



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

Συνεργασία Διαχειριστών Δικτύου
Μεταφοράς-Διανομής για Παροχή Ευελιξίας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ

ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΟΥ ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΥ-ΠΑΡΑΣΚΕΥΑ

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
Αθήνα, Οκτώβριος 2021



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος
Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Συνεργασία Διαχειριστών Δικτύου Μεταφοράς-Διανομής για Παροχή Ευελιξίας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ

ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΟΥ ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΥ-ΠΑΡΑΣΚΕΥΑ

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21η Οκτωβρίου 2021.

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....
Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Πάυλος Γεωργιλιάκης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2020

(Υπογραφή)

.....

ΚΑΡΑΓΕΩΡΓΟΣ ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ-ΠΑΡΑΣΚΕΥΑΣ

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

Copyright ©–All rights reserved Καραγεώργος Κωνσταντίνος-Παρασκευάς, 2021.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος.

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.

Περίληψη

Η σταδιακή μετάλλαξη των δικτύων διανομής από παθητικά σε ενεργητικά, δημιουργεί νέα δεδομένα στη διαχείρησή τους, τα οποία με τη σειρά τους φέρνουν καινούριες προκλήσεις και ευκαιρίες. Πιο συγκεκριμένα, η συνεχής διείσδυση των Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο διανομής έχει οδηγήσει σε μία σειρά τεχνικών προβλημάτων τόσο στα συστήματα μεταφοράς όσο και στα συστήματα διανομής. Πολλά από αυτά μπορούν να ξεπεραστούν μέσα από την στενότερη συνεργασία μέσω της ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων Μεταφοράς και Διανομής. Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας θα μελετηθεί η λειτουργία του διαχειριστή δικτύου μεταφοράς και θα προταθούν νέες μέθοδοι με στόχο την ένταξη ευελιξίας από τα δίκτυα διανομής, εκμεταλλευόμενοι την ύπαρξη στοιχείων διεσπαρμένης παραγωγής. Με αυτό τον τρόπο μπορεί να επιτευχθεί η πιο αποδοτική και ασφαλής λειτουργία ολόκληρου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Λέξεις Κλειδιά

Ενεργητικά δίκτυα διανομής, Ευελιξία, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Συνεργασία Διαχειριστών Δικτύου, Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Abstract

The gradual transformation of distribution networks from passive to active, creates new data in their management, which in turn brings new challenges and opportunities. More specifically, the increasing penetration of Distributed Renewable Energy Sources (DRES) in distribution grids has led to a number of technical problems in both Transmission and Distribution Systems. Many of these can be overcome through closer cooperation by exchanging information between Transmission and Distribution System Operators (TSO-DSO). In the context of this dissertation, the operation of the transmission network operator will be studied and new methods will be proposed with the aim of integrating flexibility from the distribution networks, taking advantage of the existing distributed generation elements. In this way a more efficient and safe operation of the entire electric power system can be achieved.

Keywords

Active distribution networks, Flexibility, Distributed Energy Sources, Collaboration between System Administrators, Optimal Power Flow

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εκπονήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω αρχικά τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Χατζηαργυρίου, για την ανάθεση ενός θέματος με ιδιαίτερο ενδιαφέρον για την εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας.

Επίσης, θερμές ευχαριστίες στον Νικόλαο Σαββόπουλο, υποψήφιο διδάκτορα της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, για τη στήριξη και την καθοδήγηση κατά την εκπόνηση αυτής της εργασίας.

Από καρδιάς θα ήθελα να ευχαριστήσω τους γονείς, καθώς και τους φίλους μου, Δημήτρα, Ειρήνη, Αλέξανδρο, Σπύρο, Βασιλική και όλους όσους με βοήθησαν και με στήριξαν με κάθε τρόπο όλο αυτό το διάστημα. Τέλος, αφιερώνω αυτή την εργασία στην αδερφή μου, την Εύα, για την έμπνευση και τη δύναμη που μου δίνει να συνεχίζω να προσπαθώ.

Περιεχόμενα

Περίληψη	1
Abstract	3
Ευχαριστίες	5
Περιεχόμενα	9
Κατάλογος Σχημάτων	12
1 Εισαγωγή	13
1.1 Αντικείμενο Διπλωματικής	14
1.2 Δομή Εργασίας	15
2 Δίκτυα Ηλεκτρικής Ενέργειας	17
2.1 Εισαγωγή	17
2.2 Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	19
2.2.1 Εισαγωγή	19
2.2.2 Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	19
2.2.3 Ενεργειακό Μείγμα	26
2.3 Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	29
2.3.1 Εισαγωγή	29
2.3.2 Το ελληνικό Δίκτυο Μεταφοράς	30
2.3.3 Στοιχεία του Δικτύου Μεταφοράς	32
2.4 Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	35
2.4.1 Εισαγωγή	35
2.4.2 Στοιχεία του Δικτύου Διανομής	35
2.4.3 Ενεργητικά δίκτυα διανομής	37
3 Ευελιξία	39
3.1 Εισαγωγή	39
3.2 Η Ευελιξία στα Σύγχρονα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	40
3.3 Συνεργασία Μεταξύ των Διαχειριστών των Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής	41

3.4	Εκτίμηση της Ευελιξίας	43
3.4.1	Διάγραμμα ευελιξίας	45
4	Βέλτιστη Ροή Ισχύος	49
4.1	Εισαγωγή	49
4.2	Οικονομική Κατανομή Φορτίου	50
4.2.1	Εισαγωγή	50
4.2.2	Μοντελοποίηση της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου	50
4.3	DC Βέλτιστη Ροή Ισχύος	52
4.3.1	Εισαγωγή	52
4.3.2	Μοντελοποίηση του DC-OPF	53
4.4	AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος	54
4.4.1	Εισαγωγή	54
4.4.2	Υπολογισμός των σχέσεων ισότητας στο AC-OPF	55
4.4.3	Μοντελοποίηση του AC-OPF	56
4.5	Εργαλεία για τη Βέλτιστη Ροή Ισχύος	58
4.5.1	Εισαγωγή	58
4.5.2	Matpower	58
4.5.3	Yalmip	61
5	Μεθοδολογία	63
5.1	Εισαγωγή	63
5.2	Βέλτιστη Λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς Χωρίς Ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής	64
5.2.1	Μεταβλητή βελτιστοποίησης	64
5.2.2	Μοντελοποίηση του προβλήματος	65
5.2.3	Χρήσιμοι πίνακες	66
5.2.4	Συνάρτηση κόστους	67
5.2.5	Εξαγωγή αποτελεσμάτων	68
5.3	Βέλτιστη Λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς Με Ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής	70
5.3.1	Αρχείο εισόδου	70
5.3.2	Τροποποιήσεις στον αλγόριθμο	71
5.3.3	Νέοι περιορισμοί	72
5.3.4	Μοντελοποίηση του προβλήματος	75
5.4	Εύρεση σφαλμάτων	77
6	Εφαρμογές	79
6.1	Εισαγωγή	79
6.2	Επαλήθευση των αποτελεσμάτων χωρίς αξιοποίηση της ευελιξίας	80
6.2.1	Case5	80
6.2.2	Case9	83

6.2.3	Case14	86
6.3	Επαλήθευση των αποτελεσμάτων με αξιοποίηση της ευελιξίας	88
6.3.1	Case5	89
6.3.2	Case9	91
6.4	Εφαρμογή για την Αξιοποίηση της Ευελιξίας που Παρέχεται από το Δίκτυο Διανομής	94
6.4.1	Case A - χωρίς ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής	95
6.4.2	Case B - με ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής σε ένα ζυγό	96
6.4.3	Case C - με ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής σε δύο ζυγούς	97
6.4.4	Εξαγωγή Συμπερασμάτων	98
7	Συμπεράσματα	101
7.1	Σύνοψη - Συμπεράσματα	101
7.2	Μελλοντικές επεκτάσεις	103
	Βιβλιογραφία	105
	Παράρτημα	109
A	Test Cases	109
A.1	Case5	109
A.2	Case9	111
B	Αρχεία Ευελιξίας	113
B.1	Case5flex	113
B.2	Case9flex	115
B.3	CaseBflex	117
B.4	CaseCflex	118
	Γλωσσάριο	119

Κατάλογος Σχημάτων

2.1	Γενική απεικόνιση του ελληνικού ΣΗΕ [2]	18
2.2	Ατμοηλεκτρική μονάδα παραγωγής [5]	20
2.3	Αεριοστροβιλικός σταθμός	20
2.4	Θερμικός σταθμός συνδυασμένου κύκλου	21
2.5	Υδροηλεκτρικό εργοστάσιο	23
2.6	Πρόβλεψη της παγκόσμιας συμβολής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών για το 2050 [9]	25
2.7	Ντιζελοηλεκτρικός σταθμός	26
2.8	Αναλυτικός Χάρτης Σταθμών [21]	27
2.9	Ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση [23]	28
2.10	Χάρτης Γραμμών Μεταφοράς της Ελλάδας [24]	30
2.11	Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας [25]	33
2.12	Κέντρο υπερυψηλής τάσης Παλλήνης	34
2.13	Τοπολογία ακτινικού δικτύου διανομής	36
2.14	Τοπολογία βροχοειδούς δικτύου διανομής	37
3.1	Εξέλιξη δικτύων διανομής από παθητικά σε ενεργά	41
3.2	Καμπύλες ενεργούς-άεργους ισχύος για την ευελιξία σε ενεργά δίκτυα διανομής [41]	44
3.3	Παράδειγμα εκτίμησης της ευελιξίας σε ένα ενεργό δίκτυο διανομής [41]	45
3.4	Διάγραμμα ροής για την προτεινόμενη μέθοδο [41]	47
4.1	παράδειγμα σχετικής καμπύλης αξίας (MOC) [36]	51
4.2	Ροή ισχύος κατά μήκος μιας γραμμής [36]	52
4.3	π-μοντέλο γραμμής μεταφοράς [36]	55
4.4	Αναπαράσταση γραμμής μεταφοράς [39]	60
5.1	Διάγραμμα ευελιξίας [41]	73
6.1	Συνολικό κόστος παραγωγής	98
6.2	Συνολική ενεργός παραγωγή λόγω ευελιξίας	99
6.3	Συνολική άεργος παραγωγή λόγω ευελιξίας	99
6.4	Συνολική ενεργός παραγωγή από τις υπόλοιπες πηγές	100

6.5	Συνολική αεργος παραγωγή από τις υπόλοιπες πηγές	100
-----	--	-----

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

Η διείσδυση των Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο διανομής έχει παρουσιάσει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια. Αυτή είναι μια από τις κύριες αιτίες που συνέβαλαν στην αύξηση των τεχνικών προβλημάτων τόσο στα συστήματα μεταφοράς όσο και στα συστήματα διανομής. Μια αποτελεσματική λύση για τη βελτίωση της ασφάλειας του συστήματος είναι η εκμετάλλευση της ευελιξίας που παρέχεται από τους Διεσπαρμένους Ενεργειακούς Πόρους, οι οποίοι βρίσκονται κυρίως στα δίκτυα διανομής. Η θέση τους σε συνδυασμό με την έλλειψη συντονισμού ροής ισχύος στη διεπαφή χειριστών συστήματος δημιουργεί δυσκολίες στην αξιοποίηση αυτών των ευέλικτων πόρων. [33]

1.1 Αντικείμενο Διπλωματικής

Αυτή η εργασία παρουσιάζει μια μεθοδολογία για την εκμετάλλευση της ευελιξίας που παρέχει η διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας στους οριακούς κόμβους των συστημάτων μεταφοράς και διανομής. Η μελέτη επικεντρώνεται στην πλευρά του διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς. Με δεδομένη τη γνώση των διαγραμμάτων ευελιξίας, τα οποία επικονίζουν τον αντίκτυπο της ευελιξίας στη διεπαφή των TSO-DSO, μπορούμε να βελτιστοποιήσουμε τη λειτουργία του ΣΗΕ. Αυτό πρακτικά σημαίνει τη γενίκευση του προβλήματος AC-OPF ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής, για δεδομένη κατανάλωση, συμπεριλαμβάνοντας παράλληλα τα όρια λειτουργίας λόγω ευελιξίας των νέων πηγών ενέργειας.

Αυτό βέβαια απαιτεί στενό συντονισμό διαμέσου ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Με τη βελτίωση της επικοινωνίας μεταξύ τους, μπορεί επομένως να διασφαλιστεί η αποδοτική και ασφαλής λειτουργία κάθε δικτύου, αλλά και ολόκληρου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

1.2 Δομή Εργασίας

Η διπλωματική εργασία έχει δομηθεί ως εξής:

- Στο κεφάλαιο δύο γίνεται αναφορά στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και στα επιμέρους στοιχεία τους: το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το δίκτυο μεταφοράς και το δίκτυο διανομής.
- Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύεται το ζήτημα της ευελιξίας στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και του τρόπου υπολογισμού της, καθώς και της ανάγκης για τη συνεργασία μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής.
- Στο κεφάλαιο 4 αναπτύσσεται η θεωρία για τη βέλτιστη ροή ισχύος για την καλύτερη λειτουργία ενός συστήματος. Συγκεκριμένα ερευνούνται τα μοντέλα της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου καθώς και του AC και DC-OPF. Για το κάθε μοντέλο γίνεται σύντομη αναφορά στα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα του, καθώς και στη μαθηματική του μοντελοποίηση. Επίσης αναφέρονται κάποια εργαλεία που χρησιμοποιήθηκαν στο πλαίσιο αυτής της εργασίας, για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος.
- Στο πέμπτο κεφάλαιο αναπτύσσεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε κατά τη διεξαγωγή του προγραμματιστικού μέρους της διπλωματικής εργασίας, ενώ ταυτόχρονα γίνεται η μοντελοποίηση του προβλήματος. Συνοπτικά επίσης παρουσιάζονται οι τρόποι με τους οποίους ξεπεράστηκαν κάποια προβλήματα κατά την υλοποίηση.
- Στο κεφάλαιο 6 εμφανίζονται τα τελικά αποτελέσματα της υλοποίησης του αλγορίθμου μέσω εφαρμογής σε γνωστά παραδείγματα συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, γίνεται επαλήθευση της ορθότητας του αλγορίθμου για τις διάφορες υλοποιήσεις του.
- Στο κεφάλαιο 7 εμφανίζονται τα συμπεράσματα από την διεξαγωγή της διπλωματικής εργασίας, καθώς και τρόποι επέκτασης του αλγορίθμου.

Κεφάλαιο 2

Δίκτυα Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1 Εισαγωγή

Ορίζουμε ως δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ένα διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα το οποίο είναι υπεύθυνο για την παραγωγή, την μεταφορά καθώς και την διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες παραγωγής στους καταναλωτές. Πιο συγκεκριμένα, ένα τέτοιο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) αποτελείται από μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (θερμοηλεκτρικοί, υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής), γραμμές μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας και υποσταθμούς - κόμβους για μετασχηματισμό της τάσης και διεκπεραίωση της ενέργειας. Όσον αφορά την έκταση τους, τα ΣΗΕ διακρίνονται σε «εθνικά συστήματα», «περιφερειακά συστήματα» και «ιδιωτικά συστήματα» εφόσον καλύπτουν τις ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας μιας χώρας, μιας γεωγραφικής περιοχής ή ενός ιδιωτικού συγκροτήματος αντίστοιχα.[1]

Κάποια από τα πλεονεκτήματα των διασυνδεδεμένων ενεργειακών συστημάτων είναι τα εξής:

- Λόγω του μεγέθους τους είναι δυνατή η κάλυψη πολύ μεγάλων και απότομων μεταβολών στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με πολύ μικρή απόκλιση συχνότητας, κάτι που θα ήταν αδύνατο σε πολλά μικρά και χωριστά συστήματα, χωρίς σοβαρές διαταραχές.
- Λόγω του μεγέθους τους, επιπρόσθετα, δεν υπάρχει η ανάγκη αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε κάθε περιοχή ελέγχου.
- Λόγω της διασύνδεσης των διαφόρων περιοχών ελέγχου, μια οποιαδήποτε περιοχή σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή μπορεί άμεσα να βοηθηθεί να ξεπεράσει δύσκολες καταστάσεις λειτουργίας.

Αναμφισβήτητα, η λειτουργία των ΣΗΕ πρέπει να διέπεται από ορισμένους κανόνες. Ενδεικτικά κάποιοι από αυτούς παρατίθενται παρακάτω:

- Το σύστημα πρέπει να δίνει ηλεκτρική ενέργεια σε οποιοδήποτε σημείο (στην περιοχή που καλύπτει) με συγκεκριμένη και σταθερή συχνότητα και συγκεκριμένο και σταθερό πλάτος τάσης.
- Να δίνει ισχύ στην ποιότητα και ποσότητα που απαιτούν οι καταναλωτές.
- Να λειτουργεί με ασφάλεια για τους εργαζομένους, όσο και για τους καταναλωτές.
- Να λειτουργεί με συγκεκριμένο πλάνο βέλτιστης οικονομικής λειτουργίας.

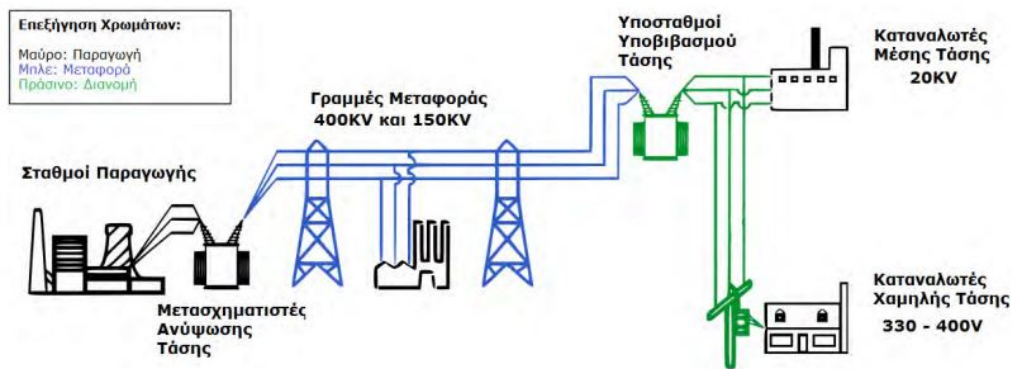


Figure 2.1: Γενική απεικόνιση του ελληνικού ΣΗΕ [2]

Συνοψίζοντας, δηλαδή, πρέπει να έχουμε γνώση της κατάστασης στην οποία λειτουργικά βρίσκεται σε κάθε στιγμή το σύστημα, να έχουμε τη δυνατότητα των απαραίτητων χειρισμών έγκαιρα, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η απρόσκοπτη λειτουργία του, μέσα στα οικονομικά πλαίσια που έχουν καθοριστεί. Συνεπώς, είναι απαραίτητη η ύπαρξη μαθηματικών μοντέλων που σε συνεργασία με μοντέρνους αλγόριθμους εκτίμησης και πρόβλεψης να μας δίνουν με το λιγότερο δυνατό υπολογιστικό φόρτο και τις μικρότερες απαιτήσεις σε μνήμη, ικανοποιητικές προβλέψεις ζήτησης ισχύος, σε όλους τους κόμβους του συστήματος. [3]

2.2 Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.2.1 Εισαγωγή

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση διάφορων πρωτογενών πηγών ενέργειας. Η σύγχρονη λειτουργία των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προϋποθέτει τη μετατροπή κάποιας πρωτογενούς μορφής ενέργειας, αρχικά σε μηχανική μέσω των κινητήριων μηχανών, των στροβίλων κτλ. και κατόπιν σε ηλεκτρική μέσω των γεννητριών. [6]

Στις μέρες μας χρησιμοποιούνται πολλοί τύποι εγκαταστάσεων παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των εγκαταστάσεων ατμού, που τροφοδοτούνται με άνθρακα, πετρέλαιο ή φυσικό αέριο, τα πυρηνικά εργοστάσια, τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς καθώς και τις μονάδες που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Τα διάφορα είδη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ομαδοποιούνται συνήθως σύμφωνα με την κινητήρια δύναμη, το είδος δηλαδή της συσκευής που κινεί την ηλεκτρογεννήτρια. Τα κύρια είδη κινητήριων δυνάμεων είναι ο ατμοστρόβιλος, ο αεριοστρόβιλος καύσης και οι εμβολοφόροι κινητήρες. [4]

2.2.2 Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ατμοστρόβιλοι

Σε μια μονάδα παραγωγής με τουρμπίνα ατμού (ατμοστρόβιλος) καίγονται ορυκτά καύσιμα (άνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) ή στην περίπτωση των πυρηνικών εργοστασίων η θερμότητα που παράγεται είναι επακόλουθο μιας αλυσιδωτής πυρηνικής αντίδρασης.

Η λειτουργία μιας μονάδας ατμού απαιτεί πλήθος εξοπλισμού, όπως πολλές αντλίες, ανεμιστήρες, και βοηθητικές συσκευές. Εξέχων ρόλο παίζουν οι αντλίες νερού τροφοδοσίας, οι οποίες κατευθύνουν νερό μέσω των λεβήτων, όπως και οι ανεμιστήρες, οι οποίοι παρέχουν επαρκή ποσότητα αέρα κατά την καύση στον λέβητα, καθώς και το σύστημα που εγχέει τα καύσιμα στο λέβητα. Βέβαια, οι διαφορές στο καύσιμο που χρησιμοποιείται για την παραγωγή θερμότητας έχουν ως απόρροια τον διαφορετικό εξοπλισμό και σχεδιασμό κάθε σταθμού παραγωγής.

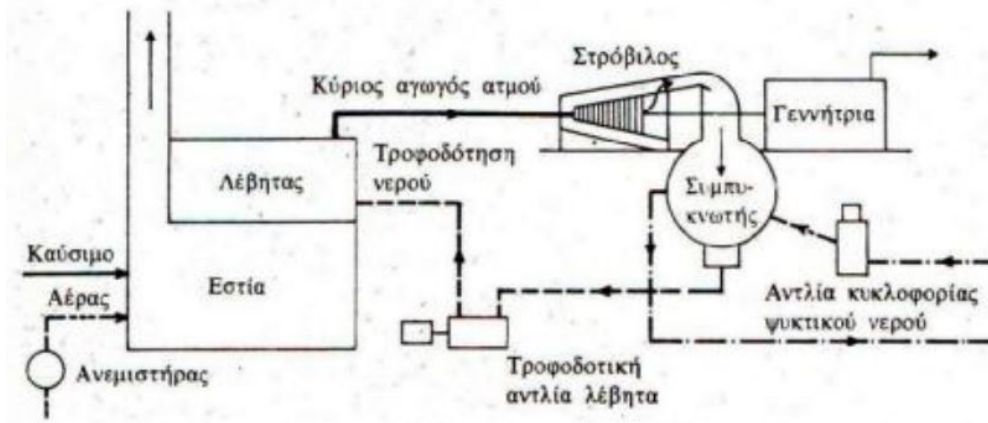


Figure 2.2: Ατμοηλεκτρική μονάδα παραγωγής [5]

Αεριοστρόβιλοι καύσης

Οι αεριοστρόβιλοι καύσης συνήθως τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο, αλλά έχουν τη δυνατότητα να τροφοδοτηθούν και με κάποια υγρά. Ένα επιπλέον στοιχείο του στρόβιλου καύσης είναι ο συμπιεστής, ο οποίος αυξάνει σημαντικά την πίεση του αέρα που χρησιμοποιείται κατά την καύση.

Γενικά, οι αεριοστρόβιλοι δεν έχουν την ίδια αποτελεσματικότητα με τις μονάδες ατμού, όμως το κόστος τους είναι αισθητά μικρότερο. Γι' αυτό και συνήθως χρησιμοποιούμε τις μονάδες με αεριοστρόβιλους ως μονάδες «αιχμής» με σκοπό την παροχή μέγιστων αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια.

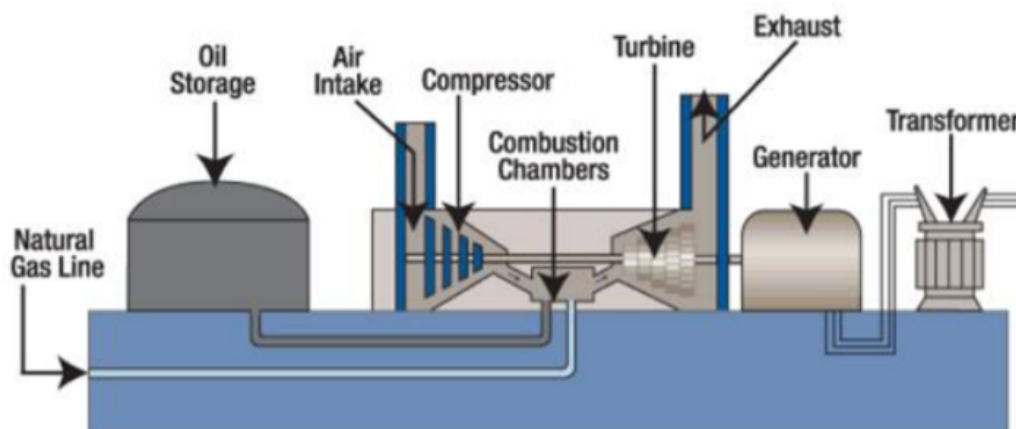


Figure 2.3: Αεριοστροβιλικός σταθμός

Ιδιαίτερη περίπτωση είναι και οι εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου, στις οποίες τα καυσάερια αξιοποιούνται για τη θέρμανση του ατμού σε ένα λέβητα έτσι ώστε να λειτουργεί συνδυαστικά με μια μικρή γεννήτρια αμοστρόβιλου. Έχουν εξαιρετικά υψηλή απόδοση διότι ένα μέρος της ενέργειας στην τουρμπίνα αερίου εξάτμισης ανακτάται. Οι συγκεκριμένες μονάδες χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής.

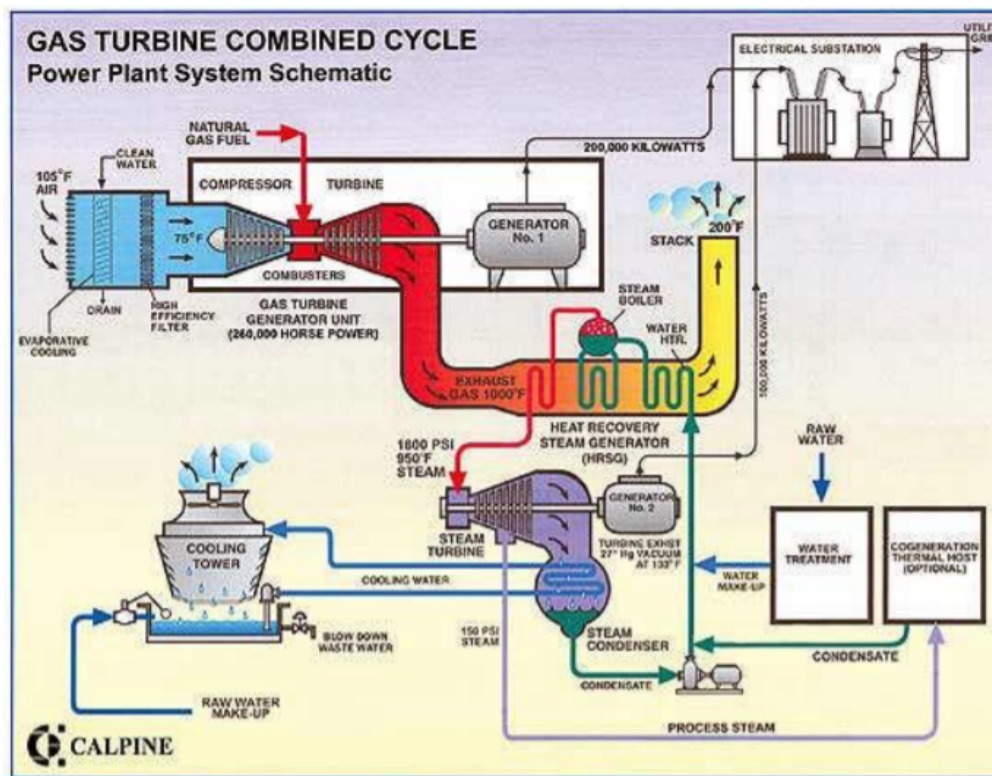


Figure 2.4: Θερμικός σταθμός συνδυασμένου κύκλου

Τα πλεονεκτήματα των μονάδων συνδυασμένου κύκλου σε σχέση με τις υπόλοιπες θερμικές μονάδες είναι τα εξής:

- Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου είναι ευέλικτες, καθώς έχουν τη δυνατότητα χρήσης διαφόρων καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, πετρέλαιο και υποπροϊόντα του κ.ά.
- Ο βαθμός απόδοσής τους αγγίζει το 55%, εξαιρετικά μεγάλο ποσοστό, και πιο συγκεκριμένα 20% υψηλότερο από την απόδοση των υπόλοιπων θερμικών μονάδων. Αυτό οφείλεται κυρίως στην αρκετά υψηλή θερμοκρασία που αναπτύσσεται από την εκτόνωση των αερίων από το θάλαμο καύσης και στην χρησιμοποίηση των καυσαερίων.
- Το κόστος εγκατάστασής τους είναι μεγαλύτερο σε σχέση με τις συμβατικές ατμοηλεκτρικές μονάδες, εξαιτίας της τεχνολογίας και των υλικών που χρησιμοποιούνται. Παρόλα αυτά, απαιτούν μικρότερο χώρο και έχουν μικρότερο χρόνο και κόστος εγκατάστασης.

- Έχουν γρήγορη ανταπόκριση σε διαταραχές λόγω του μεγάλου ρυθμού ανάληψης φορτίου (20% ανά λεπτό), το οποίο σημαίνει ότι αντιμετωπίζουν με ταχύτητα διαταραχές στην ισορροπία παραγωγής ισχύος και φορτίου.
- Τέλος, είναι πιο φιλικό ως προς το περιβάλλον σε σύγκριση με άλλες θερμικές μονάδες, καθώς η εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα και άλλων αερίων είναι αρκετά χαμηλότερη εξαιτίας του σχετικά υψηλού βαθμού απόδοσης συνδυασμένου κύκλου.

Υδροστρόβιλοι

Στην περίπτωση του υδροστρόβιλου, η ενέργεια παράγεται με τη βοήθεια νερού και πιο συγκεκριμένα διοχετεύεται μια κατακόρυφη στήλη με νερό, το οποίο κατόπιν περνάει από τα «πτερύγια» του. Στην πλειοψηφία των υδροηλεκτρικών μονάδων, το νερό συλλέγεται πίσω από ένα φράγμα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της στάθμης του νερού και συνεπώς την αποθήκευση δυναμικής ενέργειας σε αυτό. Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το νερό θα διατρέξει έναν στρόβιλο σε χαμηλότερη στάθμη. Η διαφορά των δύο αυτών στάθμεων του νερού ονομάζεται «κεφάλι» και είναι άμεσα συνδεδεμένο με το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται για μια δεδομένη στήλη νερού.

Ένα μείζον πρόβλημα που προέκυψε ήταν πως οι ημερήσιες κι οι εποχιακές διακυμάνσεις στη ροή του ρεύματος προκαλούσαν αλλαγές στην έξοδο του υδροηλεκτρικού σχεδίου. Για την αντιμετώπιση αυτής της τροχοπέδης χτίστηκαν δεξαμενές αποθήκευσης, όπου σε περιόδους χαμηλής ροής το νερό απελευθερώνεται από το σημείο αποθήκευσης, διατηρώντας έτσι την απόδοση του έργου.

Κάποια από τα πλεονεκτήματα της χρήσης των υδροηλεκτρικών σταθμών ενδεικτικά είναι τα εξής:

- Η κατασκευή ενός υδροηλεκτρικού εργοστασίου συνδυάζεται συχνά με διάφορα έργα ύδρευσης, άρδευσης, ρύθμισης πλημμύρας κτλ.
- Τα «καύσιμα» του υδροηλεκτρικού σταθμού έχουν μηδενικό κόστος και γενικότερα απαιτείται αραιότερη συντήρηση (καθώς οι υδροστρόβιλοι είναι αρκετά αξιόπιστες μηχανές) και λιγότερο προσωπικό σε σχέση με τους υπόλοιπους μη ανανεώσιμους σταθμούς παραγωγής.
- Οι υδατοπτώσεις αποτελούν ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και δεν διαφαίνεται κίνδυνος εξαντλήσεως τους, σε αντίθεση με τα συμβατικά καύσιμα.
- Με κατάλληλη ανανέωση του ηλεκτρικού και μηχανολογικού εξοπλισμού, η διάρκεια ζωής του σταθμού είναι αρκετά μεγάλη.

- Σε συνδυασμό με την υλοποίηση ενός υδροηλεκτρικού έργου, κατασκευάζονται παράλληλα έργα υποδομής, όπως δρόμοι και γέφυρες, γεγονός εξαιρετικά σημαντικό για την αξιοποίηση απομακρυσμένων περιοχών.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα των υδροηλεκτρικών σταθμών, αναφέρονται τα εξής:

- Ένα από τα σημαντικότερα, αν όχι το σημαντικότερο, μειονέκτημα των υδροηλεκτρικών σταθμών αποτελεί η μεγάλη χρονική διάρκεια που απαιτείται για την κατασκευή τους, η οποία κυμαίνεται από 5 έως 10 χρόνια για ένα μεγάλο έργο και 1 έως 2 για ένα μικρό. Επιπρόσθετα, χρειάζεται και αρκετή έρευνα για τη συλλογή και επεξεργασία των αναγκαίων γεωλογικών και υδρολογικών στοιχείων της περιοχής.
- Οι δαπάνες είναι εξαιρετικά μεγάλες λόγω των εκτεταμένων δοκιμαστικών έργων που απαιτούν διαμόρφωση ολόκληρης της υδραυλικής εγκατάστασης.
- Η απόδοση τους εξαρτάται καθοριστικά από τις διακυμάνσεις που σχετίζονται με την ποσότητα των υδατοπτώσεων.
- Αρνητικές επιπτώσεις υφίσταται και το φυσικό περιβάλλον της περιοχής, καθώς η κατασκευή του και η λειτουργία του επηρεάζουν άμεσα το οικοσύστημα της περιοχής. Πιο συγκεκριμένα, οι επιπτώσεις αυτές αφορούν την ποιότητα του νερού, την υδρολογία και την λιμνολογία της περιοχής, τα ζώα και τα αλιεύματα, τις πιθανές σεισμικές επιπτώσεις κα.



Figure 2.5: Υδροηλεκτρικό εργοστάσιο

Ανεμογεννήτριες

Σήμερα, τα αυξανόμενα περιβαλλοντικά προβλήματα, ιδίως σε σχέση με την υπερθέρμανση του πλανήτη, έχουν κινητοποιήσει μια προσπάθεια για χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η αιολική ενέργεια αποτελεί έναν σημαντικό παράγοντα σε αυτό το πλαίσιο και σήμερα είναι το πιο διαδεδομένο ανανεώσιμο καύσιμο, καθώς αποτελεί μια μορφή καθαρής και αστείρευτης πηγής ενέργειας, γεγονός το οποίο την καθιστά ικανή να ικανοποιήσει τις ανάγκες πολλών χωρών. [7]

Την κινητική, λοιπόν, ενέργεια του ανέμου αξιοποιούν οι ανεμογεννήτριες, οι οποίες την μετατρέπουν σε ηλεκτρισμό. Ένας ανεμοδείκτης στην κορυφή κάθε ανεμογεννήτριας υποδεικνύει την κατεύθυνση του αέρα. Ανάλογα με την ταχύτητα και την κατεύθυνση του ανέμου, η ανεμογεννήτρια περιστρέφεται πάνω στον πυλώνα ώστε να «κοιτάει» τον άνεμο, και τα πτερύγια της περιστρέφονται στον άξονά τους, ώστε να δημιουργήσουν την μεγαλύτερη δυνατή αντίσταση στον αέρα. Ο αέρας περιστρέφει τα πτερύγια τα οποία είναι συνδεδεμένα μέσω της πλήμνης με έναν άξονα χαμηλής ταχύτητας. Ο άξονας αυτός περιστρέφεται με την ίδια ταχύτητα όπως τα πτερύγια (7-12 περιστροφές ανά λεπτό). Όμως απαιτείται πολύ μεγαλύτερη ταχύτητα περιστροφής ώστε να παραχθεί ρεύμα από μια γεννήτρια. Αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο οι περισσότερες ανεμογεννήτριες έχουν ένα κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο πολλαπλασιάζει την ταχύτητα περιστροφής του άξονα χαμηλής ταχύτητας έως 100 φορές περισσότερο σε ένα άξονα υψηλής ταχύτητας, ο οποίος έτσι μπορεί να περιστρέφεται έως και 1500 φορές ανά λεπτό. Τέλος, ο άξονας υψηλής ταχύτητας συνδέεται με μια γεννήτρια, η οποία μετατρέπει την κινητική ενέργεια του άξονα σε ηλεκτρική ενέργεια.[8]

Φωτοβολταϊκά

Μία εξίσου σημαντική ανανεώσιμη πηγή ενέργειας είναι ο ήλιος και η αξιοποίησή του επιτυγχάνεται με τα φωτοβολταϊκά συστήματα, τα οποία συνιστούν μια βασική τεχνολογία για την ενεργειακή μετάβαση σε φιλικότερες προς το περιβάλλον μορφές ενέργειας.

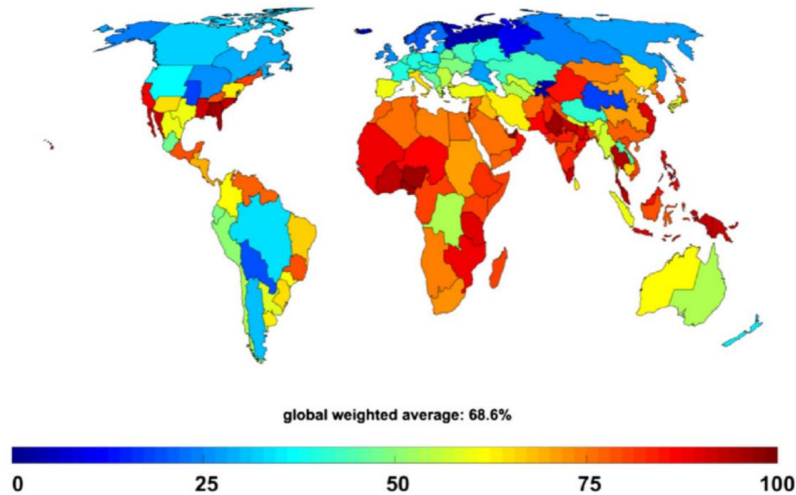


Figure 2.6: Πρόβλεψη της παγκόσμιας συμβολής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών για το 2050 [9]

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούνται από τα εξής μέρη ή υποσυστήματα:

- Τη φωτοβολταϊκή γεννήτρια με τη μηχανική υποστήριξη και ίσως ένα σύστημα παρακολούθησης της ηλιακής τροχιάς.
- Μπαταρίες (υποσύστημα αποθήκευσης)
- Καθορισμό ισχύος και συσκευή ελέγχου που περιλαμβάνει φροντίδα για μέτρηση και παρατήρηση.
- Εφεδρική γεννήτρια.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, δηλαδή, είναι ένας κατάλληλα επεξεργασμένος ημιαγωγός μικρού πάχους, τοποθετημένος επάνω σε μια μικρή επιφάνεια. Η πρόσπτωση της ακτινοβολίας δημιουργεί ηλεκτρική τάση και κατόπιν με την σύνδεση σε φορτίο παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα. Η τυπική ισχύς ενός πλαισίου κυμαίνεται από 20W έως 300W.

Πυρηνικές μονάδες

Οι πυρηνικές μονάδες χρησιμοποιούν την πυρηνική αντίδραση ως πηγή θερμότητας για ένα συμβατικό κύκλο και χρησιμοποιούν κυρίως μείγμα σχάσιμου ουρανίου U^{235} και άλλων ισότοπων του. Διακρίνονται σε δύο είδη, ανάλογα με το είδος του πυρηνικού αντιδραστήρα: αντιδραστήρες βραστού ύδατος και αντιδραστήρες πεπιεσμένου ύδατος.

Παλινδρομικοί κινητήρες

Σε αυτό το είδος παραγωγής χρησιμοποιείται συνήθως ένας μεγάλος ντιζελοκινητήρας που λειτουργεί με πετρέλαιο ντίζελ κίνησης ως πηγή ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια, οι βελτιώσεις των ντιζελοκινητήρων έχουν ως αποτέλεσμα σημαντική μείωση του βάρους καθώς και αύξηση της αποτελεσματικότητας.

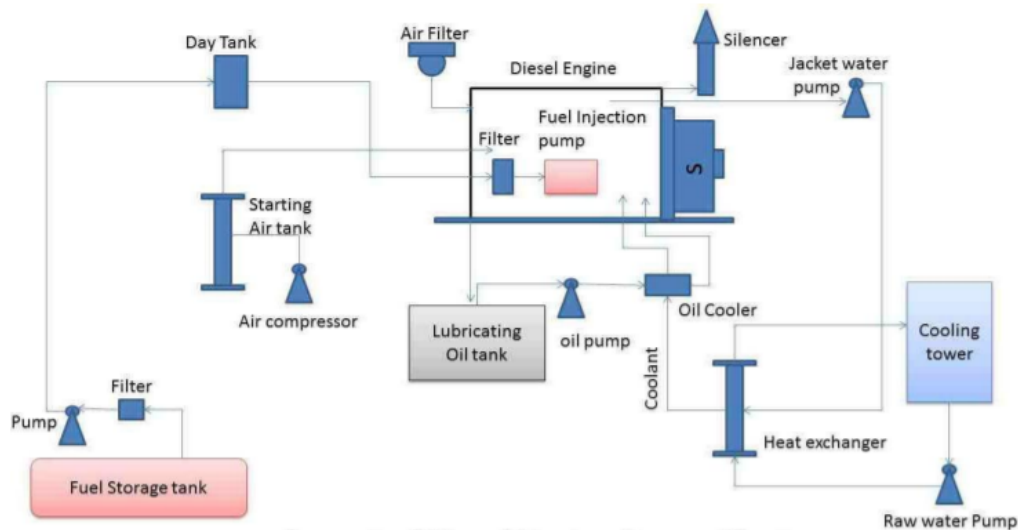


Figure 2.7: Ντιζελοηλεκτρικός σταθμός

2.2.3 Ενεργειακό Μείγμα

Όσον αφορά τις πρωτογενείς πηγές που χρησιμοποιούνται παγκόσμια σήμερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, παρατίθενται τα παρακάτω στοιχεία.

1. Σύμφωνα με στατιστικά δεδομένα, πρωταρχική θέση στην παραγωγή με τη χρήση **λιθάνθρακα** κατέχουν η Νότια Αφρική (77%) [10] και η Πολωνία (74%) [11]. Ακολουθεί με αρκετά υψηλό ποσοστό η Κορέα (40,4%), η οποία παρόλα αυτά υποσχέθηκε να μειώσει την χρήση του λιθάνθρακα μέχρι το 2034. [12]
2. Αντίστοιχα, η αξιοποίηση της **πυρηνικής ενέργειας** για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά υψηλή σε χώρες όπως η Γαλλία (~ 70%), το Βέλγιο (~ 50%), η Ουγγαρία (~ 50%), η Σουηδία (~ 40%), η Νότια Κορέα (~ 33%) και η Ελβετία (~ 40%). [13]
3. Αναφορικά με τη χρήση **υδροηλεκτρικής ενέργειας**, οι χώρες που κατέχουν υψηλή θέση στη χρήση της είναι η Νορβηγία (93,4%) [14], η Αυστρία (71%) [15], η Γκάνα (67%)

[17], η Βραζιλία (62,17%) [19], ο Καναδάς (59,6%) [16], η Κένυα (57%) [20], η Ελβετία (56,4%) [18].

4. Η **Ελλάδα**, χρησιμοποιούσε παραδοσιακά κατά κύριο λόγο, θερμοηλεκτρικούς σταθμούς για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεταφορά της ενέργειας από τα βόρεια στο νότο, όπου η κατανάλωση συγκεντρώνει το μεγαλύτερο ποσοστό, προκαλεί αρκετές απώλειες. Βέβαια, το πλεόνασμα λιγνίτη των σταθμών της βόρειας Ελλάδας, ήταν καθοριστικής σημασίας για τον σχεδιασμό του συστήματος παραγωγής και την τοποθέτηση πολλών μονάδων στην περιοχή της δυτικής Μακεδονίας [6]. Ωστόσο τα τελευταία χρόνια η χώρα έχει μπει σε διαδικασία πλήρους **απολιγνιτοποίησης** με ορίζοντα τις επόμενες δεκαετίες και μετάβασης σε πιο πράσινες μορφές ενέργειας. Με τον όρο απολιγνιτοποίηση εννοούμε την προβλεπόμενη μείωση και τελικά παύση της χρήσης του λιγνίτη για λόγους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

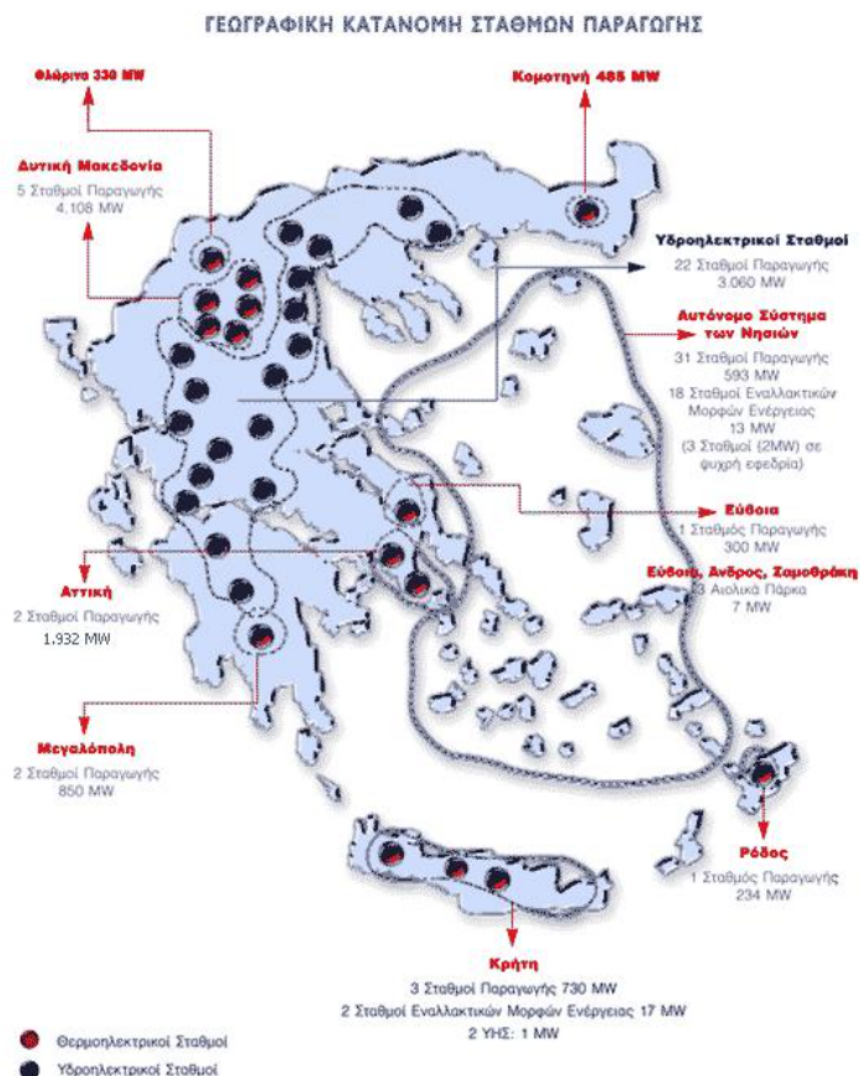


Figure 2.8: Αναλυτικός Χάρτης Σταθμών [21]

Ευρωπαϊκή Ένωση

Κλείνοντας, ενδιαφέρον παρουσιάζει η επισκόπηση της ακαθάριστης διαθέσιμης ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τα έτη 1990-2019, σύμφωνα με τα ετήσια δεδομένα κάθε κράτους μέλους:

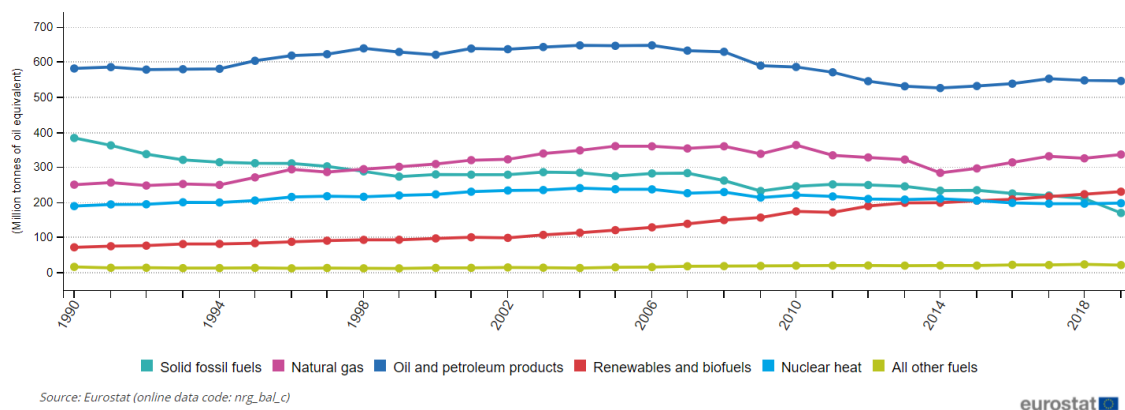


Figure 2.9: Ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση [23]

- Η ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση το 2019 ήταν ελαφρώς μειωμένη σε σχέση με το 2018 και πιο συγκεκριμένα κατά 1,7%. Το πετρέλαιο και τα υποπροϊόντα του συνέχισαν να αποτελούν τη σημαντικότερη πηγή ενέργειας, παρά την μακροπρόθεσμη πτωτική τάση που παρατηρήθηκε, για την Ευρωπαϊκή οικονομία, ενώ το φυσικό αέριο παρέμεινε η δεύτερη επικρατέστερη πηγή ενέργειας. Η χρήση πετρελαίου ήταν και πάλι σε πτώση, μετά από μια μικρή αύξηση στο διάστημα μεταξύ 2014 και 2017, ενώ παρατηρήθηκε κάποια διακύμανση στο φυσικό αέριο, με τα επίπεδα να αυξάνονται ξανά στο τέλος της δεκαετίας. Η συμβολή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρουσιάζει σταθερή ανάπτυξη, έχοντας ήδη ξεπεράσει τα ορυκτά καύσιμα το 2018 και κερδίζοντας περαιτέρω έδαφος το 2019. Τα ορυκτά καύσιμα μειώθηκαν κατά 19,7% το 2019 και έφτασαν στη χαμηλότερη τιμή-ρεκόρ από το 1990. [23]

2.3 Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.3.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), σκοπός του **Δικτύου Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας** είναι η σύνδεση των Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και η ομαλή, ασφαλής και αδιάλειπτη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από τα σημεία παραγωγής στα σημεία κατανάλωσης. [24]

Η μεταφορά, λοιπόν, της ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει το σύνολο διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου των εγκαταστάσεων και των μέσων που αξιοποιούνται για τη μεταφορά της ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης, απ' όπου και ξεκινούν και τα δίκτυα διανομής. Επιπρόσθετα, τροφοδοτούν τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης που κατασκευάζουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού υψηλής και μέσης τάσης και δικά τους εσωτερικά δίκτυα μέσης και χαμηλής τάσης.

Συνολικά, ένα σύστημα μεταφοράς αποτελείται από:

1. Τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσεως
2. Τους υποσταθμούς ζεύξης, στους οποίους συνδέονται οι γραμμές υψηλής τάσης και διοχετεύεται ενέργεια προς το σύστημα διανομής.
3. Τα κέντρα υπερυψηλής τάσης (ΚΥΤ), όπου γίνεται προσαρμογή μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο μεταφοράς (150kV και 400kV)

Για τη βέλτιστη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, απαραίτητη προϋπόθεση είναι η μεταφορά της σε μεγάλες αποστάσεις με όσο το δυνατόν μικρότερες απώλειες και μεγαλύτερη ευστάθεια. Αυτό γίνεται εφικτό με μετασχηματισμούς της τάσης και ειδικότερα με την ανύψωσή της στα 150kV και στα 400kV, έτσι ώστε κατόπιν στα ΚΥΤ να διανεμηθεί σε γραμμές κυρίως των 20kV ή των 15kV. Ύστερα, ηλεκτροδοτούνται οι μετασχηματιστές τάσης με σκοπό να υποβιβαστεί η τάση στα 400V/230V και τέλος να διανεμηθεί στους καταναλωτές χαμηλής τάσης. Ακόμη, υπάρχουν και οι καταναλωτές μέσης τάσης όταν τα φορτία τους ανά φάση είναι μεγαλύτερα από 200A.

2.3.2 Το ελληνικό Δίκτυο Μεταφοράς

Στην Ελλάδα, υπεύθυνος για τη συντήρηση, καθώς και την ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ (Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) είναι ο ΑΔΜΗΕ. Ο ΑΔΜΗΕ είναι επίσης υπεύθυνος πέρα από τη λειτουργία και για την διασύνδεση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με άλλα δίκτυα, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με ασφάλεια, επάρκεια, οικονομική απόδοση και αξιοπιστία.



Figure 2.10: Χάρτης Γραμμών Μεταφοράς της Ελλάδας [24]

Το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς αποτελείται από γραμμές των 400kV και των 150kV και ακόμη, υπάρχουν υποβρύχια καλώδια που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με την ηπειρωτική Ελλάδα. Τέλος, υπάρχει μια ακόμα υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66kV. [22]

Το Ελληνικό σύστημα μεταφοράς λειτουργεί παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό

σύστημα και αυτό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς, κυρίως 400kV, με τα συστήματα της Βουλγαρίας, της Αλβανίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπρόσθετα, το ελληνικό σύστημα συνδέεται μέσω υποβρύχιου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400kV με την Ιταλία [24]. Πιο συγκεκριμένα:

Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία

Με το Σύστημα της Βόρειας Μακεδονίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Υ/Σ Dubrono στη Βόρεια Μακεδονία
- μίας γραμμής 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Μελίτης και του Υ/Σ Bitola στη Βόρεια Μακεδονία.

Ελλάδα - Αλβανία

Με το Αλβανικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Καρδιάς και της Zemblak (Αλβανία).
- μίας γραμμής 150 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 138 MVA μεταξύ του Υ/Σ Μούρτου και του ΥΗΣ Bistrice στην Αλβανία.

Ελλάδα - Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας γραμμής μεταφοράς 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Υ/Σ Blagoevgrad στη Βουλγαρία.

Ελλάδα - Ιταλία

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος (DC) 400kV και ικανότητας μεταφοράς 500 MW.

Ελλάδα - Τουρκία

Η ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας συνδέεται μέσω μίας γραμμής μεταφοράς 400 kV ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία.

2.3.3 Στοιχεία του Δικτύου Μεταφοράς

Γραμμές Μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι του ΕΣΜΗΕ, καθώς είναι στην ουσία το βασικό μέσο για την μεταφορά του ρεύματος από τα σημεία παραγωγής στα σημεία κατανάλωσης. Το μήκος τους μπορεί να φτάσει μέχρι και μερικές εκατοντάδες χιλιόμετρα. Επιπρόσθετα, χρησιμοποιούνται και για την σύνδεση των σταθμών παραγωγής με τις καταναλώσεις, έτσι ώστε σε περίπτωση που κάποιες μονάδες δεν λειτουργούν οι υπόλοιπες να καλύψουν την ζήτηση ενέργειας. Στις εναέριες γραμμές η διέλευση των αγωγών γίνεται πάνω από το έδαφος και σε ασφαλές ύψος. Για την λειτουργία τους απαιτούνται οι απαραίτητες συσκευές και εγκαταστάσεις, όπως:

- οι αγωγοί, οι οποίοι στις γραμμές υψηλής τάσης είναι τρεις, ενώ στις διπλές έξι, ενώ δεν χρησιμοποιείται ουδέτερος
- οι στύλοι ή πυλώνες, όπου στηρίζονται οι αγωγοί
- οι μονωτήρες, που συγκρατούν τους αγωγούς στους στύλους ενώ παράλληλα διασφαλίζουν τη μόνωσή τους προς τη γη
- οι μετασχηματιστές, που μετασχηματίζουν την τάση στους υποσταθμούς μεταφοράς και διανομής
- τα συστήματα ελέγχου και προστασίας, που ελέγχουν τις τιμές διαφόρων μεγεθών κατά μήκος των γραμμών και συνεπώς προστατεύουν από ενδεχόμενες βλάβες.

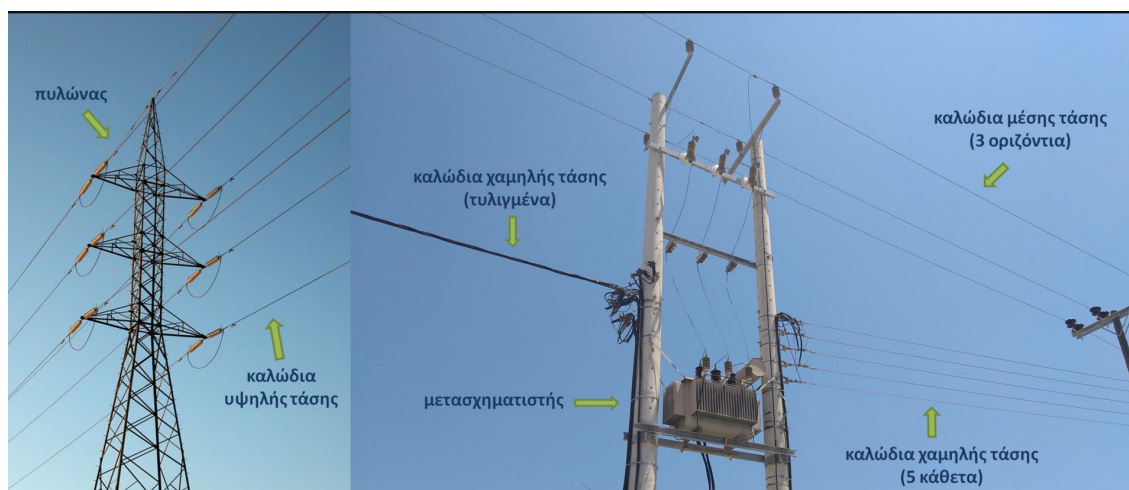


Figure 2.11: Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας [25]

Υποσταθμοί ζεύξης

Υποσταθμός γενικά ονομάζεται η ηλεκτρική εγκατάσταση στην οποία γίνεται μετασχηματισμός τάσης, η κατανομή ή η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, στους υποσταθμούς ζεύξεως συνδέονται απλώς γραμμές χωρίς να γίνεται κάποιος μετασχηματισμός τάσεως.

Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης

Τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) αποτελούν τα σημεία σύνδεσης του Συστήματος 400kV με το Σύστημα 150 kV. Τα ΚΥΤ έχουν έναν ή περισσότερους αυτομετασχηματιστές τριών επιπέδων τάσης και κάποιοι από αυτούς εξυπηρετούν παράλληλα και ανάγκες ανύψωσης τάσης από τις μονάδες παραγωγής προς το σύστημα 400 kV.



Figure 2.12: Κέντρο υπερυψηλής τάσης Παλλήνης

2.4 Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.4.1 Εισαγωγή

Βασικός ρόλος του Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η σύνδεση του κύριου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με τους πελάτες με τάσεις χαμηλότερες από αυτές που απαιτούνται στο κύριο και δευτερεύον σύστημα διανομής. Η ποιότητα των υπηρεσιών που προσφέρονται στους καταναλωτές είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το σύστημα διανομής.

Βασική προτεραιότητα των διαχειριστών του Δικτύου Διανομής είναι να ελέγχουν την ποιότητα ισχύος του δικτύου, να ελαχιστοποιούν το κόστος όσο αυτό καθίσταται δυνατό και να προσαρμόζονται στις νέες περιβαλλοντικές εξελίξεις. Τα καθήκοντα, συνεπώς, του διαχειριστή δικτύου περιλαμβάνουν την ανάπτυξη, τη συντήρηση και τη λειτουργία του δικτύου διανομής. Ο Διαχειριστής του δικτύου διανομής της Ελλάδος είναι ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.

2.4.2 Στοιχεία του Δικτύου Διανομής

Τα σημαντικότερα μέρη του συστήματος διανομής είναι τα εξής:

- Υποσταθμός διανομής
- Αρχικός τροφοδότης
- Μετατροπέας διανομής

Στον υποσταθμό διανομής η ηλεκτρική ενέργεια που λαμβάνεται από το σύστημα μεταφοράς μετατρέπεται σε χαμηλότερη τάση για χρήση στον αρχικό τροφοδότη διανομής. Σε έναν υποσταθμό διανομής μπορεί να υπάρχουν αρκετοί μετασχηματιστές και αρχικοί τροφοδότες διανομής, οι οποίοι στηρίζονται σε πόλους σε ξύλινα στηρίγματα κατοικημένων δρόμων. [4]

Με βάση την τοπολογία τους, τα δίκτυα διανομής χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες, τα ακτινικά και βροχοειδή.

Ακτινικά Δίκτυα Διανομής

Τα ακτινικά δίκτυα διανομής αποτελούν την πλειονότητα των δικτύων διανομής. Κύριο γνώρισμα τους είναι πως η διαδρομή τροφοδότησης ενός καταναλωτή καταλήγει σε έναν υπ-

οσταθμό και μάλιστα η ηλεκτρική ροή είναι πάντα προς την κατεύθυνση του καταναλωτή. Λόγω, λοιπόν, της αποκλειστικής αυτής τροφοδοσίας το δίκτυο μπορεί να χαρακτηριστεί ως λιγότερο αξιόπιστο καθώς σε περίπτωση βλάβης ο καταναλωτής παραμένει χωρίς ρεύμα μέχρι να επιδιορθωθεί. Για αυτό το λόγο, τα ακτινικά δίκτυα χρησιμοποιούνται κυρίως σε καταναλωτές χαμηλής τάσης, καθώς οι καταναλωτές μεγαλύτερης τάσης μπορούν να περιλαμβάνουν νοσοκομεία, βιομηχανίες κτλ. Κλείνοντας, τα ακτινικά δίκτυα διανομής διακρίνονται για το χαμηλό κόστος κατασκευής τους και τον απλό σχεδιασμό τους.

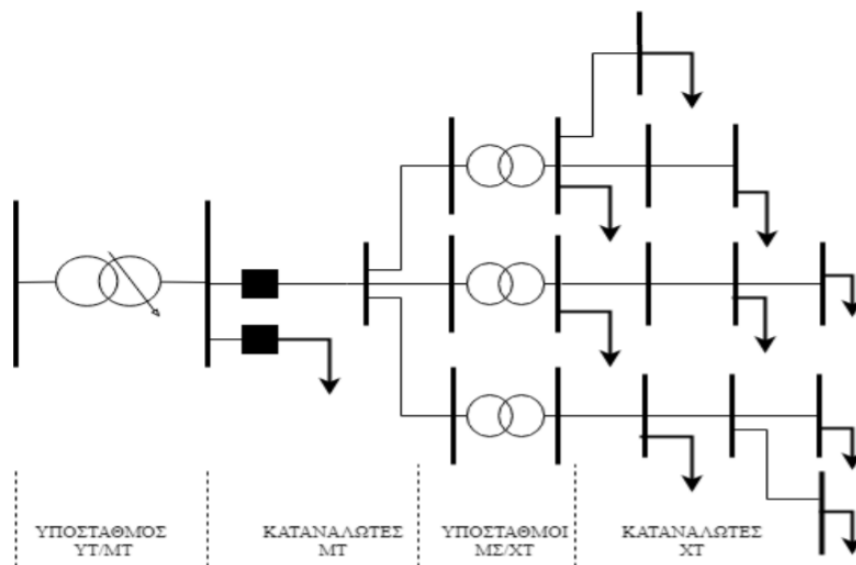


Figure 2.13: Τοπολογία ακτινικού δικτύου διανομής

Βροχοειδή Δίκτυα Διανομής

Η κύρια διαφορά των βροχοειδών δικτύων διανομής με τα ακτινικά συνίσταται στον τρόπο τροφοδοσίας του καταναλωτή. Σε αυτή την περίπτωση, ο καταναλωτής τροφοδοτείται από περισσότερους από έναν υποσταθμούς. Συνεπώς, η οποιαδήποτε βλάβη παρουσιαστεί η τροφοδοσία συνεχίζεται απρόσκοπτα μετά από κάποιους χειρισμούς του διαχειριστή. Σε αντίθεση με τα ακτινικά δίκτυα, το κόστος κατασκευής τους είναι αρκετά υψηλό και ο σχεδιασμός και η λειτουργία τους αρκετά πολύπλοκος. Τέλος, τα βροχοειδή δίκτυα χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο σε καταναλωτές μέσης τάσης.

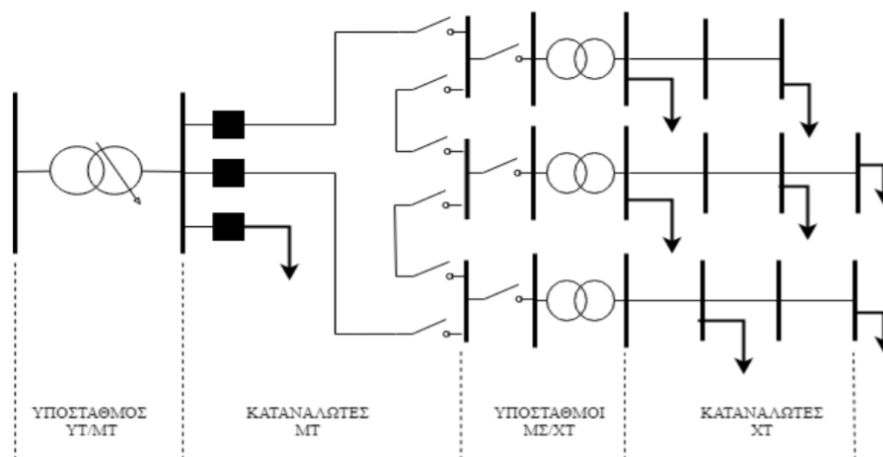


Figure 2.14: Τοπολογία βροχοειδούς δικτύου διανομής

2.4.3 Ενεργητικά δίκτυα διανομής

Στη σύγχρονη εποχή και με τα σημερινά δεδομένα στον τομέα της ενέργειας, επιτακτική είναι η ανάγκη για εκσυγχρονισμό του ρόλου των δικτύων διανομής. Βασική πρόκληση είναι να γίνει πιο ομαλή η ένταξη των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και η πλήρης εκμετάλλευσή των δυνατοτήτων τους στο δίκτυο, με τους διαχειριστές των δικτύων να μπορούν να λαμβάνουν αποφάσεις και να τις διαχειρίζονται. [26]

Ως **διεσπαρμένη παραγωγή** ορίζεται η παραγωγή ενέργειας σε μικρή κλίμακα, και συνήθως με τη μορφή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Σε αυτή την περίπτωση αναφερόμαστε σε κλίμακες από kW μέχρι MW, σε αντίθεση με τις παραδοσιακές συγκεντρωτικές μονάδες παραγωγής μεγέθους από 100 MW έως GW, οι οποίες βρίσκονται μακριά από τα φορτία όπου είναι διαθέσιμοι οι φυσικοί πόροι. [27]

Δεδομένης της σημαντικής αύξησης και διεξόδου των ανανεώσιμων πηγών και άλλων μορφών διανεμημένης παραγωγής, τα δίκτυα διανομής μεταλλάσσονται σταδιακά από παθητικά σε **ενεργητικά**, λόγω της αυξανόμενης ανάγκης για την εξασφάλιση της σταθερότητας του συστήματος και των νέων λειτουργικών προκλήσεων στη διαχείριση του δικτύου. [28]

Κεφάλαιο 3

Ευελιξία

3.1 Εισαγωγή

Η ευρεία διείσδυση μεταβλητών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (μΑΠΕ) καθιστά την ευελιξία ολοένα και πιο σημαντική στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ευελιξία είναι μια ιδιότητα που βασίζεται στους πόρους ενός συστήματος ισχύος. Σχετίζεται με την ικανότητα του συστήματος να αντιδρά σε γρήγορες αλλαγές ισορροπίας ζήτησης/προσφοράς και έχει γίνει πιο σημαντική με την εισαγωγή μεταβλητών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (vRES) στο μείγμα παραγωγής [29]. Οργανώσεις κι ερευνητές έχουν επιχειρήσει να προσδιορίσουν τη φύση και την αξία της ευελιξίας. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η ευελιξία πηγάζει τόσο από την προσφορά όσο και από την ζήτηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ευελιξία σε σχέση με τη ζήτηση ή, όπως συχνά αναφέρεται, η απόκριση ζήτησης, έχει επανέλθει στο προσκήνιο την τελευταία δεκαετία μέσω των υπευθύνων για τη χάραξη ενεργειακής πολιτικής, των ρυθμιστικών αρχών και διαχειριστών, καθώς και του ακαδημαϊκού χώρου, δεδομένου ότι παρέχει μια απάντηση στην μεταβλητότητα των ΑΠΕ.

3.2 Η Ευελιξία στα Σύγχρονα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η έννοια της **ευελιξίας** στα συστήματα ισχύος εισήχθη επίσημα σχετικά πρόσφατα. Ορίζεται ως «η ικανότητα ενός συστήματος να αναπτύσσει τους πόρους του ώστε να ανταποκρίνονται στις αλλαγές στο καθαρό φορτίο, όπου το καθαρό φορτίο ορίζεται ως το υπόλοιπο φορτίο του συστήματος που δεν εξυπηρετείται από μεταβλητή παραγωγή» [30].

Ένας διαφορετικός ορισμός, θεωρεί την ευελιξία ως «την ικανότητα του συστήματος ισχύος να αντιμετωπίζει τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα στην παραγωγή και τη ζήτηση, διατηρώντας παράλληλα ικανοποιητικό επίπεδο αξιοπιστίας με λογικό κόστος, σε διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες» [31].

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας βασίζονται αυστηρά στη συνεχή εξισορρόπηση παραγωγής και ζήτησης. Δεδομένου ότι η ζήτηση είναι ασταθής για διάφορους λόγους, η παραγωγή πρέπει να είναι ευέλικτη και να ικανοποιεί την ζήτηση ανά πάσα στιγμή. Κατά συνέπεια, η ευελιξία στη διαδικασία εναρμόνισης παραγωγής και ζήτησης παρέχεται είτε από έναν κεντρικό αποστολέα είτε από μηχανισμούς της αγοράς και τους σχετικούς συμμετέχοντες σε απορρυθμισμένες ενεργειακές αγορές [32]. Εκτός από αυτό το μάλλον μακροπρόθεσμο ρόλο, η ενέργεια προμηθεύεται από το χειριστή συστήματος και ενεργοποιείται βραχυπρόθεσμα για να αντισταθμίσει βλάβες του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, το σφάλμα πρόβλεψης ή το θόρυβο φορτίου.

Η διείσδυση των Πηγών Ανανεώσιμης Διεσπαρμένης Ενέργειας (DRES) στο δίκτυο διανομής έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Αυτή είναι μια από τις κύριες αιτίες που συνέβαλε στην αύξηση των τεχνικών προβλημάτων στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής [33]. Μια αποτελεσματική λύση για τη βελτίωση της ασφάλειας του συστήματος είναι η εκμετάλλευση της ευελιξίας που μπορεί να παρέχουν οι πηγές διεσπαρμένης ενέργειας, οι οποίες βρίσκονται κυρίως στο δίκτυο διανομής. Η τοποθεσία τους σε συνδυασμό με την έλλειψη συντονισμού μεταξύ των χειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής δημιουργεί δυσκολίες στην αξιοποίηση αυτών των ευέλικτων πόρων.

3.3 Συνεργασία Μεταξύ των Διαχειριστών των Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής

Η αυξανόμενη διείσδυση, λοιπόν, των πηγών διεσπαρμένης Ανανεώσιμης Ενέργειας (DRES) στα δίκτυα διανομής έχει αποτελέσει μια λειτουργική και σχεδιαστική πρόκληση τόσο για τους διαχειριστές συστημάτων διανομής όσο και μεταφοράς (DSO και TSO). Τεχνικά προβλήματα (π.χ. προβλήματα τάσης, συμφόρηση κλάδων) θα εμφανίζονται συχνότερα και στα δύο δίκτυα δυσχεραίνοντας τη διατήρηση της ποιότητας των υπηρεσιών και την ασφάλεια της προμήθειας από τους διαχειριστές δικτύου.

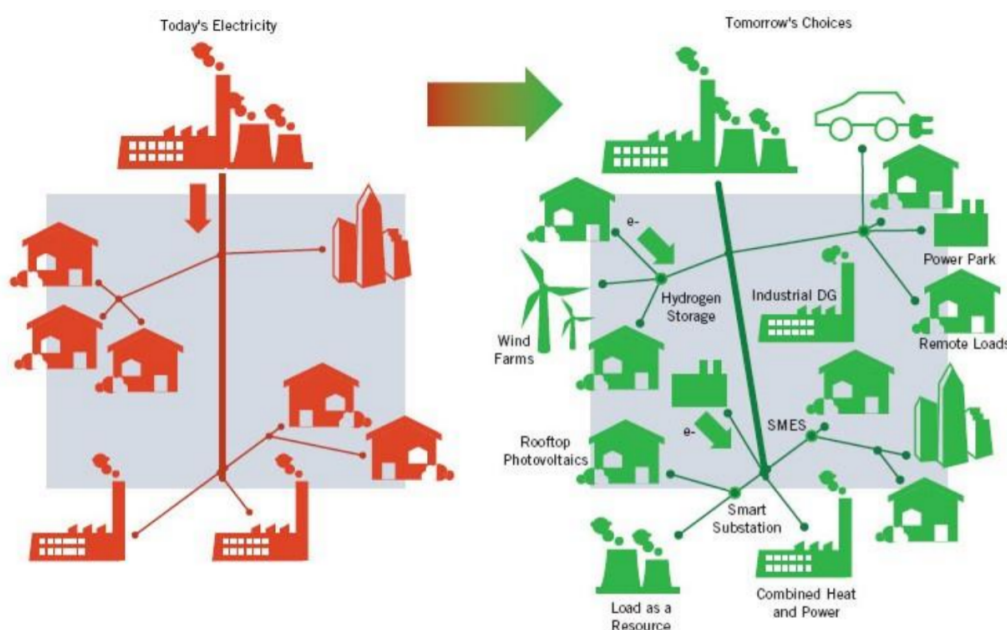


Figure 3.1: Εξέλιξη δικτύων διανομής από παθητικά σε ενεργά

Οι διαχειριστές δικτύου, τόσο στο Δίκτυο Μεταφοράς (ΔΜ) όσο και στο Δίκτυο Διανομής (ΔΔ) είναι υπεύθυνοι για την ασφαλή λειτουργία τους. Παρόλο που η ισχύουσα νομοθεσία ορισμένων χωρών επιτρέπει την ευελιξία από την πλευρά του Δικτύου Διανομής (π.χ. Σουηδία, Φινλανδία), συνολικά η ασφάλεια του συστήματος διασφαλίζεται κυρίως από το Δίκτυο Μεταφοράς. Στην πραγματικότητα, σπάνια παρατηρείται συνεργασία μεταξύ των ΔΜ και ΔΔ σε ό,τι αφορά τις περισσότερες λειτουργικές προκλήσεις του δικτύου. Στις περισσότερες χώρες, ο διαχειριστής του ΔΜ συνάπτει βοηθητικές υπηρεσίες από Καταναμημένους Ενεργειακούς Πόρους (DER) που συνδέονται άμεσα με τα δίκτυα διανομής, προκειμένου να αντιμετωπιστούν τέτοιες προκλήσεις. [33]

Το μεταβαλλόμενο περιβάλλον, δηλαδή η αύξηση στα διεσπαρμένα δίκτυα λόγω της αύξησης

της διεσπαρμένης παραγωγής είναι μια σαφή ένδειξη ότι μια στενή συνεργασία μεταξύ των ΔΜ και ΔΔ θα είναι υποχρεωτική, έτσι ώστε να είναι δυνατή η βελτιστοποίηση της ασφάλειας των συστημάτων. Μέσα σε αυτό το πλαίσιο, και προκειμένου να επιτραπεί η ασφαλής λειτουργία και των δύο, υπηρεσίες όπως η εκτίμηση ευελιξίας και τεχνικές επικύρωσης που διενεργούνται από το ΔΔ πρέπει να μελετώνται τόσο σε ρυθμιστικό όσο και σε αλγοριθμικό επίπεδο.

3.4 Εκτίμηση της Ευελιξίας

Προκειμένου να υλοποιηθεί η ενσωμάτωση των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων σε συστήματα μεγάλης κλίμακας, η προσαρμοστικότητα στις ανισορροπίες πρέπει να είναι εγγυημένη παρά τον παροπλισμό μεγάλων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Αυτό οδηγεί σε νέες προκλήσεις για το ενεργειακό σύστημα: Από τη μια πλευρά, η ενσωμάτωση της αποκεντρωμένης παραγωγής, ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες, οδηγεί σε υψηλότερες αβεβαιότητες στη διαδικασία προγραμματισμού παραγωγής, λόγω λανθασμένων προβλέψεων. Από την άλλη πλευρά, ένας αυξανόμενος αριθμός φορτίων συνδέεται με το δίκτυο, του οποίου η συμπεριφορά εξαρτάται από εξωγενείς παράγοντες. Για παράδειγμα, οι αλληλεξαρτήσεις των ηλεκτρικών οχημάτων με το δίκτυο, σχετίζονται σε μεγάλο βαθμό με την κινητική συμπεριφορά του ιδιοκτήτη του οχήματος. Επιπλέον, λόγω της θέσης των εγκαταστάσεων των διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων, τα κέντρα παραγωγής και φόρτωσης απέχουν ολοένα και περισσότερο μεταξύ τους σε σχέση με τον αρχικό σχεδιασμό του συστήματος μεταφοράς, το οποίο οδηγεί στην αύξηση της ισχύος που μεταφέρεται σε μεγάλες αποστάσεις. Ως αποτέλεσμα, τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής λειτουργούν ολοένα και περισσότερο στα όρια τους.

Ανάλογα με τις δυνατότητες κάθε είδους τεχνολογίας που μπορεί να προσφέρει ευελιξία, η τελευταία μπορεί να διαφέρει ως προς την ποσότητα της ενεργούς ή της άεργους ισχύος, τον χρόνο απόκρισης, το ρυθμό μεταβολής και την διαθέσιμη ενέργεια. Η ενσωμάτωση της ευελιξίας στα συστήματα ισχύος επηρεάζει διαφορετικές περιόδους λήψης αποφάσεων μεταξύ του μακροπρόθεσμου σχεδιασμού επέκτασης του δικτύου και του επιχειρησιακού σχεδιασμού για την παρακολούθηση διαφόρων πλάνων, καθώς και μεθόδων ελέγχου σε πραγματικό χρόνο. [32]

Τα δύο κύρια θέματα εστίασης στον τομέα της ευελιξίας είναι ο μακροπρόθεσμος προγραμματισμός ευελιξίας και ο βραχυπρόθεσμος λειτουργικός προγραμματισμός της ευελιξίας. Στα πλαίσια της συγκεκριμένης διπλωματικής διερευνήθηκε κυρίως η δεύτερη περίπτωση και πιο συγκεκριμένα η παροχή βραχυπρόθεσμης λειτουργικής ευελιξίας από ενεργά δίκτυα διανομής.

Το παρακάτω σχήμα δείχνει ορισμένα παραδείγματα περιπτώσεων ευελιξίας από DER, που βρίσκονται σε δίκτυα διανομής [34].

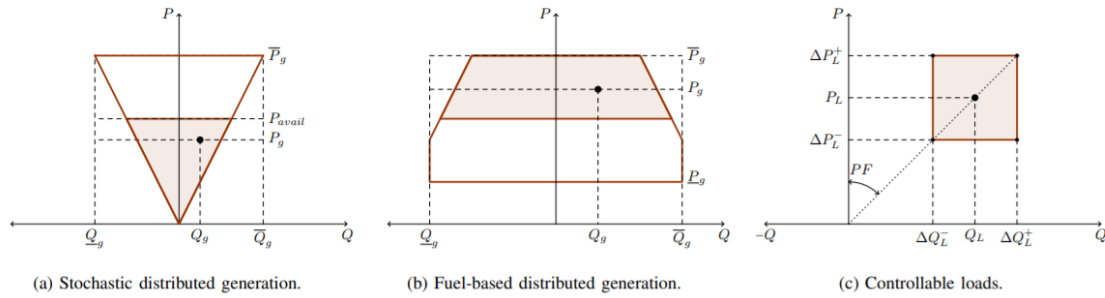


Figure 3.2: Καμπύλες ενεργούς-άεργους ισχύος για την ευελιξία σε ενεργά δίκτυα διανομής [41]

Στοχαστική Διεσπαρμένη Παραγωγή

Η πλειοψηφία της διεσπαρμένης παραγωγής βασίζεται σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αυτοί οι πόροι τυπικά αφορούν αιολική ή ηλιακή ενέργεια και συνδέονται έμμεσα με το δίκτυο χρησιμοποιώντας έναν μετατροπέα. Η ένταξή τους στις αγορές ενέργειας χαρακτηρίζεται από χαμηλό οριακό κόστος και υψηλή στοχαστικότητα. Η ενεργός και άεργος ευελιξία τους εξαρτάται από τεχνικούς περιορισμούς και τυπικά σχηματίζει μία «καμπύλη V» (Σχήμα 3.2(α)).

Διεσπαρμένη παραγωγή με βάση τα καύσιμα

Αυτοί οι πόροι είναι συνήθως μικροστρόβιλοι αερίου, συνδυασμένες μονάδες θερμότητας και ισχύος ή κυψέλες καυσίμου. Το κύριο πλεονέκτημα αυτών των πόρων σε σύγκριση με τις συμβατικές θερμικές μονάδες μεγάλης κλίμακας είναι η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στο σημείο ή σε κοντινή απόσταση από το σημείο που θα χρησιμοποιηθεί, καθώς και η αυξημένη αντοχή τους. Το διάγραμμα ικανότητας ενεργητικής και άεργης ισχύος φαίνεται να ακολουθεί μια τυπική «καμπύλη D», όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.2(β).

Ελεγχόμενα φορτία

Η ευελιξία μπορεί επίσης να παρέχεται από την πλευρά της ζήτησης από ελεγχόμενα φορτία, αφού μπορούν να προσαρμοστούν κατάλληλα σε αιτήματα ζήτησης. Αυτοί οι πόροι μπορεί να αποτελούνται από μεταβλητά οικιακά θερμικά φορτία, όπως κλιματιστικά. Μία προσέγγισή της ευελιξίας τους, φαίνεται στο Σχήμα 3.2(γ).

3.4.1 Διάγραμμα ευελιξίας

Εδώ περιγράφεται ο αλγόριθμος με βάση τον οποίο προέκυψαν τα δεδομένα για την εκτίμηση της λειτουργικής ευελιξίας ενός ενεργού δικτύου διανομής στο σημείο διασύνδεσης των ΔΔ και ΔΜ. Τα δεδομένα αυτό, με τη μορφή του διαγράμματος που προκύπτει αξιοποιήθηκαν για το προγραμματιστικό μέρος αυτής της διπλωματικής.

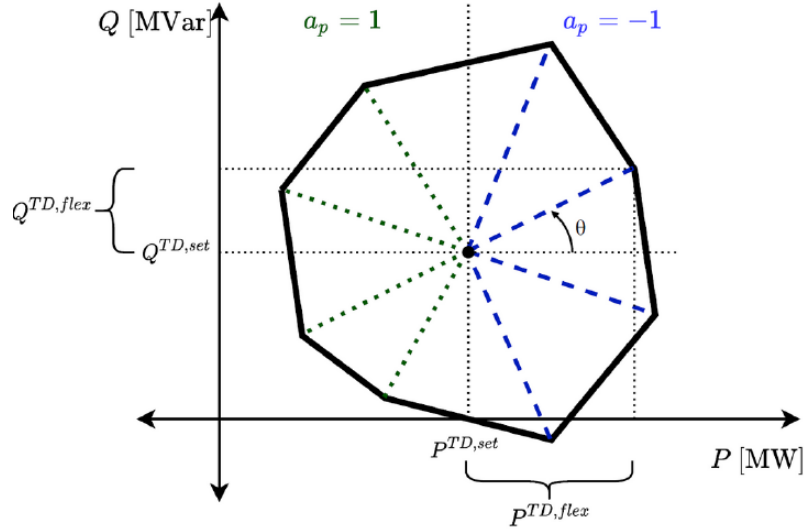


Figure 3.3: Παράδειγμα εκτίμησης της ευελιξίας σε ένα ενεργό δίκτυο διανομής [41]

Ο αλγόριθμος που παρουσιάζεται στη βιβλιογραφία [41], στηρίζεται σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης που μέσω πολλαπλών βημάτων προσδιορίζει την περίμετρο της περιοχής ευελιξίας. Η αντικειμενική συνάρτηση είναι:

$$\min. a_p P^{TD,flex}$$

Όπου το $P^{TD,flex}$ δηλώνει την ευελιξία της ενεργού ισχύος στον οριακό κόμβο του TSO-DSO και a_p είναι η αντικειμενική συνάρτηση-συντελεστής που καθορίζει την κατεύθυνση αναζήτησης.

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.3, μια γραμμή με κλίση θ καθορίζει το a_p όπως ακολουθεί:

$$a_p = \begin{cases} -1, & 0 \leq \theta < \pi/2 \\ 1, & \pi/2 < \theta < 3\pi/2 \\ -1, & 3\pi/2 < \theta < 2\pi \end{cases}$$

Η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης για διαφορετικές τιμές του θ θα οδηγήσει στην προσέγγιση της περιμέτρου του χάρτη ευελιξίας. Η ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης υπόκειται στους ακόλουθους περιορισμούς:

$$P_n = |V_n| \sum_{k=1}^N [|V_k| (G_{nk} \cos \Theta_{nk} + B_{nk} \sin \Theta_{nk})]$$

$$Q_n = |V_n| \sum_{k=1}^N [|V_k| (G_{nk} \sin \Theta_{nk} - B_{nk} \cos \Theta_{nk})]$$

$$\begin{aligned} P_n^G + P_n^{SG} + P_n^{TD} - P_n^{CL} &= P_n & \forall n \in \mathbf{B} \\ Q_n^G + Q_n^{SG} + Q_n^{TD} - Q_n^{CL} &= Q_n & \forall n \in \mathbf{B} \\ V_{n,\min} \leq V_n \leq V_{n,\max} & & \forall n \in \mathbf{B} \\ \Theta_{n,\min} \leq \Theta_n \leq \Theta_{n,\max} & & \forall n \in \mathbf{B} \\ \Delta P_{n,\min}^G \leq \Delta P_n^G \leq \Delta P_{n,\max}^G & & \forall n \in \mathbf{G} \\ \Delta Q_{n,\min}^G \leq \Delta Q_n^G \leq \Delta Q_{n,\max}^G & & \forall n \in \mathbf{G} \\ \Delta P_{n,\min}^{SG} \leq \Delta P_n^{SG} \leq \Delta P_{n,\max}^{SG} & & \forall n \in \mathbf{SG} \\ \Delta Q_{n,\min}^{SG} \leq \Delta Q_n^{SG} \leq \Delta Q_{n,\max}^{SG} & & \forall n \in \mathbf{SG} \\ \Delta P_{n,\min}^{CL} \leq \Delta P_n^{CL} \leq \Delta P_{n,\max}^{CL} & & \forall n \in \mathbf{CL} \\ \Delta Q_{n,\min}^{CL} \leq \Delta Q_n^{CL} \leq \Delta Q_{n,\max}^{CL} & & \forall n \in \mathbf{CL} \\ P_n^G &= P_n^{G,set} + \Delta P_n^G & \forall n \in \mathbf{G} \\ Q_n^G &= Q_n^{G,set} + \Delta Q_n^G & \forall n \in \mathbf{G} \\ P_n^{SG} &= P_n^{SG,set} + \Delta P_n^{SG} & \forall n \in \mathbf{SG} \\ Q_n^{SG} &= Q_n^{SG,set} + \Delta Q_n^{SG} & \forall n \in \mathbf{SG} \\ P_n^{CL} &= P_n^{CL,set} + \Delta P_n^{CL} & \forall n \in \mathbf{CL} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_n^{CL} &= Q_n^{CL,set} + \Delta Q_n^{CL} & \forall n \in \mathbf{CL} \\ P_n^{TD} &= P_n^{TD,set} + P_n^{TD,flex} & \forall n \in \mathbf{T} \\ Q_n^{TD} &= Q_n^{TD,set} + Q_n^{TD,flex} & \forall n \in \mathbf{T} \\ 0 \leq S_l &\leq S_{l,max} & \forall l \in \mathbf{L} \end{aligned}$$

$$Q_n^{TD,flex} = P_n^{TD,flex} \cdot \tan \theta$$

Η επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης για διαφορετικές τιμές του θ στον τελευταίο περιορισμό θα οδηγήσει σε διαφορετικά σημεία της περιμέτρου της περιοχής ευελιξίας, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.3. Το διάγραμμα ροής για την προτεινόμενη μέθοδο δημιουργίας του

διαγράμματος ευελιξίας παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.4. Το θ δηλώνει το διάστημα της γωνίας θ και ορίζει τη διαφορά γωνίας μεταξύ δύο διαδοχικών σημείων του χάρτη ευελιξίας. Διαιρώντας τις 360° με το θ , μπορούμε να προσδιορίσουμε τα σημεία της περιμέτρου της περιοχής ευελιξίας και τις χρονικές στιγμές που το πρόβλημα βελτιστοποίησης απαιτείται να λυθεί.

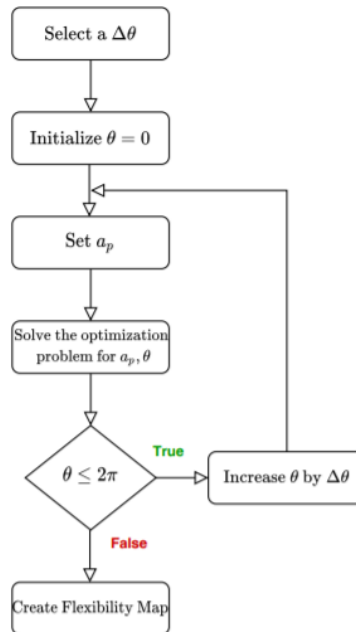


Figure 3.4: Διάγραμμα ροής για την προτεινόμενη μέθοδο [41]

Κεφάλαιο 4

Βέλτιστη Ροή Ισχύος

4.1 Εισαγωγή

Τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούνται από πολλές γεννήτριες και φορτία, που συνδέονται με ένα σύστημα μεταφοράς υψηλής τάσης. Εξαιτίας των βρόχων στην τοπολογία τους και της πολυπλοκότητας του εξοπλισμού τους, η λειτουργία και η ανάπτυξη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχει γίνει ιδιαίτερα πολύπλοκη.

Η σπουδαιότητα της μείωσης του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας και της βελτίωσης της αξιοπιστίας στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας οδηγούν στην αύξηση της πολυπλοκότητας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και στην ξεκάθαρη τάση αύξησης των διασυνδέσεών τους με γειτονικά συστήματα. Επιπλέον, η προοδευτική απελευθέρωση αυξάνει τη συμμετοχή στις διαφορετικές δραστηριότητες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα η λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας να γίνεται ακόμα πιο πολύπλοκη. [35]

Εξαιτίας της πολυπλοκότητάς τους, τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι υποχρεωτικό να διαθέτουν επαρκή συστήματα διαχείρισης ενέργειας για τη συλλογή της διαθέσιμης πληροφορίας και την υλοποίηση διάφορων εργασιών, όπως εποπτείας και ελέγχου. Συνεπώς, είναι αναγκαία η ύπαρξη εξειδικευμένου προσωπικού για τη λειτουργία και την ανάπτυξη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο κεφάλαιο αυτό θα ερευνήσουμε τις μεθόδους εκείνες με τις οποίες μπορούμε να διασφαλίσουμε τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, ώστε να εξασφαλίσουμε την κάλυψη της ζήτησης σε ενέργεια, με το ελάχιστο δυνατό κόστος.

4.2 Οικονομική Κατανομή Φορτίου

4.2.1 Εισαγωγή

Το πρόβλημα της **οικονομικής κατανομής φορτίου** σε ένα ΣΗΕ μπορεί να οριστεί ως «η διαδικασία βελτιστοποίησης που καθορίζει τη λειτουργία των διαθέσιμων γεννητριών με το μικρότερο κόστος, δεδομένης (α) της συνολικής ηλεκτρικής ζήτησης, και (β) των ελάχιστων και μέγιστων ορίων λειτουργίας κάθε γεννήτριας». [36]

Αυτή είναι η διαδικασία που πραγματοποιούσαν παραδοσιακά οι περισσότεροι χειριστές συστημάτων, πριν από τον διαχωρισμό του τομέα της ενέργειας, δηλαδή όταν υπήρχαν μονοπώλια που κατείχαν τόσο την παραγωγή όσο και την υποδομή του δικτύου.

4.2.2 Μοντελοποίηση της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μοντελοποιείται με βάση τις παρακάτω εξισώσεις [36]:

Αναζητούμε το ελάχιστο κόστος παραγωγής, δηλαδή το

$$\min_{P_{Gi}} \sum_i c_{Gi} P_{Gi} \quad (4.1)$$

με δεδομένες τις εξισώσεις/περιορισμούς του δικτύου:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (4.2)$$

$$\sum_i P_{Gi} = P_D \quad (4.3)$$

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου οπτικοποιείται και επιλύεται με τη βοήθεια της σχετικής καμπύλης αξίας (Merit Order Curve ή MOC) (εικόνα 4.1). Η διαδικασία αυτή καθορίζει το ποιες γεννήτριες θα λειτουργήσουν στο ελάχιστο ωριαίο κόστος και πόση ενεργή ισχύ θα παράγουν, ώστε να εξυπηρετηθεί η ζήτηση φορτίου, εντός των ορίων λειτουργίας κάθε γεννήτριας. Κάνουμε επίσης την παραδοχή ότι οι απώλειες των γραμμών είναι μηδενικές.

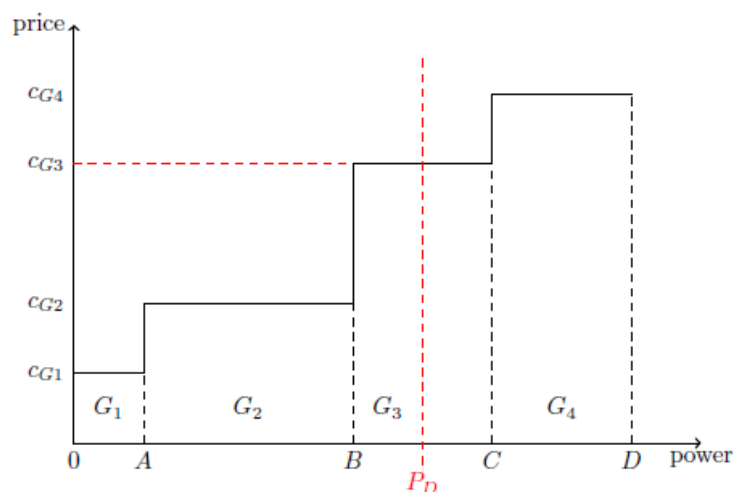


Figure 4.1: παράδειγμα σχετικής καμπύλης αξίας (MOC) [36]

Ωστόσο, ορισμός που δόθηκε προηγουμένως αποκλείει την εξέταση τυχόν περιορισμών δικτύου (όπως τα όρια γραμμών), πρόσθετων περιορισμών παραγωγής ή περιορισμών ασφαλείας. Επομένως εμφανίστηκε η ανάγκη για πιο σύνθετες και ακριβείς υπολογιστικές μεθόδους, που θα ανταποκρίνονται καλύτερα στα πραγματικά δίκτυα, οι οποίες οδήγησαν στη δημιουργία των προβλημάτων της DC και της AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος, τα οποία παρουσιάζονται στη συνέχεια.

4.3 DC Βέλτιστη Ροή Ισχύος

4.3.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο της **DC Βέλτιστης Ροής Ισχύος** (DC Optimal Power Flow ή DC-OPF) αποτελεί μια γραμμικοποίηση της AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος. Οι πραγματικές εξισώσεις ισχύος για τα AC συστήματα εμφανίζουν μη γραμμικές σχέσεις μεταξύ των μεταβλητών της ισχύος και των τάσεων. Αυτό οδηγεί σε προβλήματα μεγάλης υπολογιστικής πολυπλοκότητας. Επομένως, μπορούμε να κάνουμε μια σειρά από παραδοχές οι οποίες απλοποιούν σημαντικά τις εξισώσεις και σχηματίζουν το μοντέλο της DC Βέλτιστης Ροής Ισχύος:

1. όλοι οι ζυγοί έχουν σταθερό μέτρο τάσεων στην ονομαστική τιμή: $V_i = V_j = 1$ pu
2. οι γωνιακές διαφορές θεωρούνται μικρές οπότε μπορούμε να θεωρήσουμε: $\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j$
3. έχουμε μηδενική ροή άεργου ισχύος: $Q_{ij} = 0$ (όπως προκύπτει από τα παραπάνω)

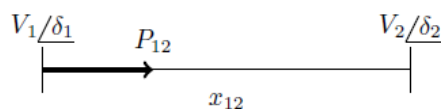


Figure 4.2: Ροή ισχύος κατά μήκος μιας γραμμής [36]

Για την ροή ισχύος κατά μήκος μιας γραμμής (βλ. σχήμα 4.3) ισχύει ο τύπος:

$$P_{12} = V_1 V_2 \frac{\sin(\delta_1 - \delta_2)}{x_{12}} \quad (4.4)$$

Με βάση τις προηγούμενες παραδοχές, ο τύπος μπορεί να απλοποιηθεί σε

$$P_{12} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = b_{12}(\delta_1 - \delta_2) \quad (4.5)$$

Γενικεύοντας τα παραπάνω μπορούμε να πάρουμε ότι τη σχέση

$$\mathbf{P} = \mathbf{B} * \delta = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_D \quad (4.6)$$

η οποία αποτελεί τη βασική σχέση ισότητας που εφαρμόζουμε στο μοντέλο του DC-OPF.

4.3.2 Μοντελοποίηση του DC-OPF

Όπως και πριν αναζητούμε το ελάχιστο κόστος παραγωγής

$$\min \sum_i c_i P_{G_i} \quad (4.7)$$

για το οποίο ισχύουν:

$$\mathbf{B} * \delta = P_G - P_D \quad (4.8)$$

$$-P_{ij,max} \leq \frac{1}{x_{ij}} (\delta_i - \delta_j) \leq P_{ij,max} \quad \forall i, j \in E \quad (4.9)$$

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{max} \quad \forall i \in N \quad (4.10)$$

Επομένως προκύπτει ένα απλοποιημένο, γραμμικό μοντέλο που μπορεί να δώσει προσεγγίσεις των ροών ενεργού ισχύος στο σύστημα, λαμβάνοντας υπόψιν τα όρια των γραμμών και θεωρώντας μηδενικές τις ροές άεργου ισχύος.

4.4 AC Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Ιδιαίτερη σημασία για την παρούσα ερευνητική εργασία αποτελεί το πρόβλημα της AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος. Αντικείμενο της διπλωματικής είναι η αξιοποίηση του AC-OPF για τον προσδιορισμό των στοιχείων ενός ηλεκτρικού συστήματος, με παράλληλη ελαχιστοποίηση του κόστους της παραγωγής. Στη συνέχεια γίνεται επέκταση του γενικού αλγορίθμου του AC-OPF, μέσω της ευελιξίας που παρέχει η ένταξη στοιχείων διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο.

Σημαντικό ερευνητικό εργαλείο για την επίλυση AC-OPF προβλημάτων αποτελεί το Mat-power. Γι' αυτό το λόγο και αξιοποιήθηκε για την επαλήθευση των αποτελεσμάτων του αλγορίθμου της διπλωματικής, πριν την ένταξη των στοιχείων ευελιξίας στο σύστημα.

4.4.1 Εισαγωγή

Το μοντέλο της **AC Βέλτιστης Ροής Ισχύος** (AC Optimal Power Flow ή AC-OPF) είναι ένας αλγόριθμος βελτιστοποίησης που λαμβάνει υπόψη τις πλήρεις εξισώσεις AC ροής ισχύος. Υποθέτοντας ότι οι παράμετροι του μοντέλου είναι σωστές, αποτελεί την πιο ακριβή αναπαράσταση των ροών ισχύος σε ένα σύστημα, δηλαδή τα αποτελέσματα για τις ζητούμενες μεταβλητές βρίσκονται όσο το δυνατόν πιο κοντά στην πραγματικότητα. Η Ομοσπονδιακή Ρυθμιστική Επιτροπή Ενέργειας των ΗΠΑ (FERC) υποδεικνύει ότι μια καλή τεχνική λύσεων βελτιστοποίησης θα μπορούσε δυνητικά να εξοικονομήσει δεκάδες δισεκατομμύρια δολάρια ετησίως [37].

Σε σύγκριση με το DC-OPF που αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, τα οφέλη του AC-OPF είναι ότι (i) έχει αυξημένη ακρίβεια, (ii) λαμβάνει υπόψη την τάση, (iii) την άεργο ισχύ, (iv) εξετάζει τα ρεύματα, (v) εξετάζει τις απώλειες μεταφοράς (και άλλους τύπους απωλειών). Ωστόσο, υπάρχουν και μειονεκτήματα. Οι εξισώσεις ροής ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος είναι τετραγωνικές (αφού η ισχύς εξαρτάται από το τετράγωνο της τάσης) και αν τις συμπεριλάβουμε σε πρόβλημα βελτιστοποίησης ως περιορισμούς ισότητας, οδηγούν σε μη γραμμικό μη κυρτό πρόβλημα.

Τα μη κυρτά προβλήματα είναι γενικά πολύ πιο δύσκολο να επιλυθούν και δεν υπάρχει καμία εγγύηση ότι ο solver μπορεί να βρει το ολικό ελάχιστο. Τα τελευταία χρόνια, έχουν γίνει σοβαρές προσπάθειες για να «κυρτώσει» το AC-OPF. Η συνήθης διαδικασία για να γίνει αυτό είναι να χαλαρώσει το μη κυρτό πρόβλημα σε ένα επιλύσιμο κυρτό (δηλ. καθορίζοντας μια κυρτή συνάρτηση γύρω από μη κυρτή συνάρτηση), στη συνέχεια να λυθεί το κυρτό πρόβλημα και να βγει το ολικό βέλτιστο σημείο του [36]. Εάν το σημείο αυτό είναι δεκτό για το αρχικό πρόβλημα, τότε έχουμε προσδιορίσει τη βέλτιστη λύση. Εάν πάλι βρίσκεται εκτός του

δεκτού χώρου, τότε χρησιμοποιούμε μια σειρά από διαφορετικές τεχνικές για την ανάκτηση μιας εφικτής λύσης όσο το δυνατόν πιο κοντά στο ολικό βέλτιστο.

4.4.2 Υπολογισμός των σχέσεων ισότητας στο AC-OPF

Συνήθως, για την αναπαράσταση των γραμμών μεταφοράς του συστήματος χρησιμοποιείται το π-μοντέλο, όπως φαίνεται παρακάτω (σχήμα 4.3)

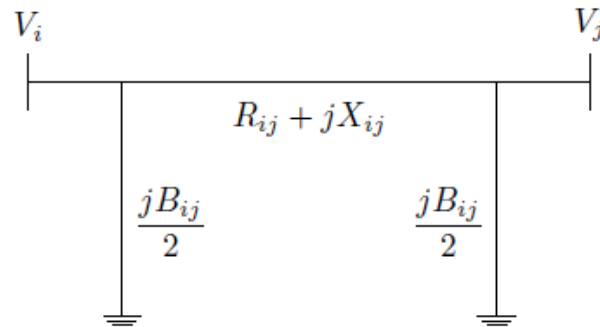


Figure 4.3: π-μοντέλο γραμμής μεταφοράς [36]

στο οποίο ισχύουν οι σχέσεις για τις γραμμές μεταφοράς:

$$y_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}}$$

$$y_{sh,i} = y_{sh,j} = j \frac{B_{ij}}{2}.$$

Με βάση αυτό το μοντέλο τις σχέσεις μπορούμε να αναλύσουμε τη σχέση της μήτρας εισόδου:

$$\mathbf{I}_{bus} = \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V} \quad (4.11)$$

ως εξής:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{sh,1} + y_{12} & -y_{12} & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 \dots & y_{sh,im} + y_{im} + y_{sh,in} + y_{in} & \dots & -y_{im} & \dots & -y_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 \dots & -y_{in} & \dots & \dots & y_{sh,n} + y_{in} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Από τα παραπάνω μπορούν να προκύψουν εύκολα οι σχέσεις ισότητας του AC-OPF. Συγκεκριμένα αφού ισχύει ότι $I_i = Y_{bus,row-i}V$ για την i -οστή σειρά του πίνακα Y_{bus} . Επομένως στο ζυγό i η φαινόμενη ισχύς είναι:

$$S_i = V_i I_i^* = V_i Y_{bus,row-i}^* V^*$$

Για να γενικεύσουμε τη σχέση για N ζυγούς, πρέπει να χρησιμοποιήσουμε τον πίνακα $diag(V)$, ο οποίος είναι ένας πίνακας $N \times N$, με N διαγώνια στοιχεία ίσα με τον $N \times 1$ πίνακα τάσεων V και όλα τα άλλα στοιχεία μηδενικά. Έτσι προκύπτει το κάθετο διάνυσμα των φαινόμενων ισχύων:

$$\mathbf{S} = diag(\mathbf{V}) Y_{bus}^* \mathbf{V}^* \quad (4.12)$$

Τελικά,

$$\mathbf{S}_{gen} - \mathbf{S}_{load} = diag(\mathbf{V}) Y_{bus}^* \mathbf{V}^* \quad (4.13)$$

4.4.3 Μοντελοποίηση του AC-OPF

Το γενικό μοντέλο του AC-OPF, με βάση τα παραπάνω διαμορφώνεται ως εξής: Αναζητούμε το ελάχιστο κόστος παραγωγής

$$\min_{P_{G_i}} c^T P_G \quad (4.14)$$

για το οποίο ισχύουν

$$S_G - S_L = diag(\bar{V}) \bar{Y}_{bus}^* \bar{V}^* \quad \text{AC flow} \quad (4.15)$$

$$|\bar{Y}_{line,i \Rightarrow j} \bar{V}| \leq I_{line,max} \quad \text{Line Current or} \quad (4.16)$$

$$|\bar{Y}_{line,j \Rightarrow i} \bar{V}| \leq I_{line,max} \quad (4.17)$$

$$|\bar{V}_i \bar{Y}_{line,i \Rightarrow j,row-i} \bar{V}^*| \leq S_{line,i \Rightarrow j,max} \quad \text{Apparent Flow} \quad (4.18)$$

$$|\bar{V}_j \bar{Y}_{line,j \Rightarrow i,row-j} \bar{V}^*| \leq S_{line,j \Rightarrow i,max} \quad (4.19)$$

$$0 \leq P_G \leq P_{G,max} \quad \text{Gen. Active Power} \quad (4.20)$$

$$-Q_{G,max} \leq Q_G \leq Q_{G,max} \quad \text{Gen. Reactive Power} \quad (4.21)$$

$$-V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad \text{Voltage Magnitude} \quad (4.22)$$

$$-\delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \quad \text{Voltage Angle} \quad (4.23)$$

Αναλύοντας τις προηγούμενες σχέσεις:

1. Η παρούσα εργασία λαμβάνει υπόψιν το συνολικό κόστος που προκύπτει με βάση μόνο την παραγωγή ενεργούς ισχύος στις γεννήτριες (σχέση 4.14). Αυτό γίνεται κυρίως για

λόγους συμβατότητας με τα εργαλεία που αξιοποιήθηκαν (Matpower). Άλλοι αλγόριθμοι μπορεί να στοχεύουν για παράδειγμα στην ελαχιστοποίηση των συνολικών απωλειών ενεργής και άεργου ισχύος.

2. Η ισότητα της ισχύος (σχέση 4.15), που αποδείχτηκε στο προηγούμενο υποκεφάλαιο, μπορεί εύκολα να αναπτυχθεί στο πραγματικό και φανταστικό της μέρος:

$$\mathbf{P}_G - \mathbf{P}_L = \text{Re } \text{diag}(\bar{\mathbf{V}}) \bar{\mathbf{Y}}_{bus}^* \bar{\mathbf{V}}^* \quad (4.24)$$

$$\mathbf{Q}_G - \mathbf{Q}_L = \text{Im } \text{diag}(\bar{\mathbf{V}}) \bar{\mathbf{Y}}_{bus}^* \bar{\mathbf{V}}^* \quad (4.25)$$

3. Απο τις σχέσεις 4.16, 4.17, 4.18, 4.19 φαίνεται ότι μπορούμε έχουμε δύο τύπου ανισότητες για να αναπαραστήσουμε τα όρια των γραμμών. Στην παρούσα διπλωματική έχουν χρησιμοποιηθεί τα όρια με βάση την έκχυση ισχύος μεταξύ των ζυγών. Εναλλακτικά μπορούμε να οριοθετήσουμε τα Amber σε κάθε γραμμή του συστήματος.
4. Τέλος, οι ανισότητες 4.20, 4.21, 4.22, 4.23 περιγράφουν τα όρια στην παραγωγή ενεργού και άεργου ισχύος, καθώς και στις τάσεις και τις γωνίες των τάσεων των ζυγών του συστήματος αντίστοιχα.

4.5 Εργαλεία για τη Βέλτιστη Ροή Ισχύος

4.5.1 Εισαγωγή

Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης ερευνητικής εργασίας αξιοποιήθηκαν δύο εργαλεία, για την εκτέλεση του AC-OPF, το Matpower και το Yalmip.

Το **Matpower** αποτελεί ένα ευρέως διαδεδομένο εργαλείο στο χώρο των ηλεκτρικών δικτύων. Είναι πρόγραμμα ελεύθερου λογισμικού, γραμμένο σε Matlab, στραμμένο σε ερευνητικούς κυρίως σκοπούς. Επιλύει προβλήματα βελτιστοποίησης σε ηλεκτρικά συστήματα ισχύος, όπως προβλήματα PF, CPF, OPF, UC και OPF/UC [38].

Για την παρούσα εργασία, τα test cases του Matpower χρησιμοποιήθηκαν ως σημείο αναφοράς για την ορθή επίλυση του AC-OPF. Για λόγους συμβατότητας και για ευκολία σύγκρισης των αποτελεσμάτων, ορίσθηκαν παρόμοιοι πίνακες με κοινές διαστάσεις και μεταβλητές με το Matpower.

Ωστόσο, το Matpower δε δίνει τη δυνατότητα εισαγωγής νέων περιορισμών για την ένταξη της ευελιξίας σε κάθε ζυγό, και για το λόγο αυτό χρειάστηκε η αξιοποίηση ενός νέου προγράμματος επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης, του **Yalmip**.

4.5.2 Matpower

Δεδομένα εισόδου

Τα στοιχεία των ηλεκτρικών συστημάτων που αναλύθηκαν στη διπλωματική, προέρχονται από τα test cases που αναλύει και το ίδιο το Matpower. Τα casefiles αποτελούνται από ένα struct που περιέχει κάποιους πίνακες καθώς και την τιμή της βασικής ισχύος του συστήματος baseMVA [39]. Οι πίνακες είναι οι bus, branch, gen και gencost. Σε αυτούς, κάθε σειρά αντιστοιχεί σε έναν μόνο ζυγό, κλάδο ή γεννήτρια. Ο αριθμός των γραμμών στο bus, τον branch, το gen και το gencost στα test cases που αναλύθηκαν είναι nb, nl, ng και ng αντίστοιχα.

Οι στήλες των προηγούμενων πινάκων ορίζονται αντίστοιχα από τις ακόλουθες συναρτήσεις: [38]

```
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, ...
  BUS_AREA, VM, VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAMP, ...
```


LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] = idx_bus ;

[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch ;

[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS, PMAX, ...
PMIN, MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2, ...
QC1MIN, QC1MAX, QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, ...
RAMP_30, RAMP_Q, APF] = idx_gen ;

[PW_LINEAR, POLYNOMIAL, MODEL, STARTUP, SHUTDOWN, NCOST, ...
COST] = idx_cost ;

Γραμμές μεταφοράς – Γεννήτριες - Φορτία

Όλες οι γραμμές μεταφοράς, οι μετασχηματιστές και οι μετατοπιστές φάσης διαμορφώνονται με ένα κοινό μοντέλο διακλάδωσης, που αποτελείται από ένα τυπικό μοντέλο γραμμής – π, με σύνθετη αντίσταση $z_s = r_s + jx_s$ και συνολικής αντίστασης φόρτισης b_c , σε σειρά με έναν ιδανικό μετασχηματιστή. Ο μετασχηματιστής, του οποίου το TAP έχει τιμή τ και γωνία θ_{shift} , βρίσκεται στη μεριά from του branch. Οι παράμετροι r_s, x_s, b_c και θ_{shift} προσδιορίζονται απευθείας στις στήλες BR_R (3), BR_X (4), BR_B (5), TAP (9) και SHIFT (10), αντίστοιχα, των κατάλληλων σειρών του πίνακα branch.

Οι σύνθετες εκχύσεις ρεύματος i_f και i_t από και προς τα άκρα του κλάδου, αντίστοιχα, μπορούν να εκφραστούν στον πίνακα $2 * 2$ της μήτρας εισόδου Y_{br} με τις αντίστοιχες τελικές τάσεις v_f και v_t :

$$\begin{bmatrix} i_f \\ i_t \end{bmatrix} = Y_{br} * \begin{bmatrix} u_f \\ u_t \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

όπου

$$Y_{br} = \begin{bmatrix} (y_s + j\frac{b_c}{2})\frac{1}{r^2} & -y_s \frac{1}{re^{-j\theta_{shift}}} \\ -y_s \frac{1}{re^{j\theta_{shift}}} & y_s + j\frac{b_c}{2} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

από το οποίο προκύπτουν οι 4 $n_l * 1$ πίνακες Yff , Yft, Ytf και Ytt.

Επιπλέον ορίζονται οι χρήσιμοι $n_l * n_b$ πίνακες C_f και C_t : το στοιχείο (i, j) του C_f και

το στοιχείο (i, k) του C_t είναι ίσα με 1 για κάθε κλάδο i , όπου ο κλάδος i συνδέει τον κλάδο j στον κλάδο k . Όλα τα άλλα στοιχεία των C_f και C_t είναι μηδενικά.

Το μοντέλο της π-γραμμής που περιγράφηκε φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:

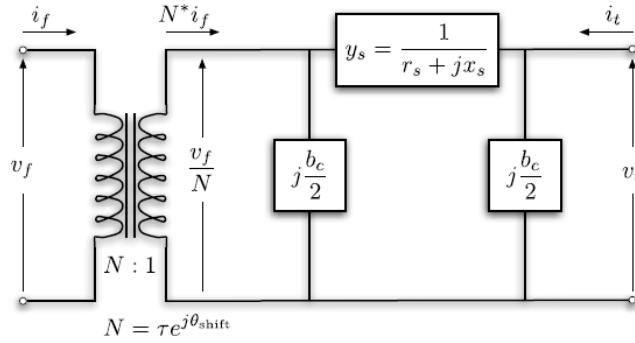


Figure 4.4: Αναπαράσταση γραμμής μεταφοράς [39]

$$S_g = P_g + jQ_g \quad (4.28)$$

Ως S_g ορίζεται το διάνυσμα $n_g * 1$ των εκχύσεων ισχύος από τις γεννήτριες στους ζυγούς. Οι τιμές σε MW και MVA_r των P_g , Q_g (πριν από τη μετατροπή σε p.u.) προσδιορίζονται στις στήλες PG (2) και QG (3), αντίστοιχα της κατάλληλης σειράς του πίνακα gen.

Ο αραιός πίνακας σύνδεσης των γεννητριών C_g ορίζεται έτσι ώστε το (i, j) στοιχείο του έχει τιμή 1 αν η γεννήτρια j βρίσκεται στο ζυγό i , και 0 στην άλλη περίπτωση.

Το διάνυσμα $n_b * 1$ όλων των εγχύσεων διαύλου από γεννήτριες μπορεί στη συνέχεια να εκφραστεί ως:

$$S_{g,bus} = C_g * S_g \quad (4.29)$$

Ως S_d ορίζεται το διάνυσμα $n_b * 1$ των εκχύσεων ισχύος από τις γεννήτριες στους ζυγούς:

$$S_d = P_d + jQ_d \quad (4.30)$$

Οι τιμές σε MW και MVA_r των P_d , Q_d (πριν από τη μετατροπή σε p.u.) προσδιορίζονται στις στήλες PD (3) και QD (4), αντίστοιχα της κατάλληλης σειράς του πίνακα bus.

$$Y_{sh} = G_{sh} + jB_{sh} \quad (4.31)$$

Τέλος, ο πίνακας Y_{sh} παίρνει τις τιμές του σε MW και MVAr αντίστοιχα (πριν από τη μετατροπή σε p.u.), από τις στήλες GS (5) και BS (6) του πίνακα bus.

4.5.3 Yalmip

Το **Yalmip** αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο για την επίλυση γραμμικών και μη προβλημάτων βελτιστοποίησης, σε περιβάλλον Matlab. Δίνει τη δυνατότητα ορισμού της μεταβλητής (ή των μεταβλητών) βελτιστοποίησης, μέσω της εντολής `sdpvar`. Στη συνέχεια καθορίζονται οι περιορισμοί με τη μορφή ισοτήτων και ανισοτήτων, καθώς και οι επιλογές (options) του προβλήματος βελτιστοποίησης (πχ. επιλογή κατάλληλου solver). Τέλος, ορίζεται η παράσταση που θέλουμε να πάρει την ελάχιστη (ή τη μέγιστη) δυνατή τιμή, σαν συνάρτηση των μεταβλητών βελτιστοποίησης.

Η λύση δίνεται μέσω της συνάρτησης `optimize` που παίρνει σαν ορίσματα τον πίνακα με τους περιορισμούς, την συνάρτηση κόστους (Objective) και τα options. Οι λύσεις στη συνέχεια εξάγονται μέσω της εντολής `value`. Για παράδειγμα [40]:

```
sol = optimize(Constraints , Objective , Options);
```

```
% Analyze error flags
if sol.problem == 0
% Extract and display value
    solution = value(x)
else
    display('Hmm, something went wrong!');
    sol.info
    yalmiperror(sol.problem)
end
```

Η ευκολία με την οποία η οποία το Yalmip επιλύει μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης, με τη χρήση κατάλληλου solver, το καθιστά κατάλληλο για την εφαρμογή του AC-OPF, καθώς και την ένταξη των στοιχείων ευελιξίας.

Κεφάλαιο 5

Μεθοδολογία

5.1 Εισαγωγή

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας μελετήθηκε η λειτουργία του διαχειριστή του Δικτύου Μεταφοράς και προτάθηκαν νέες μέθοδοι με στόχο την ένταξη ευελιξίας από τα Δίκτυα Διανομής. Η υλοποίηση έγινε σε περιβάλλον Matlab, καθώς το μοντέλο του AC-OPF που υλοποιήθηκε αποτελεί πρακτικά ένα μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης.

Αρχικά έγινε μία προσομοίωση του δικτύου μεταφοράς, με την επίλυση του AC-OPF πάνω στα γνωστά test cases που χρησιμοποιούνται από το πρόγραμμα Matpower. Όπως έχει αναφερθεί, η επίλυση του προγράμματος έγινε από το Yalmip, με χρήση του solver FMINCON. Αφού επαληθεύτηκαν τα αποτελέσματα μέσω σύγκρισης με τα αποτελέσματα του Matpower, ακολούθησε η εκμετάλλευση της ευελιξίας που προέρχεται από το δίκτυο διανομής, μέσω της ένταξης σχετικών περιορισμών στο AC-OPF.

Ο αλγόριθμος που προέκυψε, χρησιμοποιήθηκε για την διερεύνηση της αποτελεσματικότητας της προτεινόμενης μεθόδου στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής του συστήματος.

5.2 Βέλτιστη Λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς Χωρίς Ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής

Το πρώτο κομμάτι της διπλωματικής εργασίας αφορά στη βέλτιστη λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς στην κανονική κατάσταση, δηλαδή χωρίς την ένταξη ευελιξίας από το Δίκτυο Διανομής, στο οποίο συναντάται η διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας.

Αυτό πρακτικά συνίσταται στην επίλυση ενός AC-OPF για τα διάφορα test cases του Matpower, τα οποία μπαίνουν σαν μοναδικό όρισμα στην είσοδο του αλγορίθμου. Τα αποτελέσματα του προβλήματος παρουσιάζονται "pretty-printed" στην έξοδο, με μορφή παρόμοια με το Matpower, ώστε να γίνει δυνατή η εύκολη σύγκριση μεταξύ των δύο.

Η επαλήθευση των αποτελεσμάτων μέσω της εντολής `runopf('testcase')`, που παρέχει το Matpower, είναι απαραίτητη, ώστε να επαληθευθεί η ορθότητα του αλγορίθμου.

5.2.1 Μεταβλητή βελτιστοποίησης

Η μεταβλητή βελτιστοποίησης αποτελεί το σύνολο των μεταβλητών των οποίων τις τιμές προσπαθούμε να προσδιορίσουμε, για να επιτύχουμε τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, με στόχο την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους. Στην περίπτωση του AC-OPF πρόκειται για το σύνολο των τιμών των τάσεων και των γωνιών τους, καθώς και της ενεργούς και άεργους ισχύος στους ζυγούς του συστήματος που μελετούμε.

Η μεταβλητή βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκε έχει τη μορφή ενός struct, που περιέχει τέσσερις πίνακες. Ορίσθηκε με τη βοήθεια της εντολής `sdpvar`.

$$X\{1,1\} = \text{sdpvar}(nb, 1);$$

πίνακας μεγέθους $n_b * 1$, που περιέχει τις γωνίες των τάσεων στους ζυγούς του συστήματος

$$X\{2,1\} = \text{sdpvar}(nb, 1);$$

πίνακας μεγέθους $n_b * 1$, που περιέχει τις γωνίες των τάσεων στους ζυγούς του συστήματος

$$X\{3,1\} = \text{sdpvar}(ng, 1);$$

$$X\{4,1\} = \text{sdpvar}(ng, 1);$$

πίνακες μεγέθους $n_g * 1$, που περιέχουν την ενεργό και την άεργο ισχύ αντίστοιχα, στους ζυγούς του συστήματος. Σημειώνεται ότι στην περίπτωση που συμπεριλαμβάνεται η ευελιξία κατά την κλήση της συνάρτησης, τα μεγέθη των πινάκων ορίζονται ως $(n_g + n_{g2}) * 1$, για να συμπεριλάβουν τις επιπλέον γεννήτριες.

5.2.2 Μοντελοποίηση του προβλήματος

Οι **περιορισμοί** του προβλήματος βελτιστοποίησης προέρχονται από τις γενικές εξισώσεις του AC-OPF που περιγράφηκαν στο κεφάλαιο 4. Οι μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι οι πίνακες V , δ , P_G , Q_G .

Προκύπτει, λοιπόν, η **μοντελοποίηση** του προβλήματος:

$$\min_{P_{G_i}} c^T P_G \quad (5.1)$$

$$S_G - S_L = \text{diag}(\bar{V}) \bar{Y}^*_{bus} \bar{V}^* \quad \text{AC flow} \quad (5.2)$$

$$|\bar{V}_i \bar{Y}_{line, i \Rightarrow j, row-i} \bar{V}^*| \leq S_{line, i \Rightarrow j, max} \quad \text{Apparent Flow} \quad (5.3)$$

$$|\bar{V}_j \bar{Y}_{line, j \Rightarrow i, row-j} \bar{V}^*| \leq S_{line, j \Rightarrow i, max} \quad (5.4)$$

$$0 \leq P_G \leq P_{G_{max}} \quad \text{Gen. Active Power} \quad (5.5)$$

$$-Q_{G_{max}} \leq Q_G \leq Q_{G_{max}} \quad \text{Gen. Reactive Power} \quad (5.6)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad \text{Voltage Magnitude} \quad (5.7)$$

$$\delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \quad \text{Voltage Angle} \quad (5.8)$$

Η σχέση ισότητας του AC-OPF μεταφράζεται με χρήση των μεταβλητών βελτιστοποίησης ως εξής:

$$P_{bus} + P_d - C_g * X\{3,1\} = 0$$

$$Q_{bus} + Q_d - C_g * X\{4,1\} = 0$$

Οι τιμές P_{bus} και Q_{bus} υπολογίζονται ως το πραγματικό και φανταστικό μέρος του

$$S_{bus} = \text{diag}(V) * \text{conj}(Y_{bus} * V);$$

όπου

$$V = X\{2,1\} .* \exp(1j .* X\{1,1\});$$

Για τον πίνακα Y_{bus} έχει χρησιμοποιηθεί η σχέση:

$$Y_{bus} = C_f' * Y_f + C_t' * Y_t + \text{sparse}(1:nb, 1:nb, Y_{sh}, nb, nb)$$

από τα δεδομένα του πίνακα `branch`, σε συμφωνία με το εγχειρίδιο του Matpower. [39]

Οι ανισότητες μεταφράζονται ως εξής:

$$X\{1,1\}(\text{referencebus})==0$$

$$\text{bus}(:, \text{VMIN}) \leq X\{2,1\} \leq \text{bus}(:, \text{VMAX})$$

$$\text{gen}(:, \text{PMIN}) ./ \text{baseMVA} \leq X\{3,1\} \leq \text{gen}(:, \text{PMAX}) ./ \text{baseMVA}$$

$$\text{gen}(:, \text{QMIN}) ./ \text{baseMVA} \leq X\{4,1\} \leq \text{gen}(:, \text{QMAX}) ./ \text{baseMVA}$$

$$\text{real}(S_t).^2 + \text{imag}(S_t).^2 \leq \text{flow_max}.^2$$

$$\text{real}(S_f).^2 + \text{imag}(S_f).^2 \leq \text{flow_max}.^2$$

Αρχικά μηδενίζεται η γωνία αναφοράς, δηλαδή η γωνιά του ζυγού με τιμή `BUS_TYPE=3` στη δεύτερη στήλη του πίνακα `bus`. Οι οριακές τιμές των V , P , Q ορίζονται στις στήλες `VMIN` (13), `VMAX` (12) του πίνακα `bus`, και στις `PMIN` (10), `PMAX` (9), `QMIN` (5), `QMAX` (4) του πίνακα `gen` αντίστοιχα. Για τα όρια της γραμμής έχουν χρησιμοποιηθεί οι ανισότητες που αφορούν στην ισχύ. Τα όρια `flowmax` δίνονται από την στήλη (6) του πίνακα `branch` (όπου δεν έχουν μηδενικές τιμές).

Οι πίνακες με τις ροές των ισχύων από και προς τους κλάδους S_f και S_t υπολογίζονται ως εξής:

$$S_f = \text{diag}(C_f * V) * \text{conj}(Y_f * V);$$

$$S_t = \text{diag}(C_t * V) * \text{conj}(Y_t * V);$$

5.2.3 Χρήσιμοι πίνακες

Οι υπόλοιποι πίνακες που χρησιμοποιήθηκαν στις προηγούμενες σχέσεις ορίζονται παρακάτω:

$$\text{stat} = \text{branch}(:, \text{BR_STATUS});$$

$$Y_s = \text{stat} ./ (\text{branch}(:, \text{BR_R}) + 1j * \text{branch}(:, \text{BR_X}));$$

$$B_c = \text{stat} .* \text{branch}(:, \text{BR_B});$$


```

tap = ones(nl, 1);
i = find(branch(:, TAP));
tap(i) = branch(i, TAP);
tap = tap .* exp(1j*pi/180 * branch(:, SHIFT));
Ytt = Ys + 1j*Bc/2;
Yff = Ytt ./ (tap .* conj(tap));
Yft = - Ys ./ conj(tap);
Ytf = - Ys ./ tap;

Ysh = (bus(:, GS) + 1j * bus(:, BS)) / baseMVA;

f = branch(:, F_BUS);
t = branch(:, T_BUS);

Cf = sparse(1:nl, f, ones(nl, 1), nl, nb);
Ct = sparse(1:nl, t, ones(nl, 1), nl, nb);
Yf = sparse(1:nl, 1:nl, Yff, nl, nl) * Cf + ...
     sparse(1:nl, 1:nl, Yft, nl, nl) * Ct;
Yt = sparse(1:nl, 1:nl, Ytf, nl, nl) * Cf + ...
     sparse(1:nl, 1:nl, Ytt, nl, nl) * Ct;

```

Οι παραπάνω πίνακες χρησιμεύουν στην δημιουργία του Y_{bus} με βάση το μοντέλο π-γραμμής που έχει περιγραφεί.

```

on = find(gen(:, GEN_STATUS) > 0);
gbus = gen(on, GEN_BUS);
ngon = size(on, 1);
Cg = sparse(gbus, (1:ngon)', 1, nb, ngon);

```

```

Sbusd = (bus(:, PD) + 1j * bus(:, QD)) / baseMVA;

```

Από το πραγματικό και το φανταστικό μέρος του S_{busd} παίρνουμε τις τιμές των Pd, Qd αντίστοιχα.

5.2.4 Συνάρτηση κόστους

Στόχος του προβλήματος είναι η ελαχιστοποίηση της **συνάρτησης κόστους**, η οποία εξαρτάται από την ενεργό ισχύ των γεννητριών που βρίσκονται σε λειτουργία.

$$\min c^T P_G \quad (5.9)$$

Η συνάρτηση κόστους προκύπτει σαν άθροισμα από τα κόστη των γεννητριών που αναγράφονται στον πίνακα `gencost` στα `test cases` του `Matpower`. Στα `test cases` που αναλύθηκαν, το κόστος της κάθε γεννήτριας βγαίνει σαν πολυωνυμική συνάρτηση της ενεργούς ισχύος που παράγει η κάθε γεννήτρια, με τους κατάλληλους συντελεστές. Ο βαθμός του πολυωνύμου αναγράφεται στη θέση (i, 4) του πίνακα με τα κόστη, ενώ οι συντελεστές από τη θέση (i, 5) και μετά.

5.2.5 Εξαγωγή αποτελεσμάτων

Η επίλυση γίνεται από τον solver `FMINCON` του `Yalmip` μέσω της εντολής

```
sol = optimize(Constraints, Objective, options);
```

Η εξαγωγή των αποτελεσμάτων γίνεται μέσω της συνάρτησης `value(x)`, πολλαπλασιάζοντας τις ανά μονάδα τιμές, για να πάρουμε τα πραγματικά μεγέθη.

```
D = value(X{1,1}) * 180 / pi;
U = value(X{2,1});
P = value(X{3,1}) .* baseMVA;
Q = value(X{4,1}) .* baseMVA;

Sf = value(Sf) * baseMVA;
St = value(St) * baseMVA;
Objective = value(Objective);
```

Στα `options` έχει μηδενισθεί το `'verbose'` για την πιο χρηστική εμφάνιση των αποτελεσμάτων.

```
options = sdpsettings('verbose', 0);
```

Τα αποτελέσματα στη συνέχεια αποθηκεύονται στις κατάλληλες στήλες των πινάκων `bus`, `branch` και `gen` και εμφανίζονται `"pretty-printed"` στην έξοδο, με τρόπο παραπλήσιο με τον τρόπο που εμφανίζει τα αποτελέσματα του `Matpower`, ώστε να είναι εύκολη η σύγκριση μεταξύ τους. Η ορθότητα του αλγορίθμου άλλωστε επαληθεύεται μέσω της μεταξύ τους σύγκρισης.

```
bus (: , VM)=U;  
bus (: , VA)=D;  
gen (: , PG)=P;  
gen (: , QG)=Q;  
branch (: , PF)=real (Sf);  
branch (: , QF)=imag (Sf);  
branch (: , PT)=real (St);  
branch (: , QT)=imag (St);
```

5.3 Βέλτιστη Λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς Με Ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής

Το δεύτερο κομμάτι της διπλωματικής εργασίας αφορά στη βέλτιστη λειτουργία του Δικτύου Μεταφοράς, αυτή τη φορά με την εκμετάλλευση της ευελιξίας που παρέχεται από την ένταξη της διεσπαρμένης παραγωγής στο Δίκτυο Διανομής.

Πρακτικά αυτό συνεπάγεται ότι στην επίλυση του AC-OPF που αναλύθηκε προηγουμένως, εισάγουμε στις θέσεις του συστήματος που μπορούν να εισαχθούν στοιχεία ευελιξίας, όπως ΑΠΕ, τα όρια λειτουργίας τους. Αυτά προκύπτουν από τα διάγραμμα ευελιξίας, συνυπολογίζοντας και το κόστος της παραγωγής τους. Ο αλγόριθμος στη συνέχεια υπολογίζει την παραγωγή στις νέες και τις ήδη υπάρχουσες γεννήτριες και εμφανίζει τα αποτελέσματα στην έξοδο.

Ένας απλός τρόπος επαλήθευσης της ορθότητας του αλγορίθμου σε αυτή την περίπτωση, είναι ο ορισμός του κόστους των γεννητριών που προστέθηκαν σε μηδενικό και "άπειρο" (ή πρακτικά επαρκώς μεγαλύτερο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες γεννήτριες). Τα αναμενόμενα αποτελέσματα θα είναι μηδενική παραγωγή από τις αρχικές και τις νέες γεννήτριες αντίστοιχα, ώστε να καλύπτεται η ζήτηση, ενώ ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής. Εξαιρέση αποτελεί φυσικά η περίπτωση που η ελάχιστη τιμή παραγωγής των γεννητριών είναι ένας θετικός αριθμός (όπως στο 'case9'), που δεν επιτρέπει μηδενική παραγωγή.

5.3.1 Αρχείο εισόδου

Για την περίπτωση της αξιοποίησης των δεδομένων ευελιξίας κρίθηκε απαραίτητη η δημιουργία ενός νέου αρχείου για κάθε test case που θα παρουσιάζει κατάλληλα τα δεδομένα εισόδου από το διάγραμμα ευελιξίας, ώστε να είναι αξιοποιήσιμα από τον αλγόριθμο. Για κάθε 'testcase', έχει δημιουργηθεί αντίστοιχο 'caseflexibility', καθώς κάθε test case έχει μοναδικό αριθμό ζυγών.

Το αρχείο με τα δεδομένα ευελιξίας είναι επίσης ένα struct, με πεδία τους 3 πίνακες και την τιμή του κόστους των γεννητριών. Ο πίνακας num είναι μεγέθους $1 * n_b$ και καθορίζει τον αριθμό των σημείων του διαγράμματος ευελιξίας σε κάθε ζυγό. Το τελευταίο σημείο ταυτίζεται με το πρώτο, για το σχηματισμό ενός κλειστού σχήματος που περιγράφει τα όρια λειτουργίας της γεννήτριας. Στους ζυγούς που ισχύει $flexibility.num(i)=0$, δεν έχουμε στοιχεία ευελιξίας οπότε και αγνοούνται. Οι πίνακες p, q είναι μεγέθους $num(i) * n_b$ και περιέχουν τις αντίστοιχες συντεταγμένες του διαγράμματος ευελιξίας P x Q για τον κάθε ζυγό. Στις θέσεις που δεν έχουμε στοιχεία για την ευελιξία οι δύο πίνακες παίρνουν μηδενικές τιμές. Τέλος, η

τιμή του `generatorcost` λειτουργεί συμβατικά ως η τιμή της παραμέτρου του μεγιστοβάθμιου όρου στη συνάρτηση κόστους των καινούριων γεννητριών. Ο βαθμός του πολυωνύμου της συνάρτησης κόστους των νέων γεννητριών ορίζεται συμβατικά ίσος με το βαθμό στις γεννήτριες του αντίστοιχου test case. Με την εναλλαγή της τιμής του `generatorcost` σε πολύ μεγάλες και σε μηδενικές τιμές, όπως έχει ειπωθεί ήδη, μπορούμε εύκολα να ελέγξουμε την ορθότητα του αλγορίθμου.

Οι πίνακες του `struct`, αποθηκεύονται απευθείας στις μεταβλητές `num`, `p`, `q`, `generatorcost` κατά την κλήση.

```
[num, p, q, generatorcost] = ...
deal(s.num, s.p, s.q, s.generatorcost);
```

Για τη δημιουργία των αρχείων 'caseflexibility' χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από γνωστά αποτελέσματα μελέτης της ευελιξίας στο σύστημα διανομής. Κάποια από τα δεδομένα προέκυψαν μέσω πολλαπλασιασμού όλων των συντεταγμένων γνωστού διαγράμματος ευελιξίας με σταθερό ρυθμό, παράγοντας με αυτό τον τρόπο ένα καινούριο "ομόκεντρο" διάγραμμα.

5.3.2 Τροποποιήσεις στον αλγόριθμο

Με την εισαγωγή των δεδομένων ευελιξίας, όπως είναι φυσικό, έπρεπε να γίνουν βασικές τροποποιήσεις στον αλγόριθμο. Ο εντοπισμός του αριθμού των ορισμάτων στην είσοδο της συνάρτησης `diplomatiiki`, γίνεται μέσω της μεταβλητής του Matlab 'nargin' που παίρνει αυτόματα την κατάλληλη τιμή.

Αρχικά, επικεντρωνόμαστε μόνο στα σημεία (αριθμού n_{g2}) που έχουμε στοιχεία για την ευελιξία, δηλαδή όπου έχουμε μη μηδενικό `num`.

```
resposition=find(num(:)>0);
ng2=length(resposition);
```

Στη συνέχεια αυξάνουμε τον αριθμό των ζητούμενων γεννητριών στις μεταβλητές βελτιστοποίησης ενεργού και άεργου ισχύος από n_g σε $n_g + n_{g2}$.

```
X{3,1}=sdpvar(ng+ng2,1);
X{4,1}=sdpvar(ng+ng2,1);
```

Για να συμπεριλάβουμε στους υπολογισμούς του Yalmip τα νέα δεδομένα, χωρίς να γίνουν μεγάλες αλλαγές στον αλγόριθμο, επιλέχτηκε η τακτική της προσαύξησης των πινάκων `gen`, `gencost` με n_{g2} νέες σειρές που αντιστοιχούν σε n_{g2} νέες γεννήτριες.

Στις νέες σειρές στον πίνακα `gen` μηδενίστηκαν οι τιμές στις θέσεις που δεν χρησιμοποιούνται από τον αλγόριθμο, ενώ θεωρήθηκαν άπειρα τα όρια παραγωγής των γεννητριών (και μηδενικό κατώτατο όριο για την παραγωγή ενεργής ισχύος). Οι πραγματικοί περιορισμοί στα όρια της ισχύος περιγράφονται στο επόμενο υποκεφάλαιο και μπαίνουν κατευθείαν στον πίνακα `Constraints`.

Στις νέες σειρές στον πίνακα `gencost` μηδενίστηκαν οι τιμές στις θέσεις που δεν χρησιμοποιούνται από τον αλγόριθμο. Όπως σημειώθηκε ήδη, ο βαθμός του πολυωνύμου της συνάρτησης κόστους των νέων γεννητριών ορίζεται συμβατικά ίσος με το βαθμό στις γεννήτριες του αντίστοιχου `test case`. Η τιμή της παραμέτρου του μεγιστοβάθμιου όρου στη συνάρτηση κόστους τίθεται ίση με την τιμή `generatorcost`.

```
gen=[gen; , resposition , zeros (ng2,2) , Inf (ng2,1) , ...
    -Inf (ng2,1) , zeros (ng2,2) , zeros (ng2,1)+1, ...
    Inf (ng2,1) , zeros (ng2,1) , zeros (ng2,11) ];
```

```
gencost=[gencost; zeros (ng2,1)+2, zeros (ng2,2) , ...
    zeros (ng2,1)+gencost (1, 4) , ...
    zeros (ng2,1)+generatorcost , zeros (ng2, gencost (1, 4)-1) ];
```

Στη συνέχεια, αυξάνουμε το `Objective` της συνάρτησης, ώστε να συμπεριλάβουμε το κόστος παραγωγής για τις νέες γεννήτριες.

Τέλος, μένει το πιο σύνθετο κομμάτι, που περιλαμβάνει τον υπολογισμό των νέων περιορισμών που προκύπτουν από τα όρια λειτουργίας των γεννητριών.

5.3.3 Νέοι περιορισμοί

Τα δεδομένα της ευελιξίας μπαίνουν με την μορφή πρόσθετων περιορισμών στον πίνακα `Constraints`. Στόχος είναι να οριοθετήσουμε το εσωτερικό του κλειστού πολύγωνου ευελιξίας οι συντεταγμένες του οποίου δίνονται στην είσοδο κατά την κλήση. Εύκολα προκύπτει εποπτικά (κινούμενοι κυκλικά στα διαδοχικά σημεία) ότι οι περιορισμοί που πρέπει να πάρουμε είναι της μορφής:

- $Q \geq A1 * P + B1$, όταν το P κινείται από το P_{min} προς το P_{max} και

- $Q \leq A2 * P + B2$, όταν το P κινείται από το Pmax προς το Pmin

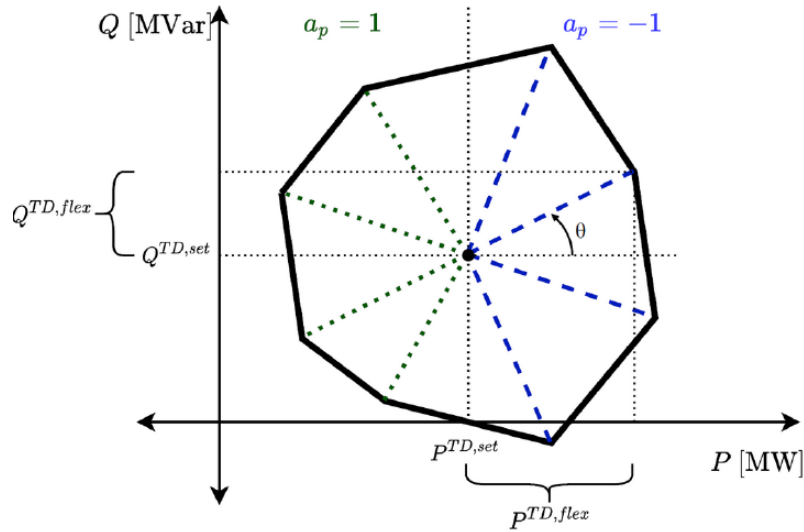


Figure 5.1: Διάγραμμα ευελιξίας [41]

Επομένως αρκεί να υπολογίσουμε τους πίνακες A1, A2, B1, B2 που χαρακτηρίζουν τις ευθείες του πολυγώνου. Αυτοί προκύπτουν εύκολα από τις διαδοχικές γωνίες του πολυγώνου, καθώς κάθε ζευγάρι γωνιών χαρακτηρίζει μοναδική ευθεία.

Έστω ότι έχουμε δύο γνωστά σημεία (P_1, Q_1) , (P_2, Q_2) . Όπως είναι γνωστό η ευθεία που ορίζουν είναι η:

$$Q - Q_1 = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2} * (P - P_1) \Rightarrow$$

$$Q = \left(\frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}\right) * P + \left(P_1 * \frac{Q_2 - Q_1}{P_1 - P_2} + Q_1\right) \quad (5.10)$$

Επομένως παίρνουμε ότι για δύο τυχαία διαδοχικά σημεία του διαγράμματος (P_i, Q_i) , (P_{i+1}, Q_{i+1}) :

$$A = \frac{Q_i - Q_{i+1}}{P_i - P_{i+1}} \quad (5.11)$$

$$B = P_i * \frac{Q_{i+1} - Q_i}{P_i - P_{i+1}} + Q_i \quad (5.12)$$

Οι πίνακες A , B πρέπει τώρα να χωριστούν σε δύο υποπίνακες ο καθένας, $A1$, $A2$, $B1$, $B2$, για τους οποίους θα ισχύει:

- $Q \geq A1 * P + B1$, για τους “κάτω” περιορισμούς του διαγράμματος,
- $Q \leq A2 * P + B2$, για τους “πάνω” περιορισμούς του διαγράμματος,

ανάλογα με τις τιμές που παίρνει το P , κινούμενοι δεξιόστροφα περιμετρικά του πολυγώνου.

Το μήκος των $A1$, $B1$ αποθηκεύεται στον αλγόριθμο στη μεταβλητή $A1B1length$ ενώ των $A2$, $B2$ στην $A2B2length$. Στην πράξη $A1B1length$ είναι ο αριθμός των ευθειών που βρίσκονται στο κάτω μέρος του διαγράμματος, άρα και ο αριθμός (μειωμένος κατά ένα) των σημείων του διαγράμματος μεταξύ του P_{min} και του P_{max} , καθώς το P αυξάνεται κινούμενοι δεξιόστροφα. Αντίστοιχα για το $A2B2length$.

Τα παραπάνω επιτυγχάνονται αλγοριθμικά ως εξής (αφού έχουμε αρχικοποιήσει τις επαναλήψεις, μηδενίζοντας τις τιμές όλων των πινάκων που χρησιμοποιούνται):

```

1  r=1;
2  for k=1:nb
3      if num(k)==0
4          continue
5      end
6      l=num(k);
7      Pmax(r)=p(1,k);
8      Pmin(r)=p(1,k);
9      for i=1:(l-1)
10         An(i,r)=(q(i,k)-q(i+1,k))/(p(i,k)-p(i+1,k));
11         Bn(i,r)=p(i,k)*(q(i+1,k)-q(i,k))/(p(i,k)-p(i+1,k))+q(i,k);
12         if p(i,k)>Pmax(r)
13             Pmax(r)=p(i,k);
14             maxpos(r)=i;
15         end
16         if p(i,k)<Pmin(r)
17             Pmin(r)=p(i,k);
18             minpos(r)=i;
19         end
20     end
21     if minpos(r)<maxpos(r)
22         A1B1length(r)=maxpos(r)-minpos(r);
23         A2B2length(r)=l-1+minpos(r)-maxpos(r);
24         j=1;
25         for i=minpos(r):maxpos(r)-1

```



```

26         A1(j , r)=An(i , r) ;
27         B1(j , r)=Bn(i , r) ;
28         j=j+1;
29     end
30     j=1;
31     for i=1:minpos(r)-1
32         A2(j , r)=An(i , r) ;
33         B2(j , r)=Bn(i , r) ;
34         j=j+1;
35     end
36     for i=maxpos(r):(l-1)
37         A2(j , r)=An(i , r) ;
38         B2(j , r)=Bn(i , r) ;
39         j=j+1;
40     end
41     else
42         A1B1length(r)=l-1+maxpos(r)-minpos(r) ;
43         A2B2length(r)=minpos(r)-maxpos(r) ;
44         j=1;
45         for i=maxpos(r):minpos(r)-1
46             A2(j , r)=An(i , r) ;
47             B2(j , r)=Bn(i , r) ;
48             j=j+1;
49         end
50         j=1;
51         for i=1:maxpos(r)-1
52             A1(j , r)=An(i , r) ;
53             B1(j , r)=Bn(i , r) ;
54             j=j+1;
55         end
56         for i=minpos(r):(l-1)
57             A1(j , r)=An(i , r) ;
58             B1(j , r)=Bn(i , r) ;
59             j=j+1;
60         end
61     end
62     r=r+1;
63 end

```

5.3.4 Μοντελοποίηση του προβλήματος

Με αυτόν τον τρόπο προκύπτει σε αυτή την περίπτωση η **μοντελοποίηση** του προβλήματος. Οι μεταβλητές βελτιστοποίησης είναι οι πίνακες V , δ , P_G , Q_G , αλλά και τα $P_{G'}$ και $Q_{G'}$ που εκφράζουν την παραγωγή λόγω ευελιξίας.

$$\min_{P_G, P_{G'}} c^T (P_G + P_{G'}) \quad (5.13)$$

$$S_G + S_{G'} - S_L = \text{diag}(\bar{V}) \bar{Y}^*_{bus} \bar{V}^* \quad \text{AC flow} \quad (5.14)$$

$$|\bar{V}_i \bar{Y}_{line, i \Rightarrow j, row-i} \bar{V}^*| \leq S_{line, i \Rightarrow j, max} \quad \text{Apparent Flow} \quad (5.15)$$

$$|\bar{V}_j \bar{Y}_{line, j \Rightarrow i, row-j} \bar{V}^*| \leq S_{line, j \Rightarrow i, max} \quad (5.16)$$

$$0 \leq P_G \leq P_{G_{max}} \quad \text{Gen. Active Power} \quad (5.17)$$

$$-Q_{G_{max}} \leq Q_G \leq Q_{G_{max}} \quad \text{Gen. Reactive Power} \quad (5.18)$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad \text{Voltage Magnitude} \quad (5.19)$$

$$\delta_{min} \leq \delta \leq \delta_{max} \quad \text{Voltage Angle} \quad (5.20)$$

$$Q_{G'} \geq A1 * P_{G'} + B1 \quad \text{Flexibility} \quad (5.21)$$

$$Q_{G'} \leq A2 * P_{G'} + B2 \quad (5.22)$$

5.4 Εύρεση σφαλμάτων

Η βασική δυσκολία στην διαδικασία του debugging ήταν το γεγονός ότι όλοι οι υπολογισμοί στο πρόγραμμα γίνονται εσωτερικά του solver. Ωστόσο το Yalmip διαθέτει γι' αυτό το λόγο την εντολή `assign`, όταν υπάρχει γνωστή λύση (έστω “claimedfeasible”) που ικανοποιεί το πρόβλημα, η οποία θέτει τη συγκεκριμένη τιμή στη μεταβλητή βελτιστοποίησης. Η εντολή `check` μετά ελέγχει αν ικανοποιούνται οι περιορισμοί για την συγκεκριμένη λύση. Αξίζει να σημειωθεί ότι πολύ μικρές παραβιάσεις στους περιορισμούς γίνονται αποδεκτές, όταν θεωρούνται πρακτικά αμελητέες. [40]

```
assign(x, claimedfeasible);
check(Constraints)
```

```
+++++
|      ID|          Constraint|      Primal residual|
+++++
|   #1|  Elementwise inequality|                1|
|   #2|  Elementwise inequality|                0|
|   #3|  Elementwise inequality|                1|
|   #4|  Elementwise inequality|                0|
|   #5|  Elementwise inequality|               -1|
|   #6|  Elementwise inequality|                0|
|   #7|  Elementwise inequality|                1|
|   #8|  Elementwise inequality|                0|
|   #9|  Elementwise inequality|                1|
|  #10|  Elementwise inequality|                0|
|  #11|      Equality constraint|                0|
+++++
```

Στη συνέχεια, μέσω της εντολής `value` έγινε δυνατή η εξαγωγή των αποτελεσμάτων και η σύγκρισή τους με τις τιμές του `Matpower`. Συγκεκριμένα, ελέγχθηκαν αν οι αναμενόμενες τιμές των μεταβλητών βελτιστοποίησης δημιουργούν τις σωστές εκχύσεις ισχύος S_f , S_t και τη σωστή συνάρτηση κόστους (Objective Function Value).

Τέλος, ιδιαίτερα βοηθητικό κρίθηκε το γεγονός ότι το `Matpower` στα αποτελέσματα του εμφανίζει μόνο τους περιορισμούς που λειτουργούν ενεργά στον καθορισμό των τιμών της μεταβλητής βελτιστοποίησης. Έτσι, για παράδειγμα, στη στήλη `Branch Flow Constraints` εμφανίζονται μόνο οι κλάδοι που παίρνουν οριακές τιμές, λόγω των περιορισμών. Με αυτό τον τρόπο μπορεί να γίνει εύκολα αντιληπτό σε ποιο σημείο των υπολογισμών τυχόν περιορισμοί δεν έχουν λειτουργήσει σωστά, μεταβάλλοντας το τελικό αποτέλεσμα.

Κεφάλαιο 6

Εφαρμογές

6.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα από την εφαρμογή του αλγορίθμου για τα διάφορα test cases του Matpower. Αρχικά θα γίνει σύγκριση των αποτελεσμάτων για το κανονικό AC-OPF με τις γνωστές λύσεις του Matpower, ώστε να επαληθευθεί η ορθότητα του αλγορίθμου. Στη συνέχεια θα εξεταστεί το πώς επηρεάζονται τα αποτελέσματα με την εκμετάλλευση της ευελιξίας που παρέχεται στο δίκτυο Διανομής. Ιδιαίτερα θα εξεταστούν οι διαφοροποιήσεις για οριακές τιμές του κόστους παραγωγής τους. Τέλος, θα δοκιμαστεί ο αλγόριθμος σε τρεις διαφορετικές περιπτώσεις του Case5. Αρχικά, χωρίς αξιοποίηση της ευελιξίας, στη συνέχεια, με αξιοποίηση της ευελιξία σε ένα ζυγό του συστήματος, και τέλος σε δύο ζυγούς. Θα γίνει σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων, ώστε να βγουν συμπεράσματα για την προτεινόμενη μέθοδο.

6.2 Επαλήθευση των αποτελεσμάτων χωρίς αξιοποίηση της ευελιξίας

Εδώ θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα του αλγορίθμου AC-OPF που εφαρμόστηκε, για τα διάφορα test cases του Matpower. Παράλληλα θα γίνει σύγκριση με τις λύσεις που παίρνουμε κατά την κλήση της εντολής `runopf('testcase')` από το Matpower, για λόγους επαλήθευσης. Από αυτά θα γίνει αναφορά στους πίνακες **bus data** και **branch data**, καθώς και στην τιμή του **Objective Function Value**, που δίνουν τις τιμές των μεταβητών βελτιστοποίησης. Τα αποτελέσματα και στις δύο περιπτώσεις εμφανίζονται "pretty-printed" με τον ίδιο τρόπο στην έξοδο, για να είναι εύκολα συγκρίσιμα. Επίσης θα γίνει αναφορά στα ιδιαίτερα σημεία που τυχόν διαφοροποιούνται μεταξύ τους τα test cases.

6.2.1 Case5

Το πρώτο test case που δοκιμάστηκε ήταν το Case5 [42]. Αποτελεί πρόβλημα 5 ζυγών με 5 γεννήτριες. Έχει όρια μόνο στις γραμμές 1-2 και 4-5, και αφορούν τα όρια φαινόμενης ισχύος από και προς τους συνδεδεμένους ζυγούς. Σε αντίθεση με αρκετά από τα υπόλοιπα test cases, στο Case5 ελέγχεται η συμπεριφορά του αλγορίθμου όταν υπάρχουν περισσότερες από μία γεννήτριες στον ίδιο ζυγό (ζυγός 1). Το Case5 παρουσιάζεται αναλυτικά στο Παράρτημα A.1.

runopf(case5)

Objective Function Value = 17551.89 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1.078	2.804	210.00	157.50	—	—	16.935	0.357
2	1.084	-0.735	—	—	300.00	98.61	26.550	0.367
3	1.100	-0.560	324.50	390.00	300.00	98.61	30.000	0.105
4	1.064	0.000*	0.00	-10.80	400.00	131.47	39.712	—
5	1.069	3.590	470.69	-165.04	—	—	10.000	—
Total:			1005.19	371.66	1000.00	328.69		

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	1	2	252.38	-42.45	-250.79	57.46	1.584	15.84
2	1	4	187.87	33.13	-186.92	-24.35	0.953	9.53
3	1	5	-230.25	166.82	230.70	-165.93	0.449	4.49
4	2	3	-49.21	-156.07	49.45	156.29	0.243	2.43
5	3	4	-24.95	135.10	25.42	-131.23	0.466	4.66
6	4	5	-238.50	13.31	240.00	0.89	1.497	14.97
Total:							5.192	51.92

diplomatiki('case5')

Objective Function Value = 17551.89 \$/hr

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.078	2.804	210.00	157.50	—	—
2	1.084	-0.735	—	—	300.00	98.61
3	1.100	-0.560	324.50	390.00	300.00	98.61
4	1.064	0.000*	0.00	-10.80	400.00	131.47
5	1.069	3.590	470.69	-165.04	—	—
Total:			1005.19	371.66	1000.00	328.69

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	252.38	-42.45	-250.79	57.46	1.584	15.84
2	1	4	187.87	33.13	-186.92	-24.35	0.953	9.53
3	1	5	-230.25	166.82	230.70	-165.93	0.449	4.49
4	2	3	-49.21	-156.07	49.45	156.29	0.243	2.43
5	3	4	-24.95	135.10	25.42	-131.23	0.466	4.66
6	4	5	-238.50	13.31	240.00	0.89	1.497	14.97
Total:							5.192	51.92

6.2.2 Case9

Το δεύτερο test case που δοκιμάστηκε ήταν το Case9 [43]. Αποτελεί πρόβλημα 9 ζυγών με 3 γεννήτριες. Έχει φορτία στους ζυγούς 5, 7 και 9, όρια ροής ισχύος σε όλες τις γραμμές και πολυωνυμική συνάρτηση κόστους τρίτου βαθμού σε κάθε γεννήτρια. Σε αντίθεση με αρκετά από τα υπόλοιπα test cases, στο Case9 έχει μη μηδενικά ελάχιστα όρια παραγωγής των γεννητριών. Το Case9 παρουσιάζεται αναλυτικά στο Παράρτημα A.2.

runopf(case9)

Objective Function Value = 17551.89 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.078	2.804	210.00	157.50	—	—	16.935	0.357
2	1.084	-0.735	—	—	300.00	98.61	26.550	0.367
3	1.100	-0.560	324.50	390.00	300.00	98.61	30.000	0.105
4	1.064	0.000*	0.00	-10.80	400.00	131.47	39.712	—
5	1.069	3.590	470.69	-165.04	—	—	10.000	—
Total:			1005.19	371.66	1000.00	328.69		

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	252.38	-42.45	-250.79	57.46	1.584	15.84
2	1	4	187.87	33.13	-186.92	-24.35	0.953	9.53
3	1	5	-230.25	166.82	230.70	-165.93	0.449	4.49
4	2	3	-49.21	-156.07	49.45	156.29	0.243	2.43
5	3	4	-24.95	135.10	25.42	-131.23	0.466	4.66
6	4	5	-238.50	13.31	240.00	0.89	1.497	14.97
Total:							5.192	51.92

diplomatiki('case9')

Objective Function Value = 17551.89 \$/hr

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.078	2.804	210.00	157.50	—	—
2	1.084	-0.735	—	—	300.00	98.61
3	1.100	-0.560	324.50	390.00	300.00	98.61
4	1.064	0.000*	0.00	-10.80	400.00	131.47
5	1.069	3.590	470.69	-165.04	—	—
Total:			1005.19	371.66	1000.00	328.69

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	252.38	-42.45	-250.79	57.46	1.584	15.84
2	1	4	187.87	33.13	-186.92	-24.35	0.953	9.53
3	1	5	-230.25	166.82	230.70	-165.93	0.449	4.49
4	2	3	-49.21	-156.07	49.45	156.29	0.243	2.43
5	3	4	-24.95	135.10	25.42	-131.23	0.466	4.66
6	4	5	-238.50	13.31	240.00	0.89	1.497	14.97
Total:							5.192	51.92

6.2.3 Case14

runopf(case14)

Objective Function Value = 8081.53 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load		Lambda(\$/MVA-hr)	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P	Q
1	1.060	0.000*	194.33	0.00	—	—	36.724	-0.094
2	1.041	-4.022	36.72	23.69	21.70	12.70	38.360	—
3	1.016	-9.926	28.74	24.13	94.20	19.00	40.575	—
4	1.014	-8.665	—	—	47.80	-3.90	40.190	0.120
5	1.016	-7.428	—	—	7.60	1.60	39.661	0.208
6	1.060	-12.689	0.00	11.55	11.20	7.50	39.734	—
7	1.046	-11.188	—	—	—	—	40.172	0.120
8	1.060	-10.415	8.49	8.27	—	—	40.170	—
9	1.044	-12.997	—	—	29.50	16.60	40.166	0.196
10	1.039	-13.233	—	—	9.00	5.80	40.318	0.309
11	1.046	-13.091	—	—	3.50	1.80	40.155	0.228
12	1.045	-13.533	—	—	6.10	1.60	40.379	0.212
13	1.040	-13.583	—	—	13.50	5.80	40.575	0.353
14	1.024	-14.274	—	—	14.90	5.00	41.197	0.571
Total:			268.29	67.63	259.00	73.50		

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	129.67	-6.36	-126.77	9.40	2.902	8.86
2	1	5	64.66	6.37	-62.61	-3.21	2.051	8.47
3	2	3	55.59	0.47	-54.25	0.56	1.344	5.66
4	2	4	48.92	-0.48	-47.63	0.79	1.285	3.90
5	2	5	37.28	1.59	-36.54	-3.00	0.737	2.25
6	3	4	-11.21	4.57	11.31	-5.63	0.099	0.25
7	4	5	-49.17	11.58	49.50	-10.53	0.331	1.04
8	4	7	22.85	-3.99	-22.85	5.04	0.000	1.05
9	4	9	14.84	1.17	-14.84	-0.04	-0.000	1.12
10	5	6	42.06	15.14	-42.06	-10.90	0.000	4.23
11	6	11	6.09	4.56	-6.04	-4.46	0.049	0.10
12	6	12	7.65	2.66	-7.58	-2.51	0.072	0.15
13	6	13	17.12	7.73	-16.91	-7.32	0.208	0.41
14	7	8	-8.49	-8.05	8.49	8.27	0.000	0.22
15	7	9	31.34	3.01	-31.34	-2.02	0.000	1.00
16	9	10	6.49	3.20	-6.47	-3.16	0.015	0.04
17	9	14	10.20	2.95	-10.06	-2.67	0.131	0.28
18	10	11	-2.53	-2.64	2.54	2.66	0.010	0.02
19	12	13	1.48	0.91	-1.47	-0.91	0.006	0.01
20	13	14	4.88	2.42	-4.84	-2.33	0.047	0.10
Total:							9.287	39.16

diplomatiki('case14')

Objective Function Value = 8081.52 \$/hr

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.060	0.000*	194.33	0.00	—	—
2	1.041	-4.022	36.72	23.69	21.70	12.70
3	1.016	-9.926	28.74	24.13	94.20	19.00
4	1.014	-8.665	—	—	47.80	-3.90
5	1.016	-7.428	—	—	7.60	1.60
6	1.060	-12.689	0.00	11.55	11.20	7.50
7	1.046	-11.188	—	—	—	—
8	1.060	-10.415	8.49	8.27	—	—
9	1.044	-12.997	—	—	29.50	16.60
10	1.039	-13.233	—	—	9.00	5.80
11	1.046	-13.091	—	—	3.50	1.80
12	1.045	-13.533	—	—	6.10	1.60
13	1.040	-13.583	—	—	13.50	5.80
14	1.024	-14.274	—	—	14.90	5.00
Total:			268.29	67.63	259.00	73.50

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	129.67	-6.36	-126.77	9.40	2.902	8.86
2	1	5	64.66	6.36	-62.61	-3.21	2.051	8.47
3	2	3	55.59	0.47	-54.25	0.56	1.344	5.66
4	2	4	48.92	-0.48	-47.63	0.79	1.285	3.90
5	2	5	37.28	1.59	-36.54	-3.00	0.737	2.25
6	3	4	-11.21	4.57	11.31	-5.63	0.099	0.25
7	4	5	-49.16	11.58	49.50	-10.53	0.331	1.04
8	4	7	22.85	-3.99	-22.85	5.04	0.000	1.05
9	4	9	14.84	1.17	-14.84	-0.04	-0.000	1.12
10	5	6	42.06	15.14	-42.06	-10.90	0.000	4.23
11	6	11	6.09	4.56	-6.04	-4.46	0.049	0.10
12	6	12	7.65	2.66	-7.58	-2.51	0.072	0.15
13	6	13	17.12	7.73	-16.91	-7.32	0.208	0.41
14	7	8	-8.49	-8.05	8.49	8.27	0.000	0.22
15	7	9	31.34	3.01	-31.34	-2.02	0.000	1.00
16	9	10	6.49	3.20	-6.47	-3.16	0.015	0.04
17	9	14	10.20	2.95	-10.06	-2.67	0.131	0.28
18	10	11	-2.53	-2.64	2.54	2.66	0.010	0.02
19	12	13	1.48	0.91	-1.47	-0.91	0.006	0.01
20	13	14	4.88	2.42	-4.84	-2.33	0.047	0.10
Total:							9.287	39.16

6.3 Επαλήθευση των αποτελεσμάτων με αξιοποίηση της ευελιξίας

Αφότου αποδείξαμε στο προηγούμενο κεφάλαιο την ορθότητα του αλγορίθμου στην επίλυση του AC-OPF, χρειάζεται να επαληθεύσουμε τα αποτελέσματα που παίρνουμε, όταν εκμεταλλευόμαστε την ευελιξία που μπορούν να παρέχουν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στο σύστημα.

Γι' αυτό το λόγο θα εξεταστεί η συμπεριφορά του αλγορίθμου για μηδενικές και πολύ μεγάλες τιμές του `generatorcost`. Όπως έχει αναφερθεί, η τιμή του `generatorcost` λειτουργεί συμβατικά ως η τιμή της παραμέτρου του μεγιστοβάθμιου όρου στη συνάρτηση κόστους των καινούριων γεννητριών. Αυτό σημαίνει ότι όταν ισχύει `generatorcost=0`, το κόστος της παραγωγής λόγω ευελιξίας θα είναι μηδενικό, οπότε αναμένουμε οι γεννήτριες αυτές να "αναλάβουν" ολόκληρη την παραγωγή, ώστε να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος. Όταν η τιμή του `generatorcost` είναι επαρκώς μεγάλη, αναμένουμε η εισαγωγή των στοιχείων ευελιξίας να μην επηρεάσει την κατανομή της παραγωγής ενεργούς ισχύος στο σύστημα. Σημειώνεται ότι στην είσοδο του προγράμματος για τα `case5`, `case9` έχουν δοθεί τα αρχεία για την ευελιξία που παρουσιάζονται στο Παράρτημα B.1 και B.2 αντίστοιχα.

6.3.1 Case5

1η περίπτωση: $\text{generatorcost} = 0$

Objective Function Value = 0.00 \$/hr

Bus Data									
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility		
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	0.975	0.745	89.85	-27.31	-	-	89.85	-8.39	
2	1.005	0.236	246.03	164.68	300.00	98.61	246.03	164.68	
3	1.010	0.417	367.28	228.94	300.00	98.61	367.28	273.41	
4	0.984	0.000*	297.78	133.71	400.00	131.47	297.78	144.85	
5	0.967	0.665	0.00	-169.40	-	-	-	-	
Total:			1000.94	330.62	1000.00	328.69	1000.94	574.54	

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	20.24	-107.50	-19.89	110.31	0.352	3.52	
2	1	4	37.89	-31.26	-37.82	31.39	0.077	0.77	
3	1	5	31.72	111.44	-31.62	-113.46	0.093	0.93	
4	2	3	-34.08	-44.24	34.12	42.69	0.032	0.32	
5	3	4	33.17	87.64	-32.91	-85.74	0.257	2.57	
6	4	5	-31.49	56.59	31.62	-55.93	0.130	1.30	
Total:							0.940	9.40	

Από τα παραπάνω μπορούμε να κάνουμε τις ακόλουθες παρατηρήσεις:

1. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν αυτό που αναμέναμε να συμβεί. Όπως φαίνεται από τα αθροίσματα των στηλών Total Generation (P) και Flexibility (P), το σύνολο της παραγόμενης ενεργούς ισχύος (1000.94 MW) οφείλεται στην ευελιξία του συστήματος
2. Το συνολικό κόστος παραγωγής είναι μηδενικό, καθώς όλη η παραγωγή γίνεται από τις γεννήτριες μηδενικού κόστους που εισήχθησαν στο σύστημα.
3. Δεν υπάρχει παραγωγή στον 5ο ζυγό, καθώς στην είσοδο είχε οριστεί $\text{num}(5)=0$, δηλαδή δεν υπάρχει διάγραμμα ευελιξίας για τον ζυγο 5.

2η περίπτωση: generatorcost $\rightarrow \infty$

Objective Function Value = 17427.94 \$/hr

Bus Data									
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility		
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	0.928	3.800	210.00	283.93	—	—	0.00	126.43	
2	0.970	-1.184	0.00	252.85	300.00	98.61	0.00	252.85	
3	0.974	-0.942	315.93	370.88	300.00	98.61	0.00	70.20	
4	0.900	0.000*	0.00	-134.40	400.00	131.47	0.00	15.09	
5	0.905	5.019	484.00	-352.00	—	—	—	—	
Total:			1009.93	421.26	1000.00	328.69	0.00	464.57	

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	263.13	-153.62	-260.11	183.22	3.025	30.25	
2	1	4	189.43	72.89	-187.98	-58.89	1.455	14.55	
3	1	5	-242.56	364.65	244.00	-352.96	1.432	14.32	
4	2	3	-39.89	-28.98	39.92	27.51	0.027	0.27	
5	3	4	-23.99	244.76	25.88	-226.37	1.899	18.99	
6	4	5	-237.91	19.39	240.00	0.96	2.090	20.90	
Total:							9.928	99.28	

Σε αυτή την περίπτωση μπορούμε να κάνουμε τις ακόλουθες παρατηρήσεις:

1. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν αυτό που αναμέναμε να συμβεί. Όπως φαίνεται από τα αθροίσματα των στηλών Total Generation (P) και Flexibility (P), το σύνολο της παραγόμενης ενεργούς ισχύος (1009.93 MW) οφείλεται στις γεννήτριες που υπήρχαν εξ αρχής στο σύστημα. Η παραγόμενη ισχύς στις νέες γεννήτριες είναι μηδενική.
2. Το συνολικό κόστος παραγωγής (17427.94 \$/hr) είναι σχεδόν ίσο με το κόστος στο απλό AC-OPF.
3. Υπάρχουν διαφοροποιήσεις στην κατανομή της ισχύος στις γραμμές και τις τιμές των τάσεων και των γωνιών σε σχέση με το απλό AC-OPF, καθώς οι νέες γεννήτριες, αν και δεν επηρεάζουν την παραγωγή ενεργούς ισχύος, έχουν μη μηδενικές τιμές αέργου.

6.3.2 Case9

1η περίπτωση: $\text{generatorcost} = 0$

Objective Function Value = 1188.75 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.021	0.000*	137.87	112.66	—	—	127.87	66.64
2	1.051	-7.233	37.35	108.58	—	—	27.35	-60.99
3	1.031	-7.879	27.58	76.49	—	—	17.58	-78.22
4	0.961	-4.640	35.90	-117.79	—	—	35.90	-117.79
5	0.953	-9.381	—	—	90.00	30.00	—	—
6	0.988	-8.789	9.39	-50.12	—	—	9.39	-50.12
7	0.951	-10.223	29.60	-52.80	100.00	35.00	29.60	-52.80
8	0.986	-8.524	19.81	-64.82	—	—	19.81	-64.82
9	0.958	-9.543	20.51	24.98	125.00	50.00	20.51	24.98
Total:			318.00	37.18	315.00	115.00	288.00	-333.13

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	4	137.87	112.66	-137.87	-95.16	-0.000	17.50
2	4	5	81.61	-11.04	-80.39	3.22	1.229	6.65
3	5	6	-9.61	-33.22	9.78	0.20	0.163	0.71
4	3	6	27.58	76.49	-27.58	-72.85	-0.000	3.65
5	6	7	27.18	22.53	-26.96	-40.31	0.221	1.87
6	7	8	-43.44	-47.50	43.77	36.33	0.333	2.82
7	8	2	-37.35	-101.11	37.35	108.58	0.000	7.46
8	8	9	13.39	-0.04	-13.26	-28.23	0.131	0.66
9	9	4	-91.23	3.21	92.15	-11.58	0.921	7.83
Total:							2.998	49.15

1. Σε αυτή την περίπτωση, όπως φαίνεται από τα αθροίσματα των στηλών Total Generation (P) και Flexibility (P), η συνολική παραγόμενη ισχύς είναι στα 318.00 MW, ενώ η παραγόμενη ισχύς λόγω ευελιξίας στα 288.00 MW. Αυτό οφείλεται στο ότι οι 3 γεννήτριες του συστήματος έχουν ελάχιστο κόστος ισχύς $P_{min}=10$ MW επομένως πρέπει να παράξουν υποχρεωτικά τα 30 MW που περισσεύουν από τους υπολογισμούς.

2. Το συνολικό κόστος παραγωγής είναι μη μηδενικό, και αντιστοιχεί στα 30 MW που παράγονται υποχρεωτικά από τις προϋπάρχουσες γεννήτριες.

2η περίπτωση: generatorcost $\rightarrow \infty$

Objective Function Value = 5294.80 \$/hr

Bus Data									
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility		
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1.061	0.000*	89.75	-54.39	-	-	0.00	-55.88	
2	1.065	4.905	134.31	-54.39	-	-	0.00	-99.24	
3	1.079	3.154	94.17	-36.33	-	-	0.00	-114.55	
4	1.092	-2.558	0.00	46.65	-	-	0.00	46.65	
5	1.083	-4.088	-	-	90.00	30.00	-	-	
6	1.100	0.489	0.00	8.03	-	-	0.00	8.03	
7	1.096	-1.336	0.00	17.02	100.00	35.00	0.00	17.02	
8	1.100	0.797	0.00	36.93	-	-	0.00	36.93	
9	1.086	-4.792	0.00	29.85	125.00	50.00	0.00	29.85	
Total:			318.23	-6.64	315.00	115.00	0.00	-131.18	

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	4	89.75	-54.39	-89.75	60.03	0.000	5.63	
2	4	5	35.15	-4.84	-34.97	-12.86	0.179	0.97	
3	5	6	-55.03	-17.14	56.04	-21.09	1.012	4.41	
4	3	6	94.17	-36.33	-94.17	41.46	0.000	5.13	
5	6	7	38.13	-12.34	-37.99	-11.65	0.143	1.21	
6	7	8	-62.01	-6.33	62.28	-9.33	0.273	2.31	
7	8	2	-134.31	65.96	134.31	-54.39	0.000	11.56	
8	8	9	72.03	-19.70	-70.65	-9.95	1.372	6.90	
9	9	4	-54.35	-10.20	54.60	-8.53	0.250	2.13	
Total:							3.230	40.26	

1. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν αυτό που αναμέναμε να συμβεί. Όπως φαίνεται από τα αθροίσματα των στηλών Total Generation (P) και Flexibility (P), το σύνολο της παραγόμενης ενεργούς ισχύος (318.23 MW) οφείλεται στις γεννήτριες που υπήρχαν εξ αρχής στο σύστημα. Η παραγόμενη ισχύς στις νέες γεννήτριες είναι μηδενική.
2. Και πάλι το συνολικό κόστος παραγωγής (5294.80 \$/hr) είναι περίπου ίσο με το κόστος στο απλό AC-OPF.

6.4 Εφαρμογή για την Αξιοποίηση της Ευελιξίας που Παρέχεται από το Δίκτυο Διανομής

Για την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με την χρησιμότητα της μεθόδου που αναπτύχθηκε, για την αξιοποίηση της ευελιξίας μέσω της συνεργασίας μεταξύ των Δικτύων Διανομής και Μεταφοράς, αναπτύχθηκαν τα test cases που αναλύονται στη συνέχεια. Στο Case A έχει αναπτυχθεί η περίπτωση κανονικής λειτουργίας του συστήματος (για το Case5 του Matpower), χωρίς αξιοποίηση της ευελιξίας που παρέχεται στο Δίκτυο Μεταφοράς από το Δίκτυο Διανομής. Στο Case B μελετάται η περίπτωση που για το ίδιο σύστημα, έχει αξιοποιηθεί η ευελιξία που παρέχεται μόνο στον πρώτο ζυγό (τον ζυγό 1), με στοιχεία που παρουσιάζονται στο Παράρτημα B.3. Για το Case C, έχει επιλεγεί η περίπτωση που έχουμε μεγαλύτερη ευελιξία από το Δίκτυο Μεταφοράς, δηλαδή σε δύο ζυγούς (τους ζυγούς 1 και 2), όπως παρουσιάζονται στο Παράρτημα B.4. Για τη διεσπαρμένη παραγωγή από την οποία παρέχεται η ευελιξία έχει επιλεγεί μηδενικό κόστος παραγωγής ($gencost=0$). Τέλος, θα συγκριθούν μεταξύ τους τα αποτελέσματα για να εξάγουμε συμπεράσματα.

Συγκεκριμένα, το παράδειγμα που μελετήθηκε αφορά ένα δίκτυο με 15.000 περίπου κατοίκους ανά ζυγό του δικτύου μεταφοράς. Η ευελιξία παρέχεται από εγκαταστημένα φωτοβολταϊκά συστήματα (στο 60% περίπου των κατοικιών). [44]

6.4.1 Case A - χωρίς ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής

Σε αυτή την περίπτωση έχει εφαρμοστεί το μοντέλο του AC-OPF, για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος για το Case 5 του Matpower [42]. Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα.

Objective Function Value = 17551.89 \$/hr

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.078	2.804	210.00	157.50	—	—
2	1.084	-0.735	—	—	300.00	98.61
3	1.100	-0.560	324.50	390.00	300.00	98.61
4	1.064	0.000*	0.00	-10.80	400.00	131.47
5	1.069	3.590	470.69	-165.04	—	—
Total:			1005.19	371.66	1000.00	328.69

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	252.38	-42.45	-250.79	57.46	1.584	15.84	
2	1	4	187.87	33.13	-186.92	-24.35	0.953	9.53	
3	1	5	-230.25	166.82	230.70	-165.93	0.449	4.49	
4	2	3	-49.21	-156.07	49.45	156.29	0.243	2.43	
5	3	4	-24.95	135.10	25.42	-131.23	0.466	4.66	
6	4	5	-238.50	13.31	240.00	0.89	1.497	14.97	
Total:							5.192	51.92	

6.4.2 Case B - με ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής σε ένα ζυγό

Σε αυτή την περίπτωση παρέχεται ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής στο ζυγό ένα, όπως παρουσιάζεται στο Παράρτημα Β.3. Ακολουθούν τα αποτελέσματα.

Objective Function Value = 11951.82 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.085	3.437	537.31	346.47	—	—	327.31	188.97
2	1.086	-1.042	—	—	300.00	98.61	—	—
3	1.100	-1.235	207.29	390.00	300.00	98.61	—	—
4	1.063	0.000*	0.00	-43.72	400.00	131.47	—	—
5	1.067	3.603	262.32	-303.91	—	—	—	—
Total:			1006.91	388.84	1000.00	328.69	327.31	188.97

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	325.28	-22.53	-322.74	47.05	2.536	25.36
2	1	4	233.83	63.76	-232.31	-49.34	1.518	15.18
3	1	5	-21.80	305.24	22.32	-303.71	0.515	5.15
4	2	3	22.74	-145.66	-22.55	145.41	0.196	1.96
5	3	4	-70.17	145.98	70.81	-140.30	0.647	6.47
6	4	5	-238.50	14.45	240.00	-0.20	1.502	15.02
Total:							6.914	69.14

6.4.3 Case C - με ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής σε δύο ζυγούς

Σε αυτή την περίπτωση παρέχεται ευελιξία από το Δίκτυο Διανομής στους ζυγούς ένα και δύο, όπως φαίνεται στο Παράρτημα Β.4. Ακολουθούν τα αποτελέσματα.

Objective Function Value = 3589.06 \$/hr

Bus Data								
Bus #	Voltage		Total Generation		Load		Flexibility	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0.931	4.396	336.47	346.47	—	—	327.31	188.97
2	0.965	0.183	327.31	188.97	300.00	98.61	327.31	188.97
3	0.968	-1.492	0.00	390.00	300.00	98.61	—	—
4	0.900	0.000*	0.00	-121.48	400.00	131.47	—	—
5	0.904	5.024	346.07	-383.44	—	—	—	—
Total:			1009.85	420.52	1000.00	328.69	654.61	377.94

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	222.11	-126.19	-219.99	146.70	2.114	21.14
2	1	4	219.21	79.94	-217.30	-61.37	1.912	19.12
3	1	5	-104.85	392.72	106.07	-383.07	1.229	12.29
4	2	3	247.30	-56.34	-246.55	62.06	0.746	7.46
5	3	4	-53.45	229.33	55.21	-212.31	1.760	17.60
6	4	5	-237.91	20.73	240.00	-0.37	2.092	20.92
Total:							9.853	98.53

6.4.4 Εξαγωγή Συμπερασμάτων

Από το προηγούμενο παράδειγμα μπορούμε να πάρουμε πολύ χρήσιμα συμπεράσματα για τη χρησιμότητα της προτεινόμενης μεθόδου, μέσω της ανάλυσης των αποτελεσμάτων για τα 3 test cases. Αυτά παρουσιάζονται στη συνέχεια με τη μορφή διαγραμμάτων.

Πρωταρχικά, παρατηρούμε σημαντική μείωση του κόστους της παραγωγής με τη σταδιακή αύξηση της παρεχόμενης ευελιξίας στο σύστημα. Αυτή μπορεί να φανεί στο ακόλουθο διάγραμμα.

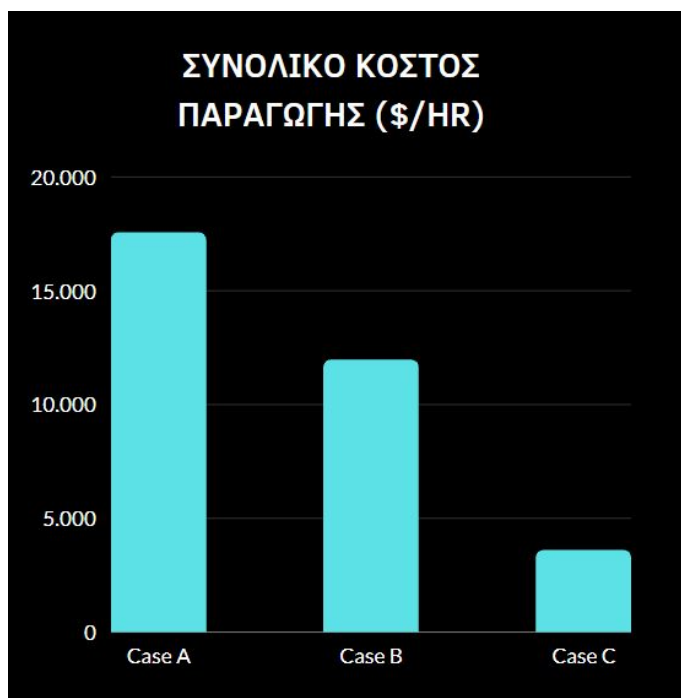


Figure 6.1: Συνολικό κόστος παραγωγής

Ταυτόχρονα, όπως είναι αναμενόμενο, παρουσιάζεται αύξηση τόσο της ενεργούς, όσο και της άεργου παραγωγής από την ευελιξία που παρέχουν τα φωτοβολταϊκά στο σύστημα.

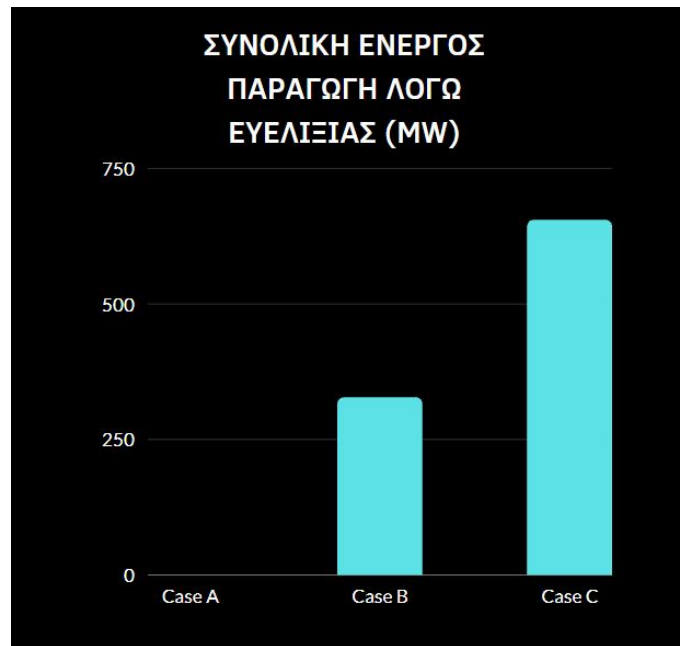


Figure 6.2: Συνολική ενεργός παραγωγή λόγω ευελιξίας

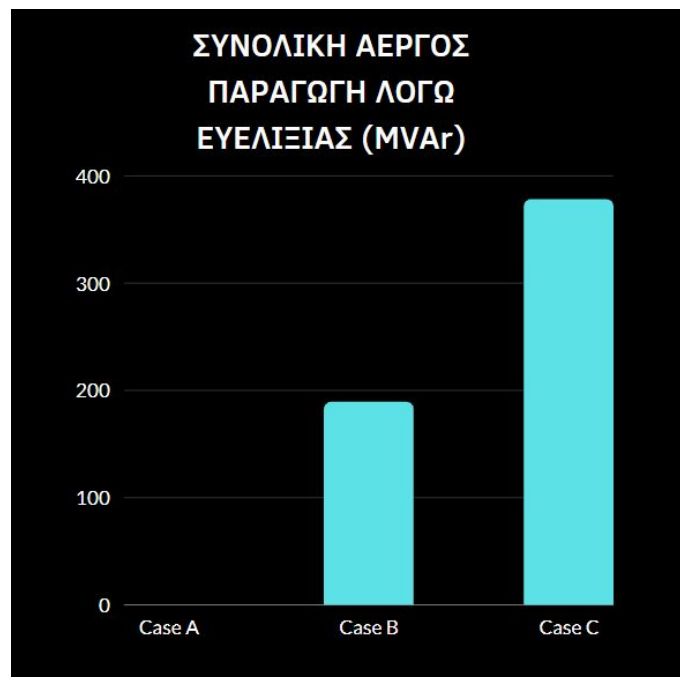


Figure 6.3: Συνολική άεργος παραγωγή λόγω ευελιξίας

Αντιθέτως, η υπόλοιπη παραγωγή από το σύστημα, που δεν βασίζεται στην παροχή ευελιξίας από τα φωτοβολταϊκά, μειώνεται καθώς παρέχεται ευελιξία από το δίκτυο διανομής.

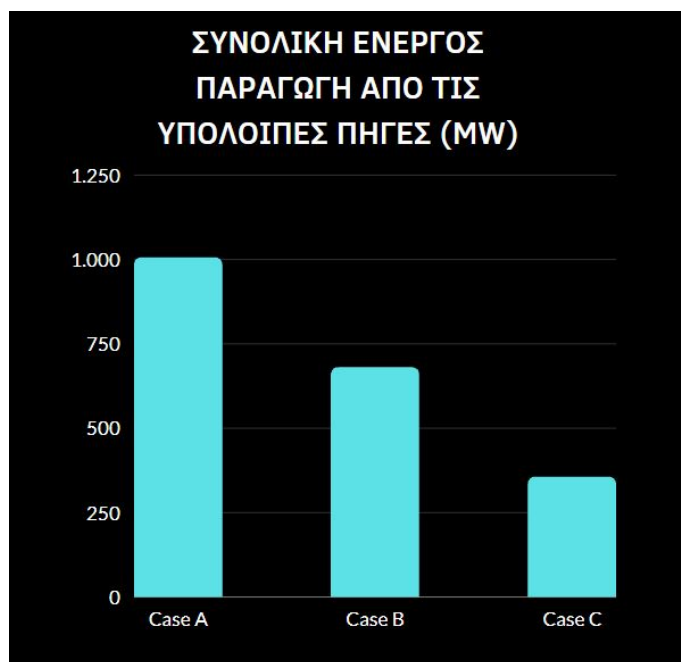


Figure 6.4: Συνολική ενεργός παραγωγή από τις υπόλοιπες πηγές

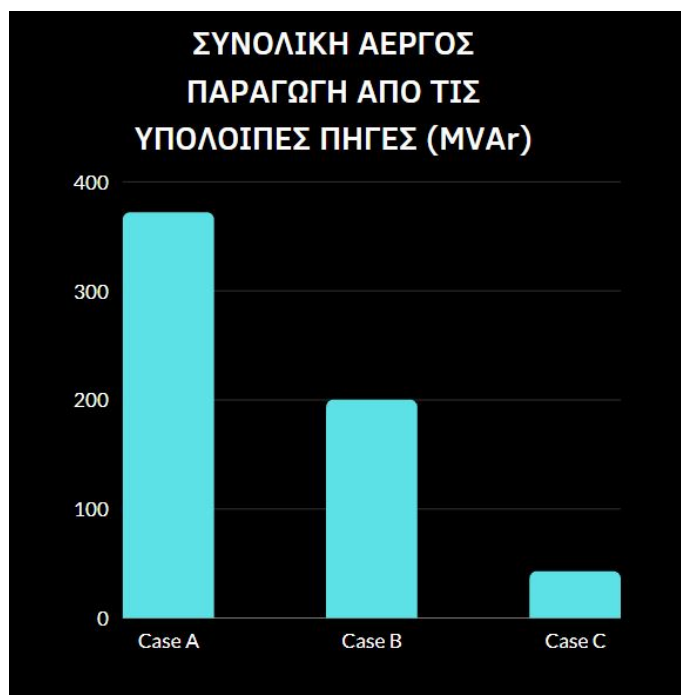


Figure 6.5: Συνολική άεργος παραγωγή από τις υπόλοιπες πηγές

Επομένως γίνεται κατανοητό ότι με την βελτίωση της συνεργασίας μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής και μέσω της αξιοποίησης της ευελιξίας μπορούμε να επιτύχουμε την πιο αποδοτική και οικονομική λειτουργία ολόκληρου του συστήματος.

Κεφάλαιο 7

Συμπεράσματα

7.1 Σύνοψη - Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική έγινε μια προσπάθεια εκμετάλλευσης από την πλευρά του δικτύου μεταφοράς των δεδομένων ευελιξίας που παρέχονται από τη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο διανομής. Για την εκμετάλλευση των δεδομένων προαπαιτείται η καλή συνεργασία μέσω ανταλλαγής πληροφοριών μεταξύ των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Με άλλα λόγια, προτάθηκαν τρόποι βελτίωσης της συνολικής απόδοσης του συστήματος, μέσω του καλύτερου συντονισμού μεταξύ των διαχειριστών του δικτύου.

Ο αλγόριθμος επιλέχθηκε να γραφεί σε περιβάλλον Matlab λόγω της μαθηματικής φύσης των υπολογισμών του προβλήματος βελτιστοποίησης (AC-OPF). Για να αξιοποιηθούν τα δεδομένα ευελιξίας που προέρχονται από τα διαγράμματα ευελιξίας σε κάθε ζυγό, δημιουργήθηκαν συναρτήσεις σε μορφή struct, στις οποίες εισήχθησαν οι συνεταγμένες των διαγραμμάτων ανά ζυγό. Επιπλέον συμπεριλήφθησαν σε αυτά οι πίνακες num και generatorcost με τον αριθμό των σημείων του διαγράμματος ανά ζυγό και το κόστος παραγωγής των γεννητριών αντίστοιχα.

Η ορθότητα του μοντέλου αποδείχθηκε μέσω της σύγκρισης των αποτελεσμάτων του απλού AC-OPF με τα αποτελέσματα του προγράμματος Matpower, για τα διάφορα γνωστά test cases του. Στην περίπτωση που παρέχεται ευελιξία, η επαλήθευση έγινε μέσω της παρατήρησης της συμπεριφοράς του αλγορίθμου για ακραίες τιμές του κόστους παραγωγής των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Για την εξαγωγή συμπερασμάτων, σχετικά με την χρησιμότητα της προτεινόμενης μεθόδου, ερευνήθηκε ένα παράδειγμα δικτύου μεταφοράς με 15.000 περίπου κατοίκους ανά ζυγό. Η

ευελιξία από το δίκτυο διανομής σε αυτό παρέχεται από εγκαταστημένα φωτοβολταϊκά συστήματα. Συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα της βέλτιστης λειτουργίας του δικτύου, με αξιοποίηση της ευελιξίας σε κανέναν, ένα και δύο ζυγούς διαδοχικά.

Συμπερασματικά, μπορούμε να καταλήξουμε στο ότι πράγματι, μέσω της εκμετάλλευσης της ευελιξίας μπορούμε να βελτιώσουμε την αποδοτικότητα του συστήματος, μειώνοντας το συνολικό κόστος παραγωγής. Αυτό βέβαια προϋποθέτει τη βελτίωση της συνεργασίας μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής.

7.2 Μελλοντικές επεκτάσεις

Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε κρίνεται επαρκώς γενικός, καθώς περιλάμβανε τη δυνατότητα εκμετάλλευσης δεδομένων ευελιξίας, όχι για μοναδικό, αλλά για κάθε ζυγό του συστήματος. Επίσης τα διαγράμματα ευελιξίας του κάθε ζυγού δεν είναι ανάγκη να έχουν τον ίδιο αριθμό σημείων, χάρη στην στήλη `num` που αναγράφει τον αριθμό των σημείων ανά ζυγό. Ωστόσο υπάρχουν ακόμη δυνατότητες επέκτασης του αλγορίθμου, οι οποίες σταχυολογούνται στη συνέχεια:

- Μπορούμε να δημιουργήσουμε μία υποσυνάρτηση που θα δημιουργεί αυτόματα τα αρχεία ‘caseflexibility’, διαβάζοντας τις συντεταγμένες των διαγραμμάτων ευελιξίας από αρχεία excel. Αυτή η διαδικασία αυτή τη στιγμή γίνεται χειροκίνητα.
- Η συνάρτηση κόστους παραγωγής έχει επιλεγθεί συμβατικά να είναι κοινή για κάθε καινούρια μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής και πολυωνυμική, ίδιου βαθμού με τις υπόλοιπες γεννήτριες του συστήματος, ώστε να διευκολύνεται η διερεύνηση των καταστάσεων στις ακραίες τιμές του κόστους. Σε μία γενικότερη μορφή, ο βαθμός και οι συντελεστές του πολυωνύμου μπορεί να καθορίζεται ξεχωριστά σε κάθε γεννήτρια από το χρήστη στην είσοδο του αλγορίθμου.
- Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου βελτιστοποίησης θα μπορούσε να υπολογίζεται και με εναλλακτικούς τρόπους, για παράδειγμα με βάση και τα κόστη παραγωγής της άεργος ισχύος ή την ελαχιστοποίηση των ενεργών και άεργων απωλειών ισχύος στις γραμμές, όπως αναγράφεται στη βιβλιογραφία. [36]
- Ένας διαφορετικός τρόπος εκτέλεσης του AC-OPF, που δεν συμπεριλήφθηκε στον αλγόριθμο, είναι λαμβάνοντας τα όρια των γραμμών με βάση τις εντάσεις του ρεύματος, αντί για τις απώλειες ισχύος, όπως αναφέρθηκε στις σχέσεις 4.16, 4.17.
- Πέρα από το AC-OPF, μπορεί να δίνεται η δυνατότητα εκτέλεσης ενός DC-OPF, αν και όπως έχει αναφερθεί, τα αποτελέσματα δεν θα είναι το ίδιο κοντά στην πραγματικότητα.

Οι περισσότερες από αυτές τις αλλαγές μπορούν να γίνουν μέσω της παροχής options στο χρήστη σαν τρίτο όρισμα κατά την κλήση του προγράμματος, με τρόπο παρόμοιο με το Matpower.

Πέρα από τροποποιήσεις στον αλγόριθμο, αντικείμενο έρευνας αποτελούν φυσικά και οι οργανωτικοί τρόποι με τους οποίους μπορούν να επιτευχθεί η καλύτερη συνεργασία μεταξύ των συνεργαστών των δικτύων μεταφοράς και διανομής, οι οποίοι ξεπερνούν τα πλαίσια της συγκεκριμένης εργασίας. Σε κάθε περίπτωση πάντως, είναι μία κατεύθυνση που θα αποκτήσει

αυξανόμενο ενδιαφέρον τα επόμενα χρόνια, καθώς τα σύγχρονα δίκτυα διανομής μεταλλάσσονται από παθητικά σε ενεργητικά, πράγμα που δημιουργεί νέα δεδομένα και νέες προκλήσεις στη διαχείρισή τους.

Βιβλιογραφία

- [1] Β. Παπαδιάς, Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αθήνα, 1985
- [2] Β. Παπακωνσταντίνου, Διπλ.Εργασία, "Ευφυή Δίκτυα στο Ελληνικό ΣΗΕ" ΗΜΜΥ, Δεκέμβριος 2017
- [3] Πανταζόπουλος Αθανάσιος, "Μεθοδολογία Πρόβλεψης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας", Διδακτορική Διατριβή, Πανεπιστήμιο Πατρών. Σχολή Πολυτεχνική. Τμήμα Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών και Πληροφορικής
- [4] Γιώννα Ειρήνη, Καπετανάκης Χρήστος, Διπλ.Εργασία, "Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας", Σεπτέμβριος 2011
- [5] Γιαννούλης Γεώργιος, "Οικονομοτεχνική μελέτη σύγκρισης κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου με διαφορετικές τεχνολογίες" ΠΑΔΑ, Πτυχ. Εργασία, 2015
- [6] Κωνσταντίνα Χαραλαμπίκη, "Τεχνικές απαιτήσεις - λύσεις για την επίτευξη μεγάλης κλίμακας αξιοποίησης των ΑΠΕ", Μεταπτυχιακή Διατριβή, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, Ελλάς, 2016, DOI: <https://doi.org/10.26233/heallink.tuc.67389>
- [7] Eduardo José Novaes Menezes, Alex Maurício Araújo, Nadège Sophie Bouchonneau da Silva, "A review on wind turbine control and its associated methods", Journal of Cleaner Production, Volume 174, 2018, Pages 945-953
- [8] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας, URL: <https://eletaen.gr/>
- [9] Breyer, C., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Child, M., Oyewo, A. S., Vainikka, P. (2017). "Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector.", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 26(8), 505-523. doi:10.1002/PIP.2950
- [10] Mineral Resources Energy, Republic of South Africa, URL: http://www.energy.gov.za/files/coal_frame.html

- [11] Independent Statistics Analytics, U.S. Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/POL>, 2019
- [12] "Korea to quadruple renewable power by 2034, downsize nuclear, coal" URL: <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20201215000856>
- [13] World Nuclear Association, February, 2021, URL: <https://world-nuclear.org/>
- [14] "Distribution of electricity production in Norway in 2019, by source", 2019, URL: <https://www.statista.com/statistics/1025497/distribution-of-electricity-production-in-norway-by-source/>
- [15] International Renewable Energy Agency, 2019, URL: https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Europe/Austria_Europe_RE_SP.pdf
- [16] Government of Canada, 2020, URL: nrcan.gc.ca/science-and-data/data-and-analysis/energy-data-and-analysis/energy-facts/electricity-facts/20068
- [17] 2018, International Hydropower Association, URL: <https://www.hydropower.org/country-profiles/ghana>
- [18] "Swiss get 75% of power from renewable sources" 2020, URL: <https://www.swissinfo.ch/eng/swiss-get-75-of-power-from-renewable-sources/46016854>
- [19] "Hydropower dominates in Brazil, at 62.17", 2018, URL: <https://www.hydroreview.com/business-finance/hydropower-dominates-in-brazil-at-62-17-of-total-installed-capacity-at-end-of-2020/gref>
- [20] Energypedia, "Kenya Energy Situation" URL: https://energypedia.info/wiki/Kenya_Energy_SituationHydropower
- [21] ΔΕΗ, "Αναλυτικός Χάρτης Σταθμών", URL: <https://www.dei.gr/el/i-dei/i-etairia/tomeis-drastiriotitas/paragwgi/analutikos-xartis-stathmw>
- [22] ΔΕΗ, "Μεταφορά", URL: <https://www.dei.gr/images/deh%20metafora.pdf>
- [23] Eurostat, "Gross Available Energy, EU, 1990-2019", URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overviewfbclid=IwAR1OaITXMMBOMCfFhqL0uWxkvIFCuqu-d0BgN-af4a8B4TH8ZstnZjBYPvE
- [24] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), URL: <https://www.admie.gr/>

- [25] "Καλώδια ΔΕΗ, μετασχηματιστές, πυλώνες: ακτινοβολίες, επιπτώσεις, ασφαλής απόσταση", URL: <https://www.home-biology.gr/ilektromagnitikes-aktinovolies/aktinovolies-xamilon-sixnotiton/metaximatistes-pilonas-kalodia-dei>
- [26] Γεώργιος Θ. Γιάσουμας, "Εκτίμηση ευελιξίας Ενεργού και Αέργου ισχύος στο σημείο διασύνδεσης Δικτύου Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής", Διπλ.Εργασία, ΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2020
- [27] W El-Khattam, M.M.A Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits", Electric Power Systems Research, Volume 71, Issue 2, 2004, Pages 119-128, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.01.006>.
- [28] Neagu, B. C., Grigoras, G., Ivanov, O. (2019). The Optimal Operation of Active Distribution Networks with Smart Systems. Advanced Communication and Control Methods for Future Smartgrids, 3.
- [29] Nikolaos Tournis (2019), Dissertation, "An initial study on the participation of demand response in the Greek electricity market"
- [30] E. Lannoye, D. Flynn and M. O'Malley, "Evaluation of Power System Flexibility," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 922-931, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2177280.
- [31] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen and L. F. Ochoa, "Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems," 2013 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2013, pp. 1-11, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672221.
- [32] S. Dalhues et al., "Research and practice of flexibility in distribution systems: A review," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 5, no. 3, pp. 285-294, Sept. 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00170.
- [33] J. Silva et al., "Estimating the Active and Reactive Power Flexibility Area at the TSO-DSO Interface," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 5, pp. 4741-4750, Sept. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805765.
- [34] S. Riaz and P. Mancarella, "On Feasibility and Flexibility Operating Regions of Virtual Power Plants and TSO/DSO Interfaces," 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810638.
- [35] Γεωργιάκης, Π. 2015. "Βέλτιστη λειτουργία και ανάπτυξη συστημάτων μεταφοράς". Κεφάλαιο Συγγράμματος: "Σύγχρονα συστήματα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.", ηλεκτρ. βιβλ., Αθήνα:Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών. κεφ 6., DOI: <http://hdl.handle.net/11419/2019>
- [36] Spyros Chatzivasileiadis, "Optimization in Modern Power Systems", Lecture, Technical University of Denmark (DTU)

-
- [37] CAIN, Mary B., et al. "History of optimal power flow and formulations". Federal Energy Regulatory Commission, 2012, 1: 1-36.
- [38] Matpower, Free, open-source tools for electric power system simulation and optimization, URL: <https://matpower.org/>
- [39] Matpower Manual, URL: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual.pdf>
- [40] Yalmip, URL: <https://yalmip.github.io/>
- [41] Savvopoulos, Nikolaos, and Nikos Hatziargyriou. "Estimating Operational Flexibility from Active Distribution Grids." 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, 2020.
- [42] Matpower Case5, Power flow data for modified 5 bus, 5 gen case based on PJM 5-bus system, data from F.Li and R.Bo, "Small Test Systems for Power System Economic Studies", Proceedings of the 2010 IEEE Power Energy Society General Meeting
- [43] Matpower Case9, Power flow data for 9 bus, 3 generator case, data from Joe H. Chow's book, p. 70.
- [44] N. Savvopoulos, C. Y. Evrenosoglu, T. Konstantinou, T. Demiray and N. Hatziargyriou, "Contribution of Residential PV and BESS to the Operational Flexibility at the TSO-DSO Interface," 2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543406.

Appendix A

Test Cases

A.1 Case5

```
1 function mpc = case5
2 %CASE5 Power flow data for modified 5 bus, 5 gen case based on PJM 5-bus system
3 % Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
4 %
5 % Based on data from ...
6 % F.Li and R.Bo, "Small Test Systems for Power System Economic Studies",
7 % Proceedings of the 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting
8
9 % Created by Rui Bo in 2006, modified in 2010, 2014.
10 % Distributed with permission.
11
12 % MAIPOWER
13 % $Id: case5.m 2408 2014-10-22 20:41:33Z ray $
14
15 %% MAIPOWER Case Format : Version 2
16 mpc.version = '2';
17
18 %%----- Power Flow Data -----%%
19 %% system MVA base
20 mpc.baseMVA = 100;
21
22 %% bus data
23 % bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone
24 Vmax Vmin
25 mpc.bus = [
26 1 2 0 0 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
27 2 1 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
28 3 2 300 98.61 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
29 4 3 400 131.47 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
30 5 2 0 0 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
31 ];
32 %% generator data
33 % bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1
```

```

Pc2      Qc1min  Qc1max  Qc2min  Qc2max  ramp_agc  ramp_10  ramp_30  ramp_q
apf
34  mpc.gen = [
35      1      40      0      30      -30      1      100      1      40      0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
36      1     170      0    127.5   -127.5  1      100      1     170  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
37      3    323.49  0     390     -390    1      100      1     520  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
38      4      0      0     150     -150    1      100      1     200  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
39      5    466.51  0     450     -450    1      100      1     600  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
40 ];
41
42 %% branch data
43 %   fbus   tbus   r   x   b   rateA   rateB   rateC   ratio   angle   status
angmin  angmax
44  mpc.branch = [
45      1   2   0.00281  0.0281  0.00712  400  400  400  0   0   1   -360  360;
46      1   4   0.00304  0.0304  0.00658   0   0   0   0   0   1   -360  360;
47      1   5   0.00064  0.0064  0.03126   0   0   0   0   0   1   -360  360;
48      2   3   0.00108  0.0108  0.01852   0   0   0   0   0   1   -360  360;
49      3   4   0.00297  0.0297  0.00674   0   0   0   0   0   1   -360  360;
50      4   5   0.00297  0.0297  0.00674  240  240  240  0   0   1   -360  360;
51 ];
52
53 %%----- OPF Data -----%%
54 %% generator cost data
55 %   1   startup   shutdown   n   x1   y1   ...   xn   yn
56 %   2   startup   shutdown   n   c(n-1)   ...   c0
57  mpc.gencost = [
58      2   0   0   2   14   0;
59      2   0   0   2   15   0;
60      2   0   0   2   30   0;
61      2   0   0   2   40   0;
62      2   0   0   2   10   0;
63 ];

```

A.2 Case9

```

1 function mpc = case9
2 %CASE9 Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
3 % Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
4 %
5 % Based on data from p. 70 of:
6 %
7 % Chow, J. H., editor. Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with
8 % Applications to Power Systems. Springer-Verlag, 1982.
9 % Part of the Lecture Notes in Control and Information Sciences book
10 % series (LNCIS, volume 46)
11 %
12 % which in turn appears to come from:
13 %
14 % R.P. Schulz, A.E. Turner and D.N. Ewart, "Long Term Power System
15 % Dynamics," EPRI Report 90-7-0, Palo Alto, California, 1974.
16
17 % MAIPOWER
18
19 %% MAIPOWER Case Format : Version 2
20 mpc.version = '2';
21
22 %%----- Power Flow Data -----%%
23 %% system MVA base
24 mpc.baseMVA = 100;
25
26 %% bus data
27 % bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
28 mpc.bus = [
29 1 3 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
30 2 2 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
31 3 2 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
32 4 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
33 5 1 90 30 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
34 6 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
35 7 1 100 35 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
36 8 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
37 9 1 125 50 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
38 ];
39
40 %% generator data
41 % bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin ...
42 % Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_age ramp_10 ramp_30 ramp_q
43 % apf
44 mpc.gen = [
45 1 72.3 27.03 300 -300 1.04 100 1 250 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
46 2 163 6.54 300 -300 1.025 100 1 300 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
47 3 85 -10.95 300 -300 1.025 100 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
48 ];
49 %% branch data
50 % fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
51 % angle status angmin angmax
52 mpc.branch = [
53 1 4 0 0.0576 0 250 250 250 0 0 1 -360 360;
54 4 5 0.017 0.092 0.158 250 250 250 0 0 1 -360 360;

```

```

55 5 6 0.039 0.17 0.358 150 150 150 0 0 1 -360 360;
56 3 6 0 0.0586 0 300 300 300 0 0 1 -360 360;
57 6 7 0.0119 0.1008 0.209 150 150 150 0 0 1 -360 360;
58 7 8 0.0085 0.072 0.149 250 250 250 0 0 1 -360 360;
59 8 2 0 0.0625 0 250 250 250 0 0 1 -360 360;
60 8 9 0.032 0.161 0.306 250 250 250 0 0 1 -360 360;
61 9 4 0.01 0.085 0.176 250 250 250 0 0 1 -360 360;
62 ];
63
64 %%—— OPF Data ——%%
65 %% generator cost data
66 % 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
67 % 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
68 mpc.gencost = [
69 2 1500 0 3 0.11 5 150;
70 2 2000 0 3 0.085 1.2 600;
71 2 3000 0 3 0.1225 1 335;
72 ];

```

Appendix B

Αρχεία Ευελιξίας

B.1 Case5flex

```
1 function flexibility = case5flex
2 %% length of columns
3 % 1 2 3 ... nb
4 flexibility.num = [
5     13 13 13 13 0
6 ];
7
8 %% p gen limits
9 % 1 2 3 ... nb
10 flexibility.p = [
11     1.87481277805276     3.74962555610552     5.62443833415828     7.49925111221104     0
12     3.27306506271219     6.54613012542438     9.81919518813657     13.0922602508488     0
13     2.82159228490668     5.64318456981336     8.46477685472004     11.2863691396267     0
14     0     0     0     0     0
15     -0.433581502896294     -0.867163005792588     -1.30074450868888     -1.73432601158518     0
16     -0.703180237976774     -1.40636047595355     -2.10954071393032     -2.8127209519071     0
17     -1.02415938209781     -2.04831876419562     -3.07247814629343     -4.09663752839124     0
18     -1.92404090921333     -3.84808181842666     -5.77212272763999     -7.69616363685332     0
19     -3.30724653643184     -6.61449307286368     -9.92173960929552     -13.2289861457274     0
20     0     0     0     0     0
21     0.764523734793343     1.52904746958669     2.29357120438003     3.05809493917337     0
22     1.26549086190057     2.53098172380114     3.79647258570171     5.06196344760228     0
23     1.87481277805276     3.74962555610552     5.62443833415828     7.49925111221104     0
24 ];
25
26 %% q gen limits
27 % 1 2 3 ... nb
28 flexibility.q = [
29     0     0     0     0
```

```
30 1.88970499503204 3.779409999006408 5.66911498509612 7.55881998012816 0
31 4.88714119570273 9.77428239140546 14.6614235871082 19.5485647828109 0
32 1.31357789715927 2.62715579431854 3.94073369147781 5.25431158863708 0
33 0.750985192238455 1.50197038447691 2.25295557671537 3.00394076895382 0
34 0.405981299684716 0.811962599369432 1.21794389905415 1.62392519873886 0
35 0 0 0 0 0
36 -1.11084553686617 -2.22169107373234 -3.33253661059851 -4.44338214746468 0
37 -5.72831903425614 -11.4566380685123 -17.1849571027684 -22.9132761370246 0
38 -2.21760738584508 -4.43521477169016 -6.65282215753524 -8.87042954338032 0
39 -1.32419395225438 -2.64838790450876 -3.97258185676314 -5.29677580901752 0
40 -0.730631489775308 -1.46126297955062 -2.19189446932592 -2.92252595910123 0
41 0 0 0 0 0
42 ];
43
44 %% cost of generators
45 flexibility.generatorcost = 0;
```


B.2 Case9flex

```

1 function flexibility = case9flex
2 %Contains flexibility information about all the buses of case5
3
4 %% length of columns
5 % 1 2 3 ... nb
6 flexibility.num = [
7     13 13 13 13 0 13 13 13 13
8 ];
9
10 %% p gen limits
11 % 1 2 3 ... nb
12 flexibility.p = [
13     1.87481277805276    3.74962555610552    5.62443833415828    7.49925111221104
14         0    1.87481277805276    3.74962555610552    5.62443833415828
15         7.49925111221104;
16     3.27306506271219    6.54613012542438    9.81919518813657    13.0922602508488
17         0    3.27306506271219    6.54613012542438    9.81919518813657
18         13.0922602508488;
19     2.82159228490668    5.64318456981336    8.46477685472004    11.2863691396267
20         0    2.82159228490668    5.64318456981336    8.46477685472004
21         11.2863691396267;
22     0 0 0 0 0 0 0 0 0;
23     -0.433581502896294 -0.867163005792588 -1.30074450868888 -1.73432601158518
24         0 -0.433581502896294 -0.867163005792588 -1.30074450868888
25         -1.73432601158518;
26     -0.703180237976774 -1.40636047595355 -2.10954071393032 -2.8127209519071
27         0 -0.703180237976774 -1.40636047595355 -2.10954071393032
28         -2.8127209519071;
29     -1.02415938209781 -2.04831876419562 -3.07247814629343 -4.09663752839124
30         0 -1.02415938209781 -2.04831876419562 -3.07247814629343
31         -4.09663752839124;
32     -1.92404090921333 -3.84808181842666 -5.77212272763999 -7.69616363685332
33         0 -1.92404090921333 -3.84808181842666 -5.77212272763999
34         -7.69616363685332;
35     -3.30724653643184 -6.61449307286368 -9.92173960929552 -13.2289861457274
36         0 -3.30724653643184 -6.61449307286368 -9.92173960929552
37         -13.2289861457274;
38     0 0 0 0 0 0 0 0 0;
39     0.764523734793343    1.52904746958669    2.29357120438003    3.05809493917337
40         0    0.764523734793343    1.52904746958669    2.29357120438003
41         3.05809493917337;
42     1.26549086190057    2.53098172380114    3.79647258570171    5.06196344760228
43         0    1.26549086190057    2.53098172380114    3.79647258570171
44         5.06196344760228;
45     1.87481277805276    3.74962555610552    5.62443833415828    7.49925111221104
46         0    1.87481277805276    3.74962555610552    5.62443833415828
47         7.49925111221104;
48 ];

```

```

27
28 %% q gen limits
29 % 1 2 3 ... nb
30 flexibility.q = [
31 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
32 1.88970499503204 3.77940999006408 5.66911498509612 7.55881998012816
33 0 1.88970499503204 3.77940999006408 5.66911498509612
34 7.55881998012816;
35 4.88714119570273 9.77428239140546 14.6614235871082 19.5485647828109
36 0 4.88714119570273 9.77428239140546 14.6614235871082
37 19.5485647828109;
38 1.31357789715927 2.62715579431854 3.94073369147781 5.25431158863708
39 0 1.31357789715927 2.62715579431854 3.94073369147781
40 5.25431158863708;
41 0.750985192238455 1.50197038447691 2.25295557671537 3.00394076895382
42 0 0.750985192238455 1.50197038447691 2.25295557671537
43 3.00394076895382;
44 0.405981299684716 0.811962599369432 1.21794389905415 1.62392519873886
45 0 0.405981299684716 0.811962599369432 1.21794389905415
46 1.62392519873886;
47 0 0 0 0 0 0 0 0;
48 -1.11084553686617 -2.22169107373234 -3.33253661059851 -4.44338214746468
49 0 -1.11084553686617 -2.22169107373234
50 -3.33253661059851 -4.44338214746468;
51 -5.72831903425614 -11.4566380685123 -17.1849571027684 -22.9132761370246
52 0 -5.72831903425614 -11.4566380685123
53 -17.1849571027684 -22.9132761370246;
54 -2.21760738584508 -4.43521477169016 -6.65282215753524 -8.87042954338032
55 0 -2.21760738584508 -4.43521477169016
56 -6.65282215753524 -8.87042954338032;
57 -1.32419395225438 -2.64838790450876 -3.97258185676314 -5.29677580901752
58 0 -1.32419395225438 -2.64838790450876
59 -3.97258185676314 -5.29677580901752;
60 -0.730631489775308 -1.46126297955062 -2.19189446932592 -2.92252595910123
61 0 -0.730631489775308 -1.46126297955062 -2.19189446932592
62 -2.92252595910123;
63 0 0 0 0 0 0 0 0;
64 ];
65
66 %% cost of generators
67 flexibility.generatorcost = 0;

```

B.3 CaseBflex

```

1 function flexibility = caseBflex
2 %%Contains flexibility information about all the buses of case5
3
4 %% length of columns
5 %      1      2      3      ...      nb
6 flexibility.num = [
7     13  0  0  0  0
8 ];
9
10 %% p gen limits
11 %      1      2      3      ...      nb
12 flexibility.p = [
13     1.87481277805276    0  0  0  0;
14     3.27306506271219    0  0  0  0;
15     2.82159228490668    0  0  0  0;
16     0                    0  0  0  0;
17    -0.433581502896294    0  0  0  0;
18    -0.703180237976774    0  0  0  0;
19    -1.02415938209781    0  0  0  0;
20    -1.92404090921333    0  0  0  0;
21    -3.30724653643184    0  0  0  0;
22     0                    0  0  0  0;
23     0.764523734793343    0  0  0  0;
24     1.26549086190057    0  0  0  0;
25     1.87481277805276    0  0  0  0;
26 ];
27
28 %% q gen limits
29 %      1      2      3      ...      nb
30 flexibility.q = [
31     0                    0  0  0  0;
32     1.88970499503204    0  0  0  0;
33     4.88714119570273    0  0  0  0;
34     1.31357789715927    0  0  0  0;
35     0.750985192238455    0  0  0  0;
36     0.405981299684716    0  0  0  0;
37     0                    0  0  0  0;
38    -1.11084553686617    0  0  0  0;
39    -5.72831903425614    0  0  0  0;
40    -2.21760738584508    0  0  0  0;
41    -1.32419395225438    0  0  0  0;
42    -0.730631489775308    0  0  0  0;
43     0                    0  0  0  0;
44 ];
45
46 %% cost of generators
47 flexibility.generatorcost = 0;

```

B.4 CaseCflex

```

1 function flexibility = caseCflex
2 %Contains flexibility information about all the buses of case5
3
4 %% length of columns
5 %      1      2      3      ...      nb
6 flexibility.num = [
7     13  13   0   0   0
8 ];
9
10 %% p gen limits
11 %      1      2      3      ...      nb
12 flexibility.p = [
13     1.87481277805276     1.87481277805276     0   0   0;
14     3.27306506271219     3.27306506271219     0   0   0;
15     2.82159228490668     2.82159228490668     0   0   0;
16     0
17     -0.433581502896294    -0.433581502896294     0   0   0;
18     -0.703180237976774    -0.703180237976774     0   0   0;
19     -1.02415938209781    -1.02415938209781     0   0   0;
20     -1.92404090921333    -1.92404090921333     0   0   0;
21     -3.30724653643184    -3.30724653643184     0   0   0;
22     0
23     0.764523734793343     0.764523734793343     0   0   0;
24     1.26549086190057     1.26549086190057     0   0   0;
25     1.87481277805276     1.87481277805276     0   0   0;
26 ];
27
28 %% q gen limits
29 %      1      2      3      ...      nb
30 flexibility.q = [
31     0
32     1.88970499503204     1.88970499503204     0   0   0;
33     4.88714119570273     4.88714119570273     0   0   0;
34     1.31357789715927     1.31357789715927     0   0   0;
35     0.750985192238455     0.750985192238455     0   0   0;
36     0.405981299684716     0.405981299684716     0   0   0;
37     0
38     -1.11084553686617    -1.11084553686617     0   0   0;
39     -5.72831903425614    -5.72831903425614     0   0   0;
40     -2.21760738584508    -2.21760738584508     0   0   0;
41     -1.32419395225438    -1.32419395225438     0   0   0;
42     -0.730631489775308    -0.730631489775308     0   0   0;
43     0
44 ];
45
46 %% cost of generators
47 flexibility.generatorcost = 0;

```

Γλωσσάριο

Ελληνικός όρος

ΑΠΕ

Ευελξία

Διεσπαρμένες Πηγές Παραγωγής

Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Διαχειριστής Δικτύου Μεταφοράς

Διαχειριστής Δικτύου Διανομής

Ενεργητικά δίκτυα διανομής

Αγγλικός όρος

RES

Flexibility

Distributed Energy Sources

Optimal Power Flow

Transmission System Operator (TSO)

Distribution System Operator (DSO)

Active distribution networks

