



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΣΗΜΑΤΩΝ, ΕΛΕΓΧΟΥ ΚΑΙ ΡΟΜΠΟΤΙΚΗΣ

**Πολυκριτηριακή Βελτιστοποίηση και Διαχείριση
της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Νικόλαος Χ. Χρυσανθόπουλος

Επιβλέπων: Γεώργιος Π. Παπαβασιλόπουλος
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Νοέμβριος 2011



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΣΗΜΑΤΩΝ, ΕΛΕΓΧΟΥ ΚΑΙ ΡΟΜΠΟΤΙΚΗΣ

**Πολυκριτηριακή Βελτιστοποίηση και Διαχείριση
της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενεργείας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Νικόλαος Χ. Χρυσανθόπουλος

Επιβλέπων: Γεώργιος Π. Παπαβασιλόπουλος
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 3^η Νοεμβρίου 2011.

.....
Γεώργιος Παπαβασιλόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ιωάννης Ψαράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

Αθήνα, Νοέμβριος 2011

.....
Χρυσανθόπουλος Νικόλαος

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

Copyright © Χρυσανθόπουλος Νικόλαος, 2011
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Η ενέργεια στη σημερινή εποχή αποτελεί τη βάση της παραγωγής και από την οπτική της κατανάλωσης είναι ένα αγαθό συνεχούς αυξανόμενης ζήτησης χωρίς τη δυνατότητα υποκατάστασης. Η λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η ασκούμενη ενεργειακή πολιτική παρουσιάζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον. Στη παρούσα διπλωματική εργασία αναλύεται και εφαρμόζεται ένα δυναμικό μοντέλο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και σύνθεσης της ηλεκτροπαραγωγής.

Με τη διατύπωση και την ελαχιστοποίηση μιας εξίσωσης ποιοτικού κόστους έχουμε τις αντίστοιχες συνθέσεις για διάφορες εφαρμοζόμενες πολιτικές. Στην εξίσωση αυτή συνυπολογίζονται όλες οι κατηγορίες κριτηρίων πάνω στις οποίες έχουν αξιολογηθεί η παραγωγοί. Ουσιαστικά η διατύπωση του ποιοτικού κόστους αποτελεί μια εκδοχή του προβλήματος πολυκριτηριακής λήψης απόφασης και η αξιολόγηση βασίζεται στην μέθοδο AHP. Για διάφορες πολιτικές, με δεδομένα και σταθερά όλα τα κριτήρια, γίνεται χρήση της μεθόδου simplex για τον καθορισμό της βέλτιστης σύνθεσης αφού διαμορφώνεται γραμμικό πρόβλημα με περιορισμούς. Στην περίπτωση που υπάρχουν μεταβλητά κριτήρια διαμορφώνεται ένα μη γραμμικό πρόβλημα με περιορισμούς που καταλήγει στον προσεγγιστικό προσδιορισμό των ποσοτήτων (Newton, SQP) που ελαχιστοποιούν την αντίστοιχη εξίσωση Lagrange του προβλήματος.

Στα πλαίσια της εργασίας δραστηριοποιούνται στην αγορά επτά παραγωγοί, εκ των οποίων οι έξι αντιστοιχούν στις διαθέσιμες τεχνολογίες παραγωγής, ένας στις εισαγωγές και με τη συμμετοχή τους γίνεται η προσπάθεια προσομοίωσης τριών χρονικών περιόδων. Η πρώτη περίοδος αναφέρεται σε σημερινές συνθήκες δυναμικότητας παραγωγής και ζήτησης, η δεύτερη χαρακτηρίζεται από την παράλληλη λειτουργία της αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων, ενώ η τρίτη βασίζεται σε προβλεπόμενο σενάριο δυναμικότητας και ζήτησης.

Μέσα από αυτές τις περιπτώσεις εφαρμογής ουσιαστικά φαίνεται η επίδραση κάθε πολιτικής ανάλογα με το ειδικό βάρος που κάθε φορά προσδίδεται και γίνεται αισθητή η ευαισθησία του προτεινόμενου μοντέλου και του συστήματος γενικότερα σε τυχόν μεταβολές των κριτηρίων και των δεδομένων για διάφορες πολιτικές.

Λέξεις Κλειδιά:

Πολυκριτηριακή βελτιστοποίηση, Αξιολόγηση τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής, Γραμμικό ποιοτικό κόστος, Μη γραμμικό ποιοτικό κόστος, Λειτουργία αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, Λειτουργία με ETS.

Abstract

Energy today constitutes the production base and from the point of consumption there is a continuous rise in demand for goods without substitution. The operation of the electricity market, the energy policy and the choice of the ensemble of national energy supply are of particular interest. In this thesis we analyze and apply a dynamic model for market operation and composition of production. Formulating and minimizing a quality cost equation results to the corresponding compositions for various policies implemented. In the equation, all categories of criteria on which the evaluation of producers is made, are included. Essentially, the formulation of quality costs is a version of the multi-criteria decision making problem and is based in the Analytic Hierarchy Process.

In the case of fixed criteria for the determination of the optimum composition for various sets of policy the simplex method is used, as our given quality cost is a linear equation with restrictions. If there are variable criteria, then a nonlinear problem with constraints arises which leads to an approximate determination of the quantities through Newton or SQP method that minimizes the corresponding Lagrange equation.

In the market there are seven producers who participate, six of which correspond to the available production technologies and one for imports. Three periods are distinguished where an attempt is done in simulating the operation of the market for all producers. The first case refers to current conditions of production capacity and demand, the second is characterized by the operation of the Emissions Trading System, so emissions are calculated in the cost, whereas the third scenario is based on projected capacity and demand.

Through these case studies for various sets the effect of each policy, the sensitivity of the proposed model to any changes in the criteria and in general the functionality of the system is presented.

Keywords:

Multi-criteria optimization, Rating generation technologies, Linear quality cost, Non-linear quality cost, Operation of electricity market, Operation with Pollutant emissions.

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στον τομέα Σημάτων, Ελέγχου και Ρομποτικής της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ).

Αντικείμενο της εργασίας αποτέλεσε ο προσδιορισμός ενός πολυκριτηριακού μοντέλου λειτουργίας της αγοράς και καθορισμού της ενεργειακής πολιτικής. Για την επίτευξη αυτού είναι απαραίτητη η σύνθεση και εφαρμογή ενός συστήματος αξιολόγησης των παραγωγών που συμμετέχουν ώστε σε κάθε περίπτωση η σύνθεση των ποσοτήτων να αντιστοιχεί στην ενεργειακή πολιτική που επιλέγεται. Μέσα από την εφαρμογή του μοντέλου σε τρεις περιπτώσεις, όπου κάθε μια θεωρείται φάση ορόσημο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται προσπάθεια δοκιμής του και ανάδειξης των όποιων θετικών και αρνητικών χαρακτηριστικών του.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας ήταν ο Καθηγητής κ. Γ. Π. Παπαβασιλόπουλος, τον οποίο ευχαριστώ θερμά για την ανάθεση αυτής και για την αμέριστη βοήθεια του καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της. Η καθοδήγηση του από το πρώιμο στάδιο επιλογής θέματος μέχρι και την ολοκλήρωση της εργασίας ήταν ουσιαστική και πολύτιμη.

Εκφράζω ακόμη τις ευχαριστίες μου στον Νικόλαο Κακογιάννη, συνάδελφο και υποψήφιο διδάκτορα, για τις, καίριας σημασίας, παρατηρήσεις του και την αμέριστη συμπαράσταση του στην ανάπτυξη της εργασίας.

Περιεχόμενα

<i>Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή</i>	13
1.1 Η ενέργεια στην Ελλάδα.....	15
1.2 Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας	16
1.3 Ενεργειακή πολιτική και προστασία του περιβάλλοντος	18
1.4 Κύριο θέμα της εργασίας	20
<i>Κεφάλαιο 2: Πολυκριτηριακή Μοντελοποίηση Του Συστήματος</i>	23
2.1 Μέθοδοι πολυκριτηριακής αξιολόγησης	25
2.1.1 Γενικά.....	25
2.1.2 Μέθοδοι της στάθμισης ή κλιμάκωσης	26
2.1.3 Μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού	28
2.2 Καθορισμός πολυκριτηριακού μοντέλου λειτουργίας.....	28
2.3 Κατηγορίες Κριτηρίων Αξιολόγησης Παραγωγών - Συστήματος.....	31
2.4 Ελαχιστοποίηση Ποιοτικού Κόστους και Βελτιστοποίηση Συστήματος	34
2.4.1 Γραμμικό ποιοτικό κόστος με περιορισμούς.....	34
2.4.2 Μη γραμμικό ποιοτικό κόστος με περιορισμούς.....	36
<i>Κεφάλαιο 3: Καθορισμός Παραγωγών</i>	39
3.1 Καθορισμός παραγωγών.....	41
3.2 Ανάλυση τεχνολογιών και παραγωγών	42
3.2.1 Λιγνίτης.....	42
3.1.2 Φυσικό αέριο.....	42
3.1.3 Πετρέλαιο.....	44
3.1.4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια.....	44
3.1.4 Αιολική Ενέργεια	45
3.1.4 Ηλιακή Ενέργεια	45
3.3 Δυναμικότητα παραγωγής	45
3.3.1 Σημερινή δυναμικότητα.....	45
3.3.1 Μελλοντική Δυναμικότητα.....	46
<i>Κεφάλαιο 4: Αξιολόγηση Παραγωγών</i>	47
4.1 Μεθοδολογία αξιολόγησης	49
4.2 Αξιολόγηση παραγωγών	51
4.2.1 Οικονομικό κριτήριο.....	51
4.2.2 Περιβαλλοντικό Κριτήριο.....	59
4.2.3 Κριτήριο Συστήματος ή Τεχνικό Κριτήριο.....	61

4.2.4 Κοινωνικό Κριτήριο	64
<i>Κεφάλαιο 5: Εφαρμογή</i>	67
5.1 Γενικά.....	69
5.2 Περίπτωση Α	71
5.3 Περίπτωση Β.....	77
5.4 Περίπτωση Γ	83
<i>Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα και Προοπτικές</i>	91
6.1 Συμπεράσματα	93
6.2 Προοπτικές.....	94
<i>Βιβλιογραφία</i>	95
<i>Παραρτήματα</i>	99
Παράρτημα Ι (Ανάλυση Συναρτήσεων)	101
Παράρτημα ΙΙ (Πίνακες, Στοιχεία)	103
Παράρτημα ΙΙΙ (Κώδικας MATLAB).....	112

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Η ενέργεια στην Ελλάδα

Η ενέργεια είναι πλήρως συνδεδεμένη με την πλειοψηφία των καθημερινών δραστηριοτήτων του ανθρώπου και στις περισσότερες περιπτώσεις δεν μπορεί να αντικατασταθεί. Έτσι ο ενεργειακός τομέας κάθε χώρας, είναι στρατηγικής σημασία για την οικονομική και κοινωνική ανάπτυξη και ευημερία. Τα ενεργειακά προβλήματα συνήθως είναι σύνθετα και αφορούν όλα τα στάδια, από την παραγωγή, τη διανομή, μέχρι και την κατανάλωση. Στην ελληνική πραγματικότητα, τα προβλήματα αυτά παρουσιάζουν ομοιότητες με άλλων ευρωπαϊκών χωρών αλλά και πολλές ιδιαιτερότητες.

Γενικά οι ενεργειακές ανάγκες μπορούν να χαρακτηρισθούν ως ένα συνεχώς αυξανόμενο μέγεθος, λόγω των τεχνολογικών εξελίξεων και της ευρείας ανάπτυξης. Αν μπορεί να συνδεθεί κάπως με τα οικονομικά μεγέθη της χώρας, η μόνη περίπτωση είναι να ακολουθεί τον ρυθμό του ΑΕΠ και τις κλαδικές αναδιαρθρώσεις της οικονομίας. Πρόσφατα έχει παρατηρηθεί στασιμότητα και μείωση ορισμένων ενεργειακών απαιτήσεων, γεγονός που δικαιολογείται από το μειούμενο ΑΕΠ αλλά μπορεί να αποτελεί και συνέπεια των προσπαθειών εξοικονόμησης. Η δυναμική αυτή τάση καθιστά τον ενεργειακό τομέα, τομέα έντονων και σύντομων αλλαγών που χρήζει συνεχής παρακολούθησης και προσαρμογής.

Το ενεργειακό ισοζύγιο χρησιμοποιείται κατά γενική ομολογία για την ανάλυση και παρακολούθηση του τομέα καθώς αποτελεί το βασικό εργαλείο αναφοράς και αξιολόγησης, βάση του οποίου προκύπτουν τα σχετικά συμπεράσματα. Το ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας χαρακτηρίζεται από χαμηλή ενεργειακή απόδοση και «ανορθολογική» χρήση των ενεργειακών μορφών. Έχει εντούτοις αρχίσει να εξαπλώνεται η χρήση του φυσικού αερίου και σταδιακά διευρύνεται η αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στην ηλεκτροπαραγωγή, αναδιάρθρωση που επιταχύνεται από την ανάγκη προστασίας του περιβάλλοντος και τις δεσμεύσεις της χώρας πάνω στη λογική αυτή.

Στο ενεργειακό ισοζύγιο, διαχρονικά, παρουσιάζεται η κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα να αποτελείται κυρίως από πηγές υγρών καυσίμων. Σταδιακά παρατηρείται μείωση λόγω της αυξανόμενης χρήσης στερεών καυσίμων και φυσικού αερίου και αυτό γιατί η εγχώρια παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας στηρίζεται κυρίως στα στερεά καύσιμα και ειδικά στο λιγνίτη. Παράλληλα η υψηλή θερμογόνο δύναμη του φυσικού αερίου, η τέλεια και καθαρή καύση του, το καθιστούν πολύ ανταγωνιστική πρωτογενή πηγή ενέργειας.

Παρατηρείται επίσης μια σαφής προσπάθεια μείωσης της συμμετοχής των εισαγωγών στο ενεργειακό ισοζύγιο που αποτέλεσμά έχει την αύξηση της ενεργειακής επάρκειας και τη μείωση της επιβάρυνσης του ισοζυγίου πληρωμών. Όσο πιο μεγάλες είναι οι εισαγωγές προϊόντων, τόσο πιο ευάλωτη είναι η χώρα και πιο συγκεκριμένα το ισοζύγιο πληρωμών είναι εκτεθημένο στις διακυμάνσεις και στις αυξήσεις των τιμών των ενεργειακών προϊόντων.

Πιο συγκεκριμένα η κατανάλωση που διαχρονικά παρουσίαζε αύξηση, τα τελευταία χρόνια εμφανίζει μία σχετική πτωτική τάση. Η εξέλιξη της δομής της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης, παράλληλα, αντικατοπτρίζει τη διάρθρωση της ελληνικής οικονομίας, στην οποία η σημασία των υπηρεσιών του εμπορικού τομέα παρουσίαζε αυξητική τάση έναντι της βιομηχανίας διαχρονικά, ενώ τα τελευταία χρόνια παρουσιάζεται μια γενικευμένη πτωτική πορεία. Έχει επίσης διαπιστωθεί η τάση υποκατάστασης στις χρήσεις του εμπορικού και βιομηχανικού τομέα, διάφορων μορφών ενέργειας με αυτή της ηλεκτρικής, τάση η οποία δεν φαίνεται να ανατρέπεται. Η χαμηλή τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τις τιμές των

υγρών καυσίμων, που προκάλεσε την τάση υποκατάστασης, είναι αποτέλεσμα της πολιτικής που στόχευε στη βελτίωση των αποτελεσμάτων της ενεργειακής χρήσης μέσω της αξιοποίησης των εγχώριων πόρων (λιγνίτη και υδροδυναμικού) για ηλεκτροπαραγωγή.

1.2 Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Στην Ελλάδα, ο τομέας ενέργειας ήταν κρατικό μονοπώλιο από το 1956 καθώς η ΔΕΗ μετράει περισσότερα από πενήντα χρόνια προσφοράς. Υπήρχαν όμως προβλήματα τα οποία περιόριζαν την αποτελεσματικότητα των υπηρεσιών της. Ξεκίνησε λοιπόν και στην Ελλάδα η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μετά την οδηγία 96/92 της ΕΕ.

Σε πρώτη φάση η προσπάθεια προέβλεπε απελευθέρωση για τους βιομηχανικούς καταναλωτές, άδειες λειτουργίας για ιδιωτικούς σταθμούς παραγωγής και άλλες νέες επενδύσεις. Στα πλαίσια εναρμόνισης της ελληνικής νομοθεσίας με αυτήν την οδηγία και εκσυγχρονισμού των ενεργειακών αγορών της Ελλάδας συστάθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) με το νόμο 2773/22-12-99. Ο ρόλος της δεν είναι ελεγκτικός ή δικαστικός αλλά να διευκολύνει τον ελεύθερο και υγιή ανταγωνισμό προς όφελος του τελικού καταναλωτή. Η ΡΑΕ είναι μια ανεξάρτητη αρχή που φροντίζει, εισηγείται και προωθεί την ύπαρξη συνθηκών ίσων ευκαιριών, και υγιούς ανταγωνισμού και παρέχει την άδεια λειτουργίας σε παραγωγούς, προμηθευτές και λοιπούς φορείς της αγοράς.

Ο δεύτερος βασικός φορέας της απελευθερωμένης αγοράς που συστάθηκε με τον ίδιο νόμο είναι η Ανώνυμη Εταιρεία Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ή Διαχειριστής του Συστήματος ή ΔΕΣΜΗΕ), η εταιρεία που διαχειρίζεται το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ο ΔΕΣΜΗΕ φροντίζει να υπάρχει ανά πάσα στιγμή ισορροπία παραγωγής και κατανάλωσης και η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται κατά τρόπο αξιόπιστο, ασφαλή και ποιοτικά αποδεκτό. Ο δεύτερος ρόλος του ΔΕΣΜΗΕ είναι να εκκαθαρίζει την αγορά, να λειτουργεί σαν ένα είδος χρηματιστηρίου που υπολογίζει κάθε ημέρα ποιός οφείλει σε ποιόν. Ο ΔΕΣΜΗΕ δεν εμπορεύεται ηλεκτρική ενέργεια και οι βασικές συναλλακτικές σχέσεις είναι διμερείς μεταξύ παραγωγών/προμηθευτών και των πελατών τους. Τελικός στόχος είναι η μείωση του κόστους και άρα χαμηλότερες τιμές που προσδιορίζονται από τις δυνάμεις της προσφοράς και της ζήτησης.

Η συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι πολύ μεγάλη σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες. Αυτό οφείλεται στην ύπαρξη αρκετών ηλεκτροβόρων κλάδων αλλά και στο γεγονός ότι υπάρχουν περιορισμένα υποκατάστατα της ηλεκτρικής ενέργειας σε ορισμένες χρήσεις. Επιπλέον, οι χαμηλές της τιμές σε μερικές χρήσεις στα πλαίσια άσκησης αναπτυξιακής ή κοινωνικής πολιτικής ενθάρρυναν την υποκατάσταση ηλεκτρικής ενέργειας σε άλλα καύσιμα και την υπερκατανάλωση, με σοβαρή επιβάρυνση κόστους για το ενεργειακό ισοζύγιο. Το βασικό πλεονέκτημα που παρουσιάζει όμως η ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα είναι ότι παράγεται κυρίως από εγχώριους πόρους.

Ο λιγνίτης είναι η κύρια μορφή πρωτογενών ενεργειακών πόρων που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι τώρα, μόνο η ΔΕΗ έχει μονάδες παραγωγής από λιγνίτη και ορυχεία που η ίδια εκμεταλλεύεται. Υπάρχει προσανατολισμός για πώληση είτε μονάδων λιγνίτη, είτε για εκχώρηση αδειών εκμετάλλευσης κοιτασμάτων σε ιδιώτες. Το 1997 ολοκληρώθηκαν οι αγωγοί

φυσικού αερίου οπότε και αρχίζει η εισαγωγή του στο ενεργειακό σύστημα και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας με τη ΔΕΗ να κατέχει το μεγαλύτερο δυναμικό σε μονάδες φυσικού αερίου στην αγορά. Εκμετάλλευση μέρους του αιολικού δυναμικού της χώρας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται κυρίως στα νησιά όπου έχουν εγκατασταθεί αρκετές ανεμογεννήτριες και αιολικά πάρκα ενώ υπάρχουν μονάδες και στο διασυνδεδεμένο σύστημα, στην ηπειρωτική χώρα. Υπάρχουν επίσης ορισμένοι ιδιώτες που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για να καλύψουν τις δικές τους ανάγκες και πωλούν το πλεόνασμα στην ΔΕΗ ή σε άλλες εταιρίες. Η συμπαραγωγή (ταυτόχρονη παραγωγή ενέργειας και θερμότητας από το ίδιο καύσιμο) στην Ελλάδα είναι περιορισμένη και αναπτύσσεται μόνο σε μεγάλες βιομηχανικές μονάδες.

Το σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας γίνεται μέσω ενός διασυνδεδεμένου δικτύου, το οποίο συνδέει όλες τις περιοχές της ηπειρωτικής Ελλάδας. Ένας μεγάλος αριθμός νησιών επίσης συνδέεται με υποθαλάσσια καλώδια με το διασυνδεδεμένο σύστημα αλλά υπάρχουν επίσης και αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα (τα μεγαλύτερα από αυτά είναι της Κρήτης και της Ρόδου). Σε συνεργασία με την ιταλική INTEL ολοκληρώθηκε η σύνδεση των δύο εθνικών δικτύων μέσω υποβρύχιου καλωδίου, γεγονός που σήμανε τη σύνδεση της Ελλάδας και με το δίκτυο της υπόλοιπης ΕΕ. Προσπάθεια διασύνδεσης γίνεται και με την Τουρκία, η οποία συνδέεται με τις χώρες της Μέσης Ανατολής. Μια τρίτη κατεύθυνση τέλος είναι ο άξονας Βορράς-Νότος, με αύξηση της μεταφορικής ικανότητας με τη Βουλγαρία και την Αλβανία.

Η ΔΕΗ χρησιμοποιεί τριών ειδών τιμολόγια ανάλογα με το είδος των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιεί τιμολόγια για καταναλωτές υψηλής τάσης όπως είναι οι μεγάλες ενεργοβόρες βιομηχανίες, τιμολόγια για καταναλωτές μέσης τάσης όπως είναι αγροτικοί και εμπορικοί καταναλωτές και τέλος τιμολόγια για καταναλωτές χαμηλής τάσης όπως είναι οι οικιακοί καταναλωτές. Αυτές οι κατηγορίες έχουν και επιμέρους υποδιαίρεσεις λόγω ιδιαιτεροτήτων. Πλέον υπάρχουν και άλλοι πάροχοι με διαφορετικό τρόπο τιμολόγησης, όπου πάλι γίνεται διάκριση ανάλογα με το είδος των καταναλωτών.

Στα πλαίσια αυτά, δίνεται η δυνατότητα στους καταναλωτές να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν την ΔΕΗ. Όλοι οι παραγωγοί διαθέτουν την παραγόμενη ενέργεια στην χονδρεμπορική αγορά βάση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, απ' όπου οι προμηθευτές την λαμβάνουν και τη διοχετεύουν στους καταναλωτές. Εναλλακτικά μέσω των διασυνδέσεων του συστήματος οι παραγωγοί μπορούν να εξάγουν την ενέργεια που παράγουν και αντίστοιχα οι προμηθευτές να εισάγουν ενέργεια. Στα πλαίσια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού γίνεται πρόβλεψη της ζήτησης, εκτίμηση της προσφοράς και εκτίμηση της Οριακής Τιμής Συστήματος. Η εκκαθάριση των προσφορών για αγορά και κατανάλωση ενέργειας γίνεται, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως από τον ΔΕΣΜΗΕ (ISO). Με τον τρόπο αυτό διαμορφώνεται η πραγματική Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) βάση της οριακής προσφοράς και στην τιμή αυτή πληρώνονται όλοι οι παραγωγοί για την προσφερόμενη στο σύστημα ισχύ.

Η λογική της λειτουργίας της αγοράς με τον τρόπο αυτό, βασίζεται σε σενάρια πλήρους ανταγωνισμού, καθώς οι πολλοί μικροπαραγωγοί θα ανταγωνίζονται για να πετύχουν μεγαλύτερη απορρόφηση και στα πλαίσια αυτά θα προσφέρουν σε χαμηλότερη τιμή που θα τους εξασφαλίζει τη συμμετοχή. Μεγάλος ωφελούμενος από στην παρούσα κατάσταση είναι ο παραγωγός με χαμηλό κόστος, για παράδειγμα ο λιγνιτικός παραγωγός, που με δεδομένη τη συμμετοχή τεχνολογίας υψηλότερου κόστους εξασφαλίζει μεγάλα και σίγουρα περιθώρια κέρδους.

1.3 Ενεργειακή πολιτική και προστασία του περιβάλλοντος

Σχετικά με τις μικρότερες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, κυρίως μονάδες ΑΠΕ και Σ.Η.Θ.Υ.Α, με την ενσωμάτωση της Ευρωπαϊκής οδηγίας 2001/77/ΕΚ στην ελληνική νομοθεσία με τους Νόμους 3468/2006, 3522/2006 και του πλέον πρόσφατου 3851/2010 επιχειρείται για πρώτη φορά η δημιουργία ενός ολοκληρωμένου νομοθετικού πλαισίου για την προώθηση των ΑΠΕ και των μονάδων Σ.Η.Θ.Υ.Α. Η αγορά αυτή στο παρελθόν ρυθμιζόταν με διάσπαρτες διατάξεις σε νομοθετικές πράξεις που αφορούσαν τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας γενικά. Με τις νέες αυτές ισχύουσες διατάξεις επιχειρείται η επιτάχυνση των διαδικασιών και διευκολύνεται η επενδυτική δράση στον κλάδο αυτό. Τα ενισχυτικά μέτρα αφορούν επιδοτούμενες τιμές αγοράς της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, επιδότησης αρχικού κεφαλαίου των επενδύσεων και φοροαπαλλαγές. Προβλέπεται παράλληλα η εγγυημένη αγορά παραγόμενης ενέργειας από τον διαχειριστή (ΔΕΣΜΗΕ) σε προνομιακή τιμή, αρκετά υψηλότερη από τις τιμές του τιμολογίου της ΔΕΗ και σε ορισμένες περιπτώσεις δεκαπλάσια της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ). Οι συμβάσεις αγοραπωλησίας της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ παραγωγών και ΔΕΣΜΗΕ στις επιδοτούμενες τιμές είναι δεκαετούς διάρκειας με δικαίωμα ανανέωσης από την πλευρά του παραγωγού για άλλα 10 έτη. Οι επιδοτούμενες τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και Σ.Η.Θ.Υ.Α. είναι σε ορισμένες περιπτώσεις υψηλότερες από τον ευρωπαϊκό μέσο όρο, ενώ σε άλλες είναι συγκρίσιμες με εκείνες που ισχύουν στην πλειοψηφία των ευρωπαϊκών χωρών. Τα μέτρα αυτά θεωρούνται από τα πλέον ευνοϊκά παγκοσμίως, καθιστώντας την Ελλάδα τη δέκατη ελκυστικότερη χώρα για επενδύσεις σε ΑΠΕ (έκτη σε φωτοβολταϊκά), σύμφωνα με δείκτες ελκυστικότητας που καταρτίζονται από την Ernst & Young, οι οποίοι λαμβάνουν υπόψη κριτήρια όπως το θεσμικό πλαίσιο, τα μέτρα στήριξης, τις υφιστάμενες υποδομές, τη διαχείριση του δικτύου και τον βαθμό απελευθέρωσης της αγοράς.

Όπως προκύπτει και από τα παραπάνω η λειτουργία, της θεσμικά πλήρως απελευθερωμένης, αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μέρος της εθνικής ενεργειακής στρατηγικής. Η στρατηγική αυτή καθορίζεται με βάση ευρωπαϊκές αλλά και διεθνείς κατευθύνσεις (όπως ο στόχος του 2020 και η συνθήκη του Kyoto) και υλοποιείται με νομοθετικές διατάξεις όπως αυτές που ήδη περιγράφηκαν, καθορίζοντας την ομαλή λειτουργία της αγοράς, δίνοντας κίνητρα για επενδύσεις σε ορισμένη κατεύθυνση και προσανατολίζοντας την ανάπτυξη στον κρίσιμο τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρούμε πως γίνεται διάκριση στον τρόπο παραγωγής, κυρίως ως προς τον πόρο που χρησιμοποιείται, σε εξαντλήσιμο και ανανεώσιμο. Η θερμική παραγωγή στο μεγαλύτερο μέρος της γίνεται από μονάδες λιγνίτη και φυσικού αερίου (οι πετρελαϊκές μονάδες περιορίζονται στο μη διασυνδεδεμένο) και αποτελεί το μεγαλύτερο μέρος της συνολικής κατανάλωσης, σχεδόν το 80%. Η παραγωγή από τα μεγάλα υδροηλεκτρικά σχεδόν αγγίζει το 10% και η παραγωγή από ΑΠΕ αποτελεί λιγότερο του 5% της συνολικής κατανάλωσης, ενώ η υπόλοιπη ζητούμενη ηλεκτρική ενέργεια καλύπτεται από εισαγωγές. Σημειώνεται ότι στη διαμόρφωση της ΟΤΣ συμμετέχουν οι μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που δεν έχουν δεδομένη τιμή πώλησης και εγγυημένη αγορά της παραγόμενης ενέργειας.

Όλα τα ισχύοντα μέτρα είναι σε πλήρη σύμπτωση με την προσπάθεια για την επίτευξη του γενικού στόχου «20-20-20», που περιλαμβάνει 20% μείωση των αερίων θερμοκηπίου, 20% αύξηση ενεργειακής αποδοτικότητας και επιπλέον αύξηση του ποσοστού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 20%. Ουσιαστικά, με πολιτικές

αποφάσεις ευνοούνται οι ΑΠΕ και οι εν γένει φιλικές ως προς το περιβάλλον μορφές ενέργειας, περιορίζοντας την απελευθέρωση της αγοράς, με ορόσημο την διαπραγμάτευση των τιμών, στις μεγάλες και μη φιλικές προς το περιβάλλον μονάδες.

Προς την ίδια κατεύθυνση κινείται το σύστημα αδειών ρύπανσης EU Emissions Trading System (EU ETS). Το σύστημα αυτό, ουσιαστικά, δημιουργεί μια αγορά για το προϊόν “ρύπανση”. Στην περίπτωση αυτή, κάθε επιχείρηση απαιτείται να έχει άδεια προκειμένου να εκπέμπει ρυπαντικές ουσίες. Οι άδειες είναι μεταβιβάσιμες και προσδιορίζουν το ποσό ρύπανσης που κάθε πηγή δικαιούται να εκπέμπει, δεδομένου ότι η υπέρβαση του ποσού αυτού έχει ως αποτέλεσμα μεγάλες χρηματικές ποινές. Το συνολικό ποσό των αδειών πρέπει να επιτρέπει το άριστο επίπεδο ρύπανσης.

Πρέπει να παρατηρήσουμε ότι στο σύστημα αυτό η Πολιτεία χρειάζεται να προσδιορίσει μόνο τον αριθμό των αδειών και δεν απαιτείται γνώση του εκάστοτε κόστους ελέγχου. Το σύστημα αδειών οδηγεί σε ελαχιστοποίηση του κόστους ελέγχου στο σημείο που εξισώνεται το οριακό κόστος ελέγχου των πηγών ρύπανσης. Έτσι προσδιορίζεται μόνο το επιθυμητό επίπεδο ρύπανσης και συνεπακόλουθα ο αριθμός αδειών που απαιτούνται, οπότε η αγορά θα αναλάβει την αποτελεσματική κατανομή των αδειών μεταξύ των διάφορων εστιών. Ο αρχικός καταμερισμός αδειών είναι προτιμότερο να γίνει με τη δημοπρασία αυτών, που σαν συνέπεια έχει την συγκέντρωση εσόδων από το κράτος και η αρχική κατανομή θα ικανοποιεί τη συνθήκη εξίσωσης της τιμής της άδειας με το οριακό κόστος ελέγχου της ρύπανσης.

Πέρα όλων αυτών των θετικών υπάρχουν και δυσκολίες στη δημιουργία και στη διαχείριση μιας αγοράς αδειών που να λειτουργεί με αποτελεσματικό τρόπο. Την ευθύνη της διερεύνησης του κόστους ελέγχου και της αγοράς αδειών έχουν πλέον οι ρυπαίνουσες εστίες οι οποίες μπορούν να προβούν σε συμφέρουσες ανταλλαγές αδειών. Όταν όμως ο αριθμός των εστιών είναι μεγάλος υπάρχει υψηλό κόστος συναλλαγών και έτσι η χρήση του συστήματος αδειών μπορεί να μην αποτελεί την καλύτερη δυνατή λύση για την προστασία του περιβάλλοντος. Επίσης υπάρχει ο κίνδυνος συγκέντρωσης πολλών αδειών σε λίγες εστίες, δηλαδή δημιουργία ολιγοπωλιακής οργάνωσης στην αγορά αδειών καθώς και ο κίνδυνος μελλοντικά η κοινωνία να δαπανά σημαντικούς πόρους για την προστασία του περιβάλλοντος, αφαιρώντας τους από άλλες πιεστικές κοινωνικές ανάγκες.

Με τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων, ουσιαστικά, επιβαρύνονται οι συμβατικές και ρυπογόνες μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ώστε το κόστος παραγωγής του να αυξηθεί και να προσεγγίσει το υψηλό κόστος των ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με το ισχύον σύστημα που αναφέρθηκε προηγουμένως (EU Emissions Trading System), η εφαρμογή του οποίου ξεκινάει το 2012, για κάθε χώρα ορίζεται ένα ανώτατο ετήσιο επίπεδο εκπομπής ρύπων το οποίο κατανέμεται στις διάφορες ρυπογόνες εγκαταστάσεις με τη μορφή δωρεάν δικαιωμάτων μετά από διαπραγμάτευση του αρμόδιου υπουργείου και των εταιριών. Οι ηλεκτροπαραγωγοί μπορούν να αγοράσουν εκ των προτέρων επιπλέον από τα αναλογούντα δικαιώματα εκπομπής (10-15€/τόνο ρύπων). Αν ξεπεράσουν το όριο εκπομπών που τους δόθηκε αρχικά μέσω των δωρεάν δικαιωμάτων και μπορεί να προσαυξήθηκε με την αγορά επιπλέον δικαιωμάτων, καλούνται να πληρώσουν πρόστιμο 100€/τόνο.

Μετά το 2013 οι ηλεκτροπαραγωγοί θα καλούνται να αγοράσουν το σύνολο των δικαιωμάτων εκπομπής που είναι απαραίτητα για τη λειτουργία τους σε τιμή καθοριζόμενη από διαδικασία δημοπρασίας. Εκτιμήσεις της ευρωπαϊκής επιτροπής προσδιορίζουν την τιμή του δικαιώματος εκπομπής ρύπων σε 25-50€/τόνο. Η διατήρηση, κατά συνέπεια, της ίδιας ηλεκτροπαραγωγικής δομής θα υποχρεώσει την

Ελλάδα να καταβάλει 1,5-3 δις. € ετησίως για την αγορά δικαιωμάτων. Με τον τρόπο αυτό, και σύμφωνα με εκτιμήσεις του International Energy Agency (IEA), το κόστος ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά μέσα θα αυξηθεί λόγω της αγοράς δικαιωμάτων και συγκεκριμένα από λιγνίτη θα προσεγγίσει τα 60€/MWh ενώ από φυσικό αέριο τα 50€/MWh. Πρόκειται για μάλλον συντηρητικές εκτιμήσεις αφού δεν υπολογίζουν τα νέα δεδομένα στις αγορές καυσίμων με σημαντικά υψηλότερες μεσοπρόθεσμες τιμές λόγω της αυξανόμενης ζήτησης από τις αναδυόμενες αγορές. Αξίζει να σημειωθεί πως οι τιμές αυτές φαίνεται να είναι μεγαλύτερες από το κόστος παραγωγής ορισμένων μορφών ΑΠΕ, όπως για παράδειγμα των αιολικών πάρκων που εκτιμάται κοντά στα 37-42€/MWh και με την εξέλιξη των τεχνολογιών αναμένεται να μειωθεί ακόμα περισσότερο.

Συνοψίζοντας, οι κύριες πολιτικές, στοχεύσεις που μπορούν να διακριθούν από τα παραπάνω, κινούνται αφενός στη βάση της αρχής «ο ρυπαίνων, πληρώνει» και αφετέρου στην προώθηση νέων πιο φιλικών για το περιβάλλον τεχνολογιών που καθίστανται πλέον ανταγωνιστικές και οικονομικά βιώσιμες. Αποτελούν παγκόσμια αποδεκτές στοχεύσεις που σε αρκετές περιπτώσεις υπάρχει κρατική δέσμευση για την τήρηση ορίων, στην λογική του περιορισμού της ρύπανσης (κυρίως ατμοσφαιρικής) που σχετίζεται άμεσα με την κλιματική αλλαγή. Τα κύρια ερώτημα που τίθενται είναι σχετικά με το πόσο ευέλικτη και αποτελεσματική είναι η ενεργειακή πολιτική και το πώς αυτή συγκεκριμενοποιείται. Πως δηλαδή και με ποιούς όρους γίνεται ο διαχωρισμός της παραγωγής, προς ποιες τεχνολογίες ενισχύεται η ανάπτυξη στον τομέα της ενέργειας, ποιό και πόσο το προκύπτον όφελος από την πολιτική αυτή και τέλος ποιος καλείται να επωμιστεί το κόστος αυτής.

1.4 Κύριο θέμα της εργασίας

Έχοντας ως δεδομένο την απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με τη δυνατότητα παρέμβασης στον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας, στόχος της εργασίας είναι ο προσδιορισμός ενός πολυκριτηριακού μοντέλου που θα καθορίζει τη βέλτιστη λειτουργία της αγοράς, βάση της εκάστοτε ενεργειακής πολιτικής. Το μοντέλο αυτό θα διαμορφώνει την καλύτερη δυνατή σύνθεση ηλεκτροπαραγωγής αντιμετωπίζοντας από κοινού όλους τους παραγωγούς και υλοποιώντας παράλληλα τις επιθυμητές στοχεύσεις που τίθενται.

Η κοινή αντιμετώπιση αναφέρεται στο σύστημα που θα ρυθμίζει τη λειτουργία της αγοράς λαμβάνοντας υπόψη πολλά κριτήρια και χαρακτηριστικά. Όπως ήδη έχει περιγραφεί με τη σημερινή κατάσταση γίνεται διαχωρισμός σε δύο μεγάλες κατηγορίες, τις συμβατικές-ρυπογόνες και τις εναλλακτικές-φιλικές προς το περιβάλλον, με τις παραγωγικές μονάδες να εντάσσονται σε μία από τις δύο κατηγορίες.

Οι δύο αυτές κατηγορίες τυγχάνουν διαφορετικής τελείως μεταχείρισης με την πρώτη να χαρακτηρίζεται από τον ανταγωνισμό βάση των τιμών και την δεύτερη από τον ανταγωνισμό των επιδοτήσεων που απαιτούνται για να καθίσταται κερδοφόρα μια επένδυση. Το σχετικό χάσμα μεταξύ των διάφορων τεχνολογιών στην κατηγορία των συμβατικών μέσων παραγωγής έρχεται να γεφυρώσει η εμπορία αδειών ρύπανσης που θα εξομαλύνει κάπως τη διαφορά μεταξύ του κόστους παραγωγής ενώ θα την συνδέσει με την ρύπανση. Καθώς το κόστος παραγωγής από συμβατικά μέσα αυξάνεται και ξεπερνάει το κόστος ορισμένων ΑΠΕ, οι τεχνολογίες αυτές συνεχίζουν να αντιμετωπίζονται ξεχωριστά και αρκετά ευνοϊκότερα. Αντίθετα

το πολυκριτηριακό μοντέλο θα αντιμετωπίζει από κοινού τους παραγωγούς, με τεκμηριωμένη την μεταχείριση των διάφορων τεχνολογιών βάσει ορισμένων κριτηρίων, δίνοντας κίνητρα για μεταβολή της παραγωγής προς τις επιθυμητές κατευθύνσεις.

Με το ισχύον σύστημα η ενεργειακή πολιτική και πιο συγκεκριμένα οι εφαρμογές της, περιορίζονται στην περιβαλλοντική μνεία. Πολλές φορές περιορίζονται ακόμα περισσότερο, για παράδειγμα στην ρύπανση της ατμόσφαιρας. Από την άλλη πλευρά, το πολυκριτηριακό μοντέλο μπορεί να συμπεριλάβει όλες τις περιβαλλοντικές διαστάσεις όπως επίσης όλες τις παραμέτρους που αφορούν την λειτουργία του συστήματος ηλεκτροδότησης και τον καθορισμό της ενεργειακής σύνθεσης. Τέτοιες παραμέτρους, για παράδειγμα, περιβαλλοντικού χαρακτήρα μπορούν να είναι οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, η χρήση γης, η εξάντληση μη ανανεώσιμων πόρων, η χρήση νερού, η θερμική μόλυνση και η επίδραση στην φύση γενικότερα. Κοινωνικά ζητήματα, όπως η εργασία, τα αντισταθμιστικά οφέλη, η διανομή εισοδήματος και η κοινωνική προσφορά των παραγωγικών μονάδων μπορούν να αποτελούν παράγοντες. Τοπικά και τοπικιστικά στοιχεία μπορούν να συμπληρώνουν το πολυκριτηριακό σύστημα, όπως περιοχές συσσωρευμένης δραστηριότητας, περιοχές επιταχυνόμενης ανάπτυξης και ειδικών κινήτρων (μη διασυνδεδεμένο σύστημα, περιοχές μεγάλης ζήτησης). Παράλληλα ζητήματα που αφορούν τεχνικά το δίκτυο μπορούν να συμπεριληφθούν στο σύστημα πολλών κριτηρίων, όπως ζητήματα αξιοπιστίας, διασποράς και κατανομής της παραγωγής, διανομής και απωλειών. Συμπεριλαμβάνοντας, έτσι, όλες τις παραμέτρους που ενδιαφέρουν, η σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής δύναται να προκύπτει κατανομημένη σε τεχνολογίες και παραγωγούς βέλτιστη όχι μόνο οικονομικά και περιβαλλοντικά, αλλά βέλτιστη στο σύνολο των κοινωνικών και τεχνικών απαιτήσεων που χαρακτηρίζουν και διαμορφώνουν την ενεργειακή πολιτική.

Η ενεργειακή πολιτική, τέλος, είναι το εργαλείο που ευέλικτα θα μπορεί να καθορίζει την κατάληξη του πολυκριτηριακού μοντέλου, δηλαδή τη σύνθεση της παραγωγής. Αυτό συνεπάγεται ειδικά βάρη σε κάθε κριτήριο ή/και κάθε κατηγορία κριτηρίων δίνοντας βαρύτητα στους τομείς που κρίνονται μείζονος σημασίας ή που χρήζουν βελτίωσης. Με τον τρόπο αυτό παραγωγοί μεμονωμένα ή τεχνολογίες θα τείνουν να βελτιωθούν στους άξονες που καθορίζει το μοντέλο, δημιουργώντας ένα γενικευμένο περιβάλλον ανταγωνισμού, πέρα από αυτό της τιμής. Ως αποτέλεσμα αυτού, η συνεχής πρόοδος και ανάπτυξη όχι μόνο προς το όφελος των παραγωγών αλλά γενικότερα του κοινωνικού συνόλου. Αξίζει να σημειωθεί πως η διαμορφούμενη πολιτική μπορεί να επηρεάζεται και από τη συμμετοχή περιφερειακών φορέων, τοπικών αρχών, μη κυβερνητικών οργανώσεων ακόμη και με την ευρεία συμμετοχή ενεργών και ενημερωμένων, σχετικά με τον τομέα της ενέργειας, πολιτών.

Κεφάλαιο 2: Πολυκριτηριακή Μοντελοποίηση Του Συστήματος

2.1 Μέθοδοι πολυκριτηριακής αξιολόγησης

2.1.1 Γενικά

Τα συμβατικά οικονομικά εργαλεία μοντελοποίησης που εξαρτώνται από ένα κριτήριο για να γίνει επιλογή ανάμεσα σε πιθανές εναλλακτικές λύσεις που θα συμπεριληφθούν στην ενεργειακή ή την περιβαλλοντική πολιτική έχουν περιορισμούς. Η διαμόρφωση πολιτικής επηρεάζεται και επηρεάζεται από μεγάλο αριθμό ενδιαφερομένων με διαφορετικές απόψεις και προτιμήσεις. Οι απόψεις και οι προτιμήσεις δεν μπορούν πάντα να είναι καθορισμένες εκ των προτέρων ή με βεβαιότητα, δεδομένου ότι πολλά από τα χαρακτηριστικά αυτών των εναλλακτικών πολιτικών δεν έχουν αγοραία αξία. Η χρήση πολυκριτηριακών μεθόδων λήψης αποφάσεων (multi-criteria decision-making ή σε συντομία MCDM) με ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο αξιολόγησης (ΙΑ) προσφέρει μια πολύ καλύτερη εναλλακτική λύση σε σχέση κόστους / οφέλους με παρόμοιες μεθόδους. Για να διευκολυνθεί η κατανόηση των MCDM μεθόδων, προσφέρεται μια τυπολογία για αυτή την ευρεία κατηγορία μοντέλων, παρουσιάζονται μερικά από τα είδη των προβλημάτων που μπορούν να αναλυθούν με τις μεθόδους αυτές, και προτείνονται για εφαρμογή. Ανάλογα με την επιλογή της μεθόδου ένα ευρύ φάσμα χαρακτηριστικών που συνδέονται με τις πολλαπλές πηγές ρύπανσης και τις στρατηγικές ενεργειακής ανάπτυξης του συστήματος, καθώς και μια ποικιλία των προτιμήσεων των ενδιαφερομένων μπορούν να ενσωματωθούν στην ανάλυση. Η προκύπτουσα πολιτική μπορεί στη συνέχεια να αποτελέσει βάση για τη σύγκριση και την επιλογή των εναλλακτικών λύσεων σε μια διαδικασία τεχνοκρατικής διαπραγμάτευσης ή σε μια πολιτική διαδικασία κοινωνικών εταίρων.

Πολυκριτηριακές μέθοδοι λήψης αποφάσεων έχουν ήδη εφαρμοστεί για την ανάλυση και το σχεδιασμό, σε προβλήματα που σχετίζονται με περιβαλλοντικά ζητήματα και ενεργειακά συστήματα (π.χ. Paruccini, 1994; Huang, 1995; Hobbs και Meier, 2000; Wierzbicki, 2000). Οι αναλύσεις αυτές χρησιμοποιούν διάφορες μεθόδους, είτε μεμονωμένα ή σε συνδυασμό των διαφόρων μεθόδων. Η τυπολογία των μεθόδων αυτών σχετίζεται με την διατιθέμενη πληροφορία και το περιβάλλον στο οποίο καλείται να ληφθεί η απόφαση. Στην τυπολογία αυτή, οι πολυκριτηριακές μέθοδοι μπορούν να ταξινομηθούν ως κανονιστικού ή περιοριστικού χαρακτήρα. Τα προβλήματα όπου υπάρχουν λίγες πληροφορίες ή δεν υπάρχουν στοιχεία για το περιβάλλον λήψης αποφάσεων απαιτούν μοντέλα με κανονιστικό χαρακτήρα, όπου η διαδικασία λήψης αποφάσεων είναι προσομοιωτική. Όταν υπάρχουν πληροφορίες σε μεμονωμένα χαρακτηριστικά μιας πολιτικής ή ενέργειας, ή είναι γνωστοί οι στόχοι των φορέων λήψης αποφάσεων, περιοριστικά πρότυπα είναι μια καλύτερη επιλογή. Ωστόσο, το κύριο ζητούμενο για όλες τις μεθόδους είναι η αναγνώριση των σημαντικών γνωρισμάτων, η κατάταξη της σημασίας, και η επίτευξη συναίνεσης εντός μιας ομάδας φορέων λήψης αποφάσεων για τα εν λόγω στοιχεία. Για το θέμα που πραγματευόμαστε εδώ, θα δώσουμε ιδιαίτερη έμφαση στα περιοριστικά μοντέλα.

Οι Greening και Bernow έχουν προχωρήσει σε ταξινόμηση των διαφόρων μεθόδων που έχουν χρησιμοποιηθεί στην ανάλυση πολλαπλών κριτηρίων με βάση τα επίπεδα των πληροφοριών για το περιβάλλον λήψης αποφάσεων, και το σχετικό χαρακτηριστικό των εν λόγω πληροφοριών. Στην ταξινόμηση αυτή κάνουν ακόμη αναφορά και σε μερικές προτεινόμενες εφαρμογές στον τομέα της ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής ανάλυσης ιδιαίτερα όταν οι δύο αυτοί τομείς είναι αλληλένδετοι και οι δράσεις μπορούν να είναι συντονισμένες. Για όλες τις μεθόδους

που παρουσιάζονται, η ανάλυση αρχίζει με την επιλογή των κριτηρίων ή ιδιοτήτων που είναι ικανές να στηρίξουν μια απόφαση μεταξύ των εναλλακτικών στρατηγικών ή πολιτικών. Το σύνολο των χαρακτηριστικών που περιλαμβάνονται σε κάθε μία από τις εναλλακτικές λύσεις που εξετάζονται θα πρέπει να είναι πλήρες και εξαντλητικό, και να περιορίζεται μόνο σε περιπτώσεις εννοιολογικής επικάλυψης (Keeney και Raiffa, 1976). Επειδή δεν μπορούν όλες οι επιλογές να εντοπιστούν για να συμπεριληφθούν σε μια πολιτική, πόσο μάλλον τα χαρακτηριστικά αυτών των επιλογών και οι συμπεριφορές όλων των φορέων η επιλογή της λίστας των κριτηρίων δεν είναι εύκολη διαδικασία. Όπου τα κριτήρια δεν μπορούν να αξιολογηθούν αντικειμενικά και επαφίενται σε εκτιμήσεις, σύμφωνα με τον Fischhoff, επειδή οι προτιμήσεις δεν είναι σαφώς καθορισμένες και συναινετικές μπορεί τα αποτελέσματα να διαφέρουν ανάλογα τη μέθοδο που χρησιμοποιείται και να διέπονται από υποκειμενικότητα. Λόγω της χρήσης διαφορετικών μεθόδων και ύπαρξης διαφορετικών απόψεων οι αποκλίσεις είναι εμφανείς, και συγκεκριμένα στα προβλήματα που σχετίζονται με την ενέργεια επιβεβαιώνεται αυτό από την διαφορετική κατάταξη των εναλλακτικών λύσεων.

Οι δύο κατηγορίες μεθόδων που ενδιαφέρουν στη δική μας περίπτωση είναι αυτές της κύριας κατάταξης των εναλλακτικών λύσεων. Είναι οι μέθοδοι της στάθμισης ή κλιμάκωσης και τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού που χρησιμοποιούν διάφορους τύπους βαρύτητας για τις μεταβλητές απόφασης.

2.1.2 Μέθοδοι της στάθμισης ή κλιμάκωσης

Οι μέθοδοι βαθμολόγησης ή βαρύτητας είναι αντισταθμιστικές μέθοδοι που επιτρέπουν την αξιολόγηση με την τήρηση ισορροπιών μεταξύ των χαρακτηριστικών των εναλλακτικών λύσεων. Τα χαρακτηριστικά είναι ομαδοποιημένα και κάθε ομάδα λαμβάνει ένα βάρος που αποτελεί μια μερική συμβολή στη συνολική βαθμολογία με βάση τη σημασία που αποδίδεται σε αυτήν την ομάδα. Άλλες ερμηνείες του βάρους μπορούν να δοθούν κατά περίπτωση ανάλογα με τις προθέσεις και τις προτιμήσεις του ρυθμιστή του συστήματος λήψης απόφασης. Εάν δεν σχεδιάζεται και δεν διεξάγεται προσεκτικά, τόσο η διαδικασία καθορισμού προτίμησης όσο και η άθροιση των βαρών που προκύπτουν σε μια σύνθετη βαθμολογική κλίμακα για μία εναλλακτική τότε μπορεί να οδηγηθούμε σε αποκλίσεις που αλλάζουν την κατάταξη των λύσεων. Σύμφωνα με τους Keeney και Raiffa στην ιδανική περίπτωση, τα βάρη πρέπει να αντιπροσωπεύουν τη σχετική σημασία που προκύπτει από τη στοιχειώδη μεταβολή (μοναδιαία) στην τιμή ενός χαρακτηριστικού και να περιγράφουν το πόσο ο ιθύνων είναι πρόθυμος να δεχτεί τα μειονεκτήματα μιας ομάδας έναντι μιας άλλης (π.χ. καμπύλες αδιαφορίας ή οριακά ποσοστά υποκατάστασης). Χρησιμοποιώντας τη σταθμισμένη ομαδοποίηση των χαρακτηριστικών, μια βαθμολογική κλίμακα έχει αναπτυχθεί για κάθε εναλλακτική λύση. Έτσι η εναλλακτική με την υψηλότερη κατάταξη ή βαθμολογία θεωρείται προτιμότερη από όλες τις άλλες διαθέσιμες επιλογές.

Η διαδικασία της Αναλυτικής Ιεράρχησης (AHP), μία από τις ευρέως χρησιμοποιούμενες πολυκριτηριακές μεθόδους ανάλυσης των ενεργειακών και περιβαλλοντικών ζητημάτων, στηρίζεται στην απόδοση βαρύτητας, κατάταξη και σύμφωνα με τους Saaty και Vargas μπορεί να υλοποιηθεί σε τέσσερα βήματα. Κατά το πρώτο βήμα δημιουργείται μια ιεραρχία μεταξύ των στοιχείων απόφασης και των χαρακτηριστικών, το πρόβλημα διαιρείται σε υποπροβλήματα καθένα από τα οποία μπορεί να αναλυθεί ανεξάρτητα. Τα στοιχεία της ιεραρχίας μπορούν να αφορούν

κάθε πτυχή του προβλήματος και της απόφασης, υλικά ή άυλα, μετρημένα ή εκτιμημένα. Αφού έχει διαμορφωθεί η ιεραρχία με συστημική αξιολόγηση των διάφορων στοιχείων και με τη μεταξύ τους σύγκριση βάση των συνεπειών τους στο στόχο και την ιεραρχία. Η AHP μετατρέπει τις αξιολογήσεις αυτές σε αριθμητικές τιμές που μπορούν να υποβληθούν σε επεξεργασία και σύγκριση σε όλο το εύρος του προβλήματος. Μια αριθμητική βαρύτητα ή προτεραιότητα προκύπτει για κάθε στοιχείο της ιεραρχίας, επιτρέποντας ποικιλόμορφα και ασύμμετρα στοιχεία που να συγκριθούν μεταξύ τους με ορθολογικό και συνεκτικό τρόπο. Στο τελικό στάδιο της διαδικασίας για κάθε εναλλακτική υπολογίζονται αριθμητικές προτεραιότητες. Οι αριθμοί αυτοί αντιπροσωπεύουν τη σχετική ικανότητα των εναλλακτικών λύσεων για την επίτευξη του στόχου που έχει τεθεί, ώστε να καταστεί δυνατή η απλή εξέταση διαφορετικών σχεδίων δράσης.

Η AHP έχει εφαρμοστεί σε πολλά προβλήματα ενεργειακού και περιβαλλοντικού σχεδιασμού, όπως η ανάπτυξη εθνικής πολιτικής (Zongxin και Zhihong, 1997), η ανάλυση της ενεργειακής πολιτικής ειδικά για το Ηνωμένο Βασίλειο και τις ΗΠΑ (Gholamnezhad και Saaty, 1982; Jones, 1990), ο σχεδιασμός της επέκτασης της ηλεκτρικής παραγωγής (Mills, 1996; Akash, 1999), η αξιολόγηση των επιπτώσεων των νέων τεχνολογιών (Γκούμας, 1999). Στον τομέα του περιβαλλοντικού σχεδιασμού, η AHP έχει χρησιμοποιηθεί κατά κύριο λόγο για να εξετάσει τις σχέσεις μεταξύ των οικονομικών δραστηριοτήτων και της ποιότητας του περιβάλλοντος (Tiwari, 1999; Levy, 2000). Ο Ramanathan χρησιμοποίησε την AHP για να υπολογίσει και να αποτυπώσει τις δυνατότητες ενεργειακής προσφοράς και ζήτησης δύο επιλογών με διαφορετικό κόστος, άλλα τεχνικά χαρακτηριστικά, άλλους τύπους εκπομπών και ρύπων και άλλη πολιτική και κοινωνική ευελιξία. Η ανάλυση αυτή εξετάζει τις διαφορές μεταξύ των τεχνολογιών και τις διαφορετικές περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις. Τα αποτελέσματα και η αξιολόγηση των πολιτικών χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενός προγράμματος επιλογών που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην ανάπτυξη συνδυασμένης ενεργειακής πολιτικής.

Οι προσεγγίσεις που προτείνονται από τους Keeney και Raiffa εφαρμόζονται σε διάφορα περιβαλλοντικά και ενεργειακά προβλήματα σχεδιασμού χρησιμοποιώντας μια πιο επίσημη και γενικευμένη προσέγγιση για την κατάταξη εναλλακτικών λύσεων. Οι προσεγγίσεις βασίζονται στην ανάπτυξη των λειτουργιών του βοηθητικού προγράμματος που περιγράφουν τις προτιμήσεις των ενδιαφερομένων μερών προς την κατεύθυνση ενός χαρακτηριστικού. Εκτός από την περιγραφή προτιμήσεων των χαρακτηριστικών, μέσω συνάρτησης χρησιμότητας αποτυπώνει τη στάση των ενδιαφερομένων έναντι του κινδύνου, ένα στοιχείο που δεν συλλαμβάνεται από AHP. Ωστόσο, η προσέγγιση της συνάρτησης χρησιμότητας έχει αρκετά προβλήματα καθώς η συνάρτηση χρησιμότητας ενός ατόμου μπορεί να εξαρτάται από καθαρά αυθαίρετες πτυχές. Στους τομείς της ενέργειας και τα περιβαλλοντικά ζητήματα, αυτή η προσέγγιση έχει χρησιμοποιηθεί για την επιλογή τοποθεσιών για απόθεση πυρηνικών αποβλήτων (Keeney, 1987), τον ολοκληρωμένο σχεδιασμό των πόρων (Keeney και McDaniels, 1999), την επιλογή των τοποθεσιών εγκατάστασης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Keeney και Nair, 1977), την ανάπτυξη της εθνικής ενεργειακής πολιτικής (Keeney, 1987), και το σχεδιασμό υδάτινων πόρων (Keeney και Wood, 1977).

2.1.3 Μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού

Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού και η μέθοδος AHP, αποτελούν τις πιο διαδεδομένες μεθόδους αξιολόγησης πολλών κριτηρίων. Οι μέθοδοι μαθηματικού προγραμματισμού δημιουργούν μέσα από πολλές δυνατές εναλλακτικές ένα μικρό υποσύνολο μη κυριαρχούμενων λύσεων που μελετιούνται. Οι μεταβλητές απόφασης που περιλαμβάνονται σε ένα στοιχείο ή σε μια συνάρτηση στοιχείων αποτελούν συνήθως την απόσταση από το στόχο που καθορίζεται για το στοιχείο. Ένα κύριο όφελος αυτής της μεθόδου είναι η εκπροσώπηση των περιβαλλοντικών φορτίων ή άλλων χαρακτηριστικών στην αντικειμενική συνάρτηση, αντί να αξιολογούνται από εκτιμήσεις ζημιών και οφέλους. Τα διάφορα συστήματα στάθμισης, που αντιπροσωπεύουν τις προτιμήσεις των επιμέρους φορέων λήψης της απόφασης προς την κατεύθυνση ενός στόχου, εφαρμόζονται στις μεταβλητές απόφασης. Η στάθμιση αυτή πρέπει να αποτελεί ένα ποσό που να είναι ανάλογο με την αξία των αλλαγών μονάδας στην πραγματική λειτουργία του χαρακτηριστικού. Ως αποτέλεσμα, η αντικειμενική συνάρτηση σε ένα τέτοιου τύπου μοντέλο αποτελεί μία πρόσθετη, γραμμική συνάρτηση χρησιμότητας για τους φορείς λήψης απόφασης που καθορίζει τα χαρακτηριστικά βάρη. Λύση αυτού του τύπου του προγράμματος μπορεί να προσδιορίσει την κατά Pareto αποτελεσματική εναλλακτική λύση, δηλαδή, κανένα χαρακτηριστικό δεν μπορεί να βελτιωθεί χωρίς να υποβαθμιστεί τουλάχιστον ένα από τα άλλα χαρακτηριστικά. Ωστόσο, αυτές οι μέθοδοι μπορούν επίσης να παρέχουν κατά Pareto αναποτελεσματικές και απεριόριστες λύσεις, αλλά αυτά τα υποσύνολα μπορούν να ταυτιστούν με διεξαγωγή δοκιμών.

Λόγω της γενικευμένης μορφής που μπορεί να απεικονίζει ρητά σχέσεις μεταξύ διαφορετικών λύσεων που προκύπτουν από διαφορετικές προτιμήσεις, και λόγω της ευελιξίας που προσφέρει με τον μεγάλο αριθμό των εναλλακτικών λύσεων που εξετάζονται, οι τεχνικές μαθηματικού προγραμματισμού έχουν εφαρμοστεί σε ένα ευρύ σύνολο ενεργειακών και περιβαλλοντικών ζητημάτων προγραμματισμού. Αυτές οι μέθοδοι έχουν εφαρμοστεί για την ανάλυση των εθνικών ενεργειακών πολιτικών (Μαυρωτάς, 1994; Διακουλάκη, 1999), για τη επέκταση της ηλεκτρικής παραγωγής (Yang και Chen, 1989; Kalika και Frant, 1998), για τον περιφερειακό ενεργειακό σχεδιασμό του συστήματος (Schulz και Stehfest, 1984; Linares και Romero, 2000) και για χωροθέτηση εγκαταστάσεων (Cohon, 1980).

2.2 Καθορισμός πολυκριτηριακού μοντέλου λειτουργίας

Στην λογική που ήδη αναπτύχθηκε το πολυκριτηριακό μοντέλο βέλτιστης λειτουργίας και διαχείρισης της αγοράς ηλεκτρικής έχει ως βάση του ένα κόστος. Το κόστος αυτό είναι καθαρά ποιοτικού χαρακτήρα και στόχος του είναι να συνυπολογίζει το προκύπτον κόστος που προκαλείται από όλες τις παραμέτρους στις κατηγορίες αναφοράς. Το ποιοτικό κόστος περιλαμβάνει ανομοιογενή στοιχεία οπότε δεν μπορεί να έχει φυσική σημασία, παρά μόνο να χρησιμοποιηθεί ως δείκτης μιας γενικευμένης αξιολόγησης.

Κάθε παραγωγός χαρακτηρίζεται από μια συνάρτηση κόστους απέναντι στο σύστημα που ουσιαστικά συνδέει τα χαρακτηριστικά που έχει ως μονάδα με την παραγωγή του, δίνοντας έτσι την δυνατότητα κοινού μέτρου σύγκρισης μεταξύ των παραγωγών. Αρχικά, θεωρούμε n κατηγορίες κριτηρίων που θεωρούνται εξίσου σημαντικά και τον παραγωγό i με παραγόμενη ενέργεια Q_i και συνάρτηση ποιοτικού κόστους:

$$C_i = Q_i \cdot X_1 + Q_i \cdot X_2 + Q_i \cdot X_3 + \dots + Q_i \cdot X_n \quad (2.1)$$

όπου: C_i το ποιοτικό κόστος του παραγωγού i (για εξίσου σημαντικά κριτήρια)
 Q_i η παραγόμενη ενέργεια του παραγωγού i
 X_j τιμή (χαρακτηρισμός) του παραγωγού στην j κατηγορία (n κατηγορίες)

$$C_i = Q_i \cdot (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) = Q_i X_{sum} \quad (2.2)$$

όπου: X_j αδιάστατη τιμή (χαρακτηρισμός) του παραγωγού που προκύπτει από διαδικασία αξιολόγησης και βαθμονόμησης (Beccali, 1998; Akash, 1999)

Σχετικά με τον όρο X_{sum} σημειώνεται ότι δεν αποτελεί οριακό κόστος του παραγωγού αλλά ουσιαστικά πρόκειται για μία βαθμολογία, ένα αδιάστατο μέγεθος που το σύστημα του προσδίδει. Συνέπεια αυτού το ποιοτικό κόστος συστήματος δεν σχετίζεται με το πραγματικό κόστος παραγωγής της μονάδας, ούτε επηρεάζεται, αλλά αποτελεί το κόστος σε ένα σύνολο τομέων που το σύστημα βλέπει.

Το κάθε χαρακτηριστικό αποτελεί μια κατηγορία σύγκρισης ενώ προσδιορίζεται από πολλές σταθερές παραμέτρους. Η κατηγοριοποίηση γίνεται σε διακριτούς και γενικευμένους τομείς ώστε να διευκολύνεται η πολύπλευρη και πολυκριτηριακή αξιολόγηση των παραγωγών. Σε κάθε κατηγορία χαρακτηριστικού θεωρούμε ορισμένη βαρύτητα τέτοια ώστε η συμμετοχή του στο συνολικό κόστος να ανταποκρίνεται στο επιθυμητό ποσοστό. Τα ειδικά βάρη είναι αυτά που θα συνδέουν ποσοτικά τα ανομοιογενή χαρακτηριστικά ώστε το ποιοτικό κόστος να αντικατοπτρίζει την επιθυμητή ενεργειακή πολιτική. Έτσι η εξίσωση του παραγωγού διαμορφώνεται ως εξής:

$$C_i = Q_i(\alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2 + \alpha_3 X_3 + \dots + \alpha_n X_n) \quad (2.3)$$

όπου α_j το ειδικό βάρος κάθε κριτηρίου που προκύπτει από την αντίστοιχη πολιτική (ποσοστό συμμετοχής/βαρύτητας) και ισχύει:

$$\sum_{j=1}^n \alpha_j = 1$$

Έχοντας εκφρασμένο πλέον το κόστος με το οποίο ο παραγωγός επιβαρύνει το σύστημα έτσι όπως το σύστημα το αντιλαμβάνεται, δηλαδή, με ειδικά βάρη να καθορίζουν ποια κατηγορία είναι σημαντικότερη άλλης, μπορούμε να εκφράσουμε το συνολικό κόστος του συστήματος αθροίζοντας τα επιμέρους.

Θεωρούμε m παραγωγούς που συμμετέχουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και n κατηγορίες κριτηρίων που το σύστημα εξετάζει. Έτσι το ποιοτικό κόστος που ενδιαφέρει για όλο το σύστημα θα είναι:

$$J_S = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_m \quad (2.4)$$

$$J_S = Q_1(\alpha_1 X_{11} + \alpha_2 X_{12} + \alpha_3 X_{13} + \dots + \alpha_n X_{1n}) \\ + Q_2(\alpha_1 X_{21} + \alpha_2 X_{22} + \alpha_3 X_{23} + \dots + \alpha_n X_{2n}) \\ + Q_3(\alpha_1 X_{31} + \alpha_2 X_{32} + \alpha_3 X_{33} + \dots + \alpha_n X_{3n})$$

$$\begin{aligned} & \cdot \\ & \cdot \\ & \cdot \\ & + Q_m(\alpha_1 X_{m1} + \alpha_2 X_{m2} + \alpha_3 X_{m3} + \dots + \alpha_n X_{mn}) \end{aligned} \quad (2.5)$$

Συνοπτικά το συνολικό κόστος για το σύστημα είναι:

$$J_S = \sum_{i=1}^m Q_i \sum_{j=1}^n a_j X_{ij} \quad (2.6)$$

όπου: J_S το ποιοτικό κόστος συστήματος (για n κριτήρια)
 Q_i η παραγόμενη ενέργεια του παραγωγού i
 X_{ij} τιμή (χαρακτηρισμός) του παραγωγού i στην j κατηγορία

και ισχύουν οι περιορισμοί

$$0 \leq Q_i \leq Q_i^{max} \quad \sum_{i=1}^m Q_i = Q_{total} \quad (2.7)$$

όπου: Q_i^{max} η μέγιστη δυνατή παραγωγή του παραγωγού i (π.χ. ημερησίως)
 Q_{total} η συνολικά απαιτούμενη παραγόμενη ενέργεια (ίση με ζήτηση)

Η συνολική παραγόμενη ενέργεια που το σύστημα επιλέγει από πού θα την αντλήσει και πρέπει να εναρμονίζεται με τη ζήτηση, διατίθεται προς κατανάλωση οπότε μπορούν να εξαχθούν συνολικά για το σύστημα τα χαρακτηριστικά του. Έχουμε:

$$X_{\Sigma j} = \sum_{i=1}^m \frac{X_{ij} Q_i}{Q_{total}} \quad (2.8)$$

Με τον τρόπο αυτό μπορούμε να έχουμε αξιολόγηση και συνεπώς έγκυρη πληροφόρηση για το μείγμα και τη σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής.

Έχοντας διαμορφώσει μια δυναμική συνάρτηση κόστους, ζητούμενο πλέον είναι η διαχείριση της αγοράς και των συντελεστών που την επηρεάζουν. Η αντλούμενη από τον κάθε παραγωγό ισχύς πρέπει να επιλέγεται κατά τέτοιο τρόπο ώστε το συνολικό ποιοτικό κόστος συστήματος να γίνεται ελάχιστο, δεδομένης της επιλεγμένης πολιτικής. Έτσι το σύστημα μεγιστοποιεί το όφελος του και προβάλλει τους άξονες που επιθυμεί να ακολουθήσει η ανάπτυξη.

Ο καθορισμός της πολιτικής είναι εξαιρετικής σημασίας και ειδικού ενδιαφέροντος αλλά πρέπει να βασίζεται στην ιεράρχηση των στόχων, να συνάδει με επιλογές ξεκάθαρης σκοπιμότητας και να επαναπροσδιορίζεται βάση της ανατροφοδότησης που θα δέχεται από το σύστημα.

2.3 Κατηγορίες Κριτηρίων Αξιολόγησης Παραγωγών - Συστήματος

Στην παρούσα εργασία τα κριτήρια βελτιστοποίησης που θα χρησιμοποιηθούν ανταποκρίνονται σε τέσσερα γενικά ζητήματα που θεωρούνται τα πλέον βασικά από πλευράς πολιτικής και συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Αναφέρονται στην κοινωνική και οικονομική ευημερία, στην περιβαλλοντική προστασία και γενικότερα σχετίζονται με την αειφόρο ανάπτυξη.

Αρχικά το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια πολύ σημαντική παράμετρος που επηρεάζει άμεσα την πραγματική οικονομία. Η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται, σε διαφορετική κλίμακα, στις παραγωγικές διαδικασίες όλων των τομέων. Ουσιαστικά, χαμηλή τιμή ενέργειας συνεπάγεται χαμηλότερο κόστος λειτουργίας όλων των επιχειρήσεων, μεταποιητικού και εμπορικού χαρακτήρα, που σημαίνει ότι το προϊόν επηρεάζεται σε όλη την οικονομική διαδικασία. Ο τριτογενής τομέας, των υπηρεσιών, επίσης έχει σχεδόν πλήρη ενεργειακή εξάρτηση από τον ηλεκτρισμό με αποτέλεσμα την σημαντική επιβάρυνση του λειτουργικού κόστους. Τέλος ο οικιακός καταναλωτής επιθυμεί χαμηλή τιμή ενέργειας μιας και τη χρησιμοποιεί ευρέως στην καθημερινότητα του. Έτσι το οικονομικό κριτήριο θεωρείται πολύ βασικό και περιλαμβάνεται στο μοντέλο, ενώ ο προσδιορισμός του καθίσταται εύκολος αφού αντιστοιχίζεται με την τιμή πώλησης από πλευράς παραγωγού.

Το περιβάλλον, στη συνέχεια, αποτελεί κρίσιμη παράμετρο όντας άρρηκτα συνδεδεμένο με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οφείλεται στην τεράστια συμμετοχή των συμβατικών μονάδων παραγωγής στην περιβαλλοντική ρύπανση, κυρίως στην ατμοσφαιρική, που ως αποτέλεσμα έχει την κλιματική αλλαγή. Στην πράξη απαιτείται φιλική ως προς το περιβάλλον παραγωγή, με σεβασμό σε αυτό και αποκατάσταση του με το πέρας των παρεμβάσεων. Κάθε μονάδα χαρακτηρίζεται από το δικό της περιβαλλοντικό αποτύπωμα καθώς είναι δύσκολο τα χαρακτηριστικά της περιοχής και της μονάδας να ταυτίζονται. Το κριτήριο αυτό δεν αρκεί να ταυτιστεί με κάτι, όπως για παράδειγμα με τις εκπομπές CO₂, καθώς είναι πολλές οι παράμετροι που σχετίζουν τη λειτουργία μιας μονάδας με το περιβάλλον. Για παράδειγμα μπορούμε να αναφέρουμε άλλα είδη ρύπανσης όπως η ατμοσφαιρική που σχετίζεται με πολλές εκπεμπόμενες ενώσεις και σωματίδια, η ρύπανση των υδάτινων πόρων, η ηχητική, η αισθητική και η ραδιενεργή ρύπανση. Συμμετέχουν σε φαινόμενα όπως η όξινη βροχή, η καταστροφή της στοιβάδας του όζοντος, η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη και η κλιματική αλλαγή. Γίνεται έτσι εμφανές πως ο χαρακτηρισμός μιας μονάδας πρέπει να περιλαμβάνει σε διαφορετικό βαθμό πολλές παραμέτρους σχετικά με τη ρύπανση του περιβάλλοντος αλλά και με τη χρήση πόρων αυτού. Πρέπει δηλαδή να εξετάζεται η χρήση γης που απαιτείται για εγκατάσταση, τροφοδοσία και λειτουργία, η χρήση υδάτινων πόρων για ψύξη και οι υποχρεωτικές ροές καθώς και η επίδραση της λειτουργίας στο περιβάλλον. Η επίδραση της λειτουργίας έχει να κάνει με τα απόβλητα και την διαχείριση αυτών καθώς και με τις συνέπειες της λειτουργίας σε φυτικούς και ζωικούς οργανισμούς που υπάρχουν στην περιοχή δραστηριότητας. Έτσι ο περιβαλλοντικός χαρακτηρισμός του κάθε παραγωγού πρέπει να συνθέτει πολυπαραγοντικά χαρακτηριστικά που να αποτυπώνουν συνολικά και αντικειμενικά την επίδραση της λειτουργίας του με το φυσικό περιβάλλον.

Από την πλευρά της αλληλεπίδρασης της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως επιχείρηση με το ευρύ κοινωνικό σύνολο μπορούμε να διακρίνουμε άλλο ένα κριτήριο κοινωνικού χαρακτήρα. Έτσι η κατηγορία του κοινωνικού κριτηρίου περιλαμβάνει στοιχεία που σχετίζονται με την εργασία, τη διανομή κερδών

και εισοδήματος, την κοινωνική δραστηριοποίηση και την εταιρική ευθύνη, ως αντισταθμιστικά οφέλη απέναντι στο κοινωνικό σύνολο. Ούτε η κατηγορία αυτή μπορεί να έχει αντιστοίχιση με κάποιον ποσοτικό δείκτη αλλά μπορεί να συσχετιστεί με στοιχεία όπως οι θέσεις εργασίας και η αναδιανομή πλούτου ανά τεχνολογία, αξιολόγηση επιχειρηματικών πρωτοβουλιών που σχετίζονται με την κοινωνική ευημερία. Γίνονται προσπάθειες για τον ορισμό σχετικών με την κατηγορία αυτή μεθοδολογιών, όπως η μεθοδολογία Social Return on Investment (SROI) και η Impact Reporting & Investment Standards (IRIS). Η πρώτη προσπαθεί να αποτυπώσει ως επί το πλείστον σε χρηματικές μονάδες το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από κάθε οικονομική δραστηριότητα μιας επιχείρησης, ενώ αποτιμά τη συμβολή της επιχειρηματικής δραστηριότητας στην κοινωνική πρόοδο. Η SROI εφαρμόζεται σε επιχειρήσεις ως εργαλείο της διοίκησης των επιχειρήσεων για την αξιολόγηση και τη λήψη αποφάσεων. Ένα διεθνές δίκτυο αναλυτών συμμετέχει στην βελτίωση και καθιέρωση της μεθόδου SROI εφαρμόζοντάς την σε επιχειρηματικές και κλαδικές μελέτες, θεωρώντας πως αποτελεί σημαντικό δείκτη για την οικονομική αξιολόγηση. Η μεθοδολογία IRIS είναι πιο γενική αφού εξετάζει τις επιπτώσεις μιας επένδυσης τόσο στην κοινωνία όσο και στο περιβάλλον, με την θεώρηση ότι οι δύο αυτοί τομείς μπορούν να αποτελέσουν εξωτερικές οικονομίες που ενδιαφέρουν. Αξίζει να σημειωθεί πως οι μεθοδολογίες και οι δείκτες αυτοί σχετίζονται με τα οικονομικά στοιχεία της επιχείρησης, εξετάζοντας τις χρηματοροές και κατανέμοντας αυτές σε ωφέλιμες και μή, οπότε και προκύπτει με βάση τις χρηματικές μονάδες ποσοτικοποιημένος δείκτης για εσωτερική χρήση. Το κριτήριο που χρησιμοποιούμε στο μοντέλο δεν πρέπει να αποτελεί προϊόν αυτοαξιολόγησης αλλά πρέπει να απεικονίζει το πως το σύστημα αντιλαμβάνεται την δραστηριότητα της επιχείρησης-παραγωγού σχετικά με την κοινωνική ευημερία και πως αξιολογεί τις επιχειρηματικές επιλογές και τις επιπτώσεις αυτών στο κοινωνικό σύνολο.

Τέλος, η επιχείρηση παραγωγός αποτελεί μέρος ενός μεγάλου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που πέρα από την παραγωγή και την χονδρική πώληση περιλαμβάνει τη διανομή και την λιανική πώληση. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι στρατηγικής σημασίας για την χώρα και με τη λογική αυτή πρέπει να εξασφαλίζεται η αδιάλειπτη παροχή ρεύματος τη στιγμή που απαιτείται αφού ο ηλεκτρισμός αποτελεί βασική και αναντικατάστατη μορφή ενέργειας και δεν μπορεί εύκολα να αποθηκευτεί. Στις αρχές αυτές το σύστημα μέσω της διαχείρισης πρέπει να προβλέπει και να αξιολογεί την διαθεσιμότητα παραγωγής, να συνυπολογίζει και να εκτιμά τα σφάλματα, να προσπαθεί να περιορίζει τις απώλειες του συστήματος και να εγγυάται τη σωστή λειτουργία. Κάθε παραγωγός που συμμετέχει πρέπει να ελέγχεται ως προς τη λειτουργία του και τη φερεγγυότητα του καθώς μη προβλεπόμενα σφάλματα στην παραγωγική του διαδικασία μπορεί να προκαλέσουν μεγάλη ζημιά στο σύστημα, τεχνικά και οικονομικά. Πέρα από την αξιολόγηση του παραγωγού, λόγω των διαφορετικών χαρακτηριστικών των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής πρέπει να υπολογίζονται οι δυνατότητες της κάθε τεχνολογίας ώστε να εξασφαλίζεται η ορθή σύνθεση του μείγματος μονάδων και παραγωγής. Τέτοια μέτρα σύγκρισης είναι καθορισμένα και ήδη χρησιμοποιούνται, όπως ο συντελεστής capacity factor που περιγράφει την ικανότητα ανταπόκρισης σε ισχύ. Για παράδειγμα πρέπει το σύστημα να λαμβάνει υπόψη του την εξάρτηση της λειτουργίας των ΑΠΕ από τις καιρικές συνθήκες, της κατανομής της διαθεσιμότητας τους μέσα στη μέρα και μακροπρόθεσμα μέσα στο έτος. Πρέπει ακόμα να γίνεται ελεγχόμενα η διείσδυση των ΑΠΕ και στη συμβατική παραγωγή να αξιολογείται η διαθεσιμότητα των πόρων στιγμιαία και διαχρονικά, ώστε να μην δημιουργείται κίνδυνος κατάρρευσης του συστήματος. Η κατηγορία του συστήματος ηλεκτρισμού

επομένως είναι τεχνικής φύσης αλλά ειδικής σημασίας και είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το μείγμα και την ορθή λειτουργία.

Έχοντας κάνει διακριτές τις τέσσερις κατηγορίες κριτηρίων που μέσω αυτών εκφράζονται πολλές πτυχές της αγοράς ορίζουμε και τα βάρη που τις ακολουθούν και διαμορφώνουν τη σημασία τους στο συνολικό κόστος του συστήματος. Θεωρούμε έτσι τα εξής κριτήρια:

- P_i, α_P το οικονομικό κριτήριο και το αντίστοιχο ειδικό βάρος
- E_i, α_E το περιβαλλοντικό κριτήριο και το αντίστοιχο βάρος
- S_i, α_S το κοινωνικό κριτήριο και το αντίστοιχο βάρος
- R_i, α_R το κριτήριο σχετικό με το σύστημα και το αντίστοιχο βάρος

Όλοι οι παραγωγοί που συμμετέχουν στο σύστημα αξιολογούνται στα τέσσερα κριτήρια και χαρακτηρίζονται βάση των στοιχείων που διέπουν την παραγωγή τους.

Η συνάρτηση κόστους παίρνει τώρα την μορφή:

$$J_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m Q_i (a_P P_i + a_E E_i + a_S S_i + a_R R_i) \quad (2.9)$$

Τα βάρη a_P , a_E , a_S και a_R , όπως αναλύθηκε προηγουμένως σύμφωνα με τη μέθοδο ΑΗΡ, απεικονίζουν τη σημασία που ο ιθύνων θεωρεί για κάθε κατηγορία. Όπως αναλύθηκε προηγουμένως σύμφωνα με τη μέθοδο ΑΗΡ, απεικονίζουν τη σημασία που ο ιθύνων θεωρεί για κάθε κατηγορία. Στην δική μας περίπτωση αποτελούν τις συνιστώσες της ενεργειακής πολιτικής που υλοποιείται, δίνοντας μεγαλύτερη έμφαση στα κριτήρια που θεωρούνται σημαντικά. Όσο μεγαλύτερη τιμή έχουν τόσο περισσότερο αυξάνεται η τιμή της αντίστοιχης κατηγορίας, με αποτέλεσμα η επιλογή της καλύτερης εναλλακτικής στην κατηγορία αυτή να καθίσταται και βέλτιστη για το σύστημα, στην προσπάθεια ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους.

Όπως έχει διαμορφωθεί η συνάρτηση ποιοτικού κόστους το ζητούμενο, δεδομένων των χαρακτηριστικών των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και των συντελεστών που προκύπτουν από την επιλεγόμενη πολιτική, είναι η επιλογή των ποσοτήτων ισχύος που ελαχιστοποιούν το κόστος. Στις δύο δυνατές περιπτώσεις που προκύπτουν, οι παραγωγοί μπορούν να έχουν σταθερά χαρακτηριστικά ή μεταβαλλόμενα και αλληλένδετα. Στην δεύτερη περίπτωση μπορούν να έχουν εξάρτηση από την ποσότητα (ισχύ) που το σύστημα απορροφά από τον παραγωγό ή από τον χρόνο. Η μεταξύ τους αλληλεπίδραση είναι θεωρητικά συμβατή καθώς τα χαρακτηριστικά είναι αλληλένδετα, έχουν οικονομικό κόστος και μπορούν να συνδέονται με την τιμή. Έτσι η βελτιστοποίηση της συνάρτησης κόστους πρέπει να κάνει χρήση μεθόδων για τις δύο αυτές περιπτώσεις.

2.4 Ελαχιστοποίηση Ποιοτικού Κόστους και Βελτιστοποίηση Συστήματος

2.4.1 Γραμμικό ποιοτικό κόστος με περιορισμούς

Για την επίλυση γραμμικών προβλημάτων όπως αυτά που αντιμετωπίζουμε όταν τα χαρακτηριστικά των παραγωγών είναι σταθερά, προτείνεται η χρήση της μεθόδου Simplex που αναπτύχθηκε από τον Dantzig ακριβώς για την λύση γενικών προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού.

Ζητούμενο είναι ο προσδιορισμός των τιμών των μεταβλητών απόφασης Q_1, Q_2, \dots, Q_m που παριστάνουν τις στάθμες δραστηριοτήτων και ελαχιστοποιούν την γραμμική αντικειμενική συνάρτηση:

$$J = c_1 Q_1 + c_2 Q_2 + \dots + c_m Q_m \quad (2.10)$$

$$\text{όπου } c_i = (a_P P_i + a_E E_i + a_S S_i + a_R R_i) \quad \text{για } i = 1, 2, \dots, m$$

και συγχρόνως ικανοποιούν τους $m + 1$ περιορισμούς που ορίζονται από τα δεδομένα του συστήματος. Έτσι, από τη σχέση συνολικής παραγωγής έχουμε:

$$Q_1 + Q_2 + \dots + Q_m = Q_{total} \quad (2.11)$$

και από τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ενέργειας από κάθε παραγωγό λαμβάνουμε:

$$0 \leq Q_i \leq Q_i^{max} \quad \text{όπου } i = 1, 2, \dots, m$$

Οι συντελεστές c_i, Q_{total}, Q_{max} είναι δοσμένοι και θεωρούνται σταθερές στην επίλυση. Ο συντελεστής c_i της αντικειμενικής συνάρτησης αποτελεί την μοναδιαία αξία της δραστηριότητας i , καθώς όταν αυξάνεται κατά μία μονάδα η στάθμη της δραστηριότητας τότε η αντικειμενική συνάρτηση αυξάνεται κατά c_i .

Αν και το πρόβλημα έχει ανισότητες, είναι ευκολότερο να χειριστούμε εξισώσεις, για το λόγο αυτό στη Simplex οι ανισότητες του προβλήματος μετατρέπονται σε ισότητες, προσθέτοντας νέες μεταβλητές s_i που αποτελούν τις μεταβλητές απόκλισης (slack variables), μη βασικές μεταβλητές ($c_s = 0$). Μετά τη μετατροπή των ανισοτήτων σε εξισώσεις το γενικό πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού έχει τη μορφή:

$$\min J, \quad J = (c_1 Q_1 + c_2 Q_2 + \dots + c_m Q_m) + c_s (s_1 + s_2 + \dots + s_m) \quad (2.12)$$

με συνθήκες ελαχιστοποίησης (περιορισμούς):

$$\begin{aligned} Q_1 + Q_2 + \dots + Q_m &= Q_{total} \\ Q_1 - s_1 &= Q_1^{max} \\ Q_2 - s_2 &= Q_2^{max} \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &\vdots \\ Q_m - s_m &= Q_m^{max} \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$Q_1, Q_2, \dots, Q_m \geq 0 \quad (2.14)$$

Πέρα των τεχνικών περιορισμών των μονάδων και της συνολικής ζητούμενης ενέργειας μπορούν να τεθούν επιπρόσθετοι προσδιορισμοί που αφορούν τη σχέση μεταξύ των μονάδων. Στην παρούσα ανάλυση της μεθόδου Simplex θεωρούμε την πιο απλή περίπτωση του προβλήματος μιας και αποτελεί τη βάση που στηρίζεται κάθε άλλη εκδοχή του προβλήματος.

Λύση θεωρείται κάθε διάνυσμα $Q = [Q_1, Q_2, \dots, Q_m]$ που ικανοποιεί το σύστημα (2.13), δυνατή λύση θεωρείται κάθε λύση που ικανοποιεί και τους περιορισμούς (2.14), ενώ βέλτιστη δυνατή λύση καλείται κάθε δυνατή λύση που ελαχιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση (2.12). Στο σύστημα (2.13), με τις εξισώσεις να είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους, πρέπει οι περιορισμοί $k = m + 1$ να είναι λιγότεροι από τους όρους της αντικειμενικής συνάρτησης, $n = 2m$, όπως και συμβαίνει στην περίπτωση μας. Αυτό αναφέρεται γιατί αν $k > n$ δεν υπάρχει λύση του συστήματος ενώ αν $k = n$ υπάρχει μοναδική λύση, οπότε δεν μπορούμε να μιλάμε για βελτιστοποίηση.

Βάση του συστήματος ονομάζουμε κάθε τετραγωνική μήτρα $m \times m$ που προκύπτει από την μήτρα A , μήτρα των περιορισμών και έχει m ανεξάρτητες στήλες. Οι m μεταβλητές που αντιστοιχούν στις στήλες μιας βάσης ονομάζονται βασικές μεταβλητές ως προς τη βάση και οι αντίστοιχες δραστηριότητες βασικές δραστηριότητες. Οι υπόλοιπες $m + 1$ μεταβλητές αποτελούν τις μη βασικές μεταβλητές και δραστηριότητες. Κάθε μη βασικό διάνυσμα μπορεί να εκφραστεί σαν γραμμικός συνδυασμός βασικών διανυσμάτων. Βασική λύση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού ως προς μια βάση B , είναι η λύση που έχει όλες τις βασικές μεταβλητές διάφορες του μηδενός και όλες τις μη βασικές ίσες με το μηδέν. Αν μια βασική λύση είναι και δυνατή τότε αποτελεί βασική δυνατή λύση και κάθε βασική δυνατή λύση είναι ένα ακραίο σημείο του κυρτού συνόλου των δυνατών λύσεων (και το αντίστροφο). Η μέθοδος Simplex είναι μια επαναληπτική μέθοδος που ξεκινάει από μία βασική δυνατή λύση και σε κάθε βήμα μεταβαίνει σε μία νέα βασική λύση που αντιστοιχεί σε μικρότερη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης, μέχρις ότου καταλήξει στη βέλτιστη λύση.

Αρχικά οι μεταβλητές απόκλισης μας βοηθούν να προσδιορίσουμε εύκολα μια αρχική βασική δυνατή λύση. Στη λύση αυτή βασικές μεταβλητές (θετική τιμή) είναι οι μεταβλητές απόκλισης, ενώ οι υπόλοιπες έχουν τιμή μηδέν. Εάν εισάγουμε μια μονάδα από τη μεταβλητή Q_i στη λύση τότε η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης J θα μεταβληθεί κατά τις ποσότητες:

- θα αυξηθεί κατά τη μοναδιαία αξία της μεταβλητής Q_i , δηλαδή κατά c_i
- θα μειωθεί κατά μία ποσότητα J_i που αντιστοιχεί στη χαμένη αξία από τη μείωση των άλλων βασικών μεταβλητών.

Για τον έλεγχο της λύσης σχετικά με το αν αποτελεί βέλτιστη αρκεί να εξετάσουμε την μεταβολή της αντικειμενικής συνάρτησης στη στοιχειώδη μεταβολή των μεταβλητών. Ορίζεται η ποσότητα $c_i - J_i$ που αποτελεί το οριακό καθαρό εισόδημα μη βασικής δραστηριότητας και είναι ιδιαίτερης σημασίας αφού δείχνει κατά πόσον η εισαγωγή της μεταβλητής Q_i στη λύση βελτιώνει την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης. Στο πρόβλημα της ελαχιστοποίησης εάν βρούμε μία βασική δυνατή λύση για την οποία τα οριακά καθαρά εισοδήματα όλων των μη βασικών μεταβλητών είναι θετικά ή μηδέν, δηλαδή αν ισχύει $c_i - J_i \geq 0$, τότε η λύση αυτή είναι βέλτιστη.

2.4.2 Μη γραμμικό ποιοτικό κόστος με περιορισμούς

Η συνάρτηση ποιοτικού κόστους στην περίπτωση αυτή δεν είναι γραμμική αν και βασίζεται στη λογική που ήδη έχει διαμορφωθεί. Με άλλα λόγια τα κριτήρια δεν είναι όλα σταθερά, οπότε η συνάρτηση κόστους έχει ένα μη γραμμικό μέρος. Το μη σταθερό κριτήριο επιλέγεται να είναι το οικονομικό, για τον λόγο ότι η τιμή σε συνθήκες ανταγωνισμού μιας δυναμικής αγοράς δεν μπορεί να θεωρηθεί δεδομένη. Έτσι, η συνάρτηση ποιοτικού κόστους του συστήματος επιλέγεται της μορφής:

$$J_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m Q_i(a_P P_i(Q_i)) + Q_i(a_E E_i + a_S S_i + a_R R_i) \quad (2.15)$$

Οι περιορισμοί ανισοτήτων που αντιμετωπίζουμε στο πρόβλημά μας πρέπει να μετατραπούν σε περιορισμούς ισοτήτων εισάγοντας βοηθητικές μεταβλητές όπως αναφέρθηκε προηγουμένως. Έχουμε, έτσι, το διάνυσμα \mathbf{Q} που έχουμε επεκτείνει και αποτελείται πλέον από τις m μεταβλητές απόφασης και τις m βοηθητικές μεταβλητές, τη συνάρτηση που θέλουμε να βελτιστοποιήσουμε $J(\mathbf{Q})$ και τον διανυσματικό περιορισμό ισοτήτων $\mathbf{g}(\mathbf{Q})$, απαίτηση που συγχρόνως πρέπει να ικανοποιείται. Αναλυτικά:

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{g}(\mathbf{Q}) = \begin{bmatrix} g_1(\mathbf{Q}) \\ g_2(\mathbf{Q}) \\ \vdots \\ g_k(\mathbf{Q}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad k \leq n \quad (2.16)$$

όπου με τους στοιχειώδεις περιορισμούς έχουμε $n = 2m$ και $k = m + 1$.

Λύνουμε τις εξισώσεις (2.16) ως προς k από τις n συνιστώσες του \mathbf{Q} . Αντικαθιστώντας τις τιμές που προκύπτουν στην $J(\mathbf{Q})$ έχουμε το νέο πρόβλημα βελτιστοποίησης της $J(\mathbf{Q}_*)$, όπου το \mathbf{Q}_* έχει $n - k$ συνιστώσες. Στη γενική περίπτωση εφαρμόζεται η τεχνική των πολλαπλασιαστών του Lagrange.

Η βελτιστοποίηση της $J(\mathbf{Q})$ με τον περιορισμό $\mathbf{g}(\mathbf{Q}) = \mathbf{0}$ είναι ισοδύναμη με τη βελτιστοποίηση της επεκταθείσας συνάρτησης :

$$L(\mathbf{Q}, \boldsymbol{\lambda}) = J(\mathbf{Q}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{g}(\mathbf{Q}) \quad (2.17)$$

Βελτιστοποίηση της επεκταθείσας συνάρτησης χωρίς τώρα κανένα περιορισμό, όπου $\boldsymbol{\lambda}$ είναι το διάνυσμα που περιλαμβάνει τους πολλαπλασιαστές Lagrange και είναι διάνυσμα ισοδιάστατο με το \mathbf{g} . Έτσι οι τιμές του \mathbf{Q} για τις οποίες η $J(\mathbf{Q})$ γίνεται βέλτιστη με τον περιορισμό $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$, καθορίζονται από τις εξισώσεις:

$$\frac{\partial L(\mathbf{Q}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{Q}} = \frac{\partial J(\mathbf{Q})}{\partial \mathbf{Q}} + \frac{\partial \mathbf{g}^T(\mathbf{Q})}{\partial \mathbf{Q}} \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0} \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{Q}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{g}(\mathbf{Q}) = \mathbf{0} \quad (2.19)$$

Οι συνθήκες (2.18) και (2.19) οι οποίες δίνουν το σημείο όπου η $J(\mathbf{Q})$ παίρνει το ελάχιστο με περιορισμούς, δεν αντιστοιχούν απαραίτητα σε ελάχιστο της $L(\mathbf{Q})$. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται η συνάρτηση $K(\mathbf{Q})$ η οποία λαμβάνει ελάχιστο στη λύση του συστήματος και είναι:

$$K(\mathbf{Q}) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial L}{\partial Q_i} \right)^2 + \sum_{j=1}^k g_j^2 \quad (2.19)$$

Η συνάρτηση Lagrange αυτού του προβλήματος είναι η (2.17), όπου λ είναι η σταθερά με την οποία επαληθεύεται η εξίσωση $\nabla J(\mathbf{Q}) = \lambda \cdot \nabla \mathbf{g}(\mathbf{Q})$. Χρησιμοποιούμε το $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ για να ορίσουμε τον Ιακωβιανό πίνακα των περιορισμών:

$$\mathbf{G}(\mathbf{Q})^T = [\nabla g_1(\mathbf{Q}), \nabla g_2(\mathbf{Q}), \dots, \nabla g_k(\mathbf{Q})] \quad (2.20)$$

Επομένως, στην ισοδύναμη περίπτωση με περιορισμούς, λόγω των βοηθητικών μεταβλητών έχουμε ένα σύστημα με $3m + 1$ εξισώσεις, $2m$ αγνώστους Q_i και $m + 1$ αγνώστους λ_j .

Οι εξισώσεις (2.18) και (2.19) που καθορίζουν το βέλτιστο σε μορφή μήτρας είναι:

$$\mathbf{F}(\mathbf{Q}, \lambda) = \begin{bmatrix} \nabla J(\mathbf{Q}) - \mathbf{G}(\mathbf{Q})^T \lambda \\ \mathbf{g}(\mathbf{Q}) \end{bmatrix} = 0 \quad (2.21)$$

Εάν \mathbf{G}_* είναι ένα πλήρες μητρώο, τότε κάθε λύση $(\mathbf{Q}^*, \lambda^*)$ του ισοδύναμου προβλήματος με περιορισμούς (2.16) ικανοποιεί την εξίσωση (2.21). Η SQP βασίζεται στη λειτουργία της μεθόδου Newton. Άρα η Ιακωβιανή της (2.21) είναι:

$$\mathcal{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{W}(\mathbf{Q}, \lambda) & \mathbf{G}(\mathbf{Q})^T \\ \mathbf{G}(\mathbf{Q}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Όπου, \mathbf{W} είναι η δεύτερη παράγωγος (Hessian) της συνάρτησης Lagrange:

$$\mathbf{W}(\mathbf{Q}, \lambda) = \nabla_{\mathbf{Q}}^2 L(\mathbf{Q}, \lambda) \quad (2.23)$$

Έτσι, ένα βήμα με τη μέθοδο Newton ξεκινώντας από την επανάληψη Q_k, λ_k έχουμε:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Q}_{k+1} \\ \lambda_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Q}_k \\ \lambda_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{p}_Q \\ \mathbf{p}_\lambda \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Όπου τα \mathbf{p}_Q και \mathbf{p}_λ λύνουν το ακόλουθο σύστημα:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{W}_k & -\mathbf{G}_k^T \\ \mathbf{G}_k & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_k \\ \lambda_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla J_k + \mathbf{G}_k^T \lambda_k \\ -\mathbf{g}_k \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Το σύστημα είναι καλά ορισμένο όταν η διακρίνουσα του είναι μη-μηδενική.

Εναλλακτικά, οι εξισώσεις (2.22) και (2.23) λύνονται με τη μέθοδο SQP, δημιουργώντας ένα τετραγωνικό πρόβλημα:

$$\min_p \left(\frac{1}{2} \mathbf{p}^T \mathbf{W}_k \mathbf{p} + \nabla J_k^T \mathbf{p} \right) \quad (2.26)$$

με περιορισμό:

$$\mathbf{G}_k \mathbf{p} + \mathbf{g}_k = \mathbf{0} \quad (2.27)$$

Επομένως, αυτό το πρόβλημα έχει μοναδική λύση $(\mathbf{p}_k, \boldsymbol{\mu}_k)$ που ικανοποιεί τις εξισώσεις, συνθήκες βελτιστοποίησης:

$$\mathbf{W}_k \mathbf{p}_k - \nabla J_k + \mathbf{G}_k^T \boldsymbol{\mu}_k = \mathbf{0} \quad (2.28)$$

$$\mathbf{G}_k \mathbf{p}_k + \mathbf{g}_k = \mathbf{0} \quad (2.29)$$

Αν απαλειφτεί ο όρος $\mathbf{G}_k^T \boldsymbol{\lambda}_k$ και από τα δύο μέρη της εξίσωσης (2.25), τότε προκύπτει:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{W}_k & -\mathbf{G}_k^T \\ \mathbf{G}_k & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{p}_k \\ \boldsymbol{\lambda}_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla J_k \\ -\mathbf{g}_k \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

και αντιστοιχεί το $\mathbf{p} = \mathbf{p}_k$ και $\boldsymbol{\lambda}_{k+1} = \boldsymbol{\mu}_k$. Με αυτό τον τρόπο η μέθοδος SQP έχει μία συσχέτιση με τη μέθοδο Newton. Η λύση των εξισώσεων (2.26) και (2.27) δίνει τις τιμές των \mathbf{p}_k και $\boldsymbol{\mu}_k$ και έτσι υπολογίζονται οι νέες τιμές:

$$\mathbf{Q}_{k+1} = \mathbf{Q}_k + \mathbf{p}_k \quad (2.31)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_{k+1} = \boldsymbol{\mu}_k$$

Με επανάληψη της διαδικασίας έχουμε τη σύγκλιση στη βέλτιστη λύση του προβλήματος και τον προσδιορισμό των μεταβλητών απόφασης ώστε το σύστημα μέσα από ένα μη γραμμικό μοντέλο να ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του.

Κεφάλαιο 3: Καθορισμός Παραγωγών

3.1 Καθορισμός παραγωγών

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται σε σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι διαφοροποιούνται ανάλογα με την πρωτογενή πηγή ενέργειας (καύσιμο) που μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι βασικοί τύποι σταθμών στην Ελλάδα είναι οι θερμοηλεκτρικοί και οι υδροηλεκτρικοί ενώ σε μικρότερο βαθμό οι σταθμοί που στηρίζουν την παραγωγή τους σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί διακρίνονται ανάλογα με τη χρήση καύσιμου σε λιγνιτικούς, πετρελαϊκούς και φυσικού αερίου, ενώ ανάλογα με την τεχνολογία παραγωγής σε ατμοηλεκτρικούς, φυσικού αερίου, συνδυασμένου κύκλου και μηχανών εσωτερικής καύσης. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί διακρίνονται σε μεγάλα υδροηλεκτρικά εργοστάσια, όταν η εγκατεστημένη ισχύς είναι μεγαλύτερη ή ίση από 10 MW και σε μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες όταν είναι μικρότερη. Οι σταθμοί που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας διακρίνονται ανάλογα με την πρωτογενή πηγή ενέργειας, η οποία μπορεί να είναι αιολική, ηλιακή, γεωθερμική, βιομάζα, κυματική κ.α. Όλοι οι σταθμοί μπορούν να διακριθούν και ανάλογα το σκοπό λειτουργίας τους σε σταθμούς εξυπηρέτησης δημόσιας κατανάλωσης και σε σταθμούς ίδιας κατανάλωσης. Κάθε σταθμός έχει ορισμένη δυναμικότητα παραγωγής, η οποία υπολογίζεται σε όρους εγκατεστημένης ισχύος με μονάδα μέτρησης το Μεγαβάτ (MW). Η συνολική καθαρή εγκατεστημένη ισχύς διαφέρει από την τελικώς διαθέσιμη ισχύ, κυρίως λόγω βλαβών και συντηρήσεων στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, λόγω έλλειψης πρωτογενούς ενέργειας ως επί των πλείστων στους σταθμούς ΑΠΕ και εξαιτίας βλαβών στο σύστημα μεταφοράς.

Στην εφαρμογή θα συμπεριλάβουμε τις τεχνολογίες που είναι διαθέσιμες στην Ελλάδα σε αξιοσημείωτο βαθμό, τόσο αυτές που έχουν τάσεις αύξησης (ΑΠΕ) όσο και αυτές που έχουν τάση μείωσης (πετρέλαιο). Δηλαδή δεν συμμετέχει παραγωγή από πυρηνικές μονάδες, ΑΠΕ πολύ μικρής κλίμακας (βιομάζα, γεωθερμία) και τεχνολογίες που βρίσκονται σε πειραματικό στάδιο (κυψέλες καυσίμου, κυματική). Θεωρούμε τέλος πως κάθε τεχνολογία αντιπροσωπεύεται από ένα παραγωγό και βρίσκεται σε ένα κοινό τεχνολογικό επίπεδο.

Έτσι έχουμε δύο συμβατικούς παραγωγούς, τον παραγωγό που χρησιμοποιεί λιγνίτη (που σήμερα είναι αποκλειστικά η ΔΕΗ με πολλές μονάδες) και τον παραγωγό που χρησιμοποιεί φυσικό αέριο για ηλεκτροπαραγωγή. Στην πράξη κάθε μονάδα έχει διαφορετικά χαρακτηριστικά, κυρίως λόγω της διαφορετικής τεχνολογίας που ανά περίπτωση εφαρμόζεται και κάθε εταιρία ασκεί τελείως διαφορετική πολιτική και διαχείριση από την τιμολόγηση, την διοίκηση, μέχρι και την κοινωνική και την περιβαλλοντική ευθύνη. Στην εφαρμογή όμως αυτά αγνοούνται καθώς θεωρούμε κοινά χαρακτηριστικά για τις μονάδες που διαχειρίζονται όλες από μία επιχείρηση, την επιχείρηση της αντίστοιχης τεχνολογίας.

Έχουμε ακόμα τρεις παραγωγούς φιλικούς προς το περιβάλλον, όπου διακρίνουμε τον παραγωγό από υδροηλεκτρικά, τον παραγωγό από αιολικά πάρκα και τον παραγωγό από φωτοβολταϊκά. Δεν γίνεται διάκριση σχετικά με το μέγεθος του υδροηλεκτρικού, το μέγεθος και το είδος του φωτοβολταϊκού ούτε των διαφόρων χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών. Έτσι έχουμε ένα κοινό επίπεδο σε κάθε κατηγορία και κάθε επιχείρηση περιλαμβάνει τις σχετικές μονάδες και επιλέγει τον τρόπο που θα λειτουργήσει.

Τέλος θεωρούμε και μία επιχείρηση που συμμετέχει στο σύστημα αλλά δεν παράγει εντός της χώρας. Πρόκειται ουσιαστικά για την επιχείρηση που αντιπροσωπεύει τις εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες κατέχουν σημαντικό ποσοστό στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Οι εισαγωγές δεν αποτελούν

παραγωγό, οπότε δεν ρυπαίνονται, δεν απασχολούν εργαζόμενους και γενικότερα δεν αλληλεπιδρούν με το κοινωνικό σύνολο παρόλα αυτά συμμετέχουν στην εμπορία ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά.

3.2 Ανάλυση τεχνολογιών και παραγωγών

3.2.1 Λιγνίτης

Στην πλειοψηφία των θερμοηλεκτρικών σταθμών γίνεται χρήση ατμοστρόβιλων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το κύριο καύσιμο σε αυτού του τύπου τους σταθμούς είναι ο λιγνίτης και οι λιγνιτικοί σταθμοί καλύπτουν το φορτίο βάσης του ελληνικού συστήματος.

Οι λιγνίτες ανήκουν στις στερεές ορυκτές καύσιμες ύλες με τη γενική ονομασία γαιάνθρακες και προήλθαν από φυτικά υπολείμματα μέσω μιας σειράς διεργασιών ενανθράκωσης. Για το σχηματισμό ενός κυβικού μέτρου λιγνίτη, έχει υπολογισθεί ότι απαιτείται χρονικό διάστημα 1000 έως 4000 ετών. Η θερμογόνος ισχύς των λιγνιτών είναι από 3 έως 7 φορές χαμηλότερη από αυτήν του λιθάνθρακα και 5 έως 10 φορές μικρότερη από αυτήν του πετρελαίου. Γενικά η ποιότητα των ελληνικών λιγνιτών είναι χαμηλή. Σημαντικό συγκριτικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε καύσιμο θείο.

Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται σε περίπου 5 δις. τόνους. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο. Με τα σημερινά τεχνικό-οικονομικά δεδομένα τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση, ανέρχονται σε περίπου 4 δις τόνους και ισοδυναμούν με 550 εκ. τόνους πετρελαίου. Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της χώρας και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 50 χρόνια. Μέχρι σήμερα οι εξορισθείσες ποσότητες λιγνίτη δεν ξεπερνούν το 25% των συνολικών αποθεμάτων. Εκτός από λιγνίτη η Ελλάδα διαθέτει και ένα μεγάλο κοιτάσμα Τύρφης στην περιοχή των Φιλιππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοιτάσμα εκτιμώνται σε 4 δις κυβικά μέτρα και αντιστοιχούν με 125 εκ. TΠΠ.

Η εκμετάλλευση των λιγνιτικών κοιτασμάτων γίνεται επιφανειακά με ορθές βαθμίδες. Αρχικά ο λιγνίτης οδηγείται με ταινιόδρομους στο σιλό των μύλων, από όπου με τροφοδότες καταλήγει στους μύλους όπου αλέθεται. Ο λιγνίτης υπό μορφή σκόνης οδηγείται για καύση σε ειδικούς καυστήρες οι οποίοι θερμαίνουν τους ατμολέβητες για ατμοποίηση του νερού. Ο ατμός αυτός οδηγείται με ατμαγωγούς στο στρόβιλο τον οποίο και στρέφει με 3.000 στροφές το λεπτό. Ο ατμός μετά την εκτόνωσή του στο στρόβιλο, συμπυκνώνεται στο συμπυκνωτή και μέσω προθερμαντών νερού οδηγείται ξανά στο λέβητα για να συνεχίσει την ίδια διαδικασία. Ο ατμοστρόβιλος στρέφει τη γεννήτρια, η οποία παράγει ηλεκτρικό ρεύμα. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, έχει τάση 20 kV, ανυψώνεται μέσω του μετασχηματιστή ανύψωσης στα 400 kV και καταλήγει στο δίκτυο.

3.1.2 Φυσικό αέριο

Ένα μικρότερο ποσοστό θερμοηλεκτρικών σταθμών χρησιμοποιεί την τεχνολογία του ανοιχτού κύκλου και του συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το

φυσικό αέριο. Αξίζει να σημειωθεί ότι το φυσικό αέριο είναι ένα ιδιαίτερης σημασίας καύσιμο για την ασφάλεια παροχής ενέργειας για τρεις λόγους. Πρώτον αυξάνεται σημαντικά η χρήση του και αποκτάει ιδιαίτερη προτίμηση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβανομένου της συμπαραγωγής) αντικαθιστώντας σταδιακά το πετρέλαιο και τον άνθρακα. Τα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο απαιτούν χαμηλότερο κόστος επένδυσης που σημαίνει σύντομη περίοδο αποπληρωμής και μεγαλύτερη απόδοση. Δεύτερον λόγω της χημικής του σύστασης το φυσικό αέριο εκπέμπει μικρότερες ποσότητες των αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με το πετρέλαιο και τον άνθρακα σε πολλά είδη ενεργειακών εφαρμογών. Τέλος, πλεονεκτεί με το να είναι εύκολα διαθέσιμο από τα αποθέματα εντός της ΕΕ και κοντά στα σύνορά της (Αλγερία, Ρωσία και Νορβηγία). Οι προοπτικές παγκόσμια για την παροχή φυσικού αερίου είναι σχετικά καλές βραχυπρόθεσμα, με λόγο αποθεμάτων προς παραγωγή μεγαλύτερο από 60 χρόνια και με χρονικό σημείο κάμψης ίσως σε 20 έτη. Η πρώην Σοβιετική Ένωση έχει προοπτικές για 80 χρόνια και η Ευρώπη για 20 δεδομένης της σημερινής παραγωγής.

Το κρίσιμο ζήτημα όσον αφορά στις εισαγωγές φυσικού αερίου είναι η προώθηση του στην αγορά σε ανταγωνιστικές τιμές. Το σημερινό κόστος του φυσικού αερίου συγκρατείται λόγω της γεωγραφικής εγγύτητας της Ευρώπης με τους βασικούς προμηθευτές της. Ωστόσο το κόστος μεταφοράς του φυσικού αερίου αυξάνεται ανάλογα με την απόσταση που πρέπει να καλυφθεί και στην περίπτωση των υποθαλάσσιων αγωγών το κόστος αυξάνεται σημαντικά μετά τα 800-1000 χιλιόμετρα. Αν και δεν υπάρχουν ακριβείς εκτιμήσεις, το κόστος εισαγόμενου αερίου στην Ευρώπη θα μπορούσε να έχει σοβαρό αντίκτυπο στις τιμές αγοράς γενικά, ίσως και τον διπλασιασμό τους. Το κόστος επίσης είναι πιθανό να αυξηθεί λόγω της παραγωγής του κάτω από δυσκολότερες τεχνικά αποστάσεις (υποθαλάσσιοι αγωγοί σε μεγάλο βάθος, περιοχές με μόνιμο στρώμα πάγου). Αυτό το κόστος θα μπορούσε να ελεγχθεί με τεχνολογίες πιο αξιόπιστης άντλησης, με υψηλότερους ρυθμούς εκμετάλλευσης των υπαρχόντων αποθεμάτων και με υψηλότερη πίεση λειτουργίας στους αγωγούς. Σε κοντινές αποστάσεις η μεταφορά του υδροποιημένου φυσικού αερίου είναι σχετικά ακριβή, αλλά αρχίζει να γίνεται οικονομικά ελκυστικότερη από τη μεταφορά με αγωγούς για αποστάσεις μεγαλύτερες από 4000-6000 χλμ. Το LNG αποκτά νέα δυναμική και γίνεται ανταγωνιστικότερο εξαιτίας των νέων τεχνολογιών που μειώνουν το κόστος σε όλη την αλυσίδα παραγωγής-μεταφοράς του.

Οι αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου, οι οποίες είναι περισσότερο διαδεδομένες, αποτελούνται από έναν αεριοστρόβιλο και ένα μειωτήρα με τον οποίο δίνεται η κίνηση σε μία ηλεκτρογεννήτρια. Αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα, συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσεως. Στη συνέχεια τα καυσαέρια οδηγούνται στον αεριοστρόβιλο όπου εκτονώνονται, απελευθερώνοντας ενέργεια με την οποία κινείται η ηλεκτρογεννήτρια, και διαφεύγουν από αυτόν σε υψηλή θερμοκρασία.

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου αναφέρεται σε συστήματα με δύο θερμοδυναμικούς κύκλους, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους με κάποιο εργαζόμενο μέσο και λειτουργούν σε διαφορετικές θερμοκρασίες. Ο κύκλος υψηλής θερμοκρασίας (κορυφής) αποβάλλει θερμότητα, που ανακτάται και χρησιμοποιείται από τον κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (βάσεως) για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, αυξάνοντας έτσι το βαθμό απόδοσης. Η τεχνική συμπαραγωγής με το σύστημα συνδυασμένου κύκλου αποτελεί μία

παραλλαγή αυτής του αεριοστρόβιλου, που βρίσκει εφαρμογή στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

3.1.3 Πετρέλαιο

Το πετρέλαιο έχει το σημαντικότερο μερίδιο στην αγορά ενέργειας από κάθε άλλο καύσιμο, μολονότι η αναλογία αυτή μειώνεται. Η ζήτηση πετρελαίου αυξάνεται κυρίως στον τομέα των μεταφορών, καθώς οι μεταφορές αποτελούν τον κυριότερο καταναλωτή του. Η Ευρώπη έχει ωφεληθεί από την εκμετάλλευση των εγχώριων αποθεμάτων, που ωστόσο είναι λιγότερο ελκυστικά οικονομικά και ποσοτικά περιορισμένα. Η εξάρτηση από εισαγωγές πετρελαίου εξακολουθεί να κυμαίνεται από 60% ως 70% και αναμένεται στο μέλλον να αυξηθεί εξαιτίας της αύξησης της ζήτησης και της μείωσης των αποθεμάτων.

Τελικά, η παγκόσμια παροχή πετρελαίου θα εξαρτηθεί από το ρυθμό διαθεσιμότητας και το σύνολο των παγκόσμιων αποθεμάτων. Απρόβλεπτους παράγοντες αποτελούν τα επίπεδα επενδύσεων σε τεχνολογία και σε υποδομές, η διαθεσιμότητα των φυσικών πόρων και οι γεωπολιτικές συνθήκες. Γεγονός είναι πάντως πως οι ρυθμοί παραγωγής θα μειωθούν πριν τα αποθέματα αξιοποιηθούν πλήρως. Τέλος ένας ακόμη παράγοντας που θα πρέπει να ληφθεί υπόψη είναι επίδραση της καύσης του πετρελαίου στην ατμόσφαιρα και στην αλλαγή του παγκόσμιου κλίματος.

Για ηλεκτροπαραγωγή με πετρέλαιο χρησιμοποιούνται Μηχανές Εσωτερικής Καύσης συνήθως για χαμηλής ισχύος συστήματα, ενώ για μεγαλύτερες επιδώσεις προτιμούνται οι αεριοστρόβιλοι. Ως ΜΕΚ χρησιμοποιούνται επί το πλείστον τροποποιημένες μονάδες κινητήρων.

3.1.4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Από τα πρώτα στάδια ανάπτυξης των ηλεκτρικών εφαρμογών χρησιμοποιήθηκε η υδροηλεκτρική ενέργεια, μέσω της κατασκευής φραγμάτων και υδάτινων ταμιευτήρων μεγάλων ποταμών. Στα υδροηλεκτρικά εργοστάσια την πρωτογενή πηγή ενέργειας αποτελεί το υδροδυναμικό. Η ενέργεια που αποδίδεται με την πτώση του νερού στο πεδίο βαρύτητας θέτει σε λειτουργία υδροστρόβιλο που παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος κατασκευής και χαμηλό λειτουργικό κόστος ενώ διακρίνονται ανάλογα με την ικανότητα αποθήκευσης ύδατος, δηλαδή ανάλογα με τη χωρητικότητα της λίμνης. Η ικανότητα αυτή δίνει τη δυνατότητα για χρησιμοποίηση της αποθηκευμένης ενέργειας κατά τις χρονικές στιγμές που κρίνεται συμφέρον. Τα τελευταία χρόνια επιδοτούνται και αναπτύσσονται σε μεγάλο βαθμό μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής, ισχύος μέχρι 10 MW που εγκαθίστανται σε μικρά σχετικά ρέματα.

Στα πλεονεκτήματα των υδροηλεκτρικών μπορούμε να διακρίνουμε την άμεση ζεύξη-απόζευξη τους στο δίκτυο, την αξιοπιστία τους, την παραγωγή χωρίς διακυμάνσεις και την παράλληλη εξυπηρέτηση άλλων αναγκών (ύδρευση, άρδευση). Τέλος είναι φιλικά προς το περιβάλλον, έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και άμεση απόσβεση της επένδυσης λόγω μικρού κόστους συντήρησης και λειτουργίας χωρίς κόστος πρώτης ύλης.

3.1.4 Αιολική Ενέργεια

Η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται αρχικά σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική, μέσω των ανεμογεννητριών. Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών παρουσίασε μεγάλη εξέλιξη κατά τα τελευταία χρόνια, με αντίστοιχη μείωση του κόστους παραγωγής της παραγόμενης ενέργειας. Σήμερα το "εμπορικό μέγεθος" των ανεμογεννητριών, δηλαδή το μέγεθος που παρουσιάζει την βέλτιστη σχέση κόστους-οφέλους, κυμαίνεται μεταξύ 2000 KW και 4000 KW.

Μείωση του κόστους επιτυγχάνεται με την εγκατάσταση περισσότερων ανεμογεννητριών στην ίδια θέση, οπότε σχηματίζονται «αιολικά πάρκα». Το κύριο μειονέκτημα των ανεμογεννητριών είναι η οπτική αλλαγή που επιφέρουν στο περιβάλλον, ενώ τα λοιπά, όπως π.χ. ο θόρυβος, αντιμετωπίζονται εύκολα με την κατάλληλη επιλογή της θέσης εγκατάστασης. Σημειώνεται τέλος ότι η παραγόμενη από μία ανεμογεννήτρια ισχύς αυξάνει με τον κύβο σχεδόν της ταχύτητας του ανέμου και συνεπώς η κατάλληλη επιλογή της θέσης εγκατάστασης είναι βασικής σημασίας για την αποδοτικότητα της επένδυσης.

3.1.4 Ηλιακή Ενέργεια

Υπάρχει ένα τεράστιο δυναμικό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα Φ/Β συστήματα, ειδικά στη χώρα μας και αυτό οφείλεται στη μεγάλη ηλιοφάνεια. Το ρεύμα που παράγεται σε μια Φ/Β γεννήτρια είναι συνεχές και μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο μέσω ενός αντιστροφέα. Άλλες διατάξεις που χρησιμοποιούνται είναι ρυθμιστές φόρτισης, ρυθμιστές ισχύος, μηχανισμοί διανομής ηλεκτρικού ρεύματος.

Η αξιοποίησή της με την απευθείας μετατροπή της σε ηλεκτρική μέσω των «φωτοβολταϊκών στοιχείων», παρουσιάζει τα περισσότερα πλεονεκτήματα. Είναι εύχρηστα, έχουν σχεδόν μηδενικές απαιτήσεις συντήρησης, μεγάλη διάρκεια ζωής και αξιοπιστία. Επίσης, λειτουργούν τελείως αθόρυβα, δεν εκπέμπουν ρύπους και, κυρίως, μπορούν εύκολα να προσαρμόζονται στις απαιτήσεις ενέργειας των καταναλωτών. Το μοναδικό μειονέκτημα είναι ότι απαιτούν την διάθεση μεγάλων επιφανειών για την εγκατάστασή τους και κυρίως το υψηλό κόστος κτήσεώς τους.

3.3 Δυναμικότητα παραγωγής

3.3.1 Σημερινή δυναμικότητα

Στο σημείο αυτό θέλουμε να προσδιορίσουμε τη δυναμικότητα παραγωγής κάθε τεχνολογίας που διαχειρίζεται από τον αντίστοιχο παραγωγό. Με βάση πρόσφατα δεδομένα, έτσι όπως έχουν καταγραφεί από τους αρμόδιους φορείς που αναλύουν και εποπτεύουν την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ, ΡΑΕ) διαμορφώνεται ο πίνακας 3.1 όπου απεικονίζονται η εγκατεστημένη ισχύς και η μέγιστη δυνατή ημερήσια παραγωγή. Η δυνατή ημερήσια παραγωγή είναι αποτέλεσμα εκτίμησης και προκύπτει από τους ισχύοντες συντελεστές χρησιμοποίησης και διαθεσιμότητας των μονάδων.

Παραγωγός		Εγκατεστημένη Ισχύς	Δυνατότητα Παραγωγή
	<i>i</i>	MWp	MWh/ημέρα
Λιγνίτης	1	4.746,00	102.057,98
Φυσικό αέριο	2	2.569,90	55.509,84
Πετρέλαιο	3	698,00	11.726,40
Υδροηλεκτρικά	4	3.017,70	32.591,16
Φωτοβολταϊκά	5	301,03	1.336,57
Ανεμογεννήτριες	6	1.211,19	8.139,20
Εισαγωγές	7	0,00	15.000,00
Σύνολο:		12.543,82	226.361,15

Πίνακας 3.1: Σημερινή εγκατεστημένη ισχύς και δυναμικότητα παραγωγών

3.3.1 Μελλοντική Δυναμικότητα

Στον πίνακα 3.2 φαίνεται η προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς σύμφωνα πάντα με τις άδειες που έχουν δοθεί ή πρόκειται να δοθούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Παραγωγός		Εγκατεστημένη Ισχύς	Δυνατότητα Παραγωγή
	<i>i</i>	MWp	MWh/ημέρα
Λιγνίτης	1	5.206,00	111.949,82
Φυσικό αέριο	2	10.099,90	218.157,84
Πετρέλαιο	3	758,00	12.734,40
Υδροηλεκτρικά	4	3.799,20	41.031,36
Φωτοβολταϊκά	5	1.814,03	8.054,29
Ανεμογεννήτριες	6	4.168,19	28.010,24
Εισαγωγές	7	0,00	15.000,00
Σύνολο:		25.845,32	434.937,95

Πίνακας 3.2: Μελλοντική εγκατεστημένη ισχύς και δυναμικότητα παραγωγών

Κεφάλαιο 4: Αξιολόγηση Παραγωγών

4.1 Μεθοδολογία αξιολόγησης

Το πολυκριτηριακό μοντέλο που έχει διατυπωθεί, στόχο έχει να συγκρίνει ανόμοιες παραγωγικές διαδικασίες και να επιλέξει εκείνες που θα συνθέσουν το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Κάθε παραγωγός αξιολογείται σε τέσσερις γενικές κατηγορίες και με τον τρόπο αυτό λαμβάνει την αντίστοιχη τιμή, κανονικοποιημένη ως προς το σύνολο των παραγωγών. Με την κανονικοποίηση, ουσιαστικά, η τιμή αξιολόγησης εκφράζει το ποσοστό συμμετοχής του παραγωγού στη συνολική σύνθεση του κριτηρίου. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή αυτού και ανάλογα με το βάρος της κάθε πολιτικής τόσο μεγαλύτερη είναι και η επίδραση στο συνολικό ποιοτικό κόστος. Κάθε κατηγορία, δηλαδή κάθε βασικό κριτήριο που συμμετέχει στη συνάρτηση κόστους του μοντέλου, μπορεί να προκύπτει από τη σύνθεση υποκριτηρίων. Η συμμετοχή του υποκριτηρίου στο σύνολο της κατηγορίας είναι σταθερή και έτσι με τη μεταβολή των συντελεστών βάρους της κάθε πολιτικής έχει αναλογική επίδραση στο κόστος. Στη γενική περίπτωση η τιμή του κριτηρίου j του παραγωγού i προκύπτει ως εξής:

$$X_{ij} = \sum_{k=1}^s b_k \frac{x_{ijk}}{\sum_i^n x_{ijk}} \quad (3.1)$$

όπου x_{ijk} η τιμή για τον παραγωγό i του υποκριτηρίου k , ενός από τα s υποκριτήρια που συνιστούν το κριτήριο j , b_k η συμμετοχή αυτού και $\sum_i^n x_{ijk}$ το άθροισμα των τιμών όλων των παραγωγών για το εν λόγω υποκριτήριο.

Για το b_j , δηλαδή για το βάρος του υποκριτηρίου ισχύει:

$$\sum_j^s b_j = 1 \quad (3.2)$$

οπότε για το κριτήριο X_i για τους m παραγωγούς ισχύει:

$$\sum_i^m X_i = 1 \quad (3.3)$$

Η αξιολόγηση και η βαθμονόμηση της μορφής αυτής είναι απόλυτα σύμφωνη με τα εργαλεία αξιολόγησης και διαβάθμισης καθώς στηρίζεται στη μέθοδο AHP. Με την εφαρμογή της AHP ο Akash κάνει σύγκριση και πολυκριτηριακή επιλογή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαφόρων τεχνολογιών, με βάση το κόστος και το προκύπτον όφελος. Έτσι για τις διάφορες τεχνολογίες, ποσοτικά και ποιοτικά υποκριτήρια αποκτούν αριθμητική τιμή, που εύκολα μπορεί να συγκριθεί, και συνθέτουν την τιμή του βασικού κριτηρίου. Στο τέλος το κόστος και το όφελος ανά τεχνολογία συγκρίνεται ώστε να μπορεί εύκολα να προκύψει ιεραρχία με τις συμφερότερες επιλογές.

Στην δική μας εφαρμογή, η δυσκολία στη σύγκριση των παραγωγών έγκειται στην δυσκολία σύγκρισης διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής, για τον λόγο ότι κάθε τεχνολογία έχει τα δικά της χαρακτηριστικά, ποιοτικά και ποσοτικά, τα οποία

δεν μπορούν εύκολα να ποσοτικοποιηθούν. Σε σχετική εφαρμογή με τη λήψη αποφάσεων στον ενεργειακό σχεδιασμό, ο Beccali, κάνει σύγκριση της πολυκριτηριακής ανάλυσης με τη μέθοδο ELECTRE III και της μεθοδολογίας με ασαφή σύνολα που προτείνει. Στην εφαρμογή αυτή γίνεται αξιολόγηση των μη ρυπογόνων τεχνολογιών με δώδεκα ποσοτικά και ποιοτικά κριτήρια. Όλα τα κριτήρια κινούνται στο διάστημα $[0,1]$, με τα ποσοτικά να κανονικοποιούνται και τα ποιοτικά να λαμβάνουν χαρακτηρισμό που αντιστοιχεί σε τιμή πολλαπλάσια του διαστήματος διαιρεμένου κατά δύο έως και πέντε φορές. Στη συνέχεια καθορίζεται το βάρος του κάθε κριτηρίου ανάλογα με το πόσο σημαντικό θεωρείται σε δύο σενάρια, περιβαλλοντικών και οικονομικών προτεραιοτήτων. Κάθε τεχνολογία τέλος αποκτά μία βαθμολογία, σταθμισμένου μέσου όρου, που κυμαίνεται στο διάστημα $[0,1]$ και έτσι επιλέγονται οι καλύτερες τεχνολογίες ανάλογα το σενάριο, με τα αποτελέσματα να παραλληλίζονται με αυτά του ELECTRE III. Στην ανασκόπηση των λύσεων για την ατμοσφαιρική ρύπανση και την ενεργειακή ασφάλεια, ο Jacobson, αξιολογεί δώδεκα ενεργειακές τεχνολογίες με βάση περιβαλλοντικά κριτήρια και παραμέτρους του συστήματος και του δικτύου. Η μέθοδος που χρησιμοποιεί βασίζεται στην κατάταξη δώδεκα θέσεων των τεχνολογιών σε έντεκα κριτήρια που συμμετέχουν στο σύνολο με ορισμένο ποσοστό. Κάθε τεχνολογία κατατάσσεται βάση της προκύπτουσας βαθμολογίας που εξαρτάται από την θέση της σε κάθε κριτήριο και από το ποσοστό συμμετοχής αυτού στο σύνολο. Η τεκμηρίωση της κάθε θέσης είναι εμπειριστική, τις περισσότερες φορές βασίζεται σε δεδομένα μετρήσεων και όπου αυτό δεν είναι εφικτό γίνεται ανάλυση του σκεπτικού κατάταξης. Μόνο μειονέκτημα της μεθόδου που χρησιμοποιείται είναι η έλλειψη συνυπολογισμού της πραγματικής διαφοράς των διαδοχικών τεχνολογιών και κατά επέκταση της διασποράς του εκάστοτε δείγματος. Με άλλα λόγια η διαφορά θέσης σε κάθε κριτήριο είναι ίδια και μόνο στη συνολική κατάταξη υπολογίζεται διαφορετική λόγω του βάρους με το οποίο πολλαπλασιάζεται. Ουσιαστικά αν μια τεχνολογία έχει ισχυρότατο ένα χαρακτηριστικό, για παράδειγμα ένα πυρηνικό εργοστάσιο τη ραδιενεργή ρύπανση, η διαφορά της με την αμέσως λιγότερο σημαντική τεχνολογία είναι μία θέση, γεγονός που δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα.

Συμπερασματικά, οι διάφοροι τρόποι που μπορούν να εφαρμοστούν σε ένα σύστημα αξιολόγησης επιλέγονται ανάλογα του που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν. Ένα σύστημα κατάταξης για παράδειγμα δεν ενδιαφέρεται για τη διαφορά μεταξύ των συγκρινόμενων τεχνολογιών ενώ ένα σύστημα επιλογής ή απόφασης την συνυπολογίζει. Ο τρόπος αξιολόγησης που εφαρμόζεται στην εργασία αυτή, θέλει να συγκρίνει τον παραγωγό με τους υπόλοιπους παραγωγούς ώστε να μπορεί μετά το σύστημα να εκτιμήσει το προκύπτον ποιοτικό κόστος. Έτσι μας ενδιαφέρει η διαφορά να αντιπροσωπεύει την πραγματική απόκλιση ανάλογα με τη σύνθεση του συστήματος ώστε το μέγεθος να μην αποτελεί κριτήριο χαρακτηρισμού, αλλά μέτρο σύγκρισης με τους άλλους.

Η εφαρμογή του πολυκριτηριακού μοντέλου, δεν έχει στόχο να συγκρίνει τεχνολογίες όπως οι εφαρμογές που αναφέρθηκαν αλλά να κάνει βέλτιστη επιλογή ποσοτήτων παραγωγής από διάφορους παραγωγούς. Στην πιο απλή εκδοχή συστήματος θα μπορούσαμε να έχουμε σύγκριση πολλών παραγωγών της ίδιας τεχνολογίας, εννοώντας παραγωγούς που χρησιμοποιούν το ίδιο μέσο παραγωγής (π.χ. φυσικό αέριο). Αντίστοιχα θα μπορούσαμε να έχουμε ένα σύστημα όπου κάθε παραγωγός θα αντιστοιχεί σε μία τεχνολογία. Η σύνθεση των δύο αυτών προβλημάτων αποτελεί την πραγματική μορφή της αγορά όπου δραστηριοποιούνται πολλοί εκπρόσωποι όλων των τεχνολογιών.

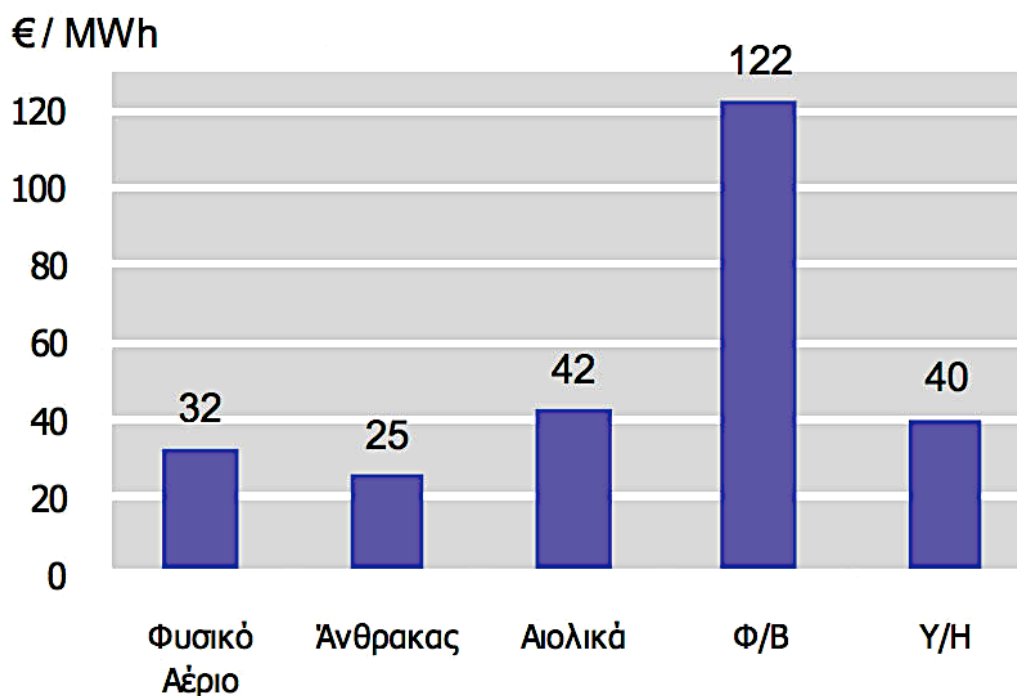
4.2 Αξιολόγηση παραγωγών

4.2.1 Οικονομικό κριτήριο

Το οικονομικό κριτήριο είναι ιδιαίτερης σημασίας και μεγάλου ενδιαφέροντος διότι αποτελεί βασική παράμετρο για τη λειτουργία της αγοράς που επηρεάζεται άμεσα από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο καθορισμός του είναι σχετικά απλός γιατί αντικατοπτρίζει την τιμή πώλησης, η οποία είναι μέγεθος που άμεσα προσδιορίζεται από τις ίδιες επιχειρήσεις.

Η τιμή πώλησης σχετίζεται άμεσα με το κόστος παραγωγής και πιο συγκεκριμένα σύμφωνα με την θεωρητική οικονομική προσέγγιση στον τέλει ανταγωνισμό ταυτίζεται με το οριακό κόστος. Το κόστος παραγωγής κάθε τεχνολογίας συμπεριλαμβάνει τις αποσβέσεις του εξοπλισμού και τα πάγια έξοδα, μέσω του σταθερού κόστους, καθώς και την εργασία, τη συντήρηση και την πρώτη ύλη, μέσω του λειτουργικού κόστους. Για τους διάφορους παραγωγούς μας θεωρούμε το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογο με το κόστος της κάθε τεχνολογίας για την Ελλάδα. Τα στοιχεία αυτά συνδέονται άμεσα με την αγορά και το κόστος υπόκειται σε έντονες διακυμάνσεις ανάλογα με το κόστος πρωτογενούς καύσιμου (λειτουργίας) και αρχικής εγκατάστασης, δεδομένα που αλλάζουν αρκετά με την πάροδο του χρόνου.

Το διάγραμμα 3.1 αναφέρεται σε στοιχεία του 2008 με τιμές φυσικού αερίου διαφορετικές από τις σημερινές και κόστος εγκατάστασης ΑΠΕ μεγαλύτερο από το υφιστάμενο λόγω της τεχνολογικής προόδου. Το κόστος της παραγωγή από πετρελαϊκούς σταθμούς μετά από λογιστικό διαχωρισμό σε οικονομικά στοιχεία της ΔΕΗ εκτιμάται στα 185€/MWh.



Διάγραμμα 4.1 : Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (Πηγή: OECD/IEA)

Οι τιμές αυτές δεν περιλαμβάνουν το κόστος από την εμπορία δικαιωμάτων ρύπων (1.3), κόστος που πρόκειται να προστεθεί αρχικά το 2012 και να πάρει την τελική μορφή του (εμπορία δικαιωμάτων) το 2013. Το Emissions Trading System (EU ETS), το σύστημα που περιλαμβάνει 11.000 μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και πολλές βιομηχανικές μονάδες της ΕΕ, εκτιμά την τιμή του δικαιώματος σε 25-50€/τόνο CO₂. Σύμφωνα με εκτιμήσεις του International Energy Agency (IEA) και συμπεριλαμβάνοντας το κόστος αγοράς δικαιωμάτων ρύπων, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη θα προσεγγίσει τα 60€/MWh (από 25€/MWh τώρα) και από φυσικό αέριο τα 50€/MWh (από 32€/MWh τώρα), με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής με συμβατικά καύσιμα να υπερβαίνει το αντίστοιχο των αιολικών πάρκων το οποίο εκτιμάται κοντά στα 35-40€/MWh (από 42€/MWh τώρα). Οι προβλέψεις αυτές είναι πολύ συντηρητικές γιατί αφενός θεωρούν τιμή δικαιώματος κοντά στα 30€/τόνο CO₂ και αφετέρου τιμές συμβατικών καυσίμων σχεδόν σταθερές. Για παράδειγμα, η τιμή του φυσικού αερίου αυξήθηκε πρόσφατα λόγω επιβολής ειδικού φόρου ενώ παράλληλα υπάρχει συνεχής μακροχρόνια αυξητική τάση λόγω της αυξανόμενης ζήτησης και της εξάντλησης των αποθεμάτων (3.3.2).

Σύμφωνα με μελέτη της OECD που προβλέπει το κόστος ανά τεχνολογία για το 2015 σε χώρες της Ευρώπης (η Ελλάδα δεν περιλαμβάνεται) προκύπτει μέσο κόστος 54.4€/MWh για παραγωγή από λιγνίτη, 61.2€/MWh για παραγωγή από φυσικό αέριο και 74.8€/MWh για παραγωγή από αιολικά πάρκα. Η συγκεκριμένη μελέτη υπολογίζει το κόστος λαμβάνοντας υπόψη το κόστος επένδυσης, συντήρησης και λειτουργίας με δικαιώματα ρύπων 20.4€/τόνο CO₂ και επιτόκιο αναγωγής 5%.

Για τον καθορισμό της τιμής πώλησης των συμβατικών παραγωγών στην χονδρεμπορική προσφορά λαμβάνουμε υπόψη τις τιμές των παραγωγών που σήμερα συμμετέχουν στην αγορά και στη διαμόρφωση της ΟΤΣ. Θεωρώντας ότι το κόστος δεν δύναται να προσδιοριστεί (άγνωστη πολιτική απόσβεσης) και ότι οι τιμές εμπεριέχουν σχετικό κέρδος θα τις προσαρμόσουμε σε ελαφρώς χαμηλότερο επίπεδο. Έτσι έχουμε τον πίνακα 3.1 που απεικονίζει ωριαίες τιμές προσφοράς που διαμόρφωσαν αντίστοιχα την ΟΤΣ εκείνης της ώρας. Η τιμές αυτές μπορούν να αποτελέσουν ένα στοιχείο κοστολόγησης και τιμολογιακής πολιτικής των παραγωγών που συμμετέχουν αλλά επιβάλλεται να αναφερθεί πως είναι προϊόν διεργασιών της υφιστάμενης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα η αύξηση της τιμής από μονάδες φυσικού αερίου οφείλεται στην επιβολή ειδικού φόρου στο πρωτογενές καύσιμο (λογική και αναμενόμενη μεταβολή), ενώ η διαμόρφωση της τιμής των εισαγωγών είναι αποτέλεσμα της λειτουργίας της αγοράς καθώς με την αύξηση του κόστους εγχώριας παραγωγής από φυσικό αέριο υπάρχει μεγαλύτερο περιθώριο κέρδους με δεδομένη την απορρόφηση της ενέργειας (γνωστή η υψηλή τιμή του ΦΑ).

	Ενδεικτική ΟΤΣ (€/MWh)			
	1/7/11	1/8/11	1/8/11	15/8/11
Λιγνίτης	39	36	38	40
Φυσικό αέριο	73	75	90	92
Εισαγωγές	64	64	80	90

Πίνακας 4.1: Ενδεικτική Οριακή Τιμή Συστήματος αντιστοιχισμένη σε τεχνολογίες.
(Πηγή: PAE – Market Monitor)

Από τον πίνακα 3.1 εγείρονται πολλά ερωτήματα όπως αυτά που αναφέρθηκαν στην ενότητα 1.4, σχετικά με τη λειτουργία της αγοράς καθώς πέρα από τη μεταβολή της τιμής των εισαγωγών παρατηρούμε ότι η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη πληρώνεται σε διπλάσια τιμή από αυτή είχε προσδιοριστεί από τον παραγωγό.

Θεωρώντας κόστος δικαιωμάτων 25€/τόνο CO₂, αρκετά συντηρητική εκτίμηση, και λαμβάνοντας υπόψη την εκπομπή ανά MWh κάθε τεχνολογίας οι τιμές ανά MWh για τα δικαιώματα ρύπων φαίνονται στον πίνακα 3.2. Η μέση τιμή πώλησης προκύπτει από τις συνολικές χρηματοροές ανά τεχνολογία στις 15/8/11 για το σύνολο της παραγωγής της μέρας εκείνης. Οι χρηματοροές περιλαμβάνουν τεχνολογίες και παραγωγούς που συμμετέχουν στο σύστημα της ΟΤΣ καθώς και όσους η λειτουργία τους διέπεται από άλλους κανόνες και συμφωνίες (πετρέλαιο, εισαγωγές, υδροηλεκτρικά και ΑΠΕ).

	Μέση Τιμή Πώλησης στις 15/8/11 (€/MWh)	Εκπομπές CO ₂ (tn/MWh)	Εκτίμηση Κόστους Δικαιωμάτων (€/MWh)
Λιγνίτης	79.4	1.2	30
Φυσικό αέριο	83.3	0.46	11.25
Πετρέλαιο	200	0.77	19.25
Εισαγωγές	173.4	0	0
ΑΠΕ	87.9	0	0
Υδροηλεκτρική	93.8	0	0

Πίνακας 4.2: Μέση τιμή πώλησης, εκπομπές και κόστος ανά τεχνολογία παραγωγής.
(Πηγή: PAE – Market Monitor, ΔΕΗ)

Με τα στοιχεία αυτά έχουμε εικόνα της τάξης μεγέθους του κόστους και των τιμών πώλησης, μιας και δεν αποτελεί αντικείμενο της εργασίας η ακριβής αποτύπωση των μεγεθών αλλά η ρεαλιστική προσέγγιση που θα οδήγησε σε αποτελεσματική σύγκριση. Έτσι στον πίνακα 3.3 παρουσιάζεται εκτίμηση για το κόστος παραγωγής και για την τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας με σημερινά δεδομένα.

	Χωρίς CO ₂		Με CO ₂	
	Εκτίμηση Κόστους	Τιμή Πώλησης	Εκτίμηση κόστους	Τιμή Πώλησης
Λιγνίτης	25	38	55	70
Φυσικό αέριο	42	80	53	92
Πετρέλαιο	185	200	205	220
Υδροηλεκτρικά	40	75	40	85
Φωτοβολταϊκά	122	450	122	450
Ανεμογεννήτριες	42	88	42	88
Εισαγωγές	55	170	80	180

Πίνακας 4.3: Εκτιμήσεις κόστους και τιμής πώλησης ενέργειας (€/MWh)

4.2.1.1 Σταθερές Τιμές

Με βάση τον πίνακα 3.3, θεωρούμε την τιμή πώλησης κάθε παραγωγού σταθερή και ίση με την τιμή της αντίστοιχης τεχνολογίας. Σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στην παράγραφο 3.1 και με το οικονομικό κριτήριο να καθορίζεται μόνο από ένα υποκριτήριο, αυτό της τιμής έχουμε στον πίνακα 3.4 τον χαρακτηρισμό των παραγωγών για το οικονομικό κριτήριο. Παρατηρούμε το $X_3 = 0.182$ και το $X_5 = 0.409$ πως αποτελούν πολύ υψηλές τιμές σε σχέση με των άλλων παραγωγών γεγονός που συνάδει πλήρως με την αναλογία στις τιμές πώλησης. Αυτός είναι και ο λόγος που επιλέχθηκε αυτή η μέθοδος σύγκρισης καθώς σε άλλες περιπτώσεις η απόκλιση αυτή δεν αποτυπωνόταν.

Παραγωγός		Χωρίς CO2		Με CO2	
	i	Τιμή	$X_i = x_i$	Τιμή	$X_i = x_i$
Λιγνίτης	1	38	0.035	70	0.059
Φυσικό αέριο	2	80	0.073	92	0.078
Πετρέλαιο	3	200	0.182	220	0.186
Υδροηλεκτρικά	4	75	0.068	85	0.072
Φωτοβολταϊκά	5	450	0.409	450	0.380
Ανεμογεννήτριες	6	88	0.080	88	0.074
Εισαγωγές	7	170	0.154	180	0.152
Σύνολο:		1101	1	1185	1

Πίνακας 4.4: Χαρακτηρισμός παραγωγών, οικονομικό κριτήριο, σταθερές τιμές.

4.2.2.2 Μεταβαλλόμενες τιμές

Το οικονομικό κριτήριο είναι το κριτήριο με τη μεγαλύτερη ευαισθησία καθώς ο προσδιορισμός του εξαρτάται από την τιμή που καθορίζει ο παραγωγός. Στη πραγματικότητα η αγορά είναι δυναμική, ακριβώς επειδή μεταβάλλεται η τιμή, η προσφορά και η ζήτηση. Όπως ήδη έχει αναφερθεί κάθε τεχνολογία έχει τις ιδιαιτερότητες της και τους περιορισμούς της, έτσι η αγορά ενέργειας είναι μία ιδιόμορφη αγορά και για το λόγο αυτό στα πλαίσια της μεταβαλλόμενης τιμής θα θεωρήσουμε διάφορες πολιτικές από πλευράς των παραγωγών. Πιο συγκεκριμένα θεωρούμε ότι οι παραγωγοί στα πλαίσια του ανταγωνισμού με δεδομένη τη δυναμικότητα των μονάδων τους προσφέρουν σε χαμηλή τιμή το σύνολο της παραγωγής τους. Όσο δηλαδή μικρότερη είναι η συμμετοχή τους στο μείγμα τόσο μεγαλύτερη είναι η τιμή πώλησης. Η πολιτική αυτή, που μπορεί να χαρακτηριστεί και ως εκπτώτικη, είναι απόλυτα λογική καθώς συνδέεται με τις αποσβέσεις και το προσδοκώμενο κέρδος από τις αντίστοιχες επενδύσεις. Έτσι κάθε παραγωγός έχει τη δική του συνάρτηση προσφοράς μέσω της οποίας προσπαθεί να αποκομίσει το μεγαλύτερο δυνατό όφελος από τη συμμετοχή του στην αγορά.

Έτσι για τους επτά παραγωγούς που συμμετέχουν στο σύστημα έχουμε τις αντίστοιχες συναρτήσεις προσφοράς για τις τρεις περιπτώσεις που εξετάζουμε:

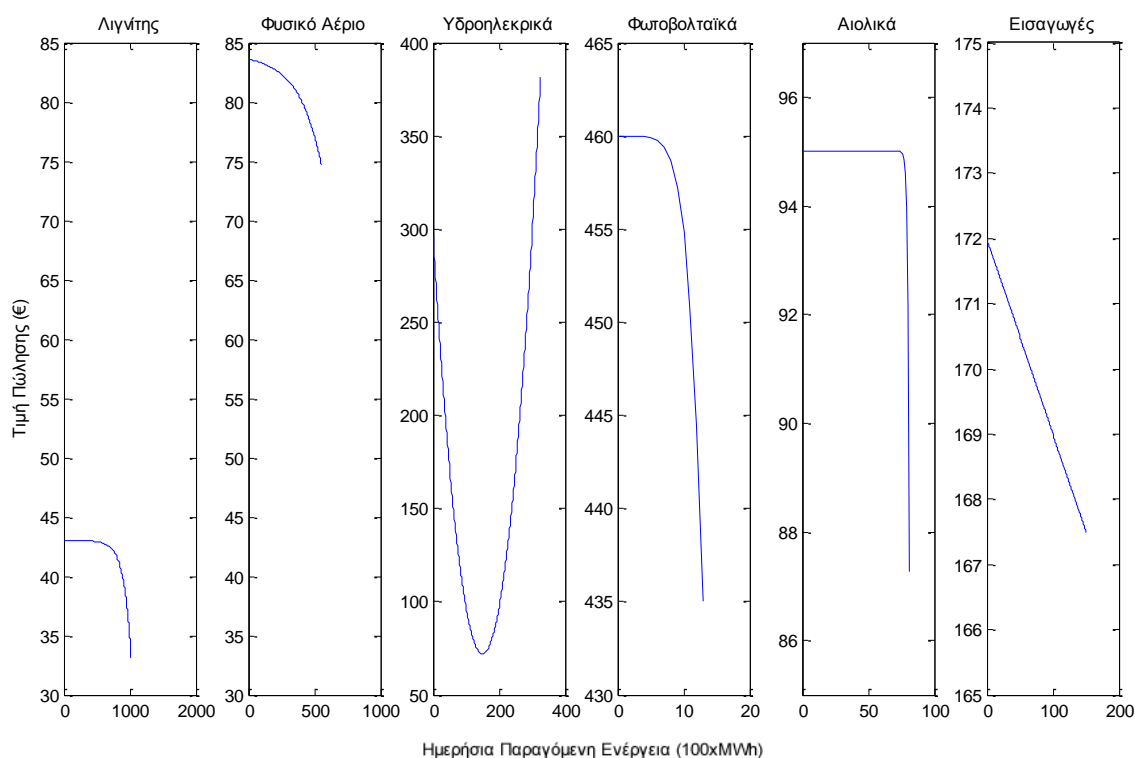
Περίπτωση Α

Στην περίπτωση αυτή θεωρούμε εγκατεστημένη ισχύ και δυναμικότητα παραγωγής σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα, όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 3.1 και λειτουργία της αγοράς χωρίς δικαιώματα εκπομπής ρύπων.

Οι παραγωγοί κάθε τεχνολογίας προσφέρουν την παραγόμενη ενέργεια σε τιμή που είναι άμεσα συνδεδεμένη με την απορροφούμενη από το δίκτυο ποσότητα. Ο παραγωγός του πετρελαίου είναι ο μόνος που δεν μεταβάλλει την τιμή πώλησης και είναι ίδια με αυτή του πίνακα 4.4. Η συνάρτηση προσφοράς του παραγωγού από υδροηλεκτρικά έχει τετραγωνική μορφή, με χαμηλότερη τιμή στην ποσότητα εκείνη που αντιστοιχεί στην αναγκαία και υποχρεωτική ροή υδάτων. Με άλλα λόγια ακολουθεί μία πολιτική που βασίζεται στην εκλογίκευση της χρήσης των πόρων, με χρέωση της όποιας απόκλισης από τον στόχο. Όλοι οι άλλοι παραγωγοί ακολουθούν εκπτώτικη πολιτική με στόχο τη μεγαλύτερη απορρόφηση.

Θεωρούμε διαφορετικές συμπεριφορές στη διαμόρφωση της τιμής, όπου ο λιγνιτοπαραγωγός αρχίζει να χαμηλώνει την τιμή του όταν έχει μεγάλα ποσοστά διείσδυσης και στην πλήρη απορρόφηση η τιμή μπορεί να μειωθεί και έως 25%. Αντίθετα ο παραγωγός του φυσικού αερίου μεταβάλλει ποιο ομαλά την τιμή και στην πλήρη απορρόφηση την μειώνει κατά 10%. Οι παραγωγοί ΑΠΕ στοχεύουν στην πλήρη απορρόφηση της παραγωγής τους με πολύ μεγαλύτερες τιμές σε περιπτώσεις απόρριψης λόγω του μη δυνατού προγραμματισμού της παραγωγής.

Στο διάγραμμα 4.1 φαίνονται οι συναρτήσεις τιμής (προσφοράς)¹ για τους διάφορους παραγωγούς στην περίπτωση Α, στον οριζόντιο άξονα η ημερήσια δυνατότητα παραγωγής και στον κάθετο η τιμή στην οποία διατίθεται.



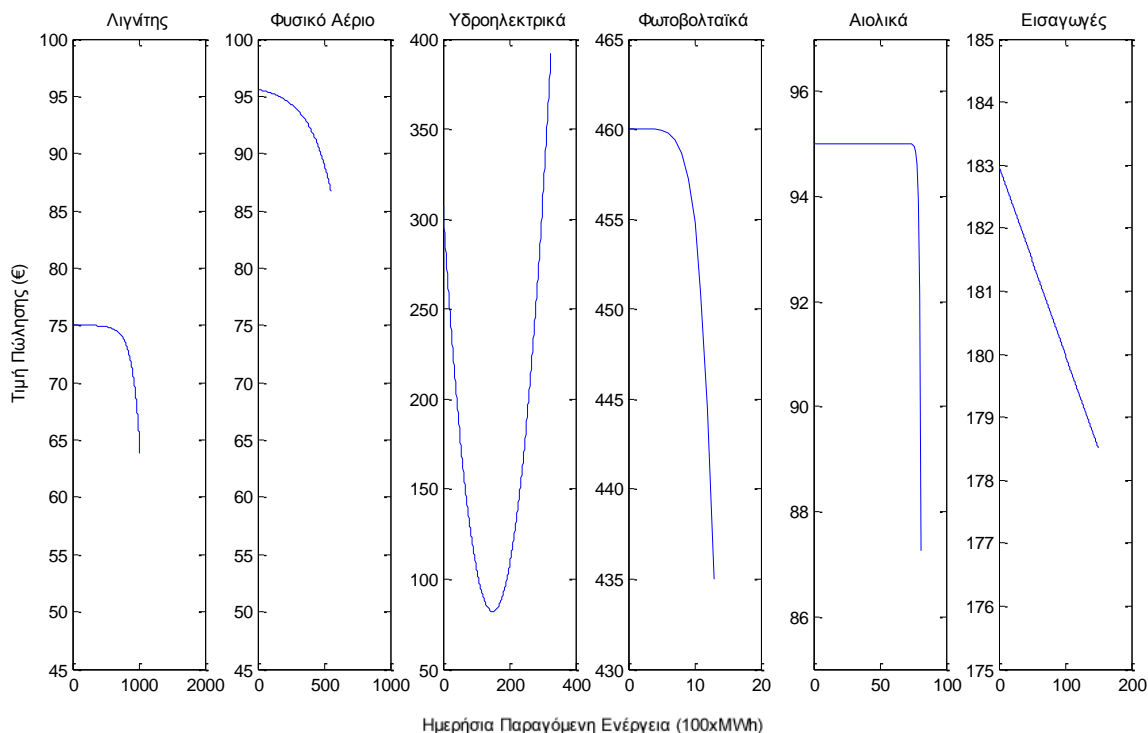
Διάγραμμα 4.1 : Συναρτήσεις τιμής (προσφοράς)¹, περίπτωση Α

¹ Οι συναρτήσεις τιμής-ποσότητας (προσφοράς) δεν αποτελούν τις κλασσικές συναρτήσεις της μικροοικονομικής θεωρίας. Στο Παράρτημα γίνεται περεταίρω ανάλυση.

Περίπτωση Β

Στην περίπτωση αυτή θεωρούμε τη δυναμικότητα παραγωγής των μονάδων ίδια με πριν, όπως δηλαδή αναφέρονται στον πίνακα 3.1 αλλά στο κόστος συνυπολογίζεται το κόστος απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπής.

Οι συναρτήσεις τιμής (προσφοράς) των παραγωγών φαίνονται στο διάγραμμα 4.2 όπου δεν παρατηρούμε αλλαγές στους παραγωγούς από ΑΠΕ, δηλαδή από φωτοβολταϊκά και αιολικά, καθώς και στις εισαγωγές. Η τιμή πώλησης της παραγωγής από υδροηλεκτρικά είναι ελαφρώς αυξημένη καθώς εκμεταλλεύεται την αύξηση της τιμής στη συμβατική θερμική παραγωγή. Στο διάγραμμα φαίνεται ξεκάθαρα η μείωση της διαφοράς μεταξύ της τιμής του φυσικού αερίου και του λιγνίτη. Χωρίς τις άδειες εκπομπής ρύπων η τιμή του φυσικού αερίου ήταν σχεδόν διπλάσια από αυτή της λιγνιτοπαραγωγής. Η σχετική εξέλιξη της τιμής συνάρτηση της ποσότητας ακολουθεί ακριβώς την ίδια πορεία καθώς θεωρείται πως επηρεάζεται από τη δυναμικότητα των παραγωγών. Η αύξηση της τιμής των συμβατικών παραγωγών είναι αρκετά μεγάλη σε μερικές περιπτώσεις, όπως στον λιγνίτη όπου έχουμε αύξηση της τιμής κατά 70% ενώ για το φυσικό αέριο 12%. Παρά βέβαια τη μεγάλη αύξηση της τιμής του, ο λιγνίτης παραμένει ο πιο οικονομικός παραγωγός, και ακολουθούν οι παραγωγοί των υδροηλεκτρικών, των αιολικών και του φυσικού αερίου. Ο παραγωγός του πετρελαίου δεν μεταβάλλει την τιμή πώλησης και είναι ίδια με αυτή του πίνακα 4.4 στην εκδοχή με τα δικαιώματα ρύπων. Οι εισαγωγές, τέλος, έχουν υψηλή τιμή καθώς προέρχονται από άλλες αγορές πρωτογενών πόρων και επιθυμούν την κάλυψη της αιχμής φορτίου.



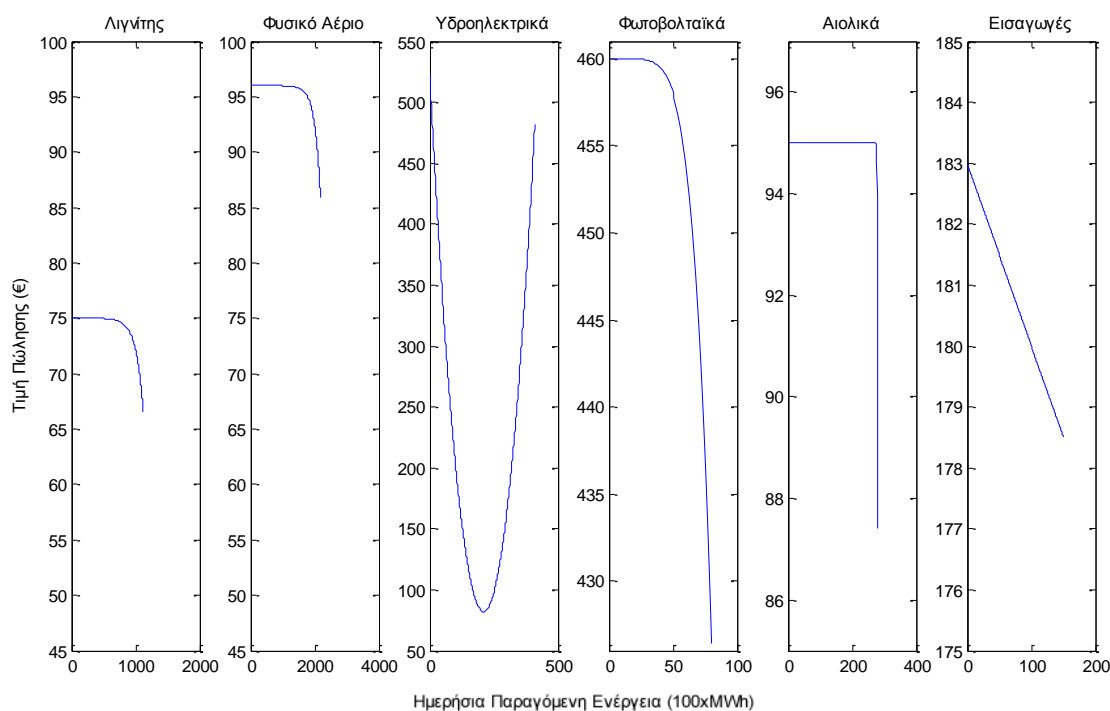
Διάγραμμα 4.2 : Συναρτήσεις τιμής (προσφοράς), περίπτωση Β

Περίπτωση Γ

Η περίπτωση αυτή αναφέρεται στη λειτουργία της αγοράς στο προσεχές μέλλον όπου θεωρείται δεδομένη η εμπορία δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων και η εγκατεστημένη ισχύς είναι ίση με την προβλεπόμενη βάση των μέχρι πρότινος αιτήσεων αδειοδότησης που σχετίζονται με την ηλεκτροπαραγωγή. Η αναμενόμενη εγκατεστημένη ισχύς και η δυνατότητα ημερήσιας παραγωγής έχει παρουσιαστεί στον πίνακα 3.2, με την εγκατεστημένη να είναι διπλάσια από αυτή του 2011.

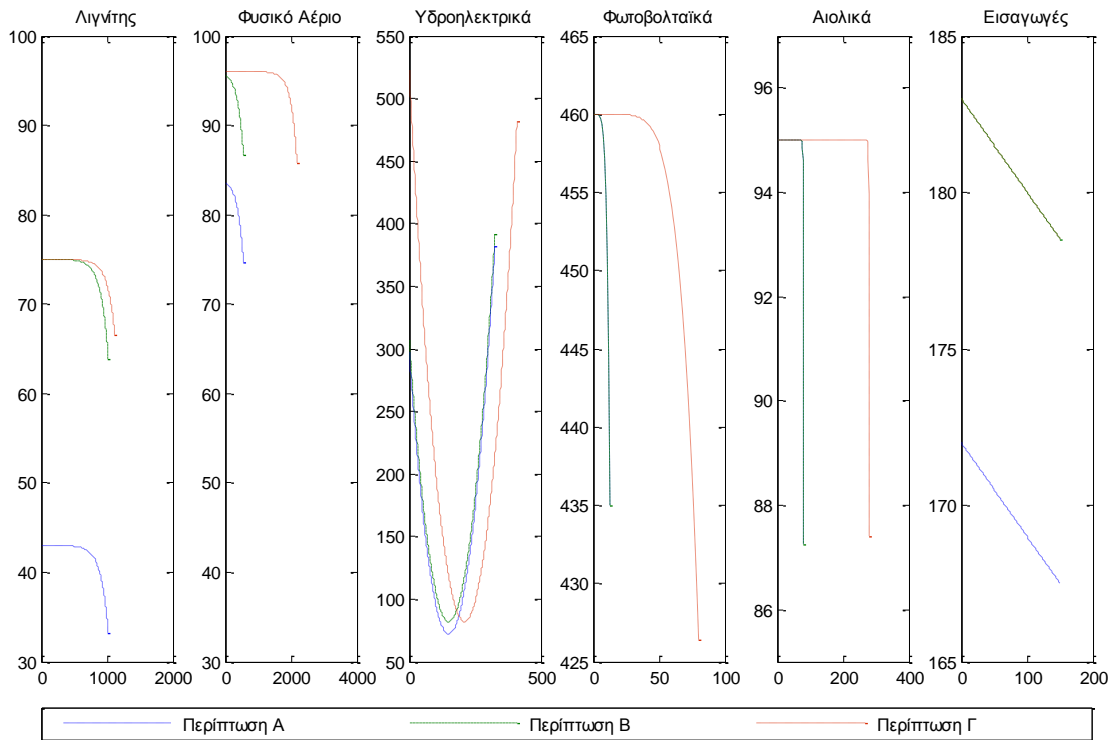
Παρατηρώντας τα στοιχεία αυτά γίνεται ξεκάθαρο πως ο λιγνίτης δεν είναι πλέον ο μεγάλος παραγωγός, χάνοντας έτσι τη θέση του παραγωγού βάσης. Για το λόγο αυτό ο παραγωγός του φυσικού αερίου εφαρμόζει την πολιτική του λιγνιτοπαραγωγού παρέχοντας χαμηλή τιμή σε υψηλά ποσοστά απορρόφησης θέλοντας να εκτοπίσει τον άμεσο ανταγωνιστή του και να αποκτήσει μεγαλύτερο ποσοστό συμμετοχής στην παραγωγή. Ο παραγωγός του πετρελαίου δεν μεταβάλλει την τιμή πώλησης συναρτήσει της ποσότητας και είναι ίδια με αυτή του πίνακα 4.4, δηλαδή των σταθερών τιμών με δικαιώματα εκπομπής. Οι τιμές γενικώς παραμένουν ίδιες με την περίπτωση Β με εξαίρεση το φυσικό αέριο και τα φωτοβολταϊκά που λόγω της μεγάλης μεταβολής της δυναμικότητας του αλλάζουν μερικώς την πολιτική που σχετίζεται με τη διαμόρφωση της τιμής. Ο παραγωγός υδροηλεκτρικών δεν έχει μεταβάλει την τιμή αλλά έχει μετατοπιστεί η χαμηλή τιμή σε μεγαλύτερη ισχύ λόγω της προσθήκης νέων μονάδων.

Στο διάγραμμα 4.3 φαίνονται οι συναρτήσεις τιμής (προσφοράς) για τους διάφορους παραγωγούς στην περίπτωση Γ, στον οριζόντιο άξονα η ημερήσια δυνατότητα παραγωγής και στον κάθετο η τιμή πώλησης όλης της ποσότητας από τον εκάστοτε παραγωγό.



Διάγραμμα 4.3 : Συναρτήσεις τιμής (προσφοράς), περίπτωση Γ

Συνοψίζοντας τις τρεις αυτές περιπτώσεις μπορούμε να πούμε πως κάθε περίπτωση αναφέρεται σε κάθε χρονικό στάδιο που αποτελεί ορόσημο για την αγορά ενέργειας. Με άλλα λόγια η περίπτωση Α αντιστοιχίζεται στο σήμερα και αποτελεί την αφετηρία της παρούσας αναφοράς. Η περίπτωση Β είναι το σημείο εκείνο που ξεκινά η λειτουργία του EU ETS, δηλαδή η αγοραπωλησία αδειών εκπομπής ρύπων. Η περίπτωση Γ αντιστοιχεί στο σημείο που αλλάζει ριζικά η εγκατεστημένη ενεργειακή δομή της χώρας, το φυσικό αέριο και οι ΑΠΕ αποκτούν μεγάλο μερίδιο σε μια αγορά αυξημένης ζήτησης. Τα στάδια αυτά, δηλαδή οι περιπτώσεις που εξετάζουμε, παρουσιάζονται από κοινού στο διάγραμμα 4.4 όπου οι μεταβολές, ποιοτικά, φαινονται καλύτερα και η σύγκριση καθίσταται ευκολότερη.



Διάγραμμα 4.4 : Συναρτήσεις προσφοράς, συγκριτική απεικόνιση

Οι παραπάνω συναρτήσεις ως γενική ιδέα έχουν τη διακύμανση $\pm 10\%$ των σταθερών τιμών και η δυναμικότητα των μονάδων δεν είναι δεσμευτική αλλά στόχο έχει την ποιοτική απεικόνιση της σχέσης τιμής ποσότητας για κάθε παραγωγό.

4.2.2 Περιβαλλοντικό Κριτήριο

Το σχετικό με το περιβάλλον κριτήριο αποτελεί μια παράμετρο υψηλής σημασίας και βαρύτητας και αυτό διότι η ποιότητα ζωής και η ευημερία του ανθρώπου είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το περιβάλλον. Είναι γνωστό πως η εποχή μας έχει να αντιμετωπίσει την πρόκληση της κλιματικής αλλαγής και στόχο της την απόρριψη των δυσοίωνων προβλέψεων.

Στο κριτήριο αυτό γίνεται προσπάθεια ευρείας προσέγγισης των περιβαλλοντικών ζητημάτων με τους παράγοντες που σχετίζονται με το φαινόμενο του θερμοκηπίου να έχουν μεγαλύτερη βαρύτητα. Στην εργασία της Daniela Russi, που σχετίζεται με την κοινωνική πολυκριτηριακή πολιτική στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, για περιβάλλον συνυπολογίζει τον κίνδυνο πυρκαγιάς, την αποψίλωση δασών, τον περιορισμό των πόρων, τον κίνδυνο των πτηνών και την εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου. Στην εφαρμογή του ο Jacobson λαμβάνει υπόψη του τη θνησιμότητα, το περιβαλλοντικό αποτύπωμα, την κατανάλωση υδάτων και χώρου, τη χημική και θερμική ρύπανση, την μη ομαλή λειτουργία και την αξιοπιστία ενώ ο Beccali ασχολείται μόνο με τις εκπομπές, αερίων του θερμοκηπίου και άλλων αερίων, και με τη χρήση γης.

Έτσι για τη διαμόρφωση του περιβαλλοντικού κριτηρίου, θεωρούμε τέσσερα σχετικά υποκριτήρια, από τα οποία, τα τρία είναι συγκεκριμένα και αναφέρονται στις εκπομπές αερίων, στη χρήση-απαίτηση γης και στην απαίτηση νερού. Τα άλλο υποκριτήριο είναι πιο γενικό και αναφέρεται στους άλλους παράγοντες που επηρεάζουν το περιβάλλον, όπως η θερμική ρύπανση, η ηχητική ρύπανση και γενικότερα η επίδραση στο φυσικό περιβάλλον.

Τα υποκριτήρια των αερίων εκπομπών και της χρήσης γης είναι άμεσα μετρήσιμα και προκύπτουν από την επεξεργασία αριθμητικών δεδομένων ενώ τα υποκριτήρια των απαιτήσεων νερού και της λοιπής ρύπανσης προέρχονται από εκτίμηση και ποιοτικό χαρακτηρισμό των τεχνολογιών σε δεκαδική κλίμακα με τον πλέον ρυπογόνο παραγωγό να αντιστοιχίζεται στο δέκα.

Παραγωγός	Εκπομπές CO2 (CO2/MWh)	Χρήση γης m2/MWh	Απαιτ. Νερού (Κλίμακα:1-10)	Άλλη ρύπανση (Κλίμακα: 1-10)
Λιγνίτης	1.2	1200	10	10
Φυσικό αέριο	0.45	170	10	7
Πετρέλαιο	0.77	220	10	7
Υδροηλεκτρικά	0	100	5	5
Φωτοβολταϊκά	0	12000	2	2
Ανεμογεννήτριες	0	500	1	1
Εισαγωγές	0	50	1	1

Πίνακας 4.5: Τιμές υποκριτηρίων που σχετίζονται με το περιβάλλον

Στον πίνακα 3.4 φαίνονται οι τιμές των αντίστοιχων υποκριτηρίων. Στις εκπομπές CO2 παρατηρούμε τη μεγάλη διαφορά μεταξύ της λιγνιτικής παραγωγής και της παραγωγής φυσικού αερίου, όπου οι εκπομπές είναι περισσότερο από διπλάσιες. Η διαφορά αυτή υπήρχε και στο οικονομικό κριτήριο όταν στην τιμή προστίθετο το κόστος για την απόκτηση αδειών εκπομπής, αλλά δεν επηρέαζε ιδιαίτερα λόγω της υψηλής τιμής του φυσικού αερίου. Στη χρήση γης φαίνεται ξεκάθαρα πως η παραγωγή από ηλιακή ενέργεια απαιτεί τεράστιες εκτάσεις αφού δεν

αποτελεί ιδιαίτερα αποδοτική τεχνολογία ενώ η υψηλή τιμή στη λιγνιτική παραγωγή οφείλεται στο συνυπολογισμό εκτάσεων που απαιτούνται για ορυχεία, εκτάσεις που απαιτούν χρόνο και ειδική μνεία για την αποκατάστασή τους.

Παραγωγός	Υποκριτήριο 1 Εκπομπές CO2	Υποκριτ. 2 Χρήση γής	Υποκριτήριο 3 Απαιτ. Νερού	Υποκριτήριο 4 Άλλη ρύπανση
Λιγνίτης	0.496	0.084	0.256	0.303
Φυσικό αέριο	0.186	0.012	0.256	0.212
Πετρέλαιο	0.318	0.015	0.256	0.212
Υδροηλεκτρικά	0.000	0.007	0.128	0.152
Φωτοβολταϊκά	0.000	0.843	0.051	0.061
Ανεμογεννήτριες	0.000	0.035	0.026	0.030
Εισαγωγές	0.000	0.004	0.026	0.030

Πίνακας 4.6: Κανονικοποιημένες τιμές περιβαλλοντικών υποκριτηρίων

Σχετικά με τις απαιτήσεις σε υδάτινους πόρους η υδροηλεκτρική παραγωγή έχει σχετικά χαμηλή τιμή γιατί θεωρείται πως λειτουργεί στα πλαίσια της φυσικής ροής υδάτων ή των απαραίτητων ποσοτήτων για ύδρευση και άρδευση. Απεναντίας στις μονάδες θερμικής παραγωγής θεωρείται πως γίνεται χρήση στον κύκλο λειτουργίας και ψύξης. Παράλληλα σε περιπτώσεις συμπαραγωγής ή άλλων τρόπων αξιοποίησης των απωλειών (θέρμανση πόλης) οι απαιτήσεις νερού είναι ακόμη μεγαλύτερες. Οι υδάτινοι πόροι που χρησιμοποιούνται στη θερμική ηλεκτροπαραγωγή υπόκεινται σε επεξεργασία και αλλοιώνονται καθώς συμμετέχουν στον κύκλο παραγωγής, με αποτέλεσμα να μην μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Για τους άλλους παραγωγούς παρατηρούμε, τα φωτοβολταϊκά να έχουν απαιτήσεις νερού κυρίως για λόγους συντήρησης ενώ τα αιολικά πάρκα και οι εισαγωγές δεν έχουν. Τέλος στο υποκριτήριο σχετικά με τις λοιπές επιδράσεις οι θερμικές μονάδες λαμβάνουν υψηλή τιμή λόγω της θερμικής ρύπανσης και των υπολοίπων εκπομπών, η υδροηλεκτρικές μονάδες κυρίως λόγω της παρέμβασης στην φύση και τα φωτοβολταϊκά για λόγους αντανάκλασης και αύξησης της θερμοκρασίας σε μικρό βέβαια βαθμό.

Παραγωγός	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.7,0.1,0.1,0.1)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.6,0.2,0.1,0.1)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.6,0.1,0.2,0.1)
Λιγνίτης	0.411 (7)	0.370 (7)	0.388 (7)
Φυσικό αέριο	0.178 (5)	0.161 (4)	0.185 (5)
Πετρέλαιο	0.271 (6)	0.241 (6)	0.265 (6)
Υδροηλεκτρικά	0.029 (3)	0.029 (3)	0.041 (3)
Φωτοβολταϊκά	0.095 (4)	0.180 (5)	0.101 (4)
Ανεμογεννήτριες	0.009 (2)	0.013 (2)	0.012 (2)
Εισαγωγές	0.006 (1)	0.006 (1)	0.009 (1)

Πίνακας 4.7 : Τιμές περιβαλλοντικού κριτηρίου για διάφορα βάρη

Οι κανονικοποιημένες τιμές (3.1) των υποκριτηρίων παρουσιάζονται στον πίνακα 3.6 ενώ στον πίνακα 3.7 είναι η τιμές του περιβαλλοντικού κριτηρίου για διάφορα ποσοστά συμμετοχής των επιμέρους παραμέτρων. Στην πρώτη περίπτωση έχουμε υψηλή συμμετοχή των εκπομπών ($\alpha_1=0.7$) και ισόποση συμμετοχή των υπολοίπων ($\alpha_2=\alpha_3=\alpha_4=0.1$) ενώ στη δεύτερη και τρίτη περίπτωση ελαφρώς χαμηλότερη συμμετοχή των εκπομπών και μετατόπιση του επιπρόσθετου βάρους στη χρήση γης και στην απαίτηση νερού αντίστοιχα.

4.2.3 Κριτήριο Συστήματος ή Τεχνικό Κριτήριο

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 2.3 σχετίζεται με πολλά τεχνικά χαρακτηριστικά και εξαρτάται η ανταπόκριση της στη ζήτηση από πολλές παραμέτρους. Από πλευράς τεχνικού χαρακτηρισμού θεωρούμε μερικά ποσοτικά κριτήρια για τους παραγωγούς όπως τον συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) δηλαδή το ποσοστό της πραγματικής παραγωγής προς την ονομαστική για ορισμένο χρόνο και τον συντελεστή διαθεσιμότητας (availability factor) δηλαδή το ποσοστό του χρονικού διαστήματος που ήταν ικανό να παράγει ενέργεια. Επίσης λαμβάνεται υπόψη η αφθονία των πόρων και η δυνατότητα πρόβλεψης και απόκρισης, όπου μπορεί να συνδεθεί με κάποιο είδος ανατροφοδότησης με πραγματικά δεδομένα.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) απεικονίζει ουσιαστικά την πραγματική λειτουργία και την παραγωγή ισχύος έναντι της εγκατεστημένης, ονομαστικής ισχύος. Δεν αποτελεί σε καμία περίπτωση δείκτη που μετράει την απόδοση καθώς συμπεριλαμβάνει βλάβες, διακοπές λειτουργίας και έλλειψη πρωτόγεννους ενέργειας (ΑΠΕ). Ο συντελεστής αυτός έχει ιδιαίτερη σημασία στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας καθώς δείχνει πόση ισχύ διαθέτουν προς κατανάλωση στο σύνολο του μήνα ή του έτους και την αναλογία πραγματικών και ονομαστικών τιμών. Οι τιμές αλλάζουν αρκετά ανάλογα την εποχή που κοιτάμε καθώς υπάρχει άμεση σχέση με τις καιρικές συνθήκες, εδώ βέβαια χρησιμοποιούνται μέσες τιμές. Ο συντελεστής διαθεσιμότητας (availability factor) από την άλλη πλευρά αξιολογεί την φερεγγυότητα αυτής καθαυτής της εγκατάστασης με δεδομένους τους πόρους, δηλαδή πρόκειται για ποσοστιαία απεικόνιση της χρονικής διάρκειας των σφαλμάτων που διαταράσσουν την παραγωγή.

	Capacity Factor		Availability Factor	
	Πραγματική Τιμή	Συμπλήρωμα Υποκριτήριο 1	Πραγματική Τιμή	Συμπλήρωμα Υποκριτήριο 2
Λιγνίτης	0.743	0.257	0.8	0.2
Φυσικό αέριο	0.644	0.356	0.9	0.1
Πετρέλαιο	0.29	0.71	0.7	0.3
Υδροηλεκτρικά	0.45	0.55	0.9	0.1
Φωτοβολταϊκά	0.15	0.85	0.99	0.01
Ανεμογεννήτριες	0.25	0.75	0.97	0.03
Εισαγωγές	0.3	0.7	0.95	0.05

Πίνακας 4.8: Τιμές Συντελεστών χρησιμοποίησης και διαθεσιμότητας (Πηγή: PAE)

Τα υπόλοιπα υποκριτήρια δεν μπορούν εύκολα να ποσοτικοποιηθούν, επομένως για την αφθονία των πόρων οι συμβατικοί παραγωγοί που χρησιμοποιούν στερεά ή υγρά καύσιμα θεωρούνται το ένα άκρο ως περιορισμένοι και εξαντλήσιμοι ενώ οι παραγωγοί ΑΠΕ (αιολική, ηλιακή) θεωρούνται το άλλο ως ανανεώσιμοι πόροι, με τα υδροηλεκτρικά να τοποθετούνται στο ενδιάμεσο. Ο λιγνίτης βέβαια πρωτογενώς και σε βραχυχρόνιο διάστημα θεωρείται σε αφθονία εγχώριο καύσιμο σε αντίθεση με το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που θεωρούνται σε αφθονία εισαγόμενα. Λόγω της εξάρτησης του από εγχώριους παράγοντες θεωρείται πολύ πιο εύκολα προσβάσιμος, η παροχή του δεδομένη και η διαταραχή της χαμηλής πιθανότητας. Έτσι οι παραγωγοί με πρωτογενές καύσιμο εξαντλήσιμο και εισαγόμενο τοποθετούνται στην υψηλή κλίμακα αμέσως μετά ακολουθεί ο λιγνίτης και οι υδάτινοι πόροι, ενώ πλήρως δεδομένα και εσαεί διαθέσιμα θεωρούνται τα ηλιακά και αιολικά πρωτογενή μέσα.

Σε σχέση με την πρόβλεψη παραγωγής και την χρονική απόκριση θεωρούμε τους συμβατικούς παραγωγούς ως τους πλέον προβλέψιμους, τον υδροηλεκτρικό και τον φωτοβολταϊκό σχετικά προβλέψιμο ενώ τον αιολικό δύσκολα προβλέψιμο, λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου. Η πρόβλεψη μπορεί να γίνεται βάση των αποθεμάτων, των προγραμματισμένων εργασιών και των καιρικών συνθηκών και με χρήση μαθησιακού αλγορίθμου μπορεί να γίνει ακόμη πιο αξιόπιστη. Η απόκριση έχει να κάνει με την χρονική αμεσότητα προσαρμογής σε μεταβολές, ενώ είναι πολύ σχετικό μέγεθος ανάλογα με τη βάση που εξετάζεται. Οι συμβατικές μονάδες είναι συνήθως μεγάλης ισχύος και απαιτούν αρκετό διάστημα για την ένταξη τους στο δίκτυο, αλλά όντας συνδεδεμένες μπορούν εύκολα και άμεσα να προσαρμόζουν την παραγωγή τους. Οι υδροηλεκτρικές χαρακτηρίζονται από την δυνατότητα ταχύτατης ένταξης αλλά δεν μπορούν να εξασφαλίσουν συνέχεια στη λειτουργία τους καθώς είναι περιορισμένες από τους διαθέσιμους πόρους. Τα φωτοβολταϊκά, έχουν το συγκριτικό πλεονέκτημα της διεσπαρμένης παραγωγής και χαρακτηρίζονται από ακόμη πιο γρήγορη απόκριση αφού είναι πάντα συνδεδεμένα στο δίκτυο και η παραμικρή μεταβολή στην ηλιακή πρόσπτωση έχει άμεση συνέπεια στην παραγωγή τους σε αντίθεση με τις ανεμογεννήτριες που έχουν απαιτήσεις για να εκκινήσουν, αλλά σε λειτουργία παρουσιάζουν σχετική ομαλότητα.

Συνοπτικά, στον πίνακα 3.8, φαίνεται η αξιολόγηση των παραγωγών στα μη ποσοτικά υποκριτήρια που σχετίζονται με τεχνικά ζητήματα και παραμέτρους του συστήματος.

	Αφθονία Πόρων Υποκριτήριο 3 (Κλίμακα:1-10)	Προβλεψιμότητα Υποκριτήριο 4 (Κλίμακα:1-10)	Απόκριση Υποκριτήριο 5 (Κλίμακα:1-10)
Λιγνίτης	6	1	10
Φυσικό αέριο	10	2	7
Πετρέλαιο	10	2	7
Υδροηλεκτρικά	5	4	1
Φωτοβολταϊκά	1	5	1
Ανεμογεννήτριες	1	10	3
Εισαγωγές	7	3	5

Πίνακας 4.8: Τιμές Υποκριτηρίων συστήματος

Με βάση τα παραπάνω, προκύπτουν οι κανονικοποιημένες τιμές (3.1) των υποκριτηρίων και στον πίνακα 3.6 παρουσιάζονται. Για διάφορα ποσοστά συμμετοχής των υποκριτηρίων έχουμε τις τελικές τιμές αξιολόγησης των παραγωγών στον τεχνικό κριτήριο (κριτήριο συστήματος) που φαίνονται στον πίνακα 3.7. Αναλυτικότερα στην πρώτη περίπτωση έχουμε υψηλή συμμετοχή της προβλεψιμότητας ($\alpha_1 = 30\%$), χαμηλή του συντελεστή διαθεσιμότητας και ισόποση συμμετοχή των υπολοίπων ($\alpha_1 = \alpha_3 = \alpha_5 = 20\%$). Στη δεύτερη περίπτωση χαμηλότερη συμμετοχή έχει η παράμετρος της απόκρισης ενώ συμμετέχει πιο πολύ ο συντελεστής διαθεσιμότητας. Τέλος, στην τρίτη περίπτωση το μεγαλύτερο βάρος έχουν η προβλεψιμότητα και η αφθονία των πόρων, χαμηλότερο η διαθεσιμότητα και η απόκριση, και ενδιάμεσο βάρος ο συντελεστής χρησιμοποίησης.

	Capacity Factor	Availability Factor	Αφθονία Πόρων	Πρόβλ/τα	Απόκριση
Υποκριτήριο	1	2	3	4	5
Λιγνίτης	0.062	0.253	0.150	0.037	0.294
Φυσικό αέριο	0.085	0.127	0.250	0.074	0.206
Πετρέλαιο	0.170	0.380	0.250	0.074	0.206
Υδροηλεκτρικά	0.132	0.127	0.125	0.148	0.029
Φωτοβολταϊκά	0.204	0.013	0.025	0.185	0.029
Ανεμογεννήτριες	0.180	0.038	0.025	0.370	0.088
Εισαγωγές	0.168	0.063	0.175	0.111	0.147

Πίνακας 4.9: Κανονικοποιημένες τιμές τεχνικών υποκριτηρίων

Παραγωγός	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.2,0.1,0.2,0.3,0.2)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.2,0.2,0.2,0.3,0.1)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.2,0.1,0.3,0.3,0.1)
Λιγνίτης	0.138 (3)	0.133 (4)	0.123 (2)
Φυσικό αέριο	0.143 (4)	0.135 (5)	0.148 (5)
Πετρέλαιο	0.185 (6)	0.203 (7)	0.190 (7)
Υδροηλεκτρικά	0.114 (2)	0.124 (2)	0.124 (3)
Φωτοβολταϊκά	0.108 (1)	0.107 (1)	0.108 (1)
Ανεμογεννήτριες	0.174 (5)	0.168 (6)	0.167 (6)
Εισαγωγές	0.138 (3)	0.129 (3)	0.140 (4)

Πίνακας 3.10: Τιμές τεχνικού κριτηρίου για διάφορα βάρη

4.2.4 Κοινωνικό Κριτήριο

Για τον προσδιορισμό του κριτηρίου που σχετίζεται με τις κοινωνικές συνέπειες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θεωρούμε τέσσερα υποκριτήρια. Τα υποκριτήρια αυτά είναι μερικοί από τους παράγοντες που χρησιμοποιούνται από τις μεθόδους αξιολόγησης των επενδύσεων ως προς το κοινωνικό αντίκτυπο. Οι μέθοδοι SROI και IRIS, που αναλύθηκαν στην ενότητα 2.3, συμπεριλαμβάνουν παραμέτρους που έχουν να κάνουν με τις θέσεις εργασίας, την διανομή εισοδήματος και το ευρύτερο κοινωνικό όφελος που επιφέρει η υλοποίηση μίας επένδυσης. Στην προκειμένη περίπτωση εμείς συνυπολογίζουμε τις προσωρινές και τις μόνιμες θέσεις εργασίας που προκύπτουν από την εγκατάσταση και τη λειτουργία μιας μονάδας, το μέρος των εσόδων (ή του κόστους) που προορίζεται για μισθοδοσία και το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από αντισταθμιστικές δράσεις των παραγωγών.

Αναλυτικότερα, μόνιμες θέσεις εργασίας θεωρούνται οι θέσεις εκείνες που είναι απαραίτητες για τη λειτουργία και τη συντήρηση της κάθε μονάδας. Στον πίνακα 3.11 τα στοιχεία των μόνιμων θέσεων εργασίας [ΔΕΗ, HELAPCO] αναφέρονται σε απασχόληση ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος. Για τους συμβατικούς παραγωγούς, πλην του φυσικού αερίου και για τα φωτοβολταϊκά παρατηρούμε υψηλές τιμές, καθώς στο λιγνίτη συμπεριλαμβάνονται οι θέσεις στα ορυχεία και στα φωτοβολταϊκά λόγω του μεγέθους της εγκατάστασης του ενός MWp. Οι υπόλοιποι παραγωγοί κινούνται σε αρκετά χαμηλότερο επίπεδο, με το φυσικό αέριο να έχει χαμηλή απασχόληση κυρίως λόγω της υψηλής μηχανικής απόδοσης. Από την άλλη πλευρά στη διαδικασία της εγκατάστασης παρατηρούμε την μεγαλύτερη απασχολησιμότητα να την κατέχουν τα υδροηλεκτρικά, εγκαταστάσεις με μεγάλο κόστος και ιδιαίτερη δυσκολία σε επίπεδο κατασκευής. Φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα ακολουθούν με μεγάλη απασχόληση που συνάδει πλήρως με το κόστος υλοποίησης των αντίστοιχων επενδύσεων. Οι πετρελαϊκές και οι λιγνιτικές μονάδες έχουν ακόμα λιγότερες θέσεις στο στάδιο της κατασκευής με το φυσικό αέριο, λόγω πάλι της υψηλής απόδοσης να έχει τη μικρότερη απασχολησιμότητα ανά εγκατεστημένο MW (MWp).

	Εργασία (Λειτουργία)	Εργασία (Εγκατάσταση)	Διανομή Εισοδήματος	Αντισταθμιστικά Οφέλη
	Θέσεις/MWp	Εργατοέτη/MWp	Κλίμακα:1-10	Κλίμακα:1-10
Λιγνίτης	1.178	3.8	4	3
Φυσικό αέριο	0.31	1.6	4	6
Πετρέλαιο	1.023	3.5	4	6
Υδροηλεκτρικά	0.24	13	7	6
Φωτοβολταϊκά	1	8.7	1	8
Ανεμογεννήτριες	0.23	5.8	7	1
Εισαγωγές	0.01	0.1	10	10

Πίνακας 4.11: Τιμές κοινωνικών υποκριτηρίων

Τα ποιοτικά μεγέθη που λαμβάνουμε υπόψη μας είναι δύσκολο να προσδιοριστούν, επομένως ο χαρακτηρισμός έχει γίνει με βάση παραδοχές. Θεωρούμε πως στα φωτοβολταϊκά ο εργαζόμενος που απασχολείται δεν είναι ουσιαστικά ο μόνος δέκτης εισοδήματος. Εξαιτίας της διασποράς και του μικρού

μεγέθους των μονάδων τα κέρδη που προκύπτουν από την εκ παραδοχής υψηλή τιμή (σύστημα feed-in-tariff) αποτελούν εισόδημα μικροεπενδυτών. Δεν πρόκειται λοιπόν για τη μισθοδοσία αλλά για τη διανομή του κέρδους σε πολλούς επενδυτές, που με μικρό σχετικά κεφάλαιο λαμβάνουν υψηλές αποδόσεις. Οι συμβατικές μονάδες προσφέρουν υψηλές αποδοχές (βιομηχανική εργασία, λιγνιτωρυχεία) και απασχολούν προσωπικό της περιοχής εγκατάστασης. Στην λιγνιτοπαραγωγή μεγάλο μέρος του κόστους της, αποτελεί η μισθοδοσία ενώ στις άλλες μορφές έχουμε τη συντήρηση ενός ολόκληρου δικτύου, μιας παράλληλης αγοράς, που σχετίζεται με την παροχή καύσιμου (δίκτυο φυσικού αερίου, διύλιση και μεταφορά πετρελαίου). Σε κάθε περίπτωση μπορεί να γίνει και περαιτέρω ανάλυση σχετική με την προμήθεια των πρώτων υλών που απαιτούνται για την κατασκευή και για το ιδιοκτησιακό καθεστώς των εκτάσεων που απαιτούνται για τις μονάδες. Τέλος αντισταθμιστικά οφέλη θεωρούμε το λιγνιτικό τέλος, που αποτελεί μεγάλη οικονομική ενίσχυση για τις τοπικές κοινωνίες, εξασφαλίζει οικονομική ευημερία και ανάπτυξη, τη θέρμανση γειτονικών, με τις εγκαταστάσεις πόλεων, και την καταβολή τέλους στην τοπική κοινωνία για τη λειτουργία αιολικού πάρκου.

Σε συμφωνία με αυτά έχουμε τις κανονικοποιημένες τιμές (3.1) των υποκριτηρίων στον πίνακα 3.12 και για διάφορα ποσοστά συμμετοχής αυτών στη διαμόρφωση του κοινωνικού κριτηρίου έχουμε στον πίνακα 3.13 τις τελικές τιμές αξιολόγησης των παραγωγών.

	Εργασία (Λειτουργία)	Εργασία (Εγκατάσταση)	Διανομή Εισοδήματος	Αντισταθμιστικά Οφέλη
Υποκριτήριο	1	2	3	4
Λιγνίτης	0.049	0.166	0.108	0.075
Φυσικό αέριο	0.183	0.202	0.108	0.150
Πετρέλαιο	0.073	0.171	0.108	0.150
Υδροηλεκτρικά	0.194	0.016	0.189	0.150
Φωτοβολταϊκά	0.077	0.086	0.027	0.200
Ανεμογεννήτριες	0.195	0.133	0.189	0.025
Εισαγωγές	0.229	0.226	0.270	0.250

Πίνακας 4.12: Κανονικοποιημένες τιμές κοινωνικών υποκριτηρίων

Παραγωγός	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.2,0.3, 0.3,0.2)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.4,0.2,0.1,0.3)	Τιμή Κριτηρίου $X_i = \sum x_i$ (0.3,0.1,0.3,0.3)
Λιγνίτης	0.092 (1)	0.086 (1)	0.086 (1)
Φυσικό αέριο	0.162 (6)	0.169 (6)	0.152 (6)
Πετρέλαιο	0.123 (3)	0.119 (3)	0.116 (3)
Υδροηλεκτρικά	0.144 (5)	0.145 (5)	0.161 (5)
Φωτοβολταϊκά	0.106 (2)	0.111 (2)	0.100 (2)
Ανεμογεννήτριες	0.131 (4)	0.131 (4)	0.136 (4)
Εισαγωγές	0.243 (7)	0.239 (7)	0.247 (7)

Πίνακας 4.13: Τιμές τεχνικού κριτηρίου για διάφορα βάρη

Κεφάλαιο 5: Εφαρμογή

5.1 Γενικά

Στην διαδικασία εφαρμογής, διακρίνουμε τρεις περιπτώσεις που προέρχονται από αυτές που ορίστηκαν στο οικονομικό κριτήριο. Έγινε φανερό πως αντιπροσωπεύουν τα τρία διακριτά στάδια εξέλιξης της αγοράς οπότε στόχος μας είναι να εξετάσουμε τη σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής και τη λειτουργία της αγοράς μέσα από το μοντέλο βελτιστοποίησης που έχουμε αναπτύξει σε κάθε μία από αυτές τις περιπτώσεις. Στις περιπτώσεις αυτές και για διάφορες ασκούμενες πολιτικές του μοντέλου, έχει ενδιαφέρον να δούμε πόσο επηρεάζει και που, η αλλαγή των δεδομένων.

Στο μοντέλο με τη σταθερή τιμή πώλησης, σύμφωνα με τα στοιχεία που έχουν προκύψει από την αξιολόγηση των παραγωγών, οι τιμές των κριτηρίων παρουσιάζονται στους πίνακες 5.1 και 5.2. Σε κάθε κριτήριο, πέραν του οικονομικού επιλέγεται η πρώτη εκδοχή βαρύτητας υποκριτηρίων και η δύο περιπτώσεις που προκύπτουν σχετίζονται με το επιπλέον κόστος από τα δικαιώματα ρύπων. Στην περίπτωση αυξημένης εγκατεστημένης ισχύος δεν μεταβάλλονται οι τιμές αξιολόγησης των παραγωγών.

Παραγωγός	Οικονομικό	Περιβαλλοντικό	Κοινωνικό	Τεχνικό
Λιγνίτης	0,035	0,411	0,138	0,092
Φυσικό αέριο	0,073	0,178	0,143	0,162
Πετρέλαιο	0,182	0,271	0,185	0,123
Υδροηλεκτρικά	0,068	0,029	0,114	0,144
Φωτοβολταϊκά	0,409	0,095	0,108	0,106
Ανεμογεννήτριες	0,080	0,009	0,174	0,131
Εισαγωγές	0,154	0,006	0,138	0,243

Πίνακας 5.1: Τιμές Αξιολόγησης Παραγωγών (χωρίς CO₂)

Παραγωγός	Οικονομικό	Περιβαλλοντικό	Κοινωνικό	Τεχνικό
Λιγνίτης	0,059	0,411	0,138	0,092
Φυσικό αέριο	0,078	0,178	0,143	0,162
Πετρέλαιο	0,186	0,271	0,185	0,123
Υδροηλεκτρικά	0,072	0,029	0,114	0,144
Φωτοβολταϊκά	0,38	0,095	0,108	0,106
Ανεμογεννήτριες	0,074	0,009	0,174	0,131
Εισαγωγές	0,152	0,006	0,138	0,243

Πίνακας 5.2: Τιμές Αξιολόγησης Παραγωγών (με CO₂)

Όταν η τιμή πώλησης δεν είναι σταθερή σαν συνέπεια και οι τιμές των συντελεστών του οικονομικού κριτηρίου δεν είναι σταθεροί. Όλες οι άλλες τιμές

κριτηρίων όμως (κοινωνικό, τεχνικό, περιβαλλοντικό) είναι ίδιες με το μοντέλο σταθερών τιμών και για διευκόλυνση παρουσιάζονται στον πίνακα 5.3.

Παραγωγός	Οικονομικό	Περιβαλλοντικό	Κοινωνικό	Τεχνικό
Λιγνίτης	Μεταβαλλόμενο	0,411	0,138	0,092
Φυσικό αέριο		0,178	0,143	0,162
Πετρέλαιο		0,271	0,185	0,123
Υδροηλεκτρικά		0,029	0,114	0,144
Φωτοβολταϊκά		0,095	0,108	0,106
Ανεμογεννήτριες		0,009	0,174	0,131
Εισαγωγές		0,006	0,138	0,243

Πίνακας 5.3: Τιμές Αξιολόγησης Παραγωγών (μεταβλητές τιμές, ανεξάρτητο CO₂)

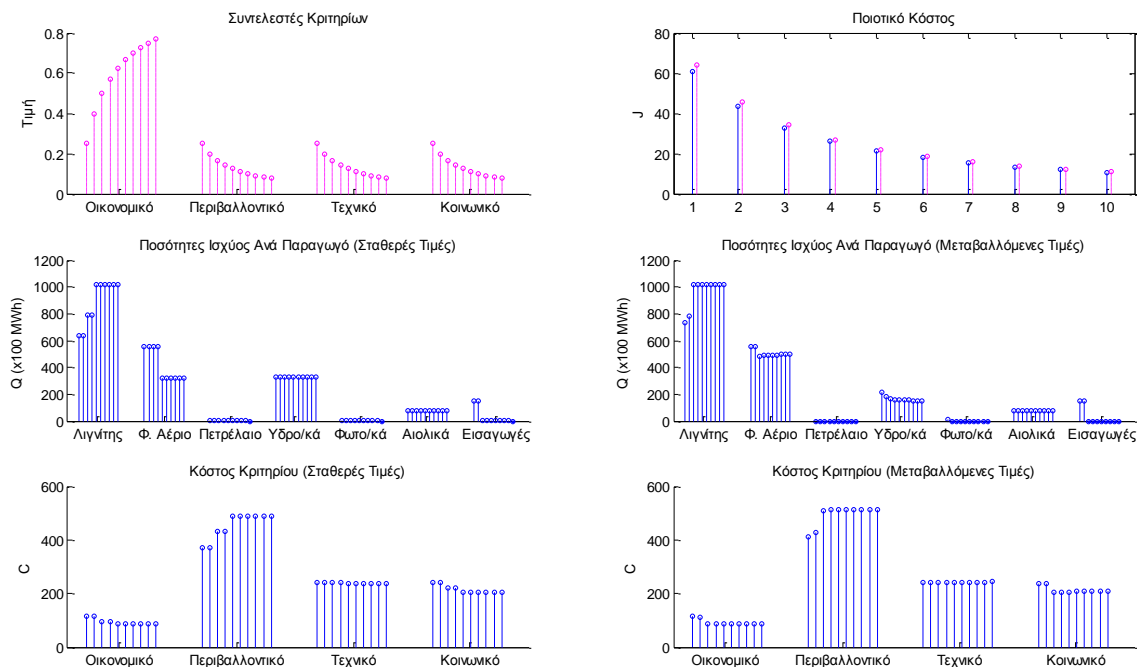
Ο άλλος διαχωρισμός που γίνεται σε σχέση με τη δυναμικότητα και τη ζήτηση βασίζεται στην εγκατεστημένη ισχύ όπως παρουσιάστηκε στους πίνακες 3.1 και 3.2. Όλες οι τιμές των παραμέτρων που χρησιμοποιούνται δίνονται στον πίνακα 5.4 και πιο συγκεκριμένα η δυνατότητα ημερήσιας παραγωγής ανά τεχνολογία αποτελεί προσέγγιση ενώ η σημερινή ζήτηση προέρχεται από δεδομένα της ΡΑΕ για το 2011 και η εξέλιξη προκύπτει με αναγωγή στη μεγαλύτερη δυναμική.

	Δυναμικότητα Ημερήσιας Παραγωγής			
	Σημερινά Δεδομένα		Σενάριο Εξέλιξης	
	x 100 (MWh)	Ποσοστό	x 100 (MWh)	Ποσοστό
Λιγνίτης	1020	45,1%	1120	25,8%
Φυσικό αέριο	555	24,5%	2181	50,2%
Πετρέλαιο	117	5,2%	127	2,9%
Υδροηλεκτρικά	325	14,4%	410	9,4%
Φωτοβολταϊκά	13	0,6%	80	1,8%
Ανεμογεννήτριες	81	3,6%	280	6,4%
Εισαγωγές	150	6,6%	150	3,4%
Σύνολο:	2261		4348	
Υψηλή Ζήτηση	1750	77,4%	3350	77,0%
Χαμηλή Ζήτηση	950	42,0%	1750	40,2%

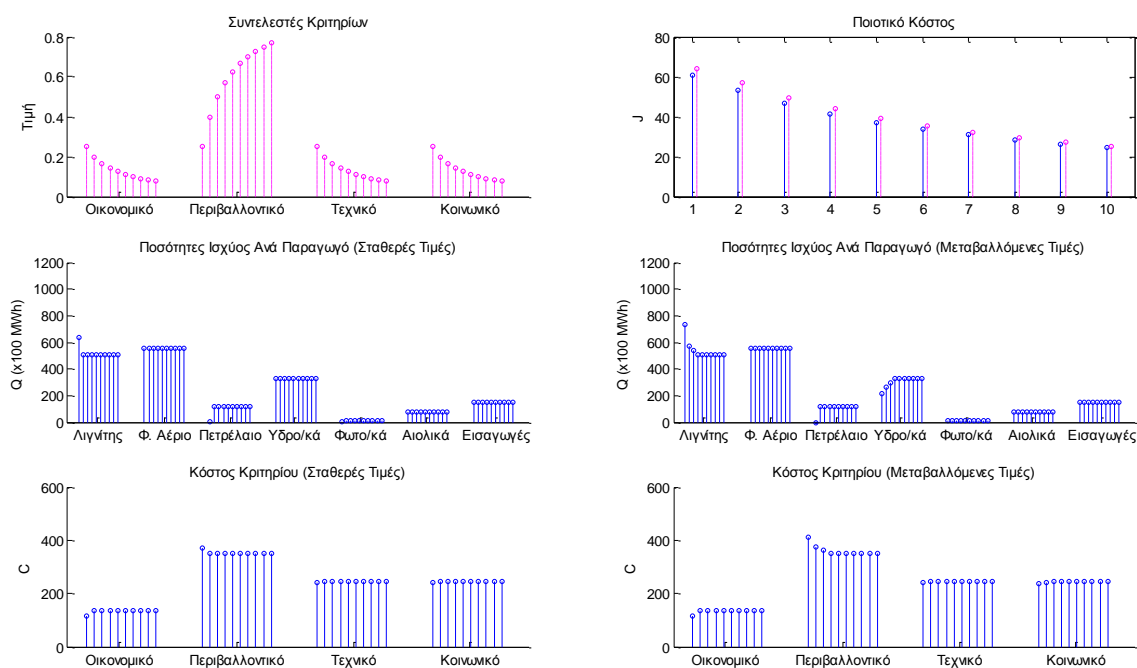
Πίνακας 5.4: Ημερήσια Δυναμικότητα Παραγωγών και Ζήτηση

5.2 Περίπτωση A

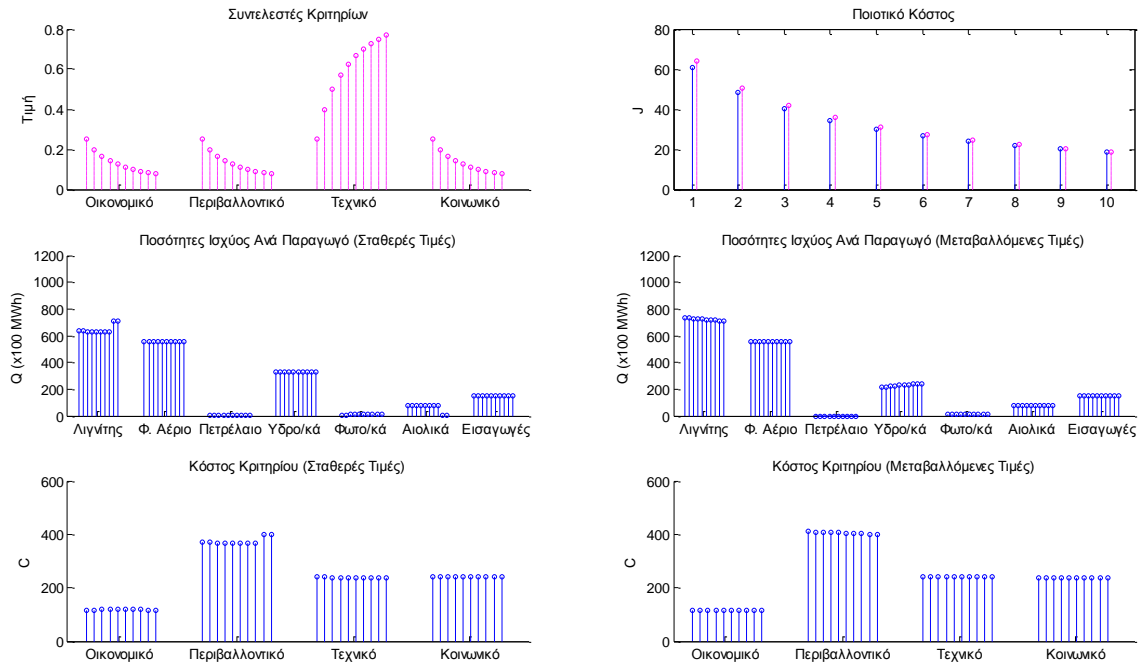
Αρχικά, σε συνθήκες υψηλής ζήτησης μεταβάλλουμε αυξητικά τη συμμετοχή του οικονομικού κριτηρίου με συνέπεια τη συμμετοχή των υπόλοιπων κριτηρίων να μειώνεται (Διάγραμμα 5.1). Αντίστοιχα εξετάζουμε την μεμονωμένη αυξητική μεταβολή όλων των κριτηρίων (Διαγράμματα 5.2, 5.3, 5.4).



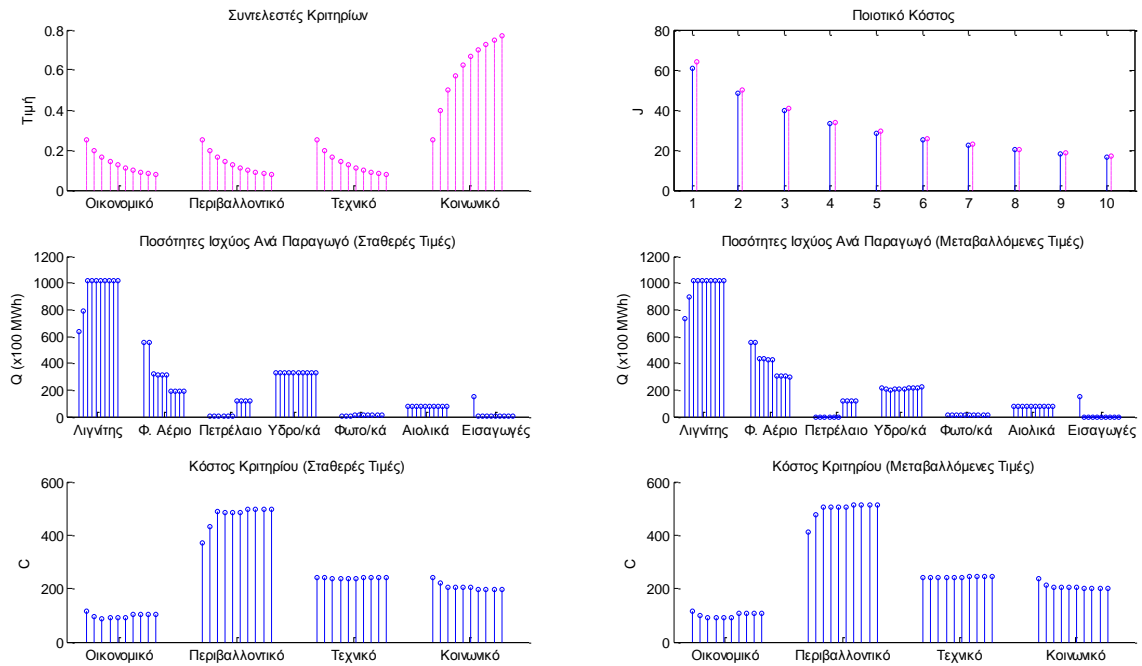
Διάγραμμα 5.1: Αυξητικές μεταβολές οικονομικού, Περίπτωση A



Διάγραμμα 5.2: Αυξητικές μεταβολές περιβαλλοντικού, Περίπτωση A



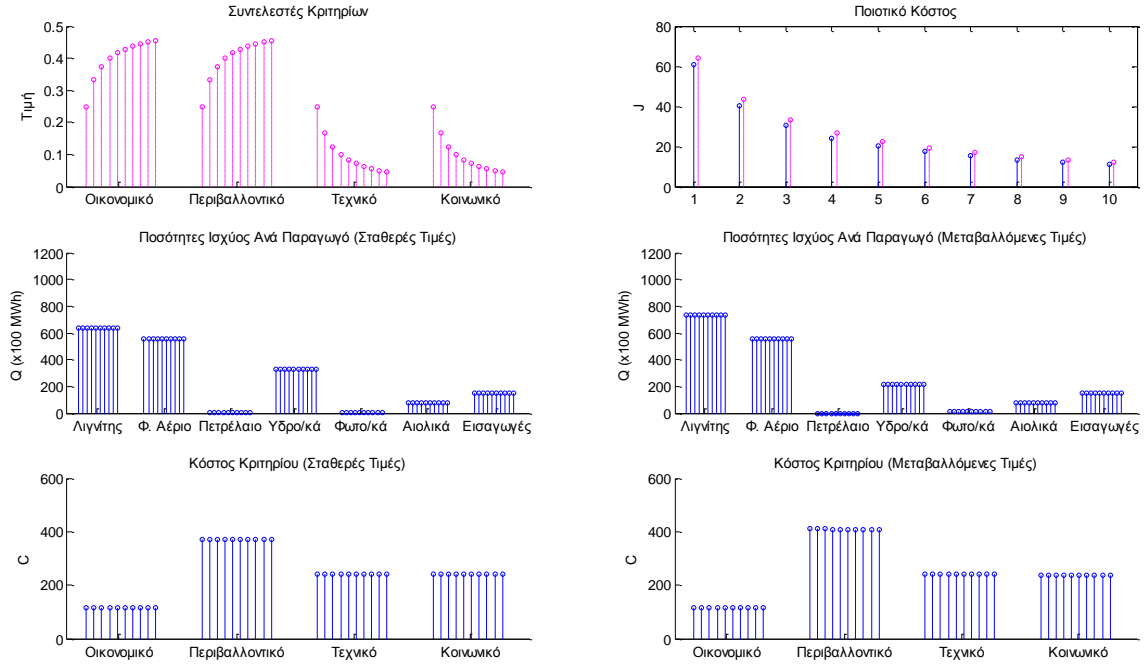
Διάγραμμα 5.3: Αυξητικές μεταβολές τεχνικού, Περίπτωση Α



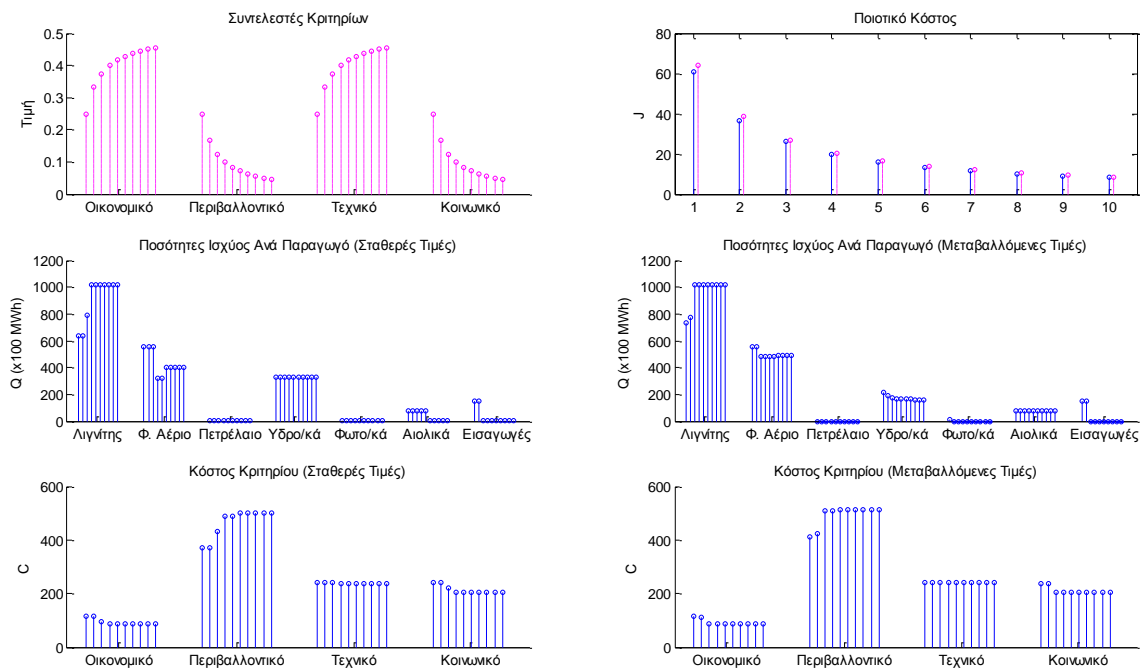
Διάγραμμα 5.4: Αυξητικές μεταβολές κοινωνικού, Περίπτωση Α

Σε κάθε περίπτωση, πέρα των ποσοτήτων που επιλέγει το σύστημα να απορροφήσει από τους παραγωγούς, στα διαγράμματα αποτυπώνονται και άλλα μεγέθη όπως το συνολικό ποιοτικό κόστος όπως προκύπτει από τις συναρτήσεις 2.10 και 2.15 αντίστοιχα.

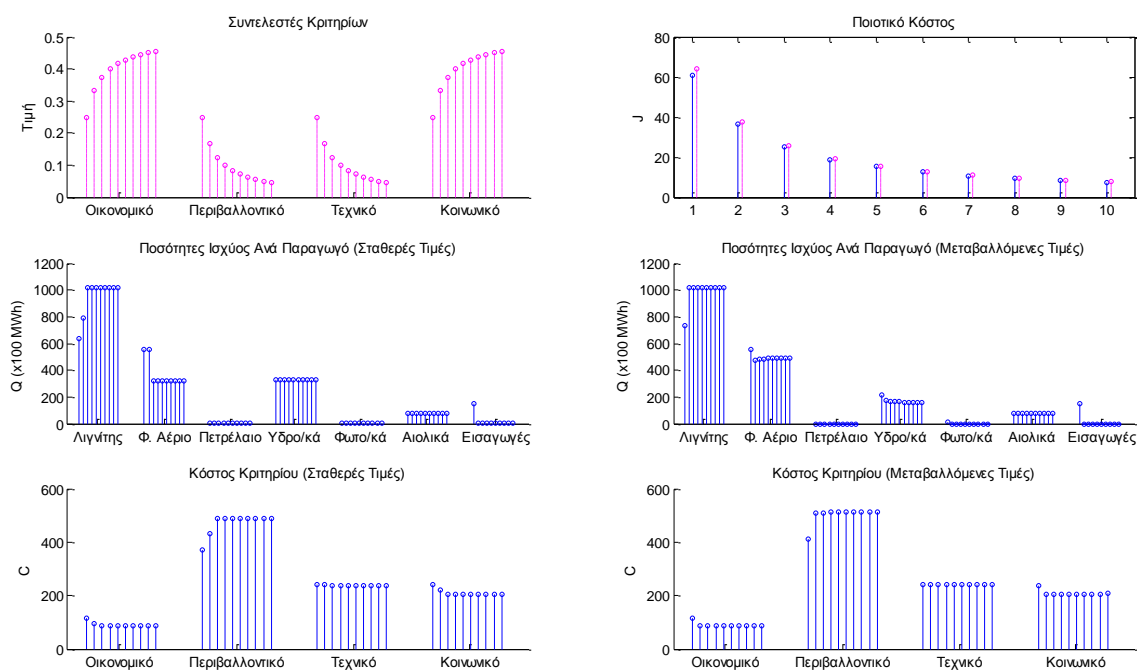
Σε δεύτερη φάση εξετάζουμε την αυξητική μεταβολή της συμμετοχής κάθε κριτηρίου με την από κοινού αύξηση της συμμετοχής του οικονομικού και στην περίπτωση αυτή τα υπόλοιπα κριτήρια αποκτούν ελάχιστο σημασία για το σύστημα (Διαγράμματα 5.5, 5.6, 5.7).



Διάγραμμα 5.5: Αύξηση Οικονομικού και Περιβαλλοντικού, Περίπτωση Α



Διάγραμμα 5.6: Αύξηση Οικονομικού και Τεχνικού, Περίπτωση Α



Διάγραμμα 5.7: Αύξηση Οικονομικού και Κοινωνικού, Περίπτωση Α

Αρχικά παρατηρούμε την ουσιαστική διαφορά μεταξύ των σταθερών και μεταβαλλόμενων τιμών που αφορά τον παραγωγό των υδροηλεκτρικών. Λόγω της πολιτικής τιμολόγησης που ακολουθεί η ποσότητα που προσφέρει προσαρμόζεται στην πιο οικονομική που έχει καθορίζει βάση των υποχρεωτικών και λογικών υδάτινων ροών.

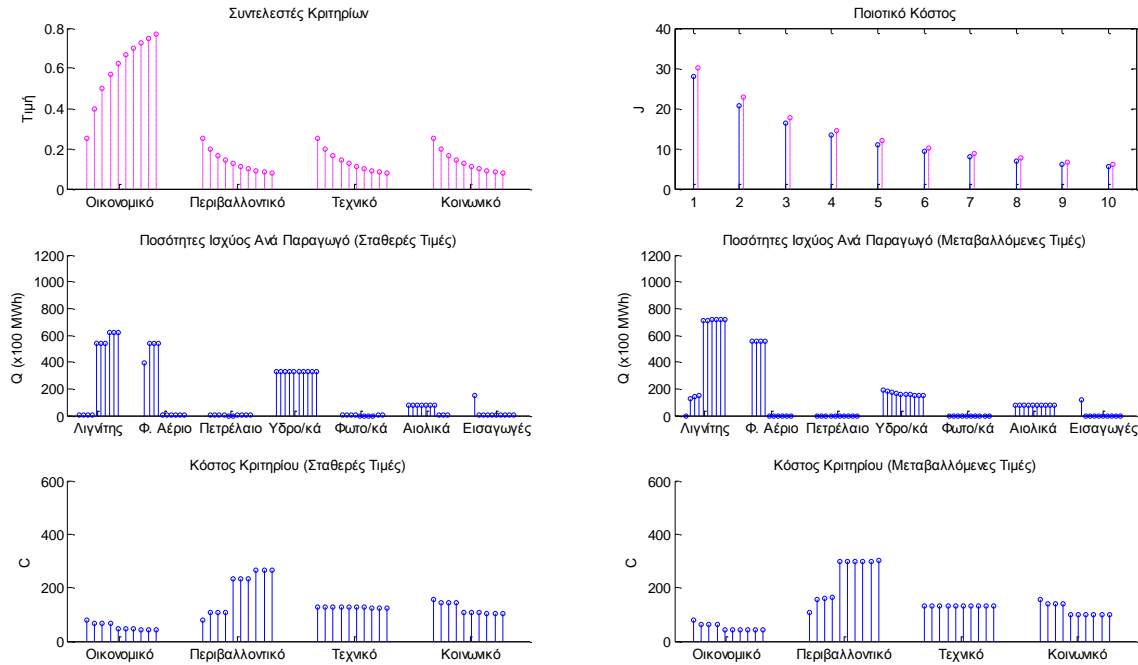
Επιπρόσθετα βλέπουμε την πλήρη απορρόφηση του φυσικού αερίου και την μερική του λιγνίτη σε παραπλήσιες ποσότητες στην αφετηρία κάθε πολιτικής. Στο Διάγραμμα 5.1 φαίνεται άμεσα η υπεροχή του λιγνίτη στο οικονομικό κριτήριο και πολύ περισσότερο στην περίπτωση της επιθετικής τιμολόγησης που ακολουθεί ο παραγωγός αφού την πλήρη απορρόφηση την επιτυγχάνει δύο στάδια νωρίτερα. Υδροηλεκτρικός και αιολικός παραγωγός έρχονται πρώτη σε προτίμηση σε αντίθεση με τα Φωτοβολταϊκά, το πετρέλαιο και τις εισαγωγές που παρουσιάζουν μεγάλο πρόβλημα διάθεσης.

Στην αυξητική σημασία του περιβαλλοντικού κριτηρίου φαίνεται ο άμεσος περιορισμός του λιγνίτη και η υποκατάσταση του από τα Φωτοβολταϊκά, το πετρέλαιο και τις εισαγωγές. Τέλος φαίνεται πως σε αυτές τις συνθήκες η πλήρης αξιοποίηση της δυνατής υδροηλεκτρικής παραγωγής γίνεται χωρίς να αποτελεί το υψηλό κόστος ανασταλτικό παράγοντα.

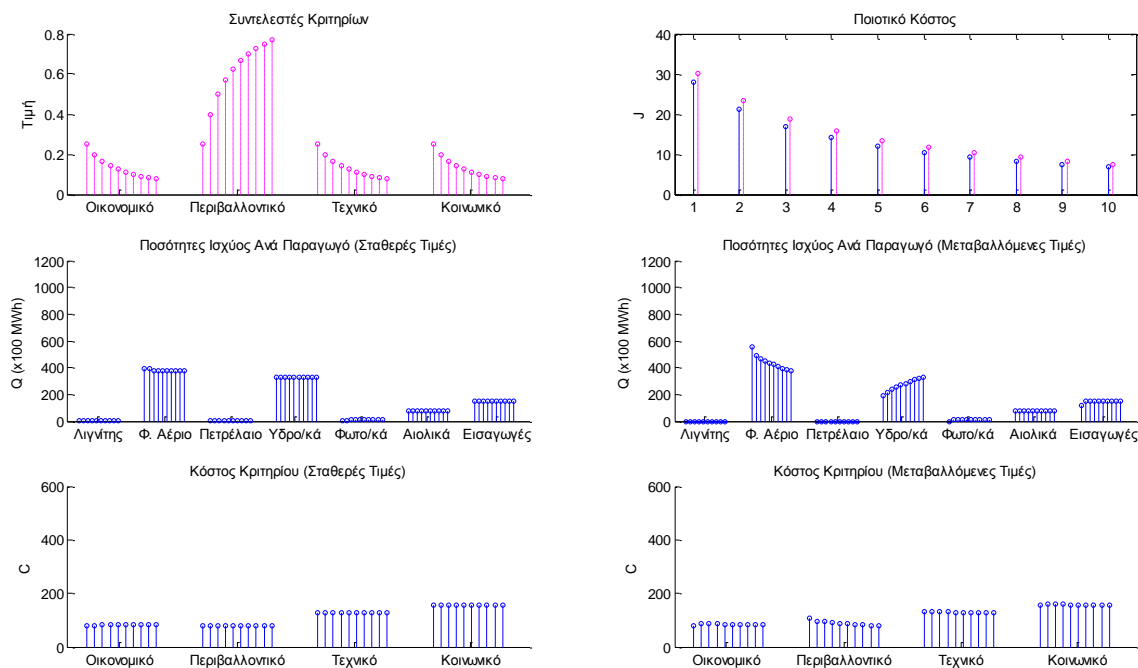
Η σημασία του τεχνικού κριτηρίου δεν εμφανίζει ιδιαίτερες μεταβολές στις ποσότητες, απλώς καταδεικνύει την ήδη γνωστή αδυναμία των αιολικών συστημάτων, ενώ του κοινωνικού κριτηρίου έχει μεγάλες διακυμάνσεις ποσοτήτων με κύριο άξονα την μείωση της παραγωγής από φυσικό αέριο.

Όπως αναμενόταν ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι πολιτικές που συνδυάζουν την παράλληλη αύξηση δύο κριτηρίων καθώς έχουμε διαφοροποιήσεις προτίμησης στα εξελισσόμενα στάδια γεγονός που σχολιάζεται μαζί με το σενάριο χαμηλής ζήτησης.

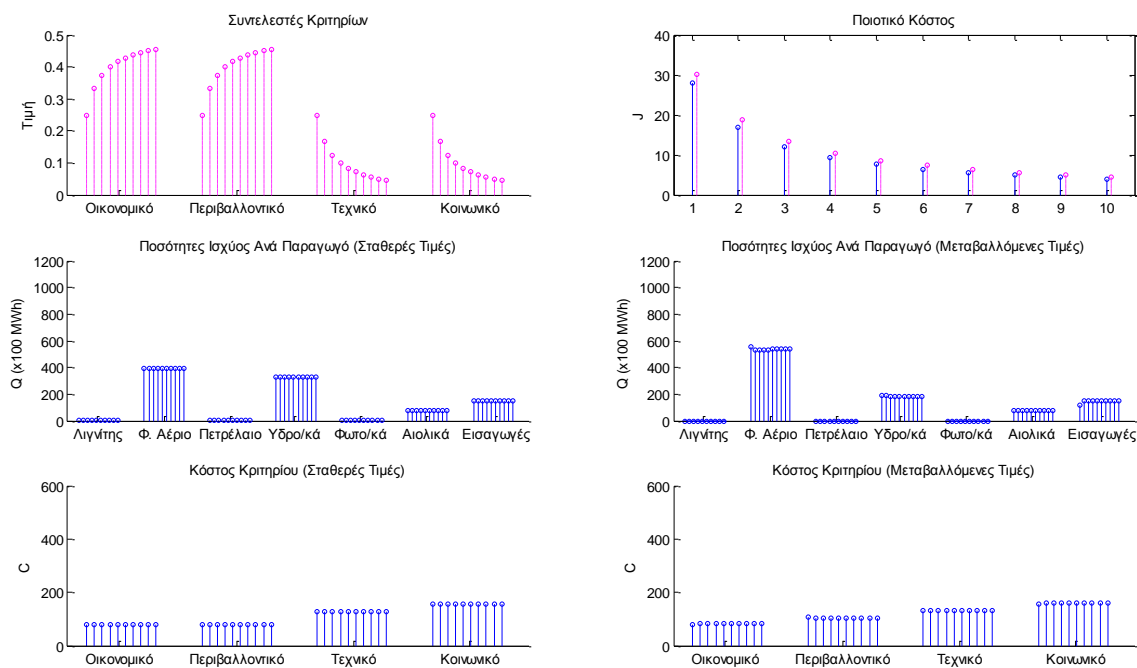
Για σενάριο χαμηλής ζήτησης εξετάζουμε τρεις περιπτώσεις, τις πιο σημαντικές, όμοια με πριν και έτσι έχουμε την μεμονωμένη αυξανόμενη συμμετοχή του οικονομικού και περιβαλλοντικού κριτηρίου καθώς και την από κοινού αυξητική μεταβολή τους.



Διάγραμμα 5.8: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Α



Διάγραμμα 5.9: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Α



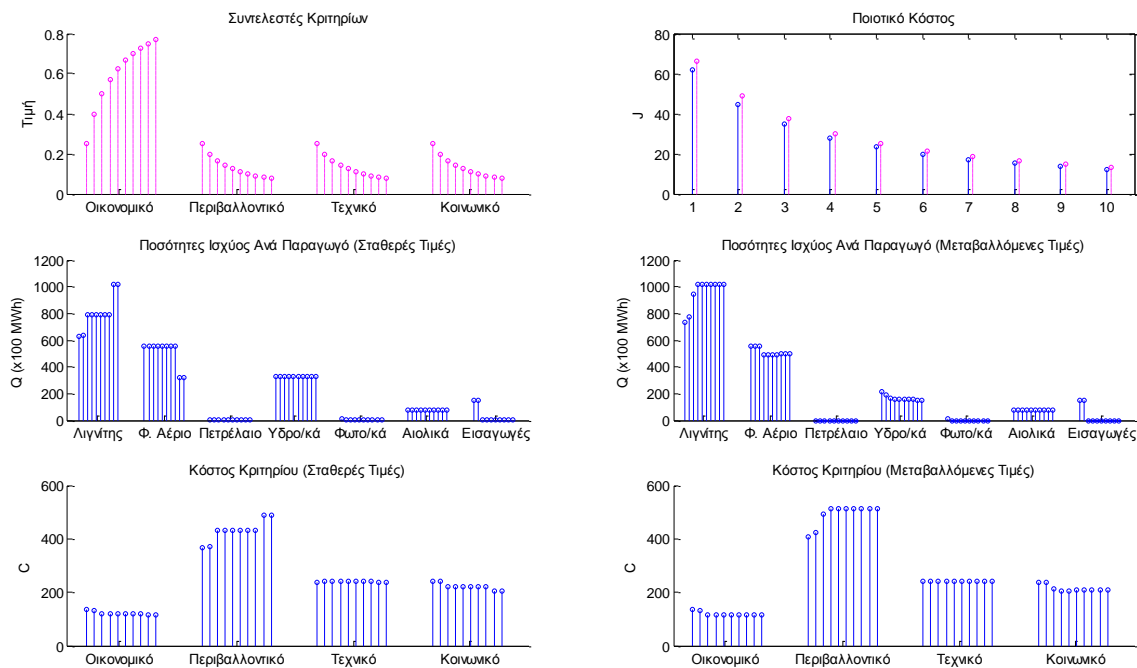
Διάγραμμα 5.10: Αύξηση Οικονομικού-Περιβαλλοντικού, χαμ. ζήτηση, Περίπτωση Α

Σε συνέχεια των προηγούμενων στο Διάγραμμα 5.5 βλέπουμε πως κατά την εξέλιξη των σταδίων η βέλτιστη λύση δεν διαφοροποιείται καθόλου. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο χάσμα των τεχνολογιών κάθε κριτηρίου, καθώς είναι μεγάλο ώστε να επηρεάζει την αφετηρία αλλά και αλληλοαναιρούμενο (οικονομικό και περιβαλλοντικό κριτήριο) ώστε να μην επηρεάζει η αυξανόμενη βαρύτητα. Στην ταυτόχρονη αυξητική τάση οικονομικού και τεχνικού κριτηρίου αξίζει αναφοράς η υπεροχή των χαρακτηριστικών του οικονομικού κριτηρίου καθώς και οι μεταβολές στο έκτο στάδιο όπου έχουμε υποκατάσταση των αιολικών με φυσικό αέριο γεγονός που αποτρέπει με τις τιμολογιακές πολιτικές των παραγωγών στο μοντέλο μεταβλητών τιμών. Με την παράλληλη αύξηση οικονομικού και κοινωνικού ουσιαστικά έχουμε δυο φορές πιο άμεση μεταβολή των ποσοτήτων σε σχέση με την κατά αποκλειστικότητα αύξηση του οικονομικού κριτηρίου ενώ συγκριτικά με το Διάγραμμα 5.4 δεν εμφανίζονται ομοιότητες καθώς δεν είναι ιδιαίτερα συμπληρωματικά τα δύο κριτήρια.

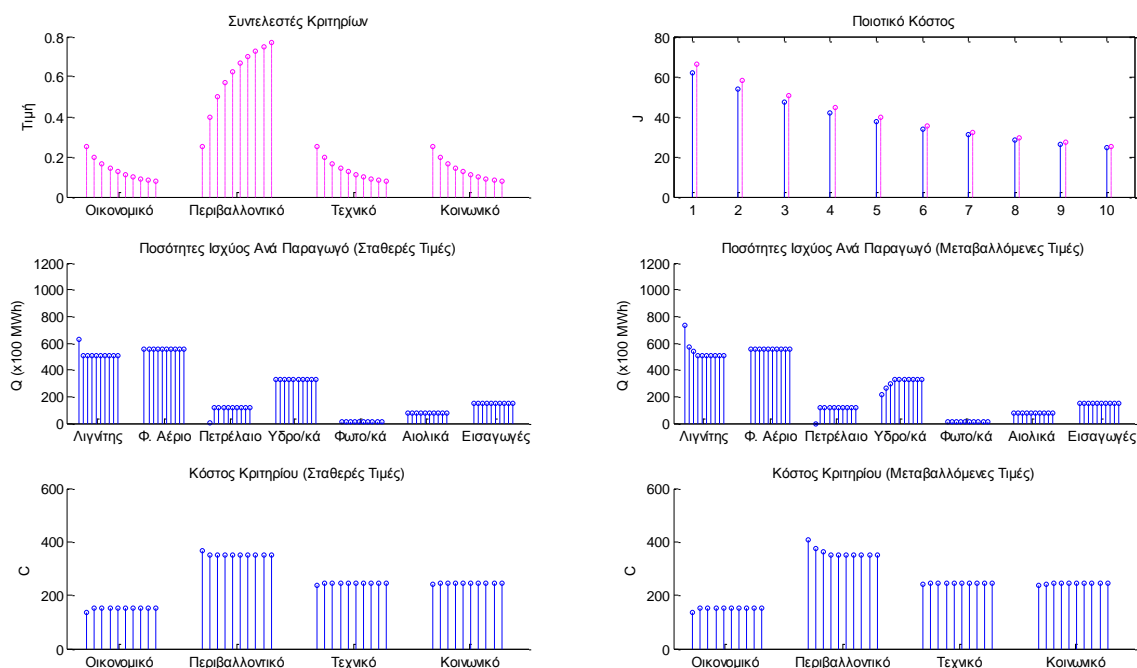
Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σύγκριση υψηλής και χαμηλής ζήτησης καθώς γίνεται σε συνθήκες μεγάλου πλεονάσματος προσφοράς φανερή η λειτουργία του μοντέλου βελτιστοποίησης. Έτσι παρατηρούμε στην αύξηση του οικονομικού κριτηρίου ότι στα πρώτα στάδια το φυσικό αέριο θεωρείται περισσότερο συμφέρον σε μια λογική κόστους οφέλους ενώ όταν η συμμετοχή του οικονομικού παράγοντα ξεπερνά το 50% αντικαθίσταται από το λιγνίτη. Σε συνθήκες χαμηλής ζήτησης με κύριο ζητούμενο το περιβαλλοντικό κόστος βλέπουμε πως ο λιγνίτης δεν συμμετέχει, το φυσικό αέριο αντικαθίσταται από πιο φιλικές μορφές, με το κόστος όλο και περισσότερο να μην αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα. Όταν πάλι έχουμε αυξανόμενη βαρύτητα στα δύο πιο σημαντικά κριτήρια παρατηρούμε ότι και εδώ η βέλτιστη λύση σε κάθε στάδιο δεν μεταβάλλεται από αυτή της αφετηρίας. Ο λιγνίτης ούτε σε αυτή την πολιτική συμμετέχει.

5.3 Περίπτωση Β

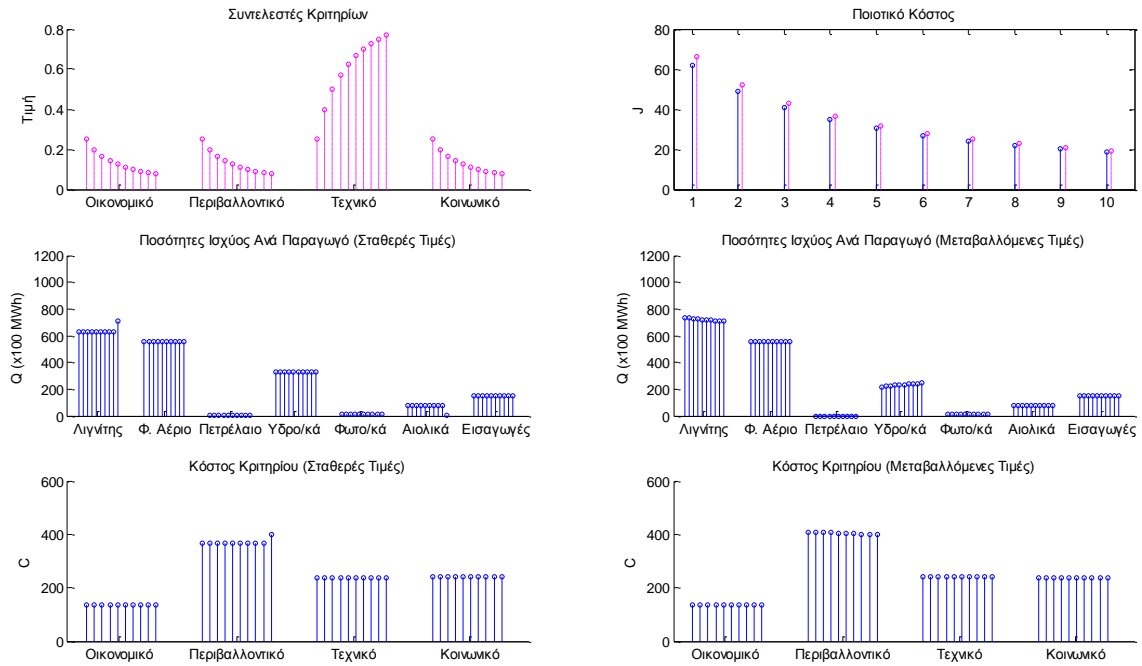
Ξεκινάμε με συνθήκες υψηλής ζήτησης και όπως και στην Περίπτωση Α μεταβάλλουμε αυξητικά τη συμμετοχή του οικονομικού κριτηρίου (Διάγραμμα 5.11). Στη συνέχεια εξετάζουμε την μεμονωμένη αυξητική μεταβολή όλων των κριτηρίων (Διαγράμματα 5.12, 5.13, 5.14) με συνέπεια τη μείωση της συμμετοχής των δευτερευούσης σημασίας κριτηρίων



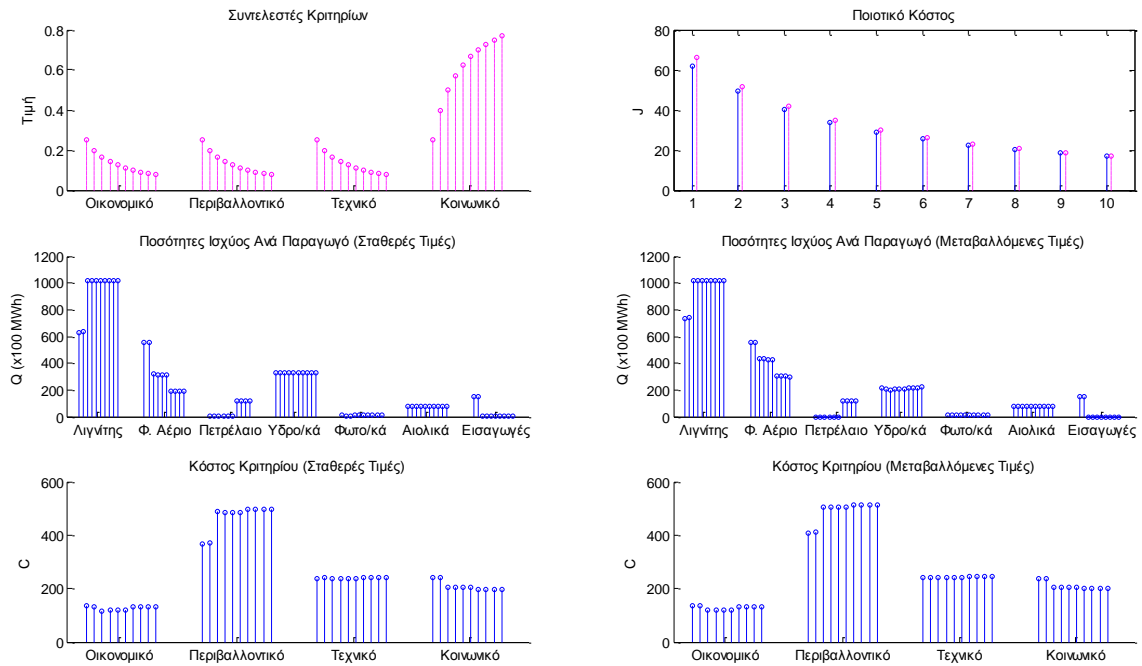
Διάγραμμα 5.11: Αυξητικές μεταβολές οικονομικού, Περίπτωση Β



Διάγραμμα 5.12: Αυξητικές μεταβολές περιβαλλοντικού, Περίπτωση Β



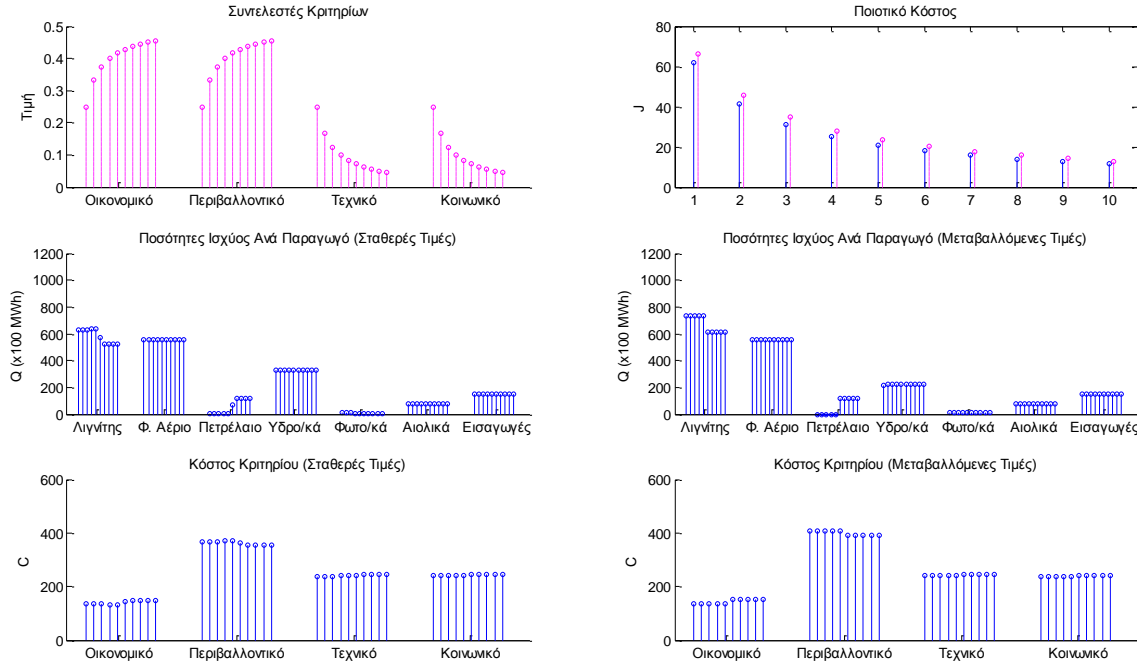
Διάγραμμα 5.13: Αυξητικές μεταβολές τεχνικού, Περίπτωση Β



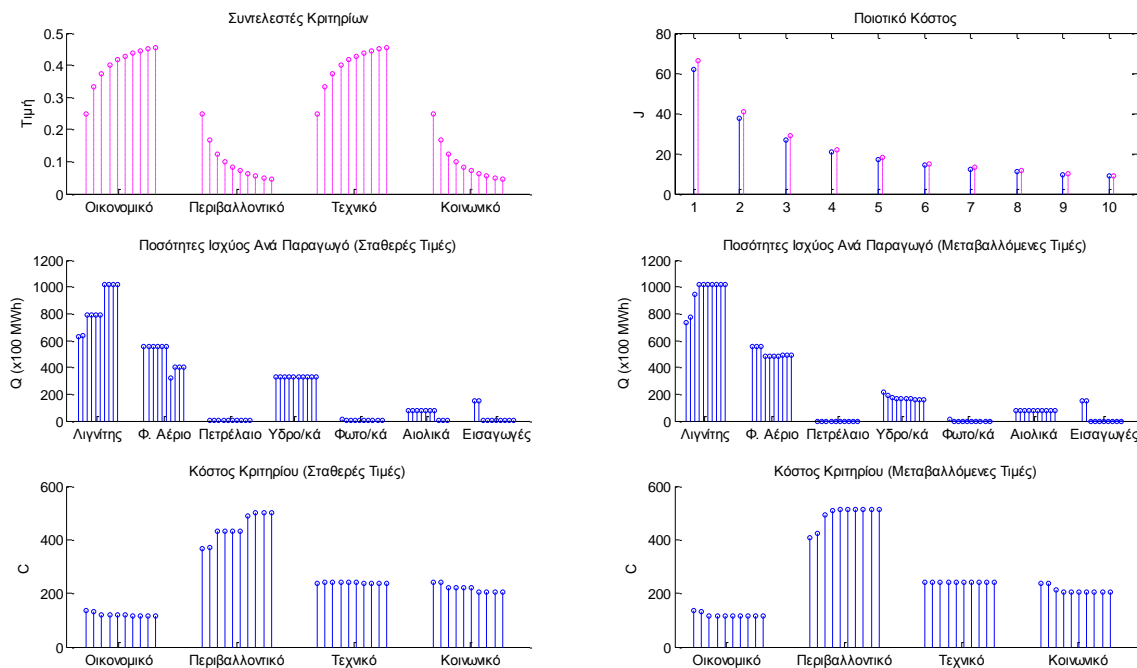
Διάγραμμα 5.14: Αυξητικές μεταβολές κοινωνικού, Περίπτωση Β

Σε κάθε περίπτωση, πέρα των ποσοτήτων που επιλέγει το σύστημα να απορροφήσει από τους παραγωγούς, στα διαγράμματα αποτυπώνονται και άλλα μεγέθη όπως το συνολικό ποιοτικό κόστος όπως προκύπτει από τις συναρτήσεις 2.10 και 2.15 αντίστοιχα.

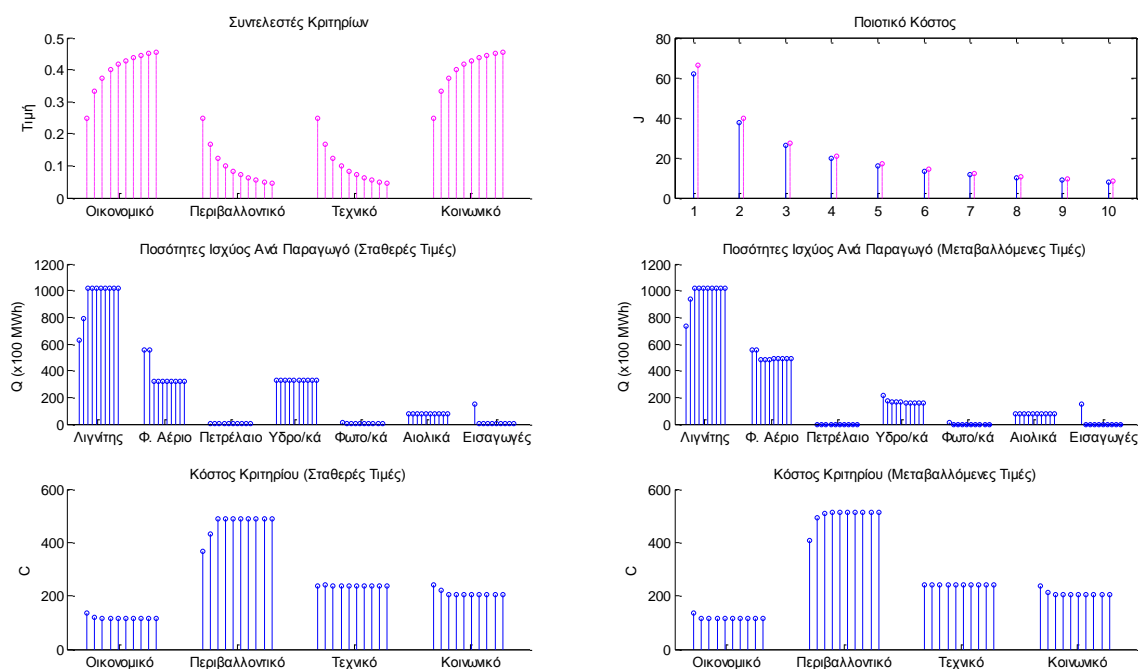
Σε δεύτερη φάση εξετάζουμε την αυξητική μεταβολή της συμμετοχής κάθε κριτηρίου με την από κοινού αύξηση της συμμετοχής του οικονομικού και στην περίπτωση αυτή τα υπόλοιπα κριτήρια αποκτούν ελάχιστο σημασία για το σύστημα (Διαγράμματα 5.15, 5.16, 5.17).



Διάγραμμα 5.15: Αύξηση Οικονομικού και Περιβαλλοντικού, Περίπτωση Β



Διάγραμμα 5.16: Αύξηση Οικονομικού και Τεχνικού, Περίπτωση Β



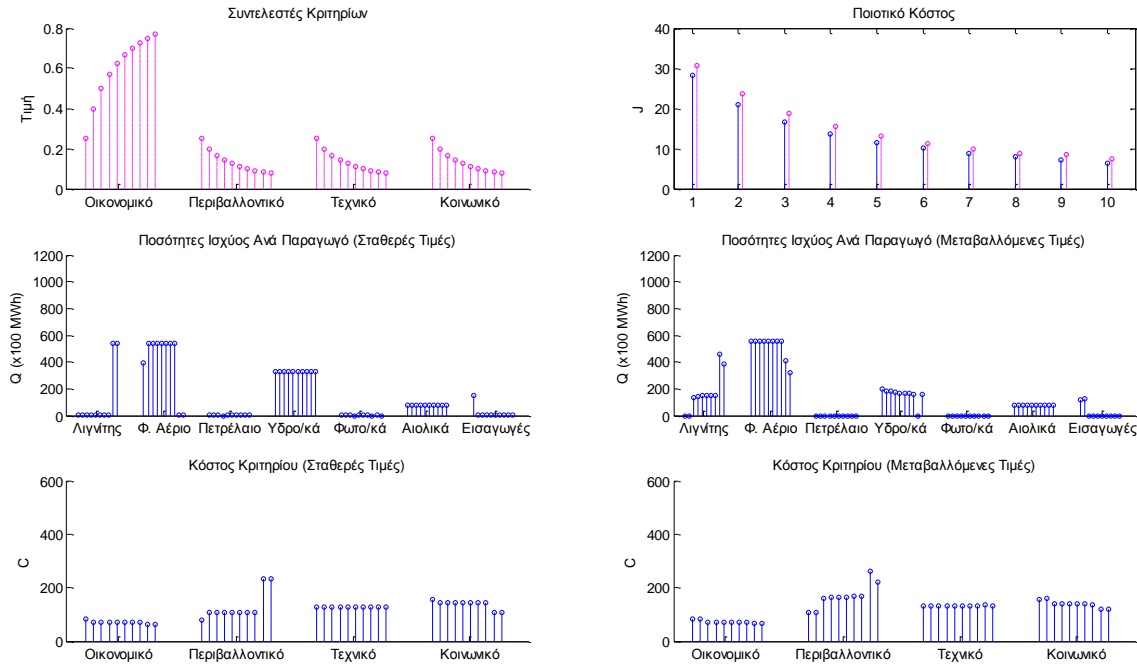
Διάγραμμα 5.17: Αύξηση Οικονομικού και Κοινωνικού, Περίπτωση Β

Στην περίπτωση αυτή, βάση σύγκρισης αποτελεί η λειτουργία και τα αποτελέσματα του μοντέλου στην προηγούμενη περίπτωση. Βλέπουμε έτσι ότι η διαφοροποίηση έγκειται κυρίως στους συμβατικούς παραγωγούς, όπου για παράδειγμα στο Διάγραμμα 5.11 ο λιγνίτης απορροφάται πλήρως τέσσερα στάδια αργότερα λόγω της μειωμένης διαφοράς στην τιμή σε σχέση με το φυσικό αέριο γεγονός που αναιρείται με την εκπτωτική πολιτική που μπορεί να ακολουθήσει ο παραγωγός. Γενικότερα οι μεταβολή στις τιμές των συμβατικών παραγωγών που επιφέρουν τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων, αποτελούν μία τάση εξομάλυνσης της αγοράς και προσπάθεια αποτύπωσης του περιβαλλοντικού αντίκτυπου στην τιμή. Γεγονός είναι πως η αντιστάθμιση αποτυπώνεται στο μοντέλο, κυρίως όταν ειδική επίδραση έχει το οικονομικό κριτήριο, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι δεν υπάρχουν τροποποιήσεις στα σημεία βέλτιστου και στις άλλες περιπτώσεις.

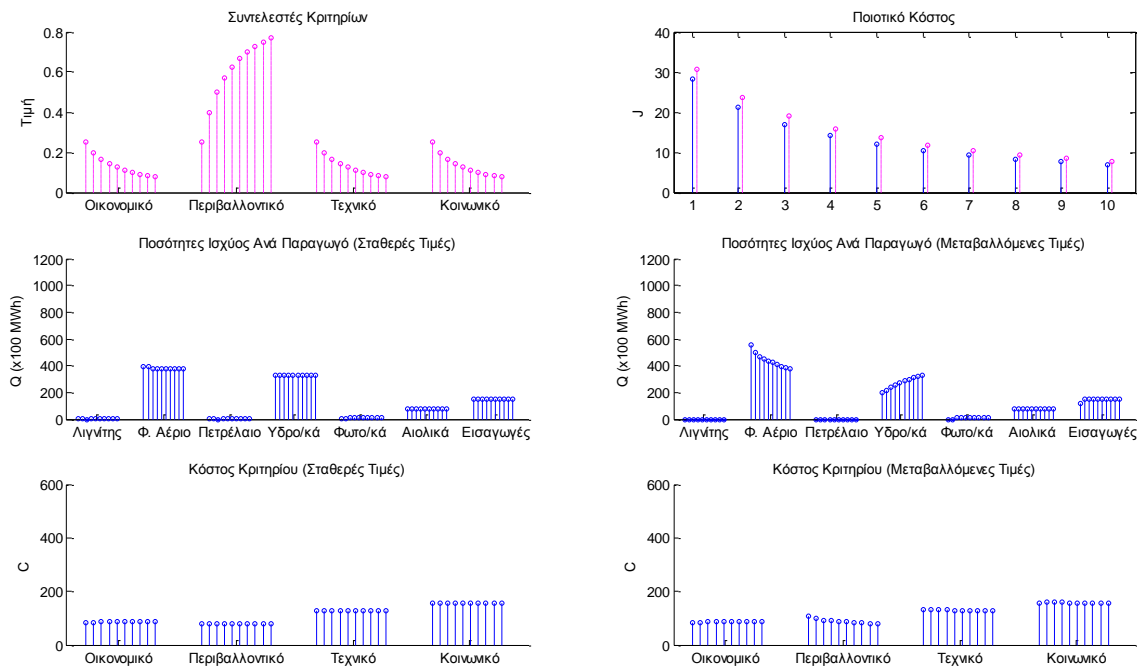
Συγκεκριμένα στο 5.15 φαίνεται πως αναιρείται το μοναδικό βέλτιστο που είχαμε παρατηρήσει στην από κοινού μεταβολή οικονομικού και περιβαλλοντικού κριτηρίου. Έτσι έχουμε την είσοδο του παραγωγού πετρελαϊκών μονάδων στο έκτο στάδιο και τη μερική υποκατάσταση του λιγνίτη. Με την αύξηση οικονομικού και τεχνικού φαίνεται στο Διάγραμμα 5.16 να αντισταθμίζεται μερικώς η απόρριψη των αιολικών που παρατηρήθηκε στο 5.6 και ο λιγνίτης να υστερεί αρκετά στο μοντέλο σταθερών τιμών. Επιπρόσθετα στις αυξητικές τάσεις οικονομικού και κοινωνικού έχουμε μόνο μεταβολή στο μοντέλο μεταβλητών τιμών σε ένα στάδιο μεταξύ λιγνίτη και φυσικού αερίου.

Τέλος επισημαίνεται ότι η Περίπτωση Β αποτελεί στην ουσία μια μελέτη ευαισθησίας τις παραμέτρους που οι παραγωγοί έχουν αξιολογηθεί καθώς η μικρή μεταβολή των τιμών μερικών παραγωγών δύναται να επηρεάσει το συνολικό βέλτιστο του συστήματος γεγονός που καταδεικνύει τη σημασία της αντικειμενικής αξιολόγησης.

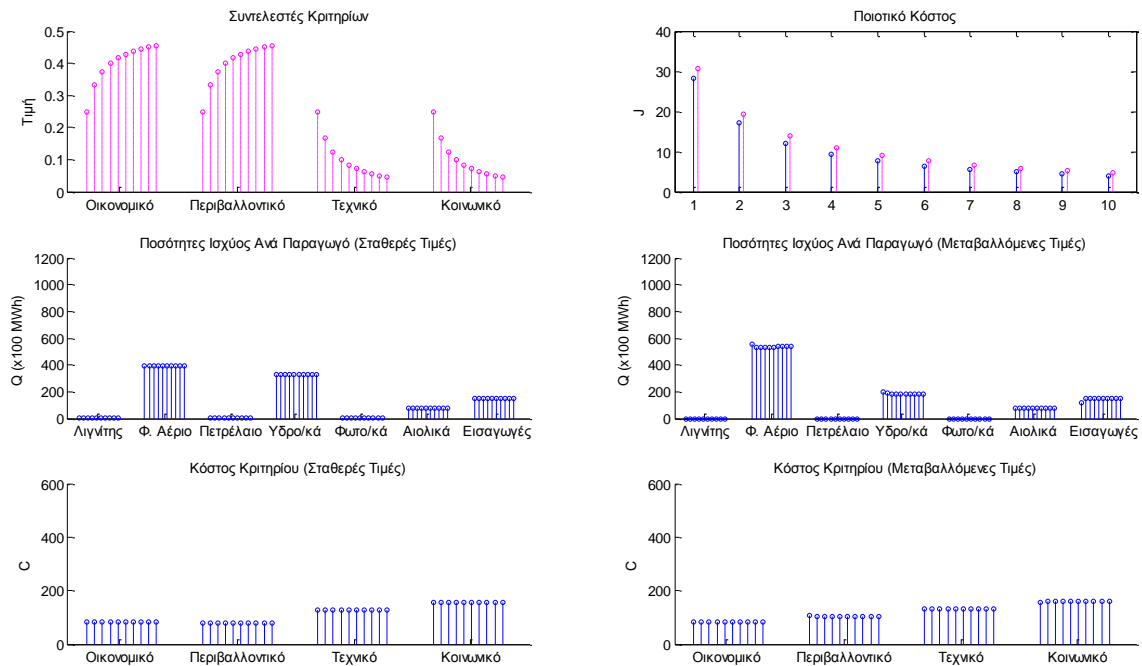
Για το σενάριο χαμηλής ζήτησης εξετάζουμε τρεις περιπτώσεις, τις πιο σημαντικές, όμοια με πριν και έτσι έχουμε την μεμονωμένη αυξανόμενη συμμετοχή του οικονομικού και περιβαλλοντικού κριτηρίου καθώς και την από κοινού τους αυξητική μεταβολή.



Διάγραμμα 5.18: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Β



Διάγραμμα 5.19: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Β

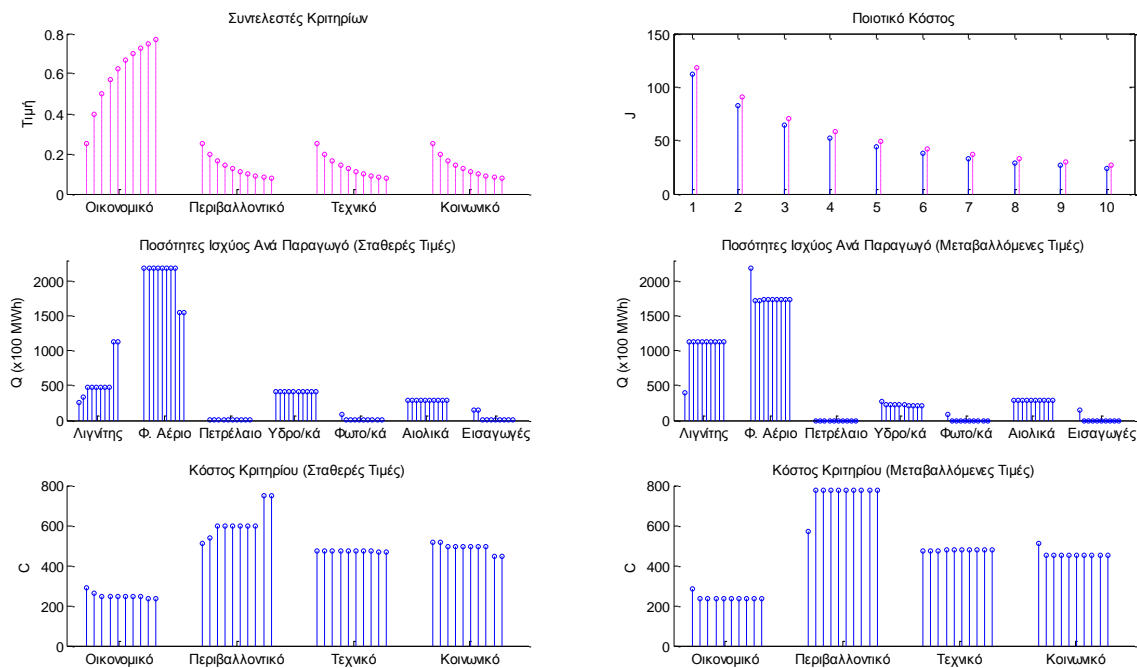


Διάγραμμα 5.20: Αύξηση Οικονομικού-Περιβαλλοντικού, χαμ. ζήτηση, Περίπτωση Β

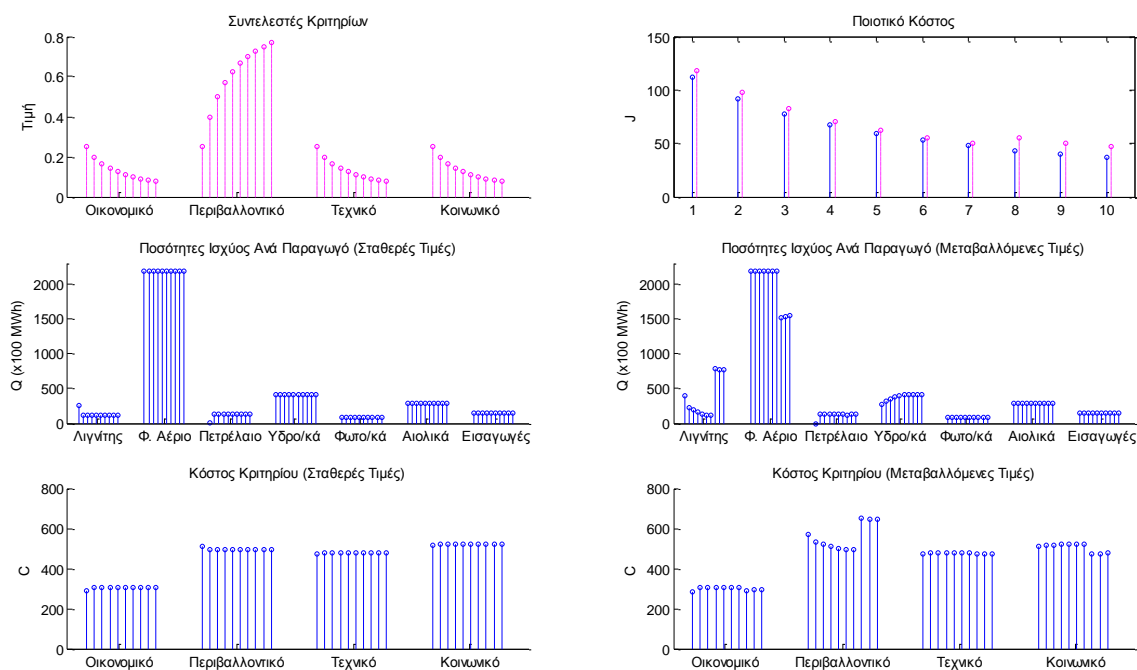
Αντικείμενο σχολιασμού στις συνθήκες χαμηλής ζήτησης αποτελεί ο ουσιαστικός παραγκωνισμός του λιγνιτικού παραγωγού ακόμα και όταν το βάρος του οικονομικού κριτηρίου είναι υψηλό. Ενδεικτικά αναφέρουμε στο μοντέλο σταθερών τιμών την απορρόφηση των πρώτων ποσοτήτων στο ένατο στάδιο, τέσσερα στάδια αργότερα σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση. Οι εισαγωγές διατηρούν την απορρόφηση για ακόμα ένα στάδιο και το φυσικό αέριο ευνοείται χαρακτηριστικά. Στην μεταβλητή τιμή εξαιτίας της προσαρμογής των υδροηλεκτρικών στην ποσότητα που αντιστοιχεί στις υποχρεωτικές ροές και χαρακτηρίζεται από χαμηλή τιμή πώλησης παρατηρούμε αυξημένη απορρόφηση του φυσικού αερίου σε κάθε στάδιο και προσωρινή αντικατάσταση των υδροηλεκτρικών για ένα στάδιο από τον λιγνίτη. Στο επόμενο βέβαια υπάρχει επαναφορά στα πρότερα επίπεδα ενώ λόγω της αυξημένης τιμής οι εισαγωγές διατηρούνται ακόμη ένα στάδιο. Στο περιβαλλοντικό δεν παρατηρούνται διαφοροποιήσεις ενώ στην από κοινού μεταβολή με το οικονομικό παρατηρούμε πλήρη ταύτιση των βέλτιστων σημείων καθώς μεταβάλλονται τα βάρη.

5.4 Περίπτωση Γ

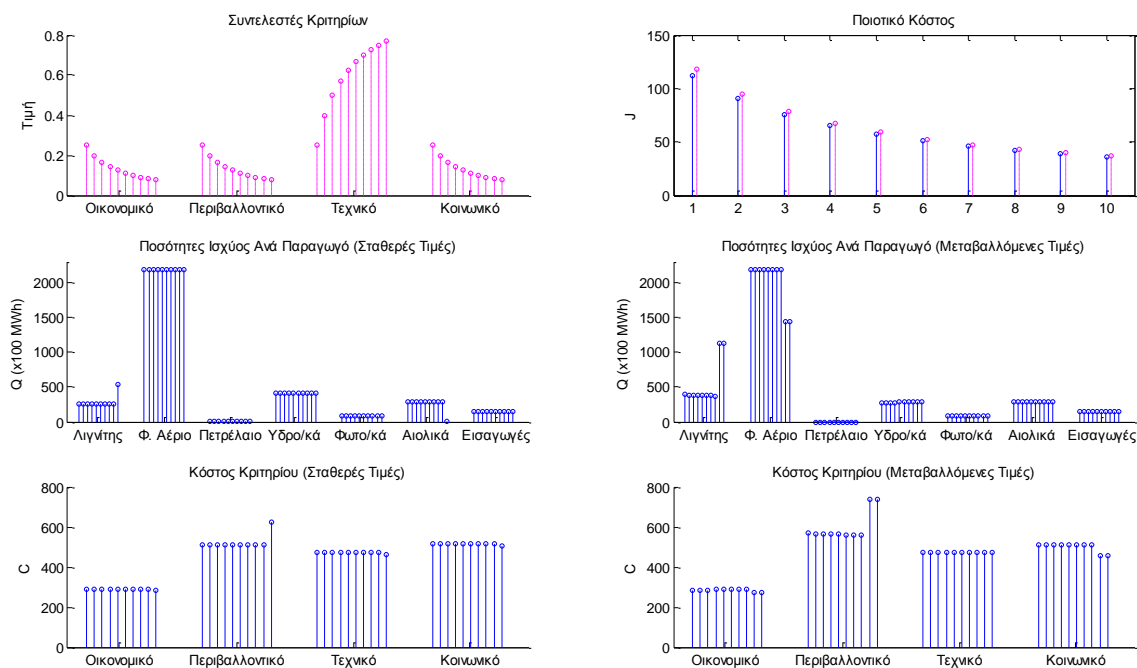
Ξεκινάμε με συνθήκες υψηλής ζήτησης και μεταβάλουμε αυξητικά τη συμμετοχή του οικονομικού κριτηρίου όπως και στην Περίπτωση Α (Διάγραμμα 5.21). Στη συνέχεια εξετάζουμε την μεμονωμένη αυξητική μεταβολή όλων των κριτηρίων (Διαγράμματα 5.22, 5.23, 5.24) με συνέπεια τη μείωση της συμμετοχής των δευτερευούσης σημασίας κριτηρίων



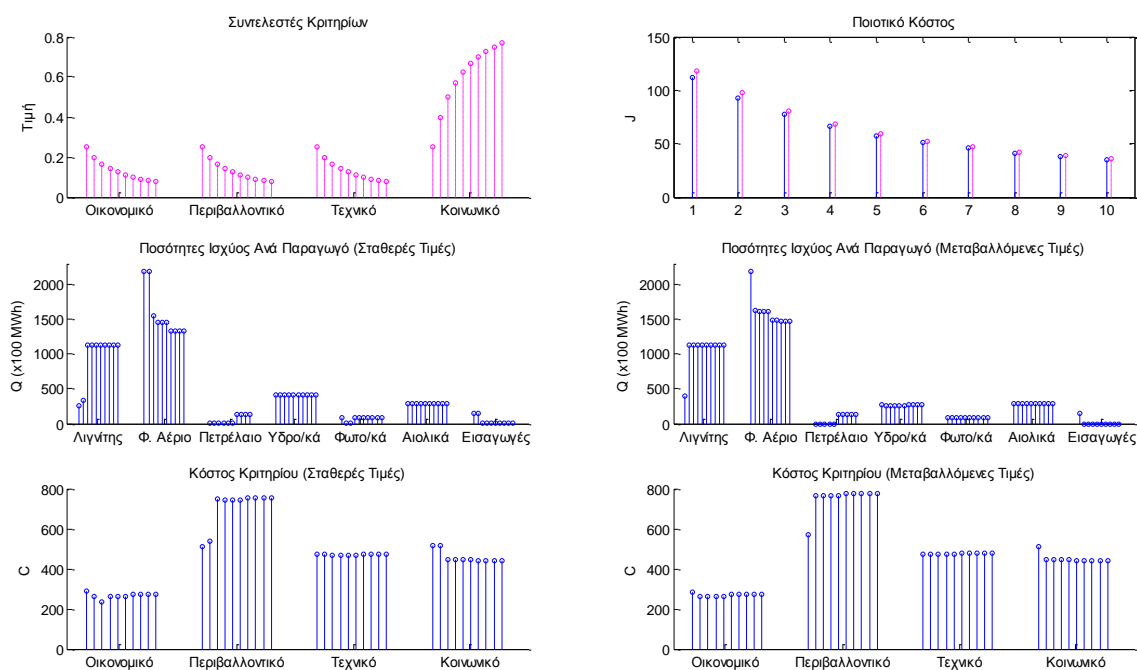
Διάγραμμα 5.21: Αυξητικές μεταβολές οικονομικού, Περίπτωση Γ



Διάγραμμα 5.22: Αυξητικές μεταβολές περιβαλλοντικού, Περίπτωση Γ



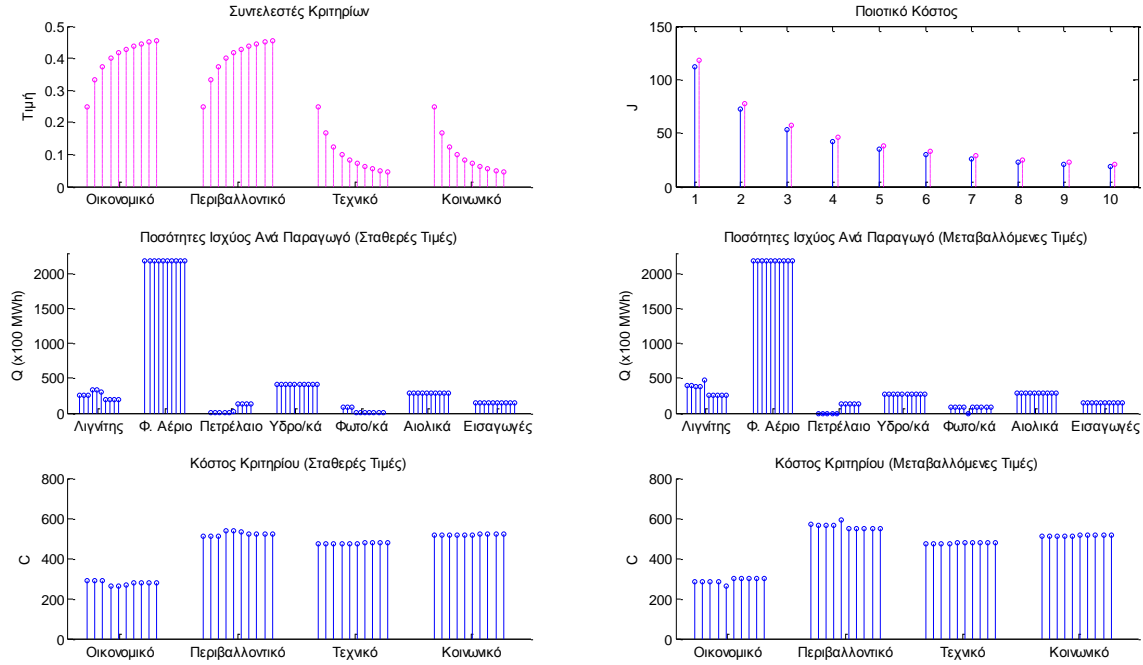
Διάγραμμα 5.23: Αυξητικές μεταβολές τεχνικού, Περίπτωση Γ



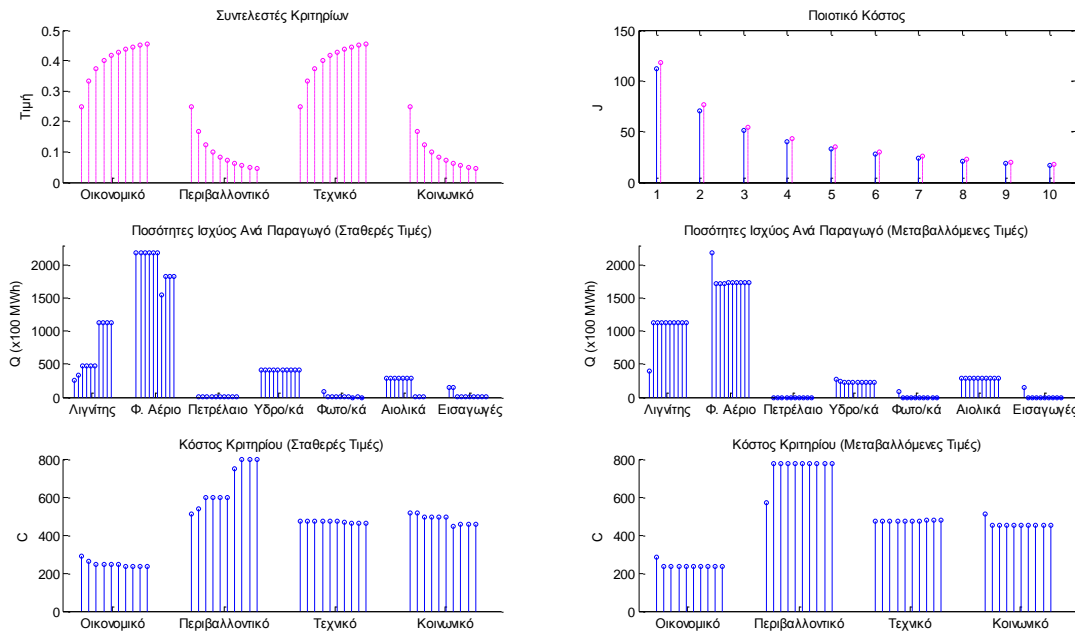
Διάγραμμα 5.24: Αυξητικές μεταβολές κοινωνικού, Περίπτωση Γ

Σε κάθε περίπτωση, πέρα των ποσοτήτων που επιλέγει το σύστημα να απορροφήσει από τους παραγωγούς, στα διαγράμματα αποτυπώνονται και άλλα μεγέθη όπως το συνολικό ποιοτικό κόστος όπως προκύπτει από τις συναρτήσεις 2.10 και 2.15 αντίστοιχα.

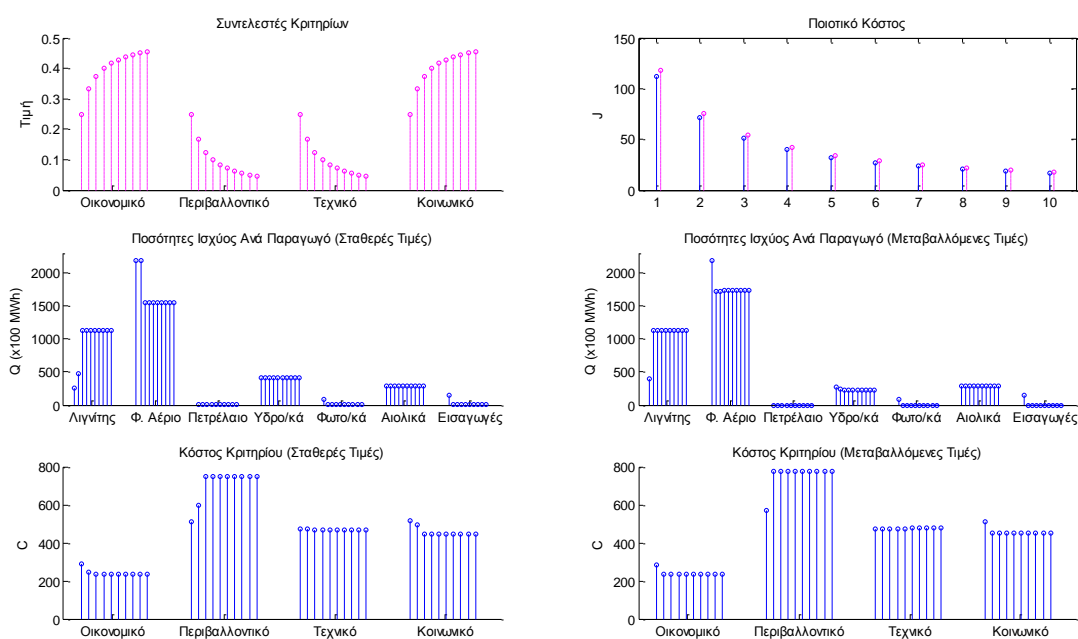
Σε δεύτερη φάση εξετάζουμε την αυξητική μεταβολή της συμμετοχής κάθε κριτηρίου με την από κοινού αύξηση της συμμετοχής του οικονομικού και στην περίπτωση αυτή τα υπόλοιπα κριτήρια αποκτούν ελάχιστο σημασία για το σύστημα (Διαγράμματα 5.25, 5.26, 5.27).



Διάγραμμα 5.25: Αύξηση Οικονομικού και Περιβαλλοντικού, Περίπτωση Γ



Διάγραμμα 5.26: Αύξηση Οικονομικού και Τεχνικού, Περίπτωση Γ

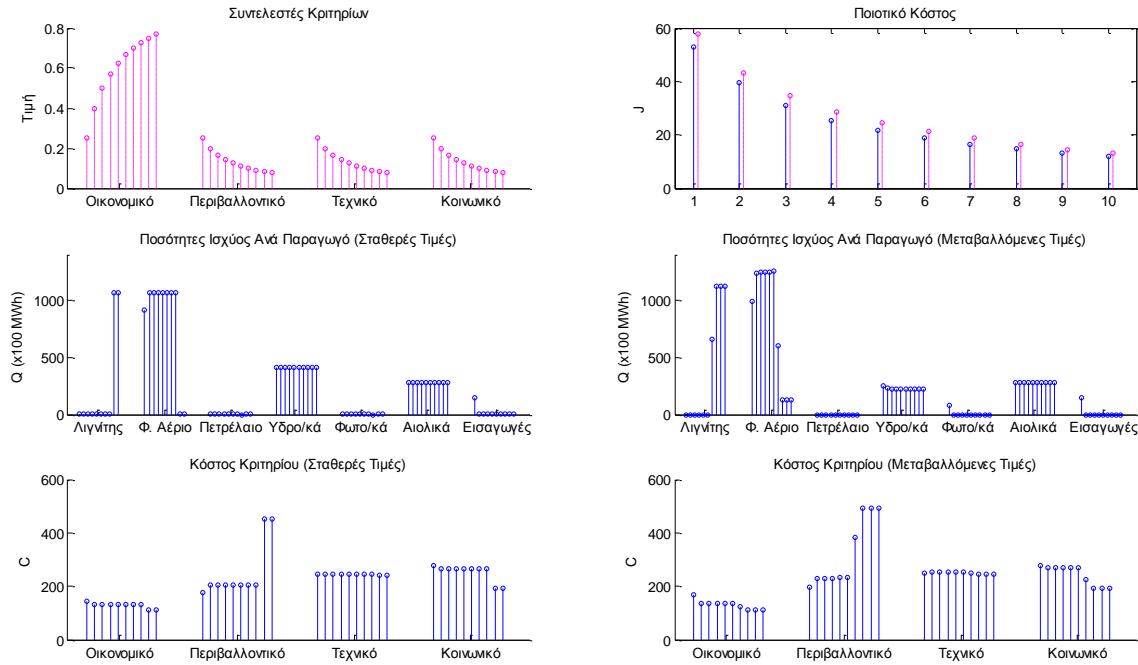


Διάγραμμα 5.27: Αύξηση Οικονομικού και Κοινωνικού, Περίπτωση Γ

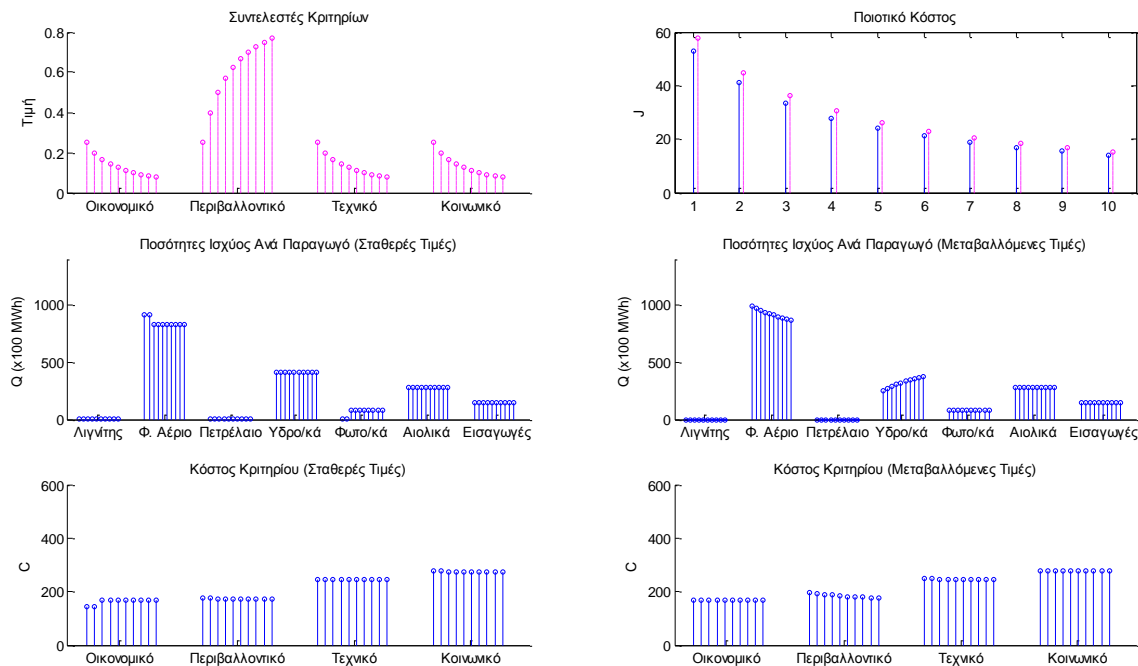
Στην περίπτωση αυτή κύριο χαρακτηριστικό αποτελεί η αλλαγή δυναμικότητας των παραγωγών, με τον παραγωγό του φυσικού αερίου να αποκτά κυρίαρχη θέση με ουσιαστικά το 50% της υπάρχουσας δυναμικότητας, σχεδόν όπως ο λιγνίτης στην προηγούμενη περίπτωση. Έτσι με το οικονομικό κριτήριο να έχει αυξανόμενη τάση παρατηρούμε την πλήρη υπεροχή του φυσικού αερίου. Παράλληλα τα αιολικά και τα υδροηλεκτρικά παρουσιάζουν πλήρη απορρόφηση ακόμη και στην αυξημένη διαθεσιμότητα τους. Στο μοντέλο μεταβλητής τιμής βέβαια ο λιγνίτης από το δεύτερο στάδιο απορροφάται πλήρως λόγω της χαμηλότερης τιμής ενώ το φυσικό αέριο υποχωρεί. Στο περιβαλλοντικό βέβαια το φυσικό αέριο απορροφάται πλήρως, όπως και όλοι οι άλλοι παραγωγοί πλην του λιγνίτη. Στο διάγραμμα 5.2 φαίνεται στο μοντέλο μεταβλητής τιμής η είσοδος του λιγνίτη στο όγδοο στάδιο γεγονός που δεν προκαλεί μείωση του συνολικού ποιοτικού κόστους. Με εφαρμοζόμενη πολιτική με βαρύτητα στο τεχνικό κριτήριο έχουμε πάλι πλήρη απορρόφηση του φυσικού αερίου με το λιγνίτη να συμμετέχει πλήρως σε πολύ υψηλές τιμές του ειδικού βάρους στις μεταβλητές τιμές. Τα αιολικά όπως και στην Περίπτωση Β δεν συμμετέχουν μόνο στο τελευταίο στάδιο των σταθερών τιμών. Η τάση αυτή αναιρείται από την χαμηλή τιμή στην πλήρη απορρόφηση που προτάσσει ο παραγωγός από αιολικά πάρκα. Η προσπάθεια μείωσης του κοινωνικού κόστους δίνει βέλτιστα αρκετά διαφορετικά στα εξελισσόμενα στάδια, μεταξύ σταθερών και μεταβλητών τιμών, με ιδιαίτερες ομοιότητες με την προηγούμενη περίπτωση.

Στην ταυτόχρονη αυξητική σημασία οικονομικού και περιβαλλοντικού κριτηρίου ο παραγωγός φυσικού αερίου σε κάθε στάδιο εμφανίζει πλήρη απορρόφηση ενώ η διακύμανση εμφανίζεται μεταξύ λιγνίτη, πετρελαίου και φωτοβολταϊκών. Παράλληλα με το τεχνικό κριτήριο έχουμε όμοια συμπεριφορά με αυξημένες ποσότητες φυσικού αερίου και μειωμένες αυτές του λιγνίτη ενώ παράλληλα με το κοινωνικό έχουμε όμοιες συμπεριφορές.

Για σενάριο χαμηλής ζήτησης εξετάζουμε τρεις περιπτώσεις, τις πιο σημαντικές, όμοια με πριν και έτσι έχουμε την μεμονωμένη αυξανόμενη συμμετοχή του οικονομικού και περιβαλλοντικού κριτηρίου καθώς και την από κοινού τους αυξητική μεταβολή.

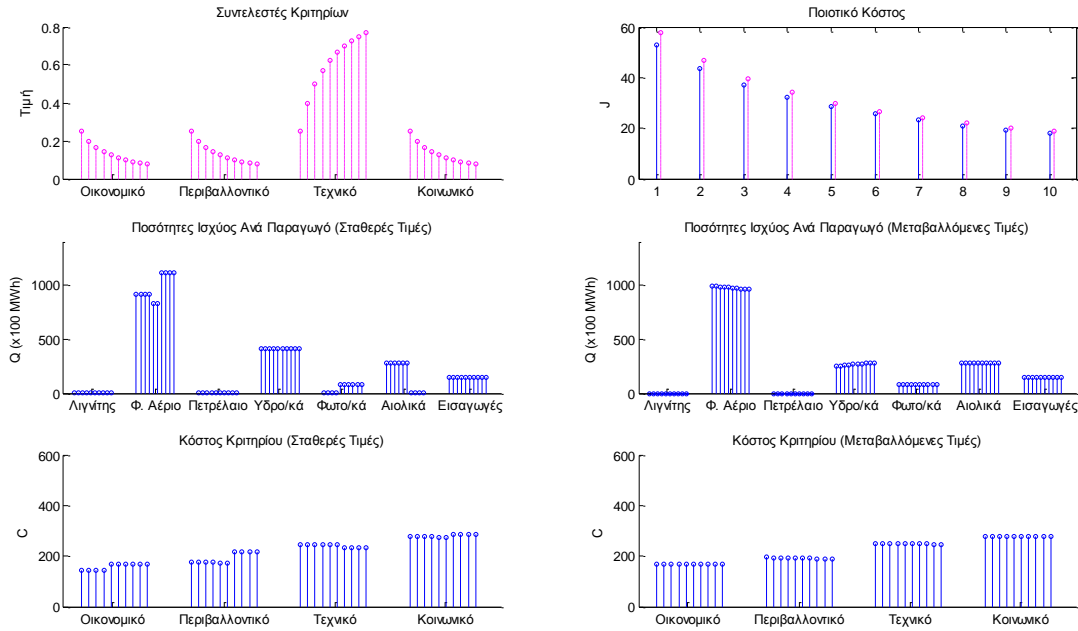


Διάγραμμα 5.28: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Γ

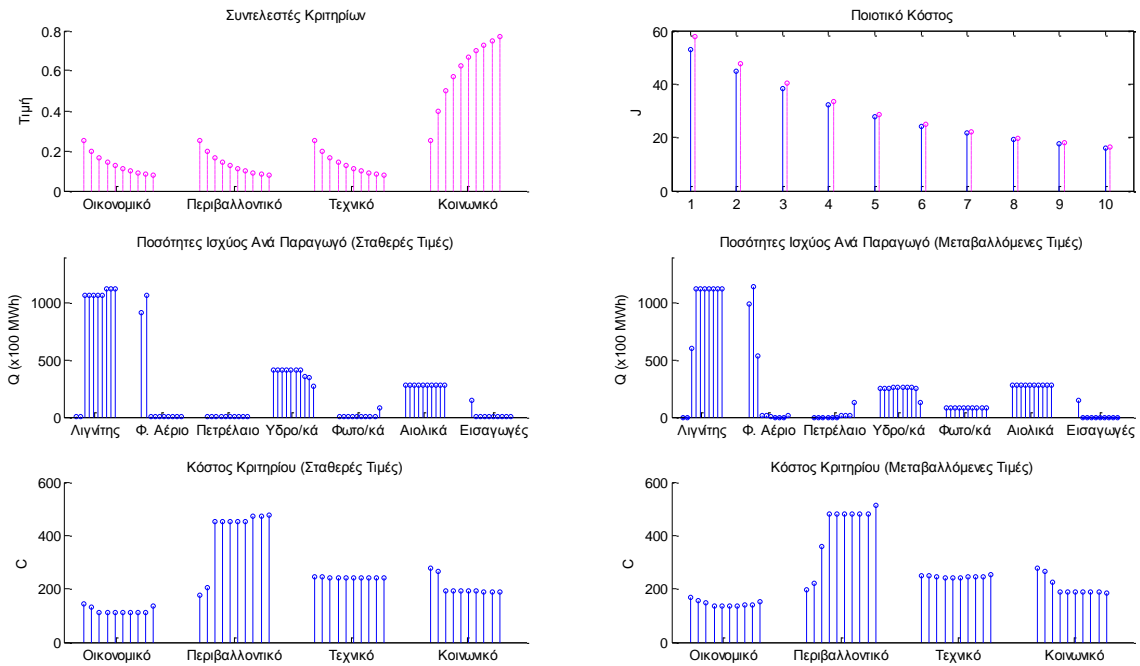


Διάγραμμα 5.29: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Γ

Στην περίπτωση αυτή λόγω της μεταβολής της δυναμικότητας των μονάδων παραγωγής και της ταύτισης της χαμηλής ζήτησης του σεναρίου εκτίμησης με την υψηλή ζήτηση των σημερινών δεδομένων εξετάζουμε όλες τις περιπτώσεις για την περαιτέρω σύγκριση.

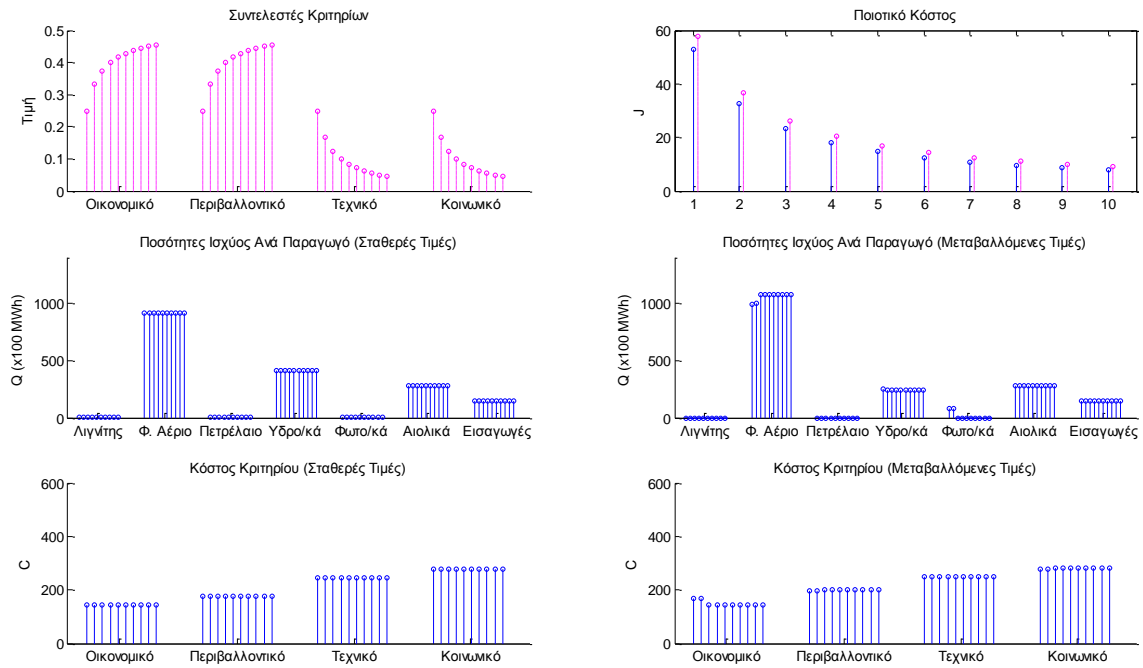


Διάγραμμα 5.30: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Γ

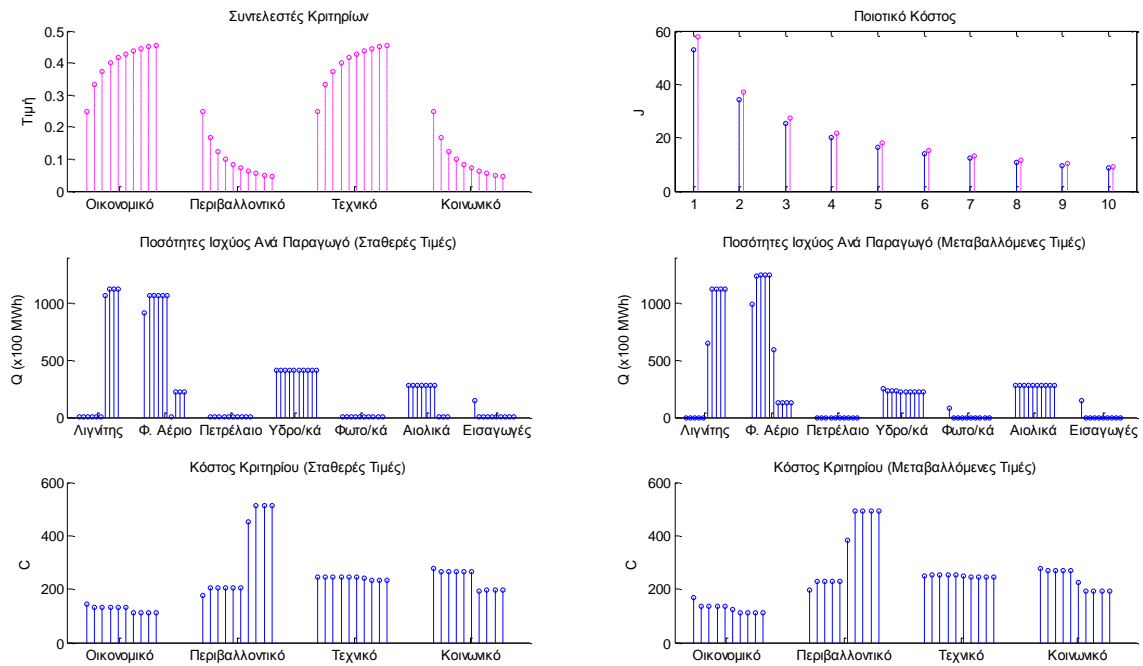


Διάγραμμα 5.31: Αύξηση Οικονομικού σε χαμηλή ζήτηση, Περίπτωση Γ

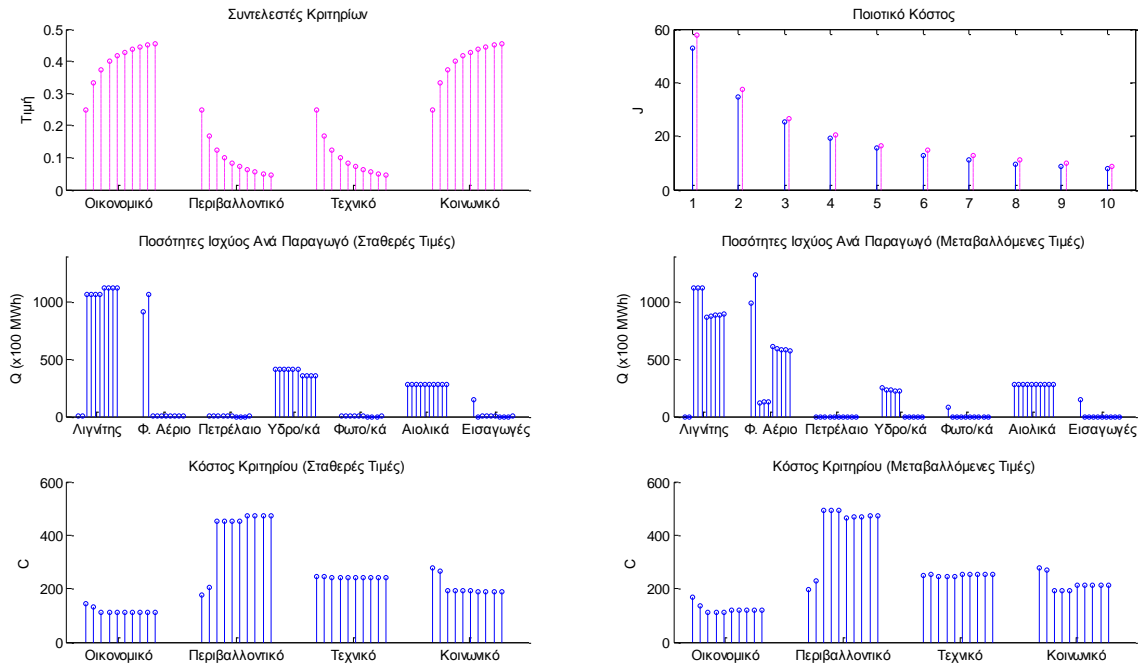
Έτσι για χαμηλή ζήτηση στο σενάριο εκτίμησης έχουμε τις από κοινού αυξητικές μεταβολές του οικονομικού κριτηρίου και των υπολοίπων.



Διάγραμμα 5.32: Αύξηση Οικονομικού-Περιβαλλοντικού, Χαμ. ζήτηση, Περίπτωση Γ



Διάγραμμα 5.33: Αύξηση Οικονομικού-Τεχνικού, Χαμ. ζήτηση, Περίπτωση Γ



Διάγραμμα 5.34: Αύξηση Οικονομικού-Κοινωνικού, Χαμ. ζήτηση, Περίπτωση Γ

Το σενάριο χαμηλής ζήτησης στην αυξημένη δυναμικότητα δίνει τη δυνατότητα άμεσης σύγκρισης με την Περίπτωση Β καθώς κοινό σημείο αναφοράς αποτελεί η ημερήσια ζήτηση των 175.000 MWhs και για το λόγο αυτό παραθέτουμε όλες τις εκδοχές.

Με το οικονομικό κριτήριο, αρχικά, να έχει αυξητικές τάσεις στο Διάγραμμα 5.28 παρατηρείται συμπεριφορά όμοια με αυτή του 5.18 όπου η χαμηλή ζήτηση μπορεί να καλυφθεί μόνο με τον παραγωγό από το φυσικό αέριο. Μετά από πολλά στάδια όπου η βαρύτητα του οικονομικού κριτηρίου ξεπερνά το 70% έχουμε μεγάλο βαθμού υποκατάστασης με λιγνίτη γεγονός που δεν επιφέρει ουσιαστική μείωση του ποιοτικού κόστους. Με την μη πλήρη χρήση της δυναμικότητας των υδροηλεκτρικών, την περίσσια ζήτηση αυτή τη φορά καλύπτει το φυσικό αέριο σε αντίθεση με πριν που προκαλούσε την λειτουργία του λιγνίτη σε πλήρη ισχύ.

Από όλες τις δυνατές πολιτικές που εξετάζονται προκύπτει ως συμπέρασμα η αντικατάσταση του λιγνίτη ως παραγωγού βάσης, γεγονός που οφείλεται τόσο στη μεγάλη και αντιδιαμετρική διαφορά δυναμικότητας μεταξύ των συμβατικών παραγωγών όσο και στην μικρή πλέον διαφορά τιμής που εμφανίζεται στην Περίπτωση Γ. Στα διαγράμματα 5.29 και 5.30 ο λιγνίτης δεν έχει την παραμικρή συμμετοχή όπως και στις συνθήκες χαμηλής ζήτησης, προηγουμένως, ενώ όταν υπάρχει αυξητική τάση στο κοινωνικό κριτήριο από το τρίτο στάδιο αντικαθιστά το φυσικό αέριο. Ως επέκταση αυτού μπορούμε να δούμε και στην από κοινού μεταβολή την είσοδο του λιγνίτη σε μερικά στάδια με χαρακτηριστικό παράδειγμα το Διάγραμμα 5.33 όπου ο λιγνίτης ξεκινά και συμμετέχει από το έκτο στάδιο και μετά, σε αντίθεση με τις μεμονωμένες μεταβολές που ξεκινούσε ένα, δύο στάδια αργότερα ή δεν συμμετείχε καθόλου. Αυτό δεν οφείλεται μόνο στον χαμηλό συντελεστή αξιολόγησης που έχει ο λιγνίτης σε οικονομικό και τεχνικό κριτήριο, αλλά οφείλεται στην πολύ μειωμένη συμμετοχή του περιβαλλοντικού κριτηρίου (< 10%).

Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα και Προοπτικές

6.1 Συμπεράσματα

Η όλη εφαρμογή βασίζεται στη διαδικασία αξιολόγησης ως προς πολλές παραμέτρους των συνιστωσών ενός συστήματος. Πιο συγκεκριμένα το σύστημα είναι η χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και οι συνιστώσες οι παραγωγοί που συμμετέχουν σε αυτή. Ουσιαστικά η πολυπαραμετρική ή αλλιώς πολυκριτηριακή αξιολόγηση, στόχο της έχει να κρίνει όσο το δυνατόν πιο αντικειμενικά, μέσα από την κρίση σε διάφορα χαρακτηριστικά. Ο καθορισμός της βέλτιστης επιλογής είναι αντικείμενο που βασίζεται στις προτιμήσεις του διαχειριστή, του ασκούντα δηλαδή την πολιτική επιλογής. Στα πλαίσια αυτά αναπτύχθηκε μία συνάρτηση ποιοτικού κόστους που εμπεριέχει την βαθμωτή αξιολόγηση και κοστολογεί βάση αυτής με αποτέλεσμα η ελαχιστοποίηση της να δίνει τη λύση χαμηλού κόστους για το σύστημα. Η λογική του μοντέλου δεν είναι να συγκρίνει τεχνολογίες, όπως υλοποιήθηκε στην εφαρμογή, αλλά πολλούς παραγωγούς με διαφορετικά χαρακτηριστικά. Αυτό δεν κατέστη δυνατό στα πλαίσια της εργασίας αλλά και με τη σύγκριση τεχνολογιών προέκυψαν αρκετά ενδιαφέροντα συμπεράσματα.

Στα πλαίσια της αξιολόγησης κάθε κριτήριο προέκυπτε από άμεσα καθοριζόμενα υποκριτήρια, ποσοτικά που βασίζονταν σε επίσημα στοιχεία και ποιοτικά που προέκυπταν από τεκμηριωμένη εκτίμηση. Σε κάθε περίπτωση η αξιολόγηση δεν μπορεί να θεωρηθεί πλήρως αντικειμενική αλλά μπορεί να αποτελέσει μια λογική αφετηρία πάνω στην οποία υλοποιήθηκε η εφαρμογή. Η συμμετοχή του κάθε υποκριτηρίου δεν αποτέλεσε ζητούμενο της πολιτικής ούτε μεταβλητό στοιχείο στην εφαρμογή, αλλά βασίστηκε σε βάρη και προτεραιότητες που προέκυψαν από τη βιβλιογραφία ή αποτελούν κοινώς αποδεκτές θεωρήσεις. Για τον λόγο αυτό καταγράφηκαν τέσσερις λογικές εκτίμησης της σημασίας των συνιστωσών που συνθέταν κάθε κριτήριο, αλλά η εφαρμογή διεξήχθη με την πρώτη.

Από την πλευρά της εφαρμογής πολύ σημαντική είναι η μεγάλη διαφοροποίηση που προέκυψε στις λύσεις από τη μεταβλητή τιμή, όπου κάθε παραγωγός ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του ακολουθούσε άλλης λογικής πολιτική τιμολόγησης. Το μοντέλο σταθερής τιμής αποτελούσε ουσιαστικά ένα σύστημα απλής κατάταξης όπου κάθε παραγωγός συγκέντρωνε μία βαθμολογία (για το σύστημα, κόστος) και η βέλτιστη λύση ήταν προφανής με τον ή τους παραγωγούς με το υψηλότερο κόστος να προσφέρουν μέρος της δυνατής ισχύος ή να μη συμμετέχουν. Όταν η τιμή όμως ήταν μεταβλητή προέκυπτε πολύ πιο σύνθετη συνάρτηση που έπρεπε να ελαχιστοποιηθεί, το σύστημα αποκτούσε πιο δυναμικό χαρακτήρα και η εφαρμογή μεγαλύτερο ενδιαφέρον. Σημειώνεται ότι με το μοντέλο της μεταβλητής τιμής ο παραγωγός σε ορισμένες περιπτώσεις προσφέρει περισσότερη ισχύ σε σχέση με το μοντέλο σταθερών τιμών, αυξάνει τα έσοδα του και το σύστημα μειώνει το οικονομικό του κόστος. Ενδεικτικά μπορούμε να αναφέρουμε την περίπτωση του λιγνίτη, του μεγάλου παραγωγού στην Περίπτωση Α και Β, που ουσιαστικά εξαναγκάζει το σύστημα να απορροφά στο σύνολο της δυνατής ημερήσιας παραγωγής του. Τα υδροηλεκτρικά, επίσης, που προσαρμόζουν την ισχύ στις υποχρεωτικές υδάτινες ροές και τα αιολικά που αποφεύγουν την απόρριψη είναι στοιχεία που καταδεικνύουν τη ευαισθησία στην μεταβλητότητα ενός κριτηρίου. Για λόγους σκοπιμότητας επιλέχθηκε ως κοινή αφετηρία η ισόποση συμμετοχή όλων των κριτηρίων (25%) ώστε να υπάρχει συμμετρία και κοινό σημείο σύγκρισης. Κάθε μονή αυξητική τάση προωθούσε σταδιακά τους, χαμηλότερου κόστους στο αντίστοιχο κριτήριο, παραγωγούς και υπολόγιζε ισόποσα τα υπόλοιπα κριτήρια. Αντίθετα στην από κοινού αύξηση της συμμετοχής δύο κριτηρίων προέκυπτε

αντίστοιχα και η από κοινού μείωση των υπολοίπων. Ως αποτέλεσμα αυτό είχε, όχι μόνο την προαγωγή των, χαμηλού κόστους, παραγωγών στα αυξημένης σημασίας κριτήρια, αλλά και την προώθηση των, υψηλού κόστους, παραγωγών στα ελάσσονος σημασίας.

Οι τρεις περιπτώσεις, τέλος, που εξετάστηκαν, φυσιογνωμικά και μόνο, αποτελούν φάσεις εξέλιξης των δεδομένων λειτουργίας και η κάθε μία έχει χαρακτηριστικά ορόσημοι. Στα φάση αυτή είχαμε μια μεταβολή σε ένα κριτήριο (ακόμη μια περίπτωση ευαισθησίας), στην τιμή των συμβατικών παραγωγών. Ως αποτέλεσμα του μικρότερου χάσματος τιμής μεταξύ λιγνίτη και φυσικού αερίου είχαμε τη μεγαλύτερη απορρόφηση φυσικού αερίου και σε λίγες περιπτώσεις επιπρόσθετη υπεροχή των φιλικότερων περιβαλλοντικά παραγωγών. Με την επιβολή δικαιώματος 25€/τόνο δεν είναι δραματικές οι μεταβολές και οι μη ανταγωνιστικές ΑΠΕ δεν αποκτούν καλύτερη θέση. Ξεκάθαρα, τεχνολογίες όπως των αιολικών και των υδροηλεκτρικών μονάδων χαρακτηρίζονται από υψηλή αναλογία κόστους οφέλους και λειτουργούν συμπληρωματικά ως προς τα χαρακτηριστικά τους. Το γεγονός αυτό αποτυπώνεται σε όλα τα αποτελέσματα ανεξαρτήτου περίπτωσης. Ο λιγνίτης χωρίς αμφιβολία με τα σημερινά δεδομένα αποτελεί την πλέον οικονομική μορφή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και με αντικατάσταση των μονάδων με πιο σύγχρονης τεχνολογίας και πιο καθαρές μπορεί να συνεχίσει να αποτελεί λύση όσο υπάρχουν εκμεταλλεύσιμοι πόροι. Οι μονάδες συμπαραγωγής και το φυσικό αέριο λόγω των υψηλών αποδόσεων μπορούν να αποτελέσουν την ναυαρχίδα του συστήματος και μαζί με κατάλληλο συνδυασμό από ΑΠΕ να προσφέρουν σχετικά καθαρή, οικονομική και αξιόπιστη ηλεκτροδότηση.

6.2 Προοπτικές

Η αξιολόγηση των παραγωγών που αποτελεί τη βάση της όλης εφαρμογής στηρίχθηκε σε ρεαλιστικά δεδομένα και προσπάθησε να είναι όσο πιο σφαιρική, ουσιαστική και αντικειμενική μπορούσε. Σε πολλά υποκριτήρια έγινε χρήση εκτιμήσεων και βαθμονόμηση των παραγωγών. Σίγουρα υπάρχει η δυνατότητα καθορισμού ενός πιο πλήρους συστήματος αξιολόγησης που θα στηρίζεται σε περισσότερα κριτήρια και υποκριτήρια, θα είναι πιο ορθά δομημένο και η αξιολόγηση θα προκύπτει από πραγματικά και διασταυρωμένα στοιχεία.

Η λογική του πολυκριτηριακού μοντέλου που αναπτύχθηκε βασίζεται στη διαφοροποίηση των παραγωγών και στην προώθηση εκείνων που πλησιάζουν περισσότερο το προφίλ της εφαρμοζόμενης πολιτικής. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον θα παρουσίαζε η εφαρμογή με πολλούς παραγωγούς διαφόρων τεχνολογιών καθώς θα υπήρχε ανταγωνισμός και μεταξύ των παραγωγών της ίδια τεχνολογίας. Παράλληλα ο δυναμικός προσδιορισμός της τιμής θα έδινε μια πιο ρεαλιστική προοπτική στο μοντέλο σύνθεσης της ηλεκτροπαραγωγής καθώς θα το καθιστούσε σύμφωνο με της τελευταίες εξελίξεις που προωθούνται στην αγορά και βασίζονται στον real time καθορισμό τιμής (grid network, smart grids).

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τέλος, λόγω της πορείας προς την πλήρη απελευθέρωση πρέπει να βρει ένα σύγχρονο και ανταγωνιστικότερο τρόπο λειτουργίας. Όσο οι ασκούμενες πολιτικές επηρεάζουν το μείγμα και οι τιμές δεν καθορίζονται αποκλειστικά από τον ανταγωνισμό τόσο πιο επίκαιρο καθίσταται το αίτημα αυτό και ένα μοντέλο που θα συνδέει δυναμικά τις πολιτικές ή τις γενικές κατευθύνσεις με την αγορά μπορεί να μεταφέρει τον ανταγωνισμό και σε άλλους τομείς.

Βιβλιογραφία

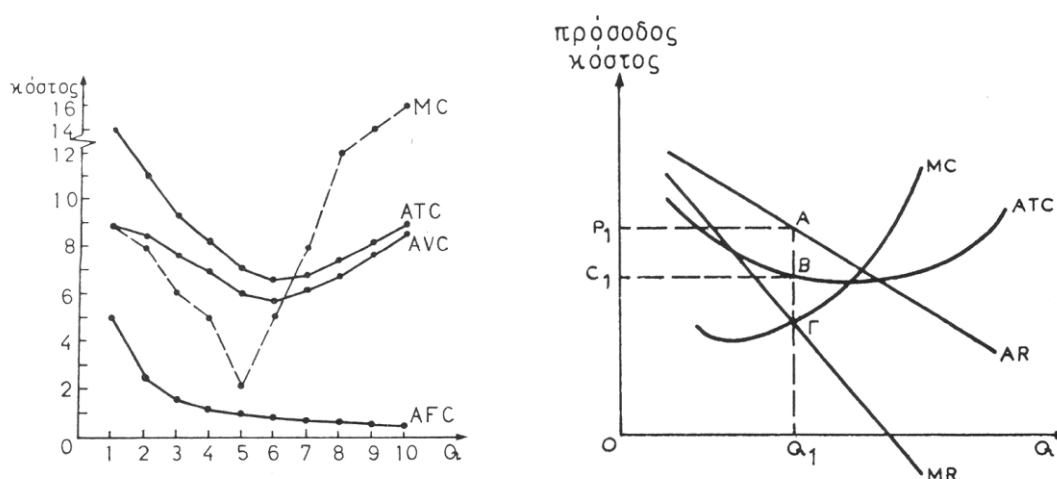
- [1] L. Greening and S. Bernow, “Design of coordinated energy and environmental policies: use of multi-criteria decision-making”, *Energy Policy* Vol. 32, pp. 721-735, 2004
- [2] M. Beccali, M. Cellura and D. Ardente, “Decision making in energy planning: The ELECTRE multicriteria analysis approach compared to a FUZZY-SETS methodology”, *Energy Convers. Mgmt* Vol. 39, No. 16-18, pp. 1869-1881, 1998
- [3] B. Akash, R. Mamlook and M. Mohsen, “Multi-criteria selection of electric power plants using analytical hierarchy process”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 52, pp. 29-35, 1999
- [4] M. Jacobson, “Review of solutions to global warming, air pollution and energy security”, *Energy Environ. Sci.*, Vol. 2, pp. 148-173, 2009
- [5] S. Stagl, “Multicriteria evaluation and public participation: the case of UK energy policy”, *Land Use Policy*, Vol. 32 (2006), pp. 53-62
- [6] Σ. Τζαφέστας, «Αυτόματος Έλεγχος Γραμμικών και Μη Γραμμικών συστημάτων συνεχούς χρόνου», Τόμος 2: Σχεδίαση, Προχωρημένοι Ελεγκτές και Εφαρμογές», Μέρος Α, Αθήνα 2005
- [7] Τ. Ασημακοπούλου, «Επιδράσεις και αναγκαίες προσαρμογές για τη μεγάλη κλίμακα διεύθυνση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή», Μονάδα παρακολούθησης και Ανάλυσης του Τομέα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ίδρυμα Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE), Ιούλιος 2011
- [8] Μ. Σαμουηλίδης, Κ. Βλάχος και Γ. Ψαρράς, «Συστήματα Αποφάσεων», Βοήθημα Μαθήματος, Έκδοση ΕΜΠ, 1987
- [9] D. Bertsekas, “Nonlinear Programming”, Second Edition, Athena Scientific, Belmont, Massachusetts, 1999, pp. 421-445
- [10] W. Gaertner, “A primer in Social Choice Theory”, *Perspectives in Economic Analysis*, Oxford University Press, 2006
- [11] IEA, OECD, “Energy Policies of IEA Countries: GREECE 2006 Review”, International Energy Agency Publications, 2006
- [12] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, «Επικαιροποιημένη έκθεση της ΡΑΕ για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», ΡΑΕ, Αθήνα, Φεβρουάριος 2003
- [13] ΔΕΣΜΗΕ, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και ΣΗΘΗΑ: Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο, Αύγουστος 2011», Εκδόσεις ΔΕΣΜΗΕ, 2011
- [14] ΡΑΕ, «Electricity Market Monitor», Παρακολούθηση Χονδρεμπορικής Αγοράς, Στοιχεία Ιούνιος, Ιούλιος, Αύγουστος και Σεπτέμβριος 2011
- [15] Άγις Μ. Παπαδόπουλος, «Οικονομική Ανάλυση Ενεργειακών Συστημάτων», Σημειώσεις, ΑΠΘ – Πολυτεχνική σχολή, Θεσσαλονίκη 2002
- [16] Στέλιος Ψωμάς, «Συμβολή των ΑΠΕ στη δημιουργία θέσεων εργασίας», Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ), Φεβρουάριος 2005
- [17] Environment Directorate-General, “Environment Policy Review 2009”, European Commission, Official Publications 2010, Luxembourg, pp. 169-175
- [18] 20-20-20 Committee, “National Renewable Energy Action Plan in the scope of Directive 2009/28/EC, GREECE”, Ministry of Environment, Energy & Climate Change, 2010
- [19] Environment Directorate-General, “Key Figures”, Market Observatory for Energy, European Commission, June 2011

- [20] Greek Regulatory for Energy, “2010 National Report to the European Commission”, RAE, Athens, November 2010
- [21] Ιωάννης Παντούσης, «Μεγάλα Αιολικά Πάρκα», Συνέδριο «Αιολική Ενέργεια: Ανάπτυξη και Περιβάλλον», Ερέτρια-Εύβοια, Φεβρουάριος 2009
- [22] ΚΑΠΕ, «Ετήσια Έκθεση 2009», Εκδόσεις ΚΑΠΕ/Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, 2010, σελ. 10-38
- [23] Νόμος 3851/2010, «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής», ΦΕΚ 85, Ιούνιος 2010
- [24] Υπουργική Απόφαση Δ5-ΗΛ/Β/οικ./8311, «Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας», ΦΕΚ Β' 655, Μάιος 2005
- [25] B. Warren, A. Perkins, D. Wilkins and A. Bouille, “Renewable energy country attractive indices”, Assurance Tax Transaction Advisory, Ernest & Young, EYG No.DE0241, May 2011
- [26] T. Kagazyo, K. Kaneko, M. Akai and K. Hijikata, “Methodology and evaluation of priorities for energy and environmental research projects” Energy Vol. 22, No. 2/3, pp. 121-129, 1997
- [27] Παύλος Μυλωνάς, «Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας αποτελούν αναγκαία αλλά και ελκυστική επένδυση», Κλαδικές Μελέτες, Εθνική Τράπεζα της Ελλάδος, Ιούνιος 2008
- [28] ΔΕΣΜΗΕ, «Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς, Περιόδου 2010-2014», Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, ΑΔΑ: 4Ι010-Κ, Νοέμβριος 2010
- [29] Ποσειδών Χρήστος, «Η εξοικονόμηση ενέργειας κατά τη διαχείριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα», Διεύθυνση Διαχείρισης Ενέργειας ΔΕΗ ΑΕ, Διεθνές Συνέδριο «Energy Tec 2006»
- [30] Σχέδιο Απόφασης, «Κατανομή, Διάθεση και καταβολή του τέλους Ανάπτυξης Βιομηχανικών περιοχών παραγωγής Ηλεκτρικού Ρεύματος από Λιγνιτικούς Σταθμούς», Αρ. Πρωτ: Δ5-ΗΛ/Β/Φ.5.179/οικ., 2011
- [31] Olsen, Sara, «Social Return on Investment: Standard Guidelines», Working Paper Series, Center for Responsible Business, UC Berkeley
- [32] Επιτροπή Μελέτης Επιπτώσεων Κλιματικής Αλλαγής, «Οι περιβαλλοντικές, οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα», Διεύθυνση Οικονομικών Μελετών, Τράπεζα της Ελλάδος, Ιούνιος 2011
- [33] Γιώργος Μανιάτης, «Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας», Κλαδική Μελέτη, Τμήμα Μικροοικονομικής Ανάλυσης & Πολιτικής, Μονάδα Βιομηχανικής Οργάνωσης, Ίδρυμα Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE), 2005
- [34] D. Russi, “Social Multi-Criteria Evaluation and renewable energy policies, Two case-studies”, PhD Thesis, Institute of Environmental Science and Technology, UAB, February 2007
- [35] Ανδριάνα Βλάχου, «Περιβάλλον και Φυσικοί Πόροι, Οικονομική Θεωρία και Πολιτική», Τόμος Α, Εκδόσεις Κριτική, 2001

Παραρτήματα

Παράρτημα I (Ανάλυση Συναρτήσεων)

Οι συναρτήσεις τιμής-ποσότητας που εκλέγονται και στις τρεις περιπτώσεις (Παράγραφος 4.2.2.2) δεν αντιστοιχούν στις κλασικές συναρτήσεις προσφοράς των παραγωγών που προκύπτουν από την τομή οριακού και μέσου κόστους. Η συνάρτηση προσφοράς γενικά είναι αύξουσα συνάρτηση επειδή ακολουθεί τον νόμο φθίνουσας απόδοσης και στα παρακάτω διαγράμματα εμφανίζονται οι περιπτώσεις τέλειου ανταγωνισμού και μονοπωλίου.

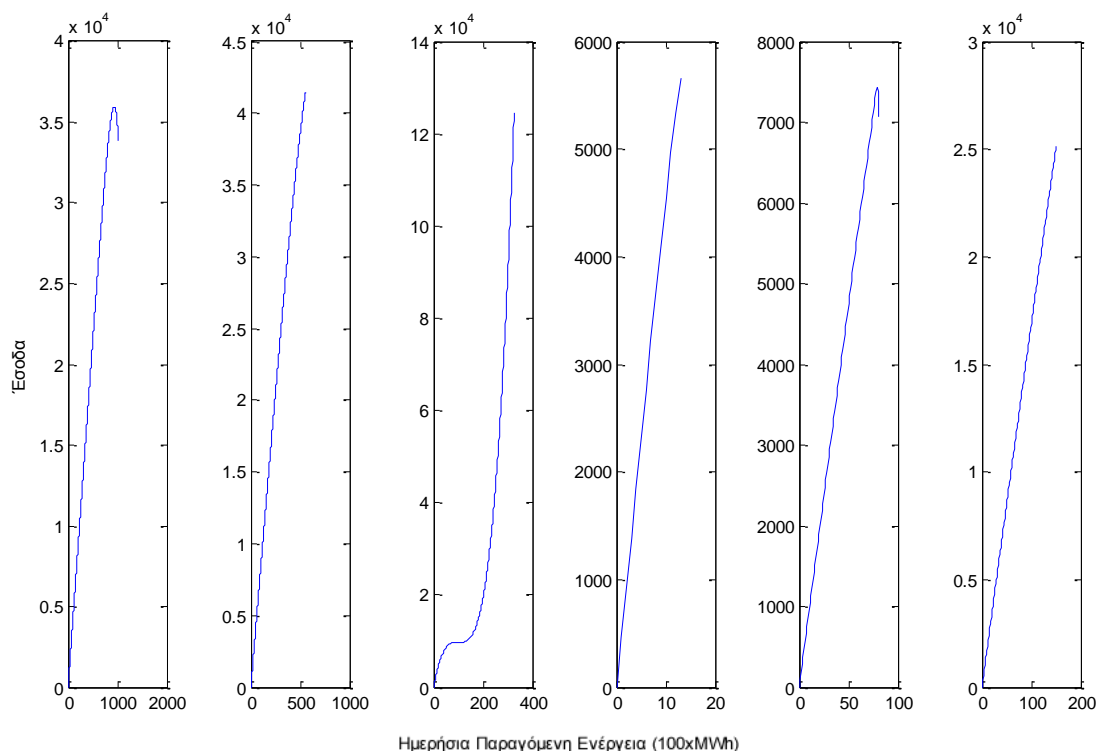


Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι μία πολύ ιδιαίτερη αγορά καθώς οι παραγωγοί είναι πολλοί με τελείως διαφορετικές τεχνολογίες, άλλη πρώτη ύλη και τελείως διαφορετικό κόστος ως προς τη σύνθεση και την απόλυτη τιμή ενώ το τελικό προϊόν είναι ένα, πλήρως όμοιο (220Volt, 50Hz) και αγνώστου προέλευσης. Δεν υπάρχει υποκατάστατο με την κλασική έννοια και οι πωλήσεις του παραγωγού γίνονται στην χονδρεμπορική αγορά. Στη λιανική αγορά, η εμπορία της ηλεκτρικής ενέργειας έχει τελείως άλλη λογική, όπου κάθε επιχείρηση εφαρμόζει δική της πολιτική (πακέτα, νυχτερινό τιμολόγιο, κτλ)

Στην παρούσα εργασία δεν εξετάζεται η οικονομική της αγοράς, ούτε γίνεται αναλυτική προσέγγιση του κόστους των παραγωγών. Γενικά το μεταβλητό κόστος σε μερικούς από τους παραγωγούς που εξετάζονται υφίσταται και αποτελεί μεγάλο μέρος τις τιμής αλλά σημειώνεται ότι το σταθερό κόστος (απόσβεση επενδύσεων) είναι μεγάλο. Θεωρούμε γενικά πως οι παραγωγοί σε κάθε τιμή που προσφέρουν αποκομίζουν κέρδος, αλλά όπως φαίνεται και στο διάγραμμα εσόδων υπάρχουν σημεία που έχουν διαφυγόντα κέρδη με την παράγωγή άλλης μίας μονάδας.

Οι προσομοιώσεις που υλοποιούνται στα πλαίσια της εργασίας, εξετάζουν διάφορες συνθέσεις της πολιτικής, και στόχος των συναρτήσεων αυτών είναι η κατάδειξη της προσαρμογής των παραγωγών στο μοντέλο. Θεωρούμε δεδομένη δυναμικότητα και δεδομένη ζήτηση οπότε κάθε παραγωγός χαρακτηρίζεται από την

εξίσωση του. Έτσι προκύπτουν πολιτικές στις οποίες η εξίσωση αυτή χαρακτηρίζεται ωφέλιμη και κερδοφόρα για την επιχείρηση οπότε και υιοθετείται.



Πιο αναλυτικά στο πρόβλημα δεν τίθεται η μεγιστοποίηση του κέρδους ως περιορισμός αν και στην πραγματικότητα αποτελεί βασικό γνώμονα τιμολογιακής πολιτικής των παραγωγών. Έτσι ο παραγωγός δεν περιορίζεται στη μεγιστοποίηση του βραχυχρόνιου κέρδους του αλλά κύριο στόχο έχει την πλήρη απορρόφηση της δυναμικότητας του από το σύστημα. Η μεγαλύτερη δυνατή συμμετοχή του και η εκτόπιση των ανταγωνιστών αποτελεί βασική του προτεραιότητα. Η πολιτική αυτή μπορεί να συσχετισθεί και με διάφορες θεωρίες, όπως για παράδειγμα με τη θεωρία περιορισμένης κερδοφορίας του μονοπωλίου², τη μάχη για τα μερίδια αγοράς στο ολιγοπώλιο, το πλεονάζον παραγωγικό δυναμικό και τον πόλεμο τιμών³.

Τέλος επισημαίνεται ότι στις περιπτώσεις μας θεωρείται συγκεκριμένη ζήτηση (σταθερή κάθε φορά) και δεν αναζητείται προσδιορισμός της ισορροπίας αλλά βέλτιστη λύση βάση του μοντέλου. Το μοντέλο ως αρχή του έχει την αξιολόγηση και τη βαθμονόμηση των παραγωγών, χωρίς να λαμβάνει τις κατηγορίες κριτηρίων ως εξωτερικές οικονομίες.

² Γεωργακόπουλος, Λιανός, Μπένος, Τσεκούρας, Χατζηπροκοπίου, Χρήστου, «Εισαγωγή στην Πολιτική Οικονομία», Gutenberg, 1982

³ Robert L. Heilbroner, "Understanding microeconomics", Prentice-Hall, 1983

Παράρτημα II (Πίνακες, Στοιχεία)

Ενεργειακό Ισοζύγιο 2008

Ενεργειακό Ισοζύγιο
έτος: 2008

1000 TΠ	Σύνολο των προϊόντων	Σύνολο Λιγνίτη	Αργό Πετρέλαιο	Σύνολο πετρελαιοειδών	Φυσικό Αέριο	Σύνολο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας	Ηλιακή	Γεωθερμική	Βιομάζα	Βιοαέριο	Αιολική	Υδροηλεκτρική	Ηλεκτρική Ενέργεια
Πρωτογενής παραγωγή	10,066	8,351	63	0	15	1,639	174	17	970	63	193	285	0
Ανακλώσιμα προϊόντα	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εισαγωγές	33,105	2	19,454	6,770	3,506	6	0	6	6	6	0	0	651
Μεταβολή αποθεμάτων	-558	-135	-331	-136	-15	0	0	0	0	0	0	0	0
Εξαγωγές	7,620	0	1,072	6,378	0	0	0	0	0	0	0	0	169
Αποθήκες και σίμωνι	3,058	0	0	3,058	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση	31,938	8,217	18,113	-2,802	3,506	1,645	174	17	976	69	193	285	483
Προς Μετατροπή	35,317	8,172	18,116	2,371	2,495	34	0	34	0	0	0	0	0
Δημόσιοι Θερμικοί Σταθμοί	12,697	8,165	0	2,082	2,422	28	0	0	28	0	0	0	0
Θερμικοί Σταθμοί Αυτοπαραγωγών	370	0	0	287	73	5	0	5	0	0	0	0	0
Πυρηνικοί Θερμικοί Σταθμοί	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Σταθμοί Συσσώρευσης Μπρικετών	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Οπτανθρακοκάμνοι	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Υψικάμνοι	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εγκαταστάσεις Περιουσίας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Διάλυση	22,241	0	18,116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκθέρμανσης	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Από Μετατροπή	27,024	0	0	22,040	0	0	0	0	0	0	0	0	4,931
Δημόσιοι Θερμικοί Σταθμοί	4,863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,819
Θερμικοί Σταθμοί Αυτοπαραγωγών	113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113
Πυρηνικοί Θερμικοί Σταθμοί	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Σταθμοί Συσσώρευσης Μπρικετών	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Οπτανθρακοκάμνοι	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Υψικάμνοι	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εγκαταστάσεις Περιουσίας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Διάλυση	22,040	0	0	22,040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκθέρμανσης	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ανταλλαγές και μεταβιβάσεις ανταποδοσεις	61	0	0	-1,557	0	-434	0	0	0	0	-193	-285	434
Ανταλασόμενα προϊόντα	2	0	0	2	0	-434	0	0	0	0	-193	-285	434
Μεταβιβάσιμα προϊόντα	60	0	0	-1,559	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ανταποδοσεις κεντροχημικής βιομηχανίας	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Κατανάλωση Ενεργειακού Όμοια	1,803	0	0	1,178	39	0	0	0	0	0	0	0	587
Απώλειες διανομής	395	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	391
Διαθέσιμο προς τελική κατανάλωση	21,463	45	-3	14,133	967	1,133	173	17	942	69	0	0	4,871
Τελική Μη Ενεργειακή Κατανάλωση	895	0	0	706	190	0	0	0	0	0	0	0	0
Μη Ενεργειακή Χρήση Τεχνητή Διατροχημική βιομηχανία	391	0	0	202	190	0	0	0	0	0	0	0	0
Άλλοι Όμοια	504	0	0	504	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση	21,195	62	0	13,951	804	1,133	173	17	942	69	0	0	4,871
Βιομηχανία	4,238	58	0	1,803	454	264	0	264	0	0	0	0	1,331
Σιδηρούς Καύσα	225	0	0	5	75	0	0	0	0	0	0	0	146
Μη Σιδηρούς Μεταλλουργική	778	58	0	229	60	0	0	0	0	0	0	0	340
Χημική Διατροχημική	260	0	0	152	42	0	0	0	0	0	0	0	66
Μη μεταλλικών βιομηχανιών	1,121	0	0	606	83	3	0	3	0	0	0	0	193
Εξόρυξη	90	0	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Τροφίμων, Ποτών και Καπνού	656	0	0	145	83	236	0	236	0	0	0	0	192
Υφαντουργία Ενδυμάτων και Φέρματος	169	0	0	37	59	0	0	0	0	0	0	0	72
Χάρτου και Κυττώσεων	139	0	0	53	34	0	0	0	0	0	0	0	53
Βιομηχανία Μετάλλου	102	0	0	27	3	0	0	0	0	0	0	0	72
Άλλες βιομηχανίες	696	0	0	489	15	25	0	25	0	0	0	0	167
Μεταφορές	8,510	0	0	8,406	14	69	0	69	69	0	0	0	21
Σιδηροδρομικές	57	0	0	37	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Οδικές	6,524	0	0	6,441	14	69	0	69	69	0	0	0	0
Αερομεταφορές	1,335	0	0	1,335	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εγχώρια Αεροπλοΐα	593	0	0	593	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Εμπόριο, Δημόσια και Κοινωνικά Όμοια	8,446	4	0	3,742	336	800	173	17	610	0	0	0	3,519
Οικιακός	5,142	4	0	2,549	208	777	170	8	599	0	0	0	1,559
Αγροτικός	1,088	0	0	802	0	19	0	9	10	0	0	0	267
Στατιστική Διαφορά	-627	-17	-3	-524	-26	0	0	0	0	0	0	0	0

Ενεργειακό Ισοζύγιο 2007

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ
Πληροφορίες:

ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΤΟΥΣ 2007



ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΠΡΟΪΟΝΤΑ	ΣΤΕΡΕΑ ΚΑΥΣΙΜΑ		ΥΓΡΑ ΚΑΥΣΙΜΑ				ΑΕΡΙΑ		ΑΝΑΠΕΞΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ				ΓΕΦΥΡΕΣ	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΥΣΙΜΩΝ	
	Ανθρακ. Κόκκ. Σύνολο Μπρικέτ. Άλλοι	Λιγνίτη	Υλικό σφαιρ. πετρελ.πρ. αερίων	Αέριο	Υγραέρια	Καύσιμα αερίων	Κιτρολίμη & Νάφθα	Μεζούλ. Άλλα πετρ.	Φυσικό	Ηλιακή	Υδροηλεκτ.	Βιομάζα				Αποβλήτα
1. ΠΡΟΤΕΙΝΕΣ ΠΑΡΑΠΡΟΣΘΕΤΕΣ		8374							23	160	14	1010	81	156	223	10043
2. ΑΝΑΚΑΥΣΙΜΑ ΠΡΟΪΟΝΤΑ													6			6
3. ΕΞΑΤΙΤΕΣ	396	1	20472	2493	5280	24	639	412	0	2674	647	884				32608
4. ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΑΠΟΘΕΜΑΤΩΝ	80	7	-205	-22	-77	-2	62	5	16	181	-245	-94				-224
5. ΕΞΑΤΙΤΕΣ	10		1063		624	275	1443	832	337	2246	935	256				7675
6. ΑΠΟΘΗΚΕΣ ΚΑΥΣΙΜΩΝ ΠΝΩΣΙΩΝ					3169				371	2774	54					3189
7. ΑΚΑΘΑΡΤΗ ΕΠΙΧΩΡΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	466	0	19286	2471	-4420	-263	-742	-415	-321	138	-3306	480				31559
8. ΠΡΟΣ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ			19310	4141	2077	44			523	1510	0					36392
8.1 Δημόσια Κέντρα Ηλεκτρικού		6642	2021						516	1575						11191
8.2 Κέντρα Συμπαραγωγών		1657							7	5						1738
8.3 Εργοστάσια μπιρκετιών		24														24
8.4 Δυακτρία			19310	4141												23461
9. ΑΤΟ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ			0	0	23342	791	708	4534	1792	865	6667	6796	1169			28475
9.1 Δημόσια Κέντρα Ηλεκτρικού																5056
9.2 Κέντρα Ηλεκτρικού Ισοπαραγωγών																77
9.3 Εργοστάσια μπιρκετιών																0
9.4 Δυακτρία																23342
10. ΑΝΤΑΛΛΑΓΕΣ ΜΕΤΑΒΙΒΑΣΕΩΝ ΑΝΤΑΠΟΚΡΙΣΕΩΣ																
10.1 Αναλαστούμενα προϊόντα			23342		791	708	4534	1792	865	6667	6796	1169				19
10.2 Μεταβιβαζόμενα προϊόντα			1006	987	-987	-24	80	-62	-408	33	-629	25				0
10.3 Αναπαύσεις παραγωγικής βιομηχανίας			1006		987	-24	80	-62	-41	-26	59	-46	-2			0
11. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΤΟΜΕΑ																19
12. ΑΠΟΔΕΙΞΕΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ																0
13. ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ			-24	-663	14557	119	339	3867	1313	152	6214	905	1654			19
14. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΧΡΗΣΗ					151	0	49	49	0	109	0	0	5			0
14.1 Χημική Βιομηχανία					148		49	49	109				2			19
14.2 Άλλοι τομείς					3								3			0
15. ΤΕΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ					15325		361	4348	1320	0	6849	1128	1518			1388
15.1 ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ		464			2863		256	0	2	0	442	737	1426			604
15.2 ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ					8777		13	4318	1311		2711	334	89			424
15.3 ΟΙΚΙΑΚΟΣ ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ-ΛΟΙΠΟΙ		1			3685		92	30	7	3696	56	3	288			1381
μεταξύ των σπολιών - Οικιακός τομέας					2643		40		7	2988	7	7	181			22
Αγροτικός τομέας					830		0	30		770	29	2	154			3407
16. ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΔΙΑΦΑΝΕΙΑ			-24	-664	-883	142	0	-470	-5	1	-461	-156	58			5337
																1088
																-1571

PAE: Market Monitor 15/07/2011

Παρασκευή, 15 Ιουλίου 2011

Στατιστικά Ημερήσιας Διακίνησης Ωριαίων Μεγεθών

Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ.Απόκλιση	Σύνολο	Αντίστοιχη Ημέρα Προηγούμενης Εβδομάδας					Ενέργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €)	12,24
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Διαφορά (%)		
ΗΕΠ (Δηλώσεις Αντίπρ. Φορτίου)	7752	9129	6111	995	186039	6881	8207	5272	165147	12,85		
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	7804	9204	6152	1008	187298	6881	8207	5272	165147	13,41		
Πραγματική Τιμή (Scada)	8077	9498	6370	1071	193846	7002	8193	5450	168054	15,35		
Οριακή Τιμή (€/MWh)												
ΗΕΠ	64,63	96,00	39,18	13,53		68,55	107,03	39,34		-5,72		

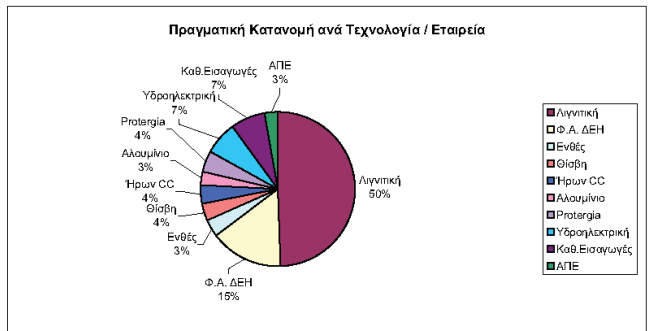
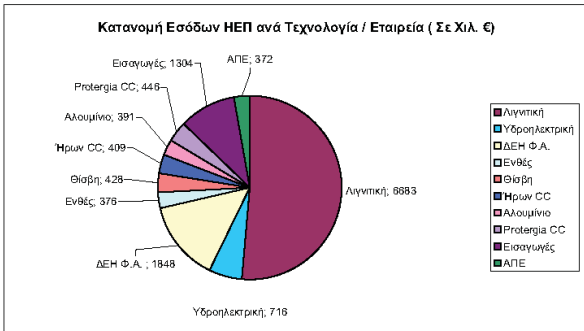
Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Αποκλίσεις				Ποσοστιαίο Σφάλμα (%)				Ώρα	Οριακή Μονάδα	Τιμή (€/MWh)	Ποσότητα (MWh)	
					Μεγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Ημερήσιο	Μέσο Απόλυτο	Μέγιστο	Ελάχιστο	Ημερήσιο					Μέσο Απόλυτο
DS - ΗΕΠ	52	85	19	1259					0,68					H 1	POLYFYTO	96,00	34
Πραγματικό - ΗΕΠ	325	540	186	7807					4,20	3,97	6,11	2,30		H 2	LAVRIO4	67,06	255
Πραγματικό - DS	273	475	158	6548					3,50	3,33	5,37	2,02		H 3	LAVRIO5	60,95	321
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)				1121					20,91	20,89	46,77	-11,11		H 4	Imports	50,89	
Πραγματικό - ΗΕΠ	47	123	-20											H 5	AC_DIMITRIOS4	39,90	282
														H 6	AC_DIMITRIOS2	39,34	261
														H 7	AC_DIMITRIOS1	39,18	192
														H 8	AC_DIMITRIOS4	39,52	223
														H 9	LAVRIO4	66,99	415
														H 10	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,16	336
														H 11	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,28	290
														H 12	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,38	340
														H 13	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,49	338
														H 14	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,49	303
														H 15	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,48	164
														H 16	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,34	268
														H 17	ΚΟΜΟΤΙΝΙ	69,27	385
														H 18	Imports	72,10	
														H 19	Imports	71,74	
														H 20	ELPEDISON_THISV.	72,02	328
														H 21	ELPEDISON_THISV.	72,13	350
														H 22	PROTERGIA_CC	72,19	330
														H 23	ΚΑΒΡΟΤΙΝΙ	69,15	366
														H 24	LAVRIO4	67,14	300

Ωριαία Ποσοστά Συμμετοχής (%)

Λιγνιτική	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	ΕΒ3.Σύγκριση	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	ΕΒ3.Σύγκριση	Αριθμ. ωρών που η ΔΕΗ ορίζει ΟΤΣ	
											Αριθμ.οριακών μονάδων Φ.Α.	Αριθμ.οριακών μονάδων Φ.Α.
Φ.Α. ΔΕΗ	55,31	61,08	49,74	54,99	53,72	49,87	56,85	44,51	49,38	50,07	7,80	
Αγ. Γεώργιος	13,48	19,16	7,94	13,75	6,55	14,24	18,51	9,28	14,50	7,80		
Ενθές	0,89	1,74	0,71	0,87	0,00	0,97	1,67	0,69	0,97	0,00	1	77,22
Θιάβη	3,17	3,93	2,63	3,12	3,79	3,42	3,91	2,71	3,38	3,98	H 1	75,01
Ήρων	3,63	4,88	2,63	3,55	4,53	3,88	4,54	3,37	3,85	3,92	H 2	74,47
Ήρων CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 3	74,73
Αλουμίνιο	3,46	4,81	2,77	3,39	4,70	3,70	4,34	3,20	3,66	4,59	H 4	74,76
Motoroil	3,04	4,06	1,77	3,13	3,21	2,94	3,82	1,82	3,02	3,17	H 5	75,30
Protergia CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 6	76,35
Πετρελαϊκή	3,79	5,15	2,74	3,70	5,10	4,22	4,89	3,70	4,19	5,42	H 7	75,37
Υδροηλεκτρική	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 8	77,90
Καθ.Εισαγωγές	5,53	16,34	1,16	6,02	6,71	6,53	15,70	1,54	7,04	8,16	H 9	76,95
ΑΠΕ	7,85	11,28	6,05	7,70	11,71	7,40	10,67	5,74	7,26	11,43	H 10	78,25
	2,29	2,95	1,56		2,00	2,84	3,98	1,88	2,77	1,57	H 11	78,57
				102,50					100		H 12	79,38
											H 13	80,06
											H 14	79,60
											H 15	78,34
											H 16	77,78
											H 17	77,42
											H 18	77,51
											H 19	77,47
											H 20	77,65
											H 21	79,34
											H 22	78,50
											H 23	77,47
											H 24	77,51
											Σύνολο	74,47
											Ελάχιστο	80,06
											Μέγιστο	

Ωριαίες Μεταβολές Παραγωγής (MWh)

Λιγνιτική	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Κατανομή DS - ΗΕΠ	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Πραγματική Λειτουργία - ΗΕΠ	
										Μεταβολή Παραγωγής	Απόκλιση Φορτίου
Φ.Α. ΔΕΗ	7	54	0	173		-274	110	-498	-6578		3171
Αγ. Γεώργιος	29	85	0	698		105	443	-36	2523		7807
Ενθές	0	0	0	0		10	60	-6	248		2821
Θιάβη	0	0	0	0		31	81	2	754		1121
Ήρων	9	79	0	218		35	99	-50	849		
Ήρων CC	0	0	0	0		0	0	0	0		
Αλουμίνιο	3	43	0	82		32	67	-67	778		
Motoroil	0	0	0	0		1	9	-5	25		
Protergia CC	6	40	0	135		0	0	0	0		
Πετρελαϊκή	6	40	0	135		52	121	-30	1250		
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0		0	0	0	0		
Καθ.Εισαγωγές	0	0	0	0		102	381	-8	2451		
ΑΠΕ	0	0	0	0		-10	21	-64	-251		
						47	123	-20	1121		
											3,171
											3171
											7807
											2821
											-1816
											Μεταβολή Παραγωγής
											Απόκλιση Φορτίου
											Απόκλιση DAS
											Διαφορά



PAE: Market Monitor 30/07/2011

Σάββατο, 30 Ιουλίου 2011

Στατιστικά Ημερήσιας Διακίνησης Ωριαίων Μεγεθών

Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ. Απόκλιση	Σύνολο	Αντιστοίχη Ημέρα Προηγούμενης Εβδομάδας				Διαφορά (%)	Ενεργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €)	
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		ΗΕΠ	Περιβαλλοντικό Κόστος (tn CO2)
HEΠ (Δηλώσεις Αντιπρ. Φορτίου)	6970	7949	5645	722	167283	6976	7899	5648	167434	-0,09	10,47	141156
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	6972	7947	5655	723	167321	6976	7899	5648	167434	-0,07		139997
Πραγματική Τιμή (Scada)	7146	8017	5830	695	171485	7305	8238	6150	175326	-2,19		
Οριακή Τιμή (€/MWh)												
HEΠ	61,68	69,20	36,96	10,90		56,05	67,16	36,64		10,05		

Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Αποκλίσεις			Ποσοστιαίο Σφάλμα (%)				Ώρα	Οριακή Μονάδα ΗΕΠ	Τιμή (€/MWh)	Ποσότητα (MWh)
					Μεγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Ημερήσιο	Μέσο Απόλυτο	Μέγιστο	Ελάχιστο				
DS - HEΠ	2	52	-18	38				0,02				H 1	LAVRIO4	66,34	219
Πραγματικό - HEΠ	175	315	19	4212				2,52	2,51	4,30	0,24	H 2	Imports	64,14	
Πραγματικό - DS	174	293	21	4174				2,49	2,49	4,48	0,27	H 3	Imports	66,01	
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)												H 4	LAVRIO5	60,26	229
Πραγματική - HEΠ	-23	73	-120	-556				-15,13	44,40	31,33	-153,52	H 5	MEGALOPOLI4	39,47	226
												H 6	KARDIA3	38,55	248
												H 7	KARDIA3	36,96	164
												H 8	KARDIA3	38,54	268
												H 9	Imports	59,36	
												H 10	LAVRIO4	66,33	288
												H 11	KOMOTINI	68,21	316
												H 12	KOMOTINI	68,25	360
												H 13	Imports	69,20	
												H 14	KOMOTINI	68,34	286
												H 15	LAVRIO4	66,41	472
												H 16	LAVRIO4	66,27	483
												H 17	LAVRIO4	66,24	332
												H 18	LAVRIO4	66,23	322
												H 19	Imports	67,98	
												H 20	LAVRIO4	66,24	361
												H 21	Imports	68,20	
												H 22	KOMOTINI	68,27	377
												H 23	KOMOTINI	68,21	231
												H 24	LAVRIO4	66,30	316

Ωριαία Παραγωγή (MWh)

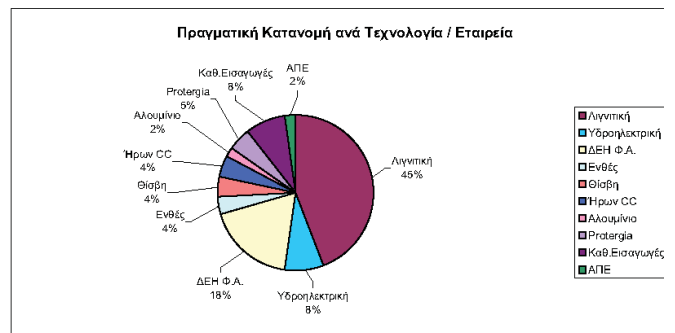
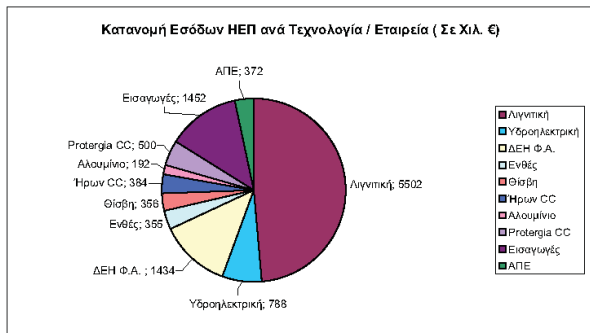
HEΠ	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	ΕΒ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				ΕΒ.Σύγκριση	Αριθμός οριζώντων ΔΕΗ ορίζ. ΟΤΣ
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	3883	3917	3060	89397	59,97	3152	3427	2855	75643	52,73	14
Φ.Α. ΔΕΗ	821	1252	475	19708	7,41	1154	1279	751	27690	12,20	
Αγ. Γεώργιος	115	115	115	2760	2,04	148	181	120	3556	16,15	
Ενθές	240	240	240	5760	3,44	273	304	242	6556	3,61	
Θιάβη	240	242	240	5766	3,45	292	336	240	7006	3,67	
Ήρων	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0,00	
Ήρων CC	259	310	253	6225	3,76	321	354	259	7696	4,24	
Αλουμίνιο	130	130	130	3120	1,86	128	130	126	3069	1,79	
Μοτοσολ	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0,00	
Protargia CC	338	342	255	8113	4,86	345	372	289	8268	4,82	
Πετρελαιοκή	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0,00	
Υδροηλεκτρική	497	1078	91	11938	7,75	578	1230	172	13883	6,86	
Καθ.Εισαγωγές	618	795	537	14837	8,48	602	794	493	14456	7,19	
ΑΠΕ	176	260	140	4230	2,53	153	233	71	3674	0,98	

Ωριαία Ποσοστά Συμμετοχής (%)

HEΠ	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	ΕΒ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				ΕΒ.Σύγκριση	Αριθμός οριζώντων ΔΕΗ ορίζ. ΟΤΣ
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	53,12	59,22	48,02	52,84	59,97	44,31	48,97	39,53	44,11	52,73	14
Φ.Α. ΔΕΗ	11,54	15,93	7,37	11,78	7,41	16,06	18,66	12,88	16,15	12,20	
Αγ. Γεώργιος	1,67	2,04	1,45	1,65	2,04	2,08	2,51	1,59	2,07	2,13	
Ενθές	3,48	4,25	3,02	3,44	3,44	3,85	4,40	3,30	3,82	3,61	
Θιάβη	3,49	4,29	3,02	3,45	3,45	4,11	4,89	3,43	4,09	3,67	
Ήρων	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ήρων CC	3,77	4,98	3,18	3,72	3,76	4,51	5,19	3,77	4,49	4,24	
Αλουμίνιο	1,89	2,30	1,64	1,87	1,86	1,81	2,21	1,59	1,79	1,79	
Μοτοσολ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Protargia CC	4,90	5,99	3,87	4,85	4,88	4,86	5,91	4,25	4,82	4,82	
Πετρελαιοκή	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Υδροηλεκτρική	6,80	13,56	1,51	7,14	7,75	7,12	15,34	2,74	8,10	6,86	
Καθ.Εισαγωγές	8,93	11,31	7,00	8,87	7,52	8,48	10,88	6,41	8,43	7,19	
ΑΠΕ	2,54	3,61	1,76	2,53	1,77	2,19	3,73	0,95	2,14	0,98	

Ωριαίες Μεταβολές Παραγωγής (MWh)

HEΠ	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	ΕΒ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία - HEΠ			
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο
Λιγνιτική	-155	14	-255	-3711	-531	-205	-792	-12754	
Φ.Α. ΔΕΗ	120	262	-11	2890	333	668	11	7982	
Αγ. Γεώργιος	1	16	0	16	33	66	5	796	
Ενθές	3	60	0	62	33	64	2	796	
Θιάβη	9	74	-2	208	52	96	-2	1240	
Ήρων	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ήρων CC	22	105	0	529	61	101	-13	1471	
Αλουμίνιο	0	0	0	0	-2	0	-4	-51	
Μοτοσολ	4	87	0	91	0	0	0	0	
Protargia CC	4	87	0	91	6	86	-49	155	
Πετρελαιοκή	0	0	0	0	0	0	0	0	
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0	81	256	-225	1945	
Καθ.Εισαγωγές	0	0	0	0	-16	51	-44	-381	
ΑΠΕ	0	0	0	0	-23	73	-120	-556	



PAE: Market Monitor 15/08/2011

Δευτέρα, 15 Αυγούστου 2011

Στατιστικά Ημερήσιας Διακύμανσης Ωριαίων Μεγεθών

Ενεργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €) 4,21
Περιβαλλοντικό Κόστος (t CO₂)

	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ. Απόκλιση	Σύνολο	Αντίστοιχη Ημέρα Προηγούμενης Εβδομάδας				Διαφορά (%)	ΗΕΠ Πραγματική Λειτουργία	104373 123744
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο			
Φορτίο (MWh)												
ΗΕΠ (Δηλώσεις Αντιπρ. Φορτίου)	5059	6120	4130	589	121427	6628	8009	4874	159074	-23,67		
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	5035	5947	4290	474	120851	6628	8009	4874	159074	-24,03		
Πραγματική Τιμή (Scada)	5396	6506	4818	455	129493	6807	7927	5302	163360	-20,73		
Οριακή Τιμή (€/MWh)												
ΗΕΠ	34,07	38,49	0,00	10,58		60,04	73,90	36,46	-43,25			

	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Ποσοστά Σφάλμα (%)				Ωρα	Οριακή Μονάδα ΗΕΠ	Τιμή (€/MWh)	Ποσότητα (MWh)
					Ημερήσιο	Μέσο Απόλυτο	Μέγιστο	Ελάχιστο				
Αποκλίσεις												
DS - ΗΕΠ	-24	211	-190	-576	-0,47	6,53	15,62	-1,14	H 1	AMYNDE01	38,47	245
Πραγματικό - ΗΕΠ	336	773	-64	8066	6,54	6,79	12,91	-1,08	H 2	AMYNDE02	36,57	156
Πραγματικό - DS	360	639	-61	8642	7,15	6,79	12,91	-1,08	H 3	PTOLEMAIDA4	34,51	166
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)									H 4	Ιππρός	0,01	78
Πραγματική - ΗΕΠ	-94	-55	-153	-2267	-259,68	331,08	-100,00	-823,08	H 5	MEGALOPOLI3	35,00	228
									H 6	MEGALOPOLI3	34,82	179
									H 7	Ιππρός	0,00	78
									H 8	MEGALOPOLI3	34,82	176
									H 9	AG_DIMITRIOS5	35,53	246
									H 10	MEGALOPOLI2	35,79	78
									H 11	AMYNDE02	37,66	228
									H 12	AMYNDE01	37,75	209
									H 13	KARDIA2	38,28	168
									H 14	KARDIA2	38,25	168
									H 15	KARDIA1	38,25	153
									H 16	AG_DIMITRIOS4	38,33	185
									H 17	KARDIA1	38,36	160
									H 18	AG_DIMITRIOS3	38,49	178
									H 19	AMYNDE02	38,36	259
									H 20	AMYNDE01	38,66	182
									H 21	KARDIA3	36,84	171
									H 22	KARDIA2	38,26	177
									H 23	AG_DIMITRIOS4	38,32	189
									H 24	AMYNDE02	38,33	272

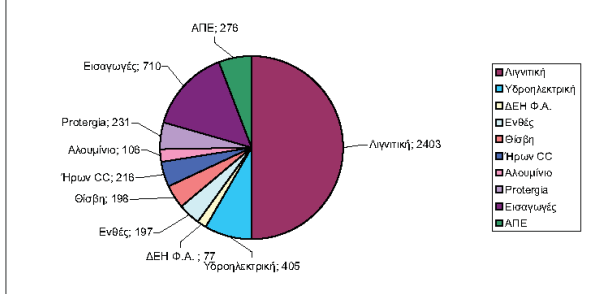
Ωριαία Ποσοστά Συμμετοχής (%)

	ΗΕΠ				Εβδ. Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				Εβδ. Σύγκριση	Αριθμός οριακών ΔΕΗ ορίζει ΟΤΣ	Αριθμός οριακών μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο			
Λιγνιτική	57,53	62,61	49,81	57,23	59,35	58,09	62,44	49,02	57,82	55,02	9,39	
Φ.Α. ΔΕΗ	1,88	2,28	1,54	1,86	6,82	2,19	2,54	1,95	2,19	9,39		
Αγ. Γεώργιος	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		Μερίδιο ΔΕΗ (%), Εγχόρτα Παραγωγή
Ενθές	4,83	5,96	3,92	4,76	3,80	4,65	5,18	3,78	4,62	4,08	H 1	71,68
Θιάβη	4,86	6,00	3,92	4,79	4,42	4,61	5,29	3,70	4,58	4,32	H 2	72,40
Ήρων	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 3	73,74
Ήρων CC	5,38	7,04	4,13	5,27	4,57	5,02	5,87	4,37	4,99	4,44	H 4	70,89
Αλουμίνιο	2,60	3,15	2,12	2,57	1,96	2,29	2,59	1,88	2,28	1,79	H 5	71,21
Μοταοίλ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 6	71,93
Protargia CC	5,92	8,59	4,08	5,73	0,00	5,47	7,09	4,44	5,43	0,00	H 7	72,92
Πετρελαϊκή	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 8	73,03
Υδροηλεκτρική	8,24	22,83	1,19	8,90	7,37	8,04	22,53	1,76	8,50	8,40	H 9	72,78
Καθ. Εισαγωγές	9,73	12,68	7,88	9,60	10,90	8,96	9,88	7,45	8,91	10,29	H 10	74,43
ΑΠΕ	2,59	3,26	1,63	2,59	3,58	0,69	1,39	0,22	0,67	2,28	H 11	75,70
				103,28					100		H 12	77,41
											H 13	77,90
											H 14	77,06
											H 15	75,99
											H 16	75,54
											H 17	75,59
											H 18	74,57
											H 19	75,91
											H 20	77,82
											H 21	78,37
											H 22	79,77
											H 23	78,54
											H 24	75,50
											Σύνολο	75,21
											Ελάχιστο	70,99
											Μέγιστο	79,77

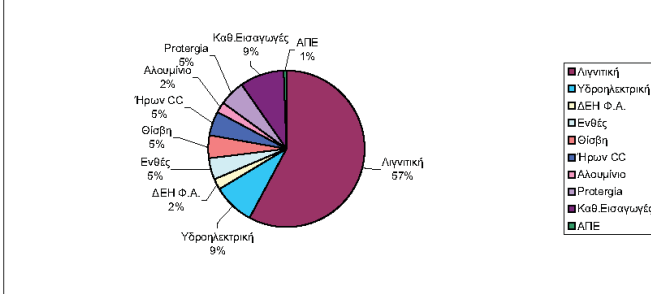
Ωριαίες Μεταβολές Παραγωγής (MWh)

	Κατανομή DS - ΗΕΠ				Εβδ. Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία - ΗΕΠ			
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο
Λιγνιτική	-25	213	-195	-600	224	516	-14	5387	
Φ.Α. ΔΕΗ	0	0	0	0	24	59	16	574	
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ενθές	0	0	0	0	9	48	-1	204	
Θιάβη	0	0	0	0	5	54	-7	118	
Ήρων	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ήρων CC	0	0	0	0	3	70	-39	66	
Αλουμίνιο	0	0	0	0	-7	-5	-10	-174	
Μοταοίλ	0	0	0	0	0	0	0	0	
Protargia CC	0	0	0	0	3	117	-88	71	
Πετρελαϊκή	0	0	0	0	0	0	0	0	
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0	8	104	-97	201	
Καθ. Εισαγωγές	0	0	0	0	-5	8	-85	-113	
ΑΠΕ	0	0	0	0	-94	-55	-153	-2267	
				-600				4.067	
				-600				4067	
				-576				8066	
				24				2270	
								-1729	

Κατανομή Εσόδων ΗΕΠ ανά Τεχνολογία / Εταιρεία (Σε Χιλ. €)



Πραγματική Κατανομή ανά Τεχνολογία / Εταιρεία



PAE: Market Monitor 15/09/2011

Πέμπτη, 15 Σεπτεμβρίου 2011

Στατιστικά Ημερήσιας Διακίνησης Ωριαίων Μεγεθών

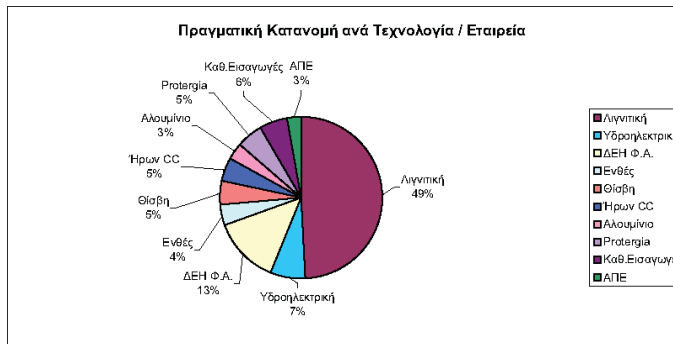
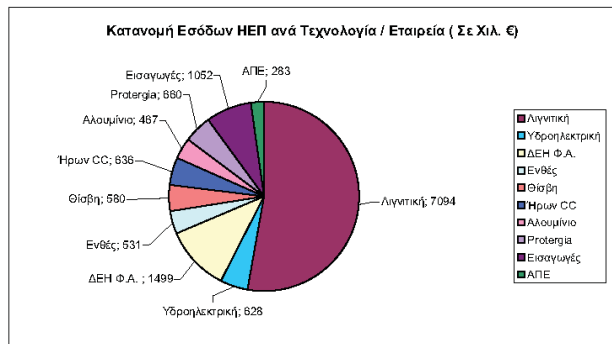
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ.Απόκλιση	Σύνολο	Αντίστοιχη Ημέρα		Προηγούμενης Εβδομάδας		Διαφορά (%)	Ενεργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €)
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		ΗΕΠ
Φορτίο (MWh)											12,59
ΗΕΠ (Δηλώσεις Αντιπρ. Φορτίου)	6447	7904	4907	956	154725	6235	7427	4773	149629	3,41	140411
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	6466	7897	4943	937	155179	6235	7427	4773	149629	3,71	140789
Πραγματική Τιμή (Scada)	6660	8083	5232	968	159939	6399	7712	5132	153569	4,08	
Οριακή Τιμή (€/MWh)	78,10	95,81	38,93	25,11		73,77	95,67	37,94		5,87	

	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Αποκλίσεις		Ποσοστιαίο Σφάλμα (%)		Έρα	Οριακή Μονάδα	Τιμή (€/MWh)	Ποσότητα (MWh)	
					Ημερήσιο	Μέσο Απόλυτο	Μέγιστο	Ελάχιστο					
Φορτίο (MWh)													
DS - ΗΕΠ	19	63	-19	454		0,29			H 1	LAVRIO5	84,42	327	
Πραγματικό - ΗΕΠ	213	341	74	5114		3,31	3,24	6,44	H 2	KARDIA4	42,00	230	
Πραγματικό - DS	194	324	12	4660		3,00	2,91	5,76	H 3	AG_DIMITRIOS3	39,06	268	
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)				1290		28,60			H 4	PTOLEMAIDA2	40,69	81	
Πραγματικό - ΗΕΠ	54	120	-9			28,02		52,17	-5,26	H 5	AMYNDEO2	38,97	264

	ΗΕΠ				Σύνολο	Πραγματική Λειτουργία				ΕΡ8.Σύγκριση	Αριθμός οριακών μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	3723	3875	49,03	89352	3266	3474	2827	78378	48,92	24	
Φ.Α. ΔΕΗ	750	1026	518	17994	881	1085	532	21134	13,53		
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00		
Ενθές	276	339	241	6620	289	327	249	6938	4,64		
Θιάβη	302	360	268	7288	304	355	253	7287	4,74		
Ήριον	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00		
Ήριον CC	327	370	266	7845	326	369	266	7828	5,01		
Αλουμίνιο	228	310	130	5470	224	312	126	5382	1,98		
Motorsil	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00		
Protergia CC	338	372	269	8107	338	380	260	8114	5,29		
Πετρελαϊκή	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00		
Υδροηλεκτρική	279	1180	15	6696	471	1381	32	11311	7,08		
Καθ. Εισαγωγές	253	375	76	6067	373	511	297	8958	4,84		
ΑΠΕ	134	180	100	3220	188	241	114	4510	2,82		
			Άθροισμα	158629			Άθροισμα	159840	100		

	ΗΕΠ				ΕΡ8.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				ΕΡ8.Σύγκριση	Αριθμός οριακών μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	58,60	68,71	49,03	57,75	58,42	49,88	59,79	41,52	49,04	48,92	24
Φ.Α. ΔΕΗ	11,49	15,34	9,23	11,63	9,99	13,06	15,67	9,66	13,22	13,53	
Αγ. Γεώργιος	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ενθές	4,31	4,91	3,79	4,28	4,45	4,39	5,33	3,73	4,34	4,64	
Θιάβη	4,73	5,46	4,20	4,69	4,69	4,60	5,63	4,04	4,56	4,74	
Ήριον	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ήριον CC	5,08	5,59	4,56	5,07	4,94	4,92	5,65	4,35	4,90	5,01	
Αλουμίνιο	3,43	4,52	2,07	3,54	2,09	3,26	4,40	1,97	3,37	1,98	
Motorsil	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Protergia CC	5,25	6,12	4,61	5,24	5,39	5,09	5,82	4,53	5,08	5,29	
Πετρελαϊκή	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Υδροηλεκτρική	3,85	14,93	0,28	4,33	5,05	6,41	17,09	0,50	7,08	8,37	
Καθ. Εισαγωγές	3,83	5,64	1,47	3,92	5,01	5,73	8,64	3,96	5,60	4,84	
ΑΠΕ	2,08	2,62	1,50	2,08	2,51	2,86	4,18	1,96	2,82	2,68	
			Άθροισμα	102,52			Άθροισμα	100			

	Κατανομή DS - ΗΕΠ				Σύνολο	Πραγματική Λειτουργία - ΗΕΠ				Σύνολο
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	
Λιγνιτική	-61	0	-222	-1458	-457	-280	-640	-10974		
Φ.Α. ΔΕΗ	-35	22	-122	-846	131	329	13	3140		
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ενθές	0	0	0	0	13	51	-28	318		
Θιάβη	0	0	0	0	1	31	-15	29		
Ήριον	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ήριον CC	0	0	0	0	-1	28	-11	-17		
Αλουμίνιο	0	0	0	0	-4	2	-22	-88		
Motorsil	0	0	0	0	0	0	0	0		
Protergia CC	0	0	0	0	0	30	-13	7		
Πετρελαϊκή	0	0	0	0	0	0	0	0		
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0	192	424	17	4615		
Καθ. Εισαγωγές	112	250	0	2680	120	243	-27	2891		
ΑΠΕ	0	0	0	0	54	120	-9	1290		
			Άθροισμα	376			Άθροισμα	1.211		
			Μεταβολή Παραγωγής	376			Μεταβολή Παραγωγής	1211		
			Απόκλιση Φορτίου	454			Απόκλιση Φορτίου	5114		
			Διαφορά	78			Απόκλιση DAS	3194		
							Διαφορά	-709		



PAE: Market Monitor 30/09/2011

Παρασκευή, 30 Σεπτεμβρίου 2011

Στατιστικά Ημερησίας Διακύμανσης Ωριαίων Μεγεθών

Ενεργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €)
Περιβαλλοντικό Κόστος (tν CO2)

6,70

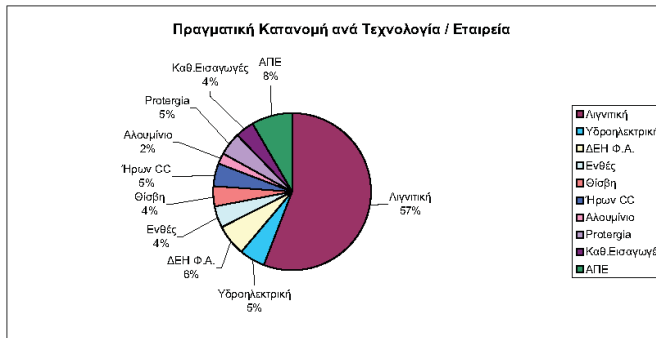
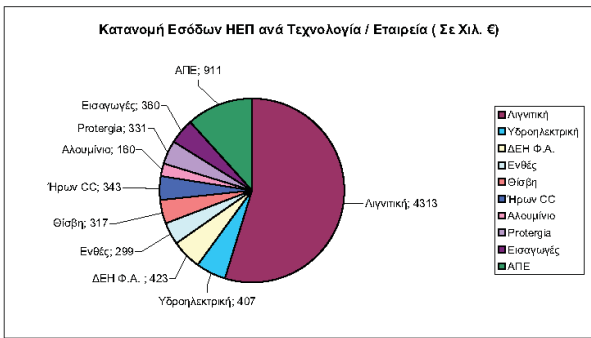
123307

134411

Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ.Απόκλιση	Σύνολο	Αντίστοιχη Ημέρα Προηγούμενης Εβδομάδας		Ελάχιστο	Σύνολο	Διαφορά (%)	Πραγματική Λειτουργία	Ώρα	Οριακή Μονάδα ΗΕΠ	Τιμή (€/MWh)	Ποσότητα (MWh)
						Μέσος Όρος	Μέγιστο								
ΝΕΠ	5211	8648	3933	794	125056	5422	6706	4188	130137	-3,80		H1	KARDIA1	37,67	215
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	5216	8679	3929	800	125181	5422	6706	4188	130137	-3,81		H2	AMYNDEO1	37,10	159
Πραγματική Τιμή (Scada)	5510	6827	4388	684	132231	5586	6885	4625	134063	-1,37		H3	MEGALOPOLIS	34,82	242
Οριακή Τιμή (€/MWh)	51,31	87,22	34,31	18,71		50,13	92,50	34,84		2,35		H4	MELITI	34,51	271
ΝΕΠ												H5	PTOLEMAIDA4	34,31	242
												H6	MEGALOPOLIS	34,67	194
												H7	AG_DIMITRIOS3	37,85	191
												H8	AMYNDEO1	38,37	225
												H9	AG_DIMITRIOS3	38,63	224
												H10	Imports	55,00	
												H11	Imports	80,60	
												H12	Imports	55,00	
												H13	Imports	79,75	
												H14	Imports	55,00	
												H15	Imports	70,00	
												H16	AG_DIMITRIOS3	39,05	282
												H17	AMYNDEO1	38,40	224
												H18	AMYNDEO2	38,98	250
												H19	Imports	75,00	
												H20	Imports	79,53	
												H21	LAVRIO5	87,22	214
												H22	Imports	75,00	
												H23	AG_DIMITRIOS2	38,33	250
												H24	KARDIA1	37,73	260
															15

Λιγνιτική	ΗΕΠ				ΕΒΔ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				ΕΒΔ.Σύγκριση	Αριθμός οριακών μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Φ.Α. ΔΕΗ	3382	3789	2450	81172	64,91	65,89	60,55	53,29	60,45	57,20	
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0	6,87	6,87	7,05	7,09	6,99	6,75	
Ενθές	243	260	240	5822	4,66	4,45	4,80	6,20	3,81	4,73	H1
Θιάβη	259	310	240	6213	4,97	1,10	4,82	6,03	3,93	4,74	H2
Ήριων	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H3
Ήριων CC	276	332	253	6634	5,21	5,16	6,07	4,27	5,11	4,90	H4
Αλουμίνιο	130	130	130	3120	2,49	2,40	2,41	3,01	1,80	2,38	H5
Motogoiil	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H6
Protectia CC	268	372	250	6435	4,88	5,05	6,09	4,07	4,99	4,68	H7
Πετρελαϊκή	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H8
Υδροηλεκτρική	236	1120	0	5671	4,66	5,12	16,77	0,63	5,61	5,82	H9
Καθ.Εισαγωγές	-215	-2	-298	-5160	-4,13	3,03	-4,28	-0,37	-6,15	-4,15	H10
ΑΠΕ	432	490	380	10370	8,29	5,03	9,33	12,33	7,37	9,15	H11
				128844						100	H12

Λιγνιτική	Κατανομή DS - ΝΕΠ				ΕΒΔ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία - ΝΕΠ				ΕΒΔ.Σύγκριση	Αριθμός οριακών μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Φ.Α. ΔΕΗ	0	19	-32	7	6,87	6,87	7,05	7,09	6,99	6,75	
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ενθές	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H1
Θιάβη	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H2
Ήριων	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H3
Ήριων CC	3	28	0	75	5,21	5,16	6,07	4,27	5,11	4,90	H4
Αλουμίνιο	0	0	0	0	2,49	2,40	2,41	3,01	1,80	2,38	H5
Motogoiil	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H6
Protectia CC	0	0	0	0	4,88	5,05	6,09	4,07	4,99	4,68	H7
Πετρελαϊκή	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H8
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0	4,66	5,12	16,77	0,63	5,61	5,82	H9
Καθ.Εισαγωγές	0	0	0	0	-4,13	3,03	-4,28	-0,37	-6,15	-4,15	H10
ΑΠΕ	0	0	0	0	8,29	5,03	9,33	12,33	7,37	9,15	H11
				126						100	H12



PAE: Market Monitor 15/10/2011

Σάββατο, 15 Οκτωβρίου 2011

Στατιστικά Ημερήσιας Διακίνησης Ωριαίων Μεγεθών

Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Τυπ.Απόκλιση	Σύνολο	Αντιστοιχη Ημέρα Προηγούμενης Εβδομάδας				Διαφορά (%)	Ενεργειακό Κόστος ΗΕΠ (εκατ. €)	
						Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		ΗΕΠ	Περιβαλλοντικό Κόστος (t/ CO2)
ΗΕΠ (Δηλώσεις Αντιπρ. Φορτίου)	5133	6245	4082	725	123200	5090	6277	4057	122153	0,86		7,52
Κατανομή DS (Πρόβλεψη ΔΕΣΜΗΕ)	5118	6221	4076	720	122833	5090	6277	4057	122153	0,86		
Πραγματική Τιμή (Scada)	5520	6671	4479	714	132473	5277	6325	4374	126646	4,60		
Οριακή Τιμή (€/MWh)												
ΗΕΠ	58,15	100,50	34,92	26,21		61,75	100,50	36,59		-5,82		115940
												121486

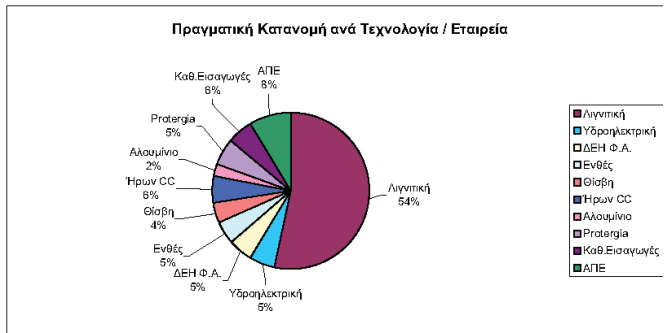
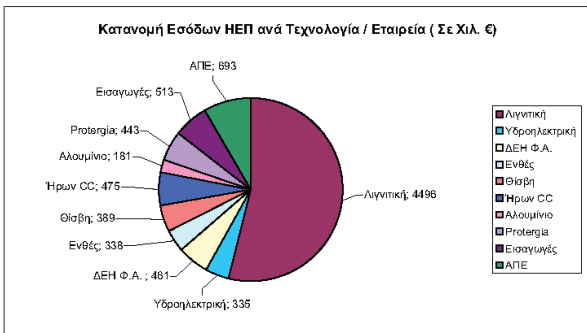
Φορτίο (MWh)	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο	Αποκλίσεις	Ποσοστιαίο Σφάλμα (%)	Ώρα	Οριακή Μονάδα	Τιμή (€/MWh)	Ποότητα
DS - ΗΕΠ	-15	8	-53	-367		-0,30	H 1	AG_DIMITRIOS4	37,72	176
Πραγματικό - ΗΕΠ	386	596	142	9273		7,53	H 2	AG_DIMITRIOS2	38,16	263
Πραγματικό - DS	402	602	134	9640		7,85	H 3	AG_DIMITRIOS3	38,36	218
Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)							H 4	AG_DIMITRIOS2	37,90	220
Πραγματική - ΗΕΠ	139	270	62	3336		29,72	H 5	AG_DIMITRIOS4	37,54	204
							H 6	AG_DIMITRIOS4	37,54	196
							H 7	AG_DIMITRIOS4	37,55	222
							H 8	MEGALOPOLIS	34,92	202
							H 9	AG_DIMITRIOS2	38,08	227
							H 10	Imports	43,91	
							H 11	PROTERGIA_CC	85,20	307
							H 12	ELPEDISON_THISV	89,45	266
							H 13	ELPEDISON_THISV	89,45	295
							H 14	PROTERGIA_CC	85,25	378
							H 15	LAVRIOS	100,50	206
							H 16	AG_DIMITRIOS3	38,99	261
							H 17	AG_DIMITRIOS4	38,56	249
							H 18	PTOLEMAIDA2	40,66	76
							H 19	LAVRIOS	100,50	206
							H 20	ELPEDISON_THISV	89,36	286
							H 21	ELPEDISON_THISV	89,36	350
							H 22	ELPEDISON_THISV	89,45	289
							H 23	AMYNDEOI	39,06	255
							H 24	AMYNDEOI	38,26	229
										16

Ωριαία Ποσοστά Συμμετοχής (%)

Φορτίο (MWh)	ΗΕΠ				Εξδ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία				Εξδ.Σύγκριση	Αριθμός οριζων μονάδων Φ.Α.
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	61,03	67,77	54,60	60,71	56,74	53,47	57,02	47,10	53,20	46,63	9
Φ.Α. ΔΕΗ	6,97	9,31	4,79	6,74	6,24	4,99	6,95	2,57	5,15	6,00	
Αγ. Γεώργιος	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ενθές	4,80	5,90	3,94	4,71	4,89	4,74	5,68	3,75	4,68	5,27	H 1
Θιάβη	5,47	6,74	4,06	5,37	5,49	4,18	6,09	0,00	4,03	5,54	H 2
Ήρων	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 3
Ήρων CC	5,24	6,82	5,20	6,24	5,44	5,68	6,40	4,71	5,69	5,50	H 4
Αλουμίνιο	2,58	3,18	2,08	2,53	2,55	2,47	2,97	2,02	2,43	2,38	H 5
Μοτοσιό	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 6
Protergia CC	5,82	6,80	4,86	5,81	6,21	5,45	6,35	4,54	5,45	6,17	H 7
Πετρελαιοκή	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H 8
Υδροηλεκτρική	2,86	13,02	0,00	3,26	2,86	4,92	15,34	1,05	5,35	3,99	H 9
Καθ.Εισαγωγές	1,88	4,00	-0,23	1,92	2,64	5,62	8,13	3,67	5,54	7,74	H 10
ΑΠΕ	6,50	7,59	4,59	6,40	9,32	8,49	9,93	7,29	8,47	10,77	H 11
											H 12
											H 13
											H 14
											H 15
											H 16
											H 17
											H 18
											H 19
											H 20
											H 21
											H 22
											H 23
											H 24
											Σύνολο
											Ελάχιστο
											Μέγιστο
											73,39

Ωριαίες Μεταβολές Παραγωγής (MWh)

Φορτίο (MWh)	Κατανομή DS - ΗΕΠ				Εξδ.Σύγκριση	Πραγματική Λειτουργία - ΗΕΠ				Εξδ.Σύγκριση	
	Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		Μέσος Όρος	Μέγιστο	Ελάχιστο	Σύνολο		
Λιγνιτική	-121	0	-274	-2894		-180	169	-333	-4321		
Φ.Α. ΔΕΗ	-70	38	-205	-1674		-62	134	-265	-1488		
Αγ. Γεώργιος	0	0	0	0		0	0	0	0		
Ενθές	0	20	-20	10		16	69	-46	393		
Θιάβη	-9	50	-110	-205		-53	50	-350	-1281		
Ήρων	0	0	0	0		0	0	0	0		
Ήρων CC	-4	0	-50	-89		-6	29	-59	-144		
Αλουμίνιο	0	0	0	0		4	5	2	97		
Μοτοσιό	-20	43	-137	-476		0	0	0	0		
Protergia CC	-20	43	-137	-476		2	39	-13	58		
Πετρελαιοκή	0	0	0	0		0	0	0	0		
Υδροηλεκτρική	0	0	0	0		128	366	21	3077		
Καθ.Εισαγωγές	210	240	125	5035		207	257	119	4976		
ΑΠΕ	0	0	0	0		139	270	62	3336		
											4702
											4702
											9273
											2119
											-2451



Παράρτημα III (Κώδικας MATLAB)

Εφαρμογή A:

```
%efarmogi
for k=1:1:10
%orismos barous
a=[k; 1; 1; 1];
%orismos xarakterismou
Sc=[0.035 0.411 0.138 0.092;
0.073 0.178 0.143 0.162;
0.182 0.271 0.185 0.123;
0.068 0.029 0.114 0.144;
0.409 0.095 0.108 0.106;
0.08 0.009 0.174 0.131;
0.154 0.006 0.138 0.243];

%Kanonikopoiisi barous
mon=[1 1 1 1];
all=mon*a;
A_1=a/all;

%periorismoι
Aeq=[1 1 1 1 1 1 1];
Beq=[1750];
lb=[0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
ub=[1020; 555; 117; 326; 13; 81; 150];

%ipologismos me simplex
TSc_1=Sc*A_1
f=[TSc_1(1); TSc_1(2); TSc_1(3); TSc_1(4); TSc_1(5); TSc_1(6);
TSc_1(7)];
[x_1,fval_1,exitflag_1,output_1,lambda_1] =
linprog(f,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%ipologismos mincon
diag=[0 0 0 0; 0 1 0 0; 0 0 1 0; 0 0 0 1];
A_2=diag*A_1; a1=A_1(1);
TSc_2=Sc*A_2;
x0 = [100; 40; 1; 7.5; 0.5; 2; 15];
fun=@(x_2)sinartisiA(x_2, TSc_2, a1);
[x_2,fval_2] = fmincon(fun,x0,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%deiktēs
D1=x_1'*Sc;
D2=x_2'*Sc;
D_ol_1=D1*mon';
D_ol_2=D2*mon';
for m=1:7
ss1(m,k)=x_1(m);
ss2(m,k)=x_2(m);
end
%plot
b_y=k/15
y=(1+b_y):1:(7+b_y)
y_D=(1+b_y):1:(4+b_y)
%Posotites Statheres Times
subplot(3,2,3,...
'XTickLabel',{'Λιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
```



```

    'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]);
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 1500]);stem(y,x_1,'MarkerSize',4)
title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Σταθερές Τιμές)');ylabel('Q
(x100 MWh)');
hold on
%Posotites Metablites Times
subplot(3,2,4,...
    'XTickLabel',{'Λιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
    'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]);
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 1500]);stem(y,x_2,'MarkerSize',4)
title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Μεταβαλλόμενες
Τιμές)');ylabel('Q (x100 MWh)');
hold on
%Poiotiko Kosτος
subplot(3,2,2);
xlim([0.6 10.6]);stem(k,fval_1/all,'MarkerSize',4)
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
subplot(3,2,2); stem(k+0.1,fval_2/all,'--mo','MarkerSize',4)
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
%Sintelestes
subplot(3,2,1,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]);
stem((1+b_y):1:(4+b_y),A_1,'--mo','MarkerSize',4)
title('Συντελεστές Κριτηρίων');ylabel('Τιμή');
hold on
%plot
subplot(3,2,5,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]);
xlim([0.9 4.9]);stem(y_D,D1,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Σταθερές Τιμές)');ylabel('C');
hold on
subplot(3,2,6,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]);
xlim([0.9 4.9]);stem(y_D,D2,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Μεταβαλλόμενες Τιμές)');ylabel('C');
hold on
end
hold off

```

Συνάρτηση A:

```

function f = sinartisiA(x, TSc, All)
f = All/1000*...
(x(1)*(43.012-0.00015*exp((200+x(1))/110))...
+x(2)*(84-1.3*exp(x(2)/175)/3.32)...
+x(3)*(200)...
+x(4)*(72+0.01*(x(4)-150).^2)...
+x(5)*(460-0.00000518*x(5).^6)...
+x(6)*(95-0.0003*exp((x(6)-70)/1)/2.32)...
+x(7)*(172-0.03*x(7))...
+x(1)*TSc(1)+x(2)*TSc(2)+x(3)*TSc(3)+x(4)*TSc(4)+x(5)*TSc(5)+x(6)*TSc
(6)+x(7)*TSc(7);

```

Εφαρμογή Β:

```

%efarmogi
for k=1:1:10
%orismos barous
a=[1; 1; 1; k];
%orismos xarakterismou
Sc=[0.059 0.411 0.138 0.092;
0.078 0.178 0.143 0.162;
0.186 0.271 0.185 0.123;
0.072 0.029 0.114 0.144;
0.38 0.095 0.108 0.106;
0.074 0.009 0.174 0.131;
0.152 0.006 0.138 0.243];

%Kanonikopoiisi barous
mon=[1 1 1 1];
all=mon*a;
A_1=a/all;

%periorismoi
Aeq=[1 1 1 1 1 1 1];
Beq=[1750];
lb=[0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
ub=[1020; 555; 117; 326; 13; 81; 150];

%ipologismos me simplex
TSc_1=Sc*A_1;
f=[TSc_1(1); TSc_1(2); TSc_1(3); TSc_1(4); TSc_1(5); TSc_1(6);
TSc_1(7)];
[x_1,fval_1,exitflag_1,output_1,lambda_1] =
linprog(f,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%ipologismos mincon
diag=[0 0 0 0; 0 1 0 0; 0 0 1 0; 0 0 0 1];
A_2=diag*A_1; a1=A_1(1);
TSc_2=Sc*A_2;
x0 = [100; 40; 1; 7.5; 0.5; 2; 15];
fun=@(x_2)sinartisiB(x_2, TSc_2, a1);
[x_2,fval_2] = fmincon(fun,x0,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%deiktes
D1=x_1'*Sc;
D2=x_2'*Sc;
D_ol_1=D1*mon';
D_ol_2=D2*mon';
for m=1:7
ss1(m,k)=x_1(m);
ss2(m,k)=x_2(m);
end
%plot
b_y=k/15;
y=(1+b_y):1:(7+b_y);
y_D=(1+b_y):1:(4+b_y);
%Posotites Statheres Times
subplot(3,2,3,...
'XTickLabel',{'Αιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]); hold on;
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 1200]);stem(y,x_1,'MarkerSize',4);hold on;

```

```

title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Σταθερές Τιμές)');ylabel('Q
(x100 MWh)');
hold on
%Posotites Metablites Times
subplot(3,2,4,...
'XTickLabel',{'Λιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]); hold on;
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 1200]);stem(y,x_2,'MarkerSize',4);hold on;
title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Μεταβαλλόμενες
Τιμές)');ylabel('Q (x100 MWh)');
hold on
%Poiotiko Kostos
subplot(3,2,2);
xlim([0.6 10.6]);stem(k,fval_1/all,'MarkerSize',4); hold on;
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
subplot(3,2,2); stem(k+0.1,fval_2/all,'--mo','MarkerSize',4);hold on;
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
%Sintelestes
subplot(3,2,1,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);stem((1+b_y):1:(4+b_y),A_1,'--mo','MarkerSize',4);
hold on;
title('Συντελεστές Κριτηρίων'); ylabel('Τιμή');
hold on
%plot
subplot(3,2,5,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);ylim([0 600]);stem(y_D,D1,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Σταθερές Τιμές)');ylabel('C');
hold on
subplot(3,2,6,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);ylim([0 600]); stem(y_D,D2,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Μεταβαλλόμενες Τιμές)'); ylabel('C');
hold on

end
hold off

```

Συνάρτηση B:

```

function f = sinartisiB(x, TSc, All)
f = All/1000*...
(x(1)*(75.012-0.00017*exp((200+x(1))/110))...
+x(2)*(96-1.3*exp(x(2)/175)/3.32)...
+x(3)*(200)...
+x(4)*(82+0.01*(x(4)-150).^2)...
+x(5)*(460-0.00000518*x(5).^6)...
+x(6)*(95-0.0003*exp((x(6)-70)/1)/2.32)...
+x(7)*(183-0.03*x(7)))...
+x(1)*TSc(1)+x(2)*TSc(2)+x(3)*TSc(3)+x(4)*TSc(4)+x(5)*TSc(5)+x(6)*TSc
(6)+x(7)*TSc(7);

```

Εφαρμογή Γ:

```

%efarmogi
for k=1:1:10
%orismos barous
a=[k; 1; 1; k];
%orismos xarakterismou
Sc=[0.059 0.411 0.138 0.092;
0.078 0.178 0.143 0.162;
0.186 0.271 0.185 0.123;
0.072 0.029 0.114 0.144;
0.38 0.095 0.108 0.106;
0.074 0.009 0.174 0.131;
0.152 0.006 0.138 0.243];

%Kanonikopoiisi barous
mon=[1 1 1 1];
all=mon*a;
A_1=a/all;

%periorismoi
Aeq=[1 1 1 1 1 1 1];
Beq=[3350];
lb=[0; 0; 0; 0; 0; 0; 0];
ub=[1120; 2181; 127; 410; 80; 280; 150];

%ipologismos me simplex
TSc_1=Sc*A_1;
f=[TSc_1(1); TSc_1(2); TSc_1(3); TSc_1(4); TSc_1(5); TSc_1(6);
TSc_1(7)];
[x_1,fval_1,exitflag_1,output_1,lambda_1] =
linprog(f,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%ipologismos mincon
diag=[0 0 0 0; 0 1 0 0; 0 0 1 0; 0 0 0 1];
A_2=diag*A_1; a1=A_1(1);
TSc_2=Sc*A_2;
x0 = [100; 40; 1; 7.5; 0.5; 2; 15];
fun=@(x_2)sinartisiC(x_2, TSc_2, a1);
[x_2,fval_2] = fmincon(fun,x0,[],[],Aeq,Beq,lb,ub);

%deiktes
D1=x_1'*Sc;
D2=x_2'*Sc;
D_ol_1=D1*mon';
D_ol_2=D2*mon';
for m=1:7
ss1(m,k)=x_1(m);
ss2(m,k)=x_2(m);
end
%plot
b_y=k/15;
y=(1+b_y):(7+b_y);
y_D=(1+b_y):(4+b_y);
%Posotites Statheres Times
subplot(3,2,3,...
'XTickLabel',{'Αιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]); hold on;
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 2300]);stem(y,x_1,'MarkerSize',4);hold on;

```

```

title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Σταθερές Τιμές)');ylabel('Q
(x100 MWh)');
hold on
%Posotites Metablites Times
subplot(3,2,4,...
'XTickLabel',{'Αιγνίτης','Φ.
Αέριο','Πετρέλαιο','Υδρο/κά','Φωτο/κά','Αιολικά','Εισαγωγές'},...
'XTick',[1.35 2.37 3.37 4.35 5.35 6.35 7.4]); hold on;
xlim([0.9 7.9]);ylim([0 2300]);stem(y,x_2,'MarkerSize',4);hold on;
title('Ποσότητες Ισχύος Ανά Παραγωγό (Μεταβαλλόμενες
Τιμές)');ylabel('Q (x100 MWh)');
hold on
%Poiotiko Kostos
subplot(3,2,2);
xlim([0.6 10.6]);stem(k,fval_1/all,'MarkerSize',4); hold on;
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
subplot(3,2,2); stem(k+0.1,fval_2/all,'--mo','MarkerSize',4);hold on;
title('Ποιοτικό Κόστος');ylabel('J');
hold on
%Sintelestes
subplot(3,2,1,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);stem((1+b_y):1:(4+b_y),A_1,'--mo','MarkerSize',4);
hold on;
title('Συντελεστές Κριτηρίων'); ylabel('Τιμή');
hold on
%plot
subplot(3,2,5,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);ylim([0 800]);stem(y_D,D1,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Σταθερές Τιμές)');ylabel('C');
hold on
subplot(3,2,6,...
'XTickLabel',{'Οικονομικό','Περιβαλλοντικό','Τεχνικό','Κοινωνικό'},..
'XTick',[1.35 2.374 3.384 4.384]); hold on;
xlim([0.9 4.9]);ylim([0 800]); stem(y_D,D2,'MarkerSize',4);
title('Κόστος Κριτηρίου (Μεταβαλλόμενες Τιμές)'); ylabel('C');
hold on

end
hold off

```

Συνάρτηση Γ:

```

function f = sinartisiC(x, TSc, All)
f = All/1000*...
(x(1)*(75.012-0.000052*exp((200+x(1))/110))...
+x(2)*(96-0.00013*exp(x(2)/175)/3.32)...
+x(3)*(200)...
+x(4)*(82+0.01*(x(4)-210).^2)...
+x(5)*(460-0.00000000128*x(5).^6)...
+x(6)*(95-0.0008*exp((x(6)-270)/1)/2.32)...
+x(7)*(183-0.03*x(7))...
+x(1)*TSc(1)+x(2)*TSc(2)+x(3)*TSc(3)+x(4)*TSc(4)+x(5)*TSc(5)+x(6)*TSc
(6)+x(7)*TSc(7);

```

Συναρτήσεις Παραγωγών

Περίπτωση Α

```
x=0:1:1020;  
y=43.012-0.00015*exp((200+x)/110);  
subplot(1,6,1);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:555;  
y=84-1.3*exp(x/175)/3.32;  
subplot(1,6,2);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:326;  
y=72+0.01*(x-150).^2;  
subplot(1,6,3);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:81;  
y=95-0.0003*exp((x-70)/1)/2.32  
subplot(1,6,5);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:13;  
y=460-0.00000518*x.^6;  
subplot(1,6,4);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:150;  
y=172-0.03*x;  
subplot(1,6,6);plot(x,y)  
hold on
```

Περίπτωση Γ

```
x=0:1:1020;  
y=75.012-0.00017*exp((200+x)/110);  
subplot(1,6,1);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:555;  
y=96-1.3*exp(x/175)/3.32;  
subplot(1,6,2);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:326;  
y=82+0.01*(x-150).^2;  
subplot(1,6,3);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:81;  
y=95-0.0003*exp((x-70)/1)/2.32  
subplot(1,6,5);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:13;  
y=460-0.00000518*x.^6  
subplot(1,6,4);plot(x,y)  
hold on  
x=0:1:150;  
y=183-0.03*x;  
subplot(1,6,6);plot(x,y)  
hold on
```

Περίπτωση Γ

```
x=0:1:1120;
y=75.012-0.000052*exp((200+x)/110);
subplot(1,6,1);plot(x,y)
hold on
x=0:1:2181;
y=96-0.00013*exp(x/175)/3.32;
subplot(1,6,2);plot(x,y)
hold on
x=0:1:410;
y=82+0.01*(x-210).^2;
subplot(1,6,3);plot(x,y)
hold on
x=0:1:280;
y=95-0.0008*exp((x-270)/1)/2.32
subplot(1,6,5);plot(x,y)
hold on
x=0:1:80;
y=460-0.000000000128*x.^6
subplot(1,6,4);plot(x,y)
hold on
x=0:1:150;
y=183-0.03*x;
subplot(1,6,6);plot(x,y)
hold on
```