

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ – ΤΜΗΜΑ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΠΑΝ. ΠΕΙΡΑΙΑ – ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ
Μ.Π.Σ. ΟΡΓΑΝΩΣΗ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΝΤΑΞΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΕΝΤΡΙΚΑ ΟΡΓΑΝΩΜΕΝΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΜΙΚΤΟΥ ΑΚΕΡΑΙΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ



Μπάδα Αικατερίνη
Διπλ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός Α.Π.Θ.

Επιβλέπων: Κων/νος Περράκης, Δρ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός

Αθήνα – Ιούλιος 2008

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

Η Διπλωματική Εργασία εκπονήθηκε στην Αθήνα κατά το θερινό εξάμηνο του ακαδημαϊκού έτους 2007-2008, στο πλαίσιο των υποχρεώσεων του Μεταπτυχιακού Προγράμματος Σπουδών «Οργάνωση και Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων» με κατεύθυνση σπουδών «Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος», το οποίο συνδιοργανώνεται από το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο και το Πανεπιστήμιο Πειραιά.

Επιβλέπων της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας ήταν ο Δρ. Κωνσταντίνος Περράκης, Ηλεκτρολόγος Μηχανικός Ε.Μ.Π., διδάσκων του μαθήματος «Σχεδιασμός και διαχείριση ενεργειακών συστημάτων» του 4^{ου} εξαμήνου του ανωτέρω Μεταπτυχιακού Προγράμματος.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

Περιεχόμενα

Αρκτικόλεξα

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	9
2. ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	11
2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	11
2.2. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ.....	14
2.3. ΛΟΓΟΙ ΠΟΥ ΟΔΗΓΗΣΑΝ ΣΤΗΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗ ΣΥΓΚΕΚΡΙΜΕΝΗ ΧΡΟΝΙΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟ.....	15
2.4. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΗΣ ΝΕΑΣ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΤΟΥ ΤΟΜΕΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	17
3. ΜΟΝΤΕΛΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΤΟΜΕΑ.....	21
3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	21
3.2. ΜΟΝΟΠΩΛΙΟ.....	21
3.3. ΜΟΝΑΔΙΚΟΣ ΑΓΟΡΑΣΤΗΣ (SINGLE BUYER).....	24
3.4. ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΜΟΣ ΣΤΗΝ ΧΟΝΔΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ.....	25
3.5. ΠΛΗΡΗΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΜΟΣ.....	27
3.6. ΘΕΜΑΤΑ ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΥ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΩΝ (UNBUNDLING).....	29
4. ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΕΣ ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.....	31
4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	31
4.2. Η ΧΡΟΝΙΚΗ ΔΙΑΣΤΑΣΗ.....	32
4.2.1. Περιβάλλον μονοπωλίου.....	32
4.2.2. Ανταγωνιστικό περιβάλλον.....	34
4.3. ΤΟ «ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΟ» ΜΟΝΤΕΛΟ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.....	35
4.4. ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.....	37
4.4.1. Βασικά χαρακτηριστικά της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού.....	37
4.4.2. Η χονδρεμπορική αγορά.....	39
5. ΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΤΗΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ.....	43
5.1. ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΠΟΥ ΕΠΗΡΕΑΖΟΥΝ ΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ – ΑΝΑΓΚΑΙΟΤΗΤΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ ΕΝΤΑΞΗΣ.....	43
5.1.1. Οικονομικοί παράγοντες.....	43
5.1.2. Χρονικοί παράγοντες.....	44
5.1.3. Καιρικοί παράγοντες.....	46
5.1.4. Τυχαίοι παράγοντες.....	46
5.1.5. Επιπτώσεις της κυμαινόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.....	46
5.2. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΕΝΤΑΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΜΟΥ.....	47
5.2.1. Διατύπωση του προβλήματος μικτού αέριου προγραμματισμού (M.I.P.).....	49
5.2.2. Προσδιορισμός της τιμής της ενέργειας.....	53
6. ΕΦΑΡΜΟΓΗ.....	55
6.1. ΤΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΟΥ ΥΛΟΠΟΙΗΘΗΚΕ ΣΤΗ GAMS.....	55
6.2. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ.....	57
6.3. ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ.....	61
6.4. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	63
6.5. ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ (CASE STUDY) - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	68
6.5.1. Ανελαστική ζήτηση.....	68
6.5.2. Μηδενική απαίτηση εφειδρείας – μεταβολή τιμής ζήτησης καταναλωτών.....	70
6.5.3. Τιμή εκκαθάρισης της αγοράς.....	76

6.5.4.	<i>Κόστος ένασης μονάδων παραγωγής</i>	79
6.5.5.	<i>Προς περαιτέρω διερεύνηση</i>	84
7.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΜΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ (MIXED INTEGER PROGRAMMING – MIP)	87
7.1.	ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ	87
7.2.	ΘΕΩΡΗΤΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ	88
7.3.	ΜΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ.....	89
7.4.	ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΑΘΕΡΟΥ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ.....	90
7.5.	ΕΠΙΛΥΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ Γ.Π. ΚΑΙ Μ.Ι.Ρ. - ΣΚΙΩΔΕΙΣ ΤΙΜΕΣ	91
8.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΘΕΩΡΙΑΣ	93
8.1.	ΤΟ ΘΕΜΕΛΙΩΔΕΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΤΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ	93
8.2.	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΘΕΩΡΙΑΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ (ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ).....	93
8.3.	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΗΣ ΘΕΩΡΙΑΣ ΤΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ (ΠΑΡΑΓΩΓΟΙ).....	95
8.4.	Η ΥΠΟΘΕΣΗ ΤΩΝ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΑΓΟΡΩΝ	97
8.5.	ΙΣΟΡΡΟΠΙΑ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ (Ο ΝΟΜΟΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΚΑΙ ΖΗΤΗΣΗΣ)	98
9.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: GAMS	101
9.1.	ΓΕΝΙΚΑ	101
9.2.	ΚΩΔΙΚΑΣ	103
10.	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	111

Αρκτικόλεξα:

A.G.C.: Automatic Generation Control

D.A.: Day-Ahead

E.P.A.: Energy Policy Act

G.A.M.S.: General Algebraic Modeling System

I.S.O.: Independent System Operator

P.J.M. I.S.O.: Pennsylvania – Jersey - Maryland I.S.O.

M.I.L.P.: Mixed Integer Linear Programming

M.I.P.: Mixed Integer Programming

M.O.: Market Operator

R.T.: Real-Time

S.M.P.: System Marginal Price

A.E.Π.: Αυτόματος Έλεγχος Παραγωγής

A.Π.Ε.: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Γ.Π.: Γραμμικός Προγραμματισμός

Δ.Ε.Η.: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού

Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

E.E.: Ευρωπαϊκή Ένωση

ΕΝ.ΘΕΣ.: Ενεργειακή Θεσσαλονίκης

Η.Ε.Π.: Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Η.Π.Α.: Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής

Κ.Ε.Ε.: Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας

Μ.Α.: Μοναδικός Αγοραστής

Μ.Ο.Κ.: Μακροχρόνιο Οριακό Κόστος

Μ.Τ.: Μέση Τάση

Ο.Τ.Σ.: Οριακή Τιμή Συστήματος

Ρ.Α.Ε.: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Σ.Η.Θ.: Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας

Υ.Η.Σ.: Υδροηλεκτρικός Σταθμός

Υ.Κ.Ω.: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας

Υ.Τ.: Υψηλή Τάση

Χ.Τ.: Χαμηλή Τάση

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

1. Εισαγωγή

Η αλλαγή της οργάνωσης του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στις διάφορες χώρες από το καθεστώς του μονοπωλίου, κατά το οποίο μία μόνο επιχείρηση ασκούσε το σύνολο των δραστηριοτήτων της παραγωγής, εμπορίας, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας, σε μια οργάνωση ανοιχτή σε πολλούς «παίκτες», όπου επικρατούν συνθήκες υγιούς ανταγωνισμού, είναι μία από τις σημαντικότερες εξελίξεις στον τομέα της ενέργειας στα τέλη του προηγούμενου αιώνα.

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη του προβλήματος της ένταξης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε περιβάλλον απελευθερωμένης αγοράς. Επιλύεται, με τη βοήθεια της γλώσσας προγραμματισμού GAMS, ένα μικρής κλίμακας πρόβλημα μικτού αέριου προγραμματισμού. Το πρόβλημα αυτό βρίσκει εφαρμογή σε περιπτώσεις αγορών ηλεκτρικής ενέργειας που εφαρμόζουν μοντέλα με κεντρική οργάνωση (U.K. pool ως το 2000, P.J.M./H.P.A., Ελλάδα κ.α.) και ιδίως για την επίλυση της αγοράς ενέργειας της προηγούμενης ημέρας (Day-Ahead market).

Η δομή της διπλωματικής εργασίας είναι η εξής:

Στο κεφάλαιο 2 δίνονται γενικά στοιχεία που αφορούν στην απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία περιλαμβάνουν ιστορικά στοιχεία, τους λόγους που οδήγησαν στην απελευθέρωσή της τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο και τα χαρακτηριστικά της νέας οργάνωσης του τομέα.

Στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται τα τέσσερα μοντέλα οργάνωσης των αγορών του ηλεκτρικού τομέα (μονοπώλιο, μοναδικός αγοραστής, ανταγωνισμός στην χονδρική αγορά, ανταγωνισμός στην χονδρική και στη λιανική αγορά) και αναφέρονται κάποια θέματα που προκύπτουν από τον διαχωρισμό των δραστηριοτήτων.

Στο κεφάλαιο 4 περιγράφονται οι χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού και ειδικότερα η χρονική τους διάσταση, το «ολοκληρωμένο» μοντέλο (pool) της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού καθώς και η τρέχουσα οργάνωση της ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού.

Στο κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται το πρόβλημα της ένταξης μονάδων παραγωγής σε ανταγωνιστικό περιβάλλον θεωρώντας κεντρικά οργανωμένη αγορά της μορφής «κοινοπραξία» (pool) και διατυπώνεται ως πρόβλημα μικτού αέριου προγραμματισμού.

Τέλος, στο κεφάλαιο 6, παρουσιάζεται αναλυτικά ένα περιορισμένης κλίμακας μοντέλο στη γλώσσα προγραμματισμού GAMS, που επιλύει την ανωτέρω αγορά, καθώς και η σχετική εφαρμογή του για ένα σύστημα παραγωγής αντίστοιχο με το ελληνικό. Δίνονται τα δεδομένα του προβλήματος, παραθέτονται τα ζητήματα που προέκυψαν κατά τη μοντελοποίηση, τα αποτελέσματα καθώς και η μελέτη περιπτώσεων με τα αντίστοιχα συμπεράσματα.

Επιπρόσθετα, στα τρία παραρτήματα που ακολουθούν παρουσιάζονται τα σχετικά θέματα που αφορούν στον Μικτό Αέριο Προγραμματισμό (παράρτημα Α), σε στοιχεία της οικονομικής θεωρίας (παράρτημα Β) και τέλος στη γλώσσα προγραμματισμού GAMS (παράρτημα Γ).

2. Απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας

2.1. Εισαγωγή

Είναι η ηλεκτρική ενέργεια εμπορεύσιμο προϊόν ή κοινωνικό αγαθό; Η απάντηση που έδωσαν κατά καιρούς οι διάφορες χώρες σ' αυτό το ερώτημα, καθόρισε τη δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες αυτές.

Κατά τη διάρκεια του 20^{ου} αιώνα επικράτησε παγκοσμίως η αντίληψη ότι ο ηλεκτρισμός είναι κοινωνικό αγαθό και ότι είναι υποχρέωση της πολιτείας να φροντίζει για την παροχή του ηλεκτρισμού σε λογικές τιμές σε όλους τους κατοίκους της επικράτειάς της. Η αντίληψη αυτή, καθώς και οι υφιστάμενες οικονομίες κλίμακας στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησαν στη μονοπωλιακή δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μία κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση ηλεκτρισμού κοινής ωφέλειας είχε το μονοπώλιο παραγωγής, μεταφοράς και διανομής σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή (χώρα, πολιτεία). Το μονοπώλιο παροχής ηλεκτρισμού μπορεί να είναι κρατικό ή ιδιωτικό κρατικά ρυθμιζόμενο.

Η μονοπωλιακή δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα. Οδήγησε στην κατασκευή μεγάλων, μακρόπνοων έργων για την παραγωγή – μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας και στην εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών. Οδήγησε στον εξηλεκτισμό απομακρυσμένων περιοχών, που δεν θα ήταν δυνατός με καθαρά οικονομικά κριτήρια σε καθεστώς ελεύθερης αγοράς. Έδωσε στην πολιτεία τη δυνατότητα, μέσω της τιμολογιακής πολιτικής να ασκήσει κοινωνική πολιτική και να δώσει αναπτυξιακά κίνητρα σε υποβαθμισμένες περιοχές. Όταν η παραγωγή, η μεταφορά και η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρμοδιότητες μίας μόνο κάθετα ολοκληρωμένης επιχείρησης ηλεκτρισμού, ο προγραμματισμός λειτουργίας και ανάπτυξης του συστήματος με στόχο την οικονομική και αξιόπιστη λειτουργία είναι μία σχετικά απλή διαδικασία.

Επειδή η μονοπωλιακή επιχείρηση ηλεκτρισμού κοινής ωφέλειας, ιδιαίτερα όταν είναι ιδιωτική, θα μπορούσε να αυξήσει αυθαίρετα την τιμή του ηλεκτρισμού εις βάρος των καταναλωτών, τα τιμολόγια της ελέγχονται από το κράτος (Επιτροπές ή Ρυθμιστικές Αρχές Ενέργειας) για να προστατεύονται τα συμφέροντα των καταναλωτών. Τα τιμολόγια πρέπει να είναι τέτοια ώστε να καλύπτονται ακριβώς οι απαιτήσεις εσόδων της μονοπωλιακής επιχείρησης ηλεκτρισμού, προκειμένου να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητά της και επιπλέον ένα λογικό κέρδος, που είναι κρατικά ελεγχόμενο. Αφού το ποσοστό κέρδους της επιχείρησης είναι εξασφαλισμένο, στόχος της μονοπωλιακής επιχείρησης ηλεκτρισμού στον βραχυχρόνιο ορίζοντα είναι να μειώσει το κόστος λειτουργίας της έτσι, ώστε να εξασφαλίζεται η φθηνότερη δυνατή τιμή για τους καταναλωτές. Στον μακροχρόνιο ορίζοντα, στόχος της επιχείρησης είναι να επιλέξει αυτά τα επενδυτικά προγράμματα που θα οδηγήσουν στις ελάχιστες δυνατές απαιτήσεις εσόδων από τους καταναλωτές. Όμως, ταυτόχρονα, είναι και σημαντικό μειονέκτημα της μονοπωλιακής οργάνωσης, δηλαδή δεν υπάρχει επαρκές κίνητρο μείωσης του κόστους λειτουργίας και του κόστους ανάπτυξης του συστήματος, αφού κανείς στην επιχείρηση δεν πληρώνει για τα σφάλματα που οδηγούν σε αύξηση του κόστους. Τα κέρδη της επιχείρησης είναι εξασφαλισμένα, ως ένα κρατικά ρυθμιζόμενο ποσοστό των επενδεδυμένων από την επιχείρηση κεφαλαίων και η αύξηση του κόστους διαχέεται στο κοινωνικό σύνολο ως αύξηση των απαιτήσεων εσόδων από τους καταναλωτές. Έτσι, η αποκαλούμενη «κόστος συν κέρδος» ρύθμιση («cost plus» regulation) θεωρείται μη αποτελεσματική κρατική παρέμβαση αφού δεν δίνει επαρκή κίνητρα για τη συγκράτηση των τιμών. Η σύγχρονη αντίληψη στη ρύθμιση μονοπωλιακών επιχειρήσεων είναι η αποκαλούμενη ρύθμιση «με παροχή κινήτρων αποτελεσματικότητας» («incentive based» regulation) κατά την οποία τα κέρδη της επιχείρησης εξαρτώνται από το πόσο καλά τα πήγε η επιχείρηση στην επίτευξη προκαθορισμένων στόχων.

Την τελευταία 20-ετία του 20^{ου} αιώνα πολλές χώρες άνοιξαν την αγορά της ηλεκτρικής τους ενέργειας στον ανταγωνισμό. Λόγω της προόδου της τεχνολογίας έγινε δυνατή η κατασκευή μικρών (σε σχέση με το μέγεθος της αγοράς), αποδοτικών μονάδων παραγωγής και έπαψαν πλέον να υφίστανται οι οικονομίες κλίμακας στην παραγωγή

ηλεκτρικής ενέργειας, που χαρακτήριζαν την παραγωγή ηλεκτρισμού ως φυσικό μονοπώλιο. Ωστόσο, η μεταφορά αλλά και η διανομή (δίκτυο) ηλεκτρισμού παραμένουν φυσικά μονοπώλια. Τέλος, η προμήθεια του ηλεκτρισμού στους τελικούς καταναλωτές ανοίγει στον ανταγωνισμό. Έτσι, η νέα δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που τείνει να καθιερωθεί στις αρχές του 21^{ου} αιώνα, χαρακτηρίζεται από τη διάσπαση των κλάδων της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι στόχοι μιας επιχείρησης ηλεκτρισμού που δραστηριοποιείται π.χ. στην παραγωγή σε καθεστώς ελεύθερης αγοράς είναι διαφορετικοί από τους στόχους μίας μονοπωλιακής επιχείρησης ηλεκτρισμού κοινής ωφέλειας. Στόχος της ανταγωνιστικής επιχείρησης είναι η μεγιστοποίηση των κερδών της. Δηλαδή, η επιχείρηση θα επιδιώξει αφενός μεν να μειώσει το κόστος της, αφετέρου δε να αυξήσει το ύψος των πωλήσεών της σε όσο το δυνατόν μεγαλύτερη τιμή. Αν όμως η επιχείρηση επιδιώξει να αυξήσει πολύ την τιμή διάθεσης του προϊόντος της, τότε λόγω του ανταγωνισμού ενδέχεται οι καταναλωτές να προτιμήσουν τα προϊόντα άλλων ομοειδών επιχειρήσεων που προσφέρονται σε ευνοϊκότερη τιμή. Έτσι, σε περιβάλλον τέλειου ανταγωνισμού η τιμή του προϊόντος καθορίζεται από την προσφορά και τη ζήτηση και δεν ελέγχεται από τη συγκεκριμένη επιχείρηση. Η επιχείρηση θα προσπαθήσει να μειώσει το κόστος της, ώστε να μπορέσει να προσφέρει το προϊόν της στην καλύτερη δυνατή τιμή και να αποσπάσει όσο το δυνατόν μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς, με στόχο πάντα τη μεγιστοποίηση των κερδών της. Μ' αυτό τον τρόπο ο τέλειος ανταγωνισμός οδηγεί σε χαμηλές τιμές για τους καταναλωτές. Σε μια ανταγωνιστική αγορά η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται χρονικά, ακολουθώντας τη δυναμική της προσφοράς και της ζήτησης, δηλαδή όταν αυξάνεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται η τιμή της. Έτσι, αφού η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει εποχική, εβδομαδιαία και ημερήσια περιοδικότητα και εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, παρόμοια περιοδικότητα και διακύμανση αναμένεται και στην τιμή του ηλεκτρισμού. Έτσι, τα κέρδη μιας επιχείρησης ηλεκτρισμού που δρα σε ανταγωνιστικό περιβάλλον, εξαρτώνται από μία τιμή αγοράς, η οποία παρουσιάζει σημαντικές διαχρονικές διακυμάνσεις και δεν είναι εξασφαλισμένα, όπως στην περίπτωση του μονοπωλίου. Σημαντικός, λοιπόν, στόχος μιας ανταγωνιστικής επιχείρησης ηλεκτρισμού είναι και η διαχείριση του επιχειρηματικού κινδύνου (risk

management). Ο επιχειρηματικός κίνδυνος μπορεί να μειωθεί με τη σύναψη μεσοπρόθεσμων και μακροχρόνιων συμβάσεων πώλησης (ή αγοράς) ηλεκτρικής ενέργειας σε προκαθορισμένες τιμές έτσι, ώστε η επιχείρηση να μην είναι εκτεθειμένη στον κίνδυνο που συνεπάγεται η διακύμανση της τιμής του ηλεκτρισμού [1].

2.2. Ιστορικά στοιχεία

Από τα τέλη του 19^{ου} αιώνα έως και τις δύο πρώτες δεκαετίες του 20^{ου} η διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν αποκλειστικά θέμα ιδιωτικής πρωτοβουλίας. Η ανυπαρξία ενός καθολικού δικτύου μεταφοράς και διανομής οδήγησε στην ανάπτυξη μικρών, τοπικών, αυτόνομων εταιριών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες ήταν εξολοκλήρου υπεύθυνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρισμού στο σύνολο των καταναλωτών μιας συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής [2].

Το διάστημα που ακολούθησε, μέχρι τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, οι κυβερνήσεις θεώρησαν την ηλεκτρική ενέργεια ως κοινωνικό αγαθό. Αυτή η θεώρηση οδήγησε σε κρατικές επενδύσεις στον τομέα του ηλεκτρισμού. Η οργάνωση, όμως, της αγοράς δεν έχει αποκτήσει ακόμα την καθολική δομή της μίας επιχείρησης ηλεκτρισμού κοινής ωφέλειας.

Μετά το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου και μέχρι τη δεκαετία του '60 επικράτησε παγκοσμίως η αντίληψη ότι ο ηλεκτρισμός είναι φυσικό μονοπώλιο. Έτσι, το κράτος ελέγχει την μονοπωλιακή θέση των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού είτε μέσα από εκτεταμένες εθνικοποιήσεις των εταιριών, είτε με την καθιέρωση ρυθμιστικών (regulating) παρεμβάσεων [3].

Το λειτουργικό αυτό πλαίσιο άρχισε να κλονίζεται από τις αρχές της δεκαετίας του '70 εξαιτίας των ενεργειακών κρίσεων, της αμφισβήτησης της σκοπιμότητας ανάπτυξης προγραμμάτων πυρηνικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, της κλιμάκωσης αντιδράσεων από ισχυρά περιβαλλοντικά κινήματα σε όλες τις χώρες [3], της εμφάνισης

ανεξάρτητων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως από Α.Π.Ε. και άλλων λόγων [4]. Οι παράγοντες αυτοί επέφεραν ισχυρά πλήγματα στους ισχύοντες ρυθμιστικούς μηχανισμούς και ανέτρεψαν στρατηγικούς ενεργειακούς σχεδιασμούς, ιδιαίτερα για τις αναπτυγμένες χώρες.

Από την άλλη πλευρά, οι απαιτήσεις για ορθολογικότερη διαχείριση, για βελτίωση της ποιότητας και της μορφής των παρεχόμενων υπηρεσιών και για αύξηση της αποδοτικότητας με στόχο τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας σε διεθνές επίπεδο, σε συνδυασμό με τις κρατούσες διεθνείς τάσεις κατάργησης των μονοπωλίων και περιορισμού του κρατικού ελέγχου δημιούργησαν την αντίληψη ότι είναι αναγκαία η απελευθέρωση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας από την κρατική ρυθμιστική παρέμβαση. Η απελευθέρωση αυτή οδήγησε στην απορρύθμιση (de-regulation) στις Η.Π.Α., στις αρχές τις δεκαετίας του '80 και στις ιδιωτικοποιήσεις στη Μ. Βρετανία λίγα χρόνια αργότερα [3].

2.3. Λόγοι που οδήγησαν στην απελευθέρωση της ηλεκτρικής ενέργειας τη συγκεκριμένη χρονική περίοδο

Μετά τη 10-ετία του '70 έγινε φανερή η εξάντληση των οικονομιών κλίμακας, οι οποίες χαρακτήριζαν τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας κατά την πρώτη μεταπολεμική περίοδο. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από καινούριες, μεγάλης κλίμακας μονάδες στοίχιζε σε αρκετές περιπτώσεις λιγότερο από τις παλαιότερες. Μία από τις βασικές αιτίες αυτής της αλλαγής ήταν η εμφάνιση υψηλότερων περιβαλλοντικών προδιαγραφών. Ακόμα, σε ορισμένες περιπτώσεις συστημάτων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού – θερμότητας (Σ.Η.Θ.) οι μικρότερες μονάδες, που βρίσκονται κοντά στα σημεία κατανάλωσης της θερμότητας, κρίνονται οικονομικότερες [4].

Στα μέσα της δεκαετίας του '80 η τάση της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ενισχύθηκε και από μία σειρά άλλων παραγόντων. Οι τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επιτρέπουν πλέον την εγκατάσταση

από ιδιώτες, σχετικά φθηνών σε κόστος επένδυσης, με μικρότερο χρόνο κατασκευής και μικρότερη περιβαλλοντική επιβάρυνση μονάδων παραγωγής με υψηλή απόδοση, που χρησιμοποιούν το σχετικά φθινό, καθαρό και άφθονο φυσικό αέριο (μονάδες παραγωγής συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο – G.T.C.C.) [3]. Ένας ακόμη σημαντικός παράγοντας είναι η επέκταση και διασύνδεση των δικτύων Υ.Τ., η οποία διευκολύνει την εμπορία σε μεγάλες αποστάσεις [4]. Ακόμα, οι εξελίξεις στην τεχνολογία της επικοινωνίας, των δικτύων υπολογιστών και του λογισμικού επιτρέπουν τη λειτουργία του ανταγωνισμού στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο (real time) [3].

Παράλληλα, η διεθνοποίηση των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού με επέκταση των δραστηριοτήτων τους έξω από τα γεωγραφικά όρια του κράτους προέλευσης και η επέκτασή τους και στους τομείς της διεθνούς εκμετάλλευσης των μεγάλων δικτύων και υπηρεσιών, όπως επισφραγίζεται και στον Ευρωπαϊκό Χάρτη Ενέργειας [5], δημιουργεί ένα νέο πλαίσιο παγκόσμιου ανταγωνισμού επιβάλλοντας έτσι, στην πράξη την αναδιοργάνωση του ενεργειακού τομέα των επιμέρους χωρών. Αυτή την αναγκαιότητα ήρθαν να καλύψουν και οι Οδηγίες της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (1996/92, 2003/54), θέλοντας να συμβάλλουν ταυτόχρονα στη δημιουργία ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού και στην ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας [3].

Αφού επικράτησε η άποψη ότι μπορεί να επιτευχθεί (σε σχέση με τα κρατικά μονοπώλια) μεγαλύτερη αποδοτικότητα και βελτίωση της προσφοράς των υπηρεσιών, ο ανταγωνισμός τέθηκε ως βάση για τη δημιουργία της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς. Η δεκαετία του '90 διευκόλυε την πραγματοποίηση αυτής της μετάβασης, αφού αυτό το διάστημα επικράτησε μια γενικευμένη τάση απορρύθμισης διαφόρων δραστηριοτήτων (τηλεφωνία, μεταφορές κ.λ.π.). Τέλος, καθοριστικό ρόλο σε αυτή την εξέλιξη έπαιξε η ανεπάρκεια και ο επαναπροσανατολισμός των κρατικών κεφαλαίων παράλληλα με τον νέο προσανατολισμό των ιδιωτικών κεφαλαίων.

Συνεπώς, στον τομέα της διαχείρισης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας η πρόκληση που δημιουργήθηκε ήταν να αντικατασταθεί ένα διοικητικό (command)

σύστημα από ένα σύστημα, που θα στηριζόταν σε συμφωνίες (συμβάσεις – contracts) ή/και σε μηχανισμούς τιμών, δηλαδή σε μηχανισμούς αγοράς [4].

2.4. Χαρακτηριστικά της νέας οργάνωσης του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας

Η απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζει συγκεκριμένους τομείς: εισάγει ανταγωνισμό στο επίπεδο της παραγωγής, παρέχεται πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής καθώς επίσης δίδεται το δικαίωμα στους καταναλωτές να επιλέγουν (τον προμηθευτή τους). Έτσι, η νέα δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από τον διαχωρισμό των δραστηριοτήτων της παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί (πίνακας 2.1).

Πίνακας 2.1: Δραστηριότητες τομέα ηλεκτρικής ενέργειας και αντίστοιχες μορφές αγοράς.

Δραστηριότητα	Μορφή αγοράς
Παραγωγή	Ανταγωνισμός
Μεταφορά	Μονοπώλιο
Διανομή	Μονοπώλιο
Προμήθεια	Ανταγωνισμός

Στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δραστηριοποιείται ανταγωνιστικά ένα πλήθος επιχειρήσεων. Έτσι, εμφανίζεται η ανάγκη για ρύθμιση και έλεγχο της αγοράς. Συγκεκριμένα, τομείς που χρήζουν αυτής της ανάγκης είναι η αδειοδότηση (διοικητική έγκριση) για τη δημιουργία νέων μονάδων, η προστασία του περιβάλλοντος, ο καθορισμός των γενικών τεχνικών απαιτήσεων, η διασφάλιση επαρκούς ανταγωνισμού, η μη κατάχρηση τυχούσας δεσπόζουσας θέσης, η διασφάλιση της ποιότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, η διασφάλιση της επάρκειας της τροφοδοσίας των καταναλωτών κ.α. Υπεύθυνη για όλα τα παραπάνω καθίσταται στις περισσότερες περιπτώσεις μία ανεξάρτητη Ρυθμιστική Αρχή.

Ακόμα, στον τομέα της προμήθειας της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές δραστηριοποιούνται ανταγωνιστικά πολλές επιχειρήσεις. Υπάρχει, όμως, σε ορισμένες περιπτώσεις, ανάγκη επίβλεψης των τιμολογίων (ειδικές ομάδες πληθυσμού π.χ. χαμηλού εισοδήματος, κατοίκων νησιωτικών περιοχών, πολυτέκνων), μιας επιχείρησης που κατέχει ιδιαίτερα δεσπόζουσα θέση στην αγορά κ.α. Η Ρυθμιστική Αρχή είναι, επίσης, υπεύθυνη για την παρακολούθηση και ρύθμιση αυτών των περιπτώσεων.

Τα δίκτυα (μεταφοράς και διανομής) ηλεκτρικής ενέργειας παραμένουν φυσικά μονοπώλια. Η τιμολόγηση των σχετικών υπηρεσιών των δικτύων ως υπηρεσιών μονοπωλίου επιβλέπεται από τη Ρυθμιστική Αρχή. Ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (π.χ. για την Ελλάδα Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. – I.S.O.) και ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής καλύπτουν τις ανάγκες λειτουργίας, σχεδιασμού ανάπτυξης, συντήρησης κ.λ.π. των δικτύων αυτών [4].

Η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται και συνεπώς πρέπει να καταναλώνεται τη στιγμή που παράγεται. Αυτή η ιδιομορφία της ως καταναλωτικό προϊόν απαιτεί συντονισμό και έλεγχο του όλου συστήματος Παραγωγής - Μεταφοράς. Έτσι, ο Διαχειριστής του Συστήματος έχει και την ευθύνη της διατήρησης ισοζυγίου ενέργειας σε πραγματικό χρόνο.

Ο ρόλος των αγορών

Προκειμένου να λειτουργεί μία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται η δυνατότητα να γνωρίζει, όποιος επιθυμεί, ότι μπορεί να αγοράζει συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας, σε κάποια συγκεκριμένη χρονική στιγμή στο μέλλον, σε μία καθορισμένη τιμή. Αυτή μπορεί να επιτευχθεί με την ύπαρξη αγορών διμερών συναλλαγών ή κεντρικά οργανωμένων αγορών.

Στις αγορές με κεντρική οργάνωση προβλέπεται ρόλος Λειτουργού της Αγοράς (market operator – M.O.), ο οποίος, βάσει των οικονομικών προσφορών των συμμετεχόντων

στην αγορά, ρυθμίζει την κεντρικά την κατανομή με τέτοιο τρόπο ώστε, η ηλεκτρική ενέργεια να παράγεται από τις μονάδες με την χαμηλότερη προσφορά, δηλ. τις πιο «φτηνές» διαθέσιμες μονάδες. Έτσι, ταυτόχρονα ικανοποιείται η βασική επιθυμητή ιδιότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παροχής του προϊόντος.

Γενικά, σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς, υπάρχει εντονότερη ανάγκη να δίνονται τα σωστά «σήματα» μέσω των μηχανισμών της αγοράς (τιμών) για οικονομικά βέλτιστες επενδύσεις σε νέες μονάδες παραγωγής, οικονομικά βέλτιστη επιλογή καυσίμων, οικονομικά βέλτιστες επενδύσεις στο σύστημα μεταφοράς κ.α. Αυτή η βελτιστοποίηση δεν είναι εύκολο να επιτευχθεί, καθώς ο ορισμός του «οικονομικά βέλτιστου» θεωρείται με την ευρεία έννοια του όρου και περιλαμβάνει πολύ διαφορετικές έννοιες όπως το περιβάλλον, την ασφάλεια εφοδιασμού κ.λ.π. [4].

Επίσης, η προαναφερθείσα ανάγκη διατήρησης ισοζυγίου ενέργειας σε πραγματικό χρόνο σε συνθήκες αγοράς, δεδομένου ότι το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται έντονα (βασική αιτία αυτής της διακύμανσης είναι το είδος και το επίπεδο της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής) οδηγεί σε ανάγκη για κοστολόγηση της τιμής της ενέργειας σε σχεδόν πραγματικό χρόνο. Δηλαδή, εμφανίζεται η ανάγκη ύπαρξης μιας αγοράς «spot» και η ανάγκη για συντονισμό αυτής της αγοράς, συνήθως από τον Λειτουργό της Αγοράς (market operator – M.O.) [4].

Παράλληλα, απαιτείται η δυνατότητα αντιστάθμισης κινδύνων που εμφανίζονται στις αγορές, για παράδειγμα από τυχόν διαμόρφωση πολύ υψηλών ή πολύ χαμηλών τιμών στη στιγμιαία αγορά (spot) [4].

Πως διαμορφώνεται η κατάσταση σήμερα

Σήμερα, σε πολλές χώρες έχει θεσμοθετηθεί ένα σχετικά ομοιόμορφο σχήμα οργάνωσης της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο περιλαμβάνει:

- Ανταγωνισμό στην παραγωγή και προμήθεια (εμπορία) ενέργειας, όπου οι ανταγωνιζόμενες επιχειρήσεις χρησιμοποιούν τα (κοινά) δίκτυα και υποδομές έναντι τιμήματος.
- Οργανωμένες χονδρεμπορικές ή/και χρηματιστηριακές αγορές, που δρουν συμπληρωματικά των αγορών διμερών συναλλαγών (μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών) και συνεισφέρουν στη διαχείριση του επιχειρηματικού κινδύνου.
- Ανεξάρτητη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, με κύριες αρμοδιότητες τη ρύθμιση των τιμών για τα μονοπωλιακά συστήματα (ουσιώδεις υποδομές, δεσμευμένοι καταναλωτές), τη θέσπιση των κανόνων για πρόσβαση στις υποδομές καθώς και έλεγχο και ρύθμιση της λειτουργίας της αγοράς (παρακολούθηση ανταγωνιστικής λειτουργίας, έκδοση αδειών, θέσπιση κανόνων, διασφάλιση επάρκειας σε μεσοπρόθεσμη βάση κ.α.).
- Ανεξάρτητο Οργανισμό (ή Οργανισμούς) Διαχείρισης των δικτύων μεταφοράς (Υ.Τ.) και διανομής (Μ.Τ.), της προσφοράς και ζήτησης σε πραγματικό χρόνο (εξισορρόπηση) και της αγοράς (ή των αγορών) [4].

3. Μοντέλα οργάνωσης αγορών ηλεκτρικού τομέα

3.1. Εισαγωγή

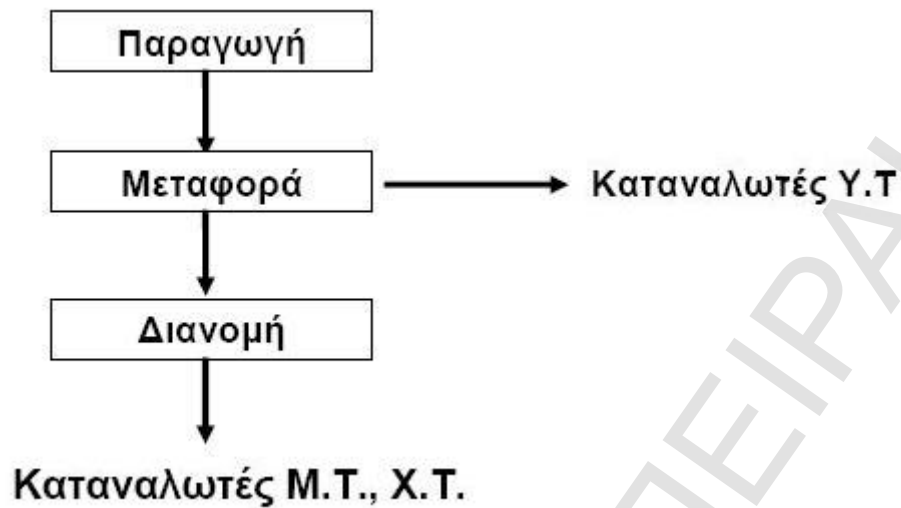
Οι δομές αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε τέσσερα διαφορετικά μοντέλα [6]:

- μονοπώλιο,
- μοναδικός αγοραστής,
- ανταγωνισμός στην χονδρική αγορά,
- ανταγωνισμός στη χονδρική και στη λιανική αγορά.

Στη συνέχεια του παρόντος κεφαλαίου θα παρουσιαστεί αναλυτική περιγραφή του κάθε ενός από τα τέσσερα προαναφερθέντα μοντέλα αγοράς του ηλεκτρικού τομέα.

3.2. Μονοπώλιο

Μια καθετοποιημένη (συνήθως κρατική) επιχείρηση έχει συγκεντρωμένες όλες τις λειτουργίες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μιας περιοχής (π.χ. μιας χώρας). Ακόμα, έχει στην κατοχή της όλο το σχετικό εξοπλισμό (μονάδες παραγωγής, δίκτυα κ.λ.π.) [4]. Σχηματική αναπαράσταση της δομής του μοντέλου της μονοπωλιακής αγοράς παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί (σχήμα 3.1).



Σχήμα 3.1: Δομή μοντέλου της μονοπωλιακής αγοράς [4].

Η καθετοποιημένη επιχείρηση έχει την αποκλειστική ευθύνη παροχής ενέργειας στους καταναλωτές της συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Σαν «αντάλλαγμα» για την αποκλειστικότητα αυτή, η επιχείρηση υποχρεούται να παρέχει ενέργεια σε κάθε καταναλωτή έναντι κάποιου ελεγχόμενου τιμολογίου, βασισμένου στο κόστος παραγωγής, συνήθως ομοιόμορφο για όλους τους καταναλωτές μιας συγκεκριμένης κατηγορίας. Στην περίπτωση του μοντέλου αυτού, συνήθης είναι η κατάσταση των «διασταυρούμενων επιδοτήσεων» (cross-subsidies) μεταξύ κατηγοριών πελατών.

Η μονοπωλιακή επιχείρηση ενεργεί βασιζόμενη σε μακροπρόθεσμο προγραμματισμό, με κριτήριο τον σχεδιασμό ελαχίστου κόστους (least cost planning) αλλά και σε βραχυπρόθεσμο προγραμματισμό, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του λειτουργικού της κόστους.

Στην μονοπωλιακή αγορά οι κίνδυνοι περνάνε απ' ευθείας στους καταναλωτές, μέσω των τιμολογίων. Συνήθεις μορφές κινδύνων είναι οι λανθασμένες επενδυτικές αποφάσεις, οι μεταβολές στη ζήτηση της ενέργειας σε σχέση με τις προβλέψεις και οι τεχνολογικές αλλαγές. Οι καταναλωτές χρεώνονται βάσει του μακροχρόνιου οριακού κόστους (M.O.K.) και βάσει της απόδοσης των επενδύσεων (rate-of-return based),

λογική η οποία μπορεί, όμως, να οδηγήσει σε επενδύσεις μεγαλύτερες των απαιτούμενων.

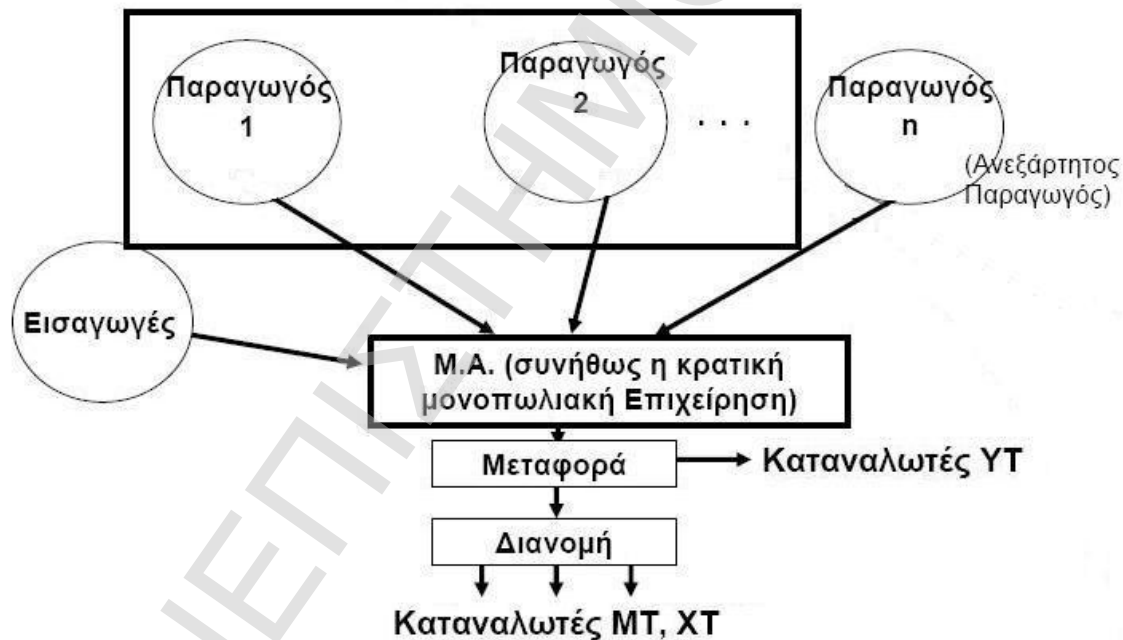
Το μοντέλο της μονοπωλιακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιήθηκε μέχρι πρόσφατα στην πλειονότητα των ανεπτυγμένων χωρών. Στις αναπτυσσόμενες χώρες θεωρείται ως σχεδόν αποκλειστική επιλογή. Συγκεκριμένες ειδικές περιπτώσεις, κατά τις οποίες επιτρέπεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τρίτους σε μικρή κλίμακα και με μοναδικό αγοραστή τη μονοπωλιακή επιχείρηση, δεν αλλάζουν τον βασικό χαρακτήρα του μοντέλου. Ως παράδειγμα τέτοιας περίπτωσης θεωρείται το μέχρι πρόσφατα ελληνικό σύστημα, όπου είχαμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μικρό ποσοστό από Α.Π.Ε. ή συμπαραγωγή.

Λόγοι που επικράτησε το μοντέλο αυτό είναι οι ανάγκες μεγάλης κλίμακας ηλεκτροδότησης από τις αρχές του προηγούμενου αιώνα, η επικράτηση των οικονομιών κλίμακας και το ότι αυτή η δομή της αγοράς επιτρέπει την εύκολη υλοποίηση της κρατικής πολιτικής, όπως την χρήση των εγχώριων καυσίμων, την τιμολόγηση των ασθενέστερων τάξεων κ.α.

Τελικά, όμως, το μονοπωλιακό μοντέλο αντικαθίσταται σε πολλές χώρες από πιο ευέλικτα σχήματα. Μία από τις σημαντικότερες αιτίες αυτής της αλλαγής εμφανίστηκε όταν το κόστος που θα χρέωναν οι τυχόν νέοι παραγωγοί ήταν σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος που χρέωνε η μονοπωλιακή επιχείρηση. Αυτό το υψηλό κόστος οφείλεται σε λανθασμένες επενδυτικές αποφάσεις (υπερδιαστασιολόγηση έργων, καθυστέρηση στην υιοθέτηση νέων τεχνολογιών κ.α.), στην απασχόληση πλεονάζοντος προσωπικού κ.λ.π. Μία ακόμα αιτία αλλαγής του μοντέλου ήταν η χρηματο-οικονομική αδυναμία του μονοπωλίου / κράτους να πραγματοποιήσει νέες επενδύσεις, για παράδειγμα λόγω της υιοθέτησης μακροχρόνιας πολιτικής χαμηλών τιμολογίων. Επίσης, η στροφή προς τις αποκρατικοποιήσεις, δεν ευνόησε αυτό το μοντέλο αγοράς [4].

3.3. Μοναδικός αγοραστής (single buyer)

Στο μοντέλο αγοράς του Μοναδικού Αγοραστή (Μ.Α.) εμφανίζεται ανταγωνισμός στο επίπεδο της παραγωγής. Έτσι, θεωρούνται πολλοί ανεξάρτητοι παραγωγοί, από τους οποίους ο ένας και μοναδικός αγοραστής (συνήθως η κρατική μονοπωλιακή επιχείρηση) επιλέγει από ποιον θα προμηθευτεί ενέργεια. Συνήθως, αυτή η επιλογή γίνεται μέσω ανταγωνιστικών προσφορών και σύναψης μακροχρόνιων συμφωνιών (μονοψώνιο) [4]. Έτσι, ο ανταγωνισμός στο μοντέλο αυτό λειτουργεί «στιγμιαία», δηλαδή κάθε φορά που γίνεται διαγωνισμός. Ο Μοναδικός Αγοραστής έχει το μονοπώλιο της μεταφοράς και της διανομής στους τελικούς καταναλωτές, χωρίς να υπάρχει πρόσβαση στο δίκτυο μεταφοράς [7]. Σχηματική αναπαράσταση της δομής του μοντέλου του μοναδικού αγοραστή παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί (σχήμα 3.2).



Σχήμα 3.2: Δομή μοντέλου του μοναδικού αγοραστή [4].

Η κατανομή του φορτίου στηρίζεται αποκλειστικά στο βραχυπρόθεσμο οριακό κόστος. Ο Μοναδικός Αγοραστής, όμως, είναι υποχρεωμένος να καλύπτει πλήρως τη ζήτηση του φορτίου.

Στην Ελλάδα, το συγκεκριμένο μοντέλο εφαρμόζεται αποκλειστικά στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά. Γενικά, θεωρείται κατάλληλο μοντέλο για χρήση στο μεταβατικό στάδιο, δηλαδή στην πορεία μιας χώρας προς τον πλήρη ανταγωνισμό. Επίσης, χρησιμοποιείται σε περιπτώσεις αναπτυσσομένων οικονομιών, με περιορισμένη δυνατότητα χρηματοδότησης τέτοιου είδους επενδύσεων, όπως η περίπτωση της Τουρκίας κατά τη δεκαετία του '90 κ.α. [4].

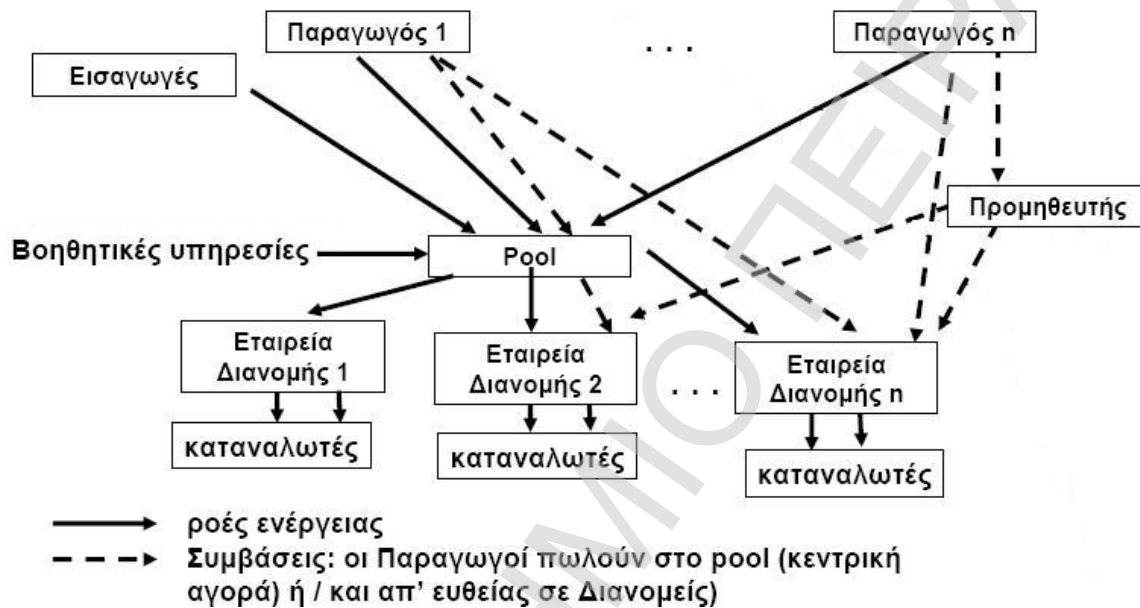
Πλεονεκτήματα του μοντέλου είναι η ευκολία της εφαρμογής της κρατικής πολιτικής, η αποφυγή του κόστους δημιουργίας αγοράς spot και συμφωνιών πρόσβασης στο δίκτυο, η μείωση του κόστους του κεφαλαίου, λόγω της εξασφαλισμένης, με μακροχρόνια σύμβαση, απόδοσης της επένδυσης. Ακόμα, λόγω των μακροχρόνιων συμβάσεων ελαχιστοποιείται ο κίνδυνος για τους παραγωγούς, π.χ. η απώλεια μεριδίου της αγοράς λόγω νέων, χαμηλότερου κόστους τεχνολογιών και έτσι οδηγούμαστε σε χαμηλότερο κόστος κεφαλαίου. Στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται η μετατόπιση του κινδύνου της επένδυσης στους τελικούς καταναλωτές (τάση που συναντάται και στην περίπτωση του μονοπωλίου), η μείωση των οφελών του ανταγωνισμού (εξαιτίας του μονοψωνίου), η μετάθεση της επιλογής του πότε και τι είδους σταθμός θα χτιστεί στο κράτος και όχι στους επενδυτές και τέλος, η ύπαρξη κινδύνου υπερ-επενδύσεων [4], [7].

Παρόλο που το μοντέλο του μοναδικού αγοραστή εμφανίζει λιγότερα κόστη απ' ό,τι τα μοντέλα που θα αναπτυχθούν στη συνέχεια (οργανωμένες αγορές, τιμολόγηση πρόσβασης στα δίκτυα κ.λ.π.) τα αίτια που οδήγησαν στην αντικατάστασή του είναι όμοια με αυτά του μοντέλου της μονοπωλιακής αγοράς.

3.4. Ανταγωνισμός στην χονδρική αγορά

Στο μοντέλο του ανταγωνισμού στη χονδρική θεωρούνται πολλές εταιρίες διανομής, οι οποίες προμηθεύονται ενέργεια από τους παραγωγούς ή/και από μία κεντρικά οργανωμένη αγορά (π.χ. κοινοπραξία - pool). Καταργείται το μονοπώλιο αγοράς (μονοψώνιο) του Μοναδικού Αγοραστή. Ακόμα, εισάγεται περισσότερος ανταγωνισμός στο επίπεδο της χονδρικής πώλησης δεδομένου ότι πλέον υπάρχουν περισσότεροι του

ενός πελάτες (προμηθευτές, εταιρίες διανομής) για τους παραγωγούς. Οι εταιρίες διανομής έχουν το μονοπώλιο προμήθειας ενέργειας μόνο στους καταναλωτές της περιοχής τους [4]. Σχηματική αναπαράσταση της δομής του μοντέλου του ανταγωνισμού στην χονδρική αγορά παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί (σχήμα 3.3).



Σχήμα 3.3: Δομή μοντέλου του ανταγωνισμού στην χονδρική αγορά [4].

Στη συγκεκριμένη δομή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει ελεύθερη πρόσβαση στο δίκτυο μεταφοράς, όχι όμως και στο δίκτυο της διανομής. Οι παραγωγοί «εκτίθενται» πλέον σε νεοεισερχόμενους στην αγορά «παίκτες»-παραγωγούς. Σε αντίθεση με το μοντέλο του Μοναδικού Αγοραστή δεν συνηθίζεται η πραγματοποίηση μακροχρόνιων συμβάσεων.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, είναι απαραίτητη η παρουσία ρυθμιστικών αρχών (regulator) και διαχειριστικών αρχών (independent system operator – I.S.O.), οι οποίες εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία της αγοράς και του ανταγωνισμού, καθώς και την οικονομική λειτουργία, την επάρκεια και την ασφάλεια του συστήματος.

Συνήθως, ο ανταγωνισμός στην χονδρική αγορά υλοποιείται μέσω δύο αγορών: μιας κεντρικά οργανωμένης χονδρεμπορικής αγοράς (μεταξύ παραγωγών και εταιριών διανομής μέσω του pool) ή/και μιας αγοράς διμερών συναλλαγών (bilateral market), όπου τα εμπλεκόμενα μέρη συνάπτουν επιμέρους συμφωνίες [4]. Χαρακτηριστικό παράδειγμα της πρώτης περίπτωσης αποτελεί το μοντέλο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού στη Μ. Βρετανία κατά την πρώτη περίοδο απελευθέρωσης της αγοράς (1990 - 2000), ενώ της δεύτερης το μοντέλο της Χιλής και της Μ. Βρετανίας στην δεύτερη περίοδο (2001 - σήμερα) [7]. Στις Η.Π.Α. ο ανταγωνισμός στην χονδρική αγορά εισήχθη το 1992 από την Energy Policy Act (E.P.A.).

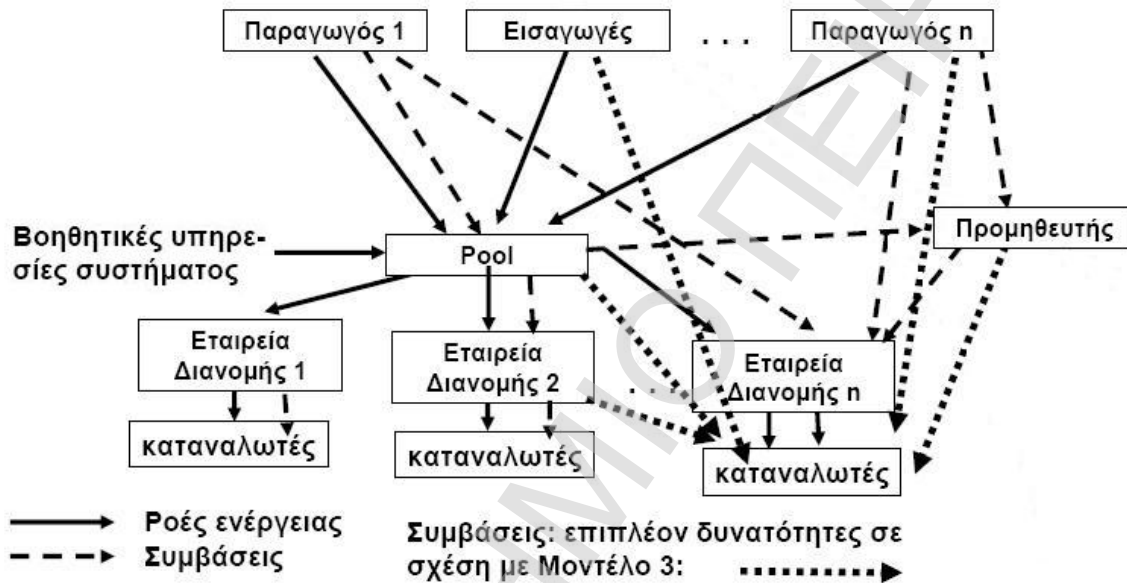
Πλεονεκτήματα του μοντέλου είναι η αύξηση του ανταγωνισμού στην παραγωγή λόγω της ύπαρξης περισσότερων αγοραστών, η μετάθεση του κίνδυνου της επένδυσης στους παραγωγούς και η μετάθεση της ευθύνης των νέων επενδύσεων από το κράτος στην παραγωγή και στους επενδυτές. Εμφανίζονται, όμως, και ορισμένα μειονεκτήματα, όπως η αύξηση του κόστους κεφαλαίου λόγω του επιχειρηματικού κινδύνου, η αύξηση του κόστους συναλλαγών (οργανωμένες αγορές, συμφωνίες πρόσβασης στο δίκτυο μεταφοράς) και η έλλειψη δυνατότητας πραγματοποίησης κεντρικού μακροπρόθεσμου προγραμματισμού του συστήματος παραγωγής από το κράτος [7].

Το συγκεκριμένο μοντέλο του ανταγωνισμού στη χονδρική αγορά μπορεί να χαρακτηριστεί ως «ασταθές», εφόσον στην οριακή του κατάσταση καταλήγει στο μοντέλο του ανταγωνισμού και στη λιανική αγορά, που παρουσιάζεται στη συνέχεια.

3.5. Πλήρης ανταγωνισμός

Στο μοντέλο πλήρους ανταγωνισμού θεωρούμε ανταγωνισμό και στη χονδρική και στη λιανική αγορά. Καταργείται το μονοπώλιο των εταιριών διανομής για την παροχή ενέργειας στους καταναλωτές της περιοχής τους. Έτσι, εισάγεται ανταγωνισμός και στο επίπεδο της λιανικής πώλησης, παρέχοντας στους καταναλωτές δυνατότητα επιλογής από ένα πλήθος προμηθευτών. Οι καταναλωτές έχουν τη δυνατότητα επιλογής της

προμήθειας ενέργειας από τους παραγωγούς/προμηθευτές, από επιχειρήσεις διανομής ή από άλλους ενδιάμεσους μεταπωλητές (προμηθευτές). Οι παραγωγοί πωλούν ενέργεια στις επιχειρήσεις διανομής/προμηθευτές ή απ' ευθείας στους καταναλωτές ή στο pool [4]. Σχηματική αναπαράσταση της δομής του μοντέλου του ανταγωνισμού στη λιανική αγορά παρουσιάζεται στο σχήμα που ακολουθεί (σχήμα 3.4).



Σχήμα 3.4: Δομή μοντέλου του ανταγωνισμού στη λιανική αγορά [4].

Στη συγκεκριμένη δομή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει ελεύθερη πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Ακόμα, διαχωρίζεται η λειτουργία του δικτύου διανομής (μονοπώλιο) από την εμπορία ηλεκτρισμού (ανταγωνισμός) [7].

Όπως και στο προηγούμενο μοντέλο, έτσι και εδώ είναι απαραίτητη η παρουσία ρυθμιστικών αρχών (regulator) και διαχειριστικών αρχών (independent system operator – I.S.O.).

Το μοντέλο αγοράς του ανταγωνισμού και στη λιανική αγορά παρουσιάζει τα ίδια πλεονεκτήματα με το μοντέλο του ανταγωνισμού στη χονδρική και επιπλέον εμφανίζεται πλήρης ανταγωνισμός. Επιπλέον αυξάνει το κόστος συναλλαγής λόγω των πολύπλοκων

εμπορικών συμβάσεων και του κόστους εγκατάστασης πιο σύνθετων οργάνων μέτρησης [7].

Ο πλήρης ανταγωνισμός είναι το μοντέλο στο οποίο τείνουν οι σύγχρονες προσεγγίσεις εφαρμογής ανταγωνισμού στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Παραδείγματα συστημάτων που πρώτα προσέγγισαν το συγκεκριμένο μοντέλο αποτελούν η Μ. Βρετανία, οι Σκανδιναβικές χώρες, η Χιλή και η Αργεντινή. Με βάση την οδηγία 54/2003 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, από 1/7/2007 απελευθερώθηκαν πλήρως όλες οι κατηγορίες των καταναλωτών στην Ε.Ε.

3.6. Θέματα διαχωρισμού δραστηριοτήτων (unbundling)

Όπως είδαμε, στις δομές του ανταγωνισμού χονδρικής ή λιανικής απαιτείται διαχωρισμός της παραγωγής, της μεταφοράς, της διανομής και της εμπορίας (προμήθεια).

Ο σχεδιασμός και η λειτουργία των δικτύων μεταφοράς και διανομής πρέπει να γίνεται κατά το βέλτιστο οικονομικά τρόπο, χωρίς να γίνεται διάκριση υπέρ κάποιου παραγωγού ή προμηθευτή. Υπεύθυνοι για τη διασφάλιση αυτής της λειτουργίας είναι οι ανεξάρτητοι Διαχειριστές των δικτύων [7].

Τέλος, θα πρέπει να υπάρχει σαφής διάκριση μεταξύ των διαφόρων ανταγωνιστικών και μονοπωλιακών δραστηριοτήτων, σε περίπτωση που μία επιχείρηση δραστηριοποιείται σε περισσότερες από μία από αυτές.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

4. Χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού

4.1. Εισαγωγή

Μια ολοκληρωμένη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού μπορεί να αποτελείται από ένα σύνολο στενά συνδεδεμένων αγορών. Κατά γενική ομολογία, η βέλτιστη επιλογή των επιμέρους αγορών (submarkets), οι οποίες απαρτίζουν μία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ δύσκολο να επιλεγθεί, ακόμα και από πεπειραμένα άτομα. Έτσι, μια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να αποτελείται από μία μοναδική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού, η οποία έχει την αποκλειστική ευθύνη παροχής ενέργειας στους καταναλωτές μιας συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κανόνες, οι οποίοι διαφυλάσσουν την ομαλή λειτουργία της αγοράς, όπως τη μη μεροληπτική πρόσβαση στα δίκτυα (παραγωγών, διανομέων και καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας), τον καθορισμό της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. στο σημείο μεγιστοποίησης του κοινωνικού οφέλους), τη δημοσιοποίηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας και τη διαφανή λειτουργία του συστήματος συναλλαγών.

Μια πλήρως ολοκληρωμένη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού μπορεί να διαχωρίζεται χρονικά σε δύο κατηγορίες, στη μακροπρόθεσμη χονδρεμπορική αγορά, η οποία αποτελείται από τις αγορές του επόμενου χρόνου και του επόμενου μήνα και στη βραχυπρόθεσμη χονδρεμπορική αγορά, η οποία αποτελείται από τις αγορές της επόμενης ημέρας (Day-Ahead – D.A.), της επόμενης ώρας και του πραγματικού χρόνου (Real-Time – R.T.) ή εξισορρόπησης.

Για το μοντέλο της βραχυπρόθεσμης χονδρεμπορικής αγοράς υπάρχουν διάφορες προσεγγίσεις:

- Κεντρικά οργανωμένη αγορά ή Ολοκληρωμένο μοντέλο (integrated model)
- Μοντέλο διμερών συναλλαγών (de-centralized model)
- Υβριδικό μοντέλο (hybrid model).

4.2. Η χρονική διάσταση

4.2.1. Περιβάλλον μονοπωλίου

Στην παραδοσιακή οργάνωση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας (μονοπώλια, κάθετα ολοκληρωμένη επιχείρηση), στόχος ενός συστήματος παραγωγής είναι η κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον πλέον οικονομικό και αξιόπιστο τρόπο. Για το σκοπό αυτό επιτελούνται μία σειρά λειτουργιών, που στη διάσταση του χρόνου καταγράφονται ως εξής:

Ο προγραμματισμός ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής, με χρονικό ορίζοντα 10-25 χρόνια, αποφασίζει για την ένταξη (εγκατάσταση) νέων μονάδων στο σύστημα έτσι, ώστε να καλυφθεί αξιόπιστα η διαχρονική αύξηση της ζήτησης των καταναλωτών κατά τρόπο που να ελαχιστοποιεί το συνδυασμένο κόστος επενδύσεων και λειτουργίας του συστήματος στο μακροχρόνιο ορίζοντα προγραμματισμού.

Μεσοπρόθεσμα, με χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού 1-5 χρόνια, γίνεται ο προγραμματισμός αγοράς καυσίμων, χρήσης υδάτινων πόρων και καταρτίζεται το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων παραγωγής.

Κατά το μακροχρόνιο και μεσοπρόθεσμο προγραμματισμό του συστήματος παραγωγής, παράγοντες όπως η ηλεκτρική ζήτηση, η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, η υδραυλικότητα του έτους, οι τιμές των καυσίμων κ.α. δεν είναι γνωστοί και πρέπει να αναλυθούν με πιθανοτικές μεθόδους. Καταρτίζονται συνήθως διάφορα σενάρια ανάλογα με τις παραδοχές που έγιναν για τις πιθανές τιμές των αβέβαιων παραγόντων.

Κατά το βραχυχρόνιο προγραμματισμό του συστήματος παραγωγής, με χρονικό ορίζοντα συνήθως την επόμενη βδομάδα, θεωρείται γνωστή η ζήτηση των καταναλωτών (τα ηλεκτρικά φορτία της επόμενης βδομάδας μπορούν να προβλεφθούν με ακρίβεια 2-3%), η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής, οι εισροές νερού στους ταμειωτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών κ.α.

Κάθε μέρα, οι χειριστές του συστήματος προσδιορίζουν με τη βοήθεια του λογισμικού των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε.) το βέλτιστο χρονοδιάγραμμα ένταξης/κράτησης των μονάδων παραγωγής της επόμενης μέρας και της επόμενης βδομάδας. Στόχος του προγράμματος ένταξης μονάδων είναι η ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους (καυσίμων, εκκίνησης, λειτουργίας και συντήρησης) όλων των μονάδων παραγωγής κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Ενώ η κατάρτιση του προγράμματος ένταξης μονάδων γινόταν παραδοσιακά από τους χειριστές του συστήματος κάθε μέρα, το πρόγραμμα ένταξης μονάδων μπορεί πλέον να αναπροσαρμόζεται κάθε ώρα σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα στοιχεία που συλλέγονται στο ενεργειακό κέντρο (φορτία, διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής κ.α.).

Τέλος, κάθε πέντε λεπτά εκτελείται στον κεντρικό υπολογιστή του ενεργειακού κέντρου το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου. Η οικονομική κατανομή φορτίου κατανέμει κατά τον πιο οικονομικό τρόπο την τρέχουσα ζήτηση των καταναλωτών στις μονάδες παραγωγής, που είναι ενταγμένες στο δίκτυο.

Οι βέλτιστες τιμές των ισχύων εξόδου των μονάδων, που υπολογίζει το πρόγραμμα οικονομικής κατανομής φορτίου, καθώς και οι βέλτιστες τιμές των ισχύων εξόδου των υδροηλεκτρικών μονάδων, που υπολογίζει το πρόγραμμα υδροθερμικής συνεργασίας, δίνουν τα φορτία βάσης (ή αναφοράς) των μονάδων για τον Αυτόματο Έλεγχο Παραγωγής (Α.Ε.Π. / A.G.C.). Ο Α.Ε.Π. μεταβάλλει συνεχώς (real-time – R.T.) την ισχύ εξόδου ορισμένων, ρυθμιστικών μονάδων γύρω από τα βασικά τους φορτία έτσι, ώστε να καλύπτεται συνεχώς η μεταβαλλόμενη ζήτηση, ενώ παράλληλα να διατηρείται η συχνότητα του δικτύου και οι ανταλλαγές ισχύος στις προγραμματισμένες τιμές [1].

Οι προβλέψεις του φορτίου ανάλογα με τον χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης χαρακτηρίζονται όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί (πίνακας 4.1).

Πίνακας 4.1: Χαρακτηρισμός προβλέψεων φορτίου ανάλογα με το χρονικό ορίζοντα [1].

Είδος πρόβλεψης	Χρονικός ορίζοντας	Λειτουργίες για τις οποίες χρειάζεται
Πολύ βραχυπρόθεσμη	μερικά sec - μερικά min	Αυτόματος έλεγχος παραγωγής Οικονομική κατανομή φορτίου
Βραχυπρόθεσμη	μερικές h – 1 εβδομάδα	Ένταξη μονάδων Υδροθερμική συνεργασία Ανταλλαγές ισχύος
Μεσοπρόθεσμη	μερικοί μήνες – 5 έτη	Προγραμματισμός καυσίμων Χρήση υδάτινων πόρων Προγραμματισμός συντήρησης
Μακροπρόθεσμη	10 – 25 έτη	Προγραμματισμός ένταξης νέων μονάδων

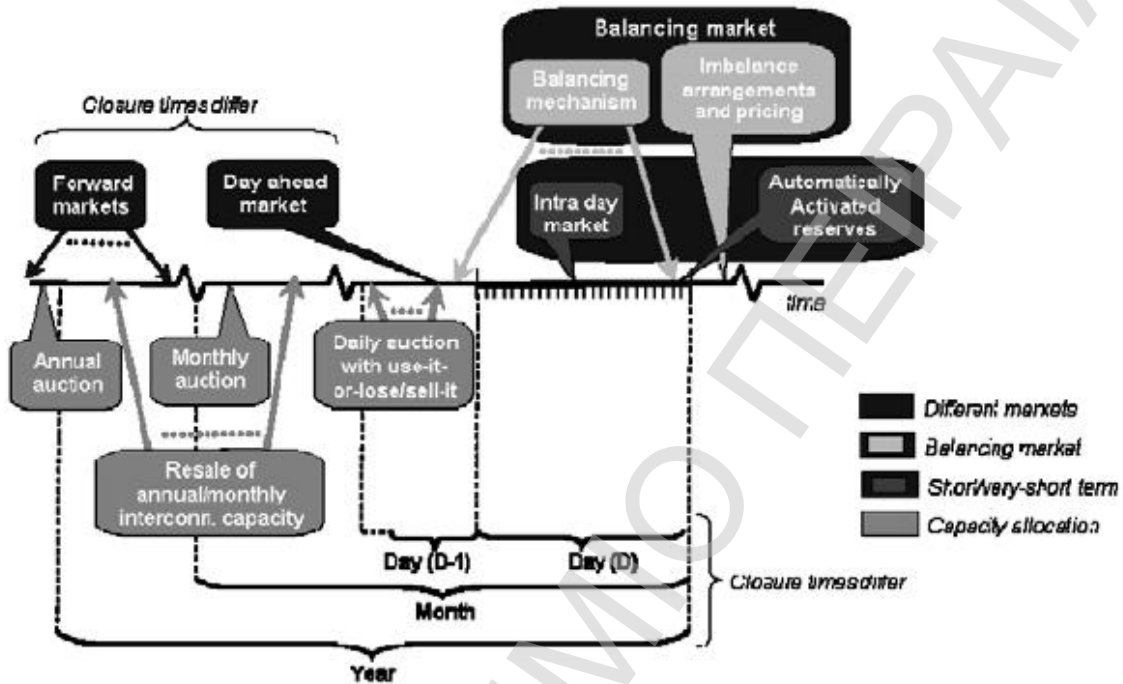
4.2.2. Ανταγωνιστικό περιβάλλον

Στον σύγχρονο τρόπο οργάνωσης του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή σε ανταγωνιστικό περιβάλλον, ορισμένες από τις παραπάνω λειτουργίες υλοποιούνται μέσω μηχανισμών αγοράς. Μεταξύ αυτών είναι:

- ο βραχυπρόθεσμος προγραμματισμός ένταξης και λειτουργίας των μονάδων, που συνήθως υλοποιείται μέσω μιας ημερήσιας αγοράς που διεκπεραιώνεται την προηγούμενη ημέρα σε σχέση με την ημέρα στην οποία αναφέρεται (Day-Ahead market) και
- η εξισορρόπηση της παραγωγής και της ζήτησης φορτίου, που συνήθως υλοποιείται από μία αγορά «σχεδόν» πραγματικού χρόνου, π.χ. 1-2 ώρες πριν την ώρα αναφοράς.

Επιπλέον, σε περιβάλλον ελεύθερου ανταγωνισμού, λειτουργούν προθεσμιακές αγορές (forward markets) ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και αγορές δικαιωμάτων ισχύος στις διασυνδεδετικές γραμμές μεταξύ των συστημάτων (αγορών) διαφορετικών κρατών.

Η χρονική αλληλουχία όλων των παραπάνω συντονισμένων διεργασιών παρουσιάζεται παραστατικά στο διάγραμμα που ακολουθεί (σχήμα 4.1).



Σχήμα 4.1: Χρονική αλληλουχία των προγραμματισμών του συστήματος παραγωγής για την πλέον οικονομική και αξιόπιστη κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου [4].

4.3. Το «ολοκληρωμένο» μοντέλο χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού

Το ολοκληρωμένο μοντέλο χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού (pool model ή μοντέλο κοινοπραξίας) εφαρμόζεται σε χρονική κλίμακα αντίστοιχη με αυτή του βραχυχρόνιου προγραμματισμού αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. μία ημέρα ως μία εβδομάδα).

Βάση του συγκεκριμένου μοντέλου, αποτελεί μία κεντρικά οργανωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί με το σύστημα των διαγωνιστικών προσφορών κατά την διάρκεια πλειστηριασμών που οργανώνονται σε τακτά χρονικά διαστήματα,

π.χ. κάθε ημέρα. (auctions). Η συμμετοχή στην αγορά είναι υποχρεωτική. Ο βασικός εμπορικός μηχανισμός στηρίζεται στον χρονικό προγραμματισμό της επόμενης μέρας (day-ahead market – D.A.), όπου προσφορά και ζήτηση δημοπρατούνται, μέσω ενός ανεξάρτητου Λειτουργού Αγοράς (Market Operator) και τελικά καθορίζεται το χρονοδιάγραμμα ένταξης/κράτησης των μονάδων παραγωγής σε ορίζοντα τουλάχιστον 24 ωρών.

Συγκεκριμένα, αγοραστές και πωλητές υποβάλλουν προσφορές (bids) για τις ποσότητες της ισχύος, που είναι διατεθειμένοι να ανταλλάξουν στην αγορά. Οι πωλητές αναφέρονται στην ποσότητα ισχύος που θα διαθέσουν στο δίκτυο και όχι σε ένα συγκεκριμένο καταναλωτή. Μετά την υποβολή των προσφορών, πραγματοποιείται από ειδικό λογισμικό η επίλυση της αγοράς με την εξισορρόπηση των ποσοτήτων προσφοράς και ζήτησης, για κάθε ώρα, μέσω μηχανισμού τιμής ισορροπίας για κάθε ώρα, συνήθως με 24-ωρο ορίζοντα, με βασικό στόχο συνήθως τη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους. Οι χρεώσεις (προς τους αγοραστές-προμηθευτές) και οι πληρωμές (προς τους πωλητές-παραγωγούς) πραγματοποιούνται συνήθως στην ωριαία τιμή ισορροπίας που προκύπτει από την προαναφερθείσα επίλυση.

Στη συγκεκριμένη δομή αγοράς οι πλειοδοτήσεις συμπεριφέρονται σαν οικονομικές συμφωνίες (συμβόλαια). Ακόμα, είναι δυνατό να χορηγηθούν πρόσθετες πληρωμές (side payments) σε παραγωγούς, οι οποίοι για διάφορους λόγους δεν ανέκτησαν πλήρως το κόστος που δημιουργήθηκε από την λειτουργία που εκτέλεσαν βάσει των εντολών του Διαχειριστή. Συνήθως, περίπτωση τέτοιας πληρωμής είναι αυτή της έναυσης ή σβέσης μίας μονάδας [4].

Βασικό πλεονέκτημα αυτής της οργάνωσης είναι ότι οι ανεξάρτητοι παραγωγοί μπορούν να διαθέσουν την παραγωγή τους χωρίς να είναι αναγκασμένοι να συμφωνήσουν με συγκεκριμένους πελάτες. Για τους παραγωγούς, υπάρχει ο κίνδυνος αν η τιμή προσφοράς τους είναι υψηλή να μην έχουν τη δυνατότητα να πουλήσουν. Αντιστοίχως, αν η τιμή προσφοράς ενός αγοραστή είναι πολύ χαμηλή, είναι πιθανό να μην έχει τη δυνατότητα

να προβεί σε αγορά. Έτσι, οι τιμές προσφοράς των Παραγωγών τείνουν προς το οριακό τους κόστος.

Στο πλαίσιο του ανωτέρω μοντέλου, για ανάγκες όπως η διαχείριση του συστήματος παραγωγής – μεταφοράς, η εξισορρόπηση σε πραγματικό χρόνο παραγωγής και ζήτησης κ.λ.π., δραστηριοποιείται και ένας ανεξάρτητος Διαχειριστής Συστήματος. Σε ορισμένες εφαρμογές του μοντέλου, ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι ταυτόχρονα και Λειτουργός της Αγοράς. Έτσι, ο Διαχειριστής του Συστήματος είναι συνήθως υπεύθυνος και για μία αγορά πιο βραχυπρόθεσμου ορίζοντα, απαραίτητη για την εξισορρόπηση του φορτίου, η οποία πραγματοποιείται σε χρονικό ορίζοντα 1-2 ωρών πριν την ώρα της πραγματικής λειτουργίας. Ακόμα, ο Διαχειριστής του Συστήματος, είναι υπεύθυνος για την εκκαθάριση της αγοράς (market clearing) δηλαδή την διαπίστωση τυχόν αποκλίσεων από τις δεσμεύσεις των συμμετεχόντων στην αγορά καθώς και την οικονομική εκκαθάριση των εκατέρωθεν υποχρεώσεων. Με βελτιστοποίηση ολοκληρώνονται, ακόμα, η διαχείριση της συμφόρησης (congestion management) του συστήματος μεταφοράς καθώς και οι επικουρικές υπηρεσίες (ancillary services), όπως για παράδειγμα η εφεδρεία ενέργειας.

4.4. Ελληνική αγορά ηλεκτρισμού

4.4.1. Βασικά χαρακτηριστικά της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού

Τα βασικά χαρακτηριστικά της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού συνοψίζονται ως εξής:

1. Νέα ισχύς: βάσει αδειοδοτικής διαδικασίας.
2. Πρόσβαση στα δίκτυα: βάσει ρυθμιζόμενων τιμολογίων.

3. Χονδρεμπορική αγορά (Διασυνδεδεμένο σύστημα).

- Ενιαία υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Η.Ε.Π.).
 - Απευθείας πρόσβασης στον Η.Ε.Π. καταναλωτών και προμηθευτών.
 - Παράλληλη προμήθεια ενός καταναλωτή από πολλούς προμηθευτές.
- Μηχανισμός διασφάλισης επαρκούς ισχύος.
 - Σύστημα (διμερών) Συμβάσεων Διαθεσιμότητας Ισχύος (Σ.Δ.Ι.) μεταξύ Παραγωγών – Προμηθευτών.
 - Δυνατότητα προαγοράς από τον Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. ορισμένων Σ.Δ.Ι. από νέους ανεξάρτητους παραγωγούς όταν είναι σε κίνδυνο η ασφάλεια εφοδιασμού.
- Μηχανισμός για χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης .
 - διαφοροποίηση βορρά - νότου στη χρέωση χρήσης του Συστήματος¹.
 - αποτίμηση στον Η.Ε.Π. των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος Μεταφοράς.

4. Λιανική αγορά.

- Πλήρης απελευθέρωση (δικαίωμα επιλογής προμηθευτή) από 1/7/07.
- Διατήρηση της ρύθμισης των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. (όσο κατέχει μερίδιο αγοράς στη λιανική μεγαλύτερο του 70%).
- Απελευθέρωση τιμολογίων Υ.Τ. (από 5/2008).
- Ομοιόμορφη τιμή για όλη τη χώρα και προστασία ειδικών ομάδων πληθυσμού (Υ.Κ.Ω.).

¹ Παρέχει κίνητρα χωροθέτησης των νέων μονάδων κατά το δυνατόν εγγύτερα στην κατανάλωση, στο βαθμό που αυτά είναι πραγματικά αναγκαία. Έτσι, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσεως συστήματος των παραγωγών του βορρά καθώς και αυξημένη αμοιβή παραγωγών στο νότο κατά τις λίγες ώρες που παρατηρείται συνωστισμός στην μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από το βορρά στο νότο.

5. Α.Π.Ε.: υποχρεωτική απορρόφηση παραγωγής από Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. σε προνομιακή τιμή.
6. Μη-διασυνδεδεμένα νησιά: μοντέλο μοναδικού αγοραστή (Δ.Ε.Η. και ανταγωνισμός παραγωγών) – εξαίρεση στα πολύ μικρά νησιά.

4.4.2. Η χονδρεμπορική αγορά

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (Η.Ε.Π.) συνιστά τη χονδρεμπορική αγορά με στόχο το βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής του συστήματος, των μονάδων Α.Π.Ε. και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται σε ημερήσια βάση η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από καταναλωτές καθώς και η ζήτηση για εξαγωγές ενέργειας από τη χώρα. Αποτελεί, στην ουσία, το χώρο στον οποίο συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής που θα παραχθούν, θα καταναλωθούν και θα διακινηθούν την επόμενη ημέρα στην ελληνική αγορά.

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός ενσωματώνει δύο επί μέρους αγορές, οι οποίες βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος:

- Αγορά ενέργειας (καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες που είναι απαραίτητη).
- Αγορά εφεδρειών (καλύπτονται οι ανάγκες για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδότησης).

Επίσης, γίνεται αποτίμηση των τεχνικών περιορισμών του Συστήματος Μεταφοράς, προσφέρουν και αμοίβονται οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών σταθμών, υδροηλεκτρικών) και οι εισαγωγείς καθώς και αγοράζουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου

φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί, άντληση).

Η Επίλυση του Η.Ε.Π. σε 24-ωρο ορίζοντα προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου καθώς και τις ανάγκες βραχυχρόνιων εφεδρειών, ενώ τηρούνται οι περιορισμοί του συστήματος μεταφοράς.

Με την ενσωμάτωση στον Η.Ε.Π. των αναγκών εφεδρείας, επικουρικών υπηρεσιών και των τεχνικών περιορισμών του συστήματος, οι οποίοι ενδεχομένως περιορίζουν την ποσότητα ενέργειας που δύναται να διακινείται από τον βορρά προς τον νότο (σχήμα 4.2), αποκαλύπτεται η πραγματική συνολική αξία της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τις δεδομένες συνθήκες ως προς τα ποσοτικά χαρακτηριστικά της (όγκος και χρόνος κατανάλωσης) και τα αντίστοιχα ποιοτικά (απαιτούμενη αξιοπιστία και θέση κατανάλωσης).



Σχήμα 4.2: Χάρτης του ελληνικού ηλεκτρικού δικτύου [8].

Η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του Η.Ε.Π. (Οριακή Τιμή Συστήματος – Ο.Τ.Σ.), αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το σύστημα οι πελάτες τους και με την οποία αμείβονται αντίστοιχα οι παραγωγοί.

Η διασφάλιση, μέσω των παραπάνω μηχανισμών, της αξιοπιστίας και της διαφάνειας υπολογισμού της τιμής αυτής, είναι απαραίτητο στοιχείο για την ανάπτυξη, σε επόμενη φάση, δευτερογενούς αγοράς πλήθους άλλων συμπληρωματικών προϊόντων (π.χ. παράγωγα, προθεσμιακές συμβάσεις αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας).

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος, αφενός μεν συνιστά την τιμή εκκαθάρισης των συναλλαγών σε ημερήσια βάση, αφετέρου επιτρέπει την ανάπτυξη καμπύλων αναφοράς.

Αυτές μπορούν μελλοντικά να αποτελούν σημείο αναφοράς ως προς την χρηματοοικονομική διαχείριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και την υποκείμενη αξία για επιπλέον συμπληρωματικά προϊόντα όπως για παράδειγμα προϊόντα αντιστάθμισης, προθεσμιακά προϊόντα, παράγωγα και άλλα σύνθετα προϊόντα τα οποία θα εξυπηρετούν ειδικές ανάγκες των συμμετεχόντων.

Κρίσιμη παράμετρος για το συνολικό εγχείρημα ανάπτυξης της ελληνικής ηλεκτρικής αγοράς, αποτελεί η εδραίωση της εμπιστοσύνης των συμμετεχόντων στην Οριακή Τιμή του Συστήματος, η οποία μπορεί να αναπτυχθεί μέσω της πλήρους διαφάνειας των κανόνων και της αξιοπιστίας της μεθοδολογίας υπολογισμού της.

Κύριος στόχος είναι η δημιουργία των συνθηκών για την ανάπτυξη του ανταγωνισμού με ίσους όρους, η διασφάλιση της αξιοπιστίας και της διαφάνειας των επιμέρους αγορών και η ανάπτυξη δευτερογενών αγορών που θα μεγιστοποιούν το κοινωνικό όφελος από τη λειτουργία του τομέα. Οι κανόνες της αγοράς, διασφαλίζουν, ότι οποιοσδήποτε επιθυμεί να εισέλθει σε αυτήν, έχει τη δυνατότητα να το πράξει χωρίς διοικητικά ή άλλα εμπόδια να περιορίζουν την δυνατότητα δραστηριοποίησής του. Παρ' όλα αυτά, η επιτυχία του εγχειρήματος αυτού, εξαρτάται από το βαθμό αποδοτικότητας σε σχέση με τους ανταγωνιστές του, δηλαδή από το βαθμό, στον οποίο είναι σε θέση, να παράγει ή να πουλάει ηλεκτρική ενέργεια, σε τιμή χαμηλότερη από αυτούς. Συμπερασματικά, η είσοδος ανεξαρτήτων παραγωγών ή προμηθευτών στην αγορά, θα έχει ως αποτέλεσμα την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της χώρας, την αύξηση των επενδύσεων στο χώρο της ενέργειας και τη λειτουργία του ανταγωνισμού σε όφελος των καταναλωτών και της εθνικής οικονομίας [9].

5. Το πρόβλημα της ένταξης μονάδων παραγωγής σε ανταγωνιστικό περιβάλλον

5.1. Παράγοντες που επηρεάζουν την ηλεκτρική ζήτηση – Αναγκαιότητα προγραμματισμού ένταξης

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η ζήτηση της ηλεκτρικής ισχύος δεν παραμένει σταθερή με την πάροδο του χρόνου. Οι παράγοντες που επηρεάζουν το ηλεκτρικό φορτίο μπορούν να χωριστούν σε τέσσερις κατηγορίες:

1. οικονομικοί,
2. χρονικοί,
3. καιρικοί και
4. τυχαίοι [1].

Ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή της επίδρασης των προαναφερθέντων παραγόντων στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

5.1.1. Οικονομικοί παράγοντες

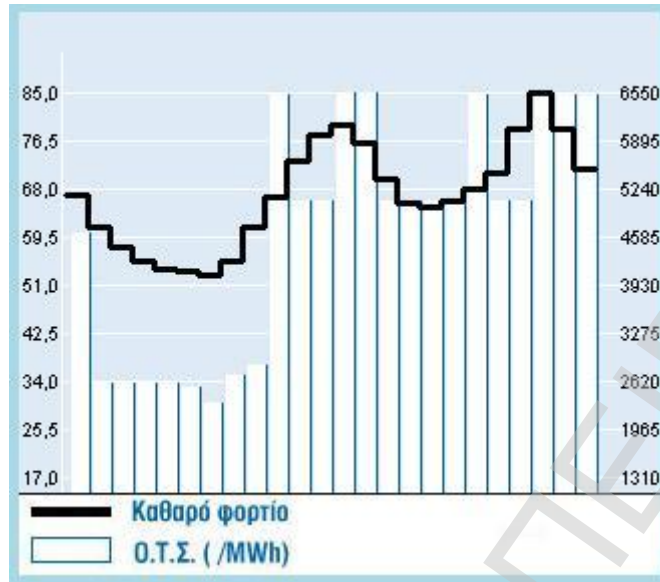
Το οικονομικό περιβάλλον εντός του οποίου λειτουργεί μία ηλεκτρική εταιρία επιδρά αναμφίβολα στη διαμόρφωση της ηλεκτρικής ζήτησης (επίπεδα βιομηχανικής δραστηριότητας, κρατικές παρεμβάσεις, αλλαγές στην τιμολογιακή πολιτική της επιχείρησης κ.α.). Τυπικά, οι οικονομικοί παράγοντες έχουν χρονικές σταθερές σημαντικά μεγαλύτερες από μία εβδομάδα και συνεπώς δεν επηρεάζουν βραχυπρόθεσμα τη ζήτηση.

5.1.2. Χρονικοί παράγοντες

Τρεις βασικοί χρονικοί παράγοντες – εποχιακές μεταβολές, εβδομαδιαίος/ημερήσιος κύκλος και εθνικές και θρησκευτικές εορτές/αργίες – επηρεάζουν σημαντικά το ηλεκτρικό φορτίο. Στα σχήματα που ακολουθούν εμφανίζονται δύο τυπικές ημερήσιες καμπύλες φορτίου του ελληνικού συστήματος. Η πρώτη (σχήμα 5.1) είναι η καμπύλη φορτίου της Δευτέρας 19 Νοεμβρίου 2007, ενώ η επόμενη (σχήμα 5.2) είναι η καμπύλη φορτίου της Κυριακής 18 Μαΐου 2008. Έτσι, παρουσιάζονται τόσο οι διακυμάνσεις του φορτίου κατά τη διάρκεια του 24-ώρου όσο και κατά εβδομαδιαία αλλά και εποχιακή βάση. Επιπλέον, στις γραφικές παραστάσεις εμφανίζεται και η διακύμανση στην τιμή της Ο.Τ.Σ.



Σχήμα 5.1: Καθαρό φορτίο και Ο.Τ.Σ. του ελληνικού συστήματος της Δευτέρας 19 Νοεμβρίου 2007 [10].



Σχήμα 5.2: Καθαρό φορτίο και Ο.Τ.Σ. του ελληνικού συστήματος της Κυριακής 18 Μαΐου 2008 [10].

Οι εποχιακές μεταβολές επιδρούν σημαντικά στη μορφή της καμπύλης φορτίου. Παρατηρείται διαφορά στην ώρα εμφάνισης της βραδινής αιχμής καθώς και η απότομη αλλαγή στην καμπύλη φόρτισης που προκαλείται από την αλλαγή της ώρας (χειμερινή – θερινή).

Η εβδομαδιαία/ημερήσια περιοδικότητα του φορτίου είναι αποτέλεσμα της περιοδικότητας του κύκλου εργασίας – ανάπαυσης του πληθυσμού. Υπάρχουν προκαθορισμένες μορφές καμπυλών φορτίου για μια «τυπική» εβδομάδα κάθε εποχής. Παρατηρείται ότι το σαββατοκύριακο η ζήτηση είναι μειωμένη.

Κατά τη διάρκεια των εθνικών ή των θρησκευτικών εορτών η ζήτηση φορτίου είναι σημαντικά χαμηλότερη από τα φυσιολογικά επίπεδα. Σημαντική μείωση της ζήτησης παρατηρείται, επίσης, κατά τη διάρκεια εορταστικών τριημέρων.

5.1.3. Καιρικοί παράγοντες

Οι καιρικές συνθήκες προκαλούν σημαντικές αλλαγές στην καμπύλη φορτίου. Αυτό συμβαίνει γιατί η λειτουργία ενός μεγάλου ποσοστού ηλεκτρικών συσκευών (θέρμανση, κλιματισμός, αρδεύσεις) εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες. Άλλοι παράγοντες, όπως υγρασία, βροχόπτωση, άνεμος, νεφώσεις επηρεάζουν, επίσης, τη ζήτηση.

5.1.4. Τυχαίοι παράγοντες

Σ' αυτή την κατηγορία ανήκουν όλοι οι παράγοντες που επηρεάζουν το φορτίο και δεν ανήκουν σε καμία από τις προηγούμενες κατηγορίες. Η λειτουργία του συστήματος δέχεται συνεχώς διαταραχές που οφείλονται στο γεγονός ότι η ζήτηση του φορτίου συνίσταται από ένα μεγάλο αριθμό επί μέρους ζητήσεων καταναλωτών. Εκτός από τους χιλιάδες μικρούς καταναλωτές υπάρχουν και μεγάλοι καταναλωτές που προκαλούν σχετικά μεγάλες τυχαίες διαταραχές στη ζήτηση του φορτίου. Υπάρχουν, επίσης, ορισμένα άλλα γεγονότα, όπως μεγάλες απεργίες, εκλογές, ειδικά προγράμματα στην τηλεόραση, που, αν και εκ των προτέρων γνωστά, είναι δύσκολο να εκτιμηθεί η επίδρασή τους στη διαμόρφωση της ζήτησης.

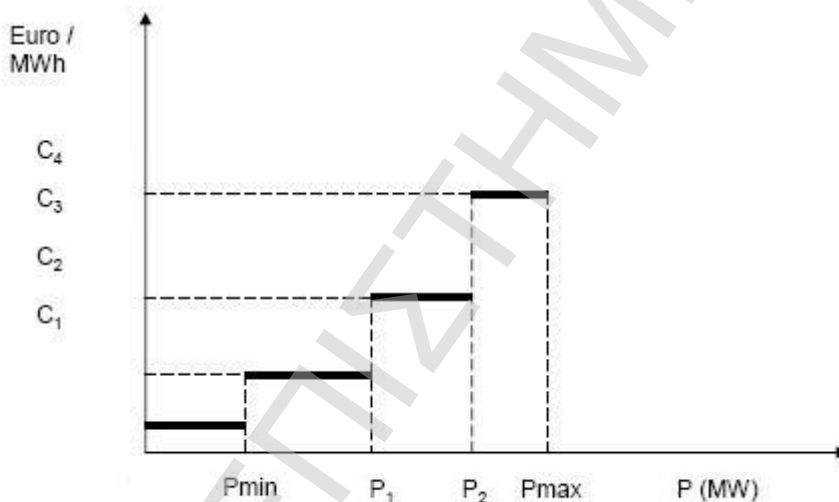
5.1.5. Επιπτώσεις της κυμαινόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Εξαιτίας όλων των προαναφερθέντων παραγόντων αναφέρονται οικονομικά και τεχνικά θέματα. Δηλαδή, δεν είναι απαραίτητο ότι το είδος των μονάδων που θα ήταν σε θέση να εξυπηρετήσει υψηλά φορτία με τον οικονομικότερο τρόπο θα είναι το ίδιο με αυτό που θα εξυπηρετούσε, πάλι με τον οικονομικότερο τρόπο, τα χαμηλότερα νυχτερινά φορτία. Ακόμα, οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων δεν επιτρέπουν την άμεση και σε πλήρη φόρτιση έναρξη της λειτουργίας τους (απαιτείται διάστημα αρκετών ωρών π.χ. για τη μετάβαση μιας λιγνιτικής μονάδας από κατάσταση «εκτός» σε κατάσταση πλήρους λειτουργίας) καθώς και την απότομη μεταβολή του επιπέδου παραγωγής μιας μονάδας.

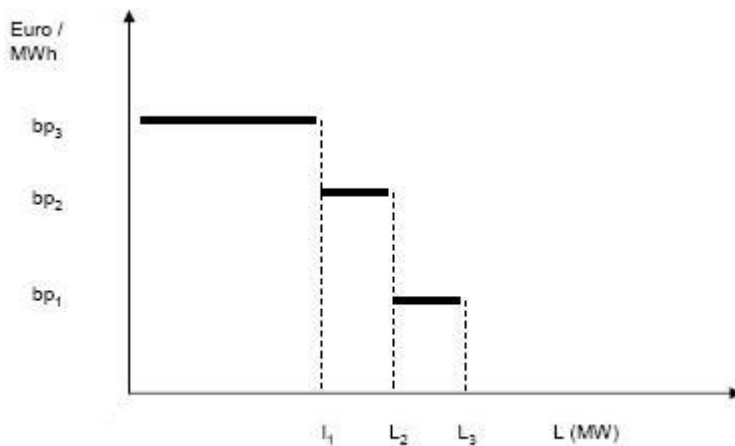
Έτσι, καθίσταται απαραίτητη η κατάρτιση, σε τακτική βάση (ημερήσια ή εβδομαδιαία) ενός προγράμματος ένταξης / κράτησης των μονάδων παραγωγής ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (δηλ. πότε ανάβει ή σβήνει κάθε μονάδα) και του επιπέδου παραγωγής κάθε μονάδας (π.χ. για κάθε ώρα).

5.2. Περιγραφή του προβλήματος της ένταξης μονάδων σε περιβάλλον ανταγωνισμού

Θεωρείται για μία δεδομένη χρονική περίοδο, έστω T ωρών, ένα σύστημα παραγωγής με N διαθέσιμες μονάδες παραγωγής και αντίστοιχες ωριαίες προσφορές έγχυσης ενέργειας. Έτσι, κάθε μονάδα παραγωγής i χαρακτηρίζεται από μία βηματική συνάρτηση προσφοράς (σχήμα 5.3). Ακόμα, θεωρούνται οι ωριαίες (τιμολογούμενες ή μη) προσφορές απορρόφησης ενέργειας από πλευράς των καταναλωτών / προμηθευτών, οι οποίες έχουν επίσης τη μορφή βηματικής συνάρτησης (σχήμα 5.4).



Σχήμα 5.3: Ωριαίες προσφορές μονάδων παραγωγής σε περιβάλλον ανταγωνιστικής αγοράς [4].



Σχήμα 5.4: Κλιμακωτή συνάρτησης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ως προς την τιμή σε περιβάλλον ανταγωνιστικής αγοράς [4].

Σε αυτή την περίπτωση, ζητούνται το πρόγραμμα ένταξης των μονάδων παραγωγής, το επίπεδο παραγωγής τους καθώς και το φορτίο που καλύπτει κάθε καταναλωτής έτσι, ώστε να μεγιστοποιείται το συνολικό κοινωνικό όφελος κατά την περίοδο T .

Θεωρητικά, αν έχουμε να καταρτίσουμε το πρόγραμμα ένταξης N μονάδων παραγωγής για τις επόμενες T ώρες, θα πρέπει να εξετάσουμε συνολικά $(2^N - 1)^T$ δυνατούς συνδυασμούς. Καθώς σε ένα μεγάλο σύστημα το πλήθος των μονάδων μπορεί να ξεπερνά τις 50, είναι φανερό ότι ακόμη και για 24-ωρο προγραμματισμό ο αριθμός $(2^N - 1)^{24}$ μπορεί να είναι πολύ μεγάλος. Επίσης, καθώς μία μονάδα μπορεί να βρίσκεται σε μία μόνο από τις δύο δυνατές καταστάσεις λειτουργίας της («εντός» ή «εκτός»), το πρόβλημα χαρακτηρίζεται από μεταβλητές αποφάσεως που λαμβάνουν διακριτές τιμές (π.χ. 0 ή 1). Ένας τρόπος για την επίλυση του προβλήματος είναι η αντιμετώπισή του ως πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού και επίλυσή του ταυτόχρονα για το σύνολο των ωρών της περιόδου T .

5.2.1. Διατύπωση του προβλήματος μικτού ακέραιου προγραμματισμού (M.I.P.)

Προκειμένου να διατυπωθεί το πρόβλημα του μικτού ακέραιου προγραμματισμού, με σκοπό τη δημιουργία του βέλτιστου προγράμματος ένταξης των μονάδων παραγωγής, χρησιμοποιείται ο παρακάτω συμβολισμός:

- Παράμετροι του προβλήματος:
 - i : αριθμός μονάδας παραγωγής
 - b : τμήμα ισχύος (block) της μονάδας παραγωγής
 - t : χρονική περίοδος
 - MC_i^b : λειτουργικό κόστος τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i (marginal cost)
 - RC_i : τιμή στην προσφορά στρεφόμενης εφεδρείας της μονάδας παραγωγής i (reserve cost)
 - p : τιμή ζήτησης καταναλωτών (price)
 - L_t : ισχύς (load) που ζητούν οι καταναλωτές κατά τη χρονική περίοδο t
 - $RREQ$: απαίτηση σε στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve) ενεργού ισχύος (reserve requirement)
 - K_i^- : κατώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης μονάδας παραγωγής i
 - K_i^+ : ανώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης μονάδας παραγωγής i
 - $RESM_i$: μέγιστη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας (reserve maximum) που μπορεί να προσφέρει η μονάδα παραγωγής i
 - SU_i : κόστος έναυσης της μονάδας παραγωγής i (start-up cost)
- Μεταβλητές απόφασης:
 - d_t : εξυπηρετούμενο φορτίο (served demand)
 - $q_{i,t}^b$: παραγωγή του τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i κατά την χρονική περίοδο t

- $RES_{i,t}$: ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας (reserve) της μονάδας παραγωγής i κατά τη χρονική περίοδο t
 - $u_{i,t}$: δυαδική μεταβλητή η οποία φανερώνει την κατάσταση της μονάδας παραγωγής i κατά τη χρονική περίοδο t («εντός» ή «εκτός»)
 - $s_{i,t}$: δυαδική μεταβλητή η οποία φανερώνει την έναυση της μονάδας παραγωγής i κατά τη χρονική περίοδο t
 - $h_{i,t}$: δυαδική μεταβλητή η οποία φανερώνει τη σβέση της μονάδας παραγωγής i κατά τη χρονική περίοδο t
- Βοηθητικές μεταβλητές:
 - ue_t : ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας κατά τη χρονική περίοδο t
 - ue_{tot} : συνολική ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας

Ο στόχος που επιχειρείται να βελτιστοποιηθεί είναι η μεγιστοποίηση του συνολικού κοινωνικού οφέλους από τη λειτουργία του συστήματος κατά την περίοδο T . Σκοπός είναι, λοιπόν, η μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης:

$$\max \left(\sum_t p \cdot d_t - \sum_{t,i,b} MC_i^b \cdot q_{i,t}^b - \sum_{t,i} RC_i \cdot RES_{i,t} - \sum_{t,i} SU_i \cdot s_{i,t} \right) \quad (5.1)$$

Σημειώνεται ότι το κόστος παραγωγής προκύπτει βάσει των σχετικών προσφορών πώλησης των παραγωγών καθώς και ότι η ωφέλεια των καταναλωτών θεωρείται με θετικό πρόσημο (+), εφόσον επιλύουμε πρόβλημα μεγιστοποίησης.

Οι περιορισμοί [11], [12] βάσει των οποίων υπολογίζονται οι βέλτιστες τιμές των μεταβλητών απόφασης παρουσιάζονται στη συνέχεια:

Σχέση μεταξύ εξυπηρετούμενου και συνολικού φορτίου:

$$d_t \leq L_t, \quad \forall t \quad (5.2)$$

Ισοζύγιο ισχύος παραγωγής - ζήτησης:

$$\sum_{i,b} q_{i,t}^b = d_t, \forall t \quad (5.3)$$

Ισοζύγιο στρεφόμενης εφεδρείας:

$$\sum_i RES_{i,t} = RREQ, \forall t \quad (5.4)$$

Λειτουργικά όρια ισχύος μονάδων παραγωγής:

$$K_i^- \cdot u_{i,t} \leq \sum_b q_{i,t}^b \leq K_i^+ \cdot u_{i,t}, \forall i,t \quad (5.5)$$

Λειτουργικά όρια στρεφόμενης εφεδρείας μονάδων παραγωγής:

$$0 \leq RES_{i,t} \leq u_{i,t} \cdot RESM_i, \forall i,t \quad (5.6)$$

Περιορισμός ισοζυγίου μονάδας (ενέργεια και εφεδρεία):

$$RES_{i,t} + \sum_b q_{i,t}^b \leq u_{i,t} \cdot K_i^+, \forall i,t \quad (5.7)$$

Περιορισμοί έναυσης – σβέσης:

- Στο ίδιο χρονικό διάστημα δεν μπορούν να δοθούν ταυτόχρονα και οι δύο εντολές:

$$s_{i,t} + h_{i,t} \leq 1, \forall i,t \quad (5.8)$$

- Σε περίπτωση αλλαγής κατάστασης της μονάδας:

$$s_{i,t} - h_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1}, \forall i,t \quad (5.9)$$

Περιορισμοί δυαδικότητας:

$$u_{i,t} \in \{0,1\}, \forall i,t \quad (5.10)$$

Περιορισμός μη αρνητικότητας:

$$q_{i,t}^b \geq 0, \forall i,t,b \quad (5.11)$$

Εκτός από τους παραπάνω περιορισμούς, υπάρχει και ένα πλήθος περιορισμών, το οποίο δεν λαμβάνεται υπόψη κατά την κατάσχεση του προβλήματος της ένταξης μονάδων παραγωγής. Αυτό συμβαίνει διότι λόγω της φύσης των περιορισμών η κατάσταση των μονάδων παραγωγής είναι προκαθορισμένη. Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν οι περιορισμοί που παρατίθενται στη συνέχεια [1], [12].

Περιορισμός υποχρεωτικής λειτουργίας μονάδων (must-run):

Για λειτουργικούς λόγους άσχετους με την οικονομική λειτουργία του συστήματος, ορισμένες μονάδες λειτουργούν υποχρεωτικά για κάποια χρονικά διαστήματα. Τυπικοί λειτουργικοί λόγοι που επιβάλλουν την υποχρεωτική λειτουργία μονάδων είναι η στήριξη της τάσης του δικτύου, η ευστάθεια του συστήματος, η περιορισμένη μεταφορική ικανότητα του συστήματος μεταφοράς και η χρήση του ατμού της μονάδας για τηλεθέρμανση.

Περιορισμός υποχρεωτικής κράτησης μονάδων (must-off):

Για λειτουργικούς λόγους άσχετους με την οικονομική λειτουργία του συστήματος, ορισμένες μονάδες κρατούνται υποχρεωτικά για κάποια χρονικά διαστήματα. Τυπικοί λειτουργικοί λόγοι που επιβάλλουν την υποχρεωτική κράτηση μονάδων είναι η συντήρησή τους, η εμφάνιση βλαβών κ.α.

Περιορισμός προσωπικού:

Εξαιτίας του περιορισμένου αριθμού του προσωπικού, σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να αυξάνεται ο χρόνος έναυσης ή ο χρόνος κράτησης δύο μονάδων παραγωγής, οι οποίες βρίσκονται στην ίδια γεωγραφική περιοχή.

Περιορισμοί καυσίμου:

Σε ορισμένες περιπτώσεις (βλάβες, απεργίες κ.α.) η ικανότητα του σταθμού παραγωγής περιορίζεται από το ρυθμό τροφοδοσίας του με καύσιμα. Άλλοτε η διαθέσιμη ποσότητα καυσίμου είναι περιορισμένη. Σε άλλες περιπτώσεις, π.χ. όταν υπάρχει δέσμευση ελάχιστης παραλαβής (take or pay) ο σταθμός θα πρέπει να καταναλώσει τουλάχιστον

μια ποσότητα καυσίμου κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου προγραμματισμού παραγωγής.

Θεωρείται ότι οι μονάδες παραγωγής, που λαμβάνουν μέρος στον προγραμματισμό παραγωγής, είναι αμιγώς θερμικά συστήματα λόγω της ιδιαιτερότητας του προβλήματος της υδροθερμικής συνεργασίας. Η πολυπλοκότητα του καθορισμού της λειτουργίας των Υ.Η.Σ., η οποία σχετίζεται με τις εκροές του νερού μιας περιοχής, έχει άμεση εξάρτηση σε μεσοπρόθεσμη βάση από τις υδρομετεωρολογικές συνθήκες και την ενεργό ικανότητα αποθήκευσης, δηλαδή από παραμέτρους που είναι δύσκολο να προκαθοριστούν επακριβώς [1]. Σε βραχυπρόθεσμη βάση, που επικρατούν τα προβλήματα ένταξης (ή επίλυσης της ημερήσιας αγοράς) χρησιμοποιείται ενεργειακός περιορισμός.

Ακόμα, Η συνολική τιμή του ζητούμενου φορτίου για κάθε χρονικό διάστημα, η $L(t)$, θεωρείται ίση με το άθροισμα των επιμέρους φορτίων του συνόλου των συμμετεχόντων καταναλωτών. Ακόμα, θεωρείται σταθερή η τιμή ζήτησης της ισχύος, ίδια για το σύνολο του απαιτούμενου φορτίου αλλά και αμετάβλητη συναρτήσει του χρόνου.

5.2.2. Προσδιορισμός της τιμής της ενέργειας

Σύμφωνα με τον Ελληνικό Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, σαν τιμή ισορροπίας (τιμή «εκκαθάρισης» της αγοράς ή Οριακή Τιμή Συστήματος) θεωρείται, για κάθε ώρα η οριακή αύξηση της βέλτιστης συνολικής δαπάνης του (24-ωρου) Ημερήσιου Προγραμματισμού, που θα προέκυπτε από μία οριακή αύξηση του φορτίου του Συστήματος.

Όπως είναι γνωστό, όταν επιλυθεί ένα πρόβλημα Γ.Π., τότε κάποιοι περιορισμοί θα ισχύουν με ισότητα. Οι περιορισμοί αυτοί (binding constraints) περιορίζουν την περαιτέρω βελτίωση της αντικειμενικής συνάρτησης z . Η ζητούμενη τιμή ισορροπίας ισούται με την σκιώδη τιμή (shadow price) ενός περιοριστικού περιορισμού, καθώς ο λόγος $\frac{\Delta z}{\Delta b}$ (δηλαδή της μεταβολής της z λόγω μιας οριακής «χαλάρωσης» του

περιοριστικού περιορισμού). Η σκιά της τιμής των μη-περιοριστικών περιορισμών ισούται με μηδέν.

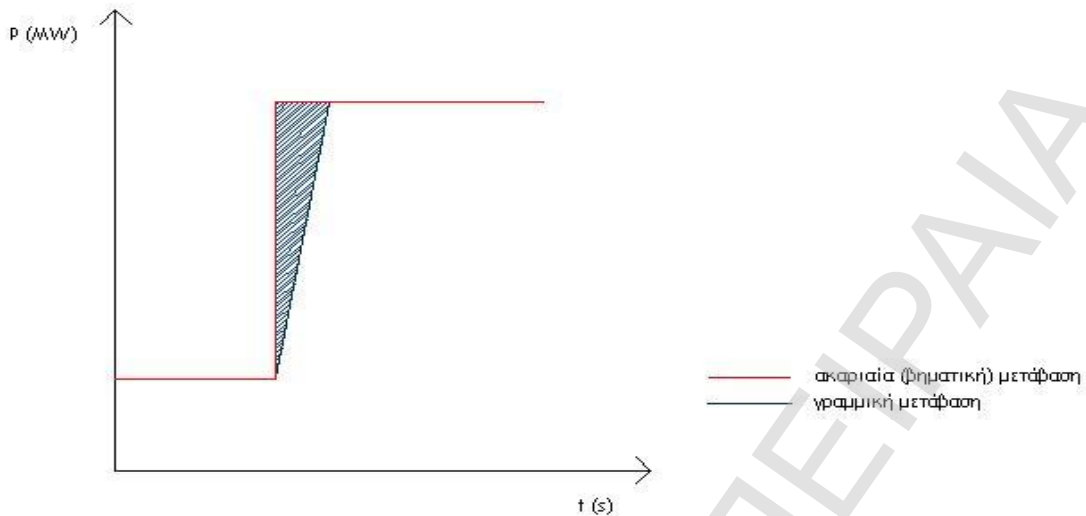
Στην περίπτωση προβλημάτων Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού η έννοια της σκιάς της τιμής, είναι πιο πολύπλοκη, καθώς οι ακέραιες μεταβλητές εισάγουν ασυνέχειες στην αντικειμενική συνάρτηση. Όπως είναι γνωστό (Παράρτημα Α) κατά την επίλυση του Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού διαμορφώνεται σειρά προβλημάτων Γραμμικού Προγραμματισμού, όπου οι ακέραιες μεταβλητές αντιμετωπίζονται ως σταθερές παράμετροι. Έτσι, μία τεχνική που χρησιμοποιείται είναι η χρήση των σκιάς των τιμών από την επίλυση του τελευταίου Γ.Π., από το οποίο έχει προκύψει η βέλτιστη λύση του προβλήματος Μ.Ι.Ρ. Από τον περιορισμό ικανοποίησης της ζήτησης (5.3) προκύπτει η τιμή ισορροπίας για την ενέργεια. Αντιστοίχως, από τον περιορισμό (5.4) προκύπτει η τιμή της εφεδρείας.

6. Εφαρμογή

6.1. Το μοντέλο που υλοποιήθηκε στη GAMS

Προκειμένου να επιλυθεί το πρόβλημα του μικτού ακέραιου προγραμματισμού, με σκοπό τη δημιουργία του βέλτιστου προγράμματος ένταξης των μονάδων παραγωγής, χρησιμοποιήθηκε η γλώσσα προγραμματισμού GAMS. Κατά τη συγγραφή του κώδικα, ο οποίος παρατίθεται στο παράρτημα Γ, διατηρήθηκε ο συμβολισμός των παραμέτρων και των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος μικτού ακέραιου προγραμματισμού που παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 5.2.1. Το μοντέλο που επιλύθηκε αποτελεί απλοποιημένη μορφή του προαναφερθέντος προβλήματος. Οι παραδοχές που πραγματοποιήθηκαν είναι οι εξής:

- Ενώ λήφθηκε υπόψη στους υπολογισμούς η απαίτηση για στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve), δεν συνυπολογίστηκε η απαίτησή τους σε μη στρεφόμενη εφεδρεία (non-spinning reserve). Συνήθως απαιτείται η στρεφόμενη εφεδρεία να είναι μεγαλύτερη κατά κάποιο ποσοστό (π.χ. 10%) της προβλεπόμενης αιχμής φορτίου ή να είναι αρκετή για να καλύψει την απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας του δικτύου [1].
- Θεωρείται, επίσης, ότι η γεννήτρια έχει τη δυνατότητα να μεταβαίνει ακαριαία από το ένα επίπεδο παραγωγής στο άλλο, ακολουθώντας τη μορφή βηματικής συνάρτησης. Κανονικά, λόγω του περιορισμού του ρυθμού ανάληψης φορτίου, R_i , αυτή η μετάβαση είναι γραμμική. Η απόκλιση από τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα να θεωρείται ότι παράγεται ένα επιπλέον ποσό ενέργειας, ίσο με το γραμμοσκιασμένο εμβαδό του σχήματος που ακολουθεί (σχήμα 6.1).



Σχήμα 6.1: Ποσό ενέργειας που παράγεται κατά τη θεώρηση ακαριαίας μετάβασης της γεννήτριας από το ένα επίπεδο παραγωγής στο άλλο.

Προκειμένου να μοντελοποιηθεί το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων παραγωγής, η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί στους οποίους αυτή υπόκειται ονομάστηκαν ως εξής:

- tot_cost : αντικειμενική συνάρτηση (μεγιστοποίηση συνολικού κοινωνικού οφέλους)
- $serv_dem(t)$: σχέση μεταξύ εξυπηρετούμενου και συνολικού φορτίου
- $load(t)$: περιορισμός ισοζυγίου ισχύος
- $reserve(t)$: περιορισμός ισοζυγίου στρεφόμενης εφεδρείας
- $min_funct_lim(i,b,t)$: περιορισμός κατώτερων λειτουργικών ορίων τμημάτων ισχύος μονάδων παραγωγής
- $max_funct_lim(i,b,t)$: περιορισμός ανώτερων λειτουργικών ορίων τμημάτων ισχύος μονάδων παραγωγής
- $max_reserve_lim(i,t)$: περιορισμός ανώτερων λειτουργικών ορίων στρεφόμενης εφεδρείας μονάδων παραγωγής
- $unit_gen_balance(i,t)$: περιορισμός ισοζυγίου μονάδας (ενέργεια και εφεδρεία)
- $start_OR_stop(i,t)$: περιορισμός έναυσης – σβέσης των μονάδων παραγωγής που δεν επιτρέπει την πραγματοποίηση και των δύο ενεργειών στο ίδιο χρονικό διάστημα

- $status_ch_1_1('G1', 't1')$, $status_ch_1_2('G2', 't1')$, ..., $status_ch_1_8('G8', 't1')$: περιορισμοί έναυσης – σβέσης σε περίπτωση αλλαγής κατάστασης κάθε μονάδας i για την αρχική κατάστασή τους
- $status_ch_2(i, 't2')$, $status_ch_3(i, 't3')$, ..., $status_ch_24(i, 't24')$: περιορισμοί έναυσης – σβέσης σε περίπτωση αλλαγής κατάστασης των μονάδων παραγωγής για όλα τα χρονικά διαστήματα εκτός του αρχικού

Ακόμα, υπολογίστηκαν δύο επιπλέον ποσότητες προκειμένου να διευκολυνθεί η εξαγωγή συμπερασμάτων. Έτσι, εισήχθησαν δύο επιπλέον εξισώσεις:

- $unserved_nrg(t)$: η ποσότητα της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας για κάθε χρονικό διάστημα t , ίση με τη διαφορά του φορτίου μείον την εξυπηρετούμενη ενέργεια για κάθε χρονικό διάστημα t
- $tot_unserved_nrg$: η συνολική ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, ίση με το άθροισμα των μη εξυπηρετούμενων ενεργειών για το σύνολο των χρονικών διαστημάτων που μελετάμε.

6.2. Δεδομένα προβλήματος

Τα αριθμητικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής παρουσιάζονται στη συνέχεια:

A. Set στη GAMS:

- i : αριθμός μονάδας παραγωγής
 $G1$: σύνολο λιγνιτικών μονάδων
 $G2$: συγκρότημα πετρελαϊκών μονάδων
 $G3$: ΔΕΗ – Κομοτηνή
 $G4$: ΔΕΗ – Αγ. Γεώργιος 8, 9
 $G5$: ΔΕΗ – Λαύριο IV
 $G6$: ΔΕΗ – Λαύριο V

G7: EN.ΘΕΣ.

G8: ΗΡΩΝ

- b: τμήμα ισχύος (block) της μονάδας παραγωγής
tm1: πρώτο τμήμα μονάδας παραγωγής (ορίζει και το τεχνικό ελάχιστο)
tm2: δεύτερο τμήμα μονάδας παραγωγής
- t: χρονική περίοδος (h)
t1, t2, t3, t4, t5, t6, t7, t8, t9, t10, t11, t12, t13, t14, t15, t17, t18, t19, t20, t21, t22, t23, t24

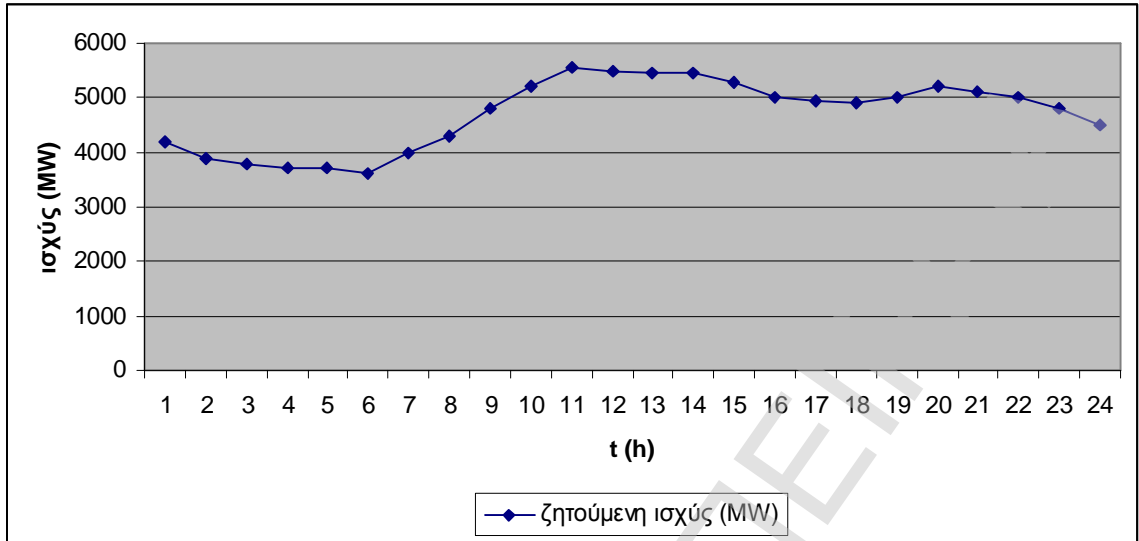
B. Δεδομένα:

- p : τιμή ζήτησης καταναλωτών (price) (€)
60 €
- $RREQ$: απαίτηση σε στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve) (reserve requirement) (MW)
600 MW
- L_t : ισχύς που ζητούν οι καταναλωτές (load) κατά τη χρονική περίοδο t (MW)
(σχήμα 6.2)

t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
4.200	3.900	3.800	3.700	3.700	3.600	4.000	4.300

t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
4.800	5.200	5.550	5.500	5.450	5.450	5.300	5.000

t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
4.950	4.900	5.000	5.200	5.100	5.000	4.800	4.500



Σχήμα 6.2: Γραφική παράσταση της μεταβολής της ζητούμενης ισχύος (MW) ως συνάρτηση του χρόνου (t).

- $RESM_i$: μέγιστη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας (reserve maximum) που μπορεί να προσφέρει η μονάδα παραγωγής i (MW)

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
300	50	150	80	150	149	149	141

- Κατώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης μονάδας παραγωγής i (MW)

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
2.500	250	144	150	155	240	240	0

- Ισχύς πρώτου τμήματος (block) παραγωγής της μονάδας παραγωγής i (MW):

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
3.800	430	450	280	510	360	360	120

- Ανώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης μονάδας παραγωγής i (MW)

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
4.000	450	476	300	550	389	389	141

- RC_i : τιμή στην προσφορά στρεφόμενης εφεδρείας (reserve cost) της μονάδας παραγωγής i (€/MWh)

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
10	5	4	1,5	6	3,5	3	2

- MC_i^b : λειτουργικό κόστος (marginal cost) τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i (€/MWh)

	tm1	tm2
G1	33	35
G2	58	60
G3	50	52
G4	68	70
G5	52	55
G6	48	50
G7	63	65
G8	145	150

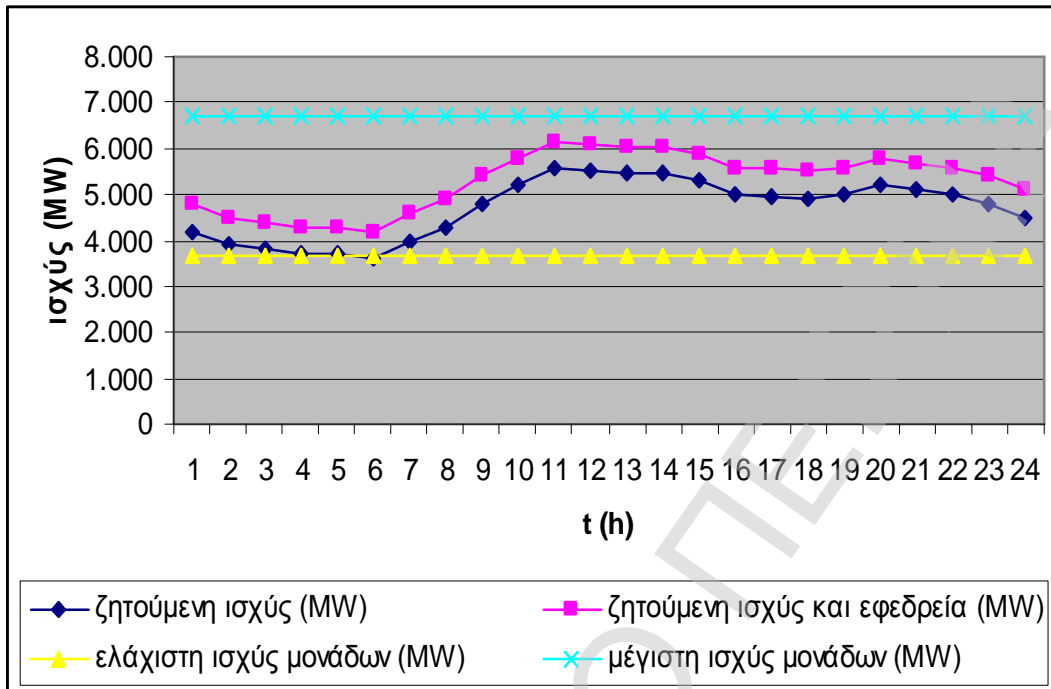
- SU_i : κόστος έναυσης (start-up cost) της μονάδας παραγωγής i (€)

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
1.500.000	40.000	16.000	30.000	24.000	14.000	14.000	5.000

- Αρχική κατάσταση λειτουργίας της μονάδας παραγωγής i

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
1	0	1	0	1	1	0	0

Στη συνέχεια παρουσιάζονται συγκεντρωτικά, με τη βοήθεια μίας γραφικής παράστασης, τα δεδομένα για το φορτίου του συστήματος, τα όρια της παραγόμενης ισχύος όλων των μονάδων αθροιστικά και οι απαιτήσεις σε εφεδρεία καθ' όλη τη διάρκεια του 24-ώρου που μελετάται (σχήμα 6.3).



Σχήμα 6.3: Γραφική παράσταση των δεδομένων του ζητούμενου φορτίου, των λειτουργικών ορίων των μονάδων και απαιτήσεων σε εφεδρεία.

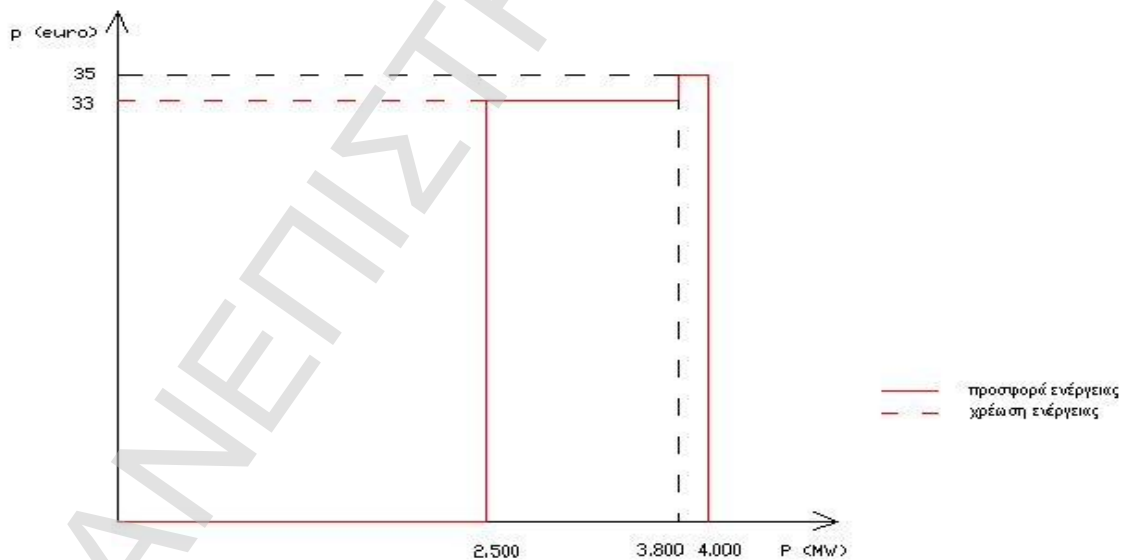
6.3. Ζητήματα μοντελοποίησης

Η ένταξη του δεύτερου τμήματος παραγωγής όλων των γεννητριών δεν προηγείται ποτέ χρονικά του πρώτου. Αν και εκ πρώτης όψεως ο παραπάνω περιορισμός θα μπορούσε να είναι άμεσα δεσμευτικός, εν τούτοις, λόγω του υψηλότερου κόστους παραγωγής του δεύτερου τμήματος της μονάδας παραγωγής σε σχέση με το πρώτο, διασφαλίζεται η σωστή σειρά ένταξης, χωρίς να απαιτείται η εισαγωγή ενός επιπλέον περιορισμού κατά τη προσομοίωση του προβλήματος με τη GAMS.

Η εισαγωγή των δεδομένων που χαρακτηρίζουν την αρχική κατάσταση λειτουργίας των μονάδων παραγωγής δεν πραγματοποιείται με τη βοήθεια μιας επιπλέον παραμέτρου. Δεν κρίνεται απαραίτητη αυτή η ενέργεια εφόσον οι προαναφερθείσες αρχικές συνθήκες δίνονται ως παράμετροι στον περιορισμού έναυσης – σβέσης σε περίπτωση αλλαγής κατάστασης κάθε μονάδας i για την αρχική κατάστασή τους.

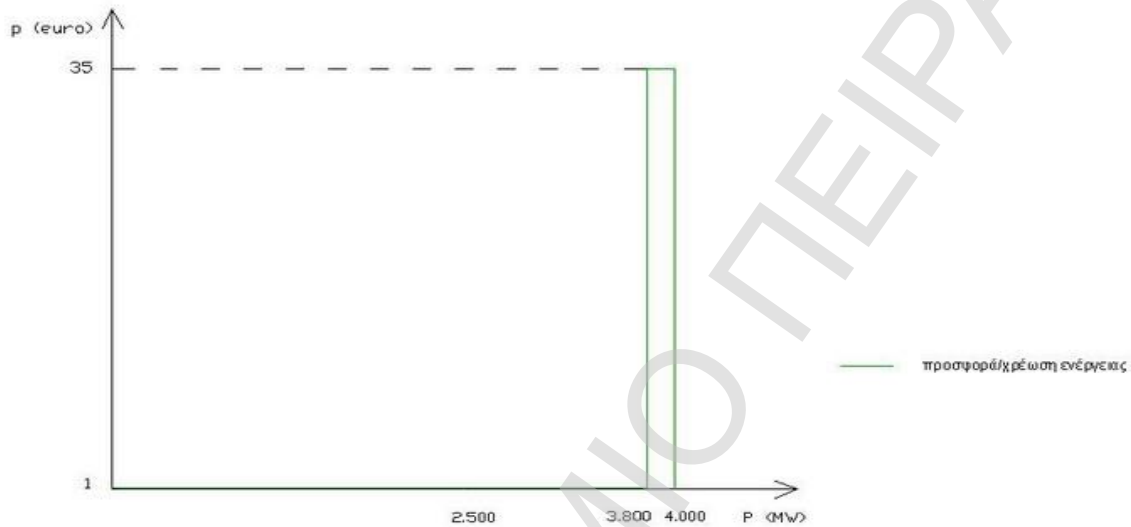
Σύμφωνα με τον σχεδιασμό του προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μία μονάδα παραγωγής (το πρώτο τμήμα ισχύος της) δεν μπορεί να εισαχθεί σε περίπτωση που η απαιτούμενη ενέργεια είναι μικρότερη από το κατώτατο λειτουργικό της όριο. Έτσι, είναι δυνατό να μείνει εκτός προγραμματισμού μία φθηνή μονάδα με μεγάλο κατώτατο λειτουργικό κόστος. Αυτή η ιδιομορφία του μοντέλου προσφορών επηρεάζει τη λύση, δημιουργεί μία πολύπλοκη συνδυαστική και δεν καθιστά δυνατή τη σχεδίαση μίας μοναδικής καμπύλης εξυπηρέτησης του φορτίου, η οποία να ισχύει για κάθε τιμή του ζητούμενου φορτίου. Ακόμα, η απαίτηση σε εφεδρεία εισάγει μία επιπλέον δυσκολία στη χάραξη της συγκεκριμένης καμπύλης.

Στο γράφημα που ακολουθεί (σχήμα 6.4) παρουσιάζεται η προσφορά της πρώτης μονάδας παραγωγής. Παρατηρούμε ότι ενώ η προσφορά ενέργειας δεν μπορεί να είναι μικρότερη από το κατώτατο λειτουργικό της όριο (2.500 MW), η χρέωση είναι από το πρώτο MW παραγόμενης ισχύος ίση με την προσφορά του πρώτου τμήματος ισχύος της μονάδας (33 €).



Σχήμα 6.4: Προσφορά ενέργειας της πρώτης μονάδας παραγωγής.

Θεωρώντας το κόστος του πρώτου τμήματος παραγωγής σχεδόν μηδενικό (ίσο με 1 MW) αίρεται η προαναφερθείσα ιδιομορφία και έτσι θεωρητικά είναι δυνατό να καλυφθεί κάθε τιμή φορτίου η οποία βρίσκεται μέσα στα τεχνικά όρια των μονάδων παραγωγής (σχήμα 6.5).



Σχήμα 6.5: Τροποποιημένη προσφορά ενέργειας της πρώτης μονάδας παραγωγής.

6.4. Αποτελέσματα – συμπεράσματα

Εκτελώντας το πρόγραμμα ένταξης μονάδων παραγωγής, χωρίς να συμπεριληφθεί στους υπολογισμούς το κόστος έναυσης των μονάδων παραγωγής, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης προκύπτει ίση με:

2.599.307 €

Ακόμα, λαμβάνουμε τα ακόλουθα αποτελέσματα για τις μεταβλητές απόφασης:

- d_t : εξυπηρετούμενο φορτίο (served demand) σε MW

t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
4.200	3.900	3.800	3.700	3.700	3.600	4.000	4.300

t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
4.800	5.200	5.550	5.500	5.406	5.406	5.300	4.956

t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
4.950	4.900	4.956	5.200	4.956	4.956	4.800	4.500

- $q_{i,t}^b$: παραγωγή του τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i κατά την χρονική περίοδο t σε MW

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
G1.tm1	3.800	3.516	3.501	3.401	3.401	3.301	3.616	3.800
G1.tm2	16	-	-	-	-	-	-	40
G3.tm1	144	144	144	144	144	144	144	220
G5.tm1	-	-	155	155	155	155	-	-
G6.tm1	240	240	-	-	-	-	240	240

	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
G1.tm1	3.800	3.800	3800	3.800	3.800	3800	3.800	3.800
G1.tm2	190	200	200	200	200	200	200	190
G2.tm1	-	250	250	250	400	400	294	-
G3.tm1	326	326	395	395	326	326	326	326
G5.tm1	244	344	305	255	400	400	400	400
G6.tm1	240	280	360	360	280	280	280	240
G7.tm1	-	-	240	240	-	-	-	-

	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	190	190	190	200	190	190	190	161
G2.tm1	-	-	-	250	-	-	-	-
G3.tm1	326	326	326	326	326	326	326	144
G5.tm1	394	344	400	344	400	400	244	155
G6.tm1	240	240	240	280	240	240	240	240

- $RES_{i,t}$: ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας (reserve) της μονάδας παραγωγής i κατά τη χρονική περίοδο t σε MW

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
G1	160	160	159	159	159	159	160	160
G2	-	-	-	-	-	-	-	-
G3	150	150	150	150	150	150	150	150
G4	-	-	-	-	-	-	-	-
G5	-	-	150	150	150	150	-	-
G6	149	149	-	-	-	-	149	149
G7	-	-	-	-	-	-	-	-
G8	141	141	141	141	141	141	141	141

	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
G1	10	-	-	-	-	-	-	10
G2	-	50	50	50	50	50	50	-
G3	150	150	81	81	150	150	150	150
G4	-	-	-	-	-	-	-	-
G5	150	150	150	150	150	150	150	150
G6	149	109	29	29	109	109	109	149
G7	-	-	149	149	-	-	-	-
G8	141	141	141	141	141	141	141	141

	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1	10	10	10	-	10	10	10	10
G2	-	-	-	50	-	-	-	-
G3	150	150	150	150	150	150	150	150
G4	-	-	-	-	-	-	-	-
G5	150	150	150	150	150	150	150	150
G6	149	149	149	109	149	149	149	149
G7	-	-	-	-	-	-	-	-
G8	141	141	141	141	141	141	141	141

- ue_t : ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας κατά τη χρονική περίοδο t σε MWh

t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
44	44	-	44	-	-	44	-	144	44	-	-

- ue_{tot} : συνολική ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας
364 MWh.

Μελετώντας τα αποτελέσματα, που λαμβάνουμε κατά την επίλυση του προγράμματος ένταξης μονάδων παραγωγής, παρατηρούμε ότι η μονάδα G4 παραμένει εκτός προγράμματος παραγωγής καθ' όλη τη διάρκεια του 24ώρου που μελετάμε. Αυτό οφείλεται στο αυξημένο λειτουργικό της κόστος. Ακόμα, παρόλο που η τιμή της προσφοράς της στρεφόμενης εφεδρείας δεν είναι πολύ υψηλή προτιμούνται αντ' αυτής, μονάδες παραγωγής με ακριβότερη τιμή στρεφόμενης εφεδρείας αλλά με χαμηλότερη τιμή κατώτατων λειτουργικών ορίων και δυνατότητα παραγωγής μεγαλύτερης ποσότητας στρεφόμενης εφεδρείας.

Επίσης, παρατηρώντας τις τιμές της παραγόμενης ενέργειας βλέπουμε ότι και η παραγωγή της μονάδας G8 παραμένει μηδενική, γεγονός που οφείλεται στο πολύ υψηλό λειτουργικό της κόστος. Όμως, χάρη στην χαμηλή τιμή προσφοράς της στρεφόμενης εφεδρείας της, η όγδοη μονάδα παραγωγής εντάσσεται κανονικά στο πρόγραμμα παραγωγής και συνεισφέρει στην παραγωγή της απαιτούμενης εφεδρείας.

Ακόμα, πρέπει να τονιστεί το γεγονός ότι ποσότητα φορτίου ίση με 364 MWh δεν εξυπηρετείται, παρόλο που δεν έχουν εξαντληθεί τα περιθώρια των μονάδων για παραγωγή ισχύος. Αυτό το γεγονός οφείλεται στο ότι στη συγκεκριμένη περίπτωση σκοπός του προβλήματος μικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι η βελτιστοποίηση του «κοινωνικού οφέλους», όπως αυτό εκφράζεται από την αντικειμενική συνάρτηση, χωρίς απαραίτητα να απαιτείται κάλυψη του συνόλου του ζητούμενου φορτίου, αφού η ζήτηση των καταναλωτών είναι ελαστική. Περαιτέρω μελέτη του συγκεκριμένου ζητήματος παρουσιάζεται στις παραγράφους που ακολουθούν.

6.5. Μελέτη περιπτώσεων (case study) - Συμπεράσματα

Στη συγκεκριμένη ενότητα μελετούνται παραλλαγές του αρχικού προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, μεταβάλλοντας την μορφή του προβλήματος ή τις αρχικές (ονομαστικές) τιμές των δεδομένων εξάγονται συμπεράσματα που αφορούν στη συμπεριφορά του μοντέλου. Προκειμένου να πραγματοποιηθούν άμεσες συγκρίσεις για το αν με τα καινούρια δεδομένα επιτυγχάνεται βελτιστοποίηση της λύσης παρατίθενται οι τιμές της αντικειμενικής συνάρτησης καθώς και του μη εξυπηρετούμενου φορτίου για κάθε περίπτωση που προσομοιώνεται.

Έτσι, μελετάται η συμπεριφορά του μοντέλου ως προς τα εξής:

- Ελαστικότητα της ζήτησης (τιμολογούμενη έναντι μη τιμολογούμενης ζήτησης)
- Στρεφόμενη εφεδρεία (απαίτηση ή όχι και ύψος αυτής)
- Τιμή εκκαθάρισης της αγοράς.
- Κόστος έναυσης μονάδων παραγωγής.

6.5.1. Ανελαστική ζήτηση

Προκειμένου να μελετηθεί η περίπτωση κατά την οποία η ζήτηση των καταναλωτών είναι ανελαστική, σκοπός της βελτιστοποίησης καθίσταται η μεγιστοποίηση του οφέλους του παραγωγού. Αυτή επιτυγχάνεται ελαχιστοποιώντας το κόστος παραγωγής της προσφερόμενης ενέργειας. Έτσι, σε αυτή την περίπτωση η τιμή του εξυπηρετούμενου φορτίου εξισώνεται με την αντίστοιχη της ζητούμενης ισχύος, δηλαδή το φορτίο εξυπηρετείται στο σύνολό του και ο όρος που αναφέρεται στην ζήτηση των καταναλωτών διαγράφεται από την αντικειμενική συνάρτηση.

	z (€)	ue_{tot} (MWh)
Ελαστική ζήτηση (ονομαστική)	2.599.307	364
Ανελαστική ζήτηση	-4.177.948	0

Παρατηρούμε ότι σε αυτή την περίπτωση η συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια μηδενίζεται όπως ήταν αναμενόμενο. Επίσης, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης ελαττώνεται, αφού πλέον η απόλυτη τιμή της εξισώνεται με το κόστος παραγωγής ενέργειας και εφεδρείας, οι οποίες απαιτείται να καλύψουν τη συνολική ζήτηση.

Τα ανωτέρω συμπεράσματα ισχύουν για απαίτηση εφεδρείας ίση με 600 MW, δηλαδή ίση με την ονομαστική τιμή της. Μεταβολή αυτής της παραμέτρου δεν επιφέρει καμία αλλαγή στα αποτελέσματα έως ότου το ζητούμενο επίπεδο εφεδρείας να ληφθεί ίσο με 1.119 MW. Αυξανόμενης της τιμής της ζητούμενης εφεδρείας πέραν της οριακής τιμής των 1.119 MW το πρόβλημα εμφανίζεται ως μη-επιλύσιμο (infeasible) κατά την έκτη ώρα ($L6 = 3.600$). Η μη-επιλυσιμότητα μπορεί να αρθεί θέτοντας $L6 \geq 3.679$ MW, τιμή που ισούται με το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων παραγωγής.

Σημειώνεται ότι μέγιστη παροχή εφεδρείας που μπορεί να καλυφθεί είναι 1.145 MW και παρουσιάζεται κατά το χρονικό διάστημα του μέγιστου φορτίου (t11).

Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται (κατά πάσα πιθανότητα) σε μη-κυρτότητες που εισάγουν οι περιορισμοί τεχνικών ελαχίστων των μονάδων (του πρώτου τμήματος παραγωγής) σε συνδυασμό με τον περιορισμό $\max_reserve_lim(i,t)$, δηλαδή του ανώτατου ορίου στρεφόμενης εφεδρείας της κάθε μονάδας.

.Μείωση των τεχνικών ελαχίστων στην τιμή του 1 MW ή αύξηση, όπως προαναφέρθηκε, του L_{min} ($L_{min} \geq P_{min}$), καταργεί τον ανωτέρω περιορισμό και έχει σαν αποτέλεσμα την εμφάνιση infeasibility, όπως αναμένεται εξάλλου, μόνο για απαίτηση εφεδρείας μεγαλύτερης των 1.145 MW.

6.5.2. Μηδενική απαίτηση εφεδρείας – μεταβολή τιμής ζήτησης καταναλωτών

Θέτοντας την τιμή της απαίτησης σε εφεδρεία ίση με μηδέν, σε περιβάλλον ελαστικής ζήτησης, μεταβάλλουμε τις τιμές της τιμής ζήτησης των καταναλωτών. Σκοπός αυτής της διερεύνησης είναι να μελετηθεί η συμπεριφορά του μοντέλου κατά την παραγωγή ισχύος σε συνθήκες μεταβαλλόμενων τιμών ζήτησης.

p (€)	z (€)	ue_{tot} (MWh)
0	0	112.900
10	0	112.900
20	0	112.900
30	0	112.900
40	655.100	18.200
50	1.614.100	11.940
60	2.728.844	521
70	3.845.344	926
80	4.965.084	926
90	6.084.824	926
100	7.204.564	926
110	8.324.304	926
120	9.444.044	926
130	10.563.784	926
140	11.683.524	926
150	12.807.594	60
160	13.936.594	0

Όπως ήταν αναμενόμενο, σύμφωνα με στοιχεία της οικονομικής θεωρίας, αυξανόμενης της τιμής ζήτησης των καταναλωτών αυξάνεται και η παραγωγή ισχύος. Αυτό έχει ως

αποτέλεσμα τη μείωση της τιμής του συνολικού μη εξυπηρετούμενου φορτίου, μέχρι το μηδενισμό του. Μελετώντας τα αποτελέσματα της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας παρατηρούμε ότι αυτά είναι διακριτά και εμφανίζονται για ακόλουθες τιμές της ζήτησης των καταναλωτών: 0 - 30 €, 40 € 50 € 60 € 70 - 140 € 150 € και 160 €. Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται αναλυτικά οι παραγωγές των μονάδων που αντιστοιχούν σε κάθε διακριτή τιμή μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

- $p = 0 - 30 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 112.900 \text{ MWh}$$

Όλες οι μονάδες βρίσκονται σε κατάσταση κράτησης, εφόσον η πολύ χαμηλή τιμή προσφοράς των καταναλωτών δεν επιτρέπει τη λειτουργία τους. Συνεπώς, το συνολικό μη εξυπηρετούμενο φορτίο ισούται με τη συνολική ζήτηση ισχύος όλου του μελετώμενου 24-ώρου.

- $p = 40 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 18.200 \text{ MWh}$$

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.700	3.700	3.600	3.800	3.800
G1.tm2	200	100	-	-	-	-	200	200

	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
G1.tm1	3.800	3.800	3800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200

	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200

Εισάγονται τα δύο φθηνότερα τμήματα των μονάδων παραγωγής, το πρώτο και το δεύτερο τμήμα της πρώτης μονάδας. Η πολύ χαμηλή τιμή ζήτησης των καταναλωτών δεν επιτρέπει την εισαγωγή μίας νέας μονάδας παραγωγής και έτσι υπάρχει αυξημένη τιμή μη εξυπηρετούμενου φορτίου.

- $p = 50 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 11.940 \text{ MWh}$$

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.700	3.700	3.600	3.800	3.800
G1.tm2	160	100	-	-	-	-	200	200
G6.tm1	240	-	-	-	-	-	-	300

	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
G1.tm1	3.800	3.800	3800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200
G6.tm1	360	360	360	360	360	360	360	360

	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200
G6.tm1	360	360	360	360	360	360	360	360

Αυξανόμενης της τιμής ζήτησης των καταναλωτών εισάγεται και το πρώτο τμήμα της έκτης μονάδας παραγωγής. Η παραγωγή του πρώτου τμήματος της πρώτης μονάδας παραμένει αμετάβλητη, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις (t1) η παραγωγή του δεύτερου τμήματος της πρώτης μονάδας ελαττώνεται προκειμένου να μπορέσει να καλυφθεί το φορτίο, ξεπερνώντας έτσι τον περιορισμό που εισάγεται λόγω της υψηλής τιμής του κατώτατου λειτουργικού ορίου της έκτης μονάδας παραγωγής. Σε όλες τις υπόλοιπες περιπτώσεις η παραγωγή της μονάδας G6 βρίσκεται στο ανώτατο όριο του πρώτου

τιμήματος παραγωγής. Η τιμή ζήτησης των καταναλωτών όμως, δεν επιτρέπει την εισαγωγή μίας νέας μονάδας παραγωγής και έτσι εξακολουθεί να υπάρχει αυξημένο μη εξυπηρετούμενο φορτίο.

- $p = 60 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 521 \text{ MWh}$$

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.700	3.700	3.600	3.800	3.800
G1.tm2	160	100	-	-	-	-	200	200
G6.tm1	240	-	-	-	-	-	-	-

	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200
G3.tm1	411	450	450	450	450	450	450	450
G3.tm2	-	-	26	26	26	26	-	-
G5.tm1	-	361	510	510	510	510	461	161
G5.tm2	-	-	40	40	40	40	-	-
G6.tm1	360	360	360	360	360	360	360	360
G6.tm2	29	29	29	29	29	29	29	29

	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1.tm1	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
G1.tm2	200	200	200	200	200	200	200	200
G3.tm1	450	450	450	450	450	450	440	-
G3.tm2	26	26	6	26	-	-	-	-
G5.tm1	-	-	155	335	261	161	-	-
G6.tm1	360	360	360	360	360	360	360	360
G6.tm2	29	29	29	29	29	29	-	29

Στην ονομαστική τιμή ζήτησης των καταναλωτών παρατηρούμε ότι η τιμή του μη εξυπηρετούμενου φορτίου είναι ακόμα χαμηλότερη. Αυτό οφείλεται στην αύξηση της τιμής ζήτησης, η οποία ωθεί περισσότερους παραγωγούς να μπουν στην αγορά, χωρίς όμως να αποτελεί ικανό κίνητρο για όλους. Παρατηρούμε ότι το μη εξυπηρετούμενο φορτίο εμφανίζεται σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα: t11, t12, t13, t14 (οι μονάδες που είναι εντός λειτουργούν στο μέγιστο λειτουργικό τους όριο, δεν υπάρχει όμως επαρκές οικονομικό κίνητρο για να μπουν εντός καινούριες μονάδες ή η ζητούμενη ποσότητα ενέργειας είναι χαμηλότερη του κατώτατου λειτουργικού τους ορίου), t17, t18 (η μονάδα που θα αναμενόταν να καλύψει το φορτίο, δηλαδή το πρώτο τμήμα της πέμπτης μονάδας, έχει μεγάλο λειτουργικό όριο σχετικά με τις υπολειπόμενες απαιτήσεις σε φορτίο) και t24 (ομοίως με την προαναφερθείσα περίπτωση).

- $p = 100 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 926 \text{ MWh}$$

Σε αυτή την περίπτωση παρατηρούμε ότι αυξανόμενης της τιμής ζήτησης των καταναλωτών η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας ελαττώνεται. Αυξάνονται, δηλαδή, οι παραγωγές των ήδη ενταγμένων μονάδων, χωρίς όμως να εισάγεται στο σύστημα καμία καινούρια μονάδα παραγωγής σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση. Μελετώντας, για παράδειγμα, το χρονικό διάστημα t11 παρατηρούμε ότι και τα δύο τμήματα όλων των ενταγμένων μονάδων (G1, G3, G5 και G6) λειτουργούν στο μέγιστο όριο τους. Παρόλα αυτά, το φορτίο δεν καλύπτεται. Αυτό οφείλεται στη χαμηλή τιμή

προσφοράς των καταναλωτών αλλά και στα υψηλά τεχνικά ελάχιστα των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής.

- $p = 120 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 926 \text{ MWh}$$

Η ποσότητα φορτίου που δεν εξυπηρετείται παραμένει σταθερή. Η τιμή της προσφοράς των καταναλωτών εξακολουθεί να μην είναι «ικανοποιητική» προκειμένου να καλύψει το σύνολο του φορτίου. Η συμπεριφορά του μοντέλου παραμένει ίδια με της προηγούμενης περίπτωσης και αυτό οφείλεται στους προαναφερθέντες λόγους.

- $p = 140 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 926 \text{ MWh}$$

Όμοια συμπεριφορά με τις δύο προηγούμενες περιπτώσεις.

- $p = 150 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 60 \text{ MWh}$$

Εντάσσεται και το πρώτο τμήμα της όγδοης μονάδας παραγωγής ελαττώνοντας την τιμή του μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Μελετώντας για άλλη μία φορά τη συμπεριφορά του μοντέλου κατά τη χρονική περίοδο t11 παρατηρούμε ότι το νεοεισαχθέν πρώτο τμήμα της όγδοης μονάδας παράγει ισχύ στο μέγιστο λειτουργικό του όριο και έτσι, η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας ελαττώνεται κατά αυτή την ποσότητα. Για ακόμα μία φορά η χαμηλή τιμή προσφοράς των καταναλωτών και τα λειτουργικά όρια των μονάδων παραγωγής στέκονται εμπόδιο στην κάλυψη του συνόλου του ζητούμενου φορτίου.

- $p = 160 \text{ €}$

$$ue_{tot} = 0 \text{ MWh}$$

Η προσφορά των καταναλωτών έχει ικανή τιμή για να καλύψει το σύνολο του ζητούμενου φορτίου. Έτσι, η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας μηδενίζεται. Παρατηρείται ότι οι μονάδες G4 και G7 παραμένουν εκτός συστήματος καθ' όλη τη

διάρκεια του 24-ώρου, γεγονός που οφείλεται στα υψηλά λειτουργικά τους όρια σε συνδυασμό με τις μη ανταγωνιστικές τιμές προσφοράς τους.

Από τα ληφθέντα αποτελέσματα παρατηρούμε ότι σε καμία περίπτωση δεν εντάσσεται κάποια μονάδα παραγωγής, της οποίας η τιμή προσφοράς είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη τιμή ζήτησης των καταναλωτών. Το συμπέρασμα αυτό ήταν αναμενόμενο, αφού καμία μονάδα παραγωγής δεν είναι δυνατό να προσφέρει ισχύ σε τιμή χαμηλότερη από την τιμή προσφοράς της. Ακόμα, δεν έρχεται σε αντίθεση με τα δεδομένα της οικονομικής θεωρίας.

Ακόμα, σημαντικό είναι το γεγονός που παρατηρείται στον πρώτο πίνακα της παρούσας ενότητας, δηλαδή ότι η μεταβολή της μη-εξυπηρετούμενης ενέργειας δεν είναι μονότονη, παρόλη την μονοτονία της μεταβολής της τιμής προσφοράς των καταναλωτών και της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης. Είναι προφανές ότι η αύξηση της προσφοράς των αγοραστών-καταναλωτών επιφέρει αλλαγή της ισορροπίας και η αντικειμενική συνάρτηση συνολικά αυξάνεται για χαμηλότερο, όμως, επίπεδο παραγωγής.

6.5.3. Τιμή εκκαθάρισης της αγοράς

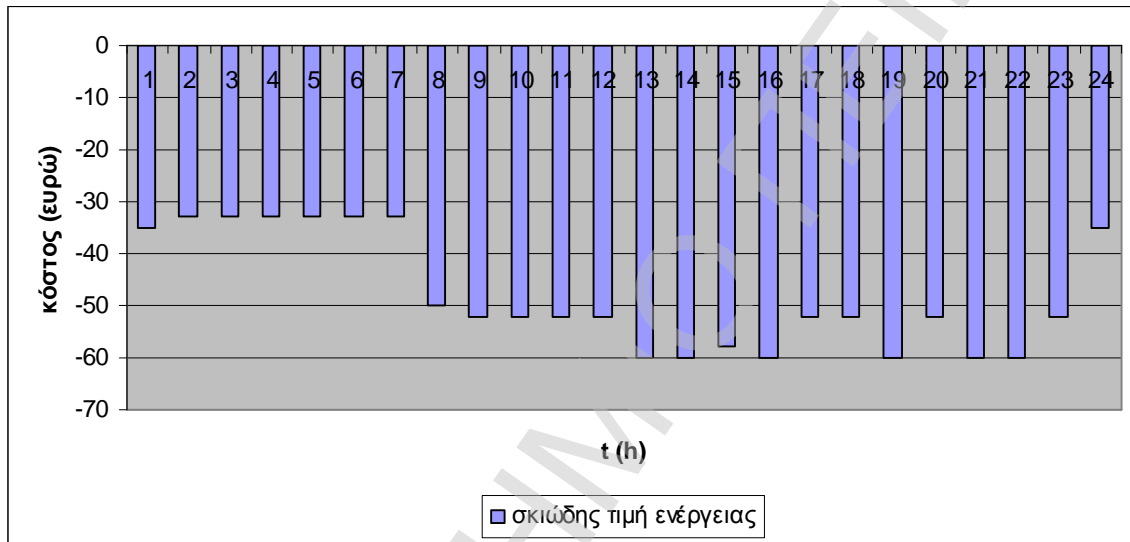
Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι τιμές εκκαθάρισης της αγοράς για την ενέργεια και την εφεδρεία αντιστοιχούν στις σκιάδεις τιμές (dual prices) των αντίστοιχων περιορισμών του (τελικού) προβλήματος Γραμμικού Προγραμματισμού που διαμορφώνεται κατά την επίλυση του προβλήματος του Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού. Εν προκειμένω, οι περιορισμοί αυτοί είναι οι σχέσεις (5.3) και (5.4) της παραγράφου 5.2.1.

Οι προκύπτουσες σκιάδεις τιμές για την ενέργεια και την εφεδρεία παρουσιάζονται στη συνέχεια.

- Ενέργεια

t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
-35	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-50	-52	-52	-52	-52

t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
-60	-60	-58	-60	-52	-52	-60	-52	-60	-60	-52	-35

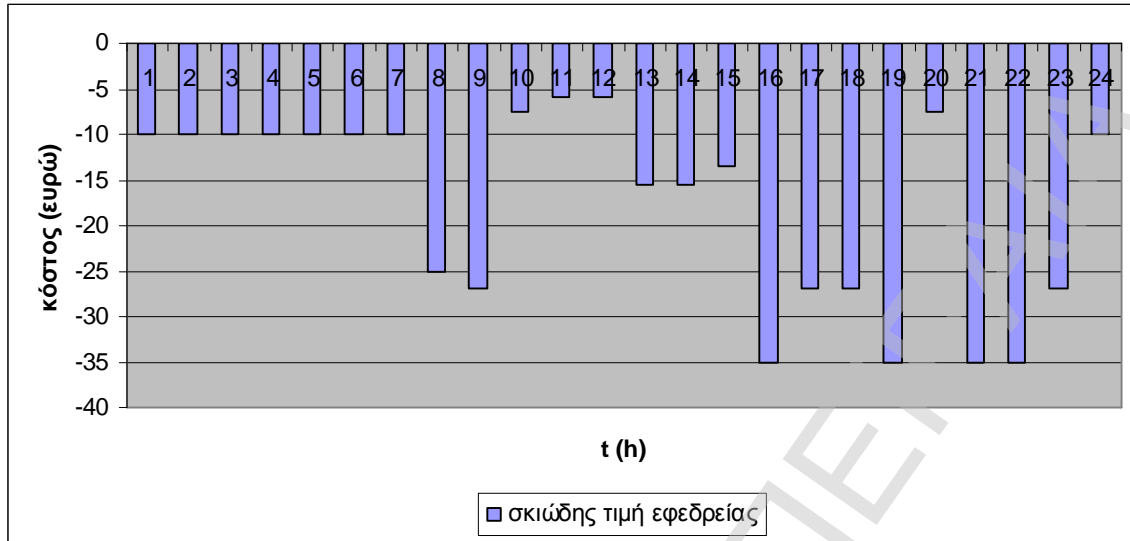


Σχήμα 6.6: Γραφική παράσταση της μεταβολής της σκιάδους τιμής της ενέργειας (€) ως συνάρτηση του χρόνου (t).

- Εφεδρεία

t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-25	-27	-7,5	-6	-6

t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
-15,5	-15,5	-13,5	-35	-27	-27	-35	-7,5	-35	-35	-27	-10



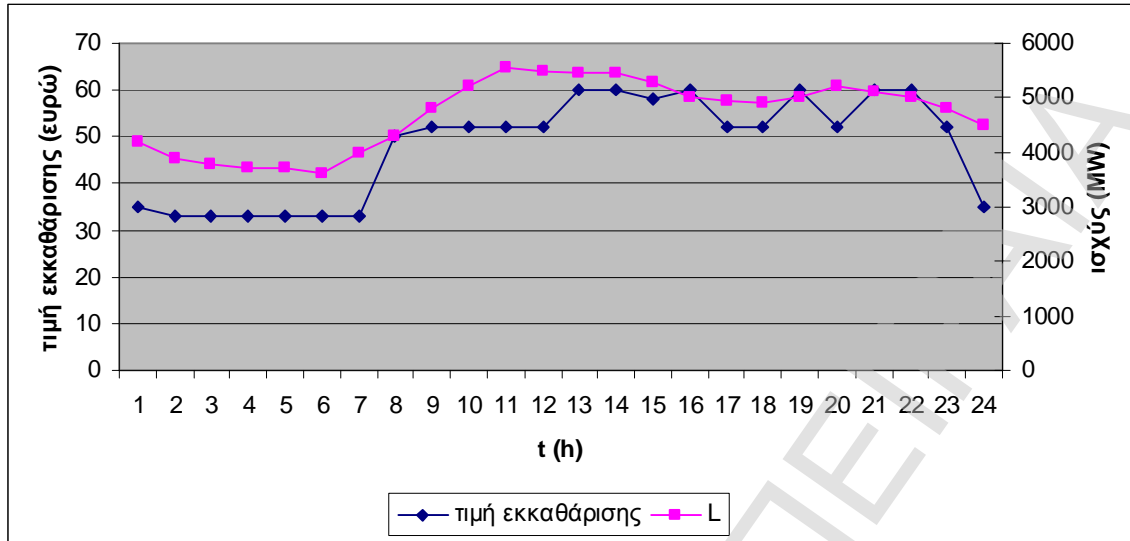
Σχήμα 6.7: Γραφική παράσταση της μεταβολής της σκιώδους τιμής της εφεδρείας (€) ως συνάρτηση του χρόνου (t).

Το αρνητικό πρόσημο φανερώνει πόσο θα μειωθεί η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για την εξυπηρέτηση μίας μονάδας ζήτησης ενέργειας για την συγκεκριμένη ώρα, εφόσον το πρόβλημα βελτιστοποίησης έχει ως στόχο τη μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης.

Από τα παραπάνω αποτελέσματα προκύπτουν οι εξής παρατηρήσεις:

- Οι τιμές εκκαθάρισης της ενέργειας για κάθε χρονικό διάστημα συμπίπτουν με τις τιμές προσφοράς κάποιας μονάδας.
- Οι τιμές εκκαθάρισης της εφεδρείας δεν συμπίπτουν με την τιμή στην προσφορά στρεφόμενης εφεδρείας καμίας μονάδας παραγωγής.

Στη συνέχεια, με τη βοήθεια μιας γραφικής παράστασης (σχήμα 6.8), εμφανίζεται η συσχέτιση που υπάρχει ανάμεσα στην τιμή εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας και στην τιμή του ζητούμενου φορτίου.



Σχήμα 6.8: Συσχέτιση τιμής εκκαθάρισης αγοράς ενέργειας και ζητούμενου φορτίου.

6.5.4. Κόστος έναυσης μονάδων παραγωγής

Στις ήδη μελετηθείσες περιπτώσεις θεωρήθηκε ότι όλες οι μονάδες παραγωγής έχουν τη δυνατότητα να ξεκινήσουν ή να τερματίσουν τη λειτουργία τους χωρίς κανένα επιπρόσθετο κόστος. Πλησιάζοντας πιο πολύ στα ρεαλιστικά δεδομένα, εισάγεται το κόστος έναυσης των μονάδων παραγωγής με τη μορφή ενός επιπλέον περιορισμού στο πρόβλημα ένταξης των μονάδων παραγωγής. Στη συνέχεια παρατίθενται τα αποτελέσματα, που λήφθηκαν με τη βοήθεια της GAMS καθώς και οι παρατηρήσεις που πραγματοποιήθηκαν πάνω σε αυτά.

Αρχικά, παρουσιάζονται αποτελέσματα (case No.1, case No.2) των προηγούμενων παραγράφων (6.4 και 6.5.2 αντίστοιχα) και μελετάται η συσχέτισή τους με την εισαγωγή του κόστους εκκίνησης των μονάδων παραγωγής (case No.3, case No.4). Στις δύο τελευταίες περιπτώσεις μελετάται η μεταβολή της απαιτούμενης ποσότητας στρεφόμενης εφεδρείας.

Case No.	RREQ (MW)	SU	p (€)	ue _{tot} (MWh)	z (€)
1	0	OXI	60	521	2.728.844
2	600	OXI	60	364	2.599.307
3	600	NAI	60	3.234	2.570.463
4	900	NAI	60	2.390	2.370.516

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης μειώνεται συνεχώς. Η παρατήρηση αυτή ήταν αναμενόμενη καθώς αυξάνονται οι απαιτήσεις (ποσότητα εφεδρείας) και θεωρείται μη μηδενικό κόστος έναυσης μονάδων παραγωγής.

Μία ακόμα παρατήρηση είναι ότι στην περίπτωση που συμπεριλαμβάνεται το κόστος εκκίνησης των μονάδων παραγωγής, αυξανόμενης της τιμής της απαίτησης σε στρεφόμενη εφεδρεία ελαττώνεται η τιμή της συνολικής μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Αυτό αποτελεί ένα όχι άμεσα προφανές συμπέρασμα.

Στη συνέχεια μελετάται η μεταβολή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης σχετικά με τη μεταβολή της τιμής ζήτησης των καταναλωτών. Τα αποτελέσματα εμφανίζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Case No.	RREQ (MW)	SU	p (€)	ue _{tot} (MWh)	z (€)
5	900	NAI	80	270	4.594.616
6	900	NAI	100	270	6.847.216
7	900	NAI	120	270	9.099.816

Αυξανόμενης της προσφοράς των καταναλωτών μειώνεται η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας σε σχέση με το case No.4, αλλά η τιμή της παραμένει σταθερή, ίση με 270 MWh.

Στον πίνακα που ακολουθεί εμφανίζονται οι τιμές της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και οι τιμές της εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας του case No.5.

t(h)	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
ue _{tot} (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55	5
S.M.P. (€)	33	33	33	33	33	33	33	33	50	52	80	80

t(h)	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
ue _{tot} (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	155	55	0	0	0
S.M.P. (€)	58	58	52	52	52	52	52	80	80	52	50	33

Στη συνέχεια παρατίθεται η δυαδική μεταβλητή $u_{i,t}$, που φανερώνει την κατάσταση των μονάδων παραγωγής («εντός» ή «εκτός») του case No.5.

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12
G1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

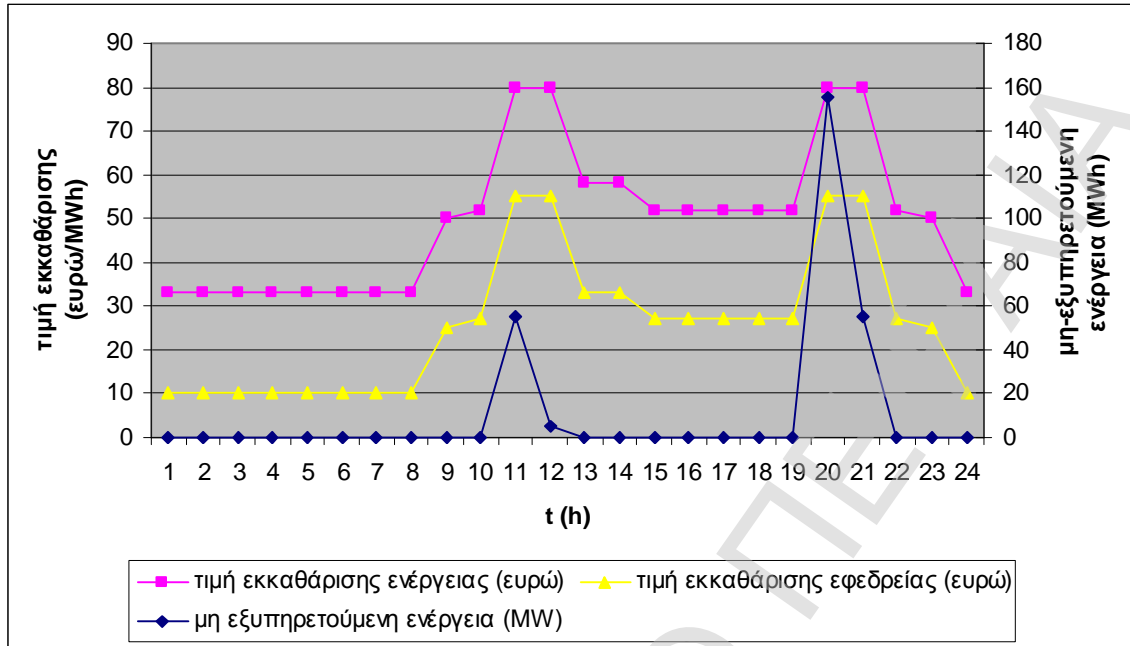
	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
G1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Από τα παραπάνω αποτελέσματα παρατηρείται ότι η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς της ενέργειας είναι:

- Ίση με την τιμή της προσφοράς κάποιου παραγωγού για τις ώρες κατά τις οποίες η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας μηδενίζεται και
- Ίση με την τιμή της προσφοράς του καταναλωτή για τις ώρες κατά τις οποίες η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας είναι μεγαλύτερη του μηδενός.

Η διαφορά μεταξύ των δύο προηγούμενων συνόλων περιπτώσεων (case No.2 - 4 και case No5 - 7) είναι ότι στη δεύτερη περίπτωση η προσφορά των καταναλωτών είναι μεγαλύτερη από την ακριβότερη μονάδα που εντάσσεται. Έτσι, η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς γίνεται ίση με την προσφορά των καταναλωτών, που ουσιαστικά δείχνει και την από πλευρά τους αποτίμηση της ενέργειας (willingness-to-pay).

Στη συνέχεια, με τη βοήθεια μιας γραφικής παράστασης (σχήμα 6.9), εμφανίζεται η συσχέτιση που υπάρχει ανάμεσα στην τιμή εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας, στην τιμή εκκαθάρισης της αγοράς της εφεδρείας και στην τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας αναφερόμενη στο case No.5. Παρατηρείται ότι, όπως έχει ήδη αναφερθεί, στα χρονικά διαστήματα που εμφανίζεται το μη εξυπηρετούμενο φορτίο (t_{11} , t_{12} , t_{20} και t_{21}) οι τιμές εκκαθάρισης της αγοράς γίνονται ίσες με τις τιμές προσφοράς του καταναλωτή, ενώ στα υπόλοιπα χρονικά διαστήματα είναι ίσες με τις τιμές προσφοράς των αντίστοιχων οριακών μονάδων.



Σχήμα 6.9: Συσχέτιση τιμής εκκαθάρισης αγοράς ενέργειας, τιμής εκκαθάρισης αγοράς εφεδρείας και μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Σε μια προσπάθεια επιβεβαίωσης των παραπάνω συμπερασμάτων, που αφορούν στην ταύτιση των τιμών εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας με τις προσφορές του καταναλωτή (εμφάνιση μη εξυπηρετούμενου φορτίου) και με τις προσφορές του παραγωγού (μηδενικό μη εξυπηρετούμενο φορτίο) ελέγχουμε μία ακόμα περίπτωση κατά την οποία ελαττώνουμε την απαίτηση σε εφεδρεία αυξάνοντας, όμως την τιμή ζήτησης των καταναλωτών.

Case No.	RREQ (MW)	SU	p (€)	ue _{tot} (MWh)	z (€)
8	300	NAI	200	138	18.417.083

Σε αυτή την περίπτωση, κατά το χρονικό διάστημα t24 παρατηρείται ότι η τιμή εκκαθάρισης αγοράς της ενέργειας προκύπτει ίση με 48,5 € τιμή η οποία καταρρίπτει τα προηγούμενα συμπεράσματα.

Έτσι, καταλήγουμε στα γενικά συμπεράσματα ότι:

- Η σκιώδης τιμή της ενέργειας δεν αντιστοιχεί απαραίτητα σε κάποια προσφορά μονάδας ή προμηθευτή.
- Η σκιώδης τιμή εφεδρείας δεν αντιστοιχεί, επίσης, απαραίτητα σε προσφορά μονάδας, ενώ μπορεί να λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες και από αυτές της ακριβότερης προσφοράς.

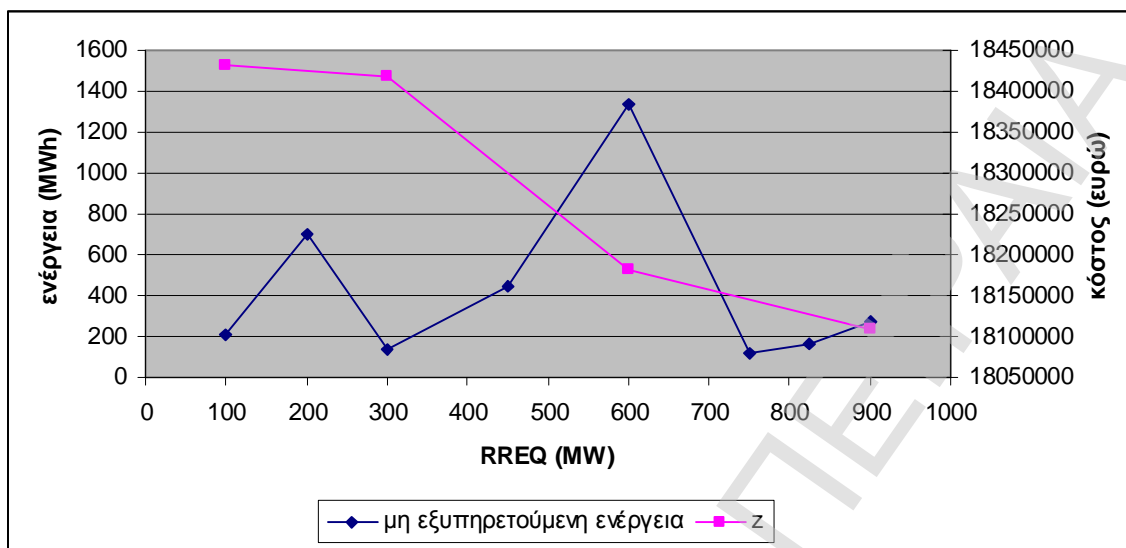
Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ενέργεια και εφεδρεία είναι «προϊόντα» αλληλοεξαρτώμενα που συνυπάρχουν στο κόστος της αντικειμενικής συνάρτησης και συνδέονται μεταξύ τους στους περιορισμούς των τεχνικών μεγίστων των μονάδων.

6.5.5. Προς περαιτέρω διερεύνηση

Σε μια προσπάθεια μελέτης της επίδρασης των τεχνικών ελαχίστων θεωρήθηκαν πολύ χαμηλότερες τιμές για τα κατώτατα λειτουργικά όρια φόρτισης των μονάδων παραγωγής, K_i^- . Όμως, ενώ ελαττώθηκε η τιμή των τεχνικών ελάχιστων (ο περιορισμός έγινε πιο ελαστικός) η τιμή της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας αυξήθηκε αναλογικά με τις προηγούμενες περιπτώσεις, δηλαδή παρατηρήθηκε ένα μη προφανές αποτέλεσμα, όπως φαίνεται και στον πίνακα που ακολουθεί.

Case No.	K_i^-	RREQ (MW)	SU	p (€)	ue _{tot} (MWh)	z (€)
9	μείωση	900	NAI	100	570	6.965.122
10	μείωση	900	NAI	200	570	18.198.122

Επίσης, διερευνώντας περαιτέρω τη συσχέτιση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας με την απαίτηση εφεδρείας λόγω του μη αναμενόμενου αποτελέσματος που παρατηρήθηκε, όπως έχει προαναφερθεί (αυξανόμενης της τιμής της απαίτησης σε στρεφόμενη εφεδρεία ελαττώνεται η τιμή της συνολικής μη εξυπηρετούμενης ενέργειας), παρατηρήθηκε μία καθόλου προφανής συσχέτιση, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα που ακολουθεί (σχήμα 6.10).



Σχήμα 6.10: Συσχέτιση της μεταβολής της τιμής της απαίτησης σε στρεφόμενη εφεδρεία με τις τιμές της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας και της αντικειμενικής συνάρτησης z .

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης z όμως, εμφανίζει αναμενόμενη μεταβολή, δηλαδή όσο αυξάνεται η απαίτηση σε εφεδρεία η τιμή της z ελαττώνεται.

Το γεγονός ότι εμφανίζονται μη άμεσα εξηγήσιμα αποτελέσματα όσον αφορά στις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς είναι γνωστό και από τη βιβλιογραφία. Αποτελεί μάλιστα και ένα από τα μειονεκτήματα των αγορών που λειτουργούν με τη συγκεκριμένη μεθοδολογία.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

7. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α:

Μικτός ακέραιος προγραμματισμός (Mixed Integer Programming – MIP)

7.1. Μαθηματικός προγραμματισμός

Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού χρησιμοποιούνται συνήθως για την άριστη κατανομή πόρων μεταξύ εναλλακτικών δραστηριοτήτων, κάτω από συνθήκες βεβαιότητας. Δηλαδή, τα μοντέλα αριστοποίησης επικεντρώνονται στον εντοπισμό του άριστου προγράμματος, με τον οποίο κατανέμονται κατά τον καλύτερο δυνατό τρόπο οι περιορισμένοι διαθέσιμοι πόροι ή τα μέσα μιας οικονομικής μονάδας στις ανταγωνιστικές δραστηριότητές της, ώστε να ικανοποιούνται οι προκαθορισμένοι στόχοι της [13].

Χαρακτηριστικά προβλήματα απόφασης αυτής της μορφής είναι τα ακόλουθα:

- Η κατανομή σε διάφορες παραγωγικές διαδικασίες του εργατικού δυναμικού, του τεχνολογικού εξοπλισμού και των πρώτων υλών.
- Η κατανομή του κεφαλαίου σε διάφορα επενδυτικά σχέδια.
- Ο προγραμματισμός της διακίνησης των προϊόντων μιας επιχείρησης προς τους πελάτες της.
- Ο προσδιορισμός της βέλτιστης ισχύος εξόδου των εν λειτουργία θερμικών μονάδων, έτσι ώστε να καλυφθεί η ζήτηση των καταναλωτών (σε μια δεδομένη χρονική στιγμή) με το ελάχιστο συνολικό κόστος λειτουργίας των μονάδων του συστήματος, δηλαδή η οικονομική κατανομή του φορτίου [1].

Το επιδιωκόμενο αποτέλεσμα αυτών των αποφάσεων μπορεί να αφορά στη μεγιστοποίηση του συνολικού κέρδους από πωλήσεις, στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής, στην ελαχιστοποίηση των αρνητικών επιπτώσεων στο περιβάλλον κ.λ.π.

7.2. Θεωρητικές έννοιες

Ένα μοντέλο αριστοποίησης αποτελείται από μια αντικειμενική συνάρτηση και από ένα σύνολο περιορισμών. Η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το στόχο που επιχειρείται να βελτιστοποιηθεί (να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί) και είναι μία σχέση μεταξύ μιας ή περισσότερων μεταβλητών που ονομάζονται μεταβλητές απόφασης. Οι περιορισμοί (δυναμικότητας, διαθεσιμότητας πόρων, τεχνολογίας κ.λ.π.) εκφράζουν τους περιορισμούς του περιβάλλοντος, στο οποίο αναπτύσσεται η δραστηριότητα. Κάθε συνδυασμός τιμών που μπορούν να λάβουν οι μεταβλητές απόφασης ονομάζεται λύση του προβλήματος. Όταν οι τιμές αυτές ικανοποιούν τους περιορισμούς του προβλήματος η λύση ονομάζεται εφικτή λύση.

Παραδοσιακά, τα προβλήματα αριστοποίησης παρουσιάζονται με τη μορφή αλγεβρικών μοντέλων, όπου η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί διατυπώνονται ως αλγεβρικές εξισώσεις και ανισώσεις μεταξύ των μεταβλητών απόφασης.

Ανάλογα με τη μορφή της αντικειμενικής συνάρτησης και των περιορισμών, ο μαθηματικός προγραμματισμός διακρίνεται στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Γραμμικός προγραμματισμός, όπου τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικές σχέσεις.
- Ακέραιος προγραμματισμός, όπου οι μεταβλητές απόφασης μπορούν να πάρουν μόνο ακέραιες τιμές ή αναπαριστούν αποφάσεις «λογικής» και όχι φυσικά μεγέθη.
- Μικτός ακέραιος προγραμματισμός (Mixed Integer Programming – MIP ή Mixed Integer Linear Programming – MILP), όπου μερικές ή όλες οι μεταβλητές απόφασης μπορούν να πάρουν μόνο ακέραιες τιμές και τόσο η αντικειμενική συνάρτηση όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικές σχέσεις [14].
- Μη γραμμικός προγραμματισμός, όπου κάποιες από τις συναρτήσεις του προβλήματος (αντικειμενική συνάρτηση, περιορισμοί) είναι μη-γραμμικές.

7.3. Μικτός ακέραιος προγραμματισμός

Πρόβλημα μικτού ακέραιου προγραμματισμού εμφανίζεται όταν κάποιες από τις μεταβλητές απόφασης του μοντέλου παίρνουν πραγματικές τιμές, ενώ οι υπόλοιπες ακέραιες. Αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο αυτή η κατηγορία προβλημάτων χαρακτηρίζεται ως «μικτός» προγραμματισμός. Τόσο η αντικειμενική συνάρτηση, όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικές σχέσεις.

Γενική μορφή των προβλημάτων του μικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι η εξής:

$$\text{Min (Max)} \quad z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_kx_k + \dots + c_nx_n$$

$$\text{Μ.Π.} \quad a_{11}x_1 + \dots + a_{1k}x_k + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1$$

$$a_{21}x_1 + \dots + a_{2k}x_k + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2$$

...

$$a_{m1}x_1 + \dots + a_{mk}x_k + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m,$$

όπου οι c_i , a_{ij} και b_i είναι γνωστές αριθμητικές παράμετροι και ο x_k ακέραιος [4].

Μια ιδιαίτερα σημαντική κατηγορία προβλημάτων αριστοποίησης μικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι τα προβλήματα στα οποία η απόφαση περιλαμβάνει ένα σκέλος της μορφής «ναι» ή «όχι». Προκειμένου να αντιμετωπιστούν τέτοιου είδους προβλήματα ορίζεται για κάθε απόφαση μία ακέραιη λογική μεταβλητή που μπορεί να πάρει μόνο τις τιμές 0 (αν η απόφαση είναι «ναι») ή 1 (αν η απόφαση είναι «όχι»). Ταυτόχρονα, υπολογίζονται και οι τιμές για τις πραγματικές μεταβλητές απόφασης του προβλήματος. Έτσι, η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποιείται με συνδυασμούς ακέραιων και πραγματικών τιμών των μεταβλητών απόφασης του μοντέλου αριστοποίησης. Παραδείγματα τέτοιων περιπτώσεων είναι η υλοποίηση ή όχι κάποιας επένδυσης, η έναυση/σβέση μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κ.α. [4].

7.4. Βελτιστοποίηση σταθερού και λειτουργικού κόστους

Προβλήματα βελτιστοποίησης σταθερού και λειτουργικού κόστους αντιμετωπίζονται όταν πρέπει να βελτιστοποιηθεί το συνολικό κόστος μιας διεργασίας, η τιμή του οποίου εξαρτάται από τη χρήση οποιασδήποτε ποσότητας μιας μεταβλητής, όσο μικρή τιμή και αν αυτή έχει.

Ο μαθηματικός φορμαλισμός ενός τέτοιου προβλήματος παρουσιάζεται στη συνέχεια:

$$f(x_i) = \begin{cases} 0, & \text{αν } x_i = 0 \\ K + c_i x_i, & \text{αν } x_i \neq 0, \end{cases}$$

όπου K είναι το σταθερό κόστος. Η σχέση δείχνει ότι σε περίπτωση που ο πόρος ο οποίος συμβολίζεται με x_i δεν χρησιμοποιείται, η τιμή του κόστους μηδενίζεται. Σε αντίθετη περίπτωση, όμως, όπου ο πόρος x_i χρησιμοποιείται, το συνολικό κόστος υπολογίζεται συναρτήσει τόσο του σταθερού κόστους K , όσο και του λειτουργικού κόστους, το οποίο αναπαρίσταται με το γινόμενο $c_i x_i$.

Η αντικειμενική συνάρτηση παίρνει τη μορφή:

$$\text{Min } z = f(x_i) + (\text{επιπλέον παράγοντες αντικειμενικής συνάρτησης}).$$

Σημειώνεται ότι η βέλτιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του κόστους λαμβάνεται ελαχιστοποιώντας την. Σε περίπτωση που το ζητούμενο ήταν η μεγιστοποίησή της (ασυνήθιστη περίπτωση), θα επιτυγχανόταν εύκολα, εξασφαλίζοντας την χρησιμοποίηση όλων των διαθέσιμων πόρων.

Στο τελικό μοντέλο εισάγεται μια δυαδική μεταβλητή y_i , η οποία καθορίζει το εάν θα ληφθεί υπόψη στους υπολογισμούς το λειτουργικό κόστος, δηλαδή το κατά πόσο θα χρησιμοποιηθεί ή όχι ένας διαθέσιμος πόρος. Επίσης, εισάγεται μία βοηθητική σταθερά, η M , η οποία λαμβάνει μεγάλη θετική τιμή. Έτσι, το πρόβλημα παίρνει τη μορφή:

Min $z = [Ky_i + c_i x_i] + (\text{επιπλέον παράγοντες αντικειμενικής συνάρτησης})$

M.Π. $x_i - My_i \leq 0$

λοιποί περιορισμοί

y_i : δυαδικός.

Το μοντέλο συμπεριφέρεται ως εξής: Αν $x_i > 0$, τότε ο πρώτος περιορισμός εξασφαλίζει ότι $y_i = 1$, οπότε υπολογίζεται το σταθερό κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση. Σε περίπτωση, όμως, όπου $x_i = 0$, τότε το y_i μπορεί να πάρει τιμές 0 ή 1, εφόσον ο πρώτος περιορισμός δεν διασφαλίζει την ακριβή τιμή του. Η επιθυμητή τιμή του y_i είναι η μηδενική, ώστε το σταθερό κόστος να μην υπολογίζεται, και επιτυγχάνεται λόγω της ζητούμενης ελαχιστοποίησης της αντικειμενικής συνάρτησης. Δεδομένης της επιλογής του υπολογισμού ή όχι του λειτουργικού κόστους, η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης μας οδηγεί σε μη υπολογισμό του λειτουργικού κόστους, οπότε και η τιμή του y_i γίνεται μηδενική [14].

7.5. Επίλυση προβλημάτων Γ.Π. και M.I.P. - Σκιώδεις τιμές

Όταν επιλυθεί ένα πρόβλημα Γραμμικού Προγραμματισμού (δηλ. όταν οι μεταβλητές απόφασης x_i τεθούν στις βέλτιστες τιμές τους) κάποιοι περιορισμοί θα ισχύουν με ισότητα. Οι περιορισμοί αυτοί (binding constraints) περιορίζουν την περαιτέρω βελτίωση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης z .

Σκιώδης τιμή (shadow price) ενός περιοριστικού περιορισμού i ορίζεται ο λόγος $\frac{\Delta z}{\Delta b_i}$, δηλαδή η μεταβολή της z λόγω μίας οριακής «χαλάρωσης» του περιοριστικού περιορισμού i μέσω μεταβολής του b_i . Η σκιώδης τιμή των μη-περιοριστικών περιορισμών είναι μηδενική.

Τα εμπορικά πακέτα επίλυσης προβλημάτων Γ.Π. παρέχουν συνήθως τις προκύπτουσες σκιάδεις τιμές των περιορισμών του προβλήματος.

Για την επίλυση προβλημάτων Μικτού Ακέραιου Προγραμματισμού, μία συνήθης τεχνική που ακολουθείται είναι η Branch-and-Bound, η οποία αποτελείται από τα εξής βήματα:

1. Απαλλαγή (relaxation) από τους περιορισμούς ακεραιότητας.
2. Επίλυση του προκύπτοντος Γ.Π. (π.χ. με τον αλγόριθμο Simplex).
3. Δημιουργία δύο νέων προβλημάτων για κάθε μία από τις μεταβλητές για τις οποίες υπάρχει περιορισμός ακεραιότητας.
 - i. Προστίθεται σε κάθε πρόβλημα ένας νέος περιορισμός άνω (κάτω) ορίου σύμφωνα με τις δυνατές ακέραιες τιμές της μεταβλητής, κοντά στη λύση του Γ.Π.
 - ii. Επιλύονται τα νέα προβλήματα Γ.Π.
4. Επαναλαμβάνεται το τρίτο βήμα για όλες τις ακέραιες μεταβλητές.
5. Επιλέγεται η βέλτιστη λύση.

8. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Στοιχεία οικονομικής θεωρίας

8.1. Το θεμελιώδες πρόβλημα των οικονομικών

Θεμελιώδες πρόβλημα των οικονομικών θεωρείται το ακόλουθο ερώτημα: «Πώς γίνεται να ικανοποιηθούν οι πρακτικά απεριόριστες ανθρώπινες ανάγκες από περιορισμένους πόρους;». Τα κύρια ερωτήματα που απορρέουν από αυτό είναι το ποια προϊόντα πρέπει να παραχθούν, με ποια διαδικασία παραγωγής και από ποιον. Βασικό κριτήριο για την επίλυση αυτού του προβλήματος είναι η μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους. Θεωρείται γενικά παραδεκτό ότι δεν υπάρχει μοναδική λύση στο πρόβλημα του ποιες πρώτες ύλες θα παραχθούν και τι μέσα παραγωγής πρέπει να χρησιμοποιηθούν γι' αυτή την παραγωγή καθώς και στο ποιοι καταναλωτές θα καταναλώσουν στη συνέχεια τα εν λόγω προϊόντα.

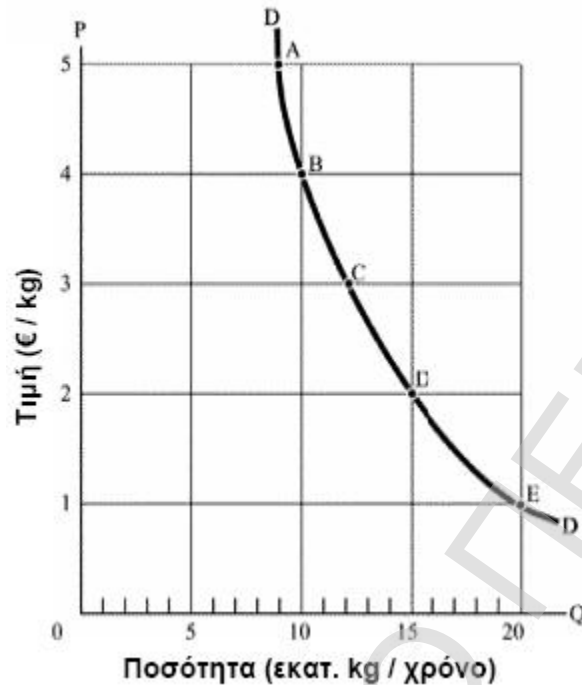
Δύο βασικές έννοιες που περιγράφουν το μηχανισμό της αγοράς είναι η αγορά και οι τιμές. Ως αγορά ορίζεται ο τρόπος ανταλλαγής αγαθών στο οικονομικό σύστημα, ο τρόπος επικοινωνίας μεταξύ καταναλωτών και παραγωγών και ο τρόπος αλληλεπίδρασης μεταξύ ζήτησης και προσφοράς. Τέλος, τιμές είναι το μέσο οργάνωσης της ανταλλαγής αγαθών στο οικονομικό σύστημα, το σήμα έκφρασης των επιθυμιών των καταναλωτών και των δυνατοτήτων των παραγωγών και το μέσο εξισορρόπησης της ζήτησης και της προσφοράς [15].

8.2. Στοιχεία θεωρίας της ζήτησης (καταναλωτές)

Η χρησιμότητα εκφράζει την ικανοποίηση – ευχαρίστηση που αποκομίζει ο καταναλωτής από την απόκτηση ενός αγαθού, θεωρείται το βασικό κριτήριο του καταναλωτή και εξαρτάται από την ποσότητα του αγαθού. Η συνολική χρησιμότητα και ευημερία που απολαμβάνει ένας καταναλωτής εξαρτάται από το σύνολο των αγαθών και

τις αντίστοιχες ποσότητες που καταναλώνει. Έτσι, ο καταναλωτής επιλέγει το μίγμα των αγαθών που μεγιστοποιεί τη συνολική του χρησιμότητα, δεδομένου, πάντα, του ύψους του εισοδήματός του. Η έννοια της χρησιμότητας ερμηνεύει τη συμπεριφορά του καταναλωτή σε σχέση με τη μεταβολή της τιμής. Η χρησιμότητα ενός αγαθού δεν είναι ίδια για όλες τις μονάδες που αποκτά ο καταναλωτής. Δεδομένου ότι κάθε πρόσθετη μονάδα είναι λιγότερο χρήσιμη, ο καταναλωτής θα αγοράσει τόσες μονάδες αγαθού μέχρι η οριακή χρησιμότητα της τελευταίας μονάδας να εξισωθεί με την τιμή του. Μετά από αυτό το σημείο κάθε πρόσθετη μονάδα θα μειώσει τη συνολική του χρησιμότητα και επομένως δεν την αγοράζει. Η συνολική χρησιμότητα που αποκομίζει είναι μεγαλύτερη από τη συνολική αξία που πληρώνει.

Η σχέση που συνδέει τη ζητούμενη ποσότητα ενός αγαθού (Q) με την τιμή του αγαθού στην αγορά (P) αποτυπώνεται στην καμπύλη ζήτησης του καταναλωτή (σχήμα Β.1). Δεδομένου ότι η καμπύλη ζήτησης έχει αρνητική κλίση, καθώς η τιμή ενός προϊόντος μειώνεται η ζητούμενη ποσότητα αυξάνεται, ενώ όταν η τιμή αυξάνεται η ζητούμενη ποσότητα μειώνεται. Παρόλο που η κλίση της καμπύλης ζήτησης είναι πάντα αρνητική, η τιμή της διαφέρει ανάλογα με το είδος του αγαθού. Η καμπύλη ζήτησης ενός αγαθού στην αγορά προκύπτει ως άθροισμα των ποσοτήτων που ζητούνται από όλους τους καταναλωτές. Η σχέση μεταβολής της ζήτησης με την τιμή δεν είναι ίδια σε όλους τους καταναλωτές, εφόσον πρόκειται για άτομα με διαφορετικά εισοδήματα, διαφορετικές ανάγκες αλλά και διαφορετικές προτιμήσεις. Παρόλη την ανομοιογένεια που υπάρχει στην συμπεριφορά των καταναλωτών, οι κανόνες που ακολουθούν είναι παρόμοιοι.



Σχήμα Β.1: Καμπύλη ζήτησης του καταναλωτή [15].

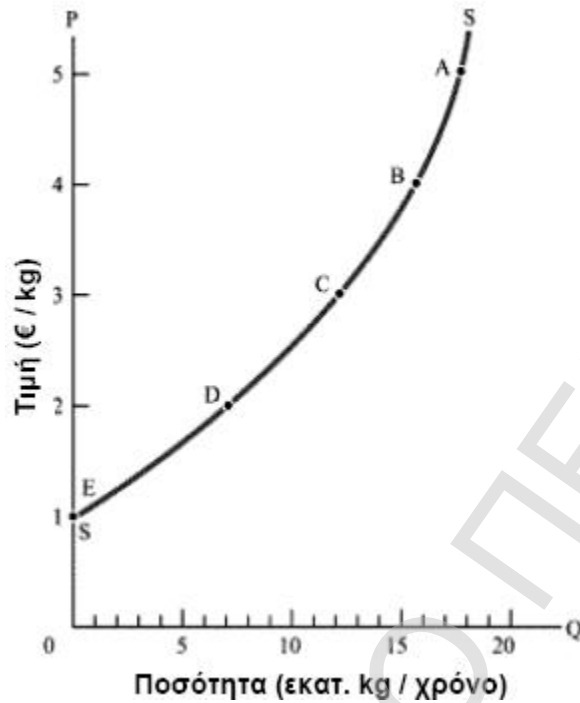
Αν όλοι οι άλλοι παράγοντες παραμένουν σταθεροί, με την άνοδο της τιμής η ζητούμενη ποσότητα μειώνεται. Αυτή η τάση οφείλεται στο ότι οι καταναλωτές στρέφονται σε φθηνότερα προϊόντα για την κάλυψη της ανάγκης (υποκατάσταση) και στο ότι αισθάνονται (και είναι) φτωχότεροι και αρκούνται σε μικρότερη ποσότητα (περιορισμός). Οι δύο αυτές τάσεις δεν είναι ίδιες σε όλα τα αγαθά λόγω της διαφορετικής αντίδρασης των καταναλωτών. Έτσι, σε αγαθά πρώτης ανάγκης, ή αγαθά χωρίς υποκατάστατα η αύξηση της τιμής δεν οδηγεί σε αισθητή μείωση της ζήτησης, αφού η ανάγκη πρέπει να καλυφθεί, ενώ σε αγαθά πολυτελείας η αύξηση της τιμής θα μειώσει αισθητά τη ζήτηση, αφού η ανάγκη δεν είναι πιεστική.

8.3. Στοιχεία της θεωρίας της προσφοράς (παραγωγοί)

Το κόστος παραγωγής προσδιορίζει τη δυνατότητα του παραγωγού να προσφέρει στην αγορά τη ζητούμενη ποσότητα, θεωρείται το βασικό κριτήριο του παραγωγού, εξαρτάται από το κόστος των απαιτούμενων εισροών και μεταβάλλεται ανάλογα με την

παραγόμενη ποσότητα. Ο παραγωγός επιλέγει την ποσότητα παραγωγής και το μίγμα των εισροών που ελαχιστοποιεί το συνολικό του κόστος, δεδομένης, πάντα, της τεχνολογίας που χρησιμοποιεί. Η έννοια του κόστους ερμηνεύει τη συμπεριφορά του παραγωγού σε σχέση με τις μεταβολές των τιμών. Το κόστος ενός αγαθού δεν είναι ίδιο για όλες τις μονάδες που παράγει ο παραγωγός. Δεδομένου ότι η συνολική αξία παραγωγής (οι εισπράξεις του παραγωγού) είναι μεγαλύτερη από το συνολικό κόστος παραγωγής, ο παραγωγός θα παράγει τόσες μονάδες αγαθού μέχρι το οριακό κόστος της τελευταίας μονάδας να εξισωθεί με την τιμή του. Μετά από αυτό το σημείο κάθε πρόσθετη μονάδα έχει υψηλότερο κόστος από το έσοδο που θα αποφέρει και επομένως δεν την παράγει.

Η σχέση που συνδέει την ποσότητα αγαθού (Q) που διαθέτει ένας παραγωγός με την τιμή του αγαθού στην αγορά (P) αποτυπώνεται στην καμπύλη της προσφοράς του παραγωγού (σχήμα Β.2). Δεδομένου ότι η καμπύλη προσφοράς έχει θετική κλίση, καθώς η τιμή ενός προϊόντος αυξάνεται η προσφερόμενη ποσότητα αυξάνεται, ενώ όταν η τιμή μειώνεται η ζητούμενη ποσότητα μειώνεται. Παρόλο που η κλίση της καμπύλης προσφοράς είναι πάντα θετική, η τιμή της διαφέρει ανάλογα με το είδος του αγαθού και τα χαρακτηριστικά της επιχείρησης. Η καμπύλη προσφοράς ενός αγαθού στην αγορά προκύπτει ως άθροισμα των ποσοτήτων που προσφέρονται από όλους τους παραγωγούς. Η σχέση μεταβολής της προσφοράς με την τιμή δεν είναι ίδια σε όλους τους παραγωγούς, εφόσον χρησιμοποιείται σε κάθε περίπτωση διαφορετική τεχνολογία, έχουν διαφορετικές εισροές και επικρατούν διαφορετικές συνθήκες. Παρόλη την ανομοιογένεια που υπάρχει στην συμπεριφορά των παραγωγών, οι κανόνες που ακολουθούν είναι παρόμοιοι.



Σχήμα Β.2: Καμπύλη προσφοράς του παραγωγού [15].

Αν όλοι οι άλλοι παράγοντες παραμένουν σταθεροί με τη μείωση της τιμής η προσφερόμενη ποσότητα μειώνεται. Αυτή η τάση οφείλεται στο ότι οι παραγωγοί μειώνουν την παραγωγή για να περιορίσουν το κόστος της (μείωση) και στο ότι στρέφονται σε προϊόντα χαμηλότερου κόστους εγκαταλείποντας την παραγωγική δραστηριότητα (μετατόπιση της παραγωγής). Οι δύο αυτές τάσεις δεν είναι ίδιες σε όλα τα αγαθά λόγω της διαφορετικής κλίσης της καμπύλης προσφοράς ανάλογα με τις δυνατότητες της επιχείρησης και την ευελιξία της παραγωγής.

8.4. Η υπόθεση των ανταγωνιστικών αγορών

Τέλειο ανταγωνισμό έχουμε, όταν στην αγορά υπάρχουν πολλοί πωλητές (πολυπώλιο) και δεν υπάρχουν περιορισμοί, οικονομικοί ή νομικοί, στην είσοδο και έξοδο από την αγορά για οποιονδήποτε θέλει να δραστηριοποιηθεί ως πωλητής. Κανείς από αυτούς δεν έχει επίδραση στις τιμές, λόγω του μεγάλου αριθμού τους και ο καταναλωτής έχει αναρίθμητες εναλλακτικές επιλογές. Οι καταναλωτές δεν παρατηρούν κάποια σημαντική

διαφοροποίηση μεταξύ των προϊόντων, άρα μία αύξηση των τιμών από έναν πωλητή θα ζημιώσει μόνο τον ίδιο, αφού θα οδηγήσει τους καταναλωτές στους άλλους πωλητές. Στην πράξη το μοντέλο αυτό δεν υπάρχει, αφού πάντα υπάρχουν ατέλειες στην αγορά [16].

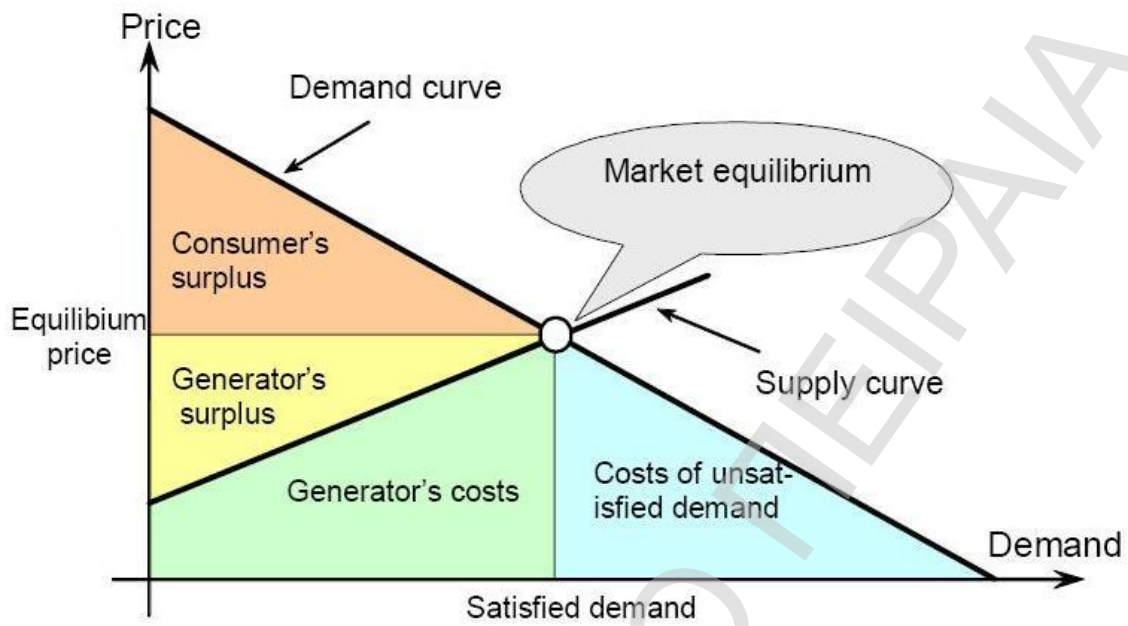
Προκειμένου να επιτευχθεί τέλειος ανταγωνισμός, δηλαδή πλήρως ανταγωνιστική αγορά, πρέπει να ικανοποιούνται οι ακόλουθες συνθήκες:

- Μεγάλος αριθμός παραγωγών και αγοραστών. Μικρό μέγεθος του κάθε παραγωγού και κάθε αγοραστή.
- Όλοι οι παραγωγοί παράγουν ένα ομοιογενές προϊόν ή υπηρεσία, δηλαδή δεν υπάρχει διαφοροποίηση στο προϊόν, που να δικαιολογεί διαφορές στην τιμή πώλησης.
- Όλοι οι συμμετέχοντες (παραγωγοί και αγοραστές) έχουν πλήρη πληροφόρηση σχετικά με την τιμή που επικρατεί στην αγορά.
- Στόχος όλων των παραγωγών είναι η μεγιστοποίηση του κέρδους [4].

Σε συνθήκες τέλειου ανταγωνισμού η καμπύλη προσφοράς συμπίπτει με την καμπύλη του οριακού κόστους.

8.5. Ισορροπία της αγοράς (ο νόμος προσφοράς και ζήτησης)

Η αγορά ισορροπεί στο επίπεδο τιμών όπου το οριακό κόστος του παραγωγού ισούται με την οριακή χρησιμότητα του καταναλωτή. Στο σημείο ισορροπίας (σχήμα Β.3), και μόνο σε αυτό, η τιμή της αγοράς εξισορροπεί την προσφορά με τη ζήτηση, καθώς οι καταναλωτές αγοράζουν όλη την ποσότητα για την οποία η χρησιμότητα είναι μεγαλύτερη από την τιμή της αγοράς, ενώ σταματούν να αγοράζουν όταν η χρησιμότητα καθίσταται μικρότερη από την τιμή της αγοράς. Αντίστοιχη είναι η συμπεριφορά των παραγωγών. Στο σημείο ισορροπίας της αγοράς μεγιστοποιείται το καθαρό όφελος για την κοινωνία.



Σχήμα Β.3: Ισοροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης [17].

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

9. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: GAMS

9.1. Γενικά

Σημαντική πρόοδος στην ανάπτυξη των αλγορίθμων και των υπολογιστικών κωδίκων, που έχουν τη δυνατότητα να επιλύσουν μαθηματικά προγραμματιστικά προβλήματα μεγάλης έκτασης, παρατηρήθηκε κατά τις δεκαετίες του '50 και του '60. Απαιτούνταν, όμως, ακόμα, σημαντικές ποσότητες χρόνου προκειμένου να προσομοιωθεί ένα μοντέλο, αφού η ανάλυση των δεδομένων παρέμενε πολύπλοκη, η οργάνωσή τους ήταν χρονοβόρα και η συγγραφή του προγράμματος δυσχερής. Επίσης, ήταν αρκετά δύσκολος ο εντοπισμός των λαθών του κώδικα καθώς και η διόρθωσή τους.

Η γλώσσα προγραμματισμού GAMS δημιουργήθηκε προκειμένου να βελτιώσει αυτή την κατάσταση:

- παρέχοντας μια γλώσσα προγραμματισμού υψηλού επιπέδου για την συνεπτυγμένη παρουσίαση μεγάλων και πολύπλοκων προβλημάτων,
- επιτρέποντας την πραγματοποίηση αλλαγών στις προδιαγραφές του μοντέλου με τρόπο απλό και ασφαλή,
- επιτρέποντας την παρουσίαση των αλγεβρικών σχέσεων με τρόπο σαφή και κατανοητό και
- καθιστώντας δυνατές τις περιγραφές μοντέλων, ανεξάρτητων από τον εκάστοτε χρησιμοποιούμενο αλγόριθμο επίλυσης.

Ο σχεδιασμός της GAMS έχει συγχωνεύσει χαρακτηριστικά της σχετικής θεωρίας βάσεων δεδομένων (δομημένη μορφή, δυνατότητα μετασχηματισμού) και του μαθηματικού προγραμματισμού (περιγραφή προβλήματος, ποικιλία μεθόδων επίλυσής του) προκειμένου να καλύψει τις προγραμματιστικές ανάγκες των χρηστών. Οι βασικές αρχές στις οποίες βασίστηκε ο σχεδιασμός του συστήματος είναι οι ακόλουθες:

- Όλες οι υπάρχουσες αλγοριθμικές μέθοδοι είναι διαθέσιμες προς επίλυση, χωρίς να απαιτούνται διαφοροποιήσεις στην αναπαράσταση του μοντέλου από τον χρήστη.
- Το πρόβλημα βελτιστοποίησης εκφράζεται ανεξάρτητα από τα δεδομένα που εισάγονται σε αυτό. Αυτή η διαφοροποίηση λογικών εκφράσεων και δεδομένων επιτρέπει την αύξηση του μεγέθους του προβλήματος χωρίς να απαιτείται πολυπλοκότερη αναπαράσταση.
- Η διεύθυνση των πόρων του υπολογιστή γίνεται αυτόματα και έτσι, δεν απαιτείται ο καθορισμός του μεγέθους των παραμέτρων του προβλήματος από τον χρήστη.

Ακόμα, η προσομοίωση του μοντέλου στη GAMS δεν απαιτεί διαφορετική αναπαράσταση του προβλήματος προκειμένου να γίνει κατανοητό από τον χρήστη και από τον υπολογιστή, όπως και ήταν απαραίτητο στο παρελθόν. Επιπρόσθετα, η GAMS ενσωματώνει χαρακτηριστικά, τα οποία απευθύνονται στις ανάγκες του χρήστη κατά τη συγγραφή κώδικα:

- Η αναπαράσταση του μοντέλου στη GAMS είναι συνοπτική και εκμεταλλεύεται στο έπακρο την σαφήνεια του μαθηματικού φορμαλισμού.
- Όλοι οι μετασχηματισμοί (πράξεις) των δεδομένων καθορίζονται συνοπτικά με αλγεβρικό τρόπο. Δηλαδή, όλα τα δεδομένα μπορούν να εισαχθούν στην πιο βασική μορφή τους και όλοι οι μετασχηματισμοί που πραγματοποιούνται είναι προσβάσιμοι για έλεγχο από τον χρήστη.
- Διευκρινιστικό κείμενο μπορεί να τοποθετηθεί σε όλους τους ορισμούς των συμβόλων και αναπαράγεται κάθε φορά που οι εν λόγω τιμές εμφανίζονται.
- Όλη η απαραίτητη πληροφορία για την κατανόηση του μοντέλου συμπεριλαμβάνεται σε ένα έγγραφο.

Φυσικά για να γίνει πλήρης εκμετάλλευση των παραπάνω δυνατοτήτων απαιτείται πλήρης συμμόρφωση με τους κανόνες, αλλά απώτερος σκοπός είναι η δημιουργία προσιτών μοντέλων, περισσότερο κατανοητών και επαληθεύσιμων και επομένως ακόμα πιο αξιόπιστων [18].

9.2. Κώδικας

Sets

- i αριθμός μονάδας παραγωγής / $G1*G8$ /,
- b τμήμα ισχύος της μονάδας παραγωγής / $tm1, tm2$ /,
- t χρονική περίοδος / $t1*t24$ /;

Variables

- $d(t)$ εξυπηρετούμενο φορτίο (served demand),
- $q(i,b,t)$ παραγωγή του τμήματος ισχύος b της μονάδας i κατά την χρονική περίοδο t ,
- $RES(i,t)$ ποσότητα εφεδρείας της μονάδας i κατά τη χρονική περίοδο t ,
- $u(i,t)$ δυαδική μεταβλητή: η κατάσταση της μονάδας i κατά τη χρονική περίοδο t
(εντός με $u=1$ ή εκτός με $u=0$),
- $ue(t)$ ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας κατά τη χρονική περίοδο t ,
- tot_ue συνολική ποσότητα μη εξυπηρετούμενης ενέργειας,
- z συνολικό κόστος παραγωγής ;

Positive variables

- q
- RES ;

Binary variables

- u ,
- s ,
- h ;

Scalars

- p τιμή ζήτησης καταναλωτών / 60 / ,
- $RREQ$ απαίτηση σε στρεφόμενη εφεδρεία / 600 / ;

Parameters

$L(t)$ ισχύς που ζητούν οι καταναλωτές κατά τη χρονική περίοδο t

/ t1 4200

t2 3900

t3 3800

t4 3700

t5 3700

t6 3600

t7 4000

t8 4300

t9 4800

t10 5200

t11 5550

t12 5500

t13 5450

t14 5450

t15 5300

t16 5000

t17 4950

t18 4900

t19 5000

t20 5200

t21 5100

t22 5000

t23 4800

t24 4500 /

$RESM(i)$ μέγιστη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας που μπορεί να προσφέρει η μονάδα παραγωγής i

/ G1 300

G2 50

G3 150

G4 80
G5 150
G6 149
G7 149
G8 141 /

RC(i) τιμή στην προσφορά στρεφόμενης εφεδρείας της μονάδας παραγωγής i

/G1 10
G2 5
G3 4
G4 1.5
G5 6
G6 3.5
G7 3
G8 2 /

SU(i) κόστος εκκίνησης της μονάδας παραγωγής i

/G1 1500000
G2 40000
G3 16000
G4 30000
G5 24000
G6 14000
G7 14000
G8 5000 / ;

Table

MC(i,b) λειτουργικό κόστος τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i

	tm1	tm2
G1	33	35
G2	58	60
G3	50	52
G4	68	70

G5	52	55
G6	48	50
G7	63	65
G8	145	150 ;

Table

$K_{\min}(i,b)$ κατώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i

	tm1	tm2
G1	2500	0
G2	250	0
G3	144	0
G4	150	0
G5	155	0
G6	240	0
G7	240	0
G8	0	0 ;

Table

$K_{\max}(i,b)$ ανώτατο λειτουργικό όριο φόρτισης τμήματος ισχύος b της μονάδας παραγωγής i

	tm1	tm2
G1	3800	200
G2	430	20
G3	450	26
G4	280	20
G5	510	40
G6	360	29
G7	360	29
G8	120	21 ;

Equations

serv_dem σχέση μεταξύ εξυπηρετούμενου και συνολικού φορτίου
load περιορισμός ισοζυγίου ισχύος παραγωγής - ζήτησης
reserve περιορισμός ισοζυγίου στρεφόμενης εφεδρείας
min_funct_lim περιορισμός κατώτατων λειτουργικών ορίων τμημάτων ισχύος
μονάδων παραγωγής
max_funct_lim περιορισμός ανώτατων λειτουργικών ορίων τμημάτων ισχύος
μονάδων παραγωγής
max_reserve_lim περιορισμός ανώτατων λειτουργικών ορίων στρεφόμενης
εφεδρείας μονάδων παραγωγής
unit_gen_balance περιορισμός ισοζυγίου μονάδας (ενέργεια και εφεδρεία)
unserved_nrg μη εξυπηρετούμενη ενέργεια για κάθε χρονικό διάστημα t
tot_unserved_nrg συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια
start_OR_stop περιορισμός μη ταυτόχρονης εντολής έναυσης-σβέσης
status_ch_1_1 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G1 για t1
status_ch_1_2 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G2 για t1
status_ch_1_3 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G3 για t1
status_ch_1_4 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G4 για t1
status_ch_1_5 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G5 για t1
status_ch_1_6 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G6 για t1
status_ch_1_7 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G7 για t1
status_ch_1_8 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) G8 για t1
status_ch_2 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t2
status_ch_3 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t3
status_ch_4 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t4
status_ch_5 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t5
status_ch_6 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t6
status_ch_7 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t7
status_ch_8 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t8
status_ch_9 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t9
status_ch_10 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t10

status_ch_11 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t11
 status_ch_12 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t12
 status_ch_13 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t13
 status_ch_14 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t14
 status_ch_15 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t15
 status_ch_16 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t16
 status_ch_17 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t17
 status_ch_18 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t18
 status_ch_19 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t19
 status_ch_20 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t20
 status_ch_21 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t21
 status_ch_22 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t22
 status_ch_23 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t23
 status_ch_24 περιορισμός αλλαγής κατάστασης (έναυση-σβέση) για t24
 tot_cost ορισμός αντικειμενικής συνάρτησης (μεγιστοποίηση συνολικού
 κοινωνικού οφέλους) ;

serv_dem(t) .. d(t) = L(t) ;
 load(t) .. sum(i,b) , q(i,b,t)) = d(t) ;
 reserve(t) .. sum(i , RES(i,t)) = RREQ ;
 min_funct_lim(i,b,t) .. K_min(i,b) * u(i,t) = q(i,b,t) ;
 max_funct_lim(i,b,t) .. q(i,b,t) = K_max(i,b) * u(i,t) ;
 max_reserve_lim(i,t) .. RES (i,t) = u(i,t) * RESM(i) ;
 unit_gen_balance(i,t) .. RES(i,t) + sum(b, q(i,b,t)) = u(i,t) * sum(b, K_max(i,b)) ;
 unserved_nrg(t) .. ue(t) = L(t) - d(t) ;
 tot_unserved_nrg .. tot_ue = sum(t, ue(t)) ;
 start_OR_stop(i,t) .. s(i,t) + h(i,t) = 1 ;
 status_ch_1_1('G1','t1') .. s('G1','t1') - h('G1','t1') = u('G1','t1') - 1 ;
 status_ch_1_2('G2','t1') .. s('G2','t1') - h('G2','t1') = u('G2','t1') - 0 ;
 status_ch_1_3('G3','t1') .. s('G3','t1') - h('G3','t1') = u('G3','t1') - 1 ;
 status_ch_1_4('G4','t1') .. s('G4','t1') - h('G4','t1') = u('G4','t1') - 0 ;
 status_ch_1_5('G5','t1') .. s('G5','t1') - h('G5','t1') = u('G5','t1') - 1 ;

$\text{status_ch_1_6('G6','t1')} \dots \text{s('G6','t1')} - \text{h('G6','t1')} = \text{u('G6','t1')} - 1 ;$
 $\text{status_ch_1_7('G7','t1')} \dots \text{s('G7','t1')} - \text{h('G7','t1')} = \text{u('G7','t1')} - 0 ;$
 $\text{status_ch_1_8('G8','t1')} \dots \text{s('G8','t1')} - \text{h('G8','t1')} = \text{u('G8','t1')} - 0 ;$
 $\text{status_ch_2(i,'t2')} \dots \text{s(i,'t2')} - \text{h(i,'t2')} = \text{u(i,'t2')} - \text{u(i,'t1')} ;$
 $\text{status_ch_3(i,'t3')} \dots \text{s(i,'t3')} - \text{h(i,'t3')} = \text{u(i,'t3')} - \text{u(i,'t2')} ;$
 $\text{status_ch_4(i,'t4')} \dots \text{s(i,'t4')} - \text{h(i,'t4')} = \text{u(i,'t4')} - \text{u(i,'t3')} ;$
 $\text{status_ch_5(i,'t5')} \dots \text{s(i,'t5')} - \text{h(i,'t5')} = \text{u(i,'t5')} - \text{u(i,'t4')} ;$
 $\text{status_ch_6(i,'t6')} \dots \text{s(i,'t6')} - \text{h(i,'t6')} = \text{u(i,'t6')} - \text{u(i,'t5')} ;$
 $\text{status_ch_7(i,'t7')} \dots \text{s(i,'t7')} - \text{h(i,'t7')} = \text{u(i,'t7')} - \text{u(i,'t6')} ;$
 $\text{status_ch_8(i,'t8')} \dots \text{s(i,'t8')} - \text{h(i,'t8')} = \text{u(i,'t8')} - \text{u(i,'t7')} ;$
 $\text{status_ch_9(i,'t9')} \dots \text{s(i,'t9')} - \text{h(i,'t9')} = \text{u(i,'t9')} - \text{u(i,'t8')} ;$
 $\text{status_ch_10(i,'t10')} \dots \text{s(i,'t10')} - \text{h(i,'t10')} = \text{u(i,'t10')} - \text{u(i,'t9')} ;$
 $\text{status_ch_11(i,'t11')} \dots \text{s(i,'t11')} - \text{h(i,'t11')} = \text{u(i,'t11')} - \text{u(i,'t10')} ;$
 $\text{status_ch_12(i,'t12')} \dots \text{s(i,'t12')} - \text{h(i,'t12')} = \text{u(i,'t12')} - \text{u(i,'t11')} ;$
 $\text{status_ch_13(i,'t13')} \dots \text{s(i,'t13')} - \text{h(i,'t13')} = \text{u(i,'t13')} - \text{u(i,'t12')} ;$
 $\text{status_ch_14(i,'t14')} \dots \text{s(i,'t14')} - \text{h(i,'t14')} = \text{u(i,'t14')} - \text{u(i,'t13')} ;$
 $\text{status_ch_15(i,'t15')} \dots \text{s(i,'t15')} - \text{h(i,'t15')} = \text{u(i,'t15')} - \text{u(i,'t14')} ;$
 $\text{status_ch_16(i,'t16')} \dots \text{s(i,'t16')} - \text{h(i,'t16')} = \text{u(i,'t16')} - \text{u(i,'t15')} ;$
 $\text{status_ch_17(i,'t17')} \dots \text{s(i,'t17')} - \text{h(i,'t17')} = \text{u(i,'t17')} - \text{u(i,'t16')} ;$
 $\text{status_ch_18(i,'t18')} \dots \text{s(i,'t18')} - \text{h(i,'t18')} = \text{u(i,'t18')} - \text{u(i,'t17')} ;$
 $\text{status_ch_19(i,'t19')} \dots \text{s(i,'t19')} - \text{h(i,'t19')} = \text{u(i,'t19')} - \text{u(i,'t18')} ;$
 $\text{status_ch_20(i,'t20')} \dots \text{s(i,'t20')} - \text{h(i,'t20')} = \text{u(i,'t20')} - \text{u(i,'t19')} ;$
 $\text{status_ch_21(i,'t21')} \dots \text{s(i,'t21')} - \text{h(i,'t21')} = \text{u(i,'t21')} - \text{u(i,'t20')} ;$
 $\text{status_ch_22(i,'t22')} \dots \text{s(i,'t22')} - \text{h(i,'t22')} = \text{u(i,'t22')} - \text{u(i,'t21')} ;$
 $\text{status_ch_23(i,'t23')} \dots \text{s(i,'t23')} - \text{h(i,'t23')} = \text{u(i,'t23')} - \text{u(i,'t22')} ;$
 $\text{status_ch_24(i,'t24')} \dots \text{s(i,'t24')} - \text{h(i,'t24')} = \text{u(i,'t24')} - \text{u(i,'t23')} ;$

$\text{tot_cost} \dots \text{z} = \text{sum}(\text{t}, (\text{p} * \text{d}(\text{t}) - \text{sum}(\text{i}, (\text{sum}(\text{b}, \text{MC}(\text{i},\text{b}) * \text{q}(\text{i},\text{b},\text{t})) + \text{RC}(\text{i}) * \text{RES}(\text{i},\text{t}) + \text{SU}(\text{i}) * \text{s}(\text{i},\text{t}))))) ;$

Model thesis /all/ ;

Solve thesis using mip maximizing z ;

Display q.l, RES.l, u.l, d.l, ue.l, tot_ue.l ;

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ

10. Βιβλιογραφία

- [1] Μπακιρτζής Αναστάσιος, Οικονομική λειτουργία συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη, 1998
- [2] Kirschen Daniel, Strbac Goran, Fundamentals of power system economics, Wiley, 2004
- [3] Ντοκόπουλος Πέτρος, Παπαγιάννης Γρηγόρης, Εισαγωγή στην ενεργειακή τεχνολογία II: συμπληρωματικές σημειώσεις από το μάθημα, Θεσσαλονίκη, 2002
- [4] Περράκης Κωνσταντίνος, Σημειώσεις του μαθήματος «Σχεδιασμός και διαχείριση ενεργειακών συστημάτων», Ε.Μ.Π., Δ.Μ.Π.Σ. «Οργάνωση και Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων με κατεύθυνση στα Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος», 2008
- [5] <http://europa.eu/scadplus/leg/el/lvb/l27028.htm>
- [6] Hunt Sally, Shuttleworth Graham, Competition and choice in electricity, Wiley, Chichester, 1996
- [7] Μπακιρτζής Αναστάσιος, Σημειώσεις ηλεκτρικής οικονομίας, Έκδοση πανεπιστημιακού τυπογραφείου Α.Π.Θ., Θεσσαλονίκη, 2002
- [8] <http://www.dei.gr>
- [9] Απόφαση για κώδικες ηλεκτρικής ενέργειας, Δελτίο τύπου Υπουργείου Ανάπτυξης, 2005
- [10] <http://www.desmie.gr>
- [11] Sioshansi Ramteen, Oren Shmuel, O'Neill Richard, The cost of anarchy in self-commitment-based electricity markets, Chapter 6 of Competitive electricity markets: design, implementation, performance, Feridon P. Sioshansi, San Francisco, 2008
- [12] Yingvivatanapong Chitra, Lee Wei-Jen, Liu Edwin, Multi-area power generation dispatch in competitive markets, IEEE transactions on power systems, vol. 23, No 1, February 2008
- [13] Αραμπατζής Γιώργος, Ασημακόπουλος Διονύσης, Τεχνικές ανάλυσης δεδομένων και λήψης αποφάσεων, Εκδόσεις Παπασωτηρίου, Αθήνα, 2002
- [14] John W. Chimneck, Practical optimization: a gentle introduction, 2000

- [15] Διακουλάκη Δανάη, Ο μηχανισμός της αγοράς, Σημειώσεις του μαθήματος «Οικονομική της ενέργειας και του περιβάλλοντος», Ε.Μ.Π., Δ.Μ.Π.Σ. «Οργάνωση και Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων με κατεύθυνση στα Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος», 2006
- [16] <http://el.wikipedia.org>
- [17] Mariano Ventosa, Pedro Linares, The economics of regulation: Competitive activities, European University Institute, Florence, 2007
- [18] Rosenthal Richard, GAMS – A user's guide, GAMS development corporation, Washington, DC, USA, 2006