



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



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : Technologie

DEPARTEMENT : Electrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : *Choul Salah Eddine & Tiriri Hadj Mohamed*

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Réseaux Electriques

Thème

**Résolution du Problème d'Engagement des
Turbines en Utilisant la Méthode de la Relaxation
Lagrangienne**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom

CHETTIH Saliha

OUBBATI Youcef

ARIF Salem

KARBOUNE Khaled

Grade

Pr

MCB

Pr

Doctorant

Qualité

Président

Examineur

Rapporteur

Co-Rapporteur

Promotion : 2020-2021

ملخص

يهدف هذا العمل إلى إنشاء برنامج "تشغيل/إيقاف" مثالي لمحطات توليد الطاقة في نظام توليد الطاقة والتي تسمى إشكالية إشراك التوربينات توجد مشكلة فرعية هي مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة.

في هذا العمل اقترحنا طريقة كلاسيكية وهي "استرخاء لاغرونج" لمشكلة ارتباط التوربينات وطريقة لمدا حل مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة. تم التحقق من صحة البرامج على عدة أنظمة عملية. تمت مقارنة النتائج العددية التي تم الحصول عليها مع تلك الخاصة بطرق الميثاهورستيك المذكورة في المراجع

كلمات مفتاحية: توزيع الأحمال اقتصاديا، الجدولة المثالية، البرمجة الديناميكية، الطرق الميثاهورستيكية

Résumé

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

Mots Clés : Engagement des Turbines, Répartition Economique de Puissance, Programmation Dynamique, La Relaxation lagrangienne.

Abstract

This work aims to establish an optimal "on / off" program for power plants in a power generation system called the Unit Commitment Problem UCP. A sub-problem of the UCP is to find the optimal production for a given combination of operating units. This sub-problem is called the Economic Dispatch Problem EDP. In this work, we have proposed a classical method, that is the Lagrange relaxation LR for the turbine engagement problem and the Lambda method for the economic dispatch problem. The programs have been validated on several practical systems. the numerical results obtained were compared with those of the metaheuristic methods reported in the literature.

Keywords: Turbine Engagement, Economic Power Distribution, Dynamic Programming, Relaxation lagrangien

Dédicace

*Je dédie le fruit de mon travail a mes chers parents qu'ils m'ont aidés et supportés toute ma
vie*

Ma chère maman et mon cher père

A mes frère et mes chers sœurs chacun de son nom pour leur soutien moral

À toute ma cher famille

*A tous qui m'ont encouragé et aidé dans la réalisation de ce projet tous mes amies avec
lesquelles j'ai partagé mes moments de Joie et de bonheur*

Hadj Mohammed TIRIRI

Je voudrais dédier ce projet à mes chers parents biens-aimés, ma source d'inspiration.

A ma sœur et mes frères qui m'ont offrent un soutien et des soins illimités.

*Aux camarades qui ont rendu mon aventure beaucoup plus agréable. des personnes
soucieuses de notre bien-être et de notre réussite, Enfin je souhaite à tous ceux qui ont
contribué à la réalisation de ce travail et à ceux qui ont été là pour moi depuis le début... je
vous dis merci.*

Salah Eddine CHOUL

Remerciements

Qu'il nous soit d'abord permis de remercier et d'exprimer notre gratitude envers Allah, qui nous a donné la patience et la volonté pour que nous puissions effectuer ce travail.

*Nous tenons à remercier notre encadreur le professeur **ARIF SALEM** et notre co-encadreur le docteur **KHALED KARBOUNE** pour leur encadrement de ce mémoire et surtout pour leurs qualités scientifiques et humaines.*

Nous adressons nos vifs remerciements au président du jury ainsi qu'aux examinateurs qui ont accepté de juger ce travail.

d'avoir honoré par leurs présences ma soutenance de master.

Nous remercions également tous nos collègues pour leurs soutiens morales durant tout le cursus

Sommaire

Résumé	i
Dédicace	ii
Remerciements	iii
Sommaire	iv
Liste des Figures	v
Liste des Tableaux	vi
Notations et Symboles	vii
Introduction Général	2
I Problème de Répartition Économique de Puissance (EDP)	3
I.1 Introduction	3
I.2 Production Électrique	4
I.2.1 Centrales électriques	4
I.2.2 Centrales thermiques	5
I.2.2.1 Principe de fonctionnement	5
I.2.2.2 Caractéristiques des centrales thermiques :	6
I.3 Fluctuation de la consommation	7
I.4 Formulation générale du problème (EDP)	9
I.4.1 Exemple d'un réseau électrique	10

I.5	Méthodes conventionnelles de résolution du problème de la répartition économique de charge sans pertes	11
I.5.1	Dispatching économique sans pertes	11
I.5.2	La méthode du gradient	11
I.5.3	La méthode d'itération de Lambda	13
I.6	Conclusion	14
II	Problème d'Engagement des Turbine(UCP)	15
II.1	Introduction	15
II.2	Formulation du Problème de l'UCP	16
II.2.1	Fonction objective de l'UCP	16
II.2.2	Les contraintes	17
II.2.2.1	Contraintes du système	17
II.2.2.2	Contraintes des unités	18
II.2.2.3	Autres contraintes	19
II.3	Techniques classiques de résolution de l'UCP	19
II.3.1	Liste de priorités	20
II.3.2	Programmation dynamique	21
II.3.2.1	Historique	21
II.3.2.2	Méthodologie	23
II.3.2.3	Types de programmation dynamique	24
II.3.2.3.1	Programmation Dynamique en Arrière	24
II.3.2.3.2	Programmation Dynamique en Avant	27
II.3.2.4	Limitation de l'espace de recherche	29
II.3.3	Relaxation Lagrangienne	30
II.3.3.1	Principe	30
II.3.3.2	Résolution du problème relâché par Programmation Dynamique	34
II.3.3.3	Mise à jour des coefficients de Lagrange (Méthode du sous-gradient)	35
II.3.3.4	Interprétation économique des multiplicateurs de Lagrange	36
II.4	Conclusion	36
III	Applications et Interprétations	38

Liste des Figures

I.1	Électricité du producteur au consommateur	4
I.2	Principe de fonctionnement d'une centrale thermique	6
I.3	Fonction coût de production d'une centrale thermique	7
I.4	Fluctuation de la consommation [4]	8
I.5	Fluctuation de la consommation	10
I.6	Méthode de gradient	12
II.1	Méthode liste de priorité	20
II.2	Diviser et régner & Programmation dynamique	22
II.3	Exemple de recherche d'un chemin optimal par la Programmation Dynamique	24
II.4	Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière	26
II.5	Algorithme de la Programmation Dynamique en avant	28
II.6	Restriction des chemins de recherche avec NS=3 et X=5	29
II.7	Procédure de la relaxation Lagrangienne	33
III.1	L'évolution de la fonction primale	47
III.2	L'évolution de la fonction duale	48
III.3	L'évolution de l'écart dual relatif	48
III.4	L'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambdas) pour les 8 heures	49
III.5	L'évolution de la fonction primale	52
III.6	L'évolution de la fonction duale	53
III.7	L'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambda) dans les 24 heures	53
III.8	L'évolution de l'écart dual relatif	54

Liste des Tableaux

I.1	Prévision de consommation journalière	8
III.1	Données des unités (système à 4 générateurs)	39
III.2	Résultats du programme lambda (système à 4 générateurs)	39
III.3	Données des unités (système à 10 générateurs)	40
III.4	Résultats (système à 10 générateurs)	40
III.5	Caractéristiques des générateurs du système à 4 unités	41
III.6	Variation de la charge durant 8 heures	42
III.7	Combinaisons possibles du système à 4 unités	42
III.8	Résultats du système à 4 générateurs durant 8 heures	44
III.9	Caractéristiques des générateurs du système à 10 unités	44
III.10	Résultats du système à 10 générateurs durant 24 heures	45
III.11	Variation de la charge durant 24 heures	46
III.12	Coût de production et temps de calcul en changeant les stratégies	46
III.13	Résultats du système à 4 générateurs durant 8 heures	47
III.14	Caractéristiques des générateurs du système à 40 unités	50
III.15	Variation de la charge durant 24H	51
III.16	Caractéristiques des générateurs du système à 40 unités	51
III.17	Résultats de simulation du système à 40 générateurs	52
III.18	Comparaison entre la méthode RLGGA et autres techniques	54
III.19	Le coût et le temps de calcul en fonction du nombre de générateurs	55

Notations et Symboles

F_T	Coût total de production.
$F_i(P_i)$	Fonction coût de l'unité de production i .
N	Nombre d'unités
N_t	Nombre d'unités à l'instant t .
N_G	Nombre total de nœuds de génération dans le réseau.
N_Q	Nombre total de nœuds de charge dans le réseau.
P_i	Niveau de génération (puissance produite).
C_i	Consommation des charges alimentées à partir du nœud i .
P_L	Pertes totales dans le réseau de transmission.
G_{pi}	Contrainte égalité
P_D	Charge électrique demandée
P_i^{min}	Puissance minimale de l'unité i (MW)
P_i^{max}	Puissance maximale de l'unité i (MW)
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).
X_i^{OFF}	Temps durant lequel l'unité i est allumée heures.
X_i^{On}	Temps durant lequel est éteinte heures.
F_r	Unité quelconque
MBtu	Million British Thermal Unit (1Btu=1055.06 joules)
ai	Coût à vide de l'unité i (\$)
bi	Coefficient de coût linéaire de l'unité i (\$/MW)
ci	Coefficient de coût quadratique de l'unité i (\$/MW ²)
GRASP	Greedy Randomized Adaptive Search Procedure
BCGA	Binary Coded Genetic Algorithm
GA	Genetic Algorithm
GAUC	Genetic Algorithm Based On Unit Characteristic
PSO	Particle Swarm Optimization
FPGA	Floating Point Genetic Algorithm
MA	Memetic Algorithm
RLGA	Lagrangian Relaxation- Genetic Algorithm

Introduction Générale

La production d'énergie est un enjeu économique, industriel et politique très important, plus encore avec l'internationalisation du marché de l'électricité. Malgré un souhait collectif de contrôler la consommation, le besoin a plutôt tendance à croître, non seulement en quantité, mais aussi et surtout (les intempéries aidant) en qualité de service. Cependant la ressource disponible est une quantité limitée, et n'est extensible qu'au prix de très coûteux investissements, et sur des décisions politiques ayant des horizons se chiffrant en décennies. Tous ces critères alliés conduisent à gérer au mieux les ressources disponibles. Toutefois, l'électricité ne se stocke pas (du moins pas en une telle quantité), et il faut par conséquent produire à la demande. Or les contraintes techniques des générateurs ne permettent pas de répondre instantanément et dans n'importe quelle condition à cette demande. Il faudra donc anticiper la production en fonction du besoin prévisionnel. Le problème d'établir un programme "allumage/extinction" (ON/OFF) optimal pour des centrales électriques dans un système de production d'énergie s'appelle le problème d'engagement des turbines (Unit Commitment Problem UCP). Un sous problème de l'UCP doit trouver la production optimale pour une combinaison donnée des unités en marche.

Ce problème s'appelle le problème de répartition économique (Economic Dispatch Problem EDP). En fait, le problème UCP consiste à planifier la production d'un parc de centrales électriques de manière à satisfaire un besoin prévisionnel donné sur une échelle de temps discrétisée (besoin horaire sur 24 heures ou besoin hebdomadaire sur 52 semaines).

L'objectif consiste à définir à moindre coût d'une part, l'ordonnancement d'allumage/extinction de chaque centrale sur toute la période considérée, et d'autre part, la production de chaque centrale pour toute date où elle est allumée, de façon à satisfaire l'ensemble des deux contraintes globales (demande prévisionnelle et réserve de 10% modélisant l'incertitude de la prévision) et de trois contraintes techniques propres à chaque générateur :

- Puissance limitée.
- Temps minimum d'arrêt avant redémarrage
- Temps minimum de fonctionnement avant extinction.

La fonction de coût d'un générateur comprend un coût de fonctionnement légèrement quadratique auquel s'ajoute un coût de démarrage dépendant de la durée d'arrêt d'une centrale que l'on allume. Introduction générale Programmation dynamique pour le problème de l'UCP Finalement le problème consiste à définir à moindre coût

- d'une part, l'ordonnancement d'allumage/extinction de chaque centrale sur toute la période considérée.
- d'autre part, la production de chaque centrale pour toute date où elle est en marche, de façon à satisfaire l'ensemble des contraintes. L'objectif de ce travail s'inscrit dans le cadre de la résolution du problème d'engagement des turbines dans un système d'énergie électrique en utilisant deux méthodes de résolution classiques populaires qui est la méthode de la relaxation Lagrangienne . Pour réaliser cet objectif, nous avons alors structuré ce travail comme suit : Le premier chapitre décrit la formulation détaillée du problème de la répartition économique de puissance (EDP). Ensuite, une revue des différentes méthodes classiques utilisées pour résoudre ce problème est exposé selon le type de contraintes considérées.

Le deuxième chapitre concerne la formulation du problème de l'UCP et la présentation des différentes techniques classiques utilisées pour la résolution de ce problème telles que Lagrangienne et la programmation dynamique. Dans le dernier chapitre, différents programmes traduisant les méthodes exposées dans les deux premiers chapitres sont élaborés. Les résultats de simulation suite à l'application de nos programmes sur plusieurs réseaux modèles sont présentés et comparés à ceux obtenus par d'autres techniques trouvées dans une littérature très récente.

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

Chapitre I

Problème de Répartition Économique de Puissance (EDP)

I.1 Introduction

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.

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).

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 prise en compte dans l'optimisation.

I.2 Production Électrique

La production d'électricité est tout simplement une conversion, une transformation d'énergie mécanique (liée au mouvement) en énergie électrique.

Nous définissons un moyen de production d'énergie électrique comme toute installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique pouvant être injectée sur un réseau.

Le réseau électrique est l'ensemble de l'infrastructure de transport de l'électricité de la production vers l'utilisation. C'est-à-dire permettant d'acheminé l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité comme il est présentée dans la figure [1] :

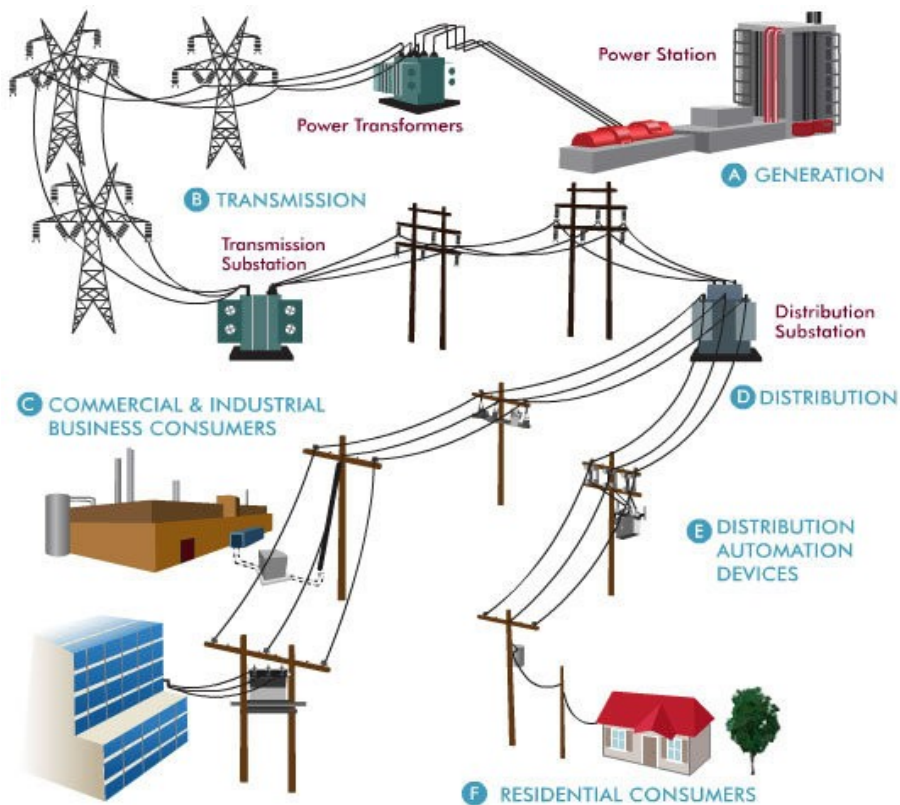


Figure I.1: Électricité du producteur au consommateur

I.2.1 Centrales électriques

La centrale de production est la composante élémentaire de l'organisation des moyens de production d'électricité.

Une centrale peut regrouper sur un même site plusieurs unités de production, ou tranches, souvent de même technologie et de même puissance. Chaque unité de production est composée d'une turbine (ou en général un moteur) et d'un alternateur pour produire de l'énergie électrique à courant alternatif. Les moteurs ou turbines peuvent être entraînés par différentes sources d'énergie primaires. Principaux types de centrales électriques sont :

1. Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques
2. Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques.
3. Les centrales hydroélectriques (hydrauliques).
4. Les centrales solaires.
5. Les centrales éoliennes.
6. Les centrales géothermiques.

I.2.2 Centrales thermiques

Ces centrales sont caractérisées par un rendement énergétique moyen. Leurs coûts variables dépendent notamment du prix du combustible utilisé. Elles sont réputées pour être souples à l'exploitation, une fois en fonctionnement, mais lentes à mettre en fonctionnement (une centrale à fuel ou au charbon prend environ 16h pour démarrer à chaud) [2].

I.2.2.1 Principe de fonctionnement

La chaleur produite dans la chaudière par la combustion du charbon, gaz ou autre, vaporise de l'eau. Cette vapeur d'eau est alors transportée sous haute pression et sous haute température vers une turbine, sous la pression les pâles de la turbine se mettent à tourner. donc transformée en énergie mécanique. Celle-ci sera, par la suite, transformée à son tour en énergie électrique via un alternateur.

A la sortie de la turbine, la vapeur est retransformée en eau (condensation) au contact de parois froides pour être dans la chaudière où le cycle recommence (voir la figure ci-dessous) .

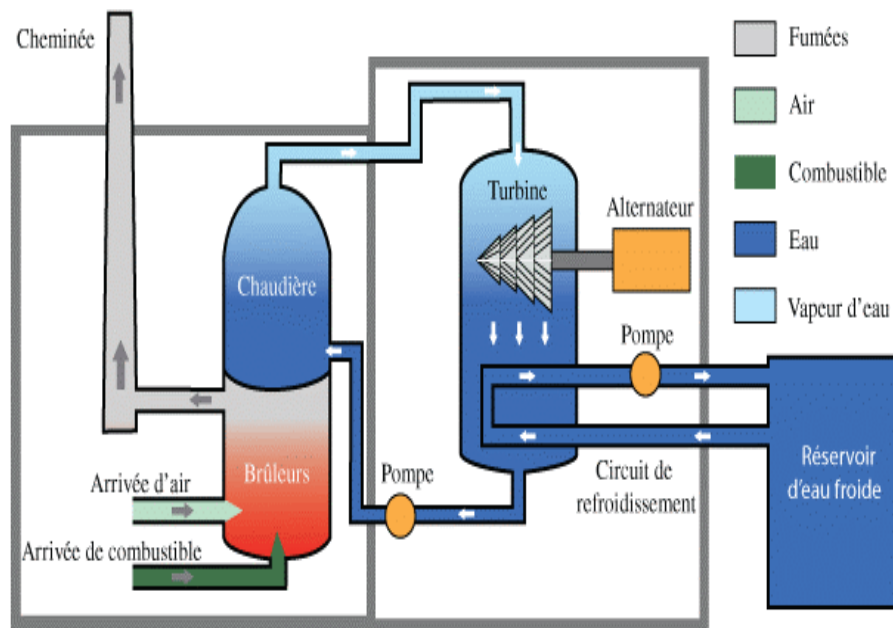


Figure I.2: Principe de fonctionnement d'une centrale thermique

I.2.2.2 Caractéristiques des centrales thermiques :

La figure (I.3) montre un exemple de coût d'exploitation d'une centrale thermique. Ce coût est normalement représenté par une équation quadratique du type :

$$Cost = F(P) = a + bP + cP^2 \quad (I.1)$$

Avec P est la quantité de puissance produite. La constante a est appelée coût de marche à vide (No-load cost en anglais) et représente le coût pour tenir une unité de production à vide au marche. 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 :

$$Cost\ marginal = dF(P)/dP = b + 2cP \quad (I.2)$$

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

Le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonction-

nement toutes les installations permettant la production d'électricité (chaudières, pompes, etc.).

Ce coût dépend normalement de l'état de l'unité de production au moment de démarrage (démarrage à froid ou à chaud).

Certaines contraintes techniques sont aussi importantes pour l'exploitation. Généralement, l'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et jusqu'à un niveau maximal de production (capacité maximale de production). L'inertie propre des moyens de production limite la vitesse à laquelle les unités de production peuvent changer leur niveau de production.

La vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné est appelée contrainte de rampe (ramp rate). Il existe aussi un temps minimal pour le démarrage (start-up time) et un temps minimal d'extinction (shut-down time) [3]

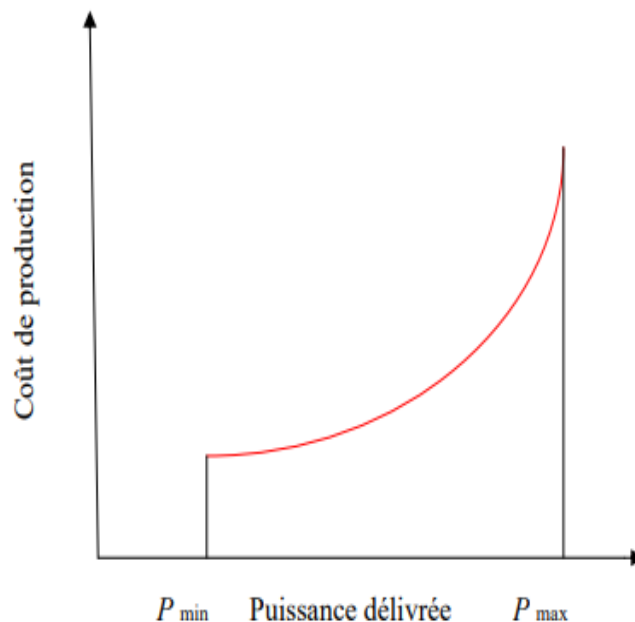


Figure I.3: Fonction coût de production d'une centrale thermique

I.3 Fluctuation de la consommation

La consommation d'électricité varie en permanence en fonction des multiples variations de consommations qui interviennent (sans préavis) sur l'ensemble du système. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps. Cependant, ces fluctuations ont

un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année.

La figure (1.4) met en exergue les fluctuations de la consommation en représentant la consommation d'électricité de la France métropolitaine correspondant à la date du (14/08/2021).

La courbe de charge en rouge représente l'évolution en temps réel de la consommation d'électricité et la courbe bleue représente les prévisions par la société de production la veille et le lendemain.

La consommation d'électricité varie constamment au cours d'une même journée, d'une même semaine, et au fil de l'année. Elle reflète les horaires de travail, les jours de congés, les saisons et est très sensible à la température [5].

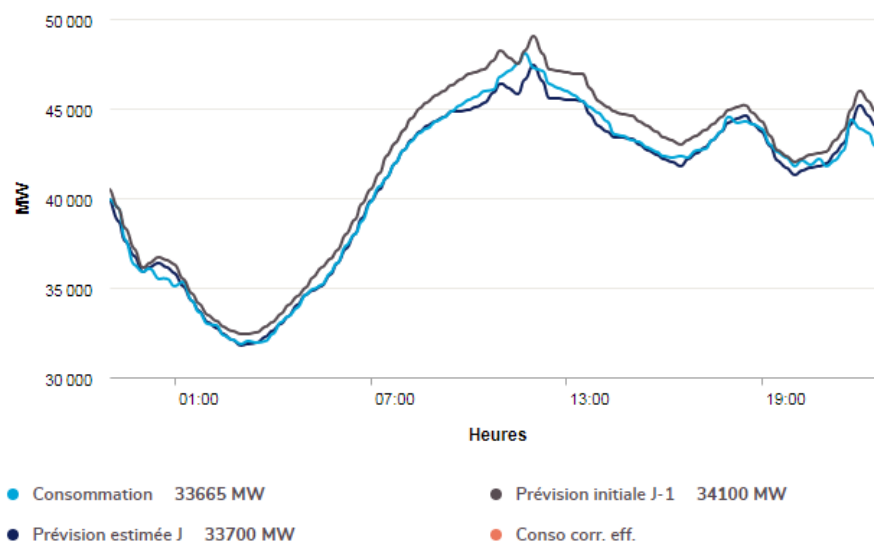


Figure I.4: Fluctuation de la consommation [4]

Tableau I.1: Prévision de consommation journalière

Heures	01:00H	12:00H	19:00H
Consommation Journalière	35069MW	47262MW	43904MW
Prévision J+1	35800MW	47400MW	43700MW
Prévision J-1	36800MW	49000MW	44300MW

I.4 Formulation générale du problème (EDP)

Le problème de la répartition optimale des puissances(EDP) 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 objective, 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 minimal et maximal 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.

Considérons un réseau d'énergie électrique à N nœuds, où :

NG : nombre total de nœuds de génération dans le réseau.

NQ : nombre total de nœuds de charge dans le réseau.

$F_i P_i$: la fonction coût de l'unité de production i .

FT : coût total de production.

Notre objectif consiste à calculer un vecteur de contrôle U (niveaux de génération des unités de production en MW), qui satisfait la puissance demandée par les différentes charges avec bien sûr les pertes actives totales et un coût de production minimal.

Si on suppose que la fonction coût de chacune des unités ne dépende que du combustible (on négligera donc tous les autres frais de charge), la formulation générale simplifiée s'écrit :

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

Sous la contrainte

$$G(pi) = 0 \quad (I.4)$$

FT : Représente le coût de production total du système qui est la somme des coûts de chacune des différentes unités de production en service (FT est considérée fonction des seules puissances P_i et est nécessairement une fonction croissante de chacune d'elles).

PI : est le niveau de génération (puissance produite) par le générateur qui débite sur l' i ème nœud.

La contrainte égalité s'écrit :

$$G(P_i) = \sum_{i=1}^{NG} P_i - \sum_{i=1}^{NG} C_i - Pl(P_i - C_i). \quad (I.5)$$

C_i : la consommation des charges alimentées à partir du noeud i .

Pl : pertes totales dans le réseau de transmission

Les puissances consommées C_i sont considérées constantes. Donc G est en fonction des niveaux de génération de chacune des générateurs (les puissances produites)

I.4.1 Exemple d'un réseau électrique

A titre d'exemple, nous prendrons le cas d'un réseau à trois unités thermiques de génération mais l'extension à tous autres cas, et en particulier, la généralisation à un nombre quelconque de générateurs ne soulève aucune difficulté

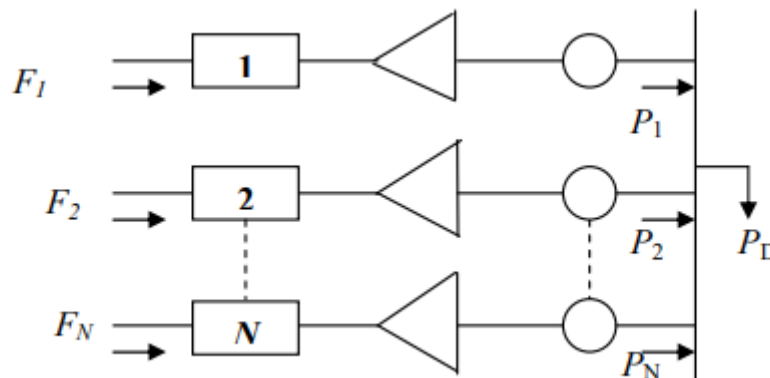


Figure I.5: Fluctuation de la consommation

Ce système se compose de NG unités de génération connectées pour satisfaire la charge électrique demandée PD , égale à la somme des consommations des charges branchées au réseau.

Les unités de production consomment du carburant à un taux spécifique ($MBtu/h$), qui peut se traduire en R/h , c'est à dire un taux de coût (R étant une unité monétaire quelconque) [6].

I.5 Méthodes conventionnelles de résolution du problème de la répartition économique de charge sans pertes

La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation, le premier type utilise le gradient (fonction de Lagrange) comme : La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de gradient. Le deuxième type utilise les itérations (minimisation sans gradient) : la méthode d'itération de Lambda.

Dans certains cas on peut considérer le problème de dispatching comme linéaire par parties, si on considère le problème du dispatching comme un problème linéaire on utilise la programmation linéaire [7].

I.5.1 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 les 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 [8].

I.5.2 La méthode du gradient

Le problème consiste donc à trouver un minimum global de la fonction erreur E entre la fonction $f(t)$ et les points « target ». La méthode du gradient est l'une des principales méthodes pour déterminer cette région d'optimisation.

En effet, afin de minimiser une fonction à partir d'une solution approchée, le plus simple est de suivre la ligne de plus grande pente.

D'un point de vue mathématique, la pente d'une fonction correspond à la dérivée de cette dernière. Si l'on se place dans le cadre d'une fonction ayant plusieurs paramètres, la dérivée devient un vecteur : le gradient de la fonction. Chaque élément de ce vecteur correspond alors à la dérivée partielle de la fonction selon l'un de ses paramètres .

Soit f une fonction (suffisamment dérivable) dont on recherche un minimum.

La méthode du gradient construit une suite x_n qui doit en principe s'approcher du minimum. Pour cela, on part d'une valeur quelconque x_0 et l'on construit la suite :

$$X_{(n+1)} = X_n - P f'(x_n) \quad (\text{I.6})$$

où p est une valeur "bien" choisie réelle non nulle.

Théorème des approximations finies sip $f'(x_n)$ est "suffisamment" petit.

$$f(x_{1(n+1)}) = f(x_{1n} - p f'(x_{1n})) = f(x, n) - p f'(v, n) \quad (\text{I.7})$$

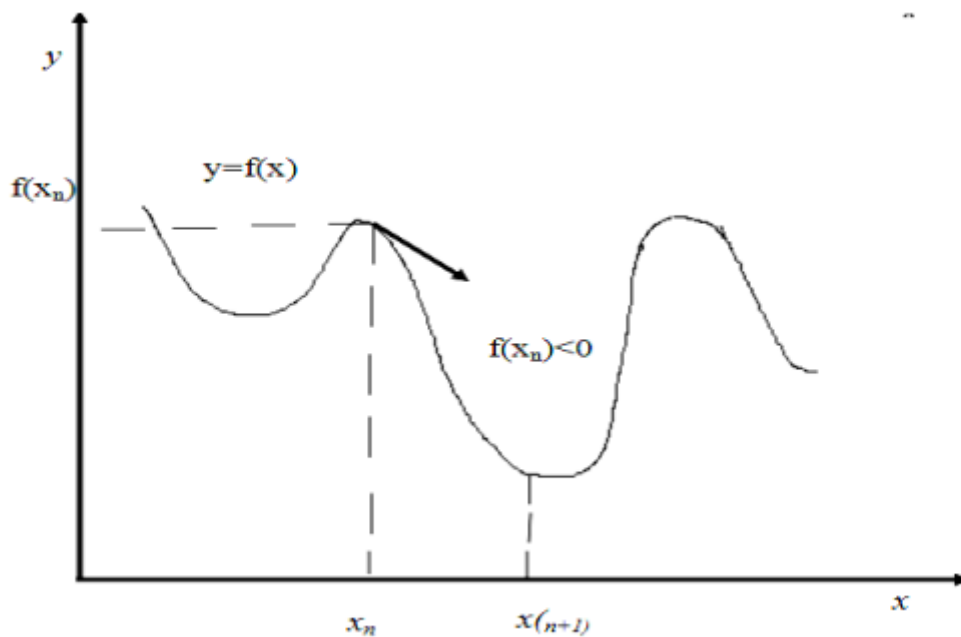


Figure I.6: Méthode de gradient

On remarque que $x_{(n+1)}$ est d'autant plus éloigné de x_n que la pente de la courbe est grande. On peut décider d'arrêter l'itération lorsque cette pente est suffisamment faible (en dimension 2 par exemple, un minimum correspond à une pente nulle) [7].

I.5.3 La méthode d'itération de Lambda

La méthode d'itération de Lambda est une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs. Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : **Gausse-Seidel et Newton– Raphson**, Lambda itération n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la valeur précédente.

La valeur suivante est prédéfinie par intuition, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

On va maintenant discuter comment trouver le dispatching économique optimal utilisant la méthode d'itération de Lambda [9].

- La méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur La méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur
- La méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale.

On choisit λ^L et λ^H tels que :

$$\sum_{i=1}^m pgi(\lambda^L)P_D < 0. \quad (\text{I.8})$$

$$\sum_{i=1}^m pgi(\lambda^H)P_D > 0 \quad (\text{I.9})$$

On pose:

$$\lambda^m = \frac{\lambda^H + \lambda^L}{2} \quad (\text{I.10})$$

Si :

$$\sum_{i=1}^m pgi(\lambda^M)P_D > 0 \quad (\text{I.11})$$

$$\lambda^M = \lambda^H \quad (\text{I.12})$$

Si :

$$\sum_{i=1}^m p g_i(\lambda^M) P_D < 0 \quad (\text{I.13})$$

On pose:

$$\lambda^H = \lambda^L \quad (\text{I.14})$$

On refait le calcul jusqu'à :

$$|\lambda^L - \lambda^H| < \varepsilon \quad (\text{I.15})$$

I.6 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.

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 ».

Chapitre II

Problème d'Engagement des Turbine(UCP)

II.1 Introduction

Le problème d'engagement des turbines (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.

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 classiques

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 la méthode de la relaxation lagrangienne.

II.2 Formulation du Problème de l'UCP

Le « Unit Commitment » ou la planification de l'opération des unités de production' 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 [10].

II.2.1 Fonction objective de l'UCP

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

$$\min P_i(t)U(t)[T_t] = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^n [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))(U_i(t-1))] \quad (\text{II.1})$$

Avec $u_i t$ est l'état de l'unité i à l'instant t : un (0) signifie que la centrale est à l'arrêt, un (1) qu'elle est en fonctionnement. $F_i(P_i(t))$ est la coût de production de l'unité i à l'instante t , dans le cas le plus fréquent :

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

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

$$i = 1, \dots, N_t$$

N : nombre d'unités

Nt : nombre d'unités à l'instant t .

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

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

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

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

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

Fonction exponentielle [10]

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

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

II.2.2 Les contraintes

Le problème de l'engagement des unités est soumis à de nombreuses contraintes en fonction de la nature du système étudié. Les contraintes prises en compte peuvent être classées en deux groupes principaux: les contraintes système et les contraintes unitaires.

II.2.2.1 Contraintes du système

(1) Demande à satisfaire : La puissance délivrée par les unités allumées doit être égale à la somme de charge totale et les pertes

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

(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 des qu'une unité est forcée de déclencher. Il faut donc une certaine quantité de réserves tournantes à chaque instante t notée $P_R(t)$. On considère

généralement que la réserve doit assurer 10% de la demande

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

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

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

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

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

B_0 :Élément d'un vecteur de dimension N

B_{00} :Pertes constantes (MW)

II.2.2.2 Contraintes des unités

(1)Puissance Bornée: Pour chaque unité allumée, la puissance délivrée doit être incluse entre la limite minimale et la limite maximale de génération.

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

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

$$i = 1, \dots, N_t$$

(2)Temps minimal d'allumage: Quand une unité est mise en marche, on ne peut pas l'atteindre que si le temps de marche dépasse le temps minimal de fonctionnement de cette unité :

$$Mut_i \leq X_i^{on} \quad i = 1, \dots, N \quad (II.9)$$

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

$$MDT_i \leq X_i^{OFF} \quad i = 1, \dots, N \quad (II.10)$$

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 contraintes (6) et (7) :

(4) Élévation maximale de la puissance:

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

Si:

$$U_i(t-1) = 1 \quad \text{et} \quad U_i(t) = 1 \quad (\text{II.12})$$

(5) Chute maximale de la puissance:

$$P_i(t) \geq \min(p_i^{min}, p_i(t-1) + DR_i) \quad (\text{II.13})$$

Si:

$$U_i(t-1) = 1 \quad \text{et} \quad U_i(t) = 1 \quad (\text{II.14})$$

II.2.2.3 Autres contraintes

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

II.3 Techniques classiques de résolution de l'UCP

Il existe dans la littérature plusieurs méthodes de résolution de l'UCP telles que :

- Méthode de la liste de priorité,
- Méthode de la programmation dynamique en arrière & en avant
- Méthode de la relaxation lagrangienne

- Méthode de programmation mixte linéaire-entière

II.3.1 Liste de priorités

La méthode de résolution de problème d'engagement de turbine 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 de son fonctionnement en pleine charge (Full Load Cost) [11]

$$(a_i + b_i P_i^{max} + C_i P_i^{max^2}) / P_i^{max} \quad (II.15)$$

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

Et on met en ordre croissant les centrales dans une liste de priorité. On crée ensuite les ensembles des engagements, en sélectionnant les unités dans l'ordre de la liste, et on calcule la somme des puissances minimales et maximales de ces ensembles figure(II.1).

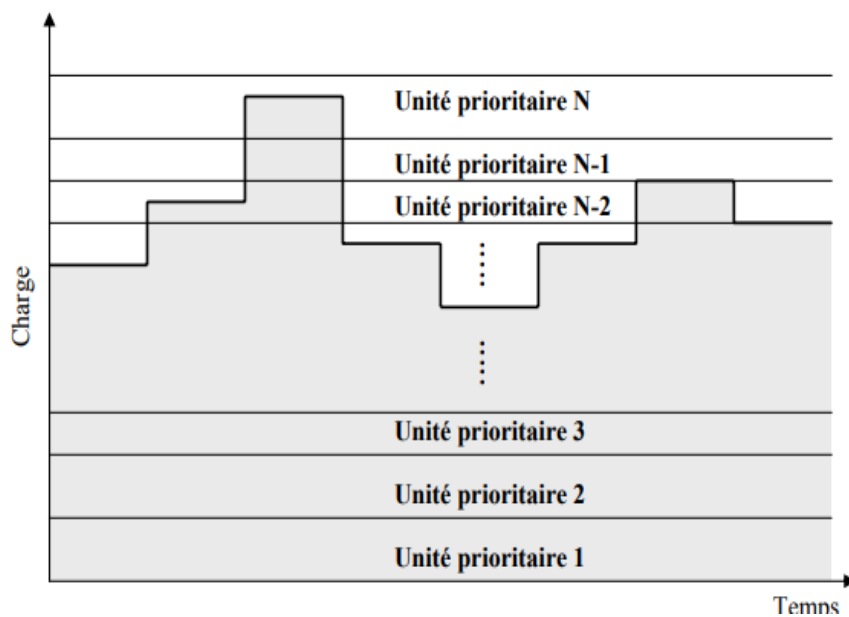


Figure II.1: Méthode liste de priorité

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 caractéristique 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 (1), (2) et (3)

II.3.2 Programmation dynamique

II.3.2.1 Historique

La programmation dynamique est une méthode exacte de résolution de problèmes d'optimisation séquentielle. La recherche opérationnelle issue de la IIème Guerre Mondiale [11]:

- 1942 : A. Wald propose l'analyse séquentielle pour améliorer le contrôle de la qualité des munitions;
- 1947 : Accessible au public (peu après et indépendamment, R.Bellman met au point une méthode similaire);
- R. Bellman publie Dynamic Programming. Il est à l'origine du terme
- D.P. Bertsekas publie Dynamic Programming & Optimal Control, réédité en 2000;

Bien que très puissante ce concept a été introduit par Bellman, pour résoudre typiquement les problèmes d'optimisation. Pour la petite histoire, Bellman a choisi le terme programmation dynamique dans un souci de communication : son supérieur ne supportait ni le mot « recherche » ni celui de « mathématique ». Alors il lui a semblé que les termes « programmation » et «dynamique» donnaient une apparence qui plairait à son supérieur. En réalité, le terme programmation signifiait à l'époque plus planification et ordonnancement que la programmation au sens qu'on lui donne de nos jours. En un mot, la programmation dynamique est un ensemble de règles que tout un chacun peut suivre pour résoudre un problème donné.

La programmation dynamique est similaire à la méthode diviser et régner en ce sens que, une solution d'un problème dépend des solutions précédentes obtenues des sous-problèmes.

La différence significative entre ces deux méthodes est que la programmation dynamique permet aux sous-problèmes de se superposer.

Autrement dit, un sous-problème peut être utilisé dans la solution de deux sous-problèmes différents. Tandis que l'approche diviser et régner crée des sous-problèmes qui sont complètement séparés et peuvent être résolus indépendamment l'un de l'autre. Une illustration de cette différence est montrée par la Figure(II.2). Dans cette figure, le problème à résoudre est à la racine, et les descendants sont les sous-problèmes, plus faciles à résoudre. Les feuilles de ce graphe constituent des sous-problèmes dont la résolution est triviale.

Dans la programmation dynamique, ces feuilles constituent souvent les données de l'algorithme. La différence fondamentale entre ces deux méthodes devient alors claire: les sous-problèmes dans la programmation dynamique peuvent être en interaction, alors dans la méthode diviser et régner, ils ne le sont pas.

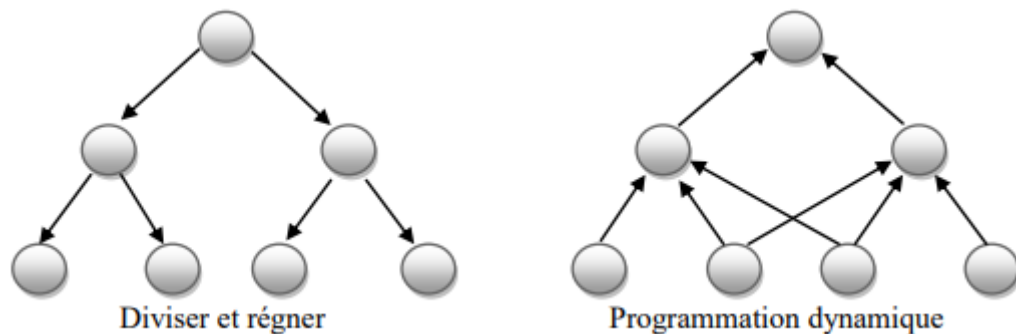


Figure II.2: Diviser et régner & Programmation dynamique

Une seconde différence entre ces deux méthodes, comme illustré par la figure ci-dessus, est que la méthode diviser et régner est récursive, les calculs se font de haut en bas. Tandis que la programmation dynamique est une méthode dont les calculs se font de bas en haut : on commence par résoudre les plus petits sous-problèmes.

En combinant leur solution, on obtient les solutions des sous-problèmes de plus en plus grands.

II.3.2.2 Méthodologie

La programmation dynamique consiste en un algorithme récursif parcourant le problème d'heures en heures. 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 [12].

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'optimale (backward), ou où est-ce que l'on sera à l'heure d'après en partant de l'optimal (forward) et trouver ainsi un nouvel état optimal. On procède ainsi de suite de proche en proche, sans oublier qu'il y aura nécessairement des conditions à l'arrivée qu'il faudra respecter.

Bien que cet algorithme permette de trouver la solution optimale, la prise en compte de toutes les combinaisons réalisables n'est possible qu'avec des parcs ne comportant qu'un faible nombre d'unités, On peut toute fois 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 : la somme de puissance maximale des unités allumées doit être supérieure ou égale à la somme de la charge et du réserve et la somme de puissances minimale des unités doit être inférieure ou égale à la somme de la charge et du réserve figure(II.3)
2. Calculer le coût de production totale 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 égale au temps minimal d'allumage et le temps pendant lequel les unités sont éteintes doit être supérieur ou égale au temps minimal d'extinction.
4. Calculer le coût de production totale pour chaque chemin possible, il est égale à la somme des productions pour chaque étape plus le coût de redémarrage et les coûts d'extinction de toutes les unités.

5. Établir la planification optimale correspondant au chemin le moins coûteux.

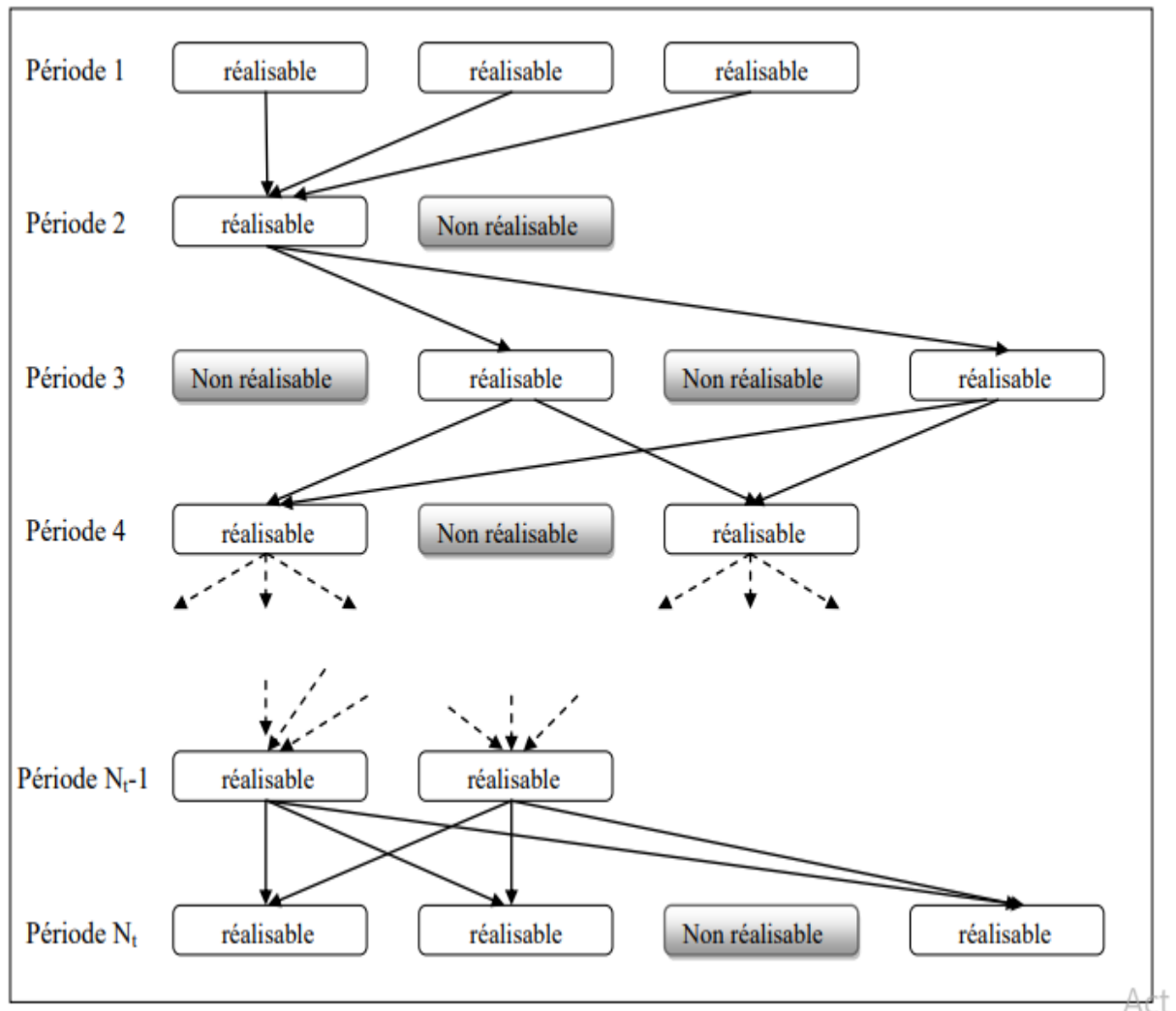


Figure II.3: Exemple de recherche d'un chemin optimal par la Programmation Dynamique

II.3.2.3 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.3.2.3.1 Programmation Dynamique en Arrière

Principe

C'est la première approche de la programmation dynamique, la solution commence par le dernier intervalle et se termine par le premier intervalle considéré. On définit un état comme la combinaison des unités allumées et atteintes [11].

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

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

$$F_{cost}(M, I) = P_{cost}(M, I) \quad (II.17)$$

Avec: M = Nombre d'intervalles de temps

$F_{cost}(K, 1)$ = Coût de production totale minimal de l'état I dans l'intervalle K jusqu'au dernier intervalle M

$P_{cost}(K, 1)$ = Coût de production totale 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

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

J = est l'ensemble des états faisables dans l'intervalle $K + 1$.

Algorithme

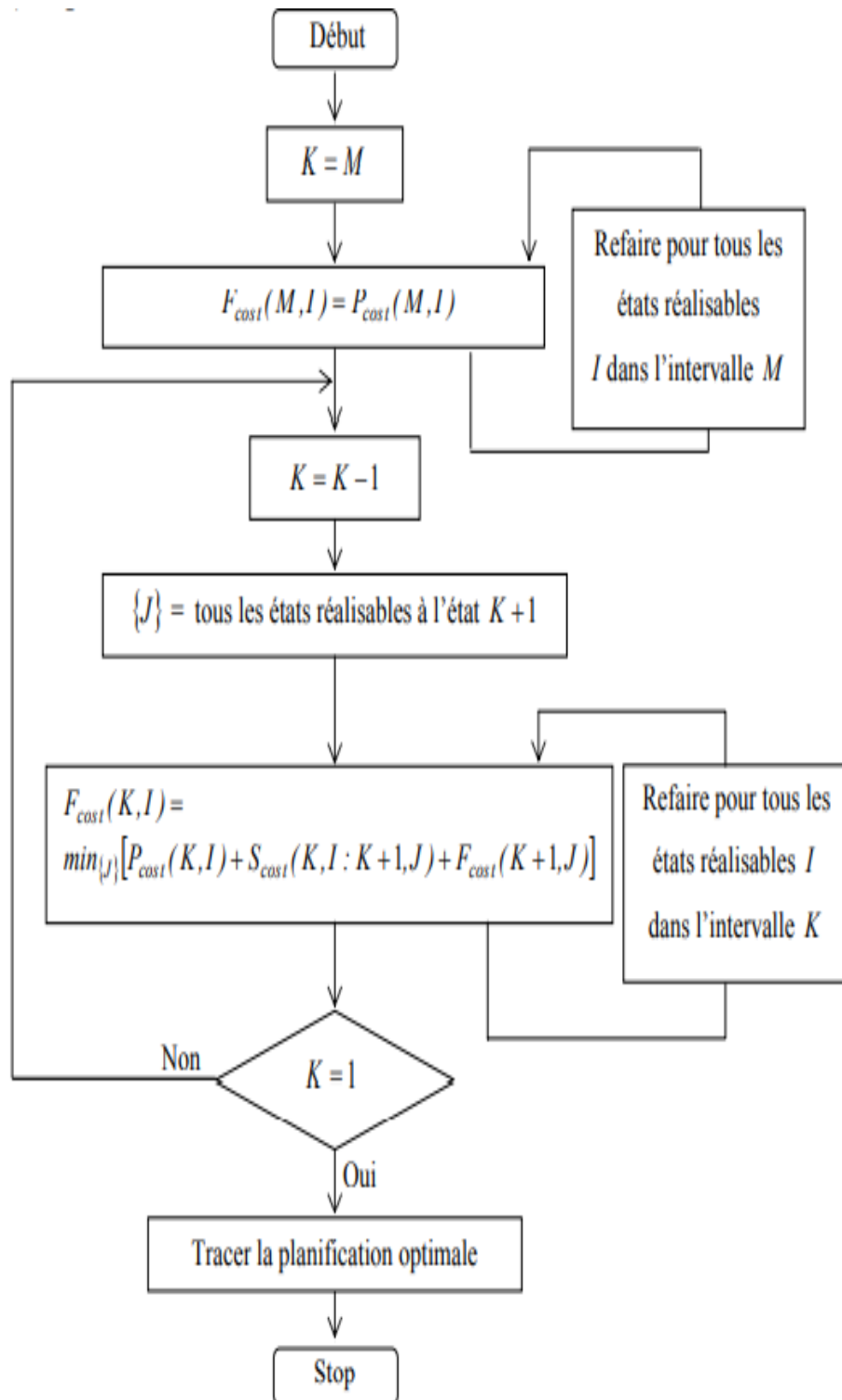


Figure II.4: Algorithme de la Programmation Dynamique en arrière

II.3.2.3.2 Programmation Dynamique en Avant

Principe

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

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

$$F_{cost}(K, 1) = \min_{(L)} [P_{cost}](K, 1) + S_{cost}(K - 1, L : K, 1) + F_{cost}(K + 1, L) \quad (II.18)$$

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

$P_{cost}(K, I)$ = Coût de production totale 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 .

$S_{cost}(K, L : K, I) - 1$ = 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 $K - 1$.

Algorithme

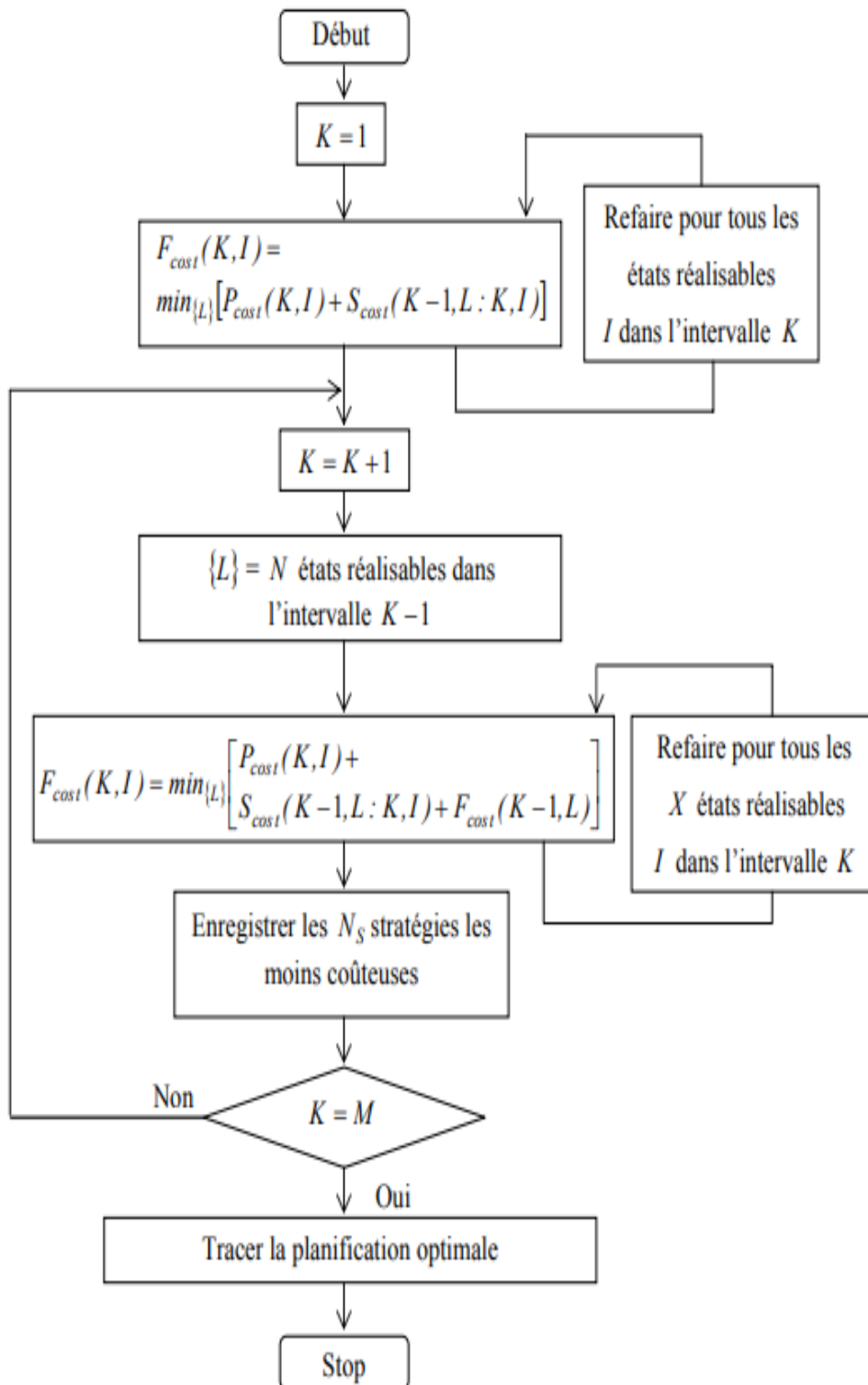


Figure II.5: Algorithme de la Programmation Dynamique en avant

II.3.2.4 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 cette 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.6).

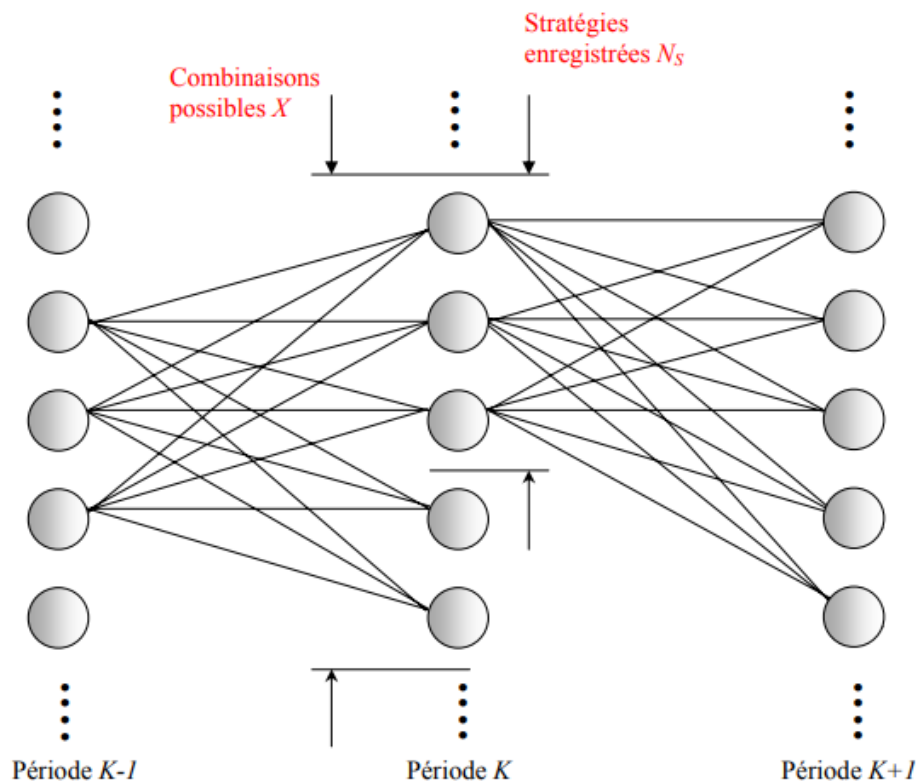


Figure II.6: Restriction des chemins de recherche avec $Ns=3$ et $X=5$

X : nombre d'états possibles à chaque période.

Ns : nombre de stratégies enregistrés à chaque étape.

Ces variables permettant un contrôle de l'effort de calcul, pour réduire le nombre Ns on se débarrasse des stratégies les plus chères, et on ne sauvegarde que les Ns 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.

II.3.3 Relaxation Lagrangienne

Pour des systèmes de grande taille, la méthode de la programmation dynamique échoue en raison de l'augmentation de la taille de l'espace de solution d'une manière exponentielle avec le nombre de périodes de temps (heures) et des unités du système.

La relaxation lagrangienne a été appliquée avec succès sur le problème de l'Unit Commitment pendant des années et elle a démontré sa performance de résoudre ce problème pour les systèmes de grande taille (Bertsekas et al., 1983; Muckstadt and Koenig, 1977) [13].

II.3.3.1 Principe

La relaxation Lagrangienne est une manipulation classique en optimisation sous contraintes. Elle permet d'obtenir des bornes de la valeur optimale de certains problèmes d'optimisation combinatoire dure [13].

L'idée consiste à relaxer (supprimer) une partie des contraintes (en principe, celles qui rendent le problème compliqué) qui sont introduites dans la fonction objective sous la forme d'une pénalité qui combine linéairement les contraintes relaxées.

Les coefficients de cette combinaison linéaire sont appelés les variables duales associées à la relaxation Lagrangienne.

Le problème de l'Unit Commitment a deux types de contraintes : contraintes séparables et contraintes couplantes. Les contraintes séparables sont par exemple les capacités des unités et les temps minimaux d'arrêt et les temps minimaux de redémarrage, ces contraintes sont propres à chaque unité toute seule.

D'autre part, les contraintes couplantes couplent les unités entre elles, c'est-à-dire que le changement dans une unité affecte les autres unités, ces contraintes sont par exemple les contraintes 1 (Demande) et 2 (Réserve).

Le principe retenu consiste donc à traiter chaque unité séparément en:

- dualisant les contraintes couplantes.

- résolvant le problème relâché par Programmation Dynamique. La méthode de la relaxation Lagrangienne consiste à relaxer les contraintes couplantes (demande et réserve) et les incorporer dans la fonction objective (équation de Lagrange) en la pénalisant si ces contraintes ne sont pas respectées.

De cette manière la fonction objective peut être séparée en deux fonctions indépendantes pour chaque unité, liée aux contraintes (3), (4) et (5). Le Lagrangien du problème est le suivant :

$$L(p_I(t), U_i(t), \lambda(t), \mu(t)) = \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t)) + S_I(t)u_i(t) - \sum_{i)1}^{N_t} \lambda(t) \quad (\text{II.19})$$

$$\sum_{i=1}^N P_i(t)u_i(t) - P_D(t) - \sum_{i)1}^{N_t} \mu(t) \sum_{i=1}^N P_i^{\max} U_i(t) - P_R(t) - P_d(t) \quad (\text{II.20})$$

Après une simplification, le Lagrangien du problème devient :

$$L(p_I(t), U_i(t), \lambda(t), \mu(t)) = \sum_N^{i=1} \theta_i(\lambda, \mu) - \sum_{i=1}^{N_t} \lambda(t) P_D(t) + \mu(t) P_R(t) - P_d(t) \quad (\text{II.21})$$

Avec:

$$\theta_i(\lambda, \mu) = \sum_{i=1}^{N_t} [F_i P_i(t) + S_i(t) - \lambda(t) P_i(t) - \mu(t) P_i^{\max}] U_i(t) \quad (\text{II.22})$$

Les multiplicateurs lagrangiens associés aux contraintes 1 et 2 sont respectivement notés : La méthode de relaxation lagrangienne se propose donc de scinder le problème et de procéder par itération figure(II.7).

Dans un premier temps, on relâche les contraintes “couplantes” (demande et réserve), ce qui nous permet de résoudre le problème unité par unité.

Pour cela, on procède par programmation dynamique car celle-ci permet de tenir compte des coûts de redémarrage. Notons que l'espace de recherche se limite à présent à celui d'une seule unité.

Ce sous-problème est appelé problème dual et son coût q^* valeur duale.

La procédure duale essaie d'atteindre l'optimum sous contrainte en maximisant le Lagrangien par rapport aux multiplicateurs de Lagrange, tout en minimisant par rapport aux autres variables du problème. Ceci s'exprime mathématiquement par :

$$q^*(\lambda(t), \mu(t)) = \max_{\lambda(t), \mu(t)} \lambda(t), \mu(t) \quad (\text{II.23})$$

Avec:

$$\rho\lambda(t), \mu(t) = \min_{P_i(t)U_i(t)} L(P_i(t), U_i(t), \lambda(t), \mu(t)) \quad (\text{II.24})$$

Dans un second temps, en exploitant les résultats du problème dual, à savoir les unités en fonctionnement, on effectue une répartition économique heure par heure. S'il reste de la demande ou de la réserve non satisfaite, une pénalité importante est infligée.

Ce sous-problème est appelé problème primal et son coût J^* .valeur primale. Il est exprimé de la manière suivante :

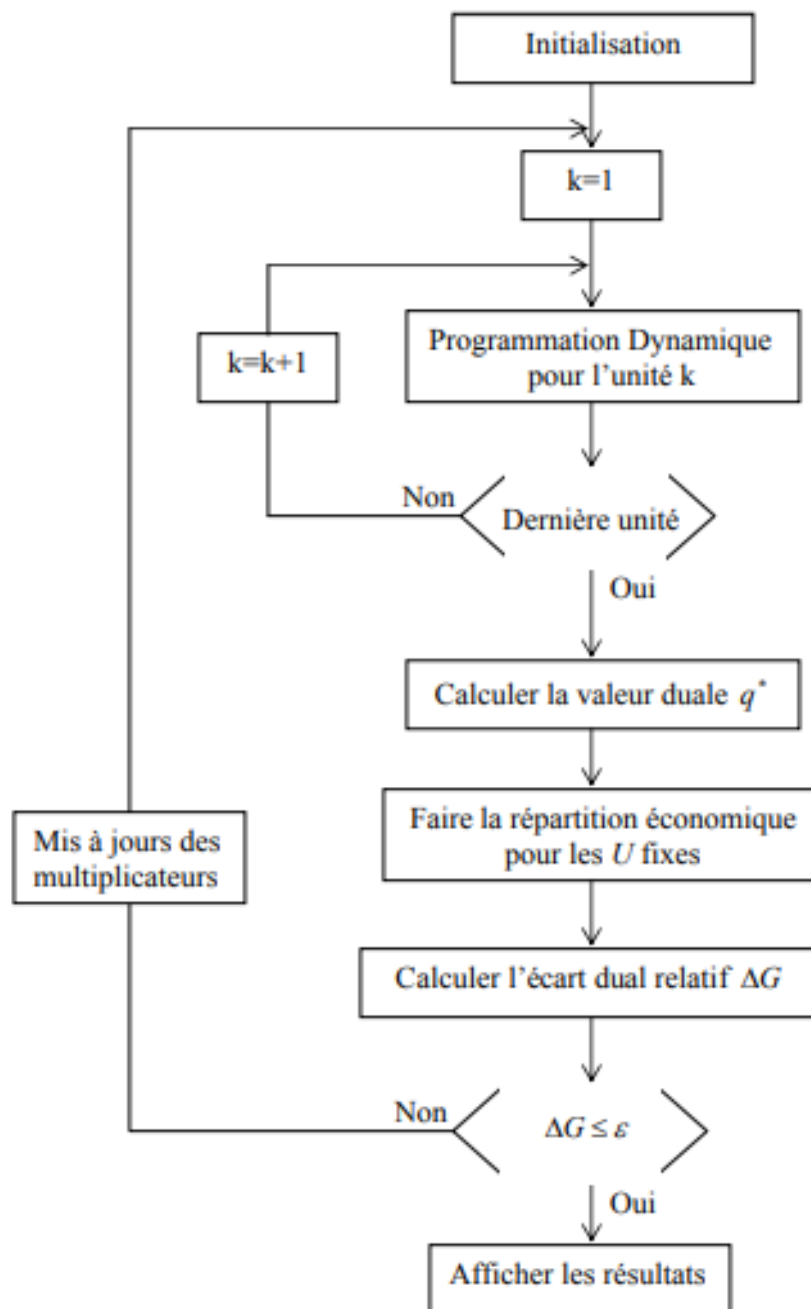


Figure II.7: Procédure de la relaxation Lagrangienne

En fait, on ne peut pas résoudre ce problème puisqu'il n'est pas borné ni par rapport à λ , ni par rapport à μ . A la place, les multiplicateurs de Lagrange utilisés par le problème dual sont mis à jour sur base de la différence entre les valeurs primale et duale obtenues

et du gradient par rapport à λ pour les contraintes de demande et à μ pour les contraintes de réserve. L'opération est répétée jusqu'à ce que l'écart dual relatif $\Delta G = \frac{j^* - q^*}{j^*} \Rightarrow$ soit suffisamment petit.

II.3.3.2 Résolution du problème relâché par Programmation Dynamique

Le problème relâché est de minimiser la fonction :

$$\begin{cases} q(\lambda(t), \mu(t)) = \min_{P_i(t), U_i(t)} L[P_i(t), U_i(t), \lambda(t), \mu(t)] = \\ \sum_{i=1}^{Nt} \theta_i(\lambda, \mu) + \sum_{i=1}^{Nt} (\lambda(t)P_D(t) + \mu(t)(P_R(t)) + (P_D(t))) \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

À $\lambda(t)$ et $\mu(t)$ fixés, le deuxième terme est constant, le problème se limitera alors à la minimisation du premier terme. Pour cela, on utilisera la Programmation Dynamique. Pour chaque unité, notre objectif est de résoudre le problème suivant [13]:

$$\text{minimiser}_{P_i(t), U_i(t)} \theta_i(\lambda, \mu) = \sum_{i=1}^{Nt} [F_i(P_i(t)) + S_i(t) - \lambda(t)P_i(t) - \mu(t)P_i^{\max}]U_i(t) \quad (\text{II.26})$$

liée à :

1. $U_i(t)P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq U_i(t)P_i^{\max}$
2. Temps minimal de red \gg marrage de l'unité i
3. Temps minimal d'arrêt de l'unité i Les paramètres $\lambda(t)$ et $\mu(t)$ sont fixes. Si on suppose que la fonction coût de production est quadratique de la forme:

$$F_i(P_i(t)) = a_i + b_i P_i(t) + c_i P_i^2(t) \quad (\text{II.27})$$

Et si l'unité i est allumée au temps $t: U_i(t)=1$, on peut trouver la valeur optimale délivrée $P_i(t)$ par une simple dérivation:

$$\frac{d\theta(\lambda, \mu)}{dP_i(t)} = (b_1 + 2c_i P_i(t) - \lambda(t)) = 0 \quad (\text{II.28})$$

Finalement, la puissance optimale délivrée est :

$$P_i(t) = \max(P_i^{\min}, (P_i^{\max}, \frac{\lambda(t) - b_i}{2c_i}))U_i(t) \quad (\text{II.29})$$

Donc il fallu seulement définir les états de l'unité i durant toute la période de façon à minimiser au maximum sa fonction objective (II.26). Ces états doivent respecter les contraintes de temps minimal de redémarrage et de temps minimal d'arrêt, on peut résoudre ce problème par la méthode de Programmation Dynamique. On définit la fonction récursive utilisée dans la Programmation Dynamique durant la période K comme suit:

$$F_{cost}(k) = \min_{u_i(K)} [R_i(U_i(k)) + F_{cost}(K-1)] \quad (\text{II.30})$$

Avec:

$$R_i(U_i(K)) = (F_i(P_i(K)) + S_i(K) - \lambda(K)P_i(K) - \mu(K)P_i^{max})U_i(K)U_i(K) = 0, 1 \quad (\text{II.31})$$

II.3.3.3 Mise à jour des coefficients de Lagrange (Méthode du sous-gradient)

Le problème dual essaie d'atteindre l'optimum sous contrainte en maximisant le Lagrangien par rapport aux multiplicateurs de Lagrange $q^*(\lambda(t), \mu(t)) = \max_{\lambda(t), \mu(t)} q(\lambda(t), \mu(t))$. Toute la difficulté de la méthode de relaxation lagrangienne consiste à assurer une bonne convergence en mettant à jour les multiplicateurs $\lambda(t)$ et $\mu(t)$ de manière adéquate. Pour ce faire, on utilise les relations suivantes [13]:

$$\lambda_{k+1}(t) = \max[0, \lambda_k(t) + \alpha(\sum_{i=1}^N P_i(t)U_i(t) - P_D(t))] \quad (\text{II.32})$$

$$\mu_{k+1}(t) = \max[0, \mu_k(t) + \beta(\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t)U_i(t) - (P_D(t) + P_R(t))] \quad (\text{II.33})$$

Où α et β sont définis par:

$$\alpha = \varepsilon_1 \frac{G}{\left\| \frac{\alpha q}{\alpha \lambda} \right\|} = \varepsilon_1 \frac{G}{\sqrt{\sum_{i=1}^{Nt} (\sum_{i=1}^{Nt} P_i(t)U_i(t) - P_d(t))^2}} \quad (\text{II.34})$$

$$\beta = \varepsilon_2 \frac{G}{\left\| \frac{\alpha q}{\alpha \mu} \right\|} = \varepsilon_2 \frac{G}{\sqrt{\sum_{i=1}^{Nt} (\sum_{i=1}^{Nt} P_i^{max}U_i(t) - (P_d(t) + P_r(t)))^2}} \quad (\text{II.35})$$

Et G est l'écart dual. On initialise 1 et 2 et toutes les 20 à 30 fois que G ne s'est pas amélioré, on réduit ε_1 et ε_2 de moitié .

Cette technique de mise à jour des multiplicateurs de Lagrange est appelée méthode du sous-gradient. Les remarques suivantes sur la convergence sont importantes :

- Plus il y a d'unités, plus l'écart dual diminue rapidement.
- Quand la convergence est instable vers la fin, c'est qu'une des unités est alternativement démarrée/arrêtée.
- Il n'y a aucune garantie que la solution duale soit réellement faisable. Etant donné que le problème est discontinu pour les variables $U_i(t)$, Il n'y a aucune garantie que l'écart dual relatif converge vers 0

II.3.3.4 Interprétation économique des multiplicateurs de Lagrange

Le multiplicateur $\lambda(t)$ (réel) lié à une contrainte d'égalité de la demande, est commun à toutes les unités. Il assure la coordination par les prix de celles-ci en les « motivant » à produire plus ou moins selon leurs caractéristiques économiques propres de façon à satisfaire la demande à la date t .

En ignorant la contrainte de réserve, on peut interpréter $\lambda(t)$ comme un prix du KWh de la puissance fournie, et chaque centrale minimise son coût d'utilisation en fonction de ce prix. On peut donc voir la résolution du problème dual comme la recherche d'un prix au KWh $\lambda(t)$ conduisant à la meilleure coordination des puissances $P_i(t)$ produites par les acteurs $U_i(t)$ allumés.

Le multiplicateur $\mu(t) \geq 0$ car lié à une contrainte d'inégalité) représente un prix du KWh de réserve. Plus précisément, une grande valeur de $\mu(t)$ incite les unités à l'allumage et donc indirectement (la production totale étant imposée par $P_D(t)$,à la sous-production de chaque centrale allumée, contribuant ainsi à assurer le réserve $P_R(t)$ [14]

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé la formulation mathématique de la fonction objective et les différentes contraintes du problème d'engagement des unités de production

d'une centrale thermique.

Ensuite, les différentes techniques classiques utilisées pour la résolution de ce problème telles que la méthode de la liste de priorité, 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, nous avons alors présenté la méthode de relaxation lagrangienne (a été détaillée) qui permet la résolution des problèmes de grandes tailles.

Chapitre III

Applications et Interprétations

III.1 Introduction

Dans ce chapitre et pour résoudre le problème d'engagement de turbines dans un réseau d'énergie électrique, en utilisant la modélisation et les méthodes mathématiques présentées précédemment, nous avons élaboré des programmes sous l'environnement Matlab.

Dans cette partie, le sous problème de la répartition économique, qui est un sous problème de l'UCP, est résolu en utilisant la méthode Lambda

Pour valider les programmes élaborés, plusieurs tests sur des réseaux de tailles différentes ont été faits et les résultats trouvés ont été comparés à ceux d'autres techniques dans la littérature.

Dans la deuxième partie, des programmes utilisant les différentes techniques classiques vues dans le deuxième chapitre pour la résolution du problème d'engagement des turbines.

Il faut signaler que les calculs ont été faits sur un PC Pentium(R) Dual-Core 2.80 GHz CPU et 2012 Mb de RAM.

III.2 Problème de la répartition économique de puissance

III.2.1 Application de la méthode Lambda

A) Système à 4 Générateurs:(en considérant les pertes) :

Cet exemple considère un système de quatre unités. Le système alimente une charge de 540MW. Les données des unités sont présentées dans le tableau (III.1).

Tableau III.1: Données des unités (système à 4 générateurs)

Unité	$P_i^{min}(MW)$	$P_i^{max}(MW)$	$a_i(\$)$	$b_i(\$)$	$c_i(\$/MW)$
1	25	80	213	20.75	0.0018
2	60	250	585.62	16.95	0.0042
3	75	300	684.74	16.83	0.0021
4	20	60	252	44370	0.0034

Tableau III.2: Résultats du programme lambda (système à 4 générateurs)

Puissance délivrée (MW)	Lambda*
P_1	25.0000
P_2	194.9938
P_3	300.0000
P_4	20.000
Puissance Totale (MW)	539.9938
Coût Total (\$)	11431

Le tableau (III.2) présente les résultats du programme élaboré et appliqué au système à 4 générateurs. D'après ces résultats, on peut constater que la méthode classique lambda avec considération des pertes a réussi à trouver la solution optimale.

B) Système à 10 Générateurs: Cet exemple considère un système de dix unités. Le système alimente une charge de 950MW. Les données des unités sont présentées dans le tableau (III.3).

Le tableau (III.4) représente les résultats du programme élaborée et appliqué au système

à 10 Générateurs. A partir des résultats trouvés on a remarqué que la puissance générée est égale à la puissance demandée.

Tableau III.3: Données des unités (système à 10 générateurs)

Unité	$P_i^{min}(MW)$	$P_i^{max}(MW)$	$a_i(\$)$	$b_i(\$)$	$c_i(\$/MW)$
1	150	455	1000	16.19	0.00048
2	150	455	970	17.26	0.00031
3	20	130	700	44363	0.002
4	20	130	680	44332	0.00211
5	25	162	450	44396	0.00398
6	20	80	370	22.26	0.00712
7	25	85	480	27.74	0.00079
8	10	55	660	25.92	0.00413
9	10	55	665	27.27	0.00222
10	10	55	670	27.79	0.00173

Tableau III.4: Résultats (système à 10 générateurs)

Unités	Puissance délivrée (MW)
P_1	455.0000
P_2	150.0000
P_3	115.0058
P_4	130.0000
P_5	25.0000
P_6	20.0000
P_7	25.0000
P_8	10.0000
P_9	10.0000
P_{10}	10.0000
Puissance Totale (MW)	950.0058
Coût Total (\$)	23271

III.3 Problème d'engagement des turbines UCP

III.3.1 Programmation Dynamique

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

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

III.3.1.1 Système à 4 unités

Cet exemple considère un système de quatre générateurs, les caractéristiques des générateurs sont présentées dans le tableau (III.5), et les charges durant 8 heures dans le tableau (III.6)

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

Unité	P_{min}	P_{max}	Alpha (\$)	Beta (\$/MW)	Gama (\$/MW ²)	MUT (hrs)	MDT (hrs)	HSC (\$)	CSC (\$)	CS (hrs)	IS * (hrs)
1	25	80	213	20.7500	0.0018	4	2	150	350	4	-5
2	60	250	585.6200	16.9500	0.0042	5	3	170	400	5	8
3	75	300	684.7400	16.8300	0.0021	5	4	500	1100	5	8
4	20	60	252	23.6000	0.0034	1	1	0	0.0200	0	-6

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

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

A) Études sur une période de 8 heures:

Nous allons commencer notre étude sur une période de 8 heures. Le tableau (III.6) montre la variation de la charge durant cette période.

Tableau III.6: Variation de la charge durant 8 heures

Heures	Charge(MW)	Heures	Charge (MW)
1	450	5	550
2	530	6	550
3	600	7	550
4	540	8	550

Le tableau(III.7) résume les différentes combinaisons possibles de ce réseau à 4 générateurs ainsi que les puissances minimale et maximale correspondantes à chaque combinaison.

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

N° comb	Unités				$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$
	1	2	3	4		
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	1	20	60
2	0	0	1	0	75	300
3	0	0	1	1	95	360
4	0	1	0	0	60	250
5	0	1	0	1	80	310
6	0	1	1	0	135	550
7	0	1	1	1	155	610
8	1	0	0	0	25	80
9	1	0	0	1	45	140
10	1	0	1	0	100	380
11	1	0	1	1	120	440
12	1	1	0	0	85	330
13	1	1	0	1	105	390
14	1	1	1	0	160	660
15	1	1	1	1	180	720

B) Échantillon de calcul

Les équations de la Programmation Dynamique en avant pour le calcul de coût de production totale minimale durant l'intervalle K sont données par:

$$F_{cost}(K, I) = \min_L [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K-1, L : K, I) + F_{cost}(K-1, L)] \quad (\text{III.1})$$

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

(a) les états possibles qui sont comme suite :

$$\{\} = \{0011.0110.0111.1110\} = \{3.6.7.14\} \quad (\text{III.2})$$

(b) État initial:

- A l'heure $0J = 7$
- $K=1$: 1^{re}, heure

$$F_{cost} = (1.14) = P_{cost}(1.14) + S_{cost}(0.7; 1.7) = 631.2 + 0 = 631.2 \quad (\text{III.3})$$

$$F_{cost} = (1.7) = P_{cost}(1.7) + S_{cost}(0.7; 1.7) = 631.2 + 0 = 631.2 \quad (\text{III.4})$$

$$F_{cost} = (1.6) = P_{cost}(1.6) + S_{cost}(0.7; 1.6) = 631.2 + 5.7 = 636.9 \quad (\text{III.5})$$

$$F_{cost} = (1.3) = P_{cost}(1.3) + S_{cost}(0.7; 1.3) = 631.2 + 115.1 = 746.3 \quad (\text{III.6})$$

(c) $K = 2$: 2^{ime} heure

Supposons que stratégie $N_s = 4$ donc

$$F_{cost}(2, 7) = \min_{7,11,14,15} [P_{cost}(2, I) + S_{cost}(1, 6 : 2, I) + F_{cost}(1, 6)] \quad (\text{III.7})$$

$$= \min \begin{bmatrix} (840.9 + 144.3) \\ (50.4 + 144.3) \\ (860.8 + 59.3) \\ (841.7 + 0) \end{bmatrix} + 636.9 = 1478\$ \quad (\text{III.8})$$

C) Résultats

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

Le chemin optimal et évidemment le chemin qui coûte le moins chère.

La solution optimale du problème est présentée dans le tableau (III.8)

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

Heures	1	2	3	4	5	6	7	8
Unité 1	0	25.0000	70.0008	80.0000	25.0000	0	0	0
Unité 2	159.9991	245.0006	245.0006	250.0000	234.9982	149.9999	133.8095	120.4764
Unité 3	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	296.1905	269.5242
Unité 4	0	0	20.0000	0	0	0	0	0
Coût de production totale :								84871.4804 \$
Temps de calcul:								0.092396 s

III.3.1.2 Système à 10 unités

Cet exemple considère un système de dix générateurs, les caractéristiques des générateurs sont présentées dans le tableau (III.9), et les charges durant 24 heures dans le tableau (III.10)

Tableau III.9: Caractéristiques des générateurs du système à 10 unités

Unité	Pmin	Pmax	Alpha	Beta	Gamma	MDT (hrs)	MUT(hrs)	HSC(\$)	CSC(\$)	CS(hrs)	IS*
1	150	455	1000	16.19	0.00048	8	8	4500	9000	0	8
2	150	455	970	17.26	0.00031	8	8	5000	10000	0	8
3	20	130	700	16.6	0.002	5	5	550	1100	0	-5
4	20	130	680	16.15	0.00211	5	5	560	1120	0	-5
5	25	162	450	19.7	0.00398	6	6	900	1800	0	-6
6	20	80	370	22.26	0.00712	3	3	170	340	0	-3
7	25	85	480	27.74	0.00079	3	3	260	520	0	-3
8	10	55	660	25.92	0.00413	1	1	30	60	0	-1
9	10	55	665	27.27	0.00222	1	1	30	60	0	-1
10	10	55	670	27.79	0.00173	1	1	30	60	0	-1

Étude sur une période de 24 heures:

Nous allons commencer notre étude sur une période de 24 heures. Le tableau (III.10) montre la variation de la charge durant cette période.

Le chemin optimal et évidemment le chemin qui coûte le moins chère. La solution optimale du problème est présentée dans le tableau (III.11).

Tableau III.10: Résultats du système à 10 générateurs durant 24 heures

↖	Unité 1	Unité 2	Unité 3	Unité 4	Unité 5	Unité 6	Unité 7	Unité 8	Unité 9	Unité 10
Heure 1	455.0000	245.0005	0	0	0	0	0	0	0	0
Heure 2	455.0000	294.9992	0	0	0	0	0	0	0	0
Heure 3	455.0000	369.9994	0	0	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 4	455.0000	455.0000	0	0	40.0003	0	0	0	0	0
Heure 5	455.0000	389.9999	0	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 6	455.0000	360.0001	130.0000	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 7	455.0000	409.9999	130.0000	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 8	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	29.9997	0	0	0	0	0
Heure 9	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	84.9995	20.0000	25.0000	0	0	0
Heure 10	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	162.0000	33.0004	25.0000	10.000	0	0
Heure 11	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	162.0000	72.9993	25.0000	10.000	10.000	0
Heure 12	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	162.0000	80.0000	25.0000	42.9999	10.000	10.000
Heure 13	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	162.0000	33.0004	25.0000	10.000	0	0
Heure 14	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	84.9995	20.0000	25.0000	0	0	0
Heure 15	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	29.9997	0	0	0	0	0
Heure 16	455.0000	310.0003	130.0000	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 17	455.0000	260.0001	130.0000	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 18	455.0000	360.0001	130.0000	130.0000	25.0000	0	0	0	0	0
Heure 19	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	29.9997	0	0	0	0	0
Heure 20	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	162.0000	33.0004	25.0000	10.000	0	0
Heure 21	455.0000	455.0000	130.0000	130.0000	84.9995	20.0000	25.0000	0	0	0
Heure 22	455.0000	455.0000	0	0	145.0001	20.0000	25.0000	0	0	0
Heure 23	455.0000	424.9995	0	0	0	20.0000	0	0	0	0
Heure 24	455.0000	344.9992	0	0	0	0	0	0	0	0
Coût de production total :										563937.6226 \$
Temps d'exécution :										16.376856 (s)

Tableau III.11: Variation de la charge durant 24 heures

Heures	Charges	Heures	Charges	Heures	Charges
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

III.3.1.3 Coût de production et temps de calcul en changeant les stratégies

On a testé les changements de stratégie sur un réseau de 10 générateurs, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau (III.12)

Tableau III.12: Coût de production et temps de calcul en changeant les stratégies

Stratégie	20	39	40	60	80
Cout \$	Diverge	Diverge	563937.6226	563937.6226	563937.6226
Temps de calcul			8.125935	11.758566	16.404250

On remarque que dans le cas de 10 générateurs, le programme diverge pour un nombre de stratégies égal 40, On peut remarquer aussi que plus le nombre de stratégies est grand plus le temps de calcul est grand.

III.3.2 La relaxation lagrangienne

Le dernier programme développé pour les méthodes classiques appliqué au problème d'engagement des turbines utilisées la relaxation lagrangienne. La méthode de Lambda est toujours utilisée pour la résolution du sous-problème de la répartition économique des puissances.

III.3.2.1 Systèmes à 4 unités

On a choisi les mêmes données du système précédent. Comme première application de cette méthode, on a fait des tests sur le réseau 4 générateurs durant 8 heures, les résultats de simulation sont résumés dans le tableau (III.13).

Tableau III.13: Résultats du système à 4 générateurs durant 8 heures

Heures	1	2	3	4	5	6	7	8
Unité 1	0	25.0000	29.9951	25.0000	25.0000	25.0000	25.0000	25.0000
Unité 2	149.9997	205.0055	250.0000	214.9976	224.9942	224.9942	224.9942	224.9942
Unité 3	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000	300.0000
Unité 4	0	0	20.0000	0	0	0	0	0
Coût de production totale :								88908.2941\$
Temps de calcul :								9.541872

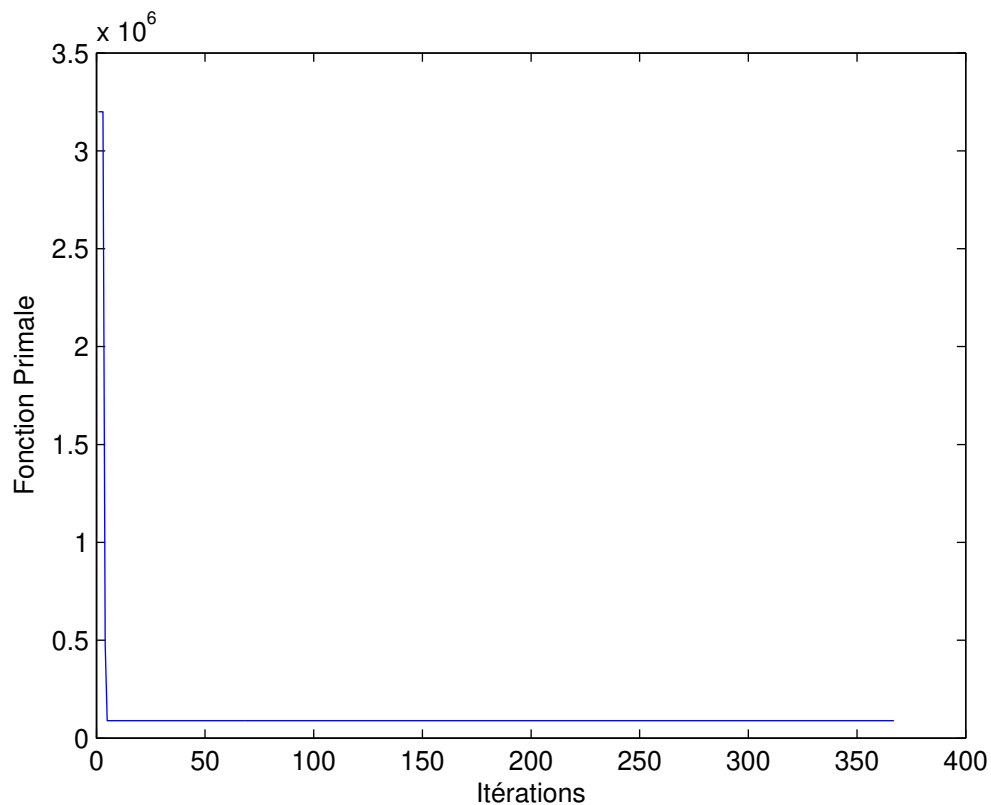


Figure III.1: L'évolution de la fonction primale

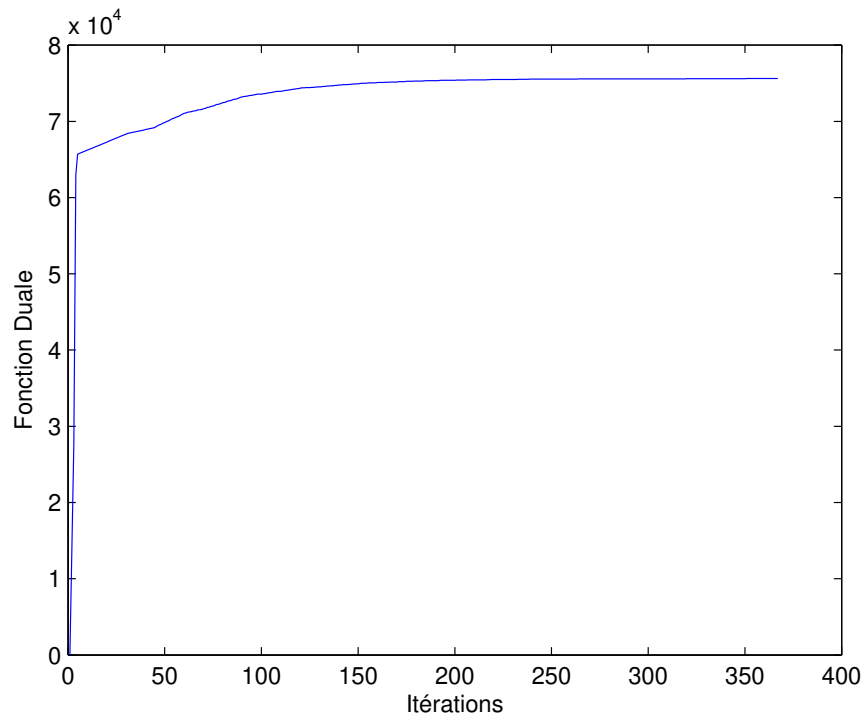


Figure III.2: L'évolution de la fonction duale

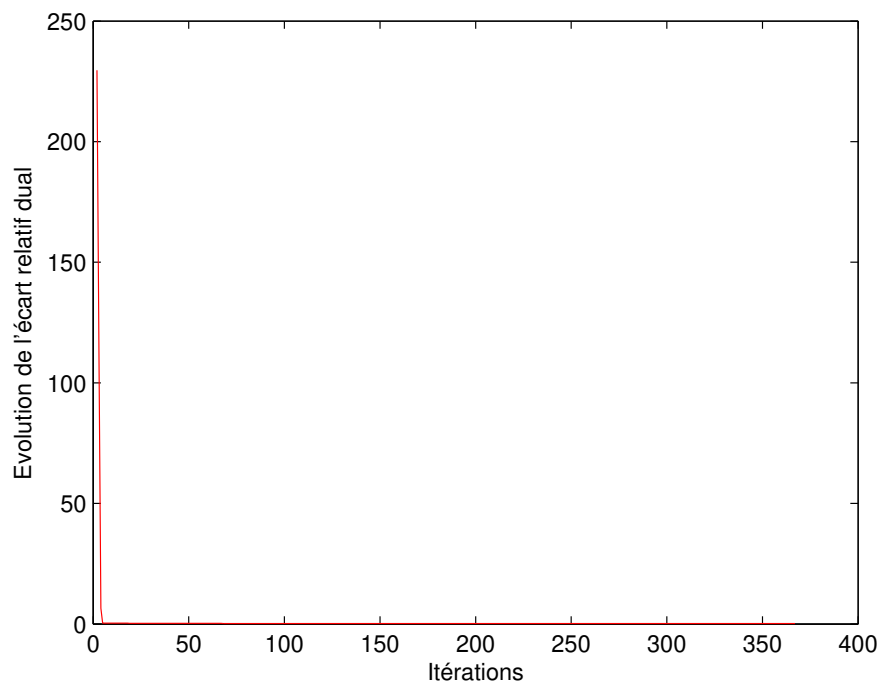


Figure III.3: L'évolution de l'écart dual relatif

La figure (III.3) illustre l'écart dual relatif durant le processus d'optimisation. Nous rappelons que l'objectif de cette méthode est la maximisation de la fonction duale qui constitue la borne inférieure du problème.

Au démarrage du processus itératif, la fonction duale est nulle tandis que l'écart dual relatif est infini. Le processus se réitère jusqu'à ce que l'écart dual relatif soit inférieur à une certaine valeur.

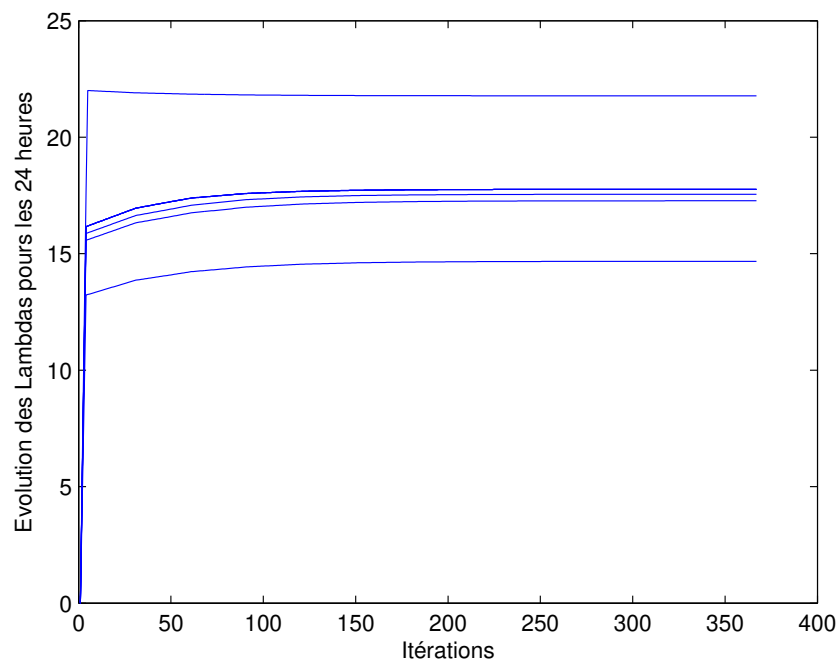


Figure III.4: L'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambdas) pour les 8 heures

La figure (III.4) illustre l'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambda) pour les 8 heures. Les valeurs de λ initiales sont supposées nulles.

III.3.2.2 Systèmes à 40 unités

Cet exemple considère un système de quarante générateurs, les caractéristiques des générateurs sont présentées dans les tableaux (III.14), (III.16.) et les charges durant 24 heures dans le tableau (III.15).

Étude sur une période de 24 heures:

Nous allons commencer notre étude sur une période de 24 heures. Le tableau (III.15) montre la variation de la charge durant cette période.

Tableau III.14: Caractéristiques des générateurs du système à 40 unités

Unité	P_{min}	P_{max}	MUT (hr)	MDT (hr)	HSC	CSC	SC	COLD STAR	IS
1	150	455	8	8	4500	9000	0	5	8
2	150	455	8	8	4500	9000	0	5	8
3	150	455	8	8	4500	9000	0	5	8
4	150	455	8	8	4500	9000	0	5	8
5	150	455	8	8	5000	10000	0	5	8
6	150	455	8	8	5000	10000	0	5	8
7	150	455	8	8	5000	10000	0	5	8
8	150	455	8	8	5000	10000	0	5	8
9	20	130	5	5	550	1100	0	4	-5
10	20	130	5	5	550	1100	0	4	-5
11	20	130	5	5	550	1100	0	4	-5
12	20	130	5	5	550	1100	0	4	-5
13	20	130	5	5	560	1120	0	4	-5
14	20	130	5	5	560	1120	0	4	-5
15	20	130	5	5	560	1120	0	4	-5
16	20	130	5	5	560	1120	0	4	-5
17	25	162	6	6	900	1800	0	4	-6
18	25	162	6	6	900	1800	0	4	-6
19	25	162	6	6	900	1800	0	4	-6
20	25	162	6	6	900	1800	0	4	-6
21	20	80	3	3	170	340	0	2	-3
22	20	80	3	3	170	340	0	2	-3
23	20	80	3	3	170	340	0	2	-3
24	20	80	3	3	170	340	0	2	-3
25	25	85	3	3	260	520	0	2	-3
26	25	85	3	3	260	520	0	2	-3
27	25	85	3	3	260	520	0	2	-3
28	25	85	3	3	260	520	0	2	-3
29	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
30	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
31	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
32	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
33	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
34	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
35	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
36	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
37	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
38	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
39	10	55	1	1	30	60	0	0	-1
40	10	55	1	1	30	60	0	0	-1

Tableau III.15: Variation de la charge durant 24H

Heurs	Charge	Reserve	Heurs	Charge	Reserve	Heurs	Charge	Reserve
1	2800	280	9	5200	520	17	4000	400
2	3000	300	10	5600	560	18	4400	440
3	3400	340	11	5800	580	19	4800	480
4	3800	380	12	6000	600	20	5600	560
5	4000	400	13	5600	560	21	5200	520
6	4400	440	14	5200	520	22	4400	440
7	4600	460	15	4800	480	23	3600	360
8	4800	480	16	4200	420	24	3200	320

Tableau III.16: Caractéristiques des générateurs du système à 40 unités

Unité	alpha	beta	gama	Unité	alpha	beta	gama
1	1000	16.19	0.00048	21	370	22.26	0.00712
2	1000	16.19	0.00048	22	370	22.26	0.00712
3	1000	16.19	0.00048	23	370	22.26	0.00712
4	1000	16.19	0.00048	24	370	22.26	0.00712
5	970	17.26	0.00031	25	480	27.74	0.00079
6	970	17.26	0.00031	26	480	27.74	0.00079
7	970	17.26	0.00031	27	480	27.74	0.00079
8	970	17.26	0.00031	28	480	27.74	0.00079
9	700	16.6	0.002	29	660	25.92	0.00413
10	700	16.6	0.002	30	660	25.92	0.00413
11	700	16.6	0.002	31	660	25.92	0.00413
12	700	16.6	0.002	32	660	25.92	0.00413
13	680	16.5	0.00211	33	665	27.27	0.00222
14	680	16.5	0.00211	34	665	27.27	0.00222
15	680	16.5	0.00211	35	665	27.27	0.00222
16	680	16.5	0.00211	36	665	27.27	0.00222
17	450	19.7	0.00398	37	670	27.79	0.00173
18	450	19.7	0.00398	38	670	27.79	0.00173
19	450	19.7	0.00398	39	670	27.79	0.00173
20	450	19.7	0.00398	40	670	27.79	0.00173

Tableau III.17: Résultats de simulation du système à 40 générateurs

Coût de production total (\$)	2253191.622
Temps d'exécution	16.277593

Le tableau (III.17) présente les résultats de simulation de système à 40 générateurs en utilisant la méthode de relaxation de lagrangienne. Dans les résultats, on trouve le coût de production totale et le temps d'exécution .

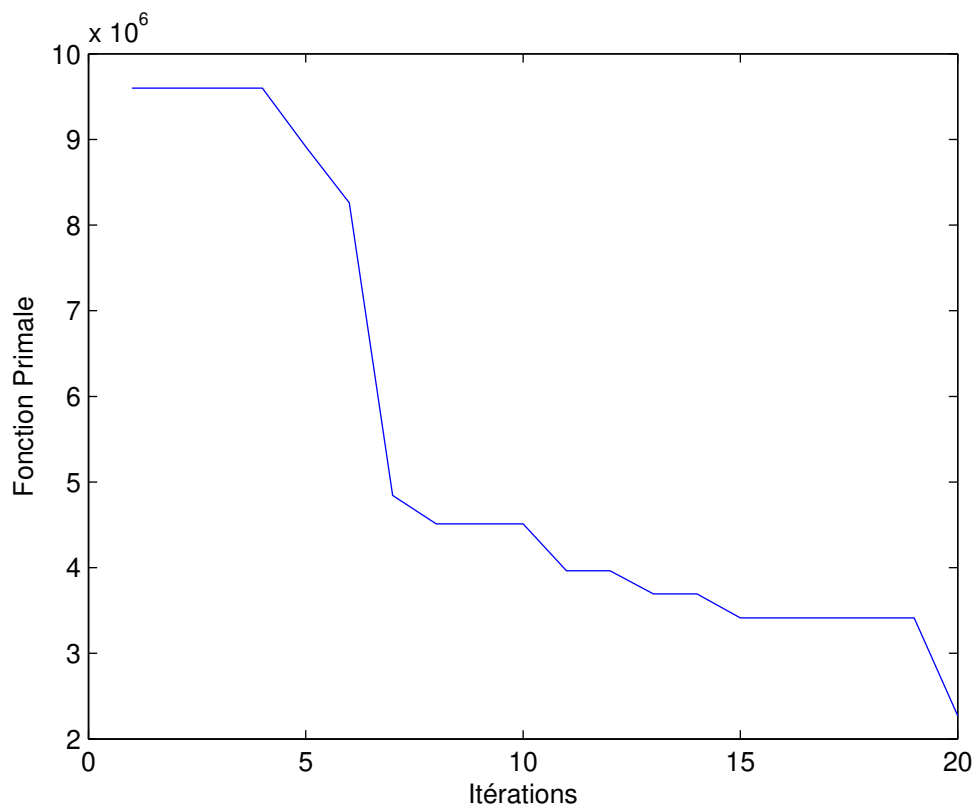


Figure III.5: L'évolution de la fonction primale

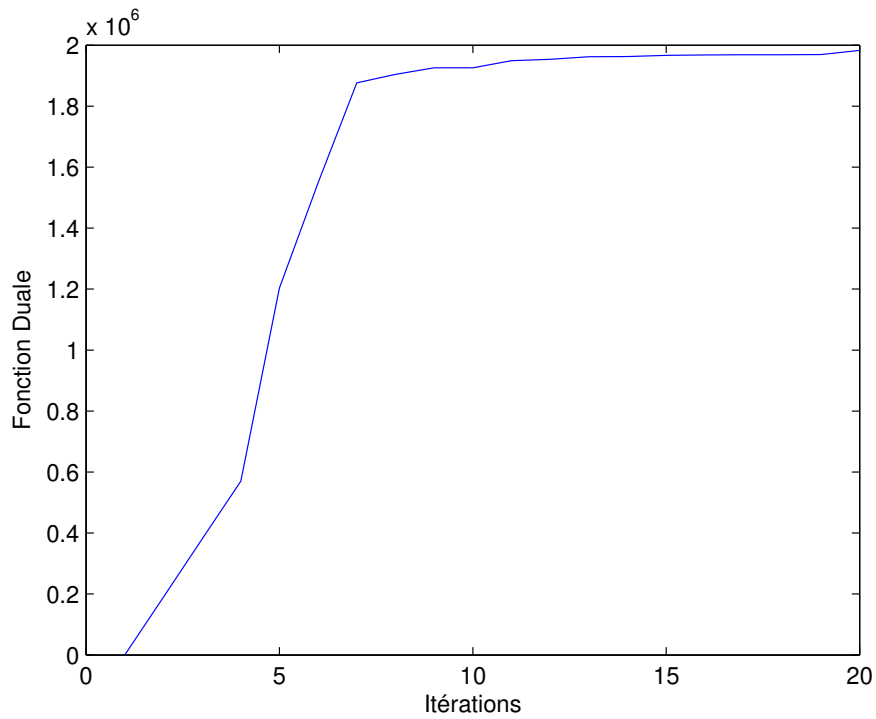
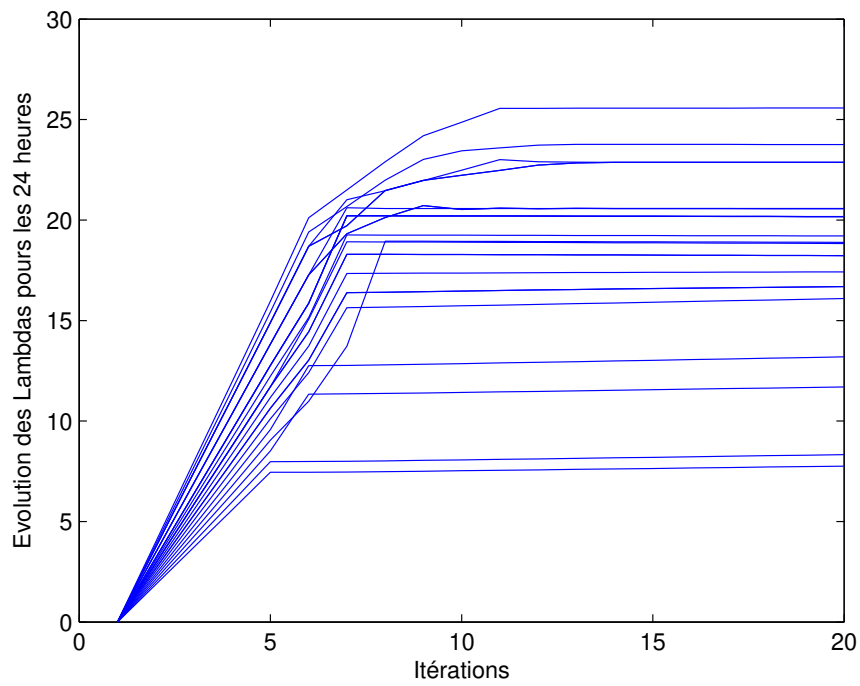


Figure III.6: L'évolution de la fonction duale

Figure III.7: L'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambda) dans les 24 heures

La figure (III.7) illustre l'évolution des facteurs de Lagrange λ (Lambdas) pour les 24 heures. Les valeurs de Lambdas initiales sont supposées nulles.

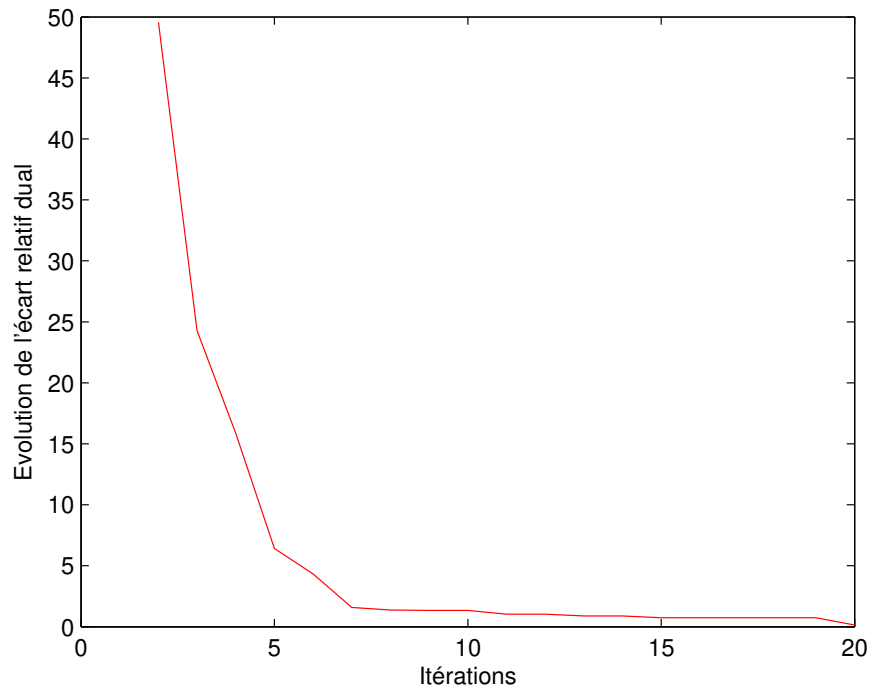


Figure III.8: L'évolution de l'écart dual relatif

III.3.2.3 Comparaison entre les différentes méthodes

La méthode de RLGA proposée a été appliquée au système du 10 générateurs. Le tableau (III.18) donne les coûts de production obtenus par la RLGA et autres techniques.

D'après ces résultats, on réaffirme la supériorité et la réussite de cette approche à atteindre l'optimum global.

Tableau III.18: Comparaison entre la méthode RLGA et autres techniques

Système à 40 générateurs								
Méthode appliqué	GRASP [16]	BCGA [17]	GA[18]	GAUC[19]	PSO[20]	FPGA [21]	MA[22]	RLGA
Coût de production total (\$)	2259340	2256590	2255809	2253270	2253759	2255898	2262477	2253191

Tableau III.19: Le coût et le temps de calcul en fonction du nombre de générateurs

Méthode RLGA					
Nombre d'unités	10	20	40	60	80
Coût de production total (\$)	563297	1126595	2253191,622	3379787	4506383
Temps d'exécution (s)	11.45316	12.35758	16.277593	23.714739	36.258436

Le tableau précédent présente le coût de production totale et le temps d'exécution en fonction de la taille du réseau traité (nombre de générateurs).

D'après ces résultats, on remarque que le temps de calcul augmente avec le nombre des unités, avec un allure acceptable.

on peut constater que la méthode RLGA est applicable aux réseaux électriques de grande taille.

III.4 Conclusion

Pour traiter le problème de l'EDP, nous avons exposé dans ce chapitre l'application de méthode lambda sans considération des contraintes non conventionnelles.

Cette méthode à été testée avec succès sur plusieurs réseaux modèles de différentes tailles. Elle a donné des résultats très satisfaisants du point de vue coût total de production avec un temps de calcul court.

D'autre part pour résoudre l'UCP, les méthodes de programmation dynamique et la relaxation lagrangienne ont été appliqués à plusieurs réseaux. À travers les résultats de simulation, la méthode de programmation dynamique a montré son succès et sa supériorité aux réseaux du petite taille.

Au contraire la relaxation lagrangienne a montré son succès et sa supériorité aux réseaux du grande taille En intégrant les méthodes lambda pour la résolution de l'EDP dans l'algorithme de la relaxation lagrangienne, on obtient un programme complet de l'UCP.

Conclusion Générale

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

Dans la deuxième partie de ce travail, des méthodes classiques pour l'UCP telles que la liste de priorité et la programmation dynamique ont été exposées et appliquées à des réseaux de différentes tailles tout en utilisant la méthode de lambda pour la résolution de l'EDP. D'après ces applications, nous avons constaté que la méthode de la liste de priorité est très rapide mais la solution trouvée n'est pas toujours faisable. Pour cette raison, cette méthode est réservée généralement pour créer une solution initiale pour les méthodes métaheuristiques.

D'autre part, la méthode de programmation dynamique fournit une solution optimale mais elle échoue pour les systèmes de très grandes tailles. Ceci peut être justifié par l'augmentation de la taille de l'espace de solutions d'une manière exponentielle avec le nombre des unités du système et le nombre de périodes de temps (heures).

Les résultats obtenus par la programmation dynamique ont été comparés à ceux obtenus par la Relaxation Lagrangienne pour un réseau de 4 et 10 générateurs. Ces comparaisons ont montrés la supériorité de la Relaxation Lagrangienne et trouver la meilleure solution optimale vue que cette dernière rentre dans la catégorie des méthodes exactes.

D'un autre côté et grâce au traitement de ce problème réel et pratique, nous avons approfondi nos connaissances dans le domaine des réseaux électriques. Nous nous sommes aussi

familiarisés avec l'étude et la programmation des techniques d'optimisation qui constituent un atout pour accomplir notre formation.

Perspectives

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

- Envisager d'autres nouvelles techniques métaheuristiques pour la résolution du problème de la répartition économique de puissance EDP.
- Une prospection d'autres types des algorithmes mimétiques puis avec d'autres techniques d'intelligence artificielle pour la résolution du problème de l'UCP.
- L'utilisation d'autres langages de programmation comme le Fortran, ou langage C ou langage C++ en programmation orientée objet, afin de mieux statuer sur le temps d'exécution des programmes et pouvoir mieux conclure sur la vitesse de convergence de chacune des techniques étudiées, ce qui est difficile à faire avec le langage Matlab.

Bibliography

- [1] R.D. Mohammedi, S. Arif, A. Hellal, «Application du Réseau de Neurons Hopfield au Problème de Répartition Économique de Puissance Contraint des Zones Interdites », ICEEE'08 The Second International Conference on Electrical and Electronics Engineering en Algérie-Laghouat, pp. 83-89, avril 2008.
- [2] M.SAGUAN, «L'analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du temps réel », Thèse de doctorat en sciences économiques, École Supérieure de l'Électricité (SUPELEC), Paris, Avril 2007
- [3] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, «Power Generation, Operation & Control», Second edition, John Wiley & Sons Ltd., New York, 1996
- [4] Source : www.rte-France.net.
- [5] S.A.Kazarlis, A.G.Barkitzis and V.Petridis, "A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem", IEEE Trans .power Systems, Vol.11,N°1,pp.83-92,February 1996.
- [6] M.S, « Efficacité compare de différents modèles de marches électriques », Thèse de doctorat, Université de Paris sud, Rapport n°2, pp 8-9,5 avril 2004
- [7] Abdellah MD. Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle. Universit Mentouri de Constantine. 2010.
- [8] Gacem A. Utilisation des méthodes d'optimisations métaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques. Mémoire de Magister, Université Mohamed Lakhdar Ben Amara d'El Oued Algerie. 2010.

- [9] HAMED, M. (2013). Dispatching Economique Dynamique par Utilisation de Méthodes d'Optimisation Globales (Doctoral dissertation, Université Mohamed Khider-Biskra).
- [10] Suman M, Rao MV, Hanumaiah A, Rajesh K. Solution of economic load dispatch problem in power system using lambda iteration and back propagation neural network methods. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2016 Jun 1;8(2):347.
- [11] Restrepo, Jose. "Unit commitment with primary frequency regulation constraints in electric power systems." (2005).
- [12] MEREV A. Comparison of the economic dispatch solutions with and without transmission losses. *IU-Journal of Electrical & Electronics Engineering*. 2002;2(2):521-5.
- [13] KARBOUNE K, ARIF S, CHOUCHA A. Etude et Résolution du Problème d'Engagement de Turbines Tenant Compte des Contraintes non Conventionnelles.
- [14] Benoist, T., Diamantini, M., & Rottembourg, B. (2005). Relaxation lagrangienne et filtrage par coûts réduits appliqués à la production d'électricité (Doctoral dissertation, ENSTA ParisTech).
- [15] Bard JF. Short-term scheduling of thermal-electric generators using Lagrangian relaxation. *Operations Research*. 1988 Oct;36(5):756-66.
- [16] Viana, A., de Sousa, J. P., & Matos, M. (2003). Using GRASP to solve the unit commitment problem. *Annals of Operations Research*, 120(1), 117-132.
- [17] Damousis, I. G., Bakirtzis, A. G., & Dokopoulos, P. S. (2004). A solution to the unit-commitment problem using integer-coded genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power systems*, 19(2), 1165-1172.
- [18] Kazarlis, S. A., Bakirtzis, A. G., & Petridis, V. (1996). A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE transactions on power systems*, 11(1), 83-92.
- [19] Senjyu, T., Yamashiro, H., Uezato, K., & Funabashi, T. (2002, January). A unit commitment problem by using genetic algorithm based on unit characteristic classification. In *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)* (Vol. 1, pp. 58-63). IEEE.

-
- [20] Zhao, B., Guo, C. X., Bai, B. R., & Cao, Y. J. (2006). An improved particle swarm optimization algorithm for unit commitment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(7), 482-490.
- [21] Dang, C., & Li, M. (2007). A floating-point genetic algorithm for solving the unit commitment problem. *European Journal of Operational Research*, 181(3), 1370-1395.
- [22] Valenzuela, J., & Smith, A. E. (2002). A seeded memetic algorithm for large unit commitment problems. *Journal of Heuristics*, 8(2), 173-195.