



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

**ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΕΝΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Απόστολος Δ. Πετρόπουλος

Επίβλεψη : Πάυλος Σ. Γεωργιάκης, Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014



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

**ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΕΝΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Απόστολος Δ. Πετρόπουλος

Επίβλεψη : Παύλος Σ. Γεωργιάκης, Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 21^η Φεβρουαρίου 2014.

.....
Παύλος Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014

.....
Απόστολος Δ. Πετρόπουλος

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

Copyright © Απόστολος Δ. Πετρόπουλος, 2014.
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι αφενός η βέλτιστη διαστασιολόγηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και των αποθηκευτικών μονάδων σε δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και αφετέρου η διερεύνηση της δυνατότητας των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο. Ως αντικειμενική συνάρτηση των δύο υποπροβλημάτων θεωρήθηκε η μεγιστοποίηση των εσόδων για τον διαχειριστή – παραγωγό του δικτύου λόγω της ενεργού ισχύος που εγχέουν οι μονάδες στο σύστημα, δηλαδή οι ανεμογεννήτριες και οι μπαταρίες, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα το κόστος λόγω απωλειών ενέργειας. Στα συγκεκριμένα υποπροβλήματα, παίζουν ουσιαστικό ρόλο τα χαρακτηριστικά των μονάδων του δικτύου, οι κλιματολογικές συνθήκες, τα τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου, οι καμπύλες ζήτησης του φορτίου, καθώς και το μοντέλο τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, δημιουργούνται δύο προσεγγιστικά μαθηματικά μοντέλα, τα οποία λαμβάνουν υπόψη όλους αυτούς τους παράγοντες, έτσι ώστε να βρεθεί η βέλτιστη λύση.

Στην παρούσα εργασία, αναπτύχθηκε λογισμικό σε περιβάλλον GAMS, το οποίο εφαρμόστηκε διαδοχικά σε δίκτυα διανομής 4, 15 και 34 ζυγών. Αρχικά, σε κάθε δίκτυο υπολογίστηκε το βέλτιστο μέγεθος των ανεμογεννητριών και των μπαταριών, οι οποίες εγκαθίστανται στη συνέχεια σε προκαθορισμένους ζυγούς στο δίκτυο διανομής. Έπειτα, στα ηλεκτρικά δίκτυα που διαμορφώνονται, επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ενεργού και άεργου ισχύος, με στόχο τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος. Τέλος, διερευνάται το πώς επηρεάζει η άεργος ισχύς που εγχέουν οι μπαταρίες στο δίκτυο, παράγοντες όπως οι απώλειες ενέργειας του δικτύου, η συνολική εισερχόμενη άεργος ενέργεια από το ανάντη δίκτυο, καθώς και οι τάσεις των ζυγών του ηλεκτρικού συστήματος.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, ανεμογεννήτριες, μπαταρίες, απώλειες ενέργειας, ανταλλαγή ισχύος, βέλτιστη ροή ενεργού και άεργης ισχύος, βελτιστοποίηση.

ABSTRACT

The scope of this thesis on the one hand is the optimal sizing of distributed generation units and storage units in distribution networks and on the other hand the exploration of batteries' reactive power capability. As objective function is supposed the total revenues from wind parks and BSSs for DSO, minimizing simultaneously the cost of energy losses. In those two sub-problems, the characteristics of the units and the network, the power demand, the electricity price models and the climate conditions play a crucial role. Thus, two approximate mathematical models are created, which take all these factors into consideration so that the optimum solution can be found.

In the present diploma thesis, a software was developed on a GAMS environment, which was applied consecutively to distribution networks of 4, 15 and 34 buses. Initially, for each network, calculated the optimal sizes of units which embedded in distribution network. After this analysis, is solved the active – reactive optimal power flow for optimal system operation. Finally, is considered how does the reactive power of batteries affect factors such as energy losses of the network, the total incoming reactive energy from the upstream network and the profile of the electric system's voltages.

KEY WORDS

Distributed generation units, wind turbines, batteries, energy losses, power exchange, active – reactive optimal power flow, optimization.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η διπλωματική αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 20013-2014 υπό την επίβλεψη του κ. Παύλου Γεωργιάκη, Καθηγητή του Ε.Μ.Π., της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, στον οποίο οφείλω ευχαριστίες για την ανάθεσή της, δίνοντας μου την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Aouss Gabash, διδάκτορα του Τεχνικού Πανεπιστημίου Ημενau, για τις πληροφορίες που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας. Επιπλέον, ευχαριστώ τον κ. Γιάννη Κατσίγιαννη, επιστημονικό συνεργάτη του Τ.Ε.Ι. Κρήτης, ο οποίος με συμβούλεψε σε σημαντικά ζητήματα. Τέλος, οφείλω ευχαριστίες στους γονείς μου, στον αδερφό μου και στους φίλους μου για τη στήριξη και τη βοήθειά τους σε όλα τα χρόνια των σπουδών μου.

Στο Δημήτρη, στην Αθανασία και στην Εριέττα για τη στήριξή τους όλα αυτά τα χρόνια.

Στο Βασίλη, για τις δύσκολες στιγμές που μου στάθηκε.

Στον Ευθύμιο, για την αγάπη στις θετικές επιστήμες που μου μπόλιασε.

Στη Φανή, για το κουράγιο που μου έδωσε κατά τη ψυχοφθόρο διαδικασία υλοποίησης της διπλωματικής μου εργασίας.

Σε όλους εκείνους, που μοιραστήκαμε τις ίδιες ανησυχίες και ονειρευτήκαμε έναν αλλιώτικο κόσμο. Άλλωστε, η πιο όμορφη θάλασσα είναι αυτή που δεν έχουμε ακόμα ταξιδέψει.

Στους διοικητικούς υπαλλήλους του ιδρύματος, οι οποίοι στέκονται με αξιοπρέπεια απέναντι στα σχέδια διάλυσης της δημόσιας και δωρεάν παιδείας. Γιατί όπως γράφει και ο ποιητής...

*Αν θέλεις να λέγεσαι άνθρωπος
δε θα πάψεις ούτε στιγμή ν' αγωνίζεσαι για την ειρήνη και για το δίκιο.
Θα βγεις στους δρόμους, θα φωνάζεις, τα χείλια σου θα ματώσουν απ' τις φωνές
το πρόσωπό σου θα ματώσει από τις σφαίρες μα ούτε βήμα πίσω.*

Τ. Λειβαδίτης

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1	Εισαγωγή	1
1.2	Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	2
1.3	Απώλειες ενεργού ισχύος δικτύων διανομής	3
1.4	Μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (ΜΔΠ)	4
1.5	Αντικείμενο και δομή της εργασίας	5
1.6	Βιβλιογραφία	6

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1	Εισαγωγή	7
2.2	Αιολική ενέργεια	8
2.2.1	Χαρακτηριστικά του ανέμου	8
2.2.2	Ταχύτητα του ανέμου	8
2.2.3	Ισχύς του ανέμου	9
2.3	Ανεμογεννήτριες	9
2.3.1	Δομή ανεμογεννητριών	9
2.3.2	Παραγωγή ισχύος	12
2.3.3	Κόστος ανεμογεννήτριας	14
2.3.4	Κόστος ανεμογεννήτριας vs Κόστους συμβατικών σταθμών παραγωγής	15
2.3.5	Υπολογισμός των παραμέτρων του προβλήματος	16
2.4	Ηλιακή ενέργεια	16
2.5	Υδροηλεκτρική ενέργεια	16
2.6	Γεωθερμική ενέργεια	17
2.7	Ενέργεια από βιομάζα	18
2.8	Ενέργεια από παλίρροια και κύματα	18
2.9	Βιβλιογραφία	19

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1	Εισαγωγή	20
3.2	Μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	20

3.3	Κόστος μονάδων αποθήκευσης	22
3.4	Τεχνολογίες αποθήκευσης	25
3.5	Αποθηκευτικές μονάδες του προβλήματος	27
3.6	Βιβλιογραφία	28

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΕΝΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

4.1	Εισαγωγή	29
4.2	Καθορισμός προβλήματος	30
4.3	Υποπρόβλημα διαστασιολόγησης μονάδων (Υποπρόβλημα Σχεδιασμού)	31
4.3.1	Δικαιολόγηση χρήσης ανεμογεννητριών και μπαταριών	31
4.3.2	Σχεδιασμός υποπροβλήματος	31
4.3.3	Μαθηματική έκφραση υποπροβλήματος	34
4.3.3.1	Αντικειμενική συνάρτηση	34
4.3.3.2	Περιορισμοί	35
4.4	Υποπρόβλημα λειτουργίας	40
4.4.1	Βέλτιστη ροή ισχύος (Optimal Power Flow / OPF)	40
4.4.2	Σχεδιασμός υποπροβλήματος	40
4.4.3	Οφέλη μπαταριών	41
4.4.3.1	Οικονομικά οφέλη	41
4.4.3.2	Τεχνικά οφέλη	42
4.4.4	Μοντελοποίηση μπαταριών	43
4.4.5	Μαθηματική έκφραση υποπροβλήματος	44
4.4.5.1	Αντικειμενική συνάρτηση	45
4.4.5.2	Περιορισμοί	46
4.4.5.3	Active – Reactive OPF vs Active OPF	50
4.5	Μεθοδολογία – Μοντέλο	50
4.6	Βιβλιογραφία	51

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS

5.1	Εισαγωγή	52
5.2	Το περιβάλλον GAMS	53
5.2.1	Δομή ενός μοντέλου στο λογισμικό GAMS	53

5.2.2	Επεξήγηση με τη χρήση παραδείγματος	54
5.3	Μη γραμμικός προγραμματισμός (Non-linear programming)	57
5.3.1	Γενικά	57
5.3.2	Ο solver CONOPT	58
5.3.2.1	Εισαγωγή	58
5.3.2.2	Αλγοριθμικές πληροφορίες	59
5.4	Βιβλιογραφία	61

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

6.1	Εισαγωγή	62
6.2	Δίκτυο 4 ζυγών	62
6.2.1	Δεδομένα	62
6.2.2	Πρόβλημα σχεδιασμού	68
6.2.3	Πρόβλημα λειτουργίας	69
6.2.3.1	Συνολικά αποτελέσματα	69
6.2.3.2	Ανάλυση αποτελεσμάτων	71
6.3	Δίκτυο 15 ζυγών	77
6.3.1	Δεδομένα	77
6.3.2	Πρόβλημα σχεδιασμού	79
6.3.3	Πρόβλημα λειτουργίας	80
6.3.3.1	Συνολικά αποτελέσματα	80
6.3.3.2	Ανάλυση αποτελεσμάτων	82
6.4	Δίκτυο 34 ζυγών	88
6.4.1	Δεδομένα	88
6.4.2	Πρόβλημα σχεδιασμού	91
6.4.3	Πρόβλημα λειτουργίας	93
6.4.3.1	Συνολικά αποτελέσματα	93
6.4.3.2	Ανάλυση αποτελεσμάτων	94
6.5	Βιβλιογραφία	101

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1	Σύνοψη της εργασίας και των αποτελεσμάτων της	102
7.2	Επεκτάσεις της εργασίας	103

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Ο ηλεκτρικός τομέας αποτελεί την πιο κρίσιμη υποδομή των σύγχρονων κοινωνιών, μιας και η αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται άμεσα με τη λειτουργία ποικίλων τεχνολογικών υποδομών.

Βέβαια, η απαίτηση για αδιάλειπτη και υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας καθίσταται επιτακτική και για τους ίδιους τους καταναλωτές. Άλλωστε, η ηλεκτρική ενέργεια είναι μια μορφή ενέργειας, η οποία μετατρέπεται εύκολα σε άλλες μορφές και είναι διαθέσιμη τη χρονική στιγμή την οποία ζητείται.

Για να επιτυγχάνεται, λοιπόν, η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης όποτε ζητείται, απαιτούνται ένα σύνολο μέσων και εγκαταστάσεων. Το σύνολο αυτό, των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται, ορίζεται ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ).

Όμως, για την ομαλή λειτουργία του το ΣΗΕ πρέπει να ικανοποιεί τις ακόλουθες προϋποθέσεις:

- Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση.
- Δεδομένης της συνεχούς χρονικής μεταβολής της ζήτησης ενεργού και αέργου ισχύος, το σύστημα πρέπει να είναι δυνατό να ικανοποιεί διαρκώς τη μεταβαλλόμενη ζήτηση.
- Η παρεχόμενη ενέργεια είναι αναγκαίο να ικανοποιεί συγκεκριμένους όρους ποιότητας (σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης).
- Η ενέργεια είναι απαραίτητο να παρέχεται με τα ελάχιστα οικονομικά και οικολογικά κόστη.

Εκτός από τα παραπάνω, η τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του ΣΗΕ: την παραγωγή, τη μεταφορά (Υπερψηλή – Υψηλή Τάση) και τη διανομή (Μέση – Χαμηλή Τάση). Στην ουσία, η ηλεκτρική ενέργεια από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί, βρίσκεται σε μια συνεχή ροή και εξαιτίας του ότι δεν είναι εφικτό να αποθηκευτεί σε μεγάλες ποσότητες με τρόπο οικονομικό, είναι αναγκαίο να παράγεται εκείνη ακριβώς τη χρονική στιγμή που καταναλώνεται.

Βέβαια, η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται στους σταθμούς παραγωγής. Συγκεκριμένα, η σύγχρονη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στη μετατροπή της θερμικής ενέργειας των ορυκτών καυσίμων (θερμικοί σταθμοί) και της μηχανικής ενέργειας των υδάτινων ροών (υδροηλεκτρικοί σταθμοί) σε ηλεκτρική ενέργεια.

Εν αντιθέσει, με τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που αναφέρθηκαν παραπάνω, τα τελευταία χρόνια καταγράφεται μια ραγδαία είσοδος των Ανανεώσιμων Πηγών

Ενέργειας (ΑΠΕ) στο τμήμα της παραγωγής, κυρίως με την εκμετάλλευση του αέρα και της ηλιακής ακτινοβολίας.

Εκτός από το ζητούμενο της παραγωγής, σημαντικό στοιχείο για να αναφερθεί είναι ο τρόπος με τον οποίο διανέμεται η ηλεκτρική ενέργεια στον τελικό καταναλωτή. Αναλυτικότερα, η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες από τα εργοστάσια παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης γίνεται με τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσης, οι οποίες μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε κεντρικά σημεία του δικτύου (τους υποσταθμούς). Από τους υποσταθμούς ξεκινούν με τη σειρά τους, τα δίκτυα διανομής μέσης τάσης, τα οποία και διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές μέσω των υποσταθμών διανομής και των γραμμών χαμηλής τάσης.

Αξίζει να σημειωθεί, ότι οι εγκαταστάσεις παραγωγής και μεταφοράς είναι οικονομικά εξαρτημένες μεταξύ τους και για αυτό ακριβώς το λόγο ο τεχνικός και οικονομικός σχεδιασμός των σταθμών παραγωγής, των κύριων γραμμών μεταφοράς και των κεντρικών υποσταθμών είναι επιτακτικό να είναι ενιαίος, με στόχο πάντα την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τη μεγαλύτερη εφικτή αξιοπιστία τροφοδότησης. Από την άλλη, το τμήμα της διανομής αποτελεί τις περισσότερες φορές μια διαφορετική λειτουργία, η οποία σχεδιάζεται και αναπτύσσεται ξεχωριστά, εξαρτώμενη σε μεγάλο βαθμό από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τόσο της περιοχής όσο και των καταναλωτών που εξυπηρετεί.

Γενικότερα, η δομή του συστήματος επηρεάζεται σε σημαντικό βαθμό από το μέγεθος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική της μεταβολή κατά τη διάρκεια του 24ώρου και από τη χωροταξική της κατανομή.

Όμως, παρόλο που το μέγεθος των ΣΗΕ διαφέρει, παρατηρούνται και κοινά στοιχεία μεταξύ τους. Όπως για παράδειγμα, το ότι τα συστήματα που χρησιμοποιούνται είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60Hz. Υπάρχουν φυσικά και οι περιπτώσεις που χρησιμοποιούνται συστήματα συνεχούς ρεύματος για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Σχετικά με την τάση λειτουργίας του συστήματος είναι αναγκαίο να παραμένει σταθερή στην ονομαστική της τιμή. Ακόμη, οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής μέσης τάσης έχουν τρεις αγωγούς φάσεων, ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης διαθέτουν έναν επιπλέον αγωγό, τον ουδέτερο αγωγό.

Όσον αφορά τους πελάτες, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στα δίκτυα υψηλής και μέσης τάσης χαρακτηρίζονται στην πλειονότητά τους ως βιομηχανικοί καταναλωτές, ενώ στα δίκτυα χαμηλής τάσης συνδέονται πελάτες οικιακής χρήσης και ένα μεγάλο μέρος των πελατών εμπορικής χρήσης.

Τέλος, είναι αναμενόμενο ότι η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζει την ποσότητα των καυσίμων που χρησιμοποιούνται για τη λειτουργία των συμβατικών σταθμών παραγωγής, ενώ η μορφή της καμπύλης ζήτησης περιγράφει χρονικά την απασχόληση των εγκαταστάσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής από τους καταναλωτές [1.1].

1.2 ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας αφορά το σύνολο εκείνων των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου μέσω των οποίων παρέχεται η ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Συγκεκριμένα, τα δίκτυα διανομής είναι τριφασικά και εκτείνονται μέχρι το μετρητή της παρεχόμενης στον καταναλωτή ενέργειας. Ύστερα από το μετρητή εκτείνεται η εσωτερική ηλεκτρική εγκατάσταση, η οποία περιλαμβάνει με τη σειρά της το εσωτερικό δίκτυο διανομής και τις συσκευές κατανάλωσης.

Φυσικά, η διάκριση των δικτύων διανομής και μεταφοράς ποικίλει από χώρα σε χώρα. Από τη μια μεριά η συνεχής αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και από την άλλη η τεχνολογική εξέλιξη, οδήγησαν στη χρήση όλο και υψηλότερης τάσης για το τμήμα της διανομής. Συνεπώς, αυτό με τη σειρά του είχε ως συνέπεια, δίκτυα τα οποία παλιότερα έπαιζαν το ρόλο της μεταφοράς, τώρα να αποτελούν κομμάτι της διανομής.

Βέβαια, στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η αξία των εγκαταστάσεων διανομής κυμαίνεται στο 30% του συνολικού κόστους των εγκαταστάσεων. Ένα επιπλέον χαρακτηριστικό της διανομής είναι το πλήθος των στοιχείων που την αποτελούν. Σχετικά με τις απώλειες ενέργειας στο επίπεδο της διανομής είναι περίπου διπλάσιες από ότι στο επίπεδο της μεταφοράς.

Όσον αφορά την κατασκευαστική διαμόρφωση των δικτύων διανομής σχετίζεται άμεσα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά δόμησης των περιοχών, και γενικότερα, με τη χωροταξική διαμόρφωση κάθε χώρας. Το συγκεκριμένο γεγονός, επιβεβαιώνεται από το ότι τα δίκτυα μεταφοράς κάθε χώρας παρουσιάζουν σε γενικές γραμμές παρόμοια χαρακτηριστικά, πράγμα που δε συμβαίνει στην περίπτωση των δικτύων διανομής. Επίσης, η χωροταξική διαμόρφωση αποτελεί και το στοιχείο κατηγοριοποίησης των δικτύων διανομής σε εναέρια και υπόγεια. Τα εναέρια δίκτυα είναι φθηνότερα ως προς το κομμάτι της κατασκευής και εμφανίζουν αποκατάσταση βλαβών σε συντομότερο χρόνο σε σχέση με τα υπόγεια. Ωστόσο, στις πυκνοκατοικημένες περιοχές χρησιμοποιούνται κυρίως υπόγεια δίκτυα διανομής, μιας και αφενός ο χώρος είναι περιορισμένος και αφετέρου δεν επιβαρύνουν αισθητικά το περιβάλλον.

Γενικά, η τοπολογία των δικτύων διανομής είναι κατά κανόνα ακτινική ή βροχοειδής. Η ακτινική λειτουργία του δικτύου διανομής έγκειται στο γεγονός ότι όλα τα φορτία του δικτύου τροφοδοτούνται από το ένα μόνο άκρο τους. Συνεπώς, οι κλάδοι του δικτύου δε συνδέονται μεταξύ τους. Αντίθετα, στη βροχοειδή λειτουργία, τα δίκτυα διανομής είναι κλειστά, μέσω των βρόχων που σχηματίζουν οι γραμμές. Η συγκεκριμένη μορφή επιτρέπει την οικονομία γραμμών και προσφέρει εναλλακτική τροφοδότηση σε περίπτωση βλαβών, ενώ η ακτινική απλοποιεί και διευκολύνει ζητήματα διανομής προστασίας του δικτύου και ροής ενέργειας. Τέλος, πολλά δίκτυα διανομής έχουν σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε να μετατρέπονται από ακτινικά σε βροχοειδή και αντίστροφα, μέσω διακοπών ή αποζευκτών [1.2].

1.3 ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΕΝΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Οι απώλειες ενεργού ισχύος των δικτύων διανομής είναι σημαντικές σε σχέση με την ισχύ που διανέμεται στους καταναλωτές. Εμφανίζονται, εξαιτίας του ότι οι αγωγοί των τριφασικών γραμμών διανομής καθώς και τα τυλίγματα των μετασχηματισμών που χρησιμοποιούνται παρουσιάζουν ωμική αντίσταση, με αποτέλεσμα να παράγονται θερμικές απώλειες, οι οποίες υπολογίζονται ως εξής:

$$P_{απ} = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.1)$$

όπου:

I : Η τιμή του ρεύματος που διαρρέει μία φάση της γραμμής διανομής.

R : Η τιμή της αντίστασης ανά φάση της γραμμής διανομής.

Στο ελληνικό δίκτυο οι ετήσιες απώλειες ενέργειας στη Μέση & Χαμηλή Τάση, δηλαδή στα Δίκτυα Διανομής, είναι της τάξης του 6.5%, ενώ στην Υψηλή τάση 4%. Συνεπώς, οι απώλειες ενεργού ισχύος αποτελούν ένα σημαντικό μέρος της παραγόμενης ισχύος και για αυτό ακριβώς το λόγο είναι πολύ σημαντική η μείωσή τους.

Το ότι οι απώλειες που καταγράφονται στο τμήμα της διανομής είναι υψηλότερες σε σχέση με αυτές στη μεταφορά, δικαιολογείται από το γεγονός του ότι η τιμή του ρεύματος, από την οποία εξαρτώνται οι θερμικές απώλειες, είναι αντιστρόφως ανάλογη της τάσης (χαμηλή τάση – υψηλή τιμή ρεύματος) [1.2].

Τέλος, αναφέρονται ορισμένοι τρόποι μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος σε ένα δίκτυο διανομής, οι οποίοι είναι οι εξής:

- Αύξηση της διατομής των αγωγών.
- Διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής.
- Μείωση του ρεύματος με διόρθωση συντελεστή ισχύος μέσω αντιστάθμισης αέργου ισχύος.
- Ανασχηματισμός της τοπολογίας του δικτύου.

1.4 ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΜΔΠ)

Για πολλές δεκαετίες το ηλεκτρικό σύστημα των χωρών βασιζόταν σε ένα κεντρικό σύστημα παραγωγής. Στην ουσία, η ροή της ενέργειας ήταν από τους παραγωγούς προς τους καταναλωτές και για αυτό ακριβώς το λόγο αναπτύχθηκαν μεγάλοι σταθμοί παραγωγής, όπως για παράδειγμα οι θερμικοί και οι πυρηνικοί. Στη λειτουργία αυτού του μοντέλου συμμετείχαν ενεργά και εκτεταμένα δίκτυα μεταφοράς.

Όμως, το σκηνικό πλέον αλλάζει. Εμφανίζεται σημαντικό ενδιαφέρον για τη σύνδεση μονάδων παραγωγής στα δίκτυα διανομής, κάτι που είναι γνωστό ως διεσπαρμένη παραγωγή. Αφενός η αυξημένη περιβαλλοντική συνείδηση, η οποία πλέον επιτάσσει περιορισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και αφετέρου τεχνικοί και οικονομικοί παράγοντες έπαιξαν σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής [1.3].

Αναλυτικότερα, οι καταναλωτές με τη δυνατότητα να συμμετέχουν στην τοπική παραγωγή, θεωρούνται πλέον ενεργές οντότητες στο δίκτυο και όχι απλά παθητικά φορτία. Άλλωστε, λόγω της διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής, τα συστήματα διανομής παύουν πλέον να είναι παθητικά, να τροφοδοτούν μόνο φορτία, αλλά ενεργά.

Βέβαια, για να εξασφαλιστεί η καλύτερη δυνατή χρήση των υπάρχουσων υποδομών μέσω της βέλτιστης κατανομής των ΜΔΠ, πρέπει να συνυπολογιστούν οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου και οικονομικοί παράγοντες. Αναλυτικότερα, το θερμικό όριο των γραμμών, η επαρκή υποστήριξη ως προς την τάση του δικτύου, καθώς και η ποιότητα της τροφοδοτούμενης ισχύος είναι θέματα που είναι απαραίτητο να διερευνηθούν. Όσον αφορά τους οικονομικούς παράγοντες, εμπεριέχουν στοιχεία όπως το κόστος εγκατάστασης, το λειτουργικό κόστος, τα προσδοκώμενα έσοδα κ.α. [1.4].

Τέλος, σε ένα δίκτυο διανομής για να επιτευχθεί η βέλτιστη λειτουργία του είναι καθοριστικής σημασίας να εντοπιστούν αφενός οι κατάλληλες θέσης σύνδεσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και αφετέρου το κατάλληλο μέγεθός τους, χωρίς ταυτόχρονα να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου. Αντίθετα η διασύνδεση των ΜΔΠ, να έχει

ως συνέπεια θετικά οφέλη για το δίκτυο, όπως για παράδειγμα τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος.

1.5 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η βέλτιστη διαστασιολόγηση ανεμογεννητριών και μονάδων αποθήκευσης σε δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με σκοπό στη συνέχεια τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου, έτσι ώστε να μεγιστοποιείται το οικονομικό όφελος για τον διαχειριστή – παραγωγό.

Κατά την παραπάνω ανάλυση, λαμβάνεται υπόψη η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης του να συνεισφέρουν στο κομμάτι της άεργης ισχύος και πραγματοποιείται μια εκτενής έρευνα για το πώς επηρεάζει η συγκεκριμένη δυνατότητα χαρακτηριστικά του δικτύου, όπως για παράδειγμα τις απώλειες ενεργού ισχύος, τη συνολική εισερχόμενη άεργη ενέργεια και την τάση των ζυγών.

Αναλυτικότερα, η δομή της εργασίας οργανώνεται σε επτά κεφάλαια:

Στο **Κεφάλαιο 2**, περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, εστιάζοντας στην αιολική ενέργεια. Επίσης, καθορίζεται ο ρόλος των πηγών αυτών στο πρόβλημα που μελετάται και πραγματοποιείται μια οικονομική ανάλυση του κόστους εγκατάστασης των Α/Γ.

Στο **Κεφάλαιο 3**, παρατίθενται πληροφορίες για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας, τις τεχνολογίες που υφίστανται, καθώς και τα οφέλη που επιφέρει η χρήση τους στο δίκτυο. Επιπρόσθετα, περιγράφεται μια διαδικασία υπολογισμού του κόστους εγκατάστασης των μονάδων αποθήκευσης.

Στο **Κεφάλαιο 4**, ορίζονται δύο μαθηματικά μοντέλα προς επίλυση, με παράθεση όλων των δεδομένων και των εξισώσεών τους. Το πρώτο μαθηματικό μοντέλο αφορά τη βέλτιστη διαστασιολόγηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και των μονάδων αποθήκευσης, ενώ το δεύτερο μοντέλο σχετίζεται με τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου, έτσι ώστε να επιτυγχάνονται τα μέγιστα οικονομικά οφέλη για το διαχειριστή – παραγωγό του δικτύου. Επίσης, παρουσιάζονται και οι μεθοδολογίες επίλυσής τους.

Στο **Κεφάλαιο 5**, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά και ορισμένα παραδείγματα χρήσης του λογισμικού βελτιστοποίησης GAMS, το οποίο χρησιμοποιήθηκε για την επίλυση των δύο υποπροβλημάτων.

Στο **Κεφάλαιο 6**, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των δύο υποπροβλημάτων, με το GAMS, ύστερα από την εφαρμογή του μαθηματικού μοντέλου του Κεφαλαίου 4 σε δίκτυα διανομής 4, 15 και 34 ζυγών αντίστοιχα. Επίσης, γίνεται ένας σχολιασμός των αποτελεσμάτων με τη βοήθεια πινάκων και γραφικών παραστάσεων.

Στο **Κεφάλαιο 7**, εμπεριέχει τη σύνοψη της εργασίας και τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τα τρία δίκτυα διανομής. Επιπλέον, αναφέρονται πιθανές επεκτάσεις – περαιτέρω εφαρμογές της παρούσας εργασίας.

1.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1.1] Κ. Βουρνάς, και Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2006.
- [1.2] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*, том I. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1994.
- [1.3] Δ. Ζαχαροπούλου, *Μέθοδοι περιορισμού των ανυψώσεων τάσης σε δίκτυα διανομής με διεσπαρμένη παραγωγή*, Πάτρα: Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, Ιούλιος 2012.
- [1.4] Γ. Φίντζος, *Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής με Χρήση Γενετικού Αλγορίθμου και Βέλτιστης Ροής Φορτίου*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Ιούλιος 2012.

ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η σταδιακή απεξάρτηση από τα συμβατικά καύσιμα αποτελεί επιτακτική ανάγκη στην εποχή μας. Από τη μία η μείωση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων, που έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των τιμών τους, και από την άλλη η περιβαλλοντική μόλυνση είναι οι δύο βασικοί λόγοι για να συμβεί αυτό. Προς αυτή την κατεύθυνση συντελεί με τη σειρά της, η όλο και μεγαλύτερη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα ηλεκτρικά δίκτυα [2.1].

Ο όρος Ανανεώσιμη Ενέργεια αναφέρεται στην ενέργεια, η οποία αντλείται από πηγές που δεν εξαντλούνται ή αντικαθίστανται. Για παράδειγμα, η αιολική, η ηλιακή, η υδροηλεκτρική, η γεωθερμική και η ενέργεια από βιομάζα. Επιπρόσθετα, η συγκεκριμένη μορφή ενέργειας έχει τα εξής χαρακτηριστικά [2.2]:

- ο Είναι ανεξάντλητη.
- ο Η χρήση της δεν ρυπαίνει το περιβάλλον (καθαρή ενέργεια).
- ο Η αξιοποίησή της έγκειται στην ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδεκτών τεχνολογιών.

Γενικά, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας παράγουν το 16 % της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται στον πλανήτη και αποτελούν περίπου το 50 % της επιπλέον εγκατεστημένης ισχύος ενός έτους (στοιχεία έτους 2010).

Αναλυτικότερα, η ευρύτερα χρησιμοποιούμενη μορφή καθαρής ενέργειας, εκτός της υδροηλεκτρικής, είναι η αιολική ενέργεια με παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς 198 GW, ενώ η ηλιακή ενέργεια ανέρχεται στα 40 GW (έτος 2010) [2.3]. Η εγκατεστημένη ισχύς της αιολικής ενέργειας είναι σχεδόν πενταπλάσια της ηλιακής, εξαιτίας του ότι μέσω των ανεμογεννητριών παράγεται ηλεκτρική ενέργεια σε τιμές συγκρίσιμες με αυτές των συμβατικών πηγών και σε μεγάλη σχετικά ισχύ (τάξη MW), πράγμα που δε συμβαίνει στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών [2.4].

Όμως, το βασικό πρόβλημα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έγκειται στη στοχαστική τους φύση [2.1]. Συγκεκριμένα, τόσο ο άνεμος όσο και η ηλιακή ακτινοβολία παρουσιάζουν δυναμική συμπεριφορά, με αποτέλεσμα να μην είναι εφικτή η παραγωγή ενέργειας όποτε αυτό απαιτείται. Παρόλα αυτά, ο συγκεκριμένος σκόπελος ξεπερνιέται με τη χρήση μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται διάφορες μορφές Ανανεώσιμης Ενέργειας και αναφέρονται ορισμένα στατιστικά στοιχεία για τη χρήση τους. Όσον αφορά τις ανεμογεννήτριες, γίνεται εκτενέστερη ανάλυση, μιας και στο υπάρχων δίκτυο είναι εκείνες που χρησιμοποιούνται ως μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

2.2 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

2.2.1 Χαρακτηριστικά του ανέμου

Ο άνεμος αποτελεί κίνηση αέριων μαζών, η οποία οφείλεται από διαφορές θερμοκρασιών εντός της ατμόσφαιρας. Αναλυτικότερα, οι διαφορετικές θερμοκρασίες δημιουργούνται λόγω [2.5]:

- ο Της μορφολογίας του εδάφους (βουνά, θάλασσα κτλ.).
- ο Της διαφοράς γεωγραφικού πλάτους.

Όσον αφορά τους ανέμους της πρώτης περίπτωσης, χαρακτηρίζονται από σχετική σταθερότητα (εποχιακοί άνεμοι με μεγάλη περίοδο μεταβολής), ενώ της δεύτερης κατηγορίας από μικρή χρονική διάρκεια (ημερήσια ή ωριαία).

2.2.2 Ταχύτητα του ανέμου

Η στιγμιαία ταχύτητα του ανέμου είναι το άθροισμα της μέσης ταχύτητας και της τυρβώδους συνιστώσας του [2.5]:

$$V_w(t) = \bar{V}_w(t) + v(t) \quad (2.1)$$

όπου:

$$\bar{V}_w(t) = \frac{1}{T} \int_0^T V_w(t), \quad T \text{ ορισμένη χρονική περίοδος} \quad (2.2)$$

Ο όρος τυρβώδης συνιστώσα οφείλεται στη χαρακτηριστική κίνηση του ανέμου στο κατώτερο μέρος της ατμόσφαιρας («ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα»), δηλαδή στο τμήμα που υπάρχουν ανθρώπινες κατασκευές. Στην ουσία, εντός αυτού του στρώματος η ταχύτητα του ανέμου παρουσιάζει διακυμάνσεις, οι οποίες περιλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα συχνοτήτων. Επίσης, η ταχύτητά του στο συγκεκριμένο στρώμα μεταβάλλεται ανάλογα με τα εμπόδια που συναντά στην επιφάνεια της γης. Με απλά λόγια, αυξάνεται διαρκώς από το μηδέν (ταχύτητα που εμφανίζει στην επιφάνεια της γης) έως μια σταθερή τιμή (ταχύτητα που εμφανίζει στο άνω όριο του στρώματος, το οποίο χαρακτηρίζεται από ελεύθερη ροή).

Σχετικά με τη μέτρηση της μέσης ταχύτητας, επιτυγχάνεται με τη χρήση ανεμομέτρων τύπου κυπέλλου ή έλικας. Βέβαια, τα πιο σύγχρονα ανεμόμετρα, εκτός από τη μέτρηση της μέσης ταχύτητας, πραγματοποιούν και στατιστική ανάλυση του ανέμου. Επιπρόσθετα, η μέση ταχύτητα μεταβάλλεται σε συνάρτηση του ύψους από το έδαφος ως εξής [2.5]:

$$\frac{\bar{V}_w(Z)}{\bar{V}_w(H)} = \left(\frac{Z}{H} \right)^a \quad (2.3)$$

όπου:

Z & H : Τα δύο διαφορετικά ύψη.

α : Συντελεστής που εξαρτάται από το είδος του εδάφους (σε θάλασσα ή άμμο ισούται με 0.1, ενώ σε προάστια πόλεως με 0.32).

Τέλος, η τύρβη αποτελεί στατιστικό μέγεθος και εκφράζεται με τη βοήθεια της τυπικής απόκλισης και της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας του ανέμου.

2.2.3 Ισχύς του ανέμου

Στην ουσία, η ισχύς μιας ποσότητας αέρα με πυκνότητα ρ και επιφάνεια A , η οποία κινείται με ταχύτητα V , ισούται με την ανά μονάδα χρόνου κινητική ενέργεια που περιέχεται σε αυτή. Συγκεκριμένα [2.5]:

$$P = \frac{1}{2}(\rho \cdot A \cdot V) \cdot V^2 = \frac{1}{2}(\rho \cdot A \cdot V^3) \quad (2.4)$$

όπου:

$\rho \cdot A \cdot V$: Η μάζα του κινούμενου αέρα.

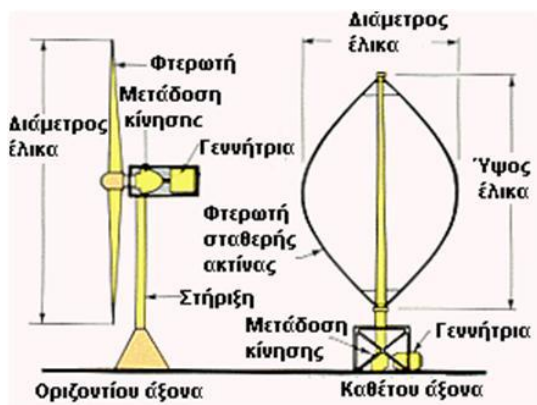
ρ : Η πυκνότητα, η οποία εξαρτάται από την ατμοσφαιρική πίεση και τη θερμοκρασία (κυμαίνεται από 1.2 έως $1.3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$).

2.3 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

2.3.1 Δομή Ανεμογεννητριών

Υπάρχουν πολλών ειδών ανεμογεννήτριες, οι οποίες κατατάσσονται σε δύο βασικές κατηγορίες [2.6]:

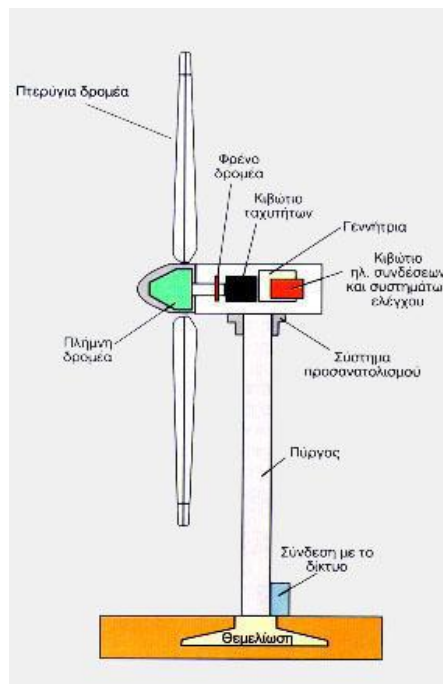
- Οριζόντιου άξονα, των οποίων ο δρομέας είναι τύπου έλικα και βρίσκεται συνεχώς παράλληλος με την κατεύθυνση του ανέμου του εδάφους.
- Κατακόρυφου άξονα, των οποίων ο δρομέας παραμένει σταθερός και είναι κάθετος προς την επιφάνεια του εδάφους.



Σχήμα 2.1: Κατηγορίες Ανεμογεννητριών

Φυσικά, οι ανεμογεννήτριες είναι κατασκευασμένες με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε να εκμεταλλεύονται την κινητική ενέργεια του ανέμου και να την μετατρέπουν σε κινητική. Άλλωστε, κάθε ανεμογεννήτρια αποτελείται από τα παρακάτω τμήματα [2.6]:

- Τον πύργο
- Την έλικα με δύο ή τρία πτερύγια
- Το κιβώτιο ταχυτήτων (πολλαπλασιαστή στροφών)
- Το μηχανισμό ελέγχου του βήματος των πτερυγίων
- Το μηχανισμό περιστροφής και προσανατολισμού
- Το μηχανικό φρένο
- Τη γεννήτρια
- Τον ηλεκτρικό πίνακα και τον πίνακα ελέγχου



Σχήμα 2.2: Δομή Ανεμογεννήτριας Οριζόντιου Άξονα

Παρακάτω αναλύονται ορισμένα από τα προαναφερόμενα μέρη. Συγκεκριμένα:

Ο πύργος: Στηρίζει την έλικα και την άτρακτο η οποία περιέχει το μηχανικό φρένο, το κιβώτιο ταχυτήτων, τη γεννήτρια και το μηχανισμό περιστροφής. Το ύψος του πύργου κατά το παρελθόν κυμαινόταν στο εύρος των 25 – 55 m, ενώ στις μέρες μας φτάνει τα 115 m. Τις περισσότερες περιπτώσεις είναι κατασκευασμένος είτε από οπλισμένο σκυρόδεμα είτε από μέταλλο. Σχετικά με την κατασκευή του, είναι συνήθως σωληνωτή και σπανιότερα δικτυωτή. Αξίζει να τονιστεί ότι υφίσταται σύνθετη στατική και κυρίως δυναμική καταπόνηση. Κατά το σχεδιασμό του, λοιπόν, είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη εκείνες ακριβώς οι προϋποθέσεις έτσι ώστε να αποφεύγονται συνθήκες συντονισμού.

Ο δρομέας (ή έλικα): Αποτελείται από 2 ή 3 πτερύγια, τα οποία έχουν την αεροδυναμική μορφή των ελίκων του αεροπλάνου, με αρκετή συστολή και συνεχή μείωση της διατομής τους από την βάση προς τα άκρα. Βέβαια, η σταθερή μηχανική καταπόνηση που

οφείλεται στις φυγόκεντρες δυνάμεις, καθώς και αυτή που οφείλεται στις ταλαντώσεις των πτερυγίων, κάνουν το σχεδιασμό των πτερυγίων τον πιο αδύναμο μηχανικό σύνδεσμο του συστήματος.

Όσον αφορά τη στήριξη των πτερυγίων της έλικας στον άξονα του δρομέα, ενδέχεται να είναι σταθερή (περύγιο σταθερού βήματος) ή μεταβλητή, δηλαδή να είναι δυνατή η περιστροφή του στο σημείο εδράσεως (περύγιο μεταβλητού βήματος). Οι συγκεκριμένες παραλλαγές είναι βασικής σημασίας για τον έλεγχο ισχύος – ταχύτητας περιστροφής του ανεμοκινητήρα, καθώς και για την ασφάλεια της λειτουργίας του.

Βέβαια, η τεχνολογία κατασκευής των πτερυγίων βρίσκεται σε συνεχή εξέλιξη και πολλά είδη υλικών έχουν χρησιμοποιηθεί, όπως για παράδειγμα πολυουρεθάνη, υαλόνημα, ξύλο και ανθρακονήματα κ.α.

Μηχανισμός περιστροφής και προσανατολισμού: Διαρκώς στρέφει την έλικα προς την κατεύθυνση του ανέμου. Από τη μία πλευρά οι θεωρητικές μελέτες υπαγορεύουν τον ελεύθερο ρυθμό περιστροφής της έλικας όσο το δυνατό περισσότερο, από την άλλη όμως, τα στρεφόμενα περύγια παράγουν υψηλές γυροσκοπικές ροπές κατά τη διάρκεια του προσανατολισμού, που συχνά έχουν ως αποτέλεσμα υψηλό θόρυβο (θόρυβος εκτός των προβλεπόμενων ορίων). Συνεπώς, απαιτείται ένας ελεγχόμενος ρυθμός προσανατολισμού.

Έλεγχος ταχύτητας: Η ταχύτητα του δρομέα πρέπει να ελέγχεται για τρεις λόγους, οι οποίοι είναι οι εξής:

- Μέγιστη απόληψη ισχύος από τον άνεμο.
- Προστασία του δρομέα, της γεννήτριας και των ηλεκτρονικών ισχύος από υπερφόρτιση σε συνθήκες υψηλού ανέμου.
- Προστασία του δρομέα από υπερταχύτητα κατά τη διάρκεια αποσύνδεσης ή άλλου φαινομένου.

Σύστημα ελέγχου: Αποτελεί το συνολικό σύστημα εποπτείας (supervision management) και περιλαμβάνει και επιμέρους συστήματα ελέγχου, όπως της κλίσης των πτερυγίων (pitch control), των μετατροπών ισχύος, της γεννήτριας και της περιστροφής της ατράκτου (yaw control). Στην ουσία, το σύστημα ελέγχου προσαρμόζει τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας στις εκάστοτε συνθήκες ανέμου, επιτηρεί την ασφάλεια και μεγιστοποιεί την απόδοσή της. Όπως είναι αναμενόμενο, η πολυπλοκότητα των συστημάτων ελέγχου παρουσιάζει συνεχή αύξηση κατά τα τελευταία χρόνια και αποτελεί βασικό κριτήριο εξέλιξης των ανεμογεννητριών.

Γενικότερα, το είδος της γεννήτριας που μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μία ανεμογεννήτρια είναι σύγχρονη ή ασύγχρονη, με την ασύγχρονη γεννήτρια επαγωγής, βέβαια, να προτιμάται τις περισσότερες φορές. Επίσης, οι πρόσφατες ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών με σύγχρονη γεννήτρια και μετατροπέα πλήρους ισχύος δεν απαιτούν κιβώτιο.

Τέλος, η τοποθέτηση πολλών ανεμογεννητριών σε μια μεγάλη έκταση ορίζεται ως αιολικό πάρκο. Φυσικά, ανάλογα με την τοποθεσία λειτουργίας του αιολικού πάρκου διακρίνονται σε τρία είδη, ως εξής [2.6]:

- Χερσαία (onshore)
- Θαλάσσια (offshore)
- Κοντά στην ακτή (nearshore)

2.3.2 Παραγωγή ισχύος

Η αεροδυναμική διατομή των πτερυγίων δημιουργεί τις αναγκαίες συνθήκες ώστε να αναπτύσσεται ωφέλιμη ροπή. Η ισχύς του δρομέα είναι [2.5]:

$$P_{\text{rotor}} = \frac{1}{2} (\rho \cdot C_p \cdot A \cdot v_w^3) \quad (2.5)$$

όπου:

R : Η ακτίνα του δρομέα.

$A = \pi \cdot R^2$: Η επιφάνεια που σαρώνουν τα πτερύγια.

$C_p(\lambda, \beta)$: Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος.

$\lambda = \frac{R \cdot \omega_R}{v_w}$: Ο λόγος της ταχύτητας των ακροπτερυγίων προς την ταχύτητα του ανέμου.

ω_R : Η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα.

v_w : Η ταχύτητα του ανέμου.

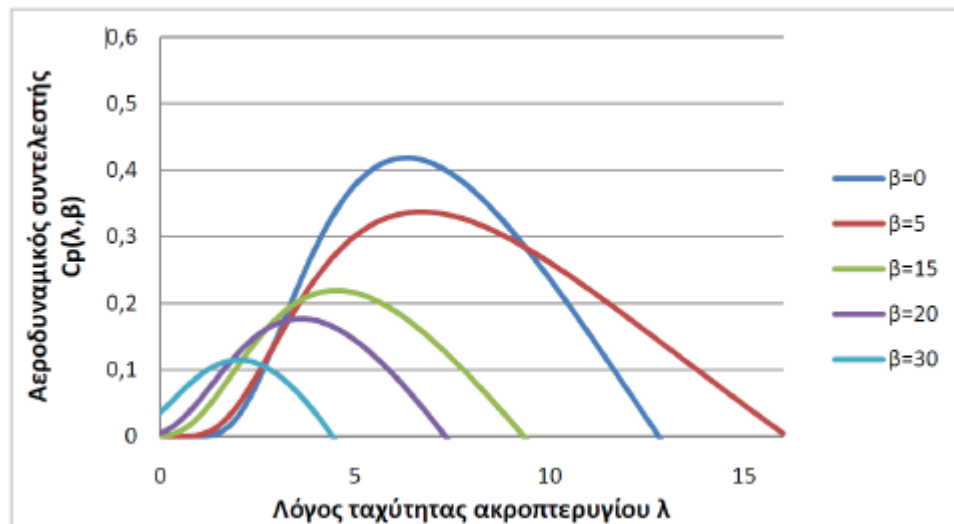
β : Η γωνία των πτερυγίων ως προς την ταχύτητα του ανέμου.

Η παραπάνω ισχύς μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω της γεννήτριας και αποδίδεται έπειτα στο δίκτυο.

Όσον αφορά τον αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος (C_p) εξαρτάται από τα λ και β .

Θεωρητικά, ο συγκεκριμένος συντελεστής έχει ως μέγιστη τιμή το όριο του Betz $\left(\frac{16}{27}\right)$.

Περισσότερα για την εξάρτηση του συντελεστή C_p σε σχέση με το λ και το β , απεικονίζονται στο Σχήμα 2.3.



Σχήμα 2.3: Εξάρτηση του C_p από τα λ και β

Συνεπώς, ανάλογα με το αν το β είναι σταθερό (ανεμογεννήτρια τύπου stall) ή μπορεί να ελεγχθεί (ανεμογεννήτρια τύπου pitch), οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται στις δύο

συγκεκριμένες κατηγορίες. Βέβαια, στις μέρες μας οι ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιούνται ως επί το πλείστον είναι τύπου pitch.

Μια δεύτερη διάκριση για τις Α/Γ υφίστανται με βάση τον έλεγχο των στροφών. Συγκεκριμένα, οι ανεμογεννήτριες χωρίζονται σε ανεμογεννήτριες σταθερών και μεταβλητών στροφών. Ουσιαστικά, μέσω του ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα και της γωνίας των πτερυγίων, αρχικά ελέγχεται η τιμή του C_p και στη συνέχεια η παραγόμενη ισχύς.

Όσον αφορά τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας, ισχύει ότι οι περιοχές λειτουργίας της σχετίζονται άμεσα με το εύρος τιμών της ταχύτητας του ανέμου εκείνη τη χρονική στιγμή. Συγκεκριμένα, καταγράφονται οι εξής περιοχές λειτουργίας της [2.6]:

- Η ταχύτητα σύνδεσης της ανεμογεννήτριας (cut - in speed), στην οποία αρχίζει η ανεμογεννήτρια να παράγει ισχύ.
- Η περιοχή βέλτιστου αεροδυναμικού συντελεστή (constant maximum C_p region), όπου η ταχύτητα περιστροφής μεταβάλλεται ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου έτσι ώστε η απόληψη ισχύος από τον άνεμο να βελτιστοποιείται.
- Η περιοχή σταθερής ισχύος εξόδου (constant power output region).
- Η ταχύτητα αποσύνδεσης (cut - out speed).

Με βάση τα παραπάνω, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι ανεμογεννήτριες τίθενται σε λειτουργία όταν η ταχύτητα του ανέμου βρίσκεται εντός συγκεκριμένων ορίων, της ταχύτητας ένταξης (cut - in speed) και της ταχύτητας αποσύνδεσης (cut - out speed). Συνήθως, ο έλεγχος γίνεται κατά τέτοιο τρόπο έτσι ώστε η παραγόμενη ισχύς να ισούται με [2.1]:

$$P_{\text{παραγόμενο}} = \begin{cases} 0, & v_w < v_{\text{cut-in}} \\ P_{\text{nom}} \frac{v_w - v_{\text{cut-in}}}{v_{\text{nom}} - v_{\text{cut-in}}}, & v_{\text{cut-in}} \leq v_w < v_{\text{nom}} \\ P_{\text{nom}}, & v_{\text{nom}} \leq v_w < v_{\text{cut-out}} \\ 0, & v_w \geq v_{\text{cut-out}} \end{cases} \quad (2.6)$$

όπου:

v_w : Η ταχύτητα του ανέμου κάθε χρονική στιγμή.

$v_{\text{cut-in}}$: Η ταχύτητα ένταξης της Α/Γ $\left(\text{θεωρείται } 4 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)$.

v_{nom} : Η ονομαστική ταχύτητα της Α/Γ $\left(\text{θεωρείται } 14 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)$.

.

$v_{\text{cut-out}}$: Η ταχύτητα αποσύνδεσης της Α/Γ $\left(\text{θεωρείται } 24 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)$.

2.3.3 Κόστος Ανεμογεννήτριας

Λόγω της διαρκούς βελτίωσης της απόδοσης των Α/Γ και των υψηλών τιμών των καυσίμων, η αιολική ενέργεια γίνεται όλο και οικονομικά πιο ανταγωνιστική σε σχέση με τη συμβατική. Αυτό επιβεβαιώνεται ιδιαίτερα στις περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό [2.4].

Παρόλο όμως τα θετικά της εγκατάστασης των Α/Γ, δεν παύει κατά την υλοποίηση μιας επένδυσης να είναι απαραίτητη η οικονομοτεχνική μελέτη της. Αρχικά, είναι αναγκαίο να γίνει μια πρώτη ανάλυση του κόστους αγοράς των μονάδων παραγωγής. Συγκεκριμένα, το κόστος εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας αποτελείται από τους παρακάτω όρους [2.5]:

Κόστος Επένδυσης (Investment Cost): Το μεγαλύτερο του μέρος αφορά το κόστος αγοράς της κατασκευής. Για παράδειγμα, στην Ευρώπη το κόστος αγοράς μιας Α/Γ ανέρχεται στα $1.230.000 \frac{\text{Euros}}{\text{MW}}$ κατά μέσο όρο, ενώ στην Ελλάδα το συγκεκριμένο κόστος είναι ελαφρώς

χαμηλότερα, στα $1.100.000 \frac{\text{Euros}}{\text{MW}}$. Ωστόσο, το κόστος επένδυσης ποικίλει ανάλογα τη χώρα

εγκατάστασης της Α/Γ και το μέγεθός της. Πέρα όμως, από το κόστος αγοράς της Α/Γ, το συνολικό κόστος επένδυσης εμπεριέχει και μια σειρά επιπλέον κόστη. Τα σημαντικότερα κόστη πέρα από αυτά που αναφέρθηκαν είναι τα εξής [2.5]:

- Κόστος διασύνδεσης με το δίκτυο (αποτελεί το 2 - 10 % του συνολικού κόστους επένδυσης).
- Κόστος θεμελίωσης Α/Γ (αποτελεί το 1 - 9% του συνολικού κόστους επένδυσης).
- Κόστος ηλεκτρολογικής εγκατάστασης (αποτελεί το 1 - 9 % του συνολικού κόστους επένδυσης).

Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (Operation & Maintenance Cost – O&M Cost):

Αποτελεί ένα μεγάλο ποσοστό του ετήσιου κόστους της ανεμογεννήτριας. Όπως είναι φυσικό, το κόστος αυτό δεν είναι σταθερό, αλλά κυμαίνεται ανάλογα με τα χρόνια λειτουργίας της. Λόγω της σημασίας του, οι κατασκευάστριες εταιρείες προσπαθούν να μειώσουν το συγκεκριμένο κόστος σημαντικά, επανασχεδιάζοντας τις Α/Γ με τέτοιον τρόπο ώστε να χρειάζονται σπανιότερα συντήρηση και να εμφανίζουν λιγότερες βλάβες. Αναλυτικότερα, τα κόστη που περιλαμβάνει ο συγκεκριμένος οικονομικός όρος είναι τα εξής [2.5]:

- Κόστος συντήρησης (σταθερό με τη διάρκεια λειτουργίας της μονάδας).
- Κόστος επισκευής (επηρεάζεται από τη διάρκεια λειτουργίας της μονάδας).
- Κόστος ανταλλακτικών (επηρεάζεται από τη διάρκεια λειτουργίας της μονάδας)
- Κόστος διαχείρισης της λειτουργίας του αιολικού πάρκου (σταθερό με τη διάρκεια λειτουργίας της μονάδας).

Αξίζει να σημειωθεί, ότι το κόστος συντήρησης και λειτουργίας είναι δύσκολο να προβλεφθεί μιας και αλλάζει από χρόνο σε χρόνο και αυξάνεται καθώς τα χρόνια λειτουργίας της ανεμογεννήτριας αυξάνονται. Επίσης, οι εκτιμήσεις είναι απρόβλεπτες, ειδικά κατά τα έτη λειτουργίας της Α/Γ που συγκλίνουν στο τέλος της διάρκειας ζωής της (20 έτη). Το συγκεκριμένο συμβαίνει, μιας και δεν υπάρχουν πολλές Α/Γ που να λειτουργούν τόσα πολλά χρόνια, με αποτέλεσμα τα δεδομένα στα οποία είναι δυνατή η πρόσβαση να είναι περιορισμένα.

Όμως, μέσω μιας εμπειρικής εκτίμησης θεωρείται ότι το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της Α/Γ για κάθε χρόνο, κυμαίνεται στο 3 - 5% του συνολικού κόστους επένδυσης. Συνεπώς, κάθε χρόνο είναι αναγκαίο ο συγκεκριμένος όρος να υπολογίζεται και να ανάγεται στο έτος βάσης. Επίσης, έχει καταγραφεί ότι το κόστος συντήρησης και λειτουργίας μειώνεται καθώς η τεχνολογία εξελίσσεται και κατασκευάζονται ανεμογεννήτριες όλο και μεγαλύτερου μεγέθους. Στην ουσία, οι νέες τεχνολογίες σχεδίασης υπόσχονται βλάβες σε πιο αραιά χρονικά διαστήματα και λιγότερη συντήρηση, επομένως και μικρότερο κόστος.

Γενικότερα, οι κατασκευαστές εκτιμούν ότι κάθε νέα γενιά Α/Γ μειώνει το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τα αιολικά πάρκα κατά 3-5% [2.5]. Επίσης, λαμβάνοντας υπόψη τη μείωση του κόστους επένδυσης, σε συνάρτηση πάντα με τη βελτίωση της αποδοτικότητάς της, υφίσταται η πρόβλεψη ότι καθώς διπλασιάζεται η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στον πλανήτη, περίπου κάθε 4 χρόνια, μειώνεται κατά 9-17% το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις Α/Γ (€ ανά kWh).

2.3.4 Κόστος Ανεμογεννήτριας vs Κόστους Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής

Στην περίπτωση των ανεμογεννητριών, το 75-80% του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με το κόστος αγοράς των μονάδων. Αντίθετα, στους συμβατικούς σταθμούς (π.χ. φυσικού αερίου) το 40-60% του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με το κόστος καυσίμου και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

Όσον αφορά το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς, σε γενικές προσδιορίζεται από τους εξής παράγοντες [2.4]:

- Το κόστος καυσίμων
- Το κόστος εκπομπών CO₂
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operation & Maintenance Cost – O&M Cost)
- Το κόστος κεφαλαίου (capital cost), συμπεριλαμβανόμενου του σχεδιασμού και της αγοράς του χώρου που κατασκευάστηκε η μονάδα.

Συνεπώς, η εφαρμογή της αιολικής ενέργειας αποτρέπει πλήρως το κόστος καυσίμων και εκπομπών CO₂, καθώς και ένα σημαντικό τμήμα του O & M Cost. Όσον αφορά το επίπεδο της μείωσης του capital cost, στην περίπτωση της αιολικής ισχύς σε πρώτη φάση σχετίζεται άμεσα με τις συνολικές επενδύσεις που γίνονται στις Α/Γ και σε δεύτερη φάση συνδέεται με τη στρατηγική που θα ακολουθηθεί κατά τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό δίκτυο από τις ρυθμιστικές αρχές [2.4].

Γενικότερα, η ανταγωνιστικότητα της αιολικής ενέργειας αυξάνεται σημαντικά καθώς η τιμή των καυσίμων παρουσιάζει αυξητική τάση και οι Α/Γ πλέον εμφανίζουν καλύτερα χαρακτηριστικά. Από τη μία πλευρά η καλύτερη απόδοση και από την άλλη η εγκατάστασή τους σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό (καλύτερες μετεωρολογικές προβλέψεις), οδηγούν προς αυτή την κατεύθυνση. Ουσιαστικά, η αβεβαιότητα σχετικά με τις μελλοντικές τιμές των ορυκτών καυσίμων επιφέρει σημαντικό κίνδυνο για το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων στο μέλλον.

2.3.5 Υπολογισμός των παραμέτρων του προβλήματος

Για το πρόβλημα, το οποίο παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4, και αφορά, μεταξύ άλλων, την τοποθέτηση ανεμογεννητριών σε δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, συλλέγονται ετήσια δεδομένα για την ημερήσια και ωριαία ταχύτητα του ανέμου από το ΣΗΕ της Κρήτης [έτος 2004]. Στη συνέχεια, με βάση αυτά τα δεδομένα και τις 12 τυπικές καμπύλες του ανέμου που κατασκευάζονται (μία για τη μέγιστη ταχύτητα του ανέμου κάθε εποχής, μία για τη μέση και μία για την ελάχιστη), για κάθε ώρα υπολογίζεται ο λόγος $\frac{P_{\text{παραγόμενο}}}{P_{\text{nom}}}$. Το $\frac{P_{\text{παραγόμενο}}}{P_{\text{nom}}}$ αποτελεί τον όρο $\text{wind}(h)$, ο οποίος δηλώνει το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος που παράγουν οι ανεμογεννήτριες την ώρα h (Κεφάλαιο 4). Επίσης, ονομάζεται και συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor).

2.4 ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Ο ήλιος είναι η πιο πλούσια και ανεξάντλητη πηγή ενέργειας. Ωστόσο, το πλειονηφικό ποσοστό της παραμένει ανεκμετάλλευτο. Με αριθμητικά δεδομένα εκτιμάται ότι το ποσό της ηλιακής ενέργειας που φθάνει στην επιφάνεια της γης σε μια ημέρα είναι 10000 με 15000 φορές περισσότερο από τη συνολική παγκόσμια κατανάλωση [2.3].

Στην ουσία, η ηλιακή ενέργεια, εκμεταλλεύεται τη φωτεινή και τη θερμική ενέργεια που προέρχεται από τον ήλιο. Στις μέρες μας, αυτή η μορφή ενέργειας αξιοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [2.2].

Η ηλιακή ενέργεια, λοιπόν, εμφανίζει τόσο θερμικές όσο και φωτοβολταϊκές εφαρμογές. Όσον αφορά την πρώτη περίπτωση, η συλλογή της ηλιακής ενέργειας συντελεί στην παραγωγή θερμότητας, κυρίως για τη θέρμανση του νερού, το οποίο με τη σειρά του μετατρέπεται σε ατμό για την κίνηση τουρμπινών. Στη δεύτερη εφαρμογή, τα φωτοβολταϊκά συστήματα μετατρέπουν το φως του ήλιου σε ηλεκτρισμό με τη χρήση φωτοβολταϊκών κυψελών ή συστοιχιών.

Γενικά, η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται με διάφορους τρόπους, οι οποίοι διακρίνονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες [2.6]:

- Παθητικά Ηλιακά Συστήματα (η ηλιακή ενέργεια μετατρέπεται σε εσωτερική ενέργεια δομικών καταστάσεων).
- Ενεργά Ηλιακά Συστήματα [η ηλιακή ενέργεια μετατρέπεται σε άλλη μορφή (Φωτοβολταϊκά Συστήματα) ή χρησιμοποιείται ως θερμικό ρευστό σε κίνηση (Θερμοσιφωνικά Συστήματα)].

2.5 ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι η πιο σημαντική και ευρέως χρησιμοποιούμενη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Αναλυτικότερα, αντιπροσωπεύει το 16% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στις μέρες μας, σε ολόκληρο τον πλανήτη υπάρχουν περίπου 45.000 μεγάλα υδροηλεκτρικά φράγματα σε λειτουργία. Οι χώρες που εμφανίζουν τη μεγαλύτερη παραγωγή υδροηλεκτρισμού είναι η Κίνα, οι Η.Π.Α., η Βραζιλία και ο Καναδάς [2.3].

Είναι η ενέργεια, η οποία στηρίζεται στην εκμετάλλευση της μηχανικής ενέργειας του νερού των ποταμών και της μετατροπής της σε ηλεκτρική με τη βοήθεια στροβίλων και

ηλεκτρογεννητριών. Οι γεννήτριες που χρησιμοποιούνται τις περισσότερες φορές στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς είναι σύγχρονες, συνήθως με έκτυπους πόλους και χαμηλή ταχύτητα περιστροφής. Βέβαια, σε εγκαταστάσεις μικρότερης ισχύος χρησιμοποιούνται ακόμα και ασύγχρονες μηχανές.

Η ποσότητα του ηλεκτρισμού που παράγεται από τους εν λόγω σταθμούς είναι ανάλογη δύο μεγεθών. Αφενός καθορίζεται από τον όγκο του νερού που ρέει και αφετέρου από την υψομετρική διαφορά μεταξύ της ελεύθερης επιφάνειας του νερού στη δεξαμενή αποθήκευσης και του στροβίλου. Συνήθως, η ενέργεια που παράγεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς χρησιμοποιείται συμπληρωματικά ως προς άλλες συμβατικές πηγές ενέργειας, καλύπτοντας τα φορτία αιχμής του δικτύου.

Γενικότερα, τα υδροηλεκτρικά έργα ταξινομούνται σε μεγάλης και μικρής κλίμακας. Συγκεκριμένα, τα μικρής κλίμακας υδροηλεκτρικά έργα διαφέρουν σε σχέση με τα μεγάλης, σε ότι αφορά τις επιπτώσεις τους στο περιβάλλον. Άλλωστε, η δημιουργία φραγμάτων και τεράστιων δεξαμενών, αναπόσπαστα στοιχεία της κατασκευής ενός έργου μεγάλης κλίμακας, όχι μόνο επιφέρουν μεγάλο κόστος αλλά και σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον. Στην ουσία, η κατασκευή φραγμάτων επηρεάζει ολόκληρο το οικοσύστημα, καθώς μεταβάλλει ριζικά τη μορφολογία της περιοχής. Αντίθετα, τα μικρής κλίμακας υδροηλεκτρικά εγκαθίστανται δίπλα σε ποτάμια ή κανάλια και η λειτουργία τους παρουσιάζει πολύ μικρότερη περιβαλλοντική όχληση. Για αυτό ακριβώς το λόγο, μόνο οι υδροηλεκτρικές μονάδες μικρής δυναμικότητας, της τάξης των 30 MW, συμπεριλαμβάνονται μεταξύ των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

2.6 ΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Όπως προκύπτει από τα ηφαίστεια, τις θερμές πηγές και από μετρήσεις σε γεωτρήσεις, το εσωτερικό της γης βρίσκεται σε υψηλή θερμοκρασία, η οποία υπερβαίνει τους 5000 °C στον πυρήνα. Ουσιαστικά, η συγκεκριμένη θερμότητα που εμπεριέχεται στο εσωτερικό της γης, αποτελεί τη γεωθερμική ενέργεια και μπορεί να θεωρηθεί πρακτικά ανεξάντλητη [2.6].

Με απλά λόγια, η γεωθερμική ενέργεια είναι η θερμότητα εσωτερικών στρωμάτων της γης, η οποία γίνεται εκμεταλλεύσιμη όταν υπάρχουν οι κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες. Άλλωστε, υπάρχει ένα πλήθος εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμική ενέργεια, το μέγεθος των οποίων κυμαίνεται από 10 MW μέχρι και άνω των 100 MW [2.3].

Αναλυτικότερα, η συγκεκριμένη μορφή Ανανεώσιμης Πηγής Ενέργειας αξιοποιείται στις χώρες όπου είναι διαθέσιμη και κυρίως στις περιοχές των γεωτεκτονικών πλακών, όπως για παράδειγμα Ισλανδία, Ιταλία, Ιαπωνία, Ν. Ζηλανδία κτλ. [2.3]. Η χρήση της, κατά κύριο λόγο, σχετίζεται με τη θέρμανση χώρων και θερμοκηπίων ή με την αξιοποίηση της θερμότητας σε βιομηχανικές διεργασίες. Όπως είναι λογικό, σε περιοχές όπου το περιεχόμενο της γεωθερμικής ενέργειας είναι υψηλό μπορεί να αξιοποιηθεί ο ατμός, ο οποίος παράγεται, ακόμα και σε ατμοστροβιλικές μονάδες παραγωγής.

Τέλος, οι εγκαταστάσεις γεωθερμίας χαρακτηρίζονται από τα εξής στοιχεία:

- Υψηλό κόστος εγκατάστασης
- Πολύ χαμηλό έως μηδενικό κόστος παραγωγής

2.7 ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΒΙΟΜΑΖΑ

Ο όρος βιομάζα αναφέρεται σε οποιοδήποτε υλικό, το οποίο παράγεται από ζωντανούς οργανισμούς, όπως για παράδειγμα το ξύλο και άλλα προϊόντα του δάσους, τα υπολείμματα των καλλιεργειών ή τα κτηνοτροφικά απόβλητα. Η βιομάζα είναι ανανεώσιμη με την έννοια ότι μετασχηματίζεται, καταστρέφεται και αναδημιουργείται. Στην ουσία, η βιομάζα μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο, μέσω κατάλληλων θερμοχημικών διεργασιών επεξεργασίας.

Φυσικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη βιομάζα έχει ποικίλα περιβαλλοντολογικά οφέλη και για αυτό ακριβώς το λόγο έχουν γίνει αρκετές μελέτες για τη χρήση της. Οι περισσότερες εξ' αυτών, χρησιμοποιούν γεωργικά απόβλητα, λύνοντας παράλληλα και το πρόβλημα της αποκομιδής τους.

Η βιομάζα χρησιμοποιείται κυρίως σε αναπτυσσόμενες χώρες, οι οποίες παράγουν περίπου το ένα τρίτο της ενέργειάς τους από αυτήν. Αναλυτικότερα, περίπου 2.5 δισεκατομμύρια άνθρωποι εξαρτώνται από τη βιομάζα για την κάλυψη των αναγκών τους σε θέρμανση, φωτισμό και μαγείρεμα [2.3]. Βέβαια, ο συνηθισμένος τρόπος αξιοποίησης της βιομάζας είναι η καύση της είτε σε σόμπες είτε πλέον σε λέβητες.

Μια σχετικά καινούρια μορφή αξιοποίησης της βιομάζας είναι και η παραγωγή βιοαερίου ή biodiesel. Το βιοαέριο με τη σειρά του καίγεται σε μονάδες εσωτερικής καύσης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

2.8 ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΠΑΛΙΡΡΟΙΑ ΚΑΙ ΚΥΜΑΤΑ

Τέτοιου είδους μονάδες δεν αναμένεται να διεισδύσουν σε επίπεδο της τοπικής διανομής, μιας και απαιτούν συγκεκριμένες τοποθεσίες εγκατάστασης. Βέβαια, η τεχνολογία που απαιτείται για να μετατραπεί η παλιρροιακή ενέργεια σε ηλεκτρισμό είναι παρόμοια με την τεχνολογία που χρησιμοποιείται σε παραδοσιακά υδροηλεκτρικά εργοστάσια.

Όμως, η παραγωγή εξαρτάται από τη δύναμη των κυμάτων, με αποτέλεσμα να παρουσιάζει διακυμάνσεις από μέρα σε μέρα και από ώρα σε ώρα. Όπως είναι φυσικό, οι τοποθεσίες εγκατάστασης πρέπει να εμφανίζουν έντονο και επαναλαμβανόμενο κυματισμό, αρκετές φορές το έτος. Επίσης, είναι αναγκαίο να λαμβάνονται τα απαραίτητα μέτρα για την αντοχή των κατασκευών κατά τις ακραίες καιρικές συνθήκες.

Τέλος, αν και η συγκεκριμένη μορφή ΑΠΕ είναι η λιγότερη ώριμη σε σχέση με αυτές που αναφέρθηκαν παραπάνω, το ενδιαφέρον που παρουσιάζει είναι σημαντικό. Οι περισσότερες κατασκευές που αξιοποιούν αυτή τη μορφή ενέργειας έχουν εγκατασταθεί στην Ευρώπη και συγκεκριμένα στην Πορτογαλία και τη Μεγάλη Βρετανία.

2.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [2.1] A. Gabash and P. Li, “Active-Reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2026–2035, Nov. 2012.
- [2.2] Δ. Ζαχαροπούλου, *Μέθοδοι περιορισμού των ανυψώσεων τάσης σε δίκτυα διανομής με διεσπαρμένη παραγωγή*, Πάτρα: Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, Ιούλιος 2012.
- [2.3] Global Status Report, Renewables 2011
- [2.4] EWEA Report, “Wind Energy – The facts,” vol.2, pp. 94-110, 2007
- [2.5] Σ. Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας – Σημειώσεις Παραδόσεων*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2008.
- [2.6] Μ. Π. Παπαδόπουλος, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Από Ανανεώσιμες Πηγές*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1997.

ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η αποθήκευση ενέργειας ορίζεται ως η αποθήκευση κάποιας μορφής ενέργειας, η οποία είναι εφικτό να αξιοποιηθεί σε μεταγενέστερο χρονικό διάστημα, έτσι ώστε να εκτελέσει ορισμένες χρήσιμες λειτουργίες.

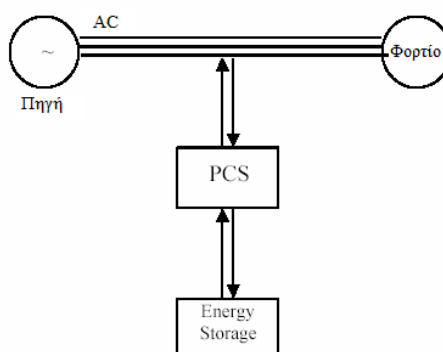
Ένα βασικό χαρακτηριστικό της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι δε μπορεί να αποθηκευτεί αποτελεσματικά και οικονομικά σε μεγάλες ποσότητες. Συνεπώς, είναι αναγκαίο να παράγεται ηλεκτρική ενέργεια τη χρονική στιγμή που ζητείται. Η συγκεκριμένη αναγκαιότητα οδηγεί σε εξαιρετικά απαιτητικές και σύνθετες λειτουργίες του ηλεκτρικού συστήματος, όπως η εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης, καθώς και η διατήρηση της ασφάλειάς του.

Γενικότερα, ποικίλες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας έχουν προταθεί ως πιθανές λύσεις για έναν αριθμό ζητημάτων του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Αξίζει να τονιστεί, ότι η αποθήκευση, εκτός των άλλων βοηθά ενεργά και στην αύξηση της αξίας των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας [3.1].

Τέλος, στο συγκεκριμένο κεφάλαιο αναλύονται οι τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και απαριθμούνται τα τεχνικά οφέλη που προσφέρει η χρήση τους στο δίκτυο. Επιπρόσθετα, πραγματοποιείται μία οικονομική ανάλυση, η οποία αφορά το κόστος εγκατάστασης μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

3.2 ΜΟΝΑΔΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η μονάδα αποθήκευσης συνδέεται με το σύστημα ισχύος, όπως δείχνει το Σχήμα 3.1. Συγκεκριμένα, αποτελείται από ένα σύστημα μετατροπής ισχύος (Power Conditioning System – PCS) και τη μονάδα αποθήκευσης (Storage Unit). Αναλυτικότερα, το PCS είναι ένα ηλεκτρονικό σύστημα ισχύος, το οποίο μετατρέπει την ηλεκτρική ενέργεια από AC σε DC για τις μονάδες αποθήκευσης, και αντίστοιχα από AC σε DC κατά την έγχυση της ισχύος στο ηλεκτρικό δίκτυο.



Σχήμα 3.1: Σύνδεση μονάδας αποθήκευσης με το ηλεκτρικό δίκτυο

Γενικότερα, υπάρχουν περίπου 90 GW αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας, το 3 % της συνολικής ισχύος που παράγεται, η οποία χρησιμοποιείται σε ολόκληρο τον πλανήτη. Φυσικά, σχεδόν σε όλες τις περιπτώσεις τοποθετούνται μονάδες αντλησιοταμίευσης ως μονάδες αποθήκευσης. Όμως, οι νέες εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης (Pump - hydro storage) δεν επεκτείνονται, αντίθετα περιορίζονται λόγω της μικρής διαθεσιμότητας χώρων.

Ωστόσο, ο προβληματισμός για τη διαθεσιμότητα χώρων περιορίζεται εάν οι υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης αποτελούνται από μικρότερες μονάδες αποθήκευσης στο σύστημα διανομής. Η συγκεκριμένη έννοια είναι γνωστή ως κατανεμημένη αποθήκευση ενέργειας (Distributed Energy Storage - DES) [3.1].

Η DES, λοιπόν, ενδέχεται στο μέλλον να είναι πιο σημαντική και να καταγράφει πολύ υψηλότερη διεύθυνση από ότι η κατανεμημένη παραγωγή ισχύος (Distributed Generation - DG). Αναλυτικότερα, οι τεχνολογίες DES περιλαμβάνουν τις μπαταρίες (batteries), τους σφόνδυλους (flywheels), τους υπερ-πυκνωτές (Supercapacitors) και τα υπεραγώγιμα πηνία (SMES). Άλλωστε, από τις συγκεκριμένες τεχνολογίες, οι μπαταρίες και οι σφόνδυλοι είναι εκείνες οι οποίες χρησιμοποιούνται συχνότερα. Εν αντιθέσει, οι τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης και συμπίεσης αέρα (Compressed air system storage) αφενός είναι ογκώδης και αφετέρου απαιτούν συγκεκριμένες ανάγκες χώρου. Για αυτούς ακριβώς τους δύο λόγους, δε χρησιμοποιούνται στο κομμάτι της DES.

Όσον αφορά τα οφέλη της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, είναι τα εξής [3.1]:

1. **Υποστήριξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας:** Η αποθήκευση μπορεί να μειώσει τις διακυμάνσεις στην παραγόμενη αιολική και ηλιακή ενέργεια. Επίσης, επιτρέπει την πώληση της καθαρής ενέργειας σε περιόδους, όπου η kWh καταγράφει υψηλότερη τιμή.
2. **Αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος:** Η αποθήκευση επιτρέπει στα φορτία να τροφοδοτούνται, ακόμα και όταν υπάρχει διακοπή ρεύματος.
3. **Έλεγχος άεργης ισχύος, διόρθωση συντελεστή ισχύος και της τάσης:** Τα ηλεκτρονικά ισχύος των μονάδων αποθήκευσης παρέχουν τη δυνατότητα να μεταβάλλουν γρήγορα την άεργο καθώς και την ενεργό ισχύ.
4. **Ισοστάθμιση φορτίου:** Οι μπαταρίες φορτίζονται την περίοδο όπου η ηλεκτρική ενέργεια έχει χαμηλό κόστος (χαμηλό φορτίο) και εκφορτίζονται τη χρονική περίοδο που συμβαίνει το αντίστροφο (υψηλό φορτίο). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, βελτιωμένο συντελεστή φορτίου, αναβολή της επέκτασης των μονάδων παραγωγής και μειωμένη ανταλλαγή ενέργειας με τους σταθμούς, οι οποίοι καλύπτουν τα φορτία αιχμής (υψηλό κόστος).
5. **Εφεδρεία συστήματος:** Λόγω της ικανότητας των μπαταριών να προσαρμόζουν γρήγορα την ισχύ που εγγέουν στο σύστημα μέσω των ηλεκτρονικών ισχύος, μπορούν να λειτουργούν και ως εφεδρεία του συστήματος. Συνεπώς, με αυτόν τον τρόπο μειώνεται η ανάγκη για τη χρήση συμβατικών σταθμών παραγωγής ως εφεδρικές μονάδες.
6. **Αναβολή αναβάθμισης ηλεκτρικών γραμμών:** Οι ορθά τοποθετημένες μονάδες αποθήκευσης είναι δυνατό να φορτίζονται σε περιόδους εκτός αιχμής, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο τη μέγιστη φόρτιση των γραμμών μεταφοράς και αυξάνοντας αποτελεσματικά την ικανότητα τους στη μεταφορά ηλεκτρικής ισχύος.
7. **Αναβολή εγκατάστασης νέων μονάδων παραγωγής:** Λιγότερες μονάδες παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου αιχμής απαιτούνται. Αυτό συμβαίνει, μιας και κατά την

αποθήκευση μειώνεται το φορτίο αιχμής (μέρος του καλύπτεται από την αποθηκευμένη ενέργεια).

8. **Υποστήριξη της κατανεμημένης παραγωγής (DG):** Οι μονάδες αποθήκευσης επιτρέπουν στις DG, όπως μικροστρόβιλοι και κυψέλες καυσίμου, να λειτουργούν με σταθερή παραγωγή, μειώνοντας παράλληλα τη χρήση καυσίμων και τις εκπομπές ρύπων. Συγκεκριμένα, η εκφόρτιση των DES συστημάτων τις ώρες της αιχμής, μειώνουν με τη σειρά τους την απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύ σε DG.
9. **Ευστάθεια του συστήματος:** Οι διακυμάνσεις της ισχύος και της συχνότητας μπορεί να μειωθούν, μεταβάλλοντας σε μικρά χρονικά διαστήματα την ενεργό και άεργο ισχύ, που εγγχεί η μονάδα αποθήκευσης στο δίκτυο. Βέβαια, το βελτιωμένο όριο ευστάθειας πραγματοποιείται μέσω των ηλεκτρονικών ισχύος των DES συστημάτων.
10. **Μειωμένη χρήση καυσίμων – Περιβαλλοντικά Οφέλη:** Η χρήση των λιγότερο αποδοτικών μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται για την κάλυψη των φορτίων αιχμής, αντικαθίσταται από τις μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες φορτίζονται από τους αποδοτικούς σταθμούς βάσης. Εξαιτίας του ότι οι μονάδες κάλυψης αιχμής χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο, η μείωση της χρήσης τους αποφέρει επιπρόσθετα οφέλη, τα οποία αντικατοπτρίζονται στη μείωση της κατανάλωσης του συγκεκριμένου καυσίμου. Πέρα από το όφελος της μείωσης της χρήσης του φυσικού αερίου, μειώνονται και οι εκπομπές ρύπων. Επίσης, μέσω της βελτίωσης του συντελεστή ισχύος του συστήματος οι απώλειες μειώνονται, με αποτέλεσμα τη μείωση της χρησιμοποιούμενης ενέργειας .

Παρόλα τα θετικά στοιχεία που αναφέρθηκαν παραπάνω, η υψηλή διεξόδυση των μονάδων αποθήκευσης σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, θεωρείται πολύ δαπανηρή διαδικασία. Ωστόσο, το κόστος των τεχνολογιών αποθήκευσης μειώνεται σταδιακά με το χρόνο και οι τελευταίες αναλύσεις κόστους – οφέλους έχουν επιβεβαιώσει, ότι είναι οικονομικά δικαιολογημένη η χρήση μονάδων αποθήκευσης για ορισμένες περιπτώσεις [3.1].

3.3 ΚΟΣΤΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

Στη συγκεκριμένη υποενότητα θα πραγματοποιηθεί ο υπολογισμός του ετήσιου κόστους ένταξης μονάδων αποθήκευσης. Η διαδικασία που ακολουθείται είναι η εξής [3.2]:

Το συνολικό ετήσιο κόστος (Total Annual Cost – TAC) των μονάδων αποθήκευσης (Energy Storage Systems – ESSs) είναι άθροισμα τριών όρων:

- ο Συνολικό Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου (Total Annual Capital Cost)
- ο Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (Operation and Maintenance Cost)
- ο Κόστος Αντικατάστασης (Replacement Cost)

Αναλυτικότερα, το συνολικό ετήσιο κόστος κεφαλαίου με τη σειρά του είναι άθροισμα των παρακάτω τριών όρων [3.2]:

- ο Κόστος Ηλεκτρονικών Ισχύος (PCS)
- ο Κόστος Μονάδων Αποθήκευσης (SUC)
- ο Κόστος Υπόλοιπων Κατασκευαστικών Μερών (BOP)

όπου:

$$PCS = \text{Unit Cost of PCS (€/kW)} \cdot \sum P_b(k), \quad P_b \text{ η ονομαστική ισχύς των μπαταριών} \quad (3.1)$$

$$SUC = \text{Unit Cost of SUC (€/kWh)} \cdot \sum E_{bss}(k), \quad E_{bss} \text{ η χωρητικότητα των μπαταριών} \quad (3.2)$$

$$BOP = \text{Unit Cost of BOP (€/kWh)} \cdot \sum E_{bss}(k), \quad E_{bss} \text{ η χωρητικότητα των μπαταριών} \quad (3.3)$$

Συνεπώς, το συνολικό κόστος κεφαλαίου (TCC) ισούται με:

$$TCC = PCS + SUC + BOP \quad (3.4)$$

Βέβαια, για να αναχθεί το συνολικό κόστος κεφαλαίου σε ετήσια βάση (Annualized Capital Cost – ACC) πολλαπλασιάζεται με το παράγοντα ανάκτησης κεφαλαίου CRF. Για το συγκεκριμένο παράγοντα ισχύει:

$$CRF = \frac{i_r \cdot (1+i_r)^z}{(1+i_r)^z - 1} \quad (3.5)$$

όπου:

i_r : Ετήσιο Επιτόκιο Αναγωγής

z : Περίοδος Μελέτης Του Επενδυτικού Πλάνου [έτη]

Άρα, το συνολικό κόστος κεφαλαίου σε ετήσια βάση (ACC) ισούται με:

$$ACC = TCC \cdot CRF \quad (3.6)$$

Επιπρόσθετα, μιας και οι συγκεκριμένες μονάδες χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση ενέργειας είναι αναγκαία η αντικατάστασή τους, μία ή περισσότερες φορές κατά τη διάρκεια της περιόδου μελέτης του επενδυτικού πλάνου. Αυτό έχει ως συνέπεια, να προκύπτει ένα επιπλέον κόστος, το κόστος αντικατάστασης (A), το οποίο ισούται με:

$$A = F \cdot \left[(1+i_r)^{-r} + (1+i_r)^{-2r} + \dots \right] \cdot CRF \quad [\text{€/kWh}] \quad (3.7)$$

όπου:

F : Η μελλοντική αξία του κόστους αντικατάστασης [€/kWh]

r : Η περίοδος αντικατάστασης [έτη]

Αξίζει να σημειωθεί, ότι οι όροι στον παράγοντα της εξίσωσης (3.7) ισούται με τον αριθμό των αντικαταστάσεων της μονάδας αποθήκευσης κατά την περίοδο μελέτης του

επενδυτικού πλάνου. Βέβαια, η συγκεκριμένη εξίσωση (3.7) αφορά την περίπτωση που η μονάδα αποθήκευσης (μπαταρία) θα αντικατασταθεί δύο φορές, μιας και στον παράγοντα εντός των αγκυλών εμφανίζονται δύο όροι.

Σχετικά με την περίοδο αντικατάστασης των μονάδων αποθήκευσης, δηλαδή το συντελεστή r , ισχύουν τα εξής:

- Είναι ανάλογος του ορίου των κύκλων φόρτισης/εκφόρτισης των μπαταριών, δηλαδή των συνολικών φορτίσεων που αντέχει η μπαταρία (fixed τιμή από τον κατασκευαστή).
- Είναι αντιστρόφως ανάλογος των ημερών λειτουργίας της μπαταρίας.

Συγκεκριμένα, δίνεται η παρακάτω σχέση:

$$r = \frac{C}{n \cdot D} \quad (3.8)$$

όπου:

- C: Το όριο των κύκλων φόρτισης / εκφόρτισης των μπαταριών, δηλαδή των συνολικών φορτίσεων που αντέχει η μπαταρία (fixed τιμή από τον κατασκευαστή).
- n: Κύκλος φόρτισης / εκφόρτισης των μπαταριών κατά τη διάρκεια μιας μέρας, δηλαδή πόσες φορές φορτίζεται και πόσες φορές εκφορτίζεται η μπαταρία μέσα σε 24 ώρες (συνήθως θεωρείται 1, έτσι ώστε να αυξάνεται ο χρόνος ζωής της μπαταρίας).
- D: Μέρες λειτουργίας των μπαταριών.

Μιας και το κόστος αντικατάστασης (A) έχει ως μονάδα μέτρησης το [€/kWh], για να υπολογιστεί το ετήσιο κόστος αντικατάστασης (ARC) πρέπει να πολλαπλασιαστεί με τη συνολική χωρητικότητα των μπαταριών. Συγκεκριμένα:

$$ARC = A \cdot \sum E_{bss}(k) \quad (3.9)$$

Ένας επιπλέον όρος για τον υπολογισμό του συνολικού ετήσιου κόστους των μονάδων αποθήκευσης, αφορά το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M Cost). Αναλυτικότερα, το ετήσιο O&M Cost ισούται με:

$$OMC = \text{Unit cost of OM [€/kW]} \cdot \sum P_b(k) \quad (3.10)$$

Τέλος, για το ετήσιο συνολικό κόστος (TAC) ισχύει:

$$TAC = ACC + OMC + ARC \quad (3.11)$$

Με βάση, λοιπόν την παραπάνω ανάλυση είναι εφικτό να υπολογιστεί το κόστος εγκατάστασης μιας μονάδας αποθήκευσης, γνωρίζοντας φυσικά ορισμένα στοιχεία της εκάστοτε τεχνολογίας που χρησιμοποιείται από τους ίδιους τους κατασκευαστές. Για παράδειγμα, τα κόστη των μερών της μονάδας, το όριο των κύκλων φόρτισης / εκφόρτισης κτλ.

3.4 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που εγκαθίστανται στα ηλεκτρικά δίκτυα είναι αναγκαίο να χαρακτηρίζονται από υψηλό βαθμό απόδοσης και ευελιξία στη λειτουργία τους με μεγάλη διάρκεια ζωής, χαμηλό κόστος λειτουργίας – συντήρησης και χαμηλό κόστος επένδυσης.

Ουσιαστικά, τα διάφορα μέσα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζουν τη λειτουργία τους στη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε χημική, μαγνητική ή δυναμική ενέργεια και στη συνέχεια, στην εκ νέου μετατροπή της ενέργειας αυτής σε ηλεκτρική.

Οι πιο συνηθισμένες διατάξεις αποθήκευσης αναλύονται παρακάτω [3.3], [3.4]:

Μπαταρίες μολύβδου – οξέος: Οι συγκεκριμένες μπαταρίες είναι οι πιο διαδεδομένες παγκοσμίως και ο παλιότερος τύπος επαναφορτιζόμενων μπαταριών. Είναι ιδανικές για εφαρμογές μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας (μικρό ποσοστό αυτοεκφόρτισης). Όμως, ο βασικός περιοριστικός παράγοντας αυτού του είδους των μπαταριών είναι η μικρή διάρκεια ζωής τους. Βέβαια, ο μικρός κύκλος ζωής τους, εξισορροπείται από το χαμηλό κόστους τους. Για αυτό ακριβώς το λόγο, είναι οι συνηθέστερα χρησιμοποιούμενες μπαταρίες για φωτοβολταϊκά συστήματα. Τέλος, τα συστήματα μολύβδου – οξέος βελτιώνονται σταδιακά με διάφορους τρόπους (π.χ. μέσω της χρήσης των ηλεκτρολυτών σε μορφή gel).

Μπαταρίες νικελίου – καδμίου: Οι μπαταρίες νικελίου – καδμίου (αλκαλικές μπαταρίες), παρόλο που είναι ακριβότερες από τις παραπάνω έως και τέσσερις φορές, έχουν διπλάσιο χρόνο ζωής. Επίσης, λόγω του ότι δεν απαιτείται παρακολούθηση κατά τη λειτουργία τους, είναι δυνατό να τοποθετηθούν σε απομακρυσμένες περιοχές με δυσμενείς κλιματολογικές συνθήκες. Όμως, στα μειονεκτήματά τους, εκτός από το κόστος τους, συγκαταλέγονται και η μεγάλη διάρκεια ζωής των τοξικών αποβλήτων τους, καθώς και η πεπερασμένη ποσότητα καδμίου στον πλανήτη. Γενικότερα, οι συγκεκριμένες μπαταρίες βρίσκουν εφαρμογή κυρίως στις επικοινωνίες και τον ιατρικό εξοπλισμό. Μια εναλλακτική πρόταση, η οποία λύνει το πρόβλημα των τοξικών αποβλήτων είναι οι μπαταρίες Ni-MH (nickel – metal hydride), οι οποίες χαρακτηρίζονται από λιγότερη τοξική συμπεριφορά, μεγάλη πυκνότητα ενέργειας και μεγάλο χρόνο ζωής.

Μπαταρίες λιθίου – ιόντος: Οι συγκεκριμένες μπαταρίες παρουσιάζουν υψηλότερη πυκνότητα ενέργειας και ενεργειακή απόδοση, καθώς και μεγαλύτερο κύκλο ζωής, σε σχέση με τις δύο κατηγορίες που αναφέρθηκαν παραπάνω, ενώ απαιτούν εξαιρετικά μικρή συντήρηση. Επίσης, οι μπαταρίες αυτές είναι κατά πολύ ελαφρύτερες από τις συνηθισμένες, λόγω του ότι χρησιμοποιούν το στοιχείο λίθιο (το ελαφρύτερο στερεό στοιχείο). Αφενός λόγω του μικρού τους βάρους και αφετέρου λόγω της μεγάλης απόδοσής τους, βρίσκουν πολλές εφαρμογές στα κινητά τηλέφωνα και στους φορητούς υπολογιστές. Βέβαια, έχει αρχίσει και η δυνατότητα επέκτασης της χρήσης μπαταριών λιθίου - ιόντος και σε εφαρμογές συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, ένα σημαντικό μειονέκτημα των μπαταριών λιθίου είναι το υψηλό κόστος τους, λόγω των κυκλωμάτων προστασίας τους, ενώ παρουσιάζουν μειωμένη περιβαλλοντική επίδραση λόγω της ανακυκλωσιμότητας των υλικών που χρησιμοποιούν.

Μπαταρίες Ροής (ZnBr): Οι μπαταρίες ροής αποτελούν μια σχετικά νέα τεχνολογία. Τα κύρια χαρακτηριστικά αυτού του συστήματος αποθήκευσης είναι ότι η χωρητικότητα αποθήκευσης εξαρτάται αποκλειστικά από την ποσότητα των χρησιμοποιούμενων ηλεκτρολυτών, ενώ η ισχύς καθορίζεται από την ενεργό περιοχή της στοιβάς του στοιχείου (cell stack). Αυτό καθιστά

την ενέργεια και τη ισχύ ανεξάρτητα μεγέθη και γίνεται λόγω του διαχωρισμού του ηλεκτρολύτη και της cell stack. Σε σχέση με τις μπαταρίες μολύβδου – οξέος, είναι πιο αποδοτικές και έχουν μεγαλύτερο χρόνο εκφόρτισης. Επίσης, λόγω της άμεσης ανταπόκρισής τους από τη λειτουργία φόρτισης ή εκφόρτισης, τις καθιστούν κατάλληλες για την εγκατάστασή τους σε δίκτυα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Όσον αφορά τη μία από τις κυρίαρχες τεχνολογίες μπαταριών ροής, τις μπαταρίες ψευδαργύρου – βρωμίου, οι οποίες και χρησιμοποιούνται στην παρούσα εργασία αξίζει να σημειωθεί ότι παρουσιάζουν μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα και ικανοποιητική απόδοση (77%). Επίσης, το κόστος τους ανά μονάδα ισχύος είναι μικρότερο από αυτό των συμβατικών μπαταριών. Το ίδιο ισχύει και για το κόστος ανά μονάδα ενέργειας. Τέλος, αξίζει να τονιστεί ότι τέτοιου είδους μπαταριών είναι εφικτό να χρησιμοποιηθούν για μεγάλης κλίμακας συστήματα αποθήκευσης, συγκρίσιμα με τα συστήματα αντλησιοταμίευσης και πεπιεσμένου αέρα.

Σφόνδυλος (flywheel): Σε ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με σφόνδυλο, η κινητική ενέργεια αποθηκεύεται στο σύστημα μέσω της περιστροφής ενός δίσκου ή ενός δρομέα γύρω από τον άξονα του. Η ποσότητα της ενέργειας που αποθηκεύεται σε έναν σφόνδυλο είναι ευθέως ανάλογη με την ροπή αδρανείας του δρομέα και το τετράγωνο της ταχύτητας περιστροφής. Συνεπώς, όταν υπάρχει αυξημένη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας, ο σφόνδυλος εκμεταλλεύεται την αδράνεια του δρομέα και η κινητική ενέργεια που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί αποδίδεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Βέβαια, οι εφαρμογές του αφορούν την παροχή ενέργειας για μικρά χρονικά διαστήματα, ενώ ο κύριος ρόλος του είναι η παροχή εφεδρείας. Σε σχέση με τις μπαταρίες, δεν επηρεάζεται από τη θερμοκρασία και η απόδοσή του αγγίζει το 80 - 90%. Επίσης, οι σφόνδυλοι είναι εφικτό να συμπληρώσουν τις μπαταρίες στα ΣΗΕ με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, εξισορροπώντας τις απότομες μεταβολές στο φορτίο, μιας και αυτές οι μεταβολές φθείρουν γρήγορα τις μπαταρίες, οι οποίες έχουν συγκεκριμένο όριο φορτίσεων – εκφορτίσεων.

Αντλησιοταμίευση: Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πλέον αξιόπιστη και πιο διαδεδομένη τεχνολογία για αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας. Η λειτουργία αυτών των συστημάτων βασίζεται στην εκμετάλλευση της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Αναλυτικότερα, το πλεόνασμα ενέργειας που εμφανίζεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ή αυξημένης παραγωγής (π.χ. από υπάρχοντα αιολικά ή φωτοβολταϊκά πάρκα) χρησιμοποιείται μέσω άντλησης για την ανύψωση νερού από ένα ταμιευτήρα που βρίσκεται σε ένα χαμηλό επίπεδο σε έναν άλλο που βρίσκεται σε υψηλότερη στάθμη. Συνεπώς, το σύστημα αυτό αποθηκεύει ηλεκτρική ενέργεια υπό μορφή δυναμικής και κινητικής ενέργειας. Με βάση αυτό, κατά την διάρκεια των ωρών αιχμής ή σε περιόδους άπνοιας, το νερό απελευθερώνεται από τον άνω ταμιευτήρα και οι υδροστρόβιλοι με τις γεννήτριες της εγκατάστασης, παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, εκμεταλλευόμενοι την δυναμική ενέργεια του νερού μέσω της υψομετρικής διαφοράς. Το κύριο μειονέκτημα αυτής της μονάδας είναι ότι πρέπει να εγκατασταθεί σε συγκεκριμένη περιοχή και το κόστος κεφαλαίου της είναι υψηλό, λόγω της ανάγκης κατασκευής των δύο ταμιευτήρων.

Σύστημα συμπίεσης αέρα: Η βασική ιδέα της μεθόδου είναι ότι σε περιόδους χαμηλής ζήτησης του φορτίου καταναλώνεται ισχύς από συστοιχία συμπιεστών, οι οποίοι συμπιέζουν αέρα που αποθηκεύεται σε κάποια δεξαμενή. Στην ουσία, οι συμπιεστές βρίσκονται στον ίδιο άξονα με ένα ηλεκτρικό κινητήρα, ο οποίος απορροφά ηλεκτρική ισχύ για την περιστροφή του. Συνεπώς, η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε δυναμική ενέργεια του αέρα. Έτσι, σε

περιόδους αιχμής του φορτίου, ο πεπιεσμένος αέρας από τη δεξαμενή, αφού προθερμανθεί, εκτονώνεται σε έναν στρόβιλο, παράγοντας περιστροφική ισχύ, η οποία μέσω της γεννήτριας που είναι προσαρτημένη στον ίδιο άξονα, μετατρέπεται σε ηλεκτρική και εγχέεται στο δίκτυο. Όπως και το σύστημα της αντλησιοταμίευσης, έτσι και το συγκεκριμένο, απαιτεί ιδιαίτερες τοποθεσίες και γεωλογικές συνθήκες έτσι ώστε να είναι εφικτή η υπόγεια αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα.

3.5 ΑΠΟΘΗΚΕΥΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Οι αποθηκευτικές μονάδες στην παρούσα εργασία, είναι οι μπαταρίες τύπου ZnBr. Οι συγκεκριμένες μπαταρίες, θεωρούνται κατάλληλες για την αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας που παράγουν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα δίκτυο διανομής. Ένα βασικό παράγοντα επιλογής του συγκεκριμένου τύπου μπαταριών αποτελεί το χαμηλό κόστος εγκατάστασής τους [3.2]. Αναλυτικότερα, οι συγκεκριμένες μπαταρίες συνδέονται σε προκαθορισμένους ζυγούς του δικτύου και λειτουργούν ως φορτίο κατά τις ώρες φόρτισης και ως πηγή κατά τις ώρες εκφόρτισης. Τέλος, η ποσότητα της ισχύος που εισέρχεται ή εξέρχεται από τις μπαταρίες ανά πάσα στιγμή, καθώς και η ενεργειακή χωρητικότητα αυτών, αποτελούν ορισμένες από τις μεταβλητές του πρώτου υποπροβλήματος, όπως αυτό αναλύεται στο Κεφάλαιο 4.

3.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [3.1] P. Poonpun and W. T. Jewell, “Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 529–534, Jun. 2008.
- [3.2] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, Nov. 2010.
- [3.3] Αποθήκευση ενέργειας. [Online].
Διαθέσιμο: http://www.storiesproject.eu/docs/energystorage_greek.pdf.
- [3.4] Α. Λουκάτου, *Τεχνολογίες Αποθήκευσης Αιολικής Ενέργειας με Αντλησιοταμίευση*, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Απρίλιος 2013.

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΕΝΕΡΓΟΥ ΚΑΙ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) παρουσιάζουν όλο και μεγαλύτερη διείσδυση στα ηλεκτρικά δίκτυα και αυτή η τάση θα συνεχιστεί τα επόμενα χρόνια. Είναι προφανές, λοιπόν, ότι η νέα πραγματικότητα που διαμορφώνεται στην αγορά ενέργειας συνδέεται άμεσα τόσο με περιβαλλοντικά ζητήματα όσο και με την αγορά ορυκτών καυσίμων [4.1].

Όμως, το βασικό πρόβλημα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έγκειται στο γεγονός της στοχαστικής τους φύσης [4.2]. Για παράδειγμα, τόσο ο άνεμος όσο και η ηλιακή ακτινοβολία παρουσιάζουν δυναμική συμπεριφορά, με αποτέλεσμα κάποιες ημέρες ενδέχεται να υπάρχει μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κάποιες άλλες το εντελώς αντίστροφο.

Παρόλα αυτά, οι συγκεκριμένες διακυμάνσεις στην παραγωγή ενέργειας εξομαλύνονται με τη χρήση μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (Energy Storage Systems - ESSs). Συγκεκριμένα, οι ESSs αποθηκεύουν την περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν οι ΑΠΕ και την παρέχουν όταν είναι αναγκαία στο δίκτυο. Στην ουσία, μέσω αυτής της διαδικασίας, καθιστούν τη χρήση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ως μονάδες παραγωγής εφικτότερη.

Αξίζει να αναφερθεί ότι υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που μπορούν να συνεισφέρουν στην εξομάλυνση της διακύμανσης, όπως σφόνδυλοι αδράνειας και αντλιοσταμειυτές. Βέβαια, η πιο κοινή μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με εφαρμογή στα συστήματα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι μπαταρίες (Battery Storage Systems – BSSs) [4.2]. Η συγκεκριμένη τεχνολογία χρησιμοποιείται και στην παρούσα εργασία.

Εντούτοις, σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο πέρα από το είδος των μονάδων που θα τοποθετηθούν είναι σημαντική και η σωστή διαστασιολόγησή τους, μιας και επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος τόσο από οικονομικής πλευράς (αποδοτική λειτουργία) όσο και από τεχνικής άποψης (αποδεκτά όρια συγκεκριμένων μεγεθών) [4.1].

Στο κεφάλαιο αυτό, λοιπόν, παρουσιάζεται το πρόβλημα προς επίλυση, το οποίο χωρίζεται σε δύο υποπροβλήματα. Σε πρώτη φάση γίνεται διαστασιολόγηση στις ανεμογεννήτριες (μονάδες παραγωγής) και στις μπαταρίες (μονάδες αποθήκευσης) που θα τοποθετηθούν σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο έτσι ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη δυνατή απόδοση (Planning Problem) και σε δεύτερη φάση επιλύεται ένα πρόβλημα βέλτιστης ροής ενεργού & αέργου ισχύος (Operation Problem).

4.2 ΚΑΘΟΡΙΣΜΟΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Παρακάτω συνοψίζεται η διαδικασία που ακολουθείται από τη μία για να επιτευχθεί η διαστασιολόγηση των μονάδων παραγωγής ενέργειας και των μονάδων αποθήκευσης του ηλεκτρικού δικτύου και από την άλλη για τη βέλτιστη στρατηγική διαχείρισης του δικτύου [4.1], [4.2].

Αρχικά, οι κοινές παραδοχές που γίνονται στα δύο υποπροβλήματα (Planning & Operation Problems) είναι οι εξής:

1. Τα δεδομένα φορτίου και ανέμου προέρχονται από την περιοχή της Κρήτης [έτος 2004]
2. Στην ανάλυση χρησιμοποιούνται 14 τυπικές ημέρες. Μία τυπική ημέρα για το μέγιστο, το μέσο και το ελάχιστο φορτίο για κάθε μία από τις τέσσερις εποχές του έτους. Ουσιαστικά, η ταχύτητα που συνυπολογίζεται τις συγκεκριμένες ημέρες ακολουθεί τη συμπεριφορά του φορτίου, δηλαδή την τυπική ημέρα με μέγιστη ζήτηση από πλευράς φορτίου, καταγράφεται και η μέγιστη ταχύτητα του ανέμου για τη συγκεκριμένη εποχή. Οι επιπλέον 2 ημέρες, που λαμβάνονται υπόψη, αφορούν δύο ακραίες περιπτώσεις για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (μέγιστο ολικό φορτίο έτους, με ταυτόχρονη ελάχιστη ταχύτητα ανέμου έτους και αντίστροφα).
3. Η κάθε εποχή αποτελείται από συγκεκριμένους μήνες. Για παράδειγμα, ο χειμώνας περιλαμβάνει τους μήνες Δεκέμβριο - Ιανουάριο - Φεβρουάριο και αντίστοιχα οι υπόλοιπες εποχές τους εναπομείναντες μήνες.
4. Χρησιμοποιείται συντελεστής βαρύτητας για κάθε μία από τις 14 τυπικές ημέρες, έτσι ώστε να γίνει αναγωγή των αποτελεσμάτων σε επίπεδο εποχών - έτους. Προφανώς, για τις δώδεκα πρώτες τυπικές ημέρες, η ταξινόμηση σε μία από τις τρεις παραπάνω κατηγορίες (μέγιστο, μέσο και ελάχιστο φορτίο) γίνεται με βάση το κριτήριο της τυπικής απόκλισης, αφού προηγουμένως η τυπική ημέρα έχει ταξινομηθεί στην εποχή που ανήκει. Στη συνέχεια, για τις δύο ακραίες περιπτώσεις θεωρείται ως συντελεστής βαρύτητας η μονάδα, δηλαδή εμφανίζονται μία φορά το χρόνο, και ταξινομούνται στις εποχές όπου καταγράφονται από πλευράς φορτίου.
5. Ως αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιείται η μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ενέργειας μέσω των Α/Γ και των μπαταριών, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου. Οι απώλειες ενέργειας μπορεί να εκφραστούν σε χρηματικές μονάδες με βάση την ισχύουσα χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας. Στην ουσία, ο διαχειριστής – παραγωγός του δικτύου αναγκάζεται να χρησιμοποιήσει μέρος της ισχύς που θα πουλούσε, έτσι ώστε να καλύψει την επιπρόσθετη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των απωλειών. Με απλά λόγια, οι απώλειες ενέργειας αποτελούν ένα αρνητικό κέρδος για τον διαχειριστή – παραγωγό του δικτύου, το οποίο επωμίζεται.
6. Η θέση των Α/Γ και των μπαταριών στο δίκτυο είναι προκαθορισμένη.
7. Τίθενται συγκεκριμένα όρια για την τάση των ζυγών, τη θερμική αντοχή των γραμμών και την τιμή της αντίστροφης ροής ισχύος με το ανάντη δίκτυο.
8. Το μοντέλο εφαρμόζεται σε δίκτυο 4, 15 και 34 ζυγών αντίστοιχα.

Ειδικότερα για το Planning Problem γίνονται οι παρακάτω θεωρήσεις:

1. Το όριο διείσδυσης των Α/Γ καθορίζεται σε υψηλό επίπεδο (άνω του 70% της συνολικής μέγιστης ζήτησης) και η εγγεόμενη ισχύς των μπαταριών δεν υπερβαίνει τη συνολική ζήτηση σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή.
2. Εφαρμόζεται περιορισμός του κεφαλαίου επένδυσης.

3. Οι μεταβλητές σχεδίασης, δηλαδή τα ζητούμενα του προβλήματος, είναι ο καθορισμός του μεγέθους των Α/Γ (η ονομαστική ισχύς τους) και του μεγέθους των μπαταριών (η ονομαστική ισχύς τους και η χωρητικότητά τους).

Όσον αφορά το Operation Problem λαμβάνουν χώρα οι εξής παραδοχές:

1. Τα μεγέθη των μονάδων έχουν διαστασιολογηθεί ήδη μέσω του Planning Problem (συνεχής βελτιστοποίηση). Στη συνέχεια, γίνεται στρογγυλοποίηση του μεγέθους στην πλησιέστερη τιμή, με βάση τεχνικά φυλλάδια κατασκευαστών.
2. Οι μπαταρίες έχουν τη δυνατότητα να εγχέουν και άεργο ισχύ στο δίκτυο.
3. Οι μεταβλητές σχεδίασης, δηλαδή τα ζητούμενα του προβλήματος, είναι η ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης των μπαταριών, η άεργος ισχύς που εγχέουν οι μπαταρίες στο δίκτυο και ο συντελεστής αποκοπής της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.
4. Τέλος, γίνεται μία ανάλυση για το πώς επηρεάζει η δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ κάποια χαρακτηριστικά του δικτύου, όπως τις απώλειες ενέργειας, το προφίλ της τάσης και την άεργο ισχύ που εισέρχεται στο δίκτυο μέσω του Μ/Σ.

4.3 ΥΠΟΠΡΟΒΛΗΜΑ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ

4.3.1 Δικαιολόγηση Χρήσης Α/Γ και Μπαταριών

Η αιολική ενέργεια αναπτύσσεται με γοργούς ρυθμούς τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Χαρακτηριστικά, η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανερχόταν το 1992 στα 2.5 GW, ενώ το έτος 2007 έφτασε τα 94 GW (μέσος ρυθμός αύξησης 25 % ανά έτος). Φυσικά, η ταχεία διείσδυση των Α/Γ στα ηλεκτρικά δίκτυα οφείλεται στο ότι είναι οικονομικά εφικτή η χρήση τους, με αποτέλεσμα να ανταγωνίζονται πλέον τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Άλλωστε, η διαρκής βελτίωση της απόδοσής τους και οι αυξητικές τάσεις στην τιμή των καυσίμων είναι δύο χαρακτηριστικά που συνεισφέρουν ενεργά σε αυτήν την κατεύθυνση [4.3].

Συνεπώς, όλα τα παραπάνω οδηγούν στο συμπέρασμα ότι η αιολική ενέργεια παρουσιάζει το μεγαλύτερο ενδιαφέρον από μια ποικιλία τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας όπως η ηλιακή, η βιομάζα και η υδροηλεκτρική. Όμως, πέρα από το είδος των ΑΠΕ που θα εγκατασταθεί σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο, η διαστασιολόγησή του και η θέση του αποτελεί ένα σημαντικό θέμα προς διερεύνηση [4.4]. Συγκεκριμένα, αυτά τα δύο στοιχεία επηρεάζουν σημαντικά την αποδοτική λειτουργία του δικτύου.

Όσον αφορά τώρα τις μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι φυσικό η αναγκαιότητά τους εμφανίζεται πιο επιτακτική από ποτέ, λόγω της όλο και μεγαλύτερης διείσδυσης των ανεμογεννητριών στο εκάστοτε δίκτυο διανομής. Προφανώς, αυτό συμβαίνει εξαιτίας της στοχαστικής φύσης των Α/Γ [4.1].

Ένα ακόμα στοιχείο που δικαιολογεί τη χρήση των μπαταριών σε ένα δίκτυο είναι το γεγονός του ότι πέρα από τις τεχνικές βελτιώσεις που προσφέρουν στο σύστημα (βελτιώνουν την αξιοπιστία και την ποιότητα ισχύος του δικτύου), οι μπαταρίες συνεισφέρουν ενεργά και στη μείωση των απωλειών ενέργειας. Όφελος, το οποίο εκτός των άλλων έχει και μία οικονομική διάσταση. Περισσότερα στοιχεία για το πώς επωφελούνται οι διαχειριστές του δικτύου και οι παραγωγοί μέσω της χρήσης μονάδων αποθήκευσης αναφέρονται στο Κεφάλαιο 3 [4.1], [4.5].

4.3.2 Σχεδιασμός Υποπροβλήματος

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται η μεθοδολογία βέλτιστης διαστασιολόγησης ανεμογεννητριών και μονάδων αποθήκευσης με στόχο τη μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους της επένδυσης [4.1]. Συγκεκριμένα, το πρόβλημα σχεδιασμού διατυπώνεται ως ένα πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (**Non-linear programming**) με αντικειμενική συνάρτηση τη μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ενέργειας μέσω των Α/Γ και των μπαταριών, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου.

Όπως είναι φυσικό, τίθενται και περιορισμοί που αφορούν τα όρια τάσης των ζυγών, τη θερμική αντοχή των γραμμών, το ελάχιστο και το μέγιστο όριο διείσδυσης των ΑΠΕ, τη μέγιστη συνεισφορά των μπαταριών και το διαθέσιμο κεφάλαιο επένδυσης.

Επιπρόσθετα, στην παρούσα εργασία γίνεται η θεώρηση ότι η επένδυση για την τοποθέτηση τόσο των Α/Γ όσο και των μπαταριών πραγματοποιείται από το διαχειριστή του συστήματος (ανεξάρτητος παραγωγός). Συνεπώς, ο διαχειριστής επωφελείται από τα οικονομικά οφέλη που προκύπτουν και αντίστοιχα επωμίζεται τα κόστη, τα οποία περιγράφονται συνοπτικά παρακάτω [4.1], [4.4], [4.5]:

Κόστη

1. Εγκατάσταση Α/Γ

- Κόστος Κεφαλαίου : 1100 €/kW
- Κόστος Συντήρησης & Λειτουργίας: Κυμαίνεται στο 3% της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο (προκύπτει από την εμπειρία).

2. Εγκατάσταση Μπαταριών (Zn/Br)

- Κόστος Κεφαλαίου
 - Κόστος ηλεκτρονικών ισχύος : $130 \text{ €/kW} \cdot \sum P_b(k)$
 - Κόστος μονάδων αποθήκευσης : $165 \text{ €/kWh} \cdot \sum E_{bss}(k)$
 - Κόστος για τα υπόλοιπα μέρη : 0 €/kWh

* Για να εκφραστεί το κόστος κεφαλαίου σε ετήσια βάση πολλαπλασιάζεται με το συντελεστή $CRF = 0.09$.

- Κόστος Συντήρησης & Λειτουργίας : $15 \text{ €/kW} \cdot \sum P_b(k)$
- Κόστος Αντικατάστασης : 0 €, εξαιτίας του ότι η μπαταρία έχει όριο τους 10.000 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης.

* Σχετικά με το κόστος των μπαταριών αναλυτικότερα αναπτύσσεται η διαδικασία στο Κεφάλαιο 3.

Κέρδη

1. Παραγωγή Ενέργειας από Α/Γ και Μπαταρίες

- Γίνεται η θεώρηση μιας διπλής ταρίφας χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία συνδέεται ανάλογα με τη ζήτηση. Συγκεκριμένα:
 - Τις βραδινές ώρες όπου εμφανίζεται χαμηλή ζήτηση, ενώ η παραγωγή της αιολικής ενέργειας είναι υψηλή (off-peak period/ 1-8h), το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας είναι : 37 €/MWh
 - Τις πρωινές και απογευματινές ώρες όπου συμβαίνει το αντίστροφο (on-peak period /9-24 h), το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας είναι: 74 €/MWh
- Η ενεργός ισχύς που παράγουν οι Α/Γ και που εγχέουν οι μπαταρίες στο ηλεκτρικό δίκτυο είτε για να καλύψουν το φορτίο είτε διοχετεύοντάς την προς το ανάντη δίκτυο, αποφέρουν έσοδα στο διαχειριστή-παραγωγό με βάση την παραπάνω τιμολογιακή πολιτική, χωρίς φυσικά να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος.

2. Μείωση Κόστους Απωλειών Ενέργειας

- Αντίστοιχα, οι απώλειες ενέργειας του συστήματος χρεώνονται με την παραπάνω τιμολογιακή πολιτική.

Εξαιτίας του γεγονότος ότι σε μια απελευθερωμένη αγορά ενέργειας υπάρχουν πολύπλοκες σχέσεις μεταξύ διαφόρων φορέων, για να αποφευχθεί συνεπώς τη σύγχυση, γίνονται κάποιες απλουστεύσεις, οι οποίες είναι οι εξής:

- Η μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ καθιστά την τοποθέτηση μπαταριών από οικονομικής άποψης εφικτή.
- Η ροή ενεργού ισχύος από και προς το ανάντη δίκτυο μέσω του ΜΣ, καθώς και οι απώλειες ενέργειας του συστήματος ανταμείβονται ή χρεώνονται αντίστοιχα με την παραπάνω τιμολογιακή πολιτική.
- Δεν εφαρμόζεται απόρριψη ισχύος (ενεργού και αέργου) προς το ανάντη δίκτυο.

Γενικότερα, κατά το σχεδιασμό του συγκεκριμένου υποπροβλήματος έγιναν διάφορες θεωρήσεις, οι οποίες συνοψίζονται στα εξής σημεία:

- ✓ Το διαθέσιμο κεφάλαιο εγκατάστασης Α/Γ και μπαταριών είναι 10 εκατομμύρια €.
- ✓ Το ελάχιστο όριο διείσδυσης της αιολικής ισχύος καθορίζεται στο 70% του συνολικού μέγιστου φορτίου και το μέγιστο όριο στο 150% αντίστοιχα.
- ✓ Η τιμολογιακή πολιτική, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, έχει δύο ζώνες χρέωσης.
- ✓ Οι μπαταρίες φορτίζονται κατά την off-peak περίοδο (περίσσεια αιολική ισχύ), ενώ εκφορτίζονται κατά την on-peak περίοδο (μειωμένη αιολική ισχύ).
- ✓ Για λόγους ευκολίας, στη συγκεκριμένη περίπτωση, γίνεται η παραδοχή ότι η off-peak περίοδος περιλαμβάνει τις ώρες 1 έως 8 (υψηλός άνεμος και χαμηλό φορτίο), ενώ οι υπόλοιπες ώρες της μέρας αντιστοιχούν στην on-peak περίοδο.

- ✓ Γίνεται η θεώρηση ότι οι μπαταρίες στο τέλος της μέρας έχουν μηδενική αποθηκευμένη ενέργεια.
- ✓ Οι ζυγοί που τοποθετούνται οι Α/Γ και οι μπαταρίες είναι καθορισμένοι.
- ✓ Όλες οι Α/Γ έχουν επαγωγικό συντελεστή ισχύος (εγγέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο).
- ✓ Αντίθετα με τα συστήματα μεταφοράς, τα συστήματα διανομής χαρακτηρίζονται από σημαντικά μικρότερες αποστάσεις μεταξύ των μονάδων παραγωγής. Συνεπώς, θεωρείται ότι η ταχύτητα ανέμου είναι ίδια, ανεξάρτητα της θέσης των Α/Γ.
- ✓ Τίθενται τεχνικοί περιορισμοί στο δίκτυο, ειδικά για να μην καταγραφεί υπέρβαση στα θερμικά όρια των γραμμών.
- ✓ Ο ζυγός 1 είναι ζυγός αναφοράς και δεν επιτρέπεται η τοποθέτηση Α/Γ ή μπαταριών σε αυτόν.

4.3.3 Μαθηματική Έκφραση Υποπροβλήματος

Η μαθηματική έκφραση του υποπροβλήματος περιγράφεται από τις σχέσεις (4.1) έως (4.15). Πρόκειται για ένα πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (**Non-linear programming**) που επιλύθηκε σε περιβάλλον GAMS [4.6]. Ως ζυγός ταλάντωσης, για όλα τα δίκτυα λήφθηκε ο ζυγός 1.

4.3.3.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Ως αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιήθηκε η μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ενέργειας μέσω των Α/Γ και των μπαταριών, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου [4.2], η οποία δίνεται από τη σχέση (4.1).

$$\max_{P_{ch}, P_{dis}, P_{dg}} F1 - F2 \quad (4.1)$$

όπου:

$$F1 = \sum_{h=1}^{T_{final}} C_{pr}(h) \sum_{i=1, k}^N (P_{dg}(i) \cdot \text{wind}(h) + P_{dis}(i, h) - P_{ch}(i, h)) \quad (4.1.1)$$

&

$$F2 = 0.5 \cdot \sum_{h=1}^{T_{final}} C_{pr}(h) \sum_{i,j}^{i \neq j} G_{ij} \cdot [V(i, h)^2 + V(j, h)^2 - 2 \cdot V(i, h) \cdot V(j, h) \cdot \cos(d(j, h) - d(i, h))] \quad (4.1.2)$$

όπου:

- F1 : Τα έσοδα από την αιολική ενέργεια και τις μπαταρίες.
 F2 : Το κόστος των απωλειών ενέργειας του δικτύου.

$C_{pr}(h)$	:	Η οριακή τιμή του συστήματος την ώρα h (τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).
$P_{dg}(l)$	:	Η ονομαστική ισχύς του αιολικού πάρκου στο ζυγό l .
$wind(h)$	:	Δηλώνει το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος που παράγουν οι ανεμογεννήτριες την ώρα h .
$P_{dis}(i,h)$	:	Η ενεργός ισχύς εκφόρτισης των μπαταριών στο ζυγό k .
$P_{ch}(i,h)$	:	Η ενεργός ισχύς φόρτισης των μπαταριών στο ζυγό k .
G_{ij}	:	Το πραγματικό μέρος της μήτρας αγωγιμοτήτων ($Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$).
$V(i,h)$	:	Το μέτρο της τάσης στο ζυγό i την ώρα h .
$d(i,h)$	:	Η φασική γωνία της τάσης στο ζυγό i την ώρα h .

4.3.3.2 Περιορισμοί

1. Σε κάθε ζυγό ισχύουν οι εξισώσεις ροής φορτίου. Συνεπώς, για την ενεργό ισχύ ισχύει:

$$\begin{aligned}
 & \text{Εισερχόμενη ενεργός ισχύς} \quad \text{Εξερχόμενη ενεργός ισχύς} \\
 & \overbrace{P_{dg}(i) \cdot wind(h) + P_{dis}(i,h) + P_{slack}(h)} - \overbrace{(P_d(i,h) + P_{ch}(i,h))} = \\
 & V(i,h)^2 \cdot G_{ii} + V(i,h) \cdot \sum_{j \in i}^{i \neq j} V(j,h) \cdot [G_{ij} \cdot \cos(d(i,h) - d(j,h)) + B_{ij} \cdot \sin(d(i,h) - d(j,h))] \quad \forall i, h
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

όπου:

$P_{slack}(h)$	:	Η ισχύς που εισέρχεται από το ζυγό αναφοράς την ώρα h .
$P_d(i,h)$	:	Το φορτίο που εμφανίζεται στο ζυγό i την ώρα h ως ποσοστό του φορτίου αιχμής με βάση τα δεδομένα για το ΣΗΕ της Κρήτης.
B_{ij}	:	Το φανταστικό μέρος της μήτρας αγωγιμοτήτων ($Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$).
(i,j)	:	Το ζευγάρι δύο ζυγών. Ο συνολικός αριθμός των ζυγών συμβολίζεται με N .
$j \in i$	:	Αυτό το σύμβολο προσδιορίζει το ότι οι ζυγοί πρέπει να συνδέονται μεταξύ τους.

2. Σε κάθε ζυγό ισχύουν οι εξισώσεις ροής φορτίου. Συνεπώς, για την άεργο ισχύ ισχύει:

$$\begin{aligned}
 & \text{Εισερχόμενη άεργος ισχύς} \quad \text{Εξερχόμενη άεργος ισχύς} \\
 & \overbrace{P_{dg}(i) \cdot wind(h) \cdot \tan \varphi_w + Q_{slack}(h)} - \overbrace{Q_d(i,h)} = \\
 & - V(i,h)^2 \cdot B_{ii} + V(i,h) \cdot \sum_{j \in i}^{i \neq j} V(j,h) \cdot [G_{ij} \cdot \sin(d(i,h) - d(j,h)) - B_{ij} \cdot \cos(d(i,h) - d(j,h))] \quad \forall i, h
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

όπου:

$Q_{slack}(h)$	:	Η άεργος ισχύς που εισέρχεται από το ζυγό αναφοράς την ώρα h .
----------------	---	--

$Q_d(i,h)$: Το φορτίο που εμφανίζεται στο ζυγό i την ώρα h ως ποσοστό του φορτίου αιχμής με βάση τα δεδομένα για το ΣΗΕ της Κρήτης.

$P_{dg}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \tan\phi_w$: Η άεργος ισχύς που παράγει η ανεμογεννήτρια την ώρα h . Ο όρος ϕ_w δηλώνει τη γωνία του συντελεστή ισχύος της Α/Γ, ο οποίος θεωρείται 0.9 επαγωγικός ($\tan\phi_w = 0.484322$).

3. Όρια των τάσεων και των γωνιών στους ζυγούς.

$$0.94 \leq V(i, h) \leq 1.06$$

$$\forall i \in N \quad (i \neq \text{slack bus}) \quad (4.4)$$

$$-2 \cdot \pi \leq d(i, h) \leq 2 \cdot \pi$$

4. Τάση και γωνία του ζυγού ταλάντωσης.

$$V_{\text{slack}}(h) = 1 \text{ α.μ.}$$

$$d_{\text{slack}}(h) = 0 \text{ rad} \quad (4.5)$$

5. Θερμικό όριο των γραμμών.

$$-S_{\max}(i, j) \leq S(i, j, h) \leq S_{\max}(i, j) \quad (4.6)$$

$$i, j \in N \quad (i \neq j)$$

6. Όρια ενεργού και αέργου ισχύος στο ζυγό αναφοράς.

$$-P_{\text{rev.max}} \leq P_{\text{slack}}(h) \leq P_{\text{fw.max}} \quad (4.7)$$

$$-Q_{\max} \leq Q_{\text{slack}}(h) \leq Q_{\max}$$

- Αυτοί οι περιορισμοί εξασφαλίζουν ότι δε θα ξεπεράσει η αντίστροφη ροή ισχύος το 70% της ονομαστικής ισχύος του Μ/Σ. Η θεώρηση αυτή γίνεται επειδή στα σύγχρονα δίκτυα μεταφοράς συνδέονται πλέον και ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να είναι απαραίτητη η

διερεύνηση του μεγέθους των ισχύων που ρέουν στις γραμμές τους κάθε χρονική στιγμή, έτσι ώστε να μην ξεπερνούν τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου. Αν και η τιμή που τέθηκε ως όριο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες (το μέγεθος των ΑΠΕ που έχουν συνδεθεί στο δίκτυο μεταφοράς, τα δίκτυα διανομής τα οποία τροφοδοτεί κ.α.), αποτελεί μια θεώρηση που αντιπροσωπεύει ικανοποιητικά το τι ισχύει στην πραγματικότητα.

7. Ελάχιστη και μέγιστη διείσδυση της αιολικής ισχύος σε όλο το σύστημα.

$$70\% \cdot \sum_{i=1}^N P_{\text{demand,peak}}(i) \leq \sum_{i=1}^N P_{\text{dg}}(i) \leq 150\% \cdot \sum_{i=1}^N P_{\text{demand,peak}}(i) \quad (4.8)$$

όπου:

$P_{\text{demand,peak}}$: Η αιχμή ζήτησης.

8. Διαθέσιμο κεφάλαιο για την επένδυση.

$$\text{Κόστος Ανεμογεννητριών} + \text{Κόστος Μπαταριών} \leq IC_{\text{max}} \quad (4.9)$$

όπου:

IC_{max} : Το μέγιστο κόστος επένδυσης (10.000.000 €).

* Σχετικά με τα εν λόγω κόστη έχει γίνει εκτενής ανάλυση στο Κεφάλαιο 2 & 3

9. Περιορισμοί Μπαταριών

A. Αποθηκευμένη Ενέργεια

Ο υπολογισμός της ηλεκτρικής ενέργειας που αποθηκεύει η μπαταρία σε μορφή χημικής ενέργειας προκύπτει από τη σχέση [4.7]:

$$E(k,h) = E(k,h-1) + n_{\text{ch}} \cdot P_{\text{ch}}(k,h) - \frac{P_{\text{dis}}(k,h)}{n_{\text{dis}}} \quad (h=1 \dots 336) \quad (4.10)$$

όπου:

$E(k,h)$: Η αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας k την ώρα h.
 n_{ch} : Απόδοση φόρτισης (τιμή 0.77).
 n_{dis} : Απόδοση εκφόρτισης (τιμή 0.77).

Β. Όρια αποθηκευμένης ενέργειας

$$20\% \cdot E_{BSS}(k) \leq E(k,h) \leq 90\% \cdot E_{BSS}(k) \quad (4.11)$$

όπου:

$E_{BSS}(k)$: Η χωρητικότητα της μπαταρίας.

- Ο συγκεκριμένος περιορισμός εξασφαλίζει ότι δεν φορτίζεται ή εκφορτίζεται πλήρως η μπαταρία, με αποτέλεσμα να επιμηκύνεται ο χρόνος ζωής της.

Γ. Θεωρήσεις στις μπαταρίες

- Σε πρώτη φάση γίνεται η θεώρηση ότι $E(k,0) = 0$, δηλαδή η μπαταρία αρχικά δεν έχει αποθηκευμένη ενέργεια.
- Στη συνέχεια, γίνεται η παραδοχή ότι $E(k,0) = E(k,T_{final}=24)$, στην ουσία αυτό εξασφαλίζει ότι η αποθηκευμένη ενέργεια στο τέλος ισούται με αυτή που θεωρήθηκε αρχικά. Η συγκεκριμένη θεώρηση συναντάται συχνά στα προβλήματα βελτιστοποίησης [4.2], [4.8].
- Επειδή στην παρούσα φάση ο χρονικός ορίζοντας είναι το 24ωρο, η παραπάνω εξίσωση υποδηλώνει ότι στο τέλος κάθε μέρας οι μπαταρίες θα έχουν μηδενική αποθηκευμένη ενέργεια.
- Οι μπαταρίες ακολουθούν κύκλο φόρτισης – εκφόρτισης μία φορά τη μέρα, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί ο μέγιστος χρόνος ζωής τους.
- Οι μπαταρίες είτε θα φορτίζονται είτε θα εκφορτίζονται την ίδια ώρα. Αναλυτικότερα, θα ισχύει:

$$\begin{aligned} P_{ch}(k,h) &= 0 \text{ στην on-peak period} \\ P_{dis}(k,h) &= 0 \text{ στην off-peak period} \end{aligned}$$

Δ. Κάλυψη ζήτησης από μπαταρίες

$$\sum_{i=1}^N P_{dis}(k,h) \leq \sum_{i=1}^N P_d(i,h) \quad (4.12)$$

$\forall h$

- Ο συγκεκριμένος περιορισμός καθορίζει ότι η ενεργός ισχύς που εγγέουν οι μπαταρίες στο δίκτυο δε θα ξεπερνά οποιαδήποτε ώρα τη συνολική ζήτηση. Αυτό συμβαίνει για να μην διοχετεύεται η περίσσεια ισχύς στο ανάντη δίκτυο.

Ε. Διαστασιολόγηση μπαταριών

- Η ονομαστική ισχύς των μπαταριών προσδιορίζεται από τη μέγιστη ισχύ που απορροφά ή αποδίδει η μπαταρία:

$$\begin{aligned} P_{ch}(k,h) &\leq P_b(k) \\ P_{dis}(k,h) &\leq P_b(k) \end{aligned} \quad (4.13)$$

όπου:

$P_b(k)$: Η ονομαστική ισχύς της μπαταρίας.

- Η χωρητικότητα των μπαταριών προσδιορίζεται από το κάτω και άνω όριο της αποθηκευμένης ενέργειας:

$$20\% \cdot E_{BSS}(k) \leq E(k,h) \leq 90\% \cdot E_{BSS}(k)$$

όπου:

$E_{BSS}(k)$: Η χωρητικότητα της μπαταρίας.

10. Βοηθητικές Μεταβλητές

Για τον έλεγχο των αποτελεσμάτων εισάγονται προαιρετικά δύο βοηθητικές μεταβλητές (μία για την άεργο και μία για την ενεργό ισχύ), οι οποίες ανά πάσα στιγμή δίνουν πληροφορίες για το ισοζύγιο των ισχύων. Αναλυτικά οι σχέσεις είναι οι εξής:

$$\begin{aligned} active_{balance}(h) &= P_{slack}(h) + \sum_{i=1}^N P_{dg}(i) \cdot wind(h) + P_{dis}(i,h) - (P_d(i,h) + P_{ch}(i,h)) \\ &\quad - total_active_losses(h) \end{aligned} \quad (4.14)$$

$\forall h$

$$\begin{aligned} reactive_{balance}(h) &= Q_{slack}(h) + \sum_{i=1}^N P_{dg}(i) \cdot wind(h) \cdot \tan \varphi_w - Q_d(i,h) \\ &\quad - total_reactive_losses(h) \end{aligned} \quad (4.15)$$

$\forall h$

Με απλά λόγια, η πρώτη δοκιμαστική μεταβλητή ισούται με τη συνολική ενεργό ισχύ που εισέρχεται στο δίκτυο (από τον υποσταθμό, την παραγωγή των Α/Γ και την εκφόρτιση των μπαταριών) μείον τη συνολική ενεργό ισχύ που εξέρχεται από αυτό (ηλεκτρικά φορτία, απώλειες και φόρτιση μπαταριών).

Αντίστοιχα, το ίδιο ισχύει για τη δεύτερη δοκιμαστική μεταβλητή, με τη μόνη διαφορά ότι σε αυτή την περίπτωση δεν συνυπολογίζεται η δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ από ή προς το δίκτυο.

Όπως είναι φυσικό, οι παραπάνω μεταβλητές πρέπει να ισούνται με το μηδέν ή να είναι σχεδόν ίσες με αυτό, μιας και θεωρείται μια πολύ μικρή ανοχή σφάλματος, έτσι ώστε το μοντέλο να είναι ορθό.

4.4 ΥΠΟΠΡΟΒΛΗΜΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

4.4.1 Βέλτιστη Ροή Ισχύος

Οι τωρινές αναλύσεις χρησιμοποιούν τη προσέγγιση της βέλτιστης ροής ισχύος (Optimal Power Flow - OPF) σε δίκτυα διανομής τόσο για να διαστασιολογηθούν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (ΜΔΠ) όσο και για να βρεθεί σε ποιόν ζυγό θα τοποθετηθούν, έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες ενέργειας του δικτύου [4.1].

Όσον αφορά τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, αξίζει να σημειωθεί ότι οι μέχρι τώρα μελέτες έχουν αποδείξει ότι τα οφέλη που προκύπτουν στο δίκτυο από τη χρήση τους, δεν αντισταθμίζουν το πολύ μεγάλο κόστος εγκατάστασής τους. Όμως, σε αυτή την ανάλυση δεν έχει συμπεριληφθεί η δυνατότητα των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ή των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο (θεωρείται ο συντελεστής ισχύος τους ίσος με τη μονάδα). Συνεπώς, μέχρι πρότινος οι προσεγγίσεις που χρησιμοποιούνταν αφορούσαν την Active Optimal Power Flow ανάλυση (A - OPF).

Εν αντιθέσει, λιγότερες εργασίες έχουν δημοσιευτεί με την ταυτόχρονη θεώρηση βέλτιστης ροής ενεργού και αέργου ισχύος (Active-Reactive Optimal Power Flow Problem – A-R OPF Problem), πράγμα που επιχειρείται στην εν λόγω εργασία [4.2]. Αναλυτικότερα, στο συγκεκριμένο υποπρόβλημα γίνεται η παραδοχή ότι οι μπαταρίες, μέσω των ηλεκτρονικών ισχύος που διαθέτουν, έχουν τη δυνατότητα να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο [4.7]. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται αυτό περιγράφεται εκτενώς παρακάτω.

Συνοψίζοντας, λοιπόν, στο Operation Problem που παρουσιάζεται στην παρούσα εργασία εφαρμόζεται μια Active-Reactive Optimal Power Flow ανάλυση [4.2]. Αυτή η προσέγγιση αποσκοπεί στο να δοθούν στο διαχειριστή του δικτύου εκείνες οι τιμές που θα πρέπει να πάρουν μία σειρά από μεταβλητές, έτσι ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (βέλτιστη λειτουργία του συστήματος), χωρίς φυσικά να υπάρξει κάποια παραβίαση των περιορισμών του δικτύου.

4.4.2 Σχεδιασμός Υποπροβλήματος

Όπως και στην παραπάνω περίπτωση έτσι και το συγκεκριμένο υποπρόβλημα ανήκει στην κατηγορία του μη γραμμικού προγραμματισμού (NLP) και μάλιστα χαρακτηρίζεται ως ένα πρόβλημα μεγάλης κλίμακας, μιας και έχει αρκετές μεταβλητές σχεδίασης [4.2]. Η αντικειμενική συνάρτηση που χρησιμοποιείται είναι πανομοιότυπη με αυτή που εφαρμόστηκε στο πρώτο υποπρόβλημα. Βέβαια, λόγω της πολυπλοκότητάς του είναι αναγκαία η θεώρηση

ορθών αρχικών τιμών στις μεταβλητές σχεδίασης, έτσι ώστε η λύση του προβλήματος να είναι εφικτή και να πραγματοποιείται σε σύντομο χρονικό διάστημα από τον solver.

Όσον αφορά τους περιορισμούς που τίθενται, σχετίζονται αποκλειστικά με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου, δηλαδή τα όρια τάσης των ζυγών, τη θερμική αντοχή των γραμμών, την ισχύ προς το ανάντη δίκτυο και έναν συντελεστή περιορισμού της παραγόμενης αιολικής ισχύος. Ο συγκεκριμένος συντελεστής, διασφαλίζει ότι σε ημέρες με πολύ υψηλό άνεμο δε θα παραβιάζονται οι περιορισμοί του δικτύου, λειτουργώντας ως ένας διακόπτης on/off [4.1]. Σε αντίθεση με το Planning Problem, δεν συνυπολογίζονται οικονομικοί περιορισμοί, μιας και οι μονάδες που χρησιμοποιούνται έχουν ήδη διαστασιολογηθεί, με αποτέλεσμα το μέγεθός τους να μην υπεισέρχεται στη βελτιστοποίηση.

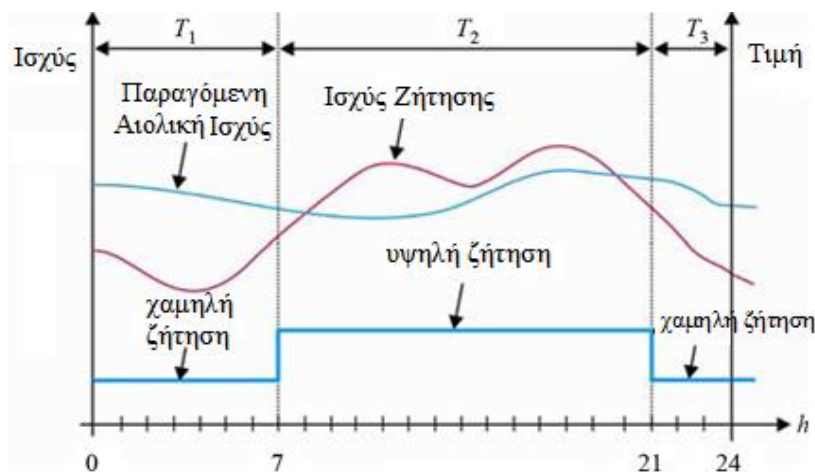
Συνεπώς, προκύπτει ότι η συνεχής βελτιστοποίηση που επιτυγχάνεται μέσω του Gams στις μεταβλητές σχεδίασης του 1^{ου} υποπροβλήματος, αποτελεί τη βάση για τη διαστασιολόγηση τόσο των μπαταριών όσο και των ανεμογεννητριών. Στη συνέχεια, στο δίκτυο με τις διαστασιολογημένες μονάδες εφαρμόζεται A-R OPF ανάλυση. Βέβαια, για τα μεγέθη των μονάδων χρησιμοποιούνται τιμές που συγκλίνουν με αυτές που διατίθενται στην αγορά ενέργειας. Πηγές για αυτή τη σύγκριση αποτέλεσαν όσον αφορά τις μπαταρίες, τα τεχνικά φυλλάδια της εταιρίας GE Energy Storage και όσον αφορά τις ανεμογεννήτριες οι πληροφορίες που αντλήθηκαν μέσω του Retscreen (Λογισμικό Καθαρής Ενέργειας) για την εταιρία Vestas [4.9], [4.10].

4.4.3 Οφέλη Μπαταριών

4.4.3.1 Οικονομικά Οφέλη

Αναφέρθηκε και προηγουμένως ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ανάλογη της ζήτησης. Συνεπώς, η τιμή αλλάζει με το αν η ζήτηση είναι υψηλή ή χαμηλή. Συγκεκριμένα, σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως για παράδειγμα στον Καναδά, υπάρχει διαφορετική χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά ώρα (μοντέλο με 24 ταρίφες). Παρόλα αυτά, μια ικανοποιητική προσομοίωση αυτού του αναλυτικού μοντέλου είναι το μοντέλο με τις δύο ταρίφες (απλουστευμένο). Εκτός των άλλων, είναι και πιο απλό για τον καταναλωτή μιας και δεν αναγκάζεται να παρακολουθεί διαρκώς τις τιμές [4.8]. Για αυτούς ακριβώς τους λόγους, επιλέχθηκε να εφαρμοστεί το απλουστευμένο μοντέλο στην τιμολογιακή πολιτική.

Στη συνέχεια, μέσω του Σχήματος 4.1, δίνεται μια εξήγηση για το πώς προκύπτουν τα οικονομικά οφέλη από τη χρήση μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, καθώς οι μπαταρίες εκμεταλλεύονται τη διαφορετική τιμολογιακή πολιτική ανά χρονική περίοδο [4.2].



Σχήμα 4.1: Καθημερινό προφίλ ισχύος ανέμου – ζήτησης και κόστους ηλεκτρικής ενέργειας.

Όπως διακρίνεται, το Σχήμα 4.1 απεικονίζει το προφίλ της ενέργειας κάθε ώρα της μέρας τόσο για την αιολική ισχύ (P_w) όσο και για την ισχύ ζήτησης (P_d). Είναι εμφανές, λοιπόν, το ότι κατά την χρονική περίοδο T1 και T3 υπάρχει περίσσεια αιολική ενέργεια, η οποία μπορεί να αποθηκευτεί στις μπαταρίες.

Σχετικά με την περίοδο T2, όπου η ζήτηση είναι υψηλή, η διαφορά της παραγωγής με τη ζήτηση μπορεί να καλυφθεί από την ενέργεια που έχει ήδη αποθηκευτεί στις μπαταρίες.

Εκτός από την παραπάνω προφανή χρήση των μπαταριών είναι εφικτή και η αποθήκευση ενέργειας (αν δεν έχουν φορτιστεί πλήρως), η οποία εισέρχεται από το ανάντη δίκτυο κατά την off-peak period (χαμηλή τιμή ηλεκτρικής ενέργειας). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, ο διαχειριστής να αγοράζει ενέργεια με 37 €/MWh, να την αποθηκεύει στις μονάδες αποθήκευσης και ύστερα να την πουλάει κατά την on-peak period (περίοδος εκφόρτισης των μπαταριών) με 74 €/MWh.

Συνεπώς, οι μπαταρίες αποφέρουν κέρδος στο διαχειριστή απλά και μόνο χρησιμοποιώντας το μοντέλο των διαφορετικών ζωνών χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.4.3.2 Τεχνικά Οφέλη

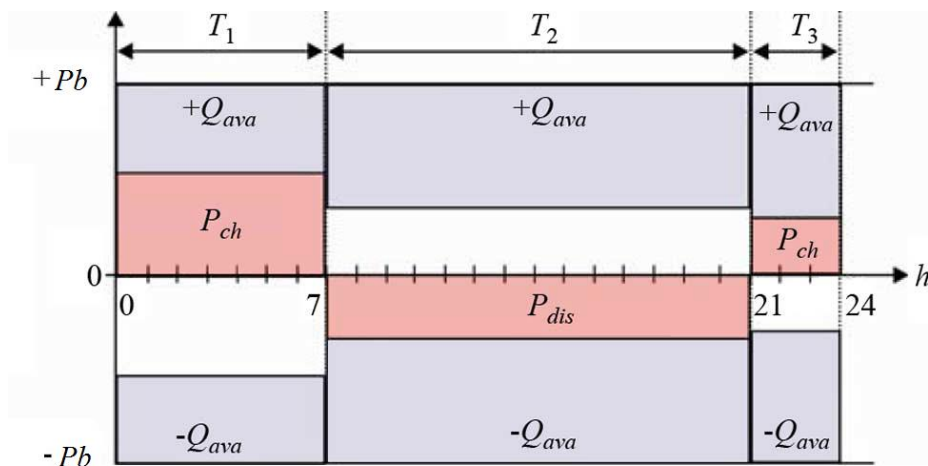
Οι μπαταρίες αποτελούνται από τα ηλεκτρονικά ισχύος και τη μονάδα αποθήκευσης (Storage Unit) [4.8]. Τα ηλεκτρονικά ισχύος των μπαταριών, αναφέρονται με ένα συγκεκριμένο όρο που είναι ο εξής:

σύστημα ρύθμισης ισχύος
(Power Conditioning System - PCS)

Το σύστημα ρύθμισης ισχύος, λοιπόν, επιτρέπει στις μονάδες αποθήκευσης την ταυτόχρονη παραγωγή ενεργού και αέργου ισχύος. Όπως είναι φυσικό, η συγκεκριμένη ικανότητα των μπαταριών οδηγεί σε κάποια θετικά αποτελέσματα, τα οποία είναι τα εξής:

- Μείωση των απωλειών ενέργειας του δικτύου.
- Βελτίωση του προφίλ των τάσεων του δικτύου.
- Μείωση της άεργης ισχύος που εισέρχεται στο δίκτυο από τον υποσταθμό.

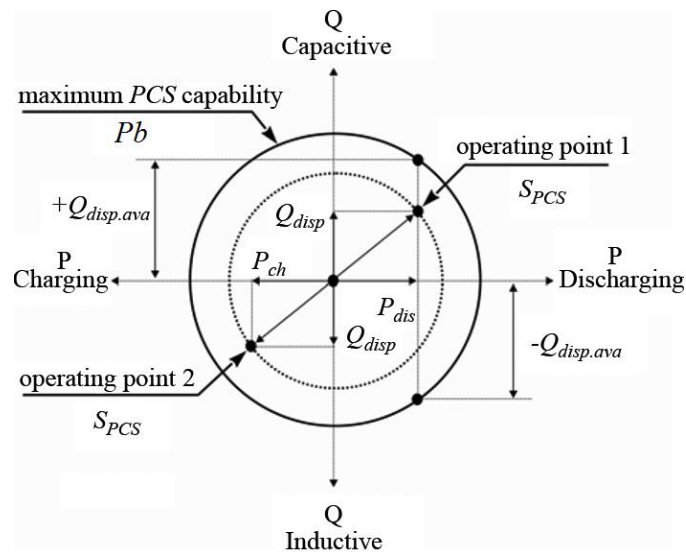
Όσον αφορά, το πόση άεργο ισχύ μπορεί να εγγεί η μπαταρία στο δίκτυο, η ποσότητα αυτή καθορίζεται από μία σχέση, η οποία προκύπτει από το Σχήμα 4.2 και είναι ένας συμβιβασμός μεταξύ της ενεργού και άεργης ισχύος [4.2], [4.7].



Σχήμα 4.2: Συμβιβασμός ενεργού και αέργου ισχύος ενός PCS.

Με βάση το Σχήμα 4.2, είναι εμφανές ότι το PCS περιορίζεται ανάλογα την ονομαστική του ισχύ ($\pm P_b$). Συνεπώς, έχει συγκεκριμένες δυνατότητες για το ποιά είναι η μέγιστη ενεργός ή άεργος ισχύς που μπορεί να εγχέει ή να απορροφά, από ή προς το δίκτυο.

Γενικότερα, κανείς αντιλαμβάνεται ότι το P_{ch} και το P_{dis} σχετίζεται με τα έσοδα που προκύπτουν από τη χρήση των μπαταριών, ενώ το Q_{ava} με τις απώλειες ενέργειας του συστήματος. Στόχος, εκτός των άλλων, είναι να υπάρξει ένας βέλτιστος συμβιβασμός μεταξύ αυτών των δύο όρων, μιας και επιζητείται το μέγιστο κέρδος με ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση των απωλειών. Άλλωστε, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, οι απώλειες του συστήματος εκφράζονται σε χρηματικές μονάδες και αποτελούν αρνητικό κέρδος, το οποίο επωμίζεται ο διαχειριστής – παραγωγός.



Σχήμα 4.3: Καμπύλη λειτουργίας ενός συστήματος ρύθμισης ισχύος.

4.4.4 Μοντελοποίηση Μπαταριών

Ο όρος που αναφέρθηκε στην παραπάνω υποενότητα, Q_{ava} , αφορά την ποσότητα της άεργης ισχύος που είναι εφικτό να εγγέξει ή να απορροφά, από ή προς το δίκτυο μια μπαταρία και ισούται με [4.7]:

$$Q_{ava}(k, h) = \begin{cases} \pm \sqrt{P_b^2(k) - P_{ch}^2(k, h)}, & h \in T1, T3 \\ \pm \sqrt{P_b^2(k) - P_{dis}^2(k, h)}, & h \in T2 \end{cases} \quad (4.16)$$

Εξαιτίας, όμως, του γεγονότος ότι κατά την επίλυση του Operation Problem υπάρχουν διάφορα κριτήρια, όπως οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, δε χρησιμοποιείται όλη η ποσότητα του Q_{ava} , αλλά μόνο ένα μέρος αυτής το Q_{disp} [4.2]. Για να είναι εφικτό, συνεπώς, να καθοριστεί αυτή η νέα ποσότητα που προκύπτει, δηλαδή η άεργος ισχύς που ανταλλάσσει η μονάδα

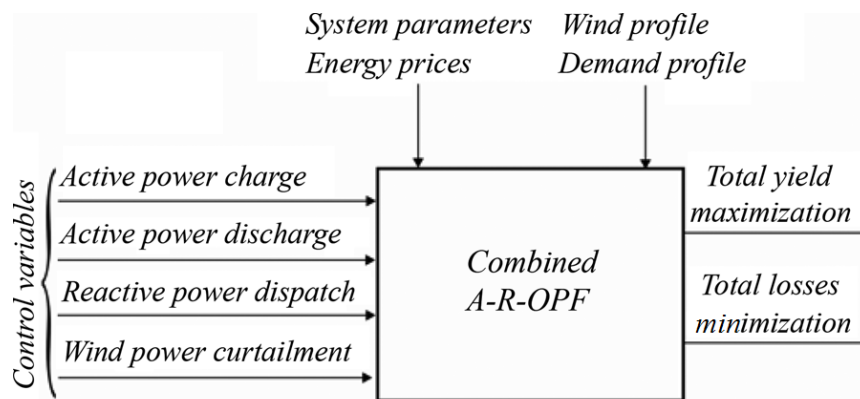
αποθήκευσης με το δίκτυο, παρουσιάζεται το Σχήμα 4.3, με βάση το οποίο προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα:

- Το PCS μπορεί να παράγει άεργο και ενεργό ισχύ σε κάθε περίπτωση λειτουργίας του.
- Για παράδειγμα, στο σημείο λειτουργίας 1 η μπαταρία εκφορτίζεται και εγχέει άεργο ισχύ στο δίκτυο (επαγωγικός Σ.Ι.).
- Για παράδειγμα, στο σημείο λειτουργίας 2 η μπαταρία φορτίζεται και απορροφά άεργο ισχύ από το δίκτυο (χωρητικός Σ.Ι.).

4.4.5 Μαθηματική Έκφραση Υποπροβλήματος

Η μαθηματική έκφραση του υποπροβλήματος περιγράφεται από τις σχέσεις (4.17) έως (4.29). Πρόκειται και αυτό για ένα πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (**Non-linear programming**) που επιλύθηκε σε περιβάλλον GAMS [4.6]. Ως ζυγός ταλάντωσης, για όλα τα δίκτυα λήφθηκε ο ζυγός 1.

Η βελτιστοποίηση της λειτουργίας του ηλεκτρικού δικτύου, μέσω της A-R OPF ανάλυσης, μπορεί να περιγραφεί συνοπτικά από το Σχήμα 4.4.



Σχήμα 4.4

Συγκεκριμένα, το μοντέλο (η A-R OPF ανάλυση) δέχεται ως εισόδους τις παραμέτρους του δικτύου, το προφίλ του ανέμου και της ζήτησης, καθώς και τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Καλείται, λοιπόν, να βελτιστοποιήσει τις μεταβλητές σχεδίασης (την ισχύ φόρτισης - εκφόρτισης, την άεργο ισχύ που ανταλλάσσεται με το δίκτυο και τον συντελεστή περιορισμού της αιολικής ενέργειας), έτσι ώστε να επιτευχθεί βέλτιστη λειτουργία του δικτύου (υψηλά έσοδα από τις Α/Γ και τις μπαταρίες και περιορισμένες απώλειες).

Βέβαια, η χρήση του συντελεστή αποκοπής για κάθε Α/Γ βασίζεται στην αναγκαιότητα του να υπάρχει περίοδος λειτουργίας του συστήματος (εφικτή λύση). Στην ουσία, δίνεται η δυνατότητα στο διαχειριστή του συστήματος να απορρίψει μέρος της αιολικής ισχύος, στην περίπτωση που οι μπαταρίες δεν μπορούν να αποθηκεύσουν άλλη ενέργεια ή όταν παραβιάζονται τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου [4.1].

4.4.5.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Ως αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιήθηκε η μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ενέργειας μέσω των Α/Γ και των μπαταριών, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου, που δίνεται από τη σχέση (4.17).

$$\max_{P_{ch}, P_{dis}, Q_{disp}, curt} F1 - F2 \quad (4.17)$$

όπου:

$$F1 = \sum_{h=1}^{T_{final}} C_{pr}(h) \sum_{i \in l, k}^N (P_{dg}(i) \cdot wind(h) \cdot curt(i, h) + P_{dis}(i, h) - P_{ch}(i, h)) \quad (4.17.1)$$

&

$$F2 = 0.5 \cdot \sum_{h=1}^{T_{final}} C_{pr}(h) \sum_{i, j}^{i \neq j} G_{ij} \cdot [V(i, h)^2 + V(j, h)^2 - 2 \cdot V(i, h) \cdot V(j, h) \cdot \cos(d(j, h) - d(i, h))] \quad (4.17.2)$$

όπου:

- F1 : Τα έσοδα από την αιολική ενέργεια και τις μπαταρίες.
- F2 : Το κόστος των απωλειών ενέργειας του δικτύου.
- $C_{pr}(h)$: Η οριακή τιμή του συστήματος την ώρα h (τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).
- $P_{dg}(l)$: Η ονομαστική ισχύς του αιολικού πάρκου στο ζυγό l .
- $wind(h)$: Δηλώνει το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος που παράγουν οι ανεμογεννήτριες την ώρα h .
- $curt(i, h)$: Συντελεστής περιορισμού της ισχύος του αιολικού πάρκου του ζυγού i την ώρα h .
- $P_{dis}(i, h)$: Η ενεργός ισχύς εκφόρτισης των μπαταριών στο ζυγό k .
- $P_{ch}(i, h)$: Η ενεργός ισχύς φόρτισης των μπαταριών στο ζυγό k .
- G_{ij} : Το πραγματικό μέρος της μήτρας αγωγιμοτήτων ($Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$).
- $V(i, h)$: Το μέτρο της τάσης στο ζυγό i την ώρα h .
- $d(i, h)$: Η φασική γωνία της τάσης στο ζυγό i την ώρα h .

4.4.5.2 Περιορισμοί

1. Σε κάθε ζυγό ισχύουν οι εξισώσεις ροής φορτίου. Συνεπώς, για την ενεργό ισχύ ισχύει:

$$\begin{aligned}
 & \text{Εισερχόμενη ενεργός ισχύς} \quad \text{Εξερχόμενη ενεργός ισχύς} \\
 & P_{dg}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \text{curt}(i,h) + P_{dis}(i,h) + P_{slack}(h) - (P_d(i,h) + P_{ch}(i,h)) = \\
 & V(i,h)^2 \cdot G_{ii} + V(i,h) \cdot \sum_{j \in i}^{i \neq j} V(j,h) \cdot [G_{ij} \cdot \cos(d(i,h) - d(j,h)) + B_{ij} \cdot \sin(d(i,h) - d(j,h))] \quad \forall i,h
 \end{aligned} \tag{4.18}$$

όπου:

- $P_{slack}(h)$: Η ισχύς που εισέρχεται από το ζυγό αναφοράς την ώρα h .
 $P_d(i,h)$: Το φορτίο που εμφανίζεται στο ζυγό i την ώρα h ως ποσοστό του φορτίου αιχμής με βάση τα δεδομένα για το ΣΗΕ της Κρήτης.
 B_{ij} : Το φανταστικό μέρος της μήτρας αγωγιμοτήτων ($Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$).
 (i,j) : Το ζευγάρι δύο ζυγών. Ο συνολικός αριθμός των ζυγών συμβολίζεται με N .
 $j \in i$: Αυτό το σύμβολο προσδιορίζει το ότι οι ζυγοί πρέπει να συνδέονται μεταξύ τους.
 $\text{curt}(i,h)$: Συντελεστής περιορισμού της ισχύος του αιολικού πάρκου του ζυγού i την ώρα h .

2. Σε κάθε ζυγό ισχύουν οι εξισώσεις ροής φορτίου. Συνεπώς, για την άεργο ισχύ ισχύει:

$$\begin{aligned}
 & \text{Εισερχόμενη άεργος ισχύς} \quad \text{Εξερχόμενη άεργος ισχύς} \\
 & P_{dg}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \text{curt}(i,h) \cdot \tan\phi_w + Q_{slack}(h) + Q_{disp}(i,h) - Q_d(i,h) = \\
 & -V(i,h)^2 \cdot B_{ii} + V(i,h) \cdot \sum_{j \in i}^{i \neq j} V(j,h) \cdot [G_{ij} \cdot \sin(d(i,h) - d(j,h)) - B_{ij} \cdot \cos(d(i,h) - d(j,h))] \quad \forall i,h
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

όπου:

- $Q_{slack}(h)$: Η άεργος ισχύς που εισέρχεται από το ζυγό αναφοράς την ώρα h .
 $Q_d(i,h)$: Το φορτίο που εμφανίζεται στο ζυγό i την ώρα h ως ποσοστό του φορτίου αιχμής με βάση τα δεδομένα για το ΣΗΕ της Κρήτης.
 $P_{dg}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \text{curt}(i,h) \cdot \tan\phi_w$: Η άεργος ισχύς που παράγει η ανεμογεννήτρια την ώρα h . Ο όρος ϕ_w δηλώνει τη γωνία του συντελεστή ισχύος της, ο οποίος θεωρείται 0.9 επαγωγικός ($\tan\phi_w = 0.484322$).
 $Q_{disp}(i,h)$: Η άεργος ισχύς που εγχέει ή απορροφά η μπαταρία στο ζυγό i την ώρα h .

3. Όρια των τάσεων και των γωνιών στους ζυγούς.

$$0.94 \leq V(i, h) \leq 1.06$$

$$\forall i \in N \quad (i \neq \text{slack bus}) \quad (4.20)$$

$$-2 \cdot \pi \leq d(i, h) \leq 2 \cdot \pi$$

4. Τάση και γωνία του ζυγού ταλάντωσης.

$$V_{\text{slack}}(h) = 1 \text{ α.μ.} \quad (4.21)$$

$$d_{\text{slack}}(h) = 0 \text{ rad}$$

5. Θερμικό όριο των γραμμών.

$$-S_{\max}(i, j) \leq S(i, j, h) \leq S_{\max}(i, j) \quad (4.22)$$

$$i, j \in N \quad (i \neq j)$$

6. Όρια ενεργού και αέργου ισχύος στο ζυγό αναφοράς.

$$-P_{\text{rev.max}} \leq P_{\text{slack}}(h) \leq P_{\text{fw.max}} \quad (4.23)$$

$$-Q_{\max} \leq Q_{\text{slack}}(h) \leq Q_{\max}$$

- Αυτοί οι περιορισμοί εξασφαλίζουν ότι δε θα ξεπεράσει η αντίστροφη ροή ισχύος το 70% της ονομαστικής ισχύος του Μ/Σ. Η θεώρηση αυτή γίνεται επειδή στα σύγχρονα δίκτυα μεταφοράς συνδέονται πλέον και ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να είναι απαραίτητη η διερεύνηση του μεγέθους των ισχύων που ρέουν στις γραμμές τους κάθε χρονική στιγμή, έτσι ώστε να μην ξεπερνούν τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου. Αν και η τιμή που τέθηκε ως όριο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες (το μέγεθος των ΑΠΕ που έχουν συνδεθεί στο δίκτυο μεταφοράς, τα δίκτυα διανομής τα οποία τροφοδοτεί κ.α.), αποτελεί μια θεώρηση που αντιπροσωπεύει ικανοποιητικά το τι ισχύει στην πραγματικότητα.

7. Όρια συντελεστή περιορισμού αιολικού πάρκου στο ζυγό l .

$$0 \leq \text{curt}(i, h) \leq 1 \quad \forall h \quad (4.24)$$

* Η μονάδα αντιστοιχεί σε αποκοπή αιολική ισχύος στο ζυγό l κατά 0 %, ενώ το μηδενικό αντίστοιχα σε αποκοπή αιολικής ισχύος στο ζυγό l κατά 100 %.

8. Περιορισμοί Μπαταριών

A. Αποθηκευμένη Ενέργεια

Ο υπολογισμός της ηλεκτρικής ενέργειας που αποθηκεύει η μπαταρία σε μορφή χημικής ενέργειας προκύπτει από τη σχέση [4.7]:

$$E(k, h) = E(k, h-1) + n_{ch} \cdot P_{ch}(k, h) - \frac{P_{dis}(k, h)}{n_{dis}} \quad (h=1 \dots 336) \quad (4.25)$$

όπου:

$E(k, h)$: Η αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας k την ώρα h .
 n_{ch} : Απόδοση φόρτισης (τιμή 0.77).
 n_{dis} : Απόδοση εκφόρτισης (τιμή 0.77).

B. Όρια αποθηκευμένης ενέργειας

$$20\% \cdot E_{BSS}(k) \leq E(k, h) \leq 90\% \cdot E_{BSS}(k) \quad (4.26)$$

όπου:

$E_{BSS}(k)$: Η χωρητικότητα της μπαταρίας.

- ο Ο συγκεκριμένος περιορισμός εξασφαλίζει ότι δεν φορτίζεται ή εκφορτίζεται πλήρως η μπαταρία, με αποτέλεσμα να επιμηκύνεται ο χρόνος ζωής της.

Γ. Όρια δυνατότητας των PCS

$$\begin{aligned}
P_{\text{dis}}^2(k,h) + Q_{\text{disp}}^2(k,h) &\leq P_b^2(k) \\
P_{\text{ch}}^2(k,h) + Q_{\text{disp}}^2(k,h) &\leq P_b^2(k) \\
Q_{\text{disp}}(k,h) &\geq -P_b(k)
\end{aligned} \tag{4.27}$$

- Οι παραπάνω περιορισμοί προκύπτουν από την καμπύλη λειτουργίας του συστήματος ρύθμισης ισχύος.

Δ. Θεωρήσεις στις μπαταρίες

- Σε πρώτη φάση γίνεται η θεώρηση ότι $E(k,0) = 50\% \cdot E_{\text{BSS}}(k)$, δηλαδή η μπαταρία αρχικά είναι φορτισμένη στο μισό της χωρητικότητάς της [4.2].
- Στη συνέχεια, γίνεται η παραδοχή ότι $E(k,0) = E(k, T_{\text{final}}=336)$, στην ουσία αυτό εξασφαλίζει ότι η αποθηκευμένη ενέργεια στο τέλος ισούται με αυτή που θεωρήθηκε αρχικά. Η συγκεκριμένη θεώρηση συναντάται συχνά στα προβλήματα βελτιστοποίησης [4.2], [4.8].
- Στην παρούσα φάση ο χρονικός ορίζοντας είναι το 336ωρο, αφού έχει αποδειχθεί ότι μία στρατηγική πολλών ημερών λειτουργίας εκμεταλλεύεται καλύτερα τη χωρητικότητα των μπαταριών, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνονται υψηλότερα οφέλη. Πέρα από αυτό, αξίζει να τονιστεί ότι οι μεταβολές των μεταβλητών σχεδίασης με αυτή τη θεώρηση εξομαλύνονται [4.2].
- Οι μπαταρίες ακολουθούν κύκλο φόρτισης – εκφόρτισης μία φορά τη μέρα, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί ο μέγιστος χρόνος ζωής τους.
- Οι μπαταρίες είτε θα φορτίζονται είτε θα εκφορτίζονται την ίδια ώρα. Αναλυτικότερα, θα ισχύει:

$$\begin{aligned}
P_{\text{ch}}(k,h) &= 0 \text{ στην on-peak period} \\
P_{\text{dis}}(k,h) &= 0 \text{ στην off-peak period}
\end{aligned}$$

9. Βοηθητικές Μεταβλητές

Για τον έλεγχο των αποτελεσμάτων εισάγονται προαιρετικά δύο βοηθητικές μεταβλητές (μία για την άεργο και μία για την ενεργό ισχύ), οι οποίες ανά πάσα στιγμή δίνουν πληροφορίες για το ισοζύγιο των ισχύων. Αναλυτικά οι σχέσεις είναι οι εξής:

$$\begin{aligned} \text{active}_{\text{balance}}(h) = & P_{\text{slack}}(h) + \sum_{i=1}^N P_{\text{dg}}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \text{curt}(i,h) + P_{\text{dis}}(i,h) - (P_d(i,h) + P_{\text{ch}}(i,h)) \\ & - \text{total_active_losses}(h) \\ & \forall h \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned} \text{reactive}_{\text{balance}}(h) = & Q_{\text{slack}}(h) + \sum_{i=1}^N P_{\text{dg}}(i) \cdot \text{wind}(h) \cdot \text{curt}(i,h) \cdot \tan \phi_w + Q_{\text{disp}}(i,h) - Q_d(i,h) \\ & - \text{total_reactive_losses}(h) \\ & \forall h \end{aligned} \quad (4.29)$$

Η διαφορά σε σχέση με το 1^ο υποπρόβλημα έγκειται στο γεγονός ότι στη δεύτερη δοκιμαστική μεταβλητή, συνυπολογίζεται η δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ, από ή προς το δίκτυο.

4.4.5.3 Active-Reactive Optimal Power Flow vs Active Optimal Power Flow

Για να υπάρξουν και κάποια συμπέρασμα για το ποιά οφέλη εμφανίζονται στη λειτουργία του δικτύου με τη δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ, συγκρίνονται τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης με τα αντίστοιχα που προκύπτουν με το αν δεν υφίσταται πλέον αυτή η δυνατότητα ($Q_{\text{disp}}(k,h) = 0$).

Από την παραπάνω σύγκριση, λοιπόν, προκύπτουν ιδιαιτέρως χρήσιμα συμπεράσματα, τα οποία περιγράφονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 6.

4.5 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ – ΜΟΝΤΕΛΟ

Τόσο στο Planning Problem όσο και στο Operation Problem χρησιμοποιήθηκε για την επίλυσή τους το λογισμικό GAMS και συγκεκριμένα ο επιλυτής CONOPT3 (CONOPT3 solver) [4.6]. Ο εν λόγω επιλυτής και η συγκεκριμένη προγραμματιστική γλώσσα μοντελοποίησης παρουσιάζονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 5.

Άλλωστε, η μαθηματική μοντελοποίηση των παραπάνω υποπροβλημάτων έγκειται στη μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης υπό ορισμένους περιορισμούς. Στην παρούσα εργασία, ως αντικειμενική συνάρτηση χρησιμοποιείται η μεγιστοποίηση του κέρδους από την παραγωγή ενέργειας μέσω των Α/Γ και των μπαταριών, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου. Οι απώλειες ενέργειας μπορεί να εκφραστούν σε χρηματικές μονάδες με βάση την ισχύουσα χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας. Στην ουσία, ο διαχειριστής – παραγωγός του δικτύου αναγκάζεται να χρησιμοποιήσει μέρος της ισχύς που θα πουλούσε, έτσι ώστε να καλύψει την επιπρόσθετη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των απωλειών. Με απλά λόγια, οι απώλειες ενέργειας αποτελούν ένα αρνητικό κέρδος για τον διαχειριστή – παραγωγό του δικτύου, το οποίο επωμίζεται.

Σχετικά με τους περιορισμούς που τέθηκαν, αφορούσαν από τη μία τα χαρακτηριστικά του δικτύου και από την άλλη τα χαρακτηριστικά των Α/Γ και των μπαταριών. Βέβαια, το ότι

στους περιορισμούς συμπεριλαμβάνονται και οι μεταβλητές σχεδίασης, δίνει τη δυνατότητα στους αλγορίθμους βελτιστοποίησης που χρησιμοποιεί το πρόγραμμα να καθορίσουν τις τιμές τους, έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί η βέλτιστη λειτουργία (συνεχής βελτιστοποίηση).

Τέλος, οι υπολογισμοί γίνονται σε χρονικά διαστήματα μίας (1) ώρας, όπου γίνεται η θεώρηση ότι κατά τη διάρκεια αυτή όλα παραμένουν σταθερά. Έτσι, λοιπόν, μιας και το πρόγραμμα τρέχει για 14 ημέρες, εμφανίζονται $14 \cdot 24 = 336$ καταστάσεις, για τις οποίες πρέπει να ικανοποιούνται όλοι οι περιορισμοί.

4.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [4.1] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, Nov. 2010.
- [4.2] A. Gabash and P. Li, “Active-Reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2026–2035, Nov. 2012.
- [4.3] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 1, pp. 79–88, Jan. 2010.
- [4.4] EWEA Report, “Wind Energy – The facts,” vol.2, pp. 94-110, 2007
- [4.5] P. Poonpun and W. T. Jewell, “Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 529–534, Jun. 2008.
- [4.6] GAMS—A User’s Guide. . New York, 2008.
- [4.7] A. Gabash and P. Li, “Evaluation of reactive power capability by optimal control of wind-vanadium redox battery stations in electricity market,” *Renewable Energy & Power Quality J.*, no. 9, pp. 1–6, May 2011.
- [4.8] A. Gabash and P. Li, “Flexible Optimal Operation of Battery Storage Systems for Energy Supply Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Sept. 2012.
- [4.9] GE Energy Storage Datasheet. Ανάκτηση από <http://www.geenergystorage.com>.
- [4.10] RETScreen. Ανάκτηση από <http://www.etscreen.net/el/home.php>.

ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System) λειτουργεί σε ένα υπολογιστικό περιβάλλον, μέσα στο οποίο ορίζει και επιλύει προβλήματα βελτιστοποίησης [5.1]. Ουσιαστικά, αποτελεί μια πανίσχυρη γλώσσα μοντελοποίησης προβλημάτων. Το συγκεκριμένο λογισμικό δεν είναι εφικτό να επιλύει προβλήματα, τα οποία δε μπορεί ο μαθηματικός προγραμματισμός.

Παρόμοια λογισμικά με το GAMS είναι το AMPL (A Mathematical Programming Language) και το AIMMS (Advanced Interactive Multidimensional Modeling System), όπου τα περισσότερα χαρακτηριστικά τους είναι παρόμοια. Παρόλα αυτά, στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό GAMS για τους λόγους που αναλύονται εκτενώς παρακάτω.

Συγκεκριμένα, το λογισμικό GAMS έχει τα εξής χαρακτηριστικά [5.1]:

- Έχει την ικανότητα να επιλύει από μικρά προβλήματα (δεκάδες μεταβλητές και περιορισμοί) έως μεγάλα προβλήματα (χιλιάδες μεταβλητές και περιορισμοί), χρησιμοποιώντας περίπου την ίδια έκταση κώδικα. Με απλά λόγια, επιτρέπει στο χρήστη να καθορίσει ένα πλήθος παρόμοιων περιορισμών, γράφοντας ουσιαστικά μόνο έναν που να ισχύει για όλες τις τιμές μιας παραμέτρου, εκτός των εξαιρέσεων που θα καθορίσει ρητά.
- Διαχωρίζει τη διαδικασία μοντελοποίησης του προβλήματος από την τεχνική επίλυσης που χρησιμοποιείται. Συγκεκριμένα, ο χρήστης γράφει τον κώδικα στο GAMS και έπειτα επιλέγει έναν από τους πολλούς διαθέσιμους solvers, τον οποίο θα χρησιμοποιήσει κατά την επίλυση του προβλήματος. Με αυτό τον τρόπο, ο χρήστης αποδεσμεύεται από τις αλγοριθμικές τεχνικές επίλυσης.
- Μιμείται σε μεγάλο βαθμό τη μαθηματική περιγραφή ενός προβλήματος. Αυτό έχει ως συνέπεια, ο κώδικας να είναι σχεδόν αυτο-επεξηγηματικός για εκείνους τους αναγνώστες, οι οποίοι διαθέτουν κάποιο υποτυπώδες υπόβαθρο στο κομμάτι της βελτιστοποίησης.
- Παρέχει μηχανισμούς επίλυσης συλλογών από δομημένα προβλήματα βελτιστοποίησης, όπως αυτά που προκύπτουν από τεχνικές αποδόμησης.

Γενικότερα, ο χρήστης πρέπει να είναι ιδιαίτερα προσεκτικός στο να μην παραβιάζει τους γραμματικούς κανόνες του λογισμικού GAMS, μιας και ενδεχόμενη παράλειψη αυτών των κανόνων οδηγεί σε υπερπληθώρα σφαλμάτων.

Τέλος, στο συγκεκριμένο κεφάλαιο παρουσιάζεται το λογισμικό GAMS, το οποίο χρησιμοποιήθηκε για την επίλυση του προβλήματος που διατυπώθηκε στο Κεφάλαιο 4. Αρχικά, αναλύονται τα βασικά χαρακτηριστικά του λογισμικού και στη συνέχεια παρατίθεται ένα παράδειγμα, με βάση το οποίο γίνεται μια προσπάθεια επεξήγησης του GAMS.

5.2 ΤΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ GAMS

Στη συγκεκριμένη ενότητα, παρουσιάζεται αρχικά η τυπική δομή ενός μοντέλου GAMS και στη συνέχεια τα τμήματα του κώδικα επίλυσης ενός πολύ απλού παραδείγματος βέλτιστης ροής φορτίου. Το συγκεκριμένο παράδειγμα, βοηθά ενεργά στο να γίνει αντιληπτή ευκολότερα η συντακτική μορφή του λογισμικού GAMS.

5.2.1 Δομή Ενός Μοντέλου Στο Λογισμικό Gams

Σε πρώτο στάδιο, είναι σημαντικό να τονιστεί πως η δομή οποιουδήποτε μοντέλου GAMS αποτελείται από συγκεκριμένα συστατικά μέρη, τα οποία καταγράφονται στον Πίνακα 5.1 [5.1].

Πίνακας 5.1: Δομή ενός μοντέλου GAMS.

Στοιχεία Εισόδου	Στοιχεία Εξόδου
• Σύνολα (Sets) Δήλωση Ανάθεση Μελών • Δεδομένα (πίνακες, παράμετροι, σταθερές) Δήλωση Ανάθεση Τιμών • Μεταβλητές (Variables) Δήλωση Ανάθεση Είδους • Προσδιορισμός ορίων ή/και αρχικών τιμών (προαιρετικό) • Εξισώσεις (Equations) Δήλωση Ορισμός • Εντολές μοντέλου και επίλυσης (Model and Solve statements) • Εντολές απεικόνισης (display)	• Εκτύπωση ηχούς (Echo Print) • Χάρτες αναφοράς (Reference Maps) • Λίστες εξισώσεων (Equation Listings) • Αναφορές κατάστασης (Status Reports) • Αποτελέσματα (Results)

Συνεπώς, από τον Πίνακα 5.1 προκύπτει ότι κάθε μοντέλο GAMS δομείται από ένα σύνολο εντολών, οι οποίες προσδιορίζουν διαφορετικό κομμάτι του μαθηματικού προβλήματος. Γενικά, η δομή ενός κώδικα σε GAMS εμπεριέχει τα στοιχεία εισόδου με τη σειρά που εισάγονται παραπάνω και τα στοιχεία εξόδου που μπορεί να παράγει το ίδιο το λογισμικό.

5.2.2 Επεξήγηση Με Τη Χρήση Παραδείγματος

Τα τμήματα του κώδικα επίλυσης ενός πολύ απλού παραδείγματος βέλτιστης ροής φορτίου, που επεξηγούνται σε αυτή την υποενότητα, οδηγούν στην καλύτερη κατανόηση της συντακτικής μορφής του GAMS. Άλλωστε, όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 5.1, το πρόγραμμα αποτελείται από ορισμένα μπλοκ, που το καθένα με τη σειρά του καθορίζει ορισμένα στοιχεία του προβλήματος. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα, εμφανίζονται τα εξής μπλοκ:

\$Title Power Flow

**Μοντέλο βέλτιστης ροής ισχύος για δίκτυο 4 ζυγών.*

Πάνω – πάνω, γράφεται ο τίτλος του μοντέλου. Κάθε γραμμή που ξεκινά με το σύμβολο '*', χαρακτηρίζεται ως σχόλιο του χρήστη και έχει επεξηγηματικό χαρακτήρα.

Sets

*N buses /N1*N4/;*

Η εντολή Sets, χρησιμοποιείται για να ορίσει αφενός τα ονόματα των δεικτών που θα χρησιμοποιηθούν (στο υπάρχων πρόβλημα είναι οι ζυγοί) και αφετέρου τις τιμές που λαμβάνουν οι συγκεκριμένοι δείκτες (π.χ. N1, N2, N3 και N4). Στο τέλος κάθε μπλοκ ή ορισμένες φορές στο τέλος κάθε εντολής πρέπει πάντα να υπάρχει semicolon (;).

Option decimals=8;

Η συγκεκριμένη εντολή αφορά την ακρίβεια των δεκαδικών ψηφίων τόσο των δεδομένων όσο και των μεταβλητών του προβλήματος.

Table LINE(N,N,*)

	R	x
N1.N2	0.06325	0.10350
N2.N3	0.05500	0.09000
N3.N4	0.06600	0.10800;

Το μπλοκ Table καθορίζει έναν πίνακα δεδομένων για το δείκτη. Για παράδειγμα, στην περίπτωση αυτή καθορίζονται τα μεγέθη της αντίστασης των γραμμών του δικτύου. Όσον αφορά τον αστερίσκο, είναι αναγκαίος με τη σειρά του για να δοθούν ονομασίες στις στήλες.

Scalar

PI value of π /3.1416/;

Η ενότητα scalar εκφράζει κάποιες μεταβλητές – σύμβολα, οι οποίες έχουν σταθερή τιμή.

Variables

z *objective variable*
 $V(N)$ *voltage at n bus;*

Στο τμήμα των Variables, καταγράφονται όλες οι μεταβλητές που χρησιμοποιούνται στο πρόβλημα. Ο όρος $V(N)$ υποδηλώνει ότι η συγκεκριμένη μεταβλητή παίρνει ξεχωριστή τιμή για κάθε N (διάνυσμα των $V(N1)$, $V(N2)$ κτλ.).

$V.up(N)=1.05;$
 $V.lo(N)=0.95;$

Με αυτές τις εντολές καθορίζονται τα άνω (upper) και κάτω (lower) όρια των μεταβλητών.

$V.fx('N1')=1.05;$

Με τη συγκεκριμένη εντολή δίνεται μια σταθερή τιμή (fixed value) σε μια μεταβλητή για κάποια τιμή του δείκτη.

ALIAS (N, NP);

**Duplicates the elements of set N .*

Η εντολή ALIAS κλωνοποιεί τα στοιχεία του σετ N , δημιουργώντας το πανομοιότυπο σετ NP . Προφανώς, με αυτό τον τρόπο δίνεται η δυνατότητα στο συνδυασμό $N.NP$ να παίρνει όλες τις δυνατές τιμές, που υφίστανται μεταξύ δύο πανομοιότυπων σετ. Για παράδειγμα, χρησιμοποιείται για να εκφραστεί η γραμμή που συνδέει το ζυγό N με το ζυγό NP και να μη γίνεται σύγχυση στους δείκτες.

$Y(N, NP, 'G') \$ (ORD(N) GT ORD(NP)) = Y(NP, N, 'G');$

Η συγκεκριμένη εντολή ορίζει ότι ο πίνακας G είναι συμμετρικός. Στην ουσία, δίνονται κάποιες τιμές στα στοιχεία του πίνακα με συμπαγή τρόπο. Αναλυτικότερα, το σύμβολο του δολαρίου (\$) συμπεριφέρεται ως if και ο όρος $ORD(N) GT ORD(NP)$, υποδηλώνει ότι η τιμή (τάξη) του N είναι μεγαλύτερη από αυτή το NP .

Equations

$losses$ *total active losses*
 $Pow(N)$ *active power flow at n bus*
 $Qow(N)$ *reactive power flow at n bus;*

Στο τμήμα των equations, αρχικά δηλώνονται οι ονομασίες τόσο των εξισώσεων όσο και των περιορισμών και στη συνέχεια ορίζονται ως μαθηματική έκφραση.

$losses.. z=e=0.5 * SUM(N, SUM(NP \$ (ord(N) ne ord(NP)), abs(LINE(N, NP, 'G')) * (v(N) * v(N) + v(NP) * v(NP) - 2 * v(N) * v(NP) * cos(d(NP) - d(N)))))$;

Στην ουσία, γράφονται ξανά οι ονομασίες, δίπλα τους μπαίνουν 2 τελείες (..) και στη συνέχεια η μαθηματική έκφραση της εξίσωσης. Ο όρος $sum(N, NP)$ υποδηλώνει το άθροισμα

για κάθε συνδυασμό (N.NP) της παράστασης μετά το κόμμα και το σύμβολο '=*e*' εκφράζει την ισότητα.

Model *opf* /all/;

Στο συγκεκριμένο κομμάτι, καθορίζονται οι εξισώσεις οι οποίες θα συνυπολογίζονται στο τελικό μοντέλο με όνομα *opf* (optimal power flow). Η λέξη *all* υποδηλώνει ότι στην περίπτωση αυτή βρίσκονται όλες.

Option *nlp*=*conopt*;

Με τη συγκεκριμένη εντολή καθορίζεται ο επιλυτής (solver) που θα χρησιμοποιεί. Με απλά λόγια, όπου απαιτηθεί η χρήση μη γραμμικού προγραμματισμού (*nlp*), θα επιλυθεί το πρόβλημα μέσω του *conopt* solver.

Solve *opf* using *nlp* minimizing *z*;

Δίνεται η εντολή για επίλυση του μοντέλου που καθορίστηκε παραπάνω, δηλώνονται το είδος του προγραμματισμού που θα χρησιμοποιηθεί και το ποια είναι η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα, η βέλτιστη λύση είναι η ελαχιστοποίηση των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου.

display *z.l*;

Με την τελική αυτή, προαιρετική, εντολή καθορίζονται οι μεταβλητές ή οι πίνακες που θα παρουσιαστούν στο τέλος του παραθύρου επίλυσης.

Ολοκληρώνοντας την παραπάνω διαδικασία, τα βήματα που ακολουθεί ο χρήστης για την επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος βελτιστοποίησης, αφού έχει ήδη καθορίσει πλήρως το μαθηματικό μοντέλο (δεδομένα, μεταβλητές, αντικειμενική συνάρτηση, περιορισμοί) και την τεχνική βελτιστοποίησης που επιθυμεί να χρησιμοποιηθεί, είναι τα εξής:

- Αποθηκεύει το μοντέλο σε μορφή *filename.gms*
- Πατάει το κουμπί Run GAMS
- Διαβάζει τα παράθυρα που προκύπτουν, τα οποία περιέχουν την αναφορά εκτέλεσης του κώδικα και τα αποτελέσματα (τις τιμές όλων των μεταβλητών) στο αρχείο *filename.lst*

Γενικότερα, κατά την εκτέλεση του μοντέλου, το αρχείο που περιέχει το πρόγραμμα (input file) υποβάλλεται σε επεξεργασία και ορισμένες γραμμές εμφανίζονται στο αρχείο εξόδου (output file – Σχήμα 5.1), ενημερώνοντας με αυτό τον τρόπο το χρήστη για την πρόοδο και τα πιθανά λάθη που παρουσιάζονται. Στη συνέχεια, τα αποτελέσματα αποθηκεύονται σε ένα αρχείο εξόδου (.txt) [5.1].

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
balance active balance				
VAR z	-INF	0.006	+INF	.
z objective variable				
VAR V voltage at n bus				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
N1	1.000	1.000	1.000	7.445E+10
N2	0.950	0.972	1.050	.
N3	0.950	0.957	1.050	NOPT
N4	0.950	0.950	1.050	-7.06E+10
VAR d angle at n bus				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
N1	.	.	.	0.096
N2	-6.283	-0.012	6.283	.
N3	-6.283	-0.019	6.283	.
N4	-6.283	-0.022	6.283	.
VAR P active power of bus 1				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
N1	.	0.198	+INF	.
N2	.	.	.	4.9334E+9

Σχήμα 5.1: Οι τιμές των μεταβλητών στο παράθυρο των αποτελεσμάτων

Σχετικά με το Σχήμα 5.1, γίνονται οι εξής διευκρινήσεις:

- ο Το VAR υποδηλώνει τη μεταβλητή, το LEVEL τη βέλτιστη τιμή της και τα LOWER και UPPER τα άνω και κάτω όρια της.
- ο Το MARGINAL σχετίζεται με το πόσο μια αλλαγή στα όρια της μεταβλητής κατά μία μονάδα θα επηρεάσει την αντικειμενική συνάρτηση. Συνεπώς, είναι μηδέν όταν η μεταβλητή δεν ισούται με ένα από τα όρια.
- ο Η τελεία (.) υποδηλώνει το 0 και το EPS σημαίνει μια πολύ μικρή τιμή.
- ο Το INF υποδηλώνει το άπειρο ($INF = +\infty$, $-INF = -\infty$).

Με βάση το Σχήμα 5.1, για να επιτευχθεί η βέλτιστη λύση πρέπει να ισχύει $P(N1)=0.198$, δηλαδή να εισέρχεται από το Ζυγό 1 στο δίκτυο ενεργός ισχύς ίση με 1.98 MW.

5.3 ΜΗ ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

5.3.1 Γενικά

Στα μαθηματικά, μη γραμμικός προγραμματισμός (non linear programming - NLP) ορίζεται ως η διαδικασία επίλυσης ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, το οποίο αποτελείται από ένα σύστημα ισοτήτων και ανισοτήτων. Το συγκεκριμένο σύστημα, εμπεριέχει μια σειρά από άγνωστες πραγματικές μεταβλητές και αποτελεί τους περιορισμούς του προβλήματος. Πέρα τα συγκεκριμένα μέρη, ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης περιλαμβάνει και την αντικειμενική συνάρτηση, η οποία πρέπει να μεγιστοποιείται ή να ελαχιστοποιείται.

Βέβαια, η ταξινόμηση του προβλήματος βελτιστοποίησης στην κατηγορία των NLP, γίνεται όταν κάποιοι από τους περιορισμούς ή η αντικειμενική συνάρτησή του είναι μη γραμμική.

Σε γενικές γραμμές, το γενικευμένο πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού ορίζεται ως εξής:

$$\begin{array}{ll} \text{Ελαχιστοποίηση της} & : \quad f(x) \\ \text{Υπό τους περιορισμούς :} & g(x) \leq 0 \\ & L \leq x \leq U \end{array}$$

όπου:

x : Ένα διάνυσμα συνεχών πραγματικών μεταβλητών.

$f(x)$: Η αντικειμενική συνάρτηση.

$g(x)$: Το σύνολο των περιορισμών, οι οποίοι είναι μη γραμμικές συναρτήσεις του x .

L & U : Τα διανύσματα που συμβολίζουν τα κάτω και άνω όρια, αντίστοιχα, των μεταβλητών.

5.3.2 Ο Solver Conopt

5.3.2.1 Εισαγωγή

Τα μη - γραμμικά μοντέλα του GAMS είναι απαραίτητο να επιλύονται με μη - γραμμικούς υπολογιστικούς αλγορίθμους. Στις μέρες μας, εμφανίζονται πολλοί και διαφορετικοί επιλυτές (solvers). Η βασική διάκριση μεταξύ των μη - γραμμικών επιλυτών έγκειται στο γεγονός του αν εντοπίζουν τοπικές ή ολικές λύσεις. Συγκεκριμένα, οι επονομαζόμενοι Global Solvers επιζητούν ολικές λύσεις και συνήθως δε βοηθούν στην επίλυση μεγάλων μοντέλων. Το αντίθετο συμβαίνει στους Local Solvers, οι οποίοι επιζητούν τοπικές λύσεις και συνεισφέρουν στην επίλυση μεγάλων μοντέλων.

Γενικότερα, θεωρείται σχεδόν αδύνατο να προβλεφθεί πόσο δύσκολο είναι να επιλυθεί ένα συγκεκριμένο μοντέλο με τη χρήση ενός αλγορίθμου, ειδικά στην περίπτωση των NLP models. Συνεπώς, το GAMS δεν επιλέγει αυτόματα το βέλτιστο αλγόριθμο που θα χρησιμοποιηθεί για το εκάστοτε μοντέλο. Αντίθετα, μέσω της εντολής ``Option NLP = <solvername>;`` επιλέγει ο χρήστης τον αλγόριθμο που επιθυμεί. Άλλωστε, ο μόνος αξιόπιστος τρόπος εύρεσης του κατάλληλου αλγορίθμου είναι ο πειραματισμός.

Όμως, υφίστανται και ορισμένοι γενικοί κανόνες, οι οποίοι βοηθούν στο κομμάτι της επιλογής του καταλληλότερου αλγορίθμου. Όσον αφορά τους κανόνες για τον επιλυτή CONOPT, είναι οι εξής [5.2]:

- Είναι κατάλληλος για τα μοντέλα που εμφανίζουν μη - γραμμικούς περιορισμούς σε σημαντικό βαθμό. Για παράδειγμα, όταν κάποιος άλλος solver, κατά τη διάρκεια της βελτιστοποίησης, αδυνατεί να εντοπίσει εφικτή λύση, είναι απαραίτητο να αντικατασταθεί από τον CONOPT.
- Χαρακτηρίζεται από μια γρήγορη μέθοδο εύρεσης της πρώτης εφικτής λύσης, γεγονός που είναι ιδιαίτερα εύχρηστο για μοντέλα με λίγους βαθμούς ελευθερίας.

- Χρησιμοποιεί τη δεύτερη παράγωγο, όποτε αυτό απαιτείται (π.χ. όταν ο αριθμός των μεταβλητών είναι μεγαλύτερος από τον αριθμό των περιορισμών), με αποδοτικότερο τρόπο σε σχέση με τους solvers MINOS και SNOPT.
- Περιέχει ένα στάδιο προ-επεξεργασίας, στο οποίο οι αναδρομικές εξισώσεις και μεταβλητές επιλύονται σε πρώτη φάση και ύστερα απομακρύνονται από το μοντέλο. Αυτή η ιδιαιτερότητα είναι ωφέλιμη ειδικά στα μοντέλα όπου πολλές εξισώσεις είναι εφικτό να επιλυθούν μία - μία ξεχωριστά.
- Περιλαμβάνει πολλές ενσωματωμένες δοκιμές και μηνύματα. Ως εκ τούτου, αποτελεί ένα χρήσιμο εργαλείο εντοπισμού σφαλμάτων (debugging tool) για τον χρήστη, κατά τη διάρκεια ανάπτυξης ενός μοντέλου.
- Έχει σχεδιαστεί για μεγάλα και αραιά μοντέλα (π.χ. οι περισσότερες συναρτήσεις εξαρτώνται από μικρό αριθμό μεταβλητών). Αυτό έχει ως συνέπεια, ότι τόσο ο αριθμός των μεταβλητών όσο και των εξισώσεων του προβλήματος είναι εφικτό να είναι μεγάλος. Στην πραγματικότητα, διάφορα NLP μοντέλα με πάνω από 100.000 εξισώσεις και μεταβλητές έχουν επιλυθεί με επιτυχία με τη χρήση του επιλυτή CONOPT.
- Έχει σχεδιαστεί για μοντέλα με λείες συναρτήσεις, αλλά μπορεί να εφαρμοστεί και σε μοντέλα που δεν έχουν διαφορίσιμες συναρτήσεις (π.χ. DNLP models). Όμως, σε αυτή την περίπτωση δεν είναι βέβαιο ότι θα καταφέρει να επιλύσει το πρόβλημα, μιας και χρησιμοποιεί τον ίδιο αλγόριθμο τόσο για NLP όσο και για DNLP models.

5.3.2.2 Αλγοριθμικές Πληροφορίες

Ο αλγόριθμος που χρησιμοποιείται στον επιλυτή CONOPT, βασίζεται στον GRG αλγόριθμο, ο οποίος αναπτύχθηκε για πρώτη φορά το 1969 από τους Abadie και Carpentier [5.2]. Βέβαια, ο βασικός αλγόριθμος (GRG algorithm) έχει υποστεί μια σειρά τροποποιήσεων, έτσι ώστε ο νέος αλγόριθμος που προέκυψε να είναι κατάλληλος και αποτελεσματικός για μεγάλα μοντέλα. Ουσιαστικά, ο βελτιωμένος αλγόριθμος, που χρησιμοποιεί πλέον ο επιλυτής CONOPT σχεδιάστηκε κυρίως για μεγάλα μη - γραμμικά μοντέλα, όπως για παράδειγμα στην περίπτωση του υποπροβλήματος λειτουργίας του δικτύου που αναλύεται στο Κεφάλαιο 4 (Operation Problem).

Γενικότερα, οποιοδήποτε μη - γραμμικό μοντέλο εκφράζεται με τον παρακάτω τύπο:

Min or Max :	$f(x)$	
Περιορισμοί :	$g(x)=b$	[περιορισμοί]
	$lo < x < up$	[όρια]

όπου:

x : Το διάνυσμα των μεταβλητών βελτιστοποίησης.

lo & up : Το διάνυσμα των άνω και κάτω περιορισμών, κάποιοι από τους οποίους ενδέχεται να είναι το $\pm \infty$.

b : Τρισδιάστατο Διάνυσμα που ακολουθεί τον κανόνα του δεξιού χεριού.

f & g : Διαφορίσιμες μη-γραμμικές συναρτήσεις.

Όσον αφορά το μη – γραμμικό υποπρόβλημα λειτουργίας του δικτύου (Operation Problem), που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 4, εκφράζεται ως εξής [5.3]:

- ο Το πρόβλημα βελτιστοποίησης εμπεριέχει 3 συνεχείς μεταβλητές για τις μπαταρίες (control variables: P_{dis} , P_{ch} , Q_{disp}) και μία για τα αιολικά πάρκα (curtailment factor), όπου θεωρούνται σταθερές κατά τη διάρκεια μιας ώρας (time step: 1 hour).
- ο Για οποιοδήποτε A-R OPF Problem ισχύει ο τύπος:

$$\max_{x,u} F(x,u)$$

$$\text{Περιορισμοί: } g(x,u) = 0$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$$

$$u_{\min} \leq u \leq u_{\max}$$

όπου:

- F** : Η αντικειμενική συνάρτηση, η οποία πρέπει να μεγιστοποιηθεί και εμπεριέχει τα έσοδα από τις Α/Γ και τις μπαταρίες, συν τα αρνητικά έσοδα από τις απώλειες ενεργού ισχύος του συστήματος. Στη συγκεκριμένη αντικειμενική συνάρτηση, ως μη - γραμμικός όρος χαρακτηρίζεται το κόστος των απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου.
- x** : Το διάνυσμα των μεταβλητών κατάστασης, δηλαδή οι τάσεις και οι γωνίες των ζυγών, η εισερχόμενη ενεργός και άεργος ισχύς μέσω του Μ/Σ στο δίκτυο και το επίπεδο της αποθηκευμένης ενέργειας των μπαταριών.
- u** : Το διάνυσμα των συνεχών μεταβλητών ελέγχου (P_{dis} , P_{ch} , Q_{disp} , $curt$).
- g** : Αντιπροσωπεύει τους περιορισμούς ισότητας, συμπεριλαμβανομένων των εξισώσεων ροών φορτίου για ενεργό και άεργο ισχύ (μη - γραμμικοί όροι). Επίσης, και οι εξισώσεις που αφορούν την αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες, εμπεριέχονται στο συγκεκριμένο όρο.
- min & max**: Εκφράζουν τους ανισοτικούς περιορισμούς και εμπεριέχουν τα όρια της τάσης των ζυγών, τα όρια της εισερχόμενης ενεργού και άεργης ισχύος στο Ζυγό 1 και τα θερμικά όρια των γραμμών. Επιπρόσθετα, περιλαμβάνουν και τα όρια του συντελεστή αποκοπής παραγόμενης αιολικής ισχύος ($curt$).

5.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [5.1] Enrique Castillo, Antonio J. Gonejo, Pablo Pedregal, Ricardo Garcíá, Natalia Alguacil (2001), *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*, Αγγλία: Wiley-Interscience, p285-310.
- [5.2] GAMS Development Corporation, GAMS/CONOPT 2013, [Online].
Διαθέσιμο: <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/conopt.pdf>.
- [5.3] A. Gabash and P. Li, “Flexible Optimal Operation of Battery Storage Systems for Energy Supply Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Sept. 2012.

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο εφαρμόζεται η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 4, σε τρία δίκτυα διανομής, ένα δίκτυο 4 ζυγών, ένα δίκτυο 15 και ένα δίκτυο 34 ζυγών αντίστοιχα [6.1], [6.2].

Σε όλα τα παραπάνω ηλεκτρικά δίκτυα μελετώνται τα δύο υποπροβλήματα, τα οποία αφορούν τη βέλτιστη διαστασιολόγηση των μονάδων παραγωγής ενέργειας και των μονάδων αποθήκευσης (Planning Problem), καθώς και τη βέλτιστη λειτουργία του εκάστοτε δικτύου (Operation Problem) [6.1], [6.2]. Παρουσιάζονται, επίσης, με τη χρήση πινάκων και διαγραμμάτων, τα αποτελέσματα που προέκυψαν μέσω του λογισμικού GAMS. Στη συνέχεια, γίνεται σχολιασμός και επεξήγηση των εν λόγω αποτελεσμάτων.

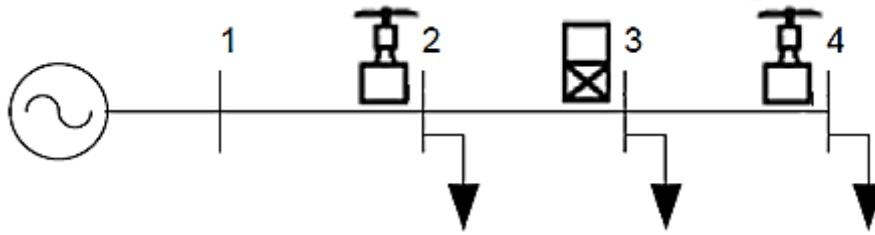
Η επίλυση πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του επιλυτή CONOPT3 του λογισμικού GAMS (έκδοση GAMS win64 24.1.3), ο οποίος αναλύεται στο Κεφάλαιο 5 [6.3]. Οι υπολογισμοί έγιναν με τη βοήθεια Η/Υ με τα ακόλουθα τεχνικά χαρακτηριστικά:

- ο Επεξεργαστής : Intel (R) Core™ 2 Duo CPU 2.50 GHz
- ο Μνήμη RAM : 4 GB
- ο Λειτουργικό σύστημα : Microsoft Windows 7 Professional SP1

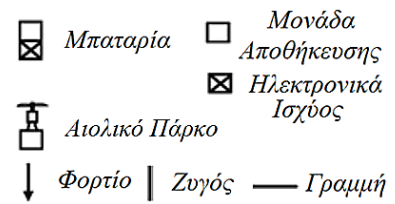
6.2 ΔΙΚΤΥΟ 4 ΖΥΓΩΝ

6.2.1 Δεδομένα

Η τοπολογία του δικτύου των 4 ζυγών φαίνεται στο Σχήμα 6.1 και τα δεδομένα του στους Πίνακες 6.1 και 6.2, αντίστοιχα. Πρόκειται για ακτινικό δίκτυο διανομής τάσης 20 kV (Μέση Τάση), το οποίο αποτελείται από 3 γραμμές και έχει συνολικό φορτίο σταθερής ισχύος (1,92 + 1,44 j) MVA. Στο ζυγό 1 βρίσκεται ο υποσταθμός ΥΤ/ΜΤ και για αυτόν ακριβώς το λόγο θεωρείται ως ζυγός ταλάντωσης του συστήματος. Αυτή η θεώρηση έχει ως συνέπεια να μη μπορούν να συνδεθούν σε αυτόν τον ζυγό ούτε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ούτε μονάδες αποθήκευσης.



Σχήμα 6.1: Ακτινικό δίκτυο 4 ζυγών.



Πίνακας 6.1: Στοιχεία γραμμών του δικτύου 4 ζυγών.

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	R(Ω)	X (Ω)	$\frac{1}{2} B(\Omega^{-1})$
1	2	2,53	4,14	0
2	3	2,2	3,6	0
3	4	2,64	4,32	0

Πίνακας 6.2: Στοιχεία μέγιστου φορτίου του δικτύου 4 ζυγών.

Ζυγός	Φορτίο (MW)	Φορτίο (MVar)
1	0	0
2	0,64	0,48
3	0,8	0,6
4	0,48	0,36

Από τα παραπάνω δεδομένα, δηλαδή των γραμμών του δικτύου (Πίνακας 6.1), μπορεί να υπολογιστεί και ο πίνακας αγωγιμοτήτων ($[Y] = [G] + j [B]$) σύμφωνα με τις εξής σχέσεις:

$$Y_{ij} = -\frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (6.1)$$

$$Y_{ii} = \sum_j^{j \in i} \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (6.2)$$

Συνεπώς, με βάση τις Σχέσεις 6.1 & 6.2 προκύπτει και ο πίνακας αγωγιμοτήτων του δικτύου [Ohm^{-1}].

Όσον αφορά τα δεδομένα των καμπυλών ζήτησης που χρησιμοποιήθηκαν, καθώς και τα δεδομένα για την ταχύτητα του ανέμου των 14 τυπικών ημερών, παρουσιάζονται αναλυτικά στους Πίνακες 6.3 & 6.4, αντίστοιχα.

Πίνακας 6.3: Καμπύλη Ζήτησης των 14 τυπικών ημερών για όλα τα δίκτυα.

<i>hour</i>	WP	<i>hour</i>	WA	<i>hour</i>	WM	<i>hour</i>	SpP	<i>hour</i>	SpA	<i>hour</i>	SpM
1	0,44175	25	0,39814	49	0,36645	73	0,49631	97	0,38242	121	0,33262
2	0,38671	26	0,35049	50	0,30308	74	0,42840	98	0,33143	122	0,31356
3	0,35478	27	0,31904	51	0,25376	75	0,39671	99	0,29521	123	0,27115
4	0,34287	28	0,30331	52	0,23303	76	0,37884	100	0,26400	124	0,22921
5	0,33357	29	0,28926	53	0,21873	77	0,37265	101	0,24994	125	0,22040
6	0,33667	30	0,28401	54	0,20991	78	0,37003	102	0,25399	126	0,21992
7	0,37861	31	0,29998	55	0,21635	79	0,38504	103	0,28449	127	0,21754
8	0,47797	32	0,34668	56	0,23660	80	0,48535	104	0,36908	128	0,24113
9	0,58566	33	0,42697	57	0,25757	81	0,60782	105	0,46533	129	0,29593
10	0,66572	34	0,49131	58	0,30022	82	0,68192	106	0,53205	130	0,34954
11	0,71052	35	0,53062	59	0,36741	83	0,73077	107	0,55660	131	0,40720
12	0,75531	36	0,55731	60	0,41840	84	0,75769	108	0,58328	132	0,43984
13	0,78462	37	0,56732	61	0,41983	85	0,76389	109	0,59424	133	0,42721
14	0,77866	38	0,55922	62	0,39171	86	0,74506	110	0,57875	134	0,37884
15	0,71314	39	0,51395	63	0,32619	87	0,68859	111	0,51966	135	0,32118
16	0,68907	40	0,47892	64	0,30451	88	0,63093	112	0,47773	136	0,29855
17	0,66524	41	0,49131	65	0,30188	89	0,61402	113	0,46200	137	0,30331
18	0,76055	42	0,61807	66	0,34310	90	0,63189	114	0,48559	138	0,33691
19	0,83155	43	0,68311	67	0,47463	91	0,66953	115	0,51895	139	0,38170
20	0,82607	44	0,66048	68	0,55660	92	0,69979	116	0,55540	140	0,46009
21	0,79534	45	0,62641	69	0,55660	93	0,76460	117	0,65095	141	0,54516
22	0,73601	46	0,58066	70	0,52419	94	0,81678	118	0,65047	142	0,53301
23	0,66453	47	0,51847	71	0,47272	95	0,72219	119	0,56970	143	0,49012
24	0,58781	48	0,45890	72	0,41173	96	0,60234	120	0,48130	144	0,44222

	SuP		SuA		SuM		FP		FA		FM
145	0,66405	169	0,53182	193	0,37765	217	0,60782	241	0,38290	265	0,30546
146	0,59639	170	0,45461	194	0,32714	218	0,54182	242	0,34906	266	0,26281
147	0,55064	171	0,40219	195	0,29712	219	0,50036	243	0,33000	267	0,23041
148	0,51323	172	0,38290	196	0,27305	220	0,47701	244	0,31928	268	0,20443
149	0,48512	173	0,37503	197	0,26114	221	0,46200	245	0,31761	269	0,18776
150	0,48107	174	0,37384	198	0,25590	222	0,46033	246	0,32619	270	0,19133
151	0,48369	175	0,38218	199	0,25352	223	0,48416	247	0,36288	271	0,19895
152	0,58376	176	0,46248	200	0,30784	224	0,55755	248	0,45152	272	0,22826
153	0,72433	177	0,57899	201	0,36050	225	0,68836	249	0,55493	273	0,25471
154	0,82774	178	0,66119	202	0,42578	226	0,78438	250	0,60782	274	0,31856
155	0,90685	179	0,70313	203	0,50823	227	0,84132	251	0,63737	275	0,40887
156	0,95664	180	0,73720	204	0,56470	228	0,89207	252	0,65595	276	0,49060
157	0,98286	181	0,76198	205	0,56493	229	0,91376	253	0,65762	277	0,50179
158	0,97261	182	0,74554	206	0,51418	230	0,89422	254	0,64213	278	0,44866
159	0,91828	183	0,68526	207	0,44889	231	0,83298	255	0,59043	279	0,41649
160	0,85467	184	0,61068	208	0,40791	232	0,78152	256	0,54706	280	0,37765
161	0,83155	185	0,58924	209	0,39767	233	0,75412	257	0,53420	281	0,36002
162	0,85991	186	0,62379	210	0,43412	234	0,77366	258	0,62974	282	0,44461
163	0,91304	187	0,67930	211	0,46915	235	0,80272	259	0,72767	283	0,51681
164	0,93067	188	0,70527	212	0,49965	236	0,85872	260	0,71194	284	0,50346
165	0,98095	189	0,76579	213	0,58495	237	0,95950	261	0,68454	285	0,51156
166	1,00000	190	0,79986	214	0,65428	238	0,88516	262	0,61759	286	0,48774
167	0,87349	191	0,71552	215	0,57875	239	0,80677	263	0,53205	287	0,43412
168	0,75364	192	0,61950	216	0,49131	240	0,71981	264	0,45652	288	0,40315
	EXTRE 1		EXTRE 2								
289	0,66405	313	0,30546								
290	0,59639	314	0,26281								
291	0,55064	315	0,23041								
292	0,51323	316	0,20443								
293	0,48512	317	0,18776								
294	0,48107	318	0,19133								
295	0,48369	319	0,19895								
296	0,58376	320	0,22826								
297	0,72433	321	0,25471								
298	0,82774	322	0,31856								
299	0,90685	323	0,40887								
300	0,95664	324	0,49060								
301	0,98286	325	0,50179								
302	0,97261	326	0,44866								
303	0,91828	327	0,41649								
304	0,85467	328	0,37765								
305	0,83155	329	0,36002								
306	0,85991	330	0,44461								

307	0,91304	331	0,51681
308	0,93067	332	0,50346
309	0,98095	333	0,51156
310	1,00000	334	0,48774
311	0,87349	335	0,43412
312	0,75364	336	0,40315

Πίνακας 6.4: Ταχύτητα Του Ανέμου των 14 τυπικών ημερών για όλα τα δίκτυα.

<i>hour</i>	WP	<i>hour</i>	WA	<i>hour</i>	WM	<i>hour</i>	SpP	<i>hour</i>	SpA
1	23,54	25	7,02	49	3,60	73	19,89	97	3,05
2	23,14	26	9,12	50	4,54	74	19,38	98	3,18
3	22,47	27	9,83	51	3,24	75	19,06	99	3,21
4	21,04	28	6,24	52	0,18	76	17,43	100	2,65
5	20,81	29	4,34	53	1,90	77	18,99	101	2,90
6	20,61	30	4,25	54	3,56	78	18,46	102	1,69
7	23,48	31	7,73	55	2,94	79	17,52	103	1,84
8	22,77	32	6,18	56	3,77	80	18,39	104	3,03
9	22,40	33	5,13	57	1,24	81	16,94	105	2,70
10	21,58	34	5,82	58	0,00	82	16,20	106	4,61
11	20,02	35	8,72	59	0,00	83	16,19	107	4,44
12	17,02	36	9,55	60	0,03	84	19,20	108	5,46
13	13,52	37	8,74	61	0,00	85	16,62	109	7,64
14	14,31	38	9,11	62	0,58	86	16,01	110	8,10
15	12,14	39	7,80	63	0,00	87	16,31	111	10,57
16	16,05	40	7,40	64	0,00	88	15,95	112	7,97
17	17,15	41	6,52	65	0,02	89	17,75	113	9,57
18	15,87	42	4,87	66	0,04	90	16,32	114	9,53
19	17,34	43	5,07	67	1,50	91	13,29	115	7,25
20	13,18	44	5,41	68	2,75	92	12,80	116	4,35
21	17,33	45	7,16	69	3,00	93	9,12	117	2,02
22	17,87	46	2,35	70	1,88	94	12,20	118	5,01
23	16,89	47	5,05	71	3,80	95	15,51	119	2,95
24	15,62	48	5,16	72	1,32	96	17,75	120	3,55
	SpM		SuP		SuA		SuM		FP
121	0,00	145	8,08	169	5,02	193	1,28	217	2,53
122	2,40	146	9,81	170	3,67	194	1,46	218	7,00
123	1,38	147	11,01	171	4,21	195	0,03	219	4,14
124	0,52	148	11,36	172	5,68	196	0,45	220	9,24
125	0,02	149	14,83	173	5,05	197	0,95	221	11,42
126	0,32	150	14,36	174	3,85	198	0,20	222	12,52
127	2,17	151	16,10	175	3,81	199	1,41	223	12,87

128	0,83	152	16,38	176	3,80	200	2,40	224	14,39
129	0,28	153	16,50	177	7,31	201	0,83	225	12,23
130	0,54	154	15,76	178	8,45	202	2,23	226	13,17
131	1,47	155	17,25	179	8,09	203	3,69	227	13,87
132	3,03	156	16,37	180	8,25	204	3,71	228	11,05
133	2,40	157	18,79	181	7,40	205	5,70	229	11,87
134	4,74	158	17,75	182	9,01	206	5,54	230	12,65
135	3,45	159	16,91	183	10,71	207	6,77	231	16,04
136	2,21	160	17,32	184	7,60	208	7,67	232	15,49
137	4,65	161	15,43	185	5,60	209	5,15	233	15,41
138	3,13	162	15,79	186	9,24	210	4,50	234	11,95
139	2,75	163	14,11	187	7,29	211	2,11	235	10,91
140	2,26	164	10,04	188	6,88	212	0,76	236	11,68
141	2,87	165	5,90	189	5,50	213	0,70	237	11,83
142	1,96	166	8,34	190	6,11	214	0,55	238	8,42
143	3,90	167	9,92	191	4,28	215	2,40	239	9,10
144	2,91	168	12,23	192	4,09	216	1,89	240	12,19
	FA		FM		Extre1		Extre2		
241	6,47	265	0,00	289	3,60	313	23,54		
242	5,14	266	1,30	290	4,54	314	23,14		
243	3,28	267	0,14	291	3,24	315	22,47		
244	5,04	268	0,00	292	0,18	316	21,04		
245	3,97	269	0,58	293	1,90	317	20,81		
246	5,66	270	0,94	294	3,56	318	20,61		
247	4,67	271	1,62	295	2,94	319	23,48		
248	4,04	272	0,45	296	3,77	320	22,77		
249	5,45	273	0,07	297	1,24	321	22,40		
250	9,17	274	0,86	298	0,00	322	21,58		
251	7,07	275	0,67	299	0,00	323	20,02		
252	8,22	276	2,14	300	0,03	324	17,02		
253	7,41	277	3,40	301	0,00	325	13,52		
254	8,46	278	2,91	302	0,58	326	14,31		
255	9,05	279	3,78	303	0,00	327	12,14		
256	9,66	280	4,50	304	0,00	328	16,05		
257	6,03	281	5,60	305	0,02	329	17,15		
258	4,57	282	2,77	306	0,04	330	15,87		
259	5,69	283	0,72	307	1,50	331	17,34		
260	4,75	284	2,47	308	2,75	332	13,18		
261	4,20	285	0,88	309	3,00	333	17,33		
262	4,23	286	0,67	310	1,88	334	17,87		
263	4,85	287	0,00	311	3,80	335	16,89		
264	2,40	288	2,17	312	1,32	336	15,62		

όπου για τις 14 τυπικές ημέρες ισχύει:

Winter Peak:	1-24 h	Winter Average:	25-48 h	Winter Min:	49-72 h
Spring Peak:	73-96 h	Spring Average:	97-120 h	Spring Min:	121-144 h
Summer Peak:	145-168 h	Summer Average:	169-192 h	Summer Min:	193-216 h
Autumn Peak:	217-240 h	Autumn Average:	241-264 h	Autumn Min:	265-288 h
Extre 1:	289-312 h	Extre 2:	313-336 h		

Peak Days : Ο συγκεκριμένος όρος αναφέρεται στις ημέρες, όπου έχει καταγραφεί η μέγιστη ταχύτητα του ανέμου, με ταυτόχρονη μέγιστη ζήτηση από πλευράς φορτίου.

Mean Days: Με αυτό τον τρόπο υποδηλώνονται οι ημέρες, στις οποίες έχει παρατηρηθεί μέση παραγόμενη αιολική ισχύς, με ταυτόχρονη μέση ζήτηση από πλευράς φορτίου.

Min Days : Ο συγκεκριμένος όρος αφορά τις ημέρες, όπου έχει καταγραφεί η ελάχιστη παραγόμενη αιολική ισχύς, με ταυτόχρονη ελάχιστη ζήτηση από πλευράς φορτίου.

Extre 1 : Αναφέρεται σε μία ακραία περίπτωση για το ΣΗΕ. Τη συγκεκριμένη ημέρα παρουσιάζεται το ολικό μέγιστο φορτίο του έτους, με ταυτόχρονη ελάχιστη παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ (ελάχιστος άνεμος).

Extre 2 : Αναφέρεται σε μία δεύτερη ακραία περίπτωση για το ΣΗΕ. Τη συγκεκριμένη ημέρα παρουσιάζεται το ολικό ελάχιστο φορτίο του έτους, με ταυτόχρονη μέγιστη παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ (μέγιστος άνεμος).

6.2.2 Πρόβλημα Σχεδιασμού

Για την επίλυση της βέλτιστης διαστασιολόγησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και των μονάδων αποθήκευσης χρησιμοποιούνται οι σχέσεις που αναπτύχθηκαν εκτενώς στο Κεφάλαιο 4 (4.1 έως 4.15).

Αξίζει να τονιστεί ότι στους ζυγούς 2 & 4 τοποθετούνται ανεμογεννήτριες, ενώ στο ζυγό 3 μπαταρίες (Σχήμα 6.1). Τέλος, τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.5.

Πίνακας 6.5: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 4 ζυγών που προκύπτει από το λογισμικό GAMS.

Ζυγός	Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2	1,6910081		
3		1,0276452	3,0616811
4	1,1889919		

Βέβαια, τα παραπάνω αποτελέσματα προέρχονται από συνεχή βελτιστοποίηση, μια διαδικασία που ακολουθεί το λογισμικό GAMS. Όμως, δεν είναι εφικτό να τοποθετηθούν μονάδες με τα συγκεκριμένα μεγέθη, μιας και είναι τυχαίοι αριθμοί και όχι ακέραια πολλαπλάσια μιας καθορισμένης ποσότητας. Συνεπώς, γίνεται μια προσπάθεια έτσι ώστε τα μεγέθη των μονάδων που θα εγκατασταθούν, να συγκλίνουν όσο το δυνατόν περισσότερο με τις τιμές που προέκυψαν μέσω του GAMS.

Αυτή η διαδικασία παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.6, όπου αναγράφονται τα τελικά μεγέθη, τα οποία θεωρήθηκαν τόσο για τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής όσο και για τις μονάδες αποθήκευσης. Είναι εμφανές, ότι με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών, επιλέγεται κάθε φορά το αμέσως μεγαλύτερο διαθέσιμο μέγεθος της ανεμογεννήτριας ή της μπαταρίας, με μέτρο σύγκρισης τις τιμές του Πίνακα 6.5 [6.4], [6.5].

Πίνακας 6.6: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 4 ζυγών με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών.

Ζυγός	Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2	1,8		
3		1,55	3,1
4	1,2		

Charge rate = 0,5

6.2.3 Πρόβλημα Λειτουργίας

6.2.3.1 Συνολικά Αποτελέσματα

Στο συγκεκριμένο υποπρόβλημα, το ζητούμενο είναι η βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, έτσι ώστε να επιτευχθεί το υψηλότερο οικονομικό όφελος για τον διαχειριστή – παραγωγό του συστήματος, χωρίς ταυτόχρονα να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου. Έχει προηγηθεί αναλυτικότερη περιγραφή των εξισώσεων που χρησιμοποιούνται στο παρών υποπρόβλημα (4.17 έως 4.29). Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, οι μονάδες που συνδέονται στο δίκτυο των 4 ζυγών έχουν ήδη διαστασιολογηθεί (Πίνακας 6.6).

Σε πρώτη φάση, παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.7 - 6.9 τα αποτελέσματα που αφορούν την οικονομική διάσταση του θέματος.

Πίνακας 6.7: Ετήσια Κέρδη για το δίκτυο των 4 ζυγών (τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης). Η περίπτωση OPF αγνοεί τη συνεισφορά των μπαταριών στην άεργο ισχύ του δικτύου, ενώ στην περίπτωση A-R OPF συνυπολογίζεται αυτή η δυνατότητά τους.

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
478.977,38	477.719,05	1.258,33 (0,26%)

Πίνακας 6.8: Ετήσια Έσοδα λόγω Α/Γ και μπαταριών για το δίκτυο των 4 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
481.844,44	481.840,09	4,35 (0,001%)

Πίνακας 6.9: Ετήσιο Κόστος λόγω απωλειών ενέργειας για το δίκτυο των 4 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
2.867,05	4.121,03	1.253,98 (30,43%)

Από τους Πίνακες 6.8 & 6.9 αντίστοιχα, προκύπτει το συμπέρασμα ότι υπάρχουν οικονομικά οφέλη για τον διαχειριστή – παραγωγό, όταν οι μπαταρίες εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο (A-R OPF), σε σχέση με την περίπτωση που δε συμβαίνει αυτό (OPF / $Q_{disp} = 0$). Ο Πίνακας 6.7 υπολογίζεται από τις τιμές του Πίνακα 6.8 μείον τις τιμές του Πίνακα 6.9.

Αναλυτικότερα, το οικονομικό όφελος που προκύπτει από την ενεργό ισχύ που εγχέουν οι Α/Γ και οι μπαταρίες στο δίκτυο (Πίνακας 6.8), επηρεάζεται ελάχιστα από τη συνεισφορά ή όχι των μονάδων αποθήκευσης στην άεργο ισχύ του δικτύου. Αντίθετα, το όφελος που προκύπτει εξαιτίας της σημαντικής μείωσης του κόστους λόγω απωλειών ενέργειας είναι πολύ μεγάλο, της τάξης του 30 % (Πίνακας 6.9). Η συγκεκριμένη μείωση είναι σημαντική, αφενός εξαιτίας του ότι δίκτυο είναι μικρό και αφετέρου διότι η εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών χαρακτηρίζεται ως ικανοποιητική.

Γενικότερα, τις ημέρες όπου δεν καταγράφεται υψηλή οικονομική απόδοση από την ισχύ που παράγουν οι μονάδες (Πίνακας 6.8), γεγονός που συμβαίνει όταν ο άνεμος δεν είναι ισχυρός (μικρή παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ), διαφαίνεται εντονότερα η σημασία της μείωσης του κόστους λόγω απωλειών ενέργειας για τη βελτίωση των συνολικών εσόδων του διαχειριστή – παραγωγού (τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης / Πίνακας 6.7). Άλλωστε, το οικονομικό κέρδος λόγω των μονάδων (Πίνακας 6.8) επηρεάζεται σε μικρό ποσοστό (< 0.5 %) από την άεργο ισχύ των μπαταριών (A-R OPF) και κατ' επέκταση δε δύναται να επηρεάσει σημαντικά τη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.

Στον Πίνακα 6.10, παρουσιάζεται το πώς επηρεάζει η ικανότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο τη συνολική εισερχόμενη άεργη ενέργεια του ηλεκτρικού συστήματος. Συγκεκριμένα, καταγράφεται μία μείωση της τάξης του 96 %. Αυτή η σημαντική μείωση αποδεικνύει ότι οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν με τέτοιο τρόπο, έτσι ώστε να μην είναι αναγκαία η εγκατάσταση συσκευών αντιστάθμισης αέργου ισχύος στο δίκτυο. Η αναβολή αυτής της επένδυσης έχει ως συνέπεια να αποφευχθεί ένα επιπλέον κόστος, το οποίο σχετίζεται με την εγκατάσταση συστοιχίας πυκνωτών ή πηνίων στο ηλεκτρικό σύστημα. Ουσιαστικά, με το ποσό αυτό δίνεται η δυνατότητα στο διαχειριστή - παραγωγό του συστήματος να καλύψει ένα σημαντικό μέρος των χρημάτων, που δόθηκαν για την τοποθέτηση των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, η A-R OPF ανάλυση επιβεβαιώνει ότι η εγκατάσταση μπαταριών, σε βάθος δεκαετίας, σε ένα δίκτυο διανομής είναι από οικονομικής άποψης πιο εφικτή από ποτέ.

Πίνακας 6.10: Συνολική Εισερχόμενη Άεργος Ενέργεια στο δίκτυο των 4 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

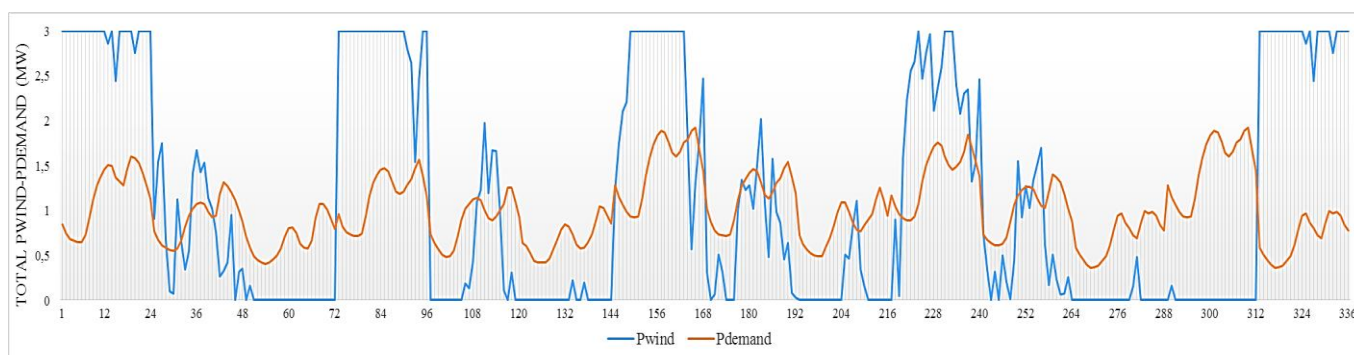
A-R OPF (MVARh)	OPF (MVARh)	Διαφορά
2,75	77,38	74,63 (96,44%)

6.2.3.2 Ανάλυση Αποτελεσμάτων

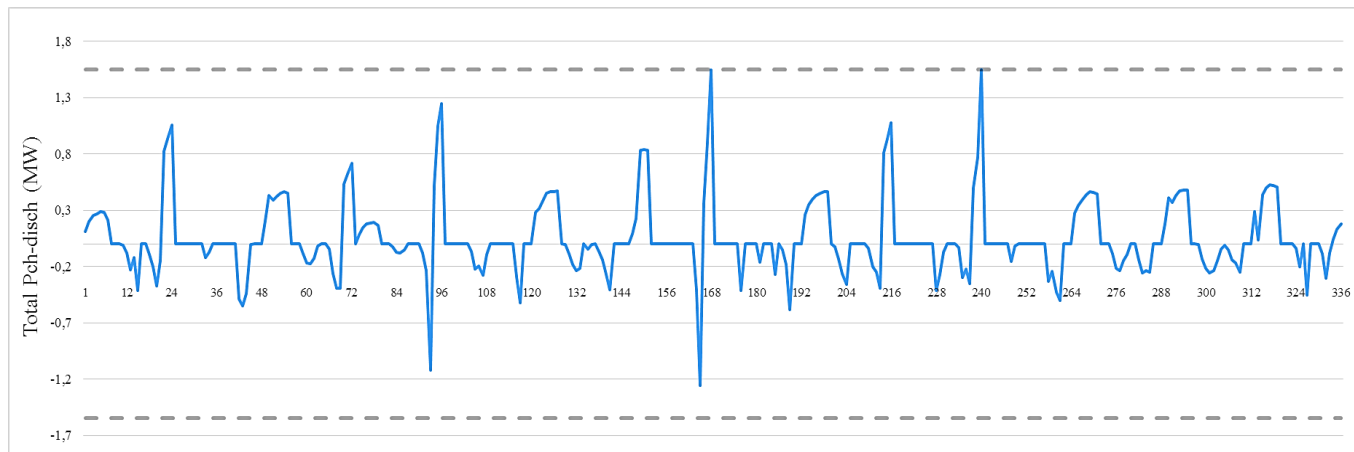
Σε δεύτερη φάση, με τη βοήθεια των γραφικών παραστάσεων απεικονίζεται η λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου για 14 τυπικές ημέρες (3 ημέρες για κάθε εποχή και 2 ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ). Μέσω αυτής της ανάλυσης, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα για το δίκτυο των 4 ζυγών, τα οποία παρουσιάζονται και σχολιάζονται εκτενώς παρακάτω.

Στο Σχήμα 6.2, απεικονίζεται η συνολική ζήτηση του φορτίου σε σχέση με την αιολική ισχύ που παράγεται κάθε χρονική στιγμή. Τα συμπεράσματα που προκύπτουν είναι τα εξής:

- Κατά τις Peak Days, η αιολική ισχύς είναι σχεδόν διπλάσια της συνολικής ζήτησης. Γεγονός που παρατηρείται ιδιαίτερα τις χειμωνιάτικες ημέρες.
- Κατά τις Mean Days, η αιολική ισχύς εναλλάσσεται με τη ζήτηση. Το μοτίβο που καταγράφεται είναι συγκεκριμένο, ανεξαρτήτως εποχής, μιας και είναι λογικό να παρατηρείται υψηλότερη αιολική ισχύς σε σχέση με τη ζήτηση κατά τις πρωινές ώρες, ενώ να συμβαίνει το αντίστροφο κατά τις απογευματινές.
- Στις Min Days, η αιολική ισχύς είναι σημαντικά μικρότερη της ζήτησης.
- Στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ (Extre 1 και Extre 2), παρατηρείται ότι στην πρώτη περίπτωση η ζήτηση είναι εμφανώς μεγαλύτερη από την παραγόμενη ισχύ από ΑΠΕ, με αποτέλεσμα να καλύπτεται το φορτίο κυρίως από το ανάντη δίκτυο. Σχετικά με την τυπική μέρα Extre 2, το φορτίο καλύπτεται ικανοποιητικά από την αιολική ισχύ, μιας και η ζήτηση είναι πολύ μικρή.



Σχήμα 6.2: Συνολική Ζήτηση (Πορτοκαλί Χρώμα) - Συνολική Παραγόμενη Αιολική Ισχύς (Μπλε Χρώμα) για το δίκτυο των 4 ζυγών.



Σχήμα 6.3: Ισχύς Φόρτισης / Εκφόρτισης των Μπαταριών για το δίκτυο των 4 ζυγών.

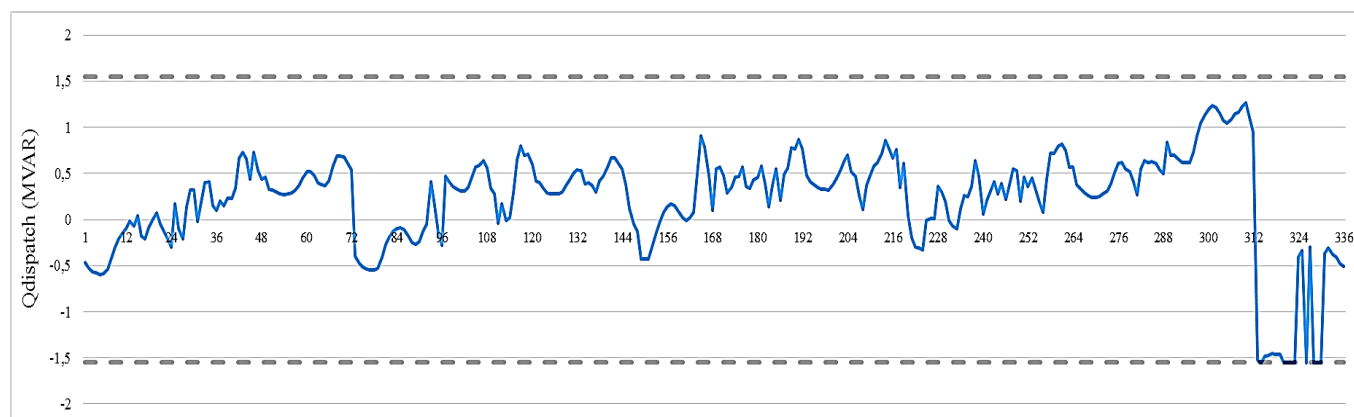
Στο Σχήμα 6.3, οι θετικές τιμές συμβολίζουν τη φόρτιση και οι αρνητικές την εκφόρτιση των μπαταριών, αντίστοιχα.

Αξίζει να τονιστεί, ότι τις ημέρες όπου ο άνεμος έχει υψηλή ταχύτητα (Peak Days), η συμπεριφορά της φόρτισης / εκφόρτισης συμβαδίζει με το γεγονός, ότι η μπαταρία φορτίζεται κατά την off-peak period, ενώ προσφέρει μικρό ποσοστό ενέργειας στο δίκτυο κατά την on-peak period. Αυτό συμβαίνει, μιας και η αιολική ισχύς καλύπτει το φορτίο επαρκώς, με αποτέλεσμα να μην είναι αναγκαίο να συνδράμουν οι μπαταρίες με επιπλέον ισχύ.

Όσον αφορά τις Mean Days, οι μπαταρίες εγχέουν ενεργό ισχύ στο δίκτυο για να καλύψουν τη ζήτηση τις χρονικές στιγμές, όπου δε μπορεί να καλυφθεί πλήρως το φορτίο από την ισχύ που παράγουν οι ανεμογεννήτριες.

Στις Min Days, το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης που ακολουθείται δεν επηρεάζεται από τη σχέση παραγωγής - ζήτησης, αλλά ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Δηλαδή, οι μπαταρίες φορτίζονται κατά την off-peak period, ενώ εκφορτίζονται κατά την on-peak period, ανεξάρτητα με τις ανάγκες σε φορτίο που παρουσιάζονται.

Τέλος, στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ, δηλαδή στην τυπική ημέρα Extre 1 το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης, καλύπτοντας παράλληλα μέρος της ζήτησης, ενώ στην τυπική ημέρα Extre 2 οι μπαταρίες καλύπτουν για πολύ μικρό διάστημα το φορτίο, μιας και αυτό γίνεται από τη μεγάλη παραγωγή των ΑΠΕ.

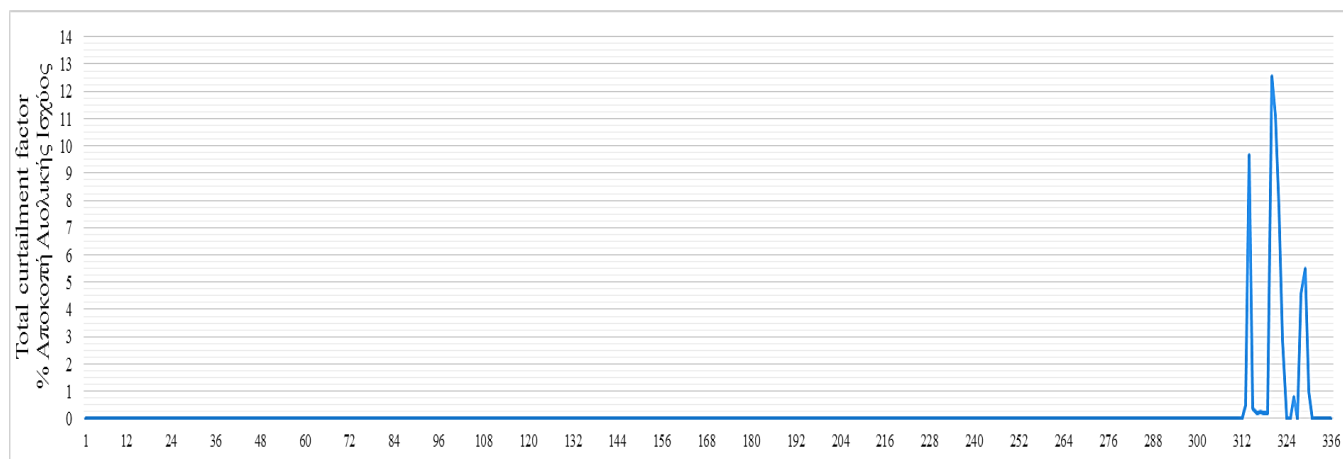


Σχήμα 6.4: Αεργός Ισχύς Μπαταριών για το δίκτυο των 4 ζυγών.

Με το Σχήμα 6.4 γίνεται εμφανές, ότι οι μπαταρίες απορροφούν την άεργο ισχύ (αρνητική τιμή), η οποία προέρχεται κυρίως από τις Α/Γ, μιας και αυτό συμβαίνει τις τυπικές ημέρες όπου έχω υψηλό άνεμο (Peak Days) και ιδιαίτερα κατά την ημέρα Extre 2 (μέγιστος άνεμος).

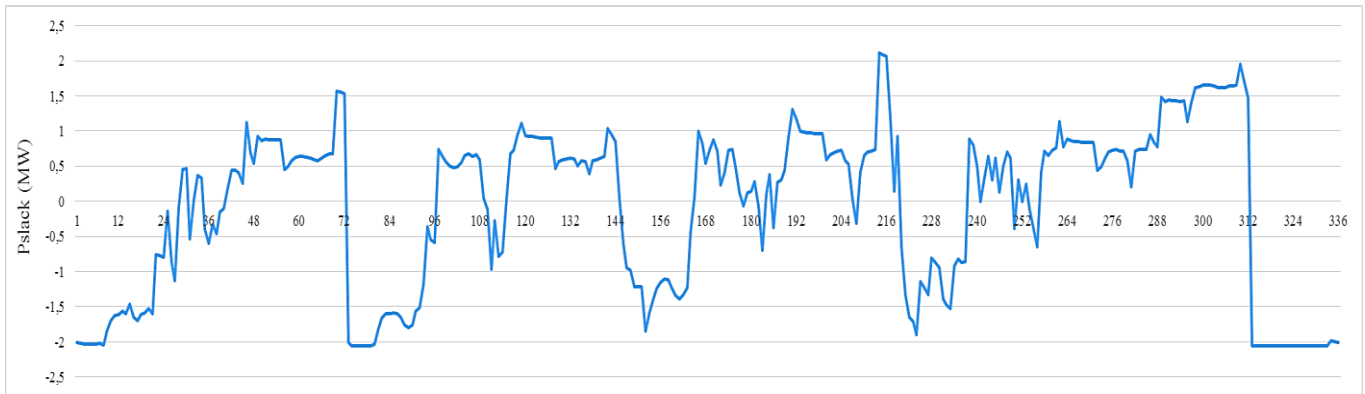
Αντίθετα, εγχέουν άεργο ισχύ (θετική τιμή) στο δίκτυο τις υπόλοιπες μέρες. Συνεπώς, προκύπτει το συμπέρασμα ότι ένα σημαντικό μέρος της άεργης ισχύος των μπαταριών χρησιμοποιείται από το δίκτυο.

Γενικότερα, τα Σχήματα 6.3 & 6.4, απεικονίζουν τη λειτουργία των μπαταριών για τις 14 τυπικές ημέρες. Προφανώς, προκύπτει ότι οι μπαταρίες συμμετέχουν πιο ενεργά στο κομμάτι της άεργης ισχύος του δικτύου σε σχέση με την ενεργό. Το συγκεκριμένο γεγονός, διασφαλίζει και το ότι η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος είναι σημαντική. Ουσιαστικά, τα ηλεκτρονικά ισχύος των μπαταριών επηρεάζουν τη φάση του δικτύου, με αποτέλεσμα να λειτουργούν είτε ως συστοιχία πυκνωτών είτε ως συστοιχία πηνίων, ανάλογα με το τι απαιτείται κάθε χρονική στιγμή. Βέβαια, για τη συγκεκριμένη λειτουργία δεν είναι αναγκαία η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Αντίθετα, στην περίπτωση της ενεργού ισχύος, η λειτουργία είναι διαφορετική, μιας και οι μπαταρίες εγχέουν στο δίκτυο την ενέργεια που έχουν ήδη αποθηκεύσει.



Σχήμα 6.5: Συνολικός Συντελεστής Αποκοπής Αιολικής Ισχύος για το δίκτυο των 4 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.5, απεικονίζεται ο συνολικός συντελεστής αποκοπής αιολικής ισχύος για τα δύο αιολικά πάρκα. Ουσιαστικά, ο κατακόρυφος άξονας αντιστοιχεί στο συνολικό ποσοστό αποκοπής της αιολικής ισχύος. Είναι εμφανές ότι σχεδόν όλες τις ώρες η αιολική ισχύς δεν αποκόπτεται. Όμως, στην περίπτωση του Extre 2, όπου καταγράφεται και η μεγαλύτερη παραγόμενη αιολική ισχύς, συμβαίνει το αντίστροφο. Με αυτό τον τρόπο διασφαλίζεται ότι δεν παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου.

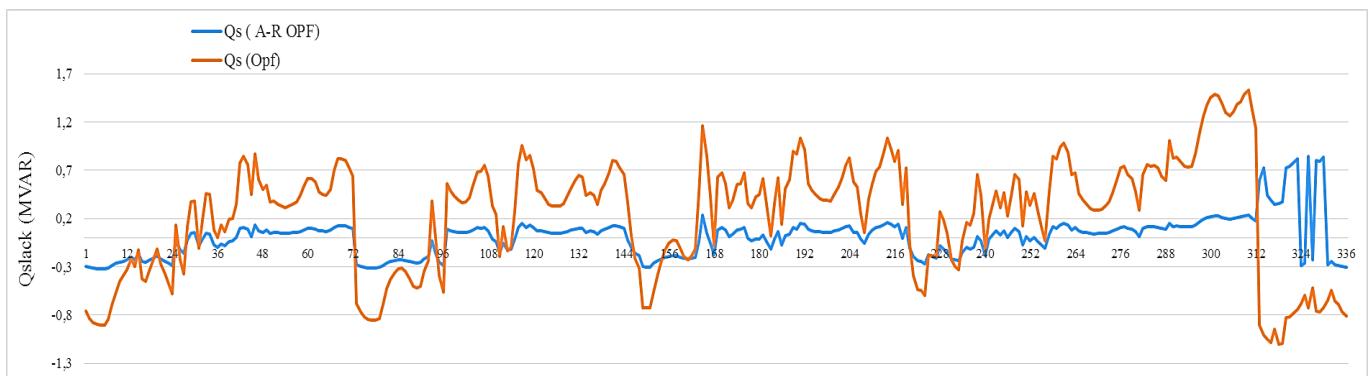


Σχήμα 6.6: Ενεργός Ισχύς Στο Ζυγό 1 για το δίκτυο των 4 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.6, απεικονίζεται η ενεργός ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται, από ή προς το ανάντη δίκτυο μέσω του Μ/Σ. Από τη γραφική παράσταση, γίνεται κατανοητό ότι στις Peak Days, όπου η αιολική ισχύς είναι πολύ μεγαλύτερη της ζήτησης (Σχήμα 6.2), εξέρχεται ενεργός ισχύς από το δίκτυο (αρνητική τιμή). Το ακριβώς αντίθετο συμβαίνει κατά τις Min Days, όπου εισέρχεται ισχύς διαρκώς από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή).

Φυσικά οι Mean Days, οδηγούν σε πιο ασφαλή συμπεράσματα, για το τι συμβαίνει πραγματικά με την ενεργό ισχύ που ανταλλάσσεται με το ανάντη δίκτυο. Συγκεκριμένα, η ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται ακολουθεί ένα μοτίβο που σχετίζεται με τη συμπεριφορά των μπαταριών. Δηλαδή, με το αν οι μπαταρίες φορτίζονται (λειτουργούν ως επιπλέον φορτίο) ή εκφορτίζονται (λειτουργούν ως πηγές ενέργειας) τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή.

Σχετικά με τις δύο ακραίες περιπτώσεις, τα αποτελέσματα είναι τα αναμενόμενα μιας και κατά το μέγιστο φορτίο εισέρχεται μεγάλη ποσότητα ισχύος από το ανάντη δίκτυο, ενώ κατά το ελάχιστο φορτίο συμβαίνει το αντίστροφο.



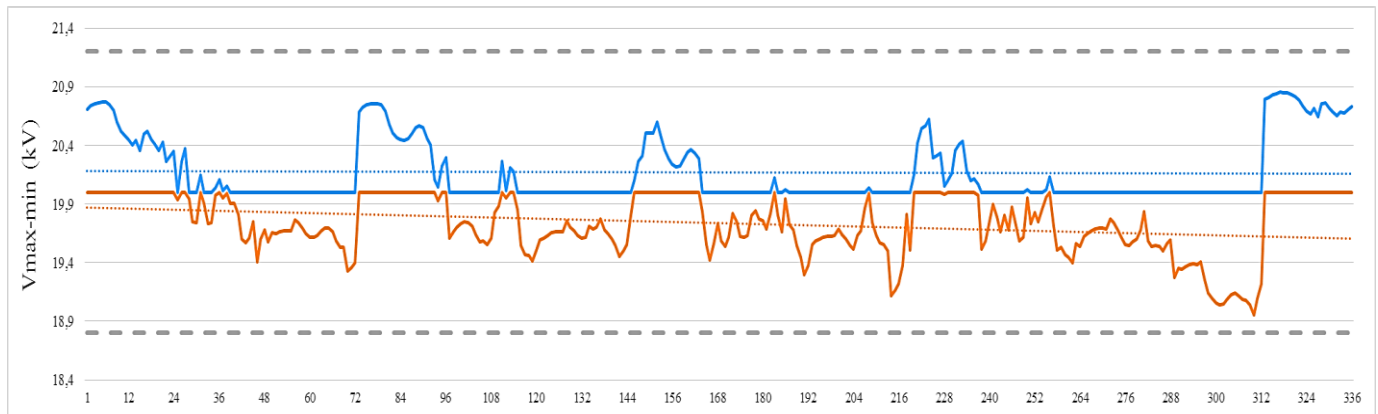
Σχήμα 6.7: Άεργος Ισχύς Στο Ζυγό 1 για το δίκτυο των 4 ζυγών.

Το Σχήμα 6.7, αποδεικνύει τη σημασία που έχει για κάθε ηλεκτρικό δίκτυο η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ. Συγκεκριμένα, στην περίπτωση των 4 ζυγών, μόνο ένα μικρό ποσό άεργης ισχύος απαιτείται κάθε χρονική στιγμή να εισέρχεται από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή).

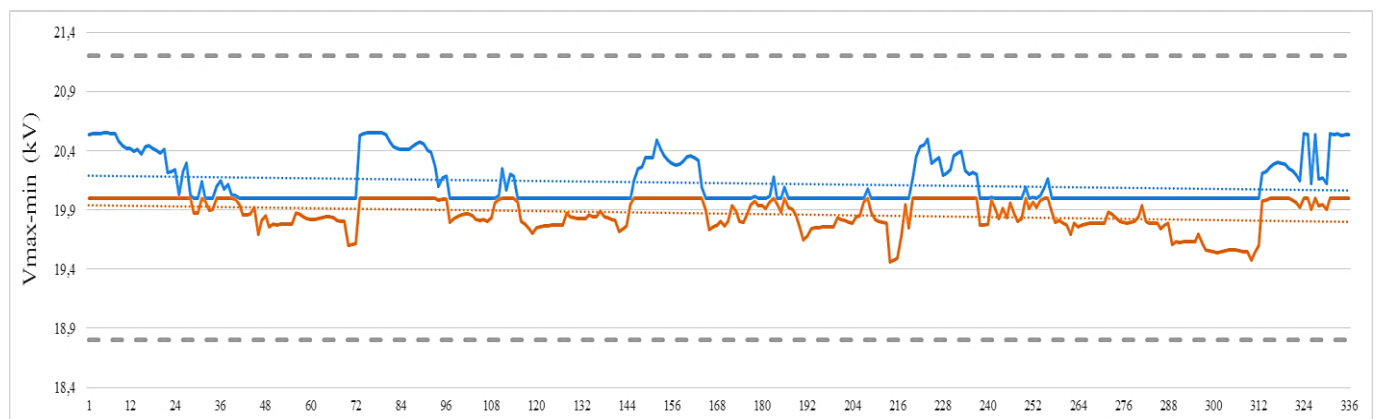
Επιπρόσθετα, όταν η άεργος ισχύς των μπαταριών καλύπτει το συνολικό φορτίο και τις άεργες απώλειες του δικτύου, τότε όχι μόνο δεν απαιτείται να εισέρχεται άεργος ισχύς, αλλά αντίθετα εξέρχεται προς το ανάντη δίκτυο (αρνητική τιμή). Ουσιαστικά, μόνο στην τυπική

ημέρα Extre 2 εισέρχεται ένα ικανό ποσό άεργης ισχύος, μιας και τη συγκεκριμένη ημέρα οι μπαταρίες φορτίζονται πλήρως (Σχήμα 6.4).

Στο τελευταίο μέρος της ανάλυσης, επιχειρείται να αποσαφηνιστεί το πώς επηρεάζει η άεργος ισχύς που εγχέουν οι μονάδες αποθήκευσης στο δίκτυο, τις τάσεις των ζυγών και τις γωνίες τους (Σχήματα 6.8 – 6.11).

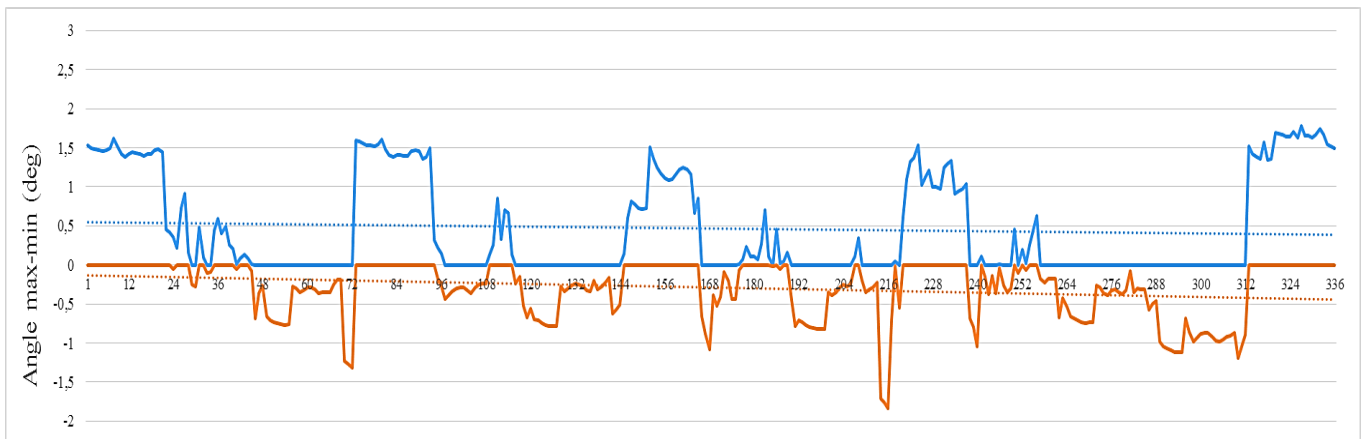


Σχήμα 6.8: Προφίλ Τάσεων (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 4 ζυγών.

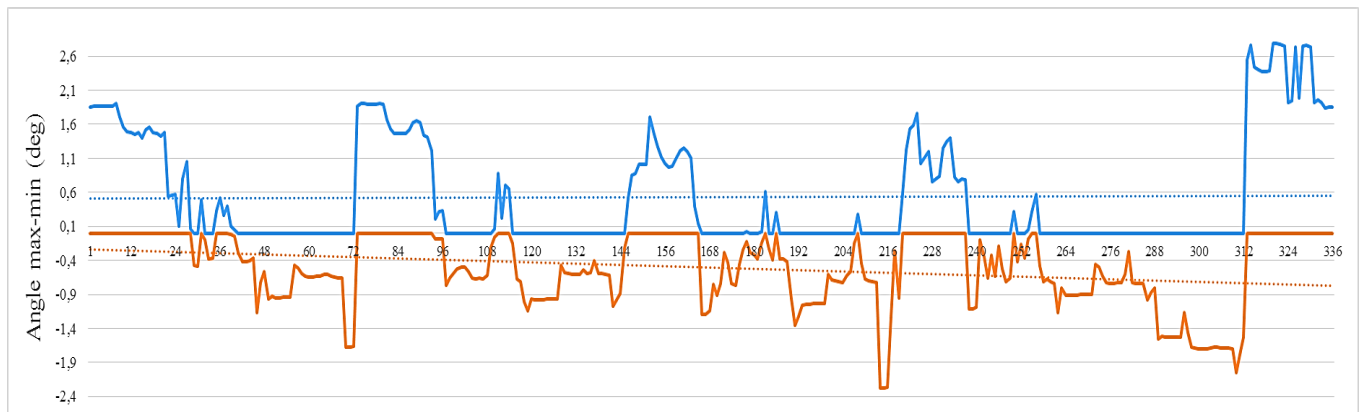


Σχήμα 6.9: Προφίλ Τάσεων (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 4 ζυγών.

Από τα Σχήματα 6.8 & 6.9, προκύπτει το συμπέρασμα, παρατηρώντας τις γραμμές τάσης των δύο περιπτώσεων (η μπλε γραμμή απεικονίζει τη μέγιστη τάση μεταξύ όλων των ζυγών και η πορτοκαλί την ελάχιστη), ότι το προφίλ των τάσεων βελτιώνεται σημαντικά μιας και παίρνει τιμές πιο κοντά στην ονομαστική τάση κατά την A-R OPF Ανάλυση (1 α.μ. / 20 kV).



Σχήμα 6.10: Προφίλ Γωνιών (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 4 ζυγών.



Σχήμα 6.11: Προφίλ Γωνιών (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 4 ζυγών.

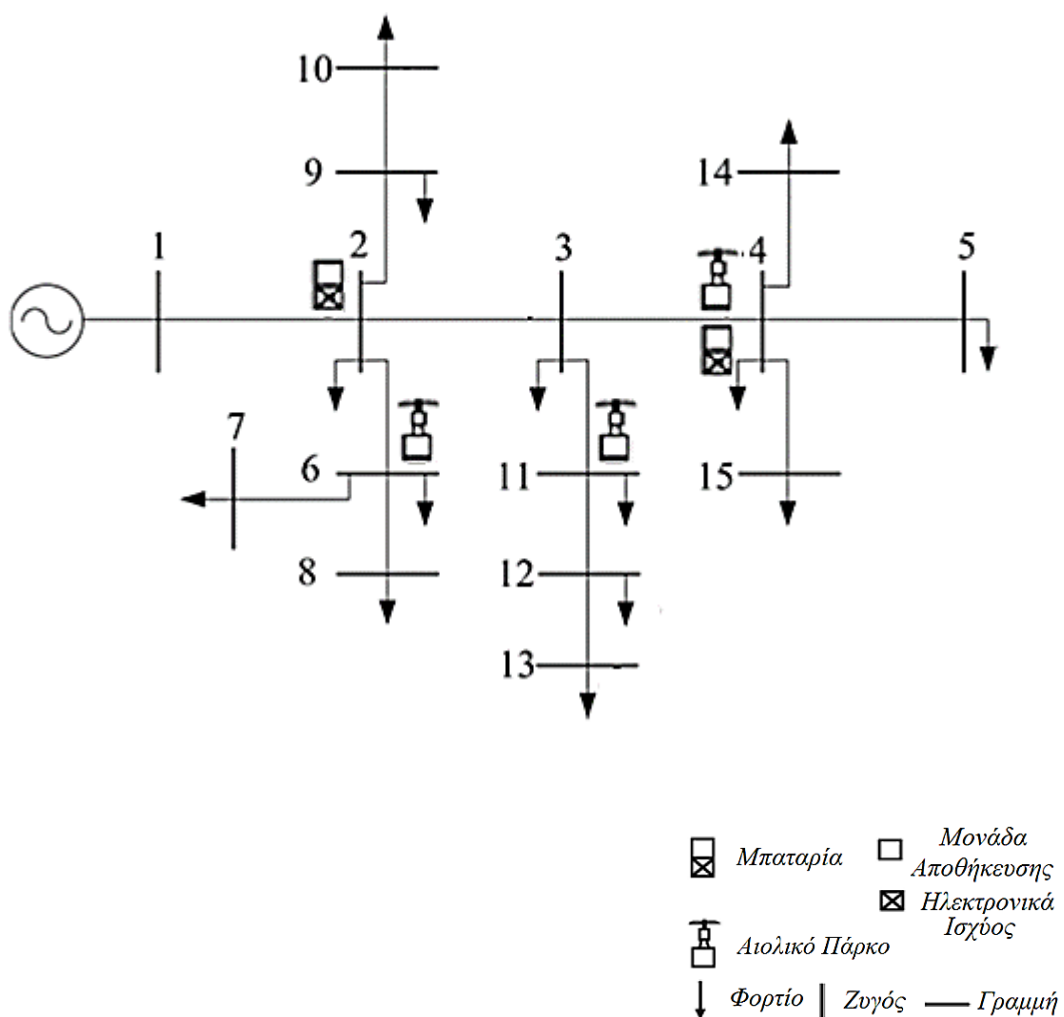
Συγκρίνοντας σε αυτό το μέρος, τα δύο Σχήματα 6.10 & 6.11, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι γραμμές τάσης είναι σχεδόν ίδιες. Αυτό αποδεικνύει ότι η άεργος ισχύς που ανταλλάσσουν οι μπαταρίες με το δίκτυο επηρεάζει ελάχιστα τη μέγιστη και την ελάχιστη γωνία των ζυγών του δικτύου. Γεγονός που επιβεβαιώνεται από πολλές έρευνες [6.2].

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι στο συγκεκριμένο μοντέλο επιχειρήθηκε να βρεθεί η βέλτιστη στρατηγική, μέσω της A-R OPF ανάλυσης, που πρέπει να εφαρμόσει ο διαχειριστής - παραγωγός του δικτύου (DSO), έτσι ώστε να επιτύχει το μέγιστο συνολικό όφελος. Προφανώς, τα αποτελέσματα, τα οποία αναλύθηκαν παραπάνω για το δίκτυο των 4 ζυγών, επιβεβαίωσαν τις αρχικές αναφορές περί οικονομικών και τεχνικών οφελών που προσφέρει η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο (Κεφάλαιο 4). Συγκεκριμένα, οι απώλειες ενέργειας μειώθηκαν κατά 30 % και η συνολική εισερχόμενη άεργος ενέργεια κατά 96%.

6.3 ΔΙΚΤΥΟ 15 ΖΥΓΩΝ

6.3.1 Δεδομένα

Η τοπολογία του δικτύου των 15 ζυγών φαίνεται στο Σχήμα 6.12 και τα δεδομένα του στους Πίνακες 6.11 και 6.12, αντίστοιχα. Πρόκειται για ακτινικό δίκτυο διανομής τάσης 20 kV (Μέση Τάση), το οποίο αποτελείται από 14 γραμμές και έχει συνολικό φορτίο σταθερής ισχύος ($3 + 2,66 j$) MVA. Στο ζυγό 1 βρίσκεται ο υποσταθμός YT/MT και για αυτόν ακριβώς το λόγο θεωρείται ως ζυγός ταλάντωσης του συστήματος. Αυτή η θεώρηση έχει ως συνέπεια να μη μπορούν να συνδεθούν σε αυτόν τον ζυγό ούτε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ούτε μονάδες αποθήκευσης.



Σχήμα 6.12: Ακτινικό δίκτυο 15 ζυγών.

Πίνακας 6.11: Στοιχεία γραμμών του δικτύου 15 ζυγών.

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφιξης	R(Ω)	X (Ω)	$\frac{1}{2}$ B(Ω^{-1})
1	2	1,3531	1,3235	0
2	3	1,7102	1,446	0
3	4	0,8411	0,8227	0
4	5	1,5235	1,0276	0
2	9	2,0132	1,3579	0
9	10	1,6867	1,1377	0
2	6	2,5537	1,7249	0
6	7	1,0882	0,734	0
6	8	1,2514	0,8441	0
3	11	1,7955	1,2111	0
11	12	2,4485	1,6515	0
12	13	2,0132	1,3579	0
4	14	2,2308	1,5047	0
4	15	1,179	0,8074	0

Πίνακας 6.12: Στοιχεία μέγιστου φορτίου του δικτύου 15 ζυγών.

Ζυγός	Φορτίο (MW)	Φορτίο (MVar)
1	0	0
2	0,7	0,54
3	0,21	0,16
4	0,28	0,2
5	0,3	0,17
6	0,15	0,11
7	0,08	0,05
8	0,15	0,12
9	0,06	0,04
10	0,28	0,2
11	0,19	0,13
12	0,18	0,15
13	0,13	0,09
14	0,12	0,6
15	0,17	0,1

Εφαρμόζεται και στο δίκτυο των 15 ζυγών η ίδια διαδικασία που ακολουθήθηκε για το μικρό δίκτυο (4 ζυγοί). Αρχικά, υπολογίζονται μέσω του GAMS τα μεγέθη των ΜΔΠ και των μονάδων αποθήκευσης, που θα εγκατασταθούν στο δίκτυο και στη συνέχεια καθορίζεται η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου.

6.3.2 Πρόβλημα Σχεδιασμού

Για την επίλυση της βέλτιστης διαστασιολόγησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και των μονάδων αποθήκευσης χρησιμοποιούνται οι σχέσεις που αναπτύχθηκαν εκτενώς στο Κεφάλαιο 4 (4.1 έως 4.15).

Στους ζυγούς 4, 6 & 11 τοποθετούνται ανεμογεννήτριες, ενώ στους ζυγούς 2 & 4 μπαταρίες (Σχήμα 6.12). Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.13.

Πίνακας 6.13: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 15 ζυγών που προκύπτει από το λογισμικό GAMS.

Ζυγός	Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2		0,8963542	2,8764598
3			
4	2,2354486	1,2747923	3,4754307
5			
6	1,2597348		
7			
8			
9			
10			
11	1,0048166		
12			
13			
14			
15			

Τα παραπάνω αποτελέσματα προέρχονται από συνεχή βελτιστοποίηση, μια διαδικασία που ακολουθεί το λογισμικό GAMS. Τα τελικά μεγέθη, τα οποία θεωρήθηκαν τόσο για τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής όσο και για τις μονάδες αποθήκευσης, με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών, βρίσκονται στον Πίνακα 6.14 [6.4], [6.5].

Πίνακας 6.14: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 15 ζυγών με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών.

Ζυγός	Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2		1,5	3
3			
4	2,4	1,75	3,5
5			
6	1,4		
7			
8			
9			
10			
11	1		
12			
13			
14			
15			

Charge rate = 0,5

6.3.3 Πρόβλημα Λειτουργίας

6.3.3.1 Συνολικά Αποτελέσματα

Στο συγκεκριμένο υποπρόβλημα, το ζητούμενο είναι η βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, έτσι ώστε να επιτευχθεί το υψηλότερο οικονομικό όφελος για τον διαχειριστή – παραγωγό του συστήματος, χωρίς ταυτόχρονα να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων, που έχουν εγκατασταθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο των 15 ζυγών, βρίσκονται στον Πίνακα 6.14.

Σε πρώτη φάση, παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.15 - 6.17 τα αποτελέσματα που αφορούν την οικονομική διάσταση του θέματος.

Πίνακας 6.15: Ετήσια Κέρδη για το δίκτυο των 15 ζυγών (τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης). Η περίπτωση OPF αγνοεί τη συνεισφορά των μπαταριών στην άεργο ισχύ του δικτύου, ενώ στην περίπτωση A-R OPF συνυπολογίζεται αυτή η δυνατότητά τους.

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
779.479,59	776.935,40	2.544,19 (0,33%)

Πίνακας 6.16: Ετήσια Έσοδα λόγω Α/Γ και μπαταριών για το δίκτυο των 15 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
786.051,6014	786.050,11	1,49 (0,0002%)

Πίνακας 6.17: Ετήσιο Κόστος λόγω απωλειών ενέργειας για το δίκτυο των 15 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
6.572,01	9.114,71	2.542,70 (27,9%)

Από τους Πίνακες 6.16 & 6.17, προκύπτει το συμπέρασμα ότι υπάρχουν οικονομικά οφέλη για τον διαχειριστή – παραγωγό, όταν οι μπαταρίες εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο και στην περίπτωση του μεσαίου δικτύου (15 ζυγοί). Ο Πίνακας 6.15 υπολογίζεται από τις τιμές του Πίνακα 6.16 μείον τις τιμές του Πίνακα 6.17. Το οικονομικό όφελος που προκύπτει από την ενεργό ισχύ που εγχέουν οι Α/Γ και οι μπαταρίες στο δίκτυο (Πίνακας 6.16), επηρεάζεται ελάχιστα από τη συνεισφορά ή όχι των μονάδων αποθήκευσης στην άεργο ισχύ του δικτύου και κατ' επέκταση δε δύναται να επηρεάσει σημαντικά τη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (Πίνακας 6.15). Αντίθετα, το όφελος που προκύπτει εξαιτίας της σημαντικής μείωσης του κόστους λόγω απωλειών ενέργειας είναι μεγάλο, της τάξης του 28 % (Πίνακας 6.17). Προφανώς, η συγκεκριμένη μείωση είναι μικρότερη κατά 2 %, σε σχέση με αυτή που καταγράφηκε στο δίκτυο των 4 ζυγών για δύο βασικούς λόγους. Αφενός, το δίκτυο είναι μεγαλύτερο με αποτέλεσμα να εμφανίζονται υψηλότερες απώλειες λόγω της αντίστασης των γραμμών, αφετέρου η ζήτηση είναι υψηλότερη, με συνέπεια να ρέει στις γραμμές μεγαλύτερο ρεύμα, γεγονός που σημαίνει αυτομάτως και αυξημένες απώλειες.

Στον Πίνακα 6.18, παρουσιάζεται το πώς επηρεάζει η ικανότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο τη συνολική εισερχόμενη άεργη ενέργεια του ηλεκτρικού συστήματος. Συγκεκριμένα, καταγράφεται μία μείωση της εισερχόμενης άεργης ισχύος της τάξης του 93 %. Η μείωση παραμένει σε πολύ υψηλά επίπεδα αν και το δίκτυο είναι τριπλάσιο σε σχέση με το αρχικό δίκτυο των 4 ζυγών. Αυτό το γεγονός επιβεβαιώνει τη θεώρηση, ότι οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ως συσκευές αντιστάθμισης αέργου ισχύος στο εκάστοτε ηλεκτρικό δίκτυο.

Πίνακας 6.18: Συνολική Εισερχόμενη Άεργος Ενέργεια στο δίκτυο των 15 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

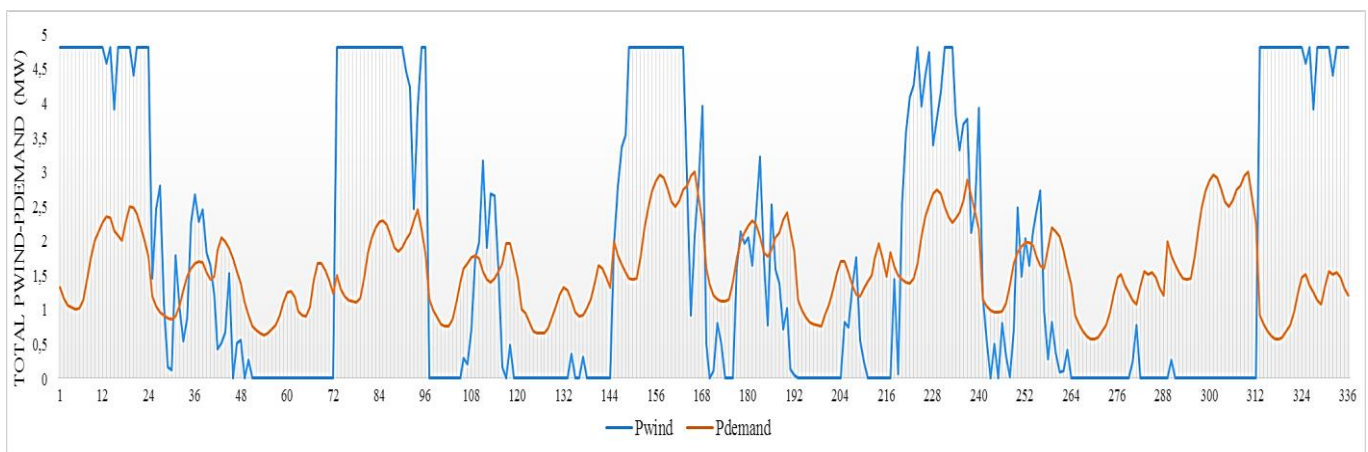
A-R OPF (MVARh)	OPF (MVARh)	Διαφορά
12,40	182,91	170,51 (93,22%)

6.3.3.2 Ανάλυση Αποτελεσμάτων

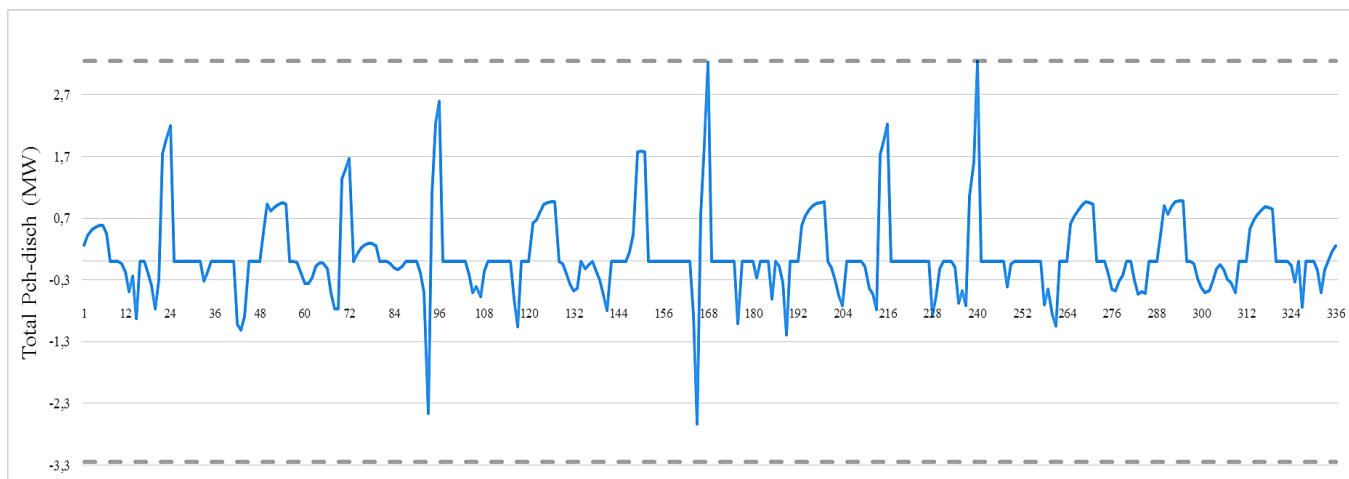
Σε δεύτερη φάση, με τη βοήθεια των γραφικών παραστάσεων απεικονίζεται η λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου των 15 ζυγών για 14 τυπικές ημέρες (3 ημέρες για κάθε εποχή και 2 ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ). Μέσω αυτής της ανάλυσης, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα για το δίκτυο των 15 ζυγών, τα οποία παρουσιάζονται και σχολιάζονται εκτενώς παρακάτω.

Στο Σχήμα 6.13, απεικονίζεται η συνολική ζήτηση του φορτίου σε σχέση με την αιολική ισχύ που παράγεται κάθε χρονική στιγμή. Τα συμπεράσματα που προκύπτουν είναι όμοια με αυτά που ισχύουν και για την περίπτωση των 4 ζυγών, με τη μόνη διαφορά ότι η αιολική ισχύς και η ζήτηση παίρνουν υψηλότερες τιμές.

- Κατά τις Peak Days, η αιολική ισχύς είναι σχεδόν διπλάσια της συνολικής ζήτησης.
- Κατά τις Mean Days, η αιολική ισχύς εναλλάσσεται με τη ζήτηση. Το μοτίβο που καταγράφεται είναι συγκεκριμένο, ανεξαρτήτως εποχής (υψηλότερη αιολική ισχύς σε σχέση με τη ζήτηση κατά τις πρωινές ώρες, ενώ συμβαίνει το αντίστροφο κατά τις απογευματινές).
- Στις Min Days, η αιολική ισχύς είναι σημαντικά μικρότερη της ζήτησης.
- Στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ (Extre 1 και Extre 2), παρατηρείται ότι στην πρώτη περίπτωση η ζήτηση είναι εμφανώς μεγαλύτερη από την παραγόμενη ισχύ από ΑΠΕ (καλύπτεται το φορτίο κυρίως από το ανάντη δίκτυο). Σχετικά με την τυπική ημέρα Extre 2, το φορτίο καλύπτεται ικανοποιητικά από την ισχύ των Α/Γ (η ζήτηση είναι πολύ μικρή).

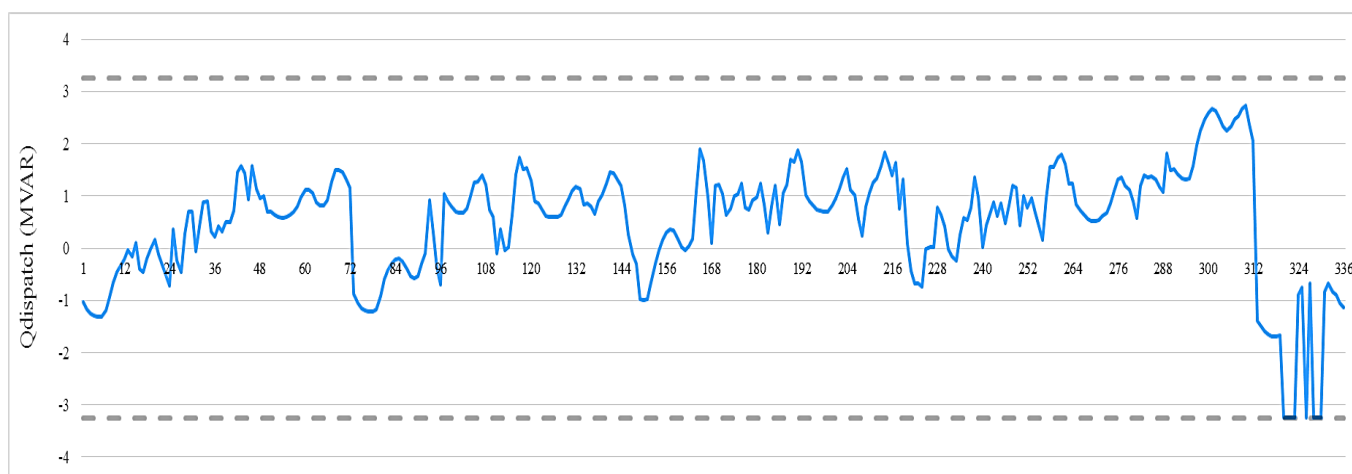


Σχήμα 6.13: Συνολική Ζήτηση (Πορτοκαλί Χρώμα) - Συνολική Παραγόμενη Αιολική Ισχύς (Μπλε Χρώμα) για το δίκτυο των 15 ζυγών.



Σχήμα 6.14: Ισχύς Φόρτισης / Εκφόρτισης των Μπαταριών για το δίκτυο των 15 ζυγών.

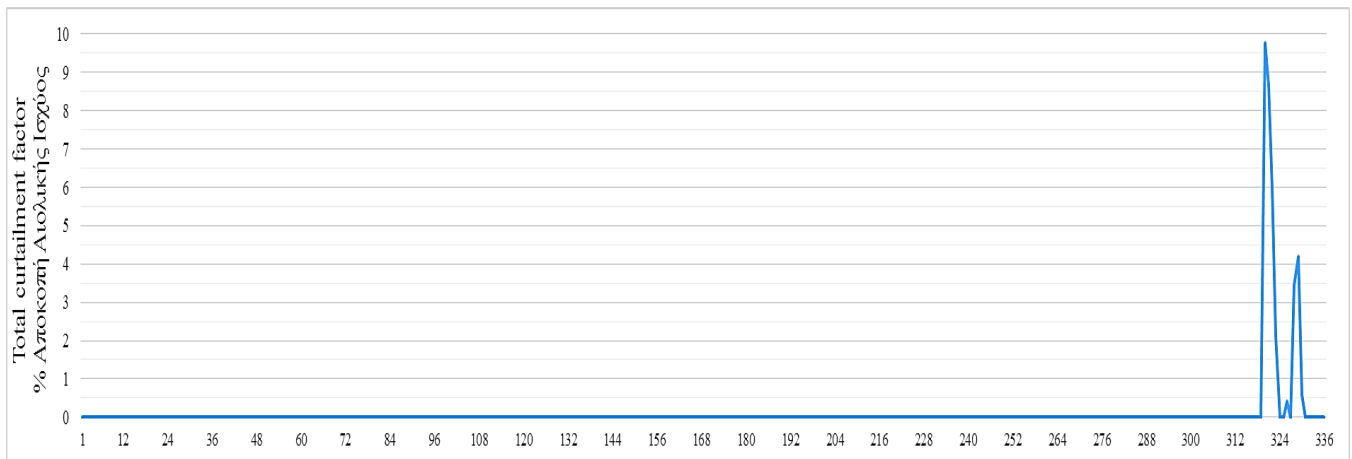
Στο Σχήμα 6.14, οι θετικές τιμές συμβολίζουν τη φόρτιση και οι αρνητικές την εκφόρτιση των μπαταριών, αντίστοιχα. Κατά τις Peak Days, η συμπεριφορά της φόρτισης / εκφόρτισης συμβαδίζει με το γεγονός, ότι η μπαταρία φορτίζεται κατά την off-peak period, ενώ προσφέρει μικρό ποσοστό ενέργειας στο δίκτυο κατά την on- peak period. Όσον αφορά τις Mean Days, οι μπαταρίες εγχέουν ενεργό ισχύ στο δίκτυο για να καλύψουν τη ζήτηση τις χρονικές στιγμές, όπου δε μπορεί να καλυφθεί πλήρως το φορτίο από την ισχύ των ανεμογεννητριών. Στις Min Days, το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας, ανεξαρτήτως των αναγκών, σε φορτίο, που παρουσιάζονται. Στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ, δηλαδή στην τυπική ημέρα Extre 1 το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης, ενώ στην τυπική ημέρα Extre 2 οι μπαταρίες καλύπτουν για πολύ μικρό διάστημα το φορτίο, μιας και αυτό γίνεται από τη μεγάλη παραγωγή των ΑΠΕ. Τέλος, παρατηρείται ότι το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης είναι πανομοιότυπο με αυτό των 4 ζυγών, με τη μόνη διαφορά στις τιμές των P_{ch} και P_{dis} , αντίστοιχα.



Σχήμα 6.15: Άεργος Ισχύς Μπαταριών για το δίκτυο των 15 ζυγών.

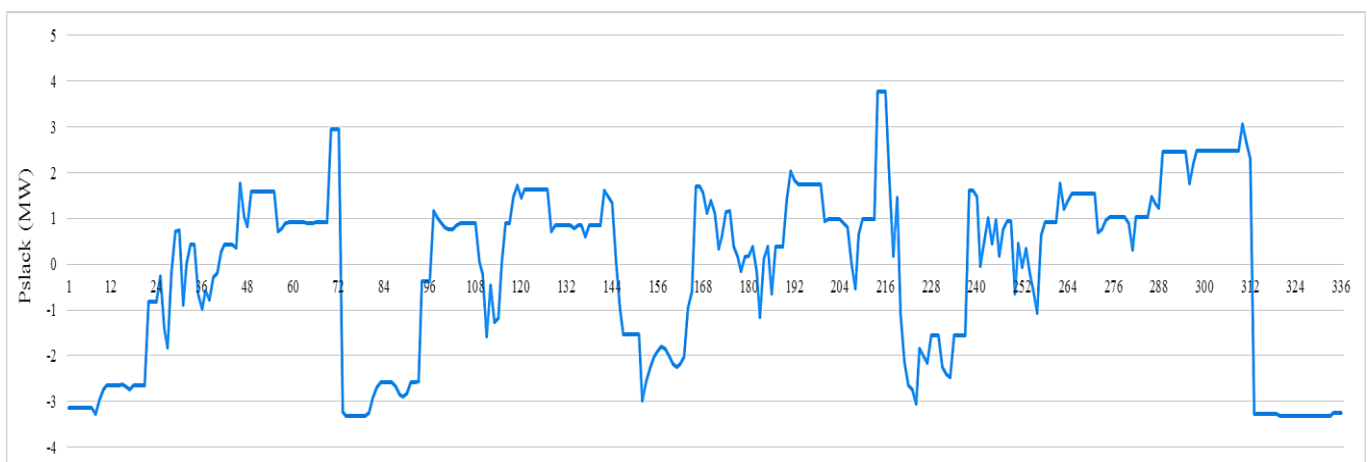
Με το Σχήμα 6.15 είναι προφανές, ότι οι μπαταρίες απορροφούν την άεργο ισχύ (αρνητική τιμή), η οποία προέρχεται κυρίως από τις Α/Γ, μιας και αυτό συμβαίνει τις τυπικές ημέρες όπου έχω υψηλό άνεμο (Peak Days & Extre 2), ενώ εγχέουν άεργο ισχύ (θετική τιμή) στο δίκτυο τις υπόλοιπες ημέρες. Συνεπώς, ένα σημαντικό μέρος της άεργης ισχύος των μπαταριών χρησιμοποιείται από το δίκτυο.

Γενικότερα, τα Σχήματα 6.14 & 6.15, απεικονίζουν τη λειτουργία των μπαταριών για τις 14 τυπικές ημέρες. Προφανώς, προκύπτει ότι οι μπαταρίες συμμετέχουν πιο ενεργά στο κομμάτι της άεργης ισχύος του δικτύου σε σχέση με την ενεργό. Το συγκεκριμένο γεγονός, διασφαλίζει και το ότι η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος είναι σημαντική.



Σχήμα 6.16: Συνολικός Συντελεστής Αποκοπής Αιολικής Ισχύος για το δίκτυο των 15 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.16, απεικονίζεται ο συνολικός συντελεστής αποκοπής αιολικής ισχύος για τα τρία αιολικά πάρκα. Ουσιαστικά, ο κατακόρυφος άξονας αντιστοιχεί στο συνολικό ποσοστό αποκοπής της αιολικής ισχύος. Τόσο για το δίκτυο των 4 ζυγών όσο και για το δίκτυο των 15 ζυγών, η αιολική ισχύς αποκόπτεται μόνο για λίγες ώρες της τυπικής ημέρας Extre 2, έτσι ώστε να μην παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου.



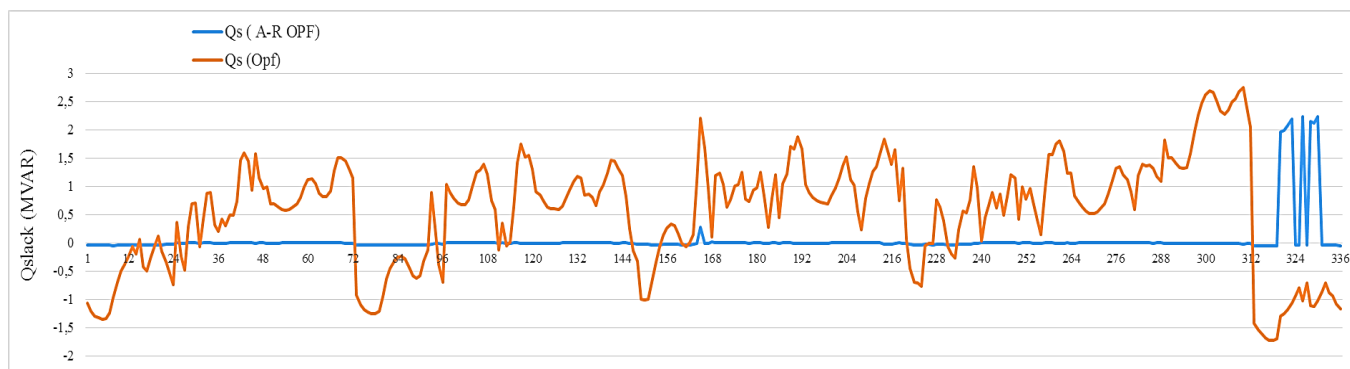
Σχήμα 6.17: Ενεργός Ισχύς Στο Ζυγό 1 για δίκτυο των 15 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.17, απεικονίζεται η ενεργός ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται, από ή προς το ανάντη δίκτυο μέσω του Μ/Σ. Στις Peak Days, όπου η αιολική ισχύς είναι πολύ μεγαλύτερη της ζήτησης, προφανώς εξέρχεται ενεργός ισχύς από το δίκτυο (αρνητική τιμή), ενώ στις Min Days εισέρχεται διαρκώς ισχύς από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή).

Οι Mean Days, απεικονίζουν πειστικά το τι συμβαίνει πραγματικά με την ενεργό ισχύ που ανταλλάσσεται με το ανάντη δίκτυο. Συγκεκριμένα, η ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται ακολουθεί ένα μοτίβο που σχετίζεται με τη συμπεριφορά των μπαταριών. Δηλαδή, εξαρτάται με το αν οι μπαταρίες φορτίζονται (λειτουργούν ως επιπλέον φορτίο) ή εκφορτίζονται (λειτουργούν ως πηγές ενέργειας) τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή.

Σχετικά με τις δύο ακραίες περιπτώσεις, τα αποτελέσματα είναι τα αναμενόμενα, μιας και κατά το μέγιστο φορτίο εισέρχεται μεγάλη ποσότητα ισχύος από το ανάντη δίκτυο, ενώ κατά το ελάχιστο φορτίο συμβαίνει το αντίστροφο.

Επίσης, το Σχήμα 6.17 παρουσιάζει τις ίδιες διακυμάνσεις, με το αντίστοιχο για το δίκτυο των 4 ζυγών (Σχήμα 6.6).

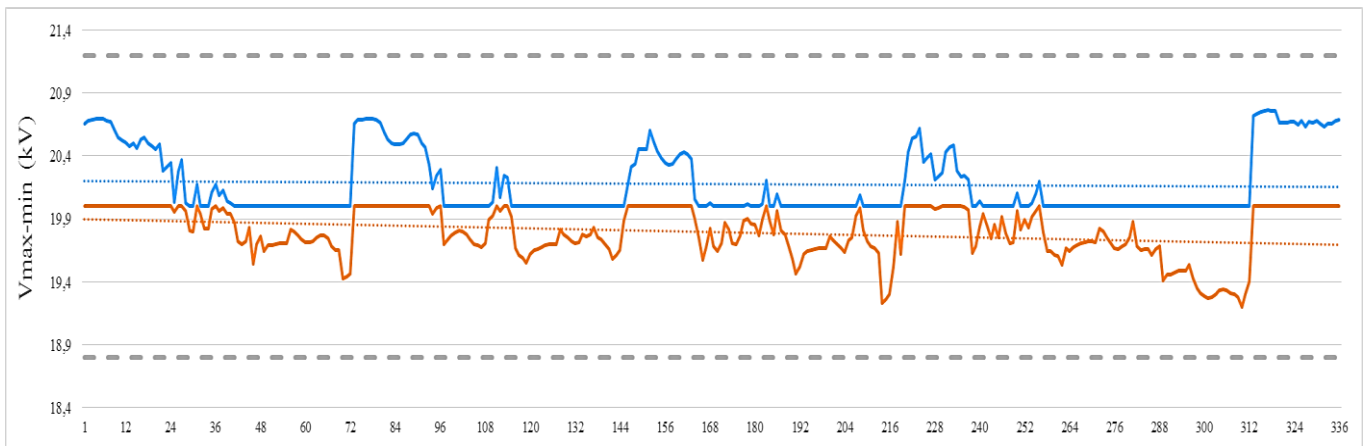


Σχήμα 6.18: Άεργος Ισχύς Στο Ζυγό 1 για το δίκτυο των 15 ζυγών.

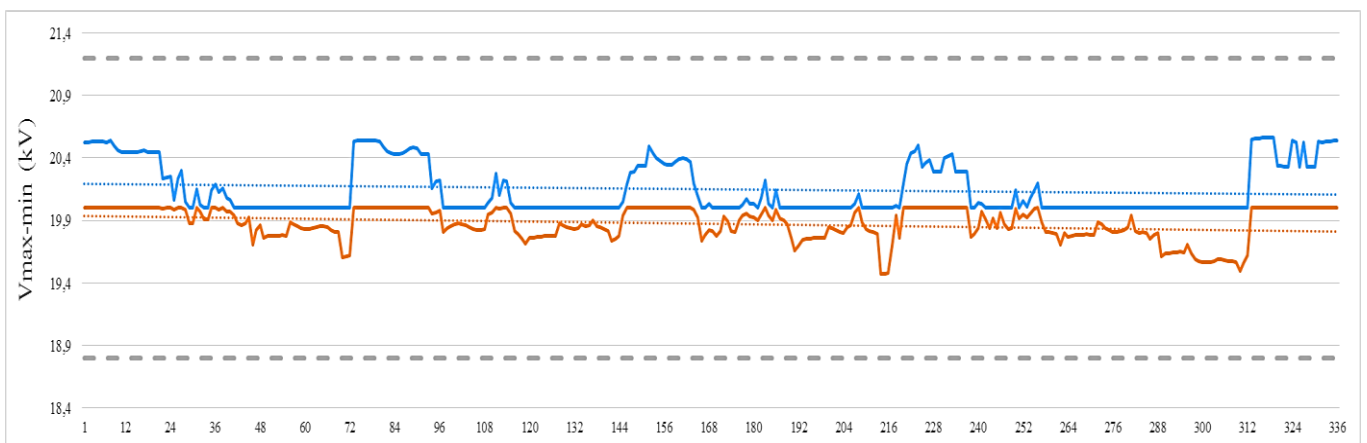
Το Σχήμα 6.18, αποδεικνύει τη σημασία που έχει για κάθε ηλεκτρικό δίκτυο η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγγέουν άεργο ισχύ. Συγκεκριμένα, και στην περίπτωση των 15 ζυγών, ελάχιστο ποσό άεργης ισχύος απαιτείται κάθε χρονική στιγμή να εισέρχεται από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή), σχεδόν μηδενικό. Εκτός από την τυπική ημέρα Extre 2, όπου οι μπαταρίες φορτίζονται πλήρως και για αυτό το λόγο εμφανίζεται η εισερχόμενη άεργος ισχύς (Σχήμα 6.15).

Ουσιαστικά, η ανταλλαγή άεργης ισχύος είναι σε πολύ μικρά επίπεδα, γεγονός που επιβεβαιώνει πλήρως ότι οι μπαταρίες λειτουργούν και ως μονάδες αντιστάθμισης αέργου ισχύος σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Αναλυτικότερα, τα ηλεκτρονικά ισχύος των μπαταριών μεταβάλλουν τη φάση του δικτύου, με αποτέλεσμα να λειτουργούν είτε ως συστοιχία πυκνωτών είτε ως συστοιχία πηνίων, ανάλογα με το τι απαιτείται κάθε χρονική στιγμή. Βέβαια, για τη συγκεκριμένη λειτουργία δεν είναι αναγκαία η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Αντίθετα, στην περίπτωση της ενεργού ισχύος, η λειτουργία είναι διαφορετική, μιας και οι μπαταρίες εγγέουν στο δίκτυο την ενέργεια που έχουν ήδη αποθηκεύσει.

Στο τελευταίο μέρος της ανάλυσης, επιχειρείται να αποσαφηνιστεί το πώς επηρεάζει η άεργος ισχύς που εγγέουν οι μονάδες αποθήκευσης στο δίκτυο, τις τάσεις των ζυγών και τις γωνίες τους, για το δίκτυο των 15 ζυγών (Σχήματα 6.19 – 6.22).

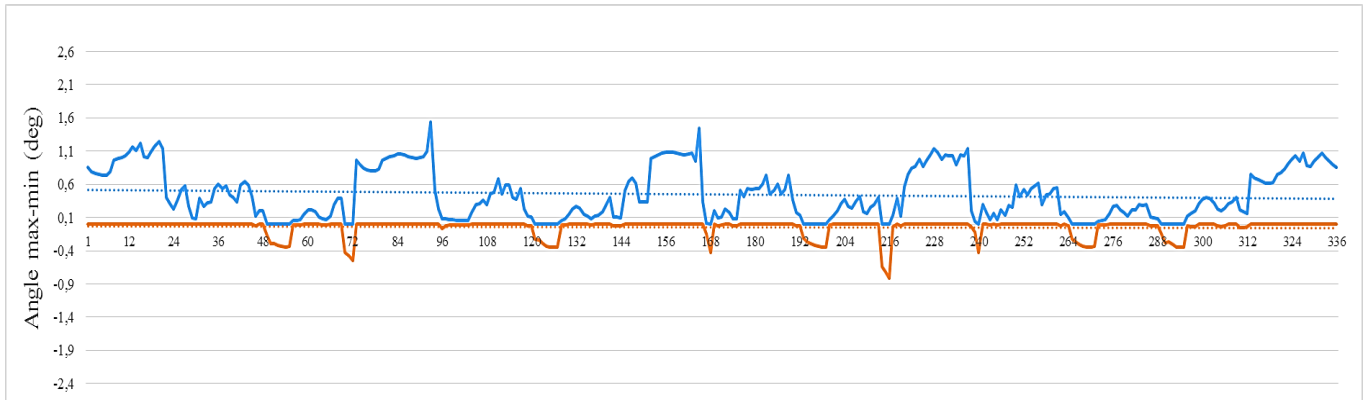


Σχήμα 6.19: Προφίλ Τάσεων (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 15 ζυγών.

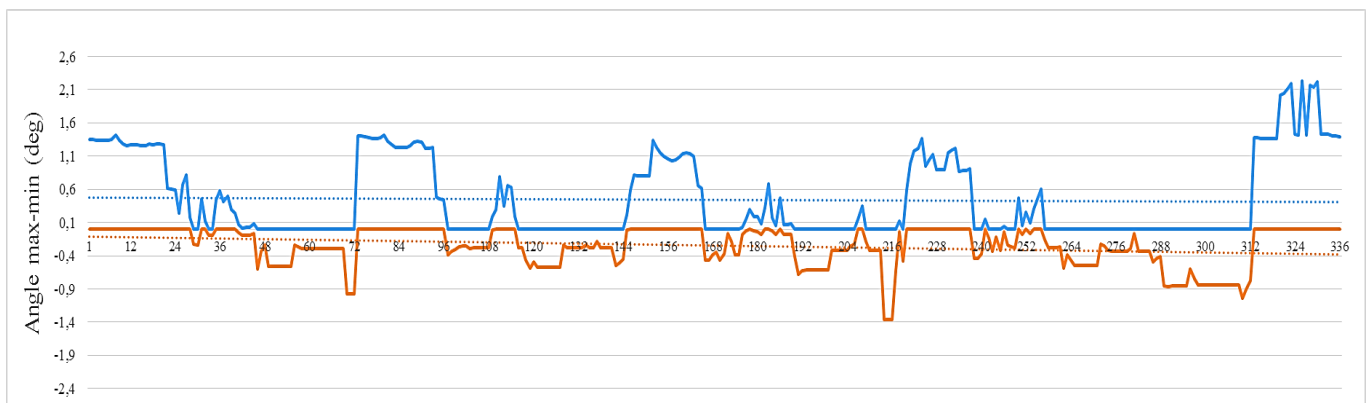


Σχήμα 6.20: Προφίλ Τάσεων (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 15 ζυγών.

Από τα Σχήματα 6.19 & 6.20, προκύπτει το συμπέρασμα, παρατηρώντας τις γραμμές τάσης των δύο περιπτώσεων (η μπλε γραμμή απεικονίζει τη μέγιστη τάση μεταξύ όλων των ζυγών και η πορτοκαλί την ελάχιστη), ότι το προφίλ των τάσεων βελτιώνεται αισθητά μιας και παίρνει τιμές πιο κοντά στην ονομαστική τάση κατά την A-R OPF Ανάλυση (1 α.μ. / 20 kV).



Σχήμα 6.21: Προφίλ Γωνιών (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 15 ζυγών.



Σχήμα 6.22: Προφίλ Γωνιών (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 15 ζυγών.

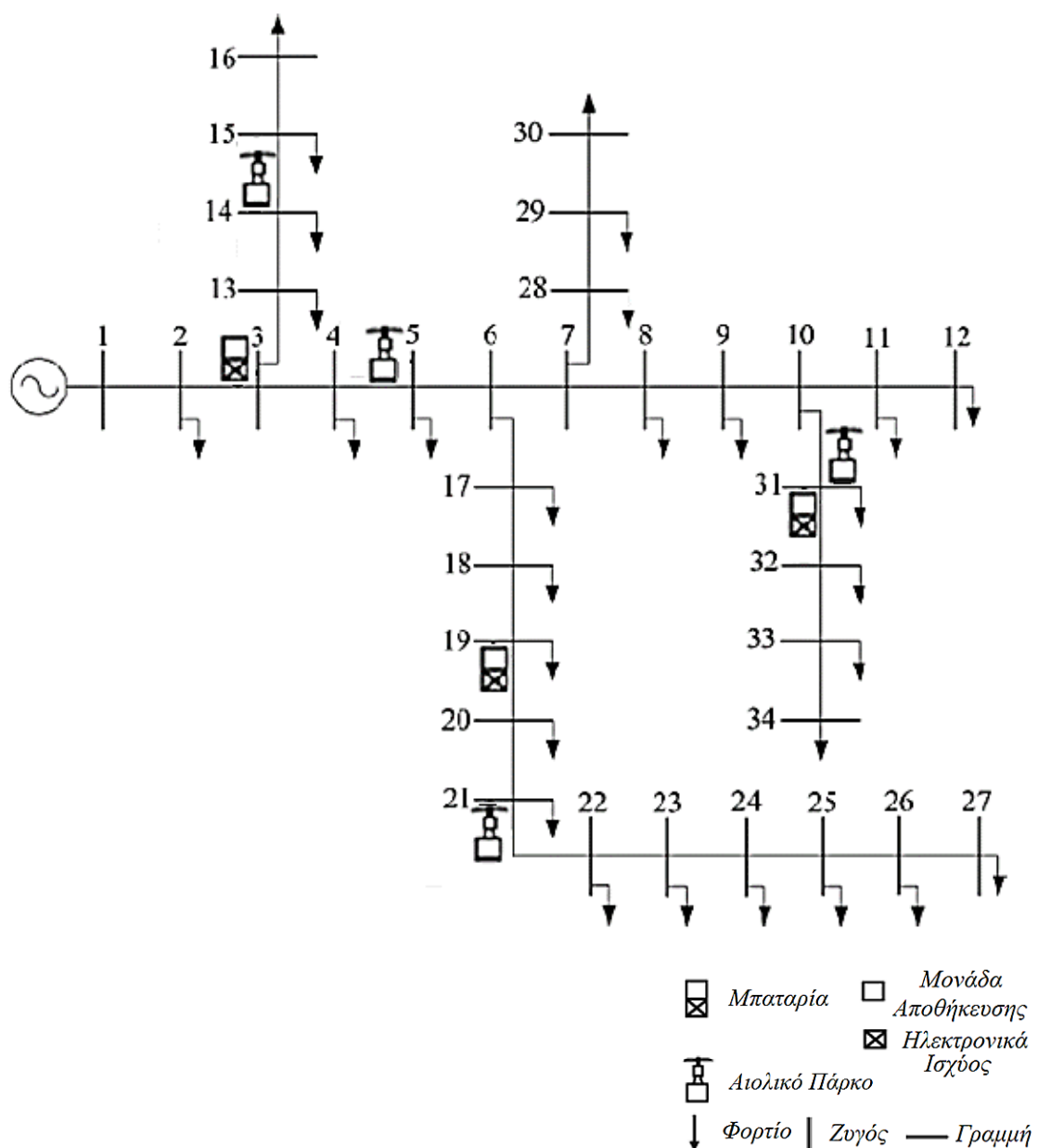
Συγκρίνοντας σε αυτό το μέρος, τα δύο Σχήματα 6.21 & 6.22, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι γραμμές τάσης είναι σχεδόν ίδιες. Αυτό αποδεικνύει ότι η άεργος ισχύς, που ανταλλάσσουν οι μπαταρίες με το δίκτυο, επηρεάζει σε μικρό ποσοστό το προφίλ των γωνιών του δικτύου [6.2].

Κλείνοντας, και στο συγκεκριμένο μοντέλο επιχειρήθηκε να βρεθεί η βέλτιστη στρατηγική, μέσω της A-R OPF ανάλυσης, που πρέπει να εφαρμόσει ο διαχειριστής - παραγωγός του δικτύου (DSO), έτσι ώστε να επιτύχει το μέγιστο συνολικό όφελος. Προφανώς, τα αποτελέσματα, τα οποία αναλύθηκαν παραπάνω για το δίκτυο των 15 ζυγών, επιβεβαίωσαν τις αρχικές αναφορές περί οικονομικών και τεχνικών οφελών που προσφέρει η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγγέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο (Κεφάλαιο 4). Συγκεκριμένα, οι απώλειες ενέργειας μειώθηκαν κατά 28 % και η συνολική εισερχόμενη άεργος ενέργεια κατά 93 %.

6.4 ΔΙΚΤΥΟ 34 ΖΥΓΩΝ

6.4.1 Δεδομένα

Η τοπολογία του δικτύου των 34 ζυγών φαίνεται στο Σχήμα 6.23 και τα δεδομένα του στους Πίνακες 6.19 και 6.20, αντίστοιχα. Πρόκειται για ακτινικό δίκτυο διανομής τάσης 11 kV (Μέση Τάση), το οποίο αποτελείται από 33 γραμμές και έχει συνολικό φορτίο σταθερής ισχύος ($4,635 + 2,8735 j$) MVA. Στο ζυγό 1 βρίσκεται ο υποσταθμός YT/MT και για αυτόν ακριβώς το λόγο θεωρείται ως ζυγός ταλάντωσης του συστήματος. Αυτή η θεώρηση έχει ως συνέπεια να μη μπορούν να συνδεθούν σε αυτόν τον ζυγό ούτε μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ούτε μονάδες αποθήκευσης.



Σχήμα 6.23: Ακτινικό δίκτυο 34 ζυγών.

Πίνακας 6.19: Στοιχεία γραμμών του δικτύου 34 ζυγών.

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	R(Ω)	X (Ω)	$\frac{1}{2}$ B(Ω^{-1})
1	2	0,117	0,048	0
2	3	0,1073	0,044	0
3	4	0,1645	0,0457	0
4	5	0,1495	0,0414	0
5	6	0,1495	0,0414	0
6	7	0,3144	0,054	0
7	8	0,2096	0,036	0
8	9	0,3144	0,054	0
9	10	0,2096	0,036	0
10	11	0,131	0,0225	0
11	12	0,1048	0,018	0
3	13	0,1572	0,027	0
13	14	0,2096	0,036	0
14	15	0,1048	0,018	0
15	16	0,0524	0,009	0
6	17	0,1794	0,0498	0
17	18	0,1645	0,0457	0
18	19	0,2079	0,0473	0
19	20	0,189	0,043	0
20	21	0,189	0,043	0
21	22	0,262	0,045	0
22	23	0,262	0,045	0
23	24	0,3144	0,054	0
24	25	0,2096	0,036	0
25	26	0,131	0,0225	0
26	27	0,1048	0,018	0
7	28	0,1572	0,027	0
28	29	0,1572	0,027	0
29	30	0,1572	0,027	0
10	31	0,1572	0,027	0
31	32	0,2096	0,036	0
32	33	0,1572	0,027	0
33	34	0,1048	0,018	0

Πίνακας 6.20: Στοιχεία μέγιστου φορτίου του δικτύου 34 ζυγών.

Ζυγός	Φορτίο (MW)	Φορτίο (MVar)
1	0	0
2	0,23	0,1425
3	0	0
4	0,23	0,1425
5	0,23	0,1425
6	0	0
7	0	0
8	0,23	0,1425
9	0,23	0,1425
10	0	0
11	0,23	0,1425
12	0,137	0,084
13	0,072	0,045
14	0,072	0,045
15	0,072	0,045
16	0,0135	0,0075
17	0,23	0,1425
18	0,23	0,1425
19	0,23	0,1425
20	0,23	0,1425
21	0,23	0,1425
22	0,23	0,1425
23	0,23	0,1425
24	0,23	0,1425
25	0,23	0,1425
26	0,23	0,1425
27	0,137	0,085
28	0,075	0,048
29	0,075	0,048
30	0,075	0,048
31	0,057	0,0345
32	0,057	0,0345
33	0,057	0,0345
34	0,057	0,0345

Εφαρμόζεται και στο δίκτυο των 34 ζυγών η ίδια διαδικασία που ακολουθήθηκε για το μικρό και το μεσαίο δίκτυο, αντίστοιχα. Αρχικά, υπολογίζονται μέσω του GAMS τα μεγέθη των ΜΔΠ και των μονάδων αποθήκευσης, που θα εγκατασταθούν και στη συνέχεια καθορίζεται η βέλτιστη λειτουργία του δικτύου.

6.4.2 Πρόβλημα Σχεδιασμού

Για την επίλυση της βέλτιστης διαστασιολόγησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και των μονάδων αποθήκευσης χρησιμοποιούνται οι σχέσεις που αναπτύχθηκαν εκτενώς στο Κεφάλαιο 4 (4.1 έως 4.15).

Στους ζυγούς 5, 14, 21 & 31 τοποθετούνται ανεμογεννήτριες, ενώ στους ζυγούς 3, 19 & 31 μπαταρίες (Σχήμα 6.23). Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.21.

Πίνακας 6.21: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 34 ζυγών που προκύπτει από το λογισμικό GAMS.

Ζυγός	Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2			
3		0,2109863	0,4045160
4			
5	0,2104097		
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14	0,2037536		
15			
16			
17			
18			
19		1,5512805	3,6922971
20			
21	3,6765413		
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31	2,7451056	0,5390859	0,9379585
32			
33			
34			

Τα παραπάνω αποτελέσματα προέρχονται από συνεχή βελτιστοποίηση, μια διαδικασία που ακολουθεί το λογισμικό GAMS. Τα τελικά μεγέθη, τα οποία θεωρήθηκαν τόσο για τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής όσο και για τις μονάδες αποθήκευσης, με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών, βρίσκονται στον Πίνακα 6.22 [6.4], [6.5].

Πίνακας 6.22: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΔΠ & Χαρακτηριστικά Μπαταριών για το δίκτυο των 34 ζυγών με βάση τα τεχνικά φυλλάδια των κατασκευαστών.

Ζυγός	Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	Ονομαστική Ισχύς Μπαταριών (MW)	Ενεργειακή Χωρητικότητα Μπαταριών (MWh)
1			
2			
3		0,25	0,5
4			
5	0,5		
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14	0,5		
15			
16			
17			
18			
19		1,9	3,8
20			
21	3,75		
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31	2,75	0,5	1
32			
33			
34			

Charge rate = 0,5

6.4.3 Πρόβλημα Λειτουργίας

6.4.3.1 Συνολικά Αποτελέσματα

Στο συγκεκριμένο υποπρόβλημα, το ζητούμενο είναι η βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, έτσι ώστε να επιτευχθεί το υψηλότερο οικονομικό όφελος για τον διαχειριστή – παραγωγό του συστήματος, χωρίς ταυτόχρονα να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου. Τα χαρακτηριστικά των μονάδων, που έχουν εγκατασταθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο των 34 ζυγών, βρίσκονται στον Πίνακα 6.22.

Σε πρώτη φάση, παρουσιάζονται στους Πίνακες 6.23 - 6.25 τα αποτελέσματα που αφορούν την οικονομική διάσταση του θέματος.

Πίνακας 6.23: Ετήσια Κέρδη για το δίκτυο των 34 ζυγών (τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης). Η περίπτωση OPF αγνοεί τη συνεισφορά των μπαταριών στην άεργο ισχύ του δικτύου, ενώ στην περίπτωση A-R OPF συνυπολογίζεται αυτή η δυνατότητά τους.

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
1.150.112,06	1.146.746,50	3.365,56 (0,29%)

Πίνακας 6.24: Ετήσια Έσοδα λόγω Α/Γ και μπαταριών για το δίκτυο των 34 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
1.168.350,17	1.168.550,81	200,64 (0,017%)

Πίνακας 6.25: Ετήσιο Κόστος λόγω απωλειών ενέργειας για το δίκτυο των 34 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (€)	OPF (€)	Διαφορά
18.238,11	21.804,30	3.566,20 (16,36%)

Από τους Πίνακες 6.23 & 6.25, προκύπτει το συμπέρασμα ότι υπάρχουν οικονομικά οφέλη για τον διαχειριστή – παραγωγό, όταν οι μπαταρίες εγγέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο και για το μεγάλο δίκτυο (34 ζυγοί). Ο Πίνακας 6.23 υπολογίζεται από τις τιμές του Πίνακα 6.24 μείον τις τιμές του Πίνακα 6.25. Όμως, στην περίπτωση του δικτύου των 34 ζυγών, το οικονομικό όφελος που προκύπτει από την ενεργό ισχύ που εγγέουν οι Α/Γ και οι μπαταρίες στο δίκτυο είναι ελαφρώς μικρότερο, όταν συνυπολογίζεται η συνεισφορά των μπαταριών στην άεργο ισχύ του δικτύου, γεγονός που δεν είναι αναμενόμενο (Πίνακας 6.24).

Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι κατά τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου υπολογίζονται από το GAMS τρεις μεταβλητές ελέγχου, οι οποίες αφορούν τις μπαταρίες (P_{ch} , P_{dis} και Q_{disp} , αντίστοιχα). Οι δύο πρώτες σχετίζονται με το οικονομικό κέρδος λόγω των εγκατεστημένων

μονάδων (Πίνακας 6.24) και η μεταβλητή Q_{disp} με τις απώλειες (Πίνακας 6.25). Συνεπώς, το μοντέλο κατά την επίλυση προσπαθεί να επιτύχει το βέλτιστο συμβιβασμό μεταξύ αυτών των δύο όρων, έτσι ώστε η τελική τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης να είναι υψηλότερη κατά την A-R OPF Ανάλυση. Πράγμα, το οποίο επιτυγχάνεται (Πίνακας 6.23). Άρα, η άεργος ισχύς των μπαταριών αποφέρει μεγαλύτερα συνολικά οφέλη για το διαχειριστή – παραγωγό, πέρα από τις βελτιώσεις στο τεχνικό κομμάτι του δικτύου.

Αναλυτικότερα, το όφελος που προκύπτει εξαιτίας της σημαντικής μείωσης του κόστους λόγω απωλειών ενέργειας είναι της τάξης του 16 % (Πίνακας 6.25). Φυσικά, η συγκεκριμένη μείωση είναι περίπου η μισή σε σχέση με το δίκτυο των 4 και 15 ζυγών, αντίστοιχα. Γεγονός λογικό, μιας και τόσο το δίκτυο είναι μεγαλύτερο, με αποτέλεσμα να εμφανίζονται υψηλότερες απώλειες λόγω της αντίστασης των γραμμών, όσο και η ζήτηση είναι υψηλότερη, με συνέπεια να ρέει μεγαλύτερο ρεύμα, κατ' επέκταση καταγράφονται και υψηλότερες απώλειες.

Στον Πίνακα 6.26, παρουσιάζεται το πώς επηρεάζει η ικανότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο τη συνολική εισερχόμενη άεργη ενέργεια του ηλεκτρικού συστήματος. Συγκεκριμένα, καταγράφεται μία μείωση της εισερχόμενης άεργης ισχύος της τάξης του 94 %. Η μείωση παραμένει σε πολύ υψηλά επίπεδα και στην περίπτωση του μεγάλου δικτύου, λόγω της μεγάλης εγκατεστημένης ισχύς των μονάδων αποθήκευσης. Το συγκεκριμένο αποτέλεσμα επιβεβαιώνει τη θεώρηση, ότι οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ως συσκευές αντιστάθμισης αέργου ισχύος στο εκάστοτε ηλεκτρικό δίκτυο.

Πίνακας 6.26: Συνολική Εισερχόμενη Άεργος Ενέργεια στο δίκτυο των 34 ζυγών και για τις δύο περιπτώσεις (A-R OPF / OPF).

A-R OPF (MVARh)	OPF (MVARh)	Διαφορά
4,36	74,69	70,33 (94,16%)

6.4.3.2 Ανάλυση Αποτελεσμάτων

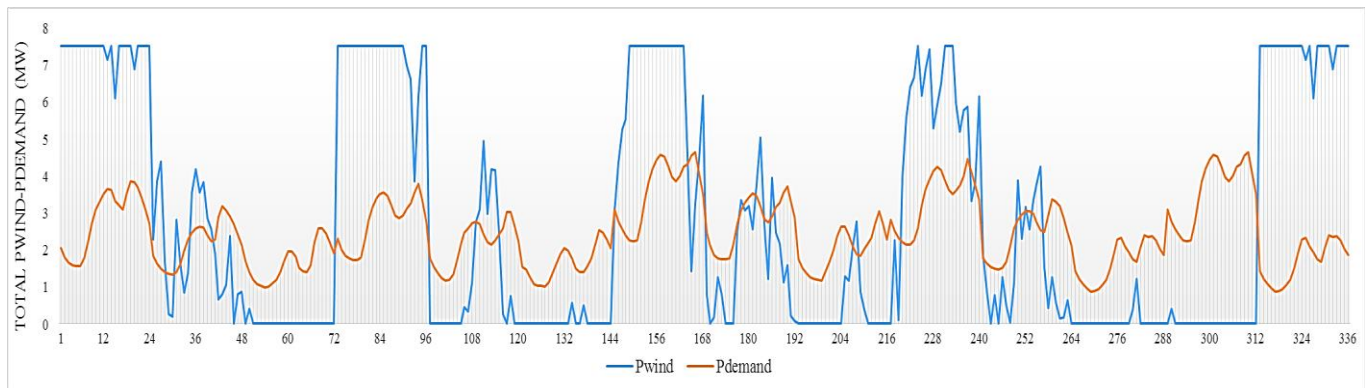
Σε δεύτερη φάση, με τη βοήθεια των γραφικών παραστάσεων απεικονίζεται η λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου των 34 ζυγών για 14 τυπικές ημέρες (3 ημέρες για κάθε εποχή και 2 ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ). Μέσω αυτής της ανάλυσης, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα και για το δίκτυο των 34 ζυγών, τα οποία παρουσιάζονται και σχολιάζονται εκτενώς παρακάτω.

Στο Σχήμα 6.24, απεικονίζεται η συνολική ζήτηση του φορτίου σε σχέση με την αιολική ισχύ που παράγεται κάθε χρονική στιγμή. Τα συμπεράσματα που προκύπτουν είναι όμοια με αυτά που ισχύουν και για τα δύο προηγούμενα δίκτυα, με τη διαφορά ότι η αιολική ισχύς και η ζήτηση παίρνουν υψηλότερες τιμές.

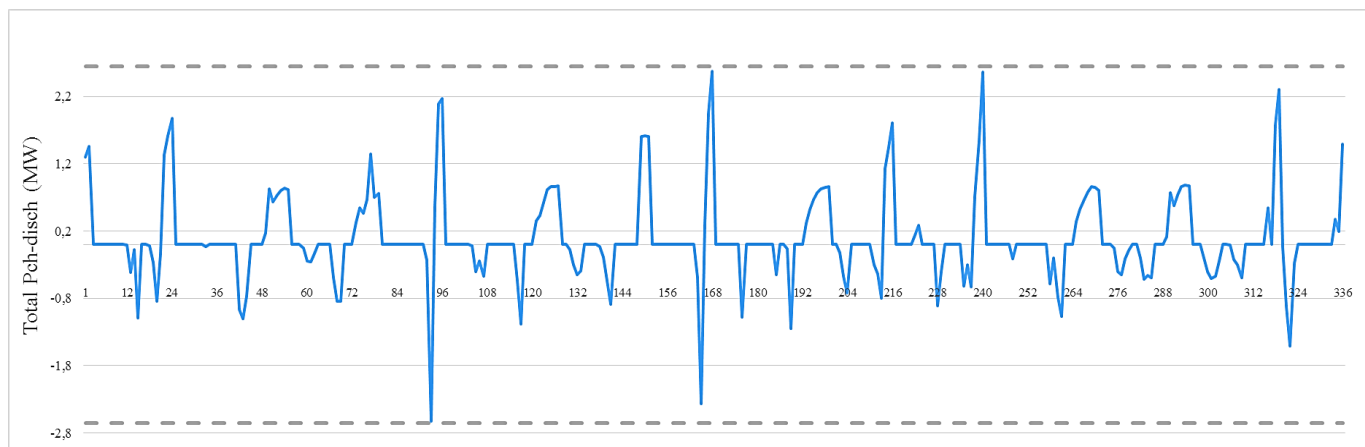
- Κατά τις Peak Days, η αιολική ισχύς είναι σχεδόν διπλάσια της συνολικής ζήτησης.
- Κατά τις Mean Days, η αιολική ισχύς εναλλάσσεται με τη ζήτηση. Το μοτίβο που καταγράφεται είναι συγκεκριμένο, ανεξαρτήτως εποχής (υψηλότερη αιολική ισχύς σε

σχέση με τη ζήτηση κατά τις πρωινές ώρες, ενώ συμβαίνει το αντίστροφο κατά τις απογευματινές).

- ο Στις Min Days, η αιολική ισχύς είναι σημαντικά μικρότερη της ζήτησης.
- ο Στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ (Extre 1 και Extre 2), παρατηρείται ότι στην πρώτη περίπτωση η ζήτηση είναι εμφανώς μεγαλύτερη από την παραγόμενη ισχύ από ΑΠΕ (καλύπτεται το φορτίο κυρίως από το ανάντη δίκτυο). Σχετικά με την τυπική ημέρα Extre 2, το φορτίο καλύπτεται ικανοποιητικά από την ισχύ των Α/Γ (η ζήτηση είναι πολύ μικρή).



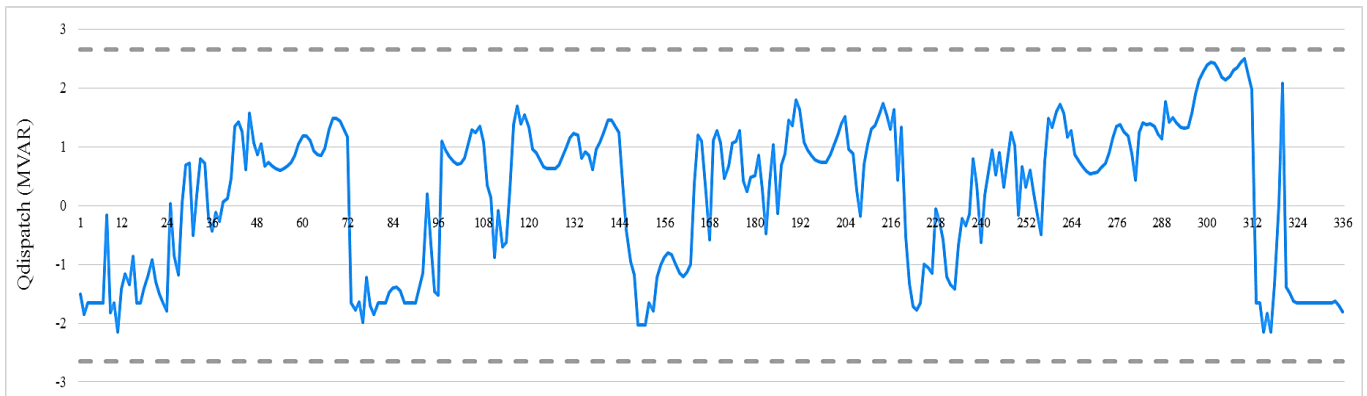
Σχήμα 6.24: Συνολική Ζήτηση (Πορτοκαλί Χρώμα) - Συνολική Παραγόμενη Αιολική Ισχύς (Μπλε Χρώμα) για το δίκτυο των 34 ζυγών.



Σχήμα 6.25: Ισχύς Φόρτισης / Εκφόρτισης των Μπαταριών για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.25, οι θετικές τιμές συμβολίζουν τη φόρτιση και οι αρνητικές την εκφόρτιση των μπαταριών, αντίστοιχα. Κατά τις Peak Days, η συμπεριφορά της φόρτισης / εκφόρτισης συμβαδίζει με το γεγονός, ότι η μπαταρία φορτίζεται κατά την off-peak period, ενώ προσφέρει μικρό ποσοστό ενέργειας στο δίκτυο κατά την on- peak period. Όσον αφορά τις Mean Days, οι μπαταρίες εγχέουν ενεργό ισχύ στο δίκτυο για να καλύψουν τη ζήτηση τις χρονικές στιγμές, όπου δε μπορεί να καλυφθεί πλήρως το φορτίο από την ισχύ των

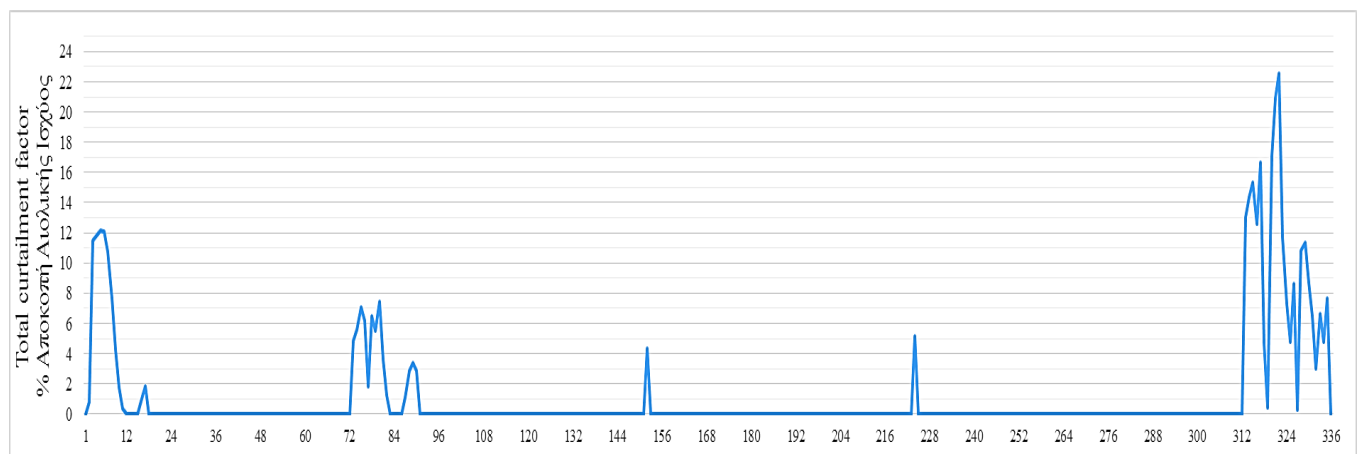
ανεμογεννητριών. Στις Min Days, το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας, ανεξαρτήτως των αναγκών, σε φορτίο, που παρουσιάζονται. Στις δύο ακραίες περιπτώσεις για το ΣΗΕ, δηλαδή στην τυπική ημέρα Extre 1 το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης ακολουθεί το απλουστευμένο μοντέλο χρέωσης, ενώ στην τυπική ημέρα Extre 2 οι μπαταρίες καλύπτουν για πολύ μικρό διάστημα το φορτίο, μιας και αυτό γίνεται από τη μεγάλη παραγωγή των ΑΠΕ. Τέλος, παρατηρείται ότι το μοτίβο φόρτισης / εκφόρτισης προσεγγίζει κατά πολύ τα αντίστοιχα μοτίβα των δύο μικρότερων δικτύων, με τη βασική διαφορά στις τιμές των P_{ch} και P_{dis} , αντίστοιχα.



Σχήμα 6.26: Αεργός Ισχύς Μπαταριών για το δίκτυο των 34 ζυγών.

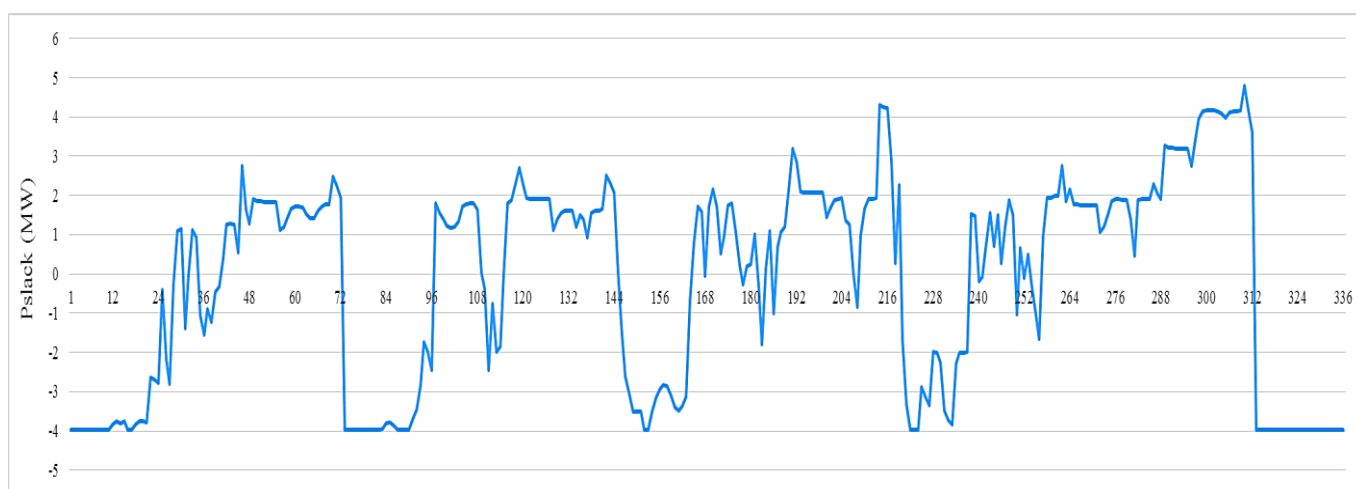
Με το Σχήμα 6.26 είναι προφανές, ότι οι μπαταρίες απορροφούν την άεργο ισχύ (αρνητική τιμή), η οποία προέρχεται κυρίως από τις Α/Γ, μιας και αυτό συμβαίνει τις τυπικές ημέρες όπου έχω υψηλό άνεμο (Peak Days) και εγχέουν άεργο ισχύ (θετική τιμή) στο δίκτυο τις υπόλοιπες μέρες. Συνεπώς, ένα σημαντικό μέρος της άεργης ισχύος των μπαταριών χρησιμοποιείται από το δίκτυο.

Γενικότερα, τα Σχήματα 6.25 & 6.16, απεικονίζουν τη λειτουργία των μπαταριών για τις 14 τυπικές ημέρες. Προφανώς, προκύπτει ότι οι μπαταρίες συμμετέχουν πιο ενεργά στο κομμάτι της άεργης ισχύος του δικτύου σε σχέση με την ενεργό. Το συγκεκριμένο γεγονός, διασφαλίζει και το ότι η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος είναι σημαντική.



Σχήμα 6.27: Συνολικός Συντελεστής Αποκοπής Αιολικής Ισχύος για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.27, απεικονίζεται ο συνολικός συντελεστής αποκοπής αιολικής ισχύος για τα τέσσερα αιολικά πάρκα. Ουσιαστικά, ο κατακόρυφος άξονας αντιστοιχεί στο συνολικό ποσοστό αποκοπής της αιολικής ισχύος. Η αιολική ισχύς αποκόπτεται για το μεγάλο δίκτυο, πέρα από συγκεκριμένες χρονικές στιγμές της τυπική ημέρας Extre 2, γεγονός που συνέβαινε και στα δύο προηγούμενα δίκτυα, και κατά τη διάρκεια των Peak Days, με έμφαση στο χειμώνα. Προφανώς, τις συγκεκριμένες τυπικές ημέρες, η παραγόμενη ισχύς από τις Α/Γ είναι πολύ μεγαλύτερη της ζήτησης (Σχήμα 6.24) και ο συγκεκριμένος περιορισμός της αιολικής ισχύος έχει ως αποκλειστικό στόχο το να διασφαλίσει τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, χωρίς να παραβιάζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του. Βέβαια, η ύπαρξη μεγαλύτερης ποσότητας αιολικής ισχύος που αποκόπτεται, σε σχέση με τα δύο προηγούμενα δίκτυα, οφείλεται στο γεγονός της υψηλής εγκατεστημένης ισχύος των Α/Γ στο υπάρχον δίκτυο.



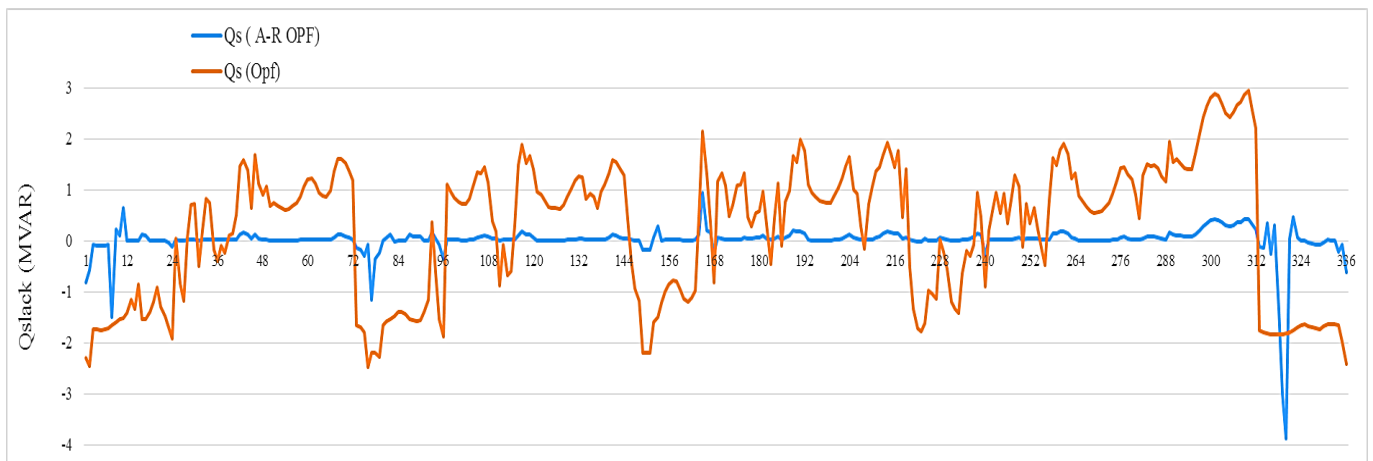
Σχήμα 6.28: Ενεργός Ισχύς Στο Ζυγό 1 για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Στο Σχήμα 6.28, απεικονίζεται η ενεργός ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται, από ή προς το ανάντη δίκτυο μέσω του Μ/Σ. Στις Peak Days, όπου η αιολική ισχύς είναι πολύ μεγαλύτερη της ζήτησης, προφανώς εξέρχεται ενεργός ισχύς από το δίκτυο (αρνητική τιμή), ενώ στις Min Days εισέρχεται διαρκώς ισχύς από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή).

Οι Mean Days, απεικονίζουν πειστικά το τι συμβαίνει πραγματικά με την ενεργό ισχύ που ανταλλάσσεται με το ανάντη δίκτυο. Συγκεκριμένα, η ισχύς που εισέρχεται ή εξέρχεται ακολουθεί ένα μοτίβο που σχετίζεται με τη συμπεριφορά των μπαταριών. Δηλαδή, εξαρτάται με το αν οι μπαταρίες φορτίζονται (λειτουργούν ως επιπλέον φορτίο) ή εκφορτίζονται (λειτουργούν ως πηγές ενέργειας) τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή.

Σχετικά με τις δύο ακραίες περιπτώσεις, τα αποτελέσματα είναι τα αναμενόμενα, μιας και κατά το μέγιστο φορτίο εισέρχεται μεγάλη ποσότητα ισχύος από το ανάντη δίκτυο, ενώ κατά το ελάχιστο φορτίο συμβαίνει το αντίστροφο.

Επιπρόσθετα, το Σχήμα 6.28 παρουσιάζει παρόμοιες διακυμάνσεις, με τα αντίστοιχα των δύο μικρότερων δικτύων (Σχήματα 6.6 & 6.17).



Σχήμα 6.29: Άεργος Ισχύς Στο Ζυγό 1 για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Το Σχήμα 6.29, αποδεικνύει τη σημασία που έχει και για το μεγάλο δίκτυο η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγγέουν άεργο ισχύ. Συγκεκριμένα, και στην περίπτωση των 34 ζυγών, ελάχιστο ποσό άεργης ισχύος απαιτείται κάθε χρονική στιγμή να εισέρχεται από το ανάντη δίκτυο (θετική τιμή). Ακόμα και κατά τη διάρκεια της τυπικής ημέρας Extre 2, σε αντίθεση με τα δύο μικρότερα δίκτυα, η εισερχόμενη άεργος ισχύς είναι ελάχιστη. Η συγκεκριμένη διαφοροποίηση παρατηρείται για δύο λόγους. Πρώτον, ενδεχομένως τα τέσσερα αιολικά πάρκα να εγγέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο ικανή για να καλύψουν όλη τη ζήτηση για τις συγκεκριμένες χρονικές στιγμές. Δεύτερον, με βάση το Σχήμα 6.26 οι μπαταρίες απορροφούν λιγότερη άεργο ισχύ κατά την τυπική ημέρα Extre 2, ενώ εμφανίζεται, επίσης, και χρονική στιγμή όπου εγγέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο.

Γενικότερα, η ανταλλαγή άεργης ισχύος είναι σε πολύ μικρά επίπεδα, γεγονός που επιβεβαιώνει πλήρως ότι οι μπαταρίες λειτουργούν και ως μονάδες αντιστάθμισης αέργου ισχύος σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Αναλυτικότερα, τα ηλεκτρονικά ισχύος των μπαταριών μεταβάλλουν τη φάση του δικτύου, με αποτέλεσμα να λειτουργούν είτε ως συστοιχία πυκνωτών είτε ως συστοιχία πηνίων, ανάλογα με το τι απαιτείται κάθε χρονική στιγμή. Βέβαια, για τη συγκεκριμένη λειτουργία δεν είναι αναγκαία η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Αντίθετα, στην περίπτωση της ενεργού ισχύος, η λειτουργία είναι διαφορετική, μιας και οι μπαταρίες εγγέουν στο δίκτυο την ενέργεια που έχουν ήδη αποθηκεύσει.

Στο τελευταίο μέρος της ανάλυσης, επιχειρείται να αποσαφηνιστεί το πώς επηρεάζει η άεργος ισχύς που εγγέουν οι μονάδες αποθήκευσης στο δίκτυο, τις τάσεις των ζυγών και τις γωνίες τους, για το δίκτυο των 34 ζυγών (Σχήματα 6.30 – 6.33).

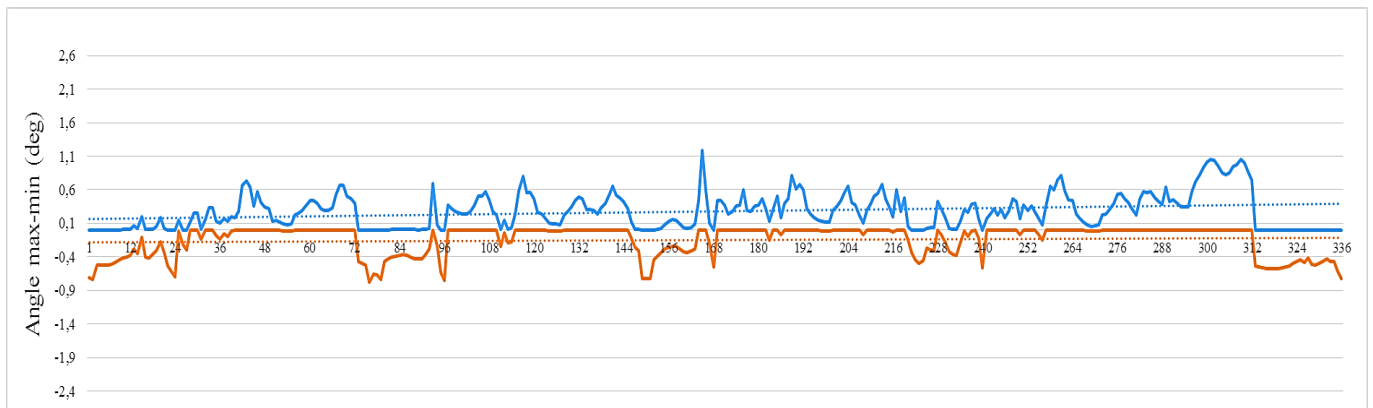


Σχήμα 6.30: Προφίλ Τάσεων (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 34 ζυγών.

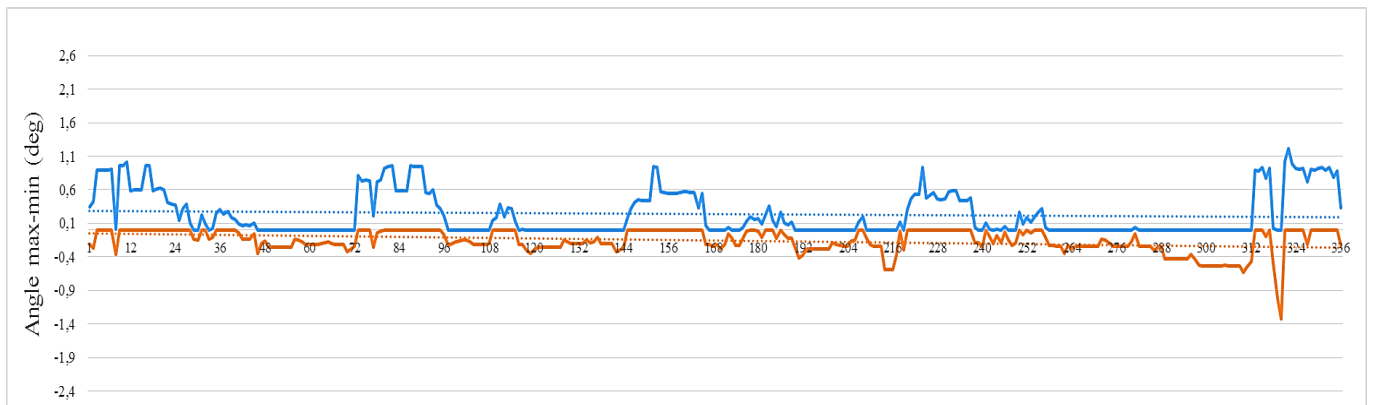


Σχήμα 6.31: Προφίλ Τάσεων (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Από τα Σχήματα 6.30 & 6.31, προκύπτει το συμπέρασμα, παρατηρώντας τις γραμμές τάσης των δύο περιπτώσεων (η μπλε γραμμή απεικονίζει τη μέγιστη τάση μεταξύ όλων των ζυγών και η πορτοκαλί την ελάχιστη), ότι το προφίλ των τάσεων βελτιώνεται σε μικρό ποσοστό μιας και παίρνει τιμές πιο κοντά στην ονομαστική τάση κατά την A-R OPF Ανάλυση (1 α.μ. / 11 kV).



Σχήμα 6.32: Προφίλ Γωνιών (OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 34 ζυγών.



Σχήμα 6.33: Προφίλ Γωνιών (A- R OPF Ανάλυση) για το δίκτυο των 34 ζυγών.

Συγκρίνοντας σε αυτό το μέρος, τα δύο Σχήματα 6.32 & 6.33, προκύπτει το συμπέρασμα ότι οι γραμμές τάσης είναι σχεδόν ίδιες. Αυτό αποδεικνύει ότι η άεργος ισχύς, που ανταλλάσσουν οι μπαταρίες με το δίκτυο, επηρεάζει σε μικρό βαθμό το προφίλ των γωνιών του δικτύου [6.2].

Ολοκληρώνοντας την ανάλυση, και για το συγκεκριμένο μοντέλο επιχειρήθηκε να βρεθεί η βέλτιστη στρατηγική, μέσω της A-R OPF ανάλυσης, την οποία οφείλει να εφαρμόσει ο διαχειριστής - παραγωγός του δικτύου (DSO), έτσι ώστε να επιτύχει το μέγιστο συνολικό όφελος. Προφανώς, τα αποτελέσματα, τα οποία αναλύθηκαν παραπάνω για το δίκτυο των 34 ζυγών, επιβεβαίωσαν τις αρχικές αναφορές περί οικονομικών και τεχνικών οφελών που προσφέρει η δυνατότητα των μονάδων αποθήκευσης να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο (Κεφάλαιο 4). Συγκεκριμένα, οι απώλειες ενέργειας μειώθηκαν κατά 16% και η συνολική εισερχόμενη άεργος ενέργεια κατά 94 %.

6.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [6.1] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, Nov. 2010.
- [6.2] A. Gabash and P. Li, “Active-Reactive optimal power flow for low voltage networks with photovoltaic distributed generation,” in Proc. 2nd IEEE Int. Energy Conf. Exhib. (EnergyCon2012)/ Future Energy Grids and Systems (FEGS), Florence, Italy, Sep. 2012, pp. 381–386.
- [6.3] GAMS—A User’s Guide. . New York, 2008.
- [6.4] GE Energy Storage Datasheet. Ανάκτηση από <http://www.geenergystorage.com>.
- [6.5] RETScreen. Ανάκτηση από <http://www.etscreen.net/el/home.php>.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ

Η αντίληψη ότι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, για παράδειγμα η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, θα διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο εγγύς μέλλον είναι πιο υπαρκτή από ποτέ. Αυτό οφείλεται, κυρίως, στην υπεροχή τους σε σύγκριση με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας στο κομμάτι της περιβαλλοντικής τους λειτουργίας. Ωστόσο, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας εμφανίζουν εξαιρετικά κυμαινόμενη παραγωγή και δεν καλύπτουν το φορτίο όλο το 24ωρο. Για αυτούς ακριβώς τους λόγους, έχουν προταθεί μια σειρά από λύσεις έτσι ώστε να μειωθούν οι επιπτώσεις της διακύμανσης, καθώς και για να βελτιωθεί η επάρκεια του ΣΗΕ.

Συγκεκριμένα, την τελευταία δεκαετία, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιήθηκαν κατά κόρον είναι αυτά της αντλησιοταμίευσης. Τα δύο βασικά αρνητικά χαρακτηριστικά αυτής της τεχνολογίας είναι ότι αφενός έχει ήδη κορεστεί, πολλές εγκαταστάσεις ανά τον κόσμο, αφετέρου οι λιγοστές διαθέσιμες πηγές νερού που υπάρχουν στον πλανήτη. Ως εκ τούτου, η συγκεκριμένη τεχνολογία έχει εγκαταλειφθεί και άλλες τεχνολογίες αξιοποιούνται ή πρόκειται να αξιοποιηθούν.

Μία από τις πολλά υποσχόμενες λύσεις, η οποία μελετάται για τα μελλοντικά συστήματα ισχύος, είναι οι μπαταρίες. Τα συγκεκριμένα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να ενσωματωθούν είτε σε δίκτυα διανομής μέσης τάσης είτε σε δίκτυα διανομής χαμηλής τάσης. Επί του παρόντος, η συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης είναι σχετικά ακριβή, με αποτέλεσμα πολλές έρευνες να έχουν διεξαχθεί, έτσι ώστε αναλυθεί το κόστος και τα οφέλη της χρήσης της. Παρόλο όμως το υψηλό της κόστος, αποφέρει πολλά τεχνικά και οικονομικά οφέλη στο εκάστοτε δίκτυο.

Για παράδειγμα, η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα υφιστάμενα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργεί μεγάλα προβλήματα, εξαιτίας των θερμικών ορίων των γραμμών και των περιορισμών των ζυγών του δικτύου που παραβιάζονται, λόγω της ταυτόχρονης ροής ενεργού και αέργου ισχύος. Συνεπώς, αν η άεργος ισχύς παράγεται τοπικά, δηλαδή κοντά στους τελικούς καταναλωτές, τότε οι γραμμές μπορούν να χρησιμοποιηθούν αποτελεσματικότερα για τη μεταφορά επιπλέον ενεργού ισχύος. Κατά συνέπεια, δεν είναι αναγκαία η αναβάθμιση των γραμμών του δικτύου (επιπρόσθετο κόστος), για την εγκατάσταση ΑΠΕ σε ένα δίκτυο διανομής.

Στη συγκεκριμένη εργασία, μελετήθηκαν δύο υποπροβλήματα. Το πρώτο υποπρόβλημα αφορά τη βέλτιστη διαστασιολόγηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (Α/Γ) και των μονάδων αποθήκευσης (μπαταρίες), που τοποθετούνται στο δίκτυο, με σκοπό τη μεγιστοποίηση του οικονομικού οφέλους του διαχειριστή – παραγωγού, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου. Το δεύτερο υποπρόβλημα σχετίζεται με τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου, το οποίο προέκυψε από το πρώτο στάδιο

(διαστασιολογημένες μονάδες), λαμβάνοντας υπόψη τη δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ στο ηλεκτρικό σύστημα. Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε βασίστηκε στην υπόθεση ότι ο διαχειριστής του δικτύου μπορεί να λειτουργεί και ως ανεξάρτητος παραγωγός, αναλαμβάνοντας τα κόστη της εγκατάστασης των μονάδων και καρπώνοντας τα οφέλη που προέρχονται από αυτήν (έσοδα από την ισχύ που παράγουν οι μονάδες και όφελος από τη μείωση των απωλειών ενέργειας).

Και για τα δύο υποπροβλήματα, συνυπολογίστηκαν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου, των ΜΔΠ, των μπαταριών, η καμπύλη φορτίου, καθώς και τα κλιματολογικά δεδομένα της εξεταζόμενης περιοχής. Για την επίλυση τους αναπτύχθηκε λογισμικό σε περιβάλλον GAMS. Το συγκεκριμένο λογισμικό διαθέτει ένα φιλικό περιβάλλον αλληλεπίδρασης με το χρήστη και ενδείκνυται για εφαρμογές βελτιστοποίησης, δίνοντας τη δυνατότητα στο χρήστη να ασχοληθεί αποκλειστικά με την μοντελοποίηση του προβλήματος. Το λογισμικό που αναπτύχθηκε εφαρμόστηκε σε τρία ακτινικά δίκτυα διανομής 4, 15 και 34 ζυγών, αντίστοιχα.

Από τα αποτελέσματα του Κεφαλαίου 6, προκύπτει ότι η εγκατάσταση μονάδων αποθήκευσης σε ένα δίκτυο με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ αποφέρει σημαντικά οφέλη. Σε πρώτη φάση, πραγματοποιήθηκε βέλτιστη διαστασιολόγηση των μονάδων που θα τοποθετούνταν στο δίκτυο με βάση οικονομικά και τεχνικά κριτήρια. Στη συνέχεια, μέσω της A-R OPF Ανάλυσης, διερευνήθηκαν οι δυνατότητες των ηλεκτρονικών ισχύων των μπαταριών. Συγκεκριμένα, η δυνατότητα των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ στο δίκτυο είχε ως αποτέλεσμα αφενός τη μείωση των απωλειών ενέργειας του δικτύου και αφετέρου την ελαχιστοποίηση της συνολικής εισερχόμενης άεργης ενέργειας από το ανάντη δίκτυο.

Αναλυτικότερα, το κόστος λόγω απωλειών ενέργειας μειώθηκε περίπου κατά 30 % για το μικρό (4 ζυγοί) και το μεσαίο δίκτυο (15 ζυγοί) και κατά 16% για το μεγάλο δίκτυο των 34 ζυγών. Όσον αφορά τη συνολική εισερχόμενη άεργη ενέργεια, παρουσίασε μείωση πάνω από 90% και για τα τρία δίκτυα, αγγίζοντας το ποσοστό του 96% για το δίκτυο των 4 ζυγών. Συνεπώς, επαληθεύτηκε η θεώρηση της χρήσης των μπαταριών και ως συσκευές αντιστάθμισης αέργου ισχύος για το δίκτυο. Σχετικά με τις τάσεις των ζυγών και των τριών δικτύων, η άεργος ισχύς των μπαταριών συνέβαλε ενεργά στη βελτίωση των προφίλ τους, γεγονός που επιβεβαιώνεται από τις γραφικές παραστάσεις του Κεφαλαίου 6.

7.2 ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στην παρούσα εργασία, μελετήθηκαν αφενός η βέλτιστη διαστασιολόγηση των ΜΔΠ και των μονάδων αποθήκευσης με σκοπό την αύξηση των εσόδων για τον διαχειριστή – παραγωγό, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα τις απώλειες ενέργειας του δικτύου και αφετέρου τα οικονομικά και τεχνικά οφέλη της δυνατότητας των μπαταριών να εγχέουν άεργο ισχύ στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Η βασικότερη επέκταση της εργασίας θα μπορούσε να ήταν η οικονομική ανάλυση, λαμβάνοντας υπόψη πέρα από το κόστος εγκατάστασης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των ΜΔΠ και των μπαταριών. Συνεπώς, ορίζοντας ως αντικειμενική συνάρτηση το Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (Cost Of Energy - COE) θα ήταν δυνατή η αξιολόγηση της επένδυσης με βάση το μέσο κόστος του συστήματος ανά kWh ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος του τροποποιημένου προβλήματος θα ήταν η ελαχιστοποίηση του όρου COE και η διερεύνηση

για το πώς επηρεάζει η εγκατάσταση των μπαταριών το συνολικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας.

Επιπρόσθετα, μία σημαντική επέκταση της εργασίας είναι η διαστασιολόγηση των μονάδων μέσω της A-R OPF Ανάλυσης. Ουσιαστικά, η εφαρμογή μιας μεθόδου βέλτιστης ταυτόχρονης ροής ενεργού και αέργου ισχύος σε ένα δίκτυο διανομής με σκοπό το σχεδιασμό συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Πανομοιότυπη λογική είναι δυνατό να εφαρμοστεί και στην περίπτωση της εύρεσης της βέλτιστης θέσης των μονάδων, δηλαδή σε ποιο ζυγό πρέπει να εγκατασταθούν οι μονάδες, έτσι ώστε να προκύψουν τα καλύτερα δυνατά αποτελέσματα (allocation problem / Mixed Integer Non-linear Problem).

Τέλος, στην παρούσα εργασία έγιναν υποθέσεις για την ταχύτητα του ανέμου, τη ζήτηση του φορτίου και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως, στην πράξη και τα τρία μεγέθη αυτά δεν είναι τελείως ντετερμινιστικά. Συνεπώς, μια πιθανή επέκταση της εργασίας είναι η δημιουργία ενός πιθανοτικού μοντέλου για τα συγκεκριμένα μεγέθη, που θα διέπεται από συγκεκριμένες καταστάσεις ανά ημέρα, μήνα ή εποχή, στις οποίες καταστάσεις θα πρέπει να ισχύουν οι περιορισμοί και να αντιστοιχεί μια πιθανότητα.