



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : Technologie

DEPARTEMENT : Electrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Ouazene Mohammed Yacine

Houari Abdelkader

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Réseaux Electriques

Thème

**Problème d'Engagement des Turbines Contraint
de la Sécurité dans un Réseau Electrique**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
LAHDEB Mohammed	MCA	Président
OUBBATI Youcef	MCB	Examineur
ARIF Salem	Prof	Rapporteur
Karboune khaled	Doctorant	Co-Rapporteur

Promotion : 2019-2020

ملخص

يهدف هذا العمل إلى إنشاء برنامج "تشغيل / إيقاف" مثالي لمحطات توليد الطاقة في نظام توليد الطاقة و التي تسمى إشكالية إشراك التوربينات مع الأخذ بقيود السلامة. تتمثل إحدى المشكلات الفرعية لمشكلة التزام الوحدة في العثور على الإنتاج الأمثل لمجموعة معينة من الوحدات العاملة. تسمى هذه المشكلة الفرعية مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة.

في هذا العمل، اقترحنا طريقة كلاسيكية، وهي البرمجة الديناميكية لمشكلة ارتباط التوربينات وطريقة لمدل لحل مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة. تم التحقق من صحة البرامج على عدة أنظمة عملية.

تمت مقارنة النتائج العددية التي تم الحصول عليها مع تلك الخاصة بطرق الميتاهورستيك المذكورة في المراجع .

الكلمات المفتاحية : التزام الوحدة، التوزيع الاقتصادي للطاقة، البرمجة الديناميكية، التدفق الأمثل للطاقة.

Résumé

Ce travail a pour but d'établir un programme « allumage/extinction » optimal pour des centrales électriques dans un système de production d'énergie qui s'appelle le problème d'engagement des turbines (Unit Commitment Problème *UCP*) introduisant la contrainte de sécurité. Un sous problème de l'*UCP* doit trouver la production optimale pour une combinaison donnée des unités en marche. Ce sous problème s'appelle le problème de répartition économique (Economic Dispatch Problem *EDP*). Dans ce travail, on a proposé une méthode classique, celle de la programmation dynamique pour le problème d'engagement de turbines et la méthode de Lambda pour le problème de la répartition économique de puissance. Les programmes ont été validés sur plusieurs systèmes pratiques.

Les résultats numériques obtenus ont été comparés à ceux des méthodes métaheuristiques rapportées dans la littérature.

Mots Clés : *Engagement de Turbines, Répartition Economique de Puissance, Programmation Dynamique, Ecoulement Optimale de Puissance.*

Abstract

This work aims to establish an optimal "on / off" program for power plants in a power generation system called the Unit Commitment Problem UCP introducing the safety constraint. A sub-problem of the UCP is to find the optimal production for a given combination of operating units. This sub-problem is called the Economic Dispatch Problem EDP. In this work, we have proposed a classical method, that is the dynamic programming for the turbine engagement problem and the Lambda method for the economic dispatch problem. The programs have been validated on several practical systems.

The numerical results obtained were compared with those of the metaheuristic methods reported in the literature.

Keywords: Turbine Engagement, Economic Power Distribution, Dynamic Programming, Optimal Power Flow

Dédicace

Je dédie ce travail, comme preuve de respect, de gratitude, et de reconnaissance à mes chers Parents; tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je vous porte, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que vous n'avez jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon bien-être. J'espère avoir répondu aux espoirs que vous avez fondé en moi, et que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux, mes frères et ma sœur pour son affection, sa patience, et ses prières, « Que Dieu me les protègent ». Mes grands-parents qui m'ont accompagnés par leurs prières et leurs douceur, puisse Dieu leurs prêter une longue vie et beaucoup de santé et de bonheur ; à mes meilleurs amis pour leur aide, leur temps, leur encouragements, leur assistance et soutien, à l'ensemble des enseignants de l'option Réseaux Electriques, à tous ceux qui m'ont aidé à réaliser ce mémoire.

Med Yacine

OUAZENE

Dédicace

Je dédie ce travail de master aux plus chers pour moi dans ce monde, qui m'ont soutenu jusqu'au bout : ma mère qui m'a transmis toute sa volonté, sa persévérance et sa grande patience, et mon père qui a su m'imprégner de son savoir et de sa sagesse. Que Dieu les préserve et les bénisse. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours, mes frères et mes sœurs, que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde ; à mes meilleurs amis pour leur aide, leur temps, leur encouragements, leur assistance et soutien, à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail ; merci infiniment.

Abdelkader

HOUARI

Remerciements

Avant tout, nous remercions DIEU, le tout puissant, qui nous a donné la volonté, la santé et la patience d'atteindre notre but d'accomplir notre travail. Nous remercions vivement Monsieur **Salem ARIF**, Chef d'Option « Réseaux Electriques » pour avoir encadré notre travail, ainsi que pour ses observations enrichissantes et ses compétences techniques. Nous ne savons comment exprimer notre gratitude à Monsieur **Khaled KARBOUNE** pour son aide. Nous avons grandement apprécié sa patience, son soutien et ses nombreux conseils tout au long de ce travail.

Nous remercions les membres de jury qui ont accepté de juger ce travail. Nos remerciements vont également à tous les personnes qui ne sont pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail.

TABLE DES MATIERES

Résumé	
Dédicace	
Remerciements	
Table des matières	i.
Liste des Figures	iv.
Liste des Tableaux.....	v.
Abréviations et Acronymes.....	vi.
Introduction générale	1
Chapitre 1 Problème de Répartition Economique de Puissance	
I.1 Introduction.....	5
I.2 Caractéristiques des centrales thermiques et fluctuation de la charge.....	5
I.2.1 Production d'électricité	5
I.2.2 Centrales électriques.....	5
I.2.3 Centrales thermiques.....	6
I.2.4 Principes de fonctionnement des centrales thermiques	6
I.2.5 Caractéristiques des centrales thermiques.....	7
I.2.6 Fluctuation de la consommation	8
I.3 Méthodes conventionnelles de résolution du problème de la répartition économique de charge.....	9
I.3.1 Méthode des coûts marginaux	9
I.3.1.1 Méthode des coûts marginaux sous la seule contrainte "Production = Consommation".....	10
I.3.1.2 Méthode des coûts marginaux sous les contraintes imposées aux groupes de production.....	12
I.3.2 Méthode itérative de Lambda variable	15
I.3.3 Méthode des coûts marginaux avec considération des pertes.....	17
I.3.4 Méthode des coefficients β	19
I.3.5 Méthode de Lambda avec considération des pertes	20
I. 4 Problème d'écoulement de puissance optimale.....	22
I.4.1 Formulation de l'OPF.....	22
I.4.2 Equations de l'écoulement de puissance	23
I.4.3 Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes.....	24
I.4.4 Modèle mathématique.....	25
I.4.4.1 Contraintes égalité	26
I.4.4.2 Contraintes inégalité	26
I.4.5 Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes	

d'optimisation conventionnelles.....	27
I.4.5.1 Méthode de Gradient	28
I.4.5.2 Méthode de Newton.....	28
I.4.5.3 Programmation linéaire	29
I.4.5.4 Programmation quadratique.....	29
I.4.5.5 Méthodes de point intérieur.....	29
I.5 Conclusion	30
Chapitre 2 Problème d'Engagement des Turbines :Unit Commitment	
II.1 Introduction	32
II.2 Formulation du Problème de l'engagement des unités de production	32
II.2.1 Fonction objectif de l'engagement des unités de production.....	32
II.2.2 Contraintes de l'engagement des unités de production.....	33
II.2.2.1 Contraintes du système	33
II.2.2.2 Contraintes des unités	34
II.3 Techniques classiques de résolution de l'engagement.....	35
II.3.1 Liste de priorités.....	35
II.3.2 Programmation dynamique	36
II.3.2.1 Méthodologie	36
II.3.2.2 Types de programmation dynamique	37
II.3.2.2.1 Programmation dynamique en arrière	38
II.3.2.2.2 Programmation dynamique en avant	39
II.3.2.3 Limitation de l'espace de recherche	41
II.4 Conclusion	43
Chapitre 3 Applications et Interprétations	
III.1 Introduction.....	45
III.2 Problème de la répartition économique de puissance.....	46
III.2.1 Applications sur la méthode de Lambda.....	46
III.2.1.1- Système à 3 générateurs	46
III.2.1.2- Système à 6 générateurs.....	47
III.2.2 Ecoulement de puissance	48
III.3 Problème d'engagement des turbines: Unit Commitment.....	48
III.3.1 Programmation Dynamique.....	48
III.3.1.1 Exemple d'application.....	48
III.3.1.2 Etude sur une période de 8 heures.....	48
III.3.1.3 Echantillon de calcul.....	49
III.3.1.4 Résultats.....	50
III.3.2 Système à 7 unités -57 nœuds.....	51
III.3.2.1 Etude sur une période de 8 heures.....	53

III.3.2.2 Etude sur une période de 24 heures.....	54
III.3.3 Système Algérien à 10 unités 59 nœuds.....	58
III.3.3.1 Etude sur une période de 8 heures.....	58
III.3.3.2 Etude sur une période de 24 heures.....	60
III.3.4 Comparaison avec autres méthodes.....	62
III.4 Conclusion.....	63
Conclusion Générale.....	65
Bibliographie.....	68
Annexe A : Données du réseau 57 nœuds.....	72
Annexe B : Données du réseau Algérien 59 nœuds.....	84

Liste des figures

Figure I.1 : Principe de fonctionnement d'une centrale thermique.....	6
Figure I.2 : Fonction coût de production d'une centrale thermique.....	8
Figure I.3 :Exemple de la fluctuation journalière de la charge.....	8
Figure I.4 : Exemple de la détermination de Lambda pour un système de 3 unités.....	13
Figure I.5 : Schéma fonctionnel de la méthode itérative de Lambda variable.....	15
Figure I.6 : Projection de Lambda(λ).....	16
Figure I.7 : N unités thermiques servant une charge à travers un réseau avec pertes.....	17
Figure I.8 : Schéma fonctionnel de la méthode itérative de Lambda avec perte.....	21
Figure I.9 : Jeu de barres quelconque avec génération, charge et lignes de transmission.....	23
Figure I.10 :Courbe modèle du coût de production en fonction des MW.....	26
Figure II.1 :Méthode de la liste de priorité	36
Figure II.2 : Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière.....	39
Figure II.3 : Algorithme de la Programmation Dynamique en avant.....	41
Figure II.4 : Restriction des chemins de recherche avec $N_s=3$ et $X=5$	42
Figure III.1 : Processus de la programmation dynamique en avant.....	52
FigureIII.2 :Variation de la charge durant 8 heures de réseau IEEE 57-nœuds	54
Figure III.3 :Valeurs optimales des puissances générées (IEEE 57-nœuds) sans OPF.....	56
Figure III.4 :Valeurs optimales des puissances générées (IEEE 57-nœuds) avec OPF.....	57
Figure III.5 :Variation de la charge durant 8 heures du réseau Algérien 59-nœuds.....	69
Figure III.6 :Valeurs optimales des puissances générées (59-nœuds) sans OPF.....	61
Figure III.7 :Valeurs optimales des puissances générées (59-nœuds) avec OPF	62
Figure A.1 :Topologie du Réseau IEEE 57 nœuds.....	72
Figure B.1 : Schéma unifilaire du réseau de production et transport Algérien (1997).....	84

Liste des tableaux

Tableau III.1 :Données du système à 3 générateurs.....	46
Tableau III.2 : Résultats du système à 3 générateurs	46
Tableau III.3 : Données du système à 6 générateurs.....	47
Tableau III.4 :Résultats du système à 6 générateurs.....	47
Tableau III.5 :Caractéristiques des générateurs du système à 4 unités.....	48
Tableau III.6 : Variation de la charge durant 8 heures.....	49
Tableau III.7 :Combinaisons possibles du système à 4 unités.....	49
Tableau III.8 :Résultats du système à 4 générateurs durant 8 heures.....	51
Tableau III.9 :Caractéristiques des générateurs du système à 7 unités.....	51
Tableau III.10 :Résultats du réseau IEEE 57 nœuds durant 8 heures.....	53
Tableau III.11 :Résultats du réseau IEEE 57-nœuds sans OPF durant 24 heures.....	55
Tableau III.12 :Résultats du réseau IEEE 57-nœuds avec OPF durant 24 heures.....	56
Tableau III.13 :Effet de la variation dunombre de stratégies.....	57
Tableau III.14 : Caractéristiques du réseau Algérien 59-nœuds.....	58
Tableau III.15 : Variation de la charge durant 8 heures du réseau Algérien 59-nœuds.....	59
Tableau III.16 :Résultats du réseau Algérien 59-nœuds sans OPF durant 24 heures	60
Tableau III.17 : Résultats du réseau Algérien 59-nœuds avec OPF durant 24 heures.....	61
Tableau III.18 :Comparaison avec autres méthodes.....	62
Tableau A.1 :Données des lignes (IEEE 57 nœuds).....	73
Tableau A.2 :Données des nœuds (IEEE 57 nœuds).....	75
Tableau A.3 :Données des Transformateurs (IEEE 57 nœuds).	77
Tableau A.4 :Données des condensateurs statiques (IEEE 57 nœuds).....	78
Tableau A.5 :Données des Nœuds de Régulation (IEEE 57 nœuds).....	78
Tableau A.6 :Combinaisons de 7 générateurs (IEEE 7 nœuds).....	79

Abréviations et Acronymes

F : Fonction de coût total.

F_i : Fonction coût de l'unité de production i .

n_g : Nombre des générateurs de production.

P_{Gi} : Puissance active produite par l'unité i .

P_R :Quantité de réserves tournantes

P_D : Puissance active totale consommée par la charge.

Q_D : Puissance réactive totale consommée par la charge.

P_L : Pertes totales actives de transmission.

β_{ij} : Coefficient des pertes de la ligne ij .

β_{i0} : Coefficient des pertes des impédances shunt liées au nœud i .

β_{00} : Pertes à vide.

P_{Gimin} et P_{Gimax} : Puissances active maximale et minimale du générateur i .

Q_{Gimax} et Q_{Gimin} : Puissances réactive maximale et minimale du générateur i .

V_{imin} et V_{imax} : Tensions minimale et maximale de nœud i .

δ_{ij} : Déphasage entre le nœud i et j .

$\delta_{ij max}$: Déphasage maximale entre le nœud i et j .

$ST_i(t)$: Coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t .

B_{ij} : Élément (i, j) d'une matrice carrée de dimension $(N \times N)$.

B_{i0} : Élément i d'un vecteur de dimension N .

B_{00} : Pertes constantes (MW).

M : Nombre d'intervalles de temps.

$\{J\}$: Ensemble des états réalisables dans l'intervalle $K + 1$.

F_T : Coût total de production.

$F_i(P_i)$: Fonction coût de l'unité de production i .

P_i : Niveau de génération (puissance produite).

P_L : Pertes totales dans le réseau de transmission.

P_D : Charge électrique demandée.

R : Unité monétaire quelconque.

a_i : Coût à vide de l'unité i (\$).

b_i : Coefficient de coût linéaire de l'unité i (\$/MW).

c_i : Coefficient de coût quadratique de l'unité i (\$/MW²).

P_i^{max} : Puissance maximale de l'unité i (MW).

P_i^{min} : Puissance minimale de l'unité i (MW).

λ : Multiplicateur de Lagrange (coût marginal).

$U_i(t)$: Etat de l'unité i à l'instant t (1 ou 0)

$DC_i(t)$: coût d'extinction de l'unité i à l' instant t .

X_i^{OFF} : Temps durant lequel l'unité i est allumée (heures).

X_i^{ON} : Temps durant lequel l'unité i est éteinte (heures).

MDT_i : Temps minimal d'extinction.

MUT_i : Temps minimal d'allumage.

UR_i :Élévation maximale de la puissance.

DR_i :Chute maximale de la puissance.

DP : DynamicProgramming.

PSO : Particle Swarm Optimization.

RS : Recuit Simulé.

RT : Recherche Taboue.

CSC_i : (Cold Start Cost) coût de redémarrage à froid de l'unité i (\$).

HSC_i : (Hot Start Cost) coût de redémarrage à chaud de l'unité i (\$).

SC_i : (Cold Start) durée de redémarrage à froid de l'unité i (heurs).

$MBtu$: Million British Thermal Unit (1 Btu=1055.06 joules).

Introduction générale

La gestion d'un réseau de production, distribution ou stockage d'énergie est devenue un enjeu tant économique que technique, devant respecter des contraintes climatiques et économique. Il apparait donc la nécessité d'optimiser cette gestion afin de maximiser le profit de fonctionnement du réseau tout en respectant les contraintes imposées.

Le but d'engagement d'unités (l'Unit Commitment) est de créer un plan de production (plan d'engagement d'unités), un jour avant, sur plusieurs intervalles de temps consécutifs, pour obtenir un coût total de fonctionnement minimal et en prenant en compte une courbe prévisionnelle de la consommation. Dans la fonction coût du chaque générateur sont incluses des pénalités d'arrêt et de démarrage des générateurs et des contraintes dynamiques. Une réserve en puissance est aussi considérée. Le problème d'engagement d'unités se ramène à la solution du problème de la répartition économique de puissance (Economic Dispatch Problem : EDP) pour chaque intervalle de temps. Il s'agit de déterminer les générateurs qui seront opérationnels et quelle puissance va générer chaque générateur. L'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow : OPF) permet de déterminer les niveaux optimaux de puissance générée sur un intervalle donné. La différence par rapport à l'EDP est que l'OPF prend en compte l'architecture du réseau, les puissances active et réactive maximales dans les lignes du réseau, le respect du plan de tension et les contraintes de sécurité du réseau. Le problème consiste à déterminer le coût marginal optimal en chaque nœud du réseau, en fonction de la consommation. Dans le cas d'un micro-réseau, les contraintes réseau peuvent être négligées, parce que les courants qui parcourent les lignes ne sont pas de grande amplitude et aussi la structure du réseau n'est pas si complexe et maillée que celle d'un réseau de transport ou de distribution. L'EDP est une approche d'optimisation de la production réalisée en cours d'exploitation et pour un seul intervalle de temps donné (par exemple une 1/2h). Le but est d'assurer l'équilibre des puissances ($P_{\text{générée}}=P_{\text{demandée}}$) à moindre coût, la demande étant connue. Il est nécessaire de connaître aussi les courbes de coût des générateurs et les pertes dans les lignes en fonction des niveaux de puissance des générateurs. Le désavantage de cette approche est que l'optimisation est obtenue pour un seul pas de temps à la fois[1]. La tâche des planificateurs et des opérateurs des réseaux électriques consiste à prendre des décisions dans de nombreux domaines pour choisir le meilleur investissement en moyens de production et de transport, pour faire face aux besoins futurs et pour prendre les meilleures décisions d'exploitation pour que le réseau fonctionne de la façon la plus sûre et la plus économique. Les meilleures solutions par rapport à des critères donnés sont trouvées par les méthodes et techniques d'optimisation pour le calcul automatique des différents états d'un réseau électrique. Un problème d'optimisation est un problème qui consiste à identifier, parmi plusieurs

solutions faisables à une question donnée, la meilleure de toutes. Les solutions sont dites faisables lorsqu'elles satisfont à un ensemble de limitations et de contraintes. La meilleure solution possible est celle grâce à laquelle un critère donné, par exemple un coût ou des recettes, atteint, selon le cas, un minimum ou un maximum. Ces problèmes d'optimisation sont dans la plupart des cas résolus par un programme l'OPF.

Le problème de la répartition économique de puissance sans perte est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges). Un autre problème d'optimisation statique, l'OPF une autre limitation du la répartition économique est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout une répartition économique, on le fait pour une demande à un instant précis. Lorsque le problème prend une dimension dynamique, c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (une journée par exemple), il faut alors tenir compte des états des centrales ainsi que des changements d'états qui occasionnent des coûts supplémentaires. Par exemple, si la demande augmente au court du temps, il faudra sans doute faire fonctionner une centrale qui était à l'arrêt afin de satisfaire cet accroissement de la demande, et le coût pour faire démarrer cette centrale, doit être pris en compte dans l'optimisation. Le traitement d'un tel problème est appelé « Unit Commitment »[3].

L'objectif de ce travail s'inscrit dans le cadre de la résolution du problème d'engagement des turbines tenant compte la contrainte de sécurité (Ecoulement de Puissance Optimal *OPF*) dans un système d'énergie électrique en utilisant une méthode de résolution classique populaire qui est la méthode de la programmation dynamique.

Pour réaliser cet objectif, nous avons alors structuré ce travail comme suit :

Le premier chapitre décrit la formulation détaillée du problème de la répartition économique de puissance (*EDP*) ainsi que les méthodes de résolution de cette dernière. Ainsi que nous avons présenté la modélisation des différents composants du réseau électrique et la formulation détaillée de l'OPF. Pour la résolution de ce problème, plusieurs méthodes classiques seront présentées et discutées.

Le deuxième chapitre concerne la formulation du problème de l'*UCP* et la présentation d'une technique classique utilisée pour la résolution de ce problème qui est la programmation dynamique en avant.

Dans le dernier chapitre, différents programmes traduisant les méthodes exposées dans les deux premiers chapitres sont élaborés. Les résultats de simulation suite à l'application de nos programmes sur plusieurs réseaux modèles sont présentés et comparés à ceux obtenus par d'autres techniques trouvées dans une littérature très récente.

En conclusion générale, on clôture ce travail où sur la base des résultats trouvés et les problèmes rencontrés nous donnerons des perspectives de recherche que nous considérons intéressantes pour poursuivre et enrichir ce travail.

CHAPITRE I

Problème de Répartition Economique de Puissance

I.1 Introduction

L'exploitation des installations de production a pour objectif de produire de l'énergie au plus bas coût afin de servir les consommateurs de manière fiable, en reconnaissant les limites des installations de production et de transport.

La répartition économique comporte deux éléments fondamentaux:

- Planifier l'envoi de demain ;
- L'envoi du système d'alimentation aujourd'hui.

La répartition économique de puissance est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production.

I.2 Caractéristiques des centrales thermiques et fluctuation de la charge

I.2.1 Production d'électricité

La production d'électricité est le volume d'électricité produit au niveau industriel ou domestique qui permet un approvisionnement des besoins en énergie électrique.

Centrale d'énergie électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique afin d'alimenter en électricité les consommateurs, particuliers ou industriels relativement lointains. Le réseau électrique permet de transporter puis de distribuer l'électricité jusqu'aux consommateurs. L'énergie électrique est obtenue par conversion de l'énergie mécanique produite par une turbine. Le rendement de conversion mécanique/électrique est d'environ 98%. L'essentiel des pertes se fait donc sur la conversion thermique-mécanique.

I.2.2 Centrales électriques

Une centrale électrique est une installation industrielle utilisée pour produire de l'énergie électrique à l'aide d'un ou plusieurs générateurs qui convertissent différentes sources d'énergie en énergie électrique.

L'électricité est une source d'énergie secondaire, ce qui signifie que l'électricité est obtenue à partir de la conversion d'autres sources d'énergie primaires, telles que le charbon, le gaz naturel, l'énergie nucléaire, solaire ou éolienne.

I.2.3 Centrales thermiques

Ces centrales jouent un rôle important dans l'équilibre du système électrique car elles permettent de faire face aux "pointes de consommation". En effet, elles possèdent un fonctionnement souple et peuvent être mises en route rapidement afin d'assurer un complément de production indispensable lié à une consommation plus élevée.

I.2.4 Principe de fonctionnement des centrales thermiques [4]

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon ou du gaz naturel. On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière où le cycle recommence (voir la figure ci-dessous).

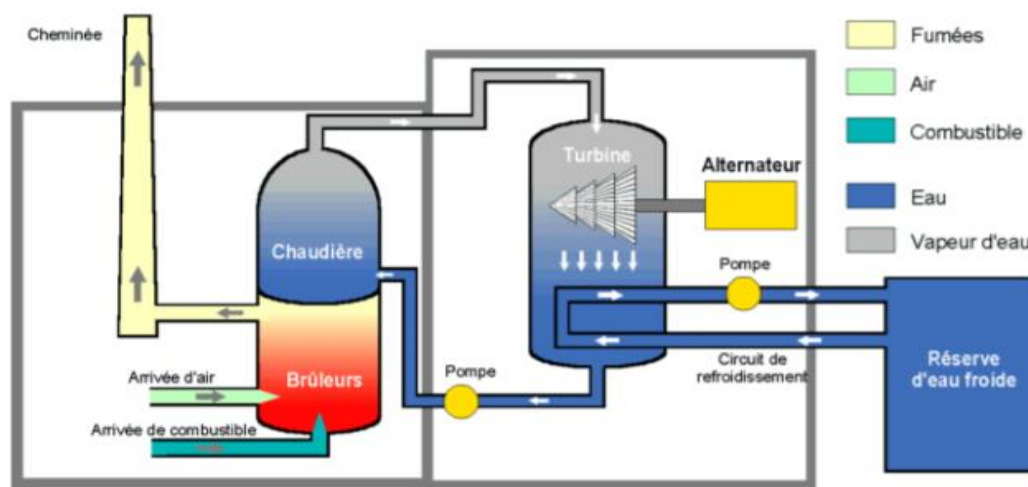


Figure I.1 Principe de fonctionnement d'une centrale thermique

I.2.5 Caractéristique de centrale thermique

La figure (I.2) montre un exemple de coût d'exploitation d'une centrale thermique. Ce coût est normalement représenté par une équation quadratique du type :

$$\text{coût} = F(P) = a + bP + cP^2 \quad (\text{I.1})$$

Avec P est la quantité de puissance produite. La constante a est appelée coût de marche à vide (No-loadcost en anglais) et représente le coût pour tenir démarrer une unité de production à vide. Le coût incrémental (ou marginal) de production est le coût pour produire une unité supplémentaire d'énergie. Ce coût est important pour prendre les décisions d'exploitation à court terme :

$$\text{coût marginal} = dF(P) / dP = b + 2cP \quad (\text{I.2})$$

Outre le coût variable à court terme, d'autres caractéristiques spécifiques sont importantes à mentionner pour la production d'électricité. C'est le cas notamment du coût spécifique pour démarrer ou arrêter l'unité de production (coût de démarrage et d'arrêt, (start-up cost et shutdowncost en anglais)).

Le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement toutes les installations permettant la production d'électricité (chaudières, pompes, etc.). Ce coût dépend normalement de l'état de l'unité de production au moment de démarrage (démarrage à froid ou à chaud). Certaines contraintes techniques sont aussi importantes pour l'exploitation. Généralement, l'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et jusqu'à un niveau maximal de production (capacité maximale de production). L'inertie propre des moyens de production limite la vitesse à laquelle les unités de production peuvent changer leur niveau de production.

La vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné est appelée contrainte de rampe (ramp rate). Il existe aussi un temps minimal pour le démarrage (start-up time) et un temps minimal d'extinction (shut-down time) [4].

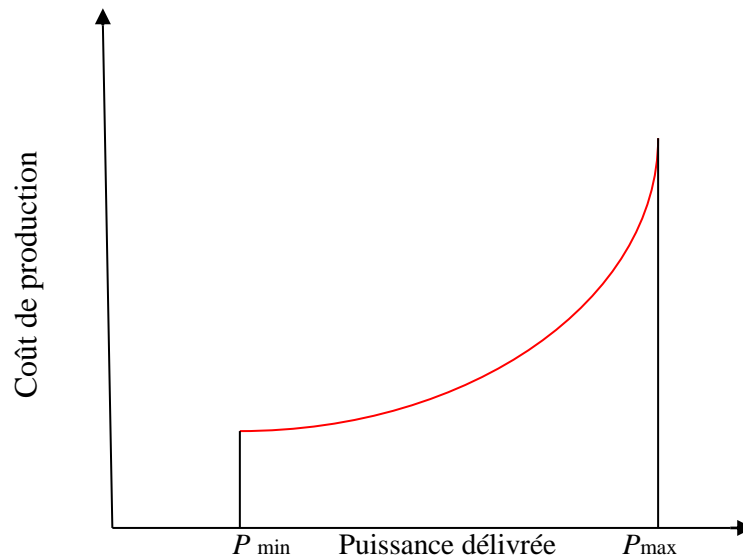


Figure I.2 Fonction coût de production d'une centrale thermique

I.2.6 Fluctuation de la consommation

La consommation d'électricité varie en permanence en fonction des multiples variations de consommations qui interviennent « sans préavis » sur l'ensemble du système.

Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps. Cependant, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année.

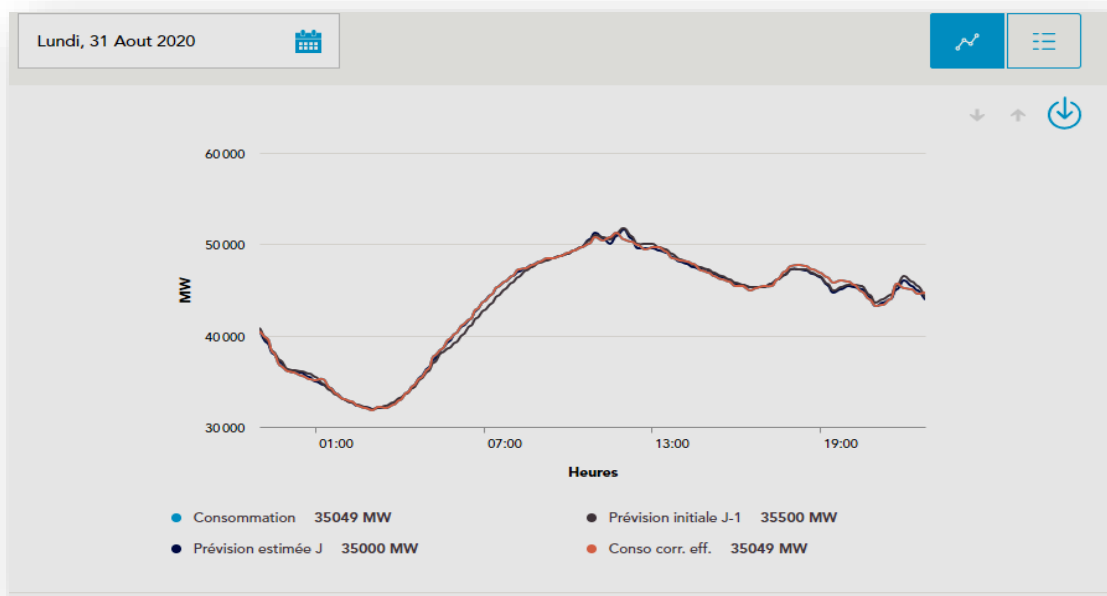


Figure I.3 Exemple de la fluctuation journalière de la charge [16]

La figure I.3 met en exergue les fluctuations de la consommation en représentant la consommation d'électricité de la France métropolitaine correspondant au 31/08/2020. La courbe de charge, en bleu, représente l'évolution en temps réel de la consommation d'électricité et la courbe noire représente les prévisions réalisées par la société de production la veille pour le lendemain. Et la courbe violet représente la prévision estimée et la courbe rouge représente la consommation corrigée des effacements ; la consommation d'électricité varie constamment au cours d'une même journée, d'une même semaine, et au fil de l'année. Elle reflète les horaires de travail, les jours de congés, les saisons et est très sensible à la température.

I.3 Méthodes conventionnelles de résolution du problème de la répartition économique de charge

Beaucoup de méthodes classiques sont utilisées pour résoudre le problème de la répartition économique de puissance, mais elles ne sont applicables que si elles répondent aux conditions et aux hypothèses montrées dans ce qui suit.

L'objectif espéré de la résolution de ce problème est de contrôler les changements du coût d'exploitation total et le rendre minimal à tout moment, ou tout au moins dans une plage admissible, en tenant compte des :

- Contraintes imposées aux groupes de production.
- Pertes de transmission.
- Contraintes imposées au réseau de transport.

Pour une meilleure illustration de la complexité du problème et de la manière dont on y fait face, des approches simples et graduelles sont présentées.

I.3.1 Méthode des coûts marginaux

Il faut signaler que le problème que nous étudions est un problème d'optimisation, c'est à dire l'optimisation d'une fonction coût F sous une contrainte G . Ceci nous permet d'utiliser des méthodes de calcul qui impliquent la fonction de Lagrange, dont fait partie la méthode des coûts marginaux.

I.3.1.1 Méthode des coûts marginaux sous la seule contrainte "Production = Consommation"

Dans ce cas, la contrainte essentielle et unique du fonctionnement de ce système est que la somme des puissances produites par les N unités doit être strictement égale à la charge totale demandée.

Mathématiquement parlant, le problème se traduit par la minimisation d'une fonction objective F_T égale au coût de fonctionnement total pour satisfaire la charge demandée. Le problème est donc de réduire au minimum F_T sous la contrainte que la somme des puissances générées est égale à la charge demandée, les pertes de transmission et autres étant négligées et aucune limite de fonctionnement n'étant introduite.

La formulation de ce problème devient :

$$\min F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (I.3)$$

$$G = P_D - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (I.4)$$

Afin d'établir les conditions nécessaires pour avoir une valeur extrême de la fonction objective, on ajoute la fonction contrainte à la fonction objective après que la fonction contrainte ait été multipliée par un multiplicateur indéterminé λ . Ceci est connu comme la fonction de Lagrange et est montré dans l'équation (I.5).

$$L = F_T + \lambda G \quad (I.5)$$

Les conditions nécessaires pour obtenir une valeur extrême de la fonction objective résultent de la résolution du système d'équations obtenu en dérivant la fonction de Lagrange par rapport à chacune des variables indépendantes, ces équations étant égales chacune à zéro. On compte ainsi $N+1$ variables dont N valeurs sont les puissances P_i générées plus le multiplicateur indéterminé de Lagrange λ . Notons que la dérivée de la fonction de Lagrange par rapport à λ donne évidemment l'équation de contrainte $G = 0$. Les dérivées premières par rapport aux N variables de puissances sont données par l'équation (I.6).

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \quad \text{avec } i=1,2,3,\dots,N \quad (I.6)$$

Cela signifie que la condition nécessaire pour l'existence d'un fonctionnement de ce système avec un coût minimum réside dans le fait que les incréments de coût de toutes les unités soient

égaux à une certaine valeur λ . Naturellement, à cette condition nécessaire, s'ajoute l'équation de contrainte que la somme des puissances produites doit être égale à la puissance totale demandée par la charge.

Exemple d'application 1

Supposons que nous déterminons la répartition économique de charge pour un système à trois unités pour satisfaire une charge totale de 850 MW, les coûts de carburant étant les suivants :

Unité 1: Coût de carburant = 0,9 R/Mbtu

$$P_{\max}=600 \text{ MW} \quad P_{\min}=150 \text{ MW}$$

$$\text{Caractéristique } F_1 (P_1) = H_1 (P_1) \times 0,9 = 459 + 6,48 P_1 + 0,00128 P_1^2 \text{ (R/h)}$$

Unité 2: Coût de carburant = 1,0 R/MBtu

$$P_{\max}= 400 \text{ MW} \quad P_{\min}=100 \text{ MW}$$

$$\text{Caractéristique } F_2 (P_2) = H_2 (P_2) \times 1,0 = 310 + 7,85 P_2 + 0,00194 P_2^2 \text{ (R/h)}$$

Unité 3: Coût de carburant = 1,0 R/MBtu

$$P_{\max}=200 \text{ MW} \quad P_{\min}= 50 \text{ MW}$$

$$\text{Caractéristique } F_3 (P_3) = H_3 (P_3) \times 1,0 = 78 + 7,97 P_3 + 0,00482 P_3^2 \text{ (R/h)}.$$

En utilisant l'équation (I.6), les conditions pour une répartition optimale sont :

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 6.48 + 0.00256P_1 = \lambda$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda$$

$$\frac{dF_3}{dP_3} = 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda$$

$$\text{Et } P_1 + P_2 + P_3 = 850 \text{ MW.}$$

La résolution de λ donne : $\lambda = 8,284 \text{ R / MWh}$.

Et les puissances générées sont donc respectivement :

$$P_1 = 704,6 \text{ MW} \quad P_2 = 111,8 \text{ MW} \quad P_3 = 32,6 \text{ MW}$$

Cette solution vérifie la contrainte exigeant que la production totale soit égale à 850 MW, sans prendre en considération les contraintes imposées aux groupes de production ; il est donc nécessaire de prendre en considération les limites techniques imposées aux groupes de production [10].

I.3.1.2 Méthode des coûts marginaux sous les contraintes imposées aux groupes de production

Si nous voulons être plus justes, en plus de l'égalité entre la somme des puissances générées par les unités de production et la puissance totale demandée, et la condition que les incréments de coût de chacun des groupes de production doivent être égaux à une certaine valeur λ , nous devons ajouter une double contrainte inégalité pour toutes les puissances produites, cette dernière astreignant les unités de production à ne pas dépasser les limites inférieure et supérieure admissibles de production de chaque unité.

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad N \text{ équations} \quad (\text{I.7})$$

$$P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \quad 2N \text{ inégalités} \quad (\text{I.8})$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \text{ l'équation contrainte} \quad (\text{I.9})$$

En identifiant les contraintes inégalités, les conditions nécessaires peuvent être légèrement modifiées comme montré par le système.

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{si} \quad P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda \quad \text{si} \quad P_i = P_{i, \max} \quad (\text{I.10})$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{si} \quad P_i = P_{i, \min}$$

Dans ce cas, on peut considérer que les variations de coût sont nulles si les pertes du réseau sont négligeables par rapport à la puissance totale générée. Et à partir de cette condition, on peut estimer que les variations de coût de production ne dépendent que de la répartition de puissance

entre les unités de production. Donc le coût de production est minimal si toutes les unités de production qui ne génèrent pas leur puissance maximale fonctionnent à une puissance telle que leurs coûts marginaux de production soient égaux (pour les groupes portés à leur puissance maximale, le coût marginal est plus faible). Il faut signaler que cette méthode est applicable en premier lieu aux réseaux qui sont proches des charges (les pertes sont faibles par rapport au niveau de production), mais ce n'est plus le cas pour la plupart des réseaux. Donc, il faut tenir compte plutôt des pertes de transmission afin d'aboutir à une bonne répartition économique.

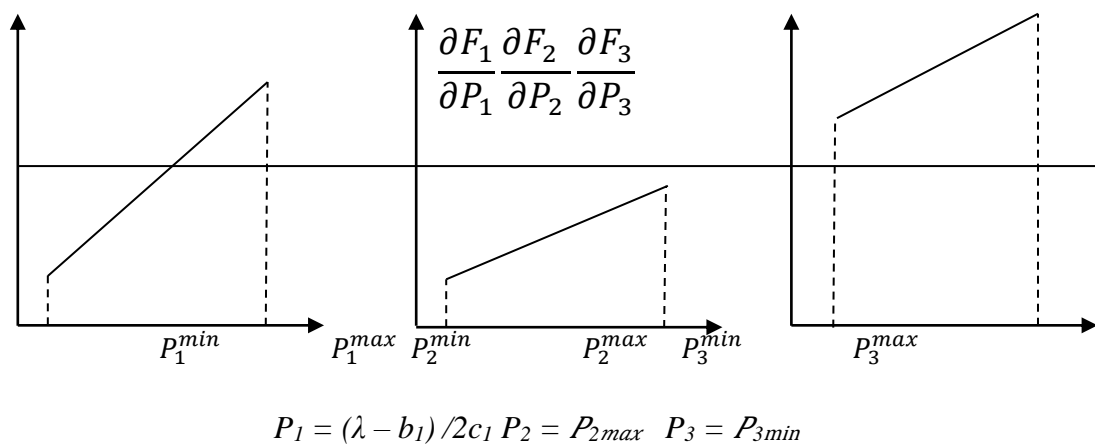


Figure I.4 Exemple de la détermination de Lambda pour un système de 3 unités.

Exemple d'application 2

Reprenons l'exemple précédent en considérant cette fois ci les limites de production de chacune des unités de production.

Les résultats obtenus donnent :

$$\lambda = 8,284 \text{ R/MWh} \quad \text{et} \quad P_1 = 704,6 \text{ MW} \quad P_2 = 111,8 \text{ MW} \quad P_3 = 32,6 \text{ MW}$$

Nous remarquons que cette solution vérifie la contrainte exigeant que la production totale soit égale 850 MW, mais elle reste irréalisable puisque les unités 1 et 3 ne sont pas dans les limites autorisées.

Pour avoir la répartition la plus économique tout en respectant les limites d'unités, appliquons le système (I.10).

Supposons que l'unité 1 est placée à sa production maximale et l'unité 3 à sa production minimale. La répartition devient :

$$P_1 = 600 \text{ MW} \quad P_2 = 200 \text{ MW} \quad P_3 = 50 \text{ MW}.$$

A partir de (I.10), le coût incrémental λ se limite à celui de l'unité 2 puisque cette dernière n'est pas à l'une ou l'autre de ses limites. Aussi :

$$\lambda = \left. \frac{dF2}{dP2} \right|_{p_2=200} = 8.626 \text{ R/MWH}.$$

Nous calculons ensuite l'incrément de coût pour les unités 1 et 3 pour voir s'ils rencontrent les conditions de l'équation (I.10).

$$\left. \frac{dF1}{dP1} \right|_{p_1=600} = 8.016 \text{ R/MWH}. \quad \left. \frac{dF3}{dP3} \right|_{p_3=50} = 8.452 \text{ R/MWH}.$$

Notons que l'incrément de coût de l'unité 1 est le plus petit λ . Ainsi l'unité 1 devrait être à son maximum. Cependant l'incrément de coût de l'unité 3 n'est pas plus grand que celui de l'unité 2, ce qui fait que l'unité 3 ne devrait pas être forcée à son minimum. Pour trouver la répartition optimale, on doit laisser les incréments de coût pour les unités 2 et 3 égaux à λ , comme suit :

$$P_1=600\text{MW}$$

$$\frac{dF2}{dP2} = 7.85 + 0.00388P_2 = \lambda = \frac{dF3}{dP3} = 7.97 + 0.00964P_3 = \lambda$$

$$P_2 + P_3 = 850 - P_1 = 250 \text{ MW} \text{ Ce qui donne } \lambda = 8,576 \text{ R / MWh}$$

$$\text{Et } P_1 = 600 \text{ MW} \quad P_2 = 187,1 \text{ MW} \quad P_3 = 62,9 \text{ MW}$$

Notons que cette répartition vérifie les conditions de (I.3), puisque: $\left. \frac{dF1}{dP1} \right|_{p_1=600} = 8.016 \text{ R/MWH}$.

Ce qui est moins que le λ , tandis que $\frac{dF2}{dP2}$ et $\frac{dF3}{dP3}$ sont tous deux égaux à λ .

Notons alors que toutes les contraintes sont vérifiées, c.-à-d., chaque unité est dans ses limites de production maximale et minimale autorisées, et la somme des puissances produites par les trois unités égale à la production totale désirée de 850 MW.

I.3.2 Méthode itérative de Lambda variable

Ce même procédé peut être adopté pour une exécution d'ordinateur comme représenté sur la figure (I.5).

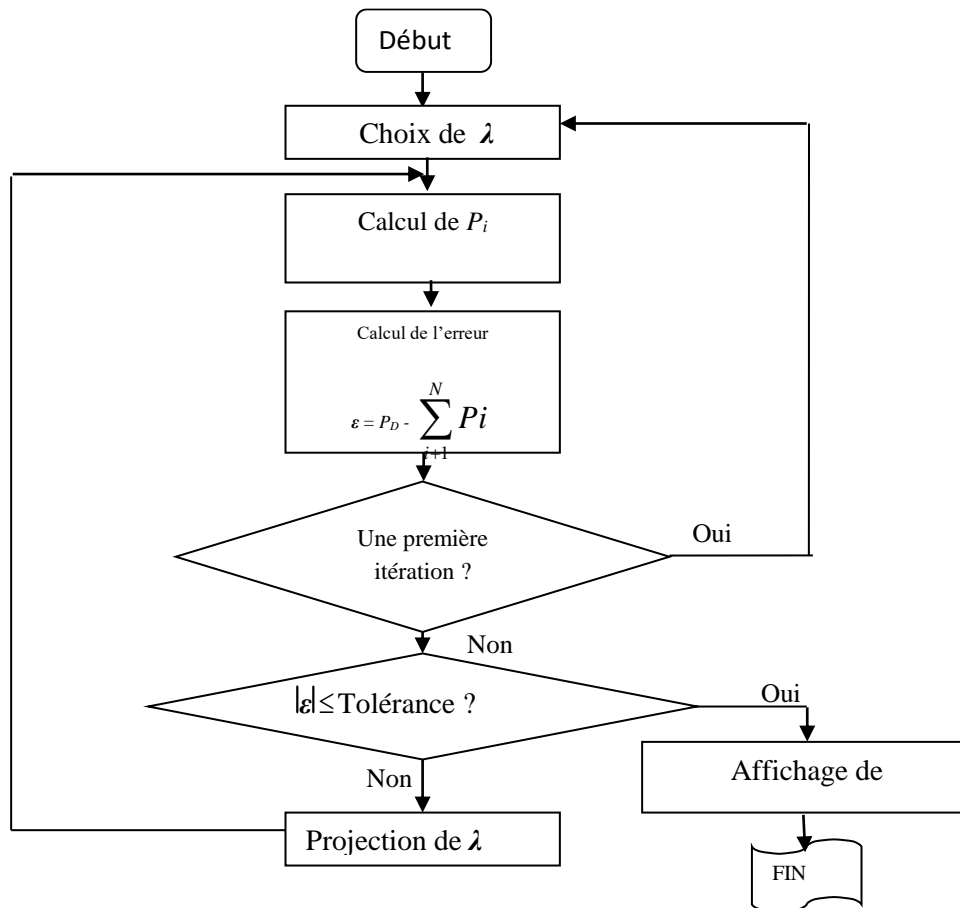


Figure I.5 : Schéma fonctionnel de la méthode itérative de Lambda variable

Dans cette méthode, on se base sur des règles logiques afin de réaliser le même objectif que nous avons fait précédemment. Nous pourrions, par exemple, stocker des tables des données (qui montreraient la valeur des puissances produites totales pour différents niveaux de l'incrément de coût et les combinaisons des unités) dans l'ordinateur et interpoler entre les points stockés de puissance pour trouver la puissance produite exacte pour une valeur indiquée du l'incrément de coût. Une autre approche serait de développer une fonction analytique pour la puissance produite en fonction de l'incrément de coût, de stocker cette fonction (ou ses coefficients) dans l'ordinateur, et employer ceci pour établir la puissance générée par chacune des différentes unités. Cette méthode est considérée comme une méthode itérative, donc on est obligé d'adopter

des critères d'arrêts. Deux critères d'arrêts semblent appropriés pour cette application. Le premier est donné sur la figure (I.5) et il est essentiellement un critère basé sur l'idée de trouver le point de fonctionnement approprié en dessous d'une tolérance indiquée. L'autre, non représenté sur la figure (I.5), implique de compter le temps d'exécution d'une boucle itérative et de s'arrêter quand le temps maximum est excédé.

$$\text{Erreur } \varepsilon = P_D - (P_1 + P_2 + P_3)$$

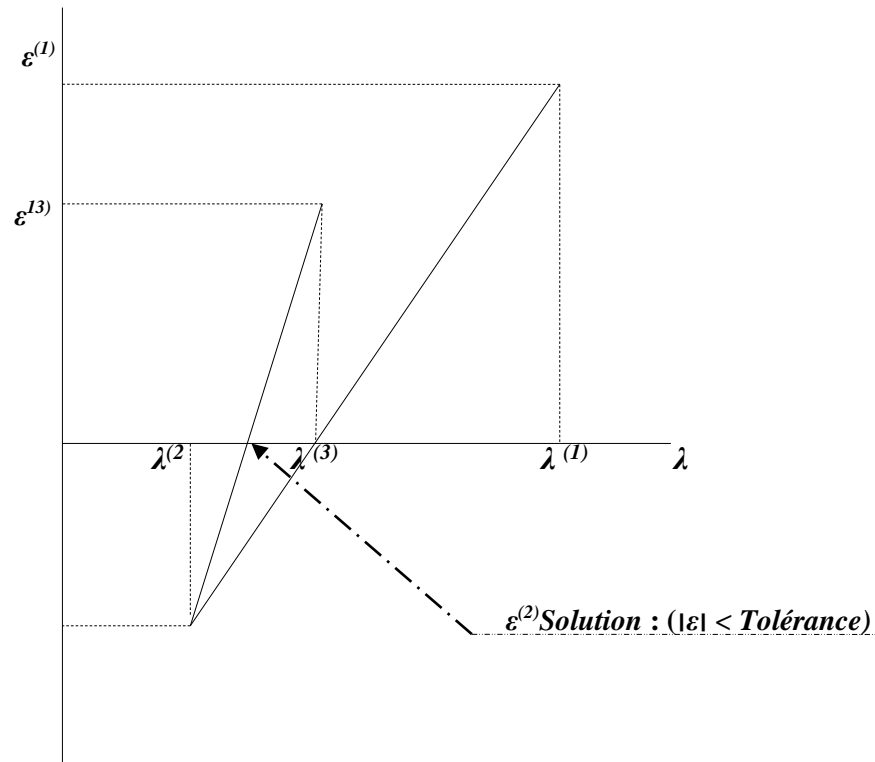


Figure I.6 Projection de Lambda (λ)

Pour la projection de Lambda, on choisit par exemple les valeurs initiales suivantes :

$$\lambda_0 = \min(b_i + 2 C_i P_i^{\min}) \quad i=1, \dots, N$$

$$\lambda_0 = \max(b_i + 2 C_i P_i^{\max}) \quad i=1, \dots, N$$

Et la formule récursive utilisée dans cette méthode est la suivante:

$$\lambda_{n+2} = \lambda_{n+1} + \left[\frac{(P_D - P_{Total}^{n+1})}{P_{Total}^n - P_{Total}^{n+1}} \times (\lambda_n - \lambda_{n+1}) \right] \quad (I.11)$$

Cette formule interpole les deux solutions précédentes λ_n et λ_{n+1} pour obtenir la nouvelle solution λ_{n+2} , qui est utilisée de nouveau dans un processus itératif jusqu'à qu'une solution optimale soit atteinte.

I.3.3 Méthode des coûts marginaux avec considération des pertes [4]

La figure I.7 montre symboliquement tout le système thermique de production d'électricité relié à un nœud de charge à travers un réseau de transmission. Le problème de la répartition économique de charge associé à cette configuration particulière est légèrement plus compliqué, que le cas précédent.

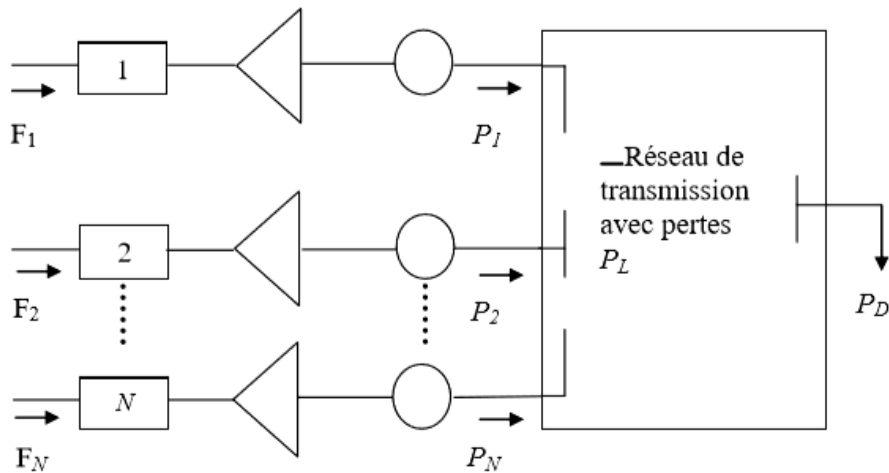


Figure I.7 N unités thermiques servant une charge à travers un réseau avec pertes.

Ceci est dû à l'équation contrainte incluant les pertes de réseau. La fonction objective, FT est identique à celle définie pour l'équation (I.3). Cependant, l'équation de contrainte précédemment montrée dans l'équation (I.4) doit maintenant être modifiée par l'équation (I.12).

$$G = P_D + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (\text{I.12})$$

Le même procédé est suivi dans le sens formel d'établir les conditions nécessaires pour un point de fonctionnement à coût minimum. La fonction de Lagrange est montrée par l'équation (I.5).

En dérivant la fonction de Lagrange par rapport à chacune des N valeurs P_i , on obtient l'équation (I.5):

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(p_i)}{dP_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0 \quad \text{avec } i=1,2,3,\dots,N \quad (\text{I.13})$$

L'interprétation de cette expression est la suivante :

La répartition des puissances produites P_i qui rend le coût total minimal est telle que les incréments des coûts des différentes unités de production sont égaux à un facteur près appelé facteur de pénalité.

Ce facteur de pénalité a pour expression : $\frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_i}{\partial P_i}\right)}$

Et le résultat que l'on vient d'énoncer se résume dans l'équation (I.14) :

$$\frac{dF_i}{dP_i} \times \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_i}{\partial P_i}\right)} = \lambda \quad (\text{I.14})$$

Il y a N équations de ce type à satisfaire avec l'équation de contrainte montrée dans l'équation (I.15).

$$\frac{dF_i}{dP_i} \times \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_i}{\partial P_i}\right)} = \lambda \quad (\text{I.15})$$

Cette collection, l'équation(I.14) plus l'équation(I.12), est connue sous le nom des équations de coordination. Les incréments de coût de production étant connus, il suffit donc, pour résoudre ce problème, de calculer les facteurs de pénalité, ou, ce qui revient au même, au calcul des pertes différentielles $\left(\frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right)$.

Il est beaucoup plus difficile de résoudre le présent ensemble d'équations par rapport à l'ensemble précédent où les pertes de transmission sont négligées puisque cette seconde implique le calcul des pertes de réseau de transmission, PL qui est très complexe car il nécessite le calcul de chacune des impédances de réseau et des courants transitant dans les branches du réseau.

Les méthodes de résolution proposées ont pour but d'éviter ce calcul. L'idée de base repose sur le développement de l'expression mathématique des pertes ci-dessus, en explicitant les courants I_{ij} comme une fonction des seules variables indépendantes P_i et la charge PD, la consommation PD est considérée comme une donnée fixe dans le problème à résoudre à chaque instant, ainsi, l'expression des pertes est bien une fonction des seules variables, les puissances produites P_i . Différentes méthodes approchées sont utilisées pour cela, mais ne sont valables, chacune, que dans les conditions déterminées. On choisit la méthode de coefficients β .

I.3.4 Méthode des coefficients β [2]

Elle a l'avantage d'être simple, mais elle repose sur des hypothèses que l'on ne peut considérer comme acceptables que dans les réseaux que l'on vient de définir et, même là, à condition d'être rectifiée plusieurs fois par jour.

L'idée de base c'est que les pertes étant une fonction quadratique des courants transités :

$$P_L = \sum r_{ij} I_{ij}^2 \quad (\text{I.16})$$

Elles doivent être approximativement aussi une fonction quadratique des puissances produites, car les variations des modules des courants I s'écartent peu, en fonction des puissances actives P_i d'une loi linéaire de variation. Une expression courante des pertes est la suivante :

$$P_L = [P_1 P_2 \dots P_N] \begin{bmatrix} \beta_{11} \beta_{12} \dots \beta_{1N} \\ \beta_{21} \beta_{22} \beta_{2N} \\ \vdots \\ \beta_{N1} \beta_{N2} \beta_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} + [\beta_{10} \beta_{20} \dots \beta_{N0}] \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} + \beta_{00} \quad (\text{I.17})$$

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i \beta_{ij} P_j + \sum_{i=1}^N \beta_{i0} P_i + \beta_{00} \quad (\text{I.18})$$

Avec β_{ij} : coefficient des pertes de la ligne ij .

β_{i0} : coefficient des pertes des impédances shunt liées au nœud i .

β_{00} : constante représentant les pertes du système lorsque la demande de la charge est nulle, les pertes résultantes des courants de ligne causés par le mouvement de la puissance réactive.

Les coefficients β_{ij} , β_{i0} et β_{00} dépendent des valeurs de V_i , θ_i et Q_i . (Le module de la tension, sa phase et la puissance réactive injectée dans le réseau à partir de nœud i , respectivement) ce n'est donc que dans des conditions telles que ces grandeurs n'aient que des variations négligeables que la formule (I.18) reste utilisable.

Ainsi, les pertes différentielles auront pour expression

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=2}^N \beta_{ij} P_j + \beta_{i0} \quad (\text{I.19})$$

I.3.5 Méthode de Lambda avec considération des pertes

La figure I.8 représente le schéma fonctionnel de la méthode itérative de Lambda avec pertes. La même loi de projection de Lambda sans pertes et des critères d'arrêt sont applicables. Observons que cette figure montre deux boucles traitant le problème. La boucle intérieure ajuste λ jusqu'à ce que la demande totale soit satisfaisante; puis la boucle extérieure recalcule les facteurs de pénalité (sous quelques circonstances les facteurs de pénalité qui sont assez sensibles

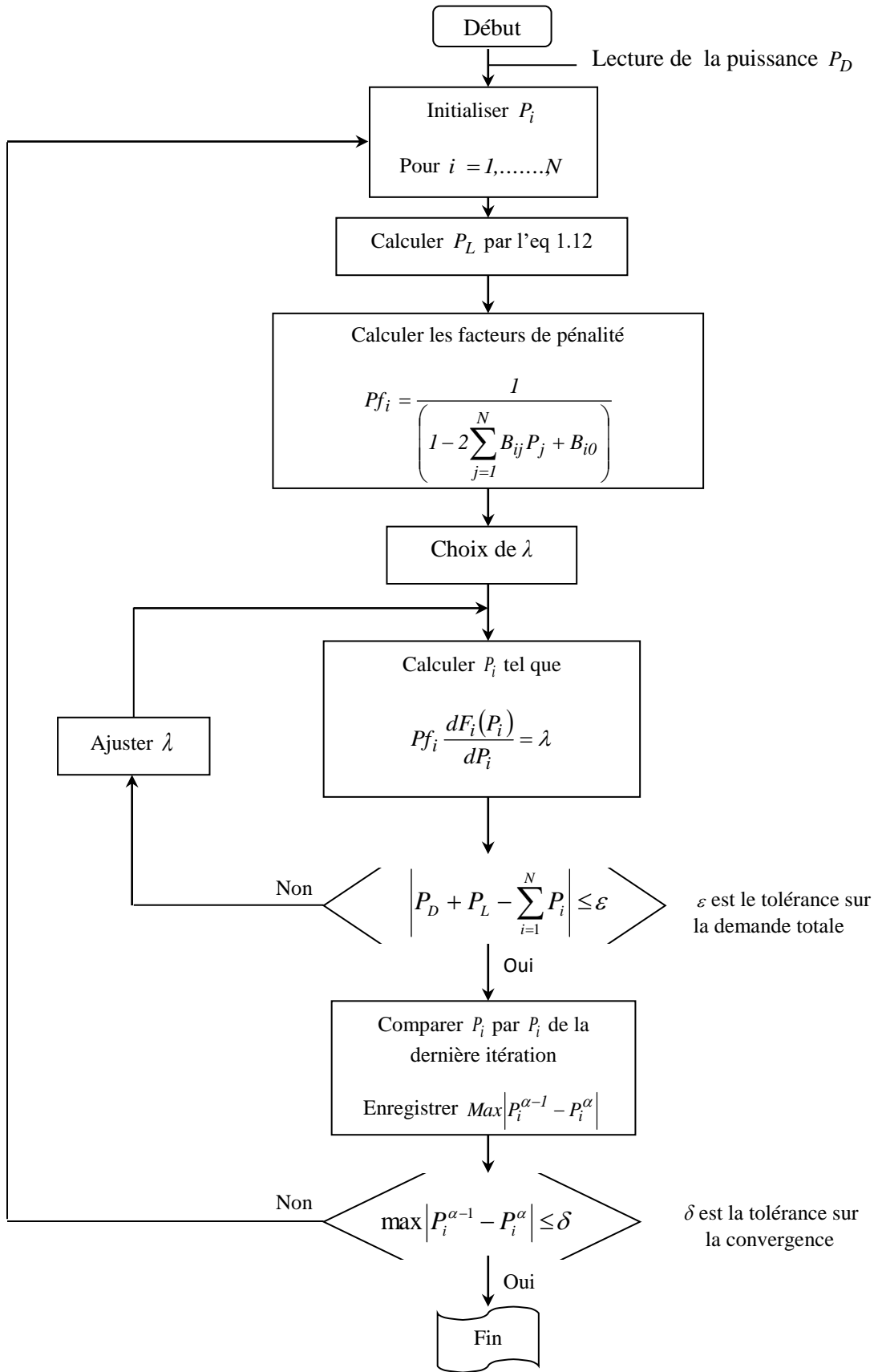


Figure I.8 Schéma fonctionnel de la méthode itérative de Lambda avec perte.

aux changements dans la transmission. Si les coûts incrémentaux croissants sont relativement plats 'flat', cette procédure pourrait être instable et des précautions spéciales pourraient être utilisées pour assurer la convergence).

I.4 Problème d'écoulement de puissance optimale

L'optimisation d'écoulement des puissances (OPF), est un problème de programmation non linéaire. Elle est employé pour déterminer les sorties optimales du générateur dans le système d'alimentation, avec un objectif pour réduire au minimum le coût de production total, tandis que le système fonctionne dans sa limite de sécurité.

L'écoulement de puissance optimal (OPF) est un outil très important dans la planification et le contrôle du fonctionnement des réseaux électriques modernes, en tenant compte de nombreuses contraintes techniques au niveaux des centrales de production, des capacités de transport des lignes électriques, des transformateurs, des systèmes FACTS, ainsi que l'environnement (émission des gaz toxiques comme SO_2 , NO_x).

Généralement, le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance est résolu par deux types de méthodes d'optimisation à savoir: les méthodes classiques et les méthodes intelligentes. Les méthodes d'optimisation classiques incluent des techniques bien connues comme la méthode de Gradient, la méthode Newtonienne, la Programmation quadratique, la programmation linéaire et la méthode de points intérieurs.

Dans ce qui suit, on présente des formulations mathématiques du problème de l'écoulement de puissance optimal, une brève revue de la littérature de l'OPF ainsi qu'un détail de quelques méthodes d'optimisation classiques les plus utilisées dans la résolution de l'OPF [5].

I.4.1 Formulation de l'OPF

Le problème d'OPF est composé par des fonctions objectives et une série de contraintes d'égalité et d'inégalité [6]. L'optimisation d'écoulement des puissances (Optimal Power Flow ou OPF) est l'une des fonctions principales de l'opération de production et du contrôle d'énergie électrique. L'objectif général est la détermination optimale de production des unités afin de réduire au minimum le coût de production tandis que le système actionne dans sa limite de sécurité [7].

I.4.2 Les équations de l'écoulement de puissance[9]

Dans le cas général, pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance, on considère que les puissances au jeu de barres i sont équilibrées, donc le bilan des puissances électriques à un jeu de barres i d'un réseau électrique de n jeux de barres est la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance demandée S_{Di} ; au niveau du même jeu de barres.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = P_{Gi} - P_{Di} + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I.20})$$

Les points de connexion des branches des réseaux sont codés par des numéros désignant chaque jeu de barres. Ces nombres spécifient les arrivées des lignes de transmission et des transformateurs. Les numéros sont utilisés pour identifier les types de jeux de barres et l'emplacement des éléments du réseau (condensateurs, inductances shunts et impédances). Les lignes de transmission connectent le jeu de barres i aux autres jeux de barres k dans le réseau électrique. Un jeu de barres peut être connecté au maximum à $(n-1)$ jeux de barres. On peut représenter chacune de ces lignes par un schéma équivalent avec une admittance série Y_{Sik} et une admittance parallèle Y_{Pik} «Si une ligne n'existe pas l'admittance sera égal à zéro (figure I.9) ».

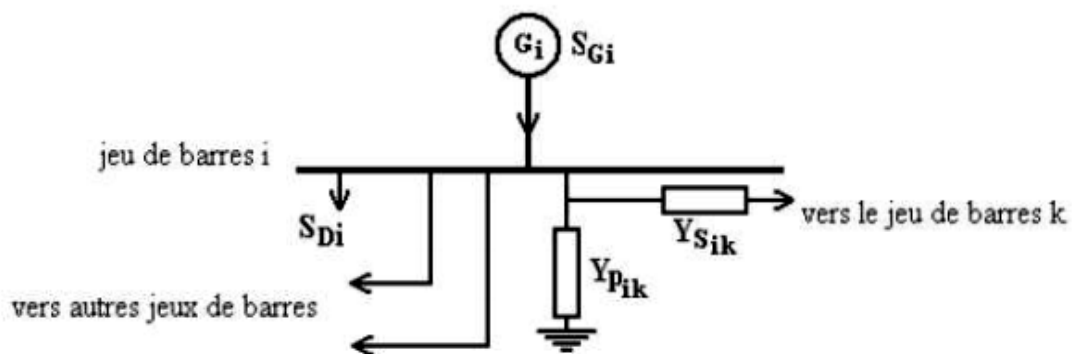


Figure I.9 Jeu de barres quelconque avec génération, charge et lignes de transmission

La construction du modèle mathématique, par lequel on peut prédire la forme de l'écoulement de puissance, est essentielle pour la compréhension du mécanisme de l'écoulement de puissance. Dans la formulation des équations de l'écoulement de puissance l'une des deux matrices (admittance ou impédance) est nécessaire.

La puissance apparente S_i injectée au jeu de barres i est donnée par l'équation :

$$S_i = V_i I_i^*$$

Où I_i est le courant qui entre dans le jeu de barres i . Ce courant est composé de deux composantes, une composante $Y_p V_i$ qui s'écoule à travers l'admittance shunt, et une composante $(V_i - V_k) Y_S$ qui s'écoule à travers l'admittance série de la ligne équivalente du réseau. D'après la loi de Kirchhoff appliquée à un jeu de barres, pour une seule phase, nous avons l'équation du courant:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i} = V_i \sum_{k \neq i}^n Y_{pik} + \sum_{k \neq i}^n Y_{sik} (V_i + V_k) = V_i \sum_{k \neq i}^n (Y_{pik} + Y_{sik}) + \sum_{k \neq i}^n (-Y_{sik}) V_k \quad (\text{I.21})$$

Avec $i=1, \dots, n$

On peut écrire l'équation (I.21) sous la forme suivante :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i} = Y_{i1} V_1 + Y_{i2} V_2 + \dots + Y_{ii} V_i + \dots + Y_{in} V_n \quad i=1, \dots, n$$

où

$$Y_{ii} = \sum_{k \neq i}^n (Y_{pik} + Y_{sik}) \quad \text{et} \quad Y_{ik} = Y_{ki} = -Y_{sik} \quad (\text{I.22})$$

Du fait que les puissances sont connues et les courants sont inconnus, donc les équations prendront des formes non linéaires :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k \neq i}^n Y_{ij} V_j \quad i=1, \dots, n \quad (\text{I.23})$$

Séparons la partie réelle et imaginaire de l'équation (I.23), on aura les équations (I.24) et (I.25) qui expriment l'équilibre des puissances actives et réactives au jeu de barres i :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (g_{ij} \cos \theta_{ij} + \sin \theta_{ij}) = f_{ip} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{I.24})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (g_{ij} \sin \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}) = f_{iq} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{I.25})$$

I.4.3 Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes [9]

La détermination des valeurs des puissances réparties dans les lignes de transport est indispensable afin de localiser les lignes électriques surchargées, de calculer la valeur de pertes de puissance et de déterminer les contraintes qui sont forcées.

Le courant de la branche entre les deux jeux de barres i et k , qui a le sens positif de i vers k est donné par :

$$I_{ik} = Y_{ik}(V_i - V_k) + V_i Y_p \quad (\text{I.26})$$

avec Y_{ik} : l'admittance de la ligne entre les deux jeux de barres i et k

Y_p : l'admittance shunt au jeu de barres i

$V_i Y_p$: la contribution shunt du courant au jeu de barres i .

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* I_{ik}$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^*(V_i - V_k)Y_{ik} + V_i^* V_i Y_p \quad (\text{I.27})$$

$$P_{ik} - jQ_{ki} = V_k^*(V_k - V_i)Y_{ik} + V_k^* V_k Y_p \quad (\text{I.28})$$

La valeur des pertes de puissance dans la ligne entre les deux jeux de barres i et k est la somme algébrique de la répartition des puissances déterminées à partir des relations (I.27) et (I.28).

I.4.4 Modèle mathématique [8]

Les producteurs d'énergie électrique déterminent expérimentalement les courbes donnant le coût de production de chaque groupe en fonction de la puissance qu'il débite. La fonction associée à ces courbes est un polynôme de degré « n ». En pratique, le plus souvent, elle est présentée sous forme d'un polynôme de deuxième degré :

$$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + C_i \quad (\text{I.29})$$

La fonction $F(P_{Gi})$ n'est connue que sous une forme discrète, c'est à dire, à partir d'un certain nombre de points. C'est pour cette raison qu'on fait appel à des méthodes d'interpolation afin de déterminer les coefficients a_i , b_i et c_i qui sont propres à chaque unité de production.

La figure I.10 montre la caractéristique du coût en fonction de P_g . L'augmentation du coût de générateur « i » est la dérivée partielle qui représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée.

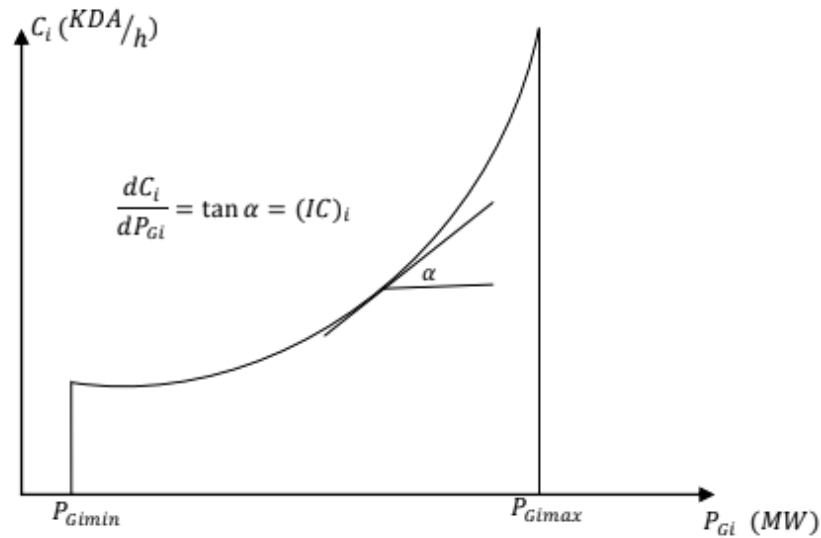


Figure I.10 Courbe modèle du coût de production en fonction des MW.

La minimisation de la fonction de coût total de production d'énergie électrique est une tâche qui se présente de la manière suivante :

$$\text{Min}\{F = \sum_{i=1}^n F_i(P_{Gi})\} \quad (\text{I.30})$$

Sous les contraintes suivantes :

I.4.4.1 Contraintes égalité

Les contraintes d'égalité de l'OPF tiennent généralement en compte de l'équilibre des puissances aux nœuds du réseau électrique. Les équations de flux de puissance exigent que la somme de l'injection de puissance active à chaque nœud soit égale à zéro.

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (\text{I.31})$$

$$\sum_{i=1}^{ng} Q_{Gi} - Q_D - Q_L = 0 \quad (\text{I.32})$$

I.4.4.2 Contraintes inégalité

Les contraintes d'inégalité de l'OPF prennent en compte les limites des composants dans le réseau électrique, ainsi que les limites techniques pour assurer la sécurité du réseau. Notamment, les générateurs ont des sorties maximales et minimales de puissances active et réactive, ce qui ajoute des contraintes d'inégalité.

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \quad (I.33)$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad (I.34)$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \quad (I.35)$$

$$|\delta_{ij}| \leq \delta_{ijmax} \quad (I.36)$$

F : Fonction de coût total.

F_i : Fonction coût de l'unité de production i .

n_g : Nombre des générateurs de production.

P_{Gi} : Puissance active produite par l'unité i .

P_D : Puissance active totale consommée par la charge.

Q_D : Puissance réactive totale consommée par la charge.

P_L : Pertes totales actives de transmission.

P_{Gimin} et P_{Gimax} : puissance active maximale et minimale du générateur i .

Q_{Gimax} et Q_{Gimin} : puissance réactive maximale et minimale du générateur i .

V_{imin} et V_{imax} : tension minimale et maximale de nœud i .

δ_{ij} : Déphasage entre le nœud i et j .

δ_{ijmax} : Déphasage maximale entre le nœud i et j .

Résoudre ce problème avec toutes ces contraintes est difficilement réalisable pour un grand réseau comportant généralement plusieurs nœuds et lignes d'interconnexion, donc il est nécessaire de simplifier le problème.

L'OPF est donc un outil avantageux pour contrôler le réseau électrique et il peut considérer à la fois les problèmes techniques ainsi que les problèmes économiques [6].

I.4.5 Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes d'optimisation Conventionnelles[5]

Traditionnellement, les méthodes d'optimisation classiques ont été un sujet de recherche active où elles ont été utilisées efficacement pour résoudre le problème de l'OPF. Ces méthodes sont basées sur des méthodes de programmation mathématiques et elles ont été introduire la première fois par Carpentier en 1962, où il introduisit une formulation de programmation non linéaire du problème de dispatching économique en prenant en considération des contraintes sur la tension et d'autres contraintes de fonctionnement. En 1968, une méthode de programmation

non linéaire a été développé par Dommel et Tinney pour minimiser le coût de combustible et les pertes de puissances actives, cette méthode est basée sur la méthode de Newton, un algorithme d'ajustement de gradient permettant d'obtenir le minimum et des pénalités pour prendre en compte les contraintes dépendantes. Le travail proposé par Dommel et Tinney a connu un essor considérable et il est devenu un guide pionnier dans la résolution de l'OPF.

Les techniques d'optimisation conventionnelles sont divisées en deux groupes : méthodes de programmation linéaire et méthodes de programmation non linéaire. Généralement, on peut classer les techniques les plus utilisées par leur ordre d'apparition comme suit :

I.4.5.1 Méthode de Gradient

La méthode de Gradient a été l'une des premières méthodes de programmation non linéaire proposée à la fin de 1960 pour résoudre le problème de l'OPF.

Cette approche utilise la dérivée du premier ordre de la fonction objectif pour déterminer la direction améliorée de la solution dans les étapes itératives. Généralement, la méthode de gradient est facile à implémenter mais elle a plusieurs inconvénients comme le risque de converger vers un optimum local, la difficulté de considérer toutes les contraintes d'inégalité liées au problème de l'OPF et la lenteur de la convergence surtout si le problème est à grande dimension.

I.4.5.2 Méthode de Newton

Dans le domaine des systèmes électriques, la méthode de Newton a été la méthode la plus largement utilisée dans le problème d'OPF. Elle est basée sur la détermination du vecteur gradient et de la matrice Hessienne basé sur les dérivées partielles de deuxième ordre des équations de l'écoulement de puissance. Cette méthode est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est particulièrement utile pour résoudre les problèmes des réseaux électriques, car une approximation initiale proche de la solution est facilement obtenue. Dans les techniques de Newton, les contraintes d'inégalités peuvent être facilement traitées en utilisant les conditions d'optimalité de Karush-Kuhn-Tucker ce qui permettent de déterminer si un point optimal a été atteint. Les inconvénients de cette approche est la sensibilité aux conditions initiales et la difficulté de l'identification efficace des contraintes d'inégalité.

I.4.5.3 Programmation linéaire

La programmation linéaire (Linear Programming LP) traite efficacement les problèmes où les fonctions objectives ainsi que les contraintes peuvent être décrites par des fonctions linéaires. Il est donc simple de résoudre un problème de dispatching économique en linéarisant les contraintes et les fonctions objectives et en utilisant la méthode de Simplexe. Mais pour le problème d'écoulement de puissance optimal, il est difficile d'adapter cette méthode puisque les contraintes d'égalités représentées par les équations d'écoulement de puissances ainsi que la fonction objective qui est représentée par les pertes de puissance dans les lignes électriques sont fortement non-linéaires.

I.4.5.4 Programmation quadratique

La programmation quadratique (Quadratic Programming QP) est un cas spécial de la programmation non-linéaire dont la fonction objective est quadratique et les contraintes sont linéaires. Cette approche est plus précise que les méthodes de programmation linéaire. Les techniques de QP utilisent les dérivées de deuxième ordre pour améliorer la vitesse de convergence, les méthodes de QP utilisent aussi la méthode de quasi-Newton ou une approximation de la Hessienne est faite. Ces méthodes peuvent rendre la convergence vers la solution trop lente si le nombre de variables est important (la matrice Hessienne est pleine).

I.4.5.5 Méthodes de point intérieur[5, 12]

La méthode de point intérieur (Interior Point IP) a été développée par Karmarkar en 1984 dans le cadre des problèmes linéaires. C'est une technique qui transforme efficacement les contraintes d'inégalité en contraintes d'égalité permettant ainsi de résoudre un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes d'inégalité, et suggère d'ajouter une pénalité à la fonction objective et l'ajout des variables d'écart pour transformer les inégalités. Des recherches plus approfondies sur cette méthode ont montré qu'elle donnait de très bonnes performances en termes de vitesse de convergence pour les problèmes de grande échelle surtout si le problème est linéaire ou quadratique.

A chaque itération, l'espace de travail est modifié à l'aide d'un changement de variable pour permettre de prendre un pas substantiel afin de s'éloigner de la solution actuelle. L'impact des déplacements dans le nouvel espace de travail est mesuré par rapport à une fonction de potentiel différente de la fonction objective du problème original.

Ceci se traduit par une diminution de la fonction de potentiel appréciable qui entraîne un taux de diminution de la fonction objectif original proportionnel à la diminution de la fonction de potentiel.

Le changement d'espace de travail entraîne également que la suite des points générés se trouve à l'intérieur du domaine réalisable (dans le sens où toutes les variables prennent une valeur positive) plutôt que de correspondre à des points extrêmes en bordure du domaine réalisable.

I.5 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, des notions sur la répartition économique et la fonction du coût, le problème de la répartition de la puissance optimale a été aussi exposé. Nous avons décrit les principales méthodes d'optimisation classiquement utilisées jusqu'à maintenant, à savoir, la méthode de : gradient, Lagrange, Newton Raphson ainsi que la méthode de Lambda pour solutionner l'EDP, sans et avec pertes actives dans les lignes, tout en développant les différentes équations et conditions, permettant de respecter les contraintes d'égalité et d'inégalité et de déterminer les coefficients B_{ij} des pertes. L'utilisation de ces méthodes pour résoudre le problème du l'EDP est complexe au niveau de la fonction de coût, où les contraintes sont vraiment non linéaires.

Ainsi que nous avons présenté la modélisation des différents composants du réseau électrique et la formulation détaillée de l'OPF. Pour la résolution de ce problème ,plusieurs méthodes classiques ont été présentées et discutées. Parmi ces méthodes de résolution ,la méthode de point intérieur sera utilisée pour la résolution de ce problème.

CHAPITRE II

Problème d'Engagement des Turbines: Unit Commitment

II.1 Introduction

Le problème d'engagement des unités de production, consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le coût de production total. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante. De plus, chaque unité possède ses propres limites de production et un temps minimal de redémarrage et d'arrêt. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation complexe mixte, combinatoire et non linéaire. On peut grouper les méthodes de résolution de ce problème en trois classes :

- Méthodes déterministes.
- Méthodes méta-heuristiques.
- Méthodes hybrides (déterministe-méta-heuristique) ou (méta-heuristique-méta-heuristique).

Dans ce chapitre, on présente d'abord dans une première phase, la formulation mathématique de la fonction objective du problème ainsi que les différentes contraintes. Ensuite, dans une deuxième phase, nous traitons les différentes techniques classiques utilisées pour résoudre le problème de l'engagement des unités de production qui sont la liste de priorités, la programmation dynamique en avant 'Forward Dynamic Programming' et en arrière 'Backward Dynamic Programming'.

II.2 Formulation du Problème de l'engagement des unités de production

II.2.1 Fonction objectif de l'engagement des unités de production [11]

L'objectif du problème de l'engagement des unités de production est la minimisation de la fonction coût totale de production, en terme mathématique, il s'écrit :

$$\min_{P_i(t), U_i(t)} [F_T = \sum_{t=1}^{Nt} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t)U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))U_i(t - 1)]] \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$U_i(t)$: est l'état de l'unité i à l'instant t : un zéro signifie que la centrale est à l'arrêt, un 1 qu'elle est en fonctionnement.

$F_i(P_i(t))$: est le coût de production de l'unité i à l'instant t , dans le cas le plus fréquent .

$$P_i(t) = a_i + b_i P_i(t) + c_i P_i^2(t) \quad (\text{II.2})$$

$$i=1, \dots, N$$

$$t=1, \dots, N_t$$

$ST_i(t)$: représente le coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t , il dépend du temps pendant lequel l'unité i a été éteinte X_i^{OFF} , il peut être représenté par l'une des deux formes :

a. Fonction à deux pas

$$ST_i(t) = \begin{cases} HSC_i, Si MDT_i \leq X_i^{OFF} \leq MDT_i + SC_i \\ CSC_i, Si X_i^{OFF} > MDT_i + SC_i \end{cases} \quad (II.3)$$

CSC_i (Cold Start Cost) : coût de redémarrage à froid de l'unité i (\$).

HSC_i (Hot Start Cost) : coût de redémarrage à chaud de l'unité i (\$).

SC_i (Cold Start) : durée de redémarrage à froid de l'unité i (heures).

b. Fonction exponentielle

$$ST_i(t) = b_0 \left(1 - \exp(-X_i^{OFF} / \tau) \right) + b_i \quad (II.4)$$

$DC_i(t)$: représente le coût d'extinction de l'unité i à l'instant t , il est souvent constant.

Remarque

Pour tenir compte des contraintes des zones interdites et des contraintes environnementales, la fonction de coût de production $F_i(p_i(t))$ sera modifiée suivant le cas, ses contraintes sont considérées parmi les contraintes du sous- problème de répartition économique de puissance.

II.2.2 Contraintes de l'engagement des unités de production

Le problème de l'Unit Commitment est lié aux contraintes suivantes :

II.2.2.1 Contraintes du Système

On peut représenter ces contraintes comme suit :

- ✓ **Demande à satisfaire** : La puissance délivrée par les unités allumées doit être égale à la somme de la charge totale et les pertes :

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad (II.5)$$

$t=1, \dots, N_t$

✓ Réserve à garantir

Une notion très importante est celle de la sécurité. En effet, on n'est jamais à l'abri d'une défaillance technique, et on ne peut tolérer le fait de couper l'électricité dans tout un secteur dès qu'une unité est forcée de déclencher. Il faut donc une certaine quantité de réserves tournantes à chaque instant t notée $P_R(t)$. On considère généralement que la réserve doit assurer 20% de la demande :

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t)U_i(t) = P_D(t) + P_R(t) \quad (II.6)$$

Les pertes par le système de transmission peuvent être évaluées approximativement par :

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i(t)B_{ij}P_j(t) + \sum_{i=1}^N B_{i0}P_i(t) + B_{00} \quad (II.7)$$

Avec :

P_j : Puissance minimale de l'unité j (MW).

B_{ij} : Élément (i, j) d'une matrice carrée de dimension $(N \times N)$.

B_{i0} : Élément i d'un vecteur de dimension N .

B_{00} : Pertes constantes (MW)

II.2.2.2 Contraintes des unités

Ces contraintes sont données comme suit :

✓ Puissance bornée

Pour chaque unité allumée, la puissance délivrée doit être incluse entre la limite minimale et la limite maximale de génération :

$$P_i^{min} \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \text{ si } U_i(t) = 1 \quad (II.8)$$

✓ Temps minimal d'allumage

Quand une unité est démarrée, on ne peut pas l'éteindre que si le temps de marche dépasse le temps minimal de fonctionnement de cette unité :

$$MUT_i \leq X_i^{on} \quad (II.9)$$

✓ Temps minimal d'extinction

Quand une unité est éteinte, on ne peut pas la démarrer que si le temps d'arrêt dépasse le temps minimal d'extinction de cette unité :

$$MDT_i \leq X_i^{OFF} \quad (II.10)$$

✓ **Élévation maximale de la puissance**

$$P_i(t) \leq \min(P_i^{max}, P_i(t-1) + UR_i) \text{ si } U_i(t-1) = 1 \text{ et } U_i(t) = 1 \quad (\text{II.11})$$

$i=1, \dots, N \quad t=1, \dots, N_t$

✓ **Chute maximale de la puissance**

$$P_i(t) \geq \max(P_i^{max}, P_i(t-1) - DR_i) \text{ si } U_i(t-1) = 1 \text{ et } U_i(t) = 1 \quad (\text{II.12})$$

$i=1, \dots, N \quad t=1, \dots, N_t$

✓ **Autres contraintes**

Il existe d'autres contraintes telles que : l'état initial des unités, les puissances initiales délivrées par les unités, la contrainte du personnel, et le fonctionnement obligatoire de certaines unités (Must-Run).

II.3 Techniques classiques de résolution de l'engagement

II.3.1 Liste de priorités

La méthode de résolution du problème d'engagement des unités la plus "basique", consiste à la création d'une liste de priorité pour les unités génératrices. La liste de priorité pourrait être obtenue en notant le coût de production de chaque centrale lors son fonctionnement en pleine charge :

$$(a_i + b_i p_i^{max} + C_i P_i^{max^2}) / P_i^{max} \quad (\text{II.13})$$

Pour : $i = 1 \dots N$

Et on met en ordre croissant les centrales dans une liste de priorité. On crée ensuite les engagements, en sélectionnant les unités dans l'ordre de la liste, et on calcule la somme des puissances minimales et maximales de ces engagements. Enfin, on détermine quels sont ceux capables de satisfaire la demande de la manière la plus économique possible. Pour terminer, on vérifie s'il n'est pas plus intéressant de maintenir certaines unités en réserve plutôt que de les arrêter complètement.

Cette méthode est une méthode simple, rapide mais la solution trouvée n'est pas toujours une solution réalisable, elle donne toujours la solution optimale si on suppose que :

- Les coûts d'extinction des unités sont nuls ;
- Les caractéristiques entrée-sortie pour chaque unité sont linéaires entre zéro et la pleine charge.
- Le coût de redémarrage est fixe.

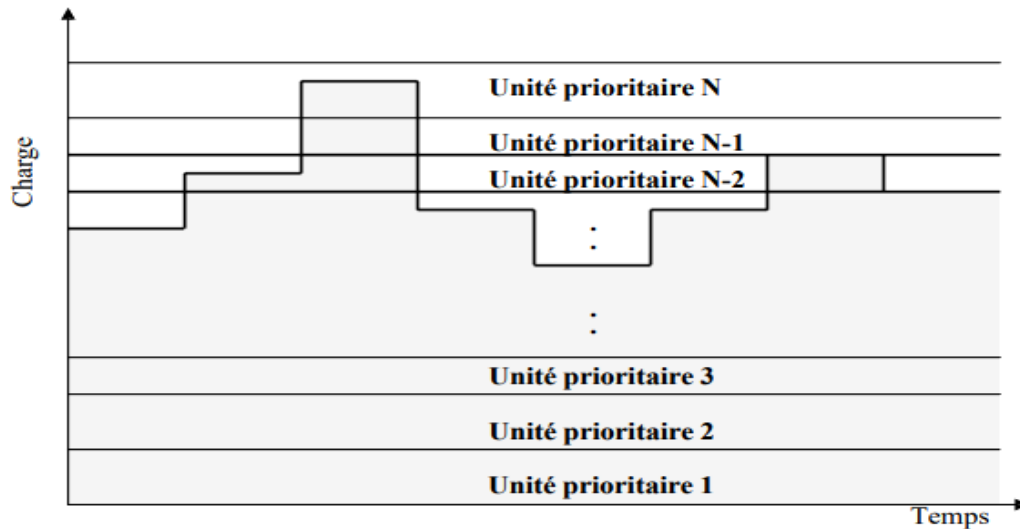


Figure II.1 Méthode de la liste de priorité

II.3.2 Programmation dynamique

La Programmation Dynamique a été introduite la première fois en 1950 par le mathématicien Américain Richard Bellman qui a décrit une façon de résoudre les problèmes d'optimisation de manière séquentielle. Durant plus de quarante années depuis son développement, le nombre d'usages et d'applications de Programmation Dynamique a augmenté énormément. La programmation dynamique est une méthode d'optimisation opérant par phases (ou séquences) dont l'efficacité repose sur le principe: toute politique optimale est composée de sous-politiques optimales.

II.3.2.1 Méthodologie

La programmation dynamique consiste en un algorithme récursif parcourant le problème d'heure en heure. On distingue la programmation dynamique en avant 'Forward Dynamic Programming' et la programmation dynamique en arrière 'Backward Dynamic Programming' suivant que l'on parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre. Le principe est que l'on part d'un état optimal et que l'on trouve l'optimal à l'heure précédente/suivante en utilisant le 'backward'/'forward', c'est-à-dire que l'on va tester où est-ce qu'on pouvait être à l'heure d'avant pour atteindre l'optimal (backward), ou où est-ce que l'on sera à l'heure d'après en partant de l'optimal (forward) et trouver ainsi un nouvel état optimal. On procède ainsi de suite de proche en proche, sans oublier qu'il y aura nécessairement des conditions à l'arrivée qu'il faudra respecter.

Bien que cet algorithme permette de trouver la solution optimale, la prise en compte de toutes les combinaisons réalisables n'est possible qu'avec des parcs ne comportant qu'un faible nombre d'unités. On peut toutefois l'accélérer en limitant l'espace de recherche. Il s'agit donc de trouver un compromis entre optimalité et temps de calcul.

Pour chaque étape, il existe $2^N - 1$ combinaisons possibles. Si les contraintes sont imposées, le nombre de combinaisons possibles se réduit, les étapes de la programmation dynamique sont :

1. Trouver pour chaque période toutes les combinaisons possibles qui satisfont les contraintes : somme de puissances maximales des unités allumées doit être supérieure ou égale à la somme de la charge et du réserve et somme de puissances minimales des unités allumées doit être inférieure ou égale à la somme de la charge et du réserve.
2. Calculer le coût de production total pour toutes les combinaisons possibles à chaque étape.
3. Depuis la première étape, établir tous les chemins possibles qui satisfont les contraintes : le temps pendant lequel les unités sont allumées doit être supérieur ou égal au temps minimal d'allumage et le temps pendant lequel les unités sont éteintes doit être supérieur ou égal au temps minimal d'extinction.
4. Calculer le coût de production total pour chaque chemin possible, il est égal à la somme des productions pour chaque étape plus les coûts de redémarrage et les coûts d'extinction de toutes les unités.
5. Établir la planification optimale correspondant au chemin le moins coûteux.

II.3.2.2 Types de programmation dynamique

Il y a deux types de programmation dynamique suivant qu'il parcourt le problème dans un sens ou dans l'autre:

- ✓ Programmation Dynamique en Arrière (Backward Dynamic Programming).
- ✓ Programmation Dynamique en Avant (Forward Dynamic Programming).

II.3.2.2.1 Programmation dynamique en arrière

a. Principe

C'est la première approche de la programmation dynamique, la solution commence par le dernier intervalle et termine par le premier intervalle considéré. On définit un état comme la combinaison des unités allumées et éteintes. Les équations de la programmation dynamique pour le calcul de coût de production total minimal durant l'intervalle K sont données par :

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{J\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K, I: K + 1, J) + F_{cost}(K + 1, J)] \quad (\text{II.14})$$

$$F_{cost}(M, I) = P_{cost}(M, I) \quad (\text{II.15})$$

Avec :

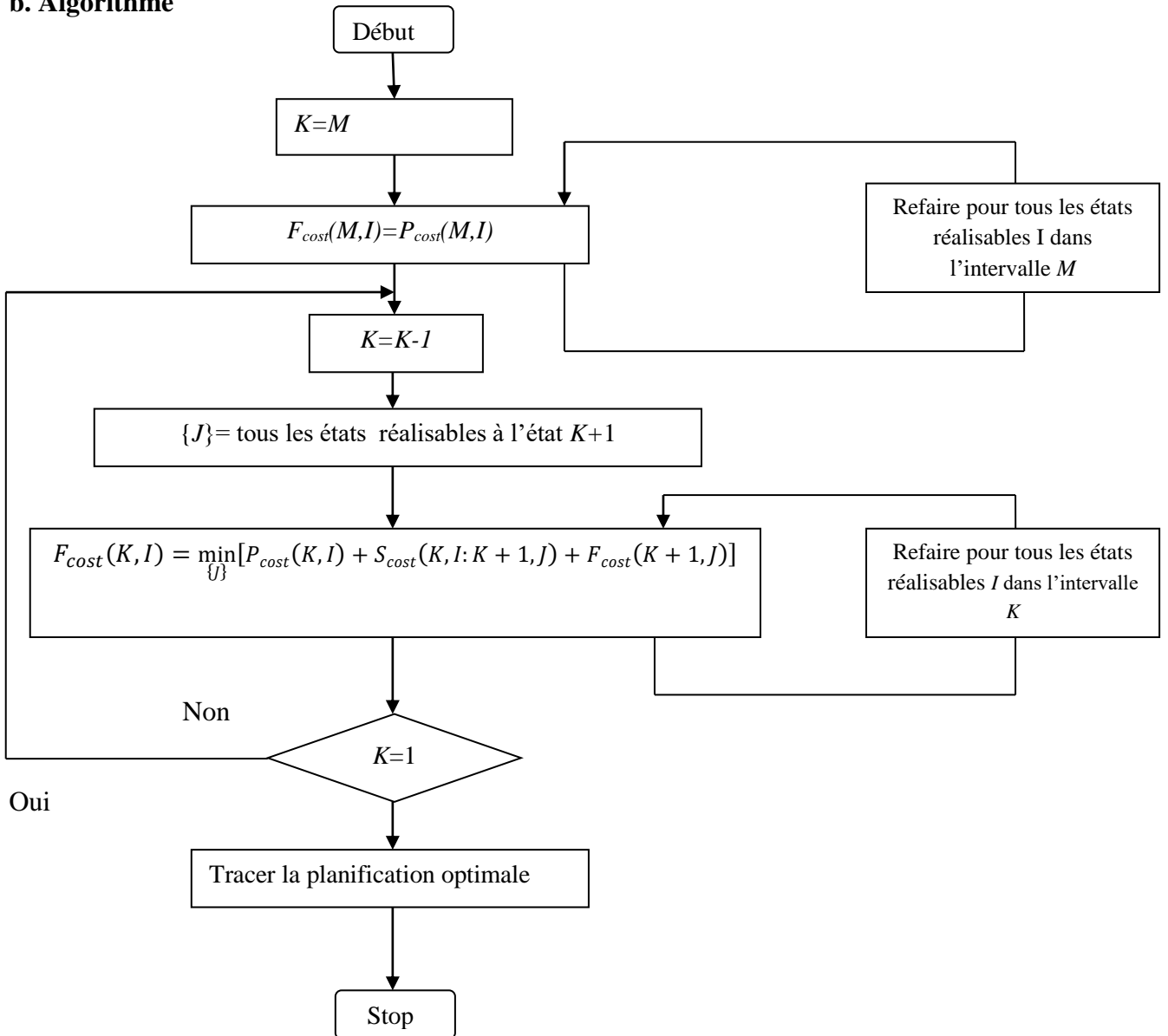
M : Nombre d'intervalles de temps.

$F_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal de l'état I dans l'intervalle K jusqu'au dernier intervalle M .

$P_{cost}(K, I)$: Coût de production minimal qui alimente la charge durant l'intervalle K avec l'état I , il est obtenu en calculant la répartition économique des unités allumées à l'état I .

$S_{cost}(K, I: K+1, J)$: Coût de transition de l'état I dans l'intervalle K vers l'état J dans l'intervalle $K + 1$ (coûts de redémarrage et d'extinction des unités).

$\{J\}$: est l'ensemble des états réalisables dans l'intervalle $K + 1$.

b. Algorithme**Figure II.2** Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière**II.3.2.2 Programmation dynamique en avant****a. Principe**

La Programmation dynamique en arrière ne couvre pas beaucoup de situations pratiques. Par exemple si le coût de redémarrage d'une unité est une fonction du temps pendant lequel l'unité est hors ligne, dans ce cas la Programmation dynamique en avant est plus convenable puisque à

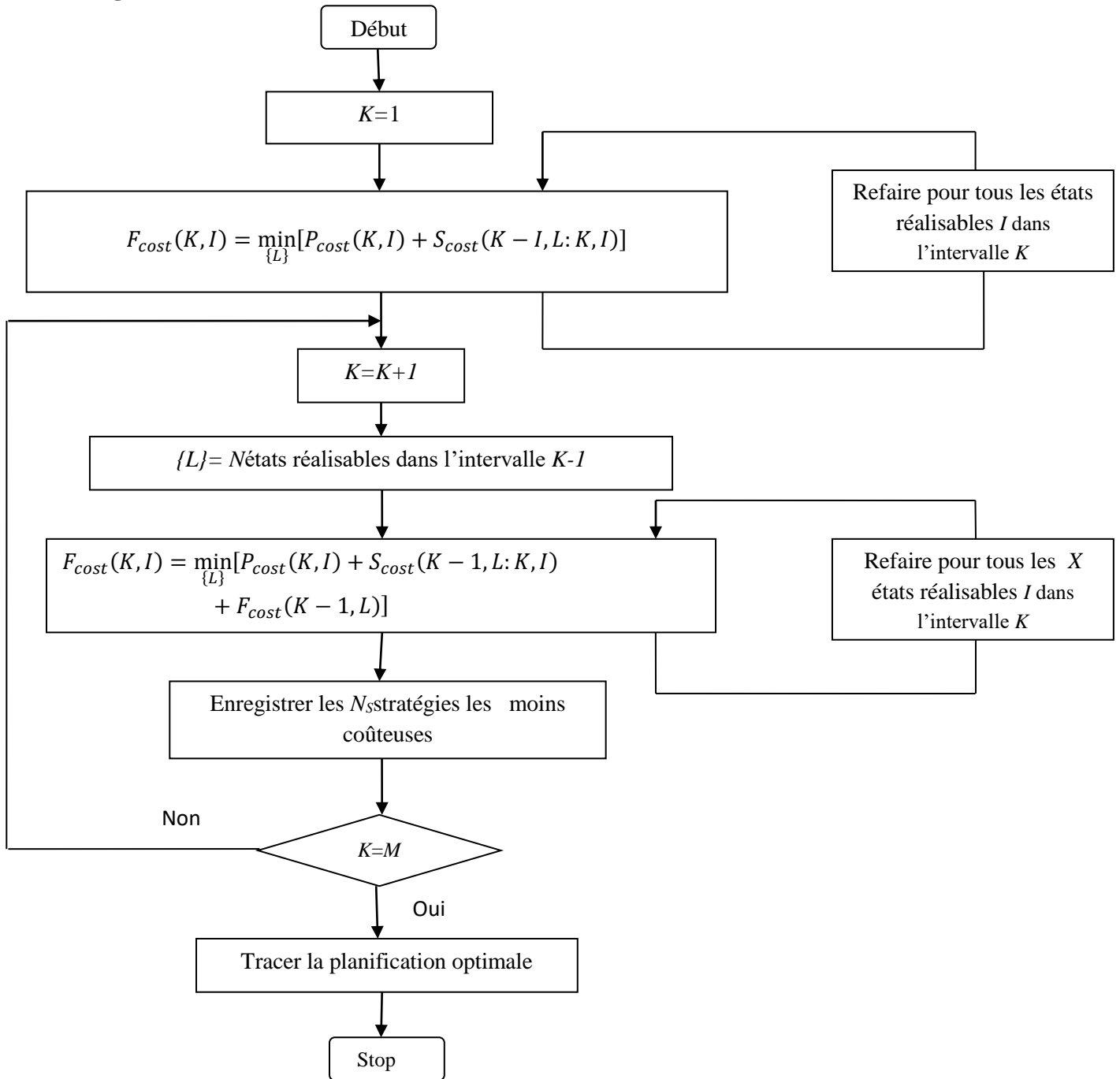
chaque étape, on peut calculer ce temps. Les équations de la programmation dynamique pour le calcul de coût de production total minimal durant l'intervalle K sont données par :

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{L\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K - 1, L : K, I) + F_{cost}(K - 1, L)] \quad (II.16)$$

$F_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal depuis l'état initial jusqu'à l'arrivée à l'état I dans l'intervalle K .

$P_{cost}(K, I)$: Coût de production total minimal qui alimente la charge durant l'intervalle K avec l'état I , il est obtenu en calculant la répartition économique des unités allumées à l'état I .

$S_{cost}(K - 1, L : K, I)$: Coût de transition de l'état L dans l'intervalle $K - 1$ vers l'état I dans l'intervalle K (coûts de redémarrage et d'extinction des unités).

b. Algorithme**Figure II.3** Algorithme de la Programmation Dynamique en avant**II.3.2.3 Limitation de l'espace de recherche**

Bien que la méthode de la programmation dynamique permette de trouver la solution optimale, la prise en compte de toutes les combinaisons n'est possible qu'avec des parcs ne comportant qu'un faible nombre d'unités. On peut toutefois l'accélérer en limitant l'espace de recherche. Il s'agit donc de trouver un compromis entre optimalité et temps de calcul. Dans la

programmation dynamique en avant, on appelle une stratégie la transition, ou chemin depuis une combinaison à une heure donnée vers une autre combinaison à l'heure suivante. Deux autres variables seront introduites (figure II.4).

X : nombre d'états possibles à chaque période.

N_S : nombre de stratégies, ou chemins, enregistrés à chaque étape.

Ces variables permettent un contrôle de l'effort de calcul, le maximum de X et N_S , est $2N-1$. Réduire le nombre N_S veut dire qu'on se débarrasse des stratégies les plus chères, et on ne sauvegarde que les N_S stratégies les moins chères.

Il n'y a aucune assurance que la planification optimale sera trouvée si on réduit le nombre de stratégies : seulement l'expérience peut indiquer l'erreur associée à la limitation du nombre de stratégies.

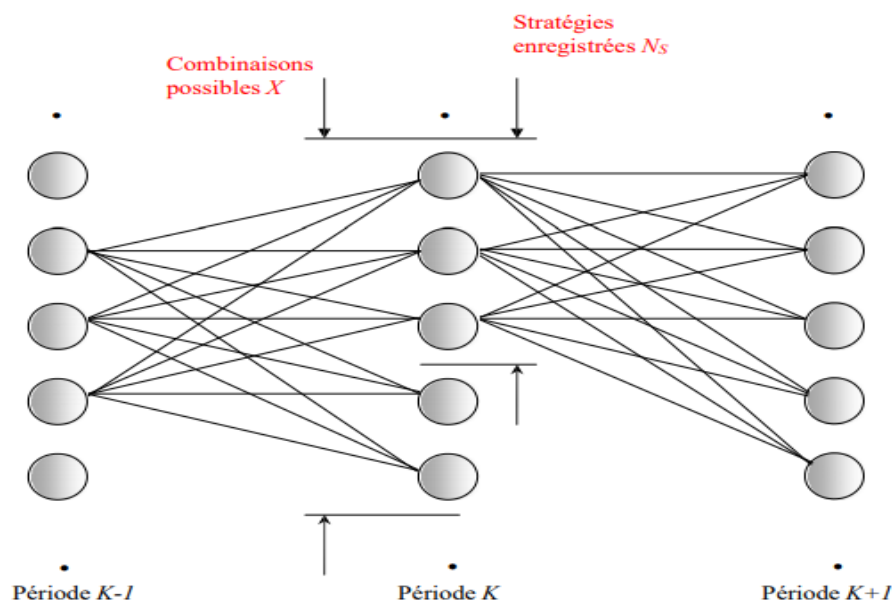


Figure II.4 Restriction des chemins de recherche avec $N_S=3$ et $X=5$

II.4 Conclusion

Dans ce niveau de supervision, nous avons traité le problème d'engagement d'unité (UCP) par une application de la méthode de programmation dynamique.

Ce chapitre a consisté en sa totalité en une étude économique dont l'objectif était de réduire au minimum le coût totale, nous avons exposé la formulation mathématique de la fonction objective et les différentes contraintes du problème d'engagement des turbines.

Cette méthode réussira de trouver une solution satisfaisante pour le problème de *l'UCP*, Mais il reste toujours le problème de cette méthode devant les système de grands tailles en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solution d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système. En conséquence, le temps de calcul des méthodes exactes devient très grand.

CHAPITRE III

Applications et Interprétations

III.1 Introduction

Dans ce chapitre et pour résoudre le problème d'engagement de turbines dans un réseau d'énergie électrique avec et sans contraintes de sécurité, en utilisant la modélisation et les méthodes mathématiques présentées dans les chapitre précédents, nous avons élaboré des programmes sous l'environnement MATLAB. Dans cette partie, le sous problème de la répartition économique, qui est un sous problème de l'UCP, est résolu en utilisant la technique de programmation dynamique en avant.

Pour valider les programmes élaborés, plusieurs tests sur des réseaux de tailles différentes ont été faits et les résultats trouvés ont été comparés à ceux d'autres techniques dans la littérature. Il faut signaler que les calculs ont été faits sur un PC Intel (R) core (TM) i5-4200U CPU @ 1.60 Hz 2.30 GHz, mémoire installée (RAM) :6.00 GO

La restructuration de l'industrie de l'énergie électrique dans de nombreuses régions du monde crée un besoin des nouvelles analyses et outils de simulation. Pour tester des nouvelles idées et méthodologies pour l'exploitation de systèmes électriques compétitifs, les chercheurs doivent facilement accès à des outils de simulation faciles à utiliser et à modifier. Dans ce travail, nous avons fait appel à l'outil de simulation MATPOWER (version 3.0.0) pour la résolution de l'OPF.

MATPOWER (version 3.0.0) est un ensemble de fichiers MATLAB qui peut être utilisé pour résoudre les problèmes suivants:

- Ecoulement de puissance (basé sur la méthode de Newton),
- Ecoulement de puissance optimal (en utilisant la méthode du point intérieur).

Les futures versions de MATPOWER peuvent inclure la possibilité de faire:

- Répartition économique,
- Engagement des unités,
- Engagement de l'unité combiné à l'écoulement de puissance optimal
- Stabilité transitoire
- Ecoulement de puissance optimal sous contrainte de stabilité

III.2 Problème de la répartition économique de puissance

III.2.1 Applications sur la méthode de Lambda

III.2.1.1- Système à 3 générateurs

Nous avons élaboré un programme utilisant la méthode itérative de Lambda variable en suivant l'organigramme montré dans la figure (I.8). Pour valider le programme élaboré, une application sur un réseau à trois nœuds alimentant une charge $D = 300$ MW est faite. Les données de ce système sont résumées dans le tableau (III.1). Les coefficients des pertes (en per-unit donnés sur la base de 100 MVA).

Tableaux III.1 Données du système à 3 générateurs.

Unité	$P_{i, \min}$	$P_{i, \max}$	a_i (\$)	b_i (\$/MW)	c_i (\$/MW ²)
1	20	250	328.1300	8.6630	0.0053
2	15	150	136.9100	10.0400	0.0061
3	15	150	59.1600	9.7600	0.0059

Tableaux III.2 Résultats du système à 3 générateurs.

<i>Puissance délivrée</i>	<i>MW</i>
P_1	183.9683
P_2	45.5391
P_3	70.4955
<i>Puissance totale</i>	300.0029
<i>Puissance demandée (D)</i>	300
<i>Coût de total (\$)</i>	3.4829e+003
<i>Nombre d'itérations</i>	03
<i>Temps de calcul</i>	0.0079 s

III.2.1.2 Système à 6 générateurs

Une autre application est faite sur un réseau à six nœuds alimentant une charge $D = 1263$ MW. Les données de ce système sont résumées dans le tableau (III.3).

Tableaux III.3 Données du système à 6 générateurs.

<i>Unité</i>	$P_{i, min}$	$P_{i, max}$	$a_i(\$)$	$b_i (\$/MW)$	$c_i (\$/MW^2)$
1	100	500	240	7.0	0.0070
2	50	200	200	10.0	0.0095
3	80	300	220	8.5	0.0090
4	50	150	200	11.0	0.0090
5	50	200	220	10.5	0.0080
6	50	120	190	12.0	0.0075

Tableaux III.4 Résultats du système à 6 générateurs.

<i>Puissance délivrée</i>	<i>MW</i>
P_1	446.7074
P_2	171.2581
P_3	264.1057
P_4	125.2169
P_5	172.1190
P_6	83.5936
<i>Puissance totale</i>	1262.9962
<i>Puissance demandée (D)</i>	1263
<i>Coût de total (\$)</i>	1.5276e+004
<i>Nombre d'itérations</i>	06
<i>Temps de calcul</i>	0.0150 s

III.2.2 Ecoulement de puissance (*OPF*)

Dans ce travail l'*OPF* a été résolue de la méthode de point intérieure (*IP*) par le math power et on fait l'appel pour l'*UCP* en cas de contrainte de sécurité.

III.3 Problème d'engagement des turbines: Unit Commitment

III.3.1 Programmation Dynamique

Pour résoudre le problème d'engagement des turbines, nous avons élaboré un programme utilisant la technique de la programmation dynamique et pour résoudre le problème de répartition économique de puissance, on a utilisé la méthode de lambda déjà validée.

Puisque le coût de redémarrage des unités éteintes est fonction de temps, nous avons choisi alors la programmation dynamique en avant « Forward Dynamic Programing » qui s'adapte bien à notre cas.

III.3.1.1 Exemple d'application

Pour mieux comprendre le processus de fonctionnement de la méthode de la programmation dynamique, nous avons commencé notre étude par l'application sur un réseau de petite taille (système à 4 unités). Les données de ce système sont présentées dans le tableau (III.5).

Tableau III.5 Caractéristiques des générateurs du système à 4 unités

Unité	P_{min} MW	P_{max} MW	a \$	b \$/MW	c \$/MW ²	MUT hrs	MDT hrs	HSC \$	CSC \$	CS hrs	IS^* hrs
1	25.0	80.0	25	1,5	0.00396	4	2	150.0	350.0	4	-5
2	60.0	250.0	72	1,35	0.00261	5	3	170.0	400.0	5	5
3	75.0	300.0	49	1,2643	0.00289	5	4	500.00	1100.00	5	5
4	20.0	60.0	15	1,4	0.00510	1	1	0.00	0.02	6	1

* : est l'état initial de l'unité i (heures), par exemple $IS_i = -5$ veut dire que l'unité a été éteinte depuis cinq heures.

III.3.1.2 Etude sur une période de 8 heures

Nous allons commencer notre étude sur une période de 8 heures. Le tableau III.6 montre la variation de la charge durant cette période. Le tableau III.7 résume les différentes combinaisons possibles de ce réseau à 4 générateurs ainsi que les puissances minimale et maximale correspondantes à chaque combinaison.

Tableau III.6 Variation de la charge durant 8 heures

Heures	Charge(MW)
1	300
2	400
3	575
4	650
5	600
6	500
7	400
8	300

Tableaux III.7 : Combinaisons possibles du système à 4 unités

N° Comb	Unités				$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$
	1	2	3	4		
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	1	20	60
2	0	0	1	0	75	300
3	0	0	1	1	95	360
4	0	1	0	0	60	250
5	0	1	0	1	80	310
6	0	1	1	0	135	550
7	0	1	1	1	155	610
8	1	0	0	0	25	80
9	1	0	0	1	45	140
10	1	0	1	0	100	380
11	1	0	1	1	120	440
12	1	1	0	0	85	330
13	1	1	0	1	105	390
14	1	1	1	0	160	630
15	1	1	1	1	180	690

III.3.1.3 Echantillon de calcul

Les équations de la programmation dynamique en avant pour le calcul de coût de production total minimale durant l'intervalle K sont données par :

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{L\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K - 1, L; K, I) + F_{cost}(K - 1, L)]$$

Pour faire le calcul il, faut d'abord savoir :

- Les états possibles qui sont comme suite :

$$\{ \} = \{0011.0110.0111.1110\} = \{3.6.7.14\}$$

- Etat initial

- A l'heure 0 $\{J\} = \{7\}$,

- $K=1$: 1^{ère} heure

$$\begin{aligned} F_{cost}(1,14) &= P_{cost}(1.14) + S_{cost}(0.7; 1.14) \\ &= 631.2 + 161.9 = 793.1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_{cost}(1,7) &= P_{cost}(1.7) + S_{cost}(0.7; 1.7) \\ &= 631.2 + 0 = 631.2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_{cost}(1,6) &= P_{cost}(1.6) + S_{cost}(0.7; 1.6) \\ &= 631.2 + 5.7 = 636.9 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_{cost}(1,3) &= P_{cost}(1.3) + S_{cost}(0.7; 1.3) \\ &= 631.2 + 115.1 = 746.3 \end{aligned}$$

- $K=2$: 2^{ème} heure

$$\{7.11.14.15\} = \{I\}$$

Supposons que stratégie $N_s = 4$ donc

$$\begin{aligned} F_{cost}(2,7) &= \min_{\{7,11,14,15\}} [P_{cost}(2,I) + S_{cost}(1,6; 2,I) + F_{cost}(1,6)] \\ &= \min \begin{bmatrix} (840.9 + 144.3) \\ (850.4 + 144.3) \\ (860.8 + 59.3) \\ (841.7 + 0) \end{bmatrix} + 636.9 = 1478. \quad \text{Ainsi de suite} \end{aligned}$$

III.3.1.4 Résultats

Les états possibles résultats du programme prennent en considération les contraintes coût (Coût d'extinction et de démarrage) et les limites sur les puissances des unités.

La figure (III.1) illustre le processus de calcul de la programmation dynamique, les ellipses présentent les combinaisons possibles des unités à chaque période et les numéros à l'intérieur indiquant le numéro de la combinaison considérée.

Par exemple à la deuxième heure ; les meilleurs coûts à l'état 7, 11, 14 et 15 résulte par transition depuis l'état 6 à la première heure. Le chemin optimal et évidemment le chemin qui coûte le moins chère, il est tracé dans la figure par le trait gras, et la solution optimale du problème est présentée dans le tableau (III.8).

Tableau III.8 Résultats du système à 4 générateurs durant 8 heures.

Heures	1	2	3	4	5	6	7	8
Unité 1	0	0	80.00	80.00	80.00	80.00	0	0
Unité 2	149.84	170.85	220.78	250.00	233.92	212.89	170.85	149.84
Unité 3	3150.15	169.13	214.22	260.00	226.08	207.09	169.13	150.15
Unité 4	0	60.00	60.00	60.00	60.00	0	60.00	0
Coût de production totale :								8441.821 \$

III.3.2 Réseau IEEE 57-nœuds

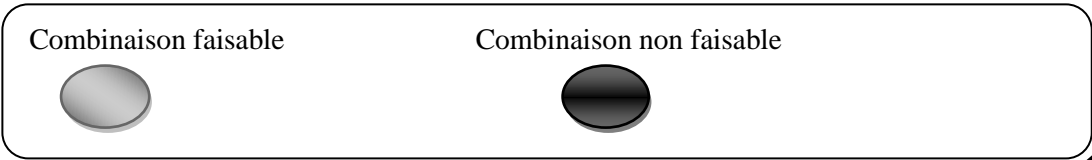
Le réseau électrique test IEEE 57-nœuds, présenté en annexe A, est un réseau standard qui représente une portion du système de puissance électrique Américain (in the U.S. Midwest) pour Décembre 1961. Ce réseau est constitué de 57 jeux de barres et 7 générateurs liées aux jeux de barres n°=1,2,3,6,8,9 et 12 injectant leurs puissances à un système alimentant 50 charges (PQ bus) à travers 80 lignes de transport. Le schéma unifilaire du réseau est présenté dans la figure A.1. Cet application considère un système de sept générateurs, les caractéristiques des générateurs sont présentées dans le tableau (III.9).

Tableau III.9 Caractéristiques des générateurs du réseau IEEE 57-nœuds

Unité	Pmin	Pmax	MUT	MDT	HSC	CSC	SC	Cold	IS	ramp	UR	DR
	(MW)	(MW)	(hr)	(hr)	(\$)	(\$)		star	(hr)		(MW)	(MW)
1	100	500	5	4	600	600	0	0	-4	100	250	250
2	50	150	3	2	200	200	0	0	-2	30	150	150
3	50	150	3	2	200	200	0	0	-2	30	150	150
4	50	120	1	1	200	200	0	0	-8	24	120	120
5	80	300	4	3	400	400	0	0	1	60	150	150
6	50	120	1	1	200	200	0	0	-8	24	120	120
7	80	300	4	3	400	400	0	0	1	60	150	150

IS :est l'état initial de l'unité i (heures), par exemple IS= -4 veut dire que l'unité a été éteinte depuis quatre heures.

Unité 4
Unité 3
Unité 2
Unité 1
Numéro



$$\frac{\text{Coût de production instantanée}}{\text{Coût de production total}}$$

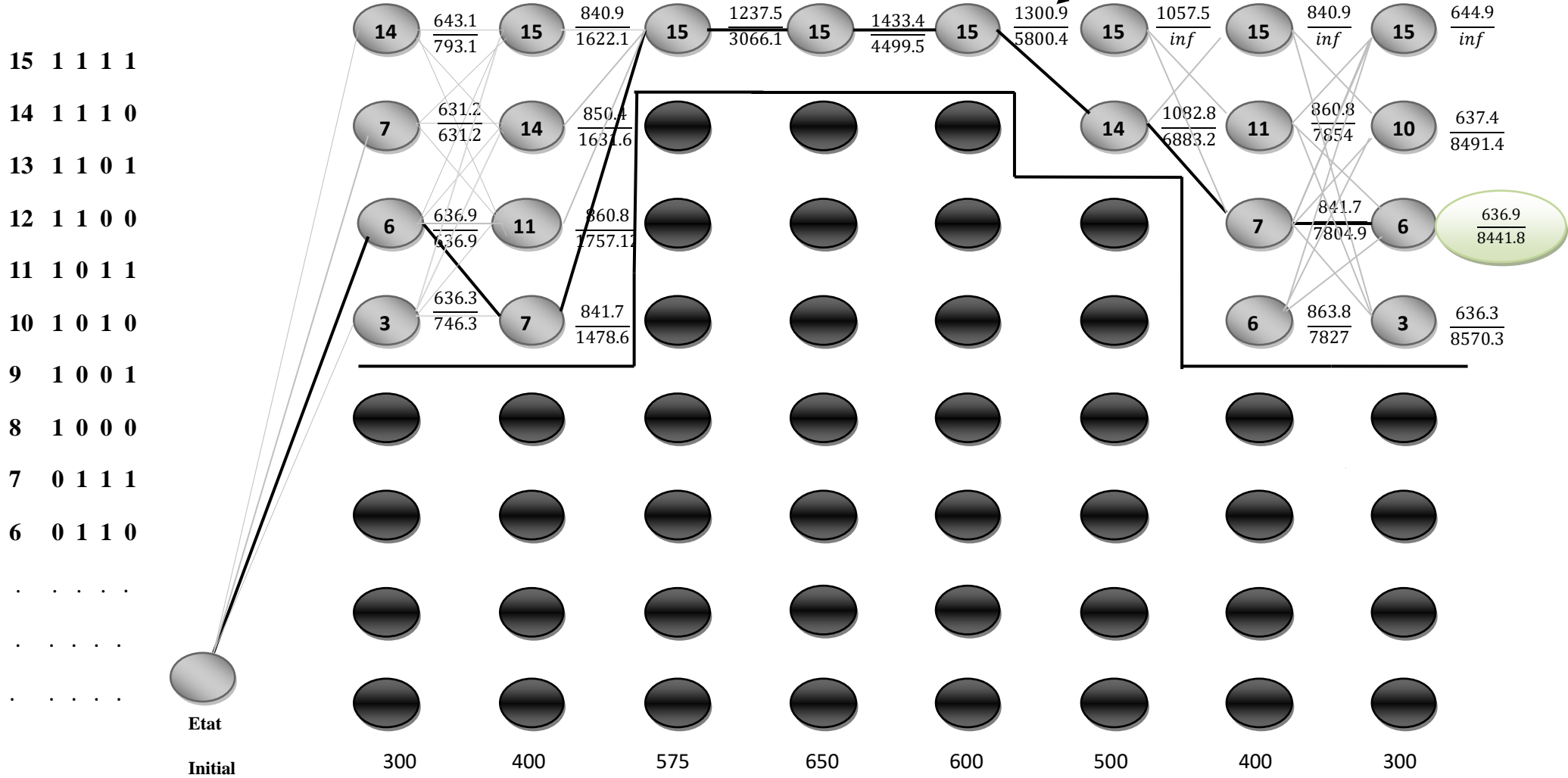


Figure III.1 : Processus de la programmation dynamique en avant

III.3.2.1 Etude sur une période de 8 heures

Nous allons commencer notre étude sur une période de 8 heures. Le tableau III.10 résume les résultats obtenus après exécutions de la programmation dynamique au réseau 57 nœuds (7 générateurs) sans et avec contraintes de sécurité durant cette période.

A- Sans considération des contraintes de sécurité, la somme des puissances générées est égale à la somme des puissances demandées. Le coût total de production est égal à **104454.3658 \$**.

B- En considérant les contraintes de sécurité (exécution de l'OPF), la somme des puissances générées est différente à la somme puissances demandées à cause des pertes dans les lignes transmission. Dans ce cas, le coût total de production est trouvé égal **105569.2298 \$**, la figure III.2 présente la variation de la charge durant 8 heures et les puissances générées dans les deux cas.

On remarque bien que le coût en tenant compte des contraintes de sécurité a augmenté comparativement au cas sans ces contraintes. Alors, on peut dire que la sécurité a un coût.

Tableau III.10 Résultats du réseau IEEE 57 nœuds durant 8 heures.

Heures	P _D (MW)	P _G (MW) Sans OPF	P _G (MW) Avec OPF
1	372	371.999	375.608
2	360	360	363.042
3	324	323.999	326.899
4	312	312	314.74
5	372	372	375.608
6	504	503.999	509.859
7	720	719.998	737.128
8	876	875.999	900.149
Coût de production totale		104454.3658 \$	105569.2298 \$

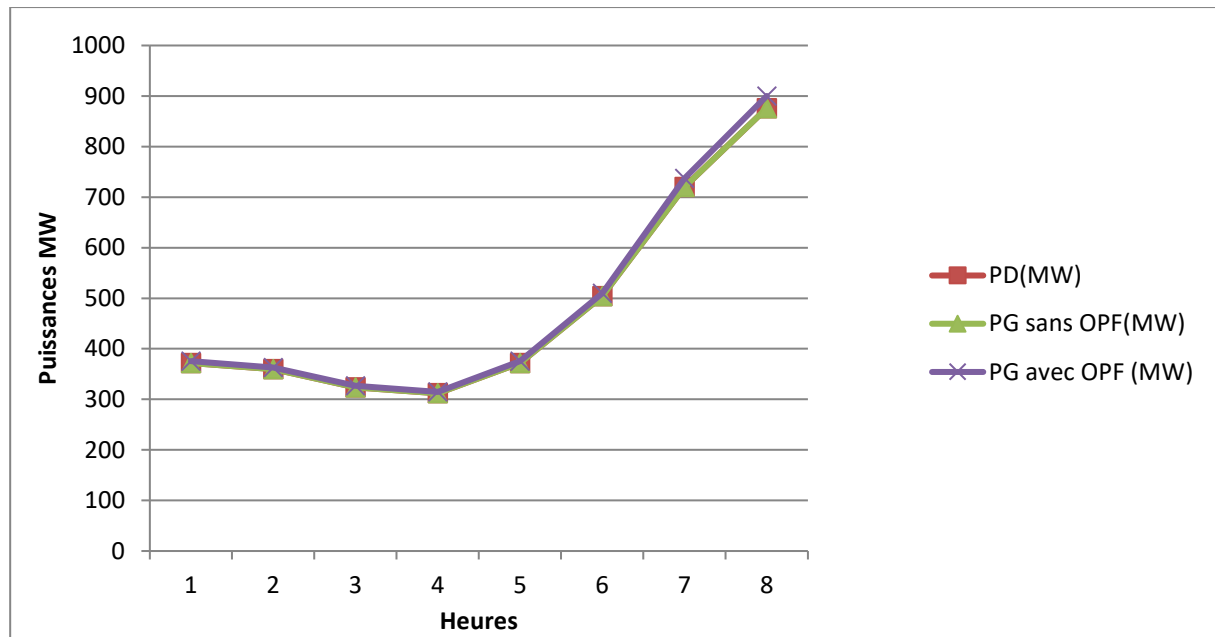


Figure III.2 Variation de la charge durant 8 heures de réseau IEEE 57-nœuds

III.3.2.2 Etude sur une période de 24 heures

Dans le premier cas, le problème de l'engagement de turbines a été résolu par la méthode *DP* sans tenir compte aux contraintes d'écoulement de puissance optimal. Le tableau (III.11) présente la planification optimale des 07 générateurs du système. Le coût total de production est trouvé égal à **597450.812 \$**. Les puissances délivrées par les unités de production sont présentés sur la Figure III.3.

Dans le deuxième cas, le problème de l'engagement de turbines a été résolu par la méthode *DP* en tenant compte des contraintes de sécurité du réseau électrique telles que les limites des tensions aux nœuds de charge et les limites thermiques des lignes de transmission. Le tableau (III.12) présente la planification optimale des 07 générateurs. Les puissances délivrées par les unités de production sont présentés sur la figure III.4. Le coût total de production est trouvé égal à **620933.1478 \$**. On remarque que le coût a augmenté par rapport au premier cas ce qui confirme que les contraintes de sécurité du réseau électrique pénalisent le coût total de production.

Tableau III.11 Résultats du réseau IEEE 57-nœuds sans OPF durant 24 heures

Heures	Unités							P _G
	1	2	3	4	5	6	7	
1	0	0	0	0	220.263	0	151.736	371.99
2	0	0	0	0	213.158	0	146.842	360.000
3	0	0	0	0	191.842	0	132.157	323.999
4	100.000	0	0	0	212.000	0	0	312.000
5	100.000	0	0	0	272.000	0	0	372.000
6	153.999	0	50	0	300.000	0	0	503.999
7	108.664	0	50	0	300.000	0	261.334	719.998
8	139.987	0	50	0	300.000	86.012	300.000	875.999
9	215.215	150.000	66.785	0	300.000	0	300.000	1032.000
10	206.057	150.000	63.943	0	300.000	120.000	300.000	1140.000
11	160.001	150.000	50.000	120.000	300.000	120.000	300.000	1200.001
12	187.740	150.000	58.259	120.000	300.000	120.000	300.000	1235.999
13	148.208	149.791	50.000	120.000	300.000	120.000	300.000	1187.999
14	174.003	0	53.996	120.000	300.000	120.000	300.000	984.000
15	141.318	0	50.000	96.341	300.000	96.341	300.000	923.999
16	153.999	0	50.000	0	300.000	120.000	300.000	995.998
17	142.044	0	50.000	101.977	300.000	101.977	300.000	1163.999
18	145.467	128.532	50.000	120.000	300.000	120.000	300.000	1200.001
19	160.001	150.000	50.000	120.000	300.000	120.000	300.000	1055.998
20	146.837	139.161	50.000	120.000	300.000	0	300.000	767.998
21	108.077	0	50.000	0	300.000	50.000	259.921	600.000
22	10.000	0	0	0	296.053	0	203.947	467.999
23	0	0	0	0	277.105	0	190.894	419.909
24	0	0	0	0	248.684	0	171.315	419.909
	Coût total							597450.812 \$

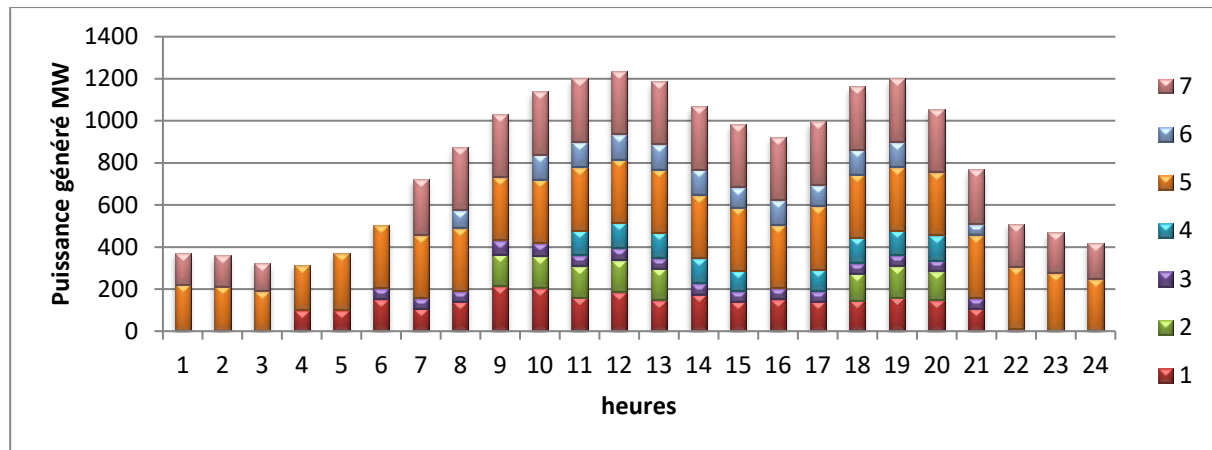


Figure III.3 Valeurs optimales des puissances générées (IEEE 57-nœuds) sans OPF

Tableau III.12 Résultats du réseau IEEE 57-nœuds avec OPF durant 24 heures

Heures	Unités							P _G
	1	2	3	4	5	6	7	
1	0	0	0	0	214.172	0	161.436	375.608
2	0	0	0	0	0	0	156.141	363.420
3	0	0	0	0	0	0	140.295	326.899
4	0	0	0	0	0	0	135.06	314.740
5	0	0	0	0	0	0	161.436	375.608
6	0	0	0	50.000	0	0	200.762	509.859
7	167.128	150.000	0	0	0	120.000	0	737.128
8	210.149	150.000	0	120.000	300.000	120.000	0	900.149
9	284.562	150.000	90.072	120.000	300.000	120.000	0	1064.634
10	215.949	150.000	70.184	0	300.000	120.000	300.000	1156.133
11	170.811	150.000	54.504	120.000	300.000	120.000	300.000	1215.315
12	199.187	150.000	63.693	120.000	300.000	120.000	300.000	1252.880
13	161.386	150.000	51.461	120.000	300.000	120.000	300.000	1202.847
14	159.144	150.000	51.606	0	300.000	120.000	300.000	1080.750
15	145.548	0	50.000	86.786	300.000	120.000	300.000	992.627
16	160.566	0	51.063	0	300.000	120.000	300.000	931.629
17	216.040	0	69.049	0	300.000	120.000	300.000	1005.089
18	150.548	137.192	50.000	120.000	300.000	120.000	300.000	1177.740
19	170.811	150.000	54.504	120.000	300.000	120.000	300.000	1215.315

20	151.528	146.673	50.001	0	300.000	120.000	300.000	1086.202
21	108.222	0	50.000	50.000	300.000	120.000	300.000	774.207
22	10.000	0	0	0	289.158	0	204.084	605.242
23	0	0	0	0	269.335	0	204.011	473.346
24	0	0	0	0	241.749	0	182.679	424.424
Coût total							620933.1478\$	

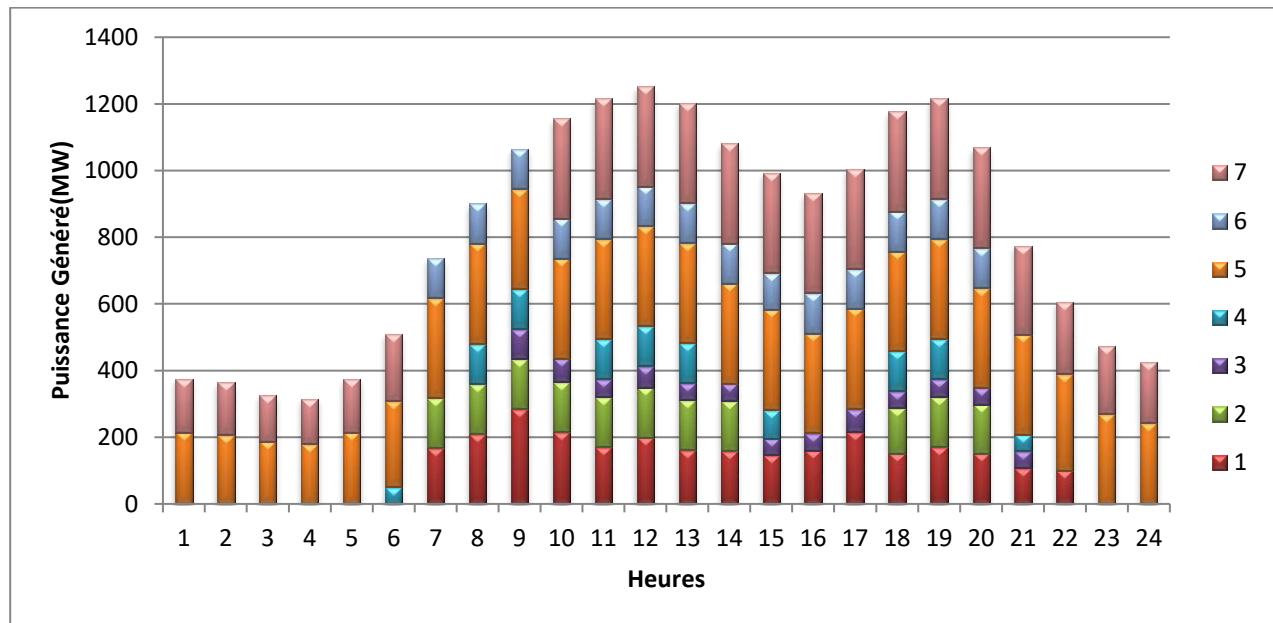


Figure III.4 Valeurs optimales des puissances générées (IEEE 57-nœuds) avec OPF

Le tableau III.13 illustre l'effet de la variation du nombre de stratégies. Remarquons que dans ce cas, 35 stratégies (meilleure combinaison possible) donnent le minimum coût et ainsi le meilleur temps de calcul par rapport à 40 et 45 stratégies.

Tableaux III.13 Effet de la variation du nombre de stratégies

Nombre de stratégie	Coût \$
15	607566.7446
20	607566.7446
35	597450.812
40	597450.812
45	597450.812

III.3.3 Système Algérien à 10 unités 59 nœuds

En Algérie, la plus grande partie de l'électricité est d'origine thermique (98.3%), le reste se répartissant entre les centrales photovoltaïques ou à diesel. Le transport de l'énergie s'effectue par transformation du courant triphasé produit à des tensions variables, en une tension unique de 220 kV, distribuée avec des lignes haute tension. Des sources d'énergie renouvelables telles que le vent et le soleil produisent de l'énergie électrique dans les sites isolés de l'Algérie. Elles représentent cependant des quantités négligeables. Pour résoudre le problème de l'engagement des turbines (UCP) en utilisant la méthode *DP* sur le réseau Algérien (de l'année 1997). Ce réseau est composé de 59 jeux de barres, 10 générateurs, 49 charges (*PQ* bus) et 83 lignes de transmission le schéma unifilaire du réseau est présenté dans l'Annexe figure B.1.

Tableau III.14 Caractéristiques du réseau Algérien 59-nœuds

Unité	Pmin	Pmax	MUT	MDT	HSC	CSC	SC	Cold	IS	ramp	UR	DR
	(MW)	(MW)	(hr)	(hr)	(\$)	(\$)		Star	(hr)		(MW)	(MW)
1	8	72	1	1	26	26	0	0	2	14.4	36	36
2	10	70	2	2	17	17	0	0	2	14	35	35
3	30	510	5	5	500	500	0	0	4	102	255	255
4	20	400	5	5	500	500	0	0	4	80	200	200
5	15	150	2	2	90	90	0	0	2	30	75	75
6	10	100	2	2	55	55	0	0	2	20	50	50
7	10	100	2	2	55	55	0	0	2	20	50	50
8	15	140	2	2	90	90	0	0	2	28	70	70
9	18	175	2	2	90	90	0	0	2	35	87.5	87.5
10	30	450	5	5	500	500	0	0	4	90	225	225

IS : est l'état initial de l'unité *i* (heures), par exemple *IS*= 2 veut dire que l'unité est en marche depuis deux heures.

III.3.3.1 Etude sur une période de 8 heures

Comme le réseau 57 nœuds, nous allons commencer notre étude sur une période de 8 heures. Le tableau III.15 résume les résultats obtenus après exécutions de la PD au réseau Algérien 59 nœuds (10 générateurs) sans et avec contraintes de sécurité durant cette période.

A-Sans considération des contraintes de sécurité, la somme des puissances générées est égale à la somme des puissances demandées. Le coût total de production est égal à **12917.2291\$**.

B- En considérant les contraintes de sécurité (c'est-à-dire en exécutant l'OPF au lieu de la méthode de Lambda), la somme des puissances générées est différente que celle des puissances demandées à cause des pertes dans les lignes transmission. Dans ce cas, le coût total de production est trouvé égal **14383.0515 \$**, la figure III.5 présente la variation de la charge durant les 8 heures et les puissances générées dans les deux cas.

On remarque bien que le coût en tenant compte des contraintes de sécurité a augmenté comparativement au cas sans ces contraintes. Alors, on confirme que la sécurité ajoute une pénalité sur la fonction coût.

Tableau III.15 Variation de la charge durant 8 heures du réseau Algérien 59-nœuds

Heures	P_D (MW)	P_G (MW) Sans OPF	P_G (MW) Avec OPF
1	731	730.999	772.614
2	710	709.999	689.186
3	702	701.998	621.709
4	702	701.998	621.709
5	699	698.998	621.191
6	680	679.997	644.630
7	684	683.999	671.412
8	729	728.996	701.767

Coût de production totale : **12917.2291\$** **14383.0515 \$**

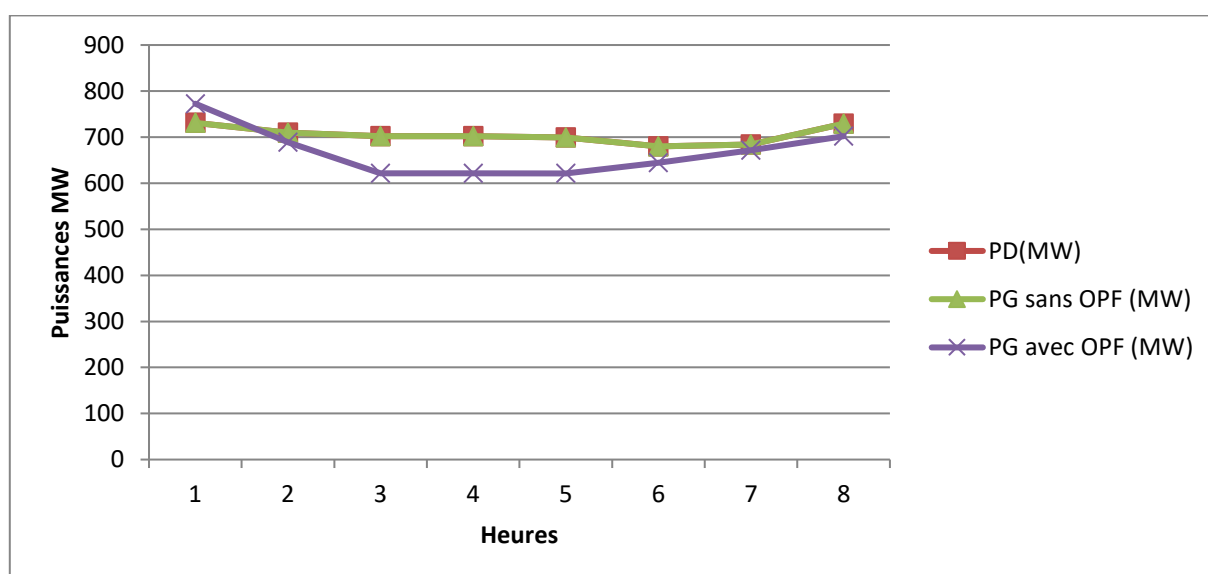


Figure III.5 Variation de la charge durant 8 heures du réseau Algérien 59-nœuds

III.3.3.2 Etude sur une période de 24 heures

Dans le premier cas, le problème de l'engagement de turbines a été résolu par la méthode *DP* sans tenir compte aux contraintes de sécurité celles de l'OPF. Le tableau (III.16) présente la planification optimale des 10 générateurs du système. Le coût total de production est trouvé égal à **43903.2016\$**. Les puissances délivrées par les unités de production sont présentés sur la Figure III.6.

Dans le deuxième cas, le problème de l'engagement de turbines a été résolu par la méthode *DP* en tenant compte des contraintes de sécurité du réseau électrique Algérien telles que les limites sur les tensions aux nœuds de charge et les limites thermiques des lignes de transmission. Le tableau (III.17) présente la planification optimale des 10 générateurs. Les puissances délivrées par les unités de production sont présentés sur la figure III.7. Le coût total de production obtenu est égal à **48760.811\$**. On remarque que le coût a augmenté comparativement à celui du premier cas justifié par la considération des contraintes de sécurité pénalisent ainsi le coût total de production.

Tableau III.16 Résultats du réseau Algérien 59-nœuds sans OPF durant 24 heures

Heures	Unités										P _G
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	72.000	10.551	79.925	79.925	15.000	10.551	100.000	140.000	143.122	79.925	730.999
2	72.000	10.000	77.269	77.269	15.000	10.000	100.000	135.596	135.596	77.269	709.999
3	72.000	10.000	76.346	76.346	15.000	10.000	100.000	132.980	132.980	76.346	701.998
4	72.000	10.000	76.346	76.346	15.000	10.000	100.000	132.980	132.980	76.346	701.998
5	72.000	10.000	76.000	76.000	15.000	10.000	100.000	131.999	131.999	76.000	698.998
6	72.000	10.000	73.807	73.807	15.000	10.000	100.000	125.788	125.788	73.807	679.997
7	72.000	10.000	74.269	74.269	15.000	10.000	100.000	127.096	127.096	74.269	683.999
8	72.000	10.404	79.632	79.632	15.000	10.404	100.000	140.000	142.292	79.632	728.996
9	72.000	14.136	87.096	87.096	15.000	14.136	100.000	140.000	163.439	87.096	779.999
10	72.000	15.763	90.350	90.350	15.763	15.763	100.000	140.000	172.659	90.350	802.998
11	72.000	17.058	92.941	92.941	17.058	17.058	100.000	140.000	175.000	92.941	816.997
12	72.000	17.281	93.385	93.385	17.281	17.281	100.000	140.000	175.000	93.385	818.998
13	72.000	17.836	94.496	94.496	17.836	17.836	100.000	140.000	175.000	94.496	823.996
14	72.000	20.503	99.830	99.830	20.503	20.503	100.000	140.000	175.000	99.830	847.999
15	72.000	20.169	99.163	99.163	20.169	20.169	100.000	140.000	175.000	99.163	844.996
16	72.000	18.725	96.274	96.274	18.725	18.725	100.000	140.000	175.000	96.274	831.997
17	72.000	14.794	88.413	88.413	15.000	14.794	100.000	140.000	167.171	88.413	788.998
18	72.000	13.477	85.779	85.779	15.000	13.477	100.000	140.000	159.707	85.779	770.998
19	72.000	10.477	79.779	79.779	15.000	10.477	100.000	140.000	142.707	79.779	929.998
20	72.000	14.941	88.705	88.705	15.000	14.941	100.000	140.000	167.999	88.705	790.996

21	72.000	22.836	104.496	104.496	22.836	22.836	100.000	140.000	175.000	104.496	868.996
22	72.000	24.058	106.941	106.941	24.058	24.058	100.000	140.000	175.000	106.941	879.997
23	72.000	18.836	96.496	96.496	18.836	18.836	100.000	140.000	175.000	96.496	832.996
24	72.000	14.941	88.705	88.705	15.000	14.941	100.000	140.000	167.999	88.705	790.996
Coût total											43903.2016 \$

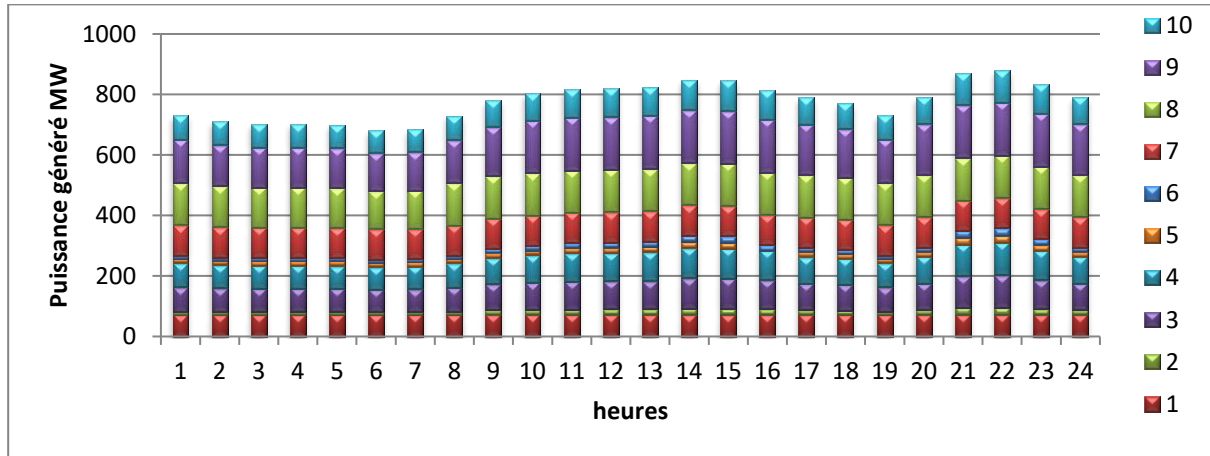


Figure III.6 Valeurs optimales des puissances générées (59-nœuds) sans OPF

Tableau III.17 Résultats du réseau Algérien 59-nœuds avec OPF durant 24 heures

Heures	Unités										Pg
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	89.959	0	146.927	109.335	53.856	0	47.749	0	180.670	144.118	772.614
2	92.162	0	0	150.769	44.929	0	46.030	0	181.372	173.924	689.186
3	98.046	0	0	132.905	0	96.011	0	0	172.955	121.792	621.709
4	98.046	0	0	132.905	0	96.011	0	0	172.955	121.792	621.709
5	97.944	0	0	121.617	0	96.588	0	0	172.711	132.331	621.191
6	95.159	0	0	155.914	0	0	38.082	0	150.668	204.807	644.63
7	91.225	0	0	148.126	46.533	0	45.248	0	177.193	163.087	671.412
8	92.819	0	0	152.624	44.070	0	46.748	0	181.578	183.928	701.767
9	94.466	0	0	153.877	44.098	0	48.684	0	182.097	210.707	733.929
10	95.227	0	0	155.583	44.729	0	49.529	0	182.338	220.244	747.650
11	95.703	0	0	156.343	45.955	0	49.949	0	182.489	225.334	755.773
12	95.772	0	0	156.351	46.248	0	50.003	0	182.511	226.030	756.915
13	95.945	0	0	155.861	47.380	0	50.132	0	182.566	227.861	759.745
14	100.484	0	0	177.106	0	0	39.723	0	169.647	247.098	734.058
15	98.276	14.325	0	167.720	0	0	49.526	0	182.986	238.016	750.849
16	97.770	14.873	0	157.412	0	0	49.615	0	183.021	241.842	744.533
17	94.762	0	0	153.665	44.754	0	49.024	0	182.191	214.964	739.360
18	94.172	0	0	153.902	43.755	0	48.350	0	182.004	206.239	728.422
19	92.853	0	0	152.689	44.037	0	46.786	0	181.589	184.467	702.421
20	94.828	0	0	153.595	44.957	0	49.101	0	182.212	215.863	740.556

21	100.323	0	0	161.648	0	0	37.590	0	183.789	258.099	741.449
22	100.506	0	0	164.412	0	0	40.304	0	183.834	257.086	746.142
23	100.0399	55.731	0	0	73.209	0	59.163	0	152.828	258.835	699.805
24	98.628	49.036	0	0	70.096	0	55.803	0	168.466	234.547	676.576
Coût total											
48760.811 \$											

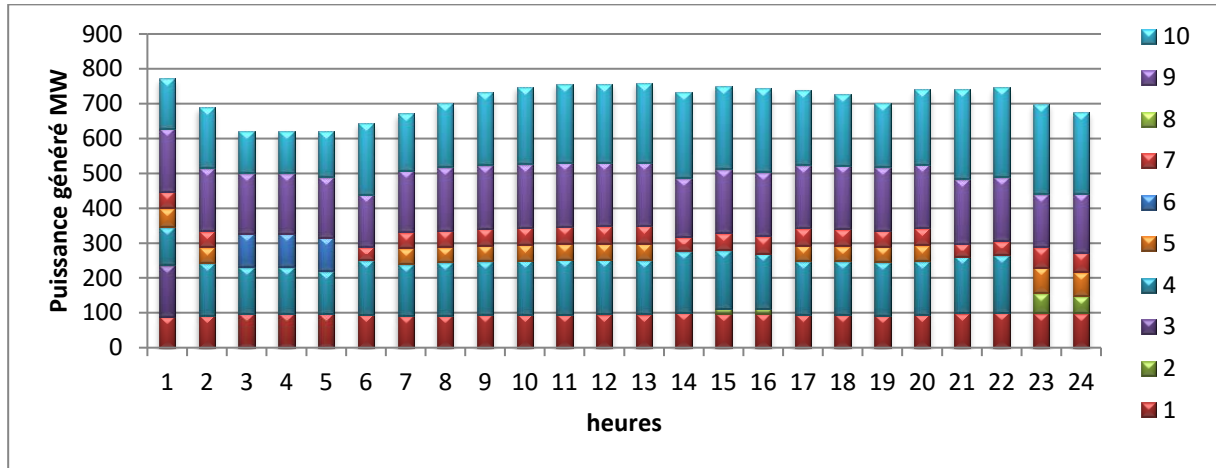


Figure III.7 Valeurs optimales des puissances générées (59-nœuds) avec OPF

III.3.4 Comparaison avec autres méthodes

A titre de comparaisons, le tableau III.18 illustre les résultats de simulation de système 59 (10générateurs) sans et avec considération des contrainte de sécurité de l’OPF comparés à ceux de la littérature.

Les résultats obtenus par notre méthode telle que la programmation dynamique en avant (DP) est meilleure que ceux obtenus par la référence [14] et [15]utilisant respectivement la méthode PSO et la méthode hybride Recherche Taboue-Recuit Simulé (RT/RS) et PSO pour la résolution du problème d’engagement des turbines (UCP)sans et avec contraintes de sécurité de l’OPF.

Tableau III.18 Comparaison avec autres méthodes

Méthodes		PSO [14]	RT/RS (15)	DP
Coût Total (\$)	Sans OPF	-----	47958.52	43903.2016
	Avec OPF	73881.69	66153.69	48760.811

III.4 Conclusion

Pour résoudre le problème d'engagement de turbines dans un réseau électrique, nous avons exposé dans ce chapitre l'utilisation d'une hybridation (*DP- IP*) de la méthode classique qui est la programmation dynamique et la méthode de point intérieur (dans le cas de contrainte de sécurité). La méthode proposée a réussi à trouver une solution très satisfaisante comparativement à des méthodes méta-heuristique pour le problème de *l'UCP* dans le cas de l'introduction de contrainte de sécurité . Mais, il reste toujours le problème de cette méthode devant les système de grands tailles en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solution d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système. En conséquence, le temps de calcul des méthodes exactes (*DP*) devient très grand.

Conclusion générale

L'objectif défini pour ce travail était l'étude du problème d'engagement de turbines (*UCP*) dans un réseau d'énergie électrique sans ou avec les contraintes de sécurité. Etant donné que le problème de la répartition économique de puissance (*EDP*) constitue un sous-problème du problème global de l'*UCP* et sa résolution joue un rôle très important pour atteindre l'optimum global de l'*UCP*, nous avons commencé dans une première partie de ce travail par présenter les différentes méthodes classiques pour la résolution du problème de la répartition économique de puissance, on a utilisée méthode Lambda pour la résolution de l'*EDP*. Un programme, a été développé et validé sur des réseaux électriques de différentes tailles pour la résolution de ce problème.

Dans la deuxième partie de ce travail, une méthode classique pour l'*UCP* qui est la programmation dynamique a été exposée et appliquée à des réseaux de différentes tailles tout en utilisant la méthode de Lambda pour la résolution de l'*EDP* dans le cas sans contraintes de sécurité et la méthode du point intérieur IP dans le cas avec contraintes de sécurités. D'après les applications, nous avons constaté que la méthode hybride *DP-IP*(dans le cas de contrainte de sécurité) a réussi de trouver une solution très satisfaisante pour le problème de l'*UCP*. Cette méthode a montré sa supériorité par rapport à des méthodes métaheuristiques. Mais il reste toujours le problème malheureusement de cette méthode devant les système de grands tailles en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solution d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système. En conséquence, le temps de calcul de cette méthode exacte *DP* devient très grand.

D'un autre côté et grâce au traitement de ce problème réel et pratique, nous avons approfondi nos connaissances dans le domaine des réseaux électriques. Nous nous sommes aussi familiarisés avec l'étude et la programmation des techniques d'optimisation qui constituent un atout pour accomplir notre formation.

Perspectives

Au-delà de ce travail et des résultats satisfaisants obtenus, il reste cependant quelques questions qui pourraient faire l'objet d'effort et investissement à travers l'étude et le traitement des points suivants :

- Envisager des techniques méta-heuristiques pour la résolution du problème de la répartition économique de puissance *EDP* en considérant les contraintes non conventionnelles.
- Une prospection des techniques méta-heuristiques et leurs hybridations pour la résolution du problème de l'*UCP*, lorsque les méthodes classiques échouent.
- L'utilisation d'autres langages de programmation comme le Fortran, ou le langage C ou langage C++ en programmation orientée objet, afin de mieux statuer sur le temps d'exécution des programmes et pouvoir mieux conclure sur la vitesse de convergence de chacune des techniques étudiées, ce qui est difficile à faire avec le langage MATLAB.

Bibliographie

- [1] H. Kanchev « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [2] F. Michael, L. Yun Kang, *Projet de conduite des réseaux électriques ELE234 : Dispatching économique avec/sans pertes*. Université Libre de Bruxelles, 2007.
- [3] Généralités sur les réseaux électriques, Edition Internet, [En ligne], [<https://fr.scribd.com/doc/4597291/Generalites-sur-les-reseaux-electriques>], mai 2015.
- [4] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, «Power Generation, Operation & Control», Second edition, John Wiley & Sons Ltd., New York, 1996.
- [5] O. Herbadji « Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides », Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas - Sétif 1, 2019.
- [6] L. Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » Thèse de Doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [7] Y. Mimoun, M. Rahli, M. Abid, M. Kandouci « Optimisation d'écoulement des puissances par algorithmes intelligents » Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. Et Énerg, 52, 1, p. 3–12, Bucarest, 2007.
- [8] A. Salhi « Planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés », Mémoire de Master, Université Mohamed Khider –Biskra, 2012.
- [9] A. Mostefaoui « Etude de la répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par la Programmation non linéaire » Mémoire de Magister, Université Hassiba Benbouali Chlef, Algérie, 2008.
- [10] Karboune khaled, « *Etude et Résolution du Problème D'engagement de Turbines tenant Compte des contraintes non conventionnelles* », Mémoire de MASTER, UNIVERSITE AMAR TELIDJI LAGHOUAT, 2011/2012
- [11] M. N. Kraimia « Optimisation du coût de production des réseaux interconnectés », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Batna, 2011.

[12] G. L. Torres et V. H. Quintana, «An interior-point method for nonlinear optimal powerflow using voltage rectangular coordinates», IEEE transactions on Power Systems, vol. 13No 4, pp. 1211-1218, 1998..

[13] <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-1.pdf>

[14] L. Slimani, « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé », Doctorat en Sciences, Département d'Electrotechnique, Université Hadj Lakhdar, Batna, 2009.

[15] R.D.Mohammedi« Étude du Problème d'Engagement de Turbines (Unit Commitment) par la Programmation Dynamique et autres Techniques Avancées>>,Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Telidji Laghouat, Juin 2008.

[16]<https://www.rte-france.com>

Annexes

Annexe A : Données du réseau IEEE 57 nœuds.

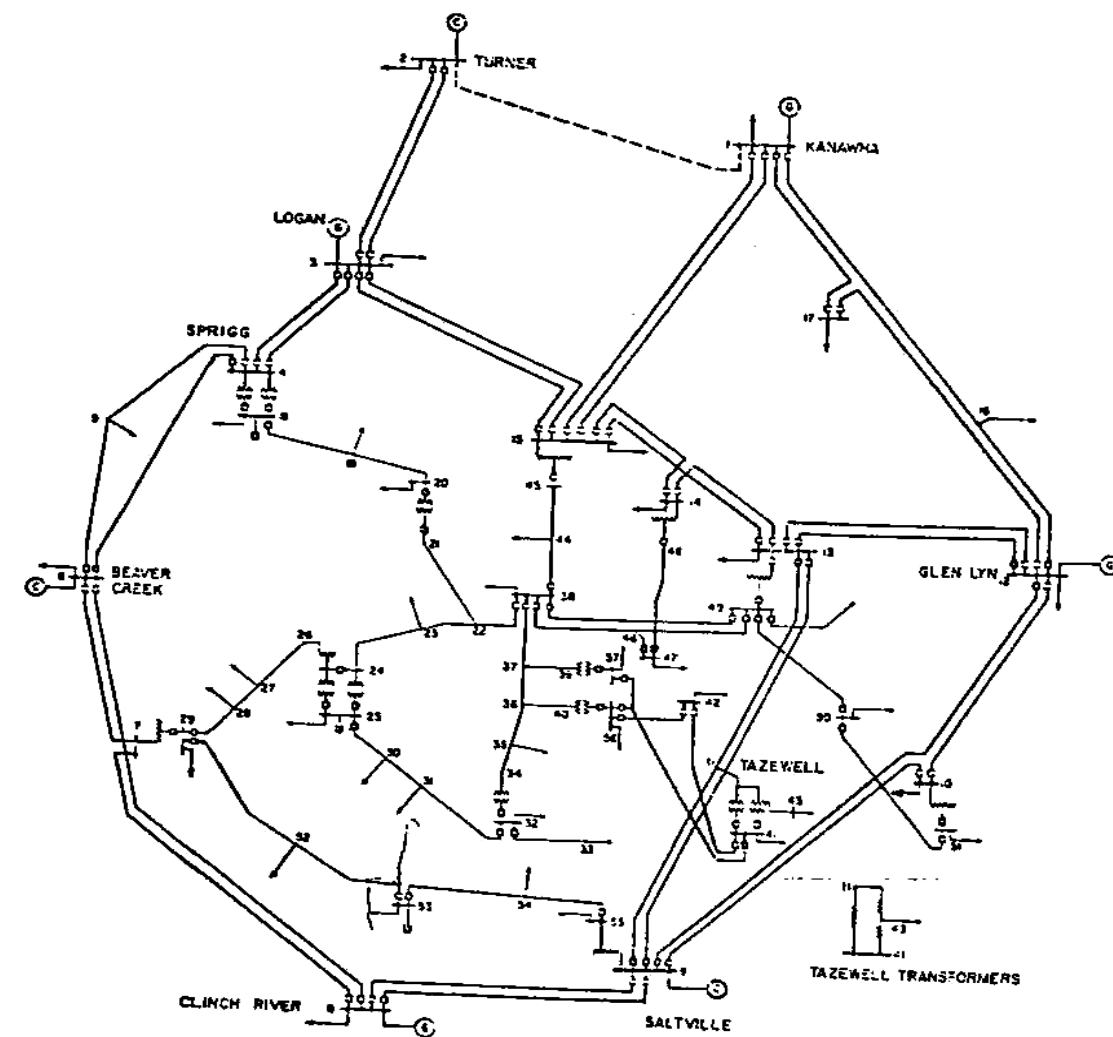


Figure A.1 Topologie du Réseau IEEE 57 nœuds

Tableau A.1 Données des lignes (IEEE 57 nœuds).

Désignation de la ligne	Résistance* (p.u.)	Réactance* (p.u.)	Susceptance* (p.u.)
1-2	0.0083	0.0280	0.0645
2-3	0.0298	0.0850	0.0409
3-4	0.0112	0.0366	0.0190
4-5	0.0625	0.1320	0.0129
4-6	0.0430	0.1480	0.0174
6-7	0.0200	0.1020	0.0138
6-8	0.0339	0.1730	0.0235
8-9	0.0099	0.0505	0.0274
9-10	0.0369	0.1679	0.0220
9-11	0.0258	0.0848	0.0109
9-12	0.0648	0.2950	0.0386
9-13	0.0481	0.1580	0.0203
13-14	0.0132	0.0434	0.0055
13-15	0.0269	0.0869	0.0115
1-15	0.0178	0.0910	0.0494
1-16	0.0454	0.2060	0.0273
1-17	0.0238	0.1080	0.0143
3-15	0.0162	0.0530	0.0272
4-18	0.0000	0.5550	0.0000
4-18	0.0000	0.4300	0.0000
5-6	0.0302	0.0641	0.0062
7-8	0.0139	0.0712	0.0097
10-12	0.0277	0.1262	0.0164
11-13	0.0223	0.0732	0.0094
12-13	0.0178	0.0580	0.0302
12-16	0.0180	0.0813	0.0108
12-17	0.0397	0.1790	0.0238
14-15	0.0171	0.0547	0.0074
18-19	0.4610	0.6850	0.0000
19-20	0.2830	0.4340	0.0000
21-20	0.0000	0.7767	0.0000
21-22	0.0736	0.1170	0.0000

22-23	0.0099	0.0152	0.0000
23-24	0.1660	0.2560	0.0042
24-25	0.0000	1.1820	0.0000
24-25	0.0000	1.2300	0.0000
24-26	0.0000	0.0473	0.0000
26-27	0.1650	0.2540	0.0000
27-28	0.0618	0.0954	0.0000
28-29	0.0418	0.0587	0.0000
7-29	0.0000	0.0648	0.0000
25-30	0.1350	0.2020	0.0000
30-31	0.3260	0.4970	0.0000
31-32	0.5070	0.7550	0.0000
32-33	0.0392	0.0360	0.0000
34-32	0.0000	0.9530	0.0000
34-35	0.0520	0.0780	0.0016
35-36	0.0430	0.0537	0.0008
36-37	0.0290	0.0366	0.0000
37-38	0.0651	0.1009	0.0010
37-39	0.0239	0.0379	0.0000
36-40	0.0300	0.0466	0.0000
22-38	0.0192	0.0295	0.0000
11-41	0.0000	0.7490	0.0000
41-42	0.2070	0.3520	0.0000
41-43	0.0000	0.4120	0.0000
38- 44	0.0289	0.0585	0.0010
15-45	0.0000	0.1042	0.0000
14-46	0.0000	0.0735	0.0000
46-47	0.0230	0.0680	0.0016
47-48	0.0182	0.0233	0.0000
48-49	0.0834	0.1290	0.0024
49-50	0.0801	0.1280	0.0000
50-51	0.1386	0.2200	0.0000
10-51	0.0000	0.0712	0.0000
13-49	0.0000	0.1910	0.0000
29-52	0.1442	0.1870	0.0000
52-53	0.0762	0.0984	0.0000

53-54	0.1878	0.2320	0.0000
54-55	0.1732	0.2265	0.0000
11-43	0.0000	0.1530	0.0000
44-45	0.0624	0.1242	0.0020
40-56	0.0000	1.1950	0.0000
56-41	0.5530	0.5490	0.0000
56-42	0.2125	0.3540	0.0000
39-57	0.0000	1.3550	0.0000
57-56	0.1740	0.2600	0.0000
38-49	0.1150	0.1770	0.0015
38-48	0.0312	0.0482	0.0000
9-55	0.0000	0.1205	0.0000

* Résistance, réactance et susceptance en *p.u.* sur la base de 100000 KVA.

Tableau A.2 Données des nœuds (IEEE 57 nœuds).

Numéro du nœud	Tension initiale		Génération		Charge	
	Module (<i>p.u.</i>)	Angle de phase (<i>Deg</i>)	<i>MW</i>	<i>MVAr</i>	<i>MW</i>	<i>MVAr</i>
1*	1.06	0	0	0	55.0	17.0
2	1.0	0	0	0	3.0	88.0
3	1.0	0	40	0	41.0	21.0
4	1.0	0	0	0	0.0	0.0
5	1.0	0	0	0	13.0	4.0
6	1.0	0	0	0	75.0	2.0
7	1.0	0	0	0	0.0	0.0
8	1.0	0	450	0	150.0	22.0
9	1.0	0	0	0	121.0	26.0
10	1.0	0	0	0	5.0	2.0
11	1.0	0	0	0	0.0	0.0
12	1.0	0	310	0	377.0	24.0
13	1.0	0	0	0	18.0	2.3
14	1.0	0	0	0	10.5	5.3
15	1.0	0	0	0	22.0	5.0
16	1.0	0	0	0	43.0	3.0
17	1.0	0	0	0	42.0	8.0

18	1.0	0	0	0	27.2	9.8
19	1.0	0	0	0	3.3	0.6
20	1.0	0	0	0	2.3	1.0
21	1.0	0	0	0	0.0	0.0
22	1.0	0	0	0	0.0	0.0
23	1.0	0	0	0	6.3	2.1
24	1.0	0	0	0	0.0	0.0
25	1.0	0	0	0	6.3	3.2
26	1.0	0	0	0	0.0	0.0
27	1.0	0	0	0	9.3	0.5
28	1.0	0	0	0	4.6	2.3
29	1.0	0	0	0	17.0	2.6
30	1.0	0	0	0	3.6	1.8
31	1.0	0	0	0	5.8	2.9
32	1.0	0	0	0	1.6	0.8
33	1.0	0	0	0	3.8	1.9
34	1.0	0	0	0	0.0	0.0
35	1.0	0	0	0	6.0	3.0
36	1.0	0	0	0	0.0	0.0
37	1.0	0	0	0	0.0	0.0
38	1.0	0	0	0	14.0	7.0
39	1.0	0	0	0	0.0	0.0
40	1.0	0	0	0	0.0	0.0
41	1.0	0	0	0	6.3	3.0
42	1.0	0	0	0	7.1	4.4
43	1.0	0	0	0	2.0	1.0
44	1.0	0	0	0	12.0	1.8
45	1.0	0	0	0	0.0	0.0
46	1.0	0	0	0	0.0	0.0
47	1.0	0	0	0	29.7	11.6
48	1.0	0	0	0	0.0	0.0
49	1.0	0	0	0	18.0	8.5
50	1.0	0	0	0	21.0	10.5
51	1.0	0	0	0	18.0	5.3
52	1.0	0	0	0	4.9	2.2
53	1.0	0	0	0	20.0	10.0

54	1.0	0	0	0	4.1	1.4
55	1.0	0	0	0	6.8	3.4
56	1.0	0	0	0	7.6	2.2
57	1.0	0	0	0	6.7	2.0

* Nœud balancier

Tableau A.3 Données des Transformateurs (IEEE 57 nœuds).

Désignation du Transformateur	Rapport de transformation
4-18	0.9700
4-18	0.9780
21-20	1.0430
24-25	1.0000
24-25	1.0000
24-26	1.0430
7-29	0.9670
34-32	0.9750
11-41	0.9550
15-45	0.9550
14-46	0.9000
10-51	0.9300
13-49	0.8950
11-43	0.9580
40-56	0.9580
39-57	0.9800
9-55	0.9400

Tableau A.4 Données des condensateurs statiques (IEEE 57 nœuds).

Numéro du nœud	Susceptance** (<i>p.u.</i>)
18	0.10
25	0.059
53	0.063

** Susceptance en *p.u.* sur la base de 100000 KVA.

Tableau A.5 Données des Nœuds de Régulation (IEEE 57 nœuds).

Numéro du nœud	Module de tension (<i>p.u.</i>)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
2	1.0100	-17	50
3	0.9900	-10	60
6	0.9800	-8	25
8	1.0100	-140	200
9	0.9800	-3	9
12	1.0200	-50	155

Tableau A.6 Combinaisons des 7 générateurs (IEEE 7 nœuds)

N°	Unités							P _{min}	P _{max}
	1	2	3	4	5	6	7		
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	1	80	300
3	0	0	0	0	0	1	0	50	120
4	0	0	0	0	0	1	1	130	420
5	0	0	0	0	1	0	0	80	300
6	0	0	0	0	1	0	1	160	600
7	0	0	0	0	1	1	0	130	420
8	0	0	0	0	1	1	1	210	720
9	0	0	0	1	0	0	0	50	120
10	0	0	0	1	0	0	1	130	420
11	0	0	0	1	0	1	0	100	240
12	0	0	0	1	0	1	1	180	540
13	0	0	0	1	1	0	0	130	420
14	0	0	0	1	1	0	1	210	720
15	0	0	0	1	1	1	0	180	540
16	0	0	0	1	1	1	1	260	840
17	0	0	1	0	0	0	0	50	150
18	0	0	1	0	0	0	1	130	450
19	0	0	1	0	0	1	0	100	270
20	0	0	1	0	0	1	1	180	570
21	0	0	1	0	1	0	0	130	450
22	0	0	1	0	1	0	1	210	850
23	0	0	1	0	1	1	0	180	570
24	0	0	1	0	1	1	1	240	870
25	0	0	1	1	0	0	0	100	270
26	0	0	1	1	0	0	1	180	570

27	0	0	1	1	0	1	0	150	390
28	0	0	1	1	0	1	1	230	690
29	0	0	1	1	1	0	0	180	570
30	0	0	1	1	1	0	1	260	870
31	0	0	1	1	1	1	0	230	690
32	0	0	1	1	1	1	1	310	990
33	0	1	0	0	0	0	0	50	150
34	0	1	0	0	0	0	1	130	450
35	0	1	0	0	0	1	0	100	270
36	0	1	0	0	0	1	1	180	570
37	0	1	0	0	1	0	0	130	450
38	0	1	0	0	1	0	1	210	750
39	0	1	0	0	1	1	0	180	570
40	0	1	0	0	1	1	1	260	870
41	0	1	0	1	0	0	0	100	270
42	0	1	0	1	0	0	1	180	570
43	0	1	0	1	0	1	0	150	390
44	0	1	0	1	0	1	1	230	690
45	0	1	0	1	1	0	0	180	570
46	0	1	0	1	1	0	1	260	870
47	0	1	0	1	1	1	0	230	690
48	0	1	0	1	1	1	1	310	990
49	0	1	1	0	0	0	0	100	300
50	0	1	1	0	0	0	1	180	600
51	0	1	1	0	0	1	0	150	420
52	0	1	1	0	0	1	1	230	720
53	0	1	1	0	1	0	0	180	600
54	0	1	1	0	1	0	1	260	900
55	0	1	1	0	1	1	0	230	720

56	0	1	1	0	1	1	1	310	1020
57	0	1	1	1	0	0	0	150	420
58	0	1	1	1	0	0	1	230	720
59	0	1	1	1	0	1	0	200	540
60	0	1	1	1	0	1	1	280	840
61	0	1	1	1	1	0	0	230	720
62	0	1	1	1	1	0	1	310	1020
63	0	1	1	1	1	1	0	280	840
64	0	1	1	1	1	1	1	360	1140
65	1	0	0	0	0	0	0	100	500
66	1	0	0	0	0	0	1	180	800
67	1	0	0	0	0	1	0	150	620
68	1	0	0	0	0	1	1	230	920
69	1	0	0	0	1	0	0	180	800
70	1	0	0	0	1	0	1	260	1100
71	1	0	0	0	1	1	0	230	920
72	1	0	0	0	1	1	1	310	1220
73	1	0	0	1	0	0	0	150	620
74	1	0	0	1	0	0	1	230	920
75	1	0	0	1	0	1	0	200	740
76	1	0	0	1	0	1	1	280	1040
77	1	0	0	1	1	0	0	230	920
78	1	0	0	1	1	0	1	310	1220
79	1	0	0	1	1	1	0	280	1040
80	1	0	0	1	1	1	1	360	1340
81	1	0	1	0	0	0	0	150	650
82	1	0	1	0	0	0	1	230	950
83	1	0	1	0	0	1	0	200	770
84	1	0	1	0	0	1	1	280	1070

85	1	0	1	0	1	0	0	230	950
86	1	0	1	0	1	0	1	310	1250
87	1	0	1	0	1	1	0	280	1070
88	1	0	1	0	1	1	1	360	1370
89	1	0	1	1	0	0	0	200	770
90	1	0	1	1	0	0	1	280	1070
91	1	0	1	1	0	1	0	250	890
92	1	0	1	1	0	1	1	330	1190
93	1	0	1	1	1	0	0	280	1070
94	1	0	1	1	1	0	1	360	1370
95	1	0	1	1	1	1	0	330	1190
96	1	0	1	1	1	1	1	410	1490
97	1	1	0	0	0	0	0	150	450
98	1	1	0	0	0	0	1	230	750
99	1	1	0	0	0	1	0	200	570
100	1	1	0	0	0	1	1	280	870
101	1	1	0	0	1	0	0	230	950
102	1	1	0	0	1	0	1	310	1250
103	1	1	0	0	1	1	0	280	1070
104	1	1	0	0	1	1	1	360	1370
105	1	1	0	1	0	0	0	200	770
106	1	1	0	1	0	0	1	280	1070
107	1	1	0	1	0	1	0	250	890
108	1	1	0	1	0	1	1	330	1190
109	1	1	0	1	1	0	0	280	1070
110	1	1	0	1	1	0	1	360	1370
111	1	1	0	1	1	1	0	330	1190
112	1	1	0	1	1	1	1	410	1490
113	1	1	1	0	0	0	0	200	800

114	1	1	1	0	0	0	1	280	110
115	1	1	1	0	0	1	0	250	920
116	1	1	1	0	0	1	1	330	1220
117	1	1	1	0	1	0	0	280	1100
118	1	1	1	0	1	0	1	360	1400
119	1	1	1	0	1	1	0	150	1220
120	1	1	1	0	1	1	1	230	1520
121	1	1	1	1	0	0	0	250	920
122	1	1	1	1	0	0	1	330	1220
123	1	1	1	1	0	1	0	300	1040
124	1	1	1	1	0	1	1	380	1340
125	1	1	1	1	1	0	0	330	1220
126	1	1	1	1	1	0	1	410	1520
127	1	1	1	1	1	1	0	380	1340
128	1	1	1	1	1	1	1	460	1640

Annexe B :Donnéesdu réseauAlgérien59 nœuds [15]

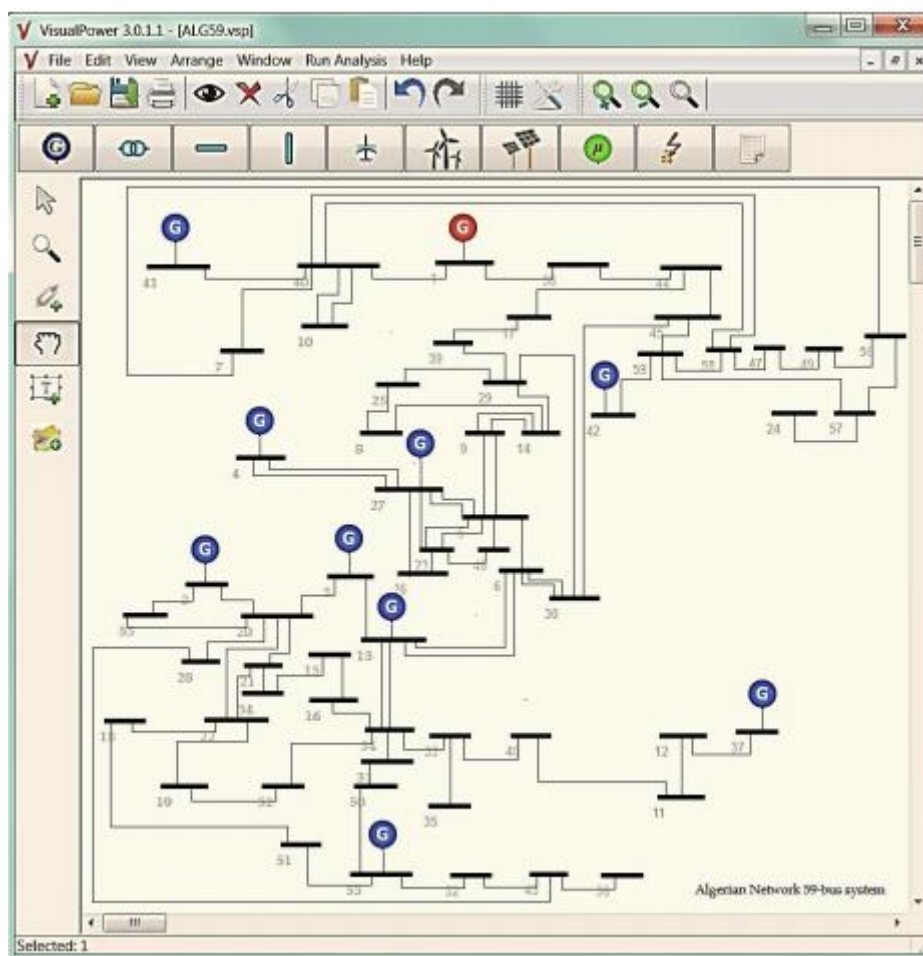


Figure B.1 Schéma unifilaire du réseau de production et transport Algérien (1997)