο διασύνδεσης των δικτύων μεταφοράς-διανομής. Η τιμή της κοινής μεταβλητής από την πλευρά του διαχειριστή μεταφοράς παίρνει αρχικά αρνητικές τιμές επειδή το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης καταδεικνύει πως είναι πιο συμφέρον γι' αυτόν να προμηθευτεί όση περισσότερη ισχύ μπορεί αρχικά από το δίκτυο διανομής. Με τον ίδιο τρόπο λειτουργεί αρχικά και ο DSO, όπου βέβαια η τιμή της κοινής μεταβλητής τώρα έχει θετική τιμή εξαιτίας του ορισμού της θετικής φοράς ισχύος που αναλύθηκε παραπάνω. Λόγω της συνθήκης ελέγχου της απόκλισης των κοινών μεταβλητών PD_S και PG_D που επηρεάζει αναλογικά της διαφοράς τους την αλλαγή των παραμέτρων α και β μετά από κάθε επανάληψη του εξωτερικού βρόχου του αλγορίθμου, παρατηρείται η σταδιακή σύγκλιση της κοινής μεταβλητής που εκφράζει την τιμή της ενεργού ισχύος στο σημείο διασύνδεσης των συστημάτων.

Για τα ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2), το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (DG1 & DG2) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO) με το οποίο συνδέονται, απεικονίζονται στην Εικόνα 37 και Εικόνα 38.



Εικόνα 37: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1



Εικόνα 38: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

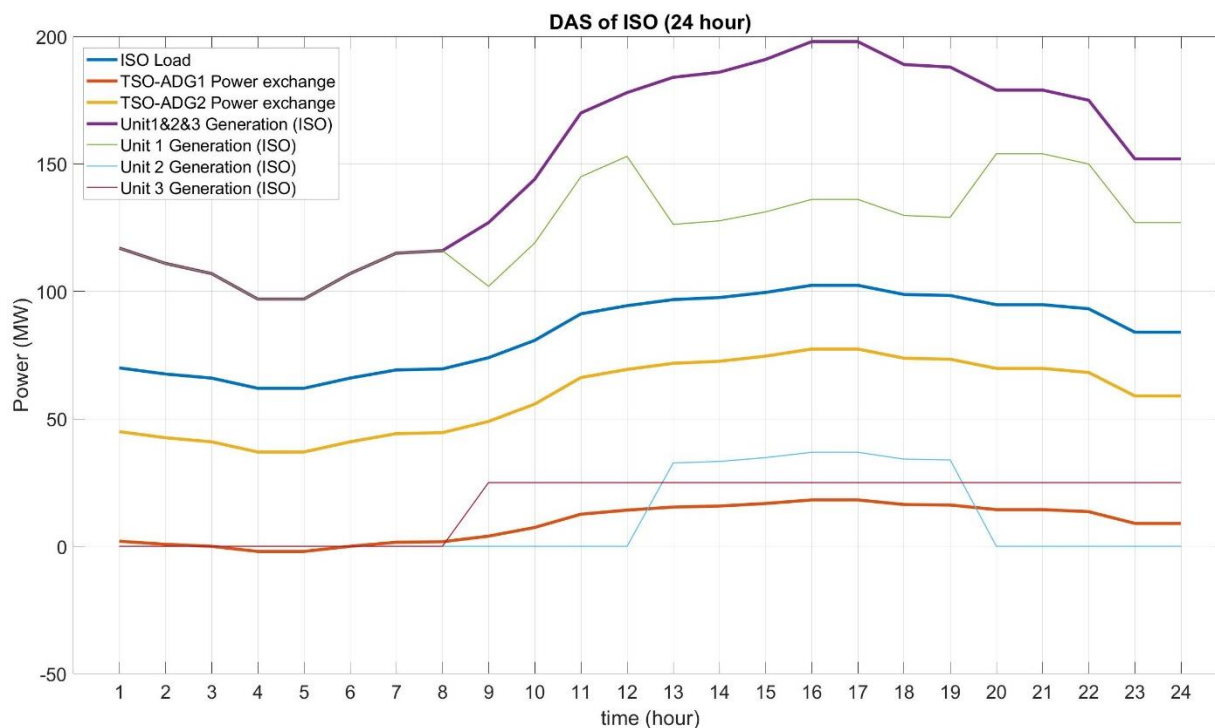
- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του εκάστοτε συστήματος διανομής.
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στο εκάστοτε δίκτυο διανομής.
- Η διακεκομμένη μωβ γραμμή απεικονίζει τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης του εκάστοτε δικτύου διανομής με το δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG1.
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG2.

Για το ADG1, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς (ISO) είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από το φορτίο του δικτύου διανομής, γεγονός που επιτρέπει στο συγκεκριμένο δίκτυο να λειτουργήσει και χωρίς τη χρήση ΔΠ για την κάλυψη του φορτίου του. Ωστόσο παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως παρά την αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης με το δίκτυο μεταφοράς, δεν παρουσιάζεται αλλαγή σε σχέση με το βασικό σενάριο (αναφοράς). Αυτό είναι κάτι που περιμέναμε, επειδή το ADG1 λειτουργούσε ήδη χρησιμοποιώντας και τις δύο μονάδες ΔΠ στο μέγιστο της ικανότητας παραγωγής τους, οπότε μία αύξηση και μόνο στην ικανότητα διασύνδεσης του ADG1 με το δίκτυο μεταφοράς, δεν θα άλλαζε την κατανομή των πόρων μεταξύ των συστημάτων. Συνεπώς αυτό το σενάριο δεν παρουσιάζει καμία μεταβολή ως προς την παραγόμενη ποσότητα ενέργειας στο ADG1, ούτε βέβαια στη ροή ισχύος ή το κόστος

παραγωγής του ADG1, σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας. Παρατηρούμε και εδώ ότι τις περισσότερες ώρες της ημέρας το ADG1 είναι υποχρεωμένο να εισάγει την ισχύ εξισορρόπησης του δικτύου του από το δίκτυο μεταφοράς.

Για το ADG2, παρατηρούμε πως στο σενάριο που εξετάζεται, το όριο ανταλλαγής ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς (ISO) είναι πλέον μεγαλύτερο από την αιχμή του φορτίου του δικτύου διανομής ADG1 σε σχέση με το βασικό σενάριο (αναφοράς), γεγονός που καταδεικνύει πως το συγκεκριμένο δίκτυο μπορεί να λειτουργήσει πλέον και χωρίς μονάδες ΔΠ για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών. Παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG2, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά πλέον απαραίτητη την πλήρη λειτουργία μόνο της μίας μονάδας ΔΠ (DG1:25MW) που είναι πιο οικονομική. Η δεύτερη μονάδα ΔΠ (DG2) δεν απαιτείται για να καλύψει το φορτίο αιχμής του ADG2, όπως συνέβη στο βασικό σενάριο (αναφοράς), αλλά θα παραμείνει κλειστή καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, αφού αποτελεί πιο ακριβή μονάδα σε σχέση με τις υπόλοιπες μονάδες το συστήματος και η αντίστοιχη ισχύς μπορεί πλέον να διατεθεί στο ADG2 μέσω της μεγαλύτερης ικανότητας διασύνδεσης του δικτύου ADG2 με το δίκτυο μεταφοράς. Το κοινό που έχει αυτό το σενάριο με το προηγούμενο είναι ότι και στα δύο η μονάδα DG2 δεν παράγει καθόλου αλλά για διαφορετικούς λόγους: Σε αυτό το σενάριο η επιπλέον ισχύς δίνεται από τη (μεγαλύτερης ικανότητας) διασύνδεση ενώ στο προηγούμενο σενάριο η επιπλέον ισχύς μπορούσε να παραχθεί από το αποτέλεσμα της αυξημένης διείσδυσης της ΔΠ στα δίκτυα διανομής, που είχε ως αποτέλεσμα το έλλειμα ισχύος που παρατηρήθηκε στο σενάριο αναφοράς να μπορούσε να καλυφθεί από την DG1.

Για το δίκτυο μεταφοράς (ISO) ηλεκτρικής ενέργειας, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (Unit1-Unit2-Unit3) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με τα ανεξάρτητα συστήματα διανομής (ADG1 & ADG2) με τα οποία συνδέεται, απεικονίζονται στην Εικόνα 39.



Εικόνα 39: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του συστήματος μεταφοράς (ISO).
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το πρώτο σύστημα διανομής (ADG1).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το δεύτερο σύστημα διανομής (ADG2).
- Η μωβ γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit1 (ISO).
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit2 (ISO).
- Η ροζ γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit3 (ISO).

Σε αυτό το σενάριο παρατηρείται πως για το δίκτυο μεταφοράς (ISO), το φορτίο του θα καλυφθεί εξολοκλήρου από την παραγωγή των συμβατικών μονάδων του (Unit1-3). Επιπλέον κατά τις ώρες αιχμής των ανεξάρτητων δικτύων διανομής, η λειτουργία του δικτύου ADG1 δεν μεταβάλλεται σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας (αναφοράς), αφού η αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης δεν μπορεί να αξιοποιηθεί λόγω της ήδη εξαντλημένης δυναμικότητας των μονάδων ΔΠ που βρίσκονται στο ADG1 και οι οποίες αποτελούν πιο οικονομική επιλογή παραγωγής

ενέργειας σε σχέση με αυτές του δικτύου μεταφοράς. Το δίκτυο ADG2 θα εισάγει πλέον περισσότερη ενέργεια σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας, αφού αυτό εξασφαλίζει πιο οικονομική λειτουργία για ολόκληρο το σύστημα, γεγονός που στο βασικό σενάριο δεν μπορούσε να πραγματοποιηθεί λόγω της συμφόρησης που υπήρχε στη διασύνδεση μεταξύ των δικτύων μεταφοράς-διανομής (ADG2).

Ο βέλτιστος προγραμματισμός παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων των δικτύων διανομής (ADG1 & ADG2) καθώς και αυτή των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (ISO) για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 12).

Πίνακας 12: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 3)

MW / Ώρα	1	2	3	4	5	6	7	8
Unit 1 (ISO)	117	111	107	97	97	107	115	116
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ώρα	9	10	11	12	13	14	15	16
Unit 1 (ISO)	102	119	145	153	126	128	131	136
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	32.7	33.3	34.8	36.9
Unit 3 (ISO)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ώρα	17	18	19	20	21	22	23	24
Unit 1 (ISO)	136	130	129	154	154	150	127	127
Unit 2 (ISO)	36.9	34.2	33.9	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG1 (ADG1)	15	15	15	15	15	15	15	15
DG2 (ADG1)	18	18	18	18	18	18	18	18
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0

Τέλος, τα οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα του συγκεκριμένου σεναρίου παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 13).

Πίνακας 13: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 3)

Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1:	5,07·10 ⁴ €
Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG2:	4,18·10 ⁴ €
Κόστος για το σύστημα μεταφοράς (ISO):	2,67·10 ⁵ €
Συνολικό κόστος συστήματος:	3,58·10⁵ €
Χρόνος επίλυσης (αποκεντρωμένο/κεντρικό):	5,6s / 12,8s
Σφάλμα:	0,28%

Παρατηρείται πως το κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1 (5,07·10⁴€) είναι μεγαλύτερο από αυτό του ADG2 (4,18·10⁴€) που είναι αναμενόμενο επειδή οι μονάδες του ADG1 παρότι πιο οικονομικές, παράγουν στο μέγιστο καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου προγραμματισμού, ενώ για το ADG2 μόνο η μία μονάδα παράγει συνεχώς για να καλύψει οικονομικά τις ανάγκες του συστήματος, ενώ η άλλη παραμένει κλειστή. Το κόστος για το σύστημα μεταφοράς είναι 2,67·10⁵€ το οποίο δικαιολογείται από τη μεγαλύτερη παραγωγή των μονάδων του προκειμένου να καλύψει τα φορτία του δικού του δικτύου αλλά και τα φορτία που δεν μπορούν να καλυφθούν στα δίκτυα διανομής ADG1 και ADG2 από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι το συνολικό κόστος του σεναρίου για ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται στα 3,58·10⁵ € ενώ ο συνολικός χρόνος επίλυσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου στα 5,6 sec.

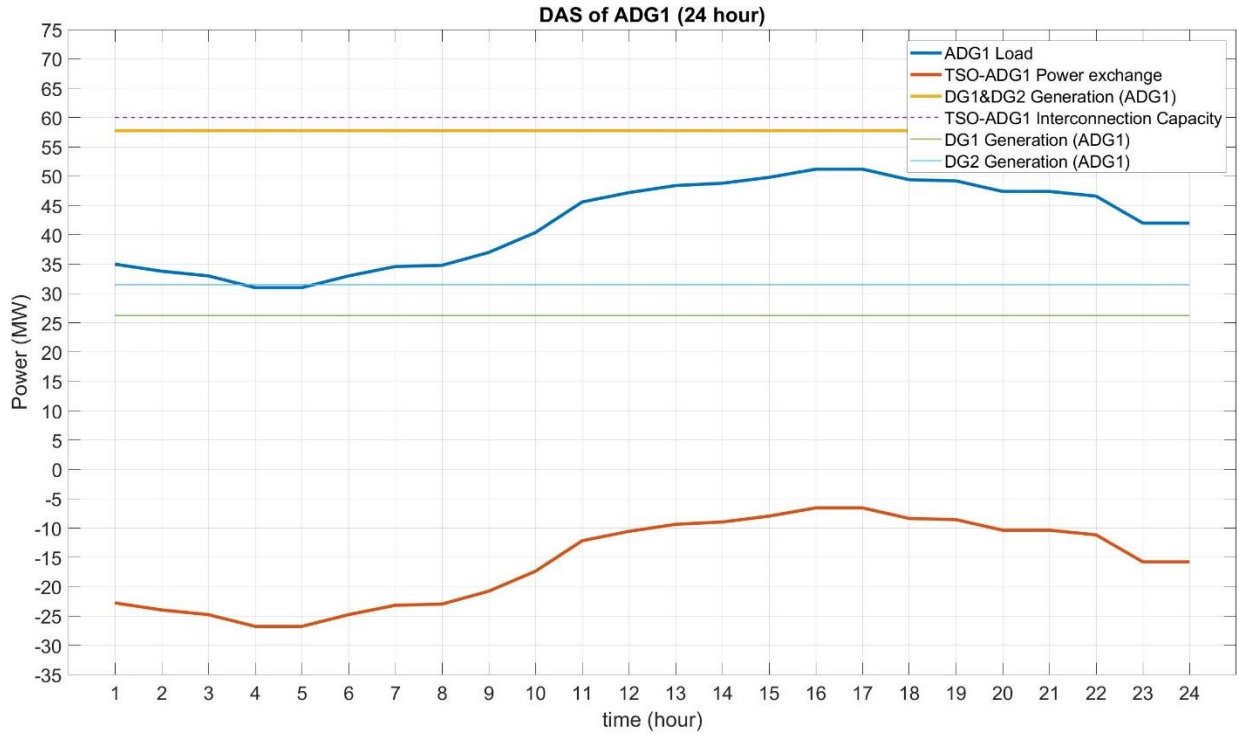
Παρατηρείται ότι σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, ο χρόνος επίλυσης έχει μειωθεί κατά 42% (+124% σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο), αλλά έχει μειωθεί ελάχιστα (0,4·10⁴€ ~1%) το συνολικό κόστος του συστήματος (έχει αυξηθεί κατά 2,9·10⁴€ σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο). Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι έχει αυξηθεί η ικανότητα διασύνδεσης των δικτύων διανομής (+50%), γεγονός που επιτρέπει την οικονομικότερη παραγωγή ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του δικτύου διανομής ADG1 σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας, γεγονός ωστόσο που απαιτεί πολύ περισσότερο υπολογιστικό χρόνο, αφού έχει διευρυνθεί αρκετά ο γεωμετρικός χώρος των πιθανών λύσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης.

6.3.4 Αύξηση της διείσδυσης ΔΠ στο ADG1 και αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του δικτύου μεταφοράς με το ADG2

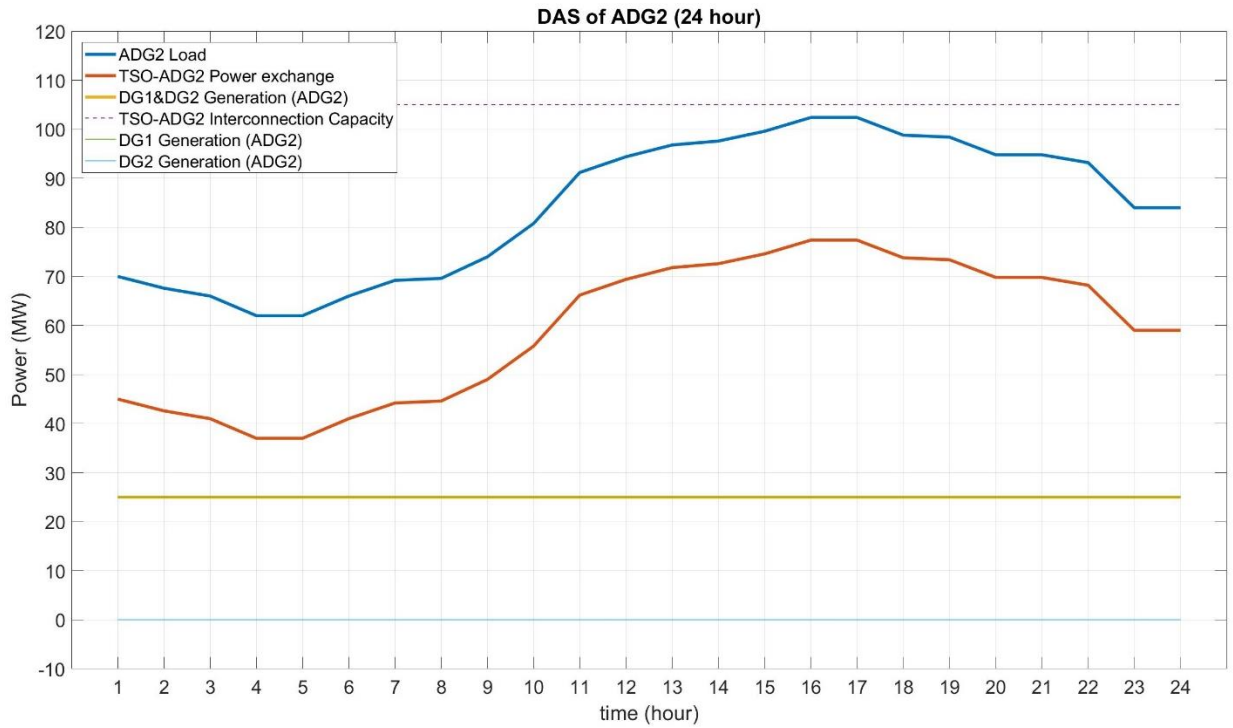
Σε αυτό το σενάριο δεν παρουσιάζεται η λειτουργία σύγκλισης των κοινών μεταβλητών ισχύος μεταξύ του δικτύου μεταφοράς και των δικτύων διανομής, θεωρώντας ότι έχει γίνει εκτενής αναφορά μέσω των παραδειγμάτων στα προηγούμενα σενάρια (6.3.1-6.3.3).

Οι αλλαγές που γίνονται σε αυτό το σενάριο σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας είναι ότι υπάρχει αύξηση στη διείσδυση ΔΠ στο ADG1 κατά 75% (+25% αύξηση σε σχέση με το σενάριο 6.3.2) και αύξηση της ικανότητας διασύνδεσης του ADG2 κατά 50% στο δίκτυο μεταφοράς, σε σχέση πάντα με το βασικό σενάριο λειτουργίας (αναφοράς). Συνδυάζονται δηλαδή οι παράγοντες από τα δύο προηγούμενα σενάρια που οδήγησαν σε μεγαλύτερη μείωση του κόστους παραγωγής ολόκληρου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Για τα ενεργητικά δίκτυα διανομής (ADG1 & ADG2), το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί ο βέλτιστος προγραμματισμός των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (DG1 & DG2) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO) με το οποίο συνδέονται, απεικονίζονται στην Εικόνα 40 και Εικόνα 41.



Εικόνα 40: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1



Εικόνα 41: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG2

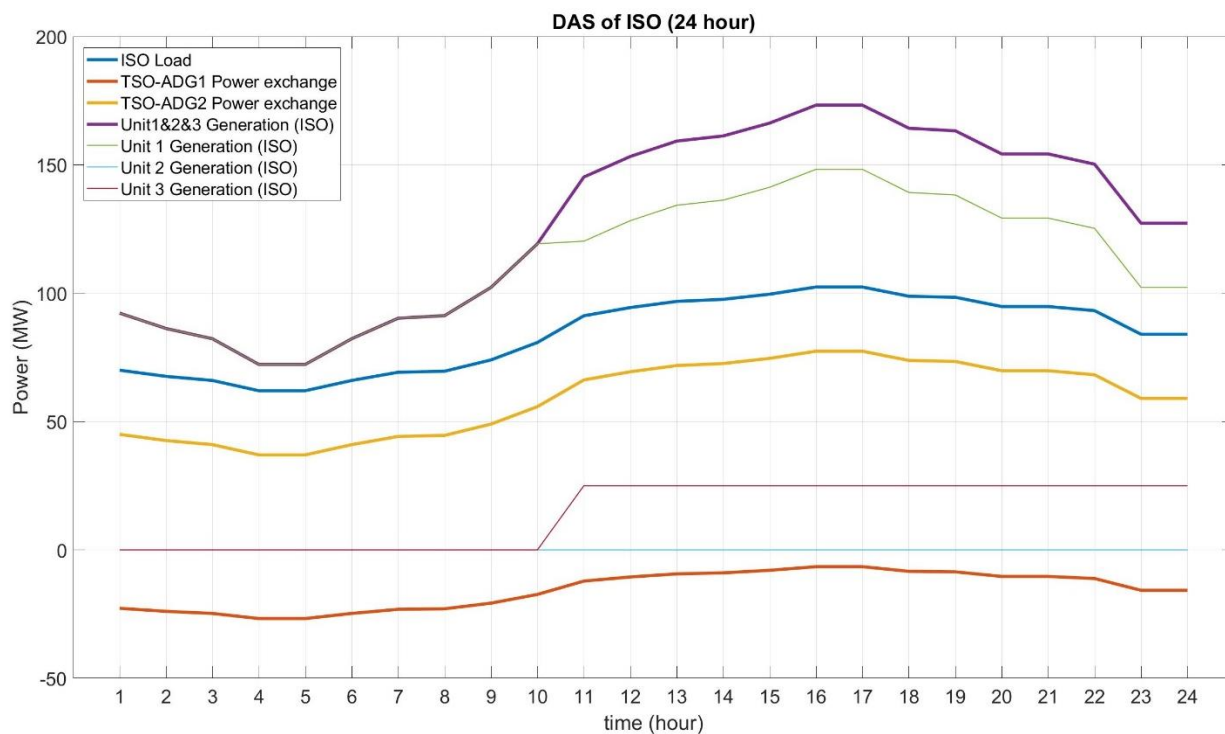
Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του εκάστοτε συστήματος διανομής.
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα μεταφοράς (ISO).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που βρίσκονται στο εκάστοτε δίκτυο διανομής.
- Η διακεκομμένη μωβ γραμμή απεικονίζει τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης του εκάστοτε δικτύου διανομής με το δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG1.
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας DG2.

Για το ADG1, παρατηρούμε πως το όριο ανταλλαγής ισχύος σε αυτό το σενάριο με το δίκτυο μεταφοράς (ISO) παραμένει αμετάβλητο και μεγαλύτερο από το φορτίο του δικτύου διανομής. Η αύξηση ωστόσο της διείσδυσης της διεσπαρμένης παραγωγής στο ADG1 έχει ως αποτέλεσμα ο βέλτιστος προγραμματισμός ολόκληρου του συστήματος να καθιστά απαραίτητη την πλήρη λειτουργία και των δύο μονάδων ΔΠ του ADG1 (DG1: 26,25MW & DG2: 31,5MW), των οποίων η ικανότητα μέγιστης ισχύος έχει αυξηθεί κατά 75% σε σχέση με το βασικό σενάριο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την πλήρη κάλυψη του φορτίου του ADG1 καθώς και την προσφορά ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς (ISO) όλες τις ώρες, αφού οι μονάδες του ADG1 είναι πιο οικονομικές από τις υπόλοιπες μονάδες του δικτύου μεταφοράς και του ADG2.

Για το ADG2, παρατηρούμε πως στο σενάριο που εξετάζεται, το όριο ανταλλαγής ισχύος με το δίκτυο μεταφοράς (ISO) είναι πλέον μεγαλύτερο από την αιχμή του φορτίου του δικτύου διανομής ADG2 (σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας), γεγονός που καταδεικνύει πως το συγκεκριμένο δίκτυο μπορεί να λειτουργήσει πλέον και χωρίς μονάδες ΔΠ για την κάλυψη των ενεργειακών του αναγκών. Παρατηρούμε σε αυτό το σενάριο πως για την κάλυψη του φορτίου του ADG2, το αποτέλεσμα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος καθιστά πλέον απαραίτητη την πλήρη λειτουργία μόνο της μίας μονάδας ΔΠ (DG1:25MW). Η δεύτερη μονάδα ΔΠ (DG2) δεν απαιτείται για να καλύψει το φορτίο αιχμής του ADG2, όπως συνέβη στο βασικό σενάριο λειτουργίας, αλλά θα παραμείνει κλειστή καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, αφού αποτελεί πιο ακριβή μονάδα σε σχέση με τις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος και η αντίστοιχη ισχύς μπορεί πλέον να διατεθεί στο ADG2 μέσω της μεγαλύτερης ικανότητας διασύνδεσης του δικτύου ADG2 με το δίκτυο μεταφοράς.

Για το δίκτυο μεταφοράς (ISO) ηλεκτρικής ενέργειας, το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί, ο βέλτιστος προγραμματισμός των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (Unit1-Unit2-Unit3) καθώς και η ανταλλαγή ισχύος με τα ανεξάρτητα συστήματα διανομής (ADG1 & ADG2) με τα οποία συνδέεται, απεικονίζονται στην Εικόνα 42.



Εικόνα 42: Προγραμματισμός μονάδων παραγωγής TSO (DAS), φορτίο και ισχύς διασύνδεσης μεταξύ TSO-ADG1-ADG2

Οι γραμμές είναι συνεχείς για καλύτερη εποπτεία, ενώ τα χαρακτηριστικά τους εξηγούνται παρακάτω:

- Η μπλέ γραμμή απεικονίζει το φορτίο του συστήματος μεταφοράς (ISO).
- Η κόκκινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το πρώτο σύστημα διανομής (ADG1).
- Η κίτρινη γραμμή απεικονίζει την ανταλλαγή ισχύος με το δεύτερο σύστημα διανομής (ADG2).
- Η μωβ γραμμή απεικονίζει το σύνολο της παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες συμβατικής παραγωγής που βρίσκονται στο δίκτυο μεταφοράς (ISO).
- Η πράσινη γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit1 (ISO).
- Η γαλάζια γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit2 (ISO).
- Η ροζ γραμμή απεικονίζει την παραγωγή της μονάδας Unit3 (ISO).

Σε αυτό το σενάριο παρατηρείται πως για το δίκτυο μεταφοράς (ISO), το φορτίο του θα καλυφθεί εξ' ολοκλήρου από την παραγωγή των συμβατικών μονάδων του (Unit1-3). Επιπλέον η λειτουργία του δικτύου ADG1 μεταβάλλεται σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας (αναφοράς), αφού η αύξηση της διείσδυσης ΔΠ μπορεί να αξιοποιηθεί μέχρι εξαντλήσεως της δυναμικότητας των μονάδων ΔΠ που βρίσκονται στο ADG1 (αφού αποτελούν πιο οικονομική επιλογή παραγωγής ενέργειας) δημιουργώντας αντίστροφες ροές ισχύος προς το δίκτυο μεταφοράς και

τροφοδοτώντας το υπόλοιπο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα του βέλτιστου προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής που εξετάζεται. Απόρροια αυτού είναι και το γεγονός ότι η μονάδα Unit2 του συστήματος μεταφοράς θα παραμείνει κλειστή καθ' όλη τη διάρκεια, ενώ στα προηγούμενα σενάρια έμπαινε στον προγραμματισμό παραγωγής για να καλύψει το φορτίο αιχμής του συστήματος μεταφοράς. Το δίκτυο ADG2 θα εισάγει πλέον περισσότερη ενέργεια σε σχέση με το βασικό σενάριο λειτουργίας, αφού αυτό εξασφαλίζει πιο οικονομική λειτουργία για ολόκληρο το σύστημα, πράγμα που στο βασικό σενάριο δεν μπορούσε να πραγματοποιηθεί λόγω της συμφόρησης που υπήρχε στη διασύνδεσή του με το δίκτυο μεταφοράς.

Ο βέλτιστος προγραμματισμός παραγωγής των διεσπαρμένων μονάδων των δικτύων διανομής (ADG1 & ADG2) καθώς και αυτή των θερμικών μονάδων συμβατικής παραγωγής (ISO) για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 14).

Πίνακας 14: Βέλτιστος προγραμματισμός όλων των μονάδων του συστήματος (Σενάριο 4)

MW / Ωρα	1	2	3	4	5	6	7	8
Unit 1 (ISO)	92.25	86.25	82.25	72.25	72.25	82.25	90.25	91.25
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
DG1 (ADG1)	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25
DG2 (ADG1)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ωρα	9	10	11	12	13	14	15	16
Unit 1 (ISO)	102.25	119.25	120.25	128.25	134.25	136.25	141.25	148.25
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	0	0	25	25	25	25	25	25
DG1 (ADG1)	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25
DG2 (ADG1)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0
MW / Ωρα	17	18	19	20	21	22	23	24
Unit 1 (ISO)	148.25	139.25	138.25	129.25	129.25	125.25	102.25	102.25
Unit 2 (ISO)	0	0	0	0	0	0	0	0
Unit 3 (ISO)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG1 (ADG1)	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25	26.25
DG2 (ADG1)	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
DG1 (ADG2)	25	25	25	25	25	25	25	25
DG2 (ADG2)	0	0	0	0	0	0	0	0

Τέλος, τα οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα του συγκεκριμένου σεναρίου παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 15).

Πίνακας 15: Οικονομικά και τεχνικά αποτελέσματα (Σενάριο 4)

Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1:	7,61·10 ⁴ €
Κόστος για το δίκτυο διανομής ADG2:	4,18·10 ⁴ €
Κόστος για το σύστημα μεταφοράς (ISO):	2,15·10 ⁵ €
Συνολικό κόστος συστήματος:	3,32·10⁵ €
Χρόνος επίλυσης (αποκεντρωμένο/κεντρικό):	5,1s / 4,2s
Σφάλμα:	0,09%

Παρατηρείται πως το κόστος για το δίκτυο διανομής ADG1 (7,61·10⁴€) είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από αυτό του ADG2 (4,18·10⁴€) που είναι αναμενόμενο επειδή οι μονάδες του ADG1 παρότι πιο οικονομικές, έχουν πλέον μεγαλύτερη κατά 75% δυναμικότητα παραγωγής και παράγουν στο μέγιστο καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου προγραμματισμού, όντας οι πιο οικονομικές μονάδες του συστήματος, ενώ για το ADG2 μόνο η μία μονάδα παράγει συνεχώς για να καλύψει οικονομικά τις ανάγκες του συστήματος, ενώ η άλλη παραμένει κλειστή. Το κόστος για το σύστημα μεταφοράς είναι 2,15·10⁵€ το οποίο δικαιολογείται από τη μεγαλύτερη παραγωγή των μονάδων του προκειμένου να καλύψει τα φορτία του δικού του δικτύου αλλά και τα φορτία που δεν μπορούν να καλυφθούν στα δίκτυα διανομής ADG1 και ADG2 από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι το συνολικό κόστος του σεναρίου για ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνεται στα 3,32·10⁵ € (3,62·10⁵ € για το σενάριο αναφοράς) ενώ ο συνολικός χρόνος επίλυσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου είναι 5,1sec.

Τέλος, παρατηρείται ότι σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, ο χρόνος επίλυσης είναι μειωμένος κατά - 45%, άμεση συνέπεια της χαλάρωσης των περιορισμών του προβλήματος, ενώ επίσης έχει μειωθεί σημαντικά το συνολικό κόστος του συστήματος, χωρίς ωστόσο να έχει μειωθεί περισσότερο από το δεύτερο σενάριο (3,29·10⁵ €). Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι παρότι έχει αυξηθεί η διεϊσδυση διεσπαρμένης παραγωγής του ADG1 κατά 75% που είναι οικονομικότερη των υπολοίπων μονάδων του συστήματος, καθώς και η ικανότητα διασύνδεσης του δικτύου διανομής ADG2 με το δίκτυο μεταφοράς (+50%), εντούτοις οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής του ADG1 δεν μπορούν να παράγουν πιο οικονομικά το απαιτούμενο φορτίο χωρίς την προσθήκη της οικονομικής μονάδας του ADG2 της οποίας η δυναμικότητα παραγωγής στο συγκεκριμένο σενάριο δεν έχει μεταβληθεί σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.

Και οι δύο αυτές αλλαγές μπορούν να αξιοποιηθούν αποτελεσματικά για την οικονομικότερη κατανομή της παραγωγής, όπως μεμονωμένα καταδείχθηκε και στα σενάρια 6.3.2 και 6.3.3, καθιστώντας συνδυαστικά πιο οικονομική την παραγωγή ενέργειας ολόκληρου του συστήματος σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, αλλά όχι σε σχέση με το δεύτερο σενάριο. Η διαφορά με το δεύτερο σενάριο ωστόσο είναι μικρή οπότε πρέπει να διερευνηθεί περισσότερο η οικονομία που μπορεί να επιτευχθεί σε βάθος χρόνου, ειδικά αν συνεκτιμηθεί το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού και ο χρόνος απόσβεσης των αντίστοιχων επενδύσεων.

7. Συμπεράσματα και προοπτικές

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται ένας αποκεντρωμένος τρόπος επίλυσης του προβλήματος προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ενός ΣΗΕ που διαθέτει ενεργητικά δίκτυα διανομής, με βάση τη δομή του συστήματος συστημάτων. Ως «σύστημα» θεωρείται ολόκληρο το ΣΗΕ, ενώ ως «συστήματα», τα επιμέρους συστήματα των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής που απαρτίζουν ένα ΣΗΕ. Θεωρείται ότι ο διαχειριστής κάθε συστήματος, διαθέτει πληροφορία μόνο για το δικό του σύστημα. Για το λόγο αυτό παρουσιάζεται ένα σχήμα συντονισμού των διαχειριστών των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, με στόχο την κάλυψη των φορτίων του ΣΗΕ με τον πιο οικονομικό τρόπο. Απόρροια αυτού είναι η ανάπτυξη ενός αποκεντρωμένου αλγορίθμου βελτιστοποίησης με ιεραρχική δομή κατάταξης των υπο-συστημάτων (δικτύων μεταφοράς και διανομής) που απαρτίζουν το ΣΗΕ, προκειμένου να λυθεί το πρόβλημα του προγραμματισμού των μονάδων παραγωγής ολόκληρου του συστήματος με τον πιο οικονομικό τρόπο. Για την επίλυση του προβλήματος κάθε συστήματος αναπτύχθηκε ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου τετραγωνικού προγραμματισμού. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης κάθε συστήματος μοντελοποιεί τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων παραγωγής, καθώς και της οικονομικής κατανομής αυτών. Για το δίκτυο μεταφοράς χρησιμοποιήθηκαν οι εξισώσεις της DC ροής ισχύος προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί του δικτύου.

Τα πλεονεκτήματα της μεθόδου που παρουσιάζεται ελέγχονται σε σχέση με την υλοποίηση του αλγορίθμου κεντρικής βελτιστοποίησης ολόκληρου του συστήματος (δικτύων μεταφοράς και διανομής ταυτόχρονα) και είναι τα εξής:

- 1) Το σφάλμα στο κόστος λειτουργίας όπως προκύπτει μεταξύ της αποκεντρωμένης και της κεντρικής λύσης του αλγορίθμου βελτιστοποίησης, είναι σε όλα τα σενάρια μικρότερο του 0,3% γεγονός που αποδεικνύει την ορθότητα χρήσης του αποκεντρωμένου αλγορίθμου που βασίζεται στη μέθοδο ATC για τον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής του συστήματος. Η μικρή αυτή απόκλιση αιτιολογείται από τη χαλάρωση ορισμένων περιορισμών διαμέσου της συνάρτησης ποινής, προκειμένου να μπορεί ο αλγόριθμος να συγκλίνει ανεξάρτητα από τις αρχικές συνθήκες κάθε σεναρίου, στον ελάχιστο δυνατό χρόνο.
- 2) Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου στην περίπτωση της βελτιστοποίησης του αποκεντρωμένου συστήματος συστημάτων, είναι συγκρίσιμος με αυτόν της κεντρικής μεθόδου βελτιστοποίησης. Σε διάφορα σενάρια μάλιστα, ο χρόνος της αποκεντρωμένης εκδοχής του αλγορίθμου είναι μικρότερος από αυτόν της κεντρικής εκδοχής. Εκτιμάται επίσης ότι η αύξηση του αριθμού των συστημάτων διανομής στη μοντελοποίηση του προβλήματος δύναται να μειώσει σημαντικά το συνολικό χρόνο εκτέλεσης του αλγορίθμου, εξαιτίας της παράλληλης επεξεργασίας του προβλήματος βελτιστοποίησης από κάθε σύστημα διανομής.

Επίσης έχει ιδιαίτερη σημασία πως η βελτιστοποίηση κάθε υποδικτύου πραγματοποιείται χωρίς να είναι αναγκαία η γνώση της τοπολογίας, της παραγωγής των γεννητριών ή της κατανομής των φορτίων των γειτονικών δικτύων-υποσυστημάτων, τα οποία συνήθως αποτελούν ευαίσθητα εμπορικά δεδομένα. Η μόνη πληροφορία που ανταλλάσσεται μεταξύ των διαχειριστών μεταφοράς και διανομής είναι η ενεργός ισχύς στη διασύνδεση των δικτύων μεταφοράς-διανομής στον

υποσταθμό διασύνδεσης προκειμένου να ικανοποιηθεί η απαραίτητη συνθήκη συνέχειας και επομένως η ισορροπία παραγωγής-ζήτησης σε όλο το ΣΗΕ.

Τα αποτελέσματα των σεναρίων που εξετάστηκαν δείχνουν πως ο αποκεντρωμένος αλγόριθμος αποφασίζει τον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής με τέτοιο τρόπο ούτως ώστε να εξασφαλίζεται η οικονομική λειτουργία του συστήματος με τήρηση των περιορισμών ασφαλείας που έχουν τεθεί για το δίκτυο μεταφοράς και τις διασυνδέσεις με τα δίκτυα διανομής. Παραδείγματος χάρη στις περιπτώσεις των σεναρίων που θα υπήρχε συμφόρηση στη διασύνδεση μεταξύ του συστήματος μεταφοράς με το σύστημα διανομής, η τήρηση των περιορισμών οδηγεί σε εξασφάλιση του θερμικού ορίου της διασύνδεσης και δεν υπάρχει υπέρβαση της μεταφορικής ικανότητας της αντίστοιχης γραμμής.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά το κόστος και ο χρόνος επίλυσης για όλα τα σενάρια που υλοποιήθηκαν.

Πίνακας 16: Συγκεντρωτικά στοιχεία των σεναρίων μελέτης

	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
Συνολικό κόστος συστήματος:	3,62·10 ⁵ €	3,29·10 ⁵ €	3,58·10 ⁵ €	3,32·10 ⁵ €
Χρόνος επίλυσης (αποκεντρωμένο/κεντρικό):	9,2s / 33,5s	2,5s / 1,3s	5,6s/12,8s	5,1s/4,2s
Σφάλμα:	0,28%	0,27%	0,28%	0,09%

Παρατηρούμε ότι το συνολικό κόστος λειτουργίας μπορεί να διαφέρει σημαντικά (10%) μεταξύ των σεναρίων που προσομοιώθηκαν. Αυτό οφείλεται στο γεγονός της εκμετάλλευσης νέων οικονομικών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, ή στην ενίσχυση των διασυνδέσεων, που με την άρση των περιορισμών μεταφοράς ισχύος, επιτρέπουν την αποδοτικότερη εκμετάλλευση των ήδη εγκατεστημένων οικονομικών μονάδων, ή και αυτών που μπορούν να εγκατασταθούν χωρίς να υπάρξει κορεσμός στις διασυνδέσεις.

Ο χρόνος επίλυσης του αλγορίθμου μπορεί να διαφέρει σημαντικά από το ένα σενάριο στο άλλο. Εν γένει ισχύει ότι όσο μεγαλώνει ο γεωμετρικός χώρος των εφικτών λύσεων των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος, αυξάνει και ο χρόνος επίλυσης του αλγορίθμου. Επειδή ωστόσο το πρόβλημα δεν είναι γραμμικό, παρατηρούνται ουσιαστικές διαφορές στους χρόνους επίλυσης των προβλημάτων ανάλογα με την επιλογή των αρχικών συνθηκών (οριοθέτηση των περιορισμών) σε κάθε σενάριο του προβλήματος. Η εξήγηση στη μεγάλη διαφορά των χρόνων επίλυσης μεταξύ του αποκεντρωμένου και του κεντρικού προβλήματος έγκειται στη μη γραμμικότητα των αντίστοιχων μοντέλων, σε συνδυασμό με τον τρόπο λειτουργίας του επιλυτή που επιλέχθηκε για το σκοπό αυτό.

Η μελλοντική προοπτική για την εργασία αυτή είναι η χρησιμοποίηση των εξισώσεων της AC ροής ισχύος για τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Κάτι τέτοιο συνεπάγεται την ανταλλαγή μεταβλητών ενεργού και άεργου ισχύος μεταξύ των διαχειριστών, καθώς και έλεγχο της συνέχειας των τάσεων στα σημεία διασύνδεσης μεταξύ των διαφορετικών δικτύων, γεγονός που αυξάνει σημαντικά την αλγοριθμική πολυπλοκότητα.

8. Βιβλιογραφία

- [1] entso-e, «https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf. [Πρόσβαση 20 9 2019].
- [2] entso-e, «TSO – DSO REPORTAN INTEGRATED APPROACH TO ACTIVE SYSTEM MANAGEMENT,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf. [Πρόσβαση 20 9 2019].
- [3] C. Gross, "Power System Analysis", New York: John Wiley & Sons, 1979.
- [4] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Education, 1994.
- [5] Π. Σ. Γεωργιλάκης, Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, ISBN: 978-960-603-038-3: <https://repository.kallipos.gr/bitstream/11419/2013/1/Georgilakis-Full-KOY.pdf>, 2015.
- [6] E. Castillo, A. J. Gonejo, P. Pedegral, R. Garcíá, N. Alguacil, «Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science,» Wiley - Interscience, 2001.
- [7] CPLEX, User's Manual for CPLEX, «Discrete optimization, Solving mixed integer programming problems with quadratic terms,» IBM, [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/SSSA5P_12.6.2/ilog.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf.
- [8] J. Löfberg, «YALMIP : A toolbox for modeling and optimization in MATLAB,» σε *In Proceedings of the CACSD Conference*, Taipei, Taiwan, 2004.
- [9] [Ηλεκτρονικό]. Available: www.gurobi.com.
- [10] S. Project, «SmartNet Project D1.3,» 12 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2016/12/D1.3_20161202_V1.0.pdf. [Πρόσβαση 28 7 2019].
- [11] CEER, «Position Paper on the Future DSO and TSO Relationship,» 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.ceer.eu/documents/104400/3731907/C16-DS-26-04_DSO-TSO-relationship_PP_21-Sep-2016.pdf. [Πρόσβαση 28 7 2019].
- [12] E. Rivero, D. Six, P. Mallet, M. Sebastian, J. Stromsather. M. Baron, «ASSESSMENT OF THE FUTURE ROLES OF DSOS, FUTURE MARKET ARCHITECTURES AND REGULATORY FRAMEWORKS FOR NETWORK INTEGRATION OF DRES,» 18 6 2015. [Ηλεκτρονικό]. Available: http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_1132_final.pdf. [Πρόσβαση 28 7 2019].
- [13] M. H. Bollen and F. Hassan, Integration of Distributed Generation in the Power System, New York, NY, USA: Wiley, 2011.
- [14] S. P. Chowdhury, P. Crossley, and S. Chowdhury, Microgrids and Active Distribution Networks, Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [15] A. Khodaei and M. Shahidehpour, «Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems,» *IEEE Trans. Power Systems*, τόμ. 28, αρ. 2, p. 1582–1590, 2013.
- [16] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, Market Operations in Electric Power Systems, New York, NY, USA: Wiley, 2002.

- [17] X. Guan, P. B. Luh, H. Yan, and J. A. Amalfi, «An optimization-based method for unit commitment,» *Electr. Power Energy System*, τόμ. 14, αρ. 1, pp. 9-17, 1992.
- [18] Conejo, J. M. Arroyo and A. J., «Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 15, αρ. 3, p. 1098–2000, 2000.
- [19] Arroyo, M. Carrion and J. M., «A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 21, αρ. 3, pp. 1371-1378, 2006.
- [20] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, «Security-constrained unit commitment with AC constraints,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 20, αρ. 3, p. 1538 –1550, 2005.
- [21] Y. Fu and M. Shahidehpour, «Fast SCUC for the large-scale power systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 22, αρ. 4, pp. 2144 - 2151, 2007.
- [22] A. Kalantari, J. F. Restrepo, and F. D. Galiana, «Security-constrained unit commitment with uncertain wind generation: The loadability set approach,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 28, αρ. 2, p. 1787–1796, 2013.
- [23] S. Goleijani, T. Ghanbarzadeh, F. Sadeghi Nikoo, and M. Parsa Moghaddam, «Reliability constrained unit commitment in smart grid environment,» *Electr. Power Syst. Res.*, τόμ. 97, p. 100–108, 2013.
- [24] M. E. Khodayar, M. Barati, and M. Shahidehpour, «Integration of high reliability distribution system in microgrid operation,» *IEEE Trans. Smart Grid*, τόμ. 3, αρ. 4, p. 1997–2006, 2012.
- [25] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, and H. Aung, «Multi-agent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator,» *IEEE Trans. Smart Grid*, τόμ. 3, αρ. 2, pp. 925 - 933, 2012.
- [26] H. Moghimi Ghadikolaei, E. Tajika, J. Aghaei, and M. Charwand, «Integrated day-ahead and hour-ahead operation model of discos in retail electricity markets considering DGs and CO2 emission penalty cost,» *Appl. Energy*, p. 174–185, 2012.
- [27] M. A. Fotouhi Ghazvini, H. Morais, and Z. Vale, «Coordination between mid-term maintenance outage decisions and short-term security-constrained scheduling in smart distribution systems,» *Appl. Energy*, τόμ. 96, p. 281–291, 2012.
- [28] H. Li, Y. Li, and Z. Li, «A multiperiod energy acquisition model for a distribution company with distributed generation and interruptible load,» *IEEE Trans. Power Syst.*, τόμ. 22, αρ. 2, pp. 588 - 596, 2007.
- [29] J. M. Held, «The modeling of systems of systems - Ph.D. dissertation,» University of Sydney, Sydney, Australia, 2008.
- [30] M. Jamshidi, «System of Systems Engineering: Innovations for the 21st Century,» Wiley New York, NY, USA, 2008.
- [31] Kim, H.M, Target Cascading in Optimal System Design, PhD Thesis. University of Michigan, 2001.
- [32] Kim, H. M.; Rideout, D. G.; Papalambros, P. Y.; Stein, J. L., «Analytical Target Cascading in Automotive Vehicle Design,» *ASME Journal of Mechanical Design*, αρ. 125, p. 481–489, 2003.
- [33] Michelena, N.F.; Park, H.; Papalambros, P.Y., «Convergence Properties of Analytical Target Cascading,» *AIAA Journal*, αρ. 41, p. 897–905, 2003.
- [34] S. Tosserams, L.F.P. Etman, P.Y. Papalambros, and J.E. Rooda, «An augmented Lagrangian relaxation for analytical target cascading using the alternating directions method of multipliers,» *Struct. Multi-disc. Optim.*, τόμ. 31, αρ. 3, p. 176 –189, 2006.

- [35] Michalek, J.J.; Papalambros, P.Y., «An Efficient Weighting Update Method to Achieve Acceptable Inconsistency Deviation in Analytical Target Cascading,» *ASME Journal of Mechanical Design*, 2005.
- [36] S. Tosserams, «Analytical Target Cascading: Convergence Improvement by Subproblem Post-optimality Sensitivities,» σε *MSc Thesis, SE-420389*, The Netherlands, Eindhoven University of Technology, 2004.
- [37] Tzevelekos, N.; Kokkolaras, M. Papalambros, P.Y. Hulshof, M.F. Etman, L.F.P. Rooda, J.E., «An Empirical Local Convergence Study of Alternative Coordination Schemes in Analytical Target Cascading,» σε *Proceedings of the 5th World Congress on Structural and Multidisciplinary Optimization*, Lido di Jesolo, Venice, Italy, May 2003.
- [38] Bertsekas, D.P., «Nonlinear Programming,» σε *Athena Scientific*, Belmont, Massachusetts, 1995.
- [39] D. P. Bertsekas, *Nonlinear Programming*, Belmont, MA,USA: Athena Scientific, 2003.
- [40] N. F. Michelena, H. Park, and P. Y. Papalambros, «Convergence properties of analytical target cascading,» *AIAA J.*, τόμ. 41, αρ. 5, pp. 897 - 905, 2003.
- [41] G. Stagg and A. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", New York: McGraw-Hill, 1968.
- [42] G. Heydt, "Computer Analysis Methods for Power Systems", New York: Macmillan Publishing, 1986.
- [43] L. Chua and P. Lin , "Computer Aided Analysis of Electronic Circuits: Algorithms and Computational Techniques", Prentice Hall, 1975.

