

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE DE **BATNA**  
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

---



## Thèse

Présentée à la Faculté des Sciences de l'Ingénieur  
Département d'Electrotechnique  
Pour L'Obtention du Diplôme de

**Magistère en électrotechnique**

Option : Maîtrise des énergies

Par

**M FATAH Amir**

**Ingénieur En Electrotechnique Option : Maintenance**

## THEME

*Etude du fonctionnement des centres de production  
dans un système de marché libre de l'énergie  
électrique*

Soutenue le : 30/06/2012, devant la commission d'examen:

<b>A. DAKHINET</b>	<b>M.C. à l'Université El Hadj Lakhdar de Batna</b>	<b>Président</b>
<b>C. FETHA</b>	<b>M.C. à l'Université El Hadj Lakhdar de Batna</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>K. CHIKHI</b>	<b>M.C. à l'Université El Hadj Lakhdar de Batna</b>	<b>Co-rapporteur</b>
<b>D. LABED</b>	<b>M.C. à l'Université Mantouri Constantine</b>	<b>Examineur</b>
<b>A. BOUHARKAT</b>	<b>Prof. à l'Université El Hadj Lakhdar de Batna</b>	<b>Examineur</b>

2011/2012



*Dédicace*

*Je dédie ce travail à mes parents  
qui m'ont toujours appuyé dans  
mes choix, et encouragé,  
aussi mes frère, et  
toute la famille*

## **Remerciements**

*Cette thèse doit beaucoup aux personnes qui ont accepté de m'encadrer, à ceux qui ont accepté de diriger ce travail, qui m'ont soutenu et encouragé. Je tiens à remercier tout particulièrement mon encadreur, le M.C. FETHA Cherif, et le co-encadreur, le M.C. CHIKHI Khaled, leur soutien sans faille, la confiance qu'ils m'ont témoignée, leur disponibilité et leurs encouragements ont été déterminants dans la progression de ce travail et m'ont permis de le mener à bien.*

*J'adresse mes remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, A. DAKHINET, maître de conférence à l'université de Batna, D. LABED, maître de conférence de l'université de Constantine, A. BOUHARKAT, professeur de l'université de Batna*

*Je dois beaucoup à toute la famille du département d'électrotechnique et de Batna et de Biskra qui m'a fait bénéficier de son expérience et de sa connaissance du secteur électrique et des outils de modélisation mathématique.*

*Je remercie Madame Oueld Ali et toute la famille du centre de recherche Sonelgaz qui a accepté de m'accompagner dans ce projet et sa contribution.*

*Mes sincères remerciements à mes amis, Fathi, Chafik et son frère Aziz,... pour la patience, le soutien inconditionnel et le dévouement dont ils ont fait preuve.*

*Malheureusement je crains d'oublier de citer certaines personnes; j'espère qu'elles ne m'en tiendront pas grief, et je peux leur assurer qu'elles ont une place particulière dans mon cœur.*

## Liste des symboles et abréviations

REP :	Le réacteur à eau pressurisée.
CdTe :	Tellurure de cadmium.
CIS :	Cuivre-indium de sélénium.
CSC :	Consommation spécifique de chaleur.
GENCO	Generation company
$\lambda$ :	Le cout marginal ou incrémentale.
$a_i$ :	Constante est appelée coût de marche à vide.
P :	Puissance active.
Q :	Puissance réactive.
$\delta_i$ et $\delta_k$ :	Sont les angles de déphasage aux nœuds i et k, respectivement.
$ V_i $ $ V_k $	Sont les amplitudes des tensions nodales.
$P_L$ :	Sont les pertes actives dans le réseau.
$B_{ij}$ :	Sont les coefficients de la formule des pertes ou les B-coefficients.
F():	Fonction objective.
$C_i$ ( $P_{Gi}$ ):	Fonction du cout.
$P_{Gi}$ :	Les puissances actives générées.
$Q_{Gi}$ :	Les puissances réactives générées.
$g_i()$ :	Contraintes d'égalités.
$h_j()$ :	Contraintes d'inégalités.
L ( )	Fonction de Lagrange ou le Lagrangien.
$\lambda$ :	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités.
$\mu$ :	En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'inégalités.
$Fit()$ :	La fonction fitness d'évaluation.
$p_i$ :	La probabilité d'évolution d'un individu.

# Table des matières

1. Introduction générale .....	1
<b>Chapitre 1 : La production d'électricité et le fonctionnement des centres de production</b>	
1.1. Introduction .....	3
1.2. La stratégie du fonctionnement des centrales électriques .....	3
1.3. Unités de charge de base .....	3
1.4. Unités intermédiaires .....	4
1.5. Unités de pointes .....	4
1.6. Unités de réserves .....	4
1.7. Gestion des systèmes de production électrique .....	4
1.8. Les systèmes de production d'électricité .....	5
1.8.1. Les centrales thermiques .....	5
1.8.1.1. Centrales thermiques classiques .....	5
1.8.1.2. Les centrales nucléaires .....	8
1.8.2. Les systèmes de production à énergies renouvelables .....	11
1.8.2.1. Le système hydroélectrique .....	11
1.8.2.2. Le système photovoltaïque .....	14
1.8.2.3. Le système éolien .....	17
1.9. Conclusion .....	22
<b>Chapitre 2 : Etude générale de la théorie des réseaux électriques</b>	
2.1. Introduction .....	23
2.2. Historique .....	23
2.3. Caractéristiques des systèmes électriques .....	24
2.3.1. Centrales électriques .....	24
2.3.2. Le fonctionnement des réseaux électrique .....	25
2.3.2.1. Architecture des réseaux électriques .....	25
2.3.2.2. Organisation d'un réseau de transport .....	26
2.3.2.3. Puissance transmise par une ligne électrique .....	27
2.3.2.4. Chute de tension dans une ligne .....	29
2.3.3. La consommation électrique.....	30
2.3.4. Stabilité des réseaux électriques.....	31
2.3.4.1. Stabilité angulaire .....	31
2.3.4.2. Stabilité de fréquence .....	31
2.3.4.3. Stabilité de tension .....	31
2.3.5. Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal.	32
2.3.6. Fluctuations de la consommation .....	33
2.4. Conclusion .....	33
<b>Chapitre 3 : Optimisation de l'écoulement de puissance l'OPF (optimal power flow)</b>	
3.1. Introduction .....	34
3.2. But de l'étude de la répartition de charge .....	34
3.3. Formulation du problème de l'écoulement de puissance .....	35
3.3.1. La fonction objective .....	35
3.3.2. Contraintes d'égalités .....	35

3.3.3	Contraintes d'inégalités .....	36
3.4	L'OPF par l'algorithme génétique .....	37
3.4.1	Idées de base .....	37
3.4.2	Codage initiale .....	38
3.4.3	Evaluation .....	39
3.4.4	La sélection .....	39
3.4.5	Recombinaison .....	40
3.4.6	Critère d'arrêt .....	41
3.4.7	Application d'OPF par la méthode AG sur le réseau IEEE 30 bus .....	43
3.5	Conclusion .....	45

## **Chapitre 4 : Optimisation de l'écoulement de puissance et la commutation des centres de production dans un système électrique libéralisé**

4.1	Introduction .....	46
4.2	Séparation des activités de production, transport et distribution .....	46
4.3	Les réussites du marché libéralisé .....	47
4.4	Marché de l'électricité .....	48
4.4.1	Modèle pool .....	48
4.4.2	Modèle bilatéral .....	49
4.5	La théorie des marchés spot de l'électricité .....	49
4.5.1	Prix et déséquilibres du mix .....	50
4.5.2	Les prix spot .....	52
4.5.2.1	L'offre et la demande d'électricité .....	53
4.5.2.2	L'intersection de l'offre et de la demande .....	54
4.6	Avantages du Marché libéralisé de l'électricité .....	56
4.7	Optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé: l'OPF (Optimal Power Flow) .....	56
4.8	Test du réseau IEEE 30-bus .....	59
4.9	Unit Commitment (UC) .....	63
4.9.1	Objectif de l'unit commitment .....	64
4.9.2	La quantité injectée.....	64
4.10	Conclusion .....	65
	Conclusion générale .....	66
	Bibliographie .....	68
	Annexe .....	71

# *Etude du fonctionnement des centres de production dans un système de marché libre de l'électricité*

## **Résumé**

Traditionnellement, le secteur de l'électricité est obtenu par un seul opérateur historique qui gère à la fois la production, le transport et la distribution de l'énergie. Des reformes ont été introduites tout pour objectif principal l'introduction de la concurrence dans un secteur électrique organisé depuis toujours autour d'un monopole.

La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée. Cette libéralisation se traduit pour les consommateurs par la possibilité de choisir un fournisseur autre que le fournisseur historique.

Dans ce thème de recherche, nous allons aborder la simulation de l'écoulement de charge afin d'optimiser le marché de l'électricité libre.

**Mots clés :** Load flow, Optimisation Power Flow, Marché d'électricité libre, compensateur de l'énergie réactive, la puissance réactive, répartition de charge, commutation des unités de production.

---

## INTRODUCTION GENERALE

---

L'accroissement rapide de la production mondiale de l'énergie électrique repose sur l'hypothèse d'un taux de croissance économique mondial de 3,1%. Ce taux de croissance est suscité par une progression de l'activité économique humaine, par l'accroissement de la population et par l'exigence d'une grande qualité de l'énergie électrique, [1].

Il est traditionnel de distinguer, au sein d'un système électrique, trois étages aux fonctions différentes s'articulant entre elle, [2].

- Le premier étage est celui de la production de l'électricité qui sera livrée aux consommateurs, il est constitué par les usines, souvent appelées les centrales qui convertissent en kilowattheures les énergies primaires, véritable sources de l'énergie consommée par les utilisateurs d'électricité.
- Le deuxième étage est celui du réseau de transport et d'interconnexion auquel sont raccordées les usines de production, cet étage assure la mise en commun et la répartition sur un très vaste territoire de toute l'électricité qui est produite.

Le réseau de transport et d'interconnexion est le véritable nœud du système électrique. Il peut être à l'échelle d'un continent tel que l'Europe ; dans le cas européen, il a même commencé à s'étendre vers l'Afrique du Nord via le détroit de Gibraltar.

Le troisième étage est celui des réseaux de distribution. En effet, un réseau de transport et d'interconnexion peut desservir directement certains très grands utilisateurs d'électricité. Mais des réseaux intermédiaires sont nécessaires pour desservir les millions et dizaines de millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de puissances se chiffrant en kilowatts et mégawatts et non en dizaines ou centaines de mégawatts. De nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par le réseau de transport, assure le convoyage de la puissance électrique et son émiettement vers la multitude de ses utilisateurs. Un système électrique production, transport et distribution est donc une immense usine qui utilise des énergies primaires et les transforme de façon telle qu'elle les met instantanément, et sous une forme particulièrement commode, à la disposition d'utilisateurs qui seraient bien en mal d'en bénéficier autrement, [2].

L'électricité se distingue des autres biens marchands par la grande variété de sa demande au cours du temps et la quasi-impossibilité de son stockage. Toute la chaîne de production, de transport et de distribution doit donc être conçue pour satisfaire les pointes de demande. On conçoit donc aisément que le coût de la fourniture d'un kilowattheure soit très dépendant de la période pointe ou creuse de la demande pendant laquelle il est appelé, [3].

Cependant le transfert de puissance a été reconnu depuis longtemps comme étant un facteur significatif dans la conception et l'exploitation d'un réseau électrique alternatif, [2].

Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la fourniture d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités mais également de nouveaux défis.



Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et / ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction de nouvelles lignes.

Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant de nouvelles lignes et / ou de nouveaux générateurs. Dans la pratique, pour diverses raisons, cela n'est pas toujours réalisable, ni souhaitable. La création de nouvelles lignes et / ou l'extension de postes existants peuvent se révéler trop coûteuses et demande des délais trop longs, ce qui n'est pas rentable à court et moyen terme, [4].

L'optimisation d'écoulement des puissances est l'une des fonctions principales de l'opération de production et du contrôle d'énergie électrique. L'objectif général est la détermination optimale de production des unités afin de réduire au minimum le coût de production tandis que le système actionne dans sa limite de sécurité, [5]. Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions coût qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Lorsqu'un nouveau problème d'optimisation se pose en ingénierie, il faut parfois définir de nouvelles méthodes de résolution car les techniques existantes ne sont pas précisément adaptées au cas traité, [6].

Les algorithmes métaheuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'une métaheuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective. L'avantage des métaheuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local, [6].

L'industrie électrique a été traditionnellement organisée en monopole intégré verticalement dans la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. En régime monopolistique, la décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts pour satisfaire la demande, [7]. La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée. Elle a impliqué une séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, [6]. Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, les prix devraient progressivement remplacer la planification centralisée et piloter les investissements décentralisés en capacité de production. Les prix jouent désormais un rôle fondamental. Ils sont censés renseigner les participants sur le moment, la quantité mais aussi le type d'unités qu'il faut construire, [7].

Le travail présenté dans cette thèse a porté sur l'étude du fonctionnement des centres de production d'électricité dans un système de marché libre,

Le premier chapitre sert à explorer des généralités sur le fonctionnement des différents centres de production d'électricité.

Nous consacrons le deuxième chapitre pour étudier le fonctionnement des réseaux électrique,

Le troisième sert à étudier l'écoulement de puissance optimal avec la définition de la méthode de l'algorithme génétique.

Le quatrième chapitre englobe l'étude de la libéralisation du marché d'électricité, avec l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un système de marché libre, et le système de commutation des unités de production.

---

## CHAPITRE 1

# LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ET LE FONCTIONNEMENT DES CENTRES DE PRODUCTION

---

---

### 1.1 Introduction

Pour satisfaire la demande d'électricité il existe une grande variété de moyens de production, dont les caractéristiques technico-économiques sont très dissemblable, depuis les équipements hydrauliques, pour lesquelles les investissements sont élevés et les coûts proportionnels pratiquement nuls, jusqu'aux turbines à gaz, où le combustible est un poste important du prix de revient, [2].

Pour fournir à tous, une énergie propre, sûre et compétitive tout en tenant compte de l'environnement, les compagnies d'électricité se sont orientées vers le développement des parcs de production qui utilisent et combinent toutes les énergies concevables et disponibles. Présentement les principaux types de centrales électriques en service sont, [1] :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermique classiques,
- Les centrale nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques,
- Les centrales hydroélectriques,
- Les centrales solaires ou photovoltaïques,
- Les centrales éoliennes.

### 1.2 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assurer un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en MW ou en MVAR. Des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités des pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences, [3].

### 1.3 Unités de charge de base

Les unités nucléaires sont généralement ranger dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissances actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure de possible et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance, [3].

## **1.4 Unités intermédiaires**

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on contrôle l'énergie générée par celles-ci en jouant sur le débit d'eau entrant à la turbine.

Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. A cause des constantes de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs moyennes maximales. C'est-à-dire la moyenne où l'on peut varier le niveau d'énergie ou de puissance en MW par minute, [3].

## **1.5 Unités de pointes**

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse ; pour cela, ils sont utilisés fréquemment pour les heures de pointes, mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu.

Les centrales de pointes doivent être mises en marche dans un délai très court, elle utilise donc des moteurs à diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée. Remarquons que la période d'amorçage est de 4 à 8 heures pour les centrales thermiques et de quelques jours pour les centrales nucléaires. Il n'est donc pas économique d'utiliser ces centrales pour fournir la puissance de pointe, [3].

## **1.6 Unités de réserves**

La gamme des générateurs demandés peut être constituée de générateurs conservés à la sortie partielle (capacité de réserve) ou des générateurs intermédiaires à des degrés différents de disposition. Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction du dollar par MW heures entre les différentes unités précédentes. L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est pas exploitée toujours et on peut s'abstenir d'acheter ce type d'unité pour des années en minimisant le pic de demande par contrôle de la charge.

Il est primordial pour n'importe quelle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenables et cela ne soit pas due seulement à la variation de l'énergie demandée par heure, mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les centrales électriques.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible. La réussite de l'unité productrice d'énergie à gérer les différentes unités dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge non pas pour 24 heures mais pour des années entières, [3].

## **1.7 Gestion des systèmes de production électrique**

La gestion d'une manière économique des systèmes de production d'énergie électrique permet la réduction du coût du kWh et la réduction des pertes d'énergie électrique dans le réseau de transport. Ce qui contribuera à la réduction de la pollution et l'augmentation de la réserve en puissance électrique disponible. Cette gestion est obtenue sans avoir recours à aucun investissement supplémentaire. Il suffit d'appliquer le principe fondamental de la science économique qui dit que si un même produit peut être fabriqué à plusieurs endroits, il doit être fabriqué là où le coût marginal est le plus bas, [1].

## 1.8 Les systèmes de production d'électricité

### 1.8.1 Les centrales thermiques

L'énergie thermique peut être convertie en énergie électrique ou en énergie mécanique pour être exploitée. La conversion en énergie électrique passe dans un premier temps par la conversion de la chaleur en énergie mécanique (moteur, turbine) pour faire tourner des générateurs électriques produisant de l'électricité.

Les centrales de production électriques utilisent ce principe avec du charbon, du pétrole (centrales thermiques classiques) ou de l'uranium enrichi (centrales nucléaires) pour produire la chaleur initiale, [8]. La plupart ont une capacité comprise entre 200 MW et 2000 MW afin de réaliser les économies d'une grosse installation, [9].

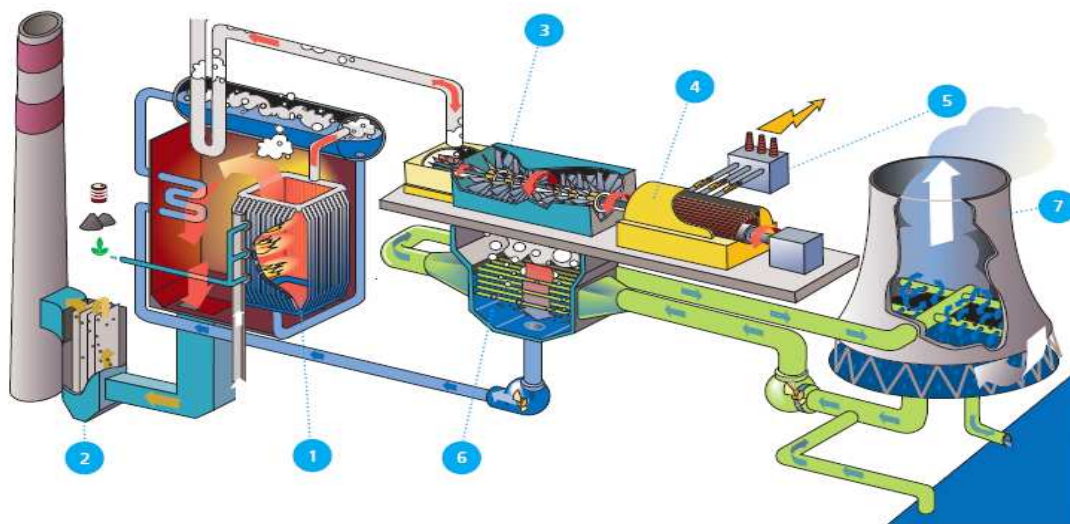
#### 1.8.1.1 Centrales thermiques classiques

Dans une centrale thermique classique, appelée aussi centrale à flamme, l'énergie électrique est produite, à partir de l'énergie thermique de combustion d'un fossile (charbon, pétrole, gaz naturel, etc.), préalablement convertie en énergie mécanique par une turbine, [1].

##### ❖ Centrale à vapeur

Une centrale thermique comprend une ou plusieurs unités thermiques. Chaque unité se compose principalement d'une chaudière ou d'un générateur de vapeur, d'une turbine et d'un turboalternateur comme il est montré à la figure (1.1). Le principe de fonctionnement d'une unité thermique se résume comme suit :

Le combustible, charbon, fioul ou gaz, est brûlé dans une chaudière. La chaleur dégagée transforme l'eau en vapeur. La turbine est alors alimentée de la chaudière par la vapeur et la pression. La turbine à vapeur transforme l'énergie cinétique d'un flux de vapeur d'eau en énergie mécanique, entraînant le turboalternateur couplé à cette turbine qui génère ainsi l'électricité. La vapeur redevient ensuite eau en traversant le condenseur, puis repart pour un nouveau cycle vers la chaudière, [1].



- |                       |                            |
|-----------------------|----------------------------|
| 1. Chaudière à vapeur | 5. Transformateur          |
| 2. Electrofiltre      | 6. Condenseur              |
| 3. Turbine à vapeur   | 7. Tour de refroidissement |
| 4. Alternateur        |                            |

Figure 1.1 : Centrale thermique à vapeur

- ❖ **Centrale à combustion**
  - **Moteurs à combustion**

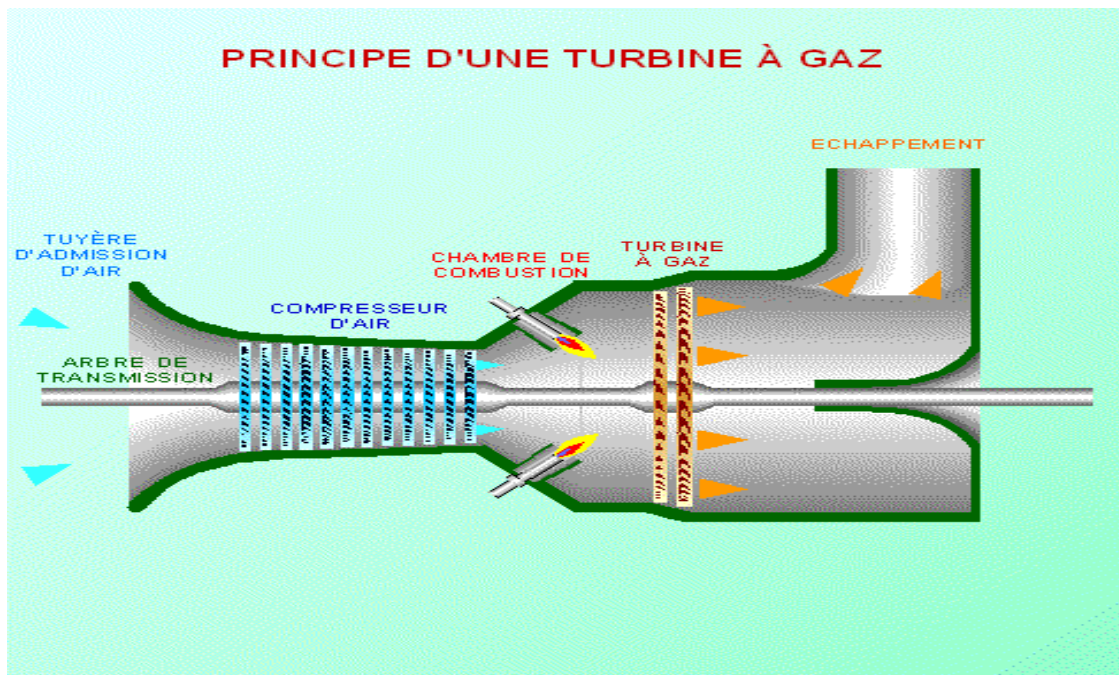
Les moteurs à combustion ont un ou plusieurs cylindres dans lesquels se produit la combustion des combustibles. Les moteurs convertissent l'énergie chimique des combustibles en énergie mécanique dans une conception semblable à celle du moteur d'une voiture. Le moteur est relié à l'arbre de l'alternateur et fournit l'énergie mécanique qui permet à l'alternateur de produire de l'électricité.

Les moteurs à combustion sont de petite taille ou de taille moyenne, leur puissance variant de 2 MW à plus de 50 MW. Ils sont plus efficaces que les turbines à gaz. De plus, les coûts d'investissement sont faibles, ils sont faciles à transporter et peuvent produire de l'électricité presque immédiatement, dès leur mise en route. C'est pourquoi les moteurs à combustion interne sont plus souvent utilisés pour de faibles charges et pour assurer une alimentation de secours, [10].

- **Turbine à gaz**

Les turbines à gaz fonctionnent de façon similaire aux turbines à vapeur sauf que les gaz de combustion sont utilisés pour activer les aubes de turbine au lieu de la vapeur. Outre l'alternateur, la turbine commande également un compresseur tournant pour comprimer l'air, qui est ensuite mélangé aux combustibles gazeux ou liquides dans une chambre de combustion. Plus la compression est importante, plus la température et le rendement atteint dans une turbine à gaz sont élevés. Les gaz d'échappement de la turbine sont émis à l'atmosphère.

Contrairement à la turbine à vapeur, la turbine à gaz ne dispose pas de chaudières ou d'alimentation en vapeur, de condenseurs ou d'un système d'élimination de la chaleur perdue. Les coûts d'investissement sont donc beaucoup plus faibles pour une turbine à gaz que pour une turbine à vapeur. Dans les applications de production électrique, les turbines à gaz sont généralement utilisées lors des pointes de charge, lorsqu'un démarrage rapide et des périodes courtes de fonctionnement sont nécessaires, [10].



**Figure 1.2 :** Turbine à gaz, [11].

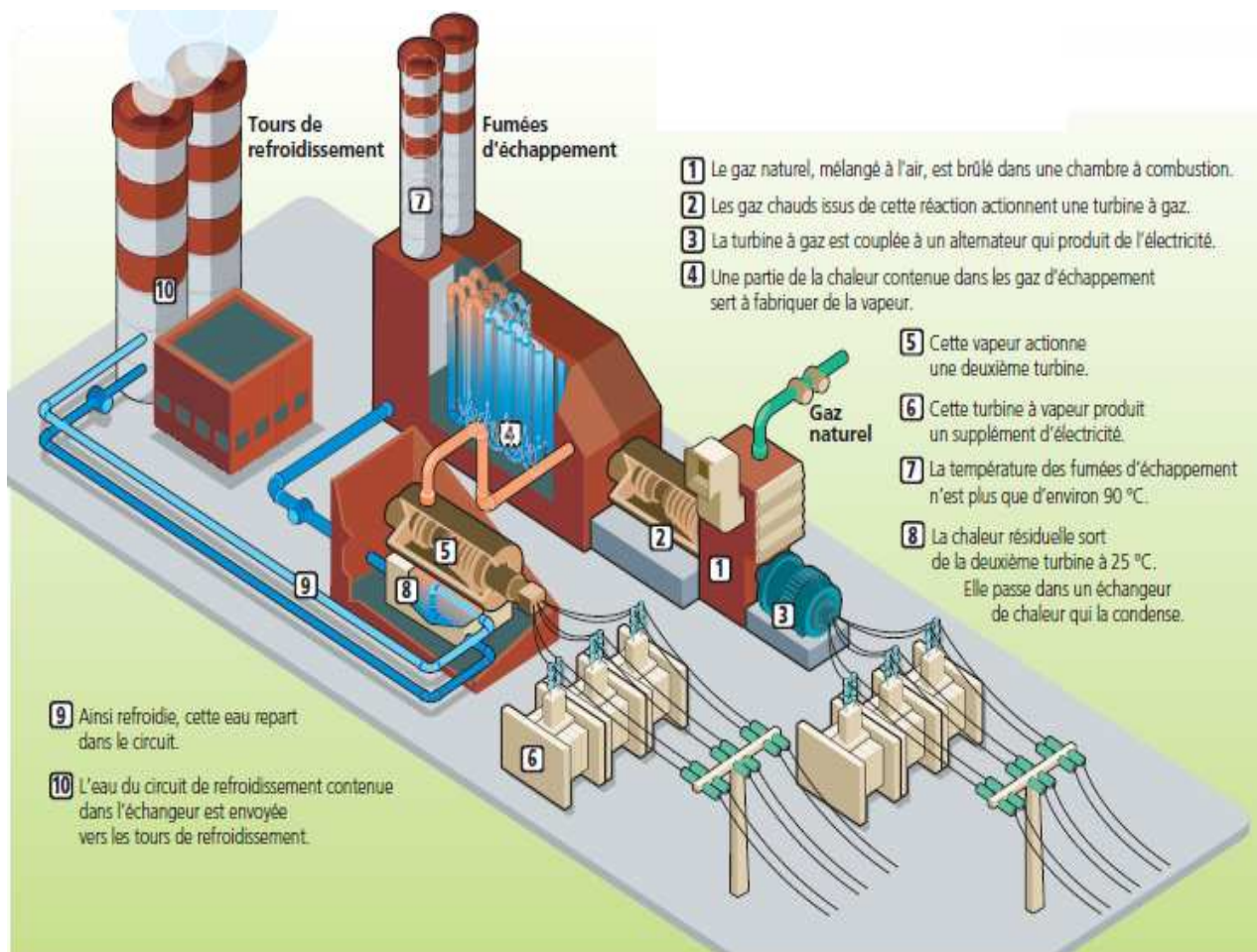


Dans les turbines à gaz, seuls des combustibles propres peuvent être directement utilisés, principalement du gaz naturel avec souvent du carburant diesel comme appoint. Les combustibles contenant des cendres nécessitent des systèmes d'épuration des ou une purification du gaz associée à la gazéification.

Les turbines à gaz sont également utilisées en alimentation de secours et lors des pointes de charge, sur de le réseau électrique. Dans le cas des îles, les turbines à gaz fonctionnent avec un combustible liquide, principalement du carburant diesel, [10].

- **Centrale à Cycle combiné**

L'utilisation des turbines à gaz par des sociétés du service public est désormais reconnue au niveau industriel, et la température des gaz résiduaire est autour des 500 °C ou plus. Cette température crée la possibilité d'appliquer un procédé à cycle vapeur supplémentaire. De tels systèmes optimisent les procédés gaz et vapeur pour optimiser le rendement électrique. Les principes du cycle combiné peuvent également être appliqués aux moteurs à combustion, [10].



**Figure 1.3 :** Centrale à cycle combiné, [12].

Le recours à la technologie des centrales à cycle combiné permet d'améliorer encore l'efficacité énergétique d'une centrale au gaz naturel. Ce type d'installation associe deux turbines : une turbine à gaz et une turbine à vapeur, chacune entraînant une génératrice (dynamo ou alternateur) qui produit de l'électricité. Il existe également des centrales où on associe deux turbines à gaz à une turbine à vapeur, [12].

Dans une centrale à cycle combiné, la combustion du gaz naturel est effectuée dans une première turbine. En sortie, les fumées sont encore très chaudes (environ 500 °C). Leur énergie est captée dans un échangeur de chaleur sous forme de vapeur à haute pression. Pour que le rendement de l'échange soit optimal, il est nécessaire de disposer d'une source froide efficace : eau de rivière, eau de mer ou aéroréfrigérant. La vapeur actionne une seconde turbine (la turbine à vapeur), de puissance généralement inférieure à la première.

Grâce à la combinaison de ces cycles thermodynamiques, le rendement des centrales électriques à cycle combiné peut ainsi atteindre 58 %, alors que celui des centrales à cycle simple ne dépasse pas 40 %. Ce rendement très élevé de production d'électricité s'accompagne d'une réduction significative des émissions de polluants atmosphériques, [12].

### **1.8.1.2 Les centrales nucléaires**



**Figure 1.4 :** Les quatre réfrigérants de la centrale nucléaire de Cattenom, [13].

Le caractère limité des réserves de combustibles fossiles et la nécessité d'utiliser ces combustibles comme matières premières pour l'industrie chimique entrent en contradiction avec la nécessité d'assurer le développement de production d'énergie électrique, cette contradiction ne peut être résolue que par le développement de l'énergie nucléaire, [14]. De nos jours, la technique nucléaire a à son actif des succès certains. A l'époque de la première conférence internationale sur l'utilisation de l'énergie atomique à des fins pacifiques (Genève 1955) il n'y avait en exploitation qu'une seule centrale nucléaire d'une puissance de 5MW. C'était la première centrale nucléaire au monde, mise en service en U.R.S.S. au mois de juin 1954, l'expérience acquise au cours de la mise en service et du fonctionnement de cette centrale a démontré qu'il était réellement possible de produire de l'énergie électrique utilisable à une échelle industrielle à partir de l'énergie nucléaire, [14]. Il faut noter que les centrales nucléaires sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques, [1].

❖ Brève description du fonctionnement d'une centrale nucléaire

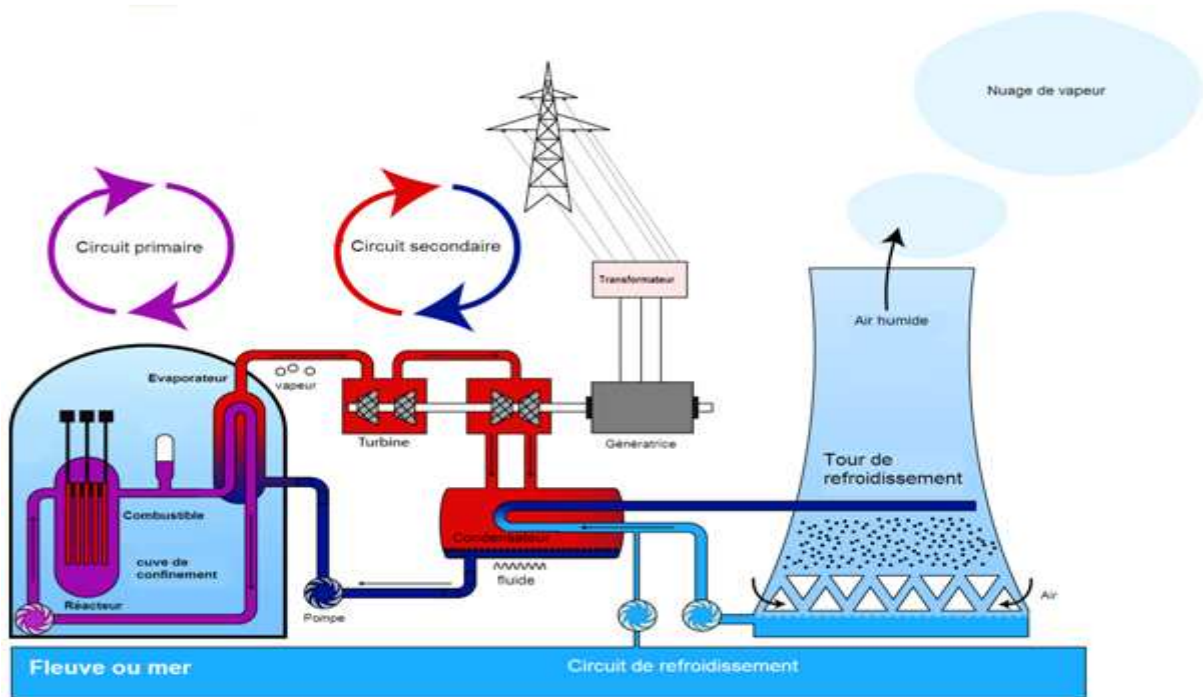


Figure 1.5 : Schéma descriptif d'une centrale nucléaire REP, [13].

La figure (1.5) présente un schéma descriptif du fonctionnement d'une centrale nucléaire REP (Réacteur à Eau Pressurisée). Le réacteur à eau pressurisée ou REP est une technologie de réacteurs nucléaires dite de deuxième génération. C'est la filière de réacteurs nucléaires utilisée par EDF en France et la plus utilisée dans le monde.

Dans une centrale nucléaire, la chaleur est générée par fission nucléaire d'uranium. Cette chaleur produit de la vapeur qui est ensuite acheminée dans une turbine, laquelle actionne un générateur. Le refroidissement du circuit de la vapeur peut avoir lieu directement, par de l'eau du lac, du fleuve ou dans un circuit via une tour de refroidissement. Un groupe turbo alternateur est un ensemble de production électrique constitué par un arbre tournant à 1500 tr/min dans les centrales nucléaires françaises, portant une turbine et un alternateur. La turbine, entraînée par la détente de la vapeur du circuit secondaire, est composée d'un corps haut pression (HP) et de plusieurs corps basse pression (BP) voir figure (1.6), [13].

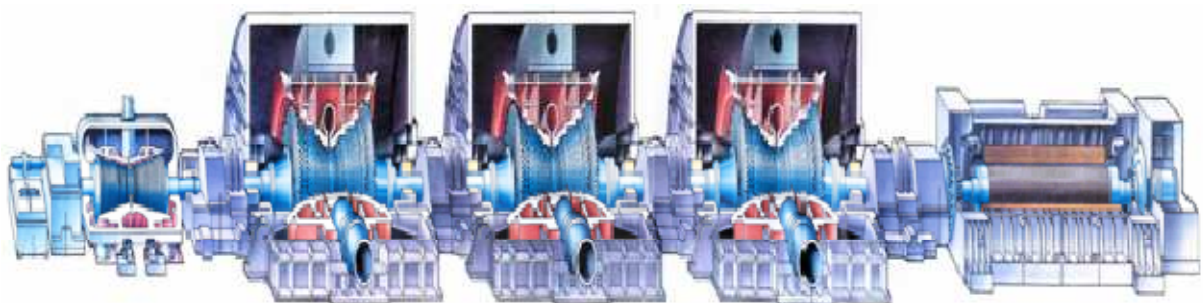


Figure 1.6 Vue d'ensemble d'une turbine de centrale nucléaire, [13].



❖ **Les Atomes fissiles**

Le neutron est un projectile particulièrement bien adapté. En effet, sans charge électrique, cette particule a la faculté d'approcher suffisamment près le noyau, chargé positivement, sans être repoussée par des forces électriques. Le neutron peut alors pénétrer à l'intérieur de ce noyau et le briser en deux morceaux. Il ne s'agit pas d'une explosion du noyau sous l'effet du choc mécanique avec le neutron, mais d'une cassure interne déclenchée par l'arrivée de ce neutron supplémentaire. C'est le résultat du bouleversement induit lors de l'intégration du neutron arrivant dans le noyau, sous l'action de la force nucléaire. La fragmentation du noyau est appelée réaction de fission. Un atome ayant la faculté de se briser en deux lors d'une collision est dit fissile. Les plus connus d'entre eux sont l'uranium 235 et le plutonium 239. Les deux morceaux obtenus après la fission d'un gros noyau sont les produits de fission. Ils sont la plupart du temps radioactifs, [15].

❖ **L'énergie libérée par la fission**

La réaction de fission d'un noyau s'accompagne d'un grand dégagement d'énergie. Les deux produits de fission emportent une grande partie de cette énergie sous forme cinétique: ils sont éjectés avec une grande vitesse (8000 km/s). Ils se frayent un chemin parmi les autres atomes en les "bousculant" car ils constituent de gros projectiles.

Au cours de ces chocs, ils perdent rapidement leur vitesse (et donc leur énergie) en chauffant la matière environnante et s'arrêtent dans la masse d'uranium. Leur énergie de départ se trouve finalement transformée en chaleur: localement, la température de l'uranium augmente.

Le principe d'un réacteur nucléaire consiste à récupérer cette chaleur pour la transformer en électricité, [15].

❖ **Le combustible nucléaire**

Le combustible d'une centrale nucléaire contient des atomes fissiles dont on va extraire de l'énergie par fission. Les principaux atomes fissiles sont l'uranium 233, l'uranium 235, le plutonium 239 et le plutonium 241. Seul l'uranium 235 se trouve à l'état naturel. C'est donc le plus souvent lui qui est utilisé comme combustible dans les centrales nucléaires. Le combustible nucléaire est placé dans le cœur du réacteur, [15]



**Figure 1.7** : Les crayons de combustible renferment de l'oxyde d'uranium, [15].

## **1.8.2 Les systèmes de production à énergies renouvelables**

### **1.8.2.1 Le système hydroélectrique**

L'énergie hydraulique qui provient de la captation de la variation d'énergie potentielle de l'eau entre deux niveaux, est une énergie renouvelable. C'est une source d'énergie propre et non polluante de l'environnement, économique et fiable. La mise en service est simple et très rapide, en effet lorsque l'eau est stockée, il suffit d'ouvrir les vannes pour commencer le cycle de production d'électricité. Ces caractéristiques lui permettent d'être très flexible pour la régulation de la charge électrique, elle est avantageusement utilisée lors des pics de consommation, ce qui permet d'éviter la mise en route coûteuse des autres types de centrales électriques reliées au même système. L'hydroélectricité met en valeur une richesse naturelle importante et produit une énergie propre et entièrement renouvelable, sans aucune émission de gaz à effet de serre. Leur principal désavantage est qu'elles ne sont pas des énergies qui peuvent répondre à des besoins certains, à des moments sûrs, c'est-à-dire que la production d'énergie électrique est dépendante des conditions météorologiques, [1].

En contre partie, les aménagements hydrauliques nécessitent une durée de réalisation qui s'étend sur des années et un lourd investissement initial nécessaire à la construction de barrage. Toutefois, ces aménagements deviennent à long terme des équipements très rentables car ils, [1] :

- Exploite une énergie primaire gratuite et renouvelable, d'où le coût de production est très bas et constant.
- Nécessite une maintenance réduite.
- Ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.

Les centrales hydrauliques ont été les premières usines à produire industriellement de l'énergie électrique au début du XX<sup>ème</sup> siècle. Actuellement, un cinquième de l'énergie électrique à travers le monde, provient de l'énergie hydroélectrique qui est associée aux barrages. L'adoption de l'énergie hydroélectrique par rapport aux autres types d'énergies dépend principalement de la disponibilité des ressources hydriques et de l'investissement. Un autre facteur encourage cette adoption est la double utilisation des eaux des barrages. En effet l'eau utilisée pour produire l'énergie électrique sera réutilisée pour d'autres fins telles que l'irrigation et l'alimentation en eau potable après traitement, [1].

L'énergie hydroélectrique utilise la force de l'eau, c'est-à-dire, la combinaison d'un débit et d'une chute afin de produire de l'énergie électrique. Autrement dit, l'énergie potentielle de l'eau retenue dans le réservoir se transforme en énergie cinétique, ce qui entraîne la rotation de la turbine hydraulique. La turbine est couplée à un alternateur qui va produire à son tour de l'électricité, [1].

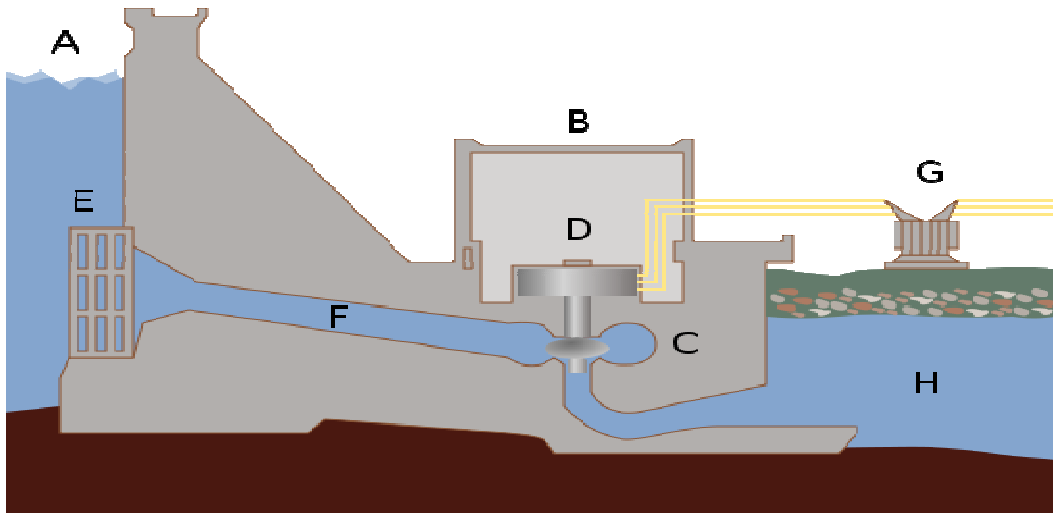
Les centrales hydroélectriques sont classées en trois grandes catégories selon la hauteur de chute d'eau et par voie de conséquence, selon le débit ; on trouve, [1] :

- Les centrales électriques de haute chute ;
- Les centrales électriques de moyenne chute ;
- Les centrales électriques de basse chute.

#### **❖ Principe de base d'une installation hydroélectrique**

Pour produire de l'électricité, il faut la combinaison d'un débit d'eau  $u$  [ $m^3/s$ ] et d'une chute  $h$  [ $m$ ] qui est la différence entre un point haut et un point bas de niveau d'eau. Pour réaliser cette combinaison, le complexe hydroélectrique comprend un barrage construit en travers du lit d'un cours d'eau pour en retenir les eaux et pour créer ou aménager une chute en vue d'actionner les turbines de la centrale électrique. La turbine est un élément rotatif qui convertit l'énergie d'un courant d'eau. Il permet de transformer l'énergie potentielle en énergie mécanique puis électrique par l'intermédiaire d'un alternateur, [1].

Une centrale hydroélectrique se compose principalement d'un réservoir, d'une conduite à la turbine, d'une turbine couplée avec une génératrice électrique comme il est illustré à la figure (1.8), [1].



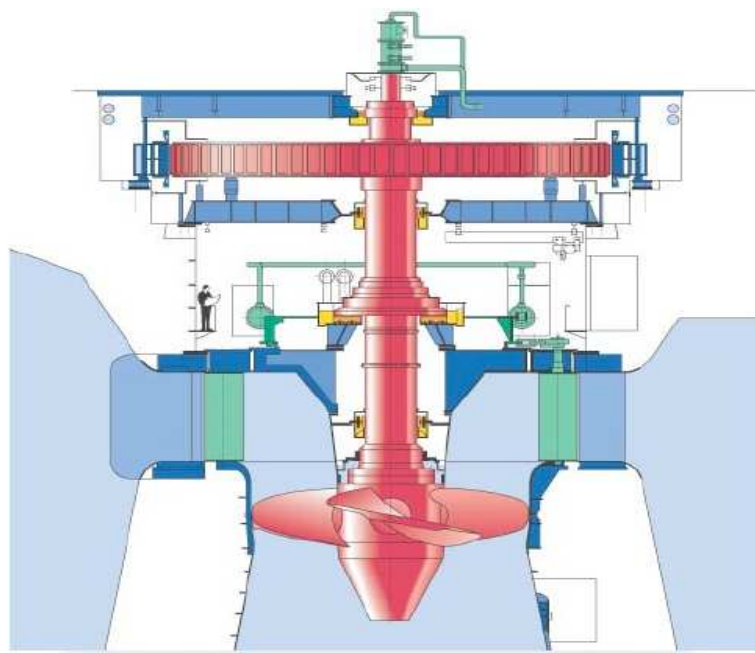
**Figure 1.8 :** Constitution d'une centrale hydroélectrique, [16].

A - réservoir, B - centrale électrique, C - turbine, D - générateur, E - vanne, F - conduite forcée, G - lignes haute tension, H - rivière

L'eau est retenue grâce à un réservoir hydroélectrique dans une vallée. Quand l'eau passe dans le canal d'écoulement d'eau en pente aménagé à cet effet dans le barrage, elle actionne une turbine hydraulique. La turbine fait tourner l'alternateur qui fournit alors une tension électrique. L'eau est ensuite libérée au pied du barrage et reprend le cours normal de la rivière, [1].

❖ **La Turbine Hydraulique**

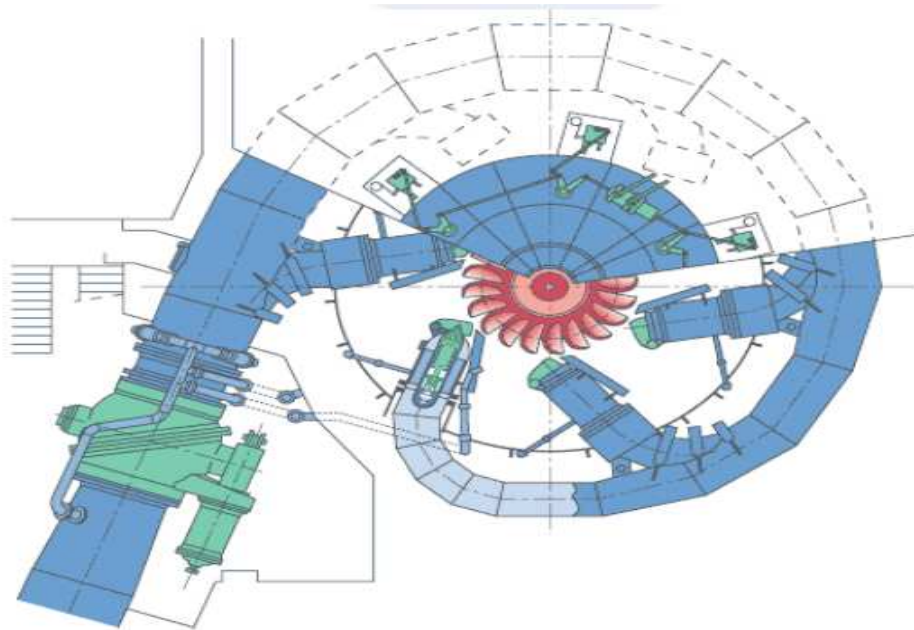
- **Turbine De Kaplan**



**Figure 1.9 :** Turbine de Kaplan

Une turbine Kaplan est une turbine hydraulique à hélices de type propulsion. Elle a été inventée en 1912 par l'ingénieur Viktor Kaplan. Elle est adaptée pour les faibles chutes de 10 à 30 mètres en hauteur, et pour les très grands débits de 5000 à 100 000 l/s. La vitesse de rotation varie de 50 à 250 tr/min. La turbine Kaplan se différencie des autres turbines à hélices par ses pales dont on peut faire varier l'angle en opération. Cela lui permet d'avoir un rendement énergétique élevé pour plusieurs conditions de débit d'eau. Son rendement varie normalement entre 90% et 95%, [17].

- **Turbine de Pelton**



**Figure 1.10 :** Turbine de Pelton

Une turbine Pelton est un type de turbine hydraulique utilisée dans les centrales hydroélectriques. Elle a été inventée en 1879 par Lester Allan Pelton, en Californie. Cette turbine est du type « à action » car l'énergie potentielle de l'eau s'écoulant dans une conduite forcée est transformée en énergie cinétique par l'intermédiaire d'un jet d'eau qui agit directement sur les augets de la roue.

D'après le calcul de la vitesse spécifique, ces turbines sont adaptées à des chutes dites « hautes chutes » (> 400 m) avec un faible débit d'eau (< 15 m<sup>3</sup>/s). La vitesse maximale du jet en sortie de l'injecteur satisfait la relation  $V_i = \sqrt{2gH}$ . Cette conception permet un rendement exceptionnel de l'ordre de 90 %, [17].

- **La Turbine De Francis**

Une turbine Francis est une turbine hydraulique de type « à réaction ». Elle est adaptée pour des hauteurs de chute moyennes (entre 20 et 350 mètres), pour des puissances et débits moyens (de quelques kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts avec des débits jusqu'à 30 000 L/s). Diamètre de la roue : entre quelques décimètres et environ 10 mètres. Vitesse de rotation : entre 70 et 3 000 tr/min. Rendement énergétique : entre 80 % et 95 %, [17].

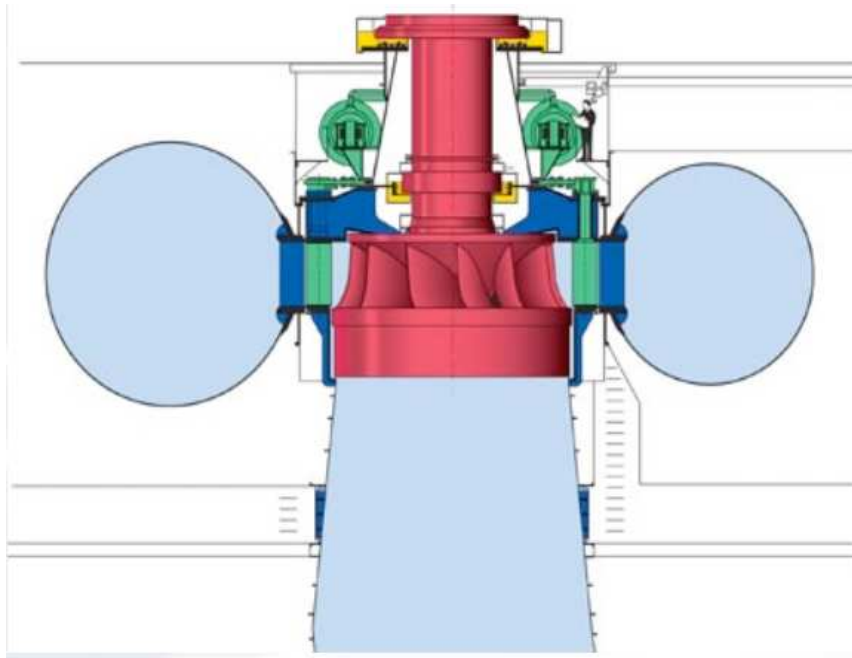


Figure 1.11 : Turbine de Francis

### 1.8.2.2 Le système photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale [18]. La production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante depuis les années 1990-95, pour dépasser les 700 MWc en 2003, [19].

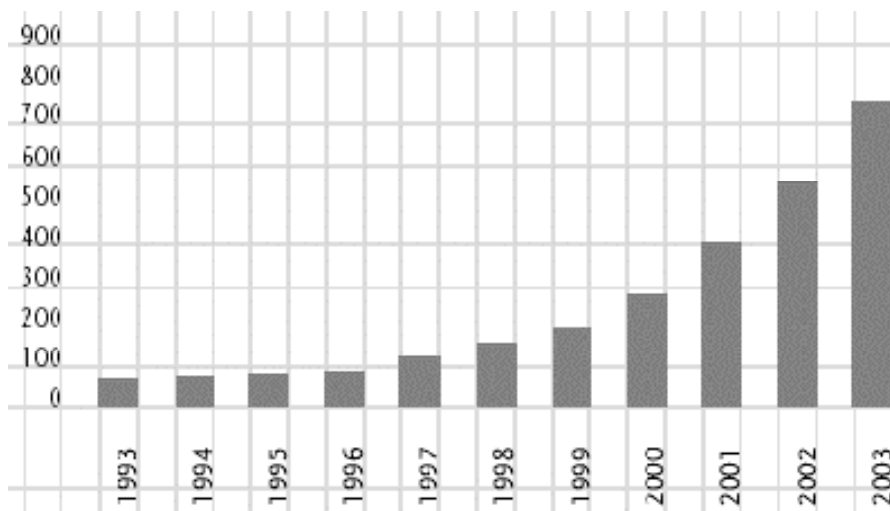


Figure 1.12 : Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques (en MWc)



Pour faire face à cette croissance, la recherche dans le domaine s'oriente sur deux axes essentiels, qui peuvent sembler opposés : augmenter le rendement des cellules, tout en diminuant les coûts de production. Le matériau le plus commercialisé dans l'industrie photovoltaïque est le silicium cristallin (abondant, facile à processor, non toxique). Cependant, dans le coût du module, le prix du matériau intervient pour environ 50% et de nombreuses études visent donc à réduire les coûts relatifs à la préparation des substrats, [19].

### **❖ Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire**

Le principe de base d'une cellule solaire faite avec un matériau semi-conducteur comme le silicium amorphe ou microcristallin consiste en une jonction p-i-n, c'est à dire: une zone de silicium dopée "p", une zone de silicium non dopée (intrinsèque) et une zone de silicium dopée « n ». Lorsqu'un photon d'énergie supérieure au gap du silicium atteint la zone intrinsèque, il est absorbé pour créer une paire "électron-trou". Un courant électrique est alors généré par la séparation de cette paire "électron-trou", en direction des deux bornes opposées de la cellule. Cette séparation se fait sous l'action du champ électrique présent dans la zone de silicium intrinsèque. Le trou et l'électron créés dans la couche "i" doivent traverser les couches de silicium dopées ("p" et "n") avant d'atteindre les bornes de la cellule solaire, [17].

Malheureusement, ces couches dopées de silicium amorphe ou microcristallin possèdent énormément de "défauts" divers qui provoquent la recombinaison des électrons et trous dans ces couches avant que ceux-ci aient pu atteindre les bornes de la cellule. C'est pourquoi on donne à ces couches dopées le moins d'épaisseur possible. Deux couches conductrices de courant placées aux bornes de la cellule vont récupérer l'électron et le trou qui n'auront alors plus beaucoup de risques de se recombinaison. On peut représenter la cellule solaire comme une diode plate qui est sensible à la lumière. Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombinaison facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile.

Et comme conclusion, on peut dire que La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique se déroule en 3 étapes :

1. Absorption de la lumière avec génération de paires électron-trou dans la base p;
2. Séparation des paires électron-trou ;
3. Recombinaison, après que le courant  $I_{Ph}$  ait parcouru le consommateur.

### **❖ Utilisation des systèmes solaires**

- 2 L'éclairage (autoroutes, arrêts d'autobus,...) ;
- 3 Les communications (Stations de relais de téléphone, bornes d'appel d'urgences sur autoroutes, téléphones mobiles,...) ;
- 4 La fourniture d'électricité pour des sites éloignés du réseau normal (Forêts, montagnes, ..) ;
- 5 Capteurs isolés (Infos météorologique, enregistrements sismiques, recherche scientifique,...) ;
- 6 Pour de petites stations de pompage ou d'irrigation ;
- 7 Chargement des batteries de voitures (les batteries normales, ou de voitures électriques..) ;

- 8 Protection contre la corrosion (car les pipes-lines et autres tuyaux enfouis sous terre ou dans l'eau perdent des ions et rouillent, on peut les protéger en appliquant une différence de potentiel, donc un courant électrique) ;
- 9 Evidemment l'utilisation de cellules photovoltaïques est plus efficace dans les régions très ensoleillées, telles que les Etats-Unis ou les pays du sud en général, mais cela ne veut pas dire qu'on ne peut pas les utiliser dans le reste du monde ;
- 10 Compensation du facteur de puissance dans les réseaux électriques de distribution, [17].

❖ **Combien produit un module photovoltaïque ?**

En extérieur (sous exposition solaire), la production électrique d'un panneau dépend de :

- Ses dimensions ;
- Sa technologie ;
- Du rayonnement reçu ;
- De la durée d'exposition.

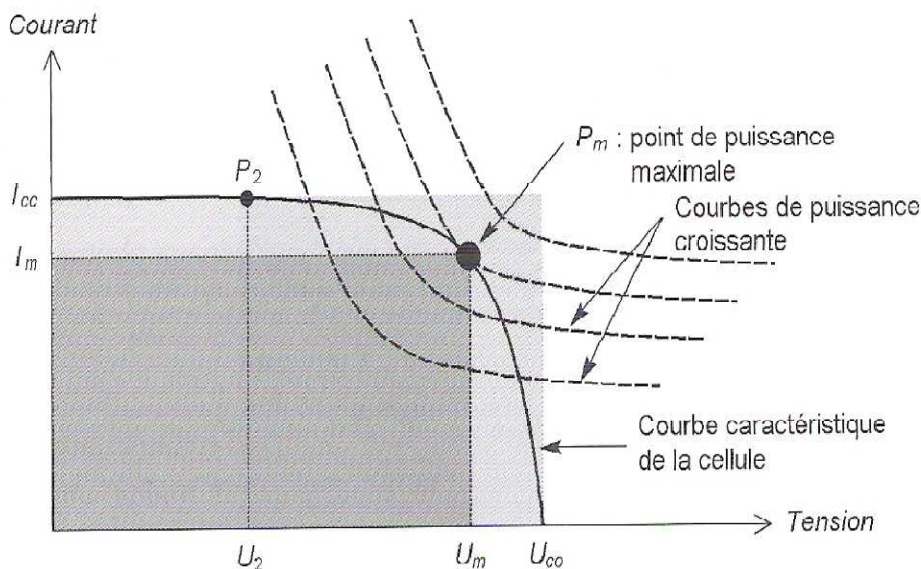
En valeur instantanée, sous un ensoleillement maximum de  $1000 \text{ W/m}^2$ , un module photovoltaïque en silicium cristallin de  $1 \text{ m}^2$  produit une puissance instantanée d'environ  $100 \text{ W}$ .

En valeur globale sur une journée, s'il est placé de façon optimale, on peut appliquer les règles suivantes :

- En France/Suisse/Belgique :  $1 \text{ m}^2$  donne entre 100 et 500 Wh par jour entre l'hiver et l'été, et selon les régions.
- En Afrique  $1 \text{ m}^2$  donne entre 300 et 600 Wh par jour selon le pays, [20].

❖ **La puissance et le rendement**

La partie intéressante de la caractéristique courant-tension, pour l'utilisateur, c'est celle qui génère de l'énergie. Donc ce ne sera ni au point de tension de circuit ouvert, ni au point de court-circuit, qui ne génère aucune énergie puisque la puissance est le produit du courant par la tension. On a tracé sur la figure (1.13) la caractéristique sous lumière d'une photopile ainsi que des courbes théorique de puissance constante (en pointillés), [20].



**Figure 1.13 :** La puissance max sur une caractéristique courant-tension

❖ **La technologie des cellules solaires**

On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques :

- Les matériaux solides cristallisés;
- Les couches minces.

Ces couches minces sont également solides, mais d'épaisseur nettement plus faible (de l'ordre du micron et en deçà) et déposées sur un support, alors que les photopiles cristallines sont massives et épaisses d 0,15-0,4 mm.

Le matériau le plus répondeu dans les photopiles est le silicium, semi-conducteur de type IV. Il est dit tétravalent (tétra= quatre) : cela signifie qu'un atome de silicium peut se lier avec quatre autre atomes de même nature. Le silicium solaire est soit cristallin, soit amorphe. Mais on utilise également des III-V comme l'arséniure de gallium et des couches minces comme de CdTe (tellure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium de sélénium), [20].

**1.8.2.3 Le système éolien**



**Figure 1.14 :** Eolienne à axe horizontal, [21].

La ressource éolienne provient du vent, lequel est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre : une différence de pression se crée entre certaines régions de la planète, en fonction du réchauffement ou du refroidissement local, mettant ainsi des masses d'air en mouvement. Exploitée depuis l'antiquité puis longtemps négligée, cette énergie connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers, [20].

L'exploitation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité a eu des hauts et des bas. Les causes de ces fluctuations sont diverses : guerres, crises d'autres types d'énergie, volonté de préserver l'environnement, évolution de la technologie, changement de politique énergétique,..., [22].

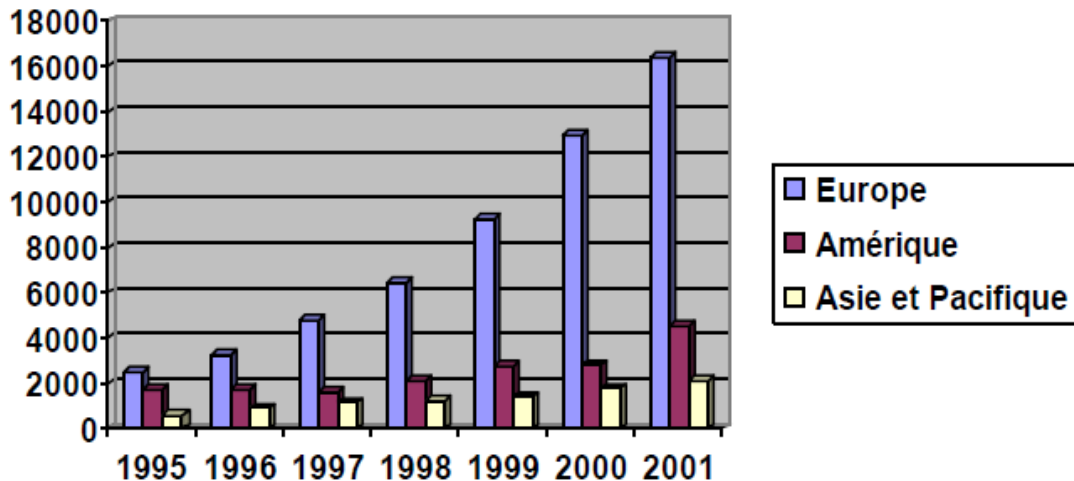


❖ **Croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne**

A la suite de la fabrication du premier aérogénérateur, les ingénieurs danois améliorèrent cette technologie durant la 1<sup>e</sup> et 2<sup>e</sup> guerre mondiale pour faire face à la pénurie d'énergie électrique. Malgré certains succès technologiques obtenus à cette époque, l'intérêt pour l'exploitation de l'énergie éolienne à grande échelle déclina à la fin de la 2<sup>e</sup> guerre mondiale.

C'est avec la crise pétrolière des années 70 que cet intérêt ressurgit. Ainsi plusieurs pays commencèrent à investir de l'argent pour notamment améliorer la technologie des aérogénérateurs, ce qui donna naissance aux aérogénérateurs modernes. Le premier marché véritable significatif fut celui de la Californie. Entre 1980 et 1986, où l'industrie de l'énergie éolienne put se développer. Ensuite les aides financières diminuèrent aux EU mais augmentèrent en Europe, ce qui permit un développement important de cette industrie dans des pays tels que l'Allemagne et le Danemark. Le marché mondial passa de 200 MW/an en 1990 à 5500 MW/an en 2001.

L'énergie éolienne est la source d'énergie qui croît le plus vite dans le monde. Cette progression est énorme par rapport à d'autres types d'énergies plus traditionnelles, telle que l'énergie nucléaire avec une croissance de 1% ou le charbon qui n'a pas du tout augmenté dans les années 90, [22].



**Figure 1.15 :** Evolution de la puissance installée (MW) dans les continents les plus représentatifs, [22].

À l'échelle mondiale, l'énergie éolienne maintient un taux de croissance de 30% par an depuis une dizaine d'années. L'Europe, principalement sous l'impulsion allemande, scandinave et espagnole, comptait environ 15000 MW de puissance installée en 2000. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40000MW de puissance installée dans le monde, [20].

Les récents développements technologiques dans les domaines des turbines éoliennes à vitesse variable, en électronique de puissance et en commande de machines électriques tendent à rendre l'énergie éolienne aussi compétitive que l'énergie d'origine fossile.

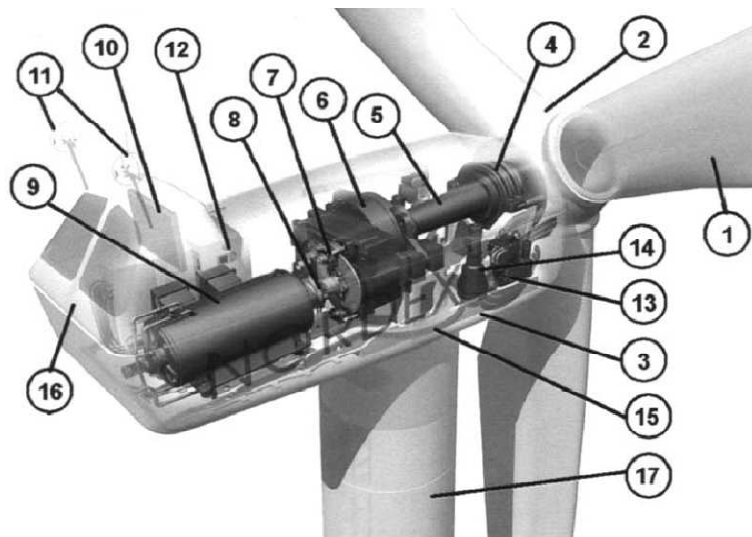
L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur d'énergie à partir du vent, avec une puissance installée de 16630 MW, et plus de 15000 turbines en opération. Elle est suivie par l'Espagne avec quelques 8260 MW. Les Etats-Unis sont en troisième position avec 6740 MW de puissance installée, suivis par le Danemark avec 3120 MW et l'Inde avec 3000 MW installés. L'Europe concentre pratiquement le reste de la production mondiale. Les Pays-Bas, le Royaume-

Uni et l'Italie progressent fortement en ce domaine. D'autres pays envisagent de développer considérablement cette source d'énergie : par exemple, la Chine et l'Australie, [20].

C'est en zone offshore que l'accroissement de production le plus significatif est attendu. La production en mer présente en effet deux avantages considérables : la réduction de l'impact visuel et une meilleure productivité (vents plus forts, plus réguliers et plus énergétiques). Le potentiel offshore mondial est estimé à 371012 kWh annuels (sites compris entre +/- 72° latitude et avec moins de 30 m de profondeur) soit presque 3 fois la production mondiale d'électricité, [23].

En France, dans des zones ayant moins de 40 m de profondeur et à moins de 30 km des côtes, 470 · 109 kWh annuels pourraient être théoriquement produits, mais si on tient compte de nombreux paramètres, par exemple le taux maximal d'occupation de la surface (1 % en Méditerranée et 3,5 % en Manche-Atlantique), on arriverait à 13109 kWh annuels pour une puissance installée de 4 230 MW (productivité d'un peu plus de 3 000 h par an).

❖ **Le fonctionnement d'un aérogénérateur**



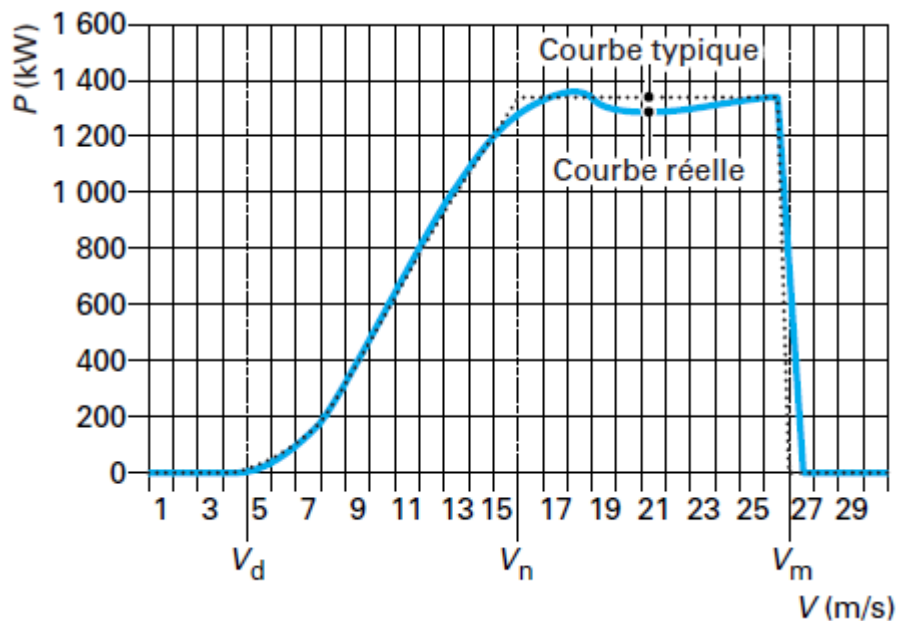
- |                             |   |
|-----------------------------|---|
| 1 pales                     | 10 radiateur de refroidissement                                 |
| 2 moyeu rotor               | 11 centrale de mesures du vent                                  |
| 3 nacelle                   | 12 contrôle   |
| 4 cardan                    | 13 centrale hydraulique   |
| 5 transmission              | 14 mécanisme d'orientation face au vent                         |
| 6 multiplicateur de vitesse | 15 paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque |
| 7 frein à disque            | 16 capot  |
| 8 accouplement              | 17 tour   |
| 9 génératrice               |   |

**Figure 1.16:** Schéma d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW), [23].

Les aérogénérateurs modernes sont presque tous à axe horizontal. Ils comprennent un mât et une nacelle supportant la turbine, généralement à 3 pales, qui entraîne une génératrice débitant sur le réseau. La plupart des systèmes intègrent un multiplicateur de vitesse entre la turbine (lente) et la génératrice (rapide) mais des systèmes à attaque directe se développent rapidement. Ils nécessitent des machines électriques lentes sans pour autant alourdir exagérément la nacelle. Les machines rapides sont presque toutes des asynchrones alors que les génératrices lentes sont de type synchrone à rotor bobiné ou à aimants permanents, [23].

Au début, la vitesse de rotation des turbines était quasi constante imposée par la fréquence du réseau, mais la vitesse variable s'impose progressivement car elle permet des gains énergétiques dans le domaine des basses vitesses de vent et réduit les contraintes mécaniques lors des rafales. On rencontre essentiellement deux systèmes, celui avec machine à double alimentation dans lequel le rotor triphasé est alimenté par un convertisseur statique de puissance réduite (environ le tiers de la puissance totale) et le stator est directement couplé au réseau et celui avec machine synchrone alimentée à fréquence variable par un convertisseur qui voit transiter toute la puissance. Dans les deux cas, les convertisseurs sont à deux étages DC-AC et AC-DC, à modulation de largeur d'impulsion, avec un bus continu intermédiaire.

Ces systèmes présentent en outre l'avantage de pouvoir fournir ou absorber de la puissance réactive et contribuer ainsi activement à la gestion du réseau, [23].



**Figure 1.17:** Courbe réelle de la puissance productible en fonction de la vitesse du vent et courbe typique d'un aérogénérateur quelconque, [23] :

$V_d$  est la vitesse de démarrage (ici 4 m/s : 28 kW)

$V_n$  est la vitesse nominale (ici 15 m/s : 1,3 MW)

$V_m$  est la vitesse maximale (ici 25 m/s)

Comme la puissance aérodynamique du vent croît avec le cube de la vitesse, pour des raisons de dimensionnement et de coût, il est nécessaire d'écarter la puissance à partir d'une certaine vitesse de vent  $V_n$ , puis d'arrêter complètement la production au-delà d'une vitesse maximale  $V_m$ . Pour cela, deux systèmes coexistent selon les machines, celui à décrochage aérodynamique (stall) où c'est la forme des pales qui permet la chute rapide du coefficient de puissance au-delà d'une certaine vitesse de vent (principe de la machine Nordex N60 de la figure 1.16) et celui à pas variable (pitch) dans lequel les pales sont orientables, ce qui permet un contrôle plus fin du décrochage et une courbe de puissance plus plate au-delà de la vitesse nominale  $V_n$ , [23].

**Exemple :** pour donner des ordres de grandeur, voici quelques données dimensionnelles de la machine Nordex N60 (1,3 MW) : diamètre et masse de la turbine : 60 m et 21 t, masse de la nacelle (sans turbine) : 51 t, hauteur et masse de la tour (cylindrique acier) : 46 à 85 m (selon version) et 68 à 154 t. Ici, il s'agit d'une génératrice asynchrone à 2 vitesses (2 valeurs du nombre de pôles) permettant deux vitesses de rotation de la turbine de 19 et 12,7 tr/min à travers un multiplicateur de rapport 78, [23].

À caractéristiques de vent données et à technologie de turbine donnée, la puissance collectée est proportionnelle à la surface balayée soit le carré de son diamètre.

La puissance moyenne des unités d'aérogénérateurs commercialisées en 2001 était supérieure à 1 MW. Les plus grosses unités atteignent une puissance de 3 MW et tendent vers les 5 MW ; ces niveaux de puissance sont adaptés aux machines offshore. La ferme éolienne offshore de Middelgrunden, au large du port de Copenhague, rassemble 20 aérogénérateurs de 2 MW chacun. Il existe, en terme de puissance unitaire, une valeur économiquement optimale compte tenu des caractéristiques du site de production : cette puissance est légèrement supérieure à 1 MW en 2002 et en zone terrestre. Les aérogénérateurs sont regroupés en « fermes éoliennes », dont certaines atteignent des puissances considérables comme celle du Nordais au Canada qui a une capacité de 100 MW. Les projets offshore sont encore plus impressionnants comme ce projet irlandais de 520 MW comprenant 200 turbines situées à environ 70 km au sud de Dublin, sur un banc de sable de 20 km de long et 2 km de large, à 7 km de la côte, sur des profondeurs allant de 5 à 25 m, [23].

### **❖ Avantages et désavantages de l'énergie éolienne**

#### **• Les atouts**

- L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement tel que l'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO<sub>2</sub>.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà, [22].

- **Les désavantages**

- L'impact visuel. Ca reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne, [22].

## **1.9 Conclusion**

Nous avons illustré dans ce chapitre les différentes manières de production d'électricité les plus dominantes dans le monde. La politique énergétique de chaque pays dépend de la source primaire disponible dans ce pays même. On donne toujours l'exemple de l'Algérie, c'est l'un des pays en plein de sources d'énergie, il a une grande variété des sources énergétique que ce soit fossile (pétrole, gaz, charbon) ou renouvelable (solaire, éolienne, hydraulique). La politique énergétique actuelle dans l'Algérie est basée sur l'exploitation du gaz naturelle utilisant la technologie des turbines à gaz. Malgré les grands efforts des chercheurs algériens dans le secteur d'énergie pour faire face aux sources fossiles et améliorer la production par sources renouvelable, il reste toujours le gaz naturelle la source la plus concurrentielle et convenable dans le marché algérien. La disponibilité des sources primaires minimise le cout de production d'énergie électrique.

---

## CHAPITRE 2

# ETUDE GENERALE DE LA THEORIE DES RESEAUX ELECTRIQUES

---

---

### 2.1 Introduction

L'énergie électrique produite dans les centrales électriques est transportée dans les lignes de transmission haute tension à des points d'utilisation. La tendance vers une plus grande tension est motivée par la capacité de la ligne accrue tout en réduisant les pertes en ligne par unité de puissance transmise, [24].

Un réseau est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de production jusqu' aux maisons de campagne les plus éloignées, [9].

Les réseaux de transport et d'interconnexion assurent l'acheminement de l'énergie depuis ces unités vers les lieux de consommation à travers des lignes électriques (aériennes ou souterraine). Les lignes électriques sont de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge  $\delta$ , [25].

Un système d'énergie électrique interconnecté est une entreprise complexe qui peut être subdivisée en sous-systèmes suivants, [24] :

- Les systèmes de production ;
- Systèmes de transmission ;
- Systèmes de distribution ;
- Les points d'utilisation et les consommateurs.

### 2.2 Historique

Si, dès 1882, EDISON a réalisé la première distribution d'électricité en courant continu sous une tension de 110 V pour l'éclairage et si la première transmission à distance a été réalisée en 1882 entre Miesbach et Munich (57 Km, 2000 V), il est vite apparu que la solution pour un transport à distance devrait passer par une tension plus élevée pour diminuer le volume de cuivre (Deprez en 1881) et donc utiliser le courant alternatif et le transformateur dont le principe était breveté par Gaulard et Gibbs en 1881. Les générateurs triphasés sont de conception plus simple que les machines à courant continu et la coupure de courant plus facile. En 1891, une liaison en courant alternatif sous 15 KV reliait une centrale sur le Neckar à Lauffan à Francfort (sur une distance de 176 Km). Vers 1920, la fréquence de 50 Hz est normalisée en Europe et la tension passe à 132 KV grâce notamment à l'invention des isolateurs suspendus. Les raisons de ce transport à distance proviennent, au début, de la distance entre les centrales hydrauliques et les villes. Lorsque des centrales thermiques sont développées, il est vite apparu qu'une complémentarité existait entre ces divers modes de production, d'où une meilleure utilisation des ressources par une interconnexion tant au sein d'un pays qu'entre pays voisins. Les liaisons internationales vont alors rapidement se développer : en 1922 une liaison à 150 KV entre la

France et la Suisse, en 1929 une liaison entre l'Autriche et l'Allemagne en 225 KV, en 1935 tout l'est de la France est interconnecté avec la Belgique, la suisse et l'Allemagne, interconnexion sous 380 KV de l'Europe occidentale en 1985, extension vers l'Europe de l'est (Pologne, Hongrie, ...etc) et le grand Maghreb dans les années 1990, [4].

## 2.3 Caractéristiques des systèmes électriques

### 2.3.1 Centrales électriques

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrales électriques à court terme: son coût de production; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production. Pour les centrales thermiques, il reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible est évalué en utilisant des valeurs de consommation spécifique de chaleur (une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité) de la centrale et le prix du combustible. La valeur de consommation spécifique de chaleur (CSC) est proportionnelle à l'inverse du rendement énergétique: plus la CSC est grande, moins la centrale est performante, [6].

La fonction coût a une forme non linéaire qui peut être approximée à une courbe quadratique du type  $C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2$  où  $P_{Gi}$  est la quantité produite (figure 2.1).

La constante  $a_i$  est appelée coût de marche à vide, elle représente le coût pour maintenir la marche d'une unité de production à production nulle. Le coût incrémental (ou marginal) de production est le coût pour produire une unité supplémentaire d'énergie. Ce coût est important pour prendre les décisions d'exploitation à court terme.

$$\lambda = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = b_i + 2c_i \cdot P_{Gi} \quad (2.1)$$

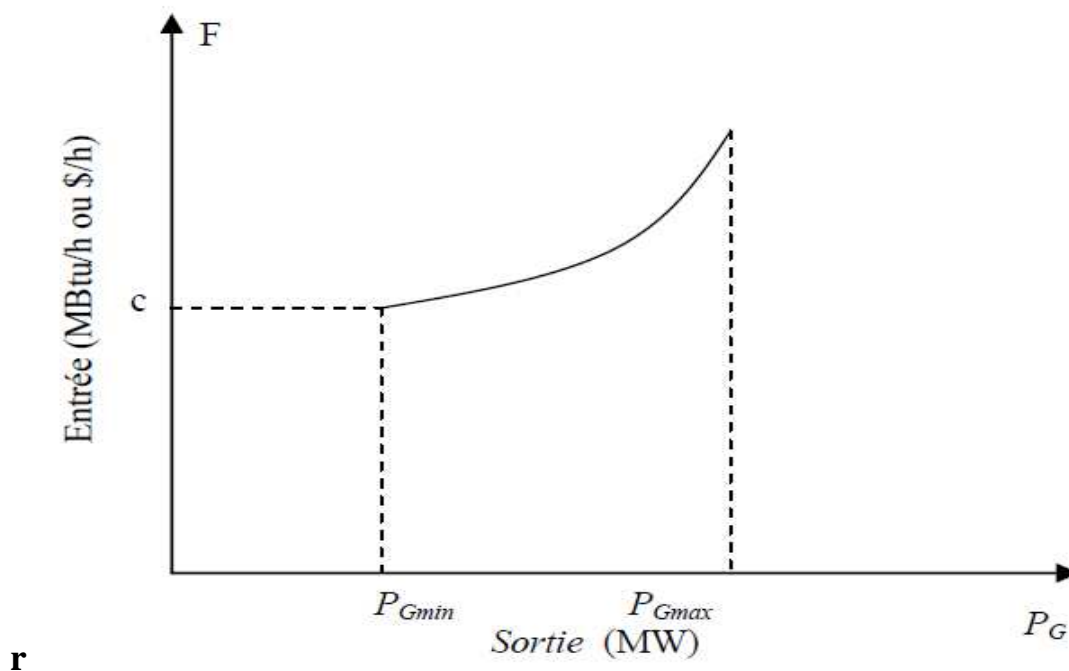


Figure 2.1 : Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production, [6].



Outre le coût variable à court terme, d'autres caractéristiques spécifiques sont importantes à mentionner pour la production d'électricité. C'est le cas notamment du coût spécifique pour démarrer ou arrêter l'unité de production (coût de démarrage et d'arrêt). Par exemple, le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement toutes les installations permettant la production d'électricité (chaudières, pompes, etc.). Ce coût dépend normalement de l'état de l'unité de production au moment de l'appel à démarrer (démarrage à froid ou à chaud). Certaines contraintes techniques sont aussi importantes pour l'exploitation.

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

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

Enfin, les unités de production présentent différents degrés de fiabilité et d'incertitude. Ce degré de fiabilité peut être interprété comme le degré de précision dans la prévision de la capacité de production d'une centrale.

Les erreurs de prévision de capacité peuvent venir du manque de prévision sur la force motrice (par exemple, courant d'eau ou vitesse du vent). L'exemple le plus typique est ici la production éolienne, dont le niveau de production dépend de la vitesse du vent. Cette vitesse est un phénomène climatique qui dépend de plusieurs variables, et qui est très difficile à prévoir avec exactitude. Les erreurs de prévision peuvent venir aussi de la défaillance forcée d'une unité de production ou d'autres facteurs qui l'empêchent d'atteindre leur niveau normal de production. Le cas le plus extrême est quand l'unité n'arrive pas à démarrer comme prévu, ou qu'elle doit être arrêtée complètement pour des problèmes techniques.

Le caractère de flexibilité ou de souplesse de moyens de production à court terme représente la vitesse à laquelle chaque moyen de production peut changer le niveau de sa production après un signal donné. Nous trouvons des moyens de production plus flexibles, comme les centrales hydrauliques (avec réservoir) et les centrales à combustion ou les moteurs diesel (avec des temps de démarrage faibles et des contraintes faibles de rampe).

Par opposition, les centrales nucléaires et les centrales thermiques sont des moyens de production peu flexibles. Il est important de remarquer que cette flexibilité doit être obtenue rapidement après un ordre. Certains moyens de production peuvent avoir un caractère flexible, mais nécessitent plus de temps pour préparer cette vitesse de changement. Par exemple, certaines centrales nucléaires peuvent être programmées la veille pour réaliser des variations assez grandes de production, mais, à une échelle de temps plus proche du temps réel, les variations de production possibles pour ces centrales sont beaucoup moins élevées, [6].

### **2.3.2. Le fonctionnement des réseaux électrique**

#### **2.3.2.1 Architecture des réseaux électriques**

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindres puissances, ainsi que les grands utilisateurs industriels. On trouve en suite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité



de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé), [4].

### 2.3.2.2 Organisation d'un réseau de transport

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes, [9] :

1. Assurer au client la puissance dont il a besoin.
2. Fournir une tension stable dont les variations n'excède pas  $\pm 10\%$  de la tension nominale.
3. Fournir une fréquence stable dont les variations n'excède pas  $\pm 0,1$  Hz.
4. Fournir l'énergie à un prix acceptable.
5. Maintenir des normes de sécurité rigoureuses.
6. Veiller à la protection de l'environnement.

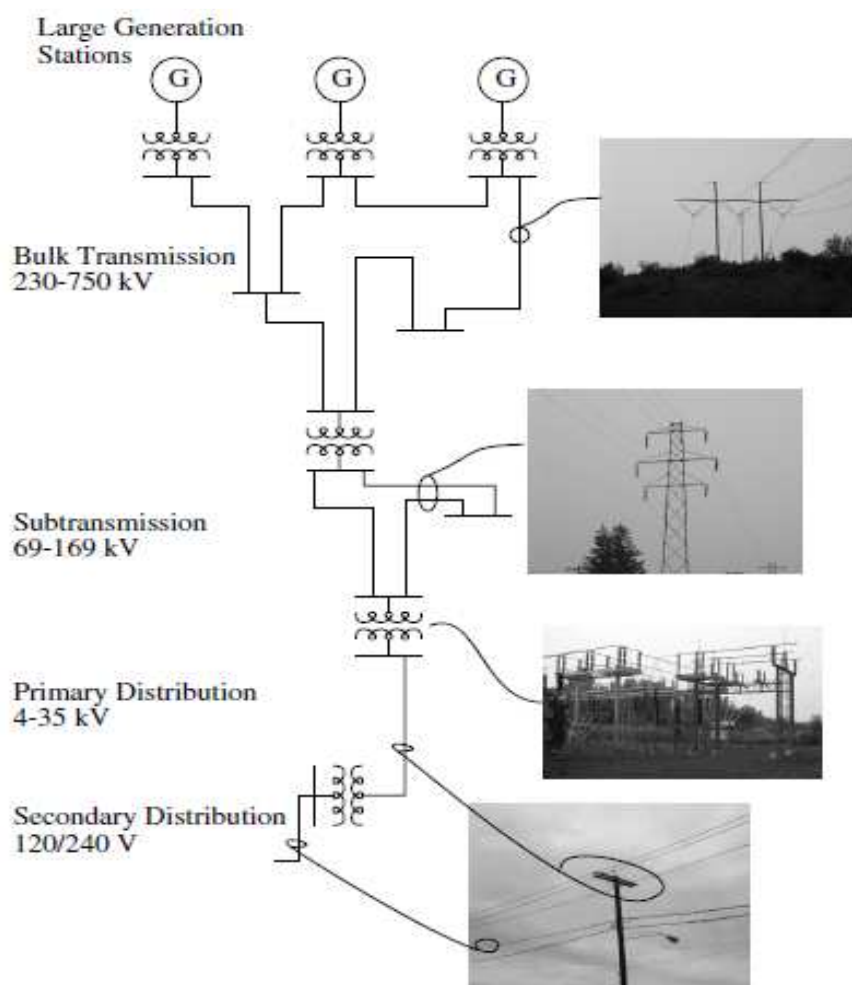


Figure 2.2 : Schéma élémentaire d'un réseau électrique, [26].

Nous avons tracé la (figure 2.2), le schéma élémentaire d'un réseau électrique servant à transporter l'énergie. Il est composé de trois centrales de production, de quelques postes de transformation, d'un poste d'interconnexion et, enfin, de charges commerciales, résidentielles et industrielles. L'énergie est transportée sur des lignes à très haute tension (THT), à haute tension (HT), à moyenne tension (MT) et à basse tension (BT) selon une échelle de tensions recommandées par divers organismes de normalisation, [9].

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

1. Le réseau de transport (49 kV à 765 kV) comprend les centrales, ainsi que les lignes et les postes de transformation issus de celles-ci.
2. Le réseau de répartition (46 kV à 315 kV) comprend les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution.
3. Le réseau de distribution comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties, le réseau de distribution à moyenne tension (2,4 kV à 64 kV) et le réseau de distribution à basse tension (120 à 600 V).

Les postes de transformation servent à augmenter ou à abaisser la tension et à régulariser celle-ci au moyen de compensateurs statiques, de réactances capacitatives ou inductives et de transformateurs à prises variables. Ils contiennent aussi les disjoncteurs, fusibles et parafoudres destinés à protéger les appareils et le réseau. Les postes d'interconnexion servent à relier le réseau avec d'autres réseaux afin d'augmenter la stabilité de l'ensemble et de permettre des échanges d'énergie, [9].

### 2.3.2.3 Puissance transmise par une ligne électrique

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge  $\delta$ . Les puissances transmises par une ligne électrique radiale sont données par les formules qui suivent:

Considérant la figure (2.3) qui représente une ligne électrique alimentant une charge ( $P + jQ$ ) en admettant que la résistance de la ligne est très faible vis-à-vis de la réactance l'impédance donc:  $Z_s = jX_s$ , [25].

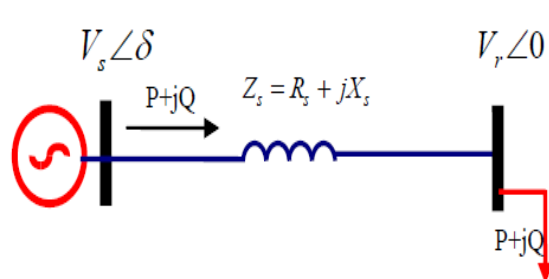


Figure 2.3.a : Schéma d'une ligne de transport.

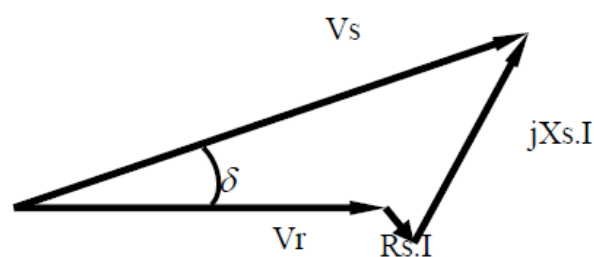


Figure 2.3.b : diagramme vectoriel des tensions.

Figure 2.3: Ligne électrique alimentant une charge, [25].

En prenant la tension au borne de la charge comme référence des phases (figure 2.3.b) et en négligeant la résistance  $R_s$ , le courant sera en phase avec  $V_r$ , La puissance demandé par la charge sera donnée par les équations qui suivent:

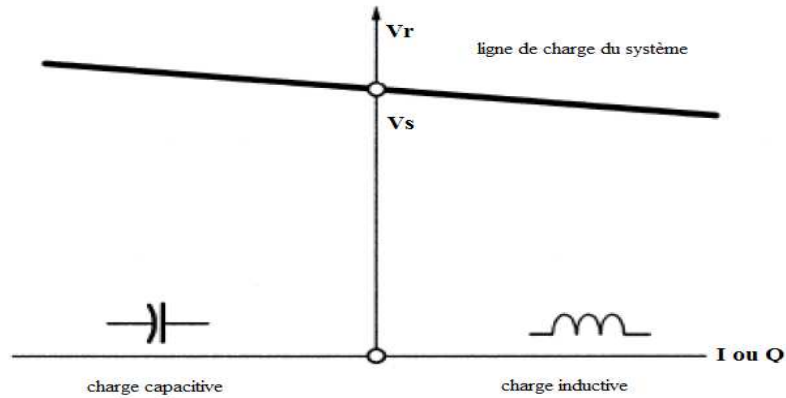
$$S_r = P + jQ = V_r I_r^* ; \quad \text{Avec} \quad I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_s} \quad (2.2)$$

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \sin \delta \quad (2.3)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (2.4)$$

La relation entre la tension au jeu de barre de charge et le courant de charge  $I$  est décrite par la droite de la figure (2.4) appelée ligne de charge du système qui est définie par l'équation d'une droite qui passe par  $V_s$  et de pente  $-Z_s$  :

$$V_s - V_r = Z_s \cdot I \Rightarrow V_r = -Z_s \cdot I + V_s \quad (2.5)$$



**Figure 2.4 :** Ligne de charge du système, [25].

On peut démontrer facilement le besoin du maintien de la tension aux bornes de la charge pour permettre un maximum de puissance à transmettre: Si la charge varie et aucune précaution n'est prise pour maintenir la tension  $V_r$  égale à  $V_s$  alors depuis le diagramme de phase de la figure (2.3.b) :

$$V_r = V_s \cos \delta \quad (2.6)$$

En remplaçant dans (2.3) en aura :

$$P = \frac{V_s^2}{X_s} \sin \delta \cdot \cos \delta = \frac{V_s^2}{2X_s} \sin 2\delta \quad (2.7)$$

Dans ce cas en ne peut transporter qu'une puissance maximale pour un angle  $\delta = 45^\circ$  égale à:

$$P_{\max} = \frac{V_s^2}{2X_s} \quad (2.8)$$

Dans le cas où on maintient la tension  $V_r$  égale à  $V_s$  on peut avoir, depuis l'équation (2.3), une puissance maximale:

$$P_{\max} = \frac{V_s^2}{X_s} \quad (2.9)$$

### 2.3.2.4 Chute de tension dans une ligne

Concédons la figure (2.5) qui représente une ligne de transport d'impédance complexe  $\bar{Z} = R + jX$ , et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1 (coté générateur), l'extrémité 2 (coté charge) absorbant une puissance.

$$\bar{S}_2 = P_2 + j Q_2 \quad (2.10)$$

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme des tensions donné par la figure (2.6) conduit à assimiler la chute de tension  $\Delta V$  à, [4] :

$$\Delta V \approx V_1 \cos \theta - V_2 \quad (2.11)$$

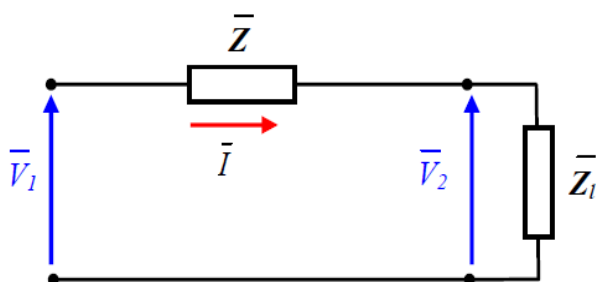


Figure 2.5 : Schéma monophasé équivalent

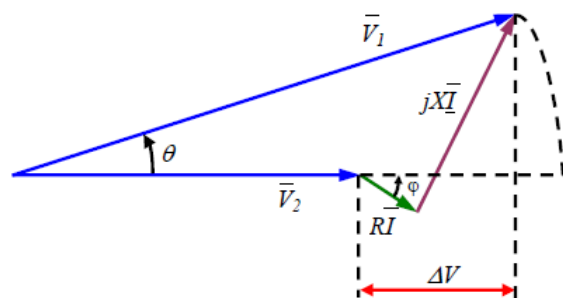


Figure 2.6: Diagramme des tensions

L'angle de transport  $\theta$  étant petit (réseau peu chargé), si  $\varphi$  désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (2.12)$$

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (2.13)$$

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 - XQ_2}{V_2} \quad (2.14)$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad (2.15)$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (2.16)$$

Soit, pour un réseau triphasé et en notant  $U$  la tension composée correspondant à  $V$ ,  $P$  et  $Q$  les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP+XQ}{U^2} \quad (2.17)$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP+RQ}{U^2} \quad (2.18)$$

On peut égale noter que si,  $R \ll X$  ( $R \approx 0$ ):

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad (2.19)$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (2.20)$$

Dans ces conditions, [4] :

- La **chute de tension** dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;
- L'**angle de transport**  $\theta$  dépend principalement de la puissance active transmise.

### 2.3.3 La consommation électrique

Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est important pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité: la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le prix, etc.

L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré. Naturellement, plus la prévision est réalisée en avance par rapport au moment de la consommation, moins elle est précise. En effet, les valeurs de ces variables, notamment celles liées aux conditions météorologiques, peuvent se modifier dans ce laps de temps. Une prévision éloignée du temps réel génère des erreurs de prévision, plus ou moins conséquentes. Les prévisions de consommation effectuées plusieurs jours à l'avance se basent principalement sur la combinaison des consommations réelles des jours précédents et la prévision des conditions climatiques. Par exemple, une baisse de la température moyenne de 1° C sur l'ensemble de la France peut entraîner, en hiver, une augmentation de la consommation de plus de 1000 MW (approximativement la taille d'une tranche nucléaire).

Bien que la prévision de la consommation s'affine lorsque l'on s'approche de la période prévue, il existe encore des écarts entre les prévisions faites la veille et la consommation réelle. Ces écarts, ou erreurs de prévision, peuvent provenir des erreurs de prévision des variables explicatives (Température, nébulosité) ou/et des simplifications de modèle de prévision, [6].

### **2.3.4 Stabilité des réseaux électriques**

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation. Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classer les types de la stabilité comme suit : [27].

#### **2.3.4.1 Stabilité angulaire**

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire, [27].

#### **❖ Stabilité angulaire aux petites perturbations**

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

#### **❖ Stabilité transitoire**

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

#### **2.3.4.2 Stabilité de fréquence**

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée, [27].

#### **2.3.4.3 Stabilité de tension**

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations, [27].

❖ **Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations**

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc.

❖ **Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations**

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court circuit,...etc.

**2.3.5 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal**

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport physiquement limitées. Ces limites sont principalement thermiques. Les limites thermiques sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne une transformation de puissance électrique en puissance thermique. Cette énergie thermique provoque une augmentation de la température de la ligne. Ce changement de température modifie les caractéristiques mécaniques de la ligne et provoque une dilatation des conducteurs.

L'énergie dégagée par effet Joule augmente avec le courant électrique circulant sur la ligne. Or, à tout instant, on doit garantir que le courant de transit dans les éléments du réseau de transport se situe au dessous du seuil fixé: intensité maximale du courant admissible en régime permanent (IMAP).

En cas de dépassement, on dispose alors d'un temps limité, variable selon l'ampleur du dépassement, pour ramener le flux électrique à une valeur acceptable. Si les actions nécessaires ne sont pas effectuées dans ce temps limité, le mécanisme de protection de surcharge déconnectera l'élément du réseau. En général, les limites physiques (thermiques), peuvent être présentées comme une limite maximale de puissance active (en MW) qui peut transiter sur un élément déterminé du réseau (figure 2.6). L'exploitation du réseau de transport doit assurer que les écoulements de puissance transitant par les différents éléments respectent toujours ces limites physiques maximales, [6] [28].

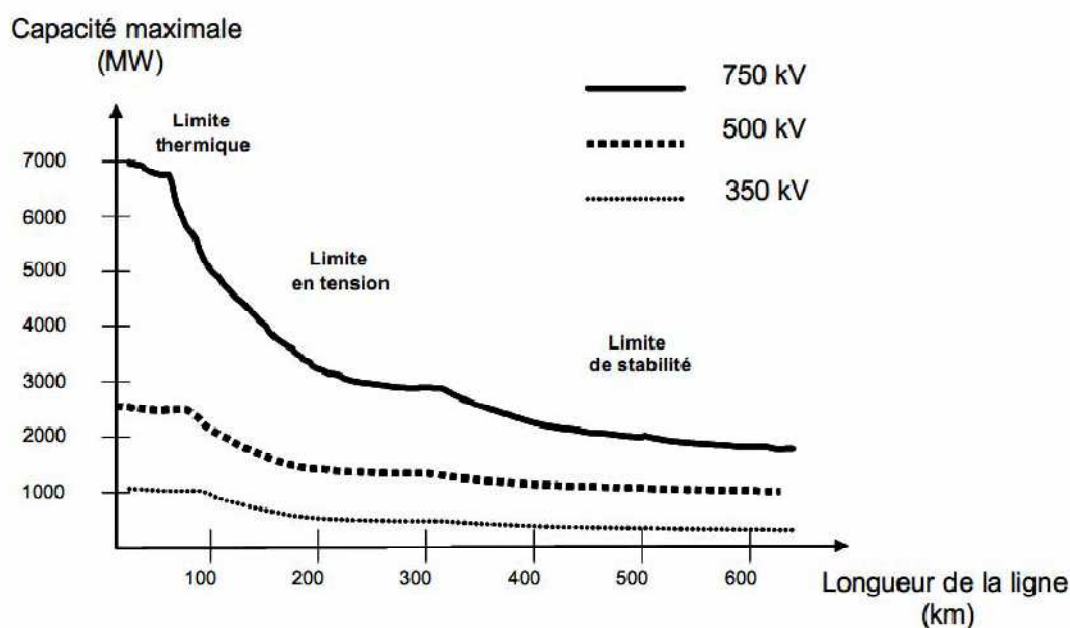


Figure 2.7: Limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur, [2],[29].

### **2.3.6 Fluctuations de la consommation**

La consommation d'électricité varie en permanence: au cours des saisons, au cours d'une journée, en suivant le rythme de l'activité quotidienne et économique et en temps réel en fonction de la météo du moment. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps.

Cependant, pour un intervalle de temps d'une demi-heure, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité. Il faut savoir aussi que la consommation d'électricité peut fluctuer très rapidement: elle peut changer de plus de 10% de la consommation maximale en seulement 1 heure. Il faut noter qu'il existe des fluctuations pour des échelles de temps inférieures plus fins qu'une demi-heure. Ces fluctuations ont un caractère aléatoire minute par minute. On ne peut pas assigner une quelconque périodicité à ces fluctuations, [30].

## **2.4 Conclusion**

Ce chapitre sert à étudier on générale les réseaux électriques, nous avons donné un aperçu sur l'historique du réseau électrique, puis les caractéristiques des systèmes électriques, et on a détaillé le fonctionnement des réseaux électrique, illustrant toutes les phases qui caractérisent un réseau électrique, donnant un calcul sur la puissance transmise électrique et la chute de tension dans les lignes. Ce calcule est très important pour contrôler le réseau et le garder stable dans les limites exigés.



---

## CHAPITRE 3

### OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE L'OPF (OPTIMAL POWER FLOW)

---

#### 3.1 Introduction

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow), [4].

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et les transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production, [6].

L'optimisation d'écoulement des puissances (OPF), est un problème de programmation non linéaire, [5].

Dans ce chapitre on va modéliser le problème d'OPF et on lui donne une forme mathématique (un polynôme du deuxième degré), en tenant compte des contraintes, puis, on développe l'algorithme génétique pour l'application.

#### 3.2 But de l'étude de la répartition de charge

Elle a pour but de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique, [4].

Les équations de l'écoulement de puissance sont données par le système d'équations suivant, [31] :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (3.1)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (3.2)$$

$\delta_i$  et  $\delta_k$  sont les angles de déphasage aux nœuds  $i$  et  $k$ , respectivement ;  $|V_i| |V_k|$  sont les amplitudes des tensions nodales,

Dans un grand réseau interconnecté où la puissance est transmise à travers de longues distances avec une faible densité de charge, les pertes dans les lignes de transmission sont un facteur important. Il existe beaucoup de méthodes pour obtenir la formule de perte. Une méthode développée par *Kron* et adoptée par *Kirchmayer* est dite coefficient de perte ou la méthode B-coefficient permet de calculer les pertes actives dans le réseau suivant une formule plus générale contenant un terme quadratique  $B_{ij}$ , un terme linéaire  $B_{0i}$  et un terme constant  $B_{00}$ , [31].

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{j=1}^{N_g} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{N_g} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (3.3)$$

$P_L$  : sont les pertes actives dans le réseau.

$B_{ij}$  : sont les coefficients de la formule des pertes ou les B-coefficients.

### 3.3 Formulation du problème de l'écoulement de puissance

Le problème de la répartition optimale des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique, [6].

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

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

selon:

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

et

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

#### 3.3.1 La fonction objective

Cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances actives. On suppose que le coût individuel de chaque centre de production dépende uniquement de la génération de la puissance active, [6].

$$F = \sum_{i=1}^{ng} f_i = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} \alpha_i + \beta P_{Gi} + \gamma P_{Gi}^2 \quad (3.4)$$

#### 3.3.2 Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro, [6].

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

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (3.6)$$

### 3.3.3 Contraintes d'inégalités

En pratique, on ne doit pas dépasser les limites des éléments physiques du réseau électrique tels que les générateurs, les transformateurs à prises de charge, et les transformateurs de phase. En plus des contraintes sur les puissances actives à chaque générateur qui a une influence directe sur la fonction coût, on peut citer d'autres contraintes d'inégalités, [6]:

- La puissance réactive générée  $Q_{Gi}$  qui est limitée par une borne inférieure  $Q_{Gimin}$  et une borne supérieure  $Q_{Gimax}$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad i = 1, \dots, ng \quad (3.7)$$

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

$$\begin{cases} t_{ijmin} \leq t_{ji} \leq t_{jimax} \\ \alpha_{ijmin} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ijmax} \end{cases} \quad (3.8)$$

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

$$|S_{ij}|^2 - |S_{ijmax}|^2 \leq 0 \quad (3.9)$$

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

Donc il y'a n contraintes d'égalités et m contraintes d'inégalités et le nombre des variables du problème est égal à la taille du vecteur des variables de contrôle (y compris puissances active et réactive générées, niveaux de tension des jeux de barres, prises des transformateurs,... etc.).

La solution du problème d'OPF exige la formulation de la fonction Lagrangien appelée aussi la fonction de coût augmentée suivante:

$$L = F + \sum_{i=1}^n \lambda_i g_i + \sum_{j=1}^m \mu_j h_j \quad (3.10)$$

$g()$  Contraintes d'égalités.

$h()$  Contraintes d'inégalités.

$L()$  Fonction de Lagrange ou le Lagrangien.

$\lambda$  En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'égalités.

$\mu$  En général, c'est un multiplicateur de Lagrange pour les contraintes d'inégalités.

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

$$\begin{cases} \left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial x_i} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \mu_j} = h_j(x) \leq 0 \\ \mu_j h_j(x) = 0 \end{array} \right. & \& \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i(x) = 0 & \begin{array}{l} i = 1, \dots, n \\ j = 1, \dots, m \end{array} \end{cases} \quad (3.11)$$

### 3.4 L'OPF par l'algorithme génétique

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les algorithmes génétiques (AG) dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour des problèmes complexes, [6].

#### 3.4.1 Idées de base

Les algorithmes génétiques ont été initialement développés par John Holland, ses collègues, et ses étudiants, à l'université du Michigan dans les années 70. En 1989, Goldberg a publié un livre de référence pour les algorithmes génétiques "Genetic algorithms in search, optimization and machine learning". C'est à ce livre que nous devons la popularisation des AGs, [6].

Un algorithme génétique est un algorithme itératif, il manipule une population de taille donnée. Cette population est formée de chromosomes. Chaque chromosome représente le codage d'une solution potentielle au problème à résoudre, il est constitué d'un ensemble de gènes. En appliquant les opérateurs génétiques (la sélection, le croisement et la mutation) à la population initiale, on arrive à créer une nouvelle population contenant le même nombre de chromosomes que la précédente mais qui ont des qualités meilleures que les précédentes et ainsi de suite en répétant le même processus on renouvelle à chaque fois la population à chaque génération en améliorant les qualités des chromosomes qui sont mieux adaptées à leur environnement qui est représenté par la fonction objective. De cette manière les chromosomes vont tendre vers l'optimum de la fonction.

La sélection des meilleurs chromosomes est la première opération dans un algorithme génétique. Au cours de cette opération l'algorithme sélectionne les meilleurs éléments. Le croisement permet de générer deux chromosomes nouveaux "enfants" à partir de deux chromosomes sélectionnés "parents", tandis que la mutation réalise l'inversion d'un ou plusieurs gènes d'un chromosome, [5].

L'algorithme génétique est organisé en plusieurs étapes et fonctionne de manière itérative. La Figure (3.1) représente l'algorithme génétique le plus simple introduit par Holland. Celui-ci met en œuvre différents opérateurs qui seront décrits dans la section suivante. Mais avant, il est nécessaire de définir quelque termes de base rencontrés dans la littérature, [32] :

- **Individu** : solution potentielle du problème.
- **Chromosome** : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaîne de caractères).
- **Population** : ensemble fini d'individus (de solution).

- **Gène** : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- **Fitness** : terme anglo-saxon qui désigne la fonction d'évaluation d'un individu. Cette fonction est liée à la fonction à optimiser et permet de définir le degré de performance d'un individu (donc d'une solution).

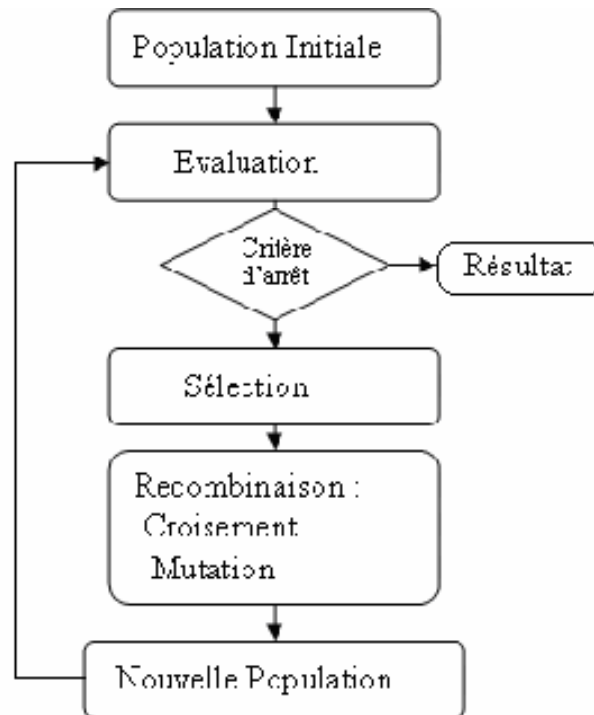


Figure 3.1 : Organigramme d'un algorithme génétique simple, [32].

Dans ce qui suit, nous allons décrire plus en détail les différentes étapes du simple algorithme génétique de la figure (3.1).

### 3.4.2 Codage initiale

Le codage des paramètres du problème est nécessaire afin de constituer les chromosomes. Le type de codage le plus utilisé est le codage binaire, mais d'autres types peuvent être utilisés, par exemple le codage Gray, Réel..., etc. Aussi, nous pouvons facilement passer d'un codage à l'autre, [32].

**Par exemple**, dans le cas d'un codage binaire d'une variable réelle  $x$  définie dans un intervalle  $[x_{\min}, x_{\max}]$ , on discrétise l'espace de recherche  $g_{\max} = 2^n - 1$  valeurs discrètes où  $n$  représente le nombre de bits sur lequel la variable est codée. Ensuite, on associe à la variable  $x$  l'entier  $g$  défini par :

$$g = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} g_{\max} \quad (3.12)$$

Il suffit de convertir l'entier  $g$  en binaire pour trouver la valeur binaire du paramètre  $x$ . Pour revenir à la représentation réelle, il faut d'abord convertir la représentation binaire en décimale (obtenir l'entier  $g$ ) puis calculer  $x$  par la formule suivante :

$$x = x_{\min} + (x_{\max} - x_{\min}) \frac{g}{g_{\max}} \quad (3.13)$$

Tous les paramètres du problème sont codés de la même manière puis associés pour former un chromosome comme le montre la figure (3.1) est à noter que les paramètres n'ont pas, obligatoirement le même nombre de gènes.

Une fois les fonctions de codage et décodage établies, on initialise la population de départ de l'algorithme. Cette population est formée par un nombre fixe d'individus (chromosomes). Le choix de ces individus se fait sur la base d'une connaissance à priori, sinon ils sont générés aléatoirement.

#### 3.4.3 Evaluation

L'évaluation consiste à mesurer la performance de chaque individu de la population. On utilise pour cela une fonction directement liée à la fonction objective (fonction à optimiser) appelée fonction fitness. C'est une fonction réelle positive qui reflète la force de l'individu. Un individu ayant une grande valeur fitness représente une bonne solution au problème, alors qu'un individu ayant une faible valeur fitness représente une solution médiocre.

Dans le cas d'un problème de minimisation, la fonction fitness peut être obtenue en utilisant une des formulations suivantes, [32].

$$\bullet \quad \text{Fit}(x) = N - F_{obj}(x) \text{ si } F_{obj} \quad (3.14)$$

Sinon  $\text{Fit}(x) = 0$  ( $N$  est une constante positive).

$$\bullet \quad \text{Fit}(x) = \frac{1}{F_{obj}(x)} \quad (3.15)$$

$$\bullet \quad \text{Fit}(x) = -F_{obj}(x) \quad (3.16)$$

Contrairement aux méthodes classiques d'optimisation, aucune condition liée à la dérivabilité, à la continuité, la convexité ou concavité n'est requise pour la fonction objective. Il suffit juste qu'elle fournisse une valeur numérique finie pour chaque individu. Cela donne aux algorithmes génétiques un caractère très attrayant pour la résolution dont les formulations mathématiques sont méconnues ou très difficiles à déterminer.

#### 3.4.4 La sélection

Le rôle de la sélection est de choisir parmi tous les individus d'une population les parents qui assureront la reproduction. Ce choix est réalisé par tirage au sort parmi les individus, en tenant compte d'une probabilité de sélection affectée à chacun d'eux. Un individu a d'autant plus de chances d'être sélectionné que sa fonction d'évaluation prend une valeur importante. Pratiquement, la probabilité  $p_i$  d'évolution d'un individu  $c_i$  est définie par, [33]:

$$p_i = \frac{f_e(c_i)}{\sum_{j=1}^{N_p} f_e(c_j)} \quad (3.17)$$

Il existe plusieurs méthodes de sélection. Nous ne citerons que deux des plus connues :

- **Méthode de la roulette de loterie (casino) :**

Où chaque chromosome sera dupliqué dans une nouvelle population proportionnellement à sa valeur d'adaptation. Son principe est d'associer à chaque individu une portion d'une roue dont la surface dépend uniquement de sa valeur fitness, [32]. Chaque individu occupe un secteur de la roulette dont l'angle est proportionnel à sa probabilité de sélection, définie par l'équation



de probabilité  $P_i$ . On actionne  $Np$  fois la roulette, afin de définir les parents qui assureront la reproduction, [33].

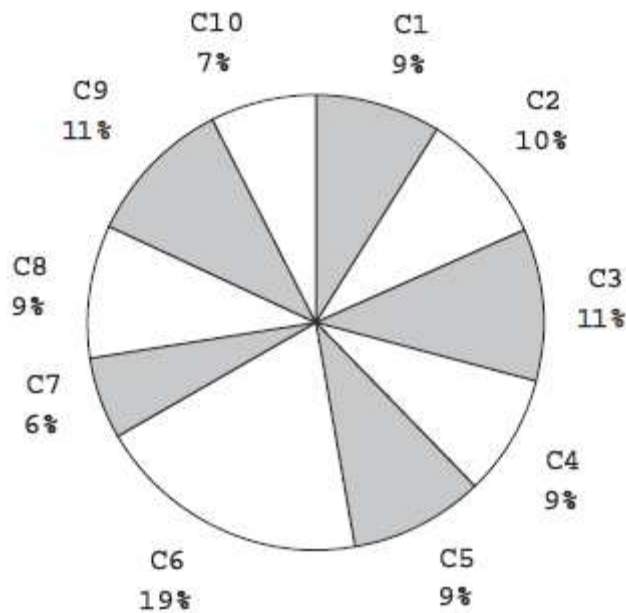


Figure 3.2 : Sélection par la méthode de la roulette de casino, [33].

- **Sélection par tournoi**

On tire deux individus aléatoirement dans la population et on reproduit le meilleur des deux dans la nouvelle population. On répète la procédure jusqu'à ce que la nouvelle population soit complète, [34].

### 3.4.5 Recombinaison

La recombinaison agit directement sur la structure des chromosomes en modifiant leurs gènes pour obtenir les nouveaux chromosomes d'une nouvelle population. Il existe deux catégories d'opérateurs de recombinaison : l'opérateur de croisement et l'opérateur de mutation, [32].

L'**opérateur de croisement** permet la création de nouveaux individus selon un processus fort simple. Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Tout d'abord, deux individus, qui forment alors un couple, sont tirés au sein de la nouvelle population issue de la reproduction. Puis un (potentiellement plusieurs) site de croisement  $P$  est tiré aléatoirement. Enfin, selon une probabilité  $P_c$  que le croisement s'effectue.

- Si  $P > P_c$  le croisement n'aura pas lieu et les parents sont copiés dans la nouvelle génération.
- Si  $P \leq P_c$  le croisement se produit et les chromosomes des parents sont croisés pour donner deux enfants qui remplaceront leurs parents dans la nouvelle génération.

Il existe différents types de croisement. Les plus connus sont le croisement multipoints et le croisement uniforme, [32].

Pour le croisement multipoints,  $p$  positions de croisement, avec  $p \in [1, 2, \dots, l - 1]$  où  $l$  représente la taille du chromosome, sont choisies aléatoirement pour chaque couple.

Ensuite, les gènes entre deux points de croisement successifs sont échangés entre deux parents produisant deux nouveaux individus appelés enfants. Les valeurs typiques de  $p$  sont: 1 (croisement à 1 point) et 2 (croisement à 2 points).

Le croisement uniforme est une généralisation du croisement multipoints. Ici, chaque gène du chromosome peut constituer un point de croisement. Un chromosome nommé masque, de taille identique à celle des parents, est créé aléatoirement et la valeur des gènes du masque indique de quel parent l'enfant recevra-t-il son gène.

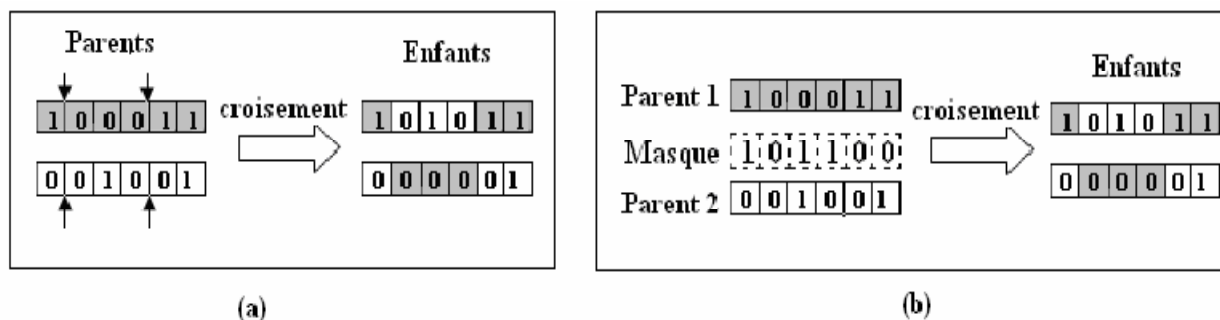


Figure 3.3 : (a) Croisement multipoints ( $p = 2$ ), (b) Croisement uniforme

L'opérateur de mutation permet d'explorer de nouveaux points dans l'espace de recherche et d'éviter de converger vers les optima locaux. La mutation s'applique sur chaque gène de chaque individu avec une probabilité de mutation  $P_m$  en suivant le même principe que pour le croisement, [32].

- Si  $P > P_m$  la mutation n'aura pas lieu et le gène reste tel qu'il est.
- Si  $P \leq P_m$  la mutation se produit, et le gène sera remplacé par un autre gène tiré aléatoirement parmi les différentes valeurs possibles. Dans le cas d'un codage binaire, cela revient tout simplement à remplacer un 0 par 1 et vice versa.

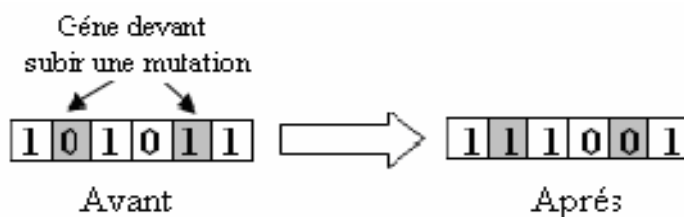


Figure 3.4 : Mutation dans le cas d'un codage binaire.

Contrairement à l'opérateur de croisement, la mutation est souvent considérée comme secondaire ayant pour rôle de restaurer des informations génétiques perdues.

### 3.4.6 Critère d'arrêt

Comme dans tout algorithme itératif, il faut définir un critère d'arrêt. Celui-ci peut être formulé de différentes façons parmi les quelles nous pouvons citer, [32].

- Arrêt de l'algorithme lorsque le résultat atteint une solution satisfaisante.
- Arrêt s'il n'y a pas d'amélioration pendant un certain nombre de générations.
- Arrêt si un certain nombre de générations est dépassé.

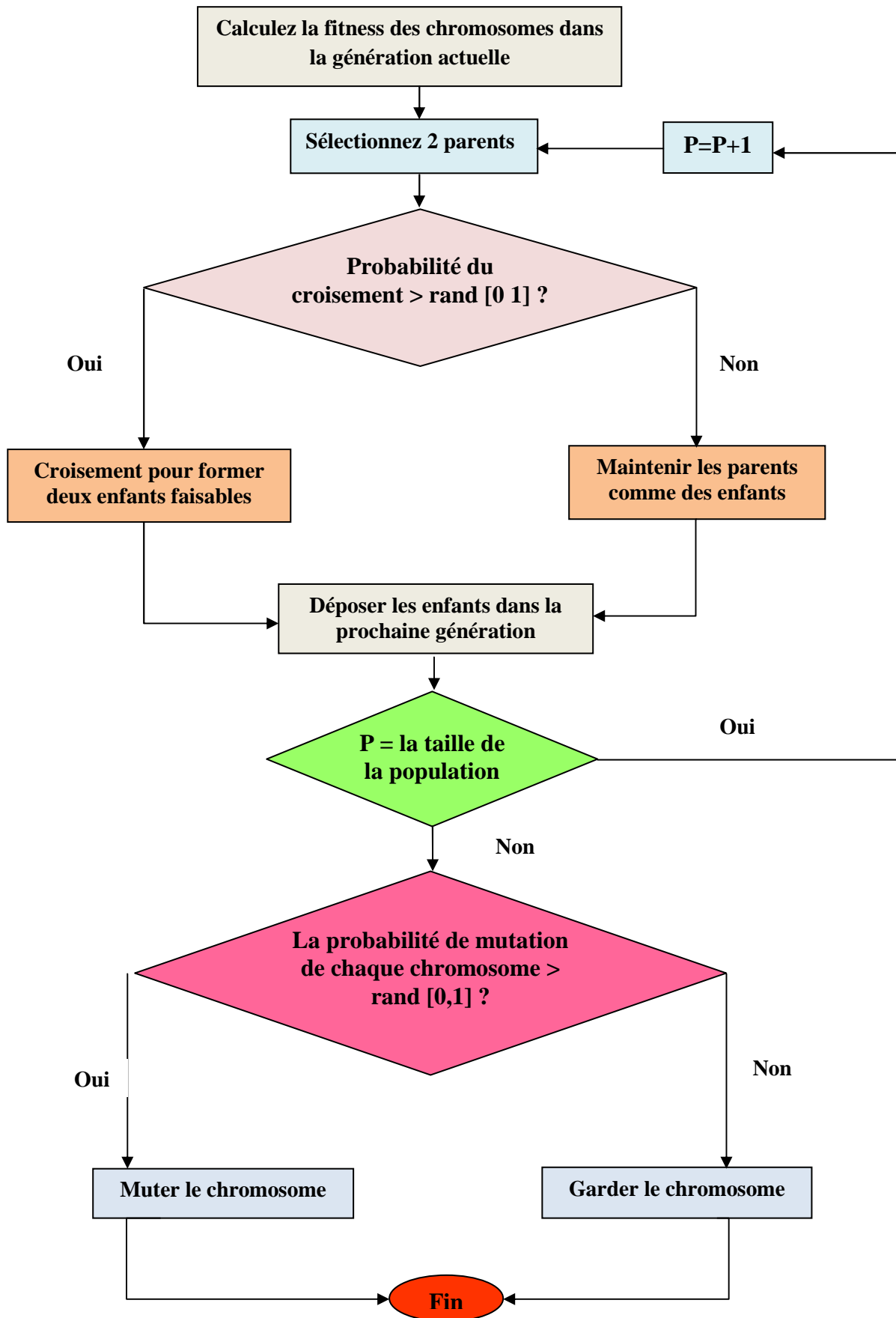


Figure 3.5 : Organigramme des Algorithmes génétiques, [6].

### 3.4.7 Application d'OPF par la méthode AG sur le réseau IEEE 30 bus

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30-bus représentant une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961. Ce réseau électrique est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n=° 1, 2, 5, 8,11, et 13) injectant leurs puissances à un système alimentant 20 charges à travers 41 lignes de transport figure (3.6). La tension de base pour chaque jeu de barres est de 135 kV, [6].

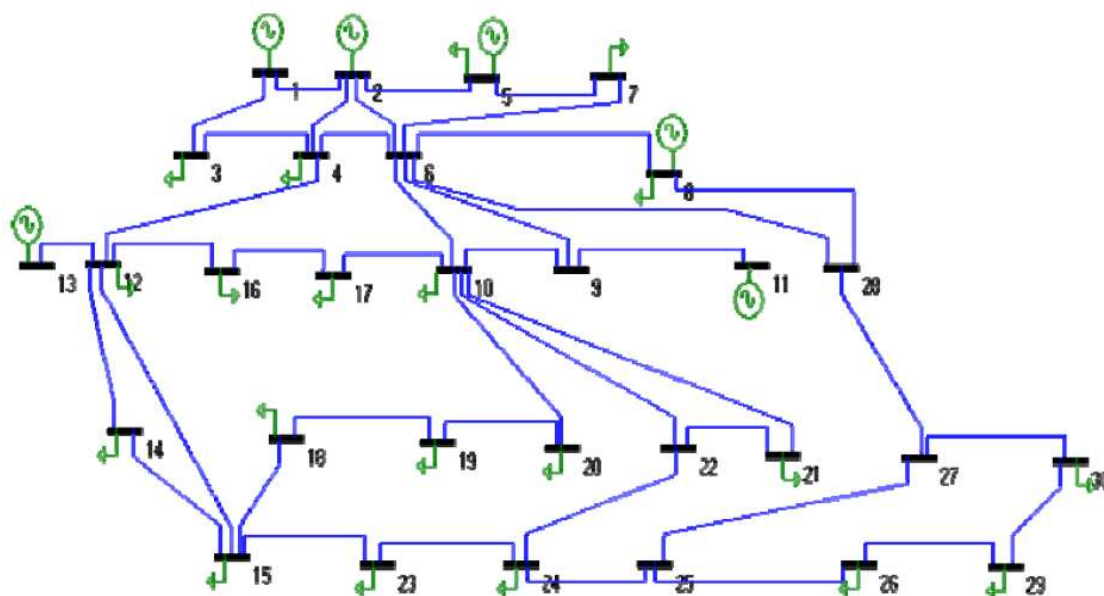


Figure 3.6 : Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-bus [6].

Les coefficients de la fonction quadratique de cout et les limites min et max des puissances actives et réactives des six générateurs sont données dans le tableau (3.1)

Tableau 3.1 : Paramètres des générateurs du réseau IEEE 30 jeux de barres

Bus Number	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]	a [\$ /hr]	b [\$ /MW hr]	c [\$ /MW <sup>2</sup> hr]
1	50	200	- 20	200	0	2.00	0.00375
2	20	80	- 20	100	0	1.75	0.01750
5	15	50	- 15	80	0	1.00	0.06250
8	10	35	- 15	60	0	3.25	0.00830
11	10	30	- 10	50	0	3.00	0.02500
13	12	40	- 15	60	0	3.00	0.02500

On remarque que la méthode est convergente. Le coût optimal obtenu est 807.5089 \$/h, avec des pertes actives d'ordre 10.1503 MW, le temps d'optimisation est 34.069760 sec, ces résultats sont pas loin de ceux trouvés dans la référence [35], où l'optimum a été obtenu après 156 sec pour 200 génération. Cette comparaison nous prouve le bon fonctionnement de notre programme. Les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises et sont loin des limites min. et max. (tableau 3.2).

**Tableau 3.2 : Résultats d'OPF par GA sur le réseau IEEE 30-bus**

Pgi	Min (Pg)	AG	Max (Pg)
Pg 1 (MW)	50	<b>170.3103</b>	200
Pg 2 (MW)	20	<b>52.5800</b>	80
Pg 5 (MW)	15	<b>25.2000</b>	50
Pg 8 (MW)	10	<b>19.6200</b>	35
Pg 11 (MW)	10	<b>12.6200</b>	30
Pg 13 (MW)	12	<b>13.2200</b>	40
<b>Pertes actives (MW)</b>		<b>10.1503</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>		<b>807.5089</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>		<b>34.069760</b>	

La figure (3.7) montre les meilleures valeurs sélectives pour chaque génération. Nous remarquons une amélioration de la population est très rapide au début et devient de plus en plus lente à mesure que le temps passe.

Plusieurs tentatives qu'on a fait montrent l'amélioration de la fonction coût avec l'augmentation de la taille de la population, mais elle cause aussi l'augmentation du temps d'exécution. Nous donnons un exemple pour cela :

Pour une population de taille 100,

Coût = 806.7058

Les Puissances générée est :

181.8112 - 49.5374 - 21.7929 - 17.1427 - 10.4763 - 13.6722 (MW)

Le Pertes Totale obtenue par B-coefficients :

11.0326 (MW)

Temps de convergence 97.121569 sec.

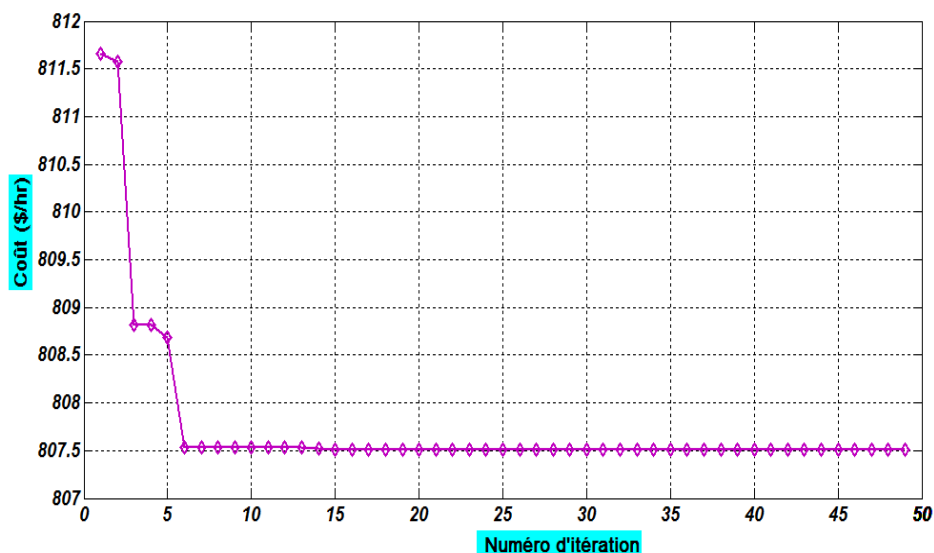


Figure 3.7 : Evolution progressive du coût vers l'optimum ( $P_c=0.66$ ;  $P_m=0.05$ ).

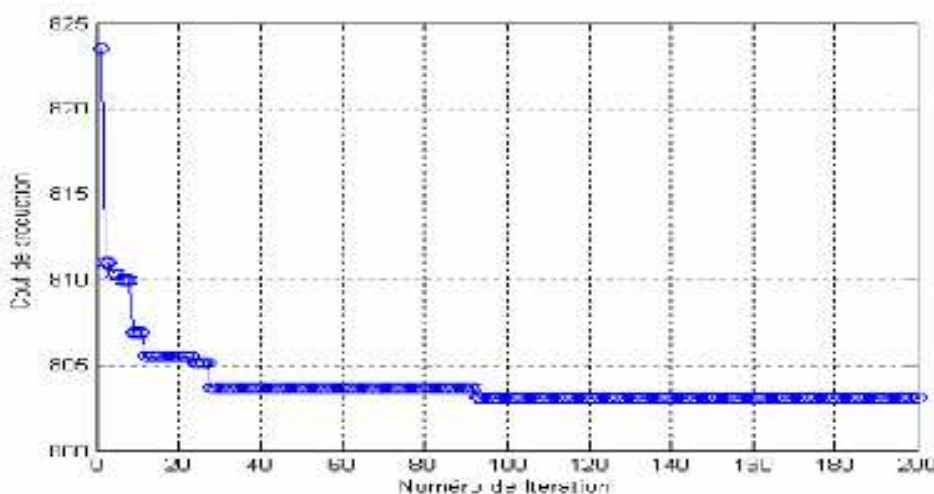


Figure 3.8 : Résultats obtenus dans, [35].

### 3.5 Conclusion

Le troisième chapitre englobe le calcul de l'écoulement de puissance Optimal. Une présentation détaillée d'une méthode métaheuristique qui est l'algorithme génétique. Nous avons appliqué la méthode sur le réseau test IEEE 30-bus. Les résultats de l'application sont satisfaisants, comparés avec ceux trouvés dans la référence [35]. La méthode d'AG est très convenable pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance.



---

## CHAPITRE 4

# OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET LA COMMUTATION DES CENTRES DE PRODUCTION DANS UN SYSTEME ELECTRIQUE LIBERALISE

---

### 4.1 Introduction

Traditionnellement, le secteur de l'électricité est détenu par un seul opérateur historique, qui gère à la fois la production de l'énergie, son transport et sa distribution vers ses clients, [6]. Plusieurs industries caractérisées par des conditions d'un monopole naturel ont été déréglementées ou re-réglementées et de nombreuses expériences d'introductions de la concurrence et de la privatisation ont été tentées, [36].

Les secteurs des télécommunications et de l'énergie sont deux exemples probants d'industrie-réseaux qui ont été transformés par ces changements dans les modes d'intervention de l'État. Dans le cas de l'électricité, le secteur est marqué depuis le début de la décennie 90 par un courant de réformes institutionnelles qui ont marqué sa réorganisation structurelle et réglementaire au niveau mondial. Cette déréglementation se présente comme le prolongement du mouvement de libéralisation qui a pris naissance aux États Unis en 1978 et s'est ensuite étendue à l'Europe et au reste du monde. Mais c'est l'expérience anglaise : concurrence au niveau de la production en 1990, qui a constitué le point tournant dans cette évolution, [36].

Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, les prix devraient progressivement remplacer la planification centralisée et piloter les investissements décentralisés en capacité de production. Les prix jouent désormais un rôle fondamental. Ils sont censés renseigner les participants sur le moment, la quantité mais aussi le type d'unités qu'il faut construire, [7].

Ce chapitre sert à étudier OPF et UC (*Unit Commitment*), dans un système de marché libéralisé, appliquant l'algorithme génétique.

### 4.2 Séparation des activités de production, transport et distribution

La dérégulation du marché de l'électricité va progressivement mettre fin à l'ancienne structure verticalement intégrée figure (4.1). Elle a impliqué une séparation entre la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique figure (4.2). Les systèmes de transport conservent un statut de monopole, tandis que les différents producteurs indépendants se lancent dans une compétition financière. Cette libéralisation se traduit pour les consommateurs par la possibilité de choisir un fournisseur autre que le fournisseur historique duquel ils étaient «captifs», [6].

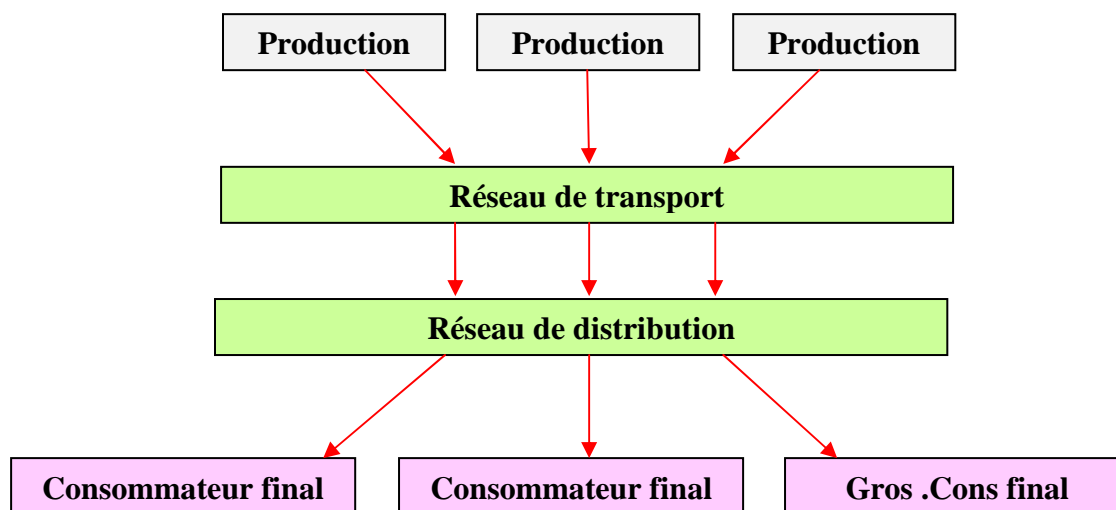


Figure 4.1: Ancienne structure verticalement intégrée du secteur de l'électricité, [6].

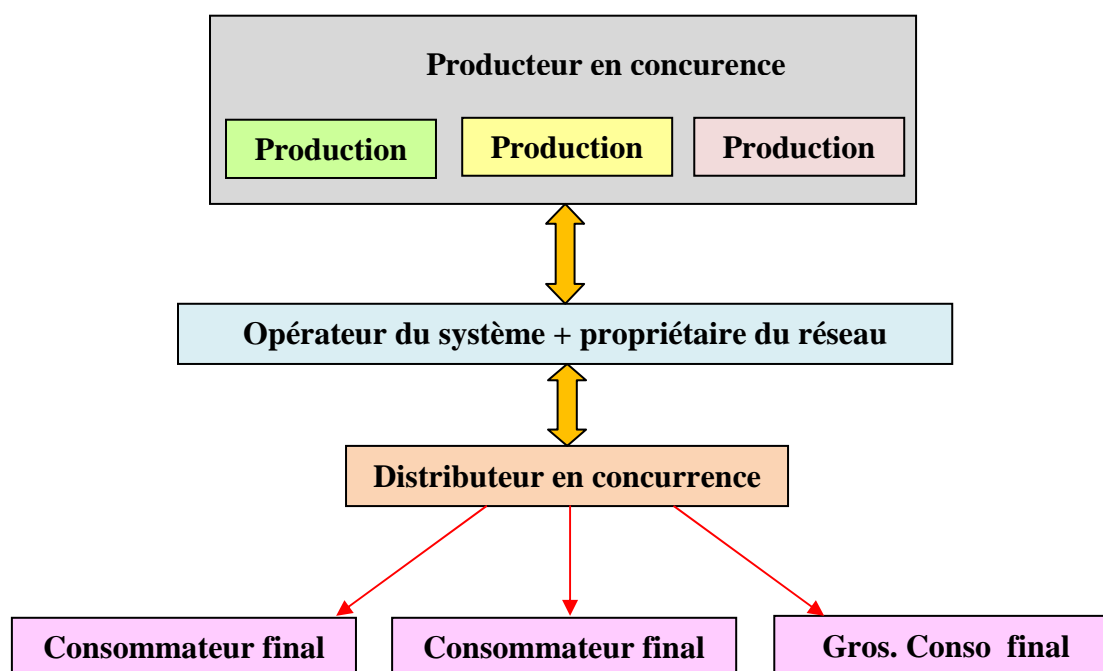


Figure 4.2: Séparation des activités de production, transport et distribution, [6].

### 4.3 Les réussites du marché libéralisé

Au vu des développements présentés dans les pages précédentes, les marchés électriques apparaissent clairement parmi les plus complexes qui n'aient jamais été mis en place. Il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'organisation de ces marchés que l'on puisse prendre comme modèle. La phase d'expérimentation continue. On peut juste observer et tirer les leçons des crises et des réussites. En Europe, les marchés norvégien et britannique ont été présentés comme des exemples réussis d'établissement de la concurrence dans le marché électrique. Les deux ont entrepris indépendamment les premiers efforts de la libéralisation du secteur énergétique, dont les résultats ont encouragé la Commission à pousser les Etats membres à en accepter les règles, [37].

## 4.4 Marché de l'électricité

La libéralisation du secteur a aussi entraîné l'émergence de nouvelles structures de marché de l'électricité, dont les deux plus répandues sont le modèle pool, qui a la forme d'une bourse centralisée, et le modèle bilatéral, où un producteur et un consommateur concluent un contrat pour une certaine fourniture en énergie à un prix négocié librement entre eux. Ces deux modes de fourniture peuvent d'ailleurs très bien coexister au sein d'une même région, [38].

### 4.4.1 Modèle pool

Avec cette libéralisation du secteur énergétique et l'ouverture des marchés de l'énergie, la gestion économique de chaque producteur a ainsi évolué. Auparavant, la fourniture d'énergie à chaque client et à tout moment était prioritaire et s'effectuait à moindre coût. Mais l'ouverture à la concurrence oblige chaque producteur à être désormais compétitif, tout en continuant évidemment de satisfaire ses obligations de fourniture. Dans ce contexte, l'apparition des marchés joue un double rôle. Ils permettent, à l'aide d'achats (ou de ventes) de sécurité, d'optimiser la couverture de l'entreprise contre le risque de non-satisfaction de la demande de ses clients. Mais, ils peuvent aussi permettre de tirer avantage de situations particulières (prix de marché avantageux) et ainsi dégager des bénéfices financiers supplémentaires.

Dans le modèle pool, le négoce d'énergie est géré de façon centralisée par un opérateur de bourse qui collecte les offres des producteurs et les demandes des consommateurs jusqu'à obtenir l'équilibre production-consommation. Les producteurs spécifient, pour chaque tranche de puissance proposée, un prix de vente laissé à leur choix. Les consommateurs quant à eux précisent des commandes fermes d'achat, et éventuellement un prix au-delà duquel ils préfèrent retirer leur demande de la bourse. Il peut cependant exister des modèles de bourse dans lesquels les consommateurs peuvent varier leur demande en fonction du prix auquel ils auront à payer leur fourniture ; on parle dans ces cas-là d'élasticité de la demande. L'opérateur de la bourse classe alors les offres des producteurs de la moins chère vers la plus chère, et les demandes des consommateurs du plus offrant vers le moins offrant. Ce processus d'agrégation peut être mis sous forme de courbes d'offres de production et de demande telle que le montre la Figure (4.3).

L'intersection des deux courbes nous donne le point d'équilibre production-consommation (donc le volume total d'énergie contracté à la bourse pour la tranche horaire donnée), ainsi que le prix auquel a été fixée l'énergie contractée. Ce prix correspond au prix de la dernière tranche (dite tranche marginale) prise en compte (Market Clearing Price-MCP), [38].

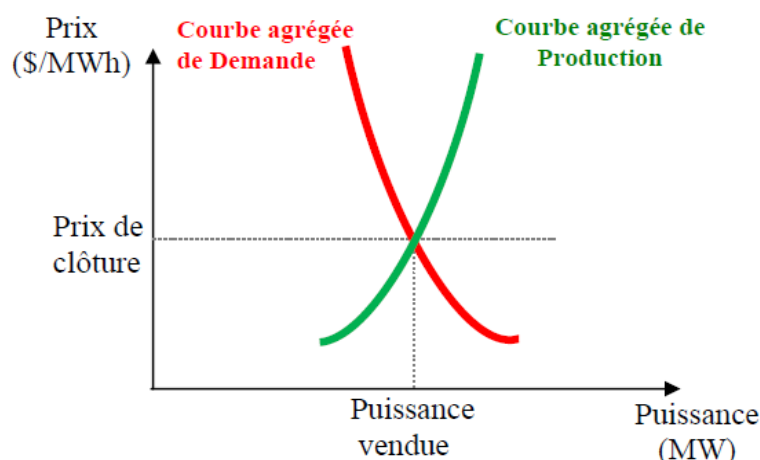


Figure 4.3 : Principe de fonctionnement d'un marché pool

Parmi les pays qui ont choisi le modèle pool figure le Royaume-Uni, qui a imposé au début de la dérégulation de son secteur de l'électricité une bourse de l'énergie unique et obligatoire pour tous les participants. Les bourses de l'électricité fonctionnent en général la veille pour le lendemain : cette échéance de temps est dite *day ahead*. La fourniture d'électricité est alors négociée pour chaque tranche horaire (1 heure ou ½ heure) du lendemain. C'est sur ce principe que va fonctionner la bourse Algérienne, [38].

#### **4.4.2 Modèle bilatéral**

Dans le modèle bilatéral, le consommateur contracte directement avec un fournisseur de son choix pour assurer sa fourniture en énergie. Ils se mettent aussi d'accord sur le prix de vente de l'énergie contractée. On parle alors ici de transaction bilatérale. Dans certaines régions du globe, ce mode peut être le principal moyen de fourniture en électricité, comme c'est le cas en Scandinavie. D'autres marchés, comme l'opérateur américain PJM possède un marché spot centralisé, et laisse la possibilité à un certain nombre d'acteurs de se fournir par contrats bilatéraux. Enfin, en Espagne, ce mode de fourniture semble être plutôt marginalisé en comparaison d'une bourse de l'énergie quasi obligatoire.

Le modèle bilatéral peut être étendu à plus d'un producteur ou consommateur; on peut alors parler dans ces cas-là de transaction multilatérale. Des acteurs de marché spécifiques appelés *traders* peuvent mettre en relation plusieurs fournisseurs et plusieurs consommateurs. En Californie, des opérateurs du marché spécifiques appelés *Scheduling Coordinators* gèrent des groupes (ou portefeuilles) de participants au marché de l'énergie dont le bilan électrique (somme des puissances vendues et somme des puissances achetées) est nul, [38].

#### **4.5 La théorie des marchés spot de l'électricité**

La théorie des marchés spot de l'électricité est apparue dans le début des années 80. Elle trouve ses origines dans la théorie de la tarification en heure de pointe de Boiteux (1960), développée pour prendre en compte les caractéristiques de nonstockabilité de la production et de la variabilité de la demande dans la tradition marginaliste. Boiteux (1960) détermine la tarification optimale en calculant les « prix ombres <sup>1</sup> » ou « prix fictifs » basés sur les coûts marginaux de production pour les heures creuses et les heures de pointe et montre que les coûts d'exploitation doivent être rémunérés durant les heures creuses, alors que les prix de pointe doivent rémunérer la somme des coûts d'exploitation et des coûts fixes afin de permettre à l'entreprise de récupérer ses charges de capital quand la capacité atteint ses limites <sup>2</sup>. Cette tarification a des effets bénéfiques pour les consommateurs ainsi que pour les producteurs <sup>3</sup>. En général, les prix peuvent varier par saison, semaine, jour, ou même pour des durées plus courtes. Le concept de "*responsive pricing*" a été introduit par Vickrey en 1971 afin de permettre aux *Utilities* de répondre aux variations de l'offre et de la demande. Un peu plus tard, Schweppe, Caramanis, Tabors et Bohn (1988) développent le concept de "*spot pricing*" pour l'électricité aussi appelée tarification en temps réel « *real-time pricing* », [7].

---

<sup>1</sup> En économie, un prix fictif (ou prix « ombre ») n'est pas un prix de marché classique. Il apparaît comme le résultat du calcul du planificateur central dont le modèle d'optimisation n'a que des variables purement physiques.

<sup>2</sup> Bergougnoux, Careme et Mosconi, (1985) notent que, les travaux précurseurs de Boiteux avaient d'importantes limites rendant la théorie moins opérationnelle. Les inconvénients majeurs étaient la découverte de l'élasticité de la demande aux prix ainsi que la mise en place d'une procédure de simulation centralisée qui permette de déterminer les « prix ombres ». Néanmoins, des tarifs horo-saisonniers ("*time-of-use rates*") ont été mis en place en France, en Allemagne et en Angleterre. L'élasticité de la demande aux prix contribue donc dans une certaine mesure à diminuer les variations de la demande et permet de diminuer la capacité nécessaire pour fournir la pointe.

<sup>3</sup> L'application de la tarification en heure de pointe requiert néanmoins que les consommateurs soient tarifés en fonction de leur profil de charge.

La tarification de l'heure de pointe (Boiteux, 1956), la tarification « responsive pricing » de Vickrey (1971) et la tarification spot ou en temps réel de Schweppe, Caramanis, Tabors and Bohn (1988) ont toutes été établies afin d'améliorer les méthodes de tarification des « Utilities ». Néanmoins, elles tentent toutes de montrer les liens étroits qui existent entre la structure tarifaire et les besoins d'investissement basés sur les coûts des producteurs et sur la volonté de payer des consommateurs, [7].

#### **4.5.1 Prix et déséquilibres du mix**

La satisfaction en temps réel d'une demande qui connaît de fortes variations nécessite un parc de production diversifié (un mix de technologies de production). Pour répondre à une demande minimale (base), il est plus efficace d'utiliser des moyens de production dont les coûts variables (le coût de production d'un MWh supplémentaire ou coût marginal) est faible, mais les coûts fixes sont élevés. Au contraire, pour satisfaire les pics de demande, il faut avoir recours à des techniques de production dont les coûts fixes sont faibles, mais les coûts variables sont élevés<sup>4</sup>: Les coûts variables (incluant le coût des externalités) et les coûts fixes des différents moyens de production, la demande intérieure et les échanges avec les pays voisins déterminent la structure du parc optimal. Quand le parc est optimal, les marchés de l'électricité génèrent des prix qui ne sont pas incompatibles avec la récupération des coûts fixes, [7]

En concurrence parfaite, (en présence d'un nombre élevé de petits producteurs incapables d'influencer les prix ou les quantités) le prix est déterminé par le coût marginal de la dernière unité appelée à produire<sup>5</sup> et par la volonté de payer des consommateurs (quand les contraintes de capacité sont atteintes les consommateurs sont rationnés par les prix). Quand le prix est déterminé par les unités de pointe, la différence entre les coûts marginaux des unités de pointe et de base doit permettre à ces derniers de récupérer une partie de leurs coûts fixes. Dans un équilibre de moindre coût, (c'est-à-dire si le mix des technologies pour satisfaire la demande est optimal) les revenus nets des producteurs pour chaque technologie (base, semi-base et pointe) issus des ventes au prix spot doivent être égaux aux coûts en capital (les surprofits sont nuls). Par rapport à cette situation optimale, une modification de l'offre ou la demande va entraîner des rentes ou des pertes pour les producteurs étant donné que le parc ne peut s'ajuster instantanément (ex : les durées de construction des unités de production sont de 2 ans pour un cycle combiné au gaz (*Combined Cycle Gas Turbine*) mais de 6-7 ans pour le nucléaire).

Cet écart doit signaler le besoin (ou l'excès) de nouveaux investissements. C'est donc le prix qui est censé mettre en évidence les déséquilibres entre l'offre et la demande en attribuant une rente « de rareté » pour la capacité manquante ou des pertes pour la capacité en excès. Les insuffisances ou les surplus éventuels de capacité doivent être identifiés grâce à l'observation des prix.

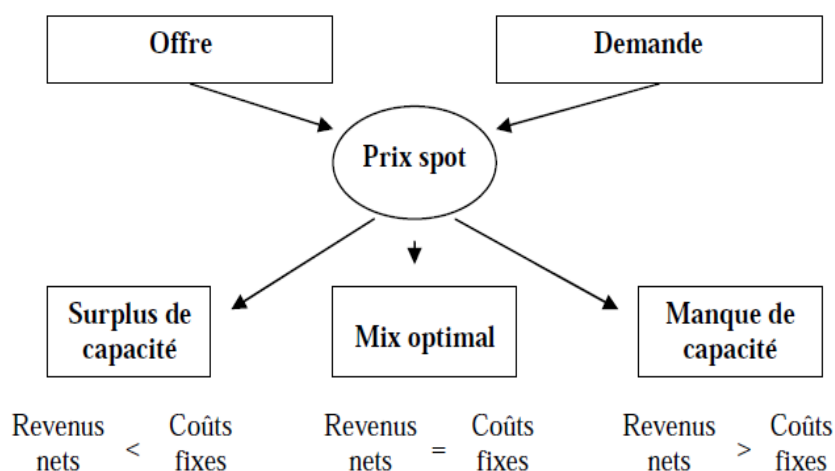
En cas de déséquilibres, les prix doivent envoyer un signal, en sur rémunérant la capacité manquante et en sous rémunérant la capacité en surplus, qui va inciter les investisseurs à corriger les déséquilibres.

---

<sup>4</sup> Il serait inefficace de construire des centrales coûteuses pour ne les utiliser que quelques heures.

<sup>5</sup> C'est la loi du "prix unique" de Walras (Wolak, 2000).

La figure (4.4) illustre ce lien entre capacité installée et profitabilité :



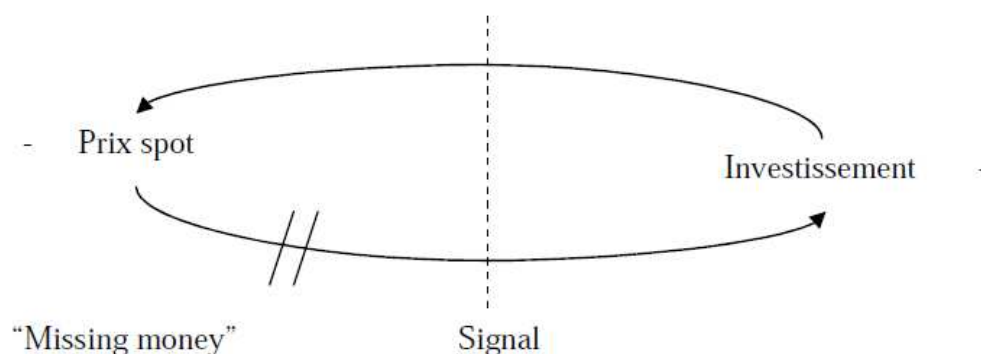
**Figure 4.4 :** Déséquilibre du mix et profitabilité des centrales existantes

Cependant, les caractéristiques de l'électricité ne permettent pas encore de garantir que les prix vont refléter les déséquilibres entre l'offre et la demande de manière optimale. Les caractéristiques du bien électricité vont avoir des implications significatives dans le fonctionnement des marchés spot. Une de ces implications est qu'une grande partie de la capacité de production disponible pour répondre à la demande de pointe fournit une part relativement faible de l'énergie totale durant l'année. Les investisseurs potentiels en capacité de production doivent espérer récupérer leurs charges de capital par la différence entre les prix de marché et leurs charges d'exploitation. La profitabilité des unités de production qui ne vont produire que pour un nombre très limité d'heures dans l'année va être particulièrement sensible au niveau des prix durant les heures de forte demande. La capacité de production (ou la réponse à la demande) doivent être disponibles pour permettre l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau en réponse aux variations en temps réel de la demande et des indisponibilités fortuites des équipements (lignes de transport, centrales, etc...). En théorie, la demande est suffisamment élastique aux prix de manière à ce que l'offre et la demande se croisent toujours. Quand la rareté apparaît, le prix monte et la consommation s'ajuste instantanément à la baisse. Il n'y a donc pas de coupures d'électricité et donc pas de problème de fiabilité du système puisque ce dernier est par définition 100% fiable, [7].

Cependant, en réalité, la faible dépendance à une tarification en temps réel et l'incapacité à contrôler les flux de puissance pour les plus petits consommateurs, ne permettent pas au marché de rationner la demande par les prix et diminuent la capacité des mécanismes de marché à garantir le niveau optimal de fiabilité du système. Ces deux imperfections du marché du côté de la demande (« *two demand-side flaws* » ne permettent pas aux consommateurs individuels de révéler à quel prix ils sont prêts à payer la fiabilité ni d'ajuster leur consommation en fonction des variations de la demande et des prix. Même s'ils en étaient capables, le gestionnaire de réseau ne pourrait pas agir sur les flux de puissance des consommateurs individuels. Quand la capacité maximale est atteinte, la demande doit être interrompue par des coupures tournantes (de groupements de consommateurs individuels). Dans une logique de maximisation des profits, les capacités de production nécessaires à la satisfaction du critère d'adéquation ne seront maintenues en service ou développées que si les prix durant ces situations de défaillance procurent des revenus suffisants aux producteurs. Ceci est vrai surtout pour les moyens d'extrême pointe qui dans une logique de marché spot ne reçoivent de revenus que durant les heures de défaillance.



L'observation des prix sur les marchés spot suggère que même quand la capacité est adéquate il manque de l'argent (« *missing money* »). Ce concept, introduit par Cramton et Stoft (2006), puis Joskow (2006) souligne le fait que les revenus nets de l'énergie sur certains marchés spot ne permettent pas de couvrir les coûts en capital ni moyens de pointe (turbines à combustion (TAC)) ni des moyens de semi-base (Cycles Combinés au gaz (CCGT) ou des unités au charbon pulvérisé (CP), (PJM, 2005 et NEISO, 2005). Si les prix sont trop faibles et ne reflètent pas les déséquilibres entre l'offre et la demande, les revenus sur les marchés spot seront insuffisants pour justifier les investissements nécessaires et garantir un niveau de fiabilité optimal du système, [7].



**Figure 4.5 :** Les distorsions du signal prix: Le problème de « *missing money* »

Le montant de ce « *missing money* » a été estimé par ISONE à environ 2 milliards de \$ par an et les centrales de pointe peuvent espérer récupérer un quart de leurs coûts fixes. Selon le rapport 2005 de PJM les calculs des revenus nets de l'énergie qui ont été effectués pour des investissements hypothétiques de nouveaux CCGT et CP indiquent qu'ils sont très loin de couvrir les coûts du capital de nouveaux investissements pour ces technologies. Il semblerait donc que dans certains cas, les marchés envoient un signal trop faible pour les investissements. La question décisive est bien de savoir si les marchés actuels envoient les signaux pertinents pour investir dans ces nouveaux moyens, ou dans la part « pointe » des nouveaux moyens de base, [7].

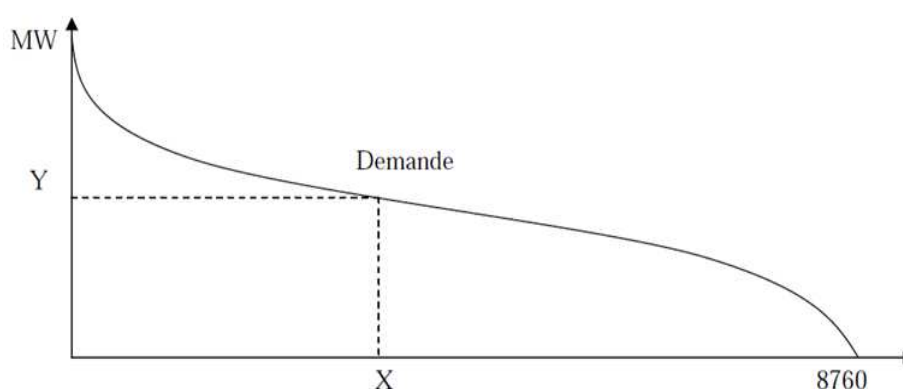
#### **4.5.2 Les prix spot**

Le prix spot horaire est à la base des marchés de gros de l'électricité parce qu'il sert de fondement pour les transactions. Le prix spot peut être défini comme le prix qui équilibre l'offre et la demande d'électricité pour une période donnée (heure, demi-heure, etc..). Comme il n'est pas possible de stocker l'électricité à un coût raisonnable, la production doit suivre la demande de façon que le système soit constamment « à l'équilibre ». Toute déviation par rapport à cet équilibre entraîne des modifications des niveaux de fréquence qui détériorent la qualité de l'électricité, et peuvent mener à des défaillances du système et même à son effondrement (« *Black-out* »). Les caractéristiques opérationnelles et la structure des coûts d'une centrale de production, mais aussi les règles de circulation des flux électriques rendent particulièrement délicat l'ajustement instantané de la production à la demande, en l'absence de possibilité de stockage massif. Ces caractéristiques exigent la mise en place de mécanismes de coordination complexes, dont les dimensions sont multiples et interdépendantes. La coordination de la production doit être centralisée et confiée à l'opérateur du système qui est en charge de la stabilité et de la sûreté du réseau, [7].

#### 4.5.2.1 L'offre et la demande d'électricité

Les caractéristiques physiques de l'offre et de la demande d'électricité ont un rôle fondamental pour la compréhension du fonctionnement des marchés de l'électricité.

a / La demande d'électricité, varie en fonction d'une saisonnalité horaire<sup>6</sup>, journalière, et annuelle. Son incertitude dépend essentiellement des fluctuations météorologiques qui augmentent l'utilisation du chauffage en hiver ou de l'air conditionné en été<sup>7</sup>. Les variables qui permettent d'expliquer le niveau de la consommation d'électricité sont: les températures, la nébulosité (pour l'éclairage), l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, weekend), le type de consommateur et un facteur aléatoire qui traduit l'incertitude. L'effet des températures sur la consommation d'électricité est très important en France avec une forte demande en hiver lors des fortes baisses de températures et une faible demande en été pour des températures plus clémentes. Il est pratique de représenter la demande sous forme d'une monotone des puissances, [7].



**Figure 4.6 :** Monotone des puissances

Une monotone des puissances peut être construite pour une région donnée en triant les 8760 demandes horaires d'une année de la plus haute à la plus basse. Elle nous indique la durée pendant laquelle la demande dépasse un certain niveau (X heures ou bien X% du temps, en général 8760 heures).

Avec une demande fluctuante, la satisfaction à moindre coût nécessite une capacité de production diversifiée qui puisse répondre aux variations. Pour la demande de « base », c'est-à-dire pour produire en permanence une quantité d'électricité suffisante à satisfaire la demande minimale, il est plus économique d'utiliser des techniques de production dont le coût marginal (le coût de production d'un MWh supplémentaire d'électricité) est faible, même si leurs coûts fixes (liés à la capacité de production mais pas à la quantité effectivement produite) sont élevés. Au contraire, pour satisfaire la pointe de demande, il faut recourir à des techniques de production dont les coûts fixes sont faibles, même si les coûts variables sont élevés : il serait par exemple inefficace de construire des centrales coûteuses pour ne les utiliser que pendant une très faible période de temps.

<sup>6</sup> Les fluctuations de la demande évoluent de façon cyclique au cours de la journée (la demande va varier en fonction des heures de la journée en suivant un profil de charge).

<sup>7</sup> Dans le cas de la France, en hiver, on peut observer une première pointe vers 8h du matin et une autre pointe vers 20h. En été, la première pointe est moins brusque et la deuxième pointe apparaît dans une moindre mesure et beaucoup plus tard qu'en hiver.

Par exemple, les centrales nucléaires avec des coûts fixes élevés et des coûts variables faibles vont donc fonctionner en base à charge constante. Certaines centrales comme les centrales au charbon peuvent « suivre la charge » mais nécessitent une longue période de démarrage et ne sont donc pas efficaces pour servir des pointes de courte durée. Il est donc nécessaire d'avoir des turbines à combustion qui ne vont fonctionner qu'un nombre très limité d'heures. Ainsi, pour des raisons techniques et dynamiques, il existe un besoin de centrales plus onéreuses à faire fonctionner et moins à construire mais qui permettent de répondre rapidement à des variations de la demande.

b/ L'offre d'électricité peut donc être caractérisée par une fonction de coût croissante (le coût marginal croît au fur et à mesure que des puissances supplémentaires sont appelées). Si la demande est faible, ce coût est celui du kWh hydraulique fil de l'eau ou nucléaire. Si la demande est élevée, ce sont les valeurs de l'eau puis le coût d'une centrale au gaz ou un substitut pétrolier. Le graphique suivant illustre schématiquement les différents paliers de la courbe d'offre. Cette dernière peut être représentée soit par paliers (« *step function* ») ce qui suppose que les unités de production ont des coûts variables linéaires soit par une fonction continue strictement croissante (si les discontinuités de la fonction d'offre causées par les caractéristiques des différentes unités comme les taux de rampe ou les coûts de démarrage, ne sont pas prises en compte). Les facteurs qui influencent l'offre d'électricité sur le court terme sont essentiellement les fluctuations dans les prix des combustibles, la disponibilité des équipements (maintenance et indisponibilités fortuites) ou la disponibilité de l'eau dans les barrages hydrauliques en raison des conditions météorologiques, [7].

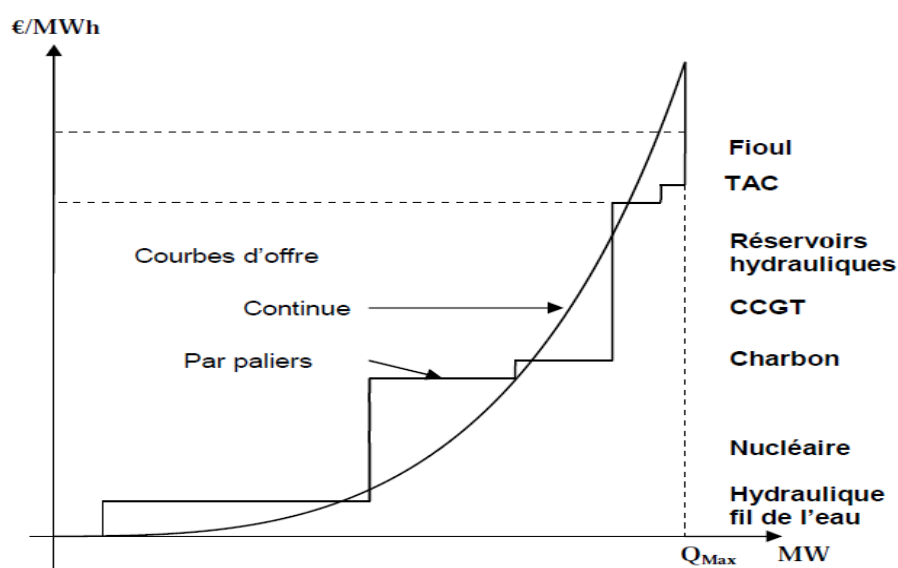


Figure 4.7 : La courbe d'offre agrégée

#### 4.5.2.2 L'intersection de l'offre et de la demande

L'intersection de l'offre agrégée des différents producteurs et de la demande agrégée nous indique la quantité et le prix d'équilibre (« *Market Clearing Price* »). Le prix de gros de l'électricité est établi à la marge, par l'offre de la dernière centrale appelée à produire. Avec un prix uniforme toutes les centrales appelées à produire reçoivent le prix de marché<sup>8</sup>, [7].

<sup>8</sup> On distingue le système de prix uniformes du système de prix « *Pay as Bid* » où chaque offreur est rémunéré selon son offre et non selon la valeur de la dernière offre retenue.

Tous les producteurs dont les offres sont inférieures au prix du marché ont intérêt à produire puisque leur gain est supérieur à leur coût.

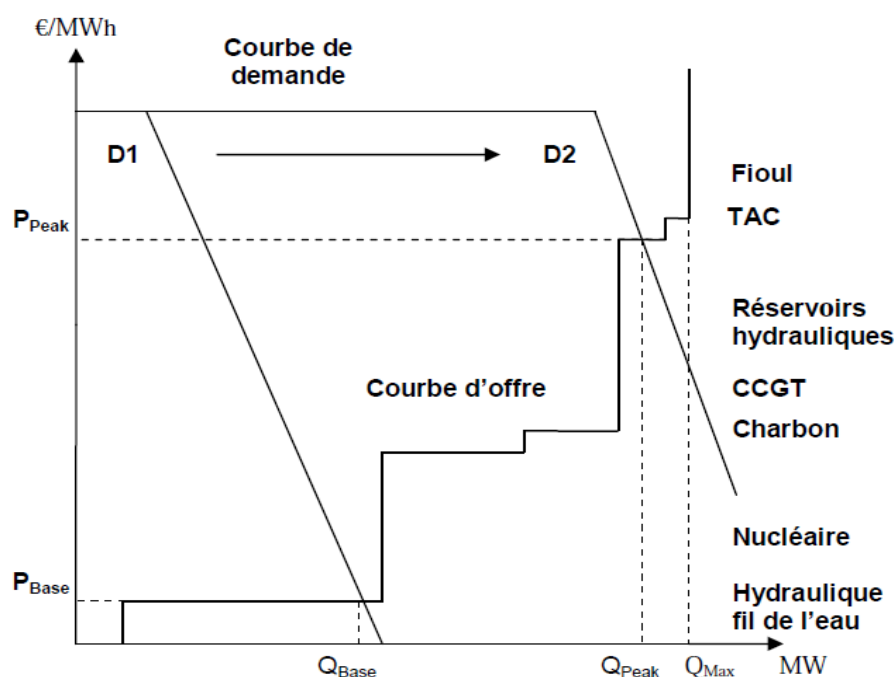


Figure 4.8 : La formation des prix sur un marché en concurrence

Sur le Graphique 1, quand la demande est faible (D1), elle croise la courbe d'offre à la quantité  $Q_{BASE}$  et le prix de marché est  $P_{BASE}$ . Sur un marché en concurrence parfaite, toutes les centrales qui ont des coûts variables inférieurs à  $P_{BASE}$  ont intérêt à produire. Dans le second cas, quand la demande est forte (D2), le prix de marché devient  $P_{PEAK}$  pour une quantité  $Q_{PEAK}$  et donc toutes les centrales qui sont appelées à produire reçoivent le prix de marché  $P_{PEAK}$ . En période de pointe, les revenus nets d'une unité de base sont déterminés par la différence entre le prix de marché  $P_{PEAK}$  et ses coûts variables. Les unités inframarginales reçoivent donc des revenus nets (« *quasi-rents* ») qui contribuent à la récupération des coûts fixes quand le prix de marché est supérieur à leurs coûts variables. C'est cette caractéristique des marchés de l'électricité qui devrait, comme nous allons le voir par la suite, permettre aux producteurs de récupérer leurs coûts fixes même en concurrence parfaite. Avec un prix uniforme, la quantité optimale d'électricité est produite à moindre coût et consommée à la plus haute valeur. Une des caractéristiques des marchés spot est que même sur un marché parfaitement concurrentiel, il peut y avoir une différence entre le coût marginal d'une unité de production et le prix de marché quand la demande est élevée (ou quand le producteur a un coût d'opportunité supérieur à ses coûts de production comme la vente à une différente localité par exemple).

Quand la demande excède l'offre, le prix est déterminé par la valeur marginale que les consommateurs acceptent de payer pour être fournis. Après avoir décrit les caractéristiques des prix spot optimaux, nous verrons leur interaction avec l'investissement, [7].

## **4.6 Avantages du Marché libéralisé de l'électricité**

Parmi les avantages potentiels d'un marché libéralisé, on peut citer, [6]:

- L'utilisation des centrales les moins coûteuses (surtout les centrales à gaz).
- Des échanges plus faciles avec les pays voisins.
- Des marges de puissance plus faibles pour les centrales (grâce aux interconnexions et au décalage des heures de pointe).
- Une implantation optimale des centrales.
- Des choix des combustibles les plus économiques.
- Une plus grande efficacité dans les investissements et l'exploitation des centrales.

## **4.7 Optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé: l'OPF (Optimal Power Flow)**

Dans un marché libéralisé, on a besoin de deux outils d'optimisation principaux: (1) Unit Commitment (UC) avec laquelle on peut déterminer quelle centrale va démarrer pour fournir l'énergie et les services auxiliaires (horizon: un jour à une semaine) et Optimal Power Flow (OPF) qui va déterminer quelle quantité à produire à tout moment, [39].

L'apparition de la déréglementation des marchés de l'électricité pose de nouveaux défis à la solution du problème d'OPF. Contrairement au système réglé où l'objectif du calcul de l'OPF est simplement de minimiser la fonction de coût quadratique du système, le calcul de l'OPF fait maintenant partie du mécanisme de fixation des prix de base pour les échanges d'électricité dans le marché déréglementé où les offres et les demandes sont discrètes et changent fréquemment.

Avant la dérégulation, le but de l'OPF dans un système monopolisé est de déterminer une répartition de charge optimale du point de vue des coûts de production, tout en respectant des contraintes techniques liées au fonctionnement du réseau. Le coût total de production à minimiser était calculé à partir du coût de chaque unité de production (pour une tranche horaire donnée) qui est fonction de la puissance de sortie de l'unité de production. Les fonctions de coût individuelles de chaque générateur étaient basées sur :

- la caractéristique d'entrées-sorties donnant pour chaque unité l'équivalence thermique de l'énergie électrique produite.
- les coûts de combustible

Avec l'évènement de la dérégulation, la même technique a continué d'être appliquée, mais les courbes de coût de chaque unité de production ont été remplacées par des courbes d'offres/prix fournis par chaque producteur. Ces courbes d'offres intègrent les coûts fixes et les coûts variables, ainsi qu'une marge laissée au choix du producteur pour son profit personnel. Ces offres spécifient le prix fixé par chaque producteur en fonction d'une certaine quantité de puissance proposée sur le marché, [40].

Les offres des producteurs et les demandes des consommateurs sont confrontées dans le cadre d'un marché centralisé (à l'image d'une bourse de l'électricité) appelé marché spot. L'OPF minimise les coûts de production tout en satisfaisant la demande, comme cela se fait dans le modèle pool classique. Toutefois, cette optimisation devra tenir compte du fonctionnement du réseau et des contraintes imposées sur les ouvrages de transport. Ces contraintes peuvent alors entraîner une différenciation géographique du prix de l'énergie. Le marché spot peut alors être vu comme une bourse de l'électricité, mais dont le prix peut varier géographiquement.

L'OPF traite le marché spot et les contraintes techniques du système au sein d'un même processus d'optimisation ; ainsi, son usage implique l'existence d'un opérateur du système mixte qui a à la fois la responsabilité de la gestion du système et celle du marché spot (à l'exemple de l'opérateur américain PJM), [6].

$$\begin{aligned} \text{Fonction objectif} \quad & \text{Max } \sum_i C'_i(P_{Di}) - \sum_i C_i(P_{Gi}) \\ & \text{Min } \sum_i C_i(P_{Gi}) \end{aligned} \quad (4.1)$$

$C_i(P_{Gi})$  : Offre du producteur donnant le prix proposé en fonction d'une quantité  $P_{Gi}$  offerte sur le marché spot.

$C'_i(P_{Di})$  : Offre du consommateur donnant le prix proposé en fonction d'une quantité  $P_{Di}$

$P_{Gi}$  : Production de puissance au nœud  $i$

Les offres des producteurs, sont mises le plus souvent sous uniforme quadratique :

$$C_i(P_{Gi}) = a + b P_{Gi} + c P_{Gi}^2 \quad (4.2)$$

où  $a_i, b_i, c_i$  des constantes fixées par le producteur  $i$

Contraintes à respecter :

$$g(x) = 0 \Rightarrow \begin{cases} \Delta P_i = 0 \\ \Delta Q_i = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

L'équilibre production-consommation est donné par l'équation suivante :

$$\sum_i P_{Gi} - \sum_j P_{Cj} = 0 \quad (4.4)$$

Les limites de puissances actives imposées aux lignes sont :

$$-P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad (4.5)$$

Les limites de puissances générées imposées aux productions sont :

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (4.6)$$

Avec :

$P_G^{min}, P_G^{max}$  : Vecteurs donnant la quantité de production minimum et maximum offerte par chaque producteur.

$P_{ij}^{max}$  : Vecteur donnant les limites maximales de transit imposées à chaque ligne.

L'usage de l'OPF dans un contexte dérégulé s'accompagne d'une tarification dite marginale ou nodale. Il s'agit de fixer en chaque nœud du réseau un prix auquel sera vendue où achetée l'énergie. Les paiements sont en outre centralisés par l'opérateur du système. Ces prix nodaux sont tirés des multiplicateurs de Lagrange du problème d'optimisation.



En effet, tout problème d'optimisation revient en réalité à minimiser une fonction objectif à laquelle on associe les contraintes à respecter. La fonction résultante se nomme le Lagrangien. Dans le cadre du problème décrit par les relations (4.1 à 4.5), le Lagrangien s'écrit, [6] :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) + \sum \lambda_{pi} \Delta P_i + \sum \lambda_{qi} \Delta Q_i + \overline{\mu}_{pi} (P_{Gi} - P_{Gimax}) \quad (4.7)$$

$$+ \underline{\mu}_{pi} (P_{Gimin} - P_{Gi}) + \mu_{Sji} (|S_{ij}|^2 - |S_{ijmax}|^2) + \overline{\mu}_{tij} (t_{ij} - t_{ijmax}) +$$

$$\underline{\mu}_{tij} (t_{ijmin} - t_{ij}) + \overline{\mu}_{aij} (\alpha_{ij} - \alpha_{ijmax}) + \underline{\mu}_{aij} (\alpha_{ijmin} - \alpha_{ij}) +$$

$$\overline{\mu}_{vi} (V_i - V_{imax}) + \underline{\mu}_{vi} (\alpha V_{imin} - V_i) +$$

Pour un modèle DC, ces équations de répartition de charge deviennent :

$$P = B * \theta \quad (4.8)$$

$$P = P_G - P_C \quad (4.9)$$

$$P_{ij} = H * \theta \quad (4.10)$$

le lagrangien devient, [6] :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) - \gamma (B * \theta - P) - \lambda (\sum_{k \in N} P_{Gk} - \sum_{k \in N} P_{Ck}) \quad (4.11)$$

$$- \mu (P_{ij}^{max} - H * \theta) - v (H * \theta - P_{ij}^{max}) - \alpha (P_G^{max} - P_G) - \beta (P_G - P_G^{min})$$

$P$  : vecteur des injections de puissance nettes nodales de dimension N

$B$  : matrice des admittances nodales du réseau de dimension N\*N

$\theta$  : Vecteur des phases des tensions nodales de dimension N

$P_G, P_C$  : Vecteurs des productions nodales et des charges nodales de dimension N

$P_{ij}$  : Vecteur des transits (puissance active) de dimension Nb

$H$  : Matrice de dimension Nb\*N reliant les phases des tensions nodales du réseau aux transits de puissance.

$\gamma$  vecteur des multiplicateurs associés aux équations du calcul de répartition en chaque nœud de dimension N.

$\lambda$  multiplicateur associé à l'équilibre production-consommation (toujours strictement positif).

$\mu, v$  vecteurs des multiplicateurs associés aux contraintes sur les transits.

$\alpha, \beta$  vecteurs des multiplicateurs associés aux contraintes sur les unités de production.

Les prix nodaux sont définis comme le coût incrémental induit pour satisfaire une unité de consommation supplémentaire en chaque nœud k :

$$\rho_k = \frac{\partial L}{\partial P_{Ck}} = \lambda - \gamma_k \quad (4.12)$$

Où  $\rho$  est le vecteur des prix nodaux.

Dans la théorie des prix nodaux, un participant au marché spot doit acheter ou vendre son énergie au prix du nœud où il est connecté, [6]. Toute transaction bilatérale (ferme ou non ferme) est soumise à un coût de congestion pour tenir compte de son influence sur les contraintes du système. Ainsi, pour une transaction bilatérale dont le point d'injection est un nœud  $i$  et le point

de soutirage un nœud  $j$ , le coût de congestion est défini comme la différence des prix nodaux entre les nœuds  $i$  et  $j$ , fois le volume de la transaction :

$$Pay - T_{ij} = (\rho_i - \rho_j) * T_{ij} \quad (4.13)$$

#### 4.8 Test du réseau IEEE 30-bus

Pour illustrer l'usage de l'OPF dans un contexte dérégulé et la tarification marginale qui lui est associée, prenons le réseau IEEE 30-Bus et supposons que l'on ait un marché spot. Dans ce marché, chaque générateur est un producteur. Si aucune contrainte de transit ne soit imposée sur les lignes, l'OPF va simplement sélectionner la production la moins chère pour satisfaire la demande. En l'absence de contraintes, le prix nodal est identique en chaque nœud et égal au prix de la dernière unité appelée qui est celui du générateur N° 8, [6].

On va calculer le coût de production de chaque générateur à partir des résultats trouvés dans le troisième chapitre, un programme matlab développé pour accomplir cette tâche,

**Tableau 4.1 :** Paramètres des générateurs du réseau IEEE 30 jeux de barres

Bus Number	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]	a [\$/hr]	b [\$/MWhr]	c [\$/MW <sup>2</sup> hr]
1	50	200	- 20	200	0	2.00	0.00375
2	20	80	- 20	100	0	1.75	0.01750
5	15	50	- 15	80	0	1.00	0.06250
8	10	35	- 15	60	0	3.25	0.00830
11	10	30	- 10	50	0	3.00	0.02500
13	12	40	- 15	60	0	3.00	0.02500

**Tableau 4.2 :** Le coût de production des générateurs du réseau 30-bus

Pgi	Min (Pg)	Max (Pg)	AG	Prix (\$/hr)
Pg 1 (MW)	50	200	<b>170.3103</b>	<b>449.3916</b>
Pg 2 (MW)	20	80	<b>52.5800</b>	<b>140.3965</b>
Pg 5 (MW)	15	50	<b>25.2000</b>	<b>64.8900</b>
Pg8 (MW)	10	35	<b>19.6200</b>	<b>66.9600</b>
Pg 11 (MW)	10	30	<b>12.6200</b>	<b>41.8416</b>
Pg 13 (MW)	12	40	<b>13.2200</b>	<b>44.0292</b>
<b>Pertes actives (MW)</b>			<b>10.1503</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>			<b>807.5089</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>			<b>34.069760</b>	

- 1<sup>e</sup> cas : Augmentation de 20% dans la charge des jeux de bar 3, 4, 7, 10

Tableau 4.3 : Résultats de test du 1<sup>e</sup> cas

Pgi	Min (Pg)	Max (Pg)	AG	Prix (\$/hr)
Pg 1 (MW)	50	200	177.0460	471.6368
Pg 2 (MW)	20	80	51.2288	135.5772
Pg 5 (MW)	15	50	21.1622	49.1521
Pg8 (MW)	10	35	24.6740	85.2436
Pg 11 (MW)	10	30	13.8930	46.5044
Pg 13 (MW)	12	40	13.9093	46.5646
<b>Pertes actives (MW)</b>			<b>10.7932</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>			<b>834.6786</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>			<b>32.922976</b>	

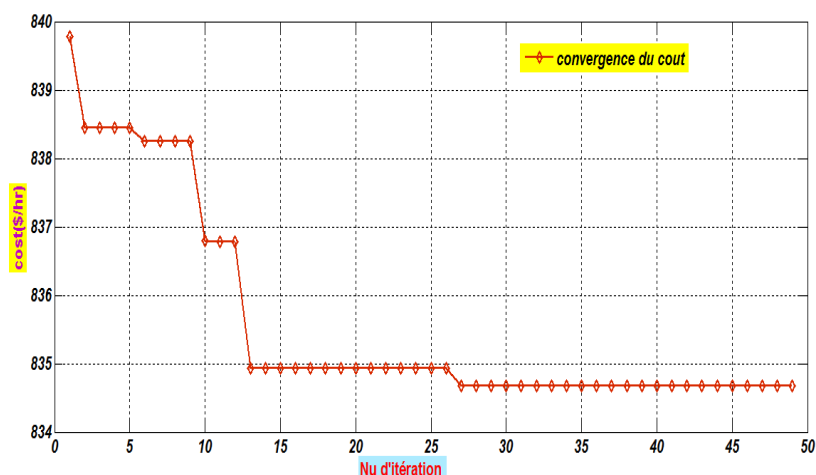


Figure 4.9 : La convergence de la fonction cout du 1<sup>er</sup> cas

L'augmentation de la charge des quatre jeux de barre sert à l'augmentation de la demande ce qui implique une exigence de renforcer la production, et pour cela les Pgi augmentent de telle façon à donner un optimum globale de la fonction coût qui 834.6786 (\$/hr). Cette valeur est plus grande que celle du tableau 4.2. La aussi la valeur des pertes augmente mais pas lointainement. Ce qui signifie la bonne répartition des puissances dans le réseau.

- 2eme cas : Avec la même charge on limite le générateur 20 < Pg1 < 150 MW

Tableau 4.5 : Résultats du test de 2<sup>e</sup> cas.

Pgi	Min (Pg)	Max (Pg)	AG	Prix (\$/hr)
Pg 1 (MW)	20	150	156.2523	404.0600
Pg 2 (MW)	20	80	56.0600	153.1027
Pg 5 (MW)	15	50	21.0200	48.6350
Pg8 (MW)	10	35	33.3200	117.5048
Pg 11 (MW)	10	30	15.9400	54.1721
Pg 13 (MW)	12	40	17.7200	61.0100
<b>Pertes actives (MW)</b>			<b>9.1923</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>			<b>838.4845</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>			<b>35.247972</b>	

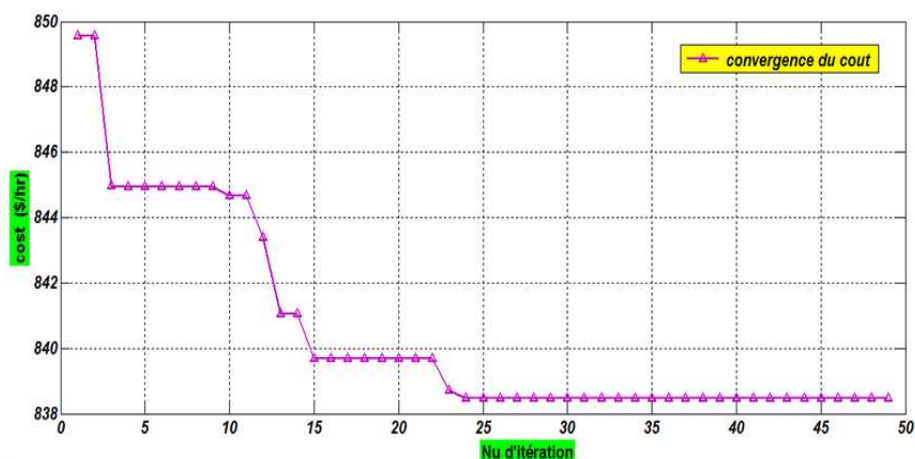


Figure 4.10 : La convergence de la fonction coût du 2<sup>er</sup> cas

La limitation de la puissance du générateur Pg1 est considérée comme contrainte. L'OPF va déterminer une configuration de la production en tenant compte de cette contrainte, tout en minimisant le coût total de la production. Cette contrainte fait apparaître une différence de prix entre les générateurs. Un dépassement de puissance d'ordre 4.17% dans le générateur Pg1 ce qui nous prouve le mauvaise dispatching des puissances générées entre les producteurs malgré la diminution des pertes. Cette contrainte impose augmentation de la production des autres générateurs. Alors que le coût total de production devient 838.4845 (\$/hr).

- 3<sup>e</sup> cas : jeu de bar Nu 30 (40MW, 6MVR)

Tableau 4.6 : Résultat du 3<sup>e</sup> cas, jeu de bar Nu 30 (40MW, 6MVR))

Pgi	Min (Pg)	Max (Pg)	AG	Prix (\$/hr)
Pg 1 (MW)	50	200	197.7786	540.2878
Pg 2 (MW)	20	80	45.0000	114.1875
Pg 5 (MW)	15	50	20.6600	47.3372
Pg8 (MW)	10	35	34.7600	122.9985
Pg 11 (MW)	10	30	20.4800	71.9258
Pg 13 (MW)	12	40	13.3800	44.6156
<b>Pertes actives (MW)</b>			<b>19.2586</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>			<b>943.3084</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>			<b>36.22647</b>	

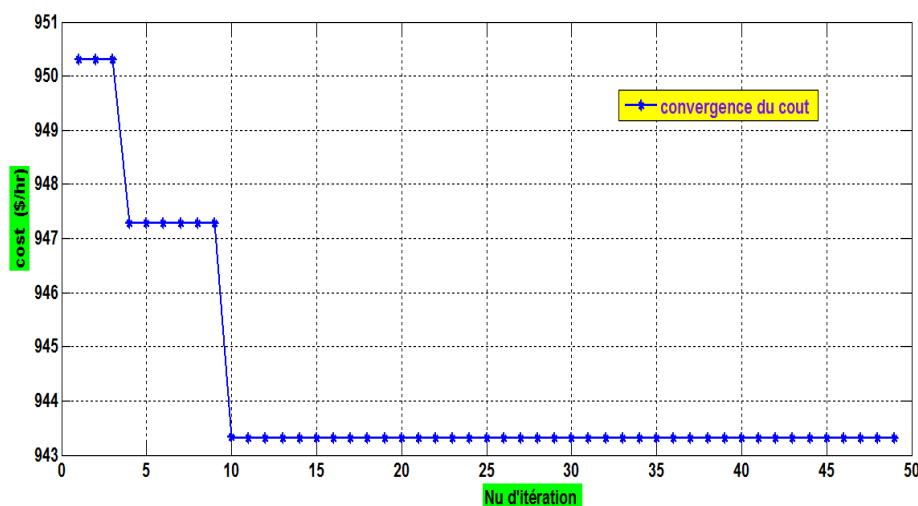


Figure 4.11 : La convergence de la fonction coût du 2<sup>ème</sup> test 1<sup>er</sup> cas

La demande manifestée dans le jeu de barre-30 impose une grande variation dans la production, le générateur Pg1 fournit plus de la moitié de la puissance totale, le générateur Pg2 et Pg5 ont diminué de dans la puissance par rapport au tableau 4.2. Les pertes augmentent de 90%, et le coût total augmente aussi jusqu'à 943.3084 (\$/hr).

- 4<sup>e</sup> cas : On diminue Pg1 20% et on augmente les autres Pg de 50%

Tableau 4.7 : Résultat du 4<sup>e</sup> cas

Pgi	Min (Pg)	Max (Pg)	AG	Prix (\$/hr)
Pg 1 (MW)	10	40	43.5469	94.1102
Pg 2 (MW)	30	120	95.8103	328.3113
Pg 5 (MW)	23	75	33.2062	102.1219
Pg8 (MW)	15	50	48.2471	176.1237
Pg 11 (MW)	15	45	41.8498	169.3345
Pg 13 (MW)	18	60	25.4089	92.3670
<b>Pertes actives (MW)</b>			<b>4.6691</b>	
<b>Coût de Génération (\$/hr)</b>			<b>962.4632</b>	
<b>Temps de convergence (sec)</b>			<b>38.788302</b>	

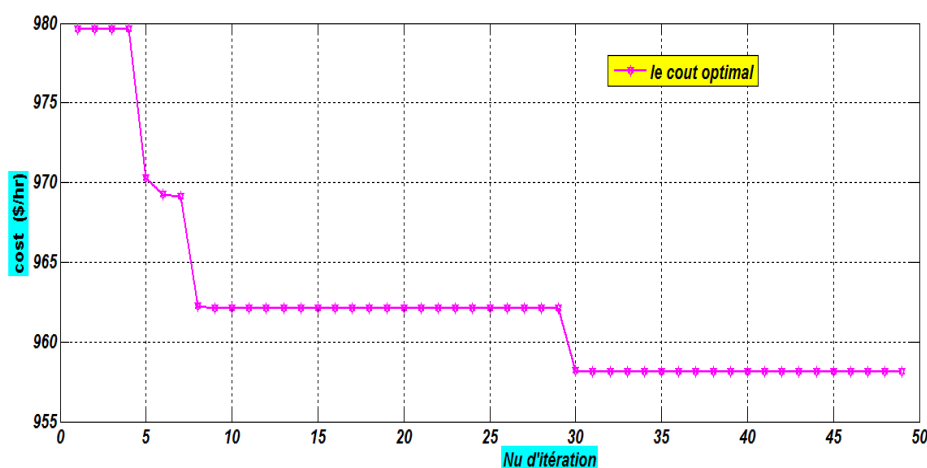


Figure 4.12 La convergence de la fonction coût du 2<sup>eme</sup> test-2<sup>er</sup> cas

Dans ce cas la on a changé des contraintes de limitation de puissance pour voir la variation du cout total et les couts de production de chaque générateur, un OPF a arrêté pour un cout de génération total élevé, 962.4632 (\$/hr), nous voyons une diminution des pertes 4.6691 MW une bonne résultats mais il ya un dépassement de puissance dans le Pg1.

## 4.9 Unit Commitment (UC)

L'Unit commitment (UC), ou engagement des unités, est un algorithme d'optimisation. Il couvre la décision de démarrer ou arrêter les unités de production et leur niveau de fonctionnement prévisionnel. Il cherche à trouver la solution présentant le minimum de coût de production total en considérant les caractéristiques et les contraintes du système pour un horizon de programmation donné, [41].

Pour un système d'alimentation géré par une entreprise verticalement intégrés, les unités à commettre est effectuées de manière centralisée par l'utilitaire, et l'objectif est de minimiser les coûts sous réserve de fournir toute la demande.

Dans un environnement concurrentiel, chaque GENCO doit décider quelle est l'unité à commettre de telle sorte que le profit est maximisé, sur la base du nombre de MW sous contrat ; et les prix au cours de laquelle il sera compensé. Un Schedule de UC est développé pour N unités et des périodes T. Un Schedule typique d'UC pourrait ressembler à celui illustré dans la figure (4.13), [42].

<u>UC Schedule</u>							
Hour	1	2	3	4	5	6	... T
Gen#1:	1	1	1	1	1	1	... 0
Gen#2:	0	0	0	1	1	1	... 1
Gen#3:	1	1	1	0	0	0	... 1
...							
Gen#N:	1	1	1	1	1	1	... 0

0 = unit off-line    1 = unit on-line

**Figure 4.13:** Schedule typique d'unit commitment

Depuis l'incertitude dans les entrées devient grand-delà d'une semaine dans l'avenir, le UC Schedule est typiquement développé pour la semaine suivante. Il est courant de considérer les horaires qui permettent à l'unité le changement de statut d'heure en heure, de sorte que l'horaire hebdomadaire est composé de 168 périodes. En concluant un Schedule optimal, il faut tenir compte des coûts du carburant, qui peuvent varier avec le temps, le cout de démarrage et d'arrêt, des taux de rampe maximum, le minimum jusqu'à des heures et les temps d'arrêt minimum, les contraintes de l'équipage, les limites de transmission, les contraintes de tension, etc. Parce que le problème est discret, le GENCO peut avoir de nombreuses unités de production, un grand nombre de périodes peut être considéré, et parce qu'il ya beaucoup de contraintes, trouver un optimal de UC est un problème complexe, [42].

#### **4.9.1 Objectif de l'unit commitment**

L'objectif de l'algorithme de l'UC est de programmer des unités de la manière la plus économique. Pour que la GENCO décide quelles unités à commettre dans l'environnement concurrentiel, de manière économique signifie celui qui maximise ses profits. Pour l'exploitation en situation de monopole dans un système électrique verticalement intégré, des moyens économiques en minimisant les coûts, [42].

#### **4.9.2 La quantité injectée**

Dans les systèmes verticalement intégrés, il est fréquent que les compagnies d'électricité avoir une obligation de servir toute la demande au sein de leur territoire. Les prévisionnistes ont prévenu aux opérateurs de réseaux électriques d'un montant estimé de la puissance demandée. L'objectif d'UC est de minimiser les coûts totaux d'exploitation sous réserve de répondre à cette demande (et d'autres contraintes, ils peuvent être examinées).

Dans les marchés concurrentiels d'électricité, le GENCO s'engage les unités à maximiser son profit. Elle s'appuie sur les spots et les contrats bilatéraux pour faire partie de la demande



totale connue a priori. La part restante de la demande qu'il peut ramasser sur le marché spot doit être prévu. Cette part de marché peut être difficile à prédire car elle dépend de la façon dont son prix se compare à celle d'autres fournisseurs.

Le GENCO peut décider de fournir une demande moins élevée qu'elle ne l'est physiquement capable de faire. Dans l'environnement concurrentiel, l'obligation de servir est limité à ceux que l'GENCO fait un contrat. Le GENCO peut envisager un Schedule qui produit moins de la demande prévue. Plutôt que de la mise en marche d'une unité supplémentaire pour produire un ou deux MW insatisfait, il peut permettre à ses concurrents de prévoir ces 1 ou 2 MW qui auraient pu considérablement augmenter ses coûts moyens, [42].

#### **4.10 Conclusion**

Nous avons étudié dans ce chapitre le marché d'électricité en générale, on a vu la différence entre l'ancien système qui est verticalement intégré et le système dérégulé qui représente le marché libéralisé. Les nouvelles structures du marché libéralisé comme « pool » et « bilatérale » sont tellement réussis comme mode de fourniture.

Nous avons aussi abordé à un test d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché libéralisé utilisant l'algorithme génétique, le réseau test à étudier et toujours IEEE 30-bus pour avoir les résultats des coûts de production de chaque générateur.

---

## CONCLUSION GENERALE

---

Le travail présenté dans cette thèse traite le fonctionnement des centres de production dans un système de marché libéralisé. Sous ce titre, nous avons pris comme axe de recherche, le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance et la commutation des centres de production dans un système de marché libéralisé.

Nous avons engendré les différentes techniques et manières de production d'électricité afin de manifester une image sur les différentes phases de transfert d'énergie primaire jusqu'à l'aboutissement à une énergie propre qui est l'électricité, on a vu que chaque système de production s'appuie et sur une matière première naturelle fossile; (gaz, pétrole, charbon) ; et sur une énergie renouvelable propre (solaire, éolienne, hydraulique,...). Alors que chaque un de ce système consomme pour produire, le terme consomme constitue les différents coûts qui exigent le système pour son fonctionnement, ce qui nous donne l'idée sur le coût de production d'énergie électrique. Aussi nous avons étudié le fonctionnement du réseau de transports et de distribution en illustrant toutes les équations concernant les puissances transmises dans les lignes afin de voir les limites de stabilité du réseau électrique. Cette étude, qui est purement théorique, est très importante pour notre problème de recherche.

Plusieurs méthodes de résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal, et la commutation des centres, qui peuvent être subdivisées en métaheuristiques (essaim de particules, colonie de fourmis, et algorithmes génétiques), et classique (Lambda, Newton, programmation linéaire,...). La complexité des problèmes liés aux réseaux électriques surtout dans un marché de l'électricité libéralisé fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution puisque d'une part le manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques et d'autre part la solution de ces problèmes par ces méthodes est complexe de point de vue modélisation et calcul.

On a choisi dans cette thèse l'algorithme génétique à cause de ses avantages prédits par les chercheurs dans les divers articles. Elle représente une stratégie de recherche réalisant un compromis équilibré entre l'exploration de l'espace de recherche et l'exploitation des meilleures solutions. Le troisième chapitre est consacré pour la définition du problème de l'écoulement de puissance optimale où on a formulé le problème mathématiquement, puis on a détaillé le principe des AGs. Les résultats d'optimisation aboutis pour le test du réseau IEEE 30 bus ont montré que le programme matlab adopté est en bon fonctionnement, on a comparé les résultats par ceux publiés dans les articles.

Enfin dans le quatrième chapitre nous avons porté notre étude sur le marché libre où on a défini le fonctionnement des modes de fourniture de l'énergie électrique et les opérateurs qui jouent le rôle des intermédiaires pour accomplir la tâche de détermination des prix spots, et les engagements d'achat et de vente. Des différents tests appliqués sur le réseau IEEE 30 bus sont faits pour résoudre l'OPF au sein d'un système libéralisé. On a compris la flexibilité de la méthode durant le changement de la demande. On peut conclure que l'algorithme génétique peut contribuer à la résolution efficace des problèmes OPF, il est bien adapté à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimum coût possible ainsi que le meilleur profit.

En perspective, nous proposons la continuité sur cet axe de recherche, et on peut prendre comme étude le réseau algérien. Cette proposition considérée comme un défi de l'Algérie. Ce défi consiste à profiter de tous les avantages liés à une augmentation de la concurrence tout en conservant le plus possible les avantages que procure le réseau actuel.

---

## BIBLIOGRAPHIE

---

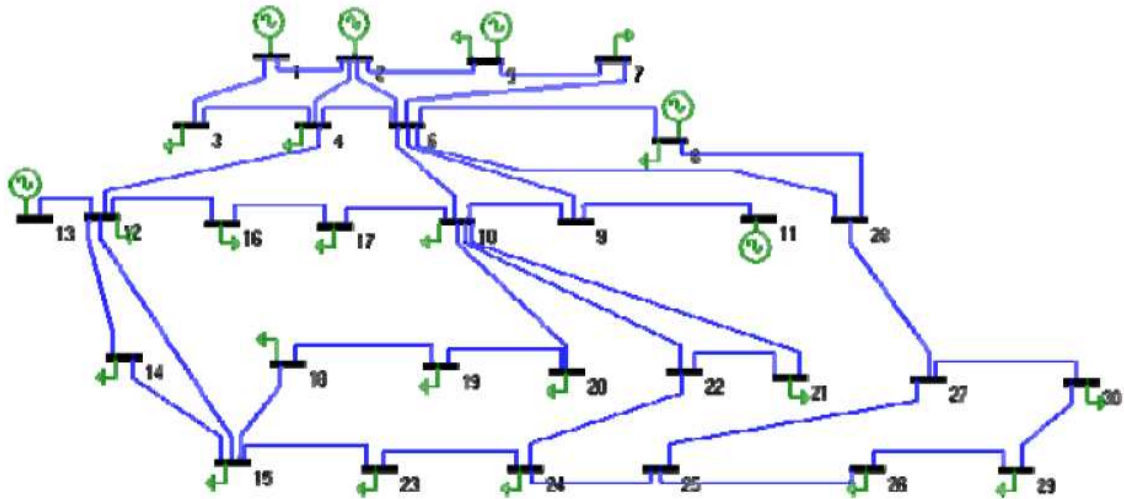
- [1] Mr Bensalem Ahmed, « Analyse Et Gestion De La Production Des Centrales Electriques Liées Aux Réseaux Electrique De Grande Taille ». Thèse de doctorat d'état, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 28 juin 2007.
- [2] Mrs Hiber fateh et Abbabsa Rabeh, « Optimisation De Transfert De Puissance Sur Un Réseau Electrique », Thèse D'ingénieur D'état En Electrotechnique, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 2007
- [3] Messaoudi Abdelmoumene, « Dispatching Economique Des Réseaux Electriques Par Les Méthodes Numériques » Thèse de magister en électrotechnique, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 2001
- [4] Delendi Louardi « Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS », Thèse De Magister En Electrotechnique, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 26 juin 2009
- [5] Mimoun Younes, « Optimisation D'écoulement Des Puissances Par Algorithmes Intelligents », Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg., 52, 1, p. 3–12, Bucarest, 2007.
- [6] Mme Slimani Linda «Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de Magister en électrotechnique, Université de El-Hadj Lakhdar, Batna, 22/12/2009.
- [7] Philippe Vassilopoulos « Les Prix Des Marches De Gros De L'électricité Donnent-Ils Les Bons Signaux Et Les Bonnes Incitations Pour L'investissement En Capacité De Production Electrique ? », Thèse Pour Le Doctorat En Sciences Economiques, Université Paris – Dauphine, Le 03 Juillet 2007.
- [8] <http://www.climamaison.com/energie-thermique.php>
- [9] Electrotechnique, Théodor Wildi, 3me édition, 2000.
- [10] Commission européenne « Grandes installations de combustion » document publié Juillet 2006.
- [11] [http://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine\\_%C3%A0\\_gaz](http://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine_%C3%A0_gaz).
- [12] GRTgaz « Centrales à cycle combiné : une solution d'avenir pour l'électricité » janvier 2008, [www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com).
- [13] Bendali Salhi « identification du désaccordage et des couplages aéroélastiques dans les roues de turbines » thèse de doctorat, université de Franche-Comté, 28 mars 2008.

- [14] TH. Margoulova, « Les Centrales Nucléaires », Edition Mir. Moscou, 1983
- [15] CEA, « le fonctionnement d'un réacteur nucléaire » Imprimerie de Montligeon - 09/2002, [www.cea.fr](http://www.cea.fr).
- [16] [http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie\\_hydro%C3%A9lectrique](http://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_hydro%C3%A9lectrique).
- [17] [http://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine\\_Kaplan](http://fr.wikipedia.org/wiki/Turbine_Kaplan)
- [18] M. Angel Cid Pastor « Conception et Réalisation de Module Photovoltaïques Electroniques » Thèse de doctorat en Conception des Circuits Microélectroniques et Microsystèmes, Institut National des Sciences Appliquées, Toulouse, 29 septembre 2006.
- [19] Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités » Thèse de doctorat en génie électrique, L'institut national des sciences appliquées, Lyon, 03 mai 2005.
- [20] Anne Labouret. Michel Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », 2<sup>ème</sup> édition, DUNOD
- [21] Sathyajith Mathew « Wind Energies, Fundamentals, Resource Analysis and Economics » 2006.
- [22] Haritza Camblong « Minimisation De L'impact Des Perturbation D'origine Eolienne Dans La Génération D'électricité Par Des Aérogénérateurs A Vitesse Variable » , Ecole Nationale Supérieure d'Art et Métier, Centre de Bordeaux, 2003
- [23] Bernard MULTON « Production D'énergie Electrique Par Sources Renouvelables », université de Paris 6.
- [24] Mohamed E. El-Hawary, « Electrical Energy Systems », Dalhousie University, 2000
- [25] Abdelaali Alibi, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) thèse de Magister en Electrotechnique, université de BATNA, 2009.
- [26] Thomas Allen Short, "Electric Power Distribution Equipment and Systems", 29/11/2005.
- [27] Rabah Benabid, « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Telidji, Laghouat, 2007
- [28] T. Bouktir ; « Application de la programmation orientée objet à l'optimisation de l'écoulement de puissances », Thèse de doctorat d'état. U-Batna, Algérie, juin 2004.
- [29] ABB, "New Concepts for Transmission Grids", DOE Workshop on Analysis and Concepts to address Electric Infrastructure Needs, Washington DC, Août 2001.
- [30] Abou Chacra F., « Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique », Thèse de Doctorat en Génie Electrique, U-Paris XI, Orsay, 2005.

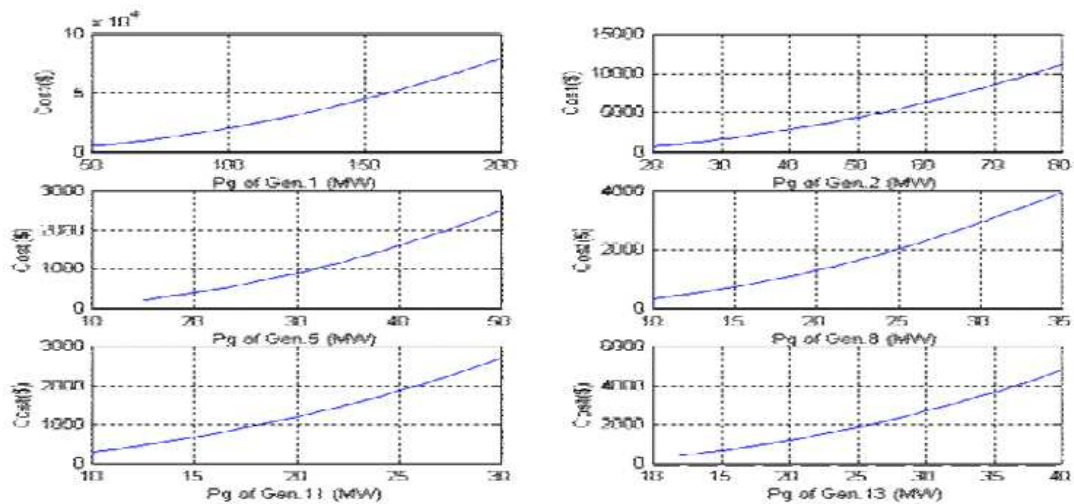
- [31] R. Belhachem, F. Benhamida, A. Bendaoued and Y. Ramdan, « Résolution de Dispatching Optimal en Combinant l'Écoulement de Puissance pour le Calcul des Pertes », Volume 53, Number 1, 2012.
- [32] Lamia Kartobi, « Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essais Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques », Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, 04 Décembre 2006.
- [33] Wei WU, « Synthèse d'un contrôleur flou par Algorithme Génétique : Application au réglage dynamique des paramètres d'un système », thèse de doctorat, Université de Lille 1, 18 Décembre 1998.
- [34] Ouahib Guenounou, « Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un bioprocédé », thèse de doctorat, université de Toulouse, Le 22 avril 2009.
- [35] Abdelmalek Gacem « Utilisation des méthodes d'optimisations métaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques », thèse de magistère, Centre Universitaire d'El-oued, 2010.
- [36] Brahim Bouayad, « Privatisation Du Secteur De L'électricité Au Maroc : Evaluation A L'aide De L'approche Du Vote Majoritaire », Université Cadi Ayyad, Marrakech, Maroc - GREEN, Université Laval, Québec, Canada, Papier présenté au Colloque International du Réseau Monder, Paris 10 – 13 juin 2001.
- [37] Agnieszka Stasiakowska, « Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité », Mémoire d'étude approfondis, université de Genève, 2009.
- [38] Vincent Manzo " Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé" thèse PhD" INP de Grenoble, Octobre 2004.
- [39] Christie R.D., Wollenberg B.F., Wangensteen I., "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEE, vol.88, n°2, p.170-194, Février 2000.
- [40] Gedra T.W, "On Transmission Congestion and Pricing", IEEE Trans on PS, vol.14, n°1, pp.241-248, Février 1999.
- [41] Marcelo Saguan, «L'analyse économique des architectures de marche électrique. application au market design du temps reel », these doctorat, Université Paris-Sud 1, Avril 2007.
- [42] Leonard L. Grigsby, « Electric power generation, transmission and distribution».

**Annexe A**  
**Réseau test IEEE 30-Bus**

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30Bus représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961. (Figure A.1). La tension est de 135 kV.



**Figure A.1:** Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus



**Figure A.2** Courbes quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus



**Tableau A.1:** Paramètres des générateurs du réseau IEEE 30 jeux de barres

Bus Number	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]	a [\$/hr]	b [\$/MWhr]	c [\$/MW <sup>2</sup> hr]
1	50	200	- 20	200	0	2.00	0.00375
2	20	80	- 20	100	0	1.75	0.01750
5	15	50	- 15	80	0	1.00	0.06250
8	10	35	- 15	60	0	3.25	0.00830
11	10	30	- 10	50	0	3.00	0.02500
13	12	40	- 15	60	0	3.00	0.02500

**Tableau A.2 :** Données des jeux de barres du réseau 30 jeux de barres

```

% IEEE 30-BUS TEST SYSTEM (American Electric Power)
% Bus Bus Voltage Angle ---Load--- Generator--- Static Mvar
% No code Mag. Degree MW Mvar MW Mvar Qmin Qmax +Qc/-
Q1
busdata=[1 1 1.06 0.0 0.0 0.0 179.242 0.0 -20 200 0
2 2 1.0 0.0 21.70 12.7 48.301 0.0 -20 100 0
3 0 1.0 0.0 2.4 1.2 0.0 0.0 0 0 0
4 0 1.06 0.0 7.6 1.6 0.0 0.0 0 0 0
5 2 1.0 0.0 94.2 19.0 20.924 0.0 -15 40 0
6 0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0 0 0
7 0 1.0 0.0 22.8 10.9 0.0 0.0 0 0 0
8 2 1.0 0.0 30.0 30.0 20.561 0.0 -15 60 0
9 0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0 0 0
10 0 1.0 0.0 5.8 2.0 0.0 0.0 -6 24 19
11 2 1.0 0.0 0.0 0.0 11.576 0.0 -10 50 0
12 0 1.0 0 11.2 7.5 0 0 0 0 0
13 2 1.0 0 0 0.0 12.48 0 -15 60 0
14 0 1 0 6.2 1.6 0 0 0 0 0
15 0 1 0 8.2 2.5 0 0 0 0 0
16 0 1 0 3.5 1.8 0 0 0 0 0
17 0 1 0 9.0 5.8 0 0 0 0 0
18 0 1 0 3.2 0.9 0 0 0 0 0
19 0 1 0 9.5 3.4 0 0 0 0 0
20 0 1 0 2.2 0.7 0 0 0 0 0
21 0 1 0 17.5 11.2 0 0 0 0 0
22 0 1 0 0 0.0 0 0 0 0 0
23 0 1 0 3.2 1.6 0 0 0 0 0
24 0 1 0 8.7 6.7 0 0 0 0 4.3
25 0 1 0 0 0.0 0 0 0 0 0
26 0 1 0 3.5 2.3 0 0 0 0 0
27 0 1 0 0 0.0 0 0 0 0 0
28 0 1 0 0 0.0 0 0 0 0 0
29 0 1 0 2.4 0.9 0 0 0 0 0
30 0 1 0 10.6 1.9 0 0 0 0 0];

```

**Tableau A.3 : Données des lignes de transport du réseau 30 jeux de barres**

```

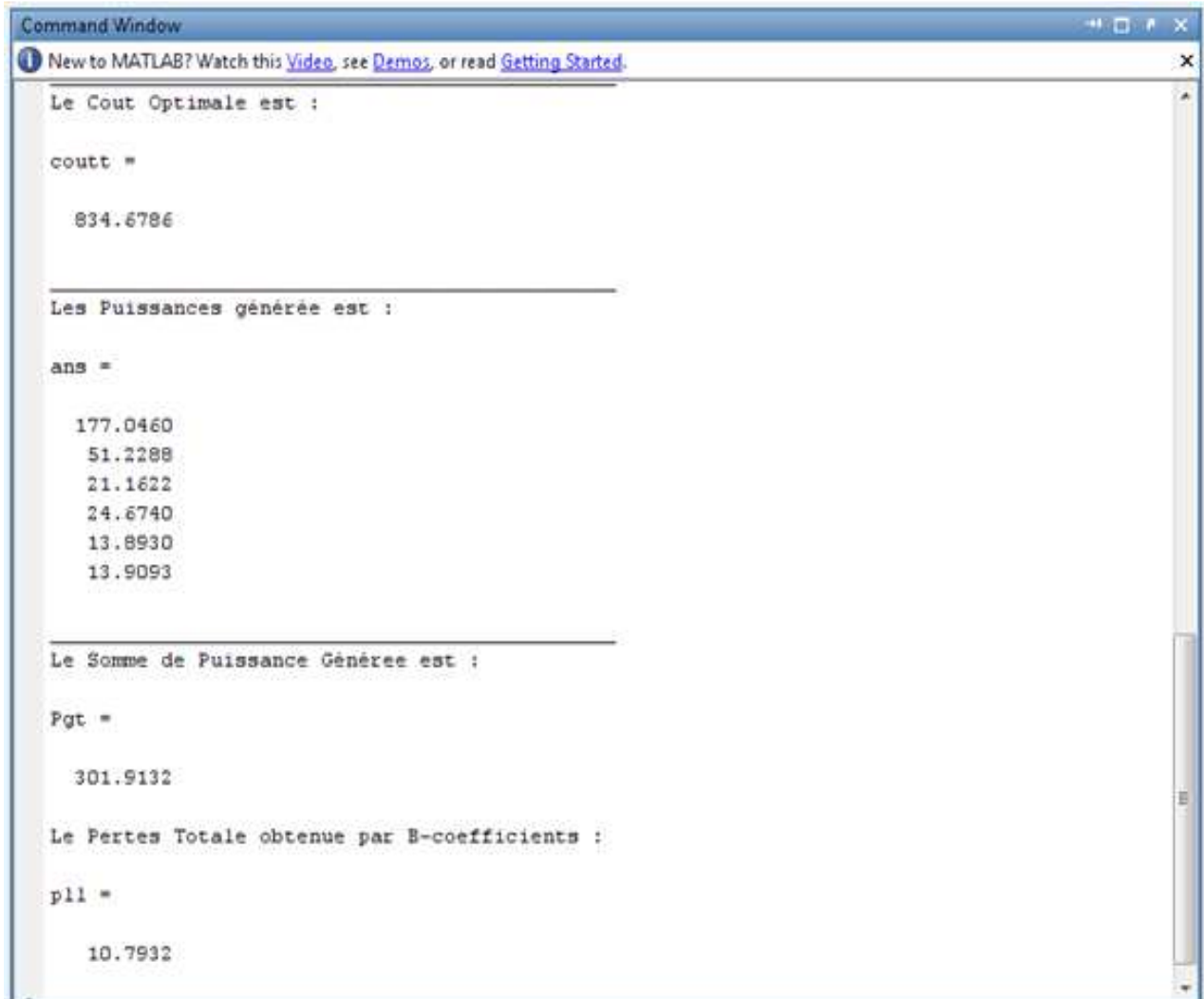
%      Line code
%      Bus bus  R      X      1/2 B  = 1 for lines
%      nl nr  p.u.  p.u.  p.u.      > 1 or < 1 tr. tap at bus
nl
linedata=[1  2  0.02  0.06  0.03  1
1  3  0.05  0.19  0.02  1
2  4  0.06  0.17  0.02  1
3  4  0.01  0.04  0.00  1
2  5  0.05  0.2  0.020  1
2  6  0.06  0.18  0.02  1
4  6  0.01  0.04  0.00  1
5  7  0.05  0.12  0.01  1
6  7  0.03  0.08  0.01  1
6  8  0.01  0.04  0.00  1
6  9  0.0  0.21  0.0  0.978
6 10  0  .56  0  0.969
9 11  0  .21  0  1
9 10  0  .1100  0  1
4 12  0  .26  0  0.932
12 13  0  .1400  0  1
12 14  .12  .26  0  1
12 15  .07  .130  0  1
12 16  .09  .2  0  1
14 15  .22  .2  0  1
16 17  .08  .19  0  1
15 18  .11  .22  0  1
18 19  .06  .13  0  1
19 20  .03  .07  0  1
10 20  .09  .21  0  1
10 17  .03  .08  0  1
10 21  .03  .07  0  1
10 22  .07  .15  0  1
21 22  .01  .02  0  1
15 23  .1  .2  0  1
22 24  .12  .18  0  1
23 24  .13  .2700  0  1
24 25  .19  .33  0  1
25 26  .25  .3800  0  1
25 27  .11  .21  0  1
28 27  0  .4  0  0.968
27 29  .22  .42  0  1
27 30  .32  .6  0  1
29 30  .24  .45  0  1
8 28  .06  .200  0.02  1
6 28  .02  .06  0.01  1];

```

## Annexe B

1<sup>e</sup> cas : augmentation de 20% de la charge des jeux de bar 3, 4, 7, 10

Tableau B.1 : Résultat de test du 1<sup>e</sup> cas



```
Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.

Le Cout Optimale est :

coutt =

    834.6786

-----

Les Puissances générée est :

ans =

    177.0460
     51.2288
     21.1622
     24.6740
     13.8930
     13.9093

-----

Le Somme de Puissance Générée est :

Pgt =

    301.9132

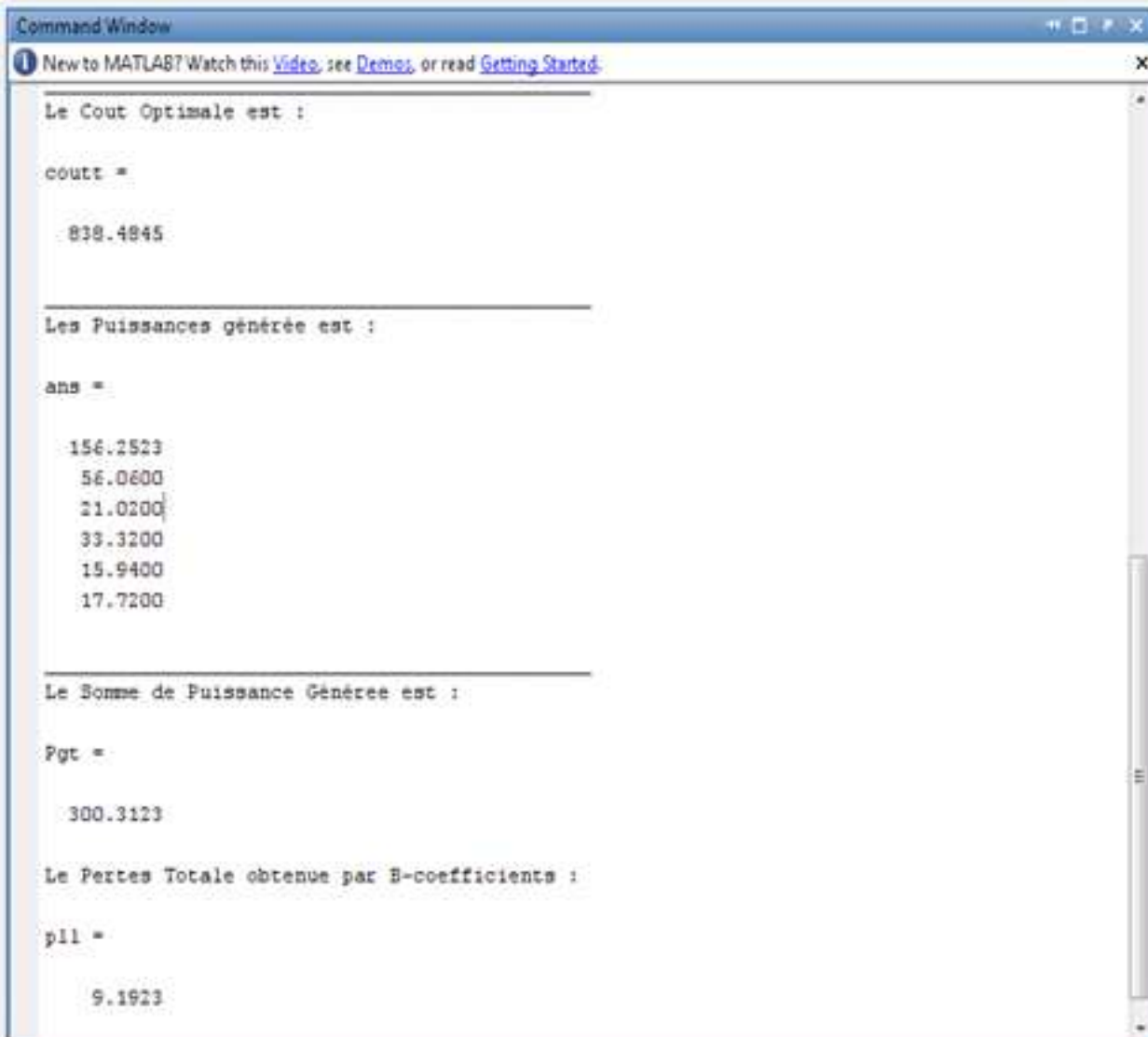
Le Pertes Totale obtenue par B-coefficients :

pll =

    10.7932
```

2<sup>e</sup> cas : On limite le générateur  $20 < P_{g1} < 150$  MW

Tableau B.2 : Résultat de test du 2<sup>e</sup> cas



```
Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.

Le Cout Optimale est :

coutt =

    838.4845

Les Puissances générée est :

ans =

    156.2523
     56.0600
     21.0200
     33.3200
     15.9400
     17.7200

Le Somme de Puissance Générée est :

Pgt =

    300.3123

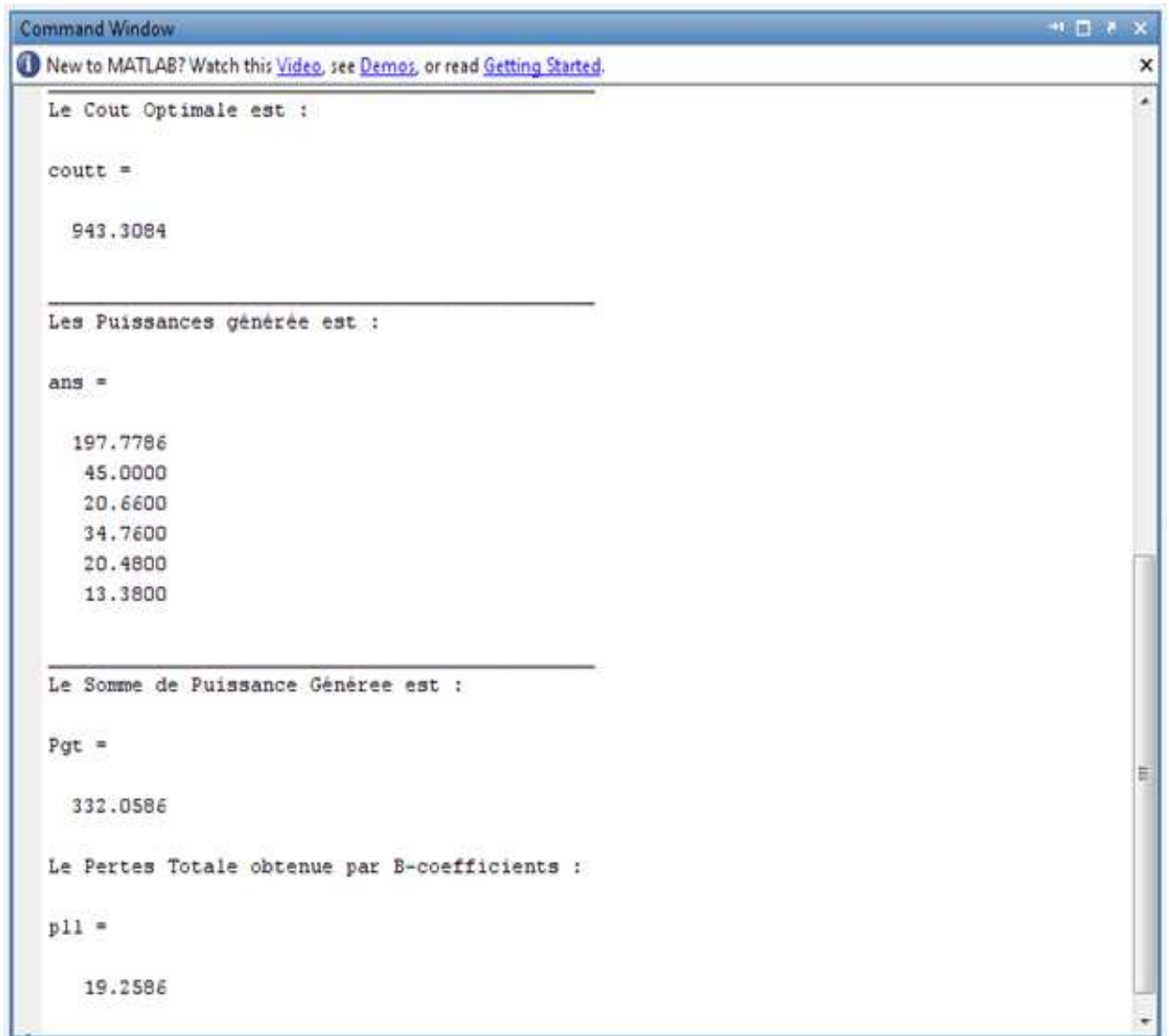
Le Pertes Totale obtenue par B-coefficients :

p11 =

     9.1923
```

### 3<sup>e</sup> cas : Augmentation de la charge du jeu de bar 30

Tableau B.3 : Résultat de test du 3<sup>e</sup> cas



```
Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.

Le Cout Optimale est :

coutt =

    943.3084

-----

Les Puissances générée est :

ans =

    197.7786
     45.0000
     20.6600
     34.7600
     20.4800
     13.3800

-----

Le Somme de Puissance Générée est :

Pgt =

    332.0586

Le Pertes Totale obtenue par B-coefficients :

p11 =

    19.2586
```