

N° d'ordre :

N° de série :

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



Mémoire de Fin d'Études

Présenté à

L'Université d'Echahid Mohamed Lakhdar Ammara d'El Oued

Faculté de la Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En réseaux Electrique

Présenté par

**Sahara Mohammed Salah
Kehili Taoufik**

Thème

**Etude d'un Dispatching économique des
puissance active par les algorithmes
génétiques modifiée**

Soutenu le 17/06/2021 Devant le jury composé de :

Dr. Mamri Osama

Maitre de conférences A

Président

Dr. Labbi Yacine

Maitre de conférences A

Rapporteur

Dr. Berka Nordin

Maitre de conférences B

Examineur

Année Universitaire 2020/2021

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Résumé

Résumé :

Dans cette mémoire, on va étudier le dispatching économique de la puissance active afin d'assurer la qualité et la continuité de la puissance au consommateur tout en réduisant le coût de production et les pertes dans le réseau électrique. Dans notre étude, nous sommes appuyés sur l'algorithme génétique qui permettent la recherche de fonctions objectives l'optimum ou un quasi-optimum, sur lesquelles il n'y a pas besoin de faire d'hypothèse particulière, l'avons appliqué par programmation sur des réseaux test (14 JB, 30 JB et Ouest Algérien) et comparé les résultats avec ceux des références.

Mots clés : Algorithme Génétique (AG), sont des algorithme d'optimisation stochastique fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle

ملخص :

هذه الأطروحة تدرس الإرسال الاقتصادي للطاقة النشطة بحيث نضمن جودة واستمرارية الطاقة للمستهلك في نفس الوقت خفض تكلفة الإنتاج والضياع في الشبكة الكهربائية. اعتمدنا في دراستنا على الخوارزمية الجينية والتي تسمح بالبحث عن الوظائف الموضوعية المثالية أو شبه المثالية، والتي لا داعي لعمل فرضية معينة عليها، وتطبيقها على الشبكات الاختيارية (14,30 باص وشبكة غرب الجزائر) ومقارنة النتائج مع تلك الموجودة في المراجع.

الكلمات المفتاحية : الخوارزمية الجينية (AG) هي خوارزميات تحسين عشوائية تعتمد على آليات الانتقاء الطبيعي.

Summary :

In this thesis, we will study the economic dispatching of active power in order to ensure the quality and continuity of power to the consumer while reducing the cost of production and losses in the electrical network. In our study, we are based on the genetic algorithm which allows the search for objective functions the optimum or a quasi-optimum, on which there is no need to make a particular hypothesis, it has been applied by programming on test networks (14 JB, 30 JB and West Algeria) and compared the results with those of the references.

Key words : Genetic Algorithm (GA), are stochastic optimization algorithms based on the mechanisms of natural selection

Remerciements

*Avant tout nous remercions dieu de nous avoir donné le courage, la patience et la chance d'étudier et de suivre Le chemin de la science. Et, la force et la patience pour élaborer notre travail. Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur **Mr. LABBI YACINE** pour avoir d'abord proposée ce thème, pour suivi continué tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils.*

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail. Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants qui de l'électrotechnique ont contribué à notre formation par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral et matériel...

DÉDICACE

Je dédie ce travail à :

Ma Mère,

A mon Père,

A ma chère sœur RABIAA,

A reste de mes frères et sœurs

Et à tous mes Amis

SAHARA MOHAMMED SALAH (MDS)

17/06/2021

DÉDICACES

Je dédie cet humble travail :

- ✓ *A ma chère mère source d'espoir et de bonheur
Que dieu prolonge votre Age.*
- ✓ *A mon cher père qui a tous me donné pour réaliser
mes rêves et mon éducation*
- ✓ *A mon ami et frère **MOHAMMED SALAH***
- ✓ *A ma chère sœur **RATIBA** ses qui était avec moi à chaque
étape de ma vie*
- ✓ *A toute la famille **KEHILI** petit et grand*
- ✓ *A mes frères et ses fils qui m'ont aidé à compléter la piste et
porter le flambeau de la science*
- ✓ *A tous mes amis qui m'ont aidé que ce soit de près ou de loin*
- ✓ *Et à tous ceux qui m'aiment et l'aiment .*

Kehili Taoufik

Sommaire

✚ Table de matière	
✚ Liste des symboles	
✚ Liste des figures	
✚ Liste des tableaux	
✚ Introduction générale.....	01

Chapitre I

Écoulement de puissance dans un réseau électrique

I.1. Introduction.....	02
I.2. Définition Les réseaux électriques.....	02
I.2.1. Réseaux de transports.....	02
I.2.2. Réseaux de répartition.....	02
I.2.3. Réseaux de distributions.....	02
I.3. Modélisation des éléments d'un réseau électrique.....	03
I.3.1. Les générateurs.....	03
I.3.2. Lignes.....	03
I.3.3. Transformateurs.....	04
I.3.4. Charge.....	05
I.4. Description des éléments d'un réseau électrique.....	06
I.4.1. Le central des productions.....	06
I.4. 2. Les liaisons.....	06
I.4. 3. Les charges.....	06
I.4.4. Les jeux de barres.....	06
I.4.5. Les éléments shunts.....	06
I.5. Écoulement de puissance.....	06
I.5.1. La puissance.....	06

Sommaire

I.5.2. Les équations de l'écoulement de puissance.....	07
I.5.2.1. Formulation des équations de l'écoulement de puissance.....	09
I.5.3. Equation d'un réseau électrique.....	10
I.5.4. Détermination des équations en puissances active et réactive.....	11
I.5.5. Equilibre du système électrique.....	11
I. 6. L'écoulement de puissance par la méthode de newton.....	12
I.6.1. OPF par la méthode de Newton.....	12
I.6.2. Algorithme de Newton.....	13
I.6.3. Algorithme OPF-Newton.....	13
I.6.4. Les inconvénients de la méthode de Newton.....	14
I.7. Conclusion.....	14

Chapitre II

Dispatching économique

II.1. Introduction.....	15
II.2. Dispatching économique.....	15
II.2.1. Unit commitment.....	15
II.2.2. La fonction coût.....	15
II.2.3. La fonction coût avec point de valve.....	15
II.2.4 Minimisation des coûts de génération.....	16
II.3. Pertes de transmission.....	17
II.3.1. Définition des contraintes.....	17
II.3.2. Contraintes d'égalités.....	18
II.3.3. Contraintes d'inégalités.....	18
II.4. Formulation du Problème.....	18

Sommaire

II.4.1. Les Contraintes Des Générateurs.....	18
II.4.2. Les Contraintes Des Transformateurs.....	19
II.4.3. Les Contraintes Des Compensateurs Shunts.....	19
II.4.4. Les Contraintes De La Sécurité.....	19
II.5. Dispatching économique avec des pertes constantes.....	19
II.5.1. Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissance générées.....	20
II.5.1.1. Calcul des pertes dans les lignes.....	20
II.5.2. Résolution de dispatching économique par la méthode de gradient.....	22
II.6. Conclusion.....	34

Chapitre III

Algorithmes génétiques

III.1. Introduction.....	35
III.2. Algorithmes génétiques.....	35
III.2.1. Présentation des algorithmes génétiques (AG)	35
III.3. Les opérateurs.....	35
III.3.1. Opérateur de sélection.....	35
III.3.2. Opérateur de Croisement.....	36
III.3.3. Opérateur de Mutation.....	37
III.3.4. Autres paramètres.....	37
III.4. Codage et population initiale.....	37
III.4.1. Codage binaire.....	38
III.4.2. Codage réel.....	38
III.4.3. Codage en base n.....	38
III.5. Les caractéristiques des AG.....	38

Sommaire

III.5.1. Espace de recherche des solutions.....	38
III.5.2. Génération de la population initiale.....	39
III.5.3. Taille de la population.....	39
III.5.4. Fonction d'évolution (fitness function).....	40
III.6. Les avantages et les inconvénients.....	41
III.7. Conclusion.....	41

Chapitre IV

Application ET Résultat

IV.1. Introduction.....	42
IV.2. Formulation du Problème.....	42
IV.3. Application.....	42
IV.3.1. Le réseau IEEE 14 nœuds.....	43
IV.3.2. Le réseau IEEE 30 nœuds.....	45
IV.3.3. Le réseau Ouest Algérien.....	48
IV.4. Analyses et interprétations.....	49
IV.5. Problème de dispatching économique des émissions Combinée (CEED)	50
IV.5.1. Formulation du Problème.....	50
IV.5.2. Application AG sur le réseau IEEE 30.....	50
IV.6. Conclusion.....	56
 Conclusion Générale.....	57
 Références.....	58

Liste des symboles

P : la puissance active (kW)

Q : la puissance réactive (KVAR)

S : la puissance apparente (KVA)

$\bar{S}_i$: Puissance apparente produite.

$\bar{V}_i$: La valeur complexe de la tension de jeu de barre i (V).

P_i : puissance active en un nœud i quelconque du réseau (w)

Q_i : puissance réactive en un nœud i quelconque du réseau (var)

OPF: Optimal power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal)

$\bar{I}_i$: Courant débité

π : modèle la ligne électrique.

P_{Gi} : Puissance active injectée au jeu de barre i

Q_{Gi} : Puissance réactive injectée au jeu de barre i .

P_{Di} : Puissance active demandée au jeu de barre i .

Q_{Di} : Puissance réactive demandée au jeu de barre i .

S_{Gi} : Puissance générée au niveau de jeu de barre i .

S_{Di} : Puissance demandée au niveau de jeu de barre i .

δ_i : Arguments des tensions en rad au niveau de jeu de barre i .

QL : Les pertes de puissance réactive.

PL : Les pertes de puissance active.

IBU : Courant complexe injecté à chaque jeu de barre en A

$VBUS$: Tensions complexes de chaque jeux de barres en Volt [V]

Y : L'admittance shunt par phase en (en Siemens [S])

Liste des symboles

Y_{ii} : Admittance propre en un nœud i quelconque du réseau ($\Omega-1$).

θ_i : Angle de la tension en un nœud i quelconque du réseau (rads)

θ_j : Angle de la tension en un nœud j quelconque du réseau (rads)

Y_{ij} : Admittance mutuelle entre le nœud i et le nœud j quelconques du réseau ($\Omega-1$)

M_i : Fonction Mismatch en un nœud i quelconque du réseau (VA).

$\emptyset_{ij}$: Angle de l'admittance mutuelle au sommet i et j (rads)

N-R : Newton Raphson.

G-S : Gauss-Seidel

JB : Jeux de barre

AG : Algorithmes génétiques

CEED : Compined Emission Economique Dispatch

List des figures

Figure (I.1) : Modèle d'un générateur.....	03
Figure (I.2) : Modèle d'un schéma équivalent en π	04
Figure (I.3) : une coupe montrant les dimensions des câbles.....	04
Figure (I.4) : schéma équivalent monophasé d'un transformateur.....	05
Figure (I.5) : représentation la direction de puissance consommé ou délivré par la charge.....	05
Figure (I.6) : Triangle de puissance.....	07
Figure (I.7) : Réseau de distribution à n nœuds.....	07
Figure(II. 1) : La variation du coût en fonction de la puissance générée.....	16
Figure(II. 2) : Ligne avec un générateur.....	20
Figure(II. 3) : Ligne avec deux générateurs.....	21
Figure(II. 4) : Ligne avec trois générateurs.....	21
Figure(II. 5) : Le modèle de problème de dispatching économique.....	23
Figure (III.1) : représentation schématique du croisement en 1 point.....	36
Figure (III.2) : représentation schématique du croisement en 2 points.....	36
Figure (III.3) : Principe de l'opérateur de mutation.....	37
Figure (IV.1) : Schéma du réseau IEEE 14 nœuds.....	43
Figure (IV.2) : Convergence GA (IEEE 14)	44
Figure (IV.3) : Schéma du réseau IEEE 30 nœuds.....	45
Figure (IV.4) : Convergence GA (IEEE 30)	47
Figure (IV.5) : Schéma du réseau Ouest Algérien.....	48
Figure (IV.6) : Convergence GA (Ouest Algérien)	49
Figure (IV.7) : convergence du coût minimum du carburant dans le système de bus (IEEE 30).....	52
Figure (IV.8) : Convergence des émissions minimales dans le système de bus (IEEE30).....	53
Figure (IV.9) : Solutions combinées économiques et dispatching des émissions.....	54
Figure (IV.10) : Front Pareto-optimal pour le coût du carburant et les émissions.....	55

Liste des tableaux

Tableau (IV.1) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (IEEE 14).....	43
Tableau (IV.2) : Résultats application par AG 14 nœuds.....	44
Tableau (IV.3) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (IEEE14)	45
Tableau (IV.4) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (IEEE 30)	46
Tableau (IV.5) : Résultats application par AG (30 nœuds)	46
Tableau (IV.6) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (IEEE30).....	47
Tableau (IV.7) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (Ouest Algérien)	48
Tableau (IV.8) : Résultats application par AG (Ouest Algérien)	48
Tableau (IV.9) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (Ouest Algerian)	49
Tableau (IV.10) : Coefficients de la fonction cout (IEEE 30)	51
Tableau (IV.11) : Coefficients de la fonction d'émission (IEEE 30)	51
Tableau (IV.12) : Solutions de coût de carburant minimum dans le système de bus (IEEE30).	52
Tableau (IV.13) : Solutions d'émission minimum dans le système de bus (IEEE30).....	53
Tableau (IV.14) : Solutions combinées dispatching économique et d'émission dans le système de bus (IEEE30).....	54

Introduction

Générale

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la consommation d'énergie, ce qui a conduit à une augmentation des forces à générer et à transmettre. Par conséquent, les réseaux deviennent de plus en plus grands et compliqués (augmentation de nombre des centrales électriques, et des différents ouvrages tel que les transformateurs et les lignes de transmission pour avoir un équilibre entre la production et la consommation), ceci conduit à une augmentation de coût et une dégradation de milieu naturel. D'où l'intérêt de tout organisme chargé de produire l'énergie électrique est d'assurer en tout temps et en tout lieu la couverture des puissances actives demandées par les clients avec un coût de combustible aussi faible que possible.

L'objectif actuel d'un dispatching économique est la production électrique avec un coût minimal de façon que les pertes de puissances actives et réactives soient acceptables. Le problème général de la production et de la répartition optimale des puissances dans un système production-transport- consommation est donc fort complexe. Par contre, un faible cout de production représente un challenge pour les sociétés productrices, vue notamment au prix chers de combustibles jours après jours, et les fardeaux supplémentaires liés au traitement des déchets nucléaires qui demande une technologie plus fine.

Les algorithmes évolutionnaires à savoir les algorithmes génétiques (AG), qui sont des algorithmes stochastiques qui cherchent l'optimum dans une région de l'espace c'est-à-dire chaque fois qu'on teste un point de l'espace avec les points de ses alentours contrairement aux méthodes classiques qui font une recherche points par points par les opérateurs gradient, qui conduit généralement à un blocage local du processus algorithmique.

La rédaction de ce mémoire est structurée en quatre chapitres :

Le premier chapitre présentera une vue générale sur le réseau électrique et ces trois majeurs types à savoir, le réseau de transport, de répartition et de distribution de l'énergie électrique. Par la suite, la description et la modélisation des éléments principaux constituant le réseau électrique avec la détermination des équations de l'écoulement de puissance.

Le deuxième chapitre donne une idée générale su le dispatching économique, son objectif, définition des contraintes, le dispatching économique dans les réseaux sans ou avec pertes, et Le résolution de dispatching économique par la méthode de gradient.

Le troisième chapitre exposera la méthode réservée pour le résoudre problème du dispatching économique, qui est la méthode des algorithmes génétique.

Le quatrième chapitre pour tester la validité de Cette méthode d'optimisation, une application sera faite sur les réseaux IEEE 14 jeu de barres et IEEE 30 jeu de barres et Ouest Algérien. Les résultats obtenus sont validés.

Le mémoire se terminera par une conclusion générale synthétisant les principaux résultats obtenus et des perspectives.

Chapitre I :

Analyse de

L'écoulement de

puissance dans les

réseaux électriques

I.1 Introduction

Le module « écoulement de puissance » permet d'établir les conditions de fonctionnement en régime permanent du réseau. Il s'agit de calculer les phaseurs des machines tournantes synchrones et le glissement initial des machines asynchrones selon les consignes de l'écoulement de puissance

Ce chapitre se décompose en deux parties principales. La première partie présente une étude descriptive des réseaux électriques : Définition Les réseaux électriques, Modélisation des éléments d'un réseau électrique, Description des éléments d'un réseau électrique. Un second parti est axé sur L'écoulement de puissance. Tandis que le troisième parti le troisième parti est exemple de L'écoulement de puissance par la méthode de newton.

I.2 Définition Les réseaux électriques

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différent niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de repartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production, transport, consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble. Pour réaliser la liaison entre les centrales de production d'électricité et les centres de consommation, il est nécessaire de réaliser des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories [1].

- Réseau de transport et d'interconnexion.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

I.2.1 Réseaux de transports [2]

Les réseaux de transport sont constitués de lignes à très haute tension (THT) et haute tension (HT). La fonction de ces réseaux est de collecter la puissance produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation.

I.2.2 Réseaux de répartition [3]

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension (ligne HT entre 90kV à 60kV), il joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaines de (MW) sur quelques dizaines de kilomètres. Ce réseau doit être particulièrement fiable, aussi ses mailles sont beaucoup plus serrées que celles du réseau de transit.

I.2.3 Réseaux de distributions

Ils comportent les lignes et les postes de transformations servant à alimenter les clients. Ces réseaux sont composés de deux parties :

- Les lignes moyennes tension alimentées par des postes HT/MT, fournissent de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs, soit aux différents postes MT /BT.

- Des lignes à basse tension qui alimentent les usages, soit en monophasé (220V) entre phase et neutre, soit en triphasé à quatre fils (220V/380V).

I.3 Modélisation des éléments d'un réseau électrique

I.3. 1 Les générateurs

Un générateur est représenté par une source de courant ou de tension. Dans le calcul de l'écoulement de puissance, on représente le générateur par la puissance apparente débitée. Figure (I.1) [4].

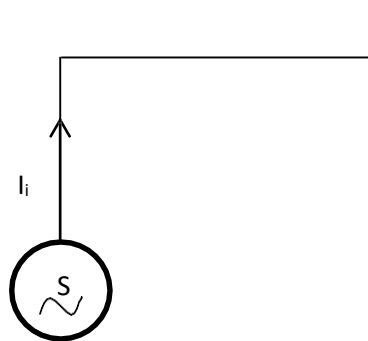


Figure (I.1) : Modèle d'un générateur

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad (I.1)$$

$\bar{S}_i$: Puissance apparente produite.

$\bar{V}_i$: Tension simple aux bornes de la source.

$\bar{I}_i$: Courant débité

I.3.2 Lignes

Une ligne électrique est constituée par un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou souterrains parallèles entre eux et au sol. Chaque conducteur est caractérisé par :

Sa résistance linéique 'R' en Ω/m .

Son inductance linéique 'L' en H/m. ($X=L \times \omega$)

Sa capacité linéique 'C' en F/m.

Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est-à-dire que ces grandeurs physiques sont réparties sur toute la longueur de la ligne.

Le schéma équivalent en π :

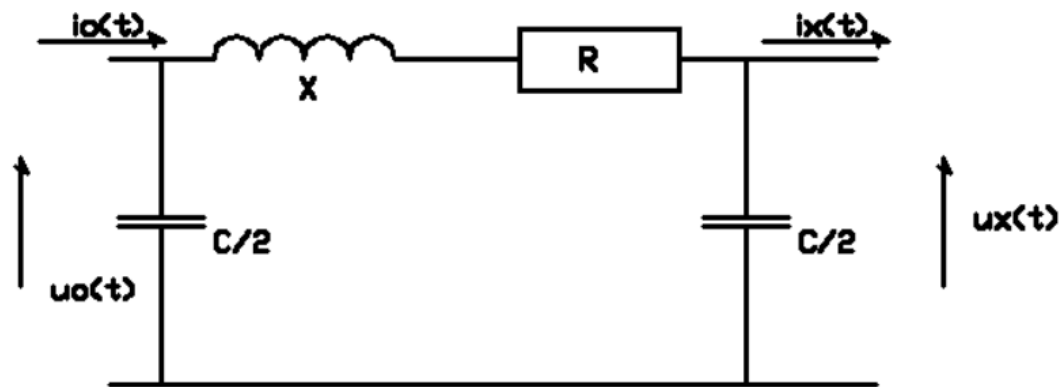


Figure (I.2) : Modèle d'un schéma équivalent en π

Les expressions de $R[\text{Ohm}]$, $L[\text{H}]$ et $C[\text{F}]$ ($X=L \times \omega$)

$$R = \rho / S \quad (\text{I.2})$$

S : la section du câble en mm^2

ρ : La résistivité du conducteur

$$L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \left(\frac{1}{r} \right) \right) \quad L_2 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \left(\frac{1}{r} \right) \right) \quad (\text{I.3})$$

$$M_{12} = \frac{-\mu_0}{2\pi} \left(2 \ln \left(\frac{1}{d} \right) \right) \quad C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left(\frac{d}{r} \right)} \quad (\text{I.4})$$

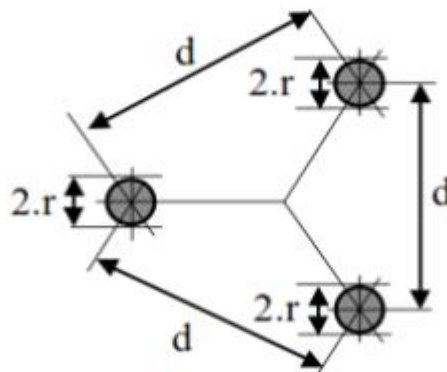


Figure (I.3) : une coupe montrant les dimensions des câbles

I.3.3 Transformateurs

Un transformateur est bien modélisé, à 50 Hz, par un schéma équivalent monophasé faisant intervenir un transformateur idéal, des éléments en série (les résistances des enroulements primaire et secondaire et les inductances de fuites) et des éléments en parallèle (l'inductance de magnétisation

et éventuellement une résistance modélisant les pertes "fer"). Ramené au même niveau de tension (primaire ou secondaire), ce schéma peut se réduire à un simple schéma en T. Ce schéma admet lui-même un équivalent en π .

Il n'est pas rare que soient négligé dans un calcul de répartition les éléments en parallèle du schéma équivalent, dont l'influence est surtout sensible lorsque le réseau est très peu chargé. Dans ce cas, le schéma équivalent du transformateur, ramené au même niveau de tension, se réduit à une simple impédance "série" dont la résistance représente la résistance totale des enroulements primaire et secondaire, et dont l'inductance représente l'inductance de fuite totale entre enroulement primaire et enroulement secondaire.

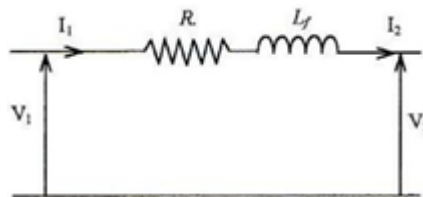


Figure (I.4) : schéma équivalent monophasé d'un transformateur

Les paramètres de ce schéma sont ramenés au même niveau de tension. La résistance totale R peut être fournie directement par le constructeur du transformateur ou calculée à partir des pertes en court-circuit. L'inductance de fuite totale L_f peut être calculée à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en %. Pour des transformateurs de très forte puissance (transport), $L \omega \gg R$.

I.3. 4 Charge

Une charge sera simplement représentée par une consommation de puissance active P_{ci} et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q_{ci} .

La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge capacitive ou inductive. Notons qu'une telle modélisation permet de représenter aussi bien des charges connectées directement sur le réseau de transport (cas exceptionnel) que des points de connexion au réseau de répartition ou de distribution, ou encore des éléments du réseau tels que des moyens de compensation de la puissance réactive.

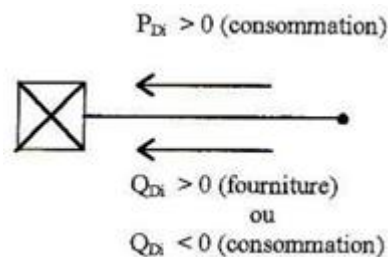


Figure (I.5) : représentation la direction de puissance consommé ou délivré par la charge

I.4 Description des éléments d'un réseau électrique

I.4.1 Les central des productions

- Thermique (gaz, charbon, ...).
- Hydraulique (eau).
- Nucléaire (uranium).
- Renouvelable (solaire, éolienne,).

I.4. 2 Les liaisons

Les liaisons du réseau sont les lignes électriques et les postes de transformation qui jouent le rôle de lien entre la production et la consommation.

Les lignes sont des conducteurs qui relient deux sommets portés au même niveau de tension. Elles assurent la fonction « transport de l'énergie » sur le réseau.

Les transformateurs relient les nœuds portés à des niveaux de tension différents.

I.4. 3 Les charges

Les charges sont des récepteurs d'énergie électrique, elles ont une partie active et une partie réactive et constituent ce qui est appelé communément consommation [5].

I.4.4 Les jeux de barres

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la commission électrotechnique international, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés [6].

I.4.5 Les éléments shunts

Dans la plupart des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension, à savoir : batteries de condensateurs et inductances fixes, compensateurs synchrones ou compensateurs statiques (SVC). Chaque élément connecté au réseau sera modélisé par une admittance équivalente ou une injection de puissance [7].

I.5 Ecoulement de puissance

I.5.1 La puissance [8]

Dans un circuit électrique en courant alternatif, nous distinguons :

- La puissance active «P».
- La puissance réactive «Q».
- La puissance apparente «S».
- La puissance active qui produit de la chaleur ou un travail. Son unité est le Watt «W».
- La puissance réactive permet de magnétiser les circuits électriques, elle n'est associée à aucune dépense d'énergie. Son unité le Volte -Ampère-Réactif «VAR».
- La puissance apparente est une grandeur dimensionnant l'appareil. Elle donne une indication sur la taille du matériel. Son unité Volt -Ampère «VA».

Les puissances active, réactive et apparente peuvent être représentées par le triangle de puissance de la figure (I.6)

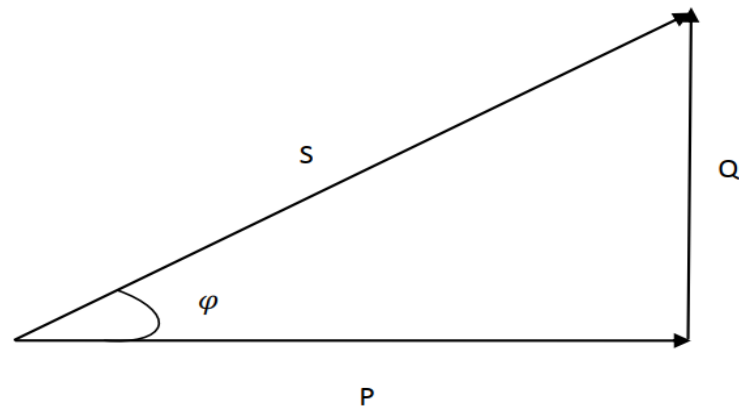


Figure (I.6) : Triangle de puissance.

I.5.2 Les équations de l'écoulement de puissance :

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Il est énoncé par la spécification des charges en MW et en MVAR qui doivent être alimentées à certains jeux de barres et par les puissances générées et les modules de tension aux restes des jeux de barres. Une description totale de la topologie du système en utilisant leurs impédances (admittances) est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer toutes les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissances [9].

La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et sa topologie Ainsi, en général Considère le schéma représentatif du réseau suivant :

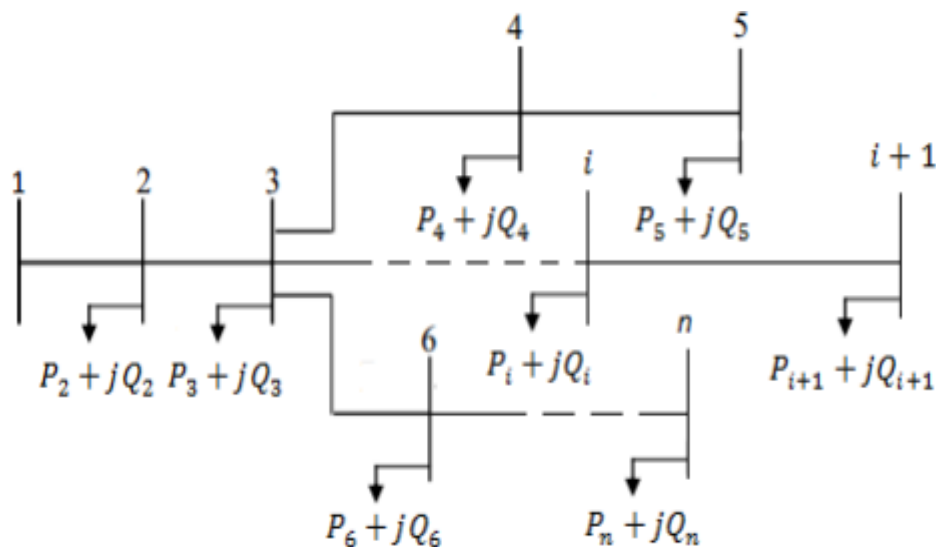


Figure (I.7) : Réseau de distribution à n nœuds

La puissance apparente au nœud i est donnée par la relation suivante [9] :

$$S_i = I_i^* V_i \quad (\text{I.5})$$

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I.6})$$

L'expression de la tension au nœud i et au nœud m sous sa forme trigonométrique est :

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (\text{I.7})$$

$$V_m = |V_m| e^{j\delta_m} \quad (\text{I.8})$$

$$\Rightarrow V_m^* = |V_m| e^{-j\delta_m} \quad (\text{I.9})$$

Le courant au nœud i est la somme du produit de ses admittances mutuelles avec les autres nœuds, et la tension en ces nœuds :

$$I_i^* = \sum_{m=1}^n Y_{im}^* V_m^* \quad (\text{I.10})$$

L'admittance de la branche $i-m$ donnée par l'expression :

$$Y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (\text{I.11})$$

$$Y_{im}^* = \rho_{im} - j\beta_{im} \quad (\text{I.12})$$

En combinant les équations **I.6**, **I.7**, **I.9**, **I.12** avec **I.10**, on aura :

$$S_i = \sum_{m=1}^n |V_i| e^{j\delta_i} (\rho_{im} + j\beta_{im}) (|V_m| e^{j\delta_m}) \quad (\text{I.13})$$

$$\Rightarrow S_i = |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [(\rho_{im} + j\beta_{im}) e^{j(\delta_i - \delta_m)}] \quad (\text{I.14})$$

$$S_i = |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [\rho_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j\sin(\delta_i - \delta_m)] - j\beta_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j\sin(\delta_i - \delta_m)]] \quad (\text{I.15})$$

En remplaçant S_i par l'expression **I.6**, on aura :

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [\rho_{im} \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \sin(\delta_i - \delta_m)] \\ Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [\rho_{im} \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cos(\delta_i - \delta_m)] \end{cases} \quad (\text{I.16})$$

$$\begin{cases} |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [\rho_{im} \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \sin(\delta_i - \delta_m)] - P_{Gi} - P_{Di} = 0 \\ |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| [\rho_{im} \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cos(\delta_i - \delta_m)] - Q_{Gi} - Q_{Di} = 0 \end{cases} \quad (\text{I.17})$$

Ces sont des équations non linéaires qui ne peuvent être résolues par des méthodes analytiques. La solution est obtenue par des méthodes numériques. Les équations de circulation de puissances relient tension et puissance au lieu de tension et courant. Dans les deux équations du système, le déphasage intervient par une différence de phases.

Si P_{Gm} et Q_{Gm} désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud m , et si P_{Dm} et Q_{Dm} désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par le nœud m , nous définissons « les pertes de puissances active P_L et les pertes de puissance réactive Q_L » comme étant

$$\begin{cases} P_L = \sum_{m=1}^n [(P_{Gi} - P_{Gm}) \mp (P_{Di} - P_{Dm})] \\ Q_L = \sum_{m=1}^n [(Q_{Gi} - Q_{Gm}) + (Q_{Di} - Q_{Dm})] \end{cases} \quad (\text{I. 18})$$

Si $P_L = 0$, Q_L est maximale, on a affaire alors à une ligne d'impédance purement réactive.

Quand les pertes de puissance réactive P_L sont négatives, la ligne fournit de la puissance réactive au réseau.

I.5.2.1 Formulation des équations de l'écoulement de puissance [10]

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées, et des conditions données aux jeux de barres, telles que les charges capacitatives ou inductives qui doivent être alimentées, les puissances générées et les modules de tensions dans tous les jeux de barres, qui à partir desquelles les courant dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissances peuvent être obtenus. Les équations des tensions nodales d'un réseau électrique de N jeux de barres sont écrites sous la forme matricielle suivante:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (\text{I. 19})$$

$$I_{Bus} = Y_{Bus} * V_{Bus} \quad (\text{I. 20})$$

$I_{Bus} = [I_1, I_2 \dots I_N]^T$ Le vecteur des courants injectés dans chaque jeu de barres (courant de source extérieur). Le courant écoulé du jeu de barres i vers le jeu de barres j est positif et négatif dans le sens inverse. $V_{Bus} = [V_1, V_2 \dots V_N]^T$ Le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de Barres et c 'est la matrice admittance nodale du système de taille $(N*N)$. Y_{ii} : L'élément diagonal de la matrice admittance. C'est la somme de tous les composants connectés à ce jeu de barres, traduit par l'équation mathématique suivante :

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq k}}^N Y_{ik} \quad (\text{I. 21})$$

Y_{ik} L'élément hors diagonal (i, k) , C'est la somme négative de tous les composants connectés entre les jeux de barres i et j , c'est-à-dire :

$$Y_{ii} = - \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq k}} Y_{ik} \quad (\text{I. 22})$$

D'après l'équation (I.19), le courant net à injecter à un jeu de barres i est écrit comme suit :

$$I_i = - \sum_{k=1}^N Y_{ik} * V_k \quad i = 1,2,3, \dots, N \quad (\text{I.23})$$

$$\text{Où : } \overline{Y_{ik}} = G_{ik} + j * B_{ik} = Y_{ik} (\cos \theta_{ik} + j \sin \theta_{ik}) \quad (\text{I.24})$$

$$\overline{V_k} = Re_k + j * Im_k = (V_k \cos \theta_k + j \sin \theta_k) \quad (\text{I.25})$$

G_{ik}, B_{ik} : sont respectivement la conductance et la susceptance de $\overline{Y_{ik}}$

Re_k, Im_k : sont respectivement la partie réel et imaginaire de $\overline{V_k}$

θ_k : la phase de la tension au jeu de barres k

θ_{ik} : la phase de l'élément ik

L'expression de la puissance apparente $\overline{S_i}$ injectée à un jeu de barres peut s'écrire comme suit :

$$S_i^* = P_i - Q_i = V_i^* * I_i = V_i^* * \sum_{k=1}^N \overline{Y_{ik}} * \overline{V_k} \quad (\text{I.26})$$

$\overline{P_i}, \overline{Q_i}$: sont respectivement les puissances active et réactive au jeu de barres i .

En remplaçant les équations (1.24) et (1.25) dans l'équation (1.26), on obtient:

$$P_i = \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \cos(\theta_{ik} + \theta_k + \theta_i) \quad i=1,2,3,\dots,N \quad (\text{I.27})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n V_i Y_{ik} V_k \sin(\theta_{ik} + \theta_k + \theta_i) \quad i=1,2,3,\dots,N \quad (\text{I.28})$$

Les équations (1.27) ,(1.28) représentent les équations de l'écoulement de puissance tels que:

$$P_i = P_{Gi} + P_{Di} \quad (\text{I.29})$$

$$Q_i = Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (\text{I.30})$$

Où, Q_{Gi} sont respectivement les puissances active et réactive générées, Q_{Di} sont respectivement les puissances active et réactive demandées au jeu de barres i . Dans le calcul de l'écoulement de puissance, un jeu de barres est défini par quatre paramètres : module de tension V_i , angle de tension θ_i , puissance active P_i et puissance réactive Q_i injectée. Pour chaque jeu de barres deux grandeurs sont spécifiées et les deux autres grandeurs restent à calculer. Selon ces grandeurs, on peut classifier trois types de jeux de barres :

✦ **Jeu de barres de référence** : connu aussi par le jeu de barres générateur, c'est un jeu de barres dont l'angle et l'amplitude de la tension sont spécifiés et les puissances active et réactive sont inconnues. Le rôle de ce jeu de barres est la couverture du manque de puissance créé par les pertes de transport.

✦ **Jeu de barres générateur (ou à tension contrôlée)** : Ce sont les jeux de barres du système auxquels la puissance active et le module de tension sont spécifiés, la puissance réactive et l'angle de tension sont inconnus. Ils sont désignés par (PV bus).

✦ **Jeu de barres de charge** : ce sont des jeux de barres où les puissances active et réactive sont bus).

I.4.3 Equation d'un réseau électrique ([11], [12], [13])

Les équations d'un réseau électrique sont données par la relation entre les courants et les tensions, cette relation est donnée sous forme matricielle comme suit :

$$[Y] [V] = [I] \dots\dots\dots (\text{I.31})$$

I.4.4 Détermination des équations en puissances active et réactive ([16], [12], [13], [14], [15], [16] [17]) :

Les équations de l'écoulement de puissances peuvent être écrites en coordonnées polaires et en coordonnées cartésiennes. Dans notre étude, c'est le premier cas qui est recommandé.

♣ Les équations en puissances active et réactive en coordonnées polaires :

Les expressions en puissances active et réactive sont évaluées à partir de la fonction Mismatch et de la loi des nœuds.

La fonction Mismatch est la différence entre la puissance apparente en un nœud i quelconque du réseau et les puissances apparentes transitées dans les lignes reliées à ce nœud.

$$M_i = S_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n S_{ji} \quad (\text{I.32})$$

A partir de l'équation (I. 32), nous pouvons établir les expressions en puissances active et réactive en chaque nœud i d'un réseau, le système obtenu est :

$$\begin{cases} P_i = Y_{ii}V_i^2 \cos \phi_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \\ Q_i = Y_{ii}V_i^2 \sin \phi_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \end{cases} \quad (\text{I.33})$$

$$\begin{cases} P_i = Y_{ii}V_i^2 \cos \phi_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \\ Q_i = Y_{ii}V_i^2 \sin \phi_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \end{cases} \quad (\text{I.34})$$

Avec :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{I.35})$$

$$\phi_{ij} = \text{Arctg} \frac{B_{ij}}{G_{ij}} \quad (\text{I.36})$$

I.4.5 Equilibre du système électrique [8]

✚ L'équilibre du système électrique exige qu'à tout moment, la puissance injectée (la production) soit égale à la puissance soutirée (la consommation) plus les pertes générées sur le réseau L'équilibre des puissances actives donne

$$\sum_{i=1}^n P_{GI} = \sum_{i=1}^n P_{DI} + \sum_{i=1}^n P_{LI} \quad (\text{I.37})$$

P_{LI} : Les pertes de puissance active.

✚ De même l'équilibre des puissances réactives donne :

$$\sum_{i=1}^n Q_{GI} = \sum_{i=1}^n Q_{DI} + \sum_{i=1}^n Q_{LI} \quad (\text{I.38})$$

Q_{LI} : Les pertes de puissance réactive

I. 6 L'écoulement de puissance par la méthode de newton [17]

I.6.1 OPF par la méthode de Newton

La méthode de Newton est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tension du système peuvent être pris au voisinage des valeurs nominales, les puissances produites des générateurs peuvent être estimées à partir des données historiques et les taux de prises de charges peuvent être pris proches de l'unité (1.0 p.u).

La solution du problème d'OPF en présence des contraintes d'égalités et d'inégalités par la méthode de Newton demande la création du Lagrangien appelé aussi la fonction de coût augmentée

$$L(z) = F(x) + \lambda \, tg(x) + \mu \, th(x) \quad (\text{I.39})$$

Avec $z = [x, \lambda, \mu]^t$, λ et μ sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange, et $h(x)$ inclut seulement les contraintes d'inégalités actives. Alors, le gradient et le Hessian du Lagrangien peuvent être définis.

Le vecteur gradient est constitué des premières dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla L(z) = \frac{\partial L}{\partial z_i} \quad (\text{I.40})$$

La matrice Hessienne est constituée des deuxièmes dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla^2 L(z) = \frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j} = H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \lambda_i} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \mu_j} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{I.41})$$

La théorie de Kuhn-Tucker exige que : toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités sont satisfaites, une réduction supplémentaire dans la fonction objective ne peut être accomplie que si les contraintes sont forcées, et que la projection du Hessian dans la région faisable est définie positive.

$$\nabla_x L(z^*) = \nabla_x L(x^* \quad \lambda^* \quad \mu^*) = 0 \quad (\text{I.42})$$

$$\nabla_\lambda L(z^*) = \nabla_\lambda L(x^* \quad \lambda^* \quad \mu^*) = 0 \quad (\text{I.43})$$

$$\nabla_\mu L(z^*) = \nabla_\mu L(x^* \quad \lambda^* \quad \mu^*) = 0 \quad (\text{I.44})$$

$$\mu_i^* \geq 0 \quad \text{si} \quad h(x^*) = 0 \quad (\text{c. - à - d, la contrainte d'inégalité est active})$$

$$\mu_i^* = 0 \quad \text{si} \quad h(x^*) \leq 0 \quad (\text{c. - à - d, la contrainte d'inégalité est inactive})$$

$$\lambda_i^* = \text{réel}$$

Avec $Z^* = [x^* \quad \lambda^* \quad \mu^*]^t$ est la solution optimale

Donc, la résolution de l'équation $\nabla_x L(z^*) = 0$ donne la solution optimale du problème.

I.6.2 Algorithme de Newton

L'algorithme de Newton est une méthode très générale pour résoudre un système d'équations non linéaires de la forme :

$$F(x) = 0 \dots (\text{I.45})$$

Où $F : R^n \rightarrow R^n$ est régulière (au moins différentiable). On cherche donc x^* tel que $F(x) = 0$ Pour tout $i = 1, \dots, n$. (I.46)

L'algorithme de Newton génère une suite $\{ X_k \}$ de la manière suivante. Supposons connu l'itéré courant X_k , l'équation (I.45) linéarisée en X_k est l'équation en x suivante :

$$F(x_k) + F'(x_k) \cdot (x - x_k) = 0 \dots (\text{I.47})$$

Lorsque $F'(x_k)$ est inversible, on peut résoudre cette équation. Sa solution X_{k+1} est le nouvel itéré de l'algorithme de Newton. Il s'écrit

$$x_{k+1} = x_k + d_k \quad \text{Où} \quad d_k = -\nabla^2 f(x_k)^{-1} \cdot \nabla F(x_k) \quad (\text{I.48})$$

Les étapes de l'algorithme de Newton sont comme suit :

1. Choix un itéré initial $x_1 \in R^n$
Si Initialisation : $k = 1$;
2. Test d'arrêt : Si $F(x) \cong 0$ arrêt de l'algorithme ;
3. Calculer $d_k = -\nabla^2 f(x_k)^{-1} \cdot \nabla F(x_k)$
4. $x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k$
Accroître k de 1 et aller en 2

I.6.3 Algorithme OPF-Newton

La solution de l'OPF peut être accomplie en utilisant l'algorithme de Newton comme suit :

Etape 1 : Choisir un vecteur initial z (les niveaux de tension et les angles de phase des jeux de barres, les puissances de sortie des générateurs, les valeurs des prises de charge et les décalages des phases des transformateurs dynamiques ainsi que tous les multiplicateurs de Lagrange),
Initialisation : $k=1$.

Etape 2 : Évaluer les contraintes d'inégalités qui doivent être actives ou inactives en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.

Etape 3 : Déterminer la faisabilité de la solution de l'OPF. A présent cela assure qu'aucun des générateurs ne possède une puissance active limite (min. et max.)

Etape 4 : Calculer le gradient et le Hessien du Lagrangien.

Etape 5 : Résoudre l'équation $[H] \cdot \Delta z = \nabla L(z)$.

Etape 6 : Mettre à jour la solution $z_{k+1} = z_k - \Delta z$.

Etape 7 : Vérifier que $\|\Delta z\| < \varepsilon$. Si elle est affirmée continue, sinon, aller à l'étape 4.

Etape 8 : Vérifier que les inégalités modifiées ont été bien ajustées. Si c'est le cas le problème est résolu, sinon, accroître k de 1 et aller vers l'étape 2.

I.6.4 Les inconvénients de la méthode de Newton

Les inconvénients de la méthode de Newton sont bien connus :

1. L'algorithme n'est pas globalement convergent
2. L'algorithme n'est pas défini aux points x où $\nabla^2 f(x)$ est singulière
3. Si F n'est pas strictement convexe, l'algorithme ne génère pas nécessairement des directions de descente de F .

Dans la littérature, diverses modifications de la méthode Newton ont été faites de manière à améliorer ses aspects défavorables [18].

I.7 Conclusion

Dans ce première chapitre, nous avons donné dans un premier temps une description générale des réseaux électriques. En suite la deuxième partie a été réservée à Les équations et Formulation de l'écoulement de puissance. Par suite, la dernière partie est donné un exemple L'écoulement de puissance par la méthode de newton ainsi que leurs inconvénients.

Chapitre II :

Dispatching

Economique

II .1 Introduction

L'objectif du problème de dispatching économique est de calculer, pour une seule période de temps, la puissance active produite pour chaque unité de production afin que la demande soit satisfaite à un coût minimal tout en satisfaisant les différentes contraintes techniques du réseau de générateurs. Le système se compose de n unités génératrices. Les fonctions à optimiser sont les fonctions de coût, elles sont modélisées par des fonctions d'objectifs nécessaires à l'opération d'optimisation [19] A travers ce chapitre, nous présentons les notions de base de la dispatching économique telles que les contraintes et les méthodes de résolution, ainsi que les méthodes de résolution de calcul de coût de production total.

II .2 Dispatching économique

II .2 .1 Unit commitment

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

II .2 .2 La fonction coût

Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en PG (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale.

La fonction cout est polynomiale du second ordre en terme de P_{Gi} sous la forme suivante :

$$F_T = \sum_{i=1}^{Ng} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + C_i) \quad (\text{II. 1})$$

II .2 .3 La fonction coût avec point de valve

L'effet de point de valve est considéré comme pratique contrainte de fonctionnement des générateurs. L'effet du point de valve apporter une ondulation dans la fonction de taux de chaleur et rendre le carburant fonction de coût hautement non linéaire, discontinue et ayant multiple local optimal. Un coût quadratique de second ordre la fonction est ajoutée avec l'équation sinusoïdale rectifiée pour modélisation précise de la fonction de coût du générateur en tenant compte effet de point de vanne comme suit [20] :

$$F_T = \sum_{i=1}^{Ng} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + C_i) + |e_i + \sin(f_i(P_{Gi(min)} - P_{Gi}))| \quad (\text{II. 2})$$

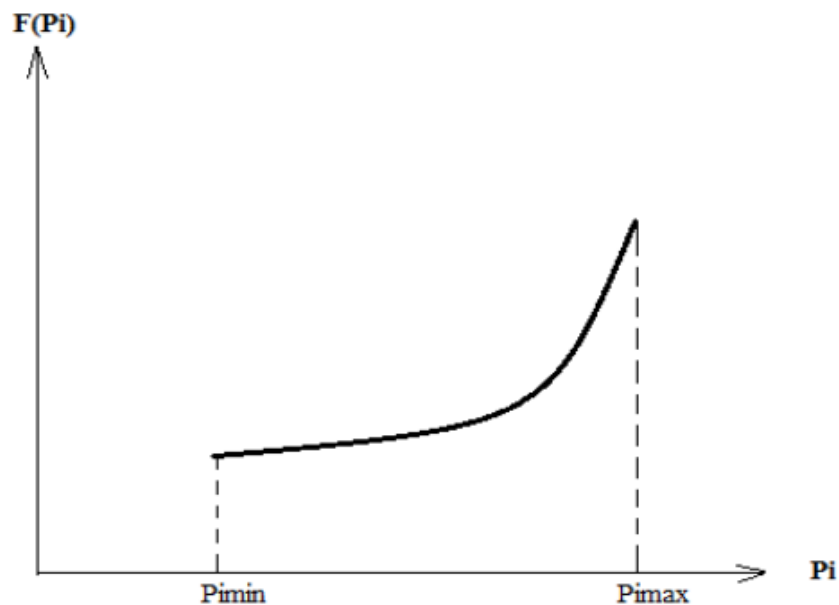


Figure (II. 1) : La variation du coût en fonction de la puissance générée.

D'où :

a_i, b_i et c_i : sont des constantes propres à chaque centrale.

La constante a_i est normalement appelée coût de marche à vide et représente le coût pour tenir démarrée une unité de génération à production nulle.

P_{Gi} : puissance active générée par unité de génération (i).

$F_i(P_{Gi})$: la fonction de cout de la centrale (i).

N_g : nombre des générateurs.

e_i, f_i : sont les coefficients de coût du générateur reflétant les effets de de point de valve

Il est très important à noter que d'autres caractéristiques spécifiques doivent être prises en considération pour le cout de 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), à titre d'exemple : le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement tous les auxiliaires 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) et le temps de démarrage (pointe ou creux). Les 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) [21].

II .2 .4 Minimisation des coûts de génération

Le but principal du dispatching économique est la minimisation du cout de production de chaque générateur et donc le cout total.

D'autre part, on sait très bien que les facteurs influençant sur le cout sont résumés en trois points essentiels :

- le rendement de fonctionnement des générateurs.
- le cout du combustible.
- les pertes dans les lignes de transmission.

Et pour minimiser la fonction de cout, on peut ajuster sur l'un des points précédents. Cette minimisation peut être traduite par la condition suivante :

$$\text{Min}(F_T) = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{Ng} F_i(P_{Gi}) \right) \quad (\text{II. 3})$$

$$\text{avec:} \quad F = \sum_{i=1}^{Ng} F_i(P_{Gi}) \quad (\text{II. 4})$$

N_g : Le nombre des générateurs.

F : La fonction de cout total de la production.

II .3 Pertes de transmission

Pertes de transmission : C'est la différence entre les unités générées et distribuées. Ceux-ci sont divisés en pertes techniques et pertes non techniques ou commerciales. Les pertes techniques sont dues à l'énergie dissipée dans conducteurs et équipements utilisés dans les lignes de transmission et pertes magnétiques dans les transformateurs.

$$P_L = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{Ng} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (\text{II. 5})$$

B_{ij}, B_{0i} et B_{00} : sont les coefficients de perte ou B-coefficients.

B_{0i} : facteur linéaire variable.

B_{00} : Facteur constant.

B-Coefficients : on les appelle aussi les coefficients de perte, supposés constants pour une base gamme de charges, et une précision raisonnable est attendue lorsque les conditions de fonctionnement réelles sont proches de la base conditions de cas utilisées pour calculer les coefficients. Ils sont généralement représentés par B_{ij} .

II .3 .1 Définition des contraintes

Définit des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en général de limiter l'espace de recherche.

II .3 .2 Contraintes d'égalités

C'est l'équation de l'écoulement de puissance en équilibre, entre la génération et la demande exprimée par la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (\text{II. 6})$$

D'où :

$$P_D = \sum_{i=1}^{ND} P_{Di} \quad (\text{II. 7})$$

P_D : la puissance active totale absorbée par toute la charge.

P_{Di} : la puissance active absorbée par la charge (i).

P_L : les pertes actives dans les lignes de transmission.

N_D : le nombre de nœuds consommateurs.

D'après cette expression on peut dire que le système d'énergie électrique est en équilibre car la somme des puissances actives générées, puissances consommées par la charge totale et les pertes actives dans les lignes est nulle.

II .3 .3 Contraintes d'inégalités

On les appelle aussi les contraintes de sécurité, directement liées aux limites associées aux centrales électriques.

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M$$

D'où : P_{Gi}^M : la puissance active maximale que génère le générateur (i).

P_{Gi}^m : la puissance active minimale que génère le générateur (i).

II .4 Formulation du Problème

Le dispatching économique est un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production. Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en P_{Gi} (puissance active générée par la centrale i) dont les coefficients (a_i , b_i , c_i) sont des constantes propres à chaque centrale [22] :

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i \cdot P_{Gi} + c_i \cdot P_{Gi}^2 \quad (\text{II. 8})$$

II .4 .1 Les Contraintes Des Générateurs

Dans la réalité, les générateurs ont des limites sur leur génération minimum et maximum, donc nous avons les contraintes d'inégalité suivantes :

$$P_{i(min)} \leq P_i \leq P_{i(max)}$$

$$Q_{i(min)} \leq Q_i \leq Q_{i(max)}$$

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

Avec :

$P_{i(min)}$: La puissance active minimale du générateur (i).

$P_{i(max)}$: La puissance active maximale du générateur (i).

$Q_{i(min)}$: La puissance réactive minimale du générateur (i).

$Q_{i(max)}$: La puissance réactive maximale du générateur (i).

$V_{i(min)}$: La tension minimale du générateur (i).

$V_{i(max)}$: La tension maximale du générateur (i).

II .4 .2 Les Contraintes Des Transformateurs

Les paramètres du transformateur doivent être limité comme suit :

$$T_{i(min)} \leq T_i \leq T_{i(max)}$$

II .4 .3 Les Contraintes Des Compensateurs Shunts :

La puissance réactive injectée dans le réseau par compensateurs doit être limités comme suit :

$$Q_{ci(min)} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci(max)}$$

II .4 .4 Les Contraintes De La Sécurité

Ce type contient les contraintes d'amplitude de tension aux nœuds de charge et les puissances dans les lignes de transmission. La tension de chaque nœud de charge doit être limitée dans ses limites d'exploitation inférieure et supérieure. Le transit de puissances à travers chaque ligne de transmission doit être limité par ses limites de capacité.

$$V_{Li(min)} \leq V_{Li} \leq V_{Li(max)}$$

$$S_{Li} \leq S_{Li(max)}$$

II .5 Dispatching économique avec des pertes constantes

Le dispatching économique sans pertes est une approximation assez grossière de la réalité. Pour obtenir une modélisation plus réaliste, il faut considérer les pertes dues aux transits de puissance dans les lignes. Le dispatching économique avec pertes est un procédé itératif qui doit s'il est réalisé correctement converger vers la solution optimale. Pour tenir compte des pertes, nous allons évaluer celles-ci et les inclure dans la demande. Elles varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et de la consommation locale de puissance. Le dispatching économique avec pertes tient compte de la topographie du réseau. Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution de dispatching économique avec pertes. La première est le développement d'une expression mathématique des pertes en fonction des puissances de sortie de chaque unité de production. La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l'écoulement de puissances optimal [23].

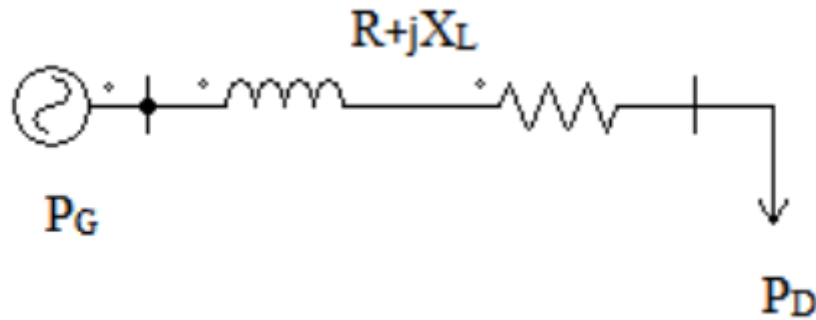
II .5 .1 Dispatching économique avec les pertes en fonction des puissances générées

Dans les réseaux électriques réels les générateurs sont situés loin du centre de la charge électrique, alors les pertes de transport deviennent importantes.

II .5 .1.1 Calcul des pertes dans les lignes

a) Cas d'un seul générateur

Soit le réseau représenté par la figure (II. 2) :



Figure(II. 2) : Ligne avec un générateur.

Les pertes actives P_L à travers la ligne sont données d'après l'expression :

$$P_L = 3 \cdot R_L \cdot |I_L|^2 \quad (\text{II. 9})$$

R : Résistance de la ligne en Ohm. Le courant traversant la ligne peut être calculé comme suit :

$$|I_L| = \frac{P_G}{\sqrt{3} \cdot V_G \cos \varphi_G} \quad (\text{II. 10})$$

En remplaçant (II.10) dans (II.9), on obtient :

$$P_L = 3 \cdot \frac{R_L}{3 \cdot V_G^2 \cos^2 \varphi_G} \cdot P_G^2 \quad (\text{II. 11})$$

Donc

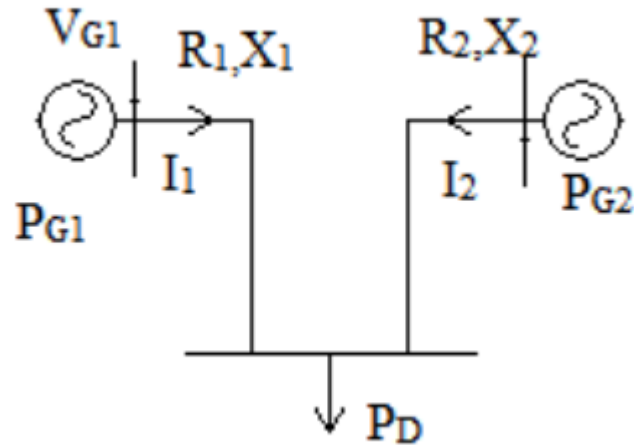
$$P_L = \left(\frac{R_L}{V_G^2 \cdot \cos^2 \varphi_G} \right) \cdot P_G^2 \quad (\text{II. 12})$$

L'expression générale des pertes en fonction de la puissance générée est donnée par :

$$P_L = B_{11} \cdot P_G^2 \quad (\text{II. 13})$$

b) Cas de deux générateurs

La figure (II. 3), représente le cas de deux générateurs fournissant la puissance demandée à travers deux lignes.



Figure(II. 3) : Ligne avec deux générateurs.

En se basant sur l'expression (II.9) on peut écrire dans ce cas :

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} \right) \cdot P_{G2}^2 \quad (\text{II. 14})$$

De la même manière, nous obtenons l'expression générale des pertes en fonction des puissances générées qui sont données par :

$$P_L = B_{11} \cdot P_{G1}^2 + B_{22} \cdot P_{G2}^2 \quad (\text{II. 15})$$

c) Cas de deux générateurs et trois lignes

En considère le schéma de la figure (II. 4) :

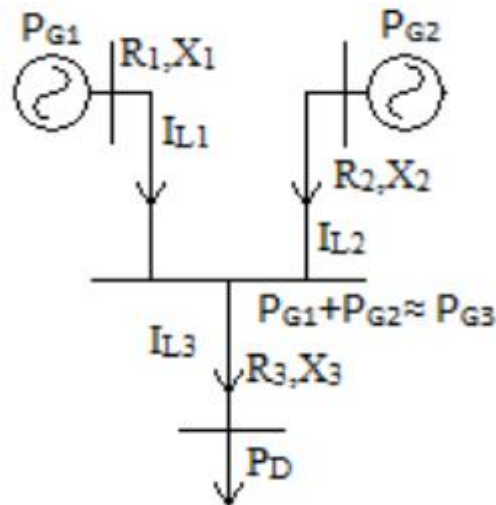


Figure (II. 4) : Ligne avec trois générateurs.

En adoptant le même principe que dans les deux cas précédents, nous obtenons l'expression :

$$P_L = 3 \cdot (R_{L1} \cdot |I_{L1}|^2 + R_{L2} \cdot |I_{L2}|^2 + R_{L3} \cdot |I_{L3}|^2) \quad (\text{II. 16})$$

Sachant que les courants dans les trois lignes peuvent être exprimés sous la forme :

$$\left\{ \begin{array}{l} |I_{L1}| = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3} \cdot V_{G1} \cdot \cos \varphi_{G1}} \end{array} \right. \quad (\text{II. 17})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} |I_{L2}| = \frac{P_{G2}}{\sqrt{3} \cdot V_{G2} \cdot \cos \varphi_{G2}} \end{array} \right. \quad (\text{II. 18})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} |I_{L3}| = \frac{P_{G3}}{\sqrt{3} \cdot V_{G3} \cdot \cos \varphi_{G3}} \end{array} \right. \quad (\text{II. 19})$$

Avant de développer la méthode de résolution du dispatching avec pertes, nous allons d'abord chercher l'expression générale de ces pertes en fonction des puissances générées. En remplaçant les courants dans l'expression (II. 14) on obtient :

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} \right) \cdot P_{G2}^2 + \left(\frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot (P_{G1} + P_{G2})^2 \quad (\text{II. 20})$$

Ou bien :

$$P_L = \left(\frac{R_{L1}}{V_{G1}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G1}} + \frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{L2}}{V_{G2}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G2}} + \frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot P_{G2}^2 + 2 \left(\frac{R_{L3}}{V_{G3}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{G3}} \right) \cdot (P_{G1} + P_{G2})^2 \quad (\text{II. 21})$$

L'expression générale est alors donnée par :

$$P_L = B_{11}P_{G1}^2 + 2 \cdot B_{12}P_{G1}P_{G2} + B_{22}P_{G2}^2 \quad (\text{II. 22})$$

D'une manière générale, on obtient l'expression générale des pertes suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_{Gi} \cdot B_{ij} \cdot P_{Gj} \quad (\text{II. 23})$$

Avec :

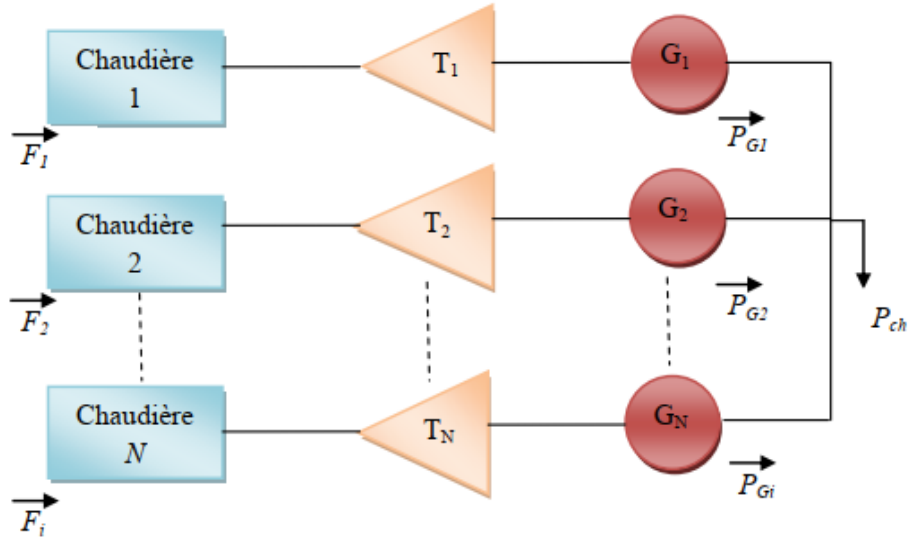
i et j variant de 1 à n .

n : Nombre de générateurs.

II .5 .2 Résolution de dispatching économique par la méthode de gradient

A. Le dispatching économique en négligeant les pertes et les limites sur les puissances produites

Le problème de dispatching économique le plus simple est le cas où les pertes dans les lignes de transport sont négligées. C'est-à-dire, le modèle de problème ne considère pas la configuration de système et les impédances des lignes. Essentiellement, le modèle suppose que le système est constitué de N_g générateurs reliés à un seul nœud consommateur comme il est représenté schématiquement dans la Figure (II.5) [24].



Figure(II. 5) : Le modèle de problème de dispatching économique.

Puisque les pertes de transport sont négligées, la demande P_{ch} totale est la somme des productions. On suppose qu'une fonction coût F_i est connue pour chaque générateur i . Le problème est de trouver la production en puissance active pour chaque générateur telle que la fonction objective (c.-à-d., coût de production total) défini par l'eq. (II. 4) soit minimum, soumise à la contrainte d'égalité (cf. eq. (II. 6)).

Une approche typique est d'augmenter la fonction objective en incorporant les contraintes [25], en employant les multiplicateurs de Lagrange.

$$L = F + \lambda \left(P_{ch} - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} \right) \quad (\text{II. 24})$$

Le minimum de cette fonction sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (\text{II. 25})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (\text{II. 26})$$

La 1ère condition, donnée par l'eq. (II. 25) , résulte :

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda(0 - 1) = 0 \quad (\text{II. 27})$$

$$\text{Puisque } F = F_1 + F_2 + \dots + F_{Ng} \quad (\text{II. 28})$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad (\text{II. 29})$$

Donc la condition pour le dispatching économique est :

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 30})$$

$$\text{Ou } \lambda = b_i + 2C_i P_{Gi} \quad (\text{II. 31})$$

La deuxième condition, donnée par l'eq. (II. 26), résulte :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} = P_{ch} \quad (\text{II. 32})$$

L'eq. (II. 32) Est précisément la contrainte d'égalité qui devait être imposée.

En résumé, si les pertes sont négligées, et si les limites de puissance produite par les générateurs sont ignorées, l'opération la plus économique est de faire fonctionner tous les générateurs au même coût incrémental de production (cf. eq. (II. 30)), tout en satisfaisant la contrainte d'égalité donnée par l'eq. (II. 32).

Afin de trouver la solution, on tire P_{Gi} de l'eq. (II. 30):

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b}{2C_i} \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 33})$$

Les relations données par l'eq.(II. 31) Sont connues comme équations de coordination. Elles sont en fonctions de λ . La solution optimale (λ) peut être calculée en remplaçant P_{Gi} dans l'eq. (II. 32), c.-à-d. :

$$\sum_{i=1}^{Ng} \frac{\lambda - b_i}{2C_i} = P_{ch} \quad (\text{II. 34})$$

D'où

$$\lambda = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{Ng} \frac{b_i}{2C_i}}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{1}{2C_i}} \quad (\text{II. 35})$$

La valeur du λ trouvé par l'eq. (II. 35) Est substituée dans l'eq. (II. 34) Pour obtenir le bilan optimal de la répartition économique de la production. La solution du dispatching économique en négligeant les pertes a été trouvée analytiquement.

Cependant, quand les pertes sont considérées, l'équation résultante peut être non-linéaire et doit être résolu itérativement. Ainsi, un procédé itératif est présenté dans ce chapitre et l'eq.(II. 35)est itérativement résolu par une technique itérative, commençant par deux valeurs de λ , une meilleure valeur de λ est obtenu par extrapolation, et le processus continue jusqu'à ce que l'erreur Δg soit inférieur à une précision défini (ε)

$$\Delta g^K = P_{ch} - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^K \quad (\text{II. 36})$$

Cependant, une solution rapide peut être obtenue en utilisant la méthode de gradient. Pour cela, on réécrit l'eq. (II. 34) Comme suit :

$$f(\lambda) = P_{ch}$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en fonction de série de Taylor pour un point de fonctionnement λ , et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$f(\lambda)^K + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^K \lambda^K = P_{ch} \quad (\text{II. 37})$$

Où

$$\Delta \lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^K} \quad (\text{II. 38})$$

$$\Delta\lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\sum \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^K} \quad (\text{II. 39})$$

c.-à-d. que :

$$\Delta\lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\sum \frac{1}{2C_i}} \quad (\text{II. 40})$$

Et donc

$$\lambda^{K+1} = \lambda^K + \Delta\lambda^K \quad (\text{II. 41})$$

Avec

$$\Delta g^K = P_{ch} - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^K \quad (\text{II. 42})$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur Δg^K sera inférieur à une précision définie (ε).

B. Le dispatching économique en négligeant les pertes et incluant les limites sur les puissances produites

La puissance produite par chaque générateur ne devrait pas excéder sa valeur maximale ni devrait être au-dessous de la puissance nécessaire pour l'opération stable de la chaudière. Ainsi, les productions en MW de chaque générateur doivent être comprises entre des limites minimum et maximum données qu'on note par (P_{Gi}^m, P_{Gi}^M) . Le problème est de trouver la puissance active produite par chaque générateur en minimisant la fonction objective (c.-à-d. le coût de production total) [26] comme défini par les équations eq. (II. 8) Et eq. (II. 32) , et aux contraintes d'inégalité données par :

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 43})$$

Avec P_{Gi}^m et P_{Gi}^M sont les limites minimum et le maximum de puissance produites par le générateur (i).

Dans ce cas, on doit utiliser la méthode précédente de « Kuhn-Tucker ». Cette méthode consiste à construire le Lagrangien qui tient compte des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité, les contraintes d'inégalité sont incluses en tant que termes additionnels :

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \quad (\text{II. 44})$$

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} \leq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{Gi}^M \quad (\text{II. 45})$$

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} \geq \lambda \quad \text{pour} \quad P_{Gi} = P_{Gi}^m \quad (\text{II. 46})$$

La solution numérique est identique à celle d'avant. C'est-à-dire, pour un (λ) estimé, les P_{Gi} sont trouvés à partir de l'équation suivante :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 47})$$

Et l'itération continue jusqu'à ce que la somme des puissances produites soit égale à la puissance active totale consommée :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} = P_{ch} \quad (\text{II. 48})$$

Dès qu'un générateur (r) atteint son maximum, la puissance de ce générateur sera fixée à sa limite P_{Gi}^M , et devient une constante.

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

Etape 01 :

❖ Lire les données :

P_{Gi}^M : la puissance active maximale du générateur (i), $i = 1, \dots, Ng$

P_{Gi}^m : la puissance active minimale du générateur (i), $i = 1, \dots, Ng$

P_{ch} : la puissance active totale consommée.

a_i, b_i, c_i : les coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i).

❖ Initialisation de :

1) Compteur d'itération $k = 0$

2) L'ensemble des générateurs atteignant leurs maximums $r = \emptyset$

3) De coût de production incrémental (λ^K), on peut utiliser l'Eq. (II. 26) Pour donner une estimation initiale de λ .

$$\lambda^K = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{Ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{1}{2c_i}} \quad (\text{II. 49})$$

Etape 02 :

❖ Calculer les puissances produites par chaque générateur (i) en utilisant l'équation :

$$P_{Gi} = \frac{\lambda^K - b_i}{2c_i} \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 50})$$

Etape 03 :

❖ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur (r) sera fixée à sa limite P_{Gi}^M , et devient une constante :

$$P_{Gi}^K = P_{Gi}^M \quad (\text{II. 51})$$

Etape 04 :

Test d'arrêt :

❖ Calcul de l'erreur :

$$\Delta g^K = P_{ch} - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^K \quad (\text{II. 52})$$

Si $\Delta g^K < \varepsilon$

- ❖ Aller à l'étape 07.
- ❖ Si non aller à l'étape suivante.

Etape 05 :

- ❖ Calcul :

$$\Delta \lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{1}{2c_i}} \quad (\text{II. 53})$$

Etape 06 :

- ❖ Calcul le nouveau coût marginal λ^{K+1} à partir de l'équation :

$$\lambda^{K+1} = \lambda^K + \Delta \lambda^K, K = K + 1, \text{retourne a l'étape 2.} \quad (\text{II. 54})$$

Etape 07 :

- ❖ Calcul de coût de production total :

$$F = \sum_{i=1}^{Ng} F_i = \sum_{i=1}^{Ng} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (\text{II. 55})$$

Stop.

C. Dispatching économique comprenant les pertes

Les lignes de transport dans un système énergétique sont peu distantes et la densité de charge est très élevée, les pertes de transport peuvent être négligées et le dispatching économique de la production peut être établi en fonctionnant tous les générateurs au coût de production incrémental égal [27]. Cependant, 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 et affecte le dispatching économique de la production. D'habitude pour comprendre l'effet des pertes dans les lignes transport, on doit exprimer les pertes totales comme équation quadratique en fonction des puissances produites par les générateurs. La forme quadratique la plus simple est :

$$P_L = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (\text{II. 56})$$

P_L : Sont les pertes actives dans le réseau.

Une formule plus générale contenant un terme linéaire B_{0i} et un terme constant B_{00} , connu sous le nom de la formule des pertes de Kron, est :

$$P_L = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{Ng} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (\text{II. 57})$$

B_{ij}, B_{0i}, B_{00} : sont les coefficients de la formule des pertes ou les B-coefficients. Les B-coefficients sont supposés constants, et on peut prévoir une précision raisonnable si on suppose que les conditions d'opération réelle sont près de ceux de cas de base pour lequel les B-constants ont été calculées.

Le problème de dispatching économique est de réduire au minimum le coût de production total F , qui est une fonction des puissances actives produites par les générateurs :

$$F = \sum_{i=1}^{Ng} F_i = \sum_{i=1}^{Ng} a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (\text{II. 58})$$

Suite à la contrainte qui dit que la production totale devrait contrebalancer la demande plus les pertes dans les lignes :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} = P_{ch} + P_L \quad (\text{II. 59})$$

Et en satisfaisant les contraintes d'inégalité, exprimées comme suit :

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M \quad i = 1, \dots, Ng$$

Où $P_{Gi}^m; P_{Gi}^M$ sont respectivement, les limites minimum et maximum de puissance produite de générateur (i).

En utilisant le multiplicateur de Lagrange et en ajoutant des termes additionnels pour inclure les contraintes d'inégalité, nous obtenons :

$$L = F + \lambda(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}) + \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{max} (P_{Gi} - P_{Gi}^M) + \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{min} (P_{Gi}^m - P_{Gi}) \quad (\text{II. 60})$$

Les contraintes d'inégalité peuvent être mieux interprétées par les deux équations suivantes :

$$\mu_i^{max} = 0, \quad \text{Si } P_{Gi} < P_{Gi}^M \quad \text{et} \quad \mu_i^{min} = 0, \quad \text{Si } P_{Gi} > P_{Gi}^m \quad (\text{II. 61})$$

En d'autres termes, si la contrainte d'inégalité correspondante au générateur (i) est satisfaite, son multiplicateur associé (μ_i) sera égal à zéro et le terme correspondant dans l'éq. (F1) disparaîtra. La contrainte devient active une fois non satisfaite.

Le minimum de l'éq. (II. 62) Sans contrainte est trouvé au point où les dérivées partielles de la fonction par rapport à ses variables sont égales à zéro.

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0 \quad (\text{II. 62})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (\text{II. 63})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{max}} = P_{Gi} - P_{Gi}^M = 0 \quad (\text{II. 64})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_i^{min}} = P_{Gi}^m - P_{Gi} = 0 \quad (\text{II. 65})$$

L'eq. (II. 60) impliquent qu'on ne devrait pas permettre à P_{Gi} d'aller au delà de ses limites, et quand P_{Gi} est entre ses limites ($\mu_i^{min} = \mu_i^{max} = 0$), et la fonction de Kuhn-Tucker devient la même que celle de Lagrange.

$$L = F + \lambda \left(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} \right) + \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{max} (P_{Gi} - P_{Gi}^M) + \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{min} (P_i^m - P_{Gi}) \quad (\text{II. 66})$$

$$\text{Et } \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{max} (P_{Gi} - P_{Gi}^M) + \sum_{i=1}^{Ng} \mu_i^{min} (P_i^m - P_{Gi}) = 0 \quad (\text{II. 67})$$

Donc :

$$L = F + \lambda \left(P_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} \right) \quad (\text{II. 68})$$

La première condition, donnée par l'eq. (II. 62), donne l'équation suivante :

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} - 1 \right) = 0 \quad (\text{II. 69})$$

$$\text{Puisque : } F = F_1 + F_2 + \dots + F_{Ng} \quad (\text{II. 70})$$

$$\text{Donc : } \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i}{dP_{Gi}} \quad (\text{II. 71})$$

Et donc la condition pour un dispatching économique est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right) = \lambda \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 72})$$

Le terme $\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}$ est connu sous le nom de perte de transport incrémentale.

La deuxième condition, donnée par l'Eq. (II. 63), donne :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} = P_{ch} + P_L \quad (\text{II. 73})$$

L'eq. (II. 73) Est tout simplement la contrainte d'égalité qui devait être imposée.

L'eq. (II. 72) Peut-être réarrangée comme suit :

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 74})$$

$$\text{Ou} \quad fP_i \frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 75})$$

fP_i : est connu par le facteur de pénalité d'un générateur (i) et est donné par :

$$fP_i = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}} \right) \quad (\text{II. 76})$$

Par conséquence, l'effet des pertes de transmission se manifeste dans l'apparition d'un facteur de pénalité dont la valeur dépend de l'emplacement de générateur. L'eq. (II. 76) Démontre que le coût minimum est obtenu quand le coût incrémental de chaque générateur multiplié par son facteur de pénalité est le même pour tous les générateurs.

Le coût de production incrémental est donné par :

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = 2c_i P_{Gi} + b_i \quad (\text{II. 77})$$

Et les pertes de transmission incrémental sont obtenues à partir de la formule de Kron :

$$P_L = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{Ng} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (\text{II. 78})$$

Ce qui donne la formule suivante :

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = 2 \sum_{j=1}^{Ng} B_{ij} P_{Gj} + B_{0i} \quad (\text{II. 79})$$

La substitution de l'expression de coût de production incrémental et des pertes de transmission incrémental dans l'eq. (II. 72) Donne l'équation suivante :

$$b_i + 2c_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^{Ng} B_{ij} P_{Gj} + B_{0i} \lambda = \lambda \quad (\text{II. 80})$$

$$\text{Où} \quad \left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_{Gi} + \sum_{j \neq i}^{Ng} B_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{b_i}{\lambda} \right) \quad (\text{II. 81})$$

Prolongeant l'eq. (II. 74) à tous les générateurs ($i = 1, \dots, Ng$) donne un système d'équations linéaires dont la forme matricielle est donné par la formule suivante :

$$\begin{bmatrix} \frac{c_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1Ng} \\ B_{21} & \frac{c_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2Ng} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{Ng1} & B_{Ng2} & \dots & \frac{c_{Ng}}{\lambda} + B_{NgNg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{GNg} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & B_{01} & \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 & B_{02} & \frac{b_2}{\lambda} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & B_{0Ng} & \frac{b_{Ng}}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 82})$$

$$[E] \cdot [P_G] = [D] \quad (\text{II. 83})$$

Pour trouver le dispatching économique pour une valeur estimée du λ^0 , le système linéaire de l'éq. (II. 83) Doit être résolu numériquement.

Si dans quelque cas, cette technique peut donner des résultats satisfaisants, dans beaucoup d'autres (Gauss-Seidel, Fletcher-Powell, ...) peuvent présenter des problèmes de convergence [28]. Ainsi, les techniques de résolution utilisées en simulation électrique de deuxième génération sont des méthodes de résolutions directes, basant sur des procédures dites d'élimination. Une solution directe de l'équation matricielle peut être obtenue par l'inversion de la matrice (E), avec :

$$[P_G] = [E]^{-1} \cdot [D] \quad (\text{II. 84})$$

Le nombre d'opérations à effectuer peut devenir énorme lorsque le nombre d'équations s'approche de la centaine, cette méthode n'est jamais utilisée en pratique. Les procédures de calcul principalement utilisées en simulation électrique sont :

- ❖ L'algorithme de la remontée.
- ❖ L'algorithme d'élimination de Gauss.
- ❖ La décomposition LU.

Dans ce qui va suivre, on présente le processus itératif en utilisant la méthode de gradient pour résoudre le système linéaire de l'éq. (II. 83) . Pour faire cela, on tire P_{Gi} de l'éq. (II. 63). A l'itération (K), P_{Gi}^K est exprimé par l'équation suivante :

$$P_{Gi}^K = \frac{\lambda^K(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^K \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})} \quad (\text{II. 85})$$

Remplaçant P_{Gi} de l'éq. (II. 85) dans l'éq. (II. 59) Donne l'équation suivante :

$$\sum_{i=1}^{Ng} \frac{\lambda^K(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^K \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})} = P_{ch} + P_L^K \quad (\text{II. 86})$$

$$\text{Ou } f(\lambda)^K = P_{ch} + P_L^K \quad (\text{II. 87})$$

En développant le côté gauche de l'équation ci-dessus en série de Taylor pour un point de fonctionnement $\lambda(k)$, et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on aura :

$$f(\lambda)^K + \frac{df(\lambda)^K}{d\lambda} \Delta\lambda^K = P_{ch} + P_L^K \quad (\text{II. 88})$$

$$\text{Ou } \begin{cases} \Delta\lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\frac{df(\lambda)^K}{d\lambda}} \\ \Delta\lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\sum \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^K} \end{cases} \quad (\text{II. 89})$$

$$\text{Avec } \Delta g^K = P_{ch} + P_L^K - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^K \quad (\text{II. 90})$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^K = \sum_{i=1}^{Ng} \frac{c_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i} B_{ij}P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})^2} \quad (\text{II. 91})$$

Où

$$P_{Gi}^K = \frac{\lambda^K(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^K \sum_{j \neq i} B_{ij}P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})} \quad (\text{II. 92})$$

$$\text{et donc } \lambda^{K+1} = \lambda^K + \Delta\lambda^K \quad (\text{II. 93})$$

Le processus itératif se poursuit jusqu'à ce que l'erreur Δg^K sera inférieur à une précision définie (ε).

Si on exprime les pertes dans les lignes par la formule approximative suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{Ng} B_{ii}P_{Gi}^2 \quad (\text{II. 94})$$

En supposant que (Les éléments non diagonaux nuls) :

$$B_{ij} = 0 \quad \text{pour } i = 1, \dots, Ng, \quad j = 1, \dots, Ng \text{ et } i \neq j \quad (\text{II. 95})$$

$$B_{0i} = 0 \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 96})$$

$$B_{00} = 0 \quad (\text{II. 97})$$

La solution du système d'équations donnée par l'eq. (II. 85) Se réduit à l'expression simple suivante :

$$P_{Gi}^K = \frac{\lambda^K - b_i}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})} \quad (\text{II. 98})$$

Et l'eq. (II. 91) Se réduit à l'expression suivante :

$$\sum_{i=1}^{Ng} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^K = \sum_{i=1}^{Ng} \frac{c_i + B_{ii}b_i}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})^2} \quad (\text{II. 99})$$

D. L'algorithme de résolution (avec pertes)

L'algorithme de résolution obéit aux étapes suivantes :

Etape 01 :

❖ Lire les données :

P_{Gi}^M : la puissance active maximale du générateur (i), $i = 1, \dots, Ng$

P_{Gi}^m : la puissance active minimal du générateur (i), $i = 1, \dots, Ng$

P_{ch} : la puissance active totale consommée.

Chapitre II : Dispatching Economique

a_i, b_i, c_i : les coefficients de la fonction coût propres à chaque générateur (i).

B_{ij}, B_{0i}, B_{00} : les B-coefficients de la formule des pertes. $i = 1, \dots, Ng, j = 1, \dots, Ng$

❖ Initialisation de :

- Compteur d'itération $k = 0$
- L'ensemble des générateurs atteignant leurs maximums $r = \emptyset$
- Le coût de production incrémental (λ^K), on peut utiliser l'Eq. (II. 74) pour donner une estimation initiale de λ .

$$\lambda^K = \frac{P_{ch} + \sum_{i=1}^{Ng} \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{1}{2c_i}}, \text{ pour le générateur (i) le plus puissant. (II. 100)}$$

Etape 02 :

❖ Calculer les puissances produites par chaque générateur (i) en utilisant l'équation :

$$P_{Gi}^K = \frac{\lambda^K(1 - B_{0i}) - b_i - 2\lambda^K \sum_{j \neq i} B_{ij} P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})}, \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{II. 101})$$

Etape 03 :

❖ Tester les limites des générateurs qui atteignent leurs maximums, la puissance de ce générateur (r) sera fixée à sa limite P_{Gi}^M , et devient une constante.

$$P_{Gi}^K = P_{Gi}^M \quad (\text{II. 102})$$

Etape 04 :

❖ Calculer les pertes actives dans le réseau Pl pour l'itération (k) à partir de l'équation :

$$P_L^K = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gi}^K B_{ij} P_{Gj}^K + \sum_{i=1}^{Ng} B_{0i} P_{Gi}^K + B_{00} \quad (\text{II. 103})$$

Etape 05 :

❖ Test d'arrêt :

▪ Calculer l'erreur Δg^k pour l'itération (k) à partir de l'équation suivante :

$$\Delta g^k = P_{ch} + P_L^K - \sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^K \quad (\text{II. 104})$$

- Si $\Delta g^k < \varepsilon$
- Aller à l'étape 08.
- Sinon aller à l'étape suivante.

Etape 06 :

❖ Calculer la variation dans le cout incrémental $\Delta \lambda^K$ pour l'itération en cours à partir des équations suivantes :

$$\sum_{i=1}^{Ng} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^K = \sum_{i=1}^{Ng} \frac{c_i(1 - B_{0i}) + B_{ii}b_i - 2c_i \sum_{j \neq i} B_{ij}P_{Gj}^K}{2(c_i + \lambda^K B_{ii})^2} \quad (\text{II. 105})$$

Et

$$\Delta \lambda^K = \frac{\Delta g^K}{\sum_{i=1}^{Ng} \left(\frac{\partial P_{Gi}}{\partial \lambda} \right)^K} \quad (\text{II. 106})$$

Etape 07 :

- ❖ Calculer le nouveau coût marginal λ^{K+1} à partir de l'équation :

$$\lambda^{K+1} = \lambda^K + \Delta \lambda^K, \text{ Si } K = K + 1, \text{ retourne a l'étape 2.} \quad (\text{II. 107})$$

Etape 08 :

- ❖ Calcul de coût de production total :

$$F = \sum_{i=1}^{Ng} F_i = \sum_{i=1}^{Ng} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\text{II. 108})$$

II .6 Conclusion

Nous avons des définitions élémentaires et au vocabulaire de base de la Dispatching économique afin de nous permettre de mieux la suite de ce travail. Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau et respectant les contraintes technico-économiques. Par la suite nous avons présenté un algorithme de solution basant sur la méthode de gradient en tenant compte des pertes dans les lignes de transport.

Chapitre III :

Les Algorithmes

Génétiques

III.1 Introduction

Les algorithmes génétiques (AG) sont des algorithmes d'optimisation stochastique fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique. Leur fonctionnement est extrêmement simple. On part avec une population de solutions potentielles (chromosomes) initiales arbitrairement choisies. On évalue leur performance (fitness) relative. Sur la base de ces performances, on crée une nouvelle population de opérateurs évolutionnaires simples qui sont la sélection, le croisement et la mutation. On recommence ce cycle jusqu'à ce que l'on trouve une solution satisfaisante.

A travers ce chapitre, nous présentons les notions de base de l'algorithme génétique telles que les opérations et les caractéristiques, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

III.2 Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) développés par J. Holland [29] présentent des qualités intéressantes pour la résolution de problèmes d'optimisation complexes.

Leurs fondements théoriques furent exposés par Goldberg (Goldberg, 1994) [2]. Ils tentent de simuler le processus d'évolution des espèces dans leur milieu naturel : soit une transposition artificielle de concepts basiques de la génétique et des lois de survie énoncés par Darwin, et aussi de la théorie de décision du mathématicien Hadamard du siècle passé.

III.2.1 Présentation des algorithmes génétiques (AG) [30 ; 31 ; 32 ; 33]

Les algorithmes génétiques sont définis de la manière suivante :

- ✚ **Individu/chromosome/séquence** : une solution potentielle du problème.
- ✚ **Population** : un ensemble de chromosomes ou de points de l'espace de recherche.
- ✚ **Environnement** : l'espace de recherche.
- ✚ **Fonction de fitness** : la fonction - positive - que nous cherchons à minimiser.

Le but d'un algorithme génétique est alors simplement de trouver la chaîne qui minimise une fonction objective. Bien évidemment, chaque problème particulier nécessitera ses propres fonctions. Les AG sont alors basés sur les phases suivantes :

- A. Initialisation** : Une population initiale de N chromosomes est tirée aléatoirement.
- B. Évaluation** : Chaque chromosome est décodé, puis évalué.
- C. Sélection** : Création d'une nouvelle population de N chromosomes par l'utilisation d'une méthode de sélection appropriée.
- D. Reproduction** : Possibilité de croisement et mutation au sein de la nouvelle population.
- E. Retour** à la phase d'évaluation jusqu'à l'arrêt de l'algorithme.

III.3 Les opérateurs

III.3.1 Opérateur de sélection

La sélection crée une population intermédiaire constituée de copies des individus de la population courante. En règle générale, le nombre de copies d'un individu est lié directement au fitness relatif de l'individu au sein de la population. Il existe plusieurs méthodes heuristiques qui représentent la reproduction, la méthode la plus connue et la plus utilisée est la sélection par roulette biaisée (Roulette Wheel Selection) de Goldberg [30]. Selon cette méthode, chaque chromosome est copié dans la nouvelle population proportionnellement à son fitness. On effectue en quelque sorte,

autant de tirages avec remise que d'éléments existant dans la population. Ainsi pour un chromosome particulier ch_i de fitness $f(ch_i)$ la probabilité de sa sélection dans la nouvelle population de taille N est [30] :

$$p(ch_i) = \frac{f(ch_i)}{\sum_{j=1}^N f(ch_j)} \quad (\text{III. 1})$$

Plus la performance d'un individu est élevée par rapport à celle des autres, plus il a une chance d'être reproduit dans la population. Les individus ch_i ayant une grande fitness relative ont donc plus de chance d'être sélectionnés. On parle alors de sélection proportionnelle. Le nombre de copies espérées pour chaque individu qui va résulter de la sélection est alors égal à [31]

$$n_i = N p(ch_i) = \frac{f(ch_i)}{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N f(ch_j)} = \frac{f(ch_i)}{\bar{f}} \quad (\text{III. 2})$$

III.3.2 Opérateur de Croisement

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). Deux individus, qui forment alors un couple, sont tirés au sein de la nouvelle population issue de la reproduction. Puis un point de croisement est tiré aléatoirement.

❖ Croisement en un point

On choisit au hasard un point de croisement, pour chaque couple (Figure (III.2)) Notons que le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non pas au niveau des gènes. Un chromosome peut donc être coupé au milieu d'un gène.

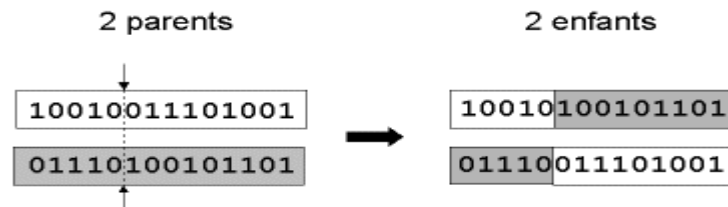


Figure (III.1) : représentation schématique du croisement en 1 point.

❖ Croisement en deux points

On choisit au hasard deux points de croisement (Figure (III.3)), cet opérateur généralement considéré comme plus efficace que le précédent.

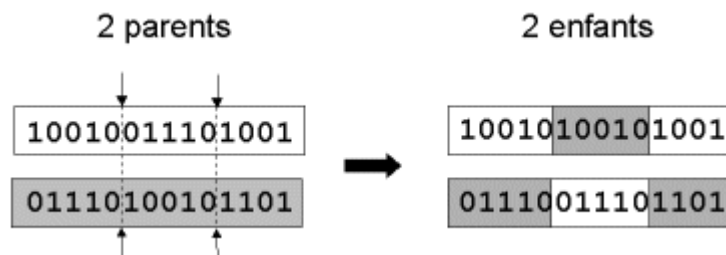


Figure (III.2) : représentation schématique du croisement en 2 points.

- Notons que d'autres formes de croisement existent, du croisement en k points jusqu'au cas limite du croisement uniforme.

III.3.3 Opérateur de Mutation

Le rôle de cet opérateur est de modifier aléatoirement la valeur d'un gène dans un chromosome. Dans le cas du codage binaire, chaque bit a_i (0,1) est remplacé par son complémentaire $\bar{a}_i = 1 - a_i$. Dans l'exemple de la figure (III.4), une mutation a eu lieu sur le troisième gène du chromosome et elle a transformé ce gène de 1 en 0.

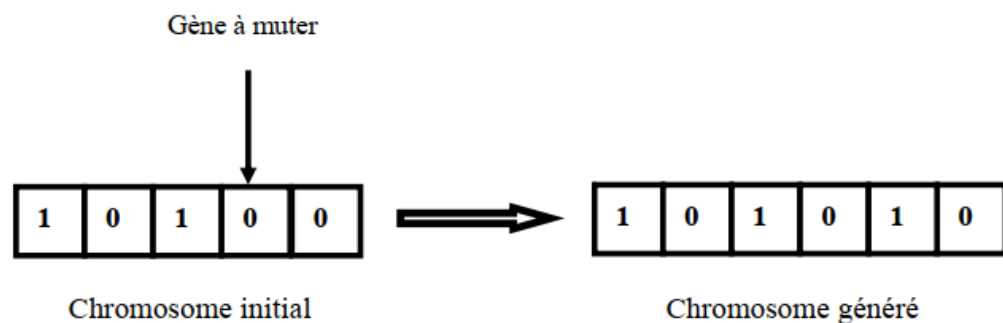


Figure (III.3) : Principe de l'opérateur de mutation.

Pour les chaînes codées en base n , la mutation consiste à remplacer le gène initial par un chiffre en base n tiré au sort.

III.3.4 Autres paramètres

Les opérateurs de l'algorithme génétique sont guidés par un certain nombre de paramètres fixés à l'avance. La valeur de ces paramètres influence la réussite ou non d'un algorithme génétique. Ces paramètres sont les suivants :

- A. La taille de la population N , et la longueur du codage de chaque individu. Si N est trop grand, le temps de calcul de l'algorithme peut s'avérer très important, et si N est trop petit, il peut converger trop rapidement vers un mauvais chromosome.
- B. La probabilité de croisement pc . Elle dépend de la forme de la fonction de fitness. Son choix est en général heuristique (tout comme pour pm). Plus elle est élevée, plus la population subit de changements importants. Les valeurs généralement admises sont comprises entre 0.5 et 0.9.
- C. La probabilité de mutation pm . Ce taux est généralement faible puisqu'un taux élevé risque de conduire à une solution sous-optimale.

III.4 Codage et population initiale

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un (AG) : c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population, de manière à imiter la transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n .

III.4.1 Codage binaire

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des (AG). Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques. Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients :

1. Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les (AG) basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances.
2. La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale [30].

III.4.2 Codage réel

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$ on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables :

x_1	x_2			x_{n-1}	x_n
-------	-------	-------	-------	-----------	-------

Chromosome

Avec ce type de codage la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel). Les résultats donnés en suite montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution.

III.4.3 Codage en base n

Dans ce type de codage, les gènes constituant un chromosome sont des chiffres exprimés dans une base de numération n , ce qui permet de représenter n valeurs discrètes. L'(AG) démarre avec une population composée de N individus dans le codage retenu. Le choix des individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace de recherche est totalement inconnue, il est intéressant que la population soit répartie sur tout l'espace de recherche. Si par contre des informations à priori sur le problème sont disponibles, il paraît évident de générer les individus dans un espace particulier afin d'accélérer la convergence. Disposant d'une population initiale souvent non homogène, la diversité de la population doit être entretenue aux cours des générations afin d'explorer le plus largement possible l'espace de recherche. C'est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation [34].

III.5 Les caractéristiques des AGs

III.5.1 Espace de recherche des solutions

La plupart des méthodes d'optimisation effectuent une recherche point à point. Les règles de transition d'un point à un autre sont souvent déterministes et la solution trouvée est souvent un optimum local au lieu d'être un optimum global. Les AGs, effectuent la recherche à partir d'une

population de chaînes générées aléatoirement. Dans cette population, on retrouvera à la fois des candidats très performants et d'autres qui le sont moins. Le parallélisme induit est un avantage évident car l'approche de la recherche à partir d'une population peut être perçue comme une recherche locale dans un sens généralisé. Ce n'est pas le voisinage d'une seule solution qui est explorée, mais le voisinage de toute la population [35].

III.5.2 Génération de la population initiale

Le choix de la population initiale d'individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Une connaissance des solutions de bonne qualité comme point d'initialisation permet à l'algorithme de converger plus rapidement vers l'optimum ou du moins s'y rapprocher. Les individus sont alors générés dans un sous-domaine particulièrement proche de ces solutions de départ. Dans le cas où l'on ne dispose que peu d'informations sur le problème à résoudre, il est naturel de générer aléatoirement des individus, mais il est essentiel que la population initiale soit répartie sur tout le domaine de recherche. Tout en veillant à ce que les individus produits respectent les contraintes.

Dans l'hypothèse où la gestion des contraintes ne peut se faire directement, les contraintes sont généralement incluses dans le critère à optimiser sous forme de pénalités. La diversité de la population doit être entretenue aux cours des générations a...n d'explorer le plus largement possible l'espace de recherche. C'est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation [34].

III.5.3 Taille de la population

La question la plus évidente concernant la mise en œuvre d'un AG est : quel est la taille de la population à utiliser ? Des populations de petites tailles entraînent le risque de la non couverture de l'espace des solutions en entier et, ceux de grandes tailles ralentissent, souvent, l'algorithme. Donc, la sélection de la taille de la population est importante, car elle la vitesse de convergence de l'algorithme. La diversité de la population est aussi importante. Pour prendre en considération ce qui vient d'être noté, nous devons respecter les deux règles suivantes :

1. Chaque gène doit être "représenté" dans la population de départ. Le passage d'une population à la suivante se fait par combinaisons des éléments de la première. Si cette dernière est incomplète cela entraîne une recherche partielle dans l'espace des solutions réalisables. Très souvent un opérateur dit de mutation est appliqué pour palier à l'incomplétude.

Un nombre minimum de membres pour représenter chaque gène dans la population initiale varie d'un problème à un autre. Pour l'exemple du problème du P-médian le nombre minimum choisi est donné [36] par :

$$Pop S_z = \frac{N}{P} \quad (III.3)$$

Avec N : demande nœud et P : nombre de médians.

2. La taille de la population doit être proportionnelle au nombre de solutions. En général, plus la zone de faisabilité d'un problème est importante, plus il est difficile de trouver un meilleur choix.

Le but est de pouvoir choisir une taille de la population en mettant au point une formule qui tient compte des remarques suivantes :

Pour le problème du P-médian, la taille du problème $Pop S_z$ [36]

$$Pop S_z(n, p) = \max \left\{ 2, \left\lceil \frac{n}{100} \cdot \frac{\ln(S)}{d} \right\rceil \right\} d \quad (\text{III. 4})$$

où $S = C_n^p$ le nombre de toutes les solutions réalisables du problème et $d = [n / p]$ la densité de la population. Chaque gène peut apparaître avec une probabilité égale à au moins deux fois la densité. Le terme $\ln(S)$ mesure l'accroissement de la taille de la population en fonction de S . Ce taux d'accroissement est raisonnable ce qui permet de pouvoir gérer des populations de taille assez grande.

La taille de la population est en générale choisie comme constante durant tout le processus.

Néanmoins on peut envisager de choisir une taille variable [37].

III.5.4 Fonction d'évolution (fitness function)

A chaque solution, on associe une fonction de performance (ou fitness function en terminologie anglo-saxonne) reliée à la valeur de la fonction objective. Cette fonction performance décrit la performance de l'individu qui est représenté par un chromosome.

En effet, pour que les algorithmes génétiques se comportent bien, nous devons trouver une manière de formuler des fonctions performance ne comportant pas trop de maxima locaux. Par conséquent la construction de la fonction performance est très importante, pour un problème de maximisation, la fonction performance peut être égale à la fonction Objectif. Par contre, pour les problèmes de minimisation, la fonction performance choisie est l'inverse de la fonction objective. Dans tous les cas, l'algorithme génétique cherche à maximiser la fonction performance qui, dans le cadre d'un problème de minimisation, prend la forme suivante :

$$Fitness(x_i) = \frac{1}{f(x_i)} \quad (\text{III. 5})$$

Où $f(x_i)$ représente la fonction objective évaluée pour l'individu x_i .

Problème sous contraintes

Les algorithmes génétiques, comme toutes autres méthodes classiques d'optimisation, trouvent des difficultés pour traiter les contraintes. Ces contraintes représentent, dans le cas d'un problème mécanique par exemple, les conditions technologiques qui doivent être satisfaites. Un problème sous contrainte est souvent formulé comme suit :

$$\text{Maximiser:} \quad Fitness(x) = \frac{1}{f(x)} \quad (\text{III. 6})$$

$$\text{Avec:} \quad g_i(x) \geq 0 \quad i = 1, \dots, I$$

$$h_j(x) = 0 \quad j = 1, \dots, J$$

Où g représente des contraintes de type inégalité et h des contraintes de type égalité.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature, les plus utilisées étant basées sur le principe de pénalité [38]. Avec ce principe, la formulation d'un problème sous contraintes peut s'exprimer, généralement, de la manière suivante :

$$Fitness(x) = \begin{cases} \frac{1}{f(x)} & \text{Si } x \in \hat{E} \\ \frac{1}{f(x) + \mu P(x)} & \text{Si non} \end{cases} \quad (\text{III. 7})$$

Où $\hat{E}$ est l'espace de solutions admissibles $\mu > 0$ en général un réel positif, appelé paramètre de pénalisation et $P(x)$ la fonction de pénalisation exprimée en fonction des contraintes :

$$P(x) = \sum_{i=1}^I [\max\{0, g_i(x)\}]^2 + \sum_{j=1}^J |h_j(x)|^2 \quad (\text{III. 8})$$

Les paramètres de pénalisation dépendent généralement du problème traité et doivent être ajustés en fonction des paramètres du problème lui-même [38].

III.6 Les avantages et les inconvénients

Par rapport aux algorithmes classiques d'optimisation, l'algorithme génétiques présente plusieurs points forts comme :

- ✚ Le fait d'utiliser seulement l'évaluation de la fonction objective sans se soucier de sa nature. En effet nous n'avons besoin d'aucune propriété particulière sur la fonction à optimiser (continuité, dérivabilité, convexité, etc.), ce qui lui donne plus de souplesse et un large domaine d'applications.
- ✚ Génération d'une forme de parallélisme en travaillant sur plusieurs points en même temps (population de taille N) au lieu d'un seul itéré dans les algorithmes classiques, donc il est efficace lorsque cette fonction possède plusieurs optimums locaux.
- ✚ L'utilisation des règles de transition probabilistes (probabilités de mutation), contrairement aux algorithmes déterminés où la transition entre deux itérations successives est imposée par la structure et la nature de l'algorithme. Cette utilisation permet, dans certaines situations, aux algorithmes génétiques d'éviter des optimums locaux et de se diriger vers un optimum global.

Malgré leurs efficacités dans la résolution des problèmes d'optimisation, les algorithmes génétiques n'ont pas encore totalement démontré leurs preuves mathématiques. Cela est essentiellement dû à la difficulté d'adopter une représentation conforme au problème traité et le grand nombre de paramètres qui doivent être fixés par l'utilisateur (taille de la population, probabilités d'application des opérateurs génétiques) et dont la mise au point de ces paramètres ne peut se faire qu'empiriquement. Pour effectuer cette mise au point, il est parfois nécessaire de procéder à de nombreux tests numériques.

III.7 Conclusion

Nous avons présenté des définitions élémentaires de base de la AG afin de nous permettre de mieux comprendre la suite de ce travail.

La partie suivante sera consacrée à l'application de l'algorithme génétique au problème dispatching de l'optimisation cout et perte.

Chapitre IV : Application et Résultat

IV.1 Introduction

Ce présente chapitre représente la partie simulation de ce mémoire, trois cas d'études ont été réaliser pour solutionner notre problème et ce par utilisation d'une méthode heuristique que nous avons étudiée en détail dans le troisième chapitre à savoir les algorithmes génétiques (GA).

L'objective de ce chapitre est d'examiner la cout et perte du production et transmission, dont dispatching puissance satisfaction des besoins de distribution. Les résultats sont comparés aux résultats donnés par résultats expérimentaux publiés dans les articles.

IV.2 Formulation du Problème

Le problème de dispatching économique consiste à minimiser la fonction objective du coût total de production, qui est donnée par l'équation suivante :

$$F(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{Ng} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 + \left| e_i \sin \left(f_i (P_{i(min)} - P_i) \right) \right| \quad (IV.1)$$

a_i, b_i, c_i, e_i, f_i : Coefficients de coût de générateurs.

✚ Cette optimisation doit respecter certaines contraintes d'égalité et d'inégalité :

- La contrainte d'égalité est :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi} = P_D + P_L \quad (IV.2)$$

D'où :

$$P_D = \sum_{i=1}^{ND} P_{Di} \quad (IV.4)$$

P_D : La puissance active totale absorbée par toute la charge.

P_{Di} : la puissance active absorbée par la charge (i).

P_L : Pertes de transmission.

N_D : le nombre de nœuds consommateurs.

- La Contrainte d'inégalité est :

$$P_{Gi}^m \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^M$$

P_{Gi}^M : la puissance active maximale que génère le générateur (i).

P_{Gi}^m : la puissance active minimale que génère le générateur (i).

- Avec $i = 1, \dots, Ng$

Ng : Nombre de générateurs.

IV.3 Application

Pour obtenir l'objectif de notre travail, on a choisi réseaux électrique suivent :

- Le réseau IEEE 14 nœuds.
- Le réseau IEEE 30 nœuds.
- Le réseau Ouest Algérien.

IV.3.1 Le réseau IEEE 14 nœuds

On a choisi réseau électrique IEEE 14 jeu de barres, avec 5 centrales électriques de production et 20 lignes représenté par la figure (IV.1).

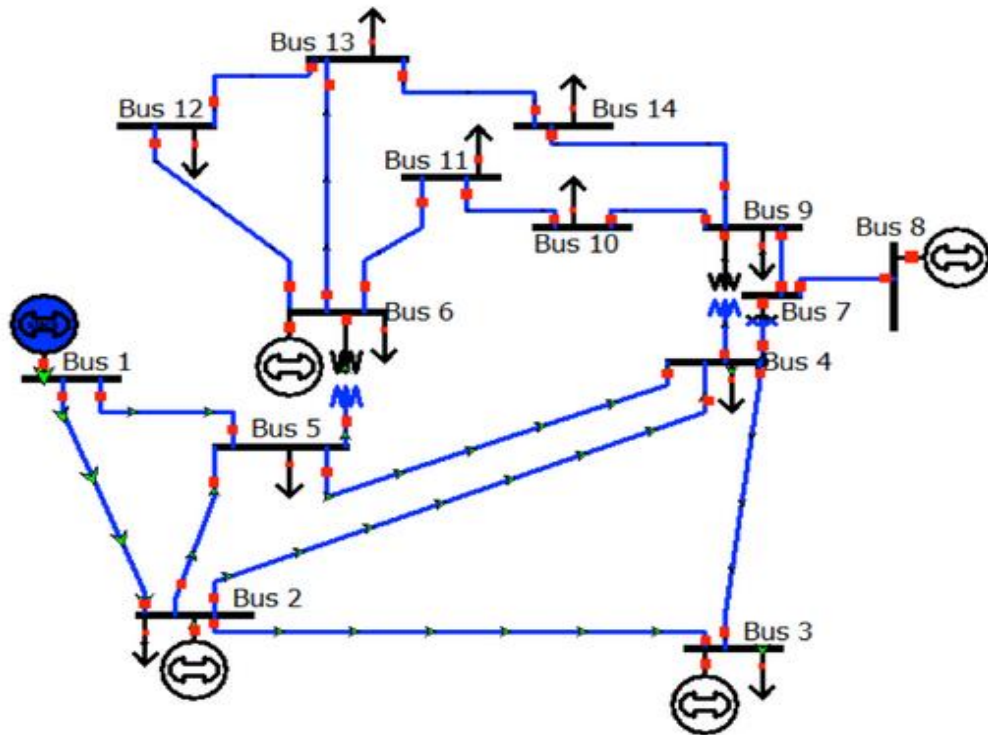


Figure (IV.1) : Schéma du réseau IEEE 14 nœuds.

Générateur	$P_{Gi}(\text{MW})$		Coefficient de coût				
	Min	Max	a_{Gi}	b_{Gi}	c_{Gi}	e_{Gi}	f_{Gi}
1	50	200	150.0	2.00	0.0016	50.0	0.0630
2	20	80	25.0	2.50	0.0100	40.0	0.0980
3	15	50	0.0	1.00	0.0625	0.0	0.0
4	10	35	0.0	3.25	0.00834	0.0	0.0
5	10	30	0.0	3.00	0.025	0.0	0.0

Tableau (IV.1) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (IEEE14).

❖ **B-coefficient:**

$$Bo = [-0.0002 \quad 0.0030 \quad -0.0017 \quad 0.0101 \quad -0.0038]$$

$$Boo = 0.00085357$$

```

B0 = 1e-2*[ 0.0212    0.0085   -0.0009    0.0021    0.0007
            0.0085    0.0206   -0.0041    0.0037    0.0001
           -0.0009   -0.0041    0.0395   -0.0207   -0.0251
            0.0021    0.0037   -0.0207    0.0613   -0.0071
            0.0007    0.0001   -0.0251   -0.0071    0.0406 ]

```

A. Application AG sur le réseau IEEE 14 nœuds

Les résultats de calcul obtenus par l'application de la méthode d'optimisation AG sont données par le Tableau (IV.2), le coût de production optimale est de 833.8655 \$/h, les pertes actives totales à une valeur de 9.4542 MW.

L'approche proposée dans cette thèse a été travaillée dans le contexte de l'environnement MATLAB 9.0 (2016a), utilisant un ordinateur Intel Penta Core à 2,3 GHz et 8 Go de RAM.

N° de Jeu de Barres	Résultats
PG1 (MW)	199.5997
PG2 (MW)	20.0000
PG3 (MW)	21.7120
PG4 (MW)	14.9392
PG5 (MW)	12.2034
Coût de production Total (\$/h)	833.8655
Perte Active Total (MW)	9.4542

Tableau (IV.2) : Résultats application par AG 14 nœuds

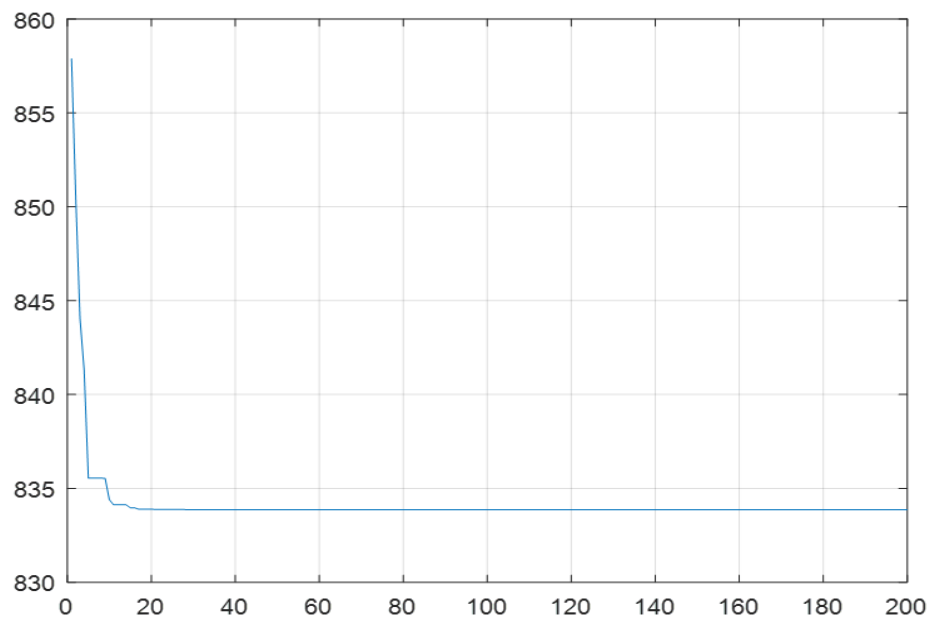


Figure (IV.2) : Convergence GA (IEEE 14)

Interprétation des résultats trouvés

Le premier test d'optimisation Figure IV.2 illustre la caractéristique de convergence de notre algorithme génétique de code binaire à la recherche du coût optimale de génération, il est bien de noter ici que la convergence vers l'optimum global est une fonction de taille de population et de nombre de génération qui sont choisis.

B. Comparaison (IEEE 14)

Unités	Méthodes				
	GA-APO [39]	NSOA [39]	PSO [40]	MSG-HP [40]	AG
PG1	172.765	181.129	197.4696	199.6923	199.5997
PG2	26.6212	46.7567	20.0000	20.0000	20.0000
PG3	24.8322	19.1526	21.3421	20.1857	21.7120
PG4	23.4152	10.1879	11.6762	15.5504	14.9392
PG5	19.1885	10.7719	17.7744	12.5069	12.2034
Coût de production Total (\$/h)	926.5530	905.5437	836.4568	834.363	833.8655
Perte Active Total (MW)	7.8250	8.9977	9.2623	9.5654	9.4542

Tableau (IV.3) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (IEEE 14).

IV.3.2 Le réseau IEEE 30 nœuds

On a choisi réseau électrique IEEE 30 jeu de barres, avec 6 centrales électriques de production et 41 lignes représenté par la figure (IV.3)

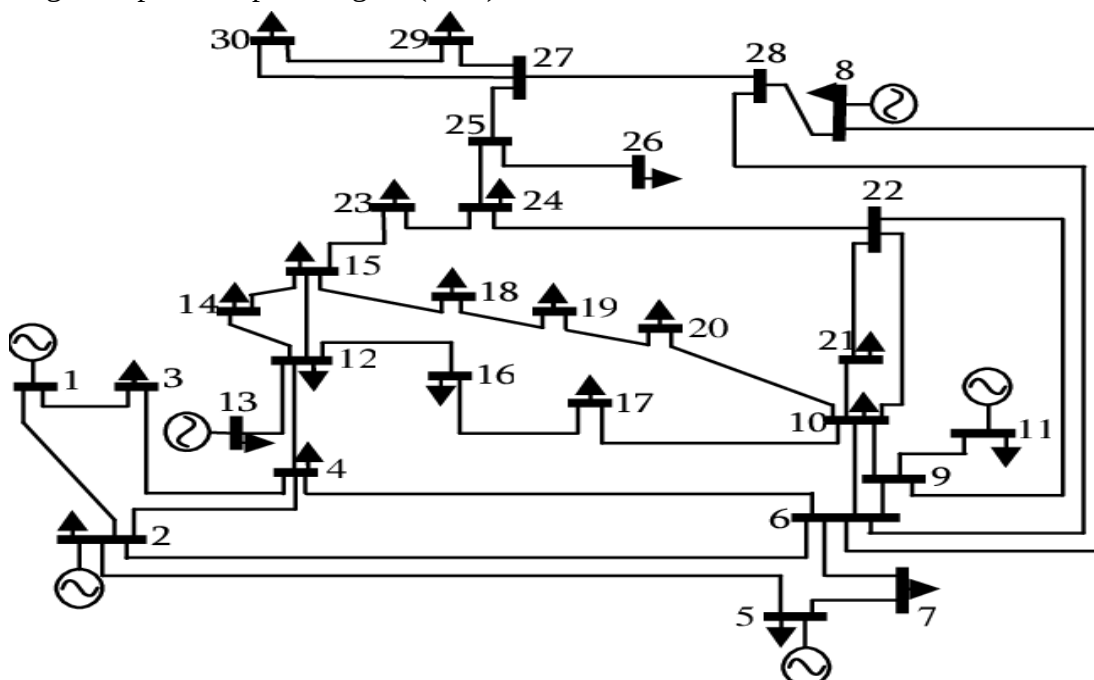


Figure (IV.3) : Schéma du réseau IEEE 30 nœuds.

Générateur	$P_{Gi}(\text{MW})$		Coefficient de coût				
	Min	Max	a_{Gi}	b_{Gi}	c_{Gi}	e_{Gi}	f_{Gi}
1	50	200	150.0	2.00	0.0016	50.0	0.0630
2	20	80	25.0	2.50	0.0100	40.0	0.0980
3	15	50	0.0	1.00	0.0625	0.0	0.0
4	10	35	0.0	3.25	0.00834	0.0	0.0
5	10	30	0.0	3.00	0.025	0.0	0.0
6	12	40	0.0	3.00	0.025	0.0	0.0

Tableau (IV.4) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (IEEE30).

❖ B-coefficient:

$$\begin{aligned}
 B &= \begin{bmatrix} 0.1382 & -0.0299 & 0.0044 & -0.0022 & -0.0010 & -0.0008 \\ -0.0299 & 0.0487 & -0.0025 & 0.0004 & 0.0016 & 0.0041 \\ 0.0044 & -0.0025 & 0.0182 & -0.0070 & -0.0066 & -0.0066 \\ -0.0022 & 0.0004 & -0.0070 & 0.0137 & 0.0050 & 0.0033 \\ -0.0010 & 0.0016 & -0.0066 & 0.0050 & 0.0109 & 0.0005 \\ -0.0008 & 0.0041 & -0.0066 & 0.0033 & 0.0005 & 0.0244 \end{bmatrix} \\
 B_o &= \begin{bmatrix} -0.0107 & 0.0060 & -0.0017 & 0.0009 & 0.0002 & 0.0030 \end{bmatrix} \\
 B_{oo} &= 9.8573e-5
 \end{aligned}$$

A. Application AG sur le réseau IEEE 30 nœuds

Les résultats de calcul obtenus par l'application de la méthode d'optimisation AG sont données par le Tableau (IV.5), le coût de production optimale est de 925.1596 \$/h, les pertes actives totales à une valeur de 10.8471 MW.

N° de Jeu de Barres	Résultats
PG1 (MW)	199.5997
PG2 (MW)	20.0000
PG3 (MW)	23.2693
PG4 (MW)	17.0728
PG5 (MW)	20.5038
PG6 (MW)	13.8015
Coût de production Total (\$/h)	925.1596
Perte Active Total (MW)	10.8471

Tableau (IV.5) : Résultats application par AG (30 nœuds).

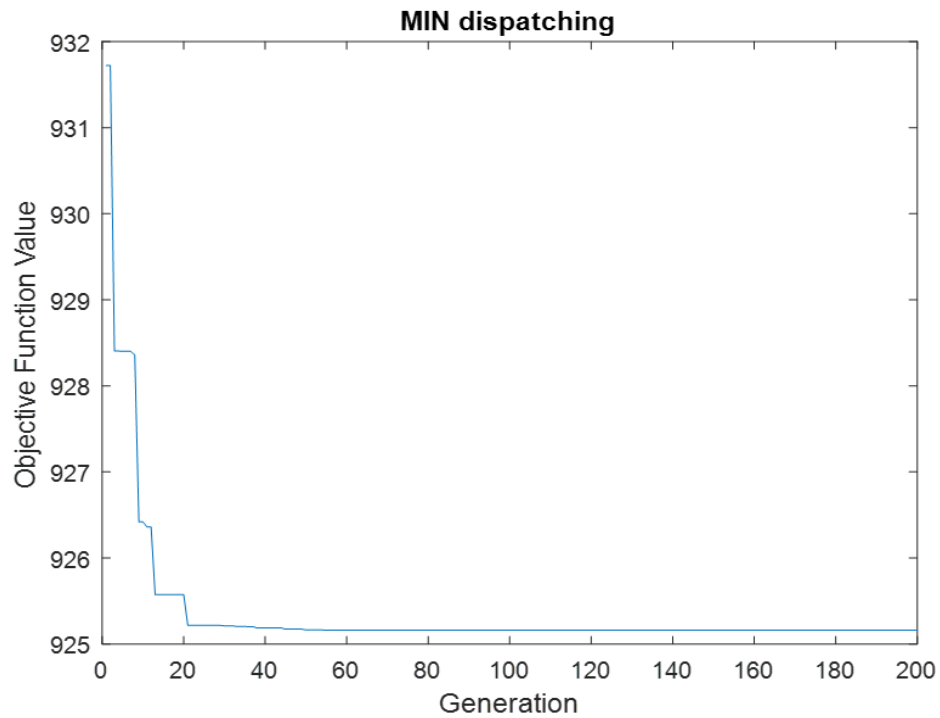


Figure (IV.4) : Convergence GA (IEEE 30).

✚ Interprétation des résultats trouvés

Différemment aux résultats trouvés précédents, l'algorithme (AG) a la capacité de converger vers la solution optimale pratiquement dès les 20ièmes premières générations pour les mêmes nombres de population et de génération ce qui traduit l'efficacité de la méthode (Figure IV.4).

B. Comparaison (IEEE 30)

Unités	Méthodes				
	GA-APO [39]	NSOA [39]	PSO [40]	MSG-HP [40]	AG
PG1	133.9816	182.478	197.8648	199.6331	199.5997
PG2	37.2158	48.3525	50.3374	20.0000	20.0000
PG3	37.7677	19.8553	15.0000	23.7624	23.2693
PG4	28.3492	17.1370	10.0000	18.3934	17.0728
PG5	18.7929	13.6677	10.0000	17.1018	20.5038
PG6	38.0525	12.3487	12.0000	15.6922	13.8015
Coût de production Total (\$/h)	1101.491	984.9365	925.7581	925.6406	925.1596
Perte Active Total (MW)	10.7563	10.4395	11.8022	11.1830	10.8471

Tableau (IV.6) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (IEEE 30).

IV.3.3 Le réseau Ouest Algérien

On a choisi réseau électrique Ouest Algérien 12 jeu de barres, avec 2 centrales électriques de production et 14 lignes représenté par la figure (IV.5).

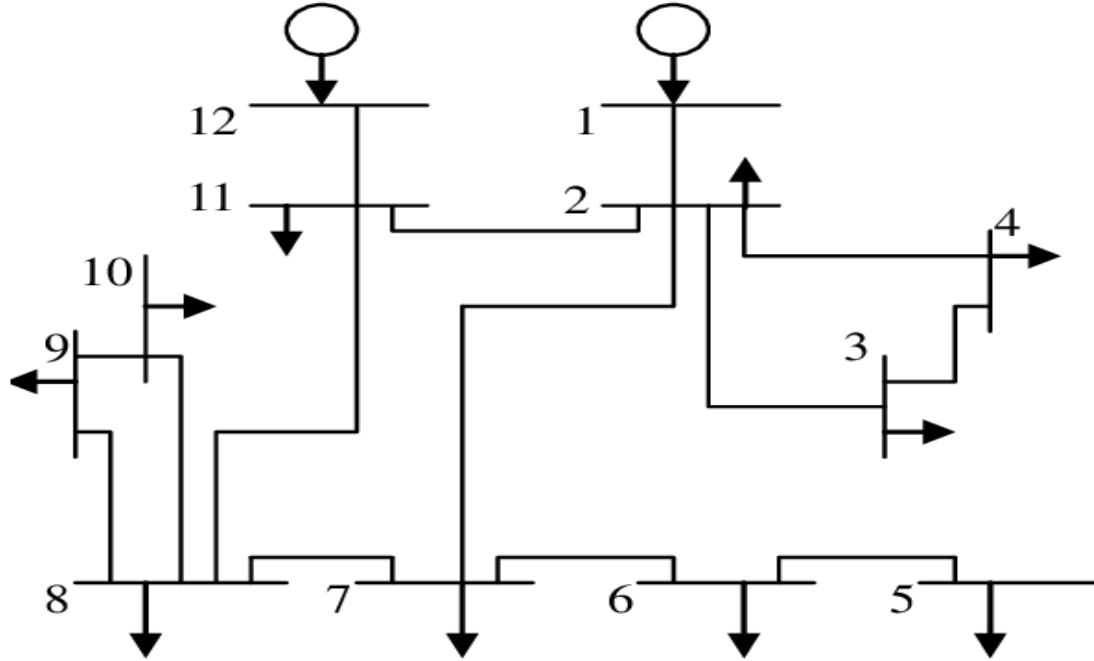


Figure (IV.5) : Schéma du réseau Ouest Algérien.

Générateur	P_{Gi} (MW)		Coefficient de coût		
	Min	Max	a_{Gi}	b_{Gi}	c_{Gi}
1	30	510	2000	150	0.85
2	10	70	3000	250	1.7

Tableau (IV.7) : Coefficients de la fonction cout des générateurs (Ouest Algérien).

A. Application AG sur le réseau Ouest Algérien

Les résultats de calcul obtenus par l'application de la méthode d'optimisation AG sont données par le Tableau (IV.7), le coût de production optimale est de 270429.8057 Nm³/h, les pertes actives totales à une valeur de 14.9724 MW.

N° de Jeu de Barres	Résultats
PG1 (MW)	449.9724
PG2 (MW)	70.0000
Coût de production Total (Nm ³ /h)	270429.8022
Perte Active Total (MW)	14.9724

Tableau (IV.8) : Résultats application par AG (Ouest Algérien).

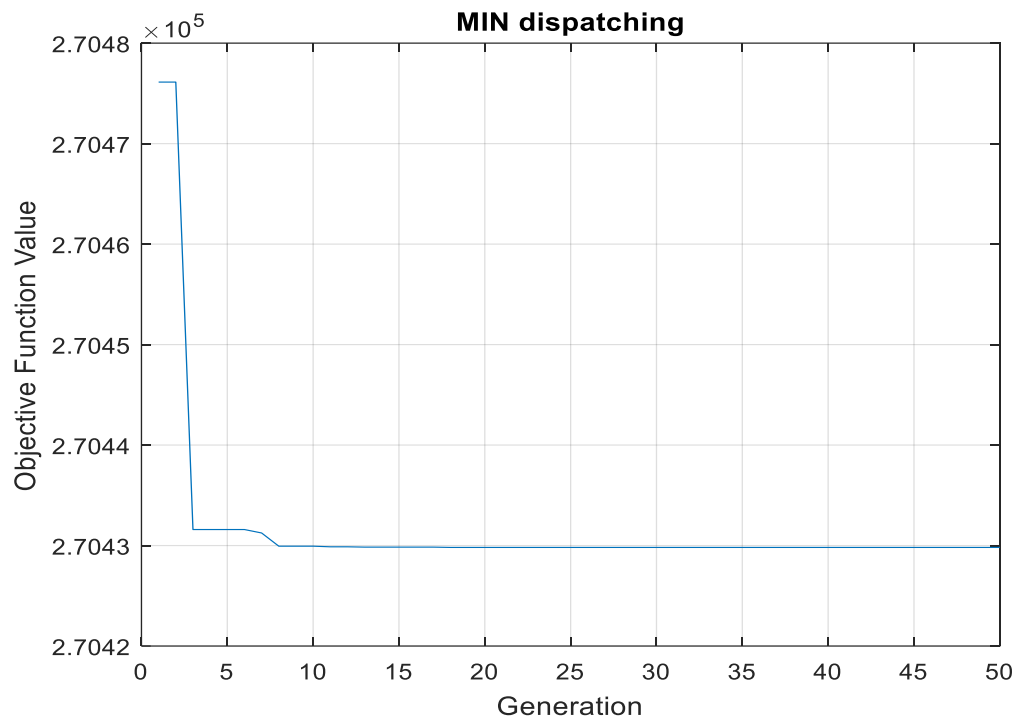


Figure (IV.6) : Convergence GA (Ouest Algérien).

Interprétation des résultats trouvés

La Figure IV.6 représente la capacité de convergence de cet algorithme pratiquement vers la même solution. L'algorithme génétique présente la caractéristique de converger vers le même optimum global.

B. Comparaison (Ouest Algérien)

Unités	Méthodes		
	Sonalgaz [41]	Fletcher-Reeves [42]	AG
PG1	465.94	465.37	449.9724
PG2	55	53.36	70.0000
Coût de production Total (Nm³/h)	278319	277067	270430
Perte Active Total (MW)	15.94	13.72	14.9724

Tableau (IV.9) : Comparaison de la méthode AG avec d'autres méthodes (Ouest Algérien).

IV.4 Analyses et interprétations

Dans le premier cas, Nous remarquons que la méthode de GA-APO nous donne moins de perte, estimée à 7.8250 MW, tandis que le prix est élevé, qui est estimé à 926.5530 \$/h. Nous notons également que les méthodes NSO, PSO, MSG nous ont fourni un prix plus bas avec une valeur de perte un peu plus élevée. Alors que la méthode applicable (AG) nous a donné le prix le plus bas

(833.8655 \$/h) avec une perte significative (9.4542 MW), mais à long terme, le prix qui a été fourni couvre la valeur de la perte et permet d'économiser le coût de production.

Dans le deuxième cas, on constate que la valeur de la perte est proche de la méthode établie AG, NSOA et GA-APO, alors qu'elle est élevée avec les méthodes MSG-HP et PSO. En ce qui concerne le prix, l'algorithme génétique nous donne le prix le plus bas, suivi du MSG-HP avec une différence de 0,481\$/h

Dans le troisième cas, les pertes sont formulées linéairement, ce qui permet de les réduire de manière significative. Bien que la méthode Fletcher-Reeves donnent des pertes inférieures à celles obtenues à l'aide de l'algorithme génétique, ce dernier donne un meilleur coût de production et un bénéfice évalué à 6637 Nm3/h de gaz.

IV.5 Problème de dispatching économique des émissions Combinée (CEED)

L'objectif du CEED est d'exploiter des générateurs qui produisent de l'énergie dans une centrale électrique avec à la fois des coûts de carburant minimaux et des niveaux d'émissions minimaux, simultanément, tout en satisfaisant la demande de charge et les contraintes opérationnelles. Le problème CEED vise à répartir de manière optimale la demande de charge totale vers les groupes électrogènes

IV.5.1 Formulation du Problème

La formulation actuelle traite le problème d'environnement économique comme un problème de programmation mathématique à objectifs multiples qui tente d'optimiser à la fois le coût et l'émission, tout en satisfaisant à la fois les contraintes d'égalité et d'inégalité.

- **Objectifs 1** : minimiser la fonction de Coût du carburant de production qui est donnée par l'équation suivante :

$$F(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{Ng} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad \text{IV. 4}$$

a_i, b_i, c_i : Coefficients de coût.

- **Objectifs 2** : minimiser la fonction de l'émission total de production qui est donnée par l'équation suivante :

$$E(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{Ng} \alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 + \zeta_i \exp(\lambda_i P_{Gi}) \quad \text{IV. 5}$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \zeta_i, \lambda_i$: Coefficients d'émission.

- **Objectifs 3** : dispatching économique des émissions Combinée :

$$CT = (1 - W).F(P_{gi}) + W.H.E(P_{gi}) \quad \text{IV. 6}$$

H : est un facteur d'échelle qui a été choisi comme 3000 dans cette étude.

W : est un facteur de pondération.

IV.5.2 Application AG sur le réseau IEEE 30

Nous avons testé notre algorithme sur un système de IEEE 30 jeux de barre composé de six générateurs.

Générateur	P_{Gi} (MW)		Coefficient de coût		
	Min	Max	a_{Gi}	b_{Gi}	c_{Gi}
1	0.05	0.5	10	200	100
2	0.05	0.6	10	150	120
3	0.05	1	20	180	40
4	0.05	1.2	10	100	60
5	0.05	1	20	180	40
6	0.05	0.6	10	150	100

Tableau (IV.10) : Coefficients de la fonction cout (IEEE 30).

Coefficient de emission				
α_i	β_i	γ_i	ζ_i	λ_i
4.091e-2	-5.554e-2	6.490e-2	2.0 e-4	2.857
2.543e-2	-6.047e-2	5.638e-2	5.0 e-4	3.333
4.258e-2	-5.094e-2	4.586e-2	1.0 e-6	8.000
5.326e-2	-3.550e-2	3.380e-2	2.0 e-3	2.000
4.258e-2	-5.094e-2	4.568e-2	1.0 e-6	8.000
6.131e-2	-5.555e-2	5.151e-2	1.0 e-5	6.667

Tableau (IV.11) : Coefficients de la fonction d'émission (IEEE 30).

❖ **B-coefficient:**

$B_0 = [-0.0107 \ 0.0060 \ -0.0017 \ 0.0009 \ 0.0002 \ 0.0030]$

$B_{00} = 9.8573e-5$

$B = [\begin{matrix} 0.1382 & -0.0299 & 0.0044 & -0.0022 & -0.0010 & -0.0008 \\ -0.0299 & 0.0487 & -0.0025 & 0.0004 & 0.0016 & 0.0041 \\ 0.0044 & -0.0025 & 0.0182 & -0.0070 & -0.0066 & -0.0066 \\ -0.0022 & 0.0004 & -0.0070 & 0.0137 & 0.0050 & 0.0033 \\ -0.0010 & 0.0016 & -0.0066 & 0.0050 & 0.0109 & 0.0005 \\ -0.0008 & 0.0041 & -0.0066 & 0.0033 & 0.0005 & 0.0244 \end{matrix}]$

➤ Résultats

Cas W=0 :

Unités	Méthodes			
	MOPSO [44]	SPEA [43]	LP [45]	AG
PG1	0.1689	0.1086	0.1500	0.1213
PG2	0.2738	0.3056	0.3000	0.2863
PG3	0.6026	0.5818	0.5500	0.5843
PG4	0.9349	0.9846	1.0500	0.9928
PG5	0.4923	0.5288	0.4600	0.5220
PG6	0.392	0.3584	0.3500	0.3516
Coût du carburant (\$/h)	608.10	607.807	606.314	605.797
Emission (Kg/h)	0.22276	0.22015	0.22330	0.22072
Perte (MW)	3.05	3.38	2.60	2.46

Tableau (IV.12) : Solutions de coût de carburant minimum dans le système de bus (IEEE 30).

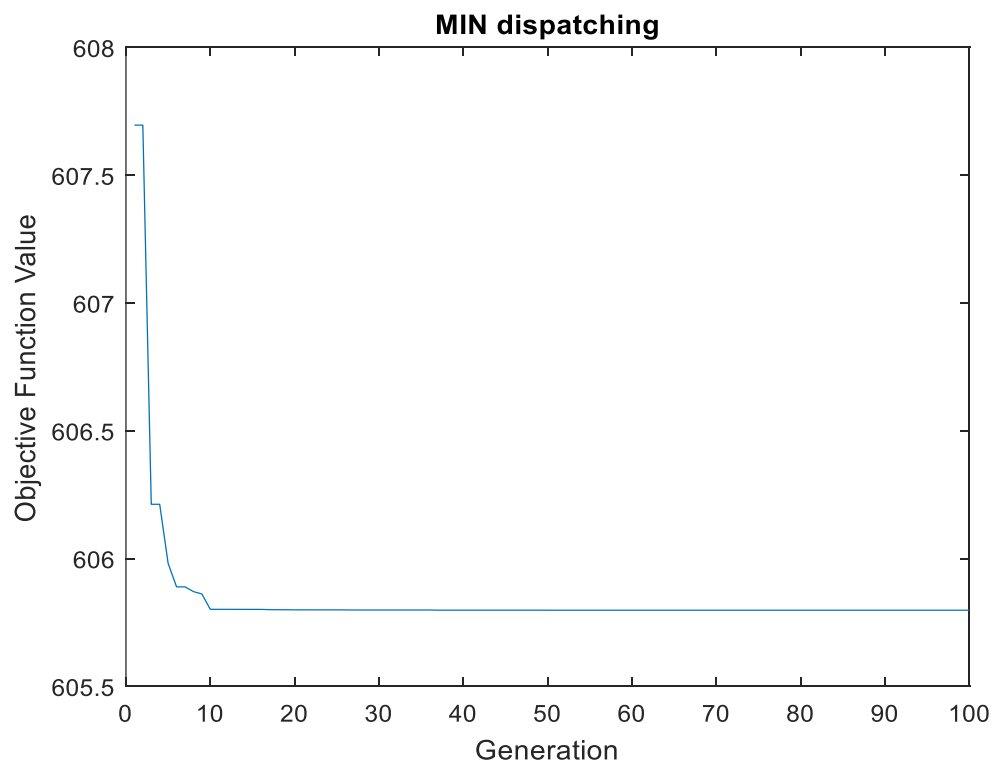


Figure (IV.7) : convergence du coût minimum du carburant dans le système de bus (IEEE 30).

Cas W=1 :

Unités	Méthodes			
	MOPSO [44]	SPEA [43]	LP [45]	AG
PG1	0.3832	0.4043	0.4000	0.4114
PG2	0.5152	0.4525	0.4500	0.4646
PG3	0.5616	0.5525	0.5500	0.5398
PG4	0.3994	0.4079	0.4000	0.3913
PG5	0.5248	0.5468	0.5500	0.5451
PG6	0.4803	0.5005	0.5000	0.5160
Coût du carburant (\$/h)	644.27	642.603	639.60	646.05
Emission (Kg/h)	0.19357	0.19422	0.1942	0.19418
Perte (MW)	3.05	3.05	2.60	3.45

Tableau (IV.13) : Solutions d'émission minimum dans le système de bus (IEEE 30).

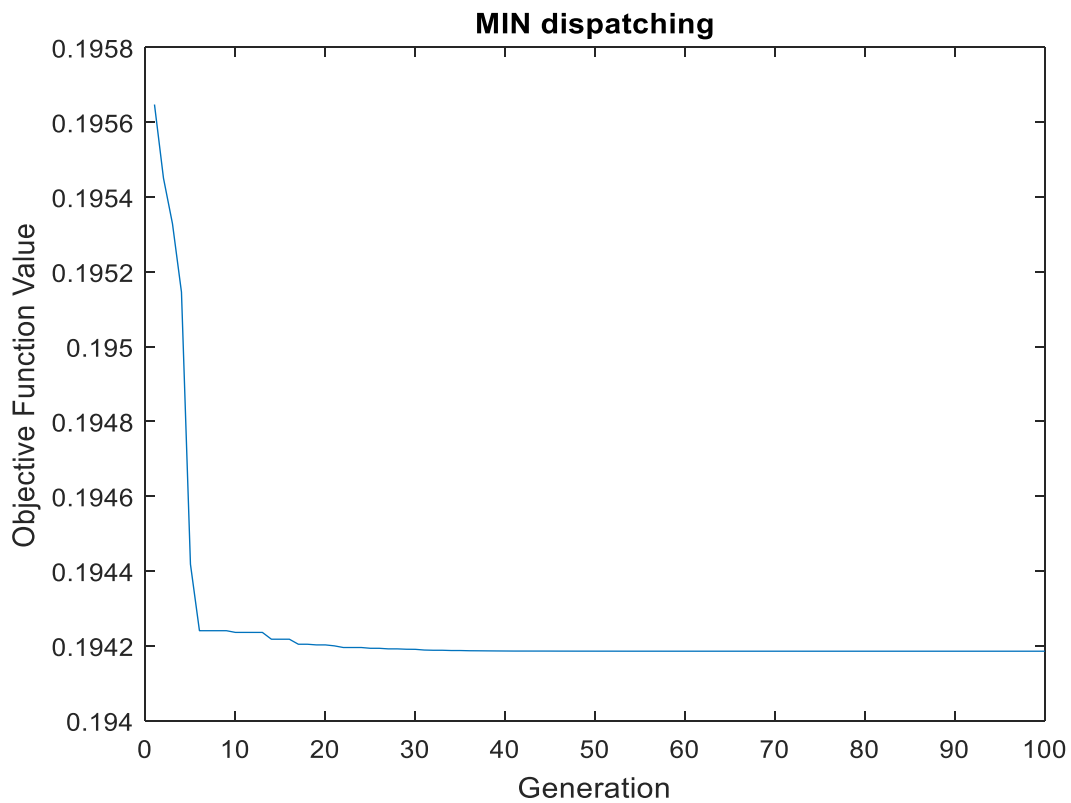


Figure (IV.8) : Convergence des émissions minimales dans le système de bus (IEEE30).

Cas $W=0.5$:

Unités	Méthodes			
	MOPSO [44]	SPEA [43]	NSGA [46]	AG
PG1	0.2106	0.2549	0.2935	0.3032
PG2	0.3854	0.3848	0.3645	0.3937
PG3	0.5620	0.5645	0.5833	0.5580
PG4	0.7260	0.7030	0.6763	0.5890
PG5	0.5247	0.5431	0.5383	0.5565
PG6	0.4558	0.4091	0.4076	0.4603
Coût du carburant (\$/h)	614.81	616.069	617.80	622.95
Emission (Kg/h)	0.20216	0.20118	0.2002	0.19721
Coût Total (\$/h)	1221.29	1219.60	1218.40	1214.59
Perte (MW)	3.04	92.99	2.95	2.69

Tableau (IV.14) : Solutions combinées de répartition économique et d'émission dans le système de bus (IEEE 30).

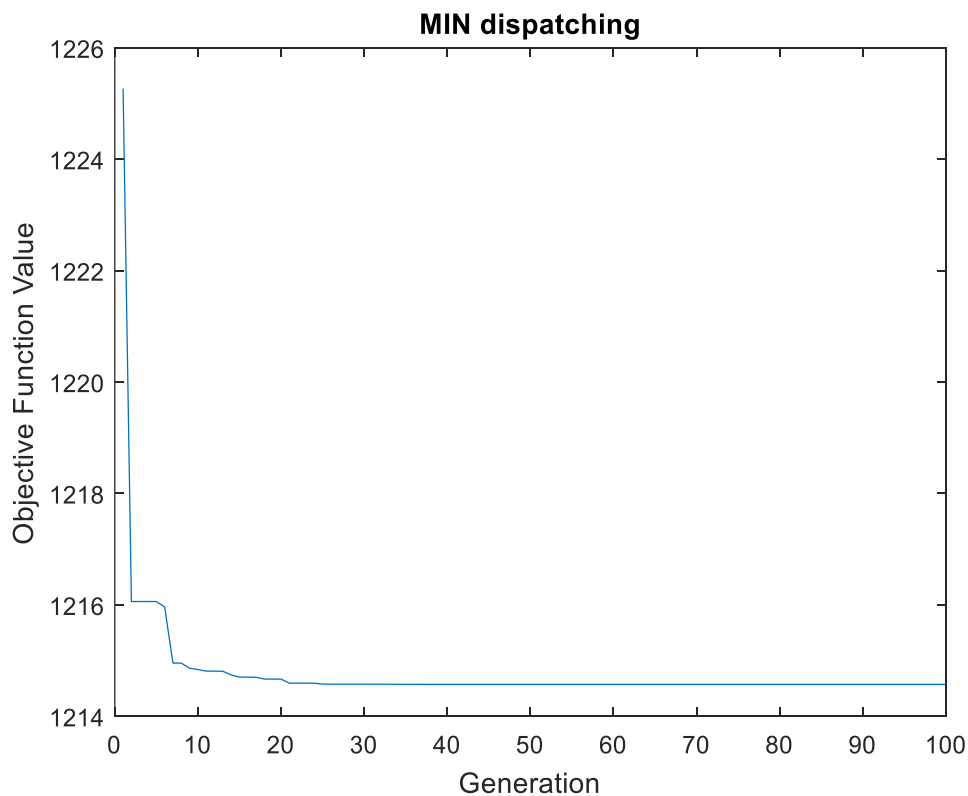


Figure (IV.9) : Solutions combinées économiques et dispatching des émissions.

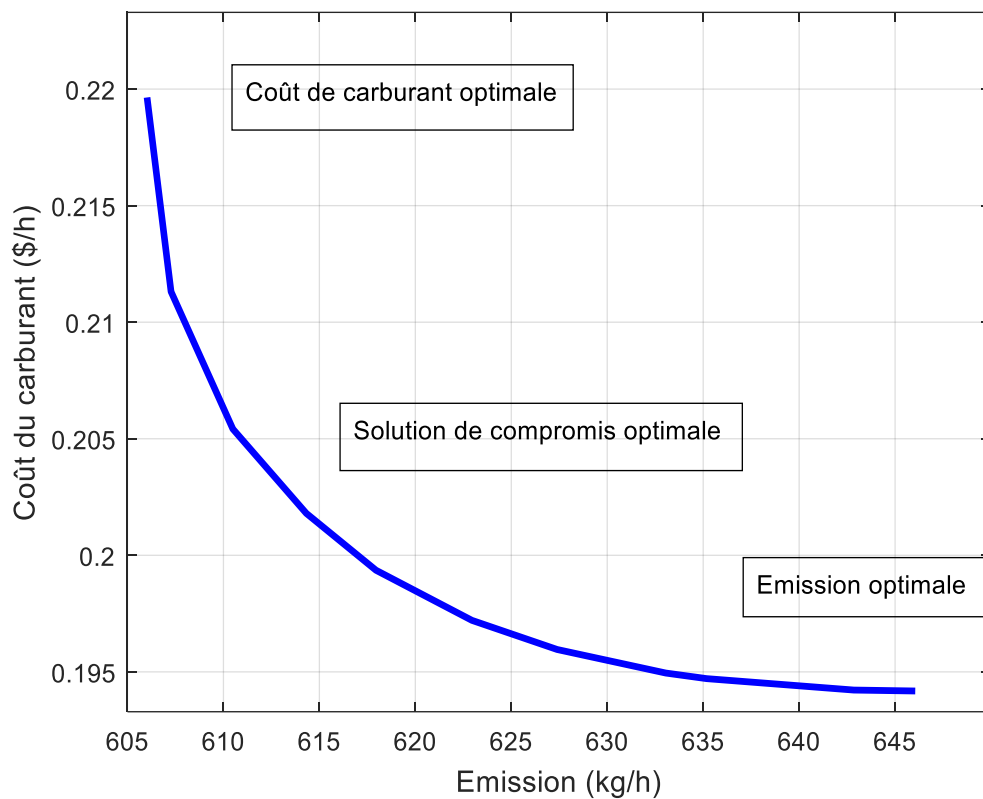


Figure (IV.10) : Front Pareto-optimal pour le coût du carburant et les émissions.

✚ Interprétation des résultats trouvés

- ✓ La solution CEED pour le système de test IEEE 30 bus est résolue à l'aide des algorithmes AG. Les tableaux (IV.12), (IV.13) et (IV.14) résument tous les résultats pour le meilleur coût de carburant, la meilleure émission et la répartition économique et d'émission combinée respectivement. La convergence pour le meilleur coût de carburant, la meilleure émission et les fonctions d'objectif de coût de carburant et d'émission lorsqu'elles sont optimisées individuellement sont illustrées dans les Fig. (IV.7), (IV.8) et (IV.9) respectivement
- ✓ De ces tableaux, on peut déduire que le AG est également capable de trouver la meilleure solution pour chaque objectif lorsque deux objectifs en conflit sont considérés simultanément.
- ✓ En considérant deux fonctions objectives : le coût du carburant et les émissions simultanément, les résultats des simulations pour le front Pareto Optimal ont été obtenus comme le montre la Fig. (IV.10).

IV.6 Conclusion

L'algorithme AG a été proposé pour le problème de dispatching économique avec effet de point de valve pour les systèmes de test unitaire IEEE 5 machines 14 bus, IEEE 6 machines 30 bus, Ouest Algérien. Les résultats de simulation obtenus à partir de l'approche proposée démontrent que la méthode AG a été utilisée avec succès pour résoudre des fonctions de test de référence et une dispatching économique de la charge avec effet de point de valve.

Les résultats obtenus à partir de la technique GA ont prouvé l'efficacité et la robustesse de l'approche proposée et ont été comparés à d'autres méthodes précédemment rapportées dans les articles des résultats de la comparaison révèlent la faisabilité et la supériorité de la technique proposée.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans ce mémoire nous avons présenté une contribution à la résolution du problème de dispatching économique, qui est représenté dans la réduction du coût de production de l'énergie électrique, qui nous ramène à un bilan de puissances équilibré entre la génération et la consommation.

Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur lesquelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité. Une approche basée sur un algorithme génétique a été présentée et appliquée à la fonction de coût de combustible et la perte dans un réseau d'énergie électrique. Et nous avons comparé le coût minimum calculé plus le coût de production par taux d'émission (CEED). L'algorithme génétique nous a donné bien donné des résultats satisfaisants. Ceci démontre qu'il est beaucoup plus rapide et plus efficace que les techniques classiques en traitant les problèmes multi objectifs d'optimisation.

Le dispatching économique assure la production de l'énergie électrique avec un coût minimal. Ensuite nous avons formulé le problème du dispatching économique, et résolu ce problème avec une méthode d'optimisation qui est : les algorithmes génétiques. A travers les résultats du chapitre 4, nous avons remarqué que l'utilisation de L'algorithme génétique GA pour optimiser le problème de dispatching économique donne d'excellents résultats. Et donnent de meilleurs résultats que ceux de la référence.

Références

Références

- [1] N. SAIM, BESSEGHIR.L, CHETOUANE.S, Mémoire d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique. UMMTO 2010.
- [2] BELMAHDI, H. ; ABDELLI, N. Etude De La Protection D'Un Réseau De Distribution Moyenne Tension : Application Au Poste De Transformation Et De Distribution Ht/Mt Oued Aïssi/Tizi Ouzou. 2008. PhD Thesis. Université Mouloud Mammeri.
- [3] TSABIT, I. ; MOKRANI, N. Etude De La Protection D'Un Réseau De Distribution Mt. Application : Réglage Des Relais De Deux Départ Du Poste Ht/Mt Oued Aïssi. 2010. PhD Thesis. Université Mouloud Mammeri.
- [4] Jean-Claude Sabonnadiere et Noureddine Hadj Saïd, « lignes et réseaux électrique 2 », Lavoisier 2007.
- [5] N.Ourek, « Détermination des indicateur permettant d'évaluer la stabilité en tension des réseaux électrique », Mémoire de Magister, Juin 2004
- [6] Saim Nabila, « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30KV de la région AZAZGA », mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, U.M.M.T.O, 2010.
- [7] Sayah « Application de l'intelligence artificiel pour le fonctionnement », Université de Sétif, thèse de doctorat, 2010.
- [8] Zina, Aucharki, et Belacel Ourdia. Dispatching economique de la puissance dans un réseau electrique en utilisant les algorithmes génétiques. Diss. Université Mouloud Mammeri, 2017.
- [9] M. RAHILI, « contribution à l'étude de la répartition optimale des puissance actives dans un réseau d'énergie électrique », *thèse de Doctorat, Université des sciences technologiques USTOran Algérie, 06 Janvier 1996*
- [10] Mouassa, Souhil. Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS. Diss. 2018.
- [11] John Willey &sons, B.M.Weedy, « Electric Power Systems».Third edition revised.
- [12] P.Kundur, «Power system stability and control», Department of Electrical an Computer Engineering University of Toronto, Toronto, Ontario.
- [13] P.Alof, G.Andersson, D.J Hill, «Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies », IEEE Transaction on power systems, Vol.10, N0.1, February 1995.
- [14] Venkatamarana Ajjrapu, Colin Christy, «The continuation power flow: Atool for steady state voltage stability analysis » IEEE Transaction on power systems, vol.7, N0.1, February 1992.
- [15] Miroslav M.Bigovie, G.Phadke, «Control of voltage stability using sensibility analysis » Transaction on power systems, vol.7, N0.1, February 1992.
- [16] Yoshihiko Kataoka, «An approach for regularization of a power flow solution around the maximum loading point», Transaction on power systems, Vol. 7, N0.1, August 1992
- [17] Slimani, L. (2009). Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristicques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé (Doctoral dissertation, Université de Batna 2).

- [18] M. Huneault and F. D. Galiana, "A Survey of the Optimal Power Flow Literature", IEEE Trans on Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 762-770, May 1991.
- [19] Benhamida, F., DAHMANE, M., Bendaoued, A., & Ramdani, Y. (2011). Un réseau de neurones pour la répartition économique en utilisant le langage G. Acta Electrotechnica, 52(3).
- [20] Abdullah, Mohd Noor, et al. "Economic dispatch with valve point effect using iteration particle swarm optimization." 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2012.
- [21] Saguan, M. (2007). L'Analyse économique des architectures de marché électrique. L'application au market design du temps réel (Doctoral dissertation, Université Paris Sud-Paris XI).
- [22] Mathia, K., Saeks, R., & Lendaris, G. G. (1994, October). Linear Hopfield networks, inverse kinematics and constrained optimization. In Proceedings of IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics (Vol. 2, pp. 1269-1273). IEEE.
- [23] Abdellah, M. D. (2010). Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle. Universit Mentouri de Constantine.
- [24] Benhamida, F. (2016). A New Solution Method to Economic Dispatch using the MATLAB Function (fmincon). In Conference International AMSE MS (Vol. 5).
- [25] Weise, T. (2009). Global optimization algorithms-theory and application. Self-Published Thomas Weise.
- [26] Dommel, H. W., & Tinney, W. F. (1968). Optimal power flow solutions. IEEE Transactions on power apparatus and systems, (10), 1866-1876.
- [27] Kumar, A., Malik, O. P., & Hope, G. S. (1985, January). Variable-structure-system control applied to AGC of an interconnected power system. In IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution) (Vol. 132, No. 1, pp. 23-29). IET Digital Library.
- [28] Mukherjee, S. K., Recio, A., & Douligieris, C. (1992, April). Optimal power flow by linear programming based optimization. In Proceedings IEEE Southeastcon'92 (pp. 527-529). IEEE.
- [29] Holland, J. (1992). Les algorithmes génétiques. Revue Pour La Science, 179, 44-51.
- [30] Goldberg, D. E. (1994). Genetic algorithms, Exploration, Optimization and Machine Learning. Addison-Wesley. France.
- [31] Ouiddir, R., & Rahli, M. Dispatching Economique Actif dans un Réseau d'Energie Electrique par un Algorithme Génétique. In 2nd International Conférence on Electrotechnics (pp. 13-15).
- [32] Abido, M. A. (2003). A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch. International journal of electrical power & energy systems, 25(2), 97-105.
- [33] HAMED, M. (2013). Dispatching Economique Dynamique par Utilisation de Méthodes d'Optimisation Globales (Doctoral dissertation, Université Mohamed Khider-Biskra).
- [34] Guenounou, O. (2009). Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique : application à un bioprocédé (Doctoral dissertation, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier).

Références

- [35] <http://e-biblio.univ-mosta.dz/handle/123456789/6734?show=full>
- [36] Alp, O., Erkut, E., & Drezner, Z. (2003). An efficient genetic algorithm for the p-median problem. *Annals of Operations research*, 122(1), 21-42.
- [37] Michalewicz, Z. (1996). *Genetic Algorithms+ Data Structures= Evolution Programs*, 3rd edn. © Springer.
- [38] Sherali, M. B. H. D., & Shetty, C. M. *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*
- [39] Malik TN, ul Asar A, Wyne MF, Akhtar S. A new hybrid approach for the solution of nonconvex economic dispatch problem with valve-point effects. *Electr Power Syst Res* 2010;80:1128–36.
- [40] Yasar C, Özyön S. A new hybrid approach for nonconvex economic dispatch problem with valve-point effect. *Energy* 2011 ;35 :5838–45.
- [41] M. Rahli, “Application d’une nouvelle méthode de programmation non linéaire à la répartition économique des puissances actives du réseau Ouest algérien,” *Conference on Modelling and Simulation on Electric Systems (CMSES '94)*, 1994, pp. 41-47.
- [42] Ouidir, R., Rahli, M., & Abdelhakem-Koridak, L. (2005). Short Paper_. *Journal of information science and engineering*, 21, 659-668.
- [43] Abido MA (2003) A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch. *Electr Power Syst Res* 25:97–99
- [44] Cai J, Xiaoqian M, Qiong L, Lixiang L, Haipeng Peng D (2009) A multiobjective chaotic particle swarm optimization for environmental/ economic dispatch. *Energy Convers Manage* 50:1318–1325
- [45] Farag A, Al-Baiyat S, Cheng TC (1995) Economic load dispatch multiobjective optimization procedures using linear programming techniques. *IEEE Trans Power Syst* 10:731–738
- [46] Abido MA (2006) Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem. *IEEE Trans Evol Comput* 10:315–329