



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μελέτη της μεταβολής των Οριακών Τιμών Κόμβων (LMP)
για το σύστημα της Κρήτης και τη διασύνδεση του με το
ηπειρωτικό σύστημα, στο πλαίσιο της απελευθερωμένης
αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ζυγούρης Α. Ευάγγελος

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Μάρτιος 2016



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μελέτη της μεταβολής των Οριακών Τιμών Κόμβων (LMP)
για το σύστημα της Κρήτης και τη διασύνδεση του με το
ηπειρωτικό σύστημα, στο πλαίσιο της απελευθερωμένης
αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ευάγγελος Α. Ζυγούρης

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Στ. Παπαθανασίου
Αναπληρωτής Καθηγητής ΕΜΠ

Π. Γεωργιάκης
Επίκουρος Καθηγητής ΕΜΠ

.....

.....

.....

Αθήνα, Μάρτιος 2016

.....

Ζυγούρης Ευάγγελος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών ΕΜΠ.

Copyright © Ευάγγελος Ζυγούρης, 2015

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 τη συγγραφέα.

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

Αφιερωμένο στον φίλο μου Μάνο που έφυγε νωρίς

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη σκοπιμότητας της διασύνδεσης του νησιωτικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα της Ελλάδας. Για το σκοπό αυτό, προσομοιώθηκε το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης με τη χρήση του λογισμικού MATPOWER. Το MATPOWER είναι ένα πρόγραμμα από M-files του Matlab και χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων Ροής Φορτίου και Βέλτιστης Ροής Φορτίου.

Για τη μελέτη αυτή χρησιμοποιήθηκε ένας χαρακτηριστικός δείκτης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η Οριακή Τιμή Κόμβου, η οποία προκύπτει από την βέλτιστη ροή φορτίου.

Αρχικά, παρατέθηκαν στοιχεία σχετικά με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, την λειτουργία της αγοράς αυτής στην Ελλάδα και τον Κώδικα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε βέλτιστη ροή φορτίου για το απομονωμένο σύστημα της Κρήτης. Εξετάστηκαν τέσσερα ακραία σενάρια για ελάχιστο και μέγιστο φορτίο Χειμώνα και Καλοκαιριού και μελετήθηκαν τα αντίστοιχα αποτελέσματα. Κατόπιν για δύο διαφορετικά σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (με διπλό και τριπλό υποβρύχιο καλώδιο σύνδεσης) πραγματοποιήθηκε βέλτιστη ροή φορτίου για τις καταστάσεις μέγιστου και το ελάχιστου φορτίου ζήτησης της Κρήτης.

Τέλος, διενεργήθηκε μία τεχνοοικονομική μελέτη που αφορά στη διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα και πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας ως προς τους παράγοντες που επηρεάζουν την διασύνδεση ως επένδυση. Μελετήθηκαν επίσης τα οφέλη που ενδεχομένως προκύπτουν από τη διασύνδεση αυτή.

Λέξεις κλειδιά

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, Απομονωμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ), Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), Οριακή Τιμή Κόμβου (LMP), Matpower, Διασύνδεση DC/AC

Abstract

In this thesis, a feasibility study is performed to examine the interconnection between the power system of Crete and the power system of mainland Greece. This is why the power system of Crete was simulated by using Matpower software. Matpower is a program that consists of M-files of Matlab and is designed to solve problems of power and optimal power flow.

For this study an important indicator in electricity market was used, the Locational Marginal Price (LMP), which comes as a result of the optimal power flow.

Firstly, data for a) the electricity market, b) the operation of this market and c) for the Code for isolated electrical systems of islands were cited. Then optimal power flow was simulated for the isolated power system of Crete. Four extreme scenarios of the load of Crete were examined, more particularly the maximum and the minimum loads of summer and winter and then the results were studied. After that, optimal power flow was simulated for the situations of maximum and minimum load of Crete for two scenarios of the interconnection between the power systems of Crete and mainland Greece (the first with double underwater cable and the second with a triple one).

Las but not least, a techno-economical analysis on the interconnection between the power systems of Crete and mainland Greece was operated and a sensitivity analysis for the factors which affect the interconnection as an investment was performed. Also the potential resulting benefits from the interconnection were studied.

Keywords

Energy Market, power, isolated power system, rolling diurnal energy planning, marginal system price, Locational Marginal Price (LMP), Matpower, DC/AC interconnection

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, κατά το ακαδημαϊκό έτος 2015-2016 και αποτελεί το επιστέγασμα των προπτυχιακών σπουδών μου στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της Διπλωματικής Εργασίας ήταν ο Καθηγητής κ. Νικόλαος Χατζηαργυρίου, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της. Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμώς τον κ. Ανέστη Αναστασιάδη και την κ. Θωμαΐδα Τόμτση για τις κατευθυντήριες συμβουλές και την καθοδήγηση που μου παρείχαν καθώς και για την πολύτιμη βοήθεια τους κατά την περίοδο αυτή. Επίσης ευχαριστώ ιδιαίτερα τον φίλο μου Γιώργο Βογιατζάκη για το χρόνο που διέθεσε και για την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχε την περίοδο αυτήν.

Τέλος, ευχαριστώ την οικογένειά μου για τη στήριξη και τη βοήθεια σε όλα τα χρόνια των σπουδών μου.

Αθήνα, Μάρτιος 2016

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 5.1: Πληθυσμιακά χαρακτηριστικά Κρήτης.....	62
Πίνακας 5.2: Μονάδες συμβατικής παραγωγής Κρήτης,2015 [10].....	65
Πίνακας 5.3: Εύρος μεταβλητού κόστους μονάδων Συμβατικής Παραγωγής Κρήτης 2012 ΔΕΗ [12]	67
Πίνακας 5.4: Παράμετροι Κόστους Θερμικών Μονάδων Κρήτης [2]	68
Πίνακας 5.5: Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [2].....	69
Πίνακας 5.6: Χαρακτηριστικά μετασηματιστών αποκλειστικής σύνδεσης Αιολικών Πάρκων [6]....	72
Πίνακας 5.7: Χαρακτηριστικά μετασηματιστών υποβιβασμού	72
Πίνακας 5.8: Γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [14].....	73
Πίνακας 5.9: Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [15] [12] [2].....	76
Πίνακας 5.10: Ομαδοποίηση λειτουργούντων αιολικών πάρκων Κρήτης [14].....	80
Πίνακας 5.11: Τιμή εγγεόμενης ενέργειας από Φ/Β.....	82
Πίνακας 5.12: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών Κρήτης ανά νομό	83
Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά Γραμμών Μεταφοράς	86
Πίνακας 8.1: Τύποι Δημοπρασιών.....	106
Πίνακας 9.1: Μέγιστα και Ελάχιστα φορτία ανά εποχή για το έτος 2013.....	107
Πίνακας 9.2.1.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού.....	111
Πίνακας 9.2.1.2: Στοιχεία μονάδων για την κάλυψη του Ελάχιστου Φορτίου	112
Πίνακας 9.2.2.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού	114
Πίνακας 9.2.2.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Μέγιστου Φορτίου Καλοκαιριού	115
Πίνακας 9.2.3.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ελάχιστου Φορτίου Χειμώνα	118
Πίνακας 9.2.3.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Ελάχιστου Φορτίου Χειμώνα	118
Πίνακας 9.2.4.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης Μέγιστου Φορτίου Χειμώνα.....	120
Πίνακας 9.2.4.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Μέγιστου Φορτίου Χειμώνα	121
Πίνακας 9.2.4 :Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων για τα διαφορετικά σενάρια φορτίου πριν τη διασύνδεση.....	124
Πίνακας 9.3.1 : Εξέλιξη της Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ [23]	125
Πίνακας 9.3.2: Μηνιαία Αιχμή Φορτίου (μέση ωριαία) για την περίοδο 2010-2013 [23]	125
Πίνακας 9.3.3: Μηνιαίο Ελάχιστο Φορτίο (μέσο ωριαίο) ΕΣΜΗΕ την περίοδο 2010-2013 [23].....	126
Πίνακας 9.3.4: Υφιστάμενες Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα(Δεκέμβριος 2013) [23]	127
Πίνακας 9.3.5: Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα(Δεκέμβριος 2013) [23]	128
Πίνακας 9.3.6 : Ισχύς των Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) ανά είδος και ως προς το στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2013) [23].....	129
Σχήμα 9.3.2 :Προσομοίωση προσφοράς παραγωγής Ηπειρωτικού Συστήματος	130
Πίνακας 9.3.1.1: Αποτελέσματα για το μέγιστο φορτίου Καλοκαιριού και μεταφερόμενα MW από 2 καλώδια διασύνδεσης	132
Πίνακας 9.3.1.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 2 καλώδια στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού	133
Πίνακας 9.3.1.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιριών για διασύνδεση 2 καλωδίων στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού	133

Πίνακας 9.3.1.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για μέγιστο φορτίο καλοκαιριού.....	134
Πίνακας 9.3.2.1: Αποτελέσματα για το μέγιστο φορτίου Καλοκαιριού και μεταφερόμενα MW από 3 καλώδια διασύνδεσης	135
Πίνακας 9.3.2.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 3 καλώδια στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού.....	135
Πίνακας 9.3.2.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιριών για διασύνδεση 3 καλωδίων στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού.....	136
Πίνακας 9.3.2.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για μέγιστο φορτίο καλοκαιριού.....	136
Πίνακας 9.3.3.1: Αποτελέσματα των για το ελάχιστο Χειμώνα και μεταφερόμενα MW από 2 καλώδια διασύνδεσης	137
Πίνακας 9.3.3.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 2 καλώδια στο ελάχιστο φορτίο Χειμώνα.....	137
Πίνακας 9.3.3.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιριών για διασύνδεση 3 καλωδίων στο ελάχιστο φορτίο Χειμώνα.....	137
Πίνακας 9.3.3.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για ελάχιστο φορτίο Χειμώνα.....	138
Πίνακας 9.4.1: Ποσοστά μείωσης της οριακής τιμής συστήματος με 2 καλώδια διασύνδεσης.....	140
Πίνακας 9.4.2: Ποσοστά μείωσης της οριακής τιμής συστήματος για το μέσο φορτίο 2013	140
Πίνακας 9.4.3: ΚΠΑ και εσωτερικός βαθμός απόδοσης για τις 2 περιπτώσεις του βασικού σεναρίου	141
Πίνακας 9.4.4: Σενάριο 1, Τιμές της ΚΠΑ για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης.....	142
Πίνακας 9.4.5: Σενάριο 1, Τιμές του IRR για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης	142
Πίνακας 9.4.6: Σενάριο 2, Τιμές της ΚΠΑ για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης	143
Πίνακας 9.4.7: Σενάριο 2, Τιμές του IRR για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης.....	143
Πίνακας 9.4.8: ΚΠΑ Σεναρίου 1 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης	144
Πίνακας 9.4.9: IRR Σεναρίου 1 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης	145
Πίνακας 9.4.10: ΚΠΑ Σεναρίου 2 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης	145
Πίνακας 9.4.11: IRR Σεναρίου 2 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης	146

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 3.1: Λειτουργία της αγοράς [6]	38
Σχήμα 3.2: Ημερήσιος Προγραμματισμός.....	39
Σχήμα 4.1: Κατανομή Παραγωγής ΜΔΝ [10].....	45
Σχήμα 4.2: Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10].....	46
Σχήμα 4.3: Γεωγραφική Κατανομή Ενέργειας μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10]	47
Σχήμα 4.4: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10].....	48
Σχήμα 4.5: Παραγωγή ενέργειας μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10]	49
Σχήμα 5.1: Το νησί της Κρήτης.....	61
Σχήμα 5.2: Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης.....	62
Σχήμα 5.3: Ποσοστιαία συμμετοχή ανά τεχνολογία παραγωγής των συμβατικών θερμικών μονάδων [10].....	65
Σχήμα 5.4: Απλοποιημένο Διάγραμμα Σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου [13]	71
Σχήμα 5.5: Ποσοστό Θερμικής Παραγωγής, Α/Π και Φ/Β στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή ανά έτος 2011-2014 [10].....	77
Σχήμα 5.6: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΘΗΣ -Α/Π – Φ/Β-ΑΠΕ ανά έτος 2011-2014 [10].....	78
Σχήμα 5.7: Ωριαία χρονοσειρά αθροιστικής παραγωγής Α/Π και Φ/Β για το 2014 [14].....	78
Σχήμα 5.8: Κατανομή αιολικού δυναμικού στο νησί της Κρήτης	79
Σχήμα 5.9: Ποσοστιαία Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος Αιολικών πάρκων Κρήτης[2010] [14] ..	81
Σχήμα 5.10: Η διαχρονική μείωση του κόστους των Φ/Β πάνελ.....	82
Σχήμα 6.1: Χαρακτηριστικά Συστήματος.....	86
Σχήμα 6.2: 1η περίπτωση.....	87
Σχήμα 6.3: 2η περίπτωση.....	87
Σχήμα 6.3: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{G1}	88
Σχήμα 6.4: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{G3}	88
Σχήμα 8.1: Τμηματικά γραμμική και κυρτή συνάρτηση κόστους	102
Σχήμα 8.2: Συνάρτηση Προσφοράς (bid)	103
Σχήμα 8.3: Συνάρτηση Κόστους για αρνητική έγχυση ισχύος	104
Σχήμα 9.1: Ωριαία καμπύλη ζήτησης φορτίου Κρήτης 2013	108
Σχήμα 9.2: Μεταβλητό Κόστος παραγωγής θερμικών μονάδων Κρήτης.....	110
Σχήμα 9.2.1.1: Κέρδη Γεννητριών στο Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού	112
Σχήμα 9.2.1.2: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού	113
Σχήμα 9.2.2.1: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού(1).....	116
Σχήμα 9.2.2.2: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού(2).....	116
Σχήμα 9.2.2.3: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού	117
Σχήμα 9.2.3.1: Κέρδη Γεννητριών στο Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα	119
Σχήμα 9.2.3.2: : Οριακή Τιμή Κόμβων Μονάδων στο Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα	119
Σχήμα 9.2.4.1: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα(1).....	122
Σχήμα 9.2.4.2: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα(2).....	122
Σχήμα 9.2.4.3: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα	123
Σχήμα 9.3.1: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος των εν λειτουργία Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα [23] 129	

Περιεχόμενα

Περίληψη	7
Abstract	9
Πρόλογος	11
Κατάλογος Πινάκων	13
Κατάλογος Σχημάτων	15
Περιεχόμενα.....	17
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή	23
1.1 Οργάνωση του κειμένου	23
Κεφάλαιο 2: Μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	25
2.1 Στόχοι λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	25
2.2 Βασικά μοντέλα αγοράς.....	25
2.2.1 Μοντέλο Κοινοπραξίας Ισχύος (PoolCo Model).....	25
2.2.2 Μοντέλο Διμερών Συμβάσεων (Bilateral Contracts Model)	26
2.2.3 Υβριδικό Μοντέλο (Hybrid Model).....	26
2.3 Δομή της Αγοράς	26
2.3.1 Οι βασικοί Συμμετέχοντες στην αγορά.....	26
2.3.2 Λοιποί Συμμετέχοντες στην Αγορά	29
2.4 Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	30
2.4.1 Αγορά Ενέργειας, Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς.....	30
2.4.2 Αγορά Πραγματικού Χρόνου και Προθεσμιακή Αγορά.....	32
Κεφάλαιο 3: Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	35
3.1 Εισαγωγή	35
3.2 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)	35
3.3 Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ).....	36
3.4 Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)	36
3.5 Λειτουργία Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	37
3.5.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός	38
3.5.2 Κατανομή φορτίου	40
3.5.3 Εκκαθάριση αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης.....	40
3.5.4 Μηχανισμός Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος	40
3.6 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών.....	41
3.6.1 Τύποι Επικουρικών Υπηρεσιών στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	41

Κεφάλαιο 4: Κώδικας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών	43
4.1 Η αναγκαιότητα ύπαρξης Κώδικα ΜΔΝ	43
4.2 Βασικοί στόχοι και ιδιαιτερότητες του Κώδικα ΜΔΝ.....	44
4.3 Στοιχεία συμμετοχής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ.....	45
4.4 Βασικές αρμοδιότητες Διαχειριστή ΜΔΝ	50
4.5 Κέντρα ελέγχου ενέργειας ΜΔΝ	50
4.6 Δείκτες ποιότητας	51
4.7 Τεχνικά χαρακτηριστικά Συστήματος ΜΔΝ.....	51
4.8 Κατηγορίες μονάδων παραγωγής	52
4.9 Κυλιόμενος ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός (ΚΗΕΠ)	53
4.9.1 Επίλυση ΚΗΕΠ.....	54
4.10 Διαδικασία κατανομής.....	55
4.10.1 Μεθοδολογία κατάρτισης προγράμματος κατανομής.....	55
4.11 Περικοπή φορτίου.....	55
4.12 Μηχανισμός διασφάλισης επαρκούς ισχύος.....	56
4.13 Υπολογισμός αμοιβών μονάδων.....	56
4.13.1 Μεταβλητό κόστος παραγωγής συμβατικής μονάδας	56
4.13.2 Καμπύλη αναφοράς μεταβλητού κόστους παραγωγής συμβατικής μονάδας.....	57
4.13.3 Μοναδιαίο κόστος αναφοράς εκκίνησης συμβατικής μονάδας	58
4.13.4 Κόστος διαθεσιμότητας ισχύος.....	58
4.13.5 Κόστος επικουρικών υπηρεσιών και κάλυψης έκτακτων αναγκών.....	58
4.14 Εκκαθάριση αγοράς ενέργειας.....	58
Κεφάλαιο 5: Ηλεκτρικό σύστημα Κρήτης.....	61
5.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά	61
5.2 Στοιχεία ηλεκτρικού συστήματος	62
5.2.1 Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα	64
5.2.2 Τοπική Θερμική Παραγωγή Κρήτης.....	64
5.2.3 Κόστος θερμικής παραγωγής.....	68
5.2.4 Σταθμοί Συνδυασμένου Κύκλου.....	69
5.2.5 Υποσταθμοί.....	72
5.2.6 Γραμμές μεταφοράς	73
5.2.7 Ζυγοί Συστήματος.....	74
5.2.8 Σταθμοί ΑΠΕ	77
Κεφάλαιο 6: Οριακή Τιμή Κόμβου(LMP) και σταθερά δικαιώματα μεταφοράς.....	85
6.1 Εισαγωγή	85
6.2 Οριακή Τιμή Κόμβου.....	85

6.2.1 Απεικόνιση των LMP μέσω παραδείγματος	86
Κεφάλαιο 7: Ιστορικό και οφέλη διασύνδεσης.....	91
7.1 Ιστορικό διασύνδεσης.....	91
7.2 Στόχοι και οφέλη της διασύνδεσης.....	92
7.3 Πλάνο διασύνδεσης Κρήτης με ηπειρωτικό σύστημα.....	93
Κεφάλαιο 8: Περιγραφή του προγράμματος MATPOWER.....	95
8.1 Εισαγωγικά Στοιχεία.....	95
8.2 Εκτέλεση Προσομοιώσεων.....	95
8.3 Μοντελοποίηση.....	95
8.3.1 AC Διατύπωση.....	96
8.4 Ροή Φορτίου.....	98
8.5 Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	99
8.5.1 AC Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	99
8.5.2 DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	100
8.5.3 Πρόσθετες Δυνατότητες.....	101
8.5.4 Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων.....	104
8.6 Κώδικας “Smart Market”.....	105
Κεφάλαιο 9: Μελέτη σεναρίων προσομοίωσης.....	107
9.1 Εισαγωγή.....	107
9.2 Προσωμοίωση Κρήτης.....	107
9.2.1 Πρώτο Σενάριο για την Κρήτη: Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού.....	111
9.2.2 Δεύτερο Σενάριο για την Κρήτη: Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού.....	114
9.2.3 Τρίτο Σενάριο για την Κρήτη: Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα.....	118
9.2.4 Τέταρτο Σενάριο για την Κρήτη: Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα.....	120
9.3 Προσωμοίωση Ηπειρωτικού Συστήματος.....	125
9.3.1 Πρώτο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο καλοκαιριού με δύο καλώδια- Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	132
9.3.2 Δεύτερο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο καλοκαιριού με τρία καλώδια- βέλτιστη ροή φορτίου.....	135
9.3.3 Τρίτο σενάριο διασύνδεσης: Ελάχιστο φορτίο Χειμώνα με δύο καλώδια- Βέλτιστη Ροή Φορτίου.....	137
9.3.4 Τέταρτο σενάριο διασύνδεσης: Ελάχιστο φορτίο Χειμώνα με τρία καλώδια- βέλτιστη ροή φορτίου.....	138
9.3.5 Πέμπτο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού με 2 καλώδια- απλή ροή φορτίου.....	138
9.4 Τεχνοοικονομική ανάλυση της διασύνδεσης.....	140
Κεφάλαιο 10: Συμπεράσματα.....	147

9.1 Σύνοψη και συμπεράσματα.....	147
9.2 Μελλοντικές προεκτάσεις.....	148
Βιβλιογραφία	149

Κεφάλαιο 1

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Οργάνωση τουκειμένου

Η διάρθρωση της παρούσας διπλωματικής έχει ως εξής:

Στο **Κεφάλαιο 2** αναφέρονται μερικά γενικά και χρήσιμα στοιχεία για τα μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, αναλύεται ο ρόλος των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, γίνεται γνωστή η δομή της αγοράς αλλά και οι διαφορετικοί τύποι.

Στο **Κεφάλαιο 3** παρουσιάζεται η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο ρόλος των βασικών συμμετεχόντων ΔΕΔΔΗΕ, ΡΑΕ , ΑΔΜΗΕ αλλά και βασικές λειτουργίες που λαμβάνουν χώρα στην αγορά όπως ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός.

Στο **Κεφάλαιο 4** αναλύεται συνοπτικά ο Κώδικας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που εκδόθηκε πρόσφατα και περιλαμβάνει την λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος των μη διασυνδεδεμένων νησιών μέχρι τη διασύνδεσή τους με το Ηπειρωτικό Σύστημα.

Στο **Κεφάλαιο 5** πραγματοποιείται εκτενής περιγραφή του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, με τα στοιχεία των θερμικών μονάδων, των γραμμών μεταφοράς και των ΑΠΕ στο νησί.

Στα επόμενα δύο **Κεφάλαια 6 και 7** αναλύεται η έννοια της Οριακής Τιμής Κόμβου και παρατίθενται ιστορική αναδρομή και τα μελλοντικά σενάρια για τη διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα.

Ακολουθεί το **Κεφάλαιο 8** στο οποίο γίνεται περιγραφή του προγράμματος Matpower ,των δυνατοτήτων του για μοντελοποίηση και επίλυση διαφόρων τύπων δικτύων.

Στο **Κεφάλαιο 9** πραγματοποιούνται οι προσομοιώσεις πρώτα για την αυτόνομη Κρήτη και έπειτα για την περίπτωση της διασύνδεσης. Κατόπιν ακολουθεί η τεχνοοικονομική μελέτη για την αξιολόγηση της διασύνδεσης ως επένδυση.

Τέλος στο **Κεφάλαιο 10** παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που πρέκυψαν.

Κεφάλαιο 2

Κεφάλαιο 2: Μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

2.1 Στόχοι λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει δύο βασικούς στόχους, αφενός την ασφαλή λειτουργία της και αφετέρου την διευκόλυνση της οικονομικής της λειτουργίας. Η ασφάλεια αποτελεί τον πιο σημαντικό στόχο, είτε πρόκειται για μία ελεγχόμενη λειτουργία είτε για μία αναδιαρθρωμένη αγορά ενέργειας.

Η ασφάλεια σε ένα ελεγχόμενο περιβάλλον μπορεί να διευκολυνθεί από την χρήση διάφορων υπηρεσιών που διατίθενται στην αγορά. Η οικονομική λειτουργία απλώς θα μειώσει το κόστος χρήσης ενέργειας. Αυτό αποτελεί και το βασικό κίνητρο για την αναδιάρθρωση και την ενίσχυση της ασφάλειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η σχεδίαση στρατηγικών είναι το βασικό εργαλείο για την επίτευξη του στόχου αυτού. Οι στρατηγικές μπορεί να είναι είτε μέσα χρηματοδότησης μέσω διαφόρων συμβάσεων στις οποίες θα αναφερθούμε παρακάτω, είτε εργαλεία παρακολούθησης του συστήματος ούτως ώστε να αποφευχθεί μία πιθανή κυριαρχία των ισχυρών στην αγορά ενέργειας.

2.2 Βασικά μοντέλα αγοράς

Ο βασικός στόχος των τελευταίων χρόνων είναι η μετάβαση των αγορών σε μία πιο απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού. Ενιαίες καθετοποιημένες επιχειρήσεις παραγωγής ενέργειας, οι οποίες ήταν υπεύθυνες τόσο για την μεταφορά και για την διανομή διαχωρίστηκαν και εισήχθη ο ανταγωνισμός στους τομείς αυτούς. Η δομή των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρει από χώρα σε χώρα. Παρακάτω παρατίθενται 3 βασικά μοντέλα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας :

- Το μοντέλο κοινοπραξίας ισχύος
- Το μοντέλο διμερών συμβάσεων
- Και το υβριδικό μοντέλο

2.2.1 Μοντέλο Κοινοπραξίας Ισχύος (PoolCo Model)

Το μοντέλο αυτό ορίζεται ως μία συγκεντρωτική αγορά στην οποία γίνεται εκκαθάριση για Παραγωγούς και Προμηθευτές ή Καταναλωτές. Όλες οι συναλλαγές γίνονται υποχρεωτικά μέσω της κοινοπραξίας. Όλες οι Εταιρίες Παραγωγής υποβάλλουν προσφορές τιμής και ποσότητας για την ισχύ που προμηθεύουν το Δίκτυο, με βάση είτε προκαθορισμένα μεταβλητά κόστη είτε ελεύθερα, σχηματίζοντας γι' αυτόν το λόγο μία καμπύλη προσφοράς. Ο ανταγωνισμός των Παραγωγών εγκείται στο δικαίωμά τους να παρέχουν ενέργεια στο σύστημα και όχι σε συγκεκριμένους Καταναλωτές ή Προμηθευτές.

Ο Διαχειριστής της Αγοράς προβλέπει τη ζήτηση και με βάση αυτήν γίνεται η κατανομή των μονάδων. Αυτό ονομάζεται Μονομερής Κοινόπραξία Ισχύος (one-sided pool), ενώ είναι δυνατή ύπαρξη και Διμερούς Κοινόπραξίας Ισχύος (two-sided pools) στην οποία ο Διαχειριστής κάνει την κατανομή με βάση την αντίστοιχη καμπύλη ζήτησης που έχει σχηματιστεί με βάση της προσφορές των Προμηθευτών και των Καταναλωτών. Οι Προμηθευτές και οι Καταναλωτές έχουν αντίστοιχα με πριν στόχο την αγορά της ηλεκτρικής ισχύος, εφόσον όμως οι προσφορές τους είναι χαμηλές δεν θα μπορούν να εισέλθουν στην αγορά.

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος (Independent System Operator - ISO) μέσα σε αυτό το μοντέλο θα κάνει την οικονομική κατανομή και θα προκύψει μία συγκεκριμένη τιμή για την

ηλεκτρική ισχύ, δίνοντας έτσι στους συμμετέχοντες ένα σήμα που επηρεάζει τις αποφάσεις τους για κατανάλωση και για επενδύσεις. Στο μοντέλο αυτό οι Παραγωγοί που συμμετέχουν στη συναλλαγή πληρώνονται στην τιμή αυτή.

2.2.2 Μοντέλο Διμερών Συμβάσεων (Bilateral Contracts Model)

Σε αυτό το μοντέλο Αγοράς οι Πωλητές και οι Αγοραστές έχουν την δυνατότητα να συνάπτουν Διμερείς Συμβάσεις για παροχή ισχύος. Οι συμφωνίες αυτές είναι αποτέλεσμα διαπραγμάτευσης που αφορά την παράδοση και την παραλαβή της ισχύος μεταξύ των δύο εμπόρων ανεξάρτητα από τον Διαχειριστή. Ο ISO όμως πρέπει να εξασφαλίσει την επαρκή χωρητικότητα για την μεταφορά της συμφωνημένης ισχύος καθώς και την ασφαλή μεταφορά της. Αυτό το μοντέλο είναι αρκετά ευέλικτο, καθώς τα δύο συναλλασσόμενα μέρη καθορίζουν τους επιθυμητούς όρους. Μειονέκτημα του μοντέλου αυτού αποτελεί το υψηλό κόστος που προκύπτει από τη διαδικασία των διαπραγματεύσεων και της θέσπισης συμβολαίων.

2.2.3 Υβριδικό Μοντέλο (Hybrid Model)

Το Υβριδικό μοντέλο συνδυάζει χαρακτηριστικά των δύο παραπάνω μοντέλων. Σε αυτό το μοντέλο ο Προμηθευτής μπορεί να επιλέξει είτε να διαπραγματευτεί την αγορά ισχύος κατευθείαν με τους Παραγωγούς μέσω διμερών συμβάσεων είτε να αγοράσει την ισχύ στην τρέχουσα τιμή της αγοράς (spot market price). Η Κοινοπραξία Ισχύος (PoolCo) θα εξυπηρετήσει όλους τους συμμετέχοντες, Παραγωγούς και Καταναλωτές ή Προμηθευτές, που δεν έχουν συνάψει διμερείς συμβάσεις. Η ευελιξία αυτή του Υβριδικού μοντέλου προσφέρει μια ώθηση για τη δημιουργία μιας ποικιλίας υπηρεσιών και επιλογών τιμολόγησης που θα ανταποκρίνονται καλύτερα στις ατομικές ανάγκες του πελάτη. [1]

2.3 Δομή της Αγοράς

2.3.1 Οι βασικοί Συμμετέχοντες στην αγορά

Η αναδιάρθρωση της αγοράς ηλεκτρισμού έχει μεταβάλλει το ρόλο των παραδοσιακών συμμετεχόντων και έχει δημιουργήσει νέους συμμετέχοντες που λειτουργούν ανεξάρτητα. Κατηγοριοποιούμε τους συμμετέχοντες:

- Independent System Operator (ISO)
- λοιποί συμμετέχοντες.

Ο ISO είναι ο κύριος συμμετέχων σε μια αγορά ηλεκτρισμού και είναι αυτός που καθορίζει τους κανόνες της. Οι βασικότεροι συμμετέχοντες που αναλύονται εδώ περιλαμβάνουν τις Εταιρίες Παραγωγής (Generation Company - GENCO) και τις Εταιρίες Μεταφοράς (Transmission Company - TRANSCO). Άλλοι συμμετέχοντες είναι οι Εταιρίες Διανομής (Distribution Company - DISCO), οι Προμηθευτές Ηλεκτρικής Ενέργειας (Retail Company - RETAILCO), οι Aggregators, οι Μεσίτες και οι Πελάτες.

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος (Independent System Operator – ISO) /Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Independent transmission Operator(ITO)

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος (ISO) έχει τον έλεγχο του δικτύου, διαχειρίζεται τις χρεώσεις του δικτύου μεταφοράς, φροντίζει για την ασφάλεια του συστήματος, συντονίζει το πρόγραμμα συντήρησης και έχει ρόλο στη θέσπιση των μακροχρόνιων σχεδίων. Η λειτουργία του είναι ανεξάρτητη από τους υπόλοιπους συμμετέχοντες, όπως οι κάτοχοι των γραμμών μεταφοράς, οι Παραγωγοί, οι Εταιρίες Διανομής και οι Τελικοί Χρήστες. Η ανεξάρτητη λειτουργία του έχει ως σκοπό την ελεύθερη πρόσβαση χωρίς διακρίσεις σε όλους τους χρήστες των γραμμών μεταφοράς.

Ο ISO έχει τη δικαιοδοσία να κατανέμει ένα μέρος ή και όλα τα αποθέματα του συστήματος και να περιορίζει τα φορτία ώστε να διατηρηθεί η ασφάλεια στο σύστημα προκειμένου για παράδειγμα, να μην έχουμε υπέρβαση των ορίων των γραμμών μεταφοράς, να ισορροπείται η ζήτηση με την παραγωγή και να διατηρείται η επιθυμητή συχνότητα στο σύστημα. Επίσης ο ISO διασφαλίζει ότι όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά λαμβάνουν κατάλληλα οικονομικά σήματα τα οποία με τη σειρά τους ενθαρρύνουν την αποδοτική χρήση και παρακινούν για χρήσιμες και βιώσιμες επενδύσεις.

Εκτός από το μοντέλο του ISO υπάρχει και το μοντέλο του Independent Transmission Operator (ITO). Σύμφωνα με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (E.E.) ο ITO πρέπει να είναι ανεξάρτητος και να λαμβάνει αποφάσεις που είναι αναγκαίες για την λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ITO πρέπει να έχει, μεταξύ άλλων, την δυνατότητα να αντλεί χρήματα από την αγορά κεφαλαίων μέσω δανεισμού.

Άλλα βασικά χαρακτηριστικά του ITO είναι η εμπιστευτικότητα ως προς τις πληροφορίες που αφορούν τις ροές φορτίου, καθώς και την απαιτούμενη ανεξαρτησία της διοίκησης και του προσωπικού του. Το προσωπικό που είναι απαραίτητο κατά τη διαδικασία της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή για την εκτέλεση των βασικών δραστηριοτήτων του ITO συμπεριλαμβανομένης της διαχείρισης και λειτουργίας του δικτύου, πρέπει να απασχολούνται μόνο από τον ITO και κανέναν άλλο οργανισμό.

Αν και η παροχή υπηρεσιών από επιχειρήσεις στον ITO απαγορεύεται, η παροχή υπηρεσιών από τον ITO προς τις επιχειρήσεις επιτρέπεται κάτω από ειδικές περιστάσεις, μόνο εφόσον εγκρίνεται από την εκάστοτε Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Τέλος, σημειώνεται πως η Ελλάδα πλέον μετά το 2012, εφαρμόζει το μοντέλο ITO, ενώ προηγουμένως είχε προσπαθήσει να υιοθετήσει το μοντέλο ISO.

Εταιρίες Παραγωγής (Generation Companies - GENCOs)

Οι εταιρίες παραγωγής (GENCOs) είναι οι εταιρίες που διατηρούν και λειτουργούν τα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο μιας απελευθερωμένης αγοράς. Μια GENCO μπορεί να έχει στην κατοχή της τα εργοστάσια παραγωγής ή να αλληλεπιδρά εκ μέρους των ιδιοκτητών αυτών των εργοστασίων με τη βραχυπρόθεσμη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης οι GENCOs έχουν τη δυνατότητα να πουλήσουν ηλεκτρική ισχύ σε συμμετέχοντες με τους οποίους έχουν συνάψει συμβόλαια ή ακόμα και στο Χρηματιστήριο Ενέργειας, στο οποίο σημαντικοί πελάτες όπως οι Εταιρίες Διανομής (Distribution Companies - DISCOs) και οι Aggregators αγοράζουν ισχύ ώστε να καλύψουν τις ανάγκες τους. Εκτός από την ενεργό ισχύ, οι συναλλαγές των GENCOs μπορεί να είναι αέργου ισχύος και λειτουργικής εφεδρείας. Τέλος μία GENCO μπορεί να προσφέρει ηλεκτρική ισχύ σε διάφορες τοποθεσίες, ισχύς η οποία θα μεταφερθεί και θα διανεμηθεί στους πελάτες μέσω των Εταιριών Μεταφοράς (Transmission Companies-TRANSCOs) και των DISCOs.

Σε ένα αναδιαρθρωμένο μοντέλο αγοράς, σκοπός των GENCOs είναι να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους. Για το σκοπό αυτό, μπορούν να συμμετέχουν σε αγορές Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών. Η ανάληψη ρίσκων που προκύπτουν από αυτές τις δράσεις είναι ευθύνη των ίδιων των GENCOs. Οι τιμές στις οποίες προσφέρουν την ισχύ δεν είναι ρυθμιζόμενες.

Εταιρίες Μεταφοράς (Transmission Companies - TRANSCOs)

Το δίκτυο μεταφοράς του ηλεκτρικού ρεύματος είναι από τα δομικά στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος. Η μέγιστη αποδοτικότητα του δικτύου μεταφοράς είναι το κλειδί για την ασφαλή και

αποτελεσματική λειτουργία ολόκληρου του συστήματος. Η TRANSCO μεταφέρει την ηλεκτρική ισχύ από τις GENCO στις DISCOs χρησιμοποιώντας γραμμές υψηλών τάσεων. Αποτελείται από ένα ενιαίο δίκτυο που μοιράζονται όλοι οι συμμετέχοντες και από ακτινικές συνδέσεις που συνδέουν τις Μονάδες παραγωγής με τους πελάτες που καταναλώνουν σημαντική ποσότητα ισχύος. Οι εγκαταστάσεις α νήκουν σε φυσικούς ιδιοκτήτες και είναι υπό τον έλεγχο του ISO. Οι TRANSCOs λειτουργούν έτσι ώστε να παρέχουν αδιακρίτως τις συνδέσεις και τις υπηρεσίες τους και να καλύπτουν τα κόστη τους.

Η κατασκευή, η ιδιοκτησία, η συντήρηση και η λειτουργία του συστήματος μεταφοράς σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή είναι αρμοδιότητες της TRANSCO. Ακόμα μία σημαντική ευθύνη της είναι η διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος. Η TRANSCO εξασφαλίζει τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, διασφαλίζει την ανοιχτή πρόσβαση στον οποιονδήποτε και δεν έχει κάποια κοινή ιδιοκτησία με άλλους συμμετέχοντες στην αγορά όπως οι GENCOs και οι Προμηθευτές Ηλεκτρικής Ενέργειας (Retail Companies RETAILCOs).

Οι Αρχές που ελέγχουν τις TRANSCOs αντισταθμίζουν τα κόστη της επένδυσης και της λειτουργίας θεσπίζοντας χρεώσεις για την πρόσβαση στις γραμμές μεταφοράς (που συνήθως πληρώνονται από κάθε χρήστη που ανήκει σε μια συγκεκριμένη περιοχή), χρεώσεις για τη χρησιμοποίηση των γραμμών μεταφοράς (που προκύπτουν από τη συνεισφορά του κάθε χρήστη στη ροή ισχύος) και χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης που συμβαίνει σε μια γραμμή μεταφοράς [2].

2.3.2 Λοιποί Συμμετέχοντες στην Αγορά

Εταιρίες Διανομής (Distribution Companies - DISCOs)

Η DISCO είναι υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ισχύος, μέσω των υποδομών της, στους πελάτες μια συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Είναι υπεύθυνη για την κατασκευή και τη συντήρηση των γραμμών διανομής που συνδέουν το δίκτυο μεταφοράς με τους τελικούς καταναλωτές. Μία DISCO είναι αρμόδια για την κατασκευή και τη λειτουργία ενός μέρους του ηλεκτρικού συστήματος με σκοπό τον υψηλό βαθμό αξιοπιστίας και διαθεσιμότητας. Οι DISCO έχουν τη ευθύνη της αντιμετώπισης ενδεχόμενων διακοπών ρευματοδότησης και ασχολούνται επίσης με ζητήματα ποιότητας ισχύος. Τέλος, είναι ακόμα υπεύθυνες για τη συντήρηση και τη διατήρηση της τάσης στις γραμμές διανομής όπως επίσης και για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Προμηθευτής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Retail Company - RETAILCO)

Μία RETAILCO είναι ένας καινούργιος συμμετέχων στο ανταγωνιστικό μοντέλο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και έχει νόμιμη άδεια για την πώληση ηλεκτρικής ισχύος στη λιανική αγορά. Η RETAILCO αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά και την μεταπωλεί στη λιανική αγορά. Ένας πωλητής λιανικής αγοράς παρέχει στους πελάτες του διάφορα «πακέτα» (συνδυασμούς ηλεκτρικής ενέργειας και υπηρεσιών) προς πώληση και μπορεί να διαπραγματευτεί έμμεσα με τους τελικούς καταναλωτές μέσω των Aggregators.

Aggregator

Ο Aggregator συγχωνεύει τους πελάτες σε μία αγοραστική ομάδα. Αυτή η ομάδα αγοράζει μεγάλες ποσότητες ηλεκτρικής ισχύος και διαφόρων υπηρεσιών σε φθηνότερες τιμές. Ο Aggregator μπορεί να δράσει σαν έναν διαμεσολαβητή (μεσίτης) μεταξύ Προμηθευτών και Καταναλωτών.

Μεσίτης (Broker)

Ο Μεσίτης υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένας φορέας ή μια επιχείρηση που δρα ως μεσάζων σε μία αγορά. Ο Μεσίτης δεν παράγει, αγοράζει ή πουλάει ηλεκτρική ενέργεια, αλλά διευκολύνει τις συναλλαγές μεταξύ Πωλητών και Προμηθευτών. Ένας μεσίτης μπορεί να ενεργεί ως διαμεσολαβητής μεταξύ μιας GENCO ή ενός συνεταιρισμού επιχειρήσεων παραγωγής και των εμπόρων.

Πελάτες (Customers)

Ο Πελάτης είναι ο τελικός καταναλωτής της ηλεκτρικής ενέργειας, με συγκεκριμένες εγκαταστάσεις που συνδέονται στο δίκτυο διανομής στην περίπτωση μικρών καταναλωτών, ή στο δίκτυο μεταφοράς στην περίπτωση μεγαλύτερων καταναλωτών. Σε ένα αναδιαρθρωμένο σύστημα, οι Πελάτες μπορούν να έχουν άμεση πρόσβαση στις γεννήτριες παραγωγής ή να συνάψουν συμβόλαια με άλλους παρόχους ισχύος και να διαλέγουν πακέτα υπηρεσιών που καλύπτουν τις ανάγκες τους. Για παράδειγμα, οι Πελάτες μπορούν να επιλέξουν Προμηθευτές οι οποίοι θα τους παρέχουν τη δυνατότητα να μετακυλύουν τα φορτία τους σε ώρες με χαμηλότερη αιχμή και σε χαμηλότερες τιμές.

2.4 Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει:

- την Αγορά Ενέργειας (Energy Market)
- την Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών (Ancillary Services Market)
- και την Αγορά Δικαιωμάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (Transmission Market)

Επιπλέον υπάρχει η Αγορά Πραγματικού Χρόνου (Real-Time Market) και η Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market). Οι αγορές μεταξύ τους συνδέονται και αλληλοεξαρτώνται.

2.4.1 Αγορά Ενέργειας, Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς *Αγορά Ενέργειας (Energy Market)*

Η Αγορά Ενέργειας είναι ο μηχανισμός που διευκολύνει την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ Παραγωγών και Προμηθευτών. Οι τιμές της αγοράς αποτελούν αξιόπιστους δείκτες για όλους του συμμετέχοντες σε αυτήν. Η εκκαθάριση στην αγορά αυτή είναι ανεξάρτητη. Τέλος ο ISO και το Χρηματιστήριο Ενέργειας λειτουργούν στη συγκεκριμένη αγορά.

Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών (Ancillary Services Market)

Ως Επικουρικές υπηρεσίες ορίζονται οι υπηρεσίες που απαιτούνται για την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης καθώς και για την εξασφάλιση της ποιότητας της ενέργειας που παρέχεται. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες είναι ένας βασικός παράγοντας στην αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος. Σε γενικές γραμμές, οι προσφορές επικουρικών υπηρεσιών που έχουν υποβληθεί από τους συμμετέχοντες στην αγορά αποτελούνται από δύο μέρη: μια προσφορά διαθεσιμότητας ισχύος και μία προσφορά ενέργειας.

Σύμφωνα με τον 'Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας' και πιο συγκεκριμένα με το Άρθρο 124 οι Επικουρικές Υπηρεσίες διακρίνονται σε:

- i. Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
- ii. Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος
- iii. Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία
- iv. Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία
- v. Στατή εφεδρεία
- vi. Ρύθμιση Τάσης
- vii. Επανεκκίνηση του Συστήματος

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες (i)-(iv) αναφέρονται συνοπτικά ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

(i) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία

Η αυτόματη διορθωτική αντίδραση των Μονάδων Παραγωγής και των Φορτίων στις αποκλίσεις της πραγματικής Συχνότητας του Συστήματος από τη Συχνότητα Αναφοράς ορίζεται ως Πρωτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο επέρχεται η εξισορρόπηση παραγωγής και κατανάλωσης. Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης είναι η μεταβολή της παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδας, ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών ώστε να πραγματοποιηθεί η πρωτεύουσα ρύθμιση συστήματος. Ως Πρωτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται η συνολική συνεισφορά των μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης.

(ii) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος

Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος είναι η ρύθμιση η οποία είναι αποτέλεσμα κεντρικής λειτουργίας της Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής. Η Ρύθμιση αυτή τηλερυθμίζει την παραγωγή ενεργού ισχύος Μονάδων Παραγωγής, και μπορεί να λαμβάνει χώρα σε χρονικό διάστημα από 10 δευτερόλεπτα έως και 15 λεπτά από την ενεργοποίησή της. Εφεδρεία της Δευτερεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό, ώστε να λαμβάνει χώρα η Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος, εφόσον το περιθώριο μεταβολής είναι πλήρως διαθέσιμο εντός 15 λεπτών από την ενεργοποίησή της. Εύρος της ρύθμισης αυτής είναι το διάστημα ελάχιστου και μέγιστου επιπέδου Ενεργού Ισχύος Μονάδας που καθορίζεται μέσω τηλερύθμισης.

(iii) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία

Ως Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος ορίζεται η ρύθμιση η οποία λαμβάνει χώρα περιοδικά, με περίοδο λίγων λεπτών, προκειμένου να αποκατασταθεί το επίπεδο Δευτερεύουσας Εφεδρείας Συστήματος, εάν αυτό έχει μεταβληθεί από τη Δευτερεύουσα Ρύθμιση Συστήματος. Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης συνιστά το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ 90 δευτερολέπτων και 15 λεπτών ώστε να λάβει χώρα η Τριτεύουσα Ρύθμιση Συστήματος. Τριτεύουσα Εφεδρεία Συστήματος είναι η συλλογική συνεισφορά των μονάδων του Συστήματος σε Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης. Ως Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Συστήματος η οποία είναι συγχρονισμένη στο Σύστημα.

(iv) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία

Ως Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία Μονάδας ορίζεται η Εφεδρεία Τριτεύουσας Ρύθμισης Συστήματος η οποία είναι μη συγχρονισμένη στο Σύστημα.

(v) Στατή Εφεδρεία

Στατή Εφεδρεία Μονάδας ορίζουμε τη μέγιστη ποσότητα Ενεργού Ισχύος η οποία μπορεί να διατεθεί στο Σύστημα από μη συγχρονισμένη Μονάδα εντός χρονικού διαστήματος από 20 λεπτά έως 4 ώρες μετά την έκδοση Εντολής Κατανομής συγχρονισμού της Μονάδας. Ως Στατή Εφεδρεία Συστήματος ορίζεται το άθροισμα Στατής Εφεδρείας των Μονάδων.

(vi) Ρύθμιση Τάσης

Η Ρύθμιση Τάσης είναι η ρύθμιση που έχει ως σκοπό τη διατήρηση της τάσης εντός του εύρους κανονικής λειτουργίας. Επικουρική Υπηρεσία Ρύθμισης Τάσης είναι το σύνολο των υπηρεσιών που επιτυγχάνουν τη Ρύθμιση Τάσης.

(ζ) Επανεκκίνηση του Συστήματος

Ως Επικουρική Υπηρεσία Επανεκκίνησης του Συστήματος μετά από γενική ή μερική διακοπή λειτουργίας του ορίζεται η υπηρεσία η οποία παρέχεται από Μονάδες Επανεκκίνησης και συνίσταται στη δυνατότητα επανεκκίνησης των Μονάδων χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή ισχύος και στην έγχυση ενέργειας στο Σύστημα εντός 1 ώρας ή 15 λεπτών αν πρόκειται για Υδροηλεκτρική Μονάδα.

Τέλος, Επικουρική Υπηρεσία θεωρείται και η Απόκριση Ζήτησης (Demand Response). Η Απόκριση Ζήτησης αναφέρεται σε μηχανισμούς που χρησιμοποιούνται για να ενθαρρύνουν τους καταναλωτές να μειώσουν τη ζήτηση και συνεπώς να μειωθεί η αιχμή του φορτίου.

Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Transmission Market)

Η αγορά αυτή πραγματεύεται τα δικαιώματα μεταφοράς ισχύος, της εγχύσης ισχύος στο δίκτυο και της εξαγωγής ισχύος από αυτό. Ο κάτοχος του δικαιώματος μεταφοράς μπορεί είτε να ασκήσει το δικαίωμα που έχει να μεταφέρει ισχύ είτε να αποζημιωθεί χρηματικά επειδή μεταβίβασε το δικαίωμά του σε άλλους χρήστες. Ο σημαντικός ρόλος του δικαιώματος μεταφοράς παρατηρείται όταν συμβαίνει συμφόρηση στο δίκτυο. Οι συμμετέχοντες, κατέχοντας συγκεκριμένα δικαιώματα μεταφοράς, μπορούν να αντισταθμίσουν τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης μέσω πίστωσης λόγω αυτής.

Στόχος της δημοπρασίας δικαιωμάτων μεταφοράς είναι ο καθορισμός των προσφορών και η μεγιστοποίηση των εσόδων από τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Ο αγοραστής ενός δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγεθος του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς αγορά, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Ένας πωλητής του δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγεθος του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς πώληση, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης.

Τα δικαιώματα μεταφοράς θα μπορούσαν αρχικά να προμηθευθούν από μια ετήσια πρωτογενή δημοπρασία, μέσω της αγοράς των υπηρεσιών μεταφοράς δικτύου, βασισμένη στα αναμενόμενα φορτία αιχμής των φορέων φορτίου που εξυπηρετούν (π.χ. μεγάλες επιχειρήσεις), είτε μέσω της αγοράς σημείου-προς-σημείο υπηρεσιών μεταφοράς από εταιρίες. Πιο σημαντική είναι η δευτερογενής αγορά δημοπρασιών για δικαιώματα μεταφοράς, δεδομένου ότι θα υλοποιηθεί μια πιο ισχυρή και ρευστή αγορά για τα δικαιώματα μεταφοράς και θα διευκολυνθούν οι αγορές εμπορίας ενέργειας. Η δευτερεύουσα δημοπρασία θα μπορούσε να πραγματοποιείται μηνιαία, εβδομαδιαία ή καθημερινά. [2]

2.4.2 Αγορά Πραγματικού Χρόνου και Προθεσμιακή Αγορά

Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market)

Η προθεσμιακή αγορά είναι μια αγορά δημοπρασιών στην οποία οι Συμμετέχοντες αγοράζουν και πωλούν φυσικά ή χρηματοοικονομικά προϊόντα τα οποία λήγουν μια συγκεκριμένη ημερομηνία. Τα προϊόντα αυτά λέγονται παράγωγα προϊόντα. Τα συμβόλαια αυτά ονομάζονται παράγωγα γιατί η αξία τους έχει άμεση σχέση με την αξία ενός βασικότερου προϊόντος, το οποίο στην προκειμένη περίπτωση είναι η ηλεκτρική ενέργεια. Το πιο ενδιαφέρον χαρακτηριστικό της προθεσμιακής αγοράς είναι ότι επιτρέπει την συναλλαγή φυσικών ή χρηματοοικονομικών προϊόντων που αφορούν το μέλλον αλλά με σημερινή τιμή.

Εξαιτίας όμως αυτών των ιδιοτήτων των τιμών της τρέχουσας αγοράς, οι μελλοντικές τιμές της τρέχουσας είναι αρκετά αβέβαιες και εξαιρετικά δύσκολο να προβλεφθούν τουλάχιστον με ακρίβεια, ειδικά όσο αυξάνει ο χρονικός ορίζοντας πρόβλεψης. Η αβεβαιότητα αυτή όπως είναι λογικό δεν είναι επιθυμητή καθώς προκαλεί μεταβλητότητα στο κέρδος ή στο κόστος των πρακτόρων που συμμετέχουν στην τρέχουσα αγορά. Έτσι, οι προθεσμιακές αγορές προσφέρουν παράγωγα προϊόντα που έχουν διάρκεια έως και μερικά χρόνια και επιτρέπουν στους καταναλωτές, στους προμηθευτές και στους παραγωγούς να αντισταθμίσουν τον οικονομικό κίνδυνο που ελλοχεύει στις τιμές της τρέχουσας αγοράς. Μεταξύ των άλλων, τα προϊόντα που υπάρχουν διαθέσιμα στις προθεσμιακές

αγορές είναι τα προθεσμιακά συμβόλαια και οι συμβάσεις δικαιωμάτων προαίρεσης. Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή του καθενός:

- Ένα προθεσμιακό συμβόλαιο είναι μια συμφωνία για παράδοση μιας συγκεκριμένης ποσότητας ενέργειας, σε ένα μελλοντικό χρονικό διάστημα, σε μια συγκεκριμένη τιμή.
- Μια σύμβαση δικαιωμάτων προαίρεσης είναι μια συμφωνία που δίνει στον έναν αντισυμβαλλόμενο το δικαίωμα, αν θέλει, να ζητήσει από τον δεύτερο αντισυμβαλλόμενο την παράδοση μιας συγκεκριμένης ποσότητας ενέργειας, σε ένα μελλοντικό χρονικό διάστημα σε μια συγκεκριμένη τιμή. Η σύμβαση αυτή απαιτεί και την πληρωμή ενός συγκεκριμένου πόσου από τον πρώτο αντισυμβαλλόμενο (από αυτόν που έχει το δικαίωμα να ζητήσει ενέργεια), το ασφάλιστρο, ασχέτως αν θα επιλέξει τελικά να ζητήσει την παράδοση της ενέργειας από τον δεύτερο αντισυμβαλλόμενο. [3]

Αγορά Πραγματικού Χρόνου (Real Time Market)

Η παραγωγή και η κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος πρέπει να εξισορροπούνται σε πραγματικό χρόνο με σκοπό την αξιοπιστία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι πολύ πιθανό, οι πραγματικές τιμές της παραγωγής και των φορτίων να διαφέρουν από τις τιμές που έχουν στην Προθεσμιακή Αγορά. Αυτό μπορεί να συμβεί λόγω αναπάντεχων διακοπών της ηλεκτροδότησης ή λόγω μεταβολών της πραγματικής από την προβλεπόμενη ζήτηση. Αυτή η μεταβολή στη ζήτηση έχει σαν αποτέλεσμα να διαφέρουν οι Οριακές Τιμές Συστήματος που προέκυψαν στην Αγορά της Επόμενης Ημέρας από τις Οριακές Τιμές Συστήματος που προέκυψαν στην Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Επομένως η Αγορά Πραγματικού Χρόνου έχει σαν σκοπό την εξισορρόπηση της παραγωγής και της ζήτησης ισχύος [2].

Κεφάλαιο 3

Κεφάλαιο 3: Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

3.1 Εισαγωγή

Η δημιουργία μιας βαθμιαία ελευθερής αγοράς στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούσε βασική επιδίωξη της Ευρωπαϊκής Ένωσης εδώ και πολλά χρόνια. Η περίοδος προσαρμογής σε αναζητήσεις μελέτες, προετοιμασίας και οργανωτικών βημάτων τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο φτάνει στο τέλος της.

Η Οδηγία 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου που αφορούσε την απελευθέρωση της ηλεκτρικής αγοράς έγινε νόμος του κράτους με τον ν. 2773/99. Ενδεικτικά τα κυριότερα σημεία παρατίθενται παρακάτω:

- Η απελευθέρωση της παραγωγής και της εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, συμπαραγωγή αλλά και από συμβατικά καύσιμα.
- Η σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητης και αυτοτελούς διοικητικής αρχής που εποπτεύεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης και τις αρμοδιότητες της.
- Η σύσταση του Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)
- Η μετατροπή της ΔΕΗ σε ανώνυμη εταιρία.

3.2 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) συγκροτήθηκε από τον Ιούλιο του 2000 και είναι μία ανεξάρτητη διοικητική αρχή στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση και ο έλεγχος της αγοράς ενέργειας. Αρχικά είχε γνωμοδοτικές αρμοδιότητες ενώ στη συνέχεια της δόθηκαν και αποφασιστικές αρμοδιότητες.

Η πιο σημαντική ενίσχυση του ρόλου της ΡΑΕ επιτεύχθηκε με τους νόμους του 2005 (ν. 3426/2005, ΦΕΚ Α' 309 και ν. 3428/2005, ΦΕΚ Α' 313). Οι δύο αυτοί νόμοι είχαν ως στόχο την επιτάχυνση της διαδικασίας απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ο πρώτος και ο δε δεύτερος για την αγορά φυσικού αερίου.

Κύριες αρμοδιότητες της ΡΑΕ είναι:

- Ο έλεγχος της ομαλής λειτουργίας της αγοράς
- Η γνωμοδότηση και η χορήγηση αδειών για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας
- Η επιβολή κυρώσεων για την παραβίαση κανόνων σχετικά με τον ανταγωνισμό
- Η γνωμοδοτική αρμοδιότητα στη χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες
- Η αποφασιστική αρμοδιότητα για χορήγηση αδειών από ανανεώσιμες μονάδες
- Η παρακολούθηση της λειτουργίας του διασυνδεδετικού εμπορίου εισαγωγών και εξαγωγών
- Η διασφάλιση πρόσβασης τρίτων στο δίκτυο της χώρας.

Η μεγαλύτερη δυνατή ένταξη σταθμών ανανεώσιμων πηγών είναι μία από τους σημαντικότερους στόχους της Ε.Ε και αποτελεί παράλληλα αρμοδιότητα της ΡΑΕ. Γι' αυτό και άλλαξε η αρμοδιότητα της ως προς αυτό το ζήτημα και μετατράπηκε σε αποφασιστική αρμοδιότητα της αρχής. Έτσι με αυτόν τον τρόπο άλλαξε η λειτουργία της εν λόγω αγοράς, λόγω της περιβαλλοντικής αδειοδότησης.

Αυτός ήταν και ο σκοπός διότι η χώρα έχει αναλάβει διάφορους στόχους για αύξηση της παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η παρακολούθηση της τιμολόγησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και η αρμοδιότητα της ΡΑΕ είτε να θεσπίσει αρχές και κανόνες, είτε να γνωμοδοτήσει σχετικά, συνιστά μείζονος σημασίας αρμοδιότητα. Η άσκηση της προϋποθέτει σφαιρική και βέβαιη αντίληψη των δεδομένων που επικρατούν στην αγορά. Στο ίδιο πλαίσιο, η αρμοδιότητα της Αρχής για οριοθέτηση των ΥΚΩ (Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας) και Κοινωνικού Τιμολογίου (ΚΟΤ), για παρακολούθηση των τιμολογίων τόσο στον τομέα του ηλεκτρισμού όσο και του φυσικού αερίου, καθίσταται μείζονος σημασίας. [3]

3.3 Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)

Από το 1999 ήταν ανάγκη να ιδρυθεί ένας νέος φορέας ο οποίος θα διαχειρίζεται το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Σύμφωνα λοιπόν, με τον νόμο 2773/99, ιδρύθηκε ο ΔΕΣΜΗΕ. Ο ρόλος του ήταν να φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης και αξιόπιστη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας με ασφαλή και ποιοτικό τρόπο. Εκτός των προαναφερθέντων κύρια του ασχολία ήταν η εκκαθάριση της αγοράς, σαν ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει καθημερινώς ποιος οφείλει σε ποιον.

Σχετικά πρόσφατα, από την 1^η Φεβρουαρίου 2012, ο ΔΕΣΜΗΕ δημιουργήθηκε ο Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ). Κύρια αρμοδιότητά του είναι η εφαρμογή των κανόνων για την λειτουργία της αγοράς και κυρίως τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Πιο συγκεκριμένα οι αρμοδιότητες του είναι:

- 1) Ο Ημερήσιος Προγραμματισμός. Δηλαδή:
 - Ο προγραμματισμός των εγχύσεων ηλεκτρικής Ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) καθώς και των απορροφήσεων της Ηλεκτρικής Ενέργειας. Όλα αυτά γίνονται σύμφωνα με τον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας.
 - Υπολογισμός της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ).
 - Και η εκκαθάριση των συναλλαγών στο πλαίσιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού.
- 2) Η Συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ πάλι σύμφωνα με τον κώδικα διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ.
- 3) Η τήρηση ειδικού Μητρώου Συμμετεχόντων στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- 4) Η παροχή απαραίτητων πληροφοριών σε όλους τους Συμμετέχοντες με κάθε πρόσφορο και έγκαιρο τρόπο.
- 5) Η συμμετοχή σε κοινές επιχειρήσεις, ιδίως με διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, καθώς και σε χρηματιστήρια ηλεκτρικής ενέργειας και άλλους ανάλογους φορείς με στόχο την δημιουργία περιφερειακών αγορών στο πλαίσιο της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.
- 6) Η αποφυγή κάθε διάκρισης μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και η παροχή των υπηρεσιών του με διαφανή, αντικειμενικά και αμερόληπτα κριτήρια.
- 7) Η είσπραξη από τους Συμμετέχοντες τελών για την διαχείριση και λειτουργία της αγοράς Ηλεκτρικής Αγοράς και η τήρηση των απαραίτητων λογαριασμών. [4]

3.4 Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

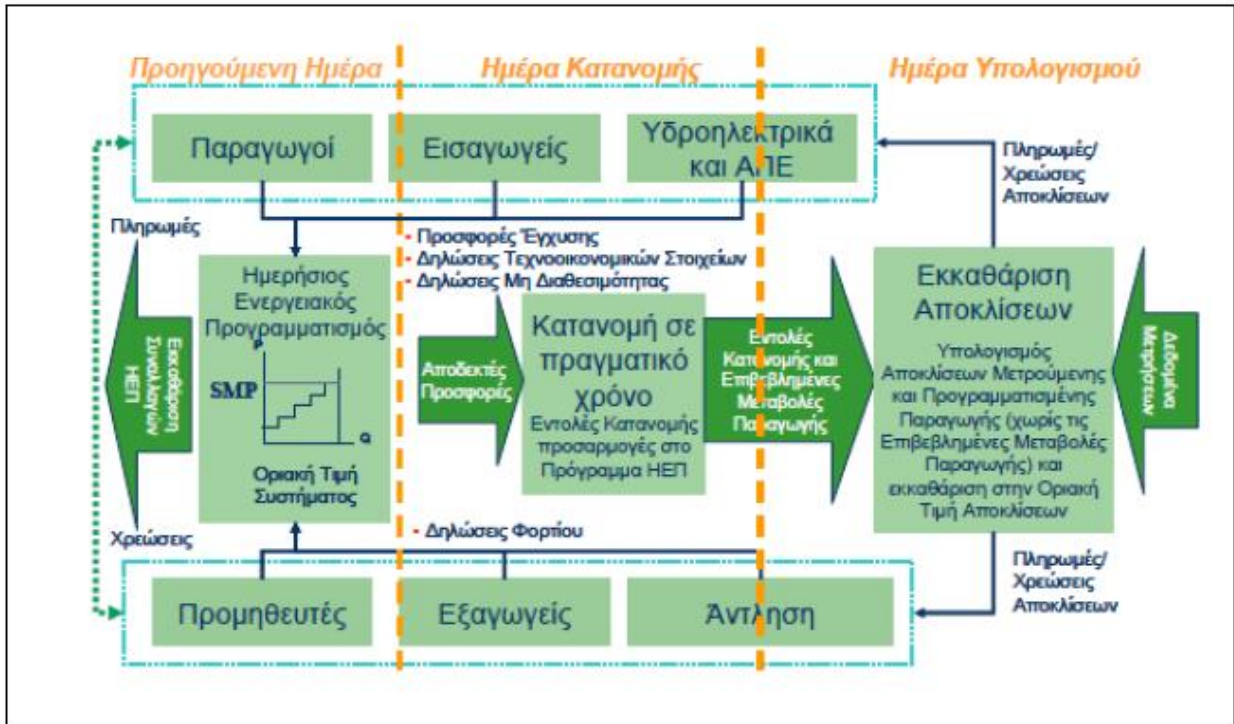
Κύριος σκοπός λειτουργίας του ΑΔΜΗΕ είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο τρόπο.

Τα κυριότερα καθήκοντα του είναι τα εξής:

- Η διασφάλιση της μακροχρόνιας ικανότητας του Συστήματος να ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες για μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, από οικονομικά βιώσιμες συνθήκες, λαμβάνοντας υπόψη την προστασία του περιβάλλοντος.
- Η παροχή πρόσβασης στο Σύστημα στους κατόχους άδειας παραγωγής, προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, σε όσους έχουν νόμιμα εξαιρεθεί από την υποχρέωση κατοχής τέτοιων αδειών και στους Επιλεγέντες Πελάτες.
- Η Παροχή της δυνατότητας σύνδεσης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) με το ΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με όσα καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ).
- Η Διαχείριση των ροών της ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα, συνεκτιμώντας τις ανταλλαγές με άλλα διασυνδεδεμένα συστήματα μεταφοράς.
- Η μέριμνα για την ασφαλή, αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία του Συστήματος, διασφαλίζοντας, μεταξύ άλλων, τη διαθεσιμότητα των αναγκαίων επικουρικών υπηρεσιών, συμπεριλαμβανομένων των υπηρεσιών που παρέχονται μέσω διαχείρισης της ζήτησης, στο βαθμό που η διαθεσιμότητά τους δεν εξαρτάται από άλλο διασυνδεδεμένο Σύστημα μεταφοράς.
- Η Κατάρτιση του προγράμματος κατανομής των μονάδων παραγωγής που συνδέονται με το Σύστημα, προσδιορισμός της χρήσης των διασυνδέσεων με άλλα συστήματα μεταφοράς και κατανομή σε πραγματικό χρόνο του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας στις διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής.
- Η παροχή στους Διαχειριστές άλλων Συστημάτων μεταφοράς και δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, με τα οποία συνδέεται το Σύστημα, επαρκών πληροφοριών για την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία, καθώς και τη συντονισμένη ανάπτυξη και τη διαλειτουργικότητα του Συστήματος και των παραπάνω συστημάτων και δικτύων.
- Η Συμμετοχή σε ενώσεις, οργανώσεις ή εταιρίες, οι οποίες έχουν σκοπό την επεξεργασία και διαμόρφωση κανόνων κοινής δράσης που συντείνουν, στο πλαίσιο της κοινοτικής νομοθεσίας, στη δημιουργία ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ειδικότερα στον καταμερισμό και την εκχώρηση δικαιωμάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των αντίστοιχων διασυνδέσεων, καθώς και στη διαχείριση των δικαιωμάτων αυτών για λογαριασμό των ως άνω διαχειριστών και ιδίως στο Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E).
- Η τήρηση των αναγκαίων διαχειριστικών λογιστικών λογαριασμών για την είσπραξη των εσόδων από τη διαχείριση συμφόρησης των διασυνδέσεων, ή άλλων χρεώσεων που προκύπτουν από τη λειτουργία και τη διαχείριση του ΕΣΜΗΕ. [5]

3.5 Λειτουργία Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας περιλαμβάνεται ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), η διαδικασία Κατανομής, η Εκκαθάριση των αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης και ο Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος. Η σύναψη Σύμβασης Συναλλαγών Ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για την συμμετοχή στο Σύστημα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η σύμβαση γίνεται με την εγγραφή στο Μητρώο Συμμετεχόντων και μέσω αυτής όλοι οι Συμμετέχοντες (Παραγωγοί, Προμηθευτές, Επιλέγοντες Πελάτες) έχουν το δικαίωμα να εισπράττουν πληρωμές και την υποχρέωση να εξοφλούν τις χρεώσεις που προκύπτουν από αυτές τις συναλλαγές. [6]



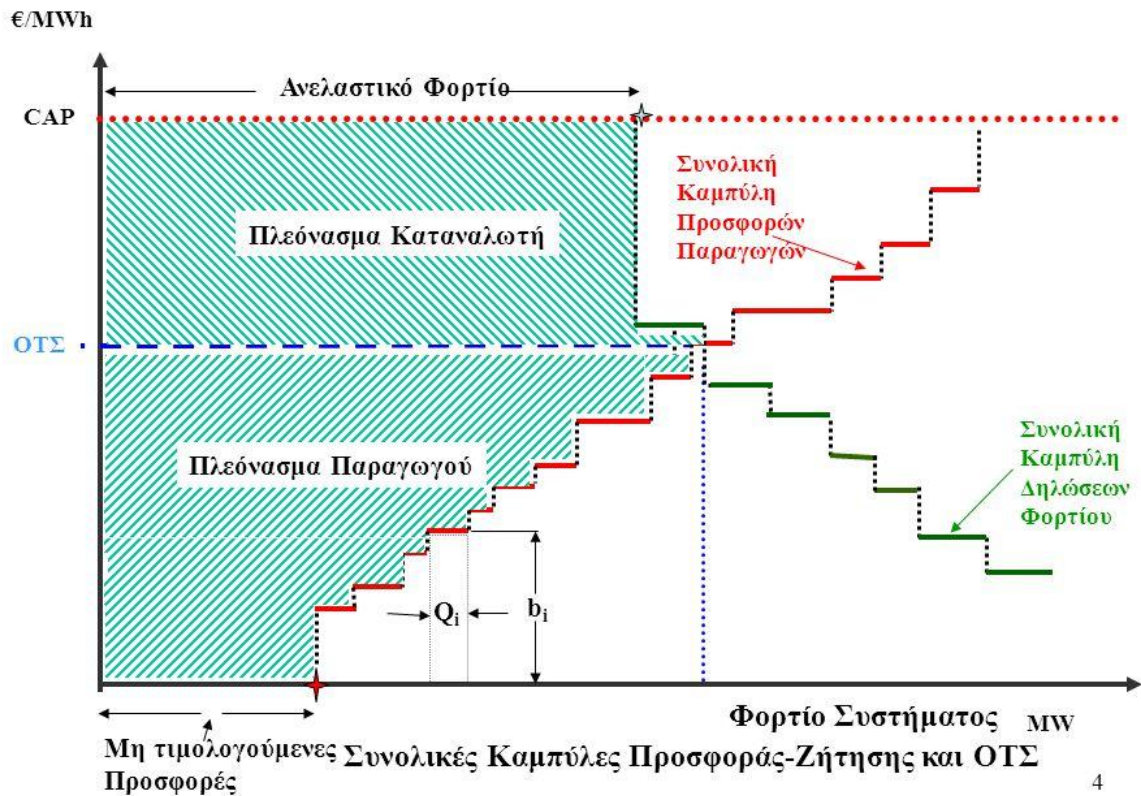
Σχήμα 3.1: Λειτουργία της αγοράς [6]

3.5.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) είναι το πρώτο στάδιο διεξαγωγής των Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το σύνολο της προγραμματιζόμενης για την επόμενη ημέρα ηλεκτρικής ενέργειας που θα καταναλωθεί, θα παραχθεί και θα διανεμηθεί στην χώρα συναλλάσσεται σε αυτήν την αγορά. Ο σκοπός της διενέργειας ΗΕΠ είναι η ελαχιστοποίηση της δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου.

Ο ΛΑΓΗΕ καταρτίζει καθημερινά πρόγραμμα ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού με το οποίο επιτυγχάνει ισοζύγιο προσφερόμενης και ζητούμενης ενέργειας. Η ολοκλήρωση του ΗΕΠ πραγματοποιείται εντός της Ημέρας Κατανομής, όπου γίνεται και η φυσική παράδοση ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα.

ΗΜΕΡΗΣΙΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ



Σχήμα 3.2: Ημερήσιος Προγραμματισμός

Στην αγορά κατατίθενται προσφορές έγχυσης από τους Παραγωγούς και ζήτησης από τους Προμηθευτές. Οι προσφορές έγχυσης αποτελούνται από την ποσότητα που μπορούν να προσφέρουν οι παραγωγοί καθώς και την τιμή που την προσφέρουν. Οι προσφορές αυτές εκφράζονται σε δέκα βαθμίδες από ζεύγη. Οι τιμές ενέργειας είναι μονοτόνως μη φθίνουσες. Οι προσφορές που αφορούν ΑΠΕ δεν είναι τιμολογούμενες. Το ίδιο ισχύει και για τις υποχρεωτικές λειτουργίες των Υδροηλεκτρικών Σταθμών. Από την άλλη μεριά οι δηλώσεις φορτίου εκφράζουν την ποσότητα ενέργειας η οποία προβλέπεται ότι θα απορροφηθεί. Οι προσφορές αυτές δεν είναι τιμολογούμενες και εκφράζονται σε MWh/hour.

Η επίλυση του ΗΕΠ έχει ως σκοπό την οικονομικότερη κατανομή των Μονάδων και παράλληλα την κάλυψη της ζητούμενης ενέργειας που έχει ζητηθεί μέσω των προσφορών. Η επίλυση πραγματοποιείται μέσω γραμμικού προγραμματισμού και επιλύεται ταυτόχρονα για όλες τις ώρες της επόμενης ημέρας. Έτσι προσδιορίζεται η Οριακή Τιμή Συστήματος και το Πρόγραμμα ΗΕΠ.

Η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά. Αυτό σημαίνει πως είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ενέργεια στο σύστημα και η τιμή που πληρώνουν όσοι απορροφούν από αυτό. Στην ουσία η ΟΤΣ είναι η προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Το Πρόγραμμα ΗΕΠ είναι το πρόγραμμα Φόρτισης Μονάδων και εξυπηρέτησης των Τιμολογούμενων Δηλώσεων Φορτίου.

3.5.2 Κατανομή φορτίου

Μετά το την ολοκλήρωση του ΗΕΠ, καταρτίζεται το Πρόγραμμα Κατανομής Φορτίου από τον ΑΔΜΗΕ. Τα κριτήρια βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται είναι ίδια με αυτά της επίλυσης του ΗΕΠ. Ο ΑΔΜΗΕ για την κατάρτιση του Προγράμματος λαμβάνει υπόψη το πρόγραμμα ΗΕΠ και την πρόβλεψη του φορτίου. Η πρόβλεψη αυτή σε συνδυασμό με δεδομένα του Συστήματος και των Μονάδων Παραγωγής, καθώς και διάφορους περιορισμούς του δικτύου Μεταφοράς και άλλες πληροφορίες που παρέχουν τυχόν Συμμετέχοντες είναι στοιχεία που πρέπει να ληφθούν υπόψη λόγω της σημαντικότητάς τους.

Από την Κατανομή Φορτίου βγαίνουν τα εξής αποτελέσματα:

- Η παροχή ενέργειας για την κάλυψη του Φορτίου από τις μονάδες του Συστήματος
- Η παροχή Εφεδρείας Ενέργειας
- Και η παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

3.5.3 Εκκαθάριση αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης

Οι αποκλίσεις ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα είναι συχνό και αναπόφευκτο φαινόμενο. Στην περίπτωση της απορρόφησης ενέργειας, ως απόκλιση ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που μετρήθηκε από τους μετρητές των φορτίων και της ποσότητας φορτίου που δηλώθηκε στη Δήλωση Φορτίου ενός Συμμετέχοντα. Στην αντίθετη περίπτωση, δηλαδή αυτή της έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας, απόκλιση ορίζουμε την διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που προορίζεται από την Κατανομή Φορτίου για έγχυση στο Σύστημα και της ποσότητας της ενέργειας που μετρήθηκε στους Μετρητές.

Η διευθέτηση των αποκλίσεων γίνεται σε μία ενιαία τιμή, που ορίζεται ως Οριακή Τιμή Διευθέτησης Αποκλίσεων. Η τιμή αυτή διαμορφώνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να προάγεται η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής και να επιμερίζεται το κόστος των αποκλίσεων σε αυτούς που προκαλούν τις αποκλίσεις. Ακόμα διαμορφώνεται με σκοπό να αντανακλά με τα κοστολογικά στοιχεία. Τέλος, μεριμνάται έτσι ώστε το συνολικό κόστος διευθέτησης Αποκλίσεων να ελαχιστοποιείται.

Όλα τα προαναφερθέντα οδηγούν στον καθορισμό της οριακής τιμής διευθέτησης των Αποκλίσεων Ισχύος κατά ώρα. Η τιμή αντανακλά τη υψηλότερη τιμή ενέργειας που απαιτήθηκε για την διευθέτηση των Αποκλίσεων Ισχύος κατά την Περίοδο Κατανομής.

3.5.4 Μηχανισμός Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος

Η διασφάλιση επαρκούς ισχύος έχει ως βασικούς στόχους:

- Τη διευκόλυνση ανάπτυξης ανταγωνισμού και μείωσης του κόστους
- Τη σύνδεση με τους μηχανισμούς της ημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Την όσο πιο δυνατόν δίκαιη κατανομή της υποχρέωσης για κάθε εκπρόσωπο φορτίου
- Τη διαμόρφωση αυτόματου-μηχανογραφημένου μηχανισμού που διοικείται ευχερώς
- Την ασφάλεια ανεφοδιασμού και επιθυμητού επιπέδου περιθωρίου εφεδρείας.

Για τον μηχανισμό αυτόν όλοι οι εκπρόσωποι φορτίου για κάθε Ημέρα Κατανομής κατά την οποία εκπροσωπεί ολικά ή μερικά πελάτη (μετρητή) πρέπει να προσκομίζουν ικανοποιητικές εγγυήσεις διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής οι οποίες πρέπει να καλύπτουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος του. Η προσκόμιση αυτών των εγγυήσεων έχει την έννοια της κατάθεσης επαρκούς αριθμού Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος σε ειδικό αποθετήριο για κάθε Ημέρα Κατανομής από τον Εκπρόσωπο Φορτίου.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος εκπονεί την Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, η οποία μπορεί να έχει πενταετή ή δεκαετή χρονικό ορίζοντα. Η μελέτη αυτή ασχολείται με την μελλοντική επάρκεια του Συστήματος σε σχέση με την εξέλιξη των αναγκών της χώρας.

3.6 Λειτουργία Αγοράς Επικουρικών Υπηρεσιών

Παρόλο που αναλύσαμε πρωτίτερα γενικά για τις Επικουρικές Υπηρεσίες, τώρα θα αναλύσουμε ειδικότερα για το ελληνικό Σύστημα.. Η Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας υλοποιείται μέσω του μοντέλου Κοινοπραξίας Ισχύος. Το μοντέλο αυτό περιλαμβάνει την Αγορά της Επόμενης Ημέρας, με την ταυτόχρονη βελτιστοποίηση της ενέργειας και της εφεδρείας για όλο το 24ωρο και τον καθορισμό της Οριακής Τιμής Συστήματος. Η ζήτηση είναι ανελαστική προς το παρόν καθώς δεν υπάρχουν προσφορές από την πλευρά των καταναλωτών. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες παρέχονται από τον ΑΔΜΗΕ και η παροχή τους από τους Παραγωγούς είναι υποχρεωτική. Ο ΑΔΜΗΕ δημοσιεύει καθημερινά, για την επόμενη ημέρα τις απαιτήσεις για τις Επικουρικές Υπηρεσίες (8.00), τις τιμές των Επικουρικών Υπηρεσιών (14.00) και το πρόγραμμα κατανομής για την παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών για κάθε ώρα της επόμενης Ημέρας (14.00).

3.6.1 Τύποι Επικουρικών Υπηρεσιών στην Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες που σχετίζονται με την συχνότητα του Συστήματος περιλαμβάνουν την Πρωτεύουσα, την Δευτερεύουσα και την Τριτεύουσα Εφεδρεία. [3]

➤ Η Πρωτεύουσα Εφεδρεία

Η Πρωτεύουσα Εφεδρεία παρέχεται από τις Γεννήτριες μέσα σε 30 δευτερολέπτα από τη στιγμή που έγινε η διαταραχή της συχνότητας και διαρκεί για τουλάχιστον 15 λεπτά. Οι απαιτήσεις Πρωτεύουσας Εφεδρείας τίθενται από τον ΑΔΜΗΕ στα 80 MW για όλο το σύστημα. Οι γεννήτριες υποβάλλουν καθημερινά προσφορές για την παροχή Πρωτεύουσας Εφεδρείας στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, μαζί με τις προσφορές ενέργειας. Οι προσφορές υποβάλλονται από κάθε περίοδο συναλλαγής (1 ώρα) και αποτελούνται από την τιμή που ζητείται για την παροχή σε €/MW. Το κατώτατο όριο προσφοράς ισχύος είναι 1 MW και το ανώτατο όριο τιμής προσφοράς είναι 10 €/MW. Η πληρωμή της πρωτεύουσας γίνεται με βάση την τιμή που προκύπτει για αυτήν από την επίλυση του ΗΕΠ.

➤ Η Δευτερεύουσα Εφεδρεία

Η Δευτερεύουσα Εφεδρεία παρέχεται από Μονάδες Παραγωγής οι οποίες λειτουργούν αν χρειαστεί υπό τον Αυτόματο Έλεγχο Παραγωγής σε 15 λεπτά μετά την ενεργοποίηση του δευτερεύοντος ελέγχου του συστήματος. Οι γεννήτριες υποβάλλουν καθημερινά προσφορές για την παροχή Δευτερεύουσας Εφεδρείας στην αγορά της Επόμενης Ημέρας για κάθε περίοδο συναλλαγής (1 ώρα) και αποτελούνται μόνο από την τιμή που ζητείται για την παροχή της Δευτερεύουσας Εφεδρείας σε €/MW. Η πληρωμή της γίνεται όπως προηγουμένως με την προσδιορισθείσα τιμή από τον ΗΕΠ.

➤ Η Τριτεύουσα Εφεδρεία

Η τριτεύουσα Εφεδρεία παρέχεται από Μονάδες μέσα σε 15 λεπτά πάλι από τη σχετική εντολή Κατανομής του ΑΔΜΗΕ. Καλείται και στρεφόμενη εφεδρεία αν η Μονάδα είναι συγχρονισμένη και μη στρεφόμενη εάν δεν είναι ενταγμένη στο σύστημα.

Κεφάλαιο 4

Κεφάλαιο 4: Κώδικας Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών

4.1 Η αναγκαιότητα ύπαρξης Κώδικα ΜΔΝ

Τα ιδιαίτερα γεωγραφικά χαρακτηριστικά της χώρας μας δεν γίνεται να μην επηρεάζουν τα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος. Η Ελλάδα αποτελείται από ένα μεγάλο πλήθος νησιών εκ των οποίων μάλιστα πολλά είναι και κατοικήσιμα. Γι' αυτό το λόγο δημιουργούνται πρόσθετα προβλήματα και δυσκολίες στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αλλά και σοβαρά ζητήματα αξιοπιστίας της ηλεκτροδότησης. Μία λύση είναι η διασύνδεση των νησιών αυτών με το ηπειρωτικό σύστημα. Λόγω όμως της γεωγραφικής θέσης πολλών εξ αυτών η λύση αυτή μοιάζει τώρα ανέφικτη. Οι ιδιαίτερες αυτές συνθήκες οδήγησαν στην δημιουργία ενός κατάλληλου Κώδικα λειτουργίας του δικτύου των μη διασυνδεδεμένων νησιών διαφορετικού από αυτόν του ηπειρωτικού συστήματος τουλάχιστον μέχρι την διασύνδεση των νησιών. Συνοπτικά παρουσιάζονται παρακάτω οι κυριότεροι λόγοι που συνέβαλαν στην δημιουργία του Κώδικα. [7]

Πρώτον, ο διαφορετικός κώδικας λαμβάνει υπόψη του τις ιδιαιτερότητες των νησιωτικών συστημάτων. Για παράδειγμα σε πολλά νησιά υπάρχει μία μονάδα παραγωγής, γεγονός που σημαίνει πως σε περίπτωση βλάβης που θα καταστήσει τη λειτουργία κάποιας μονάδας μερικώς ή πλήρως αδύνατη, το σύστημα μένει έκθετο και οδηγεί σε αδυναμία κάλυψης της ζήτησης. Τα προβλήματα αυξάνονται όσο μικρότερος είναι ο αριθμός των εγκατεστημένων μονάδων στο εκάστοτε νησί.

Ένα ακόμα σημαντικό πρόβλημα είναι τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα των συμβατικών μονάδων δηλαδή το μαζούτ και το ντίζελ. Τα καύσιμα αυτά επιβαρύνουν το συνολικό κόστος ηλεκτροδότησης λόγω κόστους και εξαιτίας του ρυπογόνου χαρακτήρα τους. Η τιμή του πετρελαίου μπορεί τώρα να είναι ξανά σε λίγο χαμηλότερα επίπεδα εξαιτίας κάποιων οικονομικών συνθηκών, αλλά μακροπρόθεσμα λόγω της μείωσης των αποθεμάτων αναμένεται να φτάσει σε πολύ υψηλά επίπεδα. Τα μεταφορικά έξοδα των καυσίμων αυτών είναι σε πολύ υψηλό επίπεδο ενώ εξ' αιτίας του αυξημένου συντελεστή ΦΠΑ στα νησιά αυξάνεται πολύ παραπάνω. Ο ρυπογόνος χαρακτήρας των καυσίμων αυτών δεν εναρμονίζεται με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τα διεθνή πρότυπα και κανονισμούς που έχουν δημιουργηθεί με σκοπό την προστασία του περιβάλλοντος και την πράσινη ανάπτυξη. Το κόστος αυτό το επιβαρύνονται επίσης οι κάτοικοι της ηπειρωτικής Ελλάδας μέσω του λογαριασμού Υ.Κ.Ω. (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας).

Η μεγάλη μεταβλητότητα της ζήτησης κατά την διάρκεια του χρόνου είναι ένα βασικό πρόβλημα. Η τουριστική κίνηση κατά τους θερινούς μήνες παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στην αύξηση του φορτίου τους την περίοδο αυτή. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται αύξηση εγκαταστάσεων για τις ανάγκες του τουρισμού χωρίς όμως να συνοδεύεται πάντα από την διεξαγωγή μελετών. Έτσι δημιουργούνται πολλά προβλήματα στην ηλεκτροδότηση νέων εγκαταστάσεων. Αυτός είναι ένας από τους κύριους παράγοντες που ώθησαν στην δημιουργία του Κώδικα ΜΔΝ.

Ένας ακόμα στόχος, και μάλιστα βασικός για την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μεγιστοποίηση της χρήσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Η εγκατάσταση τέτοιων σταθμών πρέπει να γίνεται με προσεκτικό σχεδιασμό γεγονός που δεν πραγματοποιήθηκε σε πολλές περιπτώσεις στα νησιά.

Η έλλειψη οργάνωσης είναι ένα ακόμα πρόβλημα στη διαδικασία ηλεκτροδότησης των νησιών. Η ασφαλής, αξιόπιστη, επαρκής και αποτελεσματική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας προϋποθέτει την ύπαρξη σύγχρονων εγκαταστάσεων επικοινωνίας, πληροφόρησης, επεξεργασίας δεδομένων, κατάρτισης του Κ.Η.Ε.Π.(Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού) καθώς και πλήθους άλλων ενεργειών. Μέσω του Κώδικα ΜΔΝ προβλέπεται να δοθούν επαρκείς λύσεις, αποτελεσματικές και στοχευμένες, που θα οδηγήσουν στην ανάπτυξη και την εξέλιξη της λειτουργίας των Ηλεκτρικών Συστημάτων.

Τέλος γίνονται σημαντικά βήματα για το άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρισμού στο Μη-Διασυνδεδεμένο Δίκτυο και κυρίως στην Κρήτη και στην Ρόδο όπως έχει πρόσφατα ανακοινώσει ο ΔΕΔΔΗΕ ως Διαχειριστής Μη- Διασυνδεδεμένου Δικτύου. Δημιουργούνται έτσι οι κατάλληλες προϋποθέσεις για περισσότερο ανταγωνισμό και χαμηλότερα τιμολόγια που θα λειτουργήσουν σε όφελος των καταναλωτών, σε συνδυασμό με την ασφάλεια εφοδιασμού και τη μεγαλύτερη δυνατή διείσδυση των ΑΠΕ. [8]

4.2 Βασικοί στόχοι και ιδιαιτερότητες του Κώδικα ΜΔΝ

Στον κώδικα αναγράφονται οι βασικοί σκοποί που προσπαθεί να επιτύχει. Αυτοί είναι οι εξής:

- Η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των συμβατικών μονάδων και των σχετικών επιβαρύνσεων των καταναλωτών από τις ΥΚΩ
- Η διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και της απρόσκοπτης ηλεκτροδότησης των καταναλωτών των ΜΔΝ με την θέσπιση κανόνων προγραμματισμού , διαχείρισης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής στα συστήματα ΜΔΝ
- Η μεγιστοποίηση της διείσδυσης των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ περιλαμβανομένων και των Υβριδικών Σταθμών και παράλληλα η προσφορά αξιόπιστων υπηρεσιών.
- Η μείωση της εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα και η βελτίωση της σταθερότητας των τιμών
- Το άνοιγμα της αγοράς για την επί ίσοις όροις δραστηριοποίηση προμηθευτών /παραγωγών
- Την καθιέρωση διαφανών διαδικασιών διαχείρισης και πληροφόρησης, πιστοποίησης και ελέγχου σε όλο το φάσμα της δραστηριότητας της παραγωγής.
- Η συμμόρφωση με τις ευρωπαϊκές οδηγίες και κανονισμούς
- Τέλος η υποστήριξη της επίτευξης του πρότυπου για την ενεργειακή απόδοση χαρτοφυλακίου.

Αρκετές ήταν οι ιδιαιτερότητες και οι δυσκολίες που έπρεπε να ληφθούν υπόψη κατά τη σύνταξη του εν λόγω Κώδικα:

- Η σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιωτικά συστήματα, τόσο από τεχνολογίες μη ελεγχόμενης παραγωγής, όπως, όπως αιολικά και φωτοβολταϊκά με συμμετοχή που σε ορισμένες περιπτώσεις υπερβαίνει το 20%, όσο και από τεχνολογίες ελεγχόμενης παραγωγής που αναμένεται να αναπτυχθούν στα νησιά, όπως τα ηλιοθερμικά.
- Η ενσωμάτωση ειδικού πλαισίου για υβριδικούς και ηλιοθερμικούς σταθμούς.
- Λειτουργία της συγκεκριμένης αγοράς μέσω της παροχής Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και την ανάγκη συγκράτησης του συνολικού κόστους παραγωγής, που επιβαρύνει σήμερα τους καταναλωτές της επικράτειας (ΥΚΩ για ΜΔΝ), καθώς και την ανάγκη και υποχρέωση επαρκούς τεκμηρίωσης του ετήσιου αυτού κόστους.

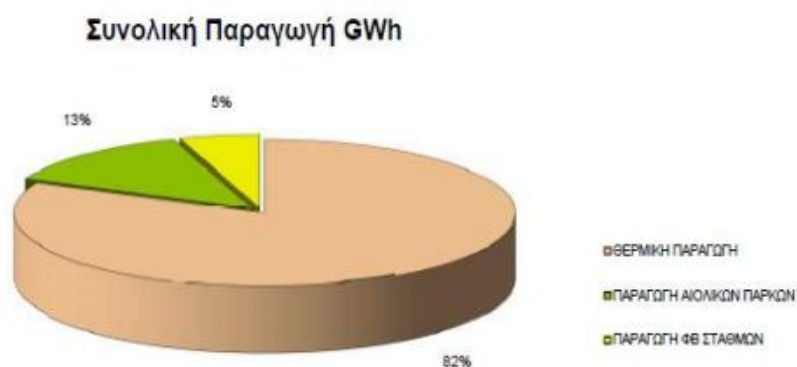
4.3 Στοιχεία συμμετοχής ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ

Οι ΑΠΕ και οι ΣΗΘΥΑ παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο στα συστήματα ΜΔΝ σύμφωνα με τον Κώδικα. Αποτελούν ουσιαστικά τη βάση πάνω στην οποία θα βασιστεί κι θα αναπτυχθεί η λειτουργία του συστήματος. [9]

Τα στοιχεία που θα παρουσιαστούν είναι πολύ σημαντικά και οδηγούν σε πολύ χρήσιμα συμπεράσματα για την μέχρι τώρα ένταξη των μονάδων αυτών στο δίκτυο ΜΔΝ.



Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Ιούνιο 2015



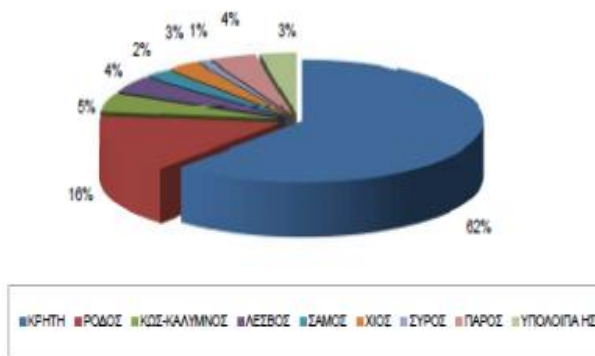
Σχήμα 4.1: Κατανομή Παραγωγής ΜΔΝ [10]

Όπως είναι ολοφάνερο η συντριπτική πλειοψηφία της παραγόμενης ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά συνεχίζει να πηγάζει από συμβατικές θερμικές μονάδες. Η παραγωγή από ΑΠΕ περιορίζεται κυρίως σε αιολικά πάρκα και σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η ένταξη των μονάδων αυτών παραμένει σε χαμηλότερο από το προβλεπόμενο επίπεδο κυρίως λόγω της ενδεχόμενης αστάθειας του συστήματος σε μη επιθυμητές καιρικές συνθήκες.

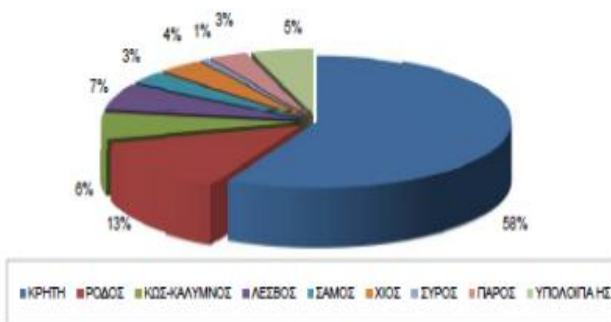
Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται η γεωγραφική κατανομή στα ελληνικά νησιά, της εγκατεστημένης ισχύος και ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ.

Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος (%) Μονάδων ΑΠΕ (Άρθρο 10 Ν3468/2006) στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – Ιουνίου 2015

97 Αιολικά Πάρκα (Α/Π) Συνολικής Ισχύος 315,90 MW



1.757 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (ΦΒ) Συνολικής Ισχύος 135,92 MW



ΠΙΝΑΚΑΣ 1

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)		
	Α/Π	ΦΒ ***	ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ
ΚΡΗΤΗ	194,36	78,29	272,95 ^α
ΡΟΔΟΣ	49,15	18,16	67,31
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	15,20	8,78	23,98
ΛΕΣΒΟΣ	13,95	8,84	22,79
ΣΑΜΟΣ	7,98	4,37	12,35
ΧΙΟΣ	9,08	5,17	14,25
ΣΥΡΟΣ	2,84	0,99	3,83
ΠΑΡΟΣ	12,96	4,21	17,17
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ **	10,38	7,11	17,49
ΣΥΝΟΛΟ	315,90	135,92	452,12

^α Περιλαμβάνεται ένας ΜΥΗΣ 0,3 MW

^{**} Αναλυτικά στοιχεία για τα υπόλοιπα ΗΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 3

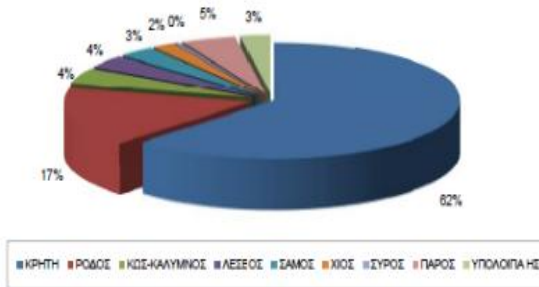
^{***} Στα ΦΒ δεν συμπεριλαμβάνεται η ισχύς των ΦΒ Ειδικού Προγράμματος

Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών

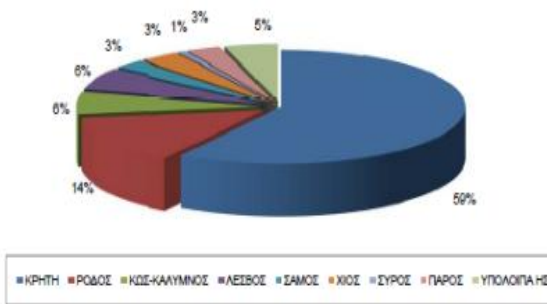
Σχήμα 4.2: Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10]

**Γεωγραφική Κατανομή Ενέργειας (%) Μονάδων ΑΠΕ (Άρθρο 10 Ν3468/2006)
στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – Ιουνίου 2015**

Συνολική Παραγωγή 97 Αιολικών Πάρκων 63.583,32 MWh



Συνολική Παραγωγή 1.757 ΦΒ Σταθμών 25.563,76 MWh



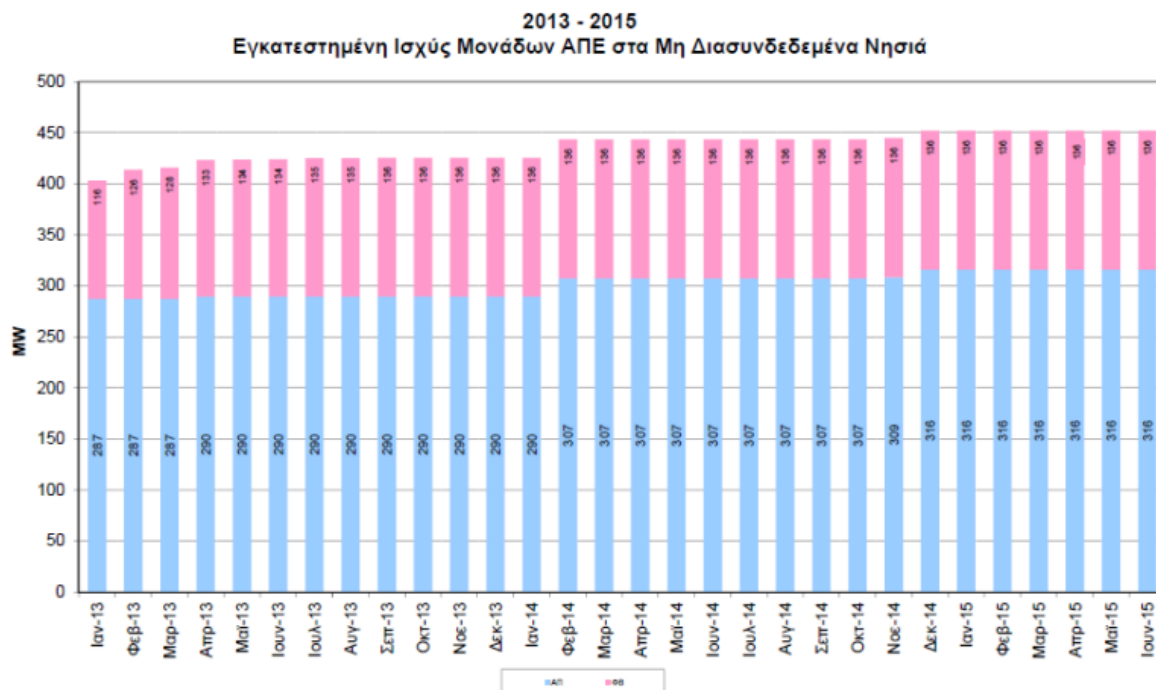
ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)		
	Α/Π	ΦΒ ***	ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ
ΚΡΗΤΗ	39.680,01	15.092,15	54.825,72 [†]
ΡΟΔΟΣ	10.536,62	3.475,79	14.012,41
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	2.859,16	1.615,35	4.474,51
ΛΕΣΒΟΣ	2.311,24	1.576,69	3.887,93
ΣΑΜΟΣ	2.007,32	754,18	2.761,50
ΧΙΟΣ	1.255,58	906,55	2.162,13
ΣΥΡΟΣ	242,73	175,52	418,25
ΠΑΡΟΣ	3.027,53	751,07	3.778,60
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ **	1.663,13	1.216,46	2.879,59
ΣΥΝΟΛΟ	63.583,32	25.563,76	89.200,64

[†] Περιλαμβάνεται ενέργεια από έναν ΜΥΗΣ 53,56 ΜWh
^{**} Αναλυτικά στοιχεία για τα υπόλοιπα νησιά παρουσιάζονται στον Πίνακα 3
^{***} Στα ΦΒ δεν συμπεριλαμβάνεται η ισχύς των ΦιΒ Ειδικού Προγράμματος. Σημειώνεται ότι τα στοιχεία βασίζονται στην τρέχουσα εκκθάραση 6^η 2015

Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών

Σχήμα 4.3: Γεωγραφική Κατανομή Ενέργειας μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10]

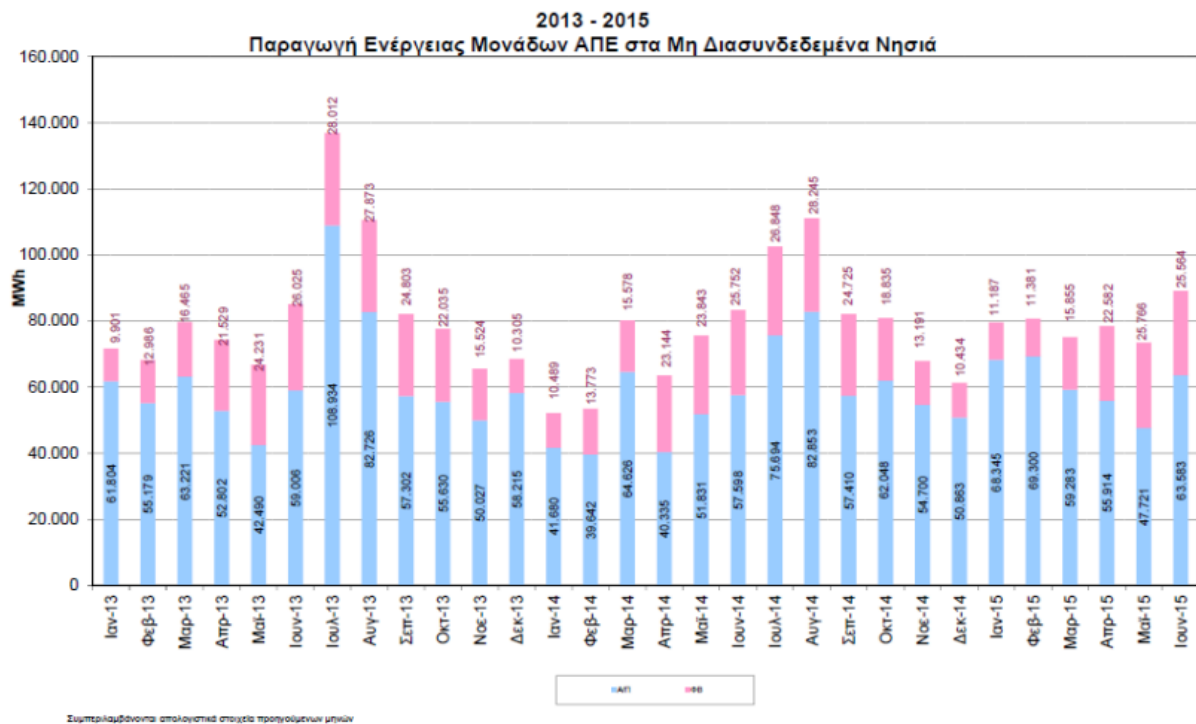
Ακολουθούν τα Σχήματα 4.4 και 4.5 στα οποία φαίνεται η εγκατεστημένη ισχύς και η παραγωγή ενέργειας αντίστοιχα μονάδων στα μη διασυνδεδεμένα νησιά την χρονική περίοδο 2013-2015.



Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών

Σχήμα 4.4: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στα ΜΑΝ [10]

Στο παραπάνω σχήμα απεικονίζεται με γαλάζιο και ροζ η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών και φωτοβολταϊκών αντίστοιχα.



Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών

Σχήμα 4.5: Παραγωγή ενέργειας μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ [10]

Στο Σχήμα 4.5 με γαλάζιο απεικονίζεται η παραγόμενη ενέργεια αιολικών και με ροζ η παραγόμενη ενέργεια φωτοβολταϊκών.

4.4 Βασικές αρμοδιότητες Διαχειριστή ΜΔΝ

Οι βασικές αρμοδιότητες του Διαχειριστή ΜΔΝ είναι:

1. Παρακολούθηση και μέριμνα για την αξιόπιστη οικονομικά αποδοτική και ασφαλή λειτουργία των Μονάδων παραγωγής.
2. Μέριμνα για την ανάπτυξη την τεχνική αρτιότητα και την οικονομικότητα της παραγωγής.
3. Κατάρτιση των προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής και επίβλεψη για την εφαρμογής τους.
4. Σύναψη Συμβάσεων με τους κατόχους των αδειών για έγχυση ή απορρόφηση ενέργειας και την παροχή επικουρικών υπηρεσιών στο δίκτυο, την διανομή των αμοιβών των παραγωγών.
5. Τήρηση και λειτουργία του συστήματος εκκαθάρισης της αγοράς.
6. Παρακολούθηση λογαριασμών και διαχείριση των λογαριασμών των συμμετεχόντων.
7. Μέριμνα για την ασφαλή, αξιόπιστη και αδειάλειπτη λειτουργία των συστημάτων ΜΔΝ.

Ο διαχειριστής ΜΔΝ έχει την ευθύνη για τη προσήκουσα εφαρμογή των διατάξεων του Κώδικα. Έχει την ευθύνη για όλα τα αναγκαία μέτρα σχεδίασης, ανάπτυξης, ενίσχυσης, συντήρησης και καθημερινής λειτουργίας των εγκαταστάσεων και του αναγκαίου εξοπλισμού καθώς και για την άρτια και αποτελεσματική διαχείριση και λειτουργία της Αγοράς ΜΔΝ.

Είναι υπεύθυνος για την λήψη όλων των αναγκαίων μέτρων και τη κατανομή όλων των αναγκαίων πόρων για την διατήρηση της υψηλής ποιότητας των υπηρεσιών προς τους Συμμετέχοντες και Χρήστες του Δικτύου ΜΔΝ.

Ακόμα μία βασική αρμοδιότητα του διαχειριστή ΜΔΝ είναι η τήρηση μητρώου για:

- Τους παραγωγούς
- Μονάδες
- Σταθμούς παραγωγής
- Εκπροσώπους Φορτίου

4.5 Κέντρα ελέγχου ενέργειας ΜΔΝ

Η υλοποίηση των βασικών λειτουργιών προγραμματισμού και διαχείρισης των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ καθώς και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά αυτά πραγματοποιείται μέσω των ΚΕΕ. Το κεντρικό ΚΚΕ ΜΔΝ εγκαθίσταται στα κεντρικά γραφεία του Διαχειριστή ΜΔΝ. Κάθε τοπικό ΚΕΕ ΜΔΝ εγκαθίσταται σε κατάλληλο σημείο του συστήματος ΜΔΝ.

Σκοπός της λειτουργίας των ΚΕΕ είναι η εποπτεία της λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων και την εκτέλεση λειτουργιών της αγοράς ΜΔΝ. Οι μετρήσεις και οι καταγραφές είναι σε μεγέθη χρήσιμα για τις συναλλαγές και στις εκκαθαρίσεις της αγοράς.

Το κεντρικό ΚΕΕ συνεργάζεται και παίρνει στοιχεία από τα τοπικά ΚΕΕ. Ακόμα το κεντρικό ΚΕΕ ΜΔΝ θα λαμβάνει στοιχεία και από το σύστημα τηλεμέτρησης των καταναλωτών ΜΤ και ΧΤ για τον υπολογισμό των χρεώσεων των προμηθευτών.

Σε μεγάλου μεγέθους Συστήματα ΜΔΝ το κεντρικό ΚΕΕ ΜΔΝ είναι αποκεντρωμένο και βρίσκεται σε ένα από τα νησιά του συστήματος. Το τοπικό ΚΕΕ του νησιού αυτού καλείται Κέντρο Κατανομής φορτίου (ΚΕΦ).

Κάθε τοπικό ΚΕΕ ΜΔΝ αποτελείται από:

- Το σύστημα εποπτείας ελέγχου και συλλογής δεδομένων (SCADA)
- Το σύστημα αυτόματου ρύθμισης παραγωγής (AGC) το οποίο βασίζεται στις μετρήσεις πραγματικού χρόνου που λαμβάνονται από το SCADA
- Το τοπικό πληροφοριακό σύστημα για την υποστήριξη της λειτουργίας των παραπάνω αλγορίθμων.

Τα τοπικά ΚΕΕ ΜΔΝ σχεδιάζονται για κάθε σύστημα ΜΔΝ από τον Διαχειριστή ΜΔΝ ώστε να ανταποκρίνονται στην πολυπλοκότητα των Συστημάτων ΜΔΝ η οποία καθορίζεται από το μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος, τα επίπεδα τάσης του ηλεκτρικού δικτύου, το πλήθος των συμβατικών μονάδων, το είδος και το μέγεθος των σταθμών ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και των Υβριδικών. Τα Συστήματα ΜΔΝ διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες, η πρώτη περιλαμβάνει Συστήματα ΜΔΝ κυρίως μεγάλου μεγέθους, τα οποία περιλαμβάνουν κατά κανόνα δίκτυο ΥΤ και περισσότερους του ενός Συμβατικούς Σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικούς. Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει μικρού και μεσαίου μεγέθους, με έναν κατά κανόνα συμβατικό σταθμό, σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών σταθμών διαφόρων τεχνολογιών. Δεν διαθέτουν δίκτυο ΥΤ.

4.6 Δείκτες ποιότητας

Δείκτης λειτουργίας αγοράς: αντανακλά το βαθμό της καλής αποτελεσματικής και ορθολογικής λειτουργίας της αγοράς ΜΔΝ που επιτρέπει τη δραστηριοποίηση περισσότερων Συμμετεχόντων στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας.

Δείκτης μείωσης μεταβλητού κόστους παραγωγής Συμβατικών μονάδων Συστήματος ΜΔΝ: αντανακλά το βαθμό μείωσης του μέσου κόστους παραγωγής. Ο δείκτης αυτός δεν επηρεάζεται από μεταβολές σε διεθνείς ή εγχώριες παραμέτρους.

Δείκτης επάρκειας ηλεκτροδότησης συστήματος ΜΔΝ: δείχνει την στάθμη της επαρκούς ηλεκτροδότησης κάθε συστήματος ΜΔΝ αναφορικά με την πορεία της ηλεκτροπαραγωγής του. Παίρνει τιμές από -100% έως 100%.

Δείκτης διείσδυσης ΑΠΕ σε σύστημα ΜΔΝ: αντανακλά το βαθμό αύξησης της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε σύστημα ΜΔΝ. Οι τιμές του κυμαίνονται από 0% έως 100% και υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη την διείσδυση 40% και την επίτευξη ενός ετήσιου στόχου αύξησης κατά 5%.

4.7 Τεχνικά χαρακτηριστικά Συστήματος ΜΔΝ

Η τάση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε κάθε ΜΔΝ είναι τριφασική,εναλλασσόμενη ημιτονοειδούς μορφής. Η ονομαστική τάση, στα διάφορα επίπεδα τάσης του δικτύου ΜΔΝ δύναται να λαμβάνει τις ακόλουθες τιμές:

- Χ.Τ. (Ονομαστικής πολιτικής τάσης μέχρι και 1 κV) 230(μεταξύ φάσεως και ουδετέρου) και 400V(μεταξύ των φάσεων).
- Μ.Τ (Ονομαστικής πολιτικής τάσης από 1kV μέχρι και 35 κV) 20 ή 15 ή 6,6 kV
- Υ.Τ (Ονομαστικής πολιτικής τάσης άνω των 35 κV) 150 ή 66 kV

Τα όρια αποδεκτών αποκλίσεων είναι για την χαμηλή και τη μέση τάση το $\pm 10\%$ ενώ για το δίκτυο υψηλής τάσης είναι από -5% έως και 8% υπό κανονικές συνθήκες και από 10% έως και 13% υπό έκτακτες. Τα παραπάνω όρια για το 100% του χρόνου των μετρήσεων διαμορφώνονται σε -15% έως και 10%. Ακόμα αναφέρονται σε μετρήσεις περιόδου μιας εβδομάδας με μέσες τιμές δεκαλέπτων και αρκεί να τηρούνται κατά το 95% για την χαμηλή τάση και για 99% για την μέση.

Συχνότητα και επιτρεπτές αποκλίσεις

- Για το 95% του χρόνου μιας εβδομάδας, η συχνότητα πρέπει να είναι από 49 και 51 Hz .
- Για το 100% του χρόνου μιας εβδομάδας , η συχνότητα πρέπει να είναι μεταξύ 42,5 και 57,5 Hz.

Ισχύς βραχυκύκλωσης

Η ένταση βραχυκύκλωσης λαμβάνει τιμές:

- 1) Στο δίκτυο XT :
 - (αα) για υπόγειο δίκτυο τα 25 kA και κατ'εξάιρεση τα 32 kA.
 - (ββ) για εναέριο δίκτυο τα 8 kA και κατ'εξάιρεση τα 14 kA
- 2) Στο δίκτυο MT:
 - (αα) για τα 20 kV , τα 7,2kA.
 - (ββ) για το δίκτυο 15 kV , τα 9,6 kA.
- 3) Στο δίκτυο YT 150 kV:
 - 31kA ή μικρότερη.
- 4) Στο δίκτυο YT 66 kV:
 - 12kA ή μικρότερη.

4.8 Κατηγορίες μονάδων παραγωγής

Οι μονάδες που συνδέονται στο σύστημα ΜΔΝ κατατάσσονται στις εξής κατηγορίες με βάση τις δυνατότητες ελέγχου παραγωγής τους.

- a) Κατανεμόμενες μονάδες με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ (πλήρως ελεγχόμενες μονάδες)
 - (αα) Καταμενόμενες συμβατικές μονάδες
 - (ββ) κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικού σταθμού με προσφορά ενέργειας στον ΚΗΕΠ (πλήρως ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών σταθμών)
- b) Κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΥΘΑ με προσφορά ωριαίου προγράμματος παραγωγής στον ΚΗΕΠ (μερικώς ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ).
- c) Μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ (μη ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ).

Για τις κατανεμόμενες μονάδες η παραγωγή μπορεί να προγραμματιστεί από τον διαχειριστή κατά την επίλυση του ΚΗΕΠ. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές κατανομής για οποιοδήποτε επίπεδο παραγωγής εντός των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας τους. Οι μονάδες αυτές παρέχουν το σύνολο των επικουρικών υπηρεσιών. Οι κατανεμόμενες μονάδες είναι διαθέσιμες κάθε ώρα κατανομής για οποιοδήποτε σημείο λειτουργίας τους.

Οι μερικώς ελεγχόμενες υποβάλουν ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής και το τηρούν εντός επιτρεπόμενων αποκλίσεων. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές κατανομής από τον διαχειριστή για την παραγωγή. Ακόμα παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες σύμφωνα με το εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και κατανομής.

Μια μονάδα κατατάσσεται στην κατηγορία μη κατανεμόμενες μονάδες – μη ελεγχόμενες μονάδες, εφόσον δεν δύναται να ενταχθεί πλήρως σε μία από τις προηγούμενες κατηγορίες. Για τις μονάδες αυτές εκδίδονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (setpoint), και δεν υφίσταται υποχρέωση υποβολής προγράμματος παραγωγής. Οι μονάδες αυτές μπορεί να παρέχουν ορισμένες μόνο επικουρικές υπηρεσίες σύμφωνα με το εγχειρίδιο ΚΗΕΠ και Κατανομής.

4.9 Κυλιόμενος ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός (ΚΗΕΠ)

Σκοπός του ΚΗΕΠ είναι ο προσδιορισμός, σε ημερήσια βάση, της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των Κατανεμόμενων μονάδων για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης κάθε συστήματος ΜΔΝ με την τήρηση περιορισμών ασφαλείας και λειτουργικών κανόνων. Ο ΚΗΕΠ διενεργείται πριν την έναρξη κάθε ημέρας Κατανομής για ολόκληρη την ημέρα (α' και β' περίοδος ΚΗΕΠ) και επικαιροποιείται μια φορά κατά τη διάρκεια της. Για μικρού και μεσαίου μεγέθους συστήματα ΜΔΝ δεν απαιτείται η επικαιροποίηση για την β' περίοδο εφόσον δεν λειτουργούν στο Σύστημα ΜΔΝ Μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών. [7]

Το χρονοδιάγραμμα έχει ως εξής :

- 6 ώρες πριν την έναρξη της ημέρας κατανομής λήγει η προθεσμία υποβολής δηλώσεων.
- 3 ώρες πριν την έναρξη της ημέρας κατανομής ο διαχειριστής καταρτίζει δημοσιοποιεί και γνωστοποιεί το ημερήσιο πρόγραμμα.
- 8 ώρες μετά την έναρξη της ημέρας κατανομής λήγει η προθεσμία υποβολής δηλώσεων για τη β' περίοδο ΚΗΕΠ.
- 2 ώρες μετά τη λήξη της προθεσμίας ο διαχειριστής καταρτίζει το επικαιροποιημένο πρόγραμμα που αφορά την β' περίοδο ΚΗΕΠ.

Ως συμμετοχή στον ημερήσιο προγραμματισμό για κάθε σύστημα ΜΔΝ νοείται:

- Η υποβολή δηλώσεων φορτίου από εκπροσώπους φορτίου, περιλαμβανομένων και των αυτοπρομηθευόμενων πελατών καθώς και των παραγωγών με αποθηκευτικές μονάδες και για τα φορτία των βοηθητικών συστημάτων της μονάδας τους, όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της μονάδας.
- Η υποβολή δηλώσεων παραγωγής από παραγωγούς και αυτοπαραγωγούς για κανανεμόμενες μονάδες.
- Η υποβολή δηλώσεων που υποβάλλονται από τον διαχειριστή ΜΔΝ.
- Η υποβολή δηλώσεων διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας από παραγωγούς για μονάδες παραγωγής.

Ειδικά για τις δηλώσεις παραγωγής και φορτίου από τους υβριδικούς σταθμούς ισχύουν τα ακόλουθα:

Η δήλωση παραγωγής του παραγωγού επιμερίζεται από τον παραγωγό στη προσφερόμενη ενέργεια διακριτά για κάθε περίοδο ΚΗΕΠ (Α' και Β'). Η ενέργεια που προσφέρεται για την πρώτη περίοδο δεν δύναται να υπερβαίνει το 50% της συνολικά προσφερόμενης ενέργειας στη δήλωση παραγωγής. Ο διαχειριστής ΜΔΝ καταβάλει κάθε δυνατή προσπάθεια για την απορρόφηση της προσφερόμενης ενέργειας σε κάθε περίοδο ΚΗΕΠ, εφόσον αυτό είναι συμβατό με την επίτευξη των στόχων κατάρτισης/επίλυσης του ΚΗΕΠ και των προγραμμάτων κατανομής.

Η δήλωση παραγωγής θα πρέπει να αντιστοιχεί σε ικανό μέγεθος ενέργειας για την λειτουργία μιας κατανεμόμενης μονάδας του σταθμού, η οποία δηλώνεται διαθέσιμη για την ημέρα κατανομής για τουλάχιστον δύο ώρες στη μέγιστη ισχύ της. Τέλος η προκαταρκτική δήλωση απορρόφησης ενέργειας περιλαμβάνει την αναγκαία ποσότητα ενέργειας σε MWh που πρέπει να απορροφηθεί από το δίκτυο ΜΔΝ, συνολικά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής, προκειμένου να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις για παροχή εγγυημένης ισχύος σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής αν απαιτηθεί από τον διαχειριστή ΜΔΝ.

Στο πλαίσιο του ημερήσιου προγραμματισμού ο διαχειριστής ΜΔΝ:

- Διενεργεί την πρόβλεψη φορτίου για κάθε ημέρα κατανομής
- Λαμβάνει υπόψη τα αποτελέσματα των μελετών για τους λειτουργικούς περιορισμούς διείσδυσης ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών σταθμών.
- Διενεργεί την πρόβλεψη αναγκών εφεδρειών για κάθε Ημέρα Κατανομής.

Για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος θα πρέπει κάθε ώρα κατανομής να τηρούνται οι εφεδρείες ενεργού ισχύος διακριτά για τις επικουρικές υπηρεσίες πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης. Οι απαιτήσεις των εφεδρειών ισχύος γίνεται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του συστήματος σε πραγματικό χρόνο λόγω:

- Της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ωριαίας ζήτησης
- Των απρόβλεπτων γεγονότων απώλειας κατανεμόμενων μονάδων.
- Καθώς και της μεταβλητότητας της ενέργειας των μονάδων ΑΠΕ και ΑΗΘΥΑ.

4.9.1 Επίλυση ΚΗΕΠ

Για την κατάρτιση του Ημερήσιου Προγράμματος λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα δεδομένα:

- i. Οι αποδεκτές δηλώσεις παραγωγής .
- ii. Οι δηλώσεις που υποβάλλονται από τον διαχειριστή ΜΔΝ.
- iii. Η διαθεσιμότητα των μονάδων και οι δηλώσεις μη διαθεσιμότητας των μονάδων.
- iv. Τεχνικές παράμετροι (ελάχιστη παραγωγή, ρυθμοί μεταβολής, ελάχιστοι χρόνοι παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολή καταστάσεων)
- v. Οικονομικές παράμετροι (καμπύλη μεταβλητού κόστους κάθε μονάδας, τεχνικά ελάχιστη και μέγιστη παραγωγή, κόστος εκκίνησης, κόστος επικουρικών υπηρεσιών)
- vi. Η κατάσταση των μονάδων που αναμένεται να λειτουργήσουν.

Επιπλέον υπάρχουν οι εξής περιορισμοί :

- **Του ισοζυγίου ενέργειας:**
Το άθροισμα των ποσοτήτων ενέργειας που παράγεται από τις κατανεμόμενες συμβατικές μονάδες, και τις κατανεμόμενες και τις μη κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών πρέπει να είναι ίσο με το φορτίο του συστήματος για κάθε ώρα κατανομής.
- **Κάλυψη απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος:**
Το άθροισμα των ικανοτήτων εφεδρείας πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης που παρέχονται από τις μονάδες που εντάσσονται στο ημερήσιο πρόγραμμα πρέπει να είναι μεγαλύτερο ή ίσο ανά επικουρική υπηρεσία και για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας κατανομής της συνολικής απαίτησης για έκαστη επικουρική υπηρεσία. Οι απαιτήσεις αυτές θα πρέπει να καλύπτονται από το ελάχιστο αναγκαίο πλήθος συμβατικών μονάδων στο πλαίσιο της συνολικής επίλυσης του προβλήματος με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους συμβατικών μονάδων.

Η ενέργεια που προσφέρεται από ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικούς Σταθμούς πρέπει να απορροφάται πλήρως στον ημερήσιο προγραμματισμό εφόσον αυτό είναι τεχνικά εφικτό. Για τις μονάδες αυτές πρέπει να ικανοποιούνται οι λειτουργικοί κανόνες ένταξης των μονάδων ΑΠΕ.

Τέλος αμιγώς για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος μπορεί να καθορίζονται συγκεκριμένες συμβατικές μονάδες που είναι απαραίτητο να λειτουργούν σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους. Οι μονάδες αυτές είναι οι λεγόμενες must-run (μονάδες υποχρεωτικής ένταξης).

Η μεθοδολογία του μηχανισμού επίλυσης ημερήσιου προγράμματος συνίσταται στην κατάστρωση και επίλυση προβλήματος με κριτήριο **τη μέγιστη δυνατή διείσδυση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών σταθμών**, με παράλληλη ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων.

4.10 Διαδικασία κατανομής

Αντικείμενο της διαδικασίας κατανομής είναι ο προγραμματισμός λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων σε πραγματικό χρόνο, η διαχείριση του συστήματος ΜΔΝ για την έγχυση ενέργειας των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, καθώς και η έκδοση από τον διαχειριστή ΜΔΝ σχετικών εντολών κατανομής, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα ΜΔΝ να πραγματοποιείται με σκοπό την καλή και αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου ΜΔΝ.

Τα αποτελέσματα της κατάρτισης προγράμματος κατανομής για κάθε ώρα κατανομής είναι:

- Η εκκίνηση (συγχρονισμός) ή η παύση (απόσυγχρονισμός) ή η εξακολούθηση λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων
- Η παραγόμενη ενέργεια των κατανεμόμενων μονάδων.
- Η παραγόμενη ενέργεια από κατανεμόμενες μονάδες ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικούς σταθμούς με προσφορά ενέργειας στον ημερήσιο προγραμματισμό.
- Η προγραμματισμένη παραγόμενη ενέργεια των κατανεμόμενων ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ με προσφορά ωριαίου προγράμματος.
- Η ενέργεια των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ περιλαμβανομένων και των μονάδων ΑΠΕ υβριδικών σταθμών.
- Η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι Υβριδικοί σταθμοί για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης τους.

4.10.1 Μεθοδολογία κατάρτισης προγράμματος κατανομής

Η μεθοδολογία κατάρτισης προγράμματος κατανομής έχει ως σκοπό την επίλυση του προβλήματος με κριτήριο την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών καθώς και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Η μεθοδολογία αυτή πρέπει να επιτυγχάνει :

- την επαναφορά ή διατήρηση των περιθωρίων εφεδρείας ενεργού ισχύος εντός των απαιτούμενων ορίων.
- Την ελάχιστη δυνατή απόκλιση από τον ημερήσιο προγραμματισμό σχετικά με την ένταξη και λειτουργία των κατανεμόμενων μονάδων.

Η περίοδος επίλυσης αφορά χρονικό ορίζοντα των τεσσάρων ωρών που έπονται της κατάρτισής του. Το πρόβλημα κατάρτισης του προγράμματος επιλύεται ταυτόχρονα για όλες τις ώρες κατανομής. Σε περίπτωση αδυναμίας επίλυσης αίρεται ο περιορισμός της μεγιστοποίησης ΑΠΕ , ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών. Αν συνεχίζεται η μη επίλυση του προβλήματος τότε ο Διαχειριστής προβαίνει σε κατάρτιση προγράμματος περικοπής φορτίου.

4.11 Περικοπή φορτίου

Σε περίπτωση αδυναμίας κατάρτισης προγράμματος ΚΗΕΠ ή κατανομής λόγω μη επάρκειας των διαθέσιμων προς έγχυση ποσοτήτων ενέργειας για την κάλυψη φορτίου ή σε περίπτωση που διαπιστώνεται αδυναμία επαρκούς κάλυψης του φορτίου εφαρμόζεται πρόγραμμα περικοπής φορτίου. Η περικοπή φορτίου γίνεται:

- a. Μέσω αυτόματης περικοπής φορτίου λόγω υποσυχνότητας ή λόγω χαμηλής τάσης

- b. Με ενέργειες από τον διαχειριστή ΜΔΝ ιδίως με τους χειρισμούς στο δίκτυο ΜΔΝ
- c. Με εντολή του διαχειριστή ΜΔΝ προς τους εκπροσώπους φορτίου ή τους πελάτες για περιορισμό κατανάλωσης.

4.12 Μηχανισμός διασφάλισης επαρκούς ισχύος

Οι επικουρικές υπηρεσίες είναι δομημένες όπως και στο ηπειρωτικό Σύστημα. Σκοπός τους είναι η εξασφάλιση του επαρκούς δυναμικού ισχύος σε κάθε σύστημα ΜΔΝ, η ανάκτηση από τους παραγωγούς του κεφαλαιουχικού κόστους του αναγκαίου δυναμικού παραγωγής και ο αναλογικός και αντικειμενικός επιμερισμός των δαπανών αυτών στους εκπροσώπους φορτίου. Στο μηχανισμό διασφάλισης επαρκούς ισχύος συμμετέχουν:

- Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας όλων των κατηγοριών και τεχνολογιών συμβατικών μονάδων.
- Οι κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής υβριδικών σταθμών με παροχή εγγυημένης ισχύος σύμφωνα με τους όρους των οικείων αδειών παραγωγής.
- Οι εκπρόσωποι φορτίου.

4.13 Υπολογισμός αμοιβών μονάδων

Για όλες τις **συμβατικές μονάδες** παραγωγής προσδιορίζονται οι αμοιβές:

- Αμοιβή έγχυσης ενέργειας με βάση το μεταβλητό κόστος παραγωγής και το κόστος εκκίνησης μονάδας.
- Αμοιβή για διαθεσιμότητα ισχύος.
- Αμοιβή για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσας/ δευτερεύουσας/ τριτεύουσας ρύθμισης).

Ο προσδιορισμός των τιμών γίνεται με βάση τις μοναδιαίες τιμές αναφοράς οι οποίες καθορίζονται με τρόπο ώστε να αντανakλούν το εύλογο κόστος για τη διαθεσιμότητα και λειτουργία κάθε μονάδας σε συνδυασμό με τα τεχνικά και άλλα χαρακτηριστικά της συμβατικής μονάδας. Ακολουθείται η διεθνής βιβλιογραφία και μεθοδολογία για τον προσδιορισμό της.

Για τους **Υβριδικούς σταθμούς** και λοιπούς σταθμούς **ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ** ορίζονται αμοιβές:

- Αμοιβή για την έγχυση ενέργειας στο σύστημα ΜΔΝ με βάση τις τιμολογήσεις και τους σχετικούς ειδικούς όρους των οικείων αδειών παραγωγής και συμβάσεων πώλησης.
- Αμοιβή για τη διαθεσιμότητα ισχύος.
- Αμοιβή για τις επικουρικές υπηρεσίες τις οποίες παρέχουν υποχρεωτικά ή κατόπιν επιλογής τους.

4.13.1 Μεταβλητό κόστος παραγωγής συμβατικής μονάδας

Ως μεταβλητό κόστος παραγωγής νοείται το ανά MWh κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατική μονάδα για κάθε σημείο λειτουργίας της (€/MWh) και περιλαμβάνει:

- Το κόστος καυσίμου
- Το κόστος εκπομπών CO₂
- Το πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας.

Το μεταβλητό κόστος παραγωγής για κάθε ώρα κατανομής προσδιορίζεται με βάση την καμπύλη μεταβλητού κόστους(βλ. επόμενη παράγραφο). Η καμπύλη της κάθε μονάδας προσδιορίζεται πριν

την έναρξη της περιόδου εκκαθάρισης στην οποία αφορά και χρησιμοποιείται στο πλαίσιο των εκκαθαρίσεων της αγοράς ΜΔΝ και της κατάρτισης των προγραμμάτων ΚΗΕΠ και κατανομής για την περίοδο αυτή.

Το **κόστος καυσίμου** προσδιορίζεται με βάση την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου της μονάδας (lt ή kg καυσίμου / MWh) για κάθε σημείο λειτουργίας της. Οι τιμές καυσίμου προσδιορίζονται ανά τύπο καυσίμου, μηνιαίως με βάση διεθνώς αναγνωρισμένους δείκτες τιμών καυσίμου. Ακόμα περιλαμβάνονται και τα κόστη μεταφοράς προς το σύστημα ΜΔΝ.

Το **κόστος εκπομπών CO₂** προσδιορίζεται με βάση την καμπύλη εκπομπών της μονάδας για κάθε σημείο λειτουργίας της με βάση ξανά διεθνώς αναγνωρισμένους δείκτες τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.

Στο μεταβλητό κόστος παραγωγής περιλαμβάνεται και το κόστος περιθωρίου. Το κόστος αυτό είναι ενιαίο ανά κατηγορία συμβατικών μονάδων (π.χ. τεχνολογία και μέγεθος ισχύος) των ΜΔΝ και δεν υπερβαίνει το 2% του ελάχιστου συνολικού κόστους της οικονομικότερης μονάδας από το σύνολο των συστημάτων ΜΔΝ.

4.13.2 Καμπύλη αναφοράς μεταβλητού κόστους παραγωγής συμβατικής μονάδας

Η καμπύλη αυτή προκύπτει από την σύνθεση των βασικών συνιστωσών του μεταβλητού κόστους παραγωγής και περιλαμβάνει τις επιμέρους καμπύλες αναφοράς, κόστους καυσίμου και κόστους εκπομπών CO₂ καθώς και για τη λειτουργία και συντήρηση της μονάδας. Οι καμπύλες προσδιορίζονται βάσει μεθοδολογίας ανά κατηγορία συμβατικής μονάδας στην οποία ανήκει η μονάδα καθώς και βάσει τυποποιημένο συνδυασμό τεχνικών χαρακτηριστικών της μονάδας όπως :

- Τη χρησιμοποιούμενη υπό-τεχνολογία(π.χ. Α/Σ αεροπορικού ή βιομηχανικού τύπου)
- Το είδος καυσίμου που καταναλώνεται από την μονάδα
- Το μέγεθος της μονάδας
- Την παλαιότητα της μονάδας

Με τη μεθοδολογία αυτή ο διαχειριστής ΜΔΝ προσδιορίζει τις καμπύλες Αναφοράς μεταβλητού κόστους παραγωγής συμβατικής μονάδας, για όλες τις κατηγορίες συμβατικών μονάδων. Κάθε καμπύλη αποτελείται από ζεύγη επιπέδου ισχύος παραγωγής (MW) για χρονικό διάστημα μιας ώρας και συνολικού μεταβλητού κόστους (€/MWh).

Οι τιμές κάθε καμπύλης αναφοράς πρέπει να καλύπτουν επαρκώς την παραγωγή της μονάδας από το τεχνικό ελάχιστο έως και το 100% της καταχωρημένης ικανότητας παραγωγής της ώστε για τα ενδιάμεσα σημεία παραγωγής (μεταξύ δύο διαδοχικών τιμών ισχύος της καμπύλης) να προκύπτει η αντίστοιχη τιμή με γραμμική παρεμβολή.

Στο εγχειρίδιο αγοράς καθορίζονται επακριβώς η καμπύλη αναφοράς ειδικής κατανάλωσης η καμπύλη αναφοράς εκπομπών CO₂ και οι παράμετροι της μεθοδολογίας οι οποίες καθορίζονται με βάση στοιχεία διεθνούς βιβλιογραφίας, καθιερωμένες μεθοδολογίες και πρακτικές, διαθέσιμα στοιχεία και πιστοποιημένες μετρήσεις κατασκευαστών μονάδων καθώς επίσης και οι παράμετροι οι οποίες καθορίζονται εξωγενώς ανά μήνα με βάση τιμές και δείκτες όπως τιμές καυσίμου και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ καθώς και ο τρόπος καθορισμού τους. Τέλος καθορίζονται και άλλες παράμετροι για τις οποίες απαιτείται ο καθορισμός των αριθμητικών τιμών τους με βάση την απόφαση καθορισμού παραμέτρων ρυθμιστικής περιόδου.

4.13.3 Μοναδιαίο κόστος αναφοράς εκκίνησης συμβατικής μονάδας

Ως μοναδιαίο κόστος εκκίνησης νοείται το κόστος της κατανάλωσης καυσίμου για την εκκίνηση της μονάδας διακριτά για εκκίνηση από ψυχρή, ενδιάμεση και θερμή κατάσταση ετοιμότητας έως τη σταθεροποίηση της παραγωγής της σε σημείο λειτουργίας που αντιστοιχεί τουλάχιστον στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της. Παρόμοια με πριν το κόστος αναφοράς εκκίνησης προσδιορίζεται με βάση την κατανάλωση καυσίμου της μονάδας για εκκίνηση(kg ή lt / εκκίνηση) από τις διάφορες καταστάσεις ετοιμότητας και των τιμών καυσίμου(€/kg ή lt καυσίμου) όπως αυτές διαμορφώνονται από τον τύπο καυσίμου και με βάση διεθνώς αναγνωρισμένους δείκτες τιμών καυσίμου.

Ο διαχειριστής ΜΔΝ κατά την εγγραφή συμβατικής μονάδας στο μητρώο μονάδων του συστήματος ΜΔΝ, ελέγχει αν τα τεχνοοικονομικά στοιχεία της μονάδας όπως αυτά δηλώνονται, και αφορούν την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, την καμπύλη εκπομπών CO₂, το πρόσθετο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης και την κατανάλωση καυσίμου ανά εκκίνηση της μονάδας διακριτά από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση κυμαίνονται σε εύρος +5% σε σχέση με τις τιμές των αντίστοιχων καμπυλών αναφοράς ειδικής κατανάλωσης καυσίμου και εκπομπών CO₂ καθώς και του μοναδιαίου πρόσθετου μεταβλητού κόστους αναφοράς λειτουργίας και συντήρησης και κατανάλωσης καυσίμου ανά εκκίνηση.

4.13.4 Κόστος διαθεσιμότητας ισχύος

Το ετήσιο τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος για συμβατικές μονάδες παραγωγής που συμμετέχουν στο μηχανισμό διασφάλισης ισχύος προσδιορίζεται για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα ώστε να καλύπτονται οι πάγιες δαπάνες της κατασκευής και λειτουργίας της μονάδας.

4.13.5 Κόστος επικουρικών υπηρεσιών και κάλυψης έκτακτων αναγκών

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής καθώς και οι μονάδες ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών αμείβονται για την παροχή των επικουρικών υπηρεσιών εφόσον εντάσσονται για λειτουργία με βάση τα προγράμματα κατανομής. Για τον καθορισμό του τιμήματος λαμβάνεται υπόψη ιδίως το πρόσθετο κόστος που τυχόν υφίστανται οι μονάδες για την παροχή των εν λόγω επικουρικών υπηρεσιών βάσει των ειδικών συνθηκών που επικρατούν σε κάθε σύστημα ΜΔΝ και δημιουργούν την ανάγκη παροχής των υπηρεσιών αυτών.

4.14 Εκκαθάριση αγοράς ενέργειας

Πριν την έναρξη κάθε ημερολογιακού μήνα γίνεται υπολογισμός της καμπύλης μεταβλητού κόστους παραγωγής κάθε συμβατικής μονάδας που αντιστοιχεί στον μήνα αυτό με βάση:

- Την καμπύλη μεταβλητού κόστους παραγωγής της συμβατικής μονάδας(όπως είπαμε προηγουμένως).
- Τις αριθμητικές τιμές των παραμέτρων της ανωτέρω καμπύλης, έτσι όπως αυτές διαμορφώνονται για τον υπό εκκαθάριση μήνα, όπως οι τιμές καυσίμου και οι τιμές δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ οι οποίες έχουν ήδη διαμορφωθεί μέχρι τον υπολογισμό της καμπύλης.

Η καμπύλη χρησιμοποιείται στο πλαίσιο κατάρτισης των προγραμμάτων ΚΗΕΠ και κατανομής καθώς και στις εκκαθαρίσεις που αφορούν στον μήνα αυτό.

Το μέσο μεταβλητό κόστος ,σε €/MWh ,για περίοδο κατανομής t της ημέρας κατανομής d, υπολογίζεται ως το μεσοσταθμικό μεταβλητό κόστος παραγωγής όλων των συμβατικών μονάδων που λειτούργησαν την περίοδο κατανομής με βάση τις μετρήσεις της εγγεόμενης ενέργειας τους και του αντίστοιχου μεταβλητού κόστους παραγωγής τους για την ώρα αυτή ως εξής:

$$MMK_{M\Delta N,t} = \frac{\sum_{\mu=1}^n (Q_{E,\mu,t} \times MK_{\mu,t})}{Q_{E,t}}$$

όπου :

$MMK_{M\Delta N,t}$: το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων του συστήματος ΜΔΝ για την περίοδο κατανομής

$Q_{E,\mu,t}$: η εγχεόμενη ενέργεια συμβατικής μονάδας μ στο σύστημα ΜΔΝ για κάθε περίοδο κατανομής t της ημέρας κατανομής

$MK_{\mu,t}$: το μεταβλητό κόστος παραγωγής της συμβατικής μονάδας για τη περίοδο κατανομής t , για το σημείο λειτουργίας της μονάδας που αντιστοιχεί σε ισχύ παραγωγής ίση με τη μέση ισχύ για την έγχυση της ενέργειας $Q_{E,\mu,t}$.

$Q_{E,t}$: η εγχεόμενη ενέργεια συμβατικών μονάδων στο σύστημα ΜΔΝ για κάθε περίοδο κατανομής t της ημέρας κατανομής.

Το μέγιστο μεταβλητό κόστος παραγωγής για κάθε μέρα κατανομής t , ορίζεται ως το μεταβλητό κόστος παραγωγής της ακριβότερης συμβατικής μονάδας.

$$MK_{\max, t} = \max(MK_{1, t}, \dots, MK_{\mu, t}, \dots, MK_{n, t})$$

Όπου:

$MK_{\mu, t}$: το μεταβλητό κόστος παραγωγής της συμβατικής μονάδας μ ($\mu=1 \dots n$).

Κεφάλαιο 5

Κεφάλαιο 5: Ηλεκτρικό σύστημα Κρήτης

5.1 Γεωγραφικά χαρακτηριστικά

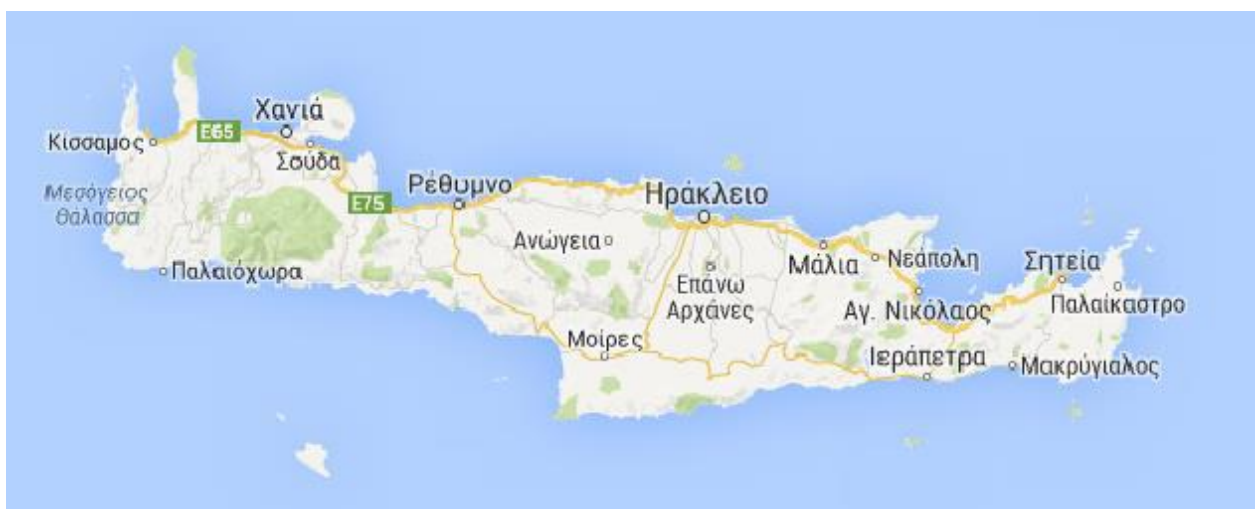
Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο νησί στην Ελλάδα και το δεύτερο μεγαλύτερο (μετά την Κύπρο) της ανατολικής Μεσογείου. Η Κρήτη έχει έκταση 8.336 km² δηλαδή το 6,3% της συνολικής έκτασης της χώρας. Η Κρήτη βρίσκεται περίπου 160 χιλιόμετρα νότια της ελληνικής ηπειρωτικής χώρας εκτεινόμενη κατά διεύθυνση Ανατολή - Δύση, νότια του Αιγαίου πελάγους, του οποίου και αποτελεί το νότιο φυσικό όριο και βόρεια του Λιβυκού. Η ακτογραμμή της περιβάλλεται από βαθύ γεωγραφικό διαμελισμό, παρουσιάζοντας πάνω από 1.000 χιλιόμετρα μήκος.

Η μορφολογία του νησιού χαρακτηρίζεται από την ύπαρξη τριών βασικών ζωνών:

- την ζώνη με υψόμετρο 400 μέτρων και άνω (υψηλή ή ορεινή),
- τη ζώνη από 200-400 μέτρων (μέση) και
- την χαμηλή ζώνη που αφορά τις περιοχές που εκτείνονται από την επιφάνεια της θάλασσας έως τα 200 μέτρα υψόμετρο.

Οι δύο πρώτες ζώνες καταλαμβάνουν σχεδόν τα 3/5 της νήσου και αποτελούν μια συνεχή οροσειρά από τα δυτικά προς τα ανατολικά, διακοπτόμενη από μικρές κοιλάδες και φαράγγια. Η οροσειρά αυτή έχει έξι κορυφές που ξεπερνούν τα 2.000 μέτρα.

Ο πληθυσμός της Κρήτης, βάσει της τελευταίας απογραφής που πραγματοποιήθηκε το 2011 ανέρχεται στις 621.340 κατοίκους. Οι περισσότεροι από αυτούς ζουν στις πέντε μεγαλύτερες πόλεις (Ηράκλειο, Χανιά, Ρέθυμνο, Ιεράπετρα, Άγιος Νικόλαος). Τη διοικητική διάρθρωση του νησιού απαρτίζουν 4 περιφέρειες. Στο Σχήμα 5.1 φαίνεται η γεωγραφική θέση των περιφερειών του νησιού ενώ στο Πίνακα 5-1 παρουσιάζονται τα πληθυσμιακά χαρακτηριστικά κάθε Νομού ξεχωριστά. Αξίζει να σημειωθεί ότι, η πόλη του Ηρακλείου συγκαταλέγεται στην τέταρτη θέση των μεγαλύτερων Δήμων της Ελλάδος με πληθυσμό που αντιστοιχεί σε 173.450 κατοίκους. [11]

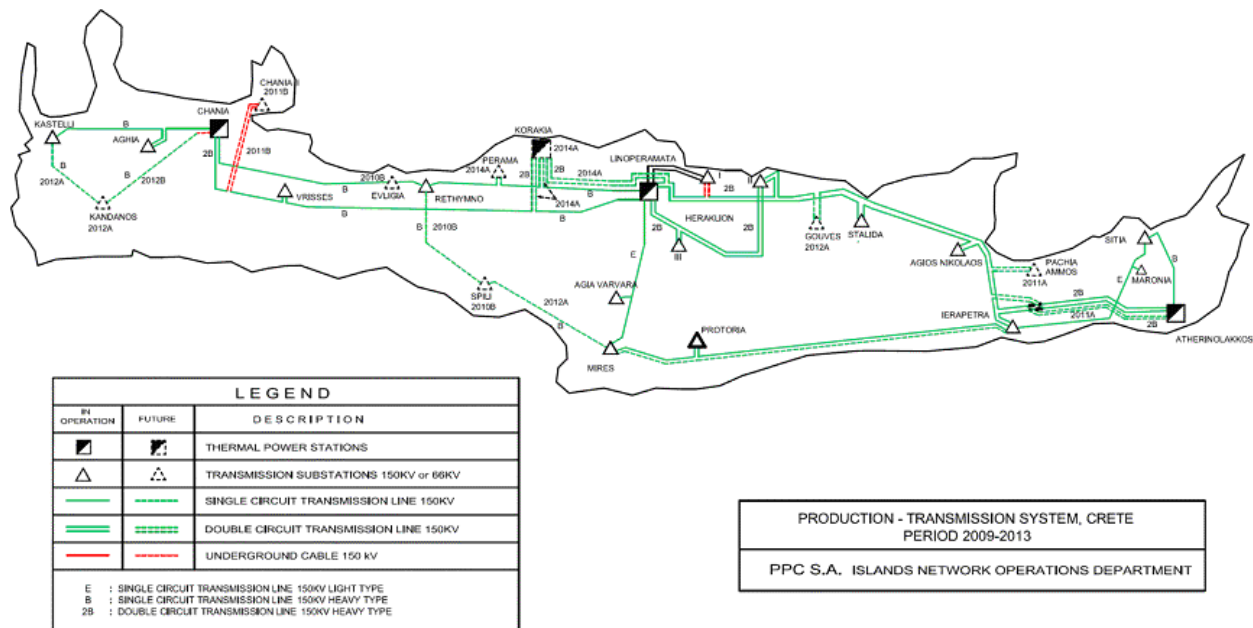


Σχήμα 5.1: Το νησί της Κρήτης

Περιφέρειες Κρήτης	Πληθυσμός
Ηράκλειο	304.270
Χανιά	156.220
Ρέθυμνο	85.160
Λασιθί	75.690

Πίνακας 5.1: Πληθυσμιακά χαρακτηριστικά Κρήτης

5.2 Στοιχεία ηλεκτρικού συστήματος



Σχήμα 5.2: Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης αποτελεί το μεγαλύτερο μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας. Η Κρήτη λοιπόν έχει τεράστιες ενεργειακές ανάγκες σε σχέση με τα άλλα ΜΔΝ, ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες και γι' αυτό το λόγο παρουσιάζει τεράστιο ερευνητικό και οικονομικό ενδιαφέρον τόσο ως προς την διασύνδεση με τον ηπειρωτικό κορμό, όσο και ως προς την οικονομικότερη λειτουργία του ηλεκτρικού της δικτύου με παράλληλη επίτευξη της υψηλότερης δυνατής διείσδυσης ΑΠΕ.

Λόγω της γεωγραφικής της θέσης το δίκτυο της Κρήτης δεν είναι διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό σύστημα της Ελλάδας, γεγονός που δημιουργεί πρόσφορο έδαφος για την εμφάνιση προβλημάτων στην τεχνική λειτουργία του συστήματος καθώς και μεγάλη οικονομική επιβάρυνση. Κατά τις τελευταίες δεκαετίες τα προβλήματα που δημιουργούνται στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού. Οι μονάδες αυτές χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και diesel, ενώ οι περισσότερες από αυτές είναι παλαιάς τεχνολογίας με αποτέλεσμα να παρουσιάζονται προβλήματα όπως ο χαμηλός βαθμός απόδοσης, η μειωμένη διαθεσιμότητα καθώς και υψηλές εκπομπές αερίων ρύπων.

Η Κρήτη προσφέρεται για εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ και κυρίως φωτοβολταϊκών και αιολικών μονάδων λόγω του πλούσιου αιολικού και ηλιακού δυναμικού της καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Η

σημερινή διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι αρκετά ικανοποιητική. Για τα έτη 2011-2014 η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ ανέρχεται σε ποσοστό 16%-17% της συνολικής του συστήματος σύμφωνα με δημοσιευμένα στοιχεία στον ιστότοπο του ΔΕΔΔΗΕ, με το 13% να προέρχεται από αιολικά και το 2% από φωτοβολταϊκά. Ιδιαίτερα, το αιολικό δυναμικό της Κρήτης αποτελεί σημαντική συνιστώσα του αιολικού δυναμικού ολόκληρης της χώρας. Αναμένεται ακόμα μεγαλύτερη αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ και κυρίως της αιολικής παραγωγής καθώς μεγάλο μέρος των μελλοντικών Αιολικών Πάρκων (Α/Π) στην Ελλάδα πρόκειται να εγκατασταθεί στην Κρήτη.

Η υψηλή, όμως, διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ μπορεί να δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα ευστάθειας σε ένα απομονωμένο σύστημα, όπως αυτό της Κρήτης. Έτσι, αυξάνεται η ανάγκη του συστήματος για μεγαλύτερη ευελιξία, ώστε να εξασφαλίζεται η αξιόπιστη και ασφαλής λειτουργία του και η ικανότητα ανταπόκρισης στις ταχείες μεταβολές της παραγωγής λόγω της στοχαστικότητας της παραγωγής των ΑΠΕ.

Κατά καιρούς λοιπόν, έχει συζητηθεί και συζητιέται ακόμα και σήμερα η ηλεκτρική διασύνδεση του μεγαλύτερου νησιού της Ελλάδας με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας, ώστε να αποφευχθούν όλα τα παραπάνω λειτουργικά προβλήματα της Κρήτης. Μέχρι τώρα, η διασύνδεσή της δεν έχει γίνει εφικτή παρόλη την πληθώρα μελετών που αποδεικνύουν πως είναι οικονομικά συμφέρουσα. Ωστόσο, η συνεχής ωρίμανση των νέων τεχνολογιών, κυρίως των DC συνδέσμων, η αποκτηθείσα εμπειρία από την επιτυχή εφαρμογή τους στη διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας, αλλά και η συνεχώς αυξανόμενη σχετική δραστηριότητα που σημειώνεται τα τελευταία χρόνια σε παγκόσμια κλίμακα (διασύνδεση Ιταλίας-Σαρδηνίας, Ισπανίας- Μαγιόρκα κ.α.) και η διασύνδεση αιολικών σταθμών με ηπειρωτικά συστήματα, επανέφεραν στο προσκήνιο το θέμα των διασυνδέσεων αυτόνομων νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα και δημιούργησαν τις προϋποθέσεις για μια επιτυχημένη ολοκλήρωση παρόμοιων έργων και στην Ελλάδα. Σύμφωνα με τα τρέχοντα δεδομένα, το μέλλον της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης προβάλλει περισσότερο ευοίωνα από ποτέ στην μέχρι τώρα ιστορία του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Το έργο, λοιπόν, της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης έχει ενταχθεί στο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ (2015-2024) με στόχο ολοκλήρωσης το 2022 και πρόθεση επίσπευσης της ολοκλήρωσης κατά μία διετία.

5.2.1 Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα

Η ικανότητα που έχουν οι Σταθμοί Παραγωγής είναι να μετατρέπουν μια πρωτογενή μορφή ενέργειας σε ηλεκτρική. Οι Σταθμοί Παραγωγής αποτελούνται από πολλές μονάδες που λειτουργούν παράλληλα. Σε κάθε μονάδα υπάρχει ένα ζεύγος κινητήριας μηχανής γεννήτριας που μετατρέπει την πρωτογενή ενέργεια σε ηλεκτρική.

Στον τομέα της παραγωγής, τα αυτόνομα συστήματα χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (ντίζελ, μαζούτ) με σημαντικά υψηλή τιμή εισαγωγής που έχει ως άμεσο αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος λειτουργίας τους.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατατάσσονται σε δυο κατηγορίες ανάλογα με την αποστολή τους:

- Σε Σταθμούς βάσης.
- Σε Σταθμούς αιχμής.

Οι σταθμοί βάσης λειτουργούν συνήθως για μεγάλα χρονικά διαστήματα (λειτουργία επί 24ωρου βάσεως) και καλύπτουν βασικές ανάγκες της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ οι σταθμοί αιχμής λειτουργούν σε ώρες μεγάλης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

5.2.2 Τοπική Θερμική Παραγωγή Κρήτης

Το Σύστημα Παραγωγής της Κρήτης αποτελείται από 3 θερμικούς σταθμούς:

- τον ΑΗΣ Χανίων στη θέση Ξυλοκαμάρα με καύσιμο Diesel,
- τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων στο Ηράκλειο με καύσιμο μαζούτ και Diesel και
- τον ΑΗΣ Αθρινόλακκου στο Λασιθί με καύσιμο μαζούτ και Diesel.

Στους παραπάνω σταθμούς είναι εγκατεστημένες 27 μονάδες παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 820 (καθαρή ισχύς 770.74MW). Οι μονάδες αυτές φαίνονται αναλυτικά στον παρακάτω Πίνακα όπου αναφέρεται το όνομα τους, ο τύπος τους - δηλαδή τι καύσιμο καταναλώνουν, η μέγιστη συνεχόμενη μικτή παραγωγή, η μέγιστη συνεχόμενη καθαρή παραγωγή και τέλος η μέγιστη συνεχόμενη μικτή και καθαρή παραγωγή θέρους.

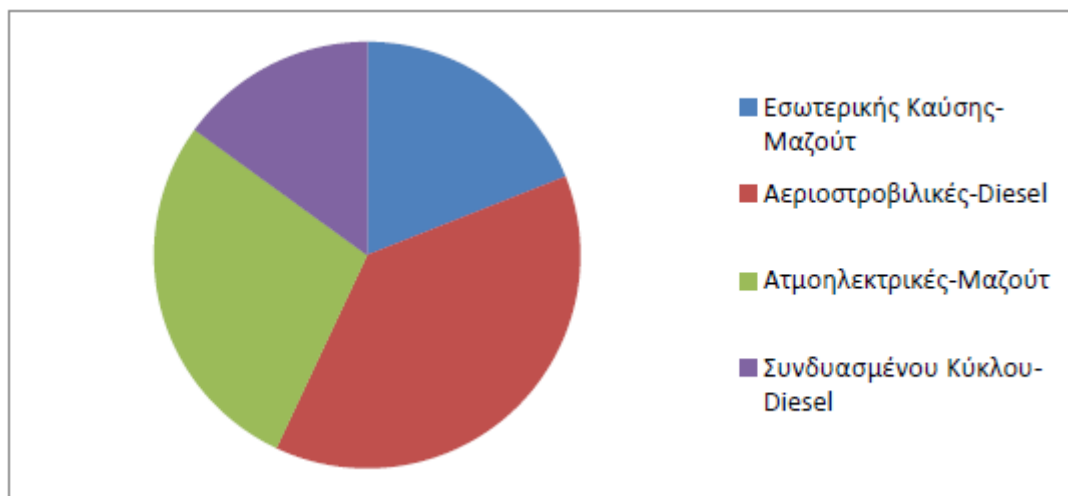
Υπάρχει μια ποικιλομορφία συμβατικών μονάδων παραγωγής, η οποία αποτελείται συγκεκριμένα από τις εξής μονάδες:

- Ατμοστροβιλικές Μονάδες (Μονάδες βάσης).
- Μηχανές Εσωτερικής Καύσης ή Μ.Ε.Κ. Diesel (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Αεριοστροβιλικές Μονάδες (Μονάδες φορτίου αιχμής).

Όνομα ΘΣ	ΑΡ.ΜΟΝ	Όνομ.Ισχύς	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Μικτή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Καθαρή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Θέρους Μικτή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Θέρους Καθαρή (MW)
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΔΙΑΚΚΟΣ	ΑΤΜ1	50	50	46,71	50	46,6
	ΑΤΜ2	50	50	46,71	50	46,6
	Δ2	51,12	51,12	49,23	51,12	49
	Δ1	51,12	51,12	49,23	51,12	49
ΣΥΝΔΙΟ ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΔΙΑΚΚΟΥ		202,24	202,24	191,88	202,24	191,2
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	Α/Σ 1	16,25	14	13,8	12,7	12,5
	Α/Σ 2	16,25	14	13,8	12,7	12,5
	Α/Σ 3	43,3	39	38,3	37	36,3
	Α/Σ 4	14,72	14,5	14,3	13	12,8
	Α/Σ 5	27,950	27,95	27,3	25	24,3
	Δ1	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ2	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ3	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ4	12,28	11	10,5	11	10,5
	ΑΤΜ2	15	14	13,2	13,8	13
	ΑΤΜ3	15	14	13,2	13,8	13
	ΑΤΜ4	25	24,5	23,3	23,5	22,35
	ΑΤΜ5	25	24	22,5	23,5	22
	ΑΤΜ6	25	24	22,5	23,5	22
ΣΥΝΔΙΟ ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ		272,59	253,95	244,2	242,5	232,75
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ	ΑΤΜ 8	132,3	132,3	130,3	107	105
	Α/Σ 7	44,9	44,9	44,65	34,25	34
	Α/Σ 6	44,9	44,9	44,65	34,25	34
	Α/Σ 2-13	27,95	27,95	27,2	25	24,4
	Α/Σ 12	59,36	59,36	58,28	51	49,92
	Α/Σ 11	59,36	59,36	58,28	51	49,92
	Α/Σ 5	30	30	29,75	27	26,75
	Α/Σ 4	20	20	19,75	17,5	17,25
Α/Σ 1	16,2	11,3	11,1	10,2	10	
ΣΥΝΔΙΟ ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ		345,17	340,27	334,66	288,7	283,24
ΣΥΝΟΛΟ ΚΡΗΤΗΣ		820	796,46	770,74	733,44	707,19

Πίνακας 5.2: Μονάδες συμβατικής παραγωγής Κρήτης, 2015 [10]

Το μεγαλύτερο μέρος της συμβατικής παραγωγής καταλαμβάνουν οι αεριοστροβιλικές και οι ατμοστροβιλικές μονάδες γεγονός που αντικατοπτρίζεται στο επόμενο διάγραμμα.



Σχήμα 5.3: Ποσοστιαία συμμετοχή ανά τεχνολογία παραγωγής των συμβατικών θερμικών μονάδων [10]

Λόγω της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στην Κρήτη η ευστάθεια του συστήματος διατηρείται με τη λειτουργία ευέλικτων μονάδων που έχουν άμεση και εύκολη εκκίνηση. Οι μονάδες με τα παραπάνω χαρακτηριστικά είναι οι αεριοστροβλικές μονάδες. Σημαντικό, όμως, μειονέκτημα της λειτουργίας των εν λόγω μονάδων είναι το υψηλό κόστος λειτουργίας τους με το οποίο επιβαρύνουν τη λειτουργία του συστήματος. Επιπλέον, πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι το βασικό καύσιμο όλων των συμβατικών μονάδων του συστήματος είναι το πετρέλαιο και το μαζούτ, η τιμή των οποίων είναι άκρως απρόβλεπτη. Έτσι, λοιπόν, η διατήρηση της ευστάθειας ενός μη διασυνδεδεμένου συστήματος οδηγεί σε υψηλό λειτουργικό κόστος του συστήματος.

Ακόμα προγραμματίζεται η κατασκευή μονάδας H/Z Diesel στο ΑΗΣ Αθρινόλακου με ισχύ περίπου 100MW και ένταξη μέσα στον επόμενο χρόνο, με καύσιμο μαζούτ. Επιπλέον αν προκριθεί η λύση με αυτόνομη ανάπτυξη με LNG προγραμματίζεται η κατασκευή στο ΘΗΣ Κορακιάς μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου (Σ.Κ) 250MW με έτος ένταξης μετά το 2017.

Επιπλέον στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται το εύρος του μεταβλητού κόστους παραγωγής των παραπάνω μονάδων ΘΗΣ από στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από τη ΔΕΗ για το έτος 2012 που ήταν διαθέσιμα ανάλογα με το είδος της μονάδας και το καύσιμο (ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει το μεταβλητό κόστος είναι και η παλαιότητά τους αφού λόγω φθορών και άλλων παραγόντων μειώνεται η απόδοση των μονάδων οδηγώντας σε αυξημένο μεταβλητό κόστος παραγωγής).

Σταθμός	Θερμική μονάδα	Τεχνολογία παραγωγής θερμικής μονάδας	Καύσιμο θερμικής μονάδας	Εγκατεστημένη ισχύς θερμικής μονάδας P_{max} (MW)	Εύρος μεταβλητού κόστους παραγωγής (€/MWh)
ΧΑΝΙΑ	XAN AS1	Αεριοστροβιλική	Diesel	10	124.2
	XAN AS4	Αεριοστροβιλική	Diesel	18	284.7
	XAN AS5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	281.5
	XAN AS11	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204.5-224.5
	XAN AS12	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204.5-224.5
	XAN AS2 13	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145.5-156.3
	XAN CCGT	Συνδυασμένου κύκλου	Diesel	110	147.8
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμού (MW)				298	
ΑΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	LIN ATM2	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	13	123.7-166.1
	LIN ATM3	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	13	123.7-166.1
	LIN ATM4	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	24	117.8-145
	LIN ATM5	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	23	127-136.4
	LIN ATM6	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	23	127-136.4
	LIN AS1	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188.7-237.2
	LIN AS2	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188.7-237.2
	LIN AS3	Αεριοστροβιλική	Diesel	43	140.6-168.5
	LIN AS4	Αεριοστροβιλική	Diesel	14	248.8
	LIN AS5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145.5-156.3
	LIN D1	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	10	95.5-103.2
	LIN D2	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	10	95.5-103.2
	LIN D3	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	10	95.5-103.2
	LIN D4	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	10	95.5-103.2
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμού (MW)				247	
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ	ATHER D1	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	51	76.9-125.9
	ATHER D2	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτι	51	76.9-125.9
	ATHER ATM1	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	50	95.5-163.5
	ATHER ATM2	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτι	50	70-119

Πίνακας 5.3: Εύρος μεταβλητού κόστους μονάδων Συμβατικής Παραγωγής Κρήτης 2012 ΔΕΗ [12]

5.2.3 Κόστος θερμικής παραγωγής

Η Γενική μορφή της συνάρτησης κόστους δίνεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$\text{Κόστος θερμικών μονάδων} = [A * p^3 + B * p^2 + C * p + D] * \text{κόστος καυσίμου} \quad (\text{€/MWh})$$

όπου P είναι η αποδιδόμενη ισχύς την εκάστοτε στιγμή σε MW, τα A, B, C, D οι παράμετροι κόστους των μονάδων. Παρακάτω φαίνονται αναλυτικά οι παράμετροι κόστους των μονάδων και το κόστος καυσίμου που χρησιμοποιούν:

Μονάδα	A (Kg/MWh ³)	B (Kg/MWh ²)	C (Kg/MWh)	D (Kg)	Κόστος Καυσίμου (€/Kg)
ATM 1 ΛΙΝΟΠΕΡ	0	1.111111	-28.33333	515	0.4149
ATM 2 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.476	-11.824	378.937	0.001	0.4149
ATM 3 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.476	-11.824	378.937	0.001	0.4149
ATM 4 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.18	-8.053	355.088	0	0.4149
ATM 5 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.092	-4.166	300.58	0	0.4149
ATM 6 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.092	-4.166	300.58	0	0.4149
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡ.N	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.421	-8.378	230.368	0	0.4149
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.0001	0.001	319	0	0.6962
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.0001	0.001	403	0	0.6962
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡ.	0.0001	0.001	308	0	0.6962
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	267	2170	0.6962
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	219	2865	0.6962
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	0	0.01	275	3757	0.6962
ΑΕΡ 6 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	145.64	5120	0.6962
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	145.64	5120	0.6962
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	227	5000	0.6962
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	0.001	0.01	227	5000	0.6962
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	0.0001	0.001	387	0	0.6962
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝ.	0.017	-1.3	222.6	0.27	0.3919
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝ.	0.017	-1.3	222.6	0.27	0.3919
ATM 1 ΑΘΕΡΙΝ.	-0.003	-0.958	282.91	0.8	0.3919
ATM 2 ΑΘΕΡΙΝ.	-0.003	-0.958	282.91	0.8	0.3919

Πίνακας 5.4: Παράμετροι Κόστους Θερμικών Μονάδων Κρήτης [2]

Οι Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής που καταναλώνουν παράγωγα του πετρελαίου βρίσκονται ο ένας στα Λινοπεράματα του νομού Ηρακλείου, 7 km δυτικά της πόλης, ο άλλος στην Ξηροκαμάρα του νομού Χανίων, περίπου 6 km ανατολικά της πόλης, και ο πιο πρόσφατος στον Αθρινόλακκο, στα νότια του νομού Λασιθίου. Χαρακτηριστική είναι η ποικιλομορφία των Μονάδων παραγωγής καθώς το ΣΗΕ Κρήτης περιλαμβάνει Ατμοστροβιλικές Μονάδες, Μονάδες Μ.Ε.Κ., μια Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου και Αεριοστροβιλικές Μονάδες.

Στον Ατμοηλεκτρικό Σταθμό Χανίων χρησιμοποιείται Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου, η οποία αποτελείται από δύο Αεριοστρόβιλους (Αεριοστρόβιλος 6 Χανιά και Αεριοστρόβιλος 7 Χανιά). Επίσης δύο μονάδες διατηρούνται σε λειτουργία ψυχρής εφεδρείας, ο Ατμοστρόβιλος 1 Λινοπεραμάτων και ο Αεριοστρόβιλος 1 Λινοπεραμάτων. Οι θερμικοί σταθμοί του συστήματος απεικονίζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

Περιοχή	Τύπος	Τάση (kV)	Ενεργός Ισχύς (MW)	Άεργος Ισχύς (MVar)	Ζυγός	
Λινοπεράματα	ATM 1	6,3	6	3	29	
	ATM 2	15,8	14	11.3	30	
	ATM 3	15,8	14	11.3	31	
	ATM 4	6,3	24	14	22	
	ATM 5	6,3	24	14	23	
	ATM 6	6,3	23	14	24	
	Diesel 1	10	11	9	25	
	Diesel 2	10	11	9	26	
	Diesel 3	10	11	9	27	
	Diesel 4	10	11	9	28	
	AEP 3	11	33	13	43	
	AEP 4	11	13	10	44	
	AEP 5	11,5	26	10	82	
	Χανιά	AEP 1	6,3	10	8	16
		AEP 4	11,5	19	15	81
AEP 5		11	28	20	21	
AEP 6		11,5	62.5	39	20	
AEP 7		11,5	62.5	39	19	
AEP 11		11	57	35	41	
AEP 12		11	57	35	42	
AEP 13		11,5	26	35	18	
Αθερινόλακκος	Diesel 1	13,8	50	9	51	
	Diesel 2	13,8	50	9	52	
	ATM 1	11	50	3	53	
	ATM 2	11	50	3	54	

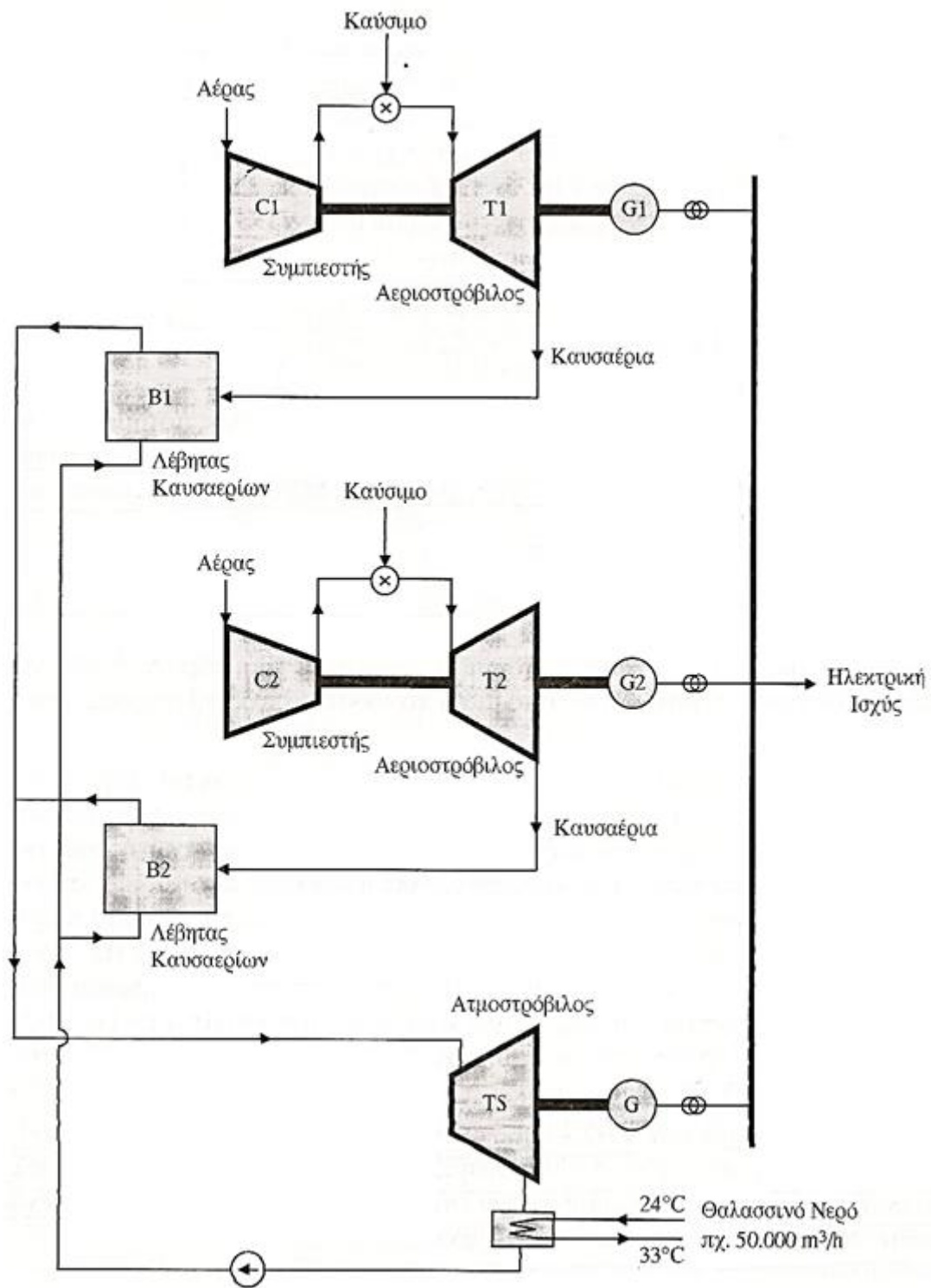
Πίνακας 5.5: Θερμικοί σταθμοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [2]

5.2.4 Σταθμοί Συνδυασμένου Κύκλου

Στους Σταθμούς Συνδυασμένου Κύκλου τα καυσαέρια θερμοκρασίας 300-600 °C από την έξοδο του αεριοστρόβιλου διοχετεύονται σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας (Heat Recovery Steam Generator, ή λέβητας καυσαερίων). Εκεί παράγεται ατμός που κινεί ατμοστρόβιλο. Ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου αποτελείται από μία ή, συνήθως, περισσότερες αεριοστροβιλικές μονάδες με τους αντίστοιχους λέβητες καυσαερίων και από ένα ζεύγος ατμοστρόβιλου - γεννήτριας.

Το επόμενο Σχήμα δείχνει ένα Σταθμό Συνδυασμένου Κύκλου με δύο αεριοστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο. Τα καυσαέρια από τους δύο αεριοστρόβιλους, θερμοκρασίας 500-600 °C, οδηγούνται στους δύο λέβητες καυσαερίων, B1 και B2, όπου παράγεται ατμός που κινεί τον ατμοστρόβιλο TS.

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 50%. Όπως είναι φυσικό, χρησιμοποιούνται τα καύσιμα των αεριοστρόβιλων, δηλαδή πετρέλαιο, diesel και φυσικό αέριο. Η ρύθμιση της εξόδου τους λόγω του κύκλου ατμού δεν μπορεί να γίνει τόσο γρήγορα όσο στους αεριοστροβιλικούς σταθμούς. Χρησιμοποιούνται συνήθως ως σταθμοί κυμαινόμενου φορτίου. [2]



Σχήμα 5.4: Απλοποιημένο Διάγραμμα Σταθμού Συνδυασμένου Κύκλου [13]

5.2.5 Υποσταθμοί

Στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης βρίσκονται συνολικά 17 υποσταθμοί Υ.Τ/Μ.Τ.. Η εγκατεστημένη ισχύς μετασχηματισμού ανύψωσης της τάσης είναι 820.35MVA και υποβιβασμού της τάσης 810MVA. Όσο για τους Μ/Σ και ΑΜ/Σ ζεύξεως η συνολική τους ισχύς είναι ίση με 125 MVA. Παρακάτω παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των Υ/Σ του Σ.Η.Ε. της Κρήτης και τα επίπεδα τάσεως των μετασχηματιστών τους. Στον Πίνακα 5.6 φαίνονται τα χαρακτηριστικά των μετασχηματιστών αποκλειστικής σύνδεσης Α/Π ενώ στον Πίνακα 5.7 φαίνονται τα χαρακτηριστικά μετασχηματιστών υποβιβασμού της τάσεως [18].

ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΝΥΨΩΣΕΩΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MVA)	ΕΠΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV/kV)
ΑΓΙΑ ΒΑΡΒΑΡΑ	1x40	20/150
ΣΗΤΕΙΑ	1x50	20/150
ΜΑΡΩΝΙΑ	1x50	20/150

Πίνακας 5.6: Χαρακτηριστικά μετασχηματιστών αποκλειστικής σύνδεσης Αιολικών Πάρκων [6]

ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΥΠΟΒΙΒΑΣΜΟΥ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MVA)	ΕΠΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV/kV)
ΣΗΤΕΙΑ	2x12,50	150/20
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	2x25	150/20
ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	2x25	150/20
ΣΤΑΛΙΔΑ	2x25	150/20
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	2x25	150/20
ΜΟΙΡΕΣ	2x25	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ Ι	2x25	66/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙ	3x50	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙΙ	2x50	150/20
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1x25	150/20
ΡΕΘΥΜΝΟ	2x25	150/20
ΡΕΘΥΜΝΟ	1x50	150/20
ΧΑΝΙΑ	3x50	150/20
ΑΓΥΙΑ	2x50	150/20
ΒΡΥΣΕΣ	2x25	150/20
ΚΑΣΤΕΛΙ	2x25	150/20

Πίνακας 5.7: Χαρακτηριστικά μετασχηματιστών υποβιβασμού [12]

5.2.6 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς [18] του δικτύου της Κρήτης είναι γραμμές μεταφοράς Υ.Τ. των 150 και 66 kV αντίστοιχα. Αναλυτικότερα στοιχεία για τις γραμμές μεταφοράς Πίνακα 5.8 Σημειώνεται ότι, όπου διακρίνεται ο αριθμός (2) αναφερόμαστε σε γραμμές διπλού κυκλώματος.

Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Αφίξης	Ονομ. Τάση (kV)	R (Ω)	L (mH)	C (μF)
ΧΑΝΙΑ	ΑΓΥΙΑ	150	1,0938	15,0848	0,0978
ΑΓΥΙΑ	ΚΑΣΤΕΛΛΙ	150	2,1075	29,0625	0,1885
ΒΡΥΣΕΣ	ΧΑΝΙΑ	150	1,8288	23,4707	0,1750
ΒΡΥΣΕΣ	ΛΙΝΟΠΕΡ.	150	7,8145	100,2874	0,7423
ΧΑΝΙΑ	ΡΕΘΥΜΝΟ	150	5,1064	65,5324	0,4887
ΡΕΘΥΜΝΟ	ΛΙΝΟΠΕΡ	150	4,5336	58,1818	0,4339
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	150	4,4055	34,1428	0,1978
ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	ΜΟΙΡΕΣ	150	2,6070	20,2043	0,1171
ΜΟΙΡΕΣ	ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	150	4,7429	36,7582	0,2130
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150	9,9582	77,1766	0,4472
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ. (a)	66	1,2430	8,6688	0,0615
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.Ι (b)	66	1,5903	11,0910	0,0787
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙΙ	150 (2)	5,0565	39,1882	0,2271
ΗΡΑΚΛ ΙΙΙ	ΗΡΑΚΛ ΙΙ	150 (2)	5,0565	39,1882	0,2271
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	150 (2)	1,8639	23,9206	0,1783
ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	ΣΤΑΛΙΔΑ	150 (2)	7,4619	56,8655	0,3351
ΣΤΑΛΙΔΑ	ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	150 (2)	5,2732	40,8679	0,2368
ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150 (2)	3,8451	29,7995	0,1727
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	ΜΑΡΩΝΙΑΣ	150	6,1193	47,4250	0,2754
ΜΑΡΩΝΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	150	1,4795	11,4817	0,0664
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚ.	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150 (2)	6,8078	52,7609	0,3057
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚ.	ΣΗΤΕΙΑ	150	2,2530	28,9068	0,2156

Πίνακας 5.8: Γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [14]

5.2.7 Ζυγοί Συστήματος

Οι ζυγοί μέσης και υψηλής τάσης του συστήματος της Κρήτης όπως χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση των σεναρίων που παρουσιάζονται παρακάτω, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, παρατίθενται στον επόμενο πίνακα:

A/A	Τάση (kV)	Τύπος
1	150	PQ
2	150	PQ
3	15,8	PQ
4	150	PQ
5	66	PQ
6	150	PQ
7	150	PQ
8	150	PQ
9	150	PQ
10	150	PQ
11	150	PQ
12	150	PQ
13	150	PQ
14	150	PQ
15	150	PQ
16	6,3	PV
17	150	PQ
18	11,5	PV
19	11,5	PV
20	11,5	PV
21	11	PV
22	6,3	PV
23	6,3	PV
24	6,3	PV
25	10	PV
26	10	PV
27	10	PV
28	10	PV
29	6,3	PV
30	15,8	PV
31	15,8	PV
32	21	PQ
33	21	PQ
34	21	PQ
35	21	PQ
36	21	PQ

A/A	Τάση (kV)	Τύπος
37	21	PQ
38	21	PQ
39	15,8	PQ
40	21	PQ
41	11	PV
42	11	PV
43	11	PV
44	11	PV
45	15,8	PQ
46	150	PQ
47	15,8	PQ
48	15,8	PQ
49	150	PQ
50	21	PQ
51	13,8	PV
52	13,8	PV
53	11	PV
54	11	PV
55	150	PQ
56	21	PQ
57	150	PQ
58	150	PQ
59	150	PQ
60	150	PQ
61	150	PQ
62	150	PQ
63	150	PQ
64	150	PQ
65	150	PQ
66	150	PQ
67	150	PQ
68	150	PQ
69	21	PQ
70	15,8	PQ
71	15,8	PQ
72	21	PV
73	21	PV
74	21	PQ
75	21	PQ
76	21	PQ
77	21	PQ
78	21	PQ
79	21	PQ

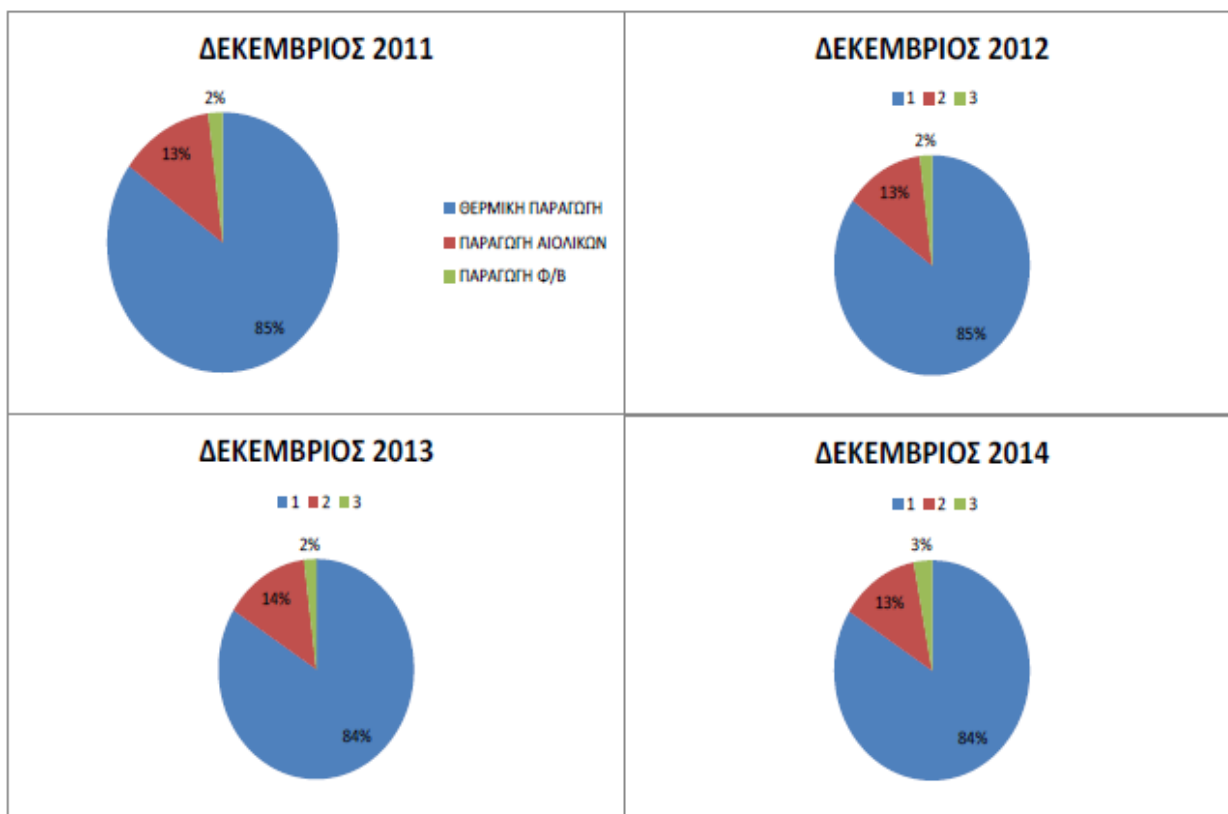
A/A	Τάση (kV)	Τύπος
80	21	PQ
81	11,5	PV
82	11,5	PV
83	21	PV
84	21	PQ
85	15,8	PV
86	15,8	PV
87	21	PV
88	21	PV
89	21	PV
90	15,8	PV
91	21	PV
92	21	PV
93	21	PV
94	21	PV
95	15,8	PQ
96	15,8	PV
97	15,8	PQ
98	15,8	PV
99	15,8	PV
100	150	PQ
101	150	PQ
102	21	PV
103	21	PQ
104	150	PQ
105	21	PV
106	21	PV
107	21	PV

Πίνακας 5.9: Ζυγοί ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης [15] [12] [2]

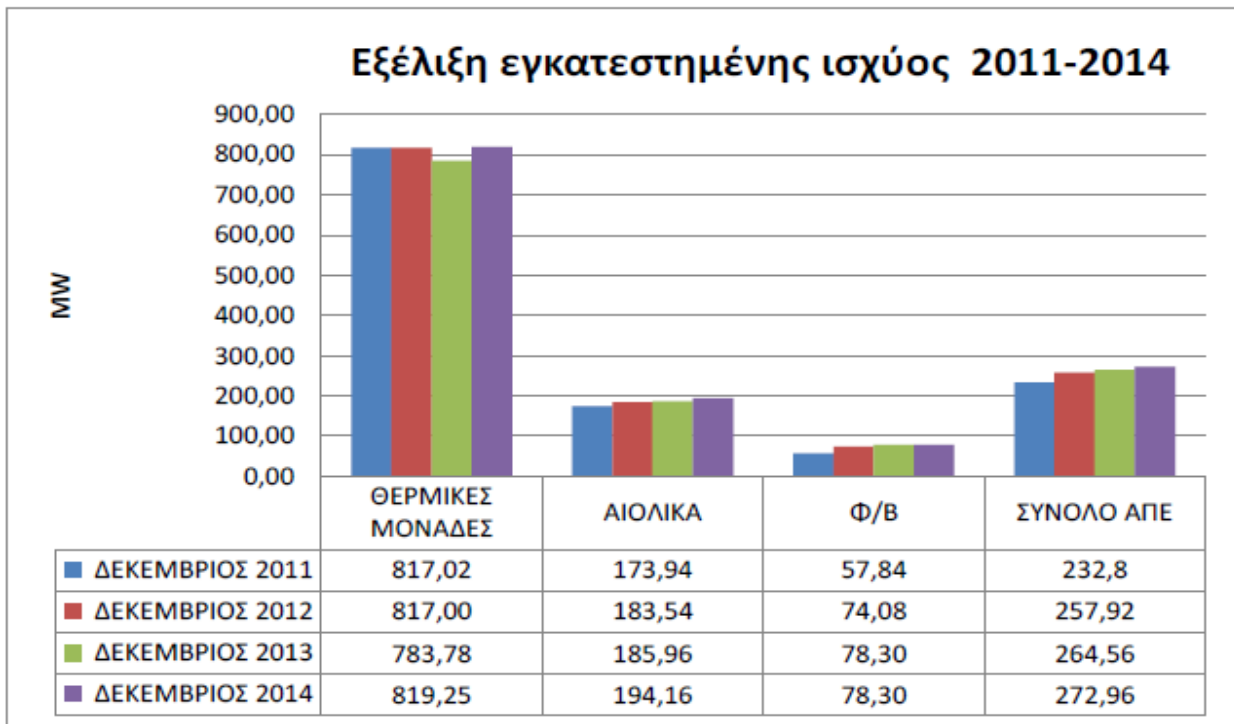
5.2.8 Σταθμοί ΑΠΕ

Τον Ιούλιο του 2010 βρίσκονταν σε λειτουργία 29 Αιολικά Πάρκα (Α/Π), 130 Φωτοβολταϊκοί (Φ/Β) σταθμοί και 1 μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός (ΜΥΗΣ) με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 176.9MW. Από τον Ιούλιο του 2010 έως σήμερα παρουσιάστηκε μια σταδιακή αύξηση των ΑΠΕ με τα Φ/Β να έχουν το μεγαλύτερο ποσοστό, ακολουθούμενα από τα Α/Π.

Σύμφωνα με το δελτίο που εξέδωσε ο ΔΕΔΔΗΕ για τον Δεκέμβριο του 2014 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανερχόταν στα 272,96 MW για την Κρήτη με τα 194,16 MW να είναι αντιστοιχούν Α/Π και τα 78,3 MW σε Φ/Β. Παρακάτω παρουσιάζεται η μεταβολή της επί τοις εκατό συμμετοχής των ΑΠΕ στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή για την τετραετία 2011-2014.



Σχήμα 5.5: Ποσοστό Θερμικής Παραγωγής, Α/Π και Φ/Β στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή ανά έτος 2011-2014 [10]



Σχήμα 5.6: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΘΗΣ -Α/Π – Φ/Β-ΑΠΕ ανά έτος 2011-2014 [10]

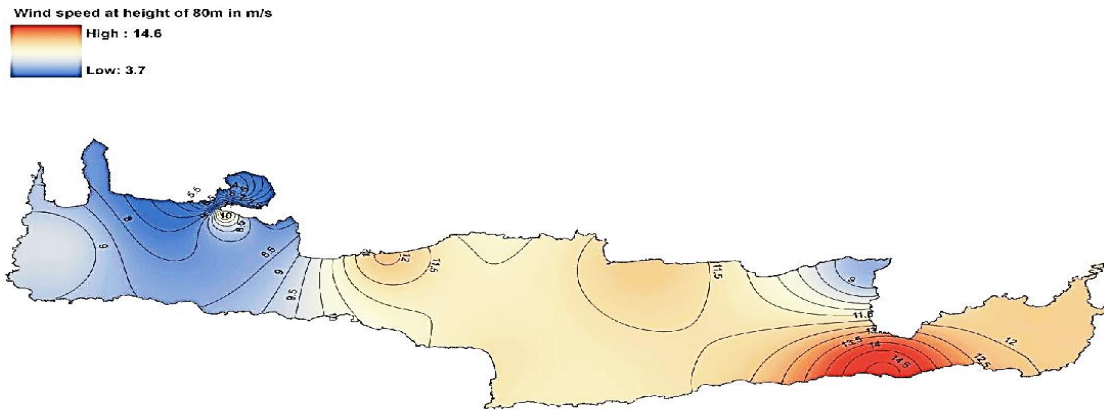
Παρακάτω παρουσιάζεται η ωριαία χρονοσειρά αθροιστικής παραγωγής Α/Π και Φ/Β κατά το έτος 2014, όπως δημιουργήθηκε από τα ωριαία πραγματικά δεδομένα που κατέγραψαν οι μετρητές του συστήματος της Κρήτης και χρησιμοποιείται ως δεδομένο εισόδου του μοντέλου



Σχήμα 5.7: Ωριαία χρονοσειρά αθροιστικής παραγωγής Α/Π και Φ/Β για το 2014 [14]

5.2.7.1 Αιολικά πάρκα

Τα αιολικά πάρκα αποτελούν την συντριπτική πλειοψηφία του συνόλου των ΑΠΕ στην Κρήτη. Αυτό οφείλεται κατα κύριο λόγο στο εξαιρετικό αιολικό δυναμικό του νησιού με υψηλές μέσες ταχύτητες ανέμου Έτσι σήμερα πάνω από το 13% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής της Κρήτης προέρχεται από αιολικά με συνολικά περίπου 195MW εγκατεστημένης ισχύος.



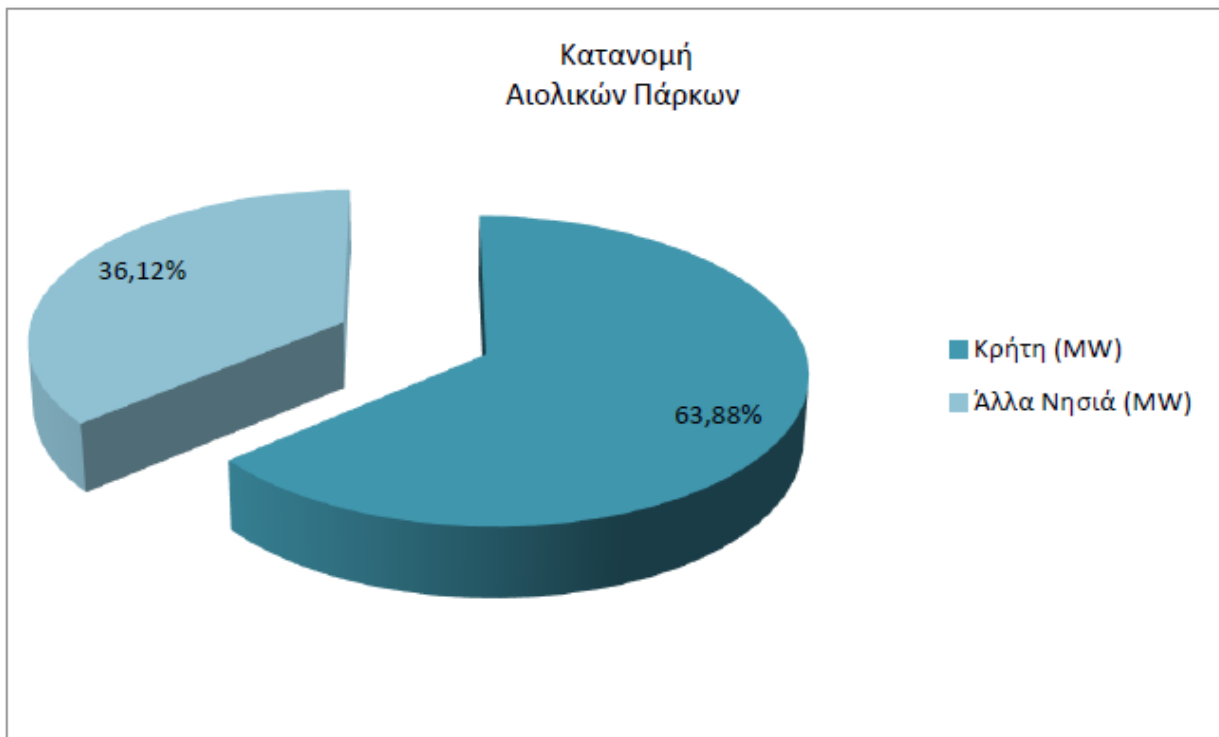
Σχήμα 5.8: Κατανομή αιολικού δυναμικού στο νησί της Κρήτης

Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζονται ομαδοποιημένα τα αιολικά πάρκα της Κρήτης ανά τοποθεσία και η εγκατεστημένη ισχύς τους:

ΝΟΜΟΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (kW)
ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	4,950.00
	ΒΟΣΚΕΡΟ Δ. ΚΡΟΥΣΩΝΑ	5,950.00
	ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΥΡΥΦΗ Δ. ΑΓ. ΒΑΡΒΑΡΑΣ	14,450.00
	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ ΜΟΙΡΩΝ	5,250.00
	ΑΓΙΟΣ ΚΥΡΙΑΛΛΟΣ Δ. ΓΟΡΤΥΝΑΣ	7,200.00
	ΚΑΛΟΓΗΡΟΣ, Δ.ΓΑΖΙΟΥ	3,600.00
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ Ι	4,800.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ ΙΙ	5,400.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ ΙΙΙ	3,000.00
	ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	5,100.00
	ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	1,500.00
	ΧΩΝΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	4,500.00
	ΧΑΝΔΡΑΣ	9,900.00
	"ΚΑΜΠΝΑΚΙΑ ΧΟΡΑΚΙ" ΔΗΜΟΥ ΛΕΥΚΗΣ	500.00
	"ΜΑΡΕ ΖΗΡΟΥ" ΔΗΜΟΥ ΛΕΥΚΗΣ	1,200.00
	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	9,900.00
	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ	4,800.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ (ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ)	3,000.00
	ΒΟΥΒΑΛΙ-ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ-ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ	10,000.00
	ΑΓΡΙΛΙΔΑ ΒΕΛΗΡΑΣ	10,000.00
	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ ΒΡΟΥΧΑ	11,900.00
	ΒΙΓΛΙ	5,000.00
	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	2,500.00
ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	3,000.00	
ΠΙΣΚΟΚΟΠΑΝΙΕΣ ΠΙΣΚΟΛΑΚΚΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	2,700.00	
ΧΑΝΙΩΝ	ΒΑΡΔΙΑ	5,400.00
	ΒΑΤΑΛΙ	5,400.00
	ΡΟΒΑΣ Δ. ΚΙΣΣΑΜΟΥ	9,350.00
	ΘΕΣΗ ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ- ΠΑΠΟΥΡΑ Δ. ΚΙΣΣΑΜΟΥ	6,300.00

Πίνακας 5.10: Ομαδοποίηση λειτουργούντων αιολικών πάρκων Κρήτης [14]

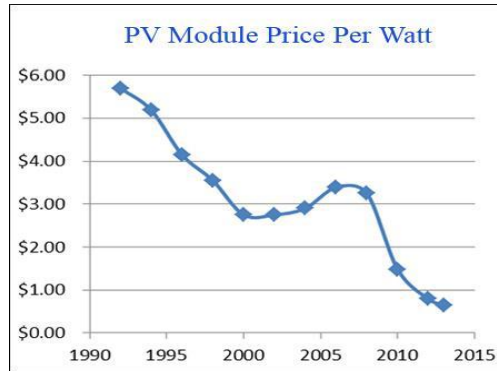
Για να γίνει αντιληπτή η κατανομή των αιολικών πάρκων στα ελληνικά νησιά και η σημαντική θέση που κατέχει η Κρήτη ανάμεσα σε αυτά, παρατίθεται το παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 5.9: Ποσοστιαία Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος Αιολικών πάρκων Κρήτης[2010] [14]

5.2.7.2 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (Φ/Β)

Τα τελευταία χρόνια παγκοσμίως αλλά και ειδικότερα στην Ελλάδα, έχει παρουσιαστεί περισσότερο ενδιαφέρον για την εγκατάσταση Φ/Β όχι μόνο σε μεγάλα πάρκα, αλλά και σε μικρότερη κλίμακα, σε κατοικίες, ακόμη και σε συσκευές. Αυτό προέκυψε κυρίως ως αποτέλεσμα της γρήγορης πτώσης (τα τελευταία χρόνια) των τιμών για την κατασκευή των panels (βλ. Σχήμα 5.10). Το κόστος των ηλιακών κυττάρων έχει μειωθεί την τελευταία 30-ετία δραματικά μειώνοντας λοιπόν τα επενδυτικά κόστη για την εγκατάσταση Φ/Β. Οι τιμές αυτές κάνουν μια επένδυση στην συγκεκριμένη τεχνολογία οικονομικά βιώσιμη ακόμα και για ιδιώτες, ειδικά με τις εγγυημένες τιμές (feed-in tariffs) που εξαλείφουν την ενδεχόμενη ζημία που θα είχε ο επενδυτής. Τα επόμενα χρόνια αναμένεται να συνεχιστεί η πτωτική τάση των τιμών, που θα οδηγήσει σε grid parity, κάτι που σημαίνει πως τα φωτοβολταϊκά θα μπορούν πλέον να παράγουν ενέργεια με (σταθμισμένο) κόστος ίσο ή και χαμηλότερο από την τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο. Όταν επιτευχθεί αυτό, σημαίνει πως η συγκεκριμένη ΑΠΕ θα είναι πλέον υποψήφια για μαζική παραγωγή χωρίς την ανάγκη επιχορηγήσεων από την πλευρά της πολιτείας. Αξίζει να σημειωθεί πως ήδη η Αυστραλία έχει πετύχει Grid Parity από το 2012.



Σχήμα 5.10: Η διαχρονική μείωση του κόστους των Φ/Β πάνελ

Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, η ραγδαία αύξηση και εγκατάσταση Φ/Β ήταν μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ωρίμανση της τεχνολογίας καθώς και από την αύξηση που ευνοούσαν οι συνθήκες με αποτέλεσμα αρκετές επενδύσεις να μην είναι συμφέρουσες και να υπάρχει μεγάλος αριθμός εγκατεστημένων Φ/Β. Αυτά εισήχθησαν με μεγάλες και ασύμφορες για το σύστημα feed-in tariffs που έκριναν τότε την επένδυση συμφέρουσα αλλά λόγω της συμφόρησης τα νέα ΦΕΚ κατεβάζουν συνέχεια τις τιμές δημιουργώντας δυσαρέσκεια και ζημία πολλές φορές στους παραγωγούς. Για παράδειγμα τώρα τα Φ/Β κάτω των 500 KW θα αποζημιώνονται με βάση τη Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) του προηγούμενου έτους συν ένα 10% αυτής. Όμως τα έργα ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα θα παραμένουν στο υπάρχον καθεστώς feed in tariffs ως τα τέλη του 2019.

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	A	B	Γ (ανεξαρτήτως ισχύος)
	>100kW	≤100kW	
2013 Φεβρουάριος	95,00	120,00	100,00
2013 Αύγουστος	95,00	120,00	100,00
2014 Φεβρουάριος	90,00	115,00	95,00
2014 Αύγουστος	90,00	115,00	95,00
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,1xμΟΤΣ _{ν-1}	1,2xμΟΤΣ _{ν-1}	1,1xμΟΤΣ _{ν-1}

μΟΤΣ_{ν-1}: Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το προηγούμενο έτος ν-1.

Πίνακας 5.11: Τιμή εγχεόμενης ενέργειας από Φ/Β

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, είναι αναμενόμενη η ραγδαία αύξηση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων που σημειώνεται όχι μόνο στην Κρήτη αλλά και σε όλη την Ελλάδα. Το φαινόμενο αυτό μπορεί να αποδοθεί στη σταδιακή ωρίμανση της τεχνολογίας ως βιώσιμη εναλλακτική μέθοδος παραγωγής ενέργειας, αλλά στην πραγματικότητα η ταχύτατη αυτή αύξηση οφείλεται κατά κόρον στα οικονομικά κίνητρα που έδωσε η πολιτεία για την εγκατάσταση Φ/Β. [15]

Παρακάτω δίνονται στοιχεία για τους Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς που είναι εγκατεστημένοι στην Κρήτη ανά νομό.

Νομός	Αριθμός Φ/Β Σταθμών	Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β (MW)
Λασιθίου	262	19,9
Ηρακλείου	501	35,91
Ρεθύμνου	241	18,26
Χανίων	200	14,75
ΣΥΝΟΛΟ	1.204	88,82

Πίνακας 5.12: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών Κρήτης ανά νομό

5.2.7.3 Μονάδες παραγωγής Βιομάζας

Οι δύο μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιοαέριο βρίσκονται στους Βιολογικούς καθαρισμούς της Δημόσιας Επιχείρησης Ύδρευσης - Αποχέτευσης (Δ.Ε.Υ.Α) των Χανίων και του Ηρακλείου αντίστοιχα, συνεισφέροντας σημαντικά στην ικανοποίηση των εσωτερικών καταναλώσεων των μονάδων αυτών. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των συγκεκριμένων μονάδων παραγωγής από βιοαέριο είναι ίση με 0,40 MW .

5.2.7.4 Μικρά Υδροηλεκτρικά

Όσον αφορά τις εγκαταστάσεις Μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (Μ.ΥΗ.Σ), στην Κρήτη, αυτοί βρίσκονται στο Νομό Χανίων και συγκεκριμένα στην περιοχή της Αγυιάς και Αλμυρού.

Ο πρώτος Μ.ΥΗ.Σ. είναι ένας από τους παλαιότερους υδροηλεκτρικούς σταθμούς της χώρας καθώς ξεκίνησε να λειτουργεί από το 1929. Ο Μ.ΥΗ.Σ. Αγυιάς, κατά την έναρξη λειτουργίας του, διέθετε τρεις μονάδες των 0,30 MW, των οποίων η συνολική ισχύς μπορούσε να φτάσει τα 0,90 MW έκαστος. Η λειτουργία του όμως έλαβε τέλος, καθώς στις 23 Μαΐου 2009 ολοκληρώθηκε η παραχώρηση του Μ.ΥΗ.Σ. Αγυιάς και των εκτάσεων του, στη Νομαρχία Χανίων με σκοπό την πλήρη περιβαλλοντική αναβάθμιση της ευρύτερης περιοχής. Επομένως αυτή τη στιγμή ο μοναδικός Μ.ΥΗ.Σ. που βρίσκεται σε λειτουργία είναι στη περιοχή του Αλμυρού, στο δήμο Γεωργιούπολης. Ο εν λόγω Σταθμός Παραγωγής αποτέλεσε το δεύτερο έργο εκμετάλλευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας στο νησί καθώς ξεκίνησε να λειτουργεί από το 1954. Ο Μ.ΥΗ.Σ Αλμυρού αξιοποιεί μέρος από τις απορροές των Λευκών Ορέων, οι οποίες συγκεντρώνονται στη λίμνη του Αλμυρού . Διαθέτει μία μονάδα των 0,30 MW της οποίας η μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας μπορεί να φτάσει και τις 1,25 GWh. Αξίζει να σημειωθεί πως τα περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη του υδροηλεκτρικού έργου είναι ιδιαίτερα σημαντικά καθώς στην περιοχή του φράγματος έχει δημιουργηθεί υδροβιότοπος, ενώ η λειτουργία του Μ.ΥΗ.Σ. συμβάλλει στην αποφυγή εκπομπής ρύπων CO₂ κατά 1.250 τόνους ετησίως.

Κεφάλαιο 6

Κεφάλαιο 6: Οριακή Τιμή Κόμβου(LMP) και σταθερά δικαιώματα μεταφοράς

6.1 Εισαγωγή

Η χρέωση λόγω της συμφόρησης των γραμμών μεταφοράς πραγματοποιείται όταν το σύστημα που εξετάζουμε υπόκειται σε φυσικούς περιορισμούς. Μία εύλογη μέθοδος προσδιορισμού των χρεώσεων μεταφοράς θα πρέπει να παρέχει κάποιο οικονομικό σήμα που να αντανακλά τη χρέωση λόγω των φυσικών περιορισμών που έχει το σύστημα μεταφοράς.

Μία επιλογή είναι να βασιστούμε στην Οριακή Τιμή Κόμβου (Locational Marginal Price – LMP), όπου η χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης μιας γραμμής είναι το γινόμενο της ροής κατά μήκος της γραμμής επί τη διαφορά των τιμών μεταξύ των ζυγών που βρίσκονται στα δύο άκρα της γραμμής.

Η χρέωση εξαιτίας της συμφόρησης μιας γραμμής μπορεί να αυξηθεί κατά πολύ σε ορισμένες περιπτώσεις και να δημιουργήσει ζημία για κάποιον συμμετέχοντα στην αγορά. Για να αντιμετωπιστεί αυτός ο κίνδυνος, ο συμμετέχων μπορεί να αγοράσει το δικαίωμα να μεταφέρει ισχύ σε μια γραμμή μεταφοράς, η οποία έχει υποστεί συμφόρηση, σε κάποια συγκεκριμένη τιμή. Αυτό το δικαίωμα ονομάζεται Σταθερό Δικαίωμα Μεταφοράς (Firm Transmission Right – FTR). Ο κάτοχος αυτού του δικαιώματος λαμβάνει μία πίστωση που αντισταθμίζει τη χρέωση που προκαλεί η συμφόρηση. [6]

6.2 Οριακή Τιμή Κόμβου

Η Οριακή Τιμή Κόμβου - LMP είναι το οριακό κόστος για την παροχή μίας επιπλέον μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα συγκεκριμένο ζυγό, λαμβάνοντας υπόψη το οριακό κόστος παραγωγής και τα φυσικά χαρακτηριστικά του συστήματος μεταφοράς. Το LMP δίνεται από τον τύπο:

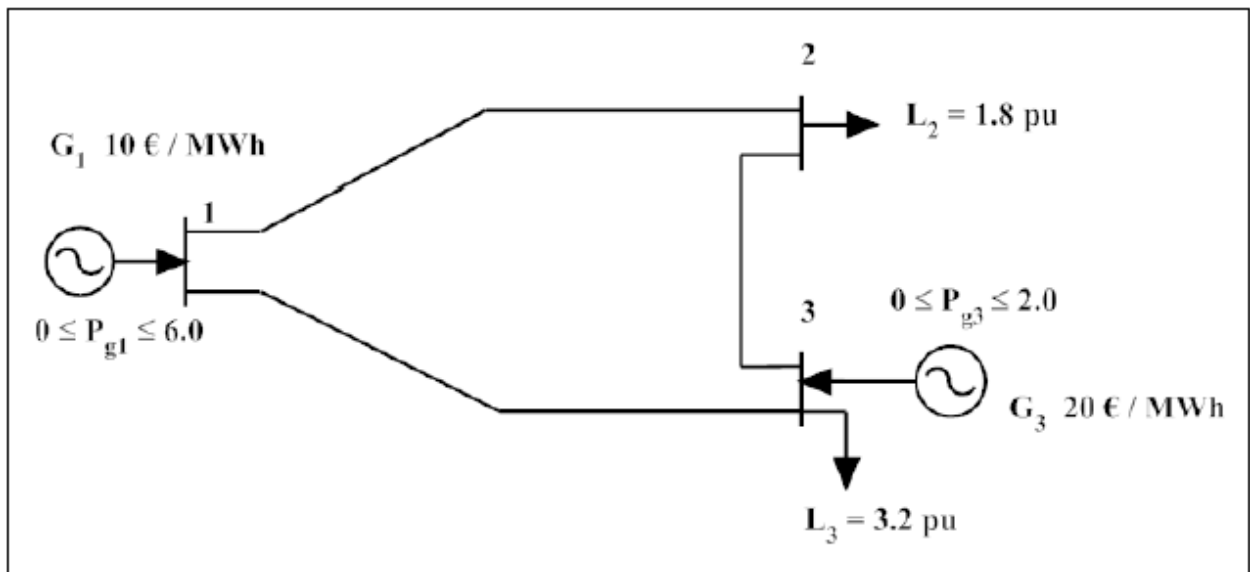
$$\text{LMP} = \text{οριακό κόστος παραγωγής} + \text{κόστος συμφόρησης} + \text{κόστος απωλειών}$$

Ουσιαστικά το LMP είναι το πρόσθετο κόστος για να παραχθεί ένα επιπλέον MW σε κάποιο συγκεκριμένο κόμβο. Έτσι οι προμηθευτές και οι παραγωγοί αντιλαμβάνονται το κόστος διανομής ενέργειας σε ένα σύστημα μεταφοράς.

Σε ένα σύστημα μεταφοράς οι διαφορές στις τιμές των LMP εμφανίζονται όταν υπάρχει συμφόρηση στις γραμμές μεταφοράς. Στην περίπτωση που αμελούμε τις απώλειες και τα όρια των γραμμών μεταφοράς είναι είτε πολύ μεγάλα είτε δεν εμφανίζονται στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης, τα LMP έχουν την ίδια τιμή σε όλους τους ζυγούς και αυτό είναι το κόστος της οριακής μονάδας, δηλαδή της πιο ακριβής γεννήτριας σύμφωνα με την κατανομή που έχει γίνει. Όμως αν μια γραμμή έχει υποστεί συμφόρηση, τα LMP θα διαφέρουν από ζυγό σε ζυγό ή από ζώνη σε ζώνη. Αυτό το γεγονός οδηγεί σε επιπλέον χρεώσεις.

6.2.1 Απεικόνιση των LMP μέσω παραδείγματος

Θα μελετήσουμε ένα απλό παράδειγμα με 3 ζυγούς. Τα χαρακτηριστικά του συστήματος αυτού φαίνονται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 6.1: Χαρακτηριστικά Συστήματος

Τα χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα:

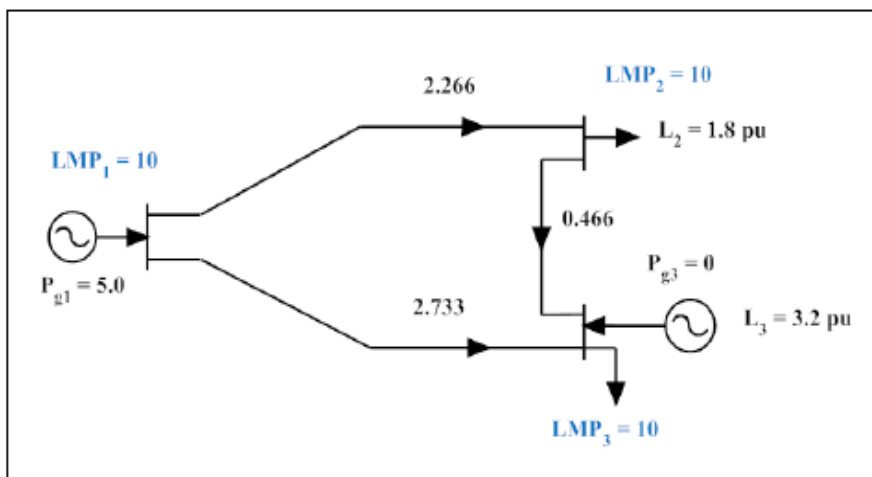
Γραμμή	Ζυγός Αναχώρησης	Ζυγός Άφιξης	Επαγωγική Αντίδραση (p.u.)	Όριο (p.u.)
1	1	2	0.25	2.0
2	1	3	0.25	2.0
3	2	3	0.25	2.0

Πίνακας 6.1: Χαρακτηριστικά Γραμμών Μεταφοράς

Θα εξετάσουμε λοιπόν και τις δύο περιπτώσεις:

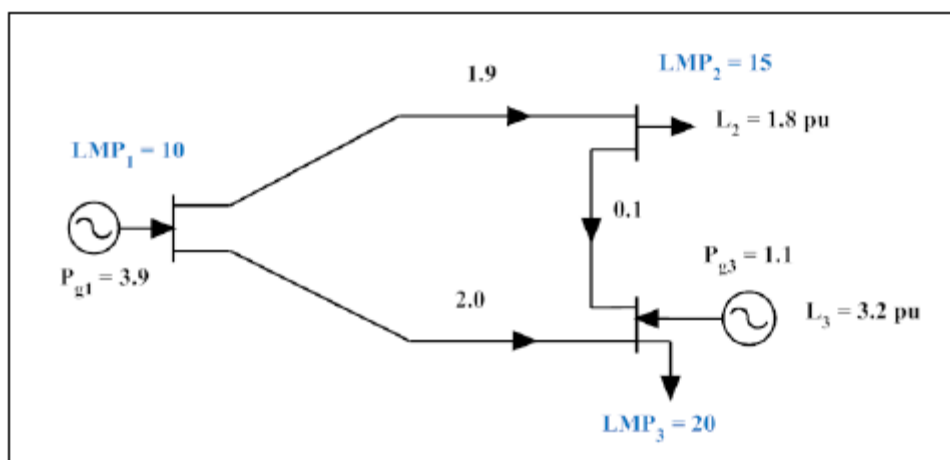
- Την 1^η περίπτωση που αγνοούνται τα όρια των γραμμών
- Καθώς και την 2^η περίπτωση που τα λαμβάνουμε υπόψη.

Στην 1^η περίπτωση όπως έχουμε προαναφέρει η οριακή τιμή συστήματος παίρνει την τιμή της ακριβότερης χρησιμοποιούμενης μονάδας. Σε αυτό το παράδειγμα η γεννήτρια G1 καλύπτει την συνολική ζήτηση, οπότε θέτει την οριακή τιμή συστήματος (δηλαδή όλων των ζυγών) στα 10€/MWh.



Σχήμα 6.2: 1η περίπτωση

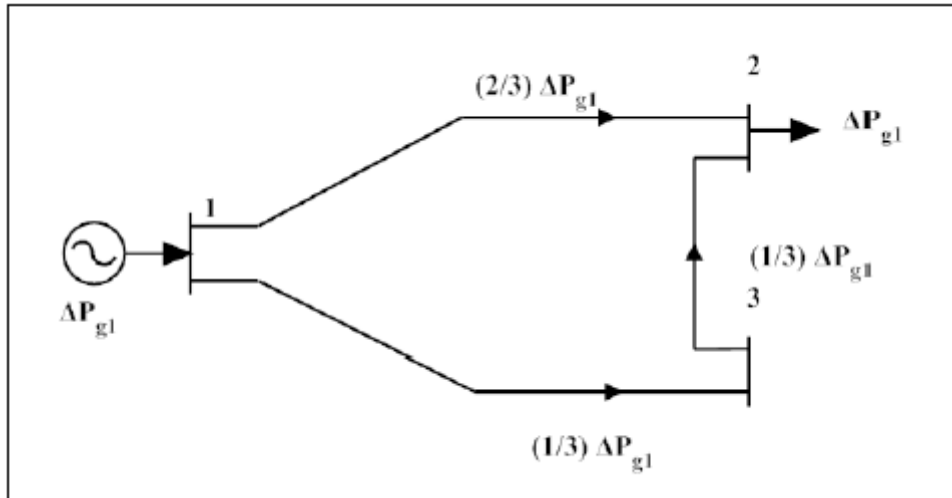
Στην 2^η περίπτωση όπου συνυπολογίζουμε τα όρια και προκύπτουν συμφορήσεις γραμμών αλλάζουν οι παραγόμενες ποσότητες φορτίου. Η G1 πρέπει να παράξει λιγότερη ισχύ και έτσι πρέπει να αρχίσει να λειτουργεί η G3. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την διαφοροποίηση των LMP από κόμβο σε κόμβο. Όπως φαίνεται και από το παρακάτω σχήμα το LMP_2 προκύπτει με τον εξής τρόπο: αν η ζήτηση στο ζυγό 2 αυξηθεί κατά 1 MW τότε η αύξηση δεν θα καλυφθεί εξ' ολοκλήρου από την G1 λόγω συμφόρησης στη γραμμή 1-3. Αν στείλουμε επιπρόσθετη ισχύ μέσω της 1-2 θα αυξηθεί η ροή στη γραμμή 1-3, οπότε θα πρέπει να καλυφθεί από την G3. Με αυτόν τον τρόπο η G3 γίνεται μαζί με την G1 οριακή μονάδα του συστήματος αφού ελέγχουν την ροή στην γραμμή 1-3.



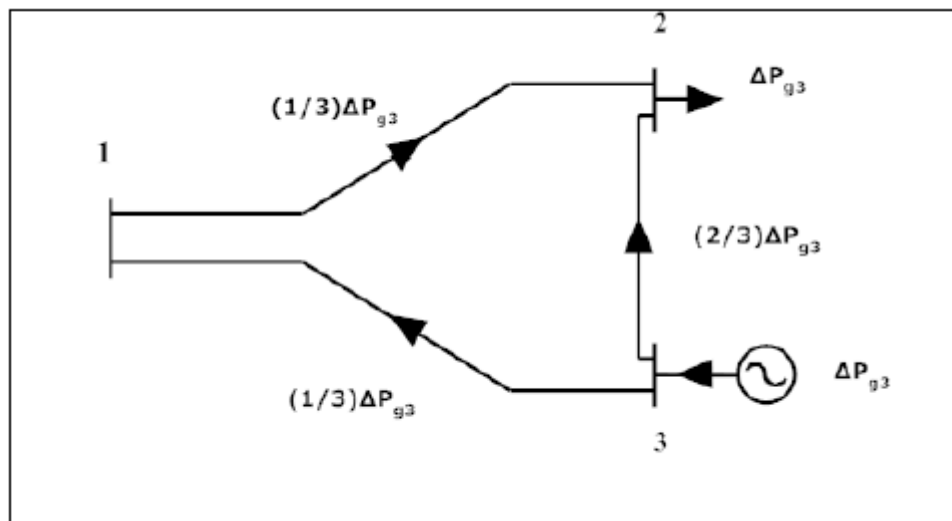
Σχήμα 6.3: 2η περίπτωση

Η ροή από τη γεννήτρια G1 στο ζυγό 2 θα χωριστεί στις γραμμές 1-2 και 1-3 (έπειτα και στη 3-2). Λαμβάνοντας υπόψη τις αντιδράσεις που απεικονίζονται στον Πίνακα 6.1 (όπου παρατηρούμε πως όλες οι γραμμές έχουν την ίδια επαγωγική αντίδραση), τα 2/3 της επιπρόσθετης ροής θα μεταφερθούν μέσω της γραμμής 1-2 και το υπόλοιπο 1/3 μέσω της γραμμής 1-3 και έπειτα μέσω της 3-2. Στο Σχήμα 6.3, η ΔP_{G1} είναι η επιπρόσθετη ισχύς από τη G1 που χρειάζεται για να τροφοδοτήσει την αύξηση της ζήτησης του ζυγού 2. Παρομοίως, η ροή από τη G3 στο ζυγό 2 θα χωριστεί μεταξύ των γραμμών 3-1 (και έπειτα 1-2), και της γραμμής 3-2. Επίσης, τα 2/3 της ισχύος θα μεταφερθούν μέσω της γραμμής 3-2 και το 1/3 μέσω της γραμμής 3-1 και έπειτα μέσω της γραμμής 1-2. Στο Σχήμα 6.4 η

ΔP_{G3} είναι η επιπρόσθετη ισχύς από τη $G3$ που χρειάζεται για να τροφοδοτήσει την αύξηση στη ζήτηση του ζυγού 2.



Σχήμα 6.3: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{G1}



Σχήμα 6.4: Ροές ισχύος εξαιτίας της επιπρόσθετης παραγωγής ΔP_{G3}

Οπότε για να κρατήσουμε τη ροή ισχύος στην γραμμή 1-3 μέσα στα όρια για να αποφευχθεί η οποιαδήποτε συμφόρηση, η $G3$ ρυθμίζεται έτσι ώστε η παραγωγή της να αντισταθμίζει τη ροή από το ζυγό 1 στον 3. Ίσες ποσότητες ισχύος σε κάθε πλευρά της γραμμής 1-3 θα εμποδίσουν τη συμφόρηση στη γραμμή 1-3. Επομένως πρέπει

$$(1/3)\Delta P_{G1} = (1/3)\Delta P_{G3},$$

συνεπώς

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{G3}.$$

Για μια αύξηση κατά 1 MW στο ζυγό 2, θα πρέπει να ισχύει $\Delta P_{G1} + \Delta P_{G3} = 1 \text{ MW}$.

Άρα, για να κρατήσουμε τη ροή στη γραμμή 1-3 μέσα στα επιτρεπτά όρια και να για να επιτύχουμε την πιο οικονομική κατανομή, το 50% του επιπρόσθετου φορτίου στο ζυγό 2 καλύπτεται μέσω της G1 και το υπόλοιπο 50% καλύπτεται από τη G3. Το LMP του ζυγού 2 γίνεται :

$$LMP2 = (0.5 * 10 \text{ €/MWh}) + (0.5 * 20 \text{ €/MWh}) = 15 \text{ €/MWh}$$

Κεφάλαιο 7

Κεφάλαιο 7: Ιστορικό και οφέλη διασύνδεσης

7.1 Ιστορικό διασύνδεσης

Η διασύνδεση νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα δεν αποτελεί καινοτομία στις μέρες μας. Ήδη στην Ελλάδα η κατασκευή τέτοιων διασυνδέσεων έχει ξεκινήσει από την ΔΕΗ από την δεκαετία του 1960 με καλώδια 15 kV στην Κέρκυρα με την σύνδεση των νησιών του Ιονίου να ολοκληρώνεται τη δεκαετία του 1970 με καλώδια των 150 kV [16].

Η πρώτη μελέτη για την Κρήτη πραγματοποιήθηκε στο τέλος της δεκαετίας του 1960 και είχε καταλήξει πως εκείνη την περίοδο η διασύνδεση δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα τουλάχιστον για μία δεκαετία από τότε. Το βάθος βύθισης των καλωδίων αποτέλεσε τον κυριότερο αποτρεπτικό παράγοντα της διασύνδεσης διότι τότε θεωρούνταν απογορευτικό. Έτσι για μεγάλο χρονικό διάστημα το έργο τέθηκε σε αδράνεια. Οι επόμενες μελέτες πραγματοποιήθηκαν το 1981 και τότε κατέληξαν στο συμπέρασμα πως ήταν οικονομικά πιο συμφέρουσα από την αυτόνομη ανάπτυξη των σταθμών παραγωγής στο νησί [17]. Προτάθηκε μάλιστα η διετία 1994-1995 να είναι διετία της ένταξης της Κρήτης στο σύστημα. Επόμενες μελέτες πραγματοποιήθηκαν στα τέλη της δεκαετίας του '80, στις οποίες αναθεωρήθηκαν τα στοιχεία κόστους, ελήφθησαν υπόψη τα αποτελέσματα μελετών της μορφολογίας του βυθού, και εξετάστηκαν οι διάφορες διαθέσιμες εναλλακτικές για τη διασύνδεση (ισχύς συνδέσμου, συνεχής τάση κ.ο.κ.).

Η διασύνδεση όμως δεν προχώρησε. Ο κύριος λόγος είναι ο οικονομικός, διότι παρόλη την ανάπτυξη της τεχνολογίας και της τεχνογνωσίας και παρόλο που από τεχνολογικής απόψεως η διασύνδεση είναι η καλύτερη λύση, δεν εκδηλώνεται επενδυτικό ενδιαφέρον για το έργο. Σημαντική αιτία είναι το γεγονός ότι οποιαδήποτε εξοικονόμηση προκύψει από τη διασύνδεση (κυρίως από τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής) θα μεταφερθεί σε όλους τους καταναλωτές, αφού αυτοί επωμίζονται το επιπλέον κόστος της ηλεκτροπαραγωγής στα νησιά μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας που ενσωματώνονται σε κάθε λογαριασμό. Επομένως δεν υπάρχει κάποιο άμεσο κέρδος για τον επενδυτή [18], [19].

7.2 Στόχοι και οφέλη της διασύνδεσης

Τις τελευταίες δεκαετίες, το απομονωμένο σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα. Οι κύριες αιτίες για αυτά τα προβλήματα είναι η οριακή κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού το καλοκαίρι, το υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν Diesel και Μαζούτ ως καύσιμο, αλλά και η παλαιότητα πολλών από αυτές, κάτι που συνεπάγεται χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και επιπλέον επιβάρυνση του περιβάλλοντος. Ένα επιπλέον πρόβλημα είναι η μειωμένη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, παρά το μεγάλο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, γεγονός που οφείλεται στα προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα. [12]

Ως ενδεχόμενη λύση του προβλήματος εξετάστηκε και η διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα.

Οι βασικοί στόχοι που τίθενται σε ένα τέτοιο έργο είναι:

- Μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας που θα οδηγήσει στη μείωση του ετήσιου κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας, σχεδόν το 50% του οποίου οφείλεται στην ηλεκτροδότηση της Κρήτης.
- Μείωση περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί.
- Εξασφάλιση ομαλής και αξιόπιστης τροφοδότησης του νησιού.
- Μέγιστη αξιοποίηση του μεγάλου δυναμικού ΑΠΕ του νησιού που δεν είναι δυνατή χωρίς τη διασύνδεση. Η αξιοποίηση αυτή οδηγεί στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα, και στην ενίσχυση των στόχων για μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και μείωση εκπομπών CO₂. [20]

Το θέμα της διασύνδεσης αυτόνομων νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα επανήλθε στο προσκήνιο τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω της ωρίμανσης των τεχνολογιών που καθιστούν ένα τέτοιο εγχείρημα όχι μόνο δυνατό αλλά και οικονομικά συμφέρον, και λόγω της αυξανόμενης δραστηριότητας στον τομέα αυτό σε όλες τις χώρες του κόσμου (για παράδειγμα, τα HVDC δίκτυα που κατασκευάζονται στη Βόρεια Θάλασσα) [21].

Όσον αφορά την Κρήτη συγκεκριμένα, είναι δεδομένο πως υπάρχει στο νησί πολύ μεγάλο δυναμικό ΑΠΕ, που σε βάθος χρόνου μπορεί να υπερκαλύψει τις ανάγκες του σε ενέργεια, ενώ έχει εκφραστεί ενδιαφέρον κι από πολλούς ιδιώτες επενδυτές. Όμως δεν είναι γνωστός ο αριθμός και ο ρυθμός ανάπτυξης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ που μπορούν να πραγματοποιηθούν, κυρίως λόγω της αβεβαιότητας των αδειοδοτήσεων. Λόγω αυτής της αβεβαιότητας, στις περισσότερες μελέτες που έχουν γίνει εξετάζονται διάφορα σενάρια διείσδυσης, τυπικά 50%, 75% και 100% της αιχμής.

Σε κάθε περίπτωση, η υλοποίηση του έργου εξυπηρετεί κυρίως τις ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης, θα έχει όμως θετικές επιπτώσεις και στο διασυνδεδεμένο σύστημα, αφού η πλεονάζουσα ενέργεια του νησιού θα καλύπτει μέρος των αναγκών του.

7.3 Πλάνο διασύνδεσης Κρήτης με ηπειρωτικό σύστημα

Τελευταία ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) επιδιώκει να το επαναφέρει δυναμικά το σχέδιο διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα και μάλιστα με τρόπο που να είναι εφικτά υλοποιήσιμο.

Η επιλογή του βέλτιστου σχήματος διασύνδεσης της Κρήτης αποτελεί ένα πολύπλοκο θέμα, καθώς πρόκειται για εξαιρετικά σημαντικό έργο όχι μόνο για το Σύστημα Κρήτης αλλά για τη χώρα συνολικότερα. Αν και το θέμα του ενεργειακού σχεδιασμού της Κρήτης είναι πολύ ευρύτερο, στην παρούσα ανάλυση εξετάζεται κυρίως ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής. Από τις αναλύσεις και διερευνήσεις που προηγήθηκαν καθίσταται σαφές ότι πέραν των παραδοσιακών αναλύσεων οφέλους/κόστους, κρίσιμη παράμετρο αποτελεί η ταχύτητα υλοποίησης του έργου καθώς η απομονωμένη λειτουργία του Συστήματος Κρήτης έχει σαν αποτέλεσμα τη σημαντική επιβάρυνση των καταναλωτών λόγω του ακριβού καυσίμου.

Οι επιδράσεις στο ΕΣΜΗΕ (που σχετίζονται κυρίως με τα πιθανά σημεία σύνδεσης στο ΕΣΜΗΕ) και τα αντίστοιχα έργα ενίσχυσης του πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη. Τέλος, τεχνικά θέματα που σχετίζονται με τις διαθέσιμες τεχνολογίες διασύνδεσης, το είδος της διασύνδεσης (ΕΡ ή ΣΡ), τα εκτιμώμενα στοιχεία κόστους και οι αβεβαιότητες που τα ακολουθούν, οι απαραίτητες ενισχύσεις στο Σύστημα Κρήτης, η επίδραση της διασύνδεσης στο Σύστημα Κρήτης όσον αφορά την ασφάλεια και αξιοπιστία τροφοδότησης των καταναλωτών κλπ., αποτελούν επίσης καθοριστικές παραμέτρους για τη λήψη αποφάσεων. Λόγω των πιο πάνω, πέραν της τεχνικής και οικονομικής ανάλυσης οφέλους/κόστους, ο ΑΔΜΗΕ ακολούθησε μια «πολυκριτηριακή» ανάλυση ώστε να ληφθούν με τον καλύτερο τρόπο υπόψη όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την σκοπιμότητα του έργου και κυρίως αυτές που σχετίζονται με προβλήματα που ενδέχεται να οδηγήσουν σε καθυστέρηση ένταξης του έργου. Από ένα μεγάλο πλήθος σεναρίων που εξετάστηκαν σε βάθος τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά, τα επικρατέστερα αφορούν:

- Σύνδεση ΣΡ Αττική – Κορακιά
- Σύνδεση ΣΡ Πελοπόννησος – Κορακιά
- Σύνδεση ΕΡ Πελοπόννησος – Δυτικό άκρο Κρήτης

Τα σημαντικότερα οφέλη που προκύπτουν από την διασύνδεση, παρά το σημαντικό κόστος επένδυσης, είναι η ενίσχυση της ασφάλειας τροφοδότησης του νησιού, η σημαντική εξοικονόμηση δαπανών καυσίμου αλλά και των ΥΚΩ, η δραστική αύξηση της εκμετάλλευσης του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ, κυρίως (Α/Π και Φ/Β), ο περιορισμός αρχικά και μετέπειτα στην εξάλειψη αερίων ρύπων. Στην έρευνα του ΑΔΜΗΕ, διαπιστώνεται πως το βέλτιστο μέγεθος διασύνδεσης είναι της τάξεως των 700 MW. Η τεχνολογία εναλλασσόμενου ρεύματος (ΕΡ) μπορεί να εφαρμοστεί μόνο για σύνδεση του ΕΣΜΗΕ από την Πελοπόννησο. Επιπλέον λόγω της μεγάλης απόστασης χρειάζεται αντιστάθμιση αέργου ισχύος.

Ο ΑΔΜΗΕ προτείνει την ένταξη στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) ενός επιπλέον έργου διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο με σύνδεσμο ΕΡ 200 MVA, ως «Διασύνδεση Εξοικονόμησης» της Κρήτης. Επισημαίνεται ότι η «Διασύνδεση Εξοικονόμησης» σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να συναρτάται με το έργο της Διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα), το οποίο σχεδιάζεται και υλοποιείται ανεξάρτητα.

Το έργο θα επιτρέψει σημαντική αύξηση της διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ στην Κρήτη (της τάξεως των 300 MW ή κατά ~150%), και θα συνεισφέρει σημαντικά στην αποσυμφόρηση της Πελοποννήσου κατά 150 MW (τα οποία θα διακινούνται σε συνεχή βάση προς Κρήτη), απαλύνοντας τις επιπτώσεις του κορεσμού του δικτύου της Πελοποννήσου.

Τονίζεται ότι το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης ενός τέτοιου έργου είναι σίγουρα πιο βραχύ (η διασύνδεση με την Αθήνα υπολογίζεται ότι χρειάζεται 9 έτη για να ολοκληρωθεί) και με σαφώς μικρότερα ρίσκα, καθώς απαιτούνται ελάχιστα έργα ενίσχυσης στην Κρήτη (μία πύλη Γ.Μ. 150 kV στον Υ/Σ Χανίων και έργα αντιστάθμισης αέργου ισχύος) και μικρής κλίμακας ενισχύσεις στην Πελοπόννησο (αναβαθμίσεις Γ.Μ. απλού κυκλώματος, αντικαταστάσεις αγωγών, εγκατάσταση κάποιων πυλών Γ.Μ. 150 kV και αντιστάθμισης αέργου ισχύος), ενώ η εγκατάσταση υποβρυχίου καλωδίου ικανότητας 200 MVA έχει χαμηλότερο και προβλέψιμο κόστος. Επιπλέον, και λαμβανομένων υπόψη των οικονομικών συνθηκών, η χρηματοδότηση του έργου θα είναι προφανώς σημαντικά ευκολότερη. [22]

Κεφάλαιο 8

Κεφάλαιο 8: Περιγραφή του προγράμματος MATPOWER

8.1 Εισαγωγικά Στοιχεία

Το MATPOWER αναπτύχθηκε από τους Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez και Deqiang Gan του PSERC στο πανεπιστήμιο Cornell υπό την διεύθυνση του Robert J. Thomas. Η αρχική ανάγκη για κώδικα ροής φορτίου και βέλτιστης ροής φορτίου σε Matlab γεννήθηκε από τις υπολογιστικές απαιτήσεις του ερευνητικού έργου PowerWeb.

Το MATPOWER είναι ένα πρόγραμμα από M-files του Matlab και προορίζεται για επίλυση προβλημάτων Ροής Φορτίου και Βέλτιστης Ροής Φορτίου. Πρόκειται για ένα εύχρηστο εργαλείο προσομοίωσης συστημάτων ισχύος, κατάλληλο για μελετητές και εκπαιδευτικούς, αφού είναι εύκολο στη χρήση και τροποποίησή του. Είναι σχεδιασμένο με τέτοιο τρόπο ώστε να προσφέρει την καλύτερη δυνατή απόδοση, διατηρώντας τον κώδικα απλό στην κατανόηση και τροποποίησή του.

Η έκδοση που χρησιμοποιήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι το MATPOWER 5.1. Για να μπορέσει κάποιος να το χρησιμοποιήσει χρειάζεται να έχει εγκατεστημένο το Matlab R2013a ή κάποια μεταγενέστερη έκδοση. [6]

8.2 Εκτέλεση Προσομοιώσεων

Ο βασικός σκοπός και λειτουργία του MATPOWER είναι η επίλυση των προβλημάτων Απλής Ροής Φορτίου (Power Flow) και της βέλτιστης Ροής Φορτίου (Optimal Power Flow). Η επίλυση αυτή μπορεί να γίνει εισάγοντας τα δεδομένα του δικτύου στο πρόγραμμα. Τα δεδομένα αυτά είναι διάφοροι παράμετροι του συστήματος όπως οι ροές ισχύος (παραγωγής και κατανάλωσης) σε κάθε ζυγό, οι παράμετροι των γεννητριών που συνδέονται στο δίκτυο, οι συναρτήσεις κόστους αυτών καθώς και οι διασυνδέσεις των ζυγών.

Η εκτέλεση των προσομοιώσεων γίνεται καλώντας μία από τις βασικές συναρτήσεις όπως η `runpf` ή η `runopf`, η εκτέλεση Απλής και Βέλτιστης Ροής Φορτίου, αντίστοιχα. Η εκτέλεση της απλής ροής φορτίου γίνεται με την μέθοδο Newton Raphson. π.χ. για το τυποιημένο σύστημα των 9 ζυγών που υπάρχει αποθηκευμένο στο MATPOWER με το όνομα `case9.m`, γίνεται πολύ απλά πληκτρολόγωντας την εντολή `>>runpf('case9')`. Αντίστοιχα, πληκτρολόγωντας την εντολή `>>runopf('case9')` εκτελείται η βέλτιστη ροή φορτίου. Υπάρχουν και άλλοι αλγόριθμοι επίλυσης των εντολών αυτών που θα αναφερθούν παρακάτω.

8.3 Μοντελοποίηση

Το MATPOWER χρησιμοποιεί όλα τα καθιερωμένα μοντέλα Μόνιμης Κατάστασης Λειτουργίας που εφαρμόζονται για τη Ροή Φορτίου. Στη συνέχεια ακολουθεί η περιγραφή του AC Μοντέλου. Εσωτερικά, τα μεγέθη των τιμών είναι εκφρασμένα σε ανά μονάδα (α.μ.) και οι γωνίες των μιγαδικών αριθμών σε rad. Επίσης, όλες οι γεννήτριες και οι γραμμές που είναι εκτός λειτουργίας αφαιρούνται

πριν σχηματιστούν τα μοντέλα τα οποία επιλύουν την Απλή ή τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Η αρίθμηση των ζυγών γίνεται διαδοχικά, ξεκινώντας από το 1, και οι γεννήτριες κατατάσσονται κατά αύξουσα σειρά σύμφωνα με τον αριθμό του ζυγού στον οποίο αντιστοιχούν. Οι μετατροπές από και προς αυτή την εσωτερική αντιστοίχιση γίνονται μέσω των συναρτήσεων ext2int και int2ext.

8.3.1 AC Διατύπωση

Τα αρχεία δεδομένων που χρησιμοποιούνται από το MATPOWER είναι απλά αρχεία M-files ή MAT-files του Matlab, τα οποία ορίζουν και επιστρέφουν τις μεταβλητές baseMVA, bus, branch, gen, και gencost. Η μεταβλητή baseMVA είναι η μόνη βαθμωτή ενώ οι υπόλοιπες είναι πίνακες.

Κάθε γραμμή του πίνακα αντιστοιχεί σε ένα ζυγό, κλάδο, ή γεννήτρια. Η δομή του M – file είναι απλό κείμενο και η επεξεργασία του μπορεί να γίνει από οποιοδήποτε επεξεργαστή κειμένου. Οι στήλες είναι παρόμοιες με τις στήλες των προτύπων IEEE και ΡΤΙ σχημάτων. Οι αριθμοί των σειρών που αντιστοιχούν στις μεταβλητές bus, branch και gen είναι nb, ni και ng αντίστοιχα.

Το gencost, εάν χρησιμοποιείται, έχει ng ή 2 ng σειρές, ανάλογα με το αν περιλαμβάνονται τα κόστη παραγωγής αέργου ισχύος ή μόνο της ενεργού.

Κλάδοι

Κάθε κλάδος, είτε πρόκειται για γραμμή μεταφοράς, είτε για μετασχηματιστή μοντελοποιείται ως μια γραμμή μεταφοράς του πρότυπου π-μοντέλου, με αντίσταση σειράς R, επαγωγική αντίδραση σειράς X και συνολική χωρητικότητα φορτίου γραμμής Bc, σε σειρά με έναν ιδανικό μετασχηματιστή φάσης. Ο μετασχηματιστής, του οποίου ο λόγος tap (tap ratio) έχει τιμή τ και ολίσθηση φάσης θ_{shift} , είναι τοποθετημένος στο άκρο from του ζυγού. Οι τάσεις κλάδων και τα ρεύματα στα άκρα from και to του κλάδου σχετίζονται με τον πίνακα αγωγιμοτήτων κλάδου Y_{br} ως εξής:

$$\begin{pmatrix} I_f \\ I_t \end{pmatrix} = Y_{br} * \begin{pmatrix} V_f \\ V_t \end{pmatrix} \quad (8.1)$$

$$\text{Όπου : } Y_{br} = \begin{bmatrix} \left(Y_S + \frac{jB}{2} \right) * \frac{1}{\tau^2} & - Y_S * \frac{1}{\tau * e^{j\theta_{shift}}} \\ - Y_S * \frac{1}{\tau * e^{-j\theta_{shift}}} & Y_S + j * \frac{B}{2} \end{bmatrix} \quad (8.2)$$

$$\text{με } Y_S = \frac{1}{R + jX}$$

Γεννήτριες

Η Γεννήτρια μοντελοποιείται σαν μια μιγαδική έγχυση ισχύος σε ένα συγκεκριμένο ζυγό. Για τη Γεννήτρια i, η έγχυση ισχύος είναι:

$$S_{gi} = P_{gi} + jQ_{gi} \quad (8.3)$$

Ορίζουμε τον $S_g = P_g + jQ_g$ ως τον πίνακα με διαστάσεις $n_g * 1$, ο οποίος αντιστοιχεί στις εγχύσεις των Γεννητριών. Τα ισοδύναμα μεγέθη σε MW και MVA_r (πριν γίνει η μετατροπή σε ανά μονάδα) των P_{gi} και Q_{gi} προσδιορίζονται στις στήλες 2 και 3 αντίστοιχα, μεγέθη τα οποία αντιστοιχούν στη γραμμή i του πίνακα gen. Ορίζουμε έναν $n_g * n_g$ πίνακα C_g στον οποίον το (i,j) στοιχείο του είναι 1 εάν η γεννήτρια j βρίσκεται στο ζυγό i, αλλιώς το στοιχείο αυτό είναι 0. Το $n_b * 1$ διάνυσμα όλων των παραγωγών μπορεί να εκφραστεί ως :

$$S_{g, bus} = C_g * S_g \quad (8.4)$$

Φορτία

Τα Φορτία σταθερής ισχύος μοντελοποιούνται σαν μια συγκεκριμένη ποσότητα ενεργής και άεργης ισχύος που καταναλώνεται σε ένα ζυγό. Για το ζυγό i το φορτίο είναι:

$$S_{di} = P_{di} + jQ_{di} \quad (8.5)$$

όπου ο πίνακας $S_d = P_d + jQ_d$ έχει διαστάσεις $n_b * 1$ και αντιστοιχεί στα φορτία των ζυγών. Τα ισοδύναμα μεγέθη σε MW και MVA_r (πριν γίνει η μετατροπή σε ανά μονάδα) των P_{di} και Q_{di} προσδιορίζονται στις στήλες 3 και 4 αντίστοιχα, μεγέθη τα οποία αντιστοιχούν στη γραμμή i του πίνακα bus. Τα κατανεμόμενα φορτία (dispatchable loads) μοντελοποιούνται σαν αρνητικές γεννήτριες και εμφανίζονται σαν αρνητικές παραγωγές.

Εγκάρσια Στοιχεία

Ένα εγκάρσιο στοιχείο διακλάδωσης, όπως ένας πυκνωτής ή ένα πηνίο, μοντελοποιείται σαν μια σταθερή αντίσταση που γειώνει ένα ζυγό. Η αγωγιμότητα του εγκάρσιου στοιχείου που βρίσκεται στο ζυγό i είναι:

$$y_{shi} = g_{shi} + jb_{shi} \quad (8.6)$$

όπου ο πίνακας $Y_{sh} = G_{sh} + jB_{sh}$ έχει διαστάσεις $n_b * 1$ και αντιστοιχεί στις εγκάρσιες αγωγιμότητες όλων των ζυγών. Οι παράμετροι g_{shi} και b_{shi} προσδιορίζονται στις στήλες 5 και 6 αντίστοιχα της i γραμμής του πίνακα bus ως τα ισοδύναμα MW (καταναλισκόμενα) και MVA_r (παραγόμενα) σε ονομαστική τιμή τάσης 1 α.μ. και γωνία 0.

Εξισώσεις Δικτύου

Σε ένα δίκτυο n_b ζυγών, τα στοιχεία των πινάκων αγωγιμοτήτων κλάδων και των πινάκων αγωγιμοτήτων ζυγών συνδυάζονται από το MATPOWER για να διαμορφώσουν ένα σύνθετο πίνακα αγωγιμοτήτων ζυγών Y_{bus} , διαστάσεων $n_b * n_b$, σχετίζοντας το διάνυσμα της σύνθετης τάσης ζυγού V_{bus} με το διάνυσμα του σύνθετου ρεύματος ζυγού I_{bus} :

$$I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus} \quad (8.7)$$

Με παρόμοιο τρόπο, σε ένα δίκτυο με n_l κλάδους, οι $n_l * n_b$ πίνακες αγωγιμοτήτων Y_f και Y_t διαμορφώνονται για να υπολογίσουν το διάνυσμα των συνθέτων εγχύσεων ρεύματος στα άκρα from και to της κάθε γραμμής, με δοσμένες τις τάσεις ζυγών V_{bus} .

$$I_{fbus} = Y_{fbus} * V_{fbus}$$

$$I_{tbus} = Y_{tbus} * V_{tbus} \quad (8.8)$$

Τα διανύσματα των σύνθετων εγχύσεων ισχύος ζυγών και κλάδων μπορούν να εκφραστούν ως:

$$S_{bus} = \text{diag}(V_{bus}) I_{bus}$$

$$S_f = \text{diag}(V_f) I_{f^*} \quad (8.9)$$

$$S_t = \text{diag}(V_t) I_{t^*}$$

όπου V_f και V_i είναι τα διανύσματα των συνθέτων τάσεων των ζυγών στα άκρα from και to, αντίστοιχα, όλων των κλάδων, και το $diag()$ μετατρέπει ένα διάνυσμα σε ένα διαγώνιο πίνακα με το καθορισμένο διάνυσμα στη διαγώνιο.

8.4 Ροή Φορτίου

Το πρόβλημα της ροής φορτίου αφορά την εύρεση ενός συνόλου τάσεων και ροών σε ένα δίκτυο, οι οποίες αντιστοιχούν σε συγκεκριμένα φορτία και παραγωγές. Το MATPOWER επιλύει προβλήματα AC και DC ροής φορτίου μέσω της επίλυσης ενός συνόλου εξισώσεων της μορφής:

$$g(x) = 0, \quad (8.10)$$

οι οποίες δημιουργούνται εκφράζοντας ένα υποσύνολο εξισώσεων του ισοζυγίου ισχύος σε ένα κόμβο ως εξισώσεις που έχουν ως άγνωστες μεταβλητές τις τάσεις.

AC Ροή Φορτίου

Στο MATPOWER, κατά σύμβαση, χρησιμοποιούμε ένα ζυγό παραγωγής ως ζυγό αναφοράς (reference bus), στον οποίο είναι γνωστή η γωνία της τάσεως αλλά η παραγωγή ενεργού ισχύος έχει άγνωστη τιμή έτσι ώστε να αποφευχθεί ο υπερπροσδιορισμός του προβλήματος. Οι υπόλοιποι ζυγοί στους οποίους υπάρχει παραγωγή ισχύος κατηγοριοποιούνται ως PV ζυγοί, με γνωστά μεγέθη τις τιμές των τάσεων και την παραγωγή ενεργού ισχύος. Αφού δίνονται και οι τιμές των φορτίων P_d και Q_d , όλοι οι ζυγοί στους οποίους δεν υπάρχει παραγωγή κατηγοριοποιούνται ως PQ ζυγοί, με προσδιορισμένες τις τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Ορίζουμε ως I_{ref} , I_{PV} και I_{PQ} τους δείκτες των ζυγών αναφοράς, ζυγών PV και ζυγών PQ αντίστοιχα.

Στην κλασική διατύπωση ενός προβλήματος AC ροής φορτίου, η εξίσωση του ισοζυγίου ισχύος χωρίζεται σε ενεργά και άεργα μέρη τα οποία εκφράζονται ως συναρτήσεις της γωνίας τάσεως θ , του μέτρου της τάσεως V_m και των παραγωγών P_g και Q_g , ενώ υποθέτουμε ότι τα φορτία έχουν σταθερές και δεδομένες τιμές:

$$g_P(\theta, V_m, P_g) = P_{bus}(\theta, V_m) + P_d - C_g * P_g = 0 \quad (8.11)$$

$$g_Q(\theta, V_m, Q_g) = Q_{bus}(\theta, V_m) + Q_d - C_g * Q_g = 0 \quad (8.12)$$

Για το πρόβλημα της AC ροής φορτίου, η συνάρτηση $g(x)$ από τη σχέση (8.10) σχηματίζεται παίρνοντας το αριστερό μέρος των εξισώσεων του ισοζυγίου ενεργού ισχύος (8.11) για όλους τους ζυγούς που δεν είναι αναφοράς και των εξισώσεων του ισοζυγίου άεργου ισχύος (8.12) για όλους τους PQ ζυγούς και εισάγοντας τη γωνία αναφοράς, τα φορτία, τις γνωστές παραγωγές ισχύος και τα γνωστά μέτρα των τάσεων:

$$g(x) = \begin{pmatrix} g_P^{(i)}(\theta, V_m, P_g) \\ g_Q^{(j)}(\theta, V_m, Q_g) \end{pmatrix}, \forall i \in I_{PV} \cup I_{PQ}, \forall j \in I_{PQ} \quad (8.13)$$

Το διάνυσμα αποτελείται από τις γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών που δεν είναι ζυγοί αναφοράς και τα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς PQ:

$$x = \begin{pmatrix} \theta_{(i)} \\ v_m^{(j)} \end{pmatrix} \forall i \notin I_{ref}, \forall j \in I_{PQ} \quad (8.13a)$$

Προκύπτει έτσι ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων με $n_{pv} + 2n_{pq}$ εξισώσεις και αγνώστους, όπου n_{pv} και n_{pq} οι αριθμοί των PV και PQ ζυγών αντίστοιχα. Μετά την επίλυση ως προς x , οι υπόλοιπες εξισώσεις του ισοζυγίου ενεργού ισχύος μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος στο ζυγό αναφοράς. Ομοίως, από τις υπόλοιπες $n_{pv} + 1$ εξισώσεις του ισοζυγίου άεργου ισχύος προκύπτει η παραγωγή άεργου ισχύος.

Το MATPOWER περιλαμβάνει 4 διαφορετικούς αλγόριθμους για την επίλυση της AC ροής φορτίου. Ο προκαθορισμένος βασίζεται σε μία μέθοδο του Newton, χρησιμοποιώντας πολική μορφή για τις τιμές και έναν Ιακωβιανό πίνακα ο οποίος ανανεώνεται σε κάθε επανάληψη. Χρησιμοποιεί επίσης αλγόριθμους οι οποίοι βασίζονται σε παραλλαγές της ταχείας αποζευγμένης μεθόδου και συγκεκριμένα τις XB και BX μεθόδους. Αυτές οι δύο μέθοδοι μειώνουν τους υπολογισμούς που απαιτούνται σε κάθε επανάληψη αλλά οδηγούν σε μεγαλύτερο αριθμό επαναλήψεων. Ο τέταρτος αλγόριθμος είναι η μέθοδος Gauss – Seidel, η οποία έχει αρκετά μειονεκτήματα σε σχέση με τις προηγούμενες και περιλαμβάνεται για ακαδημαϊκούς λόγους.

Για την τεχνική επίλυσης της AC ροής φορτίου, εάν η επιλογή ENFORCE_Q_LIMS τεθεί ίση με 1 (η προκαθορισμένη τιμή είναι 0), τότε αν το όριο άεργου ισχύος κάποιας γεννήτριας παραβιαστεί μετά την εκτέλεση της AC ροής φορτίου, ο αντίστοιχος ζυγός μετατρέπεται σε PQ ζυγό, με την άεργο έξοδο να τίθεται ίση με το όριο, και η περίπτωση ξαναεκτελείται. Το πλάτος της τάσης στο ζυγό θα αποκλίνει από την καθορισμένη τιμή, έτσι ώστε να ικανοποιεί το όριο άεργου ισχύος. Αν η γεννήτρια του ζυγού αναφοράς φθάσει ένα όριο άεργου ισχύος και ο ζυγός μετατραπεί σε PQ ζυγό, ο πρώτος απομένων PV ζυγός θα χρησιμοποιηθεί σαν ζυγός αναφοράς για την επόμενη επανάληψη. Αυτό μπορεί να επηρεάσει την έξοδο ενεργού ισχύος αυτής της γεννήτριας, όντας ελαφρά εκτός από τις καθορισμένες τιμές.

8.5 Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Το MATPOWER έχει τη δυνατότητα επίλυσης και της AC και της DC βέλτιστης ροής φορτίου. Η συνήθης εκδοχή της βέλτιστης ροής φορτίου παίρνει την ακόλουθη μορφή:

$$\min f(x) \quad (8.14)$$

υπό τους περιορισμούς

$$g(x) = 0 \quad (8.15)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (8.16)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (8.17)$$

8.5.1 AC Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Το διάνυσμα βελτιστοποίησης x που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος της AC Βέλτιστης Ροής Φορτίου (AC OPF) αποτελείται από n_b*1 διανύσματα των γωνιών τάσεων θ και των μέτρων των τάσεων V_m και από n_g*1 διανύσματα ενεργών και άεργων παραγωγών ισχύος P_g και G_g αντίστοιχα.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P_g \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (8.18)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (8.14) είναι ένα άθροισμα των συναρτήσεων κόστους και της ενεργού και αέργου παραγωγής αντίστοιχα, για κάθε γεννήτρια:

$$\min_{\theta, V, P_g, Q_g} \sum_{i=1}^{ng} f_P^i(p_g^i) + f_Q^i(q_g^i) \quad (8.19)$$

Οι εξισωτικοί περιορισμοί της εξίσωσης (8.15) είναι ένα σύνολο $2 \cdot nb$ μη γραμμικών εξισώσεων του ισοζυγίου ενεργού και αέργου ισχύος από τις σχέσεις (8.11) και (8.12). Οι ανισωτικοί περιορισμοί της εξίσωσης (8.23) αποτελούνται από δύο σύνολα από ni περιορισμούς της ροής φορτίου στους κλάδους:

$$h_f(\theta, V_m) = |F_f(\theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \quad (8.20)$$

$$h_t(\theta, V_m) = |F_t(\theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \quad (8.21)$$

Οι ροές είναι κυρίως ροές φαινόμενης ισχύος εκφρασμένης σε MVA, μπορεί όμως να είναι επίσης ροές ενεργού ισχύος ή ροές ρεύματος. Συνεπώς οι περιορισμοί της ροής μπορεί να εκφραστούν σε τρεις διαφορετικές μορφές:

$$F_f(\theta, V_m) = \begin{cases} S_f(\theta, V_m), & \text{φαινόμενη ισχύς} \\ P_f(\theta, V_m) & \text{ενεργός ισχύς} \\ I_f(\theta, V_m) & \text{ρεύμα} \end{cases} \quad (8.22)$$

Τα μεταβλητά όρια της (8.17) περιλαμβάνουν έναν ισοτικό περιορισμό για τη γωνία του ζυγού αναφοράς και μέγιστα και ελάχιστα όρια για τα μέτρα των τάσεων όλων των ζυγών καθώς και για τις ενεργές και άεργες παραγωγές:

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, i \in I_{ref} \quad (8.23)$$

$$v_m^{i,min} \leq v_m^i \leq v_m^{i,max}, i = 1 \dots nb \quad (8.24)$$

$$p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq p_g^{i,max}, i = 1 \dots ng \quad (8.25)$$

$$q_g^{i,min} \leq q_g^i \leq q_g^{i,max}, i = 1 \dots ng \quad (8.26)$$

8.5.2 DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Για την DC ανάλυση χρησιμοποιείται ένα DC μοντέλο του δικτύου και οι μεταβλητές που συμπεριλαμβάνονται είναι τα μέτρα των τάσεων των ζυγών, οι γωνίες τους και οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος. Η μεταβλητή βελτιστοποίησης είναι η :

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} \theta \\ p_g \end{pmatrix} \quad (8.27)$$

και η συνάρτηση που πρέπει να ελαχιστοποιηθεί είναι η ακόλουθη:

$$\min_{\theta, P_g} \sum_{i=1}^{n_g} f_p^i(p_g^i) \quad (8.28)$$

υπό τους ακόλουθους περιορισμούς:

$$q_p(\theta, P_g) = B_{bus} * \theta + P_{bus,shift} + P_d + G_{sh} - C_g P_g = 0 \quad (8.29)$$

$$h_f(\theta) = B_f * \theta + P_{f,shift} - F_{max} \leq 0 \quad (8.30)$$

$$h_f(\theta) = -B_f * \theta - P_{f,shift} - F_{max} \leq 0 \quad (8.31)$$

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, i \in I_{ref} \quad (8.32)$$

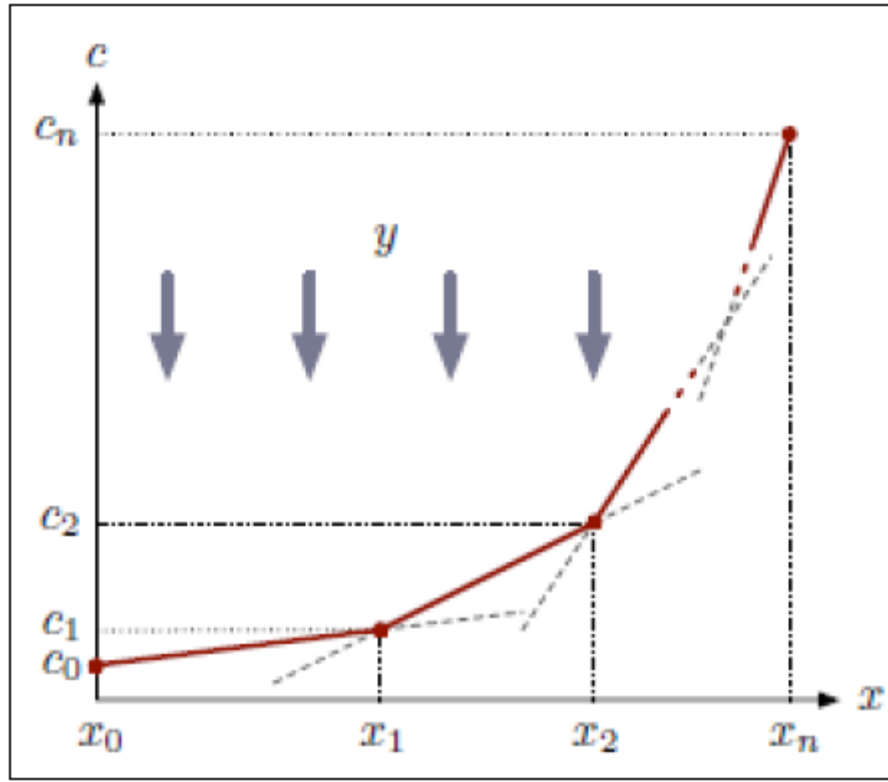
$$p_g^{i,min} \leq p_g^i \leq v_g^{i,max}, i = 1 \dots n_g \quad (8.33)$$

8.5.3 Πρόσθετες Δυνατότητες

Το MATPOWER χρησιμοποιεί μία διευρυμένη δομή της Βέλτιστης Ροής Φορτίου που επιτρέπει στο χρήστη να μορφοποιήσει τη διατύπωση του προβλήματος χωρίς να χρειαστεί να ξαναγράψει τα τμήματα που είναι κοινά με την κλασική ροή φορτίου. Αυτή τη δομή την εκμεταλλεύεται εσωτερικά και το MATPOWER ώστε να παρέχει αρκετές πρόσθετες δυνατότητες.

Τμηματικά Γραμμικά Κόστη

Στην κλασική δομή του MATPOWER που περιγράφηκε προηγουμένως δεν μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε μη εξομαλυμένες γραμμικές συναρτήσεις κόστους που προκύπτουν όταν έχουμε προσφορές των γεννητριών (offers) και προσφορές των προμηθευτών (bids) στα μοντέλα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν έχουμε κυρτές συναρτήσεις κόστους, μπορούν να μοντελοποιηθούν χρησιμοποιώντας μία μέθοδο δεσμευμένου κόστους. Η τμηματικά γραμμική συνάρτηση κόστους $c(x)$ αντικαθίσταται από μία μεταβλητή y και ένα σύνολο γραμμικών περιορισμών που σχηματίζουν μια κυρτή καμπύλη. Το παρακάτω σχήμα απεικονίζει μια κυρτή γραμμική συνάρτηση κόστους η οποία αποτελείται από n τμήματα:



Σχήμα 8.1: Τμηματικά γραμμική και κυρτή συνάρτηση κόστους

$$C(x) = \begin{cases} m_1(x-x_1)+c_1, & x \leq x_1 \\ m_2(x-x_2)+c_2, & x_1 < x < x_2 \\ \vdots \\ m_n(x-x_n)+c_n, & x_{n-1} < x \end{cases} \quad (8.34)$$

Και ορίζεται από μία ακολουθία σημείων (x_j, c_j) , $j=0 \dots n$, όπου το m_j δηλώνει την κλίση του j τμήματος όπου:

$$m_j = \frac{c_j - c_{j-1}}{x - x_{j-1}}, j = 1 \dots n$$

Με $x_0 < x_1 < \dots < x_n$ και $m_0 < m_1 < \dots < m_n$.

Η καμπύλη που αντιστοιχεί σε αυτή τη συνάρτηση κόστους σχηματίζεται από τους ακόλουθους n περιορισμούς της βοηθητικής μεταβλητής y :

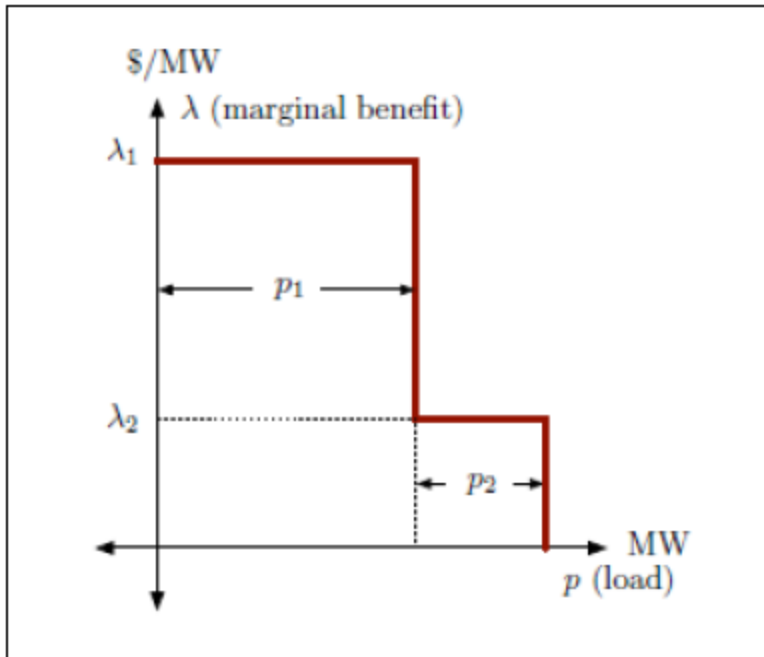
$$y \geq m_j(x - x_j) + c_j, j = 1 \dots n$$

Ο όρος του κόστους που προστίθεται στην αντικειμενική συνάρτηση στη θέση του $c(x)$ είναι η μεταβλητή y .

Κατανεμόμενα Φορτία

Γενικά, κατανεμόμενα ή ευαίσθητα στην τιμή φορτία μπορούν να μοντελοποιηθούν σαν αρνητικές εγχύσεις ενεργού ισχύος με τα αντίστοιχα αρνητικά κόστη. Εάν ισχύει $P_{MIN} < P_{MAX} = 0$ για μία γεννήτρια, τότε έχουμε ένα κατανεμόμενο φορτίο.

Έστω ένα φορτίο έχει μια καμπύλη ζήτησης, όπως η ακόλουθη του Σχήματος 8.2:



Σχήμα 8.2: Συνάρτηση Προσφοράς (bid)

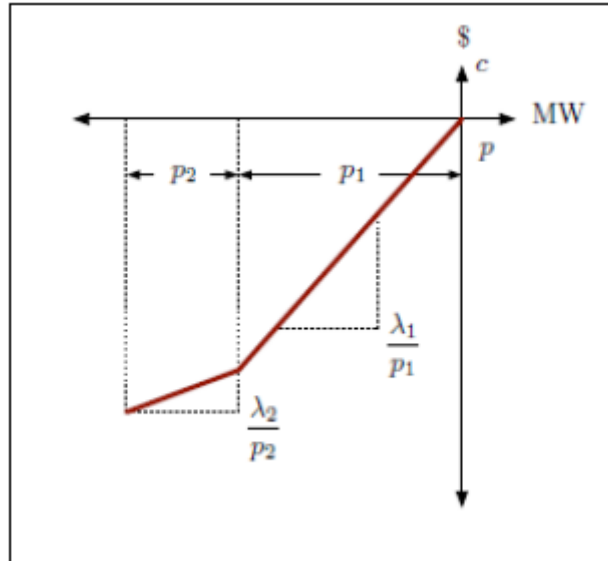
Με βάση την καμπύλη αυτή, το φορτίο καταναλώνει:

0 αν η τιμή είναι μεγαλύτερη της λ_1 ,

p_1 αν η τιμή είναι μικρότερη της λ_1 αλλά μεγαλύτερη της λ_2 , και

$p_1 + p_2$ αν η τιμή είναι ίση ή μικρότερη της λ_2 .

Αυτό αντιστοιχεί σε μια αρνητική παραγωγή με την τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους που φαίνεται στο Σχήμα 8.3:



Σχήμα 8.3: Συνάρτηση Κόστους για αρνητική έγχυση ισχύος

Στο μοντέλο του AC δικτύου, όταν υπάρχουν κατανεμόμενα φορτία, εμφανίζεται το ζήτημα της κατανομής της αέργου ισχύος. Τυπικά η έγχυση αέργου ισχύος της γεννήτριας μπορεί να παίρνει οποιαδήποτε τιμή μέσα στα προκαθορισμένα όρια. Από τη στιγμή όμως που αυτό δεν είναι η κανονική συμπεριφορά ενός φορτίου, το μοντέλο που χρησιμοποιείται στο MATPOWER υποθέτει ότι τα κατανεμόμενα φορτία διατηρούν ένα σταθερό συντελεστή ισχύος. Όταν διατυπώνεται το πρόβλημα της AC Βέλτιστης Ροής Φορτίου, το MATPOWER προσθέτει έναν επιπλέον ισωτικό περιορισμό που καθιστά ένα σταθερό συντελεστή ισχύος για κάθε “αρνητική γεννήτρια” που χρησιμοποιείται για να μοντελοποιήσει ένα κατανεμόμενο φορτίο.

8.5.4 Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων

Μία πάρα πολύ σημαντική εντολή του MATPOWER είναι η runopf. Η πρότυπη εντολή βέλτιστης ροής φορτίου δεν διαθέτει μηχανισμό για απόσυρση μονάδων. Στην πραγματικότητα η αποδέσμευση ακριβών μονάδων είναι αναγκαία για να επιτευχθεί η οικονομικότερη κατανομή φορτίου. Έτσι η απόσυρση τους για μία χρονική περίοδο είναι εφικτή, και γίνεται η εύρεση του ελάχιστου κόστους έναρξης και κατανομής.

Το MATPOWER χρησιμοποιεί έναν αλγόριθμο παρόμοιο με τον δυναμικό προγραμματισμό για να χειριστεί την αποσύνδεση των μονάδων. Προχωράει μέσω μιας σειράς σταδίων, όπου το στάδιο N έχει N γεννήτριες εκτός λειτουργίας, ξεκινώντας με $N = 0$.

Ο αλγόριθμος προχωρά ως εξής:

Βήμα 1: Ξεκίνα από το στάδιο μηδέν ($N = 0$), υποθέτοντας ότι όλες οι γεννήτριες είναι σε λειτουργία με όλα τα όρια στη σωστή θέση.

Βήμα 2: Λύσε μια κανονική Βέλτιστη Ροή Φορτίου και αποθήκευσε την λύση ως την τρέχουσα καλύτερη.

Βήμα 3: Πήγαινε στο επόμενο στάδιο, το $N = N + 1$. Χρησιμοποιώντας την καλύτερη λύση από το προηγούμενο στάδιο ως την βασική περίπτωση για αυτό το στάδιο, σχημάτισε μια υποψήφια λίστα

γεννητριών με δεσμευμένα ελάχιστα όρια παραγωγής. Αν δεν υπάρχουν υποψήφιες, υπερπήδησε στο βήμα 5.

Βήμα 4: Για κάθε γεννήτρια της υποψήφιας λίστας, λύσε μια Β.Ρ.Φ για να βρεις το συνολικό κόστος του συστήματος με τις γεννήτριες εκτός λειτουργίας. Εάν έχει χαμηλότερο κόστος, αντικατέστησε την τρέχουσα καλύτερη λύση με αυτήν. Σε περίπτωση που οποιαδήποτε από τις υποψήφιες λύσεις προκάλεσε βελτίωση, γύρισε πίσω στο βήμα 3.

Βήμα 5: Επέστρεψε την τρέχουσα καλύτερη λύση ως την τελική λύση.

8.6 Κώδικας “Smart Market”

Το MATPOWER περιλαμβάνει κώδικα που εφαρμόζει μέσω δημοπρασίας ένα μηχανισμό εκκαθάρισης αγοράς. Σκοπός αυτού του κώδικα είναι να λάβει ένα σύνολο προσφορών των πωλητών-παραγωγών (*offers*) και προσφορών των αγοραστών-προμηθευτών (*bids*) και επιλύοντας τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου να υπολογίσει την αντίστοιχη κατανομή και τις τιμές.

Ο αλγόριθμος του smart market αποτελείται από τα ακόλουθα κύρια βήματα:

- Μετατροπή των block offers και bids στα αντίστοιχα χαρακτηριστικά και κόστη γεννητριών.
- Εκτέλεση μιας Βέλτιστης Ροής Φορτίου με την επιλογή της αποσύνδεσης γεννητριών (uopf) για την εύρεση της κατανομής των γεννητριών και των τιμών του κάθε κόμβου (λ_p).
- Μετατροπή της κατανομής των γεννητριών και των τιμών του κάθε κόμβου σε ένα σύνολο εκκαθαρισμένων offers και bids.
- Εκτύπωση των αποτελεσμάτων.

Για το πρώτο βήμα, τα offers και τα bids παρέχονται σαν δύο δομές, η κάθε μία έχει ως πεδία το P για την ενεργό ισχύ και το Q για την άεργο ισχύ (αυτό το πεδίο είναι προαιρετικό). Η κάθε μία είναι επίσης μια δομή, με πεδία τα qty και prc, όπου το στοιχείο στη i γραμμή και στη j στήλη είναι η ποσότητα και η τιμή αντίστοιχα, του j block που προσφέρθηκε από τη i γεννήτρια. Αυτά τα block offers/bids μετατρέπονται στα ισοδύναμα τμηματικά γραμμικά κόστη γεννητριών και όρια ικανότητας γεννητριών από τη συνάρτηση off2case.

Τα block offers πρέπει να είναι σε μη φθίνουσα σειρά τιμής και η προσφορά πρέπει να αντιστοιχεί σε μια γεννήτρια με $0 \leq P_{\min} \leq P_{\max}$. Τα bids πρέπει να είναι σε μη αύξουσα σειρά τιμής και αντιστοιχούν σε μια γεννήτρια με $0 < P_{\min} \leq P_{\max}$.

Τα δεδομένα που προσδιορίζονται από ένα αρχείο του MATPOWER, μαζί με τους πίνακες gen και gencost που τροποποιήθηκαν σύμφωνα με το βήμα 1, χρησιμοποιούνται για να τρέξει μια Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί μία μέθοδος αποσύνδεσης μονάδων εάν έτσι επιτυγχάνεται μικρότερο συνολικό κόστος συστήματος.

Στο τρίτο βήμα χρησιμοποιούνται τα αποτελέσματα της Βέλτιστης Ροής Φορτίου για να καθοριστεί για κάθε block offer ή bid πόση ποσότητα εκκαθαρίστηκε και σε ποια τιμή. Αυτές οι τιμές επιστρέφονται σε co και cb, όπου έχουν την ίδια δομή με τα offers και τα bids. Η παράμετρος mkt είναι δομή που χρησιμοποιείται για να προσδιορίσει κάποια στοιχεία σχετικά με την αγορά, όπως ο τύπος πλειστηριασμού που διενεργείται, εάν έχουμε AC ή DC Βέλτιστη Ροή Φορτίου και τα όρια των τιμών.

Υπάρχουν δύο βασικά είδη τιμολογιακής πολιτικής μέσω του `mkt.auction_type`, η διακριτή τιμολόγηση (*discriminative pricing*) και η ενιαία τιμολόγηση (*uniform pricing*). Οι διάφορες πολιτικές ενιαίας τιμολόγησης εξηγούνται καλύτερα στα πλαίσια ενός δικτύου χωρίς απώλειες και χωρίς συμφορήσεις γραμμών μεταφοράς. Σε αυτό το πλαίσιο, η κατανομή είναι πανομοιότυπη με το να δημιουργηθούν στοίβες από bids και offers και να βρεθεί το σημείο τομής. Οι τιμές των κόμβων (*nodal prices – λ_p*) που υπολογίζονται μέσω της Βέλτιστης Ροής Φορτίου είναι ίσες με την τιμή του οριακού block. Αυτό είναι είτε η τελευταία προσφορά γεννήτριας που έγινε δεκτή (*last accepted offer- LAO*) είτε η τελευταία προσφορά καταναλωτή που έγινε δεκτή (*last accepted bid – LAB*) και αυτό εξαρτάται από το ποιο είναι το οριακό block. Συνήθως υπάρχει ένα κενό μεταξύ του LAO και του LAB. Από τη στιγμή που κάθε τιμή ανάμεσα σε αυτό το εύρος γίνεται αποδεκτή από αγοραστές (προμηθευτές) και τους πωλητές (παραγωγούς), καταλήγουμε σε ένα εύρος επιλογών οι οποίες παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τύπος Δημοπρασίας	Όνομα	Περιγραφή
0	discriminative	Η τιμή κάθε εκκαθαρισμένης προσφοράς (offer/bid) ισούται με την τιμή της προσφοράς (offer/bid)
1	LAO	Ενιαία τιμή ίση με τη last accepted offer
2	FRO	Ενιαία τιμή ίση με τη first rejected offer
3	LAB	Ενιαία τιμή ίση με τη last accepted bid
4	FRB	Ενιαία τιμή ίση με τη first rejected bid
5	first price	Ενιαία τιμή ίση με την τιμή της προσφοράς (offer/bid) της οριακής μονάδας
6	second price	Ενιαία τιμή ίση με το ελάχιστο(FRO, LAB) εάν η οριακή μονάδα είναι γεννήτρια, αλλιώς το μέγιστο (FRB ,LAO) εάν είναι προμηθευτής
7	split-the-difference	Ενιαία τιμή ίση με το μέσο όρο του LAO και LAB
8	dual LAOB	Ενιαία τιμή ίση με το LAO για τους παραγωγούς, ίση με το LAB για τους αγοραστές

Πίνακας 8.1: Τύποι Δημοπρασιών

Κεφάλαιο 9

Κεφάλαιο 9: Μελέτη σεναρίων προσομοίωσης

9.1 Εισαγωγή

Τα σενάρια τα οποία προσομοιώθηκαν αρχικά αφορούν την Κρήτη. Μελετήθηκε η συμπεριφορά του συστήματος στα ακραία σενάρια φορτίου καλοκαιριού και χειμώνα, δηλαδή ποια είναι οι Οριακές Τιμές Κόμβων του συστήματος, ποιες μονάδες αποδεδεσμένονται και ποιες συνεισφέρουν στο σύστημα. Ο ένας είναι ο αυτόματος του matpower.

Έπειτα έγινε προσομοίωση των αντίστοιχων σεναρίων και για την ηπειρωτική Ελλάδα βρίσκοντας πάλι τα αντίστοιχα αποτελέσματα. Τέλος τρέξαμε το σενάριο διασύνδεσής τους με σκοπό να εξεταστεί σε γενικό πλαίσιο πόσο αυτή συμβάλει στην μείωση των Οριακών Τιμών Κόμβων .

9.2 Προσωμοίωση Κρήτης

Έχοντας στη διάθεση μας το ανά ώρα φορτίο (8760 τιμές) για το ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2013 και παράλληλα τις μονάδες του συστήματος της Κρήτης μπορούμε να μελετήσουμε πολλές περιπτώσεις. Επιλέχθηκε να μελετηθούν τα 4 ακραία σενάρια για χειμώνα και καλοκαίρι.

α) Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού

β) Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού

γ) Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα

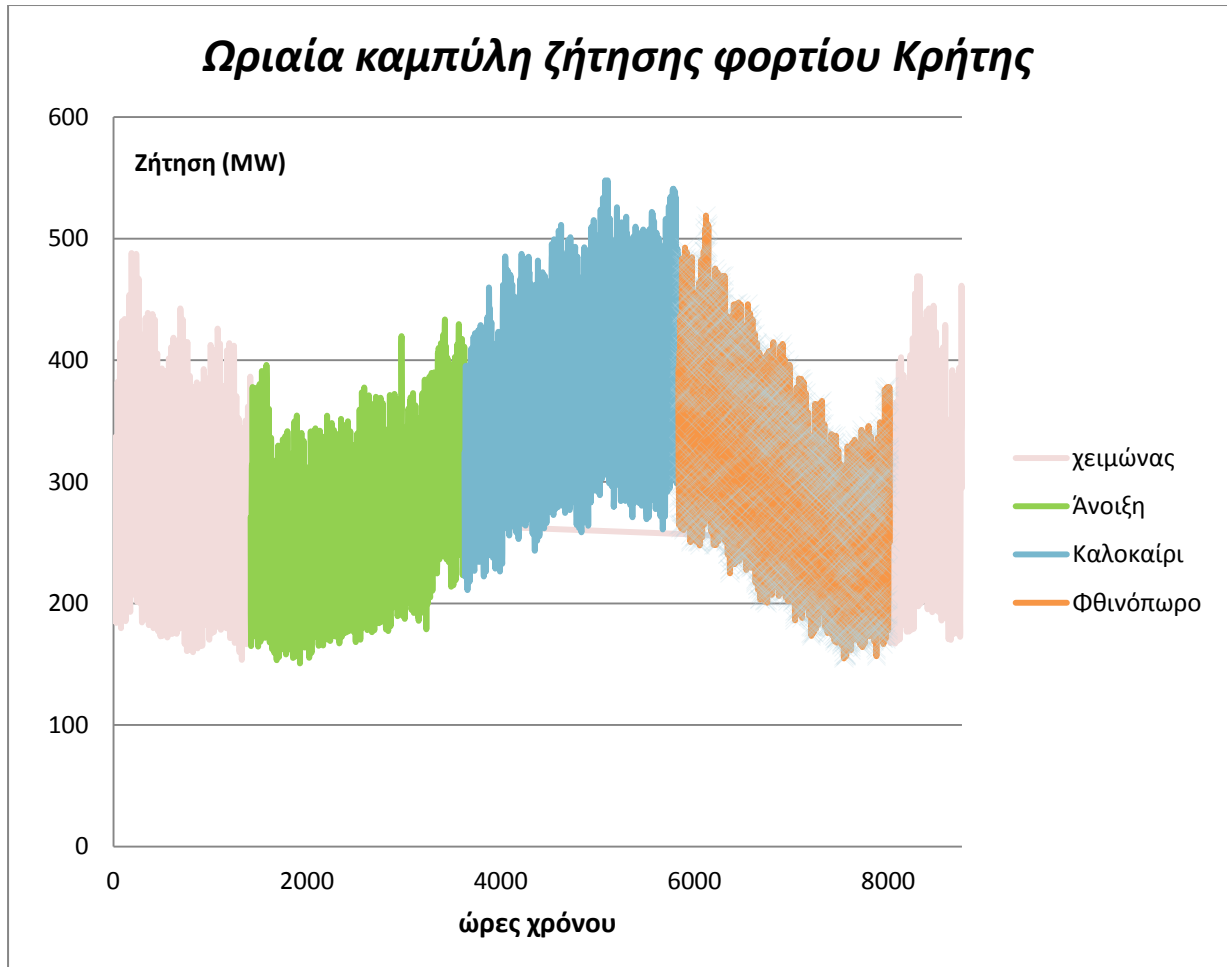
δ) Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα

Τα μέγιστα και τα ελάχιστα φορτία κάθε εποχής παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα:

	Μέγιστο Φορτίο (MW)	Ελάχιστο Φορτίο (MW)
Χειμώνας	488.16	153.56
Άνοιξη	433.62	150.6463
Καλοκαίρι	548	210.96
Φθινόπωρο	519.08	154.73

Πίνακας 9.1: Μέγιστα και Ελάχιστα φορτία ανά εποχή για το έτος 2013

Η γραφική παράσταση των αιχμών φορτίου της Κρήτης ακολουθεί στο επόμενο σχήμα:



Σχήμα 9.1: Ωριαία καμπύλη ζήτησης φορτίου Κρήτης 2013

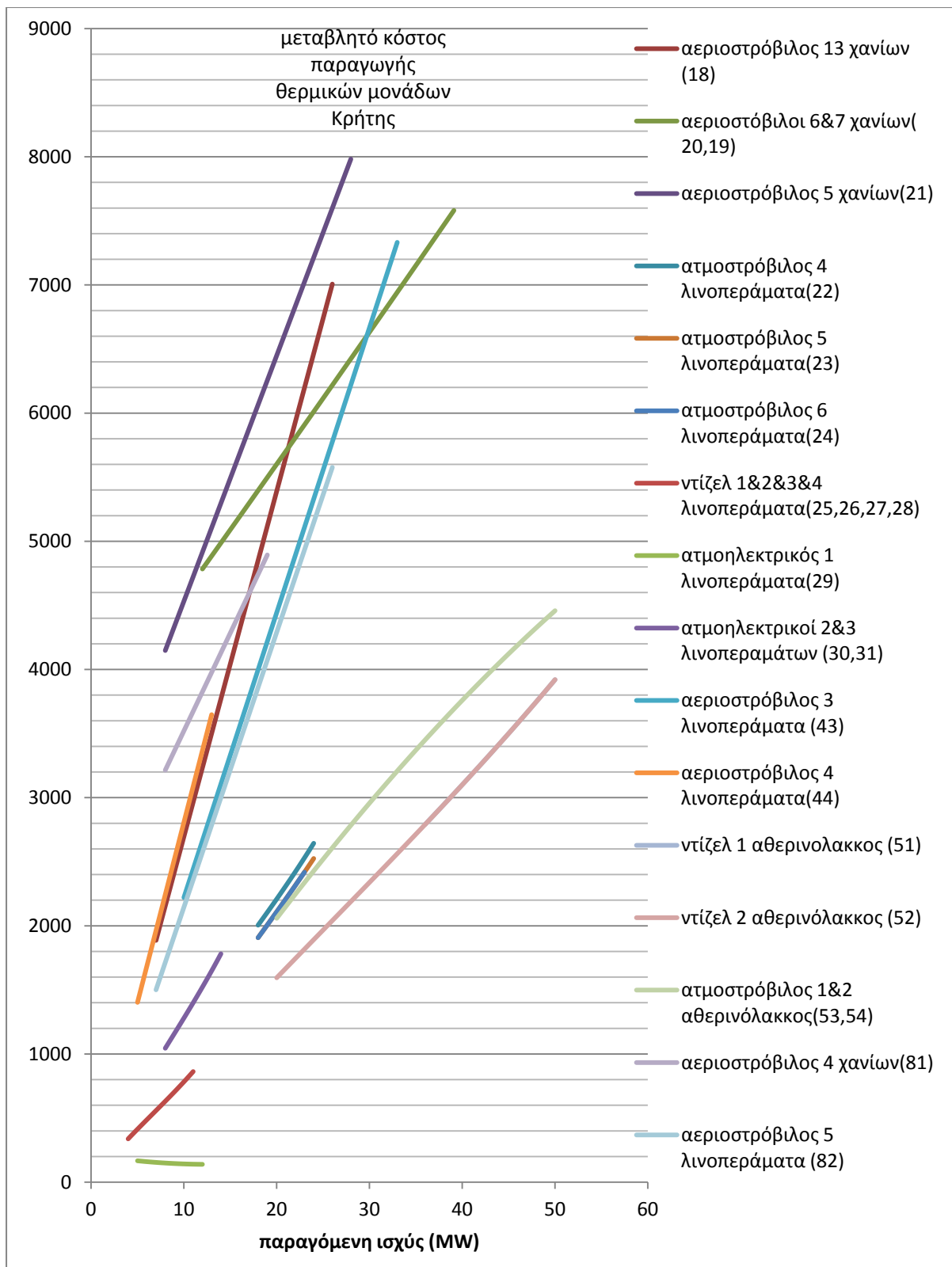
Στο δίκτυο συνδέονται 19 ή 20 Ανεμογεννήτριες ανάλογα με την εποχή που εξετάζεται. Οι Ανεμογεννήτριες δεν συμμετέχουν στην Διαδικασία Κατανομής. Για αυτόν τον λόγο προσομοιώθηκαν σαν αρνητικά Φορτία, δηλαδή σαν εγχύση ισχύος στο Δίκτυο. Επομένως η κατανομή γίνεται λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις Θερμικές μονάδες, η παραγωγή των οποίων καλύπτει την ζήτηση του νησιού για τις 4 αυτές χρονικές στιγμές. Φορτία υπάρχουν σε 21 ζυγούς του Δικτύου τα οποία αντιπροσωπεύουν ζήτηση Προμηθευτών και μεγάλων καταναλωτών. Στο δίκτυο υπάρχουν 130 κλάδοι και 62 Μετασηματιστές. [6]

Για την εκτέλεση της βέλτιστης ροής φορτίου χρησιμοποιήθηκε ο αλγόριθμος αποσύνδεσης μονάδων (runporf). Αυτό ήταν απαραίτητο στα Ελάχιστα Φορτία Χειμώνα και Καλοκαιριού, καθώς το άθροισμα των τιμών των Ελαχίστων Ορίων Ενεργού Ισχύος (P_{min}) όλων των Γεννητριών είναι κατά πολύ μεγαλύτερο από τη ζήτηση που πρέπει να καλυφθεί. Επομένως, αν λειτουργούν ακόμα και στο ελάχιστο τεχνικό όριο όλες οι Μονάδες, παράγεται πολύ μεγαλύτερη ποσότητα ενεργού ισχύος από αυτή που χρειάζεται για την κατανάλωση. Για τις περιπτώσεις των δύο Μεγίστων, χρησιμοποιήθηκε και πάλι ο Αλγόριθμος Αποσύνδεσης Μονάδων καθώς και στις δύο αυτές περιπτώσεις το συνολικό λειτουργικό κόστος όλων των Μονάδων (δηλαδή η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης)

είναι μικρότερο από το συνολικό λειτουργικό κόστος που προκύπτει όταν λειτουργούν όλες οι Μονάδες. Επομένως επιτυγχάνεται οικονομικότερη λειτουργία.

Στο σχήμα 9.2 παρουσιάζονται τα κόστη των μονάδων παραγωγής.

Όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα (Σχήμα 9.2) οι ακριβότερες μονάδες είναι οι αεριοστρόβιλοι. Αντίθετα οι ντιζελογεννήτριες και οι ατμοστρόβιλοι έχουν πολύ χαμηλότερο κόστος.



Σχήμα 9.2: Μεταβλητό Κόστος παραγωγής θερμικών μονάδων Κρήτης

9.2.1 Πρώτο Σενάριο για την Κρήτη: Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού

Το πρώτο σενάριο που μελετήθηκε είναι το Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού. Σύμφωνα με τον πίνακα 9.1 η ελάχιστη ζήτηση κατά την διάρκεια του καλοκαιριού είναι 210.96 MW και εμφανίστηκε 2 Ιουνίου 7:00 π.μ. του 2013. Η παραγωγή των αιολικών θεωρήθηκε ότι ήταν 56.8 MW, και συνολικά των ΑΠΕ 72,6 MW.

Συνολικό κόστος ανά ώρα (€/h)	min LMP (€/MWh)	Max(€/MWh)	Μονάδες που εντάσσονται
11957.41	79.731	81.613	8

Πίνακας 9.2.1.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού

Εκτός λειτουργίας τέθηκαν 17 μονάδες ενώ λειτούργησαν μόνο 8. Οι μονάδες που τέθηκαν εκτός λειτουργίας είναι οι εξής:

- Ατμοστρόβιλος 2 Λινοπεραμάτων
- Ατμοστρόβιλος 3 Λινοπεραμάτων
- Ατμοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων
- Ατμοστρόβιλος 6 Λινοπεραμάτων
- Ατμοστρόβιλος 1 Αθρινόλακκου
- Ατμοστρόβιλος 2 Αθρινόλακκου
- Αεριοστρόβιλος 2 Λινοπεραμάτων
- Αεριοστρόβιλος 1 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 4 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 5 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 6 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 7 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 11 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 12 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 13 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 3 Λινοπεραμάτων
- Αεριοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων

Οι μονάδες που εντάχθηκαν εμφανίζουν τα χαρακτηριστικά του επόμενου πίνακα:

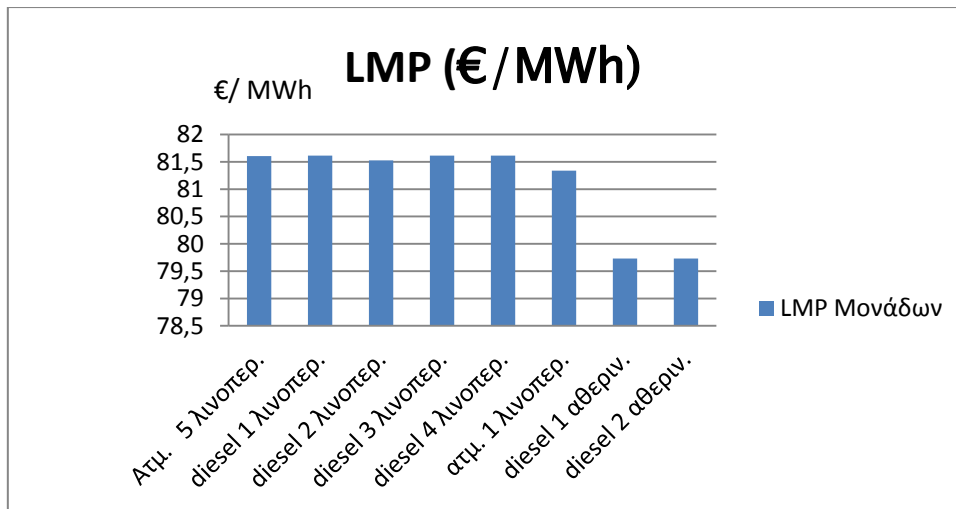
Ενταγμένη μονάδα	ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	Έσοδα (€/h)	Κόστος (€/h)	Κέρδη (€/h)
Ατμ. 5 Λινοπερ.	23	18	81.604	1468.872	1907.37828	-438.50628
diesel 1 Λινοπερ.	25	10.8	81.613	881.4204	846.853731	34.566669
diesel 2 Λινοπερ.	26	10.78	81.525	878.8395	845.2222243	33.6172757
diesel 3 Λινοπερ.	27	10.8	81.613	881.4204	846.853731	34.566669
diesel 4 Λινοπερ.	28	10.8	81.613	881.4204	846.853731	34.566669
ατμ. 1 Λινοπερ.	29	12	81.339	976.068	138.99151	837.07649
diesel 1 Αθεριν.	51	42.05	79.731	3352.689	5025.901762	-1673.2132
diesel 2 Αθεριν.	52	42.05	79.731	3352.689	5025.901762	-1673.2132

Πίνακας 9.2.1.2: Στοιχεία μονάδων για την κάλυψη του Ελάχιστου Φορτίου

Είναι αξιοσημείωτο πως οι συνολικές οικονομικές αποζημιώσεις των εταιρειών αν πληρώνονται με βάση το LMP τους είναι **12673.41 €/h**.



Σχήμα 9.2.1.1: Κέρδη Γεννητριών στο Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού



Σχήμα 9.2.1.2: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Ελάχιστο Φορτίο Καλοκαιριού

Θεωρούμε ότι οι Μονάδες πληρώνονται με βάση το LMP του ζυγού στον οποίον ανήκουν.

Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι:

- Κυρίως χρησιμοποιούνται ντιζελογεννήτριες οι οποίες έχουν το χαμηλότερο λειτουργικό κόστος. Το LMP για τις τέσσερις μονάδες των Λινοπεραμάτων είναι γύρω στα 81 €/MWh ενώ για τις δύο μονάδες του αθερινόλακκου λίγοτεροαπό 80 €/MWh.
- Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός 5 των Λινοπεραμάτων καθώς και οι ντιζελογεννήτριες του Αθερινόλακκου εμφανίζουν ζημίες, ενώ οι υπόλοιπες μονάδες εμφανίζουν μικρά κέρδη εκτός της ατμοηλεκτρικής μονάδας .
- Οι αεριοστρόβιλοι όπως φάνηκε και από το σχήμα 9.2 είναι ακριβές μονάδες και δεν συμφέρει να χρησιμοποιούνται για ένα τόσο μικρό φορτίο.

9.2.2 Δεύτερο Σενάριο για την Κρήτη: Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού

Η μέγιστη ζήτηση του καλοκαιριού του 2013 έφτασε ως τα 548MW εμφανίστηκε στις 31 Ιουλίου και ώρα 2:00 μ.μ.. η συνολική παραγωγή των ΑΠΕ για την ώρα αυτή θεωρήθηκε 72.6 MW.

Συνολικό κόστος ανά ώρα (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	Μονάδες που εντάσσονται
56404.46	107.25	216.973	19

Πίνακας 9.2.2.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού

Με την βέλτιστη ροή φορτίου λειτούργησαν 19 μονάδες ενώ τέθηκαν εκτός λειτουργίας οι υπόλοιπες 6. Οι μονάδες που τέθηκαν εκτός λειτουργίας είναι οι εξής:

- Αεριοστρόβιλος 1 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 5 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων
- Αεριοστρόβιλος 11 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 12 Χανίων
- Αεριοστρόβιλος 4 Χανίων

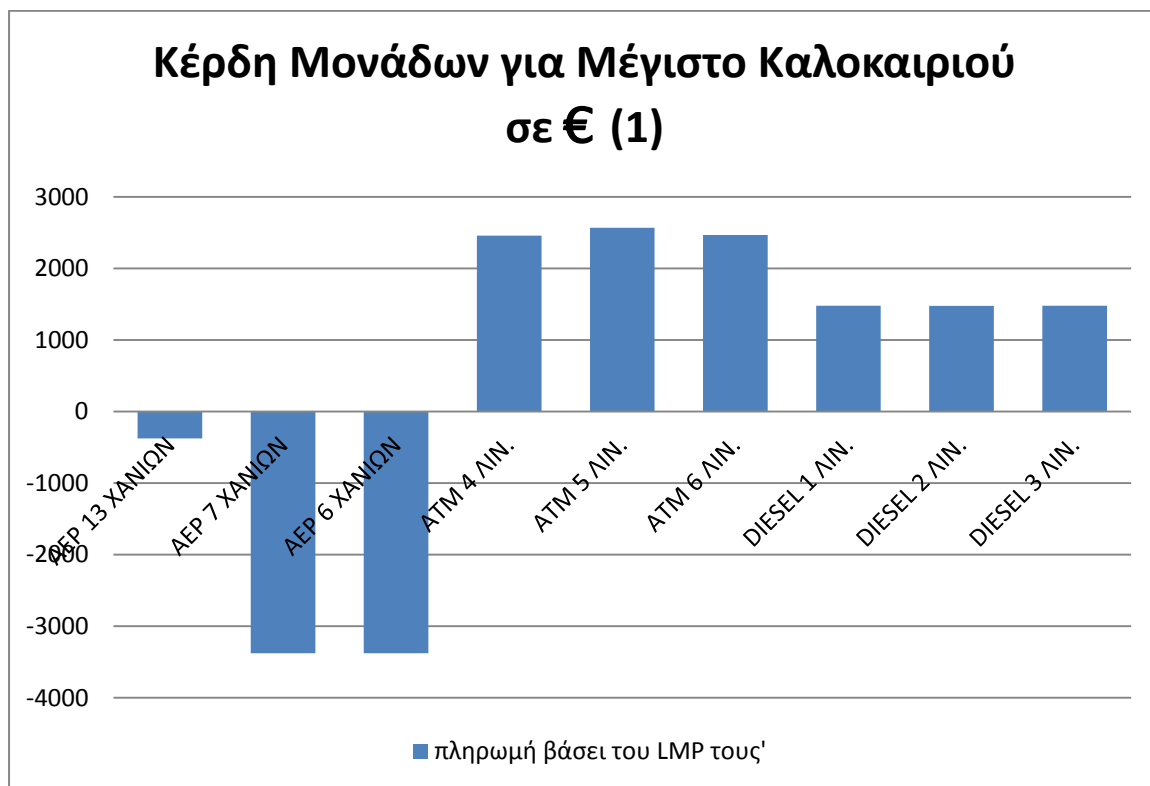
Οι μονάδες που εντάσσονται έχουν την εξής συνεισφορά:

Ενταγμένη μονάδα	Ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	Έσοδα (€/h)	Κόστος (€/h)	Κέρδη (€/h)	Κέρδη με max LMP (€/h)
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	18	7	215.795	1510.565	1886.064	-375.499	-367.2527
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	19	49.71	107.247	5331.248	8707.591	-3376.34	2078.1366
ΑΕΡ 6 ΧΑΝΙΩΝ	20	49.71	107.247	5331.248	8707.591	-3376.34	2078.1366
ΑΤΜ 4 ΑΙΝ.	22	24	212.59	5102.16	2643.703	2458.457	2563.6490
ΑΤΜ 5 ΑΙΝ.	23	24	212.272	5094.528	2525.128	2569.4	2682.2241
ΑΤΜ 6 ΑΙΝ.	24	23	212.476	4886.948	2418.406	2468.542	2571.9725
DIESEL 1 ΑΙΝ.	25	11	213.069	2343.759	863.2662	1480.493	1523.4367
DIESEL 2 ΑΙΝ.	26	11	212.845	2341.295	863.2662	1478.029	1523.4367
DIESEL 3 ΑΙΝ.	27	11	213.069	2343.759	863.2662	1480.493	1523.4367
DIESEL 4 ΑΙΝ.	28	11	213.069	2343.759	863.2662	1480.493	1523.4367
ΑΤΜ 1 ΑΙΝ.	29	12	211.191	2534.292	138.9915	2395.3	2464.6845
ΑΤΜ 2 ΑΙΝ.	30	14	210.391	2945.474	1781.481	1163.993	1256.1414
ΑΤΜ 3 ΑΙΝ.	31	14	210.391	2945.474	1781.481	1163.993	1256.1414
ΑΕΡ 3 ΑΙΝ.	43	10	216.973	2169.73	2221.017	-51.2872	-51.28724
DIESEL 1 ΑΘΕΡ.	51	50	202.396	10119.8	3921.065	6198.735	6927.5847
DIESEL 2 ΑΘΕΡ.	52	50	202.396	10119.8	3921.065	6198.735	6927.5847
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡ.	53	50	203.706	10185.3	4458.372	5726.928	6390.278
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡ.	54	50	203.706	10185.3	4458.372	5726.928	6390.2780
ΑΕΡ 5 ΑΙΝ.	82	15.77	214.503	3382.712	3382.001	0.711336	39.663236

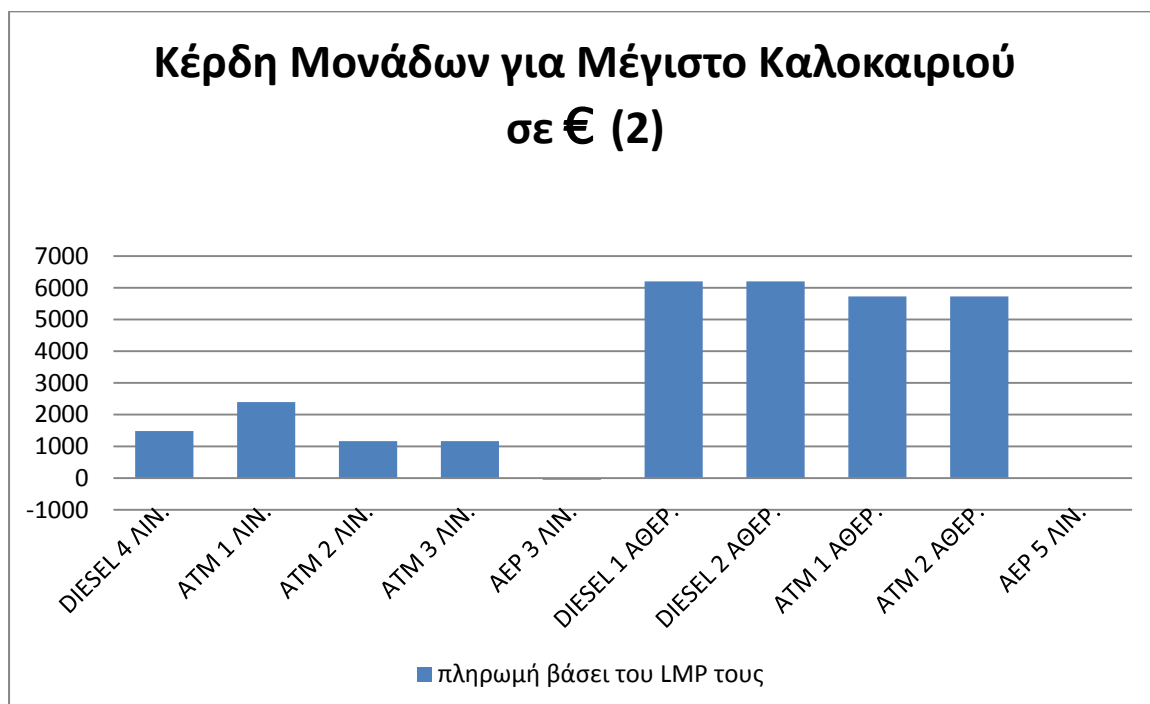
Πίνακας 9.2.2.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Μέγιστου Φορτίου Καλοκαιριού

Είναι σημαντικό πως οι οικονομικές αποζημιώσεις των μονάδων αν πληρώνονταν με βάση το LMP τους είναι **91.217 €/h**.

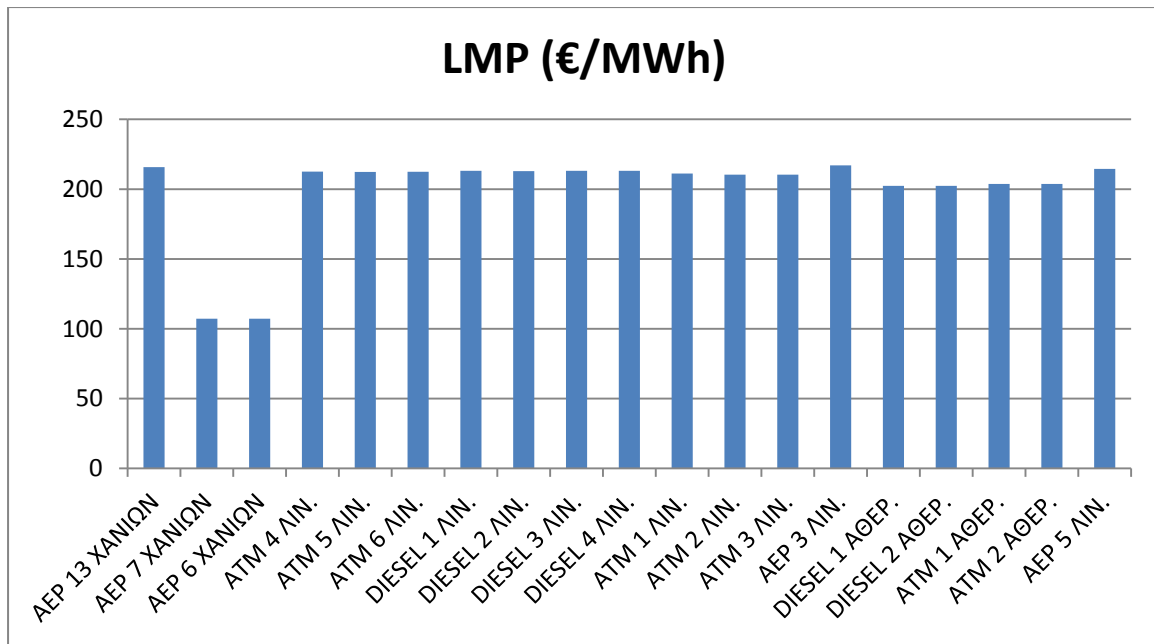
Τα κέρδη παρουσιάζονται στους επόμενα σχήματα:



Σχήμα 9.2.2.1: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού(1)



Σχήμα 9.2.2.2: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού(2)



Σχήμα 9.2.2.3: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Μέγιστο Φορτίο Καλοκαιριού

9.2.3 Τρίτο Σενάριο για την Κρήτη: Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα

Η ελάχιστη τιμή του Φορτίου τον Χειμώνα είναι 153.56 MW και παρατηρήθηκε στις 25 Φεβρουαρίου 5:00 π.μ... Η παραγωγή των αιολικών εκείνη την ώρα ήταν 37.8 MW.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης έχουν ως εξής:

Συνολικό κόστος ανά ώρα (€/h)	min LMP (€/MWh)	Max(€/MWh)	Μονάδες που εντάσσονται
8348.19	75.073	76.37	7

Πίνακας 9.2.3.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ελάχιστου Φορτίου Χειμώνα

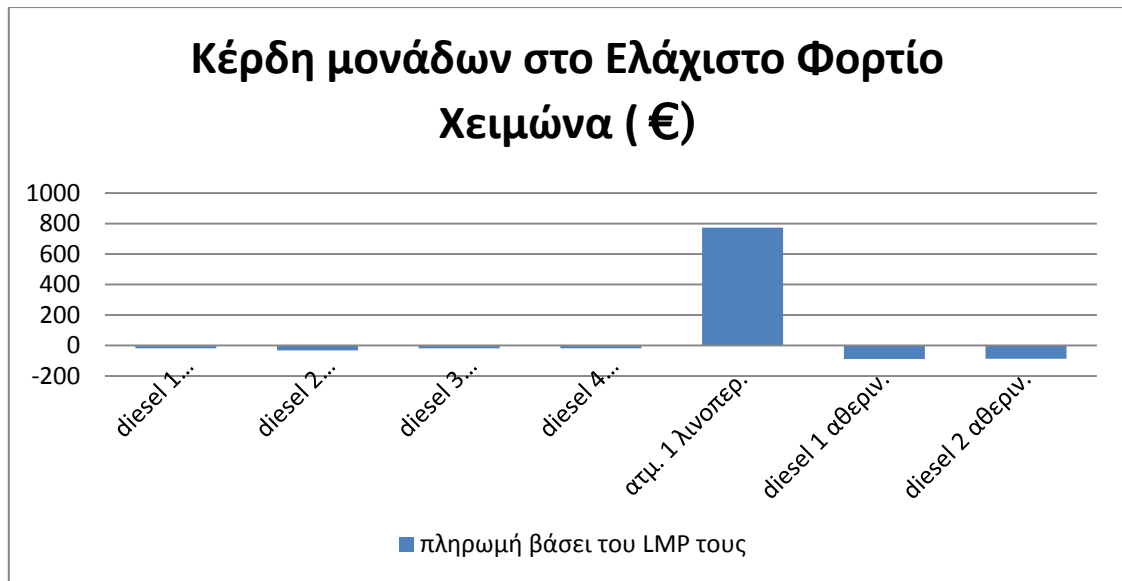
Οι μονάδες που μένουν εκτός είναι 18. Η συνεισφορά των ενταγμένων μονάδων που παραμένουν εντός του συστήματος αντικατοπτρίζεται στον παρακάτω πίνακα:

Ενταγμένη μονάδα	ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	Έσοδα (€/h)	Κόστος (€/h)	Κέρδη (€/h)	Κέρδη max LMP (€/h)
diesel 1 λινοπερ.	25	9.34	76.37	713.2958	731.80056	-18.50476	-18.50476
diesel 2 λινοπερ.	26	3.32	76.37	253.5484	285.4023753	-31.8539	-31.85398
diesel 3 λινοπερ.	27	9.34	76.37	713.2958	731.80056	-18.50476	-18.50476
diesel 4 λινοπερ.	28	9.34	76.37	713.2958	731.80056	-18.50476	-18.50476
ατμ. 1 λινοπερ.	29	12	76.062	912.744	138.99151	773.75249	777.44849
diesel 1 αθεριν.	51	36	75.073	2702.628	2791.198802	-88.5708	-41.8788
diesel 2 αθεριν.	52	36.05	75.109	2707.679	2795.022234	-87.34278	-41.88373

Πίνακας 9.2.3.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Ελάχιστου Φορτίου Χειμώνα

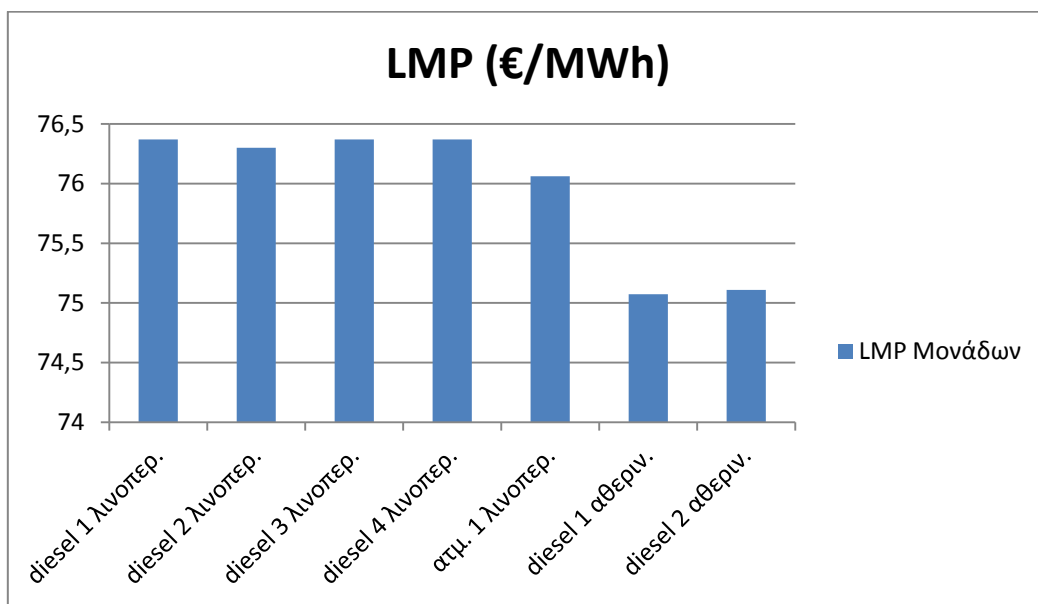
Οι συνολικές οικονομικές αποζημιώσεις των μονάδων αν πληρώνονται με βάση το LMP τους είναι **8.716,25 €/h**.

Τα κέρδη που έχουν οι μονάδες από παρουσιάζονται παρακάτω στο Σχήμα 9.2.3.1:



Σχήμα 9.2.3.1: Κέρδη Γεννητριών στο Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα

Οι οριακές τιμές Κόμβων και οι αντίστοιχες μονάδες εμφανίζονται στο επόμενο σχήμα:



Σχήμα 9.2.3.2: : Οριακή Τιμή Κόμβων Μονάδων στο Ελάχιστο Φορτίο Χειμώνα

Όπως κανείς να παρατηρήσει πως η μόνη μονάδα που εμφανίζει κέρδη είναι ο Ατμοηλεκτρικός 1 Λινοπεραμάτων.

9.2.4 Τέταρτο Σενάριο για την Κρήτη: Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα

Η μέγιστη τιμή ζήτησης το χειμώνα του 2013 ήταν 488.16 MW και παρουσιάστηκε στις 25 Φεβρουαρίου στις 5.00 π.μ. Η συνολική παραγωγή των Αιολικών εκείνη την ώρα θεωρήθηκε 70 MW.

Συνολικό κόστος ανά ώρα (€/h)	min LMP (€/MWh)	Max(€/MWh)	Μονάδες που εντάσσονται
47898.96	100.715	106.5	18

Πίνακας 9.2.4.1: Αποτελέσματα προσομοίωσης Μέγιστου Φορτίου Χειμώνα

Συμμετέχουν στην παραγωγή 18 μονάδες ενώ εκτός μένουν 7 μονάδες οι οποίες είναι οι:

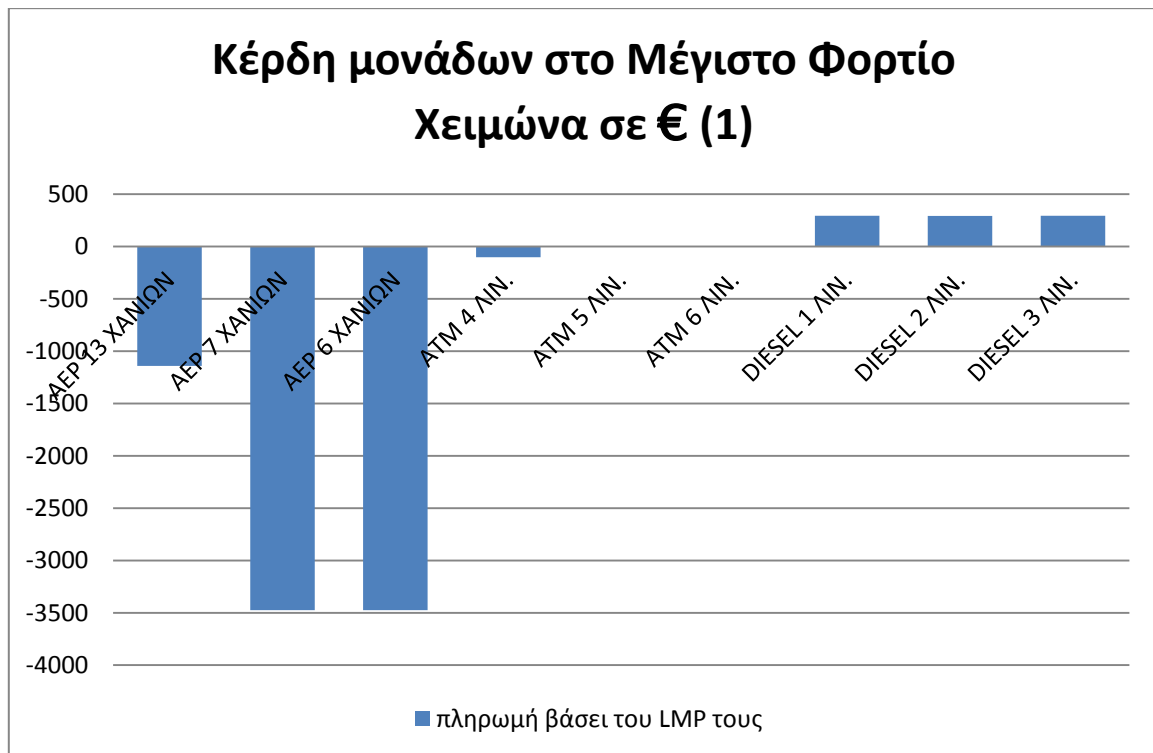
- αεριοστρόβιλος 1 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 5 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 11 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 12 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 3 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 4 Χανίων
- αεριοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων

Οι μονάδες που συμμετέχουν εμφανίζουν τα εξής χαρακτηριστικά:

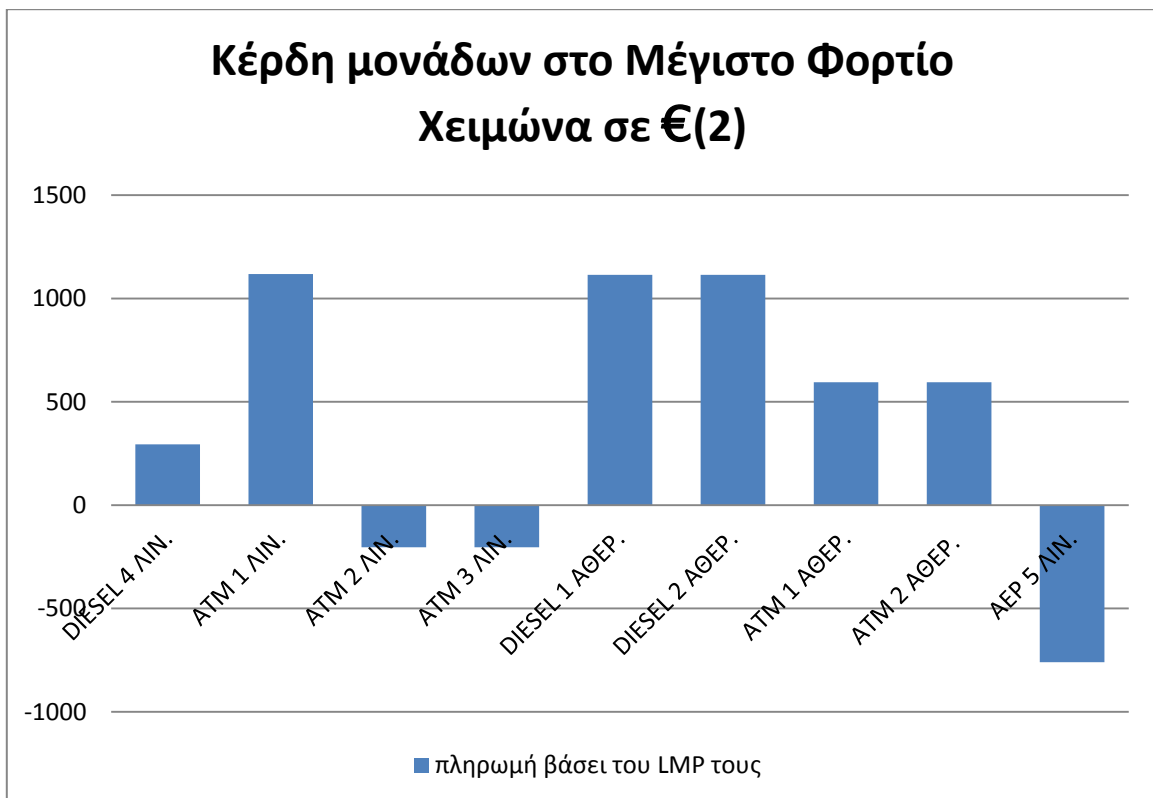
Ενταγμένη μονάδα	ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	Έσοδα (€/h)	Κόστος (€/h)	Κέρδη (€/h)
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	18	7	106.589	746.123	1886.0637	-1139.9408
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	19	38.48	105.023	4041.28	7516.1836	-3474.8985
ΑΕΡ 6 ΧΑΝΙΩΝ	20	38.48	105.023	4041.28	7516.1836	-3474.8985
ΑΤΜ 4 ΛΙΝ.	22	20.78	105.220	2186.47	2288.8007	-102.32912
ΑΤΜ 5 ΛΙΝ.	23	22.59	105.047	2373.01	2375.1871	-2.1753338
ΑΤΜ 6 ΛΙΝ.	24	22.58	105.041	2371.83	2374.1366	-2.3108214
DIESEL 1 ΛΙΝ.	25	11	105.214	1157.35	863.26625	294.08775
DIESEL 2 ΛΙΝ.	26	11	105.108	1156.19	863.26625	292.92175
DIESEL 3 ΛΙΝ.	27	11	105.214	1157.354	863.2662489	294.0877511
DIESEL 4 ΛΙΝ.	28	11	105.214	1157.354	863.2662489	294.0877511
ΑΤΜ 1 ΛΙΝ.	29	12	104.781	1257.372	138.99151	1118.38049
ΑΤΜ 2 ΛΙΝ.	30	8	105.098	840.784	1044.914448	-204.130458
ΑΤΜ 3 ΛΙΝ.	31	8	105.098	840.784	1044.914448	-204.130458
DIESEL 1 ΑΘΕΡ.	51	50	100.715	5035.75	3921.065313	1114.684687
DIESEL 2 ΑΘΕΡ.	52	50	100.715	5035.75	3921.065313	1114.684687
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡ.	53	50	101.068	5053.4	4458.37197	595.02803
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡ.	54	50	101.068	5053.4	4458.37197	595.02803
ΑΕΡ 5 ΛΙΝ.	82	7	105.844	740.908	1501.065193	-760.157193

Πίνακας 9.2.4.2: Στοιχεία μονάδων που συμμετέχουν στην κάλυψη του Μέγιστου Φορτίου Χειμώνα

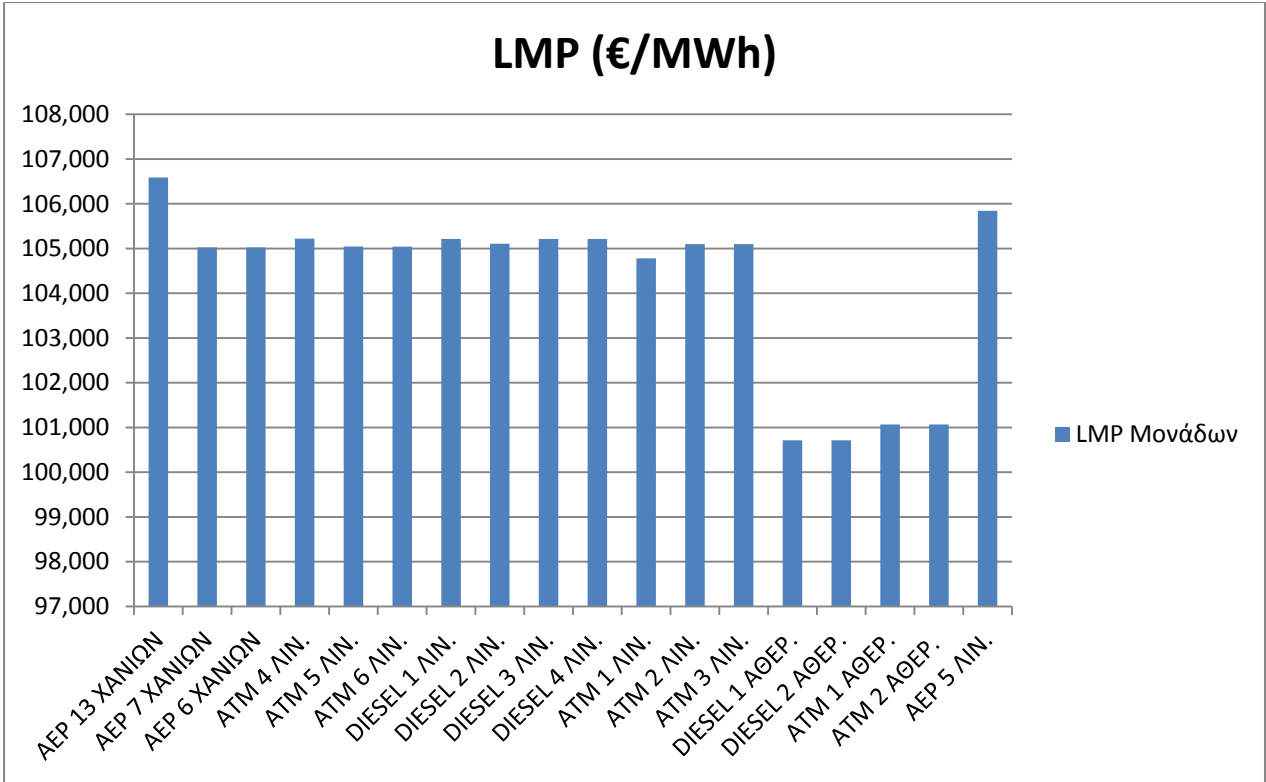
Οι συνολικές αποζημιώσεις των μονάδων αν πληρώνονται με βάση το LMP τους είναι **44.246,4 €/h**. Τα κέρδη και οι οριακές τιμές Κόμβων παρουσιάζονται παρακάτω στα Σχήματα 9.2.4.1 , 9.2.4.2 και 9.2.4.3:



Σχήμα 9.2.4.1: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα(1)



Σχήμα 9.2.4.2: Κέρδη Γεννητριών στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα(2)



Σχήμα 9.2.4.3: Οριακή Τιμή Κόμβων στο Μέγιστο Φορτίο Χειμώνα

Συγκεντρωτικά αποτελέσματα

Έχοντας κάνει την θεώρηση πως ο υπολογισμός των οικονομικών αποζημιώσεων γίνεται με βάση το LMP των ζυγών στους οποίους αυτές συνδέονται, προκύπτει ο παρακάτω πίνακας συνοπτικών δεδομένων για τα 4 σενάρια με τους 2 τρόπους επίλυσης:

Σενάριο	Συνολικές αποζημιώσεις μονάδων ανά ώρα (€/h)	min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	μονάδες
max καλοκαίρι	91.217	107,25	216,97	19
max χειμώνας	44.246,4	100,72	106,59	18
min καλοκαίρι	12.673,41	79,73	81,61	8
min χειμώνας	8.716,25	75,07	76,37	7

Πίνακας 9.2.4 :Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων για τα διαφορετικά σενάρια φορτίου πριν τη διασύνδεση

9.3 Προσωμοίωση Ηπειρωτικού Συστήματος

Για την ηπειρωτική Ελλάδα είχαμε στοιχεία φορτίου και παραγωγής από το 2010. Με βάση αυτήν την κατανομή του φορτίου του 2010, δημιουργήσαμε τον δικό μας πίνακα, αλλάζοντας αυτά τα στοιχεία με σκοπό να δίνουν την αιχμή του εκάστοτε μήνα που χρησιμοποιήσαμε σύμφωνα με τα στοιχεία που βρήκαμε στο προκαταρκτικό σχέδιο της ΡΑΕ για την δεκαετία 2014-2025. Έτσι βγάλαμε τον πίνακα φορτίων. [23]

Έτος	Καθαρό Φορτίο Συστήματος(*) (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Καθαρή Ζήτηση (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή				
					10-ετία 2003-2012	5-ετία 2003-2007	5-ετία 2008-2012	3-ετία 2010-2012	
2002	46 974		46 974						
2003	49 732	5.87%	49 732	5.87%	0.63%	2.87%			
2004	50 954	2.46%	51 225	3.00%					
2005	52 553	3.14%	52 880	3.23%					
2006	53 597	1.99%	53 990	2.10%					
2007	55 253	3.09%	55 690	3.15%					
2008	55 675	0.76%	56 310	1.11%		-1.68%			
2009	52 436	-5.56%	53 490	-5.01%					
2010	52 329	-0.20%	53 545	0.10%					
2011	51 492	-1.60%	52 915	-1.18%					-0.88%
2012	50 289	-2.34%	52 611	-0.58%					
2013(**)	(38 340)		(42 028)						

Πίνακας 9.3.1 : Εξέλιξη της Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ [23]

	2010	2011	2012	2013
	(MW)			
Ιαν.	8714	8027	8734	8764
Φεβ.	8317	8153	8529	7996
Μαρ.	7863	8299	8080	7854
Απρ.	7065	7041	6726	6516
Μάιος	7341	6755	6517	6558
Ιουν.	9732	7564	8361	7516
Ιουλ.	9794	9868	9735	8263
Αυγ.	9441	8314	8809	7789
Σεπ.	7588	7981	7440	7307
Οκτ.	7349	7298	6973	6593
Νοε.	7251	7965	7279	
Δεκ.	8457	7834	8470	

Πίνακας 9.3.2: Μηνιαία Αιχμή Φορτίου (μέση ωριαία) για την περίοδο 2010-2013 [23]

	2010	2011	2012	2013
Ιαν.	3789	4085	4121	4082
Φεβ.	3937	4200	4152	3997
Μαρ.	3843	3920	3587	3441
Απρ.	3326	3404	3015	3263
Μάϊος	3642	3356	3348	2578
Ιουν.	3834	3837	3575	3560
Ιουλ.	4486	4703	4880	4286
Αυγ	4950	4411	4434	4232
Σεπ.	3963	4068	3807	3377
Οκτ.	3738	3836	3650	3082
Νοε.	3766	4004	3605	
Δεκ.	3836	4067	3733	

Πίνακας 9.3.3: Μηνιαίο Ελάχιστο Φορτίο (μέσο ωριαίο) ΕΣΜΗΕ την περίοδο 2010-2013 [23]

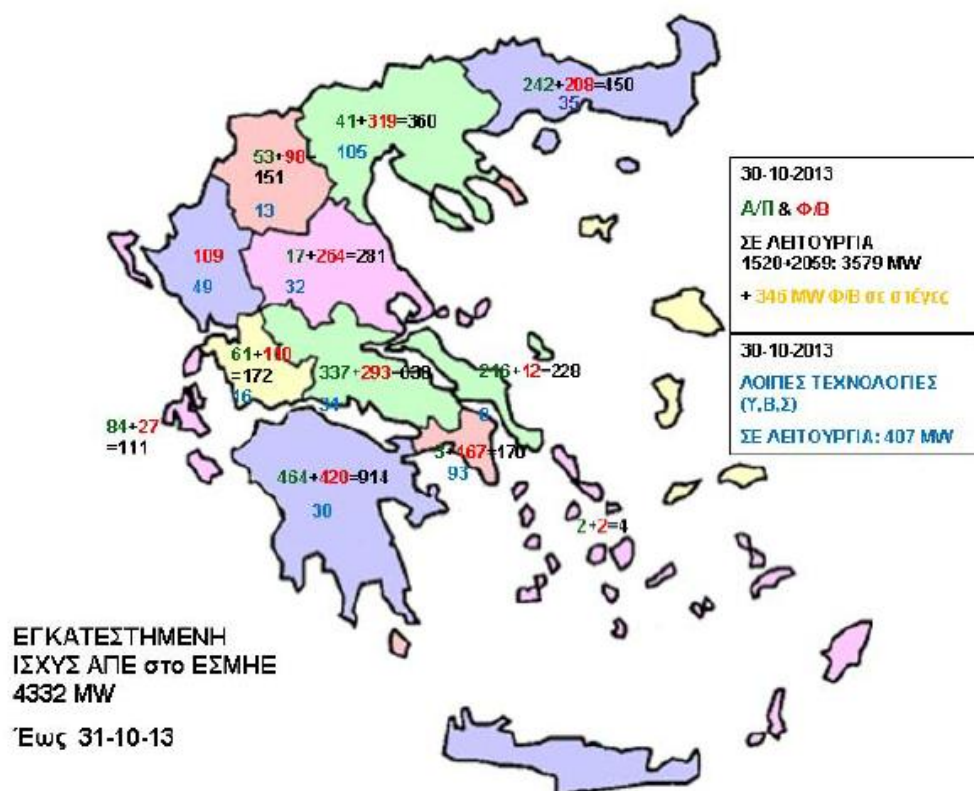
ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΔΙW) ¹	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (ΔΙW)
Αιγντικές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Αγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αιωνταίου	Αιώντατο Ι	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αιωνταίου	Αιώντατο ΙΙ	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά Ι	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙ	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙΙ	308	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙV	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λιπτόλ	Λιπτόλ Ι	33	30
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λιπτόλ	Λιπτόλ ΙΙ	10	8
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	255
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη ΙV	300	256
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
ΔΕΗ	ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙΙ	125	116
ΔΕΗ	ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙΙΙ	125	116
ΔΕΗ	ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	Πτολεμαΐδα ΙV	300	274
<i>Σύνολο ισχύος Αιγντικών Μονάδων:</i>			4930	4456
Πετρελαϊκές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβερί ΙΙΙ	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβερί ΙV	150	144
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο Ι	130	123
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙΙ	300	287
<i>Σύνολο ισχύος Πετρελαϊκών Μονάδων:</i>			730	698
Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδεδεμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476,3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙΙΙ («Μικρή ΜΣΚ»)	176,5	173,4
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV («Μεγάλη ΜΣΚ»)	560	550,2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V («Νέα ΜΣΚ»)	385,2	377,6
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	395	389,4
ΗΡΩΝ ΙΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΠΙΑΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΜΣΚ ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422,1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΜΣΚ Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,5
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ Θισσης	ΜΣΚ Θισσης	421,6	410
PROTERGIA ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
<i>Σύνολο ισχύος Μονάδων Φ.Α Συνδεδεμένου Κύκλου:</i>			3736	3665,2
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου	Αγ. Γεώργιος VIII	160	151
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Γεωργίου	Αγ. Γεώργιος ΙX	200	188
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148,5	147,8
<i>Σύνολο ισχύος Ατμοστρωβιλικών Μονάδων Φ.Α:</i>			508,5	486,8
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ Αλουμινίου	3 μονάδες	334 ⁽¹⁾	334
<i>Σύνολο ισχύος Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ:</i>			334	334
<i>Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:</i>			10238,5	9640

Πίνακας 9.3.4: Υφιστάμενες Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Δεκέμβριος 2013) [23]

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΔΩ)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (ΔΩ)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Αγρα	Αγρας I	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Αγρα	Αγρας II	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα I	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα II	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Εδέσσειου	Εδέσσειος	19	19
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός I (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός II (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός III (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστραά I	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστραά II	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστραά III	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστραά IV	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστάν	Κρεμαστά I	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστάν	Κρεμαστά II	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστάν	Κρεμαστά III	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστάν	Κρεμαστά IV	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λαίδωνα	Λαίδωνας I	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λαίδωνα	Λαίδωνας II	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αιίου	Πηγές Αιίου I	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αιίου	Πηγές Αιίου II	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυροκόπος)	Πλαστήρας I	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυροκόπος)	Πλαστήρας II	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυροκόπος)	Πλαστήρας III	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση I	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση II	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφωτου	Πολύφωτο I	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφωτου	Πολύφωτο II	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφωτου	Πολύφωτο III	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου I	Πορναρί I, Μονάδα I	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου I	Πορναρί I, Μονάδα II	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου I	Πορναρί I, Μονάδα III	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου II	Πορναρί II, Μονάδα I	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου II	Πορναρί II, Μονάδα II	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πορναρίου II	Πορναρί II, Μονάδα III	1,6	1,6
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σπράτου	Σπράτος I	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σπράτου	Σπράτος II	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηραΐς	Σφηραά I (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηραΐς	Σφηραά II (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηραΐς	Σφηραά III (Αναστρέψιμη - αντίληπτική μονάδα)	105	105
<i>Σύνολο ισχύος Υδροηλεκτρικών Μονάδων:</i>			<i>3017,7</i>	<i>3017,7</i>

Πίνακας. 9.3.5: Υφιστάμενες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Συνδεδεμένες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Δεκέμβριος 2013) [23]

Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται η γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ:



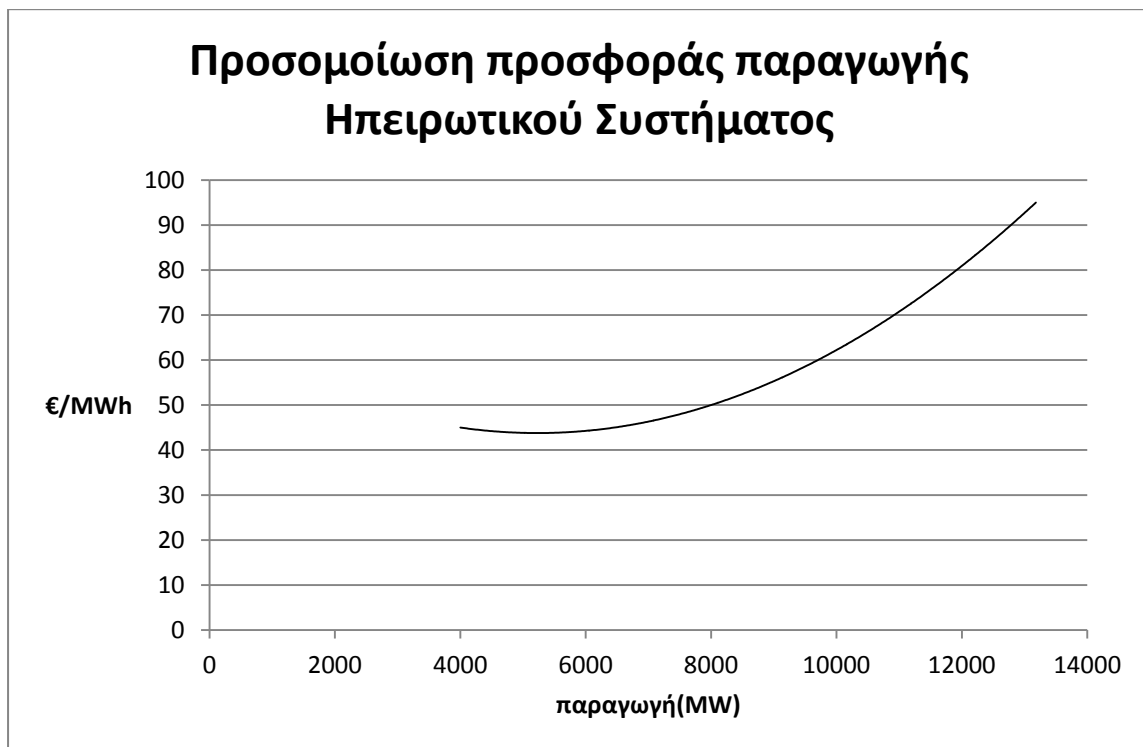
Σχήμα 9.3.1: Γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος των εν λειτουργία Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα [23]

Η ισχύς των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

ΕΙΔΟΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)		
	Με μη Δεσμευτικές Προσφορές Σύνδεσης	Με Δεσμευτικές Προσφορές Σύνδεσης	Σε λειτουργία
Α/Π	13845	4393	1520
ΜΥΗΣ	288	78	220
ΣΗΘΥΑ	0	8	90 ¹²
Φ/Β	1263	1471	2059 ¹³
ΣΒΙΟ	198	50	46 ¹⁴
Η/Θ	11	2	0
ΣΥΝΟΛΟ	15605	6002	3935

Πίνακας 9.3.6 : Ισχύς των Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) ανά είδος και ως προς το στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2013) [23]

Στην προσομοίωση θεωρήθηκε το ηπειρωτικό σύστημα της Ελλάδος ως ένας ζυγός. Η παραγωγή του ζυγού έχει εύρος τιμών από 4000 MW έως 13181 MW που ήταν η εγκατεστημένη ισχύς για την περίοδο που μελετάμε (2013). Σχηματίστηκε καμπύλη προσφοράς με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ (150 τυχαίες τιμές ΟΤΣ και οι αντίστοιχες συνολικές παραγωγές) όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Πρέπει να τονιστεί ότι η κατασκευή μιας τέτοιας καμπύλης δεν είναι κάτι εύκολο λόγω των πολλών παραγόντων που συμμετέχουν στην διαμόρφωση της Οριακής Τιμής του Συστήματος (κόστος καυσίμων, παραγωγή ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικών, διεθνείς διασυνδέσεις κλπ). Παρ'όλα αυτά στόχος είναι μία πρώτη προσέγγιση των ζητημάτων διασύνδεσης.



Σχήμα 9.3.2 : Προσομοίωση προσφοράς παραγωγής Ηπειρωτικού Συστήματος

Στη συνέχεια θα μελετηθούν σενάρια σενάρια για ακραίες περιπτώσεις για την ζήτηση του 2013.

Είναι σημαντικό να αναφερθεί πως σύμφωνα με την ΡΑΕ μετά την διασύνδεση θα πρέπει να αποσυνδεθούν διάφορες μονάδες από το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης. Οι μονάδες αυτές αποσυνδέονται είτε γιατί είναι ρυπογόνες είτε γιατί είναι ακριβές είτε ακόμα γιατί είναι παλαιάς τεχνολογίας για το σύστημα. Οι μονάδες αυτές είναι οι εξής: [3]

- Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί 2,3,4,5,6 Λινοπεραμάτων (μαζούτ)
- Οι αεριοστρόβιλοι 1, 2 Λινοπεραμάτων(diesel)
- Οι ντιζελογεννήτριες 1,2,3,4 πάλι από τα Λινοπεράματα (μαζούτ)
- Τέλος, οι αεριοστρόβιλοι 1,4,5 Χανίων (diesel).

Οπότε θεωρείται ότι το σύστημα λειτουργεί χωρίς αυτές τις μονάδες.

Η διασύνδεση θεωρείται ότι θα πραγματοποιηθεί με υποβρύχιο καλώδιο το οποίο θα έχει ονομαστική τάση τα 150kV και θα είναι μονοπολικό. Ακόμα η διατομή των αγωγών θα είναι 300mm² και θα είναι διπλού σπλισμού. Οι αντίστασεις του καλωδίου είναι:

$$R(\Omega/km) = 0,227$$

$$X(\Omega/km) = 0,100$$

$$C(nF/km) = 350$$

Η μικρότερη απόσταση του νότιου και ανατολικού άκρου της Πελοποννήσου από το βόρειο και δυτικό άκρου της Κρήτης είναι περίπου 100 km. Οπότε αν τα διαιρέσουμε με την $Z_B = \frac{(150 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 225 \Omega$

$$r = \frac{0.227 * 100}{225} = 0,100889 \text{ α.μ.}$$

$$x = \frac{0.100 * 100}{225} = 0,044444 \text{ α.μ.}$$

$$Z_C = \left(\frac{1}{j\omega C * 100} \right) = 90.9457 \Omega \text{ οπότε } b = \frac{1}{2 * Z_C} = 2.4435 * 10^{-5} \text{ α.μ.}$$

Οι ωμικές αντιστάσεις έχουν υπολογιστεί για θερμοκρασία αγωγών 85 βαθμοί C. Η επίδραση των μεταλλικών μανδύων και οπλισμών έχει ληφθεί υπόψη στον υπολογισμό των R, X.

Προσομοιώθηκαν 4 σενάρια, 2 για το μέγιστο φορτίο καλοκαιριού και 2 για το ελάχιστο φορτίο χειμώνα, όπου είναι και τα πιο ακραία σενάρια από όσα μελετήσαμε για το νησί και για το ηπειρωτικό σύστημα, με δύο σενάρια για τα καλώδια. Το πρώτο σενάριο αφορά στην διασύνδεση με 2 καλώδια μεταφορικής ικανότητας 140 MVA το καθένα και το δεύτερο στη διασύνδεση με 3 τέτοια καλώδια ίδιας μεταφορικής ικανότητας (140 MVA).

9.3.1 Πρώτο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο καλοκαιριού με δύο καλώδια-Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Στο σενάριο για το μέγιστο φορτίο του καλοκαιριού έγιναν οι εξής παραδοχές. Αρχικά η διασύνδεση θα γίνει με δύο καλώδια με ικανότητα μεταφοράς $2 \cdot 140 = 280 \text{ MVA}$.

Επιπλέον σύμφωνα με το προκαταρκτικό σχέδιο του ΑΔΜΗΕ για την δεκαετία (2015-2024), η αιχμή φορτίου για τον μήνα Ιούλιο (2013) στην ηπειρωτική Ελλάδα ήταν 8263 MW. το μέγιστο φορτίο της Κρήτης για το ίδιο έτος θεωρήθηκε 548 σύμφωνα με τον πίνακα 9.1. Θεωρήθηκε ότι αυτά τα δύο μέγιστα συνέβησαν ταυτόχρονα ώστε να μελετηθούν ακραίες ως προς τη διασύνδεση συνθήκες. Από την ίδια αναφορά βρίσκουμε ότι στο Ηπειρωτικό Σύστημα η μέση συνεισφορά των ΑΠΕ κατά τη διάρκεια του 2013 είναι 28% της ζήτησης δηλαδή 2313,64 MW. Συνεπώς η καθαρή ζήτηση ήταν 5949,36 MW και η άεργος ζήτηση 4839,33 MVAR.

Έτσι προκύπτουν τα αποτελέσματα:

min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	MW διασύνδεσης
54.84	104.49	265.09

Πίνακας 9.3.1.1: Αποτελέσματα για το μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού και μεταφερόμενα MW από 2 καλώδια διασύνδεσης

Οι μονάδες που εντάχθηκαν στο σύστημα καθώς και η συνεισφορά τους φαίνονται στους ακόλουθους πίνακες. Οι μονάδες της Κρήτης που λειτουργούν είναι 7 και είναι εμφανώς μειωμένες σε σχέση με πριν την διασύνδεση καθώς πριν ήταν 19.

	ζυγός	Ενεργός παραγωγή ή (MW)	LMP (€/MWh)	αποζημιώσεις εταιρειών παραγωγής (€/h)
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	18	7	104.494	731.458
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	19	24.18	102.953	2489.40354
ΑΤΜ 1 ΛΙΝ.	29	12	96.291	1155.492
ΔΙΕΣΕΛ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	51	50	91.395	4569.75
ΔΙΕΣΕΛ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	52	50	91.395	4569.75
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	53	50	91.536	4576.8
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	54	50	91.536	4576.8
Ηπειρωτικό σύστημα	108	265.09	54.84	14537.5356
Συνολικές πληρωμές εταιρειών				36822.36

Πίνακας 9.3.1.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 2 καλωδία στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού

Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται οι αποζημιώσεις εταιρειών πριν και μετά τη διασύνδεση για το σύστημα της Κρήτης (διασύνδεση 2 καλωδίων):

Οικονομικές Αποζημιώσεις εταιρειών μετά τη διασύνδεση (€/h)	Αποζημιώσεις εταιρειών πριν τη διασύνδεση (€/h)	Ποσοστιαία μείωση κόστους
36.822,36	91.217	59,63%

Πίνακας 9.3.1.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιρειών για διασύνδεση 2 καλωδίων στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού

Η εξοικονόμηση μπορεί να αγγίξει τα $(91.217 - 36822,39) \cdot 168$ ώρες = 9.138.309 € μόνο για τις 168 ώρες της αιχμής του φορτίου).

.Η μείωση των LMP σε όλο το σύστημα είναι εμφανής. Η επίδραση στην μέγιστη Οριακή Τιμή Κόμβου του συστήματος φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

	max LMP (€/MWh)
Πρίν τη διασύνδεση	216.97
Μετά τη διασύνδεση	104.49
Ποσοστιαία μείωση	-51.84%

Πίνακας 9.3.1.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για μέγιστο φορτίο καλοκαιριού

9.3.2 Δεύτερο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο καλοκαιριού με τρία καλώδια-βέλτιστη ροή φορτίου

Η συνολική μεταφορική ικανότητα στην περίπτωση αυτή φτάνει τα 420 MVA. Τα στοιχεία για το μέγιστο φορτίο της Κρήτης και του ηπειρωτικού συστήματος παραμένουν τα ίδια όπως στο προηγούμενο σενάριο.

min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	MW διασύνδεσης
54,743	70,811	397,89

Πίνακας 9.3.2.1: Αποτελέσματα για το μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού και μεταφερόμενα MW από 3 καλώδια διασύνδεσης

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα από το matpower τίθενται 6 μονάδες σε λειτουργία, εμφανώς μειωμένες σε σχέση με πριν τη διασύνδεση που συμμετείχαν 19. Αναλυτικά η συμμετοχή των γεννητριών καθώς και οι αποζημιώσεις τους με βάση τις δικές τους Οριακές Τιμές Κόμβων φαίνονται στους επόμενους πίνακες:

	ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	αποζημιώσεις εταιρειών παραγωγής (€/h)
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	18	7	70.811	495.677
ΑΤΜ 1 ΑΙΝ.	29	12	65.941	791.292
ΔΙΕΣΕΛ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	51	36	67.107	2415.852
ΔΙΕΣΕΛ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	52	25	67.206	1680.15
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	53	20	67.304	1346.08
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	54	20	67.304	1346.08
Ηπειρωτικό σύστημα	108	397.89	55.743	22179.58227
			συνολικές πληρωμές εταιρειών	30254.71327

Πίνακας 9.3.2.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 3 καλώδια στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού

Οι αποζημιώσεις των μονάδων του συστήματος της Κρήτης ήταν 91.217€/h

Αποζημιώσεις εταιρειών μετά τη διασύνδεση (€/h)	Αποζημιώσεις εταιρειών πριν τη διασύνδεση (€/h)	Ποσοστιαία μείωση κόστους
30.254,7	91.217	-66.83%

Πίνακας 9.3.2.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιρειών για διασύνδεση 3 καλωδίων στο μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού

Η μείωση της μέγιστης Οριακής Τιμής Κόμβου συστήματος φαίνεται παρακάτω στον Πίνακα 9.3.2.6:

max LMP (€/MWh)	
Πριν τη διασύνδεση	216.97
Μετά τη διασύνδεση	70.81
Ποσοστιαία μείωση	-67.36%

Πίνακας 9.3.2.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για μέγιστο φορτίο καλοκαιριού

9.3.3 Τρίτο σενάριο διασύνδεσης: Ελάχιστο φορτίο Χειμώνα με δύο καλώδια- Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Σύμφωνα με το προκαταρκτικό σχέδιο του ΑΔΜΗΕ, το ελάχιστο φορτίο του Φεβρουαρίου στην ηπειρωτική Ελλάδα είναι 3997 MW. έγινε η υπόθεση ότι τα δύο ελάχιστα φορτία (Κρήτης και Ηπειρωτικής Ελλάδας) συνέβησαν ταυτόχρονα ώστε να μελετηθούν ακραίες ως προς τη διασύνδεση συνθήκες. Από την ίδια αναφορά θεωρήθηκε ότι στο ηπειρωτικό σύστημα η μέση συνεισφορά των ΑΠΕ κατά τη διάρκεια του 2013 είναι 28% της ζήτησης δηλαδή 1119,16 MW. Οπότε η καθαρή ζήτηση ήταν 2877,84 MW και η άεργος ζήτηση 2360,6282 MVAR.

Σύμφωνα με τον πίνακα 9.2 το ελάχιστο φορτίο Χειμώνα είναι 153.56 MW και η συμμετοχή των ΑΠΕ είναι 37.8 MW.

min LMP (€/MWh)	max LMP (€/MWh)	MW διασύνδεσης
43.74	45.959	108.31

Πίνακας 9.3.3.1: Αποτελέσματα των για το ελάχιστο Χειμώνα και μεταφερόμενα MW από 2 καλώδια διασύνδεσης

	ζυγός	Ενεργός παραγωγή (MW)	LMP (€/MWh)	αποζημιώσεις εταιρειών παραγωγής (€/h)
ATM 1 ΔΙΝ.	29	12.00	45.959	551.51
Ηπειρωτικό σύστημα	108	108.31	43.743	4737.8
			συνολικές πληρωμές εταιρειών	5289.312

Πίνακας 9.3.3.2: Συνεισφορά μονάδων και έσοδα εταιριών κατά τη διασύνδεση με 2 καλωδία στο ελάχιστο φορτίο Χειμώνα

Σύμφωνα με τον πίνακα 9.3.3.2 για την κάλυψη του φορτίου εντάσσεται μόνο μία τοπική μονάδα .Η μείωση τοθ κόστους αποζημίωσης των εταιρειών φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Αποζημιώσεις εταιρειών μετά τη διασύνδεση (€/h)	Αποζημιώσεις εταιρειών πριν τη διασύνδεση (€/h)	Ποσοστιαία μείωση κόστους
5529.33	8.716,25	-36.56%

Πίνακας 9.3.3.3: Ποσοστιαία μείωση αποζημιώσεων εταιρειών για διασύνδεση 3 καλωδίων στο ελάχιστο φορτίο Χειμώνα

	max LMP (€/MWh)
Πρίν τη διασύνδεση	76.37
Μετά τη διασύνδεση	45.959
Ποσοστιαία μείωση	-39.82%

Πίνακας 9.3.3.4: Ποσοστιαία μείωση των μέγιστων Οριακών Τιμών Κόμβων του συστήματος της Κρήτης πριν και μετά τη διασύνδεση 2 καλωδίων για ελάχιστο φορτίο Χειμώνα

9.3.4 Τέταρτο σενάριο διασύνδεσης: Ελάχιστο φορτίο Χειμώνα με τρία καλώδια- βέλτιστη ροή φορτίου

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του παρόντος σεναρίου βρέθηκαν ελάχιστα διαφοροποιημένα απο αυτά του παραπάνω σεναρίου.

9.3.5 Πέμπτο σενάριο διασύνδεσης: Μέγιστο φορτίο Καλοκαιριού με 2 καλώδια- απλή ροή φορτίου

Στο σενάριο αυτό θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της απλής ροής φορτίου για το μέγιστο φορτίο Καλοκαιριου (διασύνδεση του Ηπειρωτικού Συστήματος με την Κρήτη 2 καλωδίων).

μονάδα	ζυγός	Ενεργός Παραγωγή (MW)
ΑΕΡ 13 ΧΑΝΙΩΝ	18	7
ΑΕΡ 7 ΧΑΝΙΩΝ	19	49.71
ΑΕΡ 6 ΧΑΝΙΩΝ	20	49.71
ΑΤΜ 1 ΛΙΝ.	29	12
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	41	20
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	42	20
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	43	10
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	44	10
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	51	50
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	52	50
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	53	50
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	54	50
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	82	15
Συνεισφορά Ηπειρωτικού Συστήματος	108	6046.18 (96.82)

Από τα παραπάνω αποτελέσματα αυτά φαίνεται ότι η διασύνδεση σε συνδυασμό με την αποξήλωση μονάδων θα καταστεί απαραίτητη για την ηλεκτροδότηση του νησιού, μεταφέροντας τουλάχιστον 96 MW στο νησί.

9.4 Τεχνοοικονομική ανάλυση της διασύνδεσης

Σύμφωνα με τα προηγούμενα αποτελέσματα και τους πίνακες καταλήγουμε σε αυτόν τον νέο πίνακα:

	με 2 καλώδια διασύνδεσης	με 3 καλώδια διασύνδεσης
max καλοκαίρι	-51.84%	-67.36%
min χειμώνα	-39.82%	-39.82%

Πίνακας 9.4.1: Ποσοστά μείωσης της οριακής τιμής συστήματος με 2 καλώδια διασύνδεσης

Γνωρίζοντας από τα στοιχεία του φορτίου πως το μέσο φορτίο είναι 314,76 MW. Το μόνο που μας μένει είναι να βρούμε ποιο ποσοστό μείωσης θα είχε το συγκεκριμένο φορτίο.

Με απλή γραμμική παρεμβολή βρίσκουμε πως για το φορτίο αυτό στις 4 προαναφερθείσες περιπτώσεις:

με 2 καλώδια διασύνδεσης	με 3 καλώδια διασύνδεσης
-44.73 %	-51.09 %

Πίνακας 9.4.2: Ποσοστά μείωσης της οριακής τιμής συστήματος για το μέσο φορτίο 2013

Οπότε τώρα θα εξετάσουμε τις τέσσερις αυτές περιπτώσεις για να δούμε κατά πόσον αξίζουν για επένδυση.

Αρχικά βρήκαμε απο τον ΔΕΔΔΗΕ [10] πως η μέση οριακή τιμή της Κρήτης τα τελευταία χρόνια είναι περίπου 190 €/MWh . Έτσι με βάση τους παραπάνω δείκτες θα υπολογίσουμε τα στοιχεία επένδυσής του.

$$\text{Συνολικό Κόστος Κρήτης} = \text{Μέση Οριακή Τιμή Κρήτης} * \text{Ετήσια Ζήτηση Κρήτης}$$

Η ετήσια ζήτηση της Κρήτης είναι 2.757.579,93 MWh. Οπότε καταλήγουμε σε:

$$\text{Συνολικό Κόστος Κρήτης} = 190 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 2.757.579,93 \text{ MWh} = 523.940.187,38 \text{ €}$$

Θεωρήσαμε για το βασικό σενάριο μας τις εξής παραδοχές:

- 1) πως το φορτίο θα αυξάνεται κατά 1% το χρόνο.

Με αυτόν τον τρόπο κάνουμε μία προσέγγιση των εξόδων που θα είχαμε χωρίς τη διασύνδεση κατά την δεκαετία 2013-2024. Έτσι έχοντας αυτήν την προσέγγιση μελετάμε τα διάφορα σενάρια ανάλογα με το την μείωση της οριακής τιμής που έχει προκύψει.

- 2) Θεωρήσαμε το κόστος συντήρησης ίσο με 1.5% του κόστους επένδυσης .
- 3) Ως επιτόκιο αναγωγής θεωρήσαμε το 10%. Πρόκειται για έναν δείκτη, την τιμή του δεκαετούς ομολόγου της χώρας μας.
- 4) Το κόστος εγκατάστασης του καλωδίου θεωρούμε ότι είναι 500 εκ.€.

Οπότε υπολογίζουμε τον ακόλουθο πίνακα 9.4.3 για όλα τα ποσοστά μείωσης του κόστους:

	με 2 καλώδια διασύνδεσης	με 3 καλώδια διασύνδεσης
ποσοστό μείωσης	-44.73%	-51.09%
NPV (€)	1.161.087.005	1.398.402.690
IRR(%)	84.78%	110.54%

Πίνακας 9.4.3: ΚΠΑ και εσωτερικός βαθμός απόδοσης για τις 2 περιπτώσεις του βασικού σεναρίου

Τα αποτελέσματα είναι λογικά και αναμενόμενα.

Ακολούθως θα εξετάσουμε διαφορετικά σενάρια κόστους επένδυσης αλλά και διαφορετικά σενάρια μείωσης ή αύξησης του φορτίου με σκοπό να βρούμε τις τιμές των δεικτών αυτών υπό τις δυσμενέστερες περιπτώσεις. Σημαντικό είναι να τονίσουμε πως η αξιολόγηση αφορά την εξοικονόμηση κόστους και όχι την πραγματική επένδυση.

Σενάριο 1: Για την μείωση της τάξης 44.73% στην οριακή τιμή κόστους του συστήματος καταλήγουμε στον παρακάτω πίνακα:

Σενάρια για το κόστος επένδυσης					
Ποσοστό αύξησης φορτίου	300.000.000	400.000.000	500.000.000	600.000.000	700.000.000
-0.50%	1.259.596.592	1.158.687.930	1.057.779.268	956.870.607	855.961.945
0.00%	1.293.457.338	1.192.327.709	1.091.198.081	990.068.452	888.938.823
0.50%	1.328.337.770	1.226.980.520	1.125.623.271	1.024.266.021	922.908.771
1.00%	1.364.270.481	1.262.678.743	1.161.087.005	1.059.495.267	957.903.529
1.50%	1.401.289.071	1.299.455.759	1.197.622.447	1.095.789.135	993.955.822
2.00%	1.439.428.180	1.337.345.981	1.235.263.782	1.133.181.584	1.031.099.385
2.50%	1.478.723.513	1.376.384.883	1.274.046.252	1.171.707.622	1.069.368.992

Πίνακας 9.4.4: Σενάριο 1, Τιμές της ΚΠΑ για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης

Σενάρια για το κόστος επένδυσης					
Ποσοστό αύξησης φορτίου	300.000.000	400.000.000	500.000.000	600.000.000	700.000.000
-0.50%	325.57%	131.87%	82.03%	59.01%	45.57%
0.00%	327.71%	133.03%	82.95%	59.81%	46.30%
0.50%	329.85%	134.20%	83.86%	60.61%	47.03%
1.00%	331.98%	135.36%	84.78%	61.40%	47.76%
1.50%	334.12%	136.53%	85.69%	62.20%	48.49%
2.00%	336.26%	137.69%	86.61%	63.00%	49.23%
2.50%	338.40%	138.86%	87.52%	63.80%	49.96%

Πίνακας 9.4.5: Σενάριο 1, Τιμές του IRR για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης

Σενάριο 2: Για την μείωση της τάξης 51.09% στην οριακή τιμή κόστους του συστήματος καταλήγουμε στον παρακάτω πίνακα:

Σενάρια για το κόστος επένδυσης					
Ποσοστό αύξησης φορτίου	300.000.000	400.000.000	500.000.000	600.000.000	700.000.000
-0.50%	1.481.737.696	1.380.829.034	1.279.920.373	1.179.011.711	1.078.103.049
0.00%	1.520.507.237	1.419.377.608	1.318.247.980	1.217.118.351	1.115.988.722
0.50%	1.560.444.288	1.459.087.038	1.357.729.788	1.256.372.539	1.155.015.289
1.00%	1.601.586.167	1.499.994.429	1.398.402.691	1.296.810.953	1.195.219.215
1.50%	1.643.971.344	1.542.138.032	1.440.304.720	1.338.471.408	1.236.638.096
2.00%	1.687.639.483	1.585.557.284	1.483.475.085	1.381.392.887	1.279.310.688
2.50%	1.732.631.463	1.630.292.833	1.527.954.202	1.425.615.572	1.323.276.942

Πίνακας 9.4.6: Σενάριο2, Τιμές της ΚΠΑ για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης

Σενάρια για το κόστος επένδυσης					
Ποσοστό αύξησης φορτίου	300.000.000	400.000.000	500.000.000	600.000.000	700.000.000
-0.50%	710.72%	187.74%	107.41%	74.76%	56.90%
0.00%	714.80%	189.19%	108.46%	75.63%	57.69%
0.50%	718.87%	190.63%	109.50%	76.51%	58.48%
1.00%	722.95%	192.08%	110.54%	77.39%	59.27%
1.50%	727.02%	193.52%	111.58%	78.27%	60.06%
2.00%	731.09%	194.97%	112.63%	79.15%	60.84%
2.50%	735.17%	196.41%	113.67%	80.03%	61.63%

Πίνακας 9.4.7: Σενάριο 2, Τιμές του IRR για διάφορα σενάρια κόστους επένδυσης και αύξησης της ζήτησης

Το ελάχιστο ΚΠΑ από όλα τα σενάρια είναι τα 855.9 εκ. € και το ελάχιστο IRR είναι το 45.57%. αυτά κατα γενική ομολόγια αποτελούν τεράστια επενδυτική ευκαιρία. Αυτά τα νούμερα δείχνουν την εξοικονόμηση (benefit) που θα έχουμε αν γίνει η επένδυση διότι δεν μπορούμε να υπολογίσουμε τα κέρδη. Και είναι το χειρότερο σενάριο που μπορούσαμε να πάρουμε σύμφωνα με τα αποτελέσματα μας.

Η επένδυση ούτως η αλλιώς απαιτεί ένα μικρό ποσό για αρχικό κεφάλαιο όμως η περίοδος αποπληρωμής είναι 2 χρόνια (στο βασικό σενάριο μας) για 2 καλώδια και 1 χρόνο για 3 καλώδια.

Η πτώση των τιμών καυσίμου μας δίνει το έναυσμα να ερευνήσουμε μερικά ακόμα σενάρια σχετικά με την τιμή καυσίμου. Γνωρίζουμε πως η πτώση αυτή είναι θα μειώσει πολύ και το κόστος των μονάδων. Οπότε θα πέσει και η και η για μέση τιμή μεταβλητού κόστος λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσίμενης μονάδας. Επομένως τα σενάρια που θα μελετήσουμε θα αφορούν την μέση τιμή του μεταβλητού κόστους.

Άρα για το βασική περίπτωση κόστους επένδυσης, δηλαδή το 0,5 δις €, βγάλαμε αποτελέσματα για την ΚΠΑ και το IRR μελετώντας σενάρια για την μείωση της μέσης οριακής τιμής συστήματος και παράλληλα αύξησης η μείωσης του φορτίου. Ακολουθούν οι πίνακες των σεναρίων αυτών:

Σενάρια για μέση τιμή μεταβλητού κόστος λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσίμενης μονάδας								
Ποσοστό αύξησης φορτίου	190	175	160	145	130	115	100	85
-0.50%	1.057	934	811	688	564	441	318	194
0.00%	1.091	965	839	713	587	461	335	209
0.50%	1.125	997	868	739	610	481	352	223
1.00%	1.161	1.029	897	766	634	502	370	239
1.50%	1.197	1.063	928	793	659	524	389	254
2.00%	1.235	1.097	959	821	684	546	408	271
2.50%	1.274	1.133	992	851	710	569	428	287

Πίνακας 9.4.8: ΚΠΑ Σεναρίου 1 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσίμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης

Οι τιμές που αναγράφονται στον παραπάνω πίνακα είναι σε εκατομμύρια €.

Σενάρια για μέση τιμή μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας								
Ποσοστό αύξησης φορτίου	190	175	160	145	130	115	100	85
-0.50%	82.0%	70.4%	60.1%	50.8%	42.5%	34.8%	27.5%	20.7%
0.00%	82.9%	71.2%	60.9%	51.6%	43.2%	35.4%	28.2%	21.3%
0.50%	83.9%	72.1%	61.7%	52.4%	43.9%	36.1%	28.8%	21.9%
1.00%	84.8%	73%	62.5%	53.1%	44.6%	36.8%	29.5%	22.5%
1.50%	85.7%	73.8%	63.3%	53.9%	45.3%	37.5%	30.1%	23.1%
2.00%	86.6%	74.7%	64.1%	54.6%	46%	38.1%	30.8%	23.7%
2.50%	87.5%	75.5%	64.9%	55.4%	46.8%	38.8%	31.4%	24.3%

Πίνακας 9.4.9: IRR Σεναρίου 1 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης

Ακολουθούν τα αντίστοιχα σενάρια για το δεύτερο σενάριο.

Σενάρια για μέση τιμή μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας								
Ποσοστό αύξησης φορτίου	190	175	160	145	130	115	100	85
-0.50%	1.280	1.139	998	857	716	575	434	293
0.00%	1.318	1.174	1.030	886	742	598	454	310
0.50%	1.357	1.210	1.063	916	768	622	474	327
1.00%	1.398	1.247	1.097	946	796	646	495	345
1.50%	1.440	1.286	1.132	978	824	670	517	363
2.00%	1.483	1.326	1.168	1.011	853	696	539	381
2.50%	1.527	1.367	1.205	1.044	883	722	561	401

Πίνακας 9.4.10: ΚΠΑ Σεναρίου 2 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης

Σενάρια για μέση τιμή μεταβλητού κόστος λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας								
Ποσοστό αύξησης φορτίου	190	175	160	145	130	115	100	85
-0.50%	107.41%	90.58%	76.22%	63.81%	52.91%	43.19%	34.37%	26.20%
0.00%	108.46%	91.53%	77.11%	64.63%	53.67%	43.91%	35.05%	26.83%
0.50%	109.50%	92.49%	77.99%	65.45%	54.44%	44.63%	35.72%	27.46%
1.00%	110.54%	93.45%	78.88%	66.28%	55.21%	45.35%	36.40%	28.10%
1.50%	111.58%	94.41%	79.76%	67.10%	55.98%	46.07%	37.07%	28.73%
2.00%	112.63%	95.37%	80.65%	67.92%	56.75%	46.79%	37.75%	29.37%
2.50%	113.67%	96.32%	81.54%	68.74%	57.52%	47.51%	38.42%	30.00%

Πίνακας 9.4.11: IRR Σεναρίου 2 για μεταβολή της μέσης τιμής μεταβλητού κόστους λειτουργίας της πιο ακριβής εντασσόμενης μονάδας στο βασικό σενάριο κόστους επένδυσης

Δηλαδή σύμφωνα με το χειρότερο σενάριο που έχουμε εξετάσει (το σενάριο 1 έχει την μικρότερη εξοικονόμηση) και το χειρότερο βάσει πτώσης της 85 (€/MWh), το IRR και η ΚΠΑ αγγίζουν αντίστοιχα τα 20,7% και τα 194 εκ. €. Η ΚΠΑ είναι ακόμα θετική, μικρότερη όμως από τις άλλες περιπτώσεις και το IRR είναι πιο μικρό. Όμως το 20,7% είναι ένα πάρα πολύ καλό ποσοστό δεδομένου της μικρής διάρκειας (10 ετία).

Μέσα σε 10 χρόνια έχει ένα πολύ αξιόλογο IRR και ΚΠΑ και αποτελεί σίγουρα μία επενδυτική ευκαιρία.

Κεφάλαιο 10

Κεφάλαιο 10: Συμπεράσματα

9.1 Σύνοψη και συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων οδήγησαν σε έναν αριθμό σημαντικών συμπερασμάτων.

Είναι εμφανές και από το Σχήμα 9.2 οι πιο ακριβές και ενεργοβόρες μονάδες για το σύστημα της Κρήτης είναι οι αεριοστρόβιλοι, γεγονός που αναφέρεται και στη γνωμοδότηση της ΡΑΕ για αποσύνδεση πολλών εξ' αυτών από το Σύστημα της Κρήτης. Η πρόταση αυτή, για παύση λειτουργίας μερικών μονάδων, βασίζεται και σε άλλα κριτήρια εκτός από το μεταβλητό κόστος παραγωγής όπως η παλαιότητα της τεχνολογίας μερικών από αυτών και η ρυπογόνος λειτουργία.

Για την κάλυψη του μέγιστου φορτίου της Κρήτης για τις περιπτώσεις Καλοκαιριού και Χειμώνα χρησιμοποιήθηκαν σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων 19 και 18 μονάδες αντίστοιχα, ενώ για το ελάχιστο φορτίο χρησιμοποιήθηκαν 8 και 7 μονάδες. Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την αιχμή καλοκαιριού εμφανίζεται ιδιαίτερα αυξημένο λόγω των ακριβών μονάδων που συμμετέχουν στην κατανομή για την κάλυψη του φορτίου.

Μετά τη διασύνδεση του Συστήματος της Κρήτης παρατηρείται σημαντική μείωση της μέγιστης Οριακής Τιμής Κόμβου (max LMP) έως και 60%. Επιπλέον από την προσομοίωση του σεναρίου ελάχιστου φορτίου προέκυψε πως αρκεί η συμμετοχή μίας μόνο τοπικής θερμικής μονάδας για την κάλυψη του φορτίου και πιο συγκεκριμένα ο ατμοστρόβιλος 1 Λινοπεραμάτων με εγκατεστημένη ισχύ 12MW. Στην περίπτωση αυτή γίνεται φανερά και τα περιβαλλοντικά οφέλη από τη διασύνδεση.

Από τα αποτελέσματα της τεχνοοικονομικής μελέτης της διασύνδεσης και της ανάλυσης ευαισθησίας είναι άξιο να σημειωθεί πως στο δυσμενέστερο οικονομικό σενάριο ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης της επένδυσης (IRR) φτάνει στο 20%, μία αρκετά ικανοποιητική τιμή για επενδύσεις.

9.2 Μελλοντικές προεκτάσεις

Η παρούσα διπλωματική αποτελεί μία πρώτη προσέγγιση του έργου της διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Μελλοντικά θα ήταν χρήσιμη η πιο αναλυτική μελέτη της διασύνδεσης βασισμένη σε πιο λεπτομερή στοιχεία των δικτύων κωρίως του Ηπειωτικού Συστήματος.

Ευρύ πεδίο για μελλοντική έρευνα αποτελεί επίσης και το ρυθμιστικό πλαίσιο που θα πρέπει να αναπτυχθεί και να εφαρμοστεί για την λειτουργία της διασύνδεσης των δύο Συστημάτων καθώς και την οργάνωση και τη δομή της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ενιαίο Σύστημα.

Τέλος θα παρουσίαζε μεγάλο ερευνητικό ενδιαφέρον και η μελέτη σεναρίων αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ και υβριδικών συστημάτων στο ενιαίο σύστημα.

Βιβλιογραφία

- [1] M. Shadihepour, H. Yamin και L. Zuy, Market Operations in Electric Power SYstems, New York: John Wiley, 2002.
- [2] Ν. Χ. Ελευθέριος Σφυρής, «ΜΕΛΕΤΗ ΤΩΝ ΟΡΙΑΚΩΝ ΤΙΜΩΝ ΚΟΜΒΩΝ ΣΤΑ ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΡΟΔΟΥ ΚΑΙ ΚΡΗΤΗΣ,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2014.
- [3] Παστάκας Γιώργος, Χατζηλάκος Ιωάννης, Μπίσκας Παντελής, Μαρνέρης Ηλίας, «Βέλτιστη Συμμετοχή και Διαχείριση Ρίσκου ενός Προμηθευτή στην Προθεσμιακή Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας,» ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ, Θεσσαλονίκη, 2015.
- [4] «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: www.rae.gr.
- [5] «Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: www.laie.gr.
- [6] «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: www.admie.gr.
- [7] Χ. Ν. Α. Τ. Αντωνιάδης Αντώνιος, «ΤΡΟΠΟΙ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2012.
- [8] Μ. Β. Μ. Α. ΔΟΥΝΑΒΗΣ ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ, «Ανάλυση οικονομικών στοιχείων Κώδικα Μη διασυνδεδεμένων,» ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ, ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ, 2015.
- [9] HAWAIIAN ELECTRIC COMPANY, «APPENDIX I NET ENERGY METTERING AGREEMENT 10 kW or Less».
- [10] Ν. Αναστασία, «ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ,» ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ, ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ, 2014.
- [11] ΔΕΔΔΗΕ, «www.deddie.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: www.deddie.gr.
- [12] Π. Κρήτης, «Περιφέρεια Κρήτης,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.crete.gov.gr/>.
- [13] ΔΕΗ/ΔΔΝ, «Διασύνδεση αυτόνομου νησιωτικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα –Φάση Α', Μελέτη σκοπιμότητας,» Αθήνα, 2008.
- [14] Σ. Π. Ε. Κ. Μ. Παπαδόπουλου, «Επικαιροποίηση της Στρατηγικής Μελέτης Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα,» Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αθήνα, 2008.
- [15] Μενεγάτος Παναγιώτης, Παπαθανασίου Σταύρος, «Μελέτη Σκοπιμότητας Διασυνδέσεων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Συνδέσμων HVDC,» ΕΜΠ, Αθήνα, 2015.

- [16] Κ. Ε. Τσακρίδης Απόστολος, «Επίπτωση της Διείσδυσης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενεργείας της Κρήτης,» Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Κρήτης, Ηράκλειο, 2012.
- [17] ΔΕΗ, «Προμελέτη Διασύνδεσης νήσου Κρήτης με Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, Καθορισμός και εκτίμηση κόστους του αναγκαίου εξοπλισμού – Προσδιορισμός Απωλειών,» Αθήνα, 1988.
- [18] Γ. Φερεντίνος, «Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης,» σε *Διημερίδα ΤΕΕ για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης,*, 1989.
- [19] ΡΑΕ/ΕΠΙΣΕΥ, «Στρατηγική Μελέτη Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προκαταρκτικές Μελέτες,» ΕΜΠ, Αθήνα, 2006.
- [20] Μ. Α. Ρ. Μ. Σ. Α. Γ. Β. Ν. Kabouris J., «Supply of islands through long distance submarine cables: problems and prospects (case study: Cycladic Interconnection),» CIGRE, 2006.
- [21] Χ. Ν. Πετρόπουλος Δημήτριος, «Μοντελοποίηση και Ανάλυση της Δυναμικής Ευστάθειας της HVDC Διασύνδεσης της Κρήτης με το Κεντρικό Δίκτυο,» Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2013.
- [22] M. & Company, «Evaluating the CNG/LNG business case in Crete,» 2009.
- [23] ΑΔΜΗΕ, «Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2017-2026 (Προκαταρκτικό Σχέδιο),» ΑΔΜΗΕ, Αθήνα, 2015.
- [24] ΡΑΕ, «ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ 2014-2025,» Αθήνα, 2014.

