

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات الجزائر

BIBLIOTHEQUE - المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique - ALGER

Département : Génie Industriel

*Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Génie Industriel*

THEME

**Modèle de placement optimal des
moyens de production d'électricité sur
la courbe de charge journalière.**

Proposé par :

M. M. GHEZAILI
(SONELGAZ)

Etudié par :

M. MEZIANI Saïd
M. DAHMANI Mohamed

Dirigé par :

M. Z. HADDAD
M. A. OUKIL

Promotion : Juillet 1995

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات الجزائر

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المكتبة
BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique - ALGER

*Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Génie Industriel*

THEME

**Modèle de placement optimal des
moyens de production d'électricité sur
la courbe de charge journalière.**

Proposé par :

Mr. GHEZAILI
(SONELGAZ)

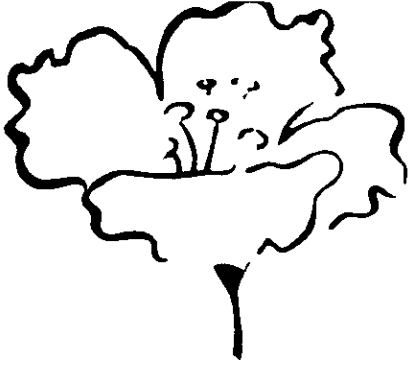
Etudié par :

Mr. MEZIANI Saïd
Mr. DAHMANI Mohamed

Dirigé par :

Mr. HADDAD
Mr. OUKIL

Promotion : Juillet 1995



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

DEDICACES

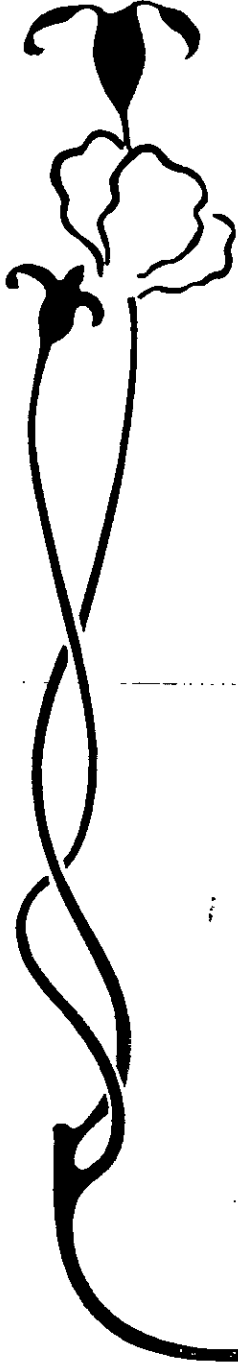
A mes parents.

A mes frères et soeurs.

A tous ceux qui m'ont encouragés et soutenus pendant
mes études.

Je dédie ce travail.

Said



DEDICACES

A mes Parents.

A mes Frères et Soeurs en particulier Ali

A toute ma famille.

A tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Mohamed.

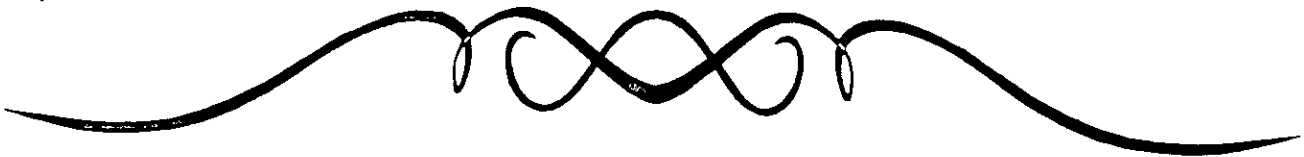


REMERCIEMENTS

Nous tenons à exprimer nos remerciements à tous ceux qui nous ont aidé et soutenu lors de l'élaboration de ce travail ; En particulier, nous remercions Monsieur HADDAD et Monsieur OUKIL.

Ainsi que tous les membres du conseil scientifique du département GENIE-INDUSTRIEL en particulier Madame BELMOKHTAR.

Aussi, nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur HAFFAF, Monsieur BOUKABOUS, le personnel du département R.D. (SONELGAZ), Monsieur GHEZAILI et Monsieur OUSSEDIK.



الدراسة التي قمنا بها تتمثل في إيجاد نموذج للتسيير اليومي
الأمثل لوحدات إنتاج الكهرباء مستعملين في ذلك تقنيات البرمجة
الرياضية. وأنجزنا برنامج إعلام آلي لإستعمال هذا النموذج.

Résumé :

Ce présent travail présente une méthode d'optimisation pour l'engagement des moyens de production d'électricité en temps réel (24 h) basée sur l'ordonnement des groupes hydrauliques, thermiques, cycle combiné et turbinage pompage par la technique du lagrangien augmenté. En plus nous présentons une comparaison entre l'approche de résolution basé sur la relaxation lagrangienne et le lagrangien augmenté pour les thermiques.

Mots clés : Engagement des moyens de production d'électricité, ordonancement des groupes hydro-thermiques, ordonancement des groupes turbinage, pompage, et cycle combiné, relaxation lagrangienne, lagrangien augmenté.

Abstract :

This work presents an optimization based method for unit commitment problem particularly with scheduling hydrothermal, combined cycle and pumped storage systems based on the augmented Lagrangian technique. After system-wide constraints are relaxed by Lagrange multipliers, the problem is converted into the scheduling of individual units. And we present a comparison between the lagrangian relaxation and augmented lagrangian technique in solving thermal sub problem.

Key words : unit commitment, hydrothermal power system scheduling, pumped storage unit scheduling, combined cycle unit scheduling, lagrangien relaxation, augmented lagrangian.

SOMMAIRE



Introduction	1
Partie I : Problématique	
Chapitre 1 : Présentation de l'entreprise	3
Chapitre 2 : Description de la courbe de charge journalière et des moyens de production d'électricité	7
Chapitre 3 : Problématique	16
Partie II : Etat de l'art	24
Partie III : Formulation mathématique	
Chapitre 1 : Critères technico-économiques et hypothèses	32
Chapitre 2 : Modélisation mathématique	35
Partie IV : Méthode de résolution	
Chapitre 1 : Rappel théorique	36
Chapitre 2 : Méthode de résolution	54
Partie V : Approche de résolution et résultats numériques	67
Conclusion	74
Annexe 1 : Information sur la SONELGAZ	75
Annexe 2 : Les fonctions conversions des hydrauliques	82
Annexe 3 : Manuel d'utilisation du logiciel	84

Références et bibliographie

INTRODUCTION

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
 المكتبة — BIBLIOTHEQUE
 Ecole Nationale Polytechnique

Aujourd'hui, l'électricité est devenue tout à fait indispensable, tant pour l'ensemble des activités économiques que pour le confort domestique.

La fonction principale du système électrique est de satisfaire la demande en électricité, à un coût minimal et dans les meilleures conditions de fiabilité. Pour y parvenir, de très nombreuses actions sont nécessaires, en commençant par la planification qui consiste à concevoir le système futur 5, 10 voire 20 ans à l'avance en décidant quels ouvrages de production, de transport et de distribution doivent être construits, où, et quand. Par ailleurs la gestion prévisionnelle a pour rôle de planifier, un jour à une année, à l'avance le système futur, en optimisant le placement de l'entretien des ouvrages, la gestion des réserves et en préparant l'engagement des moyens de production d'électricité en temps réel (24 heures) pour maintenir constamment l'équilibre production - consommation.

Les gestionnaires et les responsables des réseaux électriques "Electric Power Systems" sont appelés, depuis toujours, à prendre des décisions en respectant la disponibilité des moyens de production et de transmission d'électricité pour répondre au mieux à la demande en électricité. Ces différentes décisions sont conventionnellement classées en 3 groupes appelés " production en temps réel ", " planning des puissances installées" et l' "expansion des plannings" qui dépend d'un horizon bien limité.

Parmi les problèmes qui appartiennent au premier groupe le placement optimal des moyens de production d'électricité sur la courbe de charge journalière est l'un des plus classiques.

Les problèmes de planning de production en temps réel et les problèmes d'investissement dans les systèmes de puissance "Power System" sont des problèmes d'optimisation qui ont pour objectif de minimiser le capital engagé et les coûts de production sous, des contraintes de sécurité ou de réserve; L'inconvénient majeur est que ces derniers sont des problèmes de programmation mathématique de très grande taille (programme dynamique, programme en nombres entiers, etc...) et leur résolution peut s'avérer extrêmement difficile.

Afin d'aider les planificateurs, les gestionnaires et les exploitants à prendre les meilleures décisions pour engager leurs parcs de production d'électricité en temps réel (24 heures), nous avons été sollicités par le département Recherche et Développement de SONELGAZ pour la mise en oeuvre de procédures d'optimisation à même de répondre à de telles préoccupations.

A cet effet, le travail présenté sera structuré comme suit:

Une première partie sera consacrée à une description détaillée du système et, particulièrement, du processus de gestion en "temps réel" des centrales électriques et qui sera suivie par une problématique. Pour enchaîner, une deuxième partie portera essentiellement sur les méthodes d'approche du problème d'engagement des moyens de production d'électricité.

Profitant des critiques émises à l'égard des diverses méthodes parcourues, nous avons entrepris une formulation du problème, préalablement à une approche de résolution convenablement choisie. Dès lors, nous avons procédé à une application moyennant des données propres au cas développé par BARD [BAR-88].

PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

1.1. LA VOCATION DE L'ENTREPRISE :

SONELGAZ : Société Nationale d'Electricité et du Gaz, est un établissement public à caractère industriel et commercial dont les missions principales sont la production et la distribution d'électricité.

En même temps, l'entreprise s'occupe de la distribution du gaz naturel destiné à la consommation intérieure du pays, soit 82449 millions de thermies en 1992, achetées à SONATRACH. En 1969 SONELGAZ desservait 700000 clients en électricité et elle compte aujourd'hui plus de 3 millions de clients. En 24 ans, sa capacité de production d'énergie électrique a été multipliée par onze : Quant aux abonnés du gaz, ils sont passés de 170000 à 965469 au cours de la même période.

SONELGAZ prévoit d'augmenter ses livraisons en électricité et en gaz tout en contribuant au renforcement de l'intégration des activités industrielles au sein de l'économie nationale. Actuellement, la réalisation des centrales électriques en Algérie est intégrée à près de 40% (génie civil, charpente métallique, montage). L'ambition de SONELGAZ est de porter ce taux à 60%, en favorisant la fabrication locale d'équipements dont la technologie se maîtrise aisément.

1.2. STRATEGIE DE L'ENTREPRISE :

La stratégie de développement de SONELGAZ se caractérise par le souci permanent de satisfaire les besoins de l'économie nationale, et d'offrir à la clientèle des services de meilleure qualité. Pour assurer pleinement cette fonction, l'entreprise a été amenée dès 1978 à assouplir son organisation : elle s'est dotée de moyens internes de réalisation, appelés « unités de travaux ».

Cette restructuration donna naissance à 6 nouvelles entreprises nationales issues des unités de travaux. Ces entreprises, se consacrent chacune à des activités spécifiques; à savoir :

- Kahrif, chargée du plan d'électrification du pays, installe 600 Km de lignes par an.
- Kahrakib, construit les infrastructures électriques, les postes hautes tension et les installations électriques destinées aux industries.
- Kanaghaz, réalise les canalisations de transport et de distribution du gaz.
- Inerga et Etterkib sont chargées des travaux de génie-civil et de montages industriels.
- Amc, fabrique des compteurs et des appareils de mesure et de contrôle.

Dés 1978, SONELGAZ a mis en oeuvre un plan national d'électrification, avec l'ambition d'alimenter en électricité la totalité des foyers algériens (Voir Figure 1: croissance du nombre d'abonnés).

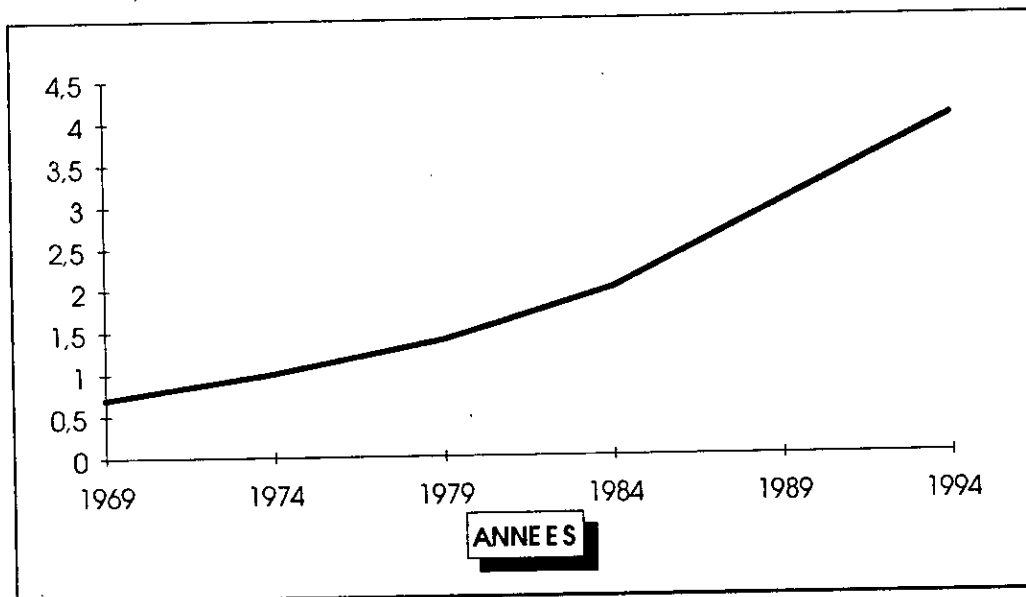


Figure 1: Croissance du nombre d'abonnés en électricité en million.

Grâce aux efforts menés dès lors, le taux d'électrification est passé de 34% en 1978 à 80% en 1988.

Les puissances installées (capacités de production de l'énergie électrique) sont données par l'histogramme (voir Figure 2). Pour plus d'information sur la SONELGAZ voir annexe 1.

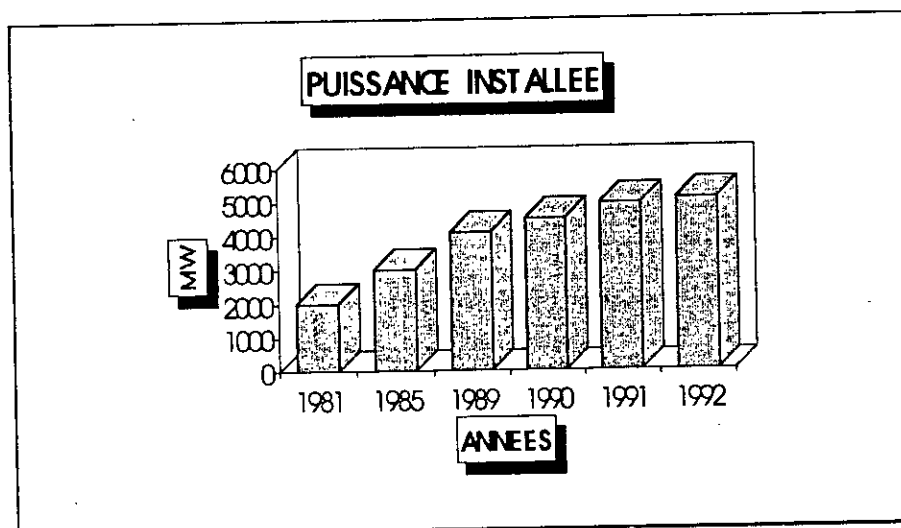


Figure 2 : Puissance installée entre 1981 et 1992.

SONELGAZ s'attachera essentiellement à raccorder les zones d'habitat dispersées ; Les branchements effectués seront relativement moins nombreux (70000 nouveaux clients par an contre 100000 auparavant).

En dehors du programme d'électrification, SONELGAZ devra alimenter chaque année environ 150000 nouveaux clients dans les agglomérations déjà desservies en électricité.

Le réseau de transport est interconnecté au nord avec une percée jusqu'à Hassi-Messaoud et Hassi R'mel (Voir Annexe 1) ; Il est autonome au sud, compte tenu des particularités géographiques de la région et du type d'habitations. L'interconnexion est assurée avec les réseaux tunisiens à l'Est et marocains à l'Ouest (au total 137083 en 1992).

1.3. L'AVENIR A L'HORIZON 2000:

Face à l'environnement en pleine mutation, et face à la croissance de la population algérienne, qui devrait représenter près de 33 millions d'habitants en l'an 2000, SONELGAZ mobilise ses compétences sur de nombreux axes de travail.

Pour s'adapter à la croissance de la demande énergétique, l'entreprise développe les moyens existants et étudie de nouvelles techniques de production; dont :

- L'énergie nucléaire : Dans l'éventualité où une option serait prise en faveur du nucléaire SONELGAZ forme des spécialistes en métiers particuliers induits par cette technologie.
- L'énergie solaire : L'énergie solaire représente en Algérie un potentiel considérable ; Afin d'en tirer partie, SONELGAZ mène des recherches dans ce secteur :

Les objectifs de SONELGAZ pour l'an 2000 sont :

- 5845000 abonnés.
- Une production de 38375 Gwh.
- Une consommation de 32240 Gwh.
- Une puissance maximale de 6480 Mw.
- Une puissance totale installée de 10000 Mw.
- Un réseau de transport de 185000 Km.
- Un réseau de distribution de 250000 Km.

DESCRIPTION DE LA COURBE DE CHARGE JOURNALIERE ET DES MOYENS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

II.1 DESCRIPTION DE LA COURBE DE CHARGE JOURNALIERE: (Voir Figure 3)

La courbe de charge journalière représente les prévisions de la consommation de l'énergie électrique d'une région ou d'un pays durant une journée ; elle est schématisée par un diagramme qui représente la puissance absorbée par le réseau en fonction du temps.

Remarque :

1- La courbe ci-dessus est une courbe d'un jour ouvrable (pendant la semaine). Elle montre que la demande en énergie varie en fonction du temps. On y distingue notamment, le grand creux de la nuit, les pointes du matin, de l'après-midi et du début du soir, cette dernière étant la plus importante.

2- La courbe de charge journalière change d'allure selon qu'il s'agisse d'un jour ouvrable ou férié et par rapport à la saison (la pointe du soir par exemple change d'heure).

L'expérience a montré que la **base** de la courbe de charge journalière est réservée aux moyens de production de grande taille «difficilement manoeuvrables » et /ou admettant d'importantes pertes pendant les variations de charge. Cette base est également réservée aux hydrauliques et aux unités ne tolérant aucune manoeuvre sauf pour des arrêts de longue durée.

L'**autre région** de la courbe de charge journalière concerne les unités tolérant des arrêts et démarrages fréquents et ne dépassant pas une certaine durée. Elle est également réservée aux unités tolérant des variations de charge beaucoup plus fréquentes.

La **région graphique réglée** correspond à la centrale qui règle la fréquence du réseau sur une bande de puissance définie par les gradients de montée et de baisse de charge de la centrale et ceux de la courbe de charge journalière.

Les groupes qui sont en marche et qui ne sont pas utilisés en pleine puissance constituent une **réserve chaude**, qui sera utilisée en cas de panne.

La **réserve froide** est assurée par les groupes en arrêt qui seront utilisés dans le cas où la réserve chaude est insuffisante.

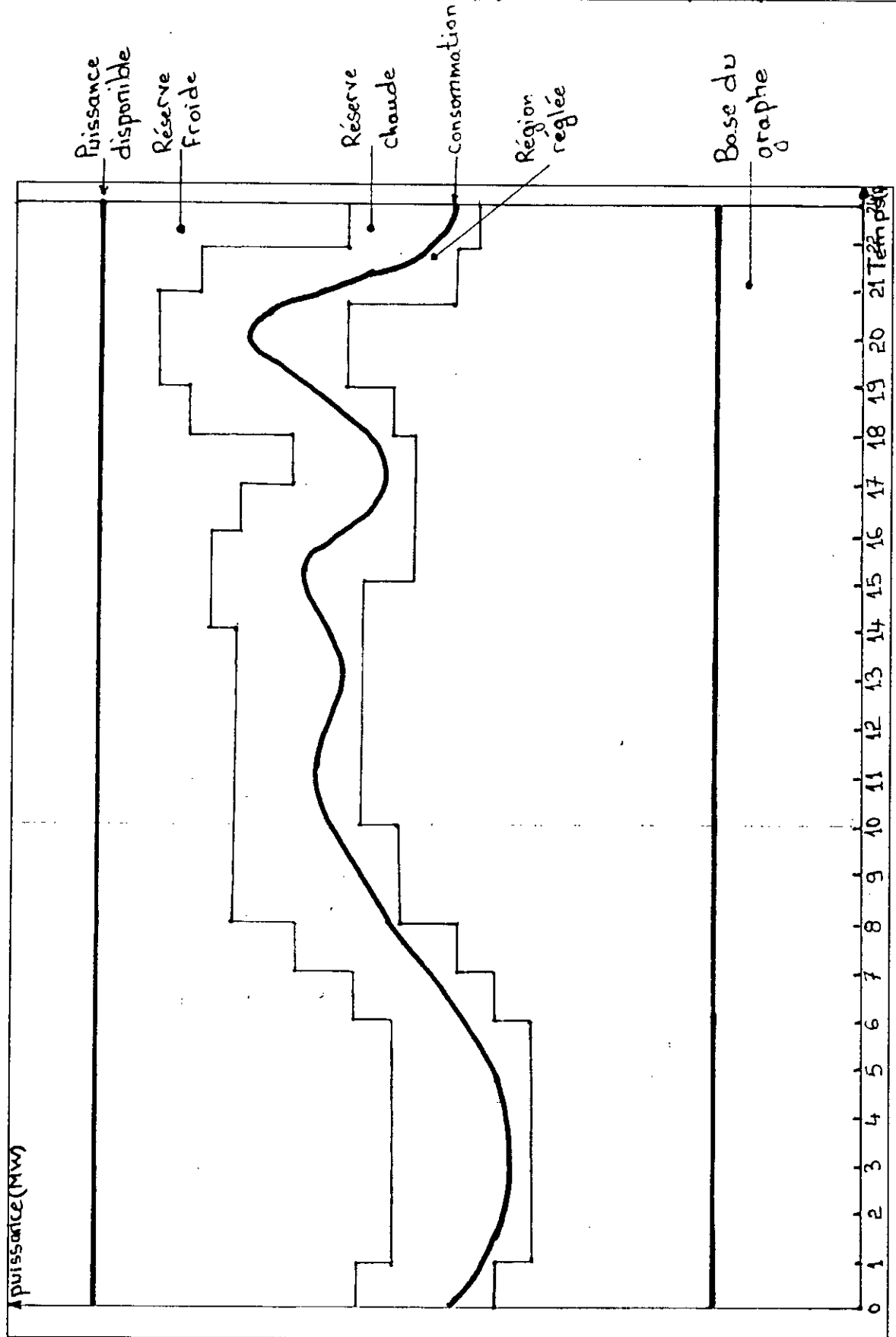


figure 3: la courbe de charge journalière.

II.2. DESCRIPTION DES MOYENS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE :

D'après la nature de la source qui fournit l'énergie électrique nécessaire à la production d'électricité, on distingue :

- Les centrales thermiques.
- Les centrales hydrauliques

Définition :

On désigne sous le terme général de turbine toutes les machines construites en vue de transformer l'énergie potentielle ou cinétique d'un fluide ou d'un gaz en énergie mécanique, qui apparaît sous la forme exclusive de l'entraînement des générateurs électriques.

II.2.1. LES CENTRALES THERMIQUES :

Les centrales thermiques qui font usage de l'énergie calorifique contenue dans les combustibles ; Celles-ci peuvent être utilisées de diverses manières :

- a) Dans les centrales à vapeur : on brûle le combustible (charbon, lignite, mazout, gaz naturel ou artificiel,...) dans des chaudières qui fournissent de la vapeur aux groupes générateurs, généralement à turbines.
- b) La turbine à gaz prend actuellement de l'extension, principalement comme source d'énergie de pointe ou de réserve.
- c) Le cycle combiné : est une combinaison d'une turbine à vapeur avec une turbine à gaz.

1. LA CENTRALE A VAPEUR :

1.a. Composants et fonctionnement:

Une centrale à vapeur est composée d'une turbine à vapeur (TV) qui est une machine destinée à transformer l'énergie produite par la vapeur (venue de la chaudière (CH)) en un mouvement de rotation. Ensuite l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique par le biais d'un alternateur (AL) et d'un transformateur (TR) (Voir Figure 4).

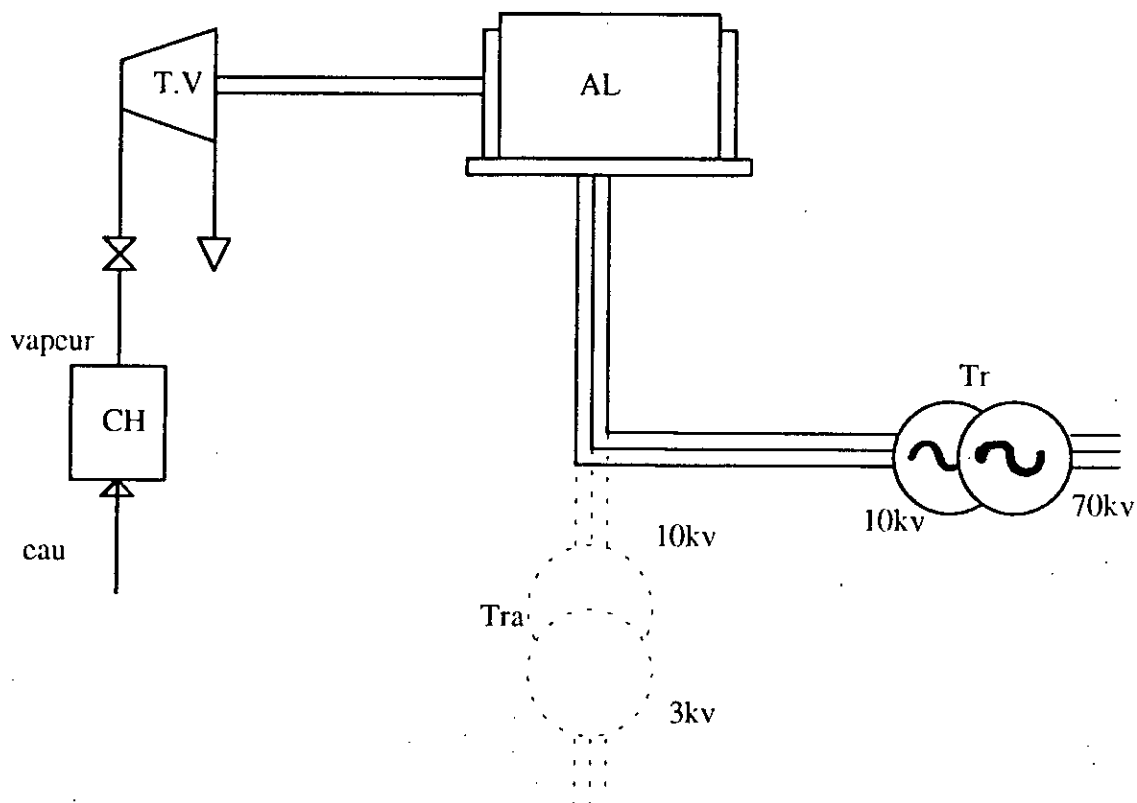


Figure 4: Centrale à vapeur

1.b. Exemple:

Une centrale monobloc est constituée de :

- Une chaudière de 365 tonnes / heure de vapeur à la pression de 130Kg / cm² et 540°C, prévue pour la chauffe du charbon ou du fuel.
- Une turbine d'une puissance correspondant à 120 Mw produit 3000 Trs / min sur l'alternateur.
- Un transformateur 15 / 150 KV.

1.c. Caractéristiques :

- Le démarrage d'une centrale à vapeur n'est possible qu'après 7 heures au minimum : Il faut consommer du combustible pour chauffer la chaudière à 540°C.
- La centrale à vapeur est caractérisée par des pertes importantes surtout lors de la variation de charge.
- Le rendement de la centrale à vapeur peut atteindre 38%.

2. LA TURBINE A GAZ :

2.a. Composants et fonctionnement:

Une turbine à gaz est une turbine actionnée par les gaz chauds provenant directement d'une combustion effectuée à la sortie d'un compresseur d'air (C).

La Figure 5 présente le schéma thermique d'une turbine à gaz.

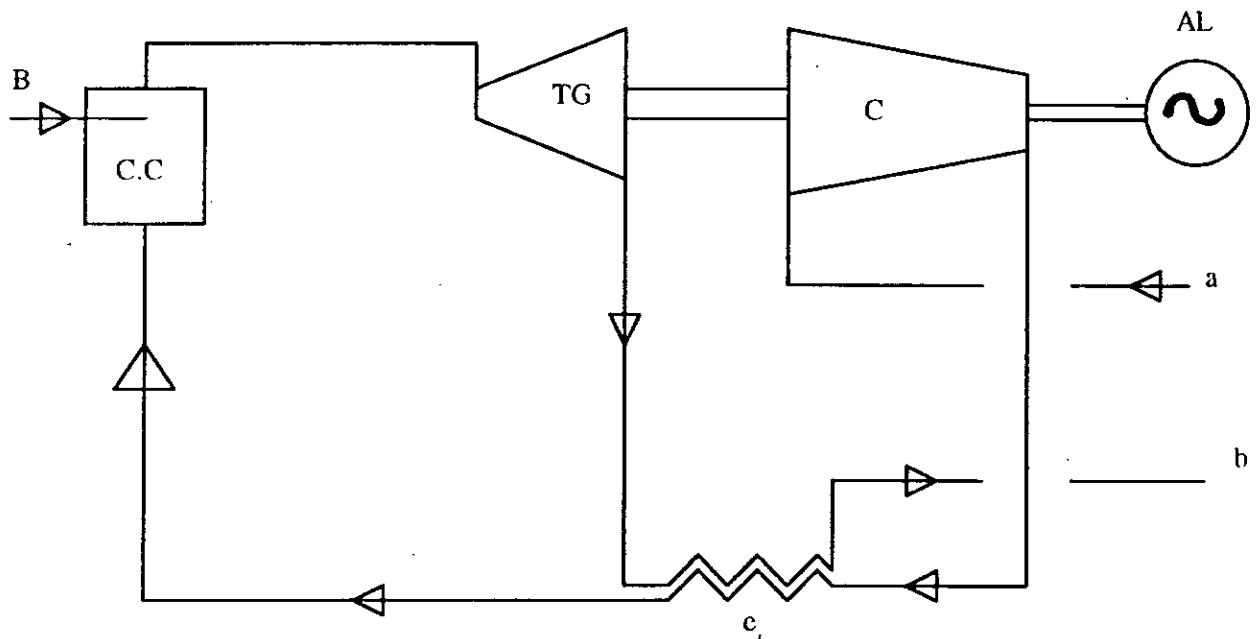


Figure 5: Centrale à turbine à gaz.

L'air extérieur est aspiré en (A), puis comprimé par un compresseur (C), préchauffé dans un échangeur de chaleur (E), après quoi, il sert à brûler un combustible approprié (gasoil, gaz naturel, mazout,...) amené par le brûleur (B) dans la chambre de combustion. Les gaz à haute température (650°C à 750°C) et à la pression de 3 à 4 Kg / cm² se détendent dans la turbine (TG) et s'échappent ensuite dans l'atmosphère en (B) après avoir cédé une partie de leur chaleur résiduelle pour préchauffer l'air dans l'échangeur. La puissance développée par la turbine étant supérieure à celle absorbée par le compresseur, l'excédent constitue le surplus de l'énergie transmise à l'alternateur.

2.b. Caractéristiques:

- Le démarrage d'une turbine à gaz est très rapide (15 mins).
- La turbine à gaz tolère des variations de charge importantes.
- Le rendement d'une turbine à gaz peut atteindre 35%.

3. LE CYCLE COMBINE :

3.a. Composants et fonctionnement:

Dans le cas d'une turbine à gaz, les gaz qui s'échappent en (B), ont une capacité calorifique très importante. Cette chaleur peut être récupérée pour chauffer l'eau dans une chaudière (Voir Figure 6).

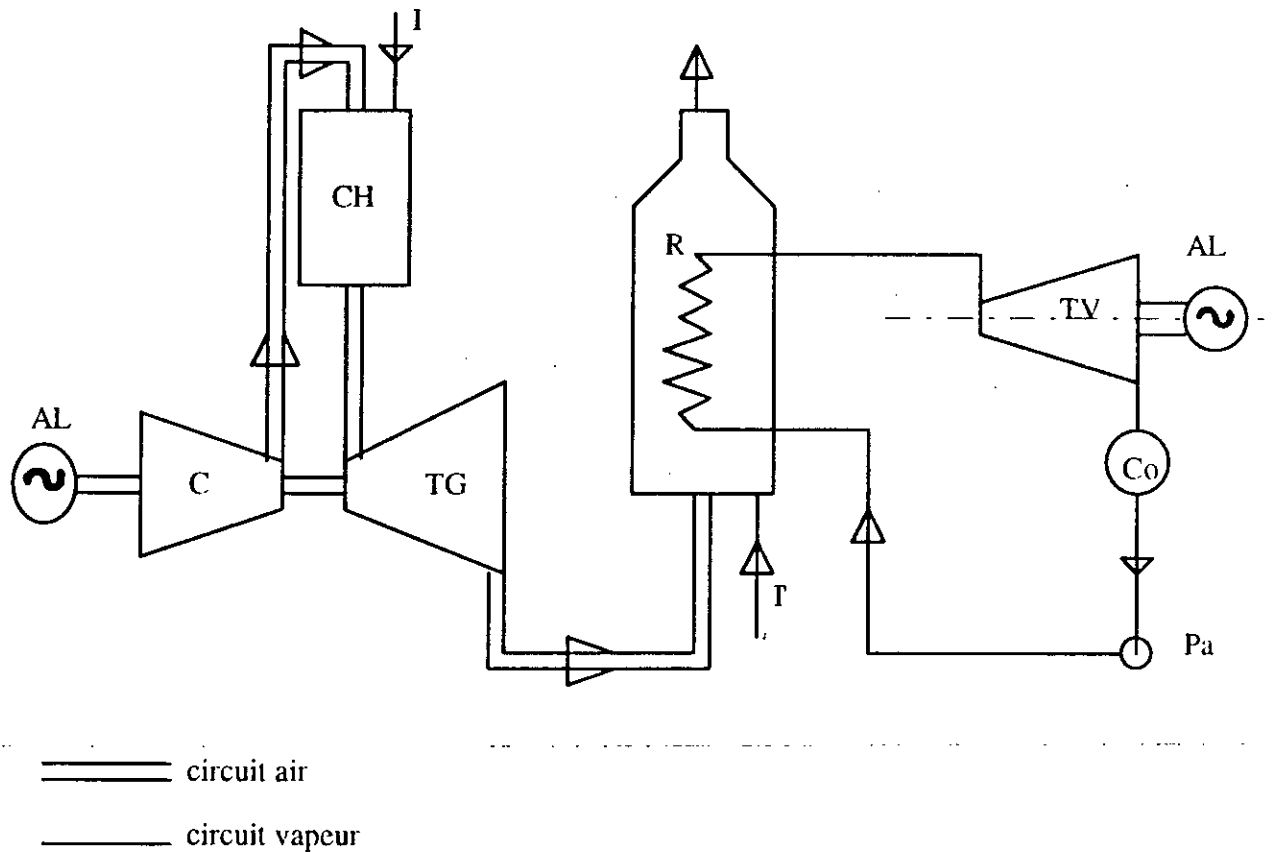


Figure 6: Centrale à cycle combiné

- C : compresseur.
- CH: chambre de combustion.
- TG : turbine à gaz.
- TV : turbine à vapeur.
- R : récupérateur.
- Co : condenseur.
- Pa : pompe d'alimentation de la vapeur.
- I,I' : injecteurs de combustible.

3.b. Caractéristique:

- Rendement meilleur que les turbines à gaz et à vapeur (peut atteindre 50%).

II.2.2. LES CENTRALES HYDRAULIQUES :

Ce sont des centrales qui utilisent l'énergie cinétique de l'eau, convenablement adaptée dans les chutes naturelles ou artificielles des cours d'eau. On trouve :

- a) Les turbines hydrauliques.
- b) Le turbinage pompage : il est composée d'une turbine et d'une pompe disposée sur le même arbre.

Une usine hydraulique a pour but essentiel de transformer l'énergie hydraulique du cours d'eau sur lequel elle est installée en énergie mécanique recueillie sur les arbres de ces turbines ; Parfois, la transformation s'arrête là (moulin, papeterie, chocolaterie, marbrerie, etc, ...). Mais, le plus souvent, l'énergie mécanique recueillie est transformée en énergie électrique. L'ensemble de la turbine et du générateur forme ce qu'on appelle un groupe turbine-générateur. On réserve le nom d'usines hydroélectriques aux usines équipées de groupes turbines générateurs.

1. LES TURBINES HYDRAULIQUES: (Voir Figure 7)

Les turbines comportent :

- Un distributeur : organe destiné à régler le débit, c'est à dire la puissance motrice.
- Une roue (turbine) dans laquelle s'opère la transformation de l'énergie cinétique ou potentielle de l'eau en énergie mécanique.
- Une évacuation ou restitution de l'eau turbinée au cours d'eau par le canal de fuite.

Les chutes aménagées se classent en trois catégories, suivant la hauteur de chute h :

- 1- Les hautes chutes : $h > 300$ m.
- 2- Les chutes moyennes : $50 \leq h \leq 300$ m.
- 3- Les basses chutes : $h < 50$ m.

A chacune de ces catégories, correspond un type de turbine spécialement adapté.

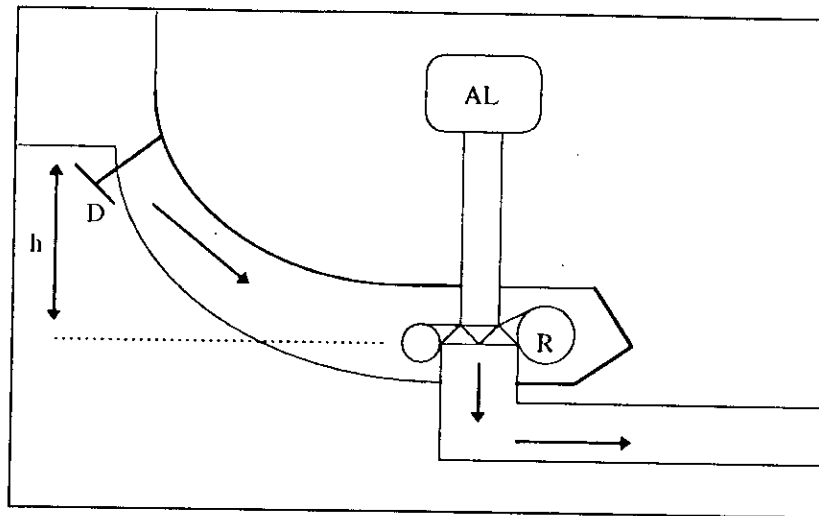


Figure 7 : Centrale Hydroélectrique

2. LES CENTRALES TURBINAGE-POMPAGE :

Dans le cas d'installations hydrauliques, la production utilise les machines installées au fil de l'eau, c'est à dire à proximité des rivières où l'accumulation de l'eau n'est pas possible (caractérisées par des basses chutes et des débits importants).

Il peut arriver que la puissance disponible au fil de l'eau soit supérieure à la consommation minimale; Dans de telles conditions, on peut avoir intérêt à utiliser le supplément de puissance disponible aux heures creuses (supplément qui est alors presque gratuit) pour pomper de l'eau dans une retenue artificielle et retrouver ainsi une énergie supplémentaire disponible aux heures de pointe où pendant les saisons qui engendrent un manque d'eau.

Pour cela, on peut utiliser des groupes ternaires composés d'une turbine, d'un alternateur moteur et d'une pompe disposés sur le même arbre (Voir Figure 8).

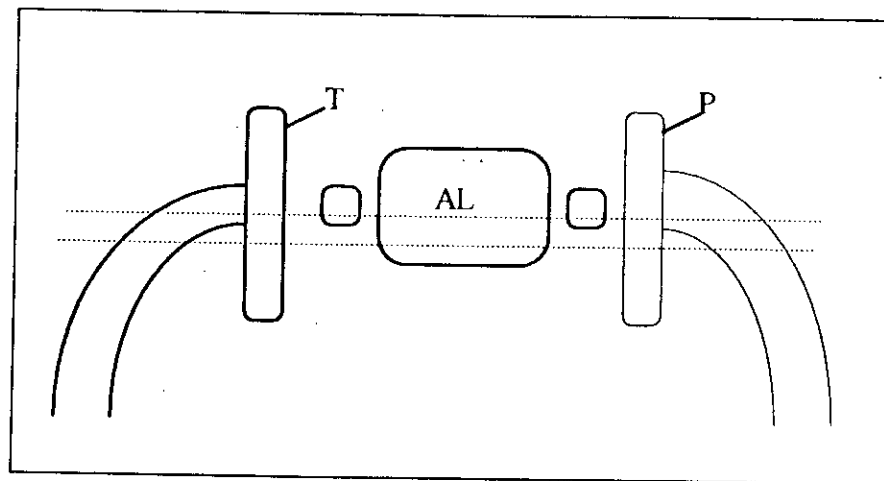


Figure 8 : Centrale Turbinage Pompage

La turbine et la pompe fonctionnent tous les deux entre le même bief amont et le même bief aval.

Aux heures de pointe, la pompe (P) est soit désaccouplée soit vidée d'eau. Dans ce cas, elle tourne dans l'air avec certaines précautions et l'ensemble de la turbine et de l'alternateur fournit normalement du courant au réseau.

Aux heures creuses, c'est la turbine (T) qui est désaccouplée ou qui tourne dans l'air. L'alternateur (AL) est utilisé en moteur synchrone et entraîne la pompe (P) qui remonte une certaine quantité d'eau du bief aval au bief amont.

PROBLEMATIQUE

III.1. ANALYSE DU DIAGRAMME DE CHARGE:

L'allure du diagramme de charge dépend de la nature du réseau à alimenter. Chaque diagramme de charge étant un graphique des Kilowatts absorbés en fonction du temps, il donne par planimétrie la consommation d'énergie en Kwh pendant la journée considérée, l'addition des énergies relatives aux 365 diagrammes de l'année fournit la consommation annuelle. D'autre part, sur l'un de ces diagrammes (généralement un jour ouvrable en hiver) on trouve la pointe de la puissance la plus élevée de l'année (voir annexe 1). On peut définir à partir de ces éléments deux grandeurs essentielles:

- Le facteur de charge, rapport de l'énergie réellement consommée au cours de l'année à celle qui eût été consommée si la puissance instantanée, était restée tout le temps constante et égale à la pointe maximale. Ce facteur de charge est évidemment un nombre sans dimension que l'on exprime en %.

- La durée d'utilisation, quotient de l'énergie réellement consommée au cours de l'année par la valeur de la pointe de puissance la plus élevée. Ce quotient d'une énergie(Kwh) par une puissance (Kw) est donc un temps, et s'exprime en heures.

Ainsi, supposons que le diagramme journalier correspond à une production annuelle de $19414,4 * 10^6$ Kwh (Production Nationale en 1993) et la pointe la plus élevée soit de $3118 * 10^3$ Kw (du 12.12.1993 à 19^h 30). Avec une année=8760 h, nous aurons:

. Facteur de charge : $(19414,4 * 10^6 / 3118 * 10^3 * 8760) = 71\%$;

. Durée d'utilisation : $(19414,4 * 10^6 / 3118 * 10^3) = 6226.25$ heures;

Il importe d'énoncer à ce sujet les remarques ci-après:

Alors que l'année comporte 8760 h, une utilisation de 4000 h peut déjà être considérée comme satisfaisante. Dans les cas exceptionnels, on peut arriver à des utilisations de l'ordre de 6000 h, mais ceci ne pourra être obtenu que si la charge industrielle permanente est proportionnellement très élevée. Quoique la consommation impose au producteur le diagramme de charge, celui-ci n'est pas tout à fait imprévu. Une expérience assez longue permet au producteur de prévoir, parfois à 1% près l'allure du diagramme, en se basant sur

des comparaisons avec des jours semblables, des semaines, des mois ou des années précédentes, et en tenant compte des nouvelles installations réalisées dans le réseau.

III.2. PRODUCTION DE L'ENERGIE REQUISE PAR LE DIAGRAMME DE CHARGE:

Plaçons nous d'abord dans le cas d'une centrale isolée ayant à assurer la fourniture de l'énergie suivant un diagramme donné. Le choix de la composition de cette centrale sera basé sur les considérations suivantes:

1. Les machines en fonctionnement doivent avoir à tout instant un rendement satisfaisant: pour cette raison, il ne pourra être toléré qu'elles fonctionnent longtemps à faible charge.
2. Il importe d'installer à la centrale une réserve satisfaisante pour permettre d'assurer l'entretien du matériel et d'effectuer les réparations éventuellement nécessaires. Il s'ensuit que l'on sera toujours à subdiviser la puissance installée en plusieurs groupes, de puissance unitaire égale ou différente d'après les cas. Ainsi, pour le cas de la figure 9, on pourrait

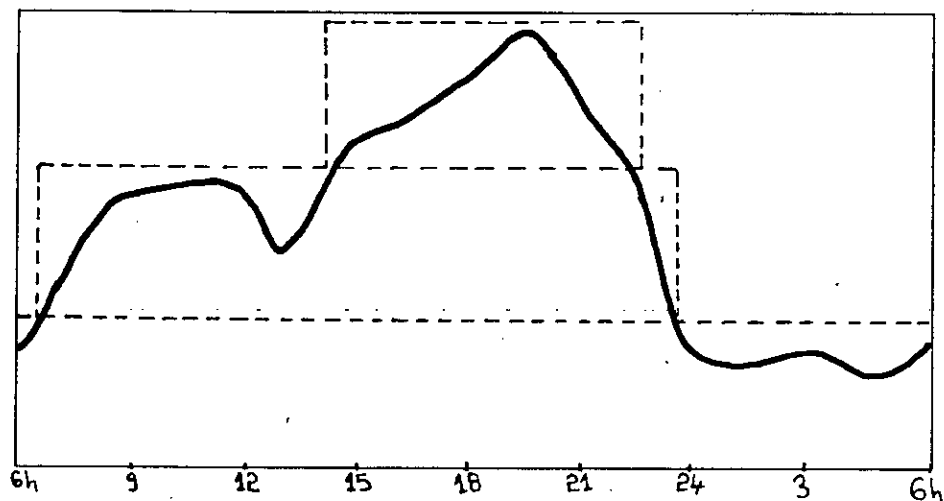


figure 9

prévoir l'installation de trois groupes identiques pour la fourniture normale (dont un groupe de base en fonctionnement permanent, et deux autres mis en marche lorsque l'accroissement de la charge l'exige); un ou deux groupes supplémentaires seraient requis pour assurer la sécurité en cas de panne ou de révision du matériel normalement en marche. Toutefois, que dans les réseaux interconnectés où pour des raisons économiques exposées plus loin, l'utilisation des diverses centrales diffère, il arrivera fréquemment qu'une centrale «dite de base» ait une durée d'utilisation plus grande que celle correspondant au diagramme de charge, tandis que d'autres centrales auraient, au contraire, une utilisation beaucoup plus petite.

III.3. EGALISATION DU DIAGRAMME DE CONSOMMATION :

A travers l'exemple qui précède, on voit bien qu'en raison de l'existence d'une pointe au diagramme de consommation, certaines machines ne fonctionnent que pendant un temps assez court, ce qui est préjudiciable à la fourniture économique de l'énergie (ce point sera démontré ci-après). Par conséquent, on aurait intérêt à égaliser autant que possible le diagramme de charge, ce qui revient à modifier, dans le sens adéquat, les caractéristiques de la consommation. Ceci peut être opéré de plusieurs façons, à savoir:

1. Un choix judicieux des systèmes de tarification; En accordant par exemple des prix réduits pour l'énergie consommée pendant la nuit, ou en dehors des heures de forte charge, on peut inciter certains utilisateurs à reporter une partie de leur consommation aux heures creuses.

2. L'interconnexion des centrales entraîne, par la fusion des réseaux qu'elles alimentent, une diminution relative de la pointe. Il est rare, en effet, que deux réseaux aient des diagrammes dont les pointes se superposent exactement. Si, d'ailleurs, les interconnexions se font à grande distance dans les pays étendus, les différences horaires entre les diverses régions suffisent déjà pour décaler d'une manière appréciable les pointes d'éclairage et les heures d'activité industrielle, ce qui diminuera l'importance relative de la pointe du diagramme résultant.

III.4. BASES DU PRIX DE REVIENT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE:

L'application exacte des divers éléments qui interviennent dans le prix de revient de l'énergie électrique est assez complexe. Il est cependant possible d'établir une première approximation permettant de dégager certaines conclusions fondamentales. Le coût total de production d'une quantité donnée d'énergie, par exemple celle produite pendant un an par une centrale, peut se subdiviser comme suit :

1. Des frais fixes, indépendants de l'énergie produite, comportant en ordre principal le coût et l'amortissement du capital engagé.
2. Des frais proportionnels, croissants directement avec la quantité d'énergie produite. Ce poste comporte principalement le Coût du combustible. Les autres dépenses d'exploitation : personnel, entretien du matériel, matières de graissage, etc. sont pour partie des charges fixes (une centrale qui ne débiterait pas, mais serait tenue en réserve, nécessite néanmoins du personnel et de l'entretien) et pour partie des frais proportionnels.

III.5. PRODUCTION LA PLUS ECONOMIQUE DU DIAGRAMME DE CHARGE :

Nous avons vu ci-dessus comment une centrale isolée, ayant à fournir un certain diagramme de charge, adapte sa puissance en service à celle consommée. Une subdivision judicieuse de la puissance installée permet d'assurer à chaque instant une charge suffisante aux groupes en service. Toutefois, la sécurité de marche impose de prévoir une réserve assez importante, ce qui réduit l'utilisation de la puissance installée.

Ainsi, pour considérer un cas simple, supposons qu'un groupe de centrales interconnectées doive fournir le diagramme (figure 10).

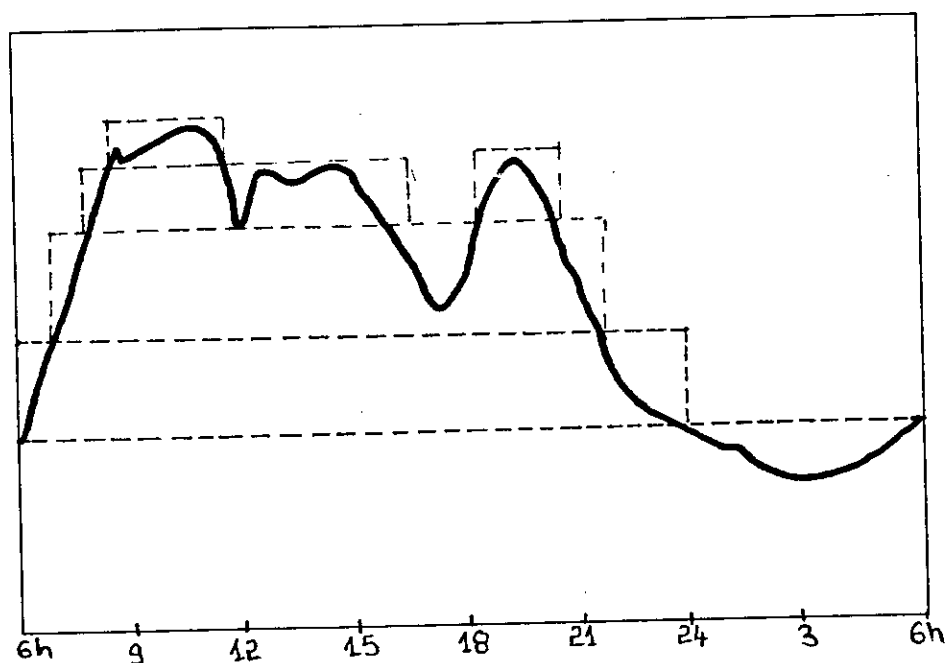


figure 10

Si certaines de ces centrales seront désignées pour assurer la charge inférieure, dite "charge de base", qui implique une durée d'utilisation sur plusieurs heures, impliquant pour les autres centrales à la charge variable, pour une durée d'utilisation moindre. Enfin, une centrale rudimentaire pourra encore être utilisée avec profit pour fournir la charge de pointe, pourvu qu'elle réponde à certaines conditions techniques exposées ci-après :

Certaines raisons techniques ou économiques peuvent apporter à ces principes fondamentaux des correctifs justifiées ainsi :

1. Des centrales thermiques vapeurs seront toujours utilisées comme centrales de base. Car, la vapeur ne pouvant être accumulée, il s'en suivrait une perte nette si la chaudière refroidissait.

2. Des centrales hydroélectriques, quoiqu'étant des centrales de base, peuvent être utilisées judicieusement comme des centrales de pointe, surtout les centrales de turbinage-pompage qui présentent des possibilités d'accumulation hydraulique.

3. Les centrales à turbine à gaz et à cycle combiné, outre les conditions de fonctionnement économique aux faibles utilisations, possèdent certaines propriétés techniques qui les rendent aptes à jouer leur rôle. Elles peuvent être mises rapidement en service et supporter une augmentation rapide de la charge.

Pour compléter et résumer ce qui a été exposé plus haut, nous pouvons dire que l'interconnexion des centrales présente les avantages ci-après :

- Grâce à l'addition des diagrammes, elle permet une réduction de la pointe relative.
- En réalisant en commun des réserves, elle réduit également l'importance en % de celles-ci, il est évident que la probabilité de mise hors service pour réparation ou entretien est d'autant plus petite que la puissance totale de l'ensemble des centrales est plus grande. Si l'on admet qu'une centrale isolée doit avoir une réserve de 50 % en puissance installée, on pourra par exemple se contenter de 15 à 25 % dans un réseau de centrales interconnectées, ce pour le même degré de sécurité de service.

Elle permet de mettre en service à chaque instant les unités les plus économiques pour les conditions de charge, ce qui se traduit par d'importantes économies de combustible.

III.6. PROBLEMATIQUE:

Dans un réseau de distribution électrique (le cas de l'Algérie), la production doit à chaque fois s'adapter aux besoins. Ceux-ci sont éminemment variables dans le temps et la consommation passe en général d'une valeur minimale que l'on peut appeler consommation de base, à une valeur maximale qui est la consommation de pointe.

Bien entendu, les installations de production d'énergie doivent être capable de fournir l'énergie de pointe et certaines devront donc être mises en route ou arrêtées suivant les besoins. Ainsi, diverses raisons ont graduellement fait évoluer la production d'énergie du stade initial de centrales isolées (qui déversent une région bien précise) au stade actuel de l'interconnexion des centrales d'une région ou d'un pays donné.

Dans ce cas, c'est le diagramme de charge de toute la région considérée qui doit être produit par l'ensemble des centrales, cela suivant un programme établi (travail attendu) par l'organisme dirigeant. Celui-ci se laissera guider par des considérations basées sur des principes exposés précédemment, parmi elles et en plus :

- Les contraintes sur les conditions d'exploitation de chaque centrale.
- Limitation de la puissance disponible par les moyens de transport (s'il y a une surpuissance, ça engendre des pertes).
- Les échanges avec la Tunisie et le Maroc.

III.7. POSITION DU PROBLEME:

Tout au long de la journée, la demande d'électricité varie largement: Faible demande la nuit, demande forte au milieu de matinée, etc...

C'est pourquoi l'exploitant doit, sur la base d'une prévision de la demande, établir le planning de production de chaque groupe pour le lendemain. De plus, il doit y avoir suffisamment de puissance disponible en réserve ce que l'on appelle la réserve tournante pour faire face à une éventuelle défaillance d'un groupe de production.

Chaque groupe doit respecter ses contraintes locales, telles que sa puissance maximale, sa durée minimale de marche, etc... Bien sûr l'objectif est de minimiser les coûts de production. Le travail attendu est un modèle de placement optimal des moyens de production de l'énergie électrique sur une courbe de charge journalière, c'est à dire faire un planning des centrales électriques.

Le problème ainsi défini est très connu sous le nom anglo-saxon

"UNIT COMMITMENT PROBLEM " (Problème d'engagement des groupes électriques).

III.8. L'ENGAGEMENT ACTUEL DES MOYENS DE PRODUCTIONS

D'ELECTRICITE:

La SONELGAZ dispose d'un parc de production d'électricité composé essentiellement de centrales thermiques, et de centrales hydrauliques(voir annexe 1):

- Les centrales thermiques sont de différents types:
 - . Centrales à turbines à gaz.
 - . Centrales à turbine vapeur.
 - . Diesels.

Les centrales à turbine vapeur se trouvent près des côtes, dans les zones où l'eau est disponible parce qu'elles nécessitent des refroidissements du fait que la température de la chaudière peut atteindre 540 °C. en plus elles sont caractérisées par des puissances importantes et ne supportent pas des variations de charge importantes. Leurs temps de démarrage peut atteindre 8 heures.

Donc, dans l'engagement du parc de production de la SONELGAZ, ces centrales devront travailler en base de la courbe de charge journalière. Les centrales à turbine à gaz sont caractérisées par des puissances très variables, elles se trouvent en général au barycentre des agglomérations (centres de consommation), elles ne nécessitent pas de refroidissement, caractérisées par des démarrages très rapides, et supportent des variations de charge importantes. Généralement, elles jouent un rôle de régulation de la demande (les pointes).

Enfin, les centrales " diesels " ne sont pas interconnectées au réseau. Elles fournissent l'électricité aux régions éloignées du Sud.

- Les centrales hydrauliques sont de différents types :
 - . Fil de l'irrigation.
 - . Fil de l'eau.
 - . Les hydrauliques.

Les deux premiers types sont de petites centrales appelées centrales micro-hydroélectriques. Elles produisent des puissances faibles. Elles sont utilisées en cas de déversement de l'eau des barrages, en cas de pluviosité importante ou d'irrigation des champs agricoles.

Concernant les hydrauliques, ce sont des centrales qui délivrent des puissances plus importantes qui se trouvent à proximité des barrages.

Les fils de l'eau et de l'irrigation sont des centrales utilisées en base, et les hydrauliques sont utilisées aux pointes de la courbe de charge journalière.

Du point de vue de l'équilibre entre la demande et la puissance produite la méthode présentée pour l'engagement des moyens de production d'électricité de la SONELGAZ du point de vue de l'équilibre entre la demande et la puissance produite est efficace; Mais, elle n'est basé sur aucun critère qui permet de faire une relation entre son efficacité et sa qualité. Pour l'engagement des moyens de production d'électricité, le schéma ci-dessous présente la méthode actuellement utilisée à SONELGAZ.

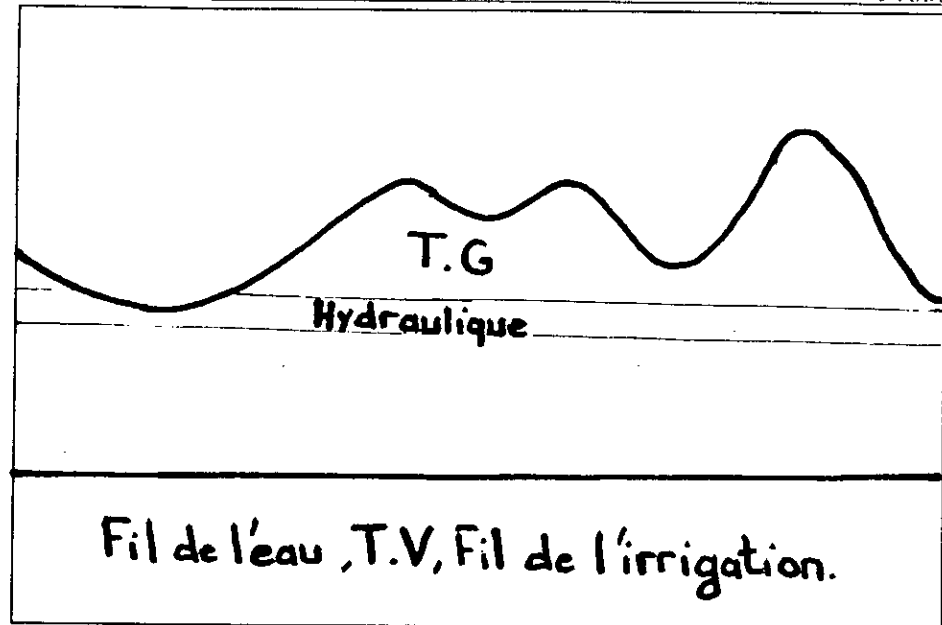


figure 11: Engagement actuel des moyens de production d'électricité

ETAT DE L'ART

INTRODUCTION:

L'engagement des groupes de production d'électricité consiste en la détermination d'un ordonnancement (planning) optimal des groupes de production d'électricité à court terme (24 heures) sous les contraintes de fonctionnement et de manoeuvre des groupes.

Le processus de décision sélectionne les groupes qui seront en marche ou à l'arrêt, la puissance à produire de chaque groupe et la contribution de ce dernier à la réserve tournante.

Plusieurs techniques d'optimisation ont été appliquées pour résoudre le problème d'engagement des groupes de production d'électricité.

Ce problème est connu sous l'appellation anglo-saxonne "**Unit Commitment**" (U.C) et a fait l'objet de recherches intenses ces vingt-cinq dernières années.

Cet état de l'art présente l'évolution des techniques de résolution durant cette période.

1. ENUMERATION EXHAUSTIVE : (Exhaustive Enumeration "E.E")

Le problème "U.C" peut être résolu par l'énumération de toutes les combinaisons possibles [HAP-71] des groupes de production d'électricité. A la fin de ce processus, la combinaison qui donne le coût minimal est la solution optimale si toutes les contraintes et les conditions de fonctionnement du système ont été considérées.

2. LISTE DE PRIORITE : (Priority List "P.L")

Cette méthode [LEE-88] arrange les groupes par une heuristique d'ordre de démarrage en tenant compte des coûts de fonctionnement combinés avec les coûts de transition (variation de charge). L'ordre prédéterminé est utilisé pour l'engagement des groupes jusqu'à ce que la demande du système soit satisfaite. Cette technique range dynamiquement et séquentiellement les groupes en considérant des directives très précises de sorte que le facteur d'utilisation du groupe (The commitment utilisation factor "C.U.F") et l'indice économique classique de la

moyenne du coût de charge (The classical economic index of average full-cost "A.F.L.C") soient combinés pour déterminer l'ordre de priorité des groupes.

Les heuristiques d'arrangement des groupes peuvent être transformées en base de connaissance, et exécutées comme un système expert.

3. PROGRAMMATION DYNAMIQUE : (Dynamic programming "D.P")

La programmation dynamique cherche l'espace des solutions possibles en tenant compte de l'état des groupes à chaque période de temps ([SNY-87],[HOB-88],[NIE-87],[FRE-94],[LI-93]). Cette recherche peut procéder en avant ou en arrière. Les périodes de temps pour l'horizon d'ordonnement (de planification) sont les étapes de la "D.P". La combinaison des groupes à l'intérieur des périodes de temps sont les états de la "D.P". La méthode récursive de la "D.P" (en avant) trouve l'ordonnement (le planning) le plus économique en débutant par le calcul de l'accumulation du coût total de la période initiale, ensuite la méthode récursive arrière trouve la combinaison du faible coût en démarrant de l'étape finale et en terminant par l'étape initiale.

La "D.P" construit et évalue l'arbre des décisions pour résoudre le problème de l' "U.C", mais celle-ci souffre de " la malédiction de la dimension " parce que la taille du problème augmente avec le nombre de groupes à ordonner. Pour réduire l'espace de recherche, et en même temps, la dimension du problème de la "D.P", plusieurs approches ont été proposées; La plupart d'entre elles sont basées sur les techniques de liste de priorités.

Une des méthodes utilise l'ordre de priorité où le groupe du plus faible coût est engagé en premier, et le groupe du coût le plus important est engagé en dernier. Dans ce cas, le problème est réduit en considérant les combinaisons des groupes séquentiellement en marche (en arrêt) dans l'ordre de la liste de priorité. Il faut noter que l'indisponibilité, l'obligation de mettre en marche, la fixation de la puissance à produire par un groupe, et les groupes de puissance importante sont exclus de cette technique de liste de priorité.

Une autre approche est d'adopter un plan d'ordre de priorité par classement des groupes en classes de priorité. Le seuil et la fenêtre sont définis dans chaque classe pour déterminer quel groupe est automatiquement engagé (au seuil), ensuite quel groupe est évalué pour l'engagement (fenêtre) et, enfin, lesquels des groupes ne sont pas considérés.

Le problème de l' "U.C" peut être aussi décomposé en sous-problèmes qui peuvent être faciles à gérer [HOB-88]. Chaque sous problème est résolu par la "D.P" et la coordination de ces derniers est faite séquentiellement par une approximation successive "S.A" ou bien, en parallèle, avec une approche hiérarchique "H.A".

Dans la "S.A", la solution de chaque sous-problème est classée dans des grilles et une procédure itérative cherche la meilleure solution possible jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'amélioration; Alors, la solution optimale est atteinte.

Par contre, dans la "H.A", les sous-problèmes sont résolus indépendamment et l'interaction entre ces derniers est faite par une procédure de coordination qui permet une convergence des solutions des sous-problèmes vers la solution du problème original.

D'autres alternatives de décomposition ont été appliquées à la "S.A" pour restreindre l'espace des solutions; Parmi elles, une variante [NIE-87] qui utilise la réduction lagrangienne pour chercher et ranger les groupes en utilisant le dual du problème "U.C" et l'autre [FRE-94] utilise la fonction duale du problème relaxé.

Récemment, des systèmes experts [LI-93], ont été développés pour le problème de l' "U.C"; la solution initiale est donnée par les techniques d'optimisation telles que la "D.P" et la "D.P tronquée" (truncated "D.P") ensuite, la solution est ajustée par la satisfaction des règles de la base de connaissance du système expert.

Toutes ces techniques utilisent la même vision pour la résolution du problème de "U.C" en considérant une procédure séquentielle qui tient compte du démarrage du groupe, du prochain groupe à démarrer, de la priorité de démarrage des groupes et des coûts de fonctionnement.

4. PROGRAMMATION EN NOMBRE ENTIER ET LA PROGRAMMATION MIXTE:

(Integer and Mixed Integer Programming "I.P" et "M.I.P")

La résolution du problème du "U.C" basée sur l'approche de Benders [SHA-85] qui partitionne le problème en un problème de dispatching économique non-linéaire, et un pur problème en nombres entiers. Ensuite, la "M.I.P" résout le problème en réduisant la recherche en espace de la solution en se débarrassant systématiquement des sous-problèmes non réalisables. La programmation duale est introduite pour la résolution des problèmes thermiques. Le concept de cette résolution est en général basé sur la résolution d'un problème linéaire, et le choix se fait sur une solution entière. Ces problèmes ne sont pas similaires parce que la valeur des variables change quand on prend les variables avec des valeurs entières fixes.

La séparation et l'évaluation est la stratégie adoptée pour déterminer la variable qui prend la valeur entière.

Toutes ces techniques peuvent être vues comme étant des méthodes qui se débarrassent des chemins (branches) qui ne donnent pas la solution optimale.

5. LA METHODE DE SEPARATION ET EVALUATION :

(Branch and Bound "B & B")

L'approche de "B & B" détermine la borne inférieure de la solution optimale, ensuite elle trouve la solution réalisable proche du problème "U.C" [COH-83]. L'arbre de "B & B" cherche la "meilleure" solution possible en cherchant la borne inférieure du problème par un problème d'optimisation dual qui utilise la relaxation lagrangienne. Les informations obtenues du problème dual contribuent à faire une liste de priorité [LAU-82] des groupes. Dans certains cas, cette priorité n'est pas utile.

Ces listes de priorité sont utilisées pour déterminer des solutions réalisables, qui permettront, à leur tour, une estimation d'une borne supérieure de la solution.

Quelques noeuds de l'arbre de "B & B" sont examinés pour obtenir une solution proche de la solution optimale si la borne supérieure est trouvée.

6. PROGRAMMATION LINEAIRE :(Linéair Programming "L.P")

Plusieurs approches par la programmation linéaire ont été utilisées pour résoudre le problème "U.C" de grande taille [KHO-86],[PIE-94].

Premièrement, le problème est décomposé en sous-problèmes de petites tailles par le principe de décomposition de Dantzig-Wolfe. Chaque sous-problème est résolu en utilisant la "L.P".

Deuxièmement, le problème est résolu en utilisant la méthode révisée du simplexe; La formulation duale est adoptée avec les techniques de relaxation. Enfin, la décision discrète de la programmation linéaire pour ce problème est d'appliquer des heuristiques telle que l'ordre de priorité des groupes.

7. LA PROGRAMMATION DYNAMIQUE ET LINEAIRE:(Dynamic and Linear Programming)

Le problème "U.C" est résolu en utilisant la "D.P" avec une approximation successive de l'espace des solutions. La "L.P" résout le dispatching économique par le calcul des coûts de production ou l'allocation optimale du combustible [SHE-86].

La décomposition de Dantzig-Wolfe partitionne le programme linéaire en sous-problèmes de plus petites tailles, plus faciles à résoudre par la "L.P".

L'essentiel de l'utilisation de ces techniques est de fournir plus d'information à la "D.P" pour guider la sélection des chemins dans l'arbre de la "D.P".

8. LA PROGRAMMATION SEPARÉE: (Separable Programming "S.P")

La "S.P" [RAH-79] suppose que la fonction objective est concave et les contraintes sont convexes. Cette structure très spéciale peut être exploitée par la programmation linéaire. La technique " λ -séparable programming" est utilisée avec la borne supérieure généralisée pour résoudre ce genre de problème. Cette approche peut être vue comme une variante de la relaxation lagrangienne.

9. PROGRAMMATION DES FLUX DANS LE RESEAU :(Network Flow Programming "N.F.P")

La "N.F.P" [HAB-90] est basée sur l'ordonnement (planning) des groupes hydrauliques. La fonction économique est non-linéaire et les contraintes sont linéaires. Ce problème peut être résolu par un algorithme de sous-gradient. Il peut aussi être résolu par la technique de

Frank-Wolf. Dans ce cas, les flux, dans le réseau, remplace la programmation linéaire en vérifiant la réalisabilité des contraintes. Il y'a analogie entre les flux dans le réseau et les techniques de l'arbre dans la "D.P".

10. RELAXATION LAGRANGIENNE: (Lagrangian Relaxation "L.R")

L'optimisation par la "L.R" est une technique qui décompose le problème "U.C" en sous-problèmes plus faciles à résoudre itérativement jusqu'à ce que l'on obtienne une solution proche de l'optimum. Ces sous-problèmes sont résolus indépendamment. Chaque sous-problème détermine l'engagement d'un groupe unique. Les sous-problèmes sont reliés entre eux par les multiplicateurs de Lagrange qui sont rajoutés pour définir le problème dual. Ainsi, le problème dual a une faible dimension par rapport au primal et devient facile à résoudre. Pour le problème "U.C", l'équation objective du primal est supérieure ou égale à celle du duale, alors nous définissons le saut de dualité: Il mesure l'approximité de la solution optimale. Les multiplicateurs de Lagrange sont calculés au niveau supérieur du problème. La résolution des sous-problèmes se fait par la "D.P". Ce processus est répété autant de fois jusqu'à ce que la solution converge. Pour le court terme, les multiplicateurs sont adaptés par la méthode du sous-gradient avec un pas et des constantes d'ajustement qui sont déterminées par une heuristique d'ajustement [COH-87],[AOK-87],[ZHU-88],[BAR-88],[TON-89],[AOK-89],[VIR-89],[FER-94],[HOU-93],[WAN-94],[SAN-90].

11. LES SYSTEMES EXPERTS/RESEAUX DE NEURONE ARTIFICIEL: (Expert

Systems "E.S"/Artificial Neural Network "A.N.N")

Un "E.S" améliore la solution par ajustement des paramètres du programme avec une interface avec l'expert. Les "E.S" de nos jours sont considérés comme des systèmes de base de connaissance (Knowledge Base Systems "K.B.S"). Les "E.S" combinés avec des algorithmes de résolution du problème de "U.C" avec l'assistance d'un expert dans les systèmes de puissance (power systems) conduisent à construire une base de connaissance, une base de données et un moteur d'inférence (Procedural Data Base)[MOK-87].

L'estimation des paramètres du "A.N.N" [WAN-93] est conduite sur la base de données de la courbe de charge journalière et sur l'ordonnancement (le planning) des groupes de production d'électricité "U.C". La courbe de charge permet d'effectuer une comparaison entre les informations dans la base de connaissance pour choisir le planning le plus économique. Dans ce cas, la solution du "A.N.N" n'est pas réalisable mais, elle est utilisée comme solution initiale du problème.

Remarques:

1. Le "A.N.N" donne des réponses aux changements des conditions d'exploitation des groupes.
2. D'intenses recherches ont été faites pour relier les arbres du réseau de neurones avec les systèmes de base de connaissance (K.B.S), mais la conversion n'est pas possible. Cependant, l'addition de quelques neurones (noeuds) découplés rend la transition triviale pour divers cas pratiques.

12. ANALYSE DU RISQUE :(Risk Analysis"R.A"):

Ordonnancer ou ne pas ordonnancer les groupes de production d'électricité est une décision qui se base sur les observations de quelques événements tels que les variations de charges, et l'obligation de mettre en marche les groupes.

L'analyse du risque [CHO-90] est opérée pour déterminer la puissance additionnelle nécessaire pour répondre à la demande en électricité et à la réserve tournante. La probabilité d'analyse du risque propose que le problème du " U.C" adopte deux niveaux de risques: Le premier, dans le cas où le système est isolé et l'autre: c'est le niveau d'interconnexion du système avec le réseau. D'autres approches, parmi elles: Le modèle stochastiques qui reflète une séquence d'événements associés avec des scénarios basés sur des décisions séquentielles de ré-ordonnancement, ensuite, le modèle séquentiel aléatoire est exprimé en terme de la disponibilité de la capacité à produire pour réduire la dimension du problème. L'analyse du

risque est récemment étendu à d'autres approches [LEE-91] pour inclure les conditions de fonctionnement et le planning des événements .

13. **RECUIT SIMULE:** (Simulated Annealing "S.A"):

Le problème du "U.C" est assimilé au recuit du métal [ZHU-90]. Quand, le métal est refroidi lentement (recuit), son énergie tend vers une valeur minimale globale. Les états du métal correspondent aux différentes solutions réalisables pour un problème de minimisation, et l'énergie d'un état est analogue au coût de la solution réalisable. Le "S.A" génère rapidement une solution proche de l'optimum. Les solutions réalisables sont générées aléatoirement au voisinage de la précédente solution réalisable. La solution qui continue le processus de résolution est acceptée si son coût est plus faible que la précédente. Autrement, cette solution est acceptée avec une certaine probabilité.

14. **LE LAGRANGIEN AUGMENTE:** (Augmented Lagrangian "AL")

Cette technique d'optimisation manipule les contraintes dynamiques et statiques. Ces deux types de contraintes sont décomposées en sous-problèmes de tailles raisonnables de nature homogène, et de structure bien connue. La fonction à optimiser est sans contraintes, continue et différentiable. Les mauvaises conditions d'optimalité sont évitées. Les contraintes artificielles et les variables sont rajoutées au problème original pour le décomposer. Ensuite, les contraintes artificielles sont manipulées avec l'approche duale et la technique de la relaxation lagrangienne qui ajoute une fonction de pénalité quadratique aux contraintes. Enfin, le principe du problème auxiliaire est appliqué pour décomposer le problème par une linéarisation des termes non séparables de la fonction coût et en ajoutant des termes quadratiques (s'ils sont bien choisis) à la fonction coût [SAN-91],[bat-91].

15. **ANALYSE DE DECISION:** (Decision Analysis "D.A")

L'analyse de décision [RAI-68] est l'art d'analyser le choix des options de décision par une évaluation subjective des résultats produits par chaque décision et de la probabilité d'acceptation de ce résultat.

Cette approche construit l'arbre des décisions qui montre les résultats possibles de chaque décision. Cet arbre rassemble les chemins générés par l'approche de la "D.P". Plusieurs techniques d'optimisation peuvent être utilisées pour élaguer l'arbre. Quelques approches excluent les chemins (les branches) par une prédétermination de la valeur des coûts (la "D.P" tronquée "truncated D.P", modification de "P.L", "K.B.S"). D'autres méthodes

élaguent l'arbre par l'estimation du coût minimum et/ou la réalisabilité (M.I.P, B&B, L.P, S.P, L.R, AL).

Finalement, la dernière approche consiste à choisir la meilleure branche (chemin) par une évaluation de l'énergie (la qualité de la solution) et, ensuite, chercher aléatoirement des décisions alternatives pour améliorer l'énergie.

Depuis longtemps, l'approche de l'arbre est utilisée pour diviser et évaluer la puissance dans un réseau.

CONCLUSION:

Une variété de techniques ont été appliquées au problème de l' "U.C".

Actuellement, un consensus tend clairement à s'instaurer quand à l'application de l'approche de la relaxation lagrangienne, et, particulièrement, le lagrangien augmenté, une méthode qui n'est pas encore entièrement testée. Une autre ère de recherches renvoie vers l'application des algorithmes génétiques pour la résolution du problème "U.C", car, c'est une méthode de recherche aléatoire de la solution réalisable basée sur la survie de la nature (des populations de la théorie des gènes). Sans aucun doute, les méthodes utilisées pour ce problème de "U.C" vont continuer à évoluer "La recherche n'a pas de limite".

CRITERES TECHNICO-ECONOMIQUES ET HYPOTHESES

INTRODUCTION :

Notre travail consiste à définir un planning qui assure une adéquation à moindre coût entre la production et la demande, tout en respectant les contraintes d'exploitation de chaque unité tels que:

1. La disponibilité des moyens de production (disponibilité des centrales, combustibles, l'eau dans les barrages,...etc.).
2. Les puissances minimale et maximale caractérisant chaque groupe.
3. Les limites inférieure et supérieure de la puissance disponible pour chaque groupe tenant compte de sa contribution à la production et à la réserve tournante.
4. La limitation des moyens de transport et de distribution (lignes d'évacuation des centrales, transformateurs).
5. Les critères de démarrage des centrales (temps et coûts).
6. Les critères de variations de charges (engendrant des coûts).
7. Les critères de turbinage (coût du combustible du KWh produit).

Pour ce faire nous introduisons les hypothèses suivantes:

Hypothèse_1 : (thermique)

Puissance : La puissance d'un groupe thermique est comprise entre deux valeurs, son minimum technique p_{min_i} et sa puissance maximale p_{max_i} . Cette puissance peut être nulle à l'arrêt.

Démarrage: Pour mettre en marche un groupe thermique , il faut payer sans produire de l'énergie (uniquement pour le démarrage) d'où l'existence d'un coût de démarrage (CD_i).

Arrêt : Les pertes calorifiques dues à un refroidissement de la chaudière, pénalisent un redémarrage éventuel, d'où l'existence d'un coût d'arrêt car pour emmener une unité en état de fonctionnement, on doit dépenser une certaine énergie.

Temps d'arrêt / Temps de fonctionnement : La nécessité de minimiser les risques d'une fatigue trop importante du matériel, ainsi que d'autres contraintes techniques conduisent à imposer un temps minimum d'arrêt (TMA) et un temps minimum de fonctionnement (TMF).

Variations de charges : On associe à la variation de charge $\Delta g_{i,t}$ un coût constant α_i .

Coût de production : Le coût de production $C_i(g_{i,t})$ est le coût du combustible utilisé pour produire $g_{i,t}$. On peut l'approximer par une fonction quadratique [AMM-83]:

$$C_i(g_{i,t}) = a_i + b_i g + c_i g^2_{i,t}.$$

Hypothèse 2: (hydraulique)

Puissance : Dans la mesure où le minimum technique d'un tel groupe est voisin de zéro, la puissance de ce groupe est comprise entre deux valeurs, une valeur maximale (g_{max}) et une valeur nulle.

Quantité d'eau évacuée : La quantité d'eau utilisée pour le turbinage, est une fonction de la puissance produite. On peut l'approximer par une fonction quadratique [XIA-94] :

$$W_h(g_{h,t}) = a_h + b_h g_{h,t} + c_h g^2_{h,t}.$$

Coût de production : Le coût de production $C_h(g_{h,t})$ est le coût de la quantité d'eau utilisée pour produire $g_{h,t}$, pendant la période t . Soit β_h le coût unitaire de l'eau, on a :

$$C_h(g_{h,t}) = \beta_h W_h(g_{h,t}).$$

Dans notre cas ce coût sera converti en u.m/m³h.

Remarque: Les groupes hydrauliques tolèrent les variations de charge rapides et fréquentes, et peuvent être démarrés très rapidement.

Hypothèse 3 (pompage turbinage)

Puissance : On suppose que la puissance minimale de turbinage (> 0) et la puissance minimale de pompage (< 0) sont nulles.

Quantité d'eau évacuée / pompée : La fonction $w_k(g_{k,t})$ sera approximée par une fonction quadratique [XIA-94](voire annexe 2).

Pompage : Ce type de groupe ne peut fonctionner suivant les deux modes (pompage / turbinage) en même temps. L'énergie utilisée pour le pompage est produite par des groupes thermiques ou turbine à gaz. Puisque pendant le pompage le groupe consomme de l'énergie, la puissance correspondante sera considérée négative.

N.B: On ne procède au pompage qu'en période de faible demande (périodes creuses). Le turbinage est utilisé dans les périodes de forte demande (les pointes sur la courbe de charge).

Autres caractéristiques : Les mêmes que celles des hydrauliques.

Hypothèse_4 (Cycle combiné)

Le cycle combiné (i, j) se compose de deux groupes; un groupe thermique vapeurj qui fonctionne en utilisant les gaz chauds à l'échappement d'une turbine à gaz i. La turbine vapeur ne commence à produire de l'énergie qu'après un certain temps δ_j du démarrage de la turbine à gazj.

Hypothèse_5 (échanges)

Puissance : On suppose que la puissance minimale qu'on peut échanger est nulle.

Coût d'importation : On considère que le coût d'importation de la puissance g à partir de la région e pendant la période t est une fonction linéaire : $C_{e,t}(g) = a_{e,t} + b_{e,t} * g_{e,t}$.

Hypothèse_6 (réserve tournante)

Pour pouvoir ajuster rapidement la production à la demande, en cas d'un accroissement imprévu de la demande, ou pertes d'ouvrages (défaillance d'un groupe en service, ou d'une ligne), ainsi, par mesure de sécurité, on doit disposer d'une réserve de puissance disponible sur des groupes prêts à prendre la charge en un temps court. La quantité de cette réserve devrait découler des statistiques sur les aléas et les pannes. Elle est généralement prise égale à la puissance maximale du groupe le plus puissant du système.

Hypothèse_7 (demande, maintenance).

- Les pertes du réseau sont incluses dans la demande.
- La maintenance est introduite comme contrainte d'indisponibilité.

MODELISATION MATHÉMATIQUE

INTRODUCTION

L'ensemble des contraintes du problème d'engagement des groupes de production d'électricité est partitionné en deux catégories :

- contraintes "locales": concernant chaque groupe individuellement :

* Contraintes de fonctionnement des groupes.

. Statique (capacité, limite de variation de charge, etc...).

. Dynamique (Temps minimum d'arrêt, Temps minimum de fonctionnement, etc...).

* Contraintes "couplantes": qui concernent tout les groupes du système, elles relient leurs puissances à chaque période :

. Contrainte de la demande d'électricité du système.

. Contrainte de la réserve tournante du système.

Remarque:

La différence entre $Ind_i(t)$ et $U_i(t)$ est que l'indisponibilité est déterminé à l'avance (avant la journée en cours) tandis que $U_i(t)$ est une variable de décision.

NOTATIONS UTILISEES :

T : nombre de période de temps.

t : indice des périodes de temps, $t = 1, \dots, T$;

D_t : demande du système durant la période t .

R_t : réserve tournante du système durant la période t .

1.1 CONTRAINTES LOCALES :**1.1.1. THERMIQUE** (Thermique vapeur et gaz)**1. Notations utilisées :**

I : nombre de groupes thermiques;

i : indice des groupes thermiques, $i = 1, \dots, I$;

$P_i(t)$: puissance produite par le groupe i durant la période t en MW.

P_{\max_i} : puissance maximale que peut produire le groupe i en MW.

P_{\min_i} : puissance minimale du groupe i en MW.

$\Delta P_i(t-1, t)$: variation de charge du groupe i entre l'instant t et $t-1$

$$(\Delta P_i(t-1, t) = P_i(t) - P_i(t-1)) \text{ en MW.}$$

$U_i(t)$: état(marche/arrêt) du groupe i , durant la période t .

CVC_i : coût de variation de charge du groupe i en u.m/MW.

Δ_i : la variation de charge maximale du groupe i durant deux heures consécutives en MW.

CD_i : coût de démarrage du groupe i en u.m/heure.

CA_i : coût d'arrêt du groupe i en u.m/heure.

TMF_i : temps minimum de fonctionnement du groupe i en heures.

TMA_i : temps minimum d'arrêt du groupe i en heures.

$X_i(t)$: variable d'état du groupe i , montre le nombre d'heures où le groupe était en marche(valeurs positives) ou à l'arrêt(valeurs négatives).

$r_i(X_i(t), P_i(t))$: la contribution du groupe i à la réserve tournante durant la période t , $r_i(\cdot) = 0$ si le groupe i est à l'arrêt ($X_i(t) = 0$) et $r_i(t) = P_{\max_i} - P_i(t)$ si le groupe i est en marche ($X_i(t) > 0$), en MW.

$Ind_i(t)$: état(indisponible/disponible) du groupe i , durant la période t .

$C_i(P_i(t))$: coût du combustible (gasoil, gaz naturel,...) utilisé par le groupe i pour une puissance produite $P_i(t)$ durant la période t en u.m/heure.

$$C_i(P_i(t)) = a_i P_i^2(t) + b_i P_i(t) + c_i \quad i = 1, \dots, I \quad t = 1, \dots, T;$$

c_i, b_i, a_i : coefficients de la fonction coût.

c_i : en u.m/heure.

b_i : en u.m/MWh.

a_i : en u.m/MW²h.

2. Modélisation :

- Etat du groupe:

$$U_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } i \text{ est en marche durant la période } t. \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases} \quad i = 1, \dots, I \quad t = 1, \dots, T; \quad (1.1)$$

$$Ind_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } i \text{ est indisponible durant la période } t. \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases} \quad i = 1, \dots, I \quad t = 1, \dots, T; \quad (1.2)$$

- Etat de transition :

$$-TMA_i \leq X_i(t) \leq -1 \Rightarrow U_i(t) = 0, \quad i = 1, \dots, I \quad t = 1, \dots, T; \quad (1.3)$$

$$1 \leq X_i(t) \leq TMF_i \Rightarrow U_i(t) = 1, \quad i = 1, \dots, I \quad t = 1, \dots, T; \quad (1.4)$$

avec:

$$X_i(t+1) = \begin{cases} X_i(t)+1 & \text{si } (X_i(t) > 0 \text{ et } U_i(t) = 1) \\ X_i(t)-1 & \text{si } (X_i(t) \leq 0 \text{ et } U_i(t) = 0) \\ 1 & \text{si } (X_i(t) > 0 \text{ et } U_i(t) = 1) \\ -1 & \text{si } (X_i(t) < 0 \text{ et } U_i(t) = 0) \end{cases} \quad (1.5)$$

- Limite de variation de charge:

$$[P_i(t-1) - \Delta_i] \leq P_i(t) \leq [P_i(t-1) + \Delta_i] \quad \text{si } X_i(t-1) \text{ et } X_i(t) > 1; \quad (1.6)$$

- Capacité de production:

$$P_{\min_i} \leq P_i(t) \leq P_{\max_i} \quad \text{si } X_i(t) > 0. \quad (1.7)$$

$$P_i(t) = 0 \quad \text{si } X_i(t) < 0. \quad (1.8)$$

1.2. HYDRAULIQUE :

1. Notations utilisées :

H : nombre de groupes hydrauliques.

h : indice des groupes hydrauliques $h = 1, \dots, H$;

$P_h(t)$: puissance produite par l'hydraulique h durant la période t, en MW.

P_{\max_h} : puissance maximale de l'hydraulique h en MW.

$V_h(t)$: volume d'eau, qui peut être utilisé par le groupe h à la fin de la période t

en m^3 $t = 1, \dots, T$;

$V_h(0)$: volume d'eau initial, qui peut être utilisé par le groupe h en m^3 .

$r_h(P_h(t))$: la contribution à la réserve tournante de l'hydraulique h durant la période t en MW.

$W_h(P_h(t))$: quantité d'eau utilisée pour produire une puissance $P_h(t)$, durant la période t en m^3 (voir annexe 2).

$W_h(P_h(t)) = c_h + b_h P_h(t) + a_h P_h^2(t)$ en m^3 ;

a_h, b_h, c_h : coefficients de la fonction conversion en $m^3/MW^2, m^3/MW, m^3$ (respectivement).

$U_h(t)$: état (marche/arrêt) de l'hydraulique h durant la période t.

$C_h(P_h(t))$: coût de production d'une puissance $P_h(t)$, par le groupe h durant la période t en u.m/h.

$C_h(t) = \beta_h W_h(P_h(t))$;

β_h : coût du m^3 de l'eau utilisée en u.m/ m^3 h.

$Ind_h(t)$: état (indisponible/disponible) de l'hydraulique h durant la période t.

2. Modélisation :

- Etat de l'hydraulique h:

$\{ 1$ si l'hydraulique h est en marche durant la période t.

$$U_h(t) = \begin{cases} & h = 1, \dots, H \quad t = 1, \dots, T; \end{cases} \quad (2.1)$$

$\{ 0$ sinon.

$\{ 1$ si l'hydraulique h est en marche durant la période t.

$$Ind_h(t) = \begin{cases} & h = 1, \dots, H \quad t = 1, \dots, T; \end{cases} \quad (2.2)$$

$\{ 0$ sinon.

- Capacité:

$$0 \leq P_h(t) \leq P_{\max_h} \quad h = 1, \dots, H \quad t = 1, \dots, T; \quad (2.3)$$

- Quantité d'eau disponible:

$$\sum_{t=1}^T W_h(P_h(t)) \leq V_h(0) \quad h = 1, \dots, H; \quad (2.4)$$

- Décision : le niveau du volume d'eau durant la période t .

$$V_h(t) = V_h(t-1) - W_h(P_h(t)); \quad (2.5)$$

- Contrainte de démarrage de l'hydraulique h :

$$W_h(P_h(t)) \leq V_h(t-1); \quad (2.6)$$

1.3. TURBINAGE POMPAGE :

1. Notations utilisées:

K : nombre de groupes turbinage-pompage.

k : indice des groupes turbinage-pompage $k = 1, \dots, K$;

$W_k(t)$: l'eau turbinée (valeurs positives) ou pompée (valeurs négatives) par le groupe k durant la période t en m^3 ;

$P_k(W_k(t))$: puissance produite (valeurs positives) ou la puissance utilisée pour le pompage (valeurs négatives) par le groupe k durant la période t en MW;

P^{max}_k : puissance maximale de turbinage du groupe k en MW.

P^{min}_k : puissance minimale de turbinage du groupe k en MW.

P^{Pmax}_k : puissance maximale de pompage du groupe k en MW.

P^{Pmin}_k : puissance minimale de pompage du groupe k en MW.

$r_k(P_k(W_k(t)))$: la contribution du groupe k à la réserve tournante durant la période en MW.

$V_k(t)$: le niveau de l'étendu d'eau (barrage ou réservoir) du groupe k durant la période t en m^3 .

$V_k(0)$: le niveau initial de l'étendu d'eau du groupe k en m^3 .

$V_k(T)$: le niveau final de l'étendu d'eau pour le groupe k en m^3 .

V_{max}_k : le niveau maximale de l'étendu d'eau pour le groupe k en m^3 .

$Ind^t(t)$: état (indisponible/disponible) du turbinage durant la période t :

$Ind^p(t)$: état (indisponible/disponible) du pompage durant la période t .

$U_k(t)$: état (marche/arrêt) du groupe turbinage-pompage k durant la période t .

Remarque :

la conversion du m^3 au MW se fait par une approximation quadratique (comme dans le cas des hydrauliques voir annexe 2).

2. Modélisation :

- Le niveau de l'étendu d'eau (barrage ou réservoir):

$$V_k(t+1) = V_k(t) - W_k(t); \quad (3.1)$$

- Les limites du niveau de l'étendu d'eau:

$$0 \leq V_k(t) \leq V \max_k \quad (3.2)$$

$$\text{avec } V_k(0) \text{ et } V_k(T); \quad (3.3) \text{ et } (3.4)$$

- Le turbinage normal :

$$P^t \min_k \leq P_k(W_k(t)) \leq P^t \max_k; \quad (3.5)$$

- Le pompage normal :

$$P^p \max_k \leq P_k(W_k(t)) \leq -P^p \min_k \quad (3.6)$$

- Le groupe k à l'arrêt :

$$P_k(W_k(t)) = 0 \quad (3.7)$$

- Quand le groupe k démarre de zéro

$$0 \leq P_k(W_k(t)) \leq -P^t \min_k \quad (3.8)$$

$-P^p \min_k \leq P_k(W_k(t)) \leq 0$

$$(3.9)$$

- Indisponibilité:

$$Ind_k^t(t) = \begin{cases} 1 & \text{s'il n'y a pas de turbinage durant } t \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.10)$$

$$Ind_k^p(t) = \begin{cases} 1 & \text{s'il n'y a pas de pompage durant } t \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$U_k(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } k \text{ est en marche durant la période } t. \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases} \quad k=1, \dots, K \quad t=1, \dots, T; \quad (3.12)$$

1.4. LE CYCLE-COMBINE:**1. Notations utilisées:**

On considère le cycle combiné $l = (i, j)$ composé d'un groupe turbine à gaz i , et d'une turbine j .

L : nombre de groupes cycle-combiné.

P : indice des groupes cycle combinés, $l=1, \dots, L$.

$P_l(t)$: puissance produite par le cycle-combiné l durant la période t , en MW.

P_{max_i} : puissance maximale du groupe TG_i , en MW.

P_{max_j} : puissance maximale du groupe TV_j , en MW.

$C.D_i$: coût du démarrage du groupe TG_i , en u.m/h.

$C.A_i$: coût d'arrêt du groupe TG_i , en u.m/h.

$C.A_j$: coût d'arrêt du groupe TV_j , en u.m/h.

$C.D_j$: coût du démarrage du groupe TV_j , en u.m/h.

$X_i(t)$: variable d'état du groupe TG_i , montre le nombre d'heures où le groupe était en marche (valeurs positives) ou à l'arrêt (valeurs négatives).

TMF_i : temps minimum de fonctionnement du groupe TG_i , en heures.

TMA_i : temps minimum d'arrêt du groupe TG_i , en heures.

δ_j : temps nécessaire pour le démarrage du groupe TV_j , en heures.

$C_i(P_{max_i})$: coût du combustible du groupe TG_i , pour une puissance P_{max_i} durant les périodes de fonctionnement, $i=1, \dots, L$.

$C_j(P_{max_j})$: coût du combustible du groupe TV_j , pour une puissance P_{max_j} durant les périodes de fonctionnement $j=1, \dots, L$.

a_i, b_i, c_i : coefficients de la fonction coût du groupe $T.G_i$ et $T.V_j$.

$Ind_i(t)$: état (indisponible/disponible) du groupe TG_i , durant la période t .

$Ind_j(t)$: Etat (indisponible/disponible) du groupe TV_j , durant la période t .

$U_i(t)$: Etat (marche/ arrêt) du groupe TG_i , durant la période t .

$U_j(t)$: Etat (marche/ arrêt) du groupe TV_j , durant la période t .

2. Modélisation:

- Etat du groupe $T.G_i$

$$U_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } T.G_i \text{ est en marche durant la période } t \\ & i = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.1)$$

$$Ind_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } T.G_i \text{ est indisponible durant la période } t \\ & i = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.2)$$

-Etat du groupe TV_j

$$U_j(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } TV_j \text{ est en marche durant la période } t \\ & j = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\text{Ind}_j(t) = \begin{cases} 1 & \text{si le groupe } j \text{ est indisponible durant la période } t \\ & j = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.4)$$

- Etat de transition pour le groupe TG_i

$$-TMA_i \leq X_i(t) \leq -1 \Rightarrow U_i(t) = 0 \quad i = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \quad (4.5)$$

$$1 \leq X_i(t) \leq TMF_i \Rightarrow U_i(t) = 1 \quad i = 1, \dots, L; \quad t = 1, \dots, T \quad (4.6)$$

avec

$$X_i(t+1) = \begin{cases} X_i(t) + 1 & \text{si } (X_i(t) > 0 \text{ et } U_i(t) = 1) \\ X_i(t) - 1 & \text{si } (X_i(t) < 0 \text{ et } U_i(t) = 0) \\ -1 & \text{si } (X_i(t) \geq 0 \text{ et } U_i(t) = 0) \\ 1 & \text{si } (X_i(t) < 0 \text{ et } U_i(t) = 1) \end{cases} \quad (4.7)$$

- Contrainte de fonctionnement de la TV_j

$$X_i(t) \leq \delta_j \Rightarrow U_j(t) = 0 \quad i = 1, \dots, T; \quad j = 1, \dots, L \quad (4.8)$$

$$X_i(t) \leq \delta_j \text{ et } U_i(t) = 1 \Rightarrow P_i(t) = P_{\max_i} \quad i = 1, \dots, L \quad (4.9)$$

$$U_i(t) = 1 \text{ et } X_i(t) > \delta_j \Rightarrow U_i(t) = 1 \text{ et } U_j(t) = 1 \Rightarrow P_i(t) = P_{\max_i} + P_{\max_j} \quad (4.10)$$

5. Echange:

1. Notations utilisées:

E : nombre de régions d'échange.

e : Indice des régions d'échange , $e=1, \dots, E$

$P_e(t)$: Puissance importée (resp exportée) de la région e si $P_e(t)>0$ (resp si $P_e(t)<0$) durant la période t .

$P_{max_e}(t)$: Puissance maximale (valeurs positives) qu'on peut importer de la région e , durant la période t , en MW.

$P_{min_e}(t)$: Puissance maximale (valeurs négatives) qu'on peut exporter à la région e , durant la période t , en MW.

$Ind_e(t)$: Etat (indisponible/ disponible) de la région d'échange.

$Exp_e(t)$: Exportation à la région e , durant la période t , en MW.

$C_e(P_e(t))$: Coût de l'importation d'une puissance $P_e(t)$ à partir de la région e , durant la période t , en u.m/heure.

$$C_e(P_e(t)) = a_e(t) + b_e(t) * P_e(t).$$

$a_e(t)$: coefficient de la fonction coût en u.m/h.

$b_e(t)$: coefficient de la fonction coût en u.m/MWh.

2. Modélisation :

- Capacité de l'échange

$$P_{min_e}(t) \leq P_e(t) \leq P_{max_e}(t) \quad e = 1, \dots, E; \quad t = 1, \dots, T \quad (5.1)$$

- Exportation

$$P_e(t) = -Exp_e(t) \quad \forall e, \text{ telque } Exp_e(t) \neq 0; \quad t = 1, \dots, T \quad (5.2)$$

- Indisponibilité

$$Ind_e(t) = \begin{cases} 1 & \text{si la région est en marche durant la période } t \\ & e=1, \dots, E; \quad t=1, \dots, T \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.3)$$

II.2. CONTRAINTES COUPLANTES:

- Demande du système:

$$\sum_{i=1}^I P_i(t) + \sum_{h=1}^H P_h(t) + \sum_{k=1}^K P_k(t) + \sum_{l=1}^L P_l(t) + \sum_{e=1}^E P_e(t) \geq D(t) \quad (I)$$

- Réserve tournante:

$$\sum_{i=1}^I r_i(P_i(t)) + \sum_{h=1}^H r_h(P_h(t)) + \sum_{k=1}^K r_k(P_k(W_k(t))) \geq R(t) \quad (II)$$

II.3. FONCTION OBJECTIF:

Thermique:

$$\text{Coût du combustible} = \sum_{i=1}^I C_i(P_i(t)) * U_i(t)$$

$$\text{Coût de variation de charge} = \sum_{i=1}^I C.V.C_i |\Delta P_i(t)| * U_i(t-1) * U_i(t)$$

$$\text{Coût du démarrage} = \sum_{i=1}^I CD_i * (1 - U_i(t-1)) * U_i(t)$$

$$\text{Coût d'arrêt} = \sum_{i=1}^I CA_i * (1 - U_i(t)) * U_i(t-1)$$

$F_1(P_i(t), U_i(t))$: Fonction coût du thermique;

$$F_1(P_i(t), U_i(t)) = \text{coût du combustible} + \text{coût de variation de charge} + \text{coût du démarrage} \\ + \text{coût d'arrêt.}$$

Hydraulique:

$$F_h(P_h(t)) = \sum_{h=1}^H C_h(P_h(t)) = \sum_{h=1}^H B_h.W_h(P_h(t)) = \text{coût de l'eau utilisée.}$$

Cycle combiné:

$$\text{Coût de combustible} = \sum_{i=1}^I U_i(t) C_i(P_{\max_i}) + \sum_{j=1}^J U_j(t) C_j(P_{\max_j})$$

$$\text{Coût du démarrage} = \sum_{i=1}^I CD_i (1 - U_i(t-1)) * U_i(t) + \sum_{j=1}^J CD_j (1 - U_j(t-1)) * U_j(t) * U_i(t)$$

$$\text{Coût d'arrêt} = \sum_{i=1}^I CA_i (1 - U_i(t)) * U_i(t-1) + \sum_{j=1}^J CA_j (1 - U_j(t-1)) * (U_j(t))$$

$$F_1(P_i(t), U_i(t)) = \text{coût du combustible} + \text{coût du démarrage} + \text{coût d'arrêt.}$$

Echange: Coût de l'échange: $C_e(P_e(t)) * U_e(t)$

$$F_e(P_e, U_e) = \sum_{e=1}^E C_e(P_e(t)) * U_e(t)$$

$$\text{Fonction objectif} = F(P, U) = \sum_{t=1}^T \{ F_1(P_i(t), U_i(t)) + F_1(P_1(t), U_1(t)) + F_h(P_h(t)) + F_e(P_e(t), U_e(t)) \}$$

RAPPEL THEORIQUE

1.1. INTRODUCTION:

1.1.1. Formulation générale:

Les problèmes traités sont du type suivant :

$$(P) \begin{cases} \text{Min } F(x) \\ x \in S \\ g(x) = D - \sum_{i=1}^I P_i \leq 0 \end{cases}$$

- S: ensemble de solution du problème principal (P).
- I : un ensemble fini des unités de production.
- D: la demande.
- P_i : la production de l'unité i.
- $F(x) = \sum F_i(x_i)$ F est additive

1.1.2. Caractéristiques:

Optimiser la gestion de la production d'électricité confronte à trois difficultés principales:

- La taille des problèmes à résoudre.
- La nature fort composite des contraintes de fonctionnement (locales).
- Les faibles propriétés mathématiques des fonctions coûts et surtout des domaines de fonctionnement des unités de production dans de nombreux cas la convexité de ces fonctions et de ces domaines ne peut être assurée.

1.1.3. Les méthodes d'optimisation avec contraintes:

La plupart des méthodes existantes en programmation non linéaire avec contraintes [Minoux-87] peut se rattacher à deux grandes familles:

- Méthodes directes (ou: principales);
- Méthodes utilisant la notion de dualité.

Les méthodes directes se caractérisent par le fait qu'elles opèrent directement sur le problème donné (appelé problème principal par opposition au problème dual).

Elles engendrent une séquence des solutions (c'est à dire de points satisfaisants les contraintes) en assurant une décroissance monotone de la fonction à minimiser. Elles présentent donc un avantage important. Si le processus itératif est interrompu, elles procurent une solution approchée satisfaisant les contraintes.

Par contre elles ont généralement l'inconvénient d'être de mise au point délicate, et la propriété de convergence globale est souvent difficile à obtenir. Par opposition les méthodes duales sont plus robustes et la convergence globale est souvent plus facile à obtenir; en contre partie elles présentent l'inconvénient de ne fournir une solution primale réalisable qu'en fin de convergence.

Dans le cas de notre problème, ces caractéristiques ont conduit depuis le début des années 80 [Mer-83], à privilégier les méthodes de décomposition par les prix. Ces méthodes évitent le traitement direct des contraintes "couplantes" telles les égalités entre production et demande, qui définissent l'objectif commun à tous les moyens de production. Pour se faire, des prix (ou variables duales) sont associés à chacune de ces contraintes et sont remis à jour au cours d'un processus itératif. A chaque itération, chacun des moyens de production minimise son coût de production en tenant compte de ces prix. La résolution du problème d'origine est ainsi remplacée par une séquence de problèmes de plus petite taille, de plus chacun de ces problèmes (locaux) peut être résolu par la programmation dynamique.

Ces avantages expliquent la préférence donnée de méthodes de décomposition par les prix (méthodes duales) par rapport aux méthodes globales de type programmation linéaire en nombres entiers, ces derniers ne peuvent prendre en compte de façon satisfaisante la forte hétérogénéité du problème traité.

1.2. OPTIMISATION NON LINEAIRE AVEC CONTRAINTES (METHODES DUALES):

1.2.1. Principe:

Le principe de la dualité est de donner un prix aux contraintes du problème et de ramener le problème initial à la résolution d'une suite de problèmes d'optimisation sans contraintes.

1.2.2. Dualité Lagrangienne:

Considérons un problème mathématique de type (P) (appelé primal)

$$(P) \begin{cases} \text{Min } F(x) \\ \text{s-c } g_i(x) \leq 0 \quad i \in I = \{1, \dots, m\} \\ x \in S \subset \mathfrak{R}^n \end{cases}$$

La fonction de Lagrange du problème (P) est:

$$L(x, \lambda) = F(x) + \sum_{i \in I} \lambda_i g_i(x)$$

- λ : les multiplicateurs de Lagrange (le prix donné aux contraintes).

Le problème (P) peut être résolu si l'on sait déterminer un point-col (point selle) de la fonction de Lagrange

On définit pour tout $\lambda \geq 0$ la fonction $W(\lambda)$ par :

$$W(\lambda) = \text{Min}_{x \in S} \{L(x, \lambda)\} \quad \text{comme étant la fonction duale}$$

On définit un problème (D) étroitement lié à (P):

$$D \begin{cases} \text{Max}_{\lambda} W(\lambda) = \text{Max}_{\lambda} \left\{ \text{Min}_{x \in S} L(x, \lambda) \right\} \\ \lambda \in \mathfrak{R}^{m-1} \end{cases}$$

(D) est appelé problème dual

La recherche d'un point-col de (P) s'il existe peut se faire en résolvant le problème (D).

Remarque:

R1: La fonction duale W et le problème dual (D) sont définis même lorsqu'il n'existe pas de point-col.

1.2.2.1. Propriétés:

Propriété 1: Pour tout $\lambda \in \mathfrak{R}^{m+}$ la valeur de la fonction duale $W(\lambda)$ est un minorant de $f(\bar{x})$ de (P) (d'après le théorème faible de la dualité)

C'est à dire : $\forall \lambda \geq 0 : W(\lambda) \leq W(\bar{\lambda}) \leq f(\bar{x})$

Propriété 2: La fonction duale W est une fonction concave en λ .

Remarque:

R2: La concavité de W permet cependant d'affirmer que tout optimum local de W est un optimum globale. Le problème dual sera donc généralement plus facile à résoudre que le primal, et ceci est l'une des raisons pour lesquelles la notion de dualité est très utilisée en programmation mathématique.

Propriété 3: Si le problème (P) admet un point-col

$(\bar{x}, \bar{\lambda})$ alors on a:

$$\text{Max (D)} = W(\bar{\lambda}) = f(\bar{x}) = \text{Min(P)}$$

Reciproquement : $W(\bar{\lambda}) = f(\bar{x})$ alors (P) admet un point - col et $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ est un tel point - col.

Propriété 4:

Pour $\bar{\lambda} \in \mathfrak{R}^{m+}$, soit

$$Y(\bar{\lambda}) = \left\{ y \in S / F(y) + \sum \bar{\lambda}_i g_i(y) = W(\bar{\lambda}) \right\}$$

alors

pour tout $y \in Y(\bar{\lambda})$, $g(y)$ est un sous - gradient de W en $\bar{\lambda}$

Propriété 5:

Soit $\bar{\lambda} \geq 0$ une solution optimale du problème dual. Alors :

- (a) Si le problème (P) admet un point-col, il existe \bar{x} solution de (P) tel que $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ soit un point-col (\bar{x} est alors solution optimale de (P)).
- (b) Si le problème (P) admet un point-col et si $L(x, \bar{\lambda})$ admet un minimum unique en x , soit $\bar{x} \in S$. Alors nécessairement $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ est un point-col et \bar{x} est solution optimale de (P).
- (c) Si on suppose que W est différentiable en $\bar{\lambda}$ et si \bar{x} est (l'unique) minimum en x de $L(x, \bar{\lambda})$ alors (P) admet un point-col et $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ est un tel point-col.

Remarque:

R3: Pour beaucoup de problèmes, le dual (D) est plus facile à résoudre que le primal (P).

Lorsqu'il existe un point-col, la résolution de (P) pourra donc être avantageusement remplacée par la résolution de (D).

Observons cependant que, même en l'absence de point-col, la résolution de (P) peut être considérablement facilitée en exploitant les informations obtenues dans la résolution du dual.

Lorsque les hypothèses des propriétés 5(b) et 5(c) sont satisfaites, et si $\bar{\lambda}$ est connu, on obtient directement \bar{x} par une minimisation sans contraintes de $L(x, \bar{\lambda})$.

Ceci correspond bien à l'objectif initial, qui était de transformer le problème primal en problème sous contraintes.

Comme $\bar{\lambda}$ n'est pas connu a priori on le déterminera en maximisant la fonction duale par une méthode itérative.

1.2.2.2. Saut de dualité:

D'après le théorème faible de la dualité (propriété 1) $f(\bar{x}) \geq W(\bar{\lambda})$

La différence $f(\bar{x}) - W(\bar{\lambda})$ est en général non nulle, elle est appelée saut de dualité.

$W(\bar{\lambda})$ n'est alors qu'une évolution par défaut du problème (P).

Remarques:

R4: Puisque $f(\bar{x}) \geq W(\bar{\lambda})$ on a :

- Pour les problèmes en nombres entiers, la quantité $W(\bar{\lambda})$ (ou une approximation de cette quantité) est souvent employée comme fonction d'évaluation dans le cadre de procédures d'exploration par séparation et évaluation (Branch and Bound), qui permettent de résoudre (P) de façon exacte.

R5: $W(\bar{\lambda})$ est minorant de coût de l'optimum de (P), ceci permet, lorsqu'on dispose d'une solution approchée du problème (P) de juger la qualité de cette solution et de mesurer l'écart théorique à l'optimalité, ceci est très important dans beaucoup de problèmes complexes pour lesquels on ne connaît que des algorithmes approchés (méthodes heuristiques).

Pour résoudre (P) il faut trouver le bon \bar{x} . En pratique il est souvent facile de trouver un élément de $S(\bar{\lambda})$ solution de $\text{Min}_{x \in S} \{L(x, \bar{\lambda})\}$, mais il est souvent impossible d'énumérer tous les éléments de $S(\bar{\lambda})$, solution de (P) même lorsque le point-col existe.

Def 1: $S(\lambda)$: ensemble des valeurs \hat{x} de S pour lesquelles le minimum de F(x) est atteint:

$$\forall \hat{x} \in S(\lambda) = \text{Arg min}[F(x)] \quad \forall x \in S : F(\hat{x}) \leq F(x).$$

Outre cette difficulté de principe, cette algorithme pose d'autres difficultés liées à la non différentiabilité de W. Cette non différentiabilité implique le choix d'une σ - suite, choix très délicat en pratique.

1.2.3. Le Lagrangien augmenté

1.2.3.1. Du Lagrangien classique au Lagrangien augmenté

Def2: on appelle Lagrangien Augmenté:

$$L_a : S * \mathcal{R}^m \rightarrow \mathcal{R}$$

$$(x, \lambda) \rightarrow F(x) + \lambda g(x) + \frac{c}{2} \|g(x)\|^2 \quad c > 0$$

Le Lagrangien augmenté peut être interprété comme la combinaison d'un traitement contraintes par dualité et par pénalité. En effet L_a et le Lagrangien simple du problème

$$\begin{cases} \text{Min}_{x \in S} F(x) + \frac{c}{2} \|g(x)\|^2 \\ g_i(x) \leq 0 \end{cases}$$

R8: Les récents travaux de recherche [San-91] sur le domaine ont montré que, même le Lagrangien simple n'admet pas de point-col (le cas non-convexe) le Lagrangien augmenté peut en admettre un.

Def 3: La fonction duale associée au Lagrangien augmenté est

$$\forall c > 0 : W_a : \mathcal{R}^m \rightarrow \mathcal{R}$$

$$\lambda \rightarrow W_a(\lambda) = \text{Min}_{x \in S} \{L_a(x, \lambda)\}$$

Propriétés:

Prop 1 : W_a est une fonction concave en λ .

Prop 2 : W_a est différentiable

Prop 3 : $\text{Max}_{\lambda} W_a(\lambda) = \text{Max} W(\lambda)$

Prop 4 : $W'_a(\lambda) = g(x)$ si $W_a(\lambda) = L_a(x, \bar{\lambda})$

1.2.3.2. Peut-on décomposer le problème?

Le terme $\|g(x)\|^2$ interdit toute décomposition directe en sous-problèmes à cause de l'apparition de termes croisés $g_i(x) \cdot g_j(x)$ avec $i \neq j$. Le principe du problème auxiliaire permet de s'affranchir de cette difficulté.

1.2.3.3. Recherche d'un point-col:

En utilisant le Lagrangien augmenté la fonction duale devenant différentiable, un algorithme de gradient est envisageable.

Algorithme 1:

1. Initialisation de $k=0, \lambda=\lambda^0$
2. Détermination de x^k solution du problème

$$\text{Min}_{x \in S} \left\{ F(x) + \lambda^k g(x) + \frac{c}{2} \|g(x)\|^2 = L_a(x, \lambda^k) \right\}$$
3. $\lambda^{k+1} = \lambda^k + c g(x^k)$ (N.B: $g(x^k) = \nabla W_a(\lambda^k)$)
4. retour en 2

Remarque:

R9: Le terme quadratique interdit la décomposition du problème de minimisation (étape 2 de l'algorithme 1).

1.2.3.4. Principe du problème auxiliaire:

Ce principe substitue à la résolution d'un problème donné. La résolution d'une séquence de problèmes "auxiliaires". Par le choix de fonctions auxiliaires appropriées, il permet d'obtenir des algorithmes de gradients, d'UZAWA, ect...

Après linéarisation du terme quadratique, et introduction du problème auxiliaire l'étape 2 de l'algorithme devient:

$$\text{Min}_{x \in S} \left[K(x) - K'(x)(x-x^k) + F(x) + \lambda g(x) + c (g(x^k))(g(x)) \right]$$

$K(x)$: La fonction auxiliaire

Si l'on retient $K(x) = \frac{b}{2} \|x\|^2$ l'algorithme devient:

Algorithme 2:

1. Initialisation $k = 0, \lambda = \lambda^0, x = x^0$
2. $\text{Min}_{x \in S} \frac{b}{2} \|x - x^k\|^2 + F(x) + \lambda^k g(x) + c(g(x^k), g(x))$
3. $\lambda^{k+1} = \lambda^k + c g(x^k)$
4. $k = k + 1$ retour en 1

- Le terme $\frac{c}{2} \|g(x)\|^2$ est linéarisé autour de la valeur obtenue à l'itération précédente

- Un terme de freinage $\frac{b}{2} \|x - x^k\|^2$ est introduit.

Remarque :

La constante c est choisie comme suit:

$c > b \cdot \tau^2$. Tel que τ est la constante de LEIPCHITZ de la matrice g .

METHODE DE RESOLUTION

II. METHODE DE RESOLUTION:

II.1 : Problème Primal :

Le problème primal est défini comme suit:

$$\text{Min}_{P,U} F(P, U)$$

où

$$F(P,U) = \sum_{i=1}^I F_i(P_i(t), U_i(t)) + \sum_{h=1}^H F_h(P_h(t), U_h(t)) + \sum_{k=1}^K F_k(P_k(t), U_k(t)) \\ + \sum_{l=1}^L F_l(P_l(t), U_l(t)) + \sum_{c=1}^E F_c(P_c(t), U_c(t))$$

sous les contraintes:

- **Couplantes:**

$$(I) : \sum_{i=1}^I P_i(t) + \sum_{h=1}^H P_h(t) + \sum_{k=1}^K P_k(t) + \sum_{l=1}^L P_l(t) + \sum_{c=1}^E P_c(t) \geq D(t) ; t=1, \dots, T.$$

$$(II) : \sum_{i=1}^I r_i(P_i(t), U_i(t)) + \sum_{h=1}^H r_h(P_h(t), U_h(t)) + \sum_{k=1}^K r_k(P_k(t), U_k(t)) \geq R(t) ; t=1, \dots, T.$$

- **Locales:**

(1.1) ; (1.2) ; (1.3) ; (1.4) ; (1.5) ; (1.6) ; (1.7) ; (1.8).

(2.1) ; (2.2) ; (2.3) ; (2.4) ; (2.5) ; (2.6).

(3.1) ; (3.2) ; (3.3) ; (3.4) ; (3.5) ; (3.6) ; (3.7) ; (3.8) ; (3.9) ; (3.10) ; (3.11).

(4.1) ; (4.2) ; (4.3) ; (4.4) ; (4.5) ; (4.6) ; (4.7) ; (4.8) ; (4.9) ; (4.10) ; (4.11).

(5.1) ; (5.2) ; (5.3).

Soit $H(P) = (H_t(P))$ tq :

$$H_t(P) = \left[D(t) - \sum_{i=1}^I P_i(t) - \sum_{h=1}^H P_h(t) - \sum_{k=1}^K P_k(t) - \sum_{l=1}^L P_l(t) - \sum_{e=1}^E P_e(t) \right]; t = 1, \dots, T$$

Soit $M(r) = (M_t(r))$ tq :

$$M_t(r) = \left[R(t) - \sum_{i=1}^I r_i(P_i(t), U_i(t)) - \sum_{h=1}^H r_h(P_h(t), U_h(t)) - \sum_{k=1}^K r_k(P_k(t), U_k(t)) \right]; t = 1, \dots, T$$

II.2. LA METHODOLOGIE DE RESOLUTION:

L'idée de base de la technique du Lagrangien augmenté est de relaxer les contraintes couplantes (eqs.(I) et (II)) en utilisant les multiplicateurs de Lagrange et en choisissant c comme coefficient du terme quadratique.

Le Lagrangien s'écrit comme suit entre l'itération k et $k-1$:

$$L = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^I F_i(P_i(t), U_i(t)) + \sum_{h=1}^H F_h(P_h(t), U_h(t)) + \sum_{k=1}^K r_k(P_k(t), U_k(t)) + \sum_{l=1}^L F_l(P_l(t), U_l(t)) + \sum_{e=1}^E F_e(P_e(t), U_e(t)) + \lambda(t) H_t(P) + \mu(t) M_t(r) \right\} \quad (1)$$

$$+ c \cdot H(P^k) \cdot H(P^{k-1}) + \frac{b}{2} \|P^k - P^{k-1}\|^2 + c \cdot M(r^k) \cdot M(r^{k-1})$$

où $\lambda(t)$ et $\mu(t)$ sont les multiplicateurs de Lagrange associé à la demande et à la réserve tournante.

$$\lambda = [\lambda(1), \lambda(2), \dots, \lambda(T)]^T \quad (2)$$

$$\mu = [\mu(1), \mu(2), \dots, \mu(T)]^T \quad (3)$$

En utilisant le théorème de dualité [SAN-91] et en exploitant la décomposition de (1), deux niveaux d'optimisation sont à considérer avec λ et μ : donné un problème de maximisation et un problème de minimisation, donc le problème est décomposable en plusieurs sous-problèmes:

- Thermique.
- Hydraulique.
- Turbinage - pompage.
- Cycle - combiné.
- Echange.

+ **Sous-problème thermique (Pt-i) , i=1,...,I :**

$$\min_{P_i(T)} L_i, \text{ avec } L_i = \sum_{t=1}^T \{F_i(P_i(t), U_i(t)) - \lambda(t) \cdot P_i(t) - \mu(t) r_i(P_i(t))\} \quad (4)$$

sous les contraintes locales des thermiques.

+ **Sous-problème Hydraulique (Ph-h) , h=1,...,H:**

$$\min_{P_h(T)} L_h, \text{ avec } L_h = \sum_{t=1}^T \{F_h(P_h(t), U_h(t)) - \lambda(t) \cdot P_h(t) - \mu(t) r_h(P_h(t))\} \quad (5)$$

sous les contraintes locales des hydrauliques.

+ **Sous-problème de turbinage-pompage (Ptp-k) , k=1,...,K :**

$$\min_{P_k(W_k(t))} L_k, \text{ avec } L_k = \sum_{t=1}^T \{-\lambda(t) \cdot P_k(W_k(t)) - \mu(t) \cdot r_k(P_k(W_k(t)))\} \quad (6)$$

sous les contraintes locales du turbinage-pompage

+ **Sous-problème du cycle-combiné (Pcc-l) , l=1,...,L :**

$$\min_{P_l(t)} L_l, \text{ avec } L_l = \sum_{t=1}^T \{F_l(P_l(t), U_l(t)) - \lambda(t) \cdot P_l(t)\} \quad (7)$$

sous les contraintes locales du cycle-combiné.

+ **Sous-problème de l'échange (Pe-e), e=1,...,E :**

$$\min_{P_e(t)} L_e, \text{ avec } L_e = \sum_{t=1}^T \{F_e(P_e(t), U_e(t)) - \lambda(t) P_e(t)\} \quad (8)$$

sous les contraintes locales de l'échange.

Soit $L_i^*(\lambda, \mu)$, $L_h^*(\lambda, \mu)$, $L_k^*(\lambda, \mu)$, $L_l^*(\lambda, \mu)$, et $L_e^*(\lambda, \mu)$

le Lagrangien optimal respectivement des problèmes

(Pt-i) , (Ph,h) , P(Ptp-k) , (Pcc-l) et (Pe-e) pour λ et μ donnés, donc le problème dual se présente comme suit entre l'itération k et k-1 :

$$\begin{aligned} \max_{\lambda, \mu} \Phi(\lambda, \mu), \text{ avec } \Phi(\lambda, \mu) = & \sum_{i=1}^I L_i^*(\lambda, \mu) + \sum_{h=1}^H \dot{L}_h(\lambda, \mu) + \sum_{k=1}^K L_k(\lambda, \mu) + \sum_{l=1}^L L_l(\lambda, \mu) + \sum_{c=1}^E L_c(\lambda, \mu) \\ & + \sum_{t=1}^T [\lambda(t) D(t) + \mu(t) R(t)] + \frac{b}{2} \|P^{k-1} - P^k\|^2 \\ & + c H(P^k) \cdot H(P^{k-1}) + c M(r^k) M(r^{k-1}) \end{aligned} \quad (9)$$

$$\text{sous la contrainte } \mu(t) \geq 0, \quad t=1, \dots, T \quad (10)$$

II.2.1 : Résolution du problème dual :

Le choix de la technique du Lagrangien Augmenté et en se basant sur les propriétés de la fonction duale [Minoux-87].

L'algorithme est du type suivant [UZAWA] [SAN-91].

Algorithme

(1) : Initialisation , $k = 0$, $\lambda = \lambda^0$, $P = P^0$.

(2) : $\text{Min} \left[\frac{b}{2} \|P^k - P^{k-1}\|^2 + F(P, U) + \lambda^k H(P^k) + \mu^k M(r^k) + c \cdot H(P^k) \cdot H(P^{k-1}) + c \cdot M(r^k) \cdot M(r^{k-1}) \right]$

(3) : $\lambda^{k+1} = \lambda^k + c \cdot H(P^k)$

$\mu^{k+1} = \mu^k + c \cdot M(r^k)$

Si $\frac{b}{2} \|P^k - P^{k-1}\|^2 \rightarrow 0$: Fin

+ (voir remarque)

sinon poser $k = k + 1$ aller en (2).

Fin de l'algorithme.

Remarque:

A chaque itération de l'algorithme, le test serait si le dual a été atteint ou non, pour cela nous comparons la solution de l'itération en cours avec celle de la précédente, s'il n'y a pas d'amélioration alors l'optimum est atteint.

11.2.2. Résolution des sous-problèmes:

Dans ce cas, et par le fait de la taille importante du problème à résoudre, l'étape (2) de l'algorithme nécessite la résolution de plusieurs sous-problèmes locaux (un pour chaque type de centrales).

1. Thermique vapeur et thermique à gaz:

Pour λ et μ fixés, nous considérons:

$$SP_i: \begin{cases} \theta_i(\lambda, \mu) = \underset{P_i, U_i}{\text{Min}} L_i \\ \text{sous les contraintes locales :} \\ (1.1); (1.2); (1.3); (1.4); (1.5); (1.6); (1.7); (1.8) \end{cases}$$

Nous remarquons que ce problème a une structure particulière, de type séquentiel, et peut être formulé comme celui de l'évolution d'un système dans le temps. En effet, au début de chaque période t , le système est caractérisé par sa puissance $P_i(t-1)$ et son état $X_i(t-1)$. Une décision consiste à choisir le couple $(U_i(t), \Delta P_i(t)) \in \Omega(X_i(t-1), P_i(t-1))$: Espace des décisions possibles, à partir de l'état $(X_i(t), g_i(t))$. Par conséquent (SP_i) appartenant à la classe (D) [Minoux-87]. Sa résolution est donc justifiable par la programmation dynamique.

1.1. Fonction de transition:

$$X_i(t) = h_{i,t}(X_i(t-1), U_i(t)) \quad ; \quad t = 2, \dots, T$$

où

$$h_{i,t}(X_i(t-1), U_i(t)) = \begin{cases} X_i(t-1)+1 & \text{si } X_i(t-1) > 0 \text{ et } U_i(t) = 1 \\ X_i(t-1)-1 & \text{si } X_i(t-1) < 0 \text{ et } U_i(t) = 0 \\ -1 & \text{si } X_i(t-1) > 0 \text{ et } U_i(t) = 0 \\ 1 & \text{si } X_i(t-1) < 0 \text{ et } U_i(t) = 1 \end{cases}$$

$$P_i(t) = g_{i,t}(P_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) \quad ; \quad t = 1, \dots, T$$

tel que:

$$g_{i,t}(P_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) = \begin{cases} P_i(t-1) + \Delta P_i(t) & \text{si } U_i(t) = 1 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

avec les conditions initiales $X_i(0), P_i(0)$.

1.2. Fonction coût :

Soit :

$$L_i(P_i, U_i) = F_i(P_i, U_i) - \sum_{t=1}^T \lambda_t P_i(t) - \sum_{t=1}^T \mu_t r_i(P_i(t), U_i(t))$$

on a :

$$F_i(P_i, U_i) = \sum_{t=1}^T f_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t))$$

avec

$$\begin{aligned} f_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) &= C_i(P_i(t)) \cdot U_i(t) \\ &+ \alpha_i |\Delta P_i(t)| U_i(t) \cdot U_i(t-1) + CD_i(1 - U_i(t-1)) U_i(t) \\ &+ CA_i(1 - U_i(t)) U_i(t-1). \end{aligned}$$

$$\text{d'où : } L_i(P_i, U_i) = \sum_{t=1}^T L_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t))$$

On a alors

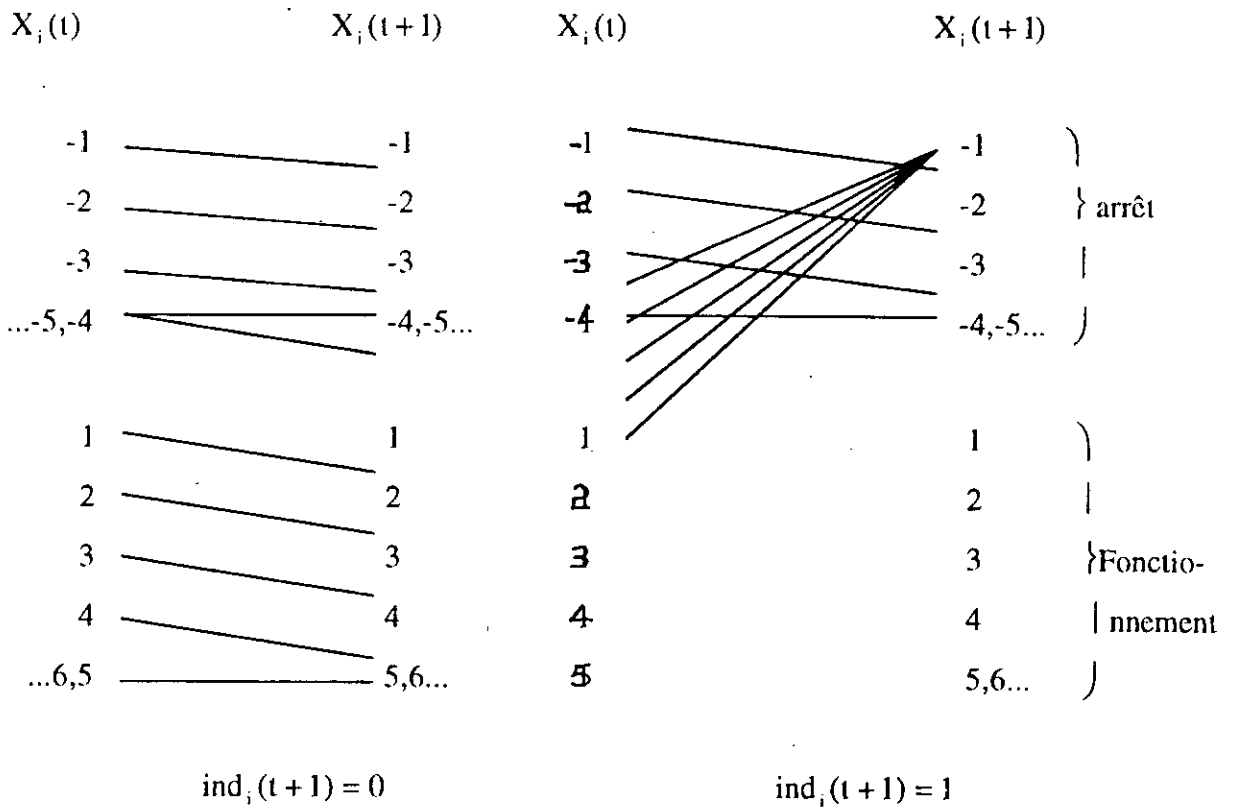
$$\begin{aligned} L_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) &= f_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) \\ &- \lambda_t (P_i(t)) - \mu_t r_i(P_i(t), U_i(t)) \end{aligned}$$

Ainsi à chaque période t , la décision $(\Delta P_i(t), U_i(t))$ coûte $L_{i,t}(P_i(t), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t))$

1.3. Espace des états :

L'espace des états est infini, puisque P_i est une variable continue, ainsi pour résoudre (SP_i) , on la discrétise, ainsi la puissance $P_i(t)$ ne peut prendre qu'un nombre fini de valeurs comprise entre P_{\min_i} et P_{\max_i} .

En ajoutant les contraintes de temps minimum d'arrêt ou de fonctionnement, et d'indisponibilité, à la fonction de transition $h_{i,t}$; on obtient le diagramme de transition suivant (pour TMA=4 et TMF=5)



1.4. L'équation fonctionnelle de la programmation dynamique

L'équation fonctionnelle "en avant" est définie par les formules de récurrence:

$$V_{i,t}(X_i(t), P_i(t)) = \underset{\Delta P_i(t), U_i(t) \in \Gamma_{i,t}}{\text{Min}} \left(V_{i,t-1}(X_i(t-1), P_i(t-1)) + L_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) \right) ; t = 1, \dots, T$$

avec:

$$\Gamma_{i,t} = \begin{cases} \Delta P_i(t), U_i(t) / X_i(t) = h_{i,t}(X_i(t-1), U_i(t)) \\ P_i(t) = g_{i,t}(P_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) \end{cases}$$

et la condition initiale $V_{i,0}(X_i(0), P_i(0)) = 0$

Remarques:

R1: La résolution du (SP_i) , en utilisant l'équation fonctionnelle ci-dessus, nécessite la résolution d'une famille de problèmes (SP_l) , pour $l=1, \dots, T$ où:

$$(SP_i)_1 = \begin{cases} \theta_i(\lambda, \mu) = \text{Min}_{P_i^1, U_i^1} \left\{ \sum_{t=1}^T L_{i,t}(P_i(t-1), X_i(t-1), \Delta P_i(t), U_i(t)) \right\} \\ \text{avec les contraintes} \\ (1,1)_1; (1,2)_1; \dots; (1,10)_1 \end{cases}$$

avec $(1,1)_1; (1,2)_1; \dots; (1,10)_1$ correspond aux périodes $1, \dots, 1$.

R2: Il existe deux procédés différents pour la résolution d'un problème par la "D.P.": "en avant" et "en arrière".

Puisque l'état initial $(X_i(0), P_i(0))$ est connu, on a choisi le procédé "en avant".

R3: Pour résoudre $(SP_i)_1$, on effectue un balayage dans le sens des t croissant, on obtient ainsi le coût d'une politique de coût minimum, puis pour retrouver les décisions prises à chaque période, on peut faire un balayage dans le sens de t décroissant.

2. Hydraulique:

On considère le sous-problème hydraulique:

$$(SP_h) = \begin{cases} \theta_h(\lambda, \mu) = \text{Min}_{P_h, U_h} \left\{ P_h(P_h, U_h) - \sum_{t=1}^T \lambda_t P_h(t) - \sum_{t=1}^T \mu_t r_h(P_h(t), U_h(t)) \right\} \\ \text{avec les contraintes} \\ (2,1); (2,2); (2,3); (2,4); (2,5); (2,6) \end{cases}$$

soit:

$$L_h(P_h, U_h) = \sum_{t=1}^T L_{h,t}(P_h(t), U_h(t))$$

avec

$$L_{h,t}(P_h(t), U_h(t)) = C_h(P_h(t)) - \lambda_t P_h(t) - \mu_t r_h(P_h(t), U_h(t))$$

on a :

$$(SP_h) = \begin{cases} \theta_h(\lambda, \mu) = \text{Min}_{P_h, U_h} \{L_h(P_h, U_h)\} \\ \text{avec les contraintes} \\ (2,1); (2,2); (2,3); (2,4); (2,5); (2,6) \end{cases}$$

(SP_h) appartient à la classe (D), puisqu'on peut le formuler comme celui de l'évolution d'un système dans le temps.

2.1. Espace des états

L'état d'un groupe hydraulique est défini par la quantité $V_h(t)$; puisque cette dernière est une variable continue, on discrétise alors l'intervalle $[0, V_h(0)]$, de manière à ce que

$V_h(t)$ ne peut prendre qu'un nombre fini de valeurs entre 0 et $V_h(0)$.

2.2. Espace de décision:

A chaque période t une décision est définie par le couple $(U_h(t), W_h(t))$ où $W_h(t) = W_h(P_h(t))$.

2.3. Equation fonctionnelle de la programmation dynamique :

$$J_{h,t}(V_h(t)) = \text{Min}_{(U_h(t), W_h(t)) \in \Gamma_{h,t}} \{J_{h,t-1}(V_h(t-1)) + L_{h,t}(P_h(t), U_h(t))\}$$

avec

$$\Gamma_{h,t} = \{(U_h(t), W_h(t)) / V_h(t) = V_h(t-1) - W_h(t)\}$$

et

$$W_{h,t} = W_h(P_h(t)).$$

3. Pompage Turbinage

Soit le problème pompage-turbinage

$$(SP_k) = \begin{cases} \theta_k(\lambda, \mu) = \underset{P_k, U_k}{\text{Min}} \left\{ -\sum_{i=1}^T \lambda_k P_k(t) - \sum_{i=1}^T r_k(P_k(t), U_k(t)) \right\} \\ \text{sous les contraintes} \\ (3,1); (3,2); (3,3); (3,4); (3,5); (3,6); (3,7); (3,8); (3,9); (3,10); (3,11) \end{cases}$$

Fonction coût:

$$L_k(P_k) = -\sum_{i=1}^T \lambda_k P_k(t) - \sum_{i=1}^T r_k(P_k(t), U_k(t)) = \sum_{i=1}^T L_{k,i}(P_k(t))$$

3.1. Espace des états:

soit $V_k(t)$: le volume d'eau pompé ou turbiné :

$$V_k(t) = V_k(0) - \sum_{n=1}^t W_k(n), \quad t=1, \dots, T.$$

En ajoutant cette équation dans les équations d'évolution du volume d'eau au cours du temps et les conditions initiale et finale (3.1) et (3.2) ces équations s'écrivent comme suit:

$$V_k(0) - V_{\max_k} \leq \sum_{n=1}^t W_k(n) \leq V_k(0) \quad t=1, \dots, T-1.$$

$$\text{et } \sum_{n=1}^T W_k = V_k(0) - V_k(T).$$

En utilisant les multiplicateurs $\beta_k, \gamma_k, \zeta_k$ pour relaxer (2) et (3) la fonction coût devient:

$$L_k^{\circ}(\lambda, \mu, \beta_k, \gamma_k, \zeta_k) = L_k(\lambda, \mu) + \sum_{t=1}^{T-1} \left\{ \beta_k(t) \left[\sum_{n=1}^t (W_k(n) - V_k(0)) \right] + \gamma_k(t) \left[V_k(0) - V_{\max_k} - \sum_{n=1}^t W_k(n) \right] \right\} + \zeta_k \left[\sum_{n=1}^T W_k(n) - (V_k(0) - V_k(T)) \right] \quad (4)$$

On définit la fonction de Transition continue par morceaux $h_k(W_k(t))$:

$$h_k(W_k(t)) = -\lambda(t) P_k(W_k(t)) - \mu(t) r_k(P_k(W_k(t)), U_k(t)) + \zeta_k W_k(t).$$

$$\text{et } h_k(W_k(T)) = -\lambda(T) P_k(W_k(T)) - \mu(T) r_k(P_k(W_k(T)), U_k(T)) + \zeta_k W_k(T).$$

où β_k et γ_k sont des vecteurs de sous-gradient comme λ et μ .

En regroupant les termes dans (4) le sous-problème (Ptp-k) s'écrit comme suit:

$$\min_{W_k(t)} L_k^{\circ}(\lambda, \mu, \beta_k, \gamma_k, \zeta_k) \text{ avec:}$$

$$L_k^{\circ}(\lambda, \mu, \beta_k, \gamma_k, \zeta_k) = \sum_{t=1}^T h_k(W_k(t)) + \sum_{t=1}^{T-1} \left\{ \gamma_k(t) [V_k(0) - V_{\max_k}] - \beta_k(t) V_k(0) \right\} - \zeta_k [V_k(0) - V_k(T)].$$

sous les contraintes (3.5) et (3.6)

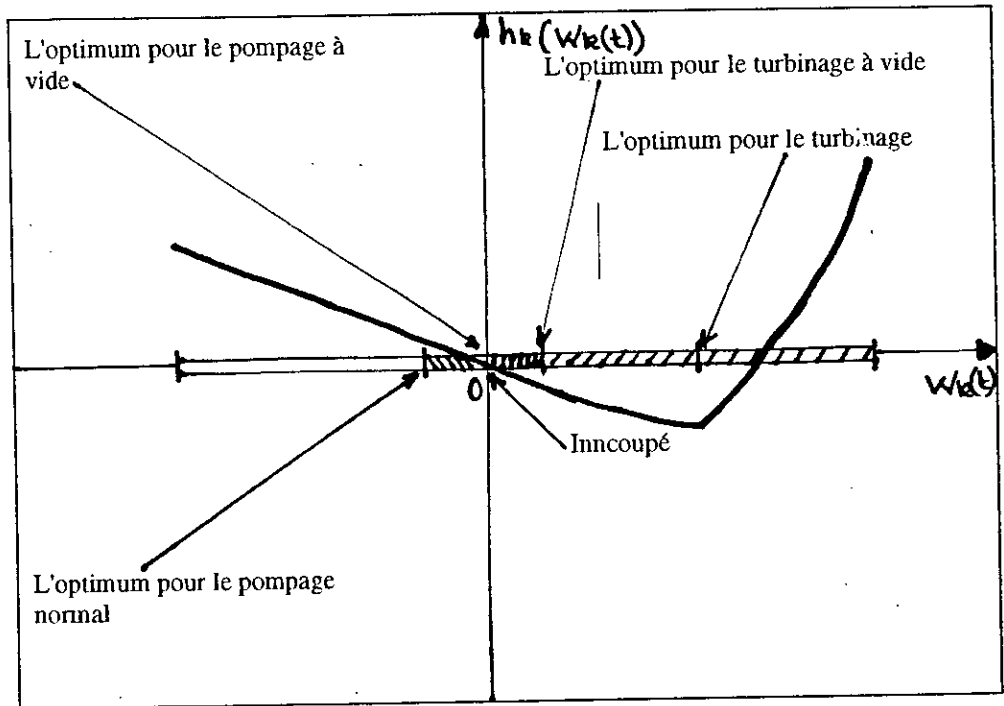
L'eau optimale pompée ou turbinée pour une étape peut être obtenu par:

$$W_k^*(t) = \arg \min_{W_k(t)} h_k(W_k(t))$$

Ce système se formule comme l'évolution d'un système dans le temps, donc il est justifiable de la programmation dynamique.

La figure ci-dessus montre l'allure de la fonction $h_k(W_k(t))$ et l'optimum de cette fonction pour chaque étape du turbinage ou du pompage.

figure : fonction de transition montrant l'eau pompée ou turbinée



- Intervalle du pompage normal
- Intervalle du pompage à vide
- Intervalle du turbinage à vide
- Intervalle du turbinage normal

4. Cycle combiné:

$$(SP_1) = \left\{ \begin{array}{l} \theta_1(\lambda, \mu) = \text{Min}_{P_1, U_1} \left\{ F_1(P_1, U_1) - \sum_{t=1}^T \lambda_t P_1(t) \right\} \\ \text{avec les contraintes} \\ (4,1) \dots (4,10) \end{array} \right.$$

Au début de chaque période le système est caractérisé par son état $X_1(t-1) = (X_i(t-1), X_j(t-1))$.

Une décision consiste à choisir $U_1(t) = (U_i(t), U_j(t)) \in \Omega(X_1(t-1))$

(= espace des décisions possibles à partir de l'état $X_1(t-1)$).

Ce système se formule comme l'évolution d'un système dans le temps, donc il est justifiable de la programmation dynamique.

4.1. Fonction de transition:

$$X_1(t) = h_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))$$

avec $h_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t)) = h_{i,t}(X_i(t-1), U_i(t))$

La même fonction de transition avec le sous-problème thermique.

4.2. Fonction coût:

$$L_1(P_1, U_1) = F_1(P_1, U_1) - \sum_{t=1}^T \lambda_t P_1(t)$$

on a : $F_1(P_1, U_1) = \sum_{t=1}^T f_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))$

avec $f_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t)) = C_i(P \max_i) \cdot U_i(t) + C_j(P \max_j) \cdot U_j(t)$
 $+ CD_i(1 - U_i(t-1))U_i(t) + CD_j(1 - U_j(t-1))U_j(t) \cdot U_i(t)$
 $+ CA_i(1 - U_i(t))U_i(t-1) + CA_j(1 - U_j(t))U_j(t-1) \cdot (1 - U_i(t))$

D'où $L_1(P_1, U_1) = \sum_{t=1}^T L_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))$

on a alors $L_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t)) = f_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t)) - \lambda_t(P_1(t))$

Ainsi, à chaque période t la décision $U_1(t)$ coûte

$$L_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))$$

4.3. Espace des états :

La puissance $P_1(t)$ ne peut prendre qu'une des trois valeurs suivantes:

$$P_1(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } U_i(t)=0 \text{ et } U_j(t)=0 \\ P \max_i & \text{si } U_i(t)=1 \text{ et } U_j(t)=0 \\ P \max_i + P \max_j & \text{si } U_i(t)=1 \text{ et } U_j(t)=1 \end{cases}$$

4.4. Equation fonctionnelle de la D.P

L'équation fonctionnelle de la programmation dynamique "en avant" est définie par la formule de récurrence:

$$V_{1,t}(X_1(t)) = \min_{U_1(t) \in \Gamma_{1,t}} (V_{1,t-1}(X_1(t-1)) + L_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))) \dots \quad t = 1, \dots, T$$

$$\Gamma_{1,t} = \{U_1(t) / X_1(t) = h_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t))\}$$

Remarque:

Pour résoudre le (SP₁) on doit résoudre une famille de problème (SP₁^m) pour m=1, ..., T

$$(SP_1) = \begin{cases} \theta_1(\lambda, \mu) = \min_{U_1^m} \left\{ \sum_{t=1}^T L_{1,t}(X_1(t-1), U_1(t)) \right\} \\ \text{avec les contraintes} \\ (4,1), \dots, (4,10) \end{cases}$$

5. Echange

$$(SP_c) = \begin{cases} \theta_c(\lambda, \mu) = \min_{P_c, U_c} L_c \\ \text{avec les contraintes} \\ (5,1), (5,2), (5,3) \end{cases}$$

Vu que l'échange est un problème de décision : parce que à chaque période on doit décider d'exporter ou d'importer; donc, par analogie ce problème a une structure dynamique la même que les autres problèmes.

Donc L'équation fonctionnelle de la programmation dynamique "en avant" est définie par la formule de récurrence:

$$J_c(P_c(t)) = \min_{\text{Ind}_c(t) \in \Gamma_{c,t}} (J_{c,t-1}(P_c(t-1)) + L_{c,t}(P_c(t))) \quad t=1, \dots, T$$

$$\Gamma_{c,t} = \{\text{Ind}_c(t) / \text{s'il y'a im p o r t a t i o n o u exp o r t a t i o n}\}$$

APPROCHE DE RESOLUTION ET RESULTATS NUMERIQUES

APPROCHE DE RESOLUTION

Le succès de l'algorithme est de trouver une solution réalisable dans l'étape (2) de l'algorithme proposé dans la méthode de résolution. A l'étape 2 « étape de maximisation du dual sur λ et μ ». Puisque notre problème est non convexe, il existe généralement un saut de dualité dans la relaxation lagrangienne ; mais dans le cas du lagrangien augmenté ce saut de dualité de dualité est éliminé [SAN-91]. Pour l'obtention d'une solution réalisable, la théorie est très limitée d'où la proposition d'après [BAR-88] d'une heuristique basé essentiellement sur le critère des coûts marginaux calculé à partir du dual qui ajuste les puissances dans le cas où les contraintes couplantes ne sont pas satisfaites.

On propose à cet effet une heuristique d'ajustement pour les thermiques vapeur et gaz :

On note (P, U) la solution obtenue en maximisant le dual, on a :

$$MC_i(t) = \begin{cases} a_{i1} + 2a_{i2} * P_i(t) & \text{si } U_i(t) = 1 \\ a_{i1} + 2a_{i2} * P_i(t) & \text{si } U_i(t) = 1 \text{ et } U_i(t) = 0 \\ CD_i & \text{si } U_i(t) = 0 \text{ et } X_i(t) \leq -TMA_i \\ \infty & \text{sinon} \end{cases} \quad (1)$$

où a_{i1}, a_{i2} sont les coefficients de la fonction coût : $C_i(g_{i,t}) = a_{i0} + a_{i1} P_i(t) + a_{i2} P_i^2(t)$.

les grandes lignes de cet algorithme sont présentées ci-après:

Si la puissance générée est supérieure à la demande, on sélectionne les groupes en marche de coût marginal maximum afin d'ajuster la puissance à la demande, dans le cas contraire on choisit ceux de coût marginale minimum.

Algorithme d'ajustement :

début d'algorithme

Soit I_m l'ensemble des groupes en marche; et I_a l'ensemble des groupes à l'arrêt.

- 1°) - Ranger les groupes en marche dans l'ordre croissant des coûts marginaux.
 - Ranger les groupes en arrêt dans l'ordre croissant des coûts marginaux.

2°) Trouve = True

Tanque $\sum_{i \in I_m} P_{\max_i} - D_t < R_t$ et Trouve = True

Faire

S' il existe un groupe j à l'arrêt, disponible et $MC_j(t) < \infty$

Alors démarrer (j,t) ; avec $P_j(t) = P_{\min_j}$

Si $\sum_{i \in I_m} p_{i,t} < D_t$

Alors Augmenter les puissances au maximum à partir de du groupe en marche de coût marginal minimum

Finsi

Si $\sum_{i \in I_m} p_{i,t} > D_t$

Alors Diminuer les puissances au minimum à partir de celui de coût marginal maximum (s'il y'a lieu d'arrêter un groupe il faut vérifier ses contraintes TMA et TMF).

Finsi

Fin algorithme

L'algorithme basé sur le lagrangien augmenté est présenté voir la page suivante:

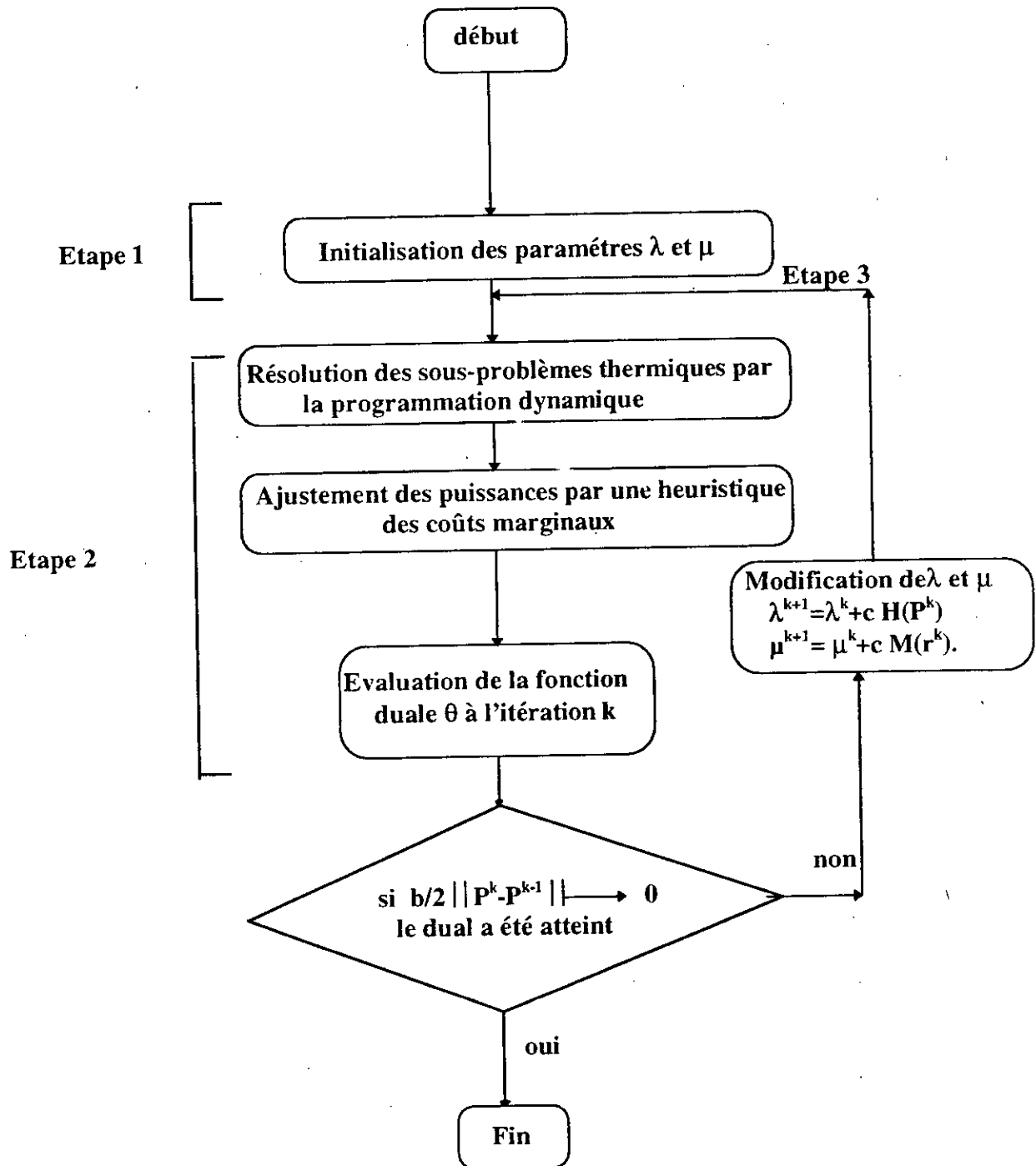


figure : l'organigramme de l'algorithme basé sur le lagrangien augmenté

Nous avons considéré que la puissance d'un groupe ne peut prendre que 4 valeurs dans l'intervalle $[p_{\min}, p_{\max}]$.

Nous avons testé cet algorithme sur dix groupes thermiques présentés dans [BAR-88] les données sont les suivants:

Tableau I: Paramètres du modèle et conditions initiales

	Pmax	Pmin	TMF	TMA	x0	P0	a0	a1	a2	CD	CA	CVC
1	1000	300	5	4	-4	0.0	820.0	9.023	0.00113	2050	825	1
2	400	130	3	2	5	150	400.0	7.654	0.00160	1460	650	1
3	600	165	2	4	1	180	600.0	8.752	0.00147	2100	950	1
4	420	130	1	3	-2	0	420.0	8.431	0.00150	1480	650	1
5	700	225	4	5	-8	0	540.0	9.223	0.00234	2100	900	1
6	200	50	2	2	-1	0	175.0	7.054	0.00515	1360	750	1
7	750	250	3	4	6	305	600.0	9.121	0.00131	2300	950	1
8	375	110	1	2	-1	0	400.0	7.762	0.00171	1370	550	1
9	850	275	4	3	2	350	725.0	8.162	0.00128	2200	950	1
10	250	75	2	1	-7	0	200.0	8.149	0.00452	1180	625	1

Tableau II: Demande et réserve

temps	demande	reserve	temps	demande	reserve
1	1025	85	13	3275	240
2	1000	85	14	2950	210
3	900	65	15	2700	200
4	850	55	16	2550	195
5	1025	85	17	2725	200
6	1400	110	18	3200	220
7	1970	165	19	3300	250
8	2400	190	20	2900	210
9	2850	210	21	2125	170
10	3150	230	22	1650	130
11	3300	250	23	1300	100
12	3400	275	24	1150	90

Nous avons pris $\lambda_t = 10$ et $\mu_t = 10$; $t = 1, \dots, T$

Les résultats obtenus sont les suivants :

PERIODE	GR1	GR2	GR3	GR4	GR5	GR6	GR7	GR8	GR9	GR10
1	0	0	175	0	0	0	0	0	850	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	750	250
3	0	0	0	0	0	200	0	0	450	250
4	0	0	0	0	0	200	0	0	650	0
5	0	0	0	0	0	200	0	0	575	250
6	0	400	0	0	0	200	0	375	275	150
7	0	400	0	130	0	200	0	375	615	250
8	300	400	0	130	0	200	0	375	745	250
9	355	400	0	420	0	200	0	375	850	250
10	655	400	0	420	0	200	0	375	850	250
11	580	400	0	420	225	200	0	375	850	250
12	680	400	0	420	225	200	0	375	850	250
13	805	400	0	420	225	200	0	375	850	0
14	300	400	0	350	225	200	0	375	850	250
15	300	400	0	130	225	200	0	375	820	250
16	300	400	0	200	225	200	0	375	850	0
17	300	400	0	130	225	200	0	375	845	250
18	480	400	0	420	225	200	0	375	850	250
19	830	400	0	420	225	200	0	375	850	0
20	300	400	0	300	225	200	0	375	850	250
21	300	400	0	130	225	200	0	345	275	250
22	300	160	0	130	225	200	0	110	275	250
23	300	130	0	130	225	50	0	110	275	80
24	300	135	0	130	0	200	0	110	275	0

NOMBRE D'ITERATIONS=52
 CONVERGENCE DU TERME DE FREINAGE=0.00
 OPTIMUM DU PRIMAL=533043.60
 TEMPS D'EXECUTION: 163SECONDES

Nous avons amélioré l'algorithme proposé l'année dernière basé sur la technique de la relaxation lagrangienne, et nous avons obtenu les résultats suivants :

PERIODE	GR1	GR2	GR3	GR4	GR5	GR6	GR7	GR8	GR9	GR10
1	0	198	552	0	0	0	0	0	275	0
2	0	402	0	0	0	202	0	0	275	121
3	0	348	0	0	0	202	0	0	275	75
4	0	298	0	0	0	202	0	0	275	75
5	0	402	0	0	0	202	0	0	275	146
6	0	402	0	0	0	202	0	0	545	251
7	300	402	165	0	225	202	250	0	275	151
8	300	402	165	0	225	202	250	0	605	251
9	300	402	369	0	225	202	250	0	851	251
10	375	400	600	0	225	200	250	0	850	250
11	525	400	600	0	225	200	250	0	850	250
12	625	400	600	0	225	200	250	0	850	250
13	500	400	600	0	225	200	250	0	850	250
14	300	402	469	0	225	202	250	0	851	251
15	300	402	219	0	225	202	250	0	851	251
16	300	402	165	0	225	202	250	0	755	251
17	418	402	244	0	225	202	250	0	851	251
18	518	402	601	0	225	202	250	0	851	251
19	0	402	601	0	225	202	250	0	851	251
20	0	400	0	0	450	200	750	0	850	250
21	0	402	0	0	225	202	250	0	795	251
22	0	402	0	0	225	202	250	0	320	251
23	0	273	0	0	225	202	250	0	275	75
24	0	130	0	0	225	195	250	0	275	75

APRES AJUSTEMENT DES PUISSANCES ON OBTIENT UNE SOLUTION REALISABLE
 DE COUT=538021.93
 SAUT DE DUALITE RELATIF=0.067
 TEMPS D'EXECUTION 348SECONDES
 NOMBRE D'ITERATION=100

Remarques :

1. D'après les résultats, la technique du lagrangien augmenté donne au bout de 52 itérations une solution optimale, tandis que la relaxation lagrangienne après 100 itérations, le saut de dualité est de 6.7 % > 1 %, donc l'algorithme n'a pas convergé, d'où la justification des études récentes sur l'efficacité du lagrangien augmenté pour la résolution des problèmes d'engagement des moyens de production d'électricité.
2. L'article [BAR 88] n'a pas donné plusieurs paramètres du modèle par exemple le coût d'arrêt et le coût de variation de charge, dans ce cas nos résultats ne peuvent être comparés à cet article, mais, vu les autres contraintes les résultats obtenus sont très satisfaisants par rapport à la relaxation lagrangienne après amélioration.

Pour les autres problèmes hydrauliques, cycle combiné et échange nous avons utilisé le même algorithme basé sur la relaxation lagrangienne sauf pour l'étape 2 de l'algorithme elle est remplacée par :

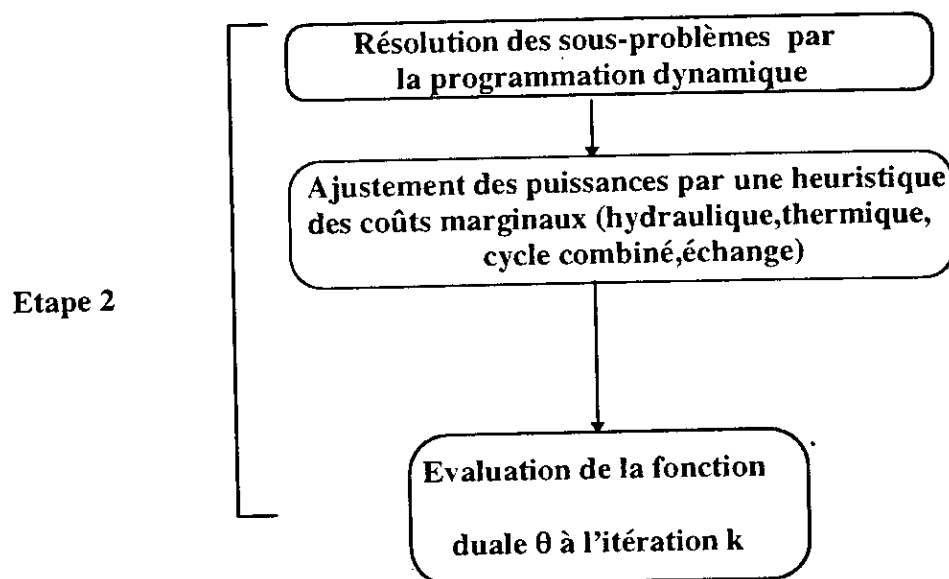
- résolution des sous-problèmes thermique vapeur, thermique à gaz, hydraulique, cycle combiné et échange par la programmation dynamique.
- l'heuristique d'ajustement est étendu à une heuristique d'ajustement de tous les sous-problèmes basés sur le critère du coût marginal calculé à partir du dual :
 - Thermique vapeur, thermique à gaz et le cycle combiné le coût marginal est donné par la même valeur défini en (1).
 - Pour les hydrauliques le coût marginal est le suivant :

$$CM_{h(t)} = \beta_h (a_{h1} + 2 a_{h2} g_{h,t}) \quad (\text{pour les groupes hydrauliques}).$$

où a_{h1} , a_{h2} , et a_{h3} sont les paramètres de la fonction W_h .

$$\text{– Pour les échanges } MC_e(t) = \begin{cases} b_e(t) & \text{si } P_e(t) = 0 \\ \infty & \text{si } P_e(t) \neq 0 \end{cases}$$

Pour l'algorithme d'ajustement, c'est le même présenté bien avant pour les thermiques pour l'obtention d'une solution réalisable à l'étape 2 de l'algorithme du lagrangien augmenté.



CONCLUSION

A ce jour, le placement en temps réel des moyens de production d'électricité se fait par la SONELGAZ en utilisant des méthodes empiriques. Vue la grande taille du modèle et sa complexité (2500 variables pour le réseau National actuel, et un peu plus avec la rentrée en service des cycle-combiné et turbinage-pompage normalement en 1998), l'utilisation d'une méthode approximative s'avère inévitable (le lagrangien augmenté et la relaxation lagrangienne). A cet effet, nous avons développé un logiciel d'aide au placement des moyens de production d'électricité sur la courbe de charge journalière.

Néanmoins, la difficulté majeure à laquelle nous fûmes confrontés fût : comment valider et ensuite mettre en oeuvre le logiciel (voir Annexe 3, manuel d'utilisation) en l'absence de données réels sur les centrales électriques (coûts)?

Par ailleurs, et sur le plan théorique, un autre problème de taille réside dans le choix des valeurs initiales des multiplicateurs de Lagrange pour l'approche de résolution proposée :

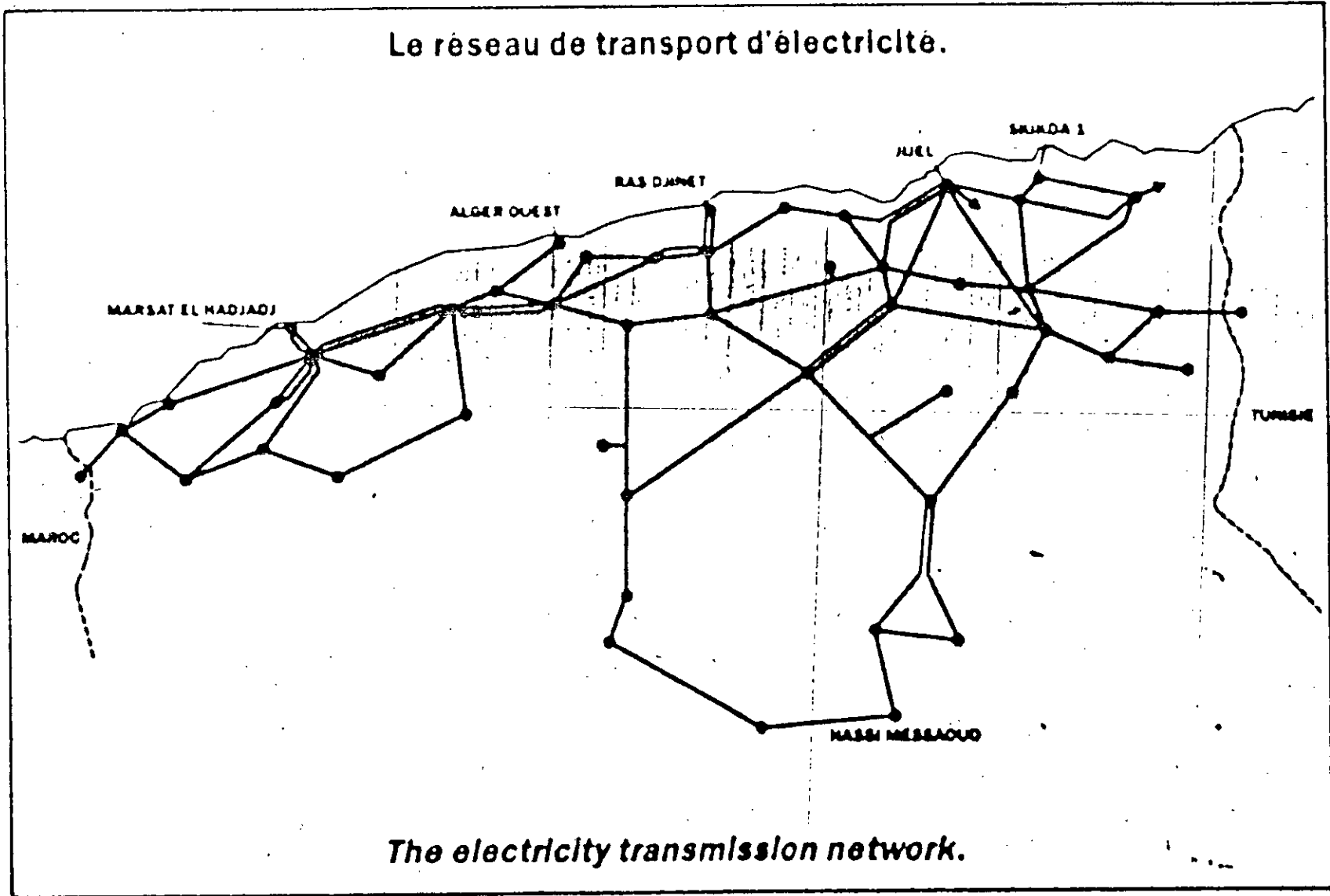
$\lambda^0(t)$: devrait être le coût moyen de production d'un MWh durant la période t .

$\mu^0(t)$: devrait être le coût moyen d'un MWh destiné à la réserve tournante durant la période t .

Ces multiplicateurs doivent être des données initiales du modèle, et être estimés à partir de courbes de charge journalière similaires, de même allure et de même système de tarif.

Pour l'avenir, il serait indispensable que des études soient engagées sur le système des coûts d'énergie, outre la conception d'un système expert pour la résolution du problème d'engagement des moyens de production d'électricité. Ce système expert devrait rassembler toutes les méthodes de résolution et proposer une interface faite avec l'assistance d'un expert (ce problème nécessitant une maîtrise des réseaux électriques « Power System »).

Le réseau de transport d'électricité.

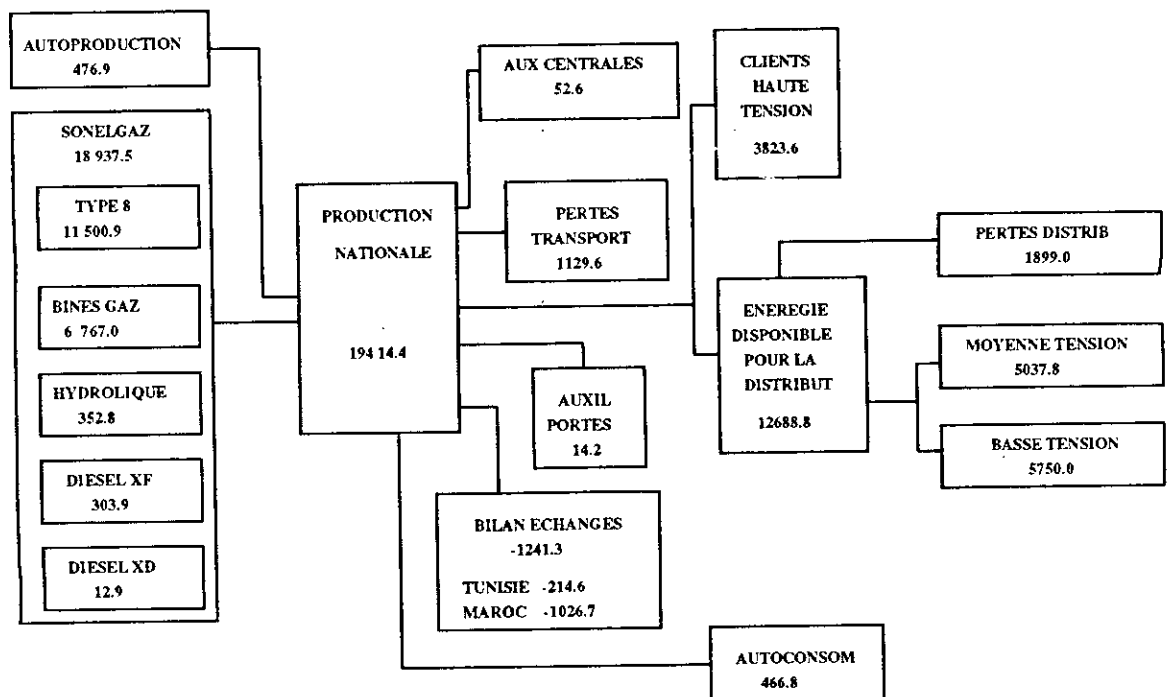


The electricity transmission network.

BILAN ELECTRIQUE NATIONAL

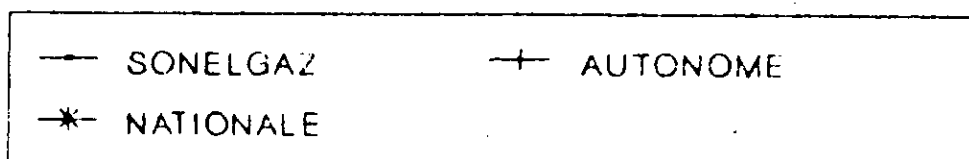
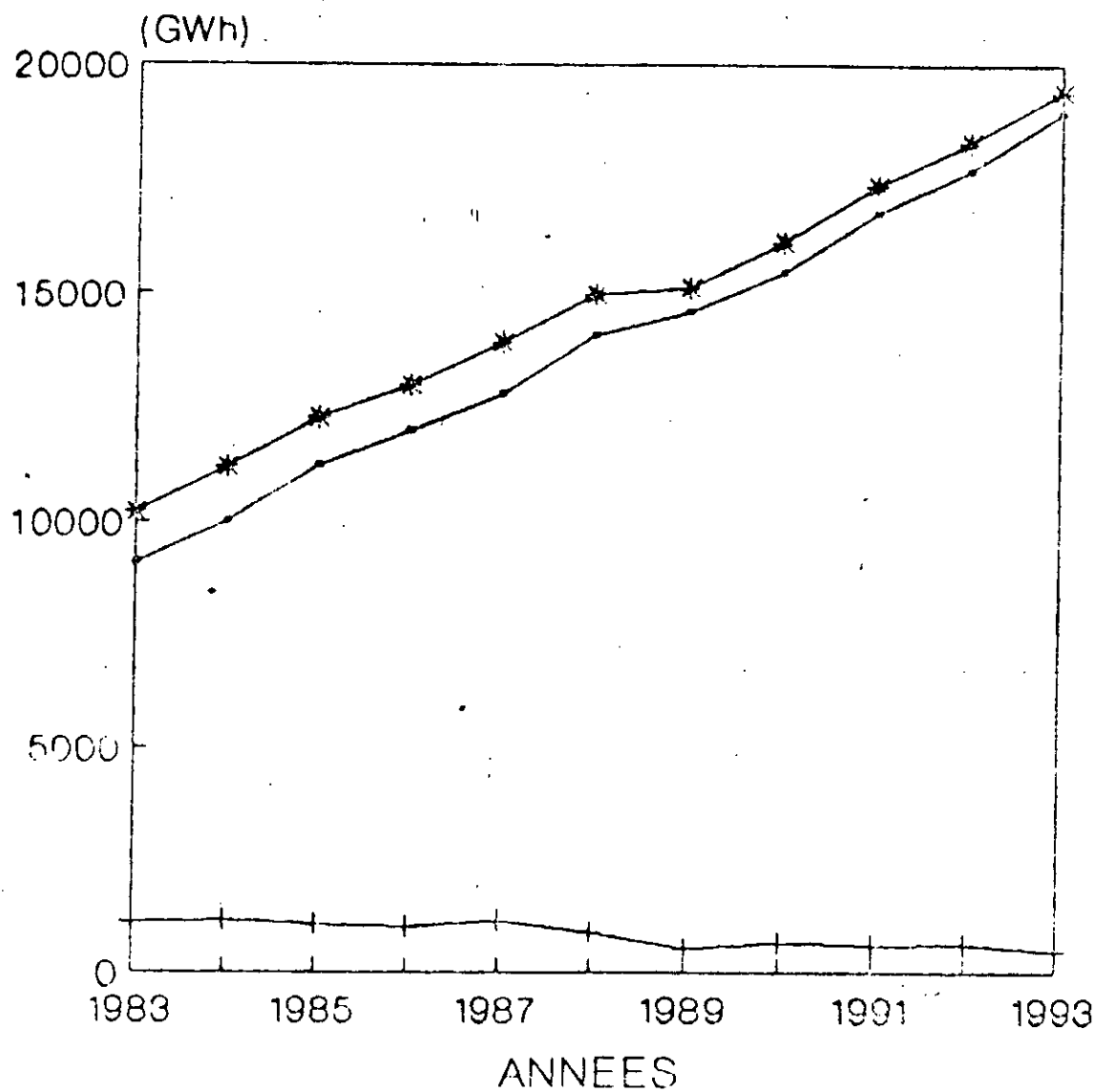
ANNEE: 1993

(Unité Gwh)

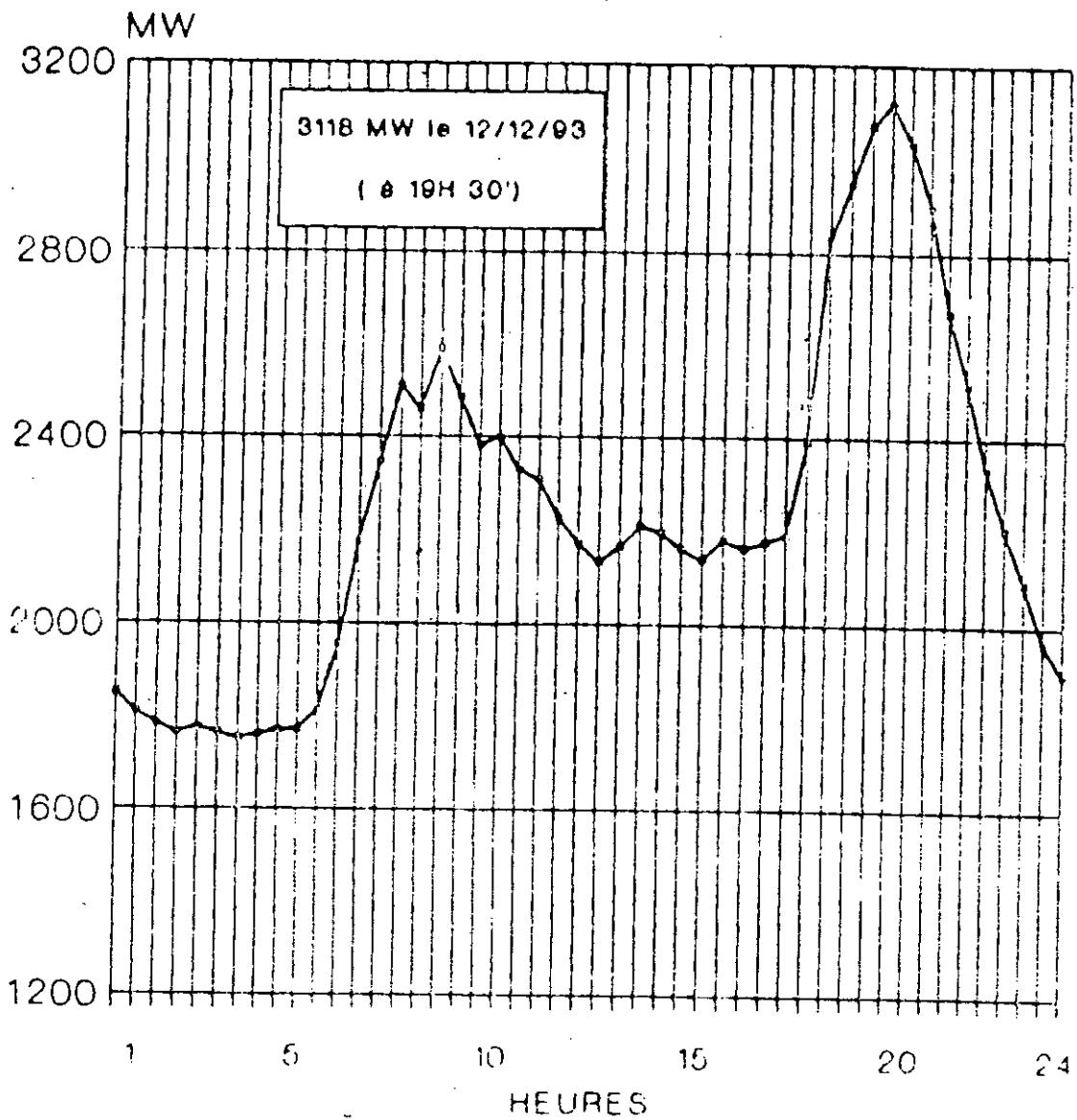


v

EVOLUTION DE LA PRODUCTION NATIONALE



COURBE DE CHARGE DE LA JOURNEE LA PLUS CHARGEE 1983



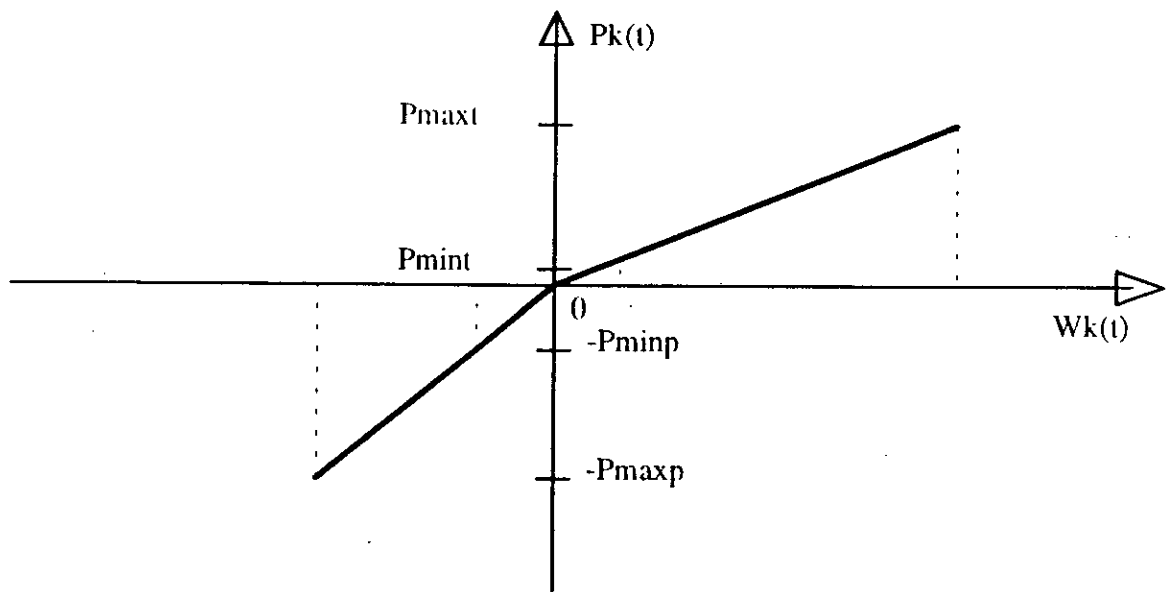
**EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION
PARC THERMIQUE**

TURBINE VAPEUR	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	GROUPES	NATURE DU COMBUSTIBLE	DATE DE MISE EN SERVICE
RAVIN BLANC	133	1 * 60 1 * 73	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	29/05/1965 02/06/1973
ALGER PORT	120	1 * 60 1 * 60	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	26/01/1961 08/1961
ANNABA	125	1 * 52 1 * 73	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	01/06/1973 07/07/1973
SIKIDA	262	1 * 131 1 * 131	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	31/07/1975 27/12/1975
MARSAT EL HADJADJ	840	1 * 168 2 * 168 1 * 168 1 * 168	GAZ NATUREL GAZ NATUREL GAZ NATUREL GAZ NATUREL	22/11/1973 11/11/1983 17/11/1990 05/08/1991
RAS DJINET	672	1 * 168 1 * 168 1 * 168 1 * 168	GAZ NATUREL GAZ NATUREL GAZ NATUREL GAZ NATUREL	17/06/1986 16/09/1986 17/09/1986 21/02/1987
JJEL	392	1 * 196 1 * 196	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	06/1992 01/06/1993
TOTAL	2511			

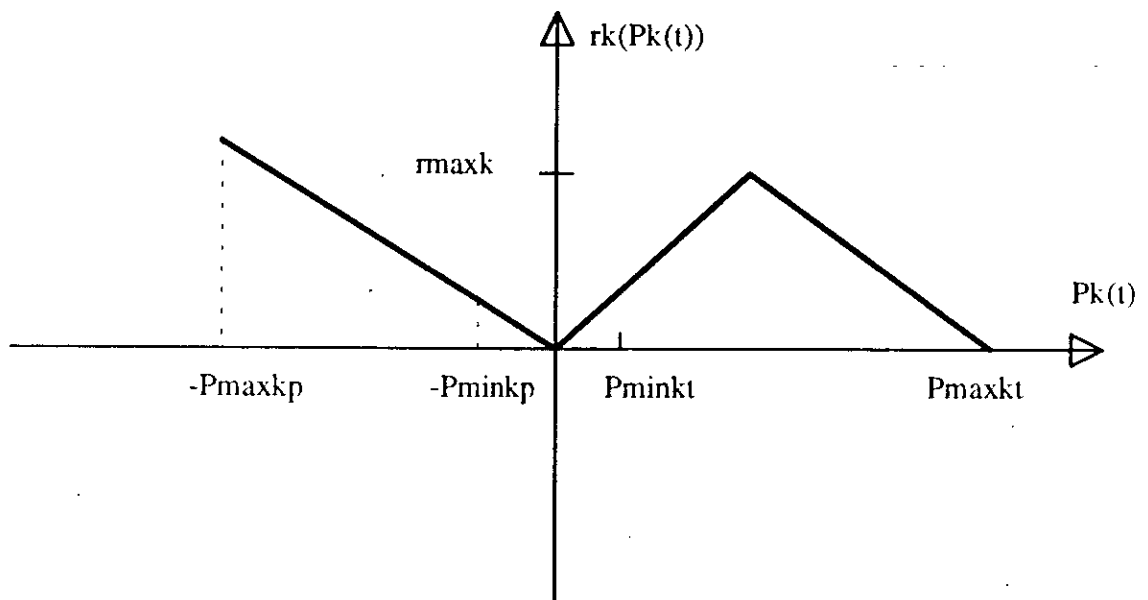
TURBINES GAZ	PUISSANCE INSTALLÉE	GROUPES	NATURE DU COMBUSTIBLE	DATE DE MISE EN SERVICE
AIN EL BIDA	20	1 * 20	GAZ NATUREL	28/05/1973
ALGER HAMMA	40	1 * 20 1 * 20	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	19/09/1972 12/06/1972
BOUFARIK	80	1 * 20 3 * 20	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	16/12/1977 18/03/1978
M'SILA	806	22 * 23 3 * 100	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	21/02/1983 28/09/1990
BAB EZZOUAR	108	4 * 27	GAZ NATUREL	1978
TIARET	420	4 * 30 3 * 100	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	21/02/1978 1989
MARSA EL KABIR	24	1 * 12 1 * 12	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	1957 1957
BECHAR 1	24	4 * 26	GAZ OIL	1981
HASSI R'MEL NORD	88	4 * 22	GAZ NATUREL	1978
HASSI R'MEL SUD	10	1 * 5 1 * 5	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	1963 1963
HASSI MESSAOUD NORD 1	120	5 * 24	GAZ NATUREL	1978
HASSI MESSAOUD NORD 2	200	2 * 100	GAZ NATUREL	1988
HASSI MESSAOUD SUD	72	2 * 16 2 * 20	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	1973 1975
HAOUD EL HAMRA	22	2 * 6 2 * 5	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	1960 1960
TOUGOURT	23	2 * 8 2 * 3,5	GAZ NATUREL GAZ NATUREL	1972 1981
GHARDAIA	17	2 * 8,5	GAZ NATUREL	1972
TILGHEMT	200	2 * 100	GAZ NATUREL	1988
ADRAR	45	3 * 15	GAZ OIL	1987
TOTAL (2)	2319			

PRODUCTION DES CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUE

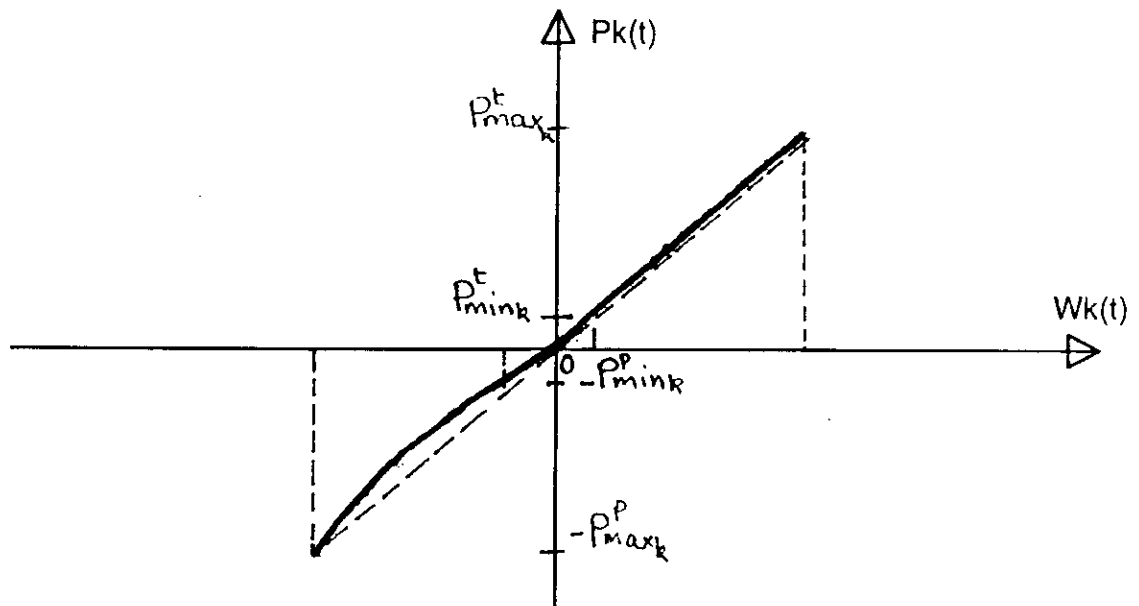
CENTRALES	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	DATE DE MISE EN OEUVRE	PRODUCTION		RAPPORT 93/92
			1992	1993	
1. FIL DE L'EAU REGION CENTRE	33.9	1949	34.4	38.8	1.13
2. FIL DE L'IRRIGATION	23.6	1942	0	0	
2.1 REGION CENTRE					
2.2 REGION OUEST	9.7	1952	0	0	
3.REGULARISEES					
3.1 AGRIOUN	65	1952	71.1	137.7	1.94
DERGHINA	24	1952	14.9	30.1	2.02
IRIL EMDA					
3.2 DJENDJEN					2.18
ERRAGUEN	16	1962	5.6	12.2	1.84
MANSOURIA	100	1963	72.6	134	
TOTAL	274.2		195.8	352.8	1.77



Conversion eau- puissance du turbinage-pompage d'après [XIA-94].



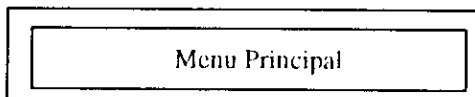
La réserve tournante du turbinage pompage d'après[XIA-94].



Approximation quadratique de la conversion eau - puissance d'après [XIA 94]

MANUEL D'UTILISATION DU LOGICIEL:

- Lancer le programme par menu, le menu principale apparaît, il comporte les différentes régions où sont implantés les centrales électriques.



REGION	DEMANDE	RESERVE	EXECUTER	EDITER	FIN
Alger					
Oran					
Annaba					
Sétif					
H.R'mel					
H.Messaoud					

ALT-X : FIN

Dans chaque région on trouve les différentes centrales électriques.

REGION D'ALGER

THERM VAPEUR	TURBINE A GAZ	HYDRAULIQUE	CYCLE COMBINE	AIDE
Alger Port Ras Djinet				

F1 : AIDE
ESC : Retour Au Menu Principal

Pour faire entrer les données choisir le groupe d'une centrale.

REGION : ALGER CENTRAL : ALGER PORT TYPE : THERMIQUE VAPEUR

MODIFICATION	AIDE
GROUPE1	
GROUPE2	

Entrer les données.

REGION : ALGER
CENTRAL : ALGER PORT
TYPE : THERMIQUE VAPEUR
MODIFICATION DES DONNEES DU
GROUPE1

Pmin = 25.00

Pmax = 60.00

A0 = 25.00

A1 = 10.00

FIN

ALT-X : FIN

La même chose pour les hydrauliques, turbines à gaz et les cycles combinés.

REFERENCES:

- [AMM-83]* : Ammons, J. C., and L.F. Mc Ginnis.
Production Costing in Electric Utilities.
Management Science 29, 1983.
- [AOK-87] : K.Aoki, T.Satoh.,
Unit commitment in Large-Scale power system.
IEEE Trans PWRS 1987.
- [AOK-89] : K.Aoki, T.Satoh. ,
Optimal Long_Term unit commitment in Large-Scale power system
IEEE Trans PWRS 1989.
- [BAR-88] : Jonathan F.Bard. ,
Short-term scheduling of thermal_electric generators using lagrangian
relaxation.
Operation Research 1988.
- [BAT-91]* : Batut, J. and Renand, A.,
Daily Generation Scheduling Optimisation with Transmission Constraints :
A New Class of Algorithms.
IEEE Trans PWRS 1991.
- [Bazaraa-79] : MS Bazaraa et CH Shetty.
Nonlinear Programming , Theorie and Algorithms
John Wiley & Sons 1979.
- [CHO-90]* : Chowdhury, N. and Billinton, R. ,
Unit Commitment in Interconnected Generating Systems Using a
Probabilistic Technique.
IEEE Trans PWRS 1990
- [COH-87] : Cohen, A. I. and Wan, S. H. ,
A Method for Solving the Fuel Constrained Unit Commitment Problem.
IEEE Trans PWRS 1987.
- [COH-83] : Cohen, A. I. and Yoshimura, M.,
A Branch and Bound Algorithm for Unit Commitment.
IEEE Trans PAS 1983
- [FER-94]: Ferreira, L. A. F. M.,
On the Convergence of the Classic Hydro-Thermal Coordination Algorithm.
IEEE Trans PWRS 1994.
- [FRE-94]: Fred N. Lee and Leo Lemonidis.
Price-Based Ramp-Rate Model for Dynamic Dispatch and Unit
Commitment.
IEEE Trans PWRS 1994.

- [GER-94] : Gerald. B. Sheblé, and George, N. Fahd.
Unit Commitment Literature Synopsis.
IEEE Trans PWRS 1994
- [GILL-81] : Gill, P. E. and Murray, W.,
Practical Optimisation,
Academic Press, New York, 1981.
- [HAB-90]* : Habibollahzadeh, H. , Frances, .D, and Sui, U.,
A New Generation Scheduling Program at Ontario Hydro.
IEEE Trans PWRS 1990
- [HAP- 71]*: Happ, H.H, Johnson, R.C., and Wright, W.J.,
Large Scale Hydro-Thermal Unit Commitment Method and Results.
IEEE Trans PAS 1971.
- [HOB-88] : Hobbs, W.J., Hermon, G., Warner, S., and Sheblé, G.B.,
An Enhanced Dynamic Programming Approach For Unit Commitment.
IEEE Trans PWRS 1988
- [HOU-93]: Houzhong Yan, Xiaohong Gan, and Rogan, P.
Scheduling of Hydrothermal Power Systems.
IEEE Trans on PWRS 1993.
- [KHO-86]*: Khodaverdian, E., Bramler, A., and Dunnett, R.M.,
Semi-Rigorous Thermal Unit Commitment For A large Scale Electrical
Power Systems.
IEEE Proceedings 1986.
- [LAU-82] : Lauer G.S., and Bertsekas. D.P.,
Solution of large_scale optimal unit commitment problems.
IEEE Trans PAS 1982.
- [LEE-91]* :Lee ,F.N., and Chen,Q.,
Unit Commitment Risk With Sequential Rescheduling.
IEEE Trans PWRS 1991.
- [LEE-88] : Lee, F.N.,
Short-Term thermal unit commitment : A New Method
IEEE Trans PWRS 1988
- [LI-93]: Li ,S., and Wang C.
Promoting the Application of Expert Systems in Short-Term Unit
Commitment.
IEEE Trans PWRS 1993.
- [MER-83]*: Merlin. A., and Sandrin, P.,
A new method for unit commitment at EDF
IEEE Trans PAS 1983.

- [Minoux-87] : Michel Minoux
Programmation mathématique, théorie et algorithmes
Tome 1 et Tome 2
Dunod 1987
- [MOK-87] : Mokhtari, S., Singh, J., and Wollenberg, B.,
A Unit Commitment Expert System.
IEEE Trans PWRS 1987.
- [NIE-87] : Nieva, R., Inda, A., and Guillen, I.,
Lagrangian Reduction of Search-Range for Large Scale Unit Commitment.
IEEE Trans PWRS 1987.
- [PIE-94]: Pickutowski, M. R, and Litwinowicz, T.
Optimal Short-Term Scheduling for a Large-Scale Cascaded Hydro System.
IEEE Trans PWRS 1994.
- [RAH-79]*: Rahman, S.
Power System Operation Scheduling Using Separable Programming.
Electric PWRS Research 1979.
- [RAI-68]*: Raiffa, H. A.,
Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices under Uncertainty.
Addison-Wesley Publishing Company, Reading, Massachusetts, 1968.
- [Sakarovitch-83] : M. Sakarovitch
Technique mathématiques de la recherche opérationnelle
Mai 1983
- [SAN-91]: Sandrin, P, and Merlin, A.
Décomposition par le prix et Lagrangien Augmenté: Une Association Efficace
pour
le Traitement des Problèmes de Production.
Bulletin E.D.F des Etudes et Recherche 1991.
- [SAN-90]: Sandrin, P.
Les Méthodes de Commande Optimale pour la Planification et L'exploitation des
Grands Systèmes Electriques.
Bulletin E.D.F des Etudes et Recherche 1990.
- [SHA-85]: Shaw J.J. , Gedron R.F and Bertsekas D.P.
Optimal scheduling of large hydrothermal power systems.
IEEE Trans PAS 1985.
- [SHE-86]: Sheblé, G. B. and Grigsby, L.L,
Decision Analysis Solution of the Unit Commitment Problem.
Electric PWRS Research 1986.

- [SNY-87] : Snyder, W.L., and Rayburn, J.C.,
Dynamic Programming Approach to Unit Commitment.
IEEE Trans PWRS 1987.
- [Thèse -94]: même sujet
IBRI M.E.H.
et TALBI. E.D (USTHB).
- [TON-89] : Tong, S.K. and Shahidehpour, S.M.,
Combination of Lagrangian-Relaxation and Linear Programming Approches for
Fuel Constained Unit Commitment Problems.

IEE Proceedings 1989.
- [VIR-89] : Virmani, S., Imhof, K., and Mukhenjee, S.
Implementation of a lagrangian relaxation based unit commitment problem
IEEE Trans PWRS 1989.
- [WAN-94] : Wang , C., and Shahidehpour, S. N.
Ramp-Rate Limits in Unit Commitment and Economic Dispatch
Incorporating Rotor Fatigue Effect.
IEEE Trans on PWRS 1994.
- [WAN-93] : Wang , C., and Shahidehpour, S. N.
Effects of Ramp-Rate Limits in Unit Commitment and Economic
Dispatch.
IEEE Trans on PWRS 1993.
- [XIA-94]: Xiaohong Guan, and Rogan, P.
Optimisation-Based Scheduling of Hydrothrmal Power Systems with
Pumped-Storage Units.
IEEE Trans on PWRS 1994.
- [ZAG-88] : M.F Zaghlool. and F.C. Trutt.,
Efficient Methods for Optimal Scheduling of Fixed Head Hydrothermal Power
Systems.
IEEE Trans PWRS 1988.
- [ZHU-90]* : Zhuang, F. and Galiana, F.D.,
Unit Commitment by Simulated Annealing.
IEEE Trans PWRS 1990.
- [ZHU-88] : Zhuang, F. and Galiana, F.D.,
Towards a more Rigorous and Practical Unit Commitment by Lagrangian
Relaxation.
IEEE Trans PWRS 1988.
- [ZHU-90]* : Zhuang, F. and Galiana, F.D.,
Unit Commitment by Simulated Annealing.
IEEE Trans PWRS 1990.

Remarque :

Les références en [----]* se trouvent dans l'article [GER-94].

ملخص :

الدراسة التي قمنا بها تتمثل في إيجاد نموذج للتسيير اليومي الأمتل لوحدات إنتاج الكهرباء مستعملين في ذلك تقنيات البرمجة الرياضية. وأنجزنا برنامج إعلام آلي لإستعمال هذا النموذج.

Résumé :

Ce présent travail présente une méthode d'optimisation pour l'engagement des moyens de production d'électricité en temps réel (24 h) basée sur l'ordonnement des groupes hydrauliques, thermiques, cycle combiné et turbinage pompage par la technique du lagrangien augmenté. En plus nous présentons une comparaison entre l'approche de résolution basé sur la relaxation lagrangienne et le lagrangien augmenté pour les thermiques.

Mots clés : Engagement des moyens de production d'électricité, ordonement des groupes hydro-thermiques, ordonement des groupes turbinage, pompage, et cycle combiné, relaxation lagrangienne, lagrangien augmenté.

Abstract :

This work presents an optimization based method for unit commitment problem particularly with scheduling hydrothermal, combined cycle and pumped storage systems based on the augmented Lagrangian technique. After system-wide constraints are relaxed by Lagrange multipliers, the problem is converted into the scheduling of individual units. And we present a comparison between the lagrangian relaxation and augmented lagrangian technique in solving thermal sub problem.

Key words : unit comitment, hydrothermal power system scheduling, pumped storage unit scheduling, combined cycle unit scheduling, lagrangien relaxation, augmented lagrangian.