



**Βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας θερμικών
μονάδων παραγωγής με ελαχιστοποίηση κόστους
λειτουργίας και παραγόμενων ρύπων**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ



Παπαϊωάννου Β. Γρηγόριος

Επιβλέπων: Κανέλλος Φώτιος

Χανιά, Μάρτιος 2014

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε από τον Ιανουάριο του 2013 έως το Μάρτιο του 2014 στη Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης. Αντικείμενο της εργασίας είναι η ανάπτυξη γραφικού περιβάλλοντος σε Matlab και σύνδεση του με τροποποιημένο τμήμα κώδικα που έχει αναπτυχθεί από τον επιβλέποντα της εργασίας στα πλαίσια του άρθρου [1. Κανέλλος, Φ. (2014)]. Το γραφικό περιβάλλον χρησιμεύει για την εύκολη εισαγωγή των δεδομένων εισόδου του παραπάνω αλγορίθμου ώστε να αποφασιστεί η βέλτιστη κατανομή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής και το πρόγραμμα βέλτιστης ένταξης τους μέσω δυναμικού προγραμματισμού. Τα κριτήρια βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας και του ρυθμού εκπομπής αερίων ρύπων. Επιβλέπων της διπλωματικής εργασίας είναι ο κ. Φ. Κανέλλος, λέκτορας της Σχολής Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας.

Χανιά, Μάρτιος 2014

ΠΑΠΑΪΩΑΝΝΟΥ Β. ΓΡΗΓΟΡΙΟΣ

Περίληψη

Η παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μια ιδιαιτερότητα συγκριτικά με οποιοδήποτε άλλο εμπορικό προϊόν. Λόγω της μη επαρκούς αποθηκευτικής ικανότητας οι μονάδες παραγωγής πρέπει να ρυθμίζουν άμεσα την παραγωγή τους, ούτως ώστε αυτή να εξυπηρετεί ανά πάσα χρονική στιγμή τη ζήτηση. Εκτός αυτού ο Διαχειριστής ενός *Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ)* πρέπει να προβλέπει τη ζήτηση για τις επόμενες ώρες λειτουργίας, ώστε να καταρτίζει το βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης των μονάδων παραγωγής με αποτέλεσμα να εξασφαλίζει την οικονομικότερη λειτουργία, ενεργειακή επάρκεια και την ασφάλεια του συστήματος. Αυτό το πρόβλημα ονομάζεται πρόβλημα βέλτιστης ένταξης μονάδων (Unit Commitment στη ξένη βιβλιογραφία). Τις εισόδους ενός τέτοιου αλγορίθμου αποτελούν η πρόβλεψη του φορτίου για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα, οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους όπως ελάχιστη-μέγιστη ισχύς λειτουργίας, μέγιστος ρυθμός ανάληψης φορτίου, καμπύλες κατανάλωσης καυσίμου, τύπος καυσίμου, τιμή του καυσίμου, ελάχιστες ώρες σε λειτουργία-κράτηση κτλ.

Το αντικείμενο της διπλωματικής είναι να αναπτυχθεί γραφικό περιβάλλον, το οποίο θα υποστηρίζει έναν προαναπτυχθέντα από τον επιβλέποντα της διπλωματικής εργασίας αλγόριθμο επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης θερμικών σταθμών παραγωγής. Επιπλέον, αναπτύχθηκαν ρουτίνες αρχικοποίησης για τη διασύνδεση μεταβλητών-δεδομένων του γραφικού περιβάλλοντος με αυτά του αλγορίθμου. Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης μονάδων είχε αναπτυχθεί σε κώδικα Matlab και γι'αυτό το λόγο και το γραφικό περιβάλλον αναπτύχθηκε με το εξειδικευμένο εργαλείο "Guide" του Matlab.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αρχικά αναφέρονται οι τρόποι παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Γίνεται μια εισαγωγή στους θερμικούς σταθμούς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και παρουσιάζεται το πρόβλημα της βέλτιστης ένταξης θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στη λειτουργία ενός ΣΗΕ, ώστε ο αναγνώστης να εισαχθεί σε αυτό. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο τρόπος επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης μονάδων με τη χρήση δυναμικού προγραμματισμού. Τέλος περιγράφεται το γραφικό περιβάλλον που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της διπλωματικής με σκοπό την εύκολη χρήση του κώδικα επίλυσης του προβλήματος ακόμη και από μη εξειδικευμένους χρήστες.

Abstract

Generation, transmission and distribution of electricity have a totally different behavior than any other commodity. Due to the limited electricity storage capacity (available technology is limited to expensive small scale applications), power generation units should regulate their output in order to continuously meet electric power demand. Moreover, Electricity Transmission System Operator has to forecast short-term demand in order to schedule the power production in the best possible way in order to ensure system security, economic and where it is required ecological friendly system operation. This particular problem is referred to as the “Unit Commitment”. The input of Unit Commitment problem are load forecasting, the available power generation units and their technical characteristics such as minimum/maximum produced power, ramp rates, fuel consumption, fuel type and price, minimum hold/operation times, etc.

The aim of this diploma thesis is the development of a graphical user interface suitable to support a Unit Commitment algorithm pre-developed by the supervisor of this diploma thesis. Initialization routines have also been developed to relate the variables of the graphic interface with those of the algorithm. Since the existing Unit Commitment algorithm was developed in Matlab it was decided to exploit the specialized Matlab tool “Guide” for the development of the graphical user interface.

In the beginning of this diploma thesis, generation, transmission and distribution of electricity are briefly presented. Thermal units and their technical characteristics are then presented, in order to provide the reader with Unit Commitment problem basic information. Next, solution of Unit Commitment problem with use of dynamic programming is presented. Finally, the developed graphical user interface and several examples of its application to a power system are presented.

Λέξεις-Κλειδιά

Γραφικό Περιβάλλον Διεπαφής Χρήστη – Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Θερμικές Μονάδες

Βέλτιστη Κατανομή Φορτίου – Βέλτιστη Ένταξη Μονάδων Παραγωγής – Matlab

Index Terms

Graphical User Interface – Electric Power System – Thermal Units –

Optimal Power Dispatch – Unit Commitment – Matlab

Περιεχόμενα

Πρόλογος	1
Περίληψη	2
Abstract	3
Λέξεις-Κλειδιά	4
Index Terms	4
Περιεχόμενα.....	5
Κατάλογος Σχημάτων	7
Κατάλογος Πινάκων	10
Ονοματολογία	11
1 Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)	12
1.1 Ιστορική αναδρομή για την ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα	12
1.2 Σύντομη εισαγωγή στα ΣΗΕ	13
1.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	18
1.4 Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας	23
1.5 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας.....	26
1.6 Βασικά Χαρακτηριστικά Λειτουργίας Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	28
1.7 Διείσδυση ΑΠΕ	31
1.8 Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	33
2 Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής	35
2.1 Διαμόρφωση.....	35
2.2 Χαρακτηριστικές Καμπύλες Θερμικών Μονάδων	39
2.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά –Κόστος Εκκίνησης και Περιορισμοί Λειτουργία	46
3 Οικονομική κατανομή φορτίου	49
3.1 Βελτιστοποίηση συναρτήσεων.....	49
3.2 Ελαχιστοποίηση με εξισωτικούς περιορισμούς	51
3.3 Ελαχιστοποίηση με ανισωτικούς περιορισμούς.....	53
3.4 Πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου	55
3.5 Επίλυση επαυξημένου προβλήματος-Αλγόριθμος επαναλήψεων λάμδα, λ	58
4 Βέλτιστη ένταξη θερμικών σταθμών παραγωγής(Unit Commitment).....	61
4.1. Περιγραφή του προβλήματος.....	61
4.2. Περιορισμοί του προβλήματος.....	61
4.3. Μαθηματική Μοντελοποίηση λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς	63

4.4.	Επίλυση προβλήματος ένταξης μονάδων-Δυναμικός Προγραμματισμός	66
4.5.	Τεχνικές μείωσης αριθμού καταστάσεων	69
5	Γραφικό Περιβάλλον σε Matlab για τη βέλτιστη ένταξη θερμικών Σταθμών Παραγωγής -Interface	72
5.1	Σύντομη Περιγραφή του Εργαλείου GUIDE	72
5.2	Περιγραφή των δυνατοτήτων του αναπτυχθέντος Γραφικού Περιβάλλοντος.....	74
6	Παραδείγματα εφαρμογής του προγράμματος	86
	Συμπεράσματα-Προοπτικές Συνέχισης της Διπλωματικής	106
	Βιβλιογραφία	107

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Δομή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	14
Σχήμα 1.2: Συμμετοχή των Μονάδων στη Συνολική Παραγωγή για το έτος 2013.....	16
Σχήμα 1.3: Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας(MWh).....	17
Σχήμα 1.4: Συγκεντρωμένη Παραγωγή	18
Σχήμα 1.5: Διεσπαρμένη Παραγωγή	19
Σχήμα 1.6: Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής	20
Σχήμα 1.7: Δομή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με <i>Διεσπαρμένη Παραγωγή</i>	21
Σχήμα 1.8: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	23
Σχήμα 1.9: Γραμμή Μεταφοράς	24
Σχήμα 1.10: Διακόπτες Ισχύος.....	24
Σχήμα 1.11: Υποσταθμός Υψηλής Τάσης	25
Σχήμα 1.12: Υποσταθμός Καταναλωτή.....	27
Σχήμα 1.13: Τυπική Καμπύλη φορτίου	30
Σχήμα 1.14:Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	30
Σχήμα 1.15: Εξέλιξη Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	31
Σχήμα 1.16: Εγκαταστημένη Ισχύς (MW) ΑΠΕ έως Αύγουστο 2013 χωρίς ΥΗΣ.....	32
Σχήμα 2.1: Ατμοηλεκτρικός Σταθμός.....	36
Σχήμα 2.2: Αεριοστροβιλικός Σταθμός	37
Σχήμα 2.3: Σταθμός Συνδυασμένου Κύκλου.....	38
Σχήμα 2.4: Ντιζελοηλεκτρικός Σταθμός	39
Σχήμα 2.5: Καμπύλη Ωριαίας Κατανάλωσης Καυσίμου.....	40
Σχήμα 2.6: Καμπύλη Διαφορικής Κατανάλωσης Καυσίμου.....	41
Σχήμα 2.7: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου	41
Σχήμα 2.8: Καμπύλη Ωριαίας Κατανάλωσης Θερμότητας.....	42
Σχήμα 2.9: Καμπύλη Διαφορικής Κατανάλωσης Θερμότητας.....	42
Σχήμα 2.10: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας.....	43
Σχήμα 2.11: Καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας.....	43
Σχήμα 2.12: Καμπύλη Διαφορικού Κόστους Λειτουργίας.....	44
Σχήμα 2.13: Καμπύλη Ειδικού Κόστους Λειτουργίας	45
Σχήμα 2.14:Χρονική Μεταβολή Ισχύος Εξόδου κατά την Εκκίνηση(προσεγγιστική)	47
Σχήμα 3.1: Αλγόριθμος Επαναλήψεων Λάμδα	60
Σχήμα 4.1: Πλέγμα Χώρου Κατάστασης N Μονάδων(πλήρης απαρίθμηση συνδυασμών) ...	67

Σχήμα 4.2: Πλέγμα Χώρου Κατάστασης 3 Μονάδων.....	68
Σχήμα 4.3:Κόστος και Χρόνοι για τα Σημεία του Πλέγματος.....	69
Σχήμα 4.4: Πλέγμα Δυναμικού Προγραμματισμού με Σειρά Ένταξης.....	70
Σχήμα 4.5: Αλγόριθμος Δυναμικού Προγραμματισμού Μειωμένων Καταστάσεων.....	71
Σχήμα 5.1: Επιλογές Εργαλείων GUI.....	72
Σχήμα 5.2: Properties of Radio Button.....	73
Σχήμα 5.3: Κεντρική Οθόνη Προγράμματος.....	75
Σχήμα 5.4: Πολλαπλασιαστικοί Παράγοντες για το Φορτίο και τις ΑΠΕ.....	77
Σχήμα 5.5: Πεδίο Εισαγωγής Περιβαλλοντικών Περιορισμών.....	79
Σχήμα 5.6: Χρήση Σειράς Προτεραιότητας.....	79
Σχήμα 5.7: Μενού Επιλογής Ενεργειών.....	80
Σχήμα 5.8: Παράθυρο Αποτελεσμάτων Power Generation(MW).....	81
Σχήμα 5.9: Κεντρικό Παράθυρο Αποτελεσμάτων (Results).....	82
Σχήμα 5.10: Ειδικό Κόστος Καυσίμου για κάθε Μονάδα.....	83
Σχήμα 5.11:Εκπεμπόμενοι Ρύποι.....	83
Σχήμα 5.12: Βέλτιστο πρόγραμμα ένταξης μονάδων.....	84
Σχήμα 5.13: Ενεργειακό Μείγμα.....	84
Σχήμα 5.14: Παραγωγή Ισχύος από τις Μονάδες.....	85
Σχήμα 5.15: Συνάρτηση Βέλτιστου Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	85
Σχήμα 6.1: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 1).....	87
Σχήμα 6.2: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 1).....	88
Σχήμα 6.3: Ειδικό Κόστος Λειτουργίας Μονάδων.....	88
Σχήμα 6.4: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 1).....	89
Σχήμα 6.5: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 1).....	89
Σχήμα 6.6: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης (Σενάριο 1).....	90
Σχήμα 6.7: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενταγμένο το Πέναλτι για τους Ρύπους (Σενάριο 1).....	90
Σχήμα 6.8: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 2).....	91
Σχήμα 6.9: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 2).....	92
Σχήμα 6.10: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 2).....	92
Σχήμα 6.11: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 2).....	93
Σχήμα 6.12: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης (Σενάριο 2).....	93
Σχήμα 6.13: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενταγμένο το Πέναλτι για τους Ρύπους (Σενάριο 2).....	94

Σχήμα 6.14: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 3).....	94
Σχήμα 6.15: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 3).....	95
Σχήμα 6.16: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 3).....	95
Σχήμα 6.17: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 3).....	96
Σχήμα 6.18: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης (Σενάριο 3).....	96
Σχήμα 6.19: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενταγμένο το Πέναλτυ για τους Ρύπους (Σενάριο 3)	97
Σχήμα 6.20: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 4).....	98
Σχήμα 6.21: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 4).....	98
Σχήμα 6.22: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 4).....	99
Σχήμα 6.23: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 4).....	99
Σχήμα 6.24: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης (Σενάριο 4).....	100
Σχήμα 6.25: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενταγμένο το Πέναλτυ για τους Ρύπους (Σενάριο 4)	100
Σχήμα 6.26: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 5).....	101
Σχήμα 6.27: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 5).....	102
Σχήμα 6.28: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 5).....	102
Σχήμα 6.29: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 5).....	103
Σχήμα 6.30: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης (Σενάριο 5).....	103
Σχήμα 6.31: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενταγμένο το Πέναλτυ για τους Ρύπους (Σενάριο 5)	104

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1: Γραμμές Μεταφοράς (χλμ. όδευσης)	26
Πίνακας 1.2: Είδη Πρόβλεψης Φορτίου	29
Πίνακας 2.1: Ενδεικτικοί Χρόνοι Θερμής και Ψυχρής Εκκίνησης Λιγνιτικής Μονάδας.	46
Πίνακας 5.1: Πίνακας Εισαγωγής Τεχνικών Χαρακτηριστικών Θερμικών Σταθμών.....	76
Πίνακας 5.2: Πίνακας Εισαγωγής Χρονοσειρών Φορτίου και Παραγωγόμενης Ισχύος από ΑΠΕ	77
Πίνακας 5.3: Πίνακας Καυσίμων.....	78
Πίνακας 6.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων.....	86
Πίνακας 6.2: Ζητούμενη Ηλεκτρική Ισχύ κάθε Ώρας και παραγωγή από ΑΠΕ.....	86
Πίνακας 6.3: Δεδομένα Καυσίμων	87
Πίνακας 6.4: Πίνακας Αποτελεσμάτων	104

Ονοματολογία

<i>ΣΗΕ</i>	<i>Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>ΑΠΕ</i>	<i>Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας</i>
<i>RES</i>	<i>Renewable Energy Sources</i>
<i>ΥΒΣ</i>	<i>Υβριδικός Σταθμός</i>
<i>ΘΗΣ</i>	<i>Θερμοηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>ΔΕΗ</i>	<i>Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού</i>
<i>ΜΕΚ</i>	<i>Μηχανή Εσωτερικής Καύσης</i>
<i>Η/Ε</i>	<i>Ηλεκτρικές Εταιρείες</i>
<i>Α/Ε</i>	<i>Αιολικό Πάρκο</i>
<i>ΔΠ</i>	<i>Δυναμικός Προγραμματισμός</i>
<i>ΥΗΣ</i>	<i>Υδροηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>ΜΥΗΣ</i>	<i>Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>ΘΜ</i>	<i>Θερμική Μονάδα</i>
<i>ΕΣΜΗΕ</i>	<i>Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας</i>
<i>ΑΗΣ</i>	<i>Ατμοηλεκτρικός Σταθμός</i>
<i>ΣΡ</i>	<i>Συνεχές Ρεύμα</i>
<i>DC</i>	<i>Direct Current</i>
<i>ΦΒ</i>	<i>Φωτοβολταϊκό Σύστημα</i>
<i>ΣΗΘΥΑ</i>	<i>Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Αποδοτικότητας</i>
<i>ΣΒΙΟ</i>	<i>Σταθμός Βιομάζας</i>
<i>MW</i>	<i>Mega(10^6) Watt</i>
<i>MWh</i>	<i>Mega Watt-hour</i>

1 Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ)

1.1 Ιστορική αναδρομή για την ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα

Το 1889 «έφτασε» ο ηλεκτρισμός στην Ελλάδα. Σύμφωνα με τα ιστορικά στοιχεία της ΔΕΗ Α.Ε., η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατασκευάστηκε στην Αθήνα από τη «Γενική Εταιρεία Εργοληψιών». Πολύ σύντομα ο ηλεκτροφωτισμός επεκτείνεται στο σημερινό ιστορικό κέντρο της πόλης. Μέχρι το 1929 θα έχουν ηλεκτροδοτηθεί 250 πόλεις με πληθυσμό άνω των 5.000 κατοίκων και μέχρι το 1950 περίπου 400 εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ιδρύονται στην Ελλάδα.

Τα καύσιμα που χρησιμοποιούταν ήταν το πετρέλαιο και ο γαιάνθρακας τα οποία εισάγονταν από το εξωτερικό. Παράλληλα η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας έφτανε στο τριπλάσιο μέχρι και πενταπλάσιο των τιμών που ίσχυαν στις άλλες ευρωπαϊκές χώρες λόγω της κατάτμησης της παραγωγής σε πολλές μικρές μονάδες. Η ηλεκτρική ενέργεια τις περισσότερες φορές παρέχονταν με ωράριο και οι ξαφνικές διακοπές ήταν σύνηθες φαινόμενο. [16. ΠΑΕ. (2013)]

Οι δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας συγκεντρώθηκαν σε ένα δημόσιο φορέα τον Αύγουστο του 1950 με την ίδρυση της ΔΕΗ η οποία στρέφεται αμέσως προς την αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας. Τα λιγνιτικά κοιτάσματα που είχαν νωρίτερα εντοπισθεί, άρχισαν να εξορύσσονται και να χρησιμοποιούνται ως καύσιμη ύλη στις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ. Παράλληλα, η ΔΕΗ ξεκινά την αξιοποίηση του υδάτινου δυναμικού με την κατασκευή υδροηλεκτρικών σταθμών και ενοποιεί τα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.

Τα τελευταία χρόνια έχουν εισαχθεί στο χώρο της ηλεκτροπαραγωγής καινούργιες εταιρείες. Η ΔΕΗ Α.Ε. σήμερα κατέχει περίπου το 75% της εγκατεστημένης ισχύος των θερμοηλεκτρικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην ηπειρωτική Ελλάδα. Το ενεργειακό μείγμα σήμερα συμπεριλαμβάνει λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας .

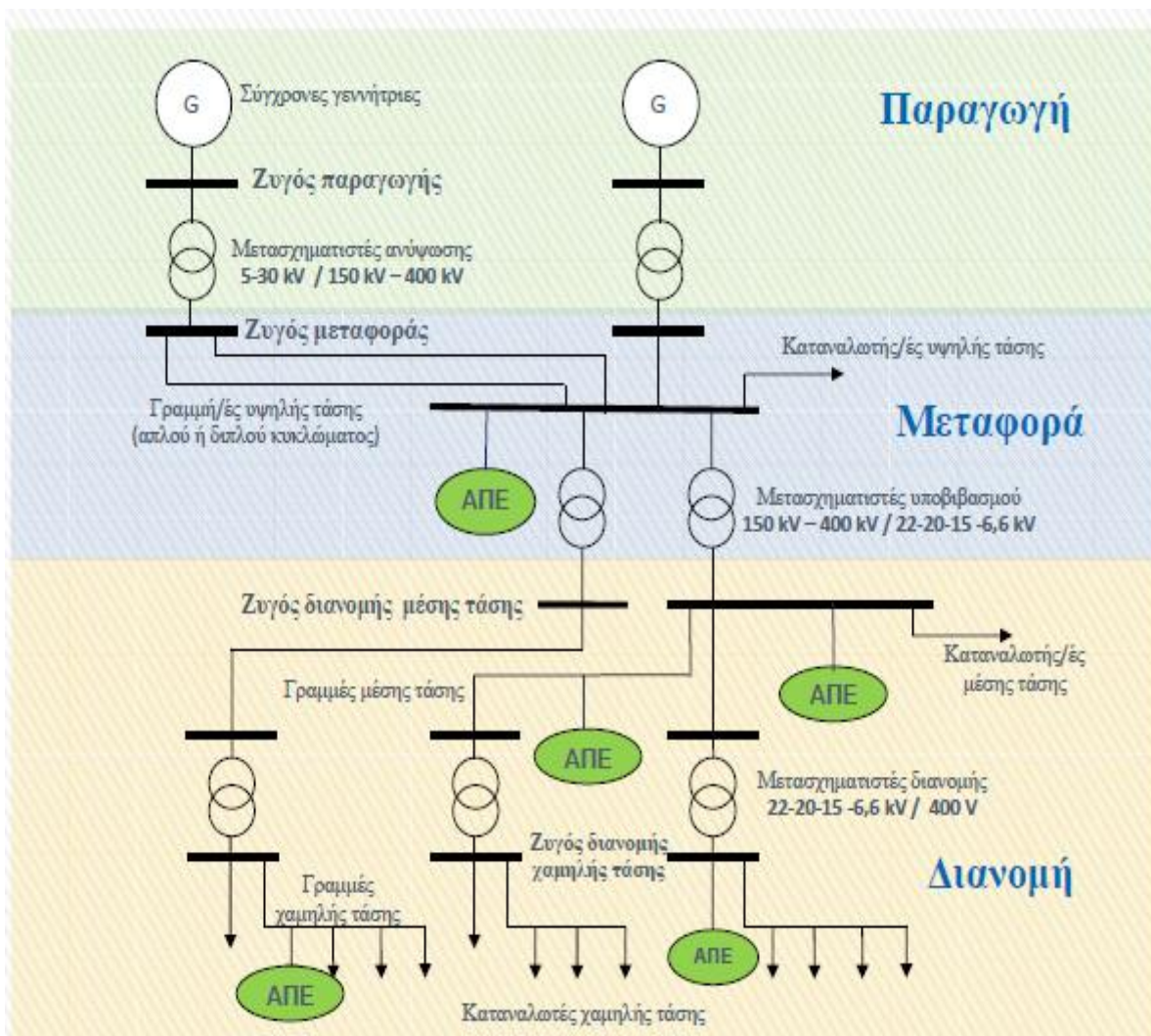
Αναφορικά με τα δίκτυα ηλεκτρισμού, σύμφωνα με την πρόσφατη ελληνική νομοθεσία (ν. 4001/2011) παραμένει στην ιδιοκτησία της το δίκτυο ενώ η κυριότητα του εθνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταβιβάζεται στον ΑΔΜΗΕ Α.Ε. [16. ΠΑΕ. (2013)] Μετά την απόσχιση από τη ΔΕΗ Α.Ε. των κλάδων Μεταφοράς και Διανομής, δημιουργήθηκαν δύο 100% θυγατρικές εταιρείες της ΔΕΗ Α.Ε., ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε.

(Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.) και ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.). Ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε. έχει την ευθύνη της διαχείρισης, λειτουργίας, ανάπτυξης και συντήρησης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και των διασυνδέσεών του, ενώ ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. έχει την ευθύνη για τη διαχείριση, ανάπτυξη, λειτουργία και συντήρηση του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Τέλος η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) είναι υπεύθυνη για τη ρύθμιση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας και λειτουργεί ως ανεξάρτητη αρχή.

1.2 Σύντομη εισαγωγή στα ΣΗΕ

Ως *Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας* ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων τα οποία χρησιμοποιούνται για την παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές κατανάλωσης. Επίσης, συμπεριλαμβάνει και όλα τα απαραίτητα συστήματα ελέγχου και τηλεπικοινωνιών για τη λειτουργία του.



Σχήμα 1.1: Δομή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας [2. Κανέλλος, Φ. (2012)]

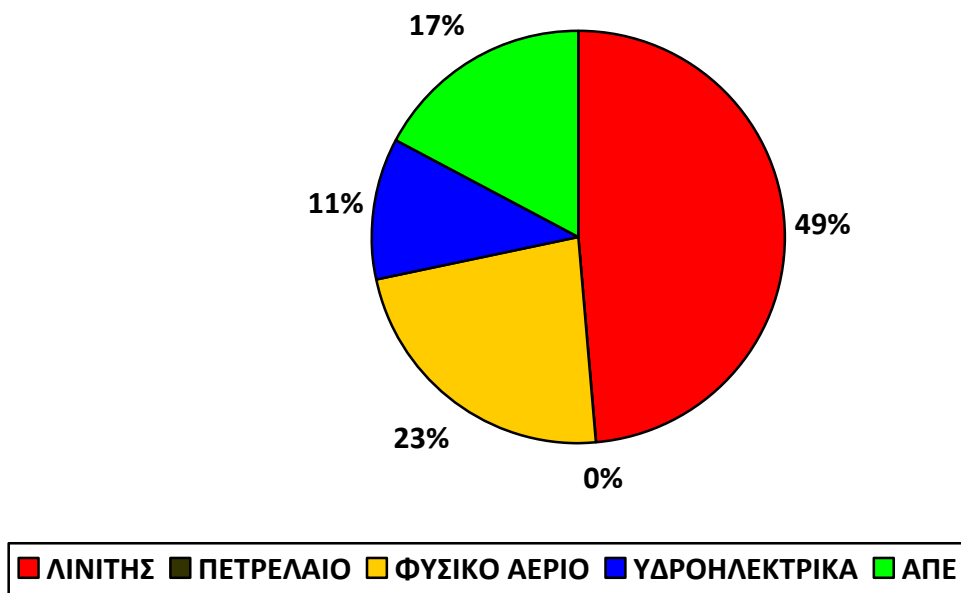
Ανάλογα με τους διαθέσιμους εγχώριους ενεργειακούς πόρους, την Ενεργειακή Πολιτική της χώρας, τις γεωλογικές, γεωφυσικές και τις κλιματολογικές ιδιαιτερότητες αυτής, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση ποικίλων πρωτογενών πηγών ενέργειας και παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα. Μια γενική κατηγοριοποίηση των πηγών παραγωγής ενέργειας γίνεται με βάση:

1. τις συμβατικές πηγές ενέργειας όπως τα ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα (π.χ. πετρέλαιο, άνθρακας –λιθάνθρακας και λιγνίτης- φυσικό αέριο)
2. την πυρηνική ενέργεια η οποία προέρχεται από σχάση φυσικού ή εμπλουτισμένου ουρανίου καθώς και μεικτού οξειδίου(ουράνιο και πλουτόνιο)
3. τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Χαρακτηρίζονται ανανεώσιμες λόγω των ανεξάντλητων αποθεμάτων τους (π.χ. άνεμος, ήλιος, νερό).

Σε ορισμένες πετρελαιοπαραγωγικές χώρες, η συμμετοχή του πετρελαίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή καθώς το ποσοστό συμμετοχής αγγίζει έως και το 100%. Αντίθετα, στις υπόλοιπες χώρες το ποσοστό του πετρελαίου στην παραγωγή ηλεκτρισμού τείνει να περιοριστεί σημαντικά. Αξιοσημείωτη είναι η αυξημένη χρήση του φυσικού αερίου ως πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες όπως είναι η Ολλανδία και η Ιρλανδία, όπου το ποσοστό συμμετοχής φτάνει το 60% και το 50% αντίστοιχα. [17. ΠΑΕ. (2013)]

Βάσει ιστορικών στατιστικών δεδομένων, η χρήση του λιθάνθρακα είναι κυρίαρχη στην Νότια Αφρική (93%) και στην Πολωνία (92%), ενώ στις χώρες όπως στη Δανία (54%), στη Μ.Βρετανία (37,5%), στην Κορέα (38%) και στις Ην. Πολιτείες (σχεδόν 50%), η χρήση του βρίσκεται σε υψηλά ποσοστά [17. ΠΑΕ. (2013)]. Αντίστοιχα, η χρήση της πυρηνικής ενέργειας κατά την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή ποσοστιαία σε χώρες όπως η Γαλλία (78%), το Βέλγιο (54,5%), η Ουγγαρία (37,5%), η Σουηδία (47%), η Ν.Κορέα (37%) και η Ελβετία (43%) (ΠΑΕ, 2013). Η υδροηλεκτρική ενέργεια φαίνεται να έχει πολύ υψηλά ποσοστά στις χώρες όπως η Νορβηγία (98,5%), η Αυστρία (64%), ο Καναδάς (58%), η Ελβετία (51%), η Γκάνα (67%), η Βραζιλία (83%), η Κένυα (51%) και η Βενεζουέλα 72%. [17. ΠΑΕ. (2013)]

Η Ελλάδα χρησιμοποιεί σε μεγάλο βαθμό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θερμοηλεκτρικούς σταθμούς. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα βόρεια της χώρας στο νότο, όπου η κατανάλωση συγκεντρώνει το μεγαλύτερο ποσοστό, προκαλεί αυξημένες απώλειες. Παρόλα αυτά, το πλεόνασμα σε κοιτάσματα λιγνίτη των σταθμών αυτών, ο οποίος αποτελεί την πρώτη καύσιμη ύλη, έπαιξε βαρύνοντα ρόλο για το σχεδιασμό του συστήματος παραγωγής και χωροθέτηση πολλών και μεγάλων μονάδων στην περιοχή της δυτικής Μακεδονίας. Τέσσερις περιοχές φιλοξενούν σημαντικά αποθέματα λιγνίτη, όπως είναι η Δυτική Μακεδονία, η Δράμα, η Ελασσόνα και η Μεγαλόπολη. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του 2013-Ιανουάριος 2014 για το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα παρουσιάζεται στον *Πίνακα 1.1*.



Σχήμα 1.2: Συμμετοχή των Μονάδων στη Συνολική Παραγωγή για το έτος 2013

[6. ΑΔΜΗΕ. (2013)]

Οι θερμικοί σταθμοί κατέχουν το 72% της ηλεκτροπαραγωγής, εκ των οποίων 23231 GWh παράγονται με λιγνίτη, 0 GWh με πετρέλαιο και 11096 GWh με φυσικό αέριο. Τέλος το 17% είναι μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) με παραγωγή 8649 GWh και το 11% είναι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με 5641 GWh. Συνολικά παρήχθησαν 48617 GWh. [6. ΑΔΜΗΕ. (2013)]

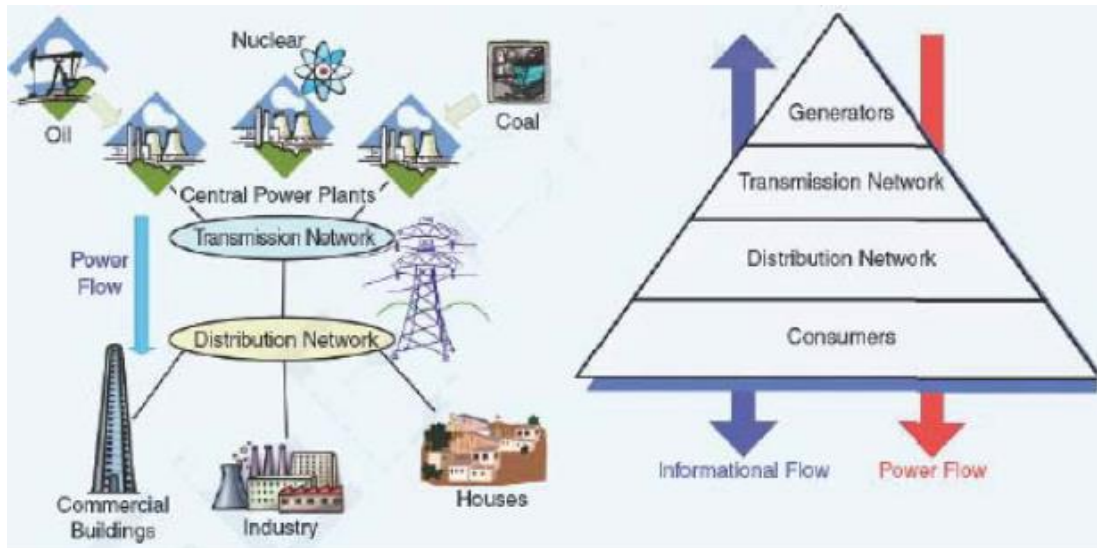
		Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ- ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩ ΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
2 0 1 3	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	3.705.582	224.362	555.023	77.028	13.989	7.186	108.899	4.692.068	4.467.705
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	3.159.795	228.586	485.673	75.751	19.152	170	102.200	4.071.328	3.842.742
	ΜΑΡΤΙΟΣ	3.031.085	321.892	534.115	82.816	32.186	222	102.341	4.104.656	3.782.764
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2.542.569	399.400	556.486	75.136	29.321	322	74.094	3.677.328	3.277.928
	ΜΑΙΟΣ	2.650.714	415.251	556.039	74.299	21.967	3.561	78.807	3.800.638	3.385.387
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3.028.371	416.374	564.210	72.674	14.542	168	98.570	4.194.909	3.778.535
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3.640.969	464.734	579.850	70.743	13.297	38	114.270	4.883.901	4.419.167
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.604.645	471.917	538.889	72.494	14.069	0	113.975	4.815.989	4.344.073
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	2.845.637	397.493	570.624	71.653	13.046	316	98.492	3.997.262	3.599.769
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2.699.455	347.456	577.211	72.899	16.444	1.099	87.568	3.802.132	3.454.676
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	2.917.360	255.152	553.269	74.409	17.018	14.746	89.250	3.921.204	3.666.052
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3.738.853	271.268	528.262	74.428	15.195	25.929	102.061	4.755.996	4.484.728
2 0 1 4	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	3.468.741	258.912	550.041	75.107	14.542	26.746	101.951	4.496.040	4.237.129
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ									
	ΜΑΡΤΙΟΣ									
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ									
	ΜΑΙΟΣ									
	ΙΟΥΝΙΟΣ									
	ΙΟΥΛΙΟΣ									
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ									
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ									
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ									
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ									
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ									

Η κατανάλωση της παραγωγής στο Δίκτυο είναι εκτίμηση.

Σχήμα 1.3: Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας(MWh) [6. ΑΔΜΗΕ. (2013)]

1.3 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από τους διάφορους σταθμούς παραγωγής, αποστέλλεται στο σύστημα μεταφοράς και στην συνέχεια στα τοπικά δίκτυα διανομής και τους καταναλωτές. Αυτό το μοντέλο παραγωγής ορίζεται ως *Συγκεντρωμένη Παραγωγή*.



Σχήμα 1.4: Συγκεντρωμένη Παραγωγή

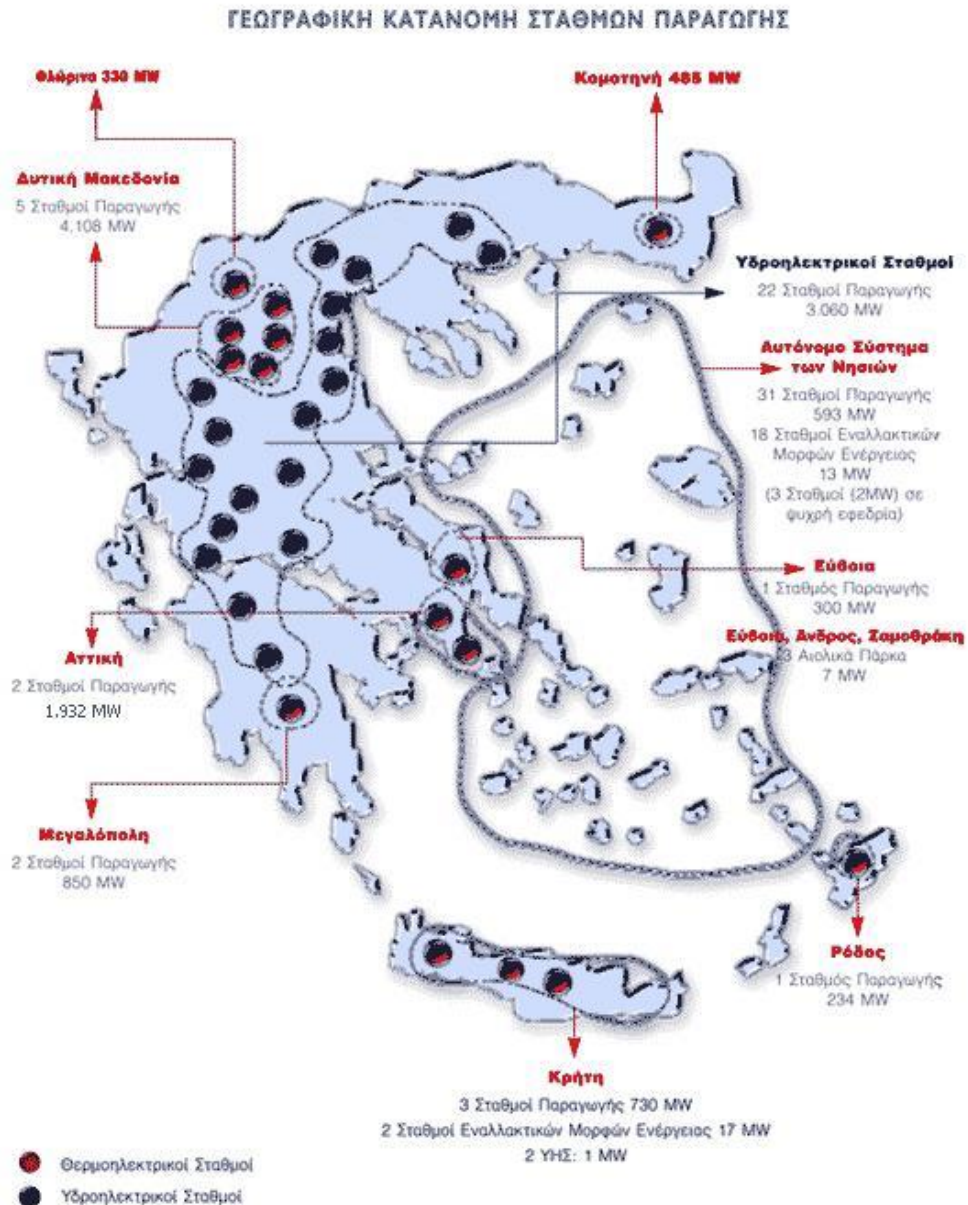
Εναλλακτικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνεται από πολλές μονάδες παραγωγής, οι οποίες συνήθως έχουν εγκατασταθεί κοντά στα σημεία κατανάλωσης (φορτία). Αυτό το μοντέλο ορίζεται ως *Διεσπαρμένη Παραγωγή (Distributed Generation)*.

Συνήθως πρόκειται για μονάδες παραγωγής μικρής κλίμακας, έως μερικές εκατοντάδες kW και σύμφωνα με τους ορισμούς της *Διεσπαρμένης Παραγωγής* στη βιβλιογραφία μπορεί να φτάσουν και τα 100MW. Υπάρχουν πολλοί λόγοι για την ανάπτυξη και την εξέλιξη της *Διεσπαρμένης Παραγωγής*. Μια σημαντική αιτία είναι η ραγδαία ανάπτυξη των τεχνολογιών της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μικρή κλίμακα, οι περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς αλλά και η μείωση των απωλειών μεταφοράς καθώς η παραγωγή γίνεται σε τοπικό επίπεδο.



Σχήμα 1.5: Διεσπαρμένη Παραγωγή

Επιπρόσθετα, με τη *Διεσπαρμένη Παραγωγή* προωθείται η ανάπτυξη ενεργειακών αποδοτικότερων και οικολογικότερων μονάδων παραγωγής. Βαρύνοντα ρόλο έχει και η διαρκής απαίτηση των καταναλωτών για μια οικονομικότερη και πιο αξιόπιστη ενέργεια καθώς η απελευθέρωση της αγοράς στην ηλεκτρική ενέργεια δίνει τη δυνατότητα σε όλο και περισσότερους μικρούς παραγωγούς να εγκαθιστούν μονάδες παραγωγής στη μεσαία και χαμηλή τάση. Άλλοι λόγοι ανάπτυξης της είναι η εκμετάλλευση συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού σε τοπικό επίπεδο όπου θα βοηθήσουν σημαντικά τις οικιακές εφαρμογές και τις βιομηχανικές διεργασίες καθώς και η ευκολία εύρεσης θέσεων για την εγκατάσταση των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής.

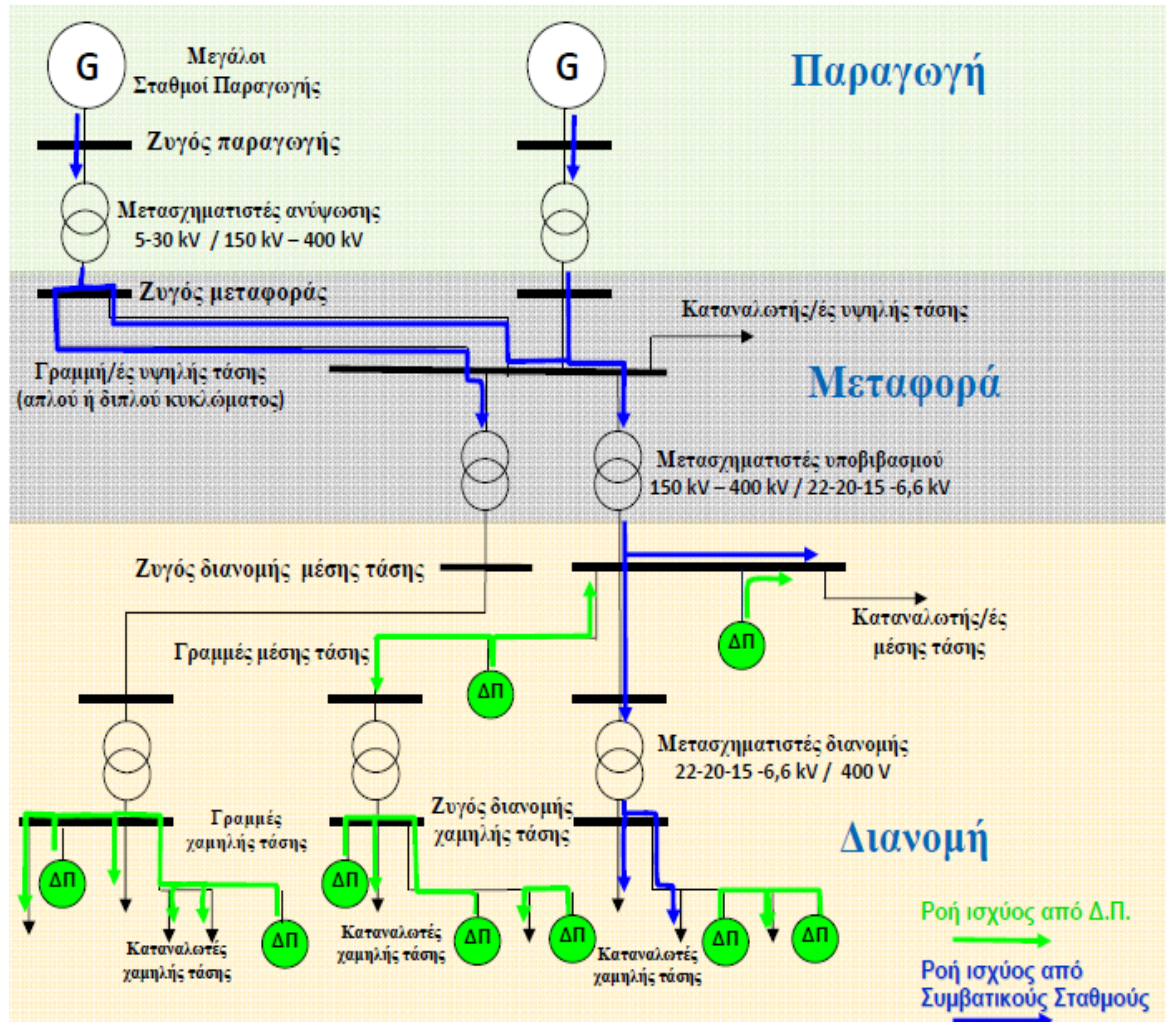


Σχήμα 1.6: Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής

Ενέργειας Ελλάδος [4. ΑΔΜΗΕ. (2013)]

Η *Δισπαρμένη Παραγωγή* παρουσιάζει όμως και ορισμένα προβλήματα. Αρχικά, τα ηλεκτρικά δίκτυα σχεδιάστηκαν ώστε να μεταφέρουν την ενέργεια με μονοκατευθυντική ροή στους καταναλωτές δια μέσου των δικτύων διανομής. Η παραγωγή ενέργειας από δισπαρμένες πηγές μπορεί να αλλάξει την κατεύθυνση ροής της ισχύος στα δίκτυα διανομής επηρεάζοντας έτσι συνολικά τη λειτουργία τους. Καθίσταται σαφές, ότι η τροποποίηση της προστασίας του δικτύου θεωρείται αναγκαία, καθώς επίσης αυξάνονται αισθητά οι απαιτήσεις για τοπική ρύθμιση της τάσης και σε ορισμένες περιπτώσεις της παραγόμενης

ισχύος. Επιπροσθέτως, σήμερα δεν υπάρχει κεντρικός σχεδιασμός, ανάπτυξη και λειτουργία της *Διεσπαρμένης Παραγωγής* και πέραν τούτου, το αρχικό οικονομικό κόστος ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος είναι υψηλό(αναμένεται όμως να μειωθεί με την εξάπλωση της).



Σχήμα 1.7: Δομή Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με *Διεσπαρμένη Παραγωγή*

[2. Κανέλλος,Φ. (2012)]

Επιπλέον, υπάρχει μεγάλη αναγκαιότητα για ριζικές τεχνολογικού και ρυθμιστικού περιεχομένου αλλαγές. Μερικές από αυτές, είναι οι ακόλουθες:

1. η αποζημίωση των βοηθητικών υπηρεσιών από μονάδες *Διεσπαρμένης Παραγωγής*
2. η οργάνωσή μονάδων *Διεσπαρμένης Παραγωγής* σε μικροδίκτυα (Micro grids)
3. η διαχείριση τους ως επιλέξιμους παραγωγούς στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας

4. θέματα σχεδιασμού τεχνικών απαιτήσεων
5. θέματα ιδιοκτησίας
6. ενίσχυση και επέκταση της υποδομής παροχής φυσικού αερίου για εξυπηρέτηση των απαιτήσεων λόγω μεγάλης *Διεσπαρμένης Παραγωγής*

Οι τεχνολογίες *Διεσπαρμένης Παραγωγής* μπορούν να διαχωριστούν σε συμβατικές και μη συμβατικές.

Τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας :

Μονάδες συμβατικών καυσίμων:

1. Μονάδες συμπαραγωγής ισχύος και θερμότητας
2. Μηχανές εσωτερικής καύσης
3. Μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου(σχετικά νέα τεχνολογία)

Μονάδες μη συμβατικών καυσίμων:

1. Ανεμογεννήτριες
2. Φωτοβολταϊκά
3. Μικρά υδροηλεκτρικά
4. Άλλες ΑΠΕ

Συστημάτα αποθήκευσης:

1. Μπαταρίες
2. Τεχνολογία υδρογόνου
3. Σφόνδυλοι (flywheels)
4. Υπερ – πυκνωτές (ultra capacitors)

1.4 Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 1.8: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
[5. ΑΔΜΗΕ. (2012)]

Με τον όρο *μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας* εννοούμε το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου των εγκαταστάσεων και μέσων που χρησιμοποιούνται για την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς, οι

οποίοι τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης, από όπου και ξεκινούν τα δίκτυα διανομής. Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει:

- Τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσεως (στην Ελλάδα κυρίως 150kV και 400kV).



Σχήμα 1.9: Γραμμή Μεταφοράς

- Τα κέντρα υπέρ υψηλής τάσης όπου γίνεται προσαρμογή μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο μεταφοράς (150 kV και 400 kV).



Σχήμα 1.10: Διακόπτες Ισχύος

- Τους υποσταθμούς όπου συνδέονται οι γραμμές υψηλής τάσης 150kV και διοχετεύεται ενέργεια προς το σύστημα διανομής.



Σχήμα 1.11: Υποσταθμός Υψηλής Τάσης

Το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς αποτελείται από γραμμές των 400 kV και 150kV, οι οποίες μεταφέρουν ηλεκτρισμό από τα κέντρα παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης και επίσης συνδέουν τη χώρα με τις γειτονικές χώρες (κυρίως από το ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας προς τα νότια). Υπάρχουν επίσης υποβρύχια καλώδια που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV.

Το 2012 το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς αποτελούνταν από 11.303 χλμ. γραμμών μεταφοράς, όπως φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα. Επίσης, στους 291 Υποσταθμούς του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς ήταν εγκατεστημένοι 619 Μετασχηματιστές με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 50.749 MVA. [4. ΑΔΜΗΕ. (2012)]

	400 kV	Σ.Ρ.(D.C.) 400kV	150 kV	66 kV	ΣΥΝΟΛΟ
ΕΝΑΕΡΙΕΣ	2268	107	8127	39	10901
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ	0	160	140	15	315
ΥΠΟΓΕΙΕΣ	4	0	82	1	87
ΣΥΝΟΛΟ	2632	267	8349	55	11303

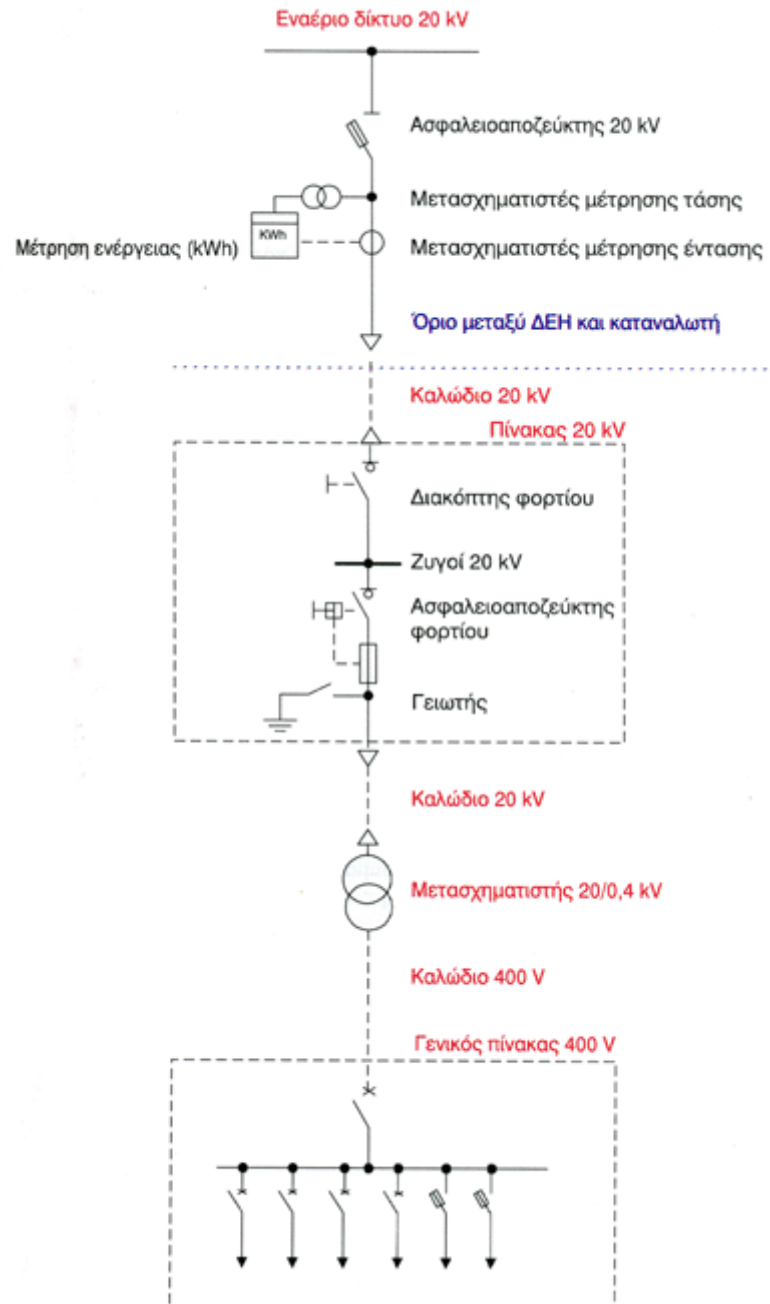
Πίνακας 1.1: Γραμμές Μεταφοράς (χλμ. όδευσης)
[4. ΑΔΜΗΕ. (2012)]

1.5 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Με τον όρο διανομή ηλεκτρικής ενέργειας εννοούμε το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με τις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές. Τα δίκτυα διανομής περιλαμβάνουν:

1. Τις γραμμές διανομής μέσα στους οποίους φτάνει στους καταναλωτές.
2. Τους υποσταθμούς καταναλωτή με σκοπό τον υποβιβασμό της τάσης από μέση σε χαμηλή.
3. Το σύστημα διανομής χαμηλής τάσης(400/230V).

Με τον όρο *υποσταθμός καταναλωτή μέσης τάσης* εννοούμε το σύνολο του εξοπλισμού που έχει σαν στόχο τον ασφαλή υποβιβασμό της μέσης τάσης (20 kV) σε χαμηλή τάση (400V). Χαμηλή τάση χαρακτηρίζεται η τάση που είναι μικρότερη από 1000V. Μέση τάση χαρακτηρίζεται η τάση που είναι μεγαλύτερη από 1000V και μικρότερη από 30.000V. [18. Ti-soft. (2012)] Στην Ελλάδα, αλλά και σε όλη την Ευρώπη, η χαμηλή τάση που χρησιμοποιείται είναι η τάση 400V/230V.



Σχήμα 1.12: Υποσταθμός Καταναλωτή Μέσης Τάσης

[www.ti-soft.com, 2013]

Τα βασικά μέρη ενός υποσταθμού καταναλωτή μέσης τάσης είναι:

➤ **Ο Πίνακας 20 kV**

Στον πίνακα 20 kV έρχεται το καλώδιο από το δίκτυο της ΔΕΗ και αναχωρεί το καλώδιο προς το μετασχηματιστή. Κάθε μετασχηματιστής προστατεύεται με ασφάλειες ή διακόπτη ισχύος με ηλεκτρονόμους προστασίας.

➤ **Ο Μετασχηματιστής 20/0,4 kV**

Ο μετασχηματιστής υποβιβάζει την τάση των 20 kV σε τάση διανομής 400 V για τα φορτία του καταναλωτή.

➤ **Ο Γενικός Πίνακας 400 V**

Στο γενικό πίνακα 400 V έρχεται το ρεύμα χαμηλής τάσης με τη βοήθεια καλωδίων. Στην άφιξη του πίνακα υπάρχει ένας διακόπτης ισχύος με θερμική και μαγνητική προστασία. Οι αναχωρήσεις τροφοδοτούν τους πίνακες διανομής 400/230 V που υπάρχουν στην εγκατάσταση του καταναλωτή.

Το ελληνικό δίκτυο ηλεκτρισμού περιλαμβάνει 108.746 χλμ. Δίκτυο Μέσης Τάσης (Μ.Τ.), 122.470 χλμ. Δίκτυο Χαμηλής Τάσης (Χ.Τ.), 157.652 Υποσταθμούς Μέσης Τάσης προς Χαμηλή Τάση (Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ), 11.300 χλμ. Δίκτυο Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.), 225 Υποσταθμούς Υψηλής Τάσης προς Μέση Τάση (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ), εξυπηρετεί 7.365.544 πελάτες με καταναλώση 45.672 GWh. [9. ΔΕΔΔΗΕ. 2013]

1.6 Βασικά Χαρακτηριστικά Λειτουργίας Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα βασικά πλεονεκτήματα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι τα ακόλουθα:

- ❖ Είναι «καθαρή» στη χρήση της.
- ❖ Είναι διαθέσιμη όποτε ζητηθεί.
- ❖ Μεταφέρεται εύκολα και αποδοτικά.

Η ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει να παρέχεται αδιάλειπτα (υψηλή αξιοπιστία) και ποιοτικά προς τους καταναλωτές (σταθερή και ποιοτική τάση, σταθερή συχνότητα) και ταυτόχρονα να είναι όσο το δυνατόν πιο φθηνή. Το ισοζύγιο παραγόμενης ισχύος-κατανάλωσης θέτει πολλούς τεχνικούς περιορισμούς στη λειτουργία ενός ΣΗΕ. Παραβίασή του συνεπάγεται κατάρρευση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ότι αφορά τη λειτουργία της αγοράς

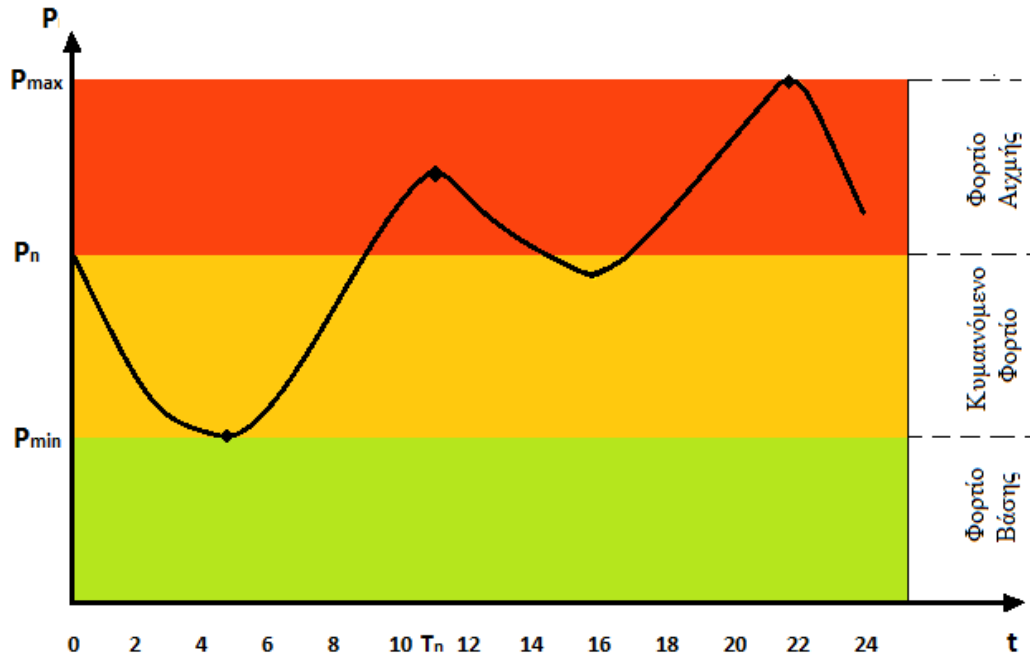
ηλεκτρικής ενέργειας ο προηγούμενος περιορισμός τη διαφοροποιεί από οποιαδήποτε άλλη αγορά καθώς ανά πάσα στιγμή η προσφορά ενέργειας πρέπει να ισούται με τη ζήτηση λόγω του ότι δεν υπάρχουν τρόποι οικονομικής αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα. Επίσης, όπως είδαμε η ηλεκτρική ενέργεια συγκεντρώνεται μαζικά για λόγους οικονομίας στο σύστημα μεταφοράς και μέσω αυτού διοχετεύεται στους καταναλωτές. Η ένα προς ένα συσχέτιση παραγωγού – καταναλωτή δεν είναι δυνατή και μια πιθανή κατάρρευση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζει όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά.

Με δεδομένες τις παραπάνω ιδιαιτερότητες είναι σαφές ότι για την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος θα πρέπει να πραγματοποιείται πρόβλεψη του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να προγραμματίζεται από πριν η λειτουργία του. Η πρόβλεψη της ζήτησης καθώς επίσης και της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντικές διεργασίες για την ασφαλή και οικονομική λειτουργία του συστήματος. Κατά την πρόβλεψη του φορτίου λαμβάνονται υπόψη διάφορα είδη κυκλικότητας της συμπεριφοράς του (εβδομαδιαίος κύκλος) καθώς και εξάρτησης του από μετεωρολογικούς παράγοντες π.χ. θερμοκρασία κτλ. Υπάρχουν διάφορα είδη πρόβλεψης φορτίου που εξυπερετούν διαφορετικούς σκοπούς. Συνοπτική αναφορά στα διάφορα είδη πρόβλεψης γίνεται στον Πίνακα 1.3 καθώς ξεφεύγει από τα πλαίσια της παρούσης διπλωματικής.

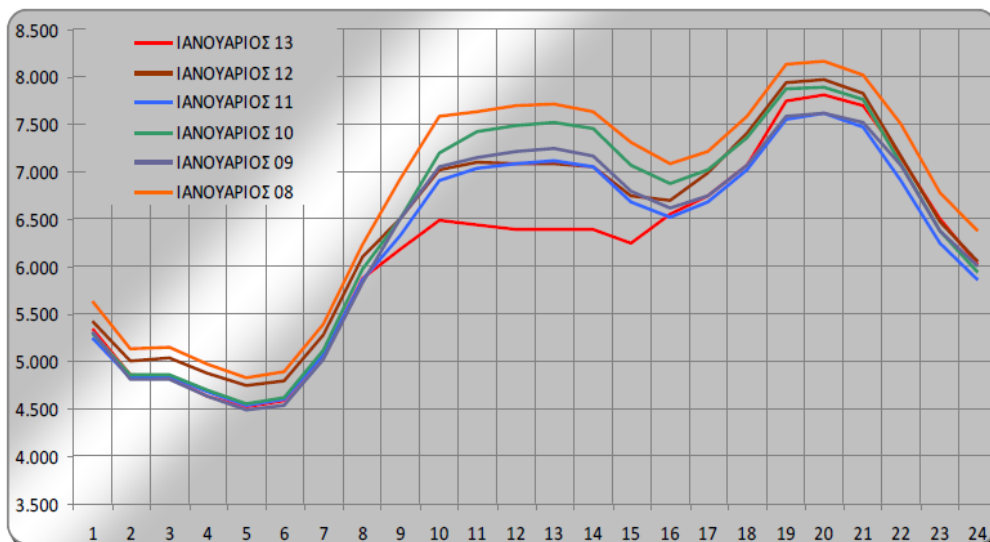
Είδος Πρόβλεψης	Λειτουργίες ΣΗΕ που επηρεάζει
Πολύ βραχυπρόθεσμη (sec- μερικά min)	-Αυτόματος έλεγχος παραγωγής -Οικονομική κατανομή φορτίου
Βραχυπρόθεσμη (ώρες-εβδομάδες)	-Ένταξη μονάδων -Υδροθερμική συνεργασία -Ανταλλαγές ισχύος
Μεσοπρόθεσμη (μήνες-έτη)	-Προγραμματισμός καυσίμων -Χρήση των υδάτινων πόρων -Προγραμματισμός συντήρησης μονάδων
Μακροπρόθεσμη (10-25 έτη)	-Προγραμματισμός ένταξης νέων μονάδων

Πίνακας 1.2: Είδη Πρόβλεψης Φορτίου

Βάσει της πρόβλεψης ζήτησης και των προσφορών των μονάδων παραγωγής αποφασίζεται η Ένταξή τους στο σύστημα (*Unit Commitment*) και ο Οικονομικά Βέλτιστος τρόπος λειτουργίας τους (*Unit Dispatch*). Κάποιες μονάδες (οι λιγότερο ανταγωνιστικές) θα λειτουργούν μόνο για την κάλυψη των αιχμών ζήτησης αυξάνοντας το κόστος της παραγόμενης ενέργειας ενώ οι οικονομικότερες θα έχουν σχεδόν σταθερή παραγωγή και θα καλύπτουν το φορτίο βάσης.



Σχήμα 1.13: Τυπική Καμπύλη φορτίου

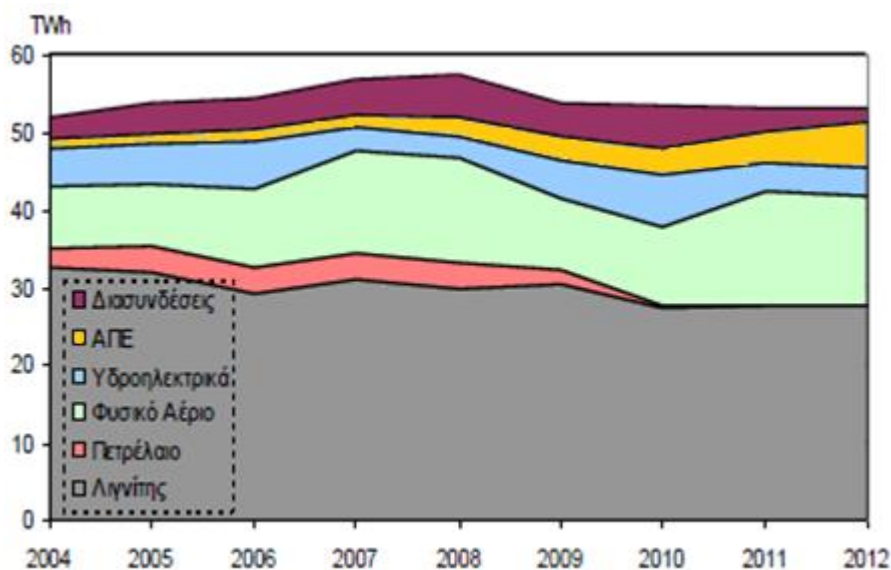


Σχήμα 1.14: Χρονολογική Καμπύλη Φορτίου Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος

[11. Κορωνίδης, Α. 2013]

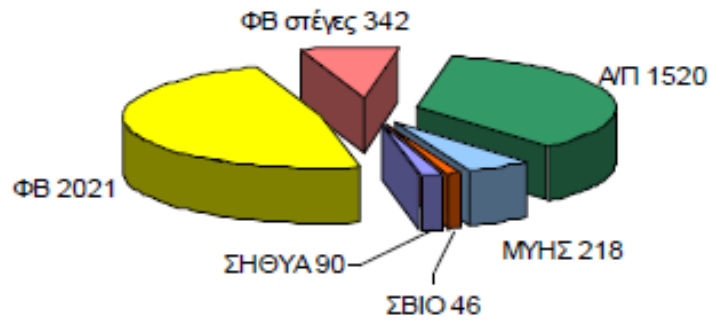
1.7 Διείσδυση ΑΠΕ

Η προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, αποτελεί υψηλή προτεραιότητα για την προστασία του περιβάλλοντος. Βραχυπρόθεσμος στόχος είναι η αύξηση της συμμετοχής τους στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2020 και σε συνδυασμό με τη *Διεισπαρμένη Παραγωγή*, η ανάπτυξη ενεργειακά αποδοτικότερων και φιλικών προς το περιβάλλον μονάδων παραγωγής. Έμφαση δίνεται επίσης και στην επιτάχυνση της διείσδυσης του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο και αυτό διότι η διάρκεια ζωής των ήδη υπάρχοντων εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνίτη είναι περιορισμένη. Πολιτικά έχει αποφασιστεί ότι το ενεργειακό μίγμα στην Ελλάδα πρέπει να περιέχει νέα καύσιμα, όπως το φυσικό αέριο, ώστε να εξασφαλίζεται η ενεργειακή ασφάλεια της χώρας. Οι παραπάνω αποφάσεις όμως θα πρέπει να διέπονται από τη λογική του στόχου 20-20-20(20% αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, 20% μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, 20% αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας) δηλαδή το ενεργειακό μίγμα να μην είναι ιδιαίτερα ρυπογόνο και οι παλιές ρυπογόνες τεχνολογίες να συνοδεύονται από απορρυπαντικές ώστε να περιορίζεται η επίδραση τους στο περιβάλλον.



Σχήμα 1.15: Εξέλιξη Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας [11. Κορωνίδης, Α. 2013]

Το 2013 περίπου το 28% της ζήτησης καλύφθηκε από ΑΠΕ και ΥΗΣ έναντι 18% το 2012 και 11% το 2004 [11. Κορωνίδης, Α. 2013]. Στην αύξηση συνέβαλε η μεγάλη ανάπτυξη των Φ/Β και η καλή υδραυλικότητα του έτους.



Σχήμα 1.16: Εγκαταστημένη Ισχύς (MW) ΑΠΕ έως Αύγουστο 2013 χωρίς ΥΗΣ

[11. Κορωνίδης, Α. 2013]

Πρέπει να ληφθούν υπόψη διάφοροι σημαντικοί περιορισμοί που εισάγονται στη λειτουργία αλλά και το σχεδιασμό ενός ΣΗΕ λόγω της αυξημένης διείδυσης ΑΠΕ.

Τα βασικότερα προβλήματα στη λειτουργία ενός ΣΗΕ προκαλούνται από τη στοχαστικότητα της παραγωγής από ΑΠΕ, τη δυσκολία πρόβλεψης της και την έως τώρα μη ελεγχόμενη παραγωγή τους. Επίσης, τα ηλεκτρικά δίκτυα σχεδιάστηκαν για να μεταφέρουν την ενέργεια με μονοκατευθυντική ροή στους καταναλωτές μέσω των δικτύων διανομής. Η παραγωγή ενέργειας από διεσπαρμένες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να αλλάξει την κατεύθυνση της ροής της ισχύος κυρίως στα δίκτυα διανομής, επηρεάζοντας ολόκληρη τη λειτουργία του δικτύου διανομής.

Εν συντομία αναφέρονται τα εξής προβλήματα λόγω μεγάλης διείδυσης ΑΠΕ:

- ❖ Μεγάλο σφάλμα στη πρόβλεψη της παραγωγής των ΑΠΕ
- ❖ Ανάγκη προσαρμογής του ενεργειακού μίγματος. Κατασκευή καινούριων ευέλικτων συμβατικών σταθμών παραγωγής.
- ❖ Ανάγκη αλλαγής των συστημάτων ελέγχου και επιτήρησης
- ❖ Αβεβαιότητα στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- ❖ Αλλαγές στο επίπεδο και την ποιότητα της τάσης των δικτύων
- ❖ Μεταβολή των ρευμάτων από σφάλματα του δικτύου – αλλαγή του επιπέδου βραχυκύκλωσης
- ❖ Τροποποίηση της προστασίας του δικτύου
- ❖ Αύξηση των παραγόμενων αρμονικών στο δίκτυο από τους ηλεκτρονικούς μετατροπείς ισχύος
- ❖ Επιπτώσεις στην ευστάθεια του συστήματος

1.8 Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τέλος πρέπει να αναφερθεί ότι ένα σημαντικό ρόλο στη λειτουργία ενός ΣΗΕ παίζει η αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Υπάρχουν πολλά μοντέλα δόμησης και λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια παρουσιάζονται συνοπτικά οι εταιρείες και οι οργανισμοί οι οποίοι συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς να συναντώνται όλες αυτές οι εταιρείες και οι οργανισμοί σε κάθε τύπο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

- **Οι καθετοποιημένες Ηλεκτρικές Εταιρείες:** Έχουν στην κατοχή τους μονάδες παραγωγής καθώς και δίκτυο μεταφοράς και διανομής.
- **Οι Εταιρείες Παραγωγής:** Παράγουν και πωλούν ηλεκτρική ενέργεια. Μπορούν επίσης να πωλούν υπηρεσίες όπως ρύθμιση, έλεγχο τάσης και εφεδρεία.
- **Οι Εταιρείες Διανομής:** Έχουν στην κατοχή τους και λειτουργούν τα δίκτυα διανομής. Σε ένα παραδοσιακό περιβάλλον, οι εταιρείες διανομής έχουν το μονοπώλιο στην πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίθετα στην απελευθερωμένη αγορά, η πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές αποσυνδέεται από τη λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του δικτύου διανομής.
- **Οι Εταιρείες Λιανικής:** Αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια στην αγορά χονδρικής και τη μεταπωλούν στους καταναλωτές οι οποίοι δεν επιθυμούν ή δεν μπορούν να συμμετέχουν στην αγορά χονδρικής.
- **Λειτουργός της Αγοράς:** Εκτελεί τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό σύμφωνα με τις προσφορές για αγορά και πώληση που υποβάλλουν οι αγοραστές και οι πωλητές ηλεκτρικής ενέργειας. Στις αρμοδιότητες του περιλαμβάνεται και η εκκαθάριση των αποκλίσεων της Αγοράς.
- **Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής του Συστήματος:** Έχει την κύρια ευθύνη της διατήρησης της ασφάλειας, λειτουργίας, σχεδιασμού και ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.
- **Οι Εταιρείες Μεταφοράς:** Κατέχουν περιουσιακά στοιχεία μεταφοράς όπως γραμμές, καλώδια, μετασχηματιστές και συσκευές αντιστάθμισης άεργης ισχύος. Λειτουργούν τον εξοπλισμό μεταφοράς σύμφωνα με τις οδηγίες του ανεξάρτητου διαχειριστή του συστήματος.

- **Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας:** Είναι κυβερνητικός οργανισμός υπεύθυνος για τη διασφάλιση της αμερόληπτης και αποδοτικής λειτουργίας της αγοράς ενέργειας, ηλεκτρικής και μη.
- **Οι μικροί καταναλωτές:** Αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια από μία εταιρεία λιανικής και μισθώνουν μία σύνδεση με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας από την τοπική εταιρεία διανομής τους.
- **Οι μεγάλοι καταναλωτές:** Έχουν ενεργό ρόλο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αγοράζοντας την ηλεκτρική τους ενέργεια απευθείας από την αγορά. [2. Κανέλλος, Φ. 2012]

2 Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1 Διαμόρφωση

Το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτρική ισχύς για την τροφοδότηση διασυνδεδεμένων δικτύων παράγεται έως τώρα σε θερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί μετατρέπουν τη θερμότητα σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί μετατρέπουν την ενέργεια του νερού σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική ενέργεια. Στον παρόν κεφάλαιο εξετάζονται οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί.

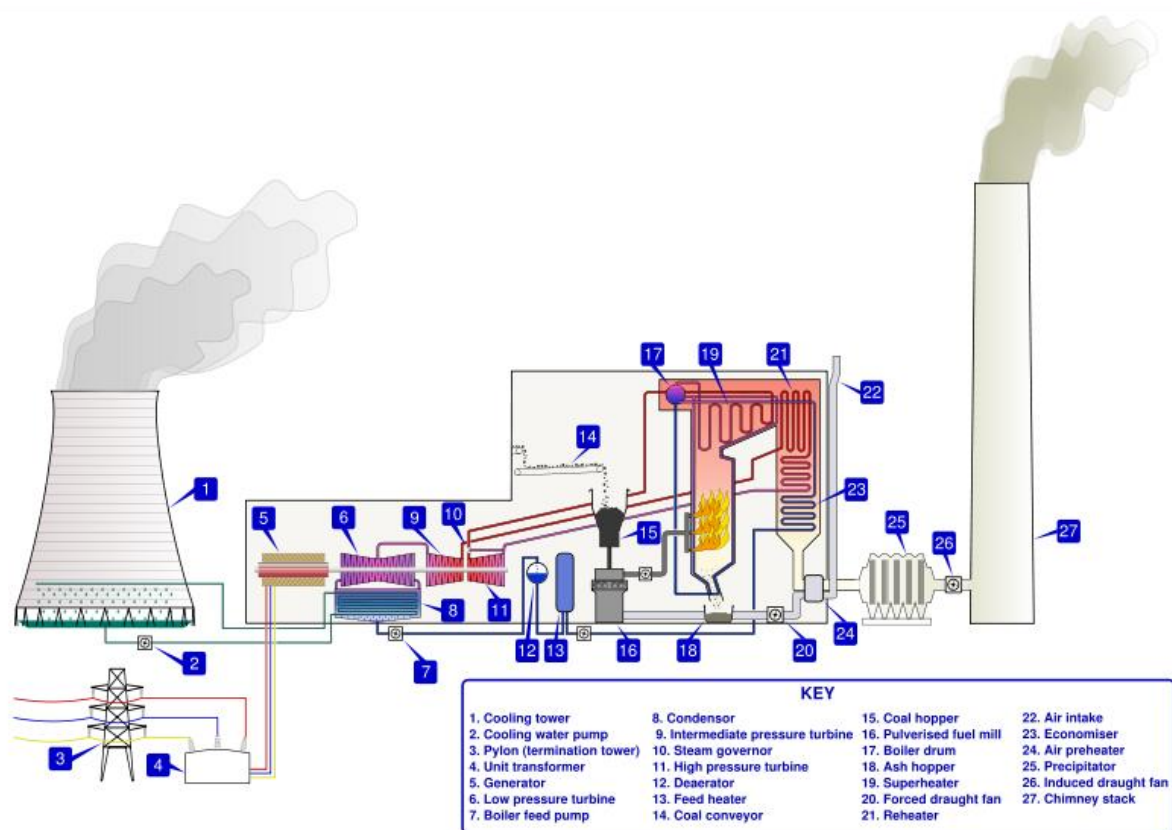
Οι θερμικοί σταθμοί κατηγοριοποιούνται σε συμβατικούς και πυρηνικούς ανάλογα με τα καύσιμα που χρησιμοποιούν. Διεθνώς τα συμβατικά καύσιμα που χρησιμοποιούνται είναι ο λιθάνθρακας, ο λιγνίτης, η τύρφη, το πετρέλαιο (Diesel ή μαζούτ) και το φυσικό αέριο. Τα πυρηνικά καύσιμα είναι κυρίως μίγμα σχάσιμου ουρανίου U_{235} και άλλων ισότοπων του.

Ανάλογα με το μέσο που χρησιμοποιούν για το θερμοδυναμικό τους κύκλο, οι θερμικοί σταθμοί χωρίζονται σε ατμοηλεκτρικούς, οι οποίοι χρησιμοποιούν ατμοστρόβιλους, σε αεριοστροβιλικούς, οι οποίοι χρησιμοποιούν αεριοστρόβιλους και σε ντηζελοηλεκτρικούς που χρησιμοποιούν εμβολοφόρες μηχανές ντήζελ. Οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου είναι ένας συνδυασμός αεριοστροβιλικών και ατμοηλεκτρικών σταθμών.

1. Ατμοηλεκτρικοί σταθμοί

Ένας ατμοηλεκτρικός σταθμός (ΑΗΣ) αποτελείται από μία ή περισσότερες μονάδες που εργάζονται παράλληλα. Κάθε μονάδα έχει συνήθως το δικό της λέβητα, στρόβιλο, γεννήτρια, πύργο ψύξης, καμινάδα και όλο το ηλεκτρικό σύστημα μέχρι το δίκτυο. Μόνο οι εγκαταστάσεις μεταφοράς καυσίμου είναι κοινές και μερικές φορές η καμινάδα.

Στο *σχήμα 2.1* παρουσιάζεται το διάγραμμα μιας ατμοηλεκτρικής μονάδας. Ο υπέρθερμος ατμός (π.χ. 170 bar, 540 °C) που παράγεται στο λέβητα εκτονώνεται στις διάφορες (συνήθως τρεις) βαθμίδες του ατμοστρόβιλου ο οποίος κινεί τη γεννήτρια. Στην έξοδο του στρόβιλου ο ατμός συμπυκνώνεται σε νερό (~35°C) στο ψυγείο με τη βοήθεια του εναλλάκτη θερμότητας που διαρρέεται από ψυχρό νερό. Στο ψυγείο γίνεται η αποβολή της θερμότητας που δεν χρησιμοποιήθηκε που πηγαίνει τελικά στον πύργο ψύξης όπου αποβάλλεται στο περιβάλλον.

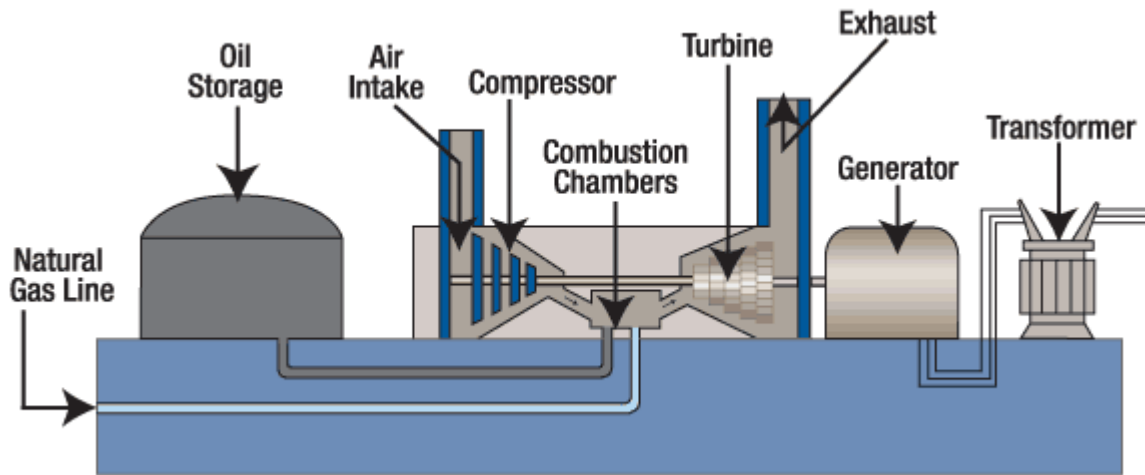


Σχήμα 2.1: Ατμοηλεκτρικός Σταθμός [en.wikiversity.org, 2013]

Ο βαθμός απόδοσης των ΑΗΣ είναι 30-45%, σχετικά μεγάλος για θερμικά εργοστάσια. Τα συμβατικά καύσιμα που χρησιμοποιούνται στους ΑΗΣ είναι λιθάνθρακας, λιγνίτης, τύρφη, μαζούτ και φυσικό αέριο. Στον ελλαδικό χώρο, οι λιγνιτικοί ΑΗΣ εξαιτίας του σχετικά μεγάλου βαθμού απόδοσης και του φθηνού καυσίμου έχουν μικρό λειτουργικό κόστος ανά παραγόμενη kWh και χρησιμοποιούνται ως σταθμοί βάσης. Χρειάζονται όμως πολλές ώρες και μια πολύπλοκη διαδικασία για την εκκίνησή τους.

2. Αεριοστροβιλικόι Σταθμοί

Ένας αεριοστροβιλικός σταθμός αποτελείται από μία ή και περισσότερες μονάδες. Κάθε αεριοστροβιλική μονάδα αποτελείται από τέσσερα μέρη, το συμπιεστή, το θάλαμο καύσης, τον αεριοστρόβιλο και τη γεννήτρια. Ο ατμοσφαιρικός αέρας, αφού συμπιεστεί στα 10 bar περίπου, οδηγείται στο θάλαμο καύσης όπου ψεκάζεται με πετρέλαιο (ντήζελ) ή φυσικό αέριο. Τα αέρια προϊόντα της καύσης έχουν θερμοκρασία μέχρι περίπου 850 °C. Τα καυσαέρια οδηγούνται στον αεριοστρόβιλο και εκτονώνονται, μετατρέποντας με αυτόν τον τρόπο μέρος της ενέργειας τους σε μηχανική ενέργεια. Τα καυσαέρια μετά την εκτόνωσή τους στον αεριοστρόβιλο έχουν θερμοκρασία μέχρι περίπου 600°C.



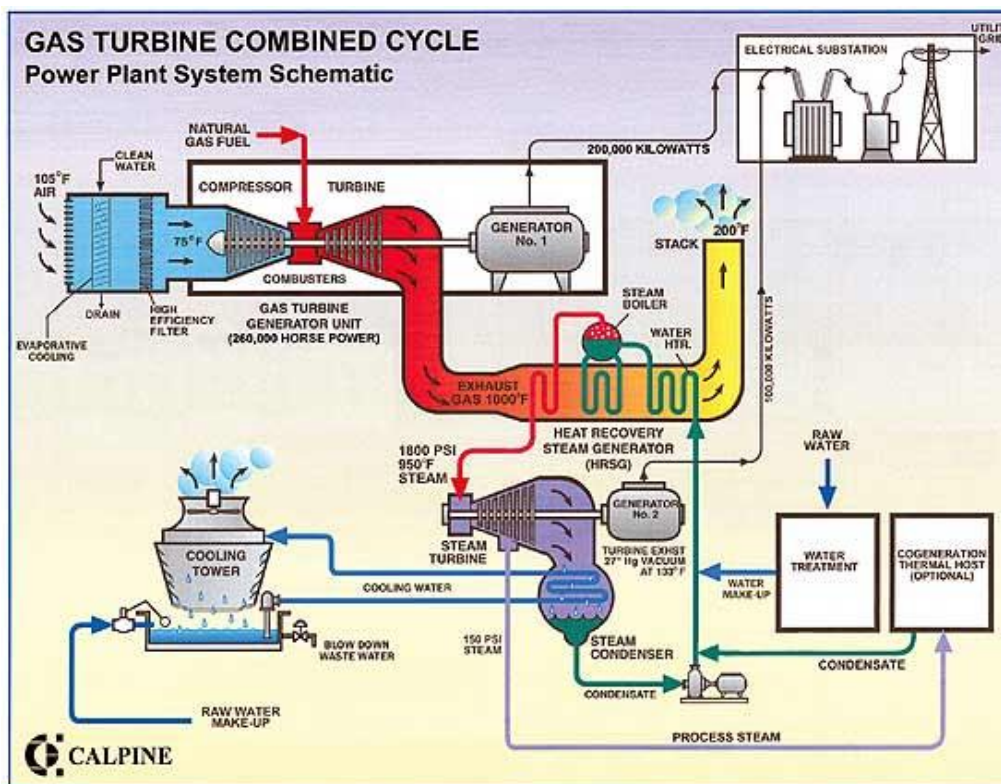
Σχήμα 2.2: Αεριοστροβιλικός Σταθμός [www.tva.com, 2012]

Η σημαντική ισχύς που απαιτείται για την κίνηση του συμπιεστή και η υψηλή θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι οι κύριες αιτίες του μικρού βαθμού απόδοσης των αεριοστροβιλικών μονάδων (25-35%). Οι αεριοστροβιλικές μονάδες λόγω χαμηλού βαθμού απόδοσης και του υψηλού κόστους καυσίμου έχουν πολύ μεγάλο ειδικό κόστος λειτουργίας. Η εκκίνηση τους γίνεται πολύ γρήγορα. Μέσα σε 3-5 λεπτά από τη στιγμή εντολής εκκίνησης μπορεί να ξεκινήσουν και η ρύθμισή τους είναι ταχύτατη. Έτσι οι αεριοστροβίλοι χρησιμοποιούνται ως μονάδες αιχμής για την κάλυψη των αιχμών του φορτίου.

3. Σταθμοί Συνδυασμένου Κύκλου

Στους σταθμούς συνδυασμένου κύκλου τα καυσαέρια θερμοκρασίας 300-600°C από την έξοδο του αεριοστροβίλου διοχετεύονται σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας (Heat Recovery Steam Generator). Εκεί παράγεται ατμός που κινεί ατμοστροβίλο. Ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου αποτελείται από μια ή, συνήθως, περισσότερες αεριοστροβιλικές μονάδες με τους αντίστοιχους λέβητες καυσαερίων από το ζεύγος ατμοστροβίλου – γεννήτριας.

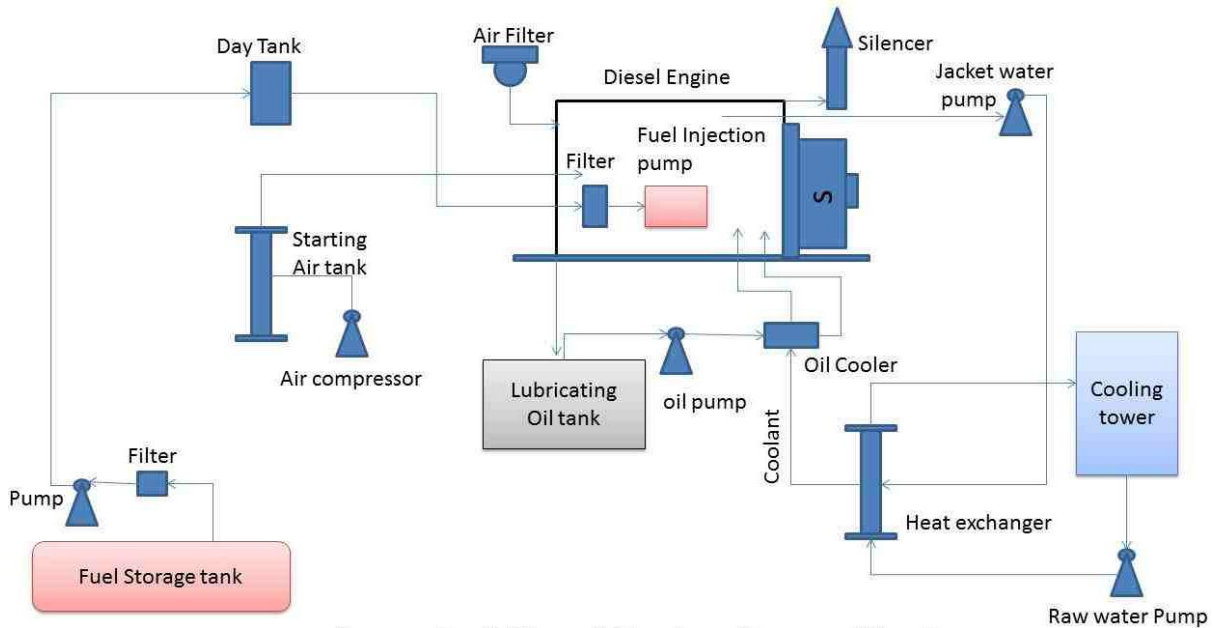
Ο συνολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 50%. Χρησιμοποιούνται τα καύσιμα των αεριοστροβίλων, δηλαδή πετρέλαιο ντίζελ και φυσικό αέριο. Η ρύθμιση της εξόδου τους λόγω του κύκλου ατμού δεν γίνεται τόσο γρήγορα όσο στους αεριοστροβιλικούς σταθμούς. Έχουν χαρακτηριστικά ενδιάμεσα των αεριοστροβιλικών και ατμοστροβιλικών και χρησιμοποιούνται συνήθως ως σταθμοί κυμαινόμενου φορτίου.



Σχήμα 2.3: Σταθμός Συνδυασμένου Κύκλου [power-technology, 2010]

4. Νηξελοηλεκτρικοί σταθμοί

Οι νηξελοηλεκτρικοί σταθμοί χρησιμοποιούν εμβολοφόρους κινητήρες με καύσιμο το νηξελ. Χρησιμοποιούν διάφορα αποστάγματα του πετρελαίου (τα βαρύτερα χρησιμοποιούνται για τους μεγαλύτερους κινητήρες) και ο βαθμός απόδοσης σε μεγάλες μονάδες φθάνει το 50%. Η ρύθμιση της ισχύος δεν παρουσιάζει προβλήματα. Στην Ελλάδα, οι νηξελοηλεκτρικοί σταθμοί δεν χρησιμοποιούνται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο. Χρησιμοποιούνται στα απομονωμένα νησιωτικά συστήματα όπως της Κρήτης και της Ρόδου και σε άλλα μικρότερα αυτόνομα δίκτυα νησιών.



Σχήμα 2.4: Ντιζελοηλεκτρικός Σταθμός[www.nepalenergyforum.com, 2012]

2.2 Χαρακτηριστικές Καμπύλες Θερμικών Μονάδων

Για την ανάλυση της οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται ορισμένες χαρακτηριστικές καμπύλες εισόδου – εξόδου των θερμικών μονάδων. Ως είσοδο π.χ μπορούμε να εμφανίσουμε την παροχή καυσίμου, \dot{m}_B (σε τόνους ανά ώρα (Ton/h)) ή την ωριαία κατανάλωση θερμότητας, H , από την καύση του καυσίμου (σε (Gcal/h)). Ως έξοδο έχουμε την ηλεκτρική ισχύ, P (σε MW), που παρέχει η μονάδα στο δίκτυο. Επίσης γνωρίζοντας την θερμογόνο δύναμη του καυσίμου Q (kcal/kg) και τη τιμή του καυσίμου T (π.χ. σε €/h) μπορούμε να υπολογίσουμε το ωριαίο κόστος λειτουργίας συναρτήσει της ισχύος που παράγει η μονάδα. Η έξοδος της μονάδας είναι η καθαρή ηλεκτρική ισχύς που παρέχεται στο δίκτυο, χωρίς να συνυπολογίζεται η ιδιοκατανάλωση της μονάδας που κυμαίνεται από 2% έως 8% της συνολικής ισχύος εξόδου.

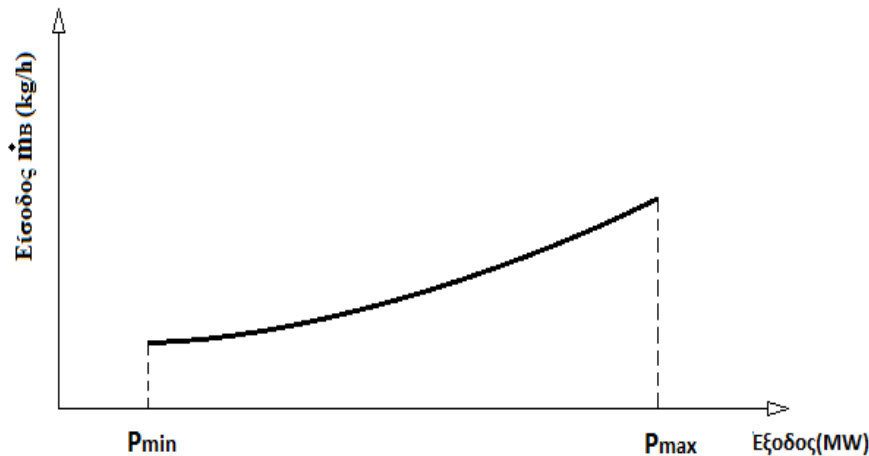
Ανάλογα με το αν η είσοδος στη μονάδα εκφράζεται ως παροχή καυσίμου, ως ωριαία κατανάλωση θερμότητας ή ως ωριαίο κόστος λειτουργίας έχουμε τρεις ομάδες χαρακτηριστικών καμπυλών των θερμικών μονάδων. Σε αυτές τις καμπύλες η είσοδος δίνεται στον κάθετο άξονα και η έξοδος στον οριζόντιο. Σε όλες τις χαρακτηριστικές καμπύλες ο οριζόντιος άξονας παριστάνει την καθαρή έξοδο ισχύος της μονάδας P (MW).

Η ηλεκτρική ισχύς P που παρέχει η θερμική μονάδα μεταβάλλεται μεταξύ μιας ελάχιστης τιμής P_{\min} και μιας μέγιστης P_{\max} . Η ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου, P_{\min} , επιβάλλεται από

την ευστάθεια της καύσης στον καυστήρα και είναι περίπου το 30% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας. Ειδικά για τους λιγνιτικούς σταθμούς, όταν η ισχύς εξόδου είναι χαμηλή, χρειάζεται και καύση πετρελαίου ντήζελ για να διατηρηθεί η καύση στο καυστήρα. Οι θερμικές μονάδες δεν έχουν τη δυνατότητα παρατεταμένης υπερφόρτισης, έτσι η μέγιστη ισχύς εξόδου είναι ίση (ή το πολύ 5% μεγαλύτερη) με την ονομαστική ισχύ της μονάδας.

Ορίζουμε τα παρακάτω μεγέθη και τις αντίστοιχες καμπύλες:

Η **καμπύλη ωριαίας κατανάλωσης (ή παροχής) καυσίμου** εκφράζει την παροχή καυσίμου, \dot{m}_B , (TonFuel/h ή kgFuel/h κτλ), ως συνάρτηση της καθαρής ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW.



Σχήμα 2.5: Καμπύλη Ωριαίας Κατανάλωσης Καυσίμου

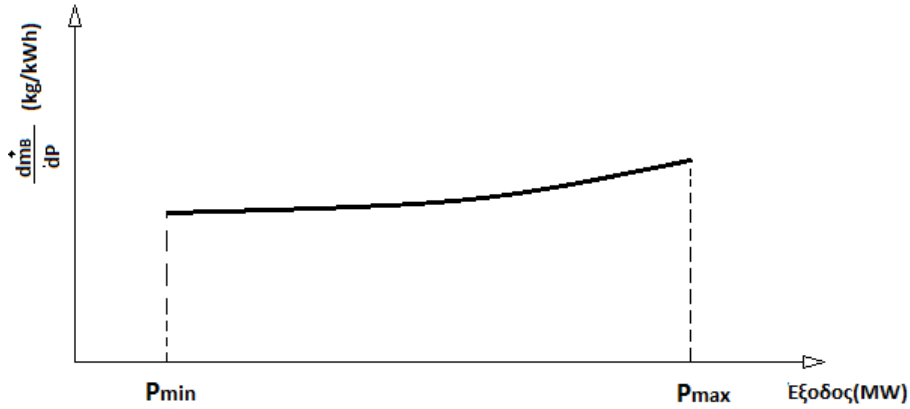
➤ Η διαφορική κατανάλωση καυσίμου είναι η παράγωγος της ωριαίας κατανάλωσης

καυσίμου ως προς την ισχύ εξόδου, $\frac{d\dot{m}_B}{dP}$ (kg/kWh). Εκφράζει την αύξηση στην

παροχή του καυσίμου, $\Delta\dot{m}_B$ σε kg/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου της μονάδας κατά $\Delta P=1$ kW ή ισοδύναμα την αύξηση στην κατανάλωση του καυσίμου, $\Delta\dot{m}_B$ σε kg, που απαιτείται για την αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από την μονάδα κατά $\Delta E = 1$ kWh. **Η καμπύλη της διαφορικής κατανάλωσης**

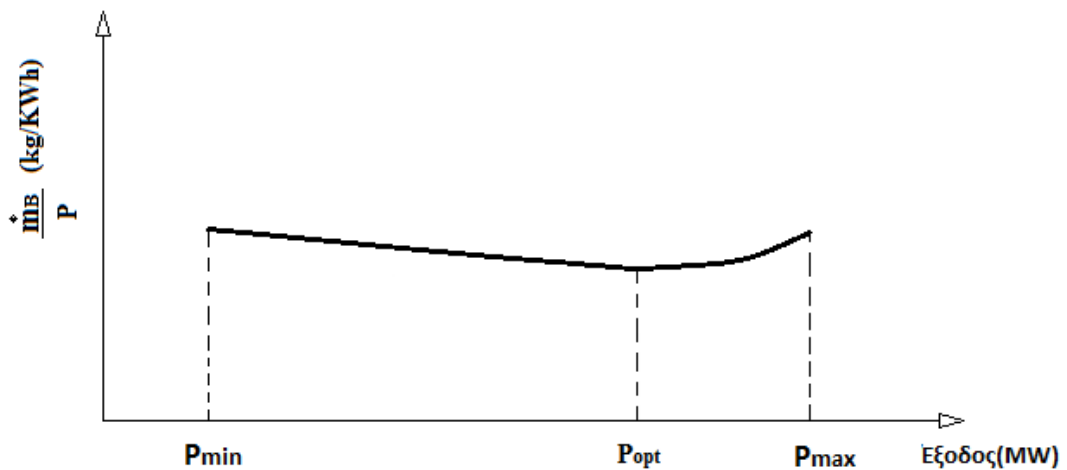
καυσίμου δείχνει τη σχέση της διαφορικής κατανάλωσης καυσίμου $\frac{d\dot{m}_B}{dP}$ σε

kg/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW. Η διαφορική κατανάλωση καυσίμου αποτελεί αύξουσα συνάρτηση της ισχύος εξόδου.



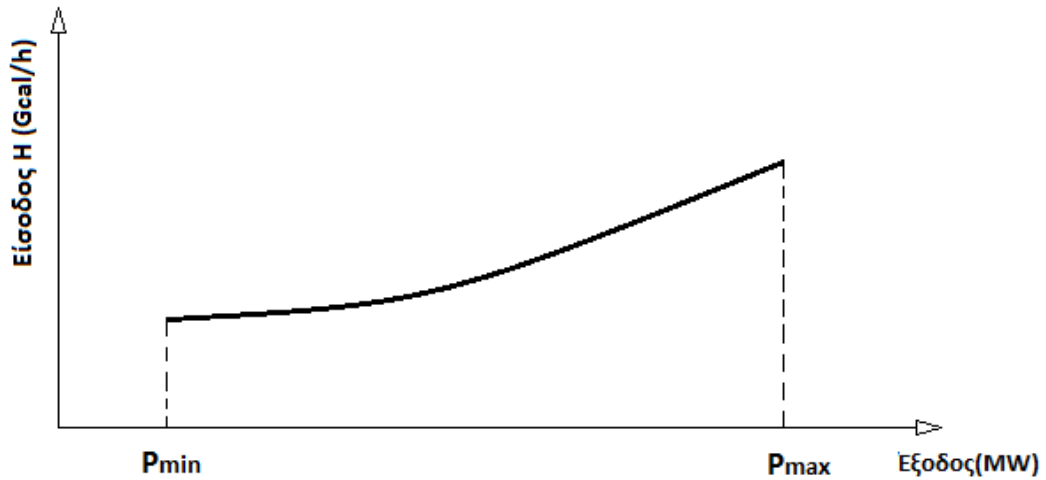
Σχήμα 2.6: Καμπύλη Διαφορικής Κατανάλωσης Καυσίμου

- Η ειδική κατανάλωση καυσίμου (kgFuel/kWh) είναι η κατανάλωση καυσίμου ανά μονάδα ισχύος εξόδου, δηλαδή ο λόγος της κατανάλωσης ή παροχής καυσίμου προς την ισχύ εξόδου, \dot{m}_B/P , σε kgFuel/kWh. Η καμπύλη της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου δείχνει τη σχέση της ειδικής κατανάλωσης \dot{m}_B/P σε kgFuel/kWh, συναρτήσεως της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW. Εμφανίζει ένα συνολικό ελάχιστο λίγο πριν την ονομαστική ισχύ π.χ. 80% της ονομαστικής ισχύος όπου είναι και το οικονομικότερο σημείο λειτουργίας του σταθμού.



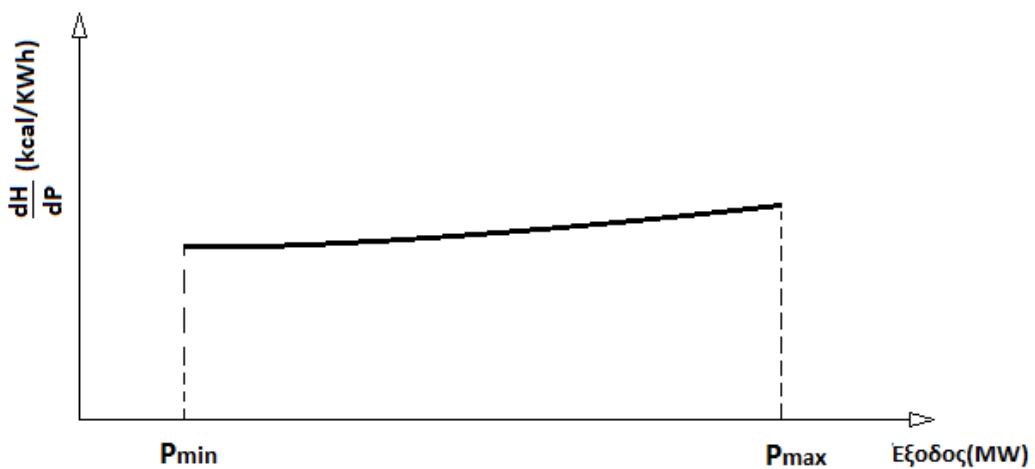
Σχήμα 2.7: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου

- Η καμπύλη ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας εκφράζει το ρυθμό παροχής θερμότητας H (Heat rate), στο λέβητα, σε Gcal/h, ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου P σε MW.



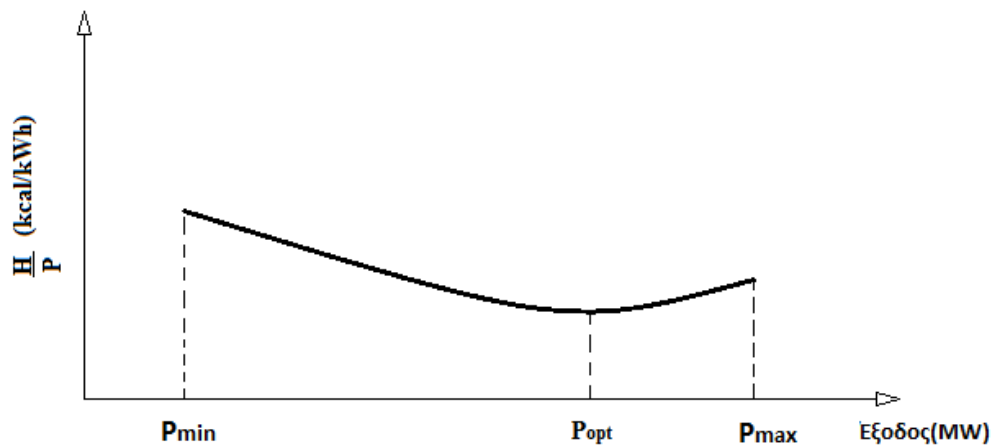
Σχήμα 2.8: Καμπύλη Ωριαίας Κατανάλωσης Θερμότητας

- Η διαφορική κατανάλωση θερμότητας είναι η παράγωγος της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας ως προς την ισχύ εξόδου της μονάδας $\frac{dH}{dP}$ σε (Gcal/MWh ή kcal/kWh). Εκφράζει την αύξηση στην κατανάλωση θερμότητας ΔH , σε Gcal/h ή kcal/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου κατά $\Delta P = 1$ MW ή 1 kW αντίστοιχα. Είναι συνήθως αύξουσα συνάρτηση της ισχύος εξόδου. **Η καμπύλη της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας** δείχνει τη σχέση της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας $\frac{dH}{dP}$ σε kcal/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW.



Σχήμα 2.9: Καμπύλη Διαφορικής Κατανάλωσης Θερμότητας

- Η ειδική κατανάλωση θερμότητας εκφράζει το λόγο της ωριαίας κατανάλωσης θερμότητας προς την ισχύ εξόδου της μονάδας, $\frac{H}{P}$ σε (kcal/kWh ή Gcal/MWh). Η **καμπύλη της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας** δείχνει τη σχέση της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας $\frac{H}{P}$ σε kcal/kWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P της μονάδας σε MW. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ειδική κατανάλωση θερμότητας είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης της μονάδας.



Σχήμα 2.10: Καμπύλη Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας

- Η **καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας** εκφράζει το ωριαίο κόστος λειτουργίας F σε €/h (ή σε μια οποιαδήποτε νομισματική μονάδα ανά ώρα), ως συνάρτηση της ισχύος εξόδου της μονάδας σε MW.



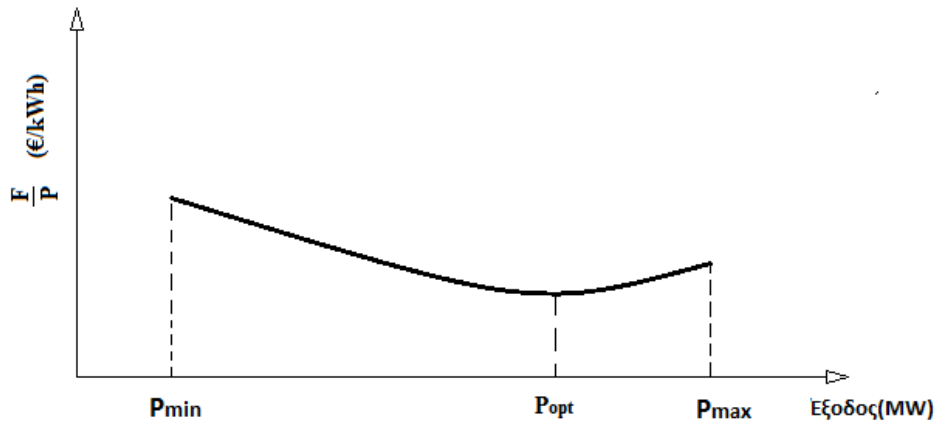
Σχήμα 2.11: Καμπύλη Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας

- Το διαφορικό κόστος λειτουργίας είναι η παράγωγος του ωριαίου κόστους λειτουργίας ως προς την ισχύ εξόδου της μονάδας $\frac{dF}{dP}$ σε (€/MWh). Εκφράζει την αύξηση του ωριαίου κόστους παραγωγής ΔF σε €/h, που απαιτείται για την αύξηση της ισχύος εξόδου κατά $\Delta P = 1$ MW. Η **καμπύλη του διαφορικού κόστους** δείχνει τη σχέση του διαφορικού κόστους $\frac{dF}{dP}$ σε €/MWh, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P σε MW.



Σχήμα 2.12: Καμπύλη Διαφορικού Κόστους Λειτουργίας

- Το ειδικό κόστος λειτουργίας είναι ο λόγος του ωριαίου κόστους λειτουργίας προς την ισχύ εξόδου, $\frac{F}{P}$ (€/MWh). Εκφράζει την τιμή παραγωγής μιας MWh (ή της kWh) σε €/MWh (ή σε €/kWh) από τη μονάδα. Η **καμπύλη του ειδικού κόστους** λειτουργίας δείχνει τη σχέση του ειδικού κόστους λειτουργίας $\frac{F}{P}$, συναρτήσει της ισχύος εξόδου P .



Σχήμα 2.13: Καμπύλη Ειδικού Κόστους Λειτουργίας

Το ειδικό κόστος λειτουργίας ονομάζεται και μέσο κόστος λειτουργίας (Average Cost) και το διαφορικό κόστος λειτουργίας καλείται οριακό κόστος (Marginal Cost). Θεωρητικά στο σημείο της βέλτιστης λειτουργίας της μονάδας, δηλαδή στο σημείο ελαχιστοποίησης του μέσου κόστους (στη περίπτωση μας του ειδικού κόστους, το οποίο ελαχιστοποιείται κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_{opt}), το οριακό (διαφορικό) κόστος ισούται με το μέσο κόστος λειτουργίας. Για τιμές της ισχύος εξόδου μικρότερες της βέλτιστης, το οριακό κόστος είναι μικρότερο από το μέσο κόστος, ενώ για τιμές της ισχύος μεγαλύτερες από τη βέλτιστη το οριακό κόστος είναι μεγαλύτερο από το μέσο.

Από τις καμπύλες παρατηρούμε ότι:

- Οι συναρτήσεις της ωριαίας, της διαφορικής κατανάλωσης καυσίμου, της ωριαίας, της διαφορικής κατανάλωσης θερμότητας, του ωριαίου, του διαφορικού κόστους λειτουργίας είναι αύξουσες ως προς την ισχύ εξόδου μέσα στο διάστημα [**Pmin**, **Pmax**].
- Οι συναρτήσεις της ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας και του ειδικού κόστους λειτουργίας, στην αρχή μειώνονται με την αύξηση της ισχύος εξόδου, παρουσιάζουν ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια αυξάνουν με την αύξηση της ισχύος μέσα στο διάστημα [**Pmin**, **Pmax**].

Όσον αφορά την ειδική κατανάλωση θερμότητας $\frac{H}{P}$ είναι αναμενόμενο στην αρχή να μειώνεται με την αύξηση της ισχύος, να παρουσιάζει ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_{opt} και μετά να αυξάνεται. Δηλαδή κοντά στην ονομαστική ισχύ η μονάδα

παράγει ενέργεια με την μικρότερη κατανάλωση θερμότητας. Η ειδική κατανάλωση θερμότητας είναι το αντίστροφο του βαθμού απόδοσης, οπότε ο βαθμός απόδοσης (η) στην αρχή αυξάνει με την αύξηση της ισχύος, φθάνει σ' ένα μέγιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου και στη συνέχεια ελαττώνεται με την αύξηση της ισχύος. Ομοίως το ειδικό κόστος λειτουργίας παρουσιάζει ένα ελάχιστο κοντά στην ονομαστική ισχύ εξόδου P_{opt} . Αυτό το σημείο αποτελεί βέλτιστο με τη μονάδα να παράγει ενέργεια με το μικρότερο κόστος και το ειδικό κόστος ισούται με το διαφορικό κόστος.

2.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά – Κόστος Εκκίνησης και Περιορισμοί Λειτουργίας

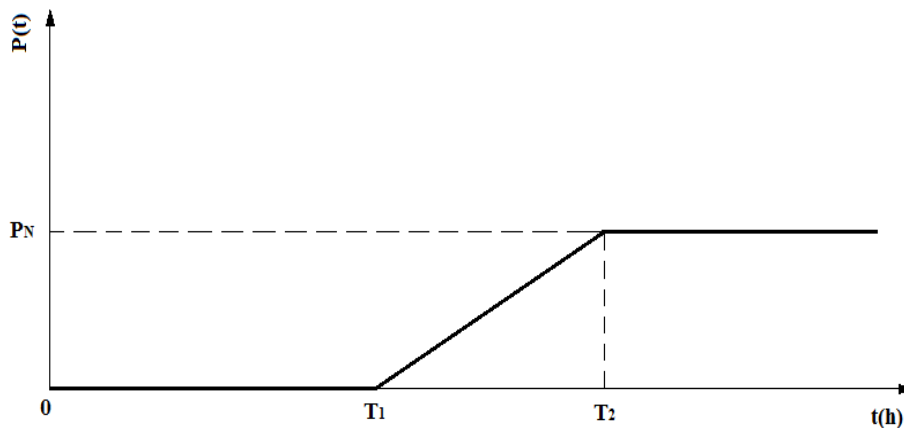
Η εκκίνηση των θερμικών μονάδων αποτελεί μια πολύπλοκη και χρονοβόρα διαδικασία μέχρι τη στιγμή συγχρονισμού τους με το δίκτυο και συνεπάγεται ένα υπολογίσιμο κόστος που θα πρέπει να προστεθεί στο κόστος λειτουργίας. Το κόστος εκκίνησης εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, το καύσιμο που χρησιμοποιεί και το *χρόνο κράτησης* (παραμονής εκτός λειτουργίας) της μονάδας. Εν γένει οι ατμοηλεκτρικές μονάδες έχουν τις μεγαλύτερες απαιτήσεις για την εκκίνηση τους, αλλά παρουσιάζουν αρκετά μικρό κόστος λειτουργίας σε σύγκριση με τις υπόλοιπες.

Η εκκίνηση μπορεί να χαρακτηριστεί ως *ψυχρή εκκίνηση* για μεγάλους χρόνους κράτησης ή ως *θερμή εκκίνηση* για μικρούς χρόνους κράτησης, με τα αντίστοιχα κόστη. Εν γένει, το κόστος εκκίνησης αυξάνεται όσο αυξάνεται η διάρκεια κράτησης της μονάδας και έχει ως μέγιστη τιμή κορεσμού το κόστος της ψυχρής εκκίνησης. Στον Πίνακα 2.1 δίνονται ενδεικτικά οι χρόνοι θερμής και ψυχρής εκκίνησης μιας λιγνιτικής μονάδας 300MW.

Εκκίνηση	Χρόνος κράτησης μονάδας(h)	Ενδεικτικός χρόνος εκκίνησης(h)
Θερμή	>48	10
	24 έως 40	4.5
	6 έως 8	3.5
Ψυχρή	1 έως 2	2
	>48	10

Πίνακας 2.1: Ενδεικτικοί Χρόνοι Θερμής και Ψυχρής Εκκίνησης Λιγνιτικής Μονάδας.

Κατά τη διάρκεια μιας εκκίνησης η ισχύς εξόδου της μονάδας μεταβάλλεται χρονικά όπως παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 2.14: Χρονική Μεταβολή Ισχύος Εξόδου κατά την Εκκίνηση (προσεγγιστική)

Στο Σχήμα 2.14 θεωρούμε ότι η διαδικασία εκκίνησης ξεκινά τη χρονική στιγμή $t=0$, T_1 είναι ο χρόνος συγχρονισμού της μονάδας με το δίκτυο και T_2 είναι ο χρόνος που χρειάζεται η μονάδα για να αποδώσει την ονομαστική της ισχύ, δηλαδή ο χρόνος εκκίνησης. Η γραμμική μεταβολή της ισχύος για $T_1 \leq t \leq T_2$ είναι μια χονδρική προσέγγιση της πραγματικής της μεταβολής ισχύος κατά την εκκίνηση.

Οι σημαντικότεροι παράγοντες που περιορίζουν την ταχύτητα εκκίνησης και φόρτισης θερμικών μονάδων είναι οι εξής [14. Μπακιρτζής, Α. (1998)]:

- I. η θερμική τάση που αναπτύσσεται στα μέταλλα.** Σε κάθε εκκίνηση μιας θερμικής μονάδας από ψυχρή ή και από θερμή κατάσταση, όπως επίσης και σε κάθε μεταβολή του φορτίου της δημιουργούνται θερμοκρασιακές μεταβολές που είναι αισθητές στις επιφάνειες με τις οποίες έρχεται σε επαφή ο ατμός. Κατά τη θέρμανση ενός τοιχώματος, όσο αυξάνει η θερμοκρασία της θερμενόμενης εσωτερικής επιφάνειας, ενώ ταυτόχρονα παραμένει χαμηλή η θερμοκρασία της εξωτερικής επιφάνειας τόσο το υλικό της θερμαινόμενης επιφάνειας τείνει να διασταλλεί. Η διαστολή όμως εμποδίζεται από το ενδότερο υλικό του τοιχώματος που είναι ακόμα ψυχρότερο, με συνέπεια να δημιουργείται μια θερμική τάση θλίψεως. Ανάλογα με τις συνθήκες εκκίνησης και φόρτισης της μονάδας ενδέχεται να εμφανιστούν μεγάλες διαφορές στις θερμοκρασίες των κελυφών. Αυτό έχει ως άμεση συνέπεια τη δημιουργία επικίνδυνων θερμικών τάσεων, οι οποίες είναι μεγαλύτερες του ορίου ελαστικότητας

του υλικού, οπότε δημιουργείται ορισμένη μόνιμη παραμόρφωση, αλλοίωση και γήρανση.

- II. Η διαφορική διαστολή του στροφείου και του κελύφους.** Με τον όρο αυτό περιγράφεται η διαφορά μεταξύ της διαστολής του στροφείου και του κελύφους του ατμοστροβίλου. Αυτή θεωρείται θετική, όταν η διαστολή του στροφείου είναι μεγαλύτερη από τη διαστολή του κελύφους και αρνητική στην αντίθετη περίπτωση. Κατά τη διάρκεια των εκκινήσεων ενός ατμοστροβίλου από ψυχρή κατάσταση, το στροφείο διαστέλλεται πιο γρήγορα από το κέλυφος. Αντίθετα, το στροφείο συστέλλεται πιο γρήγορα από το κέλυφος όταν ο ατμός που εισέρχεται στο στρόβιλο έχει χαμηλότερη θερμοκρασία από τα μέταλλα αυτού, όπως συμβαίνει σε μια εκκίνηση από θερμή κατάσταση. Όταν παρουσιάζονται μεγάλες διαφορικές διαστολές κατά την αύξηση των στροφών ή τη φόρτιση, ο ρυθμός τους πρέπει να επιβραδύνεται, αλλιώς θα συμβούν τριβές μέσα στο στρόβιλο.
- III. Η παραμόρφωση των μετάλλων των οριζοντίων αρμών των κελυφών** οι οποίες οφείλονται στις διαφορές των θερμοκρασιών που αναπτύσσονται μεταξύ των εξωτερικών και εσωτερικών επιφανειών τους.
- IV. Οι ταλαντώσεις του ατμοστροβίλου κατά την εκκίνησή του.** Για να αποφεύγονται κατά την εκκίνηση οι ταλαντώσεις, η αύξηση της ταχύτητας περιστροφής του στροφείου, γίνεται με ορισμένο ρυθμό. Έτσι παραμένει για λίγο σε ορισμένες τιμές ταχύτητας (π.χ. 500 και 1000 rpm) ώστε να επιτευχθεί η ομοιόμορφη θέρμανση του ατμοστροβίλου.

3 Οικονομική κατανομή φορτίου

3.1 Βελτιστοποίηση συναρτήσεων

Η βελτιστοποίηση είναι ένα πρόβλημα που αντιμετωπίζουμε συχνά στην καθημερινή μας ζωή. Για παράδειγμα, στόχος κάθε εταιρείας είναι να μεγιστοποιήσει τα κέρδη της ή να ελαχιστοποιήσει το κόστος της. Η σκέψη ενός οδηγού σε περιόδους κυκλοφοριακής συμφόρησης είναι να μπορέσει να ακολουθήσει εκείνη τη διαδρομή που θα ελαχιστοποιήσει το χρόνο μετάβασης στο προορισμό του, κ.ο.κ.

Μαθηματικά, το πρόβλημα της βελτιστοποίησης συνίσταται στη μεγιστοποίηση ή ελαχιστοποίηση μιας συνάρτησης $f(x_1, \dots, x_N)$ που ονομάζεται **συνάρτηση στόχου** ή **αντικειμενική συνάρτηση**. Το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης είναι ο καθορισμός του διανύσματος $\mathbf{x}=[x_1, \dots, x_N]$ που αντιστοιχεί στην μέγιστη ή ελάχιστη τιμή της συνάρτησης f .

Μπορεί να έχουμε την απλή μορφή βελτιστοποίησης όπου η συνάρτηση f εμπλέκει μια μεταβλητή ή την πιο περίπλοκη περίπτωση που εμπλέκει περισσότερες μεταβλητές. Οι μεταβλητές x_i μπορεί να είναι ελεύθερες να πάρουν οποιαδήποτε τιμή ή να περιορίζονται σε επιτρεπτές περιοχές, οπότε έχουμε βελτιστοποίηση με ή χωρίς περιορισμούς, αντίστοιχα.

Για την περίπτωση βελτιστοποίησης συνάρτησης μιας μεταβλητής το σημείο x^* ονομάζεται **ολικό ελάχιστο** της συνάρτησης $f(x)$ αν

$$f(x^*) \leq f(x) \quad , \forall x \quad (3.1)$$

Αν η $f(x)$ είναι συνεχής συνάρτηση και έχει συνεχείς πρώτες και δεύτερες παραγώγους για όλα τα x γύρω από το x^* , οι ικανές και αναγκαίες συνθήκες για να είναι το x^* τοπικό ελάχιστο της $f(x)$ είναι:

$$\frac{df(x^*)}{dx} = 0 \quad \text{και} \quad \frac{d^2 f(x^*)}{dx^2} > 0 \quad (3.2)$$

Επιπλέον, τα τοπικά ακρότατα πρέπει να αναζητούνται στα άκρα του διαστήματος βελτιστοποίησης και στα σημεία στα οποία δεν ορίζεται η πρώτη παράγωγος της συνάρτησης.

Ο υπολογισμός του x^* που ελαχιστοποιεί την $f(x)$ μπορεί να γίνει με μια επαναληπτική μέθοδο όπως η μέθοδος Newton:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - \left(\frac{d^2 f(x^k)}{dx^2} \right)^{-1} \frac{df(x^k)}{dx} \quad k = 0, 1, 2, \dots \quad (3.3)$$

Όπου k είναι το βήμα εφαρμογής της μεθόδου.

Στηρίζεται στην ιδέα ότι κινούμαστε κάθε φορά προς την κατεύθυνση που εξασφαλίζει αρνητική κλίση (παράγωγος) της συνάρτησης και άρα ελάττωση της τιμής της. Γι' αυτό το λόγο ονομάζεται και μέθοδος των κλίσεων.

Η αρχική τιμή x^0 για το x επιλέγεται από τον χρήστη. Η σύγκλιση της μεθόδου εξαρτάται από την αρχική επιλογή του x^0 και δεν εγγυάται την εύρεση του ολικού ελαχίστου.

Ως κριτήριο τερματισμού συνήθως λαμβάνεται η σχέση (3.4) που εξασφαλίζει ότι η διαδικασία τερματίζεται όταν σχεδόν μηδενίζεται η πρώτη παράγωγος της f :

$$\left| \frac{df(\mathbf{x}^k)}{dx} \right| < \varepsilon \quad (3.4)$$

Όπου, ε ένας μικρός θετικός αριθμός.

Τα προηγούμενα μπορούν εύκολα να γενικευθούν για την ελαχιστοποίηση συνάρτησης πολλών μεταβλητών, $f(x_1, x_2, \dots, x_N)$. Η πρώτη και η δεύτερη παράγωγος (πίνακας Hess, $H_f(\mathbf{x})$) συνάρτησης πολλών μεταβλητών σχηματίζεται ως εξής:

$$\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) = \left[\frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_1} \quad \dots \quad \frac{\partial f(\mathbf{x})}{\partial x_N} \right] \quad (3.5)$$

$$\text{και } \mathbf{H}_f(\mathbf{x}) = \frac{d^2 f(\mathbf{x})}{d\mathbf{x}^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_N} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \ddots & & \\ \vdots & & & \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_N \partial x_1} & & & \frac{\partial^2 f}{\partial x_N^2} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Το διάνυσμα $\mathbf{x}^* = [x_1^* \dots x_N^*]$ είναι ένα τοπικό ελάχιστο της $f(\mathbf{x})$ όταν:

1. $\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_{N \times 1}$
2. $\mathbf{H}_f(\mathbf{x})$ είναι θετικά ορισμένος πίνακας (για κάθε μη μηδενικό διάνυσμα \mathbf{x} ισχύει $\mathbf{x} \mathbf{H} \mathbf{x}^T > 0$).

Όπου,

$\mathbf{0}_{N \times 1}$ είναι ένα διάνυσμα με N μηδενικά στοιχεία.

Η επίλυση του προβλήματος με τη μέθοδο Newton γίνεται με τον αναδρομικό τύπο:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x} - \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{H}_f(\mathbf{x}^k)^{-1} \quad (3.7)$$

όπου k είναι το βήμα εφαρμογής της μεθόδου και \mathbf{x}^0 το αρχικό διάνυσμα.

Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι να ικανοποιηθεί κάποιο κριτήριο σύγκλισης της μορφής.

$$\left\| \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k) \right\| < \varepsilon \quad (3.8)$$

Όπου, ε ένας μικρός θετικός αριθμός και $\left\| \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}^k) \right\|$ μια νόρμα του διανύσματος.

3.2 Ελαχιστοποίηση με εξισωτικούς περιορισμούς

Ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με εξισωτικό περιορισμό είναι της μορφής:

$$\min f(x_1, x_2, \dots, x_N)$$

με περιορισμούς(μ.π.)

$$\varphi(x_1, x_2, \dots, x_N) = 0 \quad (3.9)$$

Για να λύσουμε το πρόβλημα ελαχιστοποίησης με έναν εξισωτικό περιορισμό σχηματίζουμε τη συνάρτηση LaGrange προσθέτοντας στη συνάρτηση στόχου f τον περιορισμό φ , αφού πρώτα τον πολλαπλασιάσουμε με ένα συντελεστή LaGrange λ :

$$L(x_1, \dots, x_N, \lambda) = f(x_1, \dots, x_N) + \lambda \cdot \varphi(x_1, \dots, x_N) \quad (3.10)$$

Το ελάχιστο της συνάρτησης $(N+1)$ μεταβλητών, $L(x_1, \dots, x_N, \lambda)$, χωρίς περιορισμούς δίνει τη βέλτιστη λύση (x_1^*, \dots, x_N^*) του προβλήματος ελαχιστοποίησης με εξισωτικό περιορισμό. Αν υποθέσουμε ότι οι συναρτήσεις f και φ είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες, οι αναγκαίες συνθήκες ελαχίστου πρώτης τάξης είναι:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = 0 \quad i=1, \dots, N$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (3.11)$$

Αυτές οι συνθήκες δίνουν αντίστοιχα:

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} + \lambda \cdot \frac{\partial \phi}{\partial x_i} = 0 \quad i=1, \dots, N$$

$$\varphi(x_1, \dots, x_N) = 0 \quad (3.12)$$

Πολλοί εξισωτικοί περιορισμοί

$$L(x_1, \dots, x_N, \lambda_1, \dots, \lambda_M) = f(x_1, \dots, x_N) + \lambda_1 \varphi_1(x_1, \dots, x_N) + \dots + \lambda_M \varphi_M(x_1, \dots, x_N) \quad (3.13)$$

Αν οι συναρτήσεις f και φ είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες οι αναγκαίες συνθήκες για τη χωρίς περιορισμούς ελαχιστοποίηση της συνάρτησης είναι:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = 0 \quad i=1, \dots, N \quad \text{και} \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} = 0 \quad j=1, \dots, M \quad (3.14)$$

Οι (3.14) καταλήγουν στις:

$$\frac{\partial(x_1, \dots, x_N)}{\partial x_j} + \sum_{j=1}^M \lambda_j \frac{\partial(x_1, \dots, x_N)}{\partial x_1} = 0 \quad i=1, \dots, N \quad (3.15)$$

$$\varphi_j(x_1, \dots, x_N) = 0 \quad j=1, \dots, M$$

Προβλήματα ελαχιστοποίησης συνάρτησης πολλών μεταβλητών με πολλούς εξισωτικούς περιορισμούς είναι της ακόλουθης μορφής,

$$\min f(\mathbf{x})$$

$$\mu.π. \quad \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_M^T \quad (3.16)$$

όπου $\mathbf{x} = [x_1, \dots, x_N]$ ένα N -διάστατο διάνυσμα-σειρά, $\boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) = [\varphi_1(\mathbf{x}) \dots \varphi_M(\mathbf{x})]^T$ μια διανυσματική (στήλη) M -διάστατη συνάρτηση του N -διάστατου διανύσματος \mathbf{x} και $\mathbf{0}_M^T$ το M -διάστατο μηδενικό διάνυσμα-στήλη.

Για προβλήματα ελαχιστοποίησης συνάρτησης πολλών μεταβλητών με πολλούς εξισωτικούς περιορισμούς της μορφής (3.16) εισάγεται ένας πολλαπλασιαστής LaGrange για κάθε περιορισμό και σχηματίζεται η συνάρτηση LaGrange:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda} \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) \quad (3.17)$$

Οι αναγκαίες συνθήκες βέλτιστου είναι:

$$\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) + \lambda \nabla_{\mathbf{x}} \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_N$$

$$\boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}_M^T$$

$$\nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \dots \frac{\partial f}{\partial x_N} \right)$$

$$\nabla_{\mathbf{x}} \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \phi_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \phi_1}{\partial x_N} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial \phi_M}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \phi_M}{\partial x_N} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Οι σχέσεις αυτές είναι ικανές και αναγκαίες συνθήκες για τον εντοπισμό ενός σαμαροειδούς σημείου της συνάρτησης Lagrange $L(\mathbf{x}, \lambda)$, δηλαδή ενός σημείου στο οποίο η $L(\mathbf{x}, \lambda)$ παίρνει την ελάχιστη τιμή της ως προς και τη μέγιστη τιμή της ως προς λ .

Αν f είναι το κόστος μιας διαδικασίας για την παραγωγή μιας συγκεκριμένης ποσότητας ενός αγαθού c , ο πολλαπλασιαστής LaGrange, λ που προκύπτει από τη λύση του προβλήματος ελαχιστοποίησης εκφράζει την αύξηση του κόστους λειτουργίας στο βέλτιστο σημείο λειτουργίας για αύξηση της ποσότητας dc του αγαθού,:

$$\lambda = \frac{df(x_1^*, \dots, x_N^*)}{dc} \quad (3.19)$$

όπου x_1^*, \dots, x_N^* είναι η βέλτιστη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

3.3 Ελαχιστοποίηση με ανισοτικούς περιορισμούς

Προβλήματα βελτιστοποίησης με ανισοτικούς περιορισμούς είναι της μορφής,

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{x}) \\ \mu.π. \quad & \varphi_i(\mathbf{x}) = 0 && i=1, \dots, N_\varphi \\ & \omega_j(\mathbf{x}) \leq 0 && j=1, \dots, N_\omega \\ & \mathbf{x}=[x_1 \dots x_N] \end{aligned} \quad (3.20)$$

Σε αυτή την περίπτωση σχηματίζουμε τη συνάρτηση Lagrange, εισάγοντας έναν πολλαπλασιαστή, λ_i , για κάθε εξισωτικό περιορισμό και έναν πολλαπλασιαστή, $\mu_j \geq 0$, για κάθε ανισωτικό περιορισμό, όπως φαίνεται ακολούθως.

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^{N_\phi} \lambda_i \phi_i(\mathbf{x}) + \sum_{j=1}^{N_\omega} \mu_j \omega_j(\mathbf{x}) \quad (3.21)$$

Οι αναγκαίες συνθήκες για τη βέλτιστη λύση $\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*$ είναι οι παρακάτω συνθήκες Kuhn-Tucker:

1. $\frac{\partial L}{\partial x_k}(\mathbf{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*, \boldsymbol{\mu}^*) = 0 \quad k=1, \dots, N$
2. $\phi_i(\mathbf{x}^*) = 0 \quad i=1, \dots, N_\phi$
3. $\omega_j(\mathbf{x}^*) \leq 0 \quad j=1, \dots, N_\omega$
4.
$$\begin{cases} \mu_i \cdot \omega_j(\mathbf{x}^*) = 0 \\ \mu_i^* \geq 0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Οι πρώτες συνθήκες δηλώνουν ότι η κλίση της συνάρτησης Lagrange ως προς τις αρχικές μεταβλητές, \mathbf{x} , του προβλήματος πρέπει να είναι μηδέν. Οι ακόλουθες σχετίζονται με τους περιορισμούς του προβλήματος ελαχιστοποίησης. Συγκεκριμένα, η συνθήκη 4 επιβάλλει ένα τουλάχιστον από τα μ_i^* και $\omega_i(\mathbf{x}^*)$ να είναι μηδέν στη βέλτιστη λύση.

Αν στη βέλτιστη λύση, \mathbf{x}^* , ο περιορισμός $\omega_i(\mathbf{x}) \leq 0$, ικανοποιείται οριακά ως ισότητα, $\omega_i(\mathbf{x}^*) = 0$ (δεσμευτικός περιορισμός), τότε $\mu_i^* \geq 0$. Αντίθετα αν στη βέλτιστη λύση ο περιορισμός $\omega_i(\mathbf{x}) \leq 0$ ικανοποιείται ως καθαρή ανισότητα (μη δεσμευτικός), τότε $\mu_i^* = 0$.

Οι εν λόγω συνθήκες εκφράζουν τη **συμπληρωματική απόκλιση** (complementary slackness) που υπάρχει μεταξύ των ανισωτικών περιορισμών και των πολλαπλασιαστών μ_i .

Έστω ότι έχουμε να λύσουμε το εξής πρόβλημα βελτιστοποίησης

$$\min f(\mathbf{x})$$

$$\text{μ.π. } g_i(\mathbf{x}) \leq b_i \quad i = 1, \dots, N_\omega \quad (3.23)$$

Οι ανισωτικοί περιορισμοί μπορούν να πάρουν τη ακόλουθη μορφή ώστε να είναι συμβατοί με το πρόβλημα (3.23).

$$\omega_i(\mathbf{x}) = g_i(\mathbf{x}) - b_i \leq 0 \quad (3.24)$$

Η συνάρτηση LaGrange σχηματίζεται ως εξής:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^{N\omega} \mu_i [g_i(\mathbf{x}) - b_i] \quad (3.25)$$

Έστω \mathbf{x}^* , $\boldsymbol{\mu}^*$ η βέλτιστη λύση του προβλήματος. Αποδεικνύεται ότι:

$$\mu_i = -\frac{\partial f(\mathbf{x}^*)}{\partial b_i} \approx -\frac{\Delta f(\mathbf{x}^*)}{\Delta b_i} \quad (3.26)$$

Δηλαδή η βέλτιστη τιμή του πολλαπλασιαστή μ_i^* μας δίνει τη μείωση που επιτυγχάνεται στο ελάχιστο κόστος από τη μοναδιαία χαλάρωση του περιορισμού από $g_i(\mathbf{x}) \leq b_i$ σε $g_i(\mathbf{x}) \leq b_i + \Delta b_i$ ($\Delta b_i = 1$ μονάδα), δηλαδή από τη μοναδιαία αύξηση της διαθέσιμης ποσότητας του πόρου i . Επειδή η αύξηση της χρήσης του πόρου i μας δίνει τη δυνατότητα να μειώσουμε το βέλτιστο κόστος, ο πολλαπλασιαστής μ_i^* μπορεί να ερμηνευθεί σαν **μοναδιαία ή οριακή αξία** (margin value) του πόρου i . Ονομάζεται και **σκιάδης τιμή** (shadow price) του πόρου i .

Αν στο βέλτιστο σημείο \mathbf{x}^* , $\boldsymbol{\mu}^*$ ο περιορισμός $g_i(\mathbf{x}) \leq 0$ είναι δεσμευτικός, τότε $\mu_i^* \geq 0$ οπότε περιμένουμε ελάττωση του βέλτιστου κόστους από τη χαλάρωση των δεσμευτικών περιορισμών. Αν στο βέλτιστο σημείο ο περιορισμός $g_i(\mathbf{x}) \leq 0$ δεν είναι δεσμευτικός, τότε $\mu_i^* = 0$ και δεν αναμένεται ελάττωση του βέλτιστου κόστους από τη χαλάρωση των μη δεσμευτικών περιορισμών.

3.4 Πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου

Έστω ότι μία εταιρεία παραγωγής διαθέτει N μονάδες για την εξυπηρέτηση φορτίου L . Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου απαντά στο ερώτημα πως η εταιρεία να κατανείμει το φορτίο στους σταθμούς ώστε να παραχθεί η απαιτούμενη ενέργεια με το ελάχιστο κόστος.

Είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με περιορισμούς. Στην απλούστερη μορφή του προβλήματος ελαχιστοποιείται το κόστος λειτουργίας, υπό τον περιορισμό η συνολική παραγωγή από τις θερμικές μονάδες να ισούται με τη ζήτηση φορτίου από τους καταναλωτές. Δηλαδή,

$$\min_{P_i} \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.27)$$

$$\text{μ.π.} \quad \sum_{i=1}^N P_i = L \quad (3.28)$$

Όπου,

P_i , είναι η παραγωγή ισχύος της μονάδας i

$F_i(P_i)$, είναι το κόστος παραγωγής από τη μονάδα i για ισχύ λειτουργίας P_i

Επίσης, $F_i(P) = a_i + b_i \cdot P + c_i \cdot P^2$, με a_i, b_i, c_i οι συντελεστές κόστους κάθε μονάδας i . (3.29)

Ένας τρόπος επίλυσης του παραπάνω προβλήματος είναι με τη χρήση της μεθόδου **LaGrange**. Συνδυάζεται η αντικειμενική συνάρτηση και ο εξισωτικός περιορισμός ως ακολούθως:

$$L(P_1, P_2, \dots, P_N, \lambda) = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \cdot \left[L - \sum_{i=1}^N P_i \right] \quad (3.30)$$

Οι απαραίτητες συνθήκες βέλτιστου για τη συνάρτηση **LaGrange** είναι ο μηδενισμός των μερικών παραγώγων ως προς τις $N+1$ ανεξάρτητες μεταβλητές P_1, \dots, P_N και λ . Η μερική παράγωγος ως προς τον *πολλαπλασιαστή LaGrange* δίνει τον εξισωτικό προορισμό (3.28) και οι μερικές παραγώγοι ως προς τις ισχύεις εξόδου των μονάδων δίνουν:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \quad \text{ή}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, N \quad (3.31)$$

Η σχέση (3.31) μας δείχνει ότι η απαραίτητη συνθήκη για την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας είναι **να λειτουργούν όλες οι θερμικές μονάδες του συστήματος με το ίδιο διαφορικό κόστος λειτουργίας (€/MWh), το οποίο ισούται με τον πολλαπλασιαστή LaGrange**. Ο πολλαπλασιαστής *LaGrange*, λ , δίνει την αύξηση του βέλτιστου ωριαίου κόστους λειτουργίας του συστήματος, σε €/h, όταν αυξηθεί το φορτίο του συστήματος κατά 1 MW. Οι εξισώσεις (3.31) ονομάζονται **εξισώσεις συνεργασίας** (coordination equations). Οι εξισώσεις συνεργασίας (3.31) μαζί με την **εξίσωση διατήρησης ισχύος** (power balance equation) (3.28) χρησιμοποιούνται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου.

Τέλος πρέπει να αναφερθεί ότι στην πράξη πρέπει να ληφθούν υπόψη και οι περιορισμοί λόγω των τεχνικών ορίων των μονάδων. Στη παρούσα εργασία έχει εισαχθεί και ένας επιπλέον περιορισμός σχετικά με το ρυθμό εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου. Σε αυτήν την

περίπτωση το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής ανάγεται στο ακόλουθο πρόβλημα βελτιστοποίησης:

$$\min_{P_i} \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.32)$$

μ.π.

$$\sum_{i=1}^N P_i = L \quad (3.33)$$

$$P_i \leq P_{i,max}, \quad \forall i \quad (3.34)$$

$$P_i \geq P_{i,min}, \quad \forall i \quad (3.35)$$

$$\sum_{i=1}^N a_i' P_i^2 + b_i' P_i + c_i' \leq GHG_{limit} \quad (3.36)$$

Όπου,

$F_i(P_i)$ $F_i(P) = a_i + b_i \cdot P + c_i \cdot P^2$ το κόστος παραγωγής από τη μονάδα i για ισχύ λειτουργίας P_i

L φορτίο προς εξυπηρέτηση

$P_{i,max}$ τεχνικό μέγιστο παραγωγής ισχύος μονάδος i

$P_{i,min}$ τεχνικό ελάχιστο παραγωγής ισχύος μονάδος i

a_i', b_i', c_i' συντελεστές αντίστοιχοι αυτών της $F_i(P_i)$ για τον υπολογισμό του εκπεμπόμενου CO_2 ανά ώρα για την μονάδα i

GHG_{limit} όριο εκπεμπόμενων ρύπων ($kgCO_2/h$)

Ο περιορισμός (3.36) λαμβάνεται υπόψη κατά την επίλυση εισάγοντας ένα πέναλτι στον υπολογισμό του συνολικού κόστους και η (3.27) διαμορφώνεται ως εξής:

$$\min (1 + p) \cdot \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.37)$$

Όπου,

$$p = \begin{cases} 0, & \sum_{i=1}^N a_i' P_i^2 + b_i' P_i + c_i' \leq GHG_{limit} \\ \text{penalty} \cdot \frac{\left(\sum_{i=1}^N a_i' P_i^2 + b_i' P_i + c_i' - GHG_{limit} \right)}{GHG_{limit}}, & \sum_{i=1}^N a_i' P_i^2 + b_i' P_i + c_i' > GHG_{limit} \end{cases}$$

3.5 Επίλυση επαυξημένου προβλήματος - Αλγόριθμος επαναλήψεων λάμδα, λ

Μπορούμε να επιλύσουμε το νέο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μέσω H/Y, χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο επαναλήψεων λάμδα [14. Μπακιρτζής, Α. (1998)]. Ο αλγόριθμος παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.1.

Με δεδομένο το λ ο υπολογισμός των P_i γίνεται από την επίλυση της εξίσωσης (3.31). Τα διαφορικά κόστη των μονάδων αποθηκεύονται στον H/Y είτε ως συντελεστές γνωστών πολυωνυμικών συναρτήσεων είτε σημείο προς σημείο υπό μορφή τμηματικά γραμμικών ή τμηματικά σταθερών συναρτήσεων. Για να ικανοποιούνται τα λειτουργικά όρια των μονάδων, αν από την επίλυση της εξίσωσης προκύψει $P_i > P_{i,max}$ ($P_i < P_{i,min}$) τότε τίθεται $P_i = P_{i,max}$ ($P_i = P_{i,min}$).

Οι επαναλήψεις σταματούν όταν η εξίσωση διατήρησης ισχύος,

$$\Phi(P_1, \dots, P_N) = L - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \text{ ικανοποιείται μέσα στα όρια κάποιας ανοχής } \varepsilon \text{ (π.χ. } \varepsilon = 0,1$$

MW). Σε αυτή την περίπτωση εκτυπώνονται τα αποτελέσματα που είναι οι ισχείς εξόδου όλων των μονάδων καθώς επίσης και ο πολλαπλασιαστής Lagrange, λ, που είναι το κοινό διαφορικό κόστος λειτουργίας (€/MWh) όλων των μονάδων που λειτουργούν αυστηρά μεταξύ των ορίων λειτουργίας τους. Το λ εκφράζει το κόστος παραγωγής μιας πρόσθετης MWh από το σύστημα.

Εφόσον δεν ικανοποιείται η εξίσωση διατήρησης ισχύος επιλέγεται νέα τιμή για το λ και οι επαναλήψεις συνεχίζονται μέχρι να συγκλίνει ο αλγόριθμος ή μέχρι να εκτελεστεί ένας μεγάλος αριθμός επαναλήψεων χωρίς να επιτευχθεί σύγκλιση. Η επιλογή της νέας τιμής του λ γίνεται κατά την πρώτη επανάληψη ($k=1$) με αύξηση ή μείωση κατά π.χ. 10%, ανάλογα με

το αν $L > \sum_{i=1}^N P_i$ ή $L < \sum_{i=1}^N P_i$. Κατά τις επόμενες επαναλήψεις, ($k=2, \dots$), χρησιμοποιείται η μέθοδος των προβολών, που προέρχεται, με προσέγγιση της παραγώγου, από την επαναληπτική μέθοδο επίλυσης μη γραμμικών εξισώσεων Newton – Raphson:

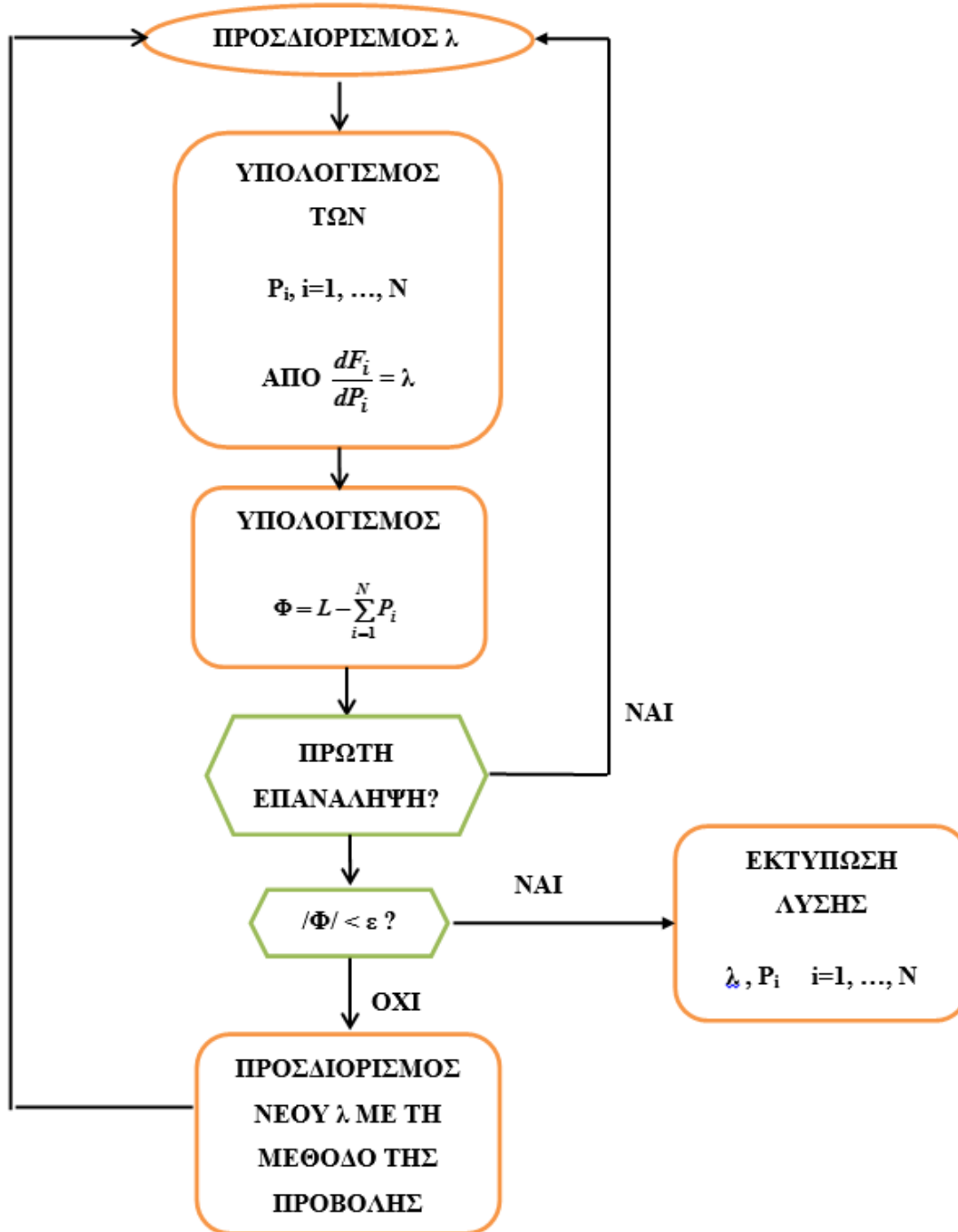
$$\lambda^{k+1} = \lambda^k - \frac{\Phi(\lambda^k)}{\Phi'(\lambda^k)} = \lambda^k - \frac{\Phi(\lambda^k)}{\frac{\Phi(\lambda^k) - \Phi(\lambda^{k-1})}{\lambda^k - \lambda^{k-1}}}$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k - \frac{\lambda^k - \lambda^{k-1}}{\Phi(\lambda^k) - \Phi(\lambda^{k-1})} \cdot \Phi(\lambda^k) \quad \kappa = 1, 2, \dots \quad (3.37)$$

Για τον προσδιορισμό της τιμής του λ που ικανοποιεί τις εξισώσεις συνεργασίας και τις εξισώσεις διατήρησης ισχύος, μπορεί επίσης να εφαρμοστεί και η μέθοδος της δυαδικής αναζήτησης αρχίζοντας από τις αρχικές τιμές

$$\lambda_{\min} = \min_i \left\{ \frac{dF_i(P_{i,\min})}{dP_i} \right\} \quad \text{και} \quad \lambda_{\max} = \max_i \left\{ \frac{dF_i(P_{i,\max})}{dP_i} \right\} \quad (3.38)$$

Εφόσον ισχύει $\sum_i P_{i,\min} \leq L \leq \sum_i P_{i,\max}$ θα έχουμε $\Phi(\lambda_{\min}) \geq 0$ και $\Phi(\lambda_{\max}) \leq 0$.



Σχήμα 3.1: Αλγόριθμος Επαναλήψεων Λάμδα [14. Μπακιρτζής, Α. (1998)]

4 Βέλτιστη ένταξη θερμικών σταθμών παραγωγής (Unit Commitment)

4.1. Περιγραφή του προβλήματος

Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια δεν είναι σταθερή, αλλά μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης κάποιες μονάδες δεν χρειάζεται να λειτουργούν γιατί κάτι τέτοιο θα ήταν ασύμφορο οικονομικά. Επομένως η μεταβολή του φορτίου επιβάλλει μεταβολή του αριθμού των μονάδων που παρέχουν ισχύ στο δίκτυο ώστε να εξασφαλίζεται η οικονομική λειτουργία του. Άρα είναι αναγκαίο να καταρτιστεί ένα πρόγραμμα ένταξης / κράτησης των μονάδων παραγωγής για το χρονικό διάστημα που εξετάζουμε κάθε φορά, με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού λειτουργικού κόστους.

Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με θερμοηλεκτρικές μονάδες για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης μονάδων (Unit Commitment) τα βασικά δεδομένα εισόδου είναι το φορτίο του συστήματος για μια δεδομένη χρονική περίοδο, T ωρών, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των N_g διαθέσιμων μονάδων παραγωγής και τυχόν λειτουργικοί περιορισμοί. Κατά την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων, υπολογίζεται και μια πρόβλεψη της βέλτιστης ωριαίας εξόδου των θερμικών μονάδων. Η διάρκεια της χρονικής περιόδου προγραμματισμού είναι συνήθως $T=24$ h (ένταξη μονάδων για την επόμενη μέρα) ή $T=168$ h (εβδομαδιαία ένταξη μονάδων). Καθώς η κατάρτιση του προγράμματος ένταξης μονάδων για την επόμενη μέρα βασίζεται στην πρόβλεψη του φορτίου του συστήματος, σφάλματα στην πρόβλεψη φορτίου μπορεί να οδηγήσουν σ' ένα μη οικονομικά βέλτιστο πρόγραμμα.

4.2. Περιορισμοί του προβλήματος

Κατά την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων πρέπει να ικανοποιούνται ορισμένοι σημαντικοί περιορισμοί.

1. Στρεφόμενη εφεδρεία συστήματος

Η στρεφόμενη εφεδρεία (Spinning Reserve) του συστήματος σε μια χρονική στιγμή υπολογίζεται αν αφαιρέσουμε από τη συνολική διαθέσιμη ισχύ των συγχρονισμένων στο δίκτυο (στρεφόμενων) μονάδων το φορτίο (συν απώλειες μεταφοράς) που ικανοποιείται τη δεδομένη στιγμή. Πρέπει πάντα να υπάρχει αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα ώστε

η απώλεια μιας μονάδας να μην προκαλέσει μεγάλη πτώση στη συχνότητα και οι υπόλοιπες μονάδες να μπορέσουν να αναπληρώσουν το έλλειμμα παραγωγής.

Συνήθως απαιτείται η στρεφόμενη εφεδρεία να είναι μεγαλύτερη από κάποιο ποσοστό (π.χ. 10%) της προβλεπόμενης αιχμής φορτίου ή να είναι αρκετή για να καλύψει την απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας του δικτύου (κριτήριο N-1). Εκτός της στρεφόμενης εφεδρείας, υπάρχει και η **ψυχρή εφεδρεία**. Αυτή περιλαμβάνει τις γρήγορες μονάδες (ντήζελ, αεριοστρόβιλους, υδροηλεκτρικές και αντλητικές) που μπορούν να συγχρονιστούν και να αποδώσουν πλήρη ισχύ σε σύντομο χρονικό διάστημα.

2. Λειτουργικοί περιορισμοί θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Στους ΑΗΣ επιτρέπονται αργές μόνο αλλαγές ισχύος, λόγω περιορισμού των μηχανικών και θερμικών καταπονήσεων (ρυθμός ανάληψης φορτίου). Το πρόβλημα αυτό εξομαλύνεται στην περίπτωση ατμοηλεκτρικών και πετρελαϊκών σταθμών. Γενικά, κατά τον προγραμματισμό της ένταξης θερμοηλεκτρικών σταθμών πρέπει να ικανοποιούνται περιορισμοί όπως:

- **Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας** (Minimum Up Time): Από τη στιγμή που εντάσσεται μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν αποσυνδεθεί η μονάδα από το δίκτυο.
- **Ελάχιστος χρόνος κράτησης** (Minimum Down Time): Από τη στιγμή που θα αποσυνδεθεί μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν ξανασυνδεθεί η μονάδα στο δίκτυο.
- **Κόστος εκκίνησης** Κατά τη διαδικασία της εκκίνησης μιας θερμικής μονάδας (Βλ. Κεφ.2), πρέπει να δαπανηθεί κάποια επιπλέον ενέργεια. Το κόστος αυτής της ενέργειας ονομάζεται **κόστος εκκίνησης** (start up cost). Το κόστος εκκίνησης είναι συνάρτηση του προηγούμενου χρόνου κράτησης. Η ανώτατη τιμή του ονομάζεται κόστος **ψυχρής εκκίνησης**. Αντίστοιχα κατά τη διαδικασία κράτησης χρειάζεται να δαπανηθεί ενέργεια για την σταδιακή μείωση της εξόδου της και την αποφυγή απότομων θερμοκρασιακών μεταβολών, οπότε έχουμε και το αντίστοιχο **κόστος κράτησης** της μονάδας (shut – down cost).
- **Περιορισμοί προσωπικού** (Crew Constraints): Ο περιορισμός αναφέρεται στην περίπτωση που σε ένα σταθμό υπάρχουν δύο ή περισσότερες μονάδες που δεν μπορούν να συνδεθούν συγχρόνως στο δίκτυο λόγω περιορισμένου προσωπικού.
- **Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων** (Must run). Για λόγους ασφαλής και ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος ορισμένες μονάδες πρέπει να λειτουργούν υποχρεωτικά για κάποια χρονικά διαστήματα ανεξάρτητα αν είναι οι πιο οικονομικές. Τυπικοί λειτουργικοί λόγοι που επιβάλλουν την υποχρεωτική λειτουργία μονάδων είναι η στήριξη της τάσης του

δικτύου, η ευστάθεια του συστήματος, η περιορισμένη ικανότητα του συστήματος μεταφοράς, η χρήση του ατμού της μονάδας για τηλεθέρμανση κτλ.

3. Άλλοι περιορισμοί

- **Περιορισμοί καυσίμου.** Σε ορισμένες περιπτώσεις η ικανότητα του σταθμού παραγωγής περιορίζεται από το ρυθμό τροφοδοσίας του με καύσιμα και τη διαθεσιμότητα αυτών. 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.
- **Περιβαλλοντικοί περιορισμοί.** Η συμμόρφωση των θερμικών σταθμών με τους περιβαλλοντικούς κανονισμούς πιθανόν να επηρεάζουν τη δυνατότητα βέλτιστης οικονομικά λειτουργίας τους. Άλλοτε περιορίζεται ο ρυθμός εκπομπής ρύπων, μειώνοντας έτσι τη μέγιστη παραγωγή της μονάδας και άλλες φορές η συνολική ποσότητα ενός ρύπου που απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα κατά διάρκεια ενός χρονικού διαστήματος.

4.3. Μαθηματική μοντελοποίηση λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς

Λαμβάνοντας υπόψη τους ανωτέρω περιορισμούς και στόχους του προβλήματος παρατίθεται ακολούθως η μαθηματική μοντελοποίηση του. Το παρακάτω μαθηματικό μοντέλο βελτιστοποίησης προέκυψε με κατάλληλη προσαρμογή αντίστοιχου μοντέλου βέλτιστης ένταξης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σε πλοία με ηλεκτροπρόωση. [1. Κανέλλος,Φ. 2014]

$$\min \quad TC = \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (St_{ij} \cdot Fuel_Cost_i \cdot FC_i(P_{ij}) \cdot \Delta T_j + SC_{ij}) \quad (4.1)$$

$$\text{με} \quad i = 1, \dots, N_g, \quad j = 1, \dots, T$$

μ.π.

➤ Ισοζύγιο ισχύος

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{ij} = L_j \quad \forall j \quad (4.2)$$

➤ Τεχνικό μέγιστο και ελάχιστο παραγωγής θερμικών μονάδων

$$P_{i,\min} < P_{ij} < P_{i,\max} \quad \forall i, j \quad (4.3)$$

➤ Ρυθμός ανάληψης φορτίου

$$\frac{|P_{i,j} - P_{i,j-1}|}{\Delta T_j} \leq Rc_{i,\max} \quad \forall i, j \quad (4.4)$$

➤ Όριο εκπομπής ρύπων CO₂

$$\sum_{i=1}^{N_g} c_i \cdot P_{ij} \cdot FC_i(P_{ij}) \cdot \Delta T_j \leq GHG_{\lim it} \quad \forall j \quad (4.5)$$

➤ Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας θερμικής μονάδας

$$t_{\rightarrow OFF,i} - t_{\rightarrow ON,i} \geq T_{ON_min,i} \quad \forall i \quad (4.6)$$

➤ Ελάχιστος χρόνος κράτησης θερμικής μονάδας

$$t_{\rightarrow ON,i} - t_{\rightarrow OFF,i} \geq T_{OFF_min,i} \quad \forall i \quad (4.7)$$

➤ Εφεδρεία για την αποφυγή blackout

$$\sum_{i=1}^{N_g} St_{ij} \cdot P_{i,\max} - L_j \geq \max\{P_{i,\max}\} \quad \forall j \quad (4.8)$$

Όπου,

c	συντελεστής μετατροπής καυσίμου σε εκπομπές CO ₂ (grCO ₂ /grFuel)
$FC_i(P_{ij})$	κατανάλωση καυσίμου της μονάδας i στο χρονικό διάστημα j όταν παράγει ισχύ P_{ij} .
$Fuel_Cost_i$	το κόστος καυσίμου της μονάδας i ανά μονάδα μέτρησης του (m.u./kgFuel).
$i = 1, \dots, N_g$	δείκτης για τις θερμικές μονάδες

$j = 1, \dots, T$	δείκτης για τα χρονικά διαστήματα
L_j	ηλεκτρικό φορτίο κατά την j ώρα
$m.u.$	νομισματική μονάδα
min, max	δείκτης δήλωσης ελαχίστου και μεγίστου
N	αριθμός καταστάσεων στο πλέγμα του $\Delta\Pi$
N_g	αριθμός θερμικών μονάδων
P_{ij}	παραγωγή (MW) της μονάδας i στο χρονικό διάστημα j .
PC_{ij}	κόστος παραγωγής της i κατάστασης κατά τη j ώρα παραγωγής
$RC_{i,max}$	Μέγιστος ρυθμός αλλαγής φορτίου μονάδας i
$SC_{i \rightarrow 0n}$	κόστος εκκίνησης(m.u.) της μονάδας i
$SC_{ij} = \{SC_{i \rightarrow 0n}, 0\}$	κόστος εκκίνησης(m.u.) της μονάδας i στο χρονικό διάστημα j (0 αν η μονάδα δεν εκκινεί).
SFC	Ειδική κατανάλωση καυσίμου (kgFuel/MWh) $SFC_i(P_{ij}) = \frac{FC_i(P_{ij})}{P_{ij}}$
St_{ij}	δείκτης λειτουργίας i ΘΜ κατά τη j ώρα παραγωγής ($St_{ij}=1$, ΘΜ παράγει, $St_{ij}=0$ ΘΜ δεν παράγει).
T	χρονική περίοδος προγραμματισμού
TC	συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος.
$t_{\rightarrow OFF,i}, t_{\rightarrow ON,i}$	Χρονικά σημεία σβέσης, έναυσης της i ΘΜ.
$T_{ON_min,i}$, $T_{OFF_min,i}$	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας και κράτησης i ΘΜ
ΔT_j	το j υποδιάστημα της χρονικής περιόδου προγραμματισμού

4.4. Επίλυση προβλήματος ένταξης μονάδων-Δυναμικός Προγραμματισμός

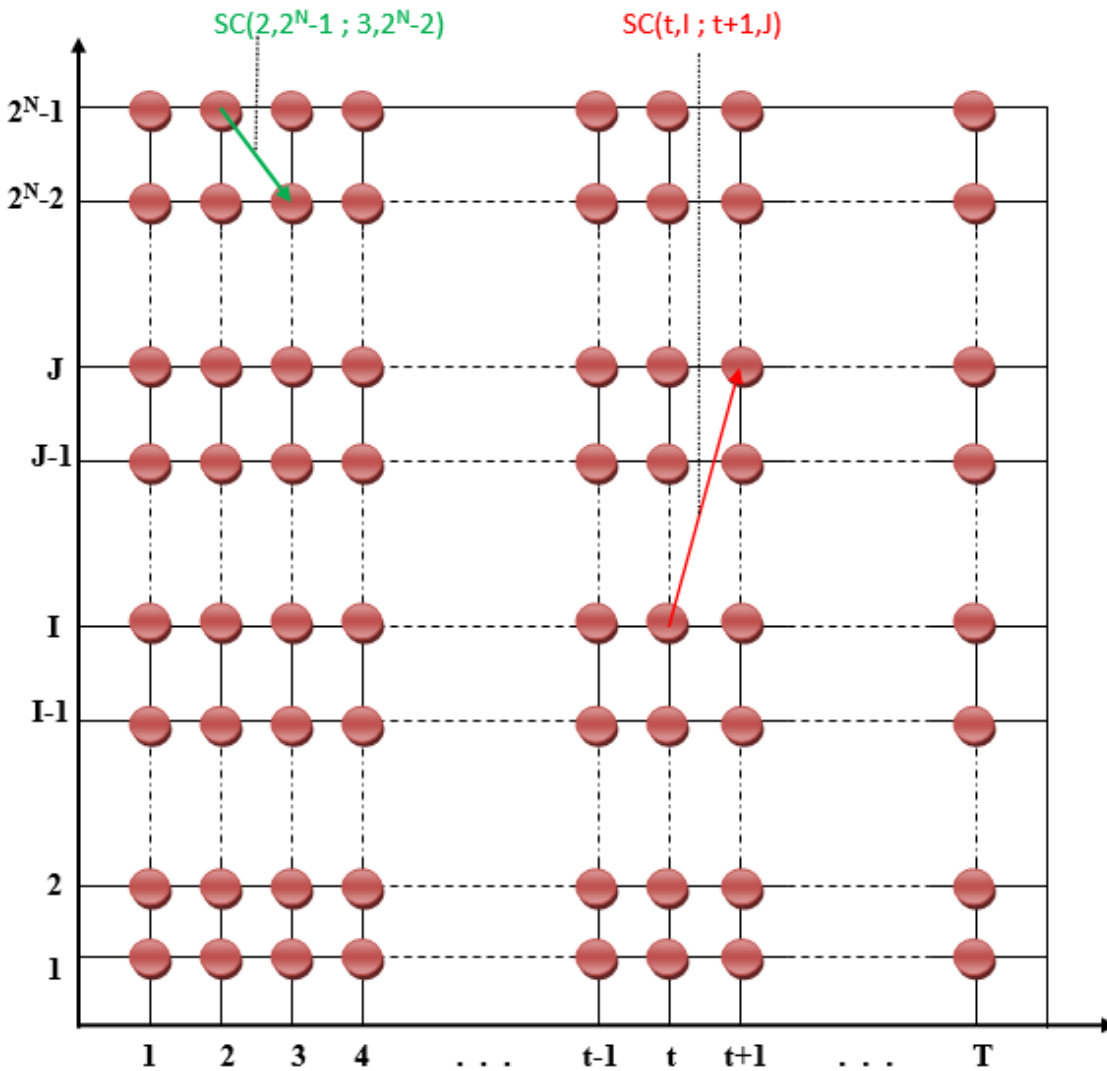
Η ένταξη των μονάδων είναι ένα αρκετά δύσκολο και πολύπλοκο πρόβλημα καθώς ο συνδυασμός των μονάδων που θα λειτουργήσουν κατά τη διάρκεια μιας ώρας δεν μπορεί να υπολογιστεί ανεξάρτητα από το συνδυασμό μονάδων των προηγούμενων και επόμενων ωρών. Επιπλέον οι διάφοροι περιορισμοί του προβλήματος όπως περιγράφηκαν προηγουμένως περιπλέκουν ακόμα πιο πολύ το πρόβλημα.

Για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης N μονάδων για ένα χρονικό διάστημα T ωρών θα πρέπει να εξεταστούν συνολικά $\underbrace{(2^N - 1) \cdot (2^N - 1) \cdot \dots \cdot (2^N - 1)}_{T \text{ φορές}} = (2^N - 1)^T$ διαφορετικοί

συνδυασμοί καταστάσεων μονάδων και ωρών. Για 24ωρο προγραμματισμό ο αριθμός $(2^N - 1)^{24}$ είναι πολύ μεγάλος ακόμη και για μικρές τιμές του N .

Ένας τρόπος για να λυθεί πρόβλημα της ένταξης μονάδων είναι ο **δυναμικός προγραμματισμός (Δ.Π.)**. Ο Δ.Π. είναι μία μέθοδος βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται σε προβλήματα όπου πρέπει να ληφθεί μια ακολουθία διαδοχικών αποφάσεων. Η αρχική ή τελική κατάσταση του συστήματος είναι συνήθως γνωστή και αναζητείται μια ακολουθία αποφάσεων, που αν εφαρμοστεί στην αρχική κατάσταση, δίνει μια ακολουθία καταστάσεων που μεγιστοποιεί (ή ελαχιστοποιεί) κάποιο κριτήριο.

Στη περίπτωση του προβλήματος ένταξης μονάδων το πλέγμα του χώρου κατάστασης του δυναμικού προγραμματισμού φαίνεται στο *Σχήμα 4.1*. Το πλέγμα καθορίζεται από τα στάδια και τις καταστάσεις. **Στάδιο** (άξονας των τετημένων), είναι ο χρόνος στην περίπτωση του προβλήματος που εξετάζουμε ενώ **Καταστάσεις** (άξονας των τεταγμένων) είναι οι διάφοροι συνδυασμοί των μονάδων. Ένα σημείο του πλέγματος ορίζεται από το διατεταγμένο ζεύγος (στάδιο, κατάσταση). Στην πλήρη απαρίθμηση, υπάρχουν $(2^N - 1)$ διαφορετικές καταστάσεις σε κάθε ώρα.



Σχήμα 4.1: Πλέγμα Χώρου Κατάστασης N Μονάδων(πλήρης απαρίθμηση συνδυασμών)

Η αναδρομική σχέση για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος στο σημείο (t, I) είναι:

$$TC(t, I) = \min_{\forall J \in \mathcal{S}} \{PC(t, I) + SC(t-1, J; t, I) + TC(t-1, J)\} \quad (4.9)$$

όπου:

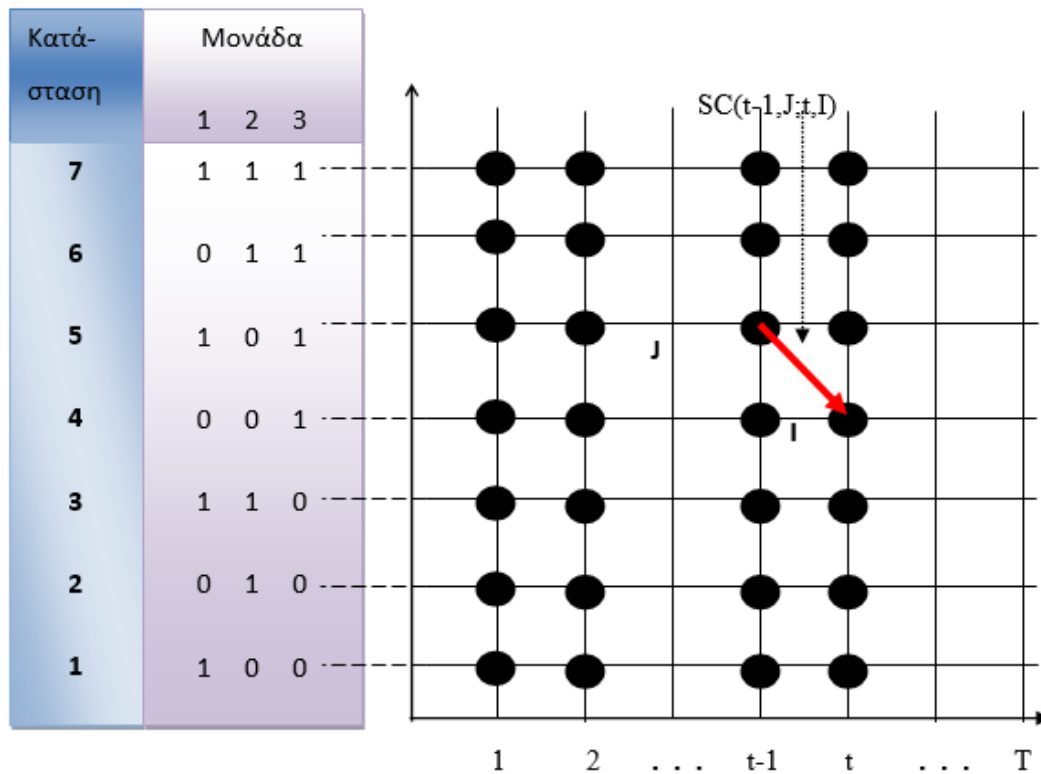
TC (t, I): το ελάχιστο κόστος λειτουργίας τις t πρώτες ώρες λειτουργίας του συστήματος, αν κατά την ώρα t βρισκόμαστε στην κατάσταση I (συνδυασμό μονάδων).

PC (t, I): το ελάχιστο κόστος παραγωγής κατά τη διάρκεια της ώρας t, αν κατά την ώρα t βρισκόμαστε στην κατάσταση I.

SC (t-1, J ; t, I): το κόστος μετάβασης από την κατάσταση (t-1, J) στην κατάσταση (t, I). Το κόστος μετάβασης SC περιλαμβάνει το κόστος εκκίνησης και σβέσης των μονάδων που θα

εκκινήσουν και θα κρατηθούν κατά την μετάβαση από J σε I . Απειρίζεται όταν δεν επιτρέπεται η συγκεκριμένη μετάβαση.

\mathfrak{S} : το σύνολο των δυνατών καταστάσεων στο στάδιο $t-1$

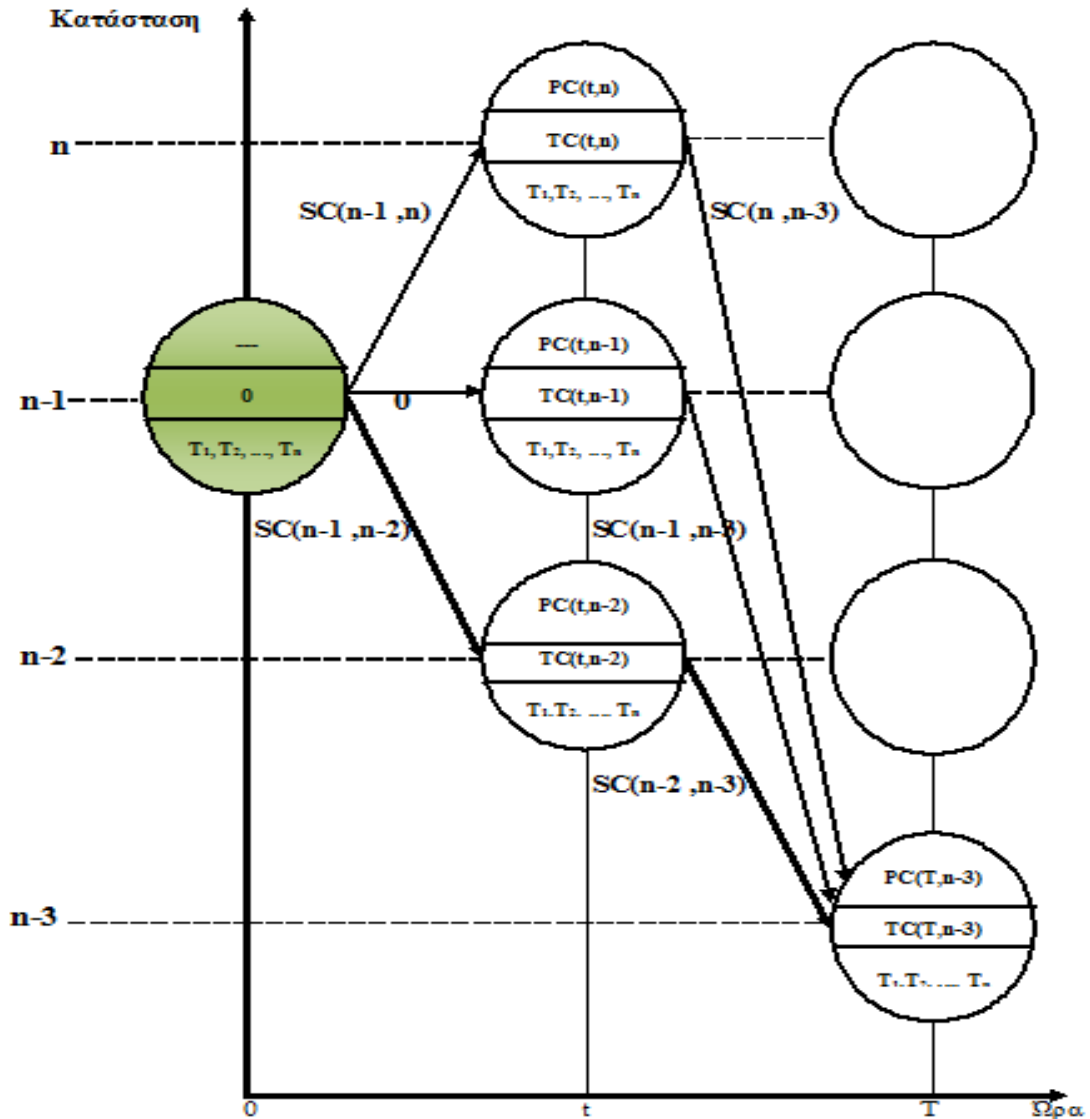


Σχήμα 4.2: Πλέγμα Χώρου Κατάστασης 3 Μονάδων

Κάθε σημείο του πλέγματος μπορεί να συμβολιστεί με έναν κύκλο, ο οποίος περιέχει τρεις σειρές αριθμών. Η **πρώτη σειρά** περιλαμβάνει το κόστος παραγωγής των μονάδων για την κάλυψη του φορτίου στην ώρα t . Η **δεύτερη σειρά** περιλαμβάνει το συνολικό κόστος, $TC(t, I)$, από την πρώτη ώρα μέχρι την ώρα t . Η **τρίτη σειρά** περιλαμβάνει μια σειρά αριθμών (T_1, T_2, \dots, T_n), που αντιστοιχούν στις ώρες συνεχούς λειτουργίας ή κράτησης των μονάδων (<0 για κράτηση). Με βέλη φαίνονται όλες οι πιθανές μεταβάσεις και με έντονη διαγράμμιση αυτά που συνεπάγονται το μικρότερο συνολικό κόστος λειτουργίας σε κάθε σημείο του πλέγματος.

Αφού προσδιοριστούν όλα τα σημεία του πλέγματος που αντιστοιχούν σε δυνατές καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος και τους ανατεθεί η προηγούμενη πληροφορία, ο καθορισμός της βέλτιστης διαδρομής στο πλέγμα γίνεται αρχίζοντας από το τέλος του πλέγματος. Για $t = T$, επιλέγουμε την κατάσταση με το ελάχιστο συνολικό κόστος $TC(T, I)$,

προχωρώντας μέχρι $t = 0$, ακολουθώντας τα έντονα βέλη σχηματίζοντας έτσι τη βέλτιστη διαδρομή.



Σχήμα 4.3:Κόστος και Χρόνοι για τα Σημεία του Πλέγματος

4.5. Τεχνικές μείωσης αριθμού καταστάσεων

Επειδή ο χώρος κατάστασης με πλήρη απαρίθμηση όλων των 2^N-1 δυνατών συνδυασμών των μονάδων είναι πολύ μεγάλος, η επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων με $\Delta.P.$ και πλήρη απαρίθμηση των καταστάσεων δεν είναι εφικτή για προβλήματα με μερικές δεκάδες ή και εκατοντάδες μονάδες προς ένταξη. Για το λόγο αυτό έχουν εφαρμοστεί

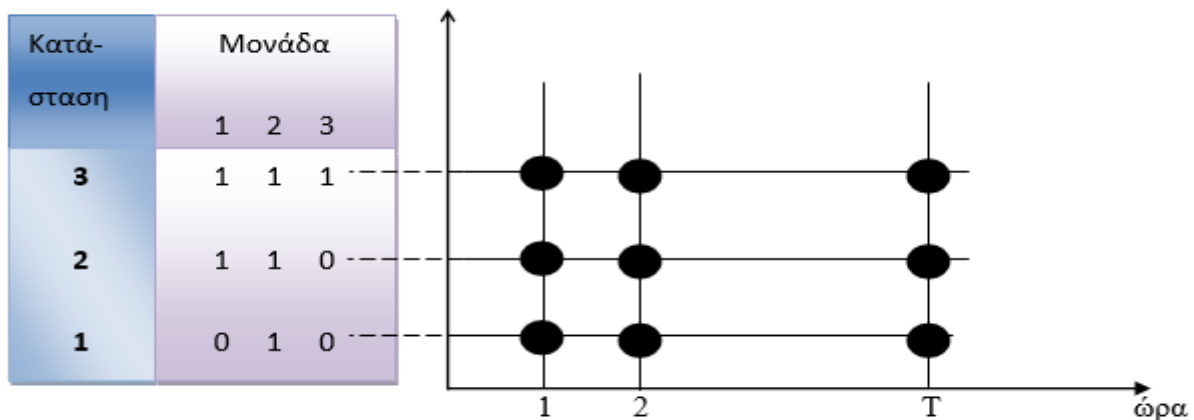
διάφορες τεχνικές που καθιστούν εφικτή τη λύση του προβλήματος σε συστήματα με πολλές γεννήτριες.

Ένταξη των μονάδων με σειρά προτεραιότητας

Γίνεται μια κατάταξη των μονάδων κατά αύξουσα σειρά του ειδικού κόστους λειτουργίας στη μέγιστη έξοδο, $\frac{F(P_{\max})}{P_{\max}}$. Η ένταξη των μονάδων γίνεται σύμφωνα με τη θέση τους στη

σειρά προτεραιότητας. Πρώτες εντάσσονται οι μονάδες με χαμηλό ειδικό κόστος λειτουργίας, δηλαδή οι οικονομικές μονάδες βάσης και τελευταίες εντάσσονται οι μονάδες αιχμής που έχουν υψηλό ειδικό κόστος λειτουργίας. Με αυτό τον τρόπο ο αριθμός των πιθανών καταστάσεων από 2^N-1 μειώνεται σε $N-1$ όπου N ο αριθμός των μονάδων (εξαιρείται ο συνδυασμός που όλες οι μονάδες είναι εκτός λειτουργίας).

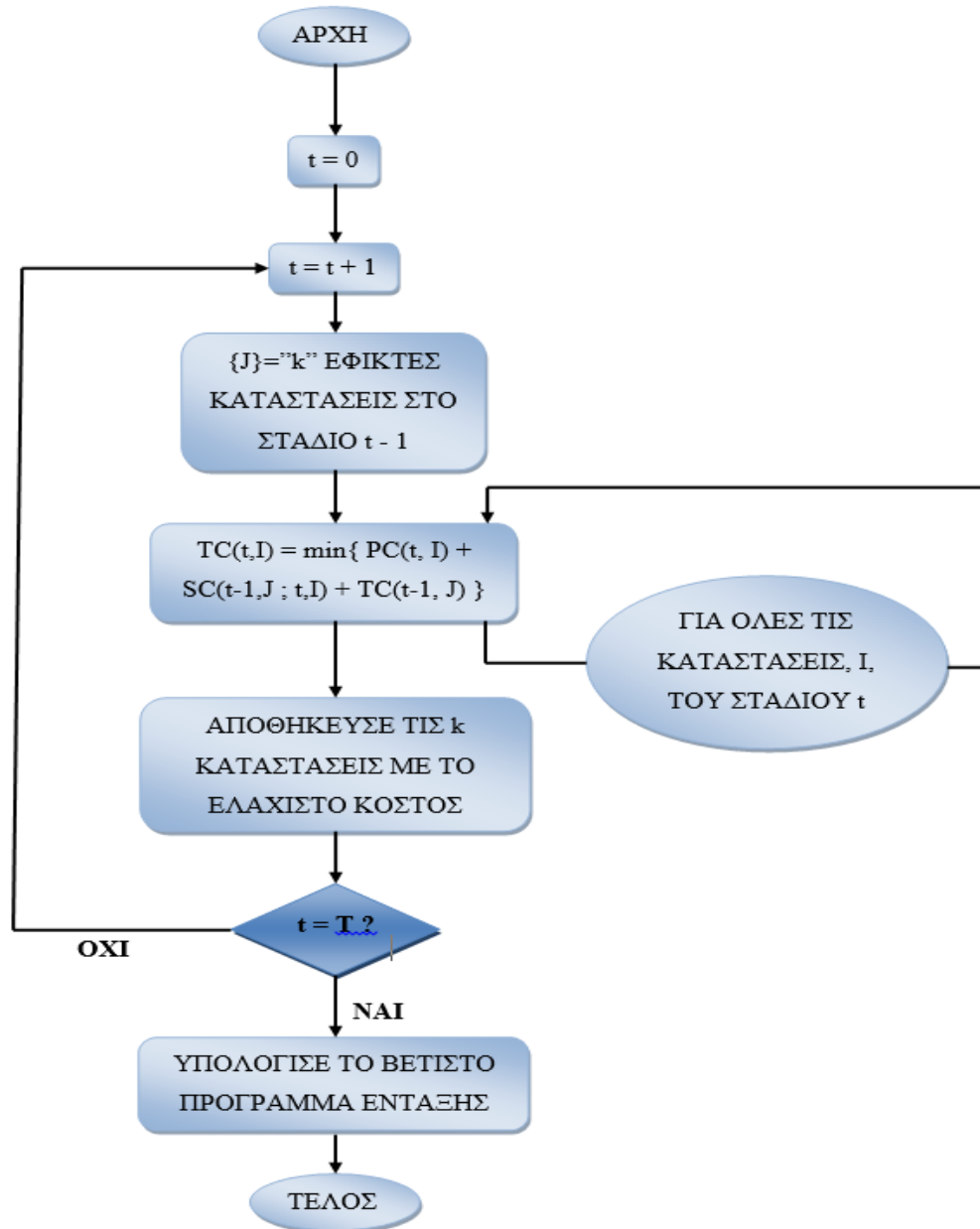
Πρέπει να αναφερθεί ότι η μέθοδος ένταξης των μονάδων με σειρά προτεραιότητας μας δίνει πιο αντιοικονομική λύση από την πλήρη απαρίθμηση, αλλά εξασφαλίζει πολύ μικρότερο υπολογιστικό φορτίο. Το Σχήμα 4.4 δίνει το πλέγμα του Δ.Π. με αριθμό μονάδων παραγωγής $N=3$.



Σχήμα 4.4: Πλέγμα Δυναμικού Προγραμματισμού με Σειρά Ένταξης.

Θεώρηση των βέλτιστων λύσεων σε κάθε στάδιο

Μια τέτοια τεχνική παρουσιάζεται στον αλγόριθμο του Σχήματος 4.5 όπου σε κάθε στάδιο δεν αποθηκεύονται όλες οι δυνατές καταστάσεις αλλά μόνο οι k καταστάσεις με ελάχιστο κόστος. Η τεχνική αυτή όμως μπορεί, σε ορισμένες περιπτώσεις να οδηγήσει σε μη βέλτιστη λύση ή ακόμα και σε αδυναμία υπολογισμού κάποιας, έστω και υποβέλτιστης λύσης. Σ' αυτή την περίπτωση θα πρέπει να αυξηθεί το k και να γίνει νέα προσπάθεια επίλυσης.

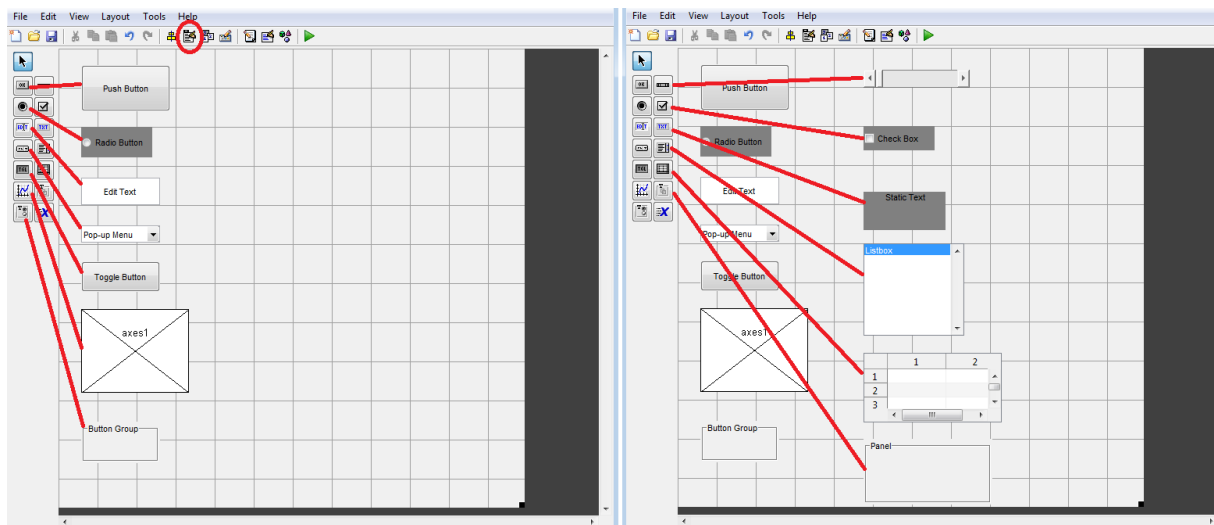


Σχήμα 4.5: Αλγόριθμος Δ.Π. Καταστάσεων [14. Μπακιρτζής, Α. (1998)]

5 Γραφικό Περιβάλλον σε Matlab για τη βέλτιστη ένταξη θερμικών Σταθμών Παραγωγής -Interface

5.1 Σύντομη Περιγραφή του Εργαλείου GUIDE

Το Matlab δίνει τη δυνατότητα να δημιουργηθεί γραφικό περιβάλλον για τις εφαρμογές του ώστε να διευκολύνεται ο χρήστης τους. Το εργαλείο guide προσφέρεται για το σκοπό αυτό.



Σχήμα 5.1: Επιλογές Εργαλείων GUI

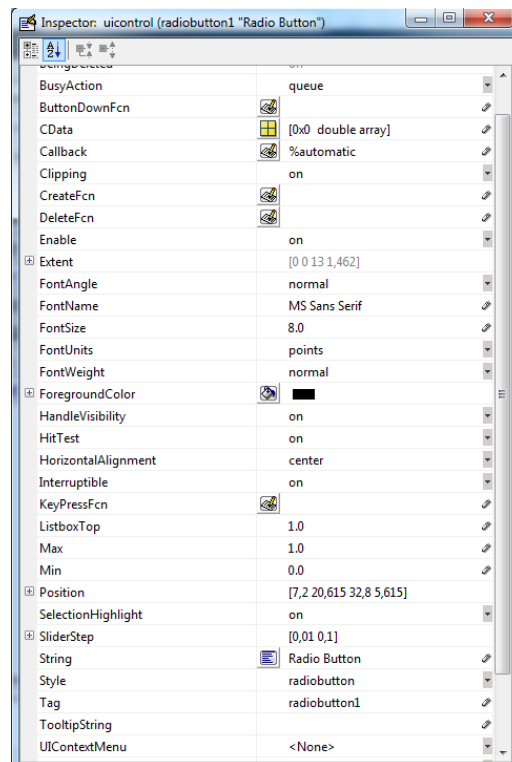
Στο κεντρικό παράθυρο του guide υπάρχουν δυο περιοχές η μία όπου γίνεται η σχεδίαση της εφαρμογής και η άλλη όπου υπάρχει η εργαλειοθήκη (toolbar). Η εργαλειοθήκη περιέχει διάφορα αντικείμενα(objects) –ως επί το πλείστον κουμπιά- τα οποία μπορούμε να τοποθετήσουμε στην περιοχή σχεδίασης. Στο παραπάνω σχήμα φαίνεται ποια αντικείμενα αντιστοιχούν σε κάθε κουμπί της μπάρας εργαλείων. Τα αντικείμενα-κουμπιά στην μπάρα εργαλείων είναι τα εξής:

- Push Button: ορθογώνιο κουμπί. Αφού πατηθεί, επανέρχεται στην αρχική του θέση.
- Slider: κυλιόμενη μπάρα μεταξύ μιας ελάχιστης και μιας μέγιστης τιμής.
- Radio Button: στρογγυλό κουμπί. Με κλικ αλλάζει η κατάσταση του από \odot (off) σε \odot (on) και αντίστροφα.
- Check Box: τετράγωνο κουμπί. Με κλικ αλλάζει η κατάσταση του από \square (off) σε \square (on) και αντίστροφα.
- Edit Text: ορθογώνια πινακίδα εισαγωγής κειμένου από το χρήστη
- Static Text: ορθογώνια πινακίδα (label). Το κείμενο είναι στατικό και δεν αλλάζει.

- Popup Menu: λίστα η οποία προβάλλεται σαν μενού επιλογών.
- List Box: λίστα επιλογών.
- Toggle Button: ορθογώνιο κουμπί. Με κλικ αλλάζει η κατάσταση του από πατημένο σε μη-πατημένο και αντίστροφα.
- Axis: άξονες συντεταγμένων για γραφικές παραστάσεις (plots).
- Panel: ορθογώνια περιοχή με οριοθέτηση και τίτλο.
- Table: Πίνακας τιμών.
- Button Group: ομάδα από κουμπιά. Δεν επιτρέπει ταυτόχρονη επιλογή.
- ActiveX Control: αντικείμενο ελέγχου ActiveX.
- Menu Editor: Στο σχήμα μέσα στον κόκκινο κύκλο υπάρχει η επιλογή η οποία επιτρέπει την δημιουργία Menu.

Πίσω από κάθε αντικείμενο κρύβεται μια ομάδα χαρακτηριστικών που καθορίζονται από τον χρήστη όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.2.

Επίσης, για κάθε αντικείμενο υπάρχουν διαθέσιμα Callbacks, προκαθορισμένες δηλαδή συναρτήσεις συσχετισμού κινήσεων στην πλατφόρμα και εκτέλεσης κώδικα, εισαγμένο από το χρήστη. Σε συνδυασμό με μια πληθώρα έτοιμων εντολών η Matlab καθίσταται ένα προσιτό και εύχρηστο εργαλείο για τη σχεδίαση ισχυρών και φιλικών προς το χρήστη εφαρμογών.



Σχήμα 5.2: Properties of Radio Button

5.2 Περιγραφή των δυνατοτήτων του αναπτυχθέντος Γραφικού Περιβάλλοντος

Εισάγοντας ο χρήστης την εντολή `Unit_Comitment_Code` στο παράθυρο εκτέλεσης εντολών της Matlab εμφανίζεται το κεντρικό παράθυρο του αναπτυχθέντος προγράμματος (Σχήμα 5.3).

Το κεντρικό παράθυρο του προγράμματος περιλαμβάνει τα εξής:

- Πίνακας εισαγωγής τεχνικών χαρακτηριστικών θερμικών σταθμών -- Parameteres of Electric Power Generation Units.
- Πίνακας εισαγωγής χρονοσειρών φορτίου και παραγόμενης ισχύος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας -- System Load, RES Production(MW).
- Πολλαπλασιαστικοί συντελεστές χρονοσειρών φορτίου και παραγόμενης ισχύος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ---System Load, RES Production(MW) – MW multiplication factor
- Πίνακας εισαγωγής κόστους και συντελεστών εκπομπής ρύπων καυσίμων -- Fuel Prices-Emissions
- Πεδίο εισαγωγής ορίου εκπεμπόμενων ρύπων και συντελεστή ποινής υπέρβασης του – Pollutant Properties
- Μενού για την επιλογή σειράς ένταξης στην επίλυση – Merit Order
- Μενού επιλογής ενεργειών – Program

Power Optimization

Program

Parameters of Electric Power Generation Units

	a(m.u/h)	b(m.u/MWh)	c(m.u/MW ² h)	Maximum Power(MW)	Minimum Power(MW)	Minimum Operation time(h)	Minimum hold time(h)	Initial operation hours(h)	Start up cost(m.u)	Shut down cost(m.u)	Fuel type
Unit 1	10500	9.7000	0.0400	1000	150	3	3	2	2500	1000	Lignite
Unit 2	9.5939e+03	6.8180	0.0520	800	100	3	3	2	1500	500	Lignite
Unit 3	10138	2.2600	0.0800	550	100	3	2	1	1000	200	Peat
Unit 4	27733	-67.5560	0.1740	650	150	3	2	-1	750	150	Diesel
Unit 5	7000	-11.6670	0.4330	200	50	3	3	-1	500	100	Natural gas
Unit 6											
Unit 7											
Unit 8											
Unit 9											
Unit 10											

System Load, RES Production (MW)

	System Load	RES Production
Hour 1	1700	100
Hour 2	1600	110
Hour 3	1550	150
Hour 4	1500	230
Hour 5	1400	220
Hour 6	1450	280
Hour 7	1600	300
Hour 8	1700	260
Hour 9	1900	250
Hour 10	2050	255
Hour 11	2300	170
Hour 12	2300	30
Hour 13	2260	35
Hour 14	2190	38
Hour 15	2050	36
Hour 16	1950	100
Hour 17	1850	120

Fuel Prices - Emissions

	Fuel Price (m.u./kg)	Emissions Factor (kgCO ₂ /kWh)
Coal	0.3000	1.1000
Lignite	0.2700	1.1500
Peat	0.4000	0.9500
Natural gas	0.8000	0.5000
Diesel	0.7500	0.6000

Merit Order

Yes No

MW multiplication factor

System Load X

RES Production X

Pollutant Properties

Greenhouse Gas Limit

kgCO₂/h

Penalty for GHG limit exceedance

Σχήμα 5.3: Κεντρική Οθόνη Προγράμματος

Ξεκινώντας ο χρήστης το πρώτο πράγμα που πρέπει να ορίσει είναι ο πίνακας *Parameters of Electric Power Generation Units*.

	a(m.u/h)	b(m.u/MWh)	c(m.u/MW ² h)	Maximum Power(MW)	Minimum Power(MW)	Minimum Operation time(h)	Minimum hold time(h)	Initial operation hours(h)	Start up cost(m.u)	Shut down cost(m.u)	Fuel type
Unit 1	10500	9.7000	0.0400	1000	150	3	3	2	2500	1000	Lignite
Unit 2	9.5939e+03	6.8180	0.0520	800	100	3	3	2	1500	500	Lignite
Unit 3	10138	2.2800	0.0800	550	100	3	2	1	1000	200	Peat
Unit 4	27733	-67.5560	0.1740	650	150	3	2	-1	750	150	Diesel
Unit 5	7000	-11.6670	0.4330	200	50	3	3	-1	500	100	Natural gas
Unit 6											
Unit 7											
Unit 8											
Unit 9											
Unit 10											

Πίνακας 5.1: Πίνακας Εισαγωγής Τεχνικών Χαρακτηριστικών Θερμικών Σταθμών

Ο πίνακας είναι χωρητικότητας 30 θερμικών μονάδων και περιλαμβάνει τις εξής στήλες:

- **a** – Συντελεστής της συνάρτησης μεταβλητού κόστους λειτουργίας της μονάδας
 $PC=a \cdot P^2+b \cdot P+c$
- **b** – Συντελεστής της συνάρτησης μεταβλητού κόστους λειτουργίας της μονάδας
 $PC=a \cdot P^2+b \cdot P+c$
- **c** – Σταθερός όρος της συνάρτησης μεταβλητού κόστους λειτουργίας της μονάδας
 $PC=a \cdot P^2+b \cdot P+c$
- **Maximum Power** – Μέγιστη παραγωγή της μονάδας
- **Minimum Power** – Ελάχιστη παραγωγή της μονάδας
- **Minimum Operation time** – Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας
- **Initial Operation hours** – Αρχικές ώρες λειτουργίας της μονάδας
- **Start Up Cost** – Κόστος εκκίνησης της μονάδας
- **Shut Down Cost** – Κόστος σβέσης της μονάδας
- **Fuel Type** – Κατηγορία καυσίμου της μονάδας

Στη συνέχεια ο χρήστης πρέπει να εισάγει τη **χρονοσειρά φορτίου** (*System Load*) καθώς επίσης και την **παραγόμενη ισχύ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας** (*RES Production*).

	System Load	RES Production
Hour 1	1700	100
Hour 2	1600	110
Hour 3	1550	150
Hour 4	1500	230
Hour 5	1400	220
Hour 6	1450	280
Hour 7	1600	300
Hour 8	1700	260
Hour 9	1900	250
Hour 10	2050	255
Hour 11	2300	170
Hour 12	2300	30
Hour 13	2260	35
Hour 14	2190	38
Hour 15	2050	36
Hour 16	1950	100
Hour 17	1850	120

Πίνακας 5.2: Πίνακας Εισαγωγής Χρονοσειρών Φορτίου και Παραγόμενης Ισχύος από ΑΠΕ

Ο πίνακας είναι χωρητικότητας 24 ωρών-χρονοσειρών και περιλαμβάνει τις εξής στήλες:

- **System Load** -- χρονοσειρά φορτίου (*System Load*) (MW).
- **RES Production** -- παραγόμενη ισχύ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (MW). Αν αφαιρεθεί από τη χρονοσειρά φορτίου αυτό που απομένει είναι η συνολική παραγωγή των θερμικών μονάδων.

Υπάρχει η δυνατότητα πολλαπλασιασμού με έναν συντελεστή επιλογής του χρήστη (*MW multiplication factor*) της συνολικής ζήτησης σε ηλεκτρικό φορτίο (*System Load*) για κάθε ώρα από το σύστημα καθώς και της παραγωγής των ΑΠΕ (*RES Production*).

MW multiplication factor	
System Load	X 1
RES Production	X 1

Σχήμα 5.4: Πολλαπλασιαστικοί Παράγοντες για το Φορτίο και τις ΑΠΕ

Επίσης από το *menu Program* δίνεται η επιλογή **Add More Data**. Το συγκεκριμένο κουμπί προσθέτει επιπλέον γραμμές στον πίνακα εισαγωγής τεχνικών χαρακτηριστικών θερμικών σταθμών και ώρες λειτουργίας του συστήματος εάν αυτό χρειάζεται.

Σειρά έχει ο πίνακας εισαγωγής της τιμής ανά κιλό (*Fuel Prices*) και της ποσότητας εκπεμπόμενων καυσαερίων(*Emissions*) ανά παραγόμενη kWh για διάφορους τύπους καυσίμων.

Fuel Prices - Emissions		
	Fuel Price (m.u./kg)	Emissions Factor (kgCO ₂ /kWh)
Coal	0.3000	1.1000
Lignite	0.2700	1.1500
Peat	0.4000	0.9500
Natural gas	0.8000	0.5000
Diesel	0.7500	0.6000

Πίνακας 5.3: Πίνακας Καυσίμων

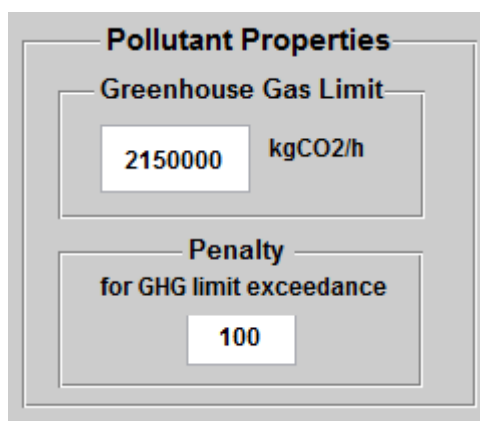
Γραμμές πίνακα - κατηγορία καυσίμου:

- **Coal** – Άνθρακας(κάρβουνο)
- **Lignite** -- Λιγνίτης
- **Peat** – Τύρφη (ορυκτός άνθρακας)
- **Natural gas** – Φυσικό αέριο
- **Diesel** – Πετρέλαιο

Στήλες πίνακα - χαρακτηριστικά καυσίμου:

- **Fuel Price (m.u./kg)** – Κόστος καυσίμου στην εκάστοτε νομισματική μονάδα (m.u.) ανά κιλό
- **Emmissions Factor (kgCO₂/kWh)** – Ποσότητα παραγόμενων ρύπων ανά kWh

Επόμενο στάδιο στην εισαγωγή δεδομένων είναι η εισαγωγή των πεδίων που αφορούν περιβαλλοντικούς περιορισμούς (*Pollutant Properties*) όπως ορίζει η εκάστοτε νομοθεσία καθώς και της ποινής για τυχόν παραβίαση τους.



Pollutant Properties

Greenhouse Gas Limit

2150000 kgCO₂/h

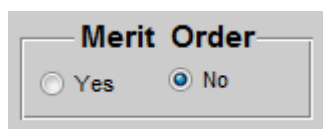
Penalty for GHG limit exceedance

100

Σχήμα 5.5: Πεδίο Εισαγωγής Περιβαλλοντικών Περιορισμών

- **Greenhouse Gas Limit** – Όριο ρυθμού εκπομπής ρύπων (kgCO₂/h)
- **Penalty multiplication factor** – Συντελεστής κόστους παραβίασης ορίου εκπεμπόμενων ρύπων

Επιπλέον ο χρήστης έχει την επιλογή σειράς ένταξης των θερμικών μονάδων (*Merit Order*) με βάση το ειδικό κόστος λειτουργίας στη μέγιστη έξοδο των μονάδων ώστε να ελαχιστοποιηθεί ο χρόνος επίλυσης. Η χρήση της συγκεκριμένης ιδιότητας ενδέχεται να οδηγήσει σε υποβέλτιστη λύση.



Merit Order

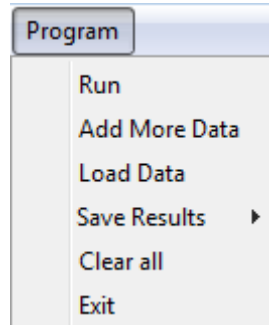
Yes No

Σχήμα 5.6: Χρήση Σειράς Προτεραιότητας

Επιλογές

- **Yes** – Χρήση σειράς προτεραιότητας μονάδων
- **No** – Μη χρήση σειράς προτεραιότητας μονάδων

Αφού συμπληρωθούν τα απαραίτητα δεδομένα εισόδου το πρόγραμμα είναι έτοιμο να τρέξει τον αλγόριθμο βέλτιστης ένταξης των μονάδων. Πατώντας την επιλογή *Run* του μενού *Program* στην άνω αριστερή γωνία του παραθύρου εκτελείται.



Σχήμα 5.7: Μενού Επιλογής Ενεργειών

Παρακάτω αναφέρονται όλες οι επιλογές του μενού ενεργειών *Program*.

Ενέργειες:

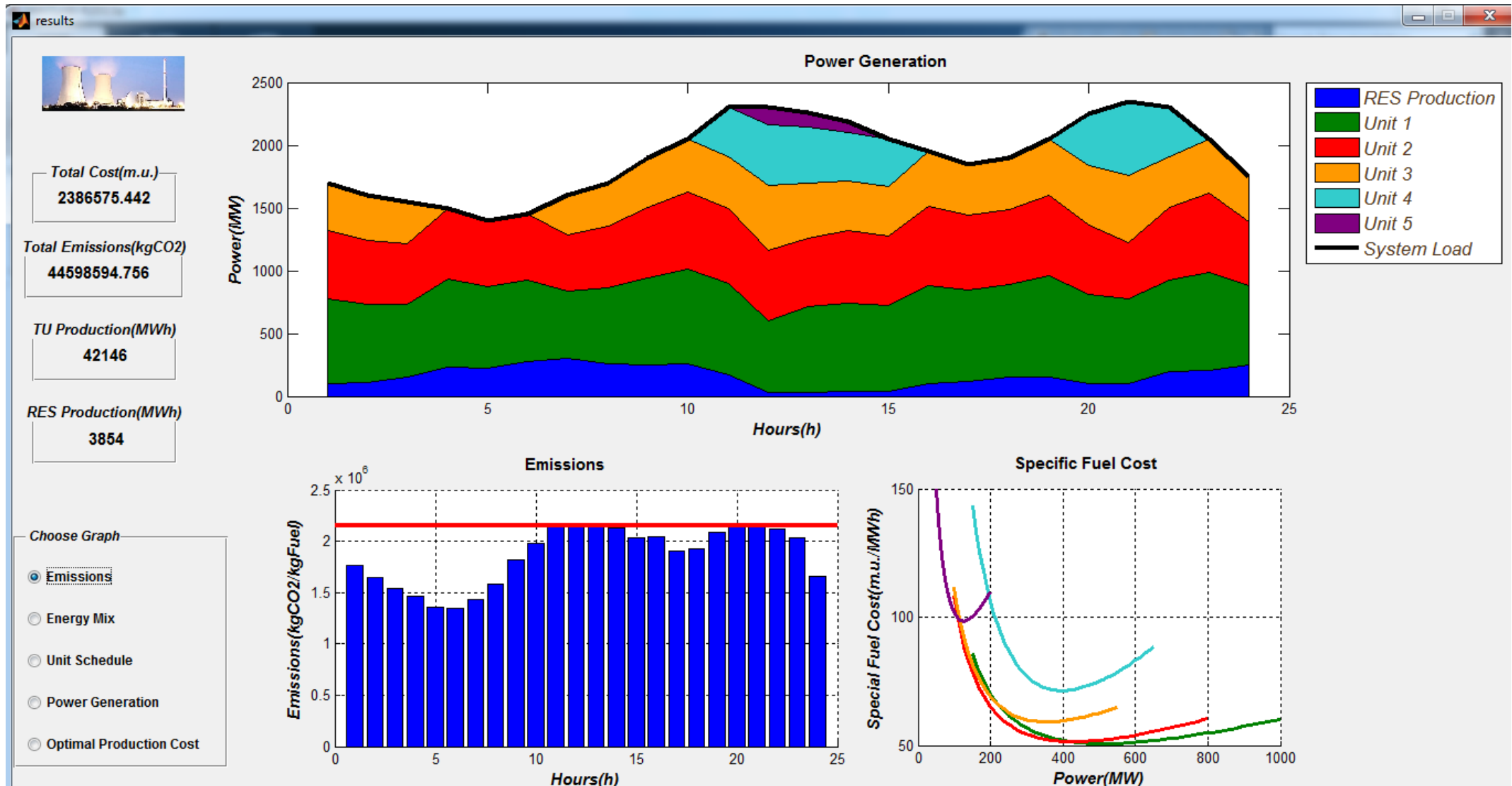
- **Run** – Εκτέλεση προγράμματος
- **Load Data** – Φόρτωση ήδη αποθηκευμένων δεδομένων από αρχείο .mat
- **Save Results** – Αποθήκευση δεδομένων και αποτελεσμάτων σε αρχείο .mat ή αποθήκευση δεδομένων και αποτελεσμάτων σε αρχείο excel
- **Clear all** – Καθαρισμός πινάκων από τα ήδη υπάρχοντα δεδομένα
- **Exit** – Έξοδος από το πρόγραμμα

Μετά την εκτέλεση του προγράμματος εμφανίζονται δύο νέα παράθυρα τα οποία περιέχουν τα αποτελέσματα. Το πρώτο περιέχει ένα πίνακα με τα παραγόμενα MW για κάθε μονάδα και κάθε ώρα καθώς και την παραγωγή των *ΑΠΕ*. Στην τελευταία γραμμή του πίνακα έχουμε τη συνολικά παραγόμενη ενέργεια από κάθε μονάδα ξεχωριστά.

	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	100
Hour 2	623.91	507.64	358.45	0.00	0.00	110
Hour 3	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	150
Hour 4	702.16	567.84	0.00	0.00	0.00	230
Hour 5	651.29	528.71	0.00	0.00	0.00	220
Hour 6	645.64	524.36	0.00	0.00	0.00	280
Hour 7	540.18	443.23	316.59	0.00	0.00	300
Hour 8	601.87	490.69	347.44	0.00	0.00	260
Hour 9	694.42	561.88	393.71	0.00	0.00	250
Hour 10	758.31	611.03	425.66	0.00	0.00	255
Hour 11	733.38	590.14	411.16	395.32	0.00	170
Hour 12	572.27	556.44	517.50	484.62	139.16	30
Hour 13	678.75	546.46	436.99	444.64	118.16	35
Hour 14	706.59	571.24	399.79	384.43	89.95	38
Hour 15	687.36	556.45	390.18	380.01	0.00	36
Hour 16	782.55	629.67	437.78	0.00	0.00	100
Hour 17	729.67	589.00	411.33	0.00	0.00	120
Hour 18	738.48	595.78	415.74	0.00	0.00	150
Hour 19	802.38	644.93	447.69	0.00	0.00	155
Hour 20	709.04	554.19	472.00	414.76	0.00	100
Hour 21	668.20	447.11	541.66	588.03	0.00	105
Hour 22	721.77	582.92	407.39	387.92	0.00	200
Hour 23	778.14	626.28	435.57	0.00	0.00	210
Hour 24	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	250
Sum	16411.32	13259.07	8648.60	3479.75	347.27	3854

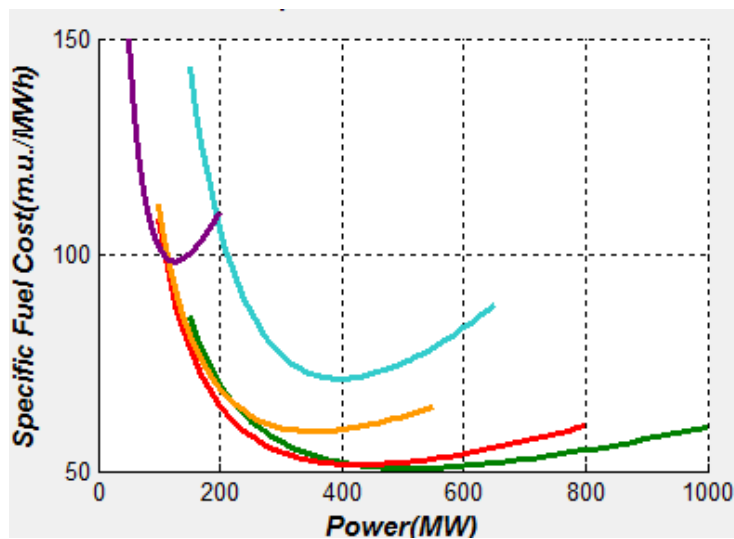
Σχήμα 5.8: Παράθυρο Αποτελεσμάτων Power Generation(MW)

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το κεντρικό παράθυρο αποτελεσμάτων.



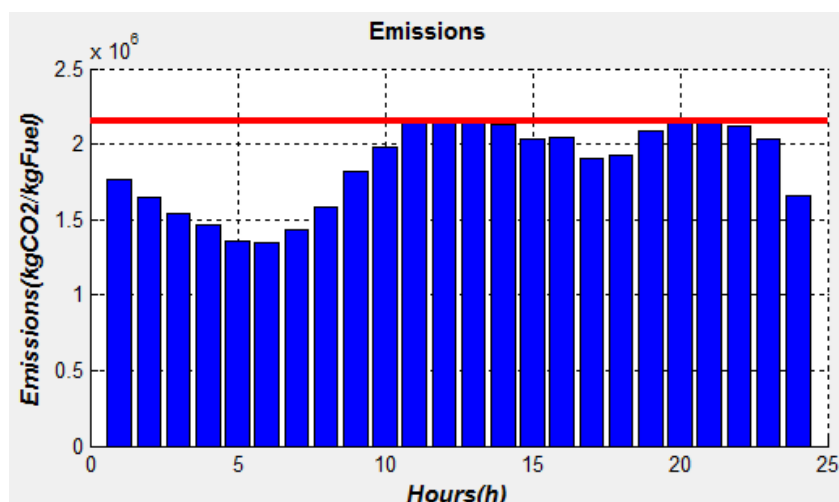
Σχήμα 5.9: Κεντρικό Παράθυρο Αποτελεσμάτων (Results)

Στην αριστερή πλευρά ο χρήστης μπορεί να πάρει την πληροφορία για το συνολικό κόστος παραγωγής, τους συνολικούς εκπεμπόμενους ρύπους, καθώς και τη συνολική παραγωγή από τους ΘΗΣ και τις ΑΠΕ η οποία απεικονίζεται και με ποσοστά συμμετοχής για κάθε στιγμή λειτουργίας(*Power Generation*). Κάθε χρώμα αποτελεί κάποια μονάδα όπως ορίζονται στην πάνω δεξιά γωνία του παραθύρου. Το κάτω δεξιά γράφημα(*Special Fuel Cost*) περιέχει το ειδικό κόστος καυσίμου για κάθε μονάδα(και πάλι σε αντιστοιχία με τα χρώματα) όπως ορίστηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο.



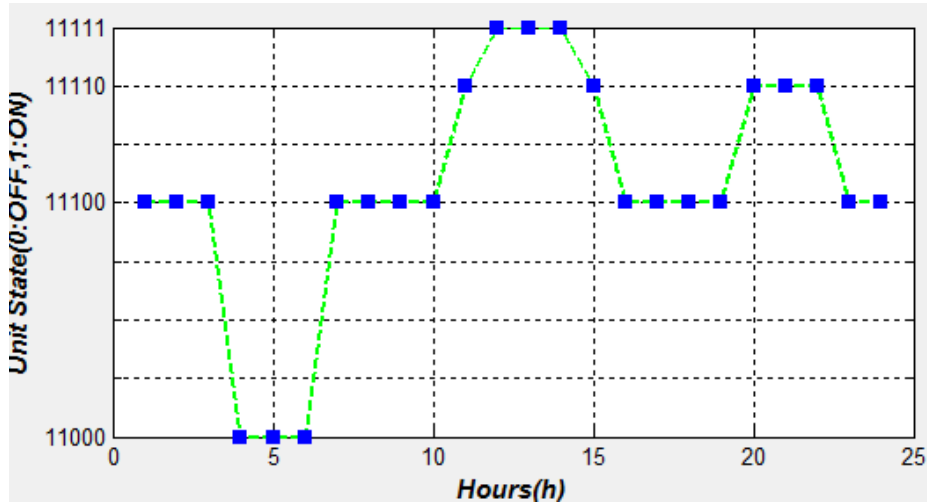
Σχήμα 5.10: Ειδικό Κόστος Καυσίμου για κάθε Μονάδα

Τέλος μέσα από μια σειρά επιλογών υπάρχει πρόσβαση σε διάφορα γραφήματα. Ως προεπιλεγμένο εμφανίζεται το ραβδόγραμμα εκπομπής ρύπων(*Emissions*). Η κόκκινη γραμμή αναπαριστά το όριο που έχει εισάγει ο χρήστης στην πλατφόρμα εισαγωγής δεδομένων.



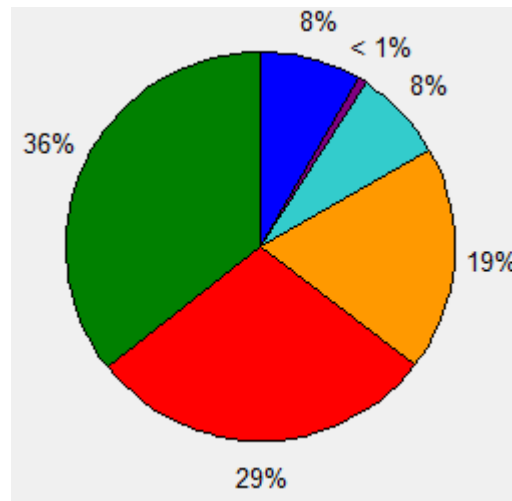
Σχήμα 5.11: Εκπεμπόμενοι Ρύποι

Χρησιμοποιώντας την επιλογή *Unit Schedule* εμφανίζεται η βέλτιστη διαδρομή στο πλέγμα του δυναμικού προγραμματισμού όπως προέκυψε από την επίλυση.



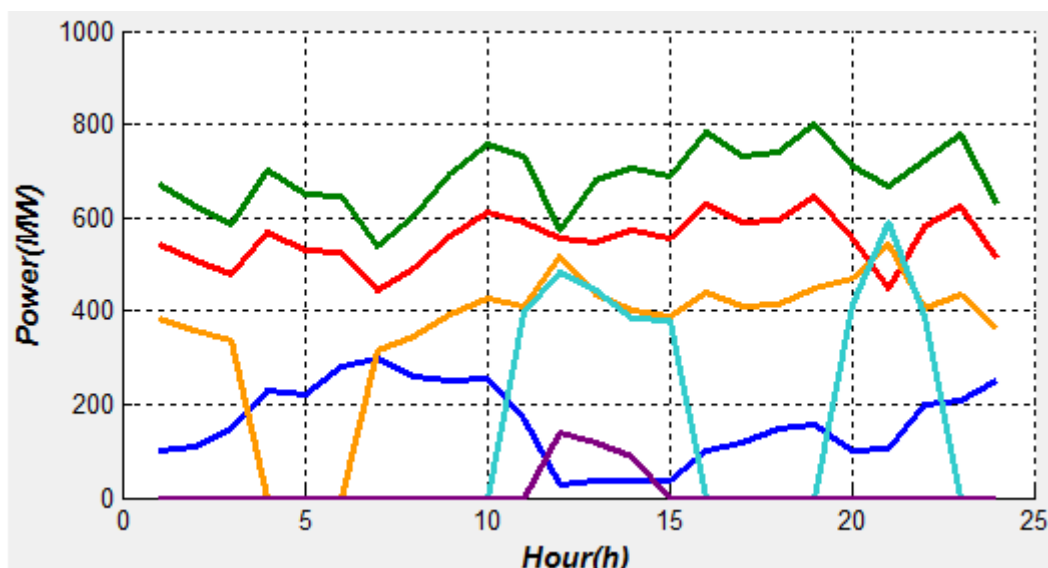
Σχήμα 5.12: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων

Χρησιμοποιώντας την επιλογή *Energy Mix* εμφανίζεται το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας(ομοίως με τα προκαθορισμένα χρώματα).



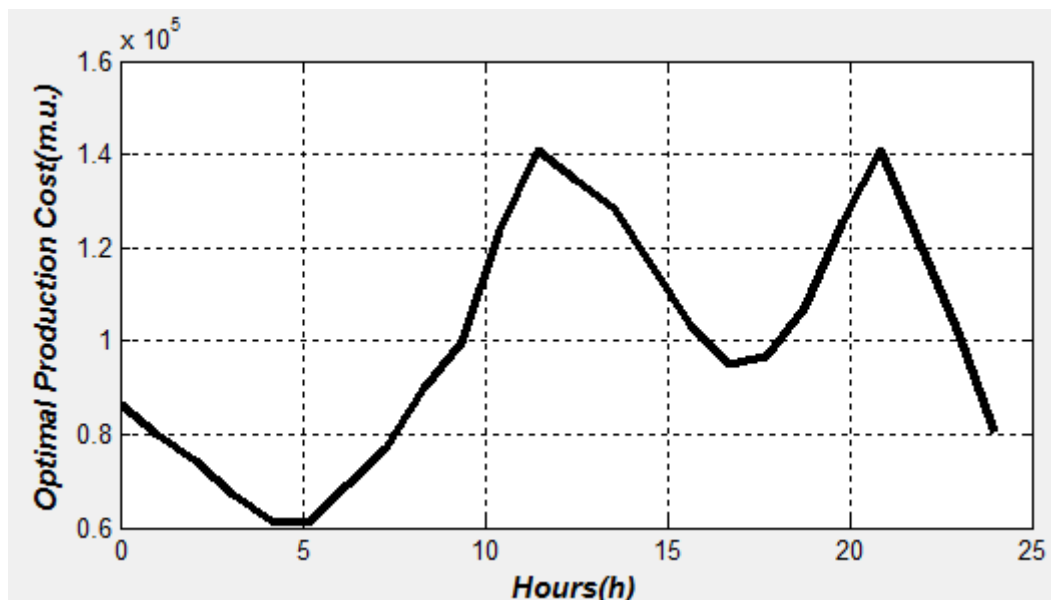
Σχήμα 5.13: Ενεργειακό Μείγμα

Χρησιμοποιώντας την επιλογή *Power Generation* εμφανίζονται οι συναρτήσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε μονάδα(ομοίως με τα προκαθορισμένα χρώματα).



Σχήμα 5.14: Παραγωγή Ισχύος από τις Μονάδες και τις ΑΠΕ

Τέλος, χρησιμοποιώντας την επιλογή *Optimal Production Cost* εμφανίζεται η συνάρτηση βέλτιστου ωριαίου κόστους λειτουργίας. Πρέπει να αναφερθεί ότι το συγκεκριμένο κόστος περιλαμβάνει και το πέναλτι για την υπέρβαση του ορίου εκπεμπόμενων ρύπων.



Σχήμα 5.15: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

6 Παραδείγματα εφαρμογής του προγράμματος

Το σύστημα που θα εξετάσουμε αποτελείται από πέντε θερμικές μονάδες. Δύο λιγνιτικές, μία λιθάνθρακα, μια νήζελ και μία φυσικού αερίου. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

	a(m.u/h)	b(m.u/MWh)	c(m.u/MW ² h)	Maximum Power(MW)	Minimum Power(MW)	Minimum Operation time(h)
Unit 1	10500	9.7000	0.0400	1000	150	3
Unit 2	9.5939e+03	6.8180	0.0520	800	100	3
Unit 3	10138	2.2600	0.0800	550	100	3
Unit 4	27733	-67.5560	0.1740	650	150	3
Unit 5	7000	-11.6670	0.4330	200	50	3

Minimum hold time(h)	Initial operation hours(h)	Start up cost(m.u)	Shut down cost(m.u)	Fuel type
3	2	2500	1000	Lignite ▼
3	2	1500	500	Lignite ▼
2	1	1000	200	Peat ▼
2	-1	750	150	Diesel ▼
3	-1	500	100	Natural gas ▼

Πίνακας 6.1: Τεχνικά Χαρακτηριστικά των Θερμικών Μονάδων

Σε όλα τα σενάρια χρησιμοποιήθηκαν, ο ίδιος συντελεστής ποινής για την παραβίαση του ορίου εκπεμπόμενων ρύπων ίσος με 100, η ίδια χρονοσειρά φορτίου (Πίνακας 6.2), οι ίδιοι συντελεστές καυσίμου(Πίνακας 6.3) και τέλος δεν έγινε χρήση της σειράς προτεραιότητας(Merit Order).

	System Load	RES Production		System Load	RES Production
Hour 1	1700	100	Hour 13	2260	35
Hour 2	1600	110	Hour 14	2190	38
Hour 3	1550	150	Hour 15	2050	36
Hour 4	1500	230	Hour 16	1950	100
Hour 5	1400	220	Hour 17	1850	120
Hour 6	1450	280	Hour 18	1900	150
Hour 7	1600	300	Hour 19	2050	155
Hour 8	1700	260	Hour 20	2250	100
Hour 9	1900	250	Hour 21	2350	105
Hour 10	2050	255	Hour 22	2300	200
Hour 11	2300	170	Hour 23	2050	210
Hour 12	2300	30	Hour 24	1750	250

Πίνακας 6.2: Ζητούμενη Ηλεκτρική Ισχύ κάθε Ώρας και Παραγωγή από ΑΠΕ

	Fuel Price (m.u./kg)	Emissions Factor (kgCO ₂ /kWh)
Coal	0.2200	1.1000
Lignite	0.2700	1.1500
Peat	0.4000	0.9500
Natural gas	0.8900	0.5000
Diesel	0.8400	0.6000

Πίνακας 6.3: Δεδομένα Καυσίμων

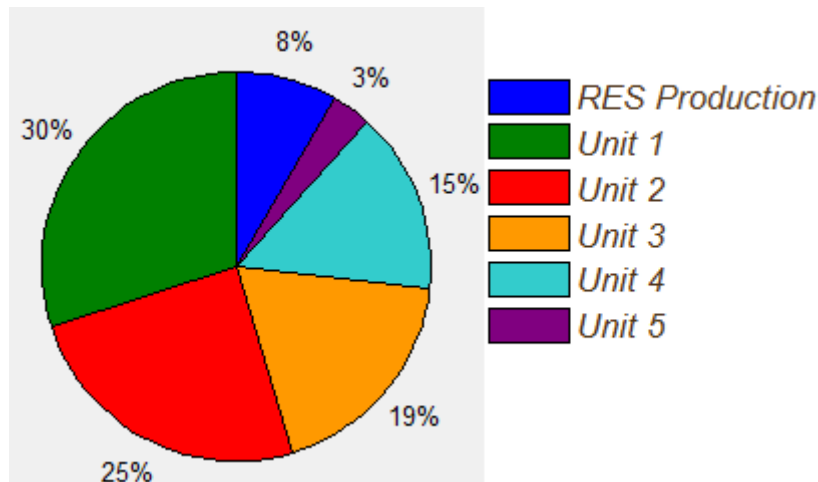
ΣΕΝΑΡΙΟ 1

Εισάγουμε τα παραπάνω δεδομένα στο πρόγραμμα καθώς επίσης και το επιτρεπτό όριο καυσαερίων (*GHG limit*) ίσο με 1.900.000 kgCO₂ για κάθε ώρα και μετά την εκτέλεση του εμφανίζονται τα εξής αποτελέσματα:

	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	100
Hour 2	623.91	507.64	358.45	0.00	0.00	110
Hour 3	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	150
Hour 4	702.16	567.84	0.00	0.00	0.00	230
Hour 5	651.29	528.71	0.00	0.00	0.00	220
Hour 6	645.64	524.36	0.00	0.00	0.00	280
Hour 7	540.18	443.23	316.59	0.00	0.00	300
Hour 8	601.87	490.69	347.44	0.00	0.00	260
Hour 9	694.42	561.88	393.71	0.00	0.00	250
Hour 10	599.73	489.04	346.36	359.87	0.00	255
Hour 11	469.13	398.31	468.41	603.78	190.36	170
Hour 12	476.08	393.92	550.00	650.00	200.00	30
Hour 13	450.64	374.36	550.00	650.00	200.00	35
Hour 14	448.15	372.65	506.75	624.45	200.00	38
Hour 15	565.18	450.51	415.57	457.94	124.80	36
Hour 16	621.74	505.97	357.37	364.93	0.00	100
Hour 17	573.72	469.03	333.36	353.89	0.00	120
Hour 18	581.72	475.19	337.36	355.73	0.00	150
Hour 19	631.92	519.58	370.49	373.00	0.00	155
Hour 20	484.89	361.15	470.49	633.47	200.00	100
Hour 21	461.95	383.05	550.00	650.00	200.00	105
Hour 22	508.65	418.63	420.58	573.65	178.49	200
Hour 23	617.73	502.89	355.37	364.01	0.00	210
Hour 24	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	250
Sum	13835.63	11271.73	8530.27	7014.72	1493.66	3854

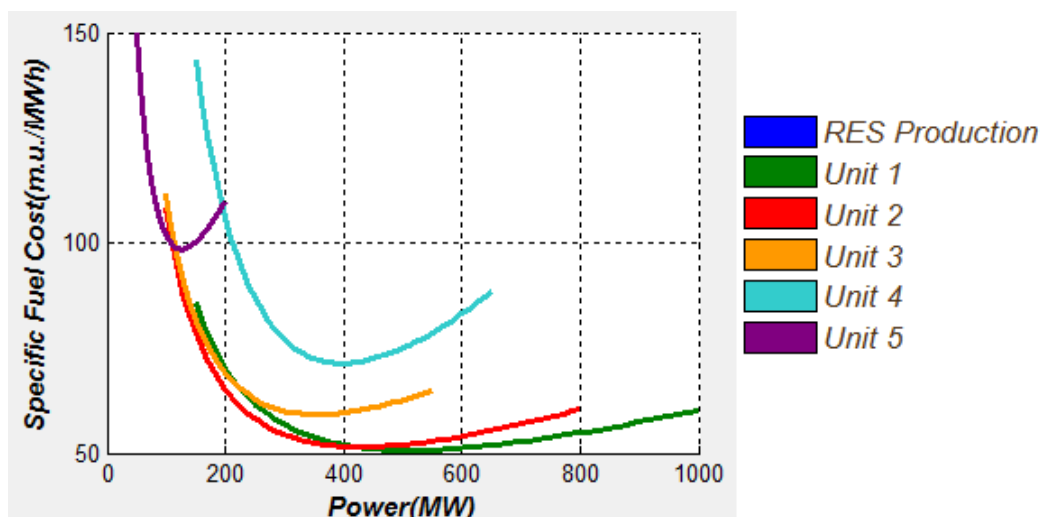
Σχήμα 6.1: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 1)

Το συνολικό κόστος 46.000 MW, εκ των οποίων 42.146 παράγονται από ΘΗΣ και 3.854 από ΑΠΕ ανέρχεται στις 4705652,859 m.u. και εκπέμπονται 41932873,041 kgCO₂. Το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα.



Σχήμα 6.2: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 1)

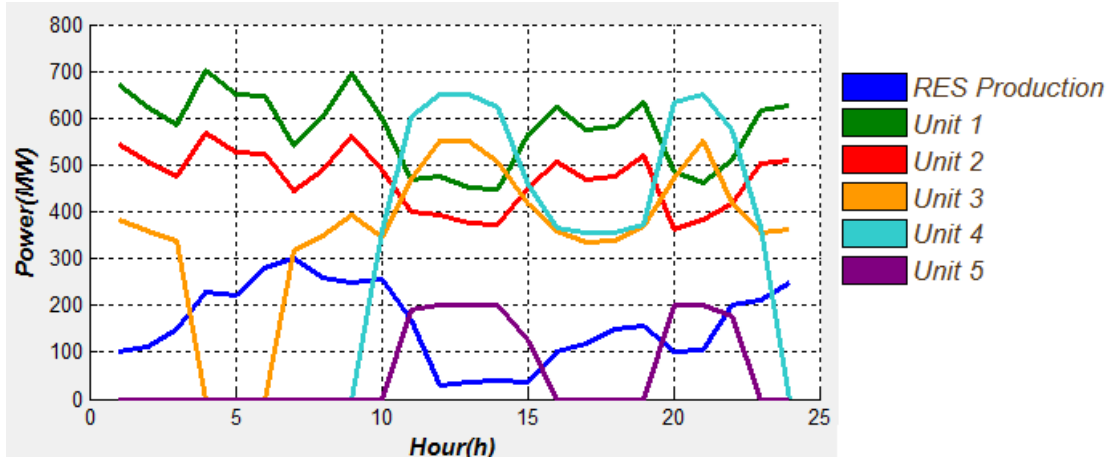
Παρατηρείται ότι ο αλγόριθμος κάνει χρήση πρώτα των «φθηνών» μονάδων και στη συνέχεια των «ακριβών» για να καλύψει το φορτίο. Η συγκεκριμένη πληροφορία υπάρχει και στο διάγραμμα Ειδικού Κόστους Καυσίμου για κάθε Μονάδα. Η καμπύλη της Μονάδας 1 βρίσκεται πιο χαμηλά από όλες και αναμένεται ότι θα χρησιμοποιηθεί στο φορτίο βάσης καθώς και η Μονάδα 5 στο φορτίο αιχμής.



Σχήμα 6.3: Ειδικό Κόστος Λειτουργίας Μονάδων¹

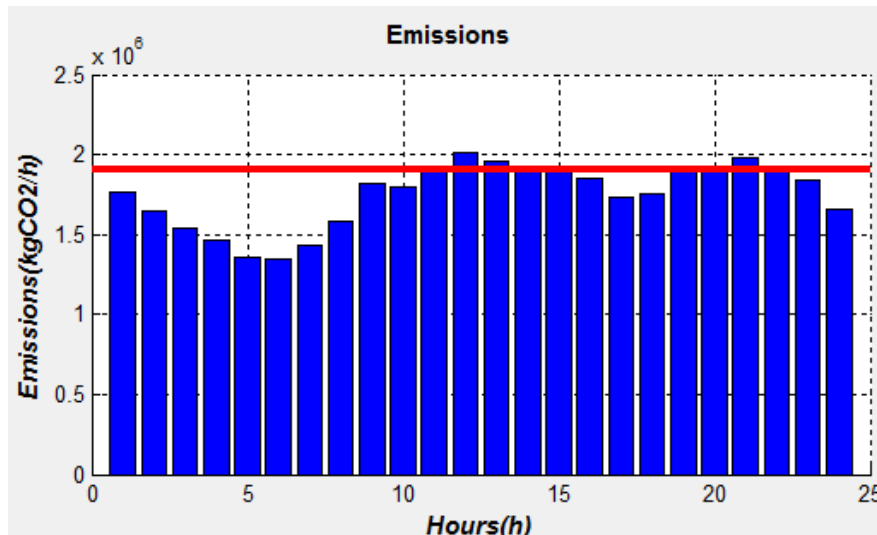
1: Για όλα τα σενάρια το συγκεκριμένο γράφημα δεν αλλάζει καθώς δεν αλλάζουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων.

Η ίδια πληροφορία εμφανίζεται και στο γράφημα με τις καμπύλες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε μονάδα.



Σχήμα 6.4: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 1)

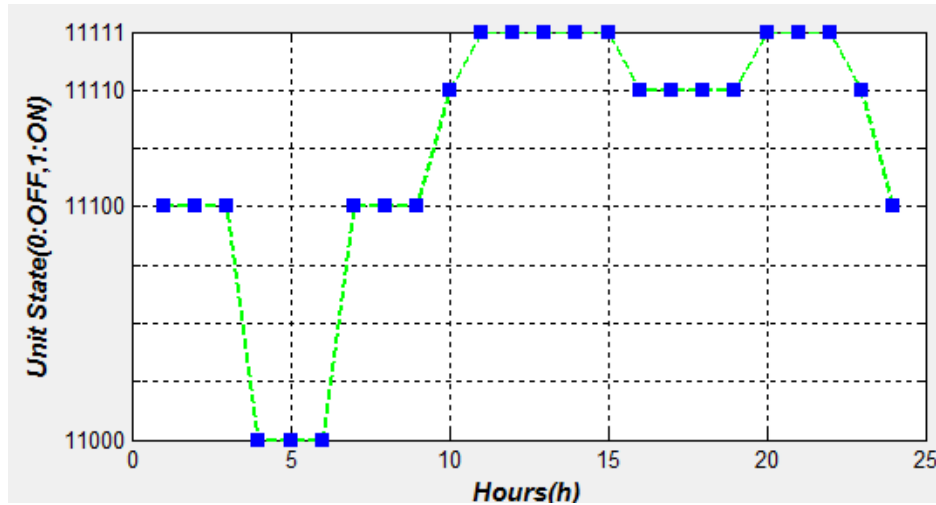
Επίσης στο συγκεκριμένο σενάριο παραβιάζεται το επιτρεπτό όριο εκπομπής καυσαερίων και ενεργοποιείται ο συντελεστής *penalty* με αποτέλεσμα να έχουμε επιβάρυνση στο πλασματικό κόστος που υπολογίζει ο αλγόριθμος.



Σχήμα 6.5: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 1)

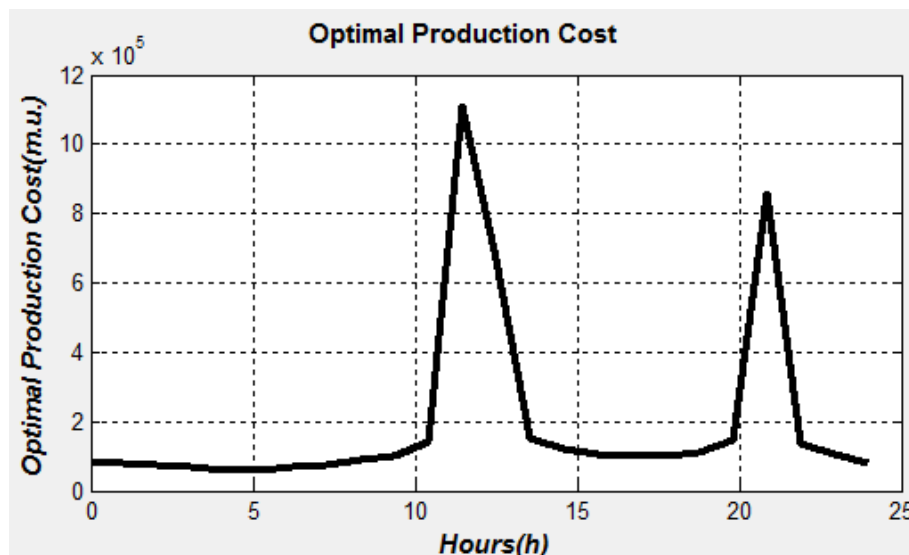
Από το ραβδόγραμμα εκπομπών ρύπων παρατηρείται ότι το σύστημα εκπέμπει σε κάποιες ώρες πάνω από το επιτρεπτό όριο με αποτέλεσμα να χρησιμοποιεί αρκετά την Μονάδα 5 η οποία είναι φυσικού αερίου. Η συγκεκριμένη μονάδα παράγει πιο ακριβά αλλά και πιο οικολογικά από τις υπόλοιπες, με αποτέλεσμα το πρόγραμμα να αυξάνει τη χρήση της

(συγκριτικά με τα επόμενα σενάρια) καθώς αυτό καθίσταται αναγκαίο. Τέλος παρουσιάζονται τα γραφήματα βέλτιστου προγράμματος ένταξης και της καμπύλης βέλτιστου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 6.6: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1)

Στο διάγραμμα του σχήματος 6.7 παρατηρείται η απότομη αύξηση του πλασματικού κόστους που υπολογίζει ο αλγόριθμος λόγω της υπέρβασης του ορίου εκπομπής CO₂.



Σχήμα 6.7: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωματωμένο το Πέναλτι για τους Ρύπους (Σενάριο 1)

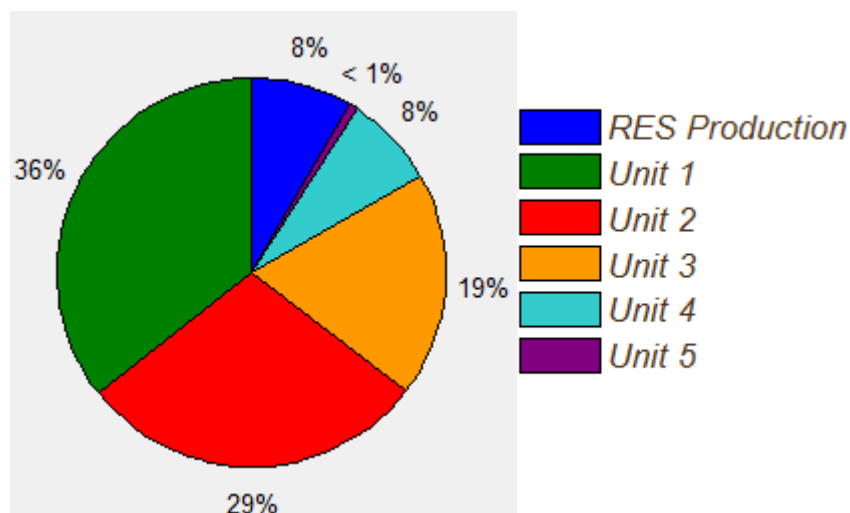
ΣΕΝΑΡΙΟ 2

Στο σενάριο αυτό χρησιμοποιούνται τα ίδια δεδομένα με το Σενάριο 1 εκτός από το GHG limit το οποίο πλέον ισούται με 2.150.000. Το πρόγραμμα δίνει τα εξής αποτελέσματα (το ειδικό κόστος καυσίμου κάθε μονάδας παραμένει το ίδιο) :

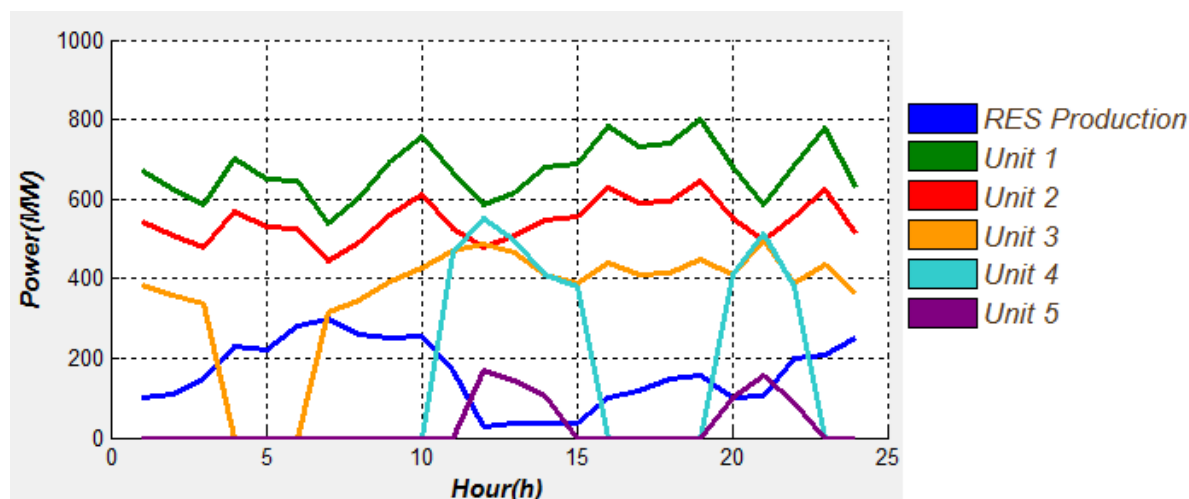
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	100
Hour 2	623.91	507.64	358.45	0.00	0.00	110
Hour 3	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	150
Hour 4	702.16	567.84	0.00	0.00	0.00	230
Hour 5	651.29	528.71	0.00	0.00	0.00	220
Hour 6	645.64	524.36	0.00	0.00	0.00	280
Hour 7	540.18	443.23	316.59	0.00	0.00	300
Hour 8	601.87	490.69	347.44	0.00	0.00	260
Hour 9	694.42	561.88	393.71	0.00	0.00	250
Hour 10	758.31	611.03	425.66	0.00	0.00	255
Hour 11	733.38	590.14	411.16	395.32	0.00	170
Hour 12	572.27	556.44	517.50	484.62	139.16	30
Hour 13	678.75	546.46	436.99	444.64	118.16	35
Hour 14	706.59	571.24	399.79	384.43	89.95	38
Hour 15	687.36	556.45	390.18	380.01	0.00	36
Hour 16	782.55	629.67	437.78	0.00	0.00	100
Hour 17	729.67	589.00	411.33	0.00	0.00	120
Hour 18	738.48	595.78	415.74	0.00	0.00	150
Hour 19	802.38	644.93	447.69	0.00	0.00	155
Hour 20	709.04	554.19	472.00	414.76	0.00	100
Hour 21	668.20	447.11	541.66	588.03	0.00	105
Hour 22	721.77	582.92	407.39	387.92	0.00	200
Hour 23	778.14	626.28	435.57	0.00	0.00	210
Hour 24	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	250
Sum	16411.32	13259.07	8648.60	3479.75	347.27	3854

Σχήμα 6.8: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 2)

Το συνολικό κόστος 46.000 MWh, εκ των οποίων 42.146 MWh παράγονται από ΘΗΣ και 3.854 MWh από ΑΠΕ ανέρχεται στις 2386575,442 m.u. και εκπέμπονται 44598594,756 kgCO₂. Το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα.

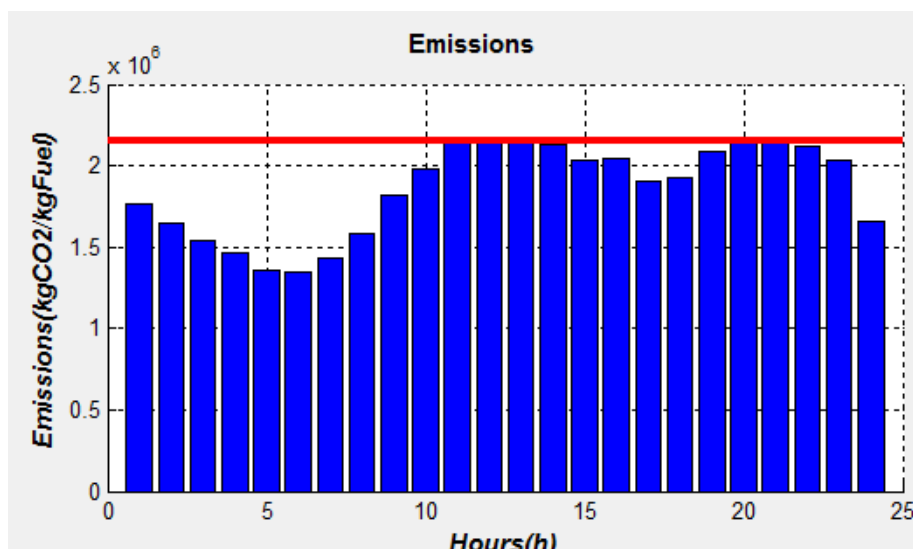


Σχήμα 6.9: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 2)



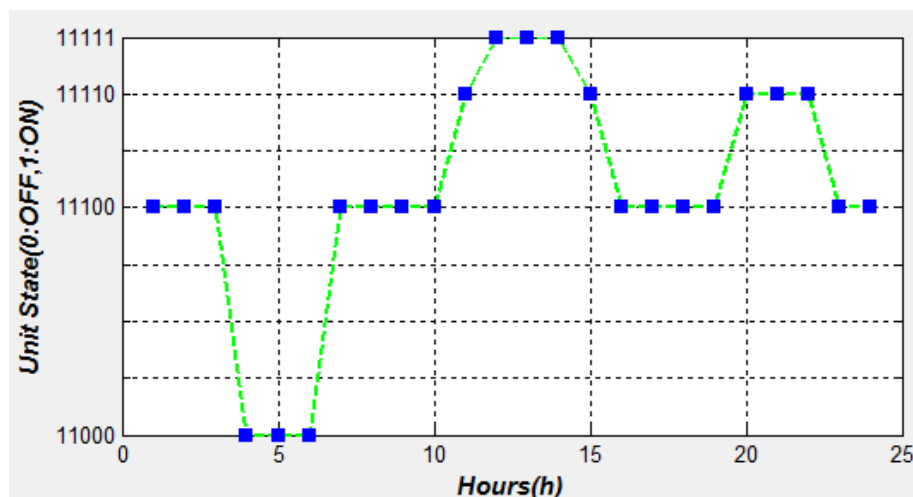
Σχήμα 6.10: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 2)

Τα συμπεράσματα τα οποία αντλούνται από το συγκεκριμένο σενάριο για τη χρήση των θερμικών μονάδων είναι όμοια με του Σεναρίου 1. Παρατηρείται όμως, σχεδόν υποδιπλασιασμός της συμμετοχής της Μονάδας 5 λόγω μείωσης του συντελεστή εκπεμπόμενων ρύπων (*GHG limit*) και μη ενεργοποίησης του συντελεστή *penalty*, με άμεση συνέπεια στη μείωση του πλασματικού κόστους.

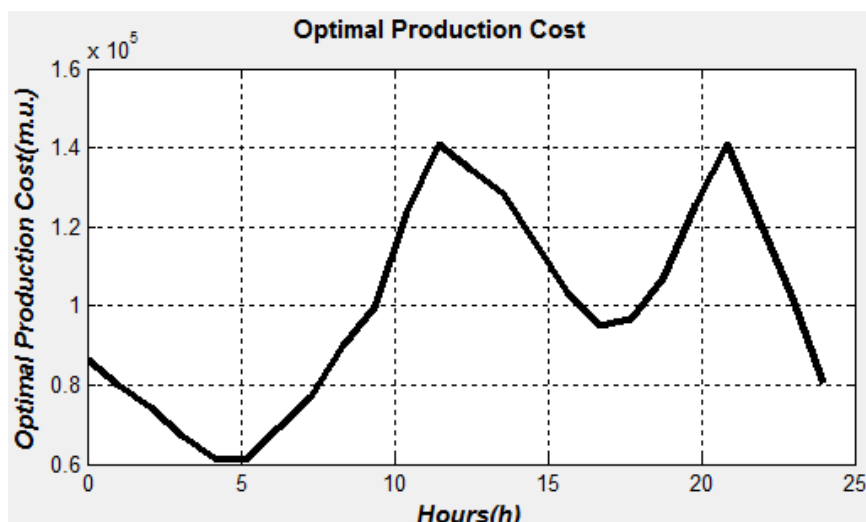


Σχήμα 6.11: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 2)

Από τα παραπάνω γίνεται σαφές η αναγκαιότητα της μη παραβίασης του συντελεστή εκπεμπόμενων ρύπων. Τέλος παρουσιάζονται τα γραφήματα βέλτιστου προγράμματος ένταξης των μονάδων και του ωριαίου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 6.12: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2)



Σχήμα 6.13: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωματωμένο το Πέναλι για τους Ρύπους (Σενάριο 2)

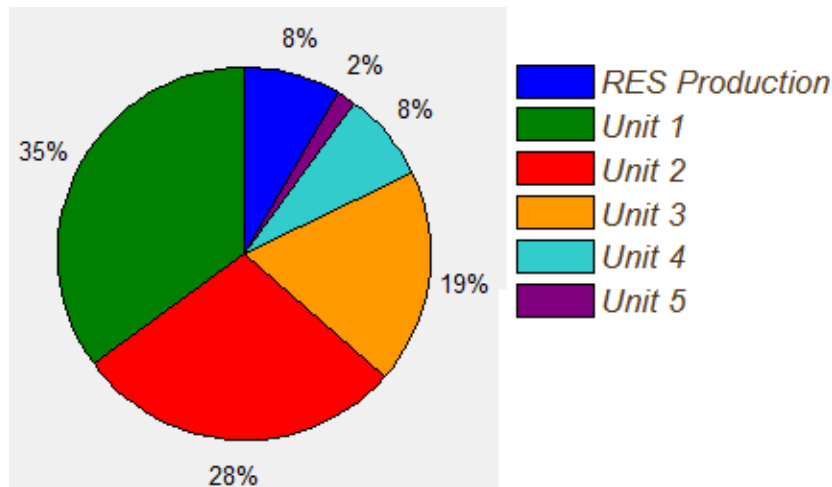
ΣΕΝΑΡΙΟ 3

Στο σενάριο αυτό το επιτρεπτό όριο καυσαερίων (*GHG limit*) θέτεται ίσο με 2.100.000 kgCO₂ για κάθε ώρα και μετά την εκτέλεση του εμφανίζονται τα εξής αποτελέσματα:

Power Generation(MW)						
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	100
Hour 2	623.91	507.64	358.45	0.00	0.00	110
Hour 3	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	150
Hour 4	702.16	567.84	0.00	0.00	0.00	230
Hour 5	651.29	528.71	0.00	0.00	0.00	220
Hour 6	645.64	524.36	0.00	0.00	0.00	280
Hour 7	540.18	443.23	316.59	0.00	0.00	300
Hour 8	601.87	490.69	347.44	0.00	0.00	260
Hour 9	694.42	561.88	393.71	0.00	0.00	250
Hour 10	758.31	611.03	425.66	0.00	0.00	255
Hour 11	667.72	527.65	470.13	464.50	0.00	170
Hour 12	584.29	477.43	488.50	550.56	169.22	30
Hour 13	615.23	506.88	463.57	495.21	144.11	35
Hour 14	680.81	546.69	411.80	408.20	104.51	38
Hour 15	687.36	556.45	390.18	380.01	0.00	36
Hour 16	782.55	629.67	437.78	0.00	0.00	100
Hour 17	729.67	589.00	411.33	0.00	0.00	120
Hour 18	738.48	595.78	415.74	0.00	0.00	150
Hour 19	802.38	644.93	447.69	0.00	0.00	155
Hour 20	679.76	550.58	409.94	408.05	101.67	100
Hour 21	586.76	496.40	493.94	511.63	156.27	105
Hour 22	686.52	555.80	389.76	379.82	88.09	200
Hour 23	778.14	626.28	435.57	0.00	0.00	210
Hour 24	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	250
Sum	16122.39	13072.01	8589.74	3597.98	763.87	3854

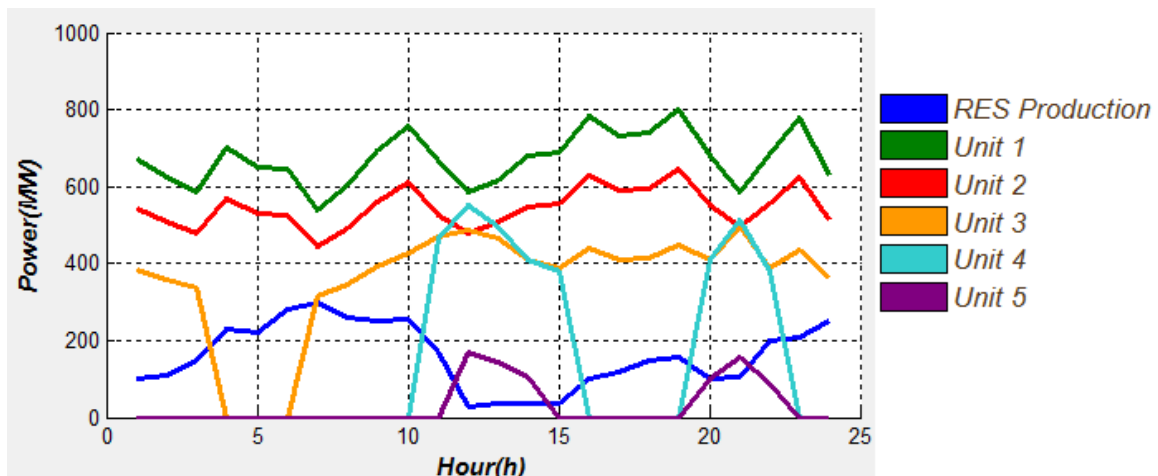
Σχήμα 6.14: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 3)

Το συνολικό κόστος 46.000 MWh, εκ των οποίων 42.146 παράγονται από ΘΗΣ και 3.854 από ΑΠΕ ανέρχεται στις 2403474,119 μu και εκπέμπονται 44274543 kgCO₂. Το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα.



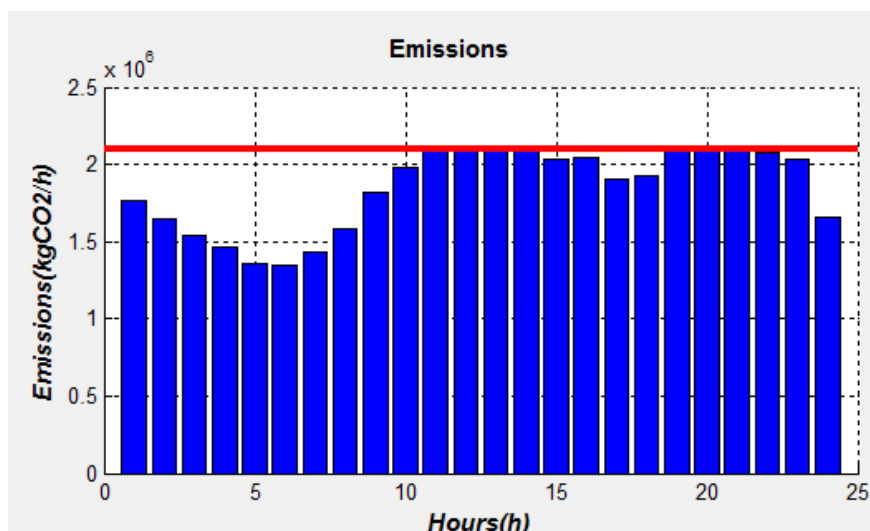
Σχήμα 6.15: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 3)

Παρατηρείται ότι ο αλγόριθμος λειτουργεί όπως στο Σενάριο 2.



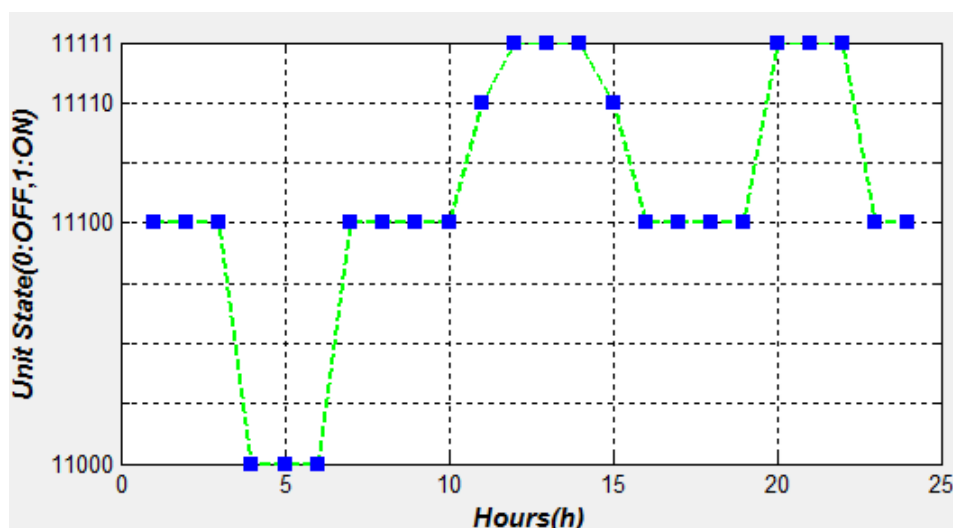
Σχήμα 6.16: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 3)

Επίσης στο συγκεκριμένο σενάριο δεν παραβιάζεται το επιτρεπτό όριο εκπομπής καυσαερίων και δεν ενεργοποιείται ο συντελεστής *penalty* με αποτέλεσμα να μην έχουμε επιβάρυνση στο πλασματικό κόστος που υπολογίζει ο αλγόριθμος. Αρκετές από τις ώρες λειτουργίας λειτουργούν στο όριο εκπομπής ρύπων με τη Μονάδα 5 να συμμετέχει σε μερικές από αυτές.

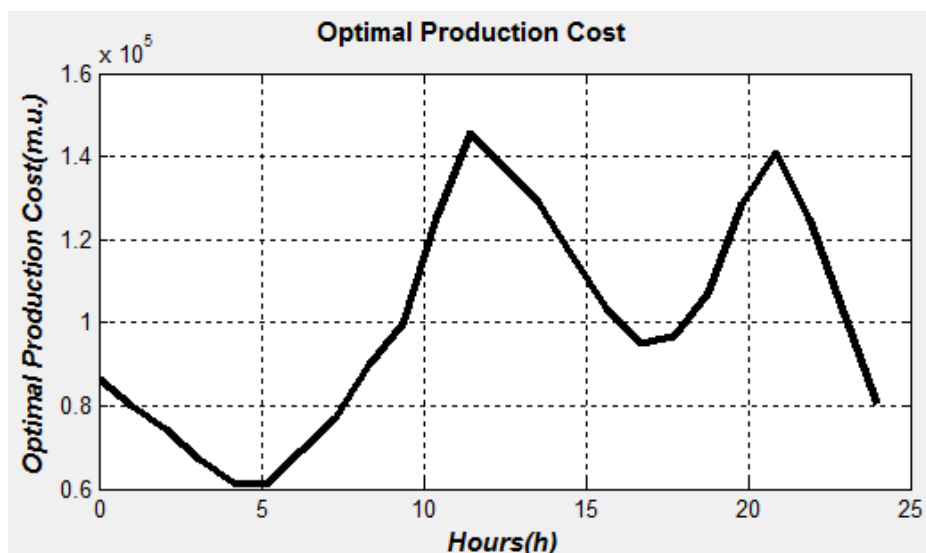


Σχήμα 6.17: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 3)

Συμπεραίνεται με ασφάλεια ότι όσο μειώνεται το επιτρεπτό όριο εκπομπής ρύπων το σύστημα «αναγκάζεται» να χρησιμοποιήσει όλο και περισσότερο τη Μονάδα 5 με άμεση συνέπεια την αύξηση του Συνολικού Κόστους Παραγωγής (κατά περίπου 14000 μ.υ.).



Σχήμα 6.18: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3)



Σχήμα 6.19: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωματωμένο το Πέναλι για τους Ρύπους (Σενάριο 3)

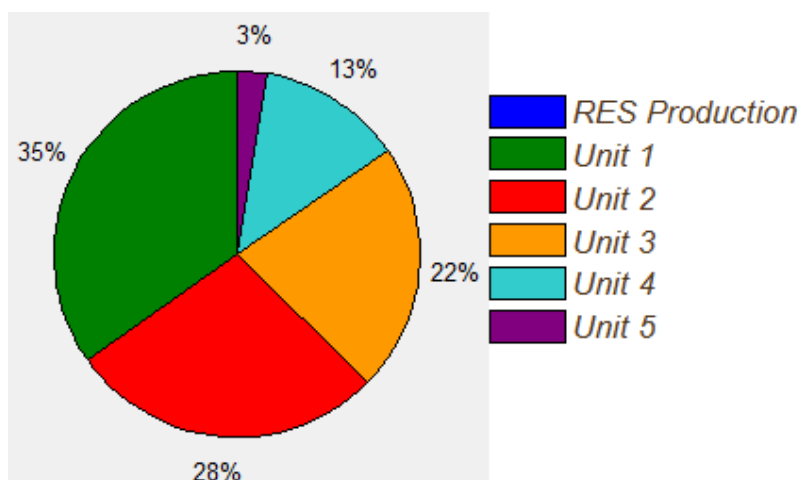
ΣΕΝΑΡΙΟ 4

Στο συγκεκριμένο παράδειγμα μηδενίζουμε την παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ($RES_{production}=0$) με αποτέλεσμα η ζητούμενη ηλεκτρική ενέργεια να παράγεται μόνο από τις θερμικές μονάδες. Το επιτρεπτό όριο καυσαερίων ($GHG\ limit$) θέτεται ίσο με 2.100.000 $kgCO_2$ για κάθε ώρα και μετά την εκτέλεση του εμφανίζονται τα εξής αποτελέσματα:

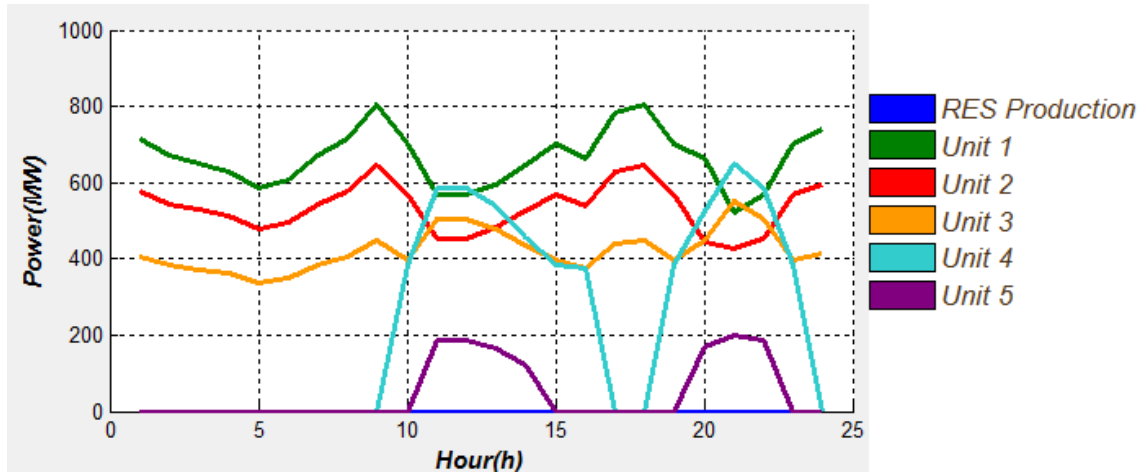
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	716.45	578.83	404.72	0.00	0.00	0
Hour 2	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	0
Hour 3	650.35	527.98	371.67	0.00	0.00	0
Hour 4	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	0
Hour 5	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	0
Hour 6	606.28	494.08	349.64	0.00	0.00	0
Hour 7	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	0
Hour 8	716.45	578.83	404.72	0.00	0.00	0
Hour 9	804.58	646.62	448.79	0.00	0.00	0
Hour 10	701.76	567.53	397.38	383.32	0.00	0
Hour 11	569.38	452.80	504.36	585.73	187.74	0
Hour 12	569.38	452.80	504.36	585.73	187.74	0
Hour 13	594.90	481.95	480.19	539.39	163.57	0
Hour 14	647.85	525.87	436.85	454.99	124.44	0
Hour 15	701.76	567.53	397.38	383.32	0.00	0
Hour 16	661.75	536.75	377.37	374.13	0.00	0
Hour 17	782.55	629.67	437.78	0.00	0.00	0
Hour 18	804.58	646.62	448.79	0.00	0.00	0
Hour 19	701.76	567.53	397.38	383.32	0.00	0
Hour 20	664.61	444.68	447.42	525.43	167.86	0
Hour 21	521.29	428.71	550.00	650.00	200.00	0
Hour 22	569.38	452.80	504.36	585.73	187.74	0
Hour 23	701.76	567.53	397.38	383.32	0.00	0
Hour 24	738.48	595.78	415.74	0.00	0.00	0
Sum	15982.64	12822.91	10140.95	5834.43	1219.08	0

Σχήμα 6.20: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 4)

Το συνολικό κόστος 46.000 MWh, εκ των οποίων 46.000 παράγονται από ΘΗΣ και 0 από ΑΠΕ ανέρχεται στις 2754357,494 m.u. και εκπέμπονται 46870474,198 kgCO₂. Το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα.

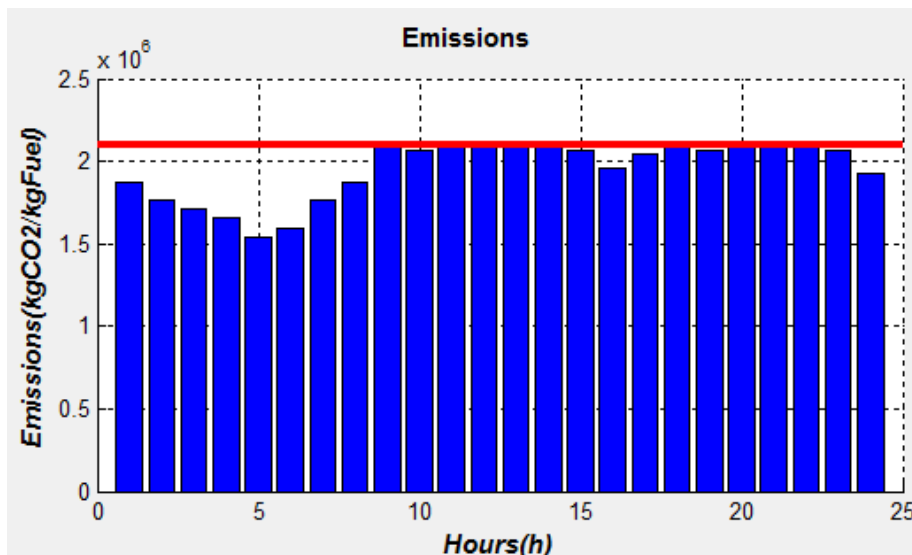


Σχήμα 6.21: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 4)

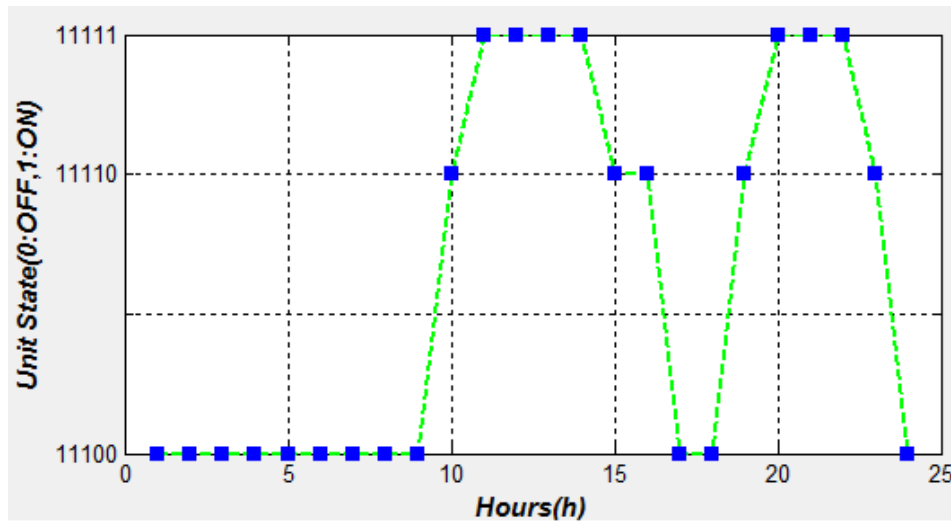


Σχήμα 6.22: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 4)

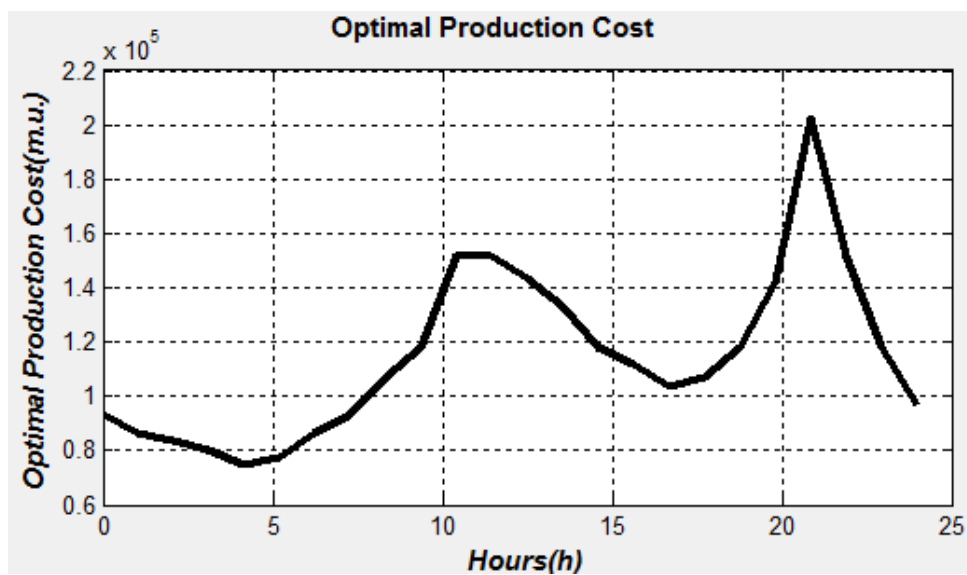
Στο συγκεκριμένο σενάριο παραβιάζεται οριακά το επιτρεπτό όριο εκπομπής καυσαερίων και ενεργοποιείται ο συντελεστής *penalty* με αποτέλεσμα να έχουμε επιβάρυνση στο πλασματικό κόστος που υπολογίζει ο αλγόριθμος (ώρες 21, 22 Σχήμα 6.25). Σε αρκετές από τις ώρες λειτουργίας βρισκόμαστε στο όριο εκπομπής ρύπων με τη Μοναδα 5 να αποκτά συνεχώς αυξανόμενη συμμετοχή στην παραγωγή.



Σχήμα 6.23: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 4)



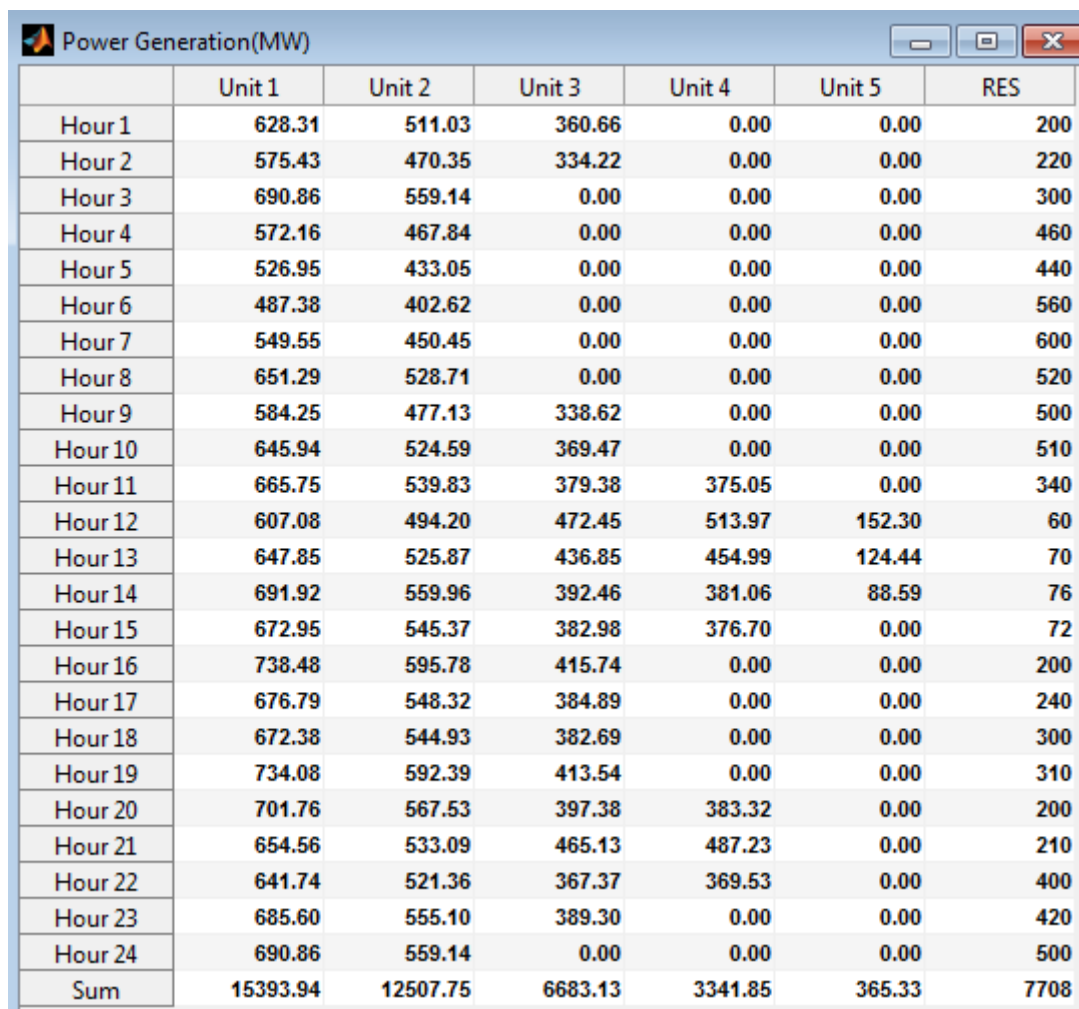
Σχήμα 6.24: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 4)



Σχήμα 6.25: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωματωμένο το Πέναλτι για τους Ρύπους (Σενάριο 4)

ΣΕΝΑΡΙΟ 5

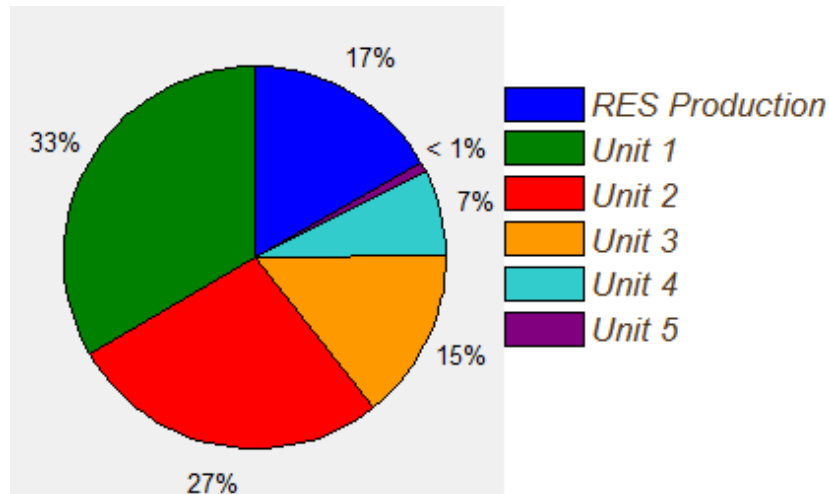
Στο συγκεκριμένο παράδειγμα διπλασιάζουμε την παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (*RES production* x 2). Τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου παραμένουν ίδια όπως του Σεναρίου 3.



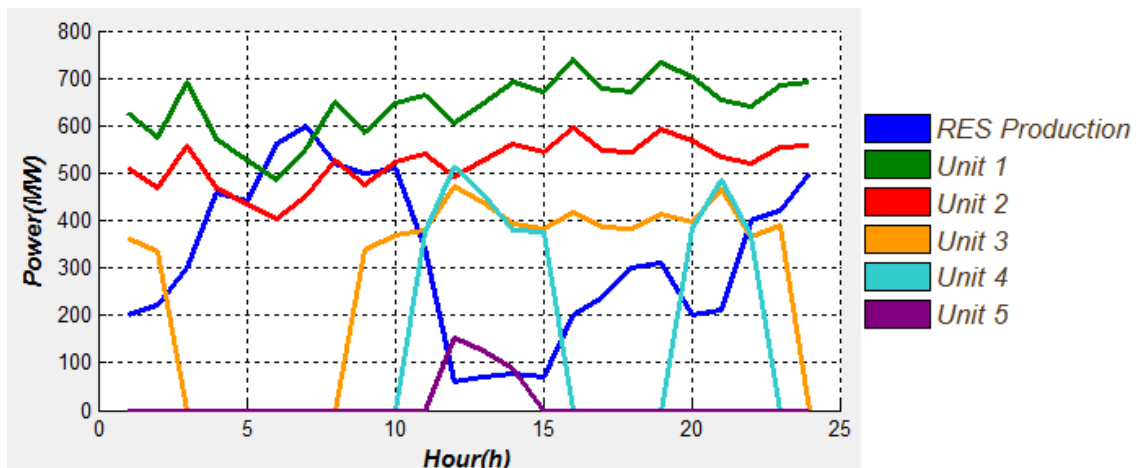
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	RES
Hour 1	628.31	511.03	360.66	0.00	0.00	200
Hour 2	575.43	470.35	334.22	0.00	0.00	220
Hour 3	690.86	559.14	0.00	0.00	0.00	300
Hour 4	572.16	467.84	0.00	0.00	0.00	460
Hour 5	526.95	433.05	0.00	0.00	0.00	440
Hour 6	487.38	402.62	0.00	0.00	0.00	560
Hour 7	549.55	450.45	0.00	0.00	0.00	600
Hour 8	651.29	528.71	0.00	0.00	0.00	520
Hour 9	584.25	477.13	338.62	0.00	0.00	500
Hour 10	645.94	524.59	369.47	0.00	0.00	510
Hour 11	665.75	539.83	379.38	375.05	0.00	340
Hour 12	607.08	494.20	472.45	513.97	152.30	60
Hour 13	647.85	525.87	436.85	454.99	124.44	70
Hour 14	691.92	559.96	392.46	381.06	88.59	76
Hour 15	672.95	545.37	382.98	376.70	0.00	72
Hour 16	738.48	595.78	415.74	0.00	0.00	200
Hour 17	676.79	548.32	384.89	0.00	0.00	240
Hour 18	672.38	544.93	382.69	0.00	0.00	300
Hour 19	734.08	592.39	413.54	0.00	0.00	310
Hour 20	701.76	567.53	397.38	383.32	0.00	200
Hour 21	654.56	533.09	465.13	487.23	0.00	210
Hour 22	641.74	521.36	367.37	369.53	0.00	400
Hour 23	685.60	555.10	389.30	0.00	0.00	420
Hour 24	690.86	559.14	0.00	0.00	0.00	500
Sum	15393.94	12507.75	6683.13	3341.85	365.33	7708

Σχήμα 6.26: Παραγωγή των Μονάδων και των ΑΠΕ (MW) (Σενάριο 5)

Το συνολικό κόστος 46.000 MW, εκ των οποίων 38.292 παράγονται από ΘΗΣ και 7.708 από ΑΠΕ ανέρχεται στις 2140795,302 m.u. και εκπέμπονται 40623691,835 kgCO₂. Καθίσταται σαφές ότι η συμμετοχή των ΑΠΕ επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το κόστος παραγωγής αλλά και τους εκπεμπόμενους ρύπους. Το ποσοστό συμμετοχής της κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα.

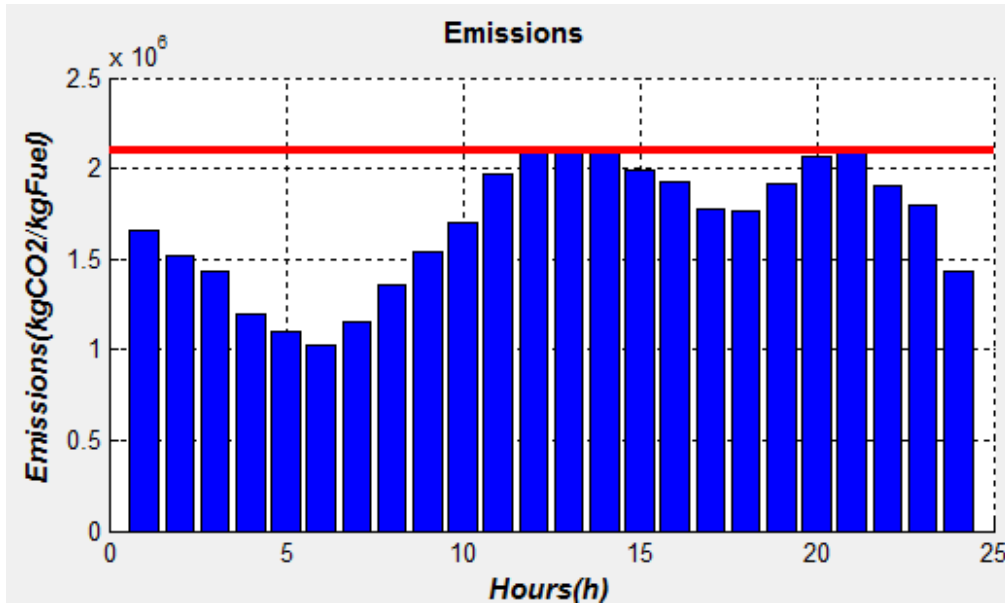


Σχήμα 6.27: Συμμετοχή Μονάδων στην Παραγωγή Ενέργειας (Σενάριο 5)

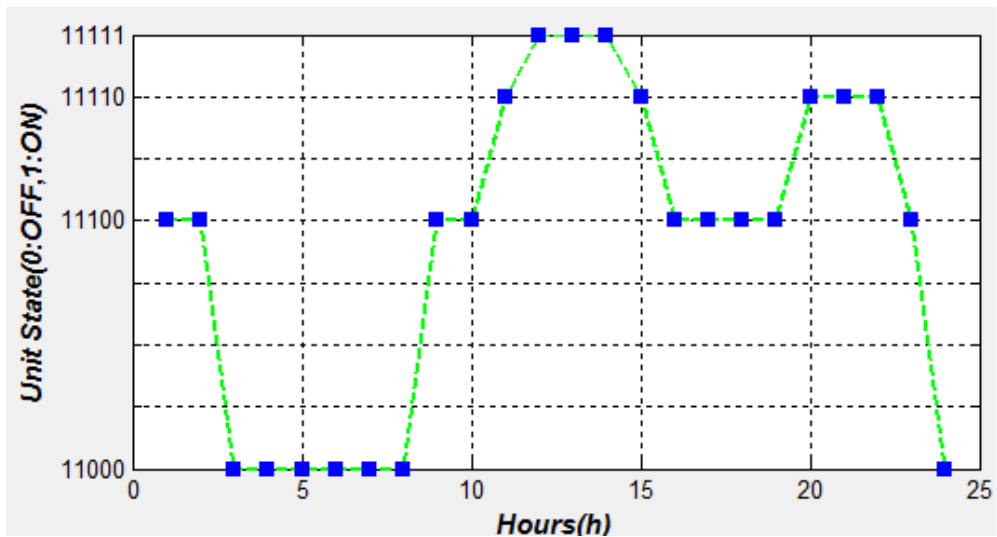


Σχήμα 6.28: Χρονοσειρές Παραγωγής των Μονάδων και των ΑΠΕ (Σενάριο 5)

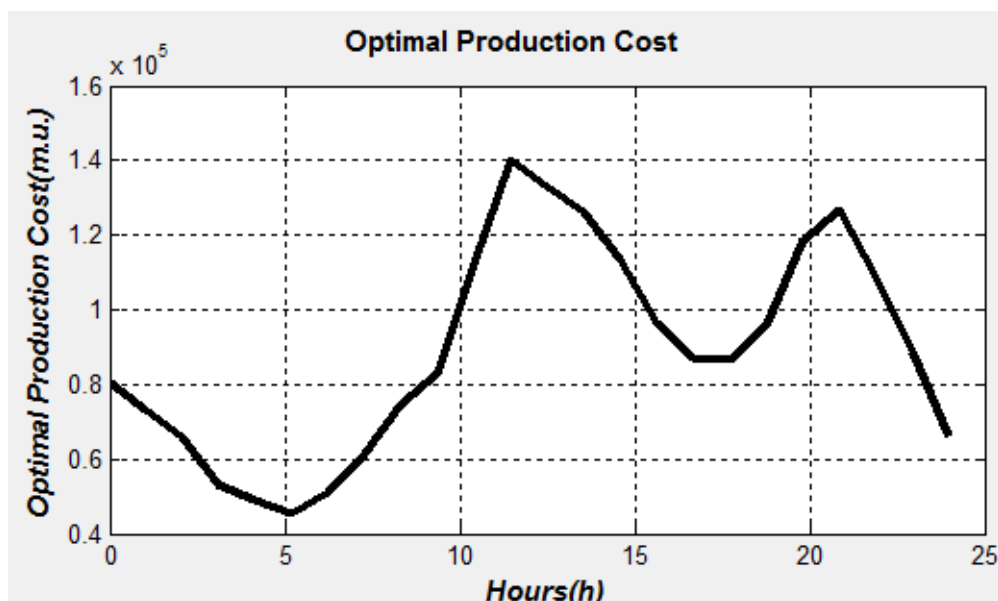
Επίσης στο συγκεκριμένο σενάριο δεν παραβιάζεται το επιτρεπτό όριο εκπομπής καυσαερίων και δεν ενεργοποιείται ο συντελεστής *penalty* με αποτέλεσμα να μην έχουμε επιβάρυνση στο πλασματικό κόστος του αλγορίθμου. Η μονάδα 5 έχει μια μικρή συμμετοχή κυρίως τις ώρες υψηλού φορτίου και χαμηλής παραγωγής από τις ΑΠΕ.



Σχήμα 6.29: Εκπομπές Ρύπων(Σενάριο 5)



Σχήμα 6.30: Βέλτιστο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 5)



Σχήμα 6.31: Χρονοσειρά Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ενσωματωμένο το Πέναλτι για τους Ρύπους (Σενάριο 5)

Σε κάθε σενάριο παράγονται συνολικά 46000 MWh. Ο παρακάτω πίνακας συγκεντρώνει όλα τα αποτελέσματα.

Σενάριο	Συνολικό Κόστος (m.u.) (με το πέναλτι)	Συνολικοί Εκπεμπόμενοι Ρύποι (kg CO ₂)	Παραγωγή Θ.Μ. (MWh)	Παραγωγή Α.Π.Ε. (MWh)	Όριο Εκπεμπόμενων Ρύπων (kg CO ₂ /h)	Ενεργοποίηση συντελεστή Πέναλτι	Παραγωγή Μονάδας 5 (%)
1	4.705.652,8	41.932.873	42146	3854	1190000	Ναι	3%
2	2.386.575,4	44.598.594,7	42146	3854	2150000	Όχι	<1%
3	2.403.474,1	44.274.543	42146	3854	2100000	Όχι	2%
4	2.754.357,4	46.870.474,1	46000	0	2100000	Όχι	3%
5	2.140.795,3	40.623.691,8	38292	7708	2100000	Όχι	<1%

Πίνακας 6.4: Πίνακας Αποτελεσμάτων

Από τα παραπάνω σενάρια εξάγονται τα εξής συμπεράσματα:

- Επιλέγονται πρώτα οι φθηνές μονάδες, οι οποίες λειτουργούν ως μονάδες βάσης για την παραγωγή ενός μεγάλου κομματιού της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Όσο μικραίνει το όριο εκπεμπόμενων ρύπων(GHG limit) αυξάνει και το τελικό κόστος. Το πρόγραμμα χρησιμοποιεί όλο και περισσότερο την ακριβή μονάδα αλλά λιγότερο ρυπογόνο (Unit 5), η οποία λειτουργεί με φυσικό αέριο. Έχουμε δηλαδή υψηλότερο κόστος λειτουργίας αλλά λιγότερους εκπεμπόμενους ρύπους.
- Η υπέρβαση του ορίου εκπεμπόμενων ρύπων ενεργοποιεί το penalty όπως φαίνεται στα αντίστοιχα διαγράμματα με αντίστοιχη αύξηση του πλασματικού κόστους που υπολογίζει ο αλγόριθμος.
- Παρατηρούμε τη σημαντικότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθώς με διπλασιασμό της προσφερόμενης ενέργειας τους επιτυγχάνεται σημαντική μείωση στο κόστος και των εκπεμπόμενων ρύπων.

Συμπεράσματα - Προοπτικές Συνέχισης της Διπλωματικής

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας ήταν να αναπτυχθεί γραφικό περιβάλλον το οποίο θα υποστηρίζει έναν προαναπτυχθέντα από τον επιβλέποντα της διπλωματικής εργασίας αλγόριθμο επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης θερμικών σταθμών παραγωγής. Επιπλέον, αναπτύχθηκαν ρουτίνες αρχικοποίησης για τη διασύνδεση μεταβλητών-δεδομένων του γραφικού περιβάλλοντος με αυτά του αλγορίθμου. Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος επίλυσης είχε αναπτυχθεί σε κώδικα Matlab και γι' αυτό το λόγο και το γραφικό περιβάλλον αναπτύχθηκε με το εξειδικευμένο εργαλείο “Guide” του Matlab.

Μια σύντομη ανασκόπηση των θεμάτων που πραγματεύεται η παρούσα διπλωματική δίνεται στη συνέχεια. Αρχικά αναφέρονται οι τρόποι παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Γίνεται μια εισαγωγή στους θερμικούς σταθμούς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και παρουσιάζεται το πρόβλημα της βέλτιστης ένταξης θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στη λειτουργία ενός ΣΗΕ, ώστε ο αναγνώστης να εισαχθεί σε αυτό. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο τρόπος επίλυσης του προβλήματος της βέλτιστης ένταξης μονάδων με τη χρήση δυναμικού προγραμματισμού και περιγράφεται το γραφικό περιβάλλον που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της διπλωματικής με σκοπό την εύκολη χρήση του κώδικα επίλυσης του προβλήματος ακόμη και από μη εξειδικευμένους χρήστες. Τέλος, το πρόγραμμα χρησιμοποιείται για την μελέτη ενός μικρού ΣΗΕ με θερμοηλεκτρικούς σταθμούς και ΑΠΕ όπου εξετάζονται διάφορα σενάρια λειτουργίας του.

Προοπτική συνέχισης της διπλωματικής θα μπορούσε να αποτελέσει η επέκταση του αλγορίθμου για υδροθερμική συνεργασία και διαχείριση υδροαντλητικών σταθμών, καθώς και η εισαγωγή δυνατότητας περικοπής ισχύος ΑΠΕ όταν η διείσδυσή τους ξεπερνά κάποιο όριο.

Βιβλιογραφία

- [1] Κανέλλος, Φ. (2014, Ιανουάριος). Optimal Power Management with GHG Emissions Limitation in All Electric Ship Power Systems comprising Energy Storage Systems. *IEEE Trans. on Power Systems vol.29,issue 1*, σσ. 330-339.
- [2] Κανέλλος, Φ. (2012). *Παρουσιάσεις Μαθήματος Ηλεκτρική Οικονομία*. Χανιά: Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης.
- [3] Κανέλλος, Φ. (2012). *Παρουσιάσεις Μαθήματος Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας από ΑΠΕ*. Χανιά: Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης.
- [4] ΑΔΜΗΕ. (2012). *Περιγραφή Συστήματος Μεταφοράς*. Ανάκτηση από www.admie.gr: <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrafis-systimatos-metaforas/>
- [5] ΑΔΜΗΕ. (2012). *Χάρτης Δικτύου Μεταφοράς*. Ανάκτηση από www.admie.gr: <http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/chartis/>
- [6] ΑΔΜΗΕ. (2013). *Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας*. Αθήνα: www.admie.gr. Ανάκτηση από ΑΔΜΗΕ: www.admie.gr
- [7] Βαβούρα-Αποστολίδη. (1995). *Εκκίνηση Ατμοηλεκτρικού Σταθμού*. Θεσσαλονίκη: Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο.
- [8] Βογιατζάκης. (2009). *Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- [9] ΔΕΔΔΗΕ. (2013). *Μεγέθη Δικτύου Ηλεκτρισμού*. Ανάκτηση από www.deddie.gr: <http://www.deddie.gr/el/to-diktuo-ilektrismou/vasika-megethi-tou-diktuou-ilektrismou>
- [10] Ισμαηλίδης, Α. (2005). *Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Περιβάλλον*. Χανιά: Τμήμα Φυσικών Πόρων και Περιβάλλοντος.

- [11] Κορωνίδης, Α. (2013). Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Συνθήκες Μεγάλης Διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών. *Ημερίδα Συλλόγου Μηχανικών ΔΕΗ-ΤΕΕ*, (σ. 21). Αθήνα.
- [12] Λάμπρου-Στυφαλιά. (2008). *Μελέτη Προβλήματος Κατανεμημένης Παραγωγής στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Πάτρα: Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών.
- [13] Λούβρου, Σ. (2009). *Υπολογιστική Μοντελοποίηση Δράσεων για τη Βελτίωση του Βαθμού Απόδοσης Πετρελαϊκών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και στην Κρήτη*. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο.
- [14] Μπακιρτζής, Α. (1998). *Οικονομική λειτουργία συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας*. Θεσσαλονίκη: Ζήτη.
- [15] Παπανικολάου, Δ. (2008). *Οικονομική Λειτουργία Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Πάτρα: Πανεπιστήμιο Πατρών.
- [16] ΡΑΕ. (2013). *Ιστορικό Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Ανάκτηση από www.rae.gr: http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/history.csp
- [17] ΡΑΕ. (2013). *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Ανάκτηση από Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας: http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp
- [18] *ti-soft*. (2103). Ανάκτηση από Υποσταθμός Καταναλωτή Μέσης Τάσης: http://www.ti-soft.com/el/support/help/panelcad/knowledgebase/panelcad_mesh_tash/panelcad_diktua_meshs_tashs/panelcad_upostatthmos_katanalwth_meshs_tashs