



ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΙΔΡΥΜΑ ΚΡΗΤΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΙΑΣ
ΧΕΙΜΕΡΙΝΟ ΕΞΑΜΗΝΟ 2011-2012
ΜΑΘΗΜΑ: ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΔΙΔΑΣΚΩΝ: Δρ. Τσικαλάκης Αντώνιος-

Σημειώσεις για την Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ 2012

Περιεχόμενα

1	Σύντομη περίληψη	3
2	Επεξήγηση της πορείας επίλυσης του προβλήματος	3
2.1	Καθορισμός του φορτίου του συστήματος	3
2.1.1	Καθορισμός Φορτίου προς κατανομή	3
2.2	Το πρόβλημα του καθορισμού της εφεδρείας του συστήματος	4
2.2.1	Ντετερμινιστικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία	5
2.2.2	Πιθανοτικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία	7
2.2.3	Αβεβαιότητες ως προς την ελάχιστη παραγωγή	7
2.2.4	Αξιοποίηση της πληροφορίας για των σφαλμάτων πρόβλεψης	8
3	Το πρόβλημα της Οικονομικής Λειτουργίας ενός ΣΗΕ	10
3.1	Καθορισμός των μονάδων προς ένταξη-Πρόβλημα Unit Commitment	10
3.2	Οικονομική κατανομή του φορτίου και καθορισμός σημείων λειτουργίας ΑΠΕ	12
4	Μέθοδοι Βελτιστοποίησης –Οικονομικός Προγραμματισμός	14
4.1	Γενικά	14
4.2	Μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της ένταξης μονάδων	14
4.2.1	Ευρετικοί Αλγόριθμοι	14
4.2.2	Μέθοδος Λίστας Προτεραιότητας (priority list Method)	15
4.2.3	Μέθοδος Πολλαπλασιαστών Lagrange	17
4.2.4	Μέθοδοι τεχνητής Νοημοσύνης	17
4.3	Μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της οικονομικής κατανομής των μονάδων	18
4.3.1	Ευρετικές μέθοδοι	18
4.3.2	Μαθηματικές μέθοδοι –Γραμμικός και τετραγωνικός προγραμματισμός	18
4.3.3	Ειδικές Περιπτώσεις	19
4.3.4	Μέθοδοι τεχνητής Νοημοσύνης	21
5	Παράδειγμα Λύσης	22
6	Χρήσιμες Αναφορές	23

1 Σύντομη περίληψη

Ο στόχος αυτών των σημειώσεων είναι να σας βοηθήσουν να γνωρίσετε τη μεθοδολογία για την επίλυση προβλημάτων Οικονομικής λειτουργίας Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Έτσι θα πρέπει να προσέξετε από το 2^ο κεφάλαιο τους παράγοντες που καθορίζουν τη ζήτηση που πρέπει να μπορούν να ικανοποιήσουν οι θερμικές μονάδες ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ιδιαίτερη προσοχή θα πρέπει να δοθεί στους παράγοντες που επηρεάζουν την εκτίμηση της ζήτησης. Σημειώστε και το σημαντικό ζήτημα της ελάχιστης ζήτησης σε συνδυασμό με υψηλή διείσδυση σε ΑΠΕ που αποτελεί ολόένα και περισσότερο ενδιαφέρον σε συστήματα με μέση διείσδυση άνω του 15% σε ΑΠΕ.

Στη συνέχεια ορίζονται (και προσέξτε καλά) τον ορισμό των Προβλημάτων Ένταξης Μονάδων και Οικονομικής κατανομής. Παρατίθενται οι συνηθισμένοι περιορισμοί που πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψη κατά την επίλυση του σχετικού προβλήματος. Οι βασικότεροι αποτελούν τα τεχνικά μέγιστα/ελάχιστα των μονάδων και την ανάγκη ικανοποίησης της ζήτησης που απομένει στις θερμικές μονάδες. Αυτοί οι περιορισμοί σε οποιοδήποτε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ικανοποιούνται και σε αυτούς προστίθενται οι περιορισμοί που περιγράφονται στο κεφάλαιο 3.

Στο κεφάλαιο 4 αναφέρονται –και καλό είναι να θυμάστε επιγραμματικά-μεθοδολογίες επίλυσης προβλημάτων της ένταξης μονάδων. Σημαντικός διαχωρισμός είναι ότι πρακτικά καμία μέθοδος δεν εγγυάται την βέλτιστη επίλυση του προβλήματος της Ένταξης μονάδων ενώ το πρόβλημα της Οικονομικής Κατανομής λύνεται και μαθηματικά αρκετά συχνά. Στο κεφάλαιο 5 υπάρχει ένα τέτοιο παράδειγμα Οικονομικής Κατανομής σε λυμένο Παράδειγμα.

2 Επεξήγηση της πορείας επίλυσης του προβλήματος

Η πορεία επίλυσης του προβλήματος λειτουργίας ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας συνοψίζεται στα εξής σημεία.

1. Καθορισμός του φορτίου του συστήματος που οι μονάδες που θα ενταχθούν πρέπει να μπορούν να ικανοποιούν ανάλογα με την ακολουθούμενη πολιτική απορρόφησης ΑΠΕ- (ενότητα 2.1) και σύμφωνα με τα αποτελέσματα έτοιμων μοντέλων πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ
2. Καθορισμός των αναγκών στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος, (ενότητα 2.2)
3. Καθορισμός των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν καθώς και του σημείου λειτουργίας τους καθώς και των αντίστοιχων σημείων λειτουργίας των ΑΠΕ (αν απαιτείται) (ενότητες 3 και 3.2)

Οι μέθοδοι επίλυσης για τα προβλήματα στα σημεία 3 περιγράφονται στο κεφάλαιο 4.

2.1 Καθορισμός του φορτίου του συστήματος

Το πρώτο σημαντικό βήμα για τον προγραμματισμό λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι η εκτίμηση του φορτίου που πρέπει να ικανοποιηθεί. Εάν το προς βελτιστοποίηση δίκτυο δεν διαθέτει ΑΠΕ, τότε το φορτίο συμπίπτει με τη ζήτηση του συστήματος, ειδάλλως ανάλογα με την πολιτική που ακολουθείται για την απορρόφηση της παραγωγής από ΑΠΕ πρέπει να καθοριστεί το φορτίο που θα κατανεμηθεί στις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος.

Έτσι το φορτίο του συστήματος καθορίζεται από :

1. Την ζήτηση από τους συνδεδεμένους καταναλωτές
2. Την πρόβλεψη παραγωγής από ΑΠΕ.
3. Την πολιτική απορρόφησης ενέργειας από ΑΠΕ

2.1.1 Καθορισμός Φορτίου προς κατανομή

Το φορτίο λοιπόν του συστήματος αν εφαρμόζεται το μοντέλο FIM για τις ΑΠΕ θα είναι για κάθε διάστημα t

$$Pl(t)=Pd(t)-RES_prod(t) \quad (1)$$

όπου

$PI(t)$ το Φορτίο για ικανοποίηση από τις μονάδες του συστήματος-στη συγκεκριμένη περίπτωση μόνο από τις συμβατικές μονάδες του συστήματος, και
 $RES_prod(t)$ η παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ.

$Pd(t)$ είναι η συνολική αρχική ζήτηση του συστήματος.

αν δεν εφαρμόζεται αυτό το μοντέλο αγοράς για τις ΑΠΕ, τότε το αντίστοιχο φορτίο προς ικανοποίηση από τις μονάδες θα είναι :

$$PI(t)=Pd(t) \quad (2)$$

ενώ η πρόβλεψη των ΑΠΕ χρησιμοποιείται για τον καθορισμό της αναμενόμενης μέγιστης παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ στον οικονομικό προγραμματισμό του συστήματος.

2.2 Το πρόβλημα του καθορισμού της εφεδρείας του συστήματος

Αφού έχει καθοριστεί το φορτίο προς ικανοποίηση από τις μονάδες παραγωγής PI θα πρέπει να καθοριστεί και η επιπλέον ισχύς που θα πρέπει οι μονάδες που θα ενταχθούν με βάση το πρόγραμμα ένταξης μονάδων να μπορούν να ικανοποιήσουν. Θα πρέπει λοιπόν στο πρόγραμμα ένταξης μονάδων να έχουμε με κάποια μορφή ποσοτικοποιήσει τις σημαντικότερες από τις αβεβαιότητες που υπάρχουν πριν αποφασίσουμε ποιες από τις μονάδες πρόκειται να ενταχθούν.

Οι σημαντικότεροι παράγοντες που επιδρούν στην αβεβαιότητα σε ένα αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι :

1. Η αρχική εκτίμηση του φορτίου και το σφάλμα της.
2. Η πρόβλεψη της παραγωγής από ΑΠΕ.
3. Σφάλμα κάποιας μονάδας από εκείνες που πρόκειται να ενταχθούν ή κάποιας διασυνδετικής γραμμής είτε με μονάδες παραγωγής ΑΠΕ είτε με κάποιο άλλο εργοστάσιο παραγωγής.
4. Την πολιτική για τα κρίσιμα ή μη φορτία εάν υπάρχει, ή αν υπάρχουν διαθέσιμα ελεγχόμενα φορτία για διακοπή ή για αύξηση κατανάλωσης. Τέτοιο παράδειγμα είχαμε δει τα φορτία αφαλάτωσης στην αντίστοιχη ενότητα για το φορτίο.
5. Την ύπαρξη ή μη αποθηκευτικής διάταξης

Η αβεβαιότητα έχει σημαντικά μεγαλύτερη επίδραση σε αυτόνομα συστήματα όπου δεν υπάρχει η δυνατότητα ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας από όμορο σύστημα η οποία αμβλύνει τέτοιου είδους προβλήματα. Σε περίπτωση υποεκτίμησης του φορτίου ή υπερεκτίμησης της παραγωγής από ΑΠΕ μπορεί να οδηγηθούμε σε προσωρινή διακοπή τροφοδοσίας κάποιων καταναλωτών, σε αντίθετη περίπτωση μπορεί να οδηγηθούμε σε απόρριψη παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ ειδικά σε συστήματα με υψηλή διείσδυση από ΑΠΕ. Και στις δύο περιπτώσεις θα οδηγηθούμε λόγω της ανάγκης για άμεση λήψη μέτρων για τον περιορισμό του προβλήματος σε αντισυμβατική λειτουργία του συστήματος.

Το σημείο 3 αναφέρεται στην απαίτηση διατήρησης της εφεδρείας για την περίπτωση βλάβης εξοπλισμού του δικτύου, όπως για παράδειγμα η απώλεια γραμμής προς την περιοχή του αιολικού δυναμικού του συστήματος, π.χ για το ΣΗΕ της Κρήτης η απώλεια της γραμμής ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ-ΣΗΤΕΙΑ στην οποία είναι συνδεδεμένα 70MW αιολικών άρκων ή η απώλεια μίας από τις μονάδες που είναι σε λειτουργία λόγω βλάβης, συνήθως της μεγαλύτερης μονάδας (Κριτήριο N-1).

Το σημείο 4 αναφέρεται κυρίως στα Δίκτυα Διανομής με διεσπαρμένη παραγωγή όπου ο χειριστής ή το αυτόματο σύστημα ελέγχου μπορεί να επιλέγει τα φορτία που θα αποκοπούν σε περίπτωση βλάβης του κυρίως δικτύου ή σε φορτία που θα πρέπει να συνδεθούν σε περίπτωση βλάβης διασυνδετικής γραμμής αν η παραγόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από την κατανάλωση. Σε αυτόνομα συστήματα αυτή η δυνατότητα αύξησης κατανάλωσης είναι πολύ χρήσιμη ώστε εάν αυξηθεί η παραγωγή από ΑΠΕ με συνδυασμένη μείωση της κατανάλωσης να αποφευχθεί παραβίαση των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων.

Η ύπαρξη αποθηκευτικής διάταξης μπορεί να αμβλύνει την ανάγκη για στρεφόμενη εφεδρεία καθώς έχει ταχύτερο ρυθμό απόκρισης από μία συμβατική μονάδα παραγωγής και να απορροφήσει περίσσεια ενέργειας ή να αποθηκεύσει τυχόν έλλειμμα. Η επίπτωση αυτή περιγράφεται στην εργασία [1]

Σε μία τέτοια περίπτωση πρέπει να είναι γνωστές οι δυνατότητες παροχής ισχύος από την αποθηκευτική διάταξη για μικρό χρονικό διάστημα, π.χ το απαιτούμενο διάστημα για την εκκίνηση κάποιας μονάδας. Για τις μπαταρίες, για παράδειγμα, όσο αυξάνεται ο χρόνος αυτός τόσο ελαττώνεται η ισχύς που μπορούν να αποδώσουν όπως εξετάζεται στην [2].

Από την άλλη ένα σημαντικό πρόβλημα που παρουσιάζεται σε αυτόνομα ΣΗΕ με μεγάλη διείσδυση παραγωγής από ΑΠΕ, το οποίο δεν απαντάται πολύ συχνά σε μεγαλύτερα συστήματα, είναι η διατήρηση των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν ιδιαίτερα όταν αυξηθεί ξαφνικά η παραγωγή των ΑΠΕ για κάποια χρονική περίοδο, σε περιόδους χαμηλής φόρτισης του δικτύου. Το πρόβλημα αυτό γίνεται περισσότερο οξύ στην περίπτωση που όχι μόνο οι εγκατεστημένες μονάδες έχουν μεγάλους χρόνους εκκίνησης και σβέσης, οπότε πρακτικά οι μονάδες αυτές συνήθως λειτουργούν καθ' όλη την εξεταζόμενη περίοδο, αλλά και όταν οι μονάδες έχουν σχετικά μεγάλους χρόνους απόκρισης και μεταβολής της παραγόμενης ισχύος τους. Χαρακτηριστικά παραδείγματα τέτοιων περιπτώσεων είναι οι ατμοστρόβιλοι και οι μονάδες Συνδυασμένου κύκλου. Η μαθηματική διατύπωση αυτού του προβλήματος αλλά και οι λύσεις που προτείνονται περιγράφονται στην υπό-ενότητα 2.2.3

Για να αντιμετωπιστούν οι αβεβαιότητες σε ένα τέτοιο σύστημα οι χειριστές των συστημάτων φροντίζουν να υπάρχει επαρκής στρεφόμενη εφεδρεία στο σύστημα ώστε να περιορισθεί το ενδεχόμενο διακοπής καταναλωτών. Δύο ομάδες τεχνικών καθορισμού της στρεφόμενης εφεδρείας απαντώνται στην βιβλιογραφία:

A) Η ντετερμινιστικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία και

B) Η πιθανοτικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία.

2.2.1 Ντετερμινιστικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία

Η πιο συνηθισμένη στρατηγική διατήρησης της στρεφόμενης εφεδρείας είναι η διατήρηση τουλάχιστον ενός συγκεκριμένου ποσοστού στρεφόμενης εφεδρείας σε σχέση με το φορτίο. Οι μονάδες που θα ενταχθούν θα πρέπει να μπορούν να ικανοποιήσουν όχι μόνο το καθορισμένο φορτίο του συστήματος αλλά και το επιπλέον αυτό ποσοστό.

Ένας άλλος τρόπος καθορισμός της στρεφόμενης εφεδρείας είναι να διατηρείται συνολική εφεδρεία ίση με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας παραγωγής που είναι ενταγμένη, ώστε σε περίπτωση βλάβης ακόμη και αυτής της μονάδας το σύστημα να μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση ή ίσης με την απώλεια ισχύος σε περίπτωση απώλειας διασυνδεδετικής γραμμής.

Για την περίπτωση συστήματος με ΑΠΕ προτείνεται στην εργασία [3] πρέπει να διατηρείται εφεδρεία και για την παραγόμενη ισχύ από ΑΠΕ και όχι να θεωρείται 100% αβέβαια αυτή η παραγωγή. Το προτεινόμενο σχήμα για την στρεφόμενη εφεδρεία δίνεται από μία σχέση της μορφής :

$$\text{Spin_res}(t) = \text{Load_reserves}(t) + \text{RES_reserves}(t) \quad (3)$$

Όπου $\text{Load_reserves}(t)$, η στρεφόμενη εφεδρεία λόγω αβεβαιότητας πρόβλεψης φορτίου η οποία θα δίνεται από τη σχέση

$$\text{Load_reserves}(t) = k \text{ Pd}(t) \quad (4)$$

Ως παράμετρος k μπορεί να χρησιμοποιηθεί το ποσοστό σφάλματος της πρόβλεψης φορτίου ή κάποιας παραμέτρου που να σχετίζεται με τις ακραίες τιμές σφάλματος του φορτίου ή με την πιθανοτική κατανομή του φορτίου. Οι τιμές μπορεί να είναι $k=0$ έως 1. Για την επιλογή των τιμών του k μπορούμε να λάβουμε υπ' όψιν δεδομένα από την επίδοση των συστημάτων πρόβλεψης φορτίου, όπως για παράδειγμα το μέγιστο σφάλμα που μπορεί να παρουσιάζει η πρόβλεψη.

RES_reserves είναι η εφεδρεία για την παραγωγή από τις ΑΠΕ και ισούται με

$$\text{RES_reserves}(t) = \text{Wind_Reserves}(t) + \text{PV_reserves}(t) + \text{Hydro_Reserves}(t) + \text{OtherRES_reserves}(t) \quad (5)$$

Όπου $\text{Wind_Reserves}(t)$ η εφεδρεία για την αιολική παραγωγή,

$\text{PV_reserves}(t)$, η εφεδρεία για την παραγωγή από το Φωτοβολταϊκά

$\text{Hydro_Reserves}(t)$, η εφεδρεία για την αβεβαιότητα παραγωγής από τις μικρές Υδροηλεκτρικές μονάδες

Και $OtherRES_reserves(t)$, η εφεδρεία η οποία διατηρείται για να αντισταθμίσει την αβεβαιότητα παραγωγής των υπολοίπων μονάδων ΑΠΕ, η οποία αναμένεται να είναι σχετικά μικρή λόγω της ειδικής κατάστασης παραγωγής τους.

Ειδικά για την αιολική παραγωγή η εφεδρεία θα δίνεται από την παρακάτω σχέση

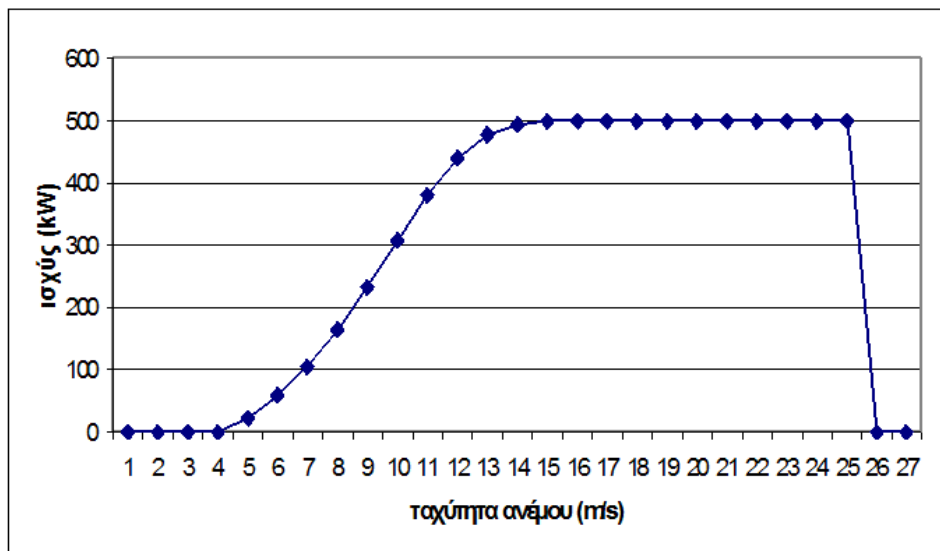
$$Wind_reserves(t) = \lambda(t) * P_{wind}(t) \quad (6).$$

Όπου $P_{wind}(t)$: Η αιολική παραγωγή και

$\lambda(t)$: ο συντελεστής αιολικής εφεδρείας εξαρτώμενος από το ύψος της αιολικής παραγωγής με $\lambda \in (0.2, 1)$. Ο συντελεστής αυτός αντικατοπτρίζει τη μεταβολή της παραγωγής ενός Α/Π όταν μεταβάλλεται η ταχύτητα του ανέμου.

Το ποσοστό της εφεδρείας για την παραγωγή των Α/Π που πρέπει να διατηρηθεί είναι αντιστρόφως ανάλογο της Αιολικής Παραγωγής. Εάν η αιολική παραγωγή είναι μικρή οπότε και η ταχύτητα ανέμου είναι μικρή, διακύμανση της ταχύτητας έχει σημαντική επίπτωση στη διακύμανση της παραγωγής. Αντίθετα όσο πιο κοντά βρίσκεται η αιολική παραγωγή στην μέγιστη τιμή της πλησιάζουμε στην περιοχή λειτουργίας με μικρότερη εξάρτηση από τη μεταβολή του ανέμου.

Για παράδειγμα στο γραμμικό τμήμα της συνάρτησης του Εικ. 2-1 είναι φανερό ότι π.χ πτώση του ανέμου από τα 10m/s στα 8.5 m/s έχει ως συνέπεια τη μείωση της παραγωγής από τα 400 στα 250 kW. Αντίθετα στο τμήμα της καμπύλης που είναι ανεξάρτητο του ανέμου, πτώση της ταχύτητας του ανέμου έχει πολύ μικρή επίδραση στην αιολική παραγωγή. Χαρακτηριστικά στη Δανία Στη Δανία απόκλιση στην ταχύτητα ανέμου ± 1 m/s μπορεί να έχει επίδραση ± 320 MW (όταν η εγκατεστημένη ισχύς είναι 2,374 MW) [4].



Εικ. 2-1 Τυπική καμπύλη παραγωγής Α/Γ

Η αύξηση της αιολικής παραγωγής με την ταχύτητα του ανέμου μπορεί να προσεγγισθεί από μία γραμμική συνάρτηση μέχρι την ταχύτητα ονομαστικής λειτουργίας των πάρκων. Αντίστοιχα ο συντελεστής εφεδρείας ο οποίος μειώνεται με την αύξηση της αιολικής παραγωγής θα πρέπει να μειώνεται γραμμικά.

Είναι επίσης χαρακτηριστικό ότι με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος γίνεται μικρότερη η μείωση του συντελεστή λ όταν αυξάνεται το φορτίο διότι η ίδια αιολική παραγωγή επιτυγχάνεται σε μικρότερες ταχύτητες ανέμου επομένως είναι πιο ευαίσθητη σε μείωση του ανέμου από ότι όταν η εγκατεστημένη ισχύς είναι μικρή.

Με βάση τις παραπάνω παρατηρήσεις ο συντελεστής αιολικής εφεδρείας θα δίνεται από την σχέση

$$\lambda(t) = \left(1 - \frac{(1 - 0.2)}{P_{wind}^{max}} \cdot P_{wind}(t) \right) \quad (7)$$

όπου

P_{wind}^{max} : Η μέγιστη ικανότητα παραγωγής των Α/Π του υπό εξέταση δικτύου

Δηλαδή θεωρούμε ότι ακόμη και στη μέγιστη ικανότητα παραγωγής των αιολικών πάρκων λαμβάνουμε ως εφεδρεία το 20 % της αιολικής παραγωγής, διότι δεν μπορούμε να γνωρίζουμε ακριβώς την ταχύτητα ανέμου είμαστε ,ενδεχόμενα να είμαστε και στο όριο αποκοπής του πάρκου (cut-off speed) λόγω μεγάλης ταχύτητας του ανέμου. Το μόνο που γνωρίζουμε είναι η παραγωγή και όχι η ταχύτητα. Ο συντελεστής λ γίνεται ίσος με 1 όταν η αιολική παραγωγή είναι πάρα πολύ μικρή , που σημαίνει ότι η ταχύτητα ανέμου είναι πολύ χαμηλή ,και μία μικρή μείωσή της ταχύτητας ανέμου επιφέρει σημαντική μείωση της παραγόμενης ισχύος, επομένως για αυτήν την αβεβαιότητα οι χειριστές του συστήματος πρέπει να διατηρούν μεγαλύτερο ποσοστό εφεδρείας επί της παραγωγής του Α/Π.

Το παραπάνω σχήμα εφεδρείας χρησιμοποιήθηκε για τη μελέτη του δικτύου της Κρήτης[2], με $k=0.1$ και το παραπάνω σχήμα εφεδρείας για την αιολική παραγωγή ενώ παρόμοιο σχήμα χρησιμοποιήθηκε για το σύστημα της Κύθνου όπως περιγράφεται στην εργασία[1] με την μεταβλητή $PV_reserves(t)$ να είναι ίση με το 50% της τρέχουσας παραγωγής από την μονάδα PV, το ίδιο σχήμα αιολικής εφεδρείας με το σύστημα της Κρήτης και 6% ποσοστό εφεδρείας για το φορτίο.

2.2.2 Πιθανοτικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία

Σε αντίθεση με την ντετερμινιστικά καθοριζόμενη εφεδρεία έχει προταθεί η πιθανοτικά καθοριζόμενη εφεδρεία. Μία μέθοδος είναι εκείνη που περιγράφεται στο βιβλίο [5], γνωστή και ως μέθοδος PJM. Επίσης μία πιθανοτική μέθοδος προτείνεται στο άρθρο [6], ενώ στο άρθρο [7] γίνεται σύγκριση των πιθανοτικών και των ντετερμινιστικών μοντέλων στρεφόμενης εφεδρείας και προτείνεται η λύση της πιθανοτικής εφεδρείας. Επίσης στην εργασία [8] γίνεται προσπάθεια προσδιορισμού ενός ποσοστού εφεδρείας κατά το δυνατόν περισσότερο βέλτιστου με την ένταξη και το σβήσιμο μονάδων.

Στην εργασία [9] παρουσιάζεται η μεθοδολογία με τη βοήθεια της οποίας ένας χειριστής ενός αυτόνομου ΣΗΕ μπορεί να αξιοποιήσει τη διαθέσιμη πληροφορία για το σφάλμα της αιολικής παραγωγής για τον προγραμματισμό λειτουργίας του μοντελοποιώντας αυτήν την πληροφορία με τυχαίες μεταβλητές. Στην ίδια εργασία παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα που μπορεί να έχει τέτοιου είδους πληροφορία για τη λειτουργία του συστήματος και η αξία της βελτίωσης του σφάλματος είτε φορτίου είτε αιολικής παραγωγής

2.2.3 Αβεβαιότητες ως προς την ελάχιστη παραγωγή

Ένα σημαντικό πρόβλημα που παρουσιάζεται σε αυτόνομα ΣΗΕ με μεγάλη διείσδυση παραγωγής από ΑΠΕ είναι η διατήρηση των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν ιδιαίτερα όταν αυξηθεί ξαφνικά η παραγωγή των ΑΠΕ για κάποια χρονική περίοδο, σε περιόδους χαμηλής φόρτισης του δικτύου.

Το πρόβλημα γίνεται περισσότερο οξύ στην περίπτωση που όχι μόνο οι εγκατεστημένες μονάδες έχουν μεγάλους χρόνους εκκίνησης και σβέσης, οπότε πρακτικά οι μονάδες αυτές συνήθως λειτουργούν καθ' όλη την εξεταζόμενη περίοδο, αλλά και όταν οι μονάδες έχουν σχετικά μεγάλους χρόνους απόκρισης και μεταβολής της παραγόμενης ισχύος τους. Χαρακτηριστικά παραδείγματα τέτοιων περιπτώσεων είναι οι ατμοστρόβιλοι και οι μονάδες Συνδυασμένου κύκλου.

Προκειμένου να αντιμετωπιστούν τέτοιας φύσης προβλήματα, αν δεν είναι εφικτή η διαφοροποίηση των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται , η ακολουθούμενη από τους χειριστές πρακτική είναι η αποστολή σημείων λειτουργίας (set-points) στις μονάδες ΑΠΕ ώστε να περιοριστεί η έξοδός τους. Η πρακτική αυτή έχει ως αποτέλεσμα τον περιορισμό της εξόδου κάποιων ανεμογεννητριών με σημαντική οικονομική απώλεια για τους παραγωγούς αιολικής ενέργειας[10] αλλά και αύξηση του ρυθμού συντήρησης των μηχανών ιδιαίτερα σε περιπτώσεις ανεμογεννητριών με σχετικά περιορισμένες δυνατότητες ελέγχου της εξόδου τους πως οι Ανεμογεννήτριες Σταθερών στροφών οι οποίες δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους σε εντολή περιορισμού φορτίου και γιατί πρέπει να σταματήσουν ολόκληρες Ανεμογεννήτριες τη λειτουργία τους.

Αυτό το ζήτημα πρέπει να λαμβάνεται υπ' όψιν κατά τον προγραμματισμό παραγωγής ώστε να επιλέγονται οι μονάδες εκείνες οι οποίες να περιορίζουν το πρόβλημα αυτό αλλά και να επιλέγονται και τα αποσπελόμενα σημεία λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ ώστε να περιορίζεται η αποκοπή παραγωγής τους.

Επίσης αν υπάρχει η δυνατότητα για επιλογή φορτίων που πρέπει να λειτουργήσουν ή τις μονάδες αποθήκευσης οι οποίες θα πρέπει να μπορούν να αποθηκεύσουν ενέργεια σε μία τέτοια περίπτωση θα πρέπει να επιλέγονται οι κατάλληλες ενέργειες για τον περιορισμό της αποκοπτόμενης παραγωγής από ΑΠΕ.

Επομένως ο χειριστής θα πρέπει με τις μονάδες που διαθέτει να μπορεί να εκτιμήσει την πιθανή μειωμένη ζήτηση για τις συμβατικές μονάδες κατά αντίστοιχο τρόπο με την περίπτωση της αυξημένης ζήτησης των προηγούμενων παραγράφων. Αυτή η εκτίμηση μπορεί να γίνει είτε με ντετερμινιστικό τρόπο είτε με πιθανοτικό καθορισμό σύμφωνα με την πρακτική που ακολουθείται στον καθορισμό της στρεφόμενης εφεδρείας αγνοώντας όμως παραμέτρους αξιοπιστίας αφού αυτοί δεν μπορούν να μειώσουν την τελική ζήτηση αλλά λαμβάνοντας υπ όψη παραμέτρους αβεβαιότητας πρόβλεψης.

Επομένως η συνθήκη η οποία θα πρέπει να ικανοποιείται σε κάθε περίπτωση είναι η παρακάτω για τα τεχνικά ελάχιστα των εντασσόμενων μονάδων :

$$\sum_{i=1}^k P_i^{\min}(t) \leq Pl(t) - \text{down_res}(t) \quad (8)$$

όπου $P_i^{\min}(t)$ το ελάχιστο της i- εντασσόμενης μονάδας από τις k που εντάσσονται τη χρονική περίοδο t και down_res(t) η πιθανή μείωση της ζήτησης για ικανοποίηση από τις συμβατικές μονάδες είτε λόγω αύξησης της παραγωγής από ΑΠΕ είτε λόγω μείωσης του φορτίου είτε λόγω συνδυασμού και των δύο.

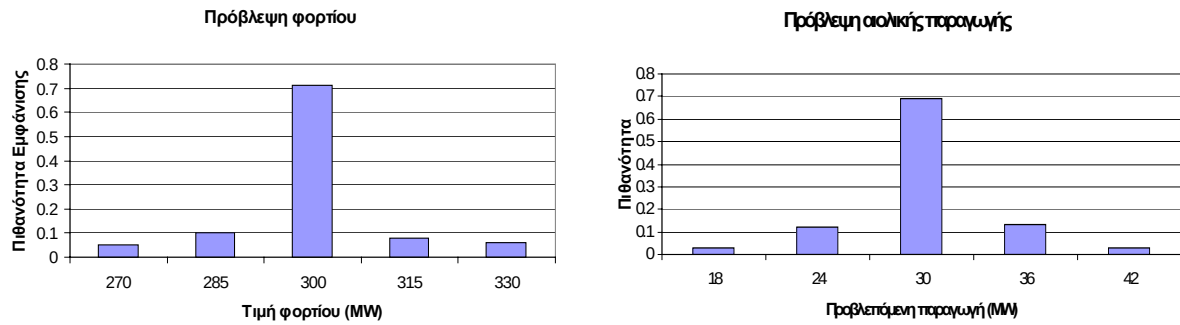
Οι επιπτώσεις αυτής της διαδικασίας περιγράφονται αναλυτικά στην [9].

2.2.4 Αξιοποίηση της πληροφορίας για των σφαλμάτων πρόβλεψης

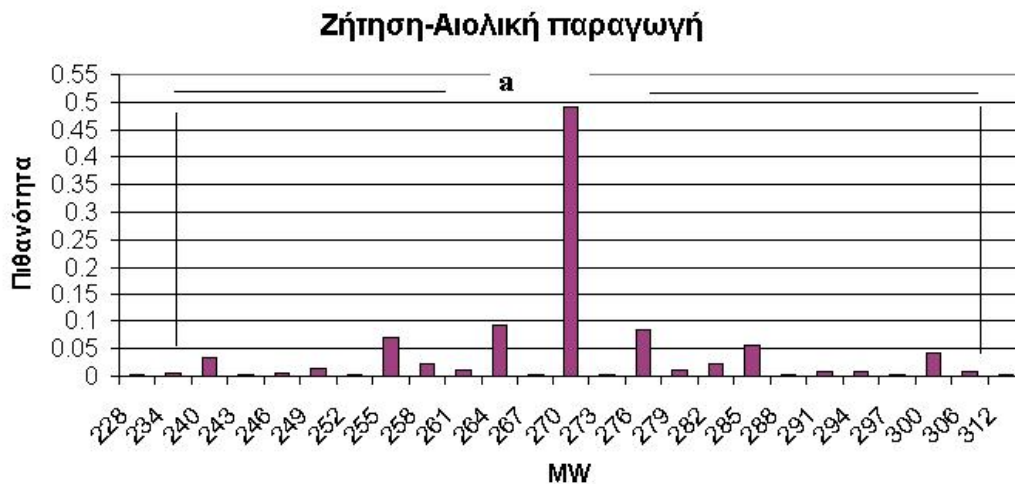
Η γνώση της επίδοσης των μοντέλων πρόβλεψης φορτίου και ΑΠΕ μπορεί να συμβάλλει σημαντικά τόσο στην εκτίμηση τόσο της απαραίτητης στρεφόμενης εφεδρείας όσο και της εκτίμησης της περίπτωσης παραβίασης των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων, είτε με ντετερμινιστικό τρόπο, είτε με πιθανοτικό τρόπο ανάλογα με τη γνώση για τις επιδόσεις του μοντέλου.

Οι προτεινόμενοι τρόποι αξιοποίησης της γνώσης για τα μοντέλα πρόβλεψης είναι :

1. Να θεωρηθεί ότι τόσο η πρόβλεψη της ζήτησης όσο και η πρόβλεψη της αιολικής παραγωγής δίνονται με την μορφή μίας πιθανοτικής κατανομής κατά τα πρότυπα του Σχ. 2.1 γύρω από μία επικρατούσα τιμή $\bar{L}$ και $\bar{W}$, αντίστοιχα. Τότε με τη συνέλιξη των δύο κατανομών L και (-W) προκύπτει μία κατανομή του φορτίου του συστήματος σύμφωνα με το Σχ. 2.2. και η επικρατούσα τιμή είναι το φορτίο του συστήματος Pl(t)-σχέση (1), ενώ a είναι το διάστημα εμπιστοσύνης που θεωρούν οι χειριστές του συστήματος. Τα άκρα αυτού του διαστήματος εμπιστοσύνης είναι εκείνα που καθορίζουν τις τιμές για την spin_res(t) και down_res(t). Το διάστημα εμπιστοσύνης δεν είναι απαραίτητο να είναι συμμετρικό γύρω από την αναμενόμενη τιμή, όπως στο Σχ. 2.2, αλλά να παίρνει τις κατάλληλες τιμές ανάλογα με την αβεβαιότητα των χειριστών. Αν η παραγόμενη κατανομή δίνεται από κάποια συνάρτηση γνωστής μορφής, π.χ και οι δύο κατανομές είναι κανονικές-Gaussian με μέση τιμή την προβλεπόμενη τιμή $\bar{L}$ και $\bar{W}$, αντίστοιχα, τότε η διαδικασία της συνέλιξης απλοποιείται σημαντικά ενώ και τα διαστήματα εμπιστοσύνης προκύπτουν αρκετά εύκολα από δεδομένους πίνακες. [11]
2. Στη βιβλιογραφία αναφέρεται ότι το σφάλμα προβλέψεων ακολουθεί συνήθως κάποια μορφή κανονικής κατανομής [12] γύρω από μία μέση τιμή και μία διασπορά. Επομένως μπορεί να προκύψει το σφάλμα της πρόβλεψης το οποίο θα μας οδηγήσει στην εκτίμηση των ποσοτήτων spin_res(t) και down_res(t) με συνέλιξη των δύο κατανομών σφάλματος και λήψη πάλι των ακραίων τιμών των διαστημάτων εμπιστοσύνης.



Σχ. 2.1 Αποτέλεσμα μοντέλου πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής.



Σχ. 2.2 Κατανομή της διαφοράς ζήτησης-αιολικής παραγωγής μετά από συνέλιξή τους.

- Να είναι γνωστή εκ των προτέρων η τιμή του σφάλματος που θα χρησιμοποιηθεί. Δηλαδή να είναι γνωστό το σφάλμα που αντιστοιχεί σε συγκεκριμένο percentile των σφαλμάτων του μοντέλου π.χ στο 90% των περιπτώσεων υποεκτίμησης και υπερεκτίμησης του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ ,ανάλογα με τις επιθυμίες του χειριστή, και με βάση αυτήν την γνώση αλλά και τις σχέσεις (3) και (8) , θα μπορεί με ντετερμινιστικό τρόπο να καθορίζονται οι τιμές για την $Spin_res(t)$ και $down_res(t)$.

Οι δύο πρώτοι τρόποι αξιοποιούν πιθανοτικά την εφεδρεία διότι χρησιμοποιούν τεχνικές συνέλιξης, αν υποθέσουμε ότι τα μεγέθη παραγωγή από ΑΠΕ και φορτίο είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους.

3 Το πρόβλημα της Οικονομικής Λειτουργίας ενός ΣΗΕ

3.1 Καθορισμός των μονάδων προς ένταξη-Πρόβλημα Unit Commitment

Αφού έχει καθοριστεί το φορτίο και η εφεδρεία για το εξεταζόμενο δίκτυο, το επόμενο βήμα είναι ο καθορισμός των θερμικών ή και των μονάδων ΑΠΕ οι οποίες πρέπει να λειτουργήσουν σε κάθε υπό-διάστημα t της εξεταζόμενης περιόδου βελτιστοποίησης T .

Πρέπει να λυθεί το πρόβλημα του καθορισμού της ένταξης των μονάδων παραγωγής στο εξεταζόμενο δίκτυο ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής του, ικανοποιώντας συνάμα τους περιορισμούς τόσο των μονάδων όσο και της λειτουργίας του δικτύου για δεδομένο επίπεδο ασφάλειας δικτύου. Το παραπάνω πρόβλημα είναι γνωστό ως πρόβλημα ένταξης μονάδων και στη διεθνή βιβλιογραφία αναφέρεται ως Unit Commitment (UC) [13].

Η λύση αυτού του προβλήματος προκύπτει από τη λύση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης με μεθόδους που θα περιγραφούν στο κεφάλαιο 4.

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος έχει ως εξής :

Για την περίοδο T διαστημάτων και για τις N μονάδες του δικτύου-Θερμικές και μη στην περίπτωση που δεν εφαρμόζεται το μοντέλο Feed In Tariff (FIT) - να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος , δηλαδή

$\text{Min}(\text{TC})$,

όπου

$$\text{TC} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left(u_{i,t} \cdot \text{FC}(\text{Pg}_i(t)) + u_{i,t} \cdot (1 - u_{i,t-1}) \cdot \text{SUC}(i, t) + u_{i,t-1} \cdot (1 - u_{i,t}) \cdot \text{SDC}(i, t) \right) \quad (9)$$

όπου

$u_{i,t}$, Μεταβλητή που αναπαριστά την κατάσταση της μονάδας i για το διάστημα t λαμβάνοντας την τιμή 0 αν η μονάδα είναι εκτός ή 1 αν είναι εντός.

$\text{FC}(\text{Pg}_i(t))$, η συνάρτηση κόστους παραγωγής της συγκεκριμένης μονάδας i για το διάστημα t , το οποίο μπορεί να αντικατοπτρίζει το κόστος παραγωγής της μονάδας ή το κόστος προσφοράς από τη μονάδα i για τη χρονική στιγμή t σε περίπτωση εφαρμογής συστήματος προσφορών. Γενικά είναι συνάρτηση της παραγωγής της μονάδας, $\text{Pg}_i(t)$.

$\text{SUC}(i, t)$ το κόστος εκκίνησης της μονάδας το οποίο πρέπει να καταβληθεί εάν η μονάδα i εκκινήσει στο διάστημα t .

$\text{SDC}(i, t)$ το κόστος σβέσης της μονάδας το οποίο πρέπει να καταβληθεί εάν η μονάδα i υποχρεωθεί να σταματήσει στο διάστημα t .

Η λύση του προβλήματος θα καθορίσει αν η μονάδα i θα λειτουργήσει το διάστημα t , δηλαδή την τιμή της μεταβλητής $u_{i,t}$.

Για κάθε διάστημα λειτουργίας ορίζουμε την συνάρτηση Interval Operating Cost (IOC) , για την διευκόλυνση της διατύπωσης του κόστους για συγκεκριμένο διάστημα.

$$\text{IOC}(t) = \sum_{i=1}^N \left(u_{i,t} \cdot \text{FC}(\text{Pg}_i(t)) + u_{i,t} \cdot (u_{i,t} - 1) \cdot \text{SUC}(i, t) + u_{i,t} \cdot (1 - u_{i,t}) \cdot \text{SDC}(i, t) \right) \quad (10)$$

Οι περιορισμοί του προβλήματος και οι μαθηματικές του διατυπώσεις είναι οι εξής :

1. Η ικανοποίηση του φορτίου Pl και της στρεφόμενης εφεδρείας

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} \cdot P_i^{\text{MAX}}(t) \geq Pl(t) + \text{spin}_{-} \text{res}(t) \quad (11)$$

όπου $P_i^{\text{MAX}}(t)$, το μέγιστο της μονάδας i για το διάστημα t .

2. Ικανοποίηση του αθροίσματος των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων.

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} \cdot P_i^{\min}(t) \leq Pl(t) - down_res(t) \quad (12)$$

όπου $P_i^{\min}(t)$ το ελάχιστο της μονάδας i για το διάστημα t .

Εάν παραβιάζεται αυτός ο περιορισμός τότε πρέπει να αποκοπεί ισχύς από ΑΠΕ η οποία θα είναι $RES_rej(t)$, προκειμένου ακόμη και στην περίπτωση αύξησης παραγωγής από ΑΠΕ ή μείωσης φορτίου, να μπορούν οι μονάδες που πρέπει να ενταχθούν να ικανοποιούν τους υπόλοιπους περιορισμούς για να μην παραβιάζουν τα τεχνικά τους ελάχιστα.

$$RES_rej(t) = \sum_{i=1}^N u_{i,t} \cdot P_i^{\min}(t) + down_res(t) - Pl(t) \quad (13)$$

3. Τα όρια φόρτισης των μονάδων δηλαδή το μέγιστο και το ελάχιστο της κάθε μονάδας για το διάστημα t .

$$P_i^{\min}(t) \leq Pg_i(t) \leq P_i^{MAX}(t) \quad (14)$$

4. Περιορισμοί για τις μονάδες οι οποίες πάντα πρέπει να είναι ενταγμένες (Must run) ή μονάδες που πρέπει να είναι εκτός –πιθανόν λόγω συντήρησης (Must out). Τότε η τιμή της μεταβλητής $u_{i,t}$ λαμβάνει τις τιμές 1 ή 0, αντίστοιχα .

5. Η ικανοποίηση περιορισμών όπως ο ρυθμός μεταβολής φορτίου .

Δηλαδή πόσο μπορεί να μεταβάλλει η κάθε μονάδα τη φόρτιση της σε σχέση με το προηγούμενο διάστημα. Για να λάβουμε υπ όψιν τον περιορισμό καθορίζουμε το μέγιστο της μονάδας για το τρέχον διάστημα ως :

$$P_i^{MAX}(t) = \min\{P_i^{CAP}(t), Pg_i(t-1) + UR(i,t), P_i^{FRC}(t)\} \quad (15)$$

όπου : $P_i^{CAP}(t)$ η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας i την ώρα t ,

$UR(i,t)$ ο ρυθμός ανάληψης φορτίου της μονάδας εκφραζόμενος σε μονάδα ισχύος/χρονική μονάδα π.χ kW/min

$P_i^{FRC}(t)$ η προβλεπόμενη παραγωγή της μονάδας εάν πρόκειται για μονάδα ΑΠΕ σε μοντέλο ανοικτής αγοράς. Σε διαφορετική περίπτωση ισούται με την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας.

ενώ

$$P_i^{\min}(t) = \max\{P_i^{LIM}(t), Pg_i(t-1) - DR(i,t), P_i^{FRC}(t)\} \quad (16)$$

όπου $P_i^{LIM}(t)$ το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας i την ώρα t ,

$DR(I,t)$ ο ρυθμός μείωσης φορτίου της μονάδας εκφραζόμενος σε μονάδα ισχύος/χρονική μονάδα για τον τρέχον διάστημα t .

Για την περίπτωση του Feed-in Tariff και με τις μονάδες που συνήθως διαθέτουν τα υπό μελέτη συστήματα δηλαδή σχετικά γρήγορης ταχύτητας απόκρισης, αναμένονται τα μέγιστα και τα ελάχιστα

των συμβατικών μονάδων να συμπίπτουν με τα $P_i^{CAP}(t)$ και $P_i^{LIM}(t)$ αντίστοιχα.

6. Περιορισμοί φόρτισης γραμμών

Τέτοιοι περιορισμοί μπορεί να επιβάλλουν τη χρήση κάποιας μονάδας σε σημείο του δικτύου αν και μπορεί να μην είναι η οικονομικότερη μονάδα. Σε συστήματα όπως αυτά που εξετάζουμε οι κρίσιμες γραμμές είναι λίγες και εκ των προτέρων γνωστές αφού αναμένεται να υπάρχει ένα κέντρο παραγωγής και οι υπόλοιποι ζυγοί / κόμβοι να είναι καταναλώσεις. Σε λίγο μεγαλύτερα αυτόνομα ΣΗΕ, όπως εκείνο της Κρήτης, όπου υπάρχουν 3 θερμικά εργοστάσια ένας τέτοιος περιορισμός θα πρέπει να εξεταστεί. Αν οι δύο σταθμοί βρίσκονται ο ένας στην περιοχή Α και ο άλλος στην περιοχή Β, και διασυνδέονται με γραμμή μεταφοράς Α-Β ικανότητας MVA_{A-B} , τότε η παραγωγή από την περιοχή Α θα πρέπει να είναι τουλάχιστον :

$$\sum_{m \in A(t)} u_{m,t} \cdot P_m^{MAX}(t) \geq Pl(t) - MVA_{A-B} - Pl_B(t) \quad (17)$$

όπου $A(t)$ το σύνολο των μονάδων στην περιοχή Α τη στιγμή t και $Pl_B(t)$ εκτίμηση του φορτίου της περιοχής Β, ώστε σε διακοπή μέρους της διασυνδετικής ικανότητας να μπορεί να ικανοποιεί το φορτίο της περιοχής Β.

7. Περιορισμοί ικανότητας παροχής έργου ισχύος.

Το πρόβλημα αυτό είναι εντονότερο όταν χρησιμοποιούνται ανεμογεννήτριες με ασύγχρονες γεννήτριες χωρίς έλεγχο ηλεκτρονικών ισχύος και χωρίς τοπική αντιστάθμιση διότι τότε απαιτείται αντιστάθμιση έργου ισχύος. Με τη μείωση της παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής με σύγχρονες γεννήτριες, μειώνεται και η μέγιστη ικανότητα φόρτισης έργου ισχύος βάσει των καμπυλών P-Q των γεννητριών με αποτέλεσμα να υπάρχει κίνδυνος αν δεν υπάρχει η κατάλληλη αντιστάθμιση στο δίκτυο με διατάξεις όπως οι πυκνωτές να μην ικανοποιείται το ισοζύγιο έργου ισχύος του δικτύου.

3.2 Οικονομική κατανομή του φορτίου και καθορισμός σημείων λειτουργίας ΑΠΕ.

Σε αυτήν την περίπτωση πρέπει να καθοριστεί το σημείο λειτουργίας κάθε μίας από τις k μονάδες οι οποίες εντάχθηκαν μετά από την επίλυση του προβλήματος το οποίο διατυπώθηκε στην ενότητα 3.1 με ταυτόχρονη ικανοποίηση κάποιων των τεχνικών περιορισμών των μονάδων και λειτουργικών περιορισμών του δικτύου.

$$IN(t) = \{i \in N \wedge u_{i,t} = 1\}$$

Το σύνολο των μονάδων αυτών ορίζεται ως

Το πρόβλημα αυτό της οικονομικής κατανομής είναι γνωστό στη διεθνή βιβλιογραφία με τον όρο Economic Dispatch. Ο στόχος είναι να βρεθεί εκείνο το ύψος παραγωγής της κάθε μονάδας το οποίο ελαχιστοποιεί το κόστος παραγωγής του συστήματος σύμφωνα με τους περιορισμούς του συστήματος. Οι μέθοδοι επίλυσης αυτού του προβλήματος βελτιστοποίησης περιγράφονται στο κεφάλαιο 4, ενώ η μαθηματική του διατύπωση έχει ως εξής :

Να ελαχιστοποιηθεί το λειτουργικό κόστος του δικτύου για κάθε χρονικό διάστημα t από τα συνολικά T για τα οποία υπάρχει πρόγραμμα ένταξης μονάδων. Δηλαδή $\text{Min}(OC)$, όπου

$$OC(t) = \sum_{j \in IN(t)} FC(Pg_j(t)) \quad (18)$$

όπου μία τυπική καμπύλη κόστους για μία θερμική μονάδα δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$FC(Pg_j(t)) = a_j \cdot (Pg_j(t))^2 + b_j \cdot Pg_j(t) + c_j \quad (19)$$

όπου οι συντελεστές a_j, b_j και c_j είναι κατάλληλα ορισμένοι συντελεστές ώστε να δίνουν το κόστος παραγωγής σε χρηματικές μονάδες /ανά χρονικό διάστημα.

Οι τεχνικοί και λειτουργικοί περιορισμοί είναι οι παρακάτω :

1. Το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στο δίκτυο, η οποία περιλαμβάνει και το τυχόν αποκοπτόμενο φορτίο.

$$\sum_{j \in IN(t)} Pg_j(t) = Pl(t) + RES_rej(t) \quad (20)$$

2. Τα όρια φόρτισης των μονάδων δηλαδή το τεχνικό μέγιστο και το τεχνικό ελάχιστο της κάθε μονάδας.

$$P_i^{\min} \leq Pg_i(t) \leq P_i^{\max} \quad (21)$$

3. Η ικανοποίηση περιορισμών όπως ο ρυθμός ανάληψης φορτίου με βάση τις εξισώσεις (15) και (16)
4. Τυχόν ειδικοί περιορισμοί του δικτύου, όπως

- Ανάγκη για τοπική παραγωγή
- Ανάγκη για υποστήριξη άεργου ισχύος
- Ανάγκη για αποφυγή παραβίασης ικανότητας μεταφοράς κάποιας διασυνδετικής γραμμής στο παραπάνω παράδειγμα που εξετάσαμε :

$$\sum_{j \in \{IN(t) \cap B(t)\}} Pg_j(t) \leq MVA_{A-B} + Pl_B(t) \quad (22)$$

όπου η μονάδα j ανήκει στις ενταγμένες μονάδες της περιοχής B, οι οποίες δεν θα πρέπει να παράγουν παραπάνω από τη μεταφορική ικανότητα της γραμμής

Το σημείο λειτουργίας των ΑΠΕ θα είναι μετά από αυτήν την διαδικασία εφ' όσον χρησιμοποιούμε Feed In Tariff ως εξής :

$$RES_prod(t) = RES_prod(t) - RES_rej(t) \quad (23)$$

Εάν οι μονάδες ΑΠΕ δεν θεωρούνται μονίμως ενταγμένες τότε η παραγωγή τους θα προκύπτει από την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων και της οικονομικής κατανομής.

4 Μέθοδοι Βελτιστοποίησης –Οικονομικός Προγραμματισμός.

4.1 Γενικά

Ένα από τα προβλήματα που πρέπει να επιλυθούν από τον χειριστή ενός απομονωμένου συστήματος ή ενός δικτύου διανομής με διασπαρμένη παραγωγή είναι η ικανοποίηση της ζήτησης με τον οικονομικότερο τρόπο με τις διαθέσιμες μονάδες για τον επόμενο χρονικό ορίζοντα. Η απάντηση στο πρόβλημα του οικονομικού προγραμματισμού είναι ποιες μονάδες θα λειτουργήσουν και ποιο θα είναι το επίπεδο παραγωγής τους, δηλαδή η επίλυση των μαθηματικών προβλημάτων των ενοτήτων 3 και 3.2.

Σε περιπτώσεις όπου το πρόβλημα βελτιστοποίησης λαμβάνει ως λύσεις συνεχείς τιμές και η αντικειμενική συνάρτηση είναι συνεχής και κυρτή τότε η βελτιστοποίηση μπορεί να πραγματοποιηθεί με μεθόδους επίλυσης οι οποίες στηρίζονται στην χρήση μαθηματικών μεθόδων π.χ μερικές παράγωγοι.

Στην περίπτωση όμως που είτε οι συναρτήσεις δεν είναι συνεχείς και κυρτές ή πολύ περισσότερο το πρόβλημα λαμβάνει λύσεις διακριτές τιμές, με ειδική περίπτωση τις ακέραιες τιμές, τότε οι μαθηματικές μέθοδοι δεν μπορούν να αξιοποιηθούν ακόμη και εάν λυθεί το πρόβλημα με τις γνωστές μαθηματικές μεθόδους με στρογγυλοποίηση στην πλησιέστερη αποδεκτή τιμή διότι υπάρχουν δύο ενδεχόμενα.

1. Η λύση που προκύπτει από την στρογγυλοποίηση να παραβιάζει κάποιον από τους περιορισμούς του προβλήματος.
2. Να υπάρχει διαφορετική λύση καλύτερη από εκείνη που επιλέχθηκε ως λύση με την στρογγυλοποίηση.

Σε τέτοιου είδους προβλήματα έχουν χρησιμοποιηθεί διάφορες μέθοδοι, άλλες από αυτές στηριζόμενες σε ευρετικές μεθόδους, άλλες σε τροποποιήσεις μαθηματικών μεθόδων ενώ σε σημαντικό αριθμό δημοσιεύσεων έχουν παρουσιαστεί μέθοδοι επίλυσης στηριζόμενες σε τεχνικές της τεχνητής νοημοσύνης.

Στην ενότητα 4.2 εξετάζονται οι μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της ένταξης μονάδων ενώ στην ενότητα 4.3 οι σχετικές με την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής.

4.2 Μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της ένταξης μονάδων

Η λύση του προβλήματος που παρουσιάστηκε στην ενότητα 3 είναι ο προσδιορισμός της τιμής της μεταβλητής $u_{i,t}$ η οποία μπορεί να λάβει τιμές 0 ή 1.

Επομένως πρέπει να επιλυθεί ένα πρόβλημα ακεραίου προγραμματισμού. Για την επίλυση τέτοιας φύσης προβλημάτων έχουν χρησιμοποιηθεί διάφορες μέθοδοι. Άλλες φορές χρησιμοποιούνται ευρετικές μέθοδοι, όπως η εξαγωγή κανόνων βάσει των οποίων για συγκεκριμένη ζήτηση εντάσσονται συγκεκριμένες μονάδες. Μία πολύ συνηθισμένη μέθοδος αυτής της κατηγορίας είναι η μέθοδος της λίστας προτεραιότητας της οποίας τα βασικά χαρακτηριστικά περιγράφονται στην υπό-ενότητα 4.2.2. Στη βιβλιογραφία έχουν αναφερθεί μέθοδοι επίλυσης στηριζόμενοι στη μέθοδο branch-bound[14], μέθοδοι επίλυσης που στηρίζονται στην εξαντλητική απαρίθμηση των δυνατών λύσεων και τη σύγκρισή τους, καθώς και μέθοδοι στηριζόμενες στο δυναμικό προγραμματισμό[15].

Από την άλλη έχουν αναφερθεί προσπάθειες επίλυσης με τη βοήθεια μεθόδων τεχνητής νοημοσύνης, όπως η αξιοποίηση των γενετικών αλγορίθμων ή και μετα-ευρετικών μεθόδων επίλυσης όπως λίστας αποκλεισμού (tabu search), η μέθοδος της προσομοιωμένης απόπτωσης, των οποίων οι βασικές αρχές περιγράφονται στην υπό-ενότητα 4.2.4 ή η μέθοδος της αποικίας των μυρμηγκιών (ant-colony)

4.2.1 Ευρετικοί Αλγόριθμοι

Συχνά οι χειριστές χρησιμοποιούν κάποιους κανόνες που εξάγουν από την εμπειρία τους προκειμένου να αποφασίσουν ποιες μονάδες θα ενταχθούν ανάλογα με το φορτίο, τα χαρακτηριστικά των μονάδων και την εκτιμώμενη αβεβαιότητα η οποία εκφράζεται με τη στρεφόμενη εφεδρεία. Έτσι δημιουργείται ένα σύνολο κανόνων (rule of the thumb) βάσει των οποίων επιλέγεται ο αριθμός των μονάδων που θα

ενταχθεί, σε κάθε ένα εξεταζόμενο διάστημα. Μία τέτοια μέθοδος με σύνολο κανόνων για την επιλογή των μονάδων που πρέπει να ενταχθούν λαμβάνοντας υπ' όψιν τα οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων παρουσιάστηκε για το σύστημα της Κρήτης στην εργασία [16]. Σε σχετικά μικρότερα συστήματα έχουν χρησιμοποιηθεί και μέθοδοι που στηρίζονται στην εξαντλητική απαρίθμηση των δυνατών λύσεων του προβλήματος η οποία παρέχει εγγυήσεις για την ολικά βέλτιστη λύση του προβλήματος. Όμως σε ένα σύστημα με N μονάδες ο δυνατός αριθμός των συνδυασμών είναι $2^N - 1$ σε κάθε χρονικό διάστημα, οπότε η αύξηση του αριθμού των μονάδων έχει σημαντική επίπτωση στον αριθμό των απαιτούμενων αποτιμήσεων καθιστώντας μία τέτοια μέθοδο απαγορευτική. Για παράδειγμα για σύστημα 10 μονάδων υπάρχουν $2^{10} = 1024$ συνδυασμοί που πρέπει να εξεταστούν όλοι για την ορθότητά τους, το κόστος τους κλπ για κάθε χρονικό βήμα του προσδιορισμού της λειτουργίας με πολλές πράξεις με μη γραμμικές εξισώσεις για κάποιο σημείο λειτουργίας των μονάδων. Για σύστημα με 20 μονάδες ανεβαίνουμε σε αριθμό συνδυασμών 1000^2

4.2.2 Μέθοδος Λίστας Προτεραιότητας (priority list Method)

Αν και η αρχική ιδέα για τη δημιουργία της λίστας προτεραιότητας ήταν μόνο να δώσει έναν πρόχειρο τρόπο σχεδιασμού, παραμένει μία από τις βασικότερες μεθόδους αντιμετώπισης προβλημάτων ένταξης μονάδων, γιατί ελαττώνει πολύ τις διαστάσεις και την πολυπλοκότητα του προβλήματος, σε σχέση με άλλους πιο πολύπλοκους μηχανισμούς προγραμματισμού. Αυτή η μέθοδος χρησιμοποιείται πολλά χρόνια από τις Ηλεκτρικές Εταιρίες ειδικά σε τέτοιου είδους συστήματα τα οποία μελετούμε. Επίσης οι περισσότερες μακροπρόθεσμες μελέτες αλλά και οι μελέτες με μεθόδους της πιθανοτικής ανάλυσης χρησιμοποιούν αυτήν την μέθοδο ένταξης μονάδων.

Οι μονάδες κατατάσσονται σε μία λίστα προτεραιότητας ανάλογα με κάποια παράμετρο, συνήθως το λειτουργικό κόστος, και επιλέγονται με τη σειρά όσες απαιτούνται για την ικανοποίηση του φορτίου αλλά και των περιορισμών.

Τα βήματα για τον αλγόριθμο συνοψίζονται στα εξής:

1. Υπολογισμός της τιμής του κριτηρίου σύγκρισης για κάθε μία μονάδα.

Το κριτήριο σύγκρισης μπορεί να διαφέρει από εφαρμογή σε εφαρμογή. Συνήθως χρησιμοποιείται το μέσο κόστος καυσίμου της μονάδας υπολογισμένο σε κάποιο ποσοστό εξόδου της μονάδας ή συνήθως στην πλήρη ισχύ της κάθε μονάδας

Σε άλλες περιπτώσεις χρησιμοποιείται το κριτήριο της ειδικής κατανάλωσης της μονάδας-διαφορικό κόστος της μονάδας.

Σε κάποιες εφαρμογές μπορεί να προστίθεται και το κόστος εκκίνησης της μονάδας, όπως δίνει και η παρακάτω σχέση (24), [17].

$$M_i = F_i \cdot \left(\frac{\partial H_i}{\partial P_{gi}} \right) \Bigg|_{n_{\max}} + \left(\frac{S_i}{T_i^{\min} \cdot P_{gi}} \right) \Bigg|_{n_{\max}} \quad (24)$$

όπου:

H_i Η καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου για την μονάδα i σε kg.

$F_i \cdot \left(\frac{\partial H_i}{\partial P_{gi}} \right) \Bigg|_{n_{\max}}$ Διαφορικό κόστος της i -οστής μονάδας κατά το σημείο της μέγιστης απόδοσης της

μονάδας $n_{\max}$ με F_i το κόστος καυσίμου της i -οστής μονάδας σε €/kg

S_i το Κόστος εκκίνησης της i -οστής μονάδας ενώ $T_i^{\min}$ ο ελάχιστος χρόνος που μπορεί η μονάδα i να λειτουργήσει-(Minimum up time).

Έτσι το κόστος εκκίνησης διαμοιράζεται σε κάθε παραγόμενη kWh στον ελάχιστο χρόνο που πρέπει να είναι σε λειτουργία η μονάδα και σε σημείο λειτουργίας ίσο με το σημείο μέγιστης απόδοσης της

$$\text{μονάδας} \left(\frac{S_i}{T_i^{\min} \cdot P_{gi}} \right)_{n_{\max}}$$

Στην απλούστερη μορφή αυτών των αλγορίθμων οι τιμές αυτές των κριτηρίων έχουν υπολογισθεί και είναι γνωστές εκ των προτέρων. Σε πιο περίπλοκη μορφή του αλγορίθμου σε κάθε χρονικό βήμα της βελτιστοποίησης υπολογίζονται οι τιμές των κριτηρίων αυτών.

Σε κάποιες άλλες παραλλαγές οι μονάδες οι οποίες χρησιμοποιούνται για κάποιο λόγο για όλη την ημέρα π.χ ατμοστρόβιλοι πριμοδοτούνται στην λίστα προτεραιότητας, λαμβάνουν δηλαδή έναν συντελεστή μείωσης του κόστους ώστε να εντάσσονται συνεχώς. Με παρόμοιο τρόπο, μπορούν να πριμοδοτούνται μονάδες οι οποίες επιλέχθηκαν να λειτουργήσουν το προηγούμενο χρονικό διάστημα κι επιθυμούμε να λειτουργήσουν και το επόμενο.

2. Ταξινόμηση των μονάδων σε αύξουσα σειρά βασιζόμενη στις παραπάνω υπολογιζόμενες τιμές.

Αν οι τιμές των κριτηρίων είναι ανεξάρτητες του χρόνου τότε μπορεί η ταξινόμηση αυτή να πραγματοποιηθεί πριν την εκτέλεση του αλγορίθμου της βελτιστοποίησης, οπότε για κάθε ύψος φορτίου να μπορεί να χρησιμοποιηθεί συγκεκριμένος αριθμός και τύπος μονάδων.

3. Σταδιακή ένταξη των μονάδων ώστε να ικανοποιείται τόσο το φορτίο όσο και η απαίτηση της στρεφόμενης εφεδρείας.

Στην εργασία [18] προτείνεται αντί να γίνεται σταδιακή ικανοποίηση του φορτίου, να θεωρούνται συνεχώς ενταγμένες όλες οι μονάδες παραγωγής και ο αλγόριθμος λίστας προτεραιότητας να απεντάσσει τις μονάδες αρχίζοντας από την ακριβότερη μονάδα μέχρι να ικανοποιείται ένα επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας. Αν η j από τις ακριβότερες μονάδες είναι ενταγμένη τότε και οι υπόλοιπες μονάδες, οι φθηνότερες θα συνεχίσουν να είναι ενταγμένες, οπότε δεν συνεχίζεται η αναζήτηση σε αυτές τις μονάδες. Αν όμως η j μονάδα μπορεί να σβήσει χωρίς παραβίαση του κριτηρίου αξιοπιστίας θα πρέπει να ελέγχεται αν σβήνοντας και την j+1 μονάδα, η οποία είναι φθηνότερη, ικανοποιείται το δεδομένο όριο αξιοπιστίας, και εάν η απάντηση είναι θετική και η μονάδα αυτή μπορεί να απενταχθεί και η διαδικασία αυτή να επαναληφθεί μέχρι την τελευταία μονάδα που ικανοποιεί το κριτήριο αξιοπιστίας.

Στα συστήματα τα οποία εξετάζονται στην παρούσα διδακτορική διατριβή, υπάρχει ο κίνδυνος να μην ικανοποιείται η συνθήκη των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων. Μετά την ένταξη κάποιας μονάδας, το μέγιστο φορτίο προς ικανοποίηση από τις υπόλοιπες μονάδες είναι η διαφορά του ελάχιστου αναμενόμενου φορτίου για την τρέχουσα χρονική στιγμή μείον το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων που εντάχθηκαν, όπως παρουσιάζεται στο α' μέλος της σχέσης 4.2. Πιο συγκεκριμένα σε κάθε χρονική στιγμή θα πρέπει να ελέγχεται αν έχοντας ενταχθεί k μονάδες επαληθεύεται η παρακάτω συνθήκη πριν από την ένταξη της k+1-οστής μονάδας

$$Pl(t) - \text{down_res}(t) - \sum_{i=1}^k P_i^{\min} \leq P_{k+1}^{\min} \quad (25)$$

Αν επαληθεύεται αυτή η συνθήκη τότε η συγκεκριμένη k+1 μονάδα δεν μπορεί να επιλεγεί ως η επόμενη προς ένταξη μονάδα διότι παραβιάζεται κάποιο από τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων, άρα θα πρέπει να επιλεγεί κάποια μονάδα με μικρότερο τεχνικό ελάχιστο με την οποία να μην ικανοποιείται η συνθήκη, διαφορετικά θα πρέπει, αν είναι εφικτό, να αποκοπεί παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ.

Στην περίπτωση όπου έχουν ενταχθεί k μονάδες και υπάρχει κάποια μονάδα m από τις διαθέσιμες και μη ενταγμένες για την οποία ισχύει

$$Pl(t) - \text{down_res}(t) - \sum_{i=1}^k P_i^{\min} \leq P_m^{\max} \quad (26)$$

τότε η μονάδα αυτή m δε θα μπορεί να λειτουργήσει σε πλήρη ισχύ για να αποφευχθεί παραβίαση του τεχνικού ελαχίστου κάποιας από τις ήδη ενταγμένες μονάδες. Επομένως ως τιμή σύγκρισης δε θα

μπορεί να χρησιμοποιηθεί εκείνη που αντιστοιχεί στο μέγιστο της ισχύος της συγκεκριμένης μονάδας αλλά η μέγιστη η οποία μπορεί με ασφάλεια να επιτευχθεί από την συγκεκριμένη μονάδα χωρίς να παραβιαστούν τα τεχνικά ελάχιστα των υπολοίπων μονάδων.

Είναι λοιπόν ασφαλέστερο κριτήριο, εκτός από την ανά διάστημα ανανέωση των τιμών των κριτηρίων της κατάταξης, να δίνεται η δυνατότητα ανανέωσης της τιμής μέσα στο ίδιο χρονικό διάστημα ώστε να αποφεύγονται τέτοιου είδους παράδοξα.

4.2.3 Μέθοδος Πολλαπλασιαστών Lagrange

Σε αυτήν την περίπτωση το πρόβλημα μετατρέπεται σε ένα πρόβλημα στο οποίο αποσυνπλέκονται οι εξισώσεις και οι περιορισμοί για κάθε μία μονάδα χωριστά ενώ η εξίσωση η οποία συμπλέκει τις αποπλεγμένες εξισώσεις είναι εκείνη που αναφέρεται στη συνολική ζήτηση και την εφεδρεία

Η λύση του αρχικού προβλήματος της ενότητας 3 μπορεί να δοθεί συνδέοντας τους εξαρτημένους περιορισμούς με την συνάρτηση κόστους χρησιμοποιώντας τους πολλαπλασιαστές Lagrange λ_n , προκειμένου να δημιουργηθεί η συνάρτηση Lagrange. Ο αριθμός των πολλαπλασιαστών σχετίζεται με τον αριθμό των περιορισμών σύζευξης του προβλήματος το οποίο πρόκειται να επιλυθεί. Δηλαδή:

$$L(P_{gi}, u_i, t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \{L_i(P_{gi}(t), u_i(t))\} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \{\lambda_n(t) \cdot R_{i,n}(P_{gi}(t), u_i(t))\} \quad (27)$$

όπου:

Το πρόβλημα απόπλεξης που προκύπτει επιδιώκει την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης Lagrange σε σχέση με τα $\lambda_n(t) \geq 0$. Ο προσδιορισμός του είναι πολύ πιο εύκολος από τη λύση του αρχικού προβλήματος για τους ακόλουθους λόγους:

1. Η συνάρτηση κόστους μπορεί να γραφεί ως άθροισμα όρων, καθένας εκ των οποίων σχετίζεται με μια μόνο μονάδα.
2. Οι εξαρτημένοι περιορισμοί ανάμεσα στις μονάδες βρίσκονται ήδη σε κατάσταση απόπλεξης.
3. Καθώς κάθε περιορισμός αντιστοιχεί σε μια μόνο μονάδα, η διαχείριση κάθε μονάδας μπορεί να αντιμετωπιστεί αυτόνομα.

Το δυϊκό πρόβλημα που προκύπτει είναι το ακόλουθο:

$$\text{Maximize } L_{\text{dual}}(\tilde{\lambda}_1(t), \tilde{\lambda}_2(t), \dots, \tilde{\lambda}_n(t)) \quad (28)$$

Η μοντελοποίηση αυτή περιλαμβάνει τη μεγιστοποίηση ενός ελάχιστου όρου, όπου η λύση του δυϊκού προβλήματος είναι μια επαναληπτική διαδικασία.

Για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων με τη βοήθεια αυτής της μεθόδου πρέπει να καθοριστούν τα παρακάτω:

1. Την εύρεση των κατάλληλων πολλαπλασιαστών ώστε το απεπλεγμένο πρόβλημα να έχει σχεδόν βέλτιστη λύση;
2. Πόσο κοντά είμαστε στη βέλτιστη λύση.
3. Πως λύνεται το νέο πρόβλημα.

Έχει πάντως προσδιοριστεί, ότι η μέθοδος αυτή βελτιώνει τα αποτελέσματά της, όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των μονάδων παραγωγής που είναι εγκατεστημένος στο σύστημα λόγω της μείωσης του δυϊκού κενού-Duality gap το οποίο για μεγάλα προβλήματα τείνει στο 0.5%. Είναι σχετικά εύκολο να προστεθούν περιορισμοί μονάδων παραγωγής αλλά βασικό μειονέκτημα είναι η υποβέλτιστη λύση των προβλημάτων.

4.2.4 Μέθοδοι τεχνητής Νοημοσύνης

Οι μέθοδοι αυτοί που μιμούνται τη νοημοσύνη των οργανισμών ή κάποια φυσικοχημική διεργασία, προκειμένου να επιλύσουν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης[19].

Έτσι έχουν αναπτυχθεί μέθοδοι οι οποίες προσπαθούν να μιμηθούν την διαδικασία εξέλιξης των οργανισμών με τη διασταύρωση προκειμένου να αποδώσουν καλύτερους απογόνους. Σε αυτήν την αρχή έχουν στηριχθεί οι μέθοδοι των γενετικών αλγορίθμων με τις οποίες αρκετοί ερευνητές έχουν προσπαθήσει να επιλύσουν το πρόβλημα της ένταξης μονάδων [20,21].

Κάποιοι άλλοι ερευνητές έχουν προσπαθήσει να λύσουν αυτό το πρόβλημα με τη βοήθεια με μίας λίστας απαγορευμένων κινήσεων (Tabu list) η οποία μπορεί να μεταβάλλεται δυναμικά είτε σε μέγεθος είτε σε περιεχόμενο[22] προκειμένου να επιτύχουν καλύτερη εξερεύνηση του χώρου λύσεων του προβλήματος αλλά και τον αποκλεισμό κάποιων αναζητήσεων οι οποίες μπορούν να οδηγήσουν σε μη εφικτές λύσεις χρησιμοποιώντας διάφορες τεχνικές διαχείρισης της μνήμης.[19]

Άλλοι ερευνητές έχουν προσπαθήσει να επιλύσουν το πρόβλημα με τη βοήθεια νευρωνικών δικτύων τύπου Hopfield [23] ενώ άλλοι έχουν χρησιμοποιήσει την αναλογία της ανόπτησης των μετάλλων , δηλαδή της έντονης θέρμανσης και της σταδιακής ψύξης ενός μετάλλου για την μείωση των ανωμαλιών στην επιφάνεια του, για την επίλυση του προβλήματος αυτού με τη μέθοδο της προσομοιωμένης ανόπτησης. Η συγκεκριμένη μέθοδος επιτρέπει την αποδοχή χειρότερων λύσεων προκειμένου να είναι εφικτό να διερευνηθεί πληρέστερα ο χώρος λύσεων ώστε να αποφύγουμε λύσεις που αντιστοιχούν σε τοπικά ελάχιστα.[24].

Υβριδικές λύσεις έχουν προταθεί συνδυάζοντας παραπάνω τεχνικές, όπως ο Su ο οποίος συνδύασε δυναμικό προγραμματισμό με θεωρία ασαφών συνόλων[25].

4.3 Μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της οικονομικής κατανομής των μονάδων

Για την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής όπως περιγράφηκε στην ενότητα 3.2 ζητείται όχι να υπολογιστεί μία τιμή 0 ή 1 ,όπως είδαμε παραπάνω ,αλλά συνήθως κάποια συγκεκριμένη συνεχή τιμή ή μία επιλογή από ένα σύνολο διακριτών τιμών για το επίπεδο παραγωγής των επιλεγμένων μονάδων που να ικανοποιούν τους περιορισμούς της παραπάνω ενότητας. Στην πρώτη περίπτωση μπορούν να χρησιμοποιηθούν μαθηματικές μέθοδοι όπως ο γραμμικός και ο Τετραγωνικός προγραμματισμός οι οποίες για συνεχείς και κυρτές αντικειμενικές συναρτήσεις για τις οποίες ικανοποιούνται οι συνθήκες Kuhn –Tucker,υπολογίζουν τη συνολικά βέλτιστη λύση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής για τη συγκεκριμένη ομάδα ενταγμένων μονάδων.

Αν οι συναρτήσεις κόστους δεν είναι συνεχείς ή κυρτές, δηλαδή μία μονάδα λαμβάνει συγκεκριμένα σημεία λειτουργίας ή αν η συνάρτηση κόστους δεν είναι συνεχής και παραγωγίσιμη τότε οι παραπάνω μέθοδοι δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Σε τέτοιες περιπτώσεις χρησιμοποιούνται μέθοδοι ευρετικοί ή τεχνητής νοημοσύνης. Οι παραπάνω μέθοδοι μπορούν να χρησιμοποιηθούν και σε προβλήματα που λαμβάνουν συνεχείς τιμές αλλά τότε θα πρέπει να πραγματοποιηθεί κατάλληλη διακριτοποίηση του χώρου λύσεων οπότε και δεν μπορεί να επιτευχθεί πάντα η ολικά βέλτιστη λύση του προβλήματος σε σύγκριση με τις μαθηματικές μεθόδους. Η λύση όμως που επιτυγχάνεται είναι ταχύτερη από εκείνη που επιτυγχάνεται με την εξαντλητική απαρίθμηση των δυνατών συνδυασμών λύσεων.

4.3.1 Ευρετικές μέθοδοι

Σε απλούστερες εφαρμογές οι μονάδες φορτίζονται διαδοχικά στο τεχνικό τους μέγιστο μέχρι να ικανοποιηθεί η ζήτηση στηριζόμενοι σε στατική λίστα προτεραιότητας. Στην περίπτωση των όμοιων μονάδων τότε μπορεί απλά να μοιραστεί το φορτίο σε κάθε μία από τις όμοιες μονάδες. Επίσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί λίστα προτεραιότητας φόρτισης των μονάδων, με σύμφωνη λογική με την περίπτωση της υπό-ενότητας 4.2.2, όπου οι μονάδες φορτίζονται σύμφωνα με μία προκαθορισμένη σειρά λειτουργικού κόστους όπως αυτό μεταβάλλεται μεταξύ επίπεδου παραγωγής τεχνικού ελαχίστου και τελικού μεγίστου.

4.3.2 Μαθηματικές μέθοδοι –Γραμμικός και τετραγωνικός προγραμματισμός

Όταν το πρόβλημα βελτιστοποίησης περιλαμβάνει γραμμικούς περιορισμούς και πρωτοβάθμια αντικειμενική συνάρτηση τότε μπορεί να επιλυθεί στην περίπτωση των συνεχών συναρτήσεων με τη βοήθεια της μεθόδου Simplex[17]. Σε περίπτωση όπου η αντικειμενική συνάρτηση είναι δευτεροβάθμια, μέθοδοι τετραγωνικού προγραμματισμού όπως ο σειριακός τετραγωνικός

προγραμματισμός μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Η μέθοδος αυτή, όπως και η μέθοδος των πολλαπλασιαστών Lagrange προσπαθούν να μετατρέψουν ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με n μεταβλητές και m περιορισμούς ισότητας και ανισότητας σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μη περιορισμένο $n+m$ μεταβλητών.

Η μέθοδος των πολλαπλασιαστών Lagrange μπορεί να χρησιμοποιηθεί για περιορισμούς ισότητας, αν όμως περιλαμβάνονται περιορισμοί ανισότητας, τότε οι συνθήκες προς ικανοποίηση σε ένα σημείο X^* για την ύπαρξη τοπικά βέλτιστης τιμής υπό περιορισμούς ανισότητας εκφράζεται με τις συνθήκες Kuhn-Tucker ως

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{j \in J_1} \lambda_j \cdot \frac{\partial g_j}{\partial x_i} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (29)$$

$$\lambda_j > 0 \quad j \in J_1 \quad (30)$$

όπου $j \in J_1$ το σύνολο των ενεργών περιορισμών του προβλήματος.

Αν η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και οι περιορισμοί είναι κυρτές συναρτήσεις τότε το πρόβλημα λέγεται πρόβλημα κυρτού προγραμματισμού. Σε τέτοια προβλήματα αποδεικνύεται ότι οι συνθήκες Kuhn-Tucker εγγυώνται την ύπαρξη ολικού ελαχίστου κάποιας συνάρτησης στο X^* [26]

Αποδεικνύεται μάλιστα ότι μια συνάρτηση της μορφής $f(x) = ax^2 + bx + c$ με $a > 0$ είναι πάντοτε κυρτή επομένως η τιμή που προκύπτει από τη διαδικασία επίλυσης είναι η τιμή ολικού ελαχίστου για τη συνάρτηση αυτή, αυτή είναι και η συνηθισμένη περίπτωση για εξισώσεις κατανάλωσης καυσίμου συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Η επίλυση ενός τέτοιου προβλήματος μπορεί να γίνει με τη βοήθεια μεθόδων όπως ο αλγόριθμος του Σειριακού Τετραγωνικού προγραμματισμού είναι μία γενίκευση της μεθόδου Newton για μη περιορισμένα προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς βρίσκει ένα βήμα μακρύτερα από το τρέχον σημείο ελαχιστοποιώντας ένα τετραγωνικό μοντέλο του προβλήματος.

4.3.3 Ειδικές Περιπτώσεις

4.3.3.1 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΧΩΡΙΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Αγνοώντας τα όρια λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς, η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής περιορίζεται στις εξισώσεις (18), (19) (για τη διαμόρφωση του προβλήματος ελαχιστοποίησης) και (20) ο οποίος αφορά τον έναν περιορισμό ισότητας.

Το σχετικό πρόβλημα βελτιστοποίησης με εξισωτικό περιορισμό μπορεί να επιλυθεί σχηματίζοντας τη συνάρτηση LaGrange. Η συνάρτηση LaGrange σχηματίζεται αν προστεθεί στην αντικειμενική συνάρτηση F_T (18, 19), ο εξισωτικός περιορισμός Φ (20), αφού πρώτα πολλαπλασιασθεί με τον πολλαπλασιαστή LaGrange λ . Ο πολλαπλασιαστής λ περιγράφει το επιπλέον κόστος για την αύξηση της παραγωγής κατά 1 MWh

$$L(P_1, \dots, P_n, \lambda) = F_T(P_1, \dots, P_n) + \lambda \cdot \Phi(P_1, \dots, P_n) \quad (31)$$

Οι απαραίτητες συνθήκες βέλτιστου για τη συνάρτηση LaGrange είναι ο μηδενισμός των μερικών παραγώγων ως προς τις $n+1$ ανεξάρτητες μεταβλητές $P_1, \dots, P_n, \lambda$. Η μερική παράγωγος ως προς τον πολλαπλασιαστή λ δίνει τον εξισωτικό περιορισμό (20).

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \Phi(P_i) = 0 \Rightarrow \sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad i = 1, \dots, n \quad (32)$$

Οι μερικές παράγωγοι ως προς τις ισχύεις εξόδου των μονάδων δίνουν:

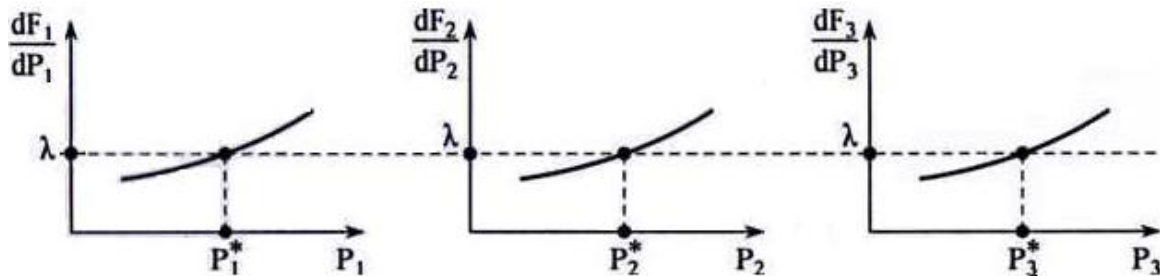
$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \Rightarrow \frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n \quad (33)$$

Διαπιστώνουμε ότι η απαραίτητη συνθήκη για την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας είναι η εξής: Όλες οι θερμικές μονάδες του συστήματος πρέπει να λειτουργούν με το ίδιο διαφορετικό κόστος λειτουργίας (€/MWh), ίσο με τον πολλαπλασιαστή LaGrange, λ .

Οι εξισώσεις (33), που ονομάζονται εξισώσεις συνεργασίας, μαζί με την εξίσωση διατήρησης ισχύος (20) χρησιμοποιούνται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου.

4.3.3.2 Γραφική Επίλυση των Εξισώσεων Συνεργασίας

Στη γενική περίπτωση, μπορεί να γίνει γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας (31)-(33), όπως φαίνεται στην Εικ. 4-1.



Εικ. 4-1 Σχηματική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας

Για τα διαγράμματα του διαφορικού κόστους λειτουργίας όλων των μονάδων επιλέγεται αρχικά μια τυχαία τιμή για το κοινό διαφορικό κόστος λειτουργίας όλων των μονάδων, λ . Από την τομή των καμπυλών διαφορικού κόστους λειτουργίας με την οριζόντια γραμμή που διέρχεται από την τιμή λ υπολογίζονται οι έξοδοι των μονάδων $P_1, \dots, P_n$.

Σε περίπτωση που οι έξοδοι των μονάδων ικανοποιούν την εξίσωση διατήρησης ισχύος μέσα στα πλαίσια κάποιας ανοχής ε , δηλαδή αν ισχύει $\left| P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right| < \varepsilon$, τότε έχει λυθεί το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου διότι:

- όλες οι μονάδες λειτουργούν με το ίδιο διαφορικό κόστος και
- ικανοποιείται ο περιορισμός διατήρησης ισχύος στο δίκτυο.

Αντίθετα, αν ισχύει $\left| P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right| > \varepsilon$, τότε διακρίνονται δύο περιπτώσεις:

α) $\sum_{i=1}^n P_i > P_D$. Στην περίπτωση αυτή πρέπει να μειωθεί η παραγωγή για να ικανοποιηθεί η εξίσωση διατήρησης ισχύος. Επιλέγεται ένα νέο λ μικρότερο από το αρχικό.

β) $\sum_{i=1}^n P_i < P_D$. Εδώ, πρέπει να αυξηθεί η παραγωγή για να ικανοποιηθεί η εξίσωση διατήρησης ισχύος. Επιλέγεται ένα νέο λ μεγαλύτερο από το αρχικό.

Έτσι, μετά από ορισμένες επαναλήψεις, επιτυγχάνεται η γραφική επίλυση των εξισώσεων συνεργασίας.

4.3.3.3 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΟΡΙΑ

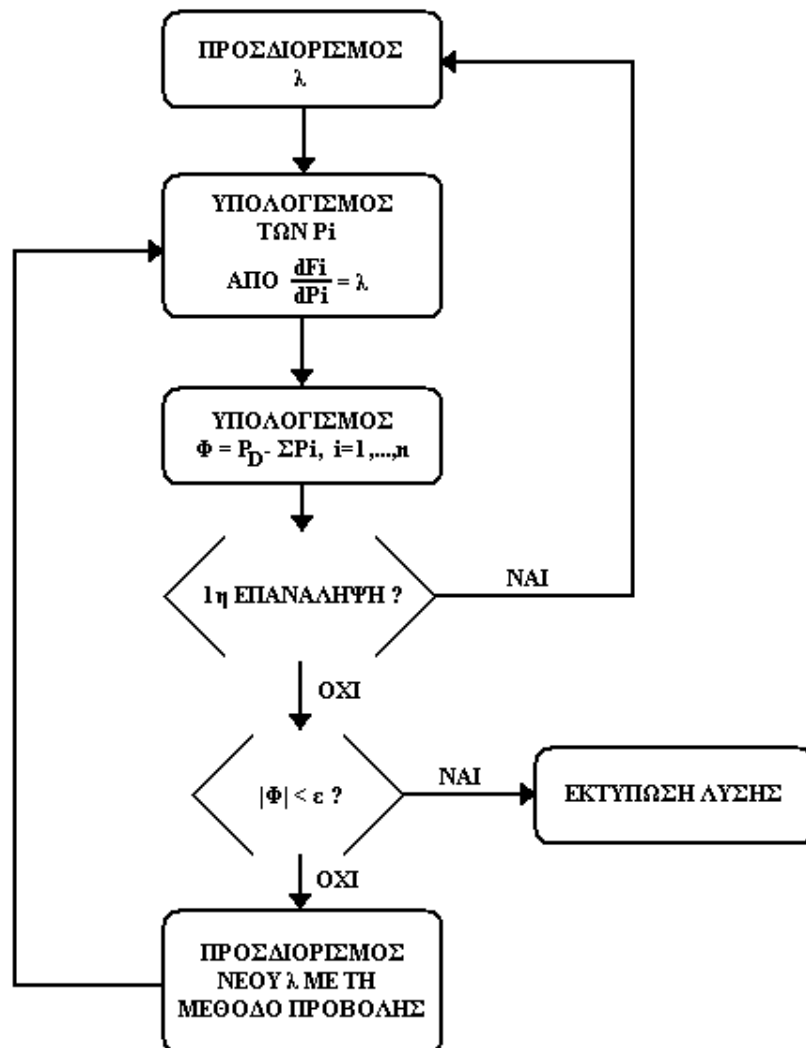
Μια πιο ρεαλιστική αντιμετώπιση της οικονομικής κατανομής φορτίου λαμβάνει υπόψη και τα όρια λειτουργίας των μονάδων του συστήματος, δηλαδή την εξίσωση (21). Στην περίπτωση αυτή,

Όπως βλέπουμε από τα παραπάνω έχουμε έναν περιορισμό ισότητας (20) και $2n$ περιορισμούς ανισότητας:

Η απλούστερη προσέγγιση επίλυσης συνίσταται στην οικονομική κατανομή κάθε φορά του απομένοντος φορτίου μεταξύ των μονάδων οι οποίες δεν έφτασαν ακόμα στην οριακή τους φόρτιση.

Εάν η εφαρμογή του κριτηρίου του ίσου διαφορικού κόστους συνεπάγεται φόρτιση για μια μονάδα η οποία υπερβαίνει κάποιο όριό της, η μονάδα αυτή θα λειτουργήσει στο όριο της αυτό έστω $P_{\max,i}$. Το υπόλοιπο φορτίο $P - P_{\max,i}$ θα κατανεμηθεί μεταξύ των υπολοίπων μονάδων πάλι με το κριτήριο του

ίσου διαφορικού κόστους λ . Το ίδιο επαναλαμβάνεται για κάθε επόμενη μονάδα που φτάνει το όριο της. Παρακάτω ακολουθεί ο αλγόριθμος λάμδα που χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου σε Η/Υ.



Εικ. 4-2 Αλγόριθμος επαναλήψεων λ27

4.3.4 Μέθοδοι τεχνητής Νοημοσύνης

Για να εφαρμοστούν τέτοιου είδους μέθοδοι πρέπει, εάν δεν είναι ήδη διακριτός ο χώρος λύσεων, οι δυνατές τιμές για την παραγωγή των μονάδων να διακριτοποιηθούν και στη συνέχεια να επιλυθεί το πρόβλημα. Ο διακριτός χώρος λύσεων μπορεί π.χ να παρατηρηθεί εάν τα σημεία λειτουργίας των μονάδων μπορούν να ρυθμιστούν ανά 10% της ονομαστικής ισχύος τους. Επίσης θα πρέπει να γίνει κάποια κατάλληλη αρχικοποίηση των τιμών ώστε να επιλυθεί το πρόβλημα αυτό. Αν πρόκειται να λυθεί το πρόβλημα αποκλειστικά της οικονομικής κατανομής των μονάδων χρησιμοποιούμε μόνο την διακριτοποιημένη περιοχή στο διάστημα $[P_i^{\min}, P_i^{\max}]$. Έτσι έχουν χρησιμοποιηθεί μέθοδοι όπως γενετικοί αλγόριθμοι όταν υπάρχουν περιορισμοί δικτύου όπως παρουσιάζεται στην εργασία [28]. Σε αυτήν την περίπτωση δεν υπάρχουν εγγυήσεις για την συνολικά βέλτιστη λύση του προβλήματος. Αν χρησιμοποιηθεί εξαντλητική απαρίθμηση αντί αυτών των μεθόδων επιτυγχάνεται η ολικά βέλτιστη λύση του προβλήματος για αυτές τις διακριτές τιμές επιτυγχάνεται αλλά η πολυπλοκότητα είναι ίση με τον αριθμό των μονάδων που εντάσσονται k υψωμένο στο αριθμό των διακριτών τιμών για κάθε μονάδα π.χ δ δηλαδή k^δ .

5 Παράδειγμα Λύσης

Στο τέλος του αρχείου pdf

μονάδων σε τιμές €/h.

$$C_1 = 500 + 5.3 P_1 + 4 \cdot 10^{-3} P_1^2$$

$$C_2 = 400 + 5.5 P_2 + 6 \cdot 10^{-3} P_2^2$$

$$C_3 = 200 + 5.8 P_3 + 9 \cdot 10^{-3} P_3^2$$

Συνολικό φορτίο 800 MW, χωρίς περιορισμούς.

Να υπολογιστεί η συνολική φόρτιση και το κόστος κάθε μίας

ΛΥΣΗ

$$\begin{aligned} \text{Ο συντελεστής } \lambda &= \frac{800 + \frac{5.3}{2 \cdot 4 \cdot 10^{-3}} + \frac{5.5}{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} + \frac{5.8}{2 \cdot 9 \cdot 10^{-3}}}{\frac{1}{2 \cdot 4 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2 \cdot 9 \cdot 10^{-3}}} \\ &= \frac{800 + 1443.06}{263.89} = \underline{\underline{8.5 \text{ €/MWh}}} \end{aligned}$$

Άρα αν αυξηθεί η δύναμη κατά 1 MW θα πληρώσει 8.5€.

$$\text{Φόρτιση γεννητριών } P_1 = \frac{8.5 - 5.3}{2 \cdot 0.004} = 400 \text{ MW}$$

$$P_2 = \frac{8.5 - 5.5}{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} = 250 \text{ MW}$$

$$P_3 = \frac{8.5 - 5.8}{2 \cdot 9 \cdot 10^{-3}} = 150 \text{ MW.}$$

οπότε

$$C_1 \rightarrow 3260 \text{ €/h} \rightarrow 8.15 \text{ €/MWh (μέσο κόστος)}$$

$$C_2 \rightarrow 2150 \text{ €/h} \rightarrow 8.6 \text{ €/MWh}$$

$$C_3 = 1272.5 \text{ €/h} \rightarrow 8.48 \text{ €/MWh}$$

$$\text{Συνολικό κόστος } 6682.5 \text{ €/h} \rightarrow 8.35 \text{ €/MWh}$$

Ην το φορτίο ην

και συνάμα

$$200 \leq P_1 \leq 450$$

$$150 \leq P_2 \leq 350$$

$$100 \leq P_3 \leq 225$$

να βρεθούν οι νέες ποσότητες των γεννητριών

ΛΥΣΗ

Κατ' αρχήν ελέγχουμε αν οι μονάδες επαρκούν για την λειτουργία αυτή.

$$\text{Πράγματι } 450 \text{ MW} + 350 \text{ MW} + 225 \text{ MW} > 975 \text{ MW}$$

(κατό 50 MW μόνο!!)

Όμοια με πριν αναφέρνω τα όρια

$$\lambda = 9.163 \text{ €/MWh.}$$

$$489.9 \text{ MW} \rightarrow P_1$$

$$305.3 \text{ MW} \rightarrow P_2$$

$$186.8 \text{ MW} \rightarrow P_3$$

Το κόστος θα ήταν

$$8228.24 \text{ €/h} \rightarrow 8.43 \text{ €/MWh}$$

Δυστυχώς αυτό πρέπει ν' ανέβει γιατί θα περιοριστεί η P_1 στα 450 MW.

Άρα τα υπόλοιπα 525 MW θα πρέπει να κατανεμηθούν σε $G_1 \rightarrow G_2$. Οπότε επαναδιαβάζουμε με βάση την ύπαρξη 2 μονάδων η/γίου

$$\lambda = \frac{525 + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{1}{0.012} + \frac{1}{0.018}} = \frac{1306}{138.89}$$

$$\lambda = 9.403 \text{ €/MWh} \rightarrow \text{το κόστος επιπλέον MWh!}$$

Η φόρτιση των G_2, G_3 : λόγω περιορισμού
με αντικατάσταση αυξήθηκε

$$P_2 = 325 \text{ MW} \quad P_3 = 200 \text{ MW}$$

Οπότε είμαστε εντός των ορίων σε κάθε μονάδα.

Το κόστος είναι ~~8236.25 €/h~~

ή 8.45 €/MWh

↳ περίπου 8 €/h

ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑ 1

Πότε θα τερματίσει Μέγιστη ισχύς - η Μονάδα 1;

ΑΠΑΝΤΗΣΗ

Αναιτούμε $P_1 = \frac{1-5.3}{0.008} = 450 \rightarrow \lambda = \underline{8.9 \text{ €/MWh}}$

τότε

$$\frac{P_D + 1443.06}{263.89} = 8.9 \text{ €/MWh} \rightarrow$$

$$P_D = \underline{905.5 \text{ MW}}$$

Σε μία τέτοια περίπτωση η μονάδα 1 θα έφτανε στο η/ήρες φορτίο της.

Αντίστοιχα η Μονάδα 2 $\rightarrow \lambda_2 = 9.7 \text{ €/MWh}$ και λ_3

P_D για $P_2 = 350 \text{ MW}$: έχω 2 μονάδες που καλύπτουν P_D (είδη παίρνω 450 MW)

$$9.85 \text{ €/MWh}$$

$$\frac{781 + P_D}{138.89} = 9.7 \Rightarrow P_D = 566.93 \text{ MW}$$

+ 450 (Από 1)

$$\boxed{1016.93 \text{ MW}}$$

ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑ 2

Πόση στρεφόμενη εφεδρεία έχω?

Μέγιστη ισχύς 1025 MW, ~~ελάχιστη~~ παραγωγή Μονάδα 975 MW

αποτέλεσμα 50 MW

ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑ 3

Η δυνατότητα παροχής εφεδρείας περιορίζεται από τη δυνατότητα μεταβολής του φορτίου ως κάθε μίας μονάδας.

Έστω ότι και οι 3 έχουν ρυθμό 20 MW/min.
Πόση ισχύς μπορεί να προσφερθεί τότε για εφεδρεία;

ΑΠΑΝΤΗΣΗ

Η πρώτη μονάδα που θα τερματίσει στο τεχνικό της μέγιστο δε μπορεί ν' αυξήσει την παραγωγή.

Άρα συνεχίζει 0 MW/min.

Οι άλλες 2 μονάδες μπορούν να συνεισφέρουν 25MW μέχρι το τεχνικό του μέγιστο.
Επομένως μπορούν να προσφέρουν 20MW/min.

Έτσι η προσφορά εφεδρείας είναι

$$0 + 20 + 20 = 40 \text{ MW/min}$$

Έτσι δεν μπορούμε να εκμεταλλευθούμε πλήρως την ισχύ που εφάγεται εκείνη τη στιγμή.

Πώς θα μπορούσε να γίνει αυτό;

Αρκεί να μειωθούν σε μόνιμη κατάσταση η παραγωγή της 1^{ης} μονάδας.

Μας δίνουν 10MW/min, όρα αν αυτό ηγανθάν στην 1^η μονάδα, αυτή θα μας δίνε σε συνδυασμό με τις άλλες:

$$10 + 20 + 20 = 50 \text{ MW/min, δηλαδή το σύνολο της εφεδρείας σε 1min}$$

Η νέα θέση λειτουργίας της 1^{ης} μονάδας είναι 440MW.

Για να είμαστε σε μόνιμη κατάσταση θα αναλάβουν οι άλλες 2 μονάδες τα 10MW.

Τότε όπως θα πρέπει να γίνει έτσι ώστε οι μονάδες να χουν το περ. θώροιο των 20MW.

Έτσι θα αυξηθεί η τιμή φόρτισης κατά 5MW σε κάθε μία. Αρ⁹

$$8242.03 \text{ €/h}$$

5.75 €/h μεγαλύτερο

$P_1 = 440 \text{ MW}$
$P_2 = 330 \text{ MW}$



ΕΠΙΛΟΓΗ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ.

Μονάδα; (ΜΕ ΤΗΝ ΤΡΙΤΗ)

$$N_{CO} \rightarrow \frac{975 + 1443.06 + 322.22}{319.45} \rightarrow 8.58 \text{ €/MWh}$$

Τότε $P_1 = 409.7 \text{ MW}$ $P_2 = 256.7 \text{ MW}$

$$P_3 = P_4 = 154.3 \text{ MW}$$

Που δε συνιστά παραβίαση
το συνολικό κόστος σε τέτοια περίπτωση
θα είναι:

$$8170.18 \text{ € ή } 8.38 \text{ €/MWh}$$

Αρα χλίτωση 62 €/h από αυτήν την κίνηση.

Αρα δεν είναι πάντα αντί-οικονομική η
προσθήκη Μονάδας και κυρίως εξαρτάται
από το σταθερό όρο της παρούσας

αν συμφέρει να μπει ή όχι.

Επίσης σημαντικό είναι + το κόστος εκκίνησης
για τη σχετική απόφαση + πόσο η ψ. μονάδα
είναι Αναμείν.

Στα 800 MW φορτίο το κόστος με 4^η Μονάδα
θα ήταν σημαντικά αυξημένο αν κάναμε όμοιες
πράξεις.
Στα 905 MW θα πέφτε ίσως να κούρεθεί...

6 Χρήσιμες Αναφορές

- 1 A.Tsikalakis, I.Tassiou, N.Hatziargyriou, "Impact Of Energy Storage In The Secure And Economic Operation Of Small Islands", Proc. of MedPower04, Lemessos, Nov 2004, MED04/CH33
- 2 Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης, Διδακτορική διατριβή «Συμβολή στον Προγραμματισμό Λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Μεγάλη Διείσδυση Διεσπαρμένης και Ανανεώσιμης Παραγωγής και Συσκευών Αποθήκευσης», Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, Αθήνα Ιούλιος 2008.
- 3 Βέλτιστη λειτουργία και έλεγχος Αυτόνομων Συστημάτων Ανεμογεννητριών-Νηζελογεννητριών Α.Ι. Ανδρούτσος Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα ΗΜΜΥ Αθήνα 1997
- 4 John Eli Nielsen, "Power System Operation with Large Wind Power Penetration – Danish experience" *EES-UETP Course at NTUA*, Athens, Greece, October 12th 2005
- 5 Roy Billinton and Ronald N. Allan, "Reliability Reliability evaluation of power systems", New York, Plenum Press, 1984
- 6 E.Thalassinakis, E.Dialynas, "A Monte-Carlo Simulation Method for Setting the Underfrequency load Shedding Relays and Selecting the Spinning Reserve in Autonomous Power Systems", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol 19, No4, pp2044-2052, November 2004
- 7 Kris R. Voorspools and William D. D'haeseleer, "Are deterministic methods suitable for short term reserve planning?", *J.Energy Conversion and Management*, Volume 46, Issues 13-14, August 2005, pp 2042-2052
- 8 H.B.Gooi, D.P.Mendes, K.R.W. Bell, D.S.Kirschen "Optimal scheduling of spinning reserve", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol 14, No4, pp1485-1492, November 1999
- 9 Antonis G. Tsikalakis, Nikos D. Hatziargyriou, Yiannis A. Katsigiannis, Pavlos S. Georgilakis, "Impact of wind power forecasting error bias on the economic operation of autonomous power systems", *J.Wind Energy*, Vol. 12 Issue 4, pp 315 – 331, May 2009
- 10 J. K. Kaldellis, K. A. Kavadias, A. E. Filios and S. Garofallakis, "Income loss due to wind energy rejected by the Crete island electrical network – the present situation", *Applied Energy*, Volume 79, Issue 2, October 2004, pp 127-144
- 11 Athanasios Papoulis, Probability & statistics / Englewood Cliffs, NJ. Prentice Hall, 1990
- 12 Alves da Silva A. P., Moulin L. S., "Confidence intervals for neural network based short-term load forecasting", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, Nov. 2000
- 13 Natayanna P. Padhy, "Unit Commitment- A Bibliographical Survey", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol 19, No2, May 2004, pp1196-1205
- 14 A. I. Cohen and M. Yoshimura, "A branch- and -bound algorithm for unit commitment," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, pp. 444–451, Feb. 1983.
- 15 W. L. Snyder, Jr., H. D. Powell, Jr., and J. C. Rayburn, "Dynamic programming approach to unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, pp. 339–347, May 1987
- 16 Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης : «Μέθοδοι Οικονομικής Αποτίμησης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε Νησιωτικά Δίκτυα. Εφαρμογή στο Δίκτυο της Κρήτης το Έτος 2000», Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούλιος 2002, Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου.
- 17 James Momoh, "Electric Power systems applications of Optimization", NY, Marcel Dekker 2001
- 18 Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε Συστήματα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Γιάννης Καμπούρης, Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ 1992
- 19 D.T.Pham, D.Karaboga, "Intelligent Optimisation Techniques : Genetic Algorithms, Tabu Search, Simulated Annealing And Neural Networks", Springer-Verlag Editions, 2000
- 20 I.G. Damousis, A.G. Bakirtzis, P.S. Dokopoulos, "Real-Coded Genetic Algorithm for the solution of the Short-Term Hydrothermal Scheduling problem", in *proc of the 12th ISAP 03, ISAP 03/032 Lemnos*, September 2003
- 21 M.A.Matos, J.L.Pinto, G.Contaxis, A.Vlachos, P.S. Dokopoulos, "Economic Scheduling Functions in MORE CARE", in *Proc. of MedPower02, MED02/004 Athens*, Nov 2002
- 22 H. Mori and T. Usami, "Unit commitment using tabu search with restricted neighborhood," in *Proc. Intell. Syst. Applicat. Power Syst.*, 1996, pp. 422–427.
- 23 H. Sasaki, M. Watanabe, and R. Yokoyama, "A solution method of unit commitment by artificial neural networks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, pp. 974–981, Aug. 1992.

-
- 24 A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, and S. Z. Selim, "A simulated annealing algorithm for unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, pp. 197–204, Feb. 1998.
- 25 C.-C. Su and Y.-Y. Hsu, "Fuzzy dynamic programming: an application to unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 1231–1237, Aug. 1991
- 26 Singirescu S.Rao , "Engineering Optimization ,Theory and Practice" 3rd Edition, John Willey & sons, 1996
- 27 Μπακιρτζής, «Οικονομική Ανάλυση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη, 1998
- 28 I.G. Damousis, A.G. Bakirtzis, P.S. Dokopoulos , "A Solution for the Network-Constrained Economic Dispatch Problem using Real-coded Genetic Algorithm", in *Proc. of MedPower02, MED02/002* Athens, Nov 2002, MED02/043