



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

Συστήματα Υβριδικών Ενεργειακών Διανομέων

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ Α. ΠΙΕΡΡΟΣ

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης

Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009



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

Συστήματα Υβριδικών Ενεργειακών Διανομέων

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ Α. ΠΙΕΡΡΟΣ

Επιβλέπων : Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

.....
Ν.Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ε. Διαλυνάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ.Α. Παπαθανασίου

Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009

.....
ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ Α.ΠΙΕΡΡΟΣ

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

Copyright ©Κωνσταντίνος Α. Πιέρρος 2009

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 το συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Ε.Μ.Π.

Αντικείμενο της εργασίας είναι η μελέτη των συστημάτων με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς και πιο συγκεκριμένα των υβριδικών ενεργειακών διανομών. Αφού παρουσιάσουμε το θεωρητικό υπόβαθρο για τη μοντελοποίηση τους, προχωράμε στην παρουσίαση μιας πληθώρας εφαρμογών και παραδειγμάτων που αφορούν είτε μεμονωμένους διανομείς είτε συστήματα με διασυνδεδεμένους διανομείς, με την ανάλυση για την εισαγωγή τους σε ένα μικροδίκτυο να ξεχωρίζει.

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2008 - 2009 υπό την επίβλεψη του κ. Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου, καθηγητή του Ε.Μ.Π. της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Ανέστη Αναστασιάδη, για το ευχάριστο κλίμα συνεργασίας, τη βοήθεια, τις πολύτιμες συμβουλές, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας.

Τέλος, νιώθω την ανάγκη να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και τους φίλους μου που με στήριζαν, με συμβούλευαν και ήταν δίπλα μου σε κάθε βήμα της φοιτητικής μου σταδιοδρομίας.

Αθήνα, Οκτώβριος 2009

Κωνσταντίνος Α. Πιέρρος

Περίληψη

Χωρίς αμφιβολία, ο κόσμος μας αλλάζει με ταχείς ρυθμούς. Σε αυτό συνεισφέρει τα μέγιστα η εξέλιξη της τεχνολογίας, ούσα η βάση του σύγχρονου τρόπου ζωής. Φυσικά, ένα ευρύ πεδίο ανάπτυξης προσφέρουν οι τομείς της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ενέργειας.

Μέχρι σήμερα, οι συνήθεις ενεργειακές υποδομές, κυρίως τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, αναπτύσσονταν και λειτουργούσαν ξεχωριστά. Δεν έχει περάσει πολύς καιρός από τότε που έκαναν την εμφάνιση τους οι πρώτες έρευνες και μελέτες που προτείνουν τη θεώρηση ενός ολοκληρωμένου συστήματος ενέργειας, αντί να επικεντρωνόμαστε σε κάθε έναν διαφορετικό ενεργειακό φορέα. Η διανεμημένη παραγωγή, η ενεργειακή αποθήκευση και η συνδυασμένη μετάδοση των διαφορετικών ενεργειακών φορέων αποτελούν σημαντικές πτυχές σε αυτές τις νέες προσεγγίσεις.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία καταβάλλεται μια προσπάθεια συγκερασμού και εφαρμογής των σύγχρονων θεωρήσεων που έχουν αναπτυχθεί για τα υβριδικά ενεργειακά συστήματα με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς. Οι αποκαλούμενοι **Ενεργειακοί Διανομείς** περιλαμβάνουν την είσοδο και την έξοδο, τη μετατροπή της ισχύος σε άλλες μορφές και την αποθήκευση και βρίσκονται στο κέντρο αυτής της νέας γενικής προσέγγισης που εστιάζει στο συνδυασμό μεταξύ της ηλεκτρικής, χημικής, και θερμικής ενέργειας.

Ανάμεσα στις μονάδες που μπορεί να φέρει ένας διανομέας ξεχωρίζουν οι μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, οι οποίες είναι πολύ αποδοτικότερες και αρκετά φιλικότερες προς το περιβάλλον από τις συμβατικές θερμικές μονάδες. Επιτρέπουν μεγαλύτερη ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου και άλλων ενεργειακών φορέων, προσφέροντας έτσι συγκριτικά πλεονεκτήματα σε σχέση με την παραδοσιακή τροφοδότηση των καταναλωτών.

Σημαντικό χώρο καταλαμβάνει η παρουσίαση του μοντέλου μόνιμης κατάστασης των υβριδικών ενεργειακών διανομέων και της πλήρους κατάστρωσης όλων των δυνατών προβλημάτων βελτιστοποίησης, τα οποία αφορούν τη βέλτιστη οικονομική κατανομή, το βέλτιστο σχεδιασμό και τη βέλτιστη σύζευξη του διανομέα. Ιδιαίτερη έμφαση δίνουμε στη βέλτιστη ροή φορτίου σε ένα σύστημα με διασυνδεδεμένους διανομείς.

Για να σχηματίσουμε ολοκληρωμένη εικόνα των πλεονεκτημάτων που παρουσιάζει η νέα αυτή υβριδική προσέγγιση, παρουσιάζουμε μία πληθώρα παραδειγμάτων και εφαρμογών, άλλες απλοϊκές και άλλες περισσότερο σύνθετες και σε επαφή με την

πραγματικότητα, στις οποίες στόχος μας είναι η ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους του συστήματος, τηρώντας τους εκάστοτε λειτουργικούς περιορισμούς. Όλες οι εφαρμογές και τα σενάρια που δημιουργήσαμε συνοδεύονται από πολλές επεξηγηματικές γραφικές παραστάσεις και πίνακες.

Εξέχουσα θέση στην παρούσα εργασία καταλαμβάνει η εξέταση εισαγωγής των ενεργειακών διανομέων σε ένα μικροδίκτυο, κάτι που αποτελεί μία από τις πρώτες προσπάθειες που έχουν γίνει. Τα συμπεράσματα που θα εξαχθούν από αυτή την ανάλυση αναμένεται να επηρεάσουν σημαντικά τη λειτουργία των μελλοντικών δικτύων διανομής ενέργειας.

Συμπερασματικά, παρέχεται σήμερα μία ευκαιρία για δραστικές βελτιώσεις των υποδομών, με τα συστήματα με διασυνδεδεμένους ενεργειακούς διανομείς να αποτελούν τη βάση για την ανάπτυξη των μελλοντικών συστημάτων ενέργειας.

Λέξεις Κλειδιά: υβριδικοί ενεργειακοί διανομείς, συστήματα πολλαπλών ενεργειακών φορέων, συμπαραγωγή, βέλτιστη κατανομή διανομέα, βέλτιστη ροή φορτίου, βέλτιστος σχεδιασμός διανομέα, βέλτιστη σύζευξη διανομέα, συζευγμένα δίκτυα, μικροδίκτυο, διεσπαρμένη παραγωγή.

Abstract

Without a doubt, the modern world is changing at a rapid rate. The development of technology, being the base of the modern way of life, contributes to this the most. As expected, the fields of production, transmission and distribution of energy offer a wide field of growth.

For many decades, the common energy infrastructures, mainly the networks of electricity and natural gas, have developed and operated separately. It is not until recently that the first studies and publications proposed the integrated view of energy systems, rather than focus on each different energy carrier. The distributed generation, the energy storage and the combined transmission of different energy carriers constitute important aspects in these new approaches.

In the present thesis, an attempt is being made to gather and apply the modern theories regarding the hybrid energy systems with multiple energy carriers. The so-called **Energy Hubs** include the input and the output, the conversion and storage of multiple energy carriers and they represent the fundamental entities for this new general approach that focuses on the coupling of electrical, chemical, and heating carriers.

Among the units that an energy hub can be equipped with, the Combined Heat and Power (CHP) units take exceptional place. This is because they are much more efficient and substantially environmentally friendlier than the conventional thermic units. Furthermore, they allow greater flexibility in the use of electricity, natural gas and other energy carriers and thus offer comparative advantages in contrast to the traditional way of supplying the loads.

A large part of this work is dedicated to the analysis of the steady-state model of the energy hubs and to the complete formulation of all possible integrated optimization problems, which concern the multi-carrier optimal dispatch, the optimal hub coupling and the optimal hub layout. Particular stress is given to the multi-carrier optimal power flow in an energy system with interconnected energy hubs.

In order for us to form a clear image of the advantages that this new approach offers, a variety of examples and applications is presented, with some being quite simple and others more complex and closer to reality. In the majority of cases, our objective is the optimization of the energy cost of the system, while at the same time all the

constraints of the system have to be met. All the applications and scenarios created are accompanied by many illustrative graphics and tables.

The examination of the introduction of the hybrid energy hub theory in a microgrid is of paramount importance and it appears to be among the first of such efforts. The conclusions reached from this analysis are expected to have a considerable influence on the operation of future energy distribution networks.

In conclusion, a huge opportunity is provided today for the vast improvement of energy infrastructures, with the hybrid systems of interconnected energy hubs being the base for the development of future energy systems.

Key Words: hybrid energy hubs, multi-carrier energy systems, cogeneration, multi-carrier optimal dispatch, multi-carrier optimal power flow, optimal hub layout, optimal hub coupling, coupled energy systems, microgrid, distributed generation.

Περιεχόμενα

Πρόλογος	i
Περίληψη	iii
Abstract	v
Περιεχόμενα	vii
Ευρετήριο Σχημάτων	xi
Ευρετήριο Πινάκων	xix
1. Εισαγωγή	1
2. Υβριδικοί Ενεργειακοί Διανομείς	5
2.1 Βασική Θεώρηση	5
2.2 Στοιχεία των Διανομέων	7
2.3 Δυνητικά Οφέλη	8
2.4 Συστήματα Ενεργειακών Διανομέων	9
3. Μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας	11
3.1 Εισαγωγή	11
3.2 Οφέλη	13
3.3 Τρόποι Λειτουργίας των Μονάδων Συμπαγωγής	14
3.4 Μελέτη Σταθμών Συμπαγωγής	15
3.4.1 Δείκτες Αποδοτικότητας	15
3.4.2 Τεχνολογίες Σταθμών Συμπαγωγής	17
3.4.2.1 Κυψέλες Καυσίμου	17
3.4.2.2 Συστήματα Συνδυασμένου Κύκλου	18
3.4.2.3 Συστήματα Ατμοστρόβιλων	19
3.4.2.4 Συστήματα Αεριοστρόβιλων	21
3.4.2.5 Συστήματα με Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης	24
3.4.2.6 Μηχανές Stirling	26
3.4.2.7 Κύκλοι Βάσης Rankine με Οργανικά Ρευστά	27
3.4.2.8 Τυποποιημένες Μονάδες – «Πακέτα»	27
4. Μοντελοποίηση	29
4.1 Βασικό Μοντέλο	29

4.2	Μετατροπή της Ενέργειας.....	30
4.3	Αποθήκευση της Ενέργειας.....	33
4.3.1	Στοιχείο Αποθήκευσης	33
4.3.2	Αποθήκευση στους Ενεργειακούς Διανομείς	34
4.4	Εφαρμογή Μετατροπής και Αποθήκευσης σε έναν Ενεργειακό Διανομέα.....	36
4.5	Εσωτερικές Απώλειες και Απόδοση	38
4.6	Μεταφορά της Ενέργειας.....	39
4.7	Σύστημα Διασυνδεδεμένων Διανομών	40
5.	Βελτιστοποίηση	43
5.1	Περιγραφή του Προβλήματος	43
5.2	Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς.....	45
5.2.1	Διατύπωση του Προβλήματος.....	45
5.2.1.1	Μία Περίοδος Λειτουργίας.....	45
5.2.1.2	Εισαγωγή της Αποθήκευσης.....	47
5.3	Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς	49
5.3.1	Διατύπωση του Προβλήματος.....	49
5.3.1.1	Κεντρική Εποπτεία.....	50
5.3.1.2	Αποκεντρωμένος Έλεγχος	52
5.4	Βέλτιστη Σύζευξη του Διανομέα	56
5.4.1	Διατύπωση του Προβλήματος.....	56
5.5	Βέλτιστος Σχεδιασμός του Διανομέα	57
5.5.1	Διατύπωση του Προβλήματος.....	58
5.6	Οικονομική Αξιολόγηση της Επένδυσης.....	59
6.	Εφαρμογές	63
6.1	Ροή Φορτίου σε ένα Σύνθετο Ενεργειακό Διανομέα	63
6.1.1	Σταθερά Φορτία	63
6.1.2	Προσομοίωση με Καμπύλες Φορτίου	65
6.2	Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς.....	68
6.2.1	Κυρτός Χώρος Λύσεων	68
6.2.2	Μη Κυρτός Χώρος Λύσεων	70
6.2.3	Βέλτιστη Κατανομή Κόστους και Εκπομπών	73
6.2.4	Βέλτιστη Κατανομή Πολλών Περιόδων	76
6.3	Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς	81
6.3.1	Θεωρήσεις	82

6.3.2	Μείωση Κόστους και Μέγεθος CHP	84
6.3.3	Συζευγμένα έναντι Αποζευγμένων Συστημάτων	85
6.3.4	Λειτουργία των Διανομών.....	87
6.4	Οικονομική Αξιολόγηση της Επένδυσης	87
6.5	Βέλτιστη Σύζευξη Διανομέα	90
6.5.1	Ένας Διανομέας.....	90
6.5.2	Σύστημα Διανομών.....	92
6.6	Βέλτιστος Σχεδιασμός Διανομέα.....	96
7.	Εισαγωγή Ενεργειακών Διανομών σε Δίκτυο Υψηλής Τάσης.....	101
7.1	Βασικές Θεωρήσεις.....	101
7.2	1ο Σενάριο – Αποζευγμένα Δίκτυα	106
7.3	2ο Σενάριο – Συζευγμένα Δίκτυα	109
7.4	3ο Σενάριο – Διείσδυση ΑΠΕ	115
7.5	Σύγκριση – Συμπεράσματα	120
8.	Υβριδικοί Ενεργειακοί Διανομείς και Μικροδίκτυα	129
8.1	Μικροδίκτυα	130
8.2	Βασικές Θεωρήσεις.....	132
8.2.1	Στοιχεία του Συστήματος.....	132
8.2.2	Σενάρια – Μεθοδολογία.....	138
8.3	Αποτελέσματα.....	140
8.4	Ανάλυση Ευαισθησίας	147
8.4.1	Μεταβολή του Κόστους του Ηλεκτρισμού	147
8.4.2	Μεταβολή του Κόστους του Φυσικού Αερίου	153
8.4.3	Μεταβολή του Ηλεκτρικού και Θερμικού Φορτίου	159
8.4.4	Συνδυασμένη Μεταβολή του Ηλεκτρικού και Θερμικού Φορτίου και του Κόστους του Ηλεκτρισμού.	167
8.4.5	Μεταβολή της Εγκατεστημένης Ηλεκτρικής Ισχύος	171
8.5	Αποτίμηση - Συμπεράσματα	177
	Επίλογος	181
	Παραρτήματα	183
A.	Μοντέλα Ροής Ισχύος.....	183
A.1	AC Δίκτυα Ηλεκτρισμού.....	183
A.2	Δίκτυα Σωληνώσεων.....	184

Β. Σταθερά Ροής	187
Γ. Συνθήκες Βελτιστοποίησης	189
Γ.1 Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς.....	189
Γ.2 Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς	190
Δ. Δεδομένα για την Εφαρμογή των Ενεργειακών Διανομών σε Μικροδίκτυο	193
Δ.1 Δίκτυο Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου	193
Δ.2 Χρονοσειρές Παραγωγής Ισχύος από την Α/Γ και τα Φ/Β	194
Δ.3 Βαθμός Απόδοσης των CHP	195
Δ.4 Ηλεκτρικά και Θερμικά Φορτία	195
Δ.5 Μέση Οριακή Τιμή του Ελληνικού Συστήματος Διανομής.....	198
Ε. Μονάδα Συμπαγωγής Ε.Μ.Π.	199
Βιβλιογραφία	205

Ευρετήριο Σχημάτων

Σχήμα 2.1	Παράδειγμα υβριδικού ενεργειακού διανομέα.....	5
Σχήμα 2.2	Σχεδιάγραμμα ενός συστήματος διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων.....	10
Σχήμα 3.1	Σύστημα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης.....	20
Σχήμα 3.2	Σύστημα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.....	20
Σχήμα 3.3	Σύστημα συμπαραγωγής με κύκλο βάσης ατμού.....	21
Σχήμα 3.4	Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου.	22
Σχήμα 3.5	Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο κλειστού κύκλου.....	23
Σχήμα 3.6	Σύστημα συμπαραγωγής με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης. ...	25
Σχήμα 4.1	Μετατροπείας στη μόνιμη κατάσταση, ισχύς εισόδου P_a και εξόδου L_β	30
Σχήμα 4.2	Σύμπλεγμα μετατροπών με πολλαπλές εισόδους και εξόδους.	31
Σχήμα 4.3	Κατανομή της ισχύος εισόδου P_a στους μετατροπείς 1, 2, ..., N_{Ca}	32
Σχήμα 4.4	Στοιχείο αποθήκευσης που ανταλλάσσει την ισχύ Q_a . Εσωτερική ισχύς Q_a . Αποθηκευμένη ενέργεια E_a	34
Σχήμα 4.5	Ενεργειακός διανομέας με στοιχεία αποθήκευσης στην είσοδο και στην έξοδο.	35
Σχήμα 4.6	Ένας ενεργειακός διανομέας.	36
Σχήμα 4.7	Ροή ισχύος μεταξύ των κόμβων m_a και n_a	39
Σχήμα 4.8	Συνολικό μοντέλο, το ενεργειακό σύστημα με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς θεωρείται ως σύστημα διασυνδεδεμένων διανομέων.	41
Σχήμα 5.1	Αποθηκευμένη ενέργεια σε διάφορες χρονικές περιόδους.	48
Σχήμα 5.2	Κεντρική εποπτεία – Τρεις περιοχές ελέγχου.....	49
Σχήμα 5.3	Αποκεντρωμένος έλεγχος – Τρεις περιοχές ελέγχου.....	50
Σχήμα 5.4	Διαδικασία συντονισμού μεταξύ των δύο περιοχών A και B.	54
Σχήμα 6.1	Ο σύνθετος ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.1.....	63
Σχήμα 6.2α	Οικιακές καταναλώσεις.	65
Σχήμα 6.2β	Πανεπιστημιούπολη.....	66

Σχήμα 6.2γ Νοσοκομειακή μονάδα.	66
Σχήμα 6.3 Ισχύς εισόδου του διανομέα του παραδείγματος 6.1.....	67
Σχήμα 6.4 Απόδοση του διανομέα του παραδείγματος 6.1.	67
Σχήμα 6.5 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.1.	68
Σχήμα 6.6 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.2.	71
Σχήμα 6.7 Οι γραφικές συναρτήσεις της ενεργειακής απόδοσης συναρτήσει της ισχύος P_g .72	
Σχήμα 6.8 «Καμπύλη Pareto» της κατανομής κόστους-εκπομπών με πολλαπλούς φορείς.	75
Σχήμα 6.9 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.4.	76
Σχήμα 6.10 Το φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.....	78
Σχήμα 6.11 Το κόστος της ενέργειας για μία ημέρα.....	78
Σχήμα 6.12 Είσοδος του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.....	79
Σχήμα 6.13 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μονάδα αποθήκευσης του διανομέα.	79
Σχήμα 6.14 Ισχύς εισόδου στο CHP και το φούρνο του παραδείγματος 6.2.4.....	81
Σχήμα 6.15 Παράγοντας κατανομής ν του παραδείγματος 6.2.4.	81
Σχήμα 6.16 Το σύστημα των τριών διασυνδεδεμένων διανομέων.	82
Σχήμα 6.17 Ευαισθησία της αντικειμενικής συνάρτησης συναρτήσει του μεγέθους των μονάδων συμπαραγωγής.	85
Σχήμα 6.18 Σύγκριση αποζευγμένου και συζευγμένου συστήματος.	86
Σχήμα 6.19 Οι δύο εναλλακτικές δομές του διανομέα του παραδείγματος 6.4.	88
Σχήμα 6.20 Το φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.4.	88
Σχήμα 6.21 Ενεργειακό όφελος από τη λειτουργία του CHP. Ιδιαίτερα το ηλεκτρικό φορτίο επιδρά σημαντικά στην εξοικονόμηση ενέργειας.	90
Σχήμα 6.22 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.5.1.	91
Σχήμα 6.23 Το θεωρούμενο σύστημα. Το H_2 συνδέεται στους κόμβους 2e και 2g, το H_3 στους κόμβους 3e και 3g.	93
Σχήμα 6.24 Ο προς σχεδίαση διανομέας και το σύνολο των πιθανών στοιχείων.....	96
Σχήμα 6.25 Φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.6.....	98

Σχήμα 6.26 Τιμές της ενέργειας για μία μέρα.	98
Σχήμα 6.27 Βέλτιστες δομές του διανομέα, περιπτώσεις a και b.	99
Σχήμα 7.1 Δίκτυο υψηλής τάσης.	102
Σχήμα 7.2 Δίκτυο φυσικού αερίου.	102
Σχήμα 7.3 Ο υβριδικός ενεργειακός διανομέας.	103
Σχήμα 7.4 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 1.	106
Σχήμα 7.5 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 1.	107
Σχήμα 7.6 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του μεγέθους του CHP - Σενάριο 2.	110
Σχήμα 7.7 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 2.	111
Σχήμα 7.8 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 2.	112
Σχήμα 7.9 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του μεγέθους του CHP - Σενάριο 3.	116
Σχήμα 7.10 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 3.	117
Σχήμα 7.11 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 3.	117
Σχήμα 7.12 Συνολικό ενεργειακό κόστος για κάθε ένα σενάριο.	121
Σχήμα 7.13 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου, συγκριτικά αποτελέσματα.	121
Σχήμα 7.14 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού, συγκριτικά αποτελέσματα.	122
Σχήμα 7.15 Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου από την εισαγωγή ηλεκτρισμού σε κάθε διανομέα και ανάλογα με το σενάριο.	123
Σχήμα 7.16 Κάλυψη του θερμικού φορτίου από την παραγωγή θερμότητας από τα CHP κάθε διανομέα και ανάλογα με το σενάριο.	124
Σχήμα 7.17 Συνολικό ποσοστό απωλειών ανάλογα με το σενάριο.	124
Σχήμα 7.18 Τάσεις στους κόμβους του ηλεκτρικού δικτύου.	125
Σχήμα 7.19 Πιέσεις στους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου.	126

Σχήμα 8.1	Το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε. Με μαύρο χρώμα το δίκτυο ηλεκτρισμού ΧΤ, με κόκκινο και παχιά διακεκομμένη γραμμή το δίκτυο φυσικού αερίου, με διακεκομμένη μπλε το δίκτυο τηλεθέρμανσης και με μπλε βέλη τα θερμικά φορτία. .	132
Σχήμα 8.2	Παραγόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά.	134
Σχήμα 8.3	Οι ενεργειακοί διανομείς που χρησιμοποιήθηκαν στο κεφάλαιο 8.	135
Σχήμα 8.4	Το συνολικό ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο για μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου.	137
Σχήμα 8.5	Οριακή τιμή του ελληνικού συστήματος (από ΔΕΣΜΗΕ).	137
Σχήμα 8.6	Σενάρια 2, 4. Στο (α) έχουμε το μερίδιο κάθε μονάδας όσον αφορά στην εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ. Στο (β) φαίνεται ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου.	140
Σχήμα 8.7	Σενάρια 3,5. Στο (α) έχουμε το μερίδιο κάθε μονάδας όσον αφορά στην εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ. Στο (β) φαίνεται ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου.	140
Σχήμα 8.8	Το ενεργειακό κόστος για κάθε σενάριο για κάθε ώρα της ημέρας.	141
Σχήμα 8.9	Το συνολικό ενεργειακό κόστος για κάθε σενάριο.	141
Σχήμα 8.10	Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος σε kW σε κάθε σενάριο. Στο σχήμα (α) η εισερχόμενη ισχύς από το σύστημα, στο (β) η παραγωγή ισχύος από τις μονάδες του δικτύου.	142
Σχήμα 8.11	Συνολικές απώλειες για το σύστημα.	143
Σχήμα 8.12	Η συνολική παραγωγή θερμικής ισχύος σε kW. Στο σχήμα (α) η παραγόμενη ισχύς από τα Boilers, στο (β) από τα CHP.	144
Σχήμα 8.13	Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης των CHP των διανομέων H_1 και H_2	145
Σχήμα 8.14	Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των CHP των διανομέων H_1 και H_2	145
Σχήμα 8.15	Επί τοις εκατό μείωση των απωλειών, του ενεργειακού κόστους και της παραγωγής του ζυγού αναφοράς σε σχέση με το σενάριο 1.	146
Σχήμα 8.16	Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	147
Σχήμα 8.17	Μεταβολή του ενεργειακού κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	148
Σχήμα 8.18	Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	149
Σχήμα 8.19	Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	150

Σχήμα 8.20 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	150
Σχήμα 8.21 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.	152
Σχήμα 8.22 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή της τιμής του ηλεκτρισμού.	153
Σχήμα 8.23 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	154
Σχήμα 8.24 Μεταβολή του ενεργειακού κόστους για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	154
Σχήμα 8.25 Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	156
Σχήμα 8.26 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	156
Σχήμα 8.27 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	156
Σχήμα 8.28 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής θερμικής ισχύος από τα Boiler σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	158
Σχήμα 8.29 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	158
Σχήμα 8.30 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.	159
Σχήμα 8.31 Η κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου από τις μονάδες του δικτύου, καθώς το συνολικό φορτίο μεταβάλλεται από -50% έως +50%. Το σχήμα (α) αναφέρεται στα σενάρια 3 και 5, το σχήμα (β) στα σενάρια 2 και 4.	160
Σχήμα 8.32 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του συνολικού φορτίου.	161
Σχήμα 8.33 Μεταβολή του ενεργειακού κόστους για μία ημέρα επιπλέον της μεταβολής του φορτίου σχετικά με τη μεταβολή του συνολικού φορτίου.	161
Σχήμα 8.34 Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.	163
Σχήμα 8.35 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.	163
Σχήμα 8.36 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.	164

Σχήμα 8.37 Κάλυψη του θερμικού φορτίου από την παραγωγή των Boiler σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.	165
Σχήμα 8.38 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.	166
Σχήμα 8.39 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή του φορτίου.	166
Σχήμα 8.40 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 60%.	168
Σχήμα 8.41 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 50%.	169
Σχήμα 8.42 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 40%.	169
Σχήμα 8.43 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 40%.	170
Σχήμα 8.44 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 50%.	170
Σχήμα 8.45 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 60%.	171
Σχήμα 8.46 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος.	173
Σχήμα 8.47 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε ποσοστό κάλυψης του φορτίου.	173
Σχήμα 8.48 Η κατανομή του ενεργειακού κόστους στις μονάδες του δικτύου (κατακόρυφος άξονας) σχετικά με το ποσοστό κάλυψης του φορτίου (οριζόντιος άξονας). Το σχήμα (α) αναφέρεται στο σενάριο 2, το σχήμα (β) στο σενάριο 4. Με μπλε χρώμα το κόστος που οφείλεται στην εισαγωγή ισχύος από το σύστημα, με κόκκινο στις μονάδες DG και με πράσινο στα Boiler.	174
Σχήμα 8.49 Η κατανομή του ενεργειακού κόστους στις μονάδες του δικτύου (κατακόρυφος άξονας) σχετικά με το ποσοστό κάλυψης του φορτίου (οριζόντιος άξονας). Το σχήμα (α) αναφέρεται στο σενάριο 3, το σχήμα (β) στο σενάριο 5. Με μπλε χρώμα το κόστος που οφείλεται στην εισαγωγή ισχύος από το σύστημα, με κόκκινο στις μονάδες DG, με πράσινο στα Boiler και μωβ στα CHP.	175
Σχήμα 8.50 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή της κάλυψης του φορτίου.	176
Σχήμα A.1. Π-ισοδύναμο μιας γραμμής εναλλασσόμενου ρεύματος.	184
Σχήμα A.2. Μοντέλο μιας γραμμής μεταφοράς σε ένα δίκτυο μεταφοράς υγρού ή αερίου ενεργειακού φορέα.	185

Σχήμα Δ.1 Ηλεκτρικός και θερμικός βαθμός απόδοσης των CHP.	195
Σχήμα Ε.1 Σχηματικό διάγραμμα της εγκατάστασης με όλα τη στοιχεία που την απαρτίζουν.....	201
Σχήμα Ε.2 Λειτουργικό διάγραμμα της μονάδας Συμπαγωγής του Ε.Μ.Π.....	202
Σχήμα Ε.3 Λειτουργικό διάγραμμα της γεννήτριας, του μετατροπέα και του διακόπτη διασύνδεσης της μονάδας συμπαγωγής του Ε.Μ.Π.....	202

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 2.1 Θεωρητικά πιθανές μετατροπές.....	8
Πίνακας 6.1 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.2.1.....	69
Πίνακας 6.2 Αποδοτικότητα του CHP.....	71
Πίνακας 6.3 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.2.2.....	72
Πίνακας 6.4 Συντελεστές αντικειμενικών συναρτήσεων του παραδείγματος 6.2.3.	74
Πίνακας 6.5 Αποτελέσματα για την Κατανομή Κόστους – Εκπομπών.	76
Πίνακας 6.6α Χαρακτηριστικά των μετατροπών του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.....	77
Πίνακας 6.6β Χαρακτηριστικά της αποθήκευσης του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.....	77
Πίνακας 6.7α Παράμετροι του συστήματος του παραδείγματος 6.3.	83
Πίνακας 6.7β Παράμετροι του συστήματος του παραδείγματος 6.3.	84
Πίνακας 6.8 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.4.....	89
Πίνακας 6.9 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.5.1.....	91
Πίνακας 6.10 Συντελεστές απωλειών του παραδείγματος 6.5.2.....	94
Πίνακας 6.11 Συντελεστές κόστους του παραδείγματος 6.5.2.	94
Πίνακας 6.12α Στοιχεία για τους μετατροπείς του παραδείγματος 6.6.	96
Πίνακας 6.12β Χαρακτηριστικά της αποθήκευσης.	97
Πίνακας 7.1α Παράμετροι του συστήματος.....	103
Πίνακας 7.1β Παράμετροι του συστήματος.....	104
Πίνακας 7.1γ Παράμετροι του συστήματος.	104
Πίνακας 7.1δ Παράμετροι του συστήματος.....	104
Πίνακας 7.2 Περιορισμοί του συστήματος.....	105
Πίνακας 7.3 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 1.	107
Πίνακας 7.4 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 1.	108
Πίνακας 7.5 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 1.....	108

Πίνακας 7.6 Απώλειες – Σενάριο 1.	109
Πίνακας 7.7 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 2.....	113
Πίνακας 7.8 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 2.....	113
Πίνακας 7.9 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 2.	114
Πίνακας 7.10 Απώλειες – Σενάριο 2.	114
Πίνακας 7.11 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 3.....	118
Πίνακας 7.12 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 3.	118
Πίνακας 7.13 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 3.....	119
Πίνακας 7.14 Απώλειες – Σενάριο 3.	119
Πίνακας 8.1 Δεδομένα των μονάδων DG.	134
Πίνακας 8.2α Δεδομένα των μονάδων των διανομέων.....	135
Πίνακας 8.2β Δεδομένα των μονάδων των διανομέων.	136
Πίνακας 8.3 Δεδομένα για τους βαθμούς απόδοσης των CHP.....	136
Πίνακας Δ.1 Δεδομένα των γραμμών στο δίκτυο ΧΤ.....	193
Πίνακας Δ.2 Δεδομένα των γραμμών στο δίκτυο φυσικού αερίου.....	194
Πίνακας Δ.3 Δεδομένα για την παραγωγή ισχύος από την ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά.....	194
Πίνακας Δ.4 Δεδομένα για τα ηλεκτρικά φορτία. (1/2).....	195
Πίνακας Δ.4 Δεδομένα για τα ηλεκτρικά φορτία. (2/2).....	196
Πίνακας Δ.5 Δεδομένα για τα θερμικά φορτία.	197
Πίνακας Δ.6 Οριακή τιμή του ελληνικού συστήματος διανομής.	198

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες παρατηρούνται μεγάλες αλλαγές στις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας των περισσότερων βιομηχανικών κρατών. Τα μονοπωλιακά πλαίσια λειτουργίας τους αναδομούνται προς την κατεύθυνση της ελεύθερης αγοράς, όπου είναι ελεύθερη η είσοδος διάφορων νέων συμμετεχόντων. Παράλληλα έχουμε την ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση στο σύστημα μικρών διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής για την κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών των πελατών τους.

Υπό αυτό το πρίσμα συζητείται έντονα η μετάβαση από την «κάθετη» στην «οριζόντια» δόμηση των ενεργειακών συστημάτων. Την ίδια στιγμή, προκύπτουν και νέα σοβαρά ζητήματα. Οι περισσότερες από τις σημερινές ενεργειακές υποδομές που εξελίχθηκαν κατά την διάρκεια του δεύτερου μισού του εικοστού αιώνα αμφισβητούνται για το εάν καλύπτουν τις απαιτήσεις του αύριο. Εκτός από τα κορεσμένα συστήματα μετάδοσης, πολλές εγκαταστάσεις πλησιάζουν στο τέλος της ερευνημένης διάρκειας ζωής τους. Η επέκταση ή αντικατάσταση αυτών απαιτεί συχνά μεγάλο κεφάλαιο. Επιπλέον, η ζήτηση για την ενέργεια συνεχώς αυξάνεται, ενώ οριοθετούνται νέοι παγκόσμιοι στόχοι για τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου και την εκμετάλλευση πιο βιώσιμων και φιλικών προς το περιβάλλον πηγών ενέργειας.

Εκτός από αυτές τις προκλήσεις, σημειώνεται σημαντική και πολλά υποσχόμενη βελτίωση στον τομέα της τεχνολογίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και της τεχνολογίας των ηλεκτρονικών και των πληροφοριών. Οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας που κατασκευάζονται σήμερα είναι αρκετά πιο αποδοτικοί απ' ό,τι στο παρελθόν. Για παράδειγμα, μικροί σταθμοί συμπαραγωγής και τριπαραγωγής μπορούν να επιτυγχάνουν βαθμούς απόδοσης έως και 85%, με τα επενδυτικά τους κόστη να είναι συγκρίσιμα με των μεγαλύτερων συμβατικών μονάδων. Από την άλλη, στις μέρες μας βρίσκουν εφαρμογή εξελιγμένα συστήματα ελέγχου και συστήματα για την ανταλλαγή δεδομένων ανάμεσα στις μονάδες παραγωγής.

Σκεπτόμενοι όλα αυτά, μπορούμε να καταλήξουμε στο ότι παρέχεται σήμερα μία ευκαιρία για δραστικές βελτιώσεις των συστημάτων ενέργειας, ενώ ταυτόχρονα απαιτούνται νέες προσεγγίσεις πέρα από το σημερινό τρόπο σκέψης. Τα παραδοσιακά συστήματα εναλλασσόμενου ρεύματος δεν κρίνονται ικανά να καλύψουν τις μελλοντικές απαιτήσεις από οικονομικής και περιβαλλοντικής άποψης. Οι υφιστάμενες υποδομές θα πρέπει να λειτουργούν όσο το δυνατόν περισσότερο και για μεγαλύτερο

χρονικό ορίζοντα, ενώ οι νέες τεχνολογίες θα πρέπει να εισάγονται όπου κρίνεται εφικτό και εκμεταλλευόμενοι τα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα τους.

Ένας τρόπος για την καλύτερη λειτουργία ενός υπάρχοντος δικτύου είναι να θεωρηθούν οι υποδομές του ως ένα ολοκληρωμένο σύστημα στη λειτουργία και το σχεδιασμό του. Αν οι υποδομές ενσωματωθούν σωστά, φερ' ειπείν αν υπάρχει δυνατότητα για ανταλλαγή ενέργειας, τότε μπορεί να εφαρμοστεί συνολικός έλεγχος στη λειτουργία του συστήματος και κυρίως έλεγχος συμφόρησης. Για παράδειγμα, αν ένας συγκεκριμένος δρόμος μεταφοράς της ισχύος είναι ιδιαίτερα επιβαρυσμένος, τότε θα μπορούσαμε να μειώσουμε τη διακινούμενη ισχύ σε αυτόν και να την εγχύσουμε σε ένα γειτονικό σύστημα, από το οποίο στη συνέχεια θα μπορέσουμε να την επανεισάγουμε σε λιγότερο επιβαρυσμένα σημεία. Αυτό όμως προϋποθέτει κατάλληλες τεχνικές ανάλυσης που να ενσωματώνουν όλους τους ενεργειακούς φορείς.

Ταυτόχρονα, οι μονάδες συμπαραγωγής και τριπαραγωγής επιτρέπουν μεγαλύτερη ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου και άλλων ενεργειακών φορέων, προσφέροντας έτσι συγκριτικά πλεονεκτήματα σε σχέση με την παραδοσιακή τροφοδότηση των καταναλωτών. Από την άλλη, η μετατροπή μιας μορφής ενέργειας σε άλλη/ες επιτυγχάνει τη σύζευξη των αντίστοιχων ροών ισχύος με αποτέλεσμα την οικονομική και τεχνική αλληλεπίδραση των ενεργειακών δικτύων. Ως εκ τούτου, η ανάλυση του συστήματος θα πρέπει να περιλαμβάνει κάθε θεωρούμενο ενεργειακό φορέα.

Για την ξεχωριστή ανάλυση των συστημάτων ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου και τηλεθέρμανσης, κυρίως στις δυτικές κοινωνίες, υπάρχει ένα πλήθος από εργαλεία μοντελοποίησης και ανάλυσης. Οι οικονομικές και τεχνικές επιδόσεις αυτών των συστημάτων έχουν μελετηθεί πολύ, αλλά τα χαρακτηριστικά του συνολικού συστήματος δεν έχουν μελετηθεί ακόμα σε μεγάλο βαθμό και δεν υπάρχουν διαθέσιμα παρά ελάχιστα εργαλεία για αυτού του είδους την ανάλυση. Συνεπώς, η ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου πλαισίου για τη μοντελοποίηση και την ανάλυση των ενεργειακών συστημάτων με πολλαπλούς φορείς αποτελεί μια ουσιαστική ανάγκη για το μέλλον.

Μια γενική υβριδική προσέγγιση περιλαμβάνει τους διαφορετικούς ενεργειακούς φορείς και εστιάζει στο συνδυασμό μεταξύ της ηλεκτρικής, χημικής, και θερμικής ενέργειας. Η διανεμημένη παραγωγή, η ενεργειακή αποθήκευση, και η συνδυασμένη μετάδοση των διαφορετικών ενεργειακών φορέων αποτελούν σημαντικές πτυχές σε αυτήν την προσέγγιση. Οι αποκαλούμενοι **ενεργειακοί διανομείς** περιλαμβάνουν την είσοδο και την έξοδο, τη μετατροπή της ισχύος σε άλλες μορφές και την αποθήκευση. Επίσης η τοπική παραγωγή (π.χ. αιολική, ηλιακή) μπορεί να συνδεθεί σε αυτές τις μονάδες. Τα

χαρακτηριστικά στοιχεία σε ένα ενεργειακό διανομέα είναι οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς ισχύος, οι στρόβιλοι αερίου, οι κυψέλες καυσίμων, οι εναλλάκτες θερμότητας, οι μπαταρίες, οι δεξαμενές αερίου, κλπ. Τα συστήματα που ενσωματώνουν τις διαφορετικές μορφές ενέργειας αποκαλούνται υβριδικά ενεργειακά συστήματα ή συστήματα πολλαπλών φορέων.

Στην παρούσα διπλωματική υιοθετούμε και συγκεντρώνουμε τις θεωρήσεις που έχουν γίνει την τελευταία τριετία για την προσέγγιση των συστημάτων με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς και τους υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς ^[1] και επεκτείνουμε την εφαρμογή των υβριδικών ενεργειακών διανομέων σε ένα δίκτυο υψηλής τάσης και σε ένα μικροδίκτυο. Η εργασία οργανώνεται ως ακολούθως:

Κεφάλαιο 2 - Ενεργειακοί Διανομείς

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η βασική θεώρηση για τους ενεργειακούς διανομείς και στη συνέχεια συζητούνται ορισμένες εφαρμογές τους και τα κυριότερα πλεονεκτήματά τους.

Κεφάλαιο 3 – Μονάδες Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

Στο κεφάλαιο αυτό έχουμε μια σύντομη ανάλυση των μονάδων συμπαράγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, οι οποίες αποτελούν βασική συνιστώσα των ενεργειακών διανομέων.

Κεφάλαιο 4 – Μοντελοποίηση των Ενεργειακών Διανομέων

Εδώ ασχολούμαστε με τα μοντέλα μόνιμης κατάστασης για τη μετατροπή, την αποθήκευση και τη μεταφορά πολλαπλών ενεργειακών φορέων, έχοντας ως βάση τη θεώρηση του ενεργειακού διανομέα.

Κεφάλαιο 5 – Βελτιστοποίηση

Εδώ σχηματίζουμε μία πληθώρα προβλημάτων βελτιστοποίησης που σχετίζονται με τα συστήματα ενέργειας με πολλαπλούς φορείς και περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων τη βέλτιστη λειτουργία των διανομέων, τη βέλτιστη ροή φορτίου του συστήματος και το βέλτιστο σχεδιασμό των διανομέων.

Κεφάλαιο 6 – Εφαρμογές

Μια πλειάδα παραδειγμάτων βρίσκεται στο κεφάλαιο αυτό, έτσι ώστε να κατανοηθούν στην πράξη τα θεωρητικά προβλήματα που διατυπώνονται στο κεφάλαιο της βελτιστοποίησης. Συζητείται επιπλέον η τυχούσα εφαρμογή τους σε πραγματικά δίκτυα.

Κεφάλαιο 7 – Εισαγωγή Ενεργειακών Διανομέων σε ένα Δίκτυο Υψηλής Τάσης

Στο κεφάλαιο αυτό έχουμε την εισαγωγή των ενεργειακών διανομέων σε ένα δίκτυο υψηλής τάσης 6 ζυγών της IEEE. Εξετάζονται διάφορα σενάρια σχετικά με τη τιμή του ηλεκτρισμού και του φυσικού αερίου και τη θεώρηση συζευγμένων και αποζευγμένων δικτύων καθώς και τη διείσδυση ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 8 – Εισαγωγή Ενεργειακών Διανομέων σε ένα Μικροδίκτυο

Η παρούσα εργασία ολοκληρώνεται με την πλέον ενδιαφέρουσα εφαρμογή της θεώρησης των ενεργειακών διανομέων σε ένα μικροδίκτυο, στο οποίο έχουμε και αρκετές μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, μεταξύ των οποίων και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η εφαρμογή αυτή διατυπώνεται ως πρόβλημα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου. Σχηματίζουμε πέντε διαφορετικά σενάρια για τη λειτουργία του δικτύου και συγκρίνουμε τα αποτελέσματα τους όσον αφορά στο ενεργειακό κόστος, τις συνολικές απώλειες και την κατανομή της παραγόμενης ισχύος. Στη συνέχεια αναλύουμε την ευαισθησία κάθε διαφορετικού δικτύου που προβλέπεται από το αντίστοιχο σενάριο στη μεταβολή του κόστους εισαγωγής ενέργειας από το σύστημα, του κόστους του φυσικού αερίου, στη μεταβολή του φορτίου, στη συνδυασμένη ακραία μεταβολή του φορτίου και του κόστους εισαγωγής ισχύος και τέλος στη μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη βοήθεια μιας πληθώρας γραφικών παραστάσεων και σχολιάζονται εκτενώς.

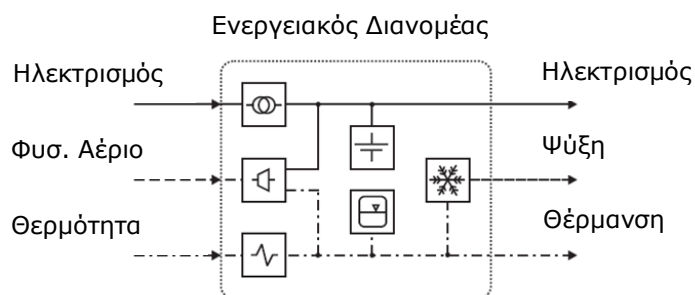
Κεφάλαιο 2

Υβριδικοί Ενεργειακοί Διανομείς ^[1]

Πολλές διαφορετικές προσεγγίσεις για μία ολοκληρωμένη εικόνα των συστημάτων μεταφοράς και διανομής ενέργειας με διεσπαρμένη παραγωγή έχουν αναπτυχθεί, μεταξύ των οποίων οι «βασικές μονάδες» ^[2], τα «μικροδίκτυα» ^[3] και συγκριτικά πιο πρόσφατα οι λεγόμενοι «υβριδικοί ενεργειακοί διανομείς» ^[4]. Η τελευταία θεώρηση, στην οποία ο όρος «υβριδικοί» υποδεικνύει τη χρήση πολλών διαφορετικών ενεργειακών μεταφορέων, εξετάζεται ποιοτικά στις ενότητες που ακολουθούν, δίνοντας έμφαση σε ζητήματα που αφορούν το σύστημα.

2.1 Βασική Θεώρηση

Ο υβριδικός ενεργειακός διανομέας ορίζεται ως η διασύνδεση μεταξύ των παραγωγών ενέργειας, των καταναλωτών καθώς και των υποδομών μεταφοράς ενέργειας. Από την σκοπιά του συστήματος, μπορεί να θεωρηθεί ως η μονάδα που παρέχει τα βασικά χαρακτηριστικά της εισόδου και εξόδου, της μετατροπής και τέλος της αποθήκευσης πολλαπλών ενεργειακών φορέων. Οι ενεργειακοί διανομείς μπορούν να λειτουργήσουν ως σύνδεση μεταξύ των υποδομών του δικτύου και των διάφορων συμμετεχόντων, δηλαδή των παραγωγών και των καταναλωτών, αλλά και μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών υποδομών, συνδυάζοντας για παράδειγμα τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου χωρίς όμως να συνδέονται οι πάροχοι και τα φορτία. Συνεπώς, αντιπροσωπεύουν μία γενίκευση ή επέκταση ενός κόμβου σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Το σχήμα που ακολουθεί δείχνει έναν απλό υβριδικό διανομέα, που αποτελείται από έναν Μ/Σ, έναν αεριοστρόβιλο, έναν εναλλάκτη θερμότητας, μία μπαταρία, μία αποθήκευση ζεστού νερού και έναν ψύκτη.



Σχήμα 2.1 Παράδειγμα υβριδικού ενεργειακού διανομέα.

Πέρα όμως από αυτό το απλό παράδειγμα, αρκετές πραγματικές εγκαταστάσεις μπορεί να μοντελοποιηθούν ως ενεργειακοί διανομείς, λόγω χάρη:

- μονάδες συμπαραγωγής ενέργειας,
- βιομηχανικές μονάδες (π.χ. χαλυβουργία, διυλιστήρια),
- μεγάλα κτήρια (π.χ. αεροδρόμια, νοσοκομεία, εμπορικά κέντρα),
- αστικές και αγροτικές περιοχές, χωριά και πόλεις, και
- μεμονωμένα ηλεκτρικά συστήματα (π.χ. αεροπλάνα, τρένα, πλοία).

Ένας ενεργειακός διανομέας ανταλλάσσει ενέργεια με τα γειτονικά συστήματα διαμέσου υβριδικών θυρών, οι οποίες αποτελούνται στην πραγματικότητα από ξεχωριστές και με έναν μόνο ενεργειακό φορέα θύρες. Στην εικόνα που προηγήθηκε μπορούμε να διακρίνουμε δύο υβριδικές θύρες, μία στην είσοδο, στην οποία ζητούνται από τις αντίστοιχες υποδομές ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο και θερμότητα και μία στην έξοδο, η οποία και παρέχει ηλεκτρισμό, ψύξη και θέρμανση.

Τυπικά, οι ενεργειακοί διανομείς τροφοδοτούνται από συνήθεις ενεργειακούς φορείς, μεταξύ των οποίων η ηλεκτρική ενέργεια, το φυσικό αέριο και η θερμότητα. Επιπλέον, άλλα ορυκτά καύσιμα, όπως το κάρβουνο και τα προϊόντα του πετρελαίου μπορεί να αποτελέσουν είσοδο. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον και μεγάλες προοπτικές ανάπτυξης ως επιλογές για την τροφοδοσία των διανομέων παρουσιάζουν ακόμα το υδρογόνο (και συνακόλουθα και άλλα προϊόντα της επεξεργασίας του), η βιομάζα/βιοαέριο, η γεωθερμική ενέργεια και τα οικιακά απόβλητα. Από την άλλη πλευρά, όλοι οι προαναφερθέντες ενεργειακοί φορείς μπορεί να παρέχονται στην έξοδο, αν δεν μετατραπούν σε άλλους από το διανομέα, ενώ επιπρόσθετα η ενέργεια μπορεί να μετασχηματιστεί με σκοπό τη ψύξη, τη θέρμανση ή την παραγωγή συμπιεσμένου αέρα ή ατμού. Εκτός από αυτούς που έχουμε ήδη αναφέρει, θα μπορούσαν επίσης να εξεταστούν ως ενεργειακοί φορείς, τόσο στην είσοδο όσο και στην έξοδο, τα χημικά αντιδραστήρια, το νερό, το οξυγόνο, οι εκπομπές, κ.ά.

Συγκεκριμένα, ο διανομέας τροφοδοτείται με ηλεκτρισμό μέσω ηλεκτρικών γραμμών και καλωδίων, με τα συστήματα να είναι DC, AC ή πολυφασικά ^[5]. Η ηλεκτρική ισχύς η οποία εισέρχεται στο διανομέα είναι βασικά συνάρτηση της τάσης και του ρεύματος στην αντίστοιχη θύρα. Για απλή DC μεταφορά της ενέργειας, η ισχύς αποτελεί γινόμενο τους, ενώ για τα πολυφασικά συστήματα εν γένει ισχύει:

$$P_e = f (U_{port}, I_{port}) \quad (1.1)$$

Η χημική ενέργεια, τώρα, μεταφέρεται διαμέσω της ροής ενός υγρού ή αερίου. Η ροή της ισχύος σε ένα τέτοιο σύστημα εξαρτάται από τη ροή της μάζας του χημικού φορέα $\dot{m}_c$ (kg/s) και τη θερμιδική του αξία ρ (J/kg):

$$P_c = \dot{m}_c \cdot \rho \quad (1.2)$$

Τέλος, η θερμική ενέργεια μεταφέρεται συνήθως μέσω της ροής ενός μέσου και ανταλλάσσεται στους εναλλάκτες θερμότητας. Η ισχύς που διακινείται μπορεί να υπολογιστεί από την ακόλουθη σχέση:

$$P_t = \dot{m}_t \cdot c \cdot \theta_{port} \quad (1.3)$$

όπου $\dot{m}_t$ (kg/s) είναι η ροή του φορέα, c (J/Kg K) η συγκεκριμένη θερμότητα και θ_{port} (K) η πτώση της θερμοκρασίας στον εναλλάκτη θερμότητας.

Ύστερα από αυτά, η θεώρηση των υβριδικών ενεργειακών διανομών δεν περιορίζεται σε καμία περίπτωση σε σχέση με το μέγεθος του συστήματος που μοντελοποιείται, αλλά παρέχει μεγάλη ευελιξία στη μοντελοποίηση των συστημάτων, καθώς επιτρέπει την εισαγωγή αυθαίρετου αριθμού ενεργειακών φορέων και προϊόντων.

2.2 Στοιχεία των Διανομών

Από τεχνολογική άποψη, οι ενεργειακοί διανομείς περιλαμβάνουν τρία βασικά στοιχεία:

- άμεσες συνδέσεις,
- μετατροπείς, και
- αποθήκευση.

Οι άμεσες συνδέσεις χρησιμοποιούνται για να μεταφέρουν έναν ενεργειακό φορέα από την είσοδο στην έξοδο, χωρίς να υπεισέρχεται καμία μετατροπή σε άλλη μορφή ή σημαντική αλλαγή της ποιότητάς του (π.χ. τάσης, υδραυλικής πίεσης). Χαρακτηριστικά παραδείγματα αποτελούν τα ηλεκτρικά καλώδια, οι εναέριες γραμμές και οι σωληνώσεις.

Στη συνέχεια, τα στοιχεία των μετατροπών χρησιμοποιούνται για να μετασχηματιστεί η ενέργεια σε άλλες μορφές. Για παράδειγμα, για την μετατροπή και τον περιορισμό της ενέργειας στην επιθυμητή ποσότητα και ποιότητα που θα καταναλωθεί από τα φορτία χρησιμοποιούνται ατμοστρόβιλοι και αεριοστρόβιλοι, μηχανές εσωτερικής καύσεως, κινητήρες Stirling, ηλεκτρικές μηχανές, κυψέλες καυσίμων (FC), κλπ, και από την άλλη πλευρά συμπιεστές, αντλίες, συσκευές ελέγχου της πίεσης, μετασχηματιστές, ηλεκτρονικά ισχύος, φίλτρα, εναλλάκτες θερμότητας, αντίστοιχα. Ο πίνακας που

ακολουθεί συνοψίζει τις κυριότερες μετατροπές ενέργειας και μέσω ποιών δομών μπορούν να επιτευχθούν.

Πίνακας 2.1 Θεωρητικά πιθανές μετατροπές.

Έξοδος			
Είσοδος	Ηλεκτρική Ενέργεια	Χημική Ενέργεια	Θερμική Ενέργεια
Ηλεκτρική Ενέργεια	Ηλεκτρική γραμμή Μετασχηματιστής Ηλεκτρονικά ισχύος	Ηλεκτρόλυση Αναστρέψιμα FC	Κυκλοφορητής
Χημική Ενέργεια	Αεριοστρόβιλος FC CHP	Σωλήνωση Συμπιεστής	Αεριοστρόβιλος FC CHP
Θερμική Ενέργεια	Ατμοστρόβιλος	Θερμόλυση	Μετατροπέας Εναλλάκτης

Ο τρίτος τύπος στοιχείου του ενεργειακού διανομέα, η ενεργειακή αποθήκευση, μπορεί να πραγματοποιηθεί με τη χρήση διαφορετικών τεχνολογιών. Στερεοί, υγροί και αέριοι ενεργειακοί φορείς μπορούν να αποθηκευτούν σε δεξαμενές, υιοθετώντας μια σχετικά απλή τεχνολογία. Η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί άμεσα (π.χ. supercaps, υπεραγώγιμες διατάξεις) ή έμμεσα (π.χ. μπαταρίες, υβριδικές δεξαμενές, σφόνδυλοι, αντιστρέψιμες κυψέλες καυσίμων μέσω αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα). Οι αέριοι ενεργειακοί φορείς μπορούν να αποθηκευτούν στο ίδιο το δίκτυο, απλώς αυξάνοντας την πίεση.

2.3 Δυναμικά Οφέλη

Από την άποψη του συστήματος, ο πλουραλισμός στην τροφοδότηση που επιτυγχάνεται από τους υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς έχει σαν συνέπεια τα ακόλουθα πλεονεκτήματα σε σχέση με την παραδοσιακή, συμβατική, αποσυνδεδεμένη τροφοδότηση:

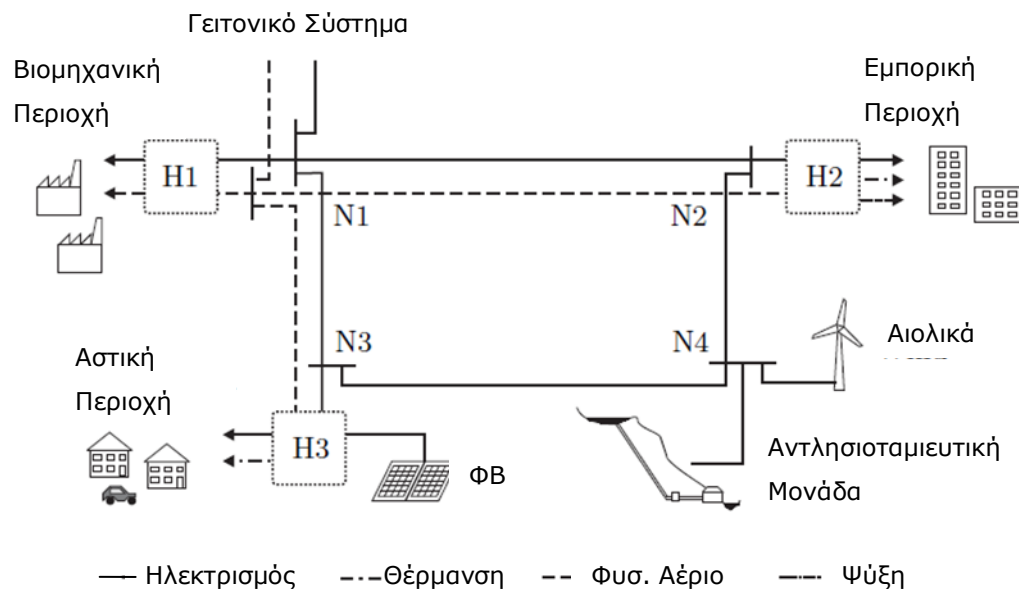
- **Αυξημένη αξιοπιστία:** Οι πολλαπλές εισοδοί που μπορούν να χρησιμοποιηθούν και να συνδυαστούν για την κάλυψη της ζήτησης καθιστούν σαφή την αύξηση της αξιοπιστίας τροφοδότησης του φορτίου, δεδομένου ότι αυτή δεν εξαρτάται πλέον από μια και μόνο δομή. Στην πράξη βέβαια αυτό περιορίζεται κάπως,

αφού συγκεκριμένες δομές εξαρτώνται από άλλες, δηλαδή οι εισοδοί δεν είναι τελείως ασυσχέτιστες.

- **Αυξημένη ευελιξία στην τροφοδότηση του φορτίου:** Τα διαφορετικά μονοπάτια στο εσωτερικό του διανομέα αυξάνουν τους βαθμούς ελευθερίας στην τροφοδότηση των φορτίων. Η ζήτηση, έτσι, μπορεί να ικανοποιηθεί είτε με κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας άμεσα από την αντίστοιχη είσοδο είτε από την έξοδο ενός αεριοστρόβιλου (εν μέρει ή πλήρως). Έτσι, το φορτίο είναι πιο ελαστικό σε θέματα τροφοδότησης, αν και η συνολική έξοδος του διανομέα παραμένει σταθερή.
- **Δυνατότητα βελτιστοποίησης:** Το γεγονός ότι διαφορετικές εισοδοί και διαφορετικοί συνδυασμοί αυτών μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη της ζήτησης θέτει το θέμα της βέλτιστης τροφοδότησης. Οι διαφορετικές εισοδοί μπορεί να χαρακτηρίζονται από διαφορετικό κόστος, διαφορετικές εκπομπές αερίων, διαθεσιμότητα, και άλλα κριτήρια. Με βάση τα κριτήρια αυτά η είσοδος του διανομέα μπορεί να βελτιστοποιηθεί, χρησιμοποιώντας τον πρόσθετο βαθμό ελευθερίας που εισάγεται από τις συνδέσεις.
- **Πλεονεκτήματα συνέργειας:** Τα διαφορετικά χαρακτηριστικά μεταφοράς και αποθήκευσης των εισόδων του διανομέα μπορούν να συνδυαστούν συνεργατικά. Η ηλεκτρική ενέργεια, για παράδειγμα, μπορεί να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις με συγκριτικά μικρές απώλειες. Οι χημικοί μεταφορείς μπορούν να αποθηκευτούν κάνοντας χρήση σχετικά απλής και φθηνής τεχνολογίας, ενώ οι αέριοι μπορούν να αποθηκευτούν, σε κάποιο βαθμό, στο ίδιο το δίκτυο, χρησιμοποιώντας κατάλληλες τεχνικές.

2.4 Συστήματα Ενεργειακών Διανομών

Η συνολική σημερινή ενεργειακή υποδομή μπορεί να θεωρηθεί ως ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομών. Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζονται τρεις ενεργειακοί διανομείς που διασυνδέονται μέσω του δικτύου ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Το παράδειγμα αυτό αφορά στην τροφοδότηση μιας πόλης η οποία διαιρείται προσεγγιστικά σε τρεις περιοχές, βιομηχανική, εμπορική και αστική. Κάθε μια από τις τρεις περιοχές τροφοδοτείται μέσω ενός ενεργειακού διανομέα, με την εσωτερική διαμόρφωση του καθενός να εξαρτάται από τις ιδιαίτερες ανάγκες των φορτίων που τροφοδοτεί.



Σχήμα 2.2 Σχεδιάγραμμα ενός συστήματος διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομών.

Κεφάλαιο 3

Μονάδες Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

Οι υβριδικοί ενεργειακοί διανομείς, όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, μπορούν να αποτελούνται από μία πληθώρα άμεσων συνδέσεων μεταξύ εισόδου και εξόδου, μονάδων για τη μετατροπή μιας μορφής ενέργειας σε μία άλλη και τέλος αποθηκευτικών διατάξεων. Μεταξύ των μονάδων των μετατροπών εξέχουσα θέση καταλαμβάνουν οι μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, καθώς μπορούν να προσφέρουν μεγάλη ευελιξία στην τροφοδότηση ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων συνδυάζοντας υψηλούς βαθμούς απόδοσης με μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στο κεφάλαιο αυτό αναφέρουμε συνοπτικά τα κυριότερα χαρακτηριστικά των μονάδων CHP, καθώς και την τεχνολογία που συναντάμε στις σύγχρονες μονάδες.

3.1 Εισαγωγή

Συμπαραγωγή είναι η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής και θερμικής ενέργειας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας ^{[6],[7]}. Η ιδέα της συμπαραγωγής είναι αρκετά παλαιά και αναπτύχθηκε λόγω του χαμηλού βαθμού απόδοσης των συμβατικών συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής. Τα συστήματα συμπαραγωγής έχουν ως κύριο χαρακτηριστικό τους την ανάκτηση του μεγαλύτερου μέρους της παραγόμενης θερμικής ενέργειας, η οποία αν δεν μεσολαβήσει κάποια άλλη διεργασία, αποτελεί απλώς απώλεια προς το περιβάλλον, επιτυγχάνοντας με τον τρόπο αυτόν εξοικονόμηση πόρων και βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένα σύστημα συμπαραγωγής αποτελείται κυρίως από τέσσερα στοιχεία:

- **Τον κινητήρα (Prime Mover):** ατμοστρόβιλος, αεριοστρόβιλος, παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης, συνδυασμένου κύκλου, κυψέλες καυσίμου, μηχανή Stirling ή μικροτουρμπίνα. Ο κινητήρας κινεί τη γεννήτρια.
- **Το σύστημα ανάκτησης θερμότητας:** σύστημα που ανακτά την απορριπτόμενη θερμότητα από τα ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής (με εναλλάκτες ανάκτησης θερμότητας) και από τα καυσαέρια (με λέβητα ανάκτησης θερμότητας που αποκαλείται και λέβητας καυσαερίων).

- **Τη γεννήτρια:** σύγχρονη, ασύγχρονη ή αυτοδιεγειρόμενη ασύγχρονη. Παράγει την ηλεκτρική ενέργεια.
- **Το σύστημα ελέγχου:** μέσω αυτού διασφαλίζεται η ασφαλής και ικανοποιητική λειτουργία του συστήματος συμπαραγωγής.

Η συμπαραγωγή πρωτοεμφανίστηκε στην Ευρώπη και στις Η.Π.Α. γύρω στα 1890. Κατά τις πρώτες δεκαετίες του 20ού αιώνα, οι περισσότερες βιομηχανίες είχαν δικές τους μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ατμολέβητα-στρόβιλο, που λειτουργούσε με άνθρακα. Πολλές από τις μονάδες αυτές ήταν μονάδες συμπαραγωγής. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι περίπου το 58% του ηλεκτρισμού που παραγόταν σε βιομηχανίες των Η.Π.Α. στις αρχές του αιώνα προερχόταν από μονάδες συμπαραγωγής. Κατόπιν ακολούθησε κάμψη κυρίως για δύο λόγους, την ανάπτυξη των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού, που προσέφεραν σχετικά φθηνή και αξιόπιστη ηλεκτρική ενέργεια και τη διαθεσιμότητα υγρών καυσίμων και φυσικού αερίου σε χαμηλές τιμές, που έκανε τη λειτουργία λεβήτων οικονομικά συμφέρουσα. Έτσι, η βιομηχανική συμπαραγωγή μειώθηκε στο 15% του όλου δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 1950 και έπεσε στο 5% μέχρι το 1974.

Η πορεία αυτή έχει πλέον αντιστραφεί όχι μόνον στις Η.Π.Α. αλλά και σε χώρες της Ευρώπης και στην Ιαπωνία, γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στην απότομη αύξηση των τιμών των καυσίμων από το 1973, όταν ξεκίνησε η πετρελαϊκή κρίση. Η ανοδική πορεία στη διάδοση της συμπαραγωγής συνοδεύτηκε και από αξιοσημείωτη πρόοδο της σχετικής τεχνολογίας. Οι βελτιώσεις και εξελίξεις συνεχίζονται και νέες τεχνικές αναπτύσσονται και δοκιμάζονται, αλλά ήδη η συμπαραγωγή έχει φθάσει σε επίπεδο ωριμότητας με αποδεδειγμένη αποδοτικότητα και αξιοπιστία. Μια μεγάλη ποικιλία συστημάτων, από πλευράς είδους, μεγέθους και λειτουργικών χαρακτηριστικών είναι πλέον διαθέσιμη.

Κάτω από προϋποθέσεις, η οικονομία που επιτυγχάνεται με την επιλογή της λύσης της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στο συνολικό ενεργειακό κόστος, μπορεί να είναι ιδιαίτερα αξιόλογη στις περιπτώσεις εκείνες που απαιτούνται ταυτοχρόνως μεγάλες ποσότητες θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων. Η υψηλή ενεργειακή απόδοση των συστημάτων συμπαραγωγής έχει ως λογικό αποτέλεσμα την υψηλή οικονομική τους απόδοση. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η εγκατάσταση τέτοιων συστημάτων, κυρίως σε βιομηχανικές εφαρμογές, μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του ενεργειακού κόστους έως και 40%, ενώ η περίοδος αποπληρωμής τους κυμαίνεται από 3 έως 5 έτη. Όταν λειτουργούν παράλληλα με το ηλεκτρικό δίκτυο, τα συστήματα συμπαραγωγής εξασφαλίζουν υψηλή αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Το πλεονέκτημα αυτό είναι ιδιάζουσας σημασίας για καταναλωτές με απαίτηση συνεχούς και απρόσκοπτης

παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι οι βιομηχανίες αλλά και κτιριακά συγκροτήματα όπως τα νοσοκομεία. Αν μάλιστα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμη ύλη το φυσικό αέριο, τότε η συμπαραγωγή προκύπτει ως ένας από τους οικονομικότερους και αποδοτικότερους τρόπους μείωσης του ενεργειακού κόστους μιας διεργασίας.

Ως ενεργειακή πηγή μπορεί να χρησιμοποιηθεί οποιοδήποτε καύσιμο. Σήμερα, ωστόσο, και στο πλαίσιο της προσπάθειας εξοικονόμησης ενέργειας, φυσικών πόρων και προώθησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), κρίνεται αποδοτικότερη και συμφέρουσα η χρήση καυσίμων, όπως της βιομάζας και του φυσικού αερίου, που είναι φιλικότερα προς το περιβάλλον. Το φυσικό αέριο παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα συγκρινόμενο με άλλα καύσιμα, π.χ. το ελαφρύ και το βαρύ πετρέλαιο (μαζούτ), όπως η καθαρότητα και η ποιότητα του, που συντελούν στην πιο αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία της μονάδας, με ευνοϊκές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής της και στις δαπάνες συντήρησης. Επιπλέον, με την χρήση του φυσικού αερίου λύνονται τα προβλήματα προμήθειας και αποθήκευσης που παρουσιάζονται με την χρησιμοποίηση άλλων καυσίμων, υγρών και στερεών, καθόσον το φυσικό αέριο διανέμεται στα σημεία κατανάλωσης με ευθύνη της εταιρείας αερίου. Τέλος, το φυσικό αέριο αναμιγνύεται εύκολα με τον ατμοσφαιρικό αέρα πράγμα που το καθιστά σχεδόν ακίνδυνο, ενώ τα προϊόντα της καύσεως του είναι ελεύθερα θείου που σε συνδυασμό με την εξοικονόμηση ενέργειας που επέρχεται με τη μέθοδο της συμπαραγωγής, οδηγούν σε σημαντική μείωση των αέριων ρυπαντών, όπως τα NO_x , SO_x , και το CO_2 .

3.2 Οφέλη

Δυστυχώς, η ένταξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην κάλυψη της ζήτησης είναι εφικτή μέχρι ένα περιορισμένο ποσοστό. Ως εκ τούτου, για να αντιμετωπιστεί η μελλοντική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρισμού, απαιτείται η κατασκευή νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Αν δεν αλλάξει δραματικά η κατάσταση, οι θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα εξακολουθούν να πρωταγωνιστούν στις επόμενες δεκαετίες. Η διάδοση της συμπαραγωγής έναντι των συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας έχει τα εξής σημαντικά πλεονεκτήματα:

- **Μειωμένη κατανάλωση καυσίμων:** Οι μονάδες CHP εξοικονομούν καύσιμο διότι, όπως αναφέρθηκε, ενώ κατά τη λειτουργία οποιασδήποτε θερμικής μηχανής μεγάλο μέρος της ενέργειας του καυσίμου απορρίπτεται προς το περιβάλλον, τα συστήματα συμπαραγωγής μετατρέπουν σημαντικό ποσοστό σε χρήσιμη θερμική ενέργεια. Έτσι έχουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης από τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Μία πρόσθετη βελτίωση του βαθμού εκμετάλλευσης των καυσίμων οφείλεται στο ότι τα συστήματα

συμπαγωγής βρίσκονται συνήθως πιο κοντά στους καταναλωτές απ' ότι οι κεντρικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής. Έτσι, περιορίζονται οι απώλειες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι της τάξεως του 8-10%.

- **Οφέλη στο σύστημα ηλεκτρισμού και την οικονομία:** Η συμπαγωγή αποτελεί σημαντική ευκαιρία ώστε να προωθηθούν αποκεντρωμένες λύσεις ηλεκτροπαραγωγής, όπου οι σταθμοί συμπαγωγής σχεδιάζονται για να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλωτών, παρέχοντας υψηλή απόδοση, μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς και αυξάνοντας την ευελιξία στη χρήση του συστήματος. Το γεγονός μάλιστα της απελευθερωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να επιδράσει θετικά στην οικονομία τόσο των χωρών, όσο και των εταιρειών. Αρκετές μεγάλες επιχειρήσεις, εάν παράγουν μόνες τους την απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύ είναι εφικτό να εκμεταλλεύονται ταυτόχρονα και την εκλυόμενη θερμότητα. Έτσι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται πιο ανταγωνιστική προς όφελος του καταναλωτή. Τέλος, η μειωμένη ανάγκη καυσίμων που παρέχει η συμπαγωγή, μειώνει την εξάρτηση από εισαγωγές.
- **Περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη:** Χάρη στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση του καυσίμου, η συμπαγωγή συντελεί σε άμεση μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων, με την προϋπόθεση ότι το καύσιμο που χρησιμοποιείται δεν είναι κατώτερης ποιότητας από εκείνο της χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου συνοδεύεται επίσης από μια έμμεση μείωση ρύπων απ' τον υπόλοιπο κύκλο του καυσίμου: εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά, αποθήκευση. Η ποσοτικοποίηση του κόστους αυτού είναι δύσκολη και εξαρτάται από διάφορους παράγοντες: τεχνολογία, καύσιμο, τοπικές συνθήκες, κλπ. Αν και η διακίνηση των καυσίμων και η απομάκρυνση των στερεών καταλοίπων της καύσης μπορεί να προκαλέσει ρύπανση του εδάφους και των υδάτων της περιοχής και ο θόρυβος, τόσο από τη λειτουργία του ίδιου του συστήματος συμπαγωγής, όσο και από την κίνηση, που αναπτύσσεται για την εξυπηρέτησή του, αυξάνει την ηχητική ρύπανση, η εγκατάσταση συστήματος συμπαγωγής σε κατοικημένες περιοχές μπορεί να πραγματοποιηθεί αν τηρηθούν όλα τα κατάλληλα μέτρα.

3.3 Τρόποι Λειτουργίας των Μονάδων Συμπαγωγής

Οι κυριότεροι τρόποι λειτουργίας ενός συστήματος συμπαγωγής, δηλαδή οι τρόποι ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος σε κάθε χρονική στιγμή, είναι οι ακόλουθοι:

- **Παραγωγή θερμότητας ίση με το θερμικό φορτίο (Heat Match).** Εάν παράγεται ηλεκτρική ενέργεια περισσότερη από το φορτίο, η περίσσεια πωλείται στο εθνικό δίκτυο. Εάν η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μικρότερη από το φορτίο, το έλλειμμα συμπληρώνεται από το δίκτυο.
- **Παραγωγή ηλεκτρισμού ίσου με το ηλεκτρικό φορτίο (Electricity Match).** Βοηθητικός λέβητας συμπληρώνει τις πρόσθετες ανάγκες σε θερμότητα, εάν χρειασθεί. Επίσης, είναι απαραίτητη η εγκατάσταση ψυγείων ικανών να αποβάλουν την περίσσεια θερμότητα, εάν προκύψει ανάγκη.
- **Μικτός τρόπος,** δηλαδή παρακολούθηση άλλοτε του θερμικού φορτίου και άλλοτε του ηλεκτρικού.
- **Αυτόνομη λειτουργία.** Έχουμε πλήρη κάλυψη του θερμικού και του ηλεκτρικού φορτίου σε κάθε χρονική στιγμή, χωρίς σύνδεση με το εθνικό δίκτυο. Αυτός ο τρόπος λειτουργίας απαιτεί επαρκή εφεδρεία και επομένως περίπλοκο σύστημα συμπαραγωγής. Συνεπώς είναι η πιο ακριβή λύση, τουλάχιστον από πλευράς αρχικού επενδυτικού κόστους.

Γενικά, χωρίς όμως να λείπουν οι εξαιρέσεις, ο πρώτος από τους τρόπους αυτούς προσφέρει την υψηλότερη ενεργειακή και οικονομική απόδοση για συστήματα στο βιομηχανικό και εμπορικό - κτιριακό τομέα.

3.4 Μελέτη Σταθμών Συμπαραγωγής

Τα περισσότερα συστήματα συμπαραγωγής μπορούν να χαρακτηριστούν είτε ως συστήματα «κορυφής» (Topping Systems) είτε ως συστήματα «βάσης» (bottoming systems) ^{[6],[7]}. Στα συστήματα κορυφής, ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες, θέρμανση χώρων ή ακόμη και για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας. Στα συστήματα βάσης, παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας, όπως συμβαίνει σε εγκαταστάσεις υαλουργείων, στους φούρνους των χαλυβουργιών κλπ, και κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

3.4.1 Δείκτες Αποδοτικότητας ^[8]

Για την εκτίμηση των ενεργειακών επιδόσεων των μονάδων συμπαραγωγής χρησιμοποιούμε τα παρακάτω μεγέθη:

Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης

Ορίζεται ως το πηλίκο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς την ενέργεια του καυσίμου που καταναλίσκεται από το σύστημα συμπαραγωγής:

$$\eta_{el} = \frac{Q_E}{W_F} \quad (3.1)$$

Θερμικός βαθμός απόδοσης

Ορίζεται ως το πηλίκο της παραγόμενης θερμικής ισχύς προς την ισχύ του καυσίμου που καταναλίσκεται από το σύστημα συμπαραγωγής:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{W_F} \quad (3.2)$$

Συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας (Energy Utilization Factor, EUF) ή συνολικός βαθμός απόδοσης αποτελεί το άθροισμα του ηλεκτρικού και του θερμικού βαθμού απόδοσης αφού ένας σταθμός συμπαραγωγής έχει και ηλεκτρισμό και θερμότητα ως τελικά προϊόντα:

$$EUF = \frac{Q_E + Q_{th}}{W_F} \quad (3.3)$$

Λόγος θερμότητας προς ηλεκτρική ενέργεια

Ο λόγος θερμότητας προς ηλεκτρική ενέργεια (Heat to Power Ratio, HPR) δηλώνει την αναλογία μεταξύ των δύο προϊόντων ενός σταθμού συμπαραγωγής.

$$HPR = \frac{Q_H}{W_E} \quad (3.4)$$

και ορισμένες φορές χρησιμοποιείται ο αντίστροφος λόγος: $PHR = 1/HPR$

Βαθμός εξοικονόμησης ενέργειας καυσίμου

Η επίδοση ενός σταθμού συμπαραγωγής μπορεί να μετρηθεί και μέσω της σύγκρισης της κατανάλωσης καύσιμης ενέργειας για συγκεκριμένα επίπεδα παραγωγής, με την ενέργεια καυσίμου που απαιτείται για την επίτευξη των ίδιων επιπέδων παραγωγής σε ξεχωριστές συμβατικές εγκαταστάσεις (Central Power Plant, CPP και Heating Boiler, HB). Ο βαθμός εξοικονόμησης ενέργειας καυσίμου (Fuel Energy Savings Ratio, FESR) ορίζεται ως:

$$FESR = \frac{Q_{FCPP} + Q_{FHB} - Q_{FCHP}}{Q_{FCPP} + Q_{FHB}} \quad (3.5)$$

3.4.2 Τεχνολογίες Σταθμών Συμπαραγωγής

Σήμερα, τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι τα ακόλουθα:

- **κυψέλες καυσίμου (Fuel Cells),**
- **συστήματα συνδυασμένου κύκλου,**
- **συστήματα ατμοστρόβιλων,**
- **συστήματα αεριοστρόβιλων,**
- **συστήματα με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης,**
- **μηχανές Stirling,**
- **κύκλοι βάσης Rankine με οργανικά ρευστά και**
- **τυποποιημένες μονάδες – «πακέτα»**

Στις ενότητες που ακολουθούν αναφέρουμε επιγραμματικά τα κυριότερα χαρακτηριστικά καθεμιάς από τις τεχνολογίες που αναφέρθηκαν. Η παρουσίαση πιο τεχνικών λεπτομερειών ξεφεύγει από τους σκοπούς της παρούσας εργασίας.

3.4.2.1 Κυψέλες Καυσίμου

Η τεχνολογία των κυψελών καυσίμου (Fuel Cell) είναι μια ιδιαίτερα ελπιδοφόρα τεχνολογία, αν και βρίσκεται ακόμα στο στάδιο της έρευνας και ανάπτυξης. Δεν είναι πλατιά γνωστή και διαδεδομένη ακόμη αλλά έχει πολύ καλές προοπτικές εφαρμογών στη συμπαραγωγή. Οι κυψέλες καυσίμου είναι κατάλληλες για συμπαραγωγή στον βιομηχανικό και εμπορικό-κτιριακό τομέα (ιδιαίτερα σε συνδυασμό με το φυσικό αέριο).

Η κυψέλη καυσίμου είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή που μετατρέπει τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρισμό χωρίς τη μεσολάβηση της καύσης. Στη βασική της μορφή λειτουργεί ως εξής: υδρογόνο και οξυγόνο αντιδρούν με την παρουσία ηλεκτρολύτη και παράγουν νερό, ενώ ταυτόχρονα αναπτύσσεται ένα ηλεκτροχημικό δυναμικό που προκαλεί ροή ηλεκτρικού ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα (φορτίο). Καθώς η αντίδραση είναι εξώθερμη, παράγεται θερμότητα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ωφέλιμα. Το απαιτούμενο υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα και συνήθως μεθάνιο (CH_4), που αποτελεί το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου. Ορισμένοι τύποι κυψελών μπορούν να λειτουργήσουν επίσης και με CO_2 ή υδρογονάνθρακες.

Κύρια πλεονεκτήματά τους είναι, μεταξύ άλλων, οι χαμηλές εκπομπές ρύπων και η χαμηλή στάθμη θορύβου, κάτι που τις καθιστά καταλληλότερες από άλλα συστήματα να εγκατασταθούν σε κτίρια, όπως ξενοδοχεία. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης τους παραμένει υψηλός, ακόμα και αν δεν λειτουργούν σε πλήρες φορτίο, ενώ η αρθρωτή δομή τους προσφέρει τη δυνατότητα κατασκευής μονάδων με την επιθυμητή ονομαστική ισχύ.

Ωστόσο, το κόστος κατασκευής τους είναι αρκετά υψηλό και η διάρκεια ζωής τους σχετικά μικρή, πράγμα που εμποδίζει προς το παρόν την πλατιά διάδοσή τους.

3.4.2.2 Συστήματα Συνδυασμένου Κύκλου

Ο όρος «συνδυασμένος κύκλος» αναφέρεται σε συστήματα με δύο θερμοδυναμικούς κύκλους, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους με κάποιο εργαζόμενο ρευστό και λειτουργούν σε διαφορετικές θερμοκρασίες. Ο κύκλος υψηλής θερμοκρασίας (κορυφής) αποβάλλει θερμότητα, που ανακτάται και χρησιμοποιείται από τον κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (βάσης) για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, αυξάνοντας έτσι τον βαθμό απόδοσης. Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συνδυασμένου κύκλου είναι εκείνα με συνδυασμό αεριοστρόβιλου-ατμοστρόβιλου (κύκλοι Joule-Rankine).

Η υψηλή περιεκτικότητα οξυγόνου στα καυσαέρια του αεριοστρόβιλου (περίπου 17%) επιτρέπει την καύση συμπληρωματικού καυσίμου στον λέβητα καυσαερίων, εάν κριθεί αναγκαία για την αύξηση ισχύος του συστήματος. Η συμπληρωματική καύση αυξάνει το βαθμό απόδοσης του συστήματος κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο, αλλά κάνει την εγκατάσταση και ιδιαίτερα τις διατάξεις ρύθμισης και ελέγχου πιο περίπλοκες.

Η ισχύς των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται συνήθως στην περιοχή 20-400 MW, ενώ κατασκευάζονται επίσης μικρότερες μονάδες με ισχύ 4-11 MW. Η συγκέντρωση ισχύος (ισχύς ανά μονάδα όγκου) των συστημάτων αυτών είναι υψηλότερη από τη συγκέντρωση ισχύος των συστημάτων απλού κύκλου αεριοστρόβιλου (Joule) ή ατμοστρόβιλου (Rankine).

Ο χρόνος εγκατάστασης είναι 2-3 έτη. Είναι δυνατή η ολοκλήρωση της εγκατάστασης σε δύο στάδια: εγκαθίσταται πρώτα η μονάδα αεριοστρόβιλου, που μπορεί να είναι έτοιμη για λειτουργία σε 12-18 μήνες. Ενώ αυτή λειτουργεί, συμπληρώνεται το σύστημα με τη μονάδα του ατμοστρόβιλου.

Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται συνήθως στην περιοχή του 35-45%, ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι 70-88%. Λειτουργία σε μερικό φορτίο έχει αρνητική

επίδραση στον βαθμό απόδοσης του συστήματος. Η αξιοπιστία των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου είναι 80-85%, η μέση ετήσια διαθεσιμότητα 77-85% και ο οικονομικός χρόνος ζωής 15-25 έτη.

3.4.2.3 Συστήματα Ατμοστρόβιλων

Είναι τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαραγωγής, κατάλληλα για ισχείς 500 kW-100 MW ή και μεγαλύτερες. Μπορούν να χρησιμοποιήσουν οποιοδήποτε καύσιμο. Ακόμη και στερεά απόβλητα καίγονται σε ειδικούς λέβητες εφοδιασμένους με συστήματα κατακράτησης ή και εξουδετέρωσης ρύπων και τοξικών ουσιών που δημιουργούνται κατά την καύση. Ο βαθμός απόδοσης φθάνει το 60-85% και δεν πέφτει έντονα κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο. Για σύγκριση, υπενθυμίζεται ότι ο βαθμός απόδοσης ενός συμβατικού ατμοηλεκτρικού σταθμού βρίσκεται στην περιοχή του 35%. Όμως, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης είναι χαμηλός (τιμές της τάξεως του 15-20% είναι συνηθισμένες), που συντελεί σε μικρό λόγο ηλεκτρισμού προς θερμότητα. Τα συστήματα ατμοστρόβιλου έχουν υψηλή αξιοπιστία που φτάνει το 95% (ως αξιοπιστία θεωρείται η πιθανότητα να λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα για δεδομένο χρονικό διάστημα και με προκαθορισμένες συνθήκες), υψηλή διαθεσιμότητα της τάξεως του 90-95% (διαθεσιμότητα είναι η πιθανότητα να λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα σε τυχαία χρονική στιγμή), και μεγάλη διάρκεια ζωής (25-35 έτη). Όμως, ο χρόνος εγκατάστασης είναι σχετικά μεγάλος, καθώς απαιτούνται από 12-18 μήνες για μικρές μονάδες έως και τρία έτη για μεγαλύτερα συστήματα.

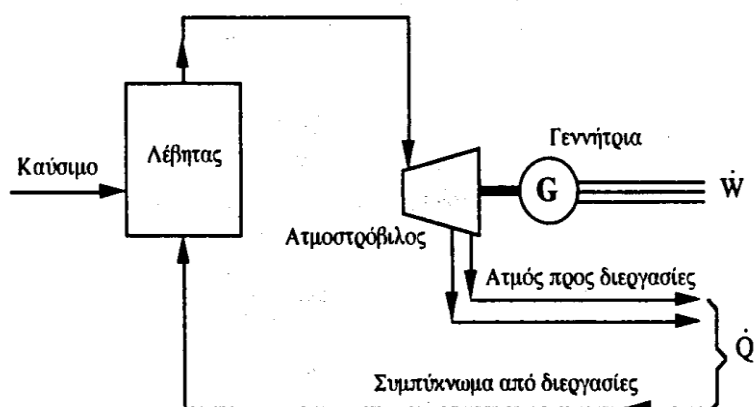
Οι τρεις βασικές διατάξεις συστημάτων της κατηγορίας αυτής είναι τα συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης, με ατμοστρόβιλο απομάστευσης και τέλος με ατμοστρόβιλο σε κύκλο βάσης.

Συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης

Ατμός υψηλής πίεσης (20-100 bar) και θερμοκρασίας 480-540 °C παράγεται σε λέβητα με κατανάλωση καυσίμου και χρησιμοποιείται για την κίνηση ατμοστροβίλου, στον άξονα του οποίου είναι συνδεδεμένη ηλεκτρογεννήτρια (σχήμα 3.1). Ο ατμός βγαίνει από τον στρόβιλο σε πίεση και θερμοκρασία κατάλληλη για τις θερμικές διεργασίες. Ο όρος «αντίθλιψη» οφείλεται στο ότι η πίεση αυτή είναι μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής (3-20 bar).

Σε σύγκριση με το σύστημα απομάστευσης, που περιγράφεται παρακάτω, το σύστημα αντίθλιψης έχει το πλεονέκτημα της απλής μορφής και της μειωμένης ανάγκης για ψυκτικό νερό. Επιπλέον, έχει υψηλότερο βαθμό απόδοσης, κοντά στο 85%, κυρίως γιατί δεν αποβάλλεται θερμότητα στο περιβάλλον μέσω ψυγείου. Σημαντικά μειωμένα

είναι και τα κόστη που συνεπάγεται η εγκατάσταση και λειτουργία ενός τέτοιου σταθμού.

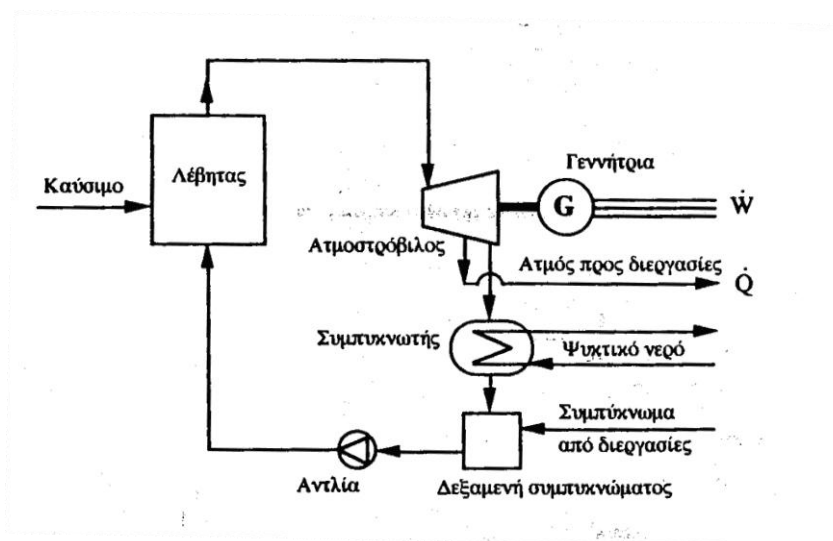


Σχήμα 3.1 Σύστημα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης.

Σημαντικό μειονέκτημά του, όμως, είναι ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι στενά συνδεδεμένη με την απαιτούμενη θερμότητα. Έτσι, είναι αδύνατη η ανεξάρτητη λειτουργία του ατμοηλεκτρικού σταθμού από το δίκτυο θέρμανσης, και είναι αναγκαία η αμφίδρομη σύνδεση με το εθνικό δίκτυο ηλεκτρισμού για την κάλυψη πρόσθετων αναγκών ή για τη διοχέτευση της πιθανής περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας.

Συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης

Μέρος του ατμού απομαστεύεται από μία ή περισσότερες ενδιάμεσες βαθμίδες του στρόβιλου στις επιθυμητές πιέσεις, ενώ ο υπόλοιπος εκτονώνεται μέχρι την πίεση του συμπυκνωτή (λέγεται και ψυγείο ατμού) που είναι 0,05-0,10 bar. Το σχεδιάγραμμα ενός τέτοιου συστήματος δίνεται στο σχήμα 3.2.

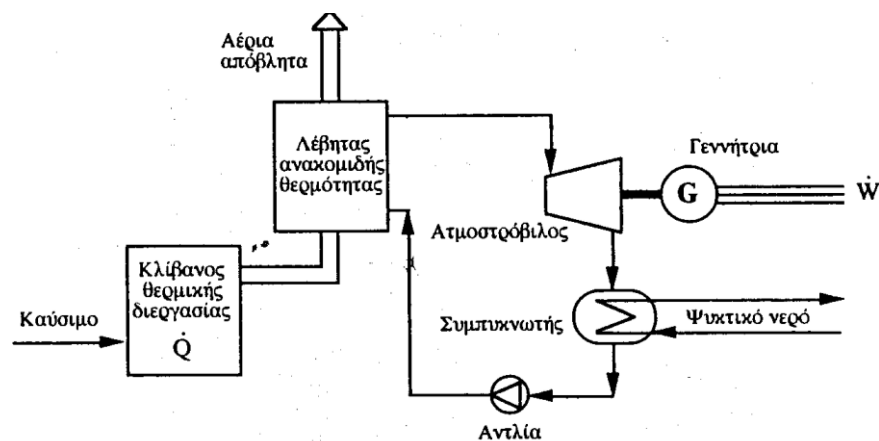


Σχήμα 3.2 Σύστημα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο απομάστευσης.

Τα συστήματα απομάστευσης είναι ακριβότερα και έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης (περίπου 80%) από τα συστήματα αντίθλιψης. Παρέχουν, όμως, τη δυνατότητα ανεξάρτητης (μέσα σε ορισμένα όρια) ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος (και επομένως της τιμής του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα PHR). Αυτό επιτυγχάνεται με ρύθμιση της ολικής παροχής ατμού και επομένως της παροχής ατμού προς τον συμπυκνωτή.

Συστήματα συμπαραγωγής με ατμοστρόβιλο σε κύκλο βάσης

Αρκετές βιομηχανίες (π.χ. χαλυβουργεία, υαλουργεία, εργοστάσια αλουμινίου, διυλιστήρια πετρελαίου, κλπ) έχουν αέρια απόβλητα υψηλής θερμοκρασίας. Μετά τη θερμική διεργασία, τα αέρια αυτά μπορούν να περάσουν μέσα από λέβητα ανακομιδής θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί μια ατμοστροβιλογεννήτρια. Έτσι, η μονάδα παραγωγής θερμότητας μετατρέπεται σε σύστημα συμπαραγωγής με κύκλο βάσης (σχήμα 3.3). Τυπική περιοχή τιμών του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης είναι 5-15%. Ο βαθμός απόδοση είναι χαμηλός, αλλά ο ηλεκτρισμός παράγεται από θερμότητα που διαφορετικά θα χανόταν, χωρίς πρόσθετη κατανάλωση καυσίμου.



Σχήμα 3.3 Σύστημα συμπαραγωγής με κύκλο βάσης ατμού

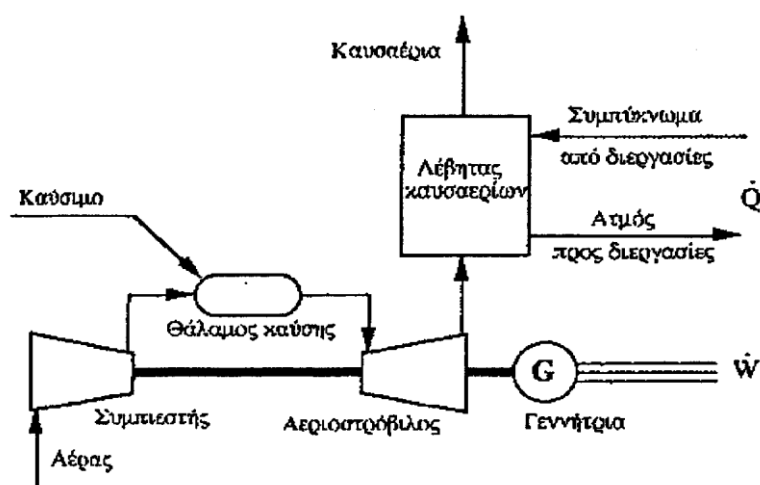
3.4.2.4 Συστήματα Αεριοστροβίλων

Δύο είναι οι βασικές διατάξεις που χρησιμοποιούνται, αυτές του ανοικτού και αυτές του κλειστού κύκλου.

Συστήματα αεριοστροβίλου ανοικτού κύκλου

Οι περισσότερες αεριοστροβιλικές μονάδες είναι ανοικτού τύπου: αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα, συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης. Τα καυσαέρια εκτονώνονται στον αεριοστροβίλο (που κινεί τη γεννήτρια), από τον οποίο βγαίνουν με θερμοκρασία 300-600 °C. Η σημαντική ισχύς που απαιτείται για την κίνηση του

συμπιεστή και η υψηλή θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι οι κύριες αιτίες του μικρού βαθμού απόδοσης ενός τέτοιου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (25-35% και σε σύγχρονες προηγμένες μονάδες 40%). Η υψηλή θερμοκρασία των καυσαερίων κάνει τις μονάδες αυτές ιδανικές για συμπαραγωγή, γεγονός που αυξάνει τον βαθμό απόδοσης στο 60-80%. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι εκμετάλλευσης της θερμότητας των καυσαερίων, η άμεση χρήση σε θερμικές διεργασίες (λόγου χάρη θέρμανση, ξήρανση) ή η διοχέτευση των καυσαερίων σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας (λέγεται και λέβητας καυσαερίων). Εκεί παράγεται ατμός υψηλών χαρακτηριστικών, που είναι κατάλληλος όχι μόνο για θερμικές διεργασίες αλλά και για την κίνηση ατμοστρόβιλου συνδεδεμένου με γεννήτρια ή άλλο μηχανήμα (σύστημα συνδυασμένου κύκλου).



Σχήμα 3.4 Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου.

Τα συστήματα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου έχουν ισχύ από 100 kW έως 100 MW. Λειτουργούν συνήθως με φυσικό αέριο ή ελαφρά αποστάγματα πετρελαίου (π.χ. Diesel), ενώ ευοίωνες παρουσιάζονται οι προοπτικές για χρήση γαιανθράκων σε εξαερωμένη μορφή. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν αέρια καύσιμα που παράγονται π.χ. κατά την καταλυτική σχάση υδρογονανθράκων σε διυλιστήρια πετρελαίου.

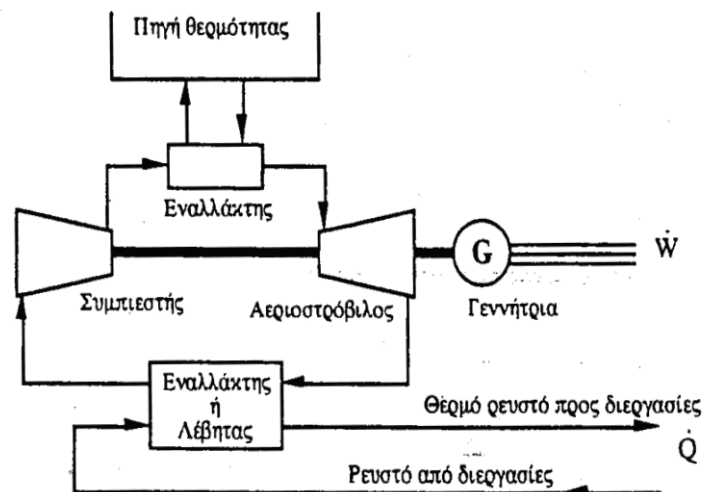
Γενικά, πάντως, χρειάζεται προσοχή, επειδή τα πτερύγια του αεριοστρόβιλου είναι εκτεθειμένα στα προϊόντα της καύσης, τα προϊόντα αυτά πρέπει να μην έχουν συστατικά που προκαλούν διάβρωση (νάτριο, κάλιο, θείο κλπ) και τα στερεά σωματίδια πρέπει να είναι αρκετά μικρού μεγέθους ώστε να μην προκαλούν φθορά κατά την πρόσκρουσή τους στα πτερύγια. Εάν το καυσαέριο περιέχει τέτοια συστατικά, πρέπει να καθαρισθεί με ειδικές διατάξεις, πριν οδηγηθεί στον αεριοστρόβιλο. Είναι επίσης ενδεχόμενο, το καύσιμο να χρειασθεί καθαρισμό, πριν από την εισαγωγή του στο θάλαμο καύσης.

Ο χρόνος εγκατάστασης των συστημάτων συμπαραγωγής αεριοστρόβιλων είναι 9-14 μήνες για ισχείς μέχρι 7 MW και φθάνει τα δύο έτη για μεγαλύτερες μονάδες. Η αξιοπιστία και η μέση ετήσια διαθεσιμότητα συστημάτων αεριοστρόβιλου που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο είναι συγκρίσιμες με εκείνες των συστημάτων ατμοστρόβιλου. Οι μονάδες που λειτουργούν με υγρό καύσιμο απαιτούν πιο συχνές συντηρήσεις, με συνέπεια τη χαμηλότερη διαθεσιμότητα. Η χρήσιμη διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και μπορεί να μειωθεί σημαντικά από καύσιμο κακής ποιότητας ή ανεπαρκή συντήρηση.

Σε σύγκριση με τα συστήματα ατμοστρόβιλου, τα συστήματα αεριοστρόβιλου ανοικτού κύκλου έχουν υψηλότερο ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης, τόσο στο πλήρες φορτίο, όσο και σε μερικό φορτίο, αλλά η μείωσή του σε μερικό φορτίο είναι πιο έντονη. Επίσης, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι υψηλότερος.

Συστήματα αεριοστρόβιλου κλειστού κύκλου

Στα συστήματα κλειστού κύκλου, το εργαζόμενο ρευστό (συνήθως ήλιο ή αέρας) κυκλοφορεί σε κλειστό κύκλωμα. Θερμαίνεται μέχρι την κατάλληλη θερμοκρασία σε εναλλάκτη θερμότητας, πριν από την είσοδο στον αεριοστρόβιλο, και ψύχεται μετά την έξοδό του από αυτόν. Καθώς το ρευστό δεν συμμετέχει στην καύση, διατηρείται καθαρό και έτσι αποφεύγεται η μηχανική και η χημική διάβρωση του αεριοστρόβιλου από τα προϊόντα της καύσης.



Σχήμα 3.5 Σύστημα συμπαραγωγής με αεριοστρόβιλο κλειστού κύκλου.

Η εξωτερική καύση επιτρέπει τη χρήση οποιουδήποτε καυσίμου στα συστήματα αυτά: άνθρακα, απόβλητα βιομηχανιών ή πόλεων, βιομάζα, υγρά ή αέρια καύσιμα

παραγόμενα από βιομάζα, κλπ. Η πυρηνική ή η ηλιακή ενέργεια μπορούν επίσης να αποτελέσουν πηγή θερμότητας.

Ο αριθμός των συγκεκριμένων μονάδων εν χρήσει είναι περιορισμένος. Μετά την απόκτηση αρκετής εμπειρίας, η αξιοπιστία των συστημάτων κλειστού κύκλου προβλέπεται ότι θα είναι τουλάχιστον ίση με εκείνη των συστημάτων ανοικτού κύκλου, ενώ η διαθεσιμότητα θα είναι υψηλότερη χάρη στις μικρότερες απαιτήσεις συντήρησης, που οφείλονται στην καθαρότητα του εργαζόμενου ρευστού. Ο βαθμός απόδοσης και ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα βρίσκονται στα ίδια περίπου επίπεδα με εκείνα των συστημάτων ανοικτού κύκλου. Τα συστήματα κλειστού κύκλου έχουν το πλεονέκτημα ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης δεν μειώνεται σε μερικό φορτίο. Ο ολικός βαθμός απόδοσης σε μερικό φορτίο εξαρτάται κυρίως από τον βαθμό απόδοσης της πηγής θερμότητας.

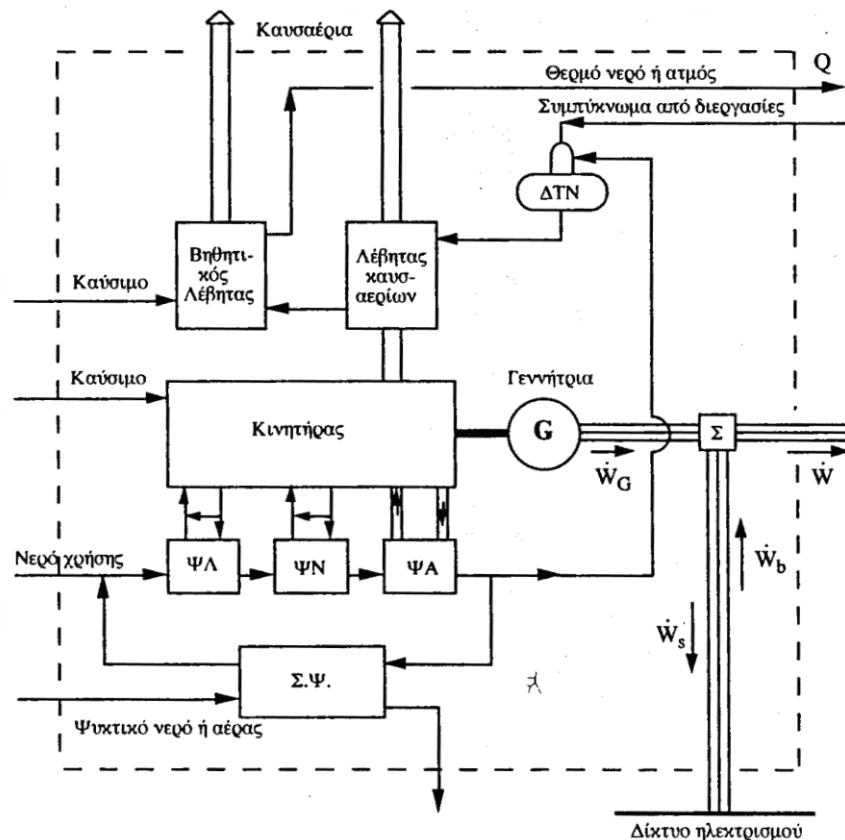
3.4.2.5 Συστήματα με Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης

Τα συστήματα συμπαραγωγής που βασίζονται στις παλινδρομικές μηχανές χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές που ζητείται υψηλή ηλεκτρική απόδοση και υψηλός λόγος ηλεκτρικής ενέργειας προς θερμότητα, ενώ οι απαιτήσεις για την ποιότητα της παραγόμενης θερμότητας δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλες. Διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες, τις μονάδες μικρής κλίμακας με κινητήρα φυσικού αερίου (15-1000 kW) ή Diesel (75-1000 kW), τα συστήματα μέσης ισχύος (1000-6000 kW) με κινητήρα φυσικού αερίου ή Diesel, και τέλος τα συστήματα μεγάλης ισχύος (άνω των 6000 kW) με κινητήρα Diesel.

Όπως και στην περίπτωση των αεριοστρόβιλων, τα καυσαέρια των κινητήρων βρίσκουν είτε άμεση είτε έμμεση χρήση. Η θερμοκρασία των καυσαερίων είναι 300-400 °C, δηλαδή αισθητά χαμηλότερη από εκείνη του αεριοστρόβιλου, γι' αυτό και κάνει πιο συχνή την ανάγκη για συμπληρωματική θερμότητα. Αυτή αποκτάται είτε με τοποθέτηση καυστήρα και προσαγωγή αέρα για καύση συμπληρωματικού καυσίμου στον λέβητα καυσαερίων, είτε με εγκατάσταση βοηθητικού λέβητα. Οι μεγάλοι κινητήρες προσφέρουν τη δυνατότητα συνδυασμένου κύκλου.

Το επόμενο σχήμα απεικονίζει ένα γενικό διάγραμμα ροής τέτοιου συστήματος, χωρίς να αποτελεί τη μόνη δυνατή διάταξη. Ο κινητήρας κινεί τη γεννήτρια. Τέσσερις εναλλάκτες, το ψυγείο λαδιού (ΨΛ), το ψυγείο νερού (ΨΝ) (του κλειστού κυκλώματος του κινητήρα), το ψυγείο αέρα υπερπλήρωσης (ΨΑ) και ο εναλλάκτης ανακομιδής θερμότητας από τα καυσαέρια του κινητήρα (ΣΨ), ανακτούν θερμότητα από ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής. Με τη θερμότητα αυτή θερμαίνεται το νερό που προορίζεται για διάφορες χρήσεις. Σε συστήματα μέσης και μεγάλης ισχύος η

θερμότητα επαρκεί και για την παραγωγή ατμού. Οι μικροί κινητήρες δεν έχουν ψυγείο λαδιού.



Σχήμα 3.6 Σύστημα συμπαραγωγής με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης.

Η συγκέντρωση ισχύος του κινητήρα αυξάνει με υπερπλήρωση του θαλάμου καύσης. Ο στροβιλοπληρωτής (λέγεται και ζεύγος υπερπλήρωσης) αποτελείται από αεριοστροβίλο που κινείται με τα καυσάερια του κινητήρα και κινεί φυγοκεντρικό αεροσυμπιεστή. Εξαιτίας της υψηλής θερμοκρασίας εξόδου από τον στροβιλοπληρωτή (120-140 °C), ο αέρας έχει χαμηλή πυκνότητα. Για να αυξηθεί ο βαθμός πληρότητας των κυλίνδρων, ο αέρας ψύχεται σε ειδικό ψυγείο προσφέροντας θερμότητα στο νερό χρήσης.

Αν το νερό έρχεται στο σύστημα με θερμοκρασία 60-70 °C, όπως συμβαίνει π.χ. στα δίκτυα κεντρικής θέρμανσης, τότε επιλέγουμε η θερμοκρασία εξόδου του αέρα από το ψυγείο να είναι υψηλή, καθώς έτσι αυξάνεται ο ολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος κατά 3-5%. Η θερμοκρασιακή στάθμη επηρεάζει τη σχετική ως προς τη ροή του νερού τοποθέτηση των τριών ψυγείων (λαδιού, νερού και αέρα). Με ανάκτηση θερμότητας από τα τρία ψυγεία, το νερό θερμαίνεται μέχρι τους 75-80 °C. Κατόπιν έρχεται στον εναλλάκτη ανακομιδής θερμότητας των καυσαερίων, όπου θερμαίνεται μέχρι τους 85-90 °C και ατμοποιείται. Μονάδες μεσαίου μεγέθους παράγουν κορεσμένο

ατμό 180-200 °C, ενώ μεγάλες μονάδες μπορούν να δώσουν υπέρθερμο ατμό με πίεση 15-20 bar και θερμοκρασία 250-350 °C.

Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης μικρών και μεσαίων κινητήρων είναι 35-45%, ενώ σε σύγχρονους μεγάλους κινητήρες φθάνει και το 50%. Ο ολικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται στην περιοχή του 80%. Δύο από τα πλεονεκτήματα των συστημάτων αυτών είναι ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης όχι μόνο είναι υψηλός, αλλά επηρεάζεται σε πολύ μικρό βαθμό από τις μεταβολές του φορτίου και ότι η απόκριση του συστήματος στις μεταβολές φορτίου είναι ταχύτατη, χωρίς να παρουσιάζεται έντονη αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου κατά τις μεταβατικές περιόδους.

Η διάρκεια ζωής αυτών των συστημάτων είναι 15-20 έτη και εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την ποιότητα του καυσίμου και την ποιότητα της συντήρησης. Οι παλινδρομικοί κινητήρες απαιτούν τακτικότερη συντήρηση απ' ό,τι άλλα συστήματα με αποτέλεσμα μικρότερη μέση ετήσια διαθεσιμότητα, περί το 80%.

3.4.2.6 Μηχανές Stirling

Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι επίσης δυνατή με μηχανές Stirling. Η τεχνική αυτή δεν έχει αναπτυχθεί και διαδοθεί αρκετά, αλλά το ενδιαφέρον για την ανάπτυξη της έχει αυξηθεί τελευταία, χάρη στα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει σε σύγκριση με συστήματα κινητήρων Diesel, αεριοστρόβιλων ή ατμοστρόβιλων. Πιο συγκεκριμένα, προσφέρουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης, μεγαλύτερη ευελιξία καυσίμου, καλή συμπεριφορά σε μερικό φορτίο, χαμηλές εκπομπές ρύπων, καθώς και χαμηλή στάθμη θορύβου και κραδασμών.

Χάρη στην εξωτερική καύση και στον κλειστό κύκλο λειτουργίας, τα κινούμενα μέρη του κινητήρα δεν εκτίθενται στα προϊόντα της καύσης με αποτέλεσμα οι φθορές να είναι περιορισμένες. Απαιτούνται, όμως στεγανωτικές διατάξεις για την αποφυγή διαρροών τόσο του αερίου υψηλής πίεσης προς το εξωτερικό του κυλίνδρου, όσο και του λιπαντικού λαδιού προς το εσωτερικό του κυλίνδρου. Η κατασκευή αποτελεσματικών διατάξεων με ικανοποιητική διάρκεια ζωής είναι ένα από τα προβλήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν.

Η εξωτερική καύση στις μηχανές Stirling επιτρέπει τη χρήση διαφόρων καυσίμων, μεταξύ άλλων αέρια ή υγρά προερχόμενα από άνθρακα, καύσιμα προερχόμενα από βιομάζα, ακόμη και απορρίμματα. Επιπλέον, είναι δυνατή η αλλαγή καυσίμου χωρίς διακοπή της λειτουργίας ή μετατροπή των ρυθμίσεων του κινητήρα.

3.4.2.7 Κύκλοι Βάσης Rankine με Οργανικά Ρευστά

Στον κύκλο βάσης του σχήματος 3.3 εργαζόμενο μέσο είναι το νερό, που εξατμίζεται με ανάκτηση θερμότητας από αέρια υψηλής θερμοκρασίας (600 °C ή και υψηλότερη). Η παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας με ανάκτηση θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας (80-300 °C) είναι δυνατή εάν χρησιμοποιηθούν οργανικά ρευστά, π.χ. τολουένη, που έχουν θερμοκρασία βρασμού αρκετά μικρότερη εκείνης του νερού. Έτσι, πηγές θερμότητας μπορούν να είναι η ηλιακή ενέργεια, βιομηχανικά απόβλητα, γεωθερμική ενέργεια, καυσαέρια ή θερμότητα ψύξης μηχανών, κλπ.

Η ισχύς των συστημάτων αυτών κυμαίνεται από 2 kW έως 10 MW. Ο βαθμός απόδοσης είναι μικρός, 10-30%, αλλά σημασία έχει το γεγονός ότι ένα τέτοιο σύστημα παράγει πρόσθετη ισχύ χωρίς να ξοδεύει καύσιμο. Από κατασκευαστικής πλευράς, χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή των υλικών, ώστε να μην παθαίνουν διάβρωση από το οργανικό ρευστό και στη στεγανότητα των στοιχείων του συστήματος, ώστε να μην διαφεύγει το οργανικό ρευστό στην ατμόσφαιρα.

Ο χρόνος εγκατάστασης μικρών συστημάτων (μέχρι 50 kW), και ιδιαίτερα εκείνων που είναι κατάλληλα για χρήση στον εμπορικό-κτιριακό τομέα, είναι 4-8 μήνες, ενώ για μεγαλύτερες μονάδες είναι 1-2 έτη. Καθώς η τεχνολογία αυτή είναι σχετικά νέα, δεν υπάρχουν αρκετές πληροφορίες για την αξιοπιστία των συστημάτων. Εκτιμάται ότι η μέση ετήσια διαθεσιμότητά τους είναι 80-90%. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 20 έτη.

3.4.2.8 Τυποποιημένες Μονάδες – «Πακέτα»

Μεγάλη ώθηση στη διάδοση της συμπαραγωγής αναμένεται ότι θα δώσει η μαζική παραγωγή τυποποιημένων μονάδων σε μορφή πακέτου με ηλεκτρική ισχύ 10-100 kW. Αυτά προσφέρουν χαμηλό κόστος και εύκολη εγκατάσταση, αφού το μόνο που απαιτείται είναι η σύνδεση τους με τα υδραυλικά και ηλεκτρικά δίκτυα. Έχουν μικρό όγκο και η λειτουργία τους είναι αυτοματοποιημένη, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για συνεχή παρακολούθηση από εξειδικευμένο προσωπικό.

Οι μονάδες αυτές συνήθως έχουν κινητήρα Diesel, ενώ σε ισχείς μεγαλύτερες των 600 kW είναι δυνατή η χρήση αεριοστρόβιλου. Μπορούν να λειτουργούν με υγρό ή αέριο καύσιμο. Το φυσικό αέριο είναι ιδιαίτερα κατάλληλο καύσιμο για τις μονάδες αυτές χάρη στην καθαρότητα, την έλλειψη ανάγκης αποθήκευσης και τη χαμηλή του τιμή.

Από σχετικές μελέτες έχει υπολογιστεί ότι η διαθεσιμότητα κυμαίνεται στο 79% με τυπική απόκλιση 22,9%. Στις μονάδες-πακέτα, το 27-35% της ενέργειας του καυσίμου

μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό και το 50-55% σε θερμότητα. Επομένως, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι 0,5-0,7 , ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 80%. Μικροεπεξεργαστές εγκατεστημένοι στο χώρο όπου βρίσκεται η μονάδα, παρακολουθούν τις τιμές κρίσιμων παραμέτρων και μεταβιβάζουν τις σχετικές πληροφορίες, μέσω αποκλειστικής τηλεφωνικής γραμμής σε κεντρικό υπολογιστή. Όταν η εξέλιξη των τιμών ορισμένων παραμέτρων δείχνει επερχόμενη βλάβη, ειδοποιείται η ομάδα συντήρησης, που επεμβαίνει πριν ακόμη η βλάβη εκδηλωθεί.

Κεφάλαιο 4

Μοντελοποίηση^[1]

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται διάφορα μοντέλα για την περιγραφή της μόνιμης κατάστασης λειτουργίας των υβριδικών ενεργειακών διανομέων. Αρχικά αναπτύσσεται ένα μοντέλο για την μετατροπή και την αποθήκευση της ενέργειας, βασιζόμενο στην βασική θεώρηση των ενεργειακών διανομέων. Στη συνέχεια συζητούνται μοντέλα για την μεταφορά της ενέργειας, επικεντρώνοντας στις δύο συνηθέστερες υποδομές ενέργειας, το δίκτυο ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Τέλος έχουμε την περιγραφή της ροής ισχύος σε ένα σύστημα με διασυνδεδεμένους διανομείς.

4.1 Βασικό Μοντέλο

Το ενεργειακό σύστημα με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς μπορεί να θεωρηθεί ότι αποτελείται από υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς, οι οποίοι διασυνδέονται από διαφορετικά δίκτυα. Η ενέργεια μεταφέρεται μέσω των δικτύων και μετατρέπεται ή/και αποθηκεύεται μέσα στους διανομείς. Το βασικό μοντέλο που παρουσιάζεται σ' αυτή την ενότητα βασίζεται στις ακόλουθες υποθέσεις και απλοποιήσεις:

- Το σύστημα θεωρείται ότι βρίσκεται στην μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, η οποία επιτυγχάνεται αφού όλα τα μεταβατικά φαινόμενα εξαλειφθούν.
- Μέσα στους ενεργειακούς διανομείς οι απώλειες εμφανίζονται μόνο στα στοιχεία των μετατροπών και της αποθήκευσης.
- Εάν δεν αναφέρεται διαφορετικά, θεωρούμε ότι έχουμε μόνο μία κατεύθυνση για τη ροή ισχύος, από την είσοδο στην έξοδο των μετατροπών.
- Η ροή ισχύος μέσω των μετατροπών χαρακτηρίζεται μόνο μέσω της απόδοσης ενέργειας και ισχύος.

Στη συνέχεια διευκρινίζονται τα βασικά σύμβολα που χρησιμοποιούνται στην ανάπτυξη του μοντέλου:

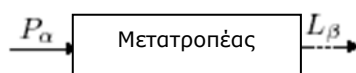
- Το σύνολο των ενεργειακών φορέων συμβολίζεται με $\mathcal{E}$ και κάθε στοιχείο αυτού με τους ελληνικούς χαρακτήρες $\alpha, \beta, \dots, \omega$.
- Το σύνολο των ενεργειακών διανομέων συμβολίζεται με $\mathcal{N}$ και κάθε στοιχείο του με τα λατινικά γράμματα $i, j, \text{κ.ο.κ.}$.

- Σε κάθε ενεργειακό διανομέα υπάρχει ένα σύνολο μετατροπών $\mathcal{C}_i$. Το υποσύνολο $\mathcal{C}_{ia}$ περιέχει όλους τους μετατροπείς του διανομέα i που μετασχηματίζουν το a σε έναν άλλον φορέα.
- Εκτός από τους μετατροπείς, σε κάθε διανομέα i υπάρχει και ένα σύνολο στοιχείων αποθήκευσης $\mathcal{D}_i$.
- Όλοι οι κόμβοι του δικτύου συγκροτούν το σύνολο $\mathcal{N}$.
- Όλοι οι κλάδοι του δικτύου αποτελούν το σύνολο $\mathcal{A}$.
- Τα σύμβολα P και L αναφέρονται στην ισχύ εισόδου και εξόδου, αντίστοιχα, του ενεργειακού διανομέα. Η ροή ισχύος στους κλάδους μεταξύ των διανομών συμβολίζεται με F , η αποθηκευόμενη ισχύς με Q και M .

4.2 Μετατροπή της Ενέργειας

Θεωρώντας το μετατροπέα ως ένα “μαύρο κουτί” που χαρακτηρίζεται μόνο από την απόδοση του, μπορούμε να αναπτύξουμε ένα γενικό μοντέλο για τους ενεργειακούς μετατροπείς, εστιάζοντας στην ισχύ εισόδου και εξόδου τους. Στοιχεία μετατροπών ή συνδυασμοί διαφορετικών μετατροπών μπορεί να έχουν πολλαπλές εισόδους και εξόδους.

Αρχικά θεωρούμε την απλή περίπτωση ενός μετατροπέα με μία είσοδο και μία έξοδο, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.1, ο οποίος μετατρέπει τον ενεργειακό φορέα a στον β .



Σχήμα 4.1 Μετατροπέας στη μόνιμη κατάσταση, ισχύς εισόδου P_a και εξόδου L_β .

Η ισχύς εισόδου και εξόδου δεν είναι ανεξάρτητες, αλλά μπορούν να θεωρηθούν συζευγμένες:

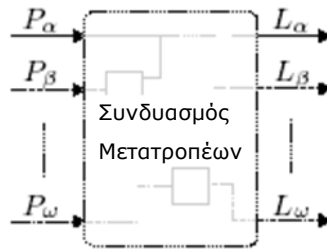
$$L_\beta = c_{a\beta} P_a \quad (4.1)$$

όπου P_a και L_β είναι η ισχύς μόνιμης κατάστασης εισόδου και εξόδου, αντίστοιχα, και $c_{a\beta}$ είναι ο παράγοντας που καθορίζει τη σύζευξη μεταξύ της ροής ισχύος εισόδου και εξόδου. Για έναν απλό μετατροπέα μιας εισόδου και εξόδου, ο παράγοντας σύζευξης ταυτίζεται με την απόδοση μόνιμης κατάστασης του. Προφανώς, εξαιτίας της διατήρησης της ενέργειας, πρέπει να ισχύει:

$$0 \leq c_{\alpha\beta} \leq 1 \quad (4.2)$$

Οι κοινοί μετατροπείς εμφανίζουν απόδοση μεταβαλλόμενη με το μέτρο της ισχύος εισόδου και αυτή η εξάρτηση μπορεί να συμπεριληφθεί στην (4.1), εκφράζοντας τον παράγοντα σύζευξης ως συνάρτηση του P_α . Από την άλλη πλευρά, αξίζει να σημειώσουμε ότι εάν $\alpha \equiv \beta$ έχουμε την περίπτωση της μεταφοράς αντί της μετατροπής ενέργειας. Έτσι και η μεταφορά μπορεί να θεωρηθεί ως υποπερίπτωση της μετατροπής ενέργειας.

Μπορούμε τώρα να προχωρήσουμε στην επέκταση του απλού αυτού μοντέλου στην γενική περίπτωση στοιχείων με πολλαπλές εισόδους και εξόδους, όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 4.2. Θεωρούμε ότι η μετατροπή των εισόδων στις εξόδους μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε μέσω μιας μόνο συσκευής, είτε ενός συνδυασμού πολλών μετατροπέων. Και στις δύο περιπτώσεις, το συνολικό στοιχείο λογίζεται ως ένας υβριδικός διανομέας.



Σχήμα 4.2 Σύμπλεγμα μετατροπέων με πολλαπλές εισόδους και εξόδους.

Συνοψίζοντας όλες τις εισόδους και όλες τις εξόδους στα διανύσματα $\mathbf{P}$ και $\mathbf{L}$, αντίστοιχα, μπορούμε να σχηματίσουμε την εξίσωση για τη μετατροπή των εισόδων στις εξόδους σε μορφή ανάλογη με την (4.1):

$$\underbrace{\begin{bmatrix} L_\alpha \\ L_\beta \\ \vdots \\ L_\omega \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}} = \underbrace{\begin{bmatrix} c_{\alpha\alpha} & \cdots & c_{\omega\alpha} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{\alpha\omega} & \cdots & c_{\omega\omega} \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} \underbrace{\begin{bmatrix} P_\alpha \\ P_\beta \\ \vdots \\ P_\omega \end{bmatrix}}_{\mathbf{P}} \quad (4.3)$$

Ο πίνακας $\mathbf{C}$ καλείται πίνακας σύζευξης των μετατροπέων. Κάθε παράγοντας σύζευξης σχετίζει μία συγκεκριμένη είσοδο με μια συγκεκριμένη έξοδο. Η μήτρα συζεύξεων μπορεί να θεωρηθεί, κατά τα όσα ισχύουν και πριν, σταθερή ή συνάρτηση των ισχύων εισόδου. Πρέπει, επίσης, να προσθέσουμε ότι γενικά ο πίνακας $\mathbf{C}$ δεν είναι αντιστρέψιμος και έτσι η (4.3) αντιπροσωπεύει ένα σύστημα με παραμετρική απειρία λύσεων και συνεπώς φανερώνει τους βαθμούς ελευθερίας του συστήματος. Έχουμε

έτσι τη δυνατότητα για βελτιστοποίηση, κάτι που δεν ισχύει στην περίπτωση που ο **C** είναι ομαλός (εκτός και αν δεν είναι σταθερός), καθώς στην περίπτωση αυτή υπάρχει μόνο ένας πίνακας **P** για κάθε δεδομένο φορτίο **L**.

Επιπλέον, όπως ήδη έχει αναφερθεί, θεωρούμε ότι η ισχύς ρέει προς μία μόνο κατεύθυνση, κάτι που φαίνεται και στα σχήματα 4.1 και 4.2. Παρολαυτά, υπάρχει η δυνατότητα για ανάστροφη ροή ισχύος εφόσον η αντίστοιχη σύζευξη πραγματοποιείται με τεχνολογία που την επιτρέπει, όπως για παράδειγμα οι μετασχηματιστές.

Δύο σημαντικά χαρακτηριστικά του πίνακα σύζευξης του μετατροπέα είναι προφανή:

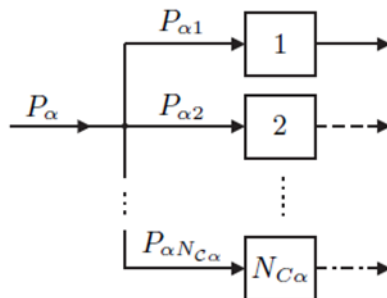
- Δεδομένου ότι δεν μπορούμε να έχουμε κέρδος ισχύος από την μετατροπή ενός φορέα σε έναν άλλο, για όλα τα στοιχεία του **C** πρέπει να ισχύει:

$$0 \leq c_{\alpha\beta} \leq 1 \quad \forall \alpha, \beta \in \mathcal{E} \quad (4.4)$$

- Το άθροισμα όλων των εξόδων που προκύπτουν από τη μετατροπή μίας συγκεκριμένης εισόδου πρέπει να είναι μικρότερο της εισόδου. Έτσι το άθροισμα κάθε στήλης περιορίζεται:

$$0 \leq \sum_{\beta \in \mathcal{E}} c_{\alpha\beta} \leq 1 \quad \forall \alpha \in \mathcal{E} \quad (4.5)$$

Σε αντίθεση με τους μετατροπείς μονής εισόδου-μονής εξόδου, στην περίπτωση των πολλαπλών εισόδων και εξόδων οι παράγοντες συζεύξεων των μετατροπέων γενικά δεν είναι πλέον ίσοι με τις ενεργειακές αποδοτικότητες. Η ιδέα αυτή περιγράφεται στο παρακάτω σχήμα. Η συνολική ροή εισόδου P_α μπορεί να διαχωριστεί σε $N_{C\alpha}$ συσκευές μετατροπών, με αποτέλεσμα οι παράγοντες σύζευξης να γίνονται τώρα διανεμημένοι. Αυτό καθορίζει τους βαθμούς ελευθερίας της τροφοδότησης.



Σχήμα 4.3 Κατανομή της ισχύος εισόδου P_α στους μετατροπείς 1, 2, ..., $N_{C\alpha}$.

Οι παράγοντες κατανομής $v_{\alpha k}$ καθορίζουν πόση από τη συνολική ισχύ εισόδου P_α ρέει στον μετατροπέα k :

$$P_{\alpha k} = v_{\alpha k} P_\alpha \quad (4.6)$$

Λόγω της διατήρησης της ενέργειας, οι παράγοντες κατανομής πρέπει να ικανοποιούν τις ακόλουθες απαιτήσεις:

- Καθόσον κάθε κλάδος μεταφέρει μόνο ένα μέρος της συνολικής ισχύος εισόδου, όλοι οι παράγοντες κατανομής πρέπει να είναι το πολύ ίσοι με ένα:

$$0 \leq v_{ak} \leq 1 \quad \forall a \in \mathcal{E}, \forall k \in C_a \quad (4.7)$$

- Το άθροισμα όλων των παραγόντων κατανομής που αναφέρονται σε μία είσοδο είναι ίσο με ένα:

$$\sum_{k \in C_a} v_{ak} = 1 \quad \forall a \in \mathcal{E} \quad (4.8)$$

Από τα παραπάνω γίνεται φανερό ότι για μια σύνδεση στην οποία η συνολική είσοδος διαχωρίζεται σε N_{ca} κλάδους, πρέπει να εισάγουμε $(N_{ca}-1)$ παράγοντες κατανομής. Συνδέσεις μπορούν να εμφανιστούν επίσης και στην έξοδο των μετατροπέων, όπου η συνολική έξοδος για έναν συγκεκριμένο ενεργειακό φορέα πρέπει να είναι ίση με το άθροισμα των εξόδων των ανεξάρτητων μετατροπέων.

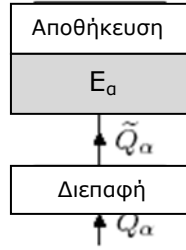
Ένας εναλλακτικός, από την άλλη, τρόπος για την ανάλυση της περίπτωσης που οι είσοδοι διαχωρίζονται σε κλάδους είναι να αντιμετωπιστεί η είσοδος του κάθε μετατροπέα ως μία ξεχωριστή είσοδος στον ενεργειακό διανομέα, με το να εισαχθούν στον πίνακα $\mathbf{P}$ οι μεμονωμένες ισχύεις εισόδου P_{ak} . Στην περίπτωση αυτή θεωρούμε πως και οι απλές συνδέσεις μεταξύ εισόδου και εξόδου, δηλαδή η μεταφορά της ισχύος χωρίς τη μετατροπή της, αποτελεί μετατροπή με απόδοση 1. Αυτή τη θεώρηση ακολουθούμε στο σύνολο της παρούσας εργασίας.

4.3 Αποθήκευση της Ενέργειας

Στην ενότητα αυτή αναπτύσσεται ένα γενικό μοντέλο για την αποθήκευση της ενέργειας. Αρχικά θεωρείται μία μόνο διάταξη αποθήκευσης και εξάγονται σχέσεις που περιγράφουν την ανταλλαγή ενέργειας που πραγματοποιείται. Αυτές οι εξισώσεις συνενώνονται στη συνέχεια με το μοντέλο του μετατροπέα από την προηγούμενη ενότητα, καταλήγοντας έτσι σε ένα πλήρες μοντέλο για τον ενεργειακό διανομέα που περιλαμβάνει μετατροπή και αποθήκευση.

4.3.1 Στοιχείο Αποθήκευσης

Ένα γενικό μοντέλο για τα στοιχεία αποθήκευσης αναπτύσσεται με βάση το παρακάτω σχήμα, το οποίο περιλαμβάνει μια διεπαφή αποθήκευσης και μια ιδανική αποθήκευση. Μέσω της διεπαφής, η ισχύς μπορεί να περιορίζεται ή/και να μετατρέπεται σ' έναν άλλο ενεργειακό φορέα, ο οποίος μετά αποθηκεύεται.



Σχήμα 4.4 Στοιχείο αποθήκευσης που ανταλλάσσει την ισχύ Q_a . Εσωτερική ισχύς $\tilde{Q}_a$.
Αποθηκευμένη ενέργεια E_a .

Η διεπαφή αποθήκευσης μπορεί να μοντελοποιηθεί κατά έναν τρόπο όμοιο με έναν μετατροπέα. Έτσι έχουμε τη σχέση μεταξύ της ισχύος εισόδου και εξόδου στη μόνιμη κατάσταση:

$$\tilde{Q}_a = e_a Q_a \quad (4.9)$$

όπου ο όρος e_a μπορεί να θεωρηθεί ως η απόδοση της διάταξης και της διεπαφής αποθήκευσης μαζί, και περιγράφει πόσο η ανταλλαγή ισχύος με το σύστημα επηρεάζει την αποθηκευμένη ενέργεια. Γενικά ο παράγοντας αυτός εξαρτάται από την κατεύθυνση της ροής ισχύος:

$$e_a = \begin{cases} e_a^+ & \text{αν } Q_a \geq 0 \text{ (φόρτιση/standby)} \\ 1/e_a^- & \text{αλλιού (εκφόρτιση)} \end{cases} \quad (4.10)$$

Δεδομένου, τώρα, ότι η εσωτερική ροή ισχύος $\tilde{Q}_a$ αποτελεί τη χρονική παράγωγο της αποθηκευμένης ενέργειας και ότι θεωρούμε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας έχουμε:

$$Q_a = 1/e_a \tilde{Q}_a = \frac{dE_a}{e_a dt} \approx \frac{\Delta E_a}{e_a \Delta t} \triangleq \frac{\dot{E}_a}{e_a} \quad (4.11)$$

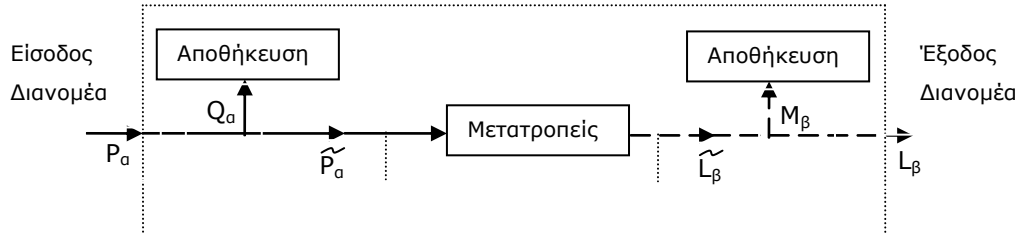
καθώς η κλίση dE_a/dt θεωρείται σταθερή κατά το Δt .

Επιπλέον, οι αποδοτικότητες φόρτισης και εκφόρτισης, e_a^+ και e_a^- αντίστοιχα, εξαρτώνται γενικά από την αποθηκευμένη ενέργεια και την χρονική της παράγωγο, ήτοι την ισχύ προς αποθήκευση, όπως φαίνεται και από την ανωτέρω σχέση. Για λόγους, ωστόσο, που έχουν να κάνουν με την απλότητα των προβλημάτων βελτιστοποίησης που ακολουθούν στο επόμενο κεφάλαιο, αυτές οι αποδοτικότητες θεωρούνται σταθερές σε όλη την παρούσα εργασία.

4.3.2 Αποθήκευση στους Ενεργειακούς Διανομείς

Οι ενεργειακοί διανομείς μπορούν να περιέχουν πάνω από ένα στοιχεία αποθήκευσης, τα οποία μπορεί να συνδέονται στην είσοδο, την έξοδο ή μεταξύ μετατροπών που

συνδέουν την είσοδο με την έξοδο. Θεωρούμε τώρα τον ενεργειακό διανομέα του επόμενου σχήματος:



Σχήμα 4.5 Ενεργειακός διανομέας με στοιχεία αποθήκευσης στην είσοδο και στην έξοδο.

Για τη ροή ισχύος μπορούμε τώρα εύκολα να γράψουμε:

$$\tilde{Q}_a = P_a - Q_a \quad (4.12)$$

$$\tilde{L}_\beta = L_\beta + M_\beta \quad (4.13)$$

ενώ για τους μετατροπείς έχουμε συνολικά:

$$\tilde{\mathbf{L}} = \mathbf{C} \tilde{\mathbf{P}} \quad (4.14)$$

όπου τα διανύσματα $\tilde{\mathbf{P}}$ και $\tilde{\mathbf{L}}$ περιλαμβάνουν τις εισόδους και τις εξόδους, αντίστοιχα, του συνόλου των μετατροπέων. Αν $\mathbf{M}$ είναι όλες οι αποθηκευόμενες ισχύεις εξόδου και $\mathbf{Q}$ είναι οι αντίστοιχες της εισόδου, τότε από τις (4.12), (4.13) και (4.14) καταλήγουμε:

$$\mathbf{L} + \mathbf{M} = \mathbf{C} [\mathbf{P} - \mathbf{Q}] \quad (4.15)$$

Αν ο πίνακας $\mathbf{C}$ θεωρηθεί σταθερός, όλη η επίδραση της αποθήκευσης μπορεί να συγκεντρωθεί σε ένα ισοδύναμο διάνυσμα $\mathbf{M}^{eq}$:

$$\mathbf{L} = \mathbf{C} [\mathbf{P} - \mathbf{Q}] - \mathbf{M} = \mathbf{C} \mathbf{P} - \mathbf{M}^{eq} \quad (4.16)$$

όπου:

$$\mathbf{M}^{eq} = \mathbf{M} + \mathbf{CQ} \quad (4.17)$$

Εν γένει, κάθε στοιχείο του $\mathbf{M}^{eq}$ έχει δύο όρους:

$$M_\beta^{eq} = c_{a\beta} Q_a + M_\beta = \frac{c_{a\beta}}{e_a} \dot{E}_a + \frac{1}{e_\beta} \dot{E}_\beta \quad (4.18)$$

Ο όρος $c_{a\beta} Q_a$ αντιστοιχεί στην ισχύ εισόδου που αποθηκεύεται, όπως αυτή φαίνεται από την έξοδο του διανομέα, και ο όρος M_β στην αποθηκευόμενη ισχύ εξόδου. Η τελευταία εξίσωση επιτρέπει το μετασχηματισμό της ροής της αποθηκευόμενης ισχύος μεταξύ της εισόδου και της εξόδου των διανομέων. Αν μία διάταξη αποθήκευσης δεν συνδέεται απευθείας στην είσοδο ή την έξοδο του διανομέα, αλλά μεταξύ μετατροπέων, η

ανταλλαγή ισχύος μπορεί να εκφραστεί είτε στην πλευρά της εισόδου είτε της εξόδου του διανομέα και συνεπώς η εξίσωση (4.18) μπορεί να γραφεί στη μορφή πίνακα:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} M_a^{eq} \\ M_\beta^{eq} \\ \vdots \\ M_\omega^{eq} \end{bmatrix}}_{\mathbf{M}^{eq}} = \underbrace{\begin{bmatrix} S_{aa} & \cdots & S_{\omega a} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{a\omega} & \cdots & S_{\omega\omega} \end{bmatrix}}_{\mathbf{S}} \underbrace{\begin{bmatrix} \dot{E}_a \\ \dot{E}_\beta \\ \vdots \\ \dot{E}_\omega \end{bmatrix}}_{\mathbf{E}} \quad (4.19)$$

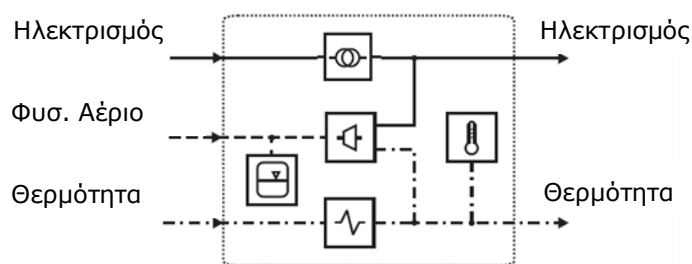
Η μήτρα συζεύξεων αποθήκευσης $\mathbf{S}$ περιγράφει πώς οι αλλαγές των αποθηκευμένων ενεργειών επηρεάζουν τις ροές εξόδου του διανομέα. Ισοδύναμα, συνδέει όλες τις παραγώγους των αποθηκευμένων ενεργειών με τις αντίστοιχες ροές στην έξοδο. Εντέλει, με βάση τις προηγούμενες εξισώσεις, οι ροές μέσω ενός ενεργειακού διανομέα δίνονται από την ακόλουθη σχέση:

$$\mathbf{L} = \mathbf{C} \mathbf{P} - \mathbf{S} \dot{\mathbf{E}} = [\mathbf{C} \quad -\mathbf{S}] \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \dot{\mathbf{E}} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Αυτή η θεμελιώδης σχέση αντιπροσωπεύει το ολοκληρωμένο μοντέλο ενός υβριδικού ενεργειακού διανομέα, ο οποίος περιλαμβάνει το σύνολο των δυνατών στοιχείων, δηλαδή για τη μεταφορά, μετατροπή και αποθήκευση της ενέργειας.

4.4 Εφαρμογή Μετατροπής και Αποθήκευσης σε έναν Ενεργειακό Διανομέα

Στο κομμάτι αυτό παρουσιάζεται η διαδικασία για τον υπολογισμό των πινάκων σύζευξης μετατροπής $\mathbf{C}$ και αποθήκευσης $\mathbf{S}$ ενός ενεργειακού μετατροπέα, ο οποίος περιλαμβάνει τρία στοιχεία μετατροπών, ήτοι ένα μετασχηματιστή, μία μονάδα αεριοστρόβιλου (GT) και έναν εναλλάκτη θερμότητας, και 2 αποθηκευτικές διατάξεις, δηλαδή μία δεξαμενή φυσικού αερίου στην είσοδο και αποθήκευση ζεστού νερού στην έξοδο. Σχηματικά έτσι έχουμε:



Σχήμα 4.6 Ένας ενεργειακός διανομέας.

Έστω P_e , P_g , και P_h οι ισχείς εισόδου του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου και της θερμότητας, και L_e και L_h οι ισχείς εξόδου του ηλεκτρισμού και της θερμότητας, αντίστοιχα. Για χάριν απλότητας θεωρούμε ότι οι αποδόσεις όλων των μετατροπών παραμένουν σταθερές. Έτσι η_{ee}^T είναι η απόδοση του M/Σ , η_{ge}^{GT} και η_{gh}^{GT} του αεριοστρόβιλου, και η_{hh}^{HE} του εναλλάκτη θερμότητας. Επιπλέον, οι αποδόσεις των αποθηκευτικών μονάδων είναι e_g και e_h για τη δεξαμενή φυσικού αερίου και την αποθήκευση θερμότητας αντίστοιχα.

Πρώτα υπολογίζουμε τη μήτρα σύζευξης μετατροπών **C**. Για την ισχύ εξόδου του διανομέα χωρίς την παρεμβολή των αποθηκευτικών διατάξεων έχουμε:

$$L_e = \eta_{ee}^T P_e + \eta_{ge}^{GT} P_g \quad (4.21)$$

και

$$L_h = \eta_{gh}^{GT} P_g + \eta_{hh}^{HE} P_h \quad (4.22)$$

Οι ανωτέρω εξισώσεις γράφονται σε μητρική μορφή ως:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \eta_{ee}^T & \eta_{ge}^{GT} & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^{GT} & \eta_{hh}^{HE} \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} \begin{bmatrix} P_e \\ P_g \\ P_h \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Προχωράμε τώρα στη μήτρα σύζευξης αποθήκευσης **S**. Οι αποθηκευτικές διατάξεις ανταλλάσσουν τις ισχείς:

$$Q_g = \frac{1}{e_g} \dot{E}_g \quad (4.24)$$

και

$$M_h = \frac{1}{e_h} \dot{E}_h \quad (4.25)$$

και συνεπώς η ροή της ισχύος αποθήκευσης στην είσοδο και την έξοδο μπορούν να αναχθούν στην πλευρά της εξόδου ως:

$$M_e^{eq} = \frac{\eta_{ge}^{GT}}{e_g} \dot{E}_g \quad (4.26)$$

και

$$M_h^{eq} = \frac{\eta_{gh}^{GT}}{e_g} \dot{E}_g + \frac{1}{e_h} \dot{E}_h \quad (4.27)$$

Από τις τελικές αυτές εξισώσεις εξάγουμε τη μήτρα **S**, σύμφωνα με την εξίσωση (4.19):

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{ge}^{GT}}{e_g} & 0 \\ \frac{\eta_{gh}^{GT}}{e_g} & \frac{1}{e_h} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Τελικά, η ολική ροή ισχύος μέσα στον ενεργειακό διανομέα διαμορφώνεται σε μητρική μορφή σύμφωνα με την (4.20) ως ακολούθως:

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_{ee}^T & \eta_{ge}^{GT} & 0 & -\eta_{ge}^{GT}/e_g & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^{GT} & \eta_{hh}^{HE} & -\eta_{gh}^{GT}/e_g & -1/e_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_e \\ P_g \\ P_h \\ \dot{E}_g \\ \dot{E}_h \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Προφανώς, οι ανωτέρω εξισώσεις είναι μη προσδιορισμένες, με αποτέλεσμα να μπορούν να βρεθούν πολλά διανύσματα εισόδου που να ικανοποιούν μία δεδομένη έξοδο, παρέχοντας έτσι τη δυνατότητα για την επιλογή της βέλτιστης εισόδου, ανάλογα με τα κριτήρια που τίθενται. Από την άλλη, γίνεται εμφανές ότι η εισαγωγή αποθηκευτικών μονάδων αυξάνει τους βαθμούς ελευθερίας στη λειτουργία του ενεργειακού διανομέα.

4.5 Εσωτερικές Απώλειες και Απόδοση ^[5]

Οι απώλειες στο εσωτερικό του διανομέα προκύπτουν λόγω των παραπροϊόντων των μετατροπών που δε γίνεται να χρησιμοποιηθούν, όπως για παράδειγμα της θερμότητας που παράγει ένας μετασχηματιστής. Υπάρχει βέβαια η περίπτωση κάποια τέτοια παράγωγα να μπορούν να συγκεντρωθούν και να εγχυθούν ξανά στο δίκτυο, αλλά κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει συχνά. Εξάλλου είναι τεχνικώς αδύνατο οι μετατροπείς να λειτουργούν με αποδοτικότητα στο 100%. Συνεπώς οι συνολικές απώλειες ενός διανομέα μόνο με μετατροπείς ορίζονται ως:

$$\lambda = \left| \sum_{k \in \mathcal{E}} P_{\text{εισ},k} - \sum_{k \in \mathcal{E}} P_{\text{εξ},k} \right| \quad (4.30)$$

όπου $P_{\text{εισ},k}$ η ισχύς εισόδου του διανομέα και $P_{\text{εξ},k}$ η ισχύς εξόδου του.

Θα περίμενε κανείς ότι αντί της ισχύος εξόδου των μετατροπών θα είχαμε το φορτίο L που αυτοί τροφοδοτούν. Ωστόσο, υπάρχει δυνατότητα ο διανομέας να καλύπτει το φορτίο και να εγχέει την επιπλέον ισχύ πίσω στο δίκτυο, όπως στην περίπτωση που η παραγωγή ηλεκτρισμού από τις γεννήτριες του δικτύου είναι πιο ακριβή από την παραγωγή του από φυσικό αέριο μέσω ενός CHP ενός διανομέα. Επιπλέον, αν στο διανομέα έχουμε και αποθηκευτικές διατάξεις, η ανωτέρω εξίσωση για τις απώλειες θα πρέπει να τροποποιηθεί, καθώς ανάλογα με τη θέση τους απορροφούν ή εγχέουν ισχύ

στο διανομέα. Συνεπώς, μια αποθηκευτική μονάδα σ' ένα διανομέα θα είχε ως αποτέλεσμα τη φαινομενική μείωση ή αύξηση των απωλειών του ανάλογα με το αν τη συγκεκριμένη περίοδο εκφορτίζεται ή φορτίζεται αντίστοιχα. Επιπλέον, αυτές οι μονάδες υπόκεινται και σε επιπρόσθετες stand-by απώλειες τις οποίες θα πρέπει να λάβουμε εξίσου υπόψη. Για να έχουμε συνεπώς ουσιαστικά αποτελέσματα, η παραπάνω εξίσωση διορθώνεται ως εξής:

$$\lambda = \sum_{k \in \epsilon} P_{\epsilon\sigma,k} \pm \sum_{k \in \epsilon} P_{\text{συν. αποθ},k} + \sum_{k \in \epsilon} P_{\text{standby},k} - \sum_{k \in \epsilon} P_{\epsilon\xi,k} \quad (4.31)$$

με το «-» να αντιστοιχεί στην περίπτωση που έχουμε αποθήκευση ενέργειας και το «+» σε αυτή της έγχυσης ενέργειας πίσω στο διανομέα.

Ύστερα από αυτά η αποδοτικότητα του διανομέα μπορεί να οριστεί ως γνωστόν ως το πηλίκο της ροής εξόδου προς τη ροή εισόδου, δηλαδή:

$$\eta_{\text{διαν.}} = \frac{[\sum_{k \in \epsilon} P_k \pm \sum_{k \in \epsilon} P_{\text{αποθ},k}]_{\epsilon\xi.}}{[\sum_{k \in \epsilon} P_k \mp \sum_{k \in \epsilon} P_{\text{αποθ},k}]_{\epsilon\sigma.}} \quad (4.32)$$

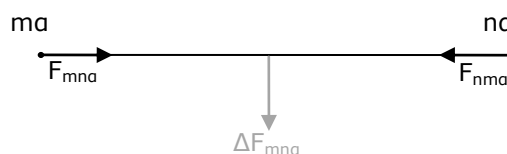
4.6 Μεταφορά της Ενέργειας

Στην ενότητα αυτή αναπτύσσονται διάφορα μοντέλα για τη μεταφορά της ενέργειας μέσω δικτύων. Η ροή ισχύος στα δίκτυα βασίζεται γενικά σε νόμους διατήρησης. Έτσι, για κάθε κόμβο $m \in \mathcal{N}$ του δικτύου, το άθροισμα όλων των ροών στους κλάδους πρέπει να ισούται με την έγχυση ισχύος:

$$F_m - \sum_{n \in \mathcal{N}_m} F_{mn} = 0 \quad (4.33)$$

όπου $\mathcal{N}_m$ είναι το σύνολο των κόμβων που συνδέονται με τον m και F_m η καθαρή έγχυση ισχύος στον m . Ένα σύστημα με $N_{\mathcal{N}}$ κόμβους απαιτεί $N_{\mathcal{N}}$ εξισώσεις της ανωτέρω μορφής.

Υπάρχουν 3 είδη μοντέλων που περιγράφουν τη ροή ενέργειας στα δίκτυα. Δίνεται το ακόλουθο σχήμα:



Σχήμα 4.7 Ροή ισχύος μεταξύ των κόμβων m και n .

- **Μοντέλα Ροής στο Δίκτυο, Τύπος 1:** Η ροή της ενέργειας στο δίκτυο περιγράφεται μόνο από τους νόμους διατήρησης και οι απώλειες των μέσων δεν εισέρχονται στις εξισώσεις:

$$F_{mn} = - F_{nm} \quad (4.34)$$

Για το σκοπό της βελτιστοποίησης, οι γραμμές μπορούν να χαρακτηριστούν από ποινές, οι οποίες αποτελούν συναρτήσεις των ροών. Έτσι κάθε ένωση είναι δυνατό να χαρακτηριστεί από το κόστος μεταφοράς της ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας το κόστος της επένδυσης, συντήρησης, λειτουργίας, κλπ. Τέτοια μοντέλα βρίσκουν εφαρμογή σε γενικές μόνο μελέτες.

- **Μοντέλα Ροής στο Δίκτυο, Τύπος 2:** Σε αντίθεση με τα μοντέλα του Τύπου 1, οι απώλειες ΔF_{mn} εισέρχονται στις εξισώσεις και αποτελούν συναρτήσεις των αντίστοιχων ροών:

$$F_{mn} = - F_{nm} + \Delta F_{mn} \quad (4.35)$$

Για παράδειγμα, οι απώλειες σε μία ηλεκτρική γραμμή μπορούν να θεωρηθούν ως τετραγωνικές συναρτήσεις της μεταφερόμενης ισχύος, ενώ οι απώλειες στις σωληνώσεις προσεγγίζονται από κυβικές συναρτήσεις της ροής. Τα μοντέλα αυτά περιγράφουν τις ροές με μεγαλύτερη ακρίβεια.

- **Μοντέλα Ροής Φορτίου:** Πέρα από τους νόμους διατήρησης και σε αντίθεση με τα μοντέλα ροής δικτύου, τα κλασσικά μοντέλα ροής ισχύος στη μόνιμη κατάσταση ενσωματώνουν θεμελιώδεις φυσικούς νόμους, όπως τη σχέση μεταξύ ηλεκτρικής τάσης και ρεύματος, υδραυλικής πίεσης και ροής κ.λπ. Αυτά τα μοντέλα, τα οποία και είναι ειδικά για κάθε σύστημα, έχουν τα πιο ακριβή αποτελέσματα. Στο Παράρτημα Α αναπτύσσονται τα μοντέλα για τις δύο συνηθέστερες ενεργειακές υποδομές, το δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος και το δίκτυο σωληνώσεων.

4.7 Σύστημα Διασυνδεδεμένων Διανομέων

Οι εξισώσεις που αναφέρθηκαν στις προηγούμενες ενότητες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να μοντελοποιήσουν τη μεταφορά, τη μετατροπή και την αποθήκευση της ενέργειας σε ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων. Το βασικό μοντέλο ενός τέτοιου συστήματος είναι αυτό που παρουσιάζεται στο σχήμα 4.8.

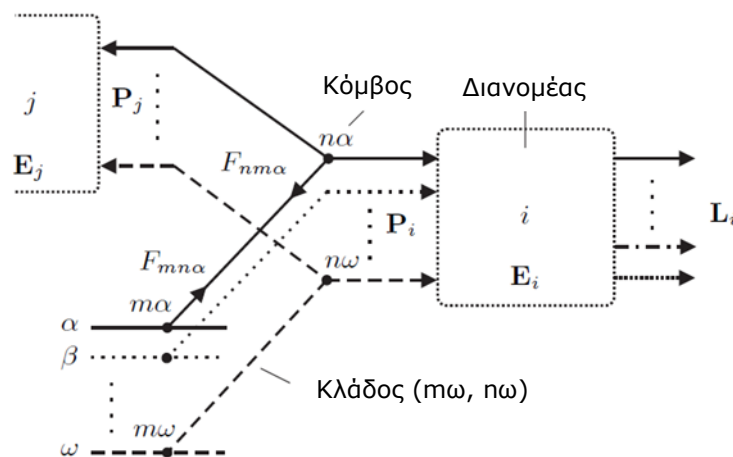
Η μετατροπή και η αποθήκευση ενέργειας προσδιορίζονται από τους πίνακες σύζευξης των μετατροπών $\mathbf{C}_i$ και σύζευξης αποθήκευσης $\mathbf{S}_i$ κάθε διανομέα $i \in \mathcal{H}$, αντίστοιχα. Έτσι η ροή σε κάθε διανομέα περιγράφεται σύμφωνα με την (4.20):

$$\mathbf{L} = [\mathbf{C}_i \quad -\mathbf{S}_i] \begin{bmatrix} \mathbf{P}_i \\ \dot{\mathbf{E}}_i \end{bmatrix} \quad \forall i \in \mathcal{H} \quad (4.36)$$

Οι ροές του δικτύου μπορούν να περιγραφούν από τις εξισώσεις κόμβων, όπως η (4.33), και γραμμών, όπως αυτές του παραρτήματος Α. Οι εξισώσεις κόμβων και κλάδων αποτελούν εν γένει ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων που μπορεί συνολικά να περιγραφεί από τη σχέση:

$$\mathbf{G}_a(\mathbf{F}_a, \mathbf{P}_i) = 0 \quad \forall a \in \mathcal{E} \quad (4.37)$$

Για τη διασύνδεση μεταξύ ενεργειακών διανομέων και του δικτύου θεωρούμε ότι οι είσοδοι και οι έξοδοι των διανομέων αποτελούν εγχύσεις ισχύος στους κόμβους. Συνεπώς, στο $\mathbf{G}_a$ περιλαμβάνεται η πληροφορία για το πώς οι διανομείς συνδέονται με το δίκτυο.



Σχήμα 4.8 Συνολικό μοντέλο, το ενεργειακό σύστημα με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς θεωρείται ως σύστημα διασυνδεδεμένων διανομέων.

Κεφάλαιο 5

Βελτιστοποίηση^[1]

Με βάση τα μοντέλα που αναπτύχθηκαν προηγουμένως, στο παρόν κεφάλαιο σχηματίζονται αρκετά ολοκληρωμένα προβλήματα που αφορούν στη βέλτιστη μετατροπή, αποθήκευση και μεταφορά της ενέργειας σε συστήματα πολλαπλών ενεργειακών φορέων, καθώς και τη βέλτιστη δομή και σχεδιασμό του ενεργειακού διανομέα. Κάποια από αυτά τα προβλήματα αντιστοιχούν σε ήδη γνωστά, συνήθη προβλήματα, όπως η «οικονομική κατανομή» (Economic Dispatch, ED), η «βέλτιστη ροή φορτίου» (Optimal Power Flow, OPF), και ο «βέλτιστος σχεδιασμός των εγκαταστάσεων»^{[9]-[11]}.

5.1 Περιγραφή του Προβλήματος

Θεωρώντας συστήματα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων, όπως για παράδειγμα αυτό του σχήματος 4.8, τίθενται τα ερωτήματα της βέλτιστης δομής και λειτουργίας του συστήματος. Δεδομένου ότι ο ενεργειακός διανομέας είναι ιδιαίτερα ευέλικτος στην τροφοδότηση του φορτίου, μιας και όπως έχει αναφερθεί, μπορεί να έχει ως είσοδο διαφορετικούς ενεργειακούς φορείς και έχει τη δυνατότητα για εσωτερική μετατροπή και αποθήκευση, αλλά και ότι η ροή φορτίου μεταξύ των διασυνδεδεμένων δικτύων μπορεί να ελεγχθεί με κάποιους βαθμούς ελευθερίας, εγείρονται αρχικά στο στάδιο του σχεδιασμού διάφορα ενδιαφέροντα θέματα, όπως σε ποιες υποδομές πρέπει να συνδεθεί ο διανομέας και ποια θα είναι η δομή του. Αλλά και κατά τη λειτουργία ενός δεδομένου διανομέα πρέπει να απαντήσουμε σε ζητήματα, όπως την ποσότητα από κάθε μορφή ενέργειας που πρέπει να εισάγεται σε αυτόν, τον τρόπο που θα μετατρέπεται αυτή μέσα του και τέλος τον τρόπο που θα πρέπει η ισχύς να ρέει μεταξύ των διανομέων.

Προχωρώντας, αν δεν αναφέρεται διαφορετικά, τα προβλήματα βελτιστοποίησης που αναφέρονται στο κεφάλαιο αυτό βασίζονται στις εξής θεωρήσεις και απλοποιήσεις:

- Τα φορτία στην έξοδο θεωρούνται ανελαστικά, δηλαδή καταναλώνουν σταθερή ισχύ σε όλη τη διάρκεια της θεωρούμενης περιόδου.
- Τα σχετιζόμενα κόστη με καθέναν ανεξάρτητο ενεργειακό φορέα ή/και μέρος του συστήματος, θεωρούνται ανεξάρτητα και ξεχωριστά το ένα από το άλλο.

- Θεωρούμε πολυωνυμικές καμπύλες δαπανών για κάθε ενεργειακό φορέα. Αυτό είναι μια κοινή υπόθεση στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Εντούτοις, είναι δυνατό να εισαχθούν και άλλες συναρτήσεις για τη βελτιστοποίηση.
- Σημειώνουμε πως στο διάνυσμα **P** εισάγονται οι ξεχωριστές ισχείς εισόδου των μετατροπέων κάθε διανομέα και όχι απλά οι ισχείς των φορέων που εισάγονται στο διανομέα. Στην περίπτωση αυτή θεωρούμε πως και οι απλές συνδέσεις μεταξύ εισόδου και εξόδου, δηλαδή η μεταφορά της ισχύος χωρίς τη μετατροπή της, αποτελεί μετατροπή με απόδοση 1.

Εν συνεχεία, υπάρχει ένας αριθμός λογικών παραμέτρων για τις οποίες μπορεί να βελτιστοποιηθεί το σύστημα. Συνήθως στην παρούσα εργασία προσπαθούμε να ελαχιστοποιήσουμε το λειτουργικό κόστος της ενέργειας και των εκπομπών επιβλαβών για το περιβάλλον αερίων. Η βαθμωτή αντικειμενική συνάρτηση θα αναφέρεται ως $\mathcal{F}$.

Όσον αφορά στο **κόστος της ενέργειας**, αυτό αποτελεί το πλέον κοινό κριτήριο που χρησιμοποιείται για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των ενεργειακών συστημάτων. Η κλασσική προσέγγιση για τη βέλτιστη κατανομή των θερμικών μονάδων, για παράδειγμα, στοχεύει στη μικρότερη δυνατή κατανάλωση καυσίμου, το κόστος του οποίου θεωρείται ως τετραγωνική συνάρτηση της ισχύος εξόδου της εγκατάστασης. Το κόστος της ενέργειας που καταναλώνεται σε έναν κόμβο του δικτύου μπορεί να μοντελοποιηθεί με παρόμοιο τρόπο, αν και συμπεριλαμβάνονται και άλλα κόστη σχετικά με τη μεταφορά, πέρα από το κόστος για την παραγωγή της ενέργειας.

Εκτός από το κόστος, η ελαχιστοποίηση των **αερίων εκπομπών** που παράγονται κατά τη λειτουργία των εγκαταστάσεων στα συστήματα είναι μία ακόμα λογική απαίτηση. Αναλογικά με την οικονομική κατανομή και τη βέλτιστη ροή φορτίου, έχουν αναπτυχθεί θεωρήσεις για τη «βέλτιστη κατανομή εκπομπών»^[12] και τη «ροή φορτίου ελάχιστων εκπομπών»^[13].

Υπάρχει, βέβαια, και το ενδεχόμενο να έχουμε σύνθετα κριτήρια. Τότε η συνολική αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως ο γραμμικός συνδυασμός των ξεχωριστών αντικειμενικών συναρτήσεων, σε καθεμιά από τις οποίες έχει δοθεί ένα αντίστοιχο βάρος. Ένα τέτοιο παράδειγμα αποτελεί η «οικονομική – περιβαλλοντική κατανομή»^[14].

Επιπλέον, όταν βελτιστοποιούμε ένα σύστημα, έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον και η ανάλυση της ευαισθησίας της αντικειμενικής συνάρτησης σε σχέση με τις μεταβλητές βελτιστοποίησης. Όταν θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε το κόστος της ενέργειας, αυτή η ευαισθησία γενικά αναφέρεται ως «**οριακό κόστος**» (marginal cost), ενώ αν θέλουμε

να έχουμε ελάχιστες εκπομπές κάνουμε λόγο για «**οριακές εκπομπές**» (marginal emissions). Για μία γενική αντικειμενική συνάρτηση $\mathcal{F}$, η οριακή τιμή μίας μεταβλητής x_i ορίζεται ως εξής:

$$\frac{\partial \mathcal{F}}{\partial x_i} \quad (5.1)$$

Αν τώρα x_i είναι η ποσότητα η οποία ανταλλάσσεται στον κόμβο i και $\mathcal{F}$ είναι το αντίστοιχο κόστος, τότε η ανωτέρω σχέση συνήθως ονομάζεται «**τοπικό οριακό κόστος**» (Locational Marginal Cost, LMC).

Έχοντας δώσει τους απαραίτητους ορισμούς και διευκρινίσεις, παρουσιάζουμε στις επόμενες ενότητες σημαντικά προβλήματα βελτιστοποίησης που αφορούν τους υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς. Αρχικά, εξετάζουμε τη ροή ενέργειας διαμέσου ενός διανομέα και καλούμε το πρόβλημα αυτό «βέλτιστη κατανομή με πολλαπλούς φορείς» (multi-carrier optimal dispatch). Ύστερα, έχουμε τη «βέλτιστη ροή φορτίου με πολλαπλούς φορείς» (multi-carrier optimal power flow), δηλαδή το πρόβλημα βελτιστοποίησης της ροής ισχύος σ' ένα σύστημα με διασυνδεδεμένους διανομείς. Τέλος, προσεγγίζουμε το θέμα της βέλτιστης σύνθεσης ενός ενεργειακού διανομέα, με τα αντίστοιχα προβλήματα να αναφέρονται ως «βέλτιστη σύζευξη του διανομέα» (optimal hub coupling) και «βέλτιστη δομή του διανομέα» (optimal hub layout).

5.2 Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται μία πρώτη ομάδα προβλημάτων που αφορούν τη ροή ισχύος διαμέσου ενός ενεργειακού διανομέα. Συγκεκριμένα, η βέλτιστη κατανομή με πολλαπλούς φορείς ορίζεται ως ο καθορισμός της βέλτιστης πολιτικής λειτουργίας για μία ομάδα μονάδων μετατροπής και αποθήκευσης, οι οποίες επεξεργάζονται πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς. Αρχικά εξετάζουμε μόνο ένα στιγμιότυπο του συστήματος και στη συνέχεια προχωρούμε στη ρεαλιστική θεώρηση των πολλών περιόδων λειτουργίας.

5.2.1 Διατύπωση του Προβλήματος

5.2.1.1 Μία Περίοδος Λειτουργίας

Θεωρούμε έναν ενεργειακό διανομέα, ο οποίος τροφοδοτεί δεδομένο φορτίο $\mathbf{L}$, και σύμφωνα με κάποιο κριτήριο, όπως αυτά που περιγράφηκαν προηγουμένως, αναζητούνται οι βέλτιστες ροές εισόδου $\mathbf{P}$ των μετατροπών. Αναφέρουμε για μία

ακόμη φορά πως το διάνυσμα $\mathbf{P}$ αποτελείται από τις ισχύεις εισόδου των μετατροπών και όχι του διανομέα και έτσι δεν υπάρχει ανάγκη να θεωρήσουμε πως πρέπει να βελτιστοποιηθούν και οι παράγοντες κατανομής v_{ak} .

Γενικά η αντικειμενική συνάρτηση εξαρτάται προφανώς από το διάνυσμα $\mathbf{P}$, καθώς εφόσον εξετάζουμε μόνο ένα στιγμιότυπο του συστήματος, δεν έχει νόημα να μιλήσουμε ακόμα για αποθήκευση ενέργειας. Η εφικτή περιοχή των λύσεων εξαρτάται από τους διάφορους περιορισμούς που τίθενται. Ένας ισοτικός περιορισμός δίνεται από τη ροή ισχύος μέσα στο διανομέα, σύμφωνα με την εξίσωση (4.3). Οι ανισοτικοί, πάλι, αφορούν περιορισμούς στις ισχύεις εισόδου των διάφορων μετατροπών, με τα κάτω και άνω όρια να σημειώνονται ως $\underline{\mathbf{P}}$ και $\overline{\mathbf{P}}$ αντίστοιχα.

Ύστερα από αυτά, το πρόβλημα ορίζεται ως εξής:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad \mathcal{F}(\mathbf{P}) \quad (5.2.a)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L} - \mathbf{C} \mathbf{P} = \mathbf{0} \quad (5.2.β)$$

$$\underline{\mathbf{P}} \leq \mathbf{P} \leq \overline{\mathbf{P}} \quad (5.2.γ)$$

Εν γένει το πρόβλημα που περιγράφεται από τις εξισώσεις (5.2) αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με μη γραμμικούς περιορισμούς και έτσι ο χώρος των λύσεων δεν είναι κυρτός, με αποτέλεσμα οι χρησιμοποιούμενες για τη λύση αριθμητικές μέθοδοι να μην εγγυώνται την εύρεση του ολικού ελαχίστου. Αντίθετα, αν η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και οι περιορισμοί είναι γραμμικοί ή και γραμμικοποιημένοι, τότε μπορούμε να καταλήξουμε σ' ένα ολικό ελάχιστο. Αυτή η περίπτωση εξετάζεται πιο αναλυτικά ακολούθως.

Κυρτός Χώρος Λύσεων

Το πρόβλημα παραμένει ίδιο. Τώρα, όμως, ο πίνακας σύζευξης $\mathbf{C}$ του διανομέα θεωρείται σταθερός, οδηγώντας σε γραμμικό ισοτικό περιορισμό (5.2.β). Τον αντίστοιχο διανομέα τον ονομάζουμε γραμμικό. Επιπλέον, θεωρούμε κυρτή αντικειμενική συνάρτηση. Έτσι οι εξισώσεις (5.2) σχηματίζουν ένα πρόβλημα με κυρτό χώρο λύσεων. Για αυτόν τον τύπο προβλήματος, οι συνθήκες βελτιστοποίησης κατά τους Karush, Kuhn και Tucker (KKT) είναι ικανές και αναγκαίες για την εύρεση του ολικού ελαχίστου. Η απόδειξη αυτών των συνθηκών για κυρτό χώρο του προβλήματος βέλτιστης κατανομής με πολλαπλούς φορείς δίνεται στο Παράρτημα Γ. Ως συνέπεια, η γενική συνθήκη βελτιστοποίησης για γραμμικούς διανομείς μπορεί να γραφεί ως:

$$\Psi = \Lambda \mathbf{C} \quad (5.3)$$

όπου Ψ και Λ είναι διανύσματα που αποτελούνται από τα οριακά κόστη στην είσοδο και την έξοδο του διανομέα, αντίστοιχα.

Οι εξισώσεις (4.3) και (5.3) δείχνουν ότι η μετατροπή της ισχύος σε έναν ενεργειακό διανομέα επιφέρει και μετατροπή στα οριακά κόστη. Αν η ισχύς εισόδου απλώς περνάει διαμέσου του διανομέα χωρίς να μετασχηματίζεται, τότε ο πίνακας σύζευξης είναι μοναδιαίος και έτσι τα οριακά κόστη στην είσοδο και την έξοδο ισούνται. Η εξίσωση (5.3) αντιπροσωπεύει επίσης μία καινούρια συνθήκη για τη βέλτιστη κατανομή συστημάτων συμπαραγωγής και τριπαραγωγής. Παρέχει, τέλος, έναν γενικό κανόνα βελτιστοποίησης βασιζόμενο στα οριακά κόστη για όλους τους μετατροπείς που περιγράφονται από την (4.3), ανεξάρτητα από τεχνολογικές λεπτομέρειες. Παρολαυτά, περιορισμοί που προκύπτουν από τα ιδιαίτερα τεχνολογικά χαρακτηριστικά καθενός μπορούν εφόσον ζητείται να ληφθούν υπόψη.

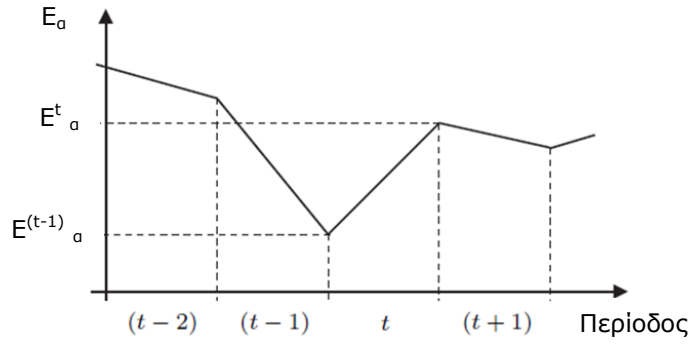
5.2.1.2 Εισαγωγή της Αποθήκευσης

Το πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής για πολλές περιόδους μπορεί να διατυπωθεί σύμφωνα με τις εξισώσεις (5.2), οι οποίες και πρέπει να επεκταθούν για το σύνολο του θεωρούμενου χρονικού διαστήματος. Επιπλέον υπάρχουν και ορισμένες άλλες τροποποιήσεις που πρέπει να εισαχθούν λόγω των χαρακτηριστικών των αποθηκευτικών στοιχείων.

Όταν στο σύστημα έχουμε στοιχεία αποθήκευσης, η αντικειμενική συνάρτηση μπορεί να εξαρτάται επίσης και από τις αποθηκευμένες ενέργειες E^t , όπου το t αναφέρεται στη χρονική περίοδο. Επιπλέον, τα ισοδύναμα διανύσματα ροής ισχύος $M^{eq\ t}$ πρέπει να συμπεριληφθούν στις εξισώσεις ροής φορτίου μέσα στο διανομέα, σύμφωνα με την (4.16). Επιπρόσθετες standby απώλειες μπορούν να εισαχθούν στην εξίσωση αυτή, ως επιπλέον ενέργεια που πρέπει να αναπληρωθεί σε κάθε χρονική περίοδο:

$$M^{eq\ t} = S^t \dot{E}^t = S^t (E^t - E^{(t-1)} + E^{stb}) \quad (5.4)$$

Όπως φαίνεται στο σχήμα που ακολουθεί, το διάνυσμα E^t αναφέρεται στην αποθηκευμένη ενέργεια στο τέλος της περιόδου t , ενώ το E^{stb} αντιπροσωπεύει τις ανά περίοδο standby απώλειες.



Σχήμα 5.1 Αποθηκευμένη ενέργεια σε διάφορες χρονικές περιόδους.

Εκτός από αυτά, κατά τη διατύπωση του προβλήματος βελτιστοποίησης πρέπει να συμπεριληφθούν επιπρόσθετοι ανισοτικοί περιορισμοί, όπως το κατώτερο και το ανώτερο όριο της αποθηκευόμενης ισχύος. Για χάριν απλότητας θεωρούμε ότι μόνο ένα στοιχείο αποθήκευσης μπορεί να υπάρχει για κάθε ενεργειακό φορέα ανά διανομέα και μπορεί να είναι συνδεδεμένο σε οποιοδήποτε σημείο του διανομέα. Στην πλευρά της εισόδου, όπου γίνεται η αποθήκευση των ενεργειακών φορέων $\rho \in \mathcal{E}$ θεωρούμε τα κάτω και άνω όρια $\underline{Q}_\rho$ και $\overline{Q}_\rho$ αντίστοιχα. Στην πλευρά της εξόδου, όπου αποθηκεύονται οι ενεργειακοί φορείς $\sigma \in \mathcal{E}$, τα αντίστοιχα όρια είναι $\underline{M}_\sigma$ και $\overline{M}_\sigma$. Τα όρια της ισχύος αφορούν τα όρια μεταβολής της ενέργειας σε κάθε περίοδο. Πέραν από αυτά, περιλαμβάνονται και τα όρια της αποθηκευμένης ενέργειας, τα οποία εκφράζονται στα διανύσματα $\bar{\mathbf{E}}$ και $\underline{\mathbf{E}}$. Προκειμένου να πετύχουμε βιώσιμη χρήση της μονάδας αποθήκευσης, θα πρέπει το περιεχόμενο της στο τέλος της τελευταίας περιόδου E^{Nt} να είναι ίσο με το περιεχόμενο που υπήρχε πριν την πρώτη περίοδο E^0 . Αυτή η υπόθεση θα μπορούσε να αναθεωρηθεί στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας. Υπό συγκεκριμένες συνθήκες θα μπορούσαμε να καταλήξουμε στη τελευταία περίοδο με λιγότερη ή περισσότερη ενέργεια, αλλά τότε θα έπρεπε στο πρόβλημα βελτιστοποίησης να βάλουμε ποινή στη διαφορά μεταξύ του E^{Nt} και E^0 .

Με αυτές τις επεκτάσεις, το πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής με πολλαπλούς φορείς διαμορφώνεται ως εξής:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad \mathcal{J} = \sum_{t=1}^{Nt} \mathcal{J}^t(\mathbf{P}^t, \mathbf{E}^t) \quad (5.5.a)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L}^t - \mathbf{C}^t \mathbf{P}^t + \mathbf{M}^{\text{eq } t} = \mathbf{0} \quad \forall t \quad (5.5.b)$$

$$\underline{\mathbf{P}} \leq \mathbf{P}^t \leq \overline{\mathbf{P}} \quad \forall t \quad (5.5.γ)$$

$$\underline{Q}_\rho \leq Q_\rho^t \leq \overline{Q}_\rho \quad \forall \rho, \forall t \quad (5.5.δ)$$

$$\underline{M}_\sigma \leq M_\sigma^t \leq \overline{M}_\sigma \quad \forall \sigma, \forall t \quad (5.5.ε)$$

$$\bar{\mathbf{E}} \leq \mathbf{E}^t \leq \underline{\mathbf{E}} \quad \forall t \quad (5.5.στ)$$

$$\mathbf{E}^{Nt} - \mathbf{E}^0 = \mathbf{0} \quad (5.5.ζ)$$

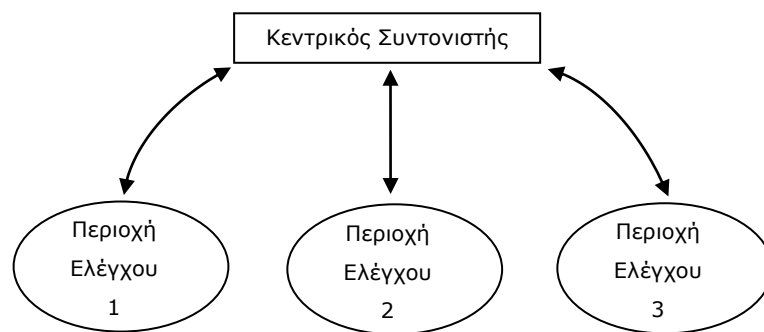
όπου $t \in \{1, 2, \dots, Nt\}$, $a, \rho, \sigma \in \mathcal{E}$. Οι ενεργειακοί φορείς ρ αποθηκεύονται στην είσοδο και οι φορείς σ στην έξοδο, με $\rho \neq \sigma$.

5.3 Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς

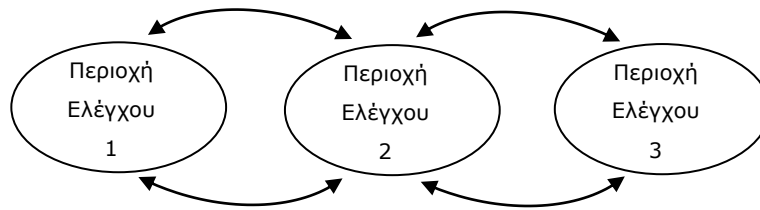
Στο κομμάτι αυτό εξετάζουμε τη βελτιστοποίηση των ροών φορτίου σε ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων. Ο Carpentier ήταν από τους πρώτους που όρισαν το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου σε ένα σύστημα ηλεκτρισμού ως την εύρεση της συνολικής κατάστασης του συστήματος που αντιστοιχεί στην καλύτερη λειτουργία του μέσα στους περιορισμούς ασφαλείας. Στην περίπτωση μας, καθώς εξετάζουμε πολλαπλούς φορείς, ο ορισμός αυτός τροποποιείται και έτσι η βέλτιστη ροή φορτίου με πολλαπλούς φορείς ορίζεται ως η εύρεση της βέλτιστης πολιτικής λειτουργίας ενός συστήματος και της συνολικής του κατάστασης, συμπεριλαμβανομένης της μεταφοράς και της μετατροπής πολλαπλών ενεργειακών φορέων, τηρουμένων των ορίων ασφαλείας.

5.3.1 Διατύπωση του Προβλήματος^[15]

Για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής φορτίου με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς έχουμε δύο δυνατές μεθόδους, την κεντρική και την αποκεντρωμένη ανάλυση, οι οποίες παρουσιάζονται συνοπτικά στα σχήματα που ακολουθούν (τα βέλη υποδεικνύουν ανταλλαγή πληροφορίας):



Σχήμα 5.2 Κεντρική εποπτεία – Τρεις περιοχές ελέγχου.



Σχήμα 5.3 Αποκεντρωμένος έλεγχος – Τρεις περιοχές ελέγχου.

Στην περίπτωση του **κεντρικού ελέγχου**, η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται κεντρικά και αποτελείται από ένα και μόνο συνολικό πρόβλημα για όλη τη θεωρούμενη περιοχή. Συνεπώς πρέπει να υπάρχει ένας κεντρικός συντονιστής, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία του συστήματος. Για τη βελτιστοποίηση όμως χρειάζεται να μεταφέρεται από όλο το σύστημα ένας πολύ μεγάλος όγκος πληροφοριών, κάτι που οδηγεί σε σύνθετα προβλήματα, τα οποία απαιτούν μεγάλη υπολογιστική ισχύ και συχνά είναι δύσκολο να λυθούν.

Εναλλακτική προσέγγιση αποτελεί η **αποκεντρωμένη ανάλυση**. Εφαρμόζοντας αποκεντρωμένο έλεγχο, το συνολικό πρόβλημα βελτιστοποίησης χωρίζεται σε επιμέρους υποπροβλήματα, τα οποία λύνονται με έναν επαναληπτικό τρόπο, να μεν χωριστά αλλά συντονισμένα. Ένα μεγάλο πλεονέκτημα της μεθοδολογίας του αποκεντρωμένου ελέγχου είναι ότι ταιριάζει καλύτερα στην ίδια τη φύση της διεσπαρμένης παραγωγής ενέργειας. Τα συστήματα με διασυνδεδεμένους διανομείς προορίζονται για κατανεμημένο έλεγχο, καθώς η βελτιστοποίηση του κάθε διανομέα συχνά υπακούει σε διαφορετικά λειτουργικά κριτήρια. Επιπλέον, η μέθοδος αυτή παρέχει πιο γρήγορους χρόνους υπολογισμού.

Σε κάθε περίπτωση, τα αποτελέσματα των δύο μεθόδων οφείλουν να έχουν πολύ μικρές αποκλίσεις. Οι δύο αυτές μέθοδοι παρουσιάζονται αναλυτικά στις ενότητες που ακολουθούν.

5.3.1.1 Κεντρική Εποπτεία

Θεωρούμε ένα σύστημα από διασυνδεδεμένους ενεργειακούς διανομείς οι οποίοι ελέγχονται κεντρικά από έναν συντονιστή. Η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση θα εξαρτάται από την κατανάλωση των μετατροπών των διανομών $\mathbf{P}_i$, τις αποθηκευμένες ενέργειες $\mathbf{E}_i$ και τις ροές φορτίου του δικτύου για κάθε φορέα $\mathbf{F}_a$, όπου $i \in \mathcal{N}$ και $a \in \mathcal{E}$.

Η περιοχή των λύσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης προσδιορίζεται από έναν αριθμό περιορισμών. Ισοτικοί περιορισμοί προκύπτουν από τις εξισώσεις της ροής φορτίου των διανομέων (4.36) και του δικτύου (4.37). Οι ανισοτικοί αφορούν τα όρια των ισχύων εισόδου των μετατροπέων κάθε διανομέα $\mathbf{P}_i$ και των ροών του δικτύου $\mathbf{F}_a$. Τα κάτω και άνω όρια αυτών των μεγεθών σημειώνονται ως $\underline{\mathbf{P}}_i$, $\overline{\mathbf{P}}_i$ και $\underline{\mathbf{F}}_a$, $\overline{\mathbf{F}}_a$ αντίστοιχα. Επιπλέον ανισοτικοί περιορισμοί αναφέρονται στην αποθήκευση της ενέργειας και είναι ακριβώς όμοιοι με τις εξισώσεις (5.5.δ)–(5.5.ζ) της βέλτιστης κατανομής με πολλαπλούς φορείς. Συνήθως η βελτιστοποίηση αφορά περισσότερες από μία περιόδους, οπότε όλα τα μεγέθη που αναφέρονται θα εξαρτώνται και από το χρόνο.

Υπάρχουν, ωστόσο, και άλλοι περιορισμοί οι οποίοι αφορούν συγκεκριμένα μέρη του συστήματος και δεν εισάγονται στην ακόλουθη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος, παρολαυτά μπορούν κατά περίπτωση να συμπεριληφθούν. Τέτοιοι συνήθεις περιορισμοί είναι τα όρια των τάσεων και των πιέσεων, τα όρια της ενεργού και της άεργου ισχύος των γεννητριών, οι λόγοι συμπίεσης και τα όρια της ροής των συμπιεστών φυσικού αερίου κλπ.

Έχοντας αυτά κατά νου, το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου με πολλαπλούς φορείς αποτελεί ένα πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού και διατυπώνεται μαθηματικά ως ακολούθως:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad \mathcal{J} = \sum_{t=1}^{Nt} \mathcal{J}^t (\mathbf{P}_i^t, \mathbf{E}_i^t, \mathbf{F}_a^t) \quad (5.6.α)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L}_i^t - \mathbf{C}_i^t \cdot \mathbf{P}_i^t + \mathbf{M}_i^{\text{eq}t} = \mathbf{0} \quad \forall t, \forall i \quad (5.6.β)$$

$$\mathbf{G}_a^t = \mathbf{0} \quad \forall t, \forall a \quad (5.6.γ)$$

$$\underline{\mathbf{P}}_i^t \leq \mathbf{P}_i^t \leq \overline{\mathbf{P}}_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (5.6.δ)$$

$$\underline{Q}_{ip} \leq Q_{ip}^t \leq \overline{Q}_{ip} \quad \forall t, \forall \rho, \forall i \quad (5.6.ε)$$

$$\underline{M}_{i\sigma} \leq M_{i\sigma}^t \leq \overline{M}_{i\sigma} \quad \forall t, \forall \sigma, \forall i \quad (5.6.στ)$$

$$\underline{\mathbf{E}}_i^t \leq \mathbf{E}_i^t \leq \overline{\mathbf{E}}_i^t \quad \forall t, \forall i \quad (5.6.ζ)$$

$$\mathbf{E}_i^{Nt} - \mathbf{E}_i^0 = \mathbf{0} \quad \forall i \quad (5.6.η)$$

$$\underline{\mathbf{F}}_a^t \leq \mathbf{F}_a^t \leq \overline{\mathbf{F}}_a^t \quad \forall t, \forall a \quad (5.6.θ)$$

όπου $t \in \{ 1, 2, \dots, Nt \}$, $i \in \mathcal{H}$, και $a, \rho, \sigma \in \mathcal{E}$. Οι ενεργειακοί φορείς ρ αποθηκεύονται στην είσοδο και οι φορείς σ στην έξοδο, με $\rho \neq \sigma$.

Γενικά το πρόβλημα (5.6) αντιπροσωπεύει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με μη γραμμικούς περιορισμούς. Το αν αυτό μπορεί να επιλυθεί εξαρτάται από την όλη περιγραφή του συστήματος. Αν η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και όλοι οι περιορισμοί εκφράζονται ως γραμμικές συναρτήσεις, τότε ο χώρος λύσης είναι κυρτός και μπορεί να βρεθεί το ολικό ελάχιστο με τη χρήση μεθόδων αριθμητικής ανάλυσης. Στην περίπτωση αυτή μπορούν να εφαρμοστούν οι συνθήκες βελτιστοποίησης των Karush, Kuhn και Tucker (KKT), οι οποίες προκύπτουν με βάση το Παράρτημα Γ. Όταν η αντικειμενική συνάρτηση δεν είναι κυρτή ή/και οι περιορισμοί είναι μη γραμμικοί, τότε το σύνολο των λύσεων δεν είναι κυρτό. Και πάλι μπορούν να χρησιμοποιηθούν αριθμητικές μέθοδοι, αλλά δεν είναι σίγουρο ότι θα επιτευχθεί ολικό ελάχιστο.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι οριακές αντικειμενικές συναρτήσεις που σχετίζονται με τις μεταβλητές βελτιστοποίησης, όταν επιτυγχάνεται ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους. Αν θεωρήσουμε ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων, καταλήγουμε σε διαφορετικά διανύσματα οριακού κόστους Ψ_i και Λ_i για τον κάθε διανομέα i . Τότε το Ψ_i είναι ένα διάνυσμα των τοπικών οριακών αντικειμενικών συναρτήσεων, δηλαδή των αντικειμενικών συναρτήσεων που σχετίζονται με τους κόμβους που συνδέουν τον διανομέα i με τα δίκτυα. Το διάνυσμα Λ_i περιλαμβάνει τις οριακές αντικειμενικές συναρτήσεις που σχετίζονται με τις εξόδους του διανομέα i .

5.3.1.2 Αποκεντρωμένος Έλεγχος

Στην περίπτωση που εφαρμόζεται αποκεντρωμένος έλεγχος, το πρόβλημα της βελτιστοποίησης δεν είναι πια ενιαίο, αλλά χωρίζεται σε τόσα υποπροβλήματα όσες είναι και οι περιοχές που θεωρούνται. Στο κομμάτι αυτό δείχνουμε τη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος όταν έχουμε δύο διασυνδεδεμένες περιοχές A και B.

Αν είχαμε κεντρικό έλεγχο, το ολικό πρόβλημα βελτιστοποίησης θα διαμορφωνόταν στη γενική περίπτωση ως εξής:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad f(x_A, x_B) \quad (5.7.a)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad g(x_A, x_B) = 0 \quad (5.7.b)$$

όπου x_A και x_B είναι οι μεταβλητές βελτιστοποίησης του προβλήματος της βέλτιστης ροής φορτίου για τις περιοχές A και B αντίστοιχα. Για λόγους απλότητας, στα επόμενα θα ασχοληθούμε μόνο με ισοτικούς περιορισμούς, δεδομένου ότι και οι ανισοτικοί μπορούν να χειριστούν ομοίως.

Για να αποκεντρώσουμε το πρόβλημα της ελαχιστοποίησης, η αντικειμενική συνάρτηση (5.7.a) και οι περιορισμοί (5.7.b) πρέπει να διαχωριστούν και να αποδοθούν στον κάθε

υπεύθυνο διανομέα, όπως αλλιώς ονομάζονται οι περιοχές ελέγχου. Ως εκ τούτου έχουμε τους λεγόμενους περιορισμούς σύζευξης, οι οποίοι περιλαμβάνουν περιορισμούς και από τις δύο περιοχές. Αυτοί οι περιορισμοί σχετίζουν μεταξύ τους τις περιοχές και τις αποτρέπουν από το να λειτουργούν ανεξάρτητα. Ταυτόχρονα επιτρέπουν το συντονισμό των θεωρούμενων περιοχών.

Έτσι, αναφορικά με τα υποπροβλήματα, οι ισοτικοί περιορισμοί (5.7.β) χωρίζονται σε περιορισμούς που αφορούν μόνο μία περιοχή, $g(x_A)$ και $g(x_B)$, και σε περιορισμούς σύζευξης $\hat{g}(x_A, x_B)$ οι οποίοι είναι απαραίτητοι και στις δύο περιοχές. Οι περιορισμοί σύζευξης χωρίζονται εκ νέου και αποδίδονται στην περιοχή που περιέχει την πλειοψηφία των μεταβλητών σύζευξης, δηλαδή των μεταβλητών στην περιφέρεια της κάθε περιοχής οι οποίες ενσωματώνονται στους περιορισμούς σύζευξης. Μία αρκετά προχωρημένη μέθοδος για την εξαγωγή των υποπροβλημάτων είναι η χαλάρωση των περιορισμών σύζευξης που έχουν αποδοθεί στη γειτονική περιοχή και η πρόσθεση τους στην αντικειμενική συνάρτηση ως ασθενείς περιορισμούς, ενώ οι περιορισμοί σύζευξης που αφορούν την περιοχή μας κρατούνται ως ισχυροί περιορισμοί (τροποποιημένη μέθοδος Lagrange με χαλαρωτικούς περιορισμούς ^[16])

Συνεπώς, έχουμε για τα προβλήματα βελτιστοποίησης:

για την περιοχή A:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad f_A(x_A, \bar{x}_B) + \bar{\lambda}_B^T \cdot \hat{g}_B(x_A, \bar{x}_B) \quad (5.8.α)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad g_A(x_A) = 0 \quad (5.8.β)$$

$$\hat{g}_A(x_A, \bar{x}_B) = 0 \quad (5.8.γ)$$

και για την περιοχή B:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad f_B(\bar{x}_A, x_B) + \bar{\lambda}_A^T \cdot \hat{g}_A(\bar{x}_A, x_B) \quad (5.8.δ)$$

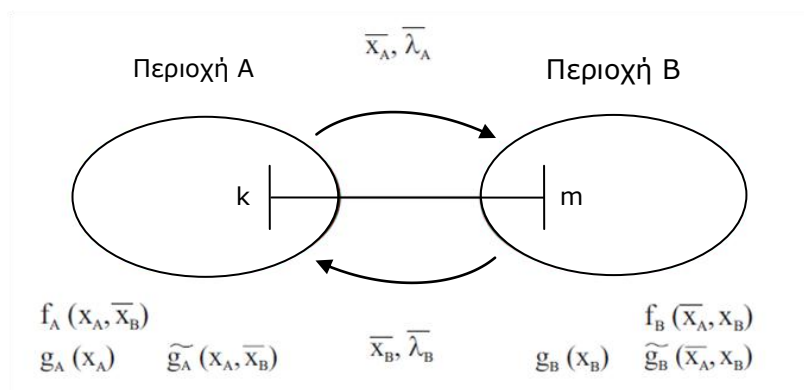
$$\text{Περιορισμοί} \quad g_B(x_B) = 0 \quad (5.8.ε)$$

$$\hat{g}_B(\bar{x}_A, x_B) = 0 \quad (5.8.στ)$$

όπου $\bar{x}_A$, $\bar{x}_B$ και $\bar{\lambda}_A$, $\bar{\lambda}_B$ είναι οι μεταβλητές κατάστασης και οι πολλαπλασιαστές Lagrange των αντίστοιχων περιορισμών της περιοχής A και B αντίστοιχα. Οι υπεργραμμισμένες μεταβλητές αντιπροσωπεύουν τις τιμές από την προηγούμενη επανάληψη της μεθόδου και παραμένουν σταθερές σε αυτό το βήμα της επανάληψης. Η αντικειμενική συνάρτηση κάθε περιοχής αποτελείται από δύο μέρη, με το πρώτο να περιγράφει την αντικειμενική συνάρτηση που έχουμε από την περίπτωση του κεντρικού ελέγχου και τον δεύτερο να είναι υπεύθυνο για το συντονισμό μεταξύ των περιοχών ενώ ελαχιστοποιείται η κύρια αντικειμενική συνάρτηση.

Τα προβλήματα βελτιστοποίησης που αναφέραμε λύνονται με έναν επαναληπτικό τρόπο και τις μεταβλητές της γειτονικής περιοχής να διατηρούνται σταθερές. Μετά από κάθε επανάληψη, οι ενημερωμένες μεταβλητές ανταλλάσσονται μεταξύ των περιοχών. Η σύγκλιση επιτυγχάνεται αν οι μεταβλητές δεν αλλάξουν σημαντικά μεταξύ δύο διαδοχικών επαναλήψεων. Τα υποπροβλήματα μπορούν να λυθούν είτε συγχρονισμένα είτε διαδοχικά. Στην πρώτη περίπτωση, οι βελτιστοποιήσεις εκτελούνται παράλληλα με ίσες αρχικές τιμές, ενώ στη δεύτερη τα προβλήματα λύνονται το ένα μετά το άλλο χρησιμοποιώντας ενημερωμένες αρχικές τιμές. Σε αντίθεση με την κανονική μέθοδο Lagrange με χαλαρωτικούς περιορισμούς, οι πολλαπλασιαστές Lagrange που αντιπροσωπεύουν τους συντελεστές βαρύτητας των περιορισμών σύζευξης της άλλης περιοχής προκύπτουν κατευθείαν από το πρόβλημα βελτιστοποίησής της. Για παράδειγμα, ο συντελεστής $\bar{\lambda}_B$ που περιλαμβάνεται στην συνάρτηση της περιοχής A προκύπτει από τη βελτιστοποίηση της B, κρατώντας τους δικούς της περιορισμούς σύζευξης ως ισχυρούς περιορισμούς.

Στο ακόλουθο σχήμα παρουσιάζεται συνοπτικά η μαθηματική διατύπωση των υποπροβλημάτων:



Σχήμα 5.4 Διαδικασία συντονισμού μεταξύ των δύο περιοχών A και B.

Η μέθοδος που περιγράφηκε παραπάνω μπορεί τώρα να επεκταθεί έτσι ώστε να εφαρμόζεται στα συστήματα ενεργειακών διανομών, όπου δηλαδή έχουμε σύζευξη των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Γι' αυτό το σκοπό, κάθε διανομέας θεωρείται ότι αντιπροσωπεύεται από κάποιον υπεύθυνο για όλες τις μεταβλητές ελέγχου και κατάστασης των κόμβων που συνδέονται σε αυτόν. Λόγου χάρη, για ένα διανομέα αυτές είναι όλες οι μεταβλητές του διανομέα, το μέτρο και η γωνία της τάσης του κόμβου που τον συνδέει με το δίκτυο ηλεκτρισμού, η πίεση του φυσικού αερίου στον κόμβο σύνδεσης με το αντίστοιχο δίκτυο, καθώς και σε περίπτωση που υπάρχουν, η παραγωγή ενεργού ισχύος από κάποια γεννήτρια ή/και η είσοδος του φυσικού αερίου. Για να επιτευχθεί ο συγχρονισμός μεταξύ των διανομών, οι υπεύθυνοι πρέπει να

ανταλλάσσουν εξειδικευμένες πληροφορίες που αφορούν τις προαναφερθείσες μεταβλητές.

Με την εφαρμογή της μαθηματικής διαδικασίας στο σύστημα του ηλεκτρισμού, οι ισοτικοί περιορισμοί $g_A(x_A)$ και $g_B(x_B)$ αφορούν τη ροή ισχύος για όλους τους ζυγούς που βρίσκονται στη συγκεκριμένη περιοχή. Για τους περιορισμούς σύζευξης, τώρα, λαμβάνουμε υπόψη τη ροή φορτίου στους περιφερειακούς ζυγούς. Η σύζευξη μεταξύ των περιοχών επιτυγχάνεται μόνο αν αυτές οι εξισώσεις ροής φορτίου εμπεριέχουν μεταβλητές και από τις δύο περιοχές. Αυτό σημαίνει ότι οι περιορισμοί σχετικά με το ισοζύγιο ενεργού και άεργου ισχύος λειτουργούν ως περιορισμοί σύζευξης, αλλά όχι και οι εξισώσεις που αφορούν τη τάση και τη γωνία αναφοράς. Ως εκ τούτου, αν έχουμε ζυγούς PQ στα άκρα μίας ηλεκτρικής γραμμής, αυτό συνεπάγεται δύο περιορισμούς σύζευξης για κάθε ζυγό στο σύνολο των περιοχών. Πιο χαλαρή σύζευξη έχουμε στην περίπτωση των PV ζυγών, κάτι που οδηγεί μόνο σε έναν περιορισμό σύζευξης. Αν τώρα στο σύνολο των περιοχών έχουμε ζυγό αναφοράς, αυτή η διαδικασία δεν μπορεί να εφαρμοστεί. Συνεπώς πρέπει να μοντελοποιήσουμε το ζυγό αναφοράς ως ζυγό PV με επιπλέον αναφορά γωνίας έτσι ώστε να εξαχθούν αρκετοί περιορισμοί σύζευξης. Οι ανισοτικοί περιορισμοί αφορούν τα όρια των τάσεων, της παραγωγής ενέργειας και των ικανοτήτων κάθε περιοχής για μεταφορά ενέργειας. Οι ανισοτικοί περιορισμοί σύζευξης προκύπτουν από τις συνδετικές γραμμές που ανήκουν και στις δύο περιοχές. Για να διαχωριστούν αυτοί σε περιορισμούς που αφορούν τη συγκεκριμένη περιοχή και τη γειτονική της, οι γραμμές σύνδεσης πρέπει να αποδοθούν αυθαίρετα σε μία περιοχή.

Εφαρμόζοντας την ίδια διαδικασία στο δίκτυο του φυσικού αερίου, οι περιορισμοί $g_A(x_A)$ και $g_B(x_B)$ περιλαμβάνουν τη ροή φυσικού αερίου σε όλους τους εσωτερικούς ζυγούς καθώς και την πίεση αναφοράς στην περίπτωση που υπάρχει κάποιος ζυγός αναφοράς. Οι περιορισμοί σύζευξης δημιουργούνται από τα ισοζύγια ισχύος στους περιφερειακούς ζυγούς. Οι εγχύσεις ισχύος εξαρτώνται από τις πιέσεις στους κόμβους σε γειτονικούς ζυγούς. Συνεπώς, το ισοζύγιο των ροών στους περιφερειακούς ζυγούς επιτρέπει τη σύζευξη μεταξύ των γειτονικών περιοχών. Οι ανισοτικοί περιορισμοί αφορούν τα όρια των πιέσεων αλλά και τα πιθανά όρια των συμπιεστών. Ανισοτικοί περιορισμοί σύζευξης δεν υιοθετούνται.

Εντέλει, για συστήματα που ενσωματώνουν δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, οι περιορισμοί αυτοί ενώνονται. Για κάθε διανομέα υπάρχει ένας περιορισμός σύζευξης για το δίκτυο φυσικού αερίου και ένας για το δίκτυο ηλεκτρισμού.

5.4 Βέλτιστη Σύζευξη του Διανομέα

Σε αυτή την ενότητα, και σε αντίθεση με τις προηγούμενες οπότε και η βελτιστοποίηση αφορούσε τη λειτουργία των διανομέων, αναπτύσσεται μια μάλλον θεωρητική προσέγγιση για την εύρεση των βέλτιστων πινάκων σύζευξης $\mathbf{C}$ ενός συστήματος ενεργειακών διανομέων. Αντικείμενο της βελτιστοποίησης είναι οι μήτρες $\mathbf{C}$ και όχι το ενδιάμεσο δίκτυο που συνδέει τους διανομείς.

5.4.1 Διατύπωση του Προβλήματος

Θεωρούμε ένα σύστημα υβριδικών ενεργειακών διανομέων που διασυνδέεται από διάφορες ενεργειακές υποδομές. Για δεδομένα φορτία $\mathbf{L}_i$ ζητούνται να βρεθούν οι βέλτιστες εισοδοί $\mathbf{P}_i$ καθώς επίσης και οι βέλτιστοι πίνακες σύζευξης $\mathbf{C}_i$, όπου $i \in \mathcal{H}$.

Η αντικειμενική συνάρτηση για το πρόβλημα αυτό εξαρτάται από τις ισχείς εισόδου $\mathbf{P}_i$, αλλά στην περίπτωση που θέλουμε να εισάγουμε και άλλα κριτήρια που αφορούν επιθυμητά τεχνολογικά χαρακτηριστικά του διανομέα, τότε εξαρτάται επίσης και από τις μήτρες σύζευξης $\mathbf{C}_i$. Τέλος, εφόσον έχουμε να κάνουμε με σύστημα από διανομείς, θα υπάρχει εξάρτηση και από τις ροές $\mathbf{F}_a$.

Οι ισωτικοί περιορισμοί του προβλήματος έχουν να κάνουν με την εξίσωση ροής ισχύος στους διανομείς (4.3) και τη ροή φορτίου μεταξύ των διανομέων, κατά την (4.37). Οι περιορισμοί στην ισχύ εισόδου των διανομέων $\underline{\mathbf{P}}_i$ και $\bar{\mathbf{P}}_i$, όπως επίσης και στη ροή φορτίου $\underline{\mathbf{F}}_a$ και $\bar{\mathbf{F}}_a$ συνιστούν ανισωτικούς περιορισμούς. Πρέπει, τέλος, να εισαχθούν για κάθε διανομέα οι περιορισμοί που προκύπτουν από την ίδια τη φύση των μετατροπών, δηλαδή οι εξισώσεις (4.4) και (4.5).

Ύστερα από αυτά, το πρόβλημα μπορεί να οριστεί μαθηματικά με τον ακόλουθο τρόπο:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της α.σ} \quad \mathcal{J}(\mathbf{P}_i, \mathbf{C}_i, \mathbf{F}_a) \quad (5.9.a)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L}_i - \mathbf{C}_i \mathbf{P}_i = \mathbf{0} \quad (5.9.β)$$

$$\mathbf{G}_a = \mathbf{0} \quad (5.9.γ)$$

$$\underline{\mathbf{P}}_i \leq \mathbf{P}_i \leq \bar{\mathbf{P}}_i \quad (5.9.δ)$$

$$\underline{\mathbf{F}}_a \leq \mathbf{F}_a \leq \bar{\mathbf{F}}_a \quad (5.9.ε)$$

$$0 \leq c_{i\alpha\beta} \leq 1 \quad (5.9.στ)$$

$$0 \leq \sum_{\beta \in \mathcal{E}} c_{i\alpha\beta} \leq 1 \quad (5.9.ζ)$$

, $\forall i \in \mathcal{H}$, $\forall \alpha, \beta \in \mathcal{E}$.

Το πρόβλημα αυτό αντιπροσωπεύει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με μη γραμμικούς περιορισμούς, καθώς τόσο ο περιορισμός (5.9.β), που περιέχει το γινόμενο των μεταβλητών βελτιστοποίησης C_i και P_i , όσο και ο (5.9.γ), που αναφέρεται στη ροή ισχύος μεταξύ των διανομέων, εισάγουν μη γραμμικότητα. Συνεπώς το πρόβλημα έχει μη κυρτό χώρο λύσεων και έτσι οι συνήθεις τεχνικές μη γραμμικού προγραμματισμού δεν μπορούν να εγγυηθούν ότι η λύση που βρίσκουν αποτελεί και την ολικά βέλτιστη λύση. Χρησιμοποιώντας αριθμητικούς λύτες, το πρόβλημα, ανάλογα με τις αρχικές τιμές που δίνονται, μπορεί να έχει έναν άπειρο αριθμό βέλτιστων λύσεων, οι οποίες όμως δεν είναι όλες εφικτές τεχνολογικά. Μία λύση γι' αυτό είναι να παρέχονται τεχνολογικά λογικές αρχικές τιμές, έτσι ώστε να αποκλείονται εκ των προτέρων μη συμβατικές λύσεις. Επιπλέον, για να μην καταλήγουμε να έχουμε άπειρες λύσεις, θα μπορούσαμε να εισάγουμε στην αντικειμενική συνάρτηση και έναν όρο ο οποίος να αφορά τη μήτρα σύζευξης.

Τέλος, στην υποπερίπτωση που έχουμε μόνο έναν διανομέα και όχι ένα σύστημα αυτών, το μόνο που αλλάζει στη διατύπωση του προβλήματος είναι ότι αφαιρείται ο δείκτης i από τις εξισώσεις και δεν υπεισέρχονται οι περιορισμοί (5.9.γ) και (5.9.ε).

5.5 Βέλτιστος Σχεδιασμός του Διανομέα

Σε αντίθεση με την ενότητα που προηγήθηκε, όπου βρήκαμε τη βέλτιστη σύζευξη του διανομέα από τελείως μαθηματική σκοπιά, στο κομμάτι αυτό εξετάζουμε το πρόβλημα της δομής του διανομέα πιο πρακτικά.

Όταν σχεδιάζουμε ενεργειακούς διανομείς έχουμε στη διάθεση μας έναν περιορισμένο αριθμό από στοιχεία (μετατροπείς και αποθηκευτικές μονάδες), τα οποία μπορούν να έχουν διαφορετικά τεχνικά, περιβαλλοντικά και οικονομικά χαρακτηριστικά. Διαφορετικοί συνδυασμοί αυτών θα έχουν ως αποτέλεσμα και διαφορετικούς διανομείς. Συνεπώς, το πρόβλημα μπορεί να οριστεί ως η επιλογή των στοιχείων που θα εγκατασταθούν σε έναν ενεργειακό διανομέα έτσι ώστε να επιτύχουμε συνολικά βέλτιστη λειτουργία.

Μεταξύ των διαφορετικών τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων κάθε στοιχείου από ένα δεδομένο σύνολο από μετατροπείς και συσκευές αποθήκευσης, είναι οι αποδόσεις ισχύος και ενέργειας, οι standby απώλειες, οι εκπομπές, και τα κόστη εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης. Η λειτουργία του διανομέα εξαρτάται όχι μόνο από τις μονάδες που περιέχει αλλά και από τις συνθήκες έξω από αυτόν, δηλαδή τα δίκτυα που τον τροφοδοτούν και τα φορτία. Με άλλα λόγια, ορισμένα στοιχεία θα λειτουργούν καλά όταν το φορτίο είναι χαμηλό, ενώ άλλα είναι προτιμητέα όταν αυτό

είναι υψηλό. Τα δίκτυα τροφοδότησης, από την άλλη, μπορούν να χαρακτηρίζονται από κόστη ενέργειας και διαθεσιμότητα που αλλάζουν με το χρόνο. Ένα άλλο παράδειγμα για το πώς επηρεάζεται μία μονάδα είναι η δυνατότητα πώλησης ισχύος στα δίκτυα. Αλλά και ο συνδυασμός των στοιχείων είναι σημαντικός. Για παράδειγμα, η λειτουργία ενός CHP που πρέπει να παρέχει πρωταρχικά ηλεκτρισμό μάλλον απαιτεί και μία διάταξη για αποθήκευση θερμότητας όταν το θερμικό φορτίο δεν είναι υψηλό.

Καταλήγουμε, συνεπώς, στο συμπέρασμα ότι πρέπει να λάβουμε υπόψη μας ολόκληρο το σύστημα όταν προσπαθούμε να σχεδιάσουμε το διανομέα. Η ανάλυση αυτή αφορά πολλές περιόδους λειτουργίας για δεδομένα (ή προβλεπόμενα) φορτία και κόστη ενέργειας.

5.5.1 Διατύπωση του Προβλήματος

Για τη διατύπωση του προβλήματος πρέπει αρχικά να εισάγουμε ακέραιες μεταβλητές απόφασης που να παρέχουν την πληροφορία σχετικά με το αν ένα στοιχείο χρησιμοποιείται ή όχι. Έτσι για ένα στοιχείο A θεωρούμε τη μεταβλητή I_A , για την οποία ισχύει:

$$I_A = \begin{cases} 1 & \text{αν το στοιχείο } A \text{ χρησιμοποιείται} \\ 0 & \text{αν όχι} \end{cases} \quad (5.10)$$

Επειδή σκοπός μας είναι ο βέλτιστος οικονομικά σχεδιασμός του διανομέα, η αντικειμενική συνάρτηση θα εξαρτάται από τα κόστη για την ενέργεια, την εγκατάσταση, τη λειτουργία και τη συντήρηση. Το κόστος για την ενέργεια εξαρτάται από τη συνολική λειτουργία του συστήματος (δίκτυα τροφοδότησης, διανομέας, φορτία). Το κόστος για την εγκατάσταση είναι σταθερό και λαμβάνεται υπόψη μόνο μία φορά, ενώ τα κόστη για τη λειτουργία και τη συντήρηση εξαρτώνται γενικά από το βαθμό λειτουργίας της μονάδας. Συμπερασματικά, στην αντικειμενική συνάρτηση εισάγονται οι μεταβλητές απόφασης και οι μεταβλητές για την ενέργεια και την ισχύ που σχετίζονται με το διανομέα και τα στοιχεία του.

Όσον αφορά στους περιορισμούς, αυτοί δίνονται όπως και στα προηγούμενα από τα μοντέλα του διανομέα και των δικτύων. Να σημειωθεί ότι στους περιορισμούς σχετικά με τα στοιχεία του διανομέα εισάγονται και οι μεταβλητές απόφασης, σύμφωνα με τις οποίες καθορίζεται αν ένα στοιχείο είναι παρόν ή όχι. Αν δεν είναι παρόν τότε ο αντίστοιχος περιορισμός απλά απαλείφεται μιας και πολλαπλασιάζεται με μηδέν. Επιπρόσθετοι περιορισμοί θα μπορούσαν να θεωρηθούν σχετικά με το κόστος εγκατάστασης ή λειτουργίας του διανομέα. Για λόγους απλότητας θεωρούμε έναν μόνο ενεργειακό διανομέα και έτσι δεν λαμβάνονται υπόψη περιορισμοί του δικτύου.

Μαθηματικά, λοιπόν, το πρόβλημα ορίζεται ως εξής:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της } a.\sigma \quad \mathcal{J} = \sum_{t=1}^{N_t} \mathcal{J}^t (\mathbf{P}^t, \mathbf{E}^t, I_{ak}, J_a) \quad (5.11.a)$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L}^t - \mathbf{C}^t \mathbf{P}^t + \mathbf{M}^{eq\ t} = \mathbf{0} \quad \forall t \quad (5.11.β)$$

$$I_{ak} \underline{P}_{ak} \leq I_{ak} P_{ak}^t \leq I_{ak} \bar{P}_{ak} \quad \forall a, \forall k, \forall t \quad (5.11.γ)$$

$$J_p \underline{Q}_p \leq J_p Q_p^t \leq J_p \bar{Q}_p \quad \forall p, \forall t \quad (5.11.δ)$$

$$J_\sigma \underline{M}_\sigma \leq J_\sigma M_\sigma^t \leq J_\sigma \bar{M}_\sigma \quad \forall \sigma, \forall t \quad (5.11.ε)$$

$$J_a \underline{E}_a \leq J_a E_a^t \leq J_a \bar{E}_a \quad \forall a, \forall t \quad (5.11.στ)$$

$$J_a (\mathbf{E}^{N_t} - \mathbf{E}^0) = 0 \quad (5.11.ζ)$$

όπου $I_{ak}, J_a \in \{ 0, 1 \}$, $t \in \{ 1, 2, \dots, N_t \}$, $a, p, \sigma \in \mathcal{E}$, $k \in \mathcal{C}_a$. Οι ενεργειακοί φορείς p αποθηκεύονται στην είσοδο και οι φορείς σ στην έξοδο, με $p \neq \sigma$. Προφανώς οι πίνακες σύζευξης $\mathbf{C}$ και $\mathbf{M}$ εξαρτώνται από τις μεταβλητές απόφασης, κάτι που ωστόσο δεν είναι ορατό στις ανωτέρω εξισώσεις.

Δεδομένης της μορφής του προβλήματος, τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και οι περιορισμοί περιλαμβάνουν μη γραμμικότητες και ασυνέχειες, με αποτέλεσμα ο χώρος των λύσεων να μην είναι κυρτός και έτσι οι αριθμητικές μέθοδοι να μην εγγυώνται την εύρεση του ολικού ελαχίστου.

5.6 Οικονομική Αξιολόγηση της Επένδυσης

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται μία προσέγγιση για την αξιολόγηση της επένδυσης σε μετατροπείς και αποθηκευτικές διατάξεις.

Όπως αναμένεται και θα δειχθεί αργότερα σε μία σειρά από εφαρμογές, η βέλτιστη λειτουργία των ενεργειακών διανομέων έχει ως άμεση συνέπεια τη μείωση του ενεργειακού κόστους και μάλιστα σε ορισμένες περιπτώσεις κατά μεγάλο ποσοστό. Ωστόσο για να μπορέσουμε να εκτιμήσουμε την οικονομική επίδοση του συστήματος, εκτός από το λειτουργικό κόστος πρέπει να ληφθεί υπόψη και το κόστος επένδυσης στα συγκεκριμένα στοιχεία του διανομέα, καθώς ορισμένες τεχνολογίες υπό ανάπτυξη (όπως οι κυψέλες υδρογόνου) απαιτούν πολύ μεγάλα κόστη επένδυσης. Έτσι αναπτύσσεται μία προσέγγιση η οποία επιτρέπει τον καθορισμό του ανώτατου κόστους επένδυσης με τη σύγκριση των λειτουργικών δαπανών με και χωρίς τη συγκεκριμένη τεχνολογία. Για παράδειγμα μπορούν να συγκριθούν τα κόστη για την ενέργεια και τις εκπομπές CO₂ που προκύπτουν από τη λειτουργία παραδοσιακών αποζευγμένων

δικτύων με αυτά συζευγμένων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου με τη χρήση μονάδων CHP. Η εξοικονόμηση χρημάτων από τη μείωση του ενεργειακού κόστους μπορεί να υπολογιστεί για ένα τυπικό προφίλ φορτίου για μια σειρά από έτη και ύστερα να αναχθούν σε παρούσες τιμές. Τότε η συνολική εξοικονόμηση χρημάτων το παρόν έτος θα μας δείξει ποιο είναι και το μέγιστο ποσό που μπορεί να διατεθεί για την επένδυση στη συγκεκριμένη τεχνολογία.

Θεωρώντας, λοιπόν, ότι ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης είναι n έτη και ότι κάθε έτος δημιουργείται μία χρηματική ροή, η **μελλοντική αξία** (Future Value, FV) αντιπροσωπεύει το άθροισμα αυτών των χρηματικών ροών ανηγμένων στο έτος n . Για μία δεδομένη σειρά χρηματικών ροών $x_0, x_1, \dots, x_n$ και ένα σταθερό επιτόκιο αναγωγής r , η μελλοντική αξία της χρηματοροής θα είναι:

$$FV = x_0 (1+r)^n + x_1 (1+r)^{n-1} + \dots + x_n \quad (5.12)$$

Η **παρούσα αξία** (Present Value, PV) μιας χρηματοροής είναι το ποσό σε τωρινές τιμές που αντιστοιχεί στο σύνολο των χρηματικών ροών και μπορεί να οριστεί ως εξής:

$$PV = \frac{FV}{(1+r)^n} = \sum_{k=0}^n \frac{x_k}{(1+r)^k} \quad (5.13)$$

Έτσι η παρούσα αξία του λειτουργικού οφέλους που προκύπτει από την εισαγωγή των μετατροπών ή/και των αποθηκευτικών μονάδων αντιπροσωπεύει την απόσβεση της αρχικής επένδυσης.

Ένα από τα πιο σημαντικά κριτήρια που θα μας οδηγήσει στη λήψη της απόφασης σχετικά με τη λειτουργία ή μη των μονάδων είναι η **καθαρή παρούσα αξία** (Net Present Value, NPV), η οποία είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα αξία, ανηγμένα στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας της επένδυσης. Προσδιορίζεται από την εξίσωση:

$$NPV = -K + \sum_{k=0}^n \frac{x_k}{(1+r)^k} + \frac{SV_n}{(1+r)^n} \quad (5.14)$$

όπου K είναι η αρχική επένδυση, x_k το ετήσιο καθαρό όφελος από τη χρήση της συγκεκριμένης μονάδας και SV_n είναι η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής της επένδυσης (συνήθως λαμβάνεται ίση με μηδέν). Αν και μόνο αν ο δείκτης NPV είναι θετικός κρίνεται η επένδυση σε αυτή τη τεχνολογία βιώσιμη.

Υπάρχουν και άλλα κριτήρια που μπορούν να μας δείξουν κατά πόσο μία επένδυση σε μία νέα μονάδα θα αποβεί προς όφελος μας. Ενδεικτικά αναφέρουμε τον **εσωτερικό βαθμό απόδοσης** (Internal Rate of Return, IRR) που είναι η τιμή του επιτοκίου αγοράς που μηδενίζει την παρούσα αξία μιας σειράς χρηματικών ροών. Προσδιορίζεται ως η λύση της εξίσωσης:

$$NPV_{(r=IRR)} = 0 \quad (5.15)$$

Όσο μεγαλύτερος είναι αυτός ο δείκτης από το επιτόκιο αναγωγής, τόσο πιο συμφέρουσα είναι η επένδυση.

Εντέλει, η καθαρή παρούσα αξία και ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης αποτελούν τους πιο σημαντικούς δείκτες για την αξιολόγηση της οικονομικής επίδοσης της επένδυσης.

Κεφάλαιο 6

Εφαρμογές

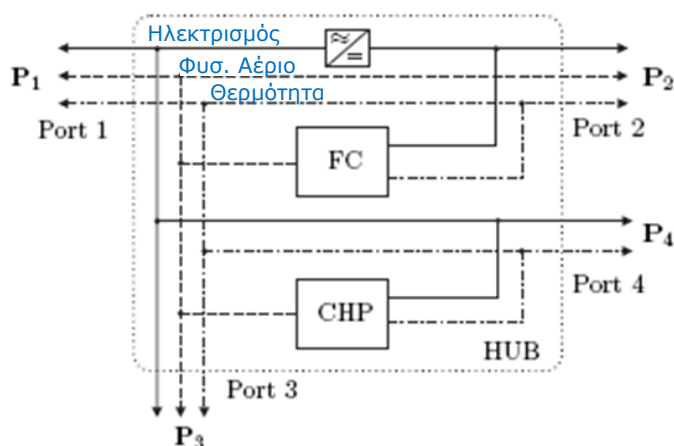
Σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι η επίδειξη πιθανών εφαρμογών και βασικών χαρακτηριστικών των μοντέλων βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο. Με βάση λιγότερο ή περισσότερο ρεαλιστικές υποθέσεις παρουσιάζονται διάφορα σχετικά απλά παραδείγματα.

6.1 Ροή Φορτίου σε ένα Σύνθετο Ενεργειακό Διανομέα ^[5]

Στο πρώτο παράδειγμα αυτού του κεφαλαίου ασχολούμαστε με τη ροή φορτίου σε ένα σύνθετο ενεργειακό διανομέα και εξάγουμε τις απώλειες και την απόδοση αυτού. Στη συνέχεια θεωρούμε πως ο διανομέας πρέπει να τροφοδοτεί εγκαταστάσεις που αναπαριστώνται από γνωστές καμπύλες φορτίων και παρατηρούμε πώς η διακύμανση των φορτίων επιδρά στη λειτουργία του διανομέα.

6.1.1 Σταθερά Φορτία

Θεωρούμε τον υβριδικό ενεργειακό διανομέα του παρακάτω σχήματος. Ο διανομέας έχει μόνο μία πύλη εισόδου και τρεις πύλες εξόδου:



Σχήμα 6.1 Ο σύνθετος ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.1.

Η θύρα εισόδου είναι η θύρα 1, ενώ οι θύρες εξόδου είναι η 2, 3 και 4. Οι εσωτερικές συνδέσεις του διανομέα περιλαμβάνουν:

- από τη θύρα 1 στη θύρα 2:
Ηλεκτρική διασύνδεση μέσω μετατροπέα ($n_{ee}=0,98$)
Χημική διασύνδεση ($n_{cc}=1$)
Θερμική διασύνδεση ($n_{tt}=1$)
Κυψέλη καυσίμου ($n_{ct}=0,5$, $n_{ce}=0,4$) ελεγχόμενη από την ηλεκτρική έξοδο,
 $P_{FC,e}^{out}=0,2$ MW
- από τη θύρα 1 στη θύρα 3:
Ηλεκτρική διασύνδεση ($n_{ee}=1$)
Χημική διασύνδεση ($n_{cc}=1$)
Θερμική διασύνδεση ($n_{tt}=1$)
- από τη θύρα 1 στη θύρα 4:
Ηλεκτρική διασύνδεση ($n_{ee}=1$)
Θερμική διασύνδεση ($n_{tt}=1$)
Μονάδα CHP ($n_{ct}=0,3$, $n_{ce}=0,2$) ελεγχόμενη από τη θερμική έξοδο, $P_{CHP,t}^{out}=0,5$ MW

Τα φορτία που πρέπει να τροφοδοτεί ο διανομέας θεωρούνται σταθερά σε όλη τη διάρκεια λειτουργίας του διανομέα και είναι τα ακόλουθα:

$$\mathbf{L}_2 = \begin{bmatrix} 0,25 \\ 0 \\ 0,50 \end{bmatrix} \text{ MW} , \quad \mathbf{L}_3 = \begin{bmatrix} 1,4 \\ 3,6 \\ 0,5 \end{bmatrix} \text{ MW} , \quad \mathbf{L}_4 = \begin{bmatrix} 0,45 \\ 0 \\ 1,30 \end{bmatrix} \text{ MW} \quad (6.1)$$

Έχοντας αυτά ως δεδομένα μπορούμε εύκολα να υπολογίσουμε τις απαιτούμενες ισχύεις στην είσοδο του διανομέα. Τα συστήματα που προκύπτουν κατά τη (4.3) επιλύθηκαν με το πρόγραμμα Matlab και είχαμε τα ακόλουθα αποτελέσματα:

$$\mathbf{P}_1 = \begin{bmatrix} 1,568 \\ 5,767 \\ 1,550 \end{bmatrix} \text{ MW} \quad (6.2)$$

Αυτή είναι η συνολική ζήτηση ισχύος του διανομέα και με χρήση αυτής μπορούμε να υπολογίσουμε τις απώλειες και τη συνολική απόδοσή του. Όσον αφορά στις απώλειες του διανομέα, κάνουμε χρήση της εξίσωσης (4.30) και συνεπώς έχουμε:

$$\begin{aligned} \lambda &= \left| \sum_{k \in \epsilon} P_{\epsilon\sigma,k} - \sum_{k \in \epsilon} P_{\epsilon\xi,k} \right| = \\ &= \left| 1,568 + 5,767 + 1,550 - 0,25 - 0,5 - 1,4 - 3,6 - 0,5 - 0,45 - 1,3 \right| \\ &= 0,884 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.3)$$

Τέλος, η απόδοση του διανομέα μπορεί βρεθεί με χρήση του τύπου (4.32), απ' όπου έχουν αφαιρεθεί οι όροι που αναφέρονται στην αποθήκευση της ενέργειας:

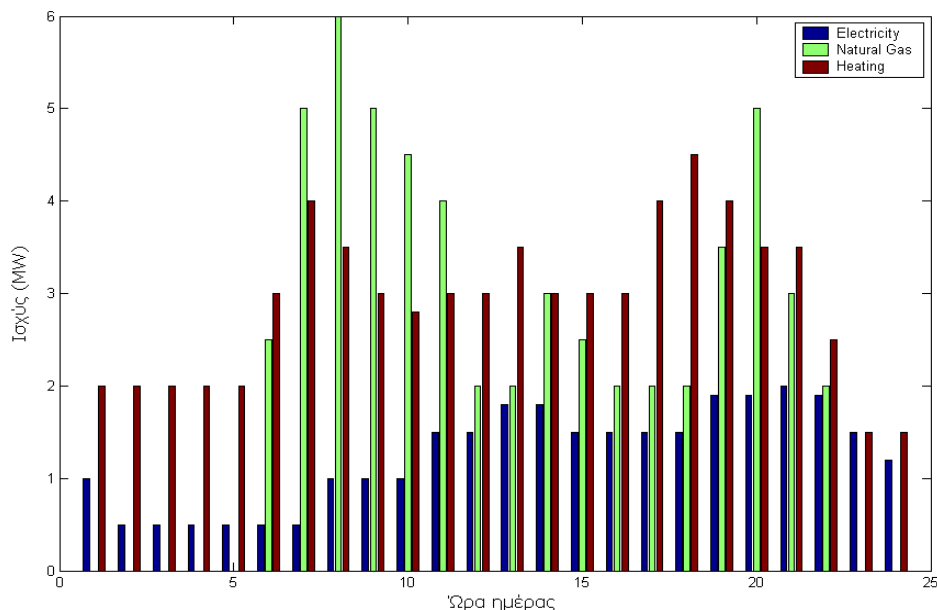
$$\eta_{\text{διαν.}} = \frac{[\sum_{k \in \epsilon} P_k]_{\epsilon\chi.}}{[\sum_{k \in \epsilon} P_k]_{\epsilon\iota\sigma.}} = \frac{[\sum_{k \in \epsilon} P_k]_{\epsilon\iota\sigma.} - \lambda}{[\sum_{k \in \epsilon} P_k]_{\epsilon\iota\sigma.}} = 1 - \frac{\lambda}{[\sum_{k \in \epsilon} P_k]_{\epsilon\iota\sigma.}}$$

$$= 1 - 0,884/8,884 = 0,90 \quad (6.4)$$

Το αποτέλεσμα αυτό είναι λογικό, μιας και όλα τα υποπροϊόντα των μετατροπών χρησιμοποιούνται στο εσωτερικό του διανομέα και επίσης έχουμε θεωρήσει πως οι περισσότερες μεταφορές ενέργειας είναι χωρίς απώλειες.

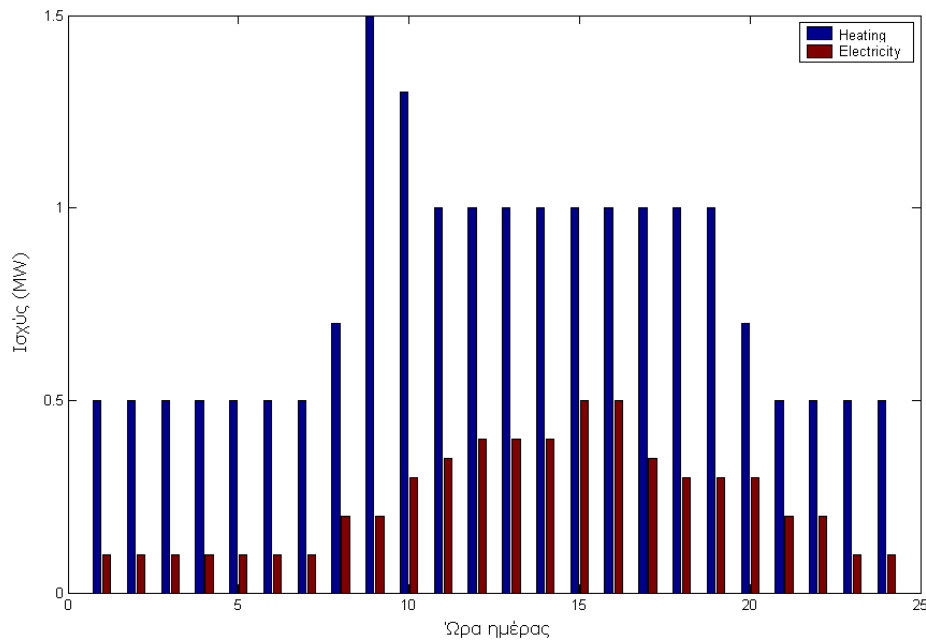
6.1.2 Προσομοίωση με Καμπύλες Φορτίου

Το μοντέλο του διανομέα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για προσομοιώσεις με καμπύλες φορτίων. Στα παρακάτω σχήματα παρουσιάζουμε παραδείγματα καμπυλών φορτίων τριών διαφορετικών καταναλωτών που υποθέτουμε ότι συνδέονται στον διανομέα του σχήματος 6.1. Οι μέσες ωριαίες τιμές προέκυψαν από πραγματικά δεδομένα, ενώ όλες οι άλλες τιμές και τα δεδομένα του διανομέα είναι ίδια με το προηγούμενο παράδειγμα.



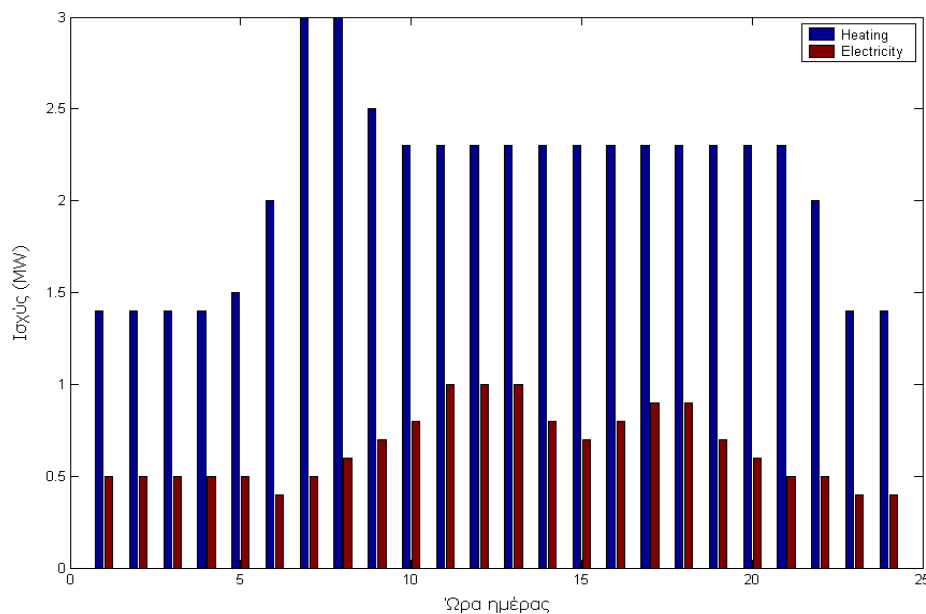
Σχήμα 6.2a Οικιακές καταναλώσεις.

Η πρώτη καμπύλη θα μπορούσε να αναπαριστά μια οικιακή κατανάλωση. Περίπου 500 νοικοκυριά είναι συνδεδεμένα στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, τηλεθέρμανσης και φυσικού αερίου. Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται για να ικανοποιεί τις αιχμές του θερμικού φορτίου, κυρίως τις ώρες με υψηλή ζήτηση ζεστού νερού.



Σχήμα 6.2β Πανεπιστημιούπολη.

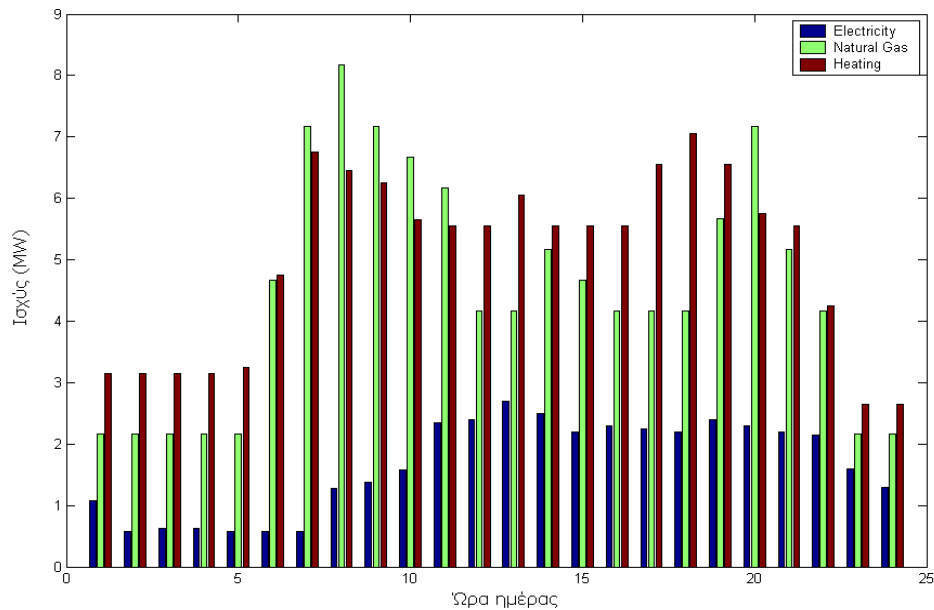
Το δεύτερο διάγραμμα παρουσιάζει μια καμπύλη φορτίου μιας πανεπιστημιούπολης που συνδέεται σε δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και τηλεθέρμανσης.



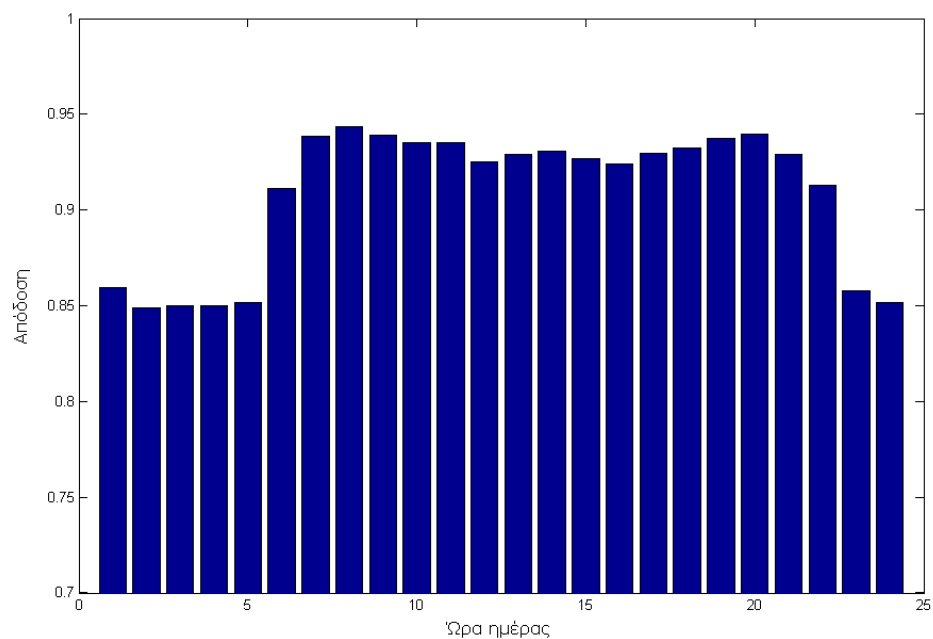
Σχήμα 6.2γ Νοσοκομειακή μονάδα.

Τέλος, η τρίτη καμπύλη φορτίου παριστάνει τη ζήτηση ηλεκτρισμού και θέρμανσης ενός νοσοκομείου.

Η μέση τιμή της συνολικής ισχύος εισόδου και της συνολικής απόδοσης του διανομέα υπολογίζονται κατά τα γνωστά, όπως και στην περίπτωση με τα σταθερά φορτία, ανά ώρα και δίνονται στα σχήματα 6.3 και 6.4 αντίστοιχα.



Σχήμα 6.3 Ισχύς εισόδου του διανομέα του παραδείγματος 6.1.



Σχήμα 6.4 Απόδοση του διανομέα του παραδείγματος 6.1.

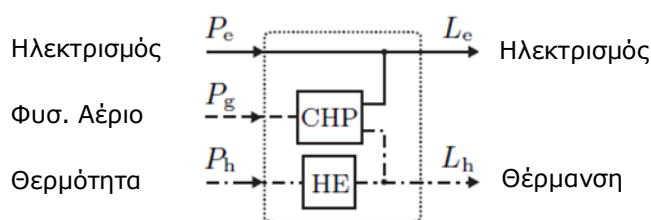
Πρέπει να σημειώσουμε ότι η συνολική απόδοση του ενεργειακού κόμβου συσχετίζεται κατά κάποιο τρόπο με τη συνολική ζήτηση ισχύος των φορτίων. Η παραγωγή στον διανομέα είναι σταθερή και αν το φορτίο ξεπεράσει την εσωτερική παραγωγή, η διαφορά τροφοδοτείται απευθείας από το δίκτυο. Όσο περισσότερη ισχύς μεταφέρεται απευθείας χωρίς απώλειες, τόσο μεγαλύτερη γίνεται η απόδοση του διανομέα. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η λειτουργία του διανομέα είναι σταθερή. Επιπρόσθετα στοιχεία μετατροπής και αποθήκευσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν για βελτίωση της ροής φορτίου.

6.2 Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς ^[1]

Στην ενότητα αυτή αναπτύσσεται η βέλτιστη κατανομή σε ένα μόνο ενεργειακό διανομέα. Αρχικά έχουμε τη λύση κυρτών και μη κυρτών προβλημάτων, ύστερα περνάμε στη βελτιστοποίηση με δύο κριτήρια, τις εκπομπές και το κόστος της ενέργειας, και τέλος εισάγεται και η αποθήκευση σε ένα πρόβλημα πολλών περιόδων.

6.2.1 Κυρτός Χώρος Λύσεων

Στο παράδειγμα αυτό παρουσιάζεται μια εφαρμογή της γενικής συνθήκης βελτιστοποίησης (5.3) για το πρόβλημα της βέλτιστης κατανομής με πολλαπλούς φορείς και κυρτό χώρο λύσεων. Θεωρούμε τον γραμμικό διανομέα του σχήματος 6.5, ο οποίος αποτελείται από την άμεση σύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρισμού (θεωρούμε χωρίς απώλειες), μία μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP) και έναν εναλλάκτη θερμότητας (HE), ο οποίος συνδέει το φορτίο με τις υποδομές για τη θέρμανση. Οι ανάγκες των φορτίων ηλεκτρισμού και θερμότητας μπορούν να ικανοποιηθούν είτε απευθείας από τα αντίστοιχα δίκτυα είτε από την παραγωγή του CHP.



Σχήμα 6.5 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.1.

Η ροή φορτίου διαμέσω του διανομέα πρέπει να βελτιστοποιηθεί για τη τροφοδοσία ενός στιγμιότυπου ενός συγκεκριμένου φορτίου, ικανοποιώντας την απαίτηση για ελάχιστο κόστος ενέργειας. Τα ζητούμενα φορτία είναι:

$$L_e = 2 \text{ pu} \quad \text{και} \quad L_h = 5 \text{ pu}. \quad (6.5)$$

Το CHP λειτουργεί με σταθερές αποδόσεις $\eta_{ge}^{CHP} = 0,3$ και $\eta_{gh}^{CHP} = 0,4$. Η απόδοση του εναλλάκτη θερμότητας είναι $\eta_{hh}^{HE} = 0,9$. Υποθέτουμε, επιπλέον, ότι η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και αντιπροσωπεύει το συνολικό ενεργειακό κόστος (TC) για το διανομέα σε νομισματικές μονάδες (mu), τη δεδομένη χρονική περίοδο, με τα κόστη των ανεξάρτητων ενεργειακών φορέων να μοντελοποιούνται ως τετραγωνικές συναρτήσεις των αντίστοιχων ανά μονάδα (pu) ισχύων:

$$TC = \sum_{a=e,g,h} (a_a P_a + b_a P_a^2) \quad (6.6)$$

Οι συντελεστές a_a και b_a δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 6.1 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.2.1.

Φορέας (a)	a_a mu/pu	b_a mu/pu ²
Ηλεκτρισμός (e)	12	0,12
Φυσ. Αέριο (g)	5	0,05
Θερμότητα (h)	4	0,04

Αυτό που πρέπει να απαντηθεί είναι πιο διάνυσμα εισόδων $\mathbf{P}$ ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος ενέργειας. Δε θεωρούμε περιορισμούς στις ισχείς εισόδου. Με όλα αυτά τα δεδομένα, το πρόβλημα έχει κυρτό χώρο λύσεων και λύνεται με την εφαρμογή της συνθήκης βελτιστοποίησης των ΚΚΤ.

Αρχικά υπολογίζουμε τον πίνακα σύζευξης $\mathbf{C}$ σύμφωνα με τις αποδόσεις των μετατροπών και τη τοπολογία του δικτύου:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} c_{ee} & c_{ge} & c_{he} \\ c_{eh} & c_{gh} & c_{hh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0,3 & 0 \\ 0 & 0,4 & 0,9 \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

Η συνθήκη (5.3) περιλαμβάνει επίσης το διάνυσμα των οριακών μεταβλητών του συστήματος Ψ (System Marginal Cost, SMC), κάθε στοιχείο του οποίου μπορεί να υπολογιστεί ως η μερική παράγωγος της TC ως προς την εκάστοτε ισχύ εισόδου:

$$\Psi_a = \frac{\partial TC}{\partial P_a} = a_a + 2 b_a P_a \quad (6.8)$$

Συνεπώς έχουμε για τη ροή φορτίου:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 2 \\ 5 \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}} - \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0,3 & 0 \\ 0 & 0,4 & 0,9 \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} \underbrace{\begin{bmatrix} P_e \\ P_g \\ P_h \end{bmatrix}}_{\mathbf{P}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

απ' όπου εύκολα μπορούμε να δούμε ότι μία μεταβλητή του συστήματος ορίζεται αυθαίρετα, παρέχοντας έτσι τη δυνατότητα για βελτιστοποίηση. Για τα οριακά κόστη, από την άλλη, ισχύει (ΚΚΤ):

$$\underbrace{\begin{bmatrix} a_e + 2 b_e P_e \\ a_g + 2 b_g P_g \\ a_h + 2 b_h P_h \end{bmatrix}^T}_{\Psi} - \underbrace{\begin{bmatrix} \Lambda_e \\ \Lambda_h \end{bmatrix}^T}_{\Lambda} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0,3 & 0 \\ 0 & 0,4 & 0,9 \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}^T \quad (6.10)$$

Αυτά τα δύο συστήματα συγκροτούν ένα συνολικό σύστημα 5x5, όπου άγνωστοι είναι τα στοιχεία των $\mathbf{P}$ και $\mathbf{\Lambda}$. Το σύστημα αυτό μπορεί να λυθεί αμέσως και η μοναδική λύση που βρίσκεται είναι η εξής:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} 0,43 \\ 5,24 \\ 3,23 \end{bmatrix} \text{ pu} \quad \text{και} \quad \mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} 12,10 \\ 4,73 \end{bmatrix}^T \text{ mu/pu} \quad (6.11)$$

Το συνολικό κόστος που προκύπτει είναι:

$$TC = 46,054 \text{ mu} \quad (6.12)$$

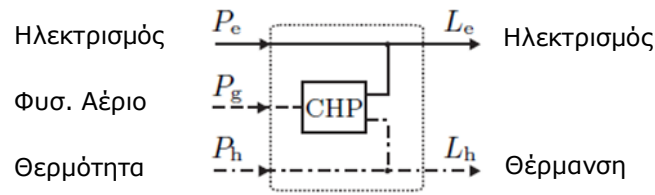
Τα οριακά κόστη στην πλευρά της εισόδου του διανομέα υπολογίζονται από τα αποτελέσματα και είναι:

$$\Psi = \begin{bmatrix} 12,10 \\ 5,52 \\ 4,26 \end{bmatrix}^T \text{ mu/pu} \quad (6.13)$$

Από τα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι το οριακό κόστος της θερμότητας αυξάνει μεταξύ εισόδου και εξόδου από τα 4,26 mu/pu στα 4,73 mu/pu, κάτι που προκύπτει από τις απώλειες κατά 10% του εναλλάκτη θερμότητας ($\eta_{hh}^{HE} = 0,9$). Από την άλλη, τα οριακά κόστη για την ηλεκτρική ενέργεια παραμένουν ίδια, μιας και θεωρήσαμε ότι η σύνδεση δεν έχει απώλειες.

6.2.2 Μη Κυρτός Χώρος Λύσεων

Στο παράδειγμα αυτό βελτιστοποιούμε τη ροή φορτίου διαμέσου ενός μη γραμμικού διανομέα, ο οποίος χαρακτηρίζεται από μεταβλητό πίνακα σύζευξης $\mathbf{C}$. Θεωρούμε τον απλό διανομέα του σχήματος 6.6 που αποτελείται από ένα CHP. Ο διανομέας τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο και θερμότητα και παρέχει στο φορτίο ηλεκτρισμό και θέρμανση.



Σχήμα 6.6 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.2.

Η αποδοτικότητα της μετατροπής της ενέργειας που επιτυγχάνει το CHP δεν είναι σταθερή σε όλο το εύρος λειτουργίας του. Θεωρούμε ότι πειραματικά βρήκαμε τις αποδοτικότητες που αντιστοιχούν σε τέσσερις διαφορετικές καταστάσεις λειτουργίας. Τα αποτελέσματα δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 6.2 Αποδοτικότητες του CHP.

Είσοδος Φυσ. Αερίου P_g kW	η_{ge}	η_{gh}
25	0,18	0,38
50	0,32	0,39
75	0,36	0,37
100	0,37	0,40

Για τη βελτιστοποίηση, οι ενεργειακές αποδοτικότητες πρέπει να εκφραστούν ως συνεχείς συναρτήσεις της εισόδου P_g και γι' αυτό στα δεδομένα που έχουν μετρηθεί αντιστοιχούμε τις επόμενες πολυωνυμικές συναρτήσεις που έχουν εξαχθεί με τη βοήθεια της συνάρτησης polyfit της Matlab.

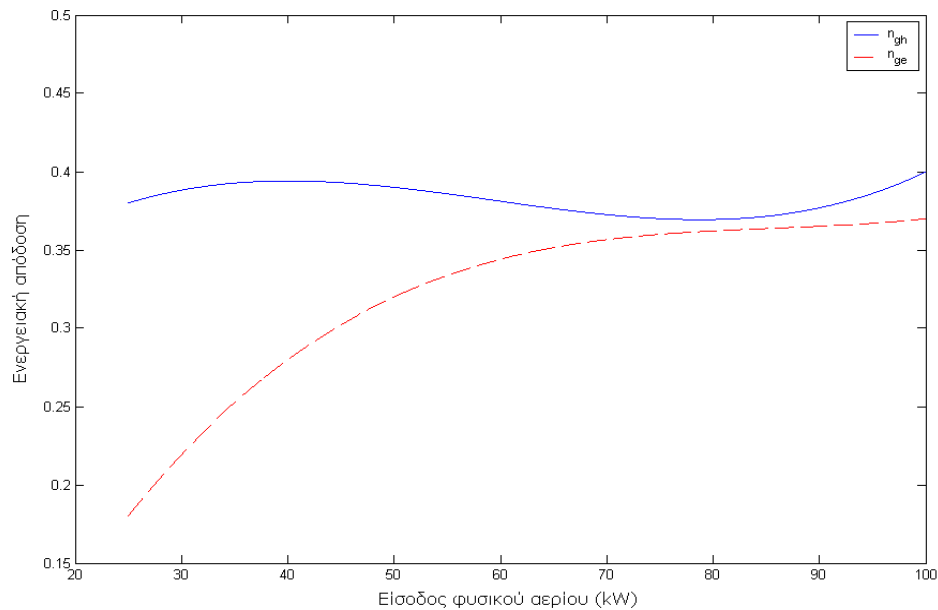
$$\eta_{ge}(P_g) = 747 \cdot 10^{-9} P_g^3 - 192 \cdot 10^{-6} P_g^2 + 167 \cdot 10^{-4} P_g - 130 \cdot 10^{-3} \quad (6.14)$$

$$\eta_{gh}(P_g) = 853 \cdot 10^{-9} P_g^3 - 152 \cdot 10^{-6} P_g^2 + 8 \cdot 10^{-3} P_g + 260 \cdot 10^{-3} \quad (6.15)$$

Επομένως, για τον πίνακα σύζευξης θα ισχύει:

$$\mathbf{C}(\mathbf{P}) = \begin{bmatrix} c_{ee} & c_{ge} & c_{he} \\ c_{eh} & c_{gh} & c_{hh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \eta_{ge}(P_g) & 0 \\ 0 & \eta_{gh}(P_g) & 1 \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

ενώ στο σχήμα που ακολουθεί έχουμε τη γραφική παράσταση που αντιστοιχεί στις αποδοτικότητες:



Σχήμα 6.7 Οι γραφικές συναρτήσεις της ενεργειακής απόδοσης συναρτήσει της ισχύος P_g .

Το φορτίο που ζητείται είναι 50 kW ηλεκτρισμού και 100 kW θερμότητας, ενώ η λειτουργία του CHP όσον αφορά στην ισχύ εισόδου περιορίζεται στην περιοχή μεταξύ των 25 και 100 kW. Για τις άλλες εισόδους του διανομέα δεν έχουμε αντίστοιχους περιορισμούς, παρά μόνο ότι ο διανομέας δεν επιτρέπεται να εξαγει ισχύ. Συνολικά:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 25 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ kW} \leq \begin{bmatrix} P_e \\ P_g \\ P_h \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \infty \\ 100 \\ \infty \end{bmatrix} \text{ kW} \quad (6.17)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί είναι η ίδια με πριν:

$$TC = \sum_{a=e,g,h} (a_a P_a + b_a P_a^2) \quad (6.18)$$

και οι αντίστοιχοι συντελεστές δίνονται στον επόμενο πίνακα:

Πίνακας 6.3 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.2.2.

Φορέας (a)	a_a €/ct/kW	b_a €/ct/kW ²
Ηλεκτρισμός (e)	10	0,01
Φυσ. Αέριο (g)	5	0,02
Θερμότητα (h)	5	0,03

Δεδομένου, τώρα, ότι ο πίνακας σύζευξης $\mathbf{C}$ δεν είναι σταθερός η αντικειμενική συνάρτηση δεν είναι πια κυρτή και το πρόβλημα παρουσιάζει μη κυρτό χώρο λύσεων.

Με άλλα λόγια, λύνοντας το πρόβλημα με μία κοινή αριθμητική μέθοδο, όπως η συνάρτηση `fmincon` της Matlab, καταλήγουμε σε δύο λύσεις, ανάλογα με τις αρχικές τιμές:

$$TC = 12,37 \text{ €} \quad \text{όταν } P_g = 65 \text{ kW} \quad (6.19\alpha)$$

$$TC = 12,40 \text{ €} \quad \text{όταν } P_g = 100 \text{ W} \quad (6.19\beta)$$

Προφανώς η βέλτιστη λειτουργία του διανομέα προκύπτει όταν $P_g = 65 \text{ kW}$.

6.2.3 Βέλτιστη Κατανομή Κόστους και Εκπομπών

Εκτός από το κόστος της ενέργειας, οι εκπομπές που παράγονται αποτελούν ένα σημαντικό κριτήριο για τη λειτουργία των ενεργειακών συστημάτων. Για να λάβουμε υπόψη μας και το λειτουργικό κόστος της ενέργειας αλλά και τις εκπομπές πρέπει να θεωρήσουμε μία σύνθετη αντικειμενική συνάρτηση, η οποία να περιλαμβάνει δύο αντίστοιχους στόχους για ελαχιστοποίηση. Κοινώς, οι όροι που αφορούν το κόστος και τις εκπομπές πολλαπλασιάζονται με διαφορετικά βάρη, τα οποία μπορούν να πάρουν διάφορες τιμές και συνεπώς μπορούμε να μελετήσουμε την επίπτωση που υπάρχει στο καθένα κριτήριο για ελαχιστοποίηση. Εναλλακτικά, οι εκπομπές θα μπορούσαν να εισαχθούν στην αντικειμενική συνάρτηση ως κόστος για τα δικαιώματα εκπομπών.

Θεωρούμε τον ενεργειακό διανομέα του σχήματος 6.6. Η αντικειμενική συνάρτηση για το κόστος της ενέργειας δεν αλλάζει:

$$TC = \sum_{a=e,g,h} (a_a P_a + b_a P_a^2) \quad (6.20)$$

Εισάγουμε τώρα τις εκπομπές που προκαλούνται από τον ενεργειακό διανομέα. Βασικά, οι εκπομπές σε έναν διανομέα οφείλονται αρχικά στους ίδιους τους ενεργειακούς φορείς που εισάγονται σ' αυτόν και δημιουργούνται κατά την παραγωγή αυτών των φορέων (π.χ. εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρισμού) και τη μεταφορά τους (π.χ. σταθμοί συμπίεσης φυσικού αερίου). Από την άλλη, έχουμε εκπομπές μέσα στο διανομέα, λόγω της λειτουργίας των διάφορων στοιχείων του, όπως των αεριοστρόβιλων. Οι εκπομπές που προκαλεί τελικά ο διανομέας με τη λειτουργία του είναι το άθροισμα αυτών των δύο κατηγοριών εκπομπών και μπορούν να μοντελοποιηθούν ως γραμμικές συναρτήσεις της εισερχόμενης ισχύος.

Στην περίπτωση μας έχουμε στον ενεργειακό διανομέα ένα μόνο CHP. Όλοι οι ενεργειακοί φορείς χαρακτηρίζονται κατά τα προηγούμενα από τις εκπομπές που προκαλούν μέχρι το διανομέα c_a^{pre} , οι οποίες εκφράζονται σε $\text{kg CO}_2/\text{MW}$. Δεδομένου ότι το φυσικό αέριο μετατρέπεται μέσα στο διανομέα σε ηλεκτρισμό και θερμότητα,

κάθε MW φυσικού αερίου που εισέρχεται στο διανομέα προκαλεί επιπλέον εκπομπές c_a^{int} (kg CO₂/MW). Έτσι, οι συνολικές εκπομπές CO₂ είναι:

$$TE = \sum_{a=e,g,h} (c_a^{pre} + c_a^{int}) P_a \quad (6.21)$$

Οι συντελεστές για το ενεργειακό κόστος και τις εκπομπές CO₂ δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί. Ο συντελεστής για τις μέχρι το διανομέα εκπομπές της ηλεκτρικής ενέργειας c_e^{pre} βασίζεται στα δεδομένα της Ευρωπαϊκής Κοινότητας ^[17]. Οι συντελεστές για τις εκπομπές της θερμότητας c_h^{pre} και του φυσικού αερίου c_g^{pre} έχουν εξαχθεί σύμφωνα με τις τυπικές απώλειες κατά τη μεταφορά τους. Η τιμή για τις εντός του διανομέα εκπομπές που προκαλούνται από τη λειτουργία του CHP είναι τυπική για μία μονάδα λίγων MW ^[18].

Πίνακας 6.4 Συντελεστές αντικειμενικών συναρτήσεων του παραδείγματος 6.2.3.

Φορέας (a)	a_a €/MW	b_a €/MW ²	c_a^{pre} kg CO ₂ /MW	c_a^{int} kg CO ₂ /MW
Ηλεκτρισμός (e)	50	0,05	444	0
Φυσ. Αέριο (g)	25	0,25	50	168
Θερμότητα (h)	25	0,50	50	0

Για τη βελτιστοποίηση θεωρούμε την ακόλουθη σύνθετη αντικειμενική συνάρτηση, στην οποία υπεισέρχονται τόσο το κόστος της ενέργειας όσο και οι εκπομπές:

$$\mathcal{J} = k TC + (1-k) TE \quad (6.22)$$

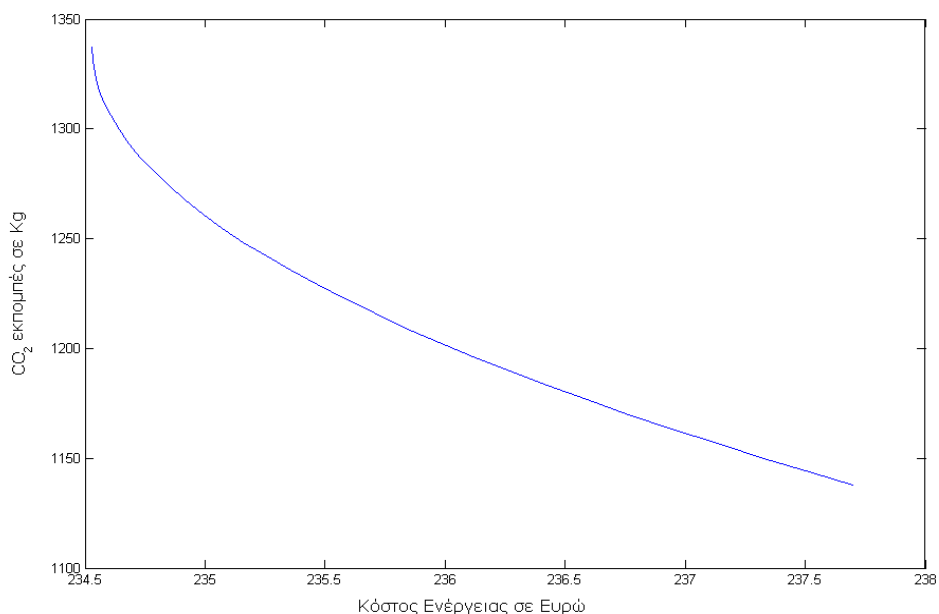
όπου k είναι ο συντελεστής βαρύτητας για το κόστος και τις εκπομπές. Μπορεί να πάρει οποιαδήποτε τιμή μεταξύ 0 και 1, με τη τιμή 0 να αντιστοιχεί σε ελάχιστες εκπομπές και τη τιμή 1 σε ελάχιστο κόστος. Τα κριτήρια, συνεπώς, για τη βελτιστοποίηση είναι αντικρουόμενα, καθώς αύξηση του k θα συνεπάγεται αύξηση των εκπομπών με ταυτόχρονη μείωση του κόστους.

Όσον αφορά, τώρα, στους υπόλοιπους περιορισμούς, ο διανομέας τροφοδοτεί ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο 2 MW και 5 MW, αντίστοιχα. Από την άλλη, όλες οι ισχύεις εισόδου έχουν ως κάτω όριο το 0. Επιπλέον, η αποδοτικότητα του CHP ανέρχεται στο 30% όσον αφορά στον ηλεκτρισμό και 40% αναφορικά με τη θερμότητα, με αποτέλεσμα ο πίνακας σύζευξης του διανομέα να είναι ο εξής:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_{ee} & C_{ge} & C_{he} \\ C_{eh} & C_{gh} & C_{hh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0,3 & 0 \\ 0 & 0,4 & 1 \end{bmatrix} \quad (6.23)$$

Δεδομένου ότι η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και όλοι οι περιορισμοί γραμμικοί, μπορούν να βρεθούν με συνήθεις αριθμητικές μεθόδους μη γραμμικού προγραμματισμού τα ολικά ελάχιστα για τις διάφορες τιμές του k . Στο παράδειγμα αυτό χρησιμοποιήσαμε τη συνάρτηση `fmincon` της Matlab.

Στο αμέσως επόμενο διάγραμμα, συνεπώς, έχουμε τη λεγόμενη «καμπύλη Pareto», η οποία δημιουργείται δίνοντας στο k διαδοχικές τιμές μεταξύ 0 και 1. Η καμπύλη αυτή παρέχει ένα εργαλείο για τον αναλυτή, ο οποίος θα κληθεί να πάρει την απόφαση αναλογικά με το ισοζύγιο του κόστους της ενέργειας και των εκπομπών του CO_2 .



Σχήμα 6.8 «Καμπύλη Pareto» της κατανομής κόστους-εκπομπών με πολλαπλούς φορείς.

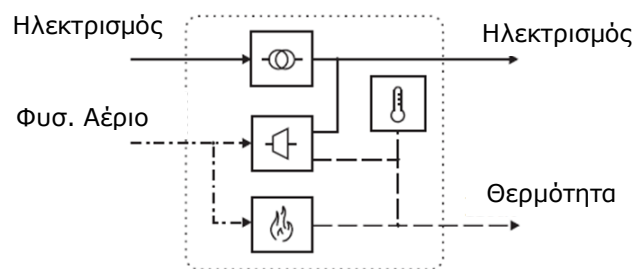
Τέλος, για να έχουμε καλύτερη εποπτεία της βελτιστοποίησης, παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα τα αποτελέσματα της για τις δύο ακραίες τιμές του k , 0 και 1. Ενδιαφέρον παρουσιάζει ότι στην περίπτωση που επιθυμούμε να έχουμε τις ελάχιστες δυνατές εκπομπές CO_2 , η είσοδος του φυσικού αερίου θα πρέπει να μηδενιστεί, δεδομένου ότι αυτό προκαλεί σύμφωνα με τον πίνακα 6.4 την εκπομπή της πλέον μεγάλης ποσότητας CO_2 . Παρολαυτά, το κόστος της ενέργειας δε σημειώνει μεγάλη άνοδο, όπως αναμενόταν.

Πίνακας 6.5 Αποτελέσματα για την Κατανομή Κόστους – Εκπομπών.

Αποτέλεσμα	k = 1 (ελάχιστο κόστος)	k = 0 (ελάχιστες εκπομπές)
TC (€)	234,5	237,7
TE (kg)	1339,5	1138
P _e (MW)	1,08	2
P _g (MW)	3,08	0
P _h (MW)	3,77	5

6.2.4 Βέλτιστη Κατανομή Πολλών Περιόδων

Στην ενότητα αυτή εξετάζουμε τη βελτιστοποίηση του συστήματος για πολλές περιόδους. Ο ενεργειακός διανομέας δίνεται στο σχήμα 6.9 και αποτελείται από ένα μετασχηματιστή, ένα CHP, ένα φούρνο φυσικού αερίου και ένα αποθηκευτικό στοιχείο θερμότητας. Έτσι, η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καταναλώνεται απευθείας από το δίκτυο ή να παράγεται από το CHP, ενώ το θερμικό φορτίο μπορεί να τροφοδοτείται μετατρέποντας το φυσικό αέριο με το φούρνο, το CHP, εκμεταλλευόμενοι την αποθήκευση θερμότητας ή έναν συνδυασμό αυτών.



Σχήμα 6.9 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.2.4.

Κατά τη γενική μορφή (4.20), ο ενεργειακός διανομέας περιγράφεται από τους ακόλουθους πίνακες σύζευξης **C** και **S**:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \eta_{ee}^T & \eta_{ge}^{CHP} & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^{CHP} & \eta_{gh}^F \end{bmatrix} \quad \text{και} \quad \mathbf{S} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/e_h \end{bmatrix} \quad (6.24)$$

όπου κατά τα γνωστά:

$$e_h = \begin{cases} e_h^+ & \text{αν } M_h \geq 0 \text{ (φόρτιση/standby)} \\ 1/e_h^- & \text{αλλιού (εκφόρτιση)} \end{cases} \quad (6.25)$$

Στους πίνακες που ακολουθεί έχουμε τα χαρακτηριστικά των μονάδων που περιέχει ο υβριδικός διανομέας.

Πίνακας 6.6α Χαρακτηριστικά των μετατροπέων του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4

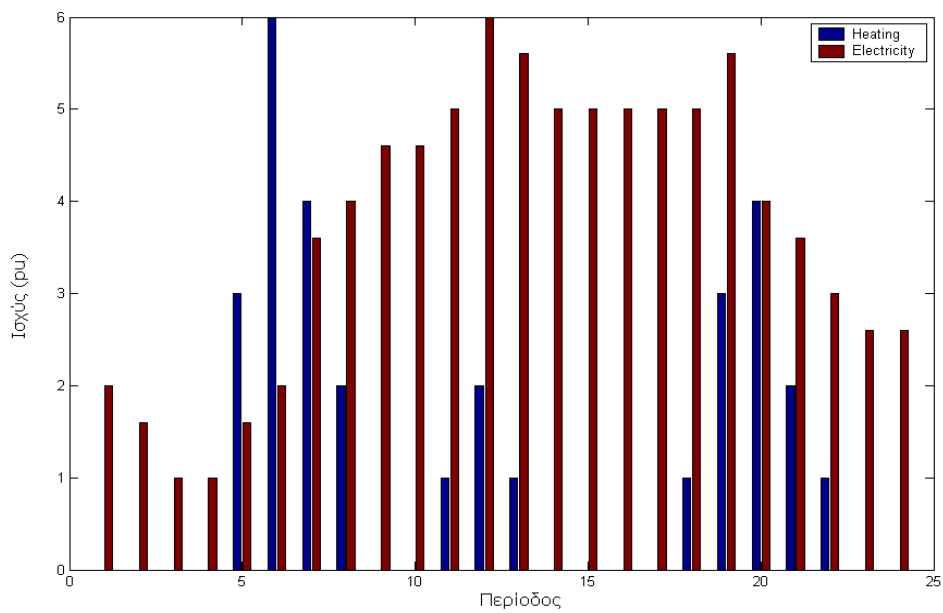
Μετασχηματιστής	CHP	Φούρνος Φυσ. Αερίου
Απόδοση: $\eta_{ee}^T = 0,98$ Min/Max ισχύς: 0/10 pu	Ηλεκτρική απόδοση: $\eta_{ge}^{CHP} = 0,35$ Θερμική απόδοση: $\eta_{gh}^T = 0,45$ Min/Max ισχύς: 0/5 pu	Απόδοση: $\eta_{gh}^F = 0,9$ Min/Max ισχύς: 0/10 pu

Πίνακας 6.6β Χαρακτηριστικά της αποθήκευσης του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4

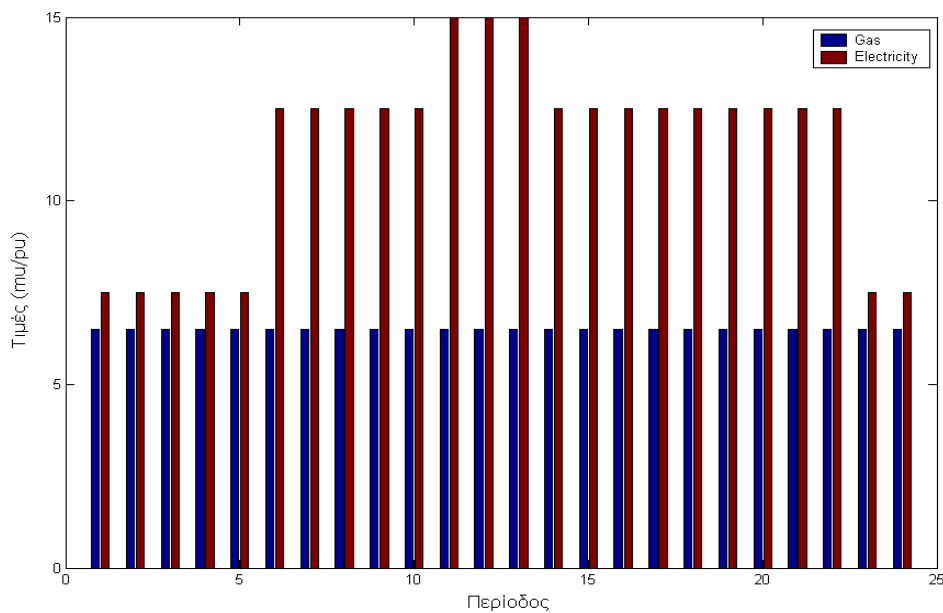
Αποθήκευση
Απόδοση Φόρτισης: $e_h^+ = 0,9$ Απόδοση Εκφόρτισης: $e_h^- = 0,9$ Min/Max ισχύς: -3/3 pu Min/Max ενέργεια: 0,5/3 pu Standby Απώλειες: 0,3 pu

Τα φορτία της ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας που πρέπει να τροφοδοτηθούν αντιπροσωπεύουν μία τυπική σύνθετη εμπορική/αστική κατανάλωση σε μία πόλη της κεντρικής Ευρώπης κατά τη διάρκεια μιας καλοκαιρινής μέρας. Το τιμολογιακό σύστημα για τον ηλεκτρισμό αποτελείται από τρεις διαφορετικές χρεώσεις, ενώ η τιμή του φυσικού αερίου θεωρείται σταθερή σε όλη τη διάρκεια του 24ώρου. Στις επόμενες εικόνες έχουμε σχηματικά το φορτίο που ζητείται και τα κόστη της ενέργειας για μία ημέρα. Να σημειώσουμε ότι περίοδος λειτουργίας του διανομέα θεωρείται η 1 ώρα, με αποτέλεσμα η βελτιστοποίηση να πρέπει να πραγματοποιηθεί συνολικά για 24 περιόδους λειτουργίας. Αυτό σημαίνει ότι ακόμα και αν μία περίοδο δεν έχουμε το

μικρότερο δυνατό κόστος για την ενέργεια, το ολικό ενεργειακό κόστος για μία ημέρα θα είναι το ελάχιστο δυνατό.



Σχήμα 6.10 Το φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.



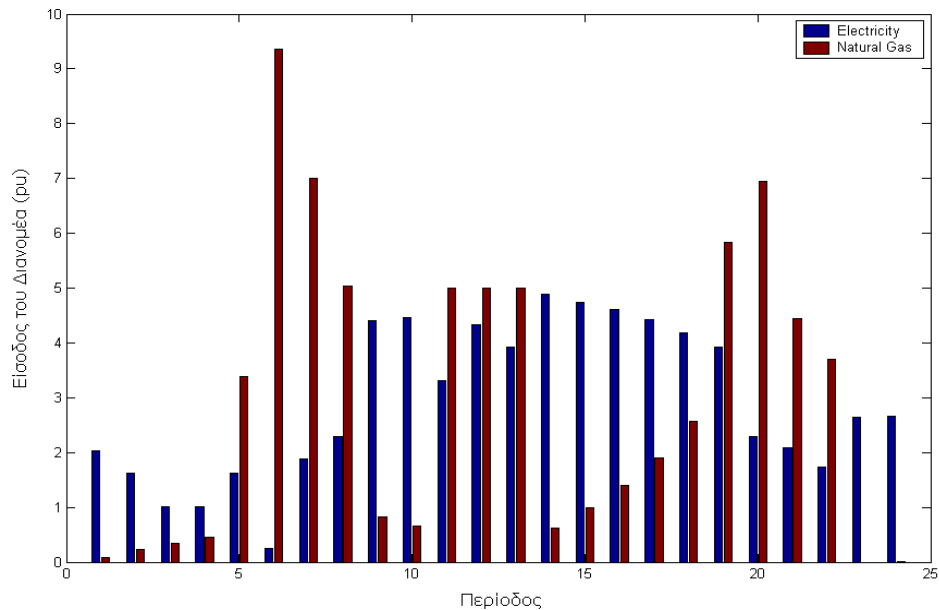
Σχήμα 6.11 Το κόστος της ενέργειας για μία ημέρα.

Η αντικειμενική συνάρτηση που θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε, όπως είπαμε, αφορά το κόστος της ενέργειας που προκύπτει από την λειτουργία του διανομέα σε αυτές τις 24 ώρες άρα και περιόδους:

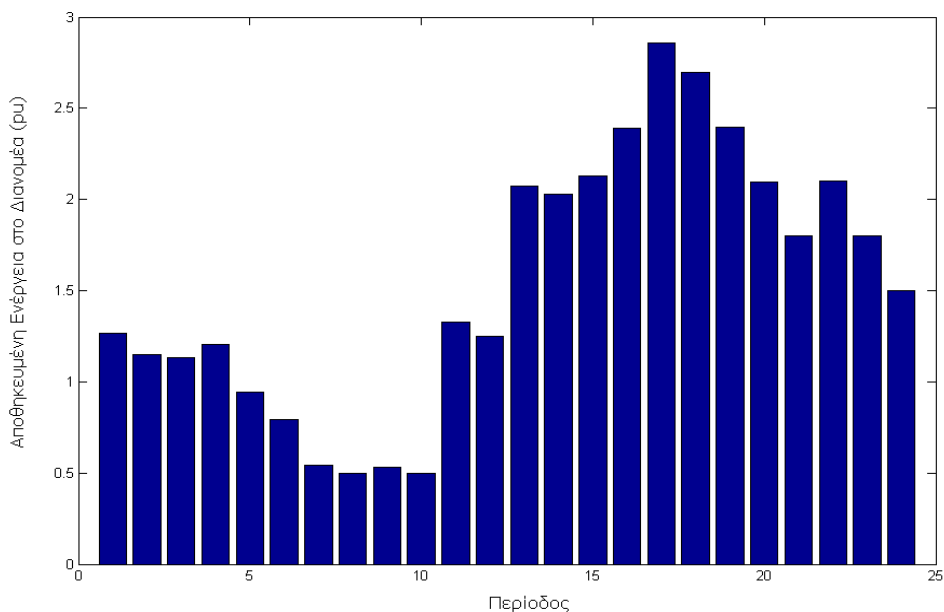
$$TC = \sum_{t=1}^{24} (a_e^t P_e^t + a_g^t P_g^t) \quad (6.26)$$

όπου P_e^t και P_g^t είναι η ηλεκτρική και θερμική ισχύς, αντίστοιχα, που καταναλώνει ο διανομέας την περίοδο t και a_e^t , a_g^t οι αντίστοιχοι συντελεστές κόστους (τιμές της ενέργειας), οι οποίοι μπορούν να βρεθούν από το σχήμα 6.11.

Έχοντας όλα αυτά τα δεδομένα, το πρόβλημα διαμορφώνεται κατά τη γενική μορφή των εξισώσεων (5.5) και μπορούμε να το λύσουμε με τη βοήθεια της *fmincon* στο περιβάλλον της *Matlab*. Τα σχήματα 6.12 και 6.13 δείχνουν τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης.



Σχήμα 6.12 Είσοδος του διανομέα του παραδείγματος 6.2.4.



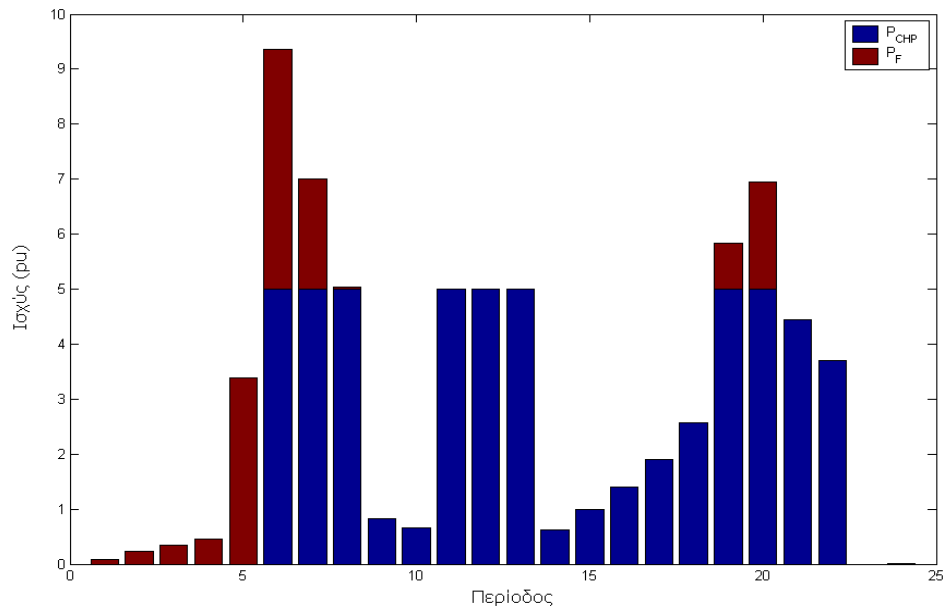
Σχήμα 6.13 Αποθηκευμένη ενέργεια στη μονάδα αποθήκευσης του διανομέα.

Από το σχήμα 6.12 φαίνεται πως η κατανάλωση ηλεκτρισμού του διανομέα ακολουθεί την ίδια κατανομή όπως και το ζητούμενο φορτίο. Αλλά τις περιόδους 11, 12 και 13, οπότε και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυξημένη, η ηλεκτρική ισχύς που εισέρχεται στο διανομέα είναι μειωμένη. Το ίδιο μπορεί να παρατηρηθεί και την περίοδο 19, οπότε και παρατηρείται μία δεύτερη αιχμή στη ζήτηση ηλεκτρισμού. Η κατανάλωση του, ωστόσο, είναι και εδώ σημαντικά μικρότερη. Από την άλλη, η κατανάλωση φυσικού αερίου ανταποκρίνεται σε γενικές γραμμές στη ζήτηση θερμότητας, αν και το φυσικό αέριο μετατρέπεται και σε περιόδους που δεν ζητείται θερμότητα, όπως τις περιόδους 14, 15 και 16, οπότε παράγεται θερμότητα που αποθηκεύεται για να χρησιμοποιηθεί αργότερα.

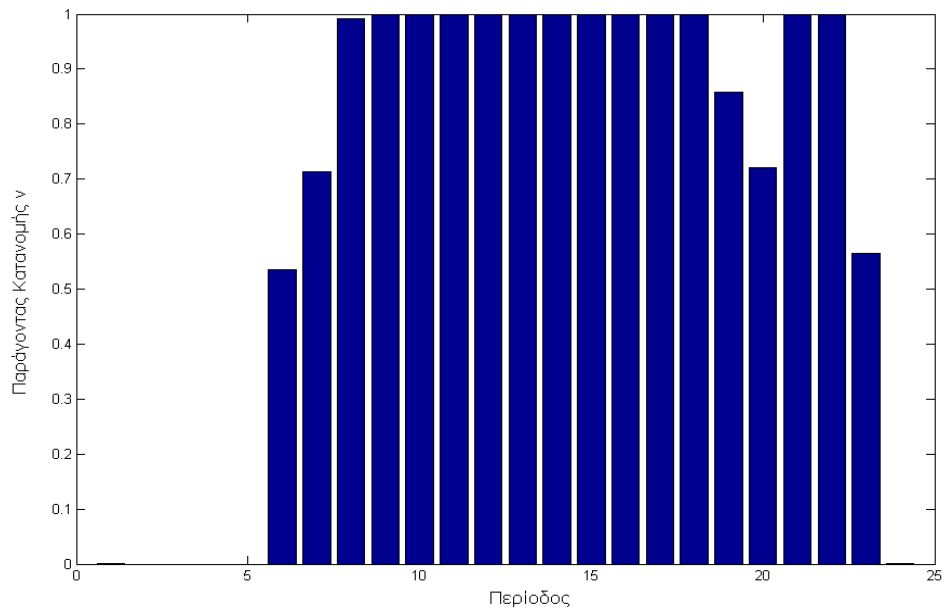
Στο σχήμα 6.13 παρατηρούμε πως στις αρχικές περιόδους το στοιχείο αποθήκευσης κρατά σχεδόν σταθερή την ενέργεια που είχε πριν ξεκινήσει να λειτουργεί και η οποία έχει υποτεθεί ότι είναι η μισή της μέγιστης. Η εκφόρτιση ξεκινά με την αύξηση του θερμικού φορτίου την 5η περίοδο, ενώ ακολουθεί ένα διάστημα εκ νέου φόρτισης, μέχρι να γεμίσει σχεδόν πλήρως τη 17η περίοδο, οπότε και αρχίζει και πάλι να εκφορτίζεται. Στο τέλος του εξεταζόμενου διαστήματος (περίοδος 24), το στοιχείο αποθήκευσης έχει ενέργεια ίση με την αρχική, όπως άλλωστε προστάζει και ο αντίστοιχος περιορισμός (5.5.ζ).

Επιπλέον, μπορεί να τονιστεί ότι το στοιχείο αποθήκευσης είναι σημαντικό όχι μόνο για τη τροφοδότηση του θερμικού φορτίου αλλά εμμέσως και για την παραγωγή του ηλεκτρισμού. Με άλλα λόγια επιτρέπει στο CHP να χρησιμοποιηθεί για τον περιορισμό της αιχμής της ηλεκτρικής ισχύος εισόδου κοντά στο μεσημέρι. Την περίοδο 11, οπότε και έχουμε την αιχμή του κόστους και της ζήτησης του ηλεκτρισμού, το CHP πρέπει να λειτουργεί πλήρως. Τότε όμως παράγει 2,25 ru θερμότητας με το φορτίο να ζητά μόλις 1 ru και άρα το πλεονάζον οδηγείται προς αποθήκευση. Την περίοδο 12 το θερμικό φορτίο είναι 2 ru και μαζί με τις standby απώλειες συνολικά έχουμε 2,3 ru όταν το CHP μπορεί να παράγει μέχρι το πολύ 2,25 ru. Επομένως εκείνη την περίοδο το περιεχόμενο της αποθήκευσης μειώνεται ελαφρά. Έτσι, χωρίς το στοιχείο αποθήκευσης δεν θα ήταν εφικτή η πλήρης λειτουργία του CHP από την περίοδο 11 μέχρι τη 13.

Τέλος, στην εικόνα 6.14 έχουμε τη βέλτιστη μετατροπή του φυσικού αερίου από το φούρνο και τη μονάδα του CHP. Το σχήμα 6.15 δείχνει τον αντίστοιχο παράγοντα κατανομής η , ο οποίος δείχνει ποιο ποσοστό της ισχύος εισόδου του φυσικού αερίου οδεύει προς το CHP. Σύμφωνα με τις εικόνες αυτές, το μεγαλύτερο ποσοστό του φυσικού αερίου μετατρέπεται από το CHP, το οποίο κατά τις περιόδους 6 έως 22, όταν και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυξημένη, χρησιμοποιείται σχεδόν πλήρως.



Σχήμα 6.14 Ισχύς εισόδου στο CHP και το φούρνο του παραδείγματος 6.2.4.



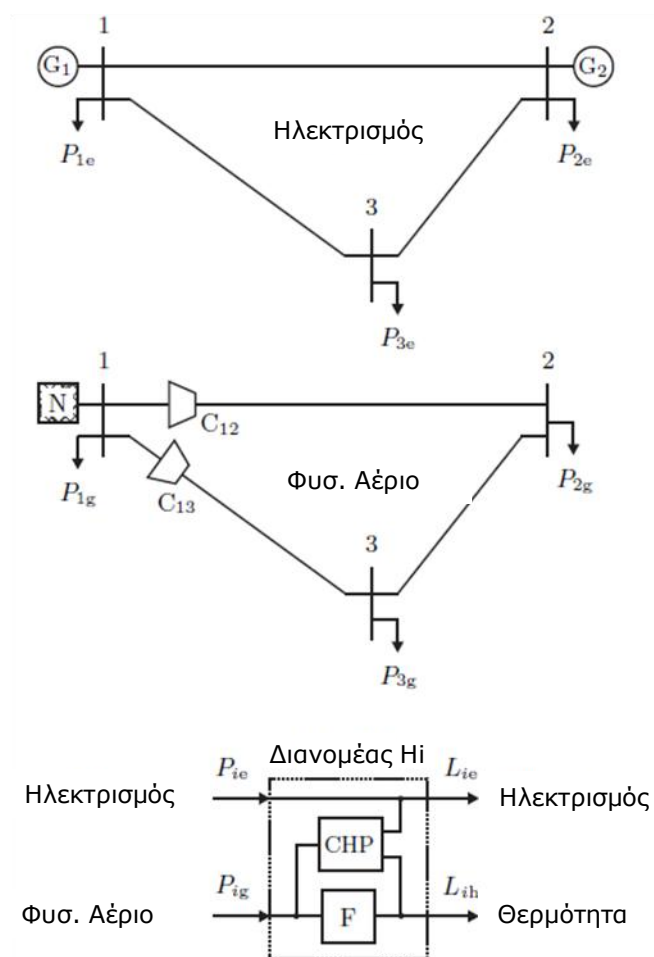
Σχήμα 6.15 Παράγοντας κατανομής ν του παραδείγματος 6.2.4.

6.3 Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς ^[19]

Στο παράδειγμα που ακολουθεί εξετάζεται η βέλτιστη ροή φορτίου σε ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομών. Αρχικά παρουσιάζουμε τις απαραίτητες θεωρήσεις που γίνονται και στη συνέχεια λύνουμε το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης ανάλογα με το μέγεθος του CHP παρουσιάζονται στο αντίστοιχο κομμάτι και ακολουθεί σύγκριση συστημάτων με και χωρίς σύζευξη των ενεργειακών φορέων, δηλαδή με παρουσία ή όχι των CHP.

6.3.1 Θεωρήσεις

Το σύστημα μας, όπως φαίνεται στην εικόνα 6.16, αποτελείται από τρεις όμοιους ενεργειακούς διανομείς, οι οποίοι καταναλώνουν ηλεκτρισμό και φυσικό αέριο από τις διασυνδέσεις και παρέχουν ηλεκτρισμό και θερμότητα στην έξοδο τους. Ο κάθε διανομέας είναι εφοδιασμένος με έναν φούρνο φυσικού αερίου (F) και μία μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP). Αυτό εισάγει έναν επιπλέον δρόμο για τη τροφοδότηση και των δύο φορτίων. Το δίκτυο ηλεκτρισμού συνδέει τις γεννήτριες G_1 και G_2 με τις εισόδους των διανομέων P_{1e} , P_{2e} και P_{3e} , οι οποίες αντιπροσωπεύουν μιγαδικές ισχύεις. Το φυσικό αέριο ζητείται από ένα γειτονικό δίκτυο N και μέσω του αντίστοιχου δικτύου παρέχεται στην είσοδο των διανομέων (P_{1g}^{CHP} , P_{1g}^F , P_{2g}^{CHP} , P_{2g}^F , P_{3g}^{CHP} , P_{3g}^F). Οι συνδέσεις (1,2) και (1,3) φέρουν επιπλέον τους συμπιεστές C_{12} και C_{13} , αντίστοιχα.



Σχήμα 6.16 Το σύστημα των τριών διασυνδεδεμένων διανομέων.

Οι ενεργειακοί διανομείς χαρακτηρίζονται από τον ακόλουθο πίνακα σύζευξης:

$$\mathbf{C}_i = \begin{bmatrix} 1 & \eta_{ge}^{CHP} & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^{CHP} & \eta_{gh}^F \end{bmatrix}, \quad i = 1, 2, 3 \quad (6.27)$$

Η ολική αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί αντιπροσωπεύει το συνολικό ενεργειακό κόστος του συστήματος που μοντελοποιείται με τη βοήθεια τετραγωνικών συναρτήσεων της ισχύος που καταναλώνεται από τις πηγές:

$$\mathcal{F} = \sum_{s \in S} (a_s P_s + b_s P_s^2 + c_s P_s^3) \quad (6.28)$$

όπου $S = \{G_1, G_2, N\}$.

Όλες οι παράμετροι του συστήματος έχουν συγκεντρωθεί στον πίνακα 6.7. Στον ίδιο πίνακα βρίσκονται και οι συντελεστές a_s , b_s και c_s , οι οποίοι έχουν υποτεθεί σύμφωνα με τα τυπικά κόστη ενέργειας στην κεντρική Ευρώπη.

Πίνακας 6.7α Παράμετροι του συστήματος του παραδείγματος 6.3.

Δεδομένα Στοιχείων	
Ηλ. γραμμή (1, 2)	$Z_{12} = 0,3 + j0,9 \text{ pu}$, $Y_{12} = j1,5 \cdot 10^{-6} \text{ pu}$
Ηλ. γραμμή (1, 3)	$Z_{13} = 0,2 + j0,6 \text{ pu}$, $Y_{13} = j2,5 \cdot 10^{-6} \text{ pu}$
Ηλ. γραμμή (2, 3)	$Z_{23} = 0,1 + j0,4 \text{ pu}$, $Y_{23} = j3,5 \cdot 10^{-6} \text{ pu}$
G_1	Ζυγός ταλάντωσης, $V_1 = 1 \text{ pu}$ $a_{G1} = 0 \text{ mu}$, $b_{G1} = 10 \text{ mu/pu}$, $c_{G1} = 0,001 \text{ mu/pu}^2$
G_2	Ζυγός PQ $a_{G2} = 0 \text{ mu}$, $b_{G2} = 12 \text{ mu/pu}$, $c_{G1} = 0,0012 \text{ mu/pu}^2$
Σωλήνωση (1, 2)	$k_{12} = 4,5$
Σωλήνωση (1, 3)	$k_{13} = 3,0$
Σωλήνωση (2, 3)	$k_{23} = 2,0$
C_{12}, C_{13}	$k_{C12} = k_{C13} = 0,5 \text{ pu}^{-1}$
N	Ζυγός ταλάντωσης, $p_1 = 1 \text{ pu}$ $a_N = 0 \text{ mu}$, $b_N = 5 \text{ mu/pu}$, $c_N = 0 \text{ mu/pu}^2$
CHP	$\eta_{ge} = 0,3$, $\eta_{gh} = 0,4$
F	$\eta_{gh} = 0,75$
Φορτία	$L_{ie} = 1 + j0,1 \text{ pu}$, $L_{ih} = 2 \text{ pu}$

Πίνακας 6.7β Παράμετροι του συστήματος του παραδείγματος 6.3.

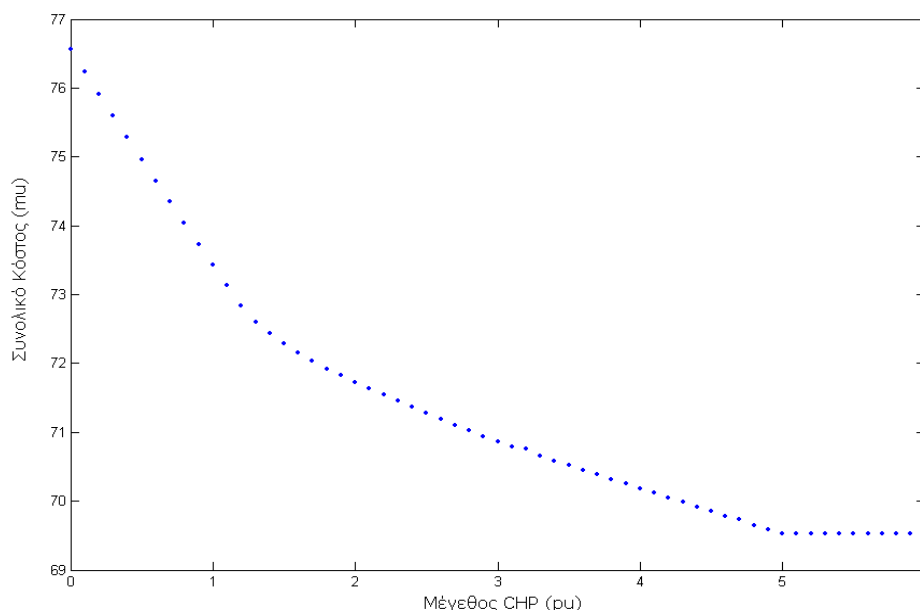
Περιορισμοί	
Κόμβοι $m = 1,2,3$	$0,9 \leq V_m \leq 1,1$ pu $0,8 \leq p_m \leq 1,2$ pu
G_2	$0 \leq P_{G2} \leq 4$ pu, $0 \leq Q_{G2} \leq 4$ pu, $0 \leq P_{G2} + jQ_{G2} \leq 5$ pu
C_{12}, C_{13}	$1,2 \leq p_m / p_k \leq 1,8$ pu

Το συνολικό πρόβλημα βελτιστοποίησης έχει ως περιορισμούς τις εξισώσεις ροής φορτίου στη μόνιμη κατάσταση κατά το Κεφάλαιο 4. Επιπλέον περιορισμοί, όπως φαίνονται και στον πίνακα που προηγήθηκε, αφορούν το μέτρο των τάσεων και των πιέσεων των κόμβων, την ενεργό, άεργο και φαινόμενη ισχύ της γεννήτριας G_2 , και τους λόγους συμπίεσης των συμπιεστών C_{12} και C_{13} .

Το πρόβλημα της βελτιστοποίησης μπορεί τώρα να διατυπωθεί ανάλογα με την επιθυμία μας σύμφωνα με τη γενική μορφή των εξισώσεων (5.6) ή (5.7) και έτσι να επιλυθεί εφαρμόζοντας είτε κεντρικό είτε αποκεντρωμένο έλεγχο αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα θα έχουν αμελητέες αποκλίσεις. Πρέπει ωστόσο να έχουμε κατά νου πως το πρόβλημα έχει μη κυρτό χώρο λύσεων και έτσι δεν υπάρχει εγγύηση ότι οι συνήθεις αριθμητικές μέθοδοι θα συγκλίνουν στο ολικό ελάχιστο. Ακόμα και έτσι, το πρόβλημα λύθηκε με τη βοήθεια της συνάρτησης `fmincon` της Matlab, με τα αποτελέσματα να δίνονται στην επόμενη ενότητα, ανάλογα με το μέγεθος του CHP που επιλέγεται να χρησιμοποιηθεί στους διανομείς κάθε φορά.

6.3.2 Μείωση Κόστους και Μέγεθος CHP

Η εικόνα που ακολουθεί δείχνει την ευαισθησία της αντικειμενικής συνάρτησης (συνολικό ενεργειακό κόστος) σε συνάρτηση με το μέγεθος των μονάδων CHP, δηλαδή τη μέγιστη ισχύ εισόδου του φυσικού αερίου.



Σχήμα 6.17 Ευαισθησία της αντικειμενικής συνάρτησης συναρτήσει του μεγέθους των μονάδων συμπαραγωγής.

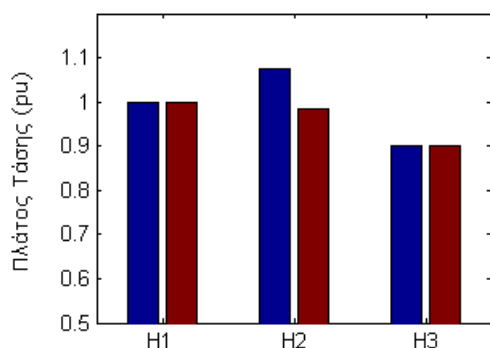
Στη συγκεκριμένη εφαρμογή το ενεργειακό κόστος ελαττώνεται με την αύξηση του μεγέθους των μονάδων συμπαραγωγής μέχρι την τιμή των 5 pu. Περαιτέρω αύξηση των μονάδων CHP δεν οδηγεί σε μείωση του κόστους, αφού η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής επηρεάζεται από τους περιορισμούς του προβλήματος, που στην περίπτωση μας είναι η πίεση και τα όρια των γεννητριών. Από το σχήμα 6.17 προκύπτει ότι αν έχουμε μονάδες συμπαραγωγής που λειτουργούν κατά βέλτιστο τρόπο, το συνολικό ενεργειακό κόστος μπορεί να ελαττωθεί έως και 10%. Τα αποτελέσματα του διαγράμματος μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως βάση για το σχεδιασμό του δικτύου.

Περίληπτικά, η εν δυνάμει μείωση του ενεργειακού κόστους που προκύπτει από τη χρήση των μονάδων συμπαραγωγής μπορεί να συσσωρευτεί για μια συγκεκριμένη περίοδο. Οι μελλοντικές και παρούσες τιμές της εξοικονόμησης αυτής μπορούν να υπολογιστούν και να συγκριθούν με το επενδυτικό κόστος των μονάδων συμπαραγωγής. Η επένδυση είναι συμφέρουσα όταν η παρούσα αξία της εξοικονόμησης είναι μεγαλύτερη από το πραγματικό κόστος των μονάδων συμπαραγωγής.

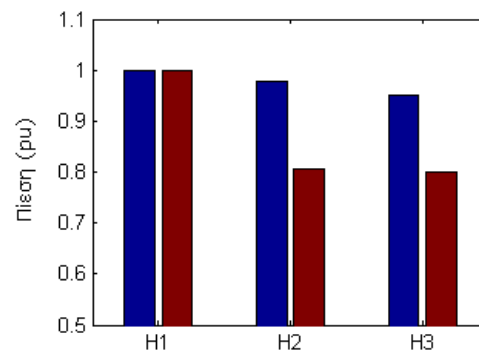
6.3.3 Συζευγμένα έναντι Αποζευγμένων Συστημάτων

Στα σχήματα που έπονται συγκρίνουμε τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης όταν το σύστημα περιλαμβάνει μονάδες CHP ή όχι. Στην πρώτη περίπτωση (κόκκινες μπάρες) θεωρούμε πως οι διανομείς είναι εφοδιασμένοι με μονάδες CHP με μεγάλη ικανότητα (6 pu είσοδος φυσικού αερίου) και η ισχύς σε αυτούς κατανέμεται βέλτιστα. Στη δεύτερη περίπτωση (μπλε μπάρες), δεν υπάρχουν CHP στο σύστημα και συνεπώς τα δίκτυα

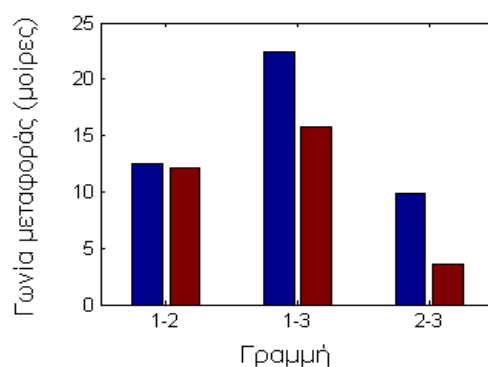
φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού είναι αποζευγμένα. Τα ηλεκτρικά φορτία τροφοδοτούνται απευθείας από τις διασυνδέσεις του διανομέα και η ζητούμενη θερμότητα τροφοδοτείται από τους φούρνους.



(α) Πλάτη των τάσεων



(β) Πιέσεις



(γ) Γωνίες μεταφοράς

Σχήμα 6.18 Σύγκριση αποζευγμένου και συζευγμένου συστήματος.

Από τις εικόνες που έχουν προηγηθεί διαπιστώνουμε εύκολα ότι η διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας με τη χρήση μονάδων CHP επιδρά με θετικό τρόπο στο σύστημα:

- Το μέτρο των τάσεων προκύπτει πιο κοντά στην ονομαστική τιμή χωρίς την κατανάλωση έργου ισχύος και οι γωνίες μεταφοράς είναι μικρότερες,
- Οι πιέσεις στους κόμβους παίρνουν τιμές μικρότερες από την ονομαστική,
- Οι απώλειες του ηλεκτρικού δικτύου μειώνονται, ενώ οι απώλειες του φυσικού αερίου αυξάνονται,
- Το τοπικό οριακό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται ενώ του φυσικού αερίου αυξάνεται.

6.3.4 Λειτουργία των Διανομών

Όλοι οι διανομείς έχουν όμοια δομή αλλά λόγω της διαφορετικής τους θέσης στο δίκτυο η ενέργεια σε αυτούς κατανέμεται διαφορετικά. Ένας σημαντικός παράγοντας για τη χρήση κάθε μονάδας CHP είναι οι απώλειες μεταφοράς που προκύπτουν από τη ροή φορτίου που αφορά τη μονάδα. Οι απώλειες μεταφοράς στο δίκτυο του φυσικού αερίου και συνεπώς το συνολικό κόστος αυξάνονται με την περαιτέρω χρήση των μονάδων συμπαραγωγής. Αντίθετα, η ροή ηλεκτρικής ισχύος μειώνεται όταν λειτουργούν οι μονάδες συμπαραγωγής, με αποτέλεσμα να μειώνονται οι απώλειες του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και το συνακόλουθο κόστος. Συμπερασματικά, προκύπτει μικρότερο οριακό κόστος φυσικού αερίου και υψηλότερο οριακό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας με την αυξανόμενη χρήση των μονάδων CHP. Το βέλτιστο σημείο λειτουργίας εξαρτάται από την απόδοση των μετατροπών και τη θέση των μονάδων συμπαραγωγής καθώς και από περιορισμούς, όπως τα όρια της τάσης και της πίεσης.

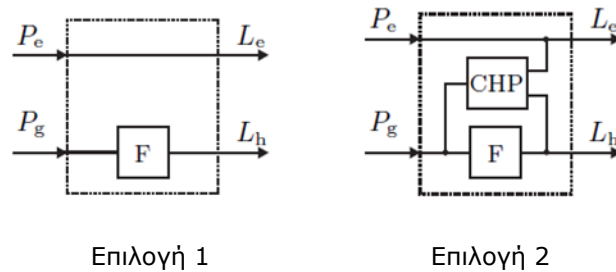
Οι παράγοντες κατανομής που καθορίζουν ποιο μέρος της συνολικής εισόδου φυσικού αερίου μετατρέπεται από τα CHP είναι $v_1=1$, $v_2=0,776$ και $v_3=0,43$. Η μονάδα CHP στον διανομέα H_1 χρησιμοποιείται πλήρως αφού η αντίστοιχη είσοδος φυσικού αερίου δεν προκαλεί απώλειες στο δίκτυο γιατί είναι απευθείας συνδεδεμένη στο ζυγό αναφοράς. Η κατάσταση διαφοροποιείται για τους διανομείς H_2 και H_3 , γιατί οι αντίστοιχες ροές φυσικού αερίου περιλαμβάνουν απώλειες μετατροπής. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι τελικά 1,5 pu στον διανομέα H_1 , 0,97 pu στο διανομέα H_2 και 0,43 pu στο διανομέα H_3 . Δεδομένου, όμως, ότι το φορτίο του H_1 είναι 1 pu (ενεργός ισχύς), η παραγωγή 1,5 pu από το διανομέα H_1 σημαίνει ότι αυτός εγχέει 0,5 pu ενεργού ισχύος στο δίκτυο ηλεκτρισμού.

6.4 Οικονομική Αξιολόγηση της Επένδυσης ^[1]

Στο κομμάτι αυτό εξετάζουμε την οικονομική βιωσιμότητα μιας επενδυτικής δράσης με τη χρήση ενός απλού παραδείγματος, κατά τα όσα έχουν αναφερθεί στην ενότητα 5.6.

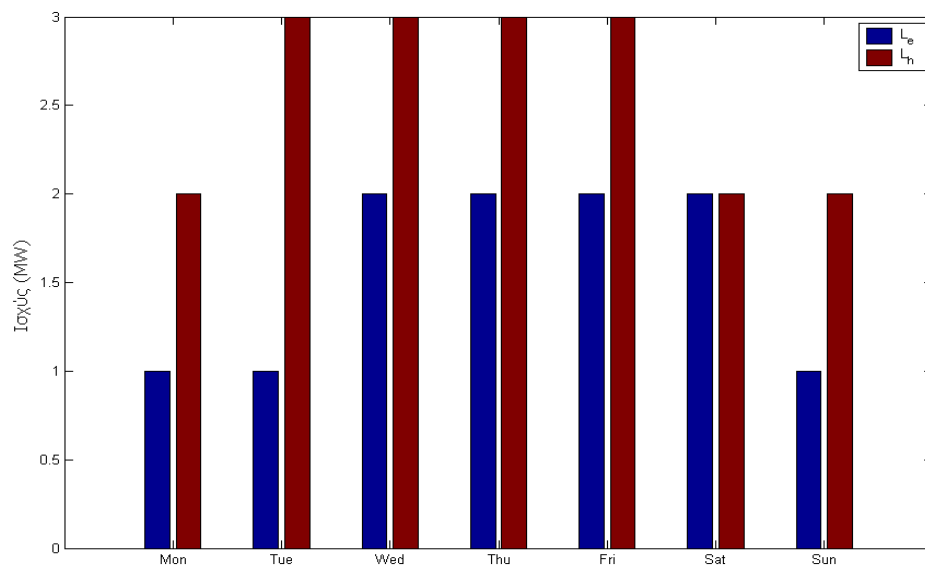
Στο επόμενο σχήμα έχουμε δύο διαφορετικές σχεδιάσεις του ίδιου ενεργειακού διανομέα, ο οποίος πρέπει να καλύπτει τις ανάγκες των φορτίων L_e και L_h . Ο διανομέας είναι συνδεδεμένος με τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, απ' όπου και τροφοδοτείται με τις ισχύς P_e και P_g αντίστοιχα. Η πρώτη πιθανή δομή του διανομέα περιλαμβάνει ένα μόνο φούρνο για τη μετατροπή του φυσικού αερίου σε θερμότητα. Στην περίπτωση αυτή τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου είναι αποζευγμένα. Η δεύτερη εναλλακτική δομή για το διανομέα φέρει πέραν του φούρνου και μία μονάδα CHP, με την οποία επιτυγχάνεται η σύζευξη των δύο δικτύων. Εκτιμάται ότι η δεύτερη

λύση θα οδηγήσει σε μείωση του κόστους για την ενέργεια, αλλά αυτό που μένει να εξεταστεί είναι κατά πόσο αυτή η εξοικονόμηση θα μπορεί να δικαιολογήσει την επένδυση στη μονάδα CHP.



Σχήμα 6.19 Οι δύο εναλλακτικές δομές του διανομέα του παραδείγματος 6.4.

Όσον αφορά, τώρα, στα χαρακτηριστικά των στοιχείων του διανομέα, ο φούρνος λειτουργεί με αποδοτικότητα $\eta_{gh}^T=0,75$ και η μονάδα CHP με αποδοτικότητες $\eta_{ge}^{CHP}=0,3$ και $\eta_{gh}^{CHP}=0,4$. Ο διανομέας πρέπει σε εβδομαδιαία βάση και επί 45 εβδομάδες το χρόνο να καλύπτει το φορτίο που απεικονίζεται στο σχήμα 6.20 και το οποίο θεωρείται σταθερό καθόλη τη διάρκεια της ημέρας.



Σχήμα 6.20 Το φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.4.

Η αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί για κάθε μέρα είναι: στην πρώτη περίπτωση χωρίς το CHP:

$$TC = a_e P_e + a_g P_g \quad (6.29)$$

και στη δεύτερη περίπτωση με το CHP:

$$TC = a_e P_e + a_g P_g + \delta b_{on} + (1-\delta) b_{stb} \quad (6.30)$$

όπου ο συντελεστής δ κρατάει την πληροφορία σχετικά με το αν λειτουργεί το CHP ($\delta=1$) ή όχι (κατάσταση standby). Τα κόστη για την ενέργεια a_e και a_g καθώς και τα κόστη για τη λειτουργία του CHP b_{on} και για την κατάσταση standby αυτού b_{stb} δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 6.8 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.4.

	a_e €/MWh	b_{on} €/h	b_{stb} €/h
Ηλεκτρισμός (e)	50	---	
Φυσ. Αέριο (g)	25		
Μονάδα CHP	---	5	2

Όσον αφορά τώρα στους περιορισμούς του προβλήματος, αυτοί δίνονται από τις εξισώσεις του διανομέα (4.3), με τους πίνακες σύζευξης να δίνονται από τις ακόλουθες σχέσεις:

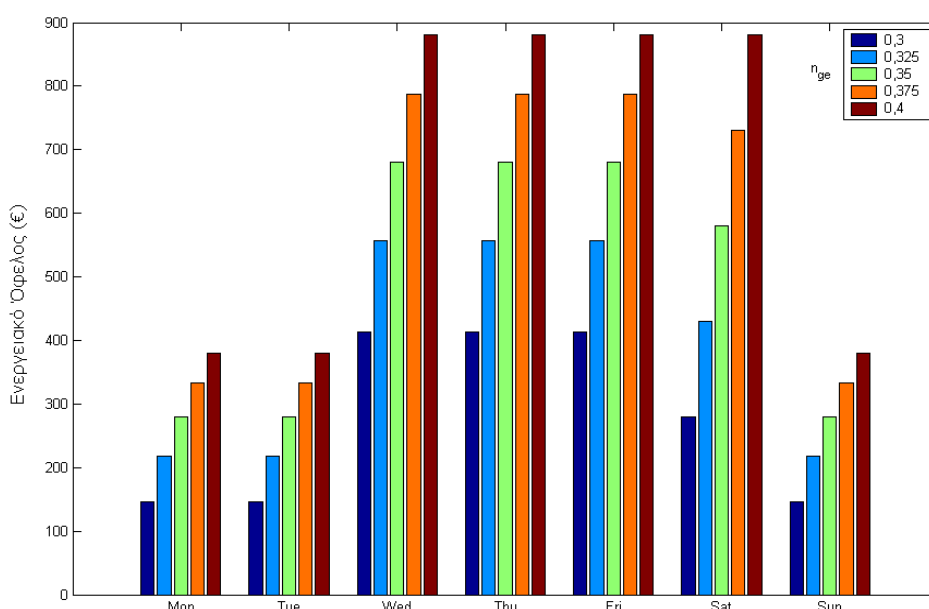
$$\mathbf{C}_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^F \end{bmatrix} \quad \text{και} \quad \mathbf{C}_2 = \begin{bmatrix} 1 & \eta_{ge}^{CHP} & 0 \\ 0 & \eta_{gh}^{CHP} & \eta_{gh}^F \end{bmatrix} \quad (6.31)$$

για τις εναλλακτικές 1 και 2 αντίστοιχα. Επιπλέον να σημειώσουμε πως σε καμία περίπτωση ο διανομέας δεν μπορεί να εξάγει ισχύ προς τα δίκτυα και συνεπώς οι ισχείς εισόδου των μετατροπέων του έχουν ως κάτω όριο το μηδέν.

Έχοντας κάνει αυτές τις υποθέσεις μπορούμε να λύσουμε το πρόβλημα με τη βοήθεια αριθμητικών μεθόδων και να συγκρίνουμε τα συνολικά κόστη που προκύπτουν σε κάθε περίπτωση. Στην εικόνα 6.21 φαίνεται το συνολικό ενεργειακό όφελος από τη λειτουργία του CHP για κάθε ημέρα για διάφορες αποδοτικότητες του CHP. Σε αυτό το σημείο κοιτάμε την πρώτη στήλη με $\eta_{ge}^{CHP}=0,3$. Για ένα έτος, λοιπόν, καταλήγουμε πως θα έχουμε συνολικά οφέλη της τάξης των 88.200€. Αν θεωρήσουμε πως ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης είναι 10 έτη και το επιτόκιο αναγωγής έχει σταθερή τιμή ίση με 5%, τότε η παρούσα αξία της εξοικονόμησης ενέργειας ανέρχεται στα 681.000 €. Αυτή η τιμή μπορεί τώρα να συγκριθεί με τυπικά κόστη επένδυσης για διάφορες τεχνολογίες συμπαραγωγής. Τα συνήθη κόστη για μονάδες με ικανότητα λίγων MW σύμφωνα με το [18] είναι μεταξύ των 500.000 € και 1.000.000 € ανά ηλεκτρικό MW. Συνεπώς, μιας και το μέγιστο ηλεκτρικό φορτίο που απαιτείται να τροφοδοτηθεί είναι 2 MW, το τυπικό κόστος επένδυσης για να είναι η επένδυση βιώσιμη θα ανέρχεται στα 340.500 €/MW, που είναι βεβαίως σημαντικά μικρότερο της κατώτατης τιμής των

500.000 €/MW. Τελικά, τα ενεργειακά οφέλη που προκύπτουν από την ένταξη της μονάδας συμπαραγωγής δε δικαιολογούν το επενδυτικό κόστος για την εγκατάσταση της. Η επένδυση κρίνεται ασύμφορη.

Πραγματοποιώντας, ωστόσο, μια απλή ανάλυση ευαισθησίας παρατηρούμε ότι η αξιολόγηση της επένδυσης εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις αποδοτικότητες της μονάδας συμπαραγωγής, οι οποίες άλλωστε καθορίζουν και τα ενεργειακά οφέλη. Συνεπώς, αυξανόμενης της απόδοσης μετατροπής του φυσικού αερίου σε ηλεκτρισμό από το 0,3 στο 0,33 και άνω έχουμε σημαντική μείωση του ενεργειακού κόστους, όπως φαίνονται στην εικόνα 6.21. Με άλλα λόγια, για αποδοτικότητες πάνω από 0,33 η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα, μιας και τα οφέλη ξεπερνούν το κατώτατο όριο των 500.000 €/MW που απαιτούνται για την εγκατάσταση της μονάδας.



Σχήμα 6.21 Ενεργειακό όφελος από τη λειτουργία του CHP. Ιδιαίτερα το ηλεκτρικό φορτίο επιδρά σημαντικά στην εξοικονόμηση ενέργειας.

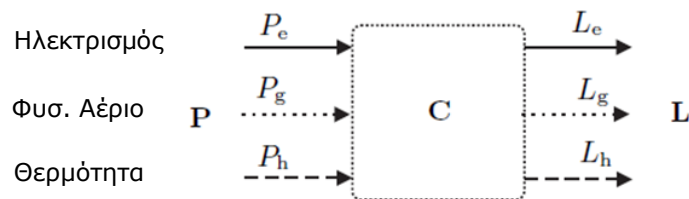
6.5 Βέλτιστη Σύζευξη Διανομέα ^[1]

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται δύο παραδείγματα για την εύρεση του βέλτιστου πίνακα σύζευξης σε ενεργειακούς διανομείς. Αρχικά εξετάζουμε την περίπτωση ενός μόνο διανομέα και στη συνέχεια ενός συστήματος δύο ενεργειακών διανομών.

6.5.1 Ένας Διανομέας

Στα επόμενα δίνεται μία προσέγγιση για την εύρεση του βέλτιστου πίνακα σύζευξης **C** σε έναν ενεργειακό διανομέα. Στο σχήμα 6.22 δίνεται ένα παράδειγμα ενός

ενεργειακού διανομέα που συνδέεται στην είσοδο με τα δίκτυα ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου και θερμότητας και τροφοδοτεί ανάλογα φορτία.



Σχήμα 6.22 Ο ενεργειακός διανομέας του παραδείγματος 6.5.1.

Για δεδομένο φορτίο $\mathbf{L}$ πρέπει να υπολογίσουμε το βέλτιστο πίνακα σύζευξης $\mathbf{C}$ και το βέλτιστο διάνυσμα των ισχύων εισόδου $\mathbf{P}$. Η αντίστοιχη αντικειμενική συνάρτηση που πρέπει να βελτιστοποιηθεί είναι η εξής:

$$TC = \sum_{a=e,g,h} (a_a P_a + b_a P_a^2 + c_a P_a^3) \quad (6.32)$$

Οι παράμετροι κόστους βασίζονται σε κοινές ενεργειακές τιμές και ποσοστά απωλειών του καθένα ενεργειακού φορέα και δίνονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 6.9 Συντελεστές αντικειμενικής συνάρτησης του παραδείγματος 6.5.1.

Φορέας (a)	a_a mu/pu	b_a mu/pu ²	c_a mu/pu ³
Ηλεκτρισμός (e)	2	0,05	0
Φυσ. Αέριο (g)	1	0	0,1
Θερμότητα (h)	1	0	0,2

Για να έχουμε καλύτερη εποπτεία των αποτελεσμάτων της βελτιστοποίησης, έχουμε τις 3 επόμενες περιπτώσεις φορτίου:

a) Φορτίο: $\mathbf{L} = [1 \ 1 \ 1]^T$ pu

Αποτέλεσμα: $\mathbf{P} = [0 \ 1,76 \ 1,24]^T$ pu και $\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 0 & 0,15 & 0,59 \\ 0 & 0,57 & 0 \\ 0 & 0,28 & 0,41 \end{bmatrix}$

b) Φορτίο: $\mathbf{L} = [1 \ 0 \ 1]^T$ pu

Αποτέλεσμα: $\mathbf{P} = [0 \ 1,17 \ 0,83]^T$ pu και $\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 0 & 0,68 & 0,24 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,32 & 0,76 \end{bmatrix}$

c) Φορτίο: $\mathbf{L} = [1 \ 0 \ 2]^T$ pu

$$\text{Αποτέλεσμα: } \mathbf{P} = [0 \ 1,76 \ 1,24]^T \text{ pu και } \mathbf{C} = \begin{bmatrix} 0 & 0,52 & 0,07 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,48 & 0,93 \end{bmatrix}$$

Να σημειώσουμε ότι ο πίνακας σύζευξης $\mathbf{C}$ που προκύπτει σε κάθε περίπτωση φορτίου εξαρτάται, όπως ήδη έχει αναφερθεί, από τις αρχικές τιμές που δίνουμε στο πρόβλημα και συνεπώς είναι αρκετά πιθανό πως νέα επίλυση των αντίστοιχων προβλημάτων βελτιστοποίησης με άλλες αρχικές τιμές θα συγκλίνει σε άλλη βέλτιστη μήτρα $\mathbf{C}$.

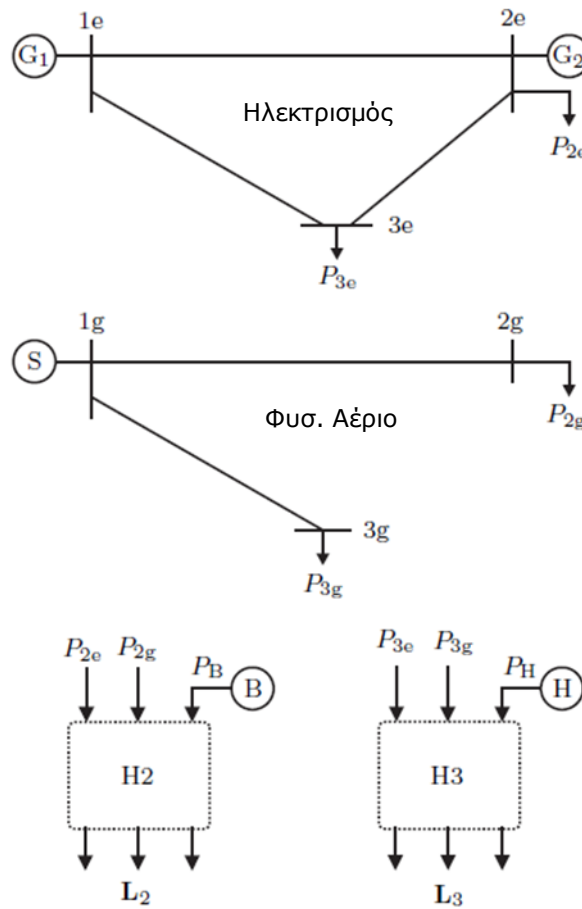
Από αυτά τα θεωρητικά αποτελέσματα της βελτιστοποίησης μπορεί να εξαχθεί η βέλτιστη εσωτερική δομή του διανομέα, σύμφωνα με τον πίνακα σύζευξης. Έτσι για τις περιπτώσεις (b) και (c), το αποτέλεσμα αναφορικά με τον πίνακα σύζευξης μπορεί σχετικά εύκολα να μεταφραστεί στην επιθυμητή δομή των διανομέων, με τη χρήση κοινών τεχνολογιών όπως μία μονάδα CHP. Από την άλλη, η αντιστοίχιση της περίπτωσης (a) δεν είναι απλή, καθώς ο πίνακας σύζευξης είναι αραιός και επομένως υπάρχουν αρκετές υλοποιήσεις που ενσωματώνουν μονάδες με διαφορετικές αποδοτικότητες και διαφορετικούς παράγοντες κατανομής.

Ας εξετάσουμε πιο αναλυτικά την περίπτωση (c). Φυσικό αέριο και θερμότητα ζητούνται από το δίκτυο για την κάλυψη των αναγκών του φορτίου. Ο βέλτιστος πίνακας σύζευξης $\mathbf{C}$ παρουσιάζει μη μηδενικά στοιχεία αναφορικά με τη μετατροπή του φυσικού αερίου σε ηλεκτρισμό ($c_{ge} = 0,52$) και θερμότητα ($c_{gh} = 0,48$), και τη μετατροπή της θερμότητας σε ηλεκτρική ενέργεια ($c_{he} = 0,07$) και θερμότητα ($c_{hh} = 0,93$). Η υλοποίηση αυτών των μετατροπών θα μπορούσε να γίνει από μία μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, η οποία μετατρέπει φυσικό αέριο σε ηλεκτρισμό και θερμότητα με αποδοτικότητες 52% και 48% αντίστοιχα. Για τη μετάφραση του παράγοντα c_{hh} θα μπορούσαμε να συνδέσουμε το θερμικό φορτίο απευθείας στην παροχή θερμότητας (και φυσικά στην έξοδο του CHP). Τέλος, καθώς η πρώτη στήλη του πίνακα είναι μηδενική, δεν χρειάζεται να υπάρξει σύνδεση στο δίκτυο ηλεκτρισμού.

6.5.2 Σύστημα Διανομών

Θεωρούμε το ακόλουθο σύστημα με 3 ζυγούς που συνδέονται με τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και τροφοδοτούν φορτία ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και θερμότητας, τα οποία βρίσκονται στους κόμβους 2 και 3. Το δίκτυο ηλεκτρισμού τροφοδοτείται από τον άπειρο ζυγό 1 (γεννήτρια G_1) και τη γεννήτρια G_2 , της οποίας η παραγωγή είναι μεταξύ 0,2 και 0,8 pu. Το δίκτυο φυσικού αερίου έχει μοναδική παροχή την πηγή S. Εκτός όμως από τη τροφοδοσία των δικτύων, υπάρχουν

και δύο μικρότερες τοπικές πηγές, μία μονάδα βιομάζας B στον κόμβο 2 (0,5 ru) και μία πηγή θερμότητας H στον κόμβο 3 (1 ru).



Σχήμα 6.23 Το θεωρούμενο σύστημα. Το H₂ συνδέεται στους κόμβους 2e και 2g, το H₃ στους κόμβους 3e και 3g.

Τα φορτία συνδέονται στις αντίστοιχες θύρες εξόδου του κάθε ενεργειακού διανομέα:

$$\mathbf{L}_2 = [1 \ 1 \ 2]^T \text{ και } \mathbf{L}_3 = [1 \ 0 \ 3]^T \quad (6.33)$$

Η ροή φορτίου στο κάθε δίκτυο μπορεί να αναπαρασταθεί σύμφωνα με τα μοντέλα της παραγράφου (4.6) και για να έχουμε μεγαλύτερη ακρίβεια στα αποτελέσματα μας επιλέγεται το 2ο μοντέλο. Οι απώλειες στο δίκτυο ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου αναπαριστώνται ως τετραγωνικές και κυβικές συναρτήσεις των ροών, αντίστοιχα:

$$\Delta F_{mna} = a_{mna} F_{mna}^i \quad (6.34)$$

Οι αντίστοιχοι συντελεστές απωλειών συνοψίζονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 6.10 Συντελεστές απωλειών του παραδείγματος 6.5.2.

Κλάδος (ma, na)	Εκθέτης i	a_{mna} 1/ρu
(1e, 2e)	2	0,006
(1e, 3e)	2	0,004
(2e, 3e)	2	0,003
(1g, 2g)	3	0,014
(1g, 3g)	3	0,010

Αυτό που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί είναι το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις πηγές του συστήματος. Ωστόσο για να έχουμε τεχνολογικά εφικτά αποτελέσματα και για να αποφύγουμε τα προβλήματα που αναφέραμε στη διατύπωση του προβλήματος, στην αντικειμενική συνάρτηση θα πρέπει να εισαχθούν δύο ακόμα όροι που αφορούν τα ίχνη των πινάκων σύζευξης C_2 και C_3 :

$$\mathcal{F} = \sum_{s \in S} (a_s P_s + b_s P_s^2 + c_s P_s^3) - \xi_2 \text{tr}(C_2) - \xi_3 \text{tr}(C_3) \quad (6.35)$$

Στην περίπτωση μας $S = \{ G_1, G_2, S, B, H \}$ είναι το σύνολο των πηγών. Να σημειωθεί ότι οι απώλειες περιλαμβάνονται εμμέσως στην αντικειμενική συνάρτηση, μιας και οι πηγές πρέπει να τις αντισταθμίσουν ανά περίπτωση. Οι συντελεστές βαρύτητας ξ_2 και ξ_3 τίθενται ίσοι με 1 ενώ οι συντελεστές κόστους δίνονται στον πίνακα αμέσως μετά.

Πίνακας 6.11 Συντελεστές κόστους του παραδείγματος 6.5.2.

Πηγή (s)	a_s mu/ρu	b_s mu/ρu ²	c_s mu/ρu ³
G ₁	8	0,003	0
G ₂	9	0,005	0
S	5	0	0,5
B	4	0	0
H	4	0	0

Τώρα μπορούμε να διατυπώσουμε το πρόβλημα κατά τη μορφή (5.9) και να βρούμε τους βέλτιστους πίνακες σύζευξης $\mathbf{C}_2$ και $\mathbf{C}_3$ των ενεργειακών διανομέων H_2 και H_3 . Όπως ήδη έχει αναφερθεί, το πρόβλημα έχει μη κυρτό χώρο λύσεων και η λύση που προκύπτει εξαρτάται από τις αρχικές τιμές που δίνουμε - μπορεί έτσι απλά να αποτελεί τοπικό και όχι ολικό ελάχιστο. Η συνάρτηση `fmincon` της Matlab χρησιμοποιήθηκε και σε αυτό το πρόβλημα.

Έχοντας αυτά υπόψη μας έχουμε την ακόλουθη λύση:

$$H_2: \quad \mathbf{C}_2 = \begin{bmatrix} 0,36 & 0 & 0 \\ 0,10 & 1 & 0 \\ 0,54 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{και} \quad \mathbf{P}_2 = \begin{bmatrix} 2,8 \\ 0,7 \\ 0,5 \end{bmatrix} \quad (6.36)$$

$$H_3: \quad \mathbf{C}_3 = \begin{bmatrix} 0,44 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0,56 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{και} \quad \mathbf{P}_3 = \begin{bmatrix} 2,24 \\ 0,76 \\ 1,00 \end{bmatrix} \quad (6.37)$$

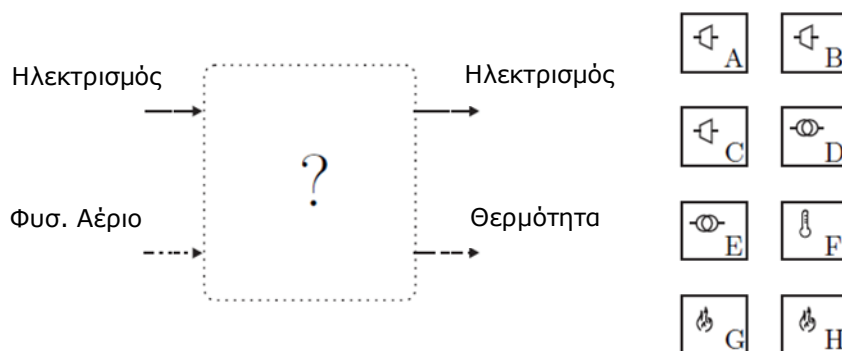
$$\text{όπου } \mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_e \\ P_g \\ P_h \end{bmatrix}$$

Με βάση τα αποτελέσματα μπορεί να διαμορφωθεί η τεχνολογικά βέλτιστη δομή των ενεργειακών διανομέων, σε αντιστοιχία με τον ανάλογο πίνακα σύζευξης $\mathbf{C}$. Έτσι για την υλοποίηση του διανομέα H_2 θα πρέπει να υπάρξουν άμεσες συνδέσεις μεταξύ κάθε εισόδου και εξόδου του. Επιπλέον πρέπει να έχουμε και μετατροπή του ηλεκτρισμού σε θερμότητα, κάτι που είναι εφικτό και μάλιστα με αποδοτικότητες που αγγίζουν το 100%. Τότε περίπου 54% της εισαγόμενης στο διανομέα ηλεκτρικής ενέργειας θα μετασχηματίζεται σε θερμότητα (με άλλα λόγια ο αντίστοιχος παράγοντας κατανομής θα είναι 0,54). Ο παράγοντας που υποδεικνύει μετατροπή του ηλεκτρισμού σε φυσικό αέριο έχει μικρή τιμή (0,1) και αμελείται. Από την άλλη πλευρά, ο ενεργειακός διανομέας H_3 πρέπει να εφοδιαστεί με απευθείας συνδέσεις για τον ηλεκτρισμό και τη θερμότητα, με μία διάταξη για τη μετατροπή ηλεκτρισμού σε θερμότητα, όπως ακριβώς και πριν, και με μία διάταξη μετατροπής του φυσικού αερίου σε θερμότητα (π.χ. ένας φούρνος). Ιδανικά, η τελευταία οφείλει να λειτουργεί με απόδοση κοντά στο 100%, αν και πρακτικά αυτό είναι ανέφικτο να πραγματοποιηθεί.

Τέλος, και οι δύο τοπικές παραγωγές ισχύος, δηλαδή η μονάδα βιομάζας και θερμότητας, χρησιμοποιούνται πλήρως, αφού η ισχύς που παράγουν δεν μεταφέρεται μέσω των δικτύων και συνεπώς δεν υπάρχουν απώλειες ισχύος. Η εναπομείνουσα ισχύς παρέχεται από τις παραγωγές του δικτύου, με τη γεννήτρια G_1 να παράγει ισχύ 4,9 pu, τη G_2 0,2 pu (ελάχιστη δυνατή παραγωγή) και την πηγή S 1,47 pu.

6.6 Βέλτιστος Σχεδιασμός Διανομέα ^[1]

Στο κομμάτι αυτό έχουμε ένα παράδειγμα για τη βέλτιστη δομή ενός υβριδικού ενεργειακού διανομέα. Στο σχήμα 6.24 που ακολουθεί δείχνεται ένας κενός διανομέας, ο οποίος συνδέεται με τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Παραπλεύρως σημειώνονται τα πιθανά στοιχεία που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο διανομέα.



Σχήμα 6.24 Ο προς σχεδίαση διανομέας και το σύνολο των πιθανών στοιχείων.

Τα στοιχεία A, B, C, είναι μονάδες CHP, τα D και E είναι ηλεκτρικοί μετασχηματιστές, το F αντιπροσωπεύει μία μονάδα αποθήκευσης θερμότητας και τέλος τα G, H είναι φούρνοι φυσικού αερίου. Όλες οι μονάδες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν χαρακτηρίζονται από διαφορετικές αποδόσεις, κόστη εγκατάστασης και τεχνικές παραμέτρους. Αυτά τα διαφορετικά χαρακτηριστικά έχουν συγκεντρωθεί στους επόμενους πίνακες.

Πίνακας 6.12α Στοιχεία για τους μετατροπείς του παραδείγματος 6.6.

Μετατροπέας	Μέγιστη Ισχύς Εισόδου mu	Αποδόσεις %			Κόστος Εγκατάστασης 10 ³ mu
		Ηλεκτρική	Θερμική	Σύνολο	
A	5	43	43	86	100
B	20	25	55	80	250
C	15	32	53	85	300
D	7	97	-	97	30
E	10	98	-	98	40
G	7	-	85	85	40
H	10	-	80	80	40

Πίνακας 6.12β Χαρακτηριστικά της αποθήκευσης.

Αποθήκευση
Απόδοση Φόρτισης: $e_h^+ = 0,9$
Απόδοση Εκφόρτισης: $e_h^- = 0,9$
Min/Max ισχύς: $-3/3$ pu
Min/Max ενέργεια: $0,5/3$ pu
Standby Απώλειες: $0,3$ pu
Κόστος Εγκατάστασης: $20 \cdot 10^3$ mu

Η απόσβεση της επένδυσης για το διανομέα θεωρείται πως γίνεται στα 10 έτη. Σε αυτό το χρονικό διάστημα ο διανομέας πρέπει να καλύπτει το φορτίο κάθε 24ώρο για 365 ημέρες το χρόνο. Αυτό το κόστος εγκατάστασης πρέπει να εισαχθεί στην αντικειμενική συνάρτηση αφού συσχετιστεί πρώτα με το χρονικό διάστημα για το οποίο εκτελούμε τη βελτιστοποίηση, δηλαδή τις 24 περιόδους διάρκειας 1 ώρας η καθεμιά. Αυτό μπορεί να γίνει ως εξής:

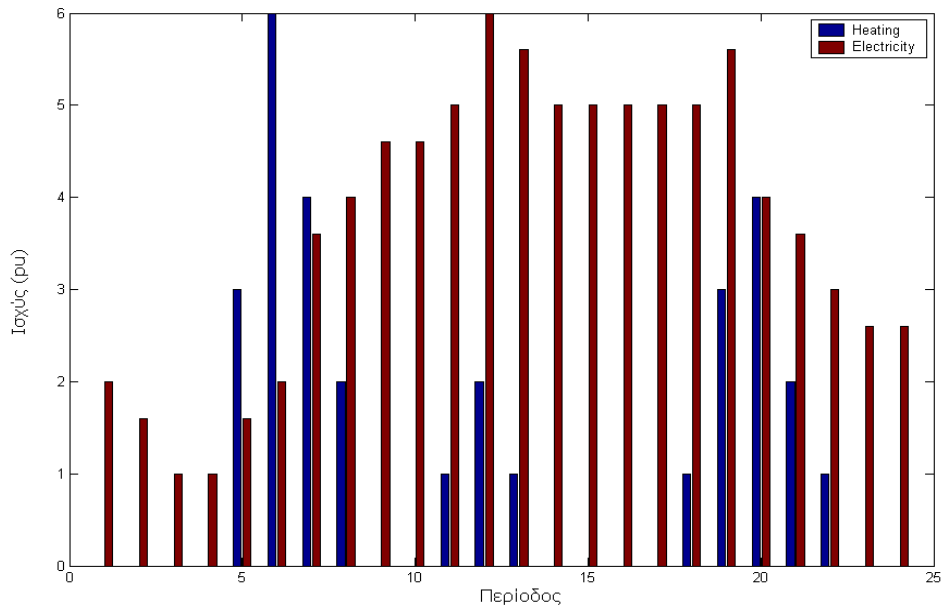
$$b'_k = \frac{b_k}{T_d \cdot N_c} \quad (6.38)$$

όπου b_k είναι το κόστος εγκατάστασης της μονάδας, T_d είναι ο χρόνος απόσβεσης σε χρόνια και N_c είναι το πλήθος των κύκλων λειτουργίας της μονάδας σε ένα χρόνο. Στην περίπτωση μας έχουμε $T_d = 10$ έτη και $N_c = 365$ κύκλοι/έτος. Συνεπώς, το συνολικό κόστος για έναν 24ώρο κύκλο είναι το άθροισμα του κόστους της ενέργειας και του μετασχηματισμένου κόστους εγκατάστασης των μονάδων του διανομέα:

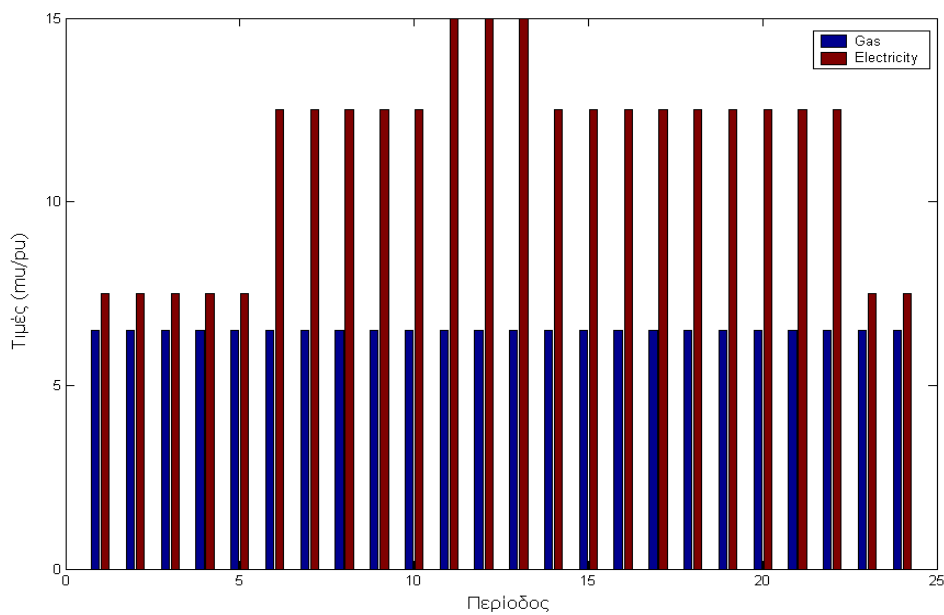
$$TC = \sum_{t=1}^{24} (a_e^t P_e^t + a_g^t P_g^t) + \sum_{s \in S} b'_k I_k \quad (6.39)$$

όπου $S = \{A,B,C,D,E,F,G,H\}$ και I_k η μεταβλητή απόφασης κατά την (5.10). Η ερώτηση που πρέπει να απαντηθεί τώρα είναι ποιος συνδυασμός στοιχείων πρέπει να χρησιμοποιηθεί ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος.

Στην έξοδο του διανομέα υπάρχει ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο, σύμφωνα με το σχήμα 6.25. Στο σχήμα 6.26 έχουμε τη μεταβολή στις χρεώσεις για τον ηλεκτρισμό και το φυσικό αέριο.



Σχήμα 6.25 Φορτίο του διανομέα του παραδείγματος 6.6.



Σχήμα 6.26 Τιμές της ενέργειας για μία μέρα.

Οι πίνακες σύζευξης **C** και **S** του διανομέα μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} c_{ee} & c_{ge}^{CHP} & 0 \\ c_{eh} & c_{gh}^{CHP} & c_{gh}^{Fur.} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_D \cdot n_{ee}^D + I_E \cdot n_{ee}^E & I_A \cdot n_{ge}^A + I_B \cdot n_{ge}^B + I_C \cdot n_{ge}^C & 0 \\ 0 & I_A \cdot n_{gh}^A + I_B \cdot n_{gh}^B + I_C \cdot n_{gh}^C & I_G \cdot n_{gh}^G + I_H \cdot n_{gh}^H \end{bmatrix} \quad (6.40)$$

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & I_F \cdot \frac{1}{e_h} \end{bmatrix} \quad (6.41)$$

με διάνυσμα εισόδων:

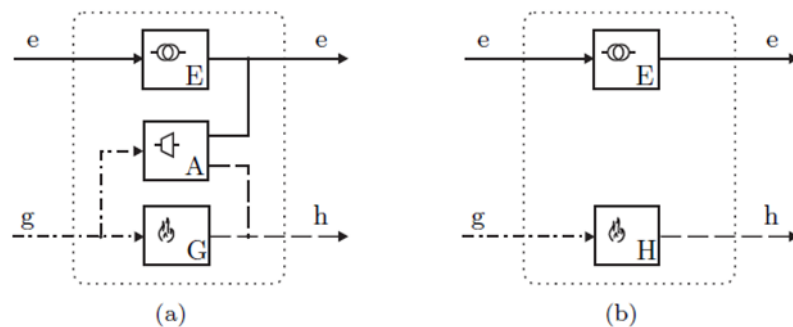
$$\mathbf{P}^t = \begin{bmatrix} P_e^t \\ P_{g, \text{CHP}}^t \\ P_{g, \text{Fur.}}^t \end{bmatrix} \quad \text{και} \quad \mathbf{\dot{E}}^t = [0 \ \dot{E}_h^t]^T \quad (6.42)$$

Έχοντας τώρα όλα αυτά τα δεδομένα, μπορούμε να διαμορφώσουμε το πρόβλημα στη μορφή των εξισώσεων (5.11), με τον επιπλέον περιορισμό ότι μόνο μία μονάδα του κάθε τύπου μπορεί να είναι παρούσα στο διανομέα, δηλαδή το πολύ ένα CHP, ένας Μ/Σ και ένας φούρνος. Για τη λύση του χρησιμοποιήθηκε, όπως και στις προηγούμενες εφαρμογές, η συνάρτηση `fmincon` της Matlab. Έχοντας κατά νου ότι το πρόβλημα έχει μη κυρτό χώρο λύσεων, εξετάσαμε τα ακόλουθα σενάρια:

a) Τα φορτία ηλεκτρισμού και θερμότητας παραμένουν ως δείχνονται στην εικόνα 6.25 και οι αντίστοιχες χρεώσεις όπως στην εικόνα 6.26.

b) Τα φορτία παραμένουν ίδια όπως και πριν αλλά το κόστος του φυσικού αερίου διπλασιάζεται σε σχέση με την εικόνα 6.26. Οι χρεώσεις για τον ηλεκτρισμό δεν αλλάζουν.

Τα αποτελέσματα που είχαμε για κάθε περίπτωση είναι τα ακόλουθα:



Σχήμα 6.27 Βέλτιστες δομές του διανομέα, περιπτώσεις a και b.

Παρατηρούμε ότι για την περίπτωση (a) το ολικό κόστος ελαχιστοποιείται όταν γίνεται χρήση των στοιχείων A, E και G. Η μονάδα CHP A επιλέγεται χάρη στην υψηλή αποδοτικότητα της θερμικής μετατροπής και το μικρό κόστος εγκατάστασης. Το μέγεθος της είναι κατάλληλο για τη δεδομένη εφαρμογή. Ο μετασχηματιστής E επιλέγεται έναντι του D εξαιτίας της υψηλής απόδοσης του και του μεγέθους του, παρότι το κόστος εγκατάστασης του είναι σημαντικά μεγαλύτερο. Ο φούρνος G λειτουργεί καλύτερα από τον H, γιατί αν και τα κόστη εγκατάστασης είναι ίσα, είναι πιο αποδοτικός και επιτρέπει επαρκή ισχύ εισόδου.

Στην περίπτωση (b) επιτυγχάνεται ελάχιστο κόστος όταν χρησιμοποιούνται ο Μ/Σ E και ο φούρνος H. Στο σενάριο (a) επιλέξαμε το φούρνο G, αλλά τώρα χωρίς την

υποστήριξη ενός CHP, χρειαζόμαστε μία μεγαλύτερη μονάδα για να καλύψει το θερμικό φορτίο, γι' αυτό και επιλέγεται ο φούρνος Η. Η παραγωγή ηλεκτρισμού μέσω ενός CHP δεν έχει νόημα πια, μιας και το φυσικό αέριο έχει πολύ υψηλή τιμή.

Και στις δύο περιπτώσεις δεν χρησιμοποιείται η μονάδα αποθήκευσης. Στην περίπτωση (a) η διαφορά μεταξύ της θερμικής παραγωγής του CHP και του φορτίου καλύπτεται από το φούρνο, κάτι που καθιστά την αποθήκευση μη απαραίτητη. Στη (b), η θερμότητα παράγεται ούτως ή άλλως από το φούρνο και έτσι και πάλι η αποθήκευση δεν χρειάζεται.

Εντούτοις, δεν είναι εύκολη μια αναλυτική εξήγηση των αποτελεσμάτων λόγω της πολυπλοκότητας του προβλήματος. Η χρήση ενός στοιχείου μπορεί μόνο επιφανειακά να δικαιολογηθεί με βάση μόνο τα χαρακτηριστικά του, αφού υπεισέρχονται και οι αλληλεπιδράσεις με τα άλλα στοιχεία.

Κεφάλαιο 7

Εισαγωγή Ενεργειακών Διανομέων σε Δίκτυο Υψηλής Τάσης

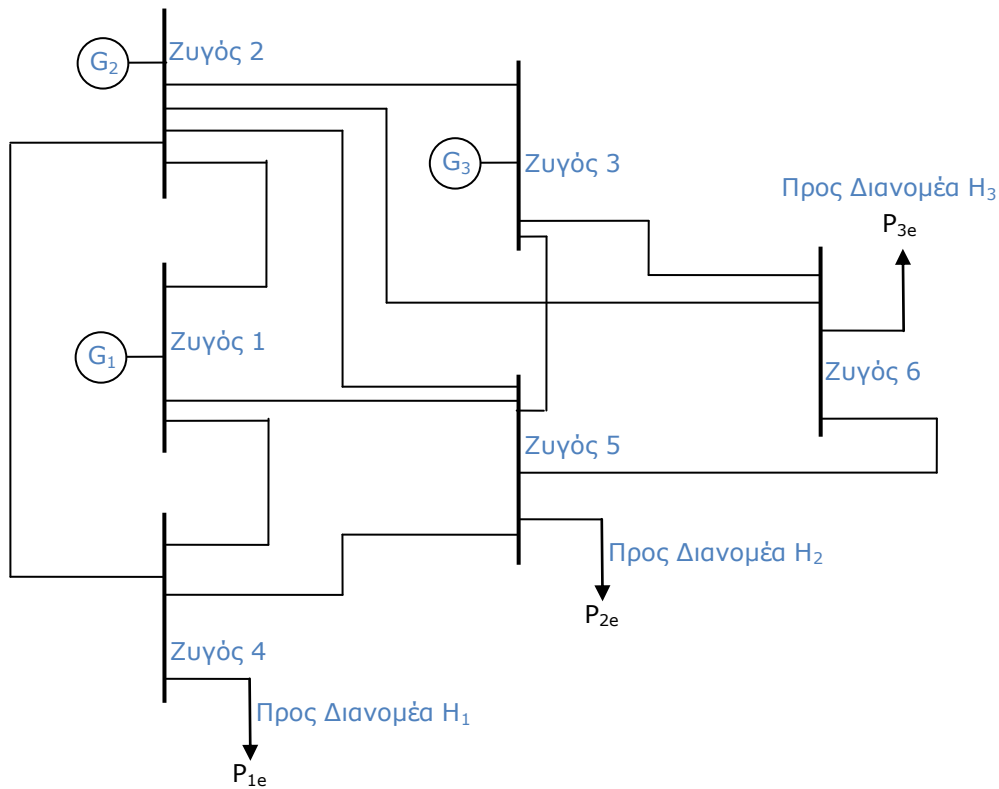
Στο κεφάλαιο αυτό μελετάμε την επίπτωση που έχει η εισαγωγή υβριδικών ενεργειακών διανομέων σε ένα σύστημα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Η θεώρηση των ενεργειακών διανομέων αναμένεται να έχει θετικό αντίκτυπο στο κόστος της ενέργειας του συστήματος, αλλά και στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Όσο μεγαλύτερη είναι η διείσδυση τους στο σύστημα, τόσο σημαντικότερα αποτελέσματα θα έχουμε. Ωστόσο η μεγέθυνση αυτών πέρα από κάποιο όριο θα κοστίζει περισσότερο από όσο θα ωφελεί. Στόχος είναι συνεπώς και η εύρεση του βέλτιστου μεγέθους των διανομέων.

Αρχικά, λοιπόν, παραθέτουμε τα δεδομένα που αφορούν το προς εξέταση σύστημα μαζί με τις αναγκαίες υποθέσεις που έχουμε κάνει. Στη συνέχεια προχωρούμε στην εξέταση τριών σεναρίων, όλα έχοντα ως σκοπό την ελαχιστοποίηση του ενεργειακού κόστους. Στο πρώτο σενάριο οι ενεργειακοί διανομείς στερούνται της βασικής τους μονάδας, δηλαδή του CHP. Στην περίπτωση αυτή τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου είναι αποξευγμένα. Στο δεύτερο σενάριο οι διανομείς έχουν και τις μονάδες συμπαραγωγής και βρίσκουμε και το βέλτιστο μέγεθος αυτών. Στο τρίτο σενάριο εξετάζουμε και τη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Στο τέλος του κεφαλαίου έχουμε τη σύγκριση και αντιπαραβολή των αποτελεσμάτων των τριών σεναρίων.

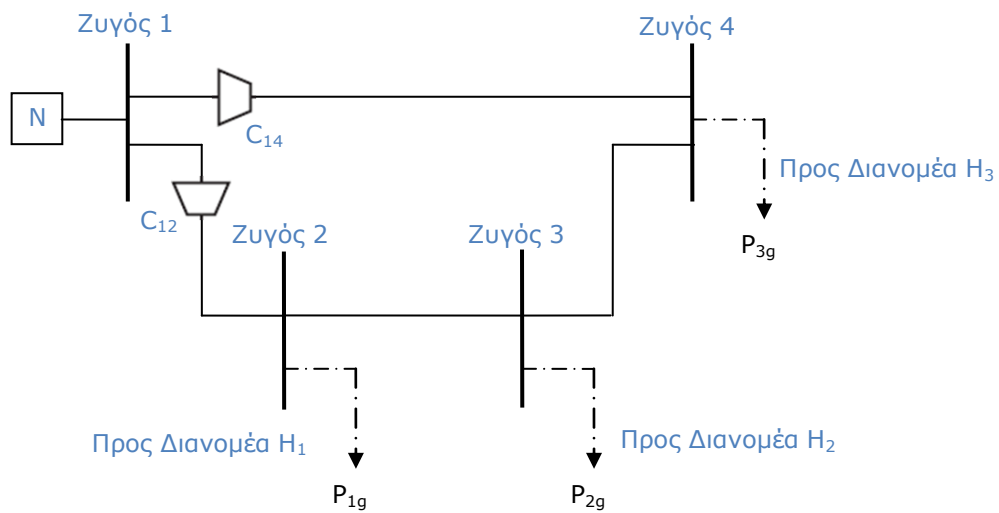
7.1 Βασικές Θεωρήσεις

Στην ενότητα αυτή αναφέρονται συνοπτικά οι θεωρήσεις που έγιναν και οι οποίες είναι κοινές και για τα τρία επόμενα σενάρια, έτσι ώστε τα εξαγόμενα αποτελέσματα κάθε περίπτωσης να είναι συγκρίσιμα.

Το δίκτυο ηλεκτρισμού είναι υψηλής τάσης (230 kV) ^[20] και αποτελείται από έξι ζυγούς, ένας εκ των οποίων θεωρείται ως ζυγός αναφοράς, δύο ως ζυγοί παραγωγής και οι υπόλοιποι τρεις ως ζυγοί φορτίου, σε καθέναν από τους οποίους έχουμε τη σύνδεση των ενεργειακών διανομέων. Το δίκτυο φυσικού αερίου είναι τεσσάρων ζυγών, με τον έναν να χαρακτηρίζεται από σταθερή πίεση (1 ru, δηλαδή ζυγός αναφοράς) και στους εναπομείναντες τρεις συνδέονται οι διανομείς. Τα συστήματα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου απεικονίζονται στο ακόλουθο σχήμα.



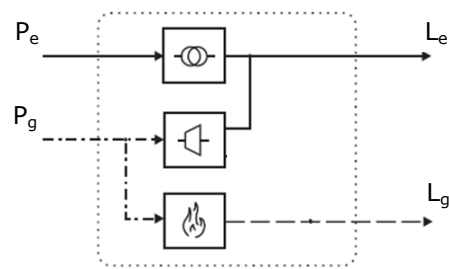
Σχήμα 7.1 Δίκτυο υψηλής τάσης.



Σχήμα 7.2 Δίκτυο φυσικού αερίου.

Οι τρεις ενεργειακοί διανομείς τροφοδοτούνται από τους ζυγούς 4, 5 και 6 του ηλεκτρικού δικτύου και τους ζυγούς 2, 3 και 4 του δικτύου φυσικού αερίου αντιστοίχως και παρέχουν ενέργεια σε διαφορετικά ηλεκτρικά και θερμικά φορτία. Επιπλέον, θεωρούνται όμοιοι μεταξύ τους και περιλαμβάνουν ένα μετασχηματιστή υποβιβασμού της τάσης σε επίπεδο κατάλληλο για το φορτίο, μία μονάδα συμπαραγωγής

ηλεκτρισμού και θερμότητας και ένα φούρνο φυσικού αερίου. Σχηματικά οι διανομείς δίνονται στην ακόλουθη εικόνα.



Σχήμα 7.3 Ο υβριδικός ενεργειακός διανομέας.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των στοιχείων των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου καθώς και των μονάδων που λειτουργούν στους ενεργειακούς διανομείς δίνονται στους πίνακες που ακολουθούν. Στον τελευταίο απ' αυτούς σημειώνονται τα κόστη της ενέργειας για κάθε γεννήτρια G_i και για το ζυγό έγχυσης φυσικού αερίου N . Η βάση του συστήματος είναι τα 100 MVA και τα 230 kV.

Πίνακας 7.1α Παράμετροι του συστήματος.

Δίκτυο Ηλεκτρισμού	
Ζυγός 1	Ζυγός ταλάντωσης, $V_1 = 1,05$ pu
Ζυγοί 2,3	Ζυγοί PV
Ζυγοί 4,5,6	Ζυγοί PQ
Ηλ. γραμμή (1, 2)	$Z_{12} = 0,1 + j0,2$ pu , $Y_{12} = j0,04$ pu
Ηλ. γραμμή (1, 4)	$Z_{14} = 0,05 + j0,2$ pu , $Y_{14} = j0,04$ pu
Ηλ. γραμμή (1, 5)	$Z_{15} = 0,08 + j0,3$ pu , $Y_{15} = j0,06$ pu
Ηλ. γραμμή (2, 3)	$Z_{23} = 0,05 + j0,25$ pu , $Y_{23} = j0,06$ pu
Ηλ. γραμμή (2, 5)	$Z_{25} = 0,1 + j0,3$ pu , $Y_{14} = j0,04$ pu
Ηλ. γραμμή (2, 6)	$Z_{26} = 0,07 + j0,2$ pu , $Y_{26} = j0,05$ pu
Ηλ. γραμμή (3, 5)	$Z_{35} = 0,12 + j0,26$ pu , $Y_{35} = j0,05$ pu
Ηλ. γραμμή (3, 6)	$Z_{36} = 0,02 + j0,1$ pu , $Y_{36} = j0,02$ pu
Ηλ. γραμμή (4, 5)	$Z_{45} = 0,2 + j0,4$ pu , $Y_{45} = j0,08$ pu
Ηλ. γραμμή (5, 6)	$Z_{56} = 0,1 + j0,3$ pu , $Y_{56} = j0,06$ pu

Πίνακας 7.1β Παράμετροι του συστήματος.

Δίκτυο Φυσικού Αερίου	
Ζυγός N	Ζυγός ταλάντωσης, $p_1 = 1$ pu
Σωλήνωση (1, 2)	$k_{12} = 4,5$
Σωλήνωση (1, 4)	$k_{14} = 4,5$
Σωλήνωση (2, 3)	$k_{23} = 3,0$
Σωλήνωση (3, 4)	$k_{34} = 2,0$
C_{12}, C_{14}	$k_{C12} = k_{C14} = 0,5 \text{ pu}^{-1}$

Πίνακας 7.1γ Παράμετροι του συστήματος.

Ενεργειακοί Διανομείς	
CHP	$n_{ge} = 0,37$, $n_{gh} = 0,5$
F	$n_{gh} = 0,8$ max είσοδος 2 pu
Φορτία	$L_{1e} = 0,7 + j 0,1 \text{ pu}$, $L_{1h} = 1,1 \text{ pu}$ $L_{2e} = 0,8 + j 0,2 \text{ pu}$, $L_{2h} = 1,0 \text{ pu}$ $L_{3e} = 0,6 + j 0,2 \text{ pu}$, $L_{3h} = 0,9 \text{ pu}$

Πίνακας 7.1δ Παράμετροι του συστήματος.

Κόστη Ενέργειας	
G_1	$a_{G1} = 213,1 \text{ €/h}$, $b_{G1} = 1167 \text{ €/pu h}$, $c_{G1} = 53,3 \text{ €/(pu h)}^2$
G_2	$a_{G2} = 200 \text{ €/h}$, $b_{G2} = 1033 \text{ €/pu h}$, $c_{G2} = 88,9 \text{ €/(pu h)}^2$
G_3	$a_{G3} = 240 \text{ €/h}$, $b_{G3} = 1083 \text{ €/pu h}$, $c_{G3} = 74,1 \text{ €/(pu h)}^2$
N	$a_N = 0 \text{ €/h}$, $b_N = 500 \text{ €/pu h}$, $c_{G3} = 0 \text{ €/(pu h)}^2$

Οι περιορισμοί που αφορούν τις τάσεις και τις πιέσεις στους κόμβους αλλά και τη μέγιστη έγχυση ισχύος από τις γεννήτριες του δικτύου δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 7.2 Περιορισμοί του συστήματος.

G_1	$0,1 \leq P_{G1} \leq 2 \text{ pu},$ $0 \leq Q_{G1} \leq 1 \text{ pu}$
G_2	$0,1 \leq P_{G2} \leq 1,5 \text{ pu},$ $0 \leq Q_{G2} \leq 1 \text{ pu}$
G_3	$0,1 \leq P_{G3} \leq 1,8 \text{ pu},$ $0 \leq Q_{G2} \leq 1 \text{ pu}$
Κόμβος 2	$0,95 \leq V_2 \leq 1,05 \text{ pu}$ $0,8 \leq p_2 \leq 1,2 \text{ pu}$
Κόμβος 3	$0,97 \leq V_2 \leq 1,07 \text{ pu}$ $0,8 \leq p_3 \leq 1,2 \text{ pu}$
Κόμβος 4	$0,95 \leq V_4 \leq 1,05 \text{ pu}$ $0,8 \leq p_4 \leq 1,2 \text{ pu}$
Κόμβος 5	$0,95 \leq V_5 \leq 1,05 \text{ pu}$
Κόμβος 6	$0,95 \leq V_6 \leq 1,05 \text{ pu}$
C_{12}, C_{13}	$1,2 \leq p_m / p_k \leq 1,8 \text{ pu}$

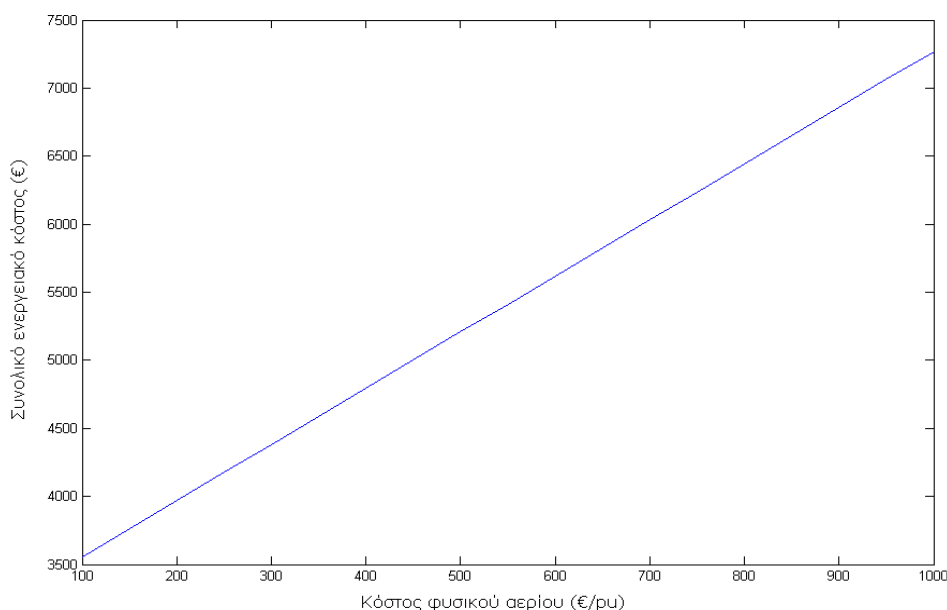
Σε μία απλουστευτική προσέγγιση μπορούμε να θεωρήσουμε ότι σε κάθε σενάριο που θα προσομοιωθεί τα φορτία είναι στατικά και έχουν τις τιμές που δίνονται στον πίνακα 7.1.γ. Η μεγάλη τιμή που έχουν αυτά μπορεί να δικαιολογηθεί σκεπτόμενοι ότι αντιπροσωπεύουν μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές, οι οποίοι έχουν σημαντικές απαιτήσεις από ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο. Το εναπομείναν θερμικό φορτίο μέσω συστημάτων τηλεθέρμανσης εξυπηρετεί παρακείμενα ημιαστικά κέντρα. Να σημειωθεί ότι στο σύστημα μας εφαρμόζουμε κεντρικό έλεγχο, με έναν κεντρικό υπεύθυνο για τη βέλτιστη λειτουργία των διανομέων. Επιπλέον, κάθε διανομέας είναι ελεύθερος να εξαγει ηλεκτρική ισχύ προς το δίκτυο, αν και εφόσον αυτό κρίνεται οικονομικά σύμφωρο και τεχνικά εφικτό.

Ως εκ τούτου, έχοντας όλα αυτά ως δεδομένα, μπορούμε να διαμορφώσουμε το πρόβλημα σύμφωνα με τη γενική μορφή των εξισώσεων (5.6), οι οποίες και τροποποιούνται κατά περίπτωση για να λάβουν υπόψη τις ιδιαίτερες συνθήκες και ανάγκες κάθε σεναρίου.

7.2 1ο Σενάριο – Αποζευγμένα Δίκτυα

Στο πρώτο σενάριο που εξετάζουμε θεωρούμε πως οι διανομείς δε διαθέτουν τη μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, το πλέον βασικό από τα τρία τους στοιχεία. Συνεπώς δεν υπάρχει δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρισμού από το φυσικό αέριο και έτσι τα δύο δίκτυα είναι αποζευγμένα και μπορούν να εξεταστούν χωριστά. Μέσω του κάθε μετασχηματιστή υποβιβασμού τάσης τροφοδοτούνται τα ηλεκτρικά φορτία, ενώ με τη χρήση των φούρνων έχουμε την παραγωγή της απαιτούμενης θερμότητας. Έτσι, ο παράγοντας κατανομής που μας δείχνει ποιο ποσοστό της εισόδου του διανομέα τροφοδοτεί το CHP θα είναι μηδέν.

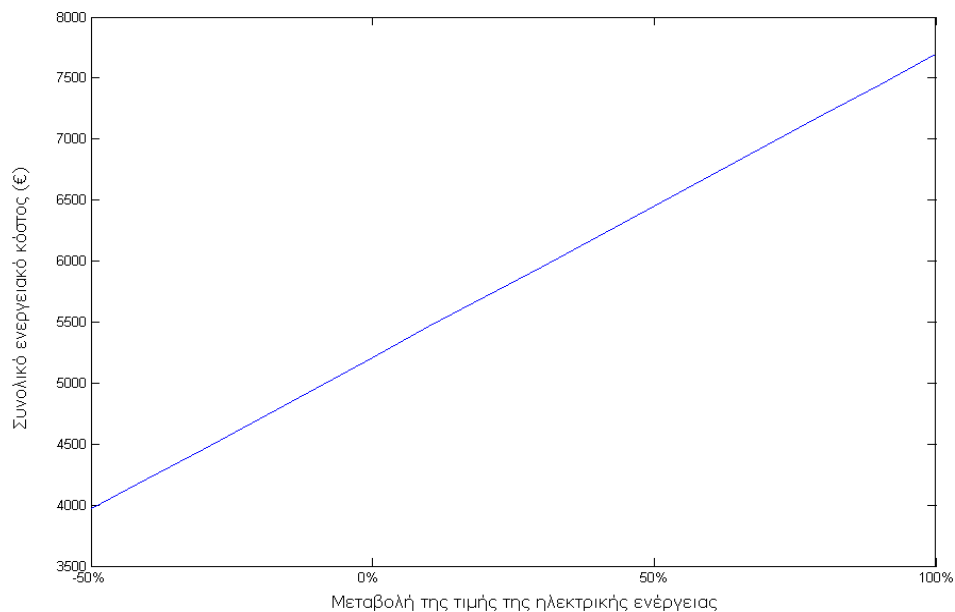
Υπό αυτές τις συνθήκες, το σύστημα είναι ευάλωτο σε οποιαδήποτε αύξηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού από τις γεννήτριες ή/και του κόστους του φυσικού αερίου, αφού δεν μπορεί να υποκαταστήσει την παραγωγή ηλεκτρισμού από τις γεννήτριες με αυτή από τις μονάδες συμπαραγωγής. Αρχικά, συνεπώς, αυξάνουμε σταδιακά το κόστος του φυσικού αερίου από τα 100 €/ρμh σε 1000 €/ρμh με βήμα 50 €/ρμh και παρατηρούμε πώς αντιδρά το σύστημα. Το σχήμα 7.4 απεικονίζει την εξέλιξη του ενεργειακού κόστους.



Σχήμα 7.4 Συνολικό ενεργειακό κόστος συνάρτησε του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 1.

Όπως αναμενόταν, αύξηση του κόστους για το φυσικό αέριο συνεπάγεται και γραμμική αύξηση του συνολικού ενεργειακού κόστους, μιας και το κόστος γι' αυτό είναι γραμμική συνάρτηση της εισαγωγής του από το ζυγό αναφοράς.

Εξετάζουμε στη συνέχεια την απόκριση του συστήματος στη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού. Δεν περιμένουμε τίποτα άλλο παρά να αποκομίσουμε την ίδια εικόνα με πριν.



Σχήμα 7.5 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 1.

Και πάλι παρατηρούμε μια γραμμική αύξηση στο συνολικό ενεργειακό κόστος, όταν αυξάνεται το κόστος του ηλεκτρισμού. Δηλαδή το σύστημα είναι πολύ ευαίσθητο στη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού, κάτι που οφείλεται στην απουσία των CHP και συνακόλουθα τη θεώρηση των αποζηυγμένων δικτύων.

Για καλύτερη εποπτεία των αποτελεσμάτων και σύγκριση με τα επόμενα σενάρια, η είσοδος καθένα διανομέα δίνεται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 7.3 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 1.

Διανομέας (i)	P_{ie} pu	P_{ig}^{CHP} pu	P_{ig}^F pu
H ₁	0,714 + j 0,102	0	1,375
H ₂	0,816 + j 0,204	0	1,25
H ₃	0,612 + j 0,204	0	1,125

Έχει, επίσης, ενδιαφέρον να παρατηρήσουμε τη διακύμανση των τάσεων και των πιέσεων στους κόμβους των αντίστοιχων δικτύων. Αυτές παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 7.4 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 1.

Κόμβος (i)	Τάση V_i p_u	Πίεση p_i p_u
1	$V_1 = 1,05$, $\theta_1 = 0^\circ$	$p_1 = 1$
2	$V_2 = 1,05$, $\theta_2 = 0,17^\circ$	$p_2 = 1,11$
3	$V_3 = 1,06$, $\theta_3 = 0,17^\circ$	$p_3 = 1,09$
4	$V_4 = 1,027$, $\theta_4 = -2,53^\circ$	$p_4 = 1,14$
5	$V_5 = 1,022$, $\theta_5 = -3,29^\circ$	-
6	$V_6 = 1,033$, $\theta_6 = -2,01^\circ$	-

Όλες οι τάσεις και οι πιέσεις βρίσκονται μεταξύ των τιθέντων ορίων τους. Βλέπουμε, έτσι, πως η τάση στον κόμβο 2 παίρνει, ενώ στον κόμβο 3 προσεγγίζει την ανώτατη δυνατή τιμή της. Οι τάσεις στους υπόλοιπους κόμβους του ηλεκτρικού δικτύου κινούνται στα επίπεδα του 1,03. Οι πιέσεις, από την άλλη, εμφανίζονται αρκετά αυξημένες και κινούνται στα όρια του 1,1.

Έπειτα, ο ακόλουθος πίνακας που παρουσιάζει τις παραγωγές των γεννητριών και του ζυγού αναφοράς του δικτύου φυσικού αερίου.

Πίνακας 7.5 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 1.

Μονάδα	Παραγωγή p_u
G_1	$0,46 + j 0,0354$
G_2	$0,94 - j 0,104$
G_3	$0,79 + j 0,134$
N	4,125

Εξίσου σημαντικές είναι και οι απώλειες του συστήματος. Αυτές συγκεντρώνονται στον πίνακα που ακολουθεί. Να σημειώσουμε εδώ ότι οι απώλειες του δικτύου φυσικού

αερίου προκύπτουν μόνο από τη χρήση των συμπιεστών και εντοπίζονται στις σωληνώσεις 1-2 και 1-4.

Πίνακας 7.6 Απώλειες – Σενάριο 1.

Κλάδος (i,j)	Ηλ. Απώλειες pu	Απώλειες Φυσ. Αερίου pu
1,2	0	0,201
1,4	0,0031	0,174
1,5	0,0036	-
2,3	0,0001	-
2,4	0,0117	-
2,5	0,0047	-
2,6	0,0029	-
3,5	0,0083	-
3,6	0,0048	-
4,5	0,0002	-
5,6	0,0006	-

Οι μεγαλύτερες απώλειες εντοπίζονται στο δίκτυο του φυσικού αερίου, κάτι που μας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι συμπιεστές, αν και απαραίτητοι στο να δημιουργήσουν μεγάλη διαφορά πίεσης άρα και αυξημένη ροή αερίου, απαιτούν μεγάλα ποσά για τη λειτουργία τους. Οι υπόλοιπες απλές σωληνώσεις δεν έχουν απώλειες. Οι απώλειες του ηλεκτρικού δικτύου είναι σχετικά μικρές.

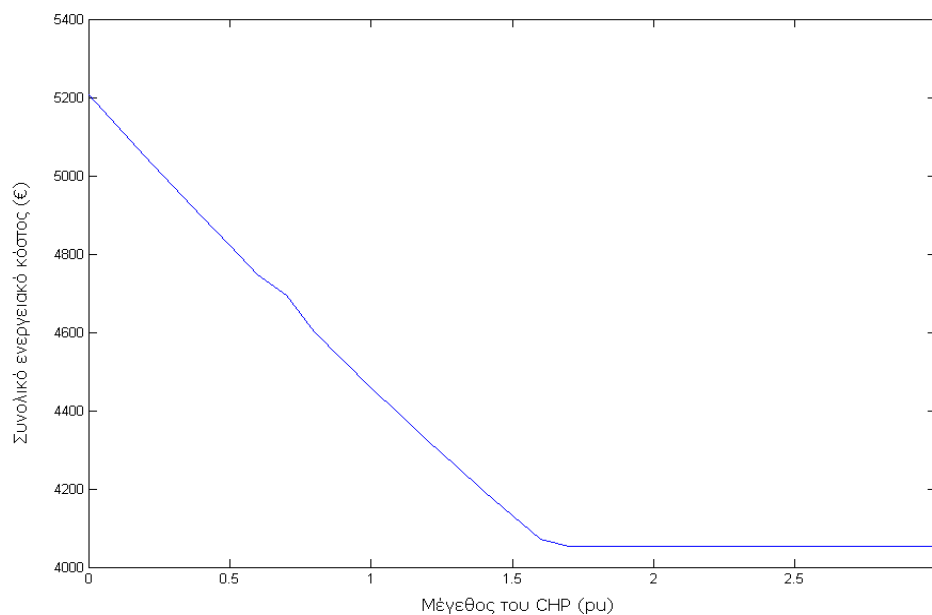
Το σύνολο των αποτελεσμάτων από μόνο του δεν έχει πολύ μεγάλη αξία. Είναι η σύγκριση με τα σενάρια που ακολουθούν που θα μας δώσει μια ακριβέστερη εικόνα των πραγμάτων και που θα μας επιτρέψει να αξιολογήσουμε καλύτερα τη χρήση των ενεργειακών διανομέων.

7.3 2ο Σενάριο – Συζευγμένα Δίκτυα

Στο δεύτερο αυτό σενάριο, οι υβριδικοί ενεργειακοί διανομείς είναι πλήρεις, δηλαδή είναι εφοδιασμένοι κανονικά με τη μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Έτσι, τώρα υπάρχει δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρισμού από το φυσικό

αέριο, κάτι που είναι προτιμητέο καθώς αυτό είναι σημαντικά φθηνότερο. Η ευελιξία των διανομέων στην κάλυψη των φορτίων είναι μεγαλύτερη, μιας και μπορούν να τροφοδοτήσουν τα ηλεκτρικά τους φορτία είτε μέσω των μετασχηματιστών υποβιβασμού τάσης είτε μέσω των CHP είτε μέσω και των δύο. Το ίδιο συμβαίνει και με τα θερμικά φορτία, με το CHP να συνεργάζεται με τους φούρνους στην παραγωγή θερμότητας.

Σε αυτή την εφαρμογή αρχικά θα βρούμε το βέλτιστο μέγεθος του CHP, το οποίο θα οδηγεί σε ελαχιστοποίηση του συνολικού ενεργειακού κόστους. Με τον όρο μέγεθος της μονάδας συμπαραγωγής αναφερόμαστε στη μέγιστη ισοδύναμη ισχύ του καυσίμου εισόδου, στην προκειμένη περίπτωση του φυσικού αερίου. Η γραφική παράσταση του μεγέθους του CHP συναρτήσει του συνολικού ενεργειακού κόστους παριστάνεται στο ακόλουθο σχήμα. Από την εκτέλεση της βελτιστοποίησης στο περιβάλλον της Matlab παρατηρούμε ότι το βέλτιστο μέγεθος του CHP είναι τα 1,7 pu ή όμοια τα 170 MW ισοδύναμης ισχύος του φυσικού αερίου. Δηλαδή, η μονάδα συμπαραγωγής θα παράγει μέχρι $62,9 \text{ MW}_e$ και 85 MW_{th} . Πέρα από το ιδανικό αυτό μέγεθος, οποιαδήποτε επιπλέον αύξηση δεν θα έχει καμία επίπτωση στο σύστημα και συνεπώς η επένδυση θα κρίνεται ασύμφορη.

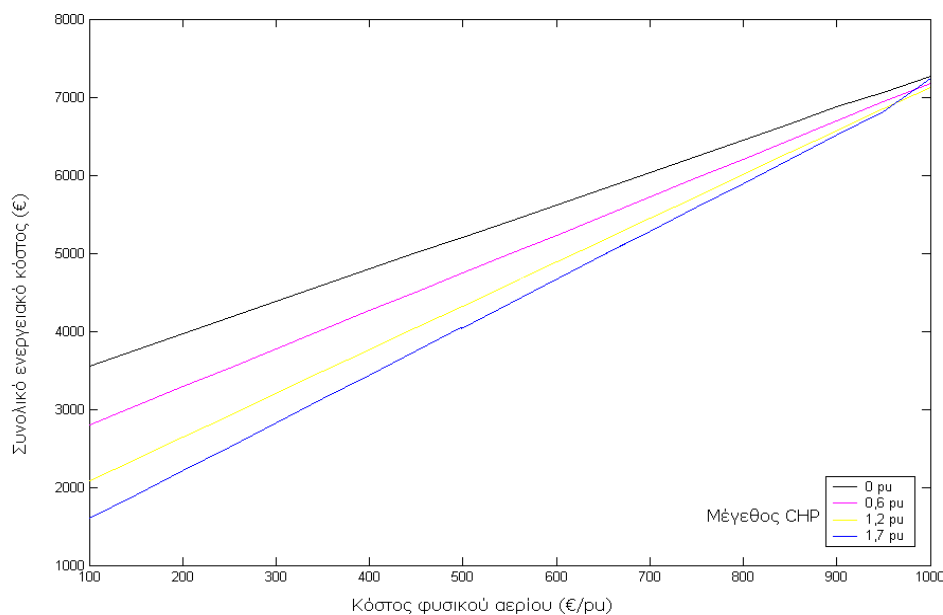


Σχήμα 7.6 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του μεγέθους του CHP - Σενάριο 2.

Στη συνέχεια εξετάζουμε την επίπτωση που έχει στο σύστημα μια ενδεχόμενη αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου. Δεδομένου, λοιπόν, ότι το σύστημα μας έχει περισσότερους βαθμούς ελευθερίας από το προηγούμενο σενάριο, αφού τώρα είναι παρούσες και οι μονάδες συμπαραγωγής, αναμένουμε να μπορεί να ανταποκριθεί καλύτερα στην αυξημένη τιμή του φυσικού αερίου. Αυξάνουμε, συνεπώς, και σε αυτή

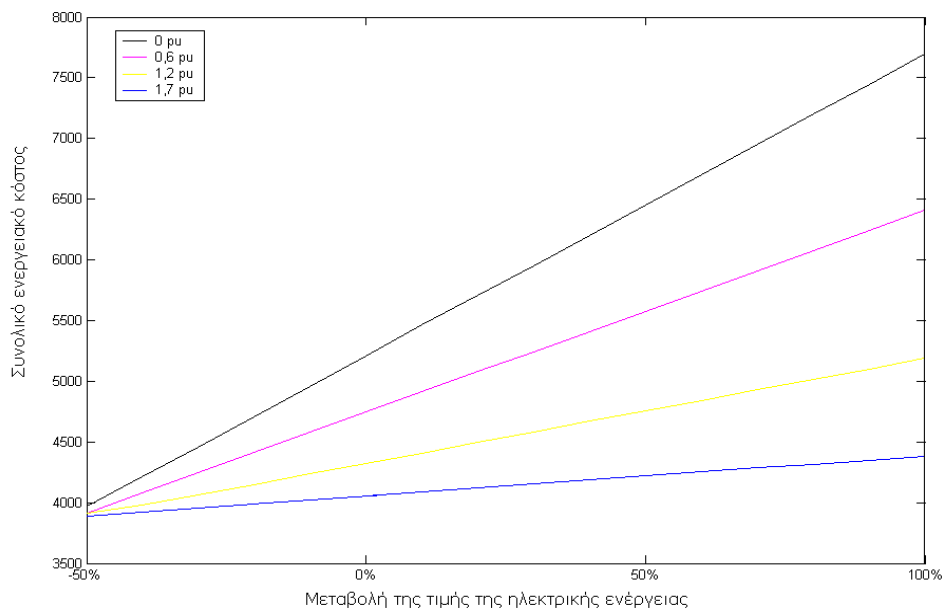
την περίπτωση το κόστος του από τα 100 €/ρμ h) σε 1000 €/ρμ h) και παρατηρούμε την αντίδραση του συστήματος. Για να δούμε και την εξάρτηση από το μέγεθος των CHP, μεταβάλλουμε ταυτόχρονα και το μέγεθος των CHP. Το αποτέλεσμα δίνεται στις καμπύλες του σχήματος 7.7.

Σε αυτές βλέπουμε πως όσο προσεγγίζει το μέγεθος του CHP το ιδανικό (170 MW είσοδος) τόσο μικρότερη ευαισθησία έχει το συνολικό ενεργειακό κόστος σε σχέση με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου και τόσο μεγαλύτερη κλίση έχει η καμπύλη κόστους. Ωστόσο, συνεχίζει να έχει αρκετά μεγάλη εξάρτηση από το κόστος του φυσικού αερίου. Αυτό φαίνεται και στη λίγο μεγαλύτερη κλίση των καμπυλών κόστους, όσο κινούμαστε προς το 1,7 ρμ της ισχύος εισόδου. Ο λόγος γι' αυτό είναι ότι αν και το σύστημα έχει εναλλακτικούς δρόμους για τη τροφοδότηση των φορτίων, πάντα θα ζητείται φυσικό αέριο για την παραγωγή θερμότητας, όσο και να αυξηθεί η τιμή του. Αύξηση πάνω από ένα όριο έχει ως αποτέλεσμα τη σύγκλιση των καμπυλών. Όταν, δηλαδή, το φυσικό αέριο γίνει πολύ ακριβό δεν έχει πλέον νόημα η λειτουργία του CHP, μιας και μπορεί απλά να εισαχθεί ηλεκτρική ενέργεια σε συγκρίσιμη τιμή με αυτή του φυσικού αερίου.



Σχήμα 7.7 Συνολικό ενεργειακό κόστος συνάρτησε του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 2.

Κάνουμε το ίδιο με το κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού από τις γεννήτριες. Περιμένουμε, όπως και πριν, μικρότερη ευαισθησία με την άνοδο του κόστους για τον ηλεκτρισμό. Τα αποτελέσματα φαίνονται στο ακόλουθο σχήμα.



Σχήμα 7.8 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 2.

Εύκολα παρατηρούμε πως στην περίπτωση αύξησης της τιμής του ηλεκτρισμού, το σύστημα ανταποκρίνεται πολύ καλύτερα όταν οι μονάδες συμπαραγωγής έχουν το βέλτιστο μέγεθος. Η καμπύλη, δηλαδή, που αντιπροσωπεύει τη μεταβολή του ενεργειακού κόστους συναρτήσει της μεταβολής του κόστους του ηλεκτρισμού έχει σχεδόν μηδενική κλίση. Ακόμα και διπλασιασμός του κόστους του ηλεκτρισμού δεν αυξάνει παρά ελάχιστα το κόστος για την ενέργεια. Αυτό είναι πολύ σημαντικό για το σύστημα μας, το οποίο έχει, συγκριτικά με τη μεταβολή του κόστους για το φυσικό αέριο, πολύ μικρότερη ευαισθησία στη μεταβολή του κόστους για την ηλεκτρική ενέργεια. Καθοριστικός είναι ο ρόλος που παίζουν σ' αυτό οι μονάδες συμπαραγωγής, οι οποίες μπορούν και υποκαθιστούν την είσοδο του ηλεκτρισμού με την παραγωγή του από φυσικό αέριο. Γι' αυτό και όταν απουσιάζουν από το σύστημα, το συνολικό ενεργειακό κόστος αυξάνει ραγδαία.

Συνεχίζουμε παραθέτοντας τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για τον κάθε διανομέα στον πίνακα 7.7. Σε όλους τους πίνακες που ακολουθούν, τα CHP έχουν μέγεθος 1,7 MW και τα κόστη για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο έχουν τις αρχικά υποθεθείσες τιμές τους.

Παρατηρούμε ότι τα CHP του πρώτου και δεύτερου διανομέα λειτουργούν πλήρως, έχοντας ως επακόλουθο την ελαχιστοποίηση της εισόδου ηλεκτρισμού στο διανομέα. Οι αντίστοιχοι παράγοντες κατανομής ν είναι 84% για τον πρώτο διανομέα και 90% για το δεύτερο. Γίνεται, δηλαδή, σχεδόν πλήρης χρήση του εισερχόμενου φυσικού αερίου από τις μονάδες συμπαραγωγής. Ο τρίτος διανομέας έχει κάπως μικρότερη χρήση του CHP και ο παράγοντας κατανομής είναι τώρα 88%.

Πίνακας 7.7 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 2.

Διανομέας (i)	P_{ie} pu	P_{ig}^{CHP} pu	P_{ig}^F pu
H_1	0,0724 + j 0,102	1,7	0,313
H_2	0,175 + j 0,204	1,7	0,188
H_3	0,0518 + j 0,204	1,48	0,197

Στη συνέχεια, παρουσιάζουμε στον επόμενο πίνακα τη διακύμανση των τάσεων και των πιέσεων στους κόμβους των αντίστοιχων δικτύων.

Πίνακας 7.8 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 2.

Κόμβος (i)	Τάση V_i pu	Πίεση p_i pu
1	$V_1 = 1,05$, $\theta_1 = 0^\circ$	$p_1 = 1$
2	$V_2 = 1,049$, $\theta_2 = -0,15^\circ$	$p_2 = 1$
3	$V_3 = 1,05$, $\theta_3 = -0,15^\circ$	$p_3 = 0,95$
4	$V_4 = 1,045$, $\theta_4 = -0,37^\circ$	$p_4 = 1,05$
5	$V_5 = 1,04$, $\theta_5 = -0,68^\circ$	-
6	$V_6 = 1,04$, $\theta_6 = -0,29^\circ$	-

Οι τάσεις και οι πιέσεις βρίσκονται πολύ κοντά στις ονομαστικές τιμές τους. Όσον αφορά στις τάσεις, βλέπουμε πως συγκλίνουν στο 1,4 pu και έχουν πολύ μικρές γωνίες. Οι πιέσεις, από την άλλη, κυμαίνονται από 0,95 έως 1,05 pu και έχουν τιμές αρκετά χαμηλότερες σε σχέση με το πρώτο σενάριο.

Στον πίνακα 7.9 συγκεντρώνονται οι παραγωγές των γεννητριών και του ζυγού αναφοράς του δικτύου φυσικού αερίου. Σε αυτόν παρατηρούμε πως οι γεννήτριες λειτουργούν στα τεχνικά ελάχιστα τους, λόγω της βέλτιστης λειτουργίας των μονάδων συμπαραγωγής. Η G_1 και η G_2 καταναλώνουν ενώ η G_3 παράγει άεργο. Η είσοδος, από την άλλη, του φυσικού αερίου έχει αυξηθεί συγκριτικά με πριν.

Πίνακας 7.9 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 2.

Μονάδα	Παραγωγή pu
G ₁	0,1 - j 0,0472
G ₂	0,1 - j 0,0525
G ₃	0,1 + j 0,0452
N	6,14

Εντέλει, οι απώλειες του συστήματος συγκεντρώνονται στον πίνακα 7.10.

Πίνακας 7.10 Απώλειες – Σενάριο 2.

Κλάδος (i,j)	Ηλ. Απώλειες pu	Απώλειες Φυσ. Αερίου pu
1,2	0	0,298
1,4	0,0001	0,259
1,5	0,0002	-
2,3	0	-
2,4	0,0001	-
2,5	0,0002	-
2,6	0,0001	-
3,5	0,0003	-
3,6	0,0002	-
4,5	0,0001	-
5,6	0,0001	-

Οι μεγαλύτερες απώλειες εντοπίζονται και πάλι στο δίκτυο του φυσικού αερίου. Αυτό όμως είναι αναμενόμενο μιας και γίνεται πολύ μεγαλύτερη χρήση του. Ταυτόχρονα, το ηλεκτρικό δίκτυο λειτουργεί πολύ λιγότερο από πριν, με αποτέλεσμα οι απώλειες του να είναι ακόμα μικρότερες σε τέτοιο βαθμό ώστε να τείνουν να γίνουν αμελητέες.

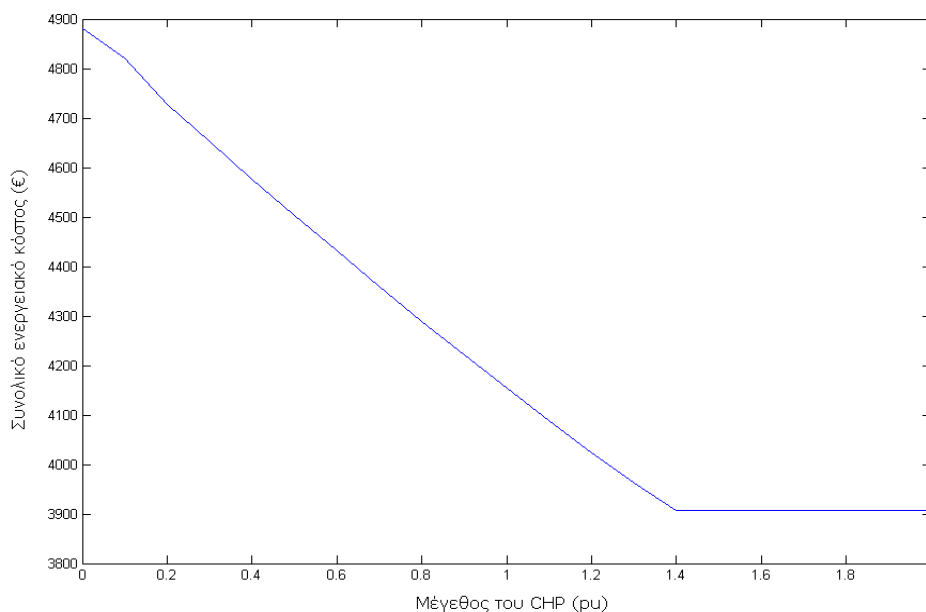
Από το σύνολο των πινάκων και των γραφικών παραστάσεων που χρησιμοποιήθηκαν διαπιστώνουμε πως η ένταξη των μονάδων συμπαραγωγής προσφέρει πολλά πλεονεκτήματα στη λειτουργία του συστήματος. Το κόστος για την ενέργεια περιορίζεται, οι τάσεις και οι πιέσεις προσεγγίζουν τις ονομαστικές τιμές τους, το σύστημα γίνεται περισσότερο ανεξάρτητο στις μεταβολές του κόστους για τον ηλεκτρισμό και το φυσικό αέριο. Ωστόσο, η σύγκριση των αποτελεσμάτων που θα πραγματοποιηθεί μετά και το τέλος του τρίτου σεναρίου θα μας επιτρέψει να εξάγουμε πιο ολοκληρωμένα συμπεράσματα.

7.4 3ο Σενάριο – Διείσδυση ΑΠΕ

Στο τρίτο και τελευταίο σενάριο εξετάζουμε την επίδραση που θα έχει στο σύστημα η διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Το σύστημα δεν έχει διαφορές με το προηγούμενο σενάριο. Όπως και πριν, έτσι και τώρα οι υβριδικοί ενεργειακοί διανομείς είναι εφοδιασμένοι κανονικά με τη μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Σε αυτή την εφαρμογή επιλέγουμε να συνδέσουμε στο ζυγό 3 και στο ζυγό 5 του ηλεκτρικού δικτύου συνολικά δύο Αιολικά Πάρκα.

Η προσέγγιση που ακολουθούμε σε αυτό το σενάριο είναι ότι οι ΑΠΕ είναι ήδη εγκατεστημένες στους προαναφερθέντες ζυγούς του ηλεκτρικού δικτύου και στη συνέχεια επιλέγουμε να εφαρμόσουμε για τα φορτία τη θεώρηση των υβριδικών ενεργειακών διανομέων. Κατ' αυτό τον τρόπο θα πρέπει να βρεθεί εκ νέου το βέλτιστο μέγεθος των μονάδων συμπαραγωγής. Εναλλακτικά, θα μπορούσαμε υποθέσουμε πως οι ΑΠΕ συνδέονται στο σύστημα εκ των υστέρων. Σε αυτή τη περίπτωση, ωστόσο, θα έπρεπε ο διαχειριστής του δικτύου να χαλαρώσει τα τεχνικά ελάχιστα των γεννητριών και έτσι μετά και την ένταξη των ΑΠΕ, αρκετές από αυτές θα τίθεντο εκτός λειτουργίας. Για να είναι δόκιμη, όμως, η σύγκριση με τα προηγούμενα σενάρια, επιλέγουμε την πρώτη προσέγγιση η οποία προϋποθέτει κοινές συνθήκες.

Ύστερα από αυτά, η ονομαστική ισχύς του Α/Π που είναι συνδεδεμένο στο ζυγό 3 του συστήματος είναι 15 MW και στο ζυγό 5 είναι 7 MW. Βρίσκουμε τώρα το βέλτιστο μέγεθος των μονάδων συμπαραγωγής. Στην επόμενη γραφική παράσταση φαίνεται το συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του μεγέθους των CHP.



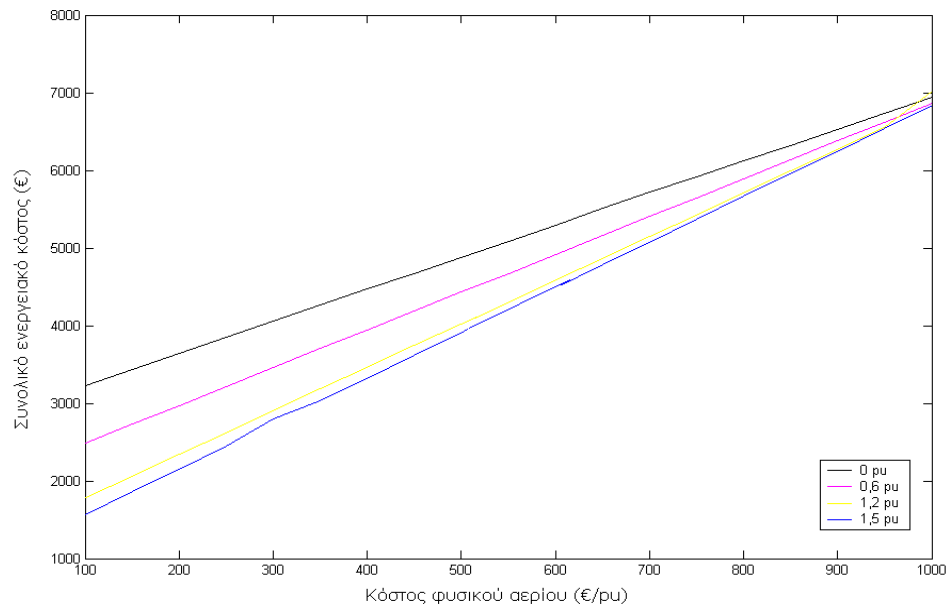
Σχήμα 7.9 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του μεγέθους του CHP – Σενάριο 3.

Όπως είναι φυσικό, η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα μας έχει ως αποτέλεσμα οι μονάδες CHP να έχουν μικρότερο βέλτιστο μέγεθος σε σχέση με πριν. Σε αυτό λοιπόν το σενάριο, η βέλτιστη ισοδύναμη ισχύ του φυσικού αερίου είναι 150 MW ή με άλλα λόγια η δυναμικότητα του CHP είναι 55,5 MW_e και 75 MW_{th} (στο ανωτέρω σχήμα αυτό δεν είναι εμφανές. Ωστόσο ύστερα από προσεκτικότερη ανάλυση των αποτελεσμάτων της βελτιστοποίησης καταλήγουμε σε αυτή την τιμή).

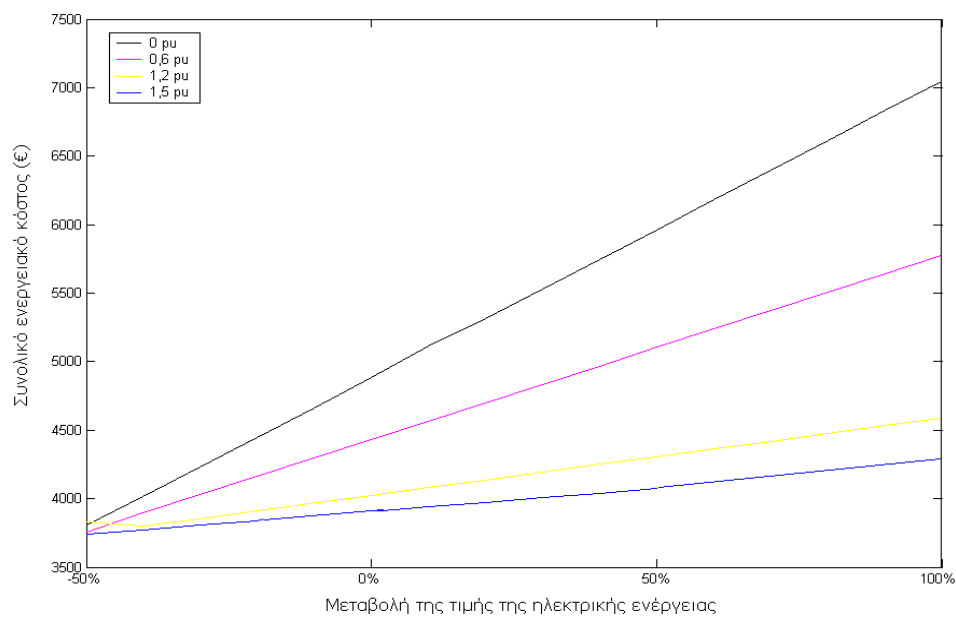
Στη συνέχεια, όπως και στα προηγούμενα σενάρια, εξετάζουμε την επίπτωση που έχει στο σύστημα ενδεχόμενη αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας. Μεταβάλλουμε και το μέγεθος των CHP, έτσι ώστε να δούμε και την εξάρτηση που υπάρχει από αυτό. Οι γραφικές παραστάσεις 7.10 και 7.11 δίνουν αντίστοιχα την εξάρτηση του συνολικού ενεργειακού κόστους από τη μεταβολή της τιμής του φυσικού αερίου, του ηλεκτρισμού και τη ταυτόχρονη μεταβολή της δυναμικότητας της μονάδας συμπαραγωγής.

Η εικόνα που αποκομίζουμε από τα δύο διαγράμματα είναι ανάλογη με αυτή του δεύτερου σεναρίου. Με τη διείσδυση των ΑΠΕ, οι οποίες παρέχουν ανά πάσα στιγμή στο σύστημα το σύνολο της παραγωγής τους στην ουσία χωρίς κάποιο επιπρόσθετο κόστος, το σύστημα απαιτεί την παραγωγή ακόμα λιγότερου ηλεκτρισμού με αποτέλεσμα όταν οι διανομείς έχουν τη βέλτιστη δυνατή δυναμικότητα να υπάρχει πολύ μικρή εξάρτηση από το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας. Μείωση στο μισό του κόστους του έχει ως αποτέλεσμα τη μη χρήση των μονάδων συμπαραγωγής για την παραγωγή ηλεκτρισμού, αφού τώρα ηλεκτρισμός και φυσικό αέριο έχουν συγκρίσιμες τιμές.

Παρόμοια είναι και τα συμπεράσματα μας σχετικά με την εξάρτηση από το κόστος του φυσικού αερίου. Αυτή είναι πολύ μεγαλύτερη σε σχέση με τον ηλεκτρισμό, αν και πάλι βρισκόμαστε σε καλύτερη κατάσταση σε σχέση με το δεύτερο σενάριο. Ωστόσο, το κόστος για το φυσικό αέριο είναι κάτι που το σύστημα δεν μπορεί να αποφύγει, μιας και με τον έναν τρόπο ή τον άλλο θα πρέπει να παραχθεί η απαιτούμενη ποσότητα θερμότητας.



Σχήμα 7.10 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου - Σενάριο 3.



Σχήμα 7.11 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού - Σενάριο 3.

Στη συνέχεια, παραθέτουμε τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για τον κάθε διανομέα. Σε όλους τους πίνακες που ακολουθούν, τα CHP έχουν μέγεθος 1,5 ρυ και τα κόστη για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο έχουν τις αρχικά υποθεθείσες τιμές τους.

Πίνακας 7.11 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης – Σενάριο 3.

Διανομέας (i)	P_{ie} ρυ	P_{ig}^{CHP} ρυ	P_{ig}^F ρυ
H ₁	0,148 + j 0,102	1,5	0,438
H ₂	0,25 + j 0,204	1,5	0,313
H ₃	0,169 + j 0,204	1,174	0,391

Τα CHP του πρώτου και δεύτερου διανομέα λειτουργούν πλήρως, έχοντας ως επακόλουθο την ελαχιστοποίηση της εισόδου ηλεκτρισμού στο διανομέα. Οι αντίστοιχοι παράγοντες κατανομής ν είναι μικρότεροι συγκριτικά με πριν και ανέρχονται σε 77,4% για τον πρώτο διανομέα και 82,8% για το δεύτερο. Μικρότερο ποσοστό της εισόδου του φυσικού αερίου κατευθύνεται τώρα προς τις μονάδες συμπαραγωγής. Ο τρίτος διανομέας έχει κάπως μικρότερη χρήση του CHP και ο παράγοντας κατανομής είναι τώρα 75%.

Επιπλέον, συγκεντρώνονται στον ακόλουθο πίνακα οι παραγωγές των γεννητριών και του ζυγού αναφοράς του δικτύου φυσικού αερίου. Και σε αυτή την περίπτωση οι γεννήτριες λειτουργούν στα τεχνικά ελάχιστα τους, λόγω της βέλτιστης λειτουργίας των μονάδων συμπαραγωγής. Η G₁ και η G₂ καταναλώνουν ενώ η G₃ παράγει άεργο. Η είσοδος του φυσικού αερίου διατηρείται στα ίδια με πριν επίπεδα.

Πίνακας 7.12 Παραγωγή ισχύος – Σενάριο 3.

Μονάδα	Παραγωγή ρυ
G ₁	0,1 – j 0,0439
G ₂	0,1 – j 0,0568
G ₃	0,1 + j 0,0485
N	5,85

Στον επόμενο πίνακα έχουμε τη διακύμανση των τάσεων και των πιέσεων στους κόμβους των αντίστοιχων δικτύων.

Πίνακας 7.13 Τάσεις και πιέσεις του συστήματος – Σενάριο 3.

Κόμβος (i)	Τάση V_i pu	Πίεση p_i pu
1	$V_1 = 1,05$, $\theta_1 = 0^\circ$	$p_1 = 1$
2	$V_2 = 1,05$, $\theta_2 = -0,071^\circ$	$p_2 = 1,02$
3	$V_3 = 1,054$, $\theta_3 = -0,071^\circ$	$p_3 = 0,97$
4	$V_4 = 1,044$, $\theta_4 = -0,53^\circ$	$p_4 = 1,07$
5	$V_5 = 1,042$, $\theta_5 = -0,53^\circ$	-
6	$V_6 = 1,043$, $\theta_6 = -0,12^\circ$	-

Οι τάσεις και οι πιέσεις βρίσκονται πολύ κοντά στις ονομαστικές τιμές τους. Όσον αφορά στις τάσεις, βλέπουμε πως κινούνται στη γειτονιά του 1,045 και έχουν και πάλι αρκετά μικρές γωνίες. Οι πιέσεις, από την άλλη, κυμαίνονται από 0,97 έως 1,07 pu, παρουσιάζοντας μια μικρή αύξηση σχετικά με το δεύτερο σενάριο.

Οι απώλειες, τέλος, του συστήματος συγκεντρώνονται στον πίνακα 7.14. Οι μεγαλύτερες απώλειες εντοπίζονται στο δίκτυο του φυσικού αερίου. Ταυτόχρονα, οι απώλειες στο ηλεκτρικό δίκτυο εμφανίζονται ελαφρώς αυξημένες εν σχέσει με το δεύτερο σενάριο. Λογικό αυτό το γεγονός, μιας και το δίκτυο ηλεκτρισμού λειτουργεί σε μεγαλύτερο βαθμό από πριν, λόγω της εγχύσεως ισχύος που πραγματοποιούν οι Α/Γ.

Πίνακας 7.14 Απώλειες – Σενάριο 3.

Κλάδος (i,j)	Ηλ. Απώλειες pu	Απώλειες Φυσ. Αερίου pu
1,2	0	0,286
1,4	0,0002	0,246
1,5	0,0001	-
2,3	0,0001	-
2,4	0,0004	-

2,5	0,0001	-
2,6	0,0001	-
3,5	0,0007	-
3,6	0,0005	-
4,5	0	-
5,6	0,0001	-

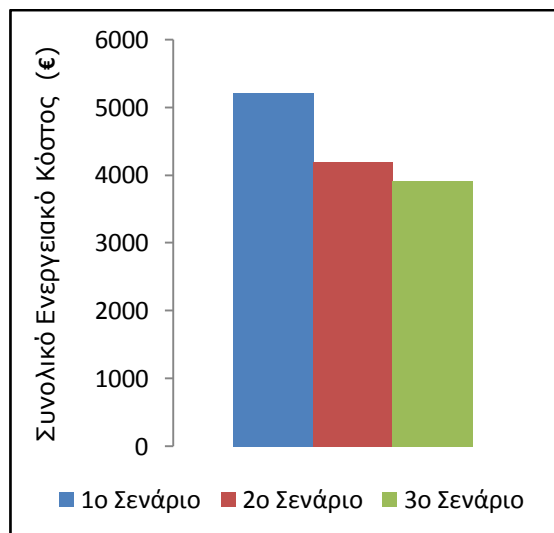
Συμπερασματικά, διαπιστώνουμε πως η ένταξη των μονάδων παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μειώνει το συνολικό ενεργειακό κόστος και την εξάρτηση από το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, απαιτούνται τώρα μικρότερες μονάδες συμπαραγωγής αν και λόγω της μεγαλύτερης χρήσης του ηλεκτρικού δικτύου αυξάνονται οι απώλειες του.

Να σημειώσουμε πως δεν εξετάζουμε τους τεχνικούς περιορισμούς όσον αφορά στη σύνδεση των ΑΠΕ στο δίκτυο. Θεωρούμε πως η σύνδεση τους είναι εφικτή και έχει πραγματοποιηθεί μέσω ειδικών διατάξεων, ενώ έχουν ληφθεί υπόψη όλες οι παράμετροι που διέπουν τη σύνδεση τους στο δίκτυο. Επιπλέον, δεδομένου ότι εξετάζουμε το σύστημα από άποψη ενεργειακού κόστους, υποθέτουμε ότι τα κόστη για την εγκατάσταση, συντήρηση και λειτουργία των ΑΠΕ καθιστούν σύμφωρη την επένδυση σ' αυτές. Το αν πραγματικά είναι, είναι αντικείμενο άλλης τεχνικοοικονομικής μελέτης.

7.5 Σύγκριση – Συμπεράσματα

Στην τελευταία ενότητα αυτού του κεφαλαίου παρουσιάζουμε συγκεντρωτικά και συγκρίνουμε τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης από τα τρία προηγούμενα σενάρια. Όπως ήδη έχουμε αναφέρει, με την αντιπαραβολή αυτών θα μπορέσουμε να αποκομίσουμε μία πλήρη και ξεκάθαρη εικόνα για το σύστημα και την καλύτερη δυνατή λύση για τις ανάγκες του. Σε κάθε σενάριο θεωρούμε τα ίδια (αρχικά) κόστη για τον ηλεκτρισμό και το φυσικό αέριο, ενώ οι μονάδες συμπαραγωγής έχουν σε κάθε περίπτωση το βέλτιστο μέγεθος τους.

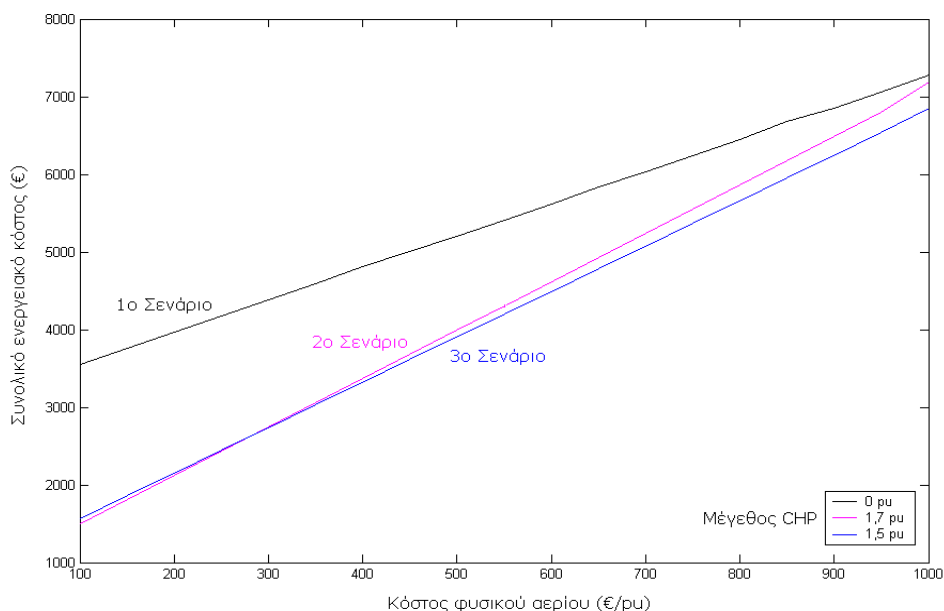
Αρχικά, λοιπόν, παρουσιάζουμε στην επόμενη γραφική παράσταση το συνολικό ενεργειακό κόστος που έχει το κάθε σενάριο για το σύστημα.



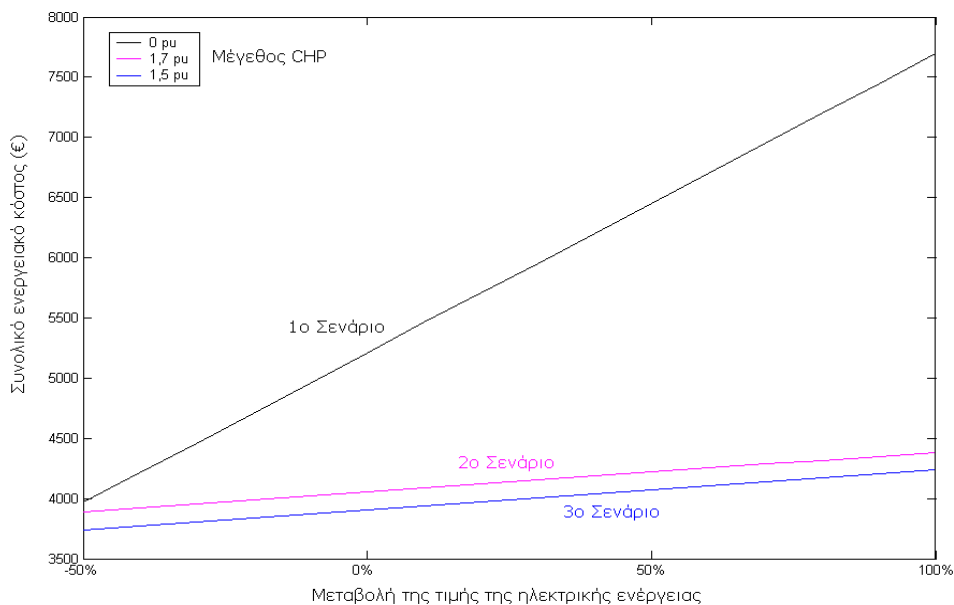
Σχήμα 7.12 Συνολικό ενεργειακό κόστος για κάθε ένα σενάριο.

Είναι εμφανές πως η εισαγωγή των CHP στο σύστημα επιφέρει μείωση του συνολικού ενεργειακού κόστους κατά 1000 € περίπου. Επιπλέον μείωση κατά 200 € προκαλεί η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα.

Στη συνέχεια, ασχολούμαστε με την ευαισθησία του συστήματος στη μεταβολή της τιμής του φυσικού αερίου και του ηλεκτρισμού. Οι επόμενες γραφικές συγκρίνουν τα αποτελέσματα από κάθε σενάριο και αποτελούν μια καλή βάση για ανάλυση.



Σχήμα 7.13 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του φυσικού αερίου, συγκριτικά αποτελέσματα.



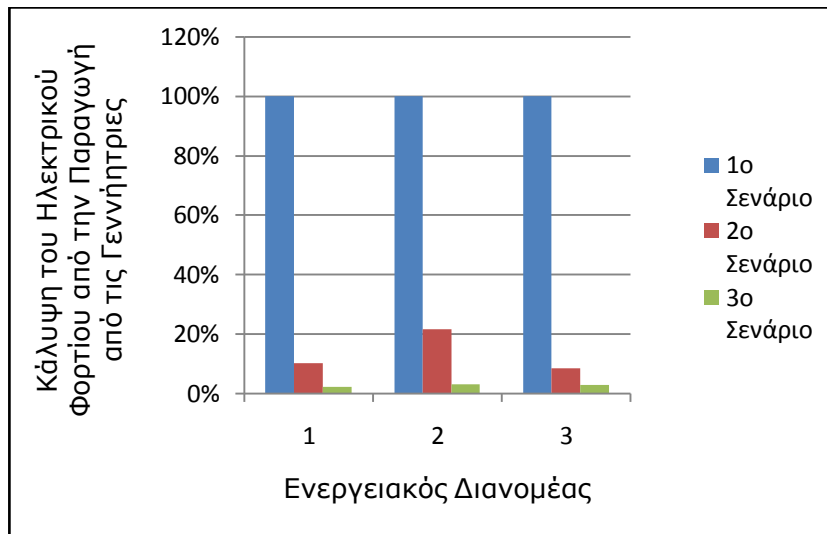
Σχήμα 7.14 Συνολικό ενεργειακό κόστος συναρτήσει του κόστους του ηλεκτρισμού, συγκριτικά αποτελέσματα.

Όπως ήδη έχουμε δει, η διείσδυση των Α/Γ στο σύστημα προσφέρει μικρότερη εξάρτηση τόσο από τη μεταβολή των τιμών του φυσικού αερίου όσο και του ηλεκτρισμού. Συγκεκριμένα, στην περίπτωση μεταβολής της τιμής του φυσικού αερίου, το σύστημα του τρίτου σεναρίου ανταποκρίνεται σχεδόν ταυτόσημα με το σύστημα του δευτέρου σεναρίου και πάντως πολύ καλύτερα από τα αποζευγμένα δίκτυα που θεωρεί το πρώτο σενάριο. Ο λόγος γι' αυτό είναι ότι σε κάθε περίπτωση, είτε έχουμε διείσδυση ΑΠΕ είτε όχι, πάντα θα ζητείται φυσικό αέριο, καθώς αποτελεί το μοναδικό καύσιμο για την παραγωγή της απαιτούμενης θερμότητας. Όπως ήδη έχουμε δει, διπλασιασμός της τιμής του φυσικού αερίου έχει ως αποτέλεσμα τη σύγκλιση των αποτελεσμάτων των τριών σεναρίων.

Όσον αφορά, όμως, στην εξάρτηση από το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας, η κατάσταση είναι πολύ καλύτερη. Το σύστημα έχει μικρή ευαισθησία στην αύξηση της τιμής του ηλεκτρισμού, με την καμπύλη να έχει σχεδόν μηδενική κλίση, τόσο όταν αντιπροσωπεύει το δεύτερο σενάριο όσο και το τρίτο. Η μοναδική διαφορά των δύο αυτών σεναρίων είναι ότι η καμπύλη του τρίτου σεναρίου είναι μετατοπισμένη προς τα κάτω, υποδεικνύοντας την προσφορά των ΑΠΕ στη μείωση του ενεργειακού κόστους. Η σύγκλιση των γραφικών παραστάσεων σε αυτή την περίπτωση επέρχεται όταν το κόστος για τον ηλεκτρισμό μειωθεί στο μισό. Τότε δεν υπάρχει λόγος για τη λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής.

Έπειτα, δείχνουμε στο σχήμα που ακολουθεί ποιο ποσοστό του ηλεκτρικού φορτίου καλύπτεται από την εισαγωγή ηλεκτρισμού στους διανομείς. Το υπόλοιπο προφανώς

προκύπτει από τη μετατροπή του φυσικού αερίου σε ηλεκτρική ενέργεια από τις μονάδες συμπαραγωγής.



Σχήμα 7.15 Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου από την εισαγωγή ηλεκτρισμού σε κάθε διανομέα και ανάλογα με το σενάριο.

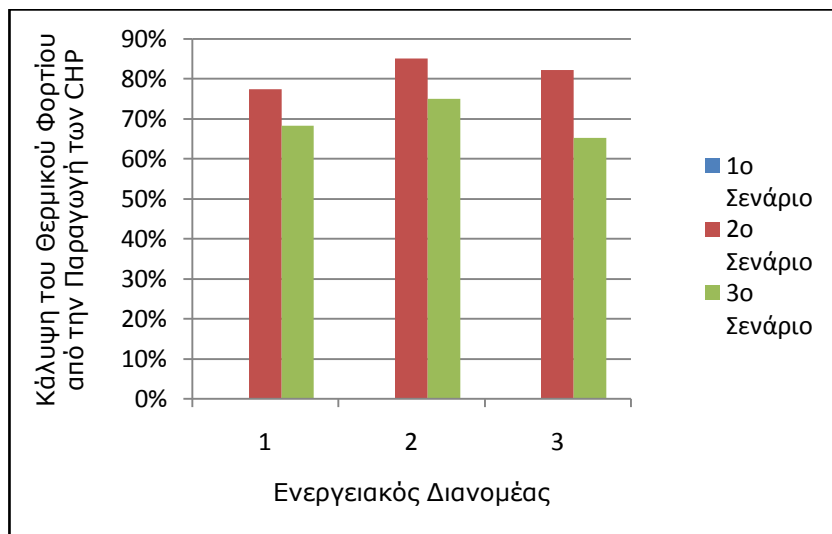
Εύκολα παρατηρούμε τη μείωση της εξάρτησης από τον ηλεκτρισμό. Κατακόρυφη είναι η μείωση στη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας από τους διανομείς, οι οποίοι τροφοδοτούνται αντ' αυτού με φυσικό αέριο, με χρήση του οποίου καλύπτουν στο μεγαλύτερο κομμάτι τους τις ανάγκες του ηλεκτρικού φορτίου. Καταλυτικός είναι έτσι ο ρόλος που παίζουν οι μονάδες συμπαραγωγής. Στο τρίτο σενάριο έχουμε μία μικρή αύξηση στην είσοδο του ηλεκτρισμού, κάτι που δεν θα πρέπει να μας εκπλήσσει μιας και έχουμε την ένταξη και των ΑΠΕ, δεδομένου επίσης ότι οι γεννήτριες δεν μπορούν να σταματήσουν να παράγουν ηλεκτρική ισχύ, λόγω των υποθέσεων που έχουμε κάνει.

Αναλογικά, εξετάζουμε τώρα στο σχήμα 7.16 σε ποιο ποσοστό καλύπτουν τα CHP τις ανάγκες του θερμικού φορτίου. Το εναπομείναν τροφοδοτείται από τους φούρνους.

Παρατηρούμε πως η κατάσταση είναι όμοια και εδώ. Το μεγαλύτερο ποσοστό των αναγκών του θερμικού φορτίου καλύπτεται από τις μονάδες συμπαραγωγής, με εξαίρεση φυσικά το πρώτο σενάριο, όπου οι διανομείς δεν τις διαθέτουν. Με άλλα λόγια έχουμε μικρή χρησιμοποίηση των φούρνων, οι οποίοι έχουν περισσότερο υποστηρικτικό χαρακτήρα. Οι συνθήκες του τρίτου σεναρίου επιβάλλουν τη μείωση της δυναμικότητας των CHP και γι' αυτό συνακόλουθα έχουμε αύξηση της συμμετοχής των φούρνων στην τροφοδότηση του φορτίου.

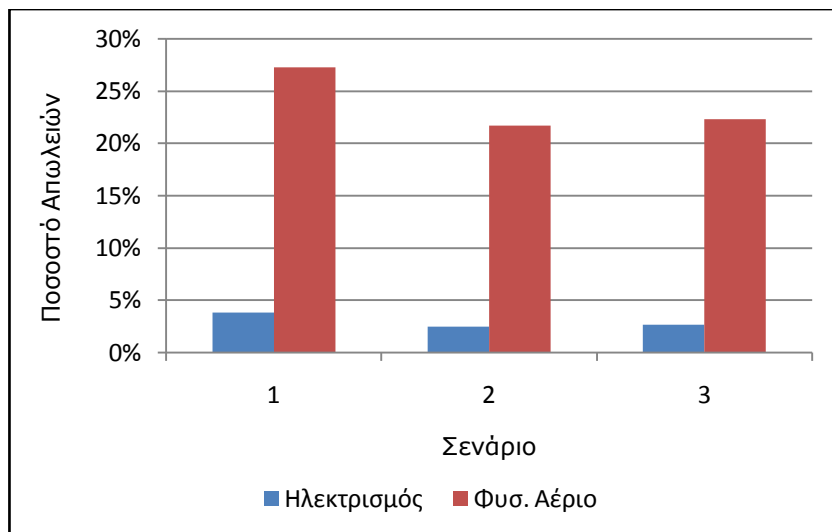
Για να καλυφθούν οι αυξημένες ανάγκες του συστήματος σε φυσικό αέριο στα σενάρια 2 και 3, ο ζυγός αναφοράς του δικτύου του φυσικού αερίου εγχέει μεγαλύτερες

ποσότητες. Αντιθέτως, οι γεννήτριες λειτουργούν στα τεχνικά τους ελάχιστα και θα μπορούσαν να τεθούν και εκτός λειτουργίας αν αυτό ήταν επιτρεπτό.



Σχήμα 7.16 Κάλυψη του θερμικού φορτίου από την παραγωγή θερμότητας από τα CHP κάθε διανομέα και ανάλογα με το σενάριο.

Εξίσου σημαντικό μέγεθος για ένα σύστημα είναι και οι απώλειες που προκαλούνται στους κλάδους και στις μονάδες των δικτύων κατά τη λειτουργία τους. Το επόμενο σχήμα είναι διαφωτιστικό. Σημειώνουμε πως αναφερόμαστε στην ενεργό ισχύ του ηλεκτρισμού.



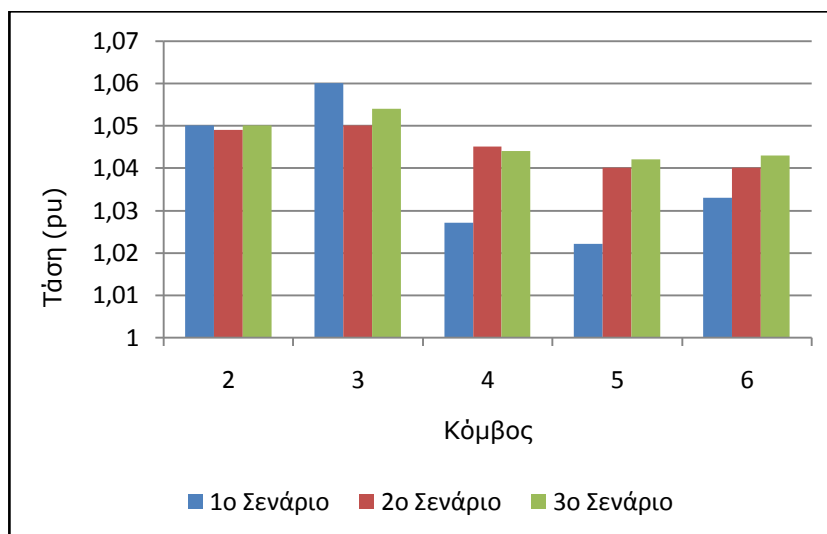
Σχήμα 7.17 Συνολικό ποσοστό απωλειών ανάλογα με το σενάριο.

Σε αυτό το σχήμα παρατηρούμε πως οι απώλειες του ηλεκτρικού δικτύου είναι σε κάθε περίπτωση μικρότερες από τις απώλειες του δικτύου φυσικού αερίου, οι οποίες ανέρχονται κατ' ελάχιστον στο 21,68% της συνολικής εισόδου φυσικού αερίου στο σύστημα. Η πολύ υψηλή αυτή τιμή μπορεί να εξηγηθεί αν λάβουμε υπόψη μας τις

αποδοτικότητες των μονάδων που καταναλώνουν φυσικό αέριο. Με τη συνολική απόδοση των μονάδων συμπαραγωγής να είναι 87% και των φούρνων 80%, οι απώλειες του φυσικού αερίου σ' αυτές τις μονάδες αποτελούν τουλάχιστον το 12% των συνολικών απωλειών του φυσικού αερίου. Οι απώλειες στους συμπιεστές, οι οποίοι αποδεικνύονται αρκετά ενεργοβόροι, αποτελούν σταθερά το 10% των συνολικών απωλειών. Ακόμα και έτσι, στο πρώτο σενάριο, όπου και υπάρχουν μόνο οι φούρνοι διαθέσιμοι, οι απώλειες στο φυσικό αέριο είναι μεγαλύτερο μέρος της εισόδου από τα δύο υπόλοιπα σενάρια.

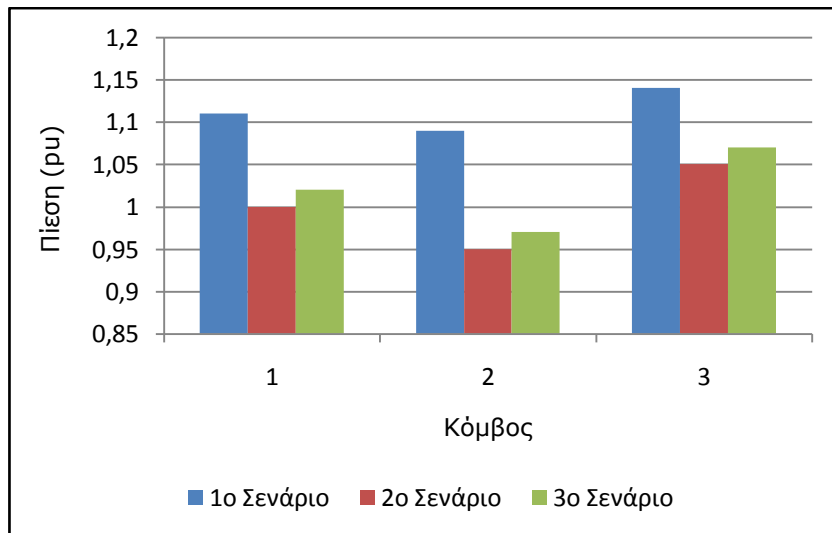
Οι απώλειες του ηλεκτρικού μέρους του συστήματος κυμαίνονται από 2,46% έως και 3,78% της ηλεκτρικής παραγωγής, στο δεύτερο και πρώτο σενάριο αντίστοιχα. Η πολύ μικρή τιμή που απαντάται στο δεύτερο σενάριο είναι εξαιτίας της πολύ μικρής χρήσης του ηλεκτρικού δικτύου. Παρόμοια η κατάσταση και σε ότι αφορά στο τρίτο σενάριο. Μόνο στο πρώτο γίνεται μεγάλη αξιοποίηση του δικτύου ηλεκτρισμού, αλλά και πάλι οι απώλειες είναι μικρότερες από το όριο του 4%.

Κλείνουμε παραθέτοντας δύο συγκριτικά διαγράμματα που αφορούν τις τάσεις και τις πιέσεις σε κάθε κόμβο του συστήματος.



Σχήμα 7.18 Τάσεις στους κόμβους του ηλεκτρικού δικτύου.

Αναφορικά με τις τάσεις, αυτό που γίνεται εύκολα αντιληπτό είναι ότι στην περίπτωση του πρώτου σεναρίου παρουσιάζουν μια μεγαλύτερη διακύμανση γύρω από την ονομαστική τους τιμή. Να σημειωθεί εδώ ότι η τάση του ζυγού αναφοράς είναι 1,05 pu. Στο δεύτερο σενάριο κατά βάση και στο τρίτο στη συνέχεια, οι τάσεις είναι πολύ κοντά στην ονομαστική τους τιμή. Ιδιαίτερη αναφορά στις γωνίες δεν κάνουμε, καθώς είναι πολύ μικρές.



Σχήμα 7.19 Πιέσεις στους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου.

Ανάλογα είναι τα πράγματα και σε ότι αφορά στις πιέσεις. Το δεύτερο σενάριο φαίνεται να παρουσιάζει την καλύτερη εικόνα, με τις πιέσεις να έχουν μικρή διακύμανση γύρω από το 1 pu. Εξίσου ισορροπημένη εικόνα παρουσιάζουν όταν στο σύστημα διεισδύουν ΑΠΕ, ενώ στο σύνολο τους είναι αρκετά αυξημένες στις συνθήκες που επιβάλλει το πρώτο σενάριο.

Εν κατακλείδι, είναι προφανή τα πλεονεκτήματα που προσφέρει στο σύστημα η θεώρηση των υβριδικών ενεργειακών διανομέων, οι οποίοι περιλαμβάνουν μονάδες συμπαραγωγής με τη βέλτιστη δυναμικότητα. Τα καλύτερα αποτελέσματα από άποψη ενεργειακού κόστους, απωλειών, πτώσεων τάσης και πίεσης αλλά και αξιοποίησης των δικτύων δίνει το τρίτο σενάριο. Ύστερα, ωστόσο, από αυτή την ανάλυση μας θα πρέπει να ακολουθήσει μια ολοκληρωμένη τεχνικοοικονομική μελέτη που θα μας δώσει και τα τελικά συμπεράσματα, όσον αφορά στη βιωσιμότητα του σεναρίου. Γιατί αν και δίνει τη βέλτιστη εξετασθείσα λύση, δε μπορούμε να γνωρίζουμε εκ των προτέρων αν τα λειτουργικά κόστη και τα κόστη εγκατάστασης των Α/Π και των CHP θα δικαιολογούν την επένδυση σε αυτά.

Εκτός από τα προηγούμενα σχήματα, τα οποία με εύληπτο τρόπο αναδεικνύουν τη χρησιμότητα των διανομέων, οφείλουμε να τονίσουμε και την αυξημένη αξιοπιστία που προσφέρουν αυτοί στο σύστημα. Τα φορτία μπορούν σε αυτή την περίπτωση να τροφοδοτηθούν από εναλλακτικούς δρόμους, με αποτέλεσμα αν μία μονάδα τεθεί εκτός λειτουργίας να μένει χωρίς τροφοδότηση ένα μικρό ποσοστό του φορτίου.

Μελλοντικά θα μπορούσε να εξεταστεί και η εγκατάσταση στους διανομείς συστημάτων αποθήκευσης της ηλεκτρικής ή/και της θερμικής ισχύος, πράγμα που θα είχε μεγάλες επιπτώσεις στο σύστημα και θα του επέτρεπε να λειτουργεί με έναν ακόμη πιο ελεύθερο

τρόπο. Τότε η εξάρτηση από τις μεταβολές του κόστους του ηλεκτρισμού και του φυσικού αερίου θα μειωνόταν, καθώς θα υπήρχε η δυνατότητα προγραμματισμού της λειτουργίας του δικτύου για τις επόμενες περιόδους, οι οποίες θα παρουσίαζαν αυξομειώσεις σε αυτά τα κόστη. Επιπλέον, οι μονάδες συμπαραγωγής θα μπορούσαν να λειτουργούν πλήρως, ανάλογα με ποιο φορτίο έχει αιχμή και να αποθηκεύουν την περίσσεια του άλλου.

Ακόμα και χωρίς αποθηκευτικές μονάδες και χωρίς να έχουμε πραγματοποιήσει ανάλυση για πολλές περιόδους, τα οφέλη από τη θεώρηση των ενεργειακών διανομέων είναι πρόδηλα. Η ένταξη τους στο σύστημα και ο συνδυασμός τους με τη διείσδυση από ΑΠΕ αναμένεται να μας απασχολήσουν έντονα στο μέλλον.

Κεφάλαιο 8

Υβριδικοί Ενεργειακοί Διανομείς και Μικροδίκτυα

Σε αντίθεση με τα προηγούμενα, οπότε και ασχοληθήκαμε με υψηλότερα επίπεδα τάσης, ερχόμαστε τώρα να εξετάσουμε κατά πόσον η εισαγωγή των ενεργειακών διανομέων σε δίκτυα Χαμηλής Τάσης μπορεί να έχει θετικό αντίκτυπο στη λειτουργία του συστήματος.

Στις προηγούμενες ενότητες παρουσιάσαμε μία πληθώρα εφαρμογών και παραδειγμάτων και αποδείξαμε την αναμφίβολη προσφορά των ενεργειακών διανομέων στη συνολικά καλύτερη λειτουργία των συστημάτων. Τα επίπεδα των ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων στα οποία αναφερθήκαμε ήταν της τάξης των μερικών, και σε ορισμένες περιπτώσεις, πολλών δεκάδων, MVA, έχοντας ως επακόλουθο τη σύνδεση των διανομέων σε δίκτυα Υψηλής και Μέσης Τάσης. Ο εξοπλισμός των διανομέων περιλάμβανε κάθε φορά κυρίως μεγάλες μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, έτσι ώστε να μπορούν να ανταποκρίνονται στο αυξημένο φορτίο που έπρεπε να τροφοδοτούν. Συνεπώς, τα πλεονεκτήματα που συνεπάγεται η εισαγωγή τους σε τέτοια συστήματα, όπως η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, η μείωση του ενεργειακού κόστους, η μεγαλύτερη αξιοπιστία, έχουν ήδη αποτυπωθεί με σαφήνεια.

Το επόμενο βήμα είναι να αναρωτηθούμε αν η θεώρηση των ενεργειακών διανομέων σε δίκτυα ΧΤ μπορεί να εξασφαλίσει καλύτερη λειτουργία των δικτύων, ή αν άλλες θεωρήσεις, όπως τα λεγόμενα «Μικροδίκτυα», εξυπηρετούν από μόνες τους το σύστημα σε επαρκή βαθμό, καθιστώντας την επένδυση στους ενεργειακούς διανομείς ασύμφορη. Όντως, τα μικροδίκτυα φαίνεται να αποτελούν τη βέλτιστη λύση όσον αφορά τη διαχείριση των σύγχρονων δικτύων ΧΤ στα οποία έχουμε και διεσπαρμένη παραγωγή. Πιθανολογούμε ότι ο συνδυασμός των δύο αυτών θεωρήσεων θα έχει το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα, αποτελώντας τη βάση για την ανάπτυξη των μελλοντικών δικτύων ΧΤ.

Συνεπώς, στο παρόν κεφάλαιο προσπαθούμε να αποδείξουμε τα πιθανά οφέλη από την εισαγωγή των ενεργειακών διανομέων σε ηλεκτρικά δίκτυα ΧΤ. Αφού αρχικά αναφερθούμε στην έννοια των μικροδικτύων, προχωράμε με τη θεώρηση ενός δικτύου ΧΤ και τη διατύπωση 5 διαφορετικών σεναρίων λειτουργίας του δικτύου. Αναλύοντας ακολούθως την ευαισθησία του συστήματος στην αλλαγή διάφορων παραμέτρων του, όπως το κόστος του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου, της εγκατεστημένης ισχύος

κ.ά., μπορούμε να αποκομίσουμε όσο το δυνατόν πιο καθαρή εικόνα. Το κεφάλαιο κλείνει με την συνοπτική παρουσίαση των συμπερασμάτων που έχουν εξαχθεί.

8.1 Μικροδίκτυα ^[21]

Τα μικροδίκτυα ορίζονται ως δίκτυα ΧΤ (με την εξαίρεση μερικών χωρών, όπου τα δίκτυα μπορεί να λειτουργούν στη ΜΤ), στα οποία έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή (Distributed Generation, DG), αποθηκευτικές διατάξεις και ελεγχόμενα φορτία (π.χ. συσκευές κλιματισμού και παραγωγής θερμότητας), με τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ να κυμαίνεται από λίγα KW έως το πολύ 1 με 2 MW. Το ξεχωριστό χαρακτηριστικό των μικροδικτύων είναι ότι παρόλο που λειτουργούν κυρίως διασυνδεδεμένα με τα δίκτυα διανομής υψηλότερου επιπέδου τάσης, μπορούν αυτόματα να «νησιδοποιηθούν» σε περίπτωση που έχουμε κάποιο σφάλμα σε κάποιο σημείο του ανάντη συστήματος.

Από την άποψη του δικτύου, τα μικροδίκτυα μπορεί να θεωρηθούν ως πλήρως ελεγχόμενες οντότητες μέσα στα όρια του συστήματος, οι οποίες μπορούν να λειτουργήσουν ως ένα συγκεντρωμένο φορτίο και σε ορισμένες περιπτώσεις ακόμα και ως μία πρόσθετη μικρή πηγή ισχύος ή βοηθητικών υπηρεσιών για το δίκτυο. Λόγω της εγκατάστασης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής κοντά στα φορτία θα έχουμε μείωση των απωλειών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, και άρα και των συνολικών απωλειών. Η θεώρηση των μικροδικτύων μπορεί να έχει και άλλα σημαντικά πλεονεκτήματα για τη λειτουργία των δικτύων, όπως την παροχή ισχύος που μπορεί να κατανεμηθεί κατάλληλα τις ώρες αιχμής αλλά και τον περιορισμό ή την καθυστέρηση των απαιτούμενων αναβαθμίσεων του συστήματος. Επιπλέον, μπορούν να υποστηρίξουν το δίκτυο, είτε με την αποσυμφόρηση του, όταν υπάρχουν αυξημένες ανάγκες, είτε βοηθώντας στην αποκατάσταση της τροφοδότησης των φορτίων, σε περιπτώσεις σφαλμάτων, είτε ακόμα παρέχοντας ή απορροφώντας ενεργό ή άεργο ισχύ όταν απαιτείται, ακόμη και σε μικρά χρονικά διαστήματα.

Συνεχίζοντας, από την άποψη τώρα των καταναλωτών, τα μικροδίκτυα, όπως ακριβώς και τα παραδοσιακά δίκτυα διανομής ΧΤ, καλύπτουν τις θερμικές και ηλεκτρικές τους ανάγκες, αλλά επιπρόσθετα ενισχύουν την αξιοπιστία τοπικά και βελτιώνουν την ποιότητα της τάσης, καθώς βοηθούν στη μείωση των βυθίσεων που αυτή μπορεί να παρουσιάσει. Η επίδραση τους όσον αφορά στην αρμονική παραμόρφωση, το flicker της τάσης και τις διάφορες άλλες παραμορφώσεις της μελετώνται έως σήμερα και οι προτεινόμενες μεθοδολογίες για την ανάλυση, την αξιολόγηση και τη μείωση αυτών παρουσιάζονται στα [22]-[24].

Η σχεδίαση και η λειτουργία των μικροδικτύων απαιτεί νέες ικανότητες και τεχνολογίες στους τομείς των ΣΗΕ, στα ηλεκτρονικά ισχύος, στα αναλογικά και ψηφιακά ηλεκτρονικά και στον έλεγχο, ενώ καθοριστικός στην ανάπτυξή τους είναι ο ρόλος των επικοινωνιακών συστημάτων και των δικτύων υπολογιστών. Επομένως το τελικό αποτέλεσμα με τη χρήση των μικροδικτύων είναι να μετατρέψουμε τα δίκτυα διανομής από παθητικά σε ενεργά.

Τρία είναι τα κύρια σημεία που απαιτείται έλεγχος εντός του μικροδικτύου. Έλεγχος συχνότητας, τάσης και ποιότητας ισχύος. Γενικά, καλό θα ήταν το μικροδίκτυο και το κεντρικό δίκτυο να έχουν την ίδια συχνότητα όταν πρόκειται να συνδεθούν, συνήθως 50 Hz, με μία απόκλιση της τάξης των $\pm 0,5$ Hz να είναι αποδεκτή. Ο έλεγχος τάσης του μικροδικτύου γίνεται αρχικά από την τάση των γεννητριών, αλλά και με έλεγχο ροής της άεργου ισχύος. Ο έλεγχος της ποιότητας ισχύος έχει τη μεγαλύτερη σημασία για ένα μικροδίκτυο.

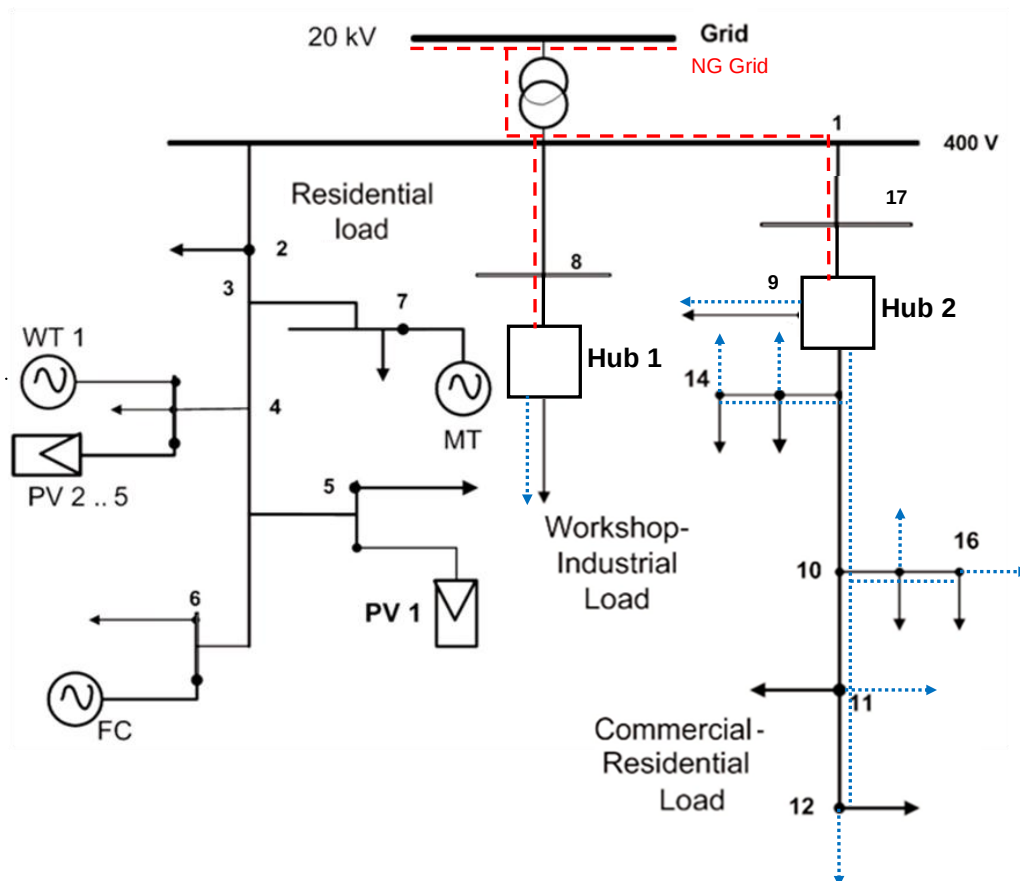
Γενικά, η λειτουργία των μικροδικτύων συμβάλλει στη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων. Αυτό γιατί οι περισσότερες από τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται, όπως είναι οι τεχνολογίες συμπαραγωγής και οι ΑΠΕ, είναι λιγότερο ρυπογόνες. Παράλληλα, μειώνονται οι απώλειες μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας αφού η παραγωγή γίνεται κοντά στο σημείο κατανάλωσης. Έτσι για την κάλυψη του ίδιου φορτίου απαιτείται η παραγωγή μικρότερης ποσότητας ενέργειας και κατά συνέπεια έχουμε μειωμένες εκπομπές ρύπων.

Βέβαια, πρέπει να αναφέρουμε ότι η λειτουργία των μικροδικτύων δημιουργεί τοπικά ένα είδος ρύπανσης, ειδικά αν δεν έχει γίνει σωστός σχεδιασμός των εγκαταστάσεων παραγωγής. Αυτό γιατί οι γεννήτριες μπορούν να προκαλούν ηχορύπανση αν δεν βρίσκονται σε χώρο με καλή μόνωση, καθώς επίσης και το αισθητικό αποτέλεσμα δεν θα είναι ευχάριστο αν είναι τοποθετημένες σε εμφανή μέρη. Παράλληλα, η παραγωγή κοντά στο φορτίο για τα αστικά κέντρα συνεπάγεται επιπλέον ρύπανση σε σχέση με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής που βρίσκονται συνήθως σε απομακρυσμένες περιοχές, αν και οι τελευταίοι είναι περισσότερο ρυπογόνοι. Συνολικά, όμως, αν γίνει σωστός σχεδιασμός, τα οφέλη από ένα μικροδίκτυο είναι πολύ σημαντικά και στον περιβαλλοντικό τομέα.

8.2 Βασικές Θεωρήσεις

8.2.1 Στοιχεία του Συστήματος

Στη μελέτη μας χρησιμοποιούμε μία σύνθεση τυπικών δικτύων, όπως φαίνεται στο σχήμα 8.1.



Σχήμα 8.1 Το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε. Με μαύρο χρώμα το δίκτυο ηλεκτρισμού ΧΤ, με κόκκινο και παχιά διακεκομμένη γραμμή το δίκτυο φυσικού αερίου, με διακεκομμένη μπλε το δίκτυο τηλεθέρμανσης και με μπλε βέλη τα θερμικά φορτία.

Δίκτυα

Το δίκτυο ηλεκτρισμού είναι ένα τυπικό δίκτυο ΧΤ. Αποτελείται από τρεις διακλαδώσεις, με την πρώτη να τροφοδοτεί μια αστική περιοχή, τη δεύτερη να παρέχει ισχύ σε έναν βιομηχανικό καταναλωτή και την τρίτη να τροφοδοτεί μια αστική-εμπορική περιοχή. Οι ηλεκτρικές γραμμές μπορούν να είναι είτε υπόγεια καλώδια, τα οποία συναντώνται κυρίως σε αστικές περιοχές με μεγάλη πυκνότητα φορτίου, είτε εναέριες γραμμές, τις οποίες και βρίσκουμε σε περιοχές όπως οι αγροτικές με μάλλον χαμηλή πυκνότητα.

Στην περίπτωση μας, στα υποδίκτυα που τροφοδοτούν το αστικό και το αστικό-εμπορικό φορτίο θεωρήσαμε εναέριες γραμμές, ενώ στο υποδίκτυο που αναφέρεται στο βιομηχανικό φορτίο μόνο υπόγεια καλώδια.

Το δίκτυο φυσικού αερίου είναι ένα συνηθισμένο αστικό δίκτυο, περιορισμένης όμως έκτασης. Παρέχει φυσικό αέριο στους ενεργειακούς διανομείς, έτσι ώστε να μπορούν να λειτουργήσουν οι μονάδες συμπαραγωγής και τα Boiler για την κάλυψη των θερμικών αναγκών των φορτίων. Τα μεμονωμένα φορτία δεν είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο. Οι θερμικές ανάγκες του βιομηχανικού φορτίου καλύπτονται απευθείας από τον αντίστοιχο διανομέα, ενώ για την εξυπηρέτηση των θερμικών φορτίων στο αστικό-εμπορικό υποδίκτυο θεωρήσαμε πως υπάρχει εγκατεστημένο δίκτυο τηλεθέρμανσης.

Το δίκτυο τηλεθέρμανσης μεταφέρει την παραγόμενη θερμότητα από το δεύτερο ενεργειακό διανομέα στα διάφορα απομακρυσμένα φορτία της αστικής-εμπορικής περιοχής.

Συγκεντρωτικά, τα δεδομένα των γραμμών ηλεκτρισμού και των σωληνώσεων του δικτύου φυσικού αερίου βρίσκονται στο Παράρτημα Δ.1.

Μονάδες DG

Μία ποικιλία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θεωρείται πως έχει εγκατασταθεί στη διακλάδωση που τροφοδοτεί το αστικό φορτίο και συγκεκριμένα μία μικροτουρμπίνα (Micro Turbine, MT), μία κυψέλη καυσίμου (Fuel Cell, FC), μία απευθείας συζευγμένη ανεμογεννήτρια (Wind Turbine, WT) καθώς και αρκετές συστοιχίες φωτοβολταϊκών (Photovoltaic, PV). Όλες οι προαναφερθείσες πηγές θεωρούμε ότι παρέχουν στο σύστημα μόνο ενεργό ισχύ, με άλλα λόγια ο συντελεστής ισχύος τους είναι μοναδιαίος. Τόσο η μικροτουρμπίνα όσο και η κυψέλη καυσίμου χρησιμοποιούν ως καύσιμο φυσικό αέριο, του οποίου η απόδοση είναι $8,8 \text{ kWh/m}^3$ ^[25]. Τα δεδομένα για τις δύο προαναφερθείσες μονάδες λήφθηκαν από το [26]. Η ισχύς της ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε 15 kW και η καμπύλη παραγωγής ισχύος της προσεγγίζεται από πολυώνυμο 3ου βαθμού ^[27], με τα δεδομένα για την ταχύτητα του ανέμου να αντιπροσωπεύουν μετρήσεις για το νησί της Κρήτης. Για την παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά χρησιμοποιήσαμε κανονικοποιημένες χρονοσειρές από τις συστοιχίες φωτοβολταϊκών ισχύος 1,1 kW που είναι εγκατεστημένες στον χώρο του Ε.Μ.Π. του Ζωγράφου. Να σημειώσουμε ότι τόσο η παραγωγή της Α/Γ όσο και των Φ/Β αναφέρεται σε αυξημένη διείσδυση τους στο σύστημα (σενάριο High Renewable Energy Resource, High RES). Το σχήμα 8.2 αναπαριστά τις καμπύλες ισχύος της Α/Γ και των Φ/Β, με τα αντίστοιχα δεδομένα για κάθε ώρα να βρίσκονται στο Παράρτημα Δ.2.

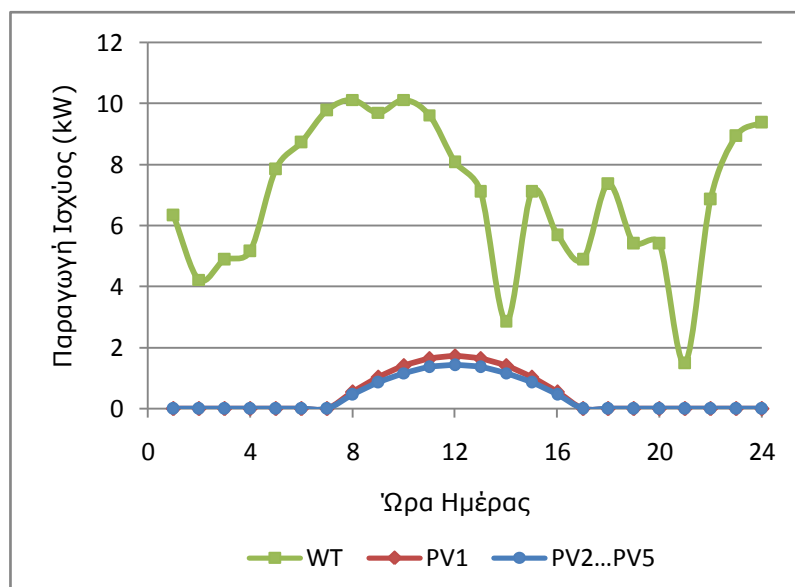
Το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις μονάδες DG δίνεται από την ακόλουθη συνάρτηση:

$$C_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (8.1)$$

Για τις ΑΠΕ συγκεκριμένα θεωρήσαμε πως τα κόστη λειτουργίας τους είναι μηδενικά, καθώς σκοπός μας ήταν να ελαχιστοποιήσουμε τα έξοδα των καταναλωτών. Συγκεντρωτικά τα δεδομένα για τις μονάδες DG δίνονται στον πίνακα 8.1.

Πίνακας 8.1 Δεδομένα των μονάδων DG.

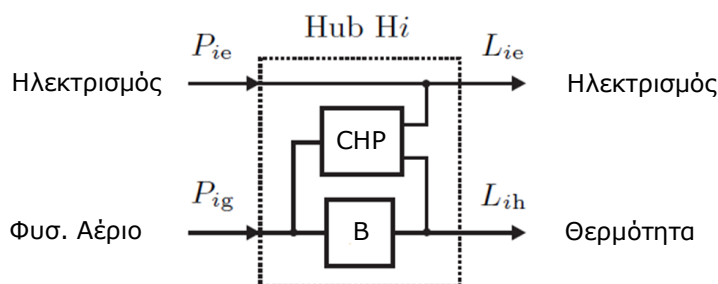
Μονάδα	Ελάχιστη Παραγόμενη Ισχύς kW	Μέγιστη Παραγόμενη Ισχύς kW	a_i €/ct/h	b_i €/ct/kWh	c_i €/ct/kWh ²
MT	6	30	0,01	4,37	0,01
FC	3	30	0,8415	2,41	0,033
WT	0,001	15	0	0	0
PV1	0,001	3	0	0	0
PV2...PV5	0,001	2,5	0	0	0



Σχήμα 8.2 Παραγόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά.

Ενεργειακοί Διανομείς

Οι ενεργειακοί διανομείς είναι όμοιοι και απεικονίζονται στο σχήμα 8.3. Θεωρούμε πως καθένας τους είναι εφοδιασμένος με μία ηλεκτρική γραμμή μικρού μήκους η οποία συνδέει άμεσα την ηλεκτρική είσοδο με την ηλεκτρική έξοδο, με μία μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP), με την οποία επιτυγχάνεται σύζευξη μεταξύ του ηλεκτρικού δικτύου και του δικτύου φυσικού αερίου, και ένα Boiler.



Σχήμα 8.3 Οι ενεργειακοί διανομείς που χρησιμοποιήθηκαν στο κεφάλαιο 8.

Για τη μοντελοποίηση των μονάδων CHP χρησιμοποιήθηκε η υπάρχουσα μονάδα στο κτίριο των Γ.Ε του ΕΜΠ, η οποία καταναλώνει φυσικό αέριο. Περισσότερες πληροφορίες γι' αυτή δίνονται στο Παράρτημα Ε. Για να αυξήσουμε κατά το δυνατόν την ακρίβεια των αποτελεσμάτων από τις προσομοιώσεις που θα ακολουθήσουν, θεωρήσαμε μεταβλητό ηλεκτρικό και θερμικό βαθμό απόδοσης. Καθώς δεν υπήρχε η δυνατότητα λήψης μετρήσεων, χρησιμοποιήσαμε για το σκοπό αυτό κανονικοποιημένες καμπύλες από το [1]. Όσον αφορά στα Boiler, χρησιμοποιήσαμε μονάδες του εμπορίου, κατά το [28]. Οι ικανότητες τους επιλέχθηκαν έτσι ώστε σε περίπτωση προβλήματος στα CHP να επαρκούν για την πλήρη κάλυψη των θερμικών αναγκών της βιομηχανικής και της αστικής-εμπορικής περιοχής. Η συνάρτηση κόστους τόσο των CHP όσο και των Boiler είναι και σε αυτή την περίπτωση η (8.1), με τους συντελεστές κόστους να έχουν ληφθεί από τη ΔΕΠΑ για τον Ιανουάριο του 2008 ^[29]. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων των διανομέων εμφανίζονται στους πίνακες που ακολουθούν, με τις αποδόσεις των CHP να δείχνονται και σχηματικά στο Παράρτημα Δ.3.

Πίνακας 8.2α Δεδομένα των μονάδων των διανομέων.

Μονάδα	a_i €/ct/h	b_i €/ct/kWh	c_i €/ct/kWh ²
CHP	10	3,738	0
Boiler	0,001	5,098	0

Πίνακας 8.2β Δεδομένα των μονάδων των διανομέων.

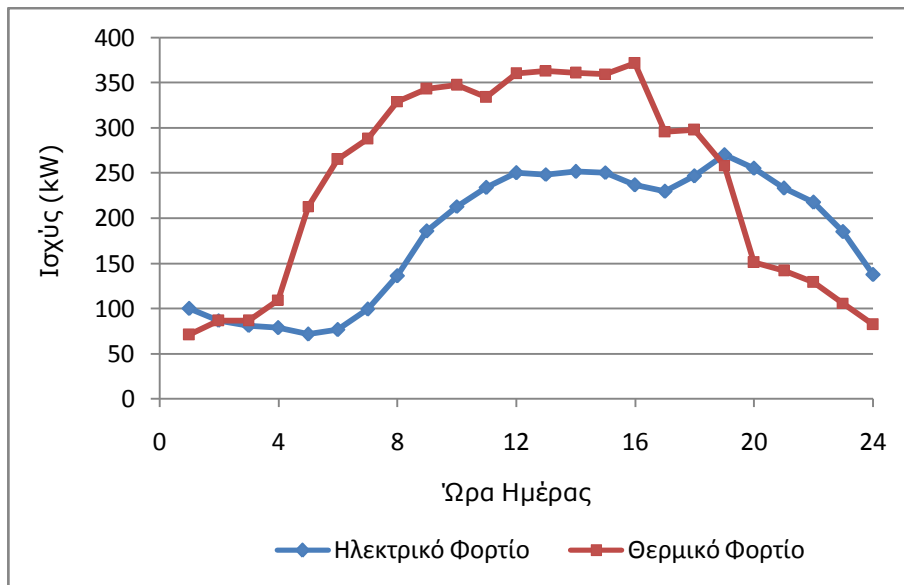
Μονάδα	Ελάχιστη Είσοδος Φυσ. Αερίου kW	Μέγιστη Είσοδος Φυσ. Αερίου kW	Απόδοση
CHP	10	286	βλ. πίνακα 8.3
Boiler	0	400	80%

Πίνακας 8.3 Δεδομένα για τους βαθμούς απόδοσης των CHP.

Είσοδος Φυσ. Αερίου P_g kW	η_{ge}	η_{gh}
10	0,09	0,43
50	0,14	0,44
100	0,21	0,45
150	0,25	0,45
200	0,25	0,425
250	0,27	0,45
286	0,28	0,47

Φορτία

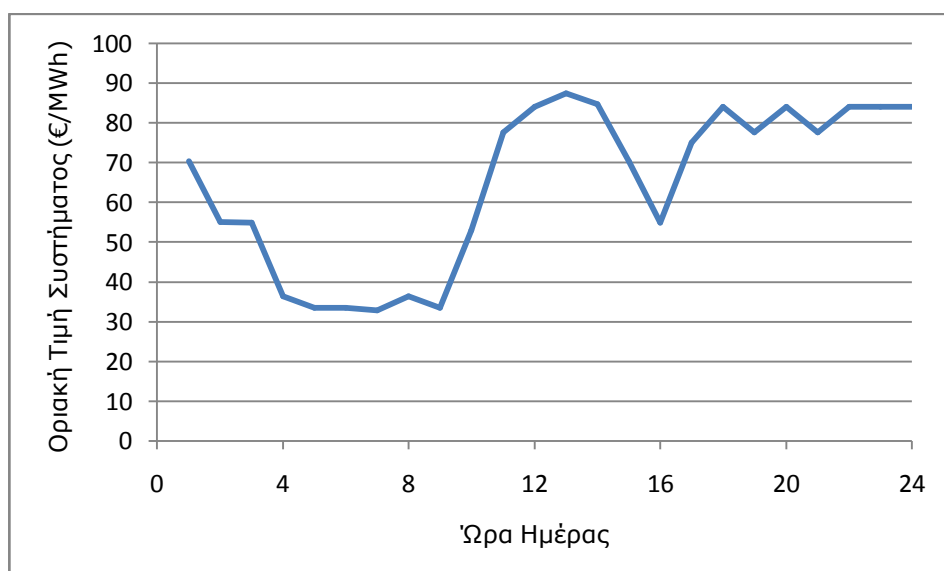
Το ηλεκτρικό φορτίο αντιπροσωπεύει μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου. Τα δεδομένα έχουν ληφθεί από το [30], ύστερα από την κατανομή της ετήσιας ζήτησης σε κάθε μήνα σύμφωνα με την εβδομαδιαία διακύμανση, κατά το «Reliability Test System^[31]». Λόγω της εισόδου των ενεργειακών διανομέων στο σύστημα, αυξήσαμε αυτές τις τιμές ώστε να είναι ορατή η επίδραση των διανομέων. Ανάλογα, για τα θερμικά φορτία χρησιμοποιήσαμε συνηθισμένες καμπύλες ζήτησης θερμότητας σε βιομηχανικές και αστικές-εμπορικές περιοχές, τις οποίες προσαρμόσαμε κατάλληλα στο σύστημα μας. Τόσο το συνολικό ηλεκτρικό όσο και το συνολικό θερμικό φορτίο παριστάνονται στο σχήμα 8.4, ενώ τα πλήρη δεδομένα καταγράφονται στο Παράρτημα Δ.4. Να σημειώσουμε ότι καθώς το θερμικό φορτίο εξυπηρετείται μόνο από τους διανομείς, στην περίπτωση της αστικής-εμπορικής περιοχής όπου έχουμε πολλά θερμικά φορτία δεν επιμερίσαμε το συνολικό θερμικό φορτίο σε κάθε κόμβο του δικτύου και γι' αυτό δεν παρουσιάζουμε δεδομένα για κάθε κόμβο ξεχωριστά.



Σχήμα 8.4 Το συνολικό ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο για μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου.

Σύστημα

Στην περίπτωση που η παραγόμενη ισχύς από τις μονάδες DG δεν επαρκεί για την κάλυψη των φορτίων, θα πρέπει να εισάγουμε ισχύ από το δίκτυο. Για να έχουμε πιο ρεαλιστική απεικόνιση της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας στην οποία λειτουργεί το δίκτυο ΧΤ, χρησιμοποιήθηκαν οι Μέσες Οριακές Τιμές του ελληνικού συστήματος διανομής, όπως δίνονται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρονται στην 1η Ιανουαρίου 2008 ^[32]. Αυτές αποτυπώνονται στο σχήμα 8.5, ενώ αναλυτικά δίνονται στο Παράρτημα Δ.5.



Σχήμα 8.5 Οριακή τιμή του ελληνικού συστήματος (από ΔΕΣΜΗΕ).

8.2.2 Σενάρια – Μεθοδολογία

Πέντε διαφορετικά σενάρια διαμορφώθηκαν έτσι ώστε να υπάρξει κατάλληλη σύγκριση των αποτελεσμάτων και εξέταση της συνδυασμένης θεώρησης των μικροδικτύων και των ενεργειακών διανομέων. Αυτά έχουν ως ακολούθως:

Σενάριο 1 – Απουσία Μονάδων DG και CHPs.

Στο σενάριο αυτό έχουμε απουσία όλων των μονάδων DG, αλλά και των μονάδων CHP. Οι ενεργειακοί διανομείς έχουν μόνο τη μονάδα Boiler. Στο σενάριο αυτό όλη η ηλεκτρική ισχύς εισάγεται από το σύστημα και έτσι αναμένεται να είναι το πιο επιζήμιο για τους καταναλωτές.

Σενάριο 2 – Παρουσία Μονάδων DG, Απουσία CHPs. Ανεξάρτητη Λειτουργία.

Στο σενάριο αυτό όλες οι μονάδες DG είναι παρούσες αλλά λειτουργούν ανεξάρτητα. Ωστόσο, οι μονάδες CHP είναι και πάλι απούσες. Το δίκτυο δεν συντονίζει τη λειτουργία του και οι συμβατικές μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (FC, MT) απλώς καλύπτουν τις ανάγκες των φορτίων τοπικά, ακόμα και αν αυτός δεν είναι ο πιο οικονομικός τρόπος λειτουργίας του δικτύου. Αν δεν επαρκούν απλά εισάγεται ηλεκτρική ισχύς από το σύστημα. Πιθανότητα αρκετά ασύμφορο για τους χρήστες.

Σενάριο 3 – Παρουσία Μονάδων DG και CHPs. Ανεξάρτητη Λειτουργία.

Όπως και το σενάριο 2, αλλά αυτή τη φορά οι ενεργειακοί διανομείς είναι πλήρεις και μπορούν να τροφοδοτούν τα ηλεκτρικά φορτία τους, αλλά μόνο τοπικά. Υπάρχει δυνατότητα να υπολειτουργούν αν αυτό είναι οικονομικότερο. Η επίδραση των μονάδων CHP μάλλον θα έχει σημαντική επίδραση στο ενεργειακό κόστος του δικτύου.

Σενάριο 4 – Παρουσία Μονάδων DG, Απουσία CHPs. Μικροδίκτυο.

Στο 4ο κατά σειρά σενάριο εφαρμόζουμε τη θεώρηση των μικροδικτύων. Στο δίκτυο είναι παρούσες μόνο οι μονάδες DG, αλλά αυτή τη φορά λειτουργούν συντονισμένα και κατά το βέλτιστο τρόπο. Αν είναι σκόπιμο, μπορούν να εξάγουν ηλεκτρική ισχύ στο δίκτυο. Το πρόβλημα αυτό είναι πρόβλημα βελτιστοποίησης και λογικά θα αποτελεί τον καλύτερο τρόπο λειτουργίας του δικτύου, χωρίς την παρουσία μονάδων συμπαραγωγής.

Σενάριο 5 – Παρουσία Μονάδων DG και CHPs. Μικροδίκτυο.

Όπως ακριβώς και το σενάριο 4, αλλά τώρα οι μονάδες CHP είναι παρούσες. Οι μονάδες DG και CHP συντονίζουν τη λειτουργία τους και εξάγουν ενδεχομένως ηλεκτρική ισχύ στο δίκτυο. Αναμένεται να αποτελεί το βέλτιστο συνολικά τρόπο λειτουργίας του δικτύου.

Η πολιτική που ακολουθούμε σε καθένα από τα προαναφερθέντα σενάρια είναι η μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους που απολαμβάνουν σε κάθε ειδική περίπτωση οι καταναλωτές. Η ζήτηση ισχύος αντιστοιχεί σε μία τυπική ημέρα του Ιανουαρίου. Οι συντελεστές κόστους για το φυσικό αέριο και την εισαγωγή ισχύος από το σύστημα αναφέρονται στον Ιανουάριο του 2008.

Τα κόστη για κάθε μονάδα του συστήματος περιγράφονται κατά την (8.1), ενώ το κόστος εισαγωγής ισχύος από το σύστημα είναι πρωτοβάθμια συνάρτηση της εισαγόμενης ισχύος με τους συντελεστές για κάθε ώρα να δίνονται, όπως είδαμε, στο Παράρτημα Δ.5. Αφού, λοιπόν, σχηματίσουμε τις εξισώσεις κόστους για όλο το σύστημα, διαμορφώνουμε το αντίστοιχο πρόβλημα για κάθε σενάριο. Αυτά αποτελούν προβλήματα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου (Economic Dispatch, ED), με την επίλυση των οποίων καταλήγουμε στο ποσό ισχύος που θα πρέπει κάθε μονάδα να εγχέει στο δίκτυο, ανάλογα πάντα με τις συνθήκες που επιβάλλει το εκάστοτε σενάριο. Εδώ να σημειώσουμε ότι η παραγωγή των ΑΠΕ δεν υπόκειται σε περιορισμό, με άλλα λόγια όση ισχύ έχουν διαθέσιμη κάθε χρονική στιγμή, με αυτή τροφοδοτούν τα φορτία και όχι μόνο τοπικά.

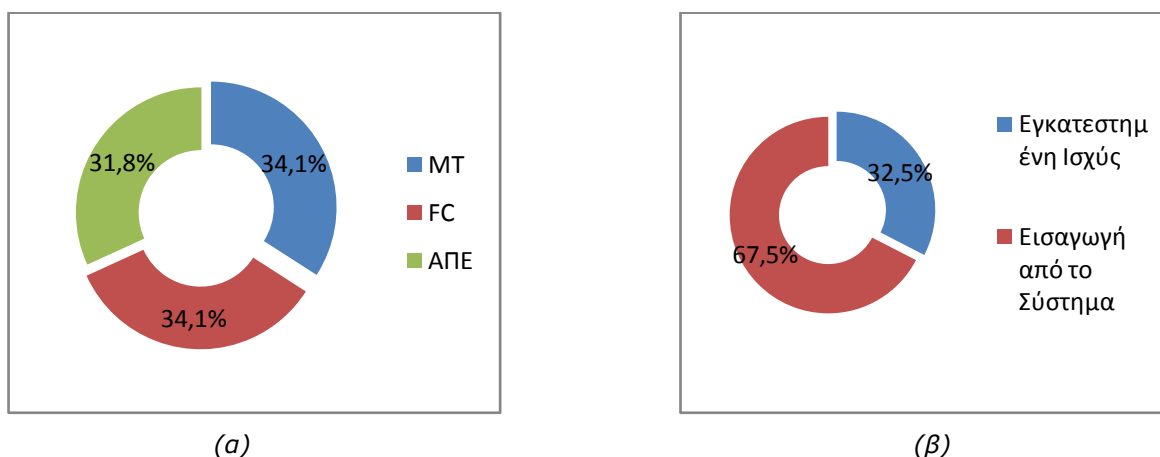
Για την επίλυση όλων των προβλημάτων χρησιμοποιήσαμε το περιβάλλον της Matlab. Αφού πρώτα σχηματίζαμε το ανάλογο πρόβλημα για κάθε σενάριο, στη συνέχεια τροφοδοτούσαμε τα δεδομένα από την λύση του (δηλαδή την παραγωγή όλων των μονάδων) σε ένα πρόγραμμα που υπολογίζει τη ροή φορτίου σε κάθε κλάδο του δικτύου. Από αυτό εξάγαμε διάφορα σημαντικά δεδομένα, όπως οι συνολικές απώλειες του δικτύου, η παραγωγή του ζυγού αναφοράς κλπ. Σε περίπτωση που η εισαγωγή ισχύος από το σύστημα που υπολόγιζε το πρόγραμμα μας απέκλινε σημαντικά από αυτή που υπολόγιζε το πρόγραμμα ροής φορτίου, τότε επαναλαμβάναμε την παραπάνω διαδικασία μέχρι οι δύο τιμές να έχουν διαφορά της τάξης των W. Επιπλέον, ο μεταβλητός βαθμός απόδοσης των μονάδων CHP κάνει το πρόβλημα μη κυρτό, στην περίπτωση που αυτά είναι παρόντα στο δίκτυο (σενάρια 3 και 5). Σε αυτή την περίπτωση δεν μπορούμε να εγγυηθούμε ότι η λύση που βρίσκει το πρόγραμμα στο περιβάλλον της Matlab είναι η μοναδική.

Στα επόμενα ακολουθεί η επίλυση των πέντε σεναρίων λειτουργίας του δικτύου. Τα αποτελέσματα συνοδεύονται από μία πληθώρα συγκριτικών διαγραμμάτων, έτσι ώστε να εξάγουμε μία όσο το δυνατόν πιο καθαρή εικόνα για τη λειτουργία του δικτύου υπό τις εκάστοτε συνθήκες.

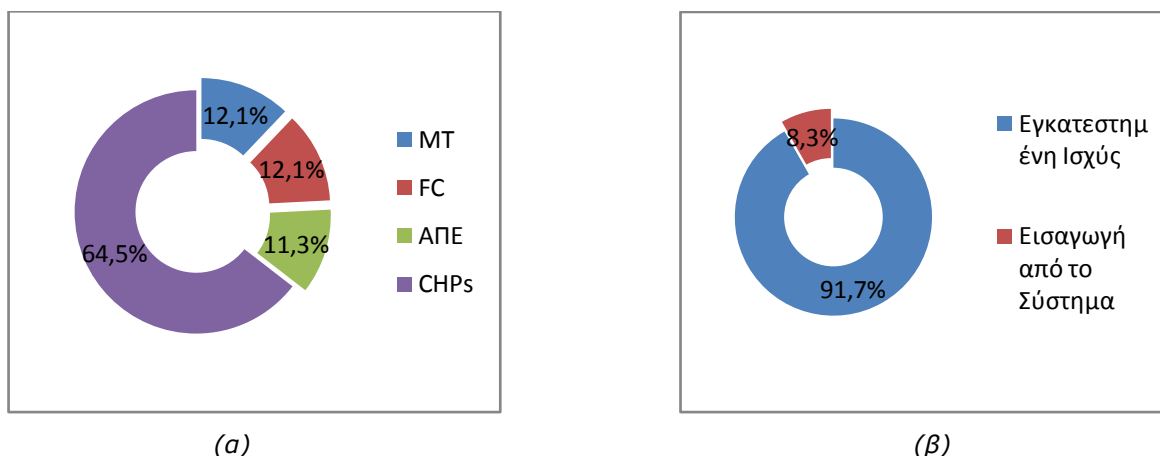
8.3 Αποτελέσματα

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζουμε τα σημαντικότερα αποτελέσματα από την επίλυση των πέντε σεναρίων λειτουργίας του δικτύου.

Για τα σενάρια 2 και 4, το σχήμα 8.6α απεικονίζει το ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος που αποτελεί κάθε μονάδα του δικτύου, ενώ στο σχήμα 8.6β καταγράφεται το ποσοστό του ηλεκτρικού φορτίου που αποτελεί η εγκατεστημένη ισχύς. Ανάλογα ισχύουν με το σχήμα 8.7 για τα σενάρια 3 και 5. Αντίστοιχα σχήματα για το θερμικό φορτίο δεν έχουν νόημα, μιας και οι μονάδες Boiler και CHP το υπερκαλύπτουν.



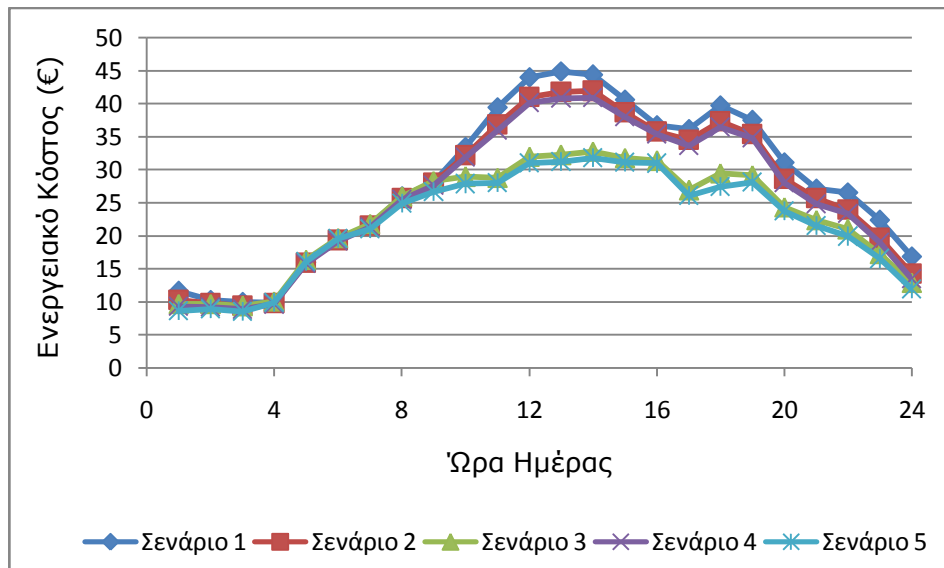
Σχήμα 8.6 Σενάρια 2, 4. Στο (α) έχουμε το μερίδιο κάθε μονάδας όσον αφορά στην εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ. Στο (β) φαίνεται ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου.



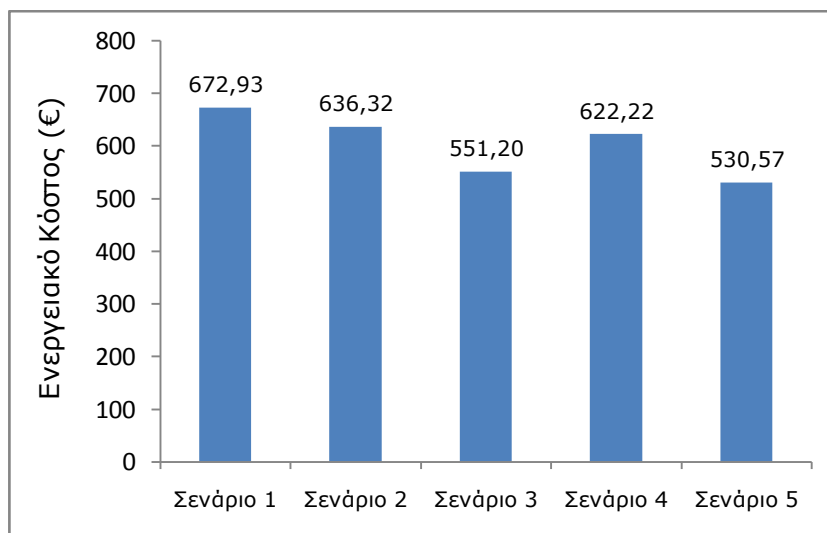
Σχήμα 8.7 Σενάρια 3,5. Στο (α) έχουμε το μερίδιο κάθε μονάδας όσον αφορά στην εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ. Στο (β) φαίνεται ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου.

Παρατηρούμε ότι στα σενάρια που οι διανομείς δεν είναι εξοπλισμένοι με μονάδες CHP, το ποσοστό της ηλεκτρικής ισχύος που δεν μπορεί να τροφοδοτηθεί από το δίκτυο ΧΤ

ανέρχεται στο 67,5%, κοντά 8 φορές μεγαλύτερο από το 8,5% που έχουμε στα σενάρια 3 και 5. Καταλυτικός, επομένως, φαίνεται πως είναι ο ρόλος των μονάδων CHP. Επιπλέον, δεδομένου ότι αυτά καταναλώνουν φυσικό αέριο που είναι φθηνότερο της εισαγωγής ηλεκτρισμού από το σύστημα, αναμένουμε μια ραγδαία μείωση του ενεργειακού κόστους στα σενάρια 3 και 5 εν σχέσει με τα τρία υπόλοιπα. Τα επόμενα σχήματα αποδεικνύουν αυτή την υπόθεση μας.



Σχήμα 8.8 Το ενεργειακό κόστος για κάθε σενάριο για κάθε ώρα της ημέρας.



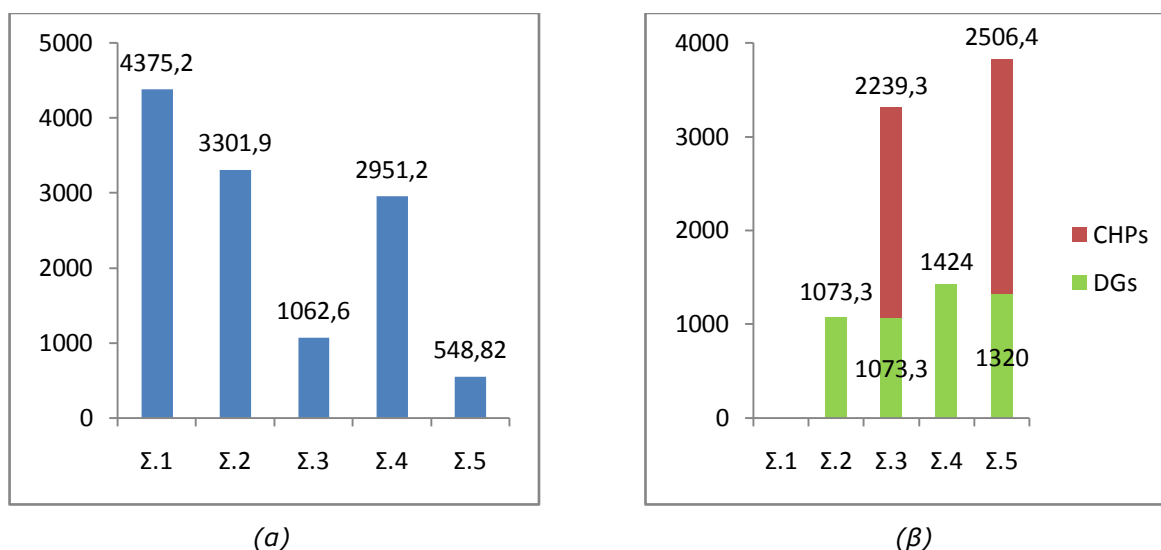
Σχήμα 8.9 Το συνολικό ενεργειακό κόστος για κάθε σενάριο.

Από το γράφημα 8.8 παρατηρούμε πως όταν έχουμε παρουσία μονάδων DG και CHP με είτε ανεξάρτητη λειτουργία (σενάριο 3) είτε λειτουργία μικροδικτύου (σενάριο 5), το κόστος ενέργειας για κάθε περίοδο είναι σημαντικά μειωμένο. Αντιθέτως, το κόστος για

τα υπόλοιπα σενάρια, όντας αρκετά αυξημένο, ακολουθεί στην ουσία τις διακυμάνσεις που παρουσιάζει η Οριακή Τιμή του Συστήματος, με άλλα λόγια το κόστος εισαγωγής ενέργειας από το σύστημα.

Το σχήμα 8.9 είναι διαφωτιστικό. Τα σενάρια 3 και 5 προσφέρουν τις καλύτερες συνθήκες για τη λειτουργία του δικτύου, με το ενεργειακό κόστος για τους πελάτες να ανέρχεται σε 551,2 και 530,57 € αντίστοιχα. Ακολουθεί στο σενάριο 4 με 622,22 €, το σενάριο 2 με 636,32 € και τέλος, όπως περιμέναμε, το σενάριο 1 με 672,93 €. Όπως αναφέραμε και πριν, η χρήση των CHP αυξάνει το ποσοστό κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου, προσφέροντας στην ουσία ανεξάρτηση από το σύστημα. Η ακριβή ισχύς που απαιτείται να εισαχθεί από το σύστημα αντικαθίσταται τώρα από τη φθηνότερη που παράγουν οι ενεργειακοί διανομείς. Αρκετά ενδιαφέρον είναι ότι ακόμα και το σενάριο με τους ενεργειακούς διανομείς και την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων (σενάριο 3) είναι αρκετά πιο οικονομικό από το μικροδίκτυο χωρίς ενεργειακούς διανομείς (σενάριο 4).

Η μείωση της εισερχόμενης ισχύος από το σύστημα φαίνεται και στο σχήμα 8.10α. Συμπληρωματικό σε αυτό είναι το σχήμα 8.10β, όπου δείχνουμε την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες του δικτύου.



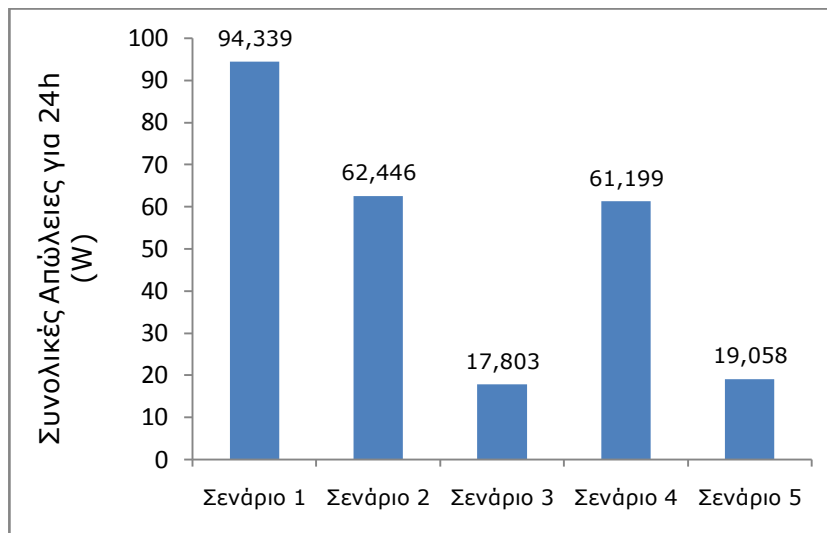
Σχήμα 8.10 Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος σε kW σε κάθε σενάριο. Στο σχήμα (α) η εισερχόμενη ισχύς από το σύστημα, στο (β) η παραγωγή ισχύος από τις μονάδες του δικτύου.

Πράγματι, είναι εμφανής η διαφορά στην έγχυση ισχύος από το ζυγό αναφοράς. Μόλις 548,82 kW στη διάρκεια μιας ημέρας εγχέονται στο δίκτυο στο σενάριο 5, σε πλήρη αντίθεση με τα 4375,2 kW του σεναρίου 1, οπότε και έχουμε μηδενική παραγωγή ισχύος από τις μονάδες του δικτύου. Ακόμα και τα 2951,2 kW εισαγόμενης ισχύος που έχουμε στο σενάριο 4 φαντάζουν πολλά. Όπως είναι λογικό, στα σενάρια 3 και 5 την

περισσότερη ισχύ παρέχουν οι μονάδες συμπαραγωγής, με συνακόλουθη μικρή μείωση στην παραγωγή των μονάδων DG. Αναμενόμενη, επίσης, η μεγαλύτερη συγκριτικά δειξίση των μονάδων DG όταν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου (σενάρια 3 και 5).

Το γεγονός ότι έχουμε μικρή εξάρτηση από το σύστημα στα σενάρια 3 και 5 ευνοεί τη «νησιδοποίηση» του δικτύου στην περίπτωση που υπάρξει σφάλμα στο ανάντη σύστημα, παρατηρώντας επιπλέον πολύ μικρή απώλεια φορτίου.

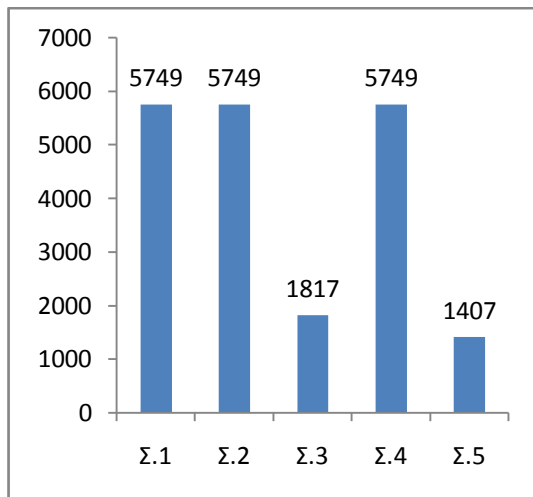
Ένα σημαντικό μέγεθος για κάθε σύστημα είναι οι απώλειες. Αυτές απεικονίζονται στο σχήμα που ακολουθεί. Να σημειώσουμε ότι οι συνολικές απώλειες στην ουσία ισούνται με τις απώλειες του ηλεκτρικού δικτύου, μιας και λόγω των υποθέσεων μας, το δίκτυο φυσικού αερίου θεωρείται ιδανικό και δεν υπάρχουν απώλειες.



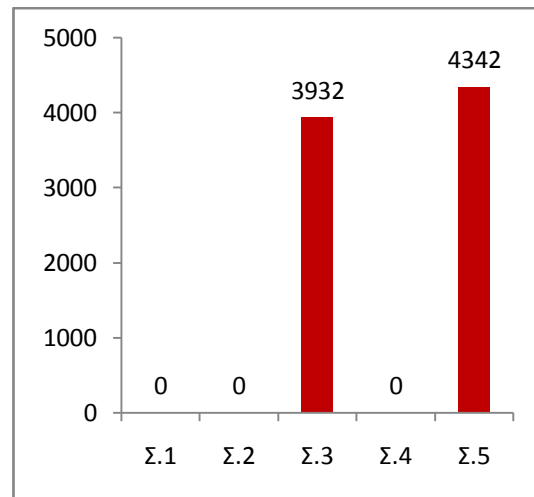
Σχήμα 8.11 Συνολικές απώλειες για το σύστημα.

Σε κανένα σενάριο δεν παρατηρούμε αξιόλογες απώλειες στο σύστημα. Μόνο το πρώτο σενάριο παρουσιάζει κάπως μεγαλύτερες, κοντά στο 0,1 kW. Σε κάθε περίπτωση, απώλειες της τάξης των δεκάδων W, όταν διακινούνται ισχείς της τάξης των πολλών δεκάδων kW, θεωρούνται μάλλον αμελητέες. Μείωση της εισερχόμενης ισχύος συνεπάγεται και μείωση των απωλειών. Πολύ μικρή η αύξηση των απωλειών, της τάξης των 1,2 W, που παρατηρούμε στο σενάριο 5 συγκριτικά με το 3, καθώς τότε έχουμε συμβολή των μονάδων στη τροφοδότηση και πιο απομακρυσμένων φορτίων και άρα μεγαλύτερη χρήση του δικτύου.

Αξίζει, επιπρόσθετα, να δούμε πώς καλύπτεται το θερμικό φορτίο, δεδομένου ότι το κόστος του φυσικού αερίου που προορίζεται μόνο για παραγωγή θερμότητας είναι ακριβότερο από αυτό που προορίζεται για συμπαραγωγή, σε μια προσπάθεια να επεκταθεί η χρήση των μονάδων CHP. Έχουμε, συνεπώς, τα ακόλουθα σχήματα.



(α)



(β)

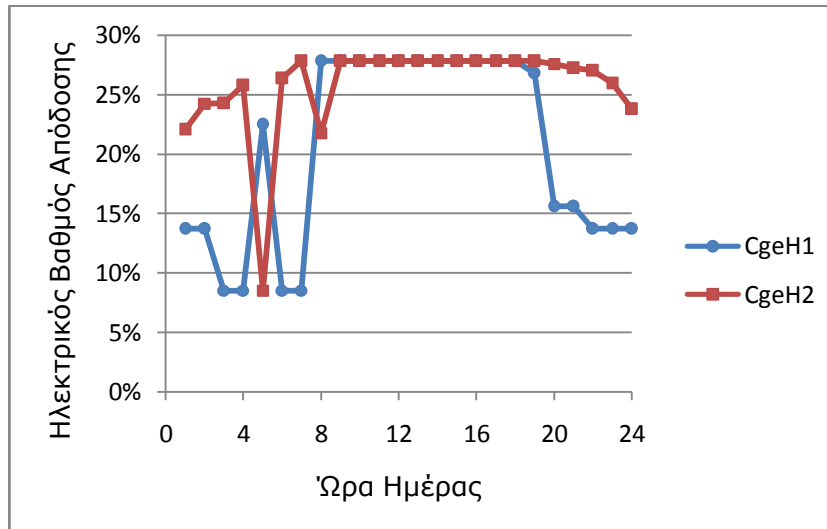
Σχήμα 8.12 Η συνολική παραγωγή θερμικής ισχύος σε kW. Στο σχήμα (α) η παραγόμενη ισχύς από τα Boilers, στο (β) από τα CHP.

Και εδώ η εικόνα που εξάγουμε είναι σε ακολουθία με τα προηγούμενα. Στα σενάρια 3 και 5, οπότε και οι ενεργειακοί διανομείς είναι πλήρεις, το μεγαλύτερο κομμάτι του θερμικού φορτίου τροφοδοτείται από την παραγωγή των μονάδων CHP, καθώς έτσι ωφελείται το σύστημα συνολικά, από τη μείωση του συνολικού ενεργειακού κόστους. Στα σενάρια 1, 2 και 4 όλο το φορτίο καλύπτεται από τα Boilers.

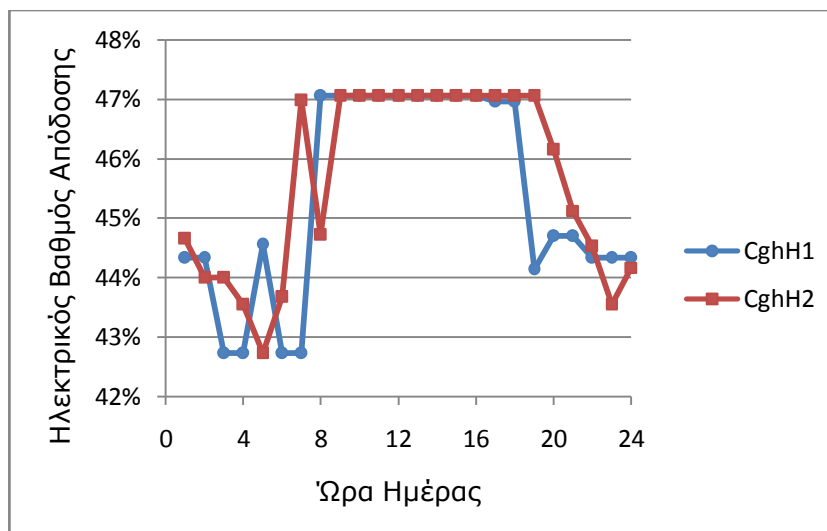
Πριν προβούμε σε μία συνολική σύγκριση των σεναρίων, έχει ενδιαφέρον να ασχοληθούμε λίγο περισσότερο με τις μονάδες CHP. Στις γραφικές παραστάσεις 8.13 και 8.14 φαίνεται, αντίστοιχα, ο ηλεκτρικός και ο θερμικός βαθμός απόδοσης των μονάδων στο σενάριο 5.

Σε αυτές παρατηρούμε ότι κατά τις περιόδους που έχουμε ταυτόχρονα αυξημένο ηλεκτρικό και θερμικό φορτίο, δηλαδή από τις 8 το πρωί έως τις 6 το απόγευμα, το CHP του πρώτου ενεργειακού διανομέα λειτουργεί με ονομαστικό βαθμό απόδοσης, ήτοι 28% ηλεκτρικό και 47% θερμικό. Για το δεύτερο διανομέα το διάστημα αυτό επεκτείνεται από τις 7 το πρωί ως τις 9 το βράδυ, με μία μικρή πτώση στις 8 το πρωί. Η διαφορά στα διαστήματα που οι διανομείς λειτουργούν με ονομαστική απόδοση είναι γιατί έχουμε θεωρήσει πως υπάρχει δίκτυο τηλεθέρμανσης μόνο στην αστική-εμπορική περιοχή και έτσι η θερμική παραγωγή του πρώτου διανομέα δεν μπορεί να συνεισφέρει στην τροφοδότηση του θερμικού φορτίου κάποιας άλλης περιοχής παρά μόνο της βιομηχανικής. Έτσι, συνολικά, ο δεύτερος διανομέας που πρέπει να τροφοδοτεί θερμικό φορτίο που έχει αρκετά υψηλή βάση σε σχέση με το φορτίο του πρώτου, εμφανίζεται να λειτουργεί για πολύ μεγαλύτερο διάστημα με υψηλό βαθμό απόδοσης. Αντίθετα, σε περιόδους μειωμένου θερμικού φορτίου, δηλαδή μεταξύ 10 το βράδυ και 4 το πρωί, το CHP του πρώτου διανομέα λειτουργεί με ηλεκτρική απόδοση μικρότερη του 15%.

Σε αντίθεση με τις μεγάλες διακυμάνσεις του ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης, ο θερμικός βαθμός απόδοσης και των δύο CHP παρουσιάζει πολύ μικρότερες μιας και έχει πιο στενά όρια που μπορεί να κινηθεί (μεταξύ της ελάχιστης 42,5% και της ονομαστικής 47%, βλέπε και Παράρτημα Δ.3).

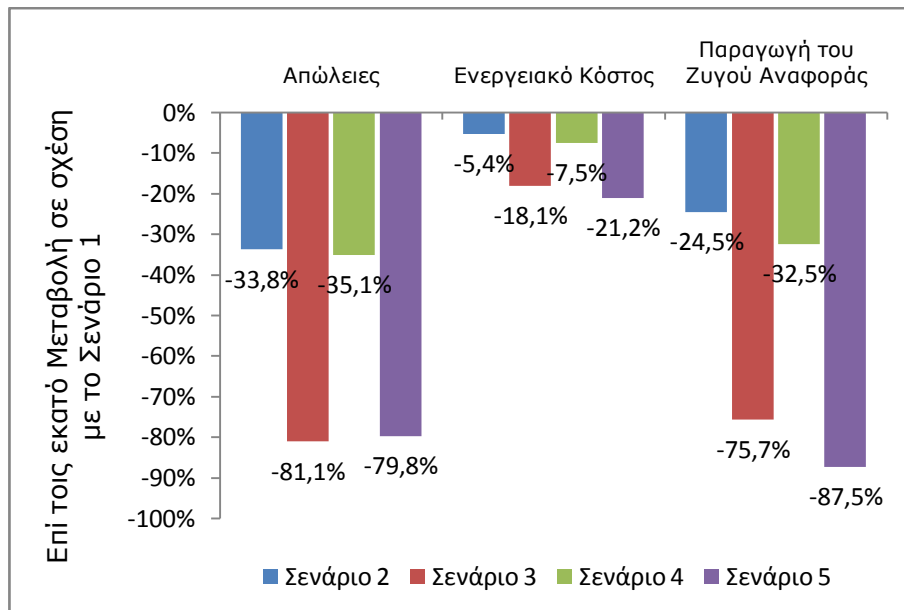


Σχήμα 8.13 Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης των CHP των διανομέων H_1 και H_2 .



Σχήμα 8.14 Ο θερμικός βαθμός απόδοσης των CHP των διανομέων H_1 και H_2 .

Έχοντας αναλύσει ξεχωριστά τις σημαντικότερες παραμέτρους του δικτύου για κάθε σενάριο, μπορούμε τώρα συγκεντρώσουμε τα αποτελέσματα αυτά σε ένα συγκριτικό διάγραμμα έτσι ώστε να ολοκληρώσουμε την ανάλυση μας και να σχηματίσουμε καλύτερη εικόνα για τις συνθήκες κάθε σεναρίου. Καθώς το σενάριο 1 περιλαμβάνει τις χειρότερες δυνατές συνθήκες για το δίκτυο, το χρησιμοποιούμε ως βάση και ελέγχουμε τη βελτίωση που επιτυγχάνουν τα υπόλοιπα αναφορικά με τις σημαντικότερες παραμέτρους.



Σχήμα 8.15 Επί τοις εκατό μείωση των απωλειών, του ενεργειακού κόστους και της παραγωγής του ζυγού αναφοράς σε σχέση με το σενάριο 1.

Από την εξέταση του ανωτέρω σχήματος, είναι εμφανές ότι το σενάριο 5 προσφέρει συνολικά τη βέλτιστη λύση για τη λειτουργία του δικτύου, κάτι που άλλωστε είχε διαφανεί από την επιμέρους εξέταση καθενός μεγέθους. Ακολουθούν κατά σειρά το τρίτο, το τέταρτο, το δεύτερο και στο τέλος το πρώτο.

Η συνδυασμένη θεώρηση μικροδικτύων και ενεργειακών διανομέων προσφέρει τα περισσότερα πλεονεκτήματα για τους καταναλωτές, το περιβάλλον και το σύστημα συνολικά. Επιτυγχάνει μείωση του κόστους κατά 21,2% σε σχέση με το χειρότερο σενάριο, των απωλειών κατά 79,8% και της εισερχόμενης ισχύος από το ζυγό ταλάντωσης κατά 87,5%. Από τη μεγάλη μείωση των απωλειών και της εισαγωγής ισχύος αναμένουμε να έχουμε και μείωση των εκλυόμενων αερίων που είναι επιβλαβή για το περιβάλλον. Ακόμα και αν το εξετάσουμε σε σχέση με το αμέσως επόμενο σενάριο, δηλαδή το τρίτο, επιτυγχάνει μείωση κόστους κατά 3%.

Μπορούμε εντέλει να καταλήξουμε, όπως και στα προηγούμενα κεφάλαια, στη μεγάλη αξία των ενεργειακών διανομέων, ακόμα και σε αυτή την απλή τους μορφή. Αν είχαν και άλλες μονάδες μετατροπών, π.χ. κυψέλες υδρογόνου, η επίδραση τους θα αυξανόταν ακόμα περισσότερο. Σε συνδυασμό με τα μικροδίκτυα, τα οφέλη για όλους ίσως είναι τα σημαντικότερα που μπορούν να επιτευχθούν υπό τις θεωρήσεις που έχουν αναπτυχθεί ως σήμερα.

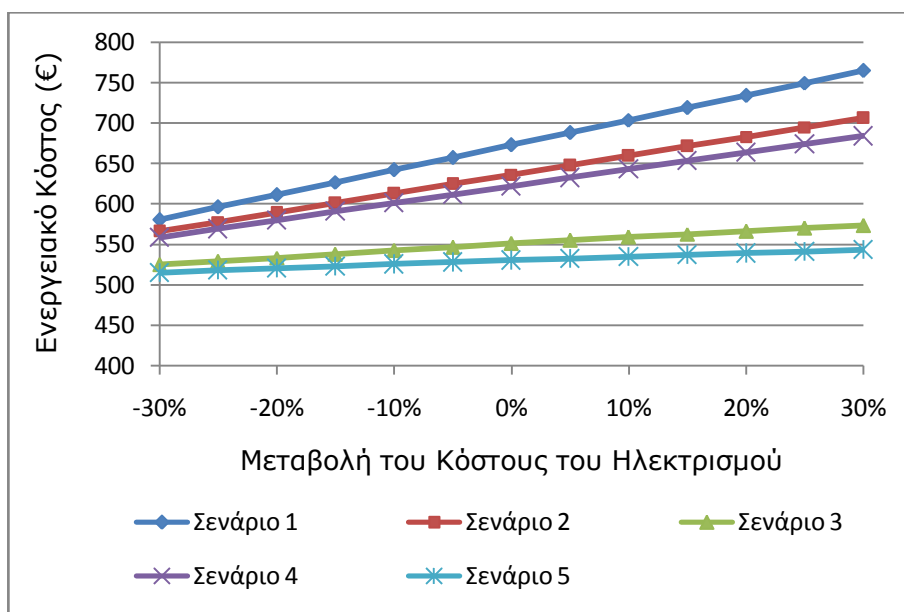
8.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζουμε μία ευρεία ανάλυση ευαισθησίας, τροποποιώντας σημαντικές παραμέτρους του δικτύου. Συγκεκριμένα, αυξομειώνουμε αρχικά το κόστος της αγοράς ηλεκτρισμού από το σύστημα και προχωράμε με τη μεταβολή του κόστους για το φυσικό αέριο. Έπειτα μεταβάλλουμε το φορτίο και προβαίνουμε εν συνεχεία στην εξέταση της ταυτόχρονης ακραίας αύξησης του φορτίου και ακραίας μεταβολής του κόστους του ηλεκτρισμού. Η ανάλυση κλείνει με τη μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος.

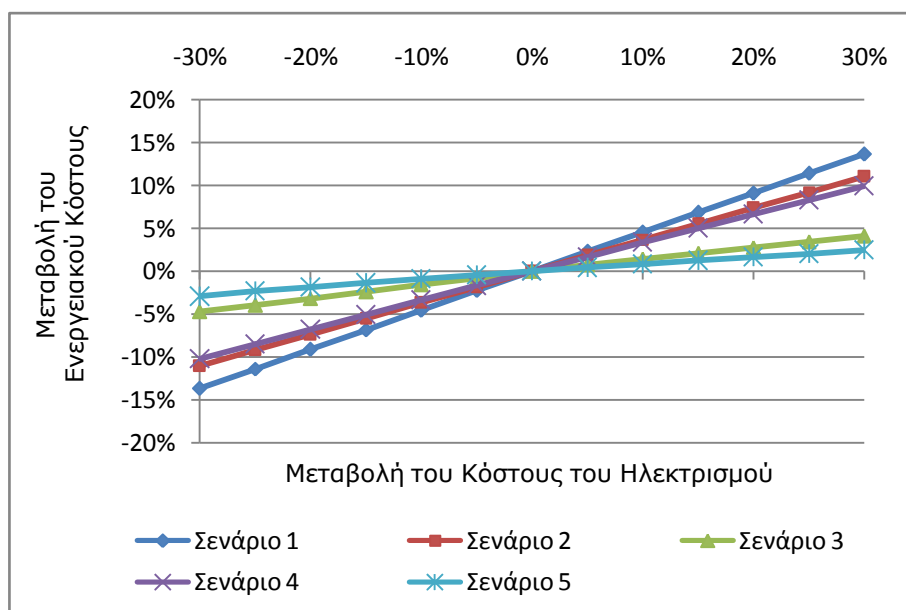
8.4.1 Μεταβολή του Κόστους του Ηλεκτρισμού

Στην πρώτη αυτή εφαρμογή, μεταβάλλουμε το κόστος εισαγωγής ενέργειας από το σύστημα, διατηρώντας όλες τις άλλες παραμέτρους σταθερές. Προκειμένου η ανάλυση να είναι πιο κοντά στην πραγματικότητα, υποθέτουμε ότι η μεταβολή της Οριακής Τιμής του Συστήματος μπορεί να είναι από -30% έως 30%.

Αρχικά εξετάζουμε τη μεταβολή ενεργειακού κόστους. Αυτή δείχνεται στα σχήματα 8.16 και 8.17.



Σχήμα 8.16 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.



Σχήμα 8.17 Μεταβολή του ενεργειακού κόστους για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.

Ιδιαίτερα επεξηγηματικά τα προηγούμενα σχήματα, με το τελευταίο να παρέχει συμπληρωματικά αποτελέσματα σχετικά με τη μεταβολή του ενεργειακού κόστους. Από αυτά παρατηρούμε ότι το σενάριο 5 έχει τη μικρότερη ευαισθησία στο κόστος (€/MWh) της εισαγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, καθώς σε οποιαδήποτε μεταβολή του μέσα στη ζώνη του -30% έως 30%, το συνολικό ενεργειακό κόστος μεταβάλλεται το πολύ $\pm 3\%$. Συγκεκριμένα, ανώτατη τιμή του ενεργειακού κόστους για το σενάριο 5 (όταν το κόστος του ηλεκτρισμού αυξηθεί κατά 30%) είναι τα 543,59 € και κατώτατη (όταν το κόστος του ηλεκτρισμού μειωθεί κατά 30%) είναι τα 514,92 €, με την τιμή του να ανέρχεται στα 530,57 € όταν δεν μεταβληθεί καθόλου το κόστος του ηλεκτρισμού. Αναμφίβολα, πρόκειται για πολύ μικρές αλλαγές, της τάξης των 14 €. Εξίσου ικανοποιητική ευαισθησία παρουσιάζει και το σενάριο 3, με μέγιστες μεταβολές περίπου $\pm 4,5\%$.

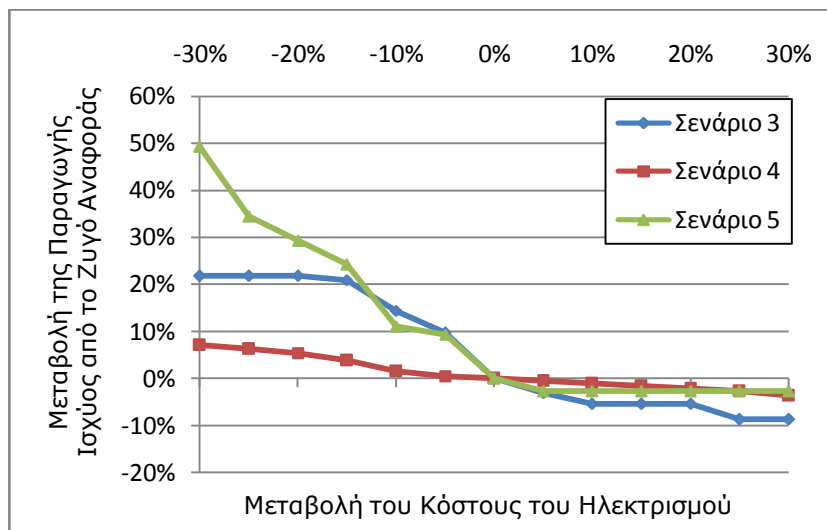
Αντιθέτως, η κατάσταση χειροτερεύει όταν παρατηρούμε την εξέλιξη του ενεργειακού κόστους στα σενάρια 4, 2 και 1, κατά σειρά αύξουσας ευαισθησίας. Η ύπαρξη μόνο μονάδων DG στο σύστημα που λειτουργούν ως μικροδίκτυο (σενάριο 4) δεν φαίνεται να μπορεί να εξισορροπήσει τη μεταβολή της τιμής εισαγωγής ενέργειας από το σύστημα, με το ενεργειακό κόστος σε αυτή την περίπτωση να κυμαίνεται από τα 558,45 € έως τα 684,06 €, ενώ η αριθμητική τιμή ισορροπίας είναι 622,22 € (μεταβολή -10,25% και 9,94% αντίστοιχα). Ωστόσο, η λειτουργία μικροδικτύου συγκρατεί κάπως την κατάσταση. Στα σενάρια 2 και 1, που είναι περισσότερο εξαρτημένα από το

σύστημα, κάθε αλλαγή του κόστους εισαγωγής ισχύος επιδρά ακόμα πιο πολύ (μεταβολές έως και $\pm 13,7\%$ στο σενάριο 1).

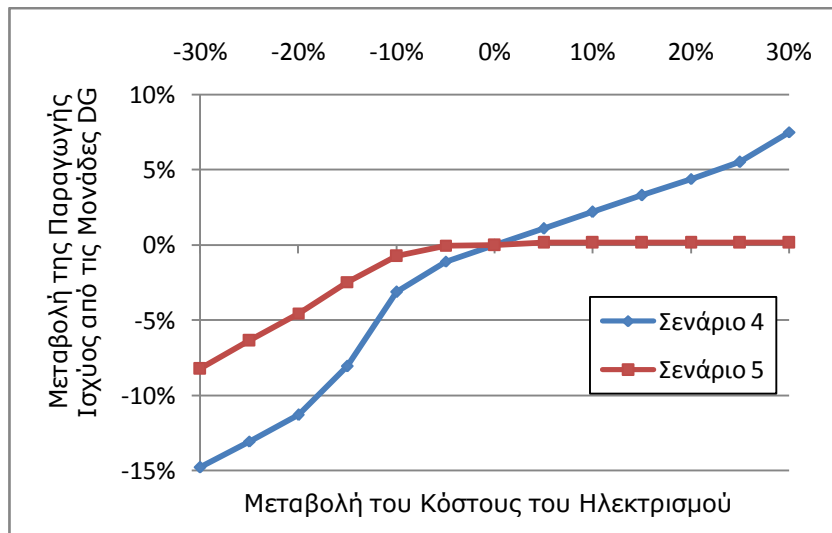
Τα παραπάνω αποτελέσματα είναι λογικά. Στα σενάρια που υπάρχει μικρή εξάρτηση από το σύστημα, όπως το πέμπτο και το τρίτο, οπότε οι μονάδες του δικτύου επαρκούν για την κάλυψη των φορτίων, οποιαδήποτε μεταβολή του κόστους εισαγωγής ισχύος θα έχει αρκετά μικρή επίπτωση. Αντίθετα, στο τέταρτο, το δεύτερο και το πρώτο σενάριο, η περισσότερη ισχύς εισάγεται αντί να παράγεται, και συνεπώς το ενεργειακό κόστος ακολουθεί πολύ περισσότερο τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού. Ο λόγος που στα σενάρια αυτά π.χ. αύξηση του κόστους για μια μονάδα ηλεκτρισμού κατά 30% δεν συνεπάγεται και αύξηση του ενεργειακού κόστους κατά 30% είναι ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του συνολικού ενεργειακού κόστους αποτελεί το κόστος για το φυσικό αέριο.

Τα επόμενα σχήματα αναφέρονται στη μεταβολή της παραγωγής και της εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος στο δίκτυο και έρχονται να υποστηρίξουν τα όσα αναφέραμε πιο πριν.

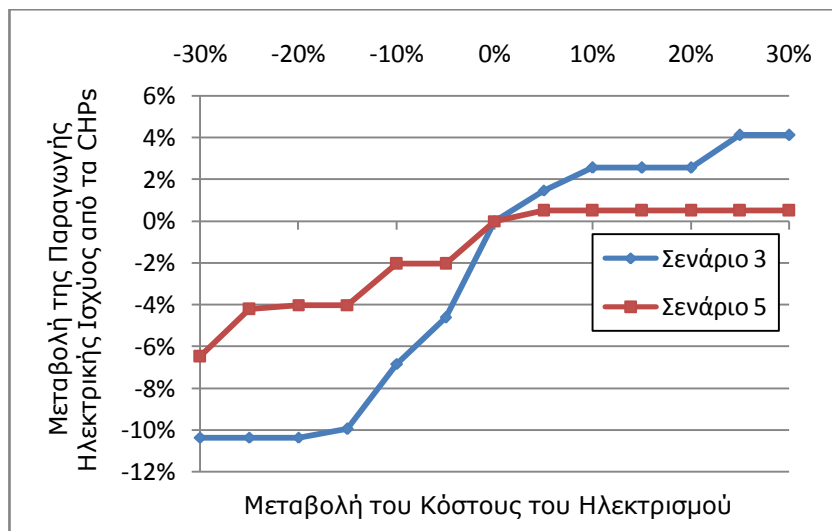
Εκ των προτέρων σημειώνουμε ότι για μεγαλύτερη ευκρίνεια στα γραφήματα, αποφεύγουμε τη σημείωση των γραφικών παραστάσεων των σεναρίων που εμφανίζουν μηδενική μεταβολή ενός μεγέθους σε όλο το εύρος των μεταβολών του κόστους του ηλεκτρισμού. Λόγου χάρη, στο σενάριο 1 η εισαγωγή ισχύος στο δίκτυο από το ζυγό αναφοράς είναι πάντα σταθερή, ανεξάρτητα από τη μείωση ή την αύξηση της τιμής του ηλεκτρισμού, και συνεπώς στο σχήμα 8.18 που ακολουθεί δεν καταγράφεται η μεταβολή της, αφού αυτή είναι μηδενική.



Σχήμα 8.18 Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.



Σχήμα 8.19 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.



Σχήμα 8.20 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.

Πράγματι, λοιπόν, το πρώτο και το δεύτερο σενάριο αναφέρονται σε συνθήκες κατά τις οποίες αγοράζεται πάντα σταθερή ποσότητα ισχύος από το σύστημα και έτσι το ενεργειακό κόστος που συνεπάγονται συμπεριφέρεται με όμοιο τρόπο με τη μεταβολή της τιμής του ηλεκτρισμού.

Το σενάριο 4 (μόνο μονάδες DG ως μικροδίκτυο) δείχνει κάποια ελαστικότητα. Η λειτουργία μικροδικτύου επιτρέπει τη μείωση της παραγωγής από τις μονάδες DG όταν είναι οικονομικότερη η αγορά της ισχύος από το σύστημα. Συνεπώς, όταν μειωθεί η τιμή του ηλεκτρισμού κατά 30%, στις υπάρχουσες μονάδες δίνεται η εντολή να μειώσουν την παραγωγή τους κατά 14,79%, αφού θα εισαχθεί ένα επιπλέον 7,14%

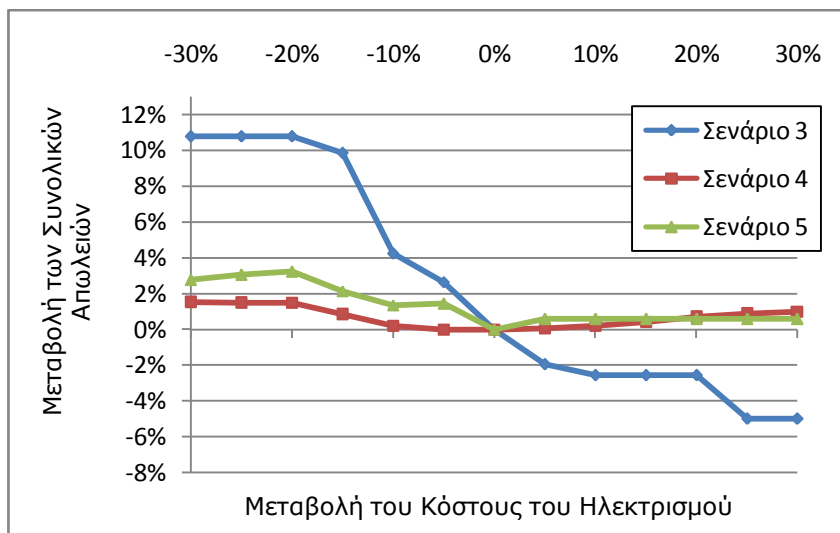
από το σύστημα. Αντίθετα, σε τυχούσα ακραία αύξηση του κόστους του ηλεκτρισμού κατά 30%, οι μονάδες θα λάβουν σήμα να αυξήσουν την παραγωγή τους κατά 7,49%.

Τη μεγαλύτερη ευελιξία εμφανίζουν τα σενάρια 3 και 5. Η λειτουργία των ενεργειακών διανομέων όντες πλήρεις πια, αυξάνει τους βαθμούς ελευθερίας του δικτύου. Η επίδραση των μονάδων CHP είναι μεγάλη. Έτσι, στο σενάριο 3 όταν μειωθεί πολύ η τιμή για την παραγωγή ισχύος από τον ζυγό αναφοράς (μείωση κατά 30%), πέφτει η παραγωγή ισχύος από τις μονάδες συμπαραγωγής κατά 6,48%, δεδομένου ότι οι διανομείς μπορούν να υπολειπουργούν, αν αυτό κρίνεται σκόπιμο. Οι μονάδες DG απλώς συνεχίζουν να καλύπτουν όπως και πριν το φορτίο τους τοπικά. Όταν αυξηθεί, ωστόσο, το κόστος αυτό, τότε αυξάνεται η παραγωγή των μονάδων συμπαραγωγής κατά 4,11% (σε ακραία αύξηση της τιμής του ηλεκτρισμού). Οι μικρές αυτές μεταβολές στην παραγωγή των μονάδων συμπαραγωγής εξηγούν και τη μεταβολή του ενεργειακού κόστους συνολικά, με ένα εύρος από -4,73% έως 4,11%

Το σενάριο 5 δίνει την πιο ολοκληρωμένη δυνατότητα συντονισμού των μονάδων και ελέγχου του συνολικού ενεργειακού κόστους. Συνεπώς, σε συνθήκες μείωσης της τιμής του ηλεκτρισμού κατά 30%, επιλέγεται η ραγδαία αύξηση της εισαγωγής της φθηνής ισχύος από το σύστημα, κατά 49,35%, ενώ δίνεται εντολή στα CHP και στις μονάδες DG να μειώσουν την παραγωγή τους κατά 6,48% και 8,22% αντίστοιχα. Μικρότερες οι μεταβολές όταν αυξηθεί πολύ η τιμή του ηλεκτρισμού, με μείωση της αγοράς ηλεκτρισμού κατά 2,71%, οριακή αύξηση της παραγωγής των CHP κατά 0,5%, και των μονάδων DG κατά 0,17%.

Φαίνεται, γενικά, από τα προηγούμενα διαγράμματα πως η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής είναι οικονομικά ωφέλιμη για το δίκτυο σε όλο το εύρος των μεταβολών της τιμής του ηλεκτρισμού και γι' αυτό δεν αυξομειώνεται πολύ η παραγωγή τους, παρά μόνο όταν δεν υπάρχει άλλη εναλλακτική. Έτσι, στο τρίτο σενάριο αυτή μεταβάλλεται από -10,35% έως 4,11%, με το κάτω όριο να οφείλεται στην έλλειψη δυνατότητας ελέγχου της παραγωγής των μονάδων DG (συνεπώς πρέπει να μειώσουν τα CHP την παραγωγή τους) και το πάνω να εξηγείται από το γεγονός ότι τα CHP καλύπτουν μόνο το τοπικό τους φορτίο. Τα όρια, από την άλλη, για το πέμπτο σενάριο είναι -6,48% και 0,5%. Με την μείωση του κόστους του ηλεκτρισμού, η αγορά 270,83 kW ηλεκτρισμού από το σύστημα αναλύεται στην περικοπή της παραγωγής των DG κατά 108,5 kW και των CHP κατά 162 kW. Βέβαια, όταν ο ηλεκτρισμός γίνει ακριβός, τα CHP δεν μπορούν να αυξήσουν κι άλλο την παραγωγή τους, μιας και λειτουργούν ήδη στα όρια τους για τη δεδομένη διακύμανση του ηλεκτρικού και του θερμικού φορτίου και γι' αυτό αυξάνεται η παροχή ισχύος από τις υπόλοιπες μονάδες του δικτύου.

Εξετάζουμε ακολούθως την πορεία των απωλειών στο σχήμα 8.21.

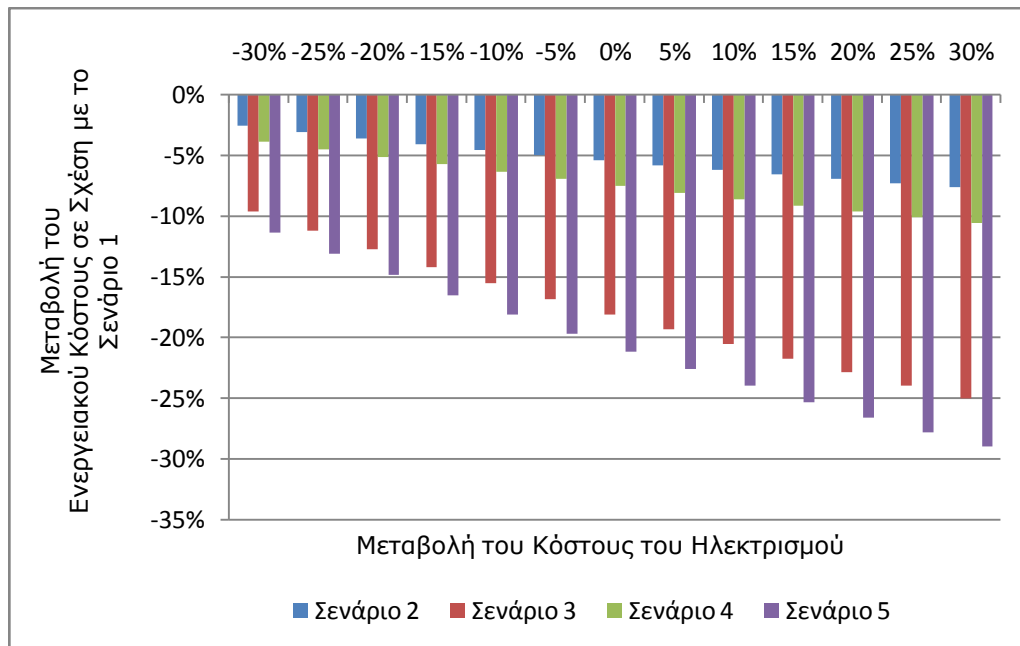


Σχήμα 8.21 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού.

Παρατηρώντας τα σχήματα 8.18 και 8.21, μπορούμε εύκολα να διαπιστώσουμε ότι η μεταβολή των απωλειών ακολουθεί σε μεγάλο βαθμό τη μεταβολή της εισαγωγής ισχύος από το σύστημα, εκτός αν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου, οπότε και αυτές παρουσιάζουν πολύ μικρές διακυμάνσεις. Γενικά, όσο περισσότερη ισχύς αγοράζεται από το σύστημα, τόσες περισσότερες απώλειες έχουμε.

Έτσι, η μεγαλύτερη σύνδεση μεταξύ απωλειών και εισαγωγής ισχύος παρατηρείται στο σενάριο 3, μετά φυσικά τα σενάρια 1 και 2 οπότε και η μηδενική μεταβολή της αγοράς ηλεκτρισμού συνοδεύεται από μηδενική μεταβολή των απωλειών. Όμοια, στο σενάριο 4, η μείωση της τιμής του ηλεκτρισμού κατά 30%, που συνοδεύεται από αύξηση της εισαγωγής ισχύος κατά 7,14%, προκαλεί αύξηση των απωλειών κατά 1,52%. Η μικρότερη επίδραση της μεταβολής της τιμής του ηλεκτρισμού εμφανίζεται στο πέμπτο σενάριο. Αυτό δεν θα πρέπει να μας εκπλήσσει. Το δίκτυο του πέμπτου σεναρίου μπορεί να ρυθμίζει από μόνο του την κατανομή της ισχύος στις μονάδες και έτσι το δίκτυο στην ουσία χρησιμοποιείται πάντα το ίδιο. Έτσι, για παράδειγμα, στην περίπτωση της μείωσης του κόστους για την ηλεκτρική ενέργεια κατά 30%, αν και αυξάνεται πάρα πολύ η εισαγωγή ισχύος από το σύστημα (κατά 49,35%), η άνοδος των απωλειών είναι πάρα πολύ μικρή, μόλις κατά 2,77%.

Κλείνουμε την ανάλυση ευαισθησίας του δικτύου στη μεταβολή του κόστους αγοράς του ηλεκτρισμού με την παράθεση ενός συγκριτικού διαγράμματος που αναφέρεται στο συνολικό ενεργειακό κόστος.



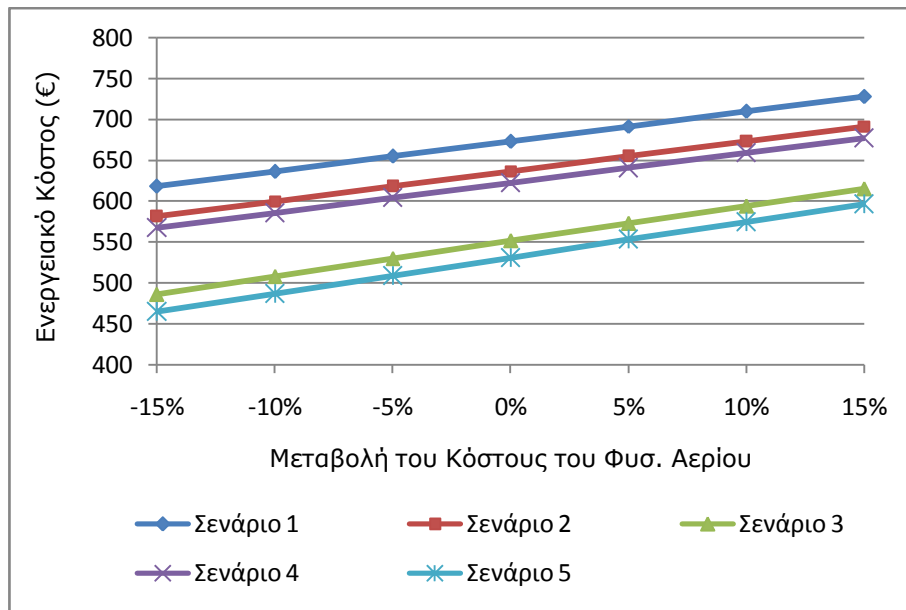
Σχήμα 8.22 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή της τιμής του ηλεκτρισμού.

Η εικόνα που αποκομίζουμε είναι η ίδια. Το σενάριο 5 προσφέρει τις καλύτερες συνθήκες για τη λειτουργία του δικτύου σε οποιαδήποτε μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού, επιτυγχάνοντας μείωση του κόστους έως και 28,9% σε σχέση με το σενάριο 1. Ακολουθεί το σενάριο 3, με τα υπόλοιπα να υπολείπονται κατά πολύ. Η υπεροχή της θεώρησης των ενεργειακών διανομέων σε συνδυασμό με τα μικροδίκτυα απεδείχθη και όσον αφορά τη σταθερότητα που προσφέρει σχετικά με την αύξηση του κόστους για την αγορά ενέργειας από το σύστημα.

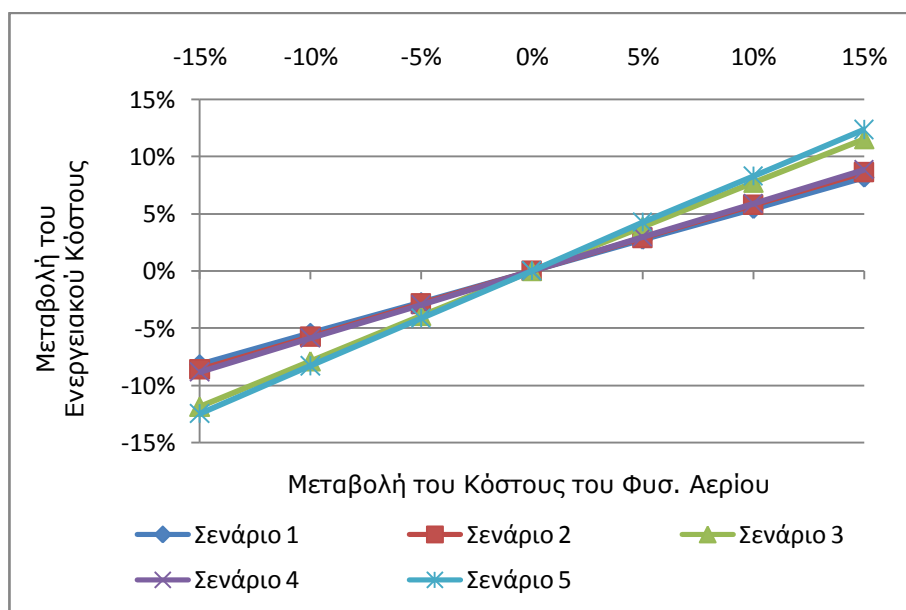
8.4.2 Μεταβολή του Κόστους του Φυσικού Αερίου

Στην ενότητα αυτή εξετάζουμε την ευαισθησία του συστήματος στη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου διατηρώντας όλες τις άλλες παραμέτρους σταθερές. Θεωρούμε ότι η μεταβολή αυτή επηρεάζει μόνο τις μονάδες που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο φυσικού αερίου και έτσι το κόστος παραγωγής ισχύος από το FC και το MT, τα οποία τροφοδοτούνται αυτόνομα, θα παραμείνει σταθερό. Μέχρι τώρα τα σενάρια 3 και 5 επιτύγχαναν τις καλύτερες συνθήκες λειτουργίας του δικτύου. Η μεγάλη εξάρτηση τους, ωστόσο, από τις μονάδες συμπαραγωγής μας κάνει να αναρωτιόμαστε κατά πόσον θα συνεχίσουν να δίνουν τα ίδια καλά αποτελέσματα σε μία ενδεχόμενη αύξηση του κόστους του φυσικού αερίου.

Το κόστος για μια μονάδα του φυσικού αερίου θεωρούμε ότι μπορεί να μεταβληθεί από -15% έως 15%. Τα δύο επόμενα σχήματα ασχολούνται με το ενεργειακό κόστος.



Σχήμα 8.23 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.



Σχήμα 8.24 Μεταβολή του ενεργειακού κόστους για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.

Όπως παρατηρούμε από το σχήμα 8.23, το σενάριο 5 παραμένει το οικονομικότερο για το δίκτυο. Ακολουθούν, όπως και στην περίπτωση της μεταβολής του κόστους του ηλεκτρισμού, κατά σειρά τα σενάρια 3, 4, 2 και 1. Υπάρχει, όμως, μία διαφορά σε σχέση με τα προηγούμενα. Αυτή τη φορά, τη μεγαλύτερη μεταβολή του συνολικού κόστους για την ενέργεια εμφανίζει το πέμπτο και μετά το τρίτο σενάριο.

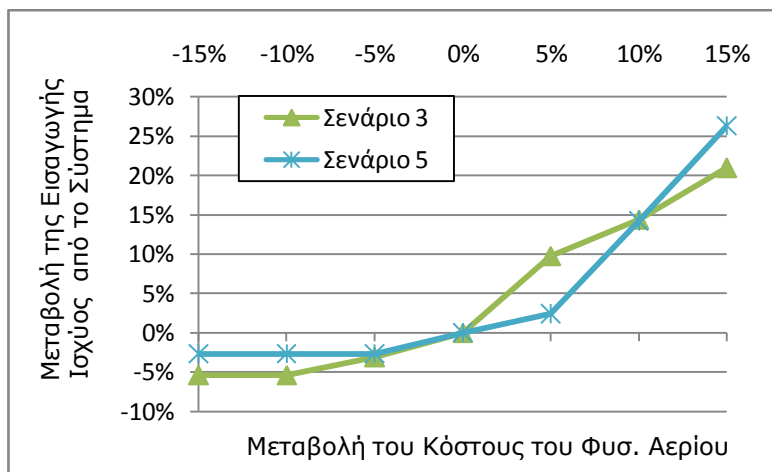
Συγκεκριμένα, μείωση της τιμής για μια μονάδα φυσικού αερίου κατά 15% συνεπάγεται μείωση του κόστους για την ενέργεια κατά 12,5% για το σενάριο 5 (στα 464,41 € από τα 530,57 €) και κατά 11,9% για το σενάριο 3 (στα 485,81 € από τα 551,2 €). Οι αντίστοιχες αριθμητικές τιμές για τα σενάρια 4, 2 και 1 είναι 8,8% (στα 567,27 €), 8,6% (στα 581,37 €) και 8,2% (στα 617,97 €) αντίστοιχα. Το δυσμενές ενδεχόμενο, όμως, της αύξησης κατά 15% του κόστους για το φυσικό αέριο θα έχει μεγαλύτερη επίδραση στο δίκτυο των σεναρίων 5 και 3 απ' ότι των άλλων σεναρίων (αύξηση του ενεργειακού κόστους κατά 12,3%, στα 596,02 €, και 11,5%, στα 614,85 €, αντιστοίχως).

Τα δεδομένα αυτά μπορούν να εξηγηθούν αν σκεφτούμε ότι στα σενάρια 3 και 5 υπάρχει μεγάλη εξάρτηση από τις μονάδες συμπαραγωγής. Άρα περισσότερο φυσικό αέριο εισάγεται στο σύστημα. Ειδικά στο σενάριο 5 που αντιπροσωπεύει το κάτω όριο του κόστους για το δίκτυο, κάθε αύξηση του κόστους του φυσικού αερίου θα επιδράσει στο συνολικό ενεργειακό κόστος, μιας και πλέον δεν θα υπάρχει διαφορά ως προς την προτίμηση για την παραγωγή ισχύος από τις μονάδες DG ή τα CHP, αφού θα κοστίζει το ίδιο. Βέβαια, είναι θετικό το ότι η μεταβολή της τιμής για το φυσικό αέριο δεν ακολουθείται από ισόποση μεταβολή του ενεργειακού κόστους.

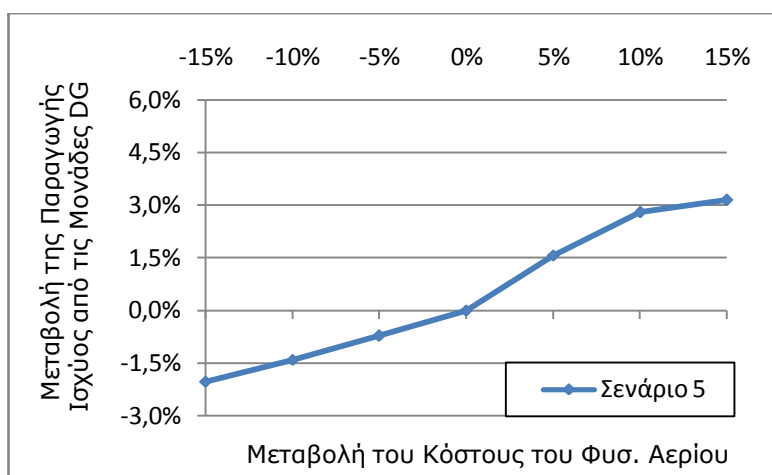
Τα σενάρια 1, 2 και 4 επηρεάζονται λιγότερο από την αλλαγή του κόστους για το φυσικό αέριο. Αυτό συμβαίνει διότι σε κάθε περίπτωση στο δίκτυο υπάρχουν μόνο τα Boiler. Έτσι η ποσότητα φυσικού αερίου που εισάγεται είναι μικρότερη από αυτή των υπόλοιπων σεναρίων. Επιπλέον, τα Boiler ούτως ή άλλως πρέπει να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή θερμότητας, καθώς δεν υπάρχει κάποια άλλη διαθέσιμη μονάδα που να έχει τη δυνατότητα να το κάνει. Συνεπώς, σε οποιαδήποτε τιμή και αν προσφέρεται αυτό, θα πρέπει να πραγματοποιηθεί η αγορά του.

Δεν πρέπει να παραβλέψουμε, ωστόσο, ότι παρά τη μεγάλη μεταβολή που εμφανίζουν το τρίτο και το πέμπτο σενάριο, αυτά παραμένουν τα δύο οικονομικότερα για το σύστημα. Και σε μεγαλύτερη αύξηση του κόστους του φυσικού αερίου από το 15%, τα σενάρια αυτά θα εξακολουθήσουν να αποτελούν τη βέλτιστη λύση για το σύστημα, ακόμα και αν το όφελος που προσφέρουν συγκριτικά με τα υπόλοιπα γίνει μικρότερο.

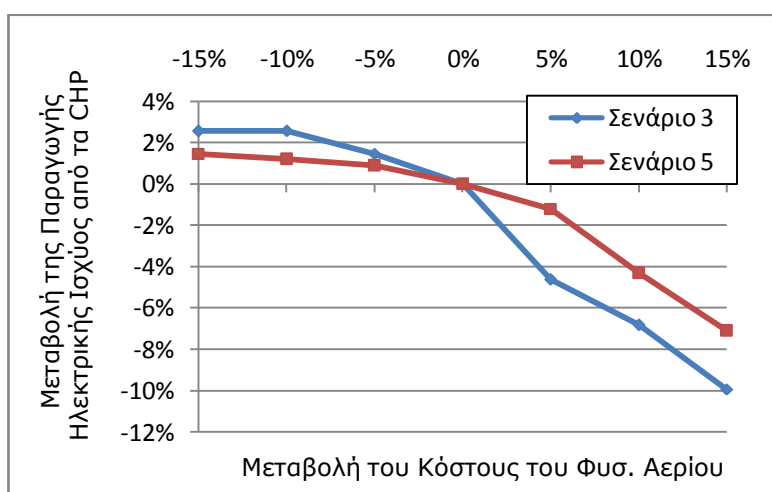
Προχωράμε την ανάλυση μας εξετάζοντας τη μεταβολή της παραγωγής και της εισαγωγής ηλεκτρικής ισχύος στο δίκτυο. Τα σχήματα 8.25, 8.26 και 8.27 έρχονται να λειτουργήσουν επεξηγηματικά στα όσα αναφέραμε πιο πριν. Και πάλι δε σημειώνουμε στα σχήματα τα σενάρια με μηδενική μεταβολή του εξεταζόμενου μεγέθους.



Σχήμα 8.25 Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.



Σχήμα 8.26 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.



Σχήμα 8.27 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.

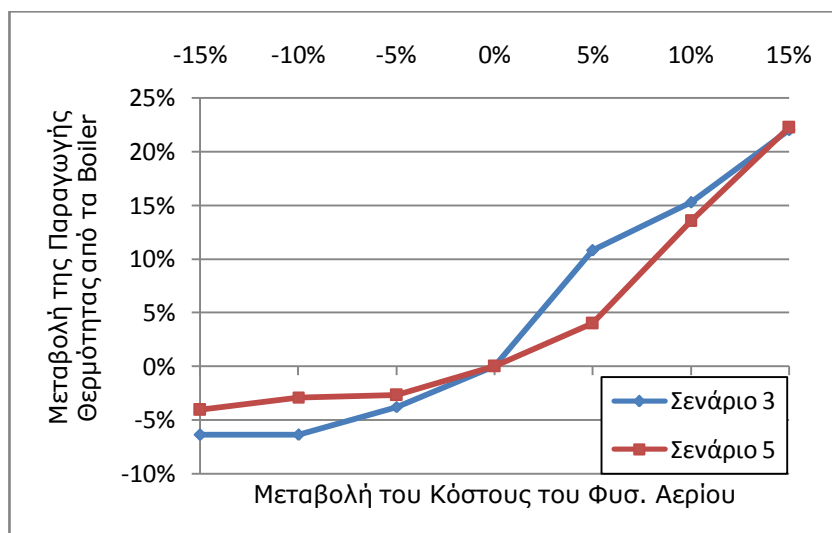
Όπως αναμέναμε, στο πρώτο, το δεύτερο και το τέταρτο σενάριο δε σημειώνεται καμία αλλαγή στην κατανομή της παραγωγής ισχύος, καθώς η αλλαγή στο κόστος του φυσικού αερίου αφήνει ανεπηρέαστη την παραγωγή τόσο της ηλεκτρικής όσο και της θερμικής ισχύος. Συνεπώς δε σημειώνονται στα διαγράμματα που προηγήθηκαν. Όλη η μεταβολή στο ενεργειακό κόστος οφείλεται στην αύξηση του κόστους του φυσικού αερίου που καταναλώνουν τα Boiler.

Κοιτάζοντας τα διαγράμματα αυτά, μπορούμε να καταλήξουμε στο ότι γενικά το δίκτυο που περιγράφει το σενάριο 3 και περισσότερο το 5, έχουν εξάρτηση από το κόστος του φυσικού αερίου. Στο σενάριο 5 η αντίδραση στην αύξηση του κόστους κατά 15% γίνεται μέσω της αύξησης της εισαγωγής ισχύος από το σύστημα κατά 143,94 kW (ποσοστό 26,23%), της παραγωγής από τις μονάδες DG κατά 33,8 kW (ποσοστό 3,15%) και της ταυτόχρονης μείωσης της παραγωγής ισχύος από τις μονάδες CHP κατά 177,7 kW (ποσοστό 7,1%). Αυτή η μεταβολή της κατανομής της παραγωγής έχει ως αποτέλεσμα, όπως είδαμε, την αύξηση του συνολικού ενεργειακού κόστους κατά 12,3%. Στη μείωση του κόστους του φυσικού αερίου η λειτουργία του δικτύου δεν εμφανίζει μεγάλες αλλαγές. Στην περίπτωση πτώσης της τιμής κατά 15%, η παραγωγή των CHP θα αυξηθεί κατά 1,5%, με την παραγωγή από το ζυγό ταλάντωσης να πέφτει κατά 2,71% και των μονάδων DG κατά 2,03%. Με αυτή την αύξηση της παραγωγής, τα CHP είναι κοντά στη μέγιστη δυνατή τιμή λειτουργίας τους, η οποία καθορίζεται από τις ιδιαίτερες συνθήκες που επιβάλλει το θερμικό και το ηλεκτρικό φορτίο.

Στο σενάριο 3 δεν υπάρχει λειτουργία μικροδικτύου. Έτσι οι μονάδες DG δε θα μεταβάλλουν καθόλου την παραγωγή τους. Όμως, αύξηση της τιμής για το φυσικό αέριο πάνω από 5% θα οδηγήσει σε υπολειτουργία τους ενεργειακούς διανομείς, με μείωση της παραγωγής τους κατά τουλάχιστον 6,8% και αύξηση της παραγωγής από το ζυγό αναφοράς κατά 14,39%. Όταν αυτή μειωθεί, δεν θα έχουμε κάποια σημαντική μεταβολή στην κατανομή της παραγόμενης ισχύος. Τα CHP απλώς θα αυξήσουν την παραγωγή τους κατά 2,6%, η οποία θα αντισταθμίσει πλήρως τη μείωση της εισαγωγής ισχύος κατά 5,39%.

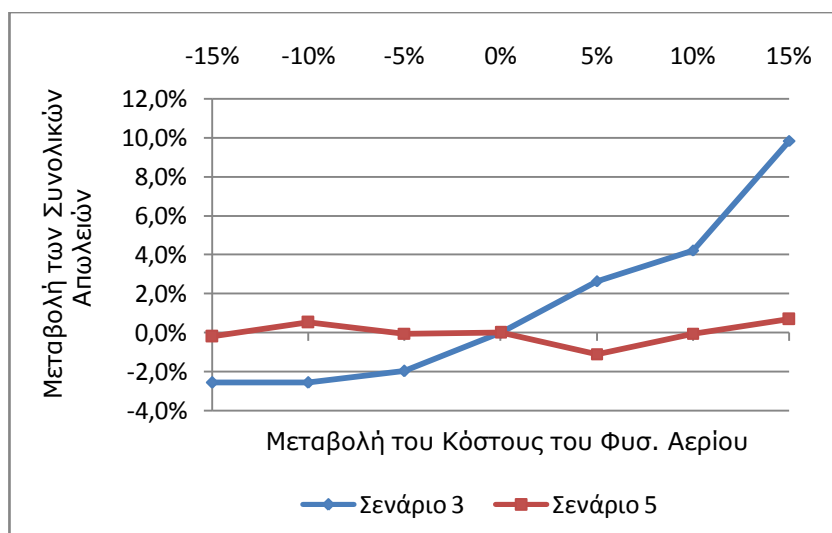
Για λόγους πληρότητας παρουσιάζουμε στο επόμενο σχήμα τη μεταβολή της παραγωγής θερμικής ισχύος από τα Boiler σε σχέση με τη μεταβολή της τιμής του φυσικού αερίου. Σε αυτό παρατηρούμε ότι αύξηση/μείωση της τελευταίας προκαλεί και αύξηση/μείωση της παραγωγής, είτε βρισκόμαστε στο σενάριο 3 είτε στο 5. Αυτό φαντάζει λογικό, αν αναλογιστούμε ότι με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου, έχουμε την αντίστροφη μεταβολή για την παραγωγή των μονάδων συμπαραγωγής. Με άλλα λόγια, αν μειωθεί το κόστος του φυσικού αερίου, τα CHP θα διεισδύουν περισσότερο στο δίκτυο, άρα θα παράγουν περισσότερη θερμική ισχύ και θα

καλύπτουν μεγαλύτερο μέρος του θερμικού φορτίου, με αποτέλεσμα τα Boiler να μειώνουν την παραγωγή τους. Φυσικά ισχύει και το αντίστροφο. Οι διακυμάνσεις που παρουσιάζονται στα δίκτυα των σεναρίων 3 και 5 είναι περίπου η ίδια, με μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης να παρουσιάζεται στο σενάριο 3. Αυτό εξηγείται με βάση τα προηγούμενα.



Σχήμα 8.28 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής θερμικής ισχύος από τα Boiler σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.

Περνάμε τώρα στις απώλειες. Αυτές δείχνονται στο σχήμα 8.29.

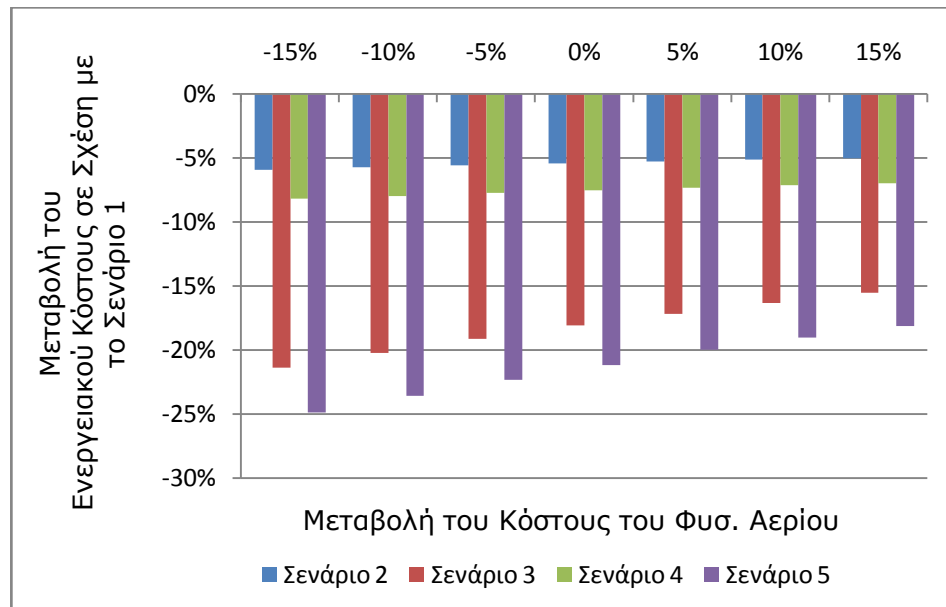


Σχήμα 8.29 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.

Οι απώλειες αναφορικά με το σενάριο 5 παρουσιάζουν απειροελάχιστη διακύμανση. Μεταβολές της τάξης του -0,2% και του +0,7% είναι αμελητέες και μη άξιες σχολιασμού. Μπορούμε να θεωρήσουμε ότι οι απώλειες στο σενάριο 5 πρακτικά

παραμένουν σταθερές. Βέβαια, στο δίκτυο του τρίτου σεναρίου μπορούν να αυξηθούν έως και 9,8%, αλλά ακόμη και τότε ανέρχονται σε 19,55 W, τιμή που μπορούμε ουσιαστικά να παραβλέψουμε.

Ολοκληρώνουμε την ανάλυση μας σχετικά με τη μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου παραθέτοντας ένα συγκριτικό διάγραμμα για τα ενεργειακά κόστη.



Σχήμα 8.30 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή του κόστους του φυσικού αερίου.

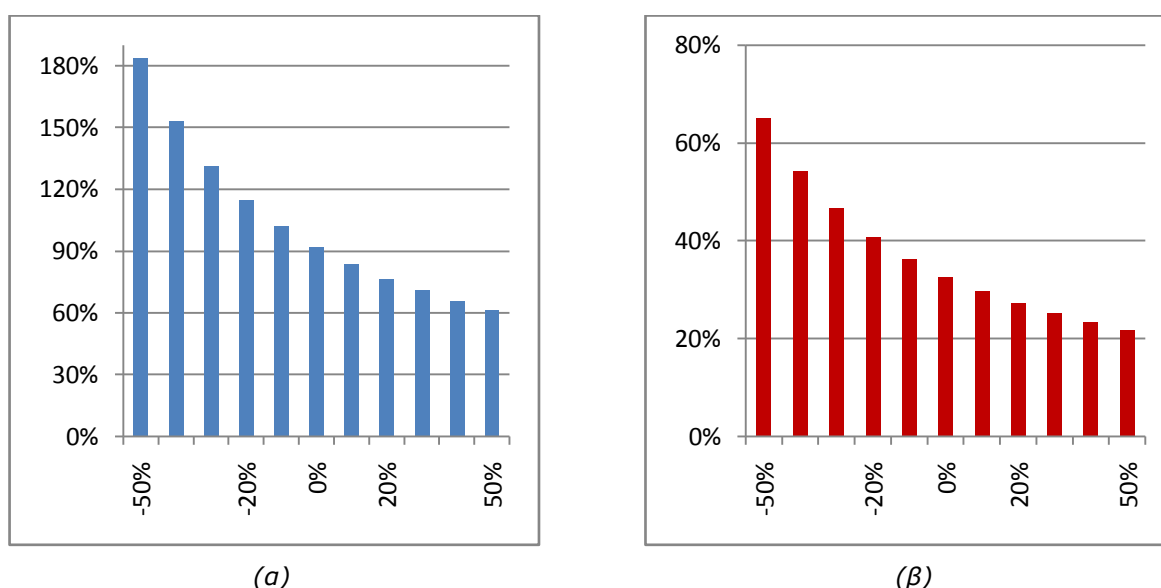
Η εικόνα που αποκομίζουμε παραμένει η ίδια. Παρόλη τη μεγαλύτερη συγκριτικά αλλαγή του ενεργειακού κόστους που εμφανίζεται στο δίκτυο του σεναρίου 5 (σχήμα 8.24), αυτό εξακολουθεί να είναι προσφέρει τα περισσότερα οικονομικά οφέλη στους καταναλωτές. Μπορεί σε περίπτωση αύξησης του κόστους του φυσικού αερίου κατά 15% η οικονομική υπεροχή του έναντι του πρώτου σεναρίου να πέφτει στο 18,1% από 21,2%, ωστόσο είναι ακόμα με διαφορά το καλύτερο. Στη χειρότερη περίπτωση, κερδίζουμε 18,83 € την ημέρα αν υιοθετήσουμε τη συνδυασμένη θεώρηση ενεργειακών διανομών και μικροδικτύου σε σχέση με το αμέσως καλύτερο σενάριο της ξεχωριστής λειτουργίας των ενεργειακών διανομών και των μονάδων του δικτύου.

8.4.3 Μεταβολή του Ηλεκτρικού και Θερμικού Φορτίου

Ύστερα από την ανάλυση της ευαισθησίας των διάφορων προτεινόμενων δικτύων αναφορικά με τα κόστη για την αγορά κάποιου ενεργειακού φορέα (ηλεκτρισμός και φυσικό αέριο), ερχόμαστε τώρα να δούμε την επίπτωση που θα έχει μια πιθανή μεταβολή του φορτίου, κρατώντας σταθερές όλες τις άλλες παραμέτρους των δικτύων

κάθε σεναρίου. Το φορτίο με την πάροδο των ετών συνήθως αυξάνεται, ενώ υπάρχει περίπτωση να αυξομειώνεται και εποχικά, π.χ. το καλοκαίρι σε μία τουριστική περιοχή οι ανάγκες για ηλεκτρισμό και ζεστό νερό αυξάνονται. Μειώνεται, όμως, η αντίστοιχη ζήτηση στα αστικά κέντρα, καθώς οι πολίτες τα εγκαταλείπουν για την ύπαιθρο.

Στην ενότητα αυτή μεταβάλλουμε ταυτόχρονα τόσο το ηλεκτρικό όσο και το θερμικό φορτίο του δικτύου. Η μεταβολή αυτή κυμαίνεται από -50% έως +50%. Η αλλαγή, ωστόσο, του φορτίου θα επιδράσει στην κατανομή ισχύος στο δίκτυο, συμπαρασύροντας έτσι και το συνολικό ενεργειακό κόστος. Πριν ασχοληθούμε με αυτό, παραθέτουμε στα επόμενα σχήματα το ποσοστό κάλυψης του φορτίου από την εγκατεστημένη ισχύ, καθώς το φορτίο μεταβάλλεται.

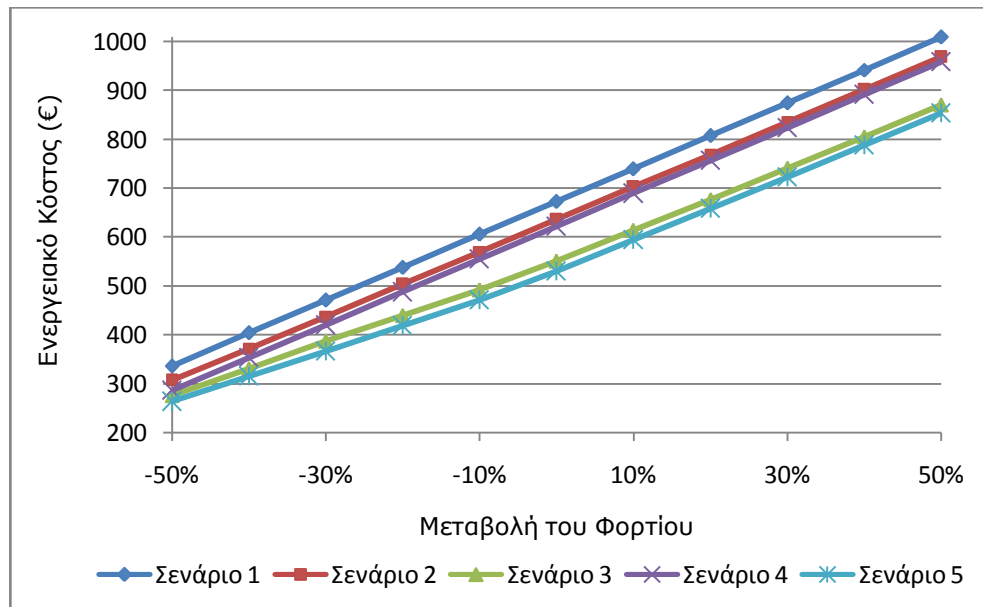


Σχήμα 8.31 Η κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου από τις μονάδες του δικτύου, καθώς το συνολικό φορτίο μεταβάλλεται από -50% έως +50%. Το σχήμα (α) αναφέρεται στα σενάρια 3 και 5, το σχήμα (β) στα σενάρια 2 και 4.

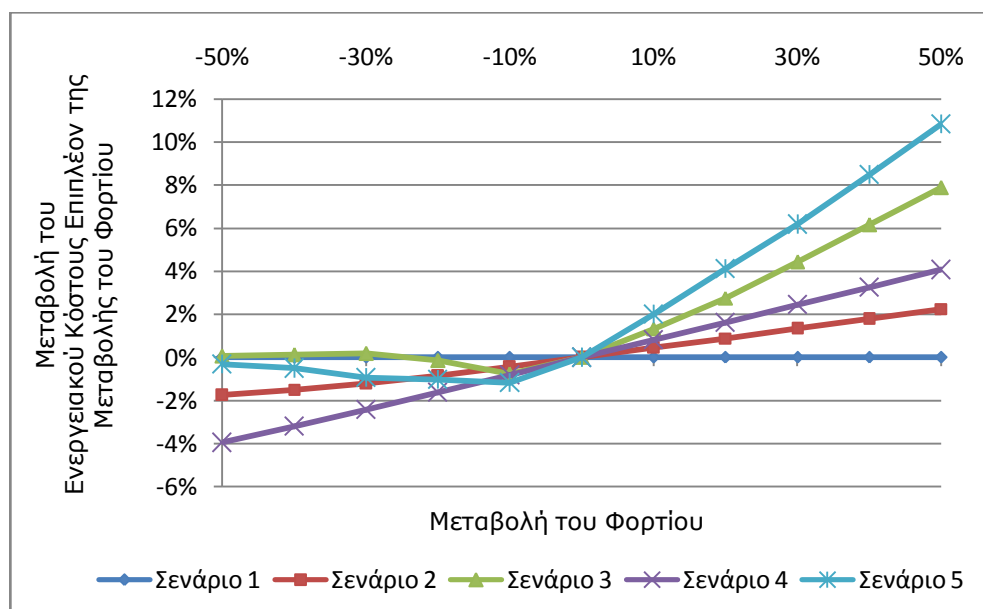
Παρατηρούμε πως όταν το φορτίο μειώνεται, η κατάσταση είναι καλή και για τις δύο ομάδες σεναρίων. Τα μεν σενάρια 3 και 5 μπορούν να φτάσουν να υπερκαλύπτουν κατά 83,5% το φορτίο, τα δε σενάρια 2 και 4 μπορούν να τροφοδοτούν έως και το 65,1% του φορτίου. Το πρόβλημα εντοπίζεται στην αύξηση του φορτίου. Όπως και πριν, σε καλύτερη θέση τα δίκτυα των σεναρίων 3 και 5, τα οποία καλύπτουν σε κάθε περίπτωση τουλάχιστον το 61,2% του ηλεκτρικού φορτίου. Πιο δυσχερής η κατάσταση στα σενάρια 2 και 4 με κάτω όριο της κάλυψης του φορτίου το 21,7%, τρεις φορές μικρότερο σε σχέση με τα δύο προηγούμενα.

Σε αυτή την ανάλυση ευαισθησίας, όπως άλλωστε και στις δύο προηγούμενες, περιμένουμε πως το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης θα επιδράσει στο συνολικό

ενεργειακό κόστος. Ενδιαφέρον έχει, όμως, ο τρόπος αντίδρασης των δικτύων σε αυτή την αυξομείωση του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου. Η μείωση του θα είναι ευεργετική για κάθε σενάριο λειτουργίας. Στην αύξηση του είναι που θέλουμε να δοκιμάσουμε τα καλύτερα μέχρι στιγμής σενάρια 3 και 5. Έχουμε, συνεπώς, τα ακόλουθα σχήματα.



Σχήμα 8.32 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή του συνολικού φορτίου.



Σχήμα 8.33 Μεταβολή του ενεργειακού κόστους για μία ημέρα επιπλέον της μεταβολής του φορτίου σχετικά με τη μεταβολή του συνολικού φορτίου.

Σημ.: Το σχήμα 8.33 είναι αθροιστικό. Για παράδειγμα, αύξηση του φορτίου κατά 50% στο σενάριο 5 θα προκαλέσει αύξηση του ενεργειακού κόστους κατά $50\% + 10,84\% = 60,84\%$.

Όντως, μεγάλη είναι η επίδραση που έχει η μεταβολή του φορτίου στο συνολικό ενεργειακό κόστος. Όταν αυτό μειωθεί στο μισό, τότε τα ενεργειακά κόστη των σεναρίων μοιάζουν να συγκλίνουν, μειώνοντας τα οφέλη που αποκομίζουν οι καταναλωτές σε σχέση με την επιλογή από τους υπευθύνους της μίας ή της άλλης εναλλακτικής. Η μεγάλη κάλυψη του φορτίου σε αυτή την περίπτωση οδηγεί στη δραματική μείωση του κόστους σε κάθε σενάριο, με το σενάριο 4 να εμφανίζει τη μεγαλύτερη πτώση του κόστους, κατά 53,96% (δηλαδή 335,74 €). Το πρώτο σενάριο ακολουθεί πλήρως τη μεταβολή του φορτίου, με ισόποση μεταβολή του ενεργειακού κόστους. Δηλαδή, μείωση του φορτίου κατά 50% οδηγεί στη μείωση του κόστους για την ενέργεια κατά 50%. Τη μικρότερη μείωση του κόστους εμφανίζουν το τρίτο και το πέμπτο σενάριο, κατά 49,94% (μείωση 275,28 €) και 50,32% (μείωση 266,96 €) αντίστοιχα.

Η αύξηση του φορτίου προκαλεί προβλήματα σε όλα τα προς σύγκριση δίκτυα. Μεγάλη αύξηση σημειώνουν τα κατά γενική ομολογία καλύτερα σενάρια. Αύξηση του ενεργειακού κόστους κατά 60,84% (αύξηση 322,79 €) στο πέμπτο και κατά 57,89% (αύξηση 319,09 €) στο τρίτο σενάριο δεν μπορεί να περάσει απαρατήρητη. Σε καλύτερη μοίρα, όσον αφορά τη μεταβολή του κόστους, βρίσκονται όλα τα υπόλοιπα σενάρια.

Ο λόγος για τον οποίο το δίκτυο πρωτίστως του σεναρίου 5 είναι τόσο ευάλωτο στην αύξηση του φορτίου είναι ότι πλέον πρέπει να εισαχθεί ισχύς για την κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Η αύξηση του φορτίου κατά 1,5 φορές οδηγεί στη μείωση της κάλυψης του από το 91,7% στο 61,2% και έτσι εξαντλούνται οι δυνατότητες ελιγμού. Με άλλα λόγια, αρχίζει να εξαρτάται από το ζυγό ταλάντωσης για την εισαγωγή ισχύος.

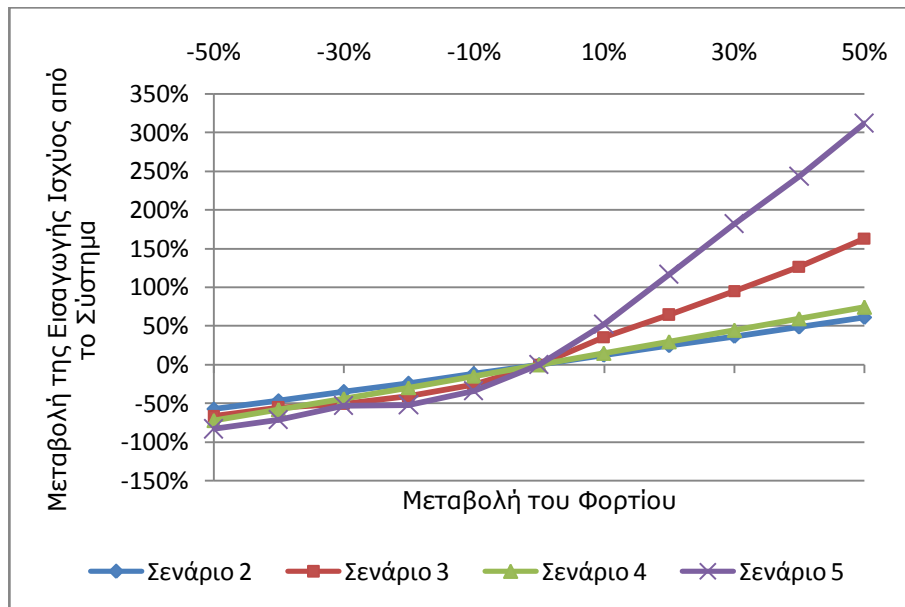
Αντίθετα, στα υπόλοιπα σενάρια (1, 2 και 4) το δίκτυο που περιέγραφαν ήταν ήδη εξαρτημένο από το ζυγό αναφοράς και έτσι η αύξηση του φορτίου απλώς θα επιτείνει το ήδη διογκωμένο πρόβλημα της μη κάλυψης του φορτίου (μείωση της από το 32,5% στο 21,7%). Γι' αυτό και τα κόστη για τα σενάρια αυτά δεν αυξάνουν πολύ.

Το αντίθετο συμβαίνει με την περίπτωση της μείωσης του συνολικού φορτίου. Τότε η κάλυψη του στα σενάρια 2 και 4 υπερδιπλασιάζεται (από 32,5% σε 65,1%) και γι' αυτό τα κόστη μειώνονται τόσο θεαματικά. Αντίθετα, είτε καλύπτεται το φορτίο κατά 91,7% είτε υπερκαλύπτεται και μένει και ένα επιπλέον 80% αδιάθετο (περίπτωση σεναρίων 3 και 5), η διαφορά που προκύπτει στο κόστος για την ενέργεια είναι μικρή.

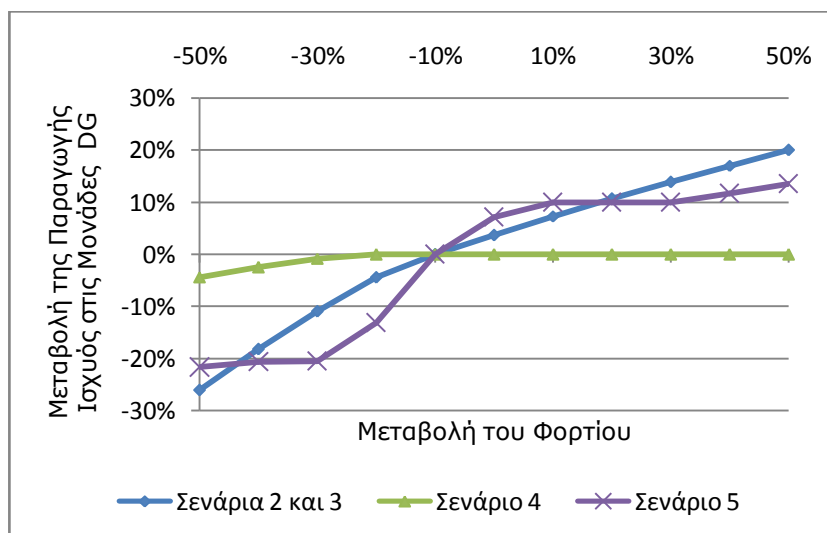
Ανεξάρτητα, βέβαια, από τη μεγάλη μεταβολή του ενεργειακού κόστους στην αύξηση του φορτίου, τα σενάρια 3 και 5 παραμένουν τα πιο οικονομικά για τη λειτουργία του δικτύου, όπως μπορούμε να δούμε στο σχήμα 8.32, με τη διαφορά τους μάλιστα από τα

υπόλοιπα να αυξάνεται. Στην ανάλυση στο τέλος της ενότητας αυτό θα φανεί ακόμα καλύτερα.

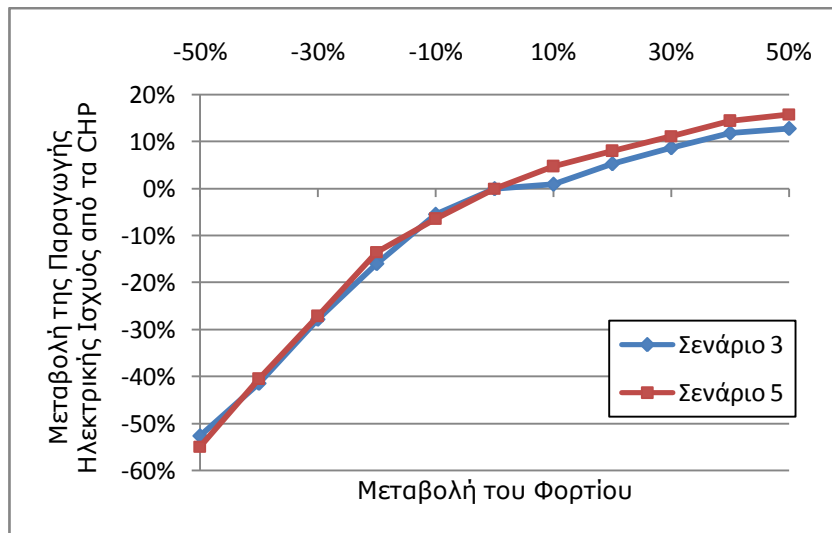
Τα ακόλουθα διαγράμματα που αναφέρονται στην μεταβολή της κατανομής της παραγόμενης ισχύος θα μας βοηθήσουν να κατανοήσουμε καλύτερα τη μεταβολή του ενεργειακού κόστους.



Σχήμα 8.34 Μεταβολή της ημερήσιας εισαγωγής ισχύος από το σύστημα σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.



Σχήμα 8.35 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τις μονάδες DG σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.



Σχήμα 8.36 Μεταβολή της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.

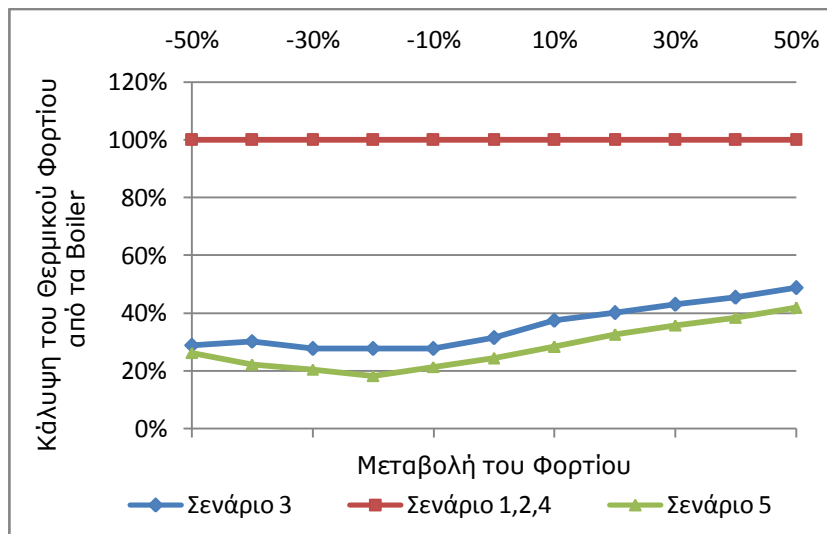
Από την αντιπαράθεση των διαγραμμάτων αυτών, καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι τα σενάρια 3 και 5 συνεχίζουν να έχουν τη μεγαλύτερη ευελιξία σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου. Δεδομένου ότι η μείωση του φορτίου μπορεί να αντιμετωπιστεί από όλα τα προς εξέταση δίκτυα, αφιερώνουμε περισσότερο χώρο στην αύξηση του φορτίου.

Έτσι, την αύξηση της ζήτησης κατά 50% το δίκτυο του σεναρίου 5 την αντιμετωπίζει με αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα CHP κατά 15,8%, από τις μονάδες DG κατά 13,58% και από το ζυγό αναφοράς κατά 312%. Η συνολική παραγωγή από τις μονάδες του δικτύου αυξάνει, έτσι, από 3826,4 kW στα 4301,5 kW, ενώ η εισαγωγή ισχύος καταλήγει να είναι 2261,2 kW από 548,82 kW, ανατρέποντας την προηγούμενη ισορροπία. Τώρα ένα μεγάλο ποσοστό της ισχύος εισάγεται αντί να παράγεται, γι' αυτό και έχουμε την τόσο μεγάλη ποσοστιαία μεταβολή του ενεργειακού κόστους.

Ανάλογη εικόνα έχουμε και για το σενάριο 3, μόνο που αυτό ανταποκρίνεται στην αύξηση του φορτίου με την πολύ μεγαλύτερη αύξηση της εισαγωγής ισχύος, η οποία μπορεί να φτάσει έως και το εντυπωσιακό 171%. Δεν έχει άλλη επιλογή, μιας και στην περίπτωση αυτή δεν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου, και έτσι δεν μπορεί να έχει μεγάλη ελευθερία στην αύξηση της παραγωγής από τις μονάδες του δικτύου, οι οποίες είναι αναγκασμένες να καλύπτουν τα τοπικά φορτία και μόνο αυτά.

Από την άλλη πλευρά, στο τέταρτο σενάριο (λειτουργία μικροδικτύου μόνο με μονάδες DG), μόνο ο ζυγός ταλάντωσης συνεισφέρει στην παραγωγή της επιπλέον απαιτούμενης ισχύος. Οι μονάδες DG έχουν εξαντλήσει τις δυνατότητες τους.

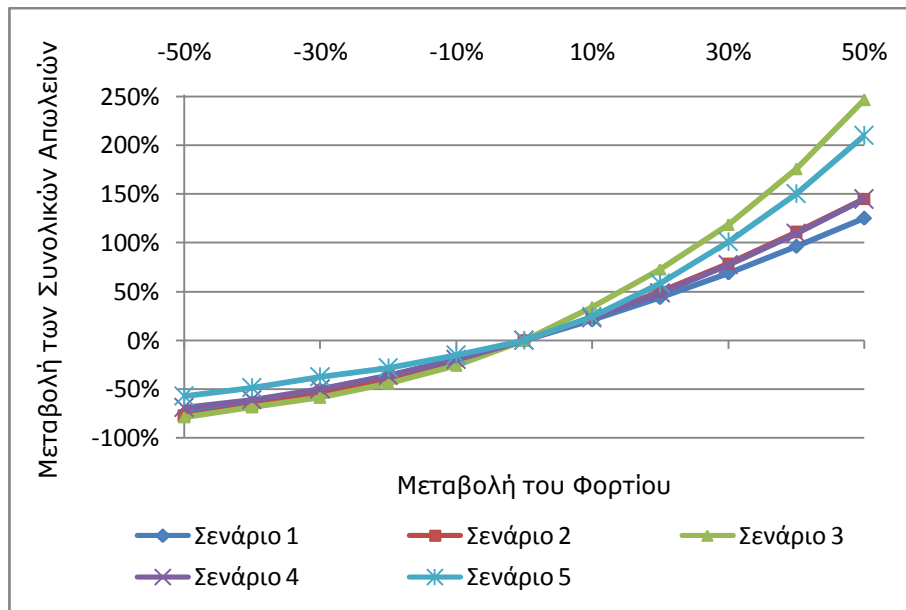
Στη συνέχεια εξετάζουμε το ποσοστό κάλυψης του θερμικού φορτίου από τα Boiler. Το αντίστοιχο για τα CHP είναι περιττό, μιας και αθροιστικά οι δύο τύποι μονάδων καλύπτουν το σύνολο του.



Σχήμα 8.37 Κάλυψη του θερμικού φορτίου από την παραγωγή των Boiler σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.

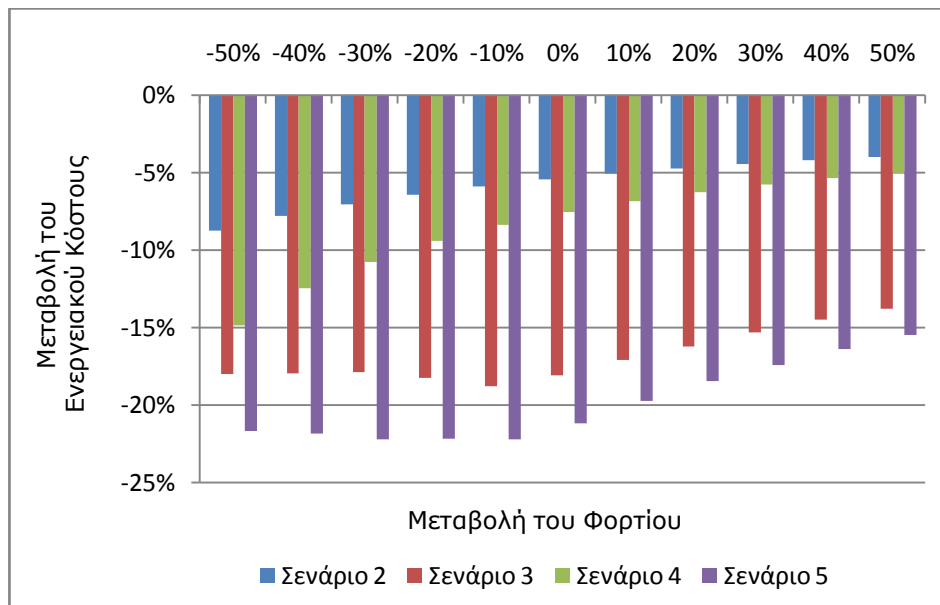
Για τα σενάρια 1, 2 και 4 τα πράγματα είναι προφανή και δεν υπάρχει λόγος να ασχοληθούμε. Η κάλυψη του θερμικού φορτίου ακολουθεί το ίδιο μοτίβο στα σενάρια 3 και 5, με τη συμμετοχή των Boiler να είναι ελαφρώς μικρότερη στο δίκτυο του σεναρίου 5, λόγω της λειτουργίας μικροδικτύου. Πιο συγκεκριμένα, αυτά καταλήγουν να καλύπτουν μέχρι και το 48,8% του θερμικού φορτίου στο σενάριο 3 και 41,9% στο σενάριο 5. Αυξανομένου του φορτίου, αυξάνεται και η συμμετοχή τους στη θερμική παραγωγή.

Περνάμε τώρα στις απώλειες του δικτύου, οι οποίες παρουσιάζονται στο σχήμα 8.38. Όπως περιμέναμε, αύξηση του φορτίου οδηγεί σε αύξηση της διακινούμενης ισχύος και άρα και των απωλειών. Το αντίστροφο επίσης ισχύει. Πιο επιρρεπές στην αύξηση των απωλειών είναι το δίκτυο του τρίτου σεναρίου και μετά του πέμπτου. Αυτό δεν είναι κάτι που δεν είχαμε ήδη προβλέψει. Στα δύο αυτά σενάρια σημειώνονται οι δύο μεγαλύτερες αυξήσεις της εισαγωγής ισχύος από το σύστημα και όπως έχουμε δει, όσο πιο εξαρτημένο είναι το δίκτυο από την εισαγωγή ισχύος, τόσο μεγαλύτερες απώλειες παρουσιάζει. Παραπλήσιες είναι οι επιδόσεις των λοιπών σεναρίων όσον αφορά στην αύξηση του φορτίου. Ακόμα και στη χειρότερη περίπτωση, όμως, οι απώλειες στο τρίτο και πέμπτο σενάριο είναι πολύ χαμηλές (περί τα 0,06 kW) για να αποτελέσουν πρόβλημα.



Σχήμα 8.38 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή του φορτίου.

Ένα τελευταίο συγκριτικό διάγραμμα για το ενεργειακό κόστος ολοκληρώνει την ενότητα αυτή.



Σχήμα 8.39 Μεταβολή του συνολικού ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 1, για κάθε μεταβολή του φορτίου.

Για μία ακόμα φορά, το μικροδίκτυο με τους ενεργειακούς διανομείς παρουσιάζει τα περισσότερα οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές. Τόσο στη μείωση του φορτίου, όσο και στην αύξηση του, το σενάριο αυτό είναι το βέλτιστο για τη λειτουργία του δικτύου. Πρέπει, βέβαια, να παρατηρήσουμε ότι όσο αυξάνει το φορτίο, τόσο μειώνονται τα οφέλη που προσφέρει συγκριτικά με το αμέσως επόμενο, δηλαδή το

τρίτο, σενάριο. Επιπλέον, σε χαμηλό φορτίο ως τρίτη εναλλακτική προβάλλει το δίκτυο του σεναρίου 4 με την απλή λειτουργία μικροδικτύου χωρίς οι διανομείς να είναι πλήρεις.

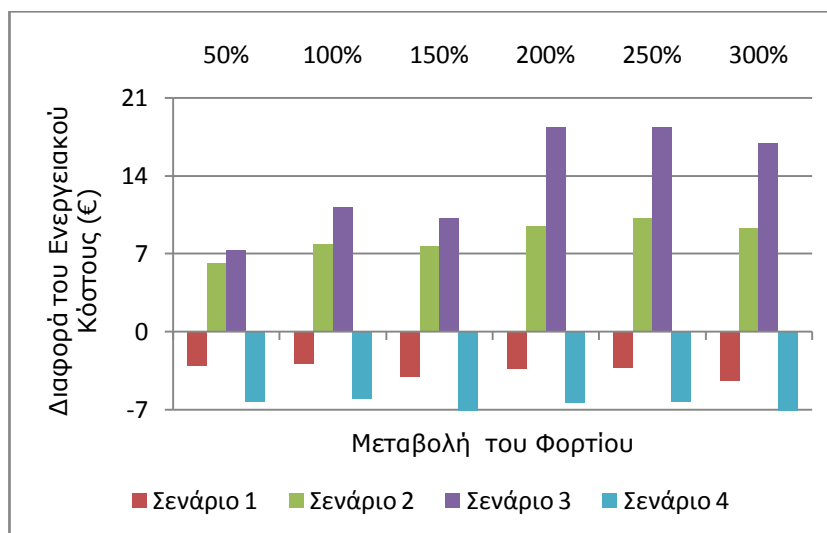
8.4.4 Συνδυασμένη Μεταβολή του Ηλεκτρικού και Θερμικού Φορτίου και του Κόστους του Ηλεκτρισμού.

Μέχρι στιγμής εξετάσαμε την ευαισθησία των διαφορετικών δικτύων που προτείνει το κάθε σενάριο όσον αφορά στην αλλαγή της τιμής μίας παραμέτρου κάθε φορά. Ασχοληθήκαμε, έτσι, διαδοχικά με τη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου και την αυξομείωση του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου. Στην ενότητα αυτή προχωράμε ένα βήμα παραπέρα και αναρωτιόμαστε ποια επίπτωση θα έχει στο δίκτυο η ταυτόχρονη μεταβολή του κόστους του ηλεκτρισμού και του συνολικού φορτίου.

Επιλέγουμε η ανάλυση μας στην παρούσα ενότητα να είναι περισσότερο υποθετική παρά κοντά στην πραγματικότητα, έτσι ώστε να δούμε σε ποιες περιπτώσεις, αν υπάρχουν, θα μπορούσαμε να υποκαταστήσουμε το καλύτερο μέχρι στιγμής σενάριο (συνδυασμένη λειτουργία μικροδικτύου με ενεργειακούς διανομείς) με κάποιο από τα υπόλοιπα. Συνεπώς, θεωρούμε πως το κόστος για τον ηλεκτρισμό μπορεί να μεταβληθεί ραγδαία, με συνεπαγόμενη μείωση/αύξηση από 40% έως και 60% της αρχικής του τιμής, ενώ το φορτίο λαμβάνει ακραίες τιμές, υποκείμενο σε αύξηση από 50% έως και 300%. Για να μπορούν να ανταποκριθούν στην αύξηση των θερμικών αναγκών των καταναλωτών τα δίκτυα που δε διαθέτουν μονάδες συμπαραγωγής (σενάρια 1, 2 και 4), έχουμε αυξήσει τη θερμική δυνατότητα των εγκατεστημένων Boiler στο 1,6 MW από 320 kW. Η αλλαγή αυτή έγινε σε κάθε σενάριο, για να είναι οι συνθήκες λειτουργίας όμοιες.

Δεδομένου ότι τέτοιες αλλαγές δεν έχουν μεγάλη πιθανότητα να συμβούν, στο κομμάτι αυτό δεν θα ασχοληθούμε με τη μεταβολή κανενός άλλου μεγέθους παρά μόνο με του ενεργειακού κόστους. Έτσι απουσιάζουν διαγράμματα σχετικά με τη μεταβολή της κατανομής της παραγόμενης ισχύος στο δίκτυο και των απωλειών. Επιπλέον, σενάριο βάσης αυτή τη φορά θα υποθέσουμε ότι είναι το πέμπτο σενάριο και όλες οι μεταβολές του ενεργειακού κόστους θα υπολογιστούν επ' αυτού. Μία ακόμα αλλαγή που κάνουμε σε σχέση με τις προηγούμενες ενότητες είναι ότι δεν θα αναφερθούμε σε ποσοστιαίες διαφορές αλλά σε καθαρές, έτσι αυτές να είναι πιο εύκολο να γίνουν κατανοητές. Σκοπός μας είναι να βρούμε αν υπάρχουν συνθήκες κατά τις οποίες τα ενεργειακά κόστη κάποιων σεναρίων συγκλίνουν.

Ξεκινάμε με την εξέταση της αρνητικής μεταβολής του κόστους του ηλεκτρισμού, καθώς το φορτίο αυξάνεται δραματικά. Αυτό παρουσιάζεται στα σχήματα 8.40, 8.41 και 8.42. Να σημειώσουμε ότι η σύμβαση που έχουμε κάνει είναι ότι θετική διαφορά του ενεργειακού κόστους ενός σεναρίου σχετικά με του σεναρίου 5, σημαίνει ότι το σενάριο αυτό είναι κατά το ποσό αυτό ακριβότερο.

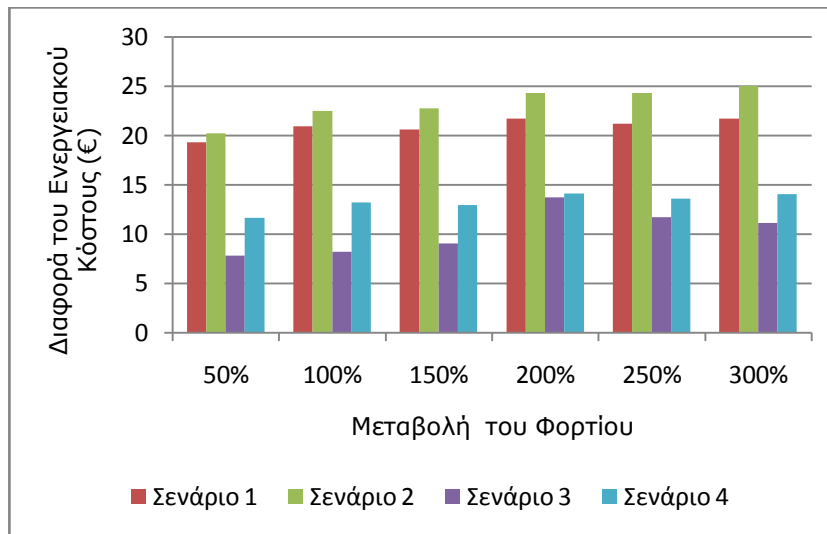


Σχήμα 8.40 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 60%.

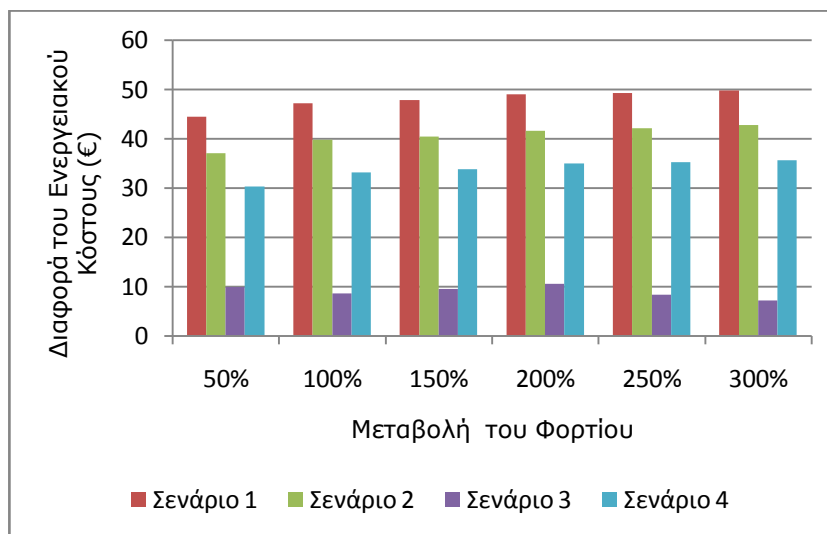
Το πρώτο αυτό διάγραμμα μας εκπλήσσει. Παρατηρούμε ότι για πρώτη φορά το δίκτυο που περιγράφεται από το σενάριο 5 δεν είναι το οικονομικότερο. Αντιθέτως, το μέχρι πρότινος χειρότερο σενάριο, το πρώτο, εμφανίζεται τώρα να αποτελεί οικονομική λύση. Στην ακραία περίπτωση της μείωσης του κόστους του ηλεκτρισμού κατά 60% και ταυτόχρονης κατακόρυφης αύξησης του φορτίου, ως πλέον λειτουργικό προκρίνεται το δίκτυο του τέταρτου σεναρίου (μικροδίκτυο χωρίς CHPs), το οποίο έχει όφελος συγκριτικά με το δίκτυο του πέμπτου σεναρίου τουλάχιστον 6,21 €.

Επιχειρώντας μια εξήγηση γι' αυτό, μπορούμε να αναλογιστούμε ότι όταν το κόστος εισαγωγής ενέργειας γίνει τόσο μικρό και το φορτίο είναι αυξημένο κατακόρυφα, μας συμφέρει να αγοράσουμε σχεδόν όλη την απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύ από το σύστημα, θέτοντας εκτός λειτουργίας τις μονάδες του δικτύου. Ωστόσο, αυτές έχουν τεχνικά ελάχιστα και έτσι δεν επιτρέπεται να σταματήσουν να παράγουν ηλεκτρική ισχύ. Ακριβώς γι' αυτό το σενάριο 5 δεν είναι πια το πιο οικονομικό, καθώς όλες οι μονάδες του πρέπει να παράγουν τουλάχιστον την κατώτερη τιθέμενη ηλεκτρική ισχύ. Από την άλλη, στα δίκτυα των σεναρίων 2 και 3 δεν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου και οι παραγωγοί θα πρέπει να καλύπτουν όσο μεγαλύτερο κομμάτι της τοπικής ζήτησης μπορούν, χωρίς να συνεργάζονται με το σύστημα ή μεταξύ τους. Εντέλει, το απλό

μικροδίκτυο, με απουσία των CHPs, είναι αυτό που θα πρέπει να υιοθετήσουμε σε μία τέτοια υποθετική περίπτωση.



Σχήμα 8.41 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 50%.

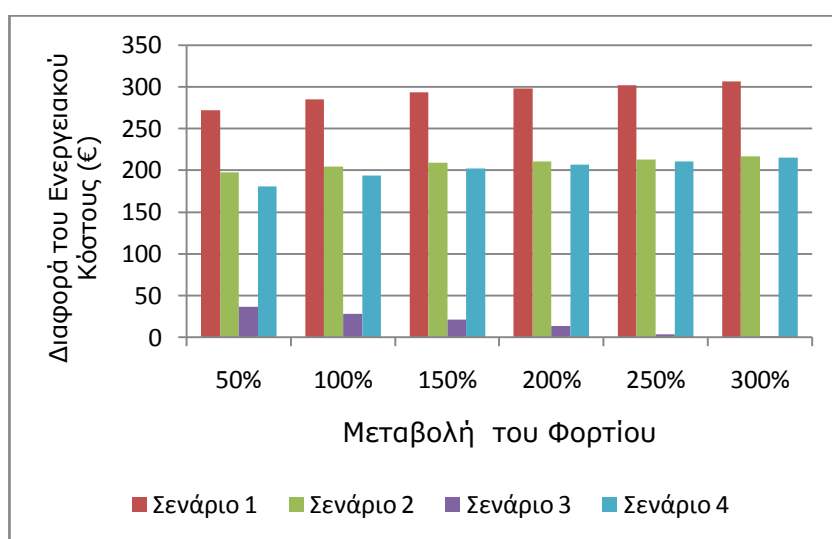


Σχήμα 8.42 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού μειωμένο κατά 40%.

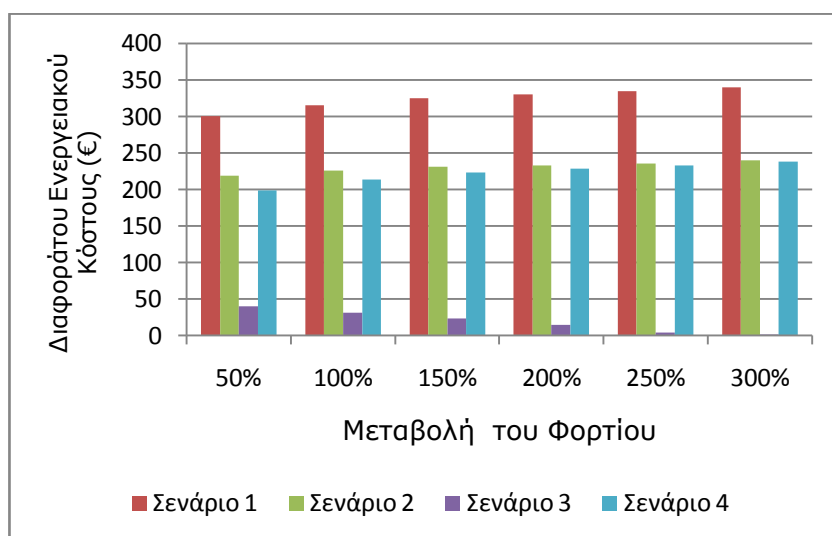
Στα δύο αυτά διαγράμματα βλέπουμε πως η τάξη αποκαθίσταται άμα τη μικρότερη μείωση του κόστους του ηλεκτρισμού. Το πέμπτο σενάριο ανακτά τη θέση του ως το πλέον οικονομικό για το σύστημα. Επιπρόσθετα, όταν το κόστος του ηλεκτρισμού είναι μειωμένο κατά 50%, το τέταρτο σενάριο συνεχίζει να θεωρείται ως συμφέρον, αρκεί να μην αυξηθεί το φορτίο πέραν του 150%. Όταν το κόστος του ηλεκτρισμού βρίσκεται στο 60% της αρχικής τιμής του, η γνωστή σειρά κατάταξης των δικτύων κάθε σεναρίου

προκύπτει και πάλι έντονα. Ύστερα από το πέμπτο σενάριο ακολουθούν κατά σειρά το τρίτο, το τέταρτο, το δεύτερο και τέλος το πρώτο.

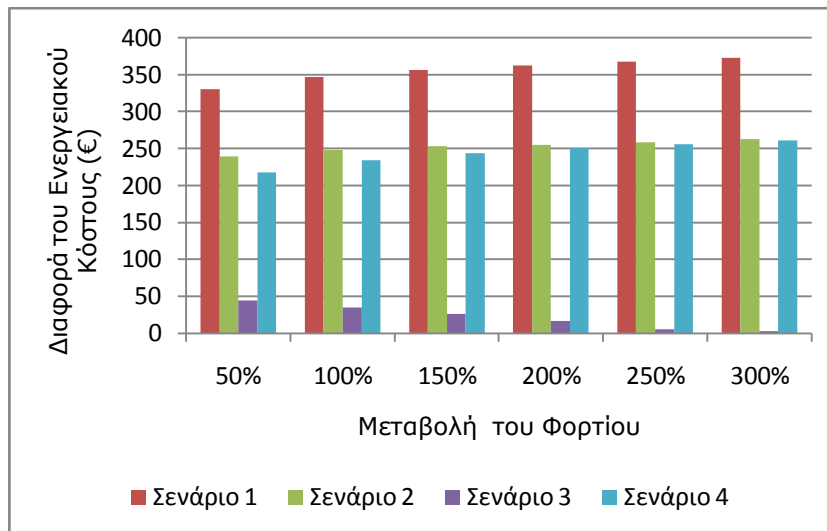
Στα επόμενα τρία διαγράμματα ασχολούμαστε με την αύξηση του κόστους του ηλεκτρισμού. Ύστερα από τα σχήματα και την ανάλυση που προηγήθηκε, αναμένουμε τις διαφορές υπέρ του πέμπτου σεναρίου να εκτοξευθούν. Πράγματι, οι εικόνες μιλάνε από μόνες τους. Στην ακραία περίπτωση της ραγδαίας ανόδου του κόστους του ηλεκτρισμού και της αύξησης του φορτίου, τα οφέλη που αποκομίζουμε αν επιλέξουμε το δίκτυο του πέμπτου σεναρίου είναι της τάξης των εκατοντάδων Ευρώ συγκριτικά με τα δίκτυα των σεναρίων 1, 2 και 4. Δεν υπάρχει λόγος να αναφερθούμε σε νούμερα, το κέρδος μας είναι προφανές.



Σχήμα 8.43 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 40%.



Σχήμα 8.44 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 50%.



Σχήμα 8.45 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε μεταβολή του φορτίου. Κόστος ηλεκτρισμού αυξημένο κατά 60%.

Αυτό που πρέπει να σημειώσουμε είναι ότι τα ενεργειακά κόστη για το σενάριο 3 και 5 συγκλίνουν για αύξηση του φορτίου κατά 300%. Τότε σημειώνονται διαφορές της τάξης των μόλις 2 €, οι οποίες είναι ασήμαντες, αν αναλογιστούμε την τάξη μεγέθους του ενεργειακού κόστους για τέτοια αύξηση του φορτίου (πχ. 3054,8 € είναι το ενεργειακό κόστος για το πέμπτο σενάριο, όταν το κόστος του ηλεκτρισμού αυξηθεί κατά 60% και το φορτίο κατά 300%).

Ολοκληρώνοντας αυτή την ενότητα, οφείλουμε να επισημάνουμε πως τέτοιες μεταβολές του φορτίου και του κόστους του ηλεκτρισμού και μάλιστα ταυτόχρονα είναι μάλλον απίθανο να λάβουν χώρα. Αυτό που μπορούμε να κρατήσουμε είναι ότι υπάρχουν δύο ακραία αντιδιαμετρικά ενδεχόμενα κατά τα οποία η συνδυασμένη θεώρηση ενεργειακών διανομών και μικροδικτύων αποτυγχάνει στην εφαρμογή της (κατακόρυφη πτώση των τιμών του ηλεκτρισμού και αύξηση φορτίου), ή προσεγγίζεται σε μεγάλο βαθμό από τη κάποια άλλη θεώρηση για τη λειτουργία του δικτύου (κατακόρυφη άνοδος των τιμών του ηλεκτρισμού και ραγδαία αύξηση φορτίου).

8.4.5 Μεταβολή της Εγκατεστημένης Ηλεκτρικής Ισχύος

Η τελευταία ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιούμε αφορά την εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ. Εδώ ακολουθούμε τελείως άλλο δρόμο σε σχέση με τις προηγούμενες ενότητες, οπότε και οι μονάδες του δικτύου ήταν δεδομένες και εμείς αλλάζαμε τα φορτία και τα κόστη των ενεργειακών φορέων.

Πιο συγκεκριμένα, στο κομμάτι αυτό κρατάμε όλες τις παραμέτρους του δικτύου σταθερές και εξετάζουμε ποια είναι η βέλτιστη οικονομικά θεώρηση για τη λειτουργία

του δικτύου, όταν η εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς ανέρχεται από το 25% έως το 125% της αιχμής του φορτίου.

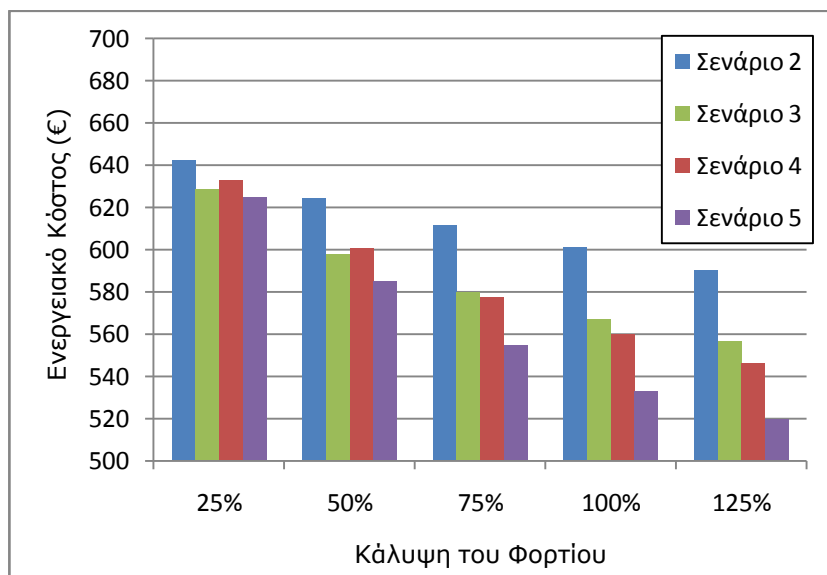
Τα σενάρια που εφαρμόζουμε εδώ είναι ελαφρώς τροποποιημένα, έτσι ώστε να έχουμε μικρότερη εξάρτηση από τα CHP, όπου αυτά υπάρχουν. Για να μη δυσκολέψουμε τον αναγνώστη, κρατάμε την ίδια αρίθμηση με πριν, μολονότι το σενάριο 1 τώρα απουσιάζει, καθώς σε αυτό είχαμε μηδενική κάλυψη του φορτίου από την εγκατεστημένη ισχύ. Συνεπώς, το σενάριο 2 αναφέρεται στην ύπαρξη μόνο των μονάδων DG στο σύστημα και ανεξάρτητη λειτουργία, το σενάριο 3 στην παρουσία των μονάδων DG και CHP λειτουργώντας ανεξάρτητα, το σενάριο 4 στη λειτουργία μικροδικτύου μόνο με τις μονάδες DG και το σενάριο 5 στη συνδυασμένη λειτουργία μικροδικτύου με πλήρεις ενεργειακούς διανομείς (δηλαδή έχουν μονάδες CHP).

Αυτό που διαφέρει σε σχέση με πριν είναι ο βαθμός διείσδυσης των CHP. Ενώ πριν μπορούσαν να καλύψουν μέχρι και το 59,2% της αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου, τώρα μειώνουμε το ποσοστό αυτό στο 25% και το κρατάμε σταθερό. Αυτό το επιτυγχάνουμε με αντικατάσταση των υπάρχουσών μονάδων με άλλες μικρότερες, οι οποίες παράγουν μέχρι και 33,7 kW_{el} και 56,7 kW_{th}. Ο βαθμός απόδοσης τους είναι και πάλι μεταβλητός και για το σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκαν κανονικοποιημένες καμπύλες, όπως άλλωστε και πριν. Έτσι, πάντα στα σενάρια με πλήρεις ενεργειακούς διανομείς (το τρίτο και το πέμπτο), μέχρι και το 25% της αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου θα καλύπτεται από τα CHP.

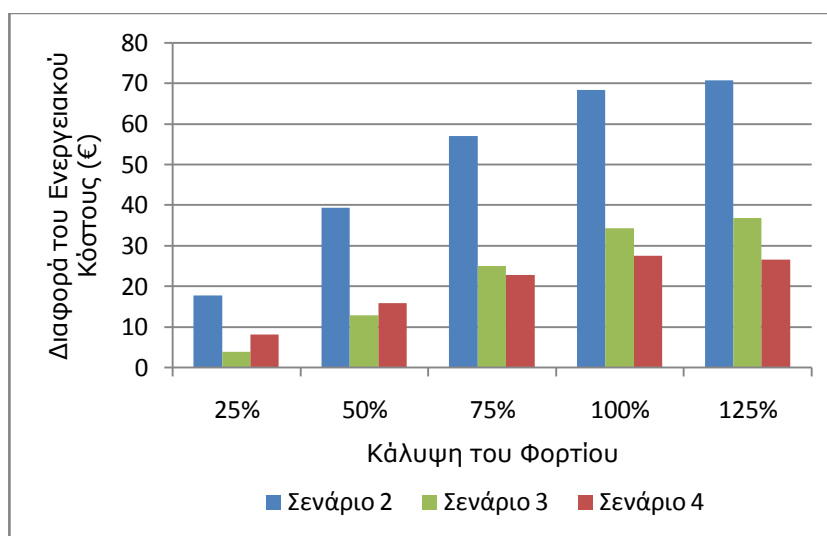
Συνακόλουθα, κάθε αλλαγή της εγκατεστημένης ισχύος αναφέρεται μόνο στις μονάδες DG, δηλαδή τις ΑΠΕ, το FC και το MT, επί των οποίων επιμερίζεται ισόποσα. Όταν, έτσι, αναφερόμαστε σε κάλυψη του φορτίου κατά 75%, στα μεν σενάρια 2 και 4 αυτό θα ισούται με τη μέγιστη κάλυψη της αιχμής του φορτίου από τις μονάδες DG, στα δε 3 και 5 θα σημαίνει ότι αυτές μπορούν να καλύπτουν το 50% της αιχμής του φορτίου, με το εναπομείναν 25% να καλύπτεται από τα CHP. Ενδιαφέρον έχει να διαπιστώσουμε ποιο δίκτυο έχει το μικρότερο κόστος στην περίπτωση της κάλυψης μόνο του 25% του φορτίου, οπότε στο τρίτο και πέμπτο σενάριο όλη η ηλεκτρική ισχύς θα προέρχεται από τις μονάδες συμπαραγωγής.

Η ανάλυση στην παρούσα ενότητα επικεντρώνεται πιο πολύ στο ενεργειακό κόστος και τη συμμετοχή που έχουν σε αυτό οι διάφορες μονάδες του δικτύου. Έτσι εγκαταλείπουμε τα διαγράμματα που είχαμε πιο πριν και σχετίζονταν με την κατανομή της παραγόμενης ισχύος. Βέβαια, όπως είναι λογικό, αύξηση της συμμετοχής στο συνολικό ενεργειακό κόστος για μία μονάδα συνεπάγεται και αύξηση της παραγωγής ισχύος της.

Τα επόμενα διαγράμματα ασχολούνται με το ενεργειακό κόστος.



Σχήμα 8.46 Ενεργειακό κόστος για μία ημέρα σχετικά με τη μεταβολή της εγκατεστημένης ισχύος.



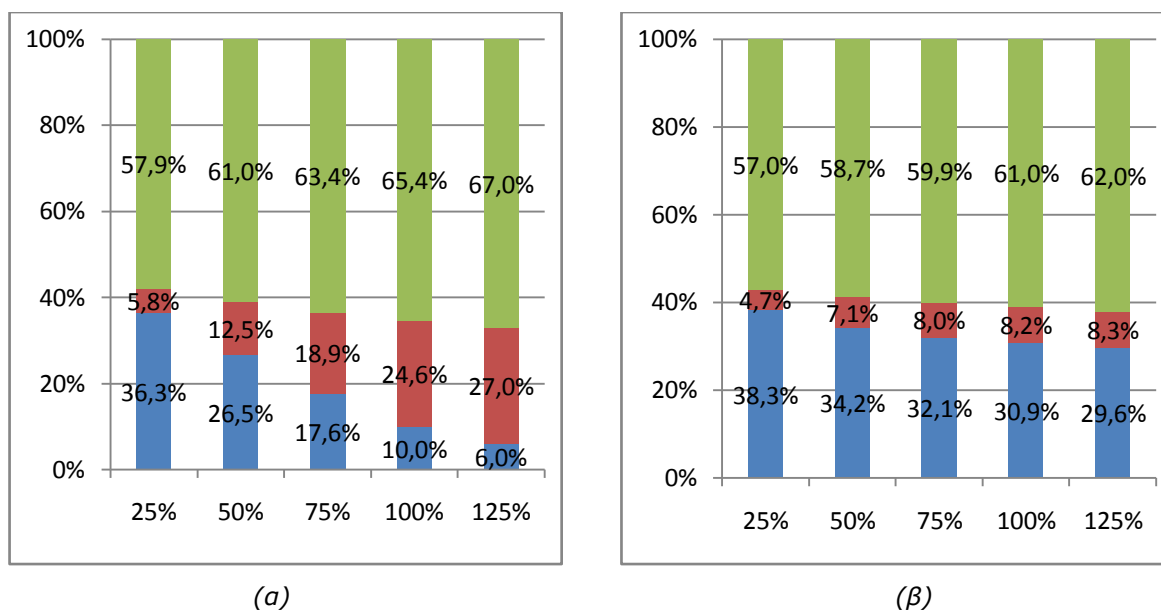
Σχήμα 8.47 Διαφορά του ενεργειακού κόστους σε σχέση με το σενάριο 5, για κάθε ποσοστό κάλυψης του φορτίου.

Παρατηρούμε πως το δίκτυο που προτείνεται στο σενάριο 5 είναι για μία ακόμη φορά το πιο οικονομικό, παρότι έχουμε μειώσει τη συμμετοχή των μονάδων CHP στην κάλυψη του φορτίου. Ακόμα και στην περίπτωση που η εγκατεστημένη ισχύς μπορεί να καλύψει μόνο το 25% της αιχμής του φορτίου, οπότε και στα σενάρια 3 και 5 έχουμε μόνο τα CHP σε λειτουργία, το δίκτυο του σεναρίου 5 προσφέρει πιο οικονομική λειτουργία σε σχέση με τα σενάρια 2 και 4, στα οποία προτείνεται η κάλυψη του φορτίου μόνο από τις μονάδες DG. Τα οφέλη που θα προσδώσει αν εφαρμοστεί είναι τουλάχιστον 3,98 € σε

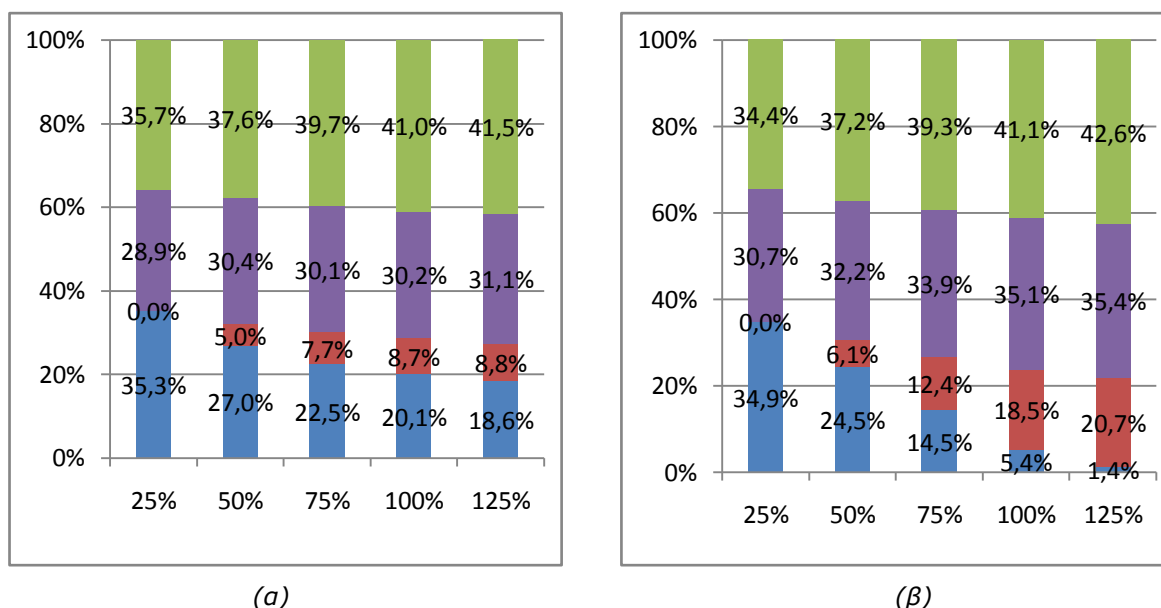
σχέση με το αμέσως καλύτερο σενάριο, κατά το σχήμα 8.47. Η διαφορά, επιπλέον, σε σχέση με το σενάριο 2 μπορεί να φτάσει έως και τα 70,65 €.

Από την άλλη πλευρά, όταν η εγκατεστημένη ισχύς είναι μεγάλο ποσοστό του ηλεκτρικού φορτίου (από 75% και άνω), τότε το δίκτυο του σεναρίου 4 έρχεται στη δεύτερη θέση, όντας φθηνότερο από το δίκτυο του τρίτου κατά τουλάχιστον 10,18 €. Φαίνεται, δηλαδή, πως όταν το φορτίο μπορεί να καλυφθεί σχεδόν εξ' ολοκλήρου από τις εγκατεστημένες μονάδες, η θεώρηση του μικροδικτύου είναι σημαντικότερη από την απλή ύπαρξη των διανομέων στο σύστημα χωρίς συνεργασία με τις άλλες μονάδες (σενάριο 3). Αυτό συνιστά μια διαφορά σε σχέση με τις προηγούμενες ενότητες, όταν και το σενάριο 3 ήταν το αμέσως καλύτερο μετά το 5.

Για να αποκτήσουμε καλύτερη εικόνα σχετικά με το ενεργειακό κόστος, καταγράφουμε στα επόμενα σχήματα την κατανομή του σε κάθε μία μονάδα του δικτύου. Αυτά βρίσκονται σε δύο ομάδες, ανάλογα με το αν οι διανομείς είναι πλήρεις (σχήμα 8.48) ή όχι (σχήμα 8.49).



Σχήμα 8.48 Η κατανομή του ενεργειακού κόστους στις μονάδες του δικτύου (κατακόρυφος άξονας) σχετικά με το ποσοστό κάλυψης του φορτίου (οριζόντιος άξονας). Το σχήμα (α) αναφέρεται στο σενάριο 2, το σχήμα (β) στο σενάριο 4. Με μπλε χρώμα το κόστος που οφείλεται στην εισαγωγή ισχύος από το σύστημα, με κόκκινο στις μονάδες DG και με πράσινο στα Boiler.



Σχήμα 8.49 Η κατανομή του ενεργειακού κόστους στις μονάδες του δικτύου (κατακόρυφος άξονας) σχετικά με το ποσοστό κάλυψης του φορτίου (οριζόντιος άξονας). Το σχήμα (α) αναφέρεται στο σενάριο 3, το σχήμα (β) στο σενάριο 5. Με μπλε χρώμα το κόστος που οφείλεται στην εισαγωγή ισχύος από το σύστημα, με κόκκινο στις μονάδες DG, με πράσινο στα Boiler και μωβ στα CHP.

Με μια πρώτη ματιά, μπορούμε να πούμε πως σε όλα τα σενάρια, το κόστος για την εισαγωγή φυσικού αερίου αποτελεί το σημαντικότερο μέρος του συνολικού ενεργειακού κόστους. Στα σενάρια 2 και 4, οπότε και μόνο οι μονάδες Boiler υπάρχουν για να παράγουν θερμότητα, το κόστος τους αποτελεί πάνω από το 60% του συνολικού κόστους.

Στο σενάριο 2 η κατανομή του κόστους είναι σχεδόν σταθερή. Οι αυξομειώσεις των μεγεθών οφείλονται αποκλειστικά και μόνο στην αύξηση της παραγωγικής ικανότητας των ΑΠΕ, των οποίων η παραγωγή ισχύος δεν υπόκειται σε περιορισμούς, σε αντίθεση με τις μονάδες DG.

Στο σενάριο 4 όπου έχουμε λειτουργία μικροδικτύου χωρίς ωστόσο CHP, οι μονάδες του δικτύου μπορούν να λειτουργούν συντονισμένα και να παράγουν τόση ισχύ, ώστε να προκύπτει το μικρότερο δυνατό συνολικό κόστος. Έτσι, όταν αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων DG, αυτές μπορούν να παράγουν περισσότερη ισχύ έτσι ώστε να υποκατασταθεί η ακριβή ισχύς από το σύστημα. Το κόστος που οφείλεται σε αυτές αυξάνει μέχρι και στο 27% του συνολικού κόστους, όταν μπορούν να υπερκαλύψουν το φορτίο.

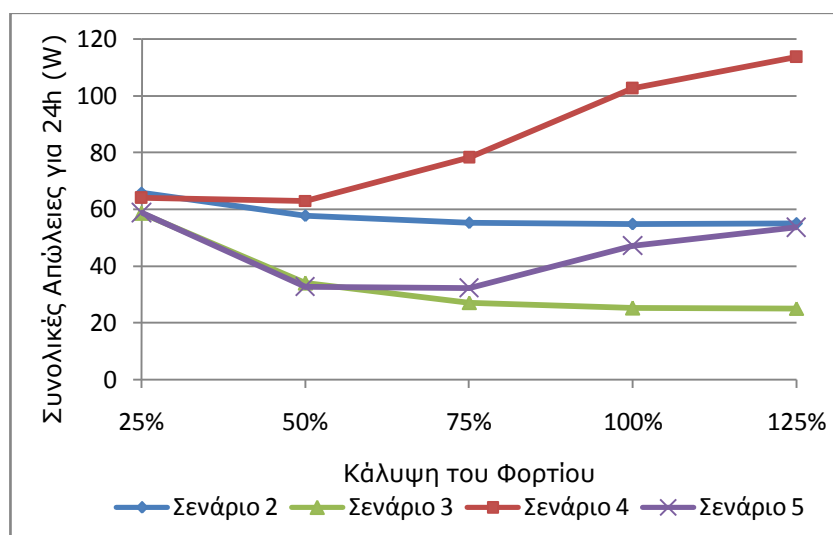
Επιπλέον, αυτό που γίνεται εμφανές είναι ότι στα σενάρια 3 και 5, το ποσοστό του συνολικού κόστους που οφείλεται στο ζυγό αναφοράς βαίνει συνεχώς μειούμενο,

ιδιαίτερα στο πέμπτο σενάριο, οπότε και καταλήγει να αποτελεί μόλις το 1,4%. Στο σενάριο 3 μετά το 75% της κάλυψης του φορτίου, η κατάσταση είναι μάλλον σταθερή, με το 31% περίπου να οφείλεται στις μονάδες CHP, κοντά στο 8,5% στις μονάδες DG και περίπου 20% στο ζυγό αναφοράς. Επίσης, στο σενάριο 5 τα CHP παράγουν όλο και περισσότερη ισχύ, το κόστος καυσίμου για την παραγωγή της οποίας είναι σταθερά πάνω από το 32% του συνολικού ενεργειακού κόστους.

Επίσης, στο τρίτο και πέμπτο σενάριο, το ποσοστό του ενεργειακού κόστους που οφείλεται στο φυσικό αέριο είναι πολύ μεγαλύτερο, μιας και τα δίκτυα χρησιμοποιούν, υπό τις εκάστοτε συνθήκες, τη μέγιστη δυνατή ισχύ από τις μονάδες CHP για να απεξαρτηθούν από την αγορά ηλεκτρικής ισχύος. Βέβαια, στο σενάριο 3 υπάρχουν περιορισμοί στην παραγωγή των CHP (δεν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου) και γι' αυτό παράγουν σχεδόν σταθερή ισχύ. Η σταθερότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος τους παρατηρείται και στο σενάριο 5, αλλά σε αυτή την περίπτωση είναι λόγω της εξάντλησης των δυνατοτήτων τους.

Τέλος, από την κατανομή του ενεργειακού κόστους και δεδομένου ότι τα κόστη για τη λειτουργία των μονάδων Boiler και των CHP δεν διαφέρουν πολύ, μπορούμε να πούμε πως οι κύριες μονάδες για την παραγωγή θερμότητας είναι τα Boiler. Αν τα CHP είχαν μεγαλύτερη ικανότητα, η κατάσταση θα ήταν διαφορετική, όπως είδαμε σε όλες τις προηγούμενες ενότητες.

Προχωράμε με την εξέταση των απωλειών.



Σχήμα 8.50 Μεταβολή των συνολικών απωλειών σχετικά με τη μεταβολή της κάλυψης του φορτίου.

Στο ανωτέρω σχήμα βλέπουμε πως οι απώλειες για τα δίκτυα των σεναρίων 2 και 3 ακολουθούν ελαφρά πτωτική πορεία, καθώς, όπως είδαμε, η παραγωγή των

συμβατικών μονάδων του δικτύου υπόκειται σε περιορισμούς και έτσι αύξηση της κάλυψης του φορτίου πρακτικά σημαίνει αύξηση της παραγωγής μόνο των ΑΠΕ και άρα μείωση της εισερχόμενης ισχύος από το ζυγό αναφοράς. Εξ' ου και η πτώση των απωλειών.

Μάλλον περίεργη χαρακτηρίζεται η μεταβολή των απωλειών όσον αφορά στα σενάρια 4 και 5, τα οποία προβλέπουν λειτουργία μικροδικτύου. Πιο συγκεκριμένα, στο πέμπτο σενάριο, όταν το φορτίο καλύπτεται πάνω από 75%, οι απώλειες αυξάνονται αντί να μειώνονται, όπως σε συμβαίνει σε συνθήκες μικρότερης κάλυψης του φορτίου. Η μεταβολή τους, ωστόσο, είναι γενικά μικρή και μάλλον οφείλεται στη διαδικασία επίλυσης που ακολουθεί η Matlab. Στο δε τέταρτο σενάριο βαίνουν συνεχώς αυξανόμενες, για να καταλήξουν στα 0,11 kW.

Σε κάθε περίπτωση, αν εξαιρέσουμε το τέταρτο σενάριο, οι απώλειες είναι κάτω από τα 0,06 kW και μπορούν να παραλειφθούν, δεδομένης της τάξης μεγέθους της διακινούμενης ισχύος.

Κλείνουμε την ενότητα αυτή με μια συνολική αποτίμηση των δικτύων του προτείνει το κάθε σενάριο. Για μία ακόμα φορά, είμαστε αναγκασμένοι να παραδεχθούμε την ανωτερότητα του δικτύου που χαρακτηρίζεται από τη θεώρηση των ενεργειακών διανομέων και λειτουργία μικροδικτύου. Σε κάθε περίπτωση κάλυψης του φορτίου προσφέρει τη βέλτιστη λύση για το περιβάλλον (μείωση της εισαγωγής ισχύος άρα μείωση των εκλυόμενων αερίων του θερμοκηπίου) και τους καταναλωτές (συνολικά χαμηλότερο ενεργειακό κόστος). Επιπλέον, αν για κάποιο λόγο δεν είναι εφικτή η υιοθέτηση του, αν έχουμε στη διάθεση μας μόνο μεγάλες μονάδες DG που υπερκαλύπτουν το φορτίο, προτιμούμε αυτές και τη λειτουργία μικροδικτύου (σενάριο 4) από την προμήθεια επιπλέον μικρών μονάδων CHP για την πλήρωση των διανομέων και την ασυντόνιστη λειτουργία των μονάδων του δικτύου (σενάριο 3), κάτι που αντιβαίνει στα μέχρι πρότινος αποτελέσματα.

8.5 Αποτίμηση - Συμπεράσματα

Στο κεφάλαιο αυτό εισαγάγαμε για πρώτη φορά τους ενεργειακούς διανομείς σε ένα δίκτυο ηλεκτρισμού XT και εκτιμήσαμε τα οφέλη της συνδυασμένης θεώρησης των ενεργειακών διανομέων και των μικροδικτύων. Τα αποτελέσματα ήταν, όπως άλλωστε είχαμε φανταστεί, κάτι παραπάνω από θετικά και η εικόνα που σχηματίσαμε συμβαδίζει απόλυτα με τις εντυπώσεις που είχαμε αποκομίσει από την εισαγωγή των ενεργειακών διανομέων στα δίκτυα MT και YT. Η μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι αυτή που κάνει τη διαφορά.

Η εφαρμογή των ενεργειακών διανομών σε ένα μικροδίκτυο έχει σημαντικά πλεονεκτήματα για τους καταναλωτές, από την άποψη του οικονομικού κόστους για την ενέργεια. Σε σχέση με το αμέσως καλύτερο σενάριο, η μείωση του υπό ονομαστικές τιμές των μεγεθών φτάνει τα 20,63 €/ημέρα, τιμή που είναι πολύ ικανοποιητική και δικαιολογεί απόλυτα την επένδυση στις μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Όσο για το περιβάλλον, η κατάσταση είναι και εδώ εξίσου θετική. Παρότι, βέβαια, δεν ασχοληθήκαμε με αυτό, γνωρίζουμε πως η μείωση της εισερχόμενης ισχύος από το σύστημα και η μείωση των απωλειών στο δίκτυο ΧΤ θα έχει ως επίπτωση την πτώση των επιπέδων των εκλυόμενων αερίων που είναι επιβλαβή για την ατμόσφαιρα. Η ανάλυση των περιβαλλοντικών οφελών που θα έχει η από κοινού εφαρμογή των ενεργειακών διανομών και των μικροδικτύων αφήνεται ως μελλοντικό θέμα εργασίας.

Επιπρόσθετα, η διεξαγωγή αναλύσεων ευαισθησίας απέδειξε εκ νέου την υπεροχή του συνδυασμού των ενεργειακών διανομών με τα μικροδίκτυα. Αναλύσαμε κατά σειρά τη συμπεριφορά τους αναφορικά με το κόστος του ηλεκτρισμού, το κόστος του φυσικού αερίου, το φορτίο, την ταυτόχρονη ακραία μεταβολή του φορτίου και του κόστους ηλεκτρισμού, και τέλος την εγκατεστημένη ισχύ, και τα αποτελέσματα ήταν σε πλήρη αρμονία με αυτά που είχαμε καταγράψει κατά τη λειτουργία του συστήματος στις αρχικές συνθήκες.

Ένα ιδιαίτερης σημασίας αποτέλεσμα που προέκυψε από την αλλαγή της εγκατεστημένης ισχύος, έτσι ώστε να αποτελεί κάθε φορά διαφορετικό κλάσμα της αιχμής του φορτίου, είναι ότι τα δίκτυα με μονάδες CHP θεωρούνται οικονομικότερα από τα αντίστοιχα με συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (FC, MT), όταν αυτά λειτουργούν σε ίδιες συνθήκες και καλύπτουν το ίδιο ποσοστό του φορτίου.

Μοναδική παραφωνία, αν μπορούμε να την πούμε έτσι, είναι ότι στην περίπτωση κατακόρυφης μείωσης του κόστους εισαγωγής ισχύος από το σύστημα και ακραίας αύξησης του φορτίου, τα όσα μέχρι στιγμής έχουμε πει καταρρίπτονται. Τότε, το πιο οικονομικό σενάριο λειτουργίας είναι το απλό μικροδίκτυο με τους ενεργειακούς διανομείς να μην είναι πλήρεις, δηλαδή χωρίς να έχουν CHP. Αν βέβαια δεν είχαμε τεχνικά ελάχιστα στις μονάδες, τα πράγματα δεν θα διέφεραν από πριν. Επιπλέον, κατά πόσον είναι εφικτή μία τέτοια ταυτόχρονη μεταβολή, είναι μάλλον απλό να απαντήσουμε. Οι πιθανότητες που συγκεντρώνει ένα τέτοιο ενδεχόμενο είναι μάλλον ελάχιστες.

Συμπερασματικά, ύστερα από αυτή την πρώτη προσέγγιση, η θεώρηση των μικροδικτύων εφοδιασμένων με ενεργειακούς διανομείς είναι αυτή που πρέπει να

κυριαρχήσει στη δόμηση και τη λειτουργία των μελλοντικών δικτύων ΧΤ και φυσικού αερίου και προσφέρει ένα ευρύ πεδίο για την περαιτέρω έρευνα.

Επίλογος

Σε αυτή τη διπλωματική εργασία ασχοληθήκαμε με τους υβριδικούς ενεργειακούς διανομείς και τις εφαρμογές τους σε διάφορα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Παρουσιάσαμε ένα γενικό πλαίσιο για τη μοντελοποίηση και τη βελτιστοποίηση των συστημάτων ενέργειας με πολλαπλούς φορείς. Τώρα μπορούμε να θεωρήσουμε ότι το σύστημα με πολλαπλούς ενεργειακούς φορείς αποτελείται από διασυνδεδεμένους ενεργειακούς διανομείς.

Το γενικό μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στηρίζεται στις συζεύξεις μεταξύ των διαφορετικών ενεργειακών φορέων που επιτυγχάνεται από τους ενεργειακούς διανομείς. Μαζί με τα παραδοσιακά μοντέλα για τα δίκτυα, έχουμε πλέον μία πλήρη περιγραφή του συστήματος ενέργειας, η οποία χρησιμοποιήθηκε σε διάφορα προβλήματα βελτιστοποίησης.

Τα προβλήματα λειτουργικής βελτιστοποίησης του συστήματος διατυπώθηκαν σύμφωνα με τις αντίστοιχες προσεγγίσεις που ισχύουν για τα ηλεκτρικά συστήματα ενέργειας, την οικονομική κατανομή και τη βέλτιστη ροή φορτίου. Προέκυψε μια γενική διαδικασία προσέγγισης του προβλήματος της βέλτιστης κατανομής φορτίου από τους ενεργειακούς διανομείς, στόχος της οποίας είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας και ο καθορισμός της απαιτούμενης συνεισφοράς κάθε ενεργειακού φορέα στην κάλυψη της ζήτησης των φορτίων. Η βέλτιστη ροή φορτίου μπορεί να αξιοποιηθεί σε μια πληθώρα εφαρμογών, όπως στο σχεδιασμό, τον προγραμματισμό παραγωγής και την ανάλυση της ασφάλειας των διασυνδεδεμένων συστημάτων.

Οι μελέτες και τα παραδείγματα που παρουσιάσαμε αποδεικνύουν ότι ο ευέλικτος συνδυασμός διαφορετικών ενεργειακών φορέων, με τη χρήση τεχνικών μετατροπής και αποθήκευσης ενέργειας στο εσωτερικό των διανομέων, δημιουργεί προοπτικές για περαιτέρω βελτίωση των συστημάτων, στους άξονες της ελαχιστοποίησης του συνολικού ενεργειακού κόστους και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον είχε και η προσπάθεια ενσωμάτωσης των ενεργειακών διανομέων σε ένα μικροδίκτυο. Η πληθώρα των διαγραμμάτων και των αναλύσεων ευαισθησίας μας προέταξε τα συγκριτικά πλεονεκτήματα της συνδυασμένης θεώρησης τους, οικονομικά και περιβαλλοντικά, σε σχέση με τη λειτουργία του δικτύου υπό οποιεσδήποτε άλλες θεωρήσεις που έχουν μέχρι στιγμής αναπτυχθεί. Πιστεύουμε πως τα συστήματα πολλαπλών ενεργειακών φορέων σε συνδυασμό με τα μικροδίκτυα θα αποτελέσουν το πρότυπο για τη λειτουργία των δικτύων διανομής του άμεσου

μέλλοντος. Προτείνεται η ανάλυση να επεκταθεί και σε σχέση με τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από αυτή τη συνδυασμένη θεώρηση.

Κλείνοντας, το συγκεκριμένο πεδίο της έρευνας είναι σχετικά νέο και ιδιαίτερα ευρύ, καθώς τα συστήματα πολλαπλών ενεργειακών διανομέων θα λειτουργήσουν ως η βάση για την ανάπτυξη των νέων συστημάτων ενέργειας, γι' αυτό και η πλήρης μελέτη και κατανόηση τους είναι ιδιαίτερα σημαντική.

Σημαντικά θέματα που ανακύπτουν και θα μπορούσαν να αποτελέσουν αντικείμενο έρευνας είναι η μελέτη των δυναμικών φαινομένων και της ευστάθειας των υβριδικών συστημάτων, η βελτιστοποίηση της επικοινωνίας και της ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των ενεργειακών διανομέων καθώς επίσης και ο βέλτιστος έλεγχος των συστημάτων πολλαπλών ενεργειακών διανομέων. Δεν θα πρέπει να παραλείψουμε την αξιοπιστία των συστημάτων με διασυνδεδεμένους ενεργειακούς διανομείς και φυσικά την εισαγωγή αποθηκευτικών μονάδων σε μεγάλα συστήματα με πολλαπλούς φορείς, κάτι που θα αναδείξει την αξία των διανομέων στην πλήρη έκταση της.

Παραρτήματα

Παράρτημα Α

Μοντέλα Ροής Ισχύος

A.1 AC Δίκτυα Ηλεκτρισμού

Η εύρεση των ροών φορτίου σε ένα δίκτυο ηλεκτρισμού βασίζεται στο ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους και στις εξισώσεις των γραμμών. Για το ισοζύγιο ισχύος σε έναν κόμβο m του δικτύου ισχύει η εξίσωση (4.33). Δεδομένου ότι έχουμε εναλλασσόμενο ρεύμα, οι εγχύσεις ισχύος στους κόμβους όπως και οι ροές στους κλάδους του δικτύου είναι μιγαδικές ποσότητες. Κάθε κόμβος m χαρακτηρίζεται από τέσσερις πραγματικές μεταβλητές: το πλάτος της τάσης $|V_m|$ και τη γωνία της θ_m , καθώς και την έγχυση ενεργού P_m και αέργου Q_m ισχύος. Έτσι θα ισχύει:

$$V_m = |V_m| e^{j\theta_m} \quad (\text{A.1})$$

και

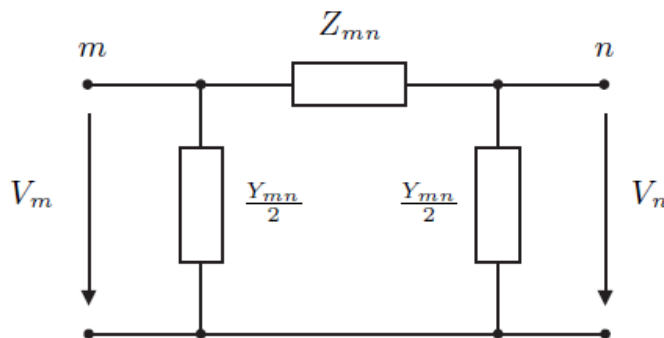
$$F_m = P_m + j Q_m \quad (\text{A.2})$$

Από το σύνολο των τεσσάρων μεταβλητών συνήθως γνωρίζουμε τις δύο και πρέπει να υπολογίσουμε τις εναπομείνουσες δύο. Αναφορικά με το ποιες μεταβλητές είναι καθορισμένες και ποιες πρέπει να ευρεθούν, οι ζυγοί του δικτύου διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

- Ζυγός Αναφοράς: το πλάτος $|V_m|$ και η γωνία θ_m της τάσης είναι γνωστά μεγέθη, η έγχυση ενεργού P_m και αέργου Q_m ισχύος είναι άγνωστες.
- Ζυγός Παραγωγής ή Ζυγός PV: η έγχυση ενεργού P_m και το πλάτος $|V_m|$ της τάσης είναι γνωστά ενώ μένουν να υπολογιστούν η γωνία θ_m της τάσης και η αέργος ισχύς Q_m .
- Ζυγός Φορτίου ή Ζυγός PQ: η έγχυση ενεργού P_m και αέργου Q_m ισχύος είναι γνωστές, με τα δεδομένα που αφορούν τη τάση να είναι άγνωστα.

Εκτός, όμως, από την έγχυση ισχύος στους ζυγούς, η εξίσωση (4.33) περιλαμβάνει και τις ροές ισχύος στους κλάδους του δικτύου. Η μιγαδική ροή φορτίου F_{mn} σε κάθε κλάδο (m,n) του δικτύου είναι συνάρτηση των μιγαδικών τάσεων V_m και V_n , καθώς και της

σύνθετης αντίστασης σειράς Z_{mn} και της εγκάρσιας αγωγιμότητας Y_{mn} . Το ακόλουθο σχήμα παριστάνει το π-ισοδύναμο μιας ηλεκτρικής γραμμής.



Σχήμα Α.1. Π-ισοδύναμο μιας γραμμής εναλλασσόμενου ρεύματος.

Συνεπώς, θα ισχύει:

$$F_{mn} = \frac{|V_m|^2}{Z_{mn}^*} - \frac{V_m V_n^*}{Z_{mn}^*} \quad (\text{A.3})$$

όπου

$$\tilde{Z}_{mn} = \left(\frac{1}{Z_{mn}} - \frac{Y_{mn}}{2} \right)^{-1} \quad (\text{A.4})$$

Οι εξισώσεις αυτές χρησιμοποιήθηκαν σχεδόν σε όλο το εύρος της παρούσας εργασίας, όποτε απαιτήθηκε η μοντελοποίηση γραμμών ηλεκτρισμού. Από αυτές τις εξισώσεις μπορούμε εύκολα να εξάγουμε τη ροή ενεργού και άεργου ισχύος στις γραμμές, ως το πραγματικό και το φανταστικό μέρος, αντίστοιχα, των ροών φορτίου. Ανάλογα με το εκάστοτε σενάριο, είναι δυνατόν οι ανωτέρω εξισώσεις να απλοποιηθούν, όπως στην περίπτωση των εναέριων γραμμών μικρού μήκους, όταν μπορούμε να θεωρήσουμε ότι $Y_{mn} \approx 0$.

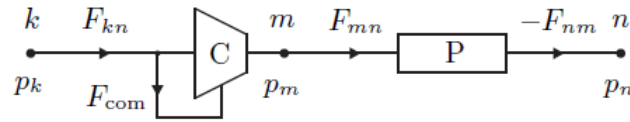
A.2 Δίκτυα Σωληνώσεων

Όπως και πριν, έτσι και στην περίπτωση των δικτύων με σωληνώσεις, η ροή φορτίου αναλύεται με βάση το ισοζύγιο ισχύος στους κόμβους και τις εξισώσεις των γραμμών. Και πάλι ισχύει η εξίσωση (4.33) για το ισοζύγιο ισχύος σ' έναν κόμβο m , η οποία αποτελείται από την καθαρή έγχυση ισχύος F_m και τις ροές προς τους άλλους κόμβους F_{mn} . Σε αντίθεση με πριν, κάθε κόμβος χαρακτηρίζεται τώρα από την πίεση p_m σ' αυτόν και από την καθαρή έγχυση ισχύος F_m . Διακρίνουμε έτσι τις εξής κατηγορίες κόμβων:

- **Κόμβος Αναφοράς:** η πίεση p_m είναι γνωστή με την έγχυση ισχύος F_m να είναι άγνωστη.

- Κόμβος Γνωστής Έγχυσης: η έγχυση ισχύος F_m είναι τώρα γνωστή και η πίεση p_m άγνωστη.

Στο σχήμα που ακολουθεί δίνεται το μοντέλο της ένωσης δύο κόμβων διαμέσου μίας σωλήνωσης P , ενώ γίνεται χρήση και ενός συμπιεστή C .



Σχήμα Α.2. Μοντέλο μιας γραμμής μεταφοράς σε ένα δίκτυο μεταφοράς υγρού ή αερίου ενεργειακού φορέα.

Οι ροές μεταξύ των κόμβων (m,n) ενός τέτοιου δικτύου αποτελούν συναρτήσεις των πιέσεων p_m και p_n σε κάθε άκρο του αγωγού, καθώς και των ιδιοτήτων της σωλήνωσης και του ρευστού, οι οποίες συμπυκνώνονται στη σταθερά k_{mn} :

$$F_{mn} = k_{mn} \delta_{mn} \sqrt{\delta_{mn} (p_m^2 - p_n^2)} \quad (A.5)$$

όπου

$$\delta_{mn} = \begin{cases} +1 & \text{αν } p_m \geq p_n \\ -1 & \text{αλλιού} \end{cases} \quad (A.6)$$

Στο παράρτημα Β που ακολουθεί δίνονται λεπτομέρειες για τη σταθερά ροής k_{mn} . Η εξίσωση ροής ισχύος (Α.5) έχει ισχύ γενικά για κάθε είδους ισοθερμικής ροής σε σωληνώσεις, είτε αυτή αφορά υγρά είτε αέρια. Ωστόσο, μπορούν να εξαχθούν και άλλες τροποποιημένες εξισώσεις ροής, οι οποίες να ανταποκρίνονται καλύτερα σε συγκεκριμένα ρευστά και ειδικές συνθήκες ροής.

Σε αντίθεση με τα δίκτυα ηλεκτρισμού, όπου θεωρητικά δεν απαιτείται ενεργός ισχύς έτσι ώστε να διατηρείται σταθερή μία συγκεκριμένη τάση, η δημιουργία διαφορετικών επιπέδων πίεσης από ένα συμπιεστή ή μία αντλία απαιτεί την τροφοδοσία αυτών με ενέργεια. Αν ο συμπιεστής αποτελείται από μία γεννήτρια φυσικού αερίου, η αντίστοιχη κατανάλωση ισχύος μπορεί να θεωρηθεί ως επιπλέον ισχύς η οποία ρέει στη σωλήνωση. Το ύψος της κατανάλωσης ισχύος από ένα συμπιεστή εξαρτάται κατά βάση από την πίεση που προσδίδεται στο ρευστό και τη ροή του όγκου του ρευστού διαμέσω του συμπιεστή. Σύμφωνα με το σχήμα Α.2, η κατανάλωση ισχύος θα είναι:

$$F_{com} = k_{com} F_{mn} (p_m - p_k) \quad (A.7)$$

όπου k_{com} είναι μία σταθερά χαρακτηριστική για τον κάθε συμπιεστή.

Συνολικά, η ροή ισχύος μέσω του κλάδου kn θα είναι:

$$F_{kn} = F_{com} + F_{mn} \quad (A.8)$$

Κλείνοντας, πρέπει να σημειώσουμε ότι η εξίσωση (A.5) είναι συνεχής, παρότι η εξίσωση (A.6) είναι ασυνεχής. Ένα σημαντικό αλλά μη επιθυμητό χαρακτηριστικό της (A.5) είναι ότι η κλίση της τείνει στο άπειρο καθώς η πίεση p_m προσεγγίζει την p_n . Εκτός όμως από αυτό το ζήτημα, η περίπτωση $p_m = p_n$ αντιπροσωπεύει και ένα πιθανό πρόβλημα για τα προγράμματα υπολογιστή που θα πρέπει να υπολογίσουν το $\sqrt{0}$. Έτσι, η χρήση της εξίσωσης (A.5) σε αριθμητικούς λύτες, όπως η Matlab, και ιδιαιτέρως σε προβλήματα βελτιστοποίησης, ίσως οδηγήσει στη λανθασμένη επίλυση του προβλήματος. Αντ' αυτής, προτείνεται η χρήση της τετραγωνικής μορφής αυτής, δηλαδή της:

$$F_{mn}^2 = k_{mn}^2 (p_m^2 - p_n^2) \quad (A.9)$$

η οποία έχει σταθερή κλίση. Αφού αυτή η εξίσωση λυθεί, μπορεί στη συνέχεια μέσω της:

$$F_{mn} = \text{sign}(F_{mn}^2) \sqrt{|F_{mn}^2|} \quad (A.10)$$

να υπολογιστεί η ροή F_{mn} .

Παράρτημα Β

Σταθερά Ροής

Η σταθερά k_{mn} στη γενική εξίσωση ροής (Α.5) περιλαμβάνει ιδιότητες του αγωγού και του ρευστού ^[33]:

$$k_{mn} = \frac{GHV}{24} \cdot 1,1494 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{T_b}{p_b} \cdot \sqrt{\frac{D_{mn}^5}{T \cdot G \cdot K \cdot L_{mn} \cdot f_{mn}}} \quad (B.1)$$

όπου

- **GHV** είναι η μικτή θερμογόνοος δύναμη του ρευστού (Gross Heating Value) μετρούμενη σε MWh/m³,
- **T_b** είναι η θερμοκρασία βάσης σε K,
- **p_b** είναι η πίεση βάσης σε kPa,
- **D_{mn}** είναι η εσωτερική διάμετρος του αγωγού (m,n) σε mm,
- **G** είναι η μέση θερμοκρασία ροής του ρευστού σε K,
- **K** είναι ο συντελεστής συμπίεσότητας του ρευστού στη θερμοκρασία ροής,
- **L_{mn}** είναι το μήκος του αγωγού (m,n) σε km,
- **f_{mn}** είναι ο συντελεστής τριβής του αγωγού (m,n)

Όταν οι πιέσεις p_m και p_n στα άκρα m και n της σωλήνωσης, αντίστοιχα, εκφράζονται σε kPa τότε η ροή ισχύος F_{mn} προκύπτει σε MW.

Παράρτημα Γ

Συνθήκες Βελτιστοποίησης

Στην περίπτωση των κυρτών, μη γραμμικών προβλημάτων βελτιστοποίησης με συνεχείς μεταβλητές, ισχύουν οι συνθήκες βελτιστοποίησης κατά τους Karush, Kuhn και Tucker (KKT), οι οποίες είναι ικανές και αναγκαίες για την εύρεση της ολικά βέλτιστης λύσης [34]-[36]. Αυτές οι συνθήκες βασίζονται στη συνάρτηση Lagrange του προβλήματος, η οποία μπορεί να γραφεί στη γενική μορφή:

$$\mathcal{L} = \mathcal{J}(\mathbf{x}) + \mathbf{\Lambda} \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{\Phi} \mathbf{h}(\mathbf{x}) \quad (\Gamma.1)$$

όπου $\mathcal{J}(\mathbf{x})$ η αντικειμενική συνάρτηση, $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ οι ισοτικοί και $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ οι ανισοτικοί περιορισμοί και $\mathbf{\Lambda}$ και $\mathbf{\Phi}$ τα διανύσματα με τους πολλαπλασιαστές Lagrange. Για την εύρεση μιας βέλτιστης λύσης, οι συνθήκες KKT απαιτούν να ισχύει το ακόλουθο σύνολο εξισώσεων [34] :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{x}} = 0 \quad (\Gamma.2.a)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \quad (\Gamma.2.b)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq 0 \quad (\Gamma.2.γ)$$

$$\mathbf{\Phi} \mathbf{h}(\mathbf{x}) = 0 \quad (\Gamma.2.δ)$$

$$\mathbf{\Phi} \geq 0 \quad (\Gamma.2.ε)$$

Αυτές οι συνθήκες είναι ενδιαφέρουσες καθώς παρέχουν και άλλες πληροφορίες για τη βέλτιστη λύση και κυρίως για τις οριακές αντικειμενικές συναρτήσεις.

Γ.1 Βέλτιστη Κατανομή με Πολλαπλούς Φορείς

Θεωρούμε το πρόβλημα που ορίζεται από τις εξισώσεις (5.2.a), (5.2.β) και (5.2.γ), με την αντικειμενική συνάρτηση (5.2.a) να είναι κυρτή και τον περιορισμό (5.2.β) να είναι γραμμικός. Η συνάρτηση Lagrange του προβλήματος θα είναι:

$$\mathcal{L} = \mathcal{J}(\mathbf{P}) + \mathbf{\Lambda} [\mathbf{L} - \mathbf{C} \mathbf{P}] + [\mathbf{\Phi} \quad \overline{\mathbf{\Phi}}] \begin{bmatrix} \mathbf{P} - \mathbf{P} \\ \mathbf{P} - \mathbf{P} \end{bmatrix} \quad (\Gamma.3)$$

Η πρώτη συνθήκη KKT (Γ.2.a) απαιτεί:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{P}} = \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial \mathbf{P}} - \mathbf{\Lambda} \mathbf{C} - \underline{\Phi} + \overline{\Phi} = 0 \quad (\Gamma.4)$$

η οποία μπορεί να γραφεί και ως:

$$\Psi = \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial \mathbf{P}} + \Phi = \mathbf{\Lambda} \mathbf{C} \quad (\Gamma.5)$$

Το διάνυσμα Ψ περιλαμβάνει τις οριακές συναρτήσεις που σχετίζονται με την πλευρά της εισόδου του ενεργειακού διανομέα, ενώ το $\mathbf{\Lambda}$ αποτελείται από τις οριακές συναρτήσεις στην πλευρά της εξόδου.

Οι συνθήκες (Γ.2.β) και (Γ.2.γ) αντιστοιχούν στους περιορισμούς (5.2.β) και (5.2.γ) του προβλήματος βελτιστοποίησης αντίστοιχα. Από τις υπόλοιπες συνθήκες (Γ.2.δ) και (Γ.2.ε) παρατηρούμε ότι στη βέλτιστη λύση ένα τουλάχιστον από τα Φ και $h(x)$ πρέπει να είναι μηδέν. Αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $h(x) \leq 0$ είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή οριακά ως ισότητα, τότε $\Phi \geq 0$. Αντίθετα, αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός αυτός δεν είναι δεσμευτικός, ικανοποιείται δηλαδή ως καθαρή ανισότητα, τότε $\Phi = 0$. Οι συνθήκες αυτές εκφράζουν έτσι τη συμπληρωματική απόκλιση που υπάρχει μεταξύ των ανισοτικών περιορισμών και των πολλαπλασιαστών τους

Γ.2 Βέλτιστη Ροή Φορτίου με Πολλαπλούς Φορείς

Θεωρούμε το πρόβλημα που ορίζεται από τις εξισώσεις (5.6.α)-(5.6.δ) και την (5.6.θ), όπου οι εξισώσεις (5.6.β) και (5.6.γ) είναι γραμμικές και η αντικειμενική συνάρτηση (5.6.α) είναι κυρτή (στην ουσία πρόκειται για το πρόβλημα (5.6) από το οποίο έχουμε αφαιρέσει τις εξισώσεις που αναφέρονται στην αποθήκευση). Η συνάρτηση Lagrange του προβλήματος θα είναι:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \mathcal{F}(\mathbf{P}_i, \mathbf{F}_a) + \sum_{i \in H} \mathbf{\Lambda}_i [\mathbf{L}_i - \mathbf{C}_i \mathbf{P}_i] + \sum_{a \in \mathcal{E}} \mathbf{\Gamma}_a \mathbf{G}_a \\ & + \sum_{i \in H} [\underline{\Phi}_i \quad \overline{\Phi}_i] \begin{bmatrix} \mathbf{P}_i - \mathbf{P}_i \\ \mathbf{P}_i - \overline{\mathbf{P}}_i \end{bmatrix} + \sum_{a \in \mathcal{E}} [\underline{\Omega}_a \quad \overline{\Omega}_a] \begin{bmatrix} \mathbf{F}_a - \mathbf{F}_a \\ \mathbf{F}_a - \overline{\mathbf{F}}_a \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\Gamma.6)$$

Η πρώτη συνθήκη KKT (Γ.2.α) απαιτεί:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mathbf{P}_i} = & \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial \mathbf{P}_i} - \mathbf{\Lambda}_i \mathbf{C}_i + \sum_{a \in \mathcal{E}} \frac{\partial}{\partial \mathbf{P}_i} [\mathbf{\Gamma}_a \mathbf{G}_a] - \underline{\Phi}_i + \overline{\Phi}_i \\ & + \sum_{a \in \mathcal{E}} [-\underline{\Omega}_a + \overline{\Omega}_a] \frac{\partial \mathcal{F}_a}{\partial \mathbf{P}_i} = 0 \quad \forall i \in H \end{aligned} \quad (\Gamma.7)$$

Η τελευταία εξίσωση μπορεί να γραφεί τελικά:

$$\Psi_i = \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial \mathbf{P}_i} + \Theta_i + \Phi_i + \mathbf{Y}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{C}_i \quad \forall i \in H \quad (\Gamma.8)$$

Αυτή η εξίσωση είναι πρακτικά η ίδια συνθήκη με την (Γ.5), αλλά το διάνυσμα των οριακών συναρτήσεων στην πλευρά της εισόδου Ψ_i περιλαμβάνει και επιπρόσθετους όρους:

- $\frac{\partial \mathcal{F}}{\partial \mathbf{P}_i}$ είναι η συνιστώσα που σχετίζεται με την παραγωγή ισχύος,
- ο όρος Θ_i αντιπροσωπεύει τις απώλειες του δικτύου,
- ο όρος Φ_i αντιπροσωπεύει τους περιορισμούς της εισόδου των διανομέων,
- ο όρος $\mathbf{Y}_i$ αντιπροσωπεύει τη συμφόρηση στο δίκτυο.

Από την ανάλυση των υπόλοιπων συνθηκών ΚΤΤ δεν προκύπτουν πληροφορίες σημαντικές για την παρούσα εργασία και γι' αυτό δεν συζητούνται περαιτέρω.

Παράρτημα Δ

Δεδομένα για την Εφαρμογή των Ενεργειακών Διανομών σε Μικροδίκτυο

Δ.1 Δίκτυο Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου

Στον πίνακα Δ.1 συγκεντρώνουμε τα χαρακτηριστικά των γραμμών που χρησιμοποιήθηκαν στο δίκτυο ηλεκτρισμού ΧΤ. Σημειώνουμε πως η αντίσταση R και η αγωγιμότητα X των γραμμών έχουν υπολογιστεί σε βάση ισχύος τα 100 kVA και τάσης τα 400 V. Στον πίνακα Δ.2 έχουμε τα χαρακτηριστικά για το δίκτυο του φυσικού αερίου που θεωρήσαμε ότι είναι εγκατεστημένο. Το k είναι η σταθερά ροής, ενώ το k_{com} αναφέρεται στους συμπιεστές.

Πίνακας Δ.1 Δεδομένα των γραμμών στο δίκτυο ΧΤ.

Αρχικός Κόμβος	Τελικός Κόμβος	R pu	X pu
Σύστημα	1	0,0025	0,01
1	2	0,0001	0,0001
2	3	0,0125	0,00375
3	4	0,0125	0,00375
4	5	0,0125	0,00375
5	6	0,0125	0,00375
3	7	0,021875	0,004375
1	8	0,033125	0,00875
1	9	0,0075	0,005
9	10	0,015	0,010625
10	11	0,02125	0,005625
11	12	0,02125	0,005625
9	13	0,010625	0,005625
13	14	0,010625	0,005625
10	15	0,023125	0,00625
15	16	0,023125	0,00625

Πίνακας Δ.2 Δεδομένα των γραμμών στο δίκτυο φυσικού αερίου.

Αρχικός Κόμβος	Τελικός Κόμβος	k μ^{-1}	k_{com} μ^{-1}
Σύστημα	1	4,5	0,7
1	8	3,0	-
1	17	3,0	-

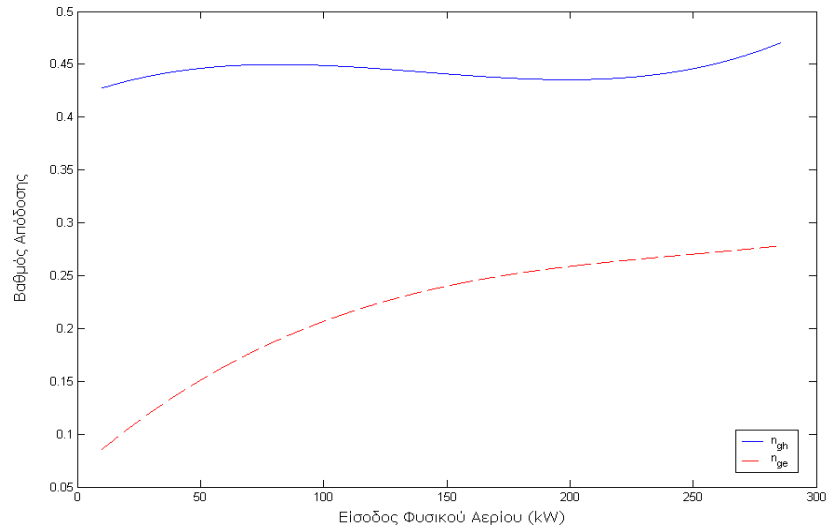
Δ.2 Χρονοσειρές Παραγωγής Ισχύος από την Α/Γ και τα Φ/Β

Πίνακας Δ.3 Δεδομένα για την παραγωγή ισχύος από την ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά.

Ώρα Ημέρας	WT kW	PV ₁ kW	PV _{2...5} kW
1	6,34	0	0
2	4,23	0	0
3	4,89	0	0
4	5,16	0	0
5	7,84	0	0
6	8,73	0	0
7	9,77	0,01	0
8	10,12	0,56	0,47
9	9,7	1,04	0,87
10	10,12	1,41	1,17
11	9,62	1,64	1,37
12	8,08	1,72	1,43
13	7,11	1,64	1,37
14	2,86	1,41	1,17
15	7,11	1,04	0,87
16	5,69	0,56	0,47
17	4,89	0,01	0
18	7,36	0	0
19	5,42	0	0
20	5,42	0	0
21	1,5	0	0
22	6,86	0	0
23	8,93	0	0
24	9,38	0	0

Δ.3 Βαθμός Απόδοσης των CHP

Στο επόμενο σχήμα έχουμε τον ηλεκτρικό και θερμικό βαθμό απόδοσης των μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.



Σχήμα Δ.1 Ηλεκτρικός και θερμικός βαθμός απόδοσης των CHP.

Δ.4 Ηλεκτρικά και Θερμικά Φορτία

Στον πίνακα Δ.4 δείχνονται τα ωριαία ηλεκτρικά φορτία σε κάθε κόμβο του δικτύου.

Πίνακας Δ.4 Δεδομένα για τα ηλεκτρικά φορτία.

(1/2)

Ώρα Ημέρας	Κόμβος 2 kW	Κόμβος 7 kW	Κόμβος 4 kW	Κόμβος 5 kW	Κόμβος 6 kW	Κόμβος 8 kW	Κόμβος 9 kW
1	2,468	24,685	9,961	2,468	6,172	32,098	4,367
2	2,058	20,571	8,301	2,058	5,143	28,532	3,970
3	1,851	18,514	7,471	1,851	4,628	26,748	3,970
4	1,714	17,143	6,918	1,714	4,285	24,965	4,367
5	1,371	13,714	5,534	1,371	3,429	23,182	4,566
6	1,371	13,714	5,534	1,371	3,429	26,748	4,764
7	2,058	20,571	8,301	2,058	5,143	35,664	4,962
8	2,743	27,428	11,067	2,743	6,857	49,039	7,146
9	3,702	37,027	14,941	3,702	9,257	66,871	9,925
10	3,634	36,342	14,665	3,634	9,086	80,245	12,901
11	3,565	35,656	14,387	3,565	8,915	87,378	15,879
12	4,114	41,141	16,601	4,114	10,286	88,270	16,871

13	4,182	41,828	16,878	4,182	10,457	80,245	17,865
14	3,772	37,714	15,218	3,772	9,428	89,161	18,261
15	3,702	37,027	14,941	3,702	9,257	88,270	18,459
16	3,429	34,285	13,834	3,429	8,571	84,703	17,467
17	3,429	34,285	13,834	3,429	8,571	80,245	16,871
18	4,801	47,998	19,368	4,801	12,000	66,871	17,865
19	6,172	61,712	24,902	6,172	15,428	55,280	19,849
20	6,720	67,198	27,115	6,720	16,799	49,930	15,879
21	6,789	67,884	27,392	6,789	9,428	44,581	13,895
22	6,172	61,712	24,902	6,172	16,970	41,014	11,909
23	5,211	52,113	21,028	5,211	15,428	35,664	9,925
24	3,772	37,714	15,218	3,772	13,029	33,881	5,955

Πίνακας Δ.4 Δεδομένα για τα ηλεκτρικά φορτία.

(2/2)

Ώρα Ημέρας	Κόμβος 12 kW	Κόμβος 11 kW	Κόμβος 15 kW	Κόμβος 16 kW	Κόμβος 13 kW	Κόμβος 14 kW
1	2,911	3,653	2,329	1,165	3,653	4,076
2	2,647	3,320	2,117	1,059	3,320	3,705
3	2,647	3,320	2,117	1,059	3,320	3,705
4	2,911	3,653	2,329	1,165	3,653	4,076
5	3,044	3,818	2,434	1,217	3,818	4,262
6	3,176	3,984	2,540	1,271	3,984	4,447
7	3,309	4,151	2,647	1,323	4,151	4,633
8	4,764	5,977	3,811	1,905	5,977	6,670
9	6,616	8,301	5,293	2,647	8,301	9,264
10	8,602	10,791	6,881	3,440	10,791	12,044
11	10,586	13,281	8,469	4,234	13,281	14,822
12	11,249	14,112	8,998	4,499	14,112	15,749
13	11,909	14,941	9,528	4,764	14,941	16,674
14	12,174	15,273	9,740	4,870	15,273	17,045
15	12,307	15,439	9,845	4,922	15,439	17,231
16	11,645	14,608	9,315	4,658	14,608	16,304
17	11,249	14,112	8,998	4,499	14,112	15,749
18	11,909	14,941	9,528	4,764	14,941	16,674
19	13,233	16,601	10,586	5,293	16,601	18,527
20	10,586	13,281	8,469	4,234	13,281	14,822
21	9,263	11,621	7,410	3,705	11,621	12,969

22	7,940	9,961	6,352	3,176	9,961	11,116
23	6,616	8,301	5,293	2,647	8,301	9,264
24	3,970	4,980	3,176	1,588	4,980	5,558

Στον πίνακα που ακολουθεί έχουμε τα θερμικά φορτία για κάθε περιοχή του δικτύου.

Πίνακας Δ.5 Δεδομένα για τα θερμικά φορτία.

Ώρα Ημέρας	Βιομηχανική Περιοχή kW	Αστική-Εμπορική Περιοχή kW
1	18	53
2	18	68,25
3	18	68
4	24	85,54
5	105,38	107,66
6	105,38	159,66
7	105,38	182,55
8	140,51	188,77
9	140,51	202,28
10	155,13	192,23
11	155,13	178,89
12	210,36	149,77
13	210,36	152,89
14	210,36	150,54
15	210,36	149,37
16	210,36	160,94
17	133,85	162,11
18	133,85	163,67
19	105,38	152,89
20	24	127,16
21	24	117,55
22	18	110,77
23	18	88
24	18	64,35

Δ.5 Μέση Οριακή Τιμή του Ελληνικού Συστήματος Διανομής

Πίνακας Δ.6 Οριακή τιμή του ελληνικού συστήματος διανομής.

Ώρα Ημέρας	Οριακή Τιμή €/Mwh
1	70,35
2	54,97
3	54,96
4	36,31
5	33,53
6	33,53
7	32,84
8	36,31
9	33,53
10	53,01
11	77,58
12	84,1
13	87,42
14	84,71
15	70,35
16	54,96
17	75,08
18	84,1
19	77,58
20	84,1
21	77,58
22	84,1
23	84,1
24	84,1

Παράρτημα Ε

Μονάδα Συμπαγωγής Ε.Μ.Π.

Η μονάδα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι μια μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής (DER) και έχει εγκατασταθεί στο συγκρότημα κτιρίων «Γενικές Έδρες» στη Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου. Το συγκρότημα αποτελείται από 4 κτίρια συνολικής επιφάνειας 16500 m². Σκοπός της μονάδας συμπαγωγής είναι να παρέχει συμπληρωματική θερμότητα, ψύξη και ηλεκτρική ενέργεια στα κτίρια. Έχει ονομαστική ηλεκτρική ισχύ 80 kW_e και θερμική 135 kW_{th}. Η τεχνολογία συμπαγωγής που χρησιμοποιείται είναι αεριοστρόβιλος με πηγή καυσίμου φυσικό αέριο. Τα καυσαέρια του στροβίλου αξιοποιούνται θερμικά στον εναλλάκτη που βρίσκεται δίπλα στην έξοδο του σωλήνα απαγωγής καυσαερίων του στροβίλου. Διαθέτει μπαταρίες που συνδέονται στο δίκτυο χαμηλής τάσης μέσω 2 αντιστροφών ισχύος 35 kW ο καθένας. Επίσης διαθέτει ένα στατό διακόπτη (static switch) που επιτρέπει τη σύνδεση της μονάδας στο δίκτυο του Ε.Μ.Π. ή την νησιδοποίηση της ώστε να τροφοδοτεί κρίσιμα φορτία (φωτισμός ασφαλείας). Συνεπώς ο φωτισμός ασφαλείας του κτιρίου μπορεί να τροφοδοτείται ακόμη και αν η παροχή από το δίκτυο διακοπεί (λόγω βλάβης δικτύου για παράδειγμα). Σε περίπτωση νησιδοποίησης, ακόμη και αν η μονάδα ΣΗΘ δε λειτουργεί, οι αντιστροφείς μαζί με τις μπαταρίες που διαθέτει το σύστημα αναλαμβάνουν να τροφοδοτήσουν το κρίσιμο φορτίο. Συνεπώς στο σύστημα υπάρχουν 2 εφεδρείες, από τη μονάδα ΣΗΘ και τους αντιστροφείς με τις μπαταρίες. Η μονάδα αποτελείται επίσης από λέβητες νερού και ψυκτική μονάδα απορρόφησης για συνεισφορά στη κάλυψη των θερμικών και ψυκτικών φορτίων του κτιρίου αντίστοιχα.

Πριν την εγκατάσταση της μονάδας οι ανάγκες των κτιρίων καλύπτονταν από:

- 2 λέβητες πετρελαίου ισχύος 1,4 MW ο καθένας, για τη θέρμανση. Αργότερα αντικαταστάθηκε το πετρέλαιο θέρμανσης με φυσικό αέριο,
- για τη ψύξη από μια ηλεκτρική κεντρική κλιματιστική μονάδα (DGX 4021-1) 310 kW (ψυκτικό φορτίο) εξοπλισμένη με πύργο ψύξης (T-36D) 654 kW_{th} με αντλία WILO/IP 65/180 – 11/2,
- Τη σύνδεση με το δίκτυο ΜΤ της ΔΕΗ μέσω 2 μετασχηματιστών ΜΤ/ΧΤ 400 kVA ο καθένας.

Μετά την εγκατάσταση η κεντρική κλιματιστική μονάδα και το σύστημα θέρμανσης παραμένουν και η μονάδα CHP συνεργάζεται μαζί τους (για τη θέρμανση έχει τη λειτουργία προθέρμανσης).

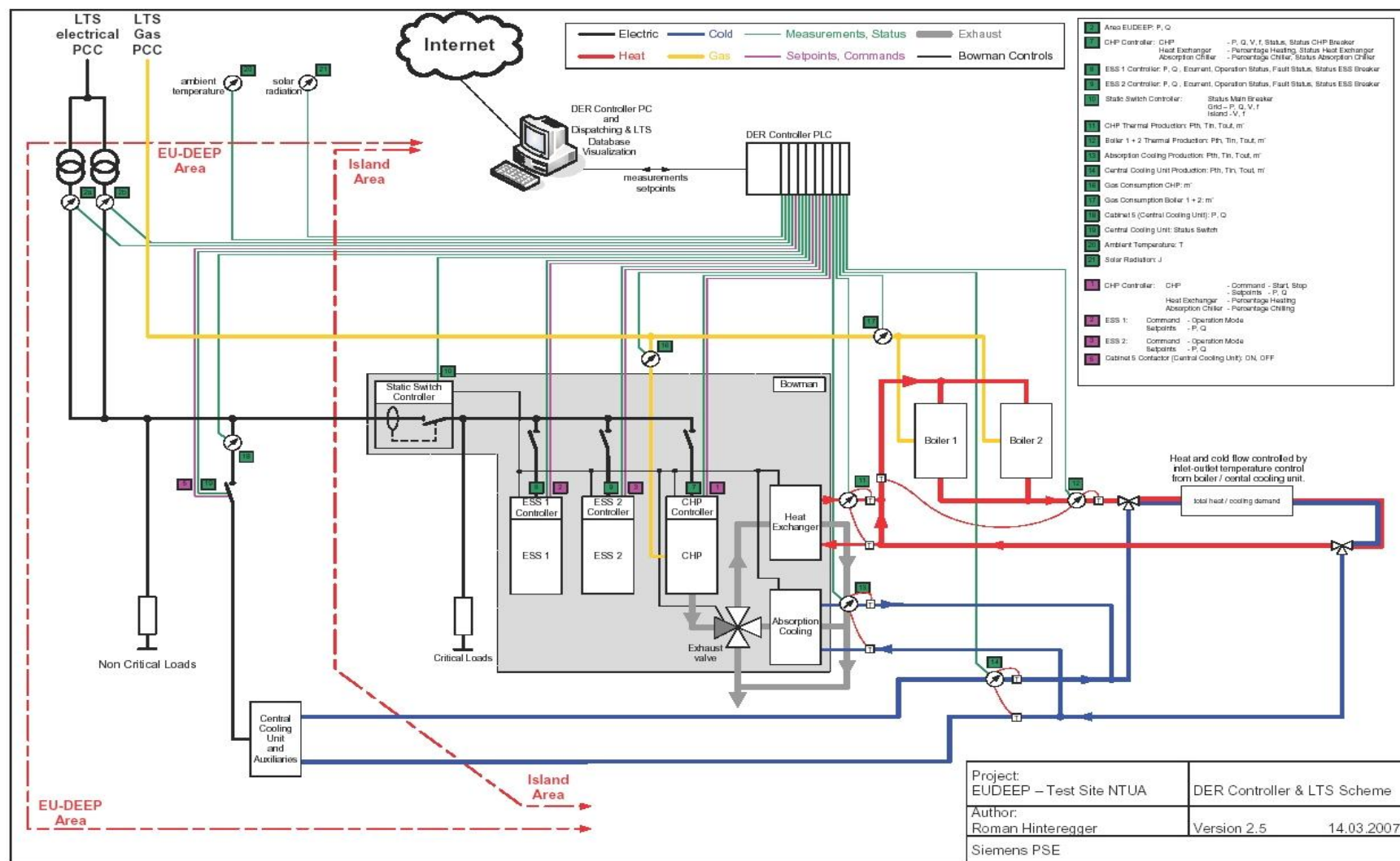
Τα συστατικά στοιχεία της εγκατάστασης είναι:

- ο εξοπλισμός της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής DER,
- ο εξοπλισμός για θέρμανση και ψύξη,
- ηλεκτρική διασύνδεση με το δίκτυο
- UPS/Μπαταρίες,
- η μονάδα ελέγχου της DER και
- συστήματα επικοινωνίας.

Παρακάτω φαίνεται σχηματικό διάγραμμα της εγκατάστασης (σχήμα E.1) όπου έχουμε και την ηλεκτρική εγκατάσταση και την εγκατάσταση ψύξης και θέρμανσης και τα βοηθητικά συστήματα για τον έλεγχο και επιτήρηση της μονάδας. Στην εγκατάσταση υπάρχει PLC το οποίο μπορεί να ελέγχεται και να διαθέτει τις μετρήσεις και τα σήματα που συλλέγει τοπικά από το DER Controller PC ή απομακρυσμένα μέσω Internet. Σύμφωνα με το σχήμα και το υπόμνημά του το PLC δίνει εντολές και setpoints στη μονάδα CHP (για παράδειγμα εκκίνηση, σταμάτημα) και στους Inverters ESS. Επίσης λαμβάνει μετρήσεις και σήματα για τη λειτουργική κατάσταση από τα παρακάτω στοιχεία:

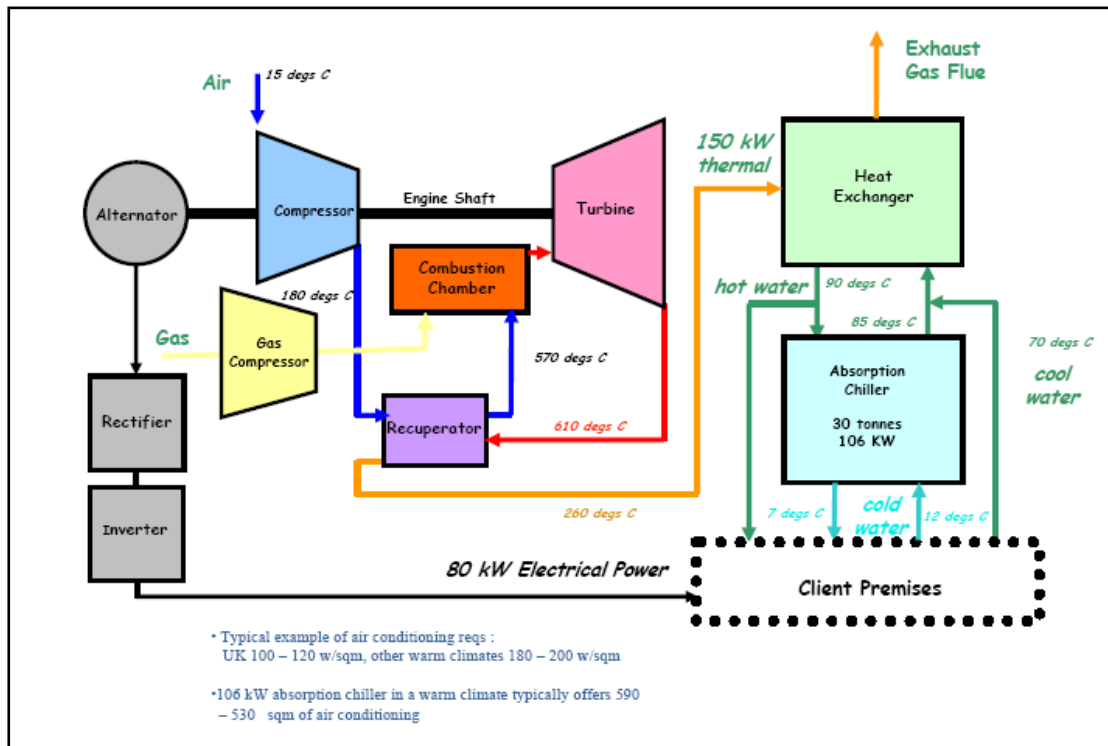
- τη μονάδα CHP (ηλεκτρικά μεγέθη, θερμική ή ψυκτική ισχύ),
- τους Inverters και τον Static Switch,
- τους εναλλάκτες, τη μονάδα απορρόφησης και τους λέβητες για τη παραγωγή ισχύος,
- την κατανάλωση φυσικού αερίου,
- τους αντίστοιχους μετρητές που βρίσκονται στην οροφή του κτιρίου για την ηλιακή ακτινοβολία και την εξωτερική θερμοκρασία.

Να σημειωθεί ότι η exhaust valve είναι μια βαλβίδα που κατευθύνει τα καυσαέρια το χειμώνα στον εναλλάκτη θερμότητας, το καλοκαίρι στη μονάδα απορρόφησης και αν δεν υπάρχει ανάγκη για θέρμανση ή ψύξη οδηγούνται στην ατμόσφαιρα.

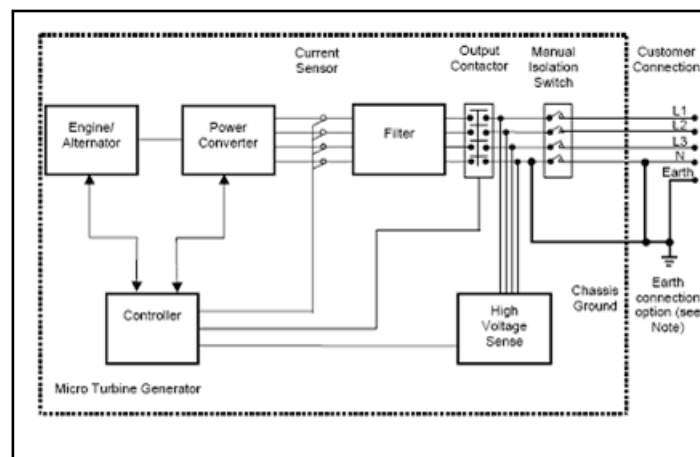


Σχήμα E.1 Σχηματικό διάγραμμα της εγκατάστασης με όλα τη στοιχεία που την απαρτίζουν.

Στα σχήματα E.2, E.3 παρουσιάζεται με περισσότερη λεπτομέρεια ο αεριοστρόβιλος, η γεννήτρια και η διασύνδεσή της. Ο αεριοστρόβιλος διαθέτει και ανακομιστή θερμότητας για αύξηση της ηλεκτρικής απόδοσης. Ο άξονας της γεννήτριας είναι συζευγμένος στον άξονα του στροβίλου. Η γεννήτρια είναι ασύγχρονη και για τη σύνδεσή της στο δίκτυο χρησιμοποιεί ένα ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος (power converter).



Σχήμα E.2 Λειτουργικό διάγραμμα της μονάδας Συμπαράγωγής του Ε.Μ.Π.



Σχήμα E.3 Λειτουργικό διάγραμμα της γεννήτριας, του μετατροπέα και του διακόπτη διασύνδεσης της μονάδας συμπαράγωγής του Ε.Μ.Π.

Ο μετατροπέας αποτελείται από έναν ανορθωτή (AC/DC) και μετά ακολουθεί αντιστροφέας (DC/AC). Ο μετατροπέας μετασχηματίζει την εναλλασσόμενη τάση εισόδου αρχικά σε συνεχή και ακολούθως σε εναλλασσόμενη, συχνότητας δικτύου. Χρησιμοποιείται για τη σύνδεση στο δίκτυο γεννητριών που παράγουν ρεύμα συχνότητας διαφορετικής από αυτή του δικτύου (50Hz). Μια ασύγχρονη γεννήτρια για να παράγει ρεύμα συχνότητας 50 Hz πρέπει να στρέφεται με ταχύτητα μεγαλύτερη από 3.000 ΣΑΛ ή 1.500 ΣΑΛ κατά το μέγεθος της ολίσθησης, s . Τα 3.000 ή 1.500 ΣΑΛ είναι η σύγχρονη ταχύτητα n_s και εξαρτώνται από τον αριθμό των πόλων p της γεννήτριας. Όμως οι γεννήτριες των μικροστρόβιλων στρέφονται με 80.000-100.000 ΣΑΛ. Οι γεννήτριες υψηλής σύγχρονης ταχύτητας (High speed generators) λόγω της κατασκευής τους έχουν το πλεονέκτημα έναντι των κλασσικών γεννητριών ότι είναι ελαφρύτερες, μικρότερων διαστάσεων και υψηλότερης πυκνότητας ισχύος. Επίσης έχουν μικρότερες απαιτήσεις σε ψύξη.

Ο ανορθωτής και ο αντιστροφέας είναι μετατροπείς πηγής τάσης, δηλαδή πηγές εναλλασσόμενης τάσης ελεγχόμενου μέτρου και συχνότητας. Υπάρχουν 2 τρόποι ελέγχου του μετατροπέα πηγής τάσης:

- έλεγχος τάσης εξόδου αντιστροφέα (βαθμωτός έλεγχος) ή
- απ' ευθείας έλεγχος του ρεύματος (διανυσματικός έλεγχος).

Ο ανορθωτής πρέπει να διαθέτει αυτομεταγόμενους διακόπτες (π.χ. IGBT, transistor) που έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν την άεργο ισχύ που απαιτείται για τη διέγερση της ασύγχρονης γεννήτριας. Έτσι η γεννήτρια μπορεί να διεγερθεί και χωρίς τη παρουσία δικτύου. Ο αντιστροφέας (DC/AC) βρίσκεται στη πλευρά του δικτύου. Χρησιμοποιεί τη μέθοδο διαμόρφωσης SPWM. Μεταβάλλοντας το συντελεστή διαμόρφωσης M_f παράγεται στην έξοδο τάση μεταβλητής τιμής. Επίσης η μέθοδος SPWM παράγει εναλλασσόμενη τάση εξόδου με αρμονικές υψηλής τάξης και μικρό THD τάσης. Η συχνότητα εξόδου (50 Hz) καθορίζεται από τη συχνότητα της ημιτονοειδούς κυματομορφής αναφοράς. Ο αντιστροφέας μπορεί να παράγει ή να απορροφά άεργο ισχύ και αντίστοιχα να ρυθμίζει το συντελεστή ισχύος που θα λειτουργεί η γεννήτρια. Ελέγχοντας την rms τιμή της θεμελιώδους συνιστώσας της τάσης εξόδου του αντιστροφέα σε σχέση με την rms τιμή τάσης δικτύου ελέγχεται η απορρόφηση ή η παραγωγή άεργου ισχύος. Επιπλέον, η ύπαρξη του μετατροπέα κάνει δυνατή την εξυπηρέτηση φορτίων με μεγάλη ασυμμετρία σε σχέση με μια γεννήτρια με απ' ευθείας σύνδεση.

Η γεννήτρια λειτουργεί σαν πηγή ρεύματος (current source). Ο συντελεστής ισχύος της μπορεί να ρυθμιστεί στο εύρος 0,8 επαγωγικό-0,8 χωρητικό είτε η γεννήτρια λειτουργεί σε πλήρες φορτίο είτε όχι. Σύμφωνα με τις προδιαγραφές της γεννήτριας το THD είναι

χαμηλότερο από 5%, σύμφωνα με το πρότυπο IEEE 519. Η διασύνδεση της γεννήτριας αποτελείται από 4 αγωγούς, 3 αγωγούς φάσης και 1 αγωγό ουδετέρου σε συνδεσμολογία αστέρα (4 wire "Y" star).

Βιβλιογραφία

- [1] Martin Geidl. Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems, 2007, Diss. ETH No. 17141.
- [2] H. M. Groscurth, T. Bruckner, and R. Kummel. Modeling of energy-services supply systems. *Energy*, 20(9):941–958, 1995.
- [3] R. H. Lasseter. Microgrids. In *Proc. of IEEE PES Winter Meeting*, New York, USA, 2002.
- [4] R. Frik and P. Favre-Perrod. Proposal for a multifunctional energy bus and its interlink with generation and consumption. Diploma thesis, High Voltage Laboratory, ETH Zurich, 2004.
- [5] Marin Geidl. Power Flow Coupling in Hybrid Systems.
- [6] Εργαστήριο Μεταφοράς Θερμότητας και Μηχανικής Περιβάλλοντος Α.Π.Θ., «Συμπαράγωγή Θερμότητας-Ηλεκτρισμού», Κεφάλαιο 7, 2009.
- [7] Χ.Α. Φραγκόπουλος, Η.Π. Καρυδογιάννης, Γ.Κ. Καραλής. Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, ΕΛΚΕΠΑ, Νοέμβριος 2004.
- [8] Λάμπρος Ε. Βοριαδάκης. Μοντελοποίηση της διαδικασίας συμπαράγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, διπλωματική εργασία.
- [9] A. J. Wood and B. F. Wollenberg. *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, New York, 2nd edition, 1996. ISBN 0-471-58699-4.
- [10] P. M. Pardalos and M. G. C. Resende, editors. *Handbook of Applied Optimization*. Oxford University Press, Oxford, 2002. ISBN 0-19-512594-0.
- [11] M. Khoshnevisan and S. Bhattacharya. Optimal plant layout design based on MASS algorithm. In *Proc. of 6th International Conference on Information Fusion*, Cairns, Australia, 2003.
- [12] M. R. Gent and J. W. Lamont. Minimum emission dispatch. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-90:2650–2660, 1971.
- [13] J. H. Talaq, F. El-Hawary, and M. E. El-Hawary. Minimum emissions power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1):429–435, 1994.
- [14] T. Gjengedal, S. Johansen, and O. Hansen. A qualitative approach to economic-environmental dispatch—treatment of multiple pollutants. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(3):367–373, 1992.

- [15] Michele Arnold, Goran Andersson. Decomposed Electricity and Natural Gas Optimal Power Flow, Swiss Federal Institute of Technology.
- [16] A. Conejo, F. Nogales and F. Prieto. A decomposition procedure based on approximate Newton directions. Mathematical Programming, vol. Ser.A 93, pp. 495-515, 2002.
- [17] B. Marti. Emissions of Power Delivery Systems. Semester thesis, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2005.
- [18] P. A. Pilavachi, C. P. Roumpeas, S.Minett, and N. H. Afgan. Multicriteria evaluation for CHP system options. Energy Conversion and Management, 47(20):3519–3529, 2006.
- [19] Martin Geidl and Goran Andersson. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, No. 1, February 2007.
- [20] Allen. J. Wood and Bruce F. Wollenberg. Power Generation, Operation and Control, 2nd Edition. John Wiley & Sons, NY, Jan 1996, pp. 104.
- [21] N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, A. G. Tsikalakis, J. Vasiljevska. Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits due to Significant Penetration of Microgrids in a Typical LV and MV Greek Network.
- [22] Tande, J.O., and Jenkins. International standards for power quality of dispersed generation. Paper 4/7 CIRED International Conference on Electricity Distribution, Nice, France, 1-4 June 1999.
- [23] Jenkins N, Allan R, Crossley P, Kirschen D and Strbac G. Embedded Generation. The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000.
- [24] Soultanis N, Papathanassiou S, Hatziargyriou N. A Stability Algorithm for the Dynamic Analysis of Inverter Dominated Unbalanced LV Microgrids. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, Feb. 2007 pp: 294 – 304.
- [25] <http://www.hotworkct.com/engineering/alcoa.htm>.
- [26] Tsikalakis A, Hatziargyriou N. Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation. IEEE Trans on Energy conversion, Vol. 23, No 1, March 2008, pp 241-248.
- [27] Tsikalakis A, Hatziargyriou N. Financial Evaluation of Renewable Energy Source Production in Microgrids Markets Using Probabilistic Analysis. In proc of the IEEE Power Tech '05 Conference, St.Petersburg June 2005, paper No133.
- [28] <http://www.buderus.co.uk/condensing-cascade-systems/gb-312cascades/gb-312-320kw>
- [29] <http://www.depa.gr/default.asp?pid=71&la=1>

- [30] Papathanassiou S, Hatziargyriou N, Strunz K. A Benchmark LV Microgrid for steady state and transient analysis. Proceedings of the Cigre Symposium on Power Systems with Dispersed Generation", Athens, April 2005.
- [31] Chowdhury N, Billinton R. A reliability test system for educational purposes-spinning reserve studies in isolated and interconnected systems, IEEE Trans. on Power Systems 1991, Vol. 6, No 4, 1578 – 1583.
- [32] <http://www.desmie.gr/content/values.asp?lang=1>
- [33] E. S. Menon. Gas Pipeline Hydraulics. Taylor & Francis, Boca Raton, 2005. ISBN 0-8493-2785-7.
- [34] A. J. Wood and B. F. Wollenberg. Power Generation, Operation, and Control. Wiley, New York, 2nd edition, 1996. ISBN 0-471-58699-4.
- [35] R. Fletcher. Practical Methods of Optimization. Wiley, Chichester, 2nd edition, 1987. ISBN 0-471-91547-5.
- [36] H.W. Kuhn and A.W. Tucker. Nonlinear programming. In Proc. of 2nd Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, Berkeley, USA, 1951.