

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Réseaux électriques

Présenté par

ZEGHDI ZOUBIR et ZEGHDI AYOUB

Thème

Etude du problème d'engagement de turbines
(Unit Commitment) connectées au réseau électrique

Soutenu le 05/2016. Devant le jury composé de :

Dr. LABBI YACINE

Maitre de conférences Président

Dr. MAMMERI OUSSAMA

Maitre-assistant Rapporteur

Dr. BEKAKRA YUCEF

Maitre de conférences Examineur

Année Universitaire 2015/2016

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

*A ma très chère mère, l'amour de ma vie et la source de
douceur qui m'a encouragé.*

*A mon très cher père, qui m'a témoigné un soutien sans
faillle tout au long de ma vie.*

A mes frères et mes sœurs et toute ma famille

*A mon promoteur Mr:Mammeri.O et Mr:Labbi.Y,
Mr:Bekakra.Y qui fut pour moi l'exemple, le conseiller
et le soutien.*

*Je ne saurais oublier dans ces remerciements mes amis,
qui ont subi mes sautes d'humeur et mes périodes de
stress, et ont toujours répondu présents et qui m'ont
encouragé à chaque instant.*

*Et mes aimables amis de groupe Reseau,E .
Et tous qui m'ont aidé de près ou de loin.*

ZEGHDI Zoubir.

ZEGHDI Ayoub.



Remerciements **Remerciements**

*Je rends grâce à Dieu le tout puissant qui ma permis
d'arriver à ce but.*

*Nos remerciements vont particulièrement à mon
promoteur Dr :Mammeri Oussama et Dr :Labbi Yacine
pour son aide, ses conseils et sa contribution à
l'accomplissement de ce travail.*

*Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à tous
nos enseignants du département de de Génie Electrique*

pour son aide, le conseiller...

*Et tous ce qui a contribué de près ou de loin pour
accomplir notre mission.*

A tous ces gents MERCI

ZOUBIR+AYOUB



Abstract

This thesis presents the methodology used in the development of an Optimal Power Flow (OPF) program using dynamic programming. The objective is to minimise the fuel cost and keep the power outputs of generators, tap-setting in their secure limits. It is recommended to indicate that in large-scale system the number of constraints is very large consequently the DP accomplished in a large CPU time. To save an important CPU time, the constraints are to be decomposing in active constraints and reactive ones.

The active constraints are the parameters whose enter directly in the cost function and the reactive constraints are infecting the cost function indirectly. With this approach, only the active constraints are taken to calculate the optimal solution set. And the reactive constraints are taking in an efficient load flow by recalculate active power of the slack bus. This thesis presents also the application of the methods to determine the commitment order of the thermal units in power generation in deregulated environment. The DP methods are more likely to converge toward the global solution because its, simultaneously, evaluate many points in the parameter space. Its do not need to assume that the search space is differentiable or continuous. The proposed methods DP are tested on system Algerian electrical Network. The result of these methods is compared with those obtained from others methods. The dynamic programming appear to be global methods since it converge to the solution from almost any starting point and give a secure control vector.

Keywords: Optimal Power Flow, Power Systems, Economic Dispatch, Optimisation, unit commitment. dynamic programming

Résumé

La contribution principale de cette mémoire est l'Application de technique d'optimisation: l'optimisation par programmation dynamique pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un environnement régulé ou dérégulé. Différentes fonctions objectives ont été utilisées à savoir :

optimisation de l'écoulement de puissance avec et sans pollution, minimisation de coût de production de l'énergie électrique en tenant compte des pertes de puissance active et les déviations des tensions aux niveaux des jeux de barres de charge, détermination de l'état optimal de chaque générateur interconnecté dans le réseau électrique et la détermination du profit maximal des compagnies d'électricité dans un marché d'électricité libéré. L'application de l'optimisation de l'écoulement de puissance par les méthodes PD sur le réseau ainsi que le réseau Algérien montre l'efficacité de méthodes PD. On remarque aussi qu'avec les méthodes PD on peut trouver un vecteur solution optimal global ou quasi-optimal en utilisant seulement les informations sur les fonctions objectives.

Mots clés: Optimisation de l'écoulement de puissance, Marché d'électricité libre, Méthodes programmation dynamique, Optimisation par programmation dynamique, Commutation des unités de production.

Liste des Figures

Figure I.1: Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production.....	4
Figure I.2 : Topologie d'un réseau électrique moderne.....	6
Figure I.3 : Schéma unifilaire d'une ligne électrique.....	6
Figure I.4 : Fluctuation journalière de la charge demandée.....	9
Figure I.5 : Modèle de générateur	11
Figure I.6 : Modèle du transformateur.....	12
Figure I.7 : Modèle d'une lignes par un schéma en Π équivalent.....	12
Figure I.8: Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance (c).....	13
Figure I.9: Le coût de carburant en fonction de la puissance générée.....	17
Figure I.10 : La courbe de l'accroissement du coût de combustible.....	18
Figure I.11: les contraintes d'égalités, d'inégalités et avec pertes actives de chaque générateurs.....	27
Figure I.12: les contraintes d'égalités, d'inégalités et avec pertes actives de coût.....	27
Figure II.1: Méthode de la Liste de Priorité.....	33
Figure II.2: Exemple de recherche d'un chemin optimal pour la Programmation Dynamique.....	35
Figure II.3: Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière.....	36
Figure II.4: Algorithme de la Programmation Dynamique en Avant.....	37
Figure II.5: Restriction des chemins de recherche avec $N_s=3$ et $X=5$	38
Figure III.1: Représentation binaire d'un xi individu de la population pour une solution du problème UC.....	42

Figure III.2: La demande de la charge pendant 12 h.....	43
Figure III.3: La demande de la charge et $P_{\max}$ et $P_{\min}$ pendant 12 h.....	45
Figure III.4: Le coût de production pendant 12 h.....	47
Figure III.5: La demande de la charge pendant 24 h.....	49
Figure III.6: La Comparaison du coût du production (avec et sans) réserve.....	56

Liste des Tableau

Tableau III.1: Paramètres de système à 5 unités.....	43
Tableau III.2: Puissance demandé durant 12 heures.....	43
Tableau III.3: Les données de distribution de charge pour le 5 générateur.....	44
Tableau III.4: La commutation d'unités et les coûts de production totale.....	45
Tableau III.5: Les données de distribution de charge pour le générateur.....	46
Tableau III.6: Paramètres de système a 10 unités	48
Tableau III.7: Puissance demandé durant 24 heures	48
Tableau III.8: Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités.....	50
Tableau III.9: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($P_R(t)=0$).....	51
Tableau III.10: La charge et le réserve tournante pour le système de 10 unités.....	52
Tableau III.11: Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités.....	53
Tableau III.12: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($P_R(t)\neq 0$).....	54
Tableau III.13: Comparaison de la qualité de la solution avec d'autres méthodes de PD avec 10% des réserves tournante.....	55

Liste des Symboles et Acronymes

<i>Symboles</i>	<i>ACRONYMES</i>
P_{GI}	<i>La puissance électrique produit par la centrale i.</i>
P_D	<i>La puissance totale demandée.</i>
P_L	<i>Les pertes de transport énergie électrique.</i>
C_T	<i>La fonction de coût total.</i>
C_i	<i>Coût de production de la centrale i.</i>
a_i, b_i, c_i	<i>Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i.</i>
$P_{Gi \max}$	<i>Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i.</i>
$P_{Gi \min}$	<i>Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i.</i>
$L()$	<i>la fonction de Lagrange.</i>
λ	<i>Multiplicateur de Lagrange (réseau sans pertes)</i>
N, ng	<i>nombre des générateurs.</i>
IC	<i>Incrémentation du coût.</i>
K	<i>Nombre d'itération.</i>
λ'_k	<i>Miltiplicateur de Lagrange du générateur K (réseau avec pertes).</i>
$D.E.O$	<i>Dispatching Economique Optimal.</i>
OPF	<i>Optimal power flow (Ecoulement de Puissance Optimal)</i>
P_R	<i>la puissance totale injectée au réseau.</i>
$[p.u]$	<i>per unit (unité relative)</i>
V_i	<i>Module de tension au jeu de barres i</i>
Θ_i	<i>Angle de tension au jeu de barres i</i>
TC	<i>Le coût total de production.</i>
N	<i>Le nombre de générateur.</i>
T	<i>Le nombre de périodes (heures).</i>
F_i	<i>La fonction du coût de générateur i.</i>
P_{it}	<i>La puissance active délivrée par le générateur i à l'instant t.</i>
SD_i	<i>Le coût d'arrêt du générateur i. (généralement égal à zéro).</i>
$U_i(t)$	<i>L'état du générateur i à l'instant t (en service (1)/ hors service (0))</i>

Liste des Symboles et Acronymes

PR_t	La puissance de réserve à l'instant t .
T_i^{on}	La période de fonctionnement du générateur i .
T_i^{off}	La période d'arrêt du générateur i .
MUT_i	Le minimum temps du fonctionnement du générateur i
MDT_i	Le minimum temps du d'extinction du générateur i
FT	Coût total de production [\$].
$P_i(t)$	Puissance produite par l'unité à l'instant t [MW].
N	Nombre total d'unités.
Nt	Nombre total d'heures
a_i	Coût à vide de l'unité i [\$].
b_i	Coefficient du coût linéaire de l'unité i [\$/MW].
C_i	Coefficient du coût quadratique de l'unité i [\$/MW ²].
$S_i(t)$	Coût total de redémarrage de l'unité i à l'instant t [\$].
$PD(t)$	Puissance demandée par la charge à l'instant t .
$PR(t)$	Réserve tournante nécessaire à l'instant t [MW].
P_i^{min}	Puissance minimale de l'unité i [MW].
P_i^{max}	Puissance maximale de l'unité i .
CSC_i	Coût de redémarrage à froid de l'unité i « cold Start cost) [\$].
DR_i	Chute maximale de la puissance pour l'unité i [MW].
U_{ri}	Élévation maximale de la puissance pour l'unité i [MW].
X_i^{off}	Temps durant lequel l'unité i est éteinte [heures].
X_i^{on}	Temps durant lequel l'unité i est allumée [heures].
$DC_i(t)$	Coût d'extinction de l'unité i à l'instant t « shut down Cost » [\$].
SC_i	Durée de redémarrage à froid de l'unité i « cold start » [heures].
HSC_i	Coût de redémarrage à chaud de l'unité i « hot start cost » [\$].
$ST_i(t)$	Coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t « start up cost » [\$].
CSC	Consommation spécifique de chaleur
IMAP	Intensité maximale du courant admissible en régime permanent

Liste des Symboles et Acronymes

UCP	Unit Commitment problème'
P_L	Les pertes totales dans les lignes de transmission
f_i	représente la facteur de pénalité de central i.
$F()$	Fonction objective
$H()$	est la contrainte d'égalité
$g()$	Contraintes d'inégalités
λ	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités
μ	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'inégalités
PD	Programmation Dynamique
Prod.Cost	Coût de production dans chaque générateur
ST-UP Cost	les coûts de redémarrage des générateur
F-Cost	Coût totale dans chaque heure

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRAL.....	1
---------------------------	---

CHAPITRE I:

Ecoulement De Puissance Optimal

I.1 Introduction	3
I.2. Caractéristiques des systems électriques:.....	3
I.2.1. Centrales électrique.....	3
I.2.2. Réseau de transport :.....	5
I.2.3. La consommation électrique :.....	7
I.2.4. Fluctuations de la consommation ;;.....	7
I.2.4.1. Unités de base :	9
I.2.4.2 . Unités intermédiaires :	9
I.2.4.3. Unités de pointes :	10
I.2.4.4. Unités de réserve :	10
I.2.5. Equilibre du système électrique :	10
I.3. Modelisation des elements du réserve électriques:	11
I.3.1. Introduction	11
I.3.2. Modele du générateur.....	11
I-3-3.Modele d'un transformateur.....	11
I.3.4. Modele de ligne de transport	12
I.3.5.Modele de charge électrique:	12
I.4.Bilans de puissances :	13
I.5.Ecoulement de puissance optimal :	13
I.5.1. Optimisation de la production : l'OPF (Optimal Power Flow).....	13
I.5.2.Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal.....	14
I.6. Dispatching économique :	16
I.6.1. L'objectif du Dispatching économique:	16
I.6.2. La Fonction de coût et le coût incrémental:	17
I.6.3.les Contraintes :	18
I.6.3.1.les Contraintes d'égalités :	18
I.6.3.2. les Contraintes d'inégalités.....	19

SOMMAIRE

I.6.4. Formulation mathématique du dispatching économique :	19
I.6.4.1 Dispatching économique sans pertes :	19
I.6.4.1.1 Méthode analytique de lagrangien:	19
I.6.4.2 Dispatching économique avec pertes :	21
I.6.4.2.1. Incrémentation des pertes de Ttransmission:	22
I.6.4.2.2. la Résolution du problème:	22
I.7.Exemple d'application :	23
I.7.1. Prise en compte des contraintes d'égalités :	24
I.7.2. Prises en compte des contraintes d'inégalités :	24
I.7.3. Prises en compte les pertes actives:	25
I.8 Conclusion:	28

CHAPITRE II :

Commutation des unités de production 'Unit Commitment'

II.1 Introduction.....	29
II.2 Formulation du Problème de l'UCP.....	30
II.2.1 Fonction objectif de l'UCP.....	30
II.2.2 Contraintes de l' UCP.....	31
II.2.2.1 Contraintes du Système.....	31
II.2.2.1.1 Demande à satisfaire	31
II.2.2.1.2 Réserve à garantir.....	31
II.2.2.2 Contraintes des Unités.....	31
II.2.2.2.1 Puissance Borné	31
II.2.2.2.2 Temps minimal d'allumage.....	32
II.2.2.2.3 Temps minimal d'extinction.....	32
II.2.2.2.4 Élévation maximale de la puissance.....	32
II.2.2.2.5 Chute maximale de la puissance.....	32
II.2.2.2.6 Autres contraintes.	32
II.3 Techniques classiques de résolution de l'UCP.....	33
II.3.1 Liste de priorités.....	33
II.3.2 Programmation Dynamique.....	34
II.3.2.1 Méthodologie	34

SOMMAIRE

II.3.2.2 Types de programmation dynamique.....	35
II.3.2.2.1 Programmation Dynamique en Arrière.....	36
a) Principe.....	36
b) Algorithme.....	36
II.3.2.2.2 Programmation Dynamique en Avant.....	37
a) Principe.	37
b) Algorithme.....	37
II.3.2.3 Limitation de l'espace de recherche.....	38
II.4.1. Métaheuristiques.....	39
II.5 Conclusion.....	40

CHAPITRE III :

Résolution du problème d'unit commitment par La programmation dynamique

III-1 Introduction.....	41
III.2 Test de la méthode proposée pour la résolution du problème d'UC	42
III.2.1 Test de système 5 unités	43
III.2.2 Test de système de dix (10) unités	47
III.2.2.A - Cas le réserve négligeable ($PR(t)=0$)	49
III.2.2.B - Cas en compte tenu des réserve	52
III.2.2.C.Comparaison le coût de production	56
III.3.Conclusion.....	57
Conclusion Générale.....	58
Annexe.....	60
Bibliographie.....	61

INTRODUCTION GENERALE

L'industrie de l'électricité est l'industrie de capital la plus importante. Son produit, l'électricité, est essentiel à la société d'aujourd'hui. L'électricité fait partie intégrante de notre vie quotidienne. Elle alimente les appareils ménagers, soutient nos vastes réseaux de communications et d'information, éclaire nos cités et nos villes et elle est considérablement utilisée dans de nombreuses grandes entreprises. Un service d'approvisionnement en électricité fiable et économique est indispensable au bien-être de la population et des entreprises [1]

Le système électrique est un réseau-source alimentant un très grand nombre de clients à partir d'un petit nombre de centrales de production. L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs Etats, puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyennes et basses tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée; donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut, donc, ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance [2].

Traditionnellement, l'industrie de l'électricité était gouvernée et monopolisée par un opérateur intégré (Sonelgaz) qui avait le monopole sur les fonctions de production, de transport, et de distribution de l'énergie électrique. Pour satisfaire la demande, Sonelgaz choisissait ses unités de production par ordre croissant de coût de production (on parlait alors de liste de mérite), tout en satisfaisant les contraintes techniques de fonctionnement du réseau. Cependant dans les dernières années, le secteur électrique dans l'Algérie comme dans beaucoup de pays avait subi des changements considérables et restructuré pour un marché libre. Cette restructuration a entraîné la séparation des activités de production, de transport et de distribution de l'électricité et d'introduire la concurrence entre les fournisseurs d'énergie électrique. Elle a eu pour conséquence de multiplier le nombre d'acteurs sur le marché, de cela a mené à un marché compétitif par lequel les clients sont capables de choisir leur provision de l'électricité de plusieurs compagnies de production et détaillants. Cette concurrence n'est jamais totale : les infrastructures de transport et de distribution, nécessitant

des investissements très lourds, ne peuvent pas être mises en concurrence. Celles-ci constituent de ce fait un monopole naturel, ayant vocation à être régulé par des autorités indépendantes [3].

Dans ce marché libéré, c'est essentiel pour ces compagnies d'organiser efficacement leurs opérations, en minimisant le coût de fonctionnement et en maximisant leurs marges bénéficiaires [4-5].

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz polluant (Protocole de Kyoto, 2005) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques.

L'objectif de base d'un dispatching économique est la production d'énergie électrique à coût minimal. Une limitation de dispatching économique est l'aspect statique du problème. Lorsque la charge évolue dans un intervalle de temps donné ainsi que des changements d'états qu'ajoute des coûts supplémentaires.

Le problème prend l'aspect dynamique. Notre travail consiste à optimiser le coût du combustible de la source primaire donc l'évolution de la charge en fonction de temps (Les heures de la journée). Le rendement d'un tel problème est appelé unit commitment. Notre objectif est d'utiliser les méthodes métaheuristiques pour résoudre ce problème.

Dans le premier chapitre, nous allons présenter la description et la modélisation des éléments de puissance essentiels du réseau de transport, la formulation du problème de l'écoulement de puissance. Nous allons aussi décrire les principales méthodes d'optimisation classiques ayant été appliquées jusqu'à maintenant.

La contribution principale de cette thèse est l'introduction des techniques d'optimisation pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de Puissance.

Dans le deuxième chapitre, dans une première étape, nous allons détailler l'application de l'optimisation de l'écoulement de puissance et le problème de la commutation des unités de production 'Unit Commitment' (UCP). Puis dans une deuxième étape, nous allons présenter les techniques classiques et techniques avancées de résolution de ce problème (UCP).

La définition des deux outils d'optimisation OPF et UC seront aussi appliquée sur le réseau test Algérien. Cette analyse nous permettra de mieux valider les conclusions du chapitre deux et trois. Enfin, nous clôturerons cette thèse par une conclusion générale concernant l'apport général délivré par nos travaux. Nous présenterons aussi les perspectives qui pourront faire suite à ces travaux.

Chapitre I

Ecoulement De Puissance Optimal

I-1. INTRODUCTION:

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et les transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production [2].

Le but de ce chapitre est de montrer comment peut-on résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance avec un coût de production minimal en utilisant des méthodes d'optimisation classiques.

I.2. Caractéristiques des systèmes électriques:

I.2.1. Centrales électriques:

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrales électriques à court terme: son coût de production; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production. Pour les centrales thermiques, il reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale.

Le coût du combustible est évalué en utilisant des valeurs de consommation spécifique de chaleur (une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité) de la centrale et le prix du combustible.

La valeur de consommation spécifique de chaleur (CSC) est proportionnelle à l'inverse du rendement énergétique: plus la CSC est grande, moins la centrale est performante. La fonction coût a une forme non linéaire qui peut être approximée à une courbe quadratique du type :

$$C_i(P_{Gi}) = \alpha_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2$$

P_{Gi} est la quantité produite (figure I.1). La constante α_i est appelée coût de marche à vide, elle représente le coût pour maintenir la marche d'une unité de production à production nulle.

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 :

$$(\lambda = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = b_i + 2c_i P_{Gi})$$

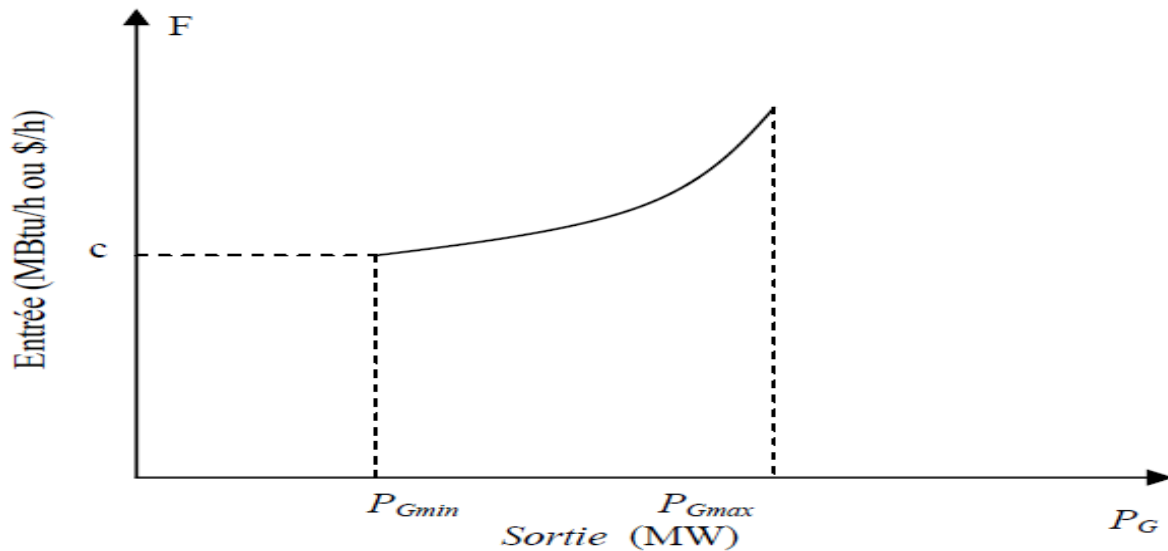


Figure I.1: Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production

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). Par exemple, 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 l'appel à démarrer (démarrage à froid ou à chaud) [2]. 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 [3].

La vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné est appelée contrainte de rampe [4-5]. Il existe aussi un temps minimal pour le démarrage (temps de démarrage).

Enfin, les unités de production présentent différents degrés de fiabilité et d'incertitude. Ce degré de fiabilité peut être interprété comme le degré de précision dans la prévision de la capacité de production d'une centrale. Les erreurs de prévision de capacité peuvent venir du manque de prévision sur la force motrice (par exemple, courant d'eau ou vitesse du vent). L'exemple le plus typique est ici la production éolienne, dont le niveau de production dépend de la vitesse du vent. Cette vitesse est un phénomène climatique qui dépend de plusieurs variables, et qui est très difficile à prévoir avec exactitude.

Les erreurs de prévision peuvent venir aussi de la défaillance forcée d'une unité de production ou d'autres facteurs qui l'empêchent d'atteindre leur niveau normal de production. Le cas le plus extrême est quand l'unité n'arrive pas à démarrer comme prévu, ou qu'elle doit être arrêtée complètement pour des problèmes techniques.

Le caractère de flexibilité ou de souplesse de moyens de production à court terme représente la vitesse à laquelle chaque moyen de production peut changer le niveau de sa production après un signal donné. Nous trouvons des moyens de production plus flexibles, comme les centrales hydrauliques (avec réservoir) et les centrales à combustion ou les moteurs diesel (avec des temps de démarrage faibles et des contraintes faibles de rampe). Par opposition, les centrales nucléaires et les centrales thermiques sont des moyens de production peu flexibles. Il est important de remarquer que cette flexibilité doit être obtenue rapidement après un ordre. Certains moyens de production peuvent avoir un caractère flexible mais nécessitent plus de temps pour préparer cette vitesse de changement. Par exemple, certaines centrales nucléaires peuvent être programmées la veille pour réaliser des variations assez grandes de production, mais, à une échelle de temps plus proche du temps réel, les variations de production possibles pour ces centrales sont beaucoup moins élevées [1].

I.2.2. Réseau de transport :

Le rôle principal du réseau de transport est la liaison entre les grands centres de consommation et les moyens de production. Ce rôle est particulièrement important car on ne peut pas stocker l'énergie électrique à grande échelle à l'heure actuelle. Un réseau de transport doit être exploité d'une manière particulière: il doit être exploité dans les limites de fonctionnement autorisées. Ces limites ou contraintes du réseau sont exprimées par des valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau (fréquence, écoulement de

puissance sur les lignes ou transformateurs, niveau de tension, etc.). Si ces limites sont dépassées, le réseau risque de devenir instable. Outre les sources classiques qui alimentent nos réseaux actuels (centrale thermique, nucléaires, hydrauliques) on trouve les sources renouvelables d'énergie, telles que les centrales solaires, les fermes éoliennes...etc, la Figure I.2 représente une structure topologique d'un réseau moderne [6] :

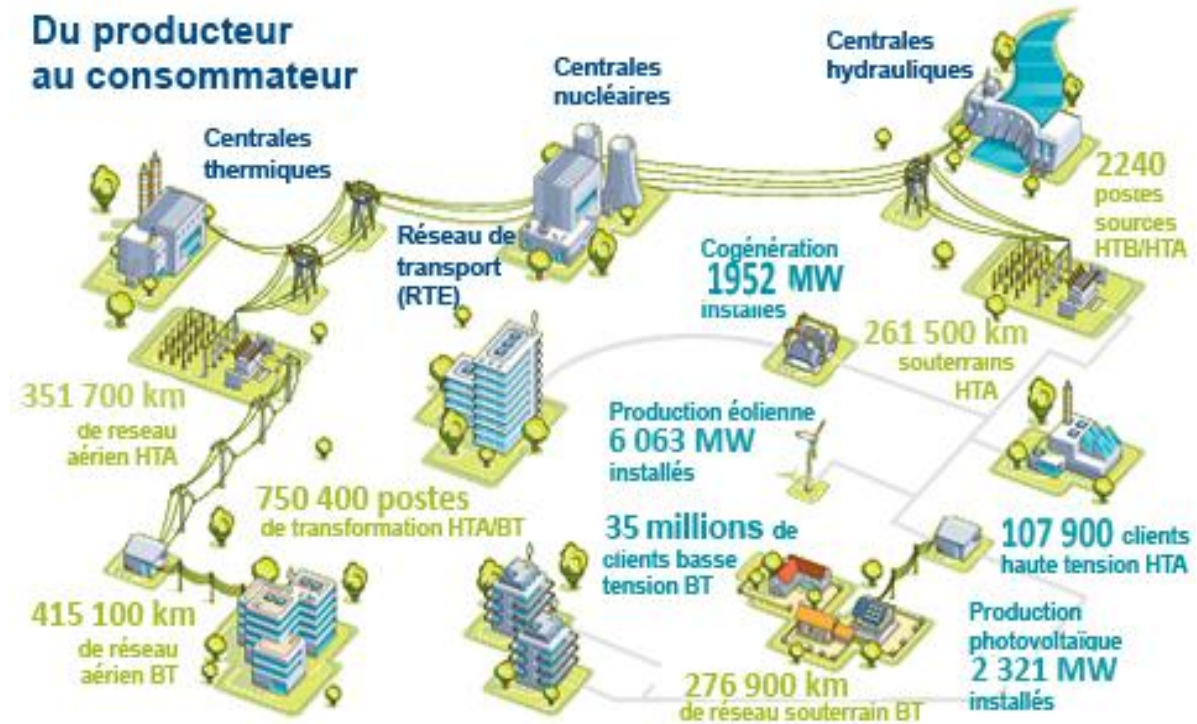


Figure I.2 : Topologie d'un réseau électrique moderne

Les contraintes de capacité de transport sont liées principalement aux flux maximaux de puissance qui peuvent circuler sur chacun des éléments du réseau. Ces contraintes de capacité ont une importance particulière dans les réseaux électriques car les flux d'électricité sont difficiles à contrôler et suivent des chemins gouvernés par les lois de Kirchhoff [7].

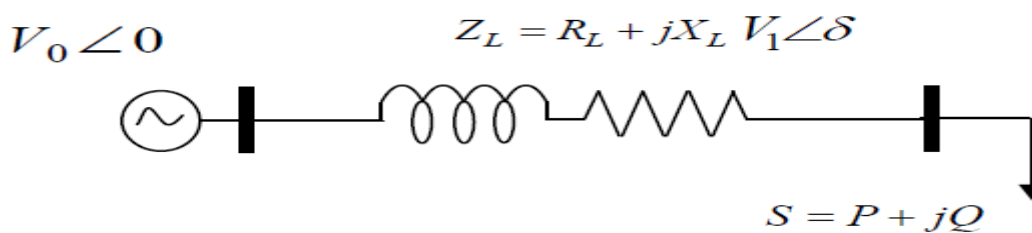


Figure I.3 : Schéma unifilaire d'une ligne électrique.

I.2.3. La consommation électrique :

Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est important pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité: la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le prix, etc. L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré. Naturellement, plus la prévision est réalisée en avance par rapport au moment de la consommation, moins elle est précise. En effet, les valeurs de ces variables, notamment celles liées aux conditions météorologiques, peuvent se modifier dans ce laps de temps. Une prévision éloignée du temps réel génère des erreurs de prévision, plus ou moins conséquentes. Les prévisions de consommation effectuées plusieurs jours à l'avance se basent principalement sur la combinaison des consommations réelles des jours précédents et la prévision des conditions climatiques. Par exemple, une baisse de la température moyenne de 1° C sur l'ensemble de la France peut entraîner, en hiver, une augmentation de la consommation de plus de 1000 MW (approximativement la taille d'une tranche nucléaire) [8].

Bien que la prévision de la consommation s'affine lorsque l'on s'approche de la période prévue, il existe encore des écarts entre les prévisions faites la veille et la consommation réelle. Ces écarts, ou erreurs de prévision, peuvent provenir des erreurs de prévision des variables explicatives (Température, nébulosité) ou/et des simplifications de modèle de prévision.

I.2.4. Fluctuations de la consommation :

La consommation d'électricité varie en permanence: au cours des saisons, au cours d'une journée, en suivant le rythme de l'activité quotidienne et économique et en temps réel en fonction de la météo du moment.

Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps.

Cependant, pour un intervalle de temps d'une demi-heure, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité.

Il faut savoir aussi que la consommation d'électricité peut fluctuer très rapidement: elle peut changer de plus de 10% de la consommation maximale en seulement 1 heure. Il faut noter qu'il existe des fluctuations pour des échelles de temps inférieures plus fins qu'une demi

heure. Ces fluctuations ont un caractère aléatoire minute par minute. On ne peut pas assigner une quelconque périodicité à ces fluctuations [9].

La Figure I.4 représente la fluctuation de la charge en fonction de temps pendant un jour et la stratégie de génération adoptée par les compagnie de production pour faire face à cette augmentation aléatoire ,en général des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24h, supportent la charge de base (centrales nucléaires) ,des générateurs intermédiaires commandées fonctionnent la plus part des temps, mais pas nécessairement avec leurs charges totales supportent la charge intermédiaire et ce en utilisant des centrales hydrauliques simplement commandée par le control du débit de l'eau. La charge de pointe est supportée par des centrales thermiques dont les générateurs de production ont des vitesses très grandes qui répondent mieux à cette augmentation.

Cependant, la consommation évolue d'une façon cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité. Cette saisonnalité est constatée à trois niveaux [10]:

***Fluctuations infra journalières :**

durant une journée, la consommation d'électricité peut fluctuer d'une façon importante qui peut atteindre les 25 % de la consommation maximale de l'année. Ces fluctuations infra journalières sont récurrentes le long de l'année.

***Fluctuations hebdomadaires :**

jour ouvrable / week-end : les différences entre les consommations maximales entre un jour ouvrable et un jour du week-end du même mois peuvent aller jusqu'à 10 % de la demande maximale de l'année.

***Fluctuations saisonnières :**

jour été / jour hiver : les différences entre les consommations (maximales et minimales) entre un jour ouvrable en été et un jour ouvrable en hiver peuvent aller jusqu'à plus de 20 % de la consommation maximale.

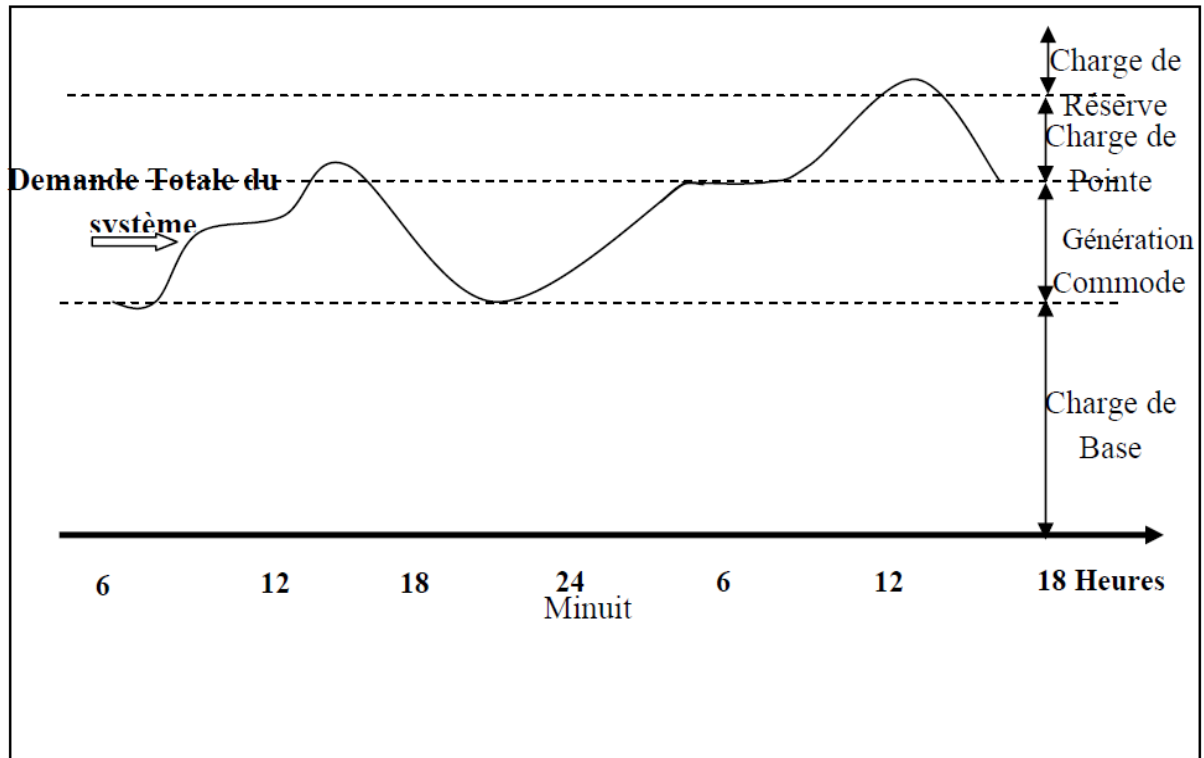


Figure I.4 : Fluctuation journalière de la charge demandée.

Par la suite on va donner les différentes unités du système électrique et leurs rôles dans la production d'énergie [11].

I.2.4.1. Unités de Base :

Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur. Il est préférable si possible de stabiliser les puissances actives délivrées par ce genre d'unités à niveau constant, d'autre part il faut faire fonctionner ces unités en utilisant les combustibles fossiles à des puissances actives constantes.

I.2.4.2 . Unités Intermédiaires :

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère d'utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on peut contrôler l'énergie générée par l'unité hydraulique en jouant sur le débit d'eau entrant dans la turbine.

Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. A cause des constantes de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs rendements maximales.

I.2.4.3. Unités de Pointes :

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse, pour cela ils sont utilisés fréquemment pendant les heures de pointes.

Mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu.

I.2.4.4. Unités de Réserve :

La gamme de générateurs demandée par les sociétés d'électricité peut être constituée par des générateurs conservés pour la production partielle, ou des générateurs de précaution disposés à différents niveaux.

I.2.5. Équilibre du système électrique :

L'équilibre du système électrique exige qu'à tout moment, la puissance injectée (la production) soit égale à la puissance soutirée (la consommation) plus les pertes générées sur le réseau. Ainsi, les systèmes électriques subissent-ils une forte contrainte d'équilibre en temps réel entre les injections et les soutirages.

Cet équilibre production-consommation est nécessaire tout d'abord car les systèmes électriques à courant alternatif fonctionnent comme une « grande » machine synchronisée.

Le fonctionnement de cette machine est très complexe et particulièrement vulnérable aux instabilités. Ces instabilités se produisent principalement quand l'équilibre production consommation n'est pas respecté. Assurer l'équilibrage continu, même lors des incidents, est un moyen de maintenir la stabilité du système. Le défaut d'une ligne ou d'une unité de production peut provoquer des phénomènes en cascade pouvant se développer rapidement. Ainsi, des écarts, même mineurs, de la fréquence de référence peuvent déstabiliser ou endommager des éléments du système de transport. Si lors d'un incident, les actions correctives nécessaires ne sont pas effectuées, le système peut défaillir complètement (black out). Afin de se prémunir contre les ruptures de l'alimentation électrique, une règle fondamentale de sécurité, appelée « règle du N-1 », est appliquée par tous les gestionnaires de réseau. Cette règle consiste à garantir le bon fonctionnement du réseau même en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production. Dans ce cas l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production. Le respect de cette règle ne suffit pas à garantir l'absence totale de coupures, mais permet d'en réduire considérablement le nombre [12].

I.3. Modelisation des éléments du réseaux électrique :

I.3.1. Introduction:

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et distribution, et un ensemble de consommateurs, qui constituent la charge de réseau, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électrique comporte en gros trois sous-système :

- Production (génératrice).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateur).

Vu la complexité d'un réseau d'énergie électrique, il faut simplifier leur représentation pour établir des modèles ou schéma équivalent des principaux composant à savoir, des générateurs, les différents types de transformateurs, des lignes et des charges [13].

I.3.2. Modèle de générateur:

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active (p_g) injectée au jeu de barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes . [13]

La puissance active du générateur est déterminée par le contrôle de la turbine, qui doit être dans la capacité du système turbine-générateur. La tension (V_g) est principalement déterminée par l'injection de la puissance réactive au jeu de barre de production .



Figure I-5 : Modèle de générateur

I-3-3.Modèle du transformateur:

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a figure (I-2).

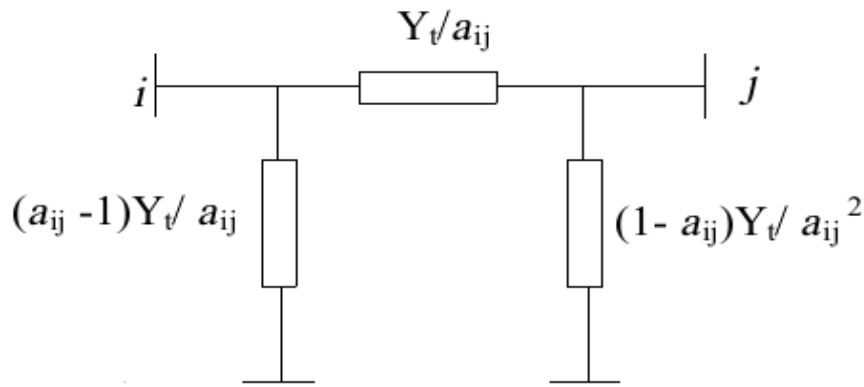
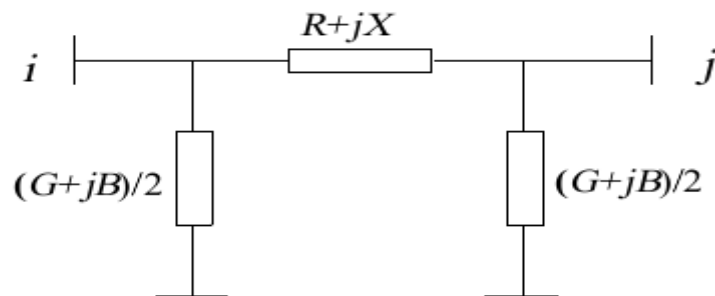


Figure I-6 : Modèle du transformateur

Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régulateur de charge. Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire. [13]

I.3.4. Modèle de ligne de transport :

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir figure (I-3) [13]

Figure I-7 : Modèle d'une lignes par un schéma en Π équivalent.

I-3-5. Modèle de charge électrique:

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes. [13]

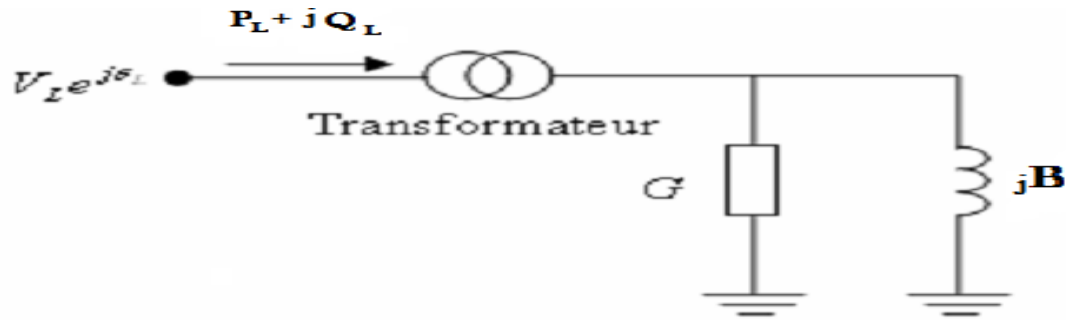


Figure I-8 : Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante.

I-4. Bilans de puissances :

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit : $\sum P_G = \sum P_L$ + les pertes active du réseau. La somme des puissances actives injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges, augmentée des pertes actives du réseau (résistance des lignes, des câbles, etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 %.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit : $\sum Q_G = \sum Q_L$ + générations ou consommations réactives du réseau.

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées/produites par les charges augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.) [07]

I.5. Ecoulement de puissance optimal :

Un Ecoulement de Puissance Optimal (OPF) est destiné à trouver une solution de l'écoulement de puissance qui optimise une fonction de performance (objectif) comme le coût du combustible, ou les pertes de transmission, tout en veillant à respecter les limites physiques imposées par les équipements du système.

Une solution de l'écoulement de puissance est alors obtenue qui, d'une part, est réalisable physiquement, et d'autre part, offre une valeur minimale de la fonction objectif [14] :

I.5.1. Optimisation de la production : l'OPF (Optimal Power Flow) :

L'usage de l'OPF dans un contexte dérégulé s'accompagne d'une tarification dite *marginale* ou *nodale*. Il s'agit de fixer en chaque noeud du réseau un prix auquel sera vendu ou acheté l'énergie. Les paiements sont en outre centralisés par l'opérateur du système. Ces

prix nodaux sont tirés des multiplicateurs de Lagrange du problème d'optimisation. En effet, tout problème d'optimisation revient en réalité à minimiser une fonction objective à laquelle on associe les contraintes à respecter. La fonction résultante se nomme le Lagrangien [15]:

I.5.2. Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal :

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique. Si on prend en considération seulement la fonction objectif, on parle alors d'une optimisation sans contraintes. Mais si on prend en considération les équations de l'écoulement de puissance, on est donc devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités. Si on prend de plus les limites min. et max. des puissances générées par les alternateurs, la surcharge des lignes de transports et les niveaux de tensions admissibles pour les jeux de barres de charges, on est alors devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités.

Le problème de l'écoulement de puissance optimal est donné sous une forme standard d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités comme suit [16] [17]:

$$\min. F(x) \text{ (fonction objective)}$$

selon :

$$g_i(x) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{contraintes d' égalités})$$

et

$$h_j(x) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (\text{contraintes d' inégalités})$$

a) Fonction objectif:

Cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances actives. On suppose que le coût individuel de chaque centre de production dépende uniquement de la génération de la puissance active [18].

$$F = \sum_{i=1}^{ng} f_i = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) \quad (I.1)$$

b) Contraintes d'égalités:

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro.

$$g_i(x_1, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (I.2)$$

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (I.3)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (I.4)$$

c) Contraintes d'inégalités:

En pratique, on ne doit pas dépasser les limites des éléments physiques du réseau électrique tels que les générateurs, les transformateurs à prises de charge, et les transformateurs de phase.

En plus des contraintes sur les puissances actives à chaque générateur qui a une influence directe sur la fonction coût, on peut citer d'autres contraintes d'inégalités [16]:

La puissance active générée P_{Gi} qui est limitée par une borne inférieure $P_{Gi \min}$ et une borne supérieure $P_{Gi \max}$

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, ng \quad (1.5)$$

La puissance réactive générée Q_{Gi} qui est limitée par une borne inférieure $Q_{Gi \min}$ et une borne supérieure $Q_{Gi \max}$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, ng \quad (1.6)$$

Les transformateurs à prises de charge ont des déviations max. et min. du niveau de tension par rapport à la tension nominale. De même les transformateurs à angles de phase ont des décalages max. et min. des phases des tensions. Les deux types de transformateurs forment les contraintes d'inégalités suivantes:

$$\begin{cases} t_{ij \min} \leq t_{ij} \leq t_{ij \max} \\ \alpha_{ij \min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij \max} \end{cases} \quad (1.7)$$

Pour maintenir la sécurité du système électrique, les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance apparente. Ces limites sont dues aux pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du système. Elles sont représentées par une contrainte d'inégalité, qui limitera le carré de puissance en MVA d'un transformateur ou d'une ligne de transport.

$$|S_{ij}|^2 - |S_{ij \max}|^2 \leq 0 \quad (1.8)$$

Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites max. et min. Ces limites exigent encore l'addition des contraintes d'inégalités.

$$V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max} \quad (1.9)$$

Donc il y'a n contraintes d'égalités et m contraintes d'inégalités et le nombre des variables du problème est égal à la taille du vecteur des variables de contrôle (y compris puissances active et réactive générées, niveaux de tension des jeux de barres, prises des transformateurs,... etc.). La solution du problème d'OPF exige la formulation de la fonction Lagrangien appelée aussi la fonction de coût augmentée suivante:

$$L = F + \sum_{i=1}^n \lambda_i g_i + \sum_{j=1}^m \mu_j h_j \quad (1.10)$$

Les conditions nécessaires pour trouver un minimum de L appelées conditions de Kuhn Tucker sont les suivantes:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial x_i} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_j} = h_j(x) \leq 0 \\ \mu_j h_j(x) = 0 \end{array} \right. \quad \& \quad \left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i(x) = 0 \\ \mu_j > 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, n \\ j = 1, \dots, m \end{array} \quad (1.11)$$

I.6. Dispatching économique :

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation à tout instant tout en conservant la qualité de l'énergie et en minimisant les frais d'exploitation. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching économique optimale) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers [05].

I.6.1. l'objectif du dispatching économique:

l'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le cout total du combustible nécessaire pour cette production qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte de certaines contraintes de type égalité et de type inégalité.

I.6.2. La fonction de coût et le coût incrémental:

La puissance réelle générée est responsable de l'influence principale sur coût C_i , l'augmentation des quantités de production réelles se fait par l'augmentation du couple de rotation du moteur de base, cela demande une augmentation de consommation du combustible, donc du coût de production. Par conséquent, le coût de la puissance générée est modélisé sous la forme d'une équation polynomiale quadratique :

$$C(P_g) = \alpha + \beta P_g + \gamma P_g^2 \quad (I.12)$$

Où P_g est la puissance générée (en Mw) par la centrale considérée et α , β et γ des coefficients constants propres de la centrale qui sont obtenus par l'expérience.

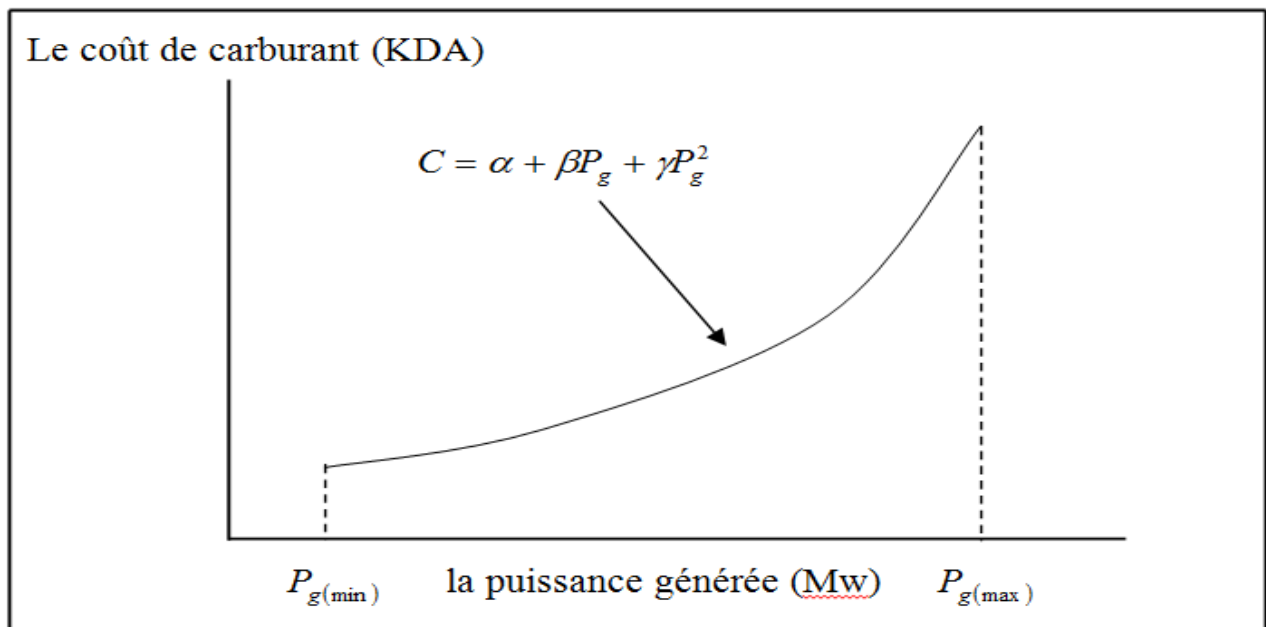


Figure I.9: Le coût de carburant en fonction de la puissance générée

Le coût de l'énergie à l'entrée du générateur, est évalué en (Mbtu/hr) ou (KDA/hr), (\$/Mw), qui représente la quantité de fuel ou de combustible nécessaire pour le fonctionnement de la chaudière.

Pour un système de production d'énergie électrique composée de plusieurs centrales, le coût total de la production de ce système est :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^n C_i \dots \dots \dots [KDA/hr] \quad (I-13)$$

Cette fonction représente la fonction Objectif de notre étude qu'il faudra minimiser afin d'obtenir un fonctionnement optimal [18].

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{gi}}$ avec $(i=1,2,\dots,n)$ est appelée le coût incrémental du 1^{er} générateur (CI), de point de vue physique, elle représente le coût additionnel du combustible en (KDA/Mwh) correspondant à la production d'une unité de puissance supplémentaire :

$$CI = \beta + 2\gamma P_g \quad (I-14)$$

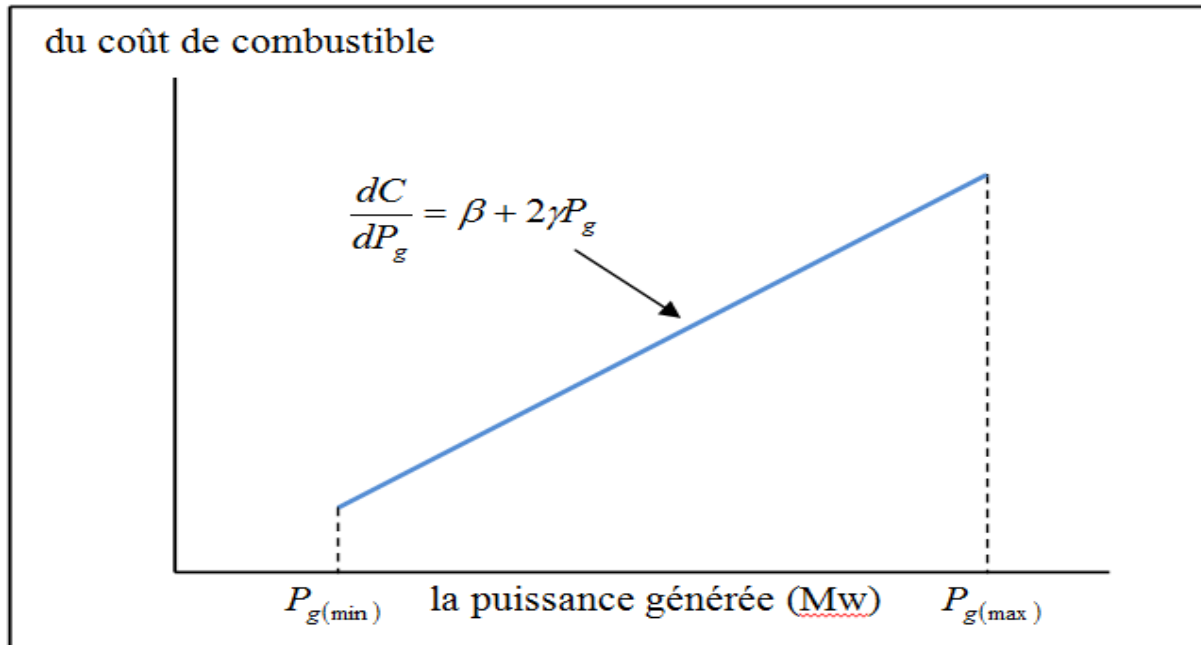


Figure I.10 : La courbe de l'accroissement du coût de combustible

I.6.3.les contraintes :

I.6.3.1.les contraintes d'égalités :

Dans le dispatching économique, la fonction objectif à minimiser est le coût total de production de générateurs, de telle sorte que la charge électrique du système soit entièrement satisfaite. On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la loi de Kirchhoff, bilans d'énergie .

A- Cas de pertes négligeables :

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale de système.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d \quad (I-15)$$

B- Cas de pertes considérables :

Dans ce cas. La somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandé par la charge de système et les pertes de transmission de cette puissance.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d + P_L \quad (I-16)$$

I.6.3.2. les contraintes d'inégalités :

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure ($P_{gi(\min)}$) et une autre supérieure ($P_{gi(\max)}$), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivant :

$$P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (I-17)$$

Il faut bien évidemment respecter les valeurs limites de production des centrales pour le maintien de la sécurité du système. Donc, les contraintes d'inégalités s'intéressent par le domaine de fonctionnement admissible, possible (limitation des ressources, sécurité...) [06].

I.6.4. Formulation mathématique du dispatching économique :**I.6.4.1 Dispatching économique sans pertes :**

Le dispatching économique sans pertes ne tient pas compte des pertes engendrées par le transit de puissance dans les lignes. La topologie du réseau n'aura donc aucune incidence sur la répartition de la production. Seuls les coûts liés à la production sont pris en compte.

On en conclut que le modèle utilisé par le dispatching économique sans pertes, considère que le pertes de puissance actives dans les lignes de transport et les transformateurs sont négligeables, et que les équations de l'écoulement de puissance ne sont pas prises en considération [06].

I.6.4.1.1 Méthode analytique de lagrangien [06]:

Elle est encore appelle la méthode de «Kunt Tucker » qui utilise la fonction de coût comme la fonction objectif de lagrangien.

$$F = C_{tot}(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) = \sum_{i=1}^{ng} C_1(P_{gi}) \quad (I.18)$$

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on peut formulée le lagrangien comme suit:

Où :

$$L = F(P_{gi}) + \lambda \cdot H(P_{gi}) \quad (I-19)$$

H représente la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \quad (I-20)$$

λ est le multiplicateur de Lagrange. Il est approximativement le coût en KAD/h nécessaire pour augmenter la charge délivrée totale par 1Mw.

Donc:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda (P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (I-21)$$

les conditions nécessaires pour un minimum sont données par:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + P_{gi} 2\gamma_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad \begin{matrix} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \\ i = 1, 2, \dots, ng \end{matrix} \quad (I-22)$$

Donc, à l'optimum le coût de production total sera minimal si tous les accroissements des coûts de centrales sont égaux et égal à la valeur de λ . De la première équation on trouve que :

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (I-23)$$

En remplaçant l'équation (II-11) en (II-4) :

$$P_d = \lambda \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right) - \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) \quad (I-24)$$

Donc λ optimal est :

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right)}{\sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right)} \quad (I-25)$$

En remplaçant la valeur de λ^* dans l'équation (II-11) on trouve :

$$P_{gi} = \frac{1}{2\gamma_i} \left[\frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right)}{\sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2\gamma_i} \right)} - \beta_i \right] \quad (I-26)$$

Ces valeur de puissance générée de centrales représentent la solution optimale de problème de dispatching économique qui permet d'obtenir le coût de production minimal. D'après l'équation (II-11), chaque générateur participant au dispatching économique doit avoir la même valeur de coût incrémental à l'optimum. Le dispatching économique sans pertes est alors aussi appelé le dispatching d'accroissement du coût égal.

Prise en compte des contraintes d'inégalités :

Si dans le processus un générateur bute sur une contrainte une contrainte d'inégalité on le sort du problème en fixant sa production à la contrainte. et en cours d'itération on surveille que les conditions suivantes restent vérifiées pour tous les générateurs en contrainte.

$$\begin{cases} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \\ P_{gi} = P_{gi(\max)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} \leq \lambda \\ P_{gi} = P_{gi(\min)} \Rightarrow \frac{dC_i}{dP_{gi}} \geq \lambda \end{cases} \quad (I-27)$$

I.6.4.2 Dispatching économique avec pertes :

Dans les systèmes réels, le transport de l'énergie électrique vers les jeux de barres de charge est souvent accompagné par des pertes de transmission. Le problème du dispatching économique devient un peu compliqué par rapport au cas précédant où les pertes ont été négligées. Donc, la topologie du réseau aura une incidence sur la répartition optimale de la production. Cependant pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur coût par un facteur de pénalité [06].

Il existe deux approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance :

A- considération des pertes constant :

Dans ce cas, la valeur de pertes se rassembler avec la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes.

B- pertes variables :

Nous devenons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissance actives des générateurs.

I.6.4.2.1. Incrémentation des pertes de transmission:

Soit P_L Les pertes totales dans les lignes de transmission. La dérivée partielle $\partial P_L / \partial P_{Gi}$ Sont appelées l'incrémentation des pertes de transmission (ITL), elle représente la variation des pertes totales liée à la variation de la puissance générée par le générateur i [06].

I.6.4.2.2. la résolution du problème:

pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes, on peut formulée le lagrangien avec pertes comme suit [06] :

$$L = F(P_{gi}) + \lambda \cdot H(P_{gi})$$

Où: $H(P_{gi})$: est la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad (I-28)$$

$$L = \sum_{j=1}^{ng} C_i(P_{gi}) + \lambda \cdot (P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (I-29)$$

Pour Minimisé la fonction de lagrangien il faut que :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i - \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1 \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad \begin{matrix} P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} \\ i = 1, 2, 3, \dots, ng \end{matrix} \quad (I-30)$$

$$\begin{aligned} \frac{dC_i}{dP_{gi}} &= \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) \Rightarrow \lambda = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right)^{-1} \frac{dC_i}{dP_{gi}} \\ \lambda &= f_i \left(\frac{dC_i}{dP_{gi}} \right) \end{aligned} \quad (I-31)$$

Où :

$$f_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \quad (I-32)$$

f_i : représente la facteur de pénalité de central i.

Donc, pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur fonction de coût par un facteur de pénalité f_i .

Par les mêmes étapes du dispatching sans pertes on trouve que :

$$P_{gi} = \frac{\lambda \cdot f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (I-33)$$

En remplaçant l'équation (II-21) dans l'équation (II-16) :

$$P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \lambda \sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i} + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} = 0 \quad (I-34)$$

$$\lambda = \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}}$$

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2\gamma_i} \left(\left(\frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \right) f_i^{-1} - \beta_i \right) \right] \quad (I-35)$$

Le problème devient plus difficile à résoudre car, suite à l'introduction du terme de pertes les équation de stationnarité du lagrangien deviennent des équations couplées .

$$P_L = F(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn})$$

I.7.Exemple d'application :

Un réseau électrique contient trois centrales avec les données suivantes [19]:

	C_i (\$/Mbtu)
Unit(1)	$500 + 5.3 P_{g1} + 0.004 P_{g1}^2$
Unit(2)	$400 + 5.5 P_{g2} + 0.006 P_{g2}^2$
Unit(3)	$200 + 5.8 P_{g3} + 0.009 P_{g3}^2$

Avec : $P_d = 975 \text{ Mw}$

I.7.1. Prise en compte des contraintes d'égalités :

Donc :

$$\begin{cases} C_1 = 500 + 5.3 P_{g1} + 0.004 P_{g1}^2 \\ C_2 = 400 + 5.5 P_{g2} + 0.006 P_{g2}^2 \\ C_3 = 200 + 5.8 P_{g3} + 0.009 P_{g3}^2 \end{cases}$$

D'après la méthode de : lagrangien la résolution de la répartition optimale de l'énergie sera :

$$\lambda = \frac{975 + \frac{5.3}{0.008} + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{1}{0.008} + \frac{1}{0.012} + \frac{1}{0.018}} = 9.16$$

On à :

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i}$$

$$\begin{cases} P_{g1} = \frac{\lambda - \beta_1}{2\gamma_1} = \frac{9.16 - 5.3}{2 \times 0.004} = 482.8947 \text{ Mw} \\ P_{g2} = \frac{\lambda - \beta_2}{2\gamma_2} = \frac{9.16 - 5.5}{2 \times 0.006} = 305.2632 \text{ Mw} \\ P_{g3} = \frac{\lambda - \beta_3}{2\gamma_3} = \frac{9.16 - 5.8}{2 \times 0.009} = 186.8421 \text{ Mw} \end{cases}$$

$$\begin{cases} C_1 = 500 + 5.3(482.8947) + 0.004(482.8947)^2 = 3992.09 \quad (\$/ \text{ Mbtu}) \\ C_2 = 400 + 5.5(305.2632) + 0.006(305.2632)^2 = 2638.06 \quad (\$/ \text{ Mbtu}) \\ C_3 = 200 + 5.8(186.8421) + 0.009(186.8421)^2 = 1597.87 \quad (\$/ \text{ Mbtu}) \end{cases}$$

Donc : $C_{tot} = C_1 + C_2 + C_3 = 3992.09 + 2638.06 + 1597.87 = 8228.03 \quad (\$/ \text{ Mbtu})$

I.7.2. Prises en compte des contraintes d'inégalités :

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure ($P_{gi \min}$) et une autre supérieure ($P_{gi \max}$), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivante:

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad i=1,2,\dots,ng$$

L'exemple précédent explique ces conditions avec les données suivantes :

$$P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)}$$

$$\text{Unit(1) : } 200 \leq P_{g1} \leq 450$$

$$\text{Unit(2) : } 150 \leq P_{g2} \leq 350$$

$$\text{Unit(3) : } 100 \leq P_{g3} \leq 250$$

En effet: la solution sera

$$P_{g1} = 482.8947 \text{ Mw} \quad P_{g2} = 305.2632 \text{ Mw} \quad P_{g3} = 186.8421 \text{ Mw}$$

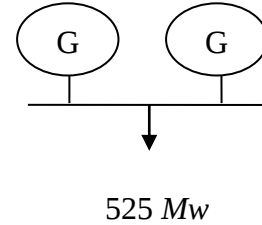
Mais on constate que les résultats ne respect pas les limites de la production de centrale 1.

D'après le système on pose que:

$$P_{g1} = P_{g1 \text{ max}} = 450 \text{ Mw}$$

$$P_{g2} + P_{g3} = P_d - P_{g1} = 975 - 450 = 525 \text{ Mw}$$

$$\lambda = \frac{525 + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{1}{0.012} + \frac{1}{0.018}} = 9.4$$



On trouve que :

$$P_2 = \frac{\lambda - \beta_2}{2\gamma_2} = \frac{9.4 - 5.5}{2 \times 0.006} = 325 \text{ Mw} , \quad P_3 = \frac{\lambda - \beta_3}{2\gamma_3} = \frac{9.4 - 5.8}{2 \times 0.009} = 200 \text{ Mw}$$

Donc la solution optimale de ce problème sera :

$$P_1 = 450 \text{ Mw} \quad P_2 = 325 \text{ Mw} \quad P_3 = 200 \text{ Mw}$$

$$\text{Donc : } C_{tot} = C_1 + C_2 + C_3 = 3695 + 2821.25 + 1720 = 8236.25 \quad (\$/\text{Mbtu})$$

I.7.3. Prises en compte les pertes actives:

Dans les systèmes réels, le transport de l'énergie électrique vers les jeux de barre de charge est souvent accompagné par des pertes de transmission. Le problème du dispatching économique devient un peu compliqué par rapport au cas précédent où les pertes ont été négligées. Dans ce cas, la contrainte d'égalité représentée par l'équation d'équilibre de puissance donnée dans (II-5) doit inclure ces pertes. Si on désigne par P_L les pertes totales de puissances actives, la contrainte d'égalité dévient:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L$$

$$P_L = 0.0000218 P_{g1}^2 + 0.0000228 P_{g2}^2 + 0.0000179 P_{g3}^2 \text{ Mw}$$

Premièrement, les puissance générées initiales sont des valeurs tiennent de dispatching sans pertes:

$$P_{g1} = 450 \text{ Mw} \quad P_{g2} = 325 \text{ Mw} \quad P_{g3} = 200 \text{ Mw}$$

$$P_L = 0.0000218(450)^2 + 0.0000228(325)^2 + 0.0000179(200)^2 = 7.5385 \text{ Mw}$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g1}} = 2 \times 450 \times 0.0000218 = 0.01962$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g2}} = 2 \times 325 \times 0.0000228 = 0.01482$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{g3}} = 2 \times 200 \times 0.0000179 = 0.00716$$

Calcule λ :

$$\lambda = \frac{975 + 7.5385 + \frac{5.3}{0.008} + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{(1-0.01962)}{0.008} + \frac{(1-0.01482)}{0.012} + \frac{(1-0.00716)}{0.018}} = 9.33$$

Donc:

$$P_{gi} = \frac{\lambda \cdot f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad P_{g1} = \frac{9.33(1-0.01962) - 5.3}{0.008} = 480 \text{ Mw}$$

$$P_{g2} = \frac{9.33(1-0.01482) - 5.5}{0.012} = 307.6 \text{ Mw} \quad P_{g3} = \frac{9.33(1-0.00716) - 5.8}{0.018} = 192.39 \text{ Mw}$$

Donc:

$$P_{gT} = 480 + 307.6 + 192.39 = 979.99 \text{ Mw}$$

En effet: la solution sera

$$P_1 = 480 \text{ Mw} \quad P_2 = 307.6 \text{ Mw} \quad P_3 = 192.39 \text{ Mw}$$

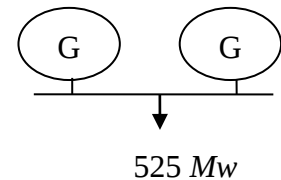
Mais on constate que les résultats ne respect pas les limites de la production de centrale 1.

D'après le système on pose que:

$$P_{g1} = P_{g1 \max} = 450 \text{ Mw}$$

$$P_{g2} + P_{g3} = P_d - P_{g1} = 975 - 450 = 525 \text{ Mw}$$

$$\lambda = \frac{525 + 7.5385 + \frac{5.5}{0.012} + \frac{5.8}{0.018}}{\frac{(1-0.01482)}{0.012} + \frac{(1-0.00716)}{0.018}} = 9.56$$



$$P_{g2} = \frac{9.56(1 - 0.01482) - 5.5}{0.012} = 326.38 \text{ Mw}$$

$$P_{g3} = \frac{9.56(1 - 0.00716) - 5.8}{0.018} = 204.64 \text{ Mw}$$

Donc la solution optimale de ce problème sera :

$$P_{g1} = 450 \text{ Mw} \quad P_{g2} = 326.38 \text{ Mw} \quad P_{g3} = 204.64 \text{ Mw}$$

Donc : $C_{tot} = C_1 + C_2 + C_3 = 3695 + 2834.23 + 1763.809 = 8293.039 \text{ (\$/ Mbtu)}$

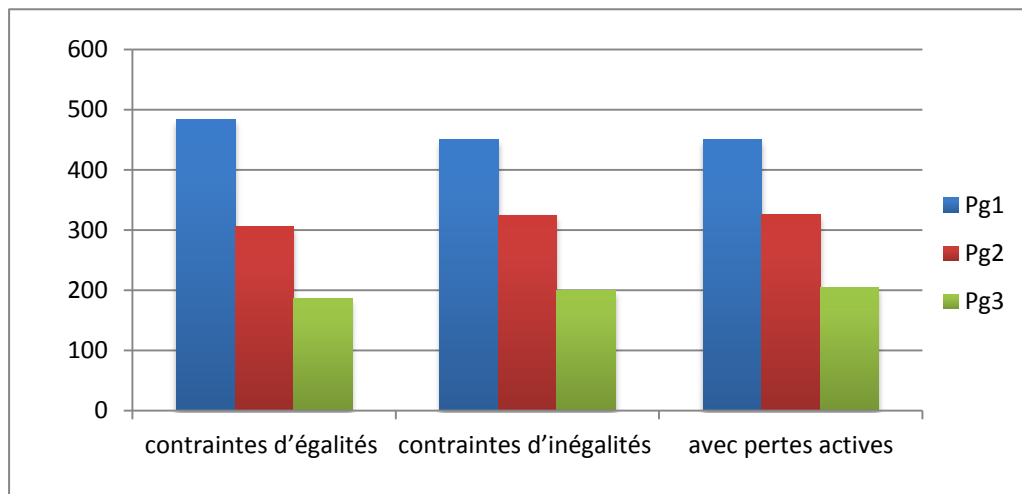


Figure I.11: les contraintes d'égalités, d'inégalité et avec pertes actives de chaque générateurs

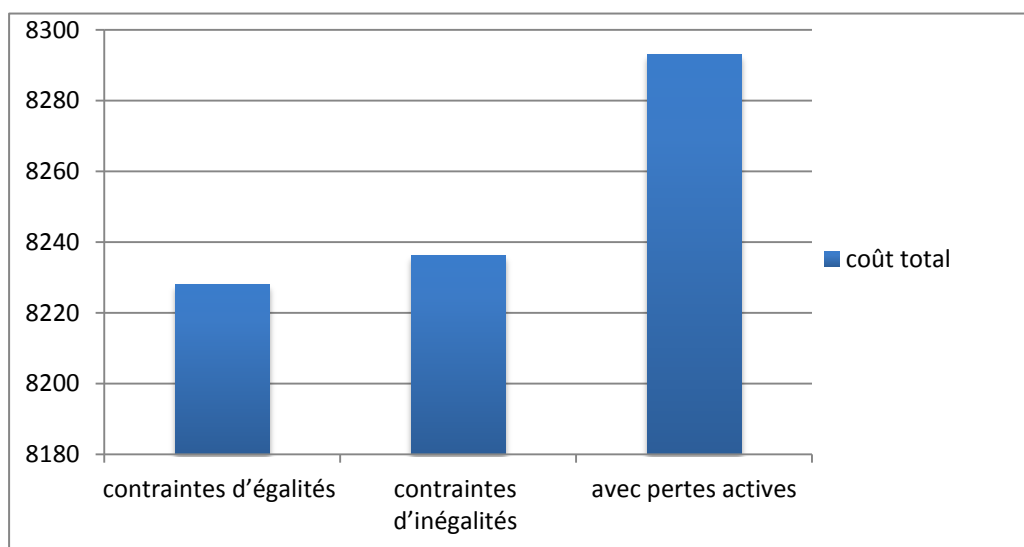


Figure I.12: les contraintes d'égalités, d'inégalité et avec pertes actives de coût

Conclusion :

Le dispatching économique 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.

Le problème du dispatching économique 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'« optimal power flow » (OPF)

Une autre limitation du dispatching économique est l'aspect statique du problème. En effet, quand on résout un dispatching 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 ».

Un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales, peut alimenter une charge demandée pendant un nombre infini de cycle de génération.

L'arrivée à un minimum de coût de production est une caractéristique très importante. Aujourd'hui le fonctionnement des systèmes de puissance électriques est basé sur la minimisation du coût total.

Dans ce chapitre, on a présentés des méthodes analytiques à l'aide desquelles on peut obtenir les conductions du dispatching économique optimal, à savoir la méthode du multiplicateur de Lagrange utilisée pour les réseaux sans pertes et avec pertes, et les contraintes d'égalités et d'inégalités.

Le prochain chapitre sera consacré à une étude détaillée du problème de commutation des unités de production ou d'engagement des turbines 'Unit Commitment problème' (UCP).

Chapitre II

Commutation des unités de production 'Unit Commitment'

II.1 Introduction:

Le problème commutation des unités de production ou d'engagement des turbines 'Unit Commitment problème' (UCP) 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. [1]

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).

Ce chapitre 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 utilisées pour résoudre le problème de l'engagement des turbines (UCP) qui sont la liste de priorités, la programmation dynamique en avant 'forward dynamic programming' et en arrière 'backward dynamic programming', et limitation de l'espace de recherche et la méthode de métaheuristique.

II.2 Formulation du Problème de l'UCP :

Le « Unit Commitment » ou '*la planification de l'opération des unités de production*' [4], est le processus de décider quand et quelle unité de génération doit fonctionner ou pas, donc on doit programmer les générateurs ('on' ou 'off') pour répondre aux charges nécessaires à un coût minimum soumis aux pertes du réseau.

II.2.1 Fonction objectif de l'UCP : [16] [18]

L'objectif du problème de l'Unit Commitment est la minimisation de la fonction coût totale de production :

$$TC = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t)U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))U_i(t-1)] \quad (II.1)$$

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 :

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

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

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

$ST_i(t)$ 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 T_i^{OFF} , il peut être représenté par l'une des deux formes:

Fonction à deux pas [22]:

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

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).

$DC_i(t)$: 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'UCP :

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

II.2.2.1 Contraintes du Système :

II.2.2.1.1 Demande à satisfaire :

La puissance délivrée par les unités allumées doit être égale à la somme de la charge totale et les pertes :

$$\sum_{i=1}^N P_i(t)U_i(t) = P_D(t) + P_L(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (\text{II. 4})$$

II.2.2.1.2 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 10% de la demande :

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t)U_i(t) \geq P_D(t) + P_R(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (\text{II. 5})$$

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

$$P_L(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t)B_{ij}P_j(t) + \sum_{i=1}^N B_{i0}P_i(t) + B_{00} \quad (\text{II. 6})$$

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 :

II.2.2.2.1 Puissance Bornée :

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

$$\begin{aligned} P_i^{min} &\leq P_i(t) \leq P_i^{max} & Si & \quad U_i(t) = 1 \\ i &= 1, \dots, N \\ t &= 1, \dots, N_t \end{aligned} \quad (\text{II. 7})$$

II.2.2.2.2 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.

$$MUT_i \leq T_i^{ON} \quad i = 1, \dots, N \quad (II. 8)$$

II.2.2.2.3 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 :

$$MDT_i \leq T_i^{OFF} \quad i = 1, \dots, N \quad (II. 9)$$

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*). Pour chaque unité i , on exige une élévation maximale de production UR_i et une chute maximale de production DR_i ce qui ajoute les deux contraintes suivants :

II.2.2.2.4 Élévation maximale de la puissance :

$$P_i(t) \leq \min(P_i^{max}, P_i(t-1) + UR_i) \quad Si \quad (II. 10)$$

$$U_i(t-1) = 1 \quad et \quad U_i(t) = 1$$

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

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

II.2.2.2.5 Chute maximale de la puissance :

$$P_i(t) \leq \max(P_i^{min}, P_i(t-1) - DR_i) \quad Si \quad (II. 11)$$

$$U_i(t-1) = 1 \quad et \quad U_i(t) = 1$$

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

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

II.2.2.2.6 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 de résolution de l'UCP :

II.3.1 Liste de priorités : [17]

La méthode de résolution du problème d'engagement de turbines 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 (Full load cost) [18] :

$$(a_i + b_i P_i^{max} + c_i P_i^{max^2}) / P_i^{max} \quad \text{pour } i = 1, \dots, N \quad (\text{II.12})$$

Et on met en ordre croissant les centrales dans une liste de priorité. On crée ensuite les commitment sets, en sélectionnant les unités dans l'ordre de la liste, et on calcule la somme des puissances minimales et maximales de ces commitment sets. 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 :

- 1- Les coûts d'extinction des unités sont nuls ;
- 2- Les caractéristiques entrée-sortie pour chaque unité sont linéaires entre zéro et la pleine charge ;
- 3- Le coût de redémarrage est fixe ;
- 4- On ne considère que les contraintes (demande à satisfaire), (réserve) et (puissance borné).

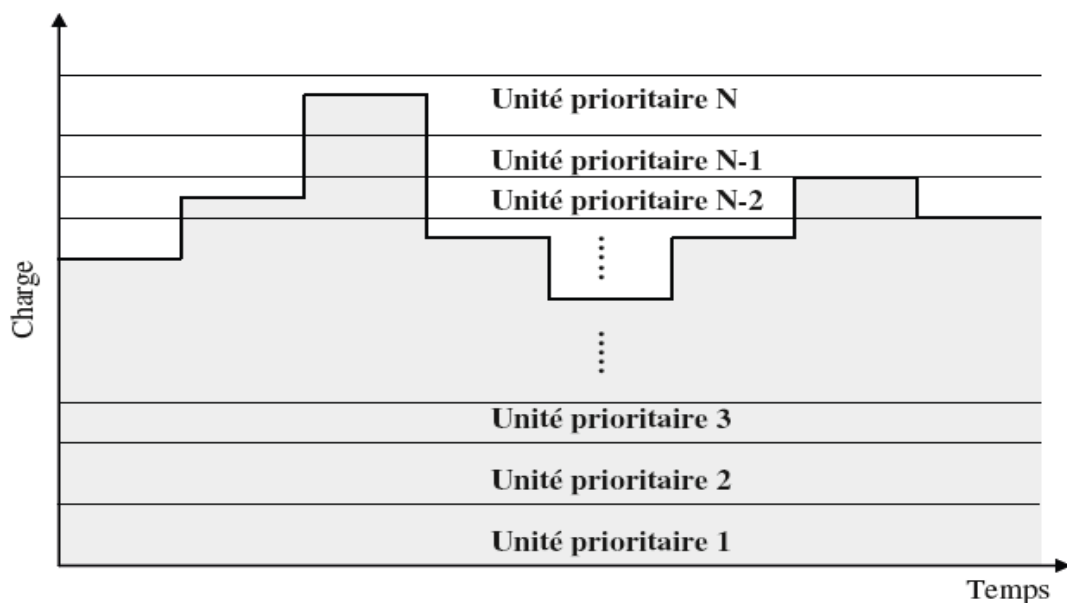


Figure II.1 Méthode de la Liste de Priorité

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 [24]. 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. [24]

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.

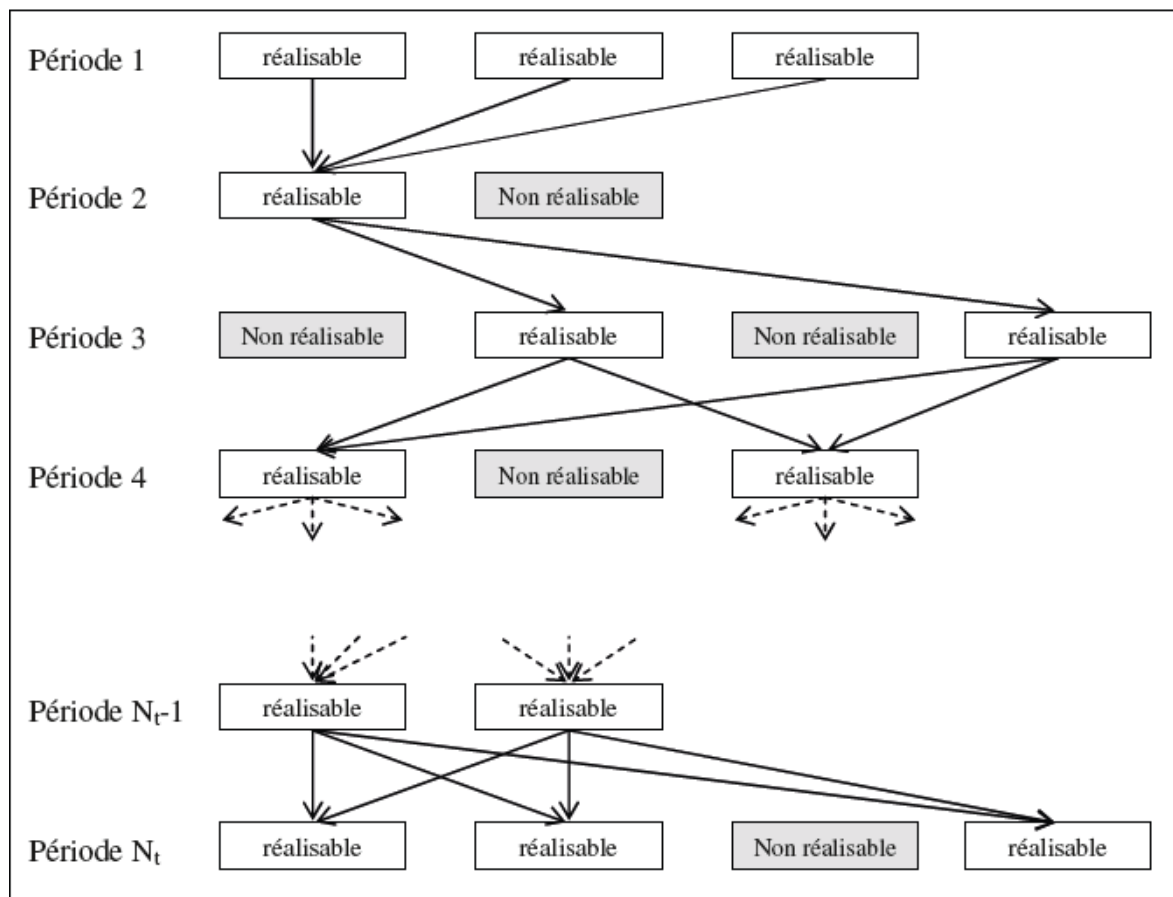


Figure II.2 Exemple de recherche d'un chemin optimal pour la Programmation Dynamique

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 : [20]

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 :

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{J\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K, I : K + 1, J) + F_{cost}(K + 1, J)] \quad (II.13)$$

$$F_{cost}(M, I) = P_{cost}(M, I) \quad (II.14)$$

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 :

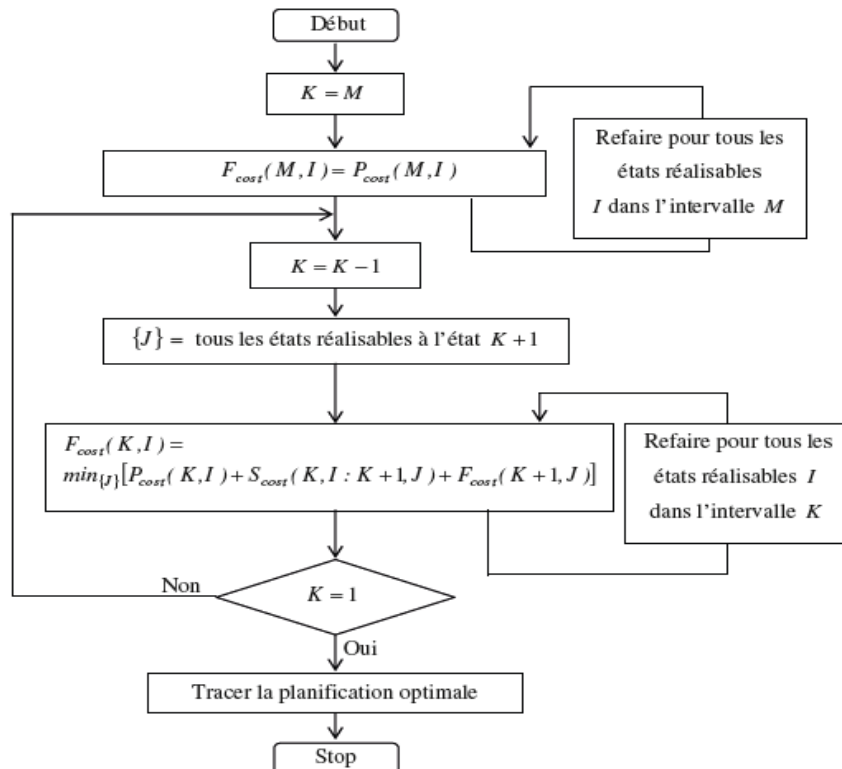


Figure II.3 Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière.

II.3.2.2.2 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. [15]

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

$$F_{cost}(K, I) = \min_{\{L\}} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K - 1, L: K, I) + F_{cost}(K - 1, L)] \quad (II.15)$$

$F_{cost}(K, I)$ = 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).

$\{L\}$ = est l'ensemble des états faisables dans l'intervalle $K - 1$.

b) Algorithme

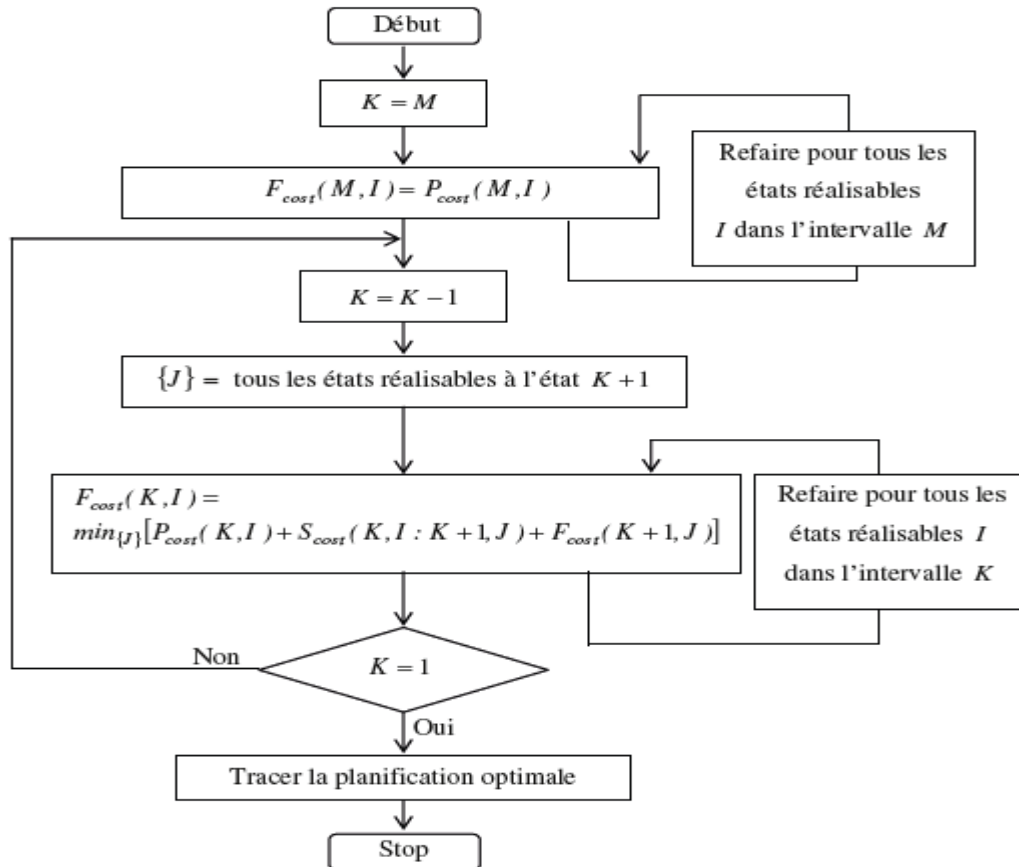


Figure II.4: Algorithme de la Programmation Dynamique en Avant .

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.5)

- 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 $2^N - 1$. 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 [22].

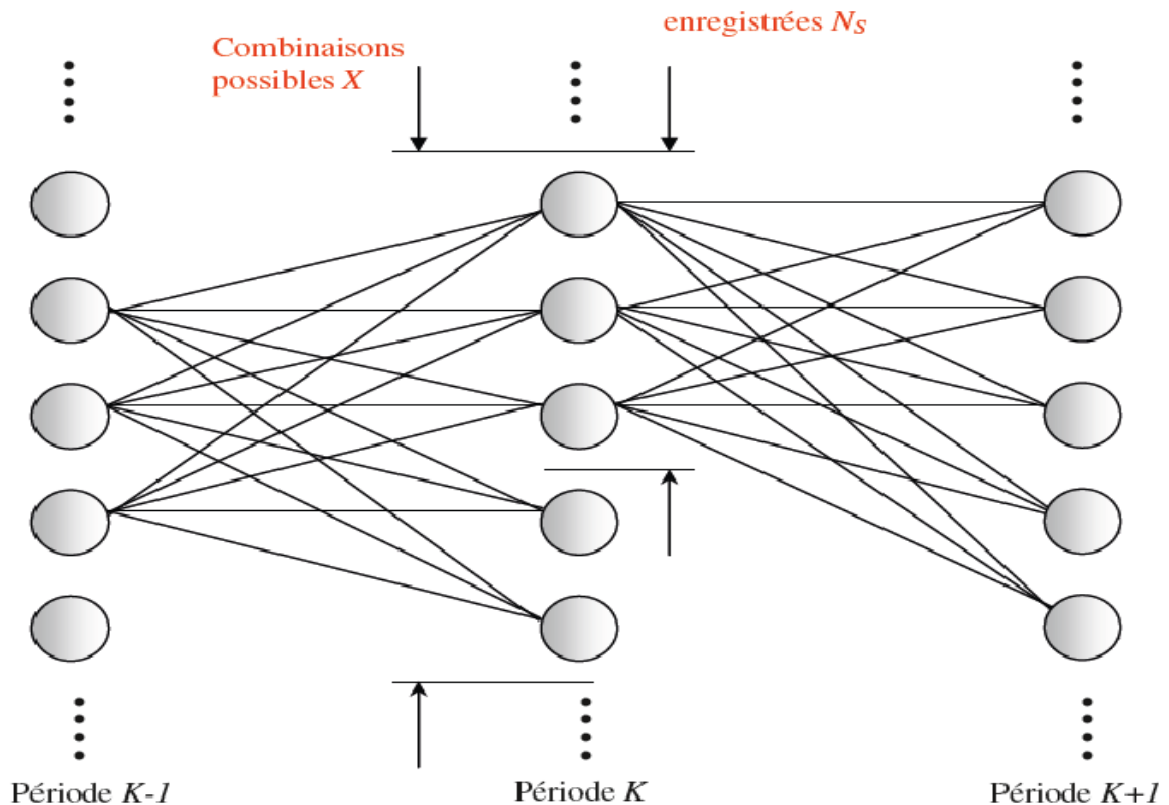


Figure II.5 Restriction des chemins de recherche avec $N_S=3$ et $X=5$

II.3.3. Métaheuristiques :

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation (également appelés algorithmes d'approximation) visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile issus de la recherche opérationnelle pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace. Elles permettent de résoudre des problèmes d'optimisation auxquels les ingénieurs et les décideurs sont régulièrement confrontés. Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. [21] [30]

L'exécution des métaheuristiques se déroule en trois phases :

- Diversification
- Intensification
- Mémoire

La diversification permet de bien couvrir l'espace des solutions, et de déterminer les zones « prometteuses » ; l'intensification permet d'approfondir la recherche, à l'intérieur de chacune des zones prometteuses localisées.

La mémoire est le support de l'apprentissage permettant à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum est susceptible de se trouver et de garder en mémoire les résultats passés pour guider l'optimisation aux itérations suivantes.

Les métaheuristiques progressent itérativement et alternativement entre les phases de diversification, d'intensification et d'apprentissage. La phase originale est souvent choisie aléatoirement puis l'algorithme continue jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt (fonctions objectifs = optimums) soit atteint.

Les métaheuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particuliers).

II.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exposé la formulation mathématique de la fonction objectif et les différentes contraintes du problème planification des unités de production (unit commitment). Ensuite, les différentes techniques utilisées pour la résolution de ce problème telles que la méthode de la liste de priorité, limitation de l'espace de recherche, et les métaheuristiques, la programmation dynamique en avant et en arrière ont été détaillées.

Puisque pour les systèmes de grandes tailles, la méthode de programmation dynamique échoue en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solutions d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système.

Pour résoudre le problème de l'engagement des unités de production, nous avons proposé d'utiliser la méthode de programmation dynamique.

Dans le chapitre suivant nous avons présente et faire des tests et applications réels.

Chapitre III

Résolution du problème d'unit commitment par la programmation dynamique

III -1 Introduction :

Dans ce chapitre, on va tester le programme qu'est l'unit commitment et le dispatching économique optimal en utilise les programmation dynamique sur des sites de production l'énergie électriques, les méthodes qui tiennent compte de la nature quadratique de la fonction objective, ainsi que l'optimisation par la programmation dynamique.

Ainsi l'analyser et optimiser les performances des réseaux électriques en utilisant la technique de la programmation visuelle sous l'environnement MATLAB 7.11.

La figure III.1 montre une représentation matricielle d'une xi individu dans la population. Lorsque la taille de la population est NP, la dimension de la population est égale à $10 \times 24 \times NP$. Nous pouvons utiliser les valeurs des lignes de la matrice pour juger si chaque unité programmée satisfait la MUT / contraintes MDT, et pour résoudre le coût de transition pendant toute la période prévue. Nous pouvons utiliser les valeurs de colonne pour résoudre la solution ED et le coût de production [39].

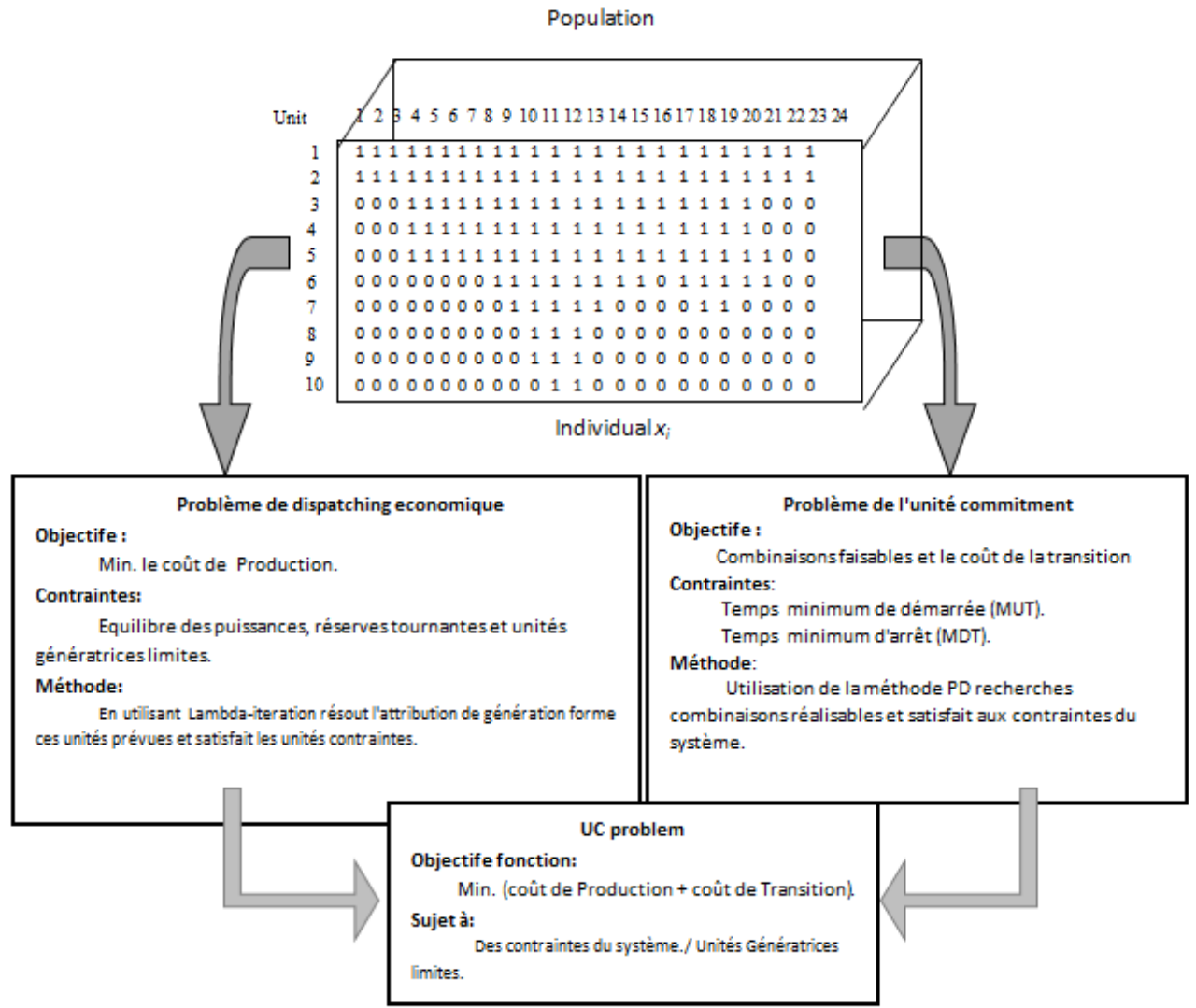


Figure III.1: Représentation binaire d'un xi individu de la population pour une solution du problème UC [39].

III.2 Test de la méthode proposée pour la résolution du problème d'UC :

Nous appliquons ici la méthode d'PD étape par étape pour résoudre le problème d'UC sur un simple réseau de 5 et de 10 générateurs. La réserve tournante est 10% de la puissance demandée et le coût de redémarrage est calculé à partir de la formule suivante [39]:

$$ST_i = \sigma_i + \delta_i \left(1 - \exp\left(\frac{-T_{off_{it}}}{\tau_i}\right) \right) \quad (III. 3)$$

Où : σ_i , δ_i , τ_i : sont les coefficients du coût de redémarrage.

$T_{off_{it}}$: Le nombre de périodes quand le générateur i est à l'état d'arrêt avant l'instant t.
Le coût d'arrêt est supposé égal à zéro.

III.2.1 Test de système 5 unités :

► L'approche mentionnée dans le chapitre II est appliqué à un système composé de 5 unités de production dont les données comme modèle de charge de 12 heures. Les Paramètres de système à 5 unités se trouve dans (Tableau III.1) [40],

► La répartition de puissance demandée durant 12 heures se trouve dans (Tableau III.2).

Tableau III.1: Paramètres de système à 5 unités

no. Unité	P_i^{max} [MW]	P_i^{min} [MW]	a_i [\$]	b_i [\$/MW]	c_i [\$/MW ²]	T_i^{on} [h]	T_i^{off} [h]	HSC_i [\$]	CSC_i [\$]	CST_i [\$]	Heur initial	Fuel cost [\$/MW]
1	455	150	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	5	+8	2.00
2	130	20	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	4	-5	2.00
3	130	20	680	16.5	0.00211	5	5	560	1120	4	-5	2.00
4	80	20	370	22.26	0.00712	3	3	170	340	2	-3	2.00
5	55	55	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1	2.00

Tableau III.2: Puissance demandé durant 12 heures

Heur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge	400	450	480	500	530	550	580	600	620	650	680	700

► Le graphique de la demande de charge représentée sur la fig. III.2 a 12 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heur .

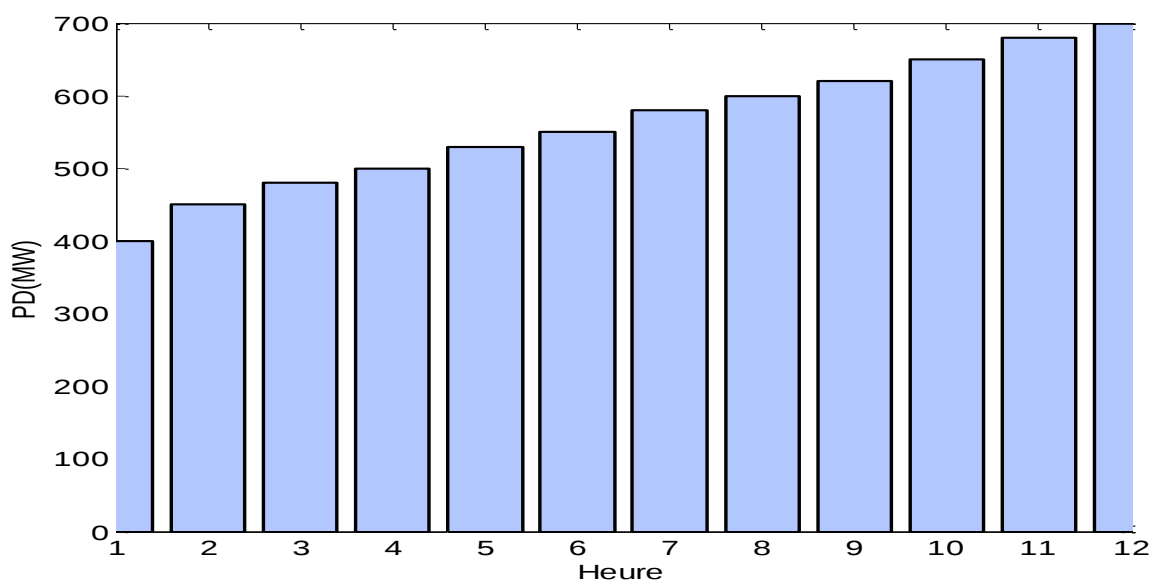


Figure III.2: La demande de la charge pendant 12 h.

► Tableau III.3 fournit les données de distribution du coût horaire de 5—generator dans la période de temps de 12 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de génération est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau III.3: Les données de distribution de charge pour le 5 générateur.

Heur	Demande	Tot. Gen	P ^{Min} [MW]	P ^{Max} [MW]	ST-UP Cost	Prod.Cost	F-Cost	Units ON/OFF				
0	-	-	150	455	0	0	0	1	0	0	0	0
1	400	400	150	455	0	7553	7553	1	0	0	0	0
2	450	450	150	455	0	8383	15936	1	0	0	0	0
3	480	480	170	585	1120	9560	26615	1	0	1	0	0
4	500	500	170	585	0	9893	36508	1	0	1	0	0
5	530	530	170	585	0	10395	46903	1	0	1	0	0
6	550	550	170	585	0	10732	57635	1	0	1	0	0
7	580	580	170	585	0	11241	68877	1	0	1	0	0
8	600	600	190	715	1100	12267	82243	1	1	1	0	0
9	620	620	190	715	0	12604	94847	1	1	1	0	0
10	650	650	190	715	0	13112	107959	1	1	1	0	0
11	680	680	190	715	0	13621	121580	1	1	1	0	0
12	700	700	190	715	0	13962	135542	1	1	1	0	0

► Pour résoudre le problème en utilisant des conditions initiales conventionnelles de programmation dynamiques sont prises comme suit:

1. L'unité 1 sont initialement ON.
2. Unité 2 et 3 est sur OFF dans les deux dernières heures.
3. Unité 4 et 5 est sur OFF dans les douze heures.
4. Initialement, les pertes et les réserves tournant sont négligeables.

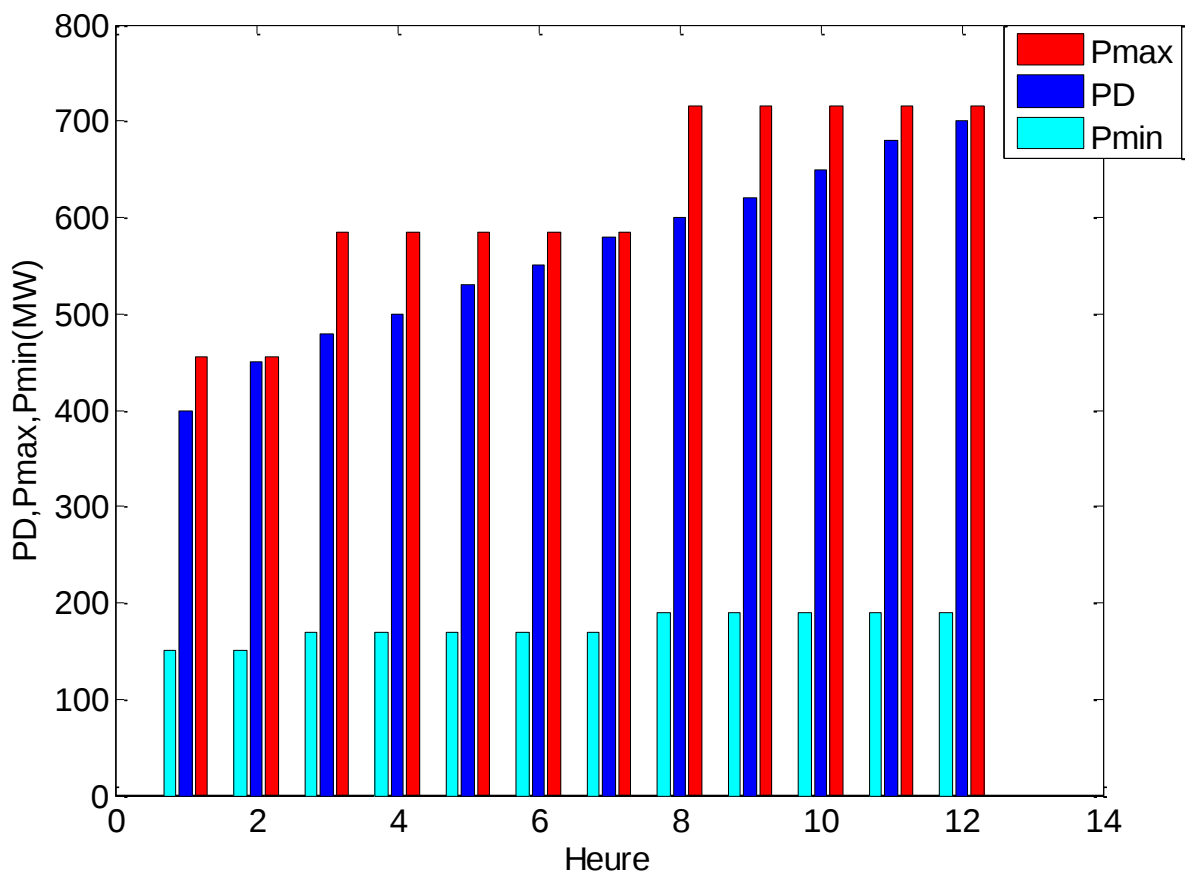
► Le tableau III.4 présente le coût totale et le calendrier de la combinaison de l'unité pour le système de test, où 0 représente l'état d'arrêt et 1 sur l'état marche en utilisant le modèle de charge par les programmation dynamiques (PD) (négliger les pertes et les réserves) .

Tableau III.4: La commutation d'unités et les coûts de production totale.

Heur	L'état des unités et le nombre d'unité				
	1	2	3	4	5
1	1	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0
3	1	0	1	0	0
4	1	0	1	0	0
5	1	0	1	0	0
6	1	0	1	0	0
7	1	0	1	0	0
8	1	1	1	0	0
9	1	1	1	0	0
10	1	1	1	0	0
11	1	1	1	0	0
12	1	1	1	0	0

Cout de production totale (\$) = 135543

► Le graphique comparaison de la puissance demande de charge et Pmax, Pmin représentée sur la fig. III.3 a 5 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heur .

**Figure III.3:** La demande de la charge et Pmax et Pmin pendant 12 h.

► Le tableau III.5 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 5—générateurs dans la période de temps de 12 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau III.5: Les données de distribution de charge pour le générateur.

h	Puissance délivrée par chaque générateur (MW)						Coût de production (\$/hr)
	Etat des générateurs	1	2	3	4	5	
1	1 0 0 0 0	400	0	0	0	0	7553
2	1 0 0 0 0	450	0	0	0	0	8383
3	1 0 0 0 0	450.888	0	29.112	0	0	9560
4	1 0 1 0 0	455	0	45	0	0	9893
5	1 0 1 0 0	455	0	75	0	0	10395
6	1 0 1 0 0	455	0	95	0	0	10732
7	1 0 1 0 0	455	0	125	0	0	11241
8	1 0 1 0 0	455	62.2749	82	0	0	12267
9	1 1 1 0 0	455	72.5426	92	0	0	12604
10	1 1 1 0 0	455	87.944	107	0	0	13112
11	1 1 1 0 0	455	103.3455	121	0	0	13621
12	1 1 1 0 0	455	115	130	0	0	13962
La somme des coûts de production							133323 \$
coût de transition(les coûts de redémarrage des générateurs)							2220 \$
Le coût total							135543 \$

► Le graphique de la coût de production représentée sur la fig. III.4 a 12 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heure .

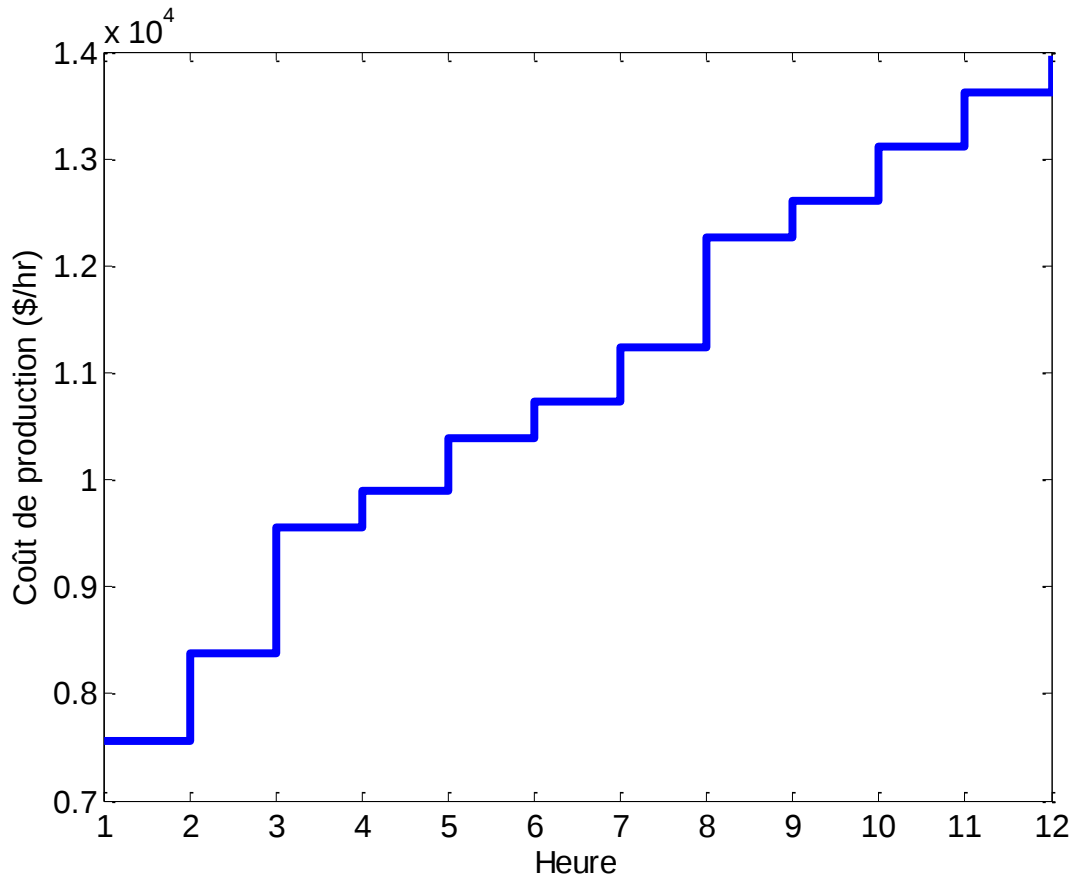


Figure III.4: Le coût de production pendant 12 h.

III.2.2 Test de système de dix (10) unités :

Les résultats obtenus par notre approche les paramètres de l'algorithme sont définis comme suit:

L'algorithme proposé a été testé avec 10 systèmes d'unités. Les données de 10 unités et la demande de charge de 24 heures sont présentés dans les tableaux III.6 et III.7, respectivement [35]. Pour la configuration de 10 unités, les données initiales du système 10 de l'unité ont été dupliquées. Le montant des réserves obligatoires était de 10% de la charge horaire. Compte tenu de la nature stochastique de l'algorithme, 10 essais de tests ont été effectués pour chaque cas.

Tableau III.6: Paramètres de système a 10 unités

<i>no.</i> <i>Unité</i>	P_i^{max} [MW]	P_i^{min} [MW]	a_i [\$]	b_i [\$/MW]	c_i [\$/MW ²]	T_i^o ⁿ [h]	T_i^{off} [h]	HSC_i [\$]	CSC_i [\$]	CST_i [\$]	<i>Heur</i> <i>initial</i>	<i>Fuel</i> <i>cost</i> [\$/MW]
1	455	150	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	5	+8	2.00
2	455	150	970	17.29	0.00031	8	8	5000	10000	5	+8	2.00
3	130	20	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	4	-5	2.00
4	130	20	680	16.5	0.00211	5	5	560	1120	4	-5	2.00
5	162	25	450	19.7	0.00398	6	6	900	1800	4	-6	2.00
6	80	20	370	22.26	0.00712	3	3	170	340	2	-2	2.00
7	85	25	480	27.74	0.00079	3	3	260	520	2	-3	2.00
8	55	10	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1	2.00
9	55	10	665	27.27	0.00222	1	1	30	60	0	-1	2.00
10	55	10	670	27.79	0.00173	1	1	30	60	0	-1	2.00

Tableau III.7: Puissance demandé durant 24 heures

Heur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Charge	700	750	850	950	1000	1100	1150	1200	1300	1400	1450	1500
Heur	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Charge	1400	1300	1200	1050	1000	1100	1200	1400	1300	1100	900	800

- Le graphique de la demande de charge représentée sur la fig. III.5 a 12 pointes, dont la première et la dernière valeur de l'heur .

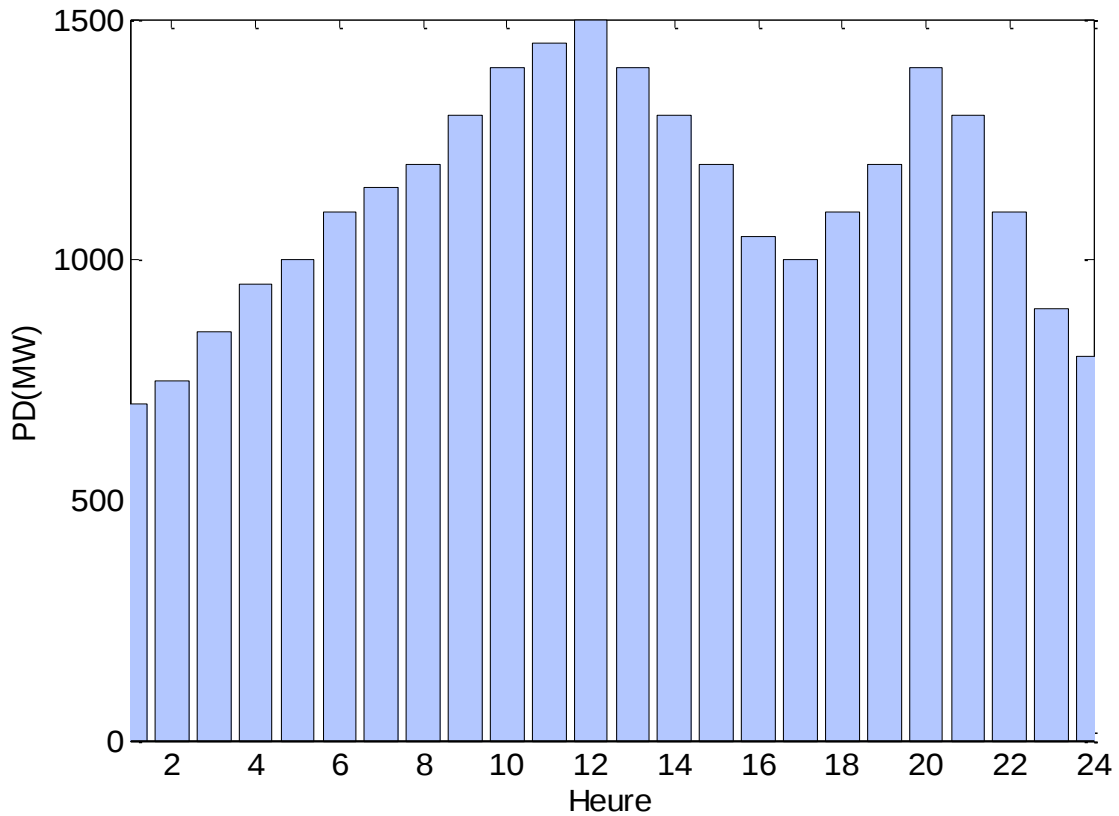


Figure III.5: La demande de la charge pendant 24 h.

III.2.2.A - Cas le réserve négligeable ($P_R(t)=0$) :

Dans ce cas on exécute le programme et la puissance demandée est égale à la puissance de charge comme montré à l'équation (II.4). Le tableau (III.7) donne la charge demandée durant 24 heures.

► Le tableau III.8 présente le coût total et le calendrier de la combinaison de l'unité pour le système de test, où 0 représente l'état d'arrêt et 1 sur l'état marche en utilisant le modèle de charge par la programmation dynamique (PD) (négliger les pertes et les réserves).

Tableau III.8 : Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités.

Heur	L'état des unités et le nombre d'unité									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
5	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
6	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0
13	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
15	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
16	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
22	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
23	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
24	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Cout de production totale (\$) = 552376										

► Le tableau III.9 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 10—générateurs dans la période de temps de 24 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau III.9: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($P_R(t)=0$)

h	Etat des générateurs	Puissance délivrée par chaque générateur (MW)										Coût de production (\$/hr)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	13683
2	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	14554
3	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	395	0	0	0	0	0	0	0	0	16302
4	1 1 0 1 0 0 0 0 0 0	455	365	0	130	0	0	0	0	0	0	18638
5	1 1 0 1 0 0 0 0 0 0	455	415	0	130	0	0	0	0	0	0	19513
6	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	21860
7	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	110	0	0	0	0	0	22879
8	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	23918
9	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	26184
10	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	28768
11	1 1 1 1 1 1 0 1 0 0	455	455	130	130	162	80	0	38	0	0	30699
12	1 1 1 1 1 1 0 1 1 0	455	455	130	130	162	80	0	55	33	0	32713
13	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	28768
14	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	130	0	0	0	0	0	26184
15	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	23918
16	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	440	0	130	25	0	0	0	0	0	20896
17	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0	20020
18	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	60	0	0	0	0	0	21860
19	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	455	0	130	160	0	0	0	0	0	23918
20	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	455	455	130	130	162	68	0	0	0	0	28768
21	1 1 1 1 1 1 0 0 0 0	455	455	130	130	110	20	0	0	0	0	26589
22	1 1 1 0 0 1 0 0 0 0	455	455	130	0	0	60	0	0	0	0	21976
23	1 1 1 0 0 0 0 0 0 0	455	315	130	0	0	0	0	0	0	0	17795
24	1 1 1 0 0 0 0 0 0 0	455	215	130	0	0	0	0	0	0	0	16053
La somme des coûts de production												546456\$
coût de transition(les coûts de redémarrage des générateurs)												5920\$
Le coût total												552376\$

► Pendant de notre travaille on remarque le développement de temps d'exécuter si on augmenter le nombre populations.

III.2.2.B - Cas en compte tenu des réserve :

La puissance demande et Le réserve qu'est prend 10% de la charge demande comme affiche dans le tableau III.10. [36]

Tableau III.10: La charge et le réserve tournante pour le système de 10 unités présidente.

Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)	Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)	Heur	Charge (MW)	Reserve (MW)
1	700	70	9	1350	135	17	1000	100
2	750	75	10	1400	140	18	1100	110
3	850	85	11	1450	145	19	1200	120
4	950	95	12	1500	150	20	1400	140
5	1000	100	13	1400	140	21	1300	130
6	1100	110	14	1300	130	22	1100	110
7	1150	115	15	1200	120	23	900	90
8	1200	120	16	1050	105	24	800	80

► Pour cette simulation, la dimension de UCP sont (10*24), (10 : Le nombre de générateur du réseau test, 24 : Le nombre des périodes). D'apert l'excitation notre programme on obtient les états des unités (0 arrêt et 1 marche) et le coût de production totale des 24 heures de jour en utilisant le modèle de charge par les programmation dynamiques (PD) (négliger les pertes et en compte tenu des réserve) comme illustre dans le tableau III.11.

Tableau III.11 : Commutation de l'unité produite pour le système de 10 unités

L'état des unités et le nombre d'unité

Heur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
6	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
16	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
22	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
23	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
24	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0

Cout de production totale (\$) = 565827

► Le tableau III.12 donne les données de distribution du coût horaire et le coût total de l'unité de 10—générateurs dans la période de temps de 24 heures à chaque heure, la sortie attendue de chaque unité de production est évaluée, de sorte que les exigences de charge sont respectées.

Tableau III.12: Les données de distribution de charge pour le 10 générateur ($P_R(t) \neq 0$).

h	Puissance délivrée par chaque générateur (MW)											Coût de production (\$/hr)
	Etat des générateurs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0	13683
2	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	14554
3	1 1 0 0 0 0 0 0 0 0	455	370	0	0	25	0	0	0	0	0	16809
4	1 1 0 0 1 0 0 0 0 0	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0	18598
5	1 1 0 0 1 0 0 0 0 0	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0	20020
6	1 1 0 1 1 0 0 0 0 0	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	22387
7	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0	23262
8	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24150
9	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
10	1 1 1 1 1 1 1 0 0 0	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
11	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0	31916
12	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10	33890
13	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
14	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
15	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24150
16	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0	21514
17	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0	20642
18	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0	22387
19	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0	24150
20	1 1 1 1 1 0 0 0 0 0	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0	30058
21	1 1 1 1 1 1 1 1 1 0	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0	27251
22	1 1 1 1 1 1 1 1 0 0	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0	22736
23	1 1 0 0 1 1 1 0 0 0	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0	17645
24	1 1 0 0 0 1 0 0 0 0	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0	15427
La somme des coûts de production												559847 \$
coût de transition(les coûts de redémarrage des générateurs)												5980 \$
Le coût total												565827 \$

► Pour montrer les avantages de la méthode proposée (PD), nous allons comparer les performances de la méthode de la proposition avec d'autres méthodes méta-heuristiques dans le tableau III.13 [39].

Tableau III.13: Comparaison de la qualité de la solution avec d'autres méthodes de PD avec 10% des réserves tournante

Méthodes	Meilleur coût de production (\$)	Le temps de calcul (sec.)
GA [11]	565,866	113
GA [16]	570,781	62.29
GA [19]	609,023.69	73.68
SGA [29]	565,121	462.31
TLGA [23]	56,4426	439.313
FPGA [18]	564,094	—
GA [15]	565,825	—
ICGA [14]	566,404	—
GA [39]	564,483.01	112.52
PD	565,827	61.856

Connectez-vous (—) signifie qu'aucun montant n'a été rapporté.

III.2.2.C.Comparaison le coût de production :

Nous allons comparer le coût de production avec et sans réserve comme illustre dans le Figure III.6

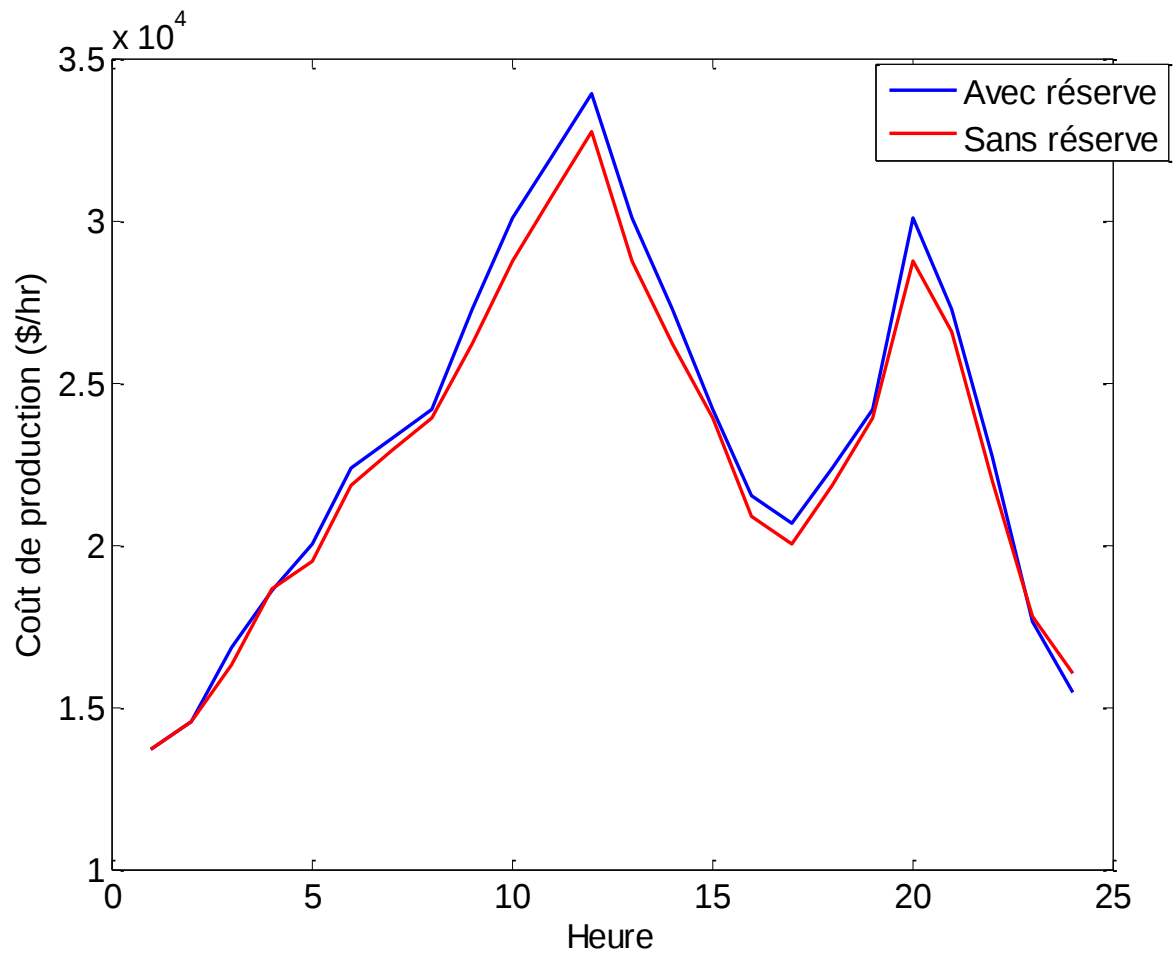


Figure III.6: La Comparaison du coût du production (avec et sans) réserve .

III.4.Conclusion :

Programmation dynamique est une technique d'optimisation générale appropriée pour résoudre les multiples contraintes et problèmes d'optimisation combinatoire. Depuis, l'UCP est un processus de prise en raison de multiples contraintes décision complexe, donc PD convient de modéliser et de gérer les mathématiques complexes de ce problème plus efficacement.

Ce chapitre présente une approche basée sur un programmation dynamique pour résoudre le problème à court terme de commutation des unités de production. L'énoncé du problème et la procédure de solution compte tenu de la minimisation du coût total de production et les contraintes du système d'exploitation sont fournis. Le coût de production comprend le coût du carburant des unités d'exploitation et les coûts de démarrage, tandis que les contraintes opérationnelles comprennent les limites de capacité, réserve tournante, temps minimum haut / bas, et les taux de rampe de chaque unité de production. L'algorithme a été appliqué avec succès à 5 et 10 systèmes de production d'appareil afin de trouver l'états optimal des unités pour répondre aux exigences de la demande de charge du système pendant une durée de 12 et 24 heures. En outre, les résultats obtenus sont comparés avec autres méthodes.

Les résultats montrent l'efficacité de la proposition de PD pour obtenir l'état optimal avec une précision suffisante et faible temps de calcul. Il est prévu que l'unité-grands système, le temps de calcul sera beaucoup plus réduit de façon significative. Les travaux en cours est d'obtenir la commutation des unités optimale en tenant compte des contraintes de transport et les pertes du système.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les travaux présentés dans ce thème traitent deux axes de recherches. Le premier est relatif aux problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique et le deuxième est lié à la commutation des unités de production de l'énergie électrique sur les sites de production.

Dans cette thème on a exploré et testé l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un système de l'électricité par des méthode : Programmation Dynamique de résolution cette problème à savoir : L'Optimisation par le PD, ainsi qu'un ensemble de méthodes classiques.

Les algorithmes PD peuvent être appliqués à tout problème, du moment qu'il est formulé sous la forme de l'optimisation des critères. Ils progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. Ils se prêtent aussi à toutes sortes d'extensions, notamment en optimisation multi-objectif.

La première partie du premier chapitre a été consacrée à la définition et la formulation du modèle mathématique convenable du réseau électrique décrivant d'une façon suffisante les relations entre les tensions et les puissances dans le système interconnecté, puis la spécification des limites d'énergie et des tensions qui doivent être appliquées aux différents jeux de barres. La deuxième partie a été consacrée à la modélisation du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance. une méthode classique sont détaillée à savoir : Méthode lagrangien . Les résultats de simulation sur le réseau

Dans le deuxième chapitre, on a étudié, en détail, le problème de commutation des unités de productions par les méthode Programmation Dynamique. Les résultats de simulation sur des fonctions multi-objectifs ont montrés que ces méthodes possèdent des caractéristiques bien souhaitables dans le problème d'OPF.

Dans le troisième chapitre, nous avons étudié les caractéristiques spécifiques de l'optimisation le Programmation Dynamique en début partie a été consacrée à la compréhension l'optimisation le Programmation Dynamique pour résoudre le problème de commutation d'unité de production, et à la fin on tester notre méthode (PD) sur trois système (5 générateurs, 10 générateurs (avec et sans réserve)) et présenter les résultats obtenus.

Une étude comparative entre ces méthodes a montré qu'elles convergent vers presque les mêmes solutions. Mais reste la méthode PD comme la plus adaptée puisqu'elle nécessite que peu de paramètres à ajuster pour résoudre les différents problèmes UCP.

On peut conclure que la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques surtout dans un marché de l'électricité libéralisé fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution puisque d'une part le manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques et d'autre part la solution de ces problèmes par ces méthodes est complexe de point de vue modélisation et calcul.

Annexe

Annexe. 1.

Table A .11 : les données de système de 10-unité de test pour 24 heures.

	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	Unit 7	Unit 8	Unit 9	Unit 10
$P^{\max}$ (MW)	455	455	130	130	162	80	85	55	55	55
$P^{\min}$ (MW)	150	150	20	20	25	20	25	10	10	10
a_0	1000	970	700	680	450	370	480	660	665	670
a_1	16.19	17.26	16.60	16.50	19.70	22.26	27.74	25.92	27.27	27.79
a_2	0.00048	0.00031	0.002	0.00211	0.00398	0.00712	0.00079	0.00413	0.00222	0.00173
t_{up} (h)	8	8	5	5	6	3	3	1	1	1
t_{down} (h)	8	8	5	5	6	3	3	1	1	1
S_h (\$) (hot start)	4500	5000	550	560	900	170	260	30	30	30
S_c (\$) (cold start)	9000	10000	1100	1120	1800	340	520	60	60	60
$t_{cold\ start}$ (h)	5	5	4	4	4	2	2	0	0	0
Initial State (h)	8	8	-5	-5	-6	-3	-3	-1	-1	-1

Table A .12 : La demande de système de 10 unité de test pour 24 heures.

Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)
1	700	9	1300	17	1000
2	750	10	1400	18	1100
3	850	11	1450	19	1200
4	950	12	1500	20	1400
5	1000	13	1400	21	1300
6	1100	14	1300	22	1100
7	1150	15	1200	23	900
8	1200	16	1050	24	800

Annexe. 2.

Table A .13 : Charger et Réserve (Wood and Wollenberg 1996).

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8
Demand (MW)	450	530	600	540	400	280	290	500
Reserve (MW)	45	53	60	54	40	28	29	50

Table A .14 : Système de test (Wood and Wollenberg 1996).

	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4
$P^{\max}$ (MW)	300	250	80	60
$P^{\min}$ (MW)	75	60	25	20
a_0	684.74	585.62	213.00	252.00
a_1	16.83	16.95	20.74	23.60
a_2	0.0021	0.0042	0.0018	0.0034
t_{up} (h)	5	5	4	1
t_{down} (h)	4	3	2	1
S_h (\$) (hot start)	500	170	150	0.00
S_c (\$) (cold start)	1100	400	350	0.02
$t_{cold\ start}$ (h)	5	5	4	0
Initial State (h)	8	8	-5	-6

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Sayeh Samir “Application de l’Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques Thèse de doctorat université de Sétif Algérie.
- [2] Yang Jun-jie, Zhou Jian-zhong, YU Jing, et al., “A Hybrid Intelligent Genetic Algorithm For Large- Scale Unit Commitment”, Power System Technology, Vol.28, No.19,2004, pp. 47-50.
- [3] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, Power generation operation and control, Second. Edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 1996.
- [4] Wang C, Shahidehpour SM. Effects of ramp rate limits on unit commitment and economic dispatch. IEEE Trans Power Syst 1993;8:1341–50.
- [5] A. J. Svoboda, C. Tseng , C. Li, R. B. Johnson’’Short-Tenn Resource Scheduling with Ramp Constraints’’, submitted to the IEEE PES 1996 Winter meeting.
- [6] Site www.google.fr/iamge réseaux électrique moderne.
- [7] Théodore Wildi et Gilbert Sybille, Électrotechnique, 4e édition, Québec, Presse de l'Université Laval / De Boeck, 2005, 1215 p.
- [8] Vincent Rious, « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production », Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris- Sud 11, 2007.
- [9] Slimani linda ‘’ Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes metaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé. Thèse de doctorat université de Batna 12/2009.
- [10] D. S. Kirschen, G. Strbac: “Fundamentals of power system economics” Wiley 2004.
- [11] Vincent RIOUS, « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production », Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris-Sud 11, 2007.
- [12] Abou Chacra F., « Valorisation et optimisation du stockage d’énergie dans un réseau d’énergie électrique », Thèse de Doctorat en Génie Electrique, U-Paris XI, Orsay, 2005.

- [13] R.E. Rotoras *, T. Lefevre, R.B. Pacudan: " Marginal transmission pricing and supplemental cost allocation method: A case of Philippines". *Electric Power Systems Research* 63 (2002) 213_/227. Elsevier Science B.V
- [14] Narayan S. Rau,Cristina Neculescu: " A Model for Economy Energy Exchanges' in Interconnected PowerSystems". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989.
- [15] Y.Y. Xu, Rex Hsieh, Y.L. Lu, Christoph Bock H.T. Pao:" Forecasting Electricity Market Prices: A Neural Network based Approach". 04/2004 IEEE.
- [16] Joerg Flottemesch, Marcus Rother:" Optimized Energy Exchange in Primary Distribution Networks with DC Links". *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004)* April 2004 Hong Kong.
- [17] Vander Meer, R., Breed, M., K.E., E., and M.L., W. "Pheromone Communication in Social Insects". Westview Press, 1998.
- [18] fuyuhiko nishimura:" benefit optimization of electric energy exchange and power system operation". *iee catalogue no. 95th8130*.
- [19] Dr. Tian Weidong:" THE PRINCIPLE OF MINIMUM PRODUCTION COST MODEL FOR MULTIPLE AREA INTERCONNECTED POWER SYSTEMS". *IEEE TENCON '93 / BeijinR*.
- [20] Lan Zhang, Peter B. Luh, Xiaohong Guan, George Merchel:" Optimization-Based Inter-Utility Power Purchases". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [21] G.B. Shrestha_, Song Kai, L. Goel:" An efficient stochastic self-scheduling technique for power producers in the deregulated power market". *Electric Power Systems Research* 71 (2004) 91–98. Elsevier.
- [22] C.W. Yu *, T.S. Chung, C.T. Tse, C.Y. Chung:" Energy transaction scheduling with interchange capability assessment under open transmission access". *Electric Power Systems Research* 67 (2003) 59_/66. Elsevier.
- [23] M .N. Krimia et N. Benmessaoud " Optimisation de l'import-export de l'énergie électrique", Mémoire de l'ingéniorat, Université de Batna , 2007.

- [24] V.MANZO“ Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un Environnement dérégulé”, Mémoire de Doctorat, Institut National Polytechnique De Grenoble , 2004.
- [25] PJM Interconnexion, PJM Open Access-Transmission Tariff, Mai 2000 <http://www.pjm.com>
- [26] Réseau de Transport d'Electricité (RTE), <http://www.rte-france.com>
- [27] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, Second ed, Wiley, 1996.
- [28] Quintana V.H., “Interior Point Methods and Their Applications to Power System: a classification of Publications and Software codes”, IEEE Trans on Power Systems, vol. 15, n°1, pp. 170-176, Février 2000
- [29] Dorigo M., Caro G. D., « The Ant Colony Optimization Meta-Heuristic », in D. Corne, M. Dorigo, F. Glover (eds), New Ideas in Optimization, McGraw-Hill, London, pp. 11-32, 1999
- [30] . A. Momoh, M. E. El-Hawary and R. Adapa, “Nonlinear and Quadratic Programming Approaches” A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I:, IEEE Trans on Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 96-104, February 1999.
- [31] Hölldobler. B. and Wilson. E, “The Ants. Springer Verlag”, Berlin, Germany, 1990.
- [32] Hölldobler, B. and Wilson, E. “Voyage chez les Fourmis”. Seuil, 1996.
- [33] Bonabeau, E. and Theraulaz, G. “Intelligence Collective”. Hermes, 1994.
- [34] Brossut, R. Phéromones, « la communication chimique chez les animaux ». CNRS editions, Belin, 1996.
- [35] M. Dorigo, “Optimization, learning, and natural algorithms,” Ph.D. dissertation (in Italian), Dipartimento di Elettronica, Politecnico dimilano, Italy, 1992.
- [36] M. den Besteb, T. Stützle, and M. Dorigo, “Ant colony optimization for the total weighted tardiness problem,” in Proc. 6th Int. Conf. Parallel Problem Solving From Nature (PPSN VI), Berlin, pp. 611–620, 2000.

- [37] M. Dorigo and L. M. Gambardella, “Ant colonies for the traveling salesman problem,” *BioSystems*, vol. 43, pp. 73–81, 1997.
- [38] M. Dorigo and L. M. Gambardella, “Ant colony system: a cooperative learning approach to the traveling salesman problem,” *IEEE Trans on Evolutionary Computation*, vol. 1, no. 1, pp. 53–66, 1997.
- [39] Y.Labbi. “ Thermal UC solution applying GAs ”, Mémoire de Doctorat , Université de Baskra , 2016.
- [40] Gambardella, L. and Dorigo, M. “Ant-Q : A Reinforcement Learning Approach to the Travelling Salesman Problem”. In (Prieditis and Russell), pages 252–260, 1995.