

# Μέθοδος Βέλτιστης Κατανομής Υπηρεσιών Πρωτεύουσας Εφεδρείας σε Περιβάλλον Ελεύθερης Αγοράς

**Κ. Α. ΠΑΠΑΔΟΓΙΑΝΝΗΣ**

Δρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός

**Ν. Δ. ΧΑΤΖΗΑΡΓΥΡΙΟΥ**

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

## Περίληψη

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται μία πρωτότυπη μέθοδος βέλτιστης οικονομικής κατανομής επικουρικών υπηρεσιών (ΕΥ) πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας και ενεργού ισχύος που εξασφαλίζει τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος έπειτα από επιλεγμένες διαταραχές. Ο προσδιορισμός των κρίσιμων παραμέτρων και των αντίστοιχων τιμών τους που καθορίζουν τη δυναμική ασφάλεια ενός ΣΗΕ γίνεται με την κατάλληλη ανάπτυξη δένδρων απόφασης. Διασχίζοντας τα ΔΑ και οδηγούμενοι σε ασφαλείς καταστάσεις του συστήματος εξάγουμε αλυσίδες κανόνων. Οι κανόνες αυτοί με κατάλληλη επεξεργασία ενσωματώνονται στον αλγόριθμο βέλτιστης οικονομικής κατανομής αποτελώντας τους περιορισμούς ασφάλειας του συστήματος. Με την προτεινόμενη μέθοδο εξάγονται σύνολα ασφαλών κατανομών των ΕΥ πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Επιπλέον υπάρχει η δυνατότητα εκκαθάρισης της αγοράς ΕΥ πρωτεύουσας εφεδρείας δεσμευμένα ή αποδεσμευμένα από την αγορά ενεργού ισχύος. Η μέθοδος παρέχει ακριβή και αξιόπιστα αποτελέσματα ενώ η ταχύτητα εκτέλεσης του αλγορίθμου κάνει τη μέθοδο κατάλληλη και για την εκκαθάριση αγορών πραγματικού χρόνου ΕΥ πρωτεύουσας εφεδρείας.

## 1. ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ

$t$  : χρονικό διάστημα.  
 $N$  : ο αριθμός των μονάδων παραγωγής που κάνουν προσφορά στην αγορά υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας.  
 $M$  : ο αριθμός των μονάδων που κάνουν προσφορά στην αγορά ενέργειας.  
 $B$  : ο συνολικός αριθμός των ζυγών του δικτύου.  
 $C_{TC}^t$  : το συνολικό κόστος που περιλαμβάνει το κόστος ενέργειας και το κόστος υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας.  
 $C_{TPFC}^t$  : το κόστος υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας.  
 $C_{PGTC}^t$  : το κόστος ενεργού ισχύος.  
 $C_{G,m}^t$  : το κόστος ενεργού ισχύος που προσφέρεται από την μονάδα  $m$ .  
 $C_{PFC,m}^t$  : το κόστος στρεφόμενης εφεδρείας που προσφέρεται από τη μονάδα  $m$ .  
 $P_{G,m}^t$  : η ενεργός παραγωγή της μονάδας  $m$ .

$P_{PFC,m}^t$  : η έγχυση ενεργού ισχύος της μονάδας  $m$  για έλεγχο συχνότητας.  
 $P_m^{\min}, P_m^{\max}$  : κάτω και πάνω όριο ικανότητας φόρτισης της μονάδας  $m$ .  
 $P_{G,i}^t$  : ενεργός παραγωγή στο ζυγό  $i$ .  
 $Q_{G,i}^t$  : άεργος παραγωγή στο ζυγό  $i$ .  
 $P_{D,i}^t$  : φορτίο ενεργού ισχύος στο ζυγό  $i$ .  
 $Q_{D,i}^t$  : φορτίο αέργου ισχύος στο ζυγό  $i$ .  
 $FP_i^t(V, \delta, T)$  : ροή ενεργού ισχύος από το ζυγό  $i$ .  
 $FQ_i^t(V, \delta, T)$  : ροή αέργου ισχύος από το ζυγό  $i$ .  
 $P_L^t$  : απώλειες ενεργού ισχύος.  
 $S_m^{\max}$  : η μέγιστη φαινόμενη ισχύς της μονάδας  $m$ .  
 $V_i^{\min}, V_i^{\max}$  : κάτω και πάνω όριο του μεγέθους της τάσης στο ζυγό  $i$ .  
 $|\delta_i - \delta_j|^{\max}$  : μέγιστη επιτρεπτή διαφορά γωνιών των τάσεων των ζυγών  $i$  και  $j$ .  
 $T_l^{\min}, T_l^{\max}$  : κάτω και πάνω όριο της θέσης λήψης των μετασχηματιστών.  
 $T$  : σύνολο των μετασχηματιστών.  
 $I_l^{\max}$  : μέγιστο επιτρεπτό ρεύμα της γραμμής μεταφοράς  $l$ .  
 $L$  : σύνολο των γραμμών του δικτύου.  
 $P_{G,m}^{\min,t}, P_{G,m}^{\max,t}$  : κάτω και πάνω όριο παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας  $m$ .  
 $P_{PFC,m}^{\min,t}, P_{PFC,m}^{\max,t}$  : κάτω και πάνω όριο ενεργού ισχύος για τον έλεγχο συχνότητας της μονάδας  $m$ .  
 $TPFC^{\min,t}, TPFC^{\max,t}$  : κάτω και πάνω όριο των συνολικών αναγκών ισχύος για πρωτεύοντα έλεγχο συχνότητας.

## 2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι σύγχρονες εξελίξεις στα ενεργειακά συστήματα, όπως η συντελούμενη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η αυξανόμενη απαίτηση για αποδοτικά συστήματα, με υψηλή ποιότητα στην εξυπηρέτηση του φορτίου, επιβάλλουν νέους κανόνες λειτουργίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Ένα σύγχρονο ΣΗΕ πρέπει να είναι σε θέση να παρέχει αδιάλειπτα την απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύ, μέσα στα προκαθορισμένα όρια τάσης και συχνότητας, επιδιώκοντας παράλληλα την ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας.

Οι Επικουρικές Υπηρεσίες (ΕΥ) είναι οι απαραίτητες εκείνες υπηρεσίες, που υποστηρίζουν τη μεταφορά ενέργειας από τον παραγωγό στον καταναλωτή. Οι επικουρικές υπηρεσίες συμπεριλαμβάνουν συνήθως τον έλεγχο συχνότητας (συγχρονισμένες γεννήτριες) και τις εφεδρείες λειτουργίας (συγχρονισμένες και μη γεννήτριες), τον έλεγχο τάσης και την επανεκκίνηση συστήματος (Black Start), [1].

Οι εφεδρείες λειτουργίας είναι οι υπηρεσίες εκείνες που απαιτούνται για τη διατήρηση της συχνότητας του συστήματος εντός προκαθορισμένων ορίων κατά τη διάρκεια διαταραχών. Οι πρωτεύουσες εφεδρείες είναι απαραίτητες, ώστε να μην επιτρέπεται απόκλιση της συχνότητας του συστήματος εκτός ορίων έπειτα από μία διαταραχή. Τυπικά παρέχονται από στρεφόμενες μονάδες εντός πολύ σύντομου χρονικού ορίζοντα. Η ορολογία που χρησιμοποιείται σε κάθε αγορά ενέργειας αλλά και ο σαφής ορισμός των υπηρεσιών αυτών διαφέρουν.

Στις περισσότερες περιπτώσεις ο τρόπος με τον οποίο εξασφαλίζονται οι επικουρικές υπηρεσίες εξαρτάται από τη δομή της εκάστοτε αγοράς ενέργειας. Στην Βρετανία /Ουαλία στη Νορβηγία και στην πολιτεία της Καλιφόρνιας ΗΠΑ έχουν εφαρμοσθεί αγορές επόμενης ημέρας επικουρικών υπηρεσιών και ειδικότερα υπηρεσιών εφεδρείας. Λόγω όμως των αστοχιών στην πρόβλεψη φορτίου αλλά και των συμφορήσεων μεταφοράς ενέργειας λόγω μη αναμενόμενων διαταραχών, προκύπτει η ανάγκη για αγορές εξισορρόπησης πραγματικού χρόνου όπως παρουσιάζονται στο [2,3]. Η αγορά εξισορρόπησης πραγματικού χρόνου έχει εφαρμοσθεί στην Καλιφόρνια [4] και εμφανίζεται στους νέους κανονισμούς στη Βρετανία /Ουαλία [5].

Η δομή άλλων αγορών επικουρικών υπηρεσιών και η αντίστοιχη ορολογία μπορεί να βρεθεί για το σύστημα των Σκανδιναβικών κρατών Nordel στο [6], για την Αργεντινή στο [7], για την Ισπανία στο [8], για την Αυστραλία στο [9] και για τη Ν. Ζηλανδία στο [10].

Στην παρούσα εργασία θεωρούμε την ύπαρξη μίας αγοράς ενέργειας τύπου δεξαμενής και μια ανεξάρτητη αλλά ίδιου τύπου αγορά επικουρικών υπηρεσιών, όπως στις [11-13]. Κάθε συμμετέχων καταθέτει μία προσφορά ενέργειας και μία προσφορά εφεδρείας πρωτεύοντος ελέγχου συχνότητας βασισμένες στις καμπύλες κόστους λειτουργίας. Τότε προκύπτει η ανάγκη οικονομικής κατανομής τους, η οποία

να εξασφαλίζει συγχρόνως την ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος. Η εργασία διαπραγματεύεται το βέλτιστο καταμερισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος και των απαιτούμενων υπηρεσιών πρωτεύουσας εφεδρείας, όπως ορίστηκαν παραπάνω, σε αγορές επόμενης ημέρας. Η προτεινόμενη μέθοδος, μπορεί να εφαρμοσθεί και σε αγορές εξισορρόπησης πραγματικού χρόνου.

Η κλασική μέθοδος καθορισμού των απαιτούμενων υπηρεσιών πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας βασίζεται σε ανάλυση ευστάθειας επιλεγμένων ακραίων καταστάσεων λειτουργίας του συστήματος. Η μέθοδος αυτή δεν λαμβάνει υπόψη τη συνεχώς μεταβαλλόμενη συμπεριφορά των φορτίων και τα δυναμικά χαρακτηριστικά της αντίδρασης των γεννητριών [14-16]. Κάποιες δημοσιεύσεις αντιμετωπίζουν το πρόβλημα χρησιμοποιώντας τεχνικές πραγματικού χρόνου που βασίζονται σε ενεργειακές εξισώσεις [17-20] και τεχνητή νοημοσύνη [21-23]. Μεταξύ αυτών, η [24] λαμβάνει υπόψη την επίδραση του χρόνου αντίδρασης των προσφερόμενων εφεδρειών από τις μονάδες παραγωγής, αλλά απαιτεί μεγάλο υπολογιστικό χρόνο. Στις [25-26] παρουσιάζεται μία αποδοτική μέθοδος προληπτικής εκτίμησης δυναμικής ασφάλειας με μικρούς χρόνους εκτέλεσης, η οποία όμως παρέχει υποβέλτιστες λύσεις και δεν λαμβάνει υπόψη το κόστος της εφεδρείας ως ενεργειακό προϊόν αλλά το αποτιμά μέσω του κόστους επανακατανομής φορτίου στις μονάδες παραγωγής.

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται μία πρωτότυπη μέθοδος οικονομικής κατανομής ενεργού ισχύος και πρωτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας λαμβάνοντας υπόψη όρια ασφάλειας ως περιορισμούς [27-28]. Οι περιορισμοί εξάγονται από δένδρα απόφασης που αναπτύχθηκαν για συγκεκριμένες διαταραχές. Κάθε δένδρο απόφασης δημιουργεί μονοπάτια που αποτελούνται από αλυσίδες κανόνων και οδηγούν σε ασφαλείς ή ανασφαλείς καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος για την προεπιλεγμένη διαταραχή. Κάθε σύνολο κανόνων που οδηγεί σε ασφαλή κατάσταση χαρακτηρίζεται ως σύνολο ασφαλών περιορισμών. Η οικονομική κατανομή εκτελείται για κάθε διαταραχή και για κάθε σύνολο ασφαλών περιορισμών. Επίσης, ακολουθώντας τη διεθνή πρακτική και με σκοπό τη διερεύνηση τόσο της ποιότητας των λύσεων όσο και της ευκολίας προσδιορισμού τους η εκκαθάριση των αγορών ενεργού ισχύος και ΕΥ πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας πραγματοποιείται τόσο συζευγμένα όσο και αποζευγμένα.

## 3. ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΔΕΝΔΡΩΝ ΑΠΟΦΑΣΗΣ

Τα Δένδρα Απόφασης (ΔΑ) είναι μια εποπτευόμενη τεχνική μάθησης για την ταξινόμηση δειγμάτων σε σύνολα κλάσεων. Ένα ΔΑ αποτελείται από κόμβους και κλάδους. Κάθε κόμβος αντιπροσωπεύει έναν έλεγχο ή μία απόφαση. Για το διαχωρισμό σε δύο κλάσεις υπάρχουν  $n$  τερματικοί κόμβοι και  $n-1$  μη τερματικοί κόμβοι. Η διαδικασία για την

εξαγωγή της δομής ενός δένδρου απόφασης ή των αντίστοιχων κανόνων από δεδομένα είναι γνωστή ως επαγωγική μάθηση. Απαιτείται η ύπαρξη μίας μεγάλης βάσης γνώσης, η οποία αποτελείται από ταξινομημένα (ασφαλή – μη ασφαλή) σημεία λειτουργίας, τα οποία χαρακτηρίζονται από ένα διάνυσμα μεταβλητών, οι οποίες ονομάζονται ιδιότητες.

Η βάση γνώσης διαχωρίζεται σε δύο σύνολα: το σύνολο μάθησης και το σύνολο ελέγχου. Το σύνολο μάθησης χρησιμοποιείται για την επαγωγική εκπαίδευση του ΔΑ ενώ το σύνολο ελέγχου για την εκτίμηση της απόδοσης του στην ταξινόμηση νέων, μη γνωστών σημείων λειτουργίας. Στην αρχή εφαρμόζεται ένας κατάλληλος έλεγχος διαχωρισμού στον κόμβο ρίζα του ΔΑ σε όλο το σύνολο μάθησης με σκοπό το διαχωρισμό του σε δύο ανεξάρτητα υποσύνολα (κόμβους) και στη συνέχεια τον περαιτέρω διαχωρισμό τους σε νέα υποσύνολα. Ο έλεγχος διαχωρισμού ορίζεται ως:

$$PT : A_j \leq h \quad (1)$$

όπου  $h$  είναι ένα κατάλληλο κατώφλι (όριο) για την ιδιότητα  $A_j$ . Η ιδιότητα αλλά και η τιμή του κατωφλίου επιλέγεται με στόχο το βέλτιστο διαχωρισμό του υποσυνόλου, δηλαδή το διαχωρισμό που αυξάνει την καθαρότητα πληροφορίας, όπως δίνεται από τη συνάρτηση της εντροπίας:

$$E_c(LS_n) = - \sum_j p_j \log p_j \quad (2)$$

$p_j$  είναι η πιθανότητα της κλάσης  $j$ , και  $n$  είναι ο κόμβος προς διαχωρισμό. Οι πιθανότητες υπολογίζονται από τα ποσοστά των σημείων λειτουργίας του κόμβου  $n$  που ταξινομούνται στο δεξιό ή αριστερό υποσύνολό του.

Σε κάθε κόμβο εφαρμόζεται επιπλέον ένα κριτήριο τερματισμού του διαχωρισμού. Εάν η εντροπία ενός κόμβου είναι μικρότερη από ένα προκαθορισμένο όριο ή εάν ένας περαιτέρω διαχωρισμός δεν επιφέρει σημαντική μείωση της εντροπίας η διαδικασία διαχωρισμού διακόπτεται. Στο [23,28] δίνεται μία εις βάθος περιγραφή της μεθόδου των ΔΑ.

Σε κάθε φύλλο (τερματικός κόμβος) ενός ΔΑ αντιστοιχεί μία αλυσίδα κανόνων, όπου κάθε κανόνας έχει τη μορφή ανισότητας (έλεγχος διαχωρισμού). Μία αλυσίδα από κανόνες της μορφής “εάν...τότε...αλλιώς” ονομάζεται στην παρούσα εφαρμογή σύνολο ασφαλών περιορισμών και αντιστοιχεί στα μονοπάτια που οδηγούν σε ασφαλή φύλλα. Αυτά τα σύνολα περιορισμών λαμβάνονται κατάλληλα υπόψη στη μοντελοποίηση της βελτιστοποίησης με περιορισμούς, όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

## 4. ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ

### 4.1. Μοντέλο οικονομικής κατανομής

Ο στόχος της προτεινόμενης μεθοδολογίας είναι ο καθορισμός της βέλτιστης οικονομικής κατανομής της ενεργού

παραγωγής και των υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας που απαιτούνται έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του συστήματος για διάφορες προκαθορισμένες ενδεχόμενες διαταραχές.

Η προσέγγιση γίνεται με δύο τρόπους, κατανέμοντας τις υπηρεσίες ελέγχου συχνότητας δεσμευμένα η μη με την οικονομική κατανομή της παραγωγής. Οι δύο προσεγγίσεις διατυπώνονται παρακάτω:

1) Συζευγμένη οικονομική κατανομή

$$\min C_{TC}^t = \sum_{m=1}^M C_{G,m}^t(P_{G,m}^t) + \sum_{m=1}^N C_{PFC,m}^t(P_{PFC,m}^t) \quad (3)$$

2) Αποζευγμένη οικονομική κατανομή

$$\alpha) \min C_{PGTC}^t = \sum_{m=1}^M C_{G,m}^t(P_{G,m}^t) \quad (4)$$

$$\beta) \min C_{TPFC}^t = \sum_{m=1}^N C_{PFC,m}^t(P_{PFC,m}^t) \quad (5)$$

υπό τους περιορισμούς

$$P_m^{\min} \leq P_{G,m}^t + P_{PFC,m}^t \leq P_m^{\max} \quad (6)$$

$$P_{G,i}^t - P_{D,i}^t - FP_i^t(V, \delta, T) = 0 \quad (7)$$

$$Q_{G,i}^t - Q_{D,i}^t - FQ_i^t(V, \delta, T) = 0 \quad (8)$$

$$\sum_{m=1}^M P_{G,m}^t - \sum_{i=1}^B P_{D,i}^t - P_L^t(V, \delta, T) = 0 \quad (9)$$

$$\sqrt{(P_{G,m}^t)^2 + (Q_{G,m}^t)^2} = S_m \leq S_m^{\max} \quad (10)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i^t \leq V_i^{\max} \quad (11)$$

$$|\delta_i^t - \delta_j^t| \leq |\delta_i - \delta_j|^{\max} \quad (12)$$

$$T_l^{\min} \leq T_l^t \leq T_l^{\max} \quad l \in T \quad (13)$$

$$I_l \leq I_l^{\max}, l \in L \quad (14)$$

$$P_{G,m}^{\min,t} \leq P_{G,m}^t \leq P_{G,m}^{\max,t} \quad (15)$$

$$P_{PFC,m}^{\min,t} \leq P_{PFC,m}^t \leq P_{PFC,m}^{\max,t} \quad (16)$$

$$TPFC^{\min,t} \leq \sum_{m=1}^N P_{PFC,m}^t \leq TPFC^{\max,t} \quad (17)$$

**4.2. Διάγραμμα ροής προτεινόμενης μεθοδολογίας**

Οι αρχικές συνθήκες του προτεινόμενου αλγορίθμου οικονομικής κατανομής λαμβάνονται από έναν αλγόριθμο οικονομικής ένταξης μονάδων. Υπολογίζεται η κατάσταση λειτουργίας των μονάδων (on ή off) βασιζόμενοι σε μια απλή οικονομική προ-κατανομή των μονάδων που τυπικά λαμβάνει υπόψη τη σειρά προτεραιότητας ένταξης τους ή άλλες προσεγγιστικές μεθόδους. Η οικονομική ένταξη μονάδων και η απλή οικονομική προ-κατανομή πραγματοποιείται για μία καμπύλη φορτίου που προέρχεται από αλγορίθμους πρόβλεψης φορτίου.

Στον προτεινόμενο αλγόριθμο θεωρείται ως απαραίτητη στρεφόμενη εφεδρεία η μεγαλύτερη ενεργός παραγωγή μίας των ενταγμένων μονάδων εκτός και αν ορίζεται διαφορετικά από τους κανόνες που εξάγονται από τα δένδρα απόφασης.

Εκτεταμένες δοκιμές έδειξαν πως η ανάπτυξη δένδρων απόφασης για διάφορες κλίμακες φόρτισης (δηλαδή χαμηλή φόρτιση, μεσαία φόρτιση, υψηλή φόρτιση) εξασφαλίζει αποδοτικότερους και πιο ακριβείς κανόνες ασφάλειας. Έτσι ο αλγόριθμος δίνει τη δυνατότητα επιλογής ενός συνόλου περιορισμών που εξάγονται από διαφορετικά δένδρα απόφασης κατάλληλα για κάθε κλίμακα φόρτισης. Ο αλγόριθμος αναπτύχθηκε στο υπολογιστικό περιβάλλον MATLAB 5.3 [29] και αναγνωρίζει το επίπεδο φόρτισης και επιλέγει το αντίστοιχο σύνολο περιορισμών όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.



Σχήμα 1: Διάγραμμα ροής της προτεινόμενης μεθοδολογίας.  
Figure 1: Flowchart of proposed methodology.

Οι τιμές των ορίων  $P_{G,m}^{min,t}, P_{G,m}^{max,t}, P_{PFC,m}^{min,t}, P_{PFC,m}^{max,t}, TPFC_{G,m}^{min,t}$  και  $TPFC_{G,m}^{max,t}$  που χρησιμοποιούνται ως όρια ασφαλείας υπολογίζονται με συνδυασμό των περιορισμών ασφαλείας (CS) και των φυσικών περιορισμών του συστήματος ενέργειας όπως φαίνεται στις παρακάτω σχέσεις:

$$[P_{G,m}^{min,t}, P_{G,m}^{max,t}] = [Pbid_{G,m}^{min,t}, Pbid_{G,m}^{max,t}] \quad (18)$$

$$\cap [Psec_{G,m}^{min,t}, Psec_{G,m}^{max,t}] \cap [P_m^{min}, P_m^{max}]$$

Για την περίπτωση συζευγμένης οικονομικής κατανομής:

$$[P_{PFC,m}^{min,t}, P_{PFC,m}^{max,t}] = [Pbid_{PFC,m}^{min,t}, Pbid_{PFC,m}^{max,t}] \quad (19)$$

$$\cap [Psec_{PFC,m}^{min,t}, Psec_{PFC,m}^{max,t}] \cap [0, P_m^{max}]$$

Για την περίπτωση αποζευγμένης οικονομικής κατανομής:

$$[P_{PFC,m}^{min,t}, P_{PFC,m}^{max,t}] = \quad (20)$$

$$[Pbid_{PFC,m}^{min,t}, Pbid_{PFC,m}^{max,t}] \cap$$

$$[Psec_{PFC,m}^{min,t}, Psec_{PFC,m}^{max,t}] \cap$$

$$[P_{min,m}, P_m^{max} - P_{G,m}]$$

$P_{min,m} = 0$  εάν στη μονάδα  $m$  έχει κατανεμηθεί φορτίο ή

$P_{min,m} = P_m^{min}$  εάν στη μονάδα  $m$  δεν έχει κατανεμηθεί φορτίο

όπου  $Pbid_{G,m}^{min,t}, Pbid_{G,m}^{max,t}$  : όρια προσφορών παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας  $m$ .

$Psec_{G,m}^{min,t}, Psec_{G,m}^{max,t}$  : όρια ασφάλειας παραγωγής ενεργού ισχύος της μονάδας  $m$  που προέρχονται από τα αντίστοιχα σύνολα περιορισμών ασφαλείας (CS).

$Pbid_{PFC,m}^{min,t}, Pbid_{PFC,m}^{max,t}$  : όρια προσφοράς στρεφόμενης εφεδρείας της μονάδας  $m$ .

$Psec_{PFC,m}^{min,t}, Psec_{PFC,m}^{max,t}$  : όρια ασφάλειας στρεφόμενης εφεδρείας της μονάδας  $m$  που προέρχονται από τα αντίστοιχα σύνολα περιορισμών ασφαλείας (CS).

Στην περίπτωση που οι τιμές των ορίων  $Psec_{G,m}^{min,t}, Psec_{G,m}^{max,t}, Psec_{PFC,m}^{min,t}$  και/ή  $Psec_{PFC,m}^{max,t}$  δεν καθορίζονται από τα σχετικά σύνολα περιορισμών ασφαλείας (CS) τότε τα κάτω όρια θεωρούνται ίσα με μηδέν ενώ τα πάνω όρια ίσα με  $P_m^{max}$ .

Στην περίπτωση που η τιμή του κάτω ορίου  $TPFC_{min,t}$

δεν καθορίζεται από το σχετικό σύνολο περιορισμών ασφάλειας, τότε λαμβάνεται τιμή ίση με τη μεγαλύτερη παραγωγή ενεργού ισχύος μεταξύ των ενταγμένων μονάδων από τα δεδομένα της απλής οικονομικής προ-κατανομής.

Η τιμή του άνω ορίου  $TPFC_{max,t}$  καθορίζεται μόνο από το σχετικό σύνολο περιορισμών ασφάλειας (CS). Σε αντίθετη περίπτωση το όριο δεν λαμβάνεται υπόψη.

Τα όρια ασφάλειας ( $P_{G,m}^{min,t}$ ,  $P_{G,m}^{max,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{min,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{max,t}$ ,  $TPFC_{min,t}$  και  $TPFC_{max,t}$ ) υπολογίζονται για κάθε σύνολο περιορισμών ασφάλειας που αντιστοιχεί στο επίπεδο φόρτισης.

Στη συζευγμένη οικονομική κατανομή η διαδικασία εκτελείται για κάθε CS σε ένα στάδιο λαμβάνοντας υπόψη όλους τους περιορισμούς.

## 5. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΥ

Το ενεργειακό σύστημα που επιλέχθηκε για εφαρμογή της μεθόδου βασίζεται στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης, που αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας. Το συγκεκριμένο σύστημα επιλέχθηκε λόγω της ιδιαιτερότητας που παρουσιάζει ως νησιώτικο Σύστημα ειδικότερα όσον αφορά στα προβλήματα συχνότητας, όταν συμβαίνει μία διαταραχή ή απότομη αύξηση του φορτίου. Ένας επιπλέον λόγος για την επιλογή του συστήματος είναι και η αρκετά μεγάλη γνώση της συμπεριφοράς του όπως και η διαθεσιμότητα πολλών πραγματικών δεδομένων αυτού καθώς αποτέλεσε αντικείμενο μελέτης και δικτύου εφαρμογής πολλών μεθόδων και αλγορίθμων που αναπτύχθηκαν στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλ. Ενέργειας του Ε.Μ.Π.

Πίνακας 1: Ομάδες Μονάδων Παραγωγής.

Table 1: Generating Unit Groups.

Unit Group	Group Code	Group No	Active Power $p_{min}$ - $p_{max}$
Old Steam Units	OST	1	7 – 37 MW
New Steam Units	NST	2	13 – 75 MW
Diesel Machines	DIES	3	3– 49.2 MW
Gas Turbines Linoperamata	GAS_L	4	3 – 30 MW
Old Gas Turbines	OG	5	3– 60.9 MW
New Gas Turbines	NG	6	11– 125 MW
Combined Cycle	COMB	7	0.5– 116 MW

Το σύστημα παραγωγής της Κρήτης αποτελείται από δύο σταθμούς τα Χανιά και τα Λινοπεράματα Ηρακλείου, που βρίσκονται κοντά στα βασικότερα φορτία του συστήματος. Υπάρχουν εγκατεστημένες 18 θερμικές μονάδες παραγωγής, έξι ατμοστρόβιλοι με συνολική ισχύ 112MW, τέσσερις νητζελογεννήτριες με συνολική ισχύ 49.2MW, επτά αεριοστρόβιλοι με συνολική ισχύ 228.6MW και μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου ισχύος 133.4MW.

Οι μονάδες παραγωγής ομαδοποιήθηκαν σε σχέση με τον τύπο τους και την τοποθεσία εγκατάστασής τους. Έτσι

οι ομάδες γεννητριών δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

## 6. ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΔΕΝΔΡΩΝ ΑΠΟΦΑΣΗΣ

Το πρώτο βήμα της μεθόδου είναι η κατασκευή των δένδρων απόφασης έτσι ώστε να εξαχθούν από αυτά οι περιορισμοί ασφάλειας CS που οδηγούν το σύστημα σε ασφαλή κατάσταση λειτουργίας.

### 6.1. Δημιουργία Βάσης Γνώσης

Η Βάση Γνώσης (KB) δημιουργήθηκε χωρίζοντας το εύρος φόρτισης του συστήματος σε τρεις ζώνες φόρτισης:

Χαμηλή φόρτιση (Low-load): L =100 - 200 MW

Μέση φόρτιση (Medium-load): M =200 - 300 MW

Υψηλή φόρτιση (High-load): H =300 - 400 MW

Για κάθε ζώνη φόρτισης και ξεκινώντας από την κατώτερη τιμή που την χαρακτηρίζει αυξάνεται το φορτίο με βήμα ίσο με 0,5MW. Στη συνέχεια κατανέμεται στους 33 ζυγούς φορτίων με τυχαίο τρόπο και σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ τους. Η άεργος ισχύς κάθε ζυγού φορτίου παράγεται μεταβάλλοντας το συντελεστή ισχύος κάθε ζυγού με τυχαίο και πάλι τρόπο. Με αυτόν τον τρόπο παράγονται 600 σημεία για το σύνολο των τριών ζωνών φόρτισης. Στη συνέχεια το φορτίο κατανέμεται στις μονάδες με τυχαίο τρόπο αγνοώντας κάθε απαίτηση για στρεφόμενη εφεδρεία, (δηλ 042). Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται μέσω μίας απλής επαναληπτικής λάμδα μεθόδου υπό τον περιορισμό (8) που αφορά στα όρια ικανότητας φόρτισης κάθε μονάδας. Οι καμπύλες προσφορών βασίζονται στις πραγματικές καμπύλες κόστους λειτουργίας των μονάδων, οι οποίες είναι τετραγωνικές, 043. Πολλαπλασιάζοντας τον τετραγωνικό όρο και το γραμμικό όρο κάθε συνάρτησης κόστους με μία τυχαία μεταβλητή  $rg_{m,n}$  ομοιόμορφα κατανεμημένη στο διάστημα  $[0,1]$ , και μέσω των σχέσεων 044, 045 όπου  $n = 1,2, \dots, 600$ , μεταβάλλουμε κατά +20% το διαφορικό κόστος κάθε μονάδας. Σκοπός της μεταβολής του κόστους είναι η προσέγγιση της μεταβλητότητας των υποβαλλόμενων προσφορών των παραγωγών σε περιβάλλον ελεύθερης αγοράς. Έτσι οι καμπύλες κόστους λειτουργίας των μονάδων για τα 600 αρχικά σημεία δίνονται από τη σχέση 046. Χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα ως αρχικά σημεία λειτουργίας (OPs) ο υπολογισμός της στρεφόμενης εφεδρείας πραγματοποιείται ως εξής:

Μία τυχαία μεταβλητή  $rv_{m,k}$ , ομοιόμορφα κατανεμημένη στο διάστημα  $[0,1]$ , πολλαπλασιάζεται με τη μέγιστη ικανότητα στρεφόμενης εφεδρείας κάθε μονάδας, έτσι ώστε να προσομοιωθεί η κατανομή στρεφόμενης εφεδρείας

$$RES_{m,k}^n = rv_{m,k} \cdot (P_m^{max} - P_{G,m}^n) \quad (21)$$

όπου 047 η μέγιστη διαθέσιμη εφεδρεία κάθε μονάδας  $m$  για τη συγκεκριμένη κατανομή φορτίου  $n$  και 048 η μέγιστη ικανότητα φόρτισης και ενεργός παραγωγή κάθε μονάδας  $m$  αντίστοιχα. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται  $k$  φορές (στην παρούσα εφαρμογή  $k=25$ ) έτσι ώστε να επιτευχθεί η αντιπροσωπευτικότητα όλων των πιθανών κατανομών στρεφόμενης εφεδρείας για κάθε λειτουργικό σημείο OP.

Για την κατασκευή των δένδρων απόφασης επιλέγονται 15 ιδιότητες που αντιστοιχούν οι πρώτες 7 στην ενεργό παραγωγή κάθε ομάδας μονάδων παραγωγής οι επόμενες 7 στη στρεφόμενη εφεδρεία κάθε ομάδας και η 15η στο σύνολο της στρεφόμενης εφεδρείας. Με το γράμμα "R" πριν από τον κωδικό κάθε ομάδας γεννητριών δηλώνεται η στρεφόμενη εφεδρεία κάθε ομάδας. Η Βάση Γνώσης που τελικά δημιουργείται για όλες τις ζώνες φόρτισης περιλαμβάνει 15.000 λειτουργικά σημεία (OPs).

Χρησιμοποιώντας το υπολογιστικό πακέτο EUROSTAG [30] και για κάθε λειτουργικό σημείο προσομοιώνονται δύο διαταραχές.

- α. Απώλεια μονάδας με τη μεγαλύτερη ενεργό παραγωγή
- β. Τριφασικό βραχυκύκλωμα σε ένα κρίσιμο υποσταθμό

Η επιλογή των συγκεκριμένων διαταραχών βασίστηκε στην εμπειρία από την πραγματική λειτουργία του συστήματος της Κρήτης. Η απώλεια της μεγαλύτερης αεροστροβιλικής μονάδας συμβαίνει αρκετά συχνά ενώ βραχυκύκλωμα στο συγκεκριμένο ζυγό (γραμμή Ιεράπετρα-Μοίρες, στο 10% της απόστασης από Ιεράπετρα) είναι μια συχνή διαταραχή που συμβαίνει σε ακραίες καιρικές συνθήκες και η οποία οδηγεί σε αποσύνδεση για λόγους προστασίας σημαντικού μέρους της αιολικής παραγωγής. Θεωρήθηκε ως χρόνος εκκαθάρισης της διαταραχής βραχυκυκλώματος ίσος με 200ms αρκετά μεγαλύτερος από τους πραγματικούς χρόνους πρώτης ζώνης προστασίας που είναι της τάξης των 115ms. Σε κάθε προσομοίωση λειτουργικού σημείου καταγράφεται η μέγιστη απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή (50Hz) και ρυθμός μεταβολής της. Η παράμετρος αυτή ελέγχεται σε σχέση με τις τιμές που ενεργοποιούν τους ηλεκτρονόμους υποσυχνότητας που χρησιμοποιούνται για την απόρριψη φορτίου. Έτσι κάθε λειτουργικό σημείο ταξινομείται βάσει του παρακάτω κριτηρίου ασφάλειας συχνότητας :

Αν η συχνότητα (ελάχιστο)  $f_{min} < 49$  Hz, τότε η λειτουργία του συστήματος κρίνεται ανασφαλής, ενώ σε διαφορετική περίπτωση θεωρείται ασφαλής.

Χρησιμοποιώντας την προσέγγιση που περιγράφεται στην παρούσα παράγραφο, τα 15.000 OPs χωρίστηκαν σε τρεις βάσεις γνώσης με 5.000 περίπου σημεία (OPs) για κάθε ζώνη φόρτισης. Το μέγεθος του συνόλου εκπαίδευσης (LS) και του συνόλου ελέγχου (TS) για κάθε ζώνη φόρτισης επιλέχθηκε εφαρμόζοντας μια τεχνική δοκιμής και σφάλματος, εξετάζοντας κάθε φορά τα σφάλματα μάθησης και ελέγχου. Τα σφάλματα αυτά υπολογίζονται από την επιτυχή ταξινόμηση των OPs του συνόλου μάθησης και ελέγχου χρησιμοποιώντας τις δομές των δένδρων που αναπτύσσονται.

Θα πρέπει να τονίσουμε πως μεγάλα σύνολα εκπαίδευσης ελαττώνουν το σφάλμα μάθησης παράγοντας όμως δένδρα απόφασης με χαμηλό βαθμό γενίκευσης εξαιτίας της υπερεκπαίδευσης, δηλαδή νέα σημεία που δεν έχουν συμπεριληφθεί στο σύνολο μάθησης δεν ταξινομούνται επιτυχώς. Τα τελικά σύνολα εκπαίδευσης αποτελούνται από 4.000 περίπου σημεία ενώ τα αντίστοιχα σύνολα ελέγχου από 1.000 περίπου σημεία για κάθε ζώνη φόρτισης.

## 6.2. Ανάπτυξη δένδρων απόφασης

Χρησιμοποιώντας τα σύνολα εκπαίδευσης που περιγράφηκαν στην προηγούμενη παράγραφο αναπτύχθηκαν έξι (6) δένδρα απόφασης, ένα για κάθε ζώνη φόρτισης και για κάθε διαταραχή. Σε κάθε μη τερματικό κόμβο δίνονται πληροφορίες, όπως ο αριθμός των σημείων που καταλήγουν σε αυτόν, το βέλτιστο κριτήριο περαιτέρω διαχωρισμού, καθώς και ο δείκτης ασφάλειας ως το ανά μονάδα μέγεθος των ασφαλών σημείων του συγκεκριμένου κόμβου. Στους τερματικούς κόμβους δίνονται ο αριθμός των σημείων που καταλήγουν σε αυτούς, ο τύπος του κόμβου και ο δείκτης ασφάλειας.

Η αξιολόγηση της απόδοσης ταξινόμησης κάθε δένδρου δίνεται στον πίνακα 2 όταν ελέγχονται με το σύνολο μάθησης και το σύνολο ελέγχου.

Πίνακας 2: Αξιολόγηση απόδοσης δένδρων απόφασης για την διαταραχή απώλειας γεννήτριας.

Table 2: Performance Evaluation of Decision Tree for the Disturbance of Machine-Outage.

Classification Performance Evaluation				
	Learning Set		Test Set	
<b>Low Load Zone: 100 MW <math>\leq L_1 \leq 200</math> MW (KB 5000 OPs)</b>	LS 4000 OPs		TS 1000 OPs	
	Secure	Insecure	Secure	Insecure
	2701 OPs	1299 OPs	538 OPs	462 OPs
Global Error	3.9% (153 OPs)		6.88% (68 OPs)	
False Alarm	2.11% (57 OPs)		4.15% (23 OPs)	
Missed Alarm	7.3% (96 OPs)		9.43% (45 OPs)	
<b>Medium Load Zone: 200 MW <math>\leq L_2 \leq 300</math> MW (KB 5000 OPs)</b>	LS 3992 OPs		TS 1008 OPs	
	Secure	Insecure	Secure	Insecure
	944 OPs	3047 OPs	559 OPs	449 OPs
Global Error	2.66% (106 OPs)		6.64% (67 OPs)	
False Alarm	8.26% (78 OPs)		10.29% (57 OPs)	
Missed Alarm	0.29% (8 OPs)		2.16% (10 OPs)	
<b>High Load Zone: 300 MW <math>\leq L_3 \leq 400</math> MW (KB 5000 OPs)</b>	LS 4008 OPs		TS 992 OPs	
	Secure	Insecure	Secure	Insecure
	1855 OPs	2153 OPs	406 OPs	586 OPs
Global Error	2.64% (106 OPs)		4.31% (43 OPs)	
False Alarm	4.04% (75 OPs)		5.53% (23 OPs)	
Missed Alarm	1.44% (31 OPs)		3.51% (20 OPs)	

## 7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

### 7.1. Υπολογισμός ορίων ασφάλειας

Ο αλγόριθμος εκτελείται για μία 24ωρη καμπύλη φορτίου μίας πραγματικής τυπικής ημέρας του συστήματος της Κρήτης.

Για λόγους απλοποίησης της εφαρμογής και εύκολης ερμηνείας των αποτελεσμάτων και χωρίς να χάνεται η γενίκευση της μεθόδου έχει υποθεθεί πως τα όρια ισχύος των προσφορών είναι ίσα με τα τεχνικά όρια των γεννητριών καθώς και ότι οι καμπύλες κόστους των ωριαίων προσφορών είναι κοινές για όλες τις ώρες.

Η εξαγωγή των περιορισμών ασφάλειας (CS) πραγματοποιείται ως εξής:

Στην περίπτωση που η θεωρούμενη διαταραχή είναι αυτή της απώλειας γεννήτριας και το φορτίο του συστήματος ανήκει στη χαμηλή ζώνη φόρτισης τότε επιλέγεται το αντίστοιχο ΔΑ που δίνεται στο Σχήμα 2. Οι ασφαλείς τερματικοί κόμβοι αυτού του ΔΑ και τα αντίστοιχα σύνολα ασφαλών περιορισμών είναι οι 12 (CS1L), 29 (CS2L), 32 (CS3L), και 37 (CS4L).

Το σύνολο περιορισμών ασφάλειας (CS4L) αντιστοιχεί

στην αλυσίδα κανόνων που οδηγεί στο ασφαλές φύλλο (τερματικό κόμβο) 37 ως εξής:

(ΚΟΜΒΟΣ 1) εάν  $TPFC > 32.45$  και

(ΚΟΜΒΟΣ 3) εάν  $COMB < 64.47$  και

(ΚΟΜΒΟΣ 26) εάν  $RCOMB < 16.59$  και

(ΚΟΜΒΟΣ 28) εάν  $COMB < 55.68$  and

(ΚΟΜΒΟΣ 30) εάν  $ROST > 10.61$  και

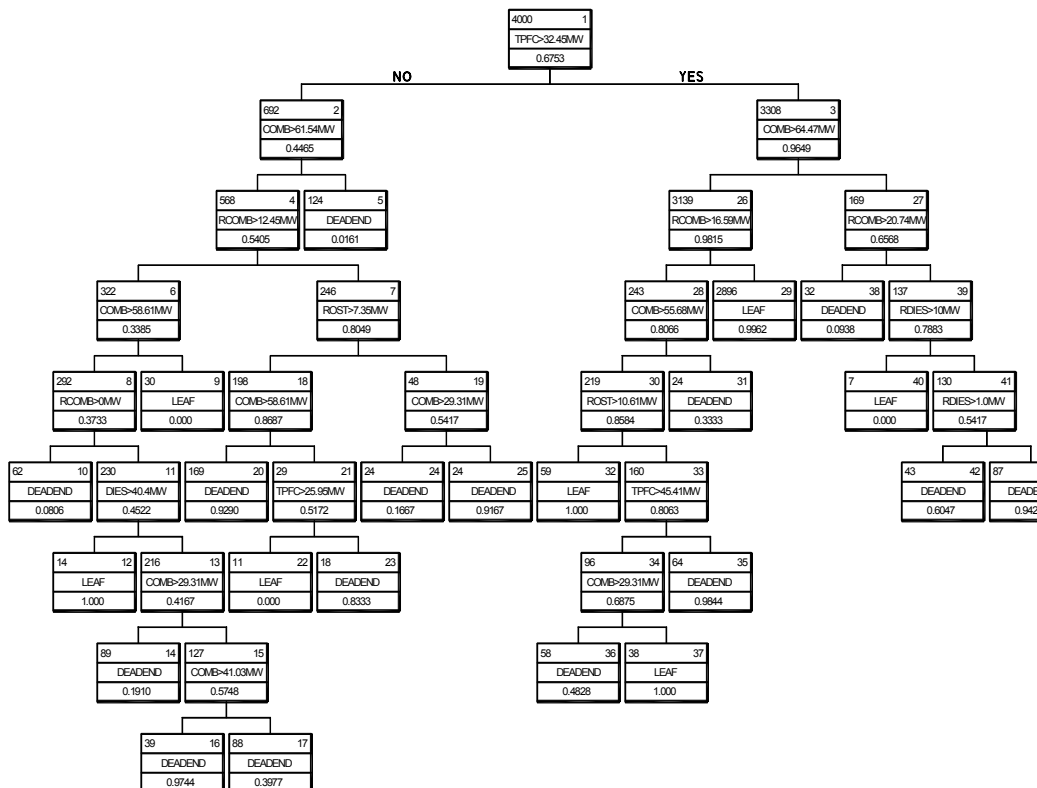
(ΚΟΜΒΟΣ 33) εάν  $TPFC < 45.41$  και

(ΚΟΜΒΟΣ 34) εάν  $COMB > 29.31$  τότε

(ΦΥΛΛΟ 37) το σύστημα είναι ασφαλές κατά τη διαταραχή απώλειας γεννήτριας στη χαμηλή ζώνη φόρτισης.

Τα σύνολα ασφαλών περιορισμών που αντιστοιχούν στους υπόλοιπους ασφαλείς τερματικούς κόμβους για το συγκεκριμένο ΔΑ αλλά και για όλα τα υπόλοιπα ΔΑ εξάγονται με τον ίδιο τρόπο.

Χρησιμοποιώντας τις σχέσεις (18) και (19) ή (20) οι τιμές των ορίων  $P_{G,m}^{min,t}$ ,  $P_{G,m}^{max,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{min,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{max,t}$ ,  $TPFC_{min,t}$  και  $TPFC_{max,t}$  υπολογίζονται συνδυάζοντας τα όρια των περιορισμών ασφάλειας με τα τεχνικά και οικονομικά όρια του συστήματος. Έτσι τα τελικά όρια ασφάλειας που αντιστοιχούν στο ασφαλές φύλλο 37 δίνονται στον πίνακα 3 όπου με έντονους χαρακτήρες σημειώνονται οι τιμές που προέρχονται από το σύνολο περιορισμών ασφάλειας CS4L (φύλλο 37).



Σχήμα 2: Δένδρο απόφασης για την διαταραχή απώλειας γεννήτριας στην χαμηλή ζώνη φόρτισης.  
Figure 2: Decision tree for machine-outage for the low load zone.



Πίνακας 3: Όρια ασφαλείας περιορισμών που αντιστοιχούν στο ασφαλές φύλλο 37.

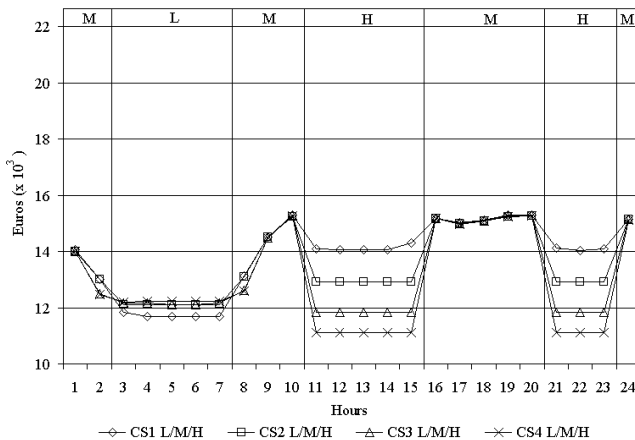
Table 3: Constrained Security Limits Corresponding to the CS4L.

Group Code	Group No	$P_{G,m}^{\min,t} - P_{G,m}^{\max,t}$	$P_{PFC,m}^{\min,t} - P_{PFC,m}^{\max,t}$
OST	1	7 – 37 MW	10.61-37 MW
NST	2	13 – 75 MW	0-75 MW
DIES	3	3– 49.2 MW	0-49.2 MW
GAS_L	4	3 – 30 MW	0-30 MW
OG	5	3– 60.9 MW	0-60.9 MW
NG	6	11– 125 MW	0-125 MW
COMB	7	29.31– 55.68 MW	0-16.59 MW
$TPFC^{\min,t}$	32.45 MW		
$TPFC^{\max}$	45.41 MW		

7.2. Αποτελέσματα για τη διαταραχή απώλειας γεννήτριας

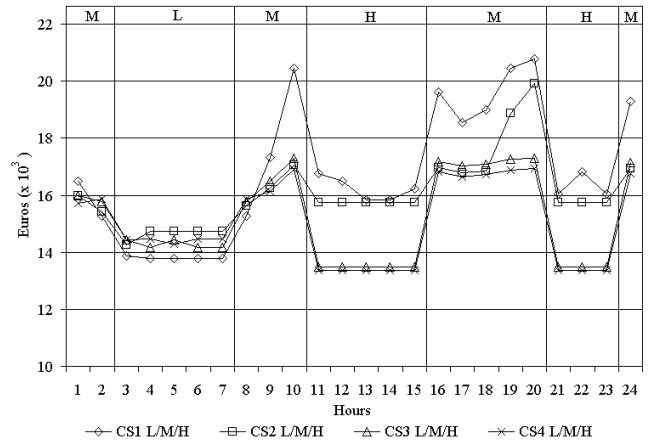
Στα Σχήματα 3 και 4 φαίνεται το βέλτιστο κόστος της υπηρεσίας πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας για όλα τα σύνολα περιορισμών ασφαλείας (CS) για τη συζευγμένη και την αποζευγμένη βελτιστοποίηση αντίστοιχα.

Το κόστος για τις περιόδους μέσης φόρτισης (ώρες 1,2, 8-10, 16-20, και 24) και για τους δύο τρόπους βελτιστοποίησης είναι υψηλό καθώς το όριο ασφαλείας  $TPFC^{\min,t}$  δεν προσδιορίζεται μέσω του σχετικού ΔΑ, αλλά από τη μέγιστη παραγωγή ενεργού ισχύος ανάμεσα στις ενταγμένες μονάδες.



Σχήμα 3: 24ωρη καμπύλη κόστους της υπηρεσίας πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας για κάθε σύνολο ασφαλών περιορισμών σε κάθε ζώνη φόρτισης (συζευγμένη βελτιστοποίηση).

Figure 3: 24-hour cost of primary frequency control services allocation for each CS at each load zone (coupled optimization).

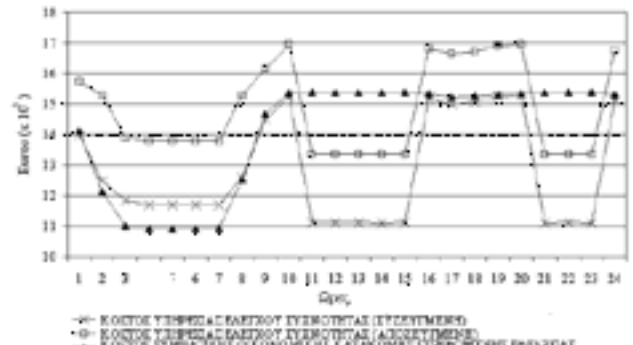


Σχήμα 4: 24ωρη καμπύλη κόστους της υπηρεσίας πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας για κάθε σύνολο ασφαλών περιορισμών σε κάθε ζώνη φόρτισης (αποζευγμένη βελτιστοποίηση).

Figure 4: 24-hour cost curve of primary frequency control services allocation for each CS at each load zone (decoupled optimization).

Για τις ώρες χαμηλής φόρτισης (ώρες 3-7) το κόστος μεταβάλλεται μεταξύ 11,70 και 12,23 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h, ενώ για τις περιόδους υψηλής φόρτισης (ώρες 11-15 και 21-23) κείται μεταξύ 11,11 και 14,30 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h περίπου όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.

Στο Σχήμα 4 τα όρια που κινείται το κόστος είναι 13,80 και 14,75 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h για την περίοδο χαμηλής φόρτισης και 13,36 και 16,77 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h για την περίοδο υψηλής φόρτισης.



Σχήμα 5: Συγκριτικό διάγραμμα ελάχιστου κόστους πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας για τη διαταραχή απώλειας γεννήτριας.

Figure 5: Cost comparison of primary frequency control services allocation for machine-outage disturbance.

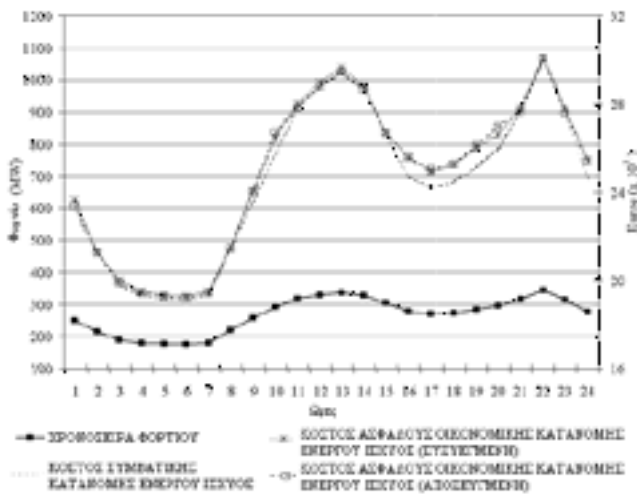
Στο Σχήμα 5 δίνεται το βέλτιστο κόστος κατανομής υπηρεσιών πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας και για τους δύο τρόπους βελτιστοποίησης όπως επιλέγονται από τον αλγόριθμο.

Σημειώνεται ότι το κόστος που υπολογίζεται από την αποζευγμένη βελτιστοποίηση είναι 2.000 EUROS/h περίπου



υψηλότερο από αυτό που υπολογίζεται με τη συζευγμένη βελτιστοποίηση. Αυτό οφείλεται στους περιορισμούς ασφάλειας που δημιουργούνται από τη βελτιστοποίηση της πρώτης αντικειμενικής συνάρτησης και στη συνέχεια επιβάλλονται στο πεδίο λύσεων κατά τη βελτιστοποίηση της δεύτερης αντικειμενικής συνάρτησης οδηγώντας έτσι σε υποβέλτιστες λύσεις όσον αφορά στο συνολικό πρόβλημα ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος.

Στο Σχήμα 5 γίνεται επιπλέον σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο μοντελοποιήσεων με το συμβατικό κόστος βέλτιστης κατανομής των υπηρεσιών πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας που λαμβάνει υπόψη της σαν συνολικές απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας τη μέγιστη έγχυση ισχύος από τις ενταγμένες μονάδες.



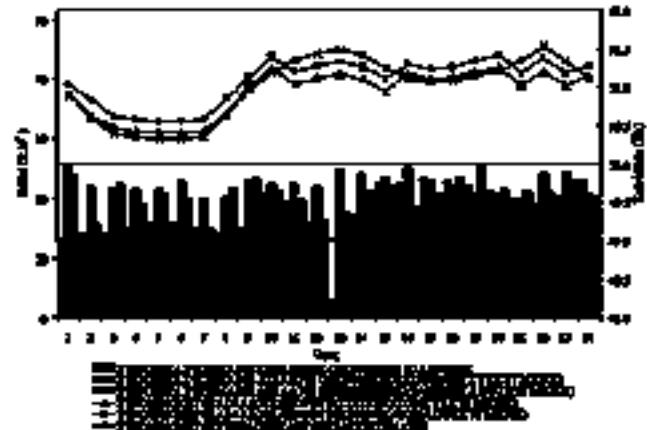
Σχήμα 6: Κόστος παραγωγής συζευγμένης και αποζευγμένης ασφαλούς κατανομής φορτίου και συμβατική μη ασφαλής κατανομή φορτίου για τη διαταραχή απόλειας γεννήτριας.

Figure 6: Generation cost obtained from conventional ED and coupled and decoupled optimization secure ED for machine-outage disturbance.

Στο Σχήμα 6 φαίνεται η βέλτιστη οικονομική ασφαλής κατανομή φορτίου για τις δύο μοντελοποιήσεις εκκαθάρισης της αγοράς σε σύγκριση με τη συμβατική μη ασφαλή κατανομή φορτίου στις μονάδες που λαμβάνει υπόψη της ως απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία τη μέγιστη έγχυση ισχύος από τις μονάδες που έχουν αναλάβει φορτίο.

Είναι φανερό πως το κόστος της ασφαλούς βέλτιστης κατανομής φορτίου είναι υψηλότερο σε σχέση με τη μη ασφαλή κατανομή λόγω των περιορισμών ασφαλείας (13)-(15) που επιβάλλονται και στην ουσία περιορίζουν την ενεργό παραγωγή των μονάδων συνδυασμένου κύκλου και ντήζελ που χαρακτηρίζονται από χαμηλό κόστος λειτουργίας.

Επίσης στις ώρες 11-14 παρατηρείται μία σταυροειδής επιδότηση από την αγορά ενέργειας στην αγορά υπηρεσιών πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας κάτι που οφείλεται στην αποζευγμένη εκκαθάριση των αγορών.



Σχήμα 7: Σύγκριση συνολικού κόστους λειτουργίας (κόστος παραγωγής συν κόστος υπηρεσίας ελέγχου συχνότητας) και ελάχιστη συχνότητα για την διαταραχή απόλειας γεννήτριας.

Figure 7: Total operation cost comparison (generation cost plus frequency control services cost) for machine-outage disturbance.

Το Σχήμα 7 χωρίζεται σε δύο τμήματα. Στο επάνω τμήμα του σχήματος δίνονται συγκριτικά οι καμπύλες του συνολικού κόστους ασφαλούς (συζευγμένη και αποζευγμένη εκκαθάριση) και μη ασφαλούς λειτουργίας. Ως συνολικό κόστος λειτουργίας ορίζεται το άθροισμα του κόστους παραγωγής ισχύος με το κόστος της πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Στο κάτω τμήμα του σχήματος δίνεται η ελάχιστη συχνότητα του συστήματος που καταγράφεται κατά τη διαταραχή απόλειας της γεννήτριας με τη μέγιστη παραγωγή ισχύος. Η διαταραχή προσομοιώθηκε για κάθε ωριαία κατανομή φορτίου και εφεδρείας για όλες τις περιπτώσεις με τη χρήση του υπολογιστικού πακέτου EUROSTAG [30]. Φαίνεται πως το υψηλότερο συνολικό κόστος λειτουργίας της συμβατικής κατανομής δεν εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Έτσι για αρκετές ωριαίες συμβατικές κατανομές η συχνότητα του συστήματος πλησιάζει το κάτω όριο ασφαλείας των 49Hz, ενώ για τη δέκατη τρίτη ωριαία συμβατική κατανομή το σύστημα είναι σαφώς ανασφαλές καθώς η συχνότητα πέφτει στα 48.23Hz. Αντίθετα και στις δύο ασφαλείς μοντελοποιήσεις εκκαθάρισης της αγοράς (συζευγμένα και αποζευγμένα) που εξάγονται από τον αλγόριθμο το σύστημα δεν οδηγείται ποτέ σε ανασφαλή κατάσταση λειτουργίας.

## 8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η διαχείριση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από το πρίσμα των νέων δομών που επιβάλλει η απελευθερωμένη αγορά ενέργειας που εφαρμόζεται σε πολλές χώρες, αντιμετωπίζει νέα προβλήματα και διαδικασίες. Το παρόν κεφάλαιο εστιάζει στον έλεγχο της συχνότητας του συστήματος έπειτα από διαταραχές. Προτείνεται μία πρω-

τότυπη μέθοδος οικονομικής κατανομής τόσο του φορτίου όσο και της πρωτεύουσας εφεδρείας περιλαμβάνοντας όρια ασφάλειας του συστήματος ως περιορισμούς. Βασίζόμενοι στους κανόνες ταξινόμησης που παρέχουν τα ΔΑ εξάγονται περιορισμοί ασφαλείας. Η εισαγωγή αυτών των περιορισμών ασφαλείας εξετάζεται για δύο μοντέλα εκκαθάρισης της αγοράς ενεργειακών προϊόντων και υπηρεσιών, ακολουθώντας τις σύγχρονες δομές των αγορών. Έτσι η αγορά ενέργειας εκκαθαρίζεται δεσμευμένα και αποδεσμευμένα με την αγορά πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας, προσπαθώντας να προσεγγίσει, να εξάγει ή να επιβεβαιώσει κάποια βασικά συμπεράσματα για τα χαρακτηριστικά και τις ιδιαιτερότητες των μοντέλων αγορών ενέργειας που εφαρμόζονται σε πολλές χώρες. Πέρα από την επιλογή του μοντέλου εκκαθάρισης της αγοράς ενέργειας, ο αλγόριθμος οικονομικής κατανομής εκτελείται για κάθε προεπιλεγμένη διαταραχή και για κάθε σύνολο ασφαλών περιορισμών οδηγώντας σε μία βέλτιστη και ασφαλή κατάσταση λειτουργίας του συστήματος. Ο αλγόριθμος δίνει τη δυνατότητα υπολογισμού του κόστους τόσο της ασφαλούς οικονομικής κατανομής (ή ανακατανομής) του φορτίου όσο και της κατανομής της υπηρεσίας πρωτεύοντος ελέγχου συχνότητας του συστήματος. Επιπλέον ο αλγόριθμος χαρακτηρίζεται από υπολογιστική ταχύτητα, ακρίβεια και ευελιξία. Η μέθοδος εφαρμόστηκε με πραγματικές χρονοσειρές φορτίων και πραγματικά στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, επιβεβαιώνοντας την αποδοτικότητα της μεθόδου.

## 9. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. "Methods and Tools for Costing Ancillary Services," **CIGRI SC 38, Task Force 38-05-07, Advisory Group 05**, August 1999.
2. Xing Wang, Yong-Hua Song, and Qiang Lu, "A Coordinated Real-Time Optimal Dispatch Method for Unbundled Electricity Markets," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 17, No. 2**, May 2002, pp. 482-490.
3. H. Singh and A. Papalexopoulos, "Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 14, No. 2**, May 1999, pp. 498-504.
4. California ISO Scheduling Applications Implementation: Functional Requirements (1996, Dec.). [Online]. Available: <http://www.energyonline.com/OFFER>, U.K., "The new electricity trading arrangements," OFFER, July 1999.
5. Christie, R. Y Wangenstein, "The Energy Market in Norway and Sweden". **IEEE Power Engineering Review**, February and May 1998.
6. CAMMESA "Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios", September 1998.
7. Red Elctrica de Espapa, **Reglas de funcionamiento del mercado elctrico espapal**, Espapa, August 1998.
8. NEM1 Ancillary Services Steering Committee, Recommendations for the Procurement of Ancillary Services and for Reimbursement by the Market, for Transgrid and Victorian Power Exchange National Electricity Market, Australia, May 1997.
9. T. Alvey, D. Goodwin, X. Ma, D. Streiffert, and D. Sun, "A Security-Constrained Bid-Clearing System for the New Zealand Wholesale Electricity Market," **IEEE Trans. Power Syst.**, **vol. 13, no 2** May 1998, pp. 340-346.
10. M. A. B. Zammit, D. J. Hill, and R. J. Kaye, "Designing Ancillary Services Markets for Power System Security", **IEEE Trans. on Power Syst.**, **Vol.15, no 2**, pp. 675-680, May 2000.
11. M. D. Ilic and S. X. Liu, **Hierarchical Power Systems Control – Its Value in a Changing Industry**, New York: Springer, 1996.
12. E. Hirst and B. Kirby, "Ancillary Services", Oak Ridge National Laboratory, Technical Report ORNL/CON 310, February 1991.
13. P. Brown, "The dispatch of spinning reserve in multiple time scales on an island power system", **University Power Engineering Conference**, Belfast, 1989, vol. 1, pp. 611-614.
14. A. J. Wood, B. F. Wollenberg, **Power Generation, Operation, and Control**, New York, Wiley, 1996.
15. D. R. Bodo, D. M. Mauzy and F. J. Trefny, "Economic Generation Dispatch with Response Spinning Reserve Constraints", **IEEE Trans. Power Syst.**, **vol. 9**, no 1 February 1994, pp. 555-559.
16. E. Vaahedi, Y. Mansour, E. Tse, "A General Purpose Method for On-Line Dynamic Security Assessment," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 13, No 1**, Febr. 1998, pp. 243-249.
17. W. Li, A. Bose, "A Coherency based Rescheduling Method for Dynamic Security," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 13**, No 3, Aug. 1998, pp. 810-815.
18. A.L. Bettiol, I. Wehenkel, M. Pavella, "Transient Stability-Constrained Maximum Allowable Transfer", **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 14, No 2**, May 1999, pp. 654-659.
19. W. R. Barcelo and P. Rastgoufard, "Dynamic Economic Dispatch Using The Extended Security Constrained Economic Dispatch Algorithm," **IEEE Trans. on Power Syst.**, **vol. 12, no 2**, pp. 961-967, May 1997.
20. M. El-Sharkawi and D. Neibur, "Artificial Neural Networks with applications to power systems," **IEEE-PES Special Publication 96TP-112-0**, 1996.
21. L. Wehenkel and M. Pavella (eds.), **Special issue on automatic learning application to power systems of the Revue-E**, SRBE-Belgium, Dec. 1996.
22. L. Wehenkel, **Automatic Learning Techniques in Power Systems**, Kluwer Academic, Boston, 1998.
23. J.W. O'Sullivan, M.J. O'Malley, "A New Methodology for the Provision of Reserve in an Isolated Power System," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 14, No 2**, May 1999, pp. 519-524.
24. E. S. Karapidakis and N. D. Hatziaargyriou, "On-Line Preventive Dynamic Security of Isolated Power Systems Using Decision Trees", **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 17, No 2**, May 2002, pp. 297-304.
25. Διδακτορική Διατριβή Ε. Σ. Καραπιδάκη με τίτλο "Συμβολή Υπολογιστικής Νοημοσύνης στην Εκτίμηση Δυναμικής Ασφάλειας Αυτόνομων Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Πραγματικό Χρόνο", Ε.Μ.Π. 2003.
26. K. A. Papadogiannis, N. D. Hatziaargyriou, "Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets," **IEEE Trans. Power Syst.**, **Vol. 19, issue 1, February** 2004, pp. 652-659.
27. Διδακτορική Διατριβή Κ. Α. Παπαδογιάννη με τίτλο "Συμβολή στην βέλτιστη κατανομή επικουρικών υπηρεσιών σε περιβάλλον ελεύθερης αγοράς με την βοήθεια μεθόδων αυτόματης μάθησης και μετα-ερευνητικών αλγορίθμων", Ε.Μ.Π. 2004.
28. Optimization Toolbox, User's Guide Version 3.0, MATLAB 5.3 Package.
29. Eurostag 3.2, Package, User's Guide.

### Κ. Α. Παπαδογιάννη

Δρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Η/Υ, Σωκράτους 10Α, 151 27, Μελίσσια.

### Ν. Α. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π., Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 157 73, Ζωγράφου.

Extended summary

# Optimal Allocation of Primary Reserve Services in Energy Markets

**K. A. PAPADOGIANNIS**

Dr Electrical Engineer

**N. D. HATZIARGYRIOU**

Professor N.T.U.A.

## Abstract

*This paper presents a novel economic dispatch algorithm that simultaneously minimizes the cost of primary reserve services while ensuring the secure operation of the power system in the presence of disturbances. The algorithm takes account of security constraints, which are extracted from the chain rules provided by decision trees. The proposed method is easy to implement in day-ahead and real-time balancing markets and is characterized by accuracy, versatility and flexibility. Examples demonstrating the application of the method to an actual power system model are presented and discussed.*

## 1. INTRODUCTION

The liberalization of the energy market and the associated unbundling of the formerly vertically integrated utilities have forced transmission system operators (TSO) to assume new functions in managing the system. A new division of the energy market structures is the ancillary services market, defined as the market of those services necessary to support the transmission of electric power from producer to purchaser. Ancillary services normally include voltage support, black start capability, AGC and reserves with varying levels of response times, etc. Using these services the TSO must be able to maintain the system in a secure operating state [1] in the most economic way.

Reserve services are the services required for the control of system frequency within certain bounds in the presence of events. The primary reserves are necessary in order to enable the system to intercept runaway frequency after an unexpected disturbance and are typically provided by spinning units within a very short time range. The terminology and definition of primary reserve services vary from region to region. In most cases the structure for providing the service of frequency control depends on the general market model. Day-ahead markets for ancillary services, and in particular for reserve services, have been implemented in UK/Wales, Norway and California. Since imbalances between the actual and scheduled load and generation and real time congestion due to unexpected contingencies are frequent in power systems, it is

obvious that a day-ahead market requires a balancing service with an associated real-time market as introduced in [2,3]. The purpose of a real-time balancing market is to establish a fully open and market-based mechanism for all the market participants to take part in the real time competition. The concept of real-time balancing mechanism has been adopted by California [4] and appears as a key part in a new electricity trading arrangement in UK/Wales [5].

Practical implementation of other reserve services market structures and the respective terminology can be found in [6] for Nordel, in [7] for Argentina, in [8] for Spain, in [9] for Australia, in [10] for New Zealand, etc.

Assuming a pool energy auction market [11-13] and a pool ancillary services auction market, each participant submits an energy bid and a reserve bid for primary frequency control. The need for their economic allocation (dispatch) arises, which at the same time ensures the security of the system. This paper deals with the optimal allocation of power generation and of the necessary primary reserve services, as defined above, in day-ahead markets. The developed method, suitably modified, can also be applied to real-time balancing markets.

The classic approach for the determination of the necessary primary frequency control services is based on off-line stability analysis of selected extreme conditions. This approach does not take in consideration the varying behavior of the demand and the dynamic characteristics of the generation response [14-17]. Previous publications have faced this problem using on-line techniques based on Energy functions [18-19] and Artificial Intelligence [20-22]. A successful methodology is given in [23], which takes into account the effect of response time of the offered reserves from the generating units but suffers from long execution time. In [24,25] an efficient, preventive security assessment method, marked by short execution times, is proposed, but provides sub-optimal solutions.

In this paper, the principle of the method presented in [25] is extended into a novel economic dispatch algorithm for both active power and primary spinning reserves that includes security margins as constraints. These constraints are extracted from decision trees developed for a number

of pre-specified contingencies. The decision tree creates a chain rule path, which leads to a secure or insecure operating state of the system following the pre-specified disturbance. Each set of rules that leads to a secure state is recorded as a constraints set (CS). The economic dispatch algorithm is executed for each pre-specified disturbance and for each CS leading to a secure operating state of the system. This procedure provides a set of secure economic dispatches, each with a security index. An optimal allocation of the required spinning reserves is performed, optimizing the cost of these services. Results from the application of the method to actual load time series and network data from the power system of Crete are provided.

## 2. REVIEW OF DECISION TREE FUNDAMENTALS

The Decision Tree (DT) method is a supervised learning technique for partitioning samples into sets of classes. A DT consists of nodes and branches. Each node represents a single test or decision. For a two-class partition, there are  $n$  terminal nodes and  $n-1$  non-terminal nodes. The process of extracting the structure of a DT or the equivalent rules from data is known as tree or rule induction. It requires a large size knowledge base (KB) consisting of operating points (OPs) characterized by a vector of variables, termed attributes. The KB is divided in two sets: the learning set (LS) and the test set (TS). The LS is used for inductive inference and the TS is used to evaluate the performance of the tree structure on new, unobserved OPs. A suitable partitioning test is applied first at the root node comprising the whole LS in order to divide it into two exclusive subsets (nodes) and then successively to each of the resulting subsets splitting them further. The partitioning test is defined in (1), where  $h$  is a suitable threshold value for the attribute  $A_j$ . The attribute and the test selected for optimal splitting are the ones causing the greatest reduction in information impurity, obtained from the entropy function (2), where  $j$  is the probability of class  $j$ , and  $n$  is the splitting node. The probabilities are evaluated by the percentage of OPs belonging to node  $n$  that branch left or right. At each node, a stop splitting criterion is also applied. This process tests whether the entropy of the node is lower than a pre-specified minimum threshold or if a further split is not likely to be significant by a standard statistical test (chi-square test). In the first case, the node is termed leaf and in the second case, dead-end. An in-depth description of the DT method is given in [23-27]. To each leaf of a DT corresponds a chain of rules, each rule having the form of an inequality (partition test). Thus a set of chained “if...then...else” rules, termed in our application “security constraints set” (CS), corresponds to each path leading to a secure leaf. These constraints sets are appropriately considered in the constrained optimization formulation.

## 3. METHODOLOGY OVERVIEW

### 3.1. Economic Dispatch Formulation

The objective of the proposed methodology is to determine the economic dispatch of the power generation and of the frequency control services required to ensure the secure operating state of the system in the presence of pre-selected disturbances. This can be approached in two ways, i.e. allocating frequency control services coupled or decoupled with the generation economic dispatch. The two approaches are formulated in eq. (3)-(17).

### 3.2. Flowchart of Proposed Methodology

Initial conditions for the proposed Economic Dispatch algorithm are obtained from a Unit Commitment algorithm, that determines the operating status of the units (on or off) and is based on a pre-dispatch of the units, typically based on their priority list or other approximate methods. The Unit Commitment and pre-dispatch are performed on a load profile derived from suitable forecasting algorithms.

In the proposed algorithm the largest active production of the dispatched units is considered as the necessary spinning reserve, unless otherwise obtained from the DT approach.

Extensive tests have shown that the development of different DTs, each for a different load range (i.e. low load, medium load, high load) ensures a better performance of the developed security rules. Thus, the algorithm provides the possibility of considering a number of constraint sets obtained from different decision trees suitable for each loading range. The algorithm identifies the load level automatically and selects the relevant constraint set. The values of the limits  $P_{G,m}^{\min,t}$ ,  $P_{G,m}^{\max,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{\min,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{\max,t}$ ,  $TPFC_{\min,t}$  and  $TPFC_{\max,t}$  used as security limits are evaluated from the combination of the CS and the physical constraints of the power system from eq. (18)-(20)

## 4. APPLICATION SYSTEM

The application system is based on the power system of Crete, which is the largest autonomous power system in Greece. The conventional generation system consists of two major power plants having seven groups of generating units. These plants are located near to the major load points of the island (Hania and Linoperamata). There are eighteen thermal, oil-fired generating units: 6 Steam turbines (112 MW), 4 Diesel (49.2 MW), 7 Gas turbines (228.6 MW), and one Combined Cycle Unit (133.4 MW). The generating units have been grouped according to their type and location as

shown in Table 1. Presently, all power production is owned by the local Utility. In our study it has been assumed that each group represents a separate power producer.

## 4. DECISION TREES DERIVATION

The first stage of the proposed methodology is the construction of the decision trees in order to extract the relevant CS leading to secure operating states of the system.

### 4.1. Knowledge Base Creation

The Knowledge Base (KB) has been created by separating the load range in three operating zones:

Low-load: L=100 - 200 MW  
 Medium-load: M=200 - 300 MW  
 High-load: H=300 - 400 MW

For each load zone, starting from the minimum load value, load is increased by 0.5 MW and distributed to the 33 load buses according to their installed power. In this way, a total of 600 points for the three system load profiles is generated. Next, each load value is dispatched to the units in operation via a simple lambda iteration method subject to constraints (6)-(14), ignoring any spinning reserve requirements. The bid curves are based on the actual cost curves of the units, which are quadratic. Using the resulting dispatch profiles as initial operating points (OPs), the evaluation of the reserves is performed as in eq. (21). The random variable  $rv_{mk}$ , uniformly distributed in the range of [0,1], is multiplied by the reserve capacity of each unit in order to simulate the spinning reserve allocations, where RES<sub>m</sub> the reserves of each unit m,  $P_m^{\max}$ ,  $P_{G,m}$  the maximum capacity and the active power generation of each unit m, accordingly.

The  $rv_{mk}$  calculation is repeated k times (in this implementation k=25) in order to ensure that the reserve allocations for each OP. are representative fifteen attributes characterize each OP, comprising the active power generation, the reserves of each unit and the total reserves. The seven first attributes correspond to active power generations of each unit group, the next seven to the reserves of each unit group and the fifteenth the total reserves. The reserve of each group is denoted with an "R" before the group code. The final KB comprises 15000 OPs. For each OP two characteristic disturbances are simulated using EUROSTAG [29]:

- a) Outage of the unit with the largest power production
- b) Three-phase short-circuit at a critical bus.

The selection of these disturbances is based on experience from the actual operation of the power system of Crete. Thus the outage of the largest gas unit occurs relatively frequently,

while short-circuit at this particular bus is a severe disturbance occurring in adverse weather conditions, which leads to the disconnection of a significant part of wind power production. For each OP, the maximum frequency deviation is recorded. This parameter is checked against the values activating the under-frequency relays used for load shedding and the OPs are labeled accordingly. The security criterion is:

If  $f_{min} < 49$  Hz then the system is insecure else is secure

Using the approach described in this section, the 15000 OPs are separated into three knowledge bases (KB) for each load zone, with 5000 OPs, each. The sizes of the Learning Set (LS) and the Test Set (TS) for each load zone are chosen using a trial and error procedure, examining the learning and test errors. These errors are calculated by using the derived security structures to classify the OPs of the LS and the OPs of the TS, respectively. It should be noted that a too large LS decreases the learning error; but it produces DTs with poor generalization capabilities due to over-fitting: i.e. new, unobserved OPs are less successfully classified. The final LS comprise approximately 4000 OPs and the TS 1000 OPs for each load zone, respectively.

### 4.2. Decision Tree Development

Based on the previous learning sets, six DTs are developed, one for each disturbance and load zone. Due to lack of space only the DT corresponding to the Machine-Outage disturbance and the low load zone is illustrated in Fig. 2. In all non-terminal nodes, information related with the number of the OPs belonging to that node, the splitting test and the security index, defined as the per unit number of secure OPs, is included. In the terminal nodes, the number of the OPs, the type of the node and the security index are provided.

The classification performance evaluation of the DT illustrated in Fig. 2, when tested with the independent TS, is shown in Table 2. The global error is defined as the ratio of the misclassified OPs to the total number of OPs. The ratio of the secure OPs that are classified as insecure to the total number of the secure OPs is defined as the false alarm rate, while the ratio of the insecure OPs that are classified as secure to the total number of the insecure OPs is defined as the missed alarm error.

## 5. RESULTS

The proposed algorithm was applied to an actual 24-hour load series from Crete. Without loss of generality, it was assumed that the bid limits are equal to the technical limits of the units and the bid curves are the same for all time intervals. Due to lack of space only the results relevant to the machine-outage disturbance will be presented and discussed.

From Fig. 2 the secure leaves of the DT for the low load zone are 12 (CS1L), 29 (CS2L), 32 (CS3L), and 37 (CS4L).

Thus, four CS need to be considered for this load zone. Similarly, four CS are also derived in the other load zones. As an example, the chain rule leading to secure leaf 37 is examined closer. This provides the following chain rule path

- (LEAF 1) If  $TPFC > 32.45$  and
- (LEAF 3) If  $COMB < 64.47$  and
- (LEAF 26) If  $RComb < 16.59$  and
- (LEAF 28) If  $COMB < 55.68$  and
- (LEAF 30) If  $ROST > 10.61$  and
- (LEAF 33) If  $TPFC < 45.41$  and
- (LEAF 34) If  $COMB > 29.31$  then

(LEAF 37) the system is secure under the machine-outage disturbance for the low load zone. Similar chain rules were obtained for the other secure leaves and for each load zone.

Using (18) and (19) or (20) the values of the limits  $P_{G,m}^{\min,t}$ ,  $P_{G,m}^{\max,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{\min,t}$ ,  $P_{PFC,m}^{\max,t}$ ,  $TPFC_{\min,t}$  and  $TPFC_{\max,t}$  were evaluated from the combination of all CS and the technical and economical constraints of the system. The values of the security limits for the coupled optimization corresponding to node 37 are shown in Table 3. Bold numbers indicate that the values originate from the chain rule.

In Fig. 3 and Fig. 4 the cost of the optimal allocation of primary frequency control services for the various CS applied are plotted for the coupled and decoupled optimization algorithm, respectively

The cost of the primary frequency control services for the medium load periods (hours 1,2, 8-10, 16-20, and 24) for both optimization options is high, while the  $TPFC_{\min,t}$  is not specified through the relevant DT, but from the highest power among the dispatched units. For the low load period (hours 3-7) the cost varies from 11.70 to 12.23 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h, while for the high load periods (hours 11-15 and 21-23) varies from 11.11 to 14.30 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h approximately as shown in Fig. 3. In Fig. 4, the cost variation margins are 13.80 to 14.75 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h and 13.36 to 16.77 ( $\times 10^3$ ) EUROS/h for the low and high load period, respectively

Fig. 5 provides the optimal allocation of frequency control services for both optimization options, selected automatically by the implemented algorithm. It is notable that the cost resulting from the decoupled optimization of the primary frequency control services is approximately 2000 EUROS/h higher than the coupled optimization. In all cases, the decoupled optimization provides less effective solutions than the coupled formulation. This is due to the constraints imposed by the first objective function on the solution space searched for the second objective function, leading to sub-optimal solutions. In Fig. 5 costs for the two formulations are

compared to the costs of the conventional ED, considering the larger power of the dispatched units as spinning reserve.

In Fig. 6 the generation costs obtained by the coupled and the decoupled formulations are compared to the results of the conventional ED, considering the larger power of the dispatched units as spinning reserve. It is shown that the “secure” generation cost is higher due to the security constraints (15)-(17), which limit the generation of diesel and the combined cycle units that are characterized by low operational cost.

The upper part of Fig. 7 compares the total operation cost of the coupled and decoupled optimization to the total cost of the conventional, ED considering the larger power of the dispatched units as spinning reserve. The total operating cost comprises the generation cost and the primary frequency control services cost. In the lower part of Fig. 7 the maximum system frequency deviation in case of the outage of the unit with the largest power production is shown. The disturbance for each hourly dispatch was simulated using EUROSTAG [28]. It is shown that the higher total operation cost provided by the conventional ED does not ensure the security of the system. Thus, for several hours the frequency of the system following the conventional ED reaches the security limit of 49Hz, while at the 13th hour the system is clearly potentially insecure. On the other hand, the proposed algorithm in both its formulations (coupled, decoupled) never led the system to an insecure state.

## 6. CONCLUSIONS

The open energy market structures operating in several countries face new functions and objectives concerning system management. This paper focuses on the control of the system frequency in the presence of events. A novel economic dispatch algorithm is proposed that includes security margins as constraints. Based on classification rules obtained from DTs, security constraints are extracted. The economic dispatch algorithm is executed for each pre-specified disturbance and for each CS, leading to an optimal, secure operating state of the system. The algorithm implemented provides the flexibility of displaying the cost of each economic dispatch (frequency control services and secure generation re-dispatch), which can be a valuable decision-making aid. Moreover, the algorithm is characterized by computational speed, accuracy and versatility. The method was applied to actual load time series and network data of the Crete power system, showing excellent performance.

---

### K. A. Papadogiannis

Dr Electrical and Computer Engineer, Sokratous 10A, 151 27 Melissia, Greece.

### N. D. Hatziaargyriou

Professor N.T.U.A., Department of Electrical and Computer Engineer, 9 Heroon Polytechniou, 157 73 Zografou, Greece.