

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTERE
DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED INSTITUT DE SCIENCES
TECHNOLOGIES DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLOME D'INGENIEUR D'ETAT EN
ELECTROTECHNIQUE

OPTION : RESEAUX ELECTRIQUE

THEME

**DISPATCHING ECONOMIQUE
OPTIMALE PAR LA METHODE SWARM (PSO)**

Proposé et dirigé par:

- Dr.BEN ATTOUS Djilani
- Mr. LABBI Yacine

Présenté par :

- AROUA Mohammed Hamza
- BOUGHAZALA Mohammed SALAH
- TAMER Smail

ANNÉE UNIVERSITAIRE: 2008 / 2009

SOMMAIRE

◆ Résumé	
◆ Dédicaces	
◆ Remerciements	
◆ Sommaire.....	i
◆ Liste des Figures.....	iv
◆ Liste des Tableaux.....	vi
◆ Liste des Symboles et Acronymes.....	vii
INTRODUCTION GÉNÉRAL.....	1
CHAPITRE I :	
<i>Généralités</i>	
I-1 INTRODUCTION	4
I-2 BUT DE L'ÉTUDE DE LA RÉPARTITION DE CHARGE	4
I-3 DEFINITION DE L'ÉTUDE DE LA RÉPARTITION DE CHARGE	5
I-4 LES ÉQUATIONS DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	6
I-4-1 Les équations de performance du réseau électrique.. ..	6
I-4-2 Les équations aux J.d.B de charge	7
I-4-3 Exemple d'un système à deux J.d.B	7
I-4-4 Calcul de la puissance au niveau de J.d.B	9
I-4-5 Les équations d'écoulement dans les lignes.	10
I-4-6 Les pertes de puissance dans lignes.....	10
I-5 CLASSIFICATION DES VARIABLES D'ÉQUATIONS D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE.....	11
I-5-1 Les variables de perturbation.....	11
I-5-2 Les variables d'état... ..	11
I-5-3 Les variables de contrôle	12
I-6 LES MÉTHODES NUMÉRIQUES UTILISÉES.....	12
I-6-1 Introduction	12
I-6-2 La méthode itérative de GAUSS-SEIDEL.....	13

SOMMAIRE

I-6-3 La méthode de Newton-Raphson (principe).....	14
I-6-3-1 Résolution d'une équation à une variable unique non linéaire.....	14
I-6-3-2 Résolution d'un système d'équation a ((n)) variables non linéaire.....	15
I-6-3-3 Critère d'arrêts des itérations.....	15
I-7 LA MÉTHODE DE NEWTON-RAPHSON APPLIQUE AUX EQUATIONS D ÉCOULEMENT DE PUISSANCE.. ..	17
I-7-1 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J	19
I-7-2 Les étapes de calcul	19
I-8- CONCLUSION.....	20

CHAPITRE II:

Dispatching Economique Optimale

II-1 DÉFINITION.....	22
II-2 OBJECTIF DU DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL	22
II-3 DISTRIBUTION ÉCONOMIQUE DE LA CHARGE ENTRE LES GÉNÉRATEUR	23
II-4 DISPATCHING OPTIMAL DANS LE CAS SANS PERTES.....	23
II-4.1 Fonction du coût.	24
II-4.2 Incrémentation du coût	25
II-4.3 Les contraintes	26
II-4.3.1 Contraintes d'égalité	26
II-4.3.2 Contraintes d'inégalités.....	27
II-5 DISPATCHING OPTIMAL DANS LE CAS AVEC PERTES	27
II-6 INCRÉMENTATION DES PERTES DE TRANSMISSION	27
II-7 MÉTHODE DE RÉOLUTION DE DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL	28
II-7.1 Méthode lagrangien	28
II-7.2 Méthode graphique.. ..	32
II-8 DISPATCHING ECONOMIQUE OPTIMAL EN TENTE COMPTE DES PERTE.....	34
II-9 APPLICATION AUX RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....	36
II-10 CONCLUSION.....	38

SOMMAIRE

CHAPITRE III:

Particule SWARM D'Optimisation

III-1 INTRODUCTION.....	40
III-2 DÉFINITION.....	40
III-3 OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULE (OEP)	41
III-3-1 L'algorithme OEP.....	41
III-3-2 Description informelle.....	44
III-3-3 Principales caractéristiques.....	45
III-3-4 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Particules.....	46
III-4 EXPERIENCES D'OPTIMISATION.....	47
III-5 FORMALISATION D'UN ALGORITHME D'PSO APPLIQUE A L'OPF.....	49
III-6 CONCLUSION.....	51

CHAPITRE IV:

Test et Application aux Réseau Electrique

IV.1 INTRODUCTION:	53
IV.2 RÉSEAUX TESTS :	53
IV.2.1 Réseau électrique de 9 jeux de barres.....	53
IV.2.2 Réseau test IEEE 30-bus..	58
IV.2.3 Réseau test Sonelgaz.....	65
IV.3 CONCLUSION	68

CONCLUSION GÉNÉRAL	70
--------------------------	----

♦ Bibliographie.....	71
♦ Annexe.....	72

Liste des figures

Figure I.1: système à deux J.d.B	7
Figure II-1 : Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel.....	23
Figure II-2: Courbe de coût typique (entrée-sortie) d'un générateur.....	24
Figure II.3 courbe du coût de production d'un Générateur.....	26
Figure II-4 évolution de la répartition optimale des puissances générées.....	31
Figure II-5 solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédent).....	32
Figure II-6 : convergence le fonction de coût.....	36
Figure II-7: Optimisation la puissance générer total.....	36
Figure II-8 : Niveau de tension de chaque jeu de barre.....	37
FigureII-9 : L'angle de tension de chaque jeu de barre.....	37
Figure III.1 Le cercle virtuel pour un essaim de sept particules. Le groupe d'information de taille trois de la particule 1 est composé des particules 1, 2 et 7.....	44
Figure III.2 Schéma de principe du déplacement d'une particule .Pour réaliser son prochain	46
Figure III.3 Optimisation par essaim de particules.....	47
Figure III.4 Organigramme de PSO.....	48
Figure IV.1 Schéma unifilaire du réseau électrique de teste 9 bus.....	54
Figure IV.2 Niveaux de tension du réseau test 9 jeux de barres.....	55
Figure IV.3 Valeur de la fonction de coût du réseau 9 Bus durant le processus de l'PSO-OPF.....	57
Figure IV.4: Représente les résultats des puissance générés, le coût optimal ainsi qui comparaison entre leur résultats obtenus avec notre PSO-OPF et la méthode de newton-raphson.....	58
Figure IV.5 Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus.....	59
Figure IV.6 Courbe quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus.....	61
Figure IV.7 Niveaux de tension du réseau IEEE 30 Bus.....	62
Figure IV.8 Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.....	62
Figure IV.9 Valeur de la fonction de coût du réseau IEEE 30 Bus durant le processus de PSO.....	63
Figure IV.10 comparaison entre notre PSO-OPF et méthode classiques d'optimisation du point de vue coût et pertes de puissance.....	64

Figure IV.11 Valeur de la fonction de coût d'ouest du réseau algérien durant le processus de notre PSO-OPF.....	66
Figure IV.12 Résultats sur le deuxième cas (<i>avec pertes variables</i>).....	67

Liste des tableaux

Tableau I.1 : classification des variables.....	12
Tableau II.1 Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus.....	37
Tableau IV.1 données des jeux de barres du réseau électrique 9 bus.....	54
Tableau IV.2 Données des générateurs du réseau 9 bus.....	55
Tableau IV.3 Données des lignes et des transformateurs du réseau 9 bus.....	55
Tableau IV.4 Résultats des tensions du réseau électrique 9 bus.....	56
Tableau IV.5 Résultats économique des générateurs du réseau 9 bus.....	56
Tableau IV.6 Comparaison des résultats du réseau 9 bus obtenus par PF_N-R et PSO-OPF.....	57
Tableau IV.7 Données techniques et économiques des six générateurs du réseau test.....	60
Tableau IV.8 Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus.....	63
Tableau IV.9 Tableau de comparaison.....	64
Tableau 4.10.1 Comparaison des résultats obtenus de PSO du réseau ouest algérien.....	65
Tableau 4.10.2 Comparaison des résultats obtenus des notre PSO-OPF du réseau ouest algérien.....	66

Liste des Symboles et Acronymes

Symboles	ACRONYME
P_{Gi}	La puissance électrique produit par la centrale i .
P_D	La puissance totale demandée.
P_L	Les pertes de transport énergie électrique.
C_T	La fonction de coût total.
C_i	Coût de production de la centrale i .
a_i, b_i, c_i	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i .
$P_{Gi \max}$	Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i .
$P_{Gi \min}$	Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i .
$L()$	la fonction de Lagrange.
λ	Multiplicateur de Lagrange (réseau sans pertes)
N, n_g	nombre des générateurs.
IC	Incrémentation du coût.
K	Nombre d'itération.
λ'_k	Multiplicateur de Lagrange du générateur K (réseau avec pertes).
$D.E.O$	Dispatching Economique Optimal.
$N-R$	Newton-Raphson
$G-S$	Gauss-Seidel
OPF	Optimal power flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
P_R	la puissance totale injectée au réseau.
$[p.u]$	per unit (unité relative)
V_i	Module de tension au jeu de barres i
Θ_i	Angle de tension au jeu de barres i
PSO	Particles swarm optimization
OEP	Optimisation par Essaim de Particule
JDB	Jeux de barre
v_{k+1}	La vitesse de particule a l'iteration $k+1$
w	coefficient d'inertie

CHAPITRE UN

Généralités

I-1 INTRODUCTION :

L'étude de la répartition de charge coordonne la projection d'extension future des systèmes de puissance (dans les réseaux électriques). Ainsi que la détermination du régime de fonctionnement des réseaux existants dans le but d'obtenir l'exploitation la plus économique conduisant à la meilleure utilisation de toutes les sources. Pour ce fait les prévisions concernant la consommation et la production sont faites par des études approfondies qui ont à faire aux méthodes numériques appliquées en ce domaine. Ces études ont pour but, le contrôle de l'exécution des programmes ainsi d'établir la surveillance et le maintien de la puissance, la tension, le courant et la fréquence exigée, de façon à réaliser une utilisation optimale des sources énergétiques.

I-2 BUT DE L'ÉTUDE DE LA RÉPARTITION DE CHARGE :

L'étude de la répartition de charge permet :

- L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- La précision des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau.
- Le maintien des tensions aux J.d.B entre les limites tolérées ($V_{\min} < V < V_{\max}$), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs ...etc.

- Le contrôle de la puissance réactive c'est-à-dire, le maintien de cette puissance entre deux limites ($Q_{\min} < Q < Q_{\max}$), pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- L'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui permet d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usagers dans l'avenir).

I-3 DEFINITION DE L'ETUDE DE LA REPARTITION DE CHARGE : [2]

Les calculs de la répartition de charge prévoient les répartitions de puissance et de tension, pour avoir la capacité de réglage d'un système d'énergie spécifique par des générateurs, condensateurs, transformateurs et des charges à tension régulière.

Cette information est essentielle pour la continuité de l'évaluation des performances du courant dans le système d'énergie et pour analyser l'influence des variations à prévoir pour le développement des systèmes en cas d'augmentation de la demande de charge.

Cette analyse exige le calcul de nombreuses répartitions de charge soit à l'état normal ou dans les états critiques.

Le problème de la répartition de charge, consiste à calculer la répartition de puissance et de tension au réseau électrique, pour des conditions aux jeux de barres connues. On associe à chaque J.d.B quatre quantités.

La puissance active, la puissance réactive, le module de la tension et l'angle de phase, deux de ces quatre quantités sont spécifiées.

On a trois types de J.d.B :

- ***J.d.B de référence (slack bus) :***

C'est un élément fictif crée pour l'analyse de la répartition de charge, il est fictif car les pertes du système ne sont pas connues en avance, pour les calculs de la répartition de charge.

Par conséquent l'énergie réactive totale sous injectée est spécifiée pour chacun des J.d.B.

Pour mieux contrôler de tensions dans les J.d.B. il est nécessaire de choisir l'un de ces J.d.B comme référence, pour fournir des puissances active et réactive supplémentaires et

compenser les pertes dans les lignes de transmission qui restent inconnues jusqu'à l'obtention de la solution finale.

Au J.d.B de référence le module de la tension et l'angle de phase sont spécifiés.

- **J.d.B de contrôle (P.V bus) :**

On les appelle « P.V bus » où les grandeurs de la tension et la puissance active sont spécifiées. Les valeurs inconnues sont l'argument de la tension et la puissance réactive.

- **J.d.B de charge (P.Q bus):**

On les appelle aussi les « P.Q bus » où la puissance totale injectée est spécifiée pour chacun d'eux. La tension et l'argument sont deux inconnues.

I-4 LES ÉQUATIONS DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE : [1]

I-4-1 Les équations de performance du réseau électrique :

L'équation de la performance du réseau d'un système de puissance utilisant la structure de J.d.B de référence est écrite sous forme d'impédance

$$\bar{V}_{bus} = Z_{bus} \cdot \bar{I}_{bus} \quad (I-1)$$

Ou sous forme d'admittance :

$$\bar{I}_{bus} = Y_{bus} \cdot \bar{V}_{bus} \quad (I-2)$$

Les matrices d'impédance et d'admittance aux J.d.B peuvent être formées soit pour un réseau sans, ou avec mise à la terre.

Les éléments de la matrice doivent tenir compte des éléments shunt à la terre, comme les condensateurs statiques, les inductances, les lignes de charges et les éléments shunts de transformateurs.

Quand le J.d.B de la mise à la terre est inclus et choisit comme un nœud de référence, les tensions de J.d.B dans les équations de performance de réseau (I-1) et (I-2) sont mesurées tout en référent à la mise à la terre.

Si le J.d.B de la mise à la terre n'est pas inclus dans le réseau, les éléments des matrices impédance et admittance de J.d.B ne doivent pas prendre en considération les effets

des éléments shunts, et un J.d.B quelconque est pris comme un nœud de référence, Dans ce cas les éléments shunts sont considérés comme des sources de courant aux J.d.B de réseau.

En utilisant la structure de boucle de référence, les équations de performance du réseau sont :

$$\bar{V}_{boucle} = Z_{boucle} \cdot \bar{I}_{boucle}$$

$$\bar{I}_{boucle} = Y_{boucle} \cdot \bar{V}_{boucle}$$

I-4-2 Les équations aux J.d.B de charge :

Les puissances active et réactive à chaque J.d.B « i » sont :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \tag{I-3}$$

Avec :
$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \tag{I-4}$$

Dans la formulation de l'équation du réseau, si les éléments shunts de mise à la terre sont inclus dans la matrice des paramètres l'équation (I-4) donne le courant total au J.d.B. D'un autre côté, si les éléments shunts du réseau ne sont pas inclus. Le courant total au J.d.B « i » est :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i \cdot V_i \tag{I-5}$$

Y_i : Admittance totale shunt au J.d.B « i ».

$Y_i \cdot V_i$: Courant de shunt circulant du J.d.B « i » vers la terre.

I-4-3 Exemple d'un système à deux J.d.B : [2]

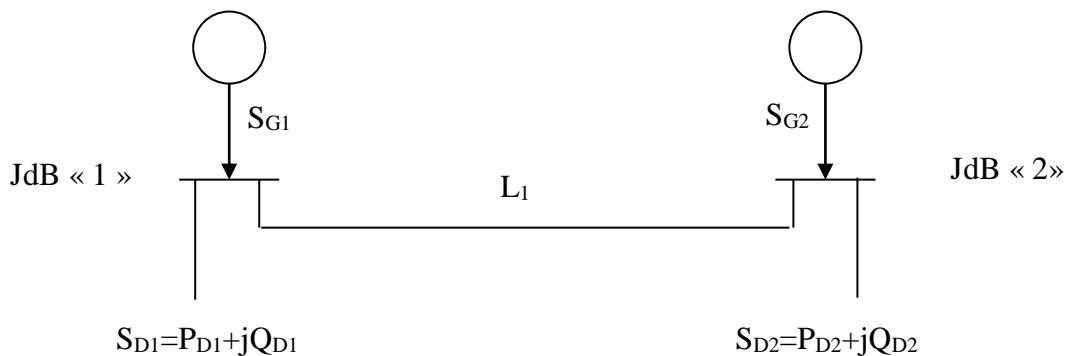


Figure I.1: système à deux J.d.B

On note que:

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} \quad S_2 = S_{G2} - S_{D2}$$

Et en générale :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \tag{I-6}$$

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{Gi} + jQ_{Gi} - (P_{Di} + jQ_{Di})$$

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di})$$

L'application des lois de KIRCHHOFF sur le système donne :

Au niveau de J.d.B « 1 »

$$I_1 = y_p \cdot V_1 + y_s (V_1 - V_2) = (y_p + y_s) V_1 - y_s \cdot V_2 \tag{I-6-1}$$

On sait que :

$$S_1 = V_1 \cdot I_1^* \Rightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1}$$

Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = y_p \cdot V_2 + y_s (V_2 - V_1) = (y_p + y_s) V_2 - y_s V_1 \tag{I-6-2}$$

Avec :

$$S_2 = V_2 \cdot I_2^* \Rightarrow I_2 = \frac{S_2^*}{V_2}$$

Alors on peut écrire (I-6-1) (I-6-2) sous la forme :

$$I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \tag{I-7}$$

$$I_2 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2$$

Avec

$$Y_{11} = y_p + y_s \quad , \quad Y_{22} = y_p + y_s$$

$$Y_{12} = -y_s \quad , \quad Y_{21} = -y_s$$

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \tag{I-8}$$

On remplace (I-8) en (I-7) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n » J.d.B connectés entre eux

$$\begin{aligned}
 I_1 &= \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) V_1 + (-y_{12}) V_2 + \dots + (-y_{1n}) V_n \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 I_n &= (-y_{n1}) V_1 + (-y_{n2}) V_2 + \dots + \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \right) V_n
 \end{aligned}$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \sum_{i=1, i \neq n}^n y_{1i} & \cdot & \cdot & (-y_{1n}) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ (-y_{n1}) & \cdot & \cdot & \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \end{pmatrix}$$

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} \qquad V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix}$$

I-4-4 Calcul de la puissance au niveau de J.d.B :

On a :

$$\begin{aligned}
 S_i &= (P_{Gi} - P_{Di}) + j (Q_{Gi} - Q_{Di}) \\
 &= P_i + jQ_i
 \end{aligned}$$

Alors :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i$$

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \tag{I-9}$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot \underline{\delta}_i$$

$$y_{ij} = |y_{ij}| \cdot \underline{\gamma}_{ij}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1} y_{ij} \cdot V_j = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})}$$

Donc

$$\begin{aligned} P_i &= \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \\ Q_i &= -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{I-10})$$

I-4-5 Les équations d'écoulement dans les lignes : [1]

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes.

Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k) y_{ik} + V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-11})$$

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k ».

y'_{ik} : Admittance totale de la ligne de charge.

$V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$: Contribution du courant au J.d.B « i » due a la ligne de charge.

La puissance écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (\text{I-12})$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-13})$$

Soient P_{ki} et Q_{ki} les puissances active et réactive réparties du J.d.B « k » vers le J.d.B « i ».

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-14})$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée a partir des relations (I-13) et (I-14).

I-4-6 Les pertes de puissance dans lignes : [2]

Au niveau de J.d.B la puissance apparente nette est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée.

Pour un J.d.B « i » :

On a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

Avec :

$$\begin{aligned}
 P_i &= P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip} \\
 Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq} \\
 \sum P_i &= \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \\
 \\
 \sum Q_i &= \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di}
 \end{aligned}
 \tag{I-15}$$

Le système d'équations (I-15) exprime l'expression des pertes.

Ou bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme donne l'expression des pertes

$$\begin{aligned}
 P_{Lij} &= P_{ij} + P_{ji} \\
 Q_{Lij} &= Q_{ij} + Q_{ji}
 \end{aligned}
 \tag{I-16}$$

I-5 CLASSIFICATION DES VARIABLES D EQUATIONS D ÉCOULEMENT DE PUISSANCE :

I-5-1 Les variables de perturbation :

Ces sont des variables non contrôlées représentant les puissances demandées par les charges, le vecteur de perturbation est :

$$P = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{pmatrix}$$

I-5-2 Les variables d'état :

Ces sont :

$|V_1|, |V_2|, |\delta_1|, |\delta_2|$ qui sont représentées par le vecteur

$$X = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ V_1 \\ V_2 \end{pmatrix}$$

X : est appelé vecteur d'état.

I-5-3 Les variables de contrôle :

Ces sont :

$P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$

$$\begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{pmatrix}$$

Le tableau ci-dessous représente la classification des nœuds.

Type de J.d.B	Les variables connues						Les variables inconnues			
	P_D	Q_D	P_G	Q_G	$ V $	δ	P_G	Q_G	$ V $	Δ
J.d.B de référence	•	•			•	•	•	•		
J.d.B de charge	•	•	•	•					•	•
J.d.B de contrôle	•	•	•		•			•		•

Tableau I.1 : classification des variables

L'écoulement de puissance au niveau des J.d.B dans un système de puissance est comme suit :

1% J.d.B de référence.

80% a 90% J.d.B de charge.

Le reste J.d.B de contrôle.

I-6 LES METHODES NUMERIQUES UTILISEES :**I-6-1 Introduction :**

La modélisation mathématique des systèmes non linéaires qu'il fallait résoudre pour l'étude du phénomène de la répartition de charge, consiste à faire appel aux outils mathématiques tel que, les méthodes itératives approximatives par ce que pour les systèmes

des équations non linéaires c'est impossible de les résoudre par les méthodes directes (règle de CRAMER, méthode des racines carrées....), Ou par les méthodes itératives (méthode de relaxation), pour cela on utilise les méthodes itératives approximatives (méthode de GAUSS, méthode de GAUSS-SEIDEL, méthode de NEWTON-RAPHSON,.....).

Dans ce chapitre nous présenterons les techniques numériques de quelques méthodes de calcul :

- Méthode de GAUSS-SEIDEL.
- Méthode de NEWTON-RAPHSON.

Pour notre travail on a choisit la méthode de NEWTON-RAPHSON.

I-6-2 La méthode itérative de GAUSS-SEIDEL: [4]

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une de plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance pour résoudre un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires.

Principe :

Soit à résoudre l'équation : $f(x) = 0$

Cette méthode est basée sur le changement de l'équation $f(x) = 0$ à la forme $x = g(x)$.

Pour une fonction $f(x) = 0$, il est toujours possible de trouver une fonction $g(x)$, tel que $x = g(x)$ ($g(x)$ n'est pas unique).

On estime une valeur initiale x^0

$$\begin{cases} x^1 = g(x^0) \\ x^2 = g(x^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ x^{k+1} = g(x^k) \end{cases}$$

Où k : numéro d'itération

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de convergence :

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon$$

Pour un système de n équations :

$$f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

$$f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

.

.

.

$$f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

Pour trouver l'algorithme de Gauss-Seidel on a besoin de reformer la fonction $f(x) = 0$ à la forme itérative $x = g(x)$

$$\begin{cases} x^1 = g(x^0) \\ x^2 = g(x^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ x^{k+1} = g(x^k) \end{cases}$$

A la fin de chaque itération on fait le test de convergence :

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon$$

I-6-3 La méthode de Newton-Raphason (principe): [3]

I-6-3-1 Résolution d'une équation à une variable unique non linéaire :

Soit une fonction scalaire $f(x)$.

Si f est continue et dérivable au voisinage de x , alors son développement en série de TAYLOR au voisinage $x = x^{(0)}$ est :

$$f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} + f''(x^{(0)}) \frac{(\Delta x^{(0)})^2}{2!} + \dots$$

Si $x^{(0)}$ est une estimation proche de la solution de $f(x) = 0$, alors le carré de l'erreur $\Delta x^{(0)}$ (où $\Delta x^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$) et les termes de degrés supérieurs sont négligeables.

On aura l'équation :

$$f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} = 0$$

$$\Delta x^{(0)} = -\frac{f(x^{(0)})}{f'(x^{(0)})}$$

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} = x^{(0)} - \frac{f(x^{(0)})}{f'(x^{(0)})}$$

En général :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \frac{f(x^{(k)})}{f'(x^{(k)})}$$

k : Nombre des itérations, $k = 0, 1, 2, \dots, n$.

I-6-3-2 Résolution d'un système d'équation à ((n)) variables non linéaire: [5]

Considérons un système d'équations en général non linéaire :

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \tag{I-17}$$

On pose

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{pmatrix} \quad f = \begin{pmatrix} f_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n \end{pmatrix}$$

Le système (I-17) peut donc s'écrire sous une forme :

$$f(x) = 0 \tag{I-18}$$

La solution exacte de (I-18) pourra alors se mettre sous la forme :

$$x = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} \tag{I-19}$$

$$x^{(0)} = (x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$$

$$\Delta x^{(0)} = (\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)})$$

En portant l'expression (I-19) dans (I-18), on aura :

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = 0 \tag{I-20}$$

Supposons que $f(x)$ soit continûment dérivable dans un certain domaine qui contient x et $x^{(0)}$ et décomposons le premier membre de l'équation (I-20) par rapport aux puissances de petit vecteur $\Delta x^{(0)}$, on nous bornons aux termes linéaires.

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} = 0 \tag{I-21}$$

Ou, sous une forme développée :

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1(x) = f_1(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)} = 0 \\ f_2(x) = f_2(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)} = 0 \\ \dots\dots\dots \\ f_n(x) = f_n(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right)\Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right)\Delta x_n^{(0)} = 0 \end{array} \right. \tag{I-22}$$

Où $f(x) = f(x_1 + \Delta x_1, x_2 + \Delta x_2, \dots, x_n + \Delta x_n)$

On peut écrire la formule (I-21) sous la forme :

$$f(x^{(0)}) + W(x^{(0)})\Delta x^{(0)} = 0$$

Donc la matrice jacobienne du système des fonctions f_1, f_2, \dots, f_n des variables x_1, x_2, \dots, x_n

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ f_2(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \dots & \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \\ \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \dots & \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) & \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_2}\right) & \dots & \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = 0 \tag{I-23}$$

En supposant que la matrice $W(x^{(0)})$ est régulière, on obtient :

$$\Delta x^{(0)} = -W^{-1}(x^{(0)}) \cdot f(x^{(0)})$$

Par conséquent :

$$x^{(1)} = x^{(0)} - W^{-1}(x^{(0)}) \cdot f(x^{(0)})$$

En général :

$$x^{(P+1)} = x^{(P)} - W^{-1}(x^{(P)}) \cdot f(x^{(P)})$$

$$P = 0, 1, 2, \dots$$

I-6-3-3 Critère d'arrêts des itérations :

On arrête les opérations par l'un des tests suivants :

- 1/ $|x_i^{(K+1)} - x_i^K| < \varepsilon_1$
- 2/ $\frac{|x_i^{(K+1)} - x_i^K|}{x_i^{(K+1)}} < \varepsilon_2$
- 3/ $|f_i(x^{(K+1)})| < \varepsilon_3$
- 4/ $K > K_{\max}$

Où $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ sont des bornes supérieures de l'erreur fixées a priori et K_{\max} est le nombre maximum admissible d'itérations.

I-7 LA MÉTHODE DE NEWTON-RAPHSON APPLIQUEE AUX EQUATIONS D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE : [1]

D'après la forme générale d'équations de puissance au J.d.B :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{(I-24)}$$

Où $i = 1$ c'est le J.d.B de référence

n : Nombre de J.d.B

i : Numéro de J.d.B

Après développement de F_{ip} et F_{iq} en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad \text{(I-25)}$$

Avec $F_{ip}^{(0)}$ et $F_{iq}^{(0)}$ sont des fonctions de tension et de phase :

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

$$\text{Avec } \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-26})$$

Les deux systèmes d'équations (I-25) et (I-26) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2p}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{np}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{2q}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial F_{nq}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{|V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \cdot \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-27})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta_i^{(K)} = \delta_i^{(K+1)} - \delta_i^{(K)} \quad i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (\text{I-28})$$

$$\Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(K+1)} - |V_i|^{(K)}$$

L'adaptation de (I-27) avec (I-28) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V|^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(K)} \\ |V|^{(K)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \delta_i^{(K+1)} \\ |V|^{(K+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(K)} \\ |V|^{(K)} \end{bmatrix} + [J^{(K)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix}$$

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrice de Jacobinne.

I-7-1 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J :

A partir du système d'équations (I-24) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J₁:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j$$

(I-29)

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

Sous matrice J₂:

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j$$

(I-30)

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

Sous matrice J₃:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j$$

(I-31)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i = j$$

Sous matrice J₄:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j$$

(I-32)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i||y_{ij}| \sin(\gamma_{ij}), \quad i = j$$

I-7-2 Les étapes de calcul : [2]

1. A partir des données du système, on prend la matrice d'admittance Y_{bus} .
2. On estime les valeurs initiales $|V_i|^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de contrôle.
3. On calcule P , Q qui nous donnent ΔP , ΔQ .

4. Formation de la matrice Jacobienne J.
5. On trouve l'inverse de Jacobienne.

6. On calcule
$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

On obtient :

$$\begin{aligned} \delta_i^{(1)} &= \delta_i^{(0)} + \Delta\delta_i^{(0)} \\ |V_i|^{(1)} &= |V_i|^{(0)} + \Delta|V_i|^{(0)} \end{aligned}$$

7. le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie.
 $\max(\Delta P, \Delta Q) \leq \varepsilon$.
8. On prend les résultats obtenus.

I-8- CONCLUSION :

Dans ce chapitre, on a présenté des informations sur la répartition des charges électriques, et a montré de la méthode numérique qui traite le problème d'écoulement des puissances électriques (GAUSS-SIEDEL, NEWTON RAPHSON).

Au chapitre suivant, on va parler sur dispatching économique optimal (D.E.O) qui est très important dans les sociétés électriques.

CHAPITRE DEUX

Dispatching Economique Optimale

II-1 DÉFINITION :

Les termes « Dispatching Optimal », « Dispatching de génération Optimal », « Dispatching Economique Optimal », « Répartition de puissance Optimal », et « Répartition de charge Optimal » sont essentiellement des synonymes basés sur un type de calcul de répartition dans lesquels quelques quantités sont minimisées, pendant l'horaire de génération, le terme général « Dispatching Economique » est rapporté à la formulation dans lesquelles les coûts d'investissement sont minimisés.

II-2 OBJECTIF DU DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL : [6]

L'objectif du dispatching économique est généralement la minimisation d'une ou plusieurs fonctions. Ces fonctions sont largement les coûts finals, notamment les coûts du carburant qui doivent représenter les coûts économiques.

Pour mieux comprendre cet objectif nous donnons ici quelques exemple :

1-Dans un réseau composé de centrales hydrauliques, le dispatching optimal tend à minimiser la quantité d'eau gaspillée ou de produire le maximum de MWH à partir de la quantité d'eau disponible.

2-Dans un réseau composé de centrales thermiques à charbon, le dispatching économique tend à répartir la génération entre les différentes stations pour minimiser la pollution dans des régions critiques limitées.

3- Soit deux générateurs l'un fonctionne à pétrole et l'autre à gaz les dispatching optimal est partager la charge entre les deux générateurs pour que le coût total de génération soit minimal.

II-3 DISTRIBUTION ÉCONOMIQUE DE LA CHARGE ENTRE LES GÉNÉRATEUR :

Plusieurs facteurs seraient nommés comme importants dans la production de l'énergie électrique à un coût minimale, c'est :

- Les rendements des générateurs.
- Le coût du carburant.
- Les pertes dans les lignes de transmission.

Evidament le générateur le plus efficace dans un système ne peut pas garantir le plus moindre coût par Mwh comme il doit être éloigné de la charge et / ou il doit être localisé dans une surface où le coût carburant est élevé.

Par la suite nous donnerons une idée générale sur la distribution économique (Dispatching Optimal) dans les deux cas sans pertes et avec considération des pertes :

II-4 DISPATCHING OPTIMAL DANS LE CAS SANS PERTES :

Considérons un système énergétique (réseau électrique), ayant des générateurs commandés, supposons que ces générateurs sont soit dans la même station ou suffisamment fermés ensemble tel que l'effet des pertes dans les lignes de transmission doit être négliger.

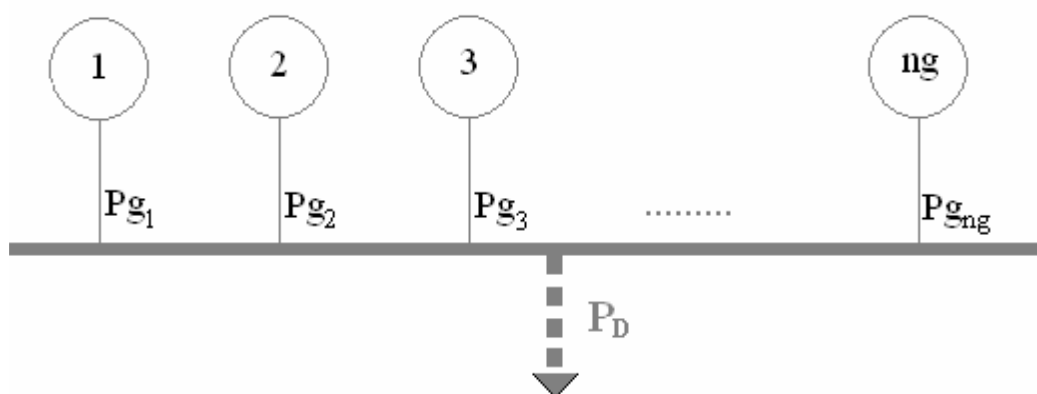


Figure II-1 : Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel.

On choisi le Kilo Dinars comme référence d'évaluation du coût de la mise en charge. Dans ce cas on considère que les frais susceptible d'être contrôlés, à savoir les frais du combustible.

II-4.1 Fonction du coût :

Le coût de production d'une unité est en fonction de la puissance générée et des frais constants, qui peut être exprimé par la relation suivante :

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 \tag{II.1}$$

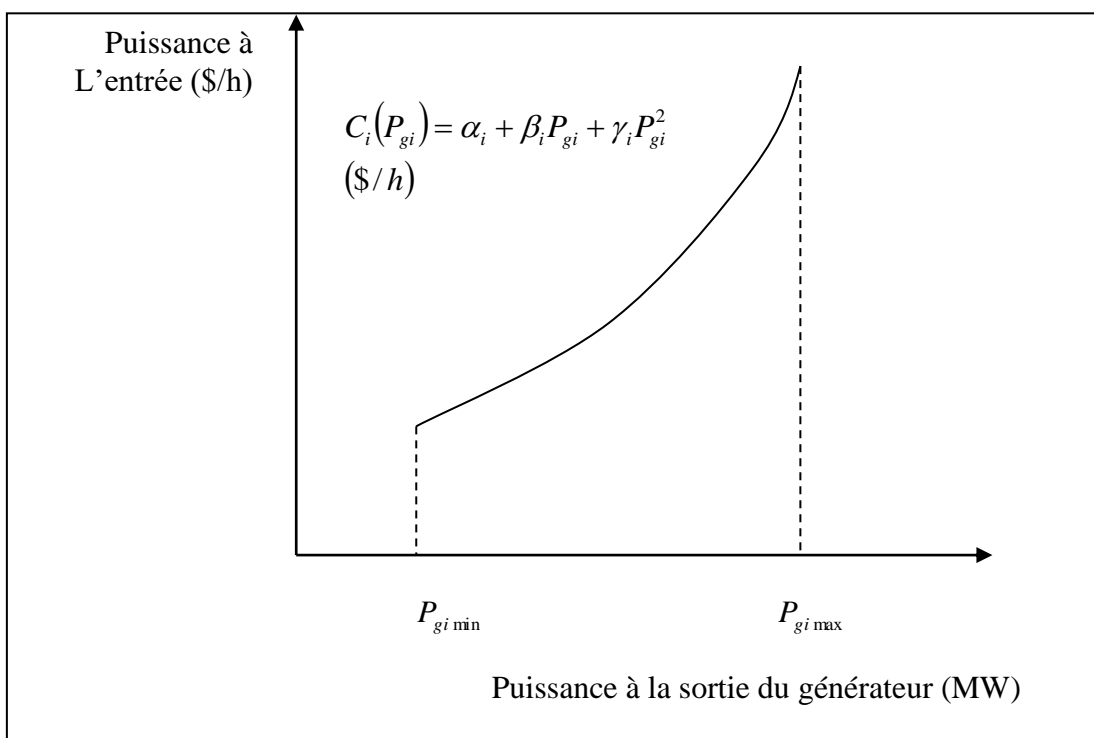


Figure II-2: Courbe de coût typique (entrée-sortie) d'un générateur

La famille de fonction C_i est souvent déterminée d'une manière empirique qui s'appuie sur l'expérience et non sur une théorie et bien sur les frais de combustible représentant la partie dominante mais sans ignorer les autres frais opération et maintenances etc....

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

$$C = \sum_{i=1}^K C_i \dots \dots \dots KDAI h \tag{II.2}$$

Avec :

K : le nombre des générateurs

L'énergie active générée P_{Gi} , influe principalement sur le coût C_i . L'augmentation des puissances générées nécessite l'augmentation des moments rotatifs du moteur entraînant le générateur, et cela nécessite l'augmentation de coût du carburant.

L'énergie réactive n'a aucun effet sur la fonction de coût, pour cela la fonction du coût s'exprime seulement en fonction de P_{Gi} :

$$\Rightarrow C = \sum_{i=1}^K C_i(P_{Gi}) = C_1(P_{G1}) + C_2(P_{G2}) + \dots + C_K(P_{GK}) \dots \text{KDAI h}$$

C_i est le coût exprimé en (KDA/h), spécifique à la production d'énergie dans l'unité de génération numéro i.

La puissance réelle générée est responsable de l'influence principale sur le coût C_i , l'augmentation des quantités de productions réelles se fait par l'augmentation des couples de rotation du moteur de base, et cela demande une augmentation de consommation du combustible, donc du coût de production

Par conséquent, on bien pour le coût total de la production commandé la relation :

$$C = \sum_{i=1}^K C_i(P_{Gi}) = C_1(P_{G1}) + C_2(P_{G2}) + \dots + C_K(P_{GK}) \dots \text{KDAI h} \quad (II.3)$$

Si le coût C peut s'écrire sous la forme d'une somme de termes dépendant chacun d'une seule variable, on dit que la fonction C est séparable

II-4.2 Incrémentation du coût :

La dérivée partielle $\delta C_i / \delta P_{Gi}$ de la fonction de coût s'appelle l'incrément du coût du générateur i. Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée comme elle est montrée sur la figure II-3.

Son unité s'exprime en kDA/Kwh, pour les grands générateurs l'unité est kDA/Mwh.

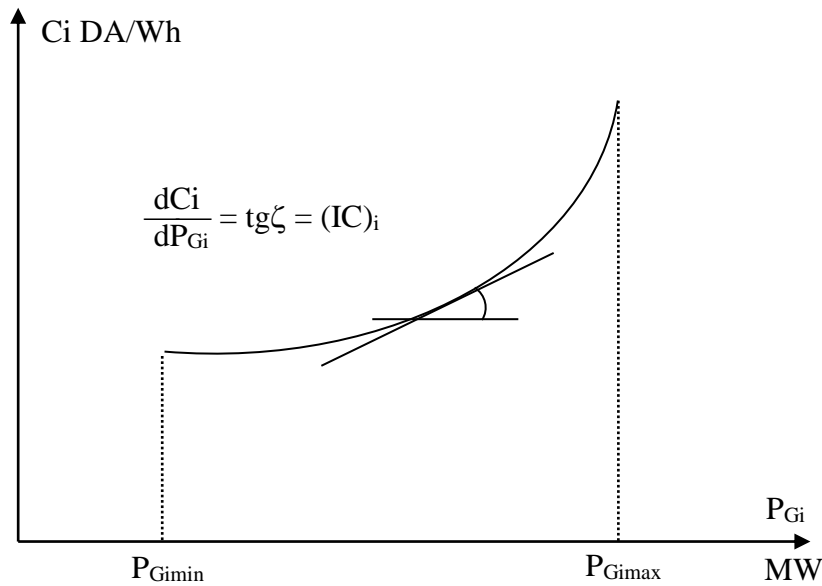


Figure II.3 courbe du coût de production d'un Générateur

Pour les centrales thermique à charbon, pétrole et gaz les IC_i sont de même nature mais cela ne s'applique pas sur les centrales nucléaires (de centrale à chargement).

II-4.3 Les contraintes :

La variable P_{Gi} qui minimise la fonction coût satisfaire les contraintes suivantes :

II-4.3.1 Contraintes d'égalité :

Il faut choisir P_{Gi} qui minimise la fonction coût, et qui assurent l'équilibre statique de l'énergie (demande – production) dans le système.

Ceci peut être représenté mathématiquement par la relation suivante qui représente la puissance réelle que doit générée par les centrales commandées.

$$P_D = P_{Dtot} + P_{Gbase} \quad (\text{II.4})$$

Sont :

P_{Dtot} : la puissance totale demandée dans le système.

P_{Gbase} : la puissance de base totale générée, considérée comme constante.

L'équilibre énergétique est obtenu lorsque les variables P_{Gi} vérifiant l'équation.

1. Cas d'un réseau sans pertes :

$$\sum_{i=1}^K P_{Gi} = P_D \quad (\text{II.5})$$

2. Cas d'un réseau avec pertes :

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

$$P_D = P_{Dtot} + P_{Gbase}$$

Où :

Pour des raisons d'analyse on préfère que l'équation (II.5)

S'écrit sous la forme :

$$\sum_{i=1}^K P_{Gi} - P_D = F(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}) = 0 \quad (\text{II.7})$$

II-4.3.2 Contraintes d'inégalités :

Puisque, chaque générateur est limité par sa capacité minimale et maximale de production il faut que la puissance P_{Gi} choisi doive être satisfaire la contrainte d'inégalité :

$$P_{Gimin} < P_{Gi} < P_{Gimax} \quad (\text{II.8})$$

II-5 DISPATCHING OPTIMAL DANS LE CAS AVEC PERTES :

Quand il est nécessaire de transporter l'énergie à des grandes distances où quand on alimente une grande surface à basse concentration de charge, les pertes de transmission dans le cas extrême peuvent atteindre 15 ou 20% de la charge totale. Dans ce cas il est nécessaire de les prendre en considération lorsque on développe une stratégie de distribution optimale.

II-6 INCRÉMENTATION DES PERTES DE TRANSMISSION :

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

II-7 MÉTHODE DE RÉOLUTION DE DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL :

On présente quelques méthodes analytiques utilisées dans la minimisation du coût de production (Dispatching économique optimal) dans un réseau électrique, que se soit sans pertes (multiplicateur de Lagrange) ou avec considération des pertes (b coefficients, Z_{bus} etc.). Ces dernières méthodes sont basées sur la détermination de l'incrément de pertes de transmission.

Le choix de l'une de ces méthodes est basé sur la facilité qu'elle offre du point de vue programmation et de la précision obtenue.

II-7.1 Méthode lagrangien :

Donc, on remarque que cette formulation est caractérisée par une fonction de coût qui est la seule non-linéarité, une contrainte d'égalité scalaire unique et des contraintes d'inégalités sous forme de limites inférieures et supérieures sur les puissances produites.

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on formule le lagrangien comme suit,

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{g_i} + \gamma_i P_{g_i}^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_i}) \quad (\text{II.9})$$

Les conditions d'optimalités nécessaires sont les équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial P_{g_i}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{g_i} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_i} = 0 \quad ; i = 1, ng \\ P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \end{array} \right. \quad (\text{II.10})$$

On peut résoudre ce système d'équations d'ordre $ng+2$ par la substitution des valeurs P_{g_i} des premières équations dans l'avant dernière équation.

$$P_{g_i} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} ; i = 1, ng \quad (\text{II.11})$$

En remplaçant l'équation (II.11) dans l'équation (II.5), on aura

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2\gamma_i} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II.12})$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (II.12) est comme suit :

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i} \quad (II.13)$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (II.11) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{g opt_i} = \frac{1}{2\gamma_i} \left(\left(\left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i} \right) - \beta_i \right); i = 1, ng \quad (II.14)$$

Simple exemple:

Trouver la répartition optimale des puissances générées pour le cas suivantes:

La puissance demandé totales : 975MW.

Les contraintes d'inégalité :

$$200 \leq P_1 \leq 450$$

$$150 \leq P_2 \leq 350$$

$$100 \leq P_3 \leq 225$$

On pose la valeur initial (estimer) de $\lambda=6$.

La fonction objective pour chaque générateur est donnée par : $C_i=f(P_{gi})$

$$C_1=500+5.3P_{g1}+0.004P_{g1}^2.$$

$$C_2=400+5.5P_{g2}+0.006P_{g2}^2.$$

$$C_3=200+5.8P_{g3}+0.009P_{g3}^2.$$

Donc

$$P_{g1}^{(1)} = \frac{6 - 5.3}{2 \cdot (0.004)} = 87.5$$

$$P_{g2}^{(1)} = \frac{6 - 5.5}{2 \cdot (0.006)} = 41.67$$

$$P_{g3}^{(1)} = \frac{6 - 5.8}{2 \cdot (0.009)} = 11.11$$

$$\Delta P^{(1)} = 975 - (87.5 + 41.67 + 11.11) = 834.72.$$

On calcule la variation de lambda:

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{834.72}{\frac{1}{2 \cdot (0.004)} + \frac{1}{2 \cdot (0.006)} + \frac{1}{2 \cdot (0.009)}} = 3.1632$$

Donc nous avons trouvé la nouvelle valeur de lambda:

$$\lambda(2) = 6 + 3.1632 = 9.1632$$

Pour la deuxième itération nous avons obtenir :

$$Pg1^{(2)} = \frac{9.163 - 5.3}{2.(0.004)} = 482.89$$

$$Pg2^{(2)} = \frac{9.163 - 5.5}{2.(0.006)} = 305.26$$

$$Pg3^{(2)} = \frac{9.163 - 5.8}{2.(0.009)} = 186.84$$

Et

$$\Delta P^{(2)} = 975 - (482.89 + 305.26 + 186.84) = 0.$$

La contrainte d'inégalité pour le générateur No.1 a été dépassée, donc, la valeur de la puissance générée pour ce générateur prend la valeur limite 482 à 450 donc:

Le processus de calcul continue :

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{32.89}{\frac{1}{2.(0.006)} + \frac{1}{2.(0.009)}} = 0.2368$$

Et la nouvelle valeur de lambda:

$$\lambda(2) = 9.1632 + 0.2368 = 9.4$$

Et les nouvelles puissances générés:

$$Pg1^{(3)} = 450$$

$$Pg2^{(3)} = \frac{9.4 - 5.5}{2.(0.006)} = 325$$

$$Pg3^{(3)} = \frac{9.4 - 5.8}{2.(0.009)} = 200$$

Et

$$\Delta P^{(3)} = 975 - (450 + 325 + 200) = 0.$$

Lorsque le contrainst d'égalité est vérifie la arrive a la répartition optimal des puissance généré, et le coût optimal est déterminée par :

$$\begin{aligned} Ct &= 500 + 5.3 \times 450 + 0.004 \times 450^2 + 400 + 5.5 \times 325 + 0.006 \times 325^2 + 200 + 5.8 \times 200 + 0.009 \times 200^2 \\ &= 8,236.25 \text{ \$/h} \end{aligned}$$

En programme dans langage de programmations Matlab à été réalisé, les résultats obtenus sont identiques :

```
cost=[...
    500 5.3 0.004
    400 5.5 0.006
    200 5.8 0.009];
```

```
mwlimits=[ 200 450
    150 350
    100 225];
```

Pdt=975;

Incrémentation de coût (system lambda):

Lambda = 9.4000 en \$/MWh

La répartition optimale dans la puissance générée:

pg =

450.0000 325.0000 200.0000

Le coût total est :

Ct = 8.2363e+003 \$/h

La Figure II-4 illustre les courbes des puissances générées ainsi que la valeur de λ :

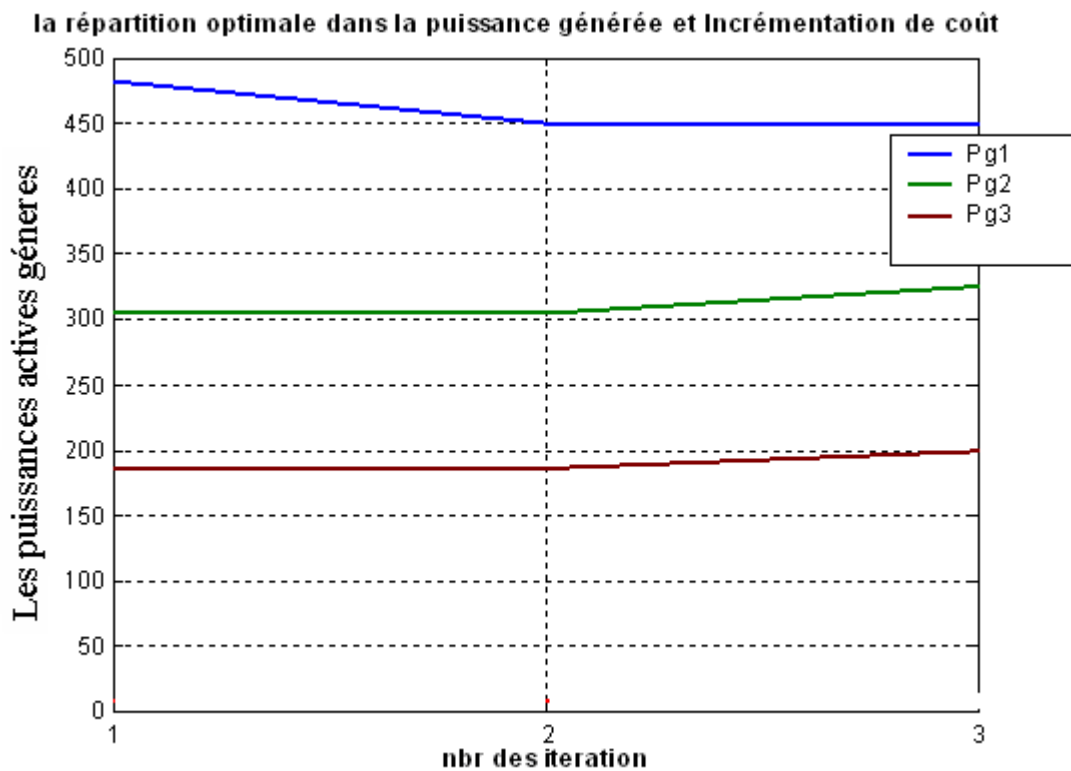


Figure II-4 évolution de la répartition optimale des puissances générées

II-7.2 Méthode graphique:

On peut aussi déterminer la solution optimale du dispatching économique par une méthode graphique. Du fait que dans l'équation (II.10), la dérivée du lagrangien par rapport à la puissance produite de chaque générateur contient la même valeur lambda ; donc une solution facile et graphique au problème d'optimisation peut être obtenue.

De l'équation (II.6), on peut placer les valeurs de lambda à gauche du signe d'égalité :

$$\begin{aligned}
 \lambda &= (\beta_1 + 2\gamma_1 P_{g_1}) \\
 \lambda &= (\beta_2 + 2\gamma_2 P_{g_2}) \\
 \lambda &= (\beta_3 + 2\gamma_3 P_{g_3}) \\
 &\vdots \\
 \lambda &= (\beta_{ng} + 2\gamma_{ng} P_{g_{ng}}) \\
 0 &= P_D - (P_{g_1} + P_{g_2} + \dots + P_{g_{ng}}) \\
 P_{g_i}^{\min} &\leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max}
 \end{aligned}
 \tag{II.15}$$

La dérivée de la fonction objective est représentée par un droit dit « le taux incrément du combustible ou l'incrément du coût lambda ».

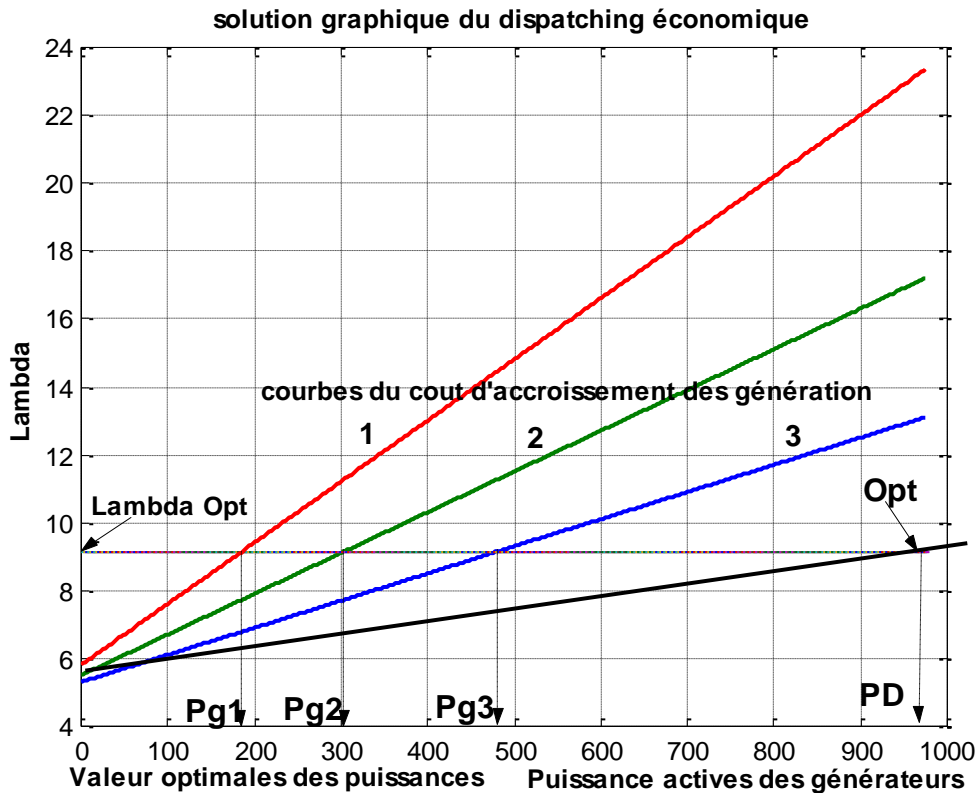


Figure II-5 solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédant)

Cette méthode graphique a été largement utilisée et reste jusqu'à maintenant une technique d'optimisation très importante pour la résolution des problèmes où une seule contrainte d'égalité est donnée. Le problème devient plus difficile quand une puissance du générateur à optimiser avec la procédure précitée obtient une valeur au-dessus du maximum. Dans ce cas, nous parlons d'une contrainte violée.

On va prendre maintenant en considération les pertes de puissance active dans les transformateurs et les lignes de transport de trois manières :

Premièrement, si on considère les pertes actives (P_L) constantes de l'ordre de 50% des puissances demandées (selon la nature du réseaux), à ce moment là rien ne change dans les deux procédures précitées. Seulement on remplace la charge totale P_D par P_D+P_L pour trouver les valeurs optimales des puissances produites.

D'après les équations (II.15), chaque générateur participant au dispatching économique doit avoir la même valeur de lambda à l'optimum. Le dispatching économique est alors aussi appelé le dispatching du coût d'accroissement égal. Dans la figure II-5, le membre droit des équations (II.15) est tracé sauf pour les deux dernières équation (la somme de puissance produite= charge ; et limites maximale et minimale des puissances active générées). En ajoutant graphiquement les valeurs des puissances ; on aboutit à une seule courbe. Sachant que les courbes de la figure II.5 sont des lignes droites parce que les courbes du coût des puissances des générateurs ont été supposées purement quadratiques. Quand les courbes du coût ne sont pas quadratiques (mais encore convexes), la première dérivée par rapport à la puissance du générateur ne sera pas linéaire, elles ne seront pas représentées par des lignes droites. Quand toutes les courbes individuelles sont additionnées, la courbe résultante représente le coût d'accroissement total de tous les générateurs. Cette addition n'est possible que si 'équation $\lambda = (\beta_i + 2\gamma_i P_i)$ est valable pour chaque générateur i. comme montré dans la figure II-5, la valeur de la charge totale (P_D) peut être prise comme point de départ d'une ligne verticale qui peut être tirée jusqu'à ce que la ligne du coût d'accroissement totale soit traversée. Cette valeur de la traversée (Opt) est prise comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche. Cette ligne indique la valeur optimale de lambda pour toutes les puissances active des générateurs. Les points d'intersection de cette ligne avec les courbes du coût d'accroissement originale sont les valeurs optimales de la solution. Pour obtenir les puissances optimales des générateurs, il suffit de tracer des lignes verticales descendantes à partir des courbes du coût d'accroissement des générateurs 1, 2 et 3

II-8 Dispatching Economique Optimal En Tente Compte Des Perte :

Le traitement mathématique dans ce cas est le même que dans un réseau sans pertes, sauf que nous devons maintenant intervenir les pertes de transmission comme une contrainte additionnelle dans l'équation :

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_K = \sum_{n=1}^K C_n \quad (\text{II.16})$$

C_T est maintenant le coût total de tout le carburant du système complet, qui est la somme des coût individuels C_1, C_2, \dots, C_K des centrales. La puissance totale du réseau fournie par les centrales est :

$$P_T = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^K P_n \quad (\text{II.17})$$

Où P_1, P_2, \dots, P_K est les puissances individuelles des centrales fournies au réseau. Le coût total du carburant du système est en fonction des puissance d'entrées. La relation de contrainte sur la valeur minimale de C_T est :

$$\sum_{n=1}^K P_n - P_L - P_R = 0 \quad (\text{II.18})$$

Où P_R est la puissance totale réservée par les charges du système et P_L représenté les pertes de transmission qui sont fonction des puissance fournie au réseau par charge centrale. Puisque P_R constante : $dP_R=0$; par conséquent :

$$\sum_{n=1}^K dP_n - dP_L = 0 \quad (\text{II.19})$$

Et comme un coût minimal veut dire $dC_T=0$

$$dC_T = \sum_{n=1}^K \frac{\partial C_T}{\partial P_n} .dP_n = 0 \quad (\text{II.20})$$

Les pertes de transmission P_L dépendent des puissance produites de la centrales et dP_L est exprimé par :

$$dP_L = \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} .dP_n = 0 \quad (\text{II.21})$$

Substituant dP_L de l'équation (II.21) dans l'équation (II.19) on obtient :

$$\sum_{n=1}^K dP_n - \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} .dP_n = 0$$

On multiplie par λ' , et on soustrait l'ensemble de l'équation (II.20) :

$$\sum_{n=1}^K \frac{\partial C_T}{\partial P_n} .dP_n - \lambda' \left(\sum_{n=1}^K dP_n - \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} .dP_n \right) = 0$$

Il vient que :

$$\sum_{n=1}^K \left(\frac{\partial C_T}{\partial P_n} + \lambda' . \frac{\partial P_L}{\partial P_n} - \lambda' \right) dP_n = 0 \quad (\text{II.22})$$

Cette équation est satisfaite à condition que :

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_n} + \lambda' . \frac{\partial P_L}{\partial P_n} - \lambda' = 0 \quad (\text{II. 23})$$

A partir des condition de variation de puissance que nous avons vu dans le paragraphe précédent ($\partial C_T / \partial P_n = dC_T / dP_n$), on obtient :

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_n} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right) = \lambda' \quad (\text{II. 24})$$

Où L_n est appelé « Le facteur de penalty » du centrale n et

$$L_n = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \quad (\text{II.25})$$

Le multiplicateur λ' est en KDA/MW, le coût du carburant est en KDA/h et la puissance est en MW.

Le résultat est analogue à celui du réseau sans pertes. Le coût minimal du carburant est obtenu lorsque l'incrément du coût du carburant de chaque centrales multiplié par son facteur de pénalité est le même pour toutes les centrales dans le système.

Les produits sont égales à λ' qui est appelée « λ du système ». Il est approximativement le coût en KAD/h nécessaire pour augmenter la charge délivrée totale par 1MW.

II-9 APPLICATION AUX RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Réseau test IEEE 30-bus:

On utilise le méthode classique étudié dans cette chapitre(Lagrangien), pour résoudre le problème d'écoulement de puissance optimale le programme proposé a été aussi appliqué sur le réseau test IEEE 30 bus (**Figure IV-5**), qui représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US pour Décembre 1961).

On trouve l'optimisation de coût en fonction l'itération par la figure suivante.

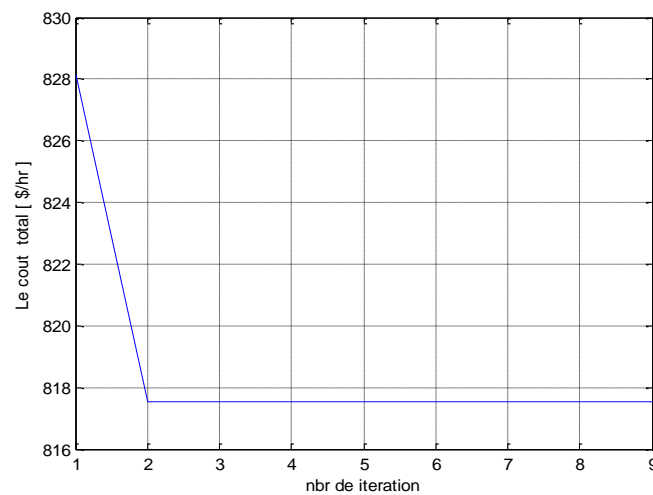


Figure II-6 : convergence le fonction de coût

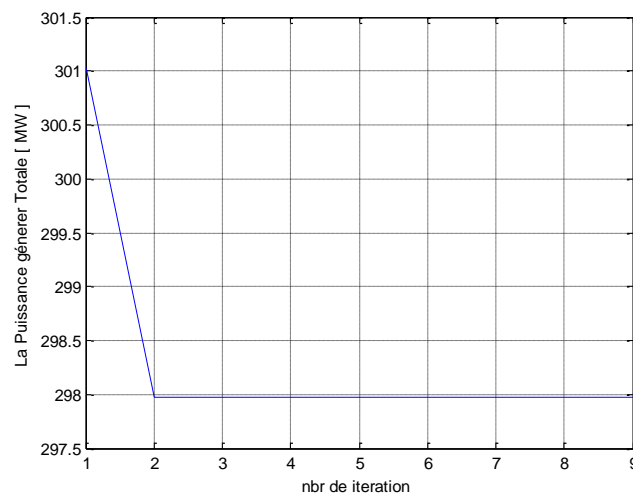


Figure II-7:Optimisation la puissance générer total

Tableau II.1 Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus

Bus Number	Pmin (MW)	Pgopt (MW)	Pmax (MW)
1	50	194.7346	200
2	20	48.8717	80
3	15	19.6841	50
4	10	12.6813	35
5	10	10.0000	30
6	12	12.0000	40

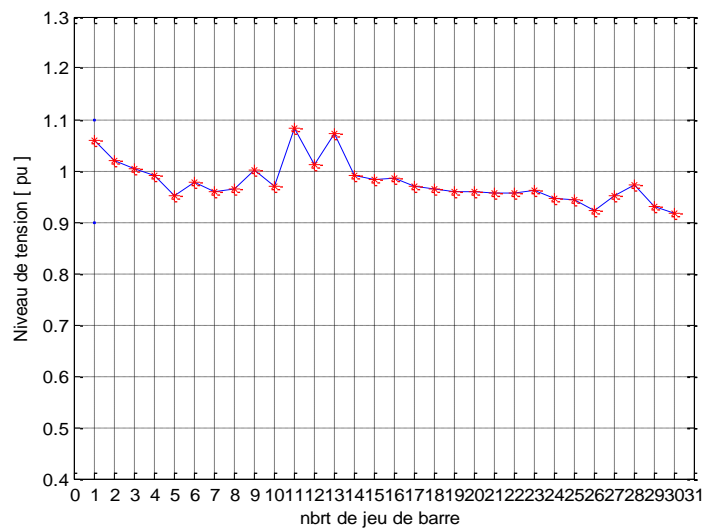
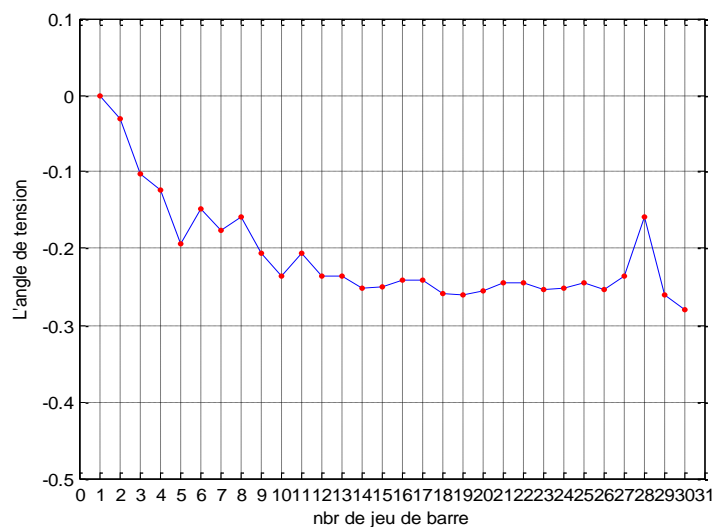


Figure II-8 : Niveau de tension de chaque jeu de barre



FigureII-9 :L'angle de tension de chaque jeu de barre

II-10 CONCLUSION:

Un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales, peut alimenter une charge demandée pendant un nombre infini de cycle de génération. L'arrivée à un minimum de coût de production est une caractéristique très importante. Aujourd'hui le fonctionnement des systèmes de puissance électriques est basé sur la minimisation du coût total.

Dans ce chapitre, on a présentés des méthodes analytiques et graphiques à l'aide desquelles on peut obtenir les conduction du dispatching économique optimal, a savoir la méthode du multiplicateur de Lagrange utilisée pour les réseau sans pertes, et avec pertes.

CHAPITRE TROIS

Particule SWARM D'Optimisation

III-1 INTRODUCTION

Les algorithmes de méta heuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions coût qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Le principe d'un méta heuristique est de minimiser ou de maximiser ces fonctions. L'avantage des méta heuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local.

Dans ce travail on va choisir la méthode d'optimisation par des Particules *SWARM* (PSO) pour la résolution du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

III-2 DÉFINITION

PSO est un algorithme global heuristique basé sur la population de recherche basé sur l'interaction sociale et l'expérience individuelle. Essentiellement, PSO imite l'étude collective des individus quand ils sont dans les groupes, observés par des comportements normaux d'oiseau s'assemble et d'écoles de poissons. Dans ces groupes, il y a un chef qui guide le mouvement de l'essaim entier. Le mouvement de chaque individu est basé sur le chef et sur sa propre connaissance. Généralement il peut dire que le modèle que PSO est inspiré suppose que le comportement de chaque particule est un compromis entre sa mémoire individuelle et une mémoire collective.

Dans PSO, un point (individuel) dans l'espace de problème désigné sous le nom des particules, est une solution de candidat au problème d'optimisation actuel. Chaque particule dans la population (appelée essaim dans PSO) est initialisée avec une vitesse aléatoire de position et de recherche. Chaque particule vole par l'espace de problème et maintient sa position, vitesse et forme physique. D'ailleurs, sa position (c.-à-d. une solution) et vitesse (c.-à-d. modèle de changement de la solution) sont ajustées selon sa propres expérience et coopération sociale par sa forme physique sur l'environnement

III-3 OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULE (OEP)

L'optimisation par essaim de particules (OEP) est une technique d'optimisation parallèle développée par Kennedy et Eberhardt, comme une alternative aux algorithmes génétiques standard .

Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver la source de nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim. Dans cet algorithme, une particule décide de son prochain mouvement en fonction de sa propre expérience, qui est dans ce cas la mémoire de la meilleure position qu'elle a rencontrée, et en fonction de son meilleur voisin. Ce voisinage peut être défini spatialement en prenant par exemple la distance euclidienne entre les positions de deux particules ou sociométriquement (position dans l'essaim de l'individu). Les nouvelles vitesses et direction de la particule seront définies en fonction de trois tendances : la propension à suivre son propre chemin, sa tendance à revenir vers sa meilleure position atteinte et sa tendance à aller vers son meilleur voisin. Les algorithmes à essaim de particules peuvent s'appliquer aussi bien à des données discrètes qu'à des données continues. Les algorithmes à essaim de particules ont été utilisés pour réaliser différentes tâches, d'extraction de connaissances .

III-3-1 L'algorithme OEP [10]

L'algorithme d'OEP est initialisé par une population de solutions potentielles aléatoires, interprétées comme des particules se déplaçant dans l'espace de recherche. Chaque particule est attirée vers sa meilleure position découverte par le passé ainsi que vers la

meilleure position découverte par les particules de son voisinage (ou de tout l'essaim, dans la version globale de l'algorithme). L'algorithme d'OEP comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis exploration – exploitation . L'exploration est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates. L'exploitation est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum. Le choix des paramètres reste en grande partie empirique. Une analyse complète de l'algorithme a été faite par Clerc et Kennedy .

a. Algorithme général

L'algorithme d'OEP classique peut être décrit sous forme vectorielle de la façon suivante :

$$v_{k+1} = w * v_k + c_1 * r_1 * (p_{best} - p_k) + c_2 * r_2 * (p_{gbest} - p_k) \quad (\text{III.1})$$

$$p_{k+1} = a * p_k + b * v_{k+1} \quad (\text{III.2})$$

Le symbole w signifie ici la multiplication des vecteurs éléments par élément. A l'itération k , la vitesse v_k d'une particule est modifiée à partir de sa valeur courante, affectée d'un coefficient d'inertie (w), et de deux forces qui attirent la particule vers sa propre meilleure position passée (p_{best}) et la meilleure position de tout l'essaim (p_{gbest}). L'intensité de l'attraction est donnée par les coefficients c_1 et c_2 . La position de la particule p_k est modifiée à partir de la position courante et de la nouvelle vitesse calculée v_{k+1} , affectées des coefficients a et b respectivement. L'expérience montre qu'une bonne exploration du domaine de recherche est obtenue en introduisant les nombres aléatoires r_1 et r_2 , en général avec une répartition uniforme entre 0 et 1.

b. Algorithme unidimensionnel déterministe

Chaque coordonnée d'une particule est modifiée indépendamment des autres coordonnées (équations (III.1) et (III.2)). Le seul lien entre les coordonnées est à travers la fonction objectif, c'est-à-dire à travers les meilleures positions trouvées jusqu'à présent p_{best} et p_{gbest} . Une autre simplification consiste à considérer la version déterministe de l'algorithme, ce qui revient à remplacer les nombres aléatoires par leurs valeurs moyennes (1/2). L'analyse de l'algorithme complet (aléatoire) n'a pas encore été réalisée à notre connaissance. Toutefois,

les conclusions obtenues dans le cas déterministe restent valables qualitativement, comme le montre un grand nombre de simulations .

Avec ces simplifications, l'algorithme unidimensionnel déterministe s'écrit :

$$v_{k+1} = wv_k + c(p - p_k) \quad (\text{III.3})$$

$$p_{k+1} = ap_k + bv_{k+1} \quad (\text{III.4})$$

Le nouveau coefficient d'attraction (c) est la moyenne des coefficients propre (c_1) et social (c_2).

Le nouveau point d'attraction (p) est la moyenne de (p_{best}) et de (p_{gbest}), pondérés par (c_1) et (c_2) respectivement.

c. Algorithme avec $a = 1$ et $b = 1$

Il a été montré que les coefficients " **a** " et " **b** " peuvent être toujours choisis de valeur 1, sans perte de généralité. Plus exactement, toute séquence de positions successives (p_k) générée par l'algorithme décrit par les équations (III.3) et (III.4), peut également être générée en fixant $a = 1$ et $b = 1$ et en choisissant convenablement w et c . Les séquences des vitesses sont bien sûr différentes, mais cela ne change rien au problème d'optimisation, qui ne fait intervenir que les positions successives. Le choix $a = 1$ et $b = 1$ est en partie arbitraire mais a la propriété intéressante que la variable v garde une vraie signification de vitesse, c'est-à-dire de différence entre deux positions successives .

d. Algorithme discret (binaire)

Dans l'Optimisation par swarm de Particules Discrète (*PSOD*), (p_k) et (p_{best}) prendre seulement des valeurs de 0 et 1. La vitesse (v_k) déterminera une probabilité de seuil. Si v_k est plus élevé, la particule est choisie la valeur 1 et pour les valeurs plus basses favorisent le 0 comme choix.

Un tel seuil doit rester dans la gamme [0.0, 1.0]. Une fonction franche pour accomplir ceci est commune dans les réseaux de neurones. La fonction s'appelle la fonction sigmoïde est définie comme suit :

$$s(v_k) = \frac{1}{1 + \exp(-v_k)} \quad (\text{III.5})$$

Un nombre aléatoire (rand : trié d'une distribution uniforme entre 0.0 et 1.0) est alors généré, par lequel $k \times x$ soit placé à 1 si le nombre aléatoire est inférieure à la valeur de la fonction sigmoïde comme illustré dans ce qui suit :

$$\text{Si } \text{rand} < s(v_k), \text{ alors } p_k = 1, \text{ Sinon } = 0 \quad (\text{III.6})$$

III-3-2 Description informelle

La version historique peut facilement être décrite en se plaçant du point de vue d'une particule.

Au départ de l'algorithme, un essaim est réparti au hasard dans l'espace de recherche, chaque particule ayant également une vitesse aléatoire. Ensuite, à chaque pas de temps :

- chaque particule est capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance, c'est-à-dire la meilleure position qu'elle a atteinte jusqu'ici (qui peut en fait être parfois la position courante) et sa qualité (la valeur en cette position de la fonction à optimiser).
- chaque particule est capable d'interroger un certain nombre de ses congénères (ses informatrices, dont elle-même) et d'obtenir de chacune d'entre elles sa propre meilleure performance (et la qualité afférente).
- chaque particule choisit la meilleure des meilleures performances dont elle a connaissance, modifie sa vitesse en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

Le premier point se comprend facilement, mais les deux autres nécessitent quelques précisions.

Les informatrices sont définies une fois pour toutes de la manière suivante (Figure III.1) :

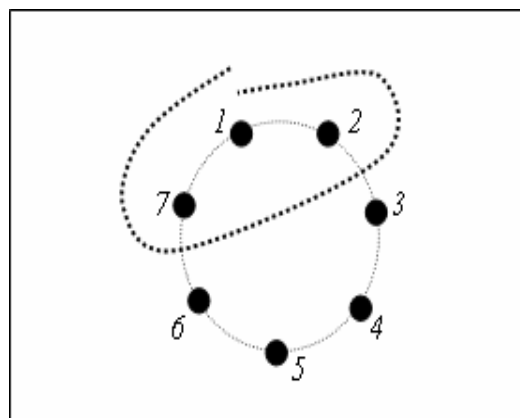


Figure III.1 Le cercle virtuel pour un essaim de sept particules. Le groupe d'information de taille trois de la particule 1 est composé des particules 1, 2 et 7.

On suppose toutes les particules disposées (symboliquement) en cercle et, pour la particule étudiée, on inclut progressivement dans ses informatrices, d'abord elle-même, puis les plus proches à sa droite et à sa gauche, de façon à atteindre le total requis. Il y a bien sûr de nombreuses variantes, y compris celle consistant à choisir les informatrices au hasard, mais celle-ci est à la fois simple et efficace.

Une fois la meilleure informatrice détectée, la modification de la vitesse est une simple combinaison linéaire de trois tendances, à l'aide de coefficients de confiance :

- la tendance « aventureuse », consistant à continuer selon la vitesse actuelle,
- la tendance « conservatrice », ramenant plus ou moins vers la meilleure position déjà trouvée,
- la tendance « panurgienne », orientant approximativement vers la meilleure informatrice.

Les termes « plus ou moins » ou « approximativement » font référence au fait que le hasard joue un rôle, grâce à une modification aléatoire limitée des coefficients de confiance, ce qui favorise l'exploration de l'espace de recherche. La Figure (III.2) présente un schéma de principe résumant les explications ci-dessus. Naturellement, pour pouvoir être programmé, tout ceci est formalisé dans des équations de mouvement (III.1) et (III.2) ou (III.3) et (III.4). Un point intéressant est que, contrairement à bien d'autres heuristiques qui restent purement expérimentales, il existe une analyse mathématique précisant les conditions de convergence et le choix des paramètres, et un article spécialement pour les meilleures choix du coefficient d'inertie (w).

III-3-3 Principales caractéristiques

Ce modèle présente quelques propriétés intéressantes, qui en font un bon outil pour de nombreux problèmes d'optimisation, particulièrement les problèmes fortement non linéaires, continus ou mixtes (certaines variables étant réelles et d'autres entières) :

- il est facile à programmer, quelques lignes de code suffisent dans n'importe quel langage évolué,
- il est robuste (de mauvais choix de paramètres dégradent les performances, mais n'empêchent pas d'obtenir une solution).

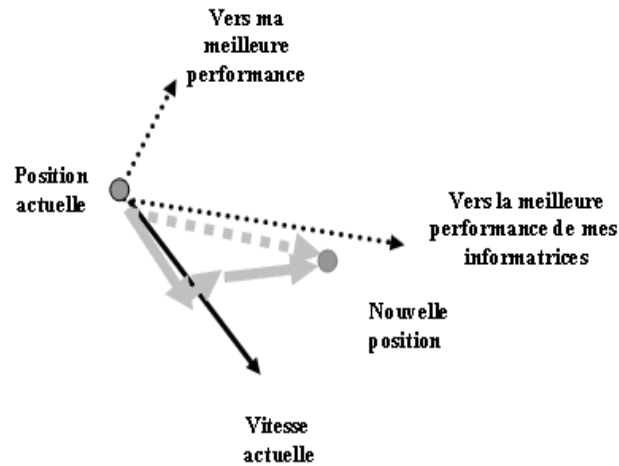


Figure III.2 Schéma de principe du déplacement d'une particule.

Pour réaliser son prochain mouvement, chaque particule combine trois tendances : suivre sa vitesse propre, revenir vers sa meilleure performance, aller vers la meilleure performance de ses informatrices.

Signalons, de plus, qu'il existe des versions adaptatives qui évitent même à l'utilisateur la peine de définir les paramètres (taille de l'essaim, taille des groupes d'informatrices, coefficients de confiance).

III-3-4 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Particules

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit :

- **1^{ère} étape** : Initialisation des coefficients \vec{c}_1 et \vec{c}_2 , le coefficient d'inertie (\vec{w}).
- **2^{ème} étape** : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule (P_{besti}) : la meilleure position de la particule i dans la population actuelle ; (P_{gbest}) : la meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).
- **3^{ème} étape** : Le calcul de la nouvelle vitesse et nouvelle position de chaque particule par l'utilisation des formules (III.1) et (III.3).
- **4^{ème} étape** : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toute les populations (P_{gbest}).
- **5^{ème} étape** : incrémentation du nombre d'itération $t = t + 1$

- **6^{ème} étape** : Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7^{ème} étape. Autrement, aller à la 3^{ème} étape.
- **7^{ème} étape** : La position enregistrée dans ($P_{g_{best}}$) est la solution optimale.

La figure III.3 illustre les différentes opérations qui interviennent dans la méthode PSO.

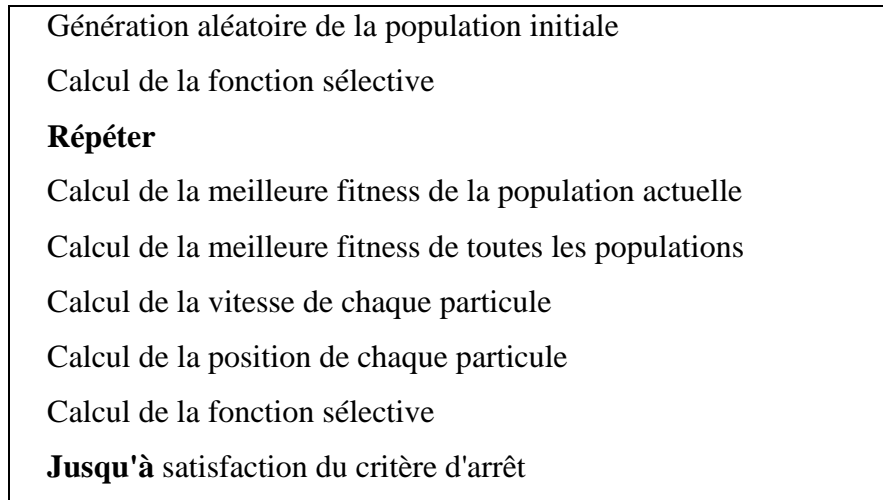


Figure III.3 Optimisation par essaim de particules.

Dans le détail, ces algorithmes peuvent être résumés, aux opérations indiquées sur l'organigramme de la figure III.4.

III-4 EXPERIENCES D'OPTIMISATION

Dans la pratique, les comportements intéressants sont ceux qui assurent la convergence des particules de PSO vers la meilleure solution trouvée. Il convient donc de choisir les paramètres w et c à l'aide du test sur l'une des fonctions objectives. Pour l'optimisation, les choix qui semblent donner les meilleurs résultats sont avec une convergence plus ou moins rapide selon qu'on désire favoriser l'exploration et l'exploitation, et donne le minimum de la fonction objective.

Conditions de test

L'algorithme d'PSO a été appliqué à la fonction objective la plus connue, utilisée également dans [10].

Notre choix est ($c=2$, $w=0.5$) après un grand nombre d'essais. La topologie de l'essaim était totalement connectée, toutes les particules étant considérées voisines.

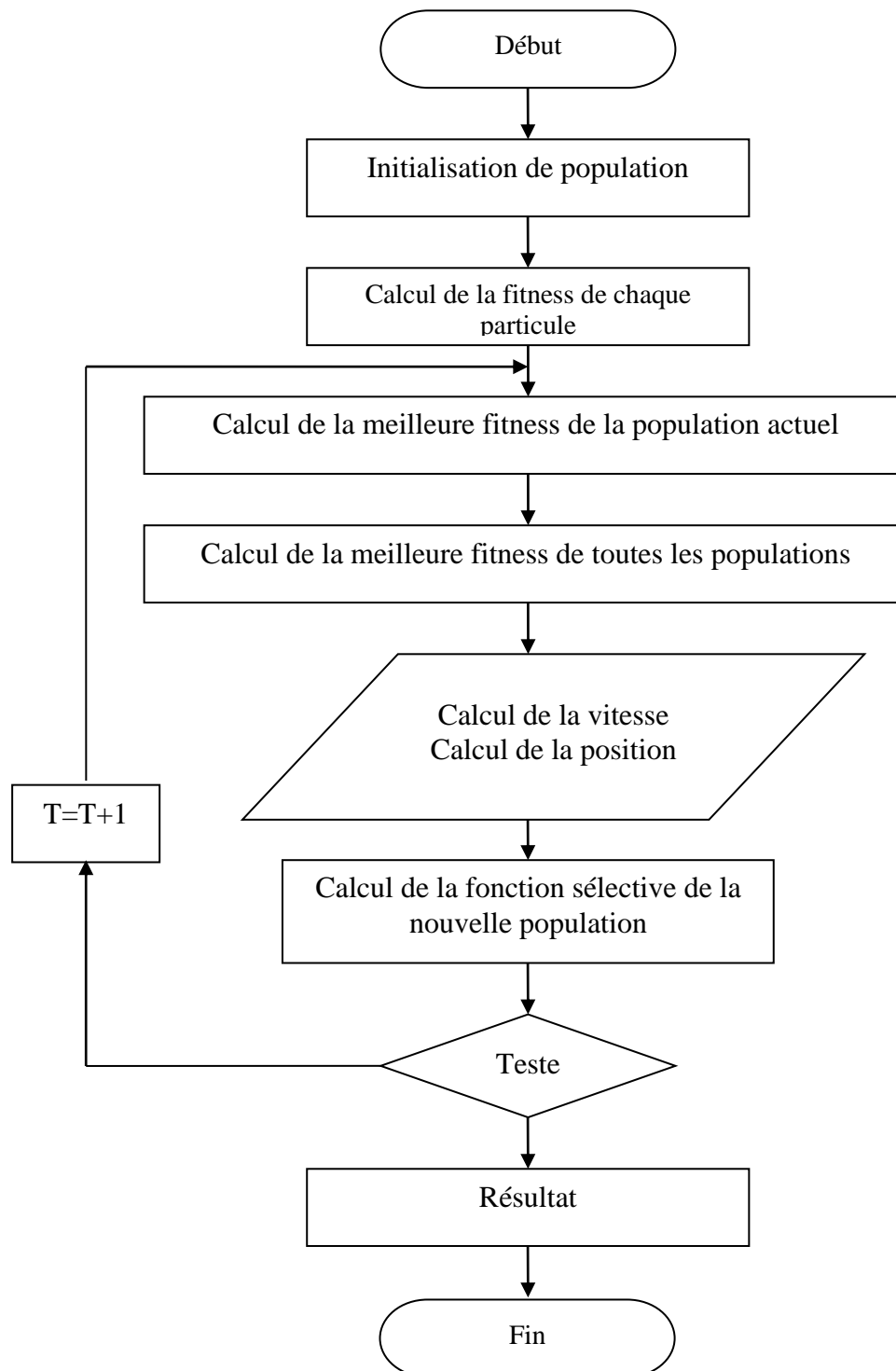


Figure III.4 Organigramme de PSO

III-5 FORMALISATION D'UN ALGORITHME D'PSO APPLIQUE A L'OPF

Le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) consiste à trouver le minimum de la fonction objective qui dépend uniquement de la puissance active délivrée par chaque générateur.

Chaque puissance active générée P_{Gi} est limitée par une limite inférieure $P_{Gi\min}$ et une limite supérieure $P_{Gi\max}$.

$$P_{Gi\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\max} \quad (\text{III.6})$$

Puisque la fonction objective est bornée supérieurement, on va choisir une fonction fitness à maximiser de la forme suivante :

$$\text{Fitness} = F_{\max} / F(x) \quad (\text{III.7})$$

Où $F(x)$: est la fonction objective (équation (III.1)).

Il y a de nombreuses façons de choisir le coefficient F_{\max} . Ce facteur peut être pris comme coefficient d'entrée, ou bien on peut lui affecter la plus grande valeur de $F(x)$ dans l'essaim actuelle. Nous envisagerons cette dernière possibilité dans cet exemple.

Etape 1 : Introduction de toutes les données

Introduire toutes les données concernant le réseau électrique tel que les résistances, les réactances, les limites des puissances des générateurs et les données de la méthode utilisée comme : le nombre d'itération (génération), le nombre de particule et les paramètres de la méthode (coefficient d'inertie (w), l'intensité d'attraction (c_1 et c_2)).

Etape 2: Initiation

La création aléatoire de l'essaim initial, cet essaim est un ensemble des particules et chaque particule contient les valeurs des puissances délivrées par chaque générateur (P_{Gi}) en utilisant les valeurs réelles dans l'espace des valeurs permises. Puisque chaque puissance P_{Gi} a une limite supérieure $P_{Gi\max}$ et une limite inférieure $P_{Gi\min}$.

Etape 3 : évaluation de la fonction objective

Chaque particule est placée sur la position initiale suivant la valeur de la fonction fitness (III.7).

En se basant sur le concept de ce processus pour chaque particule de l'essaim. Dans cette étape, L'influence directe de la valeur de la fonction objective de l'OPF dépend de la position de chaque particule.

Etape 4:Le calcul de la meilleure position de chaque particule jusqu'ici (P_{ibest}) et la meilleure position dans toutes les générations (P_{gbest})

Dans cette étape, on calcul les deux meilleures positions, la première c'est la meilleure position de chaque particule jusqu'ici (P_{ibest}) et la deuxième c'est la meilleure position de tout les générations (P_{gbest}). Ce calcul se fait suivant les valeurs de la fonction fitness.

Etape 5 : La modification de la vitesse et de la position

Selon l'équation suivante, chaque particule choisit la prochaine direction en prendre en considération la vitesse initiale (la vélocité) de chaque particule (V_0), l'inertie (w) et les valeurs de l'intensité d'attraction c_1 , c_2 .

$$v_{k+1} = w * v_k + c_1 * r_1 * (p_{best} - p_k) + c_2 * r_2 * (p_{gbest} - p_k)$$

Et enfin chaque particule se déplace vers sa nouvelle position suivant cette équation :

$$p_{k+1} = a * p_k + b * v_{k+1}$$

Chaque position (p_{k+1}) est l'image de la puissance délivrée par le générateur correspondant.

Etape 6 : Correction de ces puissances générées dans le programme de l'OPF

Ce programme aussi contient plusieurs étapes :

Étape a : Le calcul de la matrice d'admittance Y_{ij} .

Étape b : Le calcul des puissances active et réactive de chaque jeu de barres.

Étape c : La détermination de la matrice Jacobinne et le calcul de l'inverse de cette matrice (Le détaille du calcul de cette matrice se trouve dans le chapitre un).

Étape d : Le calcul de la nouvelle tension de chaque jeu de barres sauf les jeux de barres générateurs.

Étape 7 : *Le calcul de la nouvelle puissance délivrée par chaque générateur.*

Étape 8 : *Le calcul de la nouvelle fitness, et on répète l'étape 4.*

Étape 9 : *Critère d'arrêt.*

Le processus du calcul continu jusqu'à que les itérations atteintes la valeur maximale prédéfini ou qu'une solution de la fonction objective acceptable est trouvée.

III-6 CONCLUSION

Dans ce chapitre on présente l'optimisation par la méthode de swarm (PSO) , leurs principales caractéristiques , les étapes de cette méthode d'optimisation . En fin, formalisation de leur algorithme .

Dans le chapitre suivant on va mettre en œuvre d'une manière pratique l'application de PSO à l'optimisation de l'écoulement de puissance par des tests sur un réseau électrique et discuter les résultats obtenus.

CHAPITRE QUATRE

Test et Application aux Réseaux Electriques

IV.1 INTRODUCTION:

Dans ce chapitre, on va tester le programme qu'est le dispatching économique optimal et l'écoulement de puissance en utilise les Particules *SWARM* (PSO) sur des réseaux électriques, les méthodes qui tiennent compte de la nature quadratique de la fonction objective, ainsi que les Particules *SWARM* (PSO).

Ainsi l'analyser et optimiser les performances des réseaux électriques en utilisant la technique de la programmation visuelle sous l'environnement MATLAB 6.5.

IV.2 RÉSEAUX TESTS :

Afin de tester la performance des méthodes précitées, les réseaux tests sélectionnés dans cette mémoire couvrent une large gamme de puissances. En outre, le test de le D.E.O sera effectué sur le réseau ouest Algérien.

IV.2.1 Réseau électrique de 9 jeux de barres:

Au départ, un simple réseau électrique de 9 jeux de barres est utilisé juste pour illustrer la différence entre l'écoulement de puissance et l'optimisation de l'écoulement de

puissance en utilise PSO. Ce réseau test est constitué de 6 lignes électriques, 3 générateurs, 3 transformateurs et 3 charges (figure IV.1).

Les données des jeux des barres de ce réseau figurent dans le tableau IV.1 sachant que la valeur initiale pour toutes les niveaux de tension des jeux de barres est 1.0 p.u. entre limite min.0.9 p.u. et limite max.1.1 p.u. et les angle de phase ont une valeur 0.0° . Le tableau IV.2 montre les données de ces trois générateurs interconnectés et le tableau IV.3 visualise les données des lignes et des transformateurs. Notons que la résistance R, la réactance X et la susceptance B ainsi que le niveaux de tension des jeux de barres sont donnés en unité relative. La puissance et la tension de base utilisées valent respectivement 100 MVA et 345.0KV.

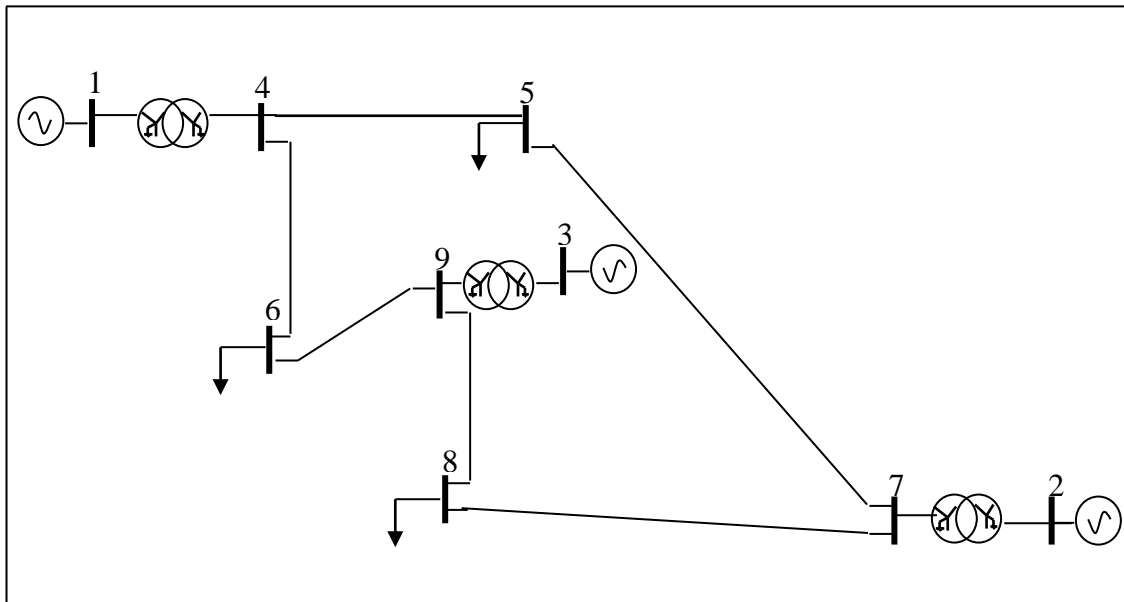


Figure IV.1 Schéma unifilaire du réseau électrique de teste 9 bus

Tableau IV.1 données des jeux de barres du réseau électrique 9 bus

Bus	Type	Pd (Mw)	Qd (Mvar)
1	Ref	0.0	0.0
2	PV	0.0	0.0
3	PV	0.0	0.0
4	PQ	0.0	0.0
5	PQ	125.0	50.0
6	PQ	90.0	30.0
7	PQ	0.0	0.0
8	PQ	100.0	35.0
9	PQ	0.0	0.0

Tableau IV.2 Données des générateurs du réseau 9 bus

Bus	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Pmax (MW)	Pmin (Mw)	c (\$/MW ² hr)	b (\$/MW ² hr)	a (\$/hr)
1	0.0	0.0	300.0	-300.0	250.0	10.0	0.1100	5.0	150
2	163.0	0.0	300.0	-300.0	300.0	10.0	0.0850	1.2	600
3	85.0	0.0	300.0	-300.0	270.0	10.0	0.1225	1.0	335

Tableau IV.3 Données des lignes et des transformateurs du réseau 9 bus

From	To	R(p.u)	X (p.u)	B (p.u)
1	4	0.0000	0.0576	0.000
4	6	0.0170	0.0920	0.158
6	9	0.0390	0.1700	0.358
3	9	0.0000	0.0586	0.000
8	9	0.0119	0.1008	0.209
7	8	0.0085	0.0720	0.149
7	2	0.0000	0.0625	0.000
5	7	0.0320	0.0000	0.306
4	5	0.0100	0.0850	0.176

Le tableau IV.4 (Figure IV.2) dressé ci-après montre les tensions aux niveau de tous les jeux de barres du réseau test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par PSO_OPF et celle de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-raphson , alors que le tableau IV.5 visualise les résultat économiques des trois générateurs.

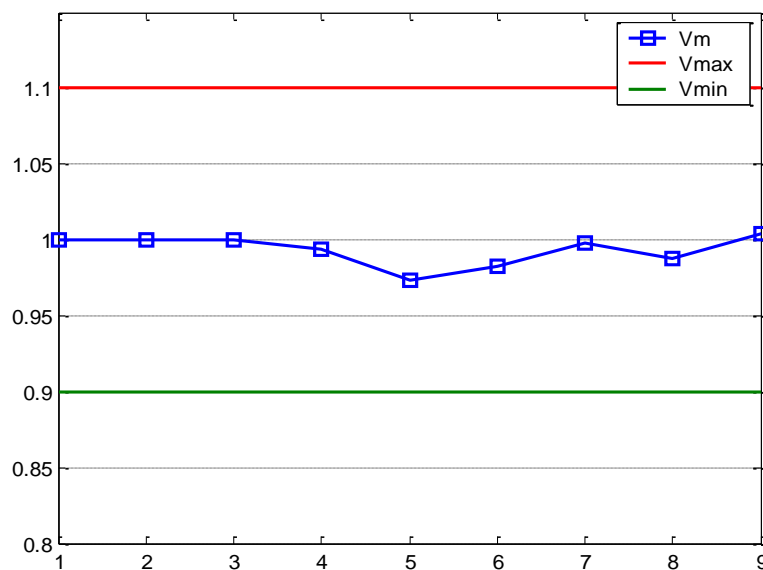
**Figure IV.2** Niveaux de tension du réseau test 9 jeux de barres

Tableau IV.4 Résultats des tensions du réseau électrique 9 bus

Bus	V (p.u)		Angle (deg.)	
	PF_N-R [20]	PSO-OPF	PF_N-R	PSO-OPF
1	1.0	1.0	+0.000	+0.0000
2	1.0	1.0	+9.837	-0.0336
3	1.0	1.0	+4.913	-0.0331
4	0.9692	0.9943	-2.464	-0.0655
5	0.9336	0.9733	-4.459	-0.1063
6	0.9491	0.9824	-4.074	-0.1256
7	0.9829	0.9984	+3.904	-0.1096
8	0.9662	0.9875	+0.663	-0.1399
9	0.9858	1.0044	+2.015	-0.0825

Comme il est illustré dans les tableaux IV.5 et IV.6, et pour la même charge, le coût total des puissances actives est de 5445.74 \$/hr en utilisant l'écoulement de puissance N-R alors qu'il n'est que de 5411.9 \$/hr en utilisant PSO-OPF, ce qui résulte en un gain de 33.8 \$/hr. On peut conclure par conséquent que PSO-OPF avait planifié les puissances actives des générateurs pour minimiser le coût des kilowattheures. On remarque aussi une amélioration dans les valeurs des tensions et angles de phase des différents jeux de barres.

La valeur des pertes de puissance actives qui réside dans le réseau vaut 5.31MW en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour le problème de l'écoulement de puissance alors qu'elle n'est que de 3.844 MW dans le cas de l'PSO-OPF. On peut alors déduire que la planification adéquate des générateurs a aussi minimisé les pertes totales du système, ce qui à une amélioration notable de l'efficacité de production de transport.

Tableau IV.5 Résultats économiques des générateurs du réseau 9 bus

Bus	Pg (MW)		Cost (\$/hr)	
	PF_N-R	PSO-OPF	PF_N-R	PSO-OPF
1	72.31	113.1201	1086.71097	2723.2
2	163.0	121.1976	3053.965	13940
3	85.0	84.5263	1305.0625	1294.8

Ainsi que la courbe du coût totale de tout les générateurs est présentée dans la figure suit :

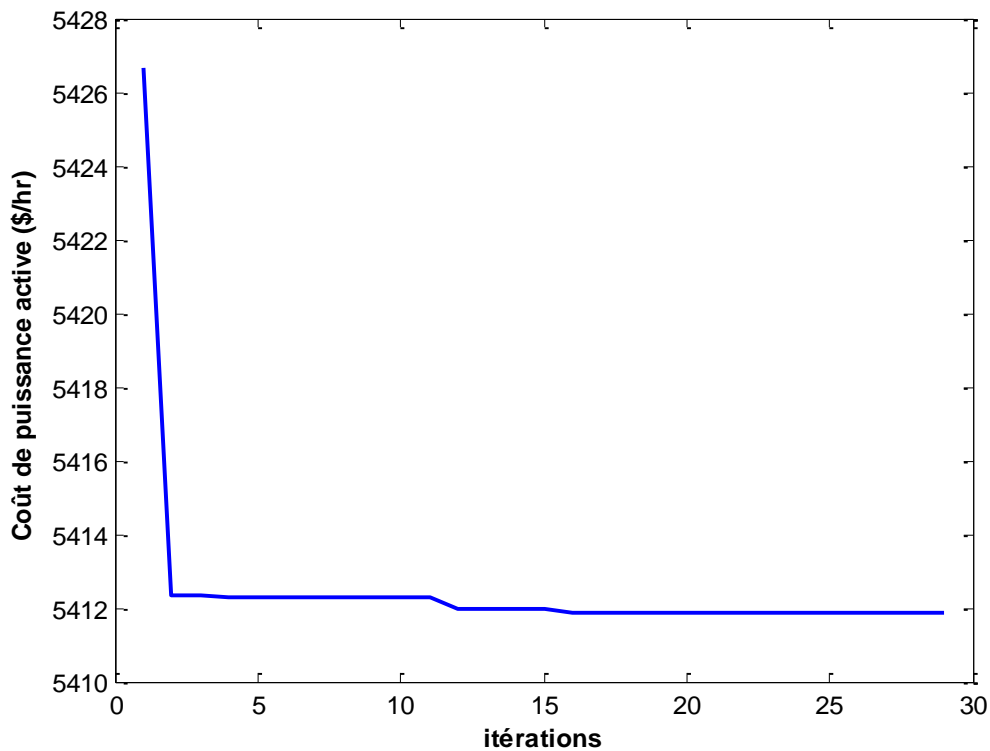


Figure IV.3 Valeur de la fonction de coût du réseau 9 Bus durant le processus de l'PSO-OPF

Tableau IV.6 Comparaison des résultats du réseau 9 bus obtenus par PF_N-R et PSO-OPF

	PF_N-R	PSO-OPF
Puissance active produite (Mw)	320.31	318.8440
Puissance active demandée (MW)	315.00	315.00
Puissance réactive produite (MVar)	117.31	116.856
Les pertes actives (MW)	5.31	3.844
Coût de puissance active (\$/hr)	5445.74	5411.9

Pour expliquée les résultats et plus visualisée nous proposé le figure IV.4 qui composée a les résultats économique des générateurs du ce réseau et comparaison des résultats entre les deux méthodes précédant (PF_N-R et PSO-OPF) sous forme distinguent.

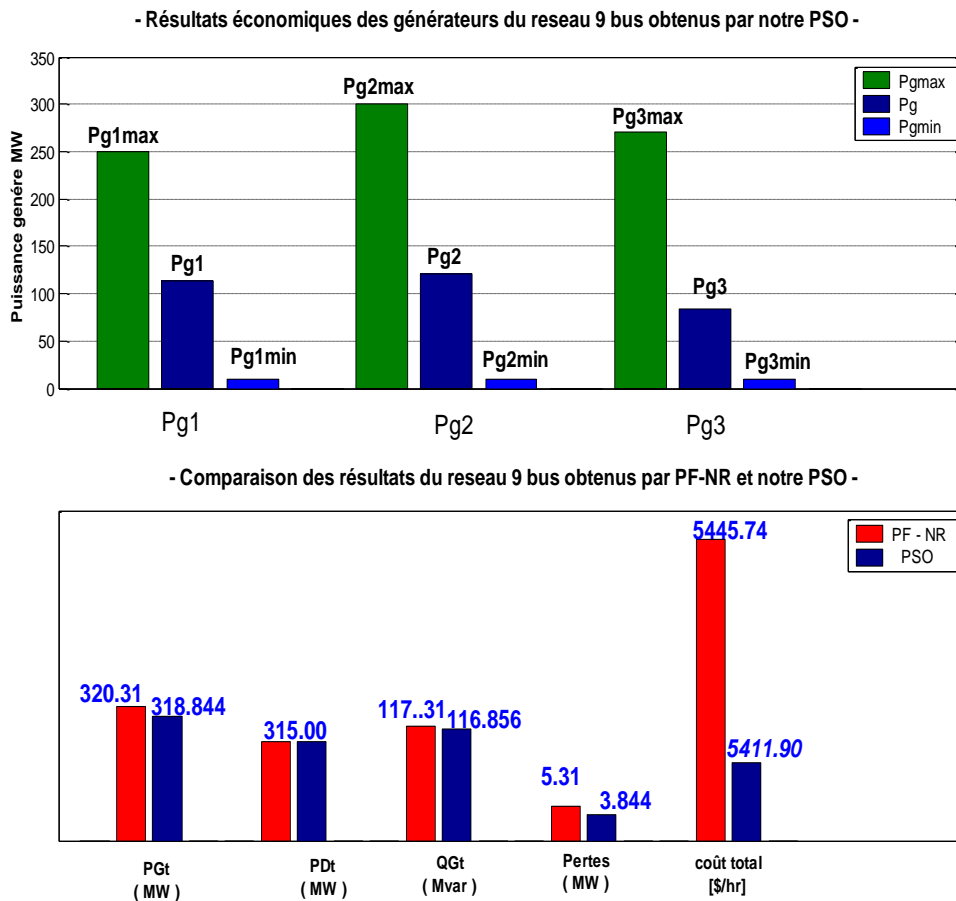


Figure IV.4: Représente les résultats des puissance générés, le coût optimal ainsi qui comparaison entre leur résultats obtenus avec notre PSO-OPF et la méthode de newton-raphson.

IV.2.2 Réseau test IEEE 30-bus:

Le programme proposé dans cette mémoire a été aussi appliqué sur le réseau test IEEE 30 bus qui représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961. Ce réseau électrique est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n=° 1, 2, 5, 8,11, et 13) injectant leurs puissances à un système alimentant 20 charges à travers 41 lignes de transport (Figure IV.5).La tension de base pour chaque jeu de barres est de 135 KV.

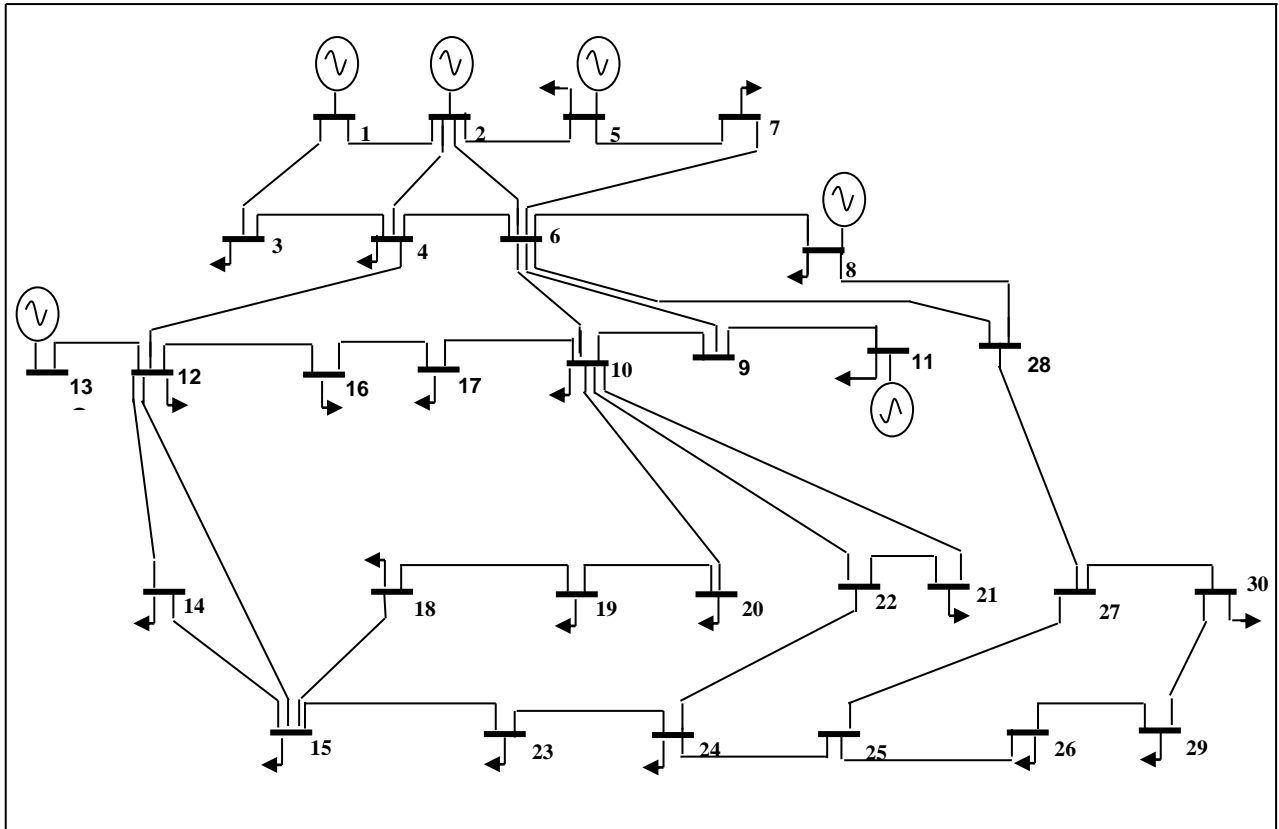


Figure IV.5 Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus

Fonction mono objective:

Le problème de ce test consiste à trouver le minimum de la fonction objective suivante :

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2)$$

Chaque puissance active générée P_{Gi} est limitée par une limite inférieure $P_{Gi(\min)}$ est une limite supérieure $P_{Gi(\max)}$

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

Puisque la fonction objective est bornée supérieurement, on va choisir une fonction fitness à maximiser de la forme suivante :

$$\text{Fitness} = \frac{F_{\max}}{F(x)}$$

Il y a de nombreuses façons de choisir le coefficient F_{\max} . Ce facteur peut être pris comme coefficient d'entrée, ou bien on peut lui affecter la plus grande valeur de $F(x)$ dans la population actuelle. Nous envisagerons cette dernière possibilité dans cet exemple.

Résultats Obtenues

La méthode étudiée est testée sur le réseau de la figure (IV.5). Le système est optimisé en utilisant la méthode d'optimisation par PSO. Les paramètres utilisés pour exécuter cette méthode sont $w = 0.9$, $c1 = 0.5$, $c2 = 0.5$, $\text{nbr_particles} = 20$, $\text{max_generation} = 20$, la tolérance est 0.0001 p.u, le maximum d'amplitude de tension de tous les jeux de barres est 1.06p.u tandis que le minimum est 0.96. Le maximum d'angle de tous les jeux de barres est 0° tandis que le minimum est -0.25 rd. Les paramètres économiques des fonctions de cout sont montrés dans le tableau (IV.7).

Pour comparer ces résultats avec les résultats des méthodes conventionnelles en utilisant la même fonction de coût. La comparaison des résultats (puissance active, le coût et les pertes de puissances) , ainsi que les angles et les amplitudes des tensions des jeux de barres.

Tableau IV.7 Données techniques et économiques des six générateurs du réseau test

Jb (i)	P_gmin (MW)	P_gmax (MW)	α_i	$\beta_i 10^{-2}$ (\$/MW.hr)	$\gamma_i 10^{-4}$ (\$/MW ² .hr)
1	50	200	0.00	200	37.5
2	20	80	0.00	175	175.0
5	15	50	0.00	100	625.0
8	10	35	0.00	325	83.0
11	10	30	0.00	300	250.0
13	12	40	0.00	300	250.0

Les limites min. et max. des puissances actives générées ainsi que la courbe du coût pour chaque générateur sont présentées dans la figure (IV.6).

Des méthodes classiques d'optimisation ainsi que PSO ont été appliqués sur ce réseau test. Les paramètres d'ajustement pour l'exécution du PSO. Les valeurs initiales des puissances active et réactive et des tensions des générateurs sont indiquées dans Tableau A.2 de l'annexe. Après convergence de toutes ces méthodes d'optimisation, on remarque que les niveaux de tension de tous les jeux de barres sont dans leurs limites admissibles. La figure (IV.7) visualise les niveaux de tension après convergence par la programmation d'optimisation en utilisant PSO.

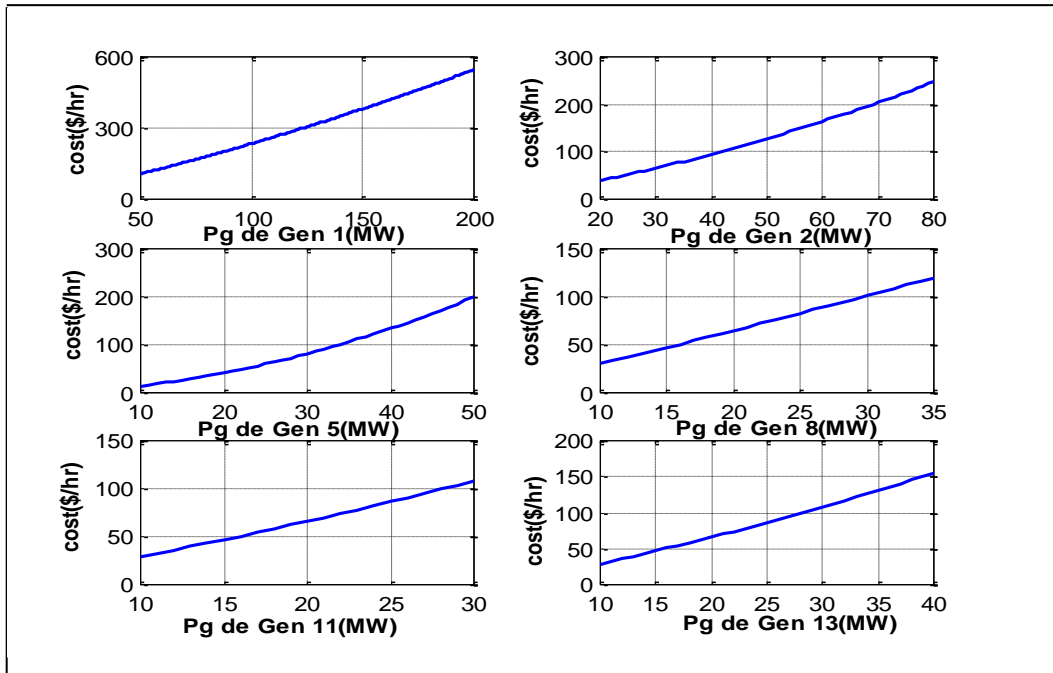


Figure IV.6 Courbe quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus

En premier lieu, les contraintes de sécurité considérées seront les limites des modules et phases des tensions ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs. Ensuite on va inclure les contraintes de sécurité sur les puissances actives transmises par les lignes, et voir la différence.

Les contraintes de sécurité pour les modules et phases de tension, sont dans leurs limites admissibles. Aucune tension des jeux de barre de charge appris une valeur au dessous de la valeur minimum de $0.96 p.u.$ (Fig. IV.7). Les phases des tensions des jeux de barres sont compris entre le minimum de -0.25 rd et le maximum de 0.0° (Fig. IV.8).

Comme montré dans le tableau IV.9, le coût de production de la puissance active a été réduit de 10.90% après optimisation par l'algorithme PSO_OPF, avec un gain financier considérable de 97.89 \$/h. Malgré que les pertes de puissance active ont augmentées après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif.

Il faut noter aussi qu'afin de maintenir les tensions des jeux de barres dans leurs limites de sécurité, le processus d'optimisation PSO_OPF a prévu une augmentation de 12% dans la puissance réactive produite par les générateurs. Le temps de convergence de l'algorithme PSO_OPF a été de 3.33 secondes, et le processus a convergé à la 5ème itération. La figure IV.9 montre l'évolution de la fonction coût durant le processus d'optimisation. On voit d'après cette figure que le coût de production commence à partir de la valeur initiale

806.70 \$/h, et le passage d'un point de fonctionnement à un autre, est réalisé à partir d'un pas optimal, ajusté successivement par la technique de programmation linéaire, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement optimal qui correspond au coût de production 803.6058 \$/h.

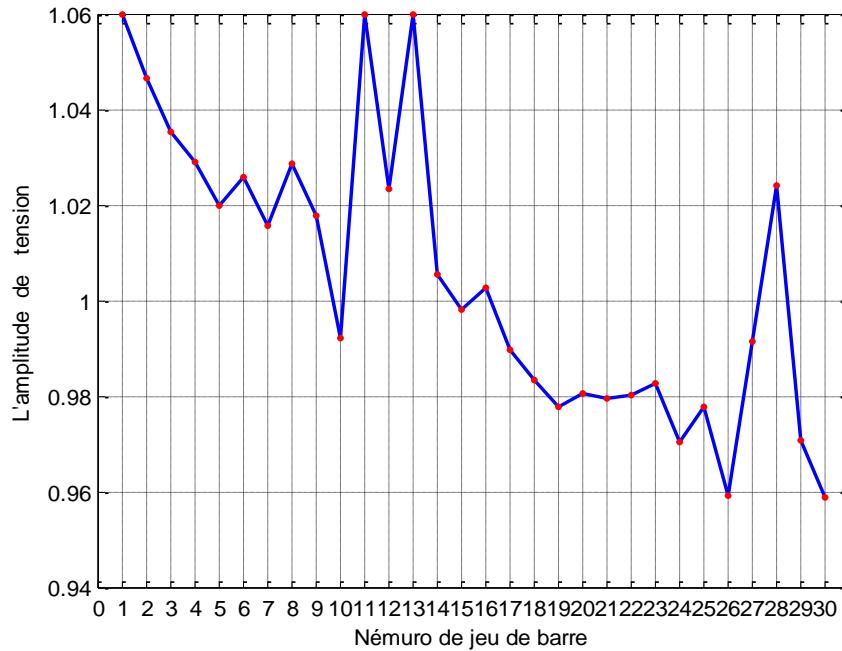


Figure IV.7 Niveaux de tension du réseau IEEE 30 Bus

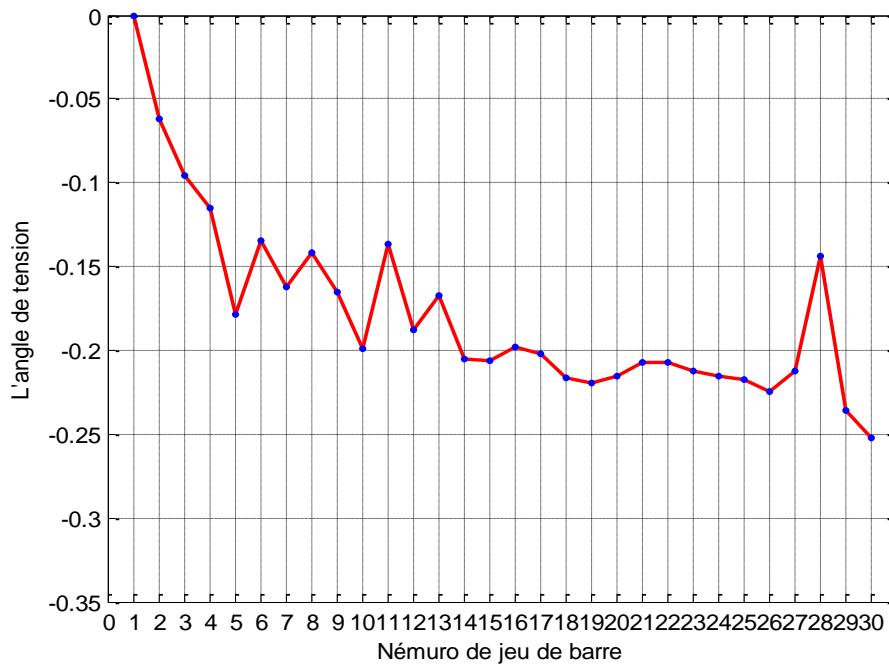


Figure IV.8 Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.

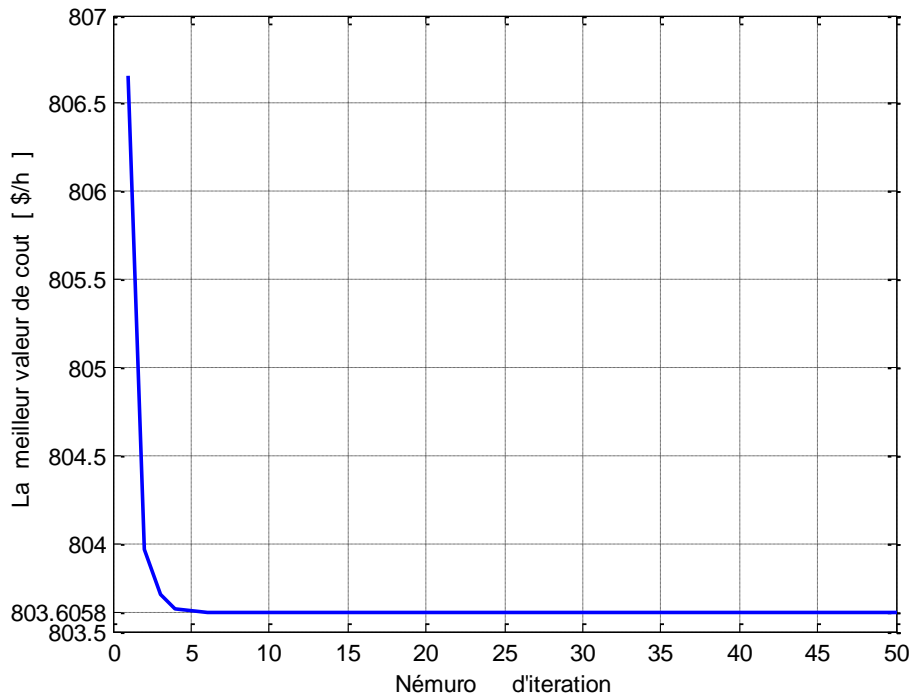


Figure IV.9 Valeur de la fonction de coût du réseau IEEE 30 Bus durant le processus de PSO

La convergence est acquise après 5 itérations, la puissance totale générée est de 292.8665 MW, avec des pertes de l'ordre de 9.4665 MW, d'après la figure IV.7 on remarque que tous les jeux de barres de charge ont des niveaux de tension vérifier leurs limites de sécurité .

Le tableau IV.8 résume les résultats sur ce réseau en utilisant PSO_OPF.

Tableau IV.8 Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus

Bus Number	Pmin (MW)	Pgopt (MW)	Pmax (MW)
1	50	174.0956	200
2	20	47.6595	80
5	15	21.4716	50
8	10	20.0963	35
11	10	13.2951	30
13	12	16.2484	40

Le valeur optimal qui a été trouvée après 5 génération est de l'ordre de 803.6058 \$/h. On faire comparaison entre ces résultats (obtenu par PSO) et les et les différentes méthodes classiques d'optimisation. La méthode Newton-Raphson et Quassi-Newton pour l'écoulement de puissance.

Tableau IV.9 Tableau de comparaison

	Min limite	Max limite	N-R	QN-OPF	NOTRE_PSO- OPF
P_{g1} [MW]	50	200	99.211	170.237	174.0956
P_{g2} [MW]	20	80	80	44.947	47.6595
P_{g5} [MW]	15	50	50.00	28.903	21.4716
P_{g8} [MW]	10	35	20.00	17.474	20.0963
P_{g11} [MW]	10	30	20.00	12.174	13.2951
P_{g13} [MW]	12	40	20.00	18.468	16.2484
Les pertes [MW]			5.812	8.805	7.4665
Le coût total [\$ /h]			901.918	807.782	803.6058

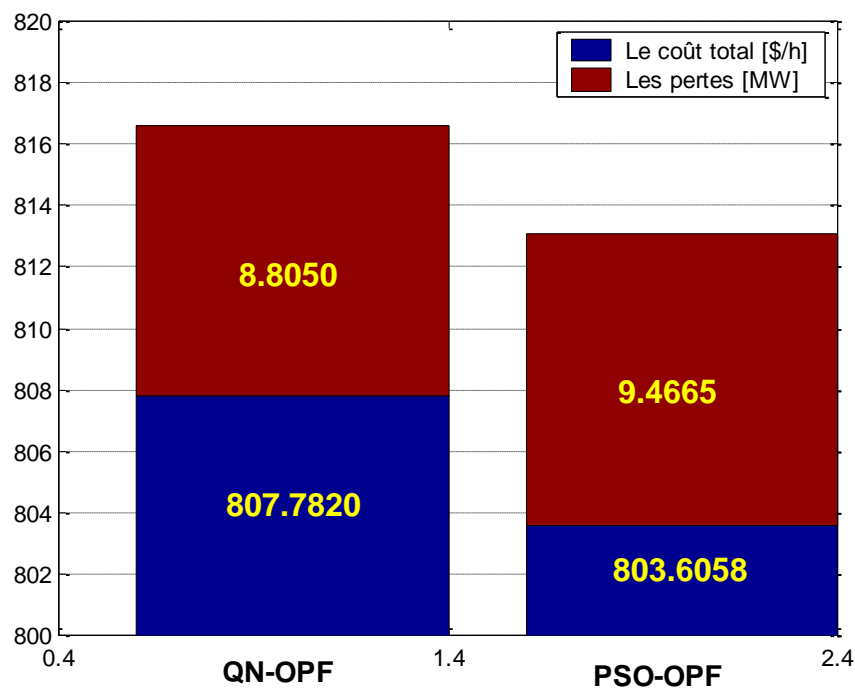


Figure IV.10 comparaison entre notre PSO-OPF et méthode classiques d'optimisation du point de vue coût et pertes de puissance.

IV.2.3 Réseau test Sonelgaz

En Algérie, la plus grande partie de l'électricité est d'origine thermique (98.3%), le reste se répartissant entre les centrales hydro-électriques ou à diesel. Le transport de l'énergie s'effectue par transformation du courant triphasé produit à des tensions variables, en une tension unique de 220kV, distribuée avec des lignes haute tension. Des sources d'énergie renouvelables telles que le vent et le soleil produisent de l'énergie électrique dans les sites isolés de l'Algérie. Elles représentent cependant des quantités négligeables.

Nous avons testé le D.E.O en utilisant le PSO sur la partie ouest du réseau algérien (220kV). Ce réseau est composé de 12 jeux de barres dont deux de barres sont de type PV ayant pour fonctions coûts les expressions :

$$C_1 = 0.85 P_{g1}^2 + 150 P_{g1} + 2000 \text{ [Nm}^3\text{/hr]}$$

$$C_2 = 1.70 P_{g2}^2 + 250 P_{g2} + 3000 \text{ [Nm}^3\text{/hr]}$$

Où les puissances générées sont exprimées en (MW), et sont limitées via les contraintes suivantes :

$$30 \leq P_{g1} \leq 510$$

$$10 \leq P_{g2} \leq 70.0$$

La puissance demandée est égale à 505 MW. Les coefficients des puissances générées une comparaison des résultats obtenus par l'application de notre PSO et les données de Sonelgaz est rapportée dans les tableaux IV.10.1 et IV.10.2.

- *calcul avec les pertes constantes (premier cas)*

Les pertes actives sont respectivement $P_L = 15.94 \text{ Mw}$ déterminées par la méthode de Gauss Seidel et seront considérées comme constantes.

Tableau IV.10.1 Comparaison des résultats obtenus de PSO du réseau ouest algérien

	Données Sonelgaz	Fletcher	Fletcher- Reeves	notre PSO
Pg1 (MW)	465.94	469.93	466.64	452.44
Pg2 (MW)	55.00	55	54.25	68.49
$\sum P_{gi}$ (MW)	520.94	524.93	520.89	520.94
P _D (MW)	505.00	505.00	505.00	505.00
PL (MW)	15.94	15.94	15.94	15.94
Coût (Nm³/hr)	278319	279940	2 78649	271970

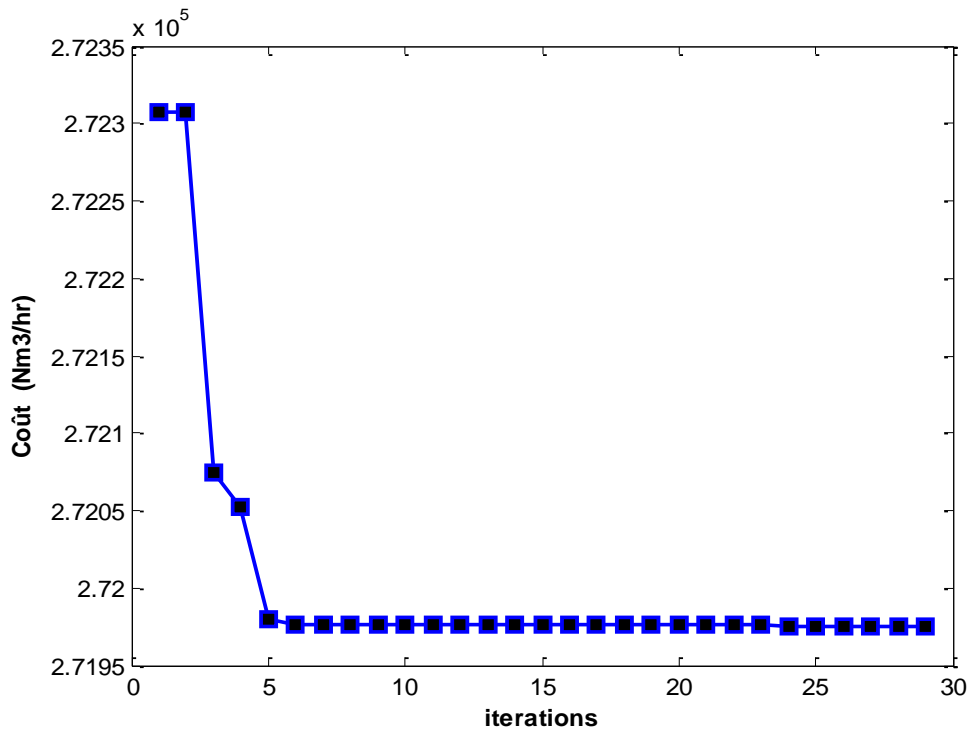


Figure IV.11 Valeur de la fonction de coût d'ouest du réseau algérien durant le processus de notre PSO-OPF

- *calcul avec les pertes variables (deuxième cas) :*

$$PL = 0.0189 * Pg1 + 0.0924 * Pg2.$$

Dans ce cas les pertes actives sont déterminées par la méthode de Gausse Seidel. Les puissances actives générées optimales, le coût minimal de combustible et les pertes totales (pour notre PSO-OPF) sont récapitulés dans le tableau suivant:

Tableau IV.10.2 Comparaison des résultats obtenus des notre PSO-OPF du réseau ouest algérien

	Données Sonelgaz	Fletcher [19]	Fletcher- Reeves [19]	AG type binaire [15]	notre PSO-OPF
Pg1 (MW)	465.94	468.92	465.37	450.41	450.4304
Pg2 (MW)	55.00	49.50	53.36	70.00	69.5050
∑Pgi (MW)	520.94	518.42	518.73	519.98	519.9354
P_D (MW)	505.00	505.00	505.00	505.00	505.00
PL (MW)	15.94	13.43	13.72	14.98	14.9354
Coût (Nm³/hr)	278319	278779	277067	270830	270610

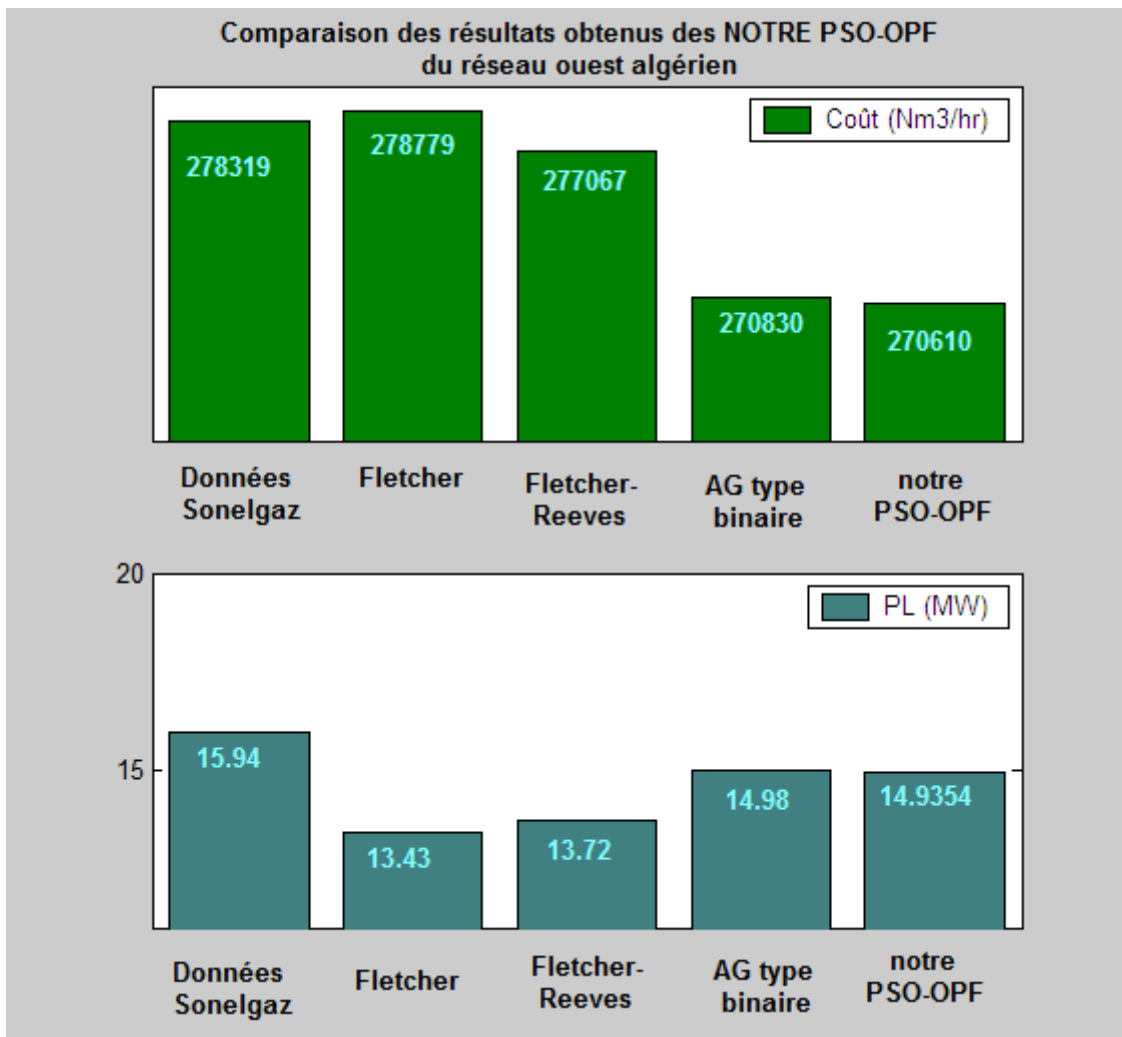


Figure IV.12 Résultats sur le deuxième cas(avec pertes variables).

On peut constater que les résultats obtenus avec les NOTRE PSO-OPF sont plus meilleurs que les données de Sonelgaz et la méthode des algorithmes génétiques de type binaire donne un gain en combustible de 270610 Nm³/hr (2.77%) par rapport aux données de Sonelgaz et une réduction des pertes actives. La méthode de PSO-OPF proposée (Notre Algorithme) donne encore un gain plus important en combustible de 279571.8 Nm³/hr (3.22%) et une réduction de plus de pertes actives. Cette réduction en combustible est très importante puisque si on la calcule pour un fonctionnement durant une année de 8760h, elle va donner une valeur très grand de l'ordre de 78.573 10⁶Nm³. Les résultats donnés par les NOTRE PSO-OPF montrent qu'une représentation plus naturelle du problème offre des solutions plus efficaces.

IV.3 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a testé les méthodes d'optimisation présentées dans les chapitres 3 , donne une facilité de test avec efficacité les différentes méthodes d'optimisation sur des réseaux tests de tailles différentes. Les résultats d'application est par PSO-OPF sur les réseaux tests montrent qu'on peut adapter en temps réel du moment que la convergence est très rapide.

Introduction générale

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture des demandes des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit. Pour bien exploiter un réseau électrique donné, il faut tout d'abord résoudre les problèmes d'ordre technique et économique. Souvent, on se trouve confronté à un problème, qui est celui de la répartition économique des puissances.

Au début, la solution utilisée consiste à charger ou à faire produire au maximum les unités ayant le meilleur rendement. Cette solution n'est pas rentable puisque l'abus de fonctionnement des machines diminue leurs durées de vie et par conséquent, les frais d'entretien et de maintenance augmentent considérablement.

L'extension et la complexité du réseau, laisse le choix aux chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes afin de contribuer à l'allègement de ce problème. Le problème de la répartition économique d'énergie a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau entier soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF), et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique.

Le but de notre travail est en le traitement du problème de dispatchings économiques optimaux et en particulier l'étude et l'application de l'algorithme d'optimisation de la méthode de Particule swarm d'optimisation (PSO_OPF) pour résoudre ce problème. .

Le premier chapitre : Dans ce chapitre, on a présenté des informations sur la répartition des charges électriques, et a montré de la méthode numérique qui traite le problème d'écoulement des puissances électriques (GAUSS-SIEDEL, NEWTON RAPHSON).

Le deuxième chapitre: donne une démonstration intuitive et mathématique des méthodes analytiques à l'aide de laquelle on peut obtenir les conductions du dispatching économique optimal, à savoir la méthode du multiplicateur de Lagrange utilisée pour le réseau sans pertes, et avec pertes.

Le troisième chapitre : fournit une initiation de base de «Particule Swarm d'Optimisation » ainsi que l'application de la Particule Swarm d'Optimisation au problème de dispatching économique optimaux.

Le quatrième chapitre: donne ou expose des simulations sur des systèmes génériques de 9 et 30 jeux de barres, ainsi que le réseau électrique Ouest Algérien. Les résultats obtenus sont aussi analysés.

Enfin quelques conclusions et directives possibles de ce travail sont mentionnées à la fin de cette mémoire.

CONCLUSION GÉNÉRAL

Le présent travail nous a permis la minimisation du coût de production de l'énergie électrique qui est connue du point de vue économique sous le nom « Dispatching Optimal ».

L'importance de cette méthode est l'économie de l'énergie électrique qui nous ramène à un bilan de puissances équilibré entre la génération et la consommation.

Les Particule Swarm d'Optimisation constituent une famille d'algorithmes meta-heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur les quelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité.

L'efficacité de la recherche d'optimum effectuée par les Particule Swarm d'Optimisation permet d'envisager le traitement du problème de complexité non polynomiale de taille important en un temps raisonnable.

Le principe de la recherche par les Particule Swarm d'Optimisation consiste à échantillonner l'espace, à évoluer les différents points de l'échantillon grâce à une fonction sélective transformée de la fonction objective et, à partir de ces évaluations, à construire un nouvel échantillon dont la valeur moyenne est meilleure que celle de l'échantillon précédent. Ce principe est mis en œuvre à partir d'opérateurs s'inspirant de l'évolution Particule Swarm d'Optimisation des espèces.

Concernant la vitesse de calcul, le programme du dispatching économique de l'écoulement de puissance proposé basé sur les Particule Swarm d'Optimisation a été testé et validé sur des réseaux électriques de petite et de moyenne taille. Nous avons constaté qu'il converge rapidement. On peut dire que l'optimisation de l'écoulement de puissance par les Particule Swarm d'Optimisation est une méthode globale puisqu'elle converge à la même solution approximativement de tout point de départ et donne un vecteur de contrôle cohérent. Les résultats obtenus permettent d'espérer une bonne application pratique de la programmation pour le calcul de l'écoulement de puissance optimal dans un environnement en temps réel.

Nous estimons que ce travail sera un pas dans le développement et l'implantation des techniques modernes pour résoudre le problème de D.E.O basées sur les méthodes hybrides et que ce mémoire viendra enrichir la bibliothèque de l'institut de l'électrotechnique.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1]: Computer methods in power system analysis (chapter 08),

ALLEN W.stagg, Ahmed H EL-Abier, International Student Edition

[2]: Calcul de la répartition de charge avec compensation dans le réseau électrique,

Mémoire de fin d'étude Université de Biskra (promotion 1998).

Propose et dirigé par : Mr BENATOUS Djilani

Elaboré par : BOUAKAZ Hacéne, SEGGA Salim

[3] : Z.F.Fethi et G.Abdelmalek et D.Mohammed

« L'application de la Méthode Newton-Raphson à L'écoulement de Puissance Dans Le Système Electrique»

Mémoire de fin d'étude université EL-OUDE Promotion (2007)

[4]: Analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique,

Mémoire de fin d'étude centre universitaire d'Oum El-bouaghi (promotion 2001).

Propose et dirigé par : Mr BOUKTIR TAREK.

Elaboré par : TOUIL Salim, BOULBIR Abdel-Baki

[5]: Calcule d'écoulement de puissance par la méthode GAUSS-SEIDEL,

Mémoire de fin d'étude Université de Biskra (promotion 1996).

Proposé et dirigé par : Mr BENATOUS Djilani

Elaboré par : MANSOURI Dris, GUMMOUDI Mohammed, FERHAT Abdel-hamid

[6]: N. Barka et Y.Labbi«Etude Et Analyse Du Problème De Dispatching Economique Par

Les Algorithmes Génétiques »

Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme

d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université Biskra, Promotion 2005.

[7]: R. Labdani ,L. Slimani et T. Bouktir« Particle Swarm Optimization Applied to the

Economic Dispatch Problem »

J. Electrical Systems 2-2 (2006): 95-102

Electrical Engineering Department,

Oum El Bouaghi University, 04000

[8]: P. Ajay - D - Vimal Raj T. G. Palanivelu R. Gnanadass « Optimal Power Flow Solution for Combined Economic Emission dispatch Problem using Particle Swarm Optimization Technique »

J. Electrical Systems 3-1 (2007): 13-25

[9] : Sayah Samir «Application des Ensembles Flous à la Repartition Optimale de la Puissance Dans les Réseaux Electriques»

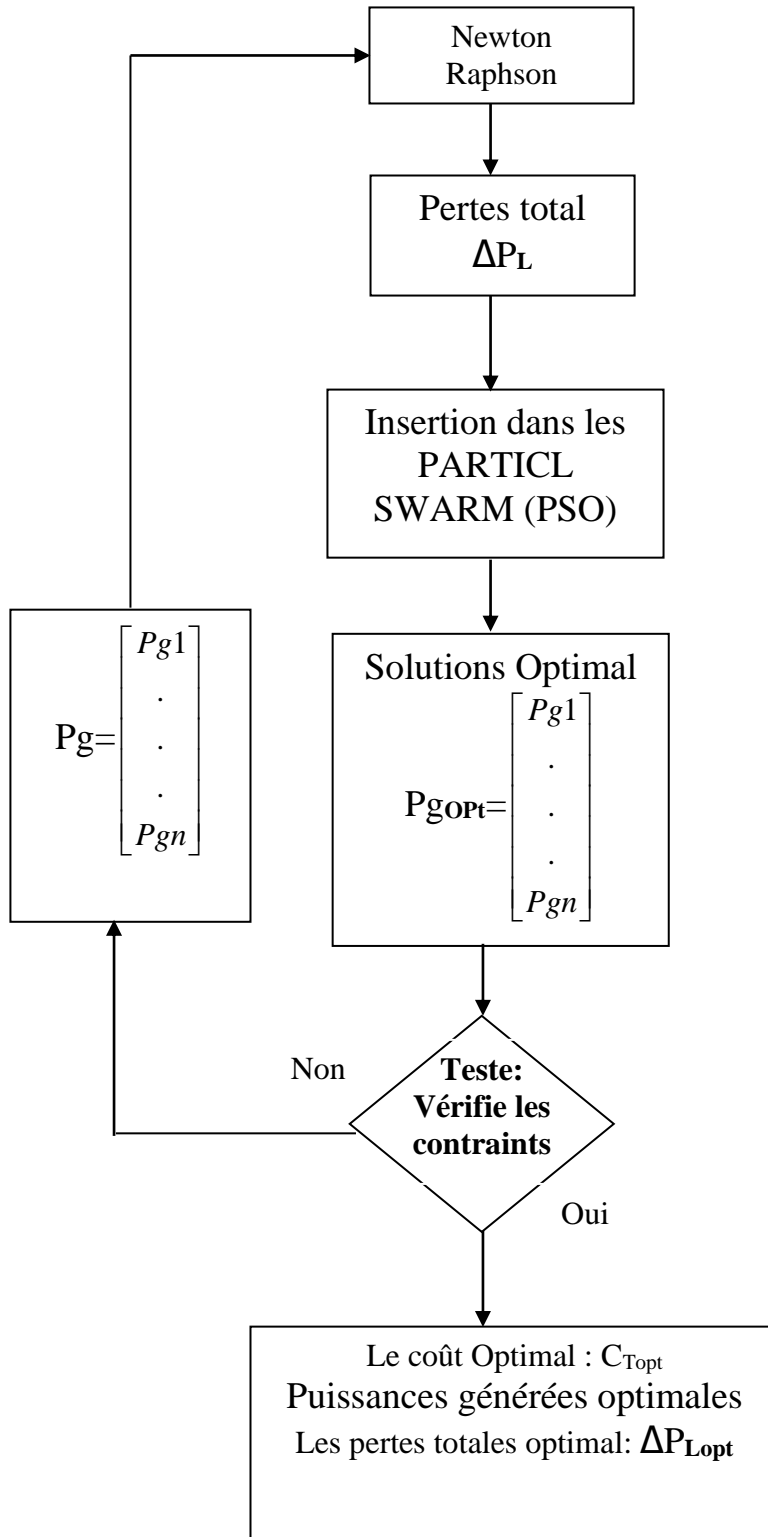
Mémoire de magister, université de setif (2005).

[10]: L.Rafik « Optimisation de l'écoulement de puissance dans un marche de électricité libre par Essaim de particules »

Mémoire de magister, Centre universitaire Larbi Ben M'hidi, Oum el-bouaghi (2007)

ANNEXE : A

ORGANIGRAMME DU DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL EN UTILISANT PARTICULES SWARM (PSO).



ANNEXE

ANNEXE : B

Tableau A.1 Données des jeux de barres du réseau 30 jeux de barres

No	Code	Mag.	Deg.	Load MW	Load Mvar	No	type	Mag.	Deg	Load MW	Load Mva
1	Ref	1.06	0.0	0.0	0.0	16	PQ	1	0	3.5	1.8
2	P V	1.000	0.0	21.70	12.7	17	PQ	1	0	9.0	5.8
3	PQ	1	0.0	2.4	1.2	18	PQ	1	0	3.2	0.9
4	PQ	1.06	0.0	7.6	1.6	19	PQ	1	0	9.5	3.4
5	PV	1	0.0	94.2	19.0	20	PQ	1	0	2.2	0.7
6	PQ	1	0.0	0.0	0.0	21	PQ	1	0	17.5	11.2
7	PQ	1	0.0	22.8	10.9	22	PQ	1	0	0	0.0
8	PV	1	0.0	30.0	30.0	23	PQ	1	0	3.2	1.6
9	PQ	1	0.0	0.0	0.0	24	PQ	1	0	8.7	6.7
10	PQ	1	0.0	5.8	12.0	25	PQ	1	0	0	0.0
11	PV	1	0.0	0.0	0.0	26	PQ	1	0	3.5	2.3
12	PQ	1	0	11.2	7.5	27	PQ	1	0	0	0.0
13	PQ	1	0	0	0.0	28	PQ	1	0	0	0.0
14	PQ	1	0	6.2	1.6	29	PQ	1	0	2.4	0.9
15	PQ	1	0	8.2	2.5	30	PQ	1	0	10.6	1.9

Tableau A.2 Données des lignes de transport du réseau 30 jeux

Frome	To	R	X	B/2	Frome	To	R	X	B/2
1	2	0.02	0.06	0.03	15	18	0.11	0.22	0
1	3	0.05	0.19	0.02	18	19	0.06	0.13	0
2	4	0.06	0.17	0.02	19	20	0.03	0.07	0
3	4	0.01	0.04	0.00	10	20	0.09	0.21	0
2	5	0.05	0.2	0.02	10	17	0.03	0.08	0
2	6	0.06	0.18	0.02	10	17	0.03	0.07	0
4	6	0.01	0.04	0.00	10	22	0.07	0.15	0
5	7	0.05	0.12	0.01	21	22	0.01	0.02	0
6	7	0.03	0.08	0.01	15	23	0.10	0.20	0
6	8	0.02	0.04	0.	22	24	0.12	0.18	0
6	9	0.0	0.21	0.0	23	24	0.13	0.27	0
6	10	0	0.56	0	24	25	0.19	0.33	0
9	11	0	0.21	0	25	26	0.25	0.38	0
9	10	0	0.11	0	25	27	0.11	0.21	0
4	12	0	0.26	0	28	27	0	0.4	0
12	13	0	0.14	0	27	29	0.22	0.42	0
12	14	0.12	0.26	0	27	30	0.32	0.6	0
12	15	0.07	0.13	0	29	30	0.24	0.45	0
12	16	0.09	0.2	0	8	28	0.06	0.2	0.02
14	15	0.22	0.2	0	6	28	0.02	0.06	0.01
16	17	0.08	0.19	0					