

ΜΟΝΤΕΛΟ ΛΗΨΗΣ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΙΚΗΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ ΑΤΜΟΥ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Υπό

*Α. Μουρελάτου**, *Π. Ρεκλίτη***, *Β. Πέγκα-Οικονόμου****

* Διδάσκων ΠΔ407/80 Πανεπιστημίου Πειραιώς, Ειδικός Επιστήμονας ΡΑΕ

** Αν. Καθηγήτης Ανωτάτου Τεχνολογικού Εκπαιδευτικού Ιδρύματος Πάτρας

*** Τμήμα Οργάνωσης και Διοίκησης Επιχειρήσεων Πανεπιστημίου Πειραιώς

Abstract

DECISION MAKING SYSTEM FOR AN EFFICIENT TARIFF BY EXTRACTING STEAM FROM AN ELECTRICITY PRODUCTION UNIT

The paper analyzes the case of extracting steam by a electricity generation unit in order to sale it to a district heating company. The methodology that has been followed to determine the selling price of thermal energy is based on the estimate of marginal cost of substitution of lignite generation of electricity by other technologies.

The marginal cost of substitution results from the examination of two alternative scenarios for the operation and growth of electrical generation system both without and with steam extraction from a specific lignite fired generation unit. The analysis showed that the marginal cost of substitution due to steam extraction is 6.98 Euro/MWh in real 2002 prices. By using this cost an effective selling tariff has been designed. JEL Classifications: Q49, L52.

Keywords: Energy Economy, Decision Support System, Pricing Policy.

1. Εισαγωγή

Η συμπαραγωγή πρωτοεμφανίστηκε στην Ευρώπη και στις Η.Π.Α. γύρω στα 1890. Κατά τις πρώτες δεκαετίες του 20ού αιώνα, οι περισσότερες βιομηχανίες διέθεταν μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ατμολέβητα-στρόβιλο, που λειτουργούσαν με άνθρακα. Πολλές από τις μονάδες αυτές ήταν συμπαραγωγικές. Κατόπιν ακολούθησε κάμψη και η βιομηχανική συμπαραγωγή μειώθηκε στο 15% του όλου δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 1950 και έπεσε στο 5% το 1974. Η πορεία αυτή έχει πλέον αντιστραφεί όχι μόνον στις Η.Π.Α. αλλά και σε χώρες της Ευρώπης, στην Ιαπωνία κ.α., γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στην απότομη αύξηση των τιμών των καυσίμων, από το 1973 και μετά (Coroyiannakis 1993).

Συγκεκριμένα, στην Ισπανία η συμπαραγωγή αυξήθηκε ραγδαία τα τελευταία έτη κυρίως λόγω της ύπαρξης πολιτικής βούλησης για αύξηση της αποδοτικότητας του ενεργειακού συστήματος αλλά και για μείωση των εκπομπών. Δημιουργήθηκε κρατικός οργανισμός με κύρια αποστολή την υποβοήθηση των επενδύσεων για συμπαραγωγή και την γνωμοδότηση προς την πολιτική ηγεσία για θέματα που αφορούν στην άρση διοικητικών εμποδίων (Olmedo 1993).

Η μεγάλη σημασία που έχει η συμπαραγωγή στην εξοικονόμηση φυσικών και οικονομικών πόρων αλλά και το γεγονός ότι η λειτουργία των συστημάτων έχει άμεσες και έμμεσες επιπτώσεις στο σύστημα ηλεκτρισμού της χώρας, είναι αιτίες που οδήγησαν στην αύξηση των συστημάτων συμπαραγωγής στην Μεγάλη Βρετανία πριν την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Όμως, μετά την απελευθέρωση των ενεργειακών αγορών, επειδή οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί κάποιος να προμηθευθεί από το δίκτυο μειώθηκαν κατά 20-30% περίπου, η ανταγωνιστικότητα των συστημάτων συμπαραγωγής μειώθηκε και πολλά από αυτά σταμάτησαν να λειτουργούν (Brown 1993).

Στην Ελλάδα έχουν γίνει πολλές προτάσεις για την εκτίμηση του δυναμικού της συμπαραγωγής και την άρση των εμποδίων για την περαιτέρω διεύρυνση της συμπαραγωγής τόσο στον βιομηχανικό τομέα όσο και στον τριτογενή τομέα (Α. Μουρελάτος & Π. Κανελλόπουλος, 1996).

Τα μέτρα αυτά αφορούν κυρίως στην άρση των διοικητικών εμποδίων αλλά και στη διαμόρφωση μίας ανταγωνιστικής τιμής προμήθειας της πρώτης ύλης (π.χ. φυσικό αέριο ή ατμός στην περίπτωση της τηλεθέρμανσης της Κοζάνης).

Ειδικά στον τριτογενή τομέα, η συμπαραγωγή μπορεί να προχωρήσει μόνο με τη δυνατότητα παράλληλης παραγωγής ψυκτικής ενέργειας κατά το θέρμα (Α. Μουρελάτος 2001 και Γ. Συντζανάκης & Α. Μουρελάτος, 2000). Το δυναμικό της συμπαραγωγής στην Ελλάδα για τον τριτογενή τομέα έχει εκτιμηθεί αναλυτικά σε 120 MWe περίπου (Πρ. Ευθύμογλου, Α. Μουρελάτος, Χ. Δεμερτζής, 1998).

Στον βιομηχανικό τομέα η συμπαραγωγή μπορεί να υποκαταστήσει την παραγωγή ατμού από φυσικό αέριο ή/και μαζούτ και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από έναν προμηθευτή ηλεκτρισμού. Η συμπαραγωγή στον βιομηχανικό τομέα μπορεί να προχωρήσει μόνο με τη δυνατότητα εξομοίωσης της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρισμού με αυτή που ισχύει για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Γ. Συντζανάκης & Α. Μουρελάτος, 1997).

Ειδικότερα, η τηλεθέρμανση συμπεριλαμβάνει την κεντρική παραγωγή θερμικής ενέργειας (π.χ. σε μια μονάδα της ΔΕΗ) και την διανομή της στους τελικούς καταναλωτές με τη μορφή ατμού ή θερμού νερού διαμέσου ενός συστήματος σωλήνων. Στην Ελλάδα μόνο δύο συστήματα τηλεθέρμανσης έχουν κατασκευασθεί, της Πτολεμαΐδας και της Κοζάνης με συνολική ισχύ 230 MWth. Στο παρελθόν έχει εξεταστεί τεχνικά η περίπτωση της διασύνδεσης δύο βιομηχανικών συστημάτων για αύξηση της απόδοσής τους (Α. Mourelatos & G. Syntzanakis, 1999).

Όμως, για την περαιτέρω ανάπτυξη της συμπαραγωγής για τηλεθέρμανση απαιτείται η διαμόρφωση αποτελεσματικής τιμολογιακής πολιτικής για την αγορά της θερμικής ενέργειας.

Το άρθρο εξετάζει την περίπτωση της δημιουργίας ενός αποτελεσματικού τιμολογίου πώλησης της θερμικής ενέργειας που παράγεται από την απομάστευση ατμού σε μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ για την τροφοδοσία του δικτύου τηλεθέρμανσης της Κοζάνης, ώστε να καταστεί βιώσιμη και ανταγωνιστική η τηλεθέρμανση.

2. Σύστημα απομάστευσης ατμού για τηλεθέρμανση

Η περιγραφή του συστήματος απομάστευσης ατμού από μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζεται συνοπτικά στο *Σχήμα 1*.

Χρησιμοποιούνται τυπικές τιμές για την ενθαλπία του ατμού και τους βαθμούς απόδοσης των επιμέρους διεργασιών για να εκτιμηθεί η απώλεια ισχύος σε ηλεκτρική ενέργεια λόγω απομάστευσης ατμού για την παραγωγή υπέρθερμου νερού θερμοκρασίας 120°C και πίεσεως 10 barg συνολικής κατανάλωσης 63 MWth. Το νερό επιστρέφει σε θερμοκρασία 65°C και πίεση 5 barg.

Υπολογίζεται ότι για την παραγωγή 63 MWth υπέρθερμου νερού απαιτείται η απομάστευση υπέρθερμου ατμού 87 τόνων την ώρα (70 MWth) από την βαθμίδα μέσης/χαμηλής πίεσης του αμμοστροβίλου.

Η μείωση της ηλεκτρικής ισχύος εκτιμάται σε 10 MW^e (σχέση θερμικών προς ηλεκτρικά φορτία ίση με 70/10=7) για την Μονάδα ΙΙΙ του ΑΗΣ Καρδιάς της ΔΕΗ ΑΕ και το σημείο παράδοσης από την ΔΕΗ ΑΕ στην εταιρεία διαχείρισης του δικτύου τηλεθέρμανσης θεωρείται ότι είναι το σημείο 5 και σημείο παραλαβής το σημείο 6.

3. Μεθοδολογική προσέγγιση

Για τον υπολογισμό του οριακού κόστους υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής από άλλες τεχνολογίες ακολουθείται η κάτωθι μεθοδολογία.

Βήμα 1: Επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στην περίοδο 2002-2016 χωρίς καμία μείωση της καθαρής αποδιδόμενης ωριαίας παραγωγής της Μονάδας III της Καρδιάς (σενάριο αναφοράς). Υπολογίζεται το συνολικό μακροχρόνιο κόστος ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος σε καθαρή παρούσα αξία, NPV(C1), για συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες εκφρασμένη σε καθαρή παρούσα αξία, NPV(Q1).

Βήμα 2: Επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στην περίοδο 2002-2016 με μείωση της καθαρής αποδιδόμενης ωριαίας παραγωγής της Μονάδας III της Καρδιάς κατά 10 MWe (εναλλακτικό σενάριο). Υπολογίζεται εκ νέου το συνολικό μακροχρόνιο κόστος ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος σε καθαρή παρούσα αξία, NPV(C2), για συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες εκφρασμένη σε καθαρή παρούσα αξία, NPV(Q2).

Βήμα 3: Υπολογίζεται το οριακό κόστος υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής από άλλες τεχνολογίες από τον ακόλουθο τύπο

$$\frac{\text{Παρούσα Αξία Ετήσιας Αύξησης Κόστους Συστήματος}}{\text{Παρούσα Αξία Ετήσιας Μείωσης Λιγνιτικής Παραγωγής}} = \frac{\text{NPV(C2)} - \text{NPV(C1)}}{\text{NPV(Q2)} - \text{NPV(Q1)}}$$

Η αναγωγή σε παρούσα αξία γίνεται με βάση το σταθμικό μέσο κόστος κεφαλαίου που έχει ήδη υπολογιστεί για την οικονομική ανάλυση.

Για την προσομοίωση της βέλτιστης ανάπτυξης και λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα WASP V 3.0. Το πρόγραμμα WASP χρησιμοποιεί τεχνικές δυναμικού προγραμματισμού για την εύρεση της άριστης σύνθεσης του μίγματος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ώστε να καλύπτεται η ζήτηση φορτίου και ενέργειας υπό συνθήκες αβεβαιότητας όσον αφορά το επίπεδο της ζήτησης, της διαθεσιμότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής καθώς και της υδραυλικότητας των υδροηλεκτρικών σταθμών.

Στο ανωτέρω κόστος πρέπει να προστεθεί το άμεσο κόστος παραγωγής ατμού από λιγνίτη και επομένως η τιμή που θα προσδιοριστεί για την αξία του ζεστού νερού ισχύος 70 MWth αποτελείται από δύο συνιστώσες:

- * Το άμεσο κόστος παραγωγής ζεστού νερού (κυρίως το αντίστοιχο κόστος της κατανάλωσης λιγνίτη).
- * Το κόστος ευκαιρίας που ισούται με το αυξημένο κόστος παραγωγής των 10 MWe και αντιστοιχεί στο οριακό κόστος υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής από άλλες τεχνολογίες.

4. Δεδομένα

4.1 Τιμές Κανονίων

Όλη η ανάλυση γίνεται υπό καθεστώς σταθερότητας τιμών, κόστους και εσόδων έτους 2002 και πριν από τον υπολογισμό φόρου εισοδήματος.

Η τιμή του φυσικού αερίου έχει προσδιοριστεί σε 0,141 Euro/Nm³ ή 1641 Ευρώ λεπτά/Gcal (κατωτέρα θερμογόνος δύναμη 10 kWh/Nm³) για 6000 ώρες λειτουργίας υπό πλήρες φορτίο.

Λόγω της απόφασης του ειδικού ευρωπαϊκού δικαστηρίου για υποχρεωτική χρήση μαζούτ χαμηλού θείου μετά την 01.01.2003, λαμβάνεται υπόψη ότι στις πετρελαϊκές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιείται μαζούτ Νο 3 με περιεκτικότητα σε θείο 1% και τιμή ίση με 195 Ευρώ/MT ή 2054 Ευρώ λεπτά/Gcal (κατωτέρα θερμογόνος δύναμη 11,05 kWh/kg).

Η τιμή προμήθειας του άνθρακα λαμβάνεται ίση με 38 Ευρώ/MT ή 633 Ευρώ λεπτά/Gcal (6000 kcal/kg κατωτέρα θερμογόνος δύναμη).

Το κόστος προμήθειας του λιγνίτη λαμβάνεται ίσο με 8,89 Ευρώ/MT για το βόρειο πεδίο εξόρυξης (Πτολεμαΐδα, Καρδιά, Άγιος Δημήτριος και Αμύνταιο), 7,79 Ευρώ/MT για τον ΑΗΣ Μεγαλόπολης και 9,54 Ευρώ/MT για τον ΑΗΣ Μελίτης.

Η μέση σταθμική τιμή προμήθειας του λιγνίτη λαμβάνεται ίση με 8,94 Ευρώ/MT ή 646 Ευρώ λεπτά/Gcal (1400 kcal/kg κατωτέρα θερμογόνος δύναμη).

4.2 Σταθμικό Μέσο Κόστος Κεφαλαίων

Η ανάλυση γίνεται λαμβάνοντας υπόψη ότι η χρηματοδότηση των επενδυτικών δαπανών πραγματοποιείται με σταθερή μόχλευση ιδίων προς ξένα κεφάλαια.

Όλα τα στοιχεία και οι αξίες που επηρεάζουν την κοστολόγηση του έργου εξετάζονται σε σταθερές τιμές έτους 2002. Επίσης, η σχέση ιδίων προς ξένα

κεφάλαια είναι 35% προς 65% και αντιστοιχεί στη σχέση που ίσχυε πριν από την αναθεώρηση των παγίων.

Εφόσον χρησιμοποιούνται σταθερές τιμές, το επιτόκιο αναγωγής θα πρέπει να είναι αποπληθωρισμένο και να αντανακλά το πραγματικό σταθμικό κόστος των κεφαλαίων που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ ΑΕ, όπως αυτό προσδιορίζεται από το κόστος δανεισμού, τη χρηματο-οικονομική μόχλευση και την απαιτούμενη απόδοση των ιδίων κεφαλαίων δεδομένου του βαθμού κινδύνου του έργου.

Σημειώνεται ότι στο πλαίσιο της μελέτης για την κατάρτιση εσωτερικών τιμολογίων της ΔΕΗ ΑΕ, προσδιορίστηκε το σταθμικό μέσο κόστος των απασχολούμενων κεφαλαίων στην επιχειρησιακή Μονάδα της Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ, στο επίπεδο του 11% ονομαστικό και πριν από το φόρο εισοδήματος.

Η εν λόγω απαιτούμενη ελάχιστη απόδοση εκφραζόμενη σε σταθερές τιμές (πραγματική απόδοση) ανέρχεται σε 8,3% ($=1,11/1,025$).

4.3 Πρόβλεψη Ζήτησης Ισχύος

Ο Πίνακας 1 παρουσιάζει την εξέλιξη του μέγιστου και ελάχιστου φορτίου του συστήματος καθώς και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Σχήμα 2 παρουσιάζει την καμπύλη διάρκειας φορτίου για τέσσερις χαρακτηριστικές περιόδους του έτους 2002.

4.4 Υποψήφιες Μονάδες για Ανάπτυξη Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής

Για την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής θεωρείται ότι κατάλληλες υποψήφιες μονάδες είναι οι ακόλουθες

- Λιγνιτική μονάδα ισχύος 300 MW (LIGN).
- Ανθρακική μονάδα ισχύος 600 MW (COAL).
- Μονάδα συνδυασμένου κύκλου ισχύος 400 MW (CC40).
- Αεριοστροβιλική μονάδα αεροπορικού τύπου ισχύος 50 MW (GT50).
- Αεριοστροβιλική μονάδα βιομηχανικού τύπου ισχύος 120 MW (GT12).

Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει τα τεχνικά χαρακτηριστικά των υποψήφιων για ένταξη μονάδων στο μελλοντικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

5. Αποτελέσματα

5.1 Πρόγραμμα Ανάπτυξης

Το πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για το σενάριο αναφοράς παρουσιάζεται στον *Πίνακα 3*. Για την ικανοποίηση του στόχου για LOLP μικρότερο από 1% είναι αναγκαία η αύξηση της καθαρής ισχύος ηλεκτροπαραγωγής με 5600 MW συνολικά έως το 2016.

Το πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για το εναλλακτικό σενάριο της μείωσης της καθαρής παραγωγής της μονάδας III της Καρδιάς κατά 10 MWe παρουσιάζεται στον *Πίνακα 4*. Απαιτείται η συνολική εγκατάσταση ισχύος 5600 MW έως το 2016, όπως και στο σενάριο αναφοράς, όμως με διαφορετική σειρά ένταξης των αεριοστροβιλικών μονάδων.

5.2 Οριακό Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής Λόγω Απομάστευσης Ατμού

Ο *Πίνακας 5* παρουσιάζει τις διαφορές στην παραγωγή των διαφόρων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής μεταξύ του εναλλακτικού και του βασικού σεναρίου. Όπως φαίνεται, η λιγνιτική παραγωγή μειώνεται κατά 333,48 GWh σε Καθαρή Παρούσα Αξία.

90% της μειωμένης παραγωγής, δηλαδή 299,72 GWh σε Καθαρή Παρούσα Αξία, υποκαθίσταται από μονάδες φυσικού αερίου ενώ το 10%, δηλαδή 32,13 GWh σε Καθαρή Παρούσα Αξία, υποκαθίσταται από μονάδες πετρελαίου.

Ο *Πίνακας 6* παρουσιάζει την συνολική επιβάρυνση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής λόγω μείωσης κατά 10 MW της ηλεκτρικής παραγωγής της μονάδας III της Καρδιάς.

Το συνολικό κόστος παραγωγής ζεστού νερού εκτιμάται σε 48,88 Ευρώ/MWhe = 16302/333,48.

Το 83% του κόστους προέρχεται από την ανάγκη για αύξηση της παραγωγής κυρίως από μονάδες φυσικού αερίου (κατά 90% της συνολικής αύξησης της παραγωγής) και από πετρελαϊκές μονάδες (κατά 10% της συνολικής αύξησης της παραγωγής) ενώ το 17% προέρχεται από διαφορετική σειρά ένταξης κυρίως των αεριοστροβιλικών μονάδων για την κάλυψη των αιχμών.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η σχέση θερμικό MW με ηλεκτρικό MW είναι 7:1, η τιμή πώλησης της θερμικής ενέργειας με βάση το μακροχρόνιο οριακό κόστος ηλεκτροπαραγωγής εκτιμάται σε 6,98 Ευρώ/MWhth σε σταθερές τιμές 2002.

6. Τιμολόγιο Πώλησης Θερμικής Ενέργειας

Η τιμή πώλησης θερμικής ενέργειας διαμορφώνεται σε 6,98 Ευρώ/MWhth η οποία καλύπτει το μακροχρόνιο οριακό κόστος υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής ισχύος ίση με 10 MWe της μονάδας III της Καρδιάς πλέον του άμεσου κόστους παραγωγής του ζεστού νερού.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η μεσοσταθμική τιμή της οριακής τιμής του συστήματος κατά τους χειμερινούς μήνες (από 15/10 έως 15/4) ήταν 38,17 Euro/MWhe, το προτεινόμενο τιμολόγιο πώλησης της θερμικής ενέργειας είναι:

$$R_{th}^m = \sum_{t=1}^{T_m} \left[(6,03 \text{ Euro/MWh}_{th}) \times \frac{OTS_t (\text{Euro/MWh}_e)}{38,17} \times (MWh_{th}^t) \right] + \left(475 \frac{\text{Euro}}{\text{MW}_{th} \text{ month}} \right) \times IGDP_{Y-1} \times (MW_{th}^{\max})$$

όπου

R_{th}^m τα έσοδα από την πώληση θερμικής ενέργειας στον μήνα m του έτους Y, Ευρώ/μήνα.

OTS_t η οριακή τιμή του συστήματος την ώρα t, Euro/MWhe.

MWh_{th}^t η μετρηθείσα ποσότητα θερμικής ενέργειας στην ώρα t, MWhth.

MW_{th}^{\max} η μέγιστη ωριαία ποσότητα θερμικής ενέργειας στον μήνα m, MWth.

$IGDP_{Y-1}$ ο δείκτης τιμών καταναλωτή στο έτος Y-1 με τιμή 1 στο έτος 2002.

$\sum_{t=1}^{T_m} 0$ η άθροιση γίνεται για όλες τις ώρες T_m του μήνα m.

7. Συμπέρασμα

Εξετάστηκε το θέμα τού κατά πόσο συμφέρει σε εταιρικό επίπεδο μία εταιρεία παραγωγής ηλεκτρισμού να προμηθεύει με ζεστό νερό μία δημοτική εταιρεία τηλεθέρμανσης μέσω απομάστευσης ατμού από την μονάδα ηλεκτροπαραγωγής της.

Τα επιμέρους θέματα που αναλύθηκαν ήταν τεχνικά, κοστολογικά και οικονομικά. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον προσδιορισμό της εύλογης τιμής πώλησης θερμικής ενέργειας στην εταιρεία τηλεθέρμανσης, βασίζεται στην εκτίμηση του οριακού κόστους υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπα-

ραγωγής από άλλες τεχνολογίες, όπως αυτό προκύπτει από την εξέταση δύο σεναρίων λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής χωρίς (σενάριο αναφοράς) και με απομάστευση ατμού (εναλλακτικό σενάριο) από συγκεκριμένη λιγνιτική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής.

Η μέθοδος αυτή είναι χρήσιμη στην περίπτωση που αναζητείται το κόστος ευκαιρίας μίας επιλογής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στην συγκεκριμένη περίπτωση το κόστος ευκαιρίας ισούται με το αυξημένο κόστος παραγωγής των 10 MWe και αντιστοιχεί στο οριακό κόστος υποκατάστασης λιγνιτικής ηλεκτροπαραγωγής από άλλες τεχνολογίες.

Η ανάλυση έδειξε ότι το οριακό κόστος ηλεκτροπαραγωγής λόγω απομάστευσης του ατμού είναι 6,98 Ευρώ/MWhth σε σταθερές τιμές 2002. Με βάση αυτό το κόστος διαμορφώθηκε αποτελεσματικό τιμολόγιο πώλησης. Στο ανωτέρω κόστος πρέπει να προστεθεί βεβαίως και το κόστος μεταφοράς του ατμού στην επιχείρηση τηλεθέρμανσης.

Η ανωτέρω μέθοδος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κοστολόγηση θερμικής ενέργειας όταν αυτή δεν χρησιμοποιείται στην παραγωγική διαδικασία αλλά προορίζεται για πώληση σε τρίτους όπως για παράδειγμα στην περίπτωση της απομάστευσης ατμού από έναν ατμοστρόβιλο προς πώληση σε εταιρία τηλεθέρμανσης ή η πώληση θερμικής ενέργειας από μία μονάδα συμπαραγωγής με σύστημα συνδυασμένου κύκλου.

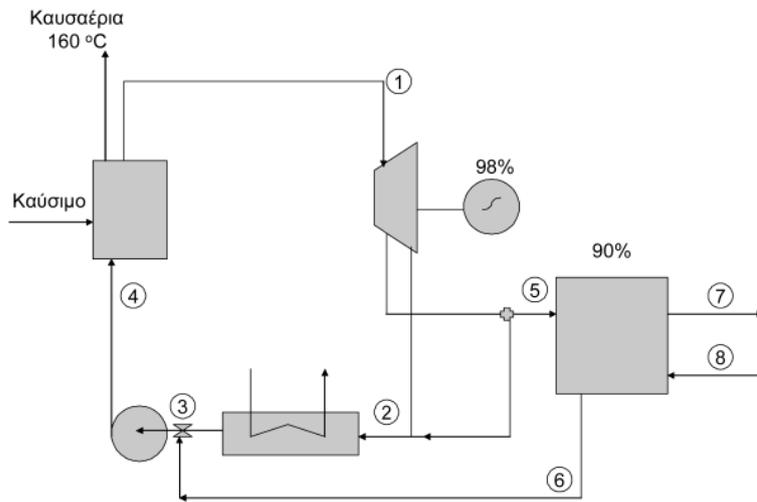
Βιβλιογραφία

- Brown, M. (1993) *Cogeneration in the UK - Powering Ahead, Cogeneration of Heat and Power - The Way Forward*, Athens, Greece, 3-5 November, ELKEPA publications, 64-73.
- Coroyannakis, P. (1993) *Rules, Regulation, Financing Schemes and Obstacles to the Development of Cogeneration in OECD Countries, Cogeneration of Heat and Power - The Way Forward*, Athens, Greece, 3-5 November, ELKEPA publications, 41-57.
- Πρ. Ευθύμογλου, Α. Μουρελάτος, Χ. Δεμερτζής (1998) *Μεθοδολογία Εκτίμησης Δυναμικού Συμπαραγωγής στον Τριτογενή Τομέα της Ελληνικής Οικονομίας, Ημερίδα με θέμα «Εισαγωγή Φυσικού Αερίου στα Αστικά Κέντρα»*, 12ο Συνέδριο της Ελληνικής Εταιρείας Επιχειρησιακής Ερευνας, Σάμος.
- Α. Μουρελάτος (2001) *Προηγμένες Τεχνολογίες Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας με Παράλληλη Χρήση Ψύξης*, Ενέργεια, Διημερίδα 12-13 Νοεμβρίου, Αθήνα.
- A. Mourelatos and G. Syntzanakis (1999) *Prefeasibility Study for the Integration of A Cogeneration Plant with the Revythousa LNG Terminal*, 1999 PowerGen, Frankfurt.
- Α. Μουρελάτος, και Π. Κανελλόπουλος (Αύγουστος-Σεπτέμβριος 1996) *Φυσικό Αέριο και Συμπαραγωγή-Επιπτώσεις στην Ενέργεια, στο Περιβάλλον και στην Οικονομία, Plant Management*, 139, 36-46.
- Γ. Συντζανάκης και Α. Μουρελάτος (Αύγουστος 2000) *Εφαρμογές Συστημάτων Συμπαραγωγής στον Τριτογενή Τομέα, Τεχνική Επιθεώρηση*, 40-50.
- Γ. Συντζανάκης και Α. Μουρελάτος (1997) *Βιομηχανικά Συστήματα Συμπαραγωγής, Ενέργεια*, Διημερίδα 19-20 Ιουνίου, Αθήνα.
- Olmedo, D. (1993) *The Experience in Implementing Cogeneration in Spain, Cogeneration of Heat and Power - The Way Forward*, Athens, Greece, 3-5 November, ELKEPA publications, 58-63.

Appendix

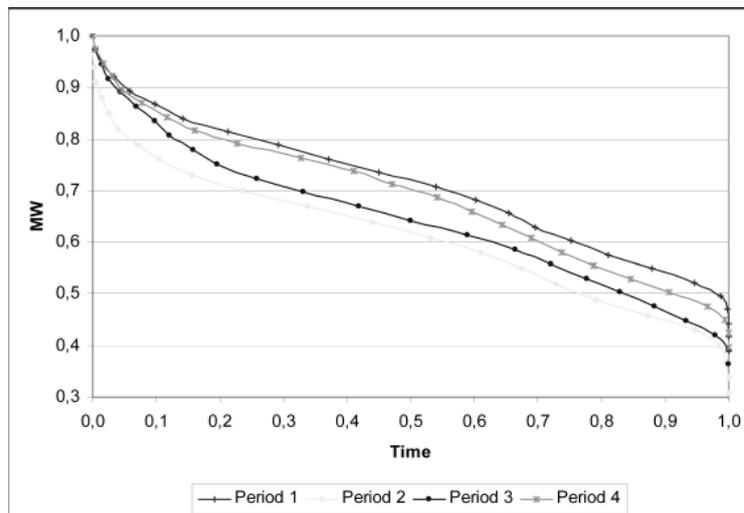
ΣΧΗΜΑ 1

Σύστημα απομάστευσης ατμού από μονάδα ηλεκτροπαραγωγής



ΣΧΗΜΑ 2

Καμπύλη διάρκειας φορτίου έτους 2002



(Πηγή: Δ/ση Στρατηγικής & Προγραμματισμού ΔΕΗ ΑΕ)

ΠΙΝΑΚΑΣ 1

Εξέλιξη φορτίου του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

YEAR	PEAK LOAD	GROWTH RATE	MIN. LOAD	GROWTH RATE	ENERGY	GROWTH RATE	LOAD FACTOR
	MW	%	MW	%	GWH	%	%
2002	8924	-	2428	-	47889	-	60,6
2003	9300	4,2	2609	4,2	49372	4,2	60,6
2004	9700	4,3	2721	4,3	51495	4,3	60,6
2005	10000	3,1	2806	3,1	53088	3,1	60,6
2006	10300	3,0	2890	3,0	54681	3,0	60,6
2007	10600	2,9	2974	2,9	56273	2,9	60,6
2008	10958	3,4	3074	3,4	58174	3,4	60,6
2009	11287	3,0	3167	3,0	59921	3,0	60,6
2010	11625	3,0	3261	3,0	61715	3,0	60,6
2011	11939	2,7	3350	2,7	63382	2,7	60,6
2012	12261	2,7	3440	2,7	65091	2,7	60,6
2013	12593	2,7	3533	2,7	66854	2,7	60,6
2014	12933	2,7	3628	2,7	68659	2,7	60,6
2015	13282	2,7	3726	2,7	70512	2,7	60,6
2016	13614	2,5	3820	2,5	72274	2,5	60,6

(Πηγή: Διεύθυνση Στρατηγικής και Προγραμματισμού της ΔΕΗ ΑΕ)

ΠΙΝΑΚΑΣ 2

Υποψήφιες μονάδες για την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

NAME	BASE LOAD	PEAK LOAD	HEAT RATE AT BASE LOAD	HEAT RATE AT PEAK LOAD	DOMESTIC FUEL PRICE	FOREIGN FUEL PRICE	FOR	DAYS OF MAINTENANCE	FIXED O&M	VARIABLE O&M
	MW	MW	KCAL/KWH	KCAL/KWH	Euro cents /GCAL	Euro cents /GCAL	%	DAYS	EURO/KW /MONTH	EURO/MWH
LIGN	175	290	2263	2263	539	0	2.0	38	2.67	1.33
COAL	400	580	2163	2163	0	633	2.0	38	2.50	1.10
CC25	85	240	2200	2000	0	1641	2.0	15	1.86	1.84
CC40	135	390	1850	1720	0	1641	2.0	15	1.86	1.84
GT70	1	65	2850	2600	0	1641	5.0	10	1.16	1.84
GT50	1	50	2600	2265	0	1641	8.0	10	1.00	2.00
GT12	1	110	2330	2150	0	1641	5.0	10	1.00	2.00

(Πηγή: Διεύθυνση Στρατηγικής και Προγραμματισμού της ΔΕΗ ΑΕ)

ΠΙΝΑΚΑΣ 3

Πρόγραμμα ανάπτυξης για το σενάριο αναφοράς

	LOLP%	MW	LIGN	COAL	CC40	GT50	GT12
2005	0,54	1220			2		4
2006	0,41	390			1		
2007	0,84	150				3	
2008	0,27	780			2		
2009	0,55	50				1	
2010	0,47	390			1		
2011	0,51	270				1	2
2012	0,43	390			1		
2013	0,45	440			1	1	
2014	0,37	580		1			
2015	0,37	550			1	1	1
2016	0,32	390			1		
TOTALS		5600	0	1	10	7	7

ΠΙΝΑΚΑΣ 4

Πρόγραμμα ανάπτυξης για το εναλλακτικό σενάριο

	LOLP%	MW	LIGN	COAL	CC40	GT50	GT12
2005	0,55	1220			2		4
2006	0,42	390			1		
2007	0,84	150				3	
2008	0,28	780			2		
2009	0,57	50				1	
2010	0,48	390			1		
2011	0,45	330					3
2012	0,38	390			1		
2013	0,39	440			1	1	
2014	0,29	630		1		1	
2015	0,38	440			1	1	
2016	0,33	390			1		
TOTALS		5600	0	1	10	7	7

ΠΙΝΑΚΑΣ 5

Οριακή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα ηλεκτροπαραγωγής

GWh	HYDA	HYDB	TO.HYD	LIGN	HOIL	COAL	NGAS	TO.THER	GR.TOTAL
2002	0	0	0	-47	15	0	24	-8	-8
2003	0	0	0	-31	5	0	31	5	5
2004	0	0	0	-34	18	0	18	2	2
2005	0	0	0	-21	1	0	20	0	0
2006	0	0	0	-35	4	0	31	0	0
2007	0	0	0	-17	-5	0	22	0	0
2008	0	0	0	-54	1	0	53	0	0
2009	0	0	0	-57	1	0	55	-1	-1
2010	0	0	0	23	1	0	-25	-1	-1
2011	0	0	0	-40	-2	0	43	1	1
2012	0	0	0	-32	-1	0	34	1	1
2013	0	0	0	-111	-1	0	114	2	2
2014	0	0	0	-56	-1	2	56	1	1
2015	0	0	0	-89	0	0	87	-2	-2
2016	0	0	0	-49	0	-1	50	0	0
NPV				-333,48	32,13	0,41	299,72	-1,23	-1,23

ΠΙΝΑΚΑΣ 6

Οριακό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα ηλεκτροπαραγωγής

MEURO	Difference	Difference	Difference
	Fuel, O&M	Const&IDC	Total
2002	2,0	0	2,0
2003	1,3	0	1,3
2004	3,5	0	3,5
2005	-0,1	0	-0,1
2006	0,5	0	0,5
2007	-0,6	0	-0,6
2008	1,7	0	1,7
2009	2,2	0	2,2
2010	-1,0	16,16	15,2
2011	2,3	0	2,3
2012	1,9	0	1,9
2013	4,5	22,72	27,2
2014	3,6	-38,88	-35,3
2015	2,7	0	2,7
2016	1,7	0	1,7
NPV	13,48	2,82	16,30