



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Επίδραση Υψηλής Διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην
Οικονομική Λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανδρέας Καραμπέκιος

Επιβλέπων: Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Επίδραση Υψηλής Διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην
Οικονομική Λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ανδρέας Καραμπέκιος

Επιβλέπων : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

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

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

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014

.....

Ανδρέας Καραμπέκιος

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

Copyright © Ανδρέας Καραμπέκιος 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περιεχόμενα

Πρόλογος.....	3
Περίληψη	4
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή	1
1.1 Εισαγωγή.....	1
1.2 Στόχοι για το 2020 στην Ευρώπη.....	1
1.3 Στόχοι για το 2050 στην Ευρώπη.....	2
1.4 Εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα	3
1.4.1 Εθνικό Σχέδιο Δράσης	3
1.4.2 Νομοθετικό πλαίσιο για ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	6
1.4.3 Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός για το 2050	8
1.5 Διείσδυση ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	10
1.5.1 Τρέχουσα κατάσταση	10
1.5.2 Αιτήσεις και Άδειες ΑΠΕ	14
1.6 Συστήματα στήριξης των ΑΠΕ	17
1.6.1 Διαθέσιμα συστήματα στήριξης των ΑΠΕ διεθνώς.....	18
1.6.2 Τα συστήματα στήριξης των ΑΠΕ στην Ευρώπη.....	22
1.6.3 Το σύστημα στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα	23
1.7 Το κόστος των ΑΠΕ.....	27
1.7.1 Ο λογαριασμός ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ.....	27
1.7.2 Ετήσιο κόστος ΑΠΕ κατά το έτος 2020	31
Κεφάλαιο 2 Σχεδιασμός οικονομικής λειτουργίας συστήματος μονάδων παραγωγής.....	34
2.1 Εισαγωγή.....	34
2.2 Γενικές αρχές.....	34
2.2.1 Μοντέλα οικονομικής λειτουργίας απελευθερωμένων αγορών	35
2.2.1.1 Διμερές εμπόριο (bilateral trading)	35
2.2.1.2 Μοντέλο Κοινοπραξίας (pool)	36
2.2.2 Οικονομική λειτουργία ελληνικού συστήματος ενέργειας.....	37
2.3 Το πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής	40
2.4 Προγραμματισμός κατανομής φορτίου σε μονάδες παραγωγής.....	41
2.4.1 Με λίστα προτεραιότητας.....	41

2.4.1.1	Δημιουργία λίστας προτεραιότητας (priority list)	41
2.4.1.2	Πλάνο λειτουργίας μιας απλής λίστα προτεραιότητας.....	42
2.4.2	Μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού	42
Κεφάλαιο 3 Προγραμματισμός κατανομής με λίστα προτεραιότητας		47
3.1	Εισαγωγή.....	47
3.2	Δεδομένα.....	47
3.3	Διαδικασία επίλυσης	47
3.4	Σενάρια.....	51
3.5	Αποτελέσματα – συμπεράσματα.....	52
Κεφάλαιο 4 Προγραμματισμός κατανομής με βελτιστοποίηση		56
4.1	Εισαγωγή.....	56
4.2	Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος	56
4.3	Διαδικασία επίλυσης	58
4.4	Σενάρια.....	60
4.5	Δεδομένα εισόδου	61
4.6	Αποτελέσματα – συμπεράσματα.....	63
Κεφάλαιο 5 Συμπεράσματα		70
5.1	Εισαγωγή.....	70
5.2	Σύγκριση-συμπεράσματα	70
Βιβλιογραφία		72
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....		74

Πρόλογος

Η εργασία αυτή αποτελεί τη διπλωματική εργασία του φοιτητή Ανδρέα Καραμπέκιου και εκπονήθηκε στα πλαίσια των σπουδών μου στο τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ. Η εκπόνησή της ξεκίνησε τον Δεκέμβριο του 2012 και ολοκληρώθηκε με τη σύνταξη του παρόντος κειμένου, υπό την επίβλεψη του καθηγητή του Ε.Μ.Π. του τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος και Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου και της Υποψήφιας Διδάκτορος Ασημακοπούλου Γεωργίας. Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου τόσο στον καθηγητή κύριο Χατζηαργυρίου, για την ανάληψη του συγκεκριμένου θέματος, όσο και στην κυρία Ασημακοπούλου για τις πολύτιμες συμβουλές, την καθοδήγηση και την υπομονή που επέδειξαν κατά την διαδικασία εκπόνησης της διπλωματικής. Επίσης την οικογένεια και τους φίλους που όλα αυτά τα χρόνια με στηρίζουν στις προσπάθειές μου να κάνω τα επόμενα βήματα στη ζωή μου. Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω την ελπίδα μου ότι με την συγκεκριμένη διπλωματική θα συμβάλλω έστω και στο ελάχιστο στην μελέτη του θέματος της διείσδυσης ΑΠΕ στην Ελλάδα και τις επιδράσεις που έχει σε οικονομικό επίπεδο για το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη της επίδρασης που έχει η υψηλή διείσδυση μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην οικονομική λειτουργία ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε για τη μελέτη αυτή είναι ένα δοκιμαστικό σύστημα της IEEE. Στην πορεία αυτής της εργασίας αναλύθηκαν οι στόχοι της Οδηγίας 20-20-20 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής που αφορούν την Ελλάδα, έγινε μια αποτίμηση της παραγωγής ΑΠΕ το τρέχον διάστημα στην Ελλάδα και σύγκριση με τους στόχους για το 2020, αναλύθηκαν τα συστήματα στήριξης των μονάδων ΑΠΕ που εφαρμόζονται αυτή τη στιγμή στις χώρες της Ευρώπης, και έγινε μια ανάλυση του συστήματος στήριξης ΑΠΕ για το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (Διασυνδεδεμένο και Μη). Με βάση αυτό έγινε ένας υπολογισμός του ετήσιου κόστους αποπληρωμής των μονάδων ΑΠΕ που λειτουργούν ή προβλέπονται να λειτουργήσουν τα επόμενα χρόνια. Στη συνέχεια, αναλύεται το Πρόβλημα Ένταξης Μονάδων σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ο προγραμματισμός που γίνεται για την επίλυση του προβλήματος και γίνεται η ανάλυση δύο βασικών μεθόδων για την εύρεση της πιο οικονομικής λύσης του προβλήματος, της μεθόδου με λίστα προτεραιότητας και της μεθόδου βελτιστοποίησης με χρήση γραμμικού προγραμματισμού. Στα επόμενα κεφάλαια γίνεται εφαρμογή των δύο μεθόδων στο δοκιμαστικό σύστημα της IEEE και για σενάρια διείσδυσης 10%, 20% και 25% και γίνεται σύγκριση και επεξήγηση των αποτελεσμάτων για το κόστος παραγωγής ενέργειας. Τέλος, για τη μέθοδο βελτιστοποίησης γίνεται μια επιπλέον μελέτη σεναρίων συμφόρησης του συστήματος για να μελετήσουμε τις επιπτώσεις επιφέρουν τέτοια φαινόμενα στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.

Λέξεις κλειδιά

Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Πρόβλημα Ένταξης Μονάδων, Οικονομική Λειτουργία Συστήματος, Λίστα προτεραιότητας, Βελτιστοποίηση με Γραμμικό Προγραμματισμό

Abstract

The present diploma thesis aims at the research of high penetration of Renewable Energy Sources units in the economic dispatch of an electrical energy grid. A trial electrical system of IEEE was used for this purpose. The targets of the Directive 20-20-20 of the European Commission concerned about Greece, the current production of Renewable Energy Sources units in Greece in comparison to the future targets in the operation of the Greek support system (Inter- and Not Interconnected) are extensively presented at the beginning of the thesis. Moreover, there is a thorough analysis of the Unit Commitment Problem, the programming progress and the methods to find financially the most effective solution. Two major methods are referred and analyzed, the Priority List Method and the Optimization Method with Linear Programming use. In the following chapters, the previous methods are applied on the IEEE trial electrical system for different renewable energy sources' penetration (10%, 20% and 25%) and then we compare and explain the results for the energy production cost. Finally, in the second method it is studied the case of system congestion in order to obtain the effects of such a situation in the economic dispatch of an electricity system.

Key words

Penetration of Renewable Energy Sources, Unit Commitment Problem, Economic Dispatch of System, Priority list, Optimization with Linear Programming

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται μια εισαγωγή στην υπάρχουσα κατάσταση που υφίσταται για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ευρώπη και στην Ελλάδα, και στους στόχους που υπάρχουν για αυτές στο μέλλον. Αρχικά γίνεται μια ανάλυση των στόχων που έχουν τεθεί για τις ΑΠΕ μέχρι το 2020 στην Ευρώπη σύμφωνα με την οδηγία 20-20-20 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Στη συνέχεια, γίνεται μια αναφορά στους στόχους που έχουν τεθεί στην Ευρώπη πέραν του συγκεκριμένου έτους, με ορίζοντα το 2050.

Έπειτα προχωράμε στην ανάλυση των δεδομένων για την Ελλάδα. Ξεκινάμε με τους στόχους που έχουν τεθεί από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής μέχρι το 2020, συνεχίζουμε με την περιγραφή του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ και κάνουμε αναφορά στο νομοθετικό πλαίσιο που ισχύει για αυτές στην Ελλάδα. Παρουσιάζουμε σε πίνακες την υπάρχουσα κατάσταση διείσδυσης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, κάνοντας διαχωρισμό ανά περιφέρεια και είδος τεχνολογίας.

Σε επόμενο υποκεφάλαιο, αναλύουμε τα συστήματα στήριξης των ΑΠΕ στην Ευρώπη, κάνοντας μια σύντομη περιγραφή λειτουργίας του καθενός, και αναφέροντας ποιος μηχανισμός στήριξης εφαρμόζεται στα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Γίνεται μια εκτενέστερη αναφορά στο μηχανισμό στήριξης ΑΠΕ που εφαρμόζεται στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο οποίος είναι ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών. Παρουσιάζονται σε πίνακες οι εγγυημένες τιμές που ισχύουν για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ στην Ελλάδα και τα τελευταία στοιχεία για τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ που τηρεί ο Λειτουργός της Αγοράς για την αποπληρωμή της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας. Στο τέλος, γίνεται μία εκτίμηση του ετήσιου κόστους αποπληρωμής αυτής της ενέργειας για το Ελληνικό Σύστημα, με βάση τους πίνακες αδειών της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ).

1.2 Στόχοι για το 2020 στην Ευρώπη

Στο πλαίσιο των προσπαθειών που γίνονται σε παγκόσμιο επίπεδο για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) υπέγραψε και επικύρωσε το Πρωτόκολλο του Κιότο το οποίο τέθηκε σε ισχύ το 2005. Το Πρωτόκολλο του Κιότο διαδέχεται τη σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές και περιλαμβάνει τις δεσμεύσεις που έχουν αναλάβει οι

εκβιομηχανισμένες χώρες για τον περιορισμό των οικείων εκπομπών ορισμένων αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, υπεύθυνων για τη θέρμανση του πλανήτη. Οι συνολικές εκπομπές των ανεπτυγμένων χωρών πρέπει να μειωθούν κατά 5% την περίοδο 2008-2012 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Έτσι, τον Μάρτιο του 2007 το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, στοχεύοντας παράλληλα και στην αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας της ΕΕ, ενέκρινε την υλοποίηση των στόχων 20-20-20. Η σχετική οδηγία 2009/29/EK, που απευθύνεται σε όλα τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έχει ορίζοντα μέχρι το έτος 2020. Ειδικότερα, σύμφωνα με αυτή την οδηγία προβλέπεται ότι μέχρι το 2020 θα έχει επιτευχθεί:

- α) 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990,
- β) 20% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και
- γ) 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Ειδικότερα για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση (Οδηγία 2009/28/EK).

Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, με το Νόμο 3851/2010 αναθέωρησε τον παραπάνω στόχο, προχωρώντας στην αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος, όπως θα δούμε και παρακάτω εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στον τομέα των μεταφορών.

1.3 Στόχοι για το 2050 στην Ευρώπη

Οι προσπάθειες όμως δεν σταματούν στο 2020. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή μέσω της ανακοίνωσής της στο Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο του Μαρτίου του 2011 [2] προτείνει έναν χάρτη πορείας (roadmap) για την πιθανή ανάληψη δράσης μέχρι το 2050, έτσι ώστε στην Ευρωπαϊκή Ένωση να γίνεται πιο ορθολογική χρήση των διαθέσιμων πηγών ενέργειας. Σύμφωνα με αυτό το σχέδιο προτείνεται ότι μέχρι το 2050 οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση θα πρέπει να έχουν μειωθεί κατά 80% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 μόνο μέσω της δραστηκής μείωσης ρύπων.

Μέσα στο σχέδιο αυτό τίθενται κάποιοι ενδιάμεσοι στόχοι, έτσι ώστε ο τελικός στόχος να είναι εφικτός. Ο ένας είναι ότι μέχρι το 2030 θα πρέπει να έχει επιτευχθεί μείωση ρύπων της τάξεως του 40% σε σχέση με το 1990, ενώ ένας δεύτερος θέτει μείωση της τάξεως του 60% μέχρι το 2040. Επίσης, προσδιορίζει πως οι βασικοί τομείς της οικονομίας οι οποίοι είναι υπεύθυνοι για τις εκπομπές ρύπων - ο τομέας παραγωγής ενέργειας, η βιομηχανία, οι μεταφορές, ο κατασκευαστικός τομέας και ο αγροτικός τομέας- μπορούν να συνεισφέρουν στην μετάβαση σε μια λιγότερο εξαρτημένη από τον άνθρακα οικονομία με τον όσο πιο δυνατόν οικονομικό τρόπο.

1.4 Εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η Ελλάδα κατήρτισε τον Νοέμβριο του 2009 μέσω του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ [1]. Μέσα σε αυτό περιγράφονται οι στόχοι που θέτει η χώρα για την ενεργειακή της πολιτική με ορίζοντα την επίτευξη των τελικών δεσμευτικών στόχων για το έτος 2020 που έχουν θέσει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο για τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέσω της οδηγίας 2009/28/EK. Οι στόχοι αυτοί περιγράφουν την ελάχιστη απαιτούμενη διείσδυση των ΑΠΕ στους τομείς της ηλεκτροπαραγωγής, της θερμότητας και ψύξης κυρίως για τον οικιακό τομέα, και αναφέρονται στη χρήση βιοκαυσίμων στον τομέα των μεταφορών. Επίσης, μέσα στο σχέδιο περιγράφεται η δημιουργία και λειτουργία των απαραίτητων διοικητικών δομών έτσι ώστε να επιταχυνθεί η απαιτούμενη διείσδυση των ΑΠΕ, καθώς και τα συστήματα στήριξης που χρησιμοποιούνται για τις διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ για την διασφάλιση των επενδύσεων για κάθε τεχνολογία, καθώς και για την τόνωση του επενδυτικού ενδιαφέροντος.

Εκτός όμως από τους στόχους για τη διείσδυση των ΑΠΕ στους τομείς που προαναφέρθηκαν, περιγράφονται μέσα στο σχέδιο τρόποι και μέτρα για την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης των υπαρχόντων εγκαταστάσεων, ώστε να επιτευχθεί μείωση της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας. Αυτά περιλαμβάνονται στο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας και στον κανονισμό που αφορά την ενεργειακή συμπεριφορά των κτηρίων (Κανονισμός για την Ενεργειακή Απόδοση Κτηρίων - KENAK) με απώτερο σκοπό εξοικονόμηση 9% ενέργειας στην τελική κατανάλωση μέχρι το 2016.

Τέλος, γίνεται αναφορά σε κάποια βασικά άρθρα της οδηγίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και μια σύγκριση με το κατά πόσο έχει γίνει αφομοίωση και εφαρμογή αυτών των άρθρων από την ελληνική κυβέρνηση και το υπάρχον νομοθετικό σύστημα για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Βασικό είναι να τονιστεί ότι το Εθνικό Σχέδιο Δράσης και η πρόοδός του εξετάζεται ανά δύο χρόνια και επικαιροποιείται, έτσι ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι εξελίξεις της αγοράς και της βελτίωσης των τεχνολογιών, αλλά και η εγχώρια ζήτηση ενέργειας.

1.4.1 Εθνικό Σχέδιο Δράσης

Πιο αναλυτικά, το Εθνικό Σχέδιο Δράσης περιλαμβάνει την οδηγία 20-20-20, η οποία καθορίζει ότι για τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέχρι το 2020 θα πρέπει να έχει επιτευχθεί:

- 20% μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου σε σχέση με το έτος 1990
- 20% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας
- 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας

Ειδικότερα για την Ελλάδα είχε δοθεί η οδηγία για διείσδυση των ΑΠΕ κατά 18% στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση μέχρι το 2020. Στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης έχει τεθεί ο στόχος για διείσδυση 20% των ΑΠΕ το 2020. Μάλιστα αυτός ο στόχος έχει επιμεριστεί και σε ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στους βασικούς τομείς ενέργειας της χώρας:

- 40% στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (ανάπτυξη περίπου 13.300 MW)
- 20% σε εγκαταστάσεις ψύξης-θέρμανσης
- 10% στον τομέα των μεταφορών

Από τα 13.300 MW στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής προβλέπεται στο σχέδιο ότι τα 7.500 MW θα είναι αιολικά πάρκα, τα 3.000 MW υδροηλεκτρικοί σταθμοί και 2.500 MW ηλιακά πάρκα [3]. Πιο συγκεκριμένα προβλέπεται η εγκατάσταση:

- 7,5 GW αιολικών μονάδων
- 2,2 GW φωτοβολταϊκών συστημάτων
- 250 MW ηλιοθερμικών (concentrated solar power)
- 120 MW γεωθερμικών μονάδων
- 250 MW μονάδων βιοενέργειας (βιοαέριο, βιομάζα)
- 250 MW μικρών υδροηλεκτρικών μονάδων
- 350 MW μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων
- 880 MW αντλητικών σταθμών παραγωγής

Πίνακας 1.1 Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος (MW) ανά τεχνολογία ΑΠΕ και είδος παραγωγού με χρονικό ορίζοντα τα έτη 2014 και 2020 (ΦΕΚ Β'1630/2010)

Τεχνολογία		2014	2020
Υδροηλεκτρικά	Συνολικά	3700	4650
	Μικρά (0-15MW)	300	350
	Μεγάλα (>15MW)	3400	4300
Φωτοβολταϊκά	Συνολικά	1500	2200
	Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της παρ.6 του άρθρου 15 του ν.3851/2010	500	750
	Λοιπές Εγκαταστάσεις	1000	1450
Ηλιοθερμικά		120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων θαλασσίων)		4000	7500
Βιομάζα		200	350

Στη συνέχεια παρατίθενται και τα μέτρα που θα εφαρμοστούν για την κάλυψη των ως άνω στόχων, τόσο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΔΣ) της χώρας, όσο και στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Πιο συγκεκριμένα, προβλέπεται ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο ΔΣ θα βασίζεται:

- Σε λιγνιτικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες θα χρησιμοποιούν σύγχρονες τεχνολογίες παραγωγής και στη χρήση νέων τεχνολογιών για την παραγωγή προϊόντων βιομάζας που θα χρησιμοποιούνται στην ηλεκτροπαραγωγή.
- Σε μεγάλες μονάδες παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, κυρίως αιολικά πάρκα και μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, μαζί με μεσαίου και μικρού μεγέθους μονάδες ΑΠΕ, όπως φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, μικρά υδροηλεκτρικά και βιοαέριο.
- Σε νέες υδροηλεκτρικές μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, που θα συνεισφέρουν σε περιπτώσεις σταθεροποίησης του δικτύου μεταφοράς.
- Σε κάποιες επιπρόσθετες μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, και σε μικρότερο βαθμό τουρμπίνες αερίου.

Προβλέπεται επίσης η ανάπτυξη και εγκατάσταση έξυπνων δικτύων μαζί με τεχνολογίες ευφυούς ελέγχου και επικοινωνίας για την μείωση των απωλειών του δικτύου.

Όσον αφορά τα ΜΔΝ προβλέπονται:

- Κατασκευή τοπικών μονάδων παραγωγής ΑΠΕ (κυρίως αξιοποίηση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού των νησιών, αλλά και εφαρμογές γεωθερμίας) και τροφοδότησή της πλεονάζουσας ενέργειας της στο ΔΣ μέσω της ανάπτυξης καινούριων διασυνδέσεων.
- Κατασκευή τοπικών υβριδικών μονάδων ΑΠΕ, ανάλογα με τις παρεχόμενες πηγές που έχει κάθε νησί.
- Κατασκευή offshore αιολικών πάρκων, κατασκευή μονάδων συλλογής ηλιακής ενέργειας.
- Σχεδιασμός αυτόνομων συστημάτων ΑΠΕ και πιλοτική εγκατάστασή τους σε μικρά νησιά, όπου η διασύνδεσή τους με το υπόλοιπο δίκτυο είναι δύσκολη ή οικονομικά μη αποδοτική.

Στον τομέα της ψύξης-θέρμανσης ο στόχος θα επιτευχθεί με τη διείσδυση τεχνολογιών αντλιών θερμότητας, εγκατάσταση θερμικών ηλιακών συστημάτων και εφαρμογών βιομάζας στα κτήρια, με βάση και όσα προβλέπονται στον ΚΕΝΑΚ. Κυρίως, όμως, ο στόχος προβλέπεται να επιτευχθεί μέσω εφαρμογών βιομάζας, πράγμα που παροτρύνει και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή μέσω της οδηγίας της.

Στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης για το σχεδιασμό της διείσδυσης αυτών των εφαρμογών στον τομέα ψύξης-θέρμανσης έχουν αναπτυχθεί τρία βασικά σενάρια. Το 1^ο σενάριο, το οποίο μπορεί να χαρακτηριστεί συντηρητικό, θεωρεί ότι στην Ελλάδα θα υπάρξει ρυθμός ανάπτυξης 2,7% το χρόνο μέχρι το 2020. Το 2^ο σενάριο, το οποίο είναι πιο αισιόδοξο, προβλέπει ρυθμούς ανάπτυξης 4% ανά χρόνο στην ελληνική οικονομία μετά το 2015 και μέχρι το 2020. Το τρίτο σενάριο βασίζεται στους στόχους συμμόρφωσης και στις προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, όπως αναφέρθηκαν παραπάνω. Βέβαια, αναφέρεται η ύπαρξη πιθανής απόκλισης από τις προβλέψεις αυτών των σεναρίων, ιδιαίτερα στην περίπτωση του δεύτερου, λόγω των αρνητικών προβλέψεων για την πορεία της ελληνικής οικονομίας τα επόμενα χρόνια.

Επίσης, μέσα στο Σχέδιο προβλέπεται αύξηση της χρήσης του φυσικού αερίου τόσο στον τομέα της ψύξης-θέρμανσης, όσο και στον τομέα των μεταφορών για την περίοδο 2010 – 2015 και αισθητή μείωση στη χρήση ορυκτών και λιγνίτη στον τομέα της παραγωγής ενέργειας.

Στον τομέα των μεταφορών, προβλέπεται στο σχέδιο ότι ο τελικός στόχος του 10% διείσδυσης θα καλυφθεί με την λήψη νομοθετικών πρωτοβουλιών για την προώθηση της χρήσης ενεργειακά αποδοτικότερων οχημάτων, όπως τα ηλεκτροκίνητα, και παράλληλα με την αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στη θέση των συνηθισμένων συμβατικών ορυκτών καυσίμων. Αυτό ακριβώς προτείνει και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην οδηγία που έχει δώσει για όλα τα κράτη-μέλη για την επίτευξη του συγκεκριμένου κοινού στόχου.

1.4.2 Νομοθετικό πλαίσιο για ΑΠΕ στην Ελλάδα

Μέσα στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης γίνεται και μια συνολική ανασκόπηση του νομοθετικού πλαισίου που υπάρχει για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ εισήχθη στην Ελλάδα με δύο νόμους. Τον ν.1559/1985 ο οποίος δίνει τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ιδιώτες παραγωγούς, σε ΟΤΑ και στη ΔΕΗ. Και τον ν. 2244/1994, στον οποίο ρυθμίζονται θέματα, κυρίως αδειοδοτικής διαδικασίας, ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα και δίνεται η δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ σε ιδιώτες, με την ιδιότητα πλέον ως ανεξάρτητοι παραγωγοί. Δηλαδή δίνεται η δυνατότητα σε ιδιώτες να παράγουν ενέργεια από ΑΠΕ και να την πουλούν στο Σύστημα ή στο Δίκτυο.

Στη συνέχεια ψηφίστηκε ο ν.2773/99, ο οποίος θεσμοθετεί την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθιερώνει επιπρόσθετα την άδεια παραγωγής, και ιδρύει την ανεξάρτητη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και τον ανεξάρτητο Λειτουργό του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Ο νόμος αυτός είναι ουσιαστικά η μεταφορά της οδηγίας 96/1192 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και καθορίζει τα εξής:

- Ο Ελληνικός Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) είναι υποχρεωμένος να παρέχει προτεραιότητα σύνδεσης σε μονάδες παραγωγής ΑΠΕ μέχρι 50 MWe και μέχρι 10 MWe σε περιπτώσεις μικρών υδροηλεκτρικών μονάδων.
- Απαιτείται από τον ΔΕΣΜΗΕ να υπογράφει συμβόλαια αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από παραγωγούς ΑΠΕ. Αυτά τα συμβόλαια περιέχουν και την επιλογή ανανέωσης.
- Η παραγωγή από ΑΠΕ από έναν ανεξάρτητο παραγωγό, ή η επιπλέον ενέργεια από έναν αυτόνομο παραγωγό, πωλείται στον ΔΕΣΜΗΕ σε μια προκαθορισμένη τιμή, η οποία καθορίζεται ως ένα σταθερό επί τοις εκατό

ποσοστό της τιμής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία προσδιορίζεται από την ΡΑΕ.

- Κάθε παραγωγός ΑΠΕ επιβαρύνεται με ένα ετήσιο τέλος, το οποίο καθορίζεται από κοινή απόφαση των Υπουργείων Οικονομικών και Ανάπτυξης. Αυτό το τέλος συλλέγεται από τον ΔΕΣΜΗΕ και δίνεται στην τοπική αρχή, στην περιοχή της οποίας λειτουργεί η εκάστοτε μονάδα παραγωγής ΑΠΕ, για τη χρηματοδότηση τοπικών έργων.

Η περαιτέρω προώθηση των ΑΠΕ πραγματοποιήθηκε με τον ν.3568/2006 για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μέσω υψηλής απόδοσης συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού και άλλες διατάξεις. Τα βασικά σημεία αυτού του νόμου είναι:

- Εισαγωγή ενός καθεστώτος αυστηρής παρακολούθησης για τους κατόχους αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να τηρούν τις νομικές δεσμεύσεις τους και διατάξεων για τη μείωση του κέρδους από την εμπορία αδειών.
- Διαφοροποίηση από το προηγούμενο καθεστώς feed-in tariff: Η εξασφαλισμένη τιμή αυξήθηκε μέχρι και πέντε φορές για τα φωτοβολταϊκά συστήματα, αλλά διατηρήθηκε στα προηγούμενα επίπεδα για τις υπόλοιπες τεχνολογίες.
- Αναθεώρηση των εγγυημένων τιμών από το νόμο σε ετήσια βάση μέσω απόφασης του Υπουργείου Ανάπτυξης με βάση κάποια κριτήρια.
- Αύξηση της κλίμακας για τα μικρά υδροηλεκτρικά από 10 MW σε 15 MW έτσι ώστε μεγαλύτερος αριθμός μονάδων που παράγουν ενέργεια μέσω αυτής της τεχνολογίας να εξασφαλίζουν υψηλότερες εγγυημένες τιμές.
- Αύξηση του ορίου των 50 MW εγκατεστημένης ισχύος για την εφαρμογή των διατάξεων του άρθρου 35 του ν.2773/1999 για την προτεραιότητα της ένταξης μονάδων ΑΠΕ στο δίκτυο.
- Επιβολή υποχρεωτικών ορίων του δυναμικού των ΑΠΕ από ένα κατοχυρωμένο σώμα για την χορήγηση των αδειών παραγωγής.
- Απαίτηση για μια αρχική θετική άποψη από την αρμόδια αρχή για την περιβαλλοντική άδεια, έτσι ώστε να μεταφέρεται θετική γνωμοδότηση από την ΡΑΕ στο Υπουργείο Ανάπτυξης για την χορήγηση άδειας παραγωγής.
- Αύξηση του ειδικού τέλους υπέρ των τοπικών αρχών στις περιοχές των οποίων λειτουργούν οι μονάδες από 2% σε 3% των εσόδων από την πώληση της ενέργειας, με εξαίρεση τις φωτοβολταϊκές μονάδες.
- Εξαίρεση για τις μικρής κλίμακας μονάδες από την απαιτούμενη χορήγηση άδειας παραγωγής στις παρακάτω περιπτώσεις: γεωθερμικές μονάδες εγκατεστημένης ισχύος $\leq 0,5\text{MWe}$, μονάδες βιομάζας ή βιοκαυσίμου εγκατεστημένης ισχύος $\leq 100\text{kWe}$, φωτοβολταϊκοί σταθμοί ονομαστικής ισχύος $\leq 150\text{kWp}$, αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος ≤ 20 ή 40 ή 50kWe , αναλόγως με την τοποθεσία των πάρκων.

Το 2009, ψηφίστηκε ο ν.3734/2009 ο οποίος αποτελεί μεταφορά της οδηγίας 2004/8 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και ασχολείται με την προώθηση της συμπαραγωγής ενέργειας και περιέχει τις απαραίτητες διατάξεις για την εγκατάσταση μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στην Ελλάδα. Μερικά βασικά σημεία αυτού του νόμου είναι:

- Απλοποίηση της διαδικασίας αδειοδότησης
- Ρύθμιση περιπτώσεων με άδειες παραγωγής που είχαν εκδοθεί πολύ καιρό, αλλά δεν κατασκευάζονταν οι αντίστοιχες μονάδες παραγωγής
- Απλοποίηση της διαδικασίας τροποποίησης της άδειας παραγωγής
- Διασφάλιση της επάρκειας απαραίτητου δυναμικού στο Ελληνικό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας για την σύνδεση και νέων μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ

Ο πιο πρόσφατος νόμος που ψηφίστηκε και αφορά τις ΑΠΕ είναι ο ν.3851/2010, ο οποίος εκτός από τους εθνικούς ενεργειακούς στόχους που θέτει για το 2020, περιέχει και διατάξεις για την απλοποίηση και επιτάχυνσης των διαδικασιών αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ. Μερικά βασικά σημεία του είναι τα ακόλουθα:

- Απλοποίηση διαδικασιών αδειοδότησης.
- Η άδεια παραγωγής για μονάδες ΑΠΕ και συμπαραγωγής θα εγκρίνεται από την ΡΑΕ αντί από τον Υπουργό με βάση μόνο επιστημονικά και οικονομικά κριτήρια
- Απλοποίηση της διαδικασίας έκδοσης και έγκρισης της μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων από τις αρμόδιες αρχές.
- Εξορθολογισμός των εγγυημένων τιμών (feed-in tariffs) για να παρέχονται καλύτερα οικονομικά κίνητρα.
- Τα μισά από τα έσοδα από το τέλος για την παραγωγή ΑΠΕ που συλλέγει ο Διαχειριστής του Δικτύου θα διατίθενται στους κατοίκους των περιοχών που δραστηριοποιούνται οι μονάδες ΑΠΕ και στον Ειδικό Λογαριασμό για τις περιοχές NATURA 2000.

Στον ίδιο νόμο αναπροσδιορίστηκαν και οι εγγυημένες τιμές για την τιμολόγηση της ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ.

Τέλος, στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης γίνεται και μια σύντομη παρουσίαση του ΚΕΝΑΚ, ο οποίος περιλαμβάνεται στον νόμο 3851/2010 και περιγράφει τις απαιτήσεις που πρέπει να καλύπτουν οι καινούριες κτηριακές εγκαταστάσεις από 1/1/2011.

1.4.3 Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός για το 2050

Η Εθνική Επιτροπή Ενεργειακής Στρατηγικής του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής κατήρτισε έναν Ενεργειακό Χάρτη Πορείας της Ελλάδας, που αποτελεί ουσιαστικά μια βαθύτερη και πιο μακροχρόνια ανάλυση των ενεργειακών στόχων της Ελλάδας για την περίοδο 2020-2050, λαμβάνοντας υπόψη

και τον αντίστοιχο σχεδιασμό της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ίδια περίοδο για τα Κράτη-Μέλη της [4].

Στο πλαίσιο αυτής της ανάλυσης μελετήθηκαν τρία διαφορετικά ενεργειακά σενάρια με σκοπό να καταρτιστούν οι τελικοί στόχοι μέχρι το έτος 2050. Τα τρία αυτά σενάρια παρουσιάζονται συνοπτικά παρακάτω:

- **Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών (Σενάριο ΥΦ):** Υποθέτει συντηρητική υλοποίηση πολιτικών για τον τομέα της ενέργειας και του περιβάλλοντος. Προβλέπει περιορισμό των αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 κατά 40% σε σχέση με το 2005. Προβλέπεται επίσης περιορισμένη διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας.
- **Σενάριο Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ (Σενάριο ΜΕΑΠ):** Υποθέτει μεγιστοποίηση διείσδυσης ΑΠΕ στα επίπεδα του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή και σε πολύ μεγάλη κλίμακα συνολικά, με στόχο την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% με μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές.
- **Σενάριο Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους (Σενάριο ΠΕΚ):** Επιλέγεται μίγμα ενεργειακών τεχνολογιών με βάση την πολιτική ελαχίστου κόστους για την μείωση της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70%, ενώ παράλληλα γίνεται μεγάλη εξοικονόμηση ενέργειας σε κτήρια και μεταφορές. Το επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ προβλέπεται μεγάλο χωρίς να ξεπερνάει όμως το 85% στην ηλεκτροπαραγωγή λόγω του περιορισμού στις απαιτούμενες μονάδες αποθήκευσης.

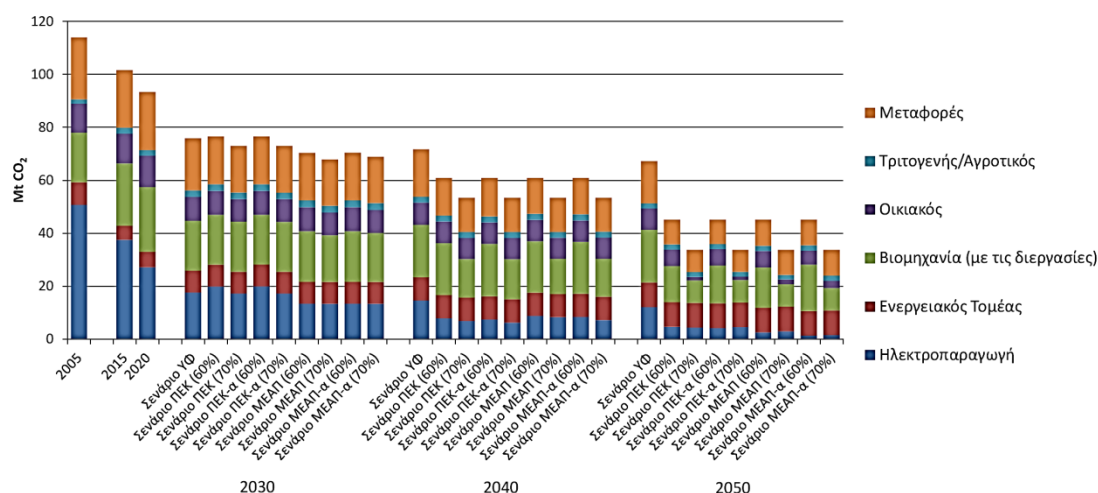
Με βάση τα παραπάνω ενεργειακά σενάρια η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδος συνοψίζεται στα παρακάτω σημεία:

- 1) Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% έως το 2050 σε σχέση με το 2005.
- 2) Ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ 85%-100%, με την εκμετάλλευση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών, καθώς και του συνόλου του υφιστάμενου δυναμικού ΑΠΕ, σε όλη την Ελλάδα και κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου.
- 3) Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60%-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
- 4) Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
- 5) Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
- 6) Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
- 7) Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31%-34% μέχρι το 2050.

- 8) Κυρίαρχο το μερίδιο του ηλεκτρισμού στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης, στο επίπεδο του 45%, και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς.
- 9) Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
- 10) Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

Παρακάτω παρουσιάζεται ένα διάγραμμα με την εξέλιξη των εκπομπών CO₂ ανά σενάριο πολιτικής μέχρι το 2050:

Διάγραμμα 1.1 Εξέλιξη Εκπομπών CO₂ για κάθε σενάριο ενεργειακής πολιτικής μέχρι το 2050 [4]



1.5 Διείσδυση ΑΠΕ στην Ελλάδα

Στην παρούσα παράγραφο παρουσιάζεται η διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Γίνεται αρχικά μια παρουσίαση της υπάρχουσας κατάστασης αυτή τη στιγμή στη χώρα με βάση στατιστικά στοιχεία που προέρχονται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), την Eurostat και το Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ που δημοσιεύεται από τον Λειτουργό της Αγοράς. Στη συνέχεια γίνεται μια σύντομη ανάλυση της αδειοδοτικής διαδικασίας μονάδων ΑΠΕ και παρουσιάζεται η πορεία της αδειοδοτικής διαδικασίας των μονάδων ΑΠΕ στην Ελλάδα ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία.

1.5.1 Τρέχουσα κατάσταση

Σύμφωνα με στοιχεία του 2008 στην Ελλάδα η συνεισφορά των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ήταν 7,8% στην ακαθάριστη ενεργειακή κατανάλωση και 16,3% στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα η συνολικά παραγόμενη πρωτογενή ενέργεια ήταν 1,64 Mtoe (Tones of oil equivalent). Από αυτά:

- 600 ktoe από βιομάζα σε οικίες
- 265 ktoe από βιομάζα στην βιομηχανία
- 285 ktoe από υδροηλεκτρικές μονάδες
- 174 ktoe από ηλιοθερμικά συστήματα

- 63 ktoe από βιοκαύσιμα
- 35 ktoe από φυσικό αέριο
- 17 ktoe από γεωθερμική ενέργεια

Τα στοιχεία της Eurostat στις 20.03.2013 έδειξαν ότι η συνολικά παραγόμενη ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας το 2011 ανέρχεται στα 1,976 Μtoe που αναλογεί σε ποσοστό 9,2% της πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα. Από αυτά:

- 345 ktoe αποτελούν υδροηλεκτρική ενέργεια
- 1085 ktoe από βιομάζα και ανακυκλώσιμα απόβλητα
- 98 ktoe από βιοκαύσιμα
- 52ktoe από φωτοβολταϊκά
- 285 ktoe από αιολικά πάρκα

Τέλος, τα πρόσφατα στοιχεία που δημοσιοποίησε ο ΛΑΓΗΕ τον Δεκέμβριο του 2013 στο Μηνιαίο Δελτίο του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, για τον μήνα Νοέμβριο δείχνουν ότι η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στην επικράτεια ανά τεχνολογία είναι:

- Αιολικά: 1810 MW
- Φωτοβολταϊκά: 2208 MW
- Φωτοβολταϊκά στις στέγες: 372 MW
- ΜΥΗΣ: 220 MW
- Βιοαέριο – Βιομάζα: 47 MW

Δηλαδή μέχρι και τον Νοέμβριο του 2013 η συνολική εγκατεστημένη ισχύ από ΑΠΕ στην Ελλάδα είναι 4278 MW. Από αυτά τα 3852 MW ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα, ενώ τα υπόλοιπα ανήκουν στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα.

Στην ίδια έκθεση δημοσιοποιούνται επίσης τα στοιχεία για την μεσοσταθμική τιμή ενέργειας συνολικά, αλλά και επιμέρους για κάθε τεχνολογία. Πιο συγκεκριμένα συνολικά η μεσοσταθμική τιμή ενέργειας σε €/ MWh για το έτος 2013 ήταν 210,3 €/ MWh. Ανά τεχνολογία ήταν:

- Αιολικά: 93,3 €/ MWh
- Φωτοβολταϊκά: 398,1 €/ MWh
- Φωτοβολταϊκά στις στέγες: 515,8 €/ MWh
- ΜΥΗΣ: 90,0 €/ MWh
- Βιοαέριο – Βιομάζα: 107,2 €/ MWh

Στην ίδια έκθεση παρατίθεται και ένας συγκεντρωτικός πίνακας (Πίνακας 1.2) για τον μήνα Νοέμβριο με τις αποκλίσεις στην εγκατεστημένη ισχύ κάθε τεχνολογίας σε σχέση με τις προβλέψεις της υπουργικής απόφασης 19598 [3] για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ. Από αυτόν τον πίνακα φαίνεται ότι η εγκατεστημένη

ισχύς από φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις έχει σχεδόν καλυφθεί σε σχέση με τον προβλεπόμενο στόχο, ενώ και για τις υπόλοιπες τεχνολογίες οι στόχοι έχουν καλυφθεί ή υπάρχουν μικρές αποκλίσεις.

Πίνακας 1.2 Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) ανά Τεχνολογία ΑΠΕ σε σχέση με Υπουργική Απόφαση 19598 [5]

Νοε-13	Πρόβλεψη 18/11/2013	Εγκατ. Ισχύς 13/12/2013	Πρόβλεψη Διείσδυσης	Διείσδυση	Απόκλιση Πρόβλεψης
Αιολικά	1.530	1.520	10,1	-	-10,1
Φ/Β	2.079	2.072	19,7	12,7	-7,0
Φ/Β Στέγες	372	372	2,8	2,9	0,1
ΜΥΗΣ	220	220	0,2	-	-0,2
Βιομάζα- Βιοαέριο	47	47	1,2	0,7	-0,5
Σύνολο	4.247	4.230	33	16,3	- 17,6

Με βάση τις εκτιμήσεις του Λειτουργού της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ) στη συνέχεια παρουσιάζονται οι προβλέψεις για την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία για τα έτη 2013 και 2014. Αυτές οι προβλέψεις θα αναθεωρούνται ανά μήνα μετά την εκάστοτε μηνιαία εκκαθάριση των ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ ανάλογα με τα πραγματικά στοιχεία αυτού του μήνα.

Πίνακας 1.3 Προβλέψεις ΛΑΓΗΕ για την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία για το 2013 [5]

ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ 2013 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.535
Φ/Β	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.077
Φ/Β Στέγες	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375
ΜΥΗΣ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	220
Βιομάζα-Βιοαέριο	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47
Σύνολο	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.254

Πίνακας 1.4 Προβλέψεις ΛΑΓΗΕ για την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία για το 2014 [5]

ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ 2014 (MW)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
Αιολικά	1545	1554	1564	1573	1583	1593	1602	1612	1621	1631	1640	1650
Φ/Β	2079	2082	2086	2089	2093	2096	2099	2102	2105	2108	2110	2113
Φ/Β Στέγες	377	378	380	381	383	384	386	387	389	390	392	393
ΜΥΗΣ	221	222	222	223	224	225	226	227	227	228	229	230
Βιομάζα-Βιοαέριο	51	56	60	65	69	73	78	82	87	91	96	100
Σύνολο	4272	4291	4311	4332	4351	4371	4390	4409	4428	4448	4467	4486

Στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 1.5) παρουσιάζεται η συνολική ισχύς των μονάδων με άδεια παραγωγής ανά τεχνολογία και ανά διοικητική περιφέρεια της Ελλάδος με βάση τα τελευταία δημοσιευμένα στοιχεία της ΡΑΕ από το 2012. Ο Πίνακας 1.6

παρουσιάζει την εγκατεστημένη ισχύ για κάθε τεχνολογία ανά διοικητική περιφέρεια, όπως αυτά είναι ενημερωμένα τον Δεκέμβριο του 2013. Η παρουσίαση γίνεται κατά αυτόν τον τρόπο για να γίνει μια σύγκριση ανάμεσα στον επιδιωκόμενο στόχο για το 2020 και σε τι ποσοστό επί του στόχου βρίσκεται αυτή τη στιγμή η Ελλάδα.

Πίνακας 1.5 Συνολική ισχύ μονάδων με άδεια παραγωγής ανά τεχνολογία ΑΠΕ και ανά διοικητική περιφέρεια της Ελλάδος [7]

Περιφέρεια	Τεχνολογία (MW) με άδεια Παραγωγής						Σύνολο ΑΠΕ
	Αιολικά	ΜΥΗΕ	Βιομάζα	Γεωθερμία	Φ/Β	Ηλιοθερμικά	
Αν. Μακεδονία & Θράκη	934,5	57,4	40,5	0,0	327,6	2,0	1362,0
Αττική	272,3	2,1	37,7	0,0	113,2	6,0	431,3
Βόρειο Αιγαίο ^α	1578,6	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	1586,6
Δυτική Ελλάδα	1500,4	157,0	18,3	0,0	400,6	0,0	2076,3
Δυτική Μακεδονία	2537,3	97,3	31,5	0,0	876,6	103,0	3645,7
Ήπειρος	1257,6	206,1	24,0	0,0	74,0	0,0	1561,7
Θεσσαλία	1381,1	119,8	179,7	0,0	850,8	29,4	2560,8
Ιόνια Νησιά	178,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	178,7
Κεντρική Μακεδονία	1973,0	114,9	46,4	0,0	417,1	23,6	2575,0
Κρήτη	2249,5	0,6	0,4	0,0	1,1	230,0	2481,6
Νότιο Αιγαίο ^β	1900,6	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1900,8
Πελοπόννησος	1581,5	38,8	48,2	0,0	778,1	10,8	2457,4
Στερεά Ελλάδα & Εύβοια	2002,3	5,3	40,7	0,0	0,0	40,0	2088,3
Σύνολο Περιφερειών	19347,4	799,3	467,4	8,0	3839,3	444,8	24906,2

^α Λέσβος, Λήμνος, Χίος, Σάμος, Ικάρια

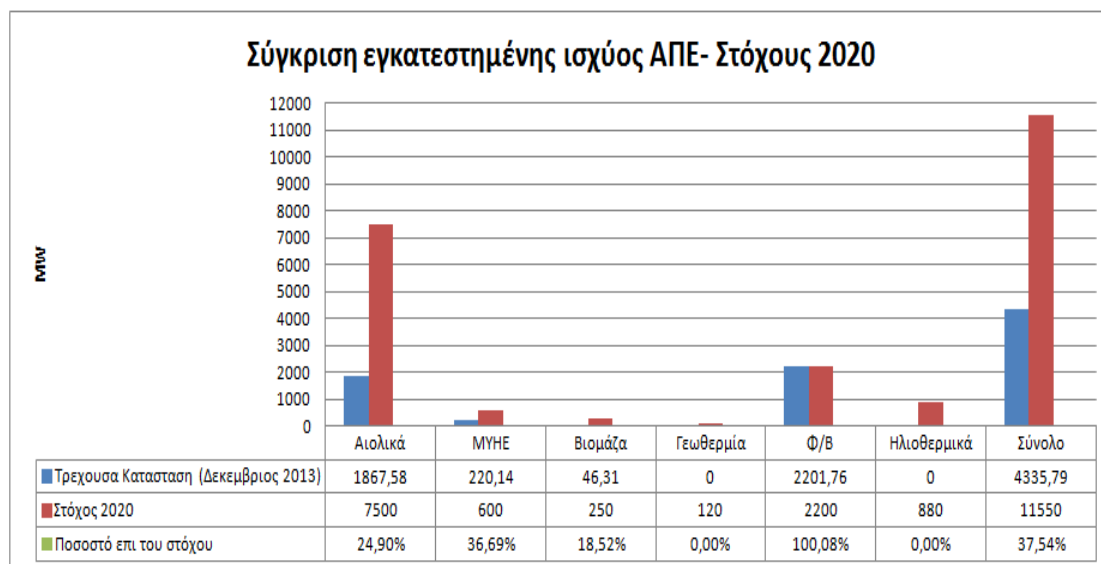
^β Κυκλάδες, Δωδεκάνησα

Πίνακας 1.6 Εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία και διοικητική περιφέρεια με δεδομένα Δεκεμβρίου 2013 [22] [23]

Περιφέρεια	Τεχνολογία (MW) (Εγκατεστημένα) (Δεκέμβριος 2013)						Σύνολο ΑΠΕ
	Αιολικά	ΜΥΗΕ	Βιομάζα	Γεωθερμία	Φ/Β	Ηλιοθερμικά	
Αν. Μακεδονία & Θράκη	240,00	3,0	0,000	0	99,852	0	342,85
Αττική	34,06	1,0	33,900	0	95,768	0	164,73
Βόρειο Αιγαίο^α	31,52	0,0	0,000	0	13,670	0	45,19
Δυτική Ελλάδα	113,35	42,0	0,000	0	136,075	0	291,43
Δυτική Μακεδονία	24,00	6,0	0,000	0	47,815	0	77,82
Ήπειρος	0,00	48,0	1,000	0	44,623	0	93,62
Θεσσαλία	17,00	27,0	2,203	0	121,410	0	167,61
Ιονίων Νησιών	83,70	0,0	0,000	0	2,895	0	86,60
Κεντρική Μακεδονία	41,00	49,0	8,000	0	154,603	0	252,60
Κρήτη	183,54	0,3	0,000	0	71,880	0	255,72
Νότιο Αιγαίο^β	72,26	0,0	0,000	0	23,150	0	95,41
Πελοπόννησος	340,75	4,0	0,000	0	196,472	0	541,22
Στερεά Ελλάδα & Εύβοια	552,98	33,0	0,000	0	157,469	0	743,45
Σύνολο Περιφερειών	1734,16	213,3	45,103	0	1165,682	0	3158,25
Στόχος 2020	7500,0	600,0	250,0	120,0	2200,0	880,0	11550,0

Στο Διάγραμμα 1.2 γίνεται σύγκριση της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ με στοιχεία Δεκεμβρίου 2013 σε σχέση με τους αντίστοιχους στόχους που έχουν τεθεί για το 2020 και τα ποσοστά επί του συγκεκριμένου στόχου:

Διάγραμμα 1.2 Σύγκριση εγκατεστημένης ισχύος (MW) ανά τεχνολογία ΑΠΕ σε σύγκριση με τους αντίστοιχους στόχους για το 2020



1.5.2 Αιτήσεις και Άδειες ΑΠΕ

Η διαδικασία αδειοδότησης για μια νέα εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βασιζόμενη σε κάποια μορφή ΑΠΕ στην Ελλάδα χωρίζεται σε κάποια βασικά στάδια, τα οποία παρουσιάζονται συνοπτικά παρακάτω:

- Άδεια Παραγωγής
- Περιβαλλοντική Αδειοδότηση (Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση/ Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων)
- Άδεια Εγκατάστασης ή Επέκτασης
- Άδεια Λειτουργίας

Περίληπτικά η πορεία αδειοδότησης έχει ως εξής: Σε πρώτο στάδιο εκδίδεται η άδεια παραγωγής της καινούριας εγκατάστασης. Η άδεια αυτή εκδίδεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης και την ΡΑΕ και ανάλογα με τον τύπο του σταθμού, αρμόδιες κατά περίπτωση Διευθύνσεις είναι η Διεύθυνση Ηλεκτροπαραγωγής και η Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του Υπουργείου Ανάπτυξης.

Στη συνέχεια, ακολουθεί η Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση. Ανάλογα με την υποκατηγορία στην οποία εντάσσεται το έργο, αυτή πραγματοποιείται από τον Γενικό Διευθυντή Περιβάλλοντος του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, τον Γενικό Διευθυντή ή τον Γενικό Γραμματέα Περιβάλλοντος Περιφέρειας. Παράλληλα σε αυτό το στάδιο

γίνεται και διατύπωση των όρων σύνδεσης στο Σύστημα ή στο Δίκτυο της νέας εγκατάστασης από τον ΔΕΣΜΗΕ ή τη ΔΕΗ.

Ακολουθεί η έγκριση των περιβαλλοντικών όρων από τον Υπουργό Περιβάλλοντος και τον Υπουργό Ανάπτυξης και κατά περίπτωση από τον Υπουργό Αγροτικής Ανάπτυξης ή τον Υπουργό Πολιτισμού, από τον Γενικό Γραμματέα Περιφέρειας και τον Νομάρχη, ανάλογα με την υποκατηγορία του έργου.

Το επόμενο βήμα είναι η άδεια εγκατάστασης. Αυτή εκδίδεται από τον Γενικό Γραμματέα Περιφέρειας (Διεύθυνση Σχεδιασμού και Ανάπτυξης της Περιφέρειας) και από τον Υπουργό Ανάπτυξης (Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας του Υπουργείου Ανάπτυξης) για τους μεγάλους σταθμούς ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και τους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Για την μετάβαση στο τελευταίο στάδιο αδειοδότησης απαιτείται η άδεια εγκατάστασης μαζί με την σύμβαση σύνδεσης με το σύστημα ή το δίκτυο (ΔΕΣΜΗΕ ή ΔΕΗ) και τη σύμβαση αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας (πάλι από ΔΕΣΜΗΕ ή ΔΕΗ). Αυτό το στάδιο είναι η άδεια λειτουργίας, η οποία εκδίδεται από τον Γενικό Γραμματέα Περιφέρειας (Διεύθυνση Σχεδιασμού και Ανάπτυξης της Περιφέρειας) και τον Υπουργό Ανάπτυξης [6].

Στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 1.7) παρουσιάζεται η πορεία αδειοδότησης όλων των έργων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα, χωρισμένα κατά αρχάς ανά διοικητική περιφέρεια και στη συνέχεια ανά τεχνολογία μέχρι τον Σεπτέμβριο του 2012:

Πίνακας 1.7 Πορεία αδειοδότησης έργων ΑΠΕ ανά περιφέρεια και τεχνολογία μέχρι το Σεπτέμβριο 2012 σε MW [7]

Περιφέρεια	Τεχνολογία	Με Άδεια Λειτουργίας	Με Άδεια Εγκατάστασης	Με ΕΠΟ	Με ΠΠΕ	Με Άδεια Παραγωγής	Αιτήσεις σε Αξιολόγηση
Αν. Μακεδονία & Θράκη	Αιολικά	240,2	110,8	100,1	151,4	934,5	4536,1
	ΜΥΗΕ	3,0	1,0	0,0	47,7	57,4	1,9
	Βιομάζα	0,0	9,5	10,6	2,2	40,5	2,8
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	25,5	89,1	53,5	24,4	327,6	100,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4,9
	Σύνολο	268,7	210,4	164,1	225,7	1361,9	4645,7
Αττική	Αιολικά	0,1	184,2	23,0	9,4	272,3	909,2
	ΜΥΗΕ	0,6	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0
	Βιομάζα	30,4	0,0	0,0	7,3	37,7	0,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
	Φ/Β	16,0	12,2	12,7	31,6	113,2	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	4,0	6,0	0,0
	Σύνολο	47,2	196,3	35,6	52,3	431,3	914,2
Βόρειο Αιγαίο	Αιολικά	29,0	7,7	4,3	708,0	1578,6	1583,6
	ΜΥΗΕ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Βιομάζα	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	0,0	0,0	8,0	0,0	8,0	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0
	Σύνολο	29,0	7,7	8,3	708,0	1586,6	1613,6

Περιφέρεια	Τεχνολογία	Με Άδεια Λειτουργίας	Με Άδεια Εγκατάστασης	Με ΕΠΟ	Με ΠΠΕ	Με Άδεια Παραγωγής	Αιτήσεις σε Αξιολόγηση
Δυτική Ελλάδα	Αιολικά	113,4	109,0	274,9	714,7	1500,4	1514,9
	ΜΥΗΕ	32,7	4,7	1,9	89,0	157,0	36,4
	Βιομάζα	0,0	7,0	5,0	0,0	18,3	3,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	35,8	85,0	181,4	26,5	400,6	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9
	Σύνολο	181,8	205,7	463,2	830,2	2076,3	1559,2
Δυτική Μακεδονία	Αιολικά	24,0	123,9	442,4	1168,6	2537,3	266,0
	ΜΥΗΕ	5,0	13,9	12,9	49,5	97,3	17,9
	Βιομάζα	0,0	0,0	0,0	21,9	31,5	25,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	7,8	19,0	337,5	3,9	876,6	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	42,5	1,3	103,0	12,8
	Σύνολο	36,8	156,8	835,3	1245,3	3645,7	321,7
Ήπειρος	Αιολικά	0,0	16,2	203,6	495,8	1257,6	169,8
	ΜΥΗΕ	47,6	6,6	12,6	63,2	206,1	56,1
	Βιομάζα	0,0	1,6	0,0	20,0	24,0	8,1
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	10,8	26,8	17,7	10,5	74,0	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Σύνολο	58,4	51,2	233,9	589,5	1561,7	234,0
Θεσσαλία	Αιολικά	17,0	129,0	136,1	635,0	1381,1	134,9
	ΜΥΗΕ	16,7	12,3	15,1	53,6	119,8	11,1
	Βιομάζα	2,2	0,0	6,0	143,2	179,7	10,5
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	25,4	47,5	353,8	70,0	850,8	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	29,4	0,0
	Σύνολο	61,3	188,8	510,9	901,8	2560,8	156,5
Ιόνια Νησιά	Αιολικά	73,5	34,2	45,7	25,3	178,7	1141,1
	ΜΥΗΕ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Βιομάζα	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Σύνολο	73,5	34,2	45,7	25,3	178,7	1141,1
Κεντρική Μακεδονία	Αιολικά	41,0	74,4	95,3	774,0	1973,0	488,0
	ΜΥΗΕ	48,6	6,5	11,1	43,7	114,9	23,8
	Βιομάζα	10,9	6,9	0,0	5,5	46,4	13,7
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	9,7	93,7	107,4	29,7	417,1	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	2,0	1,6	23,6	0,0
	Σύνολο	110,2	181,4	215,8	854,5	2574,9	525,5
Κρήτη	Αιολικά	171,8	40,0	1,2	1935,9	2249,5	2486,5
	ΜΥΗΕ	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0
	Βιομάζα	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	0,8	0,3	0,0	0,0	1,1	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	25,0	0,0	180,0	230,0	235,9
	Σύνολο	173,3	65,3	1,2	2115,9	2481,5	2722,4
Νότιο Αιγαίο	Αιολικά	65,0	33,3	135,2	408,6	1900,6	4142,8
	ΜΥΗΕ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Βιομάζα	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
	Φ/Β	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,7
	Σύνολο	65,2	33,3	135,2	408,6	1900,8	4280,2
Πελοπόν-	Αιολικά	278,5	233,9	601,2	361,8	1581,5	4269,7

Περιφέρεια	Τεχνολογία	Με Άδεια Λειτουργίας	Με Άδεια Εγκατάστασης	Με ΕΠΟ	Με ΠΠΕ	Με Άδεια Παραγωγής	Αιτήσεις σε Αξιολόγηση
Νησος	ΜΥΗΕ	4,0	1,0	0,0	7,7	38,8	0,0
	Βιομάζα	0,0	0,0	5,0	5,0	48,2	42,0
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	39,0	177,0	196,0	78,4	778,1	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	7,5	10,8	0,0
	Σύνολο	321,5	411,8	802,2	460,4	2457,5	4311,7
Στερεά Ελλάδα	Αιολικά	471,8	553,0	1093,3	1833,4	5762,4	2002,3
	ΜΥΗΕ	41,3	2,5	5,1	92,9	176,4	5,3
	Βιομάζα	0,0	0,0	0,0	9,0	20,6	40,7
	Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Φ/Β	58,5	60,9	151,7	80,6	686,4	0,0
	Ηλιοθερμικά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0
	Σύνολο	571,6	616,4	1250,2	2015,8	6645,7	2088,3
Σύνολο Χώρας		1998,5	2359,4	4705,7	10433,0	29463,0	24514,5

Στο Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ παρουσιάζεται και ένας συγκεντρωτικός πίνακας με την εγκαταστημένη ισχύ (MW) όλων των τεχνολογιών ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ ανά στάδιο επενδυτικής διαδικασίας.

Πίνακας 1.8 Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ ανά στάδιο επενδυτικής διαδικασίας [5]

Εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ (MW)					
Εταιρία	ΛΑΓΓΗΕ	ΔΕΔΔΗΕ	ΔΕΔΔΗΕ	ΑΔΜΗΕ	ΔΕΗ
Ρόλος	Λειτουργός Αγοράς	Διαχειριστής Δικτύου- ΜΔΝ	Διαχειριστής Διασυνδεδεμένου δικτύου	Διαχειριστής Συστήματος	Προμηθευτής
ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ με σύμβαση πώλησης σε λειτουργία	3.970	425	-	-	372
ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ με σύμβαση πώλησης μη λειτουργούντα	1.918	40	-	-	-
ΑΠΕ εξαιρούμενα άδειας παραγωγής χωρίς Σύμβαση Πώλησης	-	1	559	-	-
ΑΠΕ με άδεια παραγωγής χωρίς Σύμβαση Πώλησης	-	305	25.066		-
Υποσύνολα	5.888	771	25.625		372
Σύνολο	32.656				

1.6 Συστήματα στήριξης των ΑΠΕ

Παρόλα τα πλεονεκτήματα που μπορεί να προσφέρει η ευρύτερη χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως σε περιβαλλοντικό επίπεδο με

την μείωση εκπεμπόμενων ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα, οι κανόνες που διέπουν τη σύγχρονη παγκοσμιοποιημένη αγορά αποτυγχάνουν να υπολογίσουν και να συμπεριλάβουν τα οφέλη αυτά ή εμποδίζουν εξ αρχής την ανάπτυξη και ευρύτερη χρήση αυτών των τεχνολογιών χωρίς κάποια επιπλέον υποστήριξη. Αυτή την επιπλέον υποστήριξη έχουν αποφασίσει να την προσφέρουν οι κυβερνήσεις των περισσότερων ανεπτυγμένων χωρών μέσω χορήγησης επιδοτήσεων για να ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βασιζόμενες σε τεχνολογίες ΑΠΕ, έτσι ώστε να ενισχύσουν την διείσδυση αυτών των τεχνολογιών στη σύγχρονη αγορά και να αναδείξουν τα πλεονεκτήματά τους παρά το υψηλό χρηματικό κόστος που συνοδεύει την ανάπτυξη τους. Ο τελικός στόχος αυτών των μηχανισμών στήριξης από τις κυβερνήσεις των χωρών είναι να παρέχονται στους επενδυτές τα εφόδια για να αντισταθμίζουν το αρχικά υψηλό κόστος εξοπλισμού των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, έτσι ώστε αυτές να μπορούν να ανταγωνιστούν τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [8].

1.6.1 Διαθέσιμα συστήματα στήριξης των ΑΠΕ διεθνώς

Υπάρχουν 6 βασικοί μηχανισμοί στήριξης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που εφαρμόζονται σήμερα, οι οποίοι ανά χώρα λόγω των διαφορετικών συνθηκών παρουσιάζουν τροποποιήσεις και σε κάποιες περιπτώσεις συνδυάζονται, ενώ υπάρχει διαφοροποίηση και ανά εφαρμοζόμενη τεχνολογία [9]. Οι 6 αυτοί μηχανισμοί είναι:

1. Μηχανισμός εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff, FIT)
2. Μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in-premium, FIP)
3. Μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota)
4. Μηχανισμός επενδυτικών επιχορηγήσεων (investment grants)
5. Μηχανισμός με φορολογικές απαλλαγές (tax exemptions)
6. Μηχανισμός με φορολογικά κίνητρα (fiscal incentives)

Όσον αφορά τον πρώτο **μηχανισμό των εγγυημένων τιμών**, συνίσταται σε εγγυημένη και σταθερή αποζημίωση, που παρέχεται ανά μονάδα παρεχόμενης ενέργειας, προσφέροντας μακροχρόνια συμβόλαια πώλησης (συνήθως 20-25 έτη) και τη μέγιστη επενδυτική ασφάλεια. Το ύψος των εγγυημένων σταθερών τιμών μπορεί να καθοριστεί με βάση τέσσερα βασικά κριτήρια:

- το ανηγμένο κόστος παραγωγής της κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ
- την προστιθέμενη αξία που προσφέρει κάθε τεχνολογία ΑΠΕ στην κοινωνία (υπολογίζοντας δηλαδή το αποφευγόμενο κόστος ή και το εξωτερικό κόστος των συμβατικών καυσίμων)
- την πολιτική παροχής, ως κίνητρο, μιας σταθερής τιμής, ανεξάρτητα από το ανοιγμένο κόστος παραγωγής ή το αποφευγόμενο κόστος
- μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στο μειοδότη

Τα συστήματα των εγγυημένων σταθερών τιμών διαφοροποιούνται ως προς τα εξής χαρακτηριστικά:

- τον τύπο της τεχνολογίας ή του καυσίμου που χρησιμοποιείται
- το μέγεθος της εγκατάστασης
- το διαθέσιμο δυναμικό ΑΠΕ μιας περιοχής
- την προστιθέμενη αξία της εν λόγω εφαρμογής ΑΠΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τα δίκτυα

Τέλος υπάρχει η δυνατότητα διαφοροποίησης των ήδη καθορισμένων εγγυημένων τιμών με βάση κάποιες επιλογές οι οποίες παρουσιάζονται παρακάτω και σε πολλές περιπτώσεις εφαρμόζονται και συνδυαστικά:

- Προσαρμογή των ετήσιων τιμών με βάση κάποιον δείκτη (π.χ. το κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής ή τα τιμολόγια λιανικής ή τον πληθωρισμό)
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών με βάση το μέγεθος και την ισχύ των συστημάτων, ώστε να παρέχονται μικρότερες ενισχύσεις στα μεγαλύτερα έργα, τα οποία, λόγω οικονομίας κλίμακας, έχουν και μικρότερο επενδυτικό κόστος ανά μονάδα ισχύος
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών ανάλογα με το διαθέσιμο δυναμικό (π.χ. υψηλότερες τιμές ή μεγαλύτερη χρονική διάρκεια ισχύος τους για τοποθεσίες με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό)
- Αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για νέες εγκαταστάσεις, η οποία θα αντανakλά την αναμενόμενη μείωση του κόστους τεχνολογίας, π.χ. στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων
- Απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών σε περίπτωση πλήρωσης κάποιων προϋποθέσεων (π.χ. γρηγορότερη επίτευξη των στόχων λόγω ταχείας ανάπτυξης της αγοράς).
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών ενός συμβολαίου με την πάροδο του χρόνου (π.χ. υψηλότερες τιμές στην αρχή και για ένα προαποφασισμένο διάστημα και μικρότερες στη συνέχεια)
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων σταθερών τιμών ανάλογα με τον χρόνο έγχυσης της παραγόμενης ενέργειας (π.χ. υψηλότερες τιμές για την ενέργεια που εγχέεται τις περιόδους αιχμής).

Όσον αφορά τον **μηχανισμό εγγυημένων διαφορικών τιμών**, προσφέρει στην ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ μια πριμοδότηση πάνω από την τιμή άμεσης παράδοσης της αγοράς ηλεκτρισμού. Το στοιχείο αυτό διαφοροποιεί τον μηχανισμό FIP από τον αντίστοιχο των σταθερών εγγυημένων τιμών (FIT), αφού στο πλαίσιο του τελευταίου η αποζημίωση των ΑΠΕ είναι ανεξάρτητη από την τιμή της αγοράς. Αντίθετα στη περίπτωση του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών η συνολική αποζημίωση που λαμβάνουν οι ΑΠΕ εξαρτάται από την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, είτε η πριμοδότηση είναι σταθερή είτε εξαρτάται και αυτή από την τιμή της αγοράς. Όπως και η σταθερή τιμή FIT, το ύψος της πριμοδότησης μπορεί να διαφοροποιηθεί για να διαμορφωθεί ένα συνολικό επίπεδο πληρωμών με βάση το κόστος για κάθε τύπο τεχνολογίας, καυσίμου και ανάλογα με το μέγεθος του έργου.

Κατά το σχεδιασμό του **μηχανισμού FIP** μπορεί να γίνουν ποικίλες επιλογές. Η βασική επιλογή σχετίζεται με τη δυνατότητα το ύψος της πριμοδότησης να μπορεί να είναι σταθερό ή μεταβλητό:

- i. Στην περίπτωση της σταθερής πριμοδότησης, το ύψος της πριμοδότησης παραμένει αμετάβλητο ασχέτως των μεταβολών της τιμής αγοράς και έτσι απλά προστίθεται ένα εκ των προτέρων σταθερό bonus στην τιμή αυτή.
- ii. Στην περίπτωση που το premium μεταβάλλεται, αυτό γίνεται ανάλογα με τις μεταβολές της τιμής της αγοράς, ήτοι να αυξάνεται κατά τις ώρες χαμηλών τιμών και να μειώνεται όταν η τιμή παρουσιάζει σημαντική αύξηση, έτσι ώστε να εξομαλύνονται οι απότομες διακυμάνσεις για τον παραγωγό.

Στο πλαίσιο ενός **μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης**, η εκάστοτε Πολιτεία θέτει υποχρέωση στους καταναλωτές, τους προμηθευτές ή τους παραγωγούς, ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ή διαθέτουν, αντίστοιχα, να προέρχεται από ΑΠΕ. Η συμμόρφωση με αυτή την υποχρέωση διευκολύνεται συνήθως μέσω ενός συστήματος Εμπορεύσιμων Πράσινων Χαρακτηριστικών (Ε.Π.Π.). Έτσι οι παραγωγοί ΑΠΕ πωλούν την ενέργειά τους στην αγορά με βάση την τιμή άμεσης παράδοσης και επιπλέον πωλούν το πράσινο πιστοποιητικό, που αποδεικνύει την ανανεώσιμη πηγή της διατιθέμενης ενέργειας.

Οι προμηθευτές αποδεικνύουν τη συμμόρφωσή τους με την υποχρεωτική ποσόστωση αγοράζοντας αυτά τα πράσινα πιστοποιητικά, διαφορετικά υπόκεινται σε κυρώσεις μέσω ενός μηχανισμού αυτομάτων ποινών που λειτουργεί ως ασφαλιστική δικλείδα του συστήματος. Μια εναλλακτική εφαρμογή, είναι οι διαγωνισμοί που εφαρμόστηκαν στο παρελθόν από μερικά κράτη μέλη, για την προμήθεια συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες τεχνολογίες.

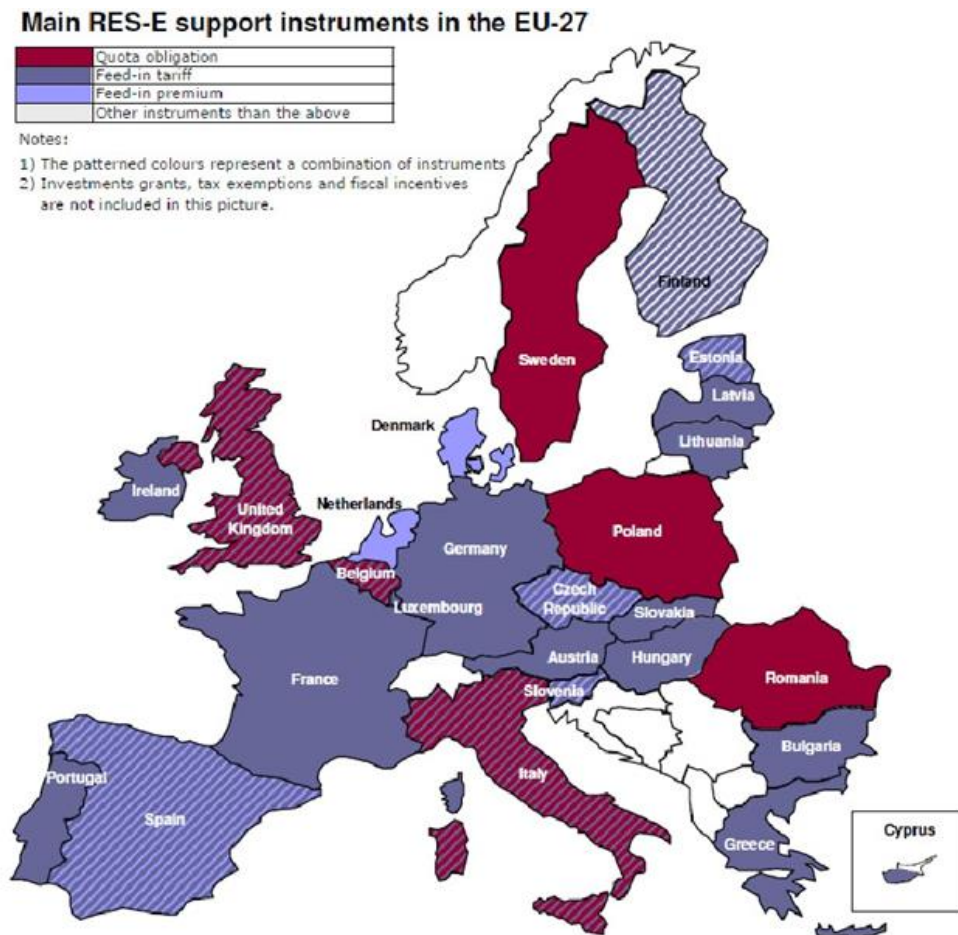
Ο καθορισμός του ύψους της υποχρεωτικής ποσόστωσης είναι κεφαλαιώδους σημασίας για την επιτυχία του μηχανισμού αυτού. Θα πρέπει να είναι αρκετά υψηλό για να προωθεί την ανάπτυξη της αγοράς παρέχοντας κατά το δυνατόν επενδυτική ασφάλεια, αλλά όχι τόσο υψηλό ώστε να οδηγεί σε υπερβολική αποζημίωση και να παραγκωνίζει παράλληλους μηχανισμούς της αγοράς οι οποίοι μπορούν να συνεισφέρουν στην επίτευξη χαμηλότερου κόστους.

Τα περισσότερα εν ισχύ συστήματα υποχρεωτικής ποσόστωσης έχουν έναν οριζόντιο χαρακτήρα σε ότι αφορά τις διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ. Αυτή η προσέγγιση όμως ενέχει τον κίνδυνο επιλεκτικής χρήσης της πιο ώριμης επενδυτικά τεχνολογίας και περιθωριοποίησης των υπολοίπων αναδυόμενων τεχνολογιών, η οποία εν μέρει αντισταθμίζεται από την επιλογή του μοντέλου με διαφοροποιημένη υποχρεωτική ποσόστωση ανά τεχνολογία. Στην περίπτωση αυτή κάθε τεχνολογία λαμβάνει διαφορετικό αριθμό Ε.Π.Π. για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, έτσι ώστε η ενίσχυση που τελικά λαμβάνει να αντανάκλα τον βαθμό επενδυτικής ωριμότητας της τεχνολογίας αυτής.

Ο **μηχανισμός των investment grants** χρησιμοποιείται σε αρκετά κράτη-μέλη της Ε.Ε. και χρησιμοποιείται συνήθως για να τονώνει την αφομοίωση λιγότερο ώριμων τεχνολογιών, όπως τα φωτοβολταϊκά. Στην Φινλανδία, για παράδειγμα, επενδυτικές χορηγίες και επιδοτήσεις είναι η μόνη διαθέσιμη υποστήριξη που παρέχεται.

Ο **μηχανισμός με φορολογικά κίνητρα** (tax incentives) είναι συνήθως συμπληρωματικός σε άλλων ειδών προγράμματα που παρέχονται για τις ΑΠΕ. Είναι

Εικόνα 1.1 Οι μηχανισμοί στήριξης των ΑΠΕ στα 27 κράτη μέλη της Ε.Ε. [9]



πολύ ισχυρά και ευέλικτα εργαλεία, καθώς μπορούν να χρησιμοποιηθούν στοχευμένα για την ενίσχυση του ενδιαφέροντος για συγκεκριμένες τεχνολογίες και για την προσέλκυση συγκεκριμένων πελατών που δραστηριοποιούνται στον τομέα της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Κάποιες χώρες, όπως η Ισπανία ή η Ολλανδία, παρέχουν φορολογικές απαλλαγές για επενδύσεις σε ΑΠΕ, ενώ κάποιες άλλες, όπως η Λετονία ή η Πολωνία παρέχουν τέτοια κίνητρα στο κομμάτι της παραγωγής της ενέργειας.

Τέλος, ο **μηχανισμός των δημοσιονομικών κινήτρων** αφορά σε δάνεια με χαμηλό επιτόκιο με ποσά που είναι χαμηλότερα από αυτά που παρέχονται στην αγορά. Αυτά τα δάνεια παρέχονται συνήθως με ευνοϊκούς όρους, όπως μεγαλύτεροι χρόνοι

αποπληρωμής. Τέτοιοι μηχανισμοί είναι διαθέσιμοι στη Γερμανία, την Ολλανδία, τη Βουλγαρία, την Εσθονία, την Μάλτα και την Πολωνία.

1.6.2 Τα συστήματα στήριξης των ΑΠΕ στην Ευρώπη

Αφού παρουσιάστηκαν οι υπάρχοντες μηχανισμοί στήριξης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στη συνέχεια ένας συνοπτικός πίνακας με τον εφαρμοζόμενο μηχανισμό ανά τεχνολογία σε διάφορα κράτη μέλη, όπως παρουσιάζεται στην έκθεση του CEER [10].

Πίνακας 1.9 Μηχανισμοί στήριξης ΑΠΕ στα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης ανά τεχνολογία [10]

Χώρα-Μέλος	Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Βιομάζα και απόβλητα	Βιοαέριο	Φ/Β	Γεωθερμικά
Αυστρία	Investment grants, Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Investment grants, Feed-in Tariff	Feed-in Tariff
Βέλγιο	Green certificate with guaranteed minimum price	Green certificate with guaranteed minimum price	Green certificate with guaranteed minimum price	Green certificate with guaranteed minimum price	Green certificate with guaranteed minimum price	Green certificate with guaranteed minimum price
Τσεχία	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium
Εσθονία	Feed-in Premium	Feed-in Premium	Feed-in Premium	Feed-in Premium	-	-
Φινλανδία	Excise tax return	Excise tax return	Excise tax return	Excise tax return	-	-
Γαλλία	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff, Call for tenders	Feed-in Tariff, Call for tenders	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff, Call for tenders	Feed-in Tariff
Γερμανία	Feed-in Tariff, Direct marketing, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Direct marketing, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Direct marketing, Feed-in Premium	-	Feed-in Tariff, Direct marketing, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Direct marketing, Feed-in Premium
Ουγγαρία	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	-
Ιταλία	Green certificates, Feed-in Tariffs	Green certificates, Feed-in Tariffs	Green certificates, Feed-in Tariffs	Green certificates, Feed-in Tariffs	Feed-in Premium	Green certificates, Feed-in Tariffs
Λιθουανία	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	-
Λουξεμβούργο	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	-	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	Feed-in Tariff, Feed-in Premium	-
Ολλανδία	Feed-in Premium	Feed-in Premium	Feed-in Premium	-	Feed-in Premium	-
Νορβηγία	-	Investment grants	-	-	-	-
Πορτογαλία	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff, Tendering Process	Feed-in Tariff, Tendering Process	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	-
Ρουμανία	Green certificates	Green	Green	Green	Green	-

		certificates	certificates	certificates	certificates	
Σλοβενία	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	Feed-in Tariff	-
Ισπανία	Feed-in Tariff or Feed-in Premium(optional)	Feed-in Tariff or Feed-in Premium (optional)	Feed-in Tariff or Feed-in Premium (optional)	Feed-in Tariff or Feed-in Premium (optional)	Feed-in Tariff(PV) and Feed-in Tariff or Feed-in Premium (CSP)	-
Ηνωμένο Βασίλειο	Green certificates, Feed-in Tariffs	Green certificates, Feed-in Tariffs	Green Certificates	-	Green certificates, Feed-in Tariffs	-

1.6.3 Το σύστημα στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα ο μηχανισμός στήριξης που χρησιμοποιείται από το 1994 είναι ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών (FIT). Ο νόμος που διέπει το σύστημα είναι ο νόμος 3851/2010, ο οποίος εισήγαγε διαφοροποιήσεις στο ύψος του FIT για τεχνολογίες όπως σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και από βιοαέριο. Διατήρησε για το μέλλον την μέθοδο ετήσιας αναπροσαρμογής με βάση τη μεσοσταθμική αναπροσαρμογή των τιμολογίων της ΔΕΗ κατά το προηγούμενο έτος, η οποία αποφασίζεται από τον Υπουργό Π.Ε.Κ.Α. για όλες τις τεχνολογίες πλην των φωτοβολταϊκών. Καθόρισε εξαρχής 20ετή διάρκεια σύμβασης πώλησης για όλες τις ΑΠΕ και 25ετή για ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες μέχρι 10kW.

Πιο συγκεκριμένα με τον νόμο αυτό οι τεχνολογίες ΑΠΕ στην Ελλάδα κατηγοριοποιήθηκαν σε τρεις ομάδες:

- 1) Η πρώτη ομάδα περιλαμβάνει τις εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, δηλαδή τα χερσαία αιολικά πάρκα και τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ισχύος έως 15 MWe). Ειδικά για τα αιολικά πάρκα υφίσταται διάκριση της τιμής μεταξύ των εγκαταστάσεων στα Διασυνδεδεμένα και Μη Διασυνδεδεμένα νησιά, δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτά υπόκειται σε περικοπές, λόγω τεχνικών ζητημάτων, που συνδέονται με την ασφαλή λειτουργία των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων νησιών.
- 2) Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει εφαρμογές ΑΠΕ μικρής κλίμακας, όπως είναι οι ανεμογεννήτριες μέχρι 50kW και τα φωτοβολταϊκά σε κτίρια μέχρι 10 kWp. Με στόχο την ευρύτερη χρήση των ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα και σε δίκτυα χαμηλής τάσης κοντά στην κατανάλωση, αλλά και εξοικείωση των καταναλωτών με τις εγκαταστάσεις ΑΠΕ, προβλέπονται αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) για τις εν λόγω εφαρμογές.
- 3) Η τρίτη ομάδα περιλαμβάνει αναδυόμενες και τεχνολογικά σύνθετες εφαρμογές ΑΠΕ, όπως είναι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που αξιοποιούν γεωθερμική ενέργεια, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα ή βιοαέριο κ.ά. Στις τεχνολογίες αυτές προβλέπονται σχετικά αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh),

ενιαίες για όλη τη χώρα, οι οποίες έχουν σχεδιαστεί έτσι, ώστε να επιστρέψουν την αποπληρωμή και εύλογη απόδοση του σημαντικά αυξημένου, σε σχέση με τις εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, επενδυτικού τους κόστους, στην 20ετή ή 25ετή για τα ηλιοθερμικά, διάρκεια ισχύος της σύμβασης πώλησης.

Ειδικότερα για τη βιομάζα γίνεται η εξής διάκριση:

- Βιομάζα, τρεις υποκατηγορίες ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης (μέχρι 1MW, 1-5MW, >5MW).
- Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια με εγκατεστημένη ισχύ σε δύο υποκατηγορίες (μέχρι 2MW και πάνω από 2MW).
- Βιοαέριο που προέρχεται από βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) σε δύο υποκατηγορίες (μέχρι 1MW και πάνω από 1MW).

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι εγγυημένες τιμές που καθιερώθηκαν για κάθε τεχνολογία από το 2006 και έχοντας πρόβλεψη μέχρι και το 2020. Μέσα σε αυτό το διάστημα αυτές οι τιμές για κάποιες τεχνολογίες αναπροσαρμόστηκαν με ανάλογες νομοθετικές πράξεις.

Στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 1.10) παρουσιάζονται οι εγγυημένες τιμές, όπως αυτές προβλέπονταν από τον ν.3468/06 “Παραγωγή ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μέσω υψηλής απόδοσης συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού και διάφορες διατάξεις”.

Πίνακας 1.10 Εγγυημένες τιμές ΑΠΕ ανά τεχνολογία (ν.3468/06)

Τεχνολογία	Τιμές Ενέργειας (€/MWh) (Από 2006)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα
Αιολικά (>50kW)	73,00	84,60
Αιολικά (< 50kW)	90,00	
Υδροηλεκτρικά (<15MWe)	73,00	84,60
Ηλιοθερμικοί	250,00	270,00
Ηλιοθερμικοί με αποθήκευση τουλάχιστον 2 ώρες	230,00	250,00
Γεωθερμικά χαμηλής θερμοκρασίας	73,00	84,60
Γεωθερμικά υψηλής θερμοκρασίας		
Βιομάζα (< 1MW)		
Βιομάζα (1-5 MW)		
Βιομάζα (> 5MW)		
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (< 2MW)		
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (> 2MW)		
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (≤ 1MW)		
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (> 1MW)		
Λοιπές Α.Π.Ε		

Παρακάτω (Πίνακας 1.11) παρουσιάζονται οι εγγυημένες τιμές ανά τεχνολογία ΑΠΕ με βάση τον ν.3734/2009 “Προώθηση συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων πηγών ενέργειας, ρύθμιση σε θέματα που σχετίζονται με την υδροηλεκτρική εγκατάσταση στη Μεσοχώρα και άλλες διατάξεις”.

Πίνακας 1.11 Εγγυημένες τιμές ΑΠΕ ανά τεχνολογία (ν.3734/2009)

Τεχνολογία	Τιμές Ενέργειας (€/MWh) (2009)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα
Αιολικά (>50kW)	87,84	99,44
Αιολικά (< 50kW)	104,84	
Υδροηλεκτρικά (<15MWe)	87,84	99,44
Ηλιοθερμικοί	264,84	284,84
Ηλιοθερμικοί με αποθήκευση τουλάχιστον 2 ώρες	244,84	264,84
Γεωθερμικά χαμηλής θερμοκρασίας	87,84	99,44
Γεωθερμικά υψηλής θερμοκρασίας		
Βιομάζα (< 1MW)		
Βιομάζα (1-5 MW)		
Βιομάζα (> 5MW)		
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (< 2MW)		
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (> 2MW)		
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (<= 1MW)		
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (> 1MW)		
Λοιπές Α.Π.Ε		

Επίσης (Πίνακας 1.12) παρουσιάζονται οι εγγυημένες τιμές ανά τεχνολογία ΑΠΕ με βάση τις οποίες αποζημιώνονται οι παραγωγοί, όπως αυτές προβλέπονται από τον ν.3851/2010.

Πίνακας 1.12 Εγγυημένες τιμές ΑΠΕ ανά τεχνολογία (ν.3851/2010)

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα
Αιολική ενέργεια (>50kW)	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια (<50kW)	250,00	
Φωτοβολταϊκά (<10kW peak σε κτίρια)	550,00	
Υδροηλεκτρικά (15MWe)	87,85	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	264,85	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί με αποθήκευση (τουλ. 2 ώρες)	284,85	
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	150,00	
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	99,45	
Βιομάζα (<1MW)	200,00	
Βιομάζα (1MW - 5MW)	175,00	
Βιομάζα (>5MW)	150,00	
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (<2MW)	120,00	
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (>2MW)	99,45	
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (<1MW)	220,00	
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα (>1MW)	200,00	

Λοιπές ΑΠΕ	87,85
------------	-------

Ειδικότερα για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις οι παραπάνω τιμές έχουν αναπροσαρμοστεί βάσει των υπουργικών αποφάσεων Υ.Α.Π.Ε/Φ1/2262/31.01.2012 «Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς» και Υ.Α.Π.Ε./οικ.2266/30.010.2012 «Τροποποίηση του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων» με τις οποίες υπήρξε μείωση του ύψους του FIT για τους νεοεισερχόμενους (Πίνακας 1.13-Πίνακας 1.15)

Πίνακας 1.13 Αναπροσαρμοσμένες τιμές εγγυημένων τιμών Φ/Β εγκαταστάσεων <100kW και σε μη διασυνδεδεμένα νησιά (Υ.Α.Π.Ε/Φ1/2262/31.01.2012 «Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς»)

Για Φ/Β εγκαταστάσεις <100kW και μη διασυνδεδεμένα νησιά (€/MWh)		
Μήνας/ Έτος	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	328,60	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	305,60	
Φεβρουάριος 2013	284,20	
Αύγουστος 2013	264,31	
Φεβρουάριος 2014	245,81	
Αύγουστος 2014	228,60	
Για κάθε έτος από 2015 και μετά ορίζεται ως 1,4*(Μέσο όρο ΟΤΣν-1), όπου ΟΤΣν-1 η μέση οριακή τιμή συστήματος τον προηγούμενο χρόνο ν-1		

Πίνακας 1.14 Αναπροσαρμοσμένες τιμές εγγυημένων τιμών Φ/Β εγκαταστάσεων >=100kW (Υ.Α.Π.Ε/Φ1/2262/31.01.2012 «Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς»)

Για Φ/Β εγκαταστάσεις >100 KW σε €/MWh		
Μήνας/ Έτος	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	292,08	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν.3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	271,64	
Φεβρουάριος 2013	252,62	
Αύγουστος 2013	234,94	
Φεβρουάριος 2014	218,49	
Αύγουστος 2014	203,20	
Για κάθε έτος από 2015 και μετά ορίζεται ως 1,3*(Μέσο όρο ΟΤΣν-1), όπου ΟΤΣν-1 η μέση οριακή τιμή συστήματος τον προηγούμενο χρόνο ν-1		

Πίνακας 1.15 Αναπροσαρμοσμένες τιμές εγγυημένων τιμών Φ/Β στις στέγες (Υ.ΑΠΕ/οικ.2266/30.010.2012 «Τροποποίηση του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων»)

Για Φ/Β στις στέγες, όπως προβλέπεται από το Ειδικό Πρόγραμμα σε €/MWh		
Μήνας/ Έτος	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	495,00	5%
Αύγουστος 2012	470,25	
Φεβρουάριος 2013	446,73	
Αύγουστος 2013	424,40	
Φεβρουάριος 2014	403,18	
Αύγουστος 2014	383,02	
Σημείωση: Η μείωση μέχρι πριν το 2012 προβλέπεται ανά εξάμηνο και όχι ετήσια, όπως ίσχυε και συνεχίζει ως το έτος 2019		

1.7 Το κόστος των ΑΠΕ

1.7.1 Ο λογαριασμός ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ

Το κόστος για την αποπληρωμή των παραγωγών ΑΠΕ στην Ελλάδα καλύπτεται μέσα από τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ του ΛΑΓΗΕ. Τα χρήματα αυτού του λογαριασμού προέρχονται:

- Από τον ΗΕΠ, δηλαδή από τη συμμετοχή των μονάδων του Μητρώου ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ στον προβλεπόμενο προγραμματισμό από τον ΑΔΜΗΕ.
- Από την εκκαθάριση αποκλίσεων των μονάδων του Μητρώου ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ
- Από το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ETMEAP)
- Από το Ειδικό Τέλος Λιγνίτη
- Από Δικαιώματα Εκπομπής Αερίων του Θερμοκηπίου
- Από το τέλος ΕΡΤ
- Από την Έκτατη Εισφορά στους παραγωγούς ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ
- Από άλλες συνιστώσες

Για αυτόν τον λογαριασμό εκδίδεται κάθε μήνα ένα δελτίο, το οποίο αποτυπώνει τα βασικά μεγέθη των ΑΠΕ και των ΣΗΘΥΑ για το τρέχον έτος, γίνεται απολογισμός της διαχείρισής του, αναφέρεται το νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο που ασχολείται με την στήριξη των ΑΠΕ και τις αλλαγές που μπορεί να έχουν επέλθει σε αυτό, παρουσιάζει στοιχεία επενδύσεων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ και γίνεται μια πρόβλεψη εξέλιξης του υπολοίπου του Ειδικού Λογαριασμού

Παρακάτω παρουσιάζονται κάποιοι πίνακες από το τελευταίο Μηνιαίο Δελτίο του Ειδικού Λογαριασμού του Δεκεμβρίου του 2013, που αποτυπώνουν τα βασικά

μεγέθη των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για το σύνολο της Επικράτειας, την αξία και τη μεσοσταθμική τιμή ενέργειας ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ για το έτος 2013 και τον απολογισμό της διαχείρισής του για το ίδιο έτος (Πίνακας 1.16-Πίνακας 1.18).

Πίνακας 1.16 Εγκατεστημένη ισχύς (MW) & Παραγωγή Ενέργειας (GWh) Μονάδων ΑΠΕ για το έτος 2013 [5]

Μήνας	Αιολικά		Φ/Β		Φ/Β Στέγες		ΜΗΥΣ		Βιοαέριο- Βιομάζα		Σύνολο	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ιαν	1753	408	1520	113	316	30	218	84	45	18	3852	652
Φεβ	1782	330	1741	108	329	21	218	90	45	16	4116	565
Μαρ	1782	430	1992	192	341	2	218	115	45	18	4378	776
Απρ	1784	312	2055	262	348	22	218	109	45	18	4451	723
Μια	1784	304	2099	296	352	23	218	85	46	18	4499	727
Ιουν	1787	264	2134	426	357	37	218	53	46	18	4539	798
Ιουλ	1809	384	2152	320	363	57	218	42	46	18	4565	798
Αυγ	1809	460	2156	319	365	59	218	33	46	17	4595	821
Σεπ	1810	222	2160	285	367	62	218	24	46	17	4640	610
Οκτ	1810	283	2195	459	369	57	220	28	46	18	4600	846
Νοε	1810	372	2208	198	372	53	220	48	47	16	4640	687
Δεκ	1810	369	2210	191	373	37	220	61	47	18	4659	675
Σύνολο Έτους		4139		3168		480		772		2210		8768

Πίνακας 1.17 Αξία (m€) & μεσοσταθμική τιμή ενέργειας (€/MWh) ΑΠΕ για το έτος 2013 [5]

Μήνας	Αιολικά		Φ/Β		Φ/Β Στέγες		ΜΗΥΣ		Βιοαέριο- Βιομάζα		Σύνολο	
	m €	€/ MWh	m €	€/ MWh	m €	€/ MWh	m €	€/ MWh	m €	€/MWh	m €	€/ MWh
Ιαν	38,0	92,9	47,4	421,2	16,7	549,9	7,5	90,1	1,9	107,6	111,5	155,5
Φεβ	30,8	93,1	44,4	412,9	11,3	550,2	8,1	90,1	1,7	104,7	96,3	155,1
Μαρ	39,9	93,0	77,8	405,9	11,2	521,1	10,3	90,1	1,9	106,6	141,1	169,3
Απρ	29,0	93,1	104,0	397,1	14,3	532,1	9,8	90,0	1,9	107,6	159,0	202,3
Μαι	28,3	92,9	116,1	392,2	17,3	534,2	7,7	90,0	1,9	108,3	171,3	215,7
Ιουν	24,8	93,7	171,4	402,5	19,9	513,3	4,8	90,0	1,9	107,7	222,8	256,5
Ιουλ	36,2	94,2	124,7	389,0	28,7	506,7	3,8	90,0	1,9	108,8	195,3	219,5
Αυγ	43,0	93,3	124,0	388,7	30,1	507,1	2,9	89,9	1,9	107,9	201,9	210,7
Σεπ	20,9	94,2	111,2	389,7	31,4	506,7	2,2	89,9	1,8	106,8	167,5	246,1
Οκτ	26,4	93,1	187,4	408,0	29,0	506,1	2,5	89,9	1,9	106,5	247,2	272,5
Νοε	34,5	92,7	76,9	389,2	27,0	505,1	4,3	90,0	1,7	105,8	144,4	189,8
Δεκ												
Σύνολο Έτους	351,6	93,3	1185,2	398,1	236,8	515,5	64,0	90,0	20,6	192,0	1858,3	210,3

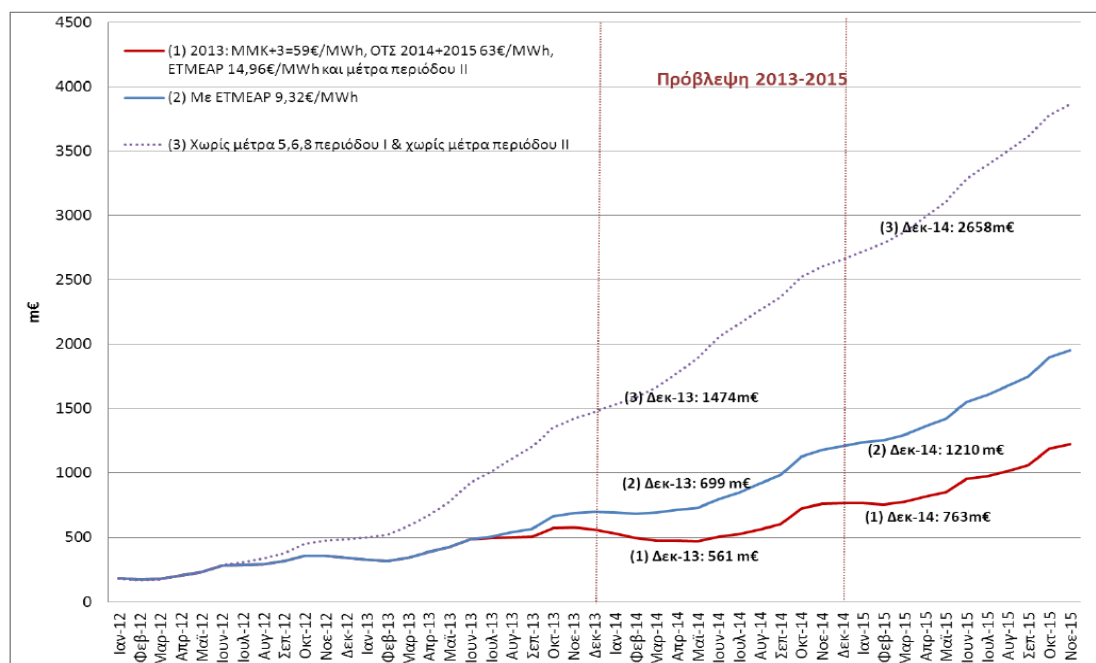
Σημείωση: Οι μήνες Φεβρουάριος, Ιούνιος και Οκτώβριος θεωρούνται μήνες εκκαθάρισης για τα Φ/Β χαμηλής τάση

Επίσης παρατηρείται ότι ο Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ παρουσιάζει έλλειμμα, τόσο για τους έντεκα πρώτους μήνες του 2013, όπου το ποσό ανέρχεται σε **€235 εκατ.**, όσο και στο σύνολό του για όλα τα έτη ύπαρξής του, όπου το σωρευτικό έλλειμμα ανέρχεται περίπου στα **€576 εκατ** (Πίνακας 1.18).

Στο Διάγραμμα 1.3 παρουσιάζεται το Μηνιαίο Σωρευτικό Έλλειμμα για τον Λογαριασμό ΑΠΕ/ ΣΗΘΥΑ, όπως αυτό δημοσιεύεται στο Μηνιαίο Δελτίο του Δεκεμβρίου 2013. Αυτό που παρατηρείται είναι ότι χωρίς την λήψη επιπλέον μέτρων ως προς την νομοθεσία για την στήριξη των ΑΠΕ το έλλειμμα μέχρι το τέλος του 2014 θα άγγιζε τα €2658 εκατ. Ενώ, με τα μέτρα για την αναστολή χορήγησης αδειών

για εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών και την αναπροσαρμογή των εγγυημένων τιμών από τον Μάιο του 2013 μαζί με την αύξηση του ΕΤΜΕΑΡ, το έλλειμμα εκτιμάται ότι θα είναι υποτετραπλάσιο του προηγούμενου σεναρίου, στα €763 εκατ.

Διάγραμμα 1.3 Μηνιαίο Σωρευτικό Έλλειμμα του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [5]



Πίνακας 1.18 Απολογισμός Διαχείρισης Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ 2013 [5]

	ΕΙΣΡΟΕΣ (m€)											ΕΚΡΟΕΣ (m€)				ΥΠΟΛΟΙΠΟ (m€)	
	ΗΕΠ	Εκκα- θάριση αποκλί- σεων	ΜΜΚ	ΜΜΚ(ΜΑΝ)	ΕΤΜΕΑΡ	Ειδικό Τέλος Λιγνίτη	Δικαιώματα Εκπομπής Αερίων Θερμ/πιου	Τέλος ΕΡΤ	Έκτακτη		Σύνολο Εισροών	Αξία ΑΠΕ	Αξία Φ/Β στεγών	ΜΑΝ	Σύνολο	Τρέχον	Σωρευτικό
									ΔΣ	ΜΑΝ							
Ιαν	21,06	5,60	0,00	12,96	49,76	4,46	19,50	5,89	17,08	1,87	132,17	-90,56	-16,66	-11,04	-118,26	13,91	-326,78
Φεβ	19,63	2,08	0,00	12,92	39,20	3,43	15,12	5,49	15,18	2,17	114,62	-79,35	-11,32	-11,78	-102,45	12,17	-314,61
Μαρ	17,21	3,70	0,00	14,40	38,77	3,21	10,89	5,75	25,32	2,69	121,93	-123,69	-11,22	-14,26	-149,17	-27,14	-341,74
Απρ	18,01	1,80	0,00	13,43	34,12	2,81	11,46	5,76	30,92	3,20	121,51	-136,61	-14,31	-15,49	-166,41	-44,90	-386,65
Μαϊ	22,35	0,44	10,95	12,06	36,38	3,66	8,58	5,27	36,05	3,49	139,17	-144,57	-17,35	-15,73	-177,65	-38,48	-425,13
Ιουν	19,61	0,21	15,40	15,96	40,95	4,03	11,56	5,71	50,54	3,80	167,17	-190,73	-19,89	-18,24	-228,86	-61,68	-486,81
Ιουλ	27,37	-2,10	17,39	25,77	56,75	4,21	19,48	5,09	37,47	4,54	189,92	-147,84	-28,65	-24,20	-200,69	-10,78	-497,59
Αυγ	31,86	-0,95	14,28	20,82	80,81	4,92	5,55	5,45	38,17	4,21	204,53	-155,72	-30,06	-21,38	-207,16	-2,64	-500,23
Σεπ	24,52	-2,24	10,13	15,46	69,22	3,98	15,39	2,78	32,57	3,58	169,37	-123,91	-31,38	-17,99	-172,62	-3,25	-503,48
Οκτ	25,65	-1,04	6,48	14,63	58,56	3,89	14,55	0,84	55,09	3,25	181,90	-206,83	-28,96	-15,93	-251,72	-69,81	-573,29
Νοε	21,59	5,52	4,81	12,94	59,21	3,91	12,45	0,57	24,85	2,40	147,65	-111,09	-26,98	-12,35	-150,42	-2,77	-576,06
Δεκ																	
Σύνολο	248,86	13,02	79,44	169,54	551,72	515,80	64,00	48,54	369,25	35,15	1689,94	-1510,8	-296,8	-177,8	-1925,3	-235,4	-576,06

1.7.2 Ετήσιο κόστος ΑΠΕ κατά το έτος 2020

Στη συνέχεια, γίνεται μια προσπάθεια ενδεικτικού υπολογισμού του ετήσιου κόστους για την αποπληρωμή της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά το έτος 2020. Ως δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν οι πίνακες αδειών που παρέχονται από την Ομάδα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

Το ετήσιο κόστος της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ υπολογίζεται ως το γινόμενο της εγγυημένης τιμής που ισχύει για την εκάστοτε τεχνολογία ΑΠΕ επί την συνολικά παραγόμενη ενέργεια μέσα σε ένα έτος. Η ετήσια ενέργεια για κάθε τεχνολογία υπολογίζεται προσεγγιστικά ως το γινόμενο της εγκατεστημένης ισχύος επί τον αντίστοιχο συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor), ο οποίος είναι ξεχωριστός για κάθε τεχνολογία.

Όσον αφορά αυτό το συντελεστή, χρησιμοποιείται έτσι ώστε να υπολογίζεται προσεγγιστικά η παραγόμενη ενέργεια της μονάδος που πραγματικά χρησιμοποιείται από το σύστημα μέσα σε ένα συγκεκριμένο διάστημα (για τους παρόντες υπολογισμούς είναι ένα έτος), καθώς μια εγκατάσταση ΑΠΕ δεν παρέχει συνεχώς ενέργεια στο δίκτυο ενέργειας όλη τη διάρκεια του χρόνου. Για τους υπολογισμούς που έγιναν ο συντελεστής χρησιμοποίησης για κάθε τεχνολογία είναι ουσιαστικά ένας μέσος όρος για όλες τις μονάδες παραγωγής που την χρησιμοποιούν, καθώς στην πραγματικότητα αυτός ο συντελεστής διαφοροποιείται και ανάμεσα σε μονάδες ίδιας τεχνολογίας ΑΠΕ, αναλόγως με την ισχύ της μονάδος, την τοποθεσία της και το κομμάτι του δικτύου στο οποίο ανήκει (Πίνακας 1.19).

Πίνακας 1.19 Συντελεστής χρησιμοποίησης ανά τεχνολογία ΑΠΕ [11]

Τεχνολογία	cf (%)
Αιολικά	30,13
ΜΥΗΕ	36,75
Φ/Β	16,10
Ηλιοθερμικοί	26,00
Γεωθερμία	88,00
Βιομάζα	80,00
Βιοαέριο	80,00

Όσον αφορά τις εγγυημένες τιμές, μιλώντας για τις ήδη υπάρχουσες μονάδες χρησιμοποιήθηκαν εκείνες που προβλέπονται για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ από τους κατά καιρούς ψηφισμένους νόμους και υπουργικές αποφάσεις και για αυτό το λόγο έγινε μια χρονολογική κατανομή των μονάδων, ανάλογα με την περίοδο ένταξής τους στο σύστημα.

Επίσης, λόγω διαφοροποιήσεων στις τιμές ανά τεχνολογία και από το σε ποιο κομμάτι του ελληνικού δικτύου ενέργειας ανήκει μια εγκατάσταση έγινε ένας διαχωρισμός σε εγκαταστάσεις που ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα και σε

εγκαταστάσεις που ανήκουν στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα. Το συνολικό ετήσιο κόστος προκύπτει από το άθροισμα όλων των επιμέρους τιμών κόστους των μονάδων.

Για τον διαχωρισμό εάν μια μονάδα ανήκει στο Διασυνδεδεμένο σύστημα ή στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα χρησιμοποιήθηκε ο χάρτης που περιλαμβάνεται στη Μελέτη Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) της περιόδου 2010-2014 που έχει εκδώσει οι ΔΕΣΜΗΕ-ΑΔΜΗΕ. Σε αυτή τη μελέτη γίνεται και διαχωρισμός των μονάδων που θα ενταχθούν στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και αυτές που θα ενταχθούν στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Ο υπολογισμός του κόστους για αυτές τις μονάδες έγινε με τη χρήση των τωρινών εγγυημένων τιμών που ισχύουν για τις τεχνολογίες ΑΠΕ και για τα δύο κομμάτια του συστήματος.

Έχοντας αυτά τα δεδομένα από τον χάρτη πραγματοποιήσαμε τον υπολογισμό του κόστους για 3 διαφορετικές περιπτώσεις. Στην πρώτη περίπτωση έγινε υπολογισμός του συνολικού ετησίου κόστους με βάση το υπάρχον σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο δεύτερο έγινε υπολογισμός κόστους εντάσσοντας μέσα σε αυτόν και τις μονάδες που προβλέπονται να συνδεθούν στο σύστημα με βάση τη ΜΑΣΜ. Το τρίτο είναι θεωρητικό σενάριο, όπου πραγματοποιούνται έργα διασύνδεσης σε όλα τα νησιά, τα οποία επί του παρόντος ανήκουν στο ΜΔΣ. Το τελευταίο σενάριο μελετάται, για να δούμε εάν στο μέλλον μελετηθεί η σύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα θα υπάρξει οικονομικό όφελος για το Σύστημα της Ενέργειας, χρησιμοποιώντας πάντα τα μέχρι τώρα υπάρχοντα δεδομένα για το κόστος αποπληρωμής κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ. Η διαφορά θα υπάρχει ουσιαστικά στο κόστος για τα αιολικά, καθώς προβλέπονται διαφορετικές τιμές FIT για το ΔΣ και το ΜΔΣ. Επίσης, να τονιστεί ότι στην τελευταία περίπτωση συνυπολογίστηκαν και οι μονάδες που προβλέπονται να ενταχθούν από την ΜΑΣΜ.

Τέλος, σημειώνεται ότι έχει γίνει ξεχωριστός υπολογισμός των εγκαταστάσεων με φωτοβολταϊκά, καθώς εκτός των παραπάνω λόγων, είναι μια τεχνολογία για την οποία είχε παρατηρηθεί ιδιαίτερο ενδιαφέρον την τελευταία δεκαετία στην Ελλάδα. Επίσης, για τα φωτοβολταϊκά δεν μελετάται το δεύτερο σενάριο που παρουσιάστηκε για τις υπόλοιπες ΑΠΕ, καθώς ο στόχος για τη συγκεκριμένη τεχνολογία για το 2020 έχει ήδη υπερκαλυφθεί και έχει ανασταλεί η διαδικασία χορήγησης αδειών για νέες εγκαταστάσεις.

Τα δεδομένα για τους πίνακες αδειών παρουσιάζονται ομαδοποιημένα κατά νομό στο Παράρτημα Α.

Το συνολικό κόστος για όλες τις τεχνολογίες πλην των φωτοβολταϊκών για μονάδες που εντάχθηκαν μέχρι το τέλος του 2012 είναι **€2.097.169,62 χιλ.** Εάν δε ενταχθούν στο σύστημα και οι μονάδες που προβλέπονται από την ΜΑΣΜ μέχρι το 2014, τότε το κόστος θα είναι **€2.135.253,7 χιλ.** Τέλος, αν όλες οι μονάδες ήταν κομμάτι του διασυνδεδεμένου συστήματος, τότε το συνολικό κόστος θα ήταν **€2.055.147,77 χιλ.** Το τελευταίο αποτέλεσμα είναι λογικό, καθώς σύμφωνα με την υπάρχουσα

νομοθεσία για τις ΑΠΕ οι εγγυημένες τιμές για μονάδες που ανήκουν στο ΔΣ είναι χαμηλότερες σε σχέση με τις αντίστοιχες που ισχύουν για το ΜΔΣ. Τα αποτελέσματα και για τις τρεις περιπτώσεις παρουσιάζονται συνοπτικά και στον πιο κάτω πίνακα (Πίνακας 1.20) προσθέτοντας επίσης και το κόστος για κάθε τεχνολογία.

Πίνακας 1.20 Συνοπτικός πίνακας κόστους αποπληρωμής του συστήματος για 3 διαφορετικές περιπτώσεις

Κόστος ΑΠΕ (χιλ. €)			
Τεχνολογία	Υπάρχον σύστημα	Με ΜΑΣΜ	Όλα στο ΔΣ
Αιολικά	1.694.520,72	1.732.604,80	1.652.498,87
ΜΗΥΣ	155.806,48	155.806,48	155.806,48
Βιομάζα -Βιοαέριο	246.842,41	246.842,41	246.842,41
Σύνολο	2.097.169,62	2.135.253,70	2.055.147,77

Για τις μονάδες φ/β το κόστος για εγκατεστημένη ισχύ 2583 MW είναι **€1.422.000 χιλ.** και είναι ίδιο σε σχέση με το 2013, καθώς έχουν ανασταλεί οι αδειοδοτήσεις νέων εγκαταστάσεων μιας και ο στόχος έχει υπερκαλυφθεί. Αν όλες οι μονάδες ανήκαν στο ΔΣ το κόστος θα ήταν **€1.330.960 χιλ.**, δηλαδή θα υπήρχε μια μικρή μείωση του κόστους.

Στη συνέχεια (Πίνακας 1.21) κάναμε μια σύγκριση του κόστους που υπολογίσαμε για το 2020 ανά τεχνολογία και στο σύνολο σε σχέση με τα στοιχεία για το έτος 2013 από τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ, παραθέτοντας δίπλα σε κάθε περίπτωση και την αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύ για κάθε τεχνολογία και στο σύνολο. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι το κόστος σε όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ αυξάνεται δραματικά εκτός από τα φωτοβολταϊκά, όπου δεν παρουσιάζεται καμία μεταβολή για λόγους που περιγράφηκαν παραπάνω.

Πίνακας 1.21 Ετήσιο κόστος ΑΠΕ ανά τεχνολογία και στο σύνολο για το 2013 σύμφωνα με τα στοιχεία του ΛΑΓΗΕ, ετήσιο κόστος για το 2020 και ποσοστιαία μεταβολή

Κόστος ΑΠΕ (χιλ. €)					
Τεχνολογία	Υπολογισμός για 2020	Εγκατεστημένη Ισχύς 2020 (MW)	Δελτίο ΛΑΓΗΕ 2013	Εγκατεστημένη Ισχύς 2013 (MW)	Ποσοστό Μεταβολής
Αιολικά	1.694.520,72	7.500,00	351.600,00	1.867,58	381,95%
ΜΗΥΣ	155.806,48	600,00	64.000,00	220,14	143,45%
Βιομάζα - Βιοαέριο	246.842,41	250,00	20.600,00	46,31	1098,26%
Φ/Β	1.422.000,00	2.583	1.422.000,00	2.583	0%
Συνολικά	3.519.169,62	10.943,70	1.858.200,00	4.335,79	89,39%

Σημείωση: Για τα φ/β αγνοήθηκε ο στόχος του 2020, αφού έχει υπερκαλυφθεί, και χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα για τις εγκατεστημένες μονάδες, όπως παρουσιάζονται τον Δεκέμβριο του 2013.

Κεφάλαιο 2

Σχεδιασμός οικονομικής λειτουργίας συστήματος μονάδων παραγωγής

2.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται μια ανάλυση του οικονομικού σχεδιασμού λειτουργίας ενός συστήματος μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά αναφέρεται η ανάγκη ύπαρξης ενός μοντέλου οικονομικής λειτουργίας και αναφέρονται κάποιες βασικές αρχές του.

Στη συνέχεια γίνεται ανάλυση δύο μοντέλων λειτουργίας, του διμερούς μοντέλου (bilateral) και του μοντέλου κοινοπραξίας (pool), ενώ γίνεται και μια σύγκριση μεταξύ τους. Ακολουθεί η περιγραφή του μοντέλου λειτουργίας που ισχύει για το Ελληνικό Σύστημα Ενέργειας (mandatory pool) και των βασικών κανόνων του.

Στο επόμενο μέρος του κεφαλαίου, γίνεται η περιγραφή του προβλήματος ένταξης των μονάδων στο σύστημα και αναφέρονται κάποιοι μέθοδοι επίλυσής του. Στο τελευταίο κομμάτι του κεφαλαίου, αναλύονται 2 μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος ένταξης των μονάδων, η μέθοδος με λίστα προτεραιότητας και η μέθοδος βελτιστοποίησης με χρήση γραμμικού προγραμματισμού.

2.2 Γενικές αρχές

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα από τα πιο πολύτιμα αγαθά για την καθημερινή ζωή των ανθρώπων, αλλά και για την εύρυθμη λειτουργία όλων των κλάδων της επιχειρηματικής δραστηριότητας παγκοσμίως. Όπως ισχύει όμως και για τα υπόλοιπα αγαθά στις σύγχρονες κοινωνίες, έτσι πρέπει να υφίσταται και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έχει μια συγκεκριμένη οργάνωση και διέπεται από κάποιους κανόνες λειτουργίας και κάποιους όρους για την συμμετοχή κάποιου σε αυτήν.

Έχουν μελετηθεί και δοκιμαστεί διάφορα μοντέλα λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ξεκίνησε από την ύπαρξη καθετοποιημένων επιχειρήσεων στην κατοχή των οποίων βρισκόταν το σύστημα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας (μη απελευθερωμένη αγορά ενέργειας) και στη συνέχεια μέσω σταδιακών βημάτων προτάθηκαν νέα μοντέλα, τα οποία οδήγησαν στις σύγχρονες απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρακάτω θα αναφερθούν δύο μοντέλα λειτουργίας: το διμερές (bilateral) μοντέλο, το οποίο θα αναλυθεί συνοπτικά και το μοντέλο κοινοπραξίας (pool), το οποίο είναι και το πλέον διαδεδομένο και το οποίο ισχύει και για την Ελλάδα, που μας ενδιαφέρει περισσότερο. Επίσης, θα γίνει μια ανάλυση των αρχών λειτουργίας για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας.

2.2.1 Μοντέλα οικονομικής λειτουργίας απελευθερωμένων αγορών

Όπως προαναφέρθηκε και στην εισαγωγή υπάρχουν δύο μοντέλα οικονομικής λειτουργίας για μια απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το ένα είναι το διμερές μοντέλο (bilateral trading), όπως υποδεικνύει και το όνομά του, επικεντρώνεται στην συμφωνίες για αγοραπωλησία ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ δύο μερών. Και το μοντέλο της κοινοπραξίας ισχύος (pool), του οποίου η βασική ιδέα είναι η ύπαρξη ενός κεντρικού διαχειριστή του συστήματος, ο οποίος έχει διαχειριστικό και εποπτικό έλεγχο για την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1.1 Διμερές εμπόριο (bilateral trading)

Σε αυτό το μοντέλο λειτουργίας υπάρχουν μόνο δύο πλευρές. Ο παραγωγός και ο καταναλωτής, οι οποίοι εμπλέκονται σε απευθείας διαπραγματεύσεις μεταξύ τους, όπου ο μεν πρώτος κάνει μια προσφορά πώλησης συγκεκριμένης ποσότητας ενέργειας και σε συγκεκριμένη τιμή, ανάλογα με το κόστος παραγωγής της ή των μονάδων του και ο καταναλωτής κάνει την δικιά του προσφορά για την ενέργεια που χρειάζεται και σε τι τιμή είναι διατεθειμένος να την αγοράσει. Στο τέλος των διαπραγματεύσεων υπογράφουν ένα συμβόλαιο αγοραπωλησίας με τους όρους που συμφωνούν [12][13].

Υπάρχουν διάφορες εκδοχές αυτού του μοντέλου, που κυρίως καθορίζονται από την διάρκεια των συμβολαίων που υπογράφουν οι δύο πλευρές. Υπάρχουν, δηλαδή, συμβόλαια με μεγάλη διάρκεια, τα οποία αφορούν συνήθως αγοραπωλησίες μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας και μικρότερης διάρκειας, τα οποία ασχολούνται με μικρότερης ποσότητας ενέργεια και καθορίζονται ανάλογα με την περιοδική ζήτηση και προσφορά ενέργειας.

Αυτό το μοντέλο μοιάζει με το κοινό σύγχρονο οικονομικό μοντέλο προσφοράς και ζήτησης που ισχύει για τα περισσότερα καταναλωτικά αγαθά στις σύγχρονες κοινωνίες και θα μπορούσε να χαρακτηριστεί και περισσότερο εμπορικό. Έχει όμως ένα βασικό μειονέκτημα. Η εύρυθμη λειτουργία του βασίζεται στην τήρηση των όρων των συμβολαίων που υπογράφουν οι παραγωγοί με τους αγοραστές. Αυτό να μεν είναι πιο άμεσο, αλλά όσον αφορά την ηλεκτρική ενέργεια, είναι πολύ δύσκολο να προσδιορίζει κάποιος ακριβείς αριθμούς. Δηλαδή, σε ένα συμβόλαιο ο παραγωγός συμφωνεί να παράγει συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας για την συμφωνημένη περίοδο και ο αντίστοιχα ο καταναλωτής να καταναλώσει την συμφωνημένη ποσότητα ενέργειας.

Τίθενται όμως θέματα ειλικρίνειας και υπολογιστικής ακρίβειας. Είναι πολύ δύσκολο για έναν παραγωγό να παράγει ακριβώς την ενέργεια που συμφωνήθηκε, λόγω του ότι υπάρχουν πολλοί αστάθμητοι παράγοντες στην διαδικασία παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και για έναν καταναλωτή να καταναλώσει ακριβώς το συγκεκριμένο ποσό ενέργειας, καθώς μπορεί να υπάρχουν μεταβολές στις καθημερινές του ανάγκες σε ενέργεια. Έτσι, υπάρχει ανάγκη για έναν φορέα διαχείρισης και εποπτείας του συστήματος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1.2 Μοντέλο Κοινοπραξίας (pool)

Η βασική ιδέα αυτού του μοντέλου [12][13] και η ουσιώδης διαφορά του σε σχέση με το προηγούμενο είναι ότι ανάμεσα στους παραγωγούς και στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει ένα τρίτο μέρος, το οποίο μπορεί να χαρακτηριστεί ως ο διαμεσολαβητής. Αυτός ο τρίτος φορέας έχει όμως πολύ σημαντικό ρόλο, καθώς είναι ουσιαστικά ο διαχειριστής της αγοράς ενέργειας.

Πιο αναλυτικά, αρχικά όλες οι προσφορές από τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας συγκεντρώνονται από αυτόν τον ενιαίο φορέα. Οι παραγωγοί προσφέρουν εξ αρχής ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας σε μια τιμή που ορίζουν αυτοί. Γίνεται μια κατανομή των προσφορών αυτών ανάλογα με την τιμή από τον διαχειριστή.

Από την άλλη πλευρά, το θεωρητικό επόμενο βήμα θα ήταν να συλλέγει ο διαχειριστής και τις προσφορές ζήτησης ενέργειας από τους καταναλωτές, δηλαδή τι ποσό ενέργειας είναι διατεθειμένοι να αγοράσουν και σε ποια τιμή. Επειδή όμως το τελευταίο βήμα είναι πολύ δύσκολο να πραγματοποιηθεί, ο Διαχειριστής με βάση δεδομένα που έχει για την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κάνει μια πρόβλεψη για τη ζήτηση στο χρονικό διάστημα που τον ενδιαφέρει (συνήθως είναι μια μέρα) και εκδίδει μια τιμή εκκαθάρισης για την αγορά που είναι υπεύθυνος. Η τιμή αυτή ονομάζεται οριακό κόστος της αγοράς (System Marginal Price - SMP) και αντιπροσωπεύει ουσιαστικά το κόστος για την παραγωγή μιας επιπλέον MWh ηλεκτρικής ενέργειας. Με βάση αυτήν την τιμή επιλέγει πως θα εντάξει τους παραγωγούς στο σύστημα. Με αυτήν την τιμή πληρώνει κάθε MWh ενέργειας που παράγουν οι παραγωγοί και πληρώνεται για κάθε MWh που καταναλώνουν οι καταναλωτές, ανεξάρτητα από τις αρχικές προσφορές.

Πέραν όμως από τον διαχειριστικό έλεγχο, αυτός ο φορέας έχει επίσης και εποπτικούς ρόλους. Ο ένα από αυτούς είναι ο έλεγχος του ανταγωνισμού μεταξύ των παραγωγών που συμμετέχουν στην αγορά ενέργειας. Δηλαδή, ελέγχει την ποσότητα ενέργειας που παρέχεται και καταναλώνεται από τους παραγωγούς, έτσι ώστε να μην εμφανίζονται περιπτώσεις, όπου κάποιοι παραγωγοί αποκτούν πέραν του δέοντος μερίδιο στην αγορά ενέργειας, παρεμποδίζοντας έτσι την συμμετοχή νέων παραγωγών, παραβιάζοντας έτσι τους κανόνες ανταγωνισμού.

Ο δεύτερος είναι η διατήρηση της ασφαλούς (system security) και της επαρκούς λειτουργίας (system adequacy) του συστήματος. Όσον αφορά το κομμάτι της ασφάλειας, εκτός από το να ελέγχει τη χρήση της ενέργειας από τους εμπλεκόμενους

στο σύστημα, θέτει και κάποια κριτήρια για την ένταξη των παραγωγών σε αυτό, έτσι ώστε να μην υπάρχουν διαταραχές στο σύστημα. Στο κομμάτι της επάρκειας, υπάρχουν συμφωνίες που κάνει με κάποιους παραγωγούς, έτσι ώστε οι δεύτεροι να έχουν διαθέσιμο ένα ποσό ενέργειας το οποίο θα κληθούν να εγχύσουν στο σύστημα, όταν υπάρχουν διαταραχές ή κάποιος απρόσμενος λόγος θέτει σε κίνδυνο την ευστάθεια του συστήματος. Με αυτές τις συμφωνίες ο διαχειριστής αγοράζει αυτή την ενέργεια σε τιμή διαφορετική από την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς. Υπάρχουν ακόμα και περιπτώσεις, όπου υπάρχουν συμφωνίες για μείωση της παραγωγής από έναν παραγωγό ή για μείωση της ζήτησης από ένα καταναλωτή, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του συστήματος.

Η επιλογή των προμηθευτών για την παροχή αυτών των επικουρικών υπηρεσιών καθορίζεται με κριτήρια την τιμή στην οποία παρέχει την ενέργεια ο παραγωγός, το ποσό της ενέργειας που παρέχει, αλλά και τον χρόνο που χρειάζεται για να την παρέχει, καθώς είναι απαραίτητη για έκτατες περιπτώσεις και η ταχύτητα είναι σημαντικός παράγοντας. Η τιμή είναι ένα θέμα που καθορίζεται κυρίως από την αναγκαιότητα που έχει ο διαχειριστής σε ενέργεια ώστε να διασφαλίσει την ομαλή λειτουργία του συστήματος. Για αυτό για να αποφεύγει συνήθως αγορά ενέργειας σε υψηλή τιμή, αλλά και για να έχει περιθώριο ευελιξίας στην επιλογή του παρόχου, συνήθως ρυθμίζει αυτά τα θέματα σχετικά νωρίς σε σχέση με το διάστημα που τον ενδιαφέρει να έχει αυτές τις υπηρεσίες.

Το πλεονέκτημα αυτού του μοντέλου είναι η ύπαρξη ενός κεντρικά οργανωμένου φορέα, που έχει συγκεκριμένες ευθύνες και είναι αρμόδιος για τη διασφάλιση της ομαλής λειτουργίας του συστήματος, κάτι που δεν μπορεί να προσφέρει το μοντέλο των διμερών συμβάσεων.

Το μειονέκτημα είναι ότι οι αρμοδιότητες αυτού του φορέα είναι πάρα πολλές και είναι δύσκολο να υπάρχει μια σχετική διάκριση των αρμοδιοτήτων. Επίσης, υπάρχει η άποψη ότι λόγω της ύπαρξής του δεν υπάρχει η δυνατότητα άμεσης διαπραγμάτευσης μεταξύ παραγωγών-καταναλωτών, με αποτέλεσμα να μην επιτυγχάνονται οι πιο ανταγωνιστικές τιμές αγοράς για το ηλεκτρικό ρεύμα, όπως ισχύει για άλλα αγαθά.

Το θέμα είναι ότι η αγορά ηλεκτρισμού εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, πολλοί από τους οποίους είναι αστάθμητοι και είναι αρκετά δυσκίνητη για να παρακολουθεί τέτοιες μεταβολές. Έτσι, ακόμα και αν αρχικός στόχος είναι η μείωση των τιμών, μπορεί στο τέλος να καταλήξουν οι τιμές να είναι υψηλότερες από πριν. Πάντως, αδιάσειστα επιχειρήματα υπέρ της μίας ή της άλλης μεθόδου σχετικά με το ποια από τις δύο τελικά πετυχαίνει τις πιο χαμηλές τιμές ενέργειας είναι δύσκολο να εκτεθούν.

2.2.2 Οικονομική λειτουργία ελληνικού συστήματος ενέργειας

Η αγορά ενέργειας στην Ελλάδα είναι οργανωμένη με βάση τη δομή της Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας (mandatory pool) [14]. Αυτό συνεπάγεται ότι οποιοσδήποτε θέλει να συμμετάσχει στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, έχει την υποχρέωση να εισάγει (πώληση) ή να εξάγει (αγορά) την ενέργεια μέσω της

Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας. Παράλληλα, δεν επιτρέπονται διμερείς συναλλαγές μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς

Η διαχείριση του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι διαχωρισμένη σε 2 κομμάτια. Το ένα είναι το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, υπεύθυνος του οποίου είναι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), ενώ το δεύτερο είναι το σύστημα διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, υπεύθυνος του οποίου είναι ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ). Ο διαχωρισμός αυτός έχει γίνει κατόπιν οδηγίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

Υπεύθυνος για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ). Ο ΛΑΓΗΕ επιλύει τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), ο οποίος συμπεριλαμβάνει και την Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών και είναι υπεύθυνος για τα θέματα συλλογής των αιτήσεων για συμβάσεις αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ισχύος μεταξύ των συμμετεχόντων και του Διαχειριστή του Συστήματος.

Δικαίωμα συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχουν όλοι οι παραγωγοί ενέργειας, οι αυτοπαραγωγοί, δηλαδή εκείνοι που παράγουν ενέργεια για ιδία κατανάλωση και το περίσσευμα το διαθέτουν στο δίκτυο, οι προμηθευτές, οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και οι έμποροι, οι οποίοι είναι εγγεγραμμένοι στο μητρώο συμμετεχόντων. Επί του παρόντος στην Ελλάδα δραστηριοποιούνται 4 κύριοι παραγωγοί θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, με κυριότερο την ΔΕΗ, περίπου 50 εταιρείες εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδέσεων με γειτονικές χώρες και παραγωγοί με μονάδες ΑΠΕ.

Η εγχώρια αγορά ενέργειας διαχωρίζεται όμως σε τρεις επιμέρους αγορές, ανάλογα με την χρονική διάρκεια μελέτης της αγοράς και σε ποιο κομμάτι δραστηριοποιούνται. Έτσι υπάρχει η μακροχρόνια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η βραχυχρόνια αγορά ενέργειας (ή χονδρεμπορική αγορά) και η εκ των υστέρων (ex-post) αγορά εξισορρόπησης ενέργειας.

Όσον αφορά την **μακροχρόνια αγορά**, στόχος της είναι η εξασφάλιση της αξιοπιστίας και της επάρκειας ισχύος του συστήματος ενέργειας σε μακροπρόθεσμο διάστημα, έτσι ώστε να μην υπάρχουν κίνδυνοι και οικονομικές επιβαρύνσεις τόσο για τους παραγωγούς, όσο και για τους προμηθευτές ενέργειας. Η υλοποίησή της γίνεται με την έκδοση από κάθε παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), τα οποία αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος της μονάδας που κατέχει, όπως αυτή υπολογίζεται από το Διαχειριστή του Συστήματος. Επίσης εκδίδονται και Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), που ουσιαστικά αποτελούν διμερείς συμβάσεις μεταξύ του παραγωγού και του προμηθευτή για την ισχύ που διαθέτει ο ένας στον άλλο. Σε αυτές τις περιπτώσεις υπάρχει και ένας εναλλακτικός μηχανισμός, που καλείται Μεταβατικός Μηχανισμός Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος, όπου ουσιαστικά ανάμεσα στους δύο συμμετέχοντες παρεμβάλλεται ο Διαχειριστής,

ο οποίος καθορίζει τα ποσά αποπληρωμής του παραγωγού ανάλογα με την ΑΔΙ στο μητρώο του, ενώ οι προμηθευτές προτείνουν σε αυτόν μια τιμή, ανάλογα με την ισχύ που χρειάζονται.

Σε αυτόν τον μηχανισμό αγοράς υπόκεινται και οι διασυνδέσεις μεταξύ γειτονικών χωρών. Σε αυτές τις περιπτώσεις ανακοινώνονται δημοπρατήσεις φυσικών δικαιωμάτων εμπορίας ενέργειας σε ετήσια και μηνιαία βάση, αφού πρώτα οι ενδιαφερόμενοι έχουν υποβάλλει σχετική αίτηση στους αντίστοιχους Διαχειριστές των χωρών.

Η **βραχυχρόνια αγορά ενέργειας** προγραμματίζεται με βάση τον ΗΕΠ, ο οποίος εκδίδεται από τον ΛΑΓΗΕ. Στόχος του είναι η βέλτιστη λειτουργία θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών, καθώς και μονάδων ΑΠΕ και ενέργειας που προέρχεται από εισαγωγές για την κάλυψη της ημερήσιας ζήτησης, η οποία περιλαμβάνει τη ζήτηση επικουρικών υπηρεσιών, τη καταναλωτική ζήτηση και την ζήτηση για εξαγωγές.

Σαν περίοδο μελέτης του ΗΕΠ ορίζεται η επόμενη ημέρα κατανομής, και πιο συγκεκριμένα από τις 12 τα μεσάνυχτα της μιας μέρας μέχρι τις 12 τα μεσάνυχτα της επόμενης ημέρας. Η μέρα κατανομής χωρίζεται σε 24 περιόδους κατανομής (πέραν από 2 εξαιρέσεις στις μέρες αλλαγής της ώρας), αφού σαν περίοδος κατανομής ορίζεται η μία ώρα.

Η βραχυχρόνια αγορά περιλαμβάνει την αγορά ενέργειας, η προμήθεια της οποίας γίνεται από τους παραγωγούς έναντι αμοιβής και αγοράζεται από τους εκπροσώπους (προμηθευτές) φορτίου, την αγορά επικουρικών υπηρεσιών και μηχανισμό αγοράς για χωροθέτηση παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης, έτσι ώστε να παράγεται ενέργεια εκεί που πραγματικά υπάρχει ανάγκη.

Στον ΗΕΠ περιλαμβάνεται:

- κατάρτιση βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων και έγχυσης ενέργειας,
- κατάρτιση προγράμματος επικουρικών υπηρεσιών,
- προσδιορισμός οριακής τιμής παραγωγής για κάθε λειτουργική ζώνη (στην Ελλάδα υπάρχει η βόρεια και η νότια ζώνη),
- υπολογισμός Οριακής Τιμής Συστήματος, η οποία καθορίζεται με βάση τα δεδομένα πρόβλεψης ζήτησης, τις επικουρικές υπηρεσίες, τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων παραγωγής και τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς,
- υπολογισμός τιμών εφεδρείας για κάθε επικουρική υπηρεσία.

Τέλος, η **αγορά εξισορρόπησης ενέργειας** έχει ως τομέα ενδιαφέροντος τις εκ των υστέρων αποκλίσεις που παρουσιάζονται ανάμεσα στην παραγόμενη ποσότητα ενέργειας που μετράται από τον Διαχειριστή του Συστήματος στα σημεία ενδιαφέροντος και στην προγραμματιζόμενη ποσότητα από τον ΗΕΠ. Η διαδικασία

αυτή διενεργείται από τον ΑΔΜΗΕ και μέσω αυτής καθορίζεται μια οριακή τιμή αποκλίσεων. Με βάση αυτή τιμολογούνται στη συνέχεια:

- ποσότητα ενέργειας αποκλίσεων παραγωγής-ζήτησης ανά συμμετέχοντα,
- ποσό αποπληρωμής της πίστωσης λόγω απόκλισης,
- ποσό αποπληρωμής για παροχή επικουρικών υπηρεσιών, διαθεσιμότητας συμπληρωματικής ενέργειας και εφεδρείας εκτάκτων αναγκών,
- χρεοπίστωση για Λογαριασμό Προσανυλίσεων, Ειδικό Τέλος για μείωση εκπομπών ρύπων, παροχή υπηρεσιών κοινής ωφέλειας και χρέωση για χρήση του συστήματος.

2.3 Το πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής

Ένα από τα πιο σημαντικά ζητήματα που απασχολούν τους διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι με ποιο τρόπο θα εντάξουν στο σύστημα τις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής που τους διατίθενται, ώστε να ικανοποιήσουν μια σειρά από παραμέτρους, όπως η οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος και η αξιοπιστία του.

Το πρόβλημα ένταξης μονάδων (unit commitment problem) είναι ουσιαστικά η διαδικασία προσδιορισμού από τον διαχειριστή ενός προγράμματος λειτουργίας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο να λειτουργεί κατά το βέλτιστο τρόπο, ώστε να επιτυγχάνονται μια σειρά από στόχους. Λόγω ότι η αγορά ενέργειας είναι απελευθερωμένη σήμερα, ίσως ένας από τους βασικότερους στόχους είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας των μονάδων, και κατ' επέκταση του συστήματος. Παράλληλα όμως πρέπει να καλύπτονται επαρκώς οι ανάγκες φορτίου του συστήματος και να ικανοποιούνται κάποιοι λειτουργικοί και τεχνικοί περιορισμοί [15].

Με το πρόγραμμα ένταξης των μονάδων ο διαχειριστής καθορίζει την περίοδο λειτουργίας κάθε μονάδα παραγωγής, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται το ελάχιστο λειτουργικό κόστος για το σύστημα στην περίοδο που μελετάται (συνήθως είναι ανά ώρα) [16]. Κατά τη διαδικασία επιλογής των μονάδων που θα λειτουργούν, ο διαχειριστής λαμβάνει υπόψη τα λειτουργικά χαρακτηριστικά κάθε μονάδας, καθώς και τους τεχνικούς περιορισμούς. Αυτοί είναι ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας ή διακοπής λειτουργίας της μονάδας, η μέγιστη ικανότητα αλλαγής της παραγόμενης ισχύος της και η ελάχιστη και η μέγιστη ικανότητα παραγωγής που έχει. Μερικές φορές λαμβάνεται υπόψη και η πιθανότητα ανταλλαγής ενέργειας με άλλα γειτονικά συστήματα.

Κατά την ένταξη των μονάδων, όμως, εκτός από την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας, που αφορά κυρίως τους επενδυτές της αγοράς ενέργειας, λαμβάνονται υπόψη και άλλοι παράγοντες, πολιτικού και περιβαλλοντικού χαρακτήρα. Παράδειγμα αποτελεί η εφαρμογή πολιτικών και η παροχή κινήτρων για την χρησιμοποίηση στην παραγωγή συγκεκριμένων καυσίμων, τα οποία είναι πιο φιλικά στο περιβάλλον και πιο ασφαλή για την υγεία των ανθρώπων, παρόλο που μπορεί να

μην αποτελούν την πιο οικονομική λύση. Σίγουρη επιδίωξη του διαχειριστή πάντως είναι σε κάθε περίπτωση να διασφαλίζει την αξιοπιστία του συστήματος και την επάρκεια ισχύος.

Η επίλυση του προβλήματος ένταξης των μονάδων είναι μια πολύ περίπλοκη διαδικασία, και συνεχώς προτείνονται νέες μέθοδοι επίλυσής του με τη χρήση υπολογιστικού εξοπλισμού. Η πολυπλοκότητά του έγκειται στο γεγονός ότι υπάρχουν πολλές παράμετροι που επηρεάζουν την επίλυση του προβλήματος, μερικές από τις οποίες είναι δύσκολο να μοντελοποιηθούν. Επίσης, τα δεδομένα της αγοράς αλλάζουν συνεχώς, καθώς είναι απελευθερωμένη, ο αριθμός των παραγωγών αυξάνεται και η διαθεσιμότητα σε ενέργεια μεταβάλλεται. Επίσης, υπάρχουν περιορισμοί στην ένταξη, κάποιοι εκ των οποίων είναι τεχνικής φύσεως και αφορούν το σύστημα και άλλοι είναι πολιτικής φύσεως που επηρεάζουν τις τελικές αποφάσεις.

Όπως προαναφέρθηκε έχουν προταθεί κατά καιρούς διάφοροι μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων. Κάποιες από αυτές είναι [17]:

- Μέθοδος λίστας προτεραιότητας (priority list)
- Μέθοδος δυναμικού προγραμματισμού
- Μέθοδος Lagrange
- Μέθοδος branch-and-bound
- Μέθοδος αποσύνθεσης Benders
- Μέθοδος μικτού ακέραιου προγραμματισμού

Επίσης, έχουν προταθεί και κάποιες πιο εξελιγμένες με τη χρήση νευρωνικών δικτύων ή γενετικών αλγορίθμων. Έχουν προταθεί τέλος και υβριδικές τεχνικές. Παρακάτω θα αναλυθούν 2 από αυτές τις μεθόδους, η μέθοδος λίστας προτεραιότητας και η μέθοδος Lagrange (βελτιστοποίηση).

2.4 Προγραμματισμός κατανομής φορτίου σε μονάδες παραγωγής

2.4.1 Με λίστα προτεραιότητας

2.4.1.1 Δημιουργία λίστας προτεραιότητας (priority list)

Το 1959 προτάθηκε μια μεθοδολογία η οποία καθιερώθηκε με το όνομα μέθοδος λίστας προτεραιότητας (priority list). Αυτή η μέθοδος είχε τη διαφορά σε σχέση με τις τότε υπάρχουσες μεθοδολογίες για την ένταξη των μονάδων, ότι συνυπολόγιζε κατά την διαδικασία της βελτιστοποίησης ως επιπλέον παραμέτρους τα κόστη και τους χρόνους εκκίνησης και σβέσης των μονάδων παραγωγής.

Η μέθοδος αυτή τροποποιήθηκε πολλές φορές μέχρι σήμερα, ώστε να λαμβάνει υπόψη στον προγραμματισμό επιπλέον παραμέτρους του συστήματος. Μια από αυτές τις τροποποιήσεις ήταν η εισαγωγή της χρήσης ψευδοδιαφορικού κόστους κατάλληλα προσαρμοσμένου, ώστε να ενισχύσει την παραγωγή ενέργειας από μονάδες σταθερής παραγωγής, όπως για παράδειγμα το φυσικό αέριο και η πυρηνική ενέργεια.

Παρόλο που η βασική ιδέα αυτής της μεθοδολογίας είναι αρκετά απλοϊκή και θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί μόνο για ένα πρόχειρο σχεδιασμό του προγράμματος ένταξης, εν τέλει λόγω αυτής της απλότητας χρησιμοποιείται και στα σύγχρονα συστήματα ενέργειας σε συνδυασμό με άλλες μεθόδους ένταξης των μονάδων. Η ιδέα αυτή είναι να γίνεται μια ταξινόμηση των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με ένα συγκεκριμένο οικονομικό κριτήριο σε μια λίστα στην κορυφή της οποίας θα βρίσκεται η μονάδα με το ελάχιστο κόστος, ενώ στη συνέχεια θα ακολουθούν οι υπόλοιπες μονάδες κατά σειρά αυξανόμενου κόστους. Έτσι στη βιβλιογραφία απαντώνται ανάλογα με το οικονομικό κριτήριο τέσσερις τύποι λιστών:

- Τύπος 1: Λίστες με βάση το κόστος του καυσίμου (Fuel cost-based list)
- Τύπος 2: Λίστες με βάση το διαφορικό κόστος του καυσίμου (Incremental fuel cost-based list)
- Τύπος 3: Λίστες με βάση το διαφορικό κόστος του καυσίμου και το κόστος εκκίνησης (Incremental fuel cost with start-up cost-based list)
- Τύπος 4: Λίστα δυναμικής προτεραιότητας (Dynamic priority list)

2.4.1.2 Πλάνο λειτουργίας μιας απλής λίστα προτεραιότητας

Τα περισσότερα προγράμματα ένταξης μονάδων που βασίζονται στη δημιουργία λίστας προτεραιότητας ακολουθούν την εξής λογική:

1. Κατά τη διάρκεια κάθε ώρας κατά την οποία το φορτίο ελαττώνεται, προσδιόρισε εάν το να θέσεις εκτός λειτουργίας την επόμενη μονάδα στη λίστα προτεραιότητας θα έχει ως αποτέλεσμα η παραγωγή να είναι ίση με το φορτίο συν τις απαιτήσεις σε στρεφόμενη εφεδρεία. Εάν όχι, η ένταξη των μονάδων δε θα αλλάξει για την παρούσα ώρα.
2. Εάν η απάντηση στο βήμα 1 είναι ναι, υπολόγισε τον αριθμό των ωρών h μέχρις ότου η μονάδα αυτή να χρειαστεί ξανά, όταν το φορτίο αυξηθεί μέχρι την παρούσα τιμή του. Προσδιόρισε αν το h είναι μεγαλύτερο από τον ελάχιστο χρόνο σβέσης της μονάδας. Εάν όχι, η ένταξη των μονάδων δε θα αλλάξει για την παρούσα ώρα.
3. Εάν η απάντηση στο βήμα 2 είναι ναι, υπολόγισε τα ακόλουθα:
 - 3.1 Το άθροισμα του ωριαίου κόστους παραγωγής για τις επόμενες h ώρες με την υποψήφια μονάδα σε κατάσταση λειτουργίας
 - 3.2 Το άθροισμα του ωριαίου κόστους παραγωγής για τις επόμενες h ώρες με την υποψήφια μονάδα εκτός λειτουργίας συν το κόστος εκκίνησης για την ψύξη της μονάδας ή την αποταμίευσή της.
4. Προφανώς, εάν το κόστος στο βήμα 3.2 είναι μεγαλύτερο από αυτό στο βήμα 3.1, τότε η μονάδα θα σβήσει, διαφορετικά η μονάδα θα κρατηθεί σε λειτουργία.

2.4.2 Μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού

Όπως και στην μέθοδο λίστας προτεραιότητας, το βασικό πρόβλημα που παρουσιάζεται σε οποιοδήποτε διαχειριστή ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

είναι το εξής: κατά τη διάρκεια μιας ώρας ένα δεδομένο φορτίο L πρέπει να εξυπηρετηθεί. Το σύστημα αυτό διαθέτει ένα συγκεκριμένο αριθμό μονάδων N που τις χρησιμοποιεί για να καλύψει το συγκεκριμένο φορτίο. Προφανώς στόχος του διαχειριστή είναι να ικανοποιήσει τη δεδομένη ζήτηση με τον πλέον οικονομικό τρόπο, ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος. Με μαθηματικό τρόπο, αυτό μπορεί να εκφραστεί μέσω του παρακάτω προβλήματος βελτιστοποίησης:

$$\min_{P_i} \sum_{i=1}^N C_i(P_i) \quad (2.1)$$

έτσι ώστε:

$$\sum_{i=1}^N P_i = L \quad (2.2)$$

όπου:

P_i : το επίπεδο παραγωγής της μονάδας i και

$C_i(P_i)$: η συνάρτηση κόστους της μονάδας i

Κοινή πρακτική για την επίλυση ενός τέτοιου προβλήματος βελτιστοποίησης είναι να σχηματίσουμε μια συνάρτηση Lagrange:

$$l(P_1, \dots, P_N, \lambda) = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) + \lambda \cdot \left(L - \sum_{i=1}^N P_i \right) \quad (2.3)$$

όπου:

λ : ο συντελεστής Lagrange που αντιστοιχεί στον ισοτικό περιορισμό.

Θέτοντας τις μερικές παραγώγους αυτής της συνάρτησης ίσες με το 0 προκύπτουν οι αναγκαίες συνθήκες 1^{ης} τάξης για βελτιστοποίηση και λύνοντας αυτές τις εξισώσεις προκύπτει η βέλτιστη λύση όπως παρουσιάζεται παρακάτω:

$$\frac{\partial l}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda = 0, \forall i = 1, \dots, N \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial l}{\partial \lambda} = \left(L - \sum_{i=1}^N P_i \right) = 0, \forall i = 1, \dots, N \quad (2.5)$$

Από τις παραπάνω συνθήκες, συμπεραίνει κανείς ότι όλες οι μονάδες παραγωγής σε ένα σύστημα θα έπρεπε να λειτουργούν στο ίδιο οριακό κόστος και ότι αυτό το οριακό κόστος είναι ίσο με την τιμή του πολλαπλασιαστή Lagrange, δηλαδή:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \dots = \frac{dC_N}{dP_N} = \lambda \quad (2.6)$$

Η τιμή του πολλαπλασιαστή Lagrange είναι ίση με το κόστος μιας επιπλέον MWh που θα παραχθεί από οποιαδήποτε μονάδα παραγωγής, ώστε να ικανοποιηθεί επιπλέον φορτίο μιας MWh. Αυτός ο πολλαπλασιαστής για αυτό το λόγο ονομάζεται «σκιώδης» τιμή (shadow price) της ηλεκτρικής ενέργειας.

Όταν, στη διαδικασία επίλυσης του προβλήματος ένταξης των μονάδων, λαμβάνεται υπόψη η δομή του συστήματος, ο ισοτικός περιορισμός ισοζυγίου ισχύος είναι δεσμευτικός για κάθε κόμβο του συστήματος. Σε αυτήν την περίπτωση η σκιώδης τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται για κάθε κόμβο του συστήματος. Όπως θα δούμε στη συνέχεια, σε ορισμένες περιπτώσεις οι σκιώδεις τιμές διαφέρουν από κόμβο σε κόμβο, καθώς η τιμή του εξαρτάται από την περιοχή στην οποία γίνεται η παραγωγή της ενέργειας. Έτσι ορίζεται και το τοπικό οριακό κόστος (locational marginal cost). Τέλος, ορίζεται και η οριακή τιμή ζυγού (nodal marginal cost), το οποίο είναι χαρακτηριστικό κάθε ζυγού ενός συστήματος και ορίζεται ως το κόστος εγκατάστασης μιας επιπλέον MWh στον ζυγό αυτόν.

Στην περίπτωση συστημάτων όπου δεν υπάρχουν περιορισμοί στην μεταφορά της ενέργειας, εάν μοντελοποιήσουμε όλες τις μονάδες παραγωγής ώστε να έχουν σταθερά οριακά κόστη, όλες οι μονάδες, εκτός από μια, είτε θα παράγουν την μέγιστη ενέργεια είτε δεν θα παράγουν τίποτα. Η εξαιρούμενη μονάδα είναι η οριακή μονάδα (marginal generator). Μια τέτοια μονάδα είναι μερικώς φορτισμένη. Το οριακό κόστος αυτής της μονάδας παραγωγής καθορίζει και την τιμή ενέργειας για όλο το σύστημα, αφού αυτή παρέχει την υποθετική επιπλέον MWh στην οποία αναφερθήκαμε παραπάνω.

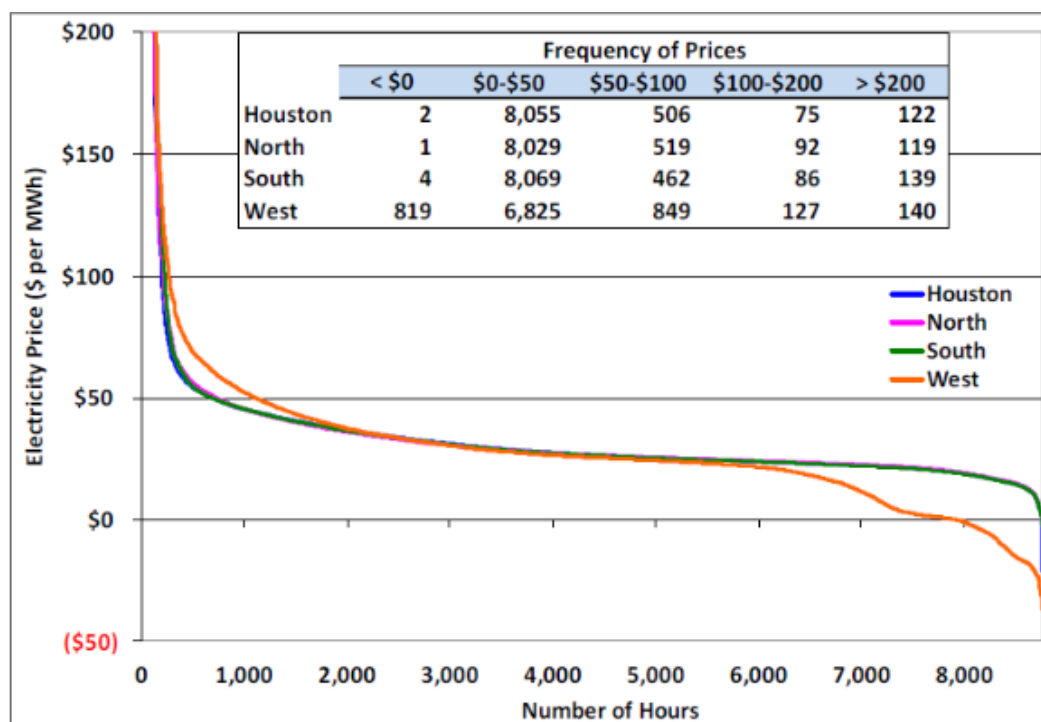
Αντίθετα, στην περίπτωση που υπάρχουν περιορισμοί στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος, μια άλλη μονάδα γίνεται οριακή υπό την έννοια ότι δεν παράγει ούτε την μέγιστη ούτε την ελάχιστη ενέργεια που μπορεί. Γενικώς, αν σε ένα σύστημα υπάρχουν n περιορισμοί στις γραμμές μεταφοράς του, τότε θα υπάρχουν και $n+1$ οριακές μονάδες. Κάθε μια από αυτές τις μονάδες καθορίζει την οριακή τιμή του ζυγού στον οποίο συνδέεται. Οι οριακές τιμές των υπολοίπων ζυγών καθορίζονται από έναν συνδυασμό των τιμών των οριακών μονάδων. Έχει παρατηρηθεί ότι σε περιοχές που συνήθως εισάγουν ενέργεια οι τοπικές οριακές τιμές (LMPs-locational marginal prices) είναι υψηλότερες σε σχέση με περιοχές που εξάγουν ενέργεια [13].

Ένα από τα φαινόμενα που παρατηρούνται κάποιες φορές και αποτελεί ένα από τα μεγαλύτερα θέματα που σχετίζονται με τις μεταβλητές ΑΠΕ και με τον σχεδιασμό μιας ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι πιθανές συνέπειες της αρνητικής τιμολόγησης, δηλαδή αρνητικά LMPs σε περιπτώσεις υπερβάλλουσας παραγωγής από ΑΠΕ [18][19].

Σε μέρη με υψηλή διείσδυση μονάδων ανανεώσιμων ΑΠΕ (π.χ αιολικά, φωτοβολταϊκά, κ.ά.) υπάρχει η τάση να υπάρχουν περίοδοι με χαμηλές τιμές ενέργειας, επειδή η παραγωγή της ενέργειας αυτής έχει μηδενικό οριακό κόστος (αφού ουσιαστικά δεν υπάρχει κόστος καυσίμου, όπως τις συμβατικές πηγές παραγωγής). Μάλιστα, σε συγκεκριμένες περιόδους του χρόνου, όταν έχουμε υψηλή παραγωγή ενέργειας και χαμηλή ζήτηση φορτίου, οι τιμές της ενέργειας μπορούν και όντως γίνονται αρνητικές. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι ο παραγωγός από συμβατικές πηγές είναι διατεθειμένος να πληρώσει τον καταναλωτή, ώστε να χρησιμοποιήσει την ενέργεια που παράγει η μονάδα του. Αυτό συμβαίνει, γιατί θέλουν να παραμένουν σε λειτουργία οι μονάδες τους, έτσι ώστε να μην επιβαρύνονται με το κόστος επανεκκίνησής τους.

Στο Διάγραμμα 2.1 παρουσιάζεται ένα παράδειγμα εμφάνισης αρνητικών LMPs. Το διάγραμμα αυτό δείχνει την διακύμανση των LMPs για τέσσερις διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές στις Ηνωμένες Πολιτείες για το έτος 2011. Όπως παρατηρείται, εμφανίστηκαν αρνητικές τιμές LMPs για κάποιες ώρες αυτού του έτους, κυρίως στην δυτική ζώνη (West).

Διάγραμμα 2.1 Διακύμανση LMPs για τέσσερις γεωγραφικές περιοχές των ΗΠΑ για το έτος 2011 [19]



Μια ανάλογη περίπτωση συναντάται και όταν οι περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς εμποδίζουν την περαιτέρω χρήση ευέλικτων πηγών ενέργειας. Όταν κάτι τέτοιο συμβαίνει, οι αρνητικές τιμές εξυπηρετούν στην εισαγωγή ενός μέτρου του κόστους που συνδέεται με αυτή την έλλειψη μεταφορικής ευελιξίας της ενέργειας.

Αυτό βέβαια μπορεί να οδηγήσει στα επόμενα χρόνια σε μειωμένη επάρκεια πηγών ενέργειας και χαμηλή αξιοπιστία του συστήματος λόγω του αντίκτυπου στην οικονομική βιωσιμότητα των υπαρχουσών συμβατικών μονάδων παραγωγής. Εάν οι

τιμές γίνουν τόσο χαμηλές σε σημείο που η μέση τιμή να μην καλύπτει τα μεταβλητά λειτουργικά κόστη μιας συμβατικής μονάδας, αυτές οι πηγές θα αποκοπούν από το σύστημα, με αποτέλεσμα να τίθεται σε κίνδυνο οι επάρκεια πηγών και η αξιοπιστία [18].

Κεφάλαιο 3

Προγραμματισμός κατανομής με λίστα προτεραιότητας

3.1 Εισαγωγή

Αφού αναλύθηκε σε θεωρητικό επίπεδο η ένταξη μονάδων παραγωγής σε ένα σύστημα με τη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας, θα παρουσιαστεί παρακάτω μια εφαρμογή αυτής της μεθόδου για την ένταξη των μονάδων παραγωγής του δοκιμαστικού συστήματος που χρησιμοποιεί η IEEE [20].

3.2 Δεδομένα

Το σύστημα των 24 ζυγών της IEEE χρησιμοποιείται για να γίνεται έλεγχος ή σύγκριση διαφορετικών μεθόδων που αφορούν τον προγραμματισμό λειτουργίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.

Το σύστημα αυτό αποτελείται από 32 μονάδες παραγωγής ισχύος από 12 έως 400 MW, 24 ζυγούς και 38 γραμμές μεταφοράς. Τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων δίνονται, ενώ παρέχεται και μια καμπύλη φορτίου, ώστε να εξετασθεί σε πραγματικές συνθήκες η αξιοπιστία του συστήματος [20].

Παρακάτω (Πίνακας 3.1) παρατίθενται τα στοιχεία των μονάδων παραγωγής του συστήματος. Η συνολική ονομαστική ισχύς των μονάδων είναι 3405 MW.

Επιπλέον στο ίδιο άρθρο, δίνεται και η καμπύλη φορτίου, η οποία χρησιμοποιείται για να γίνουν οι υπολογισμοί.

3.3 Διαδικασία επίλυσης

Σε ετήσια βάση κρατιούνται ωριαία δεδομένα για τη ζήτηση φορτίου του συστήματος και επιλέγεται ποιες μονάδες πρέπει να ενταχθούν στο σύστημα, ώστε να καλύπτεται η δεδομένη ζήτηση φορτίου. Η βασική πρόκληση του διαχειριστή του συστήματος, όπως έχει προαναφερθεί, είναι να καλύψει συγχρόνως 2 απαιτήσεις. Η πρώτη είναι σαφώς να καλύψει την απαιτούμενη ζήτηση φορτίου από το σύστημα εντάσσοντας ικανό αριθμό μονάδων για να καλύψουν το φορτίο αυτό. Η δεύτερη είναι να εντάσσει τις μονάδες με τον όσο γίνεται οικονομικότερο τρόπο.

Δηλαδή, κάθε μονάδα έχει ένα συγκεκριμένο κόστος ανά παραγόμενη μεγαβατώρα, το οποίο καθορίζεται από μια συγκεκριμένη εξίσωση, η οποία θα παρουσιαστεί αναλυτικά παρακάτω. Σκοπός του διαχειριστή του δικτύου είναι να καλύπτει το απαιτούμενο φορτίο χρησιμοποιώντας κάθε φορά τις μονάδες με το μικρότερο κόστος παραγωγής, έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθεί το οικονομικό κόστος για το σύστημα.

Πίνακας 3.1 Δεδομένα μονάδων ηλεκτροπαραγωγής του δοκιμαστικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της IEEE [20]

Αριθμός Μονάδος	Ζυγός	Καύσιμο	Παραγωγή (MW)	Μεταβλητό κόστος (\$/MWh)
1	1	Πετρέλαιο	20	5,0
2	1	Πετρέλαιο	20	5,0
3	1	Λιγνίτης	76	0,9
4	1	Λιγνίτης	76	0,9
5	2	Πετρέλαιο	20	5,0
6	2	Πετρέλαιο	20	5,0
7	2	Λιγνίτης	76	0,9
8	2	Λιγνίτης	76	0,9
9	7	Πετρέλαιο	100	0,8
10	7	Πετρέλαιο	100	0,8
11	7	Πετρέλαιο	100	0,8
12	13	Πετρέλαιο	197	0,7
13	13	Πετρέλαιο	197	0,7
14	13	Πετρέλαιο	197	0,7
15	15	Πετρέλαιο	12	0,9
16	15	Πετρέλαιο	12	0,9
17	15	Πετρέλαιο	12	0,9
18	15	Πετρέλαιο	12	0,9
19	15	Πετρέλαιο	12	0,9
20	15	Λιγνίτης	155	0,8
21	16	Λιγνίτης	155	0,8
22	18	Πυρηνικές	400	0,3
23	21	Πυρηνικές	400	0,3
24	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
25	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
26	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
27	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
28	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
29	22	Υδροηλεκτρικές	50	0,2
30	23	Λιγνίτης	155	0,8
31	23	Λιγνίτης	155	0,8
32	23	Λιγνίτης	350	0,7

Η ιδέα του αλγορίθμου που χρησιμοποιήθηκε είναι η εξής: Έχουμε ως δεδομένα την ετήσια καμπύλη φορτίου του συστήματος, όπως δίνεται από την IEEE. Δημιουργούμε τη λίστα προτεραιότητας, η οποία αποτελείται από 2 στήλες. Η μία περιέχει την αθροιστική ισχύ των μονάδων του συστήματος IEEE, δηλαδή ξεκινώντας από την συνολική ισχύ αν λειτουργούσαν όλες οι μονάδες στη μέγιστη ισχύ τους αφαιρείται κάθε φορά η ισχύς της μονάδας με το μεγαλύτερο οριακό κόστος μέχρι να φτάσω στο τέλος σε αυτή με το μικρότερο οριακό κόστος. Η δεύτερη στήλη περιέχει τα οριακά κόστη των μονάδων ξεκινώντας από το μεγαλύτερο και ακολουθώντας φθίνουσα σειρά.

Τα οριακά μεταβλητά κόστη παραγωγής των μονάδων είναι όπως παρουσιάζονται στον παραπάνω πίνακα (Πίνακας 3.1).

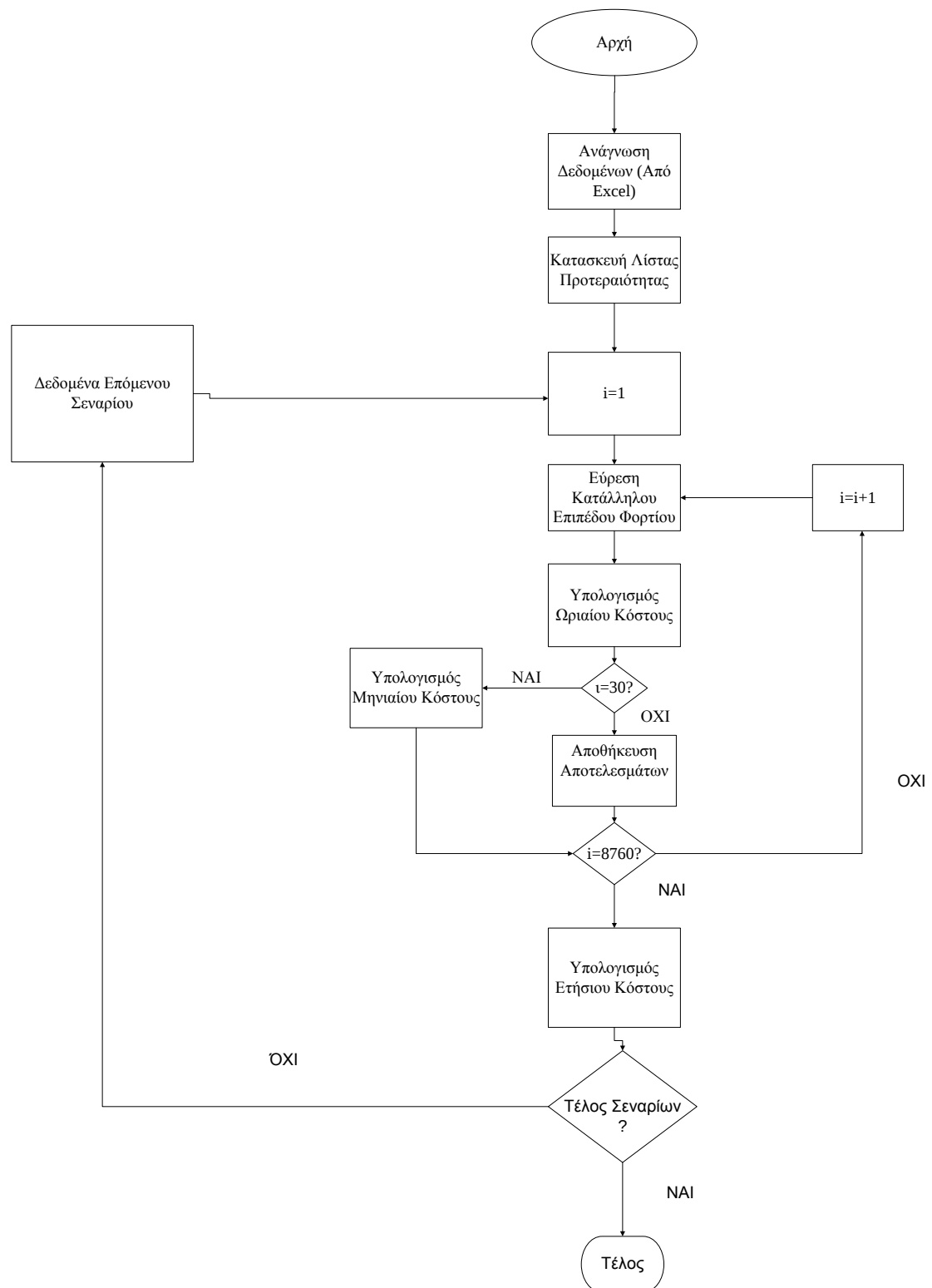
Έχοντας λοιπόν τον παραπάνω πίνακα μπορούμε να ξεκινήσουμε την διαδικασία. Σε αυτήν για κάθε επίπεδο φορτίου από την καμπύλη διάρκειας φορτίου ακολουθούνται τα εξής βήματα:

- Αναζήτηση στην πρώτη από τις δυο παραπάνω στήλες της αθροιστικής ισχύος των μονάδων που μόλις καλύπτει το δεδομένο επίπεδο φορτίου
- Αποθήκευση σε χωριστή στήλη της αντίστοιχης τιμής από τη δεύτερη στήλη που έχει δημιουργηθεί πριν από την έναρξη της διαδικασίας
- Υπολογισμός ωριαίου κόστους εξυπηρέτησης φορτίου = (επίπεδο φορτίου) x (κόστος από τη 2^η στήλη του πίνακα).

Αφού ολοκληρωθεί ο υπολογισμός του ωριαίου κόστους εξυπηρέτησης φορτίου για όλα τα επίπεδα φορτίου της καμπύλης διάρκειας φορτίου, μπορεί να υπολογιστεί και το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης φορτίου, απλά αθροίζοντας όλες τις επιμέρους τιμές.

Στο Διάγραμμα 3.1 παρουσιάζεται η ροή του προγράμματος που χρησιμοποιεί τη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας:

Διάγραμμα 3.1 Διάγραμμα ροής μεθόδου με λίστα προτεραιότητας



3.4 Σενάρια

Εκτελέστηκαν τέσσερα διαφορετικά σενάρια με την μέθοδο που αναλύθηκε παραπάνω. Αρχικά έγινε υπολογισμός του ετήσιου κόστους με τα αρχικά δεδομένα της καμπύλης ζήτησης φορτίου (Σενάριο Αναφοράς), όπως αυτή δόθηκε από την IEEE. Είναι σημαντικό να τονισθεί ότι για τις μονάδες παραγωγής του συστήματος δεν χρησιμοποιήθηκαν οι ονομαστικές τους τιμές, αλλά θεωρήθηκε ένα ποσοστό εφεδρείας 10%, το οποίο είναι απαιτούμενο για τις μονάδες παραγωγής του Ελληνικού Συστήματος Ενέργειας. Επίσης, πριν την έναρξη της διαδικασίας, έγινε μια κανονικοποίηση της δοσμένης καμπύλης φορτίου με τη συνολική ονομαστική ισχύ των μονάδων του συστήματος.

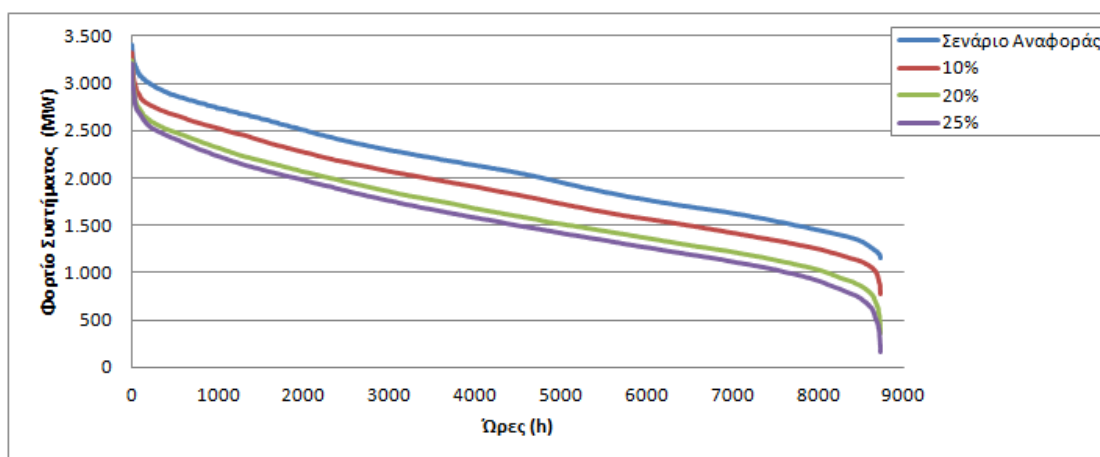
Στη συνέχεια έγινε υπολογισμός του ετήσιου κόστους για διαφορετικά σενάρια διείσδυσης αιολικών μονάδων. Διερευνήσαμε 3 ποσοστά διείσδυσης: 10%, 20%, 25%. Η διαδικασία για τα σενάρια διείσδυσης αιολικών ήταν λίγο πιο περίπλοκη σε σχέση με το αρχικό σενάριο. Εκτός από την καμπύλη διάρκειας φορτίου, υπήρχαν δοσμένες και κάποιες χρονοσειρές αιολικής παραγωγής για το 2011. Αρχικά έγινε άθροιση αυτών των χρονοσειρών, έτσι ώστε να έχουμε μια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής. Στη συνέχεια, για κάθε σενάριο αντίστοιχα έγινε κανονικοποίηση αυτής της καμπύλης, έτσι ώστε η ετήσια παραγόμενη ενέργεια (το άθροισμα των ωριαίων τιμών) να αντιστοιχεί στο 10%, 20%, 25% της συνολικής ετήσιας ζήτησης. Έπειτα έγινε αφαίρεση της νέας χρονοσειράς από την αρχική καμπύλη φορτίου, έτσι ώστε να προκύψει μια νέα καμπύλη φορτίου, η οποία θα έπρεπε να εξυπηρετηθεί από τις μονάδες του συστήματος. Στη συνέχεια, χρησιμοποιώντας κάθε φορά τη νέα καμπύλη φορτίου εκτελούνταν το πρόγραμμα, όπως ακριβώς και στο Σενάριο Αναφοράς.

Τα δεδομένα που προέκυψαν από την παραπάνω διαδικασία για όλα τα σενάρια που μελετήσαμε παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 3.2), ενώ στο Διάγραμμα 3.2 παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας φορτίου όλων των σεναρίων.

Πίνακας 3.2 Πίνακας με τα δεδομένα για την παραγόμενη ενέργεια από αιολικά και συνολικά, και για την εγκατεστημένη ισχύ αιολικών για όλα τα σενάρια

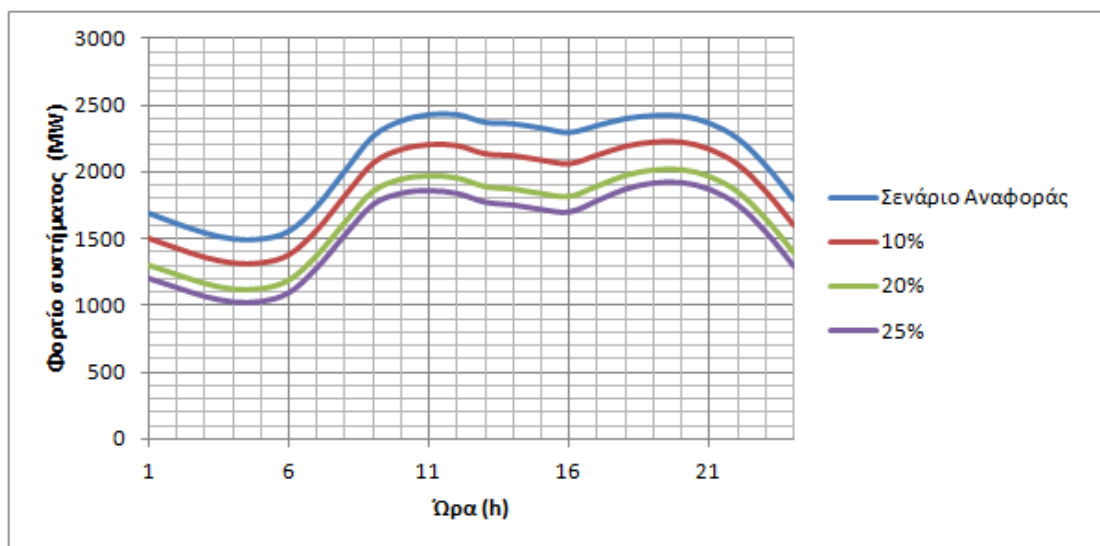
Σενάρια	Αιολικά	Παραγωγή Συμβατικών Μονάδων Συστήματος (MWh)	Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικών (MW)
Σενάριο Αναφοράς	-	18.249.141,76	-
Σενάριο 10%	1.824.914,18	16.424.227,59	700
Σενάριο 20%	3.649.828,35	14.599.313,41	1400
Σενάριο 25%	4.562.285,44	13.686.856,32	1750

Διάγραμμα 3.2 Καμπύλες διάρκειας φορτίου ανά σενάριο



Τέλος, στο Διάγραμμα 3.3 παρουσιάζεται η 24ωρη καμπύλη φορτίου για κάθε σενάριο ξεχωριστά. Για την κατασκευή της συγκεκριμένης καμπύλης, απλά χρησιμοποιήσαμε τις αρχικές χρονοσειρές φορτίου που είχαμε δημιουργήσει για κάθε σενάριο, και υπολογίσαμε τον μέσο όρο των αντίστοιχων ωρών για όλο το έτος. Δηλαδή, για παράδειγμα για τον υπολογισμό του φορτίου της 1η ώρας, υπολογίσαμε τον μέσο όρο των 1ων ωρών του έτους. Αντίστοιχα και για τις υπόλοιπες ώρες. Έχοντας αυτές τις τιμές κατασκευάσαμε την εκάστοτε καμπύλη φορτίου για κάθε σενάριο.

Διάγραμμα 3.3 24ωρες καμπύλες φορτίου για κάθε σενάριο



3.5 Αποτελέσματα – συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα από τα διαφορετικά σενάρια για το συνολικό ετήσιο κόστος παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 3.3).

Πίνακας 3.3 Συνολικό κόστος ανά σενάριο

Συνολικό Κόστος (€)	
Σενάριο Αναφοράς	10.258.394,11
10%	8.910.796,60
20%	7.548.526,44
25%	6.856.294,40

Από τα παραπάνω παρατηρούμε ότι σύμφωνα με αυτή τη μέθοδο, η μεγαλύτερη διείσδυση αιολικών συμβάλλει στην μείωση του συνολικού ετήσιου κόστους παραγωγής ενέργειας για ένα χρόνο σε ένα σύστημα. Παρατηρούμε ότι για διείσδυση 10% παρατηρείται μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος σε ποσοστό **13,3%**, για διείσδυση 20% μείωση σε ποσοστό **25,4%** και για διείσδυση 25% μείωση σε ποσοστό περίπου **33%**. Δηλαδή, με χρήση της μεθόδου λίστας προτεραιότητας, η μεγαλύτερη διείσδυση αιολικών εγκαταστάσεων στο σύστημα επιφέρει μείωση του κόστους παραγωγής του.

Επιπλέον κάναμε και υπολογισμό για όλα τα σενάρια του μηνιαίου κόστους, έτσι ώστε να δούμε πότε η συνεισφορά των αιολικών στη μείωση του κόστους είναι σημαντική. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 3.4)

Πίνακας 3.4 Μηνιαίο κόστος παραγωγής συστήματος για κάθε σενάριο διείσδυσης

Μήνας	Μηνιαίο κόστος (€)						
	Σενάριο Αναφοράς	10%	Ποσοστό Μεταβολής	20%	Ποσοστό Μεταβολής	25%	Ποσοστό Μεταβολής
Ιαν	901.279,50	904.725,24	0,38%	767.832,91	-14,81%	676.834,12	-24,90%
Φεβ	844.377,14	747.767,91	-11,44%	623.379,65	-26,17%	560.587,04	-33,61%
Μαρ	723.942,58	603.564,64	-16,63%	479.005,24	-33,83%	424.395,59	-41,38%
Απρ	763.345,82	682.302,86	-10,62%	584.897,96	-23,38%	539.226,38	-29,36%
Μαϊ	887.605,26	809.911,43	-8,75%	726.336,05	-18,17%	683.611,58	-22,98%
Ιουν	914.955,45	804.878,38	-12,03%	695.575,85	-23,98%	636.101,15	-30,48%
Ιουλ	822.134,17	711.817,52	-13,42%	585.702,85	-28,76%	527.741,93	-35,81%
Αυγ	768.917,49	608.814,31	-20,82%	442.251,93	-42,48%	376.823,23	-50,99%
Σεπ	735.451,38	649.971,31	-11,62%	554.173,35	-24,65%	511.445,08	-30,46%
Οκτ	753.380,59	677.558,17	-10,06%	588.708,35	-21,86%	539.616,16	-28,37%
Νοε	941.950,61	824.617,76	-12,46%	720.647,39	-23,49%	654.166,91	-30,55%
Δεκ	1.090.918,81	903.102,43	-17,22%	796.323,07	-27,00%	736.802,76	-32,46%

Θεωρήθηκε ότι η πρώτη ώρα της καμπύλης φορτίου είναι η πρώτη ώρα του μήνα Ιανουαρίου. Από τον πίνακα φαίνεται ότι το μεγαλύτερο μηνιαίο κόστος παραγωγής για όλα τα σενάρια παρουσιάζεται τον Δεκέμβριο.

Επίσης παρατηρούμε ότι για ποσοστό διείσδυσης 10%, η μεγαλύτερη μείωση κόστους παρουσιάζεται τον Αύγουστο και τον Δεκέμβριο σε ποσοστό 20% και 17% αντίστοιχα, που σημαίνει ότι για μικρό ποσοστό διείσδυσης, οι μονάδες αιολικών έχουν μεγαλύτερη συνεισφορά αυτούς τους μήνες. Αντίθετα παρουσιάζεται μικρή

αύξηση του κόστους τον μήνα Ιανουάριο, σε ποσοστό 0,4% σε σχέση με το Σενάριο Αναφοράς.

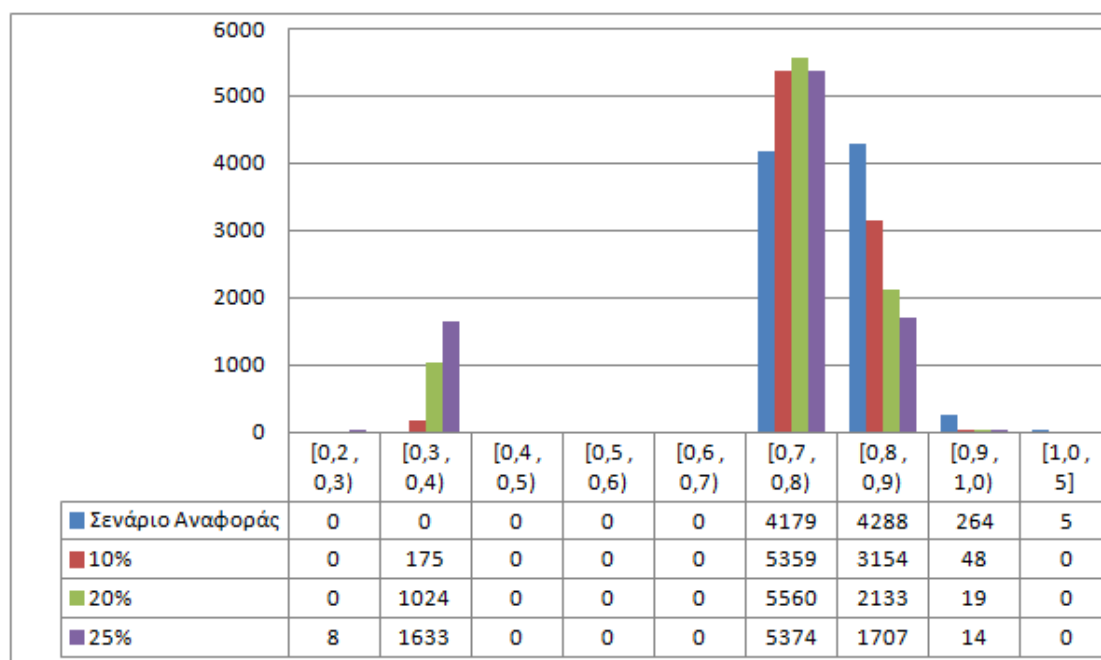
Για ποσοστό διείσδυσης 20% την μεγαλύτερη μείωση κόστους έχουν οι μήνες Αύγουστος και Μάρτιος, σε ποσοστά 42% και 34%, ενώ και οι μήνες Ιούλιος και Δεκέμβριος παρουσιάζουν σημαντική μείωση, της τάξεως του 28% και 27% αντίστοιχα σε σχέση με το Σενάριο Αναφοράς.

Για ποσοστό διείσδυσης 25%, που θεωρείται ένα υψηλό ποσοστό διείσδυσης για αιολικά, την μεγαλύτερη μείωση την παρουσιάζει και πάλι ο Αύγουστος, σε ποσοστό κοντά στο 51%, ενώ ακολουθεί ο Μάρτιος σε ποσοστό μείωσης παραπάνω του 41% και στη συνέχεια οι Ιούλιος και Δεκέμβριος με ποσοστά μείωσης κόστους λίγο πάνω του 35% και 32% αντίστοιχα σε σχέση με το Σενάριο Αναφοράς.

Από τον Πίνακα 3.4 συμπεραίνουμε ότι η συνεισφορά των αιολικών είναι πιο σημαντική κατά τους θερινούς μήνες, και κυρίως τον Αύγουστο, ενώ σημαντική μείωση κόστους επιτυγχάνεται και τον Μάρτιο και τον Δεκέμβριο, γεγονός που είναι αναμενόμενο, καθόσον τους συγκεκριμένους μήνες η παραγωγή από αιολικά είναι ιδιαίτερος υψηλή, γεγονός που επαληθεύεται από το Μηναίο Δελτίο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [5] και τον αντίστοιχο πίνακά του (Πίνακας 1.16).

Επίσης, κατασκευάσαμε το ιστόγραμμα συχνοτήτων των τιμών του οριακού κόστους για κάθε σενάριο, για να παρατηρήσουμε ποιες τιμές εμφανίζονται περισσότερο για το οριακό κόστος στη διάρκεια του έτους. Τα ιστογράμματα για όλα τα σενάρια παρουσιάζονται συγκεντρωμένα στο Διάγραμμα 3.4:

Διάγραμμα 3.4 Ιστογράμματα συχνοτήτων οριακού κόστους για όλα τα σενάρια

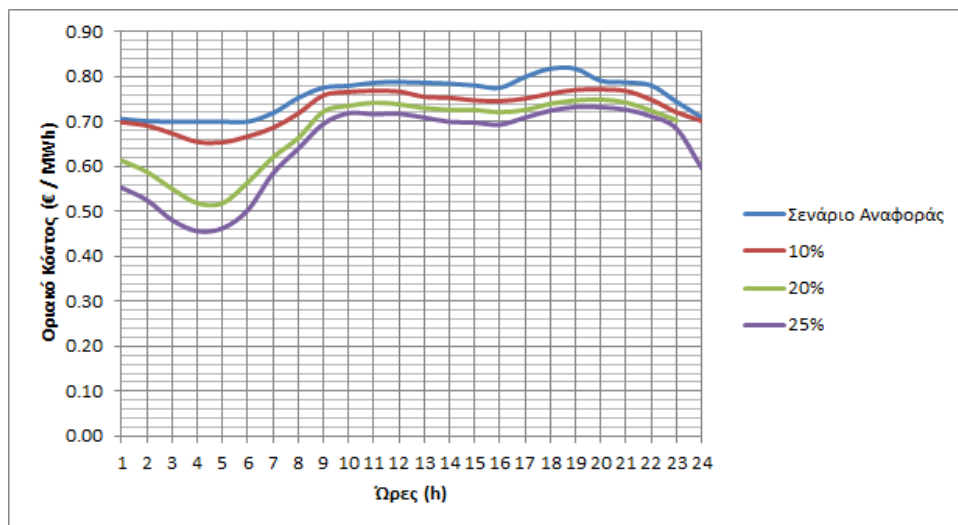


Από τα ιστογράμματα αυτά παρατηρούμε ότι στο Σενάριο Αναφοράς υπάρχει μεγάλη συχνότητα εμφάνισης υψηλών τιμών για το οριακό κόστος, που σημαίνει υψηλότερο

κόστος για το σύστημα. Όσο, όμως μεγαλύτερη γίνεται η διείσδυση αιολικών στο σύστημα, αυξάνεται η συχνότητα εμφάνισης μικρών τιμών οριακού κόστους και μειώνεται η συχνότητα εμφάνισης υψηλών τιμών, το οποίο είναι επιθυμητό, καθώς σημαίνει μείωση του κόστους παραγωγής του συστήματος για περισσότερες ώρες μέσα στο έτος.

Στο ίδιο συμπέρασμα καταλήγουμε και από τη σύγκριση των 24ωρων καμπυλών τιμών οριακού κόστους (σταθμισμένων με βάση το φορτίο) για τα διάφορα σενάρια (Διάγραμμα 3.5). Η λογική κατασκευής της είναι ίδια με αυτήν της 24ωρης καμπύλης φορτίου, που εξηγήθηκε παραπάνω.

Διάγραμμα 3.5 24ωρες καμπύλες τιμών οριακού κόστους (σταθμισμένων με βάση το φορτίο) ανά σενάριο



Κεφάλαιο 4

Προγραμματισμός κατανομής με βελτιστοποίηση

4.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο γίνεται αντίστοιχα μια εφαρμογή της μεθόδου βελτιστοποίησης για τον προγραμματισμό ένταξης μονάδων στο σύστημα. Και εδώ χρησιμοποιούμε το δοκιμαστικό σύστημα της IEEE.

4.2 Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος

Στο πρόβλημα κατανομής φορτίου που επιλύουμε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι το κόστος παραγωγής των μονάδων ώστε να ικανοποιείται ένα δεδομένο επίπεδο φορτίου. Περιορισμούς του προβλήματος αυτού αποτελούν τα λειτουργικά όρια των μονάδων. Το σύστημα μεταφοράς μοντελοποιείται χρησιμοποιώντας την DC ροή φορτίου, οι εξισώσεις της οποίας αποτελούν περιορισμούς του προβλήματος. Τέλος, επιπλέον περιορισμό αποτελεί το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε κόμβο του συστήματος.

Και σε αυτή τη μέθοδο, όπως και στη μέθοδο με την priority list, χρησιμοποιούμε το σύστημα της IEEE με τους 24 ζυγούς, τις 32 μονάδες παραγωγής και τις 38 γραμμές μεταφοράς.

Οι ανεξάρτητες μεταβλητές, οι οποίες αποτελούν τη λύση αυτού του προβλήματος είναι:

- η παραγωγή κάθε μονάδας του συστήματος
- η ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς του δικτύου και
- η γωνία τάσης σε κάθε ζυγό

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης και το σύστημα των εξισώσεων και ανισώσεων παρουσιάζεται παρακάτω [21]:

$$\min_{P_i} \sum_{i=1}^N c_i P_i \quad (4.1)$$

έτσι ώστε:

$$\sum_{i \in \Psi_n^G} P_i - \sum_{k|o(k)=n} f_k + \sum_{k|r(k)=n} f_k + P_n = \sum_{j \in \Psi_n^D} D_j \quad (4.2)$$

$$f_k - B_k * (\delta_{o(k)} - \delta_{r(k)}) = 0 \quad (4.3)$$

$$-f_k^{max} \leq f_k \leq f_k^{max} \quad (4.4)$$

$$0 \leq P_i \leq P_i^{max} \quad (4.5)$$

$$-\pi \leq \delta_i \leq \pi \quad (4.6)$$

$$\delta_n = 0, n: \text{ζυγός αναφοράς} \quad (4.7)$$

όπου:

P_i : η παραγωγή της μονάδας i (σε MW)

c_i : κόστος καυσίμου μονάδας i (σε \$/MWh)

f_k : ροή ισχύος στην γραμμή μεταφοράς k (σε MW)

P_n : εγγεόμενη ενέργεια από ΑΠΕ στον ζυγό i

D_j : ζήτηση φορτίου στον ζυγό i

B_k : αγωγιμότητα γραμμής μεταφοράς k

δ_i : γωνία τάσης ζυγού i

$o(k)$: ζυγός από τον οποίο ρέει η ισχύς στην γραμμή μεταφοράς k

$r(k)$: ζυγός στον οποίο ρέει η ισχύς στην γραμμή μεταφοράς k

Ψ_n^G : σύνολο δεικτών των φορτίων που βρίσκονται στον ζυγό n

Ψ_n^D : σύνολο δεικτών των μονάδων στον ζυγό n

Η εξίσωση (4.1) περιγράφει την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Η εξίσωση (4.2), που είναι και η πιο σημαντική, εξασφαλίζει το ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό. Ο δεύτερος και ο τρίτος όρος στο αριστερό μέρος αυτής της εξίσωσης περιγράφουν ουσιαστικά την ροή ισχύος από και προς τον ζυγό που μελετάται κάθε φορά. Οι δυαδικές μεταβλητές αυτού του ισοτικού περιορισμού (δηλ. οι συντελεστές Lagrange) μας δίνουν την οριακή τιμή κάθε κόμβου, η φυσική σημασία των οποίων περιγράφηκε πιο πάνω στην θεωρία. Η εξίσωση (4.3) αποτελεί την εξίσωση της DC ροής φορτίου για την ροή ενεργού ισχύος στη γραμμή k και (4.4) τα όρια φόρτισης της γραμμής k . Η εξίσωση (4.5) καθορίζει τα όρια παραγωγής των μονάδων του συστήματος. Η εξίσωση (4.6) καθορίζει τα όρια των γωνιών τάσεως των ζυγών, τα οποία είναι γνωστά από την θεωρία για τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, η εξίσωση (4.7) ορίζει την γωνία της τάσης στο ζυγό αναφοράς ίση προς το μηδέν.

Οι παραπάνω σχέσεις είναι σε μητρική μορφή, καθώς πρέπει να ισχύουν για όλους τους ζυγούς και τις γραμμές μεταφοράς του συστήματος που μελετάμε. Εκτός των μεγεθών που αναφέρθηκαν πιο πάνω (παραγωγή μονάδων, ροή ισχύος γραμμών, γωνίες τάσης ζυγών) υπολογίζονται και τα οριακά κόστη των ζυγών, δηλαδή το κόστος για την παραγωγή μιας επιπλέον MWh στον εκάστοτε ζυγό του συστήματος (συντελεστές Lagrange εξίσωσης (4.2)).

4.3 Διαδικασία επίλυσης

Παρακάτω παρουσιάζεται ένα διάγραμμα ροής που δείχνει παραστατικά τον τρόπο με τον οποίο λειτουργεί ο αλγόριθμος της βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκε. Η βασική του ιδέα είναι η εξής. Τελικός στόχος είναι η χρησιμοποίηση της συνάρτησης `linprog` του Matlab. Αυτή η συνάρτηση απαιτεί ως ορίσματα κάποιες μεταβλητές και έχει τη γενική μορφή:

$$[x, fval, exitflag, output, lambda] = \text{linprog}(f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) \quad (4.8)$$

Η παραπάνω συνάρτηση υπολογίζει το ελάχιστο του προβλήματος:

$$\min_x f^T x \text{ έτσι ώστε } \begin{cases} A * x \leq b \\ A_{eq} * x = b_{eq} \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}$$

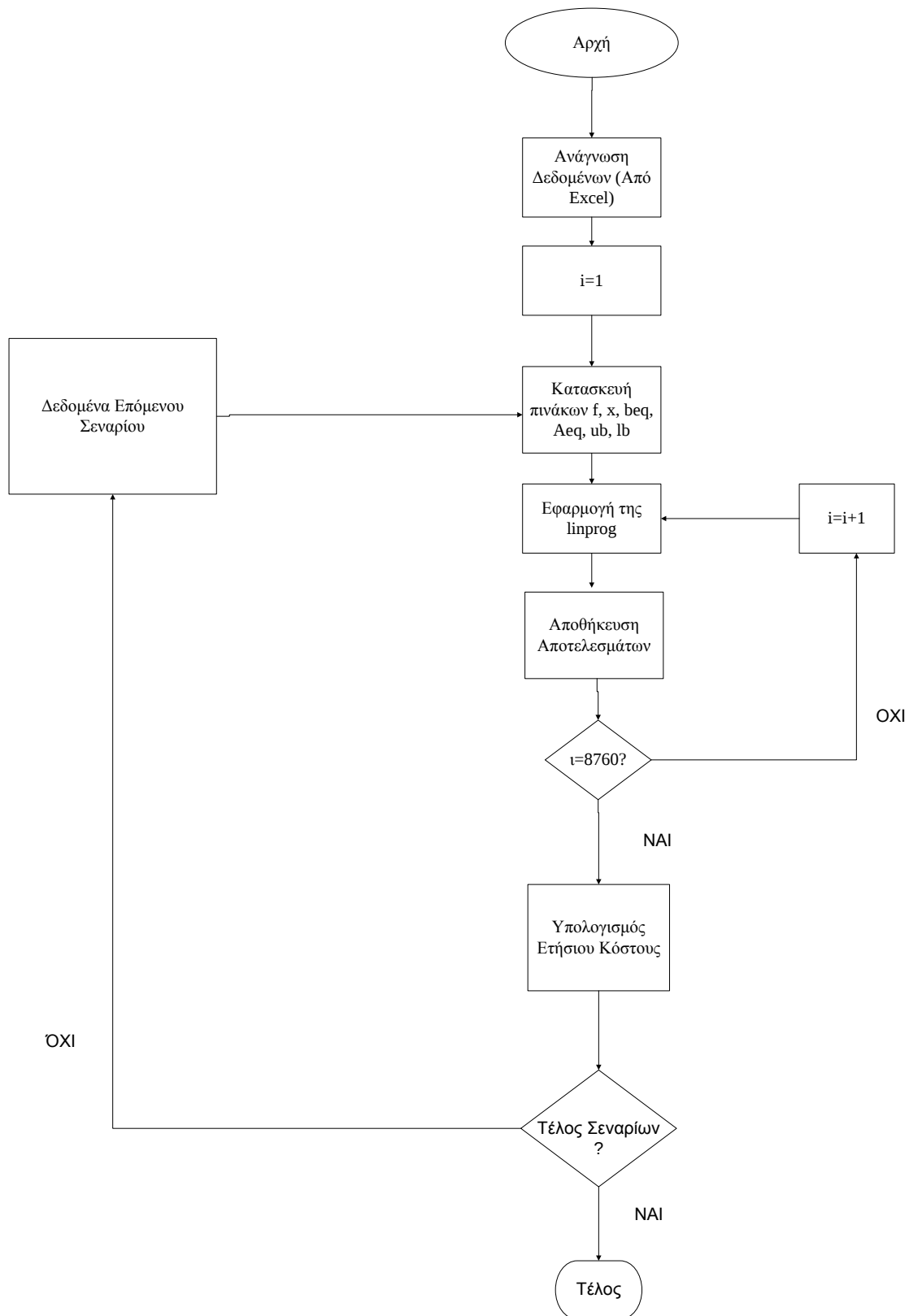
όπου τα f, x, b, beq, lb και ub είναι διανύσματα και τα A και Aeq είναι πίνακες.

Όπως προαναφέρθηκε οι παραπάνω είναι μήτρες. Έτσι προτού χρησιμοποιήσουμε τον γραμμικό προγραμματισμό για την εύρεση της λύσης, δημιουργούμε στα πρώτα βήματα του αλγορίθμου τα f, x, b, beq, lb και ub κατά τρόπο τέτοιο ώστε να περιγράφουν τους ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς του προβλήματος που περιγράφηκαν πιο πάνω. Μόλις δημιουργήσουμε αυτές τις μήτρες χρησιμοποιούμε τον γραμμικό προγραμματισμό, επικεντρώνοντας την προσοχή μας στην εύρεση των LMPs, καθώς αυτοί μας ενδιαφέρουν περισσότερο. Στην μήτρα f περιέχονται τα δεδομένα για τα κόστη των καυσίμων που χρησιμοποιούν οι μονάδες.

Μόλις υπολογιστούν οι LMPs χρησιμοποιούμε την καμπύλη φορτίου που δίνεται από την IEEE και υπολογίζουμε ανά ώρα το κόστος του συστήματος αθροίζοντας τα γινόμενα των LMPs των ζυγών με τις αντίστοιχες τιμές παραγόμενης ισχύος τους εκείνη την ώρα από και στο τελικό στάδιο γίνεται υπολογισμός του ετήσιου κόστους ως το άθροισμα των τιμών ωριαίου κόστους, που είναι και το τελικό ζητούμενο.

Στο Διάγραμμα 4.1 παρουσιάζεται η ροή του προγράμματος της βελτιστοποίησης.

Διάγραμμα 4.1 Διάγραμμα ροής μεθόδου βελτιστοποίησης



4.4 Σενάρια

Όπως και στην περίπτωση με τη μέθοδο της priority list, τρέξαμε αρχικά τον αλγόριθμο με την καμπύλη φορτίου της IEEE, θεωρώντας και εδώ εφεδρεία 10% για τις μονάδες παραγωγής, και στη συνέχεια θεωρήσαμε τρία σενάρια διείσδυσης αιολικών (10%, 20% και 25% του συνολικού φορτίου του έτους να καλύπτεται από παραγωγή αιολικές εγκαταστάσεις) για τους ίδιους λόγους με την προηγούμενη μέθοδο.

Επίσης, σε αυτή τη μέθοδο μελετήσαμε και σενάρια συμφόρησης στο δίκτυο για να μελετηθεί η συμπεριφορά των LMPs σε αυτήν την περίπτωση.

Πιο αναλυτικά, για τα σενάρια διείσδυσης αιολικών προσαρμόσαμε τις χρονοσειρές αιολικής παραγωγής που είχαμε και στη μέθοδο της priority list, έτσι ώστε η ετήσια παραγωγή τους να αντιστοιχεί στο 10%, 20% και 25% της συνολικής ενέργειας που απαιτείται από το σύστημα. Στη συνέχεια, για κάθε επίπεδο διείσδυσης, υπολογίσαμε αρχικά τα εγκατεστημένα MW αιολικών που απαιτούνται για την παραγωγή που απαιτείται και στη συνέχεια έγινε διαμοιρασμός των εγκατεστημένων MW από τις ως άνω καμπύλες παραγωγής, μέσω εγκατάστασης κάποιων μονάδων αιολικής ενέργειας σε 13 ζυγούς του συστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, για το σενάριο διείσδυσης αιολικών 10% θεωρήσαμε 12 μονάδες ονομαστικής ισχύος 50MW και μια μονάδα των 100MW, τις οποίες εγκαταστήσαμε στους ζυγούς 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 16, 19 και 20 του συστήματος. Στη συνέχεια, προσαρμόσαμε την καμπύλη παραγωγής από αιολικά για διείσδυση 10%, που κατασκευάσαμε στην αρχή με βάση αυτά τα μεγέθη, με αποτέλεσμα να δημιουργήσουμε κάποιες καμπύλες παραγωγής για τους πιο πάνω ζυγούς. Στη συνέχεια, για κάθε ζυγό, αφαιρούμε την καμπύλη που δημιουργήσαμε από την αρχική καμπύλη ζήτησής του, έτσι ώστε να αφαιρέσουμε την ενέργεια που καλύπτεται από την αιολική μονάδα που συνδέεται σε αυτόν. Στη συνέχεια, τρέχουμε το πρόγραμμα, όπως και στην αρχική περίπτωση. Αντίστοιχη διαδικασία ακολουθήθηκε και για τα άλλα δύο σενάρια διείσδυσης, 20% και 25%.

Πριν από την επιλογή αυτών των ζυγών για την εγκατάσταση αιολικών μονάδων για να μελετήσουμε τα διαφορετικά σενάρια διείσδυσης, είχαμε διεξάγει αρχικά μια προκαταρκτική εξέταση για την διείσδυση αιολικής ενέργειας, εγκαθιστώντας τις μονάδες σε ζυγούς, οι οποίοι ήταν συνδεδεμένοι ήδη με συμβατικές μονάδες παραγωγής, και μάλιστα το κόστος παραγωγής των συγκεκριμένων μονάδων ήταν πολύ χαμηλό. Οι ζυγοί αυτοί ήταν οι 6, 13, 15 και 18. Ο ζυγός 18 ήταν συνδεδεμένος με μονάδα παραγωγής που χρησιμοποιεί πυρηνική ενέργεια, ενώ οι υπόλοιποι ήταν συνδεδεμένοι με συμβατικές μονάδες μεγάλης ισχύος με χαμηλό κόστος.

Το ενδιαφέρον που παρατηρήθηκε είναι ότι με την εφαρμογή της μεθόδου βελτιστοποίησης, στα σενάρια μεγάλης διείσδυσης παρατηρήθηκε συμφόρηση σε κάποιες γραμμές, το οποίο φάνηκε από τις διαφορετικές τιμές LMPs που υπολογίζονταν για τους ζυγούς. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι υπήρχε μεγάλη έγχυση

ενέργειας από κάποιους ζυγούς στο σύστημα μεταφοράς, ώστε κάποιες γραμμές άγγιζαν τα όρια αντοχής τους, και έτσι δημιουργήθηκε συμφόρηση σε αυτές. Έτσι, επιλέχθηκαν τελικά οι ζυγοί που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 4.1) παρουσιάζεται συγκεντρωμένα η εγκατεστημένη ισχύς σε κάθε ζυγό για όλα τα σενάρια. Επίσης παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών μονάδων για κάθε σενάριο. Τα δεδομένα παραγωγής αιολικών για κάθε σενάριο είναι ίδια με τα δεδομένα του αντίστοιχου πίνακα του κεφαλαίου (Πίνακας 3.2) με τη μέθοδο με λίστα προτεραιότητας.

Πίνακας 4.1 Δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος αιολικών για όλα τα σενάρια διείσδυσης

Σενάρια	Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικών (MW)				
	Ζυγοί 2,6,7,20	Ζυγός 15	Ζυγός 13	Ζυγοί 3,8,9,10,14,16,19	Σύνολο
Σενάριο Αναφοράς	-	-	-	-	-
Σενάριο 10%	50	100	50	50	700
Σενάριο 20%	100	150	150	100	1400
Σενάριο 25%	100	150	150	150	1750

Στο σενάριο συμφόρησης, αυτό που κάναμε για να προκαλέσουμε συμφόρηση στο δίκτυο ήταν να περιορίσουμε την επιτρεπόμενη ισχύ μιας ή περισσότερων γραμμών και να μελετήσουμε την μεταβολή των LMPs. Θεωρητικά αυτό που αναμέναμε να δούμε είναι ότι λόγω της συμφόρησης του δικτύου, οι τιμές των LMPs στους ζυγούς θα ήταν διαφορετικές, σε αντίθεση με την αρχική κατάσταση του συστήματος, όπου η τιμές αυτές ήταν ίδιες για όλους τους ζυγούς. Πιο συγκεκριμένα τρέξαμε 2 σενάρια συμφόρησης. Στο πρώτο περιορίσαμε την επιτρεπόμενη ισχύ της γραμμής 15, που συνδέει τους ζυγούς 9 και 12, από τα 400 στα 200 MW, και της γραμμής 25, που συνδέει τους ζυγούς 15 και 21 του συστήματος, από τα 1000 στα 500 MW. Στο δεύτερο σενάριο περιορίσαμε την επιτρεπόμενη ισχύ της γραμμής 5, που συνδέει τους ζυγούς 2 και 6, από τα 175 στα 100 MW.

4.5 Δεδομένα εισόδου

Οι πίνακες με τα δεδομένα που απαιτούνταν για το τρέξιμο του προγράμματος παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 4.2) .

Πίνακας 4.2 Δεδομένα για τις γραμμές μεταφοράς του συστήματος της IEEE [20]

Γραμμή	Από ζυγό	Προς ζυγό	X (p.u.)	Bk	Μέγιστη ικανότητα φόρτισης
1	1	2	0,0139	71,942	175
2	1	3	0,2112	4,7348	175
3	1	5	0,0845	11,834	175
4	2	4	0,1267	7,8927	175
5	2	6	0,192	5,2083	175
6	3	9	0,119	8,4034	175
7	3	24	0,0839	11,919	400
8	4	9	0,1037	9,6432	175
9	5	10	0,0883	11,325	175
10	6	10	0,0605	16,529	175
11	7	8	0,0614	16,287	175
12	8	9	0,1651	6,0569	175
13	8	10	0,1651	6,0569	175
14	9	11	0,0839	11,919	400
15	9	12	0,0839	11,919	400
16	10	11	0,0839	11,919	400
17	10	12	0,0839	11,919	400
18	11	13	0,0476	21,008	500
19	11	14	0,0418	23,923	500
20	12	13	0,0476	21,008	500
21	12	23	0,0966	10,352	500
22	13	23	0,0865	11,561	500
23	14	16	0,0389	25,707	500
24	15	16	0,0173	57,803	500
25	15	21	0,0245	40,816	1000
26	15	24	0,0519	19,268	500
27	16	17	0,0259	38,61	500
28	16	19	0,0231	43,29	500
29	17	18	0,0144	69,444	500
30	17	22	0,1053	9,4967	500
31	18	21	0,01295	77,22	1000
32	19	20	0,0198	50,505	1000
33	20	23	0,0108	92,593	1000
34	21	22	0,0678	14,749	500

Επίσης, χρησιμοποιήθηκε και ο Πίνακας 3.1, που είχε χρησιμοποιηθεί και στη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας.

4.6 Αποτελέσματα – συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα για το ετήσιο κόστος παραγωγής του συστήματος για το σενάριο αναφοράς και τα τρία σενάρια διείσδυσης παρουσιάζονται συνοπτικά στον πίνακα (Πίνακας 4.3).

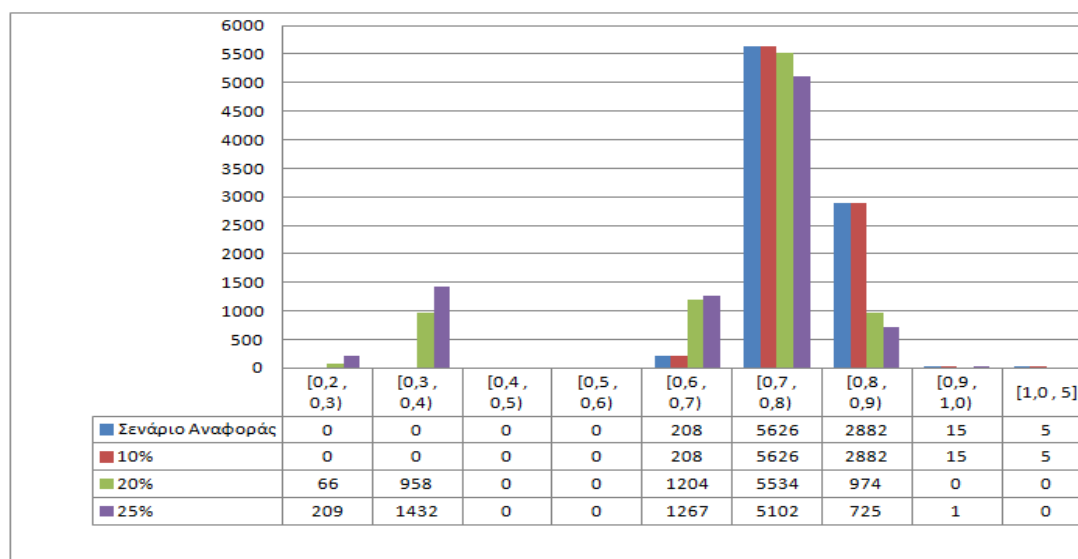
Πίνακας 4.3 Κόστος παραγωγής συστήματος για τα σενάρια διείσδυσης αιολικών

Συνολικό Κόστος (€)	
Σενάριο Αναφοράς	10.258.394,10
10%	8.910.760,42
20%	7.548.517,32
25%	6.856.294,40

Εδώ παρατηρείται η ίδια εξέλιξη στην μεταβολή του κόστους με αυτή στη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας. Όσο αυξάνουμε την διείσδυση αιολικών στο σύστημα, τόσο παρατηρούμε ότι το συνολικό ετήσιο κόστος μειώνεται. Από τα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι το κόστος για διείσδυση 10% μειώνεται κάτι περισσότερο από 13%, για διείσδυση 20% μειώνεται περίπου κατά 26,5% και τέλος για διείσδυση 25% μειώνεται κατά 33,5% σε σχέση με το κόστος στο Σενάριο Αναφοράς.

Στο Διάγραμμα 4.2 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα ιστογράμματα συχνότητας LMPs όλων των σεναρίων, όπως κάναμε και στη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας, για να παρατηρήσουμε ποιο επίπεδο τιμών οριακού κόστους εμφανίζεται πιο συχνά κατά τη διάρκεια του έτους.

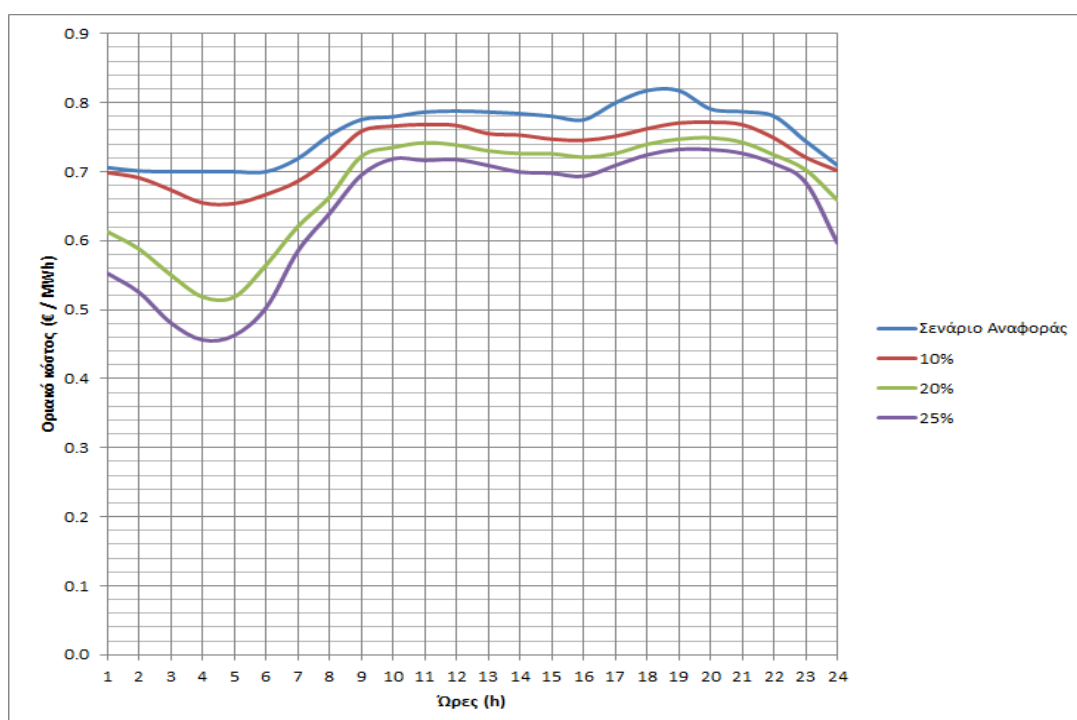
Διάγραμμα 4.2 Ιστογράμματα συχνότητας LMPs για όλα τα σενάρια για τη μέθοδο βελτιστοποίησης



Στο Διάγραμμα 4.3 παρουσιάζονται οι 24ωρες καμπύλες των LMPs για όλα τα σενάρια. Για την κατασκευή τους υπολογίσαμε αρχικά για κάθε ώρα τον μέσο όρο σταθμισμένο ως προς το φορτίο όρο των ζυγών, και αφού είχαμε τα δεδομένα για όλες

τις ώρες, υπολογίσαμε στη συνέχεια τον μέσο όρο όλων των πρώτων, των δεύτερων και ούτω καθεξής ωρών.

Διάγραμμα 4.3 Διαγράμματα 24ωρων καμπυλών LMPs για όλα τα σενάρια



Από τα παραπάνω διαγράμματα παρατηρούμε αυτό που είναι αναμενόμενο, ότι δηλαδή όσο μεγαλύτερη ήταν η διείσδυση αιολικών στο σύστημα, τόσο για κάθε ώρα το οριακό κόστος του συστήματος είναι μικρότερο. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι κατά τις πρώτες ώρες του 24ωρου (μέχρι 5^η ώρα) η απόκλιση ανάμεσα στις τιμές για διείσδυση 20 και 25% είναι σημαντικά μεγαλύτερη σε σχέση με τις επόμενες ώρες, όπου η ψαλίδα κλείνει. Αυτό συμβαίνει για τον εξής λόγο. Στις πρώτες ώρες του 24ώρου η ζήτηση φορτίου είναι μικρότερη σε σχέση με τις επόμενες ώρες. Εκτός όμως από αυτό διείσδυση αιολικών 20 και 25% είναι ιδιαίτερος σημαντική, καθώς μεγάλο μέρος αυτού του φορτίου καλύπτεται από τις αιολικές μονάδες. Έτσι, αφήνεται ένα μικρό ποσό φορτίου να καλυφθεί από τις συμβατικές μονάδες, το οποίο προφανώς καλύπτεται από τις μονάδες με χαμηλό κόστος παραγωγής. Στη συνέχεια, λόγω και αύξησης του φορτίου η συνεισφορά των αιολικών έχει μικρότερο αντίκτυπο και επιστρατεύονται και οι μονάδες με υψηλότερο μεταβλητό κόστος.

Όσον αφορά τα δύο σενάρια συμφόρησης, στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 4.4) παρουσιάζονται τα συνολικά κόστη.

Πίνακας 4.4 Συνολικό κόστος παραγωγής για τα σενάρια συμφόρησης

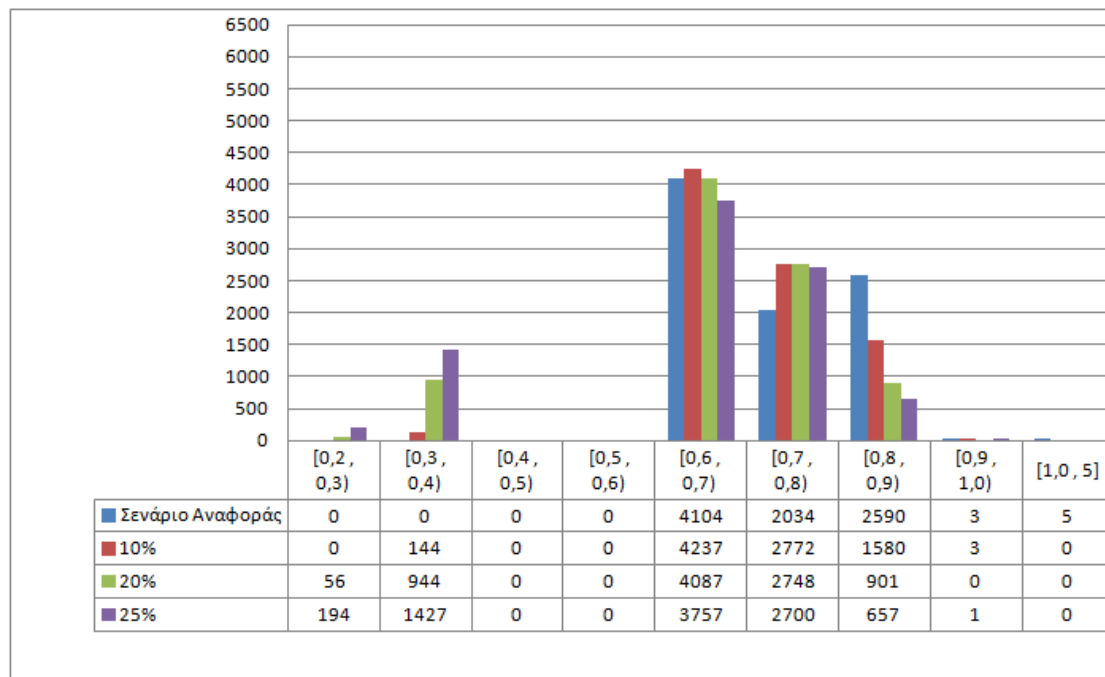
Συνολικό κόστος (€)		
	1ο Σενάριο Συμφόρησης	2ο Σενάριο Συμφόρησης
Σενάριο Αναφοράς	10.189.072,74	10.258.394,11
10%	8.876.535,12	8.910.760,42
20%	7.534.043,99	7.548.517,32
25%	6.845.194,84	6.856.294,40

Όσον αφορά το κόστος για τα σενάρια συμφόρησης παρατηρούμε ότι η μεταβολή του κόστους είναι ανάλογη με τις προηγούμενες περιπτώσεις που μελετήθηκαν. Οι μειώσεις του κόστους και για τα 2 σενάρια συμφόρησης είναι περίπου 13, 26 και 33% για σενάρια διείσδυσης αιολικών 10, 20 και 25% αντίστοιχα. Στην πρώτη περίπτωση, όπου έγινε μείωση του ορίου αντοχής σε 2 γραμμές μεταφοράς ταυτόχρονα κατά 50% το κόστος είναι μικρότερο σε όλα τα ποσοστά διείσδυσης σε σχέση με την άλλη περίπτωση, όπου έγινε μείωση του ορίου αντοχής μόνο σε μια γραμμή.

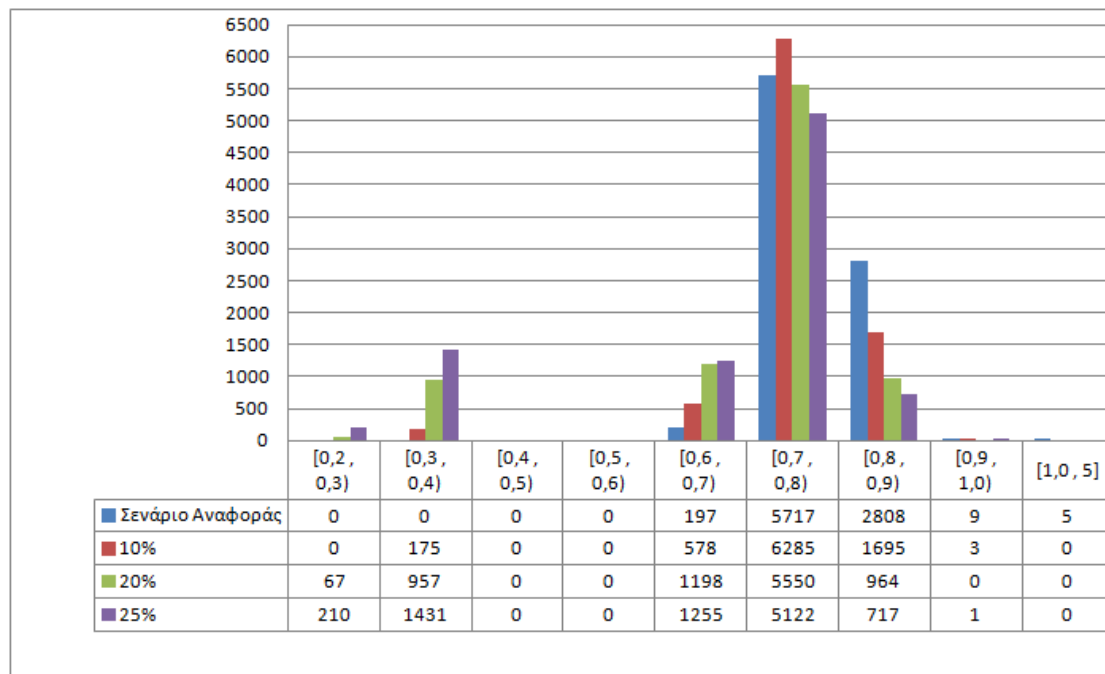
Επίσης, παρατηρούμε ότι το κόστος στο δεύτερο σενάριο είναι υψηλότερο σε σχέση με το πρώτο, άρα είναι και δυσμενέστερο. Μελετώντας τα αποτελέσματα για τα 2 σενάρια παρατηρήθηκε το εξής: Η διαφορά στο κόστος του συστήματος οφείλεται στο γεγονός ότι οι μονάδες 12, 13, 14 με ονομαστική ισχύ 197 MW, οι οποίες έχουν χαμηλό κόστος παραγωγής αξιοποιούνται λιγότερο στο δεύτερο σενάριο σε σχέση με το πρώτο. Δηλαδή, για πολλές ώρες μέσα στο έτος παρατηρείται το φαινόμενο κατά την ένταξη των μονάδων για την κάλυψη του φορτίου, οι συγκεκριμένες να λειτουργούν πολλές φορές και κάτω από το μισό της ονομαστικής τους ισχύος, γεγονός που οφείλεται στους περιορισμούς στις διασυνδεδετικές γραμμές λόγω ύπαρξης συμφόρησης. Κάτι ανάλογο βέβαια συμβαίνει και στο πρώτο σενάριο, αλλά μόνο για την μονάδα 32 με ονομαστική ισχύ 350 MW. Για όλες αυτές τις μονάδες το μεταβλητό κόστος είναι 0,7 \$/MWh, όμως υπάρχει μεγαλύτερος αριθμός “φθηνών” μονάδων που υπολειτουργούν στο δεύτερο σενάριο συμφόρησης.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται, όπως και πριν τα ιστογράμματα συχνοτήτων των LMPs για όλα τα σενάρια διείσδυσης και για τις 2 περιπτώσεις συμφόρησης (Διάγραμμα 4.4, Διάγραμμα 4.5).

Διάγραμμα 4.4 Ιστογράμματα συχνοτήτων LMPs για όλα τα σενάρια διείσδυσης στην πρώτη περίπτωση συμμόρφωσης

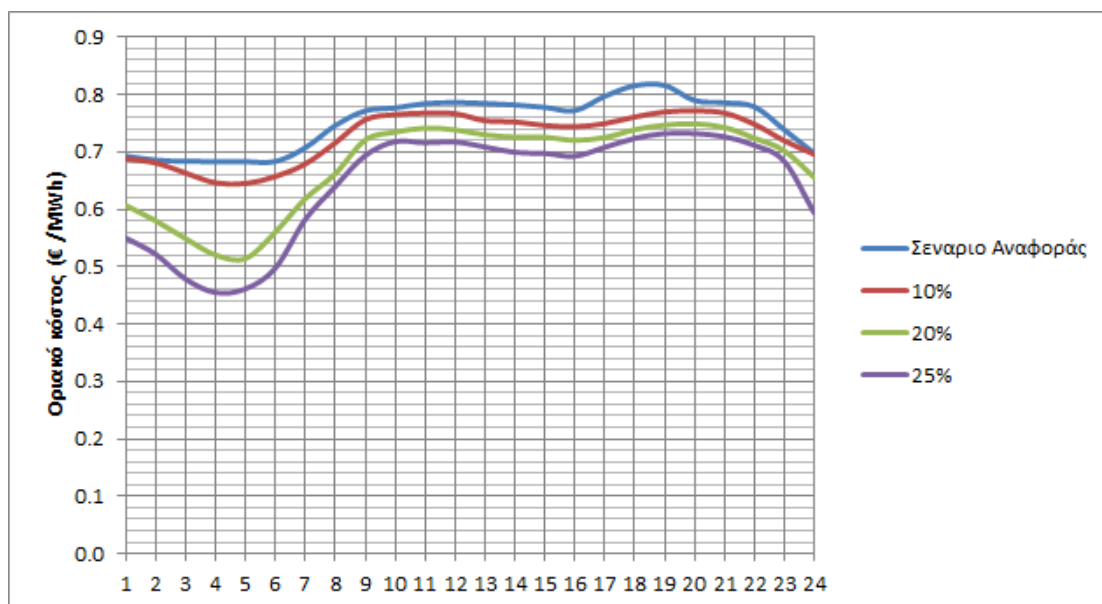


Διάγραμμα 4.5 Ιστογράμματα συχνοτήτων LMPs για όλα τα σενάρια διείσδυσης στην δεύτερη περίπτωση συμμόρφωσης

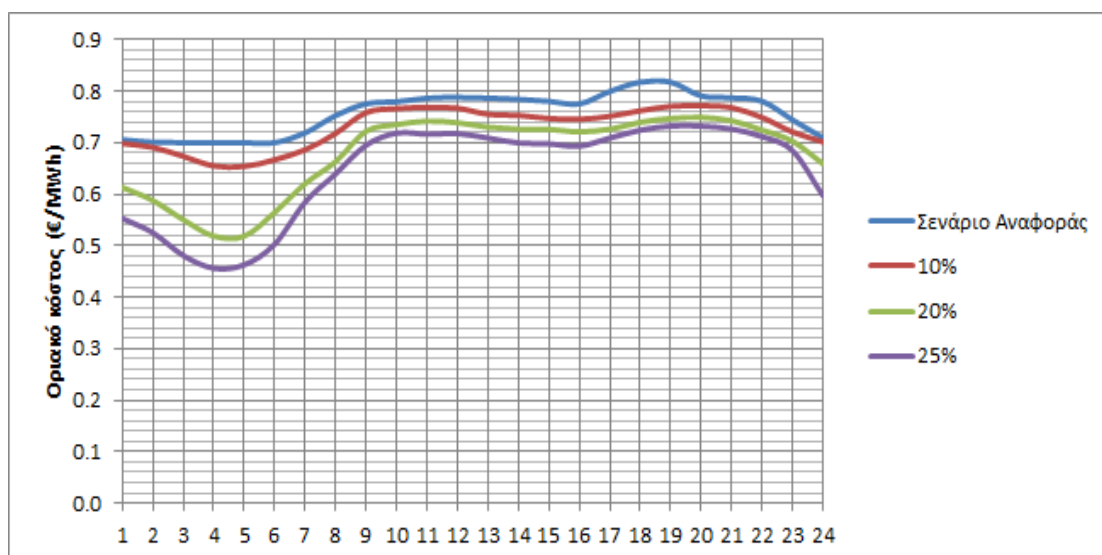


Όπως και πριν κατασκευάσαμε και τις 24ωρες καμπύλες LMPs για κάθε περίπτωση συμμόρφωσης και για όλα τα σενάρια διείσδυσης αιολικών. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 4.6 και Διάγραμμα 4.7 .

Διάγραμμα 4.6 24ωρες καμπύλες LMPs για τα σενάρια διείσδυσης για την πρώτη περίπτωση συμφόρησης



Διάγραμμα 4.7 24ωρες καμπύλες LMPs για τα σενάρια διείσδυσης για τη δεύτερη περίπτωση συμφόρησης



Σε μια πρώτη σύγκριση παρατηρούμε ότι οι τιμές των LMPs μέσα στο 24ωρο παρουσιάζουν παρόμοια διακύμανση σε σχέση με αυτές στην περίπτωση χωρίς συμφόρηση, αλλά οι αποκλίσεις μεταξύ των τιμών για διαφορετική διείσδυση αιολικών είναι μικρότερη σε σχέση με πριν.

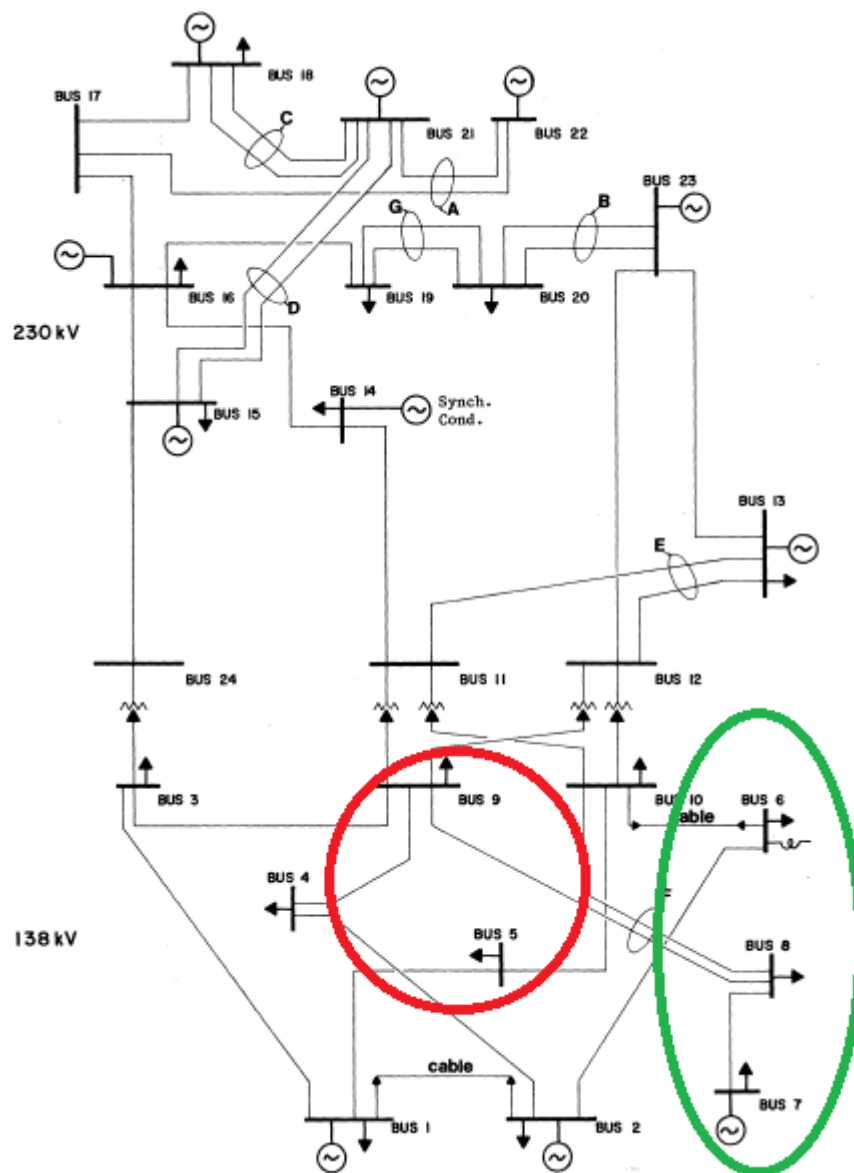
Αυτό που διαπιστώσαμε ανάμεσα στις περιπτώσεις συμφόρησης και μη συμφόρησης του συστήματος στο Σενάριο Αναφοράς, όπου δεν υπάρχει συμφόρηση του δικτύου, οι LMPs για όλους τους ζυγούς έχουν την ίδια τιμή, γεγονός αναμενόμενο. Όμως, στην περίπτωση της συμφόρησης, οι LMPs μεταξύ των ζυγών διαφέρουν. Μάλιστα παρατηρείται ότι σχηματίζονται κάποιες ομάδες ζυγών, οι οποίες έχουν τις ίδιες τιμές LMPs. Οι ομάδες αυτές των ζυγών σημειώνονται πάνω στο διάγραμμα του συστήματος της IEEE (Εικόνα 4.1). Στην περίπτωση που εμείς τρέξαμε οι ομάδες που

σχηματίστηκαν ήταν οι ζυγοί 5, 9 και οι ζυγοί 6,7,8, ενώ στους υπόλοιπους ζυγούς εμφανίζονται διαφορετικές μεταξύ τους τιμές για τις LMPs.

Τέλος, παρατηρούνται και κάποιες διαφοροποιήσεις μεταξύ και των σεναρίων συμφόρησης. Συγκρίνοντας τα Διαγράμματα 4.4 και 4.5 παρατηρούμε ότι στο πρώτο σενάριο συμφόρησης υπάρχει μεγαλύτερη εμφάνιση τιμών για το οριακό κόστος στο διάστημα $[0,6 \ 0,7)$, ενώ στο δεύτερο σενάριο συμφόρησης υπάρχει μεγαλύτερο πλήθος τιμών στο διάστημα $[0,7 \ 0,8)$. Μάλιστα στο συγκεκριμένο διάστημα υπάρχει πολύ υψηλή συγκέντρωση τιμών σε σχέση με το πρώτο σενάριο. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί με βάση τον ορισμό για το οριακό κόστος του συστήματος. Η τιμή αυτή, όπως αναφέρθηκε στη θεωρία είναι το κόστος για την παραγωγή μιας επιπλέον μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση συμφόρησης αυτή η επιπλέον μονάδα θα παραχθεί προφανώς από μονάδες οι οποίες δεν λειτουργούν στα όρια ονομαστικής τους λειτουργίας. Όπως αναφέραμε πιο πάνω, στο δεύτερο σενάριο συμφόρησης λειτουργούσαν σημαντικά κάτω από το όριο αντοχής τους οι μονάδες με ονομαστική ισχύ 197 MW. Αυτές έχουν μεταβλητό κόστος λειτουργίας 0,7\$/MWh. Επίσης, στην ίδια κατάσταση βρέθηκαν από τα αποτελέσματα να λειτουργούν και κάποιες μονάδες με μεγαλύτερο μεταβλητό κόστος, όπως οι μονάδες ονομαστικής ισχύος 20MW. Όμως, επειδή η μέθοδος που χρησιμοποιούμε είναι για την οικονομικότερη για το σύστημα ένταξη των μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης, προφανώς ο αλγόριθμος επιλέγει πρώτα τις μονάδες με χαμηλότερο κόστος παραγωγής.

Συγκρίνοντας επίσης τα διαγράμματα 4.6 και 4.7 παρατηρήσαμε ότι στη διάρκεια ενός 24ώρου οι τιμές για το οριακό κόστος παρουσιάζουν μια παρόμοια συμπεριφορά με τις αντίστοιχες για την περίπτωση αυτής της μεθόδου χωρίς συμφόρηση, αλλά και με αυτές στην μέθοδο με λίστα προτεραιότητας, δηλαδή παρουσιάζουν μεγαλύτερες τιμές τις ώρες που υπάρχει και μεγαλύτερη ζήτηση σε φορτίο. Από κει και πέρα η διακύμανση της τιμής μέσα στο 24ωρο ανάμεσα στα 2 σενάρια δεν παρουσιάζει ουσιαστικές διαφορές.

Εικόνα 4.1 Σχεδιασμός ομάδων με κοινές LMPs για το 1^ο σενάριο συμφόρησης πάνω στο σύστημα της IEEE



Κεφάλαιο 5

Συμπεράσματα

5.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο συγκρίνονται τα αποτελέσματα μεταξύ των δύο μεθόδων ένταξης μονάδων που μελετήθηκαν, γίνονται συγκρίσεις μεταξύ των αποτελεσμάτων που έδωσαν και εξάγονται κάποια συμπεράσματα για κάθε μία από αυτές.

Μελετήθηκαν, για κάθε μέθοδο το Σενάριο Αναφοράς και τρία Σενάρια Διείσδυσης αιολικών μονάδων 10%, 20% και 25%. Επίσης, στη δεύτερη μέθοδο υπάρχει η δυνατότητα απεικόνισης της τοπολογίας του δικτύου, η λειτουργία του οποίου μοντελοποιείται με DC ροή φορτίου. Έτσι, σε αυτή τη μέθοδο μπορέσαμε να εξετάσουμε και σενάρια, όπου παρατηρείται συμφόρηση στο δίκτυο, τα οποία μας δίνουν αρκετά ενδιαφέροντα αποτελέσματα. Για κάθε σενάριο συμφόρησης μελετήθηκαν επίσης σενάρια διείσδυσης αιολικών 10%, 20% και 25%.

5.2 Σύγκριση-συμπεράσματα

Εάν γίνει σύγκριση μεταξύ της μεθόδου βελτιστοποίησης με γραμμικό προγραμματισμό και της μεθόδου με τη λίστα προτεραιότητας, βλέπουμε ότι το συνολικό κόστος παραγωγής για το σύστημα είναι το ίδιο και στις 2 περιπτώσεις για όλα τα επίπεδα διείσδυσης αιολικών μονάδων. Αυτό βέβαια συμβαίνει, διότι οι χρονοσειρές φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν δεν πιέζουν το σύστημα, ώστε να λειτουργεί κοντά στα όριά του.

Στην περίπτωση, όμως που παρουσιάζεται συμφόρηση στο σύστημα, βλέπουμε ότι η μέθοδος της βελτιστοποίησης αντιδρά κατά τέτοιο τρόπο, ώστε το συνολικό κόστος για όλα τα επίπεδα διείσδυσης να είναι μειωμένο σε σχέση με πριν. Αντιθέτως, η μέθοδος με τη λίστα προτεραιότητας δεν έχει τη δυνατότητα να αντιλαμβάνεται τέτοιες καταστάσεις. Άρα, με βάση αυτό το κριτήριο, μπορούμε να εξάγουμε ότι η μέθοδος με γραμμικό προγραμματισμό είναι πιο αποδοτική, καθώς λαμβάνει υπόψη περισσότερες παραμέτρους για την απόφαση ένταξης των μονάδων και μπορεί να βελτιστοποιεί το κόστος παραγωγής, ακόμα και σε ειδικές περιπτώσεις, αντίθετα με τη λίστα προτεραιότητας, που είναι πιο απλοϊκή η διαδικασία λειτουργίας της.

Επίσης, συγκρίνοντας τα ιστογράμματα των δύο μεθόδων παρατηρούμε ότι στη μέθοδο με τη λίστα προτεραιότητας υπάρχει μεγαλύτερη συχνότητα εμφάνισης υψηλών τιμών οριακού κόστους σε σχέση με τη μέθοδο βελτιστοποίησης για όλα τα επίπεδα διείσδυσης, αλλά εμφανίζεται μικρότερο εύρος τιμών. Δηλαδή στη μέθοδο με

τη λίστα προτεραιότητας οι τιμές έχουν μικρότερο εύρος σε σχέση με την δεύτερη μέθοδο, και για αυτό το συνολικό κόστος και στις 2 περιπτώσεις ισοσκελίζεται.

Παρόλα αυτά, από τις 24ωρες καμπύλες τιμών παρατηρούμε ότι μέσα σε ένα 24ωρο για όλα τα επίπεδα διείσδυσης παρουσιάζεται μια παρόμοια μεταβολή της τιμής του οριακού κόστους για το σύστημα η οποία είναι χαμηλή τις πρώτες ώρες και αυξάνεται μετά την πέμπτη ώρα του 24ωρου, ενώ και οι αποκλίσεις ανάμεσα στα σενάρια και στις 2 μεθόδους είναι επίσης πανομοιότυπες. Εάν παρατηρήσουμε δε και την 24ωρη καμπύλη φορτίου, θα δούμε ότι οι ώρες της μέρας που εμφανίζονται οι μεγαλύτερες τιμές οριακού κόστους είναι εκείνες που εμφανίζεται και η μεγαλύτερη ζήτηση φορτίου (παρουσιάζεται αιχμή φορτίου). Αυτό μας δίνει μια ένδειξη ότι υπάρχει μια υψηλή συσχέτιση (που κυμαίνεται μεταξύ των τιμών 97,14% - 98,69% ανάλογα με το σενάριο και για τις 2 μεθόδους και μεταξύ των τιμών 97,81% - 99,11% στα σενάρια συμφόρησης στη μέθοδο με βελτιστοποίηση) ανάμεσα στη ζήτηση φορτίου και της οριακής τιμής. Όταν δηλαδή έχουμε αύξηση του φορτίου παρουσιάζεται μια ανάλογη αύξηση της οριακής τιμής και το αντίστροφο.

Τέλος, ενδιαφέρουσα παρατήρηση είναι το φαινόμενο στην περίπτωση συμφόρησης του συστήματος, όπου γίνεται σχηματισμός ομάδων ζυγών, οι οποίες παρουσιάζουν ίδιες τιμές LMPs, λόγω των περιορισμών στις διασυνδετικές γραμμές, οπότε η επιπλέον MWh για την εξυπηρέτηση του φορτίου παράγεται τοπικά ανεξαρτήτως κόστους και όχι από την οικονομικότερη μονάδα, όπως σε περίπτωση απουσίας συμφόρησης στο δίκτυο.

Βιβλιογραφία

- [1] Ministry of Environment, Energy & Climate Change, *National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC*, Greece, July 2010.
- [2] Ευρωπαϊκή Επιτροπή, COM(2011) 112 τελικό, *Χάρτης πορείας για τη μετάβαση σε μια ανταγωνιστική οικονομία χαμηλών επιπέδων ανθρακούχων εκπομπών το 2050*, Βρυξέλλες, 8.3.2011.
- [3] Υπουργική Απόφαση, *Επιδιωκόμενη Αναλογία Εγκατεστημένης Ισχύος ανά Τεχνολογία ΑΠΕ και η κατανομή της στο χρόνο με χρονικό ορίζοντα έτη 2014 και 2020*, ΦΕΚ Β' 1630/2010.
- [4] Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, *Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός- Οδικός Χάρτης για το 2050*, Μάρτιος 2012).
- [5] ΛΑΓΗΕ, *Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ*, Δεκέμβριος 2013
- [6] Γενική Γραμματεία Πολιτικής Προστασίας, Δ/ση Σχεδιασμού & Αντιμετώπισης Έκτατων Αναγκών, Τμήμα Σχεδιασμού, Πρόληψης & Αντ/σης Τεχνολογικών & Λοιπών Καταστροφών, *Δραστηριότητες ηλεκτρικής ενέργειας*, 5 Ιουνίου 2008
- [7] ΡΑΕ, *Στατιστικά Στοιχεία ΑΠΕ*, 28/9/2012
- [8] IEA World Energy Outlook 2012
- [9] ECOFYS, *ECOFYS Financing Renewable Energy in the European Energy Market, Final Report*, 2011
- [10] Council of European Energy Regulators, Revised 19 February 2013
- [11] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής, *Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης*, , Απρίλιος 2012
- [12] Chris Harris, *Electricity Markets, Pricing, Structures and Economics*, 2006
- [13] Daniel Kirschen, Goran Strbac *Fundamentals of Power System Economics*, 2004
- [14] ΛΑΓΗΕ, *Εγχειρίδιο Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Έκδοση 2.0, 30.08.2013
- [15] Δημήτριος Πατσιούδης, *Πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής*, , Αθήνα, Οκτώβριος 2010
- [16] Ηρακλής Ι. Σκοτεινός, *Οικονομική αποτίμηση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του ηπειρωτικού δικτύου της Ελλάδας με μεγάλο ποσοστό διείσδυσης αιολικής ενέργειας*, Αθήνα, Μάρτιος 2004
- [17] Ηρακλής Α. Λατσίδης, *Ένταξη μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας με μικτό αέριο μη γραμμικό προγραμματισμό*, Αθήνα, Ιούλιος 2013
- [18] J. Charles Smith, *The Impact of Renewable Variable Energy on U.S. Electricity Markets*, IEEE power & energy magazine, September/October 2010
- [19] Phillip Brown, *U.S. Renewable Electricity: How Does Wind Generation Impact Competitive Power Markets?*, November 7, 2012

- [20] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, *IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM*, Vol. PAS-98, No.6 Nov/Dec. 1979
- [21] Luis Baringo, Antonio J. Conejo, *Wind Power Investment: A Benders Decomposition Approach*, IEEE Transactions On Power Systems, VOL.27, NO. 1, February 2012
- [22] ΛΑΓΗΕ, *Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο για ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ*, Δεκέμβριος 2013
- [23] ΔΕΔΔΗΕ, *Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το έτος 2013*, Οκτώβριος 2013

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Πίνακας Α.1: Ισχύς και ετήσιο κόστος μονάδων ΑΠΕ ανά νομό για το 2020

Νομός	Φ/Β		Λοιπές ΑΠΕ		Σύνολο ΑΠΕ	
	Ισχύς (MW)	Κόστος (χιλ. €)	Ισχύς (MW)	Κόστος (χιλ. €)	Ισχύς (MW)	Κόστος (χιλ. €)
Αιτωλοακαρνανίας	122,49	70.678,65	639,84	201.582,76	762,34	272.261,40
Αργολίδας	71,49	42.448,13	200,42	55.884,10	271,91	98.332,23
Αρκαδίας	99,21	59.517,39	354,84	92.907,68	454,05	152.425,06
Άρτας	22,57	13.533,63	195,60	57.283,46	218,17	70.817,09
Αττικής	88,48	49.298,03	182,13	63.943,73	270,60	113.241,76
Αχαΐας	39,47	23.502,74	353,75	101.030,59	393,23	124.533,34
Βοιωτίας	312,29	172.884,22	872,74	250.869,98	1.185,03	423.754,20
Γρεβενών	10,21	6.060,31	168,25	67.973,13	178,46	74.033,43
Δράμας	37,68	22.630,63	172,20	53.099,82	209,88	75.730,45
Δωδεκανήσου	0,05	41,11	45,70	13.971,24	45,75	14.012,36
Έβρου	33,66	19.845,19	101,06	29.688,86	134,72	49.534,04
Ευρυτανίας	-	-	567,12	166.805,42	567,12	166.805,42
Ηλείας	128,86	73.920,61	37,90	9.996,81	166,76	83.917,42
Ηρακλείου	0,49	339,07	188,18	62.696,93	188,67	63.036,00
Θεσσαλονίκης	57,44	31.121,89	53,76	23.243,96	111,20	54.365,85
Θεσπρωτίας, Ιωαννίνων	28,44	16.454,44	497,27	149.096,93	525,71	165.551,37
Καβάλας	8,95	5.401,23	44,72	13.379,82	53,67	18.781,05
Καρδίτσας	57,31	31.658,82	231,75	86.264,88	289,07	117.923,70
Καστοριάς	2,50	1.486,27	146,08	43.962,04	148,58	45.448,31
Κέρκυρας	-	-	23,85	6.664,19	23,85	6.664,19
Κεφαλληνίας	-	-	56,86	14.216,01	56,86	14.216,01
Κιλκίς	76,70	45.830,24	248,47	73.255,17	325,17	119.085,40
Κοζάνης, Ημαθίας	432,03	207.460,66	679,99	193.777,32	1.112,02	401.237,98
Κορινθίας	24,99	14.095,13	182,99	53.654,38	207,98	67.749,52
Κυκλάδων	0,17	120,94	381,33	114.017,83	381,50	114.138,77
Λακωνίας	123,55	73.817,00	270,47	80.188,32	394,02	154.005,33
Λάρισας	215,87	112.023,86	266,35	94.023,35	482,23	206.047,21
Λασιθίου	0,17	103,00	507,47	213.578,49	507,64	213.681,49
Λέσβου	0,00	0,95	354,46	121.344,44	354,46	121.345,38
Λευκάδος	-	-	29,80	7.405,95	29,80	7.405,95
Μαγνησίας	76,11	45.207,58	170,82	130.250,61	246,93	175.458,19
Μεσσηνίας	91,38	51.467,20	71,37	25.895,54	162,75	77.362,74
Ξάνθης	139,06	74.153,13	21,16	5.508,20	160,21	79.661,33
Πέλλας	11,97	7.222,34	53,02	25.332,70	64,99	32.555,04
Πιερίας	21,43	12.724,65	12,98	3.974,09	34,41	16.698,74
Πρεβέζης	20,00	11.934,25	43,27	25.366,05	63,27	37.300,30
Ρεθύμνου	-	-	347,06	116.992,46	347,06	116.992,46
Ροδόπης	21,99	12.960,92	96,70	25.757,93	118,69	38.718,85
Σάμου	0,00	2,10	7,14	2.150,75	7,14	2.152,85
Σερρών	18,09	10.172,63	363,08	105.370,20	381,17	115.542,83
Τρικάλων	51,38	25.657,92	102,29	41.707,31	153,66	67.365,22
Φθιώτιδας	84,78	45.948,17	355,90	102.151,31	440,68	148.099,47
Φλώρινας	12,22	7.322,57	315,39	93.845,73	327,61	101.168,30
Φοκίδας	15,02	8.836,85	446,35	128.169,05	461,37	137.005,90
Χαλκιδικής	24,07	13.844,11	68,25	18.138,14	92,32	31.982,24
Χανίων	0,39	268,85	315,64	119.873,46	316,03	120.142,31
Χίου	0,00	2,63	97,95	32.878,50	97,95	32.881,13
Σύνολο	2.583,00	1.422.000,00	10.943,70	3.519.169,62	13.526,70	4.941.169,62