



ΑΝΩΤΑΤΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ ΙΔΡΥΜΑ ΠΑΤΡΑΣ

ΣΧΟΛΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΩΝ ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΑΣ

ΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«Οικονομοτεχνική ανάλυση ζήτησης ηλεκτρικής
ενέργειας στην Ελλάδα»**

ΣΠΟΥΔΑΣΤΗΣ: ΘΩΜΑΣ ΜΠΟΥΛΟΣ (Α.Μ. 3836)

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΚΑΜΠΟΥΡΙΔΗΣ

ΠΑΤΡΑ 2012

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα πτυχιακή εργασία πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια του προπτυχιακού προγράμματος σπουδών του τμήματος Μηχανολογίας του Ανώτατου Τεχνολογικού Εκπαιδευτικού Ιδρύματος Πατρών την περίοδο 2011-2012 και αναφέρεται στη ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και αποτελεί μία ειλικρινή προσπάθεια κατανόησης και καταγραφής κάποιων βασικών σημείων και παραμέτρων, μίας αγοράς ζωτικής σημασίας για την ανάπτυξη και την έξοδο της Ελλάδας από την δυσμενή θέση που έχει βρεθεί μετά την χρηματοπιστωτική κρίση.

Στο πρώτο μέρος της εργασίας γίνεται μία παρουσίαση του Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Γίνεται μία ιστορική αναδρομή, από την ίδρυση της ΔΕΗ μέχρι την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την ίδρυση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας και του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Γίνεται μία παρουσίαση των δεδομένων που διέπουν την αγορά ηλεκτρισμού και τέλος γίνεται μία προσέγγιση σε συμπεράσματα που προκύπτουν και μία προσπάθεια αποκωδικοποίησης των εξελίξεων που θα έρθουν σε συνδυασμό με την δύσκολη χρονική συγκυρία.

Ευχαριστώ θερμά τον κ. Γεώργιο Καμπουρίδη, καθηγητή του τμήματος Μηχανολογίας για την επίβλεψη, την καθοδήγηση, τη βοήθεια καθώς και τις χρήσιμες υποδείξεις που μου παρείχε για την επιτυχή ολοκλήρωση της εργασίας.

*Θωμάς Μπούλος
Μάιος 2012*

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Από το 1950 και την ίδρυση της Δ.Ε.Η., αναπτύχθηκε το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Η Δ.Ε.Η. έθεσε τα θεμέλια, αλλά και δόμησε το σύστημα αυτό. Από το 2001, η Δ.Ε.Η. μετατρέπεται σε ανώνυμη εταιρεία, κάτι που και με την σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας ένα χρόνο νωρίτερα, θεωρείται ως η έναρξη της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής αγοράς.

Από εκεί και έπειτα, η απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ενεργή και αρχίζει η εποχή των ιδιωτών παραγωγών και προμηθευτών, αλλά και δίνεται για πρώτη φορά στον καταναλωτή η δυνατότητα να επιλέξει τον προμηθευτή ηλεκτρισμού.

Για την σωστή λειτουργία της ελεύθερης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ιδρύεται το 2001 ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.) και πλέον αρχίζουν να υλοποιούνται όλοι οι μηχανισμοί που θα πρέπει να διέπουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Όπως με όλα τα πράγματα που βρίσκονται στην αρχή τους, υπήρξαν δυσκολίες, οι οποίες προκάλεσαν την επανεξέταση κάποιων μηχανισμών ή και την κατάργησή τους.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, που παίζει και τον σημαντικότερο ρόλο, μιας που είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με όλες τις διακυμάνσεις που είχε τα τελευταία χρόνια επηρέασε σε μεγάλο βαθμό την εξέλιξη της αγοράς.

Υπάρχουν πολλά σημεία της αγοράς που επανασχεδιάζονται και σίγουρα στο μέλλον θα υπάρξουν μεγάλες αλλαγές, κυρίως προς όφελος των καταναλωτών και κατ'επέκταση των παραγωγών, προμηθευτών.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. Εισαγωγή	σελ. 6
2. Ο ηλεκτρισμός στην Ελλάδα	σελ. 7
2.1. Ιστορική αναδρομή απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 7
2.2 Η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 8
2.3 Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας	σελ. 9
2.3.1 Ο διπλός ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ	σελ. 10
2.4 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)	σελ. 12
2.4.1 Τομείς Δραστηριότητας	σελ. 13
2.4.2 Αρμοδιότητες σε θέματα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)	σελ. 16
3. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 18
3.1 Θεσμικό πλαίσιο	σελ. 18
3.2 Επίδραση ευρωπαϊκής ένωσης και εξέλιξη	σελ. 18
3.3 Ημερησία αγορά	σελ. 20
3.4 Γενική περιγραφή ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 21
3.4.1 Δομή	σελ. 21
3.4.2 Αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος	σελ. 21
3.4.3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός	σελ. 34
3.4.4 Διαχείριση Διασυνδέσεων	σελ. 34
3.4.5 Σύστημα συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 39
3.5 Διαδικασίες Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού	σελ. 40
3.5.1 Προσφορές Έγχυσης	σελ. 40
3.5.2 Προσφορές Εφεδρειών	σελ. 45
3.6 Συμμετοχή στον ΗΕΠ	σελ. 47
3.6.1 Δικαιώματα και Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο του ΗΕΠ	σελ. 47
3.6.2 Οριακές Τιμές	σελ. 48
3.6.3 Ημερήσιες Οριακές Τιμές	σελ. 49
3.7 Επίλυση ΗΕΠ	σελ. 50
3.7.1 Πρόγραμμα ΗΕΠ	σελ. 50
3.7.2 Διαδικασία κατανομής	σελ. 51
3.7.3 Πρόγραμμα κατανομής	σελ. 51
3.7.4 Εκκαθάριση αποκλίσεων	σελ. 52
3.7.5 Επικουρικές Υπηρεσίες (Ε.Υ)	σελ. 52
4. Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα	σελ. 55
4.1 Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί	σελ. 55
4.2 Περιγραφή λειτουργίας λιγνιτικής μονάδας	σελ. 56
4.3 Θερμικοί σταθμοί με ΜΕΚ (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης)	σελ. 60
4.4 Θερμικοί σταθμοί με αεριοστροβίλους	σελ. 61
4.5 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	σελ. 63
4.6 Ηλιακά Πάρκα	σελ. 66
4.7 Αιολικά Πάρκα	σελ. 67
4.8 Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής τα τελευταία χρόνια	σελ. 68

4.9 Κατηγορίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές	σελ. 71
5. Συμπεράσματα – μία ματιά στο μέλλον	σελ. 72
5.1 Η πορεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 72
5.2 Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής στο μέλλον	σελ. 76
5.3 Οι ιδιαιτερότητες της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	σελ. 80
5.4 Για τους άμεσα ενδιαφερόμενους (καταναλωτές)	σελ. 81
5.5 Σημεία Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία χωρούν επεμβάσεις	σελ. 85
5.5.1 Ενδο-ημερήσια (intra-day) Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	σελ. 85
5.5.2 Χρονοδιαγράμματα Λειτουργίας της Αγοράς	σελ. 85
5.5.3 Συν-βελτιστοποίηση Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών	σελ. 85
5.5.4 Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη / Ελάχιστη Τιμή Προσφοράς	σελ. 85
5.5.5 Αγορά τύπου κοινοπραξίας υποχρεωτικής συμμετοχής με κεντρική κατανομή (mandatory pool)	σελ. 85
5.5.6 Εξέταση του τρόπου συμμετοχής των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού	σελ. 86

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι η ενέργεια που μεταφέρει το ηλεκτρικό ρεύμα, που αναφέρεται στην κινητική ενέργεια των κινούμενων ηλεκτρονίων(ηλεκτρικό ρεύμα), λόγω της ύπαρξης διαφοράς δυναμικού στα άκρα ενός αγωγού.

Όταν γίνεται χρήση του ηλεκτρισμού η *ηλεκτρική ενέργεια* μετατρέπεται σε άλλη μορφή ενέργειας π.χ. σε κινητική ενέργεια όταν λειτουργεί ένας κινητήρας ή σε φως όταν ανάβει ένας λαμπτήρας.

Ο σύγχρονος κόσμος εξαρτά την επιβίωση και την ευημερία του από αυτό το είδος ενέργειας. Η πλειονότητα των συσκευών λειτουργεί με ηλεκτρικό ρεύμα.

Υπάρχουν πολλοί τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι κυριότεροι είναι η καύση διαφόρων ουσιών (λιγνίτης, πετρέλαιο, κάρβουνο), τα πυρηνικά εργοστάσια, τα ηλιακά πάρκα, τα υδροηλεκτρικά φράγματα και τα αιολικά πάρκα. Τα τελευταία 20 χρόνια γίνονται έντονες προσπάθειες αύξησης του ποσοστού ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με τη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.).

Το μεγάλο μειονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η δύσκολη, σχεδόν αδύνατη μακροχρόνια αποθήκευσή της. Για το λόγο αυτό θα πρέπει να καταναλώνεται ταυτόχρονα με την παραγωγή της ή να αποθηκεύεται αφού πρώτα μετατραπεί σε άλλες μορφές ενέργειας (π.χ. χημική, δυναμική κ.λ.π.). Η ανάγκη άμεσης κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας έχει οδηγήσει στην κατασκευή ενός παγκόσμιου πλέγματος ηλεκτρικών δικτύων, έτσι ώστε να μπορεί να μεταφέρεται εύκολα, από το σημείο παραγωγής της, στο σημείο κατανάλωσης.

Το θέμα της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας και διεργασίες οι οποίες υπάρχουν πίσω της, είναι ένα θέμα αρκετά επίκαιρο. Τον τελευταίο καιρό η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει υποστεί αρκετές αλλαγές και αυτό επηρεάζει και την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Η τελική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, συνδέεται με την οργανωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Πως εν τέλει επηρεάζεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τις εξέλιξης στην εν λόγω αγορά και πως από την γενικότερη οικονομική κατάσταση της χώρας.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι άμεσα συνδεδεμένη με την αξία του προϊόντος που ονομάζεται ηλεκτρισμός, ιδιαίτερα αυτή την εποχή που η χώρα αντιμετωπίζει μία μεγάλη οικονομική καμπή.

2. Ο ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

2.1 Ιστορική αναδρομή απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Το έτος 1889 έφτασε ο «ηλεκτρισμός» στην Ελλάδα. Σύμφωνα με τα ιστορικά στοιχεία της ΔΕΗ Α.Ε., η «Γενική Εταιρεία Εργοληψιών» κατασκεύασε στην Αθήνα, στην οδό Αριστείδου, την πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το πρώτο κτίριο που φωτίζεται είναι τα Ανάκτορα και πολύ σύντομα ο ηλεκτροφωτισμός επεκτείνεται στο σημερινό ιστορικό κέντρο της πόλης. Τον ίδιο χρόνο ηλεκτροδοτείται επίσης η Θεσσαλονίκη, η οποία ανήκει ακόμα στην Οθωμανική Αυτοκρατορία. Η «Βελγική Εταιρία» αναλαμβάνει απ' τις τουρκικές αρχές το φωτισμό και την τροχοδρόμηση της πόλης με την κατασκευή εργοστασίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Δέκα χρόνια αργότερα κάνουν την εμφάνισή τους στην Ελλάδα οι πολυεθνικές εταιρίες ηλεκτρισμού. Η αμερικανική εταιρία Thomson-Houston με τη συμμετοχή της Εθνικής Τράπεζας ιδρύουν την «Ελληνική Ηλεκτρική Εταιρία» που αναλαμβάνει την ηλεκτροδότηση μεγάλων ελληνικών πόλεων. Μέχρι το 1929 θα έχουν ηλεκτροδοτηθεί 250 πόλεις με πληθυσμό άνω των 5.000 κατοίκων.

Στις πιο απόμακρες περιοχές, που ήταν οικονομικά ασύμφορο για τις μεγάλες εταιρίες να κατασκευάσουν μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, την ηλεκτροδότηση αναλαμβάνουν ιδιώτες ή δημοτικές και κοινοτικές αρχές κατασκευάζοντας μικρά εργοστάσια. Το έτος 1950 υπήρχαν στη Ελλάδα περίπου 400 εταιρίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ως πρωτογενή καύσιμα χρησιμοποιούσαν το πετρέλαιο και το γαιάνθρακα, αμφότερα εισαγόμενα από το εξωτερικό.

Η ανάγκη για έναν Εθνικό φορέα που θα αναλάμβανε τον εξηλεκτισμό της χώρας πρόβαλε αναπόφευκτη και αποτέλεσμα της εκβιομηχάνισης που είχε αρχίσει να συντελείτε. Ενδεικτική της άμεσης σύνδεσης της εκβιομηχάνισης με τον εξηλεκτισμό είναι η σύμβαση του Ελληνικού Δημοσίου με την Γαλλική εταιρία ΠΕΣΙΝΕ. Η ανάληψη της εκμετάλλευσης των μεταλλευμάτων αλουμινίου στη Βοιωτία συνδέθηκε με την δέσμευση του Ελληνικού Δημοσίου να παρέχει τις απαραίτητες υποδομές για την ηλεκτροδότηση της Βιομηχανίας. Ο φορέας που ανέλαβε αυτό το δύσκολο και συνάμα μεγαλεπήβολο έργο είναι η ΔΕΗ.

Τον Αύγουστο του 1950 ιδρύθηκε η ΔΕΗ και ως εκ τούτου, οι δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας συγκεντρώθηκαν σε ένα δημόσιο φορέα. Η ΔΕΗ αμέσως στρέφεται προς την αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας ενώ ξεκινά και η ενοποίηση των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα εθνικό διασυνδεδεμένο Σύστημα. Τα πλούσια λιγνιτικά κοιτάσματα του ελληνικού υπεδάφους που είχαν νωρίτερα εντοπισθεί, άρχισαν να εξορύσσονται και να χρησιμοποιούνται ως καύσιμη ύλη στις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που δημιουργούσε η ΔΕΗ. Παράλληλα, η Επιχείρηση ξεκίνησε την αξιοποίηση της δύναμης των υδάτων με την κατασκευή υδροηλεκτρικών σταθμών στα μεγάλα ποτάμια της χώρας.

Οι δυσκολίες εντοπίστηκαν από την πρώτη στιγμή της λειτουργίας της. Η πρώτη Έκθεση πεπραγμένη (1950) της ΔΕΗ αναφέρει πως σχεδόν όλοι οι θερμικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι παλιά και πως αυτή η παλαιότητα επιβαρύνθηκε περισσότερο από την φθορά που υπέστη κατά την περίοδο της κατοχής. Έτσι και με σύμβουλο την Αμερικανική εταιρία EBASKO η οποία θα της παρείχε την απαραίτητη τεχνογνωσία, η ΔΕΗ εκπόνησε το πρώτο πενταετές ενεργειακό της πρόγραμμα, προϋπολογισμού 83 εκατομμύρια δολάρια που περιλάμβανε, τρεις υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΥΗΣ Αγρά,

Λούρου, Λάδωνα) και έναν λιγνιτικό σταθμό στο Αλιβέρι, μαζί με τις αντίστοιχες γραμμές μεταφοράς και υποσταθμούς. Το αμέσως επόμενο πρόγραμμα συμπεριλάμβανε την πρώτη λιγνιτική μονάδα της Πτολεμαΐδας και τον υδροηλεκτρικό σταθμό Ταυρωπού (λίμνη Πλαστήρα).

Η λιγνιτική μονάδα της Πτολεμαΐδας Ισχύος 70 MW, αποτελούσε ένα κρίσιμο έργο για τον εξηλεκτρισμό της χώρας. Σε αυτό δοκιμαστήκανε τεχνολογίες καύσης του λιγνίτη για μεγάλες μονάδες τις εποχής και έπειτα από επιτυχής δοκιμές άνοιξε ο δρόμος για τον προγραμματισμό της δεύτερης μονάδας Ισχύος 120 MW.

Οι αλληπάλληλες πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του '70 οδήγησε σε εντατική εκμετάλλευση των λιγνιτικών κοιτασμάτων σε Πτολεμαΐδα, Καρδιά και Άγιο Δημήτριο. Η Δυτική Μακεδονία μετατράπηκε από μια ήπια αγροτική περιοχή σε Βιομηχανικό κέντρο. Η Πτολεμαΐδα από χωριό εξελίχθηκε σε Βιομηχανική πόλη και οι αγρότες και κτηνοτρόφοι έγιναν εργάτες στα ορυχεία και στα εργοστάσια της ΔΕΗ. Το ίδιο διάστημα η ΔΕΗ ανέπτυξε τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα του Αχελώου, του Αλιάκμονα και του Αράχθου. Το λιγνιτικό κέντρο της Μεγαλόπολης έχει θέσει τις βάσεις για την ανάπτυξη του υδροδυναμικού του Νέστου και της Ηπείρου.

Από 1.1.2001 με το Προεδρικό Διάταγμα. 333 η ΔΕΗ Α.Ε. μετατράπηκε σε ανώνυμη εταιρεία ενώ από 12.12.2001 έχει εισαχθεί στα Χρηματιστήρια Αξιών Αθηνών και Λονδίνου.

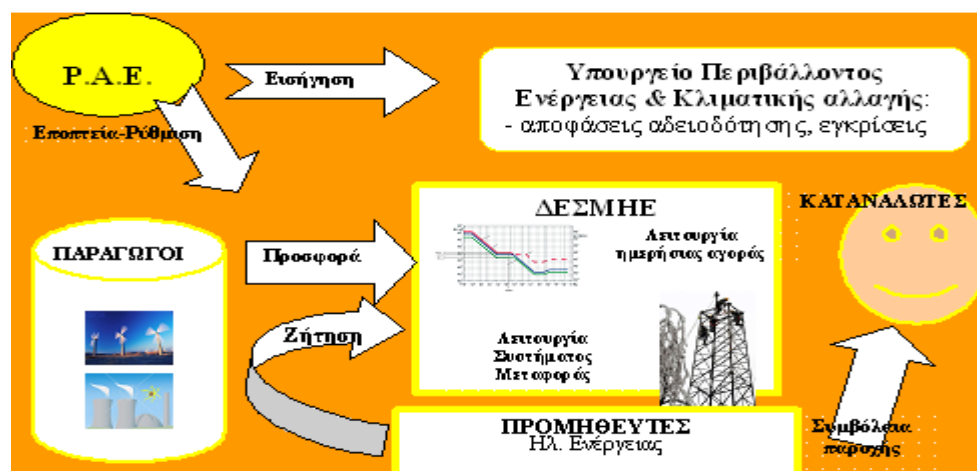
Το 2000 με τον νόμο ν.2773/1999 συστήνεται η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Η ΡΑΕ αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται και λειτουργεί.

Με το Προεδρικό Διάταγμα 328/12-12-2000, συστάθηκε Ανώνυμη Εταιρεία με την επωνυμία "ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε." Σκοπός της εταιρείας είναι η λειτουργία, η εκμετάλλευση, η διασφάλιση της συντήρησης και η μέριμνα για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά την έννοια του άρθρου 2 του ΝΟΜΟΥ 2773/1999, σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με τα άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, κατά τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο.

2.2 Η οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) είναι υπεύθυνη για τη ρύθμιση της αγοράς ενέργειας στη χώρα μας. Στην αγορά αυτή συμμετέχουν, οι Παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από διαφορετικές πηγές, ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, οι Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας (όπως η ΔΕΗ Α.Ε.) και οι καταναλωτές. Ο ΔΕΣΜΗΕ συγκροτήθηκε το 2001 και φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης έτσι ώστε να καλύπτεται η ζήτηση αφού η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται σε μεγάλες ποσότητες με οικονομικό τρόπο. Επιπλέον, ο ΔΕΣΜΗΕ μαζί με τον Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής (ΔΕΣΜΗΕ), καθήκοντα του οποίου επί του παρόντος εκτελεί τμήμα της ΔΕΗ Α.Ε., είναι υπεύθυνοι να διασφαλίζουν ότι η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται με αξιοπιστία και ασφάλεια τόσο μέσω του Συστήματος (Δίκτυο υψηλής τάσης) όσο και μέσω του Δικτύου Διανομής (δίκτυο μέσης και χαμηλής τάσης) από τους

ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς στους τελικούς καταναλωτές. Οι Προμηθευτές είναι υπεύθυνοι για την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές.



Η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας οδηγεί στην είσοδο νέων παραγωγών στην αγορά και στην κατάργηση των εθνικών μονοπωλίων όπως η ΔΕΗ στην Ελλάδα.

Ο συνδυασμός της εξέλιξης αυτής καθώς και η πίεση από πλευράς Ευρωπαϊκής Ένωσης για απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, οδήγησε στην έρευνα για ένα Θεσμικό Πλαίσιο κατάλληλο γι' αυτό, αλλά και ελκυστικό για νέες επενδύσεις που θα απαιτούνταν για την κάλυψη της ζήτησης όπως και για ανάπτυξη νέων τεχνολογιών.

2.3 Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς και του Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς (ΔΕΣΜΗ) συστήθηκε με το νόμο 2773/1999 και με το Προεδρικό Διάταγμα 328/12-12-2000 ως Ανώνυμη Εταιρεία και ανήκει κατά 51% στο κράτος, ενώ το υπόλοιπο 49% αρχικά ανήκει στη ΔΕΗ, αλλά περιορίζεται σταδιακά, με την παραχώρηση προς στις εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ίδρυσή του ΔΕΣΜΗ εντάσσεται στο πλαίσιο της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της επιδίωξης να κυριαρχήσουν συνθήκες ανταγωνισμού στην παραγωγή και διάθεση του ρεύματος. Πριν τη σύστασή του την ευθύνη για το Σύστημα είχε η ΔΕΗ ΑΕ.

Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗ) είναι ανώνυμη εταιρεία που σκοπό έχει τη λειτουργία, εκμετάλλευση, διασφάλιση της συντήρησης και μέριμνα για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με τα άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, κατά τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο. Στόχος του είναι η βέλτιστη κατανομή του φορτίου στο Σύστημα. Ταυτόχρονα ο ΔΕΣΜΗ μεριμνά, όταν υπάρχουν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας περισσότεροι παραγωγοί και προμηθευτές, για την εκκαθάριση των μεταξύ τους συναλλαγών. Ο ΔΕΣΜΗ είναι ο φορέας που αγοράζει την παραγόμενη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε περιοχές της

χώρας που είναι διασυνδεδεμένες με το εθνικό (ηπειρωτικό) δίκτυο ηλεκτροδότησης. Στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά, ο αντίστοιχος φορέας είναι η ΔΕΗ ΑΕ.

Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς είναι υπεύθυνος για:

- τη διασφάλιση της μακροπρόθεσμης ικανότητας του Συστήματος να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση για μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας
- τη συμβολή στην ασφάλεια του εφοδιασμού της χώρας μέσω επαρκούς δυναμικού μεταφοράς και αξιοπιστίας του Συστήματος
- τη διαχείριση των ροών ενέργειας στο Σύστημα με συνεκτίμηση των ανταλλαγών με άλλα διασυνδεδεμένα δίκτυα
- την αποφυγή κάθε διάκρισης μεταξύ των χρηστών του Συστήματος
- την παροχή πληροφοριών στους χρήστες του Συστήματος, που χρειάζονται για την αποτελεσματική πρόσβαση σε αυτό.

Τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής είναι:

- η διατήρηση ασφαλούς, αξιόπιστου και αποδοτικού δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή που καλύπτει, λαμβάνοντας τη δέουσα μέριμνα για το περιβάλλον
- η αποφυγή κάθε διάκρισης μεταξύ των χρηστών του Δικτύου
- η παροχή πληροφοριών στους χρήστες του Δικτύου που χρειάζονται για μια αποτελεσματική πρόσβαση στο Δίκτυο
- η παραχώρηση προτεραιότητας στις εγκαταστάσεις παραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή απόβλητα, ή που παράγουν συνδυασμένα ενέργεια και θερμότητα
- η προμήθεια της ενέργειας που χρησιμοποιούν για να καλύπτουν τις απώλειες ενέργειας και να διατηρούν εφεδρικό δυναμικό στο δίκτυό τους με διαφανείς, αμερόληπτες και βασιζόμενες στην αγορά διαδικασίες
- η λήψη μέτρων για ενεργειακή απόδοση/διαχείριση της ζήτησης ή/και η πρόβλεψη κατανεμημένης παραγωγής που θα μπορούσαν να υποκαταστήσουν την ανάγκη αναβάθμισης ή αντικατάστασης του δυναμικού ηλεκτρικής ενέργειας.

2.3.1 Ο διπλός ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ:

- Ο ένας ρόλος είναι αυτός που ασκούσε η ΔΕΗ σε σχέση με το Σύστημα Μεταφοράς: φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης και η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται κατά τρόπο αξιόπιστο, ασφαλές και ποιοτικά αποδεκτό.
- Ο δεύτερος ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ είναι να εκκαθαρίζει την αγορά, να λειτουργεί σαν ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει κάθε ημέρα ποιός οφείλει σε ποιόν. Για να χρησιμοποιήσουμε ένα οικείο ανάλογο, η ΔΕΗ είναι μια εισηγμένη εταιρεία, ο ΔΕΣΜΗΕ είναι το Χρηματιστήριο και η ΡΑΕ είναι η επιτροπή κεφαλαιαγοράς.

Ο ΔΕΣΜΗΕ είναι ανώνυμη εταιρεία που ανήκει κατά 51% στο δημόσιο και κατά 49% στις εταιρείες παραγωγής που υπάρχουν στην Ελλάδα. Αυτό σημαίνει ότι η ΔΕΗ σήμερα κατέχει αυτό το 49% αλλά το ποσοστό της θα μειώνεται δίνοντας χώρο στους όποιους νέους παραγωγούς εμφανιστούν. Η Εταιρεία έχει σήμερα περί τα 160 άτομα (τα οποία θα διπλασιαστούν στην πλήρη ανάπτυξή της) και ετήσιο προϋπολογισμό περίπου EUR 15 εκ.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει την ευθύνη μιας σειράς διαδικασιών:

- Κατ αρχήν η ενέργεια που παράγεται, διακινείται και καταναλώνεται πρέπει να μετράται κατά τρόπο αξιόπιστο, ακριβή και μη αμφισβητούμενο από τους παράγοντες της αγοράς. Ένα μετρητικό σύστημα, επίσημα πιστοποιημένο, είναι μια πρώτη διαδικασία της ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος.
- Μία δεύτερη διαδικασία, που αποτελεί και την καρδιά του συστήματος είναι η κατανομή φορτίου. Όπως είναι γνωστό, η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα ιδιότυπο εμπορικό αγαθό που δεν αποθηκεύεται και επομένως θα πρέπει ανά πάσα στιγμή να παράγεται ακριβώς όση καταναλώνεται. Η κατανομή φορτίου λοιπόν είναι αυτή που υπαγορεύει το ποιος σταθμός θα παράγει και πόσο. Παράλληλα η κατανομή φορτίου στους σταθμούς γίνεται έτσι ώστε να διατηρούνται τα ποιοτικά χαρακτηριστικά που πρέπει (συχνότητα, τάση κλπ), να υπάρχει ελάχιστο κόστος λειτουργίας και να υπάρχει σεβασμός των διμερών εμπορικών σχέσεων πελάτη-προμηθευτή.
- Για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος και των ποιοτικών χαρακτηριστικών της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στον καταναλωτή, ο διαχειριστής του συστήματος χρειάζεται ειδικές, επικουρικές λεγόμενες υπηρεσίες.
- Μια διαδικασία απολύτως συναρτημένη με την απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι η εκκαθάριση, το ποιος δηλαδή οφείλει σε ποιόν. Για την Ελληνική αγορά έχει επιλεγεί ένα σύστημα διμερών βασικά εμπορικών σχέσεων, δηλαδή μεταξύ καταναλωτή και προμηθευτή-παραγωγού. Ο διαχειριστής του συστήματος δεν παρεμβαίνει στα διμερή αυτά συμβόλαια τα οποία είναι στην απόλυτη δικαιοδοσία των συμβαλλόμενων μερών. Όμως κατά την καθημερινή λειτουργία για διάφορους λόγους η παραγωγή ενός προμηθευτή δεν αντιστοιχεί απολύτως στην κατανάλωση ενός πελάτη. Αυτή η απόκλιση μετράται και τιμολογείται από το διαχειριστή του συστήματος ο οποίος υπαγορεύει σε κάθε ελλειμματικό παραγωγό το τι θα πληρώσει μέσω του διαχειριστή του συστήματος σε κάποιον άλλο, πλεονασματικό παραγωγό. Η διαδικασία αυτή λέγεται εκκαθάριση της αγοράς και γίνεται με τρόπο που να ενθαρρύνεται η οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Μια άλλη πολύ βασική λειτουργία του διαχειριστή του συστήματος είναι η συντήρηση του συστήματος και η περαιτέρω ανάπτυξή του για να υποδεχθεί νέους παραγωγούς και νέους πελάτες.
- Τέλος, στα καθήκοντα του διαχειριστή του συστήματος είναι η υποστήριξη και περαιτέρω ανάπτυξη της αγοράς και η ενημέρωση των ενδιαφερομένων. Ο διαχειριστής του συστήματος κάνει προβλέψεις για τις ανάγκες του συστήματος, σε βραχυπρόθεσμη, μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη βάση, δημοσιεύει εκτιμήσεις, εισηγείται βελτιώσεις στους κανόνες της αγοράς και διαχείρισης του

συστήματος και εξασφαλίζει μια υψηλού βαθμού διαφάνεια στη λειτουργία της αγοράς, στη διαχείριση του συστήματος και στην ίδια τη λειτουργία της εταιρίας.

2.4 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000, αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται –τόσο μονοσήμαντα στην Ελληνική αγορά - όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται.

Η ΡΑΕ συστήθηκε με το ν. 2773/1999, στο πλαίσιο εναρμόνισης με τις οδηγίες 2003/54/ΕΚ και 2003/55/ΕΚ για τον ηλεκτρισμό και το φυσικό αέριο.

Με τον ως άνω νόμο, τον εσωτερικό κανονισμό της (Π.Δ. 139/01), και κυρίως με τις τροποποιήσεις του ν. 2773/1999, που ακολούθησαν στη συνέχεια, της δόθηκαν αρμοδιότητες παρακολούθησης και ελέγχου της αγοράς ενέργειας σε όλους τους τομείς, ήτοι στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και φυσικό αέριο. Περαιτέρω, η ΡΑΕ έχει συγκεκριμένες αρμοδιότητες σε σχέση με την αγορά των πετρελαιοειδών.

Αρχικά, η ΡΑΕ είχε κυρίως γνωμοδοτικές αρμοδιότητες, πλην όμως, σε συμμόρφωση με τις κοινοτικές επιταγές και τις ανάγκες της ενεργειακής αγοράς, με σειρά άλλων νομοθετικών διατάξεων, της δόθηκαν πλείονες αποφασιστικές αρμοδιότητες.

Θεμελιώδεις στόχοι που τόσο η Ευρωπαϊκή Ένωση όσο και η Ελληνική Νομοθεσία επιδίωξαν να καλύψουν είναι: η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Χώρας, η προστασία του περιβάλλοντος στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της Χώρας, η ενίσχυση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας της εθνικής οικονομίας, η ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη.

Ειδικότερα, η ΡΑΕ έχει γνωμοδοτική αρμοδιότητα στη χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, με τον δε πρόσφατο νόμο 3851/2010, η ΡΑΕ έχει αποφασιστική αρμοδιότητα για τη χορήγηση αδειών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Είναι υπεύθυνη να παρακολουθεί τη διασφάλιση πρόσβασης τρίτων στο δίκτυο της χώρας, τη λειτουργία του διασυνδεδετικού εμπορίου εισαγωγών και εξαγωγών, καθώς και για τον έλεγχο του ότι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας –όπως αυτή λειτουργεί μέσω του ηλεκτρονικού συστήματος που εκτελεί ο διαχειριστής του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ο ΔΕΣΜΗΕ-λειτουργεί ομαλά. Στην ίδια βάση, γνωμοδοτεί για τη χορήγηση αδειών για τη προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας, πάντα με πρώτο γνώμονα τη προστασία του καταναλωτή. Στο πλαίσιο αυτό, παρακολουθεί την ανάπτυξη και τήρηση κανόνων υγιούς ανταγωνισμού και προστασίας του καταναλωτή και, σε συνεργασία με συναρμόδιους φορείς, δύναται να εκκινήσει διαδικασίες επιβολής κυρώσεων, όταν διαπιστώνεται ότι οι εν λόγω ειδικότερες διατάξεις παραβιάζονται.

Οι στόχοι της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για την μεγαλύτερη δυνατή ένταξη σταθμών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) είναι μια από τις ιδιαιτέρως βαρύνουσας σημασίας αρμοδιότητες της Αρχής. Για το λόγο αυτό, ενώ έως πρόσφατα η ΡΑΕ είχε απλή γνωμοδοτική αρμοδιότητα, τώρα πλέον έχει αποφασιστική αρμοδιότητα στην χορήγηση αδειών παραγωγής από ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό, θέτει ένα εντελώς νέο σχήμα λειτουργίας της εν λόγω αγοράς – και ιδίως σε συσχέτιση με την περιβαλλοντική αδειοδότηση, το

οποίο κρίνεται αναγκαίο να λειτουργήσει αποτελεσματικά, δεδομένων των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας μας για αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Στον τομέα του φυσικού αερίου, η ΡΑΕ πέραν της παρακολούθησης της τήρησης των υγιών κανόνων ανταγωνισμού, γνωμοδοτεί –μεταξύ άλλων -για τη χορήγηση αδειών προμήθειας, διαχείρισης και κυριότητας ανεξάρτητων συστημάτων φυσικού αερίου. Με πρόσφατες νομοθετικές ρυθμίσεις, η ΡΑΕ είναι αρμόδια και για τη διασύνδεση του ελληνικού συστήματος φυσικού αερίου με άλλες χώρες, καθώς και για τον τρόπο δυνατότητας ανάπτυξης αυτού, σε συνεργασία με τους αντίστοιχους ρυθμιστές.

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

Τέλος, πρέπει να τονιστεί ότι με το νέο, γνωστό ως 3ο ενεργειακό πακέτο, και ειδικότερα από το Μάρτιο του 2011, η ΡΑΕ θα έχει κυρίως αποφασιστικές αρμοδιότητες και σημαντικότερη συνεργασία με τους λοιπούς Ρυθμιστές και Διαχειριστές, θα ενισχυθεί δε περαιτέρω η οικονομική και διοικητική της αυτοτέλεια.

2.4.1 Τομείς Δραστηριότητας

Αρμοδιότητες σε θέματα Ηλεκτρισμού, Φυσικού Αερίου και Πετρελαιοειδών

Ο ρόλος της ΡΑΕ στην ελληνική αγορά ενέργειας ενισχύθηκε σταδιακά με την τροποποίηση και συμπλήρωση των αρμοδιοτήτων της, όπως αυτές απαριθμούνται αναλυτικά στους σχετικούς νόμους που εκδόθηκαν από το 1999 και εφεξής.

Σε πρώτο στάδιο, οι αρμοδιότητες της ΡΑΕ καθορίστηκαν με τις διατάξεις του άρθρου 5 του ν. 2773/1999, σύμφωνα με τις οποίες στην αρχή ανατέθηκαν: (α) η γενική αρμοδιότητα παρακολούθησης και ελέγχου της αγοράς ενέργειας σε όλους τους τομείς της, και η αρμοδιότητα υποβολής σχετικών εισηγήσεων στα αρμόδια όργανα για τη λήψη κατάλληλων μέτρων, (β) κυρίως γνωμοδοτικές αρμοδιότητες σε σχέση με τη χορήγηση των αδειών που προβλέπονται για την άσκηση δραστηριότητας στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, προμήθεια, διαχείριση και κυριότητα δικτύων), (γ) σχετικά περιορισμένες αποφασιστικές αρμοδιότητες που αφορούν τη δυνατότητα επιβολής διοικητικών κυρώσεων ιδίως με τη μορφή επιβολής προστίμων ή εισήγησης για την ανάκληση αδειών όταν διαπιστώνεται παράβαση των διατάξεων του ν. 2773/1999, (δ) γνωμοδοτικές αρμοδιότητες σε σχέση με την έκδοση των κανονιστικών πράξεων που διέπουν τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, (ε) αρμοδιότητες διαιτητικής επίλυσης διαφορών στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και (στ) το σύνολο των αρμοδιοτήτων του Σώματος Ενεργειακού Ελέγχου και Σχεδιασμού το οποίο στο μεταξύ καταργήθηκε.

Οι αρμοδιότητες αυτές συμπληρώθηκαν στη συνέχεια με τις διατάξεις του ν. 2941/2001 (ΦΕΚ Α' 201), με τις οποίες προβλέφθηκε ότι η ΡΑΕ αποκτά περαιτέρω και την αρμοδιότητα έγκρισης των λεπτομερειών εφαρμογής των βασικών Κωδίκων λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος

Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως αυτές ρυθμίζονται με απόφαση του αρμοδίου διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε). Η σημασία της μικρής αυτής σε πρώτη ματιά συμπλήρωσης είναι ουσιώδης, καθώς κατ' αυτόν τον τρόπο παρέχεται το κατάλληλο και απαιτούμενο νομοθετικό έρεισμα για την ανάπτυξη του ρυθμιστικού ρόλου της ΡΑΕ κατεξοχήν, που έγκειται στην ex ante παρέμβαση στην αγορά με τη συμβολή στη διαμόρφωση των ειδικών και τεχνικών κανόνων που διέπουν τη λειτουργία της.

Ακολούθησε η θέσπιση του ν. 3054/2002, με τις διατάξεις του οποίου ανατέθηκαν στη ΡΑΕ περιορισμένες αρμοδιότητες στον τομέα των πετρελαιοειδών προϊόντων, όπως είναι η αρμοδιότητα γνωμοδότησης προς τον Υπουργό ανάπτυξης για την έκδοση του σχετικού κανονισμού αδειών καθώς και η γνωμοδότηση για την έκδοση απόφασης με την οποία επιβάλλονται ανώτατες τιμές για την πώληση στους καταναλωτές.

Περαιτέρω γνωμοδοτικής κυρίως φύσεως αρμοδιότητες ανατέθηκαν στη ΡΑΕ με τις διατάξεις του ν. 3175/2003, κυρίως σε θέματα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και σε θέματα που άπτονται της εφαρμογής του δικαιώματος επιλογής προμηθευτή φυσικού αερίου για τους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο χορηγήθηκε για πρώτη φορά με τις διατάξεις του ίδιου αυτού νόμου.

Η πλέον ουσιώδης και σημαντική ενίσχυση του ρόλου της ΡΑΕ επιτεύχθηκε με τους νόμους που εκδόθηκαν στο τέλος του έτους 2005 με στόχο τόσο την επιτάχυνση της διαδικασίας απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ν. 3426/2005, ΦΕΚ Α' 309) όσο και την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου (ν. 3428/2005, ΦΕΚ Α' 313). Πιο συγκεκριμένα, με τους νόμους αυτούς επιδιώκεται η ενσωμάτωση στην ελληνική έννομη τάξη των κανόνων των Οδηγιών 2003/54/EK και 2003/55/EK, στους οποίους περιλαμβάνεται και μία συγκεκριμένη δέσμη αρμοδιοτήτων που πρέπει να διαθέτουν οι ρυθμιστικές αρχές των κρατών μελών (βλ. άρθρο 23 Οδ. 2003/54/EK και άρθρο 25 Οδ. 2003/55/EK), προκειμένου να διαμορφωθεί ομοιόμορφο ρυθμιστικό πλαίσιο για όλη την εσωτερική αγορά ενέργειας. Επιπλέον, κατά τη διαμόρφωση των σχετικών διατάξεων των νέων νόμων, ελήφθησαν υπόψη οι απαιτήσεις για κατάλληλη και λειτουργική κατανομή των αρμοδιοτήτων μεταξύ ΡΑΕ και κεντρικής Διοίκησης, στη βάση και των σχετικών απόψεων που έχουν διατυπωθεί από την αρχή. Σήμερα πλέον, οι βασικότερες νέες αρμοδιότητες της ΡΑΕ συνοψίζονται στα ακόλουθα:

- Καθορισμός όρων πρόσβασης στα μονοπωλιακά τμήματα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της αγοράς φυσικού αερίου: Σύμφωνα με τις διατάξεις του ν. 3426/2005 και του ν. 3428/2005, προβλέπεται πλέον αρμοδιότητα της ΡΑΕ για έκδοση σύμφωνης και όχι απλής γνώμης προς τον υπουργό ανάπτυξης προκειμένου για την έκδοση των κωδίκων που διέπουν τη λειτουργία των μονοπωλιακών τμημάτων της αγοράς, δηλαδή των συστημάτων μεταφοράς και διανομής. Με τον τρόπο αυτό, λαμβάνοντας υπόψη τον τρόπο λειτουργίας της σύμφωνης γνώμης κατά το ελληνικό δίκαιο, το βάρος της αποφασιστικής αρμοδιότητας επί των θεμάτων αυτών μετατίθεται κατεξοχήν στην ΡΑΕ. Περαιτέρω, οι αρμοδιότητες της ΡΑΕ για τη λήψη αποφάσεων ρυθμιστικού περιεχομένου ως προς τις λεπτομέρειες εφαρμογής των κωδίκων επεκτείνονται και σε σχέση με θέματα του κώδικα διαχείρισης του δικτύου και του κώδικα διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων νησιών, και ενισχύονται ουσιωδώς, καθώς προβλέπεται πλέον και αρμοδιότητα για την έγκριση των εγχειριδίων που απαιτούνται για την απρόσκοπτη εφαρμογή του συνόλου των κωδίκων που αφορούν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

- Καθορισμός τιμολογίων πρόσβασης στα μονοπωλιακά τμήματα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της αγοράς φυσικού αερίου: Στο ίδιο πλαίσιο με όσα ανωτέρω αναφέρονται σχετικά με τους όρους πρόσβασης, στη ΡΑΕ ανατίθεται πλέον ουσιώδης ρόλος κατά τον καθορισμό της μεθοδολογίας κατάρτισης και του ύψους των εφαρμοζόμενων τιμολογίων προκειμένου για την πρόσβαση στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.
- Διαχωρισμός δραστηριοτήτων: Όσον αφορά το διαχωρισμό των δραστηριοτήτων των ολοκληρωμένων επιχειρήσεων, σύμφωνα με τις διατάξεις των νέων νόμων, προβλέπεται ότι η ΡΑΕ εγκρίνει πλέον τους κανόνες κατανομής του ενεργητικού και παθητικού και των δαπανών και εσόδων τους οποίους εφαρμόζουν οι επιχειρήσεις αυτές για την κατάρτιση των λογιστικά διακεκριμένων ανά δραστηριότητα λογαριασμών. Επίσης, η ΡΑΕ μπορεί να προβαίνει σε έκτακτους ελέγχους για τη συμμόρφωση με τη υποχρέωση τήρησης χωριστών λογαριασμών και για το σκοπό αυτό έχει πρόσβαση στους λογαριασμούς των επιχειρήσεων αυτών. Περαιτέρω, ουσιώδεις αρμοδιότητες ελέγχου έχουν ανατεθεί στη ΡΑΕ προκειμένου για την παρακολούθηση της εφαρμογής των απαιτήσεων λειτουργικού διαχωρισμού των ολοκληρωμένων επιχειρήσεων, ιδίως στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ): Σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 2 του άρθρου 28 του ν. 3426/2005, προβλέπεται αρμοδιότητα της ΡΑΕ για την έκδοση γνωμοδότησης προς τον Υπουργό Ανάπτυξης, σχετικά με τον καθορισμό της μεθοδολογίας υπολογισμού του ανταλλάγματος που οφείλεται για την εκπλήρωση υποχρεώσεων παροχής ΥΚΩ από τους κατόχους άδειας ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, το ύψος του εκάστοτε οφειλόμενου ανταλλάγματος για την παροχή ΥΚΩ εγκρίνεται ετησίως, μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης. Επίσης, προβλέπεται αρμοδιότητα της ΡΑΕ για την έκδοση γνωμοδότησης προς τους Υπουργούς Οικονομίας και Οικονομικών και Ανάπτυξης, σχετικά με τη μεθοδολογία επιμερισμού τους ως άνω οφειλόμενου ανταλλάγματος σε κάθε κατηγορία Πελατών και τον καθορισμό των σχετικών χρεώσεων. Από την άλλη πλευρά, ο καθορισμός του τι νοείται εκάστοτε ότι εμπίπτει στην έννοια των ΥΚΩ, καθορίζεται με απόφαση του υπουργού ανάπτυξης χωρίς γνώμη της ΡΑΕ, καθώς το θέμα αυτό άπτεται της γενικότερης πολιτικής στον τομέα αλλά και των κοινωνικών αναγκών, όπως αυτές διαμορφώνονται από τον ευρύτερο πολιτικό σχεδιασμό.
- Αρμοδιότητες παρακολούθησης αγοράς και υποβολής εκθέσεων: Σύμφωνα με τους νέους νόμους προβλέπονται αναλυτικά και σε αρμονία προς τις σχετικές διατάξεις του κοινοτικού δικαίου οι αρμοδιότητες της ΡΑΕ σε ότι αφορά θέματα παρακολούθησης και εποπτείας των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Οι αρμοδιότητες αυτές περιλαμβάνουν ιδίως θέματα διαχείρισης του δυναμικού των διεθνών διασυνδέσεων καθώς και θέματα διαχείρισης της συμφόρησης των δικτύων, και γενικότερα τον τρόπο άσκησης των δραστηριοτήτων που έχουν ανατεθεί στους διαχειριστές των μονοπωλιακών τμημάτων της αγοράς. Στο ίδιο πλαίσιο, έχουν προβλεφθεί άλλωστε και υποχρεώσεις της ΡΑΕ για την υποβολή περιοδικών εκθέσεων στην επιτροπή, όπου αναλύονται τα συμπεράσματα της εν λόγω παρακολούθησης.
- Διεθνείς αρμοδιότητες: Σύμφωνα με τις διατάξεις του νομικού πλαισίου, η ΡΑΕ συμβάλλει στην ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ίσων

όρων ανταγωνισμού, και συνεργάζεται για το σκοπό αυτόν με τις Ρυθμιστικές Αρχές των λοιπών κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ιδίως στο πλαίσιο του Συμβουλίου Ευρωπαϊκών Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας, με διεθνείς οργανισμούς και ρυθμιστικές αρχές τρίτων χωρών, ιδίως στην περιοχή της νοτιοανατολικής Ευρώπης, καθώς και με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και συμμετέχει στην Ευρωπαϊκή Ομάδα Ρυθμιστικών Αρχών για την ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο.

2.4.2 Αρμοδιότητες σε θέματα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ)

Σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, η ΡΑΕ είναι αρμόδια για την έκδοση θετικής ή αρνητικής γνώμης προς τον Υπουργό Ανάπτυξης, σχετικά με τη χορήγηση ή την τροποποίηση ή την επέκταση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έργων ΑΠΕ. Για το σκοπό αυτό, η ΡΑΕ μέχρι την έκδοση του νέου ν. 3468/2006, αξιολογούσε τις αιτήσεις βάσει των κριτηρίων του άρθρου 28 του ν. 2773/1999, όπως αυτά εξειδικεύονταν στο άρθρο 9 του «Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας» και τον από 30.07.2001 «Οδηγό Αξιολόγησης αιτήσεων αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ» της ΡΑΕ. Μετά τη θέση σε ισχύ του ν. 3468/2006, οι νέες αιτήσεις αξιολογούνται από τη ΡΑΕ ως προς τα κριτήρια του άρθρου 3 του νόμου αυτού. Για την αξιολόγηση των αιτήσεων, η ΡΑΕ συνεργάζεται με το ΚΑΠΕ βάσει σχετικής σύμβασης, η οποία συνομολογήθηκε κατόπιν ανοικτού διεθνούς διαγωνισμού. Το ΚΑΠΕ εκτελεί, αδιαλείπτως από το 2001, χρέη συμβούλου της ΡΑΕ σε θέματα τεχνικής υποστήριξης της διαδικασίας αξιολόγησης των αιτήσεων για την έκδοση, ή την τροποποίηση, ή την επέκταση άδειας παραγωγής έργων ΑΠΕ. Αξίζει να σημειωθεί ότι στην παράγραφο 10 του άρθρου 3 του ν. 3468/2006, προβλέπεται πλέον ρητά η δυνατότητα της ΡΑΕ να συνεργάζεται με το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ΚΑΠΕ, στο πλαίσιο σχετικής συμφωνίας για την παροχή από αυτό υπηρεσιών τεχνικού συμβούλου υπό την εποπτεία και τις οδηγίες της.

Επιπλέον, βάσει των διατάξεων του ν. 2773/1999, όπως τροποποιήθηκε με το ν. 3468/2006 και ισχύει, η ΡΑΕ εκδίδει τις πράξεις εξαίρεσης από τη λήψη άδειας παραγωγής για σταθμούς ΑΠΕ. Οι εξαιρέσεις αποτελούν διαπιστωτικές, βάσει του νόμου, αποφάσεις της ΡΑΕ οι οποίες εκδίδονται μόνον αφού διενεργηθεί ενδελεχής έλεγχος και διαπιστωθεί ότι συντρέχουν οι σχετικοί όροι και προϋποθέσεις, οι οποίοι ρητώς τίθενται από το άρθρο 4 του νόμου αυτού.

Περαιτέρω, κατά τη διαδικασία έκδοσης άδειας εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ, η ΡΑΕ θεωρεί τοπογραφικά σχέδια, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 4 της ΥΑ 2000/06.02.2002 (ΦΕΚ Β' 158). Στο πλαίσιο της ανωτέρω διαδικασίας, η ΡΑΕ ελέγχει την ταύτιση μεταξύ των στοιχείων των υποβαλλομένων τοπογραφικών σχεδίων και εκείνων, βάσει των οποίων αξιολογήθηκε το έργο και εκδόθηκε η σχετική άδεια παραγωγής.

Η ΡΑΕ επίσης, παρακολουθεί και εποπτεύει τον τρόπο με τον οποίο οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εκπληρώνουν τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τις άδειες και κινεί τη διαδικασία ανάκλησης των αδειών, όταν διαπιστώνει παράβαση των διατάξεων του θεσμικού πλαισίου και των όρων των αδειών. Η παρακολούθηση των αδειών διενεργείται μέσω της αξιολόγησης των δελτίων προόδου τα οποία υποβάλλονται από τους κατόχους αδειών παραγωγής εντός των προβλεπόμενων προθεσμιών, καθώς και των λοιπών εγγράφων που αφορούν την αδειοδοτική διαδικασία των έργων και κοινοποιούνται στη ΡΑΕ από τους αρμόδιους φορείς, στο πλαίσιο της ανωτέρω

διαδικασίας. Τα στοιχεία αυτά αξιολογούνται και ακολουθεί εισαγωγή τους σε βάση δεδομένων για την εξαγωγή ποσοτικών και ποιοτικών στατιστικών στοιχείων, σχετικά με την πορεία υλοποίησης των έργων και τα προβλήματα που αυτά αντιμετωπίζουν.

Στο πλαίσιο της παρακολούθησης της πορείας των έργων ΑΠΕ με άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όταν η ΡΑΕ διαπιστώσει ότι συντρέχει θέμα είτε παράβασης από τον αδειούχο όρου της άδειας παραγωγής, είτε αδυναμίας έγκαιρης πραγματοποίησης του έργου, είτε οριστικής παύσης των δραστηριοτήτων που περιγράφονται στην άδεια παραγωγής, συντάσσει Πράξεις Διαπίστωσης Παράβασης, τις οποίες κοινοποιεί στους αδειούχους και ταυτόχρονα ενημερώνει σχετικά τον Υπουργό Ανάπτυξης. Η ΡΑΕ καλεί με σχετικές επιστολές τους αδειούχους να υποβάλλουν εγγράφως εντός τακτής προθεσμίας τις απόψεις τους, σχετικά με τις ανωτέρω Πράξεις της, ενημερώνοντας τους παράλληλα περί του ότι σε περίπτωση που παρέλθει άπρακτη η ανωτέρω προθεσμία, δύναται, σύμφωνα με το άρθρο 20 του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας, να εισηγηθεί προς τον Υπουργό Ανάπτυξης την ανάκληση της σχετικής άδειας παραγωγής. Κατόπιν αυτού, η ΡΑΕ εξετάζει τις απαντήσεις των αδειούχων και αποφασίζει επί ποιών έργων θα εισηγηθεί προς τον υπουργό ανάπτυξης την ανάκληση της άδειας παραγωγής.

Τέλος, η ΡΑΕ τηρεί ειδικό μητρώο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο μητρώο αυτό καταχωρίζονται τα στοιχεία των αιτήσεων για χορήγηση άδειας παραγωγής, καθώς και των αδειών που εκδίδονται ή ανακαλούνται. Μετά τη θέση σε ισχύ του ν. 3468/2006, η ΡΑΕ καταχωρίζει επίσης στοιχεία σχετικά με τις πράξεις εξαιρέσης από την υποχρέωση λήψης των αδειών αυτών, καθώς και με τη μεταβίβαση, ή την τροποποίηση, ή τη μεταβολή στοιχείων των αδειών για την οποία δεν απαιτείται τροποποίηση. Το περιεχόμενο του μητρώου αυτού δημοσιοποιείται από τη ΡΑΕ μέσω της ιστοσελίδας της.

3. Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

3.1 Θεσμικό πλαίσιο

Με τον Νόμο 2773/99 δημιουργείται ένα αρχικό Θεσμικό Πλαίσιο. Ο Νόμος αυτός διακρίνει τον Τομέα της Ηλεκτρικής Ενέργειας σε δραστηριότητες Παραγωγής, Μεταφοράς, Διανομής και Προμήθειας. Επίσης, διαχωρίζει το διασυνδεδεμένο σύστημα με το μη συνδεδεμένο των Νησιών.

3.2 Επίδραση ευρωπαϊκής ένωσης και εξέλιξη

Η οδηγία της Ε.Ε. 96/92/EK στην βάση και η οδηγία 2003/54/EK αποτελούν τον κορμό της αρχής λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε.

Η οδηγία 96/92/EK ορίζει κοινούς κανόνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε.

Ορίζει τον λογιστικό διαχωρισμό των επιμέρους δραστηριοτήτων των ολοκληρωμένων επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέπει σε τρίτους τη υποβολή αιτήσεων για την λήψη αδειών προκειμένου να δραστηριοποιηθούν στους τομείς της παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας. Απαιτεί τον αριθμό ανεξάρτητου διαχειριστή του συστήματος μεταφοράς και προβλέπει την πρόσβαση τρίτων στο σύστημα μεταφοράς και στο δίκτυο διανομής με διαφανή και αντικειμενικά κριτήρια.

Το 2003 το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Υπουργοί Ενέργεια τροποποιούν της ισχύουσα Οδηγία. Η νέα Κοινοτική Οδηγία 2003/54/EK για την ηλεκτρική ενέργεια και επικεντρώνεται στα ακόλουθα:

- Ουσιαστική απελευθέρωση της αγοράς. Από 1^η Ιουλίου 2004 κάθε μη οικιακός πελάτης και από 1^η Ιουλίου 2007 όλοι οι πελάτες (με οικιακούς) να μπορούν να επιλέγουν ελεύθερα βάσει δικών τους κριτηρίων τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Λειτουργικό και νομικό διαχωρισμό των διαχειριστών του συστήματος μεταφοράς και του δικτύου διανομής.
- Ορισμός ανεξάρτητων αρμόδιων οργάνων ως ρυθμιστικές αρχές (στην ουσία ενδυνάμωση των ρυθμιστικών αρχών) που θα είναι υπεύθυνες για την διασφάλιση της αμεροληψίας, του ουσιαστικού ανταγωνισμού και της εύρυθμης λειτουργίας της αγοράς.
- Διασφάλιση της ασφάλειας εφοδιασμό και εξασφάλιση της δυνατότητας δημιουργίας νέου δυναμικού ή λήψης μέτρων ενεργειακής αποδοτικότητας και διαχείριση της ζήτησης εάν το δυναμικό παραγωγής δεν επαρκεί.
- Κοινές προδιαγραφές σχετικά με την παροχή υπηρεσιών κοινώς ωφέλειας και ειδικότερα όσον αφορά στην παροχή τους προς τις κοινωνικά ασθενέστερες κατηγορίες καταναλωτών.

Η Οδηγία 2003/54/EK εντάχθηκε στο Εσωτερικό Δίκαιο με τον Ν.3426/2005.

Το 2009 το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο εντοπίζοντας κάποια προβλήματα και εμπόδια για την αποτελεσματική απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θεσπίζει για Τρίτη σειρά μέτρων με την Οδηγία 2009/72/EK τον Κανονισμό 713/2009 και τον Κανονισμό 714/2009.

Τα προβλήματα που εντοπίστηκαν ήταν τα εξής:

- Μη επίτευξης ακόμα και της χωρίς διακρίσεις πρόσβαση στο δίκτυο.
- Μη αρκούντως ανάπτυξης των διασυνοριακών διασυνδέσεων που θα οδηγούν σε προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε πιο ανταγωνιστικές τιμές.
- Μη παροχής κατάλληλων κινήτρων, προκειμένου οι παραγωγοί να επενδύουν σε νέες τεχνολογίες παραγωγής.
- Μη δημιουργίας ίσων όρων ανταγωνισμού για όλες τις επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας.
- Μη αποτελεσματικός διαχωρισμός των δικτύων από τις δραστηριότητες της παραγωγής και προμήθειας.

Τα βασικά σημεία της Οδηγίας είναι τα ακόλουθα:

- Διαχωρισμός της δραστηριότητας μεταφοράς από τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας με τη εφαρμογή τριών διαφορετικών λύσεων:
 1. Η εταιρία που έχει την κυριότητα του συστήματος μεταφοράς υποχρεούται να λειτουργεί και ως Διαχειριστής του Συστήματος (Ιδιοκτησιακός διαχωρισμός).
 2. Ορισμός ανεξάρτητου διαχειριστή συστήματος (Independent System Operator / ISO). Αν και κατά την 03-09-2009 το σύστημα μεταφοράς ανήκει σε κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση, τότε το Κράτος – Μέλος μπορεί να αποφασίσει ότι μέρος αυτής διατηρεί την ιδιοκτησία του συστήματος μεταφοράς ή να ορίσει ανεξάρτητο διαχειριστή συστήματος.
 3. Ορισμός ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς (Independent Transmission Operator / ITO). Αν και κατά την 03-09-2009 το σύστημα μεταφοράς ανήκει σε κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση, τότε μπορεί να παραμείνει ο διαχειριστής μέρος της επιχείρησης, έχοντας ανεξάρτητη νομική υπόσταση και έχοντας την κυριότητα του δικτύου μεταφοράς.
- Αναβάθμιση, ενίσχυση και ανεξαρτησία στις Ρυθμιστικές Αρχές ανάθεση στόχων προς επίτευξη όπως:
 - ✓ Το αποτελεσματικό της αγοράς για όλους τους πελάτες και τους προμηθευτές.
 - ✓ Την κατάργηση περιορισμών στο εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των Κρατών, συμπεριλαμβανομένης, της ανάπτυξης κατάλληλου διασυνοριακού δυναμικού μεταφοράς, τόσο για την κάλυψη της ζήτησης όσο και για την ενίσχυση της ολοκλήρωσης των αγορών.
 - ✓ Την διευκόλυνση πρόσβασης νέου παραγωγικού δυναμικού.
 - ✓ Την προστασία των ευάλωτων καταναλωτών.

- Επίτευξη των στόχων για μερίδιο 20% της ενέργειας από τις ΑΠΕ έως το 2020 καθώς και την μείωση των εκπομπών.

3.3 Ημερησία αγορά

Τα πρώτα χρόνια απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, έγινε μεγάλη πρόοδος κυρίως σε Θεσμικό επίπεδο όπως :

- Εκδόθηκαν οι Κώδικες και οι Κανονισμοί, που προβλέπει ο Νόμος.
- Χορηγήθηκαν Άδειες παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ιδρύεται ο ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) που ελέγχει το σύστημα μεταφοράς και την κατανομή της ζήτησης στις μονάδες παραγωγής.
- Ξεκινά η διαδικασία μετατροπής της ΔΕΗ σε σύγχρονη Ανώνυμη Εταιρία.
- Οι επιλέγοντες πελάτες είναι το 34% της συνολικής κατανάλωσης, μόνο Βιομηχανίες και Εμπορικές Εγκαταστάσεις μεγάλου και γενικού μεγέθους.

Παρ' όλη την σημαντική πρόοδο που έγινε (ειδικά αν αναλογιστούμε το ισχύων καθεστώς πριν το 2000), δεν υπήρξε σημαντική έως και καθόλου πρόοδος σε τομείς ζωτικής σημασίας για την ολοκληρωμένη απελευθέρωση της αγοράς.

Δεν υπήρξε καμία πρόοδος, ως προς την μετάβαση, από την μονοπωλιακή κατάσταση στην ανάπτυξη του ανταγωνισμού. Ο Νόμος 2733/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δεν προέβλεπε χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού αλλά ούτε και μηχανισμούς οργανωμένης αγοράς ενέργειας όπως Ημερήσια και Προθεσμιακή αγορά. Αυτό πρακτικά σήμαινε ότι ο Παραγωγός δεν μπορούσε να μεταπωλήσει σε Προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά μόνο απευθείας σε πελάτες.

Ανυπαρξία επενδύσεων από τους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που οφείλεται κυρίως στην έλλειψη χρηματοδότησης, που πηγάζει από τους περιορισμούς του Θεσμικού Πλαισίου και οδηγούν τις επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα ιδιαίτερα υψηλού ρίσκου.

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας έχει γνωμοδοτικές αρμοδιότητες και όχι δεσμευτικές, κάτι που δεν προάγει τον υγιή ανταγωνισμό με ίσους κανόνες.

Το 2003 τροποποιείται ο Νόμος, έτσι ώστε :

- Να διευρυνθεί, η κατηγορία των επιλεγέντων πελατών.
- Να ρυθμιστεί η δυνατότητα συναλλαγών αγοράς και μεταπώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Να αναπτυχθεί ο υγιής ανταγωνισμός στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πολύ σημαντικό είναι, η δημιουργία Ημερήσιας Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μηχανισμού εξισορρόπησης του συστήματος για την διευθέτηση τω αποκλίσεων και Μηχανισμού Επάρκειας Ισχύος.

3.4 Γενική περιγραφή ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

3.4.1 Δομή

Η Ελληνική αγορά ηλεκτρισμού δομείται από δύο διακριτές αγορές:

1. την μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος (capacity market)
2. Την βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, που προγραμματίζεται, βάσει του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) (Energy and Ancillary Services Market)

3.4.2 Αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος

Η αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος δημιουργήθηκε, για να εξασφαλίσει την επάρκεια και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας σε μακροχρόνια βάση, αμείβοντας την αξιοπιστία κάθε μονάδας.

Η αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος υλοποιείται με την έκδοση από κάθε παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος κάθε μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από τον διαχειριστή του συστήματος. Για παράδειγμα, μια μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ MW θα μπορούσε μετά τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητας της, από τον διαχειριστή του συστήματος, να εκδοθεί ΑΔΙ για 250 MW.

Με αυτό τον τρόπο και προκειμένου να καλύψουν, την υποχρέωση επάρκειας ισχύος που του αναλογεί, κάθε προμηθευτής συνάπτει με τους παραγωγούς Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνε μεταξύ τους. Πρακτικά αυτό σημαίνει, ότι ο κάθε προμηθευτής ανάλογα με το φορτίο που εκπροσωπεί (MW) οφείλει να συνάπτει ΣΔΙ με κάποιους παραγωγούς, για να συναντάτε πάντα η σχέση:

$$\text{ΑΔΙ (MW)} = \text{ΣΔΙ (MW)} + \text{ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ}$$

Όταν η παραπάνω σχέση ισχύει τότε η αγορά θεωρείται εξισορροπημένη (Balanced).

Για να γίνει κατανοητό αυτό πρέπει να αναλύσουμε την διαδικασία που ακολουθείται για να εξασφαλιστεί η επάρκεια στο σύστημα.

Κάθε έτος αξιοπιστίας πραγματοποιείται ο υπολογισμός του συντελεστή επάρκειας δυναμικού παραγωγής.

Βασικό κομμάτι αυτού του υπολογισμού είναι ο καθορισμός της απαραίτητης διαθέσιμης ισχύος, η οποία να εξασφαλίζει ένα αποδεκτό επίπεδο επάρκειας του συστήματος για το εν λόγω έτος.

Γι' αυτό το λόγο πραγματοποιείται ετήσια πιθανοτική προσομοίωση του συστήματος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη το βασικό σενάριο προβλέψεων του ΔΕΣΜΗΕ για την εξέλιξη της ετήσιας αιχμής του φορτίου και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, χαμηλή ετήσια υδραυλικότητα και ένα τυπικό σενάριο αξιοποίησης των διεθνών διασυνδέσεων για εισαγωγές και εξαγωγές.

- Για τον υπολογισμό της βραχυχρονίως πραγματικά διαθέσιμης ισχύος των θερμικών μονάδων παραγωγής, λαμβάνονται υπόψη η καθαρή ισχύς της μονάδας καθώς και:
 1. Το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων και οι απρόβλεπτες βλάβες που εμφανίστηκαν.
 2. Ο βραχυχρόνιος ρυθμός μη προβλεπόμενων διακοπών λαμβάνεται ίσος με 3 %.
 3. Η απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες λαμβάνεται ίση με 3 % για λιγνιτικές μονάδες, μονάδες, 1 % για πετρελαϊκές μονάδες και 10 % για μονάδες φυσικού αερίου.
- Ως εκτιμώμενη δυνατότητα παραγωγής κάθε υδροηλεκτρικής μονάδας, χρησιμοποιείται η μηνιαία διαθέσιμη ισχύς (UCAP) των υδροηλεκτρικών μονάδων, η οποία έχει υπολογιστεί για κάθε μονάδα

Καθαρή Ισχύς (NCAP)	Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύς (UCAP)												
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάιος	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	
	(MW)												
ΑΓΡΑΣ	50	17,20	17,46	15,76	13,27	14,01	17,16	18,53	17,19	15,38	14,79	16,15	16,42
ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19	12,24	12,79	12,05	10,48	9,99	10,93	11,75	11,13	8,26	10,34	10,70	11,95
ΑΣΩΜΑΤΑ	108	79,42	76,30	70,63	70,69	76,69	74,50	70,59	62,62	68,50	52,65	61,24	65,74
ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320	221,50	243,55	235,76	209,67	201,12	223,72	223,48	212,63	194,34	192,99	217,58	218,56
ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437,2	331,78	347,10	329,19	298,38	267,02	322,43	351,51	340,68	319,95	280,84	317,32	340,99
ΛΑΔΩΝΑΣ	70	53,11	54,69	53,15	47,64	46,88	57,17	59,24	59,81	51,72	45,78	49,43	52,33
ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375	271,13	275,80	265,31	200,32	236,65	262,50	284,05	268,48	223,80	121,19	144,78	241,40
ΠΟΥΡΝΑΡΙ	300	243,43	233,46	247,94	199,98	211,73	142,13	136,96	135,50	208,05	189,23	222,84	251,96
ΠΟΥΡΝΑΡΙ 2	33,6	28,21	28,22	27,96	23,71	22,21	21,58	20,17	21,12	22,31	19,99	22,78	25,22
ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	129,9	65,74	67,41	73,07	77,34	76,85	108,66	111,20	112,30	81,88	56,28	75,47	79,96
ΑΓΟΣ	210	115,11	130,17	158,41	161,20	130,65	129,65	142,54	92,84	112,23	99,93	95,38	131,42
ΣΦΗΚΙΑ	315	246,62	241,87	198,13	196,58	200,48	238,49	234,19	242,58	237,47	217,23	229,21	256,07
ΣΤΡΑΤΟΣ 1	150	118,40	130,52	121,90	108,52	102,98	106,29	101,15	127,70	90,47	99,51	120,80	122,13
ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116	90,24	89,98	86,88	78,83	78,54	93,07	83,86	74,65	78,70	66,12	87,28	92,29
ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384	324,69	329,09	304,61	278,90	284,67	336,94	353,98	357,73	318,03	277,03	301,93	326,78

Πίνακας 3.α): Μηνιαία Διαθέσιμη Ισχύς Υδροηλεκτρικών Μονάδων

- Η συνολική εκτιμώμενη δυνατότητα των καθαρών εισαγωγών λαμβάνεται ίση με 400 MW
- Η προσαύξηση της συνολικής ωριαίας ζήτησης του συστήματος που μετρήθηκε κατά την απαιτούμενη ποσότητα πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας, λαμβάνεται ίση με 650 MW

Με βάση τα παραπάνω, η βραχυχρονίως πραγματικά διαθέσιμη ισχύς μονάδας παραγωγής, δίνεται από την σχέση:

$$UCAP_i = NCAP_i * (1 - FOR_{short}) * (1 - R_{summer})$$

όπου:

NCAPi: η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας i , όπως δημοσιεύεται στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος

FORshort: ο βραχυχρόνιος Ρυθμός Μη Προβλεπόμενων Διακοπών

Rsummer: η απομείωση της διαθέσιμης ισχύος της μονάδας κατά τους θερινούς μήνες, δηλαδή από την 1η Ιουνίου έως την 31^η Αυγούστου

Ο Διαχειριστής, λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, αλλά και ιστορικά στοιχεία του συστήματος, υπολογίζει τις ώρες αυξημένης πιθανότητας απώλειας φορτίου και την αντίστοιχη διαθέσιμη εφεδρεία R_h .

Ενδεικτικά παραθέτουμε δύο πίνακες, έναν με τις ώρες αυξημένης πιθανότητας απώλειας φορτίου και έναν με την διαθέσιμη εφεδρεία R_h για τις ώρες αυτές, για το έτος αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

		Ωρα																								
Ημερομηνία	Τύπος	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Οκτώβριος (2 ημέρες, 5 ώρες)																										
14/10/2006	6																									
31/10/2006	2																									
Νοέμβριος (11 ημέρες, 25 ώρες)																										
3/11/2006	5																									
4/11/2006	6																									
6/11/2006	1																									
7/11/2006	2																									
8/11/2006	3																									
10/11/2006	5																									
11/11/2006	6																									
14/11/2006	2																									
16/11/2006	4																									
17/11/2006	5																									
24/11/2006	5																									
Δεκέμβριος (2 ημέρες, 7 ώρες)																										
12/12/2006	2																									
27/12/2006	3																									
Ιανουάριος (1 ημέρα, 1 ώρα)																										
15/1/2007	1																									
Ιούνιος (11 ημέρες, 88 ώρες)																										
18/6/2007	1																									
19/6/2007	2																									
20/6/2007	3																									
21/6/2007	4																									
22/6/2007	5																									
25/6/2007	1																									
26/6/2007	2																									
27/6/2007	3																									
28/6/2007	4																									
29/6/2007	5																									
30/6/2007	6																									
Ιούλιος (18 ημέρες, 197 ώρες)																										
2/7/2007	1																									
9/7/2007	1																									
10/7/2007	2																									
11/7/2007	3																									
12/7/2007	4																									
16/7/2007	1																									
17/7/2007	2																									
18/7/2007	3																									
19/7/2007	4																									
20/7/2007	5																									
21/7/2007	6																									
23/7/2007	1																									
24/7/2007	2																									
25/7/2007	3																									
26/7/2007	4																									
27/7/2007	5																									
30/7/2007	1																									
31/7/2007	2																									

1)

Πίνακας 3.β): Ωρες Αυξημένης Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για το Έτος Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

2)

		$\Sigma UCAP^1$	$\Sigma HYDRO$	ΣIMP	$PUMP_h$	$LOAD_h$	R_h
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
Οκτώβριος							
14/10/2006	20	4882,3	1881,0	389,6	0	7337,2	-3,6
	21	4882,3	1881,0	389,6	0	7383,8	-50,2
31/10/2006	19	5489,4	1877,1	388,8	0	8333,2	-397,1
	20	5489,4	1877,1	388,8	0	8308,0	-371,9
	21	5484,3	1876,1	388,4	0	8164,2	-234,6
Νοέμβριος							
3/11/2006	19	5589,6	2114,1	387,2	0	8538,9	-267,2
	20	5589,6	2114,1	387,2	0	8534,9	-263,2
	21	5606,8	2122,9	388,8	0	8421,2	-121,9
4/11/2006	19	5402,9	2122,9	388,8	0	8420,8	-325,4
	20	5402,9	2122,9	388,8	0	8439,7	-344,4
	21	5397,9	2121,7	388,4	0	8149,6	-60,7
6/11/2006	19	5440,7	2122,9	388,8	0	8467,4	-334,2
	20	5440,7	2122,9	388,8	0	8477,2	-344,1
	21	5440,7	2122,9	388,8	0	8335,8	-202,6
7/11/2006	19	5374,8	2122,9	388,8	0	8451,7	-384,4
	20	5374,8	2122,9	388,8	0	8472,9	-405,6
	21	5374,8	2122,9	388,8	0	8386,6	-319,3
8/11/2006	19	5461,8	2121,7	388,4	0	8261,2	-108,4
	20	5461,8	2121,7	388,4	0	8211,5	-58,8
10/11/2006	19	5352,2	2121,7	388,4	0	8186,9	-143,8
	20	5352,2	2121,7	388,4	0	8141,3	-98,2
11/11/2006	19	5352,2	2121,7	388,4	0	8086,5	-43,4
	20	5352,2	2121,7	388,4	0	8046,8	-3,6
14/11/2006	19	5841,9	2114,1	387,2	0	8534,8	-10,9
16/11/2006	19	5590,5	2122,9	388,8	0	8405,7	-122,8
	20	5590,5	2122,9	388,8	0	8331,3	-48,4
17/11/2006	19	5479,5	2121,7	388,4	0	8255,9	-85,5
	20	5479,5	2121,7	388,4	0	8204,9	-34,5
24/11/2006	19	5397,7	2122,9	388,8	0	8281,5	-191,3
	20	5392,8	2121,7	388,4	0	8181,6	-97,8
Δεκέμβριος							
12/12/2006	18	5463,6	2376,3	388,8	0	8482,3	-72,9
	19	5445,9	2366,5	387,2	0	8744,4	-364,1
	20	5445,9	2366,5	387,2	0	8697,4	-317,1
	21	5445,9	2366,5	387,2	0	8547,0	-166,7

		$\Sigma UCAP$	$\Sigma HYDRO$	ΣIMP	$PUMP_h$	$LOAD_h$	R_h
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
27/12/2006	19	5652,4	2365,3	387,2	0	8925,7	-340,0
	20	5652,4	2365,3	387,2	0	8915,3	-329,6
	21	5652,8	2366,5	387,2	0	8771,0	-183,7
Ιανουάριος							
15/1/2007	20	5389,8	2384,9	388,0	0	8383,5	-40,0
Ιούνιος							
18/6/2007	13	6121,7	2317,3	388,4	0	9140,9	-132,7
	14	6121,7	2317,3	388,4	0	9275,4	-267,1
	15	6121,7	2317,3	388,4	0	9174,4	-166,2
19/6/2007	12	6416,8	2317,9	388,0	0	9387,0	-83,4
	13	6416,2	2316,9	388,0	0	9655,8	-353,9
	14	6416,2	2316,9	388,0	0	9774,5	-472,6
	15	6416,2	2316,9	388,0	0	9582,3	-280,4
20/6/2007	12	6484,0	2316,9	388,0	0	9657,9	-288,2
	13	6486,1	2316,9	388,0	0	9852,5	-480,7
	14	6486,1	2316,9	388,0	0	9992,4	-620,6
	15	6486,1	2316,9	388,0	0	9916,5	-544,7
	16	6484,7	2317,9	388,0	0	9523,3	-151,9
21/6/2007	12	6679,4	2316,9	388,0	0	9797,6	-232,4
	13	6676,1	2316,6	387,6	0	10091,5	-530,5
	14	6676,1	2316,6	387,6	0	10157,9	-596,8
	15	6679,4	2316,9	388,0	0	9977,7	-412,5
	16	6677,4	2316,9	388,0	0	9725,7	-162,6
22/6/2007	13	6942,4	2316,6	387,6	0	10039,6	-212,2
	14	6942,4	2316,6	387,6	0	10191,5	-364,1
	15	6942,4	2316,6	387,6	0	10130,1	-302,7
	16	6946,0	2316,9	388,0	0	9872,6	-40,8
25/6/2007	10	6829,9	2316,9	388,0	0	9739,0	-23,4
	11	6828,5	2316,6	387,6	0	10196,0	-482,6
	12	6824,3	2315,2	387,2	0	10492,6	-785,1
	13	6819,4	2312,8	386,8	0	10755,1	-1055,3
	14	6815,8	2309,5	386,4	0	10920,6	-1228,1
	15	6815,8	2309,5	386,4	0	10826,8	-1134,3
	16	6819,4	2312,8	386,8	0	10529,4	-829,6
	17	6824,3	2315,2	387,2	0	10334,4	-626,9
	18	6828,5	2316,6	387,6	0	10220,5	-507,1
	19	6828,5	2316,6	387,6	0	10157,0	-443,6
	20	6832,0	2316,9	388,0	0	10015,8	-298,2
	21	6832,0	2316,9	388,0	0	9822,3	-104,6
	22	6832,0	2316,9	388,0	0	10007,6	-289,9
	23	6832,0	2316,9	388,0	0	9919,3	-201,6

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _b	LOAD _b	R _b
		(MW)					
26/6/2007	10	6448,7	2316,6	387,6	0	10043,9	-710,3
	11	6444,7	2315,2	387,2	0	10366,8	-1038,8
	12	6440,1	2312,8	386,8	0	10647,6	-1327,1
	13	6436,7	2309,5	386,4	0	10873,6	-1560,3
	14	6427,4	2304,7	385,6	0	11061,1	-1762,6
	15	6440,1	2312,8	386,8	0	10748,8	-1428,3
	16	6440,1	2312,8	386,8	0	10634,4	-1313,9
	17	6440,1	2312,8	386,8	0	10595,2	-1274,7
	18	6440,1	2312,8	386,8	0	10573,4	-1252,9
	19	6440,1	2312,8	386,8	0	10620,4	-1299,9
	20	6440,1	2312,8	386,8	0	10598,0	-1277,5
	21	6444,7	2315,2	387,2	0	10450,9	-1123
	22	6440,1	2312,8	386,8	0	10578,3	-1257,8
	23	6444,7	2315,2	387,2	0	10338,3	-1010,3
24	6451,9	2316,9	388,0	0	9909,1	-571,5	
27/6/2007	10	6837,6	2316,6	387,6	0	10169,6	-447,1
	11	6833,4	2315,2	387,2	0	10470,9	-754,3
	12	6828,5	2312,8	386,8	0	10747,9	-1039
	13	6824,9	2309,5	386,4	0	10898,8	-1197,2
	14	6815,1	2304,7	385,6	0	11060,3	-1374
	15	6824,9	2309,5	386,4	0	10975,7	-1274,2
	16	6824,9	2309,5	386,4	0	10795,6	-1094
	17	6828,5	2312,8	386,8	0	10570,4	-861,5
	18	6833,4	2315,2	387,2	0	10483,2	-766,6
	19	6833,4	2315,2	387,2	0	10388,1	-671,5
	21	6839,0	2316,9	388,0	0	9730,8	-6,1
	22	6837,6	2316,6	387,6	0	10080,1	-357,6
	23	6837,6	2316,6	387,6	0	10041,1	-318,6
	28/6/2007	10	6837,6	2316,6	387,6	0	10027,2
11		6837,6	2316,6	387,6	0	10246,6	-524,1
14		6833,4	2315,2	387,2	0	10361,8	-645,2
15		6833,4	2315,2	387,2	0	10371,7	-655,1
16		6833,4	2315,2	387,2	0	10408,0	-691,5
17		6837,6	2316,6	387,6	0	10273,9	-551,4
18		6837,6	2316,6	387,6	0	10152,8	-430,2
19		6837,6	2316,6	387,6	0	10104,6	-382,0
20		6839,0	2316,9	388,0	0	9733,4	-8,6
29/6/2007		10	6261,2	2317,9	388,0	0	9473,6
	11	6260,7	2316,9	388,0	0	9655,5	-509,0
	12	6262,4	2316,9	388,0	0	9906,4	-758,2
	13	6258,7	2316,6	387,6	0	10127,3	-983,7
	14	6258,7	2316,6	387,6	0	10180,7	-1037
	15	6258,7	2316,6	387,6	0	10072,9	-929,2
	16	6262,4	2316,9	388,0	0	9870,6	-722,4
	17	6260,7	2316,9	388,0	0	9585,1	-438,6
	18	6260,7	2316,9	388,0	0	9543,8	-397,4
	19	6261,2	2317,9	388,0	0	9494,5	-346,7

		ΣΥΓΑΡ	ΣΗΥΔΡΟ	ΣΙΜΡ	PUMP _h	LOAD _h	R _h
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
	20	6261,2	2317,9	388,0	0	9275,9	-128,0
	21	6262,7	2317,3	388,4	0	9167,2	-18,1
	22	6262,7	2317,3	388,4	0	9174,8	-25,6
30/6/2007	12	5756,4	2315,3	388,4	0	8766,1	-125,3
	13	5752,9	2315,3	388,4	0	8895,7	-258,3
	14	5752,9	2315,3	388,4	0	8848,7	-211,3
Ιούλιος							
2/7/2007	14	6566,3	2353,9	388,0	0	9548,3	-59,3
9/7/2007	10	6014,6	2355,3	388,4	0	9070,8	-131,8
	11	6013,1	2354,9	388,0	0	9386,7	-449,9
	12	6012,4	2353,9	388,0	0	9646,6	-711,5
	13	6014,1	2353,9	388,0	0	9851,9	-915,1
	14	6014,1	2353,9	388,0	0	9963,0	-1026,2
	15	6014,1	2353,9	388,0	0	9836,0	-899,3
	16	6012,4	2353,9	388,0	0	9562,1	-627
	17	6012,4	2353,9	388,0	0	9315,0	-379,9
	18	6014,6	2355,3	388,4	0	9196,8	-257,7
	19	6015,3	2356,3	388,4	0	9160,1	-219,4
	20	6015,3	2356,3	388,4	0	9078,1	-137,4
	21	6015,3	2356,3	388,4	0	9009,9	-69,1
	22	6013,1	2354,9	388,0	0	9342,7	-405,8
	23	6014,6	2355,3	388,4	0	9045,2	-106,2
10/7/2007	11	6681,3	2353,9	388,0	0	9664,9	-60,9
	12	6683,4	2353,9	388,0	0	9879,2	-273,2
	13	6679,3	2352,5	387,6	0	10069,1	-468,9
	14	6678,6	2351,5	387,6	0	10211,4	-612,9
	15	6678,6	2351,5	387,6	0	10105,2	-506,8
	16	6682,7	2352,8	388,0	0	9984,9	-380,7
	17	6683,4	2353,9	388,0	0	9780,6	-174,6
	18	6681,3	2353,9	388,0	0	9690,2	-86,3
	19	6681,3	2353,9	388,0	0	9717,4	-113,5
	20	6681,3	2353,9	388,0	0	9622,1	-18,1
11/7/2007	10	6406,4	2354,9	388,0	0	9552,9	-222,8
	11	6407,7	2353,9	388,0	0	9870,1	-539,6
	12	6407,7	2353,9	388,0	0	10019,2	-688,8
	13	6404,0	2352,5	387,6	0	10213,4	-888,6
	14	6399,5	2350,1	387,2	0	10341,0	-1023,4
	15	6398,8	2349,0	387,2	0	10282,1	-966,3
	16	6406,3	2351,8	388,0	0	10017,8	-690,8
	17	6405,7	2353,9	388,0	0	9762,5	-434,1
	18	6405,7	2353,9	388,0	0	9625,7	-297,3
	19	6405,7	2353,9	388,0	0	9503,6	-175,3
	22	6406,4	2354,9	388,0	0	9477,5	-147,5

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
		(MW)					
12/7/2007	12	6655,7	2353,9	388,0	0	9579,9	-1,5
	13	6655,7	2353,9	388,0	0	9730,0	-151,6
	14	6655,7	2353,9	388,0	0	9770,2	-191,8
16/7/2007	12	6428,0	2354,9	388,0	0	9406,0	-54,3
	13	6427,5	2353,9	388,0	0	9596,7	-246,5
	14	6427,5	2353,9	388,0	0	9700,0	-349,8
	15	6427,5	2353,9	388,0	0	9576,5	-226,2
17/7/2007	11	6301,6	2354,9	388,0	0	9519,6	294,3
	12	6303,1	2353,9	388,0	0	9797,1	-571,3
	13	6303,1	2353,9	388,0	0	10009,6	-783,8
	14	6298,7	2352,5	387,6	0	10091,2	-871,6
	15	6302,9	2352,8	388,0	0	10014,3	-789,7
	16	6301,3	2353,9	388,0	0	9726,6	-502,5
	17	6301,3	2353,9	388,0	0	9470,1	-246,1
	18	6301,3	2353,9	388,0	0	9394,5	-170,5
	19	6301,3	2353,9	388,0	0	9477,1	-253,1
	20	6301,3	2353,9	388,0	0	9375,1	-151,1
18/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9524,3	-288,4
	11	6313,7	2353,9	388,0	0	9873,0	-636,6
	12	6309,8	2352,5	387,6	0	10073,8	-843,2
	13	6305,4	2350,1	387,2	0	10279,5	-1056
	14	6305,0	2349,0	387,2	0	10421,1	-1199,2
	15	6305,0	2349,0	387,2	0	10418,3	-1196,3
	16	6308,9	2350,4	387,6	0	10185,2	-937,5
	17	6313,3	2352,8	388,0	0	9936,5	-701,6
	18	6313,7	2353,9	388,0	0	9783,5	-547,1
	19	6311,7	2353,9	388,0	0	9687,1	-452,8
19/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9721,6	-485,8
	11	6309,8	2352,5	387,6	0	10087,0	-856,4
	12	6305,4	2350,1	387,2	0	10288,7	-1065,2
	13	6301,0	2347,6	386,8	0	10529,7	-1313,4
	14	6300,6	2346,6	386,8	0	10688,9	-1474,1
	15	6300,6	2346,6	386,8	0	10659,3	-1444,5
	16	6300,6	2346,6	386,8	0	10584,4	-1369,6
	17	6304,5	2348,0	387,2	0	10368,5	-1148
	18	6305,0	2349,0	387,2	0	10334,6	-1112,6
	19	6305,0	2349,0	387,2	0	10340,4	-1118,4
19/7/2007	20	6308,9	2350,4	387,6	0	10114,1	-886,4
	21	6313,3	2352,8	388,0	0	10004,3	-769,3
	22	6309,8	2352,5	387,6	0	10035,5	-804,8

		ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
	23	6311,2	2352,8	388,0	0	9681,6	-448,8
	24	6313,5	2355,3	388,4	0	9243,2	-5,2
20/7/2007	10	6312,1	2354,9	388,0	0	9696,0	-460,2
	11	6309,8	2352,5	387,6	0	10063,8	-833,1
	12	6309,3	2351,5	387,6	0	10221,1	-991,9
	13	6305,4	2350,1	387,2	0	10397,9	-1174,5
	14	6301,0	2347,6	386,8	0	10535,4	-1319,1
	15	6304,5	2348,0	387,2	0	10516,4	-1295,9
	16	6305,0	2349,0	387,2	0	10460,1	-1238,1
	17	6308,9	2350,4	387,6	0	10265,7	-1038
	18	6309,3	2351,5	387,6	0	10179,4	-950,2
	19	6309,3	2351,5	387,6	0	10136,5	-907,3
	20	6313,3	2352,8	388,0	0	9919,5	-684,5
	21	6313,7	2353,9	388,0	0	9795,2	-558,8
	22	6313,7	2353,9	388,0	0	9856,8	-620,4
	23	6311,7	2353,9	388,0	0	9480,8	-246,5
21/7/2007	13	6693,9	2353,9	388,0	0	9818,0	-201,3
	14	6693,9	2353,9	388,0	0	9911,5	-294,9
	15	6692,0	2353,9	388,0	0	9736,5	-121,8
23/7/2007	10	6334,9	2354,9	388,0	0	9899,2	-640,5
	11	6330,5	2352,5	387,6	0	10275,3	-1023,9
	12	6321,9	2348,7	386,8	0	10527,8	-1289,6
	13	6319,4	2345,2	386,4	0	10856,8	-1625,0
	14	6310,8	2341,4	385,6	0	11071,2	-1852,7
	15	6310,4	2339,3	385,6	0	11066,7	-1850,6
	16	6318,8	2342,1	386,4	0	10880,5	-1652,4
	17	6319,2	2344,2	386,4	0	10807,7	-1577,1
	18	6321,3	2345,6	386,8	0	10720,2	-1485,7
	19	6321,5	2346,6	386,8	0	10594,8	-1359,1
	20	6325,7	2348,0	387,2	0	10377,4	-1135,7
	21	6325,9	2349,0	387,2	0	10278,5	-1035,5
	22	6321,7	2347,6	386,8	0	10609,9	-1373,0
	23	6325,7	2348,0	387,2	0	10341,8	-1100,1
	24	6334,3	2351,8	388,0	0	9931,7	-676,8
24/7/2007	10	6563,6	2351,1	387,2	0	10306,6	-823,9
	11	6558,5	2347,6	386,8	0	10552,7	-1078,9
	12	6558,1	2346,6	386,8	0	10693,1	-1220,8
	13	6556,0	2345,2	386,4	0	10928,1	-1459,7
	14	6557,6	2345,6	386,8	0	10764,4	-1293,7
	15	6558,1	2346,6	386,8	0	10678,0	-1205,8
	16	6558,1	2346,6	386,8	0	10687,8	-1215,5
	17	6558,1	2346,6	386,8	0	10714,5	-1242,2
	18	6568,6	2350,8	388,0	0	9600,5	-112,4
	19	6569,9	2353,9	388,0	0	9573,3	-80,7
	20	6569,9	2353,9	388,0	0	9570,1	-77,4
	21	6569,9	2353,9	388,0	0	9697,6	-205,0
	22	6572,0	2353,9	388,0	0	9837,6	-342,9
	23	6569,9	2353,9	388,0	0	9748,1	-255,5
	24	6572,0	2353,9	388,0	0	9868,2	-373,5

Ημερομηνία	Ωρα	ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h	
		(MW)						
25/7/2007	1	6569,9	2353,9	388,0	0	9557,1	-64,5	
	9	6570,4	2354,9	388,0	7	9560,5	-73,4	
	10	6563,6	2351,1	387,2	0	10434,4	-951,7	
	11	6558,5	2347,6	386,8	0	10688,8	-1215,0	
	12	6556,0	2345,2	386,4	0	10907,5	-1439,1	
	13	6555,5	2344,2	386,4	0	10846,3	-1379,5	
	14	6557,6	2345,6	386,8	0	10743,2	-1272,4	
	15	6556,0	2345,2	386,4	0	10874,3	-1406,0	
	16	6557,6	2345,6	386,8	0	10712,3	-1241,5	
	17	6556,0	2345,2	386,4	0	10831,2	-1362,9	
	18	6555,5	2344,2	386,4	0	10829,5	-1362,6	
	19	6555,5	2344,2	386,4	0	10819,1	-1352,3	
	20	6557,6	2345,6	386,8	0	10638,5	-1167,8	
	21	6562,3	2348,0	387,2	0	10449,9	-971,6	
	22	6558,5	2347,6	386,8	0	10707,1	-1233,3	
	23	6562,3	2348,0	387,2	0	10370,5	-892,3	
	24	6566,9	2350,4	387,6	0	10028,1	-542,4	
	26/7/2007	1	6564,7	2352,8	388,0	0	9566,5	-80,2
		10	6567,5	2353,9	388,0	0	9983,3	-493,2
		11	6563,5	2352,5	387,6	0	10131,7	-647,3
		12	6558,9	2350,1	387,2	0	10350,9	-874,0
		13	6554,2	2347,6	386,8	0	10593,2	-1123,7
		14	6551,7	2345,2	386,4	0	10776,7	-1312,6
		15	6552,8	2345,6	386,8	0	10656,9	-1190,9
16		6553,5	2346,6	386,8	0	10551,5	-1083,8	
17		6553,5	2346,6	386,8	0	10545,5	-1077,8	
18		6557,5	2348,0	387,2	0	10522,5	-1049,0	
19		6558,2	2349,0	387,2	0	10484,1	-1008,9	
20		6562,1	2350,4	387,6	0	10230,1	-749,2	
21		6566,7	2352,8	388,0	0	9998,6	-510,2	
22	6563,5	2352,5	387,6	0	10063,5	-579,1		
23	6564,7	2352,8	388,0	0	9715,2	-228,9		
27/7/2007	10	6932,3	2354,9	388,0	0	9876,7	-20,7	
	11	6927,3	2352,5	387,6	0	10215,9	-367,7	
	12	6922,3	2350,1	387,2	0	10416,1	-575,8	
	13	6917,3	2347,6	386,8	0	10639,4	-806,9	
	14	6914,3	2345,2	386,4	0	10814,7	-988,0	
	15	6915,8	2345,6	386,8	0	10762,4	-933,4	
	16	6916,5	2346,6	386,8	0	10567,1	-736,3	
	17	6920,9	2348,0	387,2	0	10386,3	-549,5	
	18	6925,9	2350,4	387,6	0	10248,1	-403,4	
	19	6926,6	2351,5	387,6	0	10126,0	-279,5	
	20	6930,9	2352,8	388,0	0	9862,8	-10,3	
30/7/2007	11	6679,5	2353,9	388,0	0	9692,2	-90,1	
	12	6681,5	2353,9	388,0	0	9899,5	-295,3	
	13	6677,5	2352,5	387,6	0	10160,7	-562,3	
	14	6672,7	2350,1	387,2	0	10384,6	-793,9	
	15	6672,0	2349,0	387,2	0	10350,3	-761,2	

		ΣUCAP	ΣHYDRO	ΣIMP	PUMP _h	LOAD _h	R _h
Ημερομηνία	Ωρα	(MW)					
	16	6676,1	2350,4	387,6	0	10112,8	-518,0
	17	6680,8	2352,8	388,0	0	9873,8	-271,3
	18	6679,5	2353,9	388,0	0	9681,9	-79,8
	22	6679,5	2353,9	388,0	0	9722,2	-120,0
31/7/2007	10	6302,7	2354,9	388,0	0	9374,3	-147,9
	11	6304,2	2353,9	388,0	0	9790,8	-563,9
	12	6304,2	2353,9	388,0	0	10001,2	-774,3
	13	6300,2	2352,5	387,6	0	10207,8	-986,8
	14	6295,7	2350,1	387,2	0	10347,4	-1133,7
	15	6299,3	2350,4	387,6	0	10270,9	-1052,8
	16	6299,7	2351,5	387,6	0	10057,2	-837,7
	17	6303,8	2352,8	388,0	0	9830,7	-605,3
	18	6302,3	2353,9	388,0	0	9740,5	-515,6
	19	6302,3	2353,9	388,0	0	9723,8	-498,9
	20	6302,3	2353,9	388,0	0	9583,7	-358,8
	21	6302,3	2353,9	388,0	0	9570,8	-345,9
	22	6302,3	2353,9	388,0	0	9716,6	-491,7
	23	6302,3	2353,9	388,0	0	9278,6	-53,6
Αύγουστος							
1/8/2007	10	6303,6	2280,1	388,0	0	9338,6	-186,1
	11	6303,2	2279,1	388,0	0	9723,3	-572,2
	12	6305,1	2279,1	388,0	0	9914,4	-761,3
	13	6301,1	2277,7	387,6	0	10140,3	-993,1
	14	6300,6	2276,8	387,6	0	10248,2	-1102,4
	15	6300,6	2276,8	387,6	0	10094,1	-948,3
	16	6304,7	2278,1	388,0	0	9776,3	-624,7
	17	6303,2	2279,1	388,0	0	9490,3	-339,2
	18	6305,3	2280,5	388,4	0	9210,3	-55,3
20/8/2007	13	6369,9	2280,1	388,0	0	9280,5	-61,7
	14	6369,2	2279,1	388,0	0	9416,8	-199,7
	15	6371,2	2280,5	388,4	0	9235,9	-15,1
22/8/2007	13	6824,6	2279,1	388,0	0	9686,5	-14,0
	14	6826,7	2279,1	388,0	0	9856,4	-181,9
	15	6824,6	2279,1	388,0	0	9723,1	-50,6
23/8/2007	12	6694,5	2280,1	388,0	0	9694,8	-151,4
	13	6695,8	2279,1	388,0	0	10023,7	-480,1
	14	6691,6	2277,7	387,6	0	10238,7	-701
	15	6690,8	2276,8	387,6	0	10030,6	-494,6
	16	6695,0	2278,1	388,0	0	9798,9	-257,0
	21	6693,8	2279,1	388,0	0	9589,6	-47,9
24/8/2007	12	6693,8	2279,1	388,0	0	9667,8	-126,1
	13	6695,8	2279,1	388,0	0	9903,8	-360,1
	14	6691,6	2277,7	387,6	0	10085,2	-547,5
	15	6695,0	2278,1	388,0	0	9885,8	-343,9
	16	6693,8	2279,1	388,0	0	9582,8	-41,1
27/8/2007	13	6721,4	2279,1	388,0	0	9609,8	-40,5
	14	6721,4	2279,1	388,0	0	9754,0	-184,7
28/8/2007	13	6725,1	2279,1	388,0	0	9603,8	-30,8
	14	6725,1	2279,1	388,0	0	9644,1	-71,1
30/8/2007	13	6828,2	2279,1	388,0	0	9683,4	-7,3
	14	6830,3	2279,1	388,0	0	9789,0	-110,8
31/8/2007	13	6747,0	2279,1	388,0	0	9796,9	-202
	14	6747,0	2279,1	388,0	0	10022,3	-427,4
	15	6747,0	2279,1	388,0	0	9851,3	-256,4
	16	6744,9	2279,1	388,0	0	9634,3	-41,5

Πίνακας 3.γ): Διαθέσιμη Εφεδρεία R_h για κάθε ώρα αυξημένης πιθανότητας απώλειας του Έτους Αξιοπιστίας Οκτώβριος 2006 – Σεπτέμβριος 2007

Όπου:

ΣUCAP: η συνολική διαθέσιμη ισχύς των μονάδων παραγωγής

ΣHYDRO: η συνολική ισχύς υδροηλεκτρικών μονάδων

ΣIMP: η συνολική δυνατότητα των καθαρών εισαγωγών

PUMPh: η συνολική κατανάλωση ενέργειας από υδροηλεκτρικές μονάδες, που λειτουργούν σε κατάσταση άντλησης

LOADh: το συνολικό φορτίο

Rh: η συνολική διαθέσιμη εφεδρεία

Σε αυτό το σημείο πρέπει να πούμε ότι ο Διαχειριστής έχει προβεί σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες για να εξασφαλίσει την επάρκεια ισχύος στο σύστημα.

Βέβαια αυτές οι ενέργειες δεν αποκλείουν ενδεχόμενη κατάσταση έκτακτης κατάστασης στο σύστημα. Σε αυτό συμβάλλουν κυρίως τα επονομαζόμενα Σημαντικά Περιστατικά του συστήματος.

Σημαντικά Περιστατικά του συστήματος, όπως περιγράφονται στον Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, είναι χειρισμοί και συμβάντα, που λαμβάνουν χώρα στο σύστημα ή στις εγκαταστάσεις χρήστη και ενδέχεται να έχουν επίδραση στη λειτουργία του συστήματος.

Ως σημαντικά περιστατικά νοούνται, ιδίως η λειτουργία εγκαταστάσεων και μηχανημάτων καθ' υπέρβαση των ορίων κανονικής λειτουργίας τους, οι ασυνήθιστα δυσμενείς καιρικές συνθήκες, οι βλάβες που επηρεάζουν τις ικανότητες της εγκατάστασης, η βλάβη του εξοπλισμού ελέγχου, επικοινωνίας ή μετρήσεων, η αύξηση των κινδύνων από ανεπιθύμητη λειτουργία διάταξης προστασίας και ο μη προγραμματισμένος χειρισμός στο σύστημα ή στις εγκαταστάσεις χρήστη.

Ενέργειες σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης

Σε περιπτώσεις μη κάλυψης του φορτίου του συστήματος, ο Διαχειριστής προβαίνει στις ακόλουθες ενέργειες:

1. Εξασφαλίζει πρόσθετη ενεργό ισχύ από μονάδες εφεδρείας εκτάκτων αναγκών, εφόσον αυτές είναι συμβεβλημένες για παροχή συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος.
2. Μειώνει την κατανάλωση ενέργειας από τις υδροηλεκτρικές μονάδες εφόσον λειτουργούν σε κατάσταση άντλησης και εφόσον η μείωση αυτή δεν αποβαίνει σε βάρος της ικανότητας τους να εγχείουν ενέργεια σε μεταγενέστερες περιόδους κατανομής, κατά τις οποίες αναμένεται επίσης σημαντική αδυναμία κάλυψης του φορτίου του συστήματος.
3. Μεριμνά για την εξασφάλιση πρόσθετης ισχύος, μέσω εκτάκτων εισαγωγών, εξαντλώντας τα περιθώρια διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων.

4. Εάν οι παραπάνω ενέργειες δεν επαρκούν, ο Διαχειριστής προβαίνει σε ενέργειες περικοπής φορτίου.

3.4.3 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

(Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών ή Χονδρεμπορική Αγορά)

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά την χονδρεμπορική αγορά και στόχος του είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του συστήματος, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα και οι απαραίτητες επικουρικές υπηρεσίες.

Κάθε μονάδα παραγωγής υποχρεούται να προσφέρει, το σύνολο της διαθεσιμότητας της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε Επικουρικές Υπηρεσίες στην χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται συνεπώς για ένα μοντέλο «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Pool).

Mandatory Pool (Κεντρική κατανομή)

Είναι το μοντέλο της Ελληνικής Αγοράς στο οποίο συναλλάσσετε το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην αγορά. Όλοι οι συμμετέχοντες στην Ελληνική αγορά υποχρεούνται να συμμετέχουν στο Mandatory Pool. Δεν επιτρέπονται φυσικές, διμερείς συναλλαγές (physical bilateral transaction) μεταξύ των συμμετεχόντων της αγοράς. Στα πλαίσια αυτού του μοντέλου, η διαμετακόμιση (transit) ηλεκτρικής ενέργειας από μια περιοχή εκτός Ελλάδος σε μια άλλη μέσω της Ελληνικής Επικράτειας, μπορεί να υλοποιηθεί μόνο μέσω εισαγωγής (πώληση) της ενέργειας στο “pool “ και εξαγωγής (αγοράς) της από αυτό.

3.4.4 Διαχείριση Διασυνδέσεων

Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας, επικοινωνεί με γραμμές μεταφοράς εναλλασσόμενης τάσης (AC) με την Αλβανία, την Π.Γ.Δ.Μ., την Βουλγαρία, την Τουρκία και με υποθαλάσσια γραμμή μεταφοράς συνεχούς τάσης (HVDC) με την Ιταλία.

Για την εμπορική εκμετάλλευση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, έχουν εκπονηθεί Οδηγίες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και έχουν θεσμοθετηθεί κανονισμοί δημοπρασιών από τον Διαχειριστή και τους γειτονικούς Διαχειριστές.

Αναλυτικά:

- | | | |
|---------|---|-------------------------|
| ➤ OST | : | Διαχειριστής Αλβανίας |
| ➤ ESO | : | Διαχειριστής Βουλγαρίας |
| ➤ MEPSO | : | Διαχειριστής Π.Γ.Δ.Μ. |
| ➤ TERNA | : | Διαχειριστής Ιταλίας |
| ➤ TEIAS | : | Διαχειριστής Τουρκίας |

ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 1	ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 2	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ 1	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ 2	[kV]	CK	ΕΜΠΟΡΙΚΗ ΧΡΗΣΗ	
ΓΡΑΜΜΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΑΛΛΑΣΣΟΜΕΝΗΣ ΤΑΣΗΣ (AC)						ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (MW)	ΕΞΑΓΩΓΕΣ (MW)
Zemblak	Kardia	OST	HTSO	400	1	250	250
Blagoevgrad	Thessaloniki	ESO	HTSO	400	1	250	250
Meliti	Bitola	HTSO	MEPSO	400	1	150	300
Thessaloniki	Dubrovo	HTSO	MEPSO	400	1		
N.Santa	Babaeski	HTSO	TEIAS	400	1	100	134
ΓΡΑΜΜΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΣΥΝΕΧΟΥΣ ΤΑΣΗΣ (DC)							
Arachthos	Galatina	HTSO	TERNA	400	1	500	500

Πίνακας 3.δ): Οι γραμμές μεταφοράς και τα σημεία σύνδεσης με τις γειτονικές χώρες (πηγή ΔΕΣΜΗΕ)

Οι συμμετέχοντες που ενδιαφέρονται να εισάγουν ή να εξάγουν ενέργεια στο Ελληνικό σύστημα πρέπει να εξασφαλίσουν Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ) στις διασυνδέσεις.

Φυσικά Δικαιώματα Μεταφοράς (ΦΔΜ)

Τα φυσικά δικαιώματα μεταφοράς διακρίνονται σε μακροχρόνια και βραχυχρόνια. Ο διαχωρισμός αυτός γίνεται, βάσει της περιόδου χρήσης τους στην Ελληνική αγορά.

Τα φυσικά δικαιώματα μεταφοράς που εκχωρούνται από το διαχειριστή του συστήματος σε ετήσια και μηνιαία βάση θεωρούνται μακροχρόνια, ενώ αυτά που εκχωρούνται σε ημερήσια βάση, θεωρούνται βραχυχρόνια.

Ο ΔΕΣΜΗΕ οφείλει να προβαίνει στις ακόλουθες διεργασίες:

- Υπολογισμός της συνολικής ικανότητας μεταφοράς και της διαθέσιμης ικανότητας μεταφοράς στις ημερήσιες δημοπρασίες για εισαγωγές και εξαγωγές.
- Εκτέλεση των ετήσιων, μηνιαίων και ημερήσιων δημοπρασιών.
- Υπολογισμός των τιμών εκκαθάρισης των δημοπρασιών.
- Λειτουργία της δευτερεύουσας αγοράς ΦΔΜ (εδώ να αναφέρουμε πως η δευτερεύουσα αγορά περιλαμβάνει κινήσεις οι οποίες λαμβάνουν χώρα μετά την αρχική εκχώρηση των ΦΔΜ, όπως μεταπώληση και μεταφορά των ΦΔΜ από τον συμμετέχοντα που τα κατέχει σε κάποιον άλλο συμμετέχοντα).
- Τήρηση των κανόνων χρήσης των ΦΔΜ.
- Εκκαθάριση των δημοπρασιών.

ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ						
ΕΤΟΣ	2006		2007		2008	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ - ΕΞΑΓΩΓΩΝ	4.202.388,00	11,15 %	4.354.191,00	3,61 %	5.613.967,00	28,93 %
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	6.139.464,00		6.411.498,00		7.574.761,00	
από ΤΟΥΡΚΙΑ			88.738,00		0,00	
από ΑΛΒΑΝΙΑ	25.712,00		57,00		452,00	
από ΠΓΔΜ	1.200.811,00		900.509,00		1.187.769,00	
από ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	4.460.198,00		4.293.422,00		4.627.578,00	
από ΙΤΑΛΙΑ	452.743,00		1.128.772,00		1.758.962,00	
ΕΞΑΓΩΓΕΣ	1.937.076,00		2.057.307,00		1.960.794,00	
προς ΤΟΥΡΚΙΑ			2,00		29.791,00	
προς ΑΛΒΑΝΙΑ	977.619,00		1.773.205,00		1.656.513,00	
προς ΠΓΔΜ	14.815,00		110.567,00		94.919,00	
προς ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	0,00		0,00		0,00	
προς ΙΤΑΛΙΑ	944.642,00		173.533,00		179.571,00	
ΕΤΟΣ	2009		2010		2011	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ - ΕΞΑΓΩΓΩΝ	4.367.697,00	-22,20 %	5.706.131,00	30,64 %	3.232.329,00	-43,35 %
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	7.600.767,00		8.517.364,00		7.179.773,00	
από ΤΟΥΡΚΙΑ	0,00		736.414,00		2.590.365,00	
από ΑΛΒΑΝΙΑ	61.124,00		404.137,00		3.739,00	
από ΠΓΔΜ	3.810.237,00		3.856.130,00		1.487.924,00	
από ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	3.418.433,00		3.453.732,00		2.823.515,00	
από ΙΤΑΛΙΑ	310.973,00		66.951,00		27.423,00	
ΕΞΑΓΩΓΕΣ	3.233.070,00		2.811.233,00		3.947.266,00	
προς ΤΟΥΡΚΙΑ	0,00		38,00		178,00	
προς ΑΛΒΑΝΙΑ	1.034.638,00		490.706,00		2.124.579,00	
προς ΠΓΔΜ	6.071,00		8.068,00		108.598,00	
προς ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	3,00		15,00		0,00	
προς ΙΤΑΛΙΑ	2.192.358,00		2.312.406,00		1.714.089,00	

Πίνακας 3.ε) Ισοζύγιο διασυνδέσεων για τα έτη 2006-2011 (πηγή ΔΕΣΜΗΕ)

Ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή των χωρών με τις οποίες ενώνεται «ενεργειακά» η Ελλάδα.

Ιταλία

Το 2010 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ιταλία έφτασε τις 330,5 δις KWh, δείχνοντας μία αύξηση της τάξεως του 3,2 % σε σχέση με το προηγούμενο έτος. Αυτή η αύξηση ακολούθησε την σημαντική πτώση που καταγράφηκε το 2009 (- 5,7 %) και αντιπροσωπεύει την καλύτερη τάση που καταγράφηκε τα τελευταία 7 έτη.

Κατά το 2010, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καλύφθηκε σε ποσοστό 86,6 % από παραγωγή εντός της χώρας, ενώ η υπόλοιπη καλύφθηκε με εισαγωγές από άλλες χώρες, εισαγωγές οι οποίες παρουσίασαν μείωση κατά 1,8 % σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

Το 2010 η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος αυξήθηκε κατά 3,3 % και έφτασε τις 309,9 δις KWh. Οι απώλειες του δικτύου αυξήθηκαν κατά 1,1 % και επηρέασαν την τελική ζήτηση κατά 6,2 %.

Η κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος χωρίζεται ως εξής:

- Ο βιομηχανικός τομέας κατανάλωσε 138,4 δις KWh
- Ο τριτογενής τομέας κατανάλωσε 96,3 δις KWh
- Τα νοικοκυριά κατανάλωσαν 69,6 δις KWh

- Ο πρωτογενής τομέας κατανάλωσε 5,6 δις KWh

Το 2010 η καθαρή ηλεκτροπαραγωγή αυξήθηκε κατά 3,4 % και το σύνολο της ήταν 290,7 δις KWh.

Η παραγωγή από ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 11,1 %.

Συγκεκριμένα για τις ΑΠΕ έχουμε:

- Αιολικά, 9,0 δις KWh
- Φ/Β, 1,9 δις KWh

Η παραγωγή από θερμικούς σταθμούς, η οποία και αποτελεί το 76 % της καθαρής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, αυξήθηκε κατά 2,3 %.

Το φυσικό αέριο είναι το κύριο καύσιμο που χρησιμοποιείται, καταλαμβάνοντας το 67,1 % της συνολικής ηλεκτροπαραγωγή από θερμικούς σταθμούς.

Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ, το 2010 η καθαρή ισχύς ήταν 106.489 MW με αύξηση 5.042 MW (+ 5,0 %). Η υψηλότερη αύξηση σημειώθηκε στην εγκατεστημένη ισχύ αιολικών μονάδων παραγωγής, με επιπλέον 3.242 MW, παρουσιάζοντας αύξηση 53,8 %.

Ιταλία-Ενεργειακά στοιχεία		Κατάταξη
Κατανάλωση άνθρακα	22,400,000	[20th of 41]
Εμπορική χρήση της ενέργειας	2,973.95	[38th of 119]
Ικανότητα Ηλεκτροπαραγωγής	69,000,000 kilowatts	[4th of 32]
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας> kWh	328,114,000,000 kWh	[12th of 132]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> ορυκτά καύσιμα	78.6%	[111st of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Πυρηνική	0%	[196th of 223]
Οι τιμές της βενζίνης	1.59	[14th of 141]
Γεωθερμική χρήση ενέργειας	1,048	[12th of 53]
Αποθέματα φυσικού αερίου	209,700,000,000 cubic feet	[30th of 72]
Πυρηνικά απόβλητα που παράγονται	-0.19	[9th of 45]
Κατανάλωση Πετρελαίου> χιλιάδες βαρέλια ανά ημέρα	1,871	[11th of 63]
Οι εισαγωγές πετρελαίου> Καθαρές εισαγωγές	1,690,000 barrels per day	[5th of 21]
Ικανότητα διύλισης πετρελαίου	2,300,000 barrels per day	[5th of 51]
Αποθέματα πετρελαίου	586,600,000 barrels	[45th of 97]
Η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας> εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου	183.6	[12th of 63]
Παραδοσιακή κατανάλωση καυσίμου	1%	[106th of 130]
Χρήση ανά άτομο	2.97 TOE per person	[18th of 18]
Εγκατεστημένη ισχύς από αιολικά	6,025 MW	[6th of 53]

Πίνακας 3.στ): Βασικά ενεργειακά στοιχεία Ιταλίας

Βουλγαρία

Το 2010 συνολικά παραχθήκαν στην Βουλγαρία 30.807 GWh.

Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στην Βουλγαρία βασίζεται κυρίως στα ορυκτά καύσιμα σε ποσοστό 47 % της συνολικής παραγωγής, αλλά και στην ηλεκτροπαραγωγή από πυρηνικούς σταθμούς σε ποσοστό 44 %.

Το 2010 στην Βουλγαρία παραχθήκαν 4.247 GWh από υδροηλεκτρικούς σταθμούς και η κατανάλωση από αντλήσεις ήταν 967 GWh.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικών σταθμών είναι 2.631 MW και 937 MW σε άντληση.

Βουλγαρία>Ενεργειακά στοιχεία		Κατάταξη
Άνθρακας> Παραγωγή	9,000 ton	[53rd of 65]
Εμπορική χρήση της ενέργειας	2,299.1	[48th of 119]
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας> kWh	30,650,000,000 kWh	[57th of 132]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> ορυκτά καύσιμα	47.8%	[152nd of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Πυρηνική	44.1%	[5th of 223]
οι τιμές της βενζίνης	1.15	[50th of 141]
Γεωθερμική χρήση ενέργειας	455	[20th of 53]
Αποθέματα φυσικού αερίου	3,724,000,000 cubic feet	[62nd of 72]
Παραγωγή πυρηνικής ηλεκτρικής ενέργειας	20.2 terawatt-hours	[15th of 29]
Πυρηνικοί αντιδραστήρες που λειτουργούν	6	[16th of 29]
Πυρηνικά απόβλητα που παράγονται	-0.2	[10th of 45]
Κατανάλωση Πετρελαίου> χιλιάδες βαρέλια ανά ημέρα	98	[58th of 63]
Αποθέματα πετρελαίου	8,100,000 barrels	[80th of 97]
Κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας> εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου	18.9	[52nd of 63]
Παραδοσιακά κατανάλωση καυσίμου	1.3%	[102nd of 130]
Ουράνιο> Παραγωγή	70 ton	[21st of 25]
Εγκατεστημένη ισχύς από αιολικά	1 MW	[51st of 53]

Πίνακας 3 ζ): Βασικά ενεργειακά στοιχεία Βουλγαρίας

Αλβανία

Η Αλβανία είναι μία χώρα η οποία στηρίζει τη ηλεκτροπαραγωγή της σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς σε ποσοστό 95 %.

Συνολικά 8 υδροηλεκτρικοί σταθμοί, που αποτελούνται από 25 μονάδες παραγωγής, με εγκατεστημένη ισχύ 1.432 MW καλύπτουν το φορτίο της χώρας.

Όπως γίνεται αντιληπτό σε περιόδους με χαμηλή υδραυλικότητα, δημιουργείται πρόβλημα στην επάρκεια της χώρας, γι' αυτό και ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες η χώρα εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις εισαγωγές ενέργειας από γειτονικές χώρες.

Έτσι και η Ελλάδα, μέσω της γραμμής Zemblak// Καρδιά, με δυνατότητα μεταφοράς 300 MW, μπορεί να υποστηρίξει την Αλβανία σε περιόδους ανάγκης.

Αλβανία>Ενεργειακά στοιχεία		Καταταξή
Προσαρμοσμένη εξοικονόμηση: εξάντληση ενέργειας>% του ΑΕΕ	1.86 % of GNI	[53rd of 98]
Εμπορική χρήση της ενέργειας	521.48	[97th of 119]
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας> kWh	3,734,000,000 kWh	[112nd of 132]
Μεταφορά ηλεκτρικού ρεύματος και οι απώλειες διανομής>% της παραγωγής	36.48 %	[5th of 131]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> ορυκτά καύσιμα	2.9%	[196th of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Hydro	97.1 %	[16th of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Πυρηνική	0%	[223rd of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Άλλα	0%	[210th of 210]
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικές πηγές> kwh	5,466,000,000 kWh	[54th of 117]
οι τιμές της βενζίνης	0.93	[81st of 141]
Κατανάλωση ενέργεια παραγόμενη από Υδροηλεκτρικούς σταθμούς	3.91	[62nd of 213]
εισαγωγών, το καθαρό%> της χρήσης της ενέργειας	58.56 %	[31st of 130]
Αποθεμάτων φυσικού αερίου	3,316,000,000 cubic feet	[63rd of 72]
Πυρηνικά απόβλητα που παράγονται	-0.33	[26th of 45]
Αποθέματα πετρελαίου	185,500,000 barrels	[58th of 97]
Παραδοσιακά η κατανάλωση καυσίμου	7.3%	[69th of 130]
χρήση kt> ισοδύναμου πετρελαίου	2,365 kt of oil equivalent	[123rd of 132]

Πίνακας 3.η): Βασικά ενεργειακά στοιχεία Αλβανίας

Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας (Π.Γ.Δ.Μ.)

Η Π.Γ.Δ.Μ. καταναλώνει ετησίως περί τις 6,5 GWh ηλεκτρικής ενέργειας.

Αυτή η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται κατά κυρίως από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν σαν καύσιμο ορυκτά, σε ποσοστό 84 % και από υδροηλεκτρικούς σταθμούς σε ποσοστό 16 %.

Η γραμμή που ενώνει Π.Γ.Δ.Μ. και Ελλάδα, με δυνατότητα μεταφοράς 300 MW, χρησιμοποιείται κυρίως με ροή ενέργειας προς την Ελλάδα, αυτό γίνεται κυρίως με εμπορικά προγράμματα ανεξάρτητων εταιρειών ενέργειας.

Π.Γ.Δ.Μ.>Ενεργειακά στοιχεία		Καταταξή
Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας> kWh	6,464,000,000 kWh	[95th of 132]
Μεταφορά ηλεκτρικού ρεύματος και οι απώλειες διανομής>% της παραγωγής	20.66 %	[20th of 131]
Μεταφορά ηλεκτρικού ρεύματος και οι απώλειες διανομής> εκατ. kWh	1,377,000,000 million kWh	[83rd of 132]
Ηλεκτρική διακοπές> ημέρας	1.85 days	[23rd of 42]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> ορυκτά καύσιμα	83.7%	[103rd of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Νερό	16.3%	[96th of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Πυρηνική	0%	[83rd of 223]
Ηλεκτρισμός> Παραγωγή από πηγή> Άλλα	0%	[100th of 210]
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα πηγές>% του συνόλου	77.57 %	[7th of 69]
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικές πηγές>% του συνόλου	22.24 %	[58th of 117]
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικές πηγές> kwh	1,482,000,000 kWh	[86th of 117]
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από παράγωγα πετρελαίου> kwh	13,000,000 kWh	[118th of 124]
οι τιμές της βενζίνης	1.25	[36th of 141]
Γεωθερμική χρήση ενέργειας	142	[29th of 53]
Κατανάλωση ενέργεια παραγόμενη από Υδροηλεκτρικούς σταθμούς	0.9	[97th of 213]
Εισαγωγών, το καθαρό%> της χρήσης της ενέργειας	43.03 %	[52nd of 130]
παραγωγή> kt ισοδύναμου πετρελαίου	1,536 kt of oil equivalent	[110th of 130]
Χρήση kt> ισοδύναμου πετρελαίου	2,696 kt of oil equivalent	[117th of 132]

Πίνακας 3.θ): Βασικά ενεργειακά στοιχεία Π.Γ.Δ.Μ

3.4.5 Σύστημα συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας

Στο σύστημα συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο περιλαμβάνονται ο ΗΕΠ, η διαδικασία κατανομής, η εκκαθάριση αποκλίσεων και ο μηχανισμός διασφάλισης

επαρκούς ισχύος, συμμετέχουν, κατόπιν εγγραφής στο μητρώο συμμετεχόντων, το οποίο τηρεί ο διαχειριστής του συστήματος, οι ακόλουθοι (Συμμετέχοντες):

1. οι παραγωγοί, κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες εγγεγραμμένες στο μητρώο μονάδων,
2. οι προμηθευτές, κάτοχοι άδειας προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας,
3. οι επιλέγοντες πελάτες οι οποίοι επιλέγουν να προμηθευθούν ενέργεια μέσω του συστήματος συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας προς ίδια αποκλειστική χρήση (εφεξής αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες).

3.5 Διαδικασίες Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) δημιουργήθηκε με σκοπό την ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε ημέρα κατανομής υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και διασφάλιση επαρκών εφεδρειών, μέσω της αντιπαραβολής του συνολικά αιτούμενου φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο προκύπτει από τις δηλώσεις φορτίου, με τις οικονομικές προσφορές έγχυσης και απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα.

Ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός αποτελείται από ένα σύνολο διαδικασιών, (θα παρουσιαστούν πιο περιγραφικά παρακάτω), που σκοπό έχουν να καθοριστούν για κάθε περίοδο της ημέρας τα ακόλουθα:

1. Την ποσότητα της ενέργειας που πρόκειται να εγχυθεί και να απορροφηθεί από το σύστημα για κάθε συμμετέχοντα στον ΗΕΠ.
2. Τις ποσότητες επικουρικών υπηρεσιών που πρόκειται να παρασχεθούν από κάθε συμμετέχοντα στον ΗΕΠ
3. Τις αριθμητικές τιμές της οριακής τιμής του συστήματος.

3.5.1 Προσφορές Έγχυσης

Υποβολή Προσφορών Έγχυσης

Οι παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής για τις μονάδες παραγωγής που αντιπροσωπεύουν. Οι προμηθευτές και οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες μπορούν να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις.

Οι παραγωγοί υποχρεούνται να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής για το σύνολο της παραγωγικής ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής που εκπροσωπούν, με εξαίρεση τις περιόδους κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας.

Σε περιόδους κατανομής κατά τις οποίες η μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι παραγωγοί θα πρέπει να υποβάλλουν προσφορές έγχυσης μόνο για την ισχύ της μονάδας η οποία είναι τεχνικά διαθέσιμη.

Οι προμηθευτές και οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας στις διασυνδέσεις. Η συνολική ποσότητα ενέργειας των προσφορών έγχυσης εισαγωγών από

αυτοπρομηθευόμενους πελάτες για όλες τις διασυνδέσεις δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει την συνολική ποσότητα ενέργειας των δηλώσεων φορτίου που έχουν υποβάλει για την ίδια περίοδο κατανομής, σε όλες τις λειτουργικές ζώνες, αφού αυτές διορθωθούν με τους αντίστοιχους συντελεστές απωλειών.

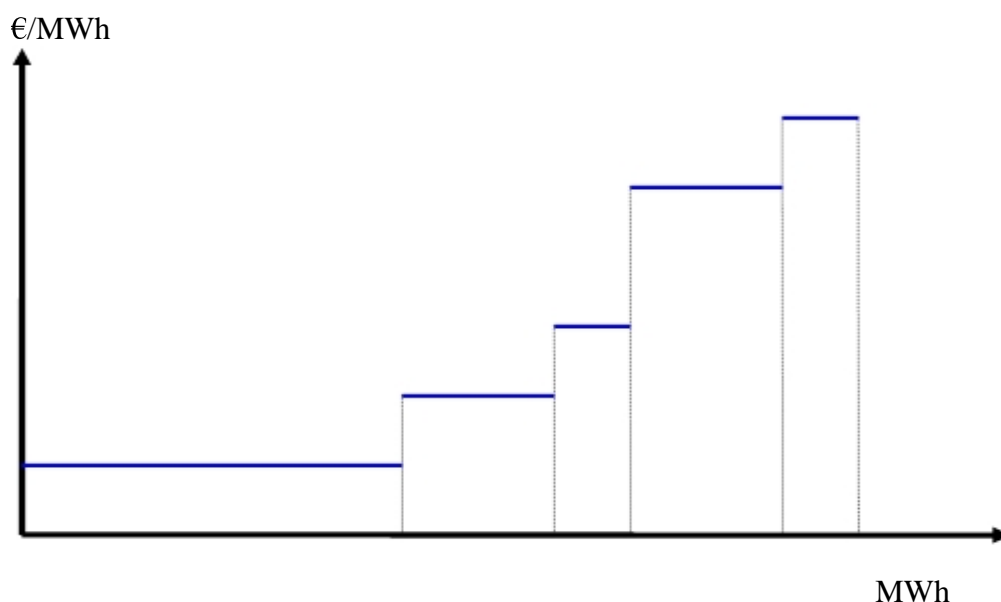
1) Περιεχόμενο Προσφορών Έγχυσης

Προσφορές έγχυσης υποβάλλονται για εισαγωγές και για μονάδες παραγωγής. Το περιεχόμενο των προσφορών έγχυσης των δύο αυτών τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

A) Εισαγωγές

Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για εισαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη-αρνητικές. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία προσφορά έγχυσης για εισαγωγές ενός συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εισαγωγών (με όλους τους αντισυμβαλλόμενους του συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία προσφορά έγχυσης για εισαγωγές ο συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.

Το παρακάτω σχήμα δείχνει ένα παράδειγμα μίας τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για εισαγωγή.



Σχ. 3.1: Παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μία εισαγωγή

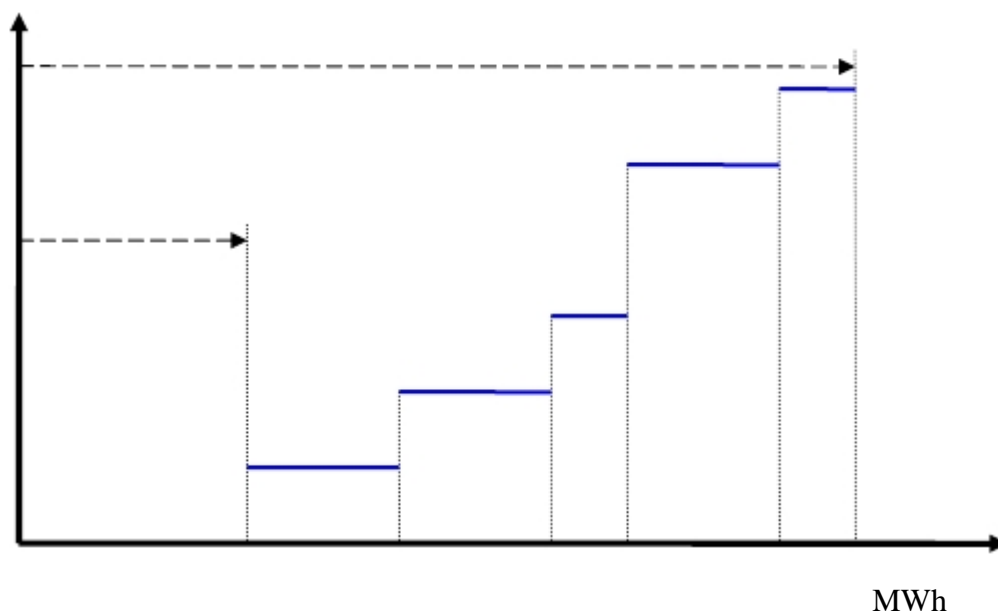
B) Μονάδες Παραγωγής

Οι τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης για μονάδες παραγωγής περιλαμβάνουν, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια αύξουσες. Οι τιμές όλων των βαθμίδων πρέπει να είναι μη αρνητικές.

Ο διαχειριστής του συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για κάθε μονάδα παραγωγής, ώστε να τηρεί την αντιστοιχία των μονάδων παραγωγής με τους παραγωγούς. ειδικά για τις υδροηλεκτρικές μονάδες και τις αεριοστροβιλικές μονάδες συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου, όπου υφίσταται ισχυρή λειτουργική αλληλεξάρτηση, ο διαχειριστής του συστήματος μπορεί, κατόπιν αιτήσεως του κατόχου άδειας παραγωγής, να εγκρίνει την συσσωμάτωση αυτών των μονάδων στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στο ίδιο συγκρότημα μονάδων ΑΠΕ που βρίσκονται στην ίδια τοποθεσία, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου. Σε αυτή την περίπτωση, ο διαχειριστής του συστήματος καθορίζει ένα μοναδικό στοιχείο ταυτότητας παραγωγής για το σύνολο όλων των μονάδων που έχουν συσσωματωθεί στον ίδιο υδροηλεκτρικό σταθμό, ή στον ίδιο αεριοστρόβιλο συνδυασμένου ή ανοικτού κύκλου.

Το παρακάτω σχήμα δείχνει ένα παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μία μονάδα παραγωγής.

€/MWh



Σχήμα 3.2: Παράδειγμα τιμολογούμενης προσφοράς έγχυσης για μονάδα παραγωγής

2) Δηλώσεις Φορτίου

Οι εκπρόσωποι φορτίου οφείλουν να υποβάλλουν δηλώσεις φορτίου για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, για το φορτίο που εκπροσωπούν. Για τα μη κατανεμόμενα φορτία, οι εκπρόσωποι φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι προμηθευτές, αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και επίσης παραγωγοί για το βοηθητικό φορτίο των μονάδων τους, σε περίπτωση που αυτό δε προέρχεται από την παραγόμενη από τις μονάδες αυτές ενέργεια. Για το κατανεμόμενο φορτίο, οι εκπρόσωποι φορτίου σε αυτό το πλαίσιο είναι προμηθευτές για εξαγωγές ενέργειας και προμηθευτές ή παραγωγοί για αντλητικά φορτία. Ο διαχειριστής του συστήματος ενεργεί ως εκπρόσωπος φορτίου για τις περιπτώσεις:

- Μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για τα εξαγωγικά προγράμματα διόρθωσης διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις. Αυτές οι εξαγωγές προγραμματίζονται εντός του περιθωρίου αξιοπιστίας μεταφοράς (TRM) της συνολικής ικανότητας μεταφοράς των διασυνδέσεων, και έτσι δεν ανταγωνίζονται τις συναλλαγές των συμμετεχόντων στην αγορά.
- μη-τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου που αντιστοιχούν σε εγγυήσεις εμπορικών προγραμμάτων, επιστροφές έκτακτων εισαγωγών συμπληρωματικής ενέργειας συστήματος, και επιστροφές εγγυήσεων εμπορικών προγραμμάτων

Στους εκπροσώπους φορτίου αντιστοιχούν μετρητές φορτίου για τα φορτία τους, καθώς επίσης και συντελεστές συμμετοχής φορτίου που περιγράφουν το μερίδιο του φορτίου τους σε σχέση με άλλους εκπροσώπους φορτίου για έναν δεδομένο μετρητή. Οι μετρητές φορτίου κατατάσσονται σε διάφορες κατηγορίες μετρητών ανάλογα με τον τύπο του φορτίου που συνδέεται σε αυτούς. Ο διαχειριστής του συστήματος διατηρεί την αντιστοιχία εκπροσώπων φορτίου και μετρητών φορτίου, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές συμμετοχής φορτίου στον πίνακα αντιστοίχισης μετρητών και εκπροσώπων φορτίου. Οι εκπρόσωποι φορτίου υποχρεούνται να υποβάλλουν μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για το σύνολο της ενέργειας που αναμένεται να καταναλωθεί από το σύνολο του μη κατανεμόμενου φορτίου τους, ανά κατηγορία μετρητή και λειτουργική ζώνη. Οι μη τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου προγραμματίζονται στην επίλυση ΗΕΠ χωρίς να ορίζουν τιμή (price-takers). Οι εκπρόσωποι φορτίου μπορούν να υποβάλλουν τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενο φορτίο, δηλαδή εξαγωγές ή υδροηλεκτρικές μονάδες σε λειτουργία άντλησης.

Περιεχόμενα δηλώσεων φορτίου

Τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου υποβάλλονται για

1. εξαγωγές,
2. αντλητικές μονάδες, και
3. κατανεμόμενα φορτία καταναλωτών (μετά από έγκριση της PAE).

Το περιεχόμενο των δηλώσεων φορτίου των παραπάνω τύπων παρουσιάζεται παρακάτω.

A) Εξαγωγές

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για εξαγωγές ενέργειας περιλαμβάνουν, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής και για κάθε διασύνδεση, μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε €/MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία δήλωση φορτίου για εξαγωγές ενός συμμετέχοντα σε μία διασύνδεση αντιστοιχούν στο σύνολο των προγραμμάτων εξαγωγών (με όλους τους αντισυμβαλλόμενους του συμμετέχοντα από την άλλη πλευρά των διασυνδέσεων) που ο συμμετέχων επιθυμεί να υλοποιήσει στη διασύνδεση αυτή. Για τις ποσότητες ενέργειας που περιλαμβάνονται σε μία δήλωση φορτίου για εισαγωγές ο συμμετέχων υποχρεούται να διαθέτει ίσο ή μεγαλύτερο αριθμό αντίστοιχων ΦΔΜ.

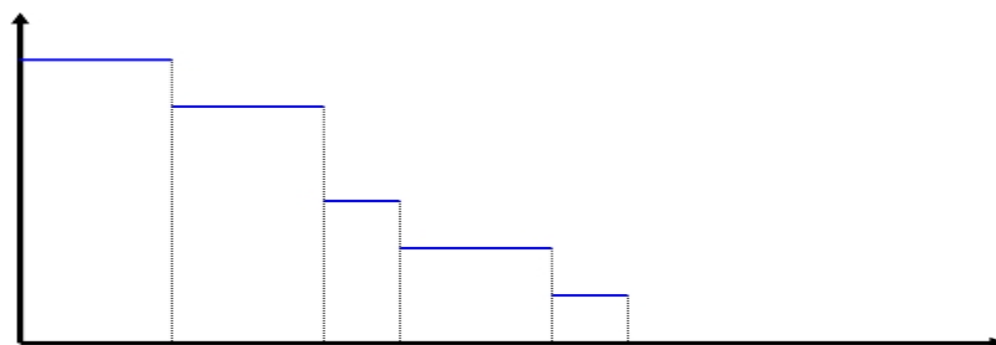
B) Αντλητικές Μονάδες

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου για κατανεμόμενα αντλητικά φορτία δηλώνουν, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, τη ζητούμενη ενέργεια για την άντληση νερού για κάθε μετρητή αντλίας, ή, συγκεντρωτικά, για όλους τους μετρητές μίας αντλητικής μονάδας.

Οι τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου περιλαμβάνουν μία κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος ποσότητας ενέργειας σε MWh και τιμής σε Ευρώ ανά MWh. Η συνάρτηση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, με την απαίτηση οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες να είναι μονότονα γνήσια φθίνουσες. Όλες οι τιμές πρέπει να είναι μη-αρνητικές.

Το Σχ.3.3 και ο Πιν.3.1 δείχνουν παραδείγματα τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου για ένα κατανεμόμενο φορτίο ή για εξαγωγές.

€/MWh



MWh

Σχήμα 3.3: Παράδειγμα τιμολογούμενης δήλωσης φορτίου - Γράφημα

from	to	Total	MW1	Price1	MW2	Price2	MW3	Price3	MW4	Price4
0:00	1:00	110	10	150	20	70	30	5,2	50	1,231
1:00	2:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
2:00	3:00	120	20	150	20	70	30	5	50	1
3:00	4:00	110	20	150	20	70	20	5	50	1
4:00	5:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
5:00	6:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
6:00	7:00	110	20	150	20	70	20	10	50	1
7:00	8:00	120	30	150	20	70	20	10	50	1
8:00	9:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
9:00	10:00	120	30	150	20	80	20	10	50	1
10:00	11:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
11:00	12:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
12:00	13:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
13:00	14:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
14:00	15:00	110	20	150	20	80	20	10	50	1
15:00	16:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
16:00	17:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
17:00	18:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
18:00	19:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
19:00	20:00	100	20	150	20	80	10	20	50	1
20:00	21:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
21:00	22:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
22:00	23:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1
23:00	0:00	100	20	150	20	80	10	10	50	1

Πιν.3.1: Παράδειγμα Τιμολογούμενης δήλωσης Φορτίου – Προσφορά

3.5.2 Προσφορές Εφεδρειών

Υποβολή Προσφορών Εφεδρειών

Οι παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών, για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, για τις μονάδες που αντιπροσωπεύουν. Οι προσφορές εφεδρειών πρέπει να γίνονται για το σύνολο της βεβαιωμένης ικανότητας κάθε μονάδας παραγωγής, για κάθε βεβαιωμένη εφεδρεία, με εξαίρεση τις περιόδους κατανομής που η μονάδα είναι σε προγραμματισμένη συντήρηση ή πλήρως μη διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη δήλωση ολικής μη διαθεσιμότητας. Σε περιόδους κατανομής κατά τις οποίες μία μονάδα είναι μερικώς διαθέσιμη, όπως υποδεικνύεται στη σχετική δήλωση μερικής μη διαθεσιμότητας, οι παραγωγοί οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές εφεδρειών μόνο για την εκάστοτε διαθέσιμη ικανότητα της μονάδας.

Περιεχόμενα Προσφορών Εφεδρειών

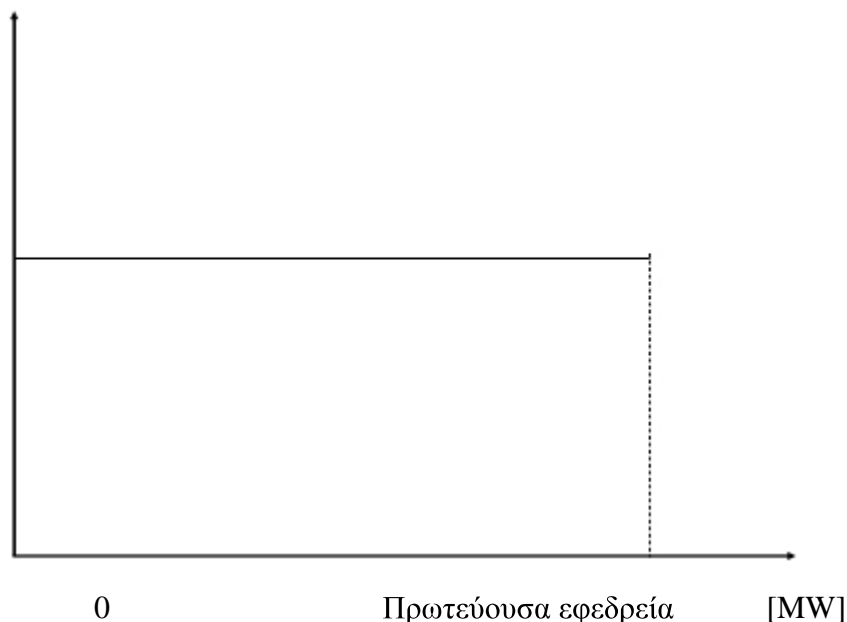
Οι τύποι προσφορών εφεδρειών είναι οι κάτωθι:

- προσφορά εφεδρειών για πρωτεύουσα εφεδρεία, και
- προσφορά εφεδρειών για εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης.

Κάθε μία από τις παραπάνω προσφορές εφεδρειών περιλαμβάνει μία ποσότητα παρεχόμενης εφεδρείας (σε MW) και μία τιμή προσφοράς (σε €/MW) για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής, όπως φαίνεται στο παρακάτω Σχήμα.

Τιμή προσφοράς

[€/MW]



Σχήμα 3.4: Παράδειγμα προσφοράς πρωτεύουσας εφεδρείας μονάδας

Για να γίνει αποδεκτή από το διαχειριστή του συστήματος η προσφορά εφεδρειών, η τιμή προσφοράς για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής πρέπει να είναι σύμφωνη με τους κάτωθι κανόνες εγκυρότητας :

- Να είναι μεγαλύτερη του μηδενός.
- Να είναι μικρότερη από την αντίστοιχη διοικητικά οριζόμενη μέγιστη τιμή προσφοράς (για πρωτεύουσα εφεδρεία και εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης).

Οι διοικητικά οριζόμενες μέγιστες τιμές προσφοράς για την εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης και το εύρος δευτερεύουσας ρύθμισης καθορίζονται με απόφαση του υπουργού ανάπτυξης μετά από σύμφωνη γνώμη της ΡΑΕ.

- Να έχει ακρίβεια το πολύ τριών δεκαδικών ψηφίων, δηλαδή 0.001 €/MW.

Προσφερόμενη ποσότητα

Η ποσότητα που αντιστοιχεί στην προσφορά πρωτεύουσας εφεδρείας μιας μονάδας είναι:

- εφόσον δεν υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα, η ποσότητα πρωτεύουσας εφεδρείας που αναφέρεται στα καταχωρημένα στοιχεία της μονάδας που έχουν υποβληθεί από τον παραγωγό.
- εφόσον υποβληθεί δήλωση μη διαθεσιμότητας για τη μονάδα που να αλλάζει τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ της, το μέγιστο μεταξύ της ποσότητας που αναφέρεται στα καταχωρημένα στοιχεία της μονάδας και της διαφοράς μεταξύ της μέγιστης και της ελάχιστης διαθέσιμης ισχύς της.

Η ακρίβεια που χρησιμοποιείται στις προσφορές εφεδρειών είναι της τάξης του 1 MW.

3.6 Συμμετοχή στον ΗΕΠ

- A. Η υποβολή δηλώσεων φορτίου από εκπροσώπους φορτίου για πελάτες οι οποίοι καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια εντός της Ελληνικής επικράτειας, από κατόχους άδειας παραγωγής ή προμηθευτές για εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από κατόχους άδειας παραγωγής για μονάδες σε λειτουργία άντλησης. Οι δηλώσεις φορτίου των κατόχων άδειας παραγωγής μπορούν να υποβάλλονται και από προμηθευτές.
- B. Η υποβολή προσφορών έγχυσης από κατόχους άδειας παραγωγής για κατανεμημένες μονάδες, από κατόχους άδειας προμήθειας και αυτοπρομηθευόμενους πελάτες για εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και από τον διαχειριστή του συστήματος για μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/1999.
- Γ. Η υποβολή δηλώσεων διαχείρισης υδάτινων πόρων από κατόχους άδειας παραγωγής υδροηλεκτρικών μονάδων, περιλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών μονάδων άντλησης.
- Δ. Η υποβολή προσφορών εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για κατανεμημένες μονάδες και από τον διαχειριστή του συστήματος για συμβεβλημένες μονάδες επικουρικών υπηρεσιών.
- E. Η υποβολή δηλώσεων ολικής ή μερικής μη διαθεσιμότητας από κατόχους άδειας παραγωγής για μονάδες.
- ΣΤ. Η υποβολή δηλώσεων τεχνικοοικονομικών στοιχείων από κατόχους άδειας παραγωγής για μονάδες.

3.6.1 Δικαιώματα και Υποχρεώσεις του Διαχειριστή του Συστήματος στο Πλαίσιο του ΗΕΠ

Στο πλαίσιο του ΗΕΠ ο διαχειριστής του συστήματος:

- A. Συγκεντρώνει τις δηλώσεις φορτίου, τις προσφορές έγχυσης, τις προσφορές εφεδρειών και τις δηλώσεις διαχείρισης υδάτινων πόρων.
- B. Εκπονεί τη μελέτη περιορισμών μεταφοράς του συστήματος. Προσδιορίζει και δημοσιοποιεί την πρόβλεψη φορτίου, τις ανάγκες παροχής πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας συστήματος, και τους περιορισμούς μεταφοράς του συστήματος σύμφωνα με τα καθοριζόμενα στην ως άνω μελέτη, και λαμβάνοντας υπόψη τα διαθέσιμα στοιχεία για το σύστημα, τις μονάδες παραγωγής, το φορτίο του συστήματος και το δίκτυο.
- Γ. Υπολογίζει και δημοσιοποιεί τους συντελεστές προσδιορισμού κάλυψης.
- Δ. Αποφασίζει σχετικά με την αποδοχή των δηλώσεων και των προσφορών που υποβάλλονται στο πλαίσιο της συμμετοχής στον ΗΕΠ.
- E. Καταρτίζει το πρόγραμμα ΗΕΠ και υπολογίζει την Οριακή Τιμή του συστήματος.

- ΣΤ. Δημοσιοποιεί την Οριακή Τιμή του συστήματος καθώς και στατιστικά στοιχεία και πληροφορίες σχετικά με την παρακολούθηση της λειτουργίας του ΗΕΠ.
- Η. Εκπονεί το Εγχειρίδιο ΗΕΠ και το Εγχειρίδιο υπολογισμού Μεταβλητού Κόστους, τα οποία εγκρίνονται από τη ΡΑΕ.

Επίσης προβαίνει ανάλογα με την περίπτωση σε ότι προβλέπεται από το κώδικα συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, όπως και ότι έχει να κάνει με οικονομικές διευθετήσεις με τους συμμετέχοντες.

3.6.2 Οριακές Τιμές

Οι οριακές τιμές που καθορίζονται από την επίλυση του ΗΕΠ για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής είναι οι ακόλουθες:

- Οριακή τιμή παραγωγής για κάθε ισχύουσα λειτουργική ζώνη. Από τις τιμές αυτές προκύπτει η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) ως ο μεσοσταθμισμένος μέσος όρος των οριακών τιμών παραγωγής όλων των λειτουργικών ζωνών του συστήματος.
- Δυικές τιμές των περιορισμών ενέργειας μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

Αποτελέσματα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Τα αποτελέσματα του ΗΕΠ αποτελούνται από τα προγράμματα εγχύσεων και απορροφήσεων ενέργειας, τα προγράμματα παροχής εφεδρειών, τις μοναδιαίες τιμές πληρωμής για επικουρικές υπηρεσίες και τις οριακές τιμές για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής.

Προγράμματα έγχυσης, απορρόφησης ενέργειας και παροχής εφεδρειών

Τα προγράμματα που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής:

- Κατάσταση μονάδων παραγωγής (κράτηση, λειτουργία, εκκίνηση, ή σβέση),
- Πρόγραμμα έγχυσης ενέργειας για μονάδες παραγωγής και εισαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες προσφορές έγχυσης,
- Πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας για κατανεμόμενα και μη-κατανεμόμενα φορτία και εξαγωγές από τις αποδεκτές μη-τιμολογούμενες και τιμολογούμενες δηλώσεις φορτίου,
- Προγράμματα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής, από τις αποδεκτές προσφορές πρωτεύουσας εφεδρείας,
- Προγράμματα παροχής άνω και κάτω δευτερεύουσας εφεδρείας για τις μονάδες παραγωγής από τις αποδεκτές προσφορές δευτερεύουσας εφεδρείας,
- Ποσότητες τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής,
- Ποσότητες τριτεύουσας μη-στρεφόμενης εφεδρείας για μονάδες παραγωγής, και
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος στα σημεία σύνδεσης των λειτουργικών ζωνών και στις διασυνδέσεις.

Το συνολικό πρόγραμμα προς δημοσίευση αποτελείται από τις ακόλουθες

πληροφορίες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής:

- Συνολική παραγωγή σε κάθε λειτουργική ζώνη, με ξεχωριστή αναφορά για την υποχρεωτική παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων, την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και την παραγωγή από μονάδες σε δοκιμαστική λειτουργία,
- Συνολικό κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε λειτουργική ζώνη,
- Συνολικό μη-κατανεμόμενο φορτίο σε κάθε λειτουργική ζώνη,
- Πρωτεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,
- Άνω και κάτω δευτερεύουσα εφεδρεία στο σύστημα,
- Τριτεύουσα στρεφόμενη και μη-στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα,
- Συνολική έγχυση ενέργειας για εισαγωγή, συνολική απορρόφηση ενέργειας για εξαγωγή, και καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε διασύνδεση, και
- Καθαρή ροή ενεργού ισχύος σε κάθε σημείο σύνδεσης μεταξύ των λειτουργικών ζωνών.

3.6.3 Ημερήσιες Οριακές Τιμές

Οι τιμές που εξάγονται από την επίλυση του ΗΕΠ αποτελούνται από τις ακόλουθες πληροφορίες για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής:

1. Οριακή τιμή παραγωγής για κάθε λειτουργική ζώνη,
2. Οριακή τιμή συστήματος, υπολογιζόμενη ως ο σταθμισμένος, ως προς τη συνολική έγχυση ενέργειας σε κάθε ζώνη, μέσος όρος των οριακών τιμών παραγωγής των λειτουργικών ζωνών,
3. Μοναδιαία τιμή πληρωμής πρωτεύουσας εφεδρείας,
4. Μοναδιαία τιμή πληρωμής δευτερεύουσας εφεδρείας (άνω και κάτω)

Οριακή Τιμή Συστήματος EUR/MWh								
Μήνας/Έτος	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Μ.Ο.
Ιανουάριος	32,6	47,86	69,51	76,67	62,80	37,91	52,25	57,83
Φεβρουάριος	36,1	59,08	67,14	78,35	53,27	43,41	56,46	59,62
Μάρτιος	27,3	47,96	58,25	67,05	47,86	41,34	52,13	52,43
Απρίλιος	29,8	49,16	50,87	68,19	37,45	54,65	50,43	51,79
Μάιος	35,5	57,90	58,81	73,15	40,00	45,38	52,56	54,63
Ιούνιος	36,3	63,63	56,99	82,45	37,66	42,21	59,57	57,09
Ιούλιος	40,4	65,53	67,26	100,54	39,91	47,43	59,66	63,39
Αύγουστος	43,4	71,72	60,88	92,16	39,08	54,18	51,96	61,66
Σεπτέμβριος	40,8	66,88	56,31	90,08	40,74	45,58	61,77	60,23
Οκτώβριος	41,9	69,71	67,21	87,37	43,43	50,83	62,54	62,28
Νοέμβριος	56,4	75,78	69,11	88,64	38,99	44,41	73,38	65,05
Δεκέμβριος	45,5	72,44	69,00	82,25	39,41	40,50	77,56	63,53
Μ.Ο.	38,81	61,63	62,61	82,24	43,38	45,65	59,19	59,13

Πίνακας 3.κ: Η εξέλιξη της οριακής τιμής από το 2005

3.7 Επίλυση ΗΕΠ

3.7.1 Πρόγραμμα ΗΕΠ

Το πρόγραμμα ΗΕΠ περιλαμβάνει προγραμματισμό ο οποίος καθορίζει για κάθε περίοδο της ημέρας στην οποία αναφέρεται ο ΗΕΠ την παραγωγή μονάδων που έχουν υποβάλει προσφορές και την ενέργεια τιμολογούμενων εισαγωγών η οποία γίνεται δεκτή. Επίσης, ο ΗΕΠ καθορίζει την παροχή επικουρικών υπηρεσιών εφεδρειών κατά τις περιόδους κατανομής της ημέρας κατανομής. Οι ως άνω ποσότητες καθορίζονται έτσι ώστε να βελτιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου καθώς και των αναγκών βραχυχρόνιων εφεδρειών και επικουρικών υπηρεσιών που είναι δυνατόν να επιτευχθούν ενόσω τηρούνται οι περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς. Το κοινωνικό όφελος βελτιστοποιείται με τη μεγιστοποίηση της αξίας του ζητούμενου φορτίου μετά από αφαίρεση του κόστους παραγωγής και παροχής εφεδρειών υπό την παρουσία περιορισμών. Οι περιορισμοί αφορούν το ενεργειακό ισοζύγιο, τις απαιτούμενες εφεδρείες και επικουρικές υπηρεσίες για την αξιόπιστη ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου, τη διαθέσιμη ισχύ παραγωγής και παροχής επικουρικών υπηρεσιών και εφεδρειών, και τέλος τη δυνατότητα του συστήματος να μεταφέρει πλεονάζουσα παραγωγή από μία περιοχή της χώρας σε άλλη διατηρώντας την ευστάθεια του συστήματος. Σημειώνεται ότι ορισμένοι από τους προαναφερθέντες περιορισμούς αφορούν τη διαχρονική αλληλεξάρτηση της ενεργείας που δύναται να παραχθεί από την ίδια μονάδα παραγωγής. Στην βελτιστοποίηση αυτή λαμβάνονται υπόψη οι προσφορές έγχυσης και εφεδρειών, οι δηλώσεις φορτίου, οι περιορισμοί μεταφοράς του συστήματος σχετικά με τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας για τη διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος, και τα δηλωμένα χαρακτηριστικά των μονάδων, ιδίως σχετικά με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους.

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, η οποία αντιστοιχεί στην οριακή αύξηση της βέλτιστης δαπάνης του ΗΕΠ που θα προέκυπτε από οριακή αύξηση του φορτίου του συστήματος. Η οριακή αυτή αύξηση περιλαμβάνει τη δαπάνη για την έγχυση πρόσθετης ενέργειας στο σύστημα για την κάλυψη της οριακής αύξησης του φορτίου του συστήματος η οποία επιτελείται με τρόπο που συνεχίζει να ικανοποιεί τους ενεργούς περιορισμούς που αφορούν το σύστημα μεταφοράς και τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων όπως τα τεχνικά τους ελάχιστα, καθώς και τις απαιτήσεις εφεδρειών και ετοιμότητας για παροχή επικουρικών υπηρεσιών.

Κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ, εάν δεν υπάρχουν ενεργοί περιορισμοί μεταφοράς του συστήματος, η οριακή αύξηση του φορτίου επιφέρει την ίδια αύξηση του βέλτιστου κόστους ανεξαρτήτως της γεωγραφικής θέσης στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στην περίπτωση όμως ενεργού περιορισμού μεταφοράς του συστήματος, η αύξηση της βέλτιστης δαπάνης δύναται να διαφέρει ανάλογα με τη λειτουργική ζώνη στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στη δεύτερη αυτή περίπτωση, καθορίζονται διαφορετικές μεταξύ τους οριακές τιμές παραγωγής, μία ανά λειτουργική ζώνη του συστήματος, ώστε έκαστη να αντιστοιχεί για την αντίστοιχη ζώνη και για κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής στην πρόσθετη συνολική δαπάνη που προκύπτει στην περίπτωση οριακής αύξησης του φορτίου εντός της ζώνης αυτής. Η οριακή τιμή του συστήματος είναι κοινή για όλες τις λειτουργικές ζώνες σε κάθε περίπτωση. Στην περίπτωση ενεργού περιορισμού μεταφοράς του συστήματος, η

οριακή τιμή του συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή ίση με τη σταθμισμένη μέση τιμή των οριακών τιμών παραγωγής όλων των λειτουργικών ζωνών του συστήματος.

3.7.2 Διαδικασία κατανομής

Αντικείμενο της διαδικασίας Κατανομής είναι ο προγραμματισμός της λειτουργίας των κατανεμημένων μονάδων, των συμβεβλημένων μονάδων, των εκτάκτων εισαγωγών και των μονάδων ψυχρής εφεδρείας, καθώς και η έκδοση των σχετικών εντολών κατανομής σε πραγματικό χρόνο από τον διαχειριστή του συστήματος, ώστε η συνολική απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα, σύμφωνα με τις προβλέψεις και μετρήσεις του διαχειριστή του συστήματος, να διενεργείται υπό όρους καλής και αξιόπιστης λειτουργίας του συστήματος, ευχέρειας αντιμετώπισης απρόβλεπτων συμβάντων στο σύστημα και στις μονάδες, ποιότητας τροφοδότησης του φορτίου, και ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης.

3.7.3 Πρόγραμμα κατανομής

Για κάθε ημέρα κατανομής, ο διαχειριστής του συστήματος καταρτίζει το πρόγραμμα κατανομής με βάση τα ακόλουθα δεδομένα, τα οποία αφορούν σε κάθε περίοδο κατανομής της ημέρας κατανομής:

1. Τα ζεύγη T-ΠΕ τιμής ενέργειας σε Ευρώ ανά MWh και ποσότητας ενέργειας σε MWh που αντιστοιχούν στις βαθμίδες της κλιμακωτής συνάρτησης των προσφορών έγχυσης των κατανεμημένων μονάδων και των συμβεβλημένων μονάδων επικουρικών υπηρεσιών, ανεξάρτητα εάν η αντίστοιχη προσφορά έγχυσης εντάχθηκε στο πρόγραμμα ΗΕΠ ή όχι. Ειδικά για τις εισαγωγές λαμβάνεται υπόψη μόνον η ποσότητα ενέργειας σε MWh που περιλαμβάνεται στις προσφορές έγχυσης για εισαγωγή, κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο πρόγραμμα ΗΕΠ.
2. Τα ζεύγη τιμής ισχύος σε Ευρώ ανά MW και εφεδρείας πρωτεύουσας ρύθμισης σε MW, και τα ζεύγη τιμής ισχύος σε Ευρώ ανά MW και εύρους δευτερεύουσας ρύθμισης σε MW, που αντιστοιχούν στις προσφορές εφεδρειών των κατανεμημένων μονάδων και των συμβεβλημένων μονάδων επικουρικών υπηρεσιών, ανεξάρτητα εάν η αντίστοιχη προσφορά εφεδρειών εντάχθηκε στο πρόγραμμα ΗΕΠ ή όχι.
3. Την επικαιροποιημένη πρόβλεψη της ποσότητας παραγωγής ενέργειας σε MWh από μονάδες συμπαραγωγής και μονάδες παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
4. Την ποσότητα ενέργειας σε MWh για την οποία υποβάλλει προσφορές έγχυσης ο διαχειριστής του συστήματος, όπως αυτή η ποσότητα περιλήφθηκε στο πρόγραμμα ΗΕΠ. Για τα αντίστοιχα ζεύγη T-ΠΕ τιμής ενέργειας σε Ευρώ ανά MWh και ποσότητας ενέργειας σε MWh λαμβάνεται για την κατάρτιση του προγράμματος κατανομής τιμή ενέργειας ίση με μηδέν (0).
5. Την ποσότητα ενέργειας σε MWh που περιλαμβάνεται στις δηλώσεις φορτίου για εξαγωγή ή για μονάδες άντλησης, κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο πρόγραμμα ΗΕΠ, καθώς και τις δηλώσεις φορτίου που αντιστοιχούν σε προγράμματα διορθώσεων διαφορών των ροών φορτίου στις διασυνδέσεις. Σε περίπτωση εφαρμογής δυνατότητας υποβολής τιμολογούμενων δηλώσεων φορτίου για πελάτες, την ποσότητα ενέργειας σε MWh που περιλαμβάνεται στο

μέρος των δηλώσεων αυτών που είναι τιμολογούμενο και κατά το τμήμα που αυτές έχουν ενταχθεί στο πρόγραμμα ΗΕΠ.

6. Τις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων και ιδίως αναφορικά με τις καθοριζόμενες σε αυτές τεχνικές δυνατότητες των μονάδων σχετικά με την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, τους ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής τους, τους χρόνους παραμονής σε κατάσταση ή μεταβολής μεταξύ καταστάσεων, καθώς και την παροχή επικουρικών υπηρεσιών ανά υπηρεσία, και το ειδικό κόστος εκκίνησης από ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής έως το φορτίο με το συγχρονισμό.
7. Τις δηλώσεις μη διαθεσιμότητας (ολικής ή μερικής) των μονάδων.
8. Τις επικαιροποιημένες προβλέψεις φορτίου, αναγκών εφεδρειών και περιορισμών μεταφοράς του συστήματος.
9. Τον πίνακα συντελεστών απωλειών εγχύσεως και τον πίνακα συντελεστών απωλειών φορτίου για το φορτίο πελατών που συνδέονται στο δίκτυο.
10. Την καθαρή ικανότητα μεταφοράς κάθε διασύνδεσης.
11. Σημαντικά περιστατικά τα οποία γνωστοποιούνται στον διαχειριστή του συστήματος και άλλες πληροφορίες που συλλέγονται ή/και γνωστοποιούνται στον διαχειριστή του συστήματος, καθώς και άλλα τεχνικά δεδομένα και δεδομένα προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος.

3.7.4 Εκκαθάριση αποκλίσεων

Ως απόκλιση παραγωγής-ζήτησης ορίζεται, χωριστά κατά προσφορά έγχυσης και δήλωση Φορτίου και χωριστά κατά περίοδο κατανομής, η διαφορά σε μεγαβατώρες (MWh) μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που προγραμματίζεται για έγχυση στο σύστημα ή για απορρόφηση από το σύστημα σύμφωνα με το πρόγραμμα ΗΕΠ και της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο σύστημα ή απορροφάται από το σύστημα κατά τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας όπως μετράται για την ίδια περίοδο κατανομής και αντιστοιχίζεται στον συμμετέχοντα και στην υπόψη προσφορά έγχυσης και δήλωση Φορτίου.

3.7.5 Επικουρικές Υπηρεσίες (Ε.Υ)

Οι επικουρικές υπηρεσίες, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, είναι:

- A) Πρωτεύουσα ρύθμιση και εφεδρεία
- B) Δευτερεύουσα ρύθμιση και εφεδρεία και εύρος αυτής
- Γ) Τριτεύουσα ρύθμιση και στρεφόμενη εφεδρεία
- Δ) Τριτεύουσα μη στρεφόμενη εφεδρεία
- E) Στατή εφεδρεία
- ΣΤ) Ρύθμιση τάσης
- Z) Επανεκκίνηση του συστήματος μετά από διακοπή

Οι υπηρεσίες από το Α έως και Δ συνοπτικά αναφέρονται ως Επικουρικές Υπηρεσίες Ρύθμισης Συχνότητας και Ενεργού Ισχύος.

Α. Πρωτεύουσα ρύθμιση συστήματος και εφεδρεία ενεργού ισχύος μονάδας είναι η συλλογική αυτόματη διορθωτική αντίδραση των ρυθμιστών στροφών των μονάδων παραγωγής που λαμβάνει χώρα για απόκλιση συχνότητας από την τιμή αναφοράς της κατά ± 200 mHz. Με αυτή επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με τη συνολική ζήτηση ενέργειας και η σταθεροποίηση της συχνότητας μέσα σε 30 δευτερόλεπτα από τη στιγμή εκδήλωσης της διαταραχής στο σύστημα. Μπορεί η ρύθμιση αυτή να μην επαναφέρει τη συχνότητα στη τιμή αναφοράς. Στο χρόνο των 30 δευτερολέπτων μεταβάλλεται η ενεργός ισχύς της μονάδας δεσμεύοντας την εφεδρεία ενεργού ισχύος της μονάδας τουλάχιστον για 15 λεπτά.

Β. Δευτερεύουσα ρύθμιση και εφεδρεία και εύρος αυτής Είναι η ρύθμιση αυτή, αποτέλεσμα της κεντρικής λειτουργίας (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.) της αυτόματης ρύθμισης παραγωγής μέσω της οποίας τηλερυθμίζεται η παραγωγή ενεργού ισχύος των μονάδων παραγωγής που παρέχουν την υπηρεσία (Ε.Υ), εφόσον μπορεί να γίνει, σε διάστημα 10 δευτερολέπτων έως 15 λεπτών από τη στιγμή της ενεργοποίησής της. Η εφεδρεία που αντιστοιχεί στη ρύθμιση αυτή αποτελεί το περιθώριο μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος μονάδας με συγκεκριμένο ρυθμό, μέσω τηλερύθμισής της από την κεντρική λειτουργία (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.), εφόσον το περιθώριο αυτό είναι πλήρως διαθέσιμο μέσα σε 15 λεπτά από την ενεργοποίηση της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Το εύρος της ρύθμισης αυτής είναι το διάστημα μεταξύ ελάχιστου και μέγιστου επιπέδου ενεργού ισχύος μονάδας. Θετική ή αρνητική εφεδρεία της ρύθμισης αυτής είναι τα περιθώρια αύξησης ή μείωσης αντίστοιχα της ενεργού ισχύος λαμβάνοντας υπόψη το τρέχον επίπεδο ενεργού ισχύος.

Γ. Τριτεύουσα ρύθμιση συστήματος και στρεφόμενη εφεδρεία Είναι η ρύθμιση που γίνεται περιοδικά με περίοδο λίγων λεπτών που την καθορίζει ο διαχειριστής του συστήματος προκειμένου να αποκατασταθεί το επίπεδο δευτερεύουσας εφεδρείας συστήματος εφόσον αυτό μεταβλήθηκε από τη λειτουργία της δευτερεύουσας ρύθμισης συστήματος. Η ρύθμιση αυτή αφορά στη μεταβολή της ενεργού ισχύος των μονάδων που παρέχουν υπηρεσία (Ε.Υ) μετά από εντολή του διαχειριστή. Η εφεδρεία που αντιστοιχεί στη ρύθμιση αυτή είναι το περιθώριο μεταβολής της ενεργού ισχύος της μονάδας λαμβάνοντας υπόψη τους ρυθμούς ανόδου και καθόδου παραγωγής κάθε μονάδας σε διάστημα από 90 δευτερόλεπτα έως 15 λεπτά. Η εφεδρεία αυτή ορίζεται ως τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία, με τη μονάδα συγχρονισμένη στο σύστημα.

Δ. Τριτεύουσα μη στρεφόμενη εφεδρεία είναι η εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης μονάδας όπως παραπάνω (Γ) αλλά για μονάδα που δεν είναι συγχρονισμένη στο σύστημα, με χρόνο ολοκλήρωσης της δράσης από (90) δευτερόλεπτα έως (15) λεπτά.

Ε. Στατή εφεδρεία, στατή εφεδρεία μονάδας ορίζεται η μέγιστη ποσότητα ενεργού ισχύος η οποία μπορεί να διατεθεί στο σύστημα από μη συγχρονισμένη μονάδα σε διάστημα από (20) λεπτά έως (4) ώρες από τη στιγμή εντολής κατανομής συγχρονισμού της μονάδας. Ο προγραμματισμός της (Ε.Υ) αυτής διενεργείται από τον διαχειριστή Συστήματος για να γίνει ρύθμιση συχνότητας και ενεργού ισχύος ενόψει απρόβλεπτων διαταραχών της ισορροπίας του φορτίου συστήματος.

ΣΤ. Ρύθμιση τάσης, αποσκοπεί στη διατήρηση της τάσης μέσα στο εύρος κανονικής λειτουργίας. Απαιτείται να υπάρχει επαρκής στατική και δυναμική εφεδρεία άεργου ισχύος, με ευθύνη του διαχειριστή συστήματος.

Z. Επανεκκίνηση του συστήματος, η Ε.Υ αυτή, μετά από γενική ή μερική διακοπή της λειτουργίας του συστήματος συνίσταται στη δυνατότητα επανεκκίνησης των μονάδων χωρίς τροφοδότηση από εξωτερική πηγή Ισχύος και της έγχυσης ενέργειας στο σύστημα εντός (15) λεπτών αν πρόκειται για υδροηλεκτρική μονάδα ή εντός μιας ώρας για άλλες μονάδες.

Στην πράξη οι υδροηλεκτρικές μονάδες είναι πολύ χρήσιμες στη παροχή της υπηρεσίας (Ε.Υ) αυτής αφού ο χρόνος για να συγχρονίσουν και να εγχύσουν ενέργεια στο εκτός λειτουργίας σύστημα είναι πολύ μικρότερος των (15) λεπτών (3 έως 7 λεπτά).

4. ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Η Ελλάδα λόγω της αφθονίας της σε στέρεα καύσιμα και ιδιαίτερα στον λιγνίτη, στήριξε την ηλεκτροπαραγωγή της σε αυτόν. Ο κυριότερος λόγος για αυτό είναι ότι με τον λιγνίτη εξασφαλίζεται ο ενεργειακός εφοδιασμός της χώρας, αφού έχει σταθερό και προβλέψιμο κόστος εξόρυξης. Εκτιμάται πως μέχρι σήμερα έχουν εξορυχθεί περίπου 1,8 δις τόνους λιγνίτη.

Μέχρι την κατασκευή του αγωγού φυσικού αερίου, το 2005, η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη άγγιζε το 80 % της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, μόνο με την προσθήκη κάποιων υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής.

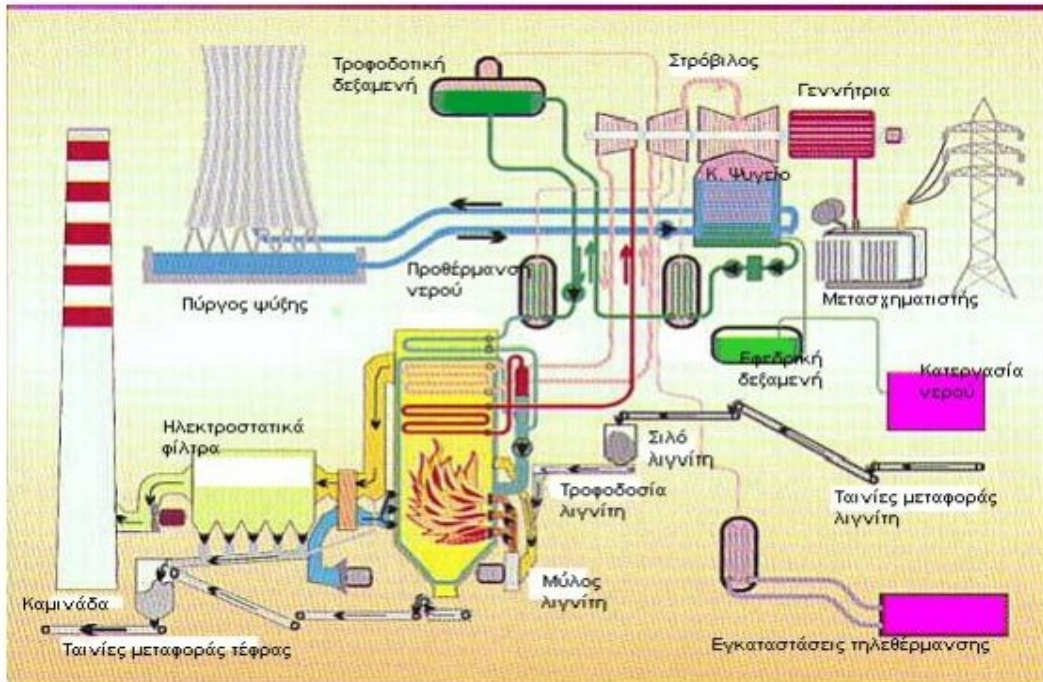
Από το 2005 και μετά έχουμε σταδιακή αύξηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με χρήση φυσικού αερίου και την μικρή αλλά σταθερή αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνονται σε κατηγορίες, ανάλογα με το είδος της πρωτογενούς ενέργειας που μετατρέπεται σε ηλεκτρική, το είδος του καυσίμου και την τεχνολογία. Έτσι υπάρχουν:

1. Οι Ατμοηλεκτρικοί σταθμοί
2. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί
3. Οι θερμικοί σταθμοί με μηχανές εσωτερικής καύσης
4. Οι θερμικοί σταθμοί με αεριοστροβίλους
5. Οι πυρηνικοί σταθμοί
6. Τα ηλιακά πάρκα
7. Τα αιολικά πάρκα

4.1 Ατμοηλεκτρικοί Σταθμοί

Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής είναι οι πιο οικονομικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες. Στο σχήμα φαίνεται το διάγραμμα ενός ατμοηλεκτρικού σταθμού το οποίο σε πολύ γενικές γραμμές μπορεί να περιγράψει με τον εξής τρόπο : Σε έναν πολύ μεγάλο λέβητα θερμαίνεται νερό με την θερμότητα που παράγεται από την καύση του καυσίμου (πχ. λιγνίτης) και ατμοποιείται. Ο παραγόμενος ατμός οδηγείται στον αμοστρόβιλο και τον αναγκάζει να περιστραφεί. στον άξονα του στροβίλου συνδέεται ο άξονας της ηλεκτρικής γεννήτριας που περιστρέφεται και παράγει ηλεκτρική ενέργεια.

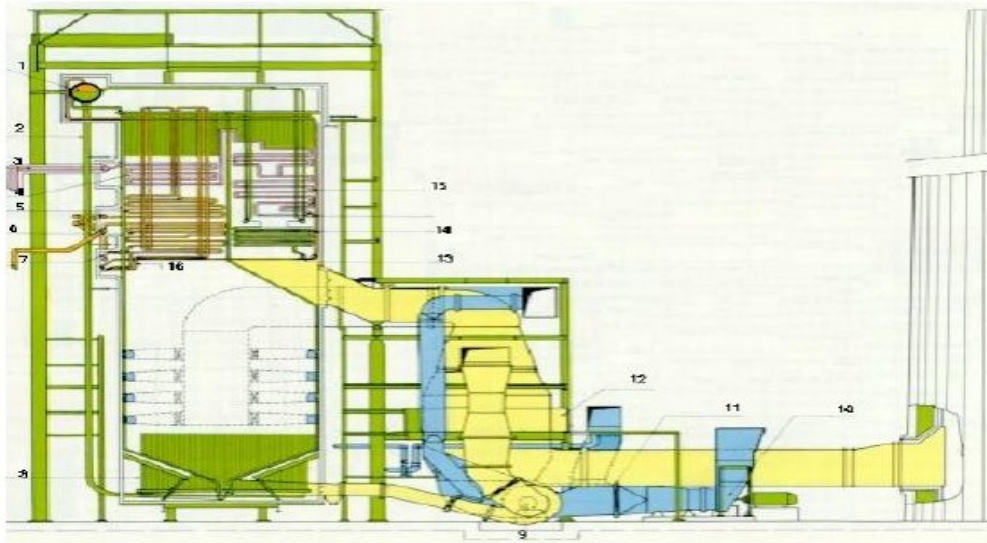


Σχήμα 4.1: Διάγραμμα ατμοηλεκτρικού σταθμού

4.2 Περιγραφή λειτουργίας λιγνιτικής μονάδας

Το καύσιμο (λιγνίτης χαμηλής θερμογόνου δύναμης), οδηγείται με ταινιόδρομους στο σιλό των μύλων, απ' όπου με ειδικό εξοπλισμό (τροφοδότες) καταλήγει στους μύλους όπου αλέθεται. Ο λιγνίτης υπό μορφή σκόνης οδηγείται για καύση σε ειδικούς καυστήρες οι οποίοι θερμαίνουν τους ατμολέβητες για ατμοποίηση του νερού. Ο ατμολέβητας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού ύδατος λειτουργεί σε 540 βαθμούς Κελσίου και πίεσης 170 ατμοσφαιρών (υπέρθερμος ατμός). Ο ατμός αυτός οδηγείται με ατμαγωγούς στο στρόβιλο τον οποίο και στρέφει με 3.000 στροφές το λεπτό. Ο ατμός μετά την εκτόνωσή του στο στρόβιλο, συμπυκνώνεται στο συμπυκνωτή και μέσω προθερμαντών νερού οδηγείται ξανά στο λέβητα για να συνεχίσει την ίδια διαδικασία. Ο ατμοστρόβιλος στρέφει τη γεννήτρια, η οποία παράγει ηλεκτρικό ρεύμα. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, μέσω του μετασχηματιστή ανύψωσης 20 kV/400 kV, καταλήγει στο Εθνικό Δίκτυο διαμέσου των Κέντρων Υπερύψηλης Τάσης (ΚΥΤ).

Λέβητας



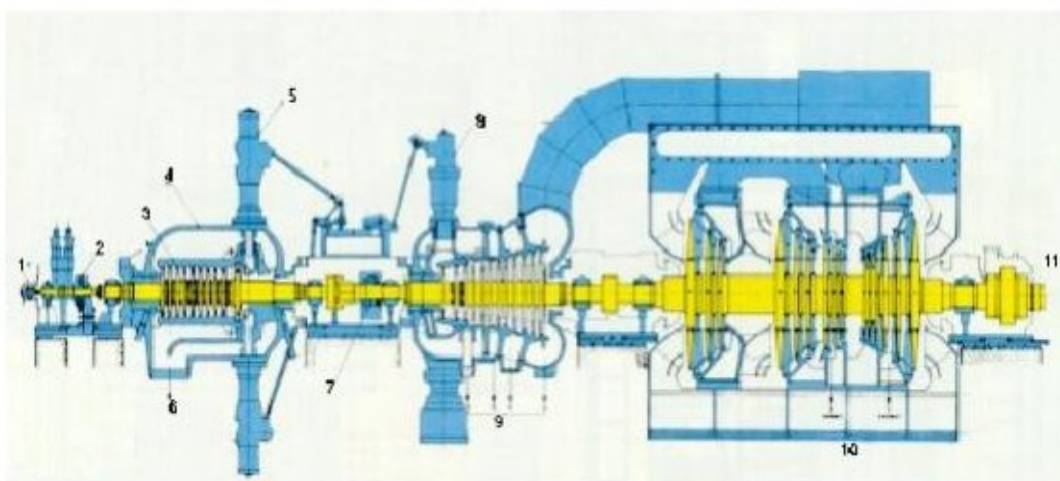
Σχήμα 4.2: Λέβητας ατμοηλεκτρικής μονάδας

1. Τύμπανο
2. Αυλοί καθόδου
3. Έξοδος ανάθερμου
4. Αναθερμαντής υψηλής θερμοκρασίας
5. Υπερ/ντής υψηλής θερμοκρασίας
6. Υπερ/ντής υψηλής θερμοκρασίας
7. Έξοδος υπέρθερμου ατμού
8. Αυλοί ανόδου
9. Ανεμιστήρας ανακυκλοφορίας καυσαερίων
10. Ανεμιστήρες καταθλίψεως
11. Προθερμαντές αέρος δι' ατμού
12. Προθερμαντές αέρος δια καυσαερίων
13. Συλλέκτης εισόδου οικονομίας
14. Οικονομητήρας
15. Αναθερμαντής χαμηλής θερμοκρασίας
16. Υπερθερμαντής χαμηλής θερμοκρασίας

Ο λέβητας είναι το τμήμα του εργοστασίου στο οποίο παράγεται ο ατμός με θέρμανση νερού.

Υπάρχουν πολλοί τύποι λεβήτων αλλά στις ατμοηλεκτρικές μονάδες χρησιμοποιούνται σχεδόν αποκλειστικά υδραυλωτοί λέβητες, που αποτελούνται από μεγάλο αριθμό σωλήνων (που λέγονται αυλοί) που διαμορφώνονται κατά τέτοιο τρόπο ώστε ανάμεσά τους εξωτερικά να υπάρχει χώρος για την καύση του καυσίμου και στο εσωτερικό τους να περνά το νερό για να θερμαίνεται. Για την αύξηση της απόδοσης του λέβητα χρησιμοποιούνται τόσο οι προθερμαντές νερού όσο και οι υπερθερμαντές ατμού με την χρήση της θερμότητας των καπναερίων και επαναθέρμανσης του ήδη χρησιμοποιηθέντος ατμού.

Στρόβιλος



Σχήμα 4.3 Στρόβιλος ατμοηλεκτρικής μονάδας

1. Ρυθμιστής στροφών
2. Κύρια αντλία λίπανσης
3. Εσωτερικό κέλυφος
4. Εξωτερικό κέλυφος
5. Ρυθμιστικές δικλείδες υψηλής πίεσης
6. Απομάστευση βαθμίδας υψηλής πίεσης. Έξοδος βαθμίδας υψηλής πίεσης
7. Ωστικός τριβέας
8. Ρυθμιστικές δικλείδες μέσης πίεσης
9. Απομάστευση βαθμίδας μέσης πίεσης
10. Συμπυκνωτής στροβίλου. Βαθμίδα χαμηλής πίεσης

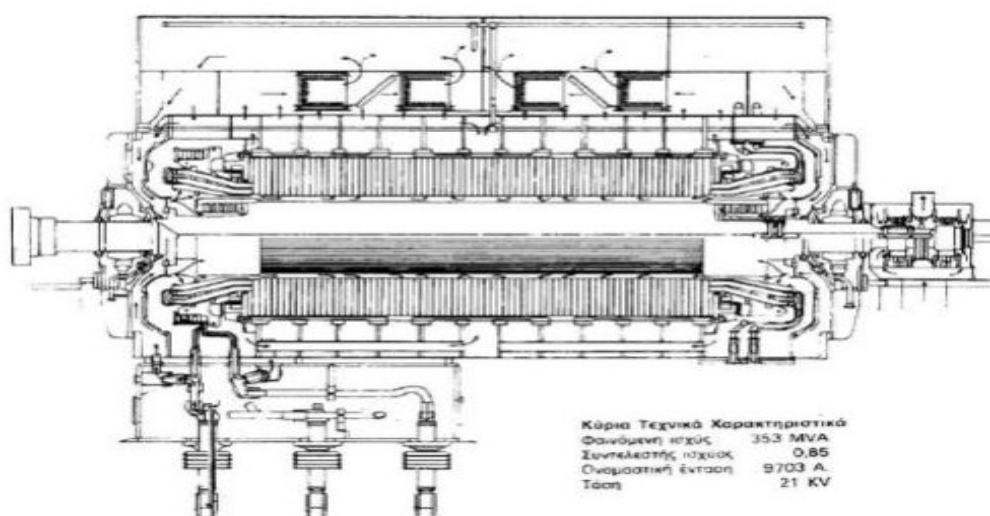
Ο στρόβιλος που φαίνεται στο σχήμα είναι της Μονάδας Νο 2 του ΑΗΣ Λαυρίου και είναι κατασκευής του Γαλλικού οίκου ALSTHOM. Από τα χαρακτηριστικά της κατασκευής του αναφέρονται η ονομαστική του ισχύς 300 MW.

Στον στρόβιλο η ενέργεια του ατμού μετατρέπεται σε μηχανική. Αποτελείται από ένα κύριο άξονα όπου είναι στερεωμένα περιφερειακά σε ορισμένες θέσεις πτερύγια που λέγονται κινητά εφόσον κινούνται κατά την περιστροφή του άξονα. Μεταξύ τους υπάρχουν είτε ακροφύσια ή άλλα πτερύγια σταθερά στερεωμένα στο κέλυφος της μηχανής. Ο ατμός προσπίπτοντας στα πτερύγια μετατρέπει την ενέργειά του σε κινητική περιστρέφοντας τον άξονα του στρόβιλου.

Ο στρόβιλος θα λειτουργεί ικανοποιητικά όταν περιστρέφεται με υψηλό αριθμό στροφών που είναι 3000 rpm για την παραγωγή ρεύματος 50 Hz. Ο αριθμός στροφών πρέπει να είναι απόλυτα σταθερός και για τον λόγο αυτό συνοδεύεται από ένα ρυθμιστή στροφών που ρυθμίζει την παροχή ατμού. Ο ατμός που βγαίνει από τον στρόβιλο οδηγείται στο ψυγείο όπου ψύχεται και υγροποιείται και επιστρέφει στον λέβητα με την βοήθεια αντλιών. Ο ατμός περνά από σωλήνες γύρω από τους οποίους περνά το ψυκτικό υγρό και τους ψύχει. Είναι φανερό ότι χρειάζονται μεγάλες ποσότητες ψυκτικού υγρού που παρέχεται από την θάλασσα, λίμνες ή ποτάμια και σε περίπτωση που δεν υπάρχουν από μεγάλους πύργους ψύξης με μεγάλη επιφάνεια επαφής με τον αέρα.

Οι γεννήτριες των ατμοηλεκτρικών σταθμών είναι ειδικής μορφής με μεγάλο μήκος άξονα, μικρής σχετικά διαμέτρου επαγωγικό τύμπανο δρομέα και μικρού αριθμού πόλων, συνήθως δύο. Η διέγερση τροφοδοτείται από συνεχές ρεύμα που παράγει η διεγέρτρια συνεχούς ρεύματος που συνδέεται στον ίδιο άξονα. Η παραγόμενη τάση είναι συνήθως 15 KV και οδηγείται στους μετασχηματιστές όπου ανυψώνεται η τάση μέχρις ότου εξισωθεί με την τάση του δικτύου μεταφοράς.

ΤΟΜΗ ΓΕΝΗΤΡΙΑΣ ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ



Σχήμα 4.4: Τομή στροβιλογεννήτριας

Κάθε ατμοηλεκτρική μονάδα καταναλώνει περίπου το 10% της ενέργειας που παράγει για δικές της ανάγκες και για τον λόγο αυτό υπάρχει ένας δικός της υποσταθμός.

Ο βαθμός απόδοσης των ατμοηλεκτρικών μονάδων είναι περίπου 30% και οι απώλειες συγκεντρώνονται κυρίως στον λέβητα (περίπου 16%), στο ψυγείο (περίπου 54%) και ελάχιστες είναι στην γεννήτρια (περίπου 1%).

4.3 Θερμικοί σταθμοί με MEK (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης)

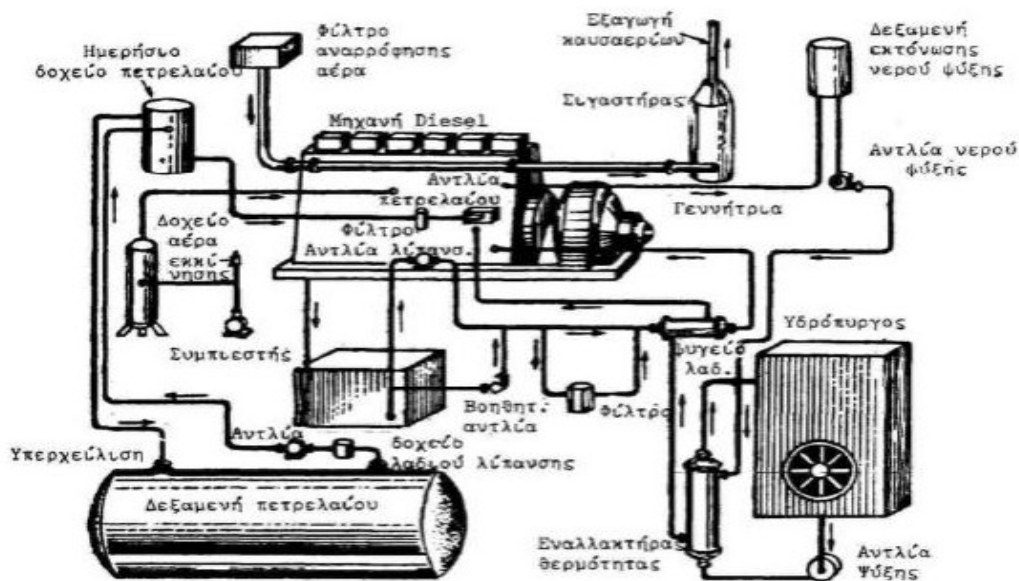
Οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης Diesel και βρίσκονται συνήθως σε πολλά νησιά της χώρας μας. Οι μηχανές εσωτερικής καύσης χρησιμοποιούνται διότι οι αεριοστρόβιλοι είναι ασύμφοροι για μικρές ισχύς πχ της τάξης των μερικών MW. Οι MEK ονομάζονται έτσι διότι η καύση του καυσίμου γίνεται μέσα σε αυτές ενώ στους ατμοστρόβιλους γίνεται έξω από αυτούς (στον λέβητα). Τα βασικά πλεονεκτήματα των μηχανών Diesel ως προς τις ατμοκίνητες είναι:

1. Οι MEK είναι ελαφρότερες για την ίδια ισχύ
2. Μπαίνουν σε λειτουργία και φορτίζονται αμέσως
3. Δεν έχουν πολύπλοκες εγκαταστάσεις
4. Έχουν καλύτερο βαθμό απόδοσης σε μικρές και μέσες ισχύς (ως 5 MW)
5. Χρειάζονται λιγότερο χώρο για τις εγκαταστάσεις
6. Λειτουργούν με λίγο προσωπικό

Τα βασικά μειονεκτήματα είναι:

1. Χρειάζονται συχνά συντήρηση και ειδικευμένο προσωπικό
2. Παθαίνουν συχνά βλάβες

Οι μηχανές diesel έχουν καλό βαθμό απόδοσης όταν λειτουργούν στα 75 ως 80% της ονομαστικής ισχύος αλλά αυτός μειώνεται πολύ όταν λειτουργούν κάτω από το 50% της ονομαστικής τους ισχύος. Οι σταθμοί με MEK συνήθως παράγουν ενέργεια με εναλλασσόμενο ρεύμα χαμηλής τάσης 220/380V και σπάνια σε τάση 15KV.



Σχήμα 4.5: Μονάδα παραγωγής που κινείται με μηχανή Diesel.

4.4 Θερμικοί σταθμοί με αεριοστροβίλους

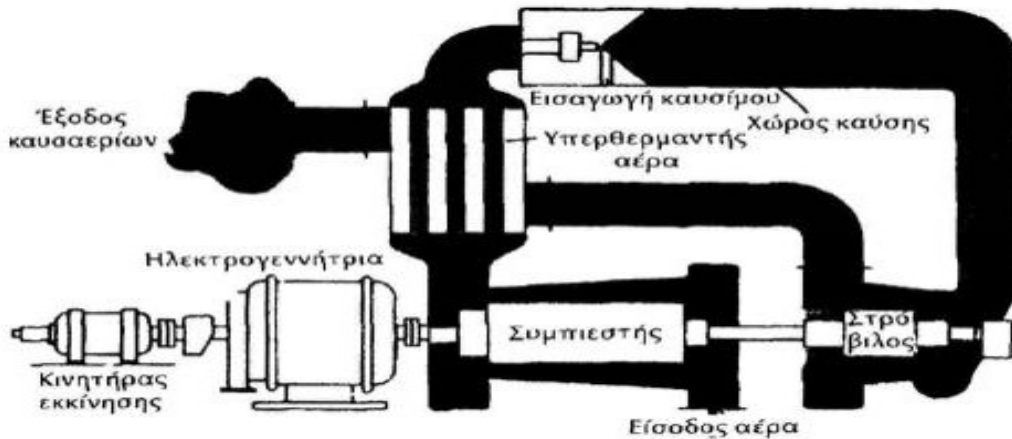
Οι αεριοστροβίλοι είναι περιστροφικές μηχανές όπως οι ατμοστροβίλοι και ανήκουν στις ΜΕΚ. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι ελαφρύ πετρέλαιο με απόσταξη αν και μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο βαρύτερο πετρέλαιο όσο και φυσικό αέριο. Υπάρχουν διάφορες κατηγορίες αεριοστροβίλων (ανοικτού, κλειστού, μικτού κυκλώματος).

Τα βασικά πλεονεκτήματα των αεριοστροβίλων σε σχέση με τους ατμοστροβίλους είναι:

1. Οι ατμοστροβίλοι είναι απλούστερες μηχανές οπότε χρειάζονται λιγότερο και λιγότερο ειδικευμένο προσωπικό και απλούστερη συντήρηση.
2. Δεν χρειάζονται νερό τροφοδοσίας
3. Ξεκινούν εύκολα και γρήγορα φτάνουν στην πλήρη φόρτιση με αποτέλεσμα να μπορούν να εξυπηρετήσουν αιχμές φορτίου.
4. Έχουν χαμηλές πιέσεις λειτουργίας

Τα βασικά μειονεκτήματα των αεριοστροβίλων σε σχέση με τους ατμοστροβίλους είναι:

1. Τα καύσιμά τους είναι ακριβά
2. Έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης



Σχήμα 4.5: Παραστατικό διάγραμμα λειτουργίας αεριοστροβίλου

Ο αεριοστρόβιλος αποτελείται από έναν κύριο άξονα που στην μία του άκρη έχει τον κυρίως αεριοστρόβιλο και στην άλλη έναν περιστροφικό συμπιεστή. Ο αεριοστρόβιλος στρέφει τον άξονα, παρασύροντας τον συμπιεστή σε περιστροφή, συγχρόνως με το φορτίο που είναι η ηλεκτρογεννήτρια. Στον συμπιεστή εισάγεται ατμοσφαιρικός αέρας, ο οποίος με την περιστροφή των πτερυγίων του συμπιεστή συμπιέζεται και θερμαίνεται. Βγαίνοντας από τον συμπιεστή ο αέρας μπαίνει στον θάλαμο καύσης, όπου κατά ένα μέρος του ανακατεύεται με τα καυσαέρια, κατεβάζει την θερμοκρασία τους και το μίγμα εκτονώνεται στις διαδοχικές βαθμίδες του στροβίλου προκαλώντας την περιστροφή τους. Στην εκκίνηση το όλο σύστημα χρειάζεται εξωτερική επέμβαση που πραγματοποιείται με ηλεκτροκινητήρα που παραμένει συνδεδεμένος μέχρι να αποκτήσει ο αεριοστρόβιλος ορισμένο αριθμό στροφών και να αυτοσυντηρείται.

Σε σύγκριση με τις μηχανές Diesel ο αεριοστρόβιλος έχει τα εξής πλεονεκτήματα:

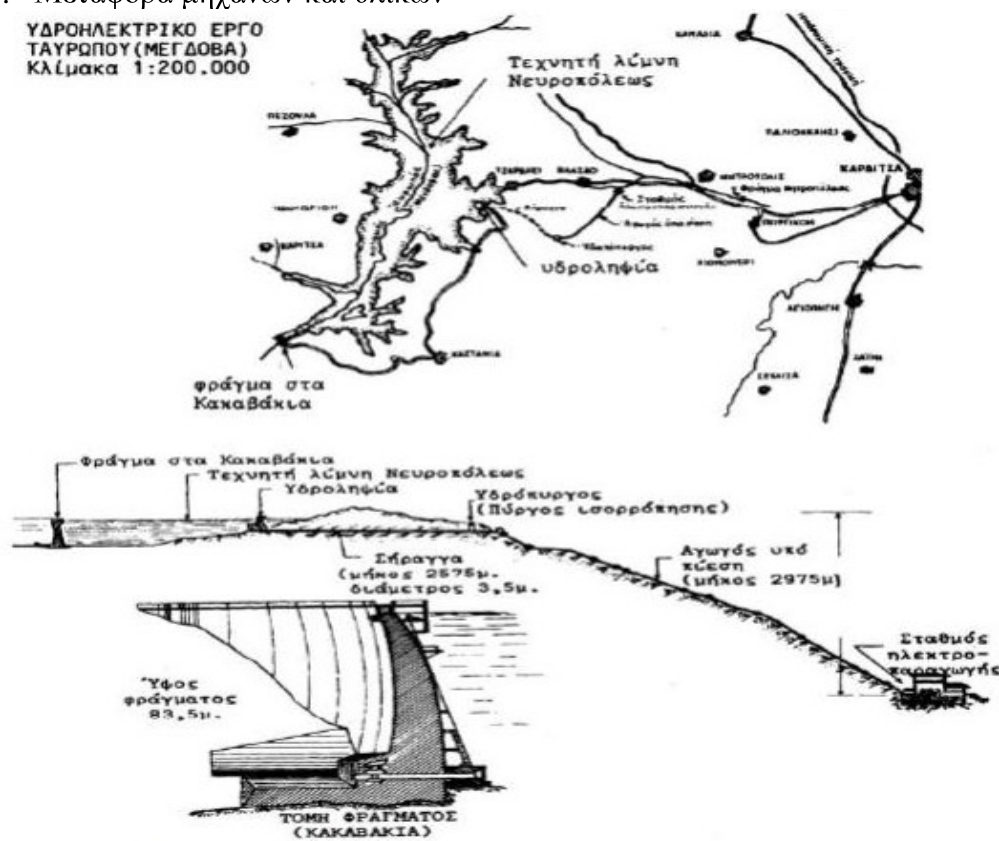
1. Δεν έχει τμήματα που εκτελούν παλινδρομικές κινήσεις με αποτέλεσμα απλούστερη κατασκευή και ελάχιστες μηχανικές απώλειες
2. Δεν παρουσιάζονται προβλήματα ζυγοστάθμισης και έδρασης
3. Η συντήρηση είναι απλούστερη και φθηνότερη
4. Δεν χρειάζεται νερό ψύξης
5. Δεν υπάρχουν μεγάλες πιέσεις
6. Η λειτουργία είναι πιο ομαλή και αθόρυβη

Υπάρχουν όμως και ένα σοβαρό μειονέκτημα που είναι ο μικρός βαθμός απόδοσης της τάξης του 20% που μπορεί να αυξηθεί στο 35% με πρόσθετες βελτιώσεις που όμως αυξάνουν σοβαρά την πολυπλοκότητα και τις απαιτήσεις.

4.5 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Το αρχικό κόστος ενός υδροηλεκτρικού σταθμού είναι μεγάλο και οι τεχνικές δυσκολίες πάρα πολλές. Οι βασικές δαπάνες είναι οι εξής:

1. Οι απαλλοτριώσεις που συνήθως δεν είναι μεγάλο ποσό
2. Τα κτίρια, οι λίμνες, τα φράγματα και οι υδαταγωγοί με κόστος πάνω από το 50% του συνολικού
3. Οι υδροστρόβιλοι και οι γεννήτριες αποτελούν σημαντική δαπάνη
4. Οι δρόμοι, γέφυρες, σιδηροτροχιές μεγάλου κόστους λόγω συνήθως δύσβατων περιοχών
5. Μεταφορά μηχανών και υλικών



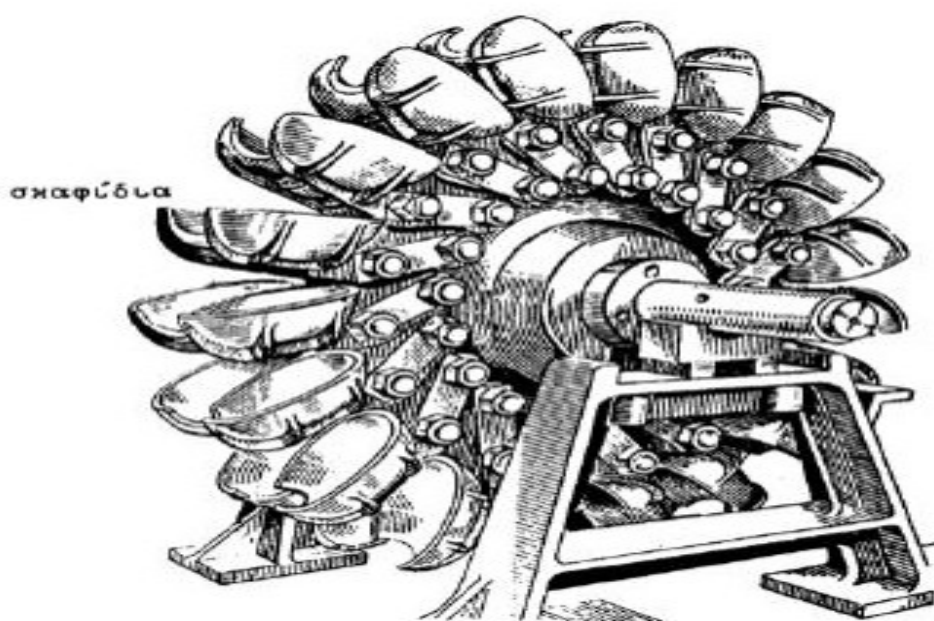
Σχήμα 4.6: Υδροηλεκτρικό έργο Ταυρωπού

Τα φράγματα μπορεί να είναι χωμάτινα, λίθινα και με οπλισμένο σκυρόδεμα. Στα σημεία υδροληψίας υπάρχουν φίλτρα για να παίρνεται καθαρό νερό. Ο πύργος ισορροπίας δίνει σταθερότητα στη λειτουργία του σταθμού εκτονώνοντας τις πιέσεις σε περιπτώσεις απότομων μεταβολών. Μετά την συμπλήρωση του έργου (σε 2 ως 5 χρόνια) το κόστος λειτουργίας είναι ασήμαντο και συνήθως η λειτουργία του σταθμού συνδυάζεται και με άρδευση αγροτικών εκτάσεων. Σε ορισμένες περιπτώσεις το νερό αντλείται για να ξαναχρησιμοποιηθεί σε περιπτώσεις κάλυψης μεγάλων αιχμών φορτίου.

Οι υδατοπτώσεις, ανάλογα με το ύψος πτώσης διακρίνονται σε χαμηλές (ύψος πτώσης μέχρι 25 μέτρα), μέσες (από 25 ως 100 μέτρα) και υψηλές (πάνω από 100 μέτρα).

Για την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε ηλεκτρική χρησιμοποιούνται οι υδροστρόβιλοι που διακρίνονται σε δύο κατηγορίες τους υδροστρόβιλους δράσης (ή Pelton) και αντίδρασης (Francis ή Kaplan).

Στους υδροστρόβιλους δράσης το νερό οδηγείται σε σταθερά πτερύγια ή ακροφύσια όπου μετατρέπεται όλη η ενέργειά του σε κινητική. Στη συνέχεια το νερό χτυπά πάνω στα κινητά πτερύγια που είναι τοποθετημένα στην περιφέρεια ενός τροχού ο οποίος έτσι περιστρέφεται. Ένας τέτοιος τροχός φαίνεται στο Σχήμα. Οι υδροστρόβιλοι τύπου Pelton χρησιμοποιούνται όταν υπάρχει μεγάλο ύψος πτώσης (πάνω από 100μέτρα) και μικρή παροχή νερού. Ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται από 80 ως 90% για μικρές και μεγάλες ισχύς αντίστοιχα.



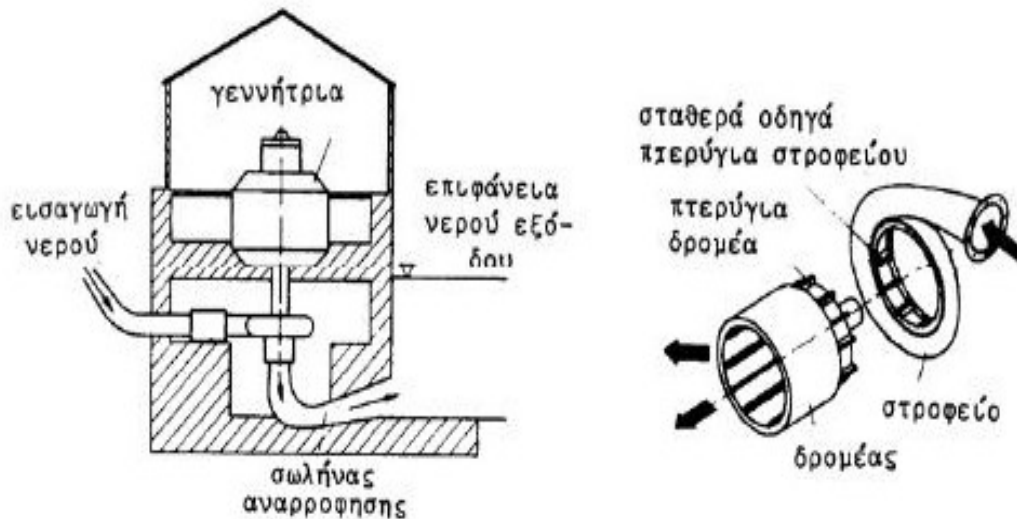
Σχήμα 4.7: Τροχός υδροστρόβιλου Pelton.

Στους υδροστρόβιλους αντίδρασης μόνο ένα μέρος της δυναμικής ενέργειας του νερού μετατρέπεται σε κινητική ενώ το υπόλοιπο παραμένει με μορφή δυναμικής ενέργειας ή πίεσης. Για τον λόγο αυτό οι υδροστρόβιλοι αντίδρασης μπορούν να εργάζονται ακόμα και όταν το νερό ρέει ελεύθερα αλλά και όταν κατευθύνεται σε δεξαμενή που βρίσκεται σε μεγαλύτερο ύψος από τον υδροστρόβιλο.

Οι υδροστρόβιλοι αντίδρασης διακρίνονται στους ελικοφόρους (όπως ο Kaplan) και στους μη ελικοφόρους (όπως ο Francis). Συνήθως κατασκευάζονται με κατακόρυφο

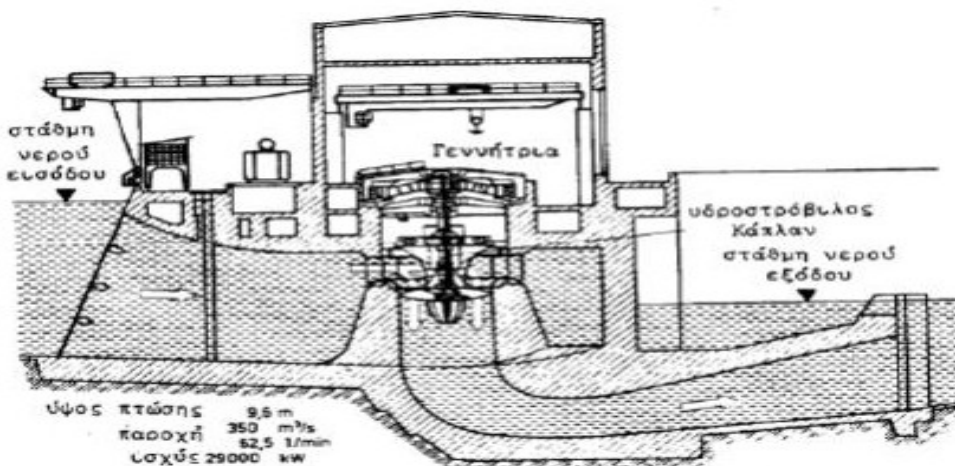
άξονα σε αντίθεση με τους υδροστρόβιλους δράσης που κατασκευάζονται με οριζόντιο άξονα.

Οι υδροστρόβιλοι Francis χρησιμοποιούνται σε υδατοπτώσεις μέσου ύψους (από 60 ως 600 μέτρα) και μέσης παροχής όπως είναι οι περισσότερες της χώρας μας (πχ. Λάδωνας, Καστράκι, Κρεμαστά). Ένα σχηματικό διάγραμμα υδροστρόβιλου Francis φαίνεται στο Σχήμα.



Σχήμα 4.8: Υδροστρόβιλος Francis

Οι υδροστρόβιλοι Kaplan χρησιμοποιούνται σε υδατοπτώσεις μικρού ύψους (από 2 ως 60 μέτρα) και μεγάλης παροχής νερού. Δεν χρησιμοποιούνται στη χώρα μας διότι δεν υπάρχουν μεγάλες παροχές νερού. Ένα σχηματικό διάγραμμα υδροηλεκτρικού σταθμού με υδροστρόβιλο Kaplan φαίνεται στο Σχήμα.



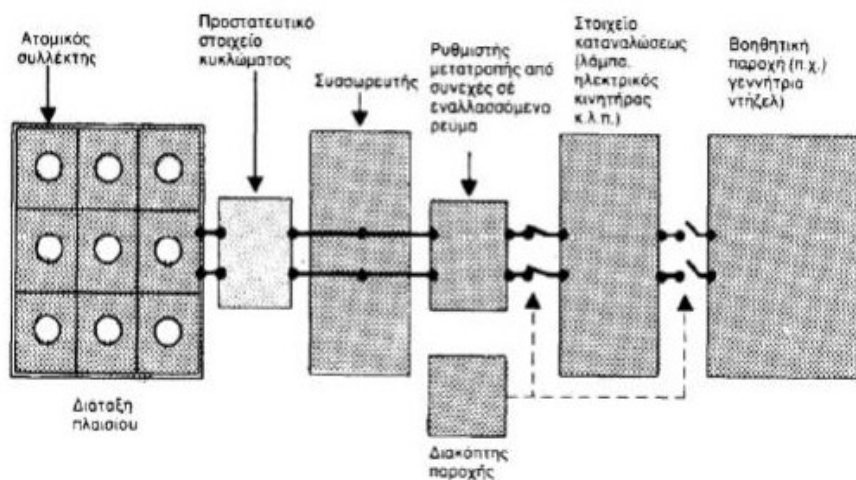
Σχήμα 4.9: Υδροστρόβιλος Kaplan

4.6 Ηλιακά Πάρκα

Τα ηλιακά πάρκα αποτελούνται από συστοιχίες ηλιακών συλλεκτών με φωτοβολταϊκά στοιχεία, όπως αυτές του Σχήματος, οι οποίες παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα με την μορφή συνεχούς τάσης. Κατά κανόνα το παραγόμενο ρεύμα φορτίζει συσσωρευτές η τάση των οποίων μέσω αντιστροφέα μετατρέπεται σε εναλλασσόμενη για να χρησιμοποιηθεί είτε τοπικά ή να διανεμηθεί μέσω δικτύου διανομής. Συνήθως παράλληλα με το ηλιακό πάρκο υπάρχουν και άλλες συμβατικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας όπως οι σταθμοί παραγωγής με γεννήτριες που κινούνται από μηχανές εσωτερικής καύσεως ή αεριοστροβίλους. Ένα γενικό διάγραμμα ενός τυπικού μικτού ηλεκτρικού συστήματος με φωτοβολταϊκά στοιχεία φαίνεται στο Σχήμα.



Σχήμα 4.10: Φωτοβολταϊκό πάρκο



Σχήμα 4.11: Σχηματική παράσταση μικτού ηλεκτρικού συστήματος

4.7 Αιολικά Πάρκα

Τα αιολικά πάρκα αποτελούνται από πολλές συστοιχίες ανεμογεννητριών που εκμεταλλεύονται την αιολική ενέργεια που υπάρχει σε αρκετές περιοχές με ικανοποιητικές ταχύτητες ανέμου. Η ανεμογεννήτρια παράγει ηλεκτρική ενέργεια αλλά ούτε η τιμή της παραγόμενης τάσης ούτε η συχνότητα είναι σταθερές διότι εξαρτώνται από την ταχύτητα του ανέμου. Έτσι, ενδιάμεσο βήμα είναι η μετατροπή της παραγόμενης τάσης σε συνεχή μέσω ανορθωτή και η φόρτιση συσσωρευτών σε αυτόνομα συστήματα ή η μετατροπή της συνεχούς τάσης σε εναλλασσόμενη τάση μέσω αντιστροφέα και η σύνδεσή της με το υπάρχον δίκτυο καταναλωτών ή η χρήση ασύγχρονης γεννήτριας και η άμεση σύζευξή της με το δίκτυο.

Πίνακες με την εγκατεστημένη ισχύ και το ανά καύσιμο, 2011 (πηγή ΔΕΣΜΗΕ)

Α/Α	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΕΙΔΟΣ
1	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙ	274,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
2	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙΙ	283,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
3	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙV	283,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
4	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	342,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
5	ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ι	274,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
6	ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ Ι	273,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
7	ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ ΙΙ	273,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
8	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ Ι	275,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
9	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙ	275,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
10	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙΙ	280,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
11	ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙV	280,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
12	ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ Ι	30,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
13	ΑΗΣ ΛΙΠΤΟΛ ΙΙ	8,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
14	ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙΙΙ	255,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
15	ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙV	256,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
16	ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	289,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
17	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΙΙ	116,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
18	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΙΙΙ	116,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
19	ΑΗΣ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΙV	274,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΛΙΓΝΙΤΗΣ
Συνολική Εγκατεστημένη		4.456,00		

Πίνακας 4.α): Εγκατεστημένη ισχύς λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Α/Α	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΕΙΔΟΣ
1	ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 3	144,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΜΑΖΟΥΤ
2	ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 4	144,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΜΑΖΟΥΤ
3	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ Ι	123,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΜΑΖΟΥΤ
4	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙ	287,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΜΑΖΟΥΤ
Συνολική Εγκατεστημένη		698,00		

Πίνακας 4.β): Εγκατεστημένη ισχύς πετρελαικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

A/A	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΕΙΔΟΣ
1	ELPEDISON_ΘΙΣΒΗ	410,00	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	Φ.Α.
2	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	389,38	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	Φ.Α.
3	PROTERGIA_CC	432,70	PROTERGIA Α.Ε.	Φ.Α.
4	ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 8	151,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
5	ΑΗΣ ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΥ 9	188,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
6	ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ Ι	476,30	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
7	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙΙΙ	173,40	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
8	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	550,20	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
9	ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	377,66	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	Φ.Α.
10	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	49,25	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	Φ.Α.
11	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	49,25	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	Φ.Α.
12	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	49,25	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	Φ.Α.
13	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	422,14	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	Φ.Α.
Συνολική Εγκατεστημένη		3.718,54		

Πίνακας 4.γ): Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, φυσικού αερίου

A/A	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΕΙΔΟΣ
1	ΥΗΣ ΑΓΡΑ	50,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
2	ΥΗΣ ΑΣΩΜΑΤΩΝ	108,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
3	ΥΗΣ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	19,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
4	ΥΗΣ ΘΥΣΑΥΡΟΥ	384,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
5	ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	320,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
6	ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	437,20	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
7	ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	70,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
8	ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	129,90	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
9	ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΔΟΥΣ	210,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
10	ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗΣ	116,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
11	ΥΗΣ ΠΟΛΥΦΥΤΟΥ	375,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
12	ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	300,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
13	ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	33,60	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
14	ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ Ι	150,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
15	ΥΗΣ ΣΦΗΚΙΑΣ	315,00	ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	ΝΕΡΟ
Συνολική Εγκατεστημένη		3.017,70		

Πίνακας 4.δ): Εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Από τους παραπάνω πίνακες φαίνεται η τάση για εξισορρόπηση της ηλεκτροπαραγωγής με χρήση λιγνίτη με την ηλεκτροπαραγωγή με χρήση φυσικού αερίου. Η πολύ μικρή παραγωγή με πετρέλαιο (μαζούτ), είναι ανενεργή και οι μονάδες αυτές θα αποσυρθούν σταδιακά μέσα στα επόμενα δύο έτη.

Βάσει της Ευρωπαϊκής πολιτικής για περεταίρω διείσδυση των ΑΠΕ , την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στην Ελλάδα θα πρέπει μέχρι το 2020:

1. Να μειωθούν κατά 20% τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
2. Το 20% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης να προέρχεται από ΑΠΕ
3. Να γίνει 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

4.8 Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής τα τελευταία χρόνια

Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής τα τελευταία χρόνια φαίνεται στους παρακάτω πίνακες:

ΕΤΟΣ	2005		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	49.618.783,00	1,75 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	32.056.619,00	-1,07 %	64,61 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	3.302.152,00	23,21 %	6,66 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	7.944.623,00	-0,89 %	16,01 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	5.420.553,00	10,33 %	10,92 %
ΑΠΕ	894.836,00	18,40 %	1,80 %

ΕΤΟΣ	2006		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	50.004.424,00	0,78 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	29.165.171,00	-9,02 %	58,33 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	3.309.058,00	0,21 %	6,62 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	10.169.096,00	28,00 %	20,34 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	6.229.431,00	14,92 %	12,46 %
ΑΠΕ	1.131.668,00	26,47 %	2,26 %

ΕΤΟΣ	2007		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	52.021.128,00	4,03 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	31.092.884,00	6,61 %	59,77 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	3.261.988,00	-1,42 %	6,27 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	13.211.449,00	29,92 %	25,40 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	3.142.664,00	-49,55 %	6,04 %
ΑΠΕ	1.312.143,00	15,95 %	2,52 %

ΕΤΟΣ	2008		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	51.257.496,00	-1,47 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	29.870.292,00	-3,93 %	58,27 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	3.513.125,00	7,70 %	6,85 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	13.331.748,00	0,91 %	26,01 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	2.973.465,00	-5,38 %	5,80 %
ΑΠΕ	1.568.866,00	19,57 %	3,06 %

ΕΤΟΣ	2009		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	48.455.388,00	-5,47 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	30.541.596,00	2,25 %	63,03 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	1.697.409,00	-51,68 %	3,50 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	9.377.185,00	-29,66 %	19,35 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	4.955.359,00	66,65 %	10,23 %
ΑΠΕ	1.883.839,00	20,08 %	3,89 %

ΕΤΟΣ	2010		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	46.659.646,00	-3,71 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	27.439.614,00	-10,16 %	58,81 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	113.272,00	-93,33 %	0,24 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	10.365.063,00	10,53 %	22,21 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	6.702.589,00	35,26 %	14,36 %
ΑΠΕ	2.039.108,00	8,24 %	4,37 %

ΕΤΟΣ	2011		
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)	ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (%)
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	48.639.959,00	4,24 %	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΘ. ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ			
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	27.570.155,00	0,48 %	56,68 %
ΠΕΤΡΕΛΑΙΚΗ	8.585,00	-92,42 %	0,02 %
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	14.850.602,00	43,28 %	30,53 %
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	3.675.485,00	-45,16 %	7,56 %
ΑΠΕ	2.535.132,00	24,33 %	5,21 %

Πινάκας 4.ε): Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής για τα έτη 2005 – 2011

Από τους παραπάνω πίνακες βλέπουμε την πτωτική συμμετοχή των πετρελαϊκών μονάδων παραγωγής, όπως επίσης την σταδιακή αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ.

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το 2005 αποτελούσε μόλις το 1,80 % της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής, ενώ το 2011 υπερδιπλασιάστηκε με το ποσοστό συμμετοχής να σκαρφαλώνει στο 5,21 %.

Παρά την μεγάλη αύξηση όμως το ποσοστό αυτό υπολείπεται κατά 15% από τον στόχο που έχει τεθεί για το 2020.

4.9 Κατηγορίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές.

Κατηγορία	Ισχύς Αδειας (MW)
ΒΙΟΜ.,ΒΙΟΑΕΡ.,ΒΙΟΚ.	42,70
ΜΥΗΣ	205,33
ΣΗΘΥΑ	89,07
Φ/Β	150,28
Χερσαία Αιολικά	2.903,46
Grand Total	3.390,84

Πίνακας 4.στ): Κατηγορίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Το μεγαλύτερο μερίδιο ανήκει στα αιολικά, σε αυτό βέβαια παίζει μεγάλο ρόλο το γεγονός ότι έχουν πραγματοποιηθεί πολλές επενδύσεις στις εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών σε νησιά, ιδιαίτερα του Αιγαίου Πελάγους.

Γεωγραφική Κατανομή Εγκαταστάσεων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές.

Περιφέρεια	Ισχύς Αδειας (MW)
Νοτίου Αιγαίου	1.575,40
Ανατ. Μακεδονίας & Θράκης	287,81
Αττικής	97,62
Δυτικής Ελλάδας	175,28
Δυτικής Μακεδονίας	36,58
Ηπείρου	48,57
Θεσσαλίας	64,37
Ιονίων Νήσων	83,70
Κεντρικής Μακεδονίας	129,39
Πελοποννήσου	298,59
Στερεάς Ελλάδας	593,53
Grand Total	3.390,84

Πίνακας 4.ζ): Γεωγραφική κατανομή ΑΠΕ

5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΜΙΑ ΜΑΤΙΑ ΣΤΟ ΜΕΛΛΟΝ

5.1 Η πορεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σημείωσε μεγάλη αύξηση από την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και μέχρι την είσοδο της Ελλάδας στην οικονομική κρίση.

Από το 2009, όταν και η κρίση έγινε εμφανής στην καθημερινή ζωή των Ελλήνων, έχουμε μία διαρκής μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οφείλεται κυρίως:

1. Τα νοικοκυριά μείωσαν κατά πολύ την κατανάλωση ρεύματος, λόγω του μεγάλου κόστους.
2. Τα εμπορικά καταστήματα και οι μικρές επιχειρήσεις, βλέποντας τους κύκλους εργασιών τους να μειώνονται, είτε μετέφεραν τις επιχειρήσεις τους σε μικρότερες, άρα οικονομικότερες όσον αφορά την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, εγκαταστάσεις, είτε έκλεισαν.

Σας παραθέτω τα ετήσια στοιχεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το 2005 έως και το 2011, όπως τα ανακοίνωσε ο ΔΕΣΜΗΕ.

ΕΤΟΣ	2005	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	52.552.887,00	3,42 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	846.806,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	98.159,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	7.721.975,00	4,75 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	42.285.142,00	3,06 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	846.806,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	1.084.250,00	7,13 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.363.361,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	53.399.693,00	3,53 %

Πίνακας 5.α): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2005

Το 2005 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σημειώνει σημαντική αύξηση και είναι ακόμα εμφανής η εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Η ζήτηση ενέργειας από τα ορυχεία σημείωσε αύξηση 7,13%.

ΕΤΟΣ	2006	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	53.597.044,00	1,99 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	609.768,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	127.413,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	7.764.609,00	0,55 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	43.391.438,00	2,62 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	609.768,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	1.048.453,00	-3,30 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.265.131,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	54.206.812,00	1,51 %

Πίνακας 5.β): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2006

Το 2006 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρέμεινε στα επίπεδα του 2005, με μία μικρή αύξηση. Αυτό δείχνει και την κατάσταση που επικρατεί στην χώρα, δηλαδή μία χώρα σε ανάπτυξη.

ΕΤΟΣ	2007	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	55.253.426,00	3,09 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	1.121.893,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	115.136,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	7.769.345,00	0,06 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	45.070.365,00	3,87 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	1.121.893,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	1.067.601,00	1,83 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.230.979,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	56.375.319,00	4,00 %

Πίνακας 5.γ): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2007

Το 2007 επικρατεί η ίδια κατάσταση με το 2006, έχουν μπει και άλλες τεχνολογίες στην ηλεκτροπαραγωγή και σε γενικές γραμμές όλοι οι τομείς της ζήτησης βρίσκονται σε ανοδική πορεία.

ΕΤΟΣ	2008	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	55.675.254,00	0,49 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	1.196.209,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	149.022,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	7.543.294,00	-3,17 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	45.723.163,00	1,17 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	1.196.209,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	961.420,00	-10,19 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.298.355,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	56.871.463,00	0,60 %

Πίνακας 5.δ): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2008

Το 2008 είναι μία κομβική χρονιά. Είναι η χρονιά κατά την οποία η Ο.Τ.Σ. έφτασε στην υψηλότερη της τιμή. Ο μέσος όρος του έτους ήταν 82,24 €/MWh. Αυτό έχει δύο βασικές αιτίες:

1. Η εκτόξευση της τιμής του πετρελαίου
2. Η μεγάλη διάρκεια απεργίας των εργαζομένων της ΔΕΗ.

Η μεν αύξηση της τιμής του πετρελαίου, οδήγησε σε άμεση αύξηση του μεταβλητού κόστους των μονάδων παραγωγής, ιδιαίτερα των μονάδων φυσικού αερίου. Η δε απεργία των εργαζομένων της ΔΕΗ, οδήγησε σε μη διαθεσιμότητα αρκετές λιγνιτικές μονάδες παραγωγής, με αποτέλεσμα το βάρος της ηλεκτροπαραγωγής να πέσει σε πιο ακριβές τεχνολογίες.

Αυτές οι δύο είναι και η βασικές αιτίες για την μικρή, αλλά σημαντική για το μέγεθος της Ελληνικής βιομηχανίας, μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας η οποία έχει αρχίσει να επηρεάζεται από την οικονομική κρίση που ήδη υφίσταται στην Ευρώπη.

ΕΤΟΣ	2009	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	52.436.456,00	-5,56 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	386.629,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	150.800,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	6.003.695,00	-20,19 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	43.943.828,00	-3,63 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	386.629,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	971.102,00	1,28 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.367.031,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	52.823.085,00	-6,86 %

Πίνακας 5.ε): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2009

Το 2009 ήταν το έτος της κρίσης. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε δραματικά, ιδιαίτερα στο δίκτυο υψηλής τάσης. Αυτό σημαίνει ότι η οικονομική κρίση πλέον επηρεάζει την παραγωγικότητα της χώρας, όπως αντικατοπτρίζεται στο ποσοστό της μείωσης, το οποίο δείχνει ότι το 1/5 των βιομηχανιών και όσων εγκαταστάσεων είναι συνδεδεμένες με το δίκτυο υψηλής τάσης, μείωσαν κατά πολύ την κατανάλωσή τους.

ΕΤΟΣ	2010	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	52.329.488,00	-0,20 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	36.289,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	201.822,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	6.355.223,00	5,86 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	43.317.271,00	-1,43 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	36.289,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	952.834,00	-1,88 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.502.338,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	52.365.777,00	-0,87 %

Πίνακας 5.στ): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2010

Το 2010 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κυμάνθηκε στα ίδια επίπεδα με το 2009, με μόνη εξαίρεση τις βιομηχανίες, οι οποίες και αύξησαν την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά

5,86 %. Αυτό προκύπτει και από την θέση την οποία κατέλαβαν οι εξαγωγές βιομηχανικών ειδών. Το 2010 οι εξαγωγές βιομηχανικών ειδών είχαν αξία εξαγωγών τα 255 εκατομμύρια ευρώ και κατατάσσονται στην δεύτερη θέση, πίσω μόνο από τις εξαγωγές τροφίμων, οι οποίες είχαν αξία εξαγωγών 290 εκατομμύρια ευρώ.

ΕΤΟΣ	2011	
	Ενέργεια (MWh)	ΕΝΑΝΤΙ ΠΡΟΗΓ ΕΤΟΥΣ (%)
ΚΑΘΑΡΗ ΖΗΤΗΣΗ	51.492.136,00	-1,60 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	380.151,00	
ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ		
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	188.471,00	
ΕΠΙΛΕΓΟΝΤΕΣ ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΤ	6.620.066,00	4,17 %
ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	42.426.947,00	-2,06 %
ΑΝΤΛΗΣΗ	380.151,00	
ΟΡΥΧΕΙΑ	967.738,00	1,56 %
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	1.288.914,00	
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ	51.872.287,00	-0,94 %

Πίνακας 5.ζ): η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2011

Το 2011 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε σε ποσοστό 1,60 % σε σύγκριση με το 2010. Αναλυτικότερα, η χαμηλή τάση (νοικοκυριά και μικρομεσαίες επιχειρήσεις) περιόρισαν την κατανάλωσή τους στο δεκάμηνο κατά 2,06 % σε σχέση με πέρυσι, ενώ αντίθετα οι μεγάλες βιομηχανίες κατέγραψαν αύξηση της ζήτησης κατά 4,17 % και τα ορυχεία κατά 1,56 %.

5.2 Η πορεία της ηλεκτροπαραγωγής στο μέλλον.

Η Ευρωπαϊκή Κοινότητα στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με την διείσδυση των ΑΠΕ, την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου, έχει δεσμευτεί μέσω των κρατών-μελών της για τα ακόλουθα:

1. 20 % μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
2. 20 % διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας.
3. 20 % εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αέριων ρύπων του θερμοκηπίου, είναι η μείωση κατά 4 % στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και 18 % διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση.

Οι εθνικοί στόχοι για το 2020, σύμφωνα με τα αποτελέσματα των ενεργειακών μοντέλων, αναμένεται να ικανοποιηθούν για την μεν ηλεκτροπαραγωγή με την ανάπτυξη 13.300 MW από ΑΠΕ, όπου συμμετέχουν το σύνολο των τεχνολογιών με προεξέχουσες τα

αιολικά πάρκα με 7.500 MW, μικρά υδροηλεκτρικά με 3.000 MW και τα ηλιακά με περίπου 2.500 MW, ενώ για τη θέρμανση και ψύξη με ανάπτυξη των αντλιών θερμότητας, των θερμικών ηλιακών συστημάτων, αλλά και των εφαρμογών βιομάζας.

Είναι σημαντικό να δούμε το κόστος κάθε τεχνολογίας.

€/KW	
Συνδυασμένος Κύκλος Φυσικού Αερίου	700
Αεροστρόβιλος Φυσικού Αερίου	450
Αντλητικά Υ/Η	1.900
Μικρά Υ/Η	1.500
Φ/Β συστήματα οικιακός τομέας	3.300
Φ/Β συστήματα εμπορικός τομέας	3.000
Φ/Β συστήματα τομέας ηλεκτροπαραγωγή	2.800
Θερμικά Ηλιακά Συστήματα Ηλεκτροπαραγωγής	4.800
Ανεμογεννήτριες Διασυνδεδεμένο	1.300
Ανεμογεννήτριες σε Νησιά	1.500
Ανεμογεννήτριες σε Υπεράκτια Πάρκα	2.800
Γεωθερμία	2.200
Λιγνιτικός Σταθμός	2.000
Συμπαγωγή με Βιοαέριο	3.700
Συμπαγωγή με Στερεά Βιομάζα	3.300

Πίνακας 5.η): κόστος επένδυσης τεχνολογιών Η/Π

Είναι σαφές ότι η οικονομικότερη τεχνολογία είναι οι μονάδες φυσικού αερίου. Αυτές οι μονάδες είναι πιο οικονομικές από μια λιγνιτική και περισσότερο φιλική προς το περιβάλλον. Ειδικά από το 2013 όταν και οι παραγωγοί θα επιβαρύνονται για τις εκπομπές CO₂, θα πρέπει να προσανατολιστούν σε τεχνολογίες που δεν επιβαρύνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Σύμφωνα με διάφορες μελέτες, για τον υπολογισμό των εκπομπών CO₂ από τη βιομηχανία ενέργειας, οι άμεσες εκπομπές CO₂ παράγονται από την χρήση καυσίμων υψηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα.

Σε αυτή την λογική έχει ξεκινήσει μία διαδικασία ανανέωσης του προφίλ της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι παρακάτω πίνακες παρουσιάζουν τις προγραμματισμένες αποσύρσεις και εντάξεις μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς.

ΕΝΤΑΞΕΙΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	Αποδιδόμενη Ισχύς MW	Όνομα Μονάδας	Παρατηρήσεις	Τεχνολογία
2010	425	Τεμα (Ηρών II)	Ήδη σε commissioning	ΣΚΦΑ
2011	421	Elpedison (Θιάβη)	Ήδη σε commissioning	
2011	412	Endesa II (Αγ. Νικόλαος)	Ολοκληρώνεται η κατασκευή	
2012	417	Αλιβέρι V	Κατασκευάζεται	
2012	437	Μότορ Οιλ - Μυτιληναίος (Αγ. Θεόδωροι)	Κατασκευάζεται	
2013	800	Μεγαλόπολη V	Εξαρτάται από την πρόοδο του ΚΥΤ Μεγαλόπολης	Λιγνιτική
2017	600	Πτολεμαΐδα V	Εγκρίθηκε από το ΔΣ ΔΕΗ	
2018	450	Μελίτη II	Σε συνάρτηση με τα ορυχεία της Βεύης	
2012	153	Ιλαρίωνας		ΥΗΣ
2012	29	Μετσοβίτικο		
2013	160	Μεσοχώρα		
2019	880	Καστράκι 2	Αντλητικό Υ/Η (στο σενάριο εξοικονόμησης)	
2025	600	Νέα Λιγνιτική (Αγ. Δημητριος δ)		
				Λιγνιτική

Πίνακας 5.θ): εντάξεις μονάδων στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα

ΑΠΟΣΥΡΣΕΙΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	αποδιδόμενη ισχύς	Μονάδα	Παρατηρήσεις	
Έτος απόσυρσης (η μονάδα δεν θα λειτουργεί το έτος αυτό και μετά)	MW			
2011	64	Πτολεμαΐδα 1		Λιγνιτικές
2011	113	Μεγαλόπολη 1		
2011	113	Μεγαλόπολη 2		
2012	117	Πτολεμαΐδα 2		
2012	33	Λιπτόλα		Μαζούτ
2013	144	Αλιβέρι 3		
2013	145	Αλιβέρι 4		
2014	145	Λαύριο I		
2014	285	Λαύριο 2		Φ.Α
2014	173	Λαύριο 3		Λιγνιτική
2014	117	Πτολεμαΐδα 3		
2015	153	Αγ.Γεωρ.8		Φ.Α
2015	185	Αγ.Γεωρ.9		Λιγνιτικές
2015	276	Πτολεμαΐδα 4		
2019	275	Καρδιά 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	275	Καρδιά 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	300	Καρδιά 3	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	275	Καρδιά 4	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	273	Αμύνταιο 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2019	273	Αμύνταιο 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	274	Αγ. Δημητριος 1	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	274	Αγ. Δημητριος 2	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	283	Αγ. Δημητριος 3	Πρόβλημα με εκπομπές θείου	
2022	283	Αγ. Δημητριος 4		
2024	260	Μεγαλόπολη 4		
2024	270	Μεγαλόπολη 3		

Πίνακας 5.ι): αποσύρσεις μονάδων

Μέχρι το 2024 έχουν προγραμματιστεί να αποσυρθούν οι πιο ρυπογόνες και από το 2013, ασύμφορες οικονομικά αφού θα πρέπει να καταβάλλουν μεγάλα ποσά, ώστε να εξασφαλίζουν πιστοποιητικά εκπομπών ρύπων, ή να πληρώνουν τα αντίστοιχα πρόστιμα.

Οι παρακάτω πίνακες παρουσιάζουν τις αδειοδοτούμενες μονάδες, που θα ενταχθούν στο Ελληνικό σύστημα.

Θερμοηλεκτρικές Μονάδες						
A/A	Παραγωγός	Ονομασία	Θέση	Ισχύς (MW)	Πηγή Ενέργειας	Παρατηρήσεις
1	BLUE AEGEAN ENERGY A.E.	ΘΗΣ "Αιγαίον"	Αγ. Θεόδωροι Κορινθίας	147,9	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/7028/14.10.09).
2	EDF - HE&D - ΒΦΛ	ΘΗΣ Καβάλας	Ν. Καρβάλη Καβάλας	440	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/989/7.3.03).
3	ENDESA HELLAS A.E.	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	Αγ. Νικόλαος Βοιωτίας	412	ΦΑ	Εγκατάσταση παραπλεύρως του συγκροτήματος της Αλουμίνιον της Ελλάδος ΒΕΑΕ, σε χώρο ιδιοκτησίας της. Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/8372/4.10.05).
4		ΘΗΣ Βόλου	Διμηνιό Μαγνησίας	438,6	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης για 400 MW (ΔΕΣΜΗΕ/4262/10.12.02).
5	ENELCO A.E.	ΘΗΣ ENELCO Βοιωτίας	Αγ. Βλάσιος Χαϊρωνείας Λιβαδειάς Βοιωτίας	447	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/1937/17.7.02, ΔΕΣΜΗΕ/588/2.2.07).
6			Τραϊανούπολη Έβρου	447	ΦΑ	
7	A.E. ΤΣΙΜΕΝΤΩΝ TITAN		Καμάρι Βοιωτίας	120	ΦΑ	
8	ΑΘΗΝΑ ΑΕΤΒ & ΤΕ		Νεοχωράκιο Βοιωτίας	100	ΦΑ	Μεταβίβαση της άδειας παραγωγής της εταιρείας ΤΕΧΝΙΚΗ ΕΝΩΣΗ Α.Ε.
9	ΑΛΦΑ ΑΛΦΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΕΣ Α.Ε.		Λημάρια Αγ. Θωμά Θηβών Βοιωτίας	400	ΦΑ	
10	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ Α.Ε.	ΘΗΣ Αλουμινίου	Αγ. Νικόλαος Βοιωτίας	334	ΦΑ	Η μονάδα είναι σε δοκιμαστική λειτουργία
11	ΔΕΗ Α.Ε.	Αλιβέρι V	ΑΗΣ Αλιβερίου	360-400	ΦΑ	
12			Μεγαλόπολη V	ΑΗΣ Μεγαλόπολης II	850	
13		Η/Ζ Μεγαλόπολης	ΑΗΣ Μεγαλόπολης I	60	Ελαφρύ diesel	Η/Ζ για την ενίσχυση της εφεδρείας του Νοτίου Συστήματος κατά το θερος των ετών 2007 έως και 2010. Τα Η/Ζ είναι εγκατεστημένα και έτοιμα για λειτουργία.
14	ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ Α.Ε.		Πέραμα Μεγάρων	390	ΦΑ	
15	ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΥ Α.Ε.		Οινόφυτα Βοιωτίας	40	ΦΑ	
16	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ Α.Ε.	ΘΗΣ Θιαβής	ΒΙΠΕ Θιαβής Βοιωτίας	421,6	ΦΑ	Μεταβίβαση της άδειας παραγωγής της εταιρείας ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΘΙΣΒΗΣ Α.Ε.. Έχει υπογραφεί σύμβαση σύνδεσης.
17	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	Χαραλτίνι Θηβών Βοιωτίας	187,462	ΦΑ	Είναι ήδη σε λειτουργία 3 αεριοστρωβιλικές μονάδες συνολικής ισχύος 147,762 MW. Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης για ατμοστρωβιλική μονάδα ισχύος 39,7 MW (ΔΕΣΜΗΕ/239/16.1.07).
18	ΗΡΩΝ II ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.			435	ΦΑ	Έχει υπογραφεί σύμβαση σύνδεσης
19	ΗΡΩΝ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ Α.Ε.	ΘΗΣ Βεγόρας	Βεγόρα Δ. Φιλώτα Φλώρινας	460	Λιγνίτης	
20	ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER Α.Ε.	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	Αγ. Θεόδωροι Κορινθίας	436,6	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/7203/23.10.09).
21	ΧΑΛΥΒΟΥΡΓΙΚΗ Α.Ε.	ΘΗΣ Χαλυβουργικής	Ελευσίνα Αττικής	860	ΦΑ	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/3135/7.5.09).
22	ΑΣΤΑΚΟΣ POWER PLANT CONSORTIUM.	ΘΗΣ Αστακού	ΝΑΒΙΠΕ Αστακού Αιτωλοακαρνανία	1100	LPG	

Πίνακας 5.κ): αδειοδοτούμενες θερμικές μονάδες

Υδροηλεκτρικές Μονάδες					
A/A	Παραγωγός	Ονομασία	Θέση	Ισχύς (MW)	Παρατηρήσεις
1	ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Πευκόφυτου	Πευκόφυτο Καρδίτσας	2 x 80	
2	ΔΕΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Συκιάς	Συκιά Καρδίτσας	2x80+8,5	Ο τρόπος σύνδεσης έχει καθορισθεί με τη ΜΑΣΜ 1999-2003.
3	ΜΗΧΑΝΙΚΗ Α.Ε.	ΥΗΣ Αγίου Νικολάου	Αγ. Νικόλαος Αράχθου Άρτας	93	Έχει δοθεί προσφορά σύνδεσης (ΔΕΣΜΗΕ/2054/18.04.07).
4	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ Α.Ε.	ΥΗΣ Αυλακίου	Αυλάκι Αχελώου Απωλοσακαρανανίας	80	

Πίνακας 5.λ): αδειοδοτούμενες υδροηλεκτρικές μονάδες

Παρατηρώντας τους πίνακες, έχουμε ένα επενδυτικό ενδιαφέρον στην ηλεκτροπαραγωγή, ιδιαίτερα σε σταθμούς φυσικού αερίου. Αλλά και από την πλευρά του κράτους υπάρχει έμπρακτο ενδιαφέρον για ανανέωση του δυναμικού.

5.3 Οι ιδιαιτερότητες της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

- Σχετικά μικρό μέγεθος αγοράς (2% της ΕΕ-27).
- Περιορισμένες διασυνδέσεις με τα λοιπά Κράτη Μέλη της ΕΕ.
- Αγορά δομημένη γύρω από ένα καθετοποιημένο μονοπώλιο.
- Ανορθολογική δομή τιμολογίων, με σταυροειδείς επιδοτήσεις μεταξύ των διαφόρων κατηγοριών καταναλωτών και μικρή σύνδεσή τους με το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτό προκύπτει από τη χονδρεμπορική αγορά (Ο.Τ.Σ.).
- Εγγώριοι φυσικοί πόροι για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δηλ. λιγνίτης και νερά, βρίσκονται υπό την αποκλειστική διαχείριση του πρώην μονοπωλίου.
- Πεπαλαιωμένο παραγωγικό δυναμικό με σημαντικούς τεχνικούς περιορισμούς που αναπόφευκτα επηρεάζουν τη λειτουργία της αγοράς.
- Σημαντικό μερίδιο υδροηλεκτρικής παραγωγής και αυξημένες δυνατότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.
- Κέντρο παραγωγής ενέργειας ο Βορράς, κέντρο κατανάλωσης ο Νότος.

Όπως ήδη αναφέραμε σε προηγούμενα κεφάλαια, ο σχεδιασμός της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει:

1. Αγορά Επόμενης Ημέρας
[Είναι αγορά τύπου κοινοπραξίας υποχρεωτικής συμμετοχής. Δεν επιτρέπονται τα διμερή συμβόλαια φυσικής παράδοσης. Η αγορά αποτελεί συγχρόνως και τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), καθορίζοντας τις εγχύσεις των μονάδων παραγωγής και των εισαγόμενων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη ημέρα (κεντρική κατανομή).]
2. Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών
[Ταυτόχρονα με την αγορά επόμενης-ημέρας, επιλύεται και η αγορά επικουρικών υπηρεσιών. Οι Μονάδες Παραγωγής υποβάλλουν προσφορές για την παροχή υπηρεσιών Πρωτεύουσας και Δευτερεύουσας Εφεδρείας. Οι σχετικές Μοναδιαίες Τιμές Πληρωμής καθορίζονται βάσει των αντίστοιχων προσφορών, σύμφωνα με τον

κανόνα της υψηλότερης τιμής προσφοράς που εντάχθηκε για το σκοπό αυτό στον ΗΕΠ.]

3. Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων
[Οι διαφορές μεταξύ των προγραμματισμένων εγχύσεων και απορροφήσεων, σύμφωνα με τον ΗΕΠ, και των πραγματικών, σύμφωνα με τις μετρήσεις, εκκαθαρίζονται κατά τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων. Οι συμμετέχοντες, χρεοπιστώνονται ανάλογα με την τελική τους θέση στην αγορά σε σχέση με τον ΗΕΠ σύμφωνα με την Οριακή Τιμή Αποκλίσεων. Η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων προκύπτει από την επίλυση του αρχικού Προγράμματος ΗΕΠ, αντικαθιστώντας όλα τα στοχαστικά στοιχεία (εκτιμώμενες διαθεσιμότητες μονάδων, δηλώσεις φορτίου κτλ) από τις αντίστοιχες μετρηθείσες ποσότητες.]
4. Μηχανισμός Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους Μονάδων
[Ο σύνθετος αλγόριθμος επίλυσης της αγοράς, με την πληθώρα τεχνικών περιορισμών που περιλαμβάνει, ενδέχεται να οδηγήσει σε περιπτώσεις όπου μία μονάδα παραγωγής εντάσσεται στον ΗΕΠ για να εγχύσει ενέργεια και αμείβεται με τιμή χαμηλότερη από αυτήν της προσφοράς της. Για το σκοπό αυτό έχει προβλεφθεί ο Μηχανισμός Κάλυψης Μεταβλητού Κόστους Μονάδων, ο οποίος διασφαλίζει ότι όποτε μια μονάδα παραγωγής ενταχθεί στο πρόγραμμα ΗΕΠ θα εισπράξει συνολικά τη συγκεκριμένη ημέρα κατανομής τουλάχιστον το μεταβλητό της κόστος, προσαυξημένο κατά διοικητικά οριζόμενο ποσοστό (τρέχον 10%).]
5. Αγορά Δικαιωμάτων Διασυνδέσεων
[Τα Δικαιώματα Διασυνδέσεων (Ετήσια, Μηνιαία και Ημερήσια) διαπραγματεύονται σε ξεχωριστή αγορά. Έχουν τον τύπο των φυσικών δικαιωμάτων και είναι υποχρεωτική η κατοχή τους προκειμένου κάποιος να υποβάλλει προσφορά είτε για εισαγωγή είτε για εξαγωγή ενέργειας. Ακολούθως, ο κάτοχος δικαιωμάτων, προκειμένου να υλοποιηθούν τα σχετικά προγράμματα, οφείλουν να υποβάλλουν προσφορές στην αγορά της επόμενης ημέρας. Σε περίπτωση που οι προσφορές τους δεν ενταχθούν στο πρόγραμμα ΗΕΠ, το σχετικό πρόγραμμα δεν υλοποιείται από το Διαχειριστή.]
6. Μηχανισμός Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος
[Εκτός των αγορών ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, ο σχεδιασμός της ελληνικής αγοράς προβλέπει την ύπαρξη Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος σχεδιασμένου στα πρότυπα των αγορών ισχύος των ΗΠΑ. Ο Μηχανισμός αποσκοπεί στη διασφάλιση μακροχρόνιας διαθεσιμότητας επαρκούς ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και βασίζεται στην υποχρέωση των προμηθευτών να προσκομίζουν ικανοποιητικές εγγυήσεις για την εξασφάλιση της διαθεσιμότητάς της. Οι εγγυήσεις αυτές έχουν την μορφή συμβάσεων (Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος-ΣΔΙ) μεταξύ των προμηθευτών και των παραγωγών. Με τις ΣΔΙ, οι παραγωγοί εγγυώνται κάποια ελάχιστη διαθεσιμότητα των μονάδων τους έναντι τιμήματος που συμφωνείτε σε διμερή βάση (εκτός αγοράς).]

5.4 Για τους άμεσα ενδιαφερόμενους (καταναλωτές)

Ο άμεσα ενδιαφερόμενος και ο οποίος πρέπει να επωφεληθεί από τις όποιες αλλαγές υιοθετηθούν για το μέλλον της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, είναι ο τελικός καταναλωτής.

Ο ηλεκτρισμός, ως αγαθό, είναι ομογενές προϊόν. Ο ανταγωνισμός περιορίζεται μόνο στο επίπεδο της τιμής του προϊόντος χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας.

Μέσα από τις όποιες αλλαγές, θα πρέπει να δίνετε ο χώρος για ευελιξία των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να μπορέσουν μέσω του υγιούς ανταγωνισμού να προσφέρονται τιμές που θα δίνουν την δύναμη στον καταναλωτή να επιλέγει αυτό που θα είναι το κατάλληλο γι' αυτόν.

Ο Έλληνας καταναλωτής δεν πληρώνει το πιο ακριβό ηλεκτρικό ρεύμα στην Ευρώπη, όπως θα δούμε και στους παρακάτω πίνακες.

Βέβαια, αυτό το πιθανότερο είναι πως θα αλλάξει και η αξία του ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα θα αυξηθεί τα επόμενα χρόνια σε μεγάλο βαθμό.

Σε αυτό, καθοριστικό ρόλο παίζουν τα παρακάτω:

- Ειδικοί φόροι στο φυσικό αέριο και καύσιμα
- Αύξηση κόστους κεφαλαίων
- Ειδικό Τέλος ΑΠΕ
- Επικείμενο (2013) κόστος εκπομπών CO₂
- Αυξήσεις τιμολογίων που αναβλήθηκαν
- Αύξηση τιμών φυσικού αερίου και πετρελαίου

Τελικές τιμές ενέργειας για καταναλωτές.

A/A	Κατανάλωση: 3500 kWh/έτος (± 25%)		A/A	Κατανάλωση: 7500 kWh/έτος (± 30%)	
	Χώρα	€/kWh Κατανάλωσης		Χώρα	€/kWh Κατανάλωσης
1	Βουλγαρία	0,0934 €	1	Βουλγαρία	0,0936 €
2	Εσθονία	0,1130 €	2	Εσθονία	0,1101 €
3	Λεττονία	0,1174 €	3	Λεττονία	0,1176 €
4	Ρουμανία	0,1207 €	4	Ρουμανία	0,1190 €
5	Λιθουανία	0,1378 €	5	Τσεχία	0,1279 €
6	Ελλάδα	0,1403 €	6	Γαλλία	0,1328 €
7	Γαλλία	0,1478 €	7	Λιθουανία	0,1336 €
8	Τσεχία	0,1541 €	8	Φινλανδία	0,1377 €
9	Φινλανδία	0,1574 €	9	Σλοβενία	0,1506 €
10	Πολωνία	0,1600 €	10	Ηνωμένο Βασίλειο	0,1513 €
11	Σλοβενία	0,1649 €	11	Πολωνία	0,1545 €
12	Ηνωμένο Βασίλειο	0,1676 €	12	Σλοβακία	0,1616 €
13	Ουγγαρία	0,1787 €	13	Ελλάδα	0,1623 €
14	Σλοβακία	0,1815 €	14	Ουγγαρία	0,1701 €
15	Μάλτα	0,1822 €	15	Πορτογαλία	0,1753 €
16	Πορτογαλία	0,1925 €	16	Σουηδία	0,1794 €
17	Λουξεμβούργο	0,2013 €	17	Λουξεμβούργο	0,1877 €
18	Σουηδία	0,2066 €	18	Μάλτα	0,1929 €
19	Αυστρία	0,2128 €	19	Αυστρία	0,1930 €
20	Κύπρος	0,2131 €	20	Ιρλανδία	0,1941 €
21	Ισπανία	0,2154 €	21	Ισπανία	0,1969 €
22	Ιρλανδία	0,2162 €	22	Βέλγιο	0,1980 €
23	Ιταλία	0,2164 €	23	Κύπρος	0,2116 €
24	Ολλανδία	0,2202 €	24	Ολλανδία	0,2464 €
25	Βέλγιο	0,2215 €	25	Γερμανία	0,2614 €
26	Γερμανία	0,2781 €	26	Δανία	0,2666 €
27	Δανία	0,3078 €	27	Ιταλία	0,2722 €

Σημείωση:

Τιμή πληρωτέα από τον καταναλωτή, συμπεριλαμβάνει όλους τους φόρους.

Τα πόσα είναι σε Ευρώ (€) ανά Κιλοβατόρα (kWh).

Στοιχεία για τις τιμές για τις χώρες εκτός ευρωζώνης είναι σε ευρώ. Εφαρμόζεται Η μέση συναλλαγματική ισοτιμία που ισχύει για τον αναφερόμενο μήνα.

Τελικές τιμές ενέργειας για βιομηχανικούς καταναλωτές.					
Α/Α	Κατανάλωση: 2 GWh/έτος (± 50%)		Α/Α	Κατανάλωση: 20 GWh/έτος (± 50%)	
	Χώρα	€/kWh Κατανάλωσης		Χώρα	€/kWh Κατανάλωσης
1	Βουλγαρία	0,0746 €	1	Βουλγαρία	0,0674 €
2	Γαλλία	0,0763 €	2	Γαλλία	0,0697 €
3	Φινλανδία	0,0784 €	3	Φινλανδία	0,0766 €
4	Εσθονία	0,0817 €	4	Σουηδία	0,0770 €
5	Σουηδία	0,0887 €	5	Ρουμανία	0,0793 €
6	Ρουμανία	0,0925 €	6	Εσθονία	0,0812 €
7	Λεττονία	0,1015 €	7	Λουξεμβούργο	0,0916 €
8	Πορτογαλία	0,1064 €	8	Πορτογαλία	0,0931 €
9	Δανία	0,1091 €	9	Λεττονία	0,0946 €
10	Πολωνία	0,1142 €	10	Πολωνία	0,0993 €
11	Ηνωμένο Βασίλειο	0,1149 €	11	Ιρλανδία	0,0999 €
12	Σλοβενία	0,1162 €	12	Σλοβενία	0,1001 €
13	Λουξεμβούργο	0,1180 €	13	Ηνωμένο Βασίλειο	0,1019 €
14	Ολλανδία	0,1181 €	14	Ελλάδα	0,1036 €
15	Βέλγιο	0,1182 €	15	Αυστρία	0,1039 €
16	Λιθουανία	0,1185 €	16	Ισπανία	0,1043 €
17	Ελλάδα	0,1188 €	17	Βέλγιο	0,1053 €
18	Ουγγαρία	0,1194 €	18	Ολλανδία	0,1063 €
19	Τσεχία	0,1195 €	19	Ουγγαρία	0,1066 €
20	Αυστρία	0,1213 €	20	Τσεχία	0,1072 €
21	Ισπανία	0,1271 €	21	Δανία	0,1075 €
22	Ιρλανδία	0,1303 €	22	Λιθουανία	0,1155 €
23	Σλοβακία	0,1327 €	23	Γερμανία	0,1195 €
24	Γερμανία	0,1340 €	24	Σλοβακία	0,1203 €
25	Ιταλία	0,1565 €	25	Ιταλία	0,1409 €
26	Κύπρος	0,1822 €	26	Κύπρος	0,1707 €
27	Μάλτα	0,1927 €	27	Μάλτα	0,1713 €

Σημείωση:

Τα πόσα είναι σε Ευρώ (€) ανά Κιλοβατόρα (kWh).

Τιμή πληρωτέα από τον καταναλωτή. Περιλαμβάνει όλες τις χρεώσεις, εκτός από τους εκπιπτόμενους φόρους (π.χ. ΦΠΑ)

Στοιχεία για τις τιμές για τις χώρες εκτός ευρωζώνης είναι σε ευρώ. Εφαρμόζεται Η μέση συναλλαγματική ισοτιμία που ισχύει για τον αναφερόμενο μήνα.

Πίνακες 5.μ) & 5.ν): Τελικές τιμές ενέργειας για τους καταναλωτές

5.5 Σημεία Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία χωρούν επεμβάσεις

5.5.1 Ενδο-ημερήσια (intra-day) Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ο υφιστάμενος σχεδιασμός της ελληνικής αγοράς δεν προβλέπει ενδο-ημερήσια αγορά ενέργειας.

Ενδο-ημερήσια αγορά, είναι η αγορά που έπεται της προ-ημερήσιας (day-ahead) αγοράς. Σε αυτή τη αγορά μπορούν να υποβάλλουν προσφορές, συμμετέχοντες οι οποίοι δεν συμμετείχαν στην προ-ημερήσια αγορά και συμμετέχοντες οι οποίοι συμμετείχαν στην προ-ημερήσια αγορά με ανανεωμένες προσφορές.

Για παράδειγμα, μία μονάδα παραγωγής, που λόγω κάποιου τεχνικού προβλήματος είχε δηλώσει μη διαθεσιμότητα στον Διαχειριστή της αγοράς, μπορεί, εφόσον έχει ανακτήσει την διαθεσιμότητα της να υποβάλλει προσφορά στην ενδο-ημερήσια αγορά.

Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι μέσω της ενδο-ημερήσιας αγοράς, οι συμμετέχοντες μπορούν να βελτιστοποιήσουν εκ νέου τις προσφορές τους, προς όφελος δικό τους και των πελατών τους.

5.5.2 Χρονοδιαγράμματα Λειτουργίας της Αγοράς.

Τα υφιστάμενα χρονοδιαγράμματα της λειτουργίας της αγοράς έχουν αποκλίσεις σε σχέση με τις υπόλοιπες αγορές και ιδιαίτερα με τις γειτονικές, αυτό βασικά στέρει από τους συμμετέχοντες την ευελιξία που θα είχαν σε συγχρονισμένες αγορές στην προσπάθεια βελτιστοποίησης των προσφορών τους.

Θα πρέπει να γίνουν μικρές τροποποιήσεις στα υφιστάμενα χρονοδιαγράμματα, προκειμένου να συγχρονιστούν με τις υπόλοιπες αγορές η λήξη προθεσμίας υποβολής προσφορών, ο χρόνος ανακοίνωσης των αποτελεσμάτων επίλυσης της αγοράς, κ.λπ.

5.5.3 Συν-βελτιστοποίηση Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών

Παράλληλα, η συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, όπως υλοποιείται σήμερα, έχει ως αποτέλεσμα η Οριακή Τιμή του Συστήματος να μην αντανακλά αποκλειστικά την ενέργεια, αλλά και το κόστος των επικουρικών υπηρεσιών. Επομένως, η Οριακή Τιμή του Συστήματος δεν είναι άμεσα συγκρίσιμη με τις τιμές ενέργειας άλλων ευρωπαϊκών χωρών.

5.5.4 Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη / Ελάχιστη Τιμή Προσφοράς

Σε αντίθεση με την ελληνική αγορά, οι περισσότερες ευρωπαϊκές αγορές παρουσιάζουν σημαντικά υψηλότερη Διοικητικά Οριζόμενη Μέγιστη Τιμή Προσφοράς, αλλά και χαμηλότερη (ενίοτε αρνητική) Διοικητικά Οριζόμενη Ελάχιστη Τιμή Προσφοράς, οι οποίες μάλιστα αφορούν το σύνολο της αγοράς και δεν εξαρτώνται από τον τύπο (και το μεταβλητό κόστος) κάθε μονάδας.

5.5.5 Αγορά Τύπου Κοινοπραξίας Υποχρεωτικής Συμμετοχής με Κεντρική Κατανομή (mandatory pool).

Όπως ήδη αναφέραμε σε προηγούμενο κεφάλαιο, η Ελληνική αγορά είναι τύπου Κεντρικής Κατανομής (mandatory pool), αυτό έγινε γιατί όταν φτιαχνόταν το πλαίσιο της αγοράς θεωρήθηκε σαν καλύτερη λύση η Κεντρική Κατανομή, κυρίως λόγω του

μονοπωλιακού χαρακτήρα της αγοράς. Σε γενικές γραμμές η Κεντρική Κατανομή έχει πετύχει, γιατί είναι αρκετά απλή στην λογική της και ξεκάθαρη ως προς το αντισυμβαλλόμενο μέρος μίας συναλλαγής (όλοι πωλούν στο pool και αγοράζουν από το pool).

Η ανάγκη για να αλλάξει αυτό έγκειται στην είσοδο περισσότερων ανεξάρτητων παραγωγών και εμπόρων ενέργειας, και στο ότι το σύστημα κεντρικής κατανομής δεν ευνοεί τόσο τον ανταγωνισμό.

Ίσως θα πρέπει να εξεταστεί ένα σύστημα το οποίο να συνδυάζει την κεντρική κατανομή και την δυνατότητα σύναψης διημέρων συμβάσεων φυσικής παράδοσης.

5.5.6 Εξέταση του τρόπου συμμετοχής των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού.

Η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνει σημαντικά τις ανάγκες επικουρικών υπηρεσιών, ενώ παράλληλα συμπιέζει προς τα κάτω την τιμή της αγοράς, λόγω του σχεδόν μηδενικού τους μεταβλητού κόστους. Επομένως, θα πρέπει να προβλεφθούν κίνητρα για την προσέλκυση και διατήρηση επενδύσεων που θα μπορούν να παρέχουν τις σχετικές υπηρεσίες, καθώς και να εξεταστούν εναλλακτικές λύσεις για την κατανομή του σχετικού κόστους.

Γενικότερα, στα πλαίσια αντίστοιχων πρωτοβουλιών που λαμβάνονται σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες, θα πρέπει να επανεξεταστεί και το πλαίσιο ένταξης των μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού. Η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αναμένεται να επιφέρει σημαντικές αλλαγές στη δομή και τη λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς:

- Περιορίζεται σημαντικά το εύρος της αγοράς, αφού μέρος της αγοράς αυτής εξυπηρετείται υποχρεωτικά από τα ΑΠΕ (προτεραιότητα ένταξης των ΑΠΕ).
- Μειώνονται σημαντικά οι ώρες λειτουργίας των συμβατικών σταθμών, χωρίς να μειώνεται, στον ίδιο βαθμό, η ανάγκη σε εγκατεστημένη ισχύ. Συνεπώς, εξ ορισμού, το σύστημα παραγωγής συνολικά είναι ακριβότερο, λόγω μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος (συμβατικής και ΑΠΕ), η οποία χρησιμοποιείται με μικρότερο βαθμό φόρτισης, και συνεπώς με μεγαλύτερο ανά μονάδα κόστος κεφαλαίου.
- Αλλάζει η κλασική προσέγγιση που ακολουθείται μέχρι σήμερα στην οργάνωση των αγορών, όπου οι ώρες αιχμής «επιδοτούν» τις ώρες χαμηλού φορτίου, αφού καθιερώνεται, κυρίως λόγω των φωτοβολταϊκών, η απομείωση των φορτίων αιχμής.
- Διαφοροποιούνται σημαντικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων, ώστε να επιτευχθεί η αναγκαία τεχνική συμβατότητα και συνεργασία μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ και των συμβατικών σταθμών.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- www.rae.gr
- www.desmie.gr
- www.dei.gr
- www.cres.gr
- www.nationmaster.com
- el.wikipedia.org

- **Τ.Ε.Ι. Καβάλας, Τμήμα Βιομηχανικής Πληροφορικής:** “Σημειώσεις Βιομηχανικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Καβάλα
- **Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2010:** “Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος”, Αθήνα
- **Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2011:** “Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Αθήνα
- **Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2010:** Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς, Αθήνα
- **Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., 2011:** “Κώδικας Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Αθήνα
- **P.A.E., 2011:** “Αρχές Αναδιάρθρωσης της Εγχώριας Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Αθήνα
- **Ε.Σ.Α.Η., 2011:** Κακαράς Εμμανουήλ, “Ελληνική Ενεργειακή Αγορά: Προοπτικές και Προκλήσεις”, Αθήνα
- **Δρ. Λεκατσάς Ευάγγελος, 2008:** “Αδυναμίες της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρισμού – Αναγκαίες Επεμβάσεις”, Αθήνα
- **Επιτροπή 20-20-20, 2010:** “Ανάλυση Ενεργειακών Σεναρίων διεξόδου των τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα και Επίτευξης των Εθνικών Στόχων του 2020”, Αθήνα