ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης
Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών
Τομέας Συστημάτων Παραγωγής

«Βέλτιστη κατανομή ενεργειακών τομέων της Ελλάδας»

Διατριβή που υπεβλήθη για την μερική ικανοποίηση των απαιτήσεων για την απόκτηση μεταπτυχιακού διπλώματος

υπό

Μπελδέκου Παναγιώτη

Χανιά 2011

Επιβλέπων καθηγητής: Φίλης Ιωάννης

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια του μεταπτυχιακού προγράμματος σπουδών, του τομέα Συστημάτων Παραγωγής του Πολυτεχνείου Κρήτης. Με την ολοκλήρωσή της, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες και την εκτίμησή μου στον καθηγητή μου Γιάννη Φίλη, για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, καθώς και για την υποστήριξή του κατά την διάρκεια των σπουδών μου. Τον ευχαριστώ θερμά.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου για την κατανόηση και υποστήριξη που μου δείχνουν όλα αυτά τα χρόνια.

Στον πατέρα μου,

για το ζην και το ευ ζην

Περιεχόμενα

Εισαγωγή……..…...5

Κεφάλαιο 1. Ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα

1.1 Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας……...…7

1.2 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας……..….8

1.3 Διεθνείς διασυνδέσεις…….....11

1.4 Το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ενέργειας…….....12

1.5 Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας……..……14

1.5.1 Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής…….15

1.5.2 Σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας……23

1.6 Παραγωγή και ισοζύγια ενέργειας……...31

Κεφάλαιο 2. Μελλοντική εξέλιξη-σχεδιασμός-ζήτηση

2.1 Μελλοντική ζήτηση…….35

2.2 Εντάξεις - αποσύρσεις μονάδων…….……39

2.3 Μελλοντικές διασυνδέσεις…….…….42

2.4 Οι στόχοι της Ελλάδας για το 2020…….……..43

Κεφάλαιο 3. Παρουσίαση του προβλήματος

3.1 Διατύπωση του προβλήματος……..…..47

3.2 Συντελεστής χρησιμοποίησης (utilization factor)……..….49

3.3 Εσωτερικό κόστος ηλεκτρικών μονάδων…….....….....51

3.3.1 Κόστος κατανάλωσης καυσίμου…….……..…....51

3.3.2 Κόστος λειτουργίας …….……..……57

3.3.3 Κόστος επένδυσης……..…….....59

3.4 Εκπομπές ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων……..…60

3.4.1 Εξωτερικό κόστος ενέργειας…….65

3.5 Μεθοδολογία επίλυσης…….68

Κεφάλαιο 4. Αποτελέσματα επίλυσης

4.1 Αποτελέσματα πρώτου σεναρίου…….…….71

4.2 Αποτελέσματα δεύτερου σεναρίου…….……..…77

Επίλογος. Συμπεράσματα…….…….....81

Παράρτημα

Α. Βιβλιογραφία……...…….83

Β. Κώδικας……..……...……...88

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παραγωγή ενέργειας παγκοσμίως μέχρι και τα τέλη της δεκαετίας του εξήντα γινόταν αποκλειστικά από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, όπως οι κλασικοί λιγνιτικοί και πετρελαϊκοί σταθμοί, καθώς και από μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς όπου αυτό ήταν εφικτό, χωρίς όμως να έχει γίνει κάποια σημαντική προσπάθεια, τουλάχιστον σε επίπεδο μαζικής παραγωγής, για την εύρεση εναλλακτικών μορφών ενέργειας πλην της πυρηνικής.

Μετά το 1973 και την πρώτη παγκόσμια πετρελαϊκή κρίση αναθερμάνθηκε το ενδιαφέρον για τη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Το ενδιαφέρον άρχισε να γίνεται εντονότερο τα τελευταία χρόνια εξαιτίας των δυσμενών προβλέψεων για τα αποθέματα πρώτων υλών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, αλλά και μετά τη διάσκεψη του Ρίο και τη διακήρυξη του Κιότο. Πλέον αποτελεί παγκόσμιο περιβαλλοντολογικό στόχο η μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων ούτως ώστε να αντιμετωπιστούν οι δυσμενείς συνέπειες από τη ρύπανση του περιβάλλοντος και να περιοριστούν οι αρνητικές επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Οι δραστηριότητες του ενεργειακού τομέα είναι η κυριότερη πηγή των αερίων του θερμοκηπίου. Το 2006 αποτέλεσαν περίπου το 78% των συνολικών εκπομπών, με το 94.4% να είναι CO_2 και το 1.9% CH_4 από την παραγωγή, την αποθήκευση, την διανομή και την καύση ορυκτών καυσίμων. Το υποξείδιο του αζώτου αποτελεί το 3.7% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου του ενεργειακού τομέα και προέρχεται κατά 45% από την καύση λιγνίτη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κατά 30% από την καύση υγρών καυσίμων στον αγροτικό, οικιακό, τριτογενή τομέα αλλά και στον τομέα των μεταφορών [1].

Για τους παραπάνω λόγους, τα τελευταία χρόνια γίνεται προσπάθεια σχεδόν σε παγκόσμιο επίπεδο για τον περιορισμό των εκπομπών από τον ενεργειακό τομέα με τη χρήση νέων τεχνολογιών παραγωγής, προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Στα ισοζύγια αρκετών χωρών αρχίζουν σταδιακά να αυξάνουν τα ποσοστά ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Το 2010 πραγματοποιήθηκε η μεγαλύτερη, σε σχέση με όλες τις προηγούμενες χρονιές, εγκατάσταση ισχύος στην ευρωπαϊκή ένωση από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σύμφωνα με τα στοιχεία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής Αιολικής Ενέργειας (EWEA) [2].

Ωστόσο, ο τομέας ηλεκτρικής ενέργειας εγκατέστησε στην Ευρώπη το 2010 περισσότερες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση λιθανθράκων από όσες

ανέστειλε οριστικά (4,056 GW έναντι 1,550 GW). Η ισχύς των νέων μονάδων ΑΠΕ που εγκαταστάθηκαν πέρυσι ήταν αυξημένη κατά 31% σε σχέση με το 2009 και ο τομέας ηλεκτρικής ενέργειας εξακολουθεί να απομακρύνεται από το πετρέλαιο και την πυρηνική ενέργεια. Αυτές οι δύο τεχνολογίες εξακολουθούν να καταργούν περισσότερες μονάδες από ότι κατασκευάζουν. Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες που εγκαταστάθηκαν το 2010 αντιστοιχούν στο 41% των νέων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής, με ισχύ 22,4 GW στο σύνολο των 55,3 GW νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής που τέθηκαν σε λειτουργία το 2010. Από τα 22,4 GW νέας εγκατεστημένης ισχύος από ανανεώσιμες, τα 12 GW είναι φωτοβολταϊκοί σταθμοί και τα 9,259 GW αιολικά πάρκα.

Με την σταδιακή προσθήκη όλο και περισσότερης ισχύος, το πρόβλημα πλέον έγκειται στην διαμόρφωση του κατάλληλου μίγματος ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές και ανανεώσιμες μονάδες ώστε να μειωθούν οι εκπομπές αερίων και να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος επιτυγχάνοντας ελαχιστοποίηση του κόστους.

Σκοπός της εργασίας είναι να υπολογίσουμε το ποσοστό εκείνο της παραγόμενης ενέργειας που πρέπει να συνεισφέρει κάθε ενεργειακός τομέας της Ελλάδας (λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο, υδροηλεκτρικά, αιολικά φωτοβολταϊκά, βιομάζα) σε ετήσια βάση, ώστε να επιτυγχάνεται το ελάχιστο συνολικό κόστος και οι μικρότερες επιπτώσεις από τις εκπομπές των μονάδων, ικανοποιώντας παράλληλα περιορισμούς εγκατεστημένης ισχύος, ζήτησης ενέργειας και εκπομπών.

Η δομή της εργασίας είναι η ακόλουθη:

Στο κεφάλαιο 1 αναλύεται το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, η παρούσα κατάσταση του συστήματος, οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας, το δίκτυο μεταφοράς και διανομής καθώς και τα ισοζύγια ενέργειας .

Στο 2^{ο} κεφάλαιο περιγράφεται ο μελλοντικός σχεδιασμός του συστήματος, η μελλοντική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσιάζονται οι στόχοι της χώρας βάση των ευρωπαϊκών οδηγιών για την ηλεκτροπαραγωγή και τις εκπομπές των μονάδων.

Στο κεφάλαιο 3 διατυπώνεται και μοντελοποιείται το πρόβλημα, αναλύονται όλα τα δεδομένα που λάβαμε υπόψιν και παρουσιάζεται η μεθοδολογία επίλυσης.

Στο 4^{ο} κεφάλαιο δίνονται τα αποτελέσματα για τα διάφορα σενάρια και τις περιπτώσεις που μελετήθηκαν,

και τέλος στον επίλογο τονίζονται τα συμπεράσματα, οι μελλοντικές προεκτάσεις και οι αποφάσεις που πρέπει να ληφθούν.

Κεφάλαιο 1

Ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα

1.1 Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), καλείται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στου καταναλωτές. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία.

Η τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας: την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η διαδικασία μετατροπής μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική. Το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταφέρει μεγάλες ποσότητες ισχύος από τους σταθμούς παραγωγής προς τα σημεία κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι υπεύθυνο για τη διανομή της στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Τα χρησιμοποιούμενα συστήματα είναι τριφασικά εναλλασσόμενου ρεύματος, συχνότητας 50 ή 60Hz, χρησιμοποιούνται όμως σε ειδικές περιπτώσεις και συστήματα συνεχούς ρεύματος. Οι γραμμές μεταφοράς και οι γραμμές διανομής μέσης τάσης έχουν τρεις αγωγούς φάσεων ενώ οι γραμμές διανομής χαμηλής τάσης έχουν επιπλέον και ουδέτερο αγωγό. Η τάση λειτουργίας παραμένει, με μικρές διακυμάνσεις, γύρω από μια δεδομένη για κάθε μέρος του συστήματος τιμή [3].

Η δομή και το μέγεθος του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από το μέγεθος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική της μεταβολή κατά τη διάρκεια του 24ωρου και από τη χωροταξική της κατανομή, καθώς όπως είναι γνωστό η ηλεκτρική ενέργεια δε μπορεί ακόμα να αποθηκευτεί σε μεγάλες και επαρκείς ποσότητες. Έτσι, η συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζει την ποσότητα των καυσίμων που χρησιμοποιούνται για τη λειτουργία των σταθμών παραγωγής, ενώ τα χαρακτηριστικά γνωρίσματα της ζήτησης διαμορφώνουν το κόστος μιας επιχείρησης ηλεκτρισμού. Το κόστος αυτό αυξάνεται προοδευτικά από την παραγωγή προς τη διανομή, καθώς μεσολαβούν πρόσθετες εγκαταστάσεις. Το κόστος καταβάλλεται από τους καταναλωτές σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της ζήτησής τους (οικιακό, αγροτικό, βιομηχανικό φορτίο), αλλά και με την τάση με την οποία συνδέονται (υψηλή, με την οποία συνδέονται πολύ μεγάλοι βιομηχανικοί

καταναλωτές, μέση, όπου βρίσκονται μεγάλοι και μεσαίου μεγέθους καταναλωτές, ή χαμηλή, όπου συνδέονται οικιακοί και εμπορικοί καταναλωτές) [4].

Η Ελλάδα είναι συγκριτικά με άλλες ευρωπαϊκές χώρες φτωχή σε φυσικές πρώτες ύλες, διαθέτοντας μόνο λιγνίτη χαμηλής θερμογόνου δύναμης ο οποίος παρόλα αυτά συνεισφέρει το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας. Κατά συνέπεια, η ενεργειακή ανάπτυξη της χώρας στηρίζεται σε σημαντικό βαθμό σε εισαγόμενες πρώτες ύλες, όπως το πετρέλαιο και τα τελευταία χρόνια το φυσικό αέριο (από το 1998), των οποίων οι τιμές παρουσιάζουν σημαντικές διακυμάνσεις ανάλογα με τις παγκόσμιες συγκυρίες.

Από την άλλη, παρουσιάζει σημαντικό αιολικό δυναμικό, ιδιαίτερα στις ανατολικές και παράκτιες περιοχές της ηπειρωτικής επικράτειας (Ανατολική Θράκη και Εύβοια, Λακωνία και Μαγνησία) καθώς και στα νησιά του Αιγαίου και την Κρήτη, γεγονός που καθιστά ιδιαίτερα ελκυστική την εκμετάλλευσή του με τη χρήση ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα. Συν τοις άλλοις η έντονη ηλιοφάνεια, η μεγαλύτερη στην Ευρώπη σε μεγάλες περιόδους του έτους, καθιστά αρκετά ελκυστική και την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας μέσω φωτοβολταϊκών και ηλιακών συστημάτων.

1.2 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα βρίσκεται την τελευταία δεκαετία σε διαδικασία σημαντικών αλλαγών. Η διείσδυση του φυσικού αερίου, η κατασκευή των διευρωπαϊκών δικτύων, η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της εξοικονόμησης ενέργειας και τέλος η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τα νέα δεδομένα του. Σημαντικές είναι οι επιπτώσεις των νέων αυτών αλλαγών στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, στη μείωση της εξάρτησης της από το εισαγόμενο πετρέλαιο, με όλα τα συνεπαγόμενα οφέλη στην εθνική οικονομία, στην εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων, στην αύξηση της αποδοτικότητας των διαδικασιών παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας, στην προστασία του περιβάλλοντος και τέλος στην βελτίωση των παρεχόμενων υπηρεσιών στους καταναλωτές.

Πριν από την ίδρυση της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) το 1950, συστηματική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας γινόταν μόνο στις μεγάλες πόλεις και κυρίως στην περιοχή της πρωτεύουσας. Η ΔΕΗ με τον νόμο 1468/1950 πήρε το αποκλειστικό προνόμιο της παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η διανομή παρέμεινε στις υφιστάμενες τότε δημοτικές, κοινοτικές ή ιδιωτικές εκμεταλλεύσεις. Σήμερα είναι η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, η οποία παρέχει ηλεκτρική ενέργεια

σε 7,1 εκατομμύρια πελάτες χαμηλής τάσης και 8,5 χιλιάδες πελάτες μέσης και υψηλής τάσης περίπου. Παράγει το 78% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στην Ελλάδα (στοιχεία 2010), η οποία προέρχεται από λιγνιτικές, πετρελαϊκές και υδροηλεκτρικές μονάδες, μονάδες φυσικού αερίου, καθώς και από αιολικά και ηλιακά πάρκα. Συγχρόνως κατέχει αρκετά μεγάλο ποσοστό από τα δύο μεγάλα λιγνιτωρυχεία της χώρας στην Πτολεμαΐδα και στη Μεγαλόπολη, από όπου παράγεται το 60% περίπου της απαιτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας (2η μεγαλύτερη παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ευρωπαϊκή Ένωση) [5].

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής της ηπειρωτικής χώρας με τα προς αυτό διασυνδεδεμένα νησιά του Ιονίου και τα πλησιέστερα νησιά του Αιγαίου, και το μη διασυνδεδεμένο σύστημα με τα ανεξάρτητα συστήματα παραγωγής της Κρήτης, της Ρόδου και των υπολοίπων μικρότερων νησιών.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας περιλαμβάνει κυρίως λιγνιτικούς σταθμούς, που αποτελούν τη βάση του συστήματος. Επιπλέον, υπάρχουν αρκετοί σταθμοί φυσικού αερίου και υδροηλεκτρικοί σταθμοί καθώς και αιολικά πάρκα κυρίως στην περιοχή της Εύβοιας, της Πελοποννήσου και της Θράκης. Οι πετρελαϊκοί σταθμοί χρησιμοποιούνται πλέον μόνο σε περιόδους υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως για την κάλυψη αιχμής, αν και σταδιακά αρχίζουν να αποσύρονται (μετά το 2011).

Κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (δυτική Μακεδονία) ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο νότο (περιοχή Αττικής-Πελοποννήσου). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις (με Βουλγαρία, ΠΓΔΜ και Αλβανία) είναι στο βορρά υπάρχει μεγάλη ανισορροπία παραγωγής και φορτίου. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα βορρά-νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν το κύριο κέντρο παραγωγής με τα ΚΥΤ (Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης) που βρίσκονται στην ευρύτερη περιοχή της πρωτεύουσας. Αυτή η γεωγραφική ανισορροπία έχει ως συνέπεια την εμφάνιση προβλημάτων ασφάλειας και κυρίως αστάθειας τάσεων σε περιόδους μειωμένης διαθεσιμότητας παραγωγής ή μεγάλων διαταραχών κατά τις ώρες υψηλού φορτίου.

Δεδομένου ότι δεν υπάρχει οικονομικά βιώσιμη λύση στο θέμα της αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται η τήρηση σημαντικών περιθωρίων εφεδρείας ισχύος προκειμένου να υπάρχει πάντοτε δυνατότητα κάλυψης του κυμαινόμενου φορτίου. Παραδείγματος χάριν, το σημερινό διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας έχει ένα μέσο φορτίο της τάξεως των 7500 MW, αλλά διατηρεί μία εγκατεστημένη ισχύ 12932 MW περίπου, προκειμένου να μπορεί

να αντιμετωπίζει την καλοκαιρινή, λόγω κλιματιστικών, αιχμή των 10500 έως 11000 MW που διαρκεί ελάχιστες, λιγότερες από 50, ώρες το χρόνο.

Το μη διασυνδεδεμένο σύστημα απαρτίζουν τα νησιά της ελληνικής επικράτειας, των οποίων το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δεν συνδέεται με το σύστημα και το δίκτυο διανομής της ηπειρωτικής χώρας. Ως σταθμοί βάσης χρησιμοποιούνται κυρίως πετρελαϊκοί σταθμοί με καύσιμο mazout χαμηλού θείου ή diesel, ενώ η υπόλοιπη ενέργεια παράγεται κυρίως από αιολικούς αλλά και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Δεν υπάρχει παραγωγή από λιγνίτη, φυσικό αέριο και υδροηλεκτρικά[1], αν και ορισμένοι από τους ήδη υπάρχοντες σταθμούς μπορούν να λειτουργήσουν με φυσικό αέριο (μετά το 2012 θα ενταχθεί το φυσικό αέριο στο δίκτυο της Κρήτης) [6]

Η παραγωγή ηλεκτρισμού σε ένα αυτόνομο, μη διασυνδεδεμένο δηλαδή σύστημα παρουσιάζει αρκετές ιδιαιτερότητες. Στην Ελλάδα λειτουργούν περίπου 38 αυτόνομα ενεργειακά συστήματα που καλύπτουν τις ανάγκες 50 νησιών. Οι κύριες διαφορές των αυτόνομων ενεργειακά συστημάτων σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ενέργειας είναι οι εξής:

- Δεν υπάρχει εξωτερική βοήθεια (δυνατότητα κατανομής του φορτίου) σε περιπτώσεις ανάγκης, έτσι κάθε σύστημα θα πρέπει να είναι σε θέση να αντιμετωπίζει τις όποιες δυσκολίες κάλυψης των αναγκών.
- Τα νησιωτικά συστήματα έχουν συνήθως συγκεντρωτικό χαρακτήρα, και στηρίζουν την ενεργειακή τους κάλυψη σε ένα σταθμό. Τα όποια όμως προβλήματα παρουσιάζονται στον υποσταθμό παραγωγής ενέργειας, μεταφέρονται στο δίκτυο διανομής.
- Ο συντελεστής φορτίου[2] είναι συνήθως, σχετικά με το μέγεθος του συστήματος, αρκετά χαμηλός. Αυτό οφείλεται στην παρουσία υψηλής ζήτησης μικρής χρονικής διάρκειας που παρουσιάζεται κάποιες μέρες τον χρόνο και χαμηλής ζήτησης τον υπόλοιπο. Ο χαμηλός συντελεστής φορτίου προϋποθέτει και αυξημένο ενεργειακό απόθεμα, το οποίο με την σειρά του οδηγεί σε υψηλό επενδυτικό κόστος.
- Στις περισσότερες των περιπτώσεων, τα νησιωτικά συστήματα παρουσιάζουν αρκετά υψηλά ποσοστά τόσο σε ενεργειακή ζήτηση όσο και σε μέγιστα φορτία (μέχρι και 10% τον χρόνο).

1 Υπάρχει πολύ μικρή παραγωγή στον Αλμυρό Χανίων (0.3 MW) και από το 2011στην Ικαρία (υβριδικό 6.5MW).

2 Συντελεστής φορτίου (load factor) είναι ο λόγος του μέσου φορτίου μιας περιόδου προς το φορτίο αιχμής εκείνης της περιόδου. Στις μονάδες βάσης κυμαίνεται στο 0.70 ενώ στις μονάδες αιχμής μεταξύ 0.20- 0.50.

1.3 Διεθνείς διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το ελληνικό σύστημα λειτουργεί παράλληλα με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο σύστημα του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), που μέχρι τον Ιούνιο του 2008 συνιστούσε την τέως UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité). Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών Γ.Μ. 400 και 150 kV με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το ελληνικό σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία. Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο σχήμα 1, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.

Σχήμα 1: Τα διασυνδεδεμένα συστήματα της Βαλκανικής

Με βάση αποτελέσματα ανάλυσης που συνέταξε ο ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) [7], συμπεραίνεται ότι για λόγους ασφάλειας του ελληνικού συστήματος, η συνολική ικανότητα μεταφοράς από και προς τις κύριες βόρειες διασυνδέσεις (με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ)

είναι της τάξεως των 80 0 MW ενώ από και προς Ιταλία είναι 500MW. Επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής 100-120MW από την Αλβανία υπό πολύ ειδικές συνθήκες όμως. Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας γίνονται κυρίως για οικονομικούς λόγους, αφού κοστίζουν φθηνότερα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πετρελαϊκές μονάδες, παρά από αδυναμία κάλυψης της ζήτησης από το σύστημα παραγωγής. Εισαγωγές και εξαγωγές προς κάποια ή κάποιες γειτονικές διασυνδέσεις γίνονται τις χρονικές στιγμές που ο διαχειριστής του συστήματος κρίνει ότι είναι οικονομικά συμφέρον αυτές να γίνουν και σύμφωνα πάντα με τα συμφωνηθέντα συμβόλαια και το προκαθορισμένο πρόγραμμα μεταξύ των συμβαλλόμενων χωρών.

1.4 Το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ενέργειας

Τη σπονδυλική στήλη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρική ενέργεια, κυρίως, από το μεγαλύτερο ενεργειακό κέντρο παραγωγής στη περιοχή της δυτικής Μακεδονίας στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της κεντρικής και νότιας Ελλάδας. Το διασυνδεδεμένο σύστημα διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV [8].

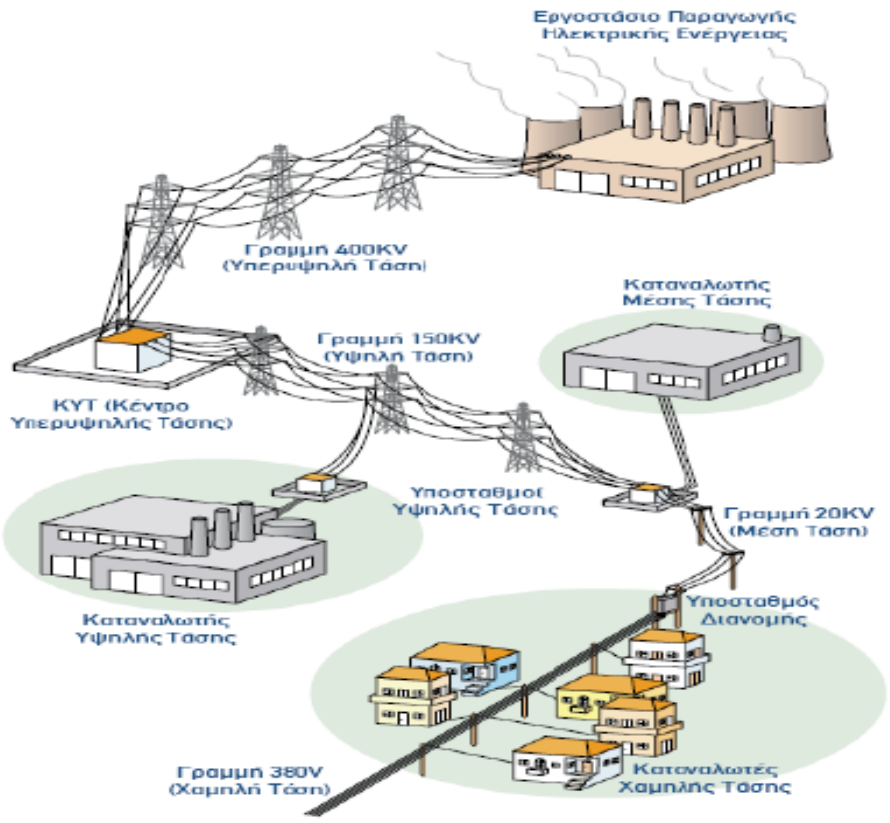
Η ισχύς που μπορεί να μεταφερθεί από μία γραμμή μεταφοράς είναι ανάλογη με το τετράγωνο της τάσης αυτής. Επομένως με τη χρήση υψηλών και κυρίως υπερυψηλών τάσεων επιτυγχάνεται η μεταφορά πολύ μεγάλων ποσοτήτων ισχύος με μειωμένες απώλειες που καθιστούν οικονομικότερη τη λειτουργία του συστήματος. Μέρος όμως της επιτευχθείσας οικονομίας στο κόστος λόγω εφαρμογής υψηλότερης τάσης χάνεται από τις αυξημένες διηλεκτρικές απώλειες στον περιβάλλοντα αέρα και από το αυξημένο κόστος μονωτήρων, μετασχηματιστών και διακοπτών.

Το συντονισμό του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αναλαμβάνει ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Το 51% του μετοχικού κεφαλαίου ανήκει στο ελληνικό δημόσιο και το υπόλοιπο ποσοστό του μπορεί να καλύπτεται από κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, των οποίων οι μονάδες παραγωγής συνδέονται στο σύστημα. Η ΔΕΗ παραμένει αποκλειστικός ιδιοκτήτης του συστήματος μεταφοράς και θα εισπράττει από τον ΔΕΣΜΗΕ οικονομικό αντάλλαγμα για την εκμετάλλευση του συστήματος μεταφοράς. Ο διαχειριστής του συστήματος λειτουργεί,

εκμεταλλεύεται, διασφαλίζει τη συντήρηση και μεριμνά για την ανάπτυξη του συστήματος σε ολόκληρη τη χώρα. Επιπλέον, έχει την ευθύνη της ανάπτυξης των απαιτούμενων διασυνδέσεων του συστήματος μεταφοράς με άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο.

Το σύστημα μεταφοράς στο νησιωτικό σύστημα της Ελλάδας είναι πολύ μικρό και αποτελείται κυρίως από γραμμές μεταφοράς απλού κυκλώματος 150kV που συνδέουν τους ανεξάρτητους σταθμούς παραγωγής με τους Υ/Σ 150kV/ΜΤ. Επίσης εάν υπάρχει διασύνδεση μεταξύ γειτονικών νησιών τότε αυτή γίνεται κυρίως με υποβρύχια καλώδια 150kV.

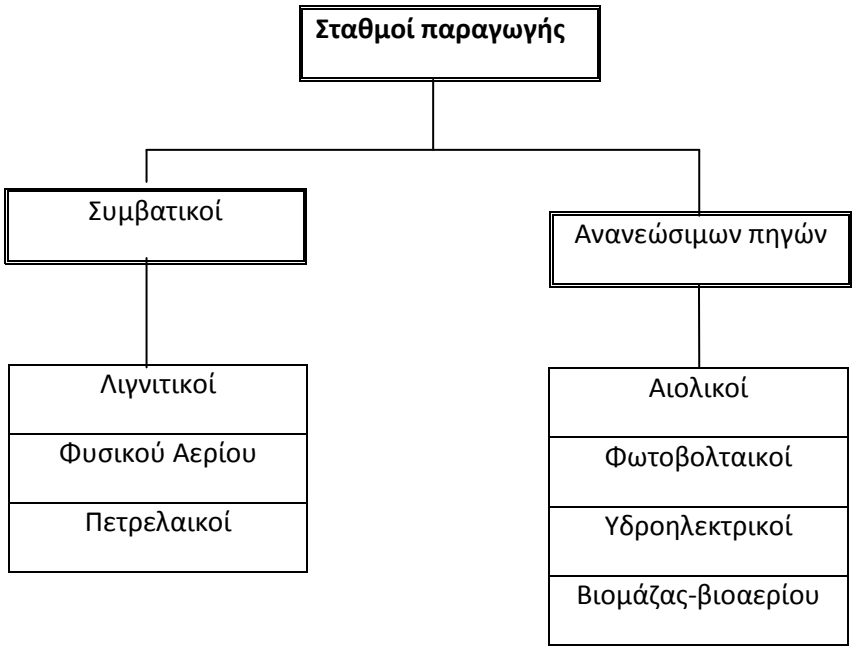
Το σύστημα διανομής περιλαμβάνει γραμμές μέσης και χαμηλής τάσης και ανήκει αποκλειστικά στο διαχειριστή του συστήματος (ΔΕΗ). Το συνολικό μήκος των γραμμών του δικτύου διανομής, ξεπερνά τα 200.000 km. Η μέση τάση έχει γραμμές των 22kV, 20kV, 15kV και 6.6kV. Η χαμηλή τάση περιλαμβάνει γραμμές στα 380/220V ή 400/230V. Στην εικόνα που ακολουθεί παρουσιάζεται σχηματικά ένα τυπικό παράδειγμα γραμμών μεταφοράς και διανομής ενέργειας του ηλεκτρικού συστήματος της Ελλάδας:



Σχήμα 2: Σχηματικό διάγραμμα γραμμών μεταφοράς και διανομής ενέργειας.

1.5 Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η διαδικασία μετατροπής μίας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική [9]. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται από συμβατικούς σταθμούς και από σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στο σχήμα 3 φαίνεται η ταξινόμηση των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, ανάλογα με το είδος καυσίμου που χρησιμοποιούν[1]:



Σχήμα 3: Κατάταξη σταθμών παραγωγής ανάλογα με το είδος καυσίμου.

1 Παραθέτουμε μόνο τους σταθμούς που θα λάβουμε υπόψιν στην εργασία αυτή. Επίσης αν και οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί στη διεθνή βιβλιογραφία δεν εντάσσονται στους ανανεώσιμους, εντούτοις λόγω του ότι σε όλες τις μελέτες του ΥΠΕΚΑ για την επίτευξη των δεσμεύσεων της χώρας θεωρούνται ως ανανεώσιμοι, τους κατατάσσουμε στις ΑΠΕ.

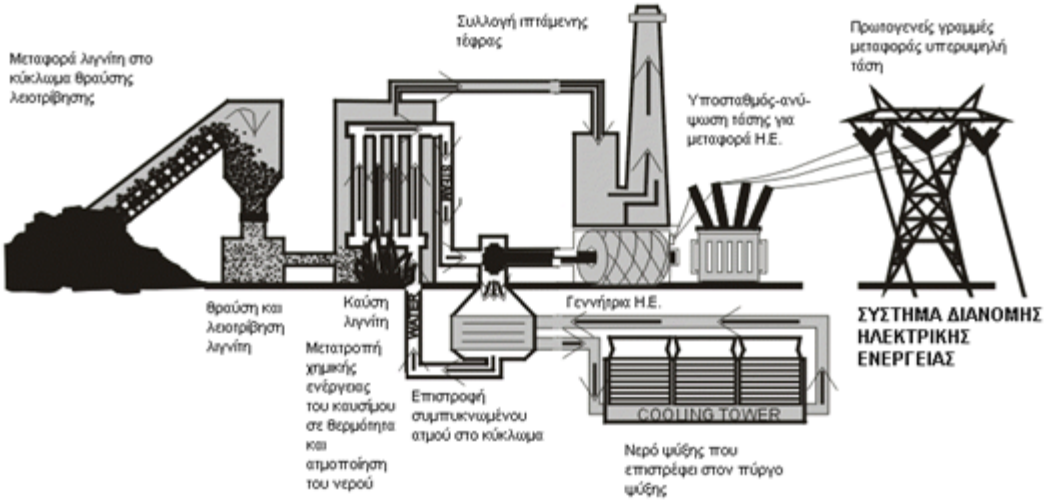
1.5.1 Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής

Τα συμβατικά καύσιμα που χρησιμοποιούνται είναι ο λιγνίτης, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο. Οι συμβατικοί θερμικοί σταθμοί κατατάσσονται ανάλογα με το μέσο και τις μηχανές που χρησιμοποιούν για το θερμοδυναμικό τους κύκλο, σε ατμοηλεκτρικούς οι οποίοι χρησιμοποιούνται ως σταθμοί βάσης και χρησιμοποιούν τον ατμό ως μέσο για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας μέσω ατμοστροβίλων, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των γεννητριών, σε αεριοστροβιλικούς που χρησιμοποιούνται κυρίως ως μονάδες αιχμής για την κάλυψη των αιχμών του φορτίου και σε ντηζελοηλεκτρικούς. Οι ντηζελοηλεκτρικοί σταθμοί χρησιμοποιούν το πετρέλαιο ως μέσο για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας μέσω μηχανών εσωτερικής καύσης, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των γεννητριών. Στους σταθμούς συνδυασμένου κύκλου υπάρχει συνδυασμός λειτουργίας αεριοστρόβιλου και ατμοστρόβιλου: από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας, συνήθως φυσικό αέριο, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια πρώτα στον αεριοστρόβιλο και μετά στον ατμοστρόβιλο.

I. Λιγνιτικοί σταθμοί

Η παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη γίνεται από ατμοηλεκτρικούς σταθμούς, οι οποίοι καλύπτουν το φορτίο βάσης του ελληνικού συστήματος επειδή έχουν σχετικά μικρό κόστος καυσίμου ανά παραγόμενη μονάδα ενέργειας, καθώς επίσης επειδή χρειάζονται πολλές ώρες και μια πολύπλοκη και αργή διαδικασία για την εκκίνησή τους. Επίσης, δεν μπορούν να παράγουν με ευσταθή λειτουργία σε ισχύ κάτω από ένα όριο. Το όριο αυτό ονομάζεται *τεχνικό ελάχιστο* της μονάδας. Οι μονάδες αυτές δεν έχουν την ευελιξία να λειτουργούν όταν το φορτίο του συστήματος είναι υψηλό και να σβήνουν όταν το φορτίο είναι χαμηλό [10]. Με βάση τα παραπάνω, ορισμένες από τις μονάδες αυτές, τη νύχτα όταν το φορτίο είναι χαμηλό, εξωθούνται να παράγουν στην τεχνικά ελάχιστη ισχύ τους παρά την αντιοικονομικότητα της λειτουργίας τους. Ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται γύρω στο 33%, ενώ οι παλαιότερες μονάδες (Λιπτόλ, Πτολεμαΐδα Ι,ΙΙ) έχουν πολύ μικρό, περίπου 25%. Η διάρκεια ζωής τους μπορεί να ξεπεράσει τα 45 έτη [11].

Η διαδικασία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των λιγνιτικών σταθμών παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί.



Σχήμα 4: Διάταξη ατμοηλεκτρικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο λιγνίτη [12]

Ο λιγνίτης οδηγείται με ταινιόδρομους στο σιλό των μύλων, όπου με τροφοδότες καταλήγει στους μύλους όπου γίνεται η άλεση. 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 πίεση 170 ατμόσφαιρες, παράγοντας υπέρθερμο ατμό. Ο ατμός αυτός οδηγείται με αγωγούς 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, έχει τάση 20kV, ανυψώνεται μέσω του μετασχηματιστή ανύψωσης στα 400 kV και καταλήγει στο εθνικό δίκτυο διαμέσου των Κέντρων Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ). Για την παραγωγή 1 KWh απαιτείται η καύση 1,85 kg λιγνίτη περίπου και η κατανάλωση 2,5 λίτρων ψυκτικού νερού. Τα καυσαέρια που παράγονται από την καύση του λιγνίτη οδηγούνται σε ογκώδεις διατάξεις κατακράτησης των αιωρούμενων σωματιδίων, τα ηλεκτροστατικά φίλτρα (Η/Φ). Στα φίλτρα αυτά, τα σωματίδια εκτίθενται σε συνεχές ηλεκτρικό πεδίο υψηλής τάσης, μετατρέπονται σε ιόντα και τελικά συλλέγονται στα φίλτρα.

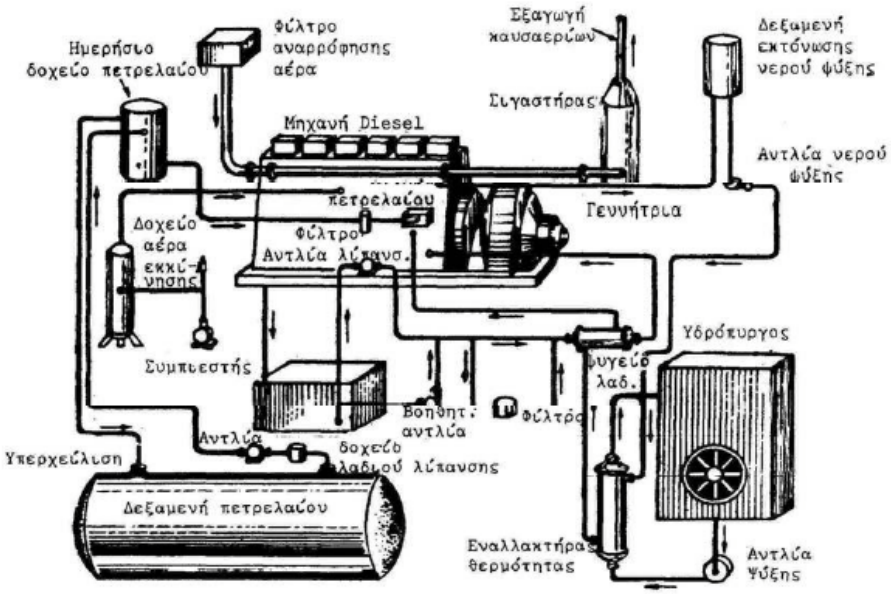
Στον ελλαδικό χώρο λιγνιτική παραγωγή γίνεται μόνο στο διασυνδεδεμένο σύστημα, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 5250MW.Πιο συγκεκριμένα, στη δυτική Μακεδονία, βρίσκεται το κυριότερο ενεργειακό - λιγνιτικό κέντρο της χώρας (Πτολεμαΐδα, Καρδιά, Άγιος Δημήτριος, Αμύνταιο, Φλώρινα). Αποτελείται από 18 λιγνιτικές μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4400 MW. Το νότιο λιγνιτικό κέντρο βρίσκεται στη Πελοπόννησο κοντά στη Μεγαλόπολη και αποτελείται από τέσσερις μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 850MW. Η εγκατεστημένη ισχύς κάθε μονάδας παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Παραγωγός	**Σταθμός Παραγωγής**	**Μονάδα Παραγωγής**	**Εγκατεστημένη ισχύς (MW)**
ΔΕΗ	Άγ. Δημήτριος	Άγ.Δημήτριος I, II Άγ.ΔημήτριοςIII, IV Άγ. Δημήτριος V	2x300 2x310 375
ΔΕΗ	Αμύνταιο	Αμύνταιο I, II	2x300
ΔΕΗ	Καρδιά	Καρδιά I-II Καρδιά III-V	2x300 2x306
ΔΕΗ	Λιπτόλ	Λιπτόλ I Λιπτόλ II	10 33
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη I	Μεγαλόπολη I, II Μεγαλόπολη III	2x125 300
ΔΕΗ	Μεγαλόπολη II	Μεγαλόπολη IV	300
ΔΕΗ	Μελίτη	Μελίτη	330
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα	Πτολεμαΐδα I Πτολεμαΐδα II, III Πτολεμαΐδα IV	70 2x125 300
Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων			**5250**

Πίνακας 1: Λιγνιτικοί σταθμοί παραγωγής διασυνδεδεμένου συστήματος.[8]

ΙΙ. Πετρελαϊκοί σταθμοί

Το πετρέλαιο που χρησιμοποιείται στην Ελλάδα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι το *mazout 3500 REDW* και το *diesel*. Το *mazout* χρησιμοποιείται κυρίως σε ατμοηλεκτρικούς σταθμούς (ΑΗΣ) ενώ το *diesel* σε αεριοστροβιλικούς σταθμούς και σε μηχανές εσωτερικής καύσης. Η ΔΕΗ χρησιμοποιεί εισαγόμενο πετρέλαιο το οποίο αποτελεί το κύριο καύσιμο στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, καλύπτοντας το 87% της ζήτησης [13], λόγω της μεγάλης θερμογόνου δύναμης και της ευκολίας στη μεταφορά του.



Σχήμα 1.6: Μονάδα παραγωγής που κινείται με μηχανή Diesel.

Σχήμα 5: Πετρελαϊκή μονάδα παραγωγής με μηχανή εσωτερικής καύσης

Οι μηχανές diesel έχουν υψηλό βαθμό απόδοσης όταν λειτουργούν στο 75 ως 80% της ονομαστικής τους ισχύος αλλά αυτός μειώνεται πολύ όταν λειτουργούν κάτω από 50%.

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα λειτουργούν δύο ατμοηλεκτρικοί σταθμοί με καύσιμο *mazout*, στο Αλιβέρι και το Λαύριο, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 730 MW, οι οποίοι θα αρχίσουν σταδιακά να αποσύρονται λόγω παλαιότητας καθώς και των μεγάλων εκπομπών σε CO_2 και SO_2 .Ο βαθμός αποδοσής τους κυμαίνεται γύρω στο 28%.

Στα αυτόνομα νησιά, οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης (ντηζελομηχανές), αεριοστροβιλικές μηχανές με καύσιμο *diesel*, κυρίως για την κάλυψη της αιχμής καθώς και ατμοστροβιλικές με καύσιμο *mazout* χαμηλού θείου. Το ανεξάρτητο σύστημα παραγωγής της Κρήτης αποτελείται από τρεις σταθμούς παραγωγής στα Λινοπεράματα, στα Χανιά και στον Αθερινόλακκο συνολικής ισχύος 817MW. Η Ρόδος εξυπηρετείται κυρίως από τον ανεξάρτητο σταθμό της Σορώνης εγκατεστημένης ισχύος 223.3MW, ενώ τα υπόλοιπα νησιά τροφοδοτούνται είτε αυτόνομα είτε συνδεδεμένα με γειτονικά νησιά από μικρής ισχύος πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής με μηχανές εσωτερικής καύσης *diesel*. Οι μηχανές εσωτερικής καύσης χρησιμοποιούνται διότι οι αεριοστρόβιλοι είναι ασύμφοροι για μικρές ισχύς της τάξης των μερικών MW.

Η διάρκεια ζωής των πετρελαϊκών σταθμών είναι περίπου τα 40 έτη [11]. Οι κυριότεροι σταθμοί του ελληνικού συστήματος και η εγκατεστημένη ισχύς παρουσιάζονται στον πίνακα 2.

Παραγωγός		**Σταθμός Παραγωγής**	**Μονάδα Παραγωγής**	**Εγκατεστημένη ισχύς (MW)**
Δ.Σ.	ΔΕΗ	Αλιβέρι	Αλιβέρι ΙΙΙ, IV	2x150
	ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο Ι Λαύριο ΙΙ	130 300
Μ.Δ.Σ	ΔΕΗ	Κρήτης	Λινοπεράματα Αθερινόλακος Χανιά	265 200 348
	ΔΕΗ	Ρόδος	Σορώνη	224
	ΔΕΗ	Κως-Λέρος	Κως	113
	ΔΕΗ	Λέσβος	Λέσβος	99
	ΔΕΗ	Λοιπά νησιά		527
Σύνολο ισχύος πετρελαϊκών μονάδων				**2506**

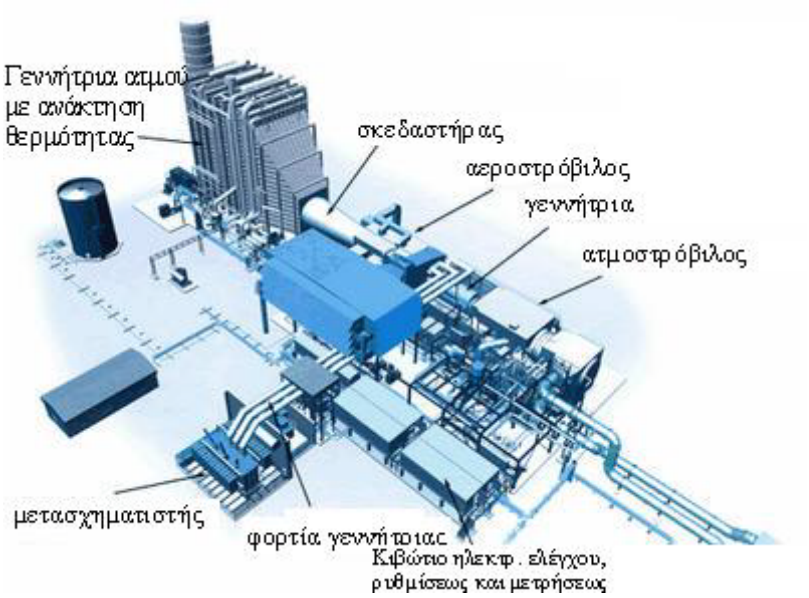
Πίνακας 2 : Πετρελαϊκοί σταθμοί παραγωγής της Ελλάδας [8],[12].

III. Φυσικό Αέριο

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από καύση φυσικού αερίου γίνεται κυρίως σε αεριοστροβιλικούς σταθμούς, οι οποίοι χρησιμοποιούν τα θερμά αέρια από την καύση του αερίου άμεσα, αντί να χρησιμοποιούν τη παραγόμενη θερμότητα για να παράγουν ατμό, όπως συμβαίνει στις ατμοηλεκτρικές μονάδες. Υπάρχουν δύο τύποι μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο: αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου και αεριοστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου.

Ο αεριοστρόβιλος αποτελείται από έναν κύριο άξονα που στην μια 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 παρέμβαση που πραγματοποιείται με ηλεκτροκινητήρα που παραμένει συνδεδεμένος μέχρι να αποκτήσει ο αεριοστρόβιλος ορισμένο αριθμό στροφών και να αυτοσυντηρείται.

Ο αποδοτικότερος τρόπος χρήσης του φυσικού αερίου είναι τα συστήματα συνδυασμένου κύκλου, τα οποία συνδυάζουν δύο μηχανές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τον ατμοστρόβιλο και τον αεριοστρόβιλο. Τα θερμά καυσαέρια από το θάλαμο καύσης διοχετεύονται στον αεριοστρόβιλο, και μέσω αυτού στη γεννήτρια με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Έπειτα, το σύστημα στέλνει μέσω σωληνώσεων τα θερμά αέρια με σκοπό την παραγωγή ατμού που διοχετεύεται στη συνέχεια στον ατμοστρόβιλο. Με τον τρόπο αυτό γίνεται καλύτερη εκμετάλλευση της θερμικής ενέργειας που προέρχεται από την καύση, με επακόλουθο τη βελτίωση του βαθμού απόδοσης από 20-28% σε περίπου 42-55%. [14].



Σχήμα 6: Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο.

Το ποσό της ενέργειας που παράγεται και από τις δυο τεχνολογίες αεριοστροβίλων εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες. Η ποσότητα του καυσίμου που μπορεί να καεί αποτελεσματικά εξαρτάται από την θερμοκρασία, την πίεση και την υγρασία του αέρα με τον οποίο αναμιγνύεται. Γενικά, όσο πιο κρύος είναι ο καιρός τόσο πιο αποτελεσματική είναι η μονάδα. Οι αεριοστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου μπορεί να είναι πάνω από 50% αποδοτικοί στην μετατροπή του φυσικού αέριου σε ηλεκτρισμό, σε σύγκριση με περίπου 33% που ισχύει για τους ατμοστρόβιλους (που χρησιμοποιούνται στο λιγνίτη) [15].

Το φυσικό αέριο παράγει τις μικρότερες εκπομπές από τα άλλα συμβατικά καύσιμα, όπως είναι το πετρέλαιο και ο λιγνίτης, και παράγει το λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα ανά μονάδα ενέργειας. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το φυσικό αέριο είναι η καθαρότερη διαθέσιμη πηγή ορυκτών καυσίμων, και αυτή η τεχνολογία χρησιμοποιείται ευρέως οπουδήποτε το αέριο μπορεί να ληφθεί με λογικό κόστος. Επίσης, η διακίνηση φυσικού αερίου αναμένεται να κορυφωθεί γύρω στο έτος 2030.

Στον ελλαδικό χώρο, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο γίνεται προς το παρόν μόνο στο διασυνδεδεμένο σύστημα από τη ΔΕΗ αλλά και από ιδιωτικές εταιρείες, ενώ τελευταία μελετάται η χρήση του και σε κάποια αυτόνομα δίκτυα του μη διασυνδεδεμένου συστήματος με την παράλληλη μετατροπή των ήδη εγκατεστημένων μονάδων [6].Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στα τέλη του 2010 ήταν 2504MW, με την πλειοψηφία των μονάδων παραγωγής να είναι συνδυασμένου κύκλου λόγω του μεγαλύτερου βαθμού απόδοσης αλλά και των μικρότερων εκπομπών αέριων ρύπων [8].

Το φυσικό αέριο εισάγεται στην Ελλάδα μέσω συμβάσεων που έχει υπογράψει η ΔΕΠΑ (Δημόσια Επιχείρηση Αερίου) [16] με προμηθευτές από το εξωτερικό. Οι βασικοί εισαγωγείς είναι: η Ρωσία μέσω αγωγού που περνάει από την Ουκρανία και καταλήγει στα σύνορα Βουλγαρίας-Σερρών (Προμαχώνας), η Αλγερία και η Αίγυπτος από τις οποίες μεταφέρεται υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG, *Liquefied natural gas*) με ειδικό δεξαμενόπλοιο στη νήσο Ρεβυθούσα στο κόλπο των Μεγάρων και τέλος η Τουρκία μέσω αγωγού που τέθηκε σε λειτουργία το 2007 και καταλήγει στους Κήπους Έβρου.

Η διάρκεια ζωής των μονάδων φυσικού αερίου είναι τα 35 έτη [11]. Οι σταθμοί που βρίσκονταν σε λειτουργία κατά τη διάρκεια του 2010 στο διασυνδεδεμένο σύστημα καθώς και η εγκατεστημένη τους ισχύς παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Παραγωγός	**Σταθμός Παραγωγής**	**Μονάδα Παραγωγής**	**Εγκατεστημένη ισχύς (MW)**
Μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ)			
ΔΕΗ	Κομοτηνή	Κομοτηνή	484.6
ΔΕΗ	Λαύριο	Λαύριο ΙΙΙ Λαύριο IV Λαύριο V	176.5 560 385.3
Ενεργειακή Θες/κης	ΕΝΘΕΣ	ΕΝΘΕΣ	390
Μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου			
ΔΕΗ	Άγ. Γεώργιος	Άγ. Γεώργιος VIII Άγ. Γεώργιος IX	160 200
ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	Αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου	147.8
Σύνολο ισχύος μονάδων φυσικού αερίου			**2504.2**

Πίνακας 3: Σταθμοί παραγωγής φυσικού αερίου διασυνδεδεμένου συστήματος

1.5.2 Σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ «φιλικές» στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα κατά την παραγωγή ενέργειας, όπως οι συμβατικές πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα.

I. Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί χρησιμοποιούν την κινητική και δυναμική ενέργεια του νερού ως μέσο για την παραγωγή μηχανικής ενέργειας μέσω υδροστροβίλων, η οποία μηχανική ενέργεια στην συνέχεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των γεννητριών. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί ανάλογα αν το νερό προέρχεται από τη συνεχή ροή ενός ποταμού ή από μια δεξαμενή χαρακτηρίζονται ως σταθμοί φυσικής ροής ή σταθμοί δεξαμενής. Στους σταθμούς δεξαμενής κατατάσσονται και οι υδραντλητικοί σταθμοί. Οι σταθμοί φυσικής ροής χρησιμοποιούνται κυρίως ως εργοστάσια βάσης ,οι σταθμοί δεξαμενής σε περιόδους ξηρασίας χρησιμοποιούνται ως εργοστάσια αιχμής ενώ σε περιόδους με πολλές βροχές ως σταθμοί βάσης και οι υδραντλητικοί σταθμοί είναι για την κάλυψη των αιχμών του φορτίου.

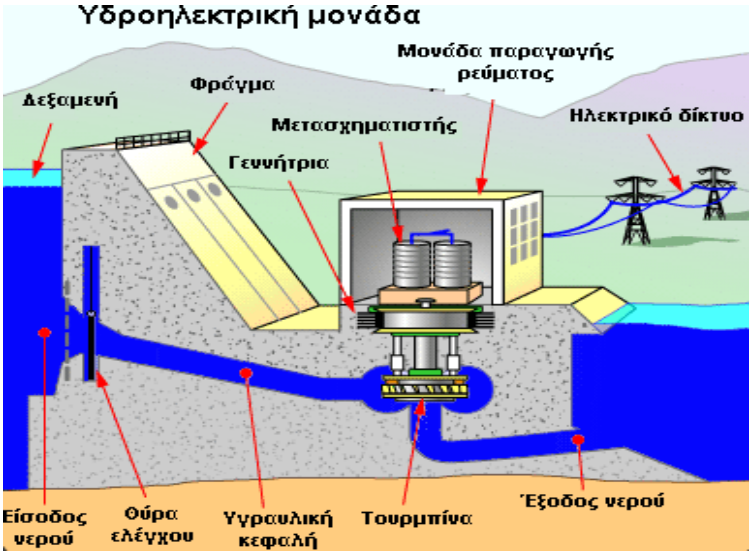
Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής (συνήθως άνω των 60 ετών [11]), ολικό βαθμό απόδοσης που κυμαίνεται μεταξύ 75 και 92%, γρήγορη και απλή διαδικασία εκκίνησης και ρύθμισης της ισχύος. Η λειτουργία τους υπόκειται σε ποικίλους υδραυλικούς περιορισμούς., όπως π.χ. χρήσεις νερού για αρδεύσεις, ελεγχόμενες εκροές κλπ. Η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθέσιμη ποσότητα του νερού και εκφράζεται με τον όρο υδραυλικότητα.

Σταθμοί φυσικής ροής

Οι σταθμοί αυτοί εκμεταλλεύονται την υδραυλική ενέργεια της φυσικής ροής του ποταμού. Δεν έχουν κάποια κατακράτηση νερού και σχεδόν καμιά αλλαγή του καναλιού του ποταμού. Οι στρόβιλοι που χρησιμοποιούνται συνήθως είναι τύπου προπέλας με ρυθμιζόμενα πτερύγια.

Σταθμοί δεξαμενής

Πρόκειται για την πλειοψηφία των ελληνικών ΥΗΣ. Κατασκευάζονται όπου η μορφολογία του εδάφους ευνοεί την κατασκευή δεξαμενών και φραγμάτων με βασική προϋπόθεση να υπάρχει μεγάλη υψομετρική διαφορά. Η λειτουργία αυτών των υδροηλεκτρικών μονάδων βασίζεται στην κίνηση του νερού λόγω διαφοράς μανομετρικού ύψους μεταξύ των σημείων εισόδου και εξόδου. Έτσι γίνεται εκμετάλλευση της δυναμικής ενέργειας του νερού, που πέφτει με δύναμη στο στρόβιλο και κινεί τη γεννήτρια.



Σχήμα 7: Σχηματικό διάγραμμα υδροηλεκτρικού σταθμού τύπου δεξαμενής [17]

Υδραντλητικοί σταθμοί

Μια κατηγορία ΥΗΣ δεξαμενής είναι και οι υδραντλητικοί σταθμοί, που ικανοποιούν κατά ένα μεγάλο ποσοστό την ανάγκη για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελούνται από δύο δεξαμενές, τη δεξαμενή άνω και τη δεξαμενή κάτω στάθμης, την αντλία, το στρόβιλο και τη γεννήτρια. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, η περίσσεια φθηνής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται για την άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή και στις αιχμές το νερό απελευθερώνεται ώστε να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια.

Η ΔΕΗ λειτουργεί 15 μεγάλα υδροηλεκτρικά* έργα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 3017,7 MW, τα οποία είναι κυρίως εγκατεστημένα στην ενδοχώρα και κοντά σε μεγάλους ποταμούς. Τα τελευταία χρόνια, με την περαιτέρω ανάπτυξη της τεχνολογίας και την απόκτηση μεγαλύτερης τεχνογνωσίας, χτίζονται υδροηλεκτρικοί σταθμοί και κοντά σε μικρότερα ποτάμια με μικρότερη βέβαια εγκατεστημένη ισχύ. Μερικά από τα υδροηλεκτρικά αυτά λειτουργούν και ως αντλιοστάσια κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου έτσι ώστε να εξοικονομούνται ποσότητες νερού που θα χρησιμοποιηθούν κατά τις αιχμές της ζήτησης.

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤΕ-ΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	Άγρας	Άγρας I, II	2x25
ΔΕΗ	Ασώματα	Ασώματα I, II	2x54
ΔΕΗ	Εδεσσαίος	Εδεσσαίος	19
ΔΕΗ	Θησαυρός	Θησαυρός I-III	3x128
ΔΕΗ	Καστράκι	Καστράκι I-IV	4x80
ΔΕΗ	Κρεμαστά	Κρεμαστά I-IV	4x109,3
ΔΕΗ	Λάδωνας	Λάδωνας I, II	2x35
ΔΕΗ	Πηγές Αώου	Πηγές Αώου I, II	2x105
ΔΕΗ	Πλαστήρας	Πλαστήρας I-III	3x43,3
ΔΕΗ	Πλατανόβρυση	Πλατανόβρυση I, II	2x58
ΔΕΗ	Πολύφυτο	Πολύφυτο I-III	3x125
ΔΕΗ	Πουρνάρι I	Πουρνάρι I, I-III	3x100
ΔΕΗ	Πουρνάρι II	Πουρνάρι II, I-II	2x16
		Πουρνάρι II, III	1,6
ΔΕΗ	Στράτος	Στράτος I, II	2x75
ΔΕΗ	Σφηκιά	Σφηκιά I-III	3x105
ΣΥΝΟΛΟ ΙΣΧΥΟΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ			3017,7

Πίνακας 4 :Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής διασυνδεδεμένου συστήματος [8].

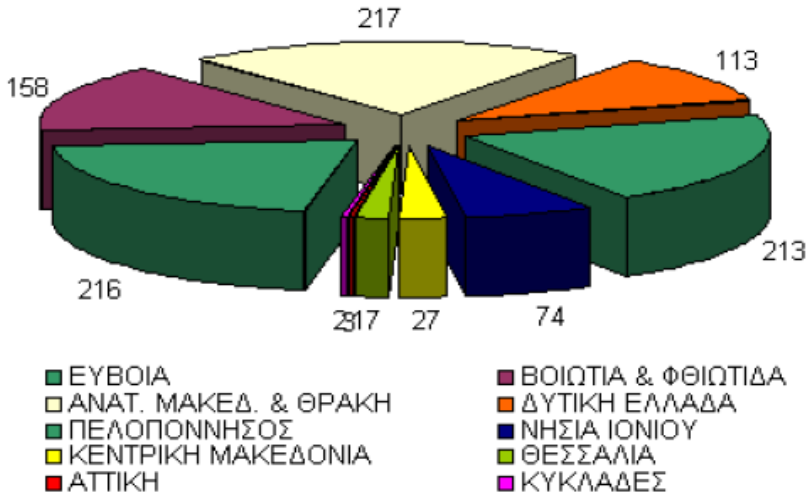
*Μεγάλα υδροηλεκτρικά χαρακτηρίζονται οι σταθμοί εκείνοι που έχουν εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 10MW.

ΙΙ. Αιολικοί σταθμοί

Τα συστήματα εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας αφορούν μηχανές που μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική και ονομάζονται ανεμογεννήτριες Η αιολική ενέργεια παράγεται στα αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας που συνδέονται με το ηλεκτρικό δίκτυο, καθώς επίσης και στις μεμονωμένες ανεμογεννήτριες για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομα δίκτυα. Οι τυπικές διαστάσεις μιας ανεμογεννήτριας 500KW είναι 40 μέτρα για τη διάμετρο του δρομέα και 40-50 μέτρα για το ύψος του πύργου. Η αιολική ενέργεια είναι άφθονη, ανανεώσιμη, καθαρή και μειώνει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου όταν αντικαθιστά την παραγόμενη από ορυκτά καύσιμα ηλεκτρική ενέργεια.

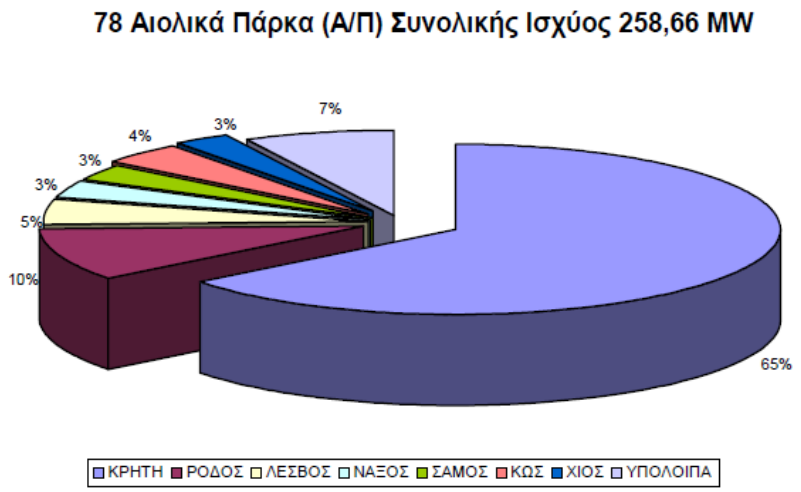
Η απόδοση μιας ανεμογεννήτριας εξαρτάται από το αιολικό δυναμικό της περιοχής όπου εγκαθίσταται, ενώ το μέγεθός της από τις ανάγκες που πρέπει να εξυπηρετήσει. Ένα σημαντικό μέγεθο ς πο υ πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν είναι η διαθεσιμότητα των ανεμογεννητριών, δηλαδή το ποσοστό του χρόνου που είναι διαθέσιμες για την παραγωγή ενέργειας. Σήμερα, οι περισσότερες εγκαταστάσεις λειτουργούν με διαθεσιμότητες πάνω από 95%, με συντελεστές απόδοσής περίπου 40%, ενώ η διάρκεια ζωής τους είναι 25 έτη [11].

Μέχρι το Δεκέμβριο του 2010, στο διασυνδεδεμένο σύστημα βρίσκονταν σε λειτουργία αιολικά πάρκα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ περίπου 1039.09 MW.Η γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών σταθμών παρουσιάζεται παρακάτω. Όπως παρατηρούμε το μεγαλύτερο μέρος βρίσκεται στην Θράκη, στη Πελοπόννησο και στην Εύβοια.



Σχήμα 8: Γεωγραφική κατανομή αιολικών σταθμών διασυνδεδεμένου συστήματος [18]

Στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα βρίσκονται 78 Α/Π συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 258.7 MW.Αποτελούν το 86% της εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιά, ενώ το μεγαλύτερο ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος κατέχει η Κρήτη με 167MW και η Ρόδος με 27 MW.



Σχήμα 9:Γεωγραφική κατανομή αιολικών σταθμών μη διασυνδεδεμένου συστήματος[18]

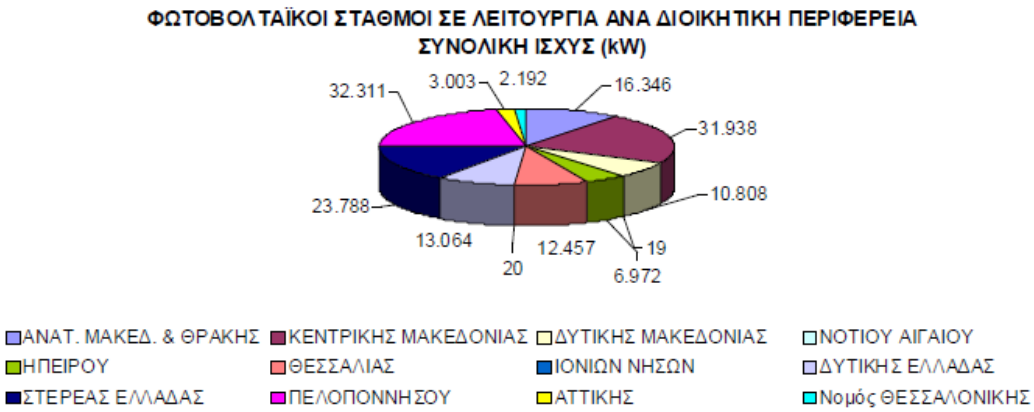
III. Φωτοβολταϊκοί σταθμοί

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα (φ/β) είναι συστήματα ειδικά διαμορφωμένων και διασυνδεμένων διατάξεων, που επιτυγχάνουν τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας απευθείας σε ηλεκτρική. Η διαδικασία μετατροπής βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, το οποίο λαμβάνει χώρα όταν ηλιακή ακτινοβολία πέσει στην επιφάνεια του υλικού του φ/β συστήματος [19]. Το υλικό που έχει μέχρι στιγμής χρησιμοποιηθεί ως επι τω πλείστον είναι το πυρίτιο.

Η δομική μονάδα κάθε φ/β συστήματος είναι το φ/β στοιχείο. Το φ/β στοιχείο αναπτύσσει πολύ μικρή τάση και παράγει πολύ μικρή ηλεκτρική ισχύ. Μια τυπική τάση που αναπτύσσεται σε ένα μόνο φ/β στοιχείο και για κανονική ακτινοβολία, είναι περίπου 0,5V, ενώ η παραγόμενη ισχύς δεν υπερβαίνει τα 0,4W. Ο τρόπος για να αυξηθεί η τάση και η ισχύς από φ/β στοιχεία είναι να τοποθετηθούν πολλά μαζί (ανά 10 έως 50 περίπου) και να συνδεθούν σε σειρά και παράλληλα συγκροτώντας μια διάταξη που ονομάζεται φωτοβολταϊκό πλαίσιο. Το πλήθος των στοιχείων που απαρτίζουν κάθε πλαίσιο, εξαρτάται από την επιθυμητή τάση και ηλεκτρικό ρεύμα που πρέπει να παραχθεί. Τα πλαίσια κατασκευάζονται σε μορφή διαδοχικών

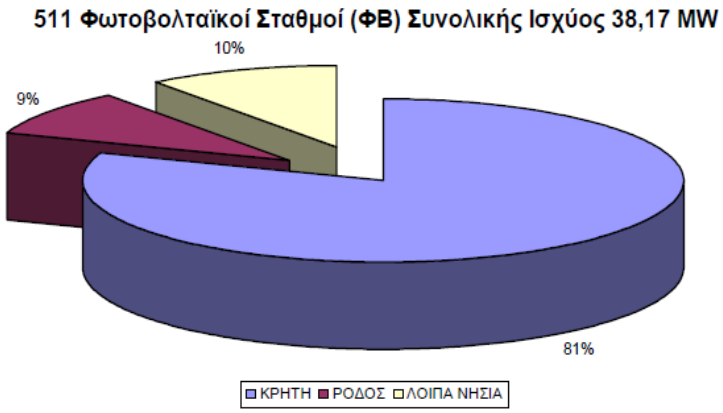
στρώσεων από σειρές στοιχείων, τα οποία συγκολλούνται σε ένα ανθεκτικό φύλλο μετάλλου (συνήθως αλουμίνιο) ή ενισχυμένο πλαστικό, που αποτελεί το πίσω μέρος του πλαισίου. Το μπροστινό μέρος καλύπτεται από προστατευτικό φύλλο γυαλιού ή διαφανούς πλαστικού. Το εμπρός και πίσω μέρος συγκρατούνται στεγανά και μόνιμα μεταξύ τους, ενώ περιμετρικά συσφίγγονται με ένα μεταλλικό περίβλημα. Το πλαίσιο είναι η δομική φωτοβολταϊκή μονάδα, που θα χρησιμεύσει ως συλλέκτης της ακτινοβολίας. Οι φ/β συστοιχίες είναι προκατασκευασμένες μονάδες που αποτελούνται από πολλά φ/β πλαίσια, συνδεδεμένα σε σειρά και παράλληλα. Το γεγονός αυτό αυξάνει την αξιοπιστία της φ/β συστοιχίας, αφού εάν πάθει βλάβη, η ισχύς που θα παράγει το σύστημα δε θα μηδενισθεί, όπως εάν οι συνδέσεις ήταν όλες στη σειρά.

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα βρίσκονται σε λειτουργία φωτοβολταϊκοί σταθμοί, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 152.92 MW, η γεωγραφική κατανομή της οποίας παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί. Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο μέρος βρίσκεται στη Πελοπόννησο, στη κεντρική Μακεδονία και στην Στερεά Ελλάδα.



Σχήμα 10: Γεωγραφική κατανομή φωτοβολταϊκών σταθμών διασυνδεδεμένου συστήματος

Στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα βρίσκονται 511 φ/β σταθμοί συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 38.17 MW και αποτελούν το 12.5% της εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιά, ενώ το μεγαλύτερο ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος κατέχει η Κρήτη με 30.75MW και η Ρόδος με 3.46 MW.



Σχήμα 11: Γεωγραφική κατανομή φωτοβολταϊκών σταθμών μη διασυνδεδεμένου συστήματος

IV. Σταθμοί βιομάζας-βιοαερίου

Ο όρος βιομάζα αναφέρεται στην παραγωγή χλωρίδας (ενεργειακές καλλιέργειες) για τη χρήση της ως βιολογικό καύσιμο καθώς και σε κάθε είδους φυτικά υπολείμματα, ζωικά απόβλητα, απορρίμματα και αστικά λύματα.

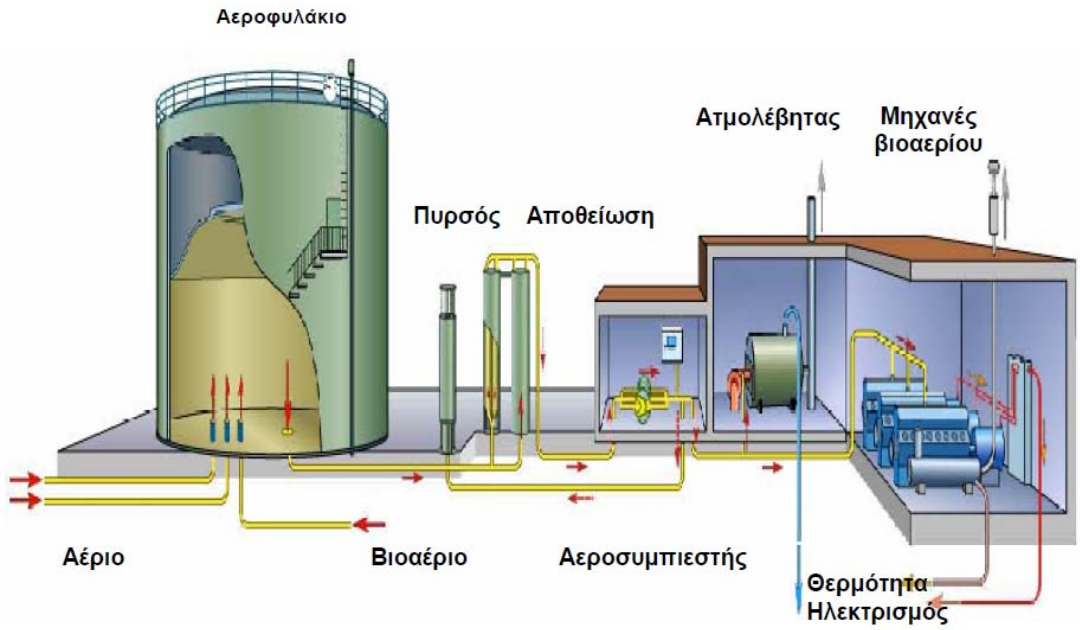
Στην Ελλάδα η ενεργειακά αξιοποιήσιμη βιομάζα εμφανίζεται με τις παρακάτω μορφές [20]:

- Γεωργικά-δασικά υπολείμματα, όπως άχυρο σιτηρών, υπολείμματα καλαμποκιού, κλαδέματα, υπολείμματα επεξεργασίας ξύλου.
- Ενεργειακές καλλιέργειες καλαμποκιού, αγριαγκινάρας, ζαχαροκάλαμου και ελαιοφοίνικα.
- Κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά απόβλητα.
- Οργανικό μέρος αστικών στερεών αποβλήτων και αστικά λύματα.

Η έννοια βιοαέριο αναφέρεται συνήθως σε ένα αέριο που παράγεται από τη βιολογική αποσύνθεση μιας οργανικής ουσίας ελλείψει οξυγόνου. Το βιοαέριο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα. Το βιοαέριο είναι ένα προϊόν της ζύμωσης των βιοδιασπώμενων υλικών όπως το λίπασμα, τα λύματα και κυρίως τα αστικά απόβλητα στους χώρους υγειονομικής ταφής απορριμμάτων (ΧΥΤΑ).

Μια μονάδα παραγωγής ενέργειας με χρήση βιοαερίου αποτελείται από τα ακόλουθα μέρη (σχήμα 12):

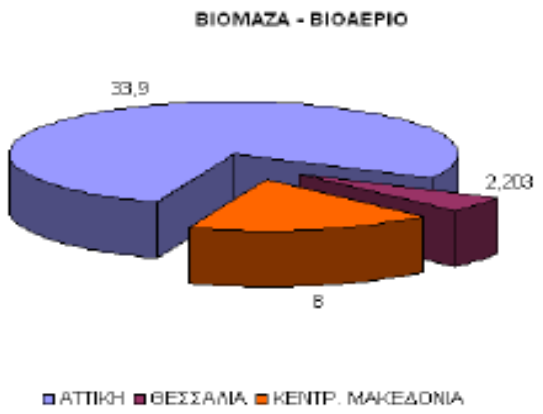
- Χωνευτήρες. Αν η πρώτη ύλη για την παραγωγή βιοαερίου είναι λύματα, τότε αυτά συγκεντρώνονται σε στεγανές δεξαμενές (αεροφυλάκια) όπου αποσυντίθενται με τη δράση ειδικών μικροοργανισμών.
- Γεωτρήσεις. Αν η πηγή είναι ένας ΧΥΤΑ, γίνονται ειδικές γεωτρήσεις όπου αντλείται το ήδη υπάρχον βιοαέριο.
- Δίκτυο μεταφοράς. Αποτελείται από αγωγούς που μεταφέρουν το βιοαέριο από το σημείο παραγωγής του στο σημείο αξιοποίησης για την παραγωγή ενέργειας.
- Μηχανοστάσιο. Είναι το μέρος που βρίσκεται εγκατεστημένος ο εξοπλισμός για την παραγωγή ενέργειας (αεριοστρόβιλοι, μηχανές εσωτερικής καύσης) καθώς και οποιοσδήποτε βοηθητικός εξοπλισμός.



Σχήμα 12: Μονάδα ενεργειακής αξιοποίησης βιοαερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [20]

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα βρίσκονται σε λειτουργία 6 ΣΒΙΟ, στους νομούς Αττικής (ΧΥΤΑ Α. Λιοσίων, Ψυτάλλεια), Θεσσαλονίκης (ΧΥΤΑ Ταγαράδων), Λαρίσης και Μαγνησίας, συνολικής ισχύος περίπου 44 MW (έως το τέλος του 2010). Το μέγεθος της ισχύος των σταθμών κυμαίνεται από 600 kW έως 13 MW. Σε όλες τις μονάδες το καύσιμο είναι βιοαέριο που παράγεται από την επεξεργασία λυμάτων, ενώ μία μονάδα υποστηρίζει και την καύση φυσικού αερίου. Οι αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής που υπεβλήθηκαν έως το τέλος του 2010 ανέρχονται σε 124 συνολικής ισχύος 1.462 MW, ενώ εκδόθηκαν 37 άδειες παραγωγής συνολικής ισχύος 443 MW [18].

Η διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 30 έτη [11], ενώ η γεωγραφική τους κατανομή παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 13: Γεωγραφική κατανομή σταθμών βιομάζας-βιοαερίου.

1.6 Παραγωγή και ισοζύγια ενέργειας

Η εγκατεστημένη ισχύς καθώς και η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια το 2010 ανά τύπο καυσίμου, για το διασυνδεδεμένο και το μη διασυνδεδεμένο σύστημα, παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

παραγωγή	Διασυνδεδεμένο σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένο σύστημα		ΣΥΝΟΛΟ	
	Εγκ/νη Ισχύς (MW)	Ενέργεια (GWh)	Εγκ/νη Ισχύς (MW)	Ενέργεια (GWh)	Εγκ/νη Ισχύς (MW)	Ενέργεια (GWh)
Λιγνίτης	5250	27439.6	-	-	5250	27439.6
Πετρέλαιο	730	113.3	1776.07	4959.78	2506.07	5073.08
Φυσικό αέριο	2504.2	10365,1	-	-	2504.2	10365.1
Υδροηλεκτρικά	3017.7	5949.1	-	-	3017.7	5949.1
Αιολικά	1039.09	2061.7	258.66	652.26	1297.75	2713.96
Φωτοβολταϊκά	152.92	131.9	38.17	25.8	191.09	157.7
Μικρά Υδρ/κά	196.83	753.5	0.3	0.447	197.13	753.95
Βιομάζα	41.05	193.9	2.5	11.8	44	205.7
Καθαρές εισαγωγές	-	5706.1	-	-	-	5706.1
ΣΥΝΟΛΟ	12931.8	52714.2	2057.7	5650,09	15007.49	58364.29

Πίνακας 5: Εγκατεστημένη ισχύς και παραγόμενη ενέργεια ελληνικού συστήματος [13],[18],[21].

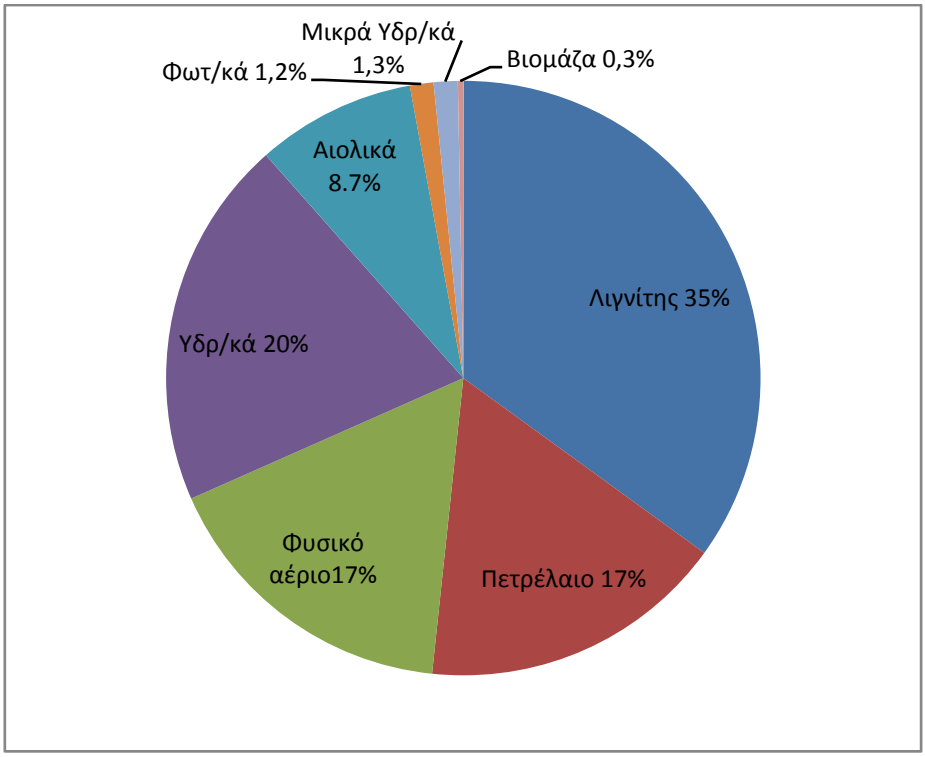
Όπως παρατηρούμε, η συνολικά παραγόμενη ενέργεια από όλες τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της χώρας ήταν 58.36 TWh, με το μεγαλύτερο ποσοστό να παράγεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα ,όπου υπάρχει και η μεγαλύτερη ζήτηση. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων αυτών είναι 15007.5MW.Τη μεγαλύτερη συνεισφορά είχαν οι λιγνιτικές μονάδες, οι οποίες αν και παρουσίασαν πτώση σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά, παρήγαγαν το 47% της προσφερόμενης ενέργειας, ενώ οι μονάδες φυσικού αερίου συνέβαλλαν με ποσοστό 17.76% και οι πετρελαϊκές με 8.69%. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά αποτέλεσαν το 10.2% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας, ενώ οι καθαρές εισαγωγές (εισαγωγές μείον τις εξαγωγές) από τις γείτονες χώρες ήταν 5706GWh, ποσοστό δηλαδή 9.77%.

Τέλος οι ανανεώσιμες πηγές (χωρίς τα μεγάλα υδρ/κά) πρόσφεραν το 6.56% της παραγόμενης ενέργειας στη χώρα, με κυρίαρχους τους αιολικούς σταθμούς να

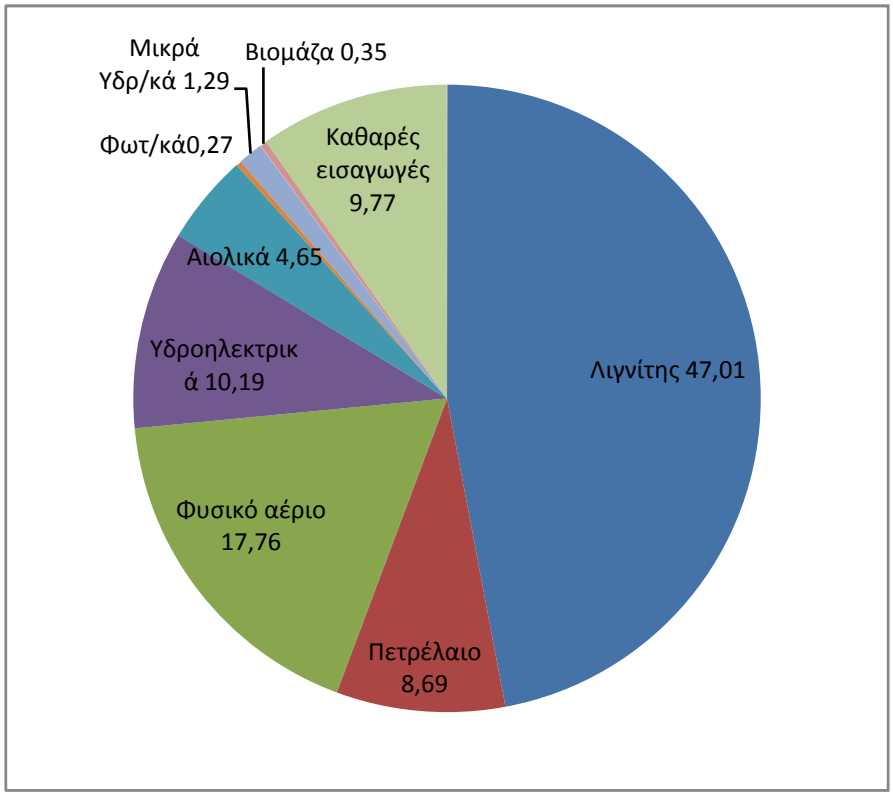
παράγουν το 70.8% της ενέργειας από ΑΠΕ. Η συνολική ισχύς από σταθμούς Α.Π.Ε. στη χώρα μας αυξήθηκε κατά 290 MW μέσα στο 2010 αθροίζοντας σε συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1730 MW έναντι των 1446 MW του τέλους του 2009. Αξίζει να αναφέρουμε ότι τα φωτοβολταϊκά σχεδόν τετραπλασίασαν τη διείσδυση τους στο ενεργειακό σύστημα ξεκινώντας από 53 MW στο τέλος του 2009 και καταλήγοντας στα 198 MW στο τέλος του 2010 [22].

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η κατανομή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας. Παρατηρούμε ότι περίπου το 87.7% παράγεται από πετρελαϊκούς σταθμούς με καύσιμο *mazout* και *diesel*, με τη ΔΕΗ να είναι ο μοναδικός παραγωγός και προμηθευτής ενέργειας από θερμικούς σταθμούς στα νησιά. Από την άλλη μεριά, το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών στο αυτόνομο δίκτυο φθάνει το 12.3% ,σε σύγκριση με το 6.7% στο διασυνδεδεμένο, ενώ σε μερικά νησιά ξεπερνάει το 15%.

Η κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος και ενέργειας για το σύνολο της χώρας παρουσιάζεται στα παρακάτω σχήματα:



Σχήμα 14:Κατανομή εγκατεστημένης ισχύος.



Σχήμα 15:Κατανομή ενέργειας

Η διαχρονική εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας την τετραετία 2007 έως 2010 παρουσιάζεται στον πίνακα 6.Η συνολικά παραγόμενη ενέργεια κυμάνθηκε περίπου στα ίδια επίπεδα με τη προηγούμενη χρονιά σημειώνοντας ελάχιστη πτωση κατά 0.17%. Όπως παρατηρούμε, οι λιγνιτικές καθώς και οι πετρελαικές μονάδες παρουσίασαν πτώση κατά 10.2% και 24.3% αντίστοιχα, σε σχέση με το 2009 ενώ οι μονάδες φυσικού αερίου αύξησαν την παραγωγή τους κατά 10.6%, παραμένοντας όμως σε χαμηλά επίπεδα αναφορικά με τη διετία 2007-2008. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά παρουσίασαν αύξηση 20%, ενώ διπλασίασαν σχεδόν την παραγωγή τους σε σχέση με το 2007 και αυτό εξαιτίας των βροχοπτώσεων που ήταν πολύ περισσότερες κατά την τελευταία διετία.

Η παραγωγή ενέργειας από όλους τους σταθμούς ΑΠΕ παρουσίασε αύξηση 52%, εξαιτίας των 300 περίπου MW εγκατεστημένης ισχύος που προστέθηκε στο σύστημα της χώρας το τελευταίο έτος.

Παραγωγή	2010		2009		2008		2007	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Λιγνίτης	27,44	47	30,54	52,24	29,87	47,4	31,09	50,2
Πετρέλαιο	5,07	8.7	6,7	11,45	8,59	13,5	8,27	13,4
Φυσικό αέριο	10,36	17,8	9,38	16,05	13,33	21,2	13,21	21,3
Υδρ/κά	5,95	10,2	4,96	8,48	2,97	4,7	3,14	5,07
ΑΠΕ	3,83	6,6	2,52	4,31	2,74	4,34	1,85	3
Εισαγωγές	5,71	9.7	4,37	7,47	5,61	8,9	4,35	7,03
Σύνολο	58,36		58,46		63,11		61,92	

Πίνακας 6: Ενεργειακά ισοζύγια περιόδου 2007-2010 [23].

Οι απώλειες στο διασυνδεδεμένο σύστημα ήταν 1,5 TWh, ποσοστό δηλαδή επι του συνόλου 2.85%, ενώ οι συνολικές απώλειες μαζί με τις ιδιοκαταναλώσεις των θερμικών σταθμών υπολογίζεται περίπου σε 4,8 TWh [20].Η παραγωγή της ΔΕΗ ήταν 45532GWh με μερίδιο παραγωγής 83.15%, ενώ μαζί με τις εισαγωγές που έκανε κάλυψε το 77.3% της ζήτησης, παρουσιάζοντας πτώση 8.3 ποσοστιαίων μονάδων σε σχέση με το 2009 (85.6%).

Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το 2010 παρέμεινε σχεδόν αμετάβλητη σε σχέση με το προηγούμενο έτος (61817 GWh έναντι 61842 GWh το 2009).Το μεγαλύτερο μέρος αφορά τους καταναλωτές υψηλής, μέσης και χαμηλής τάσης με 53242.7 GWh, ποσοστό 86.12%. Η μέγιστη στιγμιαία ισχύς του διασυνδεδεμένου συστήματος ήταν 9902MW, εμφανίστηκε στις 15 Ιουλίου και ήταν ελάχιστα αυξημένη σε σχέση με το 2009 (9828 MW).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Μελλοντική εξέλιξη-σχεδιασμός-ζήτηση

2.1 Μελλοντική ζήτηση

Οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα σε μέσο-μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής [8]:

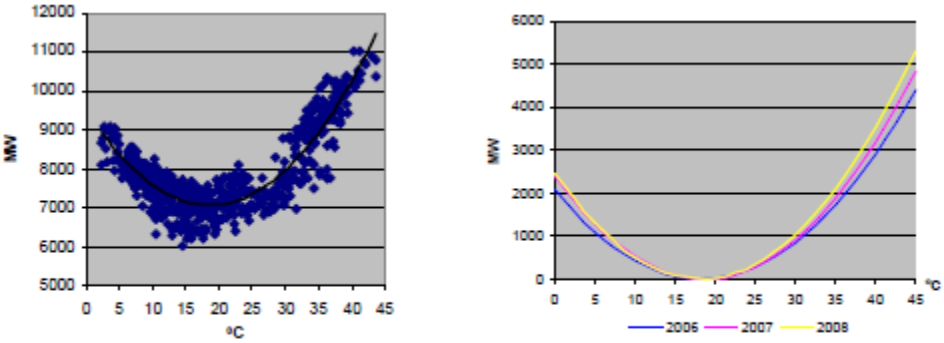
- Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (με δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ).
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση ηλεκτρονικών υπολογιστών, κλπ.) λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου.
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με φυσικό αέριο).
- Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
- Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί κλπ.

Η πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας αντιμετωπίζεται συνήθως με τη χρήση σεναρίων (εύλογες υποθέσεις σχετικά με το τι θα μπορούσε να συμβεί στο μέλλον βασισμένες στην προηγούμενη και τρέχουσα εμπειρία, αλλά και υποθέσεις σχετικά με το πως οι σχετικές τάσεις μπορεί να εξελιχθούν). Κάθε σενάριο εξέλιξης της ζήτησης θεωρείται ότι κυμαίνεται μεταξύ ενός άνω και κάτω ορίου. Τα όρια αυτά διαμορφώνονται υιοθετώντας λογικές υποθέσεις, λαμβάνοντας υπόψη την αναμενόμενη εξέλιξη του ΑΕΠ καθώς και την τάση των περασμένων ετών.

Στην παρούσα χρονική περίοδο, εν μέσω της ύφεσης της οικονομικής δραστηριότητας, δεν είναι γνωστό αν οι τάσεις των περασμένων ετών μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη διαμόρφωση σεναρίων για το μέλλον. Επιπλέον, το μέγεθος της οικονομικής ύφεσης, αλλά και η διάρκειά της, καθώς και η επίπτωσή της στην εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορούν να προβλεφθούν [24]. Η τελευταία διετία χαρακτηρίστηκε από σημαντική μείωση της καθαρής ζήτησης στο σύστημα, έναντι των προηγούμενων ετών (2007-2008), η οποία οφείλεται στην αξιοσημείωτη μείωση των βιομηχανικών φορτίων, τα οποία παρουσίασαν μείωση κατά 20.19% σε σχέση με το 2008, ενώ η κατανάλωση σε επίπεδο διανομής εμφανίστηκε επίσης μειωμένη κατά 3.63%.

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει εν γένει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, οπότε εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια

αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και δευτερευόντως από τη διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών. Η εν λόγω εξάρτηση φαίνεται να αυξάνεται συνεχώς. Στο σχήμα 16 δίνεται ένα τυπικό διάγραμμα διασποράς των ημερήσιων αιχμών συναρτήσει της θερμοκρασίας, καθώς και τα ετήσια μοντέλα φορτίου-καιρού για την περίοδο 2006-2008 που προέκυψαν από τα αντίστοιχα διαγράμματα διασποράς.



Τυπικό διάγραμμα διασποράς αιχμών - θερμοκρασίας

Καμπύλες φορτίου-καιρού

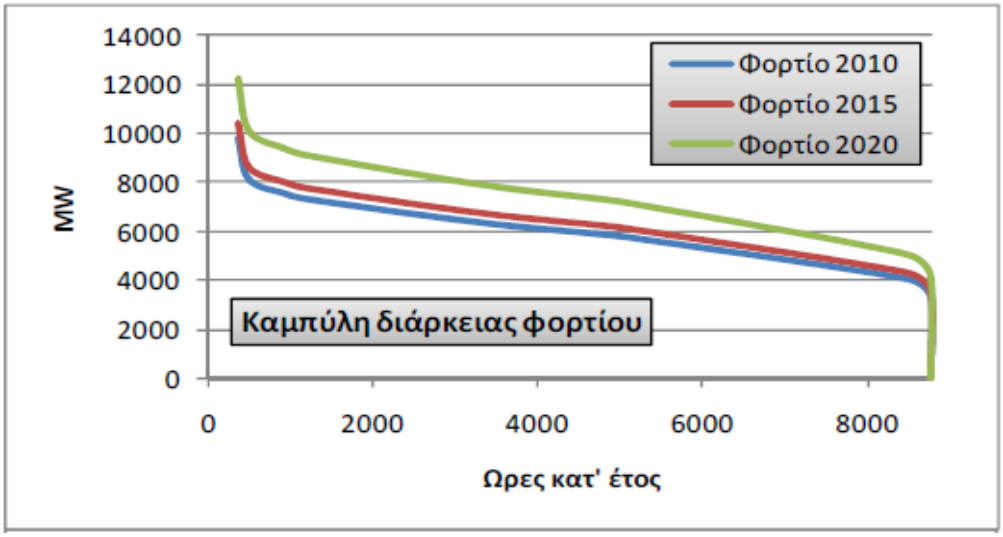
Σχήμα 16: Συσχέτιση αιχμών με τη θερμοκρασία [8]

Η πρόβλεψη της αιχμής, αν και πολύ πιο αβέβαιη από αυτήν της ενέργειας, είναι ιδιαίτερα σημαντική για την ανάπτυξη του συστήματος, μιας και το σύστημα πρέπει να ανταπεξέλθει στις αυξημένες απαιτήσεις της αιχμής, χωρίς περικοπές. Η πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας και των ετήσιων αιχμών του ελληνικού συστήματος μέχρι το 2020 παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Ζήτηση	Διασυνδεδεμένο		Μη διασυνδεδεμένο	
	Ενέργεια (GWh)	Φορτίο αιχμής (MW)	Ενέργεια (GWh)	Φορτίο αιχμής (MW)
2011	54230	10500	6841	1028
2012	55370	10710	7185	1079
2013	56480	10960	7516	1126
2014	57550	11160	7847	1173
2015	58890	11410	8207	1225
2016	60340	11700	8566	1278
2017	61820	11950	8959	1336
2018	63340	12250	9332	1389
2019	64900	12550	9738	1448
2020	66500	12840	10147	1507

Πίνακας 7 : Πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας και ετήσιων αιχμών του ελληνικού συστήματος [8],[24].

Ένα χρήσιμο εργαλείο για την μελέτη των αιχμών και του φορτίου βάσης ώστε να καταρτιστεί το πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η καμπύλη διάρκειας φορτίου (ΚΔΦ). Καμπύλη διάρκειας φορτίου ενός συστήματος είναι η γραφική παράσταση της ζητούμενης ισχύος ως συνάρτηση των ωρών του χρόνου. Ταξινομώντας το φορτίο κατά μειούμενη σειρά προκύπτει η καμπύλη διάρκειας φορτίου. Ανάλογα με το χρόνο παράστασης οι ΚΔΦ διακρίνονται σε ημερήσιες (24h), εβδομαδιαίες (168h), μηνιαίες (720h) ή ετήσιες (8760h). Η μελλοντική εξέλιξη των ΚΔΦ παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα.



Σχήμα 17:Μελλοντική εξέλιξη καμπυλών διάρκειας φορτίου [25].

Όπως παρατηρούμε, η μέγιστη αιχμή από 9902 MW το 2010 προβλέπεται να ξεπεράσει τα 12000 MW το 2020, η οποία διαρκεί για ελάχιστες ώρες το χρόνο απαιτώντας όμως, όπως είχαμε τονίσει και στο πρώτο κεφάλαιο, την τήρηση σημαντικής εφεδρείας ισχύος για την κάλυψή της. Τις περισσότερες ώρες του έτους η το φορτίο κυμαίνεται μεταξύ 4000 και 8000 MW.

Η *Επιτροπή 20-20-20* που συστήθηκε πρόσφατα με στόχο τη διερεύνηση των δυνατοτήτων εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος της χώρας, ενόψει της εφαρμογής της νέας ευρωπαϊκής πολιτικής σε σχέση με την διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έχει καταρτίσει διάφορα σενάρια για την προοπτική εξέλιξης του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα σενάρια που μελετήθηκαν αποτελούν διαφορετικές προοπτικές εξέλιξης του ενεργειακού τομέα της χώρας που, στο χρονικό πλαίσιο της μελέτης μέχρι το 2020, θεωρείται ότι είναι δυνατόν να συμβούν. Αναλύθηκαν σενάρια, όπου γίνεται η υπόθεση ότι το ενεργειακό σύστημα εξελίσσεται με βάση τις ήδη δρομολογημένες πολιτικές (σενάριο αναφοράς), ενώ στη συνέχεια αναλύθηκαν σενάρια όπου θεωρήθηκε η επιτυχής υλοποίηση των στόχων της ευρωπαϊκής πολιτικής για την Ελλάδα (σενάριο επίτευξης στόχων). Στα σενάρια αυτά, προσδιορίσθηκαν και

αξιολογήθηκαν τα εναλλακτικά μέτρα ενεργειακής πολιτικής με τα οποία μπορούν να επιτευχθούν οι εθνικοί ευρωπαϊκοί στόχοι. Οι βασικές προσδιοριστικές παράμετροι για την κατάρτιση των σεναρίων ήταν η εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας στη χώρα, η εξέλιξη των διεθνών τιμών καυσίμων, τα εναλλακτικά επίπεδα χρήσης του λιγνίτη, η επίδραση των τιμών των τεχνολογιών ΑΠΕ στην διείσδυσή τους και η επίδραση των διασυνδέσεων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ποσοτική ανάλυση της πρώτης ομάδας σεναρίων γίνεται με την βοήθεια των μαθηματικών μοντέλων *MARKAL, WASP IV* και *COST*. Το μοντέλο *MARKAL* είναι ένα *bottom-up, demand-driven* ενεργειακό μοντέλο βελτιστοποίησης που περιγράφει το σύνολο του ενεργειακού τομέα της χώρας και, με δεδομένες υποθέσεις για την εξέλιξη των μακροοικονομικών στοιχείων της χώρας, των διεθνών τιμών της ενέργειας, και των διαθέσιμων ενεργειακών τεχνολογιών, προσδιορίζει το συνδυασμό ελαχίστου κόστους τεχνολογιών και καυσίμων που εξυπηρετεί την ζήτηση δεδομένης ωφέλιμης ενέργειας υπό περιορισμούς, όπως είναι για παράδειγμα το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τον ενεργειακό τομέα, κλπ. Έτσι, είναι τελικά δυνατή η ταυτόχρονη αξιολόγηση των ενεργειακών και περιβαλλοντικών πολιτικών στους τομείς προσφοράς και ζήτησης ενέργειας.

Για την λεπτομερέστερη ανάλυση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, χρησιμοποιείται το μοντέλο *WASP*. Με το μοντέλο *WASP* προσδιορίζεται το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ελαχίστου κόστους που εξυπηρετεί την αναμενόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος και που ταυτόχρονα εξασφαλίζει την οικονομική βιωσιμότητα των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, χρησιμοποιείται το μοντέλο COST για την χρονολογική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Με το μοντέλο αυτό, προσδιορίζεται η φόρτιση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής έτσι ώστε να διασφαλίζεται η ομαλή συνεργασία των σταθμών ΑΠΕ με τους θερμικούς σταθμούς.

Αναλυτικά, τα αποτελέσματα της παραγόμενης ενέργειας, της εγκατεστημένης ισχύος και των εκπομπών CO_2 για τα δύο σενάρια με ορίζοντα το 2020, παρουσιάζονται στους επομένους πίνακες [26].

	Σενάριο αναφοράς				Σενάριο επίτευξης στόχων			
	2015		2020		2015		2020	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Λιγνίτης	24005	3992	20278	3362	21364	3992	16329	3362
Πετρέλαιο	4529	1310	2054	1268	3641	1381	1545	1378
Φυσ. Αέριο	20655	6085	27894	7610	18721	5909	21618	7312
Υδρ/κά	5563	3589	6399	4486	5685	3615	6575	4531
Αιολικά	8632	3781	14384	6250	9674	4303	16797	7500
Φωτ/κα	540	411	920	700	1668	1270	2891	2200
Βιομάζα	205	50	205	50	505	120	1258	250
Σύνολο	64129	19217	72183	23734	61258	20590	67014	26533

Πίνακας 8 : Παραγόμενη ενέργεια και εγκατεστημένη ισχύς για τα δύο σενάρια.

Mtons CO_2		2015	2020
Ηλεκτρο-παραγωγή	Σενάριο Αναφοράς	43	36
	Σενάριο Επίτευξης στόχων	38	34.4

Πίνακας 9:Εκπομπές CO_2 από την ηλεκτροπαραγωγή για τα δύο σενάρια το 2015 και 2020.

2.2 Εντάξεις - αποσύρσεις μονάδων

Το 2010, στην ίδια περιοχή με την ήδη λειτουργούσα μονάδα φυσικού αερίου ανοικτού κύκλου του Ήρωνα (*Ήρων Ι*, Βοιωτία), εντάχθηκε στο σύστημα και η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου ονομαστικής ισχύος 435MW (*Ήρων ΙΙ*), η οποία τέθηκε σε δοκιμαστική λειτουργία. Επίσης, τον Απρίλιο του 2010 τέθηκε σε δοκιμαστική λειτουργία η μονάδα ΙΙ της *ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ* στη Θίσβη Βοιωτίας ισχύος 421,6 MW.

Μετά το 2011 αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα μεταφοράς μία μονάδα ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου, στον Αγ. Νικόλαο Βοιωτίας (*ENDESA HELLAS A.E.*) ισχύος 430,13 MW, καθώς και οι νέες μονάδες παραγωγής συνδυασμένου κύκλου της ΔΕΗ στο Αλιβέρι και τη Μεγαλόπολη, ισχύος 360 MW και 850MW αντίστοιχα. Με την ένταξη της νέας μονάδας στη Μεγαλόπολη θα αποσυρθούν οι παλαιές λιγνιτικές μονάδες Μεγαλόπολη Ι και ΙΙ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 250 MW. Μέχρι το 2012, σταδιακά θα αρχίσουν να αποσύρονται και οι λιγνιτικές μονάδες Πτολεμαΐδα 1,2, ενώ μέχρι το 2014 το διασυνδεδεμένο σύστημα θα αποδεσμευτεί πλήρως από την καύση πετρελαίου, αποσύροντας τις μονάδες *mazout* στο Αλιβέρι και το Λαύριο (αρχικά θα τεθούν σε ψυχρή εφεδρεία).

Την ίδια περίοδο αναμένεται να αρχίσουν να εντάσσονται και οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί Ιλαρίωνας, Μετσοβίτικο και Μεσοχώρα, ισχύος 630 MW, ενώ μέχρι το 2020 θα λειτουργήσει ένας μεγάλος υδραντλητικός σταθμός στο Καστράκι, συνολικής ισχύος 880 MW.

Όσον αφορά το μη διασυνδεδεμένο σύστημα, την επόμενη διετία πρόκειται να ενταχθεί το φυσικό αέριο στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης, με την ανάπτυξη τερματικού σταθμού εισαγωγής υγροποιημένου φυσικού αερίου (L.N.G) στη θέση Κορακιά, στο βόρειο τμήμα του νησιού, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 500MW

(η πρώτη μονάδα των 250MW θα τεθεί σε λειτουργία στα τέλη του 2012). Παράλληλα η ΔΕΗ θα μετατρέψει μερικές μονάδες των υφιστάμενων σταθμών των Χανίων (συνδυασμένου κύκλου 186MW) και του Αθερινόλακου (100MW), ώστε να γίνεται καύση φυσικού αερίου, επιτρέποντας έτσι παράλληλα με το σταθμό της Κορακιάς την σταδιακή απόσυρση ρυπογόνων ατμοηλεκτρικών και αεριοστροβιλικών μονάδων και την οριστική παύση λειτουργίας του σταθμού των Λινοπεραμάτων. Στο σύστημα της Ρόδου, το 2012, αναμένεται να ενταχθεί μία ακόμη ατμοηλεκτρική μονάδα με καύσιμο *mazout* ισχύος 120MW, λόγω του ολοένα αυξανόμενου φορτίου, ειδικά κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι αποσύρσεις και εντάξεις των μεγαλύτερων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο ελληνικό σύστημα (χωρίς τις μονάδες ΑΠΕ), με χρονικό ορίζοντα το 2020. Συνολικά προβλέπονται εντάξεις και αποσύρσεις μονάδων συνολικής ισχύος 6084 και 4173 MW αντίστοιχα.

	Τεχνολογία	Έτος ένταξης	Όνομα μονάδων	Ισχύς (MW)	Σύνολο τομέα (MW)
Εντάξεις μονάδων	Λιγνιτικές	2017	Πτολεμαΐδα V	600	1050
		2018	Μελίτη ΙΙ	450	
	Πετρελαϊκές	2011	Αθερινόλακος (από το 2016 με φ. αέριο)	100	220
		2012	ΑΗΣ Ρόδου	120	
	Φυσικού αερίου (συνδυασμένου κύκλου)	2011	Ήρων ΙΙ , Θίσβη, Άγ. Νικόλαος	1258	3598
		2012	Αλιβέρι V, Motor-oil, Χανιά	1040	
		2013	Μεγαλόπολη V	800	
		2014	Κορακιά (Κρήτη)	500	
	Υδρ/κές	2012	Ιλαρίωνας, Μετσοβίτικο	153 29	1222
		2013	Μεσοχώρα	160	
		2019	Καστράκι 2 (Αντλητικό υδρ/κό)	880	

Πίνακας 10 : Πρόγραμμα εντάξεων μονάδων στο σύστημα με χρονικό ορίζοντα το 2020 [8].

	Τεχνολογία	Έτος απόσυρσης	Όνομα μονάδων	Ισχύς (MW)	Σύνολο τομέα (MW)
Αποσύρσεις μονάδων	Λιγνιτικές	2011	Πτολεμαΐδα 1, Μεγαλόπολη 1-2	290	2504
		2012	Πτολεμαΐδα 2, Λιπτόλ	150	
		2014	Πτολεμαΐδα 3-4	393	
		2019	Καρδιά 1-4, Αμύνταιο 1-2	1671	
	Πετρελαϊκές	2012	Λινοπεράματα 1-4, Χανιά 1,4,5, Κυκλάδες	304	1158
		2013	Αλιβέρι 3-4	289	
		2014	Λαύριο 1-2, Λινοπεράματα	565	
	Φυσικού αερίου (συνδυασμένου κύκλου)	2014	Λαύριο 3	173	511
		2015	Άγ. Γεώργιος 8-9	338	

Πίνακας 11: Πρόγραμμα αποσύρσεων μονάδων στο σύστημα με χρονικό ορίζοντα το 2020 [8].

Αξιοσημείωτο είναι επίσης και το πλήθος των αδειοδοτημένων, έως τα τέλη του 2010, θερμοηλεκτρικών μονάδων συνολικής ισχύος 4747MW. Από αυτά, τα 460 MW αφορούν μία λιγνιτική μονάδα στη Φλώρινα (ΘΗΣ Βεγόρας), τα 440 MW μεγάλα υδροηλεκτρικά (Καρδίτσα, Άραχθος, Αχελώος), ενώ τα υπόλοιπα 3847 MW σταθμούς φυσικού αερίου. Επιπλέον, ύστερα από υπουργική απόφαση δόθηκε η άδεια για τη δημιουργία μονάδας ηλεκτροπαραγωγής από καύσιμα LPG[1], και αποθηκών αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου LNG στη ΝΑΒΙΠΕ Αστακού, συνολικής ισχύος 1100MW (ηλεκτροπαραγωγή και πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, αποκλειστικά από αέρια καύσιμα με μονάδες συνδυασμένου κύκλου υψηλής απόδοσης).

Στο επίπεδο της αδειοδοτικής διαδικασίας των μονάδων ΑΠΕ, σημαντική είναι η αύξηση των συμβάσεων αγοραπωλησίας από τα 301 MW στα 886 MW αντίστοιχα. Οι εκτιμήσεις του ΥΠΕΚΑ για την ισχύ Α.Π.Ε. που θα εγκατασταθεί εντός του 2011 είναι για τουλάχιστον 300 MW από αιολικά πάρκα και 200 MW από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, εκτιμήσεις που στο τέλος του έτους μπορεί να αποδειχθούν συντηρητικές. Σημαντικό είναι και το πλήθος νέων αδειών παραγωγής που εκδόθηκαν από τη ΡΑΕ ανεβάζοντας την αδειοδοτημένη ισχύ από τα 8.360 MW του τέλους του 2009 στα 18.819 MW στο τέλος του 2010. Οι νέες άδειες παραγωγής αφορούν κυρίως σε αιολικές εγκαταστάσεις και δευτερευόντως σε φωτοβολταϊκούς και μικρούς[2] υδροηλεκτρικούς σταθμούς [22].

1 Είναι ένα μίγμα υδρογονανθράκων προπανίου και βουτανίου σε ποσοστό 30-70%. Είναι σε αέρια μορφή σε θερμοκρασίες και πιέσεις περιβάλλοντος, αλλά υγροποιούνται εύκολα με την αύξηση της πίεσης (4-12 bar).
2 Στους μικρούς υδροηλεκτρικούς κατατάσσονται οι σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος έως 10MW.

2.3 Μελλοντικές διασυνδέσεις

Στα πλαίσια της στρατηγικής ανάπτυξης του συστήματος προβλέπονται νέες διασυνδέσεις με τη Βουλγαρία και την Ιταλία. Με τη Βουλγαρία υφίσταται ήδη μια διασύνδεση από το ΚΥΤ Θεσσαλονίκης (Ωραιόκαστρο) προς Dubrovo. Με την κατασκευή του ΚΥΤ Λαγκαδά στα ανατολικά της Θεσσαλονίκης, προβλέπεται η μεταφορά της υφιστάμενης διασυνδετικής ΓΜ στο νέο ΚΥΤ.

Παραλλήλως, η ελληνική πλευρά προώθησε και τη διασύνδεση με τη Τουρκία έχοντας υπόψη τη μελλοντική ανάπτυξη νέας διασύνδεσης με τη Βουλγαρία. Για το σκοπό αυτόν, το υπό κατασκευή τμήμα ΓΜ από το ΚΥΤ Φιλίππων μέχρι το ΚΥΤ της Ν. Σάντας κατασκευάζεται με διπλό κύκλωμα, ενώ το τμήμα από το ΚΥΤ Ν. Σάντας μέχρι τα σύνορα με την Τουρκία με απλό κύκλωμα, όπως παγίως γίνεται για τις διασυνδετικές γραμμές.

Η ενίσχυση της διασύνδεσης με την Ιταλία, αποτελεί επίσης στρατηγική επιδίωξη του ΔΕΣΜΗΕ που συναρτάται με τον ευρύτερο στόχο να αποτελέσει η χώρα μας κέντρο διαμετακόμισης ενέργειας μεταξύ των ανατολικών και δυτικών χωρών της Ευρώπης. Συγκεκριμένα, έχει προταθεί στην Ιταλική πλευρά η κατασκευή νέου συνδέσμου ισχύος 500 MW με στόχο το διπλασιασμό της μεταφορικής ικανότητας προς Ιταλία. Τα τελευταία χρόνια έγιναν συναντήσεις μεταξύ του ΔΕΣΜΗΕ και της TERNA (που είναι ο κύριος και διαχειριστής του Συστήματος της Ιταλίας) και των ρυθμιστικών αρχών των δύο χωρών, ωστόσο μέχρι σήμερα δεν υπάρχει συμφωνία. Το έργο, βέβαια, είναι υψηλού κόστους, της τάξεως των 300 M€ ή και περισσότερο, λόγω της απαιτούμενης τεχνολογίας και των μεγάλων υποβρυχίων τμημάτων που απαιτούνται.

Συνοψίζοντας, η χώρα διαθέτει ήδη σημαντικότατες διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες. Η νέα διασύνδεση με την Τουρκία έχει ολοκληρωθεί και θα τεθεί σε λειτουργία στις αρχές του 2011. Νέα αναμενόμενη διασύνδεση είναι αυτή προς Βουλγαρία στην όδευση Ν. Σάντα – Maritsa, ενώ είναι δυνατός και ο διπλασιασμός της ισχύος του υφισταμένου συνδέσμου με την Ιταλία [8].

2.4 Οι στόχοι της Ελλάδας για το 2020

Στο πλαίσιο της ολοκληρωμένης ευρωπαϊκής πολιτικής για την κλιματική αλλαγή και την ενέργεια όπου τίθενται σε επίπεδο ευρωπαϊκής ένωσης, οι στόχοι για τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και την εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας (γνωστοί ως στόχοι 20-20-20), υιοθετήθηκε από τα κράτη μέλη ένα ευρύ νομοθετικό «πακέτο». Εκεί περιλαμβάνεται και η οδηγία 2009/28/ΕΚ για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές που θέτει τον νομικά δεσμευτικό στόχο 20% για συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας της ΕΕ-27 μέχρι το 2020, ενώ για την Ελλάδα ο αντίστοιχος στόχος προσδιορίζεται στο 18%.

Σύμφωνα με την οδηγία: τίθεται νομικά δεσμευτικός ευρωπαϊκός στόχος 20% συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2020, συμπεριλαμβανομένου ποσοστού 10% συμμετοχής τους στον τομέα μεταφορών Προβλέπεται για πρώτη φορά αξιοποίηση των Α.Π.Ε. σε όλες τις ενεργειακές χρήσεις (ηλεκτροπαραγωγή, ψύξη/ θέρμανση, μεταφορές/ βιοκαύσιμα) Η εξειδίκευση σε εθνικούς στόχους στηρίζεται στο ΑΕΠ με σημείο εκκίνησης το ποσοστό συμμετοχής των Α.Π.Ε. σε κάθε κράτος-μέλος κατά το έτος 2005, με το συγκεκριμένο ποσοστό για την Ελλάδα να προσδιορίζεται στο 18%. Προτείνεται εμπορία εγγυήσεων προέλευσης και παράλληλα δυνατότητα διατήρησης των εθνικών συστημάτων υποστήριξης (feed-in tariffs). Τέλος, υποχρεώνονται τα κράτη μέλη να υποβάλουν Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ανανεώσιμη Ενέργεια.

Η ελληνική κυβέρνηση με το νόμο 3851/2010 *«Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής»* (ΦΕΚ Α' 85), προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των Α.Π.Ε. στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος και εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές. Παράλληλα, στο πλαίσιο εφαρμογής της οδηγίας 2009/28/ΕΚ, εκπονήθηκε και υποβλήθηκε στην ευρωπαϊκή επιτροπή το *Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*, που αποτελεί το κατεξοχήν εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού μέχρι το 2020 [27].Με εξουσιοδότηση του ν.3851/2010, εκδόθηκε και η υπουργική απόφαση 19598/1-10-2010 (ΦΕΚ 1630 Β'/11.10.2010), με θέμα την *«Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε.»*.

Τα παραπάνω στρατηγικά κείμενα αναφοράς διαμορφώνουν το βασικό πλαίσιο πολιτικής για την προώθηση των Α.Π.Ε. στη χώρα μας. Στον πίνακα που ακολουθεί καταγράφεται το ενεργειακό μείγμα ανά τεχνολογία και κατηγορία παραγωγού όπως προσδιορίζεται στη σχετική απόφαση [28]:

Τεχνολογία	Χρονικός ορίζοντας	
	2014 (MW)	2020 (MW)
Υδροηλεκτρικά	3700	4650
Φωτοβολταϊκά	1500	2200
Αιολικά	4000	7500
Βιομάζα	200	350

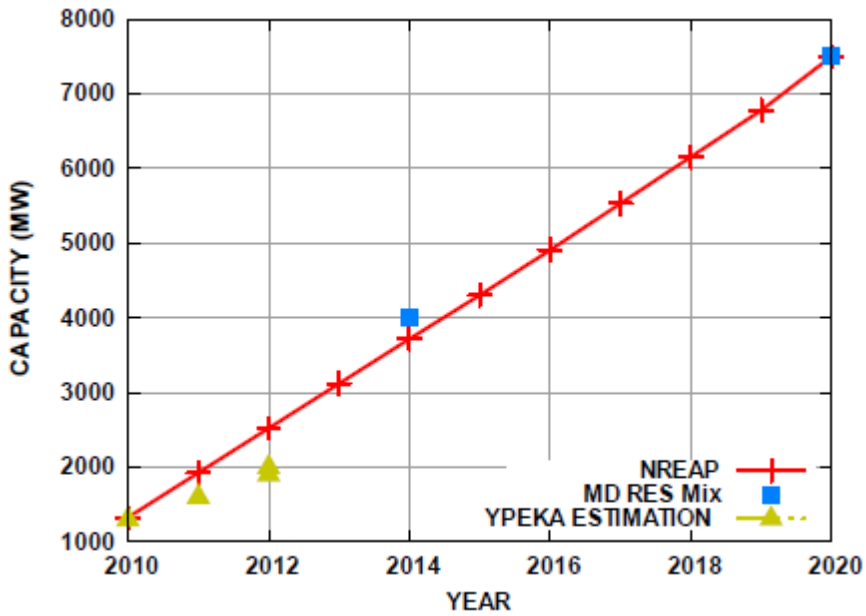
Πίνακας 12 : Όρια εγκατεστημένης ισχύος ανα τεχνολογία ΑΠΕ με χρονικό ορίζοντα τα έτη 2014 και 2020.

Το κρίσιμο θέμα όμως που τίθεται είναι η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος παραγωγής – μεταφοράς υπό μεγάλη αιολική διείσδυση, κυρίως λόγω της στοχαστικής φύσης του ανέμου και της μεγάλης αβεβαιότητας στην πρόβλεψή του. Δεδομένου ότι οι στόχοι που τίθενται αφορούν ποσοστά επί της ενέργειας και όχι απόλυτα μεγέθη, η μετάφραση των ποσοστών αυτών σε συγκεκριμένα ποσά ενέργειας (GWh) και στη συνέχεια σε αντίστοιχα ποσά εγκατεστημένης ισχύος (MW) μονάδων ΑΠΕ, βασίζεται στις προβλέψεις ενέργειας στο διασυνδεμένο σύστημα κατά το έτος-στόχο 2020. Με μία εκτίμηση των πιο πάνω μεγεθών με βάση το σενάριο αναφοράς για την εξέλιξη της ζήτησης, ο στόχος διείσδυσης ΑΠΕ κατά 40% στην ηλεκτροπαραγωγή φαίνεται να μεταφράζεται σε 25500 GWh από ΑΠΕ το 2020 [22].

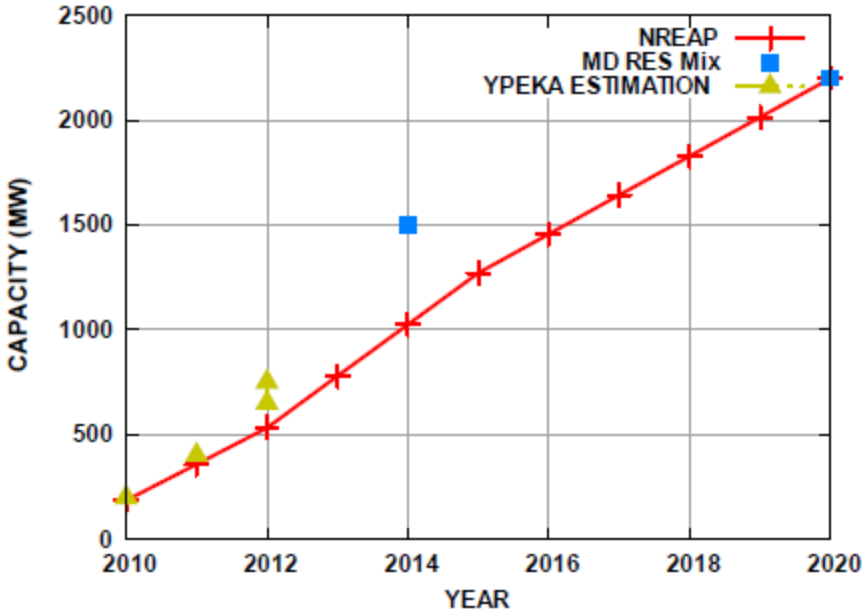
Μια εύλογη υπόθεση με βάση τα μέχρι τώρα στατιστικά στοιχεία για την υδραυλική παραγωγή από μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς και την μικρή αναμενόμενη αύξηση εγκαταστημένης ισχύος, οδηγούν στην εκτίμηση της παραγωγής μεγάλων υδροηλεκτρικών στις 5000 GWh. Αντίστοιχα εκτιμάται ότι οι σταθμοί βιομάζας και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί μπορούν να συνεισφέρουν κατ' ελάχιστον 2500 GWh το 2020. Οι πιο πάνω υποθέσεις οδηγούν σε μία καταρχήν εκτίμηση του στόχου για παραγωγή από αιολικά πάρκα στις 18000 GWh, που αντιστοιχεί σε περίπου 8000 MW εγκατεστημένης ισχύος. Φυσικά τα πιο πάνω αποτελούν εκτιμήσεις και υποθέσεις. Είναι φανερό ότι χαμηλότερη εξέλιξη της ζήτησης μέχρι το 2020 οδηγεί σε χαμηλότερα μεγέθη και αντίστροφα [8].

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζεται συγκριτικά η προοπτική ανάπτυξης για τις δύο τεχνολογίες Α.Π.Ε. με τη μεγαλύτερη διείσδυση, τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά. Σε κάθε διάγραμμα παρουσιάζονται οι ενδεικτικές καμπύλες του εθνικού σχεδίου δράσης για τις Α.Π.Ε. (NREAP), οι τιμές της υπουργικής

απόφασης για το μείγμα το 2014 και το 2020 (MD RES mix), καθώς και οι εκτιμήσεις της υπηρεσίας Α.Π.Ε. (ΥΡΕΚΑ estimations) [22].



Διάγραμμα 1: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών.



Διάγραμμα 2: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών σταθμών.

Από τα ανωτέρω διαγράμματα προκύπτει ότι η διείσδυση των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι μεγαλύτερη της προβλεπόμενης στο εθνικό σχέδιο δράσης για τις Α.Π.Ε. και η τάση της δείχνει ότι θα ικανοποιηθεί ο στόχος για το 2014 που προκύπτει από την υπουργική απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία

εγκατεστημένης ισχύος. Οι προβλεπόμενες επενδύσεις στον τομέα των Α.Π.Ε. αναμένεται να έχουν σημαντικό οικονομικό αντίκτυπο. Το συνολικό ύψος για επενδύσεις σε έργα Α.Π.Ε. στη δεκαετία 2010-2020 εκτιμάται ότι θα αγγίξει τα 16,4 δις €. Στο ποσό αυτό θα πρέπει να προστεθούν και οι αναγκαίες επενδύσεις σε δίκτυα και διασυνδέσεις που εκτιμώνται σε επιπλέον 4-5 δις €. Ο μέσος ετήσιος προϋπολογισμός των επενδύσεων ανέρχεται σε 2 δις € , αν και ίσως με κάπως χαμηλότερα ποσά στα πρώτα έτη της δεκαετίας.

Συγκεκριμένα για το 2011, οι επενδύσεις θα προέλθουν από δύο κυρίως τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, καθώς και από τα απαραίτητα έργα αναβάθμισης του συστήματος μεταφοράς και των δικτύων διανομής, προκειμένου να απορροφηθεί με τον βέλτιστο τρόπο η επιπλέον ισχύς των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. Αναφορικά με τα φωτοβολταϊκά συστήματα, εκτιμάται ότι το 2011 θα εγκατασταθούν επιπλέον τουλάχιστο 200 MW. Υπό κατασκευή βρίσκονται αιολικά πάρκα ισχύος περίπου 300 MW, τα οποία αναμένεται να λειτουργήσουν μέσα στο 2011 και αντιστοιχούν σε ένα συνολικό προϋπολογισμό της τάξης των 450 εκ. €.

Όσον αφορά τις επενδύσεις στο ηλεκτρικό δίκτυο, ο προϋπολογισμός των έργων της Μελέτης Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς για το 2011 [6] που σχετίζονται με τις Α.Π.Ε., εκτιμάται από τον ΔΕΣΜΗΕ στα 100 εκ. € (συμπεριλαμβανομένης και της συμμετοχής των ιδιωτών) ενώ η ΔΕΗ προβλέπει επιπλέον 470 εκ. € για την ενίσχυση των δικτύων διανομής της, εκ των οποίων τα 150 εκ. € σχετίζονται άμεσα με την ανάπτυξη των Α.Π.Ε.. Συνολικά οι επενδύσεις εντός του 2011 που άμεσα ή έμμεσα συνδέονται με την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. στη χώρα μας εκτιμάται ότι θα ανέλθουν στα 1.350 εκ. €.

Κεφάλαιο 3

Παρουσίαση του προβλήματος

3.1 Διατύπωση του προβλήματος

Σκοπός της εργασίας είναι να υπολογίσουμε το ποσοστό εκείνο της παραγόμενης ενέργειας που πρέπει να συνεισφέρει κάθε ενεργειακός τομέας της Ελλάδας (λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο, υδροηλεκτρικά, αιολικά φωτοβολταϊκά, βιομάζα) σε ετήσια βάση, ώστε να επιτυγχάνεται το ελάχιστο κόστος και οι μικρότερες επιπτώσεις από τις εκπομπές των μονάδων, ικανοποιώντας παράλληλα περιορισμούς εγκατεστημένης ισχύος, ζήτησης ενέργειας και εκπομπών.

Πιο αναλυτικά, θα σχηματίσουμε μια συνάρτηση κόστους, η οποία θα περιλαμβάνει το εσωτερικό και το εξωτερικό κόστος παραγωγής των ηλεκτρικών μονάδων κάθε τομέα, δηλαδή το κόστος καυσίμου, λειτουργίας, συντήρησης και εγκατάστασης (εσωτερικό κόστος), καθώς και το κόστος που προκαλούν οι εκπομπές των μονάδων σε περιβαλλοντικό και κοινωνικό επίπεδο (εξωτερικό κόστος). Όλα τα κόστη εκφράζονται σε ευρώ ανα παραγόμενη ενέργεια, δηλαδή €/MWh. Λαμβάνοντας υπόψιν την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων κάθε τομέα (MW), η οποία θα κυμαίνεται μεταξύ μιας ελάχιστης και μέγιστης τιμής ανάλογα με το πρόγραμμα εντάξεων ή αποσύρσεων των μονάδων καθώς και της πρόσθετης ισχύος που πρέπει να εγκατασταθεί (κυρίως από ΑΠΕ ή φυσικό αέριο) για την επίτευξη των στόχων που έχει θέσει η χώρα με ορίζοντα το 2020, θα υπολογίσουμε την παραγόμενη ενέργεια (MWh) και τις εκπομπές από κάθε ενεργειακό τομέα καθώς επίσης την εγκατεστημένη ισχύ και το συνολικό κόστος κάθε λύσης, ώστε να ελαχιστοποιείται η συνάρτηση κόστους.

Θα καταρτίσουμε δύο σενάρια για την παραγωγή ανάλογα με τους περιορισμούς που θα χρησιμοποιήσουμε. Οι βασικοί περιορισμοί θα είναι η κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση (TWh) και τα άνω και κάτω όρια της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών (τωρινής ή μελλοντικής), αλλά θα θέσουμε και περιορισμούς για τις μέγιστες εκπομπές CO_2 από τους θερμικούς σταθμούς[1] καθώς και για το ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ[2].

[1]Σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο κατανομής εκπομπών υπάρχουν όρια για τις μέγιστες εκπομπές CO_2 από τους θερμικούς σταθμούς, τα οποία αν τα υπερβούν επιβαρύνονται με κόστος για κάθε επιπλέον τόνο εκπομπών [27]
[2]Νόμος 3851/2010 για το ποσοστό της ενέργειας που θα παράγεται από ΑΠΕ μαζί με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έως το 2020 (40%))

Όπως αναφέραμε προηγουμένως, η συνάρτηση κόστους εκφράζει το συνολικό κόστος κάθε ενεργειακού τομέα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, και επομένως σε αυτήν θα αθροίζονται το συνολικό εσωτερικό κόστος των μονάδων καθώς και το εξωτερικό κόστος των εκπομπών. Οπότε το πρόβλημα μοντελοποιείται ως ακολούθως:

Εύρεση του διανύσματος $x = \begin{Bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{Bmatrix}$, έτσι ώστε min $C^T x$

με $C = \sum_{1}^{n} [FCost + (O\&M)Cost + InvCost + EmCost]$

υπό τους περιορισμούς,

$$\sum_{i}^{n} x_i = \zeta\eta\tau\eta\sigma\eta$$

$$P_{\min} \le P_i \le P_{\max}$$

$$x_i > 0$$

Όπου: x_i = παραγόμενη ενέργεια κάθε τομέα (i= 1:7)

P_i = άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος κάθε τομέα (MW)

FCost = κόστος κατανάλωσης καυσίμου (€/MWh)

(O&M)Cost = κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)

InvCost= κόστος επένδυσης -εγκατάστασης (€/MWh)

EmCost= εξωτερικό κόστος εκπομπών (€/MWh)

Το παραπάνω είναι το βασικό πρόβλημα, καθότι θα εντάξουμε και άλλους δύο περιορισμούς στη συνέχεια (ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ και όρια εκπομπών CO_2) .Το πρόβλημα όπως παρατηρούμε είναι γραμμικό, αφού η συνάρτηση κόστους καθώς και οι περιορισμοί είναι γραμμικοί συνδυασμοί των μεταβλητών απόφασης x_i ,οπότε θα επιλυθεί με γραμμικό προγραμματισμό.

Ο τρόπος και η μέθοδος επίλυσης, τα κόστη και γενικά όλα τα δεδομένα παρουσιάζονται αναλυτικά στις επόμενες παραγράφους. Προηγουμένως όμως, θα περιγράψουμε ένα βασικό μέγεθος το οποίο είναι απαραίτητο για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας και στη χρήση των δεδομένων, το συντελεστή χρησιμοποίησης.

3.2 Συντελεστής χρησιμοποίησης (utilization factor)

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (utilization factor) ορίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας σε ένα ορισμένο χρονικό διάστημα, συνήθως το έτος, προς την ενέργεια που θα μπορούσε να παραχθεί αν το διάστημα αυτό οι μονάδες λειτουργούσαν συνεχώς στην ονομαστική τους ισχύ και υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο (για ετήσια παραγωγή):

$$uf = \frac{E}{8760h * P} 100\%$$

Όπου: uf = συντελεστής χρησιμοποίησης
E = η ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)
P = η ονομαστική ισχύς (MW)

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ποικίλει ανάλογα με τον τύπο καυσίμου και το είδος της μονάδας. Παραδείγματος χάριν, οι λιγνιτικοί σταθμοί οι οποίοι χρησιμοποιούνται ως σταθμοί βάσης (για την κάλυψη της βασικής και συνεχούς ζήτησης αφού έχουν χαμηλό κόστος παραγωγής) παρουσιάζουν γενικά υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης. Το 2010 από τα 5250 MW εγκατεστημένης ισχύος λιγνιτικών σταθμών παρήχθησαν 27.4 TWh, συντελεστής χρησιμοποίησης δηλαδή 59.7% [13].

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι συντελεστές χρησιμοποίησης της τελευταίας τριετίας ανα ενεργειακό τομέα της Ελλάδας:

Τύπος	2010 (%)	2009 (%)	2008 (%)
Λιγνίτης	59,7	72,5	70,9
Πετρέλαιο	31,9	27	34.1
Φυσικό αέριο	47,3	43,7	62,1
Υδροηλεκτρικά	22,5	18,8	11,3
Αιολικά	28,8	28,6	24
Φωτοβολταϊκά	9,85	11,2	5,3
Βιομάζα	53,4	50,9	51,2

Πίνακας 13 : Συντελεστές χρησιμοποίησης για τα έτη 2008 έως 2010 [27].

Σύμφωνα με τα παραπάνω, όπως ήταν αναμενόμενο, ο λιγνιτικός τομέας εμφανίζει το μεγαλύτερο συντελεστή χρησιμοποίησης με ποσοστό 60% και ακολουθεί το φυσικό αέριο με 47%. Το 32% του πετρελαϊκού τομέα για το 2010, αφορά το μη διασυνδεδεμένο σύστημα αφού σε αυτό παράγεται το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας (οι πετρελαϊκοί σταθμοί του διασυνδεδεμένου συστήματος αρχίζουν να αποσύρονται).Μεγάλα σχετικά είναι και τα ποσοστά των υδροηλεκτρικών σε σχέση με τα προηγούμενα χρόνια και αυτό εξαιτίας των πολλών βροχοπτώσεων της τελευταίας τριετίας, ενώ τα αιολικά εμφανίζουν συντελεστή 28% .

Σύμφωνα με τη ΡΑΕ, επειδή, η σταδιακή αύξηση στην εγκατάσταση αιολικών σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά συνεπάγεται και αντίστοιχη μείωση της παραγωγής των σταθμών αυτών σε ετήσια βάση λόγω των τιθέμενων περιορισμών κατά τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών, εκτιμάται ότι η ελάχιστη τιμή του συντελεστή ώστε να εξασφαλίζεται η οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού σταθμού είναι 27,5% [29].Τα φωτοβολταϊκά παρουσιάζουν αρκετά μικρό συντελεστή χρησιμοποίησης, εξαιτίας και της τεχνολογίας τους (αφού δεν μπορούν να παράγουν τις νυκτερινές ώρες), γύρω στο 10%, το οποίο όμως σύμφωνα με το εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ πρόκειται να αυξηθεί από φέτος στο 15% (σε άλλες χώρες η τιμή αυτή για τα φωτοβολταϊκά φτάνει στο 20%) [30].

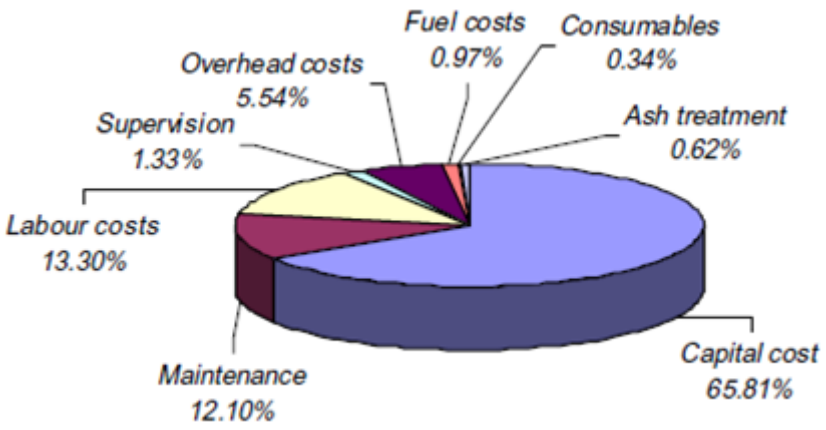
Ο συντελεστής χρησιμοποίησης δεν μπορεί ποτέ να είναι 100% και αυτό διότι μία μονάδα μπορεί να είναι εκτός λειτουργίας για κάποιο χρονικό διάστημα λόγω συντήρησης ή επισκευής, καθώς επίσης μπορεί να υπάρχει περίσσεια ενέργειας ή η τιμή της να είναι πολύ χαμηλή καθιστώντας την παραγωγή μη βιώσιμη οικονομικά (κυρίως για σταθμούς αιχμής). Επιπλέον, οι σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μπορεί να είναι σε θέση να παράγουν αλλά το 'καύσιμό' τους (αέρας, νερό, ήλιος) να μην είναι διαθέσιμο. Η παραγωγή για παράδειγμα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού υπόκειται σε περιορισμούς όπως το να διατηρηθεί η στάθμη του νερού σε ένα όριο (αν είναι τύπου φράγματος) για να μην υπάρξουν προβλήματα στην βιοποικιλότητα φροντίζοντας να καλύπτονται παράλληλα ανάγκες άρδευσης.

Γνωρίζοντας τον συντελεστή χρησιμοποίησης μπορούμε να υπολογίσουμε την παραγόμενη ενέργεια μιας μονάδας για κάποια περίοδο ή κατά την διάρκεια ζωής της. Παραδείγματος χάριν, 1 MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος μπορεί ετησίως να παράγει ενέργεια (με συντελεστή χρησιμοποίησης cf=0.3) περίπου:

$$E_{αιολ} = 1\ MW*8760h*0.3 = 2628\ MWh.$$

3.3 Εσωτερικό κόστος ηλεκτρικών μονάδων

Το εσωτερικό κόστος όπως αναφέραμε προηγουμένως, αποτελείται από το κόστος κατανάλωσης καυσίμου, το κόστος λειτουργίας-συντήρησης και το κόστος της επένδυσης. Ένα τυπικό παράδειγμα επιμερισμού του συνολικού εσωτερικού κόστους στα διάφορα κόστη για έναν λιγνιτικό σταθμό παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα [31]:



Σχήμα 18:Καταμερισμός εσωτερικού κόστους λιγνιτικού σταθμού

3.3.1 Κόστος κατανάλωσης καυσίμου

Ως κόστος κατανάλωσης καυσίμου θεωρούμε το κόστος που πρέπει να δαπανηθεί για καύσιμα ώστε να παραχθεί μια MWh από τις εκάστοτε ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες, χωρίς να συμπεριλαμβάνονται δαπάνες εξόρυξης, εκπομπών CO_2 και τελικής διάθεσης των αποβλήτων του καυσίμου. Το κόστος καυσίμου μπορεί να ποικίλει σημαντικά ανάλογα με το είδος και την παλαιότητα της τεχνολογίας, την περιοχή της εγκατάστασης, τα αποθέματα και τις κοινωνικοπολιτικές εξελίξεις.

Η συνάρτηση κατανάλωσης καυσίμου F_i μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$F_i = A + B * P_i + C * P_i^2$$

όπου οι συντελεστές A, B, και C μετρούνται σε kg/h, kg/MWh και kg/MW^{2}h (με εξαίρεση τους συντελεστές για το φυσικό αέριο που δίνονται σε m^3/h, m^3/MWh και m^3/ MW^{3}h αντίστοιχα) και P_i, η παραγωγή της μονάδας σε MW. Παρόλα αυτά οι μονάδες παραγωγής παρουσιάζουν σχεδόν γραμμική συμπεριφορά, οπότε χάριν ευκολίας μπορούμε να θεωρήσουμε τον συντελεστή C στη παραπάνω σχέση ίσο με το μηδέν. Οπότε σε αυτήν την περίπτωση, το ωριαίο κόστος κατανάλωσης καυσίμου μιας μονάδας θα δίνεται από τη σχέση:

$$F_i = A + B * P_i$$

λαμβάνοντας βέβαια υπόψιν και τους περιορισμούς για τα άνω και κάτω όρια παραγωγής:

$$P_i^{\min} \le P_i \le P_i^{\max}$$

Από τα παραπάνω και λαμβάνοντας υπόψιν την τιμή του καυσίμου ανά ποσότητα, μπορούμε να υπολογίσουμε το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ευρώ ανά ώρα (€/h) και τελικά το κόστος καυσίμου για την παραγωγή μιας MWh. Πράγματι είναι:

$$C_i = \left(A + B * P_i\right) * \lambda_i$$

όπου *Ci* είναι η τιμή του καυσίμου σε ευρώ ανά ώρα (€/h) και λ_ι είναι η τιμή σε ευρώ ανά ποσότητα καυσίμου (€/kg ή €/m^3), οπότε διαιρώντας το *Ci* με τα MW υπολογίζουμε το κόστος σε €/MWh.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται αναλυτικά η διαδικασία υπολογισμού του κόστους καυσίμου για τις λιγνιτικές, πετρελαϊκές και μονάδες φυσικού αερίου του ελληνικού συστήματος στη μέγιστη ισχύ τους. Οι σταθμοί ΑΠΕ δεν έχουν κόστος καυσίμου, αφού δεν καταναλώνουν κάποιο συμβατικό καύσιμο, με εξαίρεση τους σταθμούς βιομάζας και ιδιαίτερα αυτούς που εκμεταλλεύονται ενεργειακές καλλιέργειες, όπου εκεί υπάρχει κόστος καυσίμου, αν και πολύ μικρό σε σχέση με τους θερμικούς σταθμούς. Στην Ελλάδα, επειδή στο μεγαλύτερο ποσοστό των μονάδων βιομάζας-βιοαερίου χρησιμοποιείται ως καύσιμο το βιοαέριο που παράγεται από τους ΧΥΤΑ και από την επεξεργασία των λυμάτων, δεν λάβαμε υπόψιν το κόστος καυσίμου.

Η μέγιστη ισχύς καθώς και οι συντελεστές κατανάλωσης καυσίμου για τις λιγνιτικές μονάδες του διασυνδεδεμένου συστήματος δίνονται στον ακόλουθο πίνακα [32]:

Λιγνιτικές μονάδες	Pmax (MW)	A (kg/h)	B (kg/MWh)
Άγιος Δημήτριος 1	274	16560	1195,49
Άγιος Δημήτριος 2	274	16560	1189,27
Άγιος Δημήτριος 3	283	17100	1215,14
Άγιος Δημήτριος 4	283	17100	1204,12
Άγιος Δημήτριος 5	342	20100	1150,46
Αμυνταιο1	273	16560	1306,66
Αμυνταιο2	273	16560	1299,95
Καρδια1	275	16560	1194,54
Καρδια2	275	16560	1203,64
Καρδια3	280	16560	1151,89
Καρδια4	280	16560	1212,27
Λιπτόλ	30	1800	1580,74
Μεγαλοπολη1	113	6780	1312,41
Μεγαλοπολη2	113	6780	1317,68
Μεγαλοπολη3	255	16200	1295,16
Μεγαλοπολη4	256	16200	1303,79
Μελίτη	289	19800	1150,23
Πτολεμαιδα1	64	3900	1382,85
Πτολεμαιδα2	116	7020	1355,06
Πτολεμαιδα3	116	7020	1266,89
Πτολεμαιδα4	274	16560	1231,14

Πίνακας 14 : Μέγιστη ισχύς και οι συντελεστές κατανάλωσης καυσίμου για τις λιγνιτικές μονάδες του διασυνδεδεμένου συστήματος.

.

Οπότε με βάση τα παραπάνω υπολογίζουμε την κατανάλωση καυσίμου στη μέγιστη ισχύ (σύμφωνα με τον τύπο $F_i = A + B * P_i$), και ακολούθως πολλαπλασιάζοντας το F_i με το κόστος του λιγνίτη λ_i=19 €/tn (τιμή από το ορυχείο της Φλώρινας [33]) υπολογίζουμε το κόστος καυσίμου $C_i = F_i * \lambda_i$ σε €/h και τελικά διαιρώντας το C_i με τη μέγιστη ισχύ, βρίσκουμε το συνολικό κόστος κατανάλωσης καυσίμου για την παραγόμενη MWh των λιγνιτικών μονάδων στην μέγιστη ισχύ. Τα αποτελέσματα δίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

Λιγνιτικές μονάδες	Fmax (kg/h)	Cmax (€/h)	FCost (€/MWh)
Άγιος Δημήτριος 1	344124,2	6538,3	23,86
Άγιος Δημήτριος 2	342419,9	6505,9	23,74
Άγιος Δημήτριος 3	360984,6	6858,7	24,23
Άγιος Δημήτριος 4	357865,9	6799,4	24,02
Άγιος Δημήτριος 5	413557,3	7857,5	22,97
Αμυνταιο1	373278,1	7092,2	25,97
Αμυνταιο2	371446,3	7057,4	25,85
Καρδια1	345058,5	6556,1	23,84
Καρδια2	347561	6603,6	24,01
Καρδια3	339089,2	6442,6	23,00
Καρδια4	355995,6	6763,9	24,15
Λιπτόλ	49222,2	935,2	31,17
Μεγαλοπολη1	155082,3	2946,5	26,07
Μεγαλοπολη2	155677,8	2957,8	26,17
Μεγαλοπολη3	346465,8	6582,8	25,81
Μεγαλοπολη4	349970,2	6649,4	25,97
Μελίτη	352216,4	6692,1	23,15
Πτολεμαιδα1	92402,4	1755,6	27,43
Πτολεμαιδα2	164206,9	3119,9	26,89
Πτολεμαιδα3	153979,2	2925,6	25,22
Πτολεμαιδα4	353892,3	6723,9	24,53

Πίνακας 15 : Ωριαία κατανάλωση καυσίμου στη μέγιστη ισχύ (Fmax), ωριαίο κόστος (Cmax) και κόστος κατανάλωσης καυσίμου ανά MWh (FCost).

Παρατηρούμε ότι το υψηλότερο κόστος καυσίμου όπως είναι αναμενόμενο εμφανίζει ο σταθμός Λιπτόλ της Πτολεμαΐδας, λόγω παλαιότητας (πρώτο έτος λειτουργίας το 1959), ενώ το χαμηλότερο η μονάδα 5 του Αγίου Δημητρίου η οποία λειτουργεί από το 1997.Γενικά οι λιγνιτικοί σταθμοί έχουν το μικρότερο κόστος καυσίμου από όλους τους θερμικούς σταθμούς και αυτό διότι ο λιγνίτης είναι ένα εγχώριο καύσιμο οπότε δεν υπάρχουν έξοδα εισαγωγής και μεταφοράς παρά μόνο εξόρυξης. Ο μέσος όρος του κόστους καυσίμου όλων των λιγνιτικών μονάδων είναι 25,15 €/MWh.

Ακολουθώντας την ίδια μεθοδολογία έχουμε αντίστοιχα για τους πετρελαϊκούς σταθμούς:

Πετρελαϊκές μονάδες	Pmax (MW)	A (kg/h)	B (kg/MWh)
Αλιβερι3	144	1232,5	335
Αλιβερι4	144	1232,5	335,5
Λαυριο1	123	1232,5	336
Λαυριο2	287	2422,5	330
ΑΤΜ Λινοπερ2	14	3931,2	321
ΑΤΜ Λινοπερ3	14	3931,2	321
ΑΤΜ Λινοπερ5	24	5986,8	295
ΑΤΜ Λινοπερ6	24	5986,8	295
ΑΤΜ Αθεριν3	50	11253	234,9
ΑΤΜ Αθεριν4	50	11253	234,9

Πίνακας 16 : Μέγιστη ισχύς και οι συντελεστές κατανάλωσης καυσίμου ορισμένων πετρελαϊκών μονάδων του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Λαμβάνοντας υπόψιν το κόστος μαζούτ ίσο με 318 €/tn, έχουμε τελικά ότι:

Πετρελαϊκές μονάδες	Fmax (kg/h)	Cmax (€/h)	FCost (€/MWh)
Αλιβερι3	49472,5	15732,2	109,2
Αλιβερι4	49544,5	15755,1	109,4
Λαυριο1	42560,5	13534,2	110
Λαυριο2	97132,5	30888,1	107,6
ΑΤΜ Λινοπερ2	8425,2	2679,2	191,3
ΑΤΜ Λινοπερ3	8425,2	2679,2	191,3
ΑΤΜ Λινοπερ5	13066,8	4155,2	173,1
ΑΤΜ Λινοπερ6	13066,8	4155,2	173,1
ΑΤΜ Αθεριν3	22998	7313,3	146,2
ΑΤΜ Αθεριν4	22998	7313,3	146,2

Πίνακας 17: Ωριαία κατανάλωση καυσίμου στη μέγιστη ισχύ (Fmax), ωριαίο κόστος (Cmax) και κόστος κατανάλωσης καυσίμου ανά MWh (FCost).

Ο μέσος όρος του κόστους καυσίμου των πετρελαϊκών μονάδων είναι 145,7 €/MWh. Παρατηρούμε ότι το κόστος καυσίμου είναι πολύ υψηλό σε σύγκριση με τους λιγνιτικούς σταθμούς, εξαιτίας του υψηλού κόστους της πρώτης ύλης η οποία αυξάνεται ραγδαία κατά τα τελευταία χρόνια.

Παρόμοια για τις μονάδες φυσικού αερίου έχουμε:

Μονάδες φυσικού αερίου	Pmax (MW)	A (m^3/h)	B (m^3/MWh)
Κομοτηνή GT 1-2	160	3532	294
ΜΣΚ Λαυρίου III	160	3856	290
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 1	120	3806	295
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 2	120	3806	305
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 3	120	3806	315
Άγιος Γεώργιος 1	150	3560	325
Άγιος Γεώργιος 2	180	4407	330

Πίνακας 18 : Μέγιστη ισχύς και οι συντελεστές κατανάλωσης καυσίμου ορισμένων πετρελαϊκών μονάδων του διασυνδεδεμένου συστήματος.

Λαμβάνοντας υπόψιν το κόστος προμήθειας του φυσικού αερίου, 0,26 €/m3, έχουμε:

Μονάδες φυσικού αερίου	Fmax (m^3/h)	Cmax (€/h)	FCost (€/MWh)
Κομοτηνή GT 1-2	50572	13148,72	82,1
ΜΣΚ Λαυρίου III	50256	13066,56	81,6
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 1	39206	10193,56	84,9
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 2	40406	10505,56	87,5
ΜΣΚ Λαυρίου IV GT 3	41606	10817,56	90,1
Άγιος Γεώργιος 1	52310	13600,6	90,6
Άγιος Γεώργιος 2	63807	16589,82	91,1

Πίνακας 19: Ωριαία κατανάλωση καυσίμου στη μέγιστη ισχύ (Fmax), ωριαίο κόστος (Cmax) και κόστος κατανάλωσης καυσίμου ανά MWh (FCost).

Ο μέσος όρος του κόστους καυσίμου των μονάδων φυσικού αερίου είναι 84.9 €/MWh. Συγκεντρωτικά, το κόστος κατανάλωσης καυσίμου των συμβατικών σταθμών για την παραγωγή κάθε MWh είναι:

Τύπος καυσίμου	Κόστος καυσίμου (€/MWh)
Λιγνίτης	25,15
Πετρέλαιο	145,7
Φυσικό αέριο	84.9

Πίνακας 20: Κόστος κατανάλωσης καυσίμου συμβατικών μονάδων.

3.3.2 Κόστος λειτουργίας

Το κόστος λειτουργίας (operation & maintenance cost, O&M cost) περιλαμβάνει κόστη συντήρησης, επισκευής, αντικατάστασης, μισθοδοσίας, ασφάλειας και γενικά κόστη που σχετίζονται με την λειτουργία του σταθμού και χωρίζεται σε δύο κατηγορίες, το σταθερό (fixed O&M cost) και το μεταβλητό (variable O&M cost) λειτουργικό κόστος. Σταθερά είναι τα κόστη για συντήρηση και λειτουργία τα οποία παραμένουν σχεδόν σταθερά από χρόνο σε χρόνο και είναι ανεξάρτητα από το ποσό ενέργειας που παράγει ο σταθμός. Υπολογίζονται συνήθως σε ετήσια βάση, εκφράζονται σε ευρώ ανα εγκατεστημένο MW και τέτοια είναι τα κόστη μισθοδοσίας, επίβλεψης, συντήρησης και ασφάλειας. Αντίθετα, τα μεταβλητά κόστη σχετίζονται άμεσα με την παραγόμενη ενέργεια και το είδος του καυσίμου, όπως είναι τα κόστη διάθεσης των υπολειμμάτων καύσης, αναλώσιμων, αντικατάστασης, ψύξης (για θερμικούς σταθμούς) και εκφράζονται σε ευρώ ανα παραγόμενη MWh [11],[34].

Ενδεικτικά, τα σταθερά και μεταβλητά λειτουργικά κόστη για μία μονάδα ισχύος 30MW με τεχνολογία αεριοποίησης συνδυασμένου κύκλου (integrated gasification combined cycle, IGCC)[1] για καύση λιγνίτη αλλά και RDF (απορρίμματα ανακύκλωσης- refuse derived fuel,RDF) στη περιοχή της δυτικής Μακεδονίας, παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα [35]:

Σταθερά κόστη	(χιλ.€/έτος)	Μεταβλητά κόστη	(χιλ.€/έτος)
Συντήρηση	2370	Χρήση νερού	25
Μισθοδοσία	2117,4	Χημικά-καταλύτες	3,1
Επίβλεψη	211,7	Διαχείριση τέφρας	98,7
Διάφορα λειτουργικά κόστη	939,8	Διαλύτες MDEA	26,4
Σύνολο	5638.9	Σύνολο	153,2

Πίνακας 21 : Καταμερισμός σταθερού και λειτουργικού κόστους μονάδας αεριοποίησης συνδυασμένου κύκλου.

[1] Η διεργασία εξαερίωσης ενός στερεού καυσίμου αποτελείται από την αποπτητικοποίηση και τη μερική οξείδωσή του με σκοπό την παραγωγή αερίου σύνθεσης και λαμβάνει χώρα μέσω αντιδράσεων με οξυγόνο (καθαρό ή του αέρα) και με ατμό, στη γενικότερη περίπτωση. Το παραγόμενο αέριο σύνθεσης περιλαμβάνει μονοξείδιο του άνθρακα, υδρογόνο και μεθάνιο, καθώς και αδρανή και ανεπιθύμητα συστατικά, όπως θείο, αμμωνία, ενώσεις του χλωρίου κλπ. Στην τεχνολογία IGCC το παραγόμενο αέριο σύνθεσης από την εξαερίωση του άνθρακα καθαρίζεται από τα σωματίδια, το θείο και άλλες ενώσεις και καίγεται σε αεριοστρόβιλο παράγοντας ηλεκτρισμό. Μέρος της αισθητής θερμότητας των αερίων στην έξοδο του αεριοστρόβιλου ανακτάται και παράγει ατμό, ο οποίος με τη σειρά του κινεί έναν ατμοστρόβιλο [35].

Τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας των μονάδων καθώς και το συνολικό λειτουργικό κόστος σε €/MWh δίνονται στον ακόλουθο πίνακα.

	Σταθερό κόστος (€/MWέτος)	Μεταβλητό κόστος (€/MWh)	Σύνολο (€/MWh)
Λιγνίτης	36000	2,8	9,65
Πετρέλαιο	27600	1,7	10,7
Φυσικό αέριο	24000	1,5	6.5
Υδροηλεκτρικά	6600	0.8	4.6
Αιολικά	5900	-	2,3
Φωτοβολταϊκά	4920	-	3,7
Βιομάζα	22340	1,2	5,1

Πίνακας 22 : Σταθερό, μεταβλητό και συνολικό λειτουργικό κόστος των μονάδων [11],[34],[36],[37],[38].

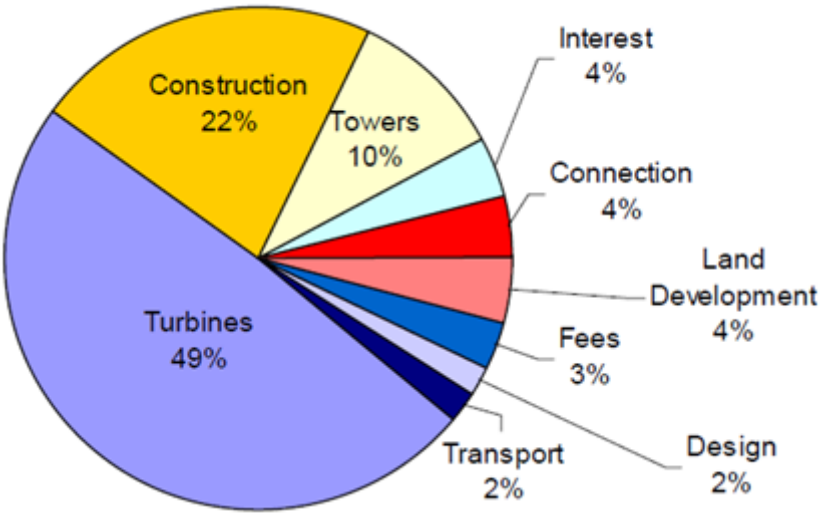
Για τον υπολογισμό του συνολικού λειτουργικού κόστους σε €/MWh, υπολογίσαμε για κάθε ενεργειακό τομέα την ετήσια παραγωγή ενέργειας για κάθε εγκατεστημένο MW, μετατρέποντας έτσι το σταθερό λειτουργικό κόστος σε €/MWh και στη συνέχεια το αθροίζουμε μαζί με το μεταβλητό, παραδείγματος χάριν: το 1MW εγκατεστημένης ισχύος από λιγνίτη μπορεί να αποδώσει σε ετήσια βάση (υποθέτοντας συντελεστή χρησιμοποίησης 60%), E_{λ} = 1MW*8760h*0.6 = 5256MWh με ετήσιο σταθερό κόστος 36000 €. Επομένως για κάθε MWh έχουμε κόστος 36000€/5256MWh=6,85 €/MWh.Αθροίζοντας τελικά το σταθερό και μεταβλητό κόστος υπολογίζουμε συνολικό λειτουργικό κόστος 9,65 €/MWh.

3.3.3 Κόστος επένδυσης

Το κόστος της επένδυσης περιλαμβάνει τα κόστη εξοπλισμού, εγκατάστασης, χρήσης γης, κτηριακές εγκαταστάσεις και γενικά όλο τον εξοπλισμό που είναι απαραίτητος για τη λειτουργία των μονάδων [37].

Οι λιγνιτικοί σταθμοί έχουν το υψηλότερο κόστος επένδυσης από όλους τους θερμικούς σταθμούς (περίπου 1.7 εκ.€ ανα εγκατεστημένο MW) εξαιτίας της δομής τους αφού απαιτούνται μεγάλες εγκαταστάσεις για την λειτουργία τους (πύργοι ψύξης, λέβητες, μύλοι άλεσης) και συνήθως κατασκευάζονται δίπλα στα ορυχεία. Οι πετρελαϊκοί σταθμοί έχουν κόστος επένδυσης από 0.7-1.1 εκ.€/MW, σχεδόν το μισό σε σχέση με τους λιγνιτικούς, αφού δεν έχουν πολύπλοκες εγκαταστάσεις (γεννήτριες, δεξαμενές αποθήκευσης, αντλίες ψύξης), ενώ το χαμηλότερο κόστος έχουν οι μονάδες φυσικού αερίου, περίπου 0.7 εκ. €/MW [11], [26].

Οι μονάδες ΑΠΕ έχουν αρκετά υψηλό κόστος επένδυσης και κυρίως οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με μέσο κόστος 2.8 εκ.€/MW, ανάλογα με την τεχνολογία του πλαισίου (πολυκρυσταλικό, thin-film, κλπ), με το μεγαλύτερο ποσοστό της επένδυσης να δαπανάται για τον εξοπλισμό. Τα αιολικά έχουν κόστος επένδυσης περίπου 1.4 εκ.€/MW, από το οποίο το 60% αφορά τον εξοπλισμό (ανεμογεννήτρια, πύργος), το 22% την εγκατάσταση και το 18% τα κόστη σχεδίασης, σύνδεσης, μεταφοράς και διαμόρφωσης της έκτασης. Η κατανομή του κόστους επένδυσης για ένα αιολικό πάρκο παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί [39]:



Σχήμα 19:Κατανομή του κόστους επένδυσης για ένα αιολικό πάρκο

Ακολουθώντας ίδια μεθοδολογία με την προηγούμενη παράγραφο (κόστος λειτουργίας) για την μετατροπή του κόστους από €/MW σε €/MWh, υπολογίζουμε το συνολικό κόστος επένδυσης σε €/MWh (λαμβάνοντας υπόψιν όλη τη διάρκεια ζωής των μονάδων):

Κόστος επένδυσης		
	€/MW	€/MWh
Λιγνίτης	1700000	7.19
Πετρέλαιο	900000	7.32
Φυσικό αέριο	700000	4.57
Υδροηλεκτρικά	1650000	15.7
Αιολικά	1400000	21.3
Φωτοβολταϊκά	2800000	85,2
Βιομάζα	3300000	25.12

Πίνακας 23: Συνολικό κόστος επένδυσης μονάδων παραγωγής.

3.4 Εκπομπές ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων

Τα βασικά απόβλητα της διεργασίας της ηλεκτροπαραγωγής μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε τρεις κατηγορίες: (α) αέριες εκπομπές, (β) στερεά απόβλητα της καύσης και (γ) απόβλητα εκτός καύσης (υγρά -στερεά) [40].

Στα στερεά απόβλητα της καύσης συγκαταλέγεται η τέφρα, η οποία μπορεί να είναι απομένουσα τέφρα στον πυθμένα του λέβητα και ιπτάμενη τέφρα υπό μορφή σωματιδίων στα καυσαέρια και η οποία κατακρατείται στις επιμέρους εγκαταστάσεις της μονάδας (θερμαντικές επιφάνειες, φίλτρα, συσκευές απομάκρυνσης τέφρας). Η ιπτάμενη τέφρα περιέχει θείο καθώς επίσης και άλλες ουσίες που δεν καίγονται κατά την καύση. Τέφρα παρατηρείται και στα υγρά καύσιμα, ενώ τα αέρια καύσιμα δεν παρουσιάζουν εκπομπές τέφρας. Επίσης τα αέρια καύσιμα παρουσιάζουν χαμηλότερες εκπομπές για όλους τους αέριους ρύπους σε σχέση με τα υγρά.

Τα απόβλητα εκτός καύσης περιλαμβάνουν τα απόβλητα από τον καθαρισμό του λέβητα από την πλευρά των καυσαερίων, τα απόβλητα από τον εκκαπνισμό των θερμαντικών επιφανειών ή των καμινάδων, τις απορροές από τα δάπεδα του εργοστασίου, το θαλασσινό νερό ψύξης, τα απόβλητα εκτόνωσης ατμού του λέβητα (για έλεγχο της πίεσης) και του πύργου ψύξης, τα απόβλητα από τον καθαρισμό των λεβήτων από την πλευρά του νερού, καθώς και τα απόβλητα από τις διαδικασίες αποσκλήρυνσης και απιονισμού, τα απόβλητα από τους καθαρισμούς των δεξαμενών καυσίμου ή από διαρροές των δεξαμενών.

Στις αέριες εκπομπές, οι οποίες είναι και οι σπουδαιότερες λόγω του τεράστιου περιβαλλοντικού και κοινωνικού κόστους, συγκαταλέγονται κυρίως το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), τα οξείδια του αζώτου (NO_X), το διοξείδιο του θείου (SO_2) και τα εκπεμπόμενα σωματίδια TSP (Total suspended particles) κυρίως αυτά με διάμετρο μικρότερη των 10μm (PM10), συνήθως υπό μορφή ιπτάμενης τέφρας. Επίσης εκπέμπονται μεθάνιο, μονοξείδιο του άνθρακα, αιθάλη, πτητικές οργανικές ενώσεις (VOC – Volatile Organic Compound) καθώς και το σύνολο των άκαυστων υδρογονανθράκων (TOC – total organic carbon). Επίσης περιλαμβάνεται ο μόλυβδος και τα άλλα βαρέα μέταλλα τα οποία βρίσκονται στο βαρύ πετρέλαιο (μαζούτ). Βαρέα μέταλλα περιέχονται και στον λιγνίτη. Επίσης στις αέριες εκπομπές συγκαταλέγεται και η θερμότητα που αποβάλλεται με τα καυσαέρια και διαχέεται στην ατμόσφαιρα με τη μορφή θερμικού ανοδικού ρεύματος.

Στις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, το μεγαλύτερο μέρος των αέριων εκπομπών που παράγονται κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της μονάδας, προέρχονται από την φάση παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας και εξαρτάται άμεσα από το είδος και την σύσταση του καυσίμου, κυρίως διότι χρησιμοποιούνται διαφορετικές τεχνοτροπίες και διαδικασίες κατά την εξαγωγή, μεταφορά και επεξεργασία του καυσίμου.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι εκπομπές ανα τύπο καυσίμου, λαμβάνοντας υπόψιν όλο τον κύκλο ζωής των μονάδων.

Τύπος καυσίμου	Εκπομπές (kg/MWh)			
	CO_2	SO_2	NO_X	TSP
Λιγνίτης	1134	3,2	2.9	1
Πετρέλαιο	778	1.6	5,3	0.32
Φυσικό αέριο	450	0.15	0.76	0.03
Υδροηλεκτρικά	22.7	0.033	0.05	0.005
Αιολικά	17.7	0.054	0.04	0.014
Φωτοβολταϊκά	49.2	0.2	0.18	0.01
Βιοαέριο	58	0.5	1.3	0.27

Πίνακας 24 :Εκπομπές κατά τον κύκλο ζωής των ηλεκτρικών μονάδων [41],[42],[43].

Το μεγαλύτερο συντελεστή εκπομπών ανα παραγόμενη ενέργεια (kg/MWh) παρουσιάζουν οι λιγνιτικοί σταθμοί, το οποίο οφείλεται τόσο στη χαμηλή θερμογόνο δύναμη του ελληνικού λιγνίτη, όσο και στην παλαιότητα των μονάδων. Επίσης οι υψηλές εκπομπές NO_x, SO_2, οφείλονται στην έλλειψη μέτρων αντιρύπανσης.

Οι πετρελαϊκοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, και κυρίως οι μεγάλες πετρελαϊκές ατμοηλεκτρικές μονάδες εκπέμπουν αρκετά μεγάλες ποσότητες CO_2, τόσο στην κανονική λειτουργία, όσο και κατά το στάδιο των εκκινήσεων και εκκαπνισμών της καμινάδας. Παράλληλα το πρόβλημα της αιθάλης και των εκπομπών NO_x είναι ιδιαίτερα οξυμένο στις μονάδες ΜΕΚ στα νησιά, ενώ οι εκπομπές SO_2 είναι ιδιαίτερα αυξημένες σε όλες τις πετρελαϊκές μονάδες που καίνε ως καύσιμο mazout. Οι περισσότερες εκπομπές κατά τον κύκλο ζωής παράγονται κατά τη λειτουργία παραγωγής ενέργειας (περίπου 90%). Οι εκπομπές αερίων κατά την κατασκευή και παρόπλιση του σταθμού είναι αμελητέες. Σημαντικές όμως εκπομπές παράγονται κατά τη διάρκεια των φάσεων της μεταφοράς, της διύλισης, της ανεύρεσης και εξαγωγής πετρελαίου.

Οι μονάδες φυσικού αερίου παρουσιάζουν τις μικρότερες εκπομπές από όλους τους θερμικούς σταθμούς. Είναι κυρίως αέριες, καθώς οι αμιγώς αεριοστροβιλικές εγκαταστάσεις δεν προκαλούν εκπομπές υγρών ή στερεών αποβλήτων. Στις εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου όμως είναι δυνατόν να έχουμε υγρά απόβλητα από τις απομαστεύσεις των λεβήτων ανάκτησης θερμότητας, οι οποίες όμως είναι μικρές σε ποσότητα, και από πλύσεις δαπέδων ή διαρροές δεξαμενών. Οι εκπομπές στερεών αποβλήτων ή σωματιδίων και αιθάλης είναι πρακτικά ανύπαρκτες. Οι εκπομπές αερίων κατά την κατασκευή και παρόπλιση του εργοστασίου είναι αμελητέες. Παρόλα αυτά, υπάρχουν και άλλες σημαντικές εκπομπές αερίων. Αυτές προέρχονται κυρίως κατά την επεξεργασία του φυσικού αερίου, την άντλησή του, την λειτουργία των σωληνώσεων (κυρίως κατά τη λειτουργία των συμπιεστών) και τέλος από τη διαρροή κατά τη μεταφορά και την χρήση [44].

Σε αντίθεση με τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, στην πλειονότητά τους οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που παράγονται από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν παράγονται κατά τη λειτουργία των ΑΠΕ (εκτός από τα συστήματα βιομάζας που παράγουν το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών τους κατά τον κύκλο καυσίμου). Παράγονται κυρίως κατά την παραγωγή και κατασκευή της εκάστοτε τεχνολογίας και της υποστηρικτικής υποδομής της μονάδας.

Στην τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου προέρχονται κυρίως από τα στάδια κατασκευής της γεννήτριας και του εργοστασίου. Οι εκπομπές αυτές κυμαίνονται ανάμεσα στο 72% και 90% των συνολικών εκπομπών. Σημαντικές διαφορές παρατηρούνται ανάμεσα στα διάφορα είδη των αιολικών εγκαταστάσεων. Για παράδειγμα, οι θαλάσσιες εγκαταστάσεις απαιτούν αρκετά μεγαλύτερες ποσότητες χάλυβα και τσιμέντου κατά την κατασκευή τους από αυτές της ξηράς. Όσον αναφορά τις εκπομπές που δεν σχετίζονται με την κατασκευή της γεννήτριας και του εργοστασίου, αυτές παράγονται κατά τις διαδικασίες λειτουργίας και συντήρησης, παροπλισμού, μεταφοράς των υλικών κατασκευής και της γεννήτριας, κατέχοντας συνολικά το 10 έως 28% των συνολικών εκπομπών. Σχετικά με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας, οι μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες εκπέμπουν σε όμοιες συνθήκες ανέμου μικρότερες ποσότητες αερίων του θερμοκηπίου ανά παραγόμενη kWh από τις μικρότερες [45].

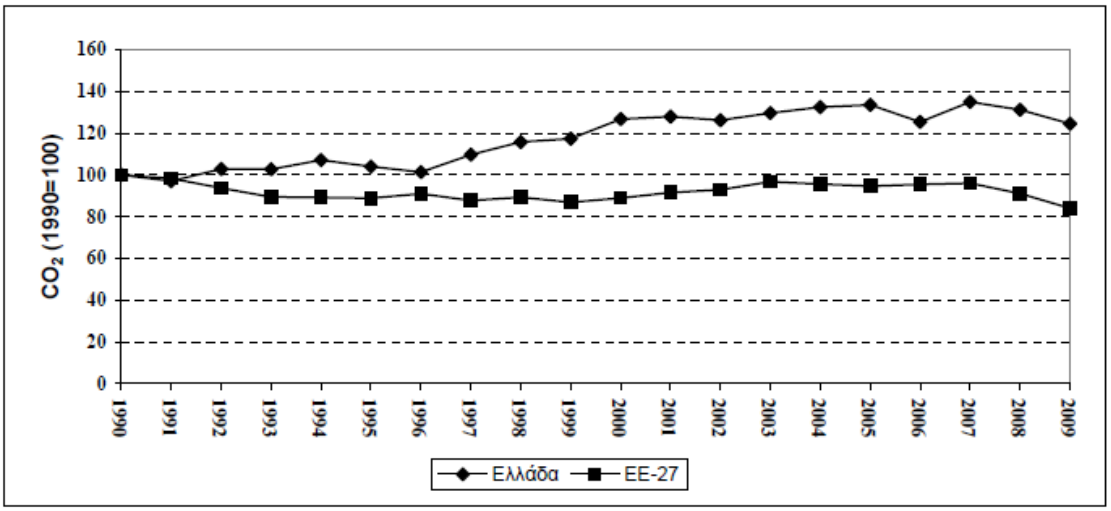
Ο κύκλος ζωής ενός φωτοβολταϊκού συστήματος περιλαμβάνει την επεξεργασία των πρώτων υλών (μετάλλευση, καθάρισμα, εξευγενισμός, εμπλουτισμός), των ηλιακών κυττάρων και φωτοβολταϊκών πλαισίων, του συστήματος ισορροπίας (εναλλάκτες ρεύματος, μετατροπείς, καλωδιώσεις, δομική υποστήριξη), του συστήματος χειρισμού και συντήρησης, του συστήματος παροπλισμού, και τέλος την διάθεσή του σε χώρο απορριμμάτων ή την ανακύκλωσή του. Η πλειονότητα των εκπομπών παράγονται κατά τη διάρκεια της κατασκευής των φωτοβολταϊκών μονάδων (50- 80% των συνολικών εκπομπών). Σημαντικές επίσης εκπομπές αερίων παράγονται στη φάση της ισορροπίας του συστήματος (balance-of-plant) και από τον μετατροπέα συνεχούς/εναλλασσόμενου ρεύματος (converter). Η λειτουργία του συστήματος, η φάση παροπλισμού του και η μεταφορά δεν αποτελούν σημαντικούς παράγοντες εκπομπών Μπορεί να υπάρχουν αποκλίσεις από τις παραπάνω τιμές για διάφορους λόγους, όπως είναι η ποσότητα, η ταξινόμηση και η κλίση των πλαισίων, η αποδοτικότητα και ο χρόνος ζωής, καθώς και οι συνθήκες ακτινοβολίας [46].

Η υδροηλεκτρική ενέργεια δεν παράγει κατά τη λειτουργία της ουσιαστικά κανένα διοξείδιο του άνθρακα ή άλλες επιβλαβείς εκπομπές. Τα αέρια του θερμοκηπίου παράγονται κυρίως στη φάση της κατασκευής του υδροηλεκτρικού εργοστασίου. Ωστόσο, σε μερικές περιπτώσεις που χρησιμοποιούνται δεξαμενές εκπέμπονται σημαντικές ποσότητες αερίων του θερμοκηπίου εξαιτίας της πλημμυρισμένης βιομάζας και εδάφους. Η πλημμυρισμένη βιομάζα αποσυντίθεται αερόβια (παράγοντας διοξείδιο του άνθρακα) και αναερόβια (παράγοντας διοξείδιο

του άνθρακα και μεθάνιο). Οι ποσότητες των αερίων εξαρτώνται από το μέγεθος της δεξαμενής, το είδος και την ποσότητα της βυθιζόμενης χλωρίδας, το είδος του εδάφους, το βάθος του νερού και το κλίμα. Συνολικά, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου των υδροηλεκτρικών έργων εξαρτώνται από το είδος του εργοστασίου (ρυθμιζόμενης ή φυσικής παροχής), το μέγεθός του, καθώς και από την ποσότητα ηλεκτρικού ρεύματος που απαιτείται για τη λειτουργία του εργοστασίου. Οι αποτιμήσεις της υδροηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διαφέρουν αρκετά μεταξύ τους και αυτό εξαρτάται από το αν οι κατασκευές είναι ή όχι σχεδιασμένες για ενεργειακό μόνο σκοπό [47].

Οι εκπομπές από διαφορετικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα ποικίλουν σημαντικά μεταξύ τους, μιας και εξαρτώνται από την αποδοτικότητα της καύσης και το είδος τη τροφοδοσίας (ρινίσματα, κορμοί δέντρων, σβόλοι, αέριο). Κατά τον κύκλο ζωής της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου εξαρτώνται από την ενεργειακή απόδοση του καυσίμου, τις ιδιότητες του καυσίμου, καθώς επίσης και από την αποδοτικότητα της τεχνολογίας μετατροπής της θερμότητας σε ηλεκτρισμό [44]. Το μεγαλύτερο κομμάτι των εκπομπών παράγεται στο στάδιο της καύσης, ενώ οι εκπομπές των υπόλοιπων φάσεων είναι αμελητέες.

Στην εικόνα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η εξέλιξη των εκπομπών CO_2 από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 27 κρατών μελών από την καύση συμβατικών στερεών καυσίμων για την περίοδο 1990-2009 με έτος βάσης το 1990.



Σχήμα 20 : Εξέλιξη εκπομπών CO2 από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας και των 27 κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης την περίοδο 1990-2009 με έτος βάσης το 1990 [48].

Για την Ελλάδα παρατηρείται αύξηση των εκπομπών σε ποσοστό πάνω από 20% για τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ενώ τα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής ένωσης επιτυγχάνουν μείωση 20 %. Επίσης αύξηση παρατηρείται και στις εκπομπές οξειδίων του αζώτου, κατά 80% περίπου, ενώ για τις χώρες της ΕΕ-27 παρατηρείται μείωση κατά 50%. Οι εκπομπές διοξειδίου του θείου παρουσιάζονται περίπου στα ίδια επίπεδα με το έτος βάσης καθώς παρατηρείται μείωση περίπου κατά 40% την περίοδο 2003-2009. Για τις χώρες της ΕΕ-27 παρατηρείται μείωση κατά 80 % περίπου [48].

3.4.1 Εξωτερικό κόστος ενέργειας

Είναι ευρύτερα γνωστό ότι η παραγωγή και χρήση της ενέργειας συνοδεύεται από σημαντικές επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον αλλά και στην κοινωνία, οι οποίες μέχρι σήμερα σε μεγάλο βαθμό αγνοήθηκαν κατά τον ενεργειακό σχεδιασμό, τόσο κατά τη λήψη των αποφάσεων όσο και κατά τη διαμόρφωση των τιμών. Οι επιπτώσεις αυτές συνιστούν το εξωτερικό κόστος, δηλαδή το κόστος των επιπτώσεων από την παραγωγή ενέργειας στην ανθρώπινη υγεία, το φυσικό περιβάλλον και γενικότερα στην ανθρώπινη ευημερία, το οποίο μεταβάλλει σημαντικά την κοινωνική ελκυστικότητα των διαφόρων ενεργειακών μορφών και τεχνολογιών.

Ένα εξωτερικό κόστος (externality) προκύπτει όταν η οικονομική ή κοινωνική δραστηριότητα μιας ομάδας έχει αντίκτυπο (κυρίως αρνητικό) σε μια άλλη ομάδα, ενώ κατά την δραστηριότητα αυτή δεν έχει ληφθεί υπόψιν ο αντίκτυπος που προκαλείται. Παραδείγματος χάριν, μία ηλεκτρική μονάδα που εκπέμπει SO_2 κατά την διαδικασία παραγωγής ενέργειας, προκαλεί επίπτωση στη δημόσια υγεία, στο περιβάλλον και στα δομικά υλικά μιας κατασκευής, παράγει δηλαδή ένα εξωτερικό κόστος, αφού οι επιπτώσεις αυτές δεν έχουν ληφθεί υπόψιν κατά την παραγωγική διαδικασία [49].

Τα εξωτερικά κόστη συνήθως περιλαμβάνουν τις επιπτώσεις στη δημόσια υγεία και στο οικοσύστημα (χλωρίδα, πανίδα, καλλιέργειες, κατασκευές, μνημεία), στη ποιότητα ζωής (θόρυβος, οπτική όχληση), στη χρήση της γης, την κλιματική αλλαγή και την χρήση φυσικών πόρων, ενώ οι επιπτώσεις μπορεί να είναι τοπικές ή παγκόσμιες.

Αποδεικνύεται ότι το εξωτερικό κόστος είναι ιδιαίτερα υψηλό για τα συμβατικά καύσιμα και κατά σειρά για τον άνθρακα (κυρίως για τον λιγνίτη), για τα πετρελαιοειδή (περισσότερο για το μαζούτ), αλλά και για το φυσικό αέριο. Αντίθετα οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εμφανίζονται πιο φιλικές προς το περιβάλλον και η

χρήση τους συνοδεύεται ουσιαστικά από μικρό περιβαλλοντικό κόστος [50],[51]. Η αποτίμηση αυτού του περιβαλλοντικού κόστους είναι μια ιδιαίτερα περίπλοκη διαδικασία, και αυτό γιατί απαιτεί την έκφραση σε χρηματικούς όρους μιας σειράς μη εμπορεύσιμων αγαθών όπως είναι η ανθρώπινη ζωή, η βιοποικιλότητα, η εξαντλησιμότητα των φυσικών πόρων, κλπ.

Οι πρώτες εκτιμήσεις χρονολογούνται από τα τέλη της δεκαετίας του ’80. Μία συστηματική ερευνητική προσπάθεια στο πεδίο αυτό αρχίζει το 1992, όταν η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προωθεί το πρόγραμμα *ExternE*, με στόχο την ανάπτυξη ενός συνεπούς μεθοδολογικού πλαισίου αποτίμησης του εξωτερικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής και την εφαρμογή του σε όλα τα κράτη μέλη, με έμφαση στο περιβαλλοντικό-κοινωνικό εξωτερικό κόστος [52]. Σήμερα, έχει αναγνωρισθεί ότι ο ενεργειακός σχεδιασμός και η διαμόρφωση των πολιτικών θα πρέπει να στηρίζεται στη θεώρηση του κοινωνικού κόστους, με απώτερο στόχο την πλήρη ενσωμάτωση του εξωτερικού κόστους της ενέργειας στο μηχανισμό της αγοράς.

Τα πρώτα αποτελέσματα του προγράμματος *ExternE* έχουν ήδη ευρύτατα αξιοποιηθεί στην αξιολόγηση πολιτικών και την έκδοση σχετικών οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ιδιαίτερα αυτών που αναφέρονται στην ποιότητα της ατμόσφαιρας. Ενδεικτικά αναφέρονται η οδηγία 1999/30/EC για σωματίδια, NO_2, SO_2 και μόλυβδο, η οδηγία 2000/76/EC για τα εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών SO_2, NO_x, VOC και NH_3 στις χώρες της Ε.Ε. για το 2010, η οδηγία 2001/80/EC για μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης, κλπ.

Ο προσδιορισμός του εξωτερικού κόστους βασίζεται στη μέθοδο της συνάρτησης ζημίας (Impact Pathway Approach).Η προτεινόμενη μέθοδος αποτελεί μία σειριακή διαδικασία ανάλυσης κατά την οποία οι εκπομπές ή άλλα φορτία ή οχλήσεις διαχέονται στο περιβάλλον και οδηγούν σε περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις. Ο υπολογισμός των προκαλούμενων επιπτώσεων και των συνεπαγόμενων ζημιών ή ωφελειών από τη λειτουργία μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής υπολογίζονται σε οριακή βάση, για κάθε δηλαδή πρόσθετη μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας σε κάθε περίπτωση υπόψιν τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία και το περιβάλλον αναφοράς, δηλαδή το είδος, το πλήθος και τη γεωγραφική διασπορά των αποδεκτών [53].

Τα αποτελέσματα των επιπτώσεων των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων για την Ελλάδα δίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

Εξωτερικό κόστος εκπομπών (€/MWh)						
Λιγνίτης	Πετρέλαιο	Φυσικό αέριο	Υδροηλεκτρικά	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	Βιομάζα
50-80	30-50	7-13	10	2,5	6	8

Πίνακας 25:Εξωτερικό κόστος εκπομπών για την Ελλάδα [44].

Συνοψίζοντας, με βάση όλα τα παραπάνω κόστη για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, το συνολικό εσωτερικό και εξωτερικό κόστος κάθε ενεργειακού τομέα παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

	Εσωτερικό κόστος (€/MWh)	Εξωτερικό κόστος (€/MWh)	Σύνολο (€/MWh)
Λιγνίτης	41,99	65	107
Πετρέλαιο	163,7	40	203,7
Φυσικό αέριο	96	10	105.9
Υδροηλεκτρικά	20,3	10	30,3
Αιολικά	23,6	2,5	26,1
Φωτοβολταϊκά	63,9	6	94.6
Βιομάζα	30,22	8	38,22

Πίνακας 26:Εσωτερικό, εξωτερικό και συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας ανα τύπο καυσίμου (€/MWh).

3.5 Μεθοδολογία επίλυσης

Για την μοντελοποίηση και επίλυση του γραμμικού προβλήματος υλοποιήθηκε γραφικό περιβάλλον (*GUI*,graphical user interface) κάνοντας χρήση του *GUIDE* (Graphical User Interface Development Environment) του λογισμικού πακέτου *Matlab*.

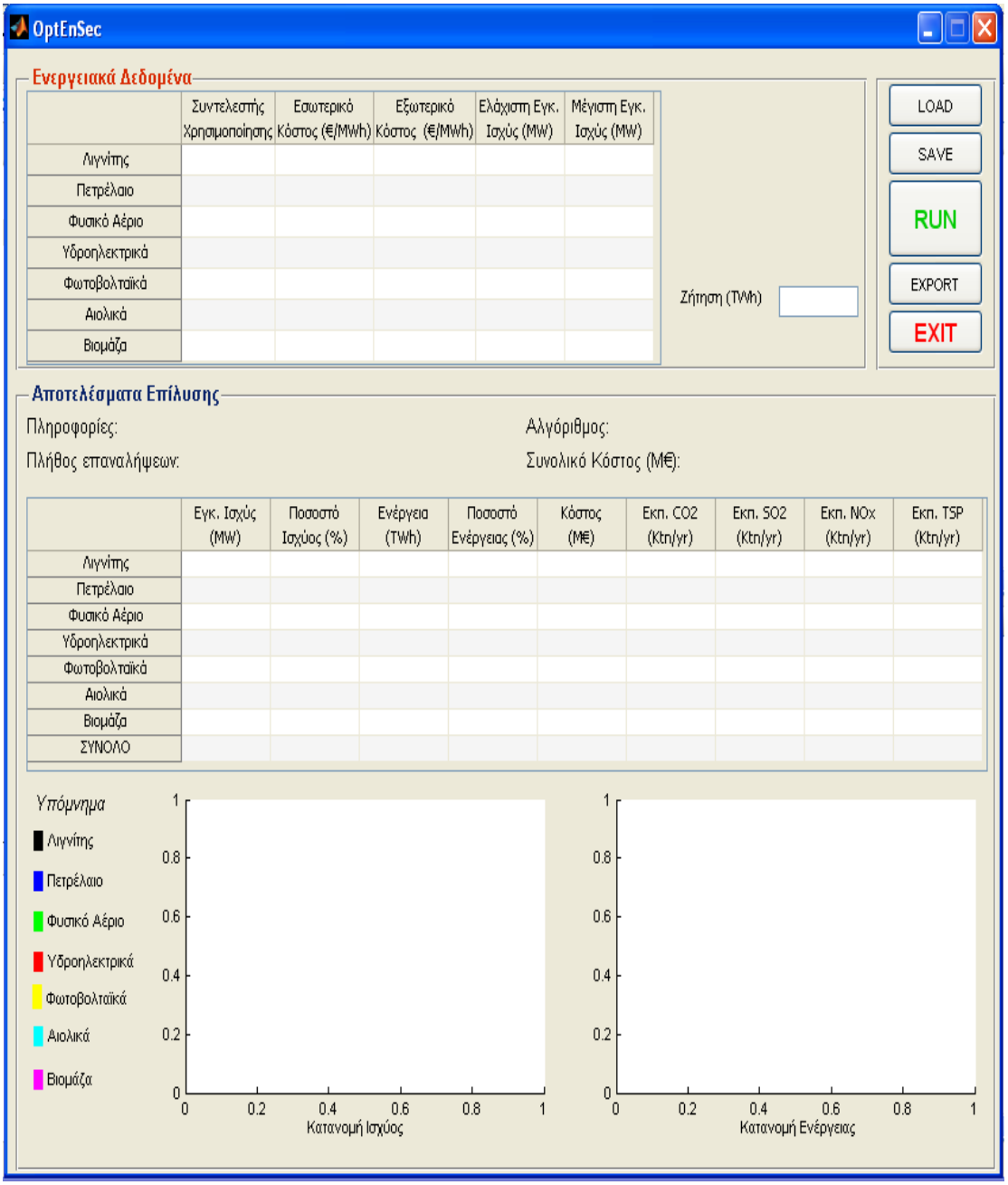
Εν συντομία, το λογισμικό *GUIDE* είναι ένα πρόγραμμα σχεδίασης και προγραμματισμού των *GUI's*, το οποίο αποτελείται συνήθως από διάφορα παράθυρα, τα οποία περιέχουν ποικίλα στοιχεία ελέγχου όπως πεδία κειμένου, γραμμές κύλισης, λίστες, πεδία εισαγωγής κειμένου κ.α. Τα παράθυρα αυτά είναι δυνατόν να καλούν το ένα το άλλο, να δέχονται δεδομένα από το χρήστη, να μεταβιβάζουν πιθανώς τα δεδομένα από το ένα παράθυρο στο άλλο και γενικά να επιτελούν διάφορες λειτουργίες. Η ανάπτυξη μίας εφαρμογής σε *GUI* χωρίζεται σε τέσσερα στάδια [54]:

- Θεωρητική σχεδίαση της εφαρμογής πριν την υλοποίησή της σε *MATLAB*.
- Σχεδίαση της εφαρμογής στο κατάλληλο περιβάλλον (*GUIDE Layout Editor*) και δημιουργία των απαιτούμενων αντικειμένων.
- Καθορισμός των ιδιοτήτων του GUI και του κάθε αντικειμένου.
- Προγραμματισμός του κάθε αντικειμένου.

Η ευκολία στη χρήση του *GUIDE* έγκειται στο γεγονός ότι κατά τη σχεδίαση το πρόγραμμα δημιουργεί αυτόματα ένα αρχείο *Matlab* ('m.file') το οποίο περιέχει όλες τις συναρτήσεις για την λειτουργία του γραφικού περιβάλλοντος. Αυτό το αρχείο (κώδικας) παρέχει όλες τις πληροφορίες για την αρχικοποίηση-σχηματισμό του *GUI* καθώς και μια ακολουθία εντολών (*callbacks*) που εκτελούνται όταν ενεργοποιείται κάποιο αντικείμενο από το χρήστη. Στη συνέχεια περιγράφεται η υλοποίηση του GUI για την επίλυση του προβλήματός μας, ώστε να γίνουν κατανοητά τα παραπάνω.

Αρχικά, σχεδιάσαμε το γραφικό περιβάλλον περιλαμβάνοντας όλα τα εργαλεία που είναι απαραίτητα ώστε να μπορούμε να εισάγουμε τα δεδομένα και τους περιορισμούς καθώς και τα εργαλεία για την επίλυση και παρουσίαση των αποτελεσμάτων (εικόνα 1).Στο παράθυρο με τίτλο *'Ενεργειακά Δεδομένα'* ο χρήστης εισάγει όλα τα δεδομένα για κάθε ενεργειακό τομέα που αναφέραμε στην προηγούμενη ενότητα, δηλαδή τον συντελεστή χρησιμοποίησης, το εσωτερικό και εξωτερικό κόστος, τα όρια εγκατεστημένης ισχύος καθώς επίσης και τους περιορισμούς. Το διπλανό παράθυρο περιέχει διάφορες επιλογές που δίνονται στο χρήστη, με κυριότερη την εκτέλεση του αλγορίθμου για τον υπολογισμό των αποτελεσμάτων (*'run'*) καθώς και τη δυνατότητα φόρτωσης, αποθήκευσης και εξαγωγής των αποτελεσμάτων.

Στο τελευταίο παράθυρο, όταν επιλεγεί η εκτέλεση του προγράμματος, θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της επίλυσης που περιλαμβάνουν τα ποσά και τα ποσοστά της εγκατεστημένης ισχύος και ενέργειας, το συνολικό κόστος και τις εκπομπές CO_2, SO_2, NO_X, TSP για κάθε τομέα καθώς και το γενικό σύνολο όλων των παραπάνω. Επίσης δίνονται και διάφορες πληροφορίες που αφορούν τη μέθοδο που ακολουθήθηκε, τη σύγκλιση και το πλήθος των επαναλήψεων του αλγορίθμου καθώς και τη τιμή της συνάρτησης κόστους. Τέλος, θα δοθούν σε μορφή διαγράμματος ('πίτας') τα ποσοστά κατανομής και ενέργειας στη βέλτιστη λύση για κάθε τομέα.



Εικόνα 1: Το γραφικό περιβάλλον στο GUIDE για την εισαγωγή των δεδομένων και παρουσίαση των αποτελεσμάτων (για το απλό σενάριο).Το πρόγραμμα ονομάσαμε OPTENSEC (OPTimization of ENergy SECtors).

Αφού σχεδιάσαμε το γραφικό περιβάλλον, το πρόγραμμα αυτόματα δημιουργεί ένα αρχείο *m.file* που περιέχει τις πληροφορίες σχεδίασης και την ακολουθία των εντολών για κάθε παράθυρο. Σε αυτό το αρχείο προσθέτουμε για κάθε ένα αντικείμενο που περιέχεται στη φόρμα, τις απαραίτητες εντολές, στοιχεία και δεδομένα για την εκτέλεση του προγράμματος και την αλληλεπίδραση μεταξύ τους (ο αλγόριθμος παρουσιάζεται στο παράρτημα).

Η επίλυση του προβλήματος γίνεται μέσω της συνάρτησης *linprog* της *Matlab*, η οποία επιλύει προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού της μορφής:

$$\min c^T x$$
$$s.t.$$
$$A \cdot x \leq b, Aeq \cdot x = beq, lb \leq x \leq ub$$

με τη δυνατότητα εφαρμογής είτε της μεθόδου simplex [55], είτε με τη μέθοδο εσωτερικού σημείου (interior-point method, [56],[57],[58]). Η διαφορά των δύο μεθόδων έγκειται στο ότι ενώ ο αλγόριθμος simplex αναζητά την βέλτιστη λύση "κινούμενος" στις κορυφές του πολύεδρου που ορίζεται από τους περιορισμούς μειώνοντας σε κάθε βήμα τη συνάρτηση κόστους, η μέθοδος εσωτερικού σημείου παράγει ακολουθίες σημείων τα οποία προσεγγίζουν τη βέλτιστη λύση από το εσωτερικό του εφικτού συνόλου.

Όταν ενεργοποιηθεί η εντολή *'run'*, το πρόγραμμα θα διαβάσει τις τιμές από το παράθυρο δεδομένων σχηματίζοντας τους πίνακες: για τη συνάρτηση κόστους (εσωτερικό και εξωτερικό κόστος, C^T), για τα άνω και κάτω όρια ισχύος (*ub,lb*), για τον περιορισμό ($Aeq \cdot x = beq$) και μέσω της συνάρτησης *linprog* υπολογίζεται το βέλτιστο διάνυσμα x.

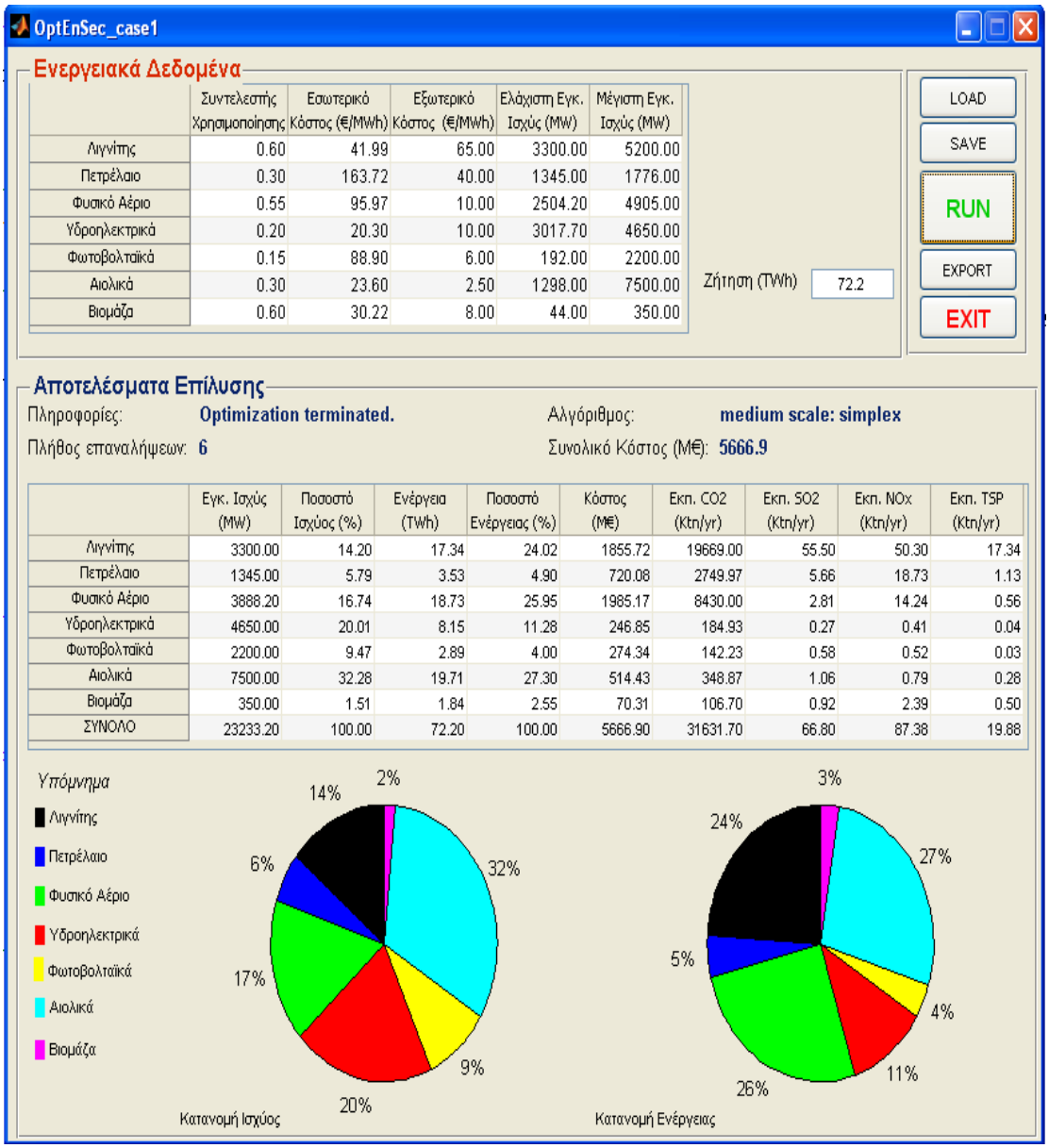
Θα καταρτίσουμε δύο σενάρια ανάλογα με τους περιορισμούς και θα δοκιμάσουμε στο κάθε ένα διάφορες υποθέσεις ώστε να δούμε πώς μεταβάλλονται τα ποσοστά παραγόμενης ενέργειας καθώς και το κόστος. Στο πρώτο σενάριο εκτός από τους περιορισμούς για τα όρια εγκατεστημένης ισχύος έχουμε και τον περιορισμό για την κάλυψη της ζήτησης, ενώ στο δεύτερο σενάριο εισάγουμε δύο επιπλέον περιορισμούς, έναν για το ποσοστό ενέργειας που θα παράγεται από ΑΠΕ καθώς και περιορισμό για τις εκπομπές CO_2 από τους συμβατικούς σταθμούς.

Κεφάλαιο 4

Αποτελέσματα επίλυσης

4.1 Αποτελέσματα πρώτου σεναρίου

Για το βασικό σενάριο που περιλαμβάνει τον περιορισμό ζήτησης ενέργειας, εισάγουμε τα ενεργειακά δεδομένα (συντελεστής χρησιμοποίησης, εσωτερικό και εξωτερικό κόστος και όρια ισχύος) και την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία για το 2020, στο σενάριο αναφοράς, εκτιμάται στις 72.2 TWh (παράγραφος 2.1). Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται παρακάτω:



	Συντελεστής Χρησιμοποίησης	Εσωτερικό Κόστος (€/MWh)	Εξωτερικό Κόστος (€/MWh)	Ελάχιστη Εγκ. Ισχύς (MW)	Μέγιστη Εγκ. Ισχύς (MW)
Λιγνίτης	0.60	41.99	65.00	3300.00	5200.00
Πετρέλαιο	0.30	163.72	40.00	1345.00	1776.00
Φυσικό Αέριο	0.55	95.97	10.00	2504.20	4905.00
Υδροηλεκτρικά	0.20	20.30	10.00	3017.70	4650.00
Φωτοβολταϊκά	0.15	88.90	6.00	192.00	2200.00
Αιολικά	0.30	23.60	2.50	1298.00	7500.00
Βιομάζα	0.60	30.22	8.00	44.00	350.00

	Εγκ. Ισχύς (MW)	Ποσοστό Ισχύος (%)	Ενέργεια (TWh)	Ποσοστό Ενέργειας (%)	Κόστος (M€)	Εκπ. CO2 (Ktn/yr)	Εκπ. SO2 (Ktn/yr)	Εκπ. NOx (Ktn/yr)	Εκπ. TSP (Ktn/yr)
Λιγνίτης	3300.00	14.20	17.34	24.02	1855.72	19669.00	55.50	50.30	17.34
Πετρέλαιο	1345.00	5.79	3.53	4.90	720.08	2749.97	5.66	18.73	1.13
Φυσικό Αέριο	3888.20	16.74	18.73	25.95	1985.17	8430.00	2.81	14.24	0.56
Υδροηλεκτρικά	4650.00	20.01	8.15	11.28	246.85	184.93	0.27	0.41	0.04
Φωτοβολταϊκά	2200.00	9.47	2.89	4.00	274.34	142.23	0.58	0.52	0.03
Αιολικά	7500.00	32.28	19.71	27.30	514.43	348.87	1.06	0.79	0.28
Βιομάζα	350.00	1.51	1.84	2.55	70.31	106.70	0.92	2.39	0.50
ΣΥΝΟΛΟ	23233.20	100.00	72.20	100.00	5666.90	31631.70	66.80	87.38	19.88

Εικόνα 2:Αποτελέσματα για το πρώτο σενάριο.

Η επίλυση έγινε με τον αλγόριθμο simplex, ο οποίος εκτελώντας έξι επαναλήψεις έφτασε στη βέλτιστη λύση με συνολικό κόστος 5666.9 εκ.€ και άθροισμα εγκατεστημένης ισχύος 23233 MW. Όπως αναμέναμε, ο αλγόριθμος δίνει το μέγιστο της ισχύος στις μονάδες ΑΠΕ, αφού έχουν το μικρότερο συνολικό κόστος (εσωτερικό και εξωτερικό) και την ελάχιστη δυνατή ισχύ στις λιγνιτικές και πετρελαϊκές μονάδες που παρουσιάζουν το μεγαλύτερο κόστος παραγωγής. Από τον τομέα φυσικού αερίου παίρνει το υπόλοιπο της απαιτούμενης ενέργειας εξαιτίας του μικρότερου κόστους από όλες τις συμβατικές μονάδες.

Παρατηρούμε ότι, στη βέλτιστη λύση για την κάλυψη της ζήτησης, το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας προσδίδει ο αιολικός τομέας με 27.3% (19.7 TWh) και ακολουθούν το φυσικό αέριο και οι λιγνιτικές μονάδες με ποσοστά 25.95%και 24.02% αντίστοιχα. Τα υδροηλεκτρικά αν και αποτελούν το 1/5 της εγκατεστημένης ισχύος συμβάλλουν στην κάλυψη της ζήτησης κατά 11%, εξαιτίας του μικρού σχετικά συντελεστή χρησιμοποίησής τους, όπως και τα φωτοβολταϊκά. Οι πετρελαϊκές μονάδες προσφέρουν περίπου 3.5 TWh (ποσοστό 4.9%), ενώ οι σταθμοί βιομάζας 2,55%.

Παρόλο που τα αιολικά, οι λιγνιτικοί και οι σταθμοί φυσικού αερίου προσφέρουν περίπου τα ίδια ποσά ενέργειας (από 17.3 έως 19.7 TWh), ο αιολικός τομέας εμφανίζει συνολικό κόστος περίπου 4 φορές χαμηλότερο (515 εκ.€) , λιγότερο ακόμα και από τον πετρελαϊκό για τον οποίο απαιτούνται 720 εκ.€ για τη παραγωγή 3.5 TWh (το 1/6 δηλαδή από αυτό που παράγουν τα αιολικά). Αν εξαιρέσουμε τη βιομάζα, οι φωτοβολταϊκές και υδροηλεκτρικές μονάδες έχουν το μικρότερο συνολικό ετήσιο κόστος, με τις τελευταίες να προσφέρουν σχεδόν τριπλάσια ενέργεια. Συνολικά, οι συμβατικοί σταθμοί καλύπτουν το 54.9 % της ζήτησης με συνολικό ετήσιο κόστος 4562 εκ.€, ενώ οι σταθμοί ΑΠΕ το 45.1%. με κόστος 1105 εκ.€.

Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από όλες τις μονάδες, εκπέμπονται ετησίως 31.6 εκ. τόνοι CO_2, 66,8 χιλ. τόνοι SO_2, 87 χιλ. τόνοι NO_X και 19,8 χιλ. τόνοι TSP, με το μεγαλύτερο ποσοστό εξ' αυτών να προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες. Αναφορικά με τις εκπομπές CO_2, οι συμβατικοί σταθμοί παράγουν το 97.5%, με κυρίαρχους τους λιγνιτικούς σταθμούς που παράγουν το 62% των εκπομπών, ενώ παρόμοια ποσοστά ισχύουν και για τις εκπομπές SO_2 και NO_X (80 και 58%, αντίστοιχα)

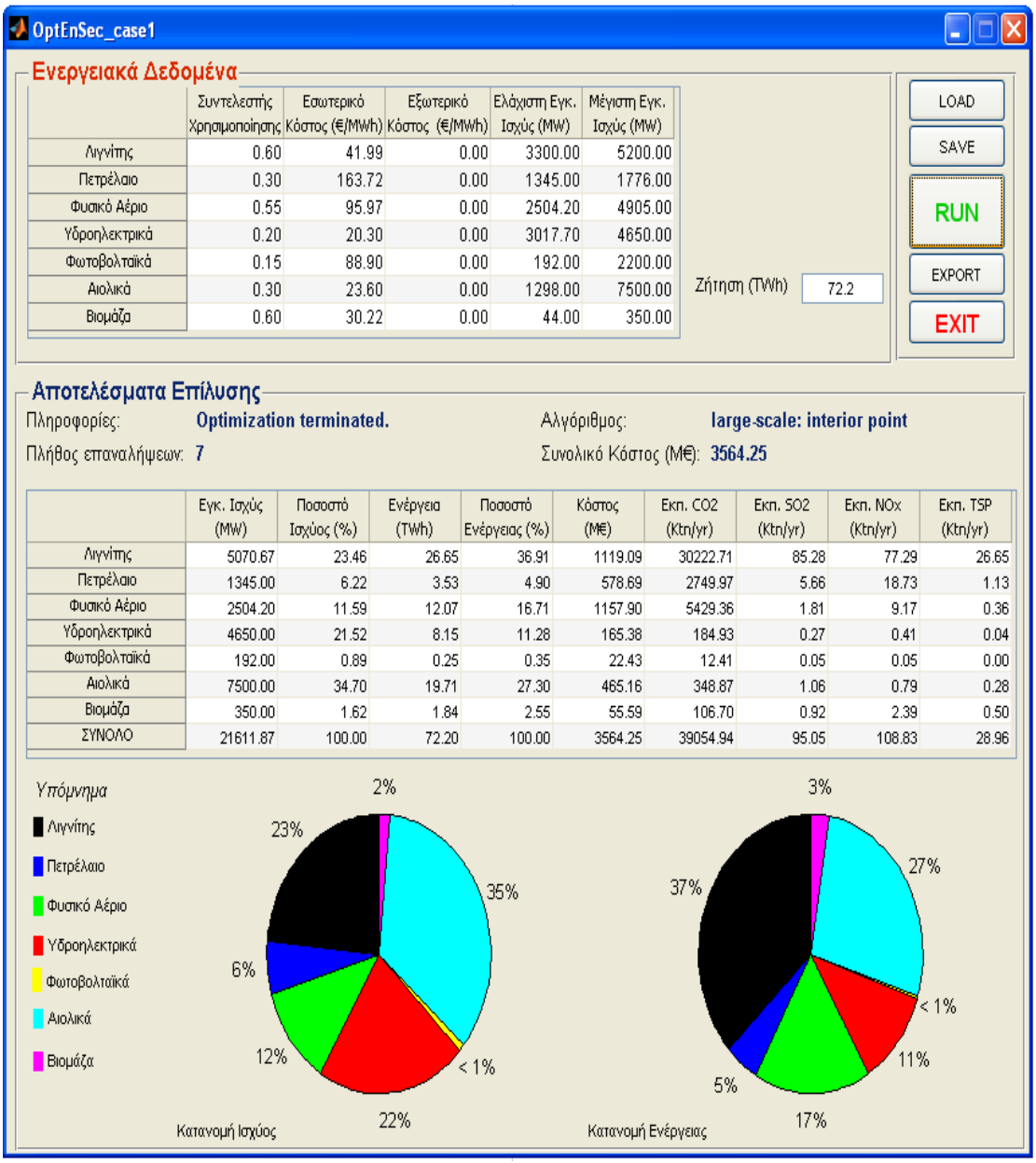
Λαμβάνοντας υπόψιν τις μελέτες μελλοντικής ζήτησης ενέργειας (παράγραφος 2.1) στο σενάριο αναφοράς, δοκιμάσαμε άλλες δύο διαφορετικές τιμές για την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το 2015 αλλά και για την παρούσα κατάσταση (2011), τα αποτελέσματα των οποίων παρουσιάζονται συνοπτικά στον επόμενο πίνακα (περιλαμβάνει και την ζήτηση για το 2020 που αναφέραμε προηγουμένως):

	Μελλοντική ζήτηση ενέργειας (σενάριο αναφοράς)					
	61.8 TWh (2011)		64.1 TWh (2015)		72.2 TWh (2020)	
	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)
Λιγνίτης	17.34	28.07	17.34	27.06	17.34	24.02
Πετρέλαιο	3.53	5.72	3.53	5.51	3.53	4.90
Φυσικό αέριο	12.07	19.52	12.07	18.82	18.73	25.95
Υδροηλεκτρικά	8.15	13.18	8.15	12.71	8.15	11.28
Αιολικά	19.71	31.89	19.71	30.75	19.71	27.30
Φωτοβολταϊκά	0.25	0.41	1.46	2.28	2.89	4.00
Βιομάζα	0.75	1.21	1.84	2.87	1.84	2.55
Σύνολο	61.80	100	64.1	100	72.2	100

Πίνακας 27: Παραγόμενη ενέργεια για διαφορετικές τιμές ζήτησης μέχρι το 2020.

Και στις τρείς περιπτώσεις, ο αλγόριθμος δίνει την ελάχιστη εγκατεστημένη ισχύ από τους λιγνιτικούς και τους πετρελαϊκούς σταθμούς (ίδια ποσά ενέργειας) με αποτέλεσμα όσο αυξάνεται με το χρόνο η ζήτηση τα ποσοστά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο να μειώνονται. Παρόμοια, δίνει πάντα τη μέγιστη ισχύ στους υδροηλεκτρικούς και αιολικούς σταθμούς (πάλι ίδια ποσά ενέργειας), μόνο που εδώ τα ποσοστά μειώνονται. Αντίθετα, οι μονάδες φυσικού αερίου στις δύο πρώτες περιπτώσεις παίρνουν την ελάχιστη τιμή ισχύος, αφού η απαιτούμενη επιπλέον ενέργεια καλύπτεται πρώτα από τη βιομάζα και μετά από τα φωτοβολταϊκά που έχουν το αμέσως μικρότερο κόστος (εσωτερικό και εξωτερικό).

Εάν υποθέσουμε ότι δεν λαμβάνουμε υπόψιν το εξωτερικό κόστος των εκπομπών, όπως δυστυχώς συμβαίνει ακόμα και στις μέρες μας σε περιπτώσεις αξιολόγησης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας για τη λήψη αποφάσεων, τα αποτελέσματα για την περίπτωση ζήτησης ενέργειας ίσης με 72,2 TWh, παρουσιάζονται παρακάτω:



	Συντελεστής Χρησιμοποίησης	Εσωτερικό Κόστος (€/MWh)	Εξωτερικό Κόστος (€/MWh)	Ελάχιστη Εγκ. Ισχύς (MW)	Μέγιστη Εγκ. Ισχύς (MW)
Λιγνίτης	0.60	41.99	0.00	3300.00	5200.00
Πετρέλαιο	0.30	163.72	0.00	1345.00	1776.00
Φυσικό Αέριο	0.55	95.97	0.00	2504.20	4905.00
Υδροηλεκτρικά	0.20	20.30	0.00	3017.70	4650.00
Φωτοβολταϊκά	0.15	88.90	0.00	192.00	2200.00
Αιολικά	0.30	23.60	0.00	1298.00	7500.00
Βιομάζα	0.60	30.22	0.00	44.00	350.00

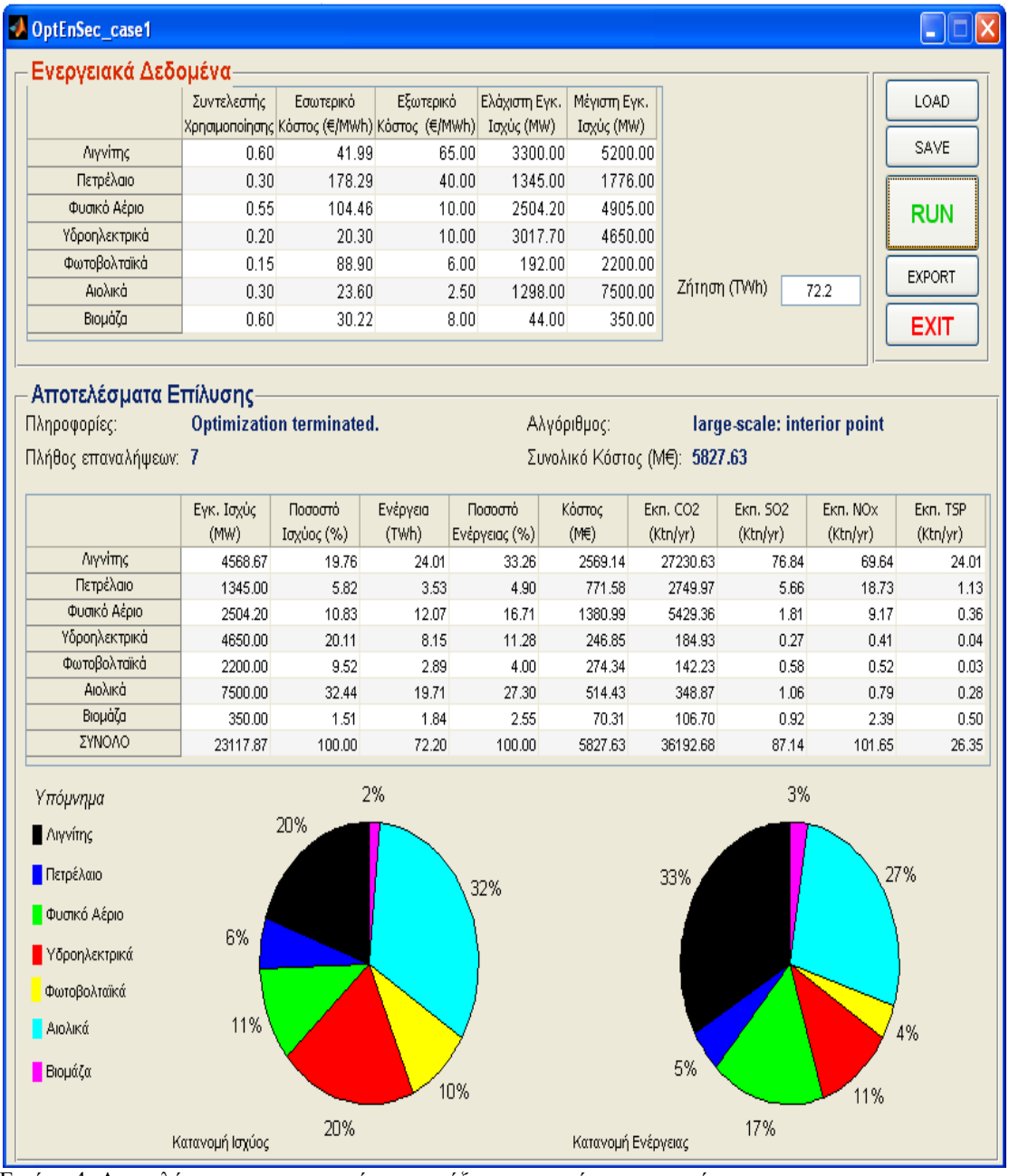
	Εγκ. Ισχύς (MW)	Ποσοστό Ισχύος (%)	Ενέργεια (TWh)	Ποσοστό Ενέργειας (%)	Κόστος (M€)	Εκπ. CO2 (Ktn/yr)	Εκπ. SO2 (Ktn/yr)	Εκπ. NOx (Ktn/yr)	Εκπ. TSP (Ktn/yr)
Λιγνίτης	5070.67	23.46	26.65	36.91	1119.09	30222.71	85.28	77.29	26.65
Πετρέλαιο	1345.00	6.22	3.53	4.90	578.69	2749.97	5.66	18.73	1.13
Φυσικό Αέριο	2504.20	11.59	12.07	16.71	1157.90	5429.36	1.81	9.17	0.36
Υδροηλεκτρικά	4650.00	21.52	8.15	11.28	165.38	184.93	0.27	0.41	0.04
Φωτοβολταϊκά	192.00	0.89	0.25	0.35	22.43	12.41	0.05	0.05	0.00
Αιολικά	7500.00	34.70	19.71	27.30	465.16	348.87	1.06	0.79	0.28
Βιομάζα	350.00	1.62	1.84	2.55	55.59	106.70	0.92	2.39	0.50
ΣΥΝΟΛΟ	21611.87	100.00	72.20	100.00	3564.25	39054.94	95.05	108.83	28.96

Εικόνα 3 :Αποτελέσματα πρώτου σεναρίου για την περίπτωση χωρίς το εξωτερικό κόστος.

Όπως παρατηρούμε, ο αλγόριθμος δίνει τη μέγιστη ισχύ στα υδροηλεκτρικά, τα αιολικά και τη βιομάζα, τα οποία έχουν κατά σειρά το μικρότερο κόστος. Όμως σε αυτή τη περίπτωση που το κόστος του λιγνίτη είναι το αμέσως μικρότερο, παρέχει την ελάχιστη ισχύ από τα φωτοβολταϊκά, φυσικό αέριο και τους πετρελαϊκούς σταθμο ύς και την υπόλο πη ισχύ πο υ θα απο μένει από το ν λιγνιτικο ύ. Ως αποτέλεσμα ο λιγνίτης προσφέρει το 36.9% της ζήτησης έχοντας μειωμένο κόστος κατά 40% σε σχέση με πριν (1856 έναντι 1119 εκ.€), αυξάνοντας όμως τις εκπομπές CO_2 κατά 35%. Αξίζει να τονίσουμε εδώ ότι, αν και όπως φαίνεται στην περίπτωση αυτή ο λιγνίτης έχει χαμηλότερο κόστος, στη πραγματικότητα από το 2013 και μετά θα υπάρχει ένα πρόσθετο κόστος, αυτό της αγοράς όλων των εκπομπών CO_2 (τιμή 10 € ανα τόνο, 8/2011 [59]), σε σχέση με την σημερινή κατάσταση όπου χορηγείται το

μεγαλύτερο των εκπομπών αυτών. Επομένως, έχοντας παράγει 30.22 εκ. τόνους, θα επωμιστεί επιπλέον κόστος 300 εκ.€.

Διαμορφώνοντας ένα άλλο σενάριο, υποθέτουμε μια αύξηση 10% στις τιμές των εισαγόμενων συμβατικών καυσίμων, του πετρελαίου και του φυσικού αερίου* (με σταθερό το κόστος καυσίμου του λιγνίτη),οπότε το κόστος καυσίμου γίνεται: για το φυσικό αέριο 93.39 €/MWh και για το πετρέλαιο 160.27 €/MWh, τα οποία προστίθενται στα υπόλοιπα εσωτερικά κόστη. Ομοίως με προηγουμένως για ζήτηση 72,2 TWh, έχουμε:



	Συντελεστής Χρησιμοποίησης	Εσωτερικό Κόστος (€/MWh)	Εξωτερικό Κόστος (€/MWh)	Ελάχιστη Εγκ. Ισχύς (MW)	Μέγιστη Εγκ. Ισχύς (MW)
Λιγνίτης	0.60	41.99	65.00	3300.00	5200.00
Πετρέλαιο	0.30	178.29	40.00	1345.00	1776.00
Φυσικό Αέριο	0.55	104.46	10.00	2504.20	4905.00
Υδροηλεκτρικά	0.20	20.30	10.00	3017.70	4650.00
Φωτοβολταϊκά	0.15	88.90	6.00	192.00	2200.00
Αιολικά	0.30	23.60	2.50	1298.00	7500.00
Βιομάζα	0.60	30.22	8.00	44.00	350.00

	Εγκ. Ισχύς (MW)	Ποσοστό Ισχύος (%)	Ενέργεια (TWh)	Ποσοστό Ενέργειας (%)	Κόστος (M€)	Εκπ. CO2 (Ktn/yr)	Εκπ. SO2 (Ktn/yr)	Εκπ. NOx (Ktn/yr)	Εκπ. TSP (Ktn/yr)
Λιγνίτης	4568.67	19.76	24.01	33.26	2569.14	27230.63	76.84	69.64	24.01
Πετρέλαιο	1345.00	5.82	3.53	4.90	771.58	2749.97	5.66	18.73	1.13
Φυσικό Αέριο	2504.20	10.83	12.07	16.71	1380.99	5429.36	1.81	9.17	0.36
Υδροηλεκτρικά	4650.00	20.11	8.15	11.28	246.85	184.93	0.27	0.41	0.04
Φωτοβολταϊκά	2200.00	9.52	2.89	4.00	274.34	142.23	0.58	0.52	0.03
Αιολικά	7500.00	32.44	19.71	27.30	514.43	348.87	1.06	0.79	0.28
Βιομάζα	350.00	1.51	1.84	2.55	70.31	106.70	0.92	2.39	0.50
ΣΥΝΟΛΟ	23117.87	100.00	72.20	100.00	5827.63	36192.68	87.14	101.65	26.35

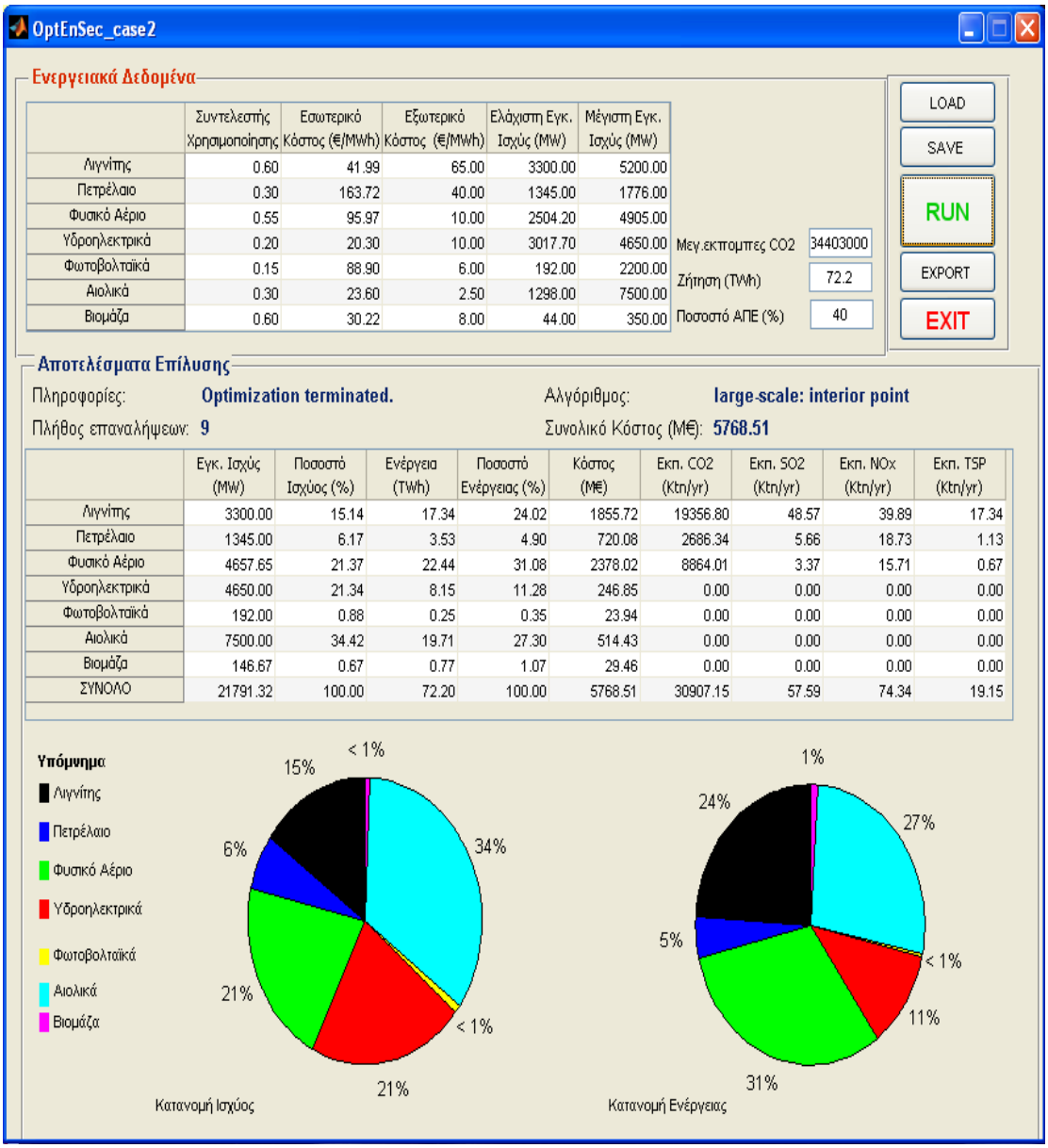
Εικόνα 4 :Αποτελέσματα για την περίπτωση αύξησης του κόστους καυσίμου.

* Από τις 10/09/2010 μέχρι σήμερα η τιμή του φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 15% [EEX],[60]

Σε αυτή τη περίπτωση, το συνολικό εσωτερικό και εξωτερικό κόστος του φυσικού αερίου είναι μεγαλύτερο από αυτό του λιγνίτη, με αποτέλεσμα ο λιγνιτικός τομέας να προσφέρει περισσότερη ενέργεια (33.3%), αφού μετά τις μονάδες ΑΠΕ έχει το μικρότερο συνολικό κόστος.

4.2 Αποτελέσματα δεύτερου σεναρίου

Για την δεύτερη περίπτωση, θα εισάγουμε δύο ανισοτικούς περιορισμούς (εκτός από την ζήτηση ενέργειας και τα όρια ισχύος), προσομοιάζοντας κατά κάποιο τρόπο το πρόβλημα στις δεσμεύσεις της χώρας για επίτευξη των εθνικών στόχων σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ της Ε.Ε. Δηλαδή, έναν περιορισμό για το ποσοστό παραγόμενης ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ, ο οποίος έχει τεθεί στο 40%, καθώς και για τις εκπομπές CO_2 (μόνο από την διαδικασία παραγωγής, όχι από την ανάλυση του κύκλου ζωής) των συμβατικών μονάδων [26]. Τα ενεργειακά δεδομένα είναι ίδια με την πρώτη περίπτωση, με τη διαφορά ότι χρησιμοποιήσαμε τον αλγόριθμο εσωτερικού σημείου για την επίλυση του γραμμικού προβλήματος . Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στη συνέχεια.

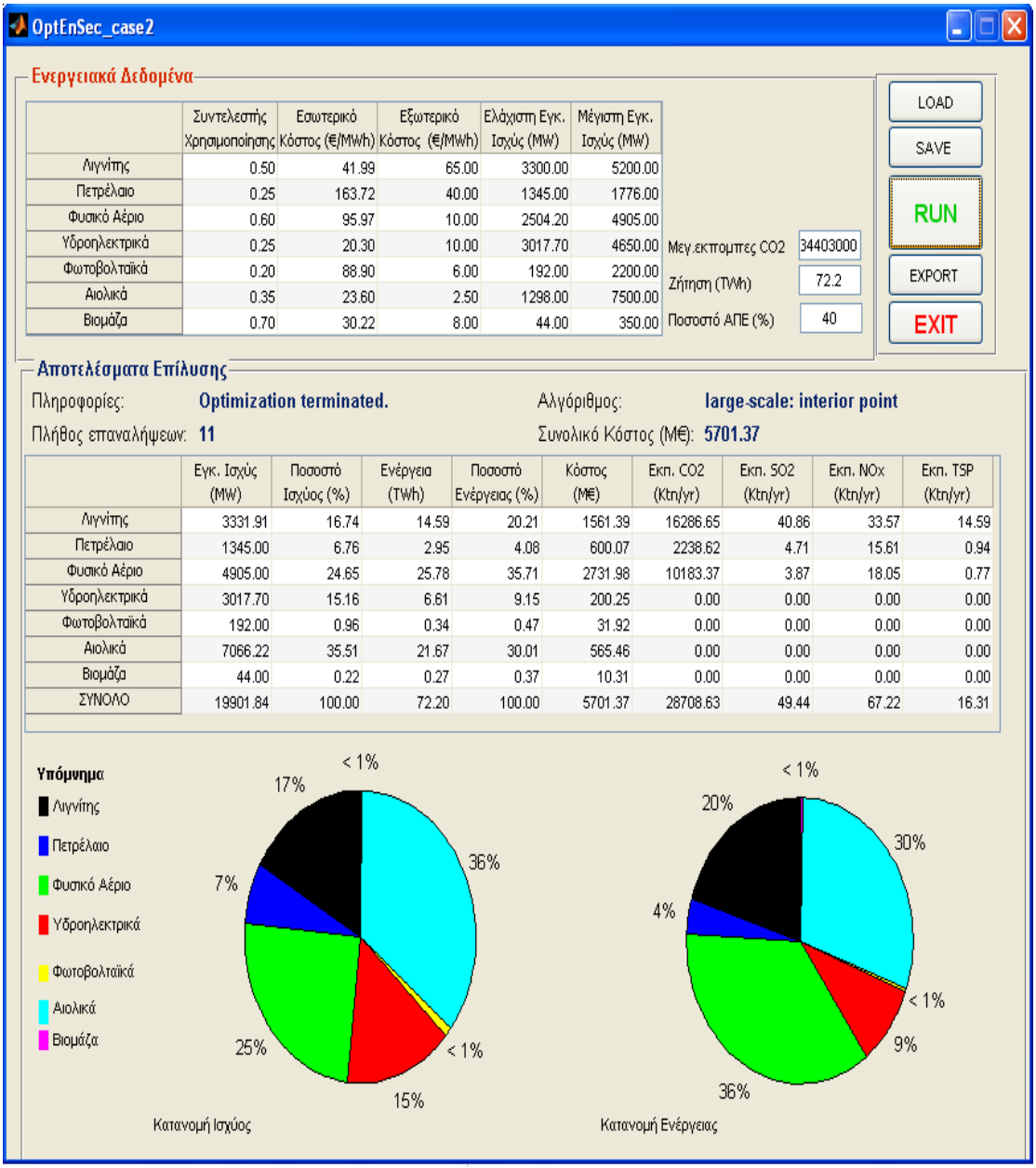


Εικόνα 5 :Αποτελέσματα δεύτερου σεναρίου.

Παρατηρούμε ότι όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, ο αλγόριθμος δίνει το ελάχιστο της ισχύος από τους λιγνιτικούς και πετρελαικούς σταθμούς αφού έχουν το μεγαλύτερο κόστος και με την ίδια λογική τη μέγιστη ισχύ στις υδροηλεκτρικές και αιολικές μονάδες. Το υπόλοιπο ποσό ενέργειας ενώ προηγουμένως καλυπτόταν από τις υπόλοιπες μονάδες ΑΠΕ, οι οποίες έχουν το αμέσως επόμενο μικρότερο κόστος, στην περίπτωση αυτή επειδή επιβάλλεται ο περιορισμός για το ποσοστό ΑΠΕ, δίνεται η ελαχιστη ισχύς από τα φωτοβολταικά και η υπόλοιπη ισχύς για να συμπληρωθεί το 40% από τη βιομάζα. Το φυσικό αέριο έχοντας το μικρότερο κόστος από τις συμβατικές μονάδες, παρέχει την υπόλοιπη ισχύ που απαιτείται.

Ο περιορισμός των εκπομπών CO_2 στα 34.4 εκ. τόνους παρατηρούμε ότι ικανοποιείται, ενώ το συνολικό κόστος είναι 5768.5 εκ.€, αυξημένο κατά 100 εκ.€ αναφορικά με την πρώτη περίπτωση, εξαιτίας του μεγαλύτερου ποσοστού ενέργειας από το φυσικό αέριο και την αντίστοιχη μείωση από τα φωτοβολταϊκά και τη βιομάζα.

Υιοθετώντας ένα διαφορετικό σενάριο για την περίπτωση αυτή, θεωρούμε διαφορετικούς συντελεστές χρησιμοποίησης, αυξάνοντας τις τιμές για τις μονάδες ΑΠΕ και του φυσικού αερίου (το οποίο τα επόμενα χρόνια θα αναλάβει σταδιακά τα φορτία βάσης) και σχετικά μικρότερες τιμές για τις λιγνιτικές και πετρελαϊκές μονάδες*. Θέτουμε επομένως για το λιγνίτη 0.5, πετρέλαιο 0.25, φυσικό αέριο 0.6, υδροηλεκτρικά 0.25, αιολικά 0.35, φωτοβολταϊκά 0.2, βιομάζα 0.7 και έχουμε:



	Συντελεστής Χρησιμοποίησης	Εσωτερικό Κόστος (€/MWh)	Εξωτερικό Κόστος (€/MWh)	Ελάχιστη Εγκ. Ισχύς (MW)	Μέγιστη Εγκ. Ισχύς (MW)
Λιγνίτης	0.50	41.99	65.00	3300.00	5200.00
Πετρέλαιο	0.25	163.72	40.00	1345.00	1776.00
Φυσικό Αέριο	0.60	95.97	10.00	2504.20	4905.00
Υδροηλεκτρικά	0.25	20.30	10.00	3017.70	4650.00
Φωτοβολταϊκά	0.20	88.90	6.00	192.00	2200.00
Αιολικά	0.35	23.60	2.50	1298.00	7500.00
Βιομάζα	0.70	30.22	8.00	44.00	350.00

	Εγκ. Ισχύς (MW)	Ποσοστό Ισχύος (%)	Ενέργεια (TWh)	Ποσοστό Ενέργειας (%)	Κόστος (M€)	Εκπ. CO2 (Ktn/yr)	Εκπ. SO2 (Ktn/yr)	Εκπ. NOx (Ktn/yr)	Εκπ. TSP (Ktn/yr)
Λιγνίτης	3331.91	16.74	14.59	20.21	1561.39	16286.65	40.86	33.57	14.59
Πετρέλαιο	1345.00	6.76	2.95	4.08	600.07	2238.62	4.71	15.61	0.94
Φυσικό Αέριο	4905.00	24.65	25.78	35.71	2731.98	10183.37	3.87	18.05	0.77
Υδροηλεκτρικά	3017.70	15.16	6.61	9.15	200.25	0.00	0.00	0.00	0.00
Φωτοβολταϊκά	192.00	0.96	0.34	0.47	31.92	0.00	0.00	0.00	0.00
Αιολικά	7066.22	35.51	21.67	30.01	565.46	0.00	0.00	0.00	0.00
Βιομάζα	44.00	0.22	0.27	0.37	10.31	0.00	0.00	0.00	0.00
ΣΥΝΟΛΟ	19901.84	100.00	72.20	100.00	5701.37	28708.63	49.44	67.22	16.31

Εικόνα 6 :Αποτελέσματα δεύτερου σεναρίου για την περίπτωση διαφορετικού συντελεστή χρησιμοποίησης.

* Στην πραγματικότητα, για να ισχύει η υπόθεση αυτή, απαιτείται η ενίσχυση και επέκταση του σημερινού δικτύου μεταφοράς. Έχουν ήδη αρχίσει να γίνονται μελέτες για την αναβάθμιση του δικτύου, την σύνδεση των Κυκλάδων ή και της Κρήτης με το διασυνδεδεμένο δίκτυο (ώστε να μεταφέρεται ενέργεια από σταθμούς ΑΠΕ των αυτόνομων δικτύων, οι οποίοι δεν μπορούν να προσφέρουν όλη την ενέργεια που παράγουν με τη σημερινή κατάσταση εξαιτίας της αστάθειας που θα δημιουργηθεί στο δίκτυο) καθώς και την εισαγωγή του φυσικού αερίου στο δίκτυο της Κρήτης [6],[8].

Ως αποτέλεσμα της αύξησης του συντελεστή χρησιμοποίησης του φυσικού αερίου, έχουμε μεγαλύτερη παραγωγή, καλύπτοντας το 35.7% της ζήτησης. Τα αιολικά προσφέρουν το 30% και ακολουθεί ο λιγνιτικός τομέας με 20.2%. Οι υπόλοιπες μονάδες ΑΠΕ εξωθούνται να παράγουν στην ελάχιστη τιμή της ισχύος τους, έτσι ώστε να ισχύει ο περιορισμός για το ποσοστό, εξαιτίας των μεγαλύτερων ποσών ενέργειας που προσφέρει τώρα ο αιολικός τομέας, Έχοντας καλύψει το ποσοστό αυτό, και δίνοντας τη μέγιστη ενέργεια από το φυσικό αέριο, η υπόλοιπη ενέργεια παρέχεται από τις πετρελαϊκές και λιγνιτικές μονάδες, με τις πρώτες να παράγουν στο ελάχιστο όριο ισχύος.

Το συνολικό κόστος είναι 5701,4 εκ.€, ελάχιστα μειωμένο, όπως και οι εκπομπές CO_2, εξαιτίας της μικρότερης παραγωγής ενέργειας από λιγνιτικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, που έχουν περισσότερες εκπομπές και μεγαλύτερο κόστος.

Επίλογος

Συμπεράσματα

Με βάση όλα τα παραπάνω, διαπιστώνουμε πόσο σημαντικός είναι ο ρόλος των μονάδων ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας, όχι μόνο εξαιτίας του πολύ μικρού λειτουργικού κόστους και της μηδενικής κατανάλωσης καυσίμου αλλά κυρίως λόγω των μηδαμινών εκπομπών και των μικρότερων επιπτώσεων στο περιβάλλον και στην κοινωνία.

Πρωτεύοντα ρόλο πρέπει να αναλάβουν οι αιολικοί και υδροηλεκτρικοί σταθμοί, οι οποίοι εμφανίζουν το μικρότερο συνολικό κόστος, αφού όμως πρώτα γίνουν οι κατάλληλες υποδομές ώστε να μπορούν να παρέχουν το μέγιστο της ισχύος τους. Η αναβάθμιση του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς αλλά και η σύνδεση όσο το δυνατόν περισσότερων αυτόνομων νησιών στο ηπειρωτικό σύστημα, καθώς και η αντλησιοταμίευση από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς κρίνεται απαραίτητη για το λόγο αυτό. Η σταδιακή μείωση του κόστους επένδυσης των φωτοβολταϊκών σταθμών κάνει όλο και πιο ελκυστική την εκμετάλλευσή τους, ενώ το βάρος πρέπει να δοθεί στην εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος, τη δημιουργία μεγάλων μονάδων και την προώθηση της ηλιοθερμικής τεχνολογίας. Οι σταθμοί βιομάζας και βιοαερίου πρέπει να παρέχουν μεγαλύτερα ποσά ενέργειας με την εκμετάλλευση, όπου είναι εφικτό, όλο και περισσότερων ΧΥΤΑ καθώς και των φυτικών και ζωικών υπολειμμάτων.

Από την άλλη, οι συμβατικοί σταθμοί έχουν συμβάλει σημαντικά στην κλιμάκωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και η συμμετοχή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο αναθεωρείται συνεχώς. Για το λόγο αυτό επιδιώκεται η βελτίωση της απόδοσης του λιγνίτη με επαναπροσδιορισμό του ρόλου του λιθάνθρακα στο ενεργειακό μείγμα, στην περίπτωση των νέων λιγνιτικών ατμοηλεκτρικών σταθμών, η απεξάρτηση σταδιακά της χρήσης πετρελαίου στα αυτόνομα νησιά και η διασφάλιση της παροχής φυσικού αερίου στο μέλλον με την επανεξέταση της χρήσης LNG.

Θα πρέπει να ενθαρρυνθεί η διασπαρμένη παραγωγή, η αποθήκευση ενέργειας σε αντλησιοταμιευτήρες, τα έξυπνα δίκτυα, η λειτουργία των συμβατικών θερμικών σταθμών για λιγότερες ώρες ετησίως καθώς και ο επαναπροσδιορισμός του ενεργειακού μείγματος υπό τις σημερινές οικονομικές συνθήκες λαμβάνοντας υπόψη την ανάπτυξη, την αύξηση θέσεων εργασίας και την ενεργειακή ασφάλεια.

Στις 31/1/2011, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε έκθεση [61] προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο σχετικά με την πρόοδο προς τους στόχους για το 2020 στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στην έκθεση επιβεβαιώνεται η χαμηλή ανταπόκριση των κρατών-μελών στην επίτευξη των ενδεικτικών στόχων για το 2010 που προβλέπονταν στην οδηγία 2001/77 (μόνο 7 σε σύνολο 27 κρατών-μελών πέτυχαν τους στόχους) ενώ, από τα εθνικά σχέδια δράσης για την ανανεώσιμη ενέργεια, διαπιστώνεται ότι τα μισά περίπου κράτη-μέλη, μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα προτίθενται να υπερβούν τους δεσμευτικούς εθνικούς στόχους που τους είχαν αποδοθεί από την νέα οδηγία 2009/28.

Παράρτημα

Α. Βιβλιογραφία

[1] Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής. *Μέτρα και μέσα για μια βιώσιμη και ανταγωνιστική ενεργειακή πολιτική*. Αθήνα 2008.

[2] European wind energy association, EWEA 2011. http://www.ewea.org/

[3] Π.Σ. Γεωργιλάκης, *Ηλεκτρική Οικονομία*, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης. Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά 2006.

[4] Κ.Βουρνάς, Γ.Κονταξής. Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Ε.Μ.Π.,2001.

[5] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. *Απολογισμός της Δ.Ε.Η. για το έτος 2005*. Έκθεση της Δ.Ε.Η.,2006.

[6] Ομάδα εργασίας ΡΑΕ,ΔΕΣΜΗΕ,ΔΕΗ. *Μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. Διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα*. Αθήνα 2011.

[7] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ), περίοδος 2006-2010. Έκθεση του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.,2006

[8] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. *Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ), περίοδος 2010-2014*. Έκθεση του Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.,2010.

[9] Π.Σ. Γεωργιλάκης, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας*, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης. Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά 2006.

[10] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Αποτελέσματα Ex-Post. Διαθέσιμα στην ιστοσελίδα http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=42&cat_id=1221&lang=1

[11] N.G. Kalampalikas, P.A. Pilavachi. A model for the development of a power production system in Greece, Part I: Where RES do not meet EU targets. Energy Policy 38 (2010), 6499–6513.

[12] Κ.Τσακαλάκης. *Παραγωγή ενέργειας από συμβατικά ορυκτά καύσιμα και από εναλλακτικές πηγές ενέργειας*. Ε.Μ.Π.

[13] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού .ΑΠΕ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Συνοπτικό πληροφοριακό δελτίο για το 2010.

[14] IPPC Βιομηχανίες Ενεργειακών Δραστηριοτήτων – Γ΄ Έκθεση Τεύχος Β΄.

[15] http://en.wikipedia.org/wiki/Combined_cycle

[16] Ιστοσελίδα ΔΕΠΑ. http://www.depa.gr/

[17] Β.Χατζηαθανασίου. *Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας*. Υπηρεσία δημοσιευμάτων Αριστοτέλειου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης, Θεσσαλονίκη 2004.

[18] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. *Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας & ΣΗΘΥΑ*. Συνοπτικό πληροφοριακό δελτίο, 2010.

[19] Β.Σταμπολίδης, *Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*. Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, Μάρτιος, 2005.

[20] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ). *Εγχειρίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας-Ενέργεια από βιομάζα*. Πρόγραμμα ALTENER,1998.

[21] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Μηνιαία δελτία ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2010. Ιστοσελίδα ΔΕΣΜΗΕ, www.desmie.gr

[22] Υπηρεσία ΑΠΕ. *Ετήσια Έκθεση της Υπηρεσίας Α.Π.Ε. το Έτος 2010*.Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠ.Ε.Κ.Α), 2011.

[23] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.). National Report to the European Commission 2008&2009.

[24] Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής. Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός, Έκθεση ΣΕΕΣ, Ιούλιος 2009.

[25] Π.Κάπρος. Το *ειδικό τέλος ΑΠΕ. Ανάλυση και προβλέψεις*. Διαλέξεις μαθήματος Ενεργειακή Οικονομία. ΕΜΠ 2011.

[26] Επιτροπή 20-20-20. *Ανάλυση Ενεργειακών Σεναρίων διείσδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα και Επίτευξης των Εθνικών Στόχων του 2020 με χρήση των μοντέλων MARKAL, ENPEP, WASP, COST*. Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (Υ.Π.Ε.Κ.Α),2010.

[27] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής. *National renewable energy action plan in the scope of Directive 2009/28/EC*. ΥΠΕΚΑ 2010.

[28] Υπουργική Απόφαση 19598/1-10-2010. *«Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε.»*. (ΦΕΚ 1630 Β'/11.10.2010).

[29] Ρυθμιστική αρχή ενέργειας. *Μεθοδολογία προσδιορισμού περιθωρίων ΑΠΕ σε κορεσμένα δίκτυα*. Απόφαση 85/2007,ΡΑΕ 2007.

[30] Energy information administration,EIA.Average Capacity Factors by Energy Source. www.eia.gov

[31] Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2003.

[32] Διπλωματική εργασία: *Οικονομική αποτίμηση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του ηπειρωτικού δικτύου της Ελλάδας με μεγάλο ποσοστό διείσδυσης αιολικής ενέργειας*. Ηρακλής Ι. Σκοτεινός, Ε.Μ.Π. 2004.

[33] Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. *Παράγοντας ενεργειακής ασφάλειας για τη χώρα και μοχλός οικονομικής ανάπτυξης στη Δυτική Μακεδονία. Προοπτικές*. Διεύθυνση σχεδιασμού και απόδοσης ορυχείων. Λιγνιτωρυχεία ΔΕΗ.

[34] A.Chatzimouratidis, P.Pilavachi. *Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process*. Energy Policy 37 (2009) 778–787.

[35] *Co-gasification of solid waste and lignite. A case study for W. Macedonian.* Heleco ’05, ΤΕΕ, Αθήνα, 3-6 Φεβρουαρίου 2005.

[36] M.Blesl, S.Wissel .*Private Costs of Electricity and Heat Generation*. IER University Stuttgart.

[37] A.S. Dagoumas, E. Kalaitzakis, G.K. Papagiannis, P.S. Dokopoulos. *A post-Kyoto analysis of the Greek electric sector*. Energy Policy 35 (2007) 1551–1563

[38] Diakoulaki, D.; Mirasgedis, S. and Tziantzi, M. *Title Environmental externalities and the development of renewable energy sources.* Reference EAERE 2000 Conference, University of Crete, Department of Economics, Rethymnon, Greece, 30 June - 2 July 2000

[39] National renewable energy laboratory, 2005.

[40] Π. Τριανταφυλλόπουλος. *Τεχνολογίες πρόληψης και περιορισμός της ρύπανσης στην ενεργειακή Βιομηχανία.* Ολοκληρωμένη πρόληψη και έλεγχος της ρύπανσης στη βιομηχανία (IPPC), ΤΕΕ, Αθήνα, 23 Οκτωβρίου 2002

[41] A.K. Akella, R.P. Saini b, M.P. Sharma. *Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems.* Renewable Energy 34 (2009) 390–396

[42] *Life cycle emissions analysis*. Nuclear energy institute, 2007. www.nei.org

[43] A. Chatzimouratidis, P. Pilavachi. *Multicriteria evaluation of power plants impact on the living standard using the analytic hierarchy process*. Energy Policy 36 (2008) 1074–1089

[44] D. Weisser. *A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies*. Energy, Vol. 32, pp. 1543–1559, 2007.

[45] Vestas, *Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65 MW turbines*. Vestas Corp., Denmark, 2006.

[46] E.A. Alsema, M.J Wild-Scholten, V.M. Fthenakis. *Environmental impacts of PV electricity generation – a critical comparison of energy supply options*. Presented at 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Dresden, Germany, 4-8 September, 2006.

[47] L. Gagnon, C. Belanger, Y. Uchiyama, *Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001*. Energy Policy, Vol. 30, No.14, pp.1267-1278, 2002.

[48] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), http://unfccc.int/2860.php

[49] Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2003. *Nuclear electricity generation: What are the external costs?*

[50] *External costs. Research results on social-environmental damages due to electricity and transport*. European Commission, 2003.

[51] European Commission (2005). *ExternE - Externalities of Energy: Methodology 2005 update*. DG for Research, Report EUR 21951, Available at http://www.externe.info.

[52] European Commission, 1995. *Externalities of Energy: Methodology. vol. 2*. Prepared by ETSU and Metroeconomica, available at www.externe.info.

[53] Χ. Τουρκολιάς, Δ. Διακουλάκη. *Ανάλυση κόστους - οφέλους σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για το 2020*., Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ,2010.

[54] Σημειώσεις GUI για το εργαστήριο του μαθήματος Γραμμικός Προγραμματισμός & Βελτιστοποίηση. Δημήτριος Βαρσάμης ΤΕΙ Σερρών 2010

[55] G.B. Dantzig. *Linear Programming and Extensions*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1963.

[56] Karmarkar, N. A New Polynomial-Time Algorithm for Linear Programming. Combinatorica 4, 373-395, 1984.

[57] Mehrotra, S. On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. SIAM J. Optimization 2, 575-601, 1992.

[58] Zhang Y. Solving Large-scale linear programs by interior point methods under the Matlab environment , 1997

[59] European energy exchange,EEX. www.eex.com

[60] Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών. *Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός 2008-2020 .Οι προτάσεις του ΣΕΦ*, 2008

[61] Communication from the Commission to the European Parliament and the Council "Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target" http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/doc/com_2011_0031_en.pdf

Β. Ο κώδικας του προγράμματος στο λογισμικό *GUIDE* της *Matlab* (για το δεύτερο σενάριο):

```
% OPTENSEC_CASE2 (OPTimization of ENergy SECtors)

function varargout = OptEnSec_case2(varargin)

gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                   'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                   'gui_OpeningFcn', @OptEnSec_case2_OpeningFcn, ...
                   'gui_OutputFcn',  @OptEnSec_case2_OutputFcn, ...
                   'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                   'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end

function OptEnSec_case2_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)

handles.output = hObject;
guidata(hObject, handles);

function varargout = OptEnSec_case2_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)

varargout{1} = handles.output;

function loadbutton_Callback(hObject, eventdata, handles)

[FileName,PathName] = uigetfile({'*.mat'},'Άνοιγμα αρχείου');
FullFile=[PathName FileName];
try
    load(FullFile,'celldata','valuesdata');
    set(handles.datatable,'Data',celldata);
    set(handles.CO2rights,'String',valuesdata(1));
    set(handles.demand,'String',valuesdata(2));
    set(handles.resperc,'String',valuesdata(3));

catch ME
    idSegLast = regexp(ME.identifier, '(?<=:)\w+$', 'match');
    warndlg(idSegLast,'Σφάλμα Ανάγνωσης Αρχείου Δεδομένων');
end


function savebutton_Callback(hObject, eventdata, handles)

[FileName,PathName] = uiputfile({'*.mat'},'Αποθήκευση αρχείου');
FullFile=[PathName FileName];
try
```

```
    celldata=get(handles.datatable,'Data');

valuesdata=[get(handles.CO2rights,'String'),get(handles.demand,'Strin
g'),get(handles.resperc,'String')];
    save(FullFile,'celldata','valuesdata');
catch ME
    idSegLast = regexp(ME.identifier, '(?<=:)\w+$', 'match');
    warndlg(idSegLast,'Σφάλμα Αποθήκευσης Αρχείου Δεδομένων');
end


function runbutton_Callback(hObject, eventdata, handles)

ekpompes=[1116 2.8 2.3 1;760 1.6 5.3 0.32;395 0.15 0.7 0.03;0 0 0 0;0
0 0 0;0 0 0 0;0 0 0 0];
sources=readtable(handles.datatable);
CO2=str2double(get(handles.CO2rights,'String'))*10^3;
demand=str2double(get(handles.demand,'String'))*10^6;
resperc=str2double(get(handles.resperc,'String'))/100;

f=sources(:,2)+sources(:,3);
Aeq=[1 1 1 1 1 1 1];
beq=[demand];
Aineq=[transpose(ekpompes(:,1));0 0 0 1 1 1 1];
bineq=[CO2;resperc*demand];
lb=sources(:,4).*sources(:,1)*8760;
ub=sources(:,5).*sources(:,1)*8760;

if sum(lb)>demand
    warndlg('Η ελάχιστη παραγόμενη ενέργεια είναι μεγαλύτερη από την
ζήτηση.','Σφάλμα Δεδομένων');
elseif sum(ub)<demand
    warndlg('Η μέγιστη παραγόμενη ενέργεια είναι μικρότερη από την
ζήτηση.','Σφάλμα Δεδομένων');
else
    [x,fval,exitflag,output] = linprog(f,Aineq,bineq,Aeq,beq,lb,ub);

    power_abs=x./sources(:,1)/8760;
    power_per=power_abs/sum(power_abs)*100;
    energy_abs=x/10^6;
    energy_per=energy_abs/sum(energy_abs)*100;
    cost=f.*x/10^6;
    emissions=[x.*ekpompes(:,1) x.*ekpompes(:,2) x.*ekpompes(:,3)
x.*ekpompes(:,4)]/10^6;

    output_table=[power_abs power_per energy_abs energy_per cost
emissions];
    output_table=[output_table;sum(output_table)];

    set(handles.output_message,'String',output.message);
    set(handles.output_iterations,'String',output.iterations);
    set(handles.output_algorithm,'String',output.algorithm);
    set(handles.output_fval,'String',fval/10^6);
    set(handles.resultstable,'Data',num2cell(output_table));

    axes(handles.energy_chart);
    pie(energy_abs);
    colormap ([0 0 0;0 0 1;0 1 0;1 0 0;1 1 0;0 1 1;1 0 1]);
```

```
    axes(handles.power_chart);
    pie(power_abs);
    colormap ([0 0 0;0 0 1;0 1 0;1 0 0;1 1 0;0 1 1;1 0 1]);
end

function data=readtable(table)
temp=get(table,'Data');
goodcond=true;
for i=1:size(temp,1)
    for j=1:size(temp,2)
        if isempty(temp{i,j}) || isnan(temp{i,j})
            goodcond=false;
        end
    end
end
if goodcond==false
    warndlg('Μη έγκυρες ή άδειες τιμές στον πίνακα.','Σφαλμα
Δεδομενων Πίνακα');
    data=[];
else
    data=zeros(size(temp));
    for i=1:size(temp,1)
        for j=1:size(temp,2)
            data(i,j)=temp{i,j}(1);
        end
    end
end


function CO2rights_Callback(hObject, eventdata, handles)

if str2double(get(hObject,'String'))<0 |
isletter(get(hObject,'String'))==1
    uicontrol(hObject);
    warndlg('Μη έγκυρη τιμή.','Σφαλμα Δεδομενων');
end


function CO2rights_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end


function demand_Callback(hObject, eventdata, handles)

if str2double(get(hObject,'String'))<0 |
isletter(get(hObject,'String'))==1
    uicontrol(hObject);
    warndlg('Μη έγκυρη τιμή.','Σφαλμα Δεδομενων');
end



function demand_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
```

```
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function resperc_Callback(hObject, eventdata, handles)

if str2double(get(hObject,'String'))<0 |
isletter(get(hObject,'String'))==1
    uicontrol(hObject);
    warndlg('Μη έγκυρη τιμή.','Σφαλμα Δεδομενων');
end


function resperc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end


function exitbutton_Callback(hObject, eventdata, handles)

closereq;

function exportbutton_Callback(hObject, eventdata, handles)

[FileName,PathName] = uiputfile({'*.xls'},'Εξαγωγή αρχείου
αποτελεσμάτων');
FullFile=[PathName FileName];
try
    h = waitbar(0,'Παρακαλώ περιμένετε...');
    steps = 3;
    sources=readtable(handles.datatable);
    results=readtable(handles.resultstable);
    waitbar(1/steps);
    xlswrite('test.xls',{'ΔΕΔΟΜΕΝΑ'},'A1:A1');
    xlswrite('test.xls',{'Συντ. Χρησ.','Εσωτ. Κόστος (€/MWh)','Εξωτ.
Κοστος (€/MWh)','Ελάχ. Εγκ. Ισχύς (MW)','Μεγ. Εγκ. Ισχύς
(MW)'},'B2:F2');
    xlswrite('test.xls',{'Λιγνίτης';'Πετρέλαιο';'Φυσικό
Αέριο';'Υδροηλεκτρικά';'Φωτοβολταϊκά';'Αιολικά';'Βιομάζα'},'A3:A9');
    xlswrite('test.xls',sources,'B3:F9');
    xlswrite('test.xls',{'Μέγ. εκπ. CO2
(tn.)',str2double(get(handles.CO2rights,'String'))} ,'A11:B11');
    xlswrite('test.xls',{'Ζήτηση
(TWh)',str2double(get(handles.demand,'String'))} ,'A12:B12');
    xlswrite('test.xls',{'Ποσοστό ΑΠΕ
(%)',str2double(get(handles.resperc,'String'))} ,'A13:B13');
    waitbar(2/steps);
    xlswrite('test.xls',{'ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ'},'A15:A15');
    xlswrite('test.xls',{'Εγκ. Ισχύς (MW)','Ποσοστό Ισχύος
(%)','Ενέργεια (TWh)','Ποσοστό Ενέργειας (%)','Κόστος (M€)','Εκπ. CO2
(Ktn/yr)','Εκπ. SO2 (Ktn/yr)','Εκπ. NOx (Ktn/yr)','Εκπ. TSP
(Ktn/yr)'},'B16:J16');
    xlswrite('test.xls',{'Λιγνίτης';'Πετρέλαιο';'Φυσικό
Αέριο';'Υδροηλεκτρικά';'Φωτοβολταϊκά';'Αιολικά';'Βιομάζα';'ΣΥΝΟΛΟ'},'
A17:A24');
```

```
    xlswrite('test.xls',results,'B17:J24');
    waitbar(3/steps);
    close(h);
catch ME
    idSegLast = regexp(ME.identifier, '(?<=:)\w+$', 'match');
    warndlg(idSegLast,'Σφάλμα Εξαγωγής Αρχείου Αποτελεσμάτων');
end
```