



THÈSE

En vue de l'obtention du Diplôme de Doctorat

Présentée par : HAMZA ZERIGAT Daho

Intitulé

*Gestion optimale d'un réseau d'énergie électrique avec incorporation
des sources d'énergie renouvelables.*

Faculté : Génie électrique
Département : Electrotechnique
Domaine : Sciences et Technologie (ST)
Filière : Electrotechnique
Intitulé de la Formation : Technique de l'Energie Electrique (TEE)

Devant le Jury Composé de :

<i>Membres de Jury</i>	<i>Grade</i>	<i>Qualité</i>	<i>Domiciliation</i>
<i>RAHLI Mostefa</i>	<i>Professeur</i>	<i>Président</i>	<i>USTO-MB</i>
<i>BENASLA Lahouaria</i>	<i>Professeur</i>	<i>Encadreur</i>	<i>USTO-MB</i>
<i>ZEBLAH Abdelkader</i>	<i>Professeur</i>	<i>Examineur</i>	<i>Univ SBA</i>
<i>ABDELMALEK Lakhder</i>	<i>MC-A</i>	<i>Examineur</i>	<i>ENP d'ORAN</i>
<i>BOUZEBOUDJA Hamid</i>	<i>Professeur</i>	<i>Examineur</i>	<i>USTO-MB</i>
<i>BENZERGA Fadéla</i>	<i>MC-A</i>	<i>Examineur</i>	<i>USTO-MB</i>

Résumé

ملخص

إن الانشغال الأكبر في الوقت الراهن لمسيري الشبكة الكهربائية هو إنتاج الطاقة بأقل ثمن للوقود و كذا الحد من كمية الغازات السامة المنبعثة في الجو.

الهدف من هذه الأطروحة يتمثل في تقنين معادلة ثمن الوقود الضروري لإنتاج الطاقة الكهربائية و كذا الحد من كمية الغازات السامة المنبعثة في الجو و رؤية مدى تأثير مصادر الطاقات المتجددة و كذا التعبير عن أهمية إدماجهم في الشبكة الكهربائية.

حل المشكلة المذكورة سلفا أنجز بتطبيق طريقة المجرة القائمة على خوارزمية البحث (GbSA). هذه الأخيرة هي خوارزمية جديدة تستخدم طريقة البحث العشوائي.

فعالية هذه الخوارزمية طبقت على شبكات كهربائية مختلفة و النتائج المتحصل عليها تثبت بأن الخوارزمية جد مرضية لتقنين معادلة ثمن الوقود الضروري لإنتاج الطاقة الكهربائية, الحد من كمية الغازات السامة المنبعثة في الجو و الضياعات الفعالة مقارنة مع نتائج أبحاث أخرى في نفس المجال.

الكلمات المفتاحية : المجرة القائمة على خوارزمية البحث, ثمن الوقود, انبعاثات الغازات السامة, الضياعات الفعالة.

Résumé

Les principales préoccupations actuelles des producteurs d'électricité utilisant des centrales thermiques à combustibles fossiles sont la production de l'électricité avec un coût faible de combustibles et la minimisation des émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère.

L'objectif de cette thèse est de minimiser le coût du combustible et les émissions des gaz toxiques et voir l'influence de l'intégration des sources d'énergies renouvelables afin de se prononcer sur les efficacités de leur incorporation dans un réseau d'énergie électrique.

La résolution du problème évoqué est faite en appliquant « Galaxy Based Search Algorithm » (GbSA). Ce dernier est un récent algorithme métaheuristique utilisant une recherche stochastique aléatoire.

La performance de cette méthode a été testée sur différents réseaux électriques. Les résultats obtenus prouvent que le GbSA est efficace pour optimiser le coût du combustible (coût de production), les émissions des gaz toxiques et les pertes actives de transmission.

Mots clés : Galaxy Based Search Algorithm, coût de production, émissions, pertes de transmission.

Abstract

The main aim of power generating company is to operate a power system in such a way to supply all the loads at the minimum fuel cost of generation and environmental pollution caused by emission of toxic gases of fossil based thermal generating units.

The objective of this thesis is to minimize the total production cost of the thermal power generation and emission due to toxic gases of an electrical network including renewable energy sources.

Galaxy Based Search Algorithm (GbSA) is proposed to solve the economic and emission dispatch problem. This algorithm is a recent metaheuristic search technique.

The validity of the proposed method is demonstrated with the help of different standards tests systems. The results are quite encouraging showing the good applicability of GbSA for Combined Economic Emission Dispatch problem.

Keywords : Galaxy Based Search Algorithm, total production cost, emissions, economic dispatch, emission dispatch, Combined Economic Emission Dispatch.

Remerciements

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au sein du Laboratoire d'Optimisation des Réseaux Electriques « LORÉ » de la faculté de Génie-Electrique de l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'Oran.

Avant tout, je tiens à remercier «ALLAH», le tout puissant pour la volonté et la patience qu'il m'a données durant toutes mes années d'études. C'est le moment de remercier toutes les personnes qui m'ont entouré pendant la réalisation de ce travail.

Je suis très heureux d'exprimer mes sincères reconnaissances à mon encadreur, la Professeure L. Benasla, qui a pleinement contribué à l'aboutissement de ce travail et qui n'a pas cessé de m'encourager par des conseils constructifs, précieux et bienveillants.

Je remercie le Docteur A. Belmadani pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à mon travail et les discussions scientifiques que nous avons partagés.

Je tiens à remercier vivement le professeur M. Rahli, d'avoir accepté de me faire profiter de ses compétences pour évaluer ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Mes vifs remerciements vont au Professeur A. Zebli pour sa participation à ce jury en qualité d'examineur de thèse. Je tiens à lui exprimer toute ma profonde gratitude.

Mes remerciements et ma reconnaissance iront également au Docteur L. Abdelmalek, qui a bien voulu me faire l'honneur de participer à l'évaluation de ce travail.

Je remercie également et plus sincèrement au Professeur H. Bouzeboudja qui m'a fait l'honneur en acceptant d'être parmi les membres du jury et pour avoir accepté d'examiner et critiquer mon travail.

J'adresse aussi mes remerciements au Docteur F. Benzerga qui m'a fait l'honneur de participer au jury.

Je tiens à réserver un remerciement particulier à mes parents pour leurs soutiens affectif et familial qui m'ont été d'un grand support moral pour la réalisation de ce modeste travail. Je leurs souhaite une longue vie pleine de joie et de bonheur.

Je remercie également mon frère, mes sœurs, la famille Belkasmî et mes amis de près ou de loin qui ne m'ont pas privé de leurs soutiens, leur enthousiasme et leur bonne humeur quotidienne.

Toute ma gratitude et mes remerciements vont aussi à mademoiselle M. Acimi et toute l'équipe du laboratoire « LORÉ ».

Ma gratitude va de plus à mes collègues de travail qui n'ont pas cessé de m'encourager afin de finaliser cette thèse.

Je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

Nomenclature

Nomenclature

P_{max}	<i>Puissance maximale récupérable.</i>
$P_{cinétique}$	<i>Puissance cinétique.</i>
ρ	<i>Masse volumique de l'air.</i>
S	<i>Surface des pales.</i>
V_v	<i>Vitesse du vent.</i>
C_p	<i>Coefficient aérodynamique de puissance de la turbine.</i>
λ	<i>Vitesse spécifique.</i>
C_m	<i>Couple moteur.</i>
C_c	<i>Coefficient du couple.</i>
R_p	<i>Rayon de la turbine.</i>
V_d	<i>Vitesse de déclenchement.</i>
V_n	<i>Vitesse nominale.</i>
V_M	<i>Vitesse d'arrêt de la turbine.</i>
P_L	<i>Pertes électriques actives.</i>
Q_L	<i>Pertes électriques réactives.</i>
y_{km}	<i>Admittance shunt dans un réseau électrique.</i>
r_{km}	<i>Résistance de la ligne de transport.</i>
x_{km}	<i>Réactance de la ligne de transport.</i>
P_s	<i>Puissance produite du générateur photovoltaïque</i>
η	<i>Rendement instantané.</i>
S_p	<i>Surface du module photovoltaïque.</i>
N	<i>Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.</i>
G	<i>Eclairement solaire sur plan incliné (W/m^2).</i>
γ	<i>Coefficient de température ($^{\circ}C$).</i>
$[I]$	<i>Vecteur des courants nodaux injectés dans le réseau électrique.</i>
$[V]$	<i>Vecteur des tensions nodales.</i>
$[Y]$	<i>Matrice des admittances nodales.</i>

$\frac{y_{km}}{2}$	<i>Admittance shunt.</i>
Z_{km}	<i>Impédance série.</i>
y_{kk}	<i>Les éléments diagonaux de la matrice admittance.</i>
I_{km}	<i>Courant transmis.</i>
S_{km}	<i>Puissance transmise.</i>
S_L	<i>Pertes de transmission.</i>
α	<i>Coefficient d'accélération.</i>
e_k	<i>Composante réelle de la tension.</i>
f_k	<i>Composante imaginaire de la tension.</i>
P_{gi}	<i>Puissance active générée au nœud i.</i>
P_{gi}^{\min}	<i>Puissance active minimale générée.</i>
P_{gi}^{\max}	<i>Puissance active maximale générée.</i>
$F(P_{gi})$	<i>Fonction coût de production du générateur i.</i>
a_i, b_i et c_i	<i>Coefficients des fonctions coût.</i>
F_{glob}	<i>Fonction du coût global de production.</i>
$F_{Vj}(P_{vj})$	<i>Fonction du coût d'une centrale éolienne.</i>
P_{vj}	<i>Puissance générée par la ferme au nœud j.</i>
d_j	<i>Coefficient de coût propre à la ferme éolienne.</i>
K_{pj}	<i>Coefficient du coût de surproduction de la ferme éolienne.</i>
K_{rj}	<i>Coefficient du coût de sous-production de la ferme éolienne.</i>
$f_p(p)$	<i>Fonction de probabilité de densité (pdf) de la puissance du vent.</i>
k	<i>Facteur de forme de Weibull.</i>
c	<i>Facteur d'échelle de Weibull.</i>
∂ et l	<i>Variables intermédiaires.</i>
$E(P_{gi})$	<i>Fonction coût de production du générateur i.</i>
$DEco$	<i>Dispatching économique statique.</i>
$DEcoD$	<i>Dispatching économique dynamique.</i>
$DEnv$	<i>Dispatching environnemental statique.</i>
DEE	<i>Dispatching économique-environnemental statique.</i>
α_i, β_i et η_i	<i>Coefficients des fonctions émissions.</i>
Ψ	<i>Fonction globale du dispatching économique environnemental.</i>
A_i, B_i, C_i	<i>Les coefficients de la fonction globale du DEE.</i>
F_p	<i>Facteur de pénalité de prix.</i>
Q_{gi}^{\min}	<i>Puissance réactive minimale générée.</i>

Q_{gi}^{max}	<i>Puissance réactive maximale générée.</i>
P_{ch}	<i>Puissance active consommée.</i>
x	<i>Vecteur des variables d'état.</i>
u	<i>Vecteur des variables de contrôle.</i>
$f(x_k)$	<i>Critère à minimiser appelé aussi fonction objectif.</i>
$g_i(x_k)$	<i>Contraintes d'inégalités.</i>
$h_j(x_k)$	<i>Contraintes d'égalités.</i>
$x_{k\min}$ et $x_{k\max}$	<i>Contraintes du domaine qui borne l'espace de recherche.</i>
ΔE	<i>Différence d'énergie.</i>
T	<i>Température du système.</i>
$P_i(t)$	<i>Probabilité de transition.</i>
$\tau_i(t)$	<i>Phéromone totale dans la région i à l'instant t.</i>
g	<i>Nombre de fourmis globales.</i>
GbSA	<i>Galaxy Based Search Algorithm.</i>
MaxRep	<i>Itération maximale pour la procédure de la recherche locale.</i>
kMax	<i>Itération maximale pour la procédure du mouvement spiral.</i>
SNext	<i>Sortie de la recherche locale.</i>
λ	<i>Paramètre de contrôle.</i>
x_n	<i>Variable à l'instant discret n.</i>
x_0	<i>Valeur initiale.</i>
LSF	<i>Facteur d'échelle de la charge.</i>
PCI	<i>Pouvoir calorifique inférieur du gaz.</i>

Liste des figures

Liste des figures

Figure I.1	Une tour d'acier.....	05
Figure I.2	Une tour en treillis.....	05
Figure I.3	Mats haubanés.....	05
Figure I.4	Solution hybride.....	05
Figure I.5	Turbine à axe horizontale.....	07
Figure I.6	Turbine à axe verticale.....	07
Figure I.7	Puissance extraire par une éolienne.....	10
Figure I.8	Ferme éolienne.....	12
Figure I.9	Ferme éolienne offshore.....	12
Figure I.10	Cellule photovoltaïque.....	13
Figure I.11	Description d'une cellule photovoltaïque.....	13
Figure I.12	Panneau photovoltaïque.....	14
Figure I.13	Champ photovoltaïque.....	14
Figure I.14	Association en série.....	14
Figure I.15	Association en parallèle.....	14
Figure I.16	Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque.....	15
Figure I.17	Composants d'un système photovoltaïque.....	16
Figure II.1	Représentation schématique d'un générateur.....	19
Figure II.2	Schéma d'une ligne électrique.....	19
Figure II.3	Représentation schématique d'une charge.....	19
Figure II.4	Modèle du transformateur.....	20
Figure II.5	Organigramme de la méthode de Gauss Seidel.....	25
Figure II.6	Organigramme de la méthode de Newton-Raphson.....	28
Figure II.7	La courbe représentant la fonction coût.....	29
Figure II.8	Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=1$	31
Figure II.9	Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=2$	31
Figure II.10	Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=3$	32
Figure II.11	Les gaz émis par les centrales électriques.....	33
Figure III.1	Les étapes de processus d'optimisation.....	42
Figure III.2	Méthodes d'optimisation.....	43

Figure III.3	Recuit simulé.....	45
Figure III.4	Organigramme de la recherche Tabou.....	47
Figure IV.1	Procédure descente simple.....	55
Figure IV.2	Evolution d'une solution dans la méthode de descente.....	56
Figure IV.3	Procédure GbSA.....	58
Figure IV.4	Procédure de la recherche locale.....	60
Figure IV.5	Procédure du mouvement spiral.....	61
Figure V.1	Topologie du réseau 14 nœuds.....	65
Figure V.2	Variations du coût total en fonction du nombre d'itérations.....	66
Figure V.3	Convergence du coût total.....	66
Figure V.4	Variation des puissances générées.....	66
Figure V.5	Convergence du coût de production.....	69
Figure V.6	Convergence des émissions de NO _x	69
Figure V.7	Convergence du coût total.....	69
Figure V.8	Résultats comparatifs.....	70
Figure V.9	Convergence du coût total.....	73
Figure V.10	Topologie du réseau IEEE 30 nœuds.....	74
Figure V.11	Convergence du coût de production.....	76
Figure V.12	Convergence des émissions de NO _x	76
Figure V.13	Variations des puissances générées.....	76
Figure V.14	Convergence du coût de production.....	78
Figure V.15	Convergence des émissions de NO _x	78
Figure V.16	Variations des puissances générées.....	78
Figure V.17	Résultat comparatif du coût de production.....	79
Figure V.18	Résultat comparatif des émissions de NO _x	79
Figure V.19	Variations des pertes transmises.....	80
Figure V.20	Topologie du réseau ouest algérien.....	81
Figure V.21	Variations de la demande totale.....	81
Figure V.22	Facteur d'échelle de la charge (LSF).....	81
Figure V.23	Atlas de la vitesse du vent.....	82
Figure V.24	Variations de la vitesse du vent.....	83
Figure V.25	Variations de la production d'éolienne.....	83
Figure V.26	Variations de la production totale.....	84
Figure V.27	Variations des pertes transmises.....	84
Figure V.28	Variations du volume du gaz.....	85
Figure V.29	Variations des puissances générées.....	85
Figure V.30	Variations de la production totale.....	86
Figure V.31	Variations des pertes transmises.....	86
Figure V.32	Variations du volume du gaz.....	86

Figure V.33	Variations des puissances générées.....	86
Figure V.34	Variations de la production totale.....	88
Figure V.35	Variations du volume du gaz.....	88
Figure V.36	Les pertes transmises.....	88
Figure V.37	Variations des émissions de CO ₂	91
Figure V.38	Topologie du réseau IEEE 9 nœuds.....	92
Figure V.39	Convergence du coût de production.....	92
Figure V.40	Convergence des émissions de NO _x	92
Figure V.41	Convergence du coût total.....	93
Figure V.42	Convergence du coût de production.....	94
Figure V.43	Convergence des émissions de NO _x	94
Figure V.44	Convergence du coût total.....	95
Figure V.45	Convergence du coût total.....	97
Figure V.46	Convergence du coût total.....	99
Figure V.47	Convergence du coût total.....	100
Figure V.48	Atlas de l'éclairément solaire.....	101
Figure V.49	Variations de la production totale.....	103
Figure V.50	Variations des pertes transmises.....	103
Figure V.51	Variations du volume du gaz.....	103
Figure V.52	Variations des puissances générées.....	103
Figure V.53	Variations de l'éclairément solaire.....	104
Figure V.54	Variations de la puissance produite.....	104
Figure V.55	Variations de la production totale.....	105
Figure V.56	Variations du volume du gaz.....	105
Figure V.57	Variations des pertes transmises.....	105
Figure V.58	Variation de l'éclairément solaire.....	106
Figure V.59	Variation de la puissance produite.....	106
Figure V.60	Variations de la production totale.....	107
Figure V.61	Variations du volume du gaz.....	107
Figure V.62	Variations des pertes transmises.....	108
Figure V.63	Variations de l'éclairément solaire.....	109
Figure V.64	Variations de la puissance produite.....	109
Figure V.65	Variations de la production totale.....	110
Figure V.66	Variations du volume du gaz.....	110
Figure V.67	Variations des pertes transmises.....	110
Figure V.68	Variations de la production totale.....	112
Figure V.69	Variations du volume du gaz.....	112
Figure V.70	Variations des pertes transmises.....	112
Figure V.71	Convergence du coût de production.....	114

Figure V.72	Convergence des émissions des gaz toxiques.....	114
Figure V.73	Convergence du coût total.....	114
Figure V.74	Convergence du coût de production.....	116
Figure V.75	Convergence des émissions des gaz toxiques.....	116
Figure V.76	Convergence du coût total.....	116
Figure V.77	Production totale.....	117

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I.1	Classification des éoliennes.....	09
Tableau I.2	Etat de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	11
Tableau II.1	Différents types de nœuds.....	22
Tableau IV.1	Procédure de la recherche locale.....	59
Tableau IV.2	Procédure du mouvement spiral.....	60
Tableau IV.3	Solution optimale pour $f_1(x)$	62
Tableau IV.4	Solution optimale pour $f_2(x)$	62
Tableau V.1	Coefficients et limites des puissances générées.....	65
Tableau V.2	Résultats d'optimisation pour différentes valeurs de x_0	65
Tableau V.3	Résultats de comparaison.....	66
Tableau V.4	Coefficients et limites des puissances générées.....	67
Tableau V.5	Facteur de pénalité de prix.....	68
Tableau V.6	Résultats optimaux.....	68
Tableau V.7	Résultats de comparaison.....	69
Tableau V.8	Coefficients et limites des puissances générées.....	72
Tableau V.9	Résultats de comparaison.....	72
Tableau V.10	Valeurs planifiées des tensions et des puissances.....	75
Tableau V.11	Coefficients et limites des puissances générées.....	75
Tableau V.12	Résultats de comparaison.....	75
Tableau V.13	Résultats de comparaison.....	76
Tableau V.14	Résultats de comparaison.....	77
Tableau V.15	Résultats de comparaison.....	79
Tableau V.16	Coefficients et limites des puissances générées.....	81
Tableau V.17	Variations de la vitesse du vent et de la puissance produite.....	83
Tableau V.18	Résultats optimaux.....	84
Tableau V.19	Résultats optimaux.....	86
Tableau V.20	Résultats de comparaison.....	87
Tableau V.21	Résultats de comparaison.....	90
Tableau V.22	Coefficients et limites des puissances générées.....	91
Tableau V.23	Résultats de comparaison.....	92

Tableau V.24	Résultats de comparaison.....	93
Tableau V.25	Résultats optimaux.....	94
Tableau V.26	Résultats optimaux.....	94
Tableau V.27	Résultats de comparaison.....	95
Tableau V.28	Résultats de comparaison.....	97
Tableau V.29	Résultats de comparaison.....	99
Tableau V.30	Résultats de comparaison.....	100
Tableau V.31	Résultats optimaux.....	102
Tableau V.32	Variations de l'éclairement solaire et la puissance produite.....	103
Tableau V.33	Résultats optimaux.....	104
Tableau V.34	Variations de l'éclairement solaire et la puissance produite.....	106
Tableau V.35	Résultats optimaux.....	107
Tableau V.36	Variations de l'éclairement solaire et la puissance produite.....	108
Tableau V.37	Résultats optimaux.....	109
Tableau V.38	Résultats de comparaison.....	111
Tableau V.39	Coefficients et limites des puissances générées.....	113
Tableau V.40	Résultats de comparaison.....	114
Tableau V.41	Résultats de comparaison	115
Tableau V.42	Résultats de comparaison.....	117

Table des matières

Table des matières

Introduction générale.....	01
-----------------------------------	-----------

Chapitre I : Généralités sur l'énergie éolienne et l'énergie solaire

I.1 Introduction.....	04
I.2 Energie éolienne.....	04
I.2.1 Description d'une éolienne.....	04
I.2.2 Classification des éoliennes.....	09
I.2.3 Influence de la vitesse du vent sur l'énergie produite.....	09
I.2.4 Puissance récupérable par une turbine.....	10
I.2.5 Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne.....	10
I.2.6 Parc d'éoliennes.....	12
I.2.7 Avantages et inconvénients.....	12
I.3 Energie solaire.....	12
I.3.1 Définition.....	13
I.3.2 Principe de fonctionnement.....	15
I.3.3 Les systèmes photovoltaïques et leurs composants.....	15
I.3.4 Avantages et Inconvénients.....	16
I.4 Conclusion.....	17

Chapitre II : Ecoulement de puissance et dispatching économique-environnemental

II.1 Introduction.....	18
II.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique.....	18
II.2.1 Générateur de puissance.....	18
II.2.2 Ligne de transport.....	19
II.2.3 Charge électrique.....	19
II.2.4 Transformateur.....	20
II.2.5 Ferme éolienne.....	20

II.2.6 Centrale solaire.....	20
II.3 Ecoulement de puissance.....	21
II.4 Formulation mathématique de l'écoulement de puissance.....	22
II.4.1 Equations des lignes.....	23
II.4.2 Equations des nœuds.....	23
II.4.3 Les pertes de transmission.....	23
II.5 Méthodes de résolution.....	24
II.5.1 Méthode de Gauss Seidel.....	24
II.5.2 Méthode de Newton-Raphson.....	26
II.6 Dispatching économique.....	29
II.6.1 Coût de la production thermique.....	29
II.6.2 Coût de la production par éolienne.....	30
II.6.3 Coût de la production par un système solaire.....	32
II.6.4 Coût de la production Eolien-Solaire.....	32
II.7 Dispatching environnemental.....	33
II.7.1 La production d'électricité et les émissions atmosphériques.....	33
II.7.2 Le modèle mathématique.....	34
II.8 Dispatching économique-environnemental.....	35
II.9 Contraintes d'optimisation.....	35
II.10 Ecoulement de Puissance Optimal.....	37
II.10.1 Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal.....	38
II.10.2 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal.....	38
II.11 Dispatching économique-environnemental dynamique.....	40
II.12 Conclusion.....	40

Chapitre III : Méthodes d'Optimisation

III.1 Introduction.....	41
III.2 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation.....	41
III.3 Processus d'optimisation.....	41
III.3.1 Variables du problème.....	42
III.3.2 Espace de recherche.....	42
III.3.3 Fonction objective.....	42
III.4 Méthodes d'optimisation.....	42
III.4.1 Méthodes énumératives.....	43
III.4.2 Méthodes stochastiques.....	44
III.4.2.1 Recuit simulé.....	44
III.4.2.2 Méthode de recherche Tabou.....	46
III.4.2.3 Optimisation par colonie de fourmis.....	47

III.4.2.4 Méthode de Monte Carlo.....	49
III.4.2.5 Les algorithmes génétiques.....	49
III.4.3 Méthodes Analytiques.....	50
III.4.3.1 Méthodes Directes.....	50
III.4.3.1.1 Méthode du Simplexe de Nelder et Mead.....	50
III.4.3.1.2 Méthode de Hooke et jeeves.....	51
III.4.3.1.3 Méthode de Rosenbrock.....	51
III.4.3.2 Méthodes indirectes.....	52
III.4.3.2.1 Méthode de la plus grande pente.....	52
III.4.3.2.2 Méthode du Gradient conjugué.....	52
III.4.3.2.3 Méthode de Newton.....	53
III.4.3.2.4 Méthode de Quasi-Newton.....	54
III.5 Conclusion.....	54

Chapitre IV : Galaxy Based Search Algorithm « GbSA »

IV.1 Introduction.....	55
IV.2 La méthode de Descente (Hill Climbing).....	55
IV.2.1 Principe de l'algorithme.....	55
IV.2.2 Avantages.....	56
IV.2.3 Inconvénients.....	56
IV.3 Principe de la méthode.....	57
IV.4 Performances et efficacité.....	61
IV.5 Conclusion.....	63

Chapitre V : Simulations et Résultats

V.1 Introduction.....	64
V.2 Application n°1.....	64
V.3 Application n°2.....	67
V.3.1 Réseau à onze générateurs.....	67
V.3.2 Réseau à cinquante quatre générateurs.....	70
V.4 Application n°3.....	73
V.4.1 Modèle n°1.....	73
V.4.1.1 Réseau test n°1.....	73
A. Réseau sans ferme éolienne.....	75
B. Réseau avec ferme éolienne.....	77
C. Comparaison des résultats.....	79

V.4.1.2 Réseau test n°2.....	80
A. Réseau sans ferme éolienne.....	83
B. Réseau avec ferme éolienne.....	85
C. Comparaison des résultats.....	87
D. Les émissions de dioxyde de carbone issue de la combustion.....	88
V.4.2 Modèle n°2.....	91
A. Réseau sans ferme éolienne.....	92
B. Réseau avec ferme éolienne.....	93
C. Comparaison des résultats.....	95
V.4.3 Modèle n°3.....	95
A. Réseau sans ferme éolienne.....	96
B. Réseau avec ferme éolienne.....	97
C. Comparaison des résultats.....	99
V.5 Application n°4.....	101
A. Réseau sans centrale solaire.....	102
B. Réseau avec centrale solaire.....	103
C. Comparaison des résultats.....	111
V.6 Application n°5.....	113
A. Réseau sans source d'énergies renouvelables	113
B. Réseau avec source d'énergies renouvelables	115
C. Comparaison des résultats.....	116
V.7 Conclusion.....	118
Conclusion générale.....	119
Références bibliographiques.....	121

Introduction générale

Introduction générale

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs qui ont contribué à l'augmentation sans cesse de la consommation de l'énergie électrique. Afin d'assurer un équilibre constant entre la production et la consommation, il a été nécessaire d'augmenter de plus en plus le nombre de centrales électriques, des lignes, des transformateurs, etc. Ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel [1].

La production et la distribution de l'énergie électrique doivent être accomplies à coût minimal et avec efficacité maximale. Il faut donc, planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique de telle sorte à minimiser le coût total du fonctionnement du réseau entier. 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. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance [2].

Le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) consiste à maximiser le profit de la totalité des consommateurs de l'énergie électrique, à minimiser le coût total des puissances actives générées de façon que les pertes de puissances actives et réactives sont acceptables et les contraintes sur les transits des puissances dans les lignes de transport sont satisfaites et à contrôler les puissances actives sortantes des générateurs ainsi que leurs niveaux de tension [3].

Récemment, beaucoup d'algorithmes d'optimisation de l'écoulement de puissance ont été développés pour nombreuses applications afin d'optimiser divers objectifs avec des contraintes qui doivent être satisfaites. Chacun d'eux a ses propres caractéristiques favorables, telles que le temps de la solution et les propriétés de la convergence. Par conséquent, le choix des techniques d'optimisation utilisées dépend des problèmes confrontés. Il existe des méthodes classiques basées sur les informations de la fonction coût, et/ou de ses premières et deuxièmes dérivées. L'inconvénient des ces méthodes est le risque de converger vers un optimum local surtout si la fonction objective est non linéaire ou bien des dérivées sont difficiles à calculer [2].

Actuellement, l'apport de l'outil informatique associé aux méthodes mathématiques a contribué à l'efficacité de la résolution des problèmes que pose l'utilisation de l'énergie et rend possible la gestion des réseaux électriques à différents niveaux. La complexité et la taille des problèmes posés ont permis d'élaborer deux méthodes distinctes de résolution. La première consiste à traiter séparément la répartition optimale des puissances actives et réactives, tandis que la seconde traite des puissances actives et réactives simultanément. Dans les deux cas, plusieurs contraintes dites de sécurité doivent être prises en considération, telles que : les contraintes de bilan des puissances active et réactive, les limites des puissances transitées et les limites des tensions [1].

L'impact des centrales sur l'environnement est un point qui a changé l'aspect de la gestion des réseaux d'énergie électrique. Jusqu'aux dernières décennies, les centrales électriques produisaient l'électricité sans trop d'égard envers l'effet nocif de leurs émissions sur les espèces vivantes environnantes. Cependant, la prise de conscience récente des effets toxiques des gaz émis par les centrales à base d'énergie fossile et les nouvelles lois strictes sur l'environnement imposées aux producteurs d'électricité ont mené à l'incorporation de considérations de l'environnement dans les méthodes qui gouvernent la production d'énergie électrique. Ce facteur a incité des révisions au principe que le critère de la production optimale est mesuré seulement en minimisant le coût total de production. Les émissions et le coût du combustible doivent être considérés simultanément pour fournir la vraie mesure de la production optimale [4].

L'importance de la protection de l'environnement et la diminution progressive des sources d'énergie fossile ont favorisé l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques existants. En effet, l'énergie renouvelable a l'avantage de conserver les réserves irremplaçables de fuel et la réduction des émissions de gaz polluants.

Les ressources pétrolières sont limitées, et par conséquent, la recherche de leurs alternatives non pétrolières se poursuit partout dans le monde. En outre les émissions de gaz engendrées par les centrales thermiques et les déchets des centrales nucléaires entraînent un effet négatif sur l'environnement. La conscience publique croissante de la protection environnementale et le passage des amendements de la loi d'air propres de 1990, ainsi que le protocole de Kyoto, signé le 11 décembre en 1997 au Japon, imposent aux pays industrialisés un objectif de réduction des émissions de 5 % en moyenne pour les principaux gaz à effet de serre, tels que : dioxyde de carbone (CO_2), méthane (CH_4), dioxyde d'azote (N_2O). En effet plusieurs options sont proposées pour réduire les émissions comme l'installation d'équipements de nettoyage et le changement de carburant avec celui de moins polluant, par conséquent ces propositions ne sont pas vraiment réalisables à cause de la médiocrité de leurs rendements et le coût de leurs investissements coûteux. Ainsi la directive 2001/77/CE ayant pour but d'augmenter la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité au sein du marché intérieur de l'électricité a obligé les décideurs de s'orienter vers ce type d'énergies [5].

Dans l'Algérie le taux de la consommation d'électricité qui provient des sources d'énergies renouvelables atteint 10-12 %, en 2010 [6]. Parmi ces sources d'énergie renouvelable, il existe des sources: éolienne, solaire, hydraulique et géothermique. La connexion des sources renouvelables aux réseaux électriques ajoute un nouveau défi, où il est impératif d'étudier l'effet de ces sources dans l'analyse de l'écoulement de puissance optimal.

L'objectif de cette thèse est d'étudier l'influence de l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans un réseau électrique sur le dispatching économique, dispatching environnemental, dispatching économique environnemental statique et dispatching économique dynamique en appliquant un nouvel algorithme appelé Galaxy Based Search Algorithm (GbSA). Cette thèse est composée de cinq chapitres.

Le premier chapitre est consacré à la présentation détaillée des éoliennes et des systèmes photovoltaïques utilisés pour produire l'énergie électrique et énumérer leurs avantages et inconvénients.

Dans le second chapitre, nous présentons le problème de l'écoulement de puissance, les modèles qui déterminent le coût total de production de la ferme éolienne et la centrale solaire et les modèles mathématiques du dispatching économique statique (DEco), dynamique (DED), environnemental (DEnv) et économique-environnemental (DEE).

Le troisième chapitre présente un aperçu global sur les différentes méthodes les plus utilisées dans la résolution d'un problème d'optimisation en les résumant en trois grandes classes : les méthodes énumératives, métaheuristiques et analytiques.

Le quatrième chapitre est consacré à la description détaillée du nouvel algorithme GbSA auquel nous nous sommes intéressés.

Des simulations faites sur des réseaux électriques standards IEEE et le réseau ouest algérien et des commentaires sur les résultats de ces simulations font l'objet du cinquième chapitre.

Nous terminons par une conclusion générale où nous exposons la validité de la méthode utilisée et nous faisons mention de quelques perspectives.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie éolienne et l'énergie solaire

I.1 Introduction

Les énergies dites renouvelables sont potentiellement inépuisables. La nature peut les reconstituer assez rapidement, contrairement au gaz, au charbon et au pétrole, dont les réserves constituées après des millions d'années sont limitées. L'énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et biomasse en sont les formes les plus courantes.

Trois facteurs militent en faveur des énergies renouvelables: la sauvegarde de l'environnement, l'épuisement inévitable des ressources limitées de la planète et les considérations économiques.

Ces énergies ne peuvent pas remplacer dès aujourd'hui toutes les énergies conventionnelles, mais elles peuvent suppléer l'énergie produite par les services publics et enrichir la gamme des énergies exploitées à l'heure actuelle.

Une des solutions pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, est de développer les énergies renouvelables. Utilisant des ressources illimitées telles que le soleil et la force du vent, elles ne rejettent pas de gaz à effet de serre lors de leur utilisation. Prenons l'exemple de l'énergie solaire, on utilise l'énergie dégagée par le soleil pour produire de l'électricité grâce à des panneaux solaires photovoltaïques ou de la chaleur grâce à des panneaux solaires thermiques et pour l'énergie éolienne, on utilise la force du vent pour produire de l'électricité.

I.2 Energie éolienne

Depuis des siècles, l'homme utilise l'énergie du vent pour faire avancer des bateaux, moudre du grain ou pomper de l'eau. Cette technologie millénaire, nous sert maintenant à produire de l'électricité. Bien au point techniquement, la production électrique éolienne est en plein essor. Que ce soit à l'échelle individuelle avec le petit éolien ou à grande échelle avec le grand éolien, l'énergie du vent peut contribuer à diversifier la façon décentralisée, en ne produisant directement ni polluants, ni CO_2 et sans crainte d'épuisement de la ressource [7].

I.2.1 Description d'une éolienne

Une éolienne est constituée essentiellement de quatre parties : le rotor et ses pales, la nacelle, le mât (tour) et la fondation.

I.2.1.1 La fondation

La fondation est un élément important d'une éolienne. Sa forme est ronde ou carrée mais peut aussi être en étoile pour réduire l'usage du ciment. Autour de la fondation, on pose un fil en cuivre sans isolement. C'est le conducteur de paratonnerre [8].

I.2.1.2 La tour

La tour de l'éolienne doit être suffisamment solide pour supporter non seulement la nacelle et le rotor, mais aussi les charges puissantes provoquées par le vent. Il existe plusieurs alternatives pour les grandes éoliennes : une tour autoportante, tubulaire et d'acier, une tour en treillis ou bien une tour massive en béton. Les mâts tubulaires haubanés sont seulement utilisés pour les petites éoliennes [9].

A- Tour tubulaire d'acier

La plupart des grandes éoliennes sont livrées avec une tour tubulaire d'acier fabriquée dans des sections de 20 à 30 cm² qui sont munies de brides aux deux extrémités de chacune et assemblées par des boulons sur site (figure I.1). La tour est conique, c'est à dire que son diamètre croit en s'approchant du pied de la tour. Cette structure permet d'augmenter la résistance et d'utiliser moins de matériau.



Figure I.1 : Une tour d'acier

B- Tours en treillis

Une tour peut être constituée de profils d'acier assemblés de façon à former un treillis (figure I.2). Une tour en treillis est très solide, et elle est moins chère à produire qu'une tour tubulaire. C'est parce qu'on n'utilise pas autant d'acier pour une tour en treillis que pour une tour tubulaire. En tout cas, pour des raisons esthétiques, on n'utilise pratiquement plus les tours en treillis pour les grandes éoliennes.



Figure I.2 : Une tour en treillis

C- Mâts haubanés

Un grand nombre de petites éoliennes sont construites avec des mâts étroits supportés par des haubans (figure I.3). En utilisant ce type de tour, on gagne surtout l'avantage d'une réduction du poids et donc de la tour. L'accès difficile au terrain juste autour du mât haubané constitue l'inconvénient principal, ce qui le rend peu approprié pour les exploitations agricoles. Un autre inconvénient est le fait que les mâts haubanés sont plus vulnérables au vandalisme que les autres types de tours, ce qui compromet la sécurité générale de la construction.



Figure I.3 : Mâts haubanés

D- Solution hybride

Certains types de tours sont en fait le résultat d'une combinaison de plusieurs des techniques décrites ci-dessus (figure I.4). Cette tour peut être qualifiée comme hybride d'une tour en treillis et d'une tour haubanée.



Figure I.4 : Solution hybride

I.2.1.3 Le rotor [8]

Le rotor est la partie la plus visible du système éolien. Il est formé de plusieurs pales qui ont une forme particulière. Lorsque le vent fait tourner les pales, celles-ci font tourner le rotor qui fait, à son tour, tourner le mécanisme d'entraînement et le générateur.

Au cours des années, la taille des éoliennes devient grande. Plus la surface balayée par le rotor est grande, plus il est possible de récolter de l'énergie des molécules d'air. L'énergie disponible à une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par son rotor.

I.2.1.4 Les pales [8]

Les pales ou bien les hélices sont une partie très importante des éoliennes. Plusieurs éléments caractérisent ces pales : la longueur, la largeur, le profil, etc. Elles doivent être légères, solides et durables pour résister à l'action des éléments (forts vents, pluie, neige, etc.). C'est le diamètre des pales qui détermine la quantité d'électricité produite par le système. L'éolienne compte habituellement deux ou trois pales.

Les pales des éoliennes sont fabriquées à partir de matériaux composites qui allient ces qualités de résistance et de légèreté. On rencontre plusieurs types de matériaux :

➤ **Le bois** : Il est simple, léger, facile à travailler et il résiste bien à la fatigue mais il est sensible à l'érosion, peut se déformer et est réservé pour des pales assez petites.

➤ **Le lamellé-collé** : C'est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées ensemble. Il est possible de réaliser des pales jusqu'à 5 à 6 m de longueur ayant une bonne tenue en fatigue.

➤ **Les alliages d'aluminium** : Pour des pales allant principalement jusqu'à 20 m de longueur.

➤ **Les matériaux composites** : Leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, évolutives ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, corde.

I.2.1.5 La turbine éolienne

Une turbine éolienne est la partie d'un système éolien qui réalise la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Il existe deux types des turbines [9] :

A- **Turbine à axe horizontale** : L'axe du rotor est parallèle au sol. Ces éoliennes (figure I.5) sont les plus utilisées à cause de leur rendement et de leur efficacité. Elles peuvent fonctionner face au vent ou sous le vent [10].

B- **Turbine à axe verticale** : La turbine à axe verticale (figure I.6) comporte quelques avantages: Tout d'abord l'accès au générateur et aux principales composantes mécaniques est situé aux pieds de la tour. De plus, aucun système pour orienter la turbine dans la direction du vent n'est requise [10].



Figure I.5 : Turbine à axe horizontale



Figure I.6 : Turbine à axe verticale

I.2.1.6 Capteur éolien [11]

➤ **Formule de Betz** : La puissance récupérable est inférieure, puisque l'air doit conserver une énergie cinétique résiduelle pour qu'il subsiste un écoulement. Albert Betz a démontré que la puissance maximale récupérable est :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \cdot P_{\text{cinétique}} = \frac{8}{27} \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{I.1})$$

➤ **La vitesse spécifique** : Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée : la vitesse réduite, qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent :

$$\lambda = \frac{U}{V_v} = \frac{R \cdot \Omega}{V_v} \quad (\text{I.2})$$

➤ **Rendement énergétique d'un capteur éolien** : L'équation (I.1) démontrée par Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini par [12] :

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{\text{eol}}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (\text{I.3})$$

➤ **Le coefficient du couple** : C'est le rapport du couple moteur C_m qui s'exerce sur l'arbre de sortie du capteur éolien au couple aérodynamique C_a [12] :

$$C_c = \frac{C_m}{C_a} = \frac{C_p}{\lambda} \quad (\text{I.4})$$

$$\text{Avec: } C_m = \frac{P_m}{W} = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho S V^3}{W}$$

I.2.1.7 La nacelle

La nacelle est montée au sommet du mât et abritant les composants mécaniques et pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Elle est constituée de:

➤ **L'arbre principal :** Le rotor fait tourner l'arbre principal. L'arbre est relié au multiplicateur. Le rotor entraîne l'arbre avec beaucoup de force. L'arbre doit être très solide [9].

➤ **Le multiplicateur :** Les rotors dont le diamètre est supérieur à 5 m ont des vitesses de rotation trop faibles pour pouvoir entraîner directement un alternateur classique. Il est donc indispensable pour ces machines d'interposer entre l'aéromoteur et l'alternateur un multiplicateur [9].

➤ **Arbre de la génératrice:** Le petit arbre transmet la puissance du multiplicateur à la génératrice. L'arbre tourne très vite, environ 1500 tours par minute [9].

➤ **Frein mécanique :** Le frein est inséré au plus près du disque éolien lorsqu'il y a une ligne d'arbre avec multiplicateur incorporé; il agit de façon progressive pour réduire les contraintes élevées apparaissant lors d'un freinage brutale sur une roue de la plus grande inertie. Le freinage d'une machine constitue un élément de sécurité si important que, bien souvent, on conjugue diverses solutions qui participent à la limitation en vitesse de rotation puis à l'arrêt [13].

➤ **Génératrice :** Elle peut être un générateur à courant continu ou un alternateur. Dans tous les cas, elle transforme l'énergie mécanique que lui transmet le rotor en énergie électrique.

Le générateur à courant continu est plus lourd et plus coûteux. Il demande des vérifications périodiques mais ne nécessite pas de convertisseur pour la charge des batteries.

L'alternateur est moins lourd et moins coûteux, son entretien est nul mais impose un convertisseur pour la charge des batteries [13].

➤ **Unité de refroidissement :** Lorsque la génératrice tourne, elle se réchauffe. Si elle devient trop chaude, elle risque de se casser. C'est pourquoi il faut la refroidir.

Il y a deux façons de refroidir la génératrice - soit par air, soit par eau. Si la génératrice est refroidie par l'eau, on conduit de l'eau froide à travers plusieurs tuyaux [13].

➤ **Les outils de mesure du vent (Anémomètre et Girouette):** girouette pour la direction et anémomètre pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande [13].

➤ **Système de commande :** Le système de commande, c'est le cerveau de l'éolienne. Il comporte un ordinateur qui surveille en permanence l'état de l'éolienne tout en contrôlant le dispositif d'orientation. En cas de défaillance (ex : surchauffe du multiplicateur

ou de la génératrice), le système arrête automatiquement l'éolienne et le signale à l'ordinateur de l'opérateur de l'éolienne via un modem téléphonique [13].

➤ **Moteur et Couronne d'orientation** : Il oriente la nacelle face au vent; c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein [11]. Dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite.

I.2.2 Classification des éoliennes [9]

Les éoliennes sont classées selon le tableau I.1

Taille de l'éolienne	Puissance nominale (kW)	Diamètre du rotor (m)	Surface balayée (m ²)
Micro	Moins de 1.5	Moins de 3	Moins de 7
Petite	1.5 à 20	3 à 10	7 à 80
Moyenne	20 à 200	10 à 25	80 à 500
Grande	200 à 1500	Plus de 25	Plus de 500

Tableau I.1 : Classification des éoliennes

I.2.3 Influence de la vitesse du vent sur l'énergie produite [9]

Pour les éoliennes à axe horizontal, le couple de démarrage est plus grand lorsque le nombre de pales est élevé mais le domaine des vents exploitables est plus restreint.

Dans la phase d'exploitation, compte tenu du caractère très fluctuant du vent et de la résistance limitée de la structure, on est amené à opérer deux types de réglage. En effet, pour garantir un captage maximal (optimal) de l'énergie incidente, il faut ajuster en permanence la vitesse de l'éolienne à la vitesse du vent et l'angle d'incidence des pales.

Sur la caractéristique d'exploitation d'une éolienne de la (figure I.7), il existe quatre zones principales qui sont :

La zone I : ou la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage V_d de l'éolienne. Dans ce cas, la turbine ne fonctionne pas et ne produit donc pas d'énergie.

La zone II : dans laquelle la vitesse du vent est comprise dans le domaine $[V_d, V_n]$ correspond à la zone où il est possible d'optimiser la conversion d'énergie éolienne. C'est dans cette zone qu'il est intéressant de faire varier la vitesse de rotation. La puissance récupérée est alors variable.

La zone III : ou la puissance développée par l'éolienne est limitée à la puissance nominale P_n . En effet au-delà de la vitesse nominale du vent V_n , le surcoût de dimensionnement (puissance du générateur, résistance mécanique des structures) ne serait pas amorti par le gain de production.

La zone IV : lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse maximale admissible par l'éolienne V_M . Dans ce cas, la turbine est arrêtée par le système d'arrêt d'urgence afin de protéger la partie mécanique de l'éolienne et d'éviter son endommagement.

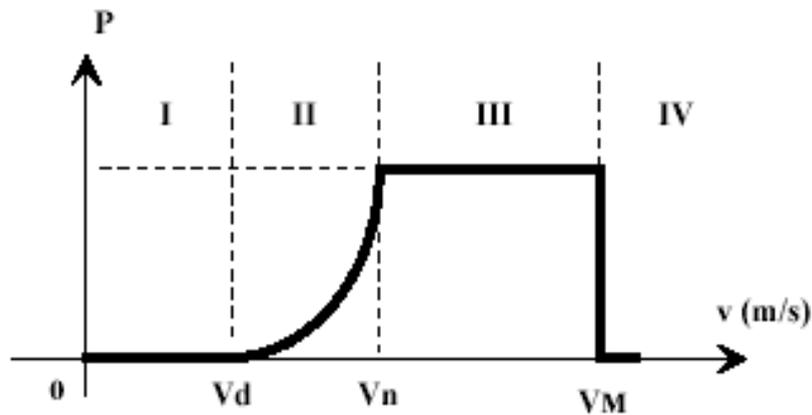


Figure I.7 : Puissance extraire par une éolienne en fonction de la vitesse du vent

I.2.4 Puissance récupérable par une turbine

La puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne peut s'écrire sous la forme [11]:

$$P_{turbine} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot V_v^3 \quad (I.5)$$

Où : C_p : est le coefficient aérodynamique de puissance de la turbine.

ρ : est la masse volumique de l'air.

R_p : Le rayon de la turbine

V_v : La vitesse du vent.

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent. Il a été introduit par la théorie de Betz. La limite de Betz indique que, pour les meilleures machines : bipales ou tripales, à axe horizontal, on ne récupère au maximum que 59% de l'énergie due au vent, ce qui signifie que C_{pmax} (théorique) est de l'ordre de 0.3 à 0.4 au maximum.

I.2.5 Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne [14]

La plupart des turbines éoliennes utilisent deux principes de régulation aérodynamique pour contrôler la vitesse de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent.

I.2.5.1 Système à pas variable

Le système à pas variable dit système pitch ou système à calage variable utilise la variation de l'angle de calage des pales (variation de l'angle d'incidence). En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimale conduit à la puissance maximale disponible. En

générale la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes :

- Le démarrage à une vitesse du vent V_d plus faible.
- L'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites $[V_d, V_n]$ en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport V_n/V_d de l'ordre de 4 à 5).
- La régulation par limitation de la puissance pour $V > V_n$.
- La protection de l'éolienne contre les vents trop violents ($V \geq V_M$) par la mise en «drapeau» des pales de l'hélice.

Ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation de calage, de manière prépondérante de puis le démarrage (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique (zone IV) de la turbine.

I.2.5.2 Système à décrochage aérodynamique

Le système à décrochage aérodynamique dit système stalle, utilise une méthode passive : l'augmentation de l'angle de calage afin de permettre le décrochage aérodynamique de la turbine aux vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale.

En comparaison avec les turbines à angle de calage variable, les avantages sont les suivants :

- Une structure plus simple du rotor.
- Une maintenance plus aisée.
- Un contrôle simple et efficace de la puissance.

Cette solution est utilisée surtout quand la génératrice et le couplage conduisent à une vitesse de rotation peu variable (génératrice asynchrone à couplage direct sur le réseau). La courbe de puissance n'est alors pas plate entre V_n et V_M et comporte une «bosse» caractéristique.

L'état de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent est donné par ce tableau:

Vitesse du vent	Etat de l'éolienne
4.5m/s	Bien que cela varie en fonction du type d'éoliennes, il faut un minimum de vent pour qu'elle se mette à tourner. C'est la vitesse d'amorçage.
6m/s	Cette vitesse permet d'exploiter sérieusement une éolienne pour produire de l'énergie
8m/s	C'est un seuil idéal pour installer une éolienne.
15m/s	Un bon vent pour l'éolienne. Elle est en pleine production
25m/s	Une petite éolienne doit être arrêtée cela va trop vite pour sa frêle constitution ! sa grande sœur fonctionne bien, mais déjà les contrôles automatiques réduisent sa capacité.
30m/s	Toutes les éoliennes sont arrêtées. Les autres risquent des dommages considérables : perte des pales, rupture de la tour.

Tableau I.2 : Etat de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

I.2.6 Parc d'éoliennes

Une éolienne occupe une faible surface au sol. Ceci est un énorme avantage pour son installation qui perturbe peu les sites et permet de conserver des activités industrielles ou agricoles à proximité [9].

On retrouve l'éolienne n'est pas raccordée au réseau, elle n'est pas reliée à d'autres éoliennes. Si non les éoliennes sont regroupées sous forme de ferme éolienne (figure I.8). Les installations peuvent être réalisées sur terre ou de plus en mer avec les fermes éoliennes offshore (figure I.9) où la présence du vent est plus régulière. Avec ce dernier type d'installation, on réduit les nuisances sonores et on améliore l'esthétique [9].



Figure I.8 : Ferme éolienne



Figure I.9 : Ferme éolienne offshore

I.2.7 Avantages et inconvénients [11]

L'énergie éolienne a beaucoup d'avantages. C'est une source d'énergie très économique. Les dispositifs mécaniques ne demandent pas trop d'entretien et sont très faibles. Depuis des siècles, l'énergie éolienne a été utilisée dans de multiples applications comme le moulin à vent qui sert à moudre le grain. En plus, elle ne pollue pas l'environnement et ne provoque pas l'effet de serre.

Même si l'énergie éolienne a plusieurs usages, elle peut avoir des cotés négatifs. Par exemple le bruit et les vibrations dans les sols peuvent devenir désagréables pour le voisinage. De plus, si les vents sont trop violents, ils peuvent endommager les pales (dans les éoliennes modernes, elles ont un system de freinage automatique).

I.3 Energie solaire

Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre ($150 \cdot 10^6$ de kilomètres). La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimé à $90 \cdot 10^{15}$ GW, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que $180 \cdot 10^6$ GW. Arrivant à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et

de diffusion. De là, on introduit la notion de l'éclairement comme étant la densité de puissance reçue par une surface soumise à un flux lumineux, dans les conditions atmosphériques optimales. Cette densité de puissance atteinte $1\text{kW}/\text{m}^2$ pour un site situé au niveau de la mer.

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires [15].

I.3.1 Définition

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque [16].

I.3.1.1 La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque (figure I.10) appelée aussi photopile est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appelle aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs [17].

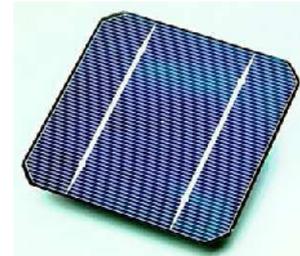


Figure I.10 : Cellule photovoltaïque

A- Constituants d'une cellule photovoltaïque

La cellule est constituée de plusieurs couches (figure I.11):

- une couche de protection translucide.
- une couche conductrice (k) qui sert de cathode (pôle +) (grille métallique).
- une couche avec porteurs de charges libres négatives (N).
- une jonction entre (N) et (P).
- une couche avec porteurs de charges libres positives (P) (cristal semi-conducteur) - une couche de contact conductrice en métal (a) qui joue le rôle de l'anode (pôle).
- une couverture pour la protection contre les influences externes (n'est pas sur le schéma) qui est indispensable car la cellule photovoltaïque est très fragile [10].

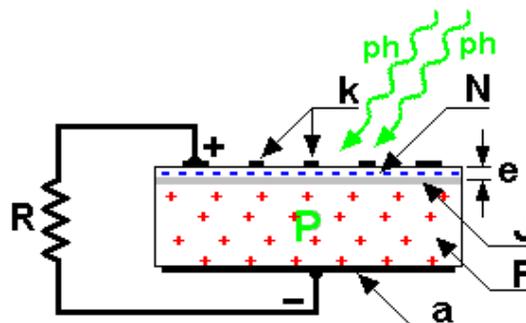


Figure I.11 : Description d'une cellule photovoltaïque

B- Les différents types de cellules photovoltaïques

➤ Les cellules monocristallines : Elles sont constituées d'un cristal à deux couches, le plus souvent du silicium. Elles ont un rendement entre 15 et 22% mais elles sont chères à fabriquer.

➤ Les cellules poly-cristallines : Elles sont constituées de plusieurs cristaux, ce qui diminue leur prix de fabrication. Cependant leur rendement n'est que de 10 à 13 %.

➤ Les cellules amorphes : Elles ont un rendement très faible (5 à 10%) mais leur prix est très bas [10].

C- Le rendement d'une cellule PV

Le rendement d'une photopile est le rapport entre l'énergie électrique qu'elle fournit et l'énergie lumineuse du rayonnement reçue ou incidente [18].

D- La puissance

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixe (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc.), la puissance électrique P disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni par une tension continue donnée [19].

I.3.1.2 Le panneau photovoltaïque

Les panneaux solaires convertissent l'énergie lumineuse en énergie électrique. Un panneau Photovoltaïque (figure I.12) est un système de câblage électrique de plusieurs cellules photovoltaïques, logées dans une enveloppe de protection contre les intempéries et les influences environnementales, avec isolation électrique [10].



Figure I.12 : Panneau photovoltaïque

I.3.1.3 Le champ photovoltaïque

Lorsque les panneaux photovoltaïques sont interconnectés entre eux et fixés sur un support, on obtient un champ photovoltaïque (figure I.13) fonctionnant comme une seule unité de production d'électricité. Le champ photovoltaïque est constitué d'un certain nombre de modules montés en série (figure I.14) ou en parallèle (figure I.15) puis posés en toiture sur une structure en aluminium [10].



Figure I.13 : Champ photovoltaïque

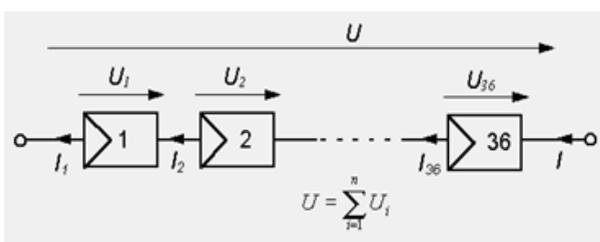


Figure I.14 : Association en série

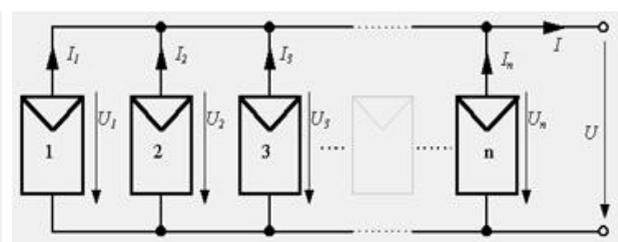


Figure I.15 : Association en parallèle

I.3.2 Principe de fonctionnement

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module ou panneau solaire. En fonction de la puissance désirée, les panneaux eux-mêmes peuvent être assemblés pour constituer un champ photovoltaïque. Le panneau solaire fonctionne au fil du soleil, c'est-à-dire que la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'ensoleillement. Elle est donc à son maximum lorsque le soleil est au zénith et nulle à la nuit [9].

Les besoins en électricité ne correspondent pas aux heures d'ensoleillement ou nécessitent une intensité régulière. On équipe alors un système de batteries, d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu.

Afin de protéger la batterie, un régulateur limite sa surcharge par les panneaux photovoltaïques solaires. De même un régulateur de décharge limite la décharge de la batterie par les consommateurs [10].

Enfin, le générateur photovoltaïque produisant du courant continu. Il est nécessaire pour un certain nombre d'applications de le convertir à l'aide d'un onduleur en courant alternatif.

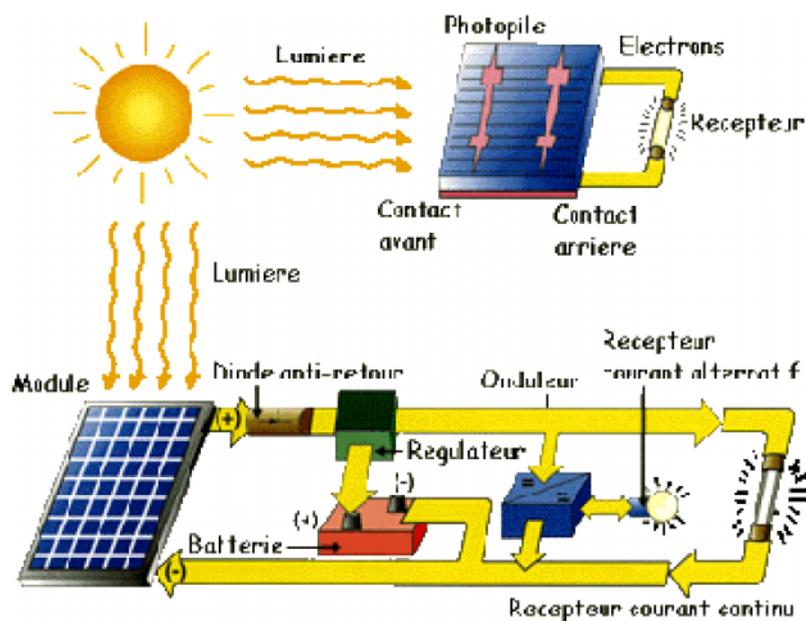


Figure I.16 : Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque

I.3.3 Les systèmes photovoltaïques et leurs composants

Les systèmes photovoltaïques, aussi appelés systèmes PVs, produisent de l'électricité. Ils ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont faibles, requièrent peu d'entretien, sont silencieux et ne produisent aucune émission de polluants [20].

Un système photovoltaïque est constitué par (figure I.17):

I.3.3.1 Les cellules solaires

Étant déjà traitées, nous allons nous attarder sur les autres composants.

I.3.3.2 Les batteries

Elles permettent le stockage. La batterie est le composant le plus vulnérable d'une installation autonome et elle coûte extrêmement cher. Les batteries sont très fragiles. Elles craignent les surcharges et les décharges trop importantes [10].

I.3.3.3 Les régulateurs de charge

La fonction première du régulateur est de contrôler la quantité de courant continu qui arrive ou qui sort de la batterie pour éviter qu'elle s'endommage. Il protège la batterie contre une surcharge de courant pouvant provenir du panneau photovoltaïque, et contre une éventuelle décharge profonde engendrée par le consommateur [10].

I.3.3.4 Les convertisseurs

Suivant l'application, un convertisseur est utilisé pour adapter la puissance générée à la charge. Il existe principalement les convertisseurs DC/DC qui fournissent à la charge une tension DC différente de la tension générée par les panneaux et les convertisseurs DC/AC qui produisent une tension alternative pour les charges correspondantes [10].

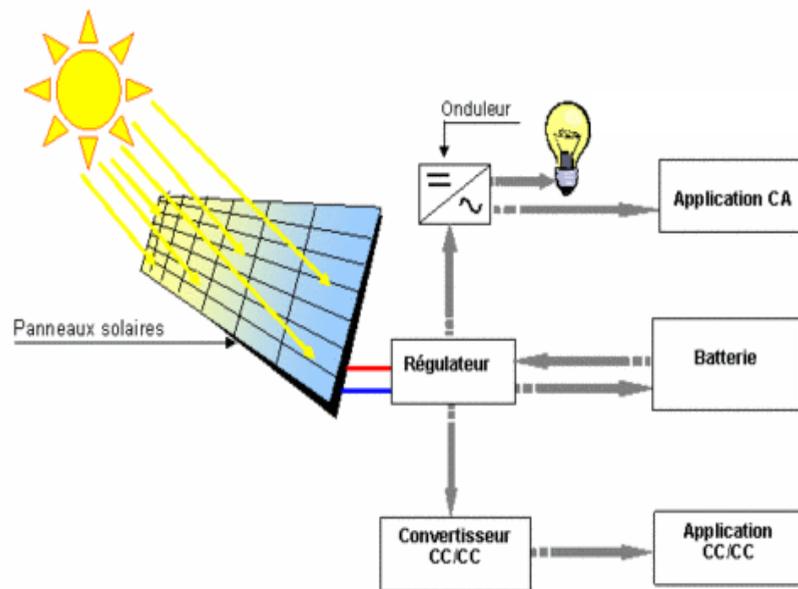


Figure I.17 : Composants d'un système photovoltaïque

I.3.4 Avantages et Inconvénients

C'est une énergie renouvelable gratuite dont l'utilisation ne pollue pas l'atmosphère. Elle fonctionne même quand le soleil ne brille pas grâce à la lumière diffusée.

Son coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et elle ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé [11].

Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables: aucune pièce mécanique n'est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle). La durée de vie d'un capteur photovoltaïque est de plusieurs dizaines d'années (30 ans).

La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville [10].

Mais comme énergie, l'énergie solaire photovoltaïque présente les inconvénients suivants [21]:

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requière des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%).
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesels que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru.
- La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis.
- Il est impératif d'utiliser des appareils électroménagers économes en énergie (lampe fluorescente; réfrigérateur ...).
- Il existe un décalage entre la période de production (ensoleillement) et les besoins de consommation. En cas de mauvais temps prolongé, il faut un chargeur pour recharger la batterie d'accumulateurs à partir du groupe électrogène.

I.4 Conclusion

Les besoins énergétiques mondiaux vont irrémédiablement croître; face à ces besoins légitimes, les énergies fossiles qui se tarissent et chargent l'atmosphère en dioxyde de carbone ne pourront plus être la réponse universelle. Il est donc important de trouver de nouvelles ressources énergétiques de préférence non polluantes et renouvelables. Les énergies renouvelables ont le potentiel nécessaire pour constituer une des réponses à ce défi planétaire.

Dans ce chapitre, nous avons fait une description détaillée des éoliennes et des systèmes photovoltaïque utilisés pour produire de l'énergie électrique et énumérer leurs avantages et inconvénients.

Chapitre II

*Ecoulement de puissance
et dispatching
économique-environnemental*

II.1 Introduction

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée avec un coût aussi faible que possible.

L'étude d'un tel système nécessite la représentation de ce dernier par un modèle mathématique décrivant les différents éléments qui le composent. Cette représentation nous permet d'étudier son comportement avec précision.

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et des transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production [5].

L'objectif du calcul de l'écoulement de puissance est de déterminer les puissances actives et réactives qui transitent dans le réseau électrique ainsi que les niveaux des tensions, pour avoir une idée générale sur le comportement du réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous modéliserons les éléments d'un réseau électrique : générateurs de puissance, charges électriques, lignes de transport, les transformateurs et l'énergie produite par une ferme éolienne et par une centrale solaire.

Nous allons présenter aussi les modèles mathématiques du dispatching économique, environnemental et économique-environnemental. Dans l'équation du bilan, nous avons exprimés les pertes électriques comme étant constantes et variables en fonction puissances générées.

II.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique

Il n'est pas question de modéliser tous les éléments constitutifs d'un réseau électrique pour calculer l'écoulement de puissance ou bien l'optimisation de l'écoulement de puissance. Cela n'est nécessaire que pour les éléments qui interviennent réellement, à savoir : générateurs de puissance, charges électriques, lignes de transport, les transformateurs de puissances et l'énergie produite par une ferme éolienne et par une centrale solaire. Le modèle doit être suffisamment simple tout en traduisant principalement la réalité du comportement [3].

II.2.1 Générateur de puissance

Cet élément (figure II.1) doit fournir une certaine puissance donnée sous une tension fixe. Les puissances active et réactive données sont maintenues dans certaines limites pour représenter les contraintes [11].

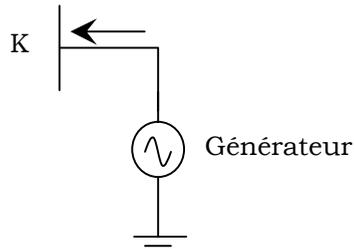


Figure II.1 : Représentation schématique d'un générateur

II.2.2 Ligne de transport

La transmission de l'énergie électrique est assurée par les lignes électriques qui permettent d'acheminer cette énergie des centres de production vers les centres de consommation. Elle est modélisée par un schéma équivalent électrique en π (figure II.2).

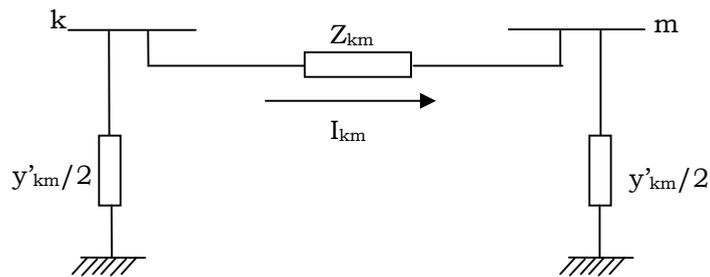


Figure II.2 : Schéma d'une ligne électrique

II.2.3 Charge électrique

La charge peut être vue comme consommatrice de puissances active et réactive (P_L , Q_L) constantes. Q_L peut être positive (cas d'une charge inductive) ou négative (cas d'une charge capacitive) [20].

Elle est modélisée par une impédance constante calculée à partir des puissances active et réactive consommées (figure II.3) [10].

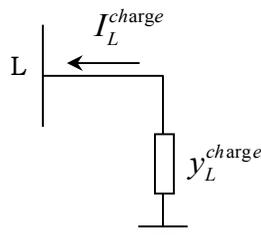


Figure II.3 : Représentation schématique d'une charge

Cette admittance est définie par l'expression suivante:

$$y_L = \frac{P_L - jQ_L}{|V_L|^2} \quad (\text{II.1})$$

II.2.4 Transformateur

Dans la modélisation des transformateurs, on suppose généralement que la réactance magnétique est infinie. Ainsi, un transformateur peut être considéré comme une admittance égale à son admittance en court-circuit placée derrière un transformateur idéal de rapport de transformation « a ». Le transformateur est représenté par un modèle en π (figure II.4).

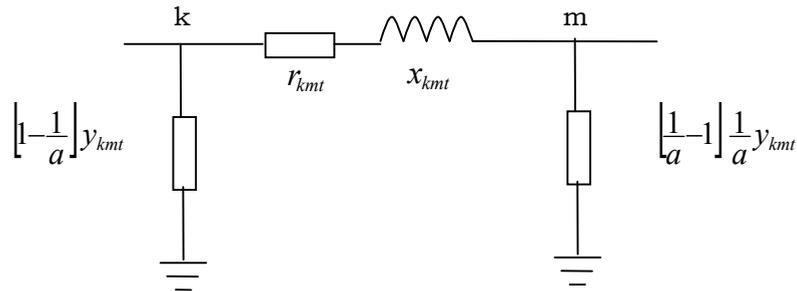


Figure II.4 Modèle du transformateur

L'admittance du transformateur est exprimée par :

$$y_{kmt} = \frac{1}{r_{kmt} + jx_{kmt}} = y_{mkt} \quad (\text{II.2})$$

II.2.5 Ferme éolienne

Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique et la description détaillée des différents types d'aérogénérateurs sont présentés dans plusieurs références [22, 23, 24]. La puissance mécanique qui peut être extraite du vent se détermine au moyen de la fonction suivante :

$$P_v = \begin{cases} 0 & V_v < V_d \\ \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_p^2 \cdot V_v^3 & V_d \leq V_v < V_n \\ P_N & V_n \leq V_v < V_M \\ 0 & V_v \geq V_M \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

Où C_p est le coefficient de puissance aérodynamique, ρ la masse volumique de l'air (1,225 kg/m³), R_p le rayon de la surface active de l'éolienne et V_v la vitesse du vent. V_d , V_n et V_M sont respectivement la vitesse de déclenchement, la vitesse nominale et la vitesse d'arrêt de la turbine. Le coefficient C_p ne peut théoriquement pas dépasser la limite de Betz ($C_{p_limite} = 0.593$) [25].

II.2.6 Centrale solaire

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculée à partir de l'équation suivante [26]:

$$P_s = \eta * S * N * G \quad (\text{II.4})$$

η : Le rendement instantané.

S: Surface du module photovoltaïque.

G: Eclairement solaire sur plan incliné (W/m^2).

N: Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la relation suivante [27, 28]:

$$\eta = \eta_r(1 - \gamma(T_c - T_0)) \quad (\text{II.5})$$

η_r : Rendement de référence du module sous les conditions standards. ($T= 25^\circ\text{C}$ et $G= 1000 \text{ W}/\text{m}^2$)

γ : Coefficient de température ($^\circ\text{C}$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de la température de la cellule. Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006°C .

L'intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur dans les conditions standards.

II.3 Écoulement de puissance

Pour résoudre le problème de l'écoulement, on a recours à deux méthodes :

- Méthode des mailles.
- Méthode des nœuds.

La méthode des mailles a été la première utilisée. Cependant, sa formulation lourde et la difficulté d'y introduire les données du problème lui a préféré la méthode des nœuds qui est aujourd'hui la plus utilisée. La matrice des admittances aux nœuds est plus facile à établir, de plus elle est assez creuse. Cette approche reste la plus économique du point de vue temps de résolution [29].

Le calcul de l'écoulement de puissance se base sur les équations nodales suivantes:

$$[I] = [Y][V] \quad (\text{II.6})$$

Où $[I]$ est le vecteur des courants nodaux injectés dans le réseau électrique, $[V]$ le vecteur des tensions nodales et $[Y]$ est la matrice des admittances nodales.

Ils existent plusieurs méthodes pour le calcul de l'écoulement de puissance dont on peut citer :

- méthode de Newton-Raphson.
- méthode de Gauss-Seidel.
- méthode de Découplée Rapide de Newton.
- méthode de relaxation.
- Etc.

La résolution de ce système d'équations, nous impose de définir les différents nœuds existants [30]:

A- Nœud producteur

Ce nœud est associé à la centrale où la puissance active et le module de la tension qui sont connus. Il est généralement appelé nœud de type PV. Il faudra déterminer l'angle de la tension et la puissance réactive.

B- Nœud consommateur

Ce nœud est associé seulement à la charge où les puissances active et réactive sont connues. Il est généralement appelé nœud de type PQ. Pour cela, il faudra déterminer le module et la phase de la tension.

C- Nœud balancier

Ce nœud sert de référence pour les déphasages et assume les pertes du réseau, il est choisi parmi les nœuds producteurs. Il est associé à la centrale la plus puissante. Étant donné que les pertes d'énergie du réseau pour un régime donné sont inconnues, on laisse varier la production de la puissance active de cette centrale afin de satisfaire la contrainte :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{Pertes.}$$

Le nœud balancier est caractérisé par le module de sa tension et sa phase prise souvent comme phase de référence. Il faudra déterminer les deux autres paramètres à savoir les puissances active et réactive

Le tableau (II.1) présente explicitement les différents types des nœuds :

Type de nœud	Paramètre connu	Paramètre inconnu
Nœud balancier	$ U $ et δ	P et Q
Nœud producteur	P et $ U $	Q et δ
Nœud consommateur	P et Q	$ U $ et δ

Tableau II.1 : Différents types de nœuds

II.4 Formulation mathématique de l'écoulement de puissance [4]

Les équations décrivant le comportement du réseau électrique sont données par le système d'équations (II.6), où les éléments de la matrice admittance $[Y]$ sont obtenus à partir des impédances des lignes et les admittances shunts. Si on considère une ligne électrique entre les nœuds k et m comprenant une impédance série $Z_{km} = r_{km} + jx_{km}$ (avec r_{km} et x_{km} respectivement résistance totale et impédance totale de la ligne) et une admittance en parallèle $\frac{y'_{km}}{2}$.

Les éléments diagonaux de la matrice admittance Y_{kk} sont calculés par la formule suivante :

$$Y_{kk} = \sum_{\substack{k=1 \\ m=1}}^n (y_{km} + \frac{y'_{km}}{2}) \quad (\text{II.7})$$

Les éléments non diagonaux Y_{km} sont :

$$Y_{km} = -y_{km} = -\frac{1}{z_{km}} \quad (\text{Avec } k \neq m) \quad (\text{II.8})$$

II.4.1 Equations des lignes

L'écoulement de puissance dans une ligne k-m s'exprime par :

$$\vec{S}_{km} = \vec{V}_k^* \vec{I}_{km} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$$\vec{I}_{km} = (\vec{V}_k - \vec{V}_m) y_{km} + \vec{V}_k \frac{y'_{km}}{2} \quad (\text{II.10})$$

Les puissances transmises seront donc données par :

$$\vec{S}_{km} = \vec{V}_k^* (\vec{V}_k - \vec{V}_m) y_{km} + \vec{V}_k^* \vec{V}_k \frac{y'_{km}}{2} \quad (\text{II.11})$$

II.4.2 Equations des nœuds

Le bilan énergétique (puissance injectée) au nœud k est donné par la relation suivante :

$$\vec{S}_k = \sum_{m=1}^n \vec{S}_{km} = P_k + jQ_k \quad (\text{II.12})$$

Les courants sont calculés pour tous des nœuds à l'exception du nœud bilan comme suit :

$$\vec{I}_k = \frac{\vec{S}_k^*}{\vec{V}_k^*} = \frac{P_k - jQ_k}{\vec{V}_k^*} \quad (\text{II.13})$$

Le courant est positif lorsqu'il est rentrant et négatif dans le cas contraire.

Le courant total injecté dans le cas où le réseau comporterait des éléments shunts qui ne sont introduits dans la matrice admittance, sera donné par l'expression suivante:

$$\vec{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - y_k \vec{V}_k \quad (\text{II.14})$$

II.4.3 Les pertes de transmission

Par définition, les pertes sont données par la relation suivante :

$$\vec{S}_L = P_L + jQ_L = \sum_{k=1}^n P_k + j \sum_{k=1}^n Q_k \quad (\text{II.15})$$

II.5 Méthodes de résolution

La résolution du système d'équations non linéaires (II.6) est obtenue par des méthodes numériques itératives. Nous nous sommes intéressés à décrire les méthodes de Gauss Seidel et de Newton Raphson.

II.5.1 Méthode de Gauss Seidel [31]

Cette méthode utilisant la matrice admittance, consiste à supposer initialement des tensions pour tous les nœuds excepté le nœud balancier où la tension est spécifiée et maintenue constante.

La tension de la (i+1)^{ème} itération est donnée par la relation suivante :

$$\vec{V}_k^{i+1} = \frac{\vec{K}L_k}{\vec{Y}_k} - \sum_{m \neq k}^{k-1} \vec{Y}_{L_{km}} \vec{V}_m^{i+1} - \sum_{m=k+1}^n \vec{Y}_{L_{km}} \vec{V}_m^i \quad (\text{II.16})$$

Avec :

$$\vec{Y}_{L_{km}} = \frac{\vec{Y}_{Kkm}}{\vec{Y}_{KK}} \quad \text{et} \quad \vec{K}L_k = \frac{P_k - jQ_k}{\vec{Y}_{kk}}$$

La convergence de la méthode est obtenue lorsque la différence entre la tension calculée et celle qui la précède pour chaque nœud soit inférieure à une précision donnée par l'utilisateur.

Afin de réduire le nombre d'itérations et d'accélérer la convergence, on introduit « α » coefficient d'accélération de la convergence, qu'on multiplie aux corrections ΔV_k^i [3].

Le coefficient d'accélération « α » prend des valeurs de 1 jusqu'à 1,4.

$$\vec{V}_k^{i+1} = \vec{V}_k^i + \alpha \cdot \Delta V_k^i \quad (\text{II.17})$$

Avec :

$$\Delta V_k^i = \vec{V}_k^{i+1} - \vec{V}_k^i \quad (\text{II.18})$$

L'organigramme de la méthode de Gauss Seidel est donné par la figure (II.5)

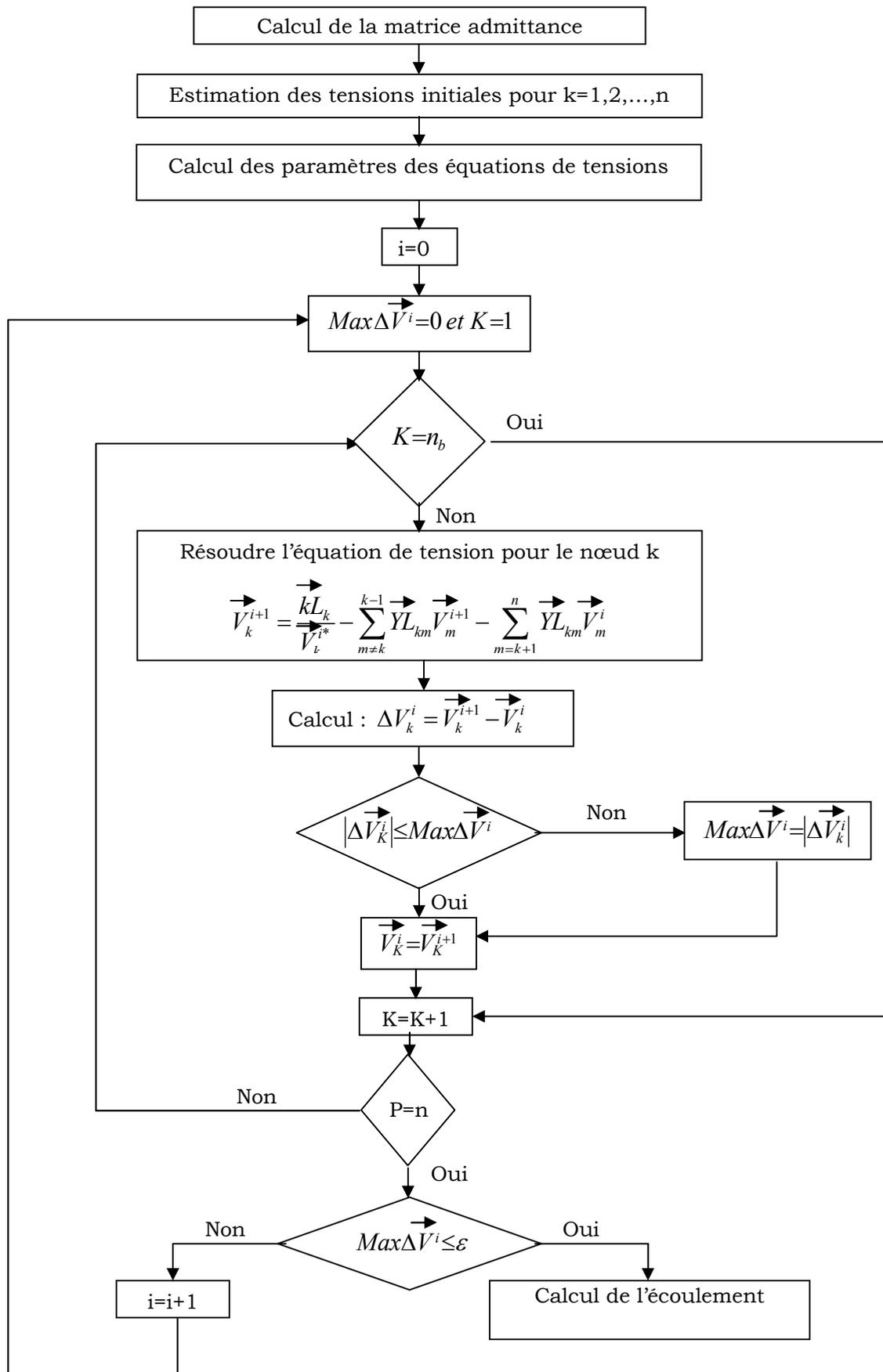


Figure II.5 : Organigramme de la méthode de Gauss Seidel

II.5.2 Méthode de Newton-Raphson [31, 32,33]

La méthode de Newton-Raphson a été développée par Van-Ness et Griffin en 1961, pour éliminer les difficultés rencontrées dans l'étude de l'écoulement de puissances. Les équations quadratiques résolues par cette méthode expriment les puissances actives et réactives en fonction des tensions nodales.

La puissance au nœud k est donnée par :

$$\vec{S}_k^* = P_k - jQ_k = \vec{V}_k^* \vec{I}_k \quad (\text{II.19})$$

$$\vec{I}_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} \vec{V}_m \quad (\text{II.20})$$

$$P_k - jQ_k = \vec{V}_k^* \sum_{m=1}^n Y_{km} \vec{V}_m \quad (\text{II.21})$$

Les puissances active et réactive sont fonction de e_k et f_k :

$$P_k = \sum_{m=1}^n [e_k(e_m G_{km} + f_m B_{km}) + f_k(f_m G_{km} - e_m B_{km})] \quad (\text{II.22})$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^n [f_k(e_m G_{km} + f_m B_{km}) - e_k(f_m G_{km} - e_m B_{km})] \quad (\text{II.23})$$

Après chaque itération les valeurs calculées des puissances actives et réactives données par les équations (II.22) et (II.23) pour les valeurs estimées de e_k et f_k , sont comparées aux valeurs planifiées (spécifiées). Par conséquent, les valeurs corrigées de l'ième itération peuvent être exprimées comme suit :

$$\Delta P_k^i = P_{kplan} - P_{kcal}^i \quad (\text{II.24})$$

$$\Delta Q_k^i = Q_{kplan} - Q_{kcal}^i \quad (\text{II.25})$$

Les composantes réelles et imaginaires de la tension e_k et f_k sont inconnues pour tous les nœuds sauf pour le nœud bilan où la tension est spécifiée et reste constante. Nous aurons donc $2(n-1)$ équations à établir pour résoudre le problème de l'écoulement.

Il est possible d'exprimer ces équations en une forme générale qui est la suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1}^{(k)} \\ \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1}^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta e_{n-1}^{(k)} \\ \Delta f_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta f_{n-1}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{II.26})$$

Les dérivées partielles forment les coefficients de la matrice jacobienne. On peut exprimer le système donné par (II.26) par le système simplifié suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (\text{II.27})$$

Les éléments de la matrice $[J]$ sont déterminés comme suit :

Les éléments de J1

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial P_k}{\partial e_m} = e_k G_{km} - f_k B_{km} \text{ Avec } k \neq m \quad (\text{II.28})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_k}{\partial e_k} = 2e_k G_{kk} + f_k B_{kk} - f_k B_{kk} + \sum_{m \neq k}^n (e_m G_{km} + f_m B_{km}) \quad (\text{II.29})$$

Les éléments de J2

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial P_k}{\partial f_m} = e_k B_{km} + f_k G_{km} \text{ Avec } k \neq m \quad (\text{II.30})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial P_k}{\partial f_k} = 2f_k G_{kk} + e_k B_{kk} - e_k B_{kk} + \sum_{m \neq k}^n (f_m G_{km} - e_m B_{km}) \quad (\text{II.31})$$

Les éléments de J3

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial e_m} = e_k B_{km} + f_k G_{km} \text{ Avec } k \neq m \quad (\text{II.32})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial e_m} = 2e_k G_{kk} + f_k G_{kk} - f_k G_{kk} - \sum_{m \neq k}^n (f_m G_{km} - e_m B_{km}) \quad (\text{II.33})$$

Les éléments de J4

Les éléments non diagonaux :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial f_m} = -e_k G_{km} + f_k B_{km} \text{ Avec } k \neq m \quad (\text{II.34})$$

Les éléments diagonaux :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial f_m} = 2f_k B_{kk} + e_k G_{kk} - e_k G_{kk} + \sum_{m \neq k}^n (e_m G_{km} + f_m B_{km}) \quad (\text{II.35})$$

L'organigramme de la méthode de Newton Raphson est donné par la figure (II.6).

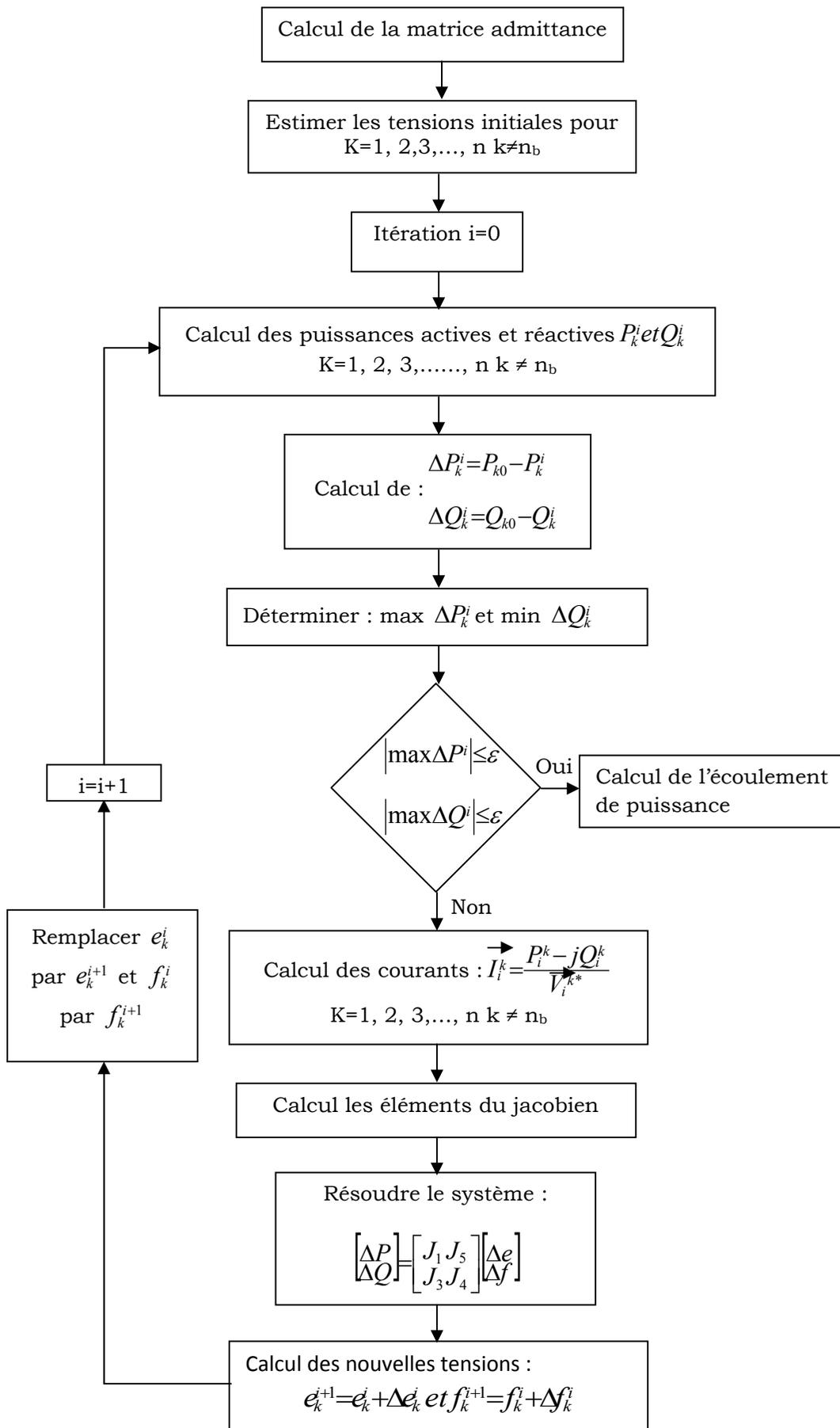


Figure II.6 : Organigramme de la méthode de Newton-Raphson

II.6 Dispatching économique

L'objectif principal du dispatching économique est de trouver la contribution en puissance de chaque groupe de production du système électrique, de sorte que le coût total de production soit minimisé pour n'importe quelle condition de charge tout en respectant toutes les contraintes de ces générateurs [34].

II.6.1 Coût de la production thermique [35]

On considère un réseau de production-transport à n_g nœuds générateurs. La fonction du coût global de production de ce réseau est donnée par l'équation (II.36) :

$$F_{glob} = \sum_{i=1}^{n_g} F(P_{gi}) \quad (II.36)$$

n_g : représente le nombre total des nœuds générateurs.

$F(P_{gi})$: représente la fonction coût de production du générateur i .

P_{gi} : représente la puissance active générée au nœud i .

La courbe donnant le coût de production de chaque centrale en fonction de la puissance est illustrée par la figure (II.7) :

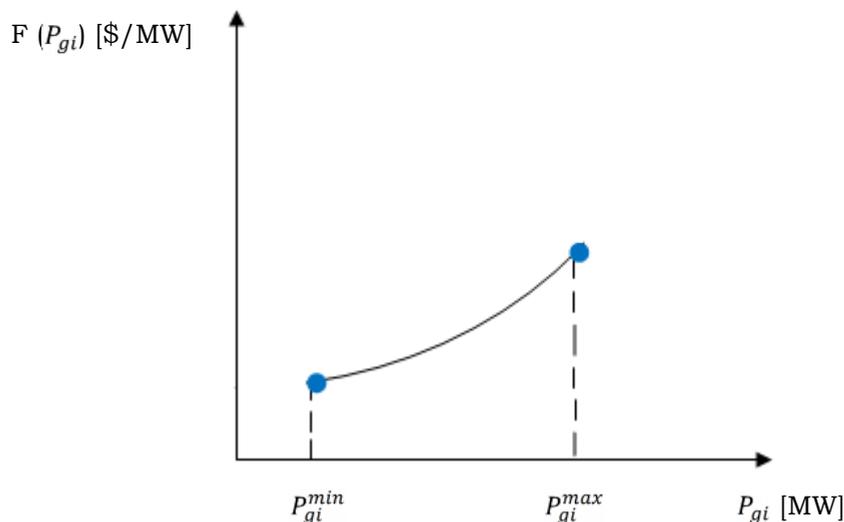


Figure II.7 : La courbe représentant la fonction coût

Avec :

P_{gi} : Valeur de puissance active générée en MW.

P_{gi}^{min} : Puissance active minimale générée en MW.

P_{gi}^{max} : Puissance active maximale générée en MW.

Les courbes donnant le coût de production de chaque centrale en fonction de la puissance qu'il débite sont déterminées expérimentalement.

La formulation analytique de ces courbes, est un polynôme de degré (n). En pratique, la fonction coût se présente sous forme d'un polynôme du deuxième degré qui s'écrit sous la forme suivant :

$$F(P_{gi}) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i \quad (II.37)$$

La fonction $F(P_{gi})$ n'est connue que sous une forme discrète, c'est à dire, à partir d'un certain nombre de points. Les coefficients a_i , b_i et c_i qui sont propres à chaque unité de production sont déterminés par interpolation.

II.6.2 Coût de la production par éolienne [36]

Les modèles du coût de l'éolienne posent des difficultés particulières. En effet, les éoliennes utilisent des technologies et des concepts différents. Dans cette thèse, nous avons étudié trois modèles qui déterminent le coût de production de la ferme éolienne [37].

Modèle n° 1

La fonction du coût d'une ferme éolienne est représentée par la fonction linéaire suivante :

$$F_{Vj}(P_{vj}) = d_j P_{vj} (\$/h) \quad J = 1, 2, \dots, n_f \quad (\text{II.38})$$

$F_{Vj}(P_{vj})$ est la fonction coût de la ferme éolienne.

P_{vj} est la puissance générée par la ferme au nœud j , d_j est le coefficient de coût propre à la ferme éolienne et n_f nombre total de formes éoliennes.

En général d_j est nul si le park éolien est la propriété du producteur d'électricité.

Modèle n° 2

Dans ce modèle, le coût total de la production est défini par la somme du coût d'une centrale éolienne, le coût de surproduction et le coût de sous-production.

La fonction du coût total de production peut être écrite sous la forme [38]:

$$F(P_{vj}) = \sum_{j=1}^{n_f} F_{vj}(P_{vj}) + \sum_{j=1}^{n_f} F_{pj}(P_{vj,ac} - P_{vj}) + \sum_{j=1}^{n_f} F_{rj}(P_{vj} - P_{vj,ac}) \quad (\text{II.39})$$

Tel que :

$$F_{Vj}(P_{vj}) = d_j P_{vj} (\$/h) \quad J = 1, 2, \dots, n_f$$

$$F_{pj}(P_{vj}) = K_{pj}(P_{vj,ac} - P_{vj}) = K_{pj} \int_{P_{vj}}^{P_{vj,ac}} (v - P_{vj}) f_{pv}(p_v) dp_v \quad (\$/h)$$

$$F_{rj}(P_{vj}) = K_{rj}(P_{vj} - P_{vj,ac}) = K_{rj} \int_0^{P_{vj}} (P_{vj} - v) f_{pv}(p_v) dp_v \quad (\$/h)$$

Où : K_{pj} est le coefficient du coût de surproduction de la ferme éolienne.

K_{rj} est le coefficient du coût de sous-production de la ferme éolienne.

$f_p(p)$ est la fonction de probabilité de densité (pdf) de la puissance du vent.

La fonction de probabilité de densité de Weibull est exprimée sous la forme suivante [39]:

$$f_{pv}(p_v) = \frac{k.l.v_i}{c} \left(\frac{(1+\partial.l).v_i}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left(- \left(\frac{(1+\partial.l).v_i}{c} \right)^k \right) \quad (\text{II.40})$$

Lorsque la puissance de l'éolienne devient nulle, la fonction de probabilité de densité peut être formulée comme suit :

$$f_{pv}(0) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right) + \exp\left(-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k\right) \quad (\text{II.41})$$

Lorsque la puissance de l'éolienne devient égale à la puissance nominale, la fonction de probabilité de densité est donnée par la formule suivante :

$$f_{pv}(p_{vr}) = \exp\left(-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k\right) \quad (\text{II.42})$$

Où : $\partial = \frac{p_v}{p_{vr}}$ et $l = \frac{v_r - v_i}{v_i}$

∂ et l sont des variables intermédiaires.

k est le facteur de forme de Weibull et c est le facteur d'échelle de Weibull.

Cette fonction est destinée à refléter la probabilité qu'un événement se produise entre deux points. L'aire sous la courbe entre deux vitesses de vent supérieures à zéro sera égale à la probabilité que le vent souffle quelque part entre ces deux vitesses. Sur une courbe de puissance, nous pouvons déterminer les constantes des paramètres de Weibull :

k est le facteur de forme de Weibull. Il donne la forme de la distribution et prend une valeur comprise entre 1 et 3. Plus la valeur est faible et plus la vitesse du vent est variable tandis-que qu'une valeur de k élevée indique une vitesse de vent constante.

c est le facteur d'échelle de Weibull exprimé en m/s. Il permet d'exprimer la chronologie d'une vitesse caractéristique. c est proportionnel à la vitesse moyenne du vent.

Quelques exemples des courbes de La fonction de probabilité de densité de Weibull en fonction de la vitesse du vent [40].

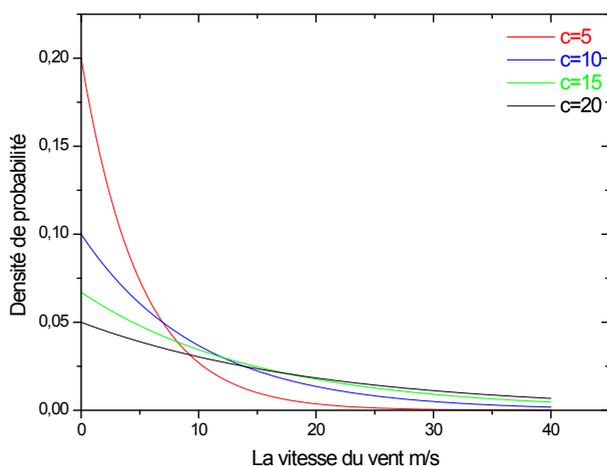


Figure II.8 : Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=1$

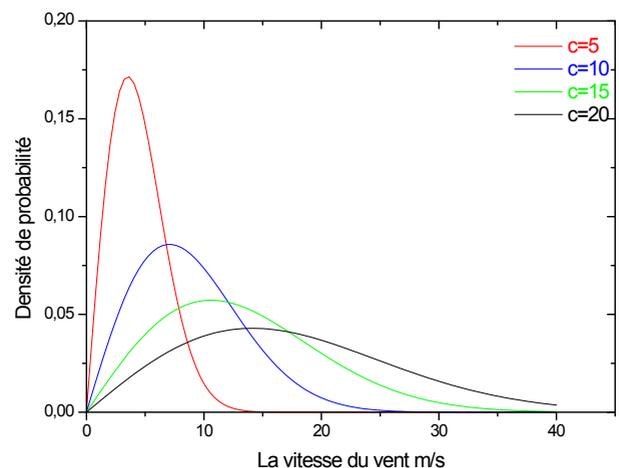


Figure II.9 : Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=2$

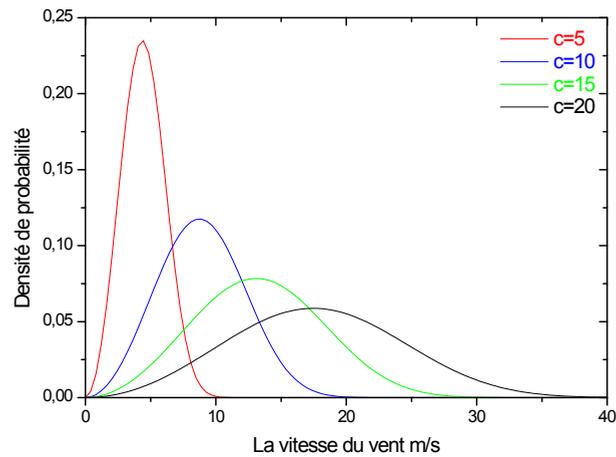


Figure II.10 : Densité de probabilité en fonction de la vitesse du vent pour $K=3$

Modèle n° 3

Plusieurs études menées au cours des dernières années montrent que la contribution de l'énergie éolienne peut être évaluée à 10-40% de la demande totale et pour résoudre le problème du dispatching économique-environnemental, on considère l'énergie éolienne comme une charge négative seulement [41].

La contrainte de type égalité pour ce modèle sera donnée par la fonction suivante :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_{ch} + P_L - (10 \div 40\%)P_{ch} = P_L + (0.9 \div 0.6)P_{ch} \quad (\text{II.43})$$

II.6.3 Coût de la production par un système solaire

Pour résoudre le problème du dispatching économique, nous avons considéré l'énergie produite par un système solaire comme une charge négative.

II.6.4 Coût de la production Eolien-Solaire

Avec le développement rapide des technologies de l'énergie alternative, le réseau électrique peut être composé de plusieurs sources d'énergie renouvelables tel que l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Dans cette thèse, le problème consiste à extraire le maximum de puissance à partir des sources renouvelables.

La puissance extraite de la source d'énergie renouvelable est variable et peut être considérée comme une charge variable. Par conséquent, l'énergie solaire P_s et l'énergie éolienne P_v sont réduites de la demande totale. La demande réelle nette est ainsi exprimée comme suit :

$$P'_{ch} = P_{ch} - (P_s + P_v) \quad (\text{II.44})$$

La minimisation de la fonction de coût total de production d'énergie électrique se présente de la manière suivante :

Min $\{ \sum_{i=1}^{ng} F(P_{gi}) \}$ sous les contraintes :

$$P'_{ch} + P_L - \sum_{i=1}^n P_{gi} = 0 \quad (\text{II.45})$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (\text{II.46})$$

$$P_L > 0 \quad (\text{II.47})$$

$$(P_s + P_v) \leq x \cdot P'_{ch} \quad (\text{II.48})$$

La puissance extraite de la source d'énergie renouvelable ne doit pas dépasser 30% de la demande totale d'énergie [42].

II.7 Dispatching environnemental

L'optimisation du problème du dispatching environnemental consiste à minimiser la quantité des émissions des gaz toxiques.

II.7.1 La production d'électricité et les émissions atmosphériques

Dans le monde, la production d'électricité reste en grande partie tributaire des combustibles fossiles, pétrole, gaz et charbon qui sont fortement polluants. Une des menaces les plus graves qui pèsent sur l'environnement mondial est due à l'augmentation rapide des émissions de gaz à effet de serre, notamment de dioxyde de carbone (CO₂), le dioxyde de soufre (SO₂) et les oxydes d'azote (NO_x). Selon de nombreux scientifiques, sont les principaux responsables du réchauffement de la planète [4].

L'émission des gaz varie selon le type de combustible utilisé (figure II.11) [43].

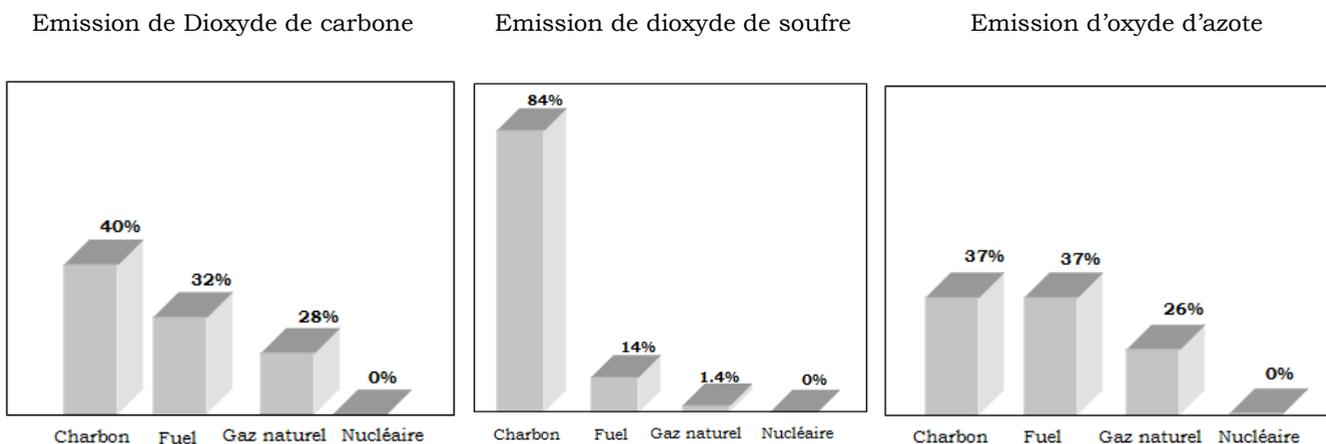


Figure II.11 : Les gaz émis par les centrales électriques

A- Dioxyde de carbone (CO₂)

Le dioxyde de carbone n'est pas toxique en soi puisqu'il est un composant naturel de tout cycle de vie. Toutefois l'augmentation des quantités de CO₂ dégagées et la diminution de la capacité d'absorption de la planète provoquée par son déboisement massif, engendre une augmentation de la teneur de l'atmosphère en CO₂. Or, cette trop grande concentration peut à son tour donner lieu à l'effet de serre, ayant pour effet un réchauffement de la planète. Le carbone présent dans les combustibles fossiles s'oxyde lors de la combustion et produit ainsi du dioxyde de carbone. Il est impossible d'éviter la formation de cette substance durant le processus de combustion. Mais la quantité de dioxyde de carbone peut être réduite de moitié environ en remplaçant le charbon par du gaz (CH₄).

B- Dioxyde de soufre (SO₂) et l'oxyde d'azote (NO_x)

Sont à l'origine des pluies d'acides. Ces émissions sont dues à la présence de soufre et d'azote (en quantités minimales) dans le combustible. Le gaz naturel ne contient toutefois pas de soufre. Les oxydes d'azote se forment par oxydation de l'azote présent en forte proportion dans l'air de combustion ; ce processus apparaît surtout à des températures de combustions élevées.

Ces dernières décennies, un grand intérêt fut porté à l'environnement, ce qui a conduit à l'imposition de règles rigides pour la minimisation des émissions. Globalement, la plupart des pays industrialisés, hormis les deux pays les plus polluants (les USA et la Chine), ont signé le protocole de KYOTO en 1997 pour réduire le niveau d'émission des gaz toxiques et à effet de serre de 5.2 % durant la période 2008-2010 par rapport du niveau en 1990 [31, 44]. Parce que les centrales électriques émettent environ 36 % des émissions totales de CO₂ dus à l'homme [45], la production d'électricité nécessite une restructuration pour suivre les nouvelles règles et lois de la protection de l'environnement. Plusieurs options ont été proposées pour la réduction des émissions des générateurs :

- ✓ Installation d'équipement postcombustion pour le traitement des gaz émis.
- ✓ Amélioration de la technologie des fourneaux pour limiter la formation de gaz toxiques due au processus de combustion.
- ✓ Traitement chimique pendant le processus de combustion.
- ✓ Acheminement des gaz émis dans un circuit fermé pour exploitation domestique.
- ✓ Utilisation de source d'énergie non polluante.

II.7.2 Le modèle mathématique

La quantité des émissions des gaz toxiques peut être mathématiquement représentée comme fonction quadratique des puissances électriques générées :

$$E_i(P_{gi}) = \alpha_i P_{gi}^2 - \beta_i P_{gi} + \gamma_i \quad \text{Kg/h} \quad (\text{II.49})$$

α_i, β_i , et γ_i sont des coefficients des émissions.

La diminution des émissions atmosphériques consiste à minimiser l'équation (II.49) sous les contraintes données par (II.53) et (II.55).

$$\text{Min } \{ \sum_{i=1}^{n_g} E(P_{gi}) \} \quad (\text{II.50})$$

II.8 Dispatching économique-environnemental [06]

L'étude du dispatching économique-environnemental consiste à la minimisation simultanée des deux fonctions données par (II.36) et (II.50). Une solution possible consiste à transformer le problème d'optimisation bi-objectif en un problème d'optimisation mono-objectif, en introduisant un facteur de pénalité de prix. Ce facteur est défini comme étant le rapport entre le coût maximal et les émissions maximales de chaque générateur:

$$F_p = \frac{F(P_{gi}^{\max})}{E(P_{gi}^{\max})} \text{ \$/Kg } , i = 1, 2, 3, \dots, n_g \quad (\text{II.51})$$

Les étapes à suivre pour déterminer le facteur de pénalité de prix spécifié pour une charge donnée sont:

- ✓ Déterminer le rapport entre le coût maximal et les émissions maximales pour chaque générateur.
- ✓ Classer les valeurs de ces facteurs par ordre croissant.
- ✓ Somme des puissances maximales P_{gi}^{\max} de chaque générateur en commençant par la puissance de la centrale ayant le plus faible facteur jusqu'à : $\sum_{i=1}^n P_{gi}^{\max} \geq P_d$
- ✓ A ce stade, F_p lié à la dernière unité dans le processus est le facteur de pénalité de prix pour la charge donnée.

Après détermination de ce facteur, nous pouvons représenter la fonction décrivant le dispatching économique-environnemental par l'équation suivante :

$$\psi(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{n_g} (\alpha_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i) + \sum_{j=1}^{n_f} F(P_{vj}) + F_p \sum_{i=1}^{n_g} (\alpha_i P_{gi}^2 - \beta_i P_{gi} + \gamma_i) \quad (\text{II.52})$$

La minimisation de cette fonction se fait en tenant compte des contraintes de type égalité et inégalité.

II.9 Contraintes d'optimisation

La minimisation de la fonction objective se fait sous les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{gi} - P_{ch} - P_L = 0 \quad (\text{II.53})$$

$$\sum_{i=1}^{n_g} Q_{gi} - Q_{ch} - Q_L = 0 \quad (\text{II.54})$$

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (\text{II.55})$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad (\text{II.56})$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (\text{II.57})$$

$$|\delta| \leq \delta_{km,max} \quad (II.58)$$

La résolution de cette tâche avec toutes ces contraintes est difficilement réalisable pour un grand réseau comportant généralement plusieurs nœuds et lignes d'interconnexion, donc il est nécessaire de simplifier le problème.

Nous avons omis les contraintes (II.57) et (II.58), en supposant que tous les nœuds ont à peu près la même tension en module et en phase. Cette simplification a quand même une influence sur la fonction coût car le respect des contraintes de tension est d'une importance primordiale pour la sécurité d'exploitation et du matériel. Contrairement à la fréquence, les tensions peuvent varier localement dans des limites importantes telles que $\pm 10\%$. Toutefois, une violation de la limite supérieure que l'on observe parfois en faible charge peut constituer un danger pour l'isolement du matériel. Par ailleurs, des tensions trop basses nuisent à l'exploitation rationnelle du réseau, et peuvent conduire à son écoulement par évanouissement de la tension [4].

Les contraintes (II.54) et (II.56) peuvent être négligées, étant donné que la puissance réactive n'a pas une influence considérable sur la fonction coût.

Pour la contrainte (II.53), nous avons considéré deux variantes:

Première variante

Les pertes constantes sont déterminées en faisant un calcul d'écoulement de puissance.

Deuxième variante [4]

Les pertes électriques dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels le schéma du réseau, les valeurs des impédances mises en jeu et la répartition des charges et des productions. Pour cela, il est nécessaire d'exprimer les pertes totales en fonction des variables de l'écoulement de puissance.

Les pertes actives peuvent être déterminées par différentes méthodes. Elles peuvent être simplement calculées comme RI^2 . Elles peuvent être également calculées en prenant la somme algébrique des puissances transitées dans les lignes.

L'autre méthode utilisée pour les calculer est la méthode des B-coefficients qui est actuellement employée aux Etats-Unis et en Allemagne. Ses résultats ont été jugés satisfaisants pour de nombreux réseaux à production essentiellement thermique où les situations varient relativement peu au cours d'une même journée et au cours des saisons. Elle a été introduite dans le début des années 1950 comme une méthode pratique pour calculer les pertes.

Dans le calcul du dispatching économique, il est important d'exprimer les pertes transmises en fonction des puissances générées. L'équation la plus simple exprimant les pertes est l'équation de George :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^n P_{gi} B_{ij} P_{gj} \quad (II.59)$$

En référence [4], ces pertes sont exprimées en fonction des puissances injectées et des tensions nodales. Leur expression est donnée par:

$$P_L = \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n [a_{km}(P_k P_m + Q_k Q_m) + b_{km}(P_m Q_k - Q_m P_k)] \quad (\text{II.60})$$

Avec :

$$a_{km} = \frac{r_{km}}{|V_k| |V_m|} \cos(\delta_k - \delta_m) \quad (\text{II.61})$$

$$b_{km} = \frac{r_{km}}{|V_k| |V_m|} \sin(\delta_k - \delta_m) \quad (\text{II.62})$$

$$P_k = P_{Gk} - P_{Dk} \quad (\text{II.63})$$

r_{km} représente la partie réelle des éléments de la matrice des impédances nodales.

Les tensions nodales sont supposées constantes (en module et en phase) ainsi que les puissances réactives injectées. Dans ce cas l'expression des pertes est fonction des puissances actives générées en supposant que la demande en puissances reste constante.

Cette expression sera donnée par :

$$P_L = \sum_{k=1}^n a_{km} P_{Gk} P_{Gm} - 2 \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n (b_{km} Q_m + a_{km} P_{Dm}) P_{Gk} + C \quad (\text{II.64})$$

La constante C est exprimé sous la forme suivante :

$$C = \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^n [a_{km}(P_{Dk} P_{Dm} + Q_k Q_m) + b_{km}(P_{Dm} Q_k - Q_m P_{Dk})] \quad (\text{II.65})$$

II.10 Écoulement de Puissance Optimal

Comme tout secteur productif, la production et le transport d'énergie électrique sont sujet aux lois du marché. En plus de la dérégulation du développement des interconnexions et des fluctuations des prix des combustibles, l'aspect économique force les opérateurs à la gestion des différentes sources de production et acheminer le plus d'énergie possible à travers leurs réseaux de la manière la plus rentable possible [5].

La gestion de la puissance produite et transmise à travers le réseau n'est pas le seul souci des opérateurs. L'amélioration de la qualité et la réduction des coûts de fonctionnement tout en respectant les contraintes du réseau, sont considérées comme des problèmes majeurs de l'écoulement de puissance optimal.

Le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) est un problème d'optimisation dont l'objectif consiste à déterminer la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande des consommateurs de l'énergie électrique de sorte que le coût de production de l'énergie totale soit le plus faible possible et satisfieraient les différentes contraintes imposées au réseau. Ce problème est mathématiquement large, vu le nombre de variables et de contraintes qu'il fait intervenir.

II.10.1 Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal

Les domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal peuvent être classés comme suit [3]:

A- Minimisation du coût de combustible

Le point de départ de l'OPF est la minimisation des coûts d'exploitation des réseaux électriques. La minimisation du coût de combustible est le principal objectif dans cette catégorie. Le but étant de trouver les puissances optimales à générer par les centrales de façon à minimiser le coût total du combustible.

B- Minimisation des pertes

La minimisation des pertes de transmission est considérée aussi comme l'un des objectifs qui permet une réduction des coûts. Cet objectif ainsi que la minimisation du coût de combustible sont les objectifs les plus couramment utilisés.

C- Maximisation de la puissance transmissible

Maximiser le transfert de puissance est un objectif appréciable pour les systèmes interconnectés. Il peut aider à minimiser les coûts d'exploitation des systèmes électriques en plus d'autres avantages tel que l'amélioration de la fiabilité.

II.10.2 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal

Le problème d'OPF est considéré comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Un tel problème s'écrit sous la forme suivante [3]:

Minimiser $f(x, u)$ sous les contraintes

$$g(x, u) = 0 \quad (\text{II.66})$$

$$h(x, u) = 0 \quad (\text{II.67})$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (\text{II.68})$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (\text{II.69})$$

Tels que :

$f(x, u)$: La fonction objective à optimiser.

$g(x, u)$: Les contraintes d'inégalités.

$h(x, u)$: Les contraintes d'égalités.

x : Le vecteur des variables d'état.

u : Le vecteur des variables de contrôle.

x^{\min} , x^{\max} , u^{\min} et u^{\max} : Les limites admissibles des variables de décisions correspondantes.

A- Variables de contrôle

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objective et satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure :

- Les puissances actives générées par les alternateurs.
- Les puissances réactives générées par les alternateurs.
- Les modules des tensions des jeux de barres générateurs.
- Les puissances transitant par les lignes à haute tension à courant continu (HVDC).

B- Variables d'état

Sont les modules des tensions des jeux de barres de charges et les angles de toutes les tensions sauf le jeu de barres de référence [5].

C- Fonction objective

La fonction objective à minimiser est choisie suivant le type d'optimisation. On peut citer quelques fonctions objectives usuelles dans les études de l'OPF, qui sont le coût total de production, les pertes de transmissions et les émissions des gaz toxiques.

Généralement l'objectif le plus utilisé dans la formulation du problème d'OPF est la minimisation du coût total de puissance active générée par des unités de production, dont les caractéristiques sont complexes et fortement non linéaires en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [5].

D- Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalité de l'OPF reflètent à des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances actives produites dans le réseau soit égale à la somme des puissances actives consommées plus les pertes.

E- Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités représentent les limites admissibles de fonctionnement des éléments physiques du système. Ces limites ne doivent pas être violées, afin d'assurer la sécurité du système [3].

Les contraintes d'inégalités habituelles peuvent inclure:

- Limites des puissances actives et réactives des générateurs.
- Limites des puissances réactives de compensation.
- Limites des modules de tension.
- Limites de réglages des phases des transformateurs déphaseurs.
- Limites des écoulements de puissance.

II.11 Dispatching économique-environnemental dynamique

L'étude du dispatching économique-environnemental statique consiste à la minimisation simultanée des deux fonctions (coût et émission) en un point donné, par contre l'étude du dispatching économique-environnemental dynamique consiste à minimiser simultanément les deux fonctions sur plusieurs points [4].

La fonction totale du coût de production peut être écrite sous la forme :

$$\Psi(P_{gi}^t) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i P_{gi}^{t,2} + b_i P_{gi}^t + c_i) + \sum_{j=1}^{nf} F(P_{vj}^t) + F_p \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i P_{gi}^{2,t} - \beta_i P_{gi}^t + \gamma_i) \quad (\text{II.70})$$

II.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le problème de l'écoulement de puissance qui permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes.

Nous avons aussi étudié les modèles qui déterminent le coût total de production de la ferme éolienne et le système solaire.

Finalement, nous avons présenté les modèles mathématiques du dispatching économique statique (DEco) et dynamique (DEcoD), environnemental (DEnv) et économique-environnemental (DEE). La résolution du DEE consiste à déterminer les niveaux de production de l'ensemble des générateurs qui garantissent l'équilibre production-consommation au moindre coût et émission.

Chapitre III

Méthodes d'Optimisation

III.1 Introduction

L'optimisation est un ensemble de techniques cherchant à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble ou d'une fonction objective, au sens d'un critère quantitatif donné. Ce mot vient du latin optimum qui signifie le meilleur. Optimiser c'est aussi trouver le minimum ou le maximum d'une fonction à plusieurs variables sur un certain domaine de définition, de l'étude de leur existence à leur détermination, en général par la mise en œuvre d'un algorithme [46].

Ce chapitre donne un aperçu sur quelques méthodes (algorithmes) d'optimisation. Ces méthodes sont divisées en trois grands groupes qui sont les méthodes énumératives, stochastiques (ou inspirées de la nature pour la plupart) et analytiques.

III.2 Formulation mathématique d'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation peut-être écrit de façon générale sous la forme [4] :

$$\begin{cases} \text{Min ou Max } f(x_k) \\ g_i(x_k) \leq 0 & i = 1, \dots, p \\ h_j(x_k) = 0 & j = 1, \dots, q \\ x_{k \min} \leq x_k \leq x_{k \max} & k = 1, \dots, n \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Où :

$f(x_k)$ est le critère à optimiser appelé aussi fonction objective.

x_k est un vecteur à n variables. Ces variables sont les paramètres du problème à optimiser.

$g_i(x_k)$ et $h_j(x_k)$ représentent respectivement les contraintes d'inégalité et d'égalité.

$x_{k \min}$ et $x_{k \max}$ désignent les contraintes du domaine qui borne l'espace de recherche.

La solution d'un problème d'optimisation est donnée par un ensemble de paramètres pour lesquels la fonction objective présente une valeur minimale ou maximale, en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité.

III.3 Processus d'optimisation [31, 39, 40]

La figure (III.1) présente les trois étapes du processus d'optimisation : Analyse, synthèse et évaluation.

Tout d'abord, il convient d'analyser le problème et d'opérer un certain nombre de choix préalable, il s'agit de : Variables de problème, espace de recherche, fonction objective et méthode d'optimisation.

Une fois ces différents choix sont effectués, la méthode choisie synthétise des solutions potentielles qui sont évaluées puis éliminées jusqu'à l'obtention d'une solution acceptable.

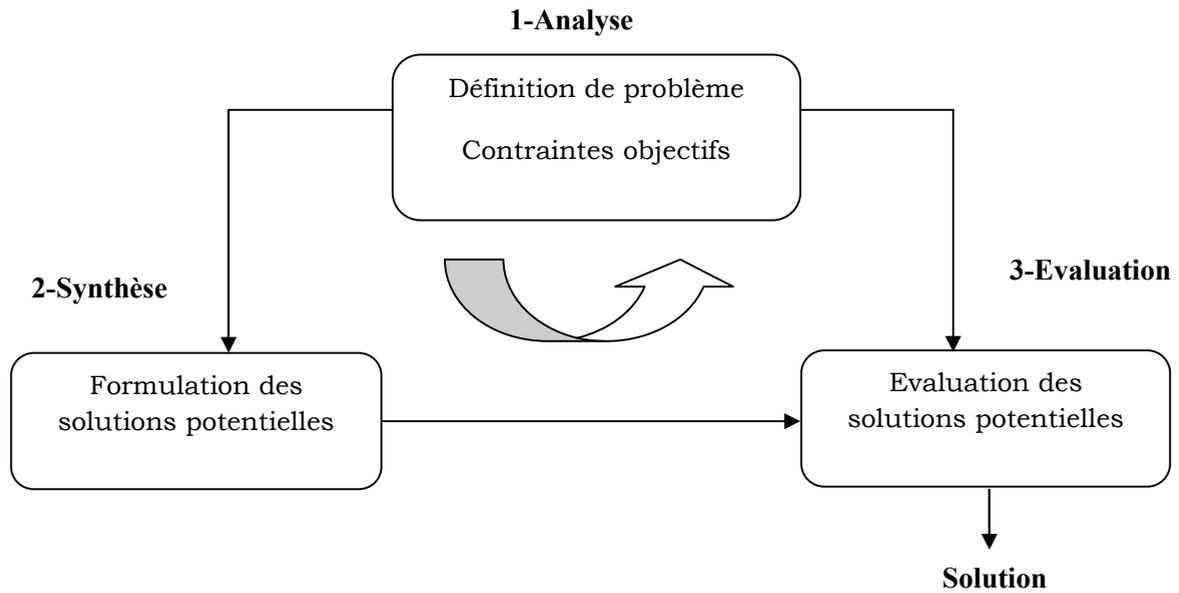


Figure III.1 : Les étapes de processus d'optimisation

III.3.1 Variables du problème

Ces variables peuvent être de nature diverses, dans notre cas, il s'agit des puissances générées par les centrales (P_{G1}, \dots, P_{Gn}).

III.3.2 Espace de recherche

Dans certaines méthodes d'optimisation, tel que les stratégies d'évolution, l'espace de recherche est infini : seule la population initiale est confinée dans un espace fini, mais dans le cas des algorithmes de type Monte Carlo et génétique, il est généralement nécessaire de définir un espace de recherche fini [46].

III.3.3 Fonction objective

Les grandeurs à optimiser peuvent être par exemple une consommation, un rendement, etc. Notre objectif dans cette thèse est de trouver le minimum de la fonction du coût de combustible et des émissions des gaz toxiques et voir l'influence d'intégration des sources d'énergies renouvelables afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans un réseau d'énergie électrique.

III.4 Méthodes d'optimisation

La plus part des problèmes d'optimisation appartiennent à la classe des problèmes difficiles et ne possèdent donc pas de solutions algorithmiques efficaces valables pour toutes les données. Étant donné l'importance de ces problèmes, de nombreuses méthodes de résolution ont été développées. Ces méthodes peuvent être classées suivant la figure (III.2) [46]:

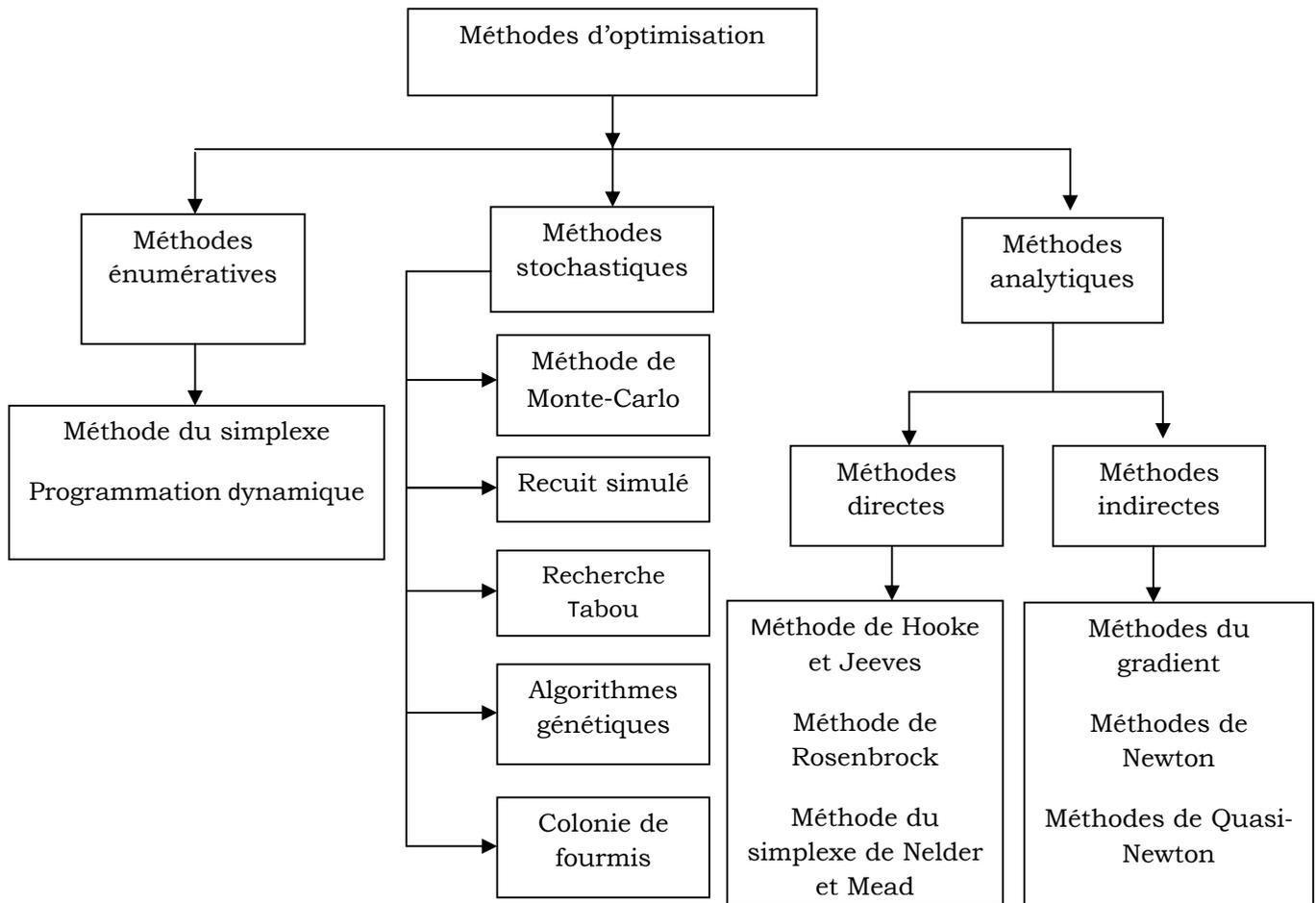


Figure III.2 : Méthodes d'optimisation

III.4.1 Méthodes énumératives

Dans un espace de recherche fini, ou infini mais discrétisé, un algorithme énumératif évalue la valeur de la fonction à optimiser en chaque point de l'espace solution. L'utilisation d'un tel algorithme est intéressante lorsque le nombre de points n'est pas très important. Mais en pratique, beaucoup d'espaces de recherche sont trop vastes pour que l'on puisse explorer toutes les solutions une par une et tirer une information utilisable.

Ces méthodes présentent deux inconvénients majeurs:

- Elles sont inadaptées aux problèmes de grande dimension.
- Elles ne sont pas guidées par un raisonnement ou un processus intelligent, qui conduit la recherche vers des sous-espaces, susceptible de contenir une bonne solution, sans balayer tout l'espace des solutions.

Parmi ces méthodes, on peut citer : la méthode de simplexe, la programmation dynamique, etc [46].

III.4.2 Méthodes stochastiques

Les métaheuristiques constituent une classe de méthodes approchées adaptables à un très grand nombre de problèmes d'affectations sans contraintes. Elles ont révélé leur grande efficacité pour fournir des solutions approchées de bonne qualité pour une grande taille, c'est pourquoi l'étude de ces méthodes est actuellement en plein développement.

Ces méthodes ont connu un essor considérable lorsque la communauté scientifique a mis en évidence les limitations des méthodes analytiques et énumératives. Contrairement aux méthodes analytiques, elles sont basées sur un processus stochastique, utilisant un choix aléatoire comme outil pour guider une exploration hautement intelligente dans l'espace de recherche [46].

Parmi ces méthodes, on peut citer :

III.4.2.1 Recuit simulé

Le Recuit Simulé est basé sur le processus de recuit utilisé en métallurgie, dans lequel on cherche à obtenir un matériau sans impureté, représenté par son état d'énergie minimale. Dans le processus de recuit réel, la température du matériau est élevée jusqu'à ce qu'il se trouve dans un état d'énergie élevée. Ensuite, il est refroidi très lentement de façon à obtenir, à la fin du processus, un matériau constitué par des atomes bien ordonnés, correspondant à une valeur d'énergie stable et minimale.

En 1953, Metropolis a proposé un modèle qui simulait l'évolution d'une configuration d'atomes vers l'équilibre thermique [47]. Dans ce modèle, une nouvelle configuration est obtenue à partir d'une petite perturbation sur la configuration courante. Cette nouvelle configuration est acceptée avec une probabilité $P = 1$ lorsque la différence d'énergie ΔE entre elle et la configuration courante est inférieure à 0. Dans le cas où $\Delta E > 0$, la probabilité d'acceptation P est donnée par une équation basée sur la loi de Boltzmann (III.2).

$$P = e^{\frac{-\Delta E}{T}} \quad (\text{III.2})$$

Où : T est la température du système.

L'algorithme proposé par Kirkpatrick [48] commence avec une configuration de paramètres choisie au hasard et une température initiale T_0 élevée. Ensuite, à l'aide d'une transformation de voisinage faite à partir d'une petite perturbation aléatoire des paramètres, une nouvelle configuration est générée.

L'organigramme de la cette méthode est représenté par la figure III.3.

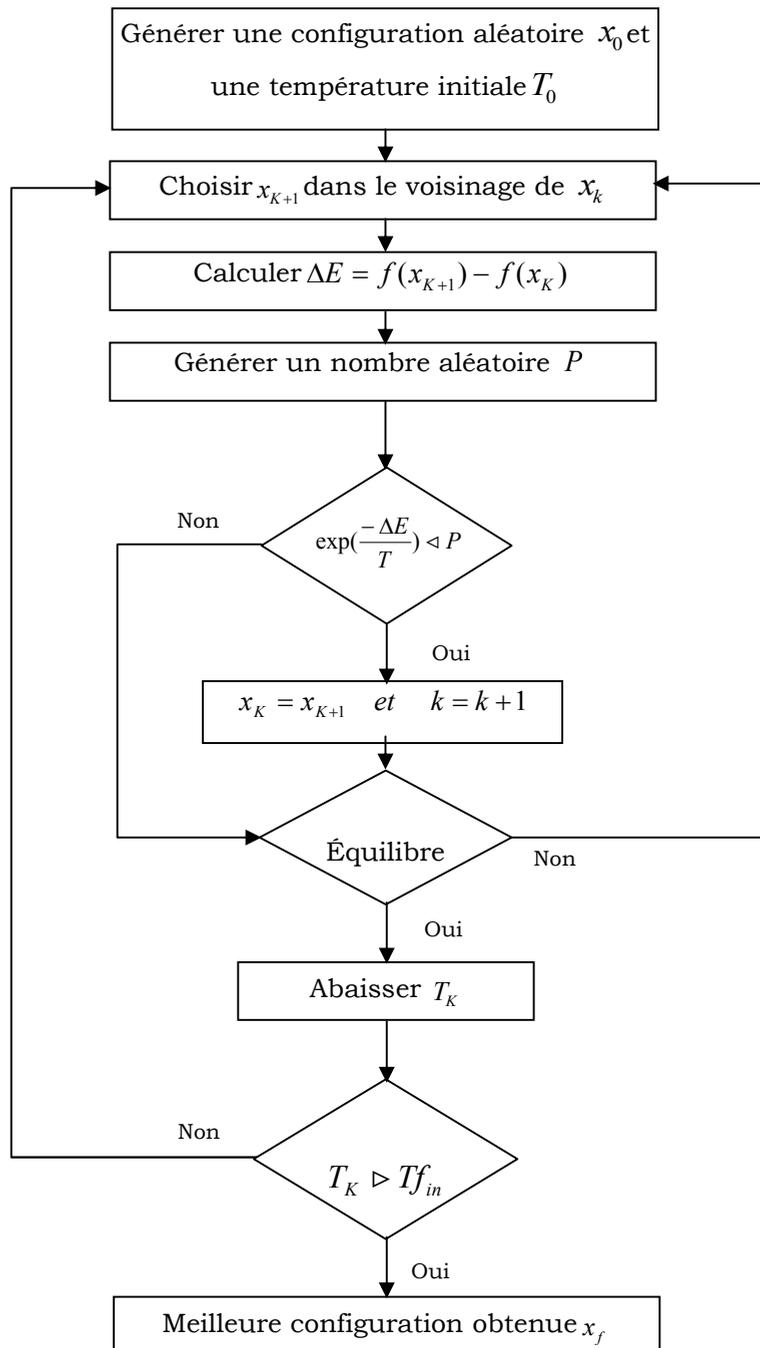


Figure III.3 : Recuit simulé

La fonction est donc évaluée sur ces deux configurations, ce qui nous permet de calculer l'écart ΔE entre les deux évaluations. Si ΔE est inférieur à zéro, nous remplaçons la configuration originale par la nouvelle configuration obtenue. Dans le cas contraire, nous considérons la probabilité donnée par l'équation (III.2) pour décider si la configuration initiale doit être remplacée ou pas. À chaque itération de la méthode, ce processus est répété jusqu'à ce que nous obtenions l'équilibre thermique. L'algorithme s'arrête lorsque nous n'avons plus d'amélioration sensible de la solution ou lorsqu'une certaine valeur de température est atteinte.

III.4.2.2 Méthode de recherche Tabou [49]

La méthode tabou a été formalisée en 1986 par Glover. Sa caractéristique principale est basée sur l'utilisation de mécanismes inspirés de la mémoire humaine. La méthode Tabou prend, de ce point de vue, un chemin en face de celle du recuit simulé, qui n'utilise pas de mémoire du tout, et est donc incapable de tirer les leçons du passé. D'autre part, la modélisation de la mémoire présente plusieurs degrés de liberté, qui s'oppose à une analyse mathématique rigoureuse de la méthode.

Le principe de la méthode Tabou est simple: comme le recuit simulé, la méthode fonctionne en même temps avec une seule "configuration actuelle", qui est mis à jour au cours des itérations successives.

Il y a un risque important de revenir à une configuration déjà visitée. Pour éviter ce phénomène, il faut mettre à jour la liste des mouvements interdits, la «liste Tabou». Cette liste qui a donné son nom à la méthode contient des mouvements, qui sont à l'opposé des derniers mouvements effectués. L'algorithme modélise ainsi une forme rudimentaire de la mémoire, la mémoire à court terme des solutions visitées récemment.

Deux mécanismes supplémentaires, nommés intensification et diversification, sont souvent mis en œuvre pour équiper l'algorithme avec une mémoire à long terme. Ce processus n'exploite pas davantage la proximité temporelle des événements particuliers, mais plutôt la fréquence de leur apparition, sur une plus longue période. L'intensification consiste à chercher plus loin dans l'exploration de certaines zones de l'espace des solutions, identifiées comme particulièrement prometteuses. La diversification est au contraire la réorientation périodique de la recherche d'un optimum vers les zones, rarement visités jusqu'à présent. Pour certains problèmes d'optimisation, la méthode Tabou a donné d'excellents résultats, d'ailleurs, dans sa forme de base, le procédé comprend moins de paramètres d'ajustement que le recuit simulé, ce qui le rend plus facile à utiliser. Cependant, les divers mécanismes supplémentaires, comme l'intensification et la diversification, apportent une complexité remarquable.

L'organigramme de la recherche Tabou est représenté par la figure III.4.

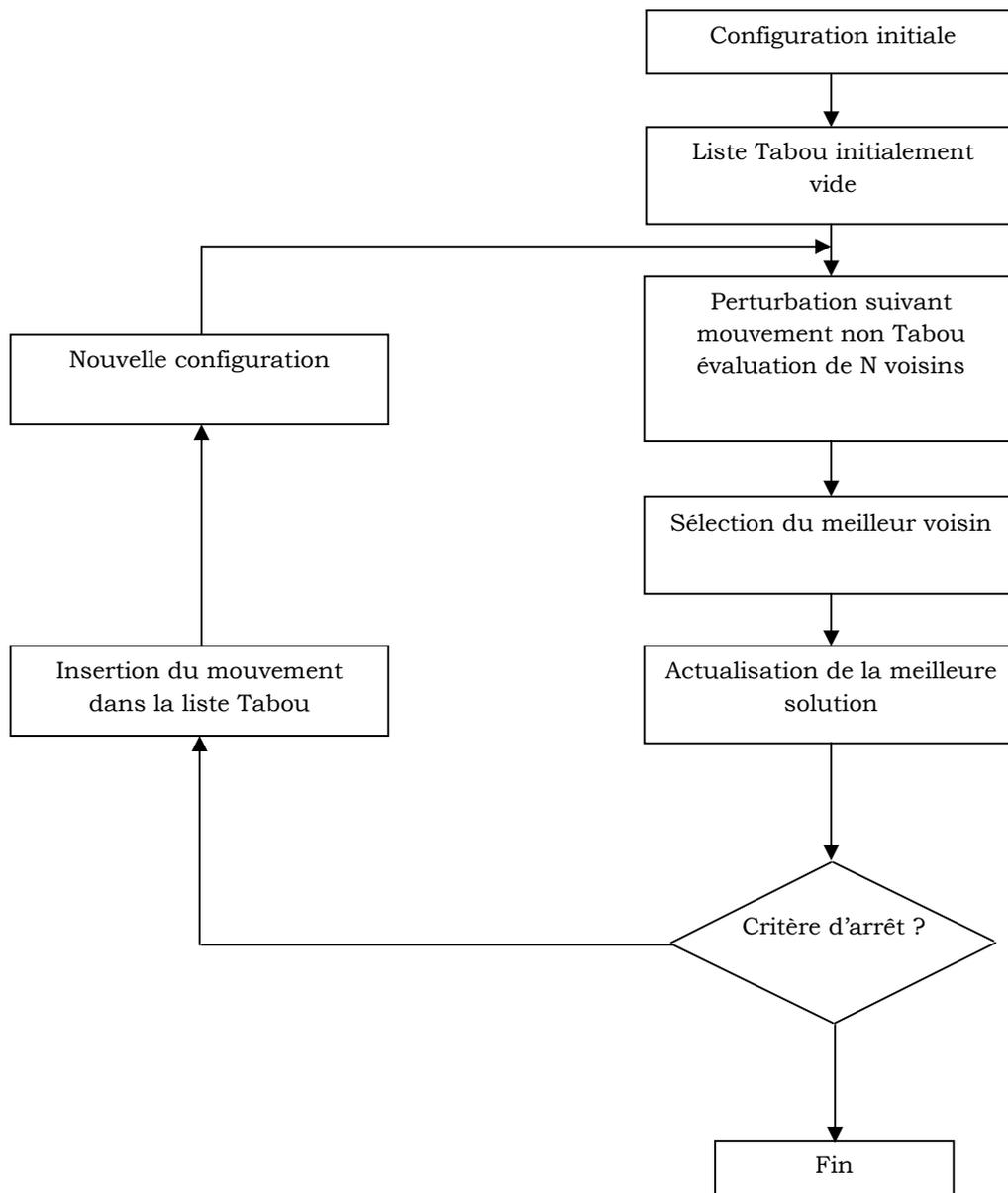


Figure III.4 : Organigramme de la recherche Tabou

III.4.2.3 Optimisation par colonie de fourmis

Le comportement collectif caractérisé par les fourmis dans leur recherche de nourriture, les guêpes dans la construction de leur nid et les araignées dans le tissage de leur toile a inspiré l'algorithme d'optimisation par colonie de fourmis. En effet, dans leur quête de nourriture les fourmis déposent une substance chimique appelée phéromone. Cette substance sert de moyen de communication entre les individus afin de trouver le chemin le plus court entre le nid et la source de nourriture. Le fait de déposer la phéromone et le fait de la suivre constituent les bases de l'algorithme d'optimisation par colonie de fourmis.

Initialement introduit dans la thèse de doctorat de Marco Dorigo en 1992 [50], l'algorithme d'optimisation a été enrichi par plusieurs auteurs. L'algorithme de base peut être décrit par les étapes suivantes :

- Etape 1.** Création d'un nombre global de fourmis.
- Etape 2.** Evaluation du critère d'optimisation.
- Etape 3.** Mise à jour de la phéromone et de l'âge des régions pauvres.
- Etape 4.** Si le critère est amélioré alors déplacer les fourmis locales vers de meilleures régions, sinon choisir aléatoirement de nouvelles directions.
- Etape 5.** Mise à jour de la phéromone des fourmis
- Etape 6.** Evaporer la phéromone des fourmis.

L'algorithme est basé sur une recherche locale et globale. Les fourmis locales ont la capacité de se déplacer vers la région de la solution optimale selon la probabilité de transition :

$$P_i(t) = \frac{\tau_i(t)}{\sum_{j=1}^g \tau_j(t)} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

$\tau_i(t)$ est la phéromone totale dans la région i à l'instant t .

g est le nombre de fourmis globales.

Plus la région est meilleure, plus elle attire les fourmis successives. Si le critère est optimisé, les fourmis déposent la phéromone et incrémentent $\tau_i(t)$ selon l'équation (III.4) sinon la phéromone n'est pas déposée.

$$\tau_i(t+1) = \begin{cases} \tau_i(t) + \Delta\tau & \text{si le critère est optimisé sinon} \\ \tau_i(t) & \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Après chaque itération, la phéromone est mise à jour comme suivant:

$$\tau_i(t+1) = (1 - \rho) \tau_i(t) \quad (\text{III.5})$$

Où ρ est le taux d'évaporation de la phéromone. Nous pouvons conclure que la probabilité de transition des fourmis locales vers une région donnée est proportionnelle à la concentration de phéromone dans cette région. D'un autre côté, le taux d'évaporation, l'âge de la fourmi et le critère optimisé ont un grand effet sur la concentration de phéromone.

III.4.2.4 Méthode de Monte Carlo [51]

C'est une technique d'optimisation purement aléatoire, effectuant une exploration globale de l'espace des solutions faisables. Elle consiste à générer des combinaisons aléatoires des paramètres descriptifs du système en utilisant un tirage de nombres aléatoires. Ensuite, on évalue les performances et les caractéristiques de chaque combinaison, en utilisant un outil d'analyse du dispositif à dimensionner. On trie ensuite la solution qui optimise la fonction objective et vérifie l'ensemble des contraintes imposées par le cahier de charges à la fois.

Pour obtenir des résultats statistiquement fiables, il est nécessaire d'évaluer un très grand nombre de combinaisons aléatoires. Ce nombre est bien sûr d'autant plus grand que le nombre de variables est élevé. Plus le nombre de cas évalués est grand, plus on trouvera des structures de plus en plus optimisées. Car théoriquement, un nombre d'échantillons infini permettrait de trouver la structure optimale globale, en balayant tout l'espace de recherche. Le temps de calcul constitue l'une des faiblesses de ces méthodes dans le cadre de traitement des problèmes d'optimisation.

Le grand avantage de cette méthode est sa simplicité, sa capacité de donner des orientations pour étudier des structures intéressantes qui auraient été a priori écartées et son aptitude à trouver des structures que l'on n'aurait pas aussi bien optimisées par d'autres techniques.

III.4.2.5 Les algorithmes génétiques [46]

Les algorithmes génétiques reposent sur l'analogie entre la théorie de l'évolution naturelle de Darwin et l'optimisation. Selon la théorie de Darwin, les individus d'une population les mieux adaptés à leur environnement ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire, en donnant des descendants encore mieux adaptés. Comme dans les mécanismes naturels de la reproduction, les principaux opérateurs qui affectent la constitution d'un chromosome, qui code les caractéristiques des individus, sont le croisement et la mutation.

Les AG ont été proposées par Holland en 1975, puis développées par d'autres chercheurs tels que De Jong, Goldberg et Michalewicz. C'est actuellement une des méthodes les plus diffusées et les plus utilisées dans la résolution de problèmes d'optimisation dans de nombreux domaines d'application.

Généralement, nous pouvons dire qu'un algorithme génétique dans sa forme générale nécessite de préciser les points suivants:

- le codage des solutions et la génération d'une population initiale.
- la fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.

- l'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématurée.
- les paramètres de réglage : taille de la population, probabilités de croisement et de mutation, critère d'arrêt.

Les applications des AG sont multiples : intelligence artificielle, recherche opérationnelle, optimisation combinatoire, optimisation des fonctions numériques difficiles (discontinues, multimodales, ...), optimisation d'emploi du temps, contrôle de systèmes industriels et apprentissage des réseaux de neurones. Ils sont peu employés en électrotechnique comparativement avec d'autres domaines comme l'automatique, par exemple.

III.4.3 Méthodes Analytiques

Ce sont des méthodes qui n'utilisent aucun concept stochastique, et exigent des hypothèses sur la fonction à optimiser, telles que la dérivabilité en tout point du domaine des solutions.

On trouve essentiellement deux types de méthodes : les méthodes indirectes et les méthodes directes.

Bien que ces deux méthodes aient été développées, améliorées et étudiées sous toutes les formes, elles présentent des inconvénients. Elles s'appliquent localement. Les extremums qu'elles atteignent sont optimaux au voisinage du point de départ et l'existence de dérivées n'est pas systématique. Ces méthodes sont donc difficilement applicables telles quelles pour l'optimisation d'une fonction multimodale comportant plusieurs optimums locaux [52].

III.4.3.1 Méthodes Directes

Les méthodes directes évaluent un gradient en certains points de l'espace de recherche et se déplacent dans une direction liée à la valeur locale du gradient. C'est la notion de descente de gradient dans la direction de la plus forte pente. Parmi ces différentes méthodes on peut citer méthode de Hooke et Jeeves, méthode de Rosenbrock et méthode du Simplexe de Nelder et Mead.

III.4.3.1.1 Méthode du Simplexe de Nelder et Mead [4]

La méthode du Simplexe est une méthode directe développée par Nelder et Mead, dont l'idée est de modifier un simplexe de façon à ce qu'il atteigne le point d'optimisation. Le simplexe est une figure géométrique de dimension n , créée à partir de $n+1$ points, où chaque dimension correspond à un paramètre du problème à optimiser. Un simplexe de deux dimensions est donc représenté par un triangle, un simplexe de trois dimensions est représenté par un tétraèdre, etc.

Pour déplacer le simplexe vers la région optimale, la méthode vérifie la valeur de la fonction sur chacun des sommets du simplexe original et déplace le point où la fonction

présente sa plus grande valeur vers la direction opposée. Cette transformation s'appelle réflexion et elle est appliquée de façon à conserver le volume original du simplexe.

Le processus s'arrête au moment où le déplacement donné par une des transformations devient plus petit qu'une tolérance prédéterminée. Ainsi comme d'autres méthodes géométriques, la méthode du Simplex n'est pas assez performante, car elle utilise un nombre important d'évaluations de la fonction avant d'atteindre le point minimal. Par contre, elle présente l'avantage de ne pas utiliser la valeur du gradient de la fonction.

III.4.3.1.2 Méthode de Hooke et Jeeves [53]

La méthode de Hooke and Jeeves est une méthode géométrique directe d'optimisation (sans calcul des dérivées des contraintes et des critères). Elle comporte deux étapes principales qui sont la recherche de la direction de descente et le déplacement dans cette direction. A partir d'un point initial ou point de référence, l'algorithme effectue une recherche exploratoire par perturbation d'un incrément $+\Delta_i$ d'une variable, les autres variables restant fixes. Si le coût de la fonction à optimiser est meilleur, alors cette nouvelle composante est conservée. Dans le cas contraire, la variable est perturbée en $-\Delta_i$ et conservée en cas d'amélioration de la fonction objective. Si les deux incréments n'apportent aucune amélioration, la composante reste inchangée.

A la fin du processus, toutes les composantes ont été perturbées une fois, et nous obtenons soit un point pour lequel la fonction coût a été améliorée, soit le point de référence lui-même. Dans ce dernier cas, le processus est réitéré avec un pas Δ_i plus petit. Dans le cas contraire, le point obtenu et le point de référence sont utilisés pour définir une nouvelle direction de recherche par extrapolation. Un déplacement peut alors être effectué le long de cette direction. Le nouveau point ainsi obtenu devient le point de référence. La procédure est en général stoppée lorsque les incréments Δ_i deviennent inférieurs à une précision donnée vis à vis des divers paramètres.

III.4.3.1.3 Méthode de Rosenbrock [54]

La méthode de Rosenbrock (dite aussi « rotation de coordonnées ») permet de rendre l'exploration indépendante des directions initiales. C'est une méthode itérative qui se décompose en deux étapes répétitives.

Une étape d'exploration qui réalise des améliorations successives via des directions privilégiées, une étape globale qui permet de construire une nouvelle base dans la direction de deux sorties consécutives.

La vitesse de convergence de la méthode dépend du choix de la base de départ. De plus, elle nécessite la reconstruction d'une nouvelle base à chaque itération ce qui rend la méthode coûteuse lorsque la dimension du vecteur des variables de décision est grande.

III.4.3.2 Méthodes indirectes

Les méthodes indirectes cherchent des optimums locaux en résolvant l'ensemble des équations généralement non linéaires, résultant de l'annulation du gradient de la fonction objective.

III.4.3.2.1 Méthode de la plus grande pente

La méthode de la Plus Grande Pente (Steepest Descent) ou méthode du Gradient à Pas Optimal est une des méthodes les plus classiques utilisées pour minimiser une fonction à plusieurs variables. Cette méthode d'ordre 1 est basée sur la constatation que la direction opposée à celle du gradient de la fonction représente une direction de descente. Nous pouvons donc, à partir d'un point initial x_0 , calculer la valeur du gradient et utiliser une méthode de recherche linéaire pour minimiser la fonction dans la direction de descente opposée. Cette minimisation permet de calculer la valeur du pas optimal α_K qui nous emmène à un nouveau point de recherche à chaque itération du processus, en utilisant l'équation suivante [4] :

$$x_{K+1} = x_K - \alpha_K \nabla f(x_K) \quad (\text{III.6})$$

Où :

x_K est le point de recherche à l'itération K.

x_{K+1} est le nouveau point de recherche calculé à partir de la minimisation de f dans la direction opposée à son gradient.

Le processus s'arrête lorsque $\|x_{K+1} - x_K\| \leq \varepsilon$, ε étant une tolérance prédéterminée.

III.4.3.2.2 Méthode du Gradient conjugué

La méthode du gradient conjugué appartient aux méthodes de résolution des problèmes de programmation non linéaires. Elle est inspirée de la méthode du gradient. En effet, les directions de descente ne sont plus celles du gradient, mais elles sont orthogonales ou conjuguées pour que la convergence soit rapide.

Cet algorithme peut être généralisé pour les fonctions objectives, non linéaires et non quadratiques. La justification est simple : au voisinage d'un optimum local, une grande variété de fonctions non linéaires peuvent être approximées par une forme quadratique [51].

On suppose que la fonction à minimiser est quadratique de la forme suivante [46] :

$$q(x) = \frac{1}{2} x^T A x + b^T x + c \quad (\text{III.7})$$

Où: A: une matrice $n \times n$ définie positive et symétrique.

b: un vecteur de n élément.

c: une constante.

L'idée de la méthode est de construire progressivement les directions d_0, d_1, \dots, d_k par rapport à la matrice A . A chaque étape k la direction d_k est obtenue par combinaison linéaire du gradient $-\nabla q(x^k)$ en x^k , et des directions précédentes d_0, d_1, \dots, d_{k-1} .

En notons $g_k = \nabla q(x^k)$ le gradient de la fonction q en x^k , l'algorithme de résolution de la méthode prend la forme suivante:

Etape1 : Soit x^0 le point de départ, on calcul $g_0 = \nabla q(x^0) = Ax^0 + b$

On pose $d_0 = -g_0$, $k = 0$

Etape2 : A l'itération k , on est au point x^k

Définir $x^{k+1} = x^k + \lambda_k d_k$

$$\text{Avec } \lambda_k = \frac{g_k^T d_k}{d_k^T A d_k}$$

Puis $d_{k+1} = -g_{k+1} + \beta_k d_k$

$$\text{Avec } \beta_k = \frac{g_k^T A d_k}{d_k^T A d_k}$$

Etape3 : Test d'arrêt sinon aller à l'étape 2.

III.4.3.2.3 Méthode de Newton [55]

Cette méthode consiste à remplacer la fonction f par son approximation quadratique au voisinage du point x^k .

$$f(x) \approx f(x^k) + \nabla f^T(x^k)[x - x^k] + \frac{1}{2}(x - x^k)^T \nabla^2 f(x^k) [x - x^k] \quad (\text{III.8})$$

A la $(k+1)$ ème itération :

$$f(x^{(k+1)}) \approx f(x^k) + \nabla f^T(x^k)[x^{(k+1)} - x^k] + \frac{1}{2}(x^{(k+1)} - x^k)^T \nabla^2 f(x^k) [x^{(k+1)} - x^k] \quad (\text{III.9})$$

$x^{(k+1)}$: est un minimum si $\nabla f(x^{(k+1)}) = 0$

Cette condition conduit au système linéaire suivant :

$$\nabla f(x^{(k)}) = -\nabla^2 f(x^k) [x^{(k+1)} - x^k] \quad (\text{III.10})$$

D'où la fonction itérative :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - [\nabla^2 f(x^{(k)})]^{-1} \nabla f(x^{(k)}) \quad (\text{III.11})$$

Cette formule peut être généralisée en introduisant un pas de déplacement ($\lambda_{(k)}$) dans la direction de recherche.

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \lambda_{(k)} [\nabla^2 f(x^{(k)})]^{-1} \nabla f(x^{(k)}) \quad (\text{III.12})$$

III.4.3.2.4 Méthode de Quasi-Newton

La limitation importante de la méthode de Newton consiste dans la restriction $[\nabla^2 f(x^{(k)})]$, une extension naturelle consiste à remplacer $[\nabla^2 f(x^{(k)})]^{-1}$ par une matrice H_k définie positive donnant la direction de déplacement à partir du gradient $\nabla f(x^{(k)})$, d'où une formule de base des méthodes Quasi-Newton [52] :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \lambda_{(k)} \cdot H_k \cdot \nabla f(x^{(k)}) \quad (\text{III.13})$$

$\lambda_{(k)}$: est choisi de façon à minimiser $g(\lambda) = f(x^{(k)} + \lambda d_{(k)})$ dans la direction

$$d_k = -H_k \cdot \nabla f(x^{(k)}) \quad (\text{III.14})$$

La matrice H_k est modifiée à chaque itération.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu global sur les différentes méthodes les plus importantes utilisées dans la résolution d'un problème d'optimisation. Nous avons remarqué que selon leurs caractéristiques, ces méthodes peuvent être réunies en trois grandes classes : les méthodes énumératives, stochastiques et analytiques.

Dans le chapitre qui suit, nous allons décrire en détails l'Algorithme «GbSA: **G**alaxy **b**ased **S**earch **A**lgorithm» auquel, nous nous sommes intéressés.

Chapitre IV

Galaxy Based Search Algorithm

« GbSA »

IV.1 Introduction

L'algorithme de recherche basé sur les galaxies «Galaxy Based Search Algorithm» (GbSA) est une nouvelle méthode métaheuristique d'optimisation stochastique inspirée de la nature. L'algorithme fut développé par *Hamed Shah-Hosseini* et appliqué au seuillage en traitement d'images [56] et à la résolution d'une analyse en composantes principales en analyse de données [57].

Dans ce chapitre, nous présentons le principe de fonctionnement de cette méthode d'optimisation ainsi que ses performances.

IV.2 La méthode de Descente (Hill Climbing)

Le principe de la méthode de descente (dite aussi basic local search) ou bien méthode de voisinage, consiste à partir d'une solution s et à choisir une solution s' dans un voisinage de s , telle que s'améliore la recherche (généralement telle que: $f(s') < f(s)$). On peut décider soit d'examiner toutes les solutions du voisinage et prendre la meilleure de toutes (ou prendre la première trouvée), soit d'examiner un sous-ensemble du voisinage [58].

La méthode de recherche locale la plus élémentaire est la méthode de descente.

IV.2.1 Principe de l'algorithme

Une méthode de recherche locale est un processus itératif fondé sur deux éléments essentiels, un voisinage et une procédure exploitant le voisinage. Plus précisément, elle consiste à :

- 1- débiter avec une configuration quelconque s de S .
- 2- choisir un voisin s' de s tel que $f(s') < f(s)$ et remplacer s par s' .
- 3- répéter (2) pour tout voisin s' de s , jusqu'à ce que $f(s') \geq f(s)$.

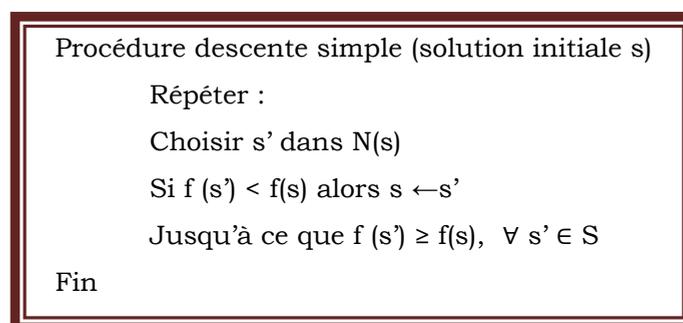


Figure IV.1 : Procédure descente simple

La figure IV.2 illustre l'évolution d'une solution dans la méthode de descente.

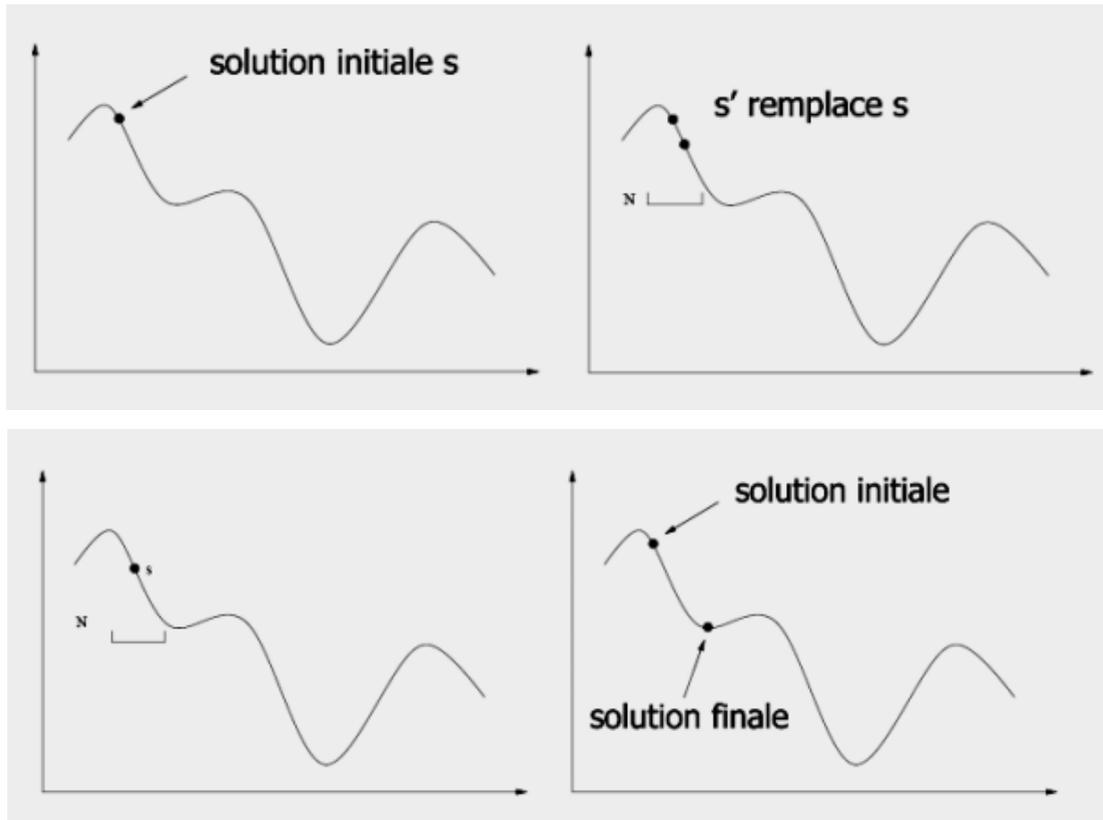


Figure IV.2 : Evolution d'une solution dans la méthode de descente

IV.2.2 Avantages

- Le principal avantage de la recherche locale simple est évidemment sa grande simplicité de mise en œuvre: la plupart du temps, elle ne fait que calculer $f(s+i)-f(s)$, où i correspond à un déplacement élémentaire, et si cette expression peut se simplifier algébriquement, alors on pourra évaluer très rapidement cette différence.
- Il est important de remarquer également l'importance du choix de la fonction de voisinage N : un minimum local pour une certaine structure de voisinage ne l'est pas forcément pour une autre. C'est d'ailleurs ce constat qui est à l'origine de la méthode dite de recherche par voisinage variable, qui repose sur la construction de solutions s parmi plusieurs voisinages N_i , plutôt que dans un seul.

IV.2.3 Inconvénients

- L'efficacité des méthodes de recherche locale simples (descente, ou plus grande descente) est très peu satisfaisante. D'abord, par définition, la recherche s'arrête au premier minimum local rencontré, c'est là leur principal défaut.
- Pour améliorer les résultats, on peut lancer plusieurs fois l'algorithme en partant d'un jeu de solutions initiales différentes, mais la performance de cette technique décroît rapidement.
- Autoriser de temps à une autre certaine dégradation des solutions trouvées, pour mieux explorer tout l'espace des configurations.

IV.3 Principe de la méthode

Le GbSA imite le mouvement spiral du bras d'une galaxie dans la recherche d'une solution au problème d'optimisation. Ce mouvement spiral est renforcé par un processus chaotique pour aider à une meilleure exploration de l'espace de recherche.

Le GbSA utilise également un algorithme de « *Hill Climbing* » modifié comme une recherche locale.

L'algorithme effectue un mouvement spiral à partir de la solution initiale qui généralement peut être générée aléatoirement. Cette solution initiale joue le rôle du noyau de la galaxie. Le bras de la galaxie fait une recherche spirale autour du noyau jusqu'à ce qu'il trouve une meilleure solution. Après cela, un algorithme de recherche locale est activé à partir de cette nouvelle solution découverte pour obtenir la meilleure solution dans le voisinage.

L'algorithme est constitué donc de deux méthodes de recherche, la première SPIRALE CHAOTIQUE qui constitue un mouvement autour du noyau et la seconde est une recherche LOCALE afin d'affiner la nouvelle solution trouvée selon son voisinage.

Il est à remarquer que les deux principales étapes d'optimisation qui sont la diversification et l'intensification sont appliquées par la recherche spirale chaotique et la recherche locale respectivement.

L'approche utilisée dans la recherche locale est l'algorithme du « *Hill Climbing* » modifié. La solution obtenue par la recherche locale est ensuite utilisée en tant que nouveau noyau pour le GbSA, et l'ensemble du processus est ainsi répété jusqu'à ce qu'une condition d'arrêt prédéterminé (généralement: nombre d'itérations) soit satisfaite.

Notons que le GbSA peut être classé dans la catégorie des algorithmes de recherche dans un voisinage variable. Dans un algorithme de recherche dans un voisinage variable, un ensemble de structures de proximité est défini en premier. Ensuite, l'algorithme cherche dans l'ensemble de voisinage le plus proche au plus lointain jusqu'à ce qu'il trouve une meilleure solution. Cependant, la structure exacte des ensembles de voisinage et leurs tailles ne sont pas généralement disponibles. Par ailleurs, le nombre d'ensembles de voisinage est un autre facteur inconnu de l'utilisateur. Ainsi, l'utilisateur doit définir les ensembles de voisinage et leurs paramètres associés avant d'utiliser un algorithme de recherche dans un voisinage variable.

La méthode proposée «GbSA» utilise un mouvement spiral dans chaque dimension de l'espace de recherche avec des pas chaotiques et des rotations constantes autour de la solution initiale. Peu à peu, le bras de la galaxie s'ouvre et couvre l'espace de recherche afin de trouver la solution optimale.

Le pseudo-code de la GbSA est représenté sur la figure IV.3 [56].

```

Procédure GbSA
   $SG \leftarrow \text{GenerateInitialSolution}$ 
   $SG \leftarrow \text{LocalSearch}(h(SG))$ 
  Tant que (condition d'arrêt non satisfaite) Faire
     $Flag \leftarrow \text{false}$ 
     $\text{SpiralChaoticMove}(SG, Flag)$ 
    Si (Flag) alors
       $SG \leftarrow \text{LocalSearch}(h(SG))$ 
    Fin Si
  Fin Tant Que
  Retourner SG
Fin procédure

```

Figure IV.3 : Procédure GbSA

La variable *flag* est une variable booléenne permettant de sortir de la recherche spirale et lancer la recherche locale. En fait, elle nous informe qu'une nouvelle solution a été trouvée par la procédure *SpiralChaoticMove* (*SG*, *Flag*).

Après initialisation par une solution aléatoire (dans notre cas la solution initiale est tirée des résultats de l'écoulement de puissance), la procédure *LocalSearch* $h(SG)$ est activée. Ici, la recherche locale est un algorithme de recherche « *Hill Climbing* » modifié dont le pseudo-code est montré dans la figure IV.4.

La recherche locale a comme entrée une solution *SG*. La procédure consiste à chercher dans le voisinage direct de cette solution, c'est-à-dire à une proximité de $a \cdot \Delta S$, une meilleure solution. Ce pas de voisinage est progressivement élevé pour passer des voisins les plus proches aux voisins les plus lointains selon le pas.

Il faut noter ici que les paramètres du pas de voisinage, notamment *a* et ΔS sont imprégnés de variations aléatoires grâce à la fonction de génération chaotique.

Pour résumer, la recherche locale consiste à explorer l'espace de recherche autour de la solution *SG* avec des pas de petites tailles. Ensuite, elle augmente progressivement les tailles du pas à fin d'explorer plus rapidement cet espace de recherche. A la fin, il renvoie la meilleure solution trouvée localement autour de la solution donnée *SG*, comme indiqué dans la figure IV.3.

Les autres composantes du programme GbSA sont appelés dans la boucle "*Tant que*" du pseudo-code de la figure IV.3. La procédure *SpiralChaoticMove* (*SG*, *Flag*) est le premier composant de la boucle qui cherche globalement une meilleure solution au problème d'optimisation autour de la solution donnée *SG*. Cette procédure s'arrête dès qu'on atteint

une meilleure solution ou dès qu'on dépasse le nombre maximum d'itérations notée par le paramètre « *MaxRep* » sélectionné par l'utilisateur.

Le pseudo-code du mouvement Spiral chaotique est représenté sur la figure IV.5. Si le mouvement Spiral chaotique trouve une meilleure solution, « *Flag* » est affecté de la valeur « *true* » et la Recherche locale est appelé à rechercher localement autour de la nouvelle mise à jour de la solution *SG*. L'ensemble du processus est répété jusqu'à ce qu'une condition d'arrêt soit satisfaite. Cette condition peut être un nombre maximum d'itérations.

La solution courante, notée *S* sur la figure IV.5, est donnée en entrée à la procédure *SpiralChaoticMove* (*SG*, *Flag*). Chaque composante S_i de *S* est modifié par :

$$SNext_i \leftarrow S_i \pm NextChaos(\alpha).r.\cos(\theta_i) \quad (IV.1)$$

$SNext_i$: est la $i^{\text{ème}}$ composante de la solution suivante *SNext*, qui se trouve sur le bras de la galaxie spirale avec comme noyau *S*.

La fonction *NextChaos* () renvoie un nombre chaotique entre zéro et un, qui est généré par l'expression (IV.1). Cette expression est une fonction génératrice unidimensionnelle non inversible qui est capable de générer des séquences chaotiques:

$$x_{n+1} = \lambda x_n \cdot (1 - x_n) \quad (IV.2)$$

La valeur initiale x_0 doit être choisie dans l'intervalle [0,1]. λ est le paramètre de contrôle et x_n désigne la variable à l'instant discret n .

La fonction génère une séquence chaotique dynamique lorsque :

$$\lambda = 4 \text{ et } x_0 \in [0,1] - \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$$

Procédure de la recherche locale	
// Entrée	L est le nombre de composants de solutions. S est la solution actuelle avec L composants tels que S_i désigne la $i^{\text{ème}}$ composante de la solution S.
//Sortie	SNext est la sortie de la recherche locale.
//Paramètres	ΔS est la taille de pas qui est définie par la fonction <i>NextChaos</i> (). α est un paramètre dynamique. $\Delta \alpha$ est 0.5 $kMax$ désigne l'itération maximale que la recherche locale doit chercher autour d'un composant pour trouver une meilleure solution.

Tableau IV.1 : Procédure de la recherche locale

```

Procédure recherche locale
  Répéter Pour  $i = 1$  jusqu'à  $L$ 
     $\alpha \leftarrow 1$   $k \leftarrow 0$ 
    Tant que  $k < k_{\max}$ 
       $SL_i \leftarrow S_i - \alpha \cdot \Delta S$ ;  $SU_i \leftarrow S_i + \alpha \cdot \Delta S$ 
      Si  $f(SL) < f(S)$  et  $f(S) < f(SU)$  Alors
        Aller à Fin Répéter
      Fin Si
      Si  $f(SU) > f(S)$  Alors
         $S_i \leftarrow SU_i$ ;  $SL_i \leftarrow SU_i$ ;  $\alpha \leftarrow 1$ ;  $k \leftarrow 0$ 
      Fin Si
      Si  $f(SL) > f(S)$  Alors
         $S_i \leftarrow SL_i$ ;  $SU_i \leftarrow SL_i$ ;  $\alpha \leftarrow 1$ ;  $k \leftarrow 0$ 
      Fin Si
       $\alpha \leftarrow \alpha + \Delta\alpha \cdot \text{NextChaos}()$ ;  $k \leftarrow k + 1$ 
    Fin Tant que
     $SL_i \leftarrow S_i$ 
  Fin Répéter
  SNext  $\leftarrow$  S
Fin procédure

```

Figure IV.4 : Procédure de la recherche locale

Procédure du mouvement spiral	
// Entrée	S est la solution actuelle avec L composants tels que S_i désigne la $i^{\text{ème}}$ composante de la solution S.
//Sortie	SNext est la sortie, doit être mieux que la solution donnée S. Flag est mis pour indiquer que la meilleure solution a été trouvée.
//Paramètres	Chaque θ_i est initialisé par $(-1 + 2 \cdot \text{NextChaos}())$. $\Delta\theta$ est un paramètre. Ici égal 0,01. r est 0.001. Δr est défini par la valeur de chaque appel de procédure. Maxrep est l'itération maximale.

Tableau IV.2 : Procédure du mouvement spiral

```

Procédure mouvement spiral
Répéter Pour i = 1 jusqu' à L
   $\theta_i \leftarrow (-1 + 2 \cdot \text{NextChaos}()) \cdot \pi$ 
Fin Répéter
Tant que rep < Maxrep
  Répéter Pour i = 1 jusqu' à L
     $S_{\text{Next } i} \leftarrow S_i + \text{NextChaos}() \cdot r \cdot \cos(\theta_i)$ ;
  Fin Répéter
  Si  $(S_{\text{Next}}) \geq f(S)$  Alors
    Flag  $\leftarrow$  true; Aller à Fin Procedure;
  Fin Si
  Répéter Pour i = 1 jusqu' à L
     $S_{\text{Next } i} \leftarrow S_i - \text{NextChaos}() \cdot r \cdot \cos(\theta_i)$ ;
  Fin Répéter
  Si  $(S_{\text{Nest}}) \geq f(S)$  Alors
    Flag  $\leftarrow$  true; Aller à Fin Procedure;
  Fin Si
  r  $\leftarrow$  r +  $\Delta r$ ;
  Répéter Pour i = 1 jusqu' à L
     $\theta_i \leftarrow \theta_i + \Delta\theta$ ;
    Si  $(\theta_i > \pi)$  Alors  $\theta_i \leftarrow -\pi$ ;
  Fin Si
  Fin Répéter
  rep  $\leftarrow$  rep + 1;
Fin Tant Que
Fin procédure

```

Figure IV.5: Procédure du mouvement spiral

IV.4 Performances et efficacité

Les performances et l'efficacité de GbSA sont montrées en l'appliquant à deux fonctions bien connues dans la littérature, la fonction de De Jong et la fonction Rotated hyper-ellipsoïde.

La fonction de De Jong : Cette fonction aussi connue sous le nom du modèle sphérique est continue, convexe, uni-modale et définie par :

$$f_1(x) = \sum_{i=1}^N (x_i)^2 \quad (\text{IV.3})$$

Ou : $x_i^{\text{MIN}} \leq x_i \leq x_i^{\text{MAX}}$ et $i = 1, \dots, N$

La fonction Rotated hyper-ellipsoid : Cette fonction est continue, convexe, uni-modale et définie par:

$$f_2(x) = \sum_{j=1}^N (\sum_{i=1}^j (x_i))^2 \quad (IV.4)$$

Ou : $x_i^{MIN} \leq x_i \leq x_i^{MAX}$ et $i = 1, \dots, N$

Ces deux fonctions ont le même optimum global:

$$f^*(x) = 0, \quad x_i = 0 \text{ pour } i = 1, \dots, N \quad (IV.5)$$

Dans notre test, nous commençons par la configuration de base où le nombre de variables (la dimension de l'espace) est fixé à $N=30$ et la borne supérieure de chaque variable est fixée à $x_i^{MAX} = 10^3$. Puis nous explorons l'effet d'augmenter la dimension de l'espace $N=100$ et la borne supérieure est fixée à $x_i^{MAX} = 10^6$ de chaque variable et dans tous les cas traités, nous avons pris $x_i^{MIN} = 0$.

Finalement, l'effet de l'augmentation de la dimension de l'espace et des bornes supérieures des variables simultanément est montré dans le tableau IV.3 et tableau IV.4

optimum	$N=30,$ $x_i^{MAX} = 10^3$	$N=100,$ $x_i^{MAX} = 10^3$	$N=30,$ $x_i^{MAX} = 10^6$	$N=100,$ $x_i^{MAX} = 10^6$
HSA	5.53 E-7	5244.57	0.55	5.24 E9
IHSA	1.01 E-11	7904.41	1.01 E-5	7.90 E9
GHSA	83.63 E-3	14.26	80977.46	1.43 E7
GbSA	6.273 E-6	5.262 E-5	9.943 E-6	1.933 E13

Tableau IV.3 : Solution optimale pour $f_1(x)$

A travers les résultats trouvés, si on analyse les quatre cas, nous pouvons dire qu'il y'a une augmentation de l'optimum lorsqu'il y a une augmentation de la dimension de l'espace et les bornes supérieures des variables.

optimum	$N=30,$ $x_i^{MAX} = 10^3$	$N=100,$ $x_i^{MAX} = 10^3$	$N=30,$ $x_i^{MAX} = 10^6$	$N=100,$ $x_i^{MAX} = 10^6$
HSA	0.48	5.49E9	48.40E4	5.49E15
IHSA	10.48	7.61E9	1.05E7	7.61E15
GHSA	264.73	7.67E7	2.65E8	7.67E13
GbSA	1.882 E-4	3.108 E-4	2.248 E-4	4.427 E-4

Tableau IV.4 : Solution optimale pour $f_2(x)$

Les résultats montrent la stabilité de GbSA vis-à-vis de l'augmentation de la dimension de l'espace de représentation des variables et de l'espace de recherche des différentes variables et le temps nécessaire de calcul est considérablement réduit par la réduction de l'espace de recherche.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'algorithme «Galaxy Based Search Algorithm» (GbSA) qui est constitué de deux méthodes de recherche, la recherche spirale chaotique et la recherche locale qui utilise un algorithme de « *Hill Climbing* » modifié. Les performances de GbSA sont révélées par l'optimisation de la fonction de De Jong et la fonction Rotated hyper-ellipsoid.

Les résultats numériques montrent que le processus d'optimisation et le taux de convergence de GbSA sont fortement influencés par l'augmentation du nombre de variables et l'espace de recherche.

A fin de valider l'algorithme, nous avons réalisé des tests sur plusieurs réseaux électriques. Ces tests feront l'objet du cinquième chapitre.

Chapitre V

Simulations et Résultats

V.1 Introduction

Afin de mieux mettre en évidence la technique étudiée en détail dans le chapitre précédent, nous avons choisi plusieurs réseaux test de moyennes et grandes tailles pour valider les programmes que nous avons développés sous l'environnement DELPHI.

Cinq applications ont été faites pour solutionner notre problème. Nous avons commencé tout d'abord nos applications par le choix des paramètres de GbSA et à l'étude de l'effet de la variation de la valeur initiale x_0 .

Dans la seconde application, nous nous sommes intéressés à l'augmentation du nombre de variable pour valider la robustesse de notre algorithme.

La troisième application est consacrée à la représentation de la solution du dispatching économique, dispatching environnemental, dispatching économique-environnemental statique et dispatching économique dynamique avec l'intégration d'une ferme éolienne.

La quatrième application résume la représentation de la solution du dispatching économique dynamique avec l'intégration d'une centrale solaire.

L'effet de l'intégration simultanée de la ferme éolienne et de la centrale solaire sur le dispatching économique dynamique fait l'objet de la cinquième application.

Tous les résultats obtenus sont comparés avec ceux trouvés par des autres méthodes d'optimisation.

V.2 Application n°1

Dans cette application, nous intéressons au choix des paramètres de GbSA et à l'étude de l'effet de la variation de la valeur initiale x_0 .

En référence [56], Hamed Shah-Hosseini a choisi les paramètres de GbSA comme suit, $\lambda = 4$, $\Delta\alpha = 0.5$, $\Delta\theta = 0.001$, $K_{\max} = 100$, $\text{Max}_{\text{rep}} = 500$ et la valeur initiale x_0 varie entre $[0,1] - \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$. Pour confirmer cette proposition, nous allons étudier l'effet de la variation de la valeur initiale x_0 .

La valeur initiale x_0 est choisie dans l'intervalle $[0,1] - \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$.

L'application a été faite sur un réseau de 14 nœuds. Les caractéristiques du réseau et les valeurs planifiées des puissances sont données en référence [59]. La demande totale est de 259 MW et les pertes de transmission sont égales à 18.15 MW.

Le schéma unifilaire du réseau est représenté par la figure V.1

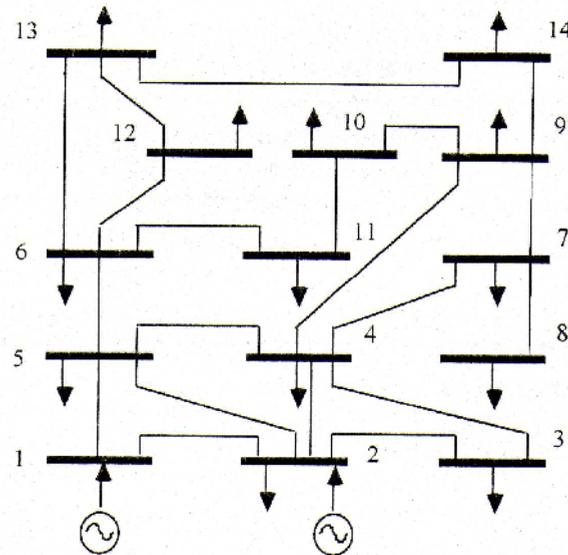


Figure V.1 : Topologie du réseau 14 nœuds

Les valeurs des coefficients des fonctions coût des deux générateurs et les limites sur les puissances générées sont regroupées dans le tableau V.1

Nœud générateur	$P_{gi \min}$ (MW)	$P_{gi \max}$ (MW)	$F(P_{gi}) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i$ (\$/h)		
			a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/h)
1	135	195	0.006	1.5	100
2	70	145	0.009	2.1	130

Tableau V.1 : Coefficients et limites des puissances générées

Les valeurs optimales des puissances générées et du coût total pour différentes valeurs de x_0 sont montrées dans le tableau V.2.

	$x_0=0.2$	$x_0=0.4$	$x_0=0.7$	$x_0=0$	$x_0=0.5$	$x_0=1$
P_{g1} (MW)	186.290	186.290	186.290	166.15	166.65	166.15
P_{g2} (MW)	90.860	90.860	90.860	111.00	110.50	111.00
Coût total (\$/h)	982.7646	982.7646	982.7646	988.849	988.551	988.849

Tableau V.2 : Résultats d'optimisation pour différentes valeurs de x_0

A travers les résultats trouvés, nous remarquons qu'il y'a une augmentation du coût total lorsque la valeur initiale x_0 prend les valeurs de 0, 0.5 et 1.

Nous pouvons dire aussi que pour x_0 appartenant à $[0,1] - \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$ le coût total converge vers la même valeur optimale 982.7646 \$/h, raison pour laquelle la valeur initiale x_0 est choisie dans cet intervalle.

Les variations du coût total pour différentes valeurs initiales de x_0 en fonction du nombre d'itérations sont représentées sur la figure V.2.

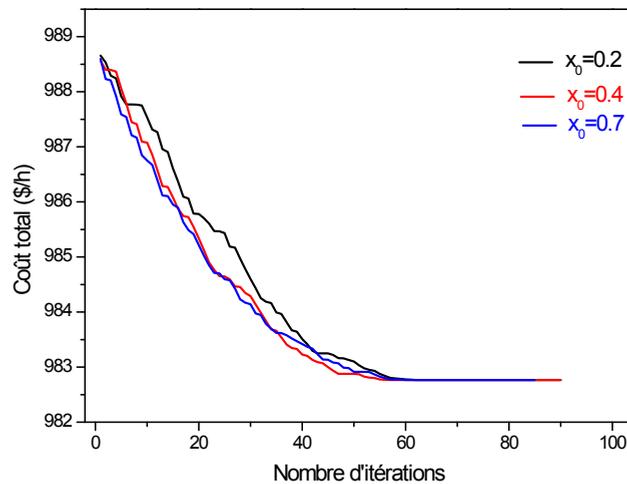


Figure V.2 : Variations du coût total en fonction du nombre d'itérations

Les résultats montrent clairement que le coût total pour différentes valeurs initiales x_0 converge vers la même solution optimale.

Dans nos simulations, nous avons choisi une valeur initiale x_0 égal à 0.2. Toutes les applications de l'algorithme GbSA dans ce chapitre sont réalisées avec les mêmes paramètres.

Après avoir exécuté notre programme d'optimisation mono-objectif, les valeurs optimales des puissances générées et du coût total et une comparaison de nos résultats avec ceux obtenus par d'autres méthodes sont montrées dans le tableau V.3.

	GbSA	DFP [59]	BFGS [59]	REEVES [59]	PEARSON [59]
P_{g1} (MW)	186.29	166.06	163.66	163.80	180.96
P_{g2} (MW)	90.86	110.67	113.48	112.15	96.89
Coût total (\$/h)	982.765	987.192	990.443	985.40	985.88

Tableau V.3: Résultats de comparaison

La caractéristique de convergence du coût total et les variations des puissances générées optimales sont présentées dans les figures V.3 et V.4 respectivement.

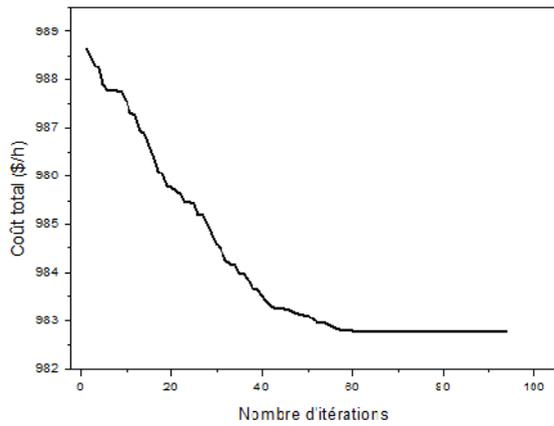


Figure V.3 : Convergence du coût total

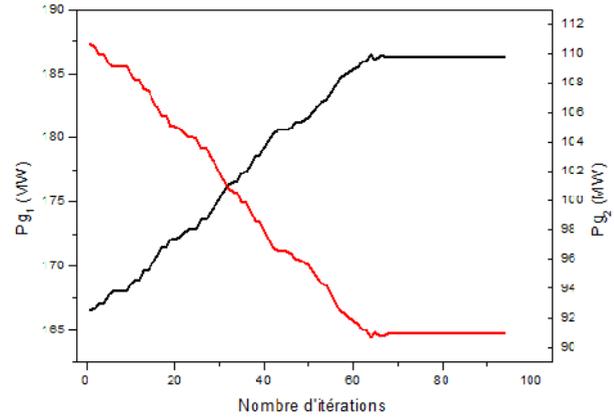


Figure V.4 : Variations des puissances générées

Nous remarquons que les puissances optimales trouvées se diffèrent d'une centrale à une autre et qu'elles ne violent pas la contrainte de fonctionnement, c'est-à-dire ne dépassent pas les valeurs maximales et minimales des puissances des générateurs.

Nous pouvons dire que GbSA a donné des bons résultats par rapport aux autres méthodes. Ces résultats sont intéressants pour la gestion économique d'un réseau électrique.

IV.3 Application n°2

Dans cette application, nous nous intéressons à l'augmentation du nombre de variables, c'est-à-dire le nombre de générateurs, pour valider la robustesse de notre algorithme.

Cette application a été faite sur deux réseaux test, le premier est un réseau à onze nœuds producteurs et le second est un réseau à cinquante quatre nœuds générateurs.

IV.3.1 Réseau à onze générateurs

Ce réseau contient onze nœuds de production. Les données de ce système sont prises à partir de [11, 12, 13] et la demande totale est de 2500 MW. Les pertes de transmission sont négligeables. Les valeurs des coefficients des fonctions coût et des fonctions émission des onze générateurs et les puissances minimales et maximales de chaque générateur sont regroupées dans le tableau V.4.

Nœud générateur	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)	$F(P_{gi}) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i$ (\$/h)			$E(P_{gi}) = (\alpha_i P_{gi}^2 + \beta_i P_{gi} + \gamma_i)$ (Kg/h)		
			a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/h)	α_i (Kg/MW ² h)	β_i (Kg/MWh)	γ_i (Kg/h)
1	20	250	0.00762	1.92699	387.85	0.00419	-0.67767	33.93
2	20	210	0.00838	2.11969	441.62	0.00461	-0.69044	24.62
3	20	250	0.00523	2.19196	422.57	0.00419	-0.67767	33.93
4	20	300	0.00140	2.01983	552.50	0.00683	-0.54551	27.14
5	60	210	0.00154	2.22181	557.75	0.00751	-0.40060	24.15
6	60	300	0.00177	1.91528	562.18	0.00683	-0.54551	27.14
7	20	215	0.00195	2.10681	568.39	0.00751	-0.40006	24.15

Nœud générateur	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)	$F(P_{gi}) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i$ (\$/h)			$E(P_{gi}) = (\alpha_i P_{gi}^2 + \beta_i P_{gi} + \gamma_i)$ (Kg/h)		
			a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/h)	α_i (Kg/MW ² h)	β_i (Kg/MWh)	γ_i (Kg/h)
8	100	455	0.00106	1.99138	682.93	0.00355	-0.51116	30.45
9	100	455	0.00117	1.99802	741.22	0.00417	-0.56228	25.59
10	110	460	0.00089	2.12352	617.83	0.00355	-0.41116	30.45
11	110	465	0.00098	2.10487	674.61	0.00417	-0.56228	25.59

Tableau V.4 : Coefficients et limites des puissances générées

Les simulations ont été effectuées pour trois cas différents:

Cas 1.1: Dispatching économique (DEco).

Ce problème consiste à minimiser la fonction objective du coût total de production.

Cas 1.2: Dispatching environnemental (DEnv).

L'étude du dispatching environnemental consiste à minimiser la fonction des émissions des gaz provenant des centrales de production.

Cas 1.3: Dispatching économique-environnemental (DEE).

Dans ce cas, le coût de production et les émissions sont minimisés simultanément sous les contraintes imposées.

Nous avons transformé le problème d'optimisation bi-objectif en un problème d'optimisation mono-objectif, en introduisant un facteur de pénalité de prix. Pour ce réseau chaque générateur à un facteur.

Les valeurs calculées des facteurs de pénalité de prix sont regroupées dans le tableau V.5.

Nœud générateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Facteur de prix (\$/Kg)	10.65	15.15	10.26	2.69	4.03	2.71	3.89	3.39	2.99	3.01	2.8

Tableau V.5 : Facteurs de pénalité de prix

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production et des émissions de NO_x sont regroupées dans le tableau V.6.

	Cas 1.1	Cas 1.2	Cas 1.3
P_{g1} (MW)	57.1155	250.0000	139.6504
P_{g2} (MW)	40.4065	210.0000	112.6706
P_{g3} (MW)	57.8494	250.0000	145.7959
P_{g4} (MW)	277.7904	167.2304	221.4886
P_{g5} (MW)	186.8629	142.3451	136.8058
P_{g6} (MW)	249.2444	167.0680	218.6314
P_{g7} (MW)	177.0252	142.2783	140.2709
P_{g8} (MW)	380.1425	316.5621	345.0302
P_{g9} (MW)	341.5759	276.0231	329.5759
P_{g10} (MW)	378.7072	302.7439	363.6264
P_{g11} (MW)	353.2797	275.7488	346.4535
Coût de production (\$/h)	12274.40	13046.66	12424.76
Emissions (Kg/h)	2540.694	1659.262	2003.543

Tableau V.6 : Résultats optimaux

Les caractéristiques de convergence du coût de production, des émissions de NO_x et du coût total sont présentées dans les figures V.5, V.6 et V.7 respectivement.

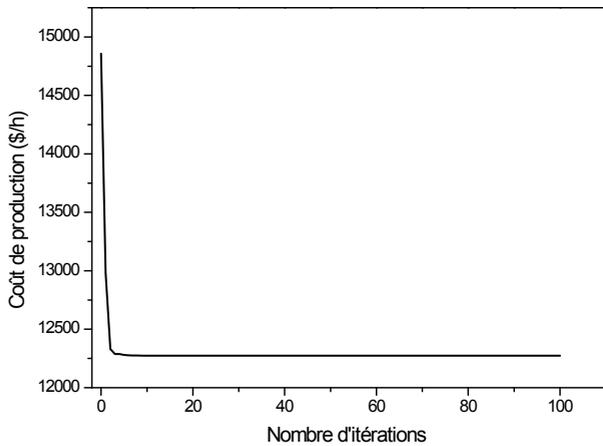


Figure V.5 : Convergence du coût de production

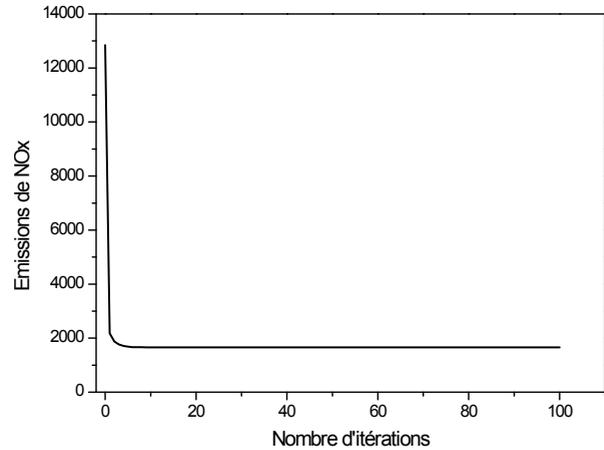


Figure V.6 : Convergence des émissions de NO_x

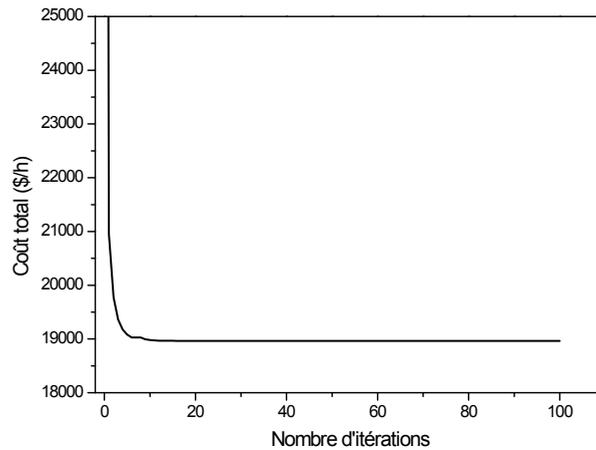


Figure V.7 : Convergence du coût total

Les graphes montrent clairement que GbSA converge rapidement vers une meilleure solution optimale.

D'après le cas 1.1 et le cas 1.2, nous déduisons que la minimisation du coût de production et celle des émissions sont des objectifs contradictoires. Les émissions sont maximales lorsque le coût de production est minimal.

Pour le cas 1.3, le coût de production et les émissions de NO_x sont minimisées simultanément sous les contraintes imposées.

Comparaison des résultats

Afin de démontrer les performances de GbSA, ses résultats sont comparés à ceux obtenus en utilisant la méthode de λ -iteration, la méthode de Recursive, Particle Swarm Optimization (PSO), Differential Evolution (DE), Simplified Recursive Method, Genetic Algorithm Based on Similarity Crossover (GAbSC), Gravitational Search Algorithm (GSA).

Les résultats comparatifs sont donnés dans le tableau V.7.

Méthode	Coût de production (\$/h)	Emissions de NO _x (Kg/h)
λ -itération [11, 12, 13]	12424.94	2003.301
Réursive [11, 12, 13]	12424.94	2003.300
PSO [11, 12, 13]	12428.63	2003.720
DE [11, 12, 13]	12425.06	2003.350
Réursive Simplifié [11, 12, 13]	12424.94	2003.300
GAbSC [11, 13]	12423.77	2003.030
GSA [11]	12422.66	2002.950
GbSA	12424.76	2003.543

Tableau V.7 : Résultats de comparaison

Les résultats comparatifs du coût de production et les émissions de NO_x pour le cas 1.3 sont présentés dans la figure V.8 [60].

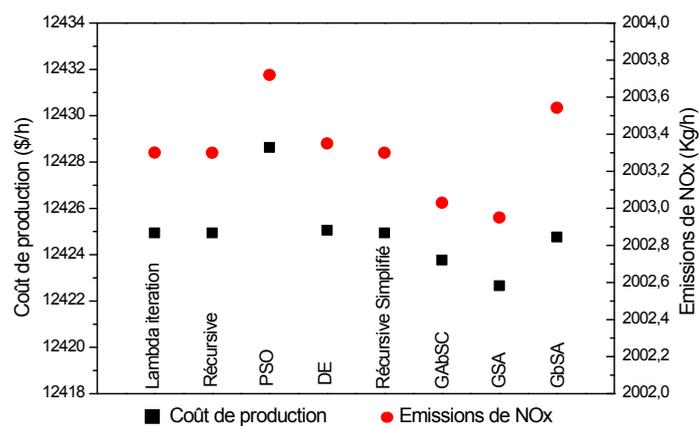


Figure V.8 : Résultats comparatifs

D'après [11, 12, 13], l'optimisation du coût de production et des émissions de NO_x est meilleure lors de l'application de GSA par rapport aux autres méthodes. Ceci nous conduit à comparer les résultats de GbSA avec ceux de GSA.

Il apparaît dans le tableau V.7 que les résultats obtenus sont similaires à ceux donnés par les autres méthodes. Puisque la valeur du coût de production résultant de l'application de GbSA diffère seulement de celui de GSA par un taux de 0.02 %.

La valeur optimale des émissions de NO_x trouvée par GbSA qui est de 2003.543 Kg/h est supérieure que celle trouvée par GSA par un taux de 0.03 %.

IV.3.2 Réseau à cinquante quatre générateurs

Pour vérifier et valider la robustesse de notre algorithme, une étude comparative est proposée. Il s'agit d'une comparaison élaborée entre notre méthode d'optimisation et celle des algorithmes génétiques (AG). L'algorithme proposé est testé sur un réseau électrique standard IEEE 118 nœuds comportant cinquante-quatre centrales électriques de production et 185 lignes [61]. La demande totale est de 4242 MW et les pertes de transmission sont égales à 83.848 MW.

Les coefficients des fonctions coût et les puissances minimales et maximales de chaque générateur sont regroupés dans le tableau V.8.

Nœud générateur	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)
01	0.01875	1.200	55	25	100
04	0.02750	2.175	35	05	30
06	0.05000	2.125	30	05	30
08	0.04170	2.225	80	05	30
10	0.01350	3.143	125	150	300
12	0.01250	3.125	60	100	300
15	0.02760	2.195	54	10	30
18	0.02195	2.220	45	25	100
19	0.03175	2.125	36	05	30
24	0.01250	2.130	90	05	30
25	0.03650	2.230	83	100	300
26	0.01560	3.143	44	100	350
27	0.03325	3.140	120	08	30
31	0.02250	3.155	66	08	30
32	0.03500	2.160	82	25	100
34	0.01250	3.145	44	08	30
36	0.02250	3.127	35	25	100
40	0.01650	2.152	60	08	30
42	0.01750	2.175	35	08	30
46	0.04500	1.125	30	25	100
49	0.03150	1.225	35	50	250
54	0.02250	2.143	40	50	250
55	0.01350	2.125	75	25	100
56	0.02760	1.195	54	25	100
59	0.02195	1.220	80	50	250
61	0.03175	2.150	60	50	250
62	0.01250	2.100	90	25	100
65	0.03650	3.230	83	100	420
66	0.01560	2.145	50	100	420
69	0.03525	1.540	110	80	300
70	0.05250	2.155	75	30	80
72	0.03500	2.160	82	10	30
73	0.01250	2.144	95	05	30
74	0.02125	1.770	50	05	20
76	0.01875	2.230	135	25	100
77	0.02750	2.175	65	25	100
80	0.03250	2.125	70	150	300
85	0.04170	2.225	50	10	30
87	0.01250	1.154	115	100	300
89	0.01250	1.725	75	50	200
90	0.02760	2.195	70	08	20
91	0.02195	1.250	65	50	20
92	0.03175	2.125	100	100	300
99	0.01250	2.135	90	100	300

Nœud générateur	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)
100	0.03650	2.230	83	100	300
103	0.01750	2.125	70	08	20
104	0.03350	3.145	120	25	100
105	0.02250	3.155	80	25	100
107	0.03500	1.860	55	08	20
110	0.01250	2.145	45	25	50
111	0.02250	2.450	35	25	100
112	0.01350	2.160	85	25	100
113	0.01250	2.155	40	25	100
116	0.01150	2.450	65	25	50

Tableau V.8 : Coefficients et limites des puissances générées

Après avoir exécuté notre programme du dispatching économique, nous avons obtenu les valeurs optimales des puissances générées et du coût total qui sont présentées dans le tableau V.9.

Nœud générateur	AG [61]	GbSA	Nœud générateur	AG [61]	GbSA	Nœud générateur	AG [61]	GbSA
01	150.0535	55.73	42	28.4988	12.95	80	152.8914	272.01
04	27.3784	15.89	46	65.0565	75.89	85	29.4102	16.36
06	28.1631	12.40	49	77.3970	82.40	87	165.3147	153.64
08	28.0380	19.39	54	133.9409	106.41	89	180.7523	113.96
10	178.3300	245.01	55	98.7927	38.40	90	19.3714	14.30
12	161.5203	128.13	56	98.0715	74.58	91	49.5403	34.18
15	27.9222	23.42	59	135.0661	158.61	92	104.2468	100.13
18	99.3725	65.68	61	107.0991	185.96	99	180.9505	185.50
19	28.3996	22.87	62	99.7707	84.37	100	110.7321	115.23
24	26.4224	23.96	65	105.5227	295.80	103	19.9034	13.01
25	101.1286	195.39	66	201.3081	185.41	104	59.8116	41.87
26	128.5075	299.71	69	86.0112	220.45	105	74.4826	34.26
27	29.3043	18.29	70	45.0478	70.23	107	17.6501	10.66
31	29.0980	14.15	72	28.6835	20.64	110	49.1806	29.26
32	68.4370	59.40	73	29.5129	12.67	111	77.2337	28.53
34	27.3719	22.30	74	17.4243	14.68	112	98.5104	68.39
36	81.2386	50.65	76	88.3025	41.76	113	98.2558	36.13
40	29.1635	23.65	77	94.7051	54.28	116	47.5493	26.90
coût total (\$/h)	23089	20570.94						

Tableau V.9 : Résultats de comparaison

La caractéristique de convergence du coût total est présentée dans la figure V.9.

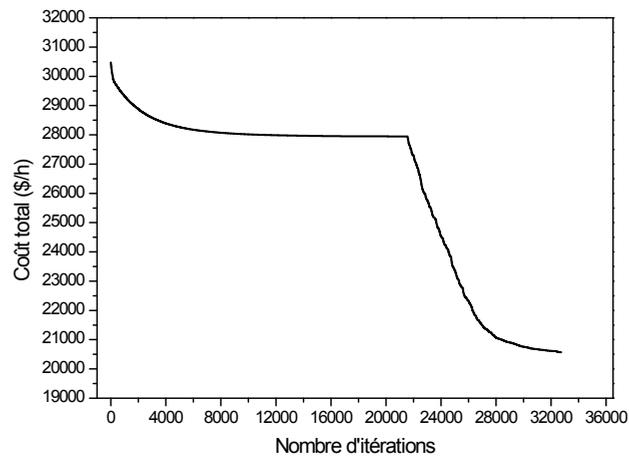


Figure V.9 : Convergence du coût total

En analysant les résultats donnés par le tableau V.9, nous remarquons que le coût total trouvé par notre algorithme qui est égal 20570.94 \$/h est plus réduit par rapport à celui trouvé par la méthode des algorithmes génétiques qui est estimé à 23089 \$/h. Le coût est minimisé de 2518.06 \$/h, ce qui implique un gain égale à 11 %.

Nous constatons aussi que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

IV.4 Application n°3

Dans cette application, nous nous intéressons à la représentation de la solution du dispatching économique, dispatching environnemental, dispatching économique-environnemental statique et dispatching économique dynamique avec l'intégration d'une ferme éolienne.

Dans cette application, nous avons appliqué trois différents modèles qui décrivent le coût de production de la ferme éolienne.

IV.4.1 Modèle n°1

IV.4.1.1 Réseau test n°1

Nous allons faire une application sur un réseau standard IEEE 30 nœuds comportant trente nœuds dont six sont des nœuds générateurs. Son choix nous permet de comparer les résultats obtenus.

Le schéma unifilaire du réseau est représenté dans la figure V.10

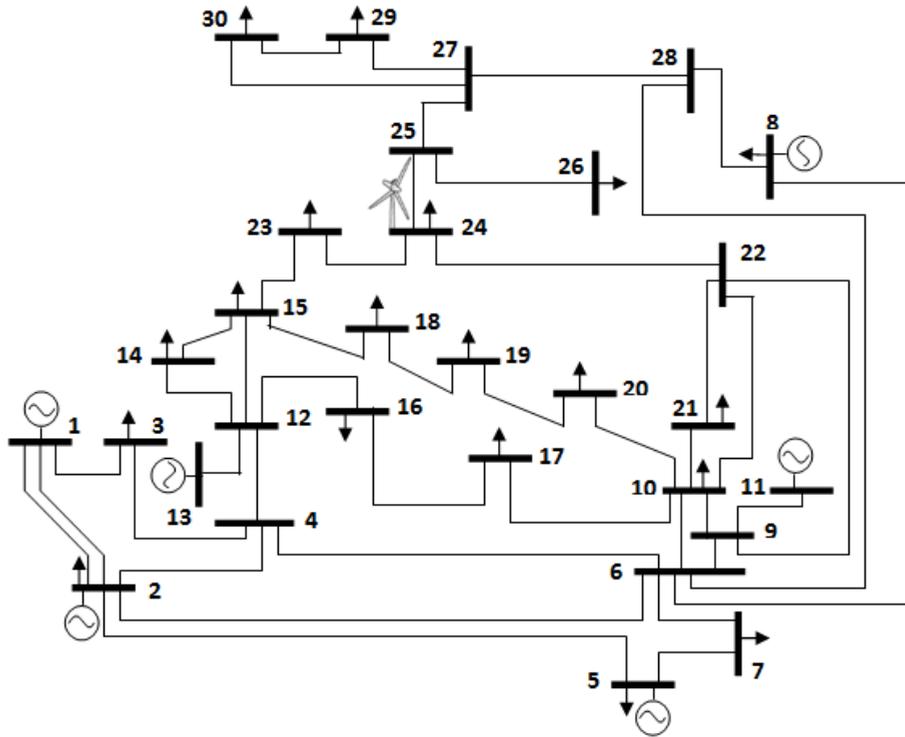


Figure V.10 : Topologie du réseau IEEE 30 nœuds

Les valeurs planifiées des puissances sont données par le tableau V.10 et la charge totale est de 2.834 p.u pour une puissance de base égale à 100 MVA.

Numéro du nœud	Tensions		Puissances demandées		Puissances générées		Puissances limites	
	V	δ	MW	MVAr	MW	MVAr	Max	Min
1	1.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	360.4	10
2	0.00	0.00	21.70	12.70	60.0	23.0	0.00	0.00
3	1.05	0.00	2.40	1.20	0.00	0.00	140	10
4	0.00	0.00	7.60	1.60	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	94.2	19.0	30.0	50.0	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	22.8	10.9	0.00	10.9	0.00	0.00
8	1.05	0.00	30.0	30.0	20.0	20.0	100	10
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	5.80	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	1.05	0.00	0.00	0.00	15.0	13.0	100	10
12	0.00	0.00	11.2	7.50	0.00	0.00	0.00	0.00
13	1.05	0.00	0.00	0.00	15.0	20.0	100	10
14	0.00	0.00	6.20	1.60	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	8.20	2.50	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	3.50	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	9.00	5.80	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	3.20	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	9.50	3.40	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	2.20	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.00	17.5	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00

Numéro du nœud	Tensions		Puissances demandées		Puissances générées		Puissances limites	
	V	δ	MW	MVAr	MW	MVAr	Max	Min
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	3.20	1.60	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	8.70	6.70	0.00	0.00	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	3.50	2.30	0.00	0.00	0.00	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.00	0.00	2.40	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	10.6	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00

Tableau V.10 : Valeurs planifiées des tensions et des puissances

Le facteur de pénalité de prix est évalué à 1336.26 \$/ton. Les coefficients de la fonction coût et de la fonction émission de chaque générateur sont regroupés dans le tableau V.11.

Nœud générateur	$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$ (\$/h)			$E(P_{Gi}) = (\alpha_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i) \cdot 10^{-2}$ (ton/h)		
	a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/h)	α_i (ton/MW ² h)	β_i (ton/MWh)	γ_i (ton/h)
1	100	200	10	6.490	-5.554	4.091
2	120	150	10	5.638	-6.047	2.543
3	40	180	20	4.586	-5.094	4.258
4	60	100	10	3.380	-3.550	5.426
5	40	180	20	4.586	-5.094	4.258
6	100	150	10	5.151	-5.555	6.131

Tableau V.11 : Coefficients et limites des puissances générées

Pour mettre en évidence l'influence de la présence de la ferme éolienne sur le dispatching économique, dispatching environnemental et dispatching économique-environnemental, nous avons considéré le réseau sans et avec ferme éolienne.

A. Réseau sans ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût total, du coût de production et les émissions de NO_x et une comparaison de nos résultats avec ceux obtenus par d'autres méthodes sont présentées dans les tableaux V.12 et V.13.

	Cas 1.1				Cas 1.2			
	GbSA	NPGA [62]	SPEA [62]	MOPSO [62]	GbSA	NPGA [62]	SPEA [62]	MOPSO [62]
Pg ₁ (pu)	0.1184	0.1127	0.1319	0.1117	0.4686	0.4753	0.4419	0.4110
Pg ₂ (pu)	0.3084	0.3747	0.3654	0.3097	0.5027	0.5162	0.4598	0.4583
Pg ₃ (pu)	0.5420	0.8057	0.7791	0.5954	0.5070	0.6513	0.6944	0.5438
Pg ₄ (pu)	1.0279	0.9031	0.9282	0.9778	0.4669	0.4363	0.4616	0.3933
Pg ₅ (pu)	0.5428	0.1347	0.1308	0.5227	0.5176	0.1896	0.1952	0.5502
Pg ₆ (pu)	0.3680	0.5331	0.5292	0.3486	0.5195	0.5988	0.6131	0.5072
Coût de production (\$/h)	616.49	620.46	619.60	607.52	671.53	657.59	651.71	644.33
Emissions de NO _x (Ton/h)	0.2046	0.2243	0.2244	0.2198	0.1859	0.2017	0.2019	0.1942

Tableau V.12 : Résultats de comparaison

	Cas 1.3			
	GbSA	NPGA [62]	SPEA [62]	MOPSO [62]
Pg ₁ (pu)	0.1211	0.2998	0.3052	0.2483
Pg ₂ (pu)	0.3106	0.4325	0.4389	0.3841
Pg ₃ (pu)	0.5413	0.7342	0.7163	0.5776
Pg ₄ (pu)	1.0233	0.6852	0.6978	0.6747
Pg ₅ (pu)	0.5409	0.1560	0.1552	0.5375
Pg ₆ (pu)	0.3695	0.5561	0.5507	0.4403
Coût total (\$/h)	618.19	-	-	-
Coût de production (\$/h)	616,34	630.06	629.59	616.95
Emissions de NO _x (Ton/h)	0.2043	0.2079	0.2079	0.2004

Tableau V.13 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût de production pour le cas 1.1, des émissions de NO_x pour le cas 1.2 et du coût total pour le cas 1.3 sont présentées par les figures V.11, V.12 et V.13 respectivement.

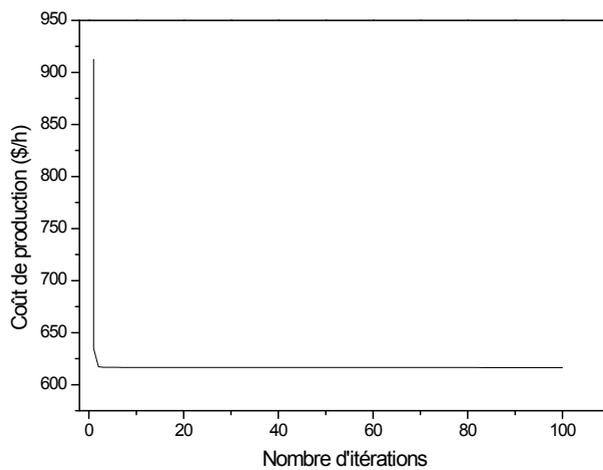


Figure V.11 : Convergence du coût de production

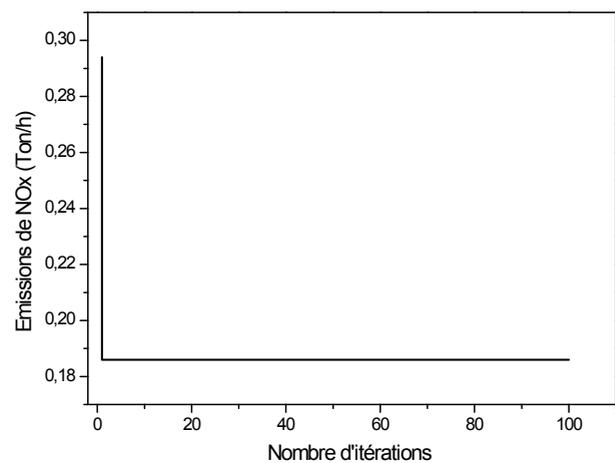


Figure V.12 : Convergence des émissions de NO_x

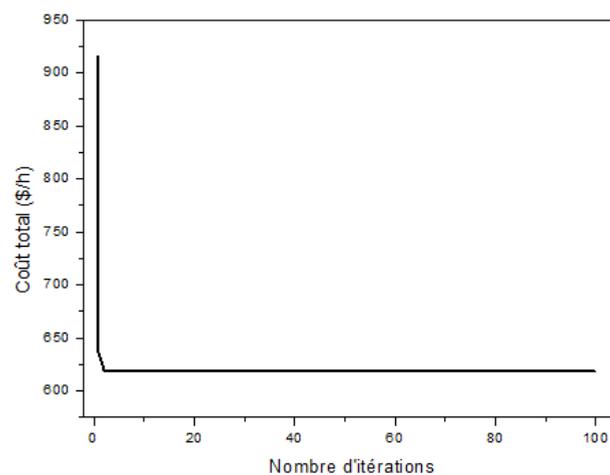


Figure V.13 : Convergence du coût total

A travers les résultats de comparaison regroupés dans les tableaux V.12 et V.13, nous pouvons dire qu'il y a un écart entre les puissances générées optimales, le coût de production et les émissions de NO_x pour les différents algorithmes.

D'après [61], l'optimisation du coût de production et des émissions de NO_x est meilleure lors de l'application de MOPSO par rapport aux NPGA et SPEA. Ceci nous conduit à comparer les résultats de GbSA avec ceux de MOPSO.

Il est clair que pour le cas 1.1, le coût de production trouvé par MOPSO est meilleur que celui trouvé en appliquant le GbSA.

Pour le cas 1.2, la valeur des émissions de NO_x trouvée en appliquant GbSA est inférieure à celle trouvée par MOPSO par un taux de 4.27 %.

Il est important à noter que pour le cas 1.3, les résultats obtenus sont similaires à ceux donnés par MOPSO. Puisque la valeur du coût de production résultant de notre algorithme diffère seulement de celle de MOPSO par un taux de 0.2 % et puisque la valeur des émissions de NO_x trouvée en utilisant le GbSA diffère seulement de celle de MOPSO par un taux de 1.91 %.

Nous constatons aussi que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

B. Réseau avec ferme éolienne

Dans cette partie, la ferme éolienne comprenant dix éoliennes chacune à une puissance de 900 KW sont connectés au nœud 24 [62].

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût total, du coût de production et des émissions de NO_x et une comparaison de nos résultats avec ceux obtenus en appliquant l'algorithme MOPSO «Multi-Objective Particle Swarm Optimization» sont présentées dans le tableau V.14.

Cas 2.1 : Réseau avec ferme éolienne (Dispatching Economique)

Cas 2.2 : Réseau avec ferme éolienne (Dispatching Environnemental)

Cas 2.3 : Réseau avec ferme éolienne (Dispatching Economique-Environnemental)

	Cas 2.1		Cas 2.2		Cas 2.3	
	GbSA	MOPSO [62]	GbSA	MOPSO [62]	GbSA	MOPSO [62]
P_{g1} (pu)	0.1114	0.1009	0.4548	0.3951	0.1082	0.2459
P_{g2} (pu)	0.2989	0.2963	0.4886	0.4431	0.3012	0.3551
P_{g3} (pu)	0.5168	0.7140	0.4895	0.5914	0.5187	0.6582
P_{g4} (pu)	1.0109	0.9318	0.4425	0.3642	1.009	0.6451
P_{g5} (pu)	0.5174	0.4335	0.4989	0.5226	0.5183	0.5072
P_{g6} (pu)	0.3581	0.3224	0.5032	0.4828	0.3585	0.3851
Coût total (\$/h)	595.59	-	0.1862	-	597,48	-
Coût de production (\$/h)	595.59	594.656	647.85	630.210	595,62	603.098
Emissions de NO_x (Ton/h)	0.2049	0.2203	0.1862	0.1945	0.2048	0.2014

Tableau V.14 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût de production pour le cas 2.1, des émissions de NO_x pour le cas 2.2 et du coût total pour le cas 2.3 sont présentées dans les figures V.14, V.15 et V.16 respectivement.

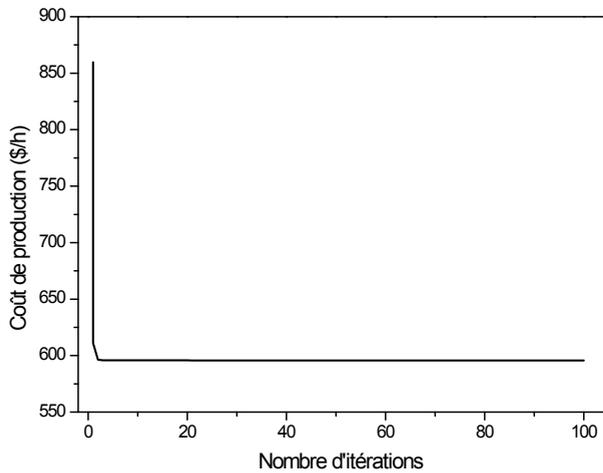


Figure V.14 : Convergence du coût de production

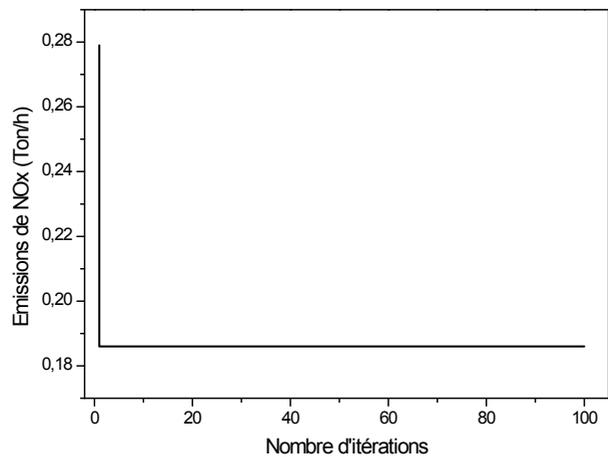


Figure V.15 : Convergence des émissions de NO_x

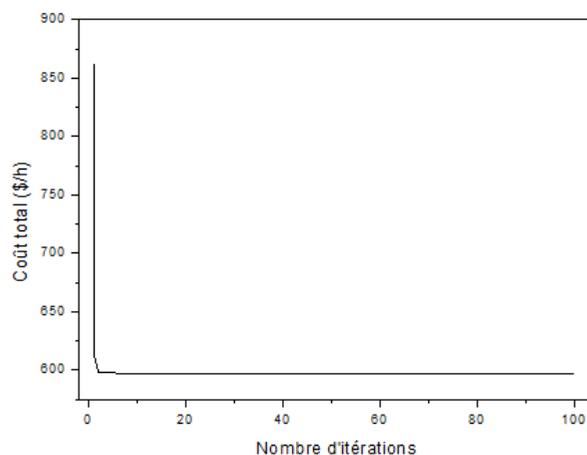


Figure V.16 : Convergence du coût total

A travers les résultats trouvés, si on analyse les deux méthodes, nous pouvons dire que:

Pour le cas 2.1, les résultats obtenus sont similaires à ceux donnés par l'algorithme MOPSO puisque le coût de production trouvé en appliquant le GbSA égal à 595.59 \$/h et autour de 594.656 \$/h trouvé par MOPSO (Un écart de 0.15 %).

Pour le cas 2.2, La quantité du gaz NO_x émise en utilisant le GbSA est moins importante que celle trouvée par l'algorithme MOPSO. Une diminution de 199.2 kg/jour des gaz toxiques émis dans l'atmosphère est réalisée.

Pour le cas 2.3, nous remarquons que notre algorithme GbSA qui offre le meilleur coût de production, offre en contre partie des émissions de NO_x relativement élevées par rapport à l'algorithme MOPSO.

Nous pouvons dire aussi que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

C. Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec ferme éolienne afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats comparatifs sont donnés dans le tableau V.15.

	Cas 1.3	Cas 2.3
P_{g1} (pu)	0.1211	0.1082
P_{g2} (pu)	0.3106	0.3012
P_{g3} (pu)	0.5413	0.5187
P_{g4} (pu)	1.0233	1.009
P_{g5} (pu)	0.5409	0.5183
P_{g6} (pu)	0.3695	0.3585
Coût de production (\$/h)	618.19	597,48
Emissions de NO _x (Ton/h)	0.2043	0.2048
Les pertes transmises (MW)	7,4482	7,1009

Tableau V.15 : Résultats de comparaison

Les résultats comparatifs du coût de production, des émissions de NO_x et les pertes transmises pour les deux cas (sans et avec ferme éolienne) sont montrés par les courbes des figures V.17, V.18 et V.19 respectivement.

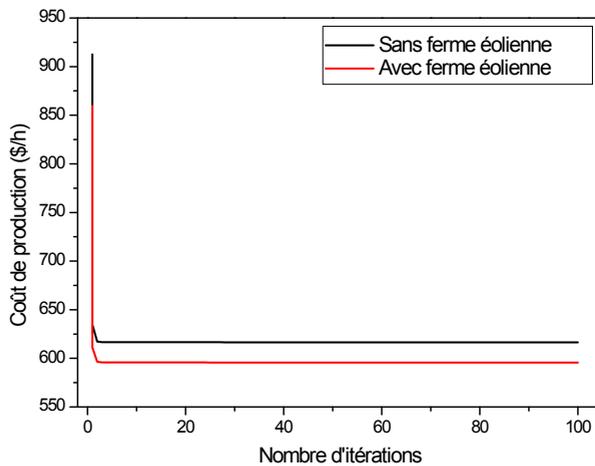


Figure V.17: Résultat comparatif du coût de production

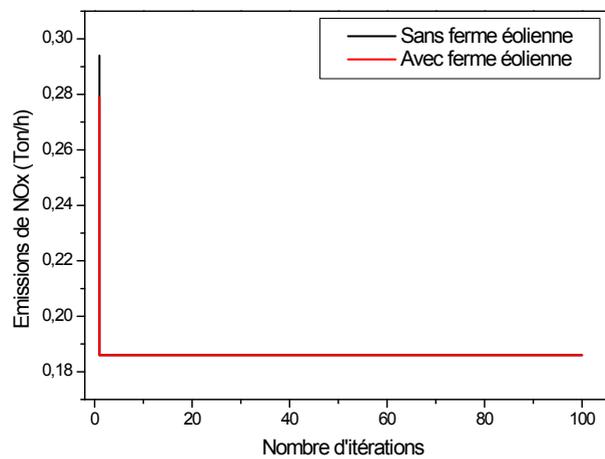


Figure V.18: Résultat comparatif des émissions de NO_x

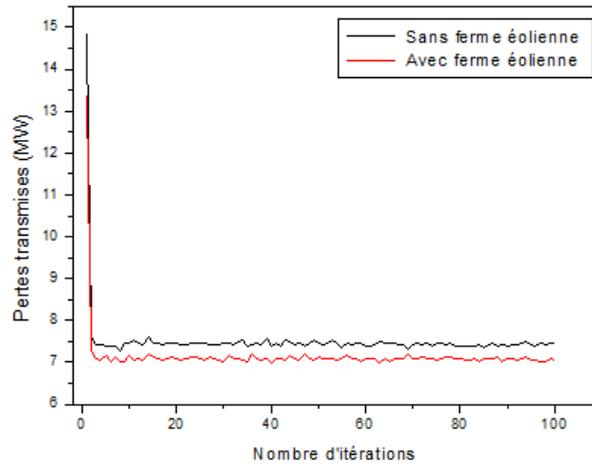


Figure V.19 : Les pertes transmises

A travers les résultats donnés par le tableau IV.15, si on analyse les deux cas, nous pouvons dire qu'il y'a un écart entre le coût de production, les émissions de NO_x et les pertes transmises.

Le coût de production pour le cas 1.3 est de 618.19 \$/h et autour de 597,48 \$/h pour le cas 2.3, ce qui représente une différence de 20.71 \$/h (un gain de 3.35 %).

L'algorithme GbSA qui offre le meilleur coût de production pour le cas 2.3, offre en contre partie des émissions de NO_x relativement élevées par rapport au cas 1.3

Les pertes transmises trouvées pour le cas 2.3 sont minimales (7,1009 MW) comparées aux pertes transmises calculées pour le cas 1.3 (7,4482 MW). Elles sont minimisées de 0.3473 MW, ce qui implique un gain des pertes égal à 4.66 %.

IV.4.1.2 Réseau test n°2

Dans cette application, nous intéressons à l'étude de dispatching économique dynamique. La demande n'est plus constante, elle est variable d'une heure à l'autre (24 heures), donc le problème de répartition optimale de puissances actives générées n'est plus statique.

Le réseau investi, lors de cette application, est le réseau ouest algérien 220 kV [63]. Ce réseau contient quatorze nœuds dont trois de production qui sont : centrale de Mersat El Hadjadj (nœud 1), centrale du Ravin Blanc (nœud 4) et centrale de Tiaret (nœud 3).

Le schéma unifilaire du réseau est représenté dans la figure V.20.

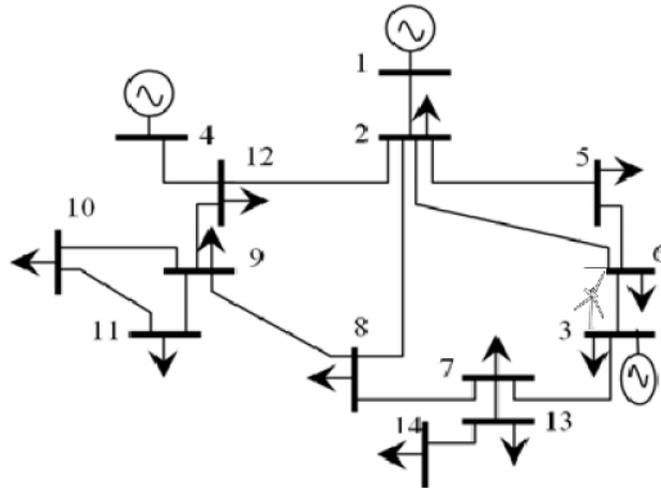


Figure V.20 : Topologie du réseau ouest algérien

Dans le tableau V.16 sont regroupés les coefficients des fonctions coût fournissant la quantité du combustible en Nm^3/h et les puissances minimales et maximales de chaque générateur [35, 52].

Nœud générateur	a ($Nm^3/MW^2.h$)	b ($Nm^3/MW.h$)	c (Nm^3/h)	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)
1	0.85	150	2000	30	510
2	1.7	250	3000	10	70
3	0.4	75	850	25	420

Tableau V.16 : Coefficients et limites des puissances générées

La figure V.21 représente la courbe de charge journalière. Les valeurs du facteur d'échelle de la charge (Load Scaling Factor LSF) sont données par la figure V.22. La valeur maximale de 1.35 correspondant à la charge maximale de 782 MW [64].

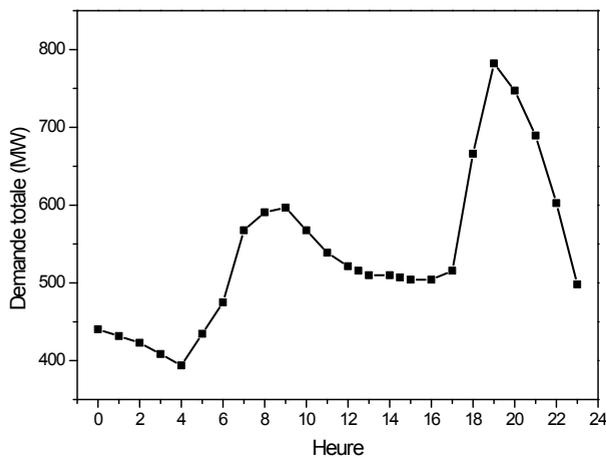


Figure V.21 : Variation de la demande totale

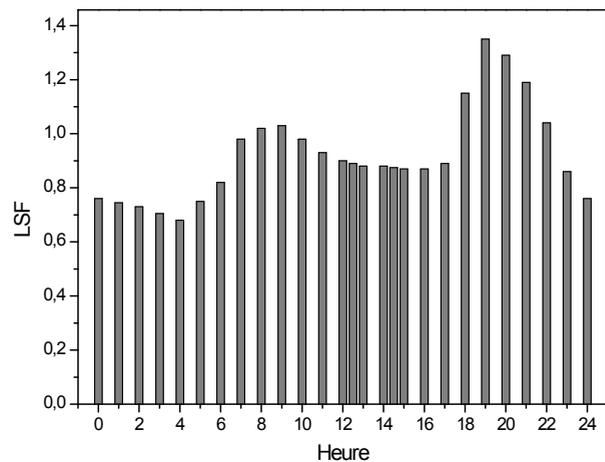


Figure V.22 : Facteur d'échelle de la charge

La figure V.23 représente l’atlas de la vitesse du vent en Algérie à 10 m du sol.

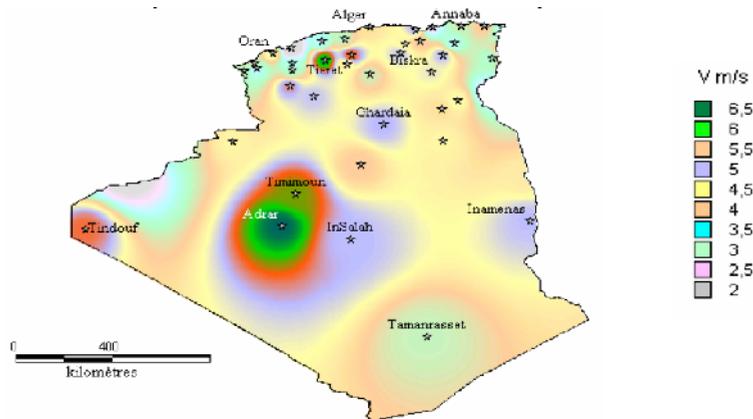


Figure V.23 : Atlas de la vitesse du vent

La carte montre que les sites les plus ventés sont ceux d’Adrar (sud ouest) et Tialet (Nord ouest) avec des vitesses du vent approchant les 9 m/s [36].

Le site de Tialet est choisi pour l’implant de la ferme éolienne. Celle-ci est supposée composée de 20 éoliennes identiques avec des pales de 40 mètres. Nous utilisons la courbe de variation du vent du 03 février 2013 [65].

La puissance produite par la ferme éolienne est calculée en utilisant l’équation (II.3).

Les variations journalières de la vitesse du vent et de la puissance produite par la ferme éolienne sont regroupées dans le tableau V.17.

Heure	Vitesse du vent (m/s)	Production éolienne (MW)
00h00	7.22	13.74
01h00	8.33	21.1
02h00	12.5	71.31
03h00	7.22	13.74
04h00	12.5	71.31
05h00	10.28	39.67
06h00	12.5	71.31
07h00	8.33	21.1
08h00	8.33	21.1
09h00	7.22	13.74
10h00	10.28	39.67
11h00	10.28	39.67
12h00	7.22	13.74
12h30	7.22	13.74
13h00	6.11	8.33
14h00	8.33	21.1
14h30	8.33	21.1
15h00	9.17	28.15
16h00	8.33	21.1
17h00	6.11	8.33

Heure	Vitesse du vent (m/s)	Production éolienne (MW)
18h00	5.28	5.37
19h00	00	00
20h00	4.17	2.65
21h00	00	00
22h00	00	00
23h00	00	00

Tableau V.17 : Variations de la vitesse du vent et de la puissance produite

Les variations journalières de la vitesse du vent et de la puissance produite par la ferme éolienne sont illustrées par les figures V.24 et V.25 respectivement.

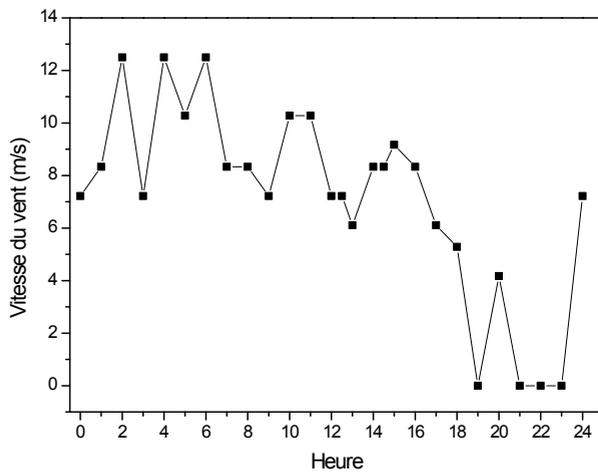


Figure V.24 : Variations de la vitesse du vent

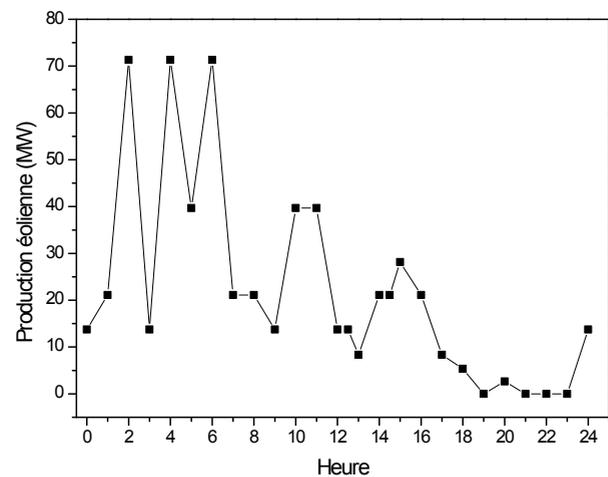


Figure V.25 : Variations de la production d'éolienne

Pour mettre en évidence l'influence de la présence de la ferme éolienne sur le dispatching économique dynamique, nous avons considéré le réseau sans et avec ferme éolienne.

A. Réseau sans ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, de la production totale, du volume du gaz et des pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.18.

Les pertes de transmissions sont fournies par le calcul de l'écoulement de puissances optimal.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	113.94	28.4	310.54	452.86	104313.74	12.649
01h00	108.78	29.65	305.35	433.79	101328.35	12.23
02h00	109.24	26.25	299.14	434.69	98342.58	11.77
03h00	104.33	23.77	291.4	419.58	93492.57	11.18
04h00	100.71	20.99	282.74	404.48	88758.29	10.55
05h00	112.97	28.29	305.45	446.79	102306.26	12.269
06h00	125.32	33.73	330.26	489.32	116762.1	14.317
07h00	154.83	49.26	383.1	587.24	153328.13	19.511

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
08h00	162.78	51.89	397.25	611.91	163254.91	21.073
09h00	164.55	53.76	399.71	618.03	165786.87	21.384
10h00	154.83	49.26	383.1	587.24	153328.12	19.511
11h00	146.88	42.32	367.34	556.45	141370.41	17.829
12h00	139.21	41.98	356.94	538.15	134426.72	16.793
12h30	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
13h00	135.85	38.94	351.17	525.88	129895	16.217
14h00	135.85	38.94	351.17	525.88	129895	16.217
14h30	135.96	39.53	347.26	522.85	128773.92	15.893
15h00	135.29	36.58	348	519.79	127663.03	15.916
16h00	135.29	36.58	348	519.79	127663.03	15.916
17h00	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
18h00	200.75	70	420	690.74	198105.96	24.598
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	284.81	69.67	419.67	774.17	245114.35	26.906
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.147	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.18 : Résultat optimaux

Les variations journalières de la production totale, des pertes transmises, de la quantité du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des puissances générées sont représentées respectivement par les figures V.26, V.27, V.28 et V.29.

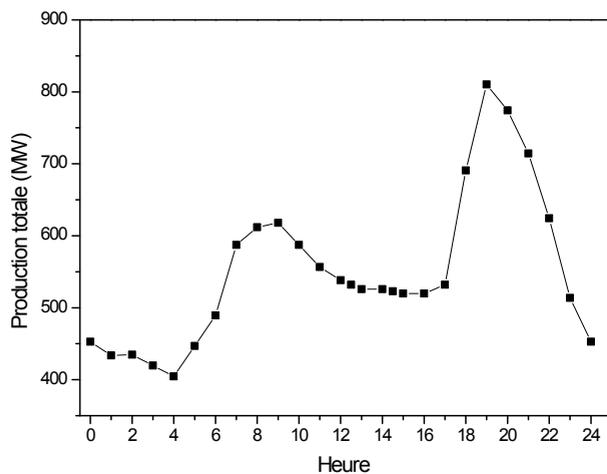


Figure V.26 : Variations de la production totale

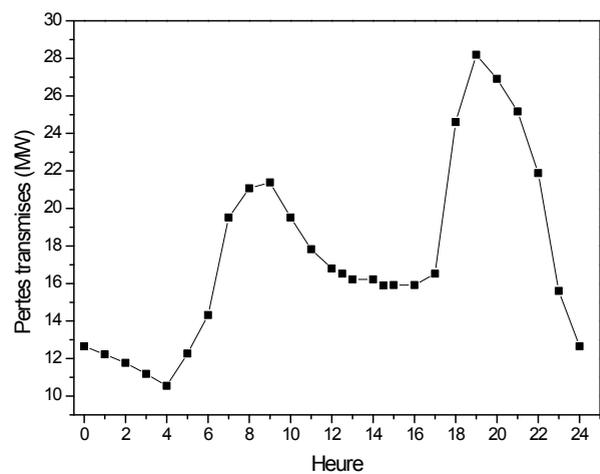


Figure V.27 : Variations des pertes transmises

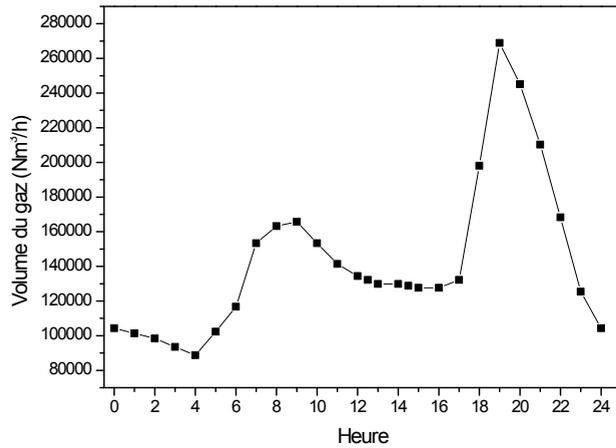


Figure V.28 : Variations du volume du gaz

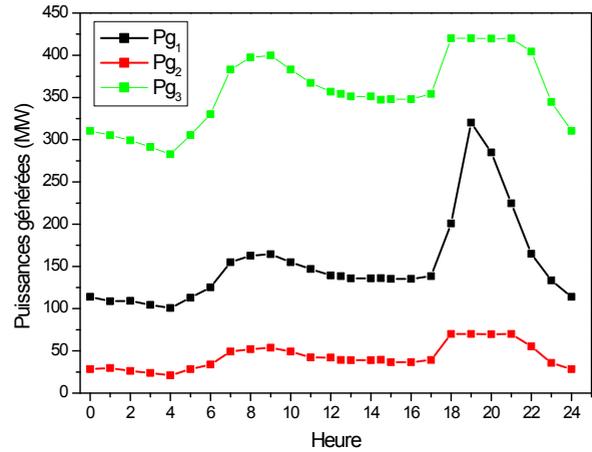


Figure V.29 : Variations des puissances générées

B. Réseau avec ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, de la production totale, du volume du gaz et des pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.19.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	111.72	28.27	304.51	444.58	101573.8	12.003
01h00	108.19	24.63	298.57	431.38	97267.82	11.489
02h00	97.27	20.29	277.14	394.76	85763.31	10.402
03h00	101.7	22.79	287.43	411.95	91083.74	10.728
04h00	89.43	15.65	262.28	367.36	77579.21	9.385
05h00	106.31	23.23	294.04	423.55	94762.34	11.167
06h00	111.26	26.83	306.16	444.19	101446.63	12.568
07h00	150.38	45.39	374.69	570.43	146741.87	18.113
08h00	157.24	48.32	388.89	594.32	156164.78	19.555
09h00	161.39	52.35	392.57	606.4	161030.74	20.153
10h00	146.59	42.65	366.95	556.09	141239.99	17.311
11h00	135.45	39.89	351.91	527.16	130373.82	15.879
12h00	138.61	37.76	351.81	528.1	130727.41	16
12h30	136.71	36.8	348.68	522.12	128527.07	15.708
13h00	134.91	38.11	346.95	519.96	127723.18	15.649
14h00	133.09	35.28	342.71	510.98	124486.41	15.08
14h30	131.54	35.04	341.57	508.04	123419.78	14.97
15h00	127.74	37.11	335.38	500.27	120645.13	14.416
16h00	129.82	34.82	340.59	505.12	122359.36	14.873
17h00	136.48	40.93	348.46	525.99	129939.66	15.821
18h00	198.23	67.54	420	685.76	195683.52	24.194

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	281.33	70	420	771.33	243216.94	26.623
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.15	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.19 : Résultat optimaux

Les variations journalières de la production totale, des pertes transmises, de la quantité du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des puissances générées sont représentées respectivement par les figures V.30, V.31, V.32 et V.33.

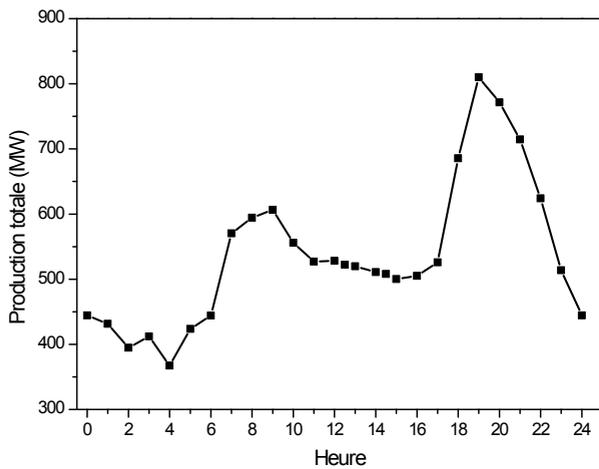


Figure V.30 : Variations de la production totale

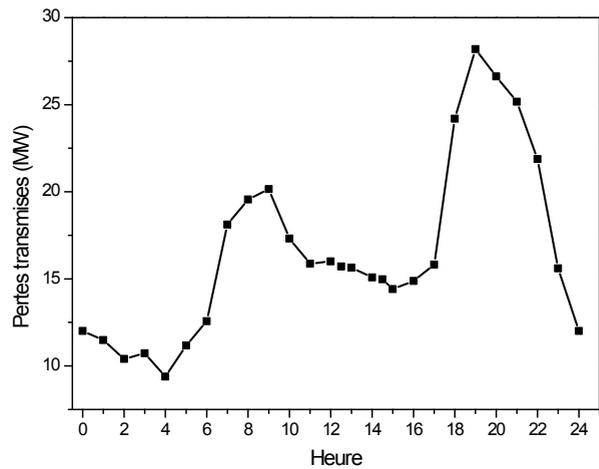


Figure V.31 : Variations des pertes transmises

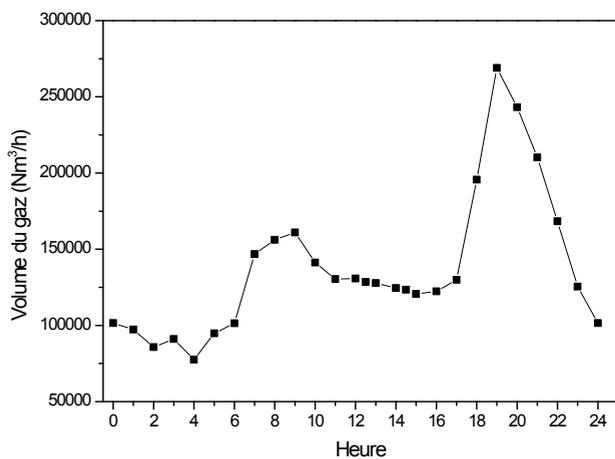


Figure V.32 : Variations du volume du gaz

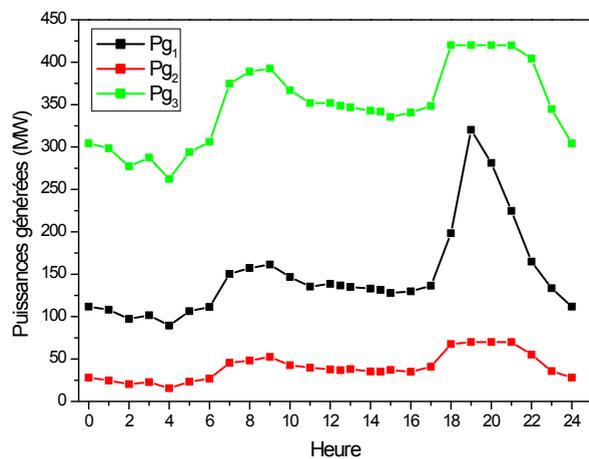


Figure V.33 : Variations des puissances générées

C. Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec ferme éolienne afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats de la production totale, du volume du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des pertes transmises, pour les deux cas (sans et avec ferme éolienne) sont regroupés dans le tableau V.20.

Heure	Production totale (MW)		Volume du gaz (Nm ³ /h)		Pertes transmises (MW)	
	Sans ferme	Avec ferme	Sans ferme	Avec ferme	Sans ferme	Avec ferme
00h00	452.86	444.58	104313.74	101573.8	12.649	12.003
01h00	433.79	431.38	101328.35	97267.82	12.23	11.489
02h00	434.69	394.76	98342.58	85763.31	11.77	10.402
03h00	419.58	411.95	93492.57	91083.74	11.18	10.728
04h00	404.48	367.36	88758.29	77579.21	10.55	9.385
05h00	446.79	423.55	102306.26	94762.34	12.269	11.167
06h00	489.32	444.19	116762.1	101446.63	14.317	12.568
07h00	587.24	570.43	153328.13	146741.87	19.511	18.113
08h00	611.91	594.32	163254.91	156164.78	21.073	19.555
09h00	618.03	606.4	165786.87	161030.74	21.384	20.153
10h00	587.24	556.09	153328.12	141239.99	19.511	17.311
11h00	556.45	527.16	141370.41	130373.82	17.829	15.879
12h00	538.15	528.1	134426.72	130727.41	16.793	16
12h30	532.01	522.12	132150.74	128527.07	16.521	15.708
13h00	525.88	519.96	129895	127723.18	16.217	15.649
14h00	525.88	510.98	129895	124486.41	16.217	15.08
14h30	522.85	508.04	128773.92	123419.78	15.893	14.97
15h00	519.79	500.27	127663.03	120645.13	15.916	14.416
16h00	519.79	505.12	127663.03	122359.36	15.916	14.873
17h00	532.01	525.99	132150.74	129939.66	16.521	15.821
18h00	690.74	685.76	198105.96	195683.52	24.598	24.194
19h00	810.19	810.19	268912.19	268912.19	28.191	28.191
20h00	774.17	771.33	245114.35	243216.94	26.906	26.623
21h00	714.49	714.49	210265.57	210265.57	25.172	25.172
22h00	624.25	624.25	168345.29	168345.29	21.877	21.877
23h00	513.69	513.69	125445.94	125445.94	15.606	15.606

Tableau V.20 : Résultats de comparaison

Les résultats de la production totale, du volume du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des pertes transmises, pour les deux cas (sans et avec ferme éolienne) sont montrés respectivement par les courbes des figures V.34, V.35 et V.36.

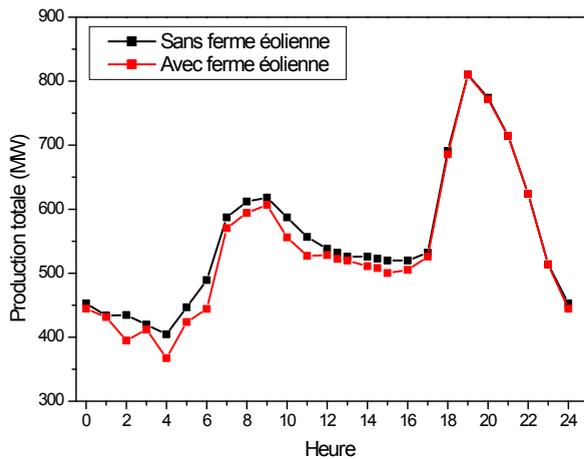


Figure V.34 : Variations de la production totale

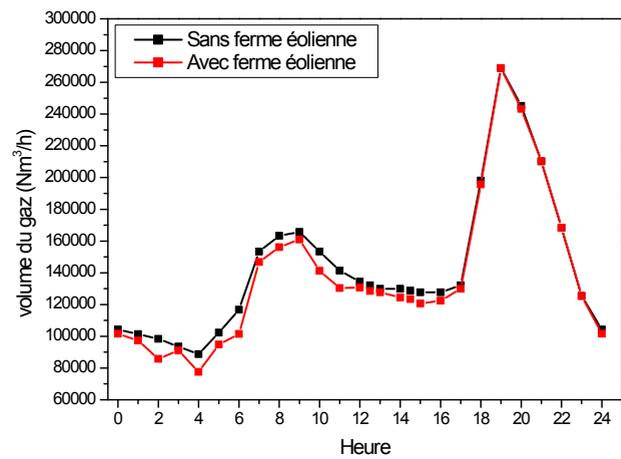


Figure V.35 : Variations du volume du gaz

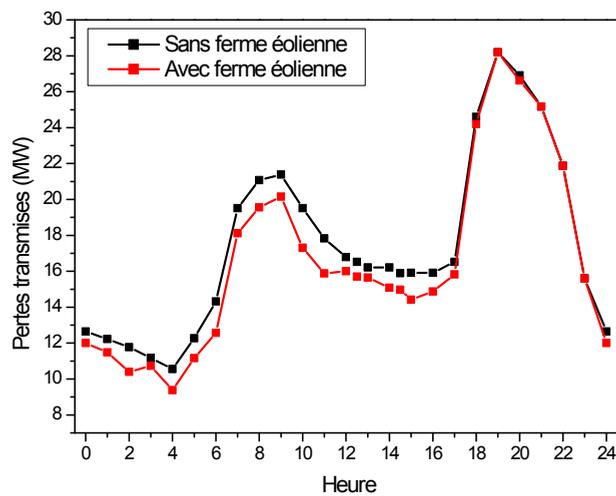


Figure V.36 : Variations des pertes transmises

Les résultats montrent un écart entre les volumes des gaz. Le volume total du gaz nécessaire à la production journalière pour le cas sans éolienne, avoisine les 3741179.81 Nm³/jour et autour de 3604725.5 Nm³/jour pour le cas avec éolienne, ce qui représente une différence de 136454.31 Nm³ par jour.

Les résultats montrent qu'il y'a une diminution des pertes. Les pertes transmises pour le cas sans éolienne avoisinent les 456.617 MW/jour et autour de 432.933 MW/jour pour le cas avec éolienne. Elles sont minimisées de 23.684 MW/ jour, ce qui implique un gain des pertes égale à 5.19 %.

D. Les émissions de dioxyde de carbone issue de la combustion

Pour ce qui concerne la combustion, les émissions de dioxyde de carbone peuvent être calculées avec une très grande précision à partir d'un bilan du carbone contenu dans le combustible. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) et la teneur en carbone du combustible, nécessaires à ce calcul, peuvent être mesurés avec précision par l'exploitant ou obtenus auprès de son fournisseur. Le calcul des émissions de dioxyde de carbone liées à l'utilisation énergétique des combustibles comporte 5 étapes [36] :

1. Détermination de la quantité (poids) de combustible consommée au cours d'un temps T.
2. Calcul de la consommation énergétique à partir de la quantité de combustible consommée et du PCI du combustible.
3. Calcul des émissions potentielles de carbone à partir de la consommation énergétique et des facteurs d'émissions de carbone.
4. Calcul du carbone réellement oxydé à partir des facteurs d'oxydation (correction pour combustible incomplète).
5. Conversion du carbone oxydé en émissions de CO₂.

Nous introduisons, dans l'étude, le calcul de la quantité de CO₂ émise suite à la combustion [63]. Etant de type H, le gaz algérien a un pouvoir calorifique inférieur PCI = 49.6 GJ/t et une masse volumique $\rho = 0.78 \text{ kg/m}^3$. Son facteur d'émission de Carbone est de l'ordre de 15.5 kg/GJ et son facteur d'oxydation est égal à 99.5 %.

Les cinq étapes précédemment citées, se traduisent par les calculs suivants:

1. Détermination de la quantité de combustible consommée en une heure:

Il faut d'abord convertir le débit de Nm³/h en m³/h. La loi de Boyle-Mariotte Lussac permet d'écrire, à pressions égales: $\frac{Nm^3/h}{273} = \frac{m^3/h}{(273+c)}$.

Ce qui devient pour C° = 20° : m³/h=1.07 Nm³/h

Le poids est ensuite déterminé grâce à la masse volumique.

2. La consommation énergétique = consommation de gaz en tonnes * PCI du gaz
3. Le calcul des émissions potentielles de carbone (teneur en carbone)=consommation énergétique* facteur d'émission de carbone.
4. La correction pour combustion incomplète (C non oxydé) = teneur en carbone * facteur d'oxydation pour le combustible.
5. Le calcul des émissions de dioxyde de carbone = tonnage de carbone émis * masse molaire de dioxyde de carbone/masse molaire du carbone.

Maintenant, nous nous intéresserons au calcul d'un coefficient qui nous permet de calculer la quantité de dioxyde de carbone (CO₂) émise pour les deux cas traités sans et avec ferme éolienne.

Par exemple, à 19h00 le volume du gaz est égal 268912.19 Nm³/h donc :

- 1- Le volume du gaz = 268912.19/1.07 = 251319.804 m³/h. Donc le poids est égal 0.78 * 251319.804 = 196029.447 Kg = 196.029 Tonne.
- 2- La consommation énergétique = 196.029 * 49.6 = 9723.038 Gj.
- 3- Le teneur en carbone = 9723.038 * 15.5 = 150707.089 Kg.
- 4- La correction pour combustion incomplète = 150707.089 * 0.995 = 149953.554 Kg.
- 5- La quantité des émissions de dioxyde de carbone = 149953.554 * $\frac{44}{12}$ = 549829.698 Kg = 549.829698 Tonne

Finalement, on peut conclure que le coefficient est de $\frac{268912.19}{549.829698} = 489.083$

Les résultats comparatifs pour les deux cas sont regroupés dans le tableau V.21.

Heure	Volume du gaz (Nm ³ /h)		Quantité de CO ₂ émise (Ton)	
	Sans ferme	Avec ferme	Sans ferme	Avec ferme
00h00	104313.74	101573.8	213.28433	207.682132
01h00	101328.35	97267.82	207.180274	198.877941
02h00	98342.58	85763.31	201.075441	175.355328
03h00	93492.57	91083.74	191.158903	186.233707
04h00	88758.29	77579.21	181.478992	158.621768
05h00	102306.26	94762.34	209.179751	193.755129
06h00	116762.1	101446.63	238.736779	207.422114
07h00	153328.13	146741.87	313.501246	300.034698
08h00	163254.91	156164.78	333.797965	319.301182
09h00	165786.87	161030.74	338.974918	329.250332
10h00	153328.12	141239.99	313.501226	288.785319
11h00	141370.41	130373.82	289.051981	266.567883
12h00	134426.72	130727.41	274.854616	267.290848
12h30	132150.74	128527.07	270.20105	262.791939
13h00	129895	127723.18	265.588867	261.148271
14h00	129895	124486.41	265.588867	254.530233
14h30	128773.92	123419.78	263.296659	252.349356
15h00	127663.03	120645.13	261.025286	246.676188
16h00	127663.03	122359.36	261.025286	250.181176
17h00	132150.74	129939.66	270.20105	265.680181
18h00	198105.96	195683.52	405.055911	400.102886
19h00	268912.19	268912.19	549.829354	549.829354
20h00	245114.35	243216.94	501.171274	497.291748
21h00	210265.57	210265.57	429.917969	429.917969
22h00	168345.29	168345.29	344.205973	344.205973
23h00	125445.94	125445.94	256.492129	256.492129

Tableau V.21 : Résultats de comparaison

La figure V.37 représente les variations des émissions de CO₂ pour les deux cas traités, réseau sans avec ferme éolienne.

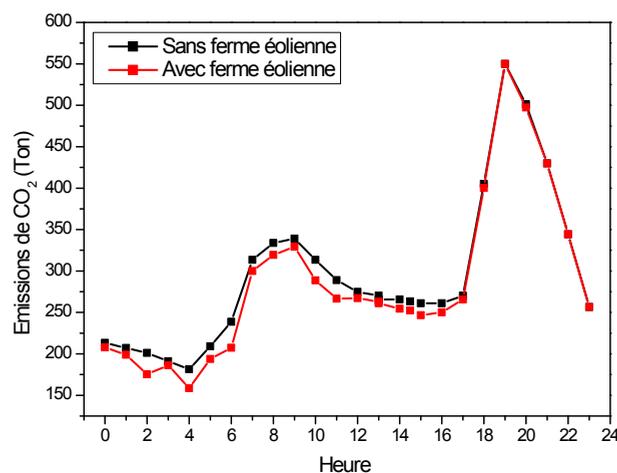


Figure V.37 : Variations des émissions de CO₂

Les émissions journalières de CO₂ pour le cas « sans ferme éolienne » sont environ 7649.376 tonnes par jour et pour le cas avec ferme éolienne autour de 7370.376 tonnes par jour. Une diminution de 279 tonnes par jour des gaz toxiques émis dans l'atmosphère est réalisée.

IV.4.2 Modèle n°2

Le réseau investi lors de cette étude est un réseau à courant alternatif à 9 nœuds comprenant 3 nœuds producteurs. Dans ce système, le générateur 1 est une centrale hydroélectrique et les générateurs 2 et 3 sont de type thermique [36].

Les caractéristiques du réseau et les valeurs planifiées des puissances sont données en référence [66] et la charge totale est de 315 MW.

Les valeurs des coefficients des fonctions coût et des émissions des trois générateurs et les limites sur les puissances générées sont regroupées dans le tableau V.22 [67].

Nœud générateur	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)	$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$ (\$/h)			$E(P_{Gi}) = (\alpha_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i)$ (ton/h)		
			a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MW ² h)	c_i (\$/h)	α_i (ton/MW ² h)	β_i (ton/MWh)	γ_i (ton/h)
1	10	250	0.11	5	150	-	-	-
2	10	300	0.085	1.2	600	$6,49 \cdot 10^{-6}$	$-5,554 \cdot 10^{-4}$	$4,091 \cdot 10^{-2}$
3	10	270	0.1225	1	335	$3,38 \cdot 10^{-6}$	$-3,55 \cdot 10^{-4}$	$5,326 \cdot 10^{-2}$

Tableau V.22 : Coefficients et limites des puissances générées

Le facteur de pénalité de prix est évalué à 46606 \$/ton.

Le schéma unifilaire du réseau est représenté dans la figure V.38.

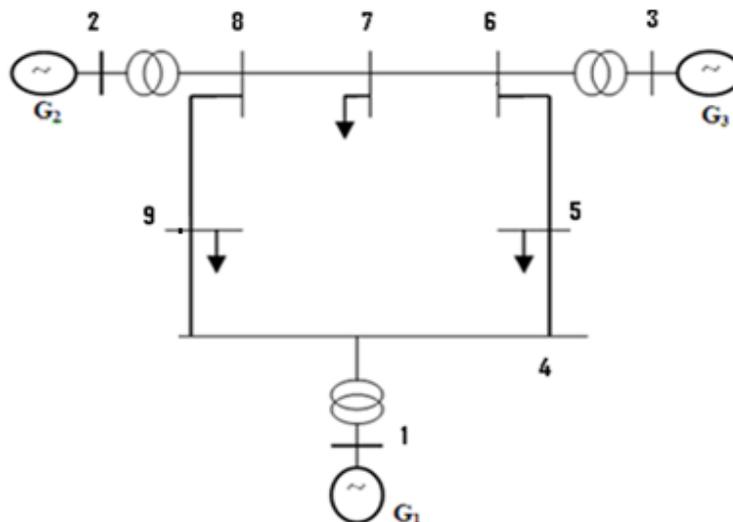


Figure V.38 : Topologie du réseau IEEE 9 nœuds

Nous supposons que tous les sites sont ventés avec les mêmes vitesses de vent approchant les 10 m/s. Pour produire une puissance maximale de 110 MW, la ferme éolienne est supposée composée de 60 éoliennes identiques avec des pales de 40 mètres. Le coefficient du coût propre de la ferme éolienne est pris égal à zéro [68].

A. Réseau sans ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, des émissions de NO_x et des pertes transmises et une comparaison des résultats obtenus avec l'algorithme FHSA «Fast Harmony Search Algorithm » sont regroupées dans le tableau V.23.

	Cas 1.1		Cas 1.2	
	GbSA	FHSA [68]	GbSA	FHSA [68]
P_{g_1} (MW)	87.41	87.98	224.86	211
P_{g_2} (MW)	135.19	135.51	40.52	46.50
P_{g_3} (MW)	96.17	95.29	53.40	60.85
Pertes (MW)	3.764	3.788	3.777	3.365
Coût de production (\$/h)	5307.21	5307.42	8362.06	7791.31
Emissions de NO_x (Kg/h)	134.82	134.95	73.00	73.29

Tableau V.23 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût de production et les émissions de NO_x sont présentées dans les figures V.39 et V.40 respectivement.

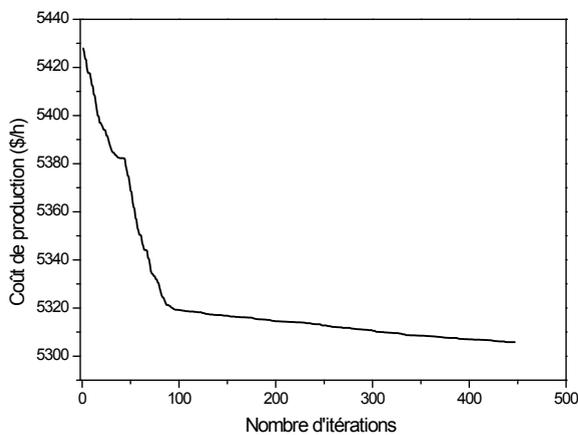


Figure V.39 : Convergence du coût de production

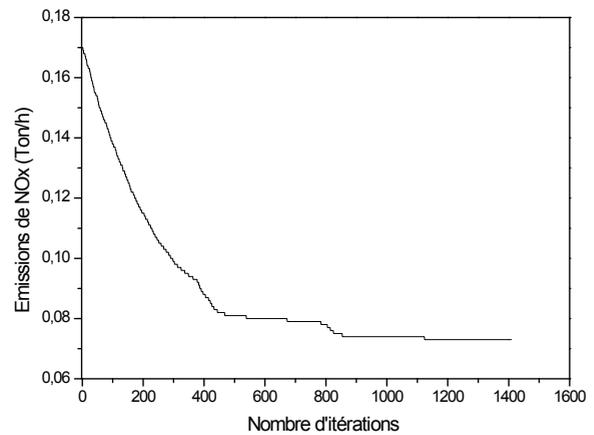


Figure V.40 : Convergence des émissions de NO_x

Si nous analysons les résultats donnés par le tableau V.23, nous pouvons dire qu'il y'a un écart entre les puissances générées, le coût de production, les émissions de NO_x et les pertes transmises.

Pour le cas 1.1, le coût de production donné par GbSA est de 5307.21 \$/h et autour de 5307.42 pour FHSA, ce qui représente une différence de 0.21 \$/h.

Pour le cas 1.2, les émissions de NO_x sont minimisées de 0.29 Kg/h, ce qui implique une diminution de gaz émis dans l'atmosphère de 7 Kg par jour.

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, du coût total, des émissions de NO_x et des pertes transmises et une comparaison des résultats obtenus avec l'algorithme FHSA sont regroupées dans le tableau V.24.

	Cas 1.3	
	GbSA	FHSA [68]
Pg ₁ (MW)	145.04	144.79
Pg ₂ (MW)	79.24	79.23
Pg ₃ (MW)	93.43	93.69
Pertes (MW)	2.719	2.71
Coût de production (\$/h)	5916.01	5912.49
Emissions de NO _x (Kg/h)	87.25	87.32
Coût total (\$/h)	9982.39	9981.96

Tableau V.24 : Résultats de comparaison

La caractéristique de convergence du coût total est présentée dans la figure V.41.

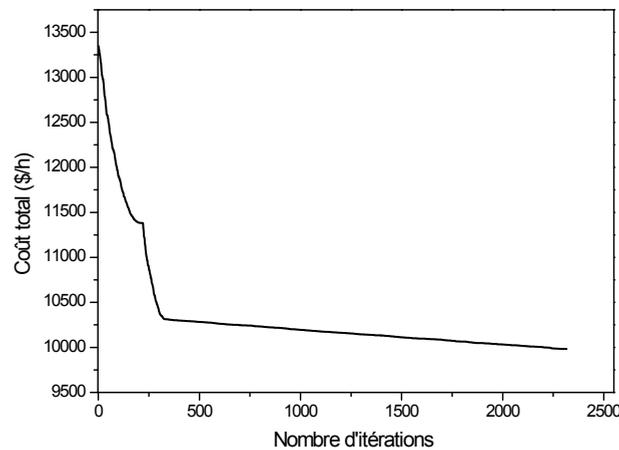


Figure V.41 : Convergence du coût total

A travers les résultats donnés par le tableau V.24, si on analyse les deux méthodes, nous pouvons dire que les résultats obtenus sont similaires à ceux donnés par FHSA. Puisque la valeur du coût total résultant de notre algorithme diffère seulement de celle de FHSA par un taux de 0.004 % et les pertes transmises données par GbSA diffèrent seulement de celles de FHSA par un taux de 0.33%.

En plus, nous avons réalisé une diminution d'un kilogramme par jour de gaz de NO_x émis dans l'atmosphère.

B. Réseau avec ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, des émissions de NO_x et des pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.25.

	Cas 2.1	Cas 2.2
Pg ₁ (MW)	52.94	182.48
Pg ₂ (MW)	90.07	42.78
Pg ₃ (MW)	65.63	51.98
Pg _{éol} (MW)	109.03	41.49
Pertes (MW)	2.667	3.725
Coût de production (\$/h)	3048.88	6249.92
Emissions de NO _x (Kg/h)	88.06	72.97

Tableau V.25 : Résultats optimaux

D'après les résultats donnés par le tableau V.25, nous déduisons que la minimisation du coût de production et celle des émissions sont des objectifs contradictoires. Les émissions sont maximales lorsque le coût de production est minimal.

Les caractéristiques de convergence du coût de production et les émissions de NO_x sont présentées dans les figures V.42 et V.43 respectivement.

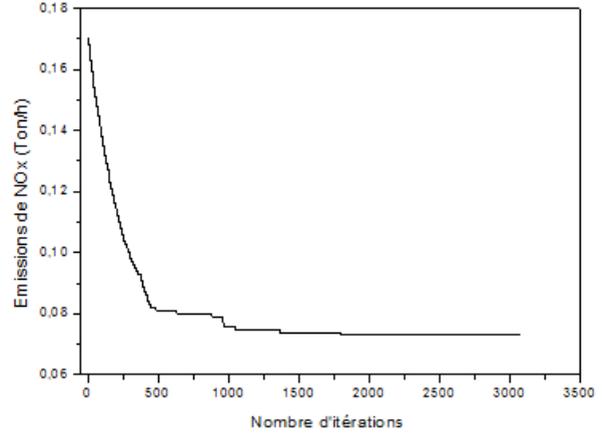
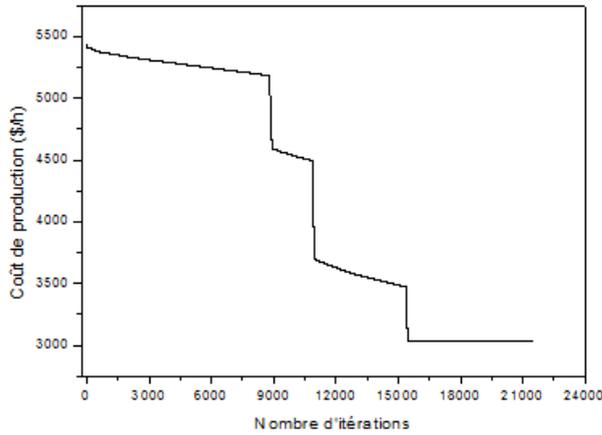


Figure V.42 : Convergence du coût de Production

Figure V.43 : Convergence des émissions de NO_x

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, du coût total, des émissions de NO_x et des pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.26.

	Cas 2.3
P _{g1} (MW)	78.66
P _{g2} (MW)	61.17
P _{g3} (MW)	68.08
P _{g_{éol}} (MW)	110
Coût total (\$/h)	6727.20
Coût de production (\$/h)	3186.20
Emissions de NO _x (Kg/h)	75.98
Pertes (MW)	2.908

Tableau V.26 : Résultats optimaux

La caractéristique de convergence du coût total est présentée dans la figure V.44.

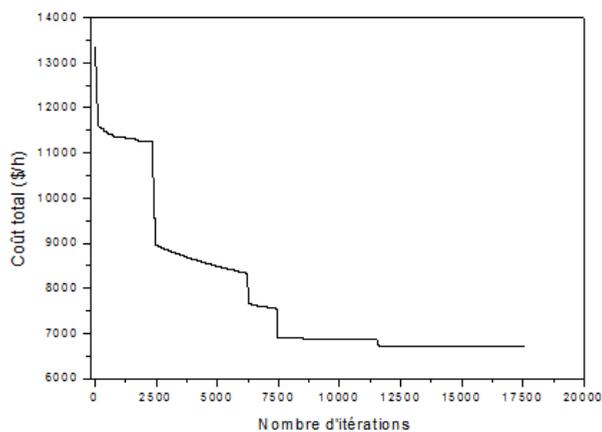


Figure V.44 : Convergence du coût total

Relativement au cas 2.1, le coût de production et les émissions ont subi respectivement une augmentation de 137.32 \$/h et une diminution de 12.08 kg/h.

Relativement au cas 2.2, le coût de production et les émissions ont subi respectivement une diminution de 3063.72 \$/h et une augmentation 3.01 kg/h.

C. Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec ferme éolienne afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats comparatifs sont donnés dans le tableau V.27.

	Cas 1.3	Cas 2.3
P_{g1} (MW)	145.04	78.66
P_{g2} (MW)	79.24	61.17
P_{g3} (MW)	93.43	68.08
$P_{g_{\text{éol}}}$ (MW)	-	110
Coût total (\$/h)	9982.39	6727.20
Coût de production (\$/h)	5916.01	3186.20
Emissions de NO_x (Ton/h)	87.25	75.98
Pertes (MW)	2.719	2.908

Tableau V.27 : Résultats de comparaison

A travers les résultats donnés par le tableau V.27, si on analyse les deux cas, nous pouvons dire qu'il y'a un écart entre le coût total, le coût de production, les émissions de NO_x et les pertes transmises.

Le coût total est minimisé de 3255.19 \$/h, ce qui représente un gain de 38.61 %.

Le coût de production pour le cas 1.3 est de 5916.01 \$/h et autour de 3186.20 \$/h pour le cas 2.3, ce qui représente une diminution de 2729.8 \$/h (un gain de 46.14 %).

La quantité du gaz NO_x émise pour le cas 2.3 est moins importante que celle trouvée pour le cas 1.3. Une diminution de 270.48 kg/jour des gaz toxiques émis dans l'atmosphère est réalisée.

Pour les deux cas traités, les pertes actives optimales sont presque identiques.

IV.4.3 Modèle n°3

Le réseau investi lors de cette application est un réseau à quarante nœuds producteurs contenant une ferme éolienne. Les valeurs des différents coefficients des coûts de la ferme tel que le coût direct, le coût de surproduction et le coût de sous production sont 5.5 (\$/MW), 4 (\$/MW) et 7 (\$/MW) respectivement. Pour ce système, la charge totale est de 10500 MW et les pertes de transmission sont négligeables.

Les caractéristiques du réseau et les valeurs planifiées des puissances sont données en référence [69].

Afin de démontrer les performances de GbSA, ses résultats sont comparés à ceux obtenus en utilisant la méthode de Biogeography-Based Optimization (BBO), Cultural Differential Evolution Method Based on Measure of Population's Diversity (CDEMD), Brain Storming Optimization (BSO) et Spiral Optimization Algorithm (SOA).

Pour mettre en évidence l'influence de la présence et l'emplacement de la ferme éolienne sur le dispatching économique, nous avons considéré le réseau sans et avec ferme éolienne

A. Réseau sans ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées et du coût total sont regroupées dans le tableau V.28.

Nœud générateur	GbSA	SOA [70]	BBO [69]	CDEMD [69]	BSO [69]
1	110.816	93.298	110.8158	111.1110	110.799
2	110.810	93.298	111.0896	110.8299	110.899
3	97.397	99.298	97.4026	97.4122	97.0712
4	179.741	169.298	179.7549	179.7443	179.833
5	87.816	76.298	88.2083	88.1510	87.8999
6	139.999	119.298	139.9886	139.9959	140.000
7	299.998	279.298	259.5935	259.6065	259.699
8	284.599	279.298	284.6174	284.6045	284.599
9	284.598	279.298	284.6479	284.6149	284.599
10	279.599	279.298	130.0298	130.0002	130.000
11	318.399	94.000	94.0146	168.8029	94.0000
12	374.398	354.298	94.2637	94.0000	94.0000
13	394.279	125.00	304.5153	214.7591	214.759
14	304.519	302.286	394.2640	394.2716	394.279
15	394.279	479.298	304.5057	304.5206	394.279
16	484.037	264.182	394.2472	394.2834	394.279
17	399.518	479.298	489.3273	489.2912	489.279
18	489.278	479.298	489.3047	489.2877	489.308
19	331.776	529.298	511.3087	511.2977	511.279
20	511.282	529.298	511.2495	511.2791	511.279
21	343.762	529.298	523.3217	523.2958	523.279
22	433.518	529.298	523.3144	523.2849	523.179
23	343.760	529.298	523.3629	523.2856	523.279
24	523.282	529.298	523.2883	523.2979	523.279
25	523.278	529.298	523.2989	523.2799	523.179
26	523.280	529.298	523.2802	523.2910	523.279
27	10.001	10.000	10.0282	10.0064	10.0000
28	10.000	10.000	10.0032	10.0018	10.0000
29	10.000	10.000	10.0288	10.0000	10.0371
30	92.605	47.000	88.1460	96.2132	87.8000
31	189.998	169.298	189.9913	189.9996	189.999
32	189.998	169.298	189.9888	189.9998	190.000
33	190.000	169.298	189.9998	189.9981	190.000
34	200.000	179.298	164.8452	164.9126	164.799

Nœud générateur	GbSA	SOA [70]	BBO [69]	CDEMD [69]	BSO [69]
35	164.797	179.298	192.9876	199.9941	194.398
36	164.811	179.298	199.9876	200.0000	200.000
37	109.999	89.298	109.9941	109.9988	110.000
38	89.121	89.298	109.9992	109.9994	109.966
39	89.131	89.298	109.9833	109.9974	109.998
40	421.523	529.298	511.2794	511.2800	511.379
Coût total (\$/h)	126004.77	125248.11	121479.503	121423.401	121420.00

Tableau V.28 : Résultats de comparaison

La caractéristique de convergence du coût total est présentée dans la figure V.45.

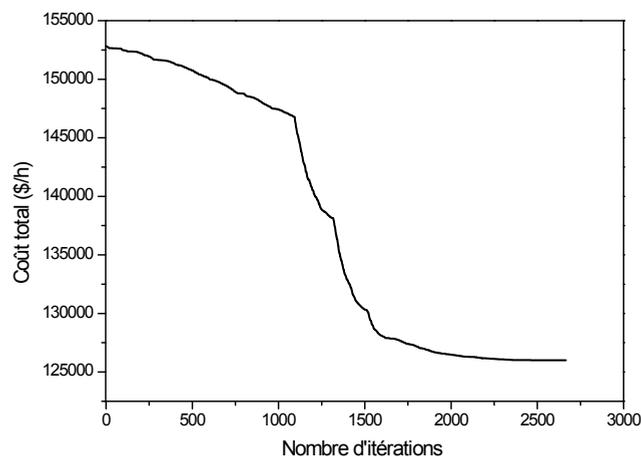


Figure V.45 : Convergence du coût total

A travers les résultats trouvés, nous pouvons dire qu'il y a un écart entre les puissances générées optimales et le coût total pour les différents algorithmes.

Nous constatons aussi que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

D'après cette analyse, nous pouvons dire que les résultats obtenus par notre algorithme de GbSA sont satisfaisants.

B. Réseau avec ferme éolienne

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, du coût direct de l'éolienne, du coût de déséquilibre et le coût total et une comparaison de nos résultats avec ceux obtenus en appliquant l'algorithme BSO «Brain Storming Optimization» sont présentées dans le tableau V.29.

Nœud générateur	GbSA	BSO [70]
1	110.985	38.1000
2	110.803	80.4000
3	120.000	104.300
4	179.732	127.900
5	96.9998	97.0000
6	140.000	83.7000
7	259.609	298.900
8	209.804	284.200
9	284.608	300.000
10	279.602	129.900
11	243.599	94.0000
12	318.399	99.9000
13	304.519	125.000
14	214.759	138.300
15	304.521	138.000
16	394.279	227.500
17	309.761	500.000
18	489.279	500.000
19	331.761	242.000
20	511.279	435.800
21	254.004	548.200
22	343.761	550.000
23	343.763	550.000
24	433.520	460.000
25	433.533	529.100
26	523.281	529.600
27	10.0011	10.0000
28	10.0000	10.0000
29	10.0010	14.2000
30	97.0000	97.0000
31	189.999	187.200
32	190.000	173.500
33	112.062	190.000
34	164.840	124.800
35	90.0107	200.000
36	90.0376	200.000
37	89.4139	109.600
38	59.5247	109.800
39	26.2192	44.4000
40	331.762	242.000
41	1482.96	1392.20
Coût de production (\$/h)	109265.08	107581.02
Coût direct de l'éolienne (\$/h)	8156.29	7651.60
Coût de déséquilibre (\$/h)	6188.20	5757.40
Coût total (\$/h)	123609.57	120990.02

Tableau V.29 : Résultats de comparaison

La caractéristique de convergence du coût total est présentée dans la figure V.46.

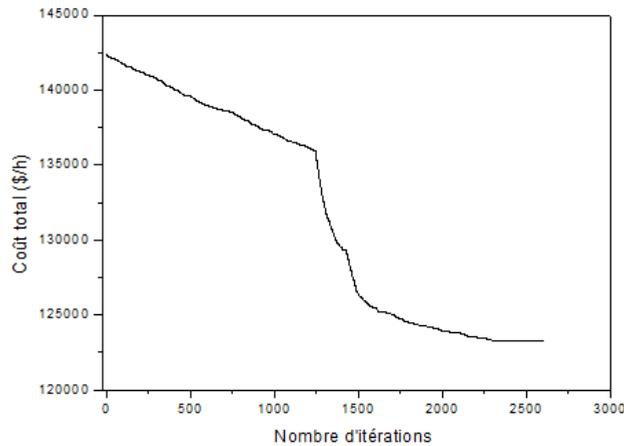


Figure V.46 : Convergence du coût total

Il apparaît dans le tableau V.29 que les résultats obtenus sont similaires à ceux donnés par la méthode de BSO. Puisque la différence entre la valeur du coût total résultant de GbSA diffère seulement de celui de BSO par un taux de 2.11 %.

Nous pouvons dire, que les puissances optimales trouvées se diffèrent d'une centrale à une autre et qu'elles ne violent pas la contrainte de fonctionnement, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

C. Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec ferme éolienne afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Cas 1.1 : Réseau sans ferme éolienne (Dispatching Economique)

Cas 2.1 : Réseau avec ferme éolienne (Dispatching Economique)

Les résultats comparatifs sont donnés dans le tableau V.30.

Nœud générateur	Cas 1.1	Cas 2.1
1	110.810	110.985
2	110.807	110.803
3	97.4010	120.000
4	179.741	179.732
5	87.8059	96.9998
6	139.999	140.000
7	300.000	259.609
8	284.599	209.804
9	284.601	284.608
10	279.599	279.602
11	318.399	243.599
12	374.404	318.399

Nœud générateur	Cas 1.1	Cas 2.1
13	394.279	304.519
14	304.519	214.759
15	394.279	304.521
16	484.039	394.279
17	399.519	309.761
18	489.282	489.279
19	331.763	331.761
20	511.283	511.279
21	343.759	254.004
22	433.521	343.761
23	343.760	343.763
24	523.282	433.520
25	523.271	433.533
26	523.283	523.281
27	10.0000	10.0011
28	10.0006	10.0000
29	10.0000	10.0010
30	92.6056	97.0000
31	189.999	189.999
32	190.000	190.000
33	190.000	112.062
34	200.000	164.840
35	164.799	90.0107
36	164.809	90.0376
37	109.999	89.4139
38	89.1198	59.5247
39	89.1251	26.2192
40	421.521	331.762
41	-	1482.96
Coût total (\$/h)	126004.41	123609.57

Tableau V.30 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût total pour les deux cas sans et avec ferme éolienne sont présentées dans la figure V.47.

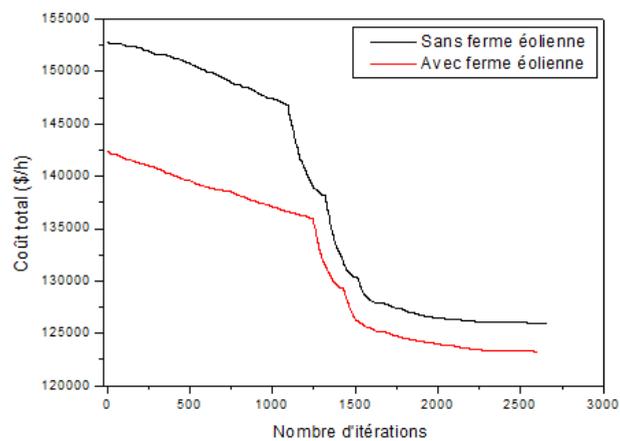


Figure V.47 : Convergence du coût total

A travers les résultats donnés par le tableau V.30, si nous analysons les deux cas sans et avec ferme éolienne, nous pouvons dire qu'il y'a un écart entre les puissances générées et le coût total.

Le coût total pour le cas 1.1 est de 126004.41 \$/h et autour de 123609.57 \$/h pour le cas 2.1, ce qui représente une différence 2394.84 \$/h (un gain de 1.9 %).

Nous remarquons aussi que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

IV.5 Application n°4

Dans cette application, nous nous intéressons à la représentation de la solution du dispatching économique dynamique avec l'intégration d'une centrale solaire.

Le réseau investi lors de cette application, est décrit en application n°3.

La figure V.48 représente l'atlas de l'éclairement solaire en Algérie.

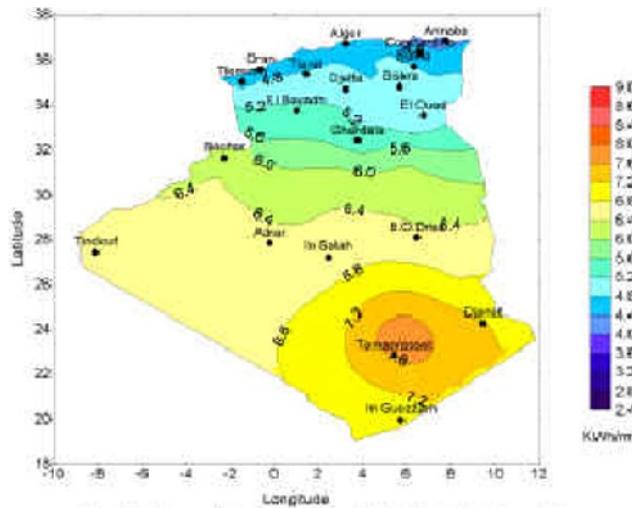


Figure V.48 : Atlas de l'éclairement solaire

La carte montre que les sites les plus ensoleillés sont ceux de Tamanrasset (sud) et Naâma (Nord ouest) [72].

Pour produire une puissance de 100 MW, la centrale photovoltaïque est supposée composée de 400000 panneaux solaires identiques avec une puissance de 250 W de chaque panneau, le rendement et la surface d'un seul panneau sont estimées à 14.91 % et 1.593 m² respectivement [73].

Pour mettre en évidence l'influence de la présence et l'emplacement de la centrale solaire sur le dispatching économique dynamique, nous avons placé la centrale aux différents sites. Les sites de Naâma, Tيارet et Sid Bel Abess sont choisis pour l'implant de la centrale solaire.

A. Réseau sans centrale solaire

Les valeurs optimales des puissances générées, de la production totale, du volume du gaz et des pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.31.

Les pertes de transmissions sont fournies par le calcul de l'écoulement de puissances optimal.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	113.94	28.4	310.54	452.86	104313.74	12.649
01h00	108.78	29.65	305.35	433.79	101328.35	12.23
02h00	109.24	26.25	299.14	434.69	98342.58	11.77
03h00	104.33	23.77	291.4	419.58	93492.57	11.18
04h00	100.71	20.99	282.74	404.48	88758.29	10.55
05h00	112.97	28.29	305.45	446.79	102306.26	12.269
06h00	125.32	33.73	330.26	489.32	116762.1	14.317
07h00	154.83	49.26	383.1	587.24	153328.13	19.511
08h00	162.78	51.89	397.25	611.91	163254.91	21.073
09h00	164.55	53.76	399.71	618.03	165786.87	21.384
10h00	154.83	49.26	383.1	587.24	153328.12	19.511
11h00	146.88	42.32	367.34	556.45	141370.41	17.829
12h00	139.21	41.98	356.94	538.15	134426.72	16.793
12h30	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
13h00	135.85	38.94	351.17	525.88	129895	16.217
14h00	135.85	38.94	351.17	525.88	129895	16.217
14h30	135.96	39.53	347.26	522.85	128773.92	15.893
15h00	135.29	36.58	348	519.79	127663.03	15.916
16h00	135.29	36.58	348	519.79	127663.03	15.916
17h00	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
18h00	200.75	70	420	690.74	198105.96	24.598
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	284.81	69.67	419.67	774.17	245114.35	26.906
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.147	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.31 : Résultats optimaux

Les variations journalières de la production totale, des pertes transmises, de la quantité du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des puissances générées sont représentées respectivement par les figures V.49, V.50, V.51 et V.52.

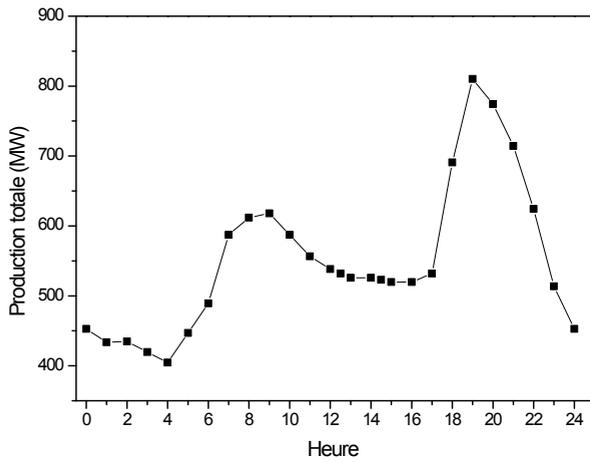


Figure V.49 : Variations de la production totale

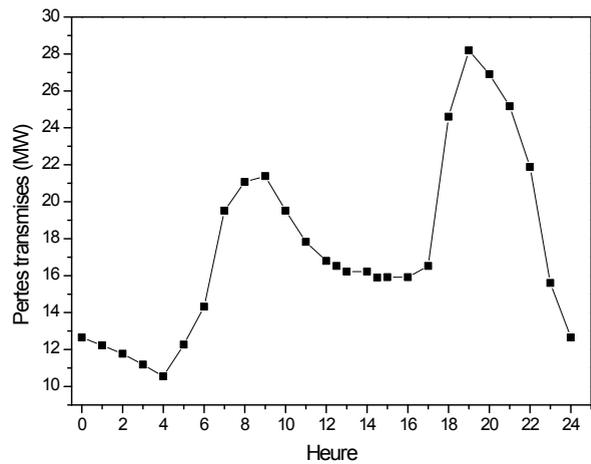


Figure V.50 : Variations des pertes transmises

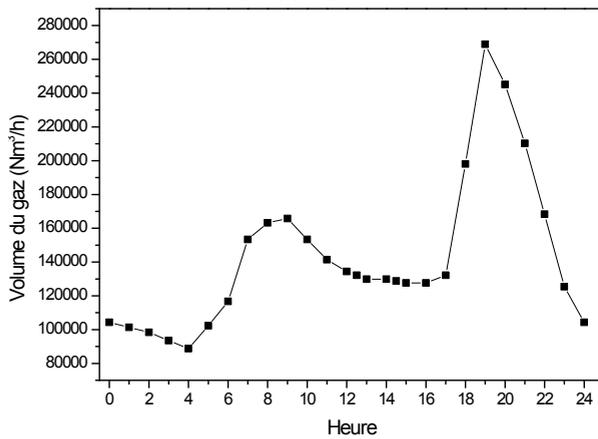


Figure V.51 : Variations du volume du gaz

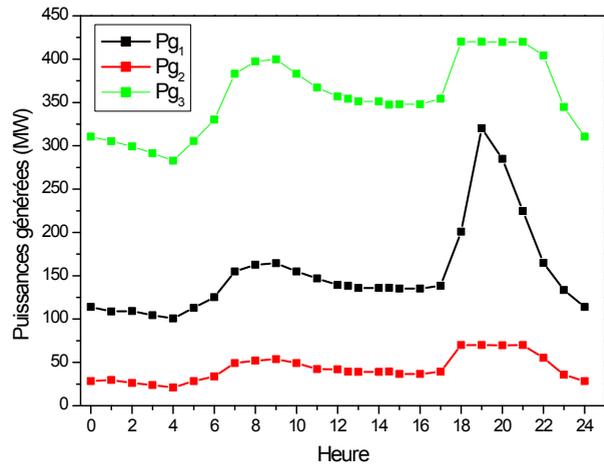


Figure V.52 : Variations des puissances générées

B. Réseau avec centrale solaire

Nous utilisons la courbe de la variation journalière de l'éclairement solaire du 11 février 2013. La puissance produite pour chaque centrale solaire est calculée en utilisant l'équation (II.4).

1. Naâma

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont regroupées dans le tableau V.32 [65].

Heure	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	12h30	13h00	14h00	14h30	15h00	16h00
Eclairement (W/m ²)	206	410	595	724	790	799	782	724	635	556	410	174
Puissance produite (MW)	19.57	38.95	56.52	68.78	75.05	75.91	74.29	68.78	60.33	52.82	38.95	16.53

Tableau V.32 : Variations journalières de l'éclairement solaire et la puissance produite

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont illustrées par les figures V.53 et V.54 respectivement.

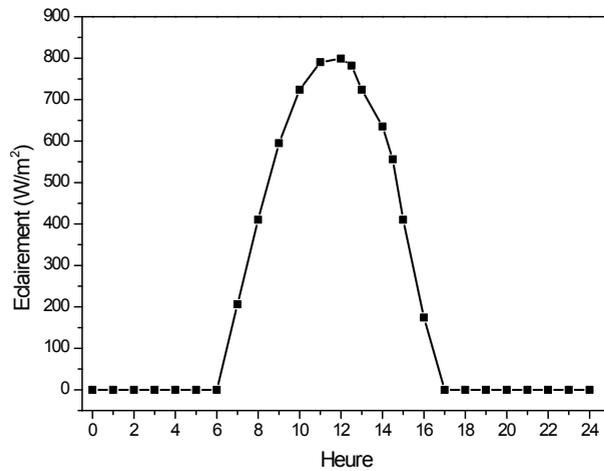


Figure V.53 : Variations de l'éclairement solaire

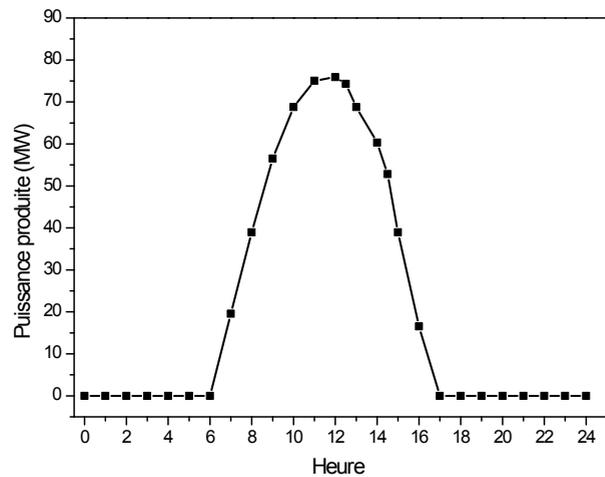


Figure V.54 : Variations de la puissance produite

Les valeurs optimales des puissances générées, de la production totale, du volume du gaz et pertes transmises sont regroupées dans le tableau V.33.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	113.94	28.4	310.54	452.86	104313.74	12.649
01h00	108.78	29.65	305.35	433.79	101328.35	12.23
02h00	109.24	26.25	299.14	434.69	98342.58	11.77
03h00	104.33	23.77	291.4	419.58	93492.57	11.18
04h00	100.71	20.99	282.74	404.48	88758.29	10.55
05h00	112.97	28.29	305.45	446.79	102306.26	12.269
06h00	125.32	33.73	330.26	489.32	116762.1	14.317
07h00	151.14	45.99	374.45	571.63	147205.6	18.127
08h00	152.45	47.93	379.6	579.969	150468.55	18.564
09h00	150.6	47.33	373.89	571.869	147317.55	18.304
10h00	141.28	41.22	351.8	534.47	133089.48	16.548
11h00	129.13	36.25	336.98	502.34	121381.52	15.341
12h00	122.13	36.02	327.07	485.24	115375.53	14.484
12h30	121.59	33.62	325.65	480.82	113823.14	14.291
13h00	120.99	33.35	324.61	478.91	113161.39	14.028
14h00	123.92	32.99	327.58	484.43	115080.85	14.069
14h30	127.05	32.11	327.39	486.6	115834.92	13.929
15h00	126.38	35.09	331.49	493.01	118064.15	14.104
16h00	127.45	37.47	343.54	508.28	123500.61	15.153
17h00	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
18h00	200.75	70	420	690.74	198105.96	24.598
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	284.81	69.67	419.67	774.17	245114.35	26.906
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.147	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.33 : Résultats optimaux

Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec centrale solaire afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats de la production totale, du volume du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des pertes transmises, pour les deux cas sont représentés respectivement par les figures V.55, V.56 et V.57.

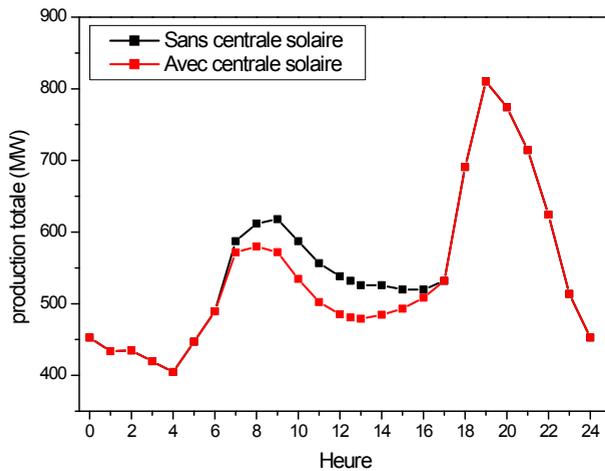


Figure V.55 : Variations de la production totale

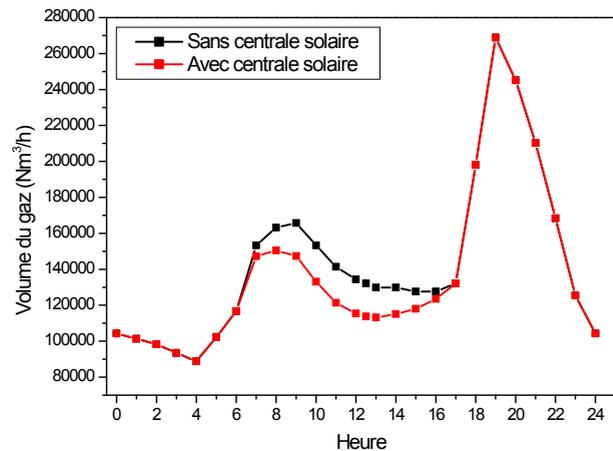


Figure V.56 : Variations du volume du gaz

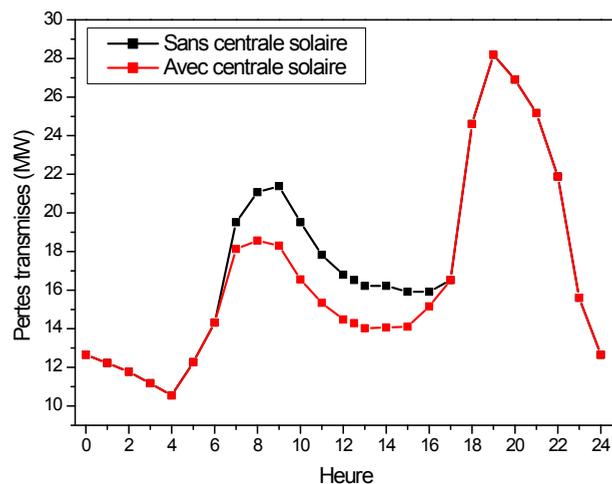


Figure V.57 : Variations des pertes transmises

Les résultats montrent un écart entre les volumes des gaz. Le volume total du gaz nécessaire à la production journalière pour le cas « sans centrale solaire » avoisine les 3741179.81 Nm³/jour et autour de 3567947.22 Nm³/jour pour le cas avec centrale, ce qui représente une différence de 173232.59 Nm³ par jour.

Les résultats montrent qu'il y'a une diminution des pertes. Les pertes transmises pour le cas « sans centrale solaire » avoisinent les 456.617 MW/jour et autour de 430.778 MW par jour pour le cas « avec la centrale ». Elles sont minimisées de 25.839 MW par jour, ce qui implique un gain des pertes égale à 5.66 %.

2. Tiaret

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont regroupées dans le tableau V.34 [65].

Heure	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	12h30	13h00	14h00	14h30	15h00	16h00
Eclairement (W/m ²)	162	329	480	584	637	644	631	584	512	448	329	126
Puissance produite (MW)	15.39	31.26	45.60	55.48	60.52	61.18	59.95	55.48	48.64	42.56	31.26	11.97

Tableau V.34 : Variations journalières de l'éclairement solaire et la puissance produite

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont illustrées par les figures V.58 et V.59 respectivement.

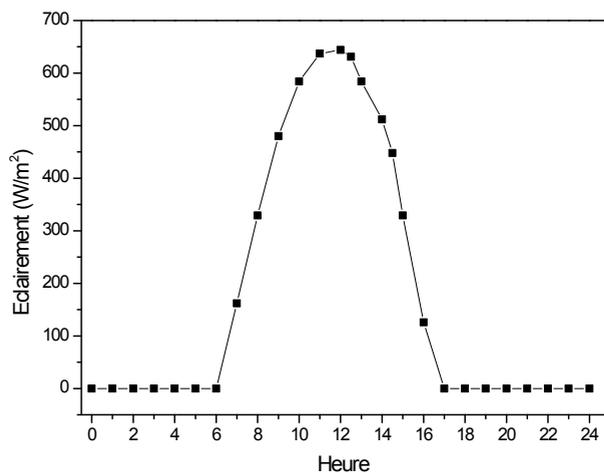


Figure V.58 : Variations de l'éclairement solaire

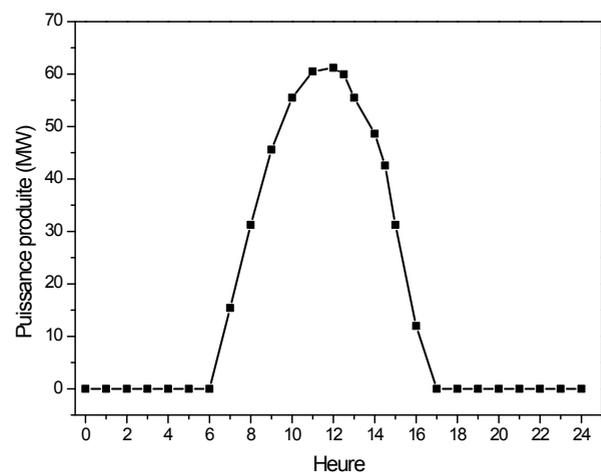


Figure V.59 : Variation de la puissance produite

Les valeurs optimales des puissances générées, la production totale, le volume du gaz et pertes transmises sont regroupés dans le tableau V.35.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	113.94	28.4	310.54	452.86	104313.74	12.649
01h00	108.78	29.65	305.35	433.79	101328.35	12.23
02h00	109.24	26.25	299.14	434.69	98342.58	11.77
03h00	104.33	23.77	291.4	419.58	93492.57	11.18
04h00	100.71	20.99	282.74	404.48	88758.29	10.55
05h00	112.97	28.29	305.45	446.79	102306.26	12.269
06h00	125.32	33.73	330.26	489.32	116762.1	14.317
07h00	151.29	47.59	375.98	574.91	148487.41	18.353
08h00	155.16	47.81	383.16	586.08	152887.45	18.905
09h00	154.77	45.43	380.36	580.45	150686.44	18.709
10h00	142.89	40.56	360.91	544.26	136747.79	16.966
11h00	132.87	37.99	341.47	512.39	124988.21	15.309
12h00	126.63	35.24	333.26	495.09	118813.01	14.578
12h30	125.9	35.57	328.73	490.29	117132.77	14.184

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
13h00	125.26	33.42	329	487.66	116199.58	14.094
14h00	127.66	33.91	330.6	492.23	117799.09	14.133
14h30	126.30	34.08	333.13	493.43	118226.65	14.253
15h00	130.63	34.02	333.43	498.15	119897.16	14.265
16h00	133.45	35.33	342.66	511.38	124622.38	15.19
17h00	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
18h00	200.75	70	420	690.74	198105.96	24.598
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	284.81	69.67	419.67	774.17	245114.35	26.906
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.147	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.35 : Résultats optimaux

Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec centrale solaire afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats de la production totale, du volume du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des pertes transmises, pour les deux cas sont représentés respectivement par les figures V.60, V.61 et V.62.

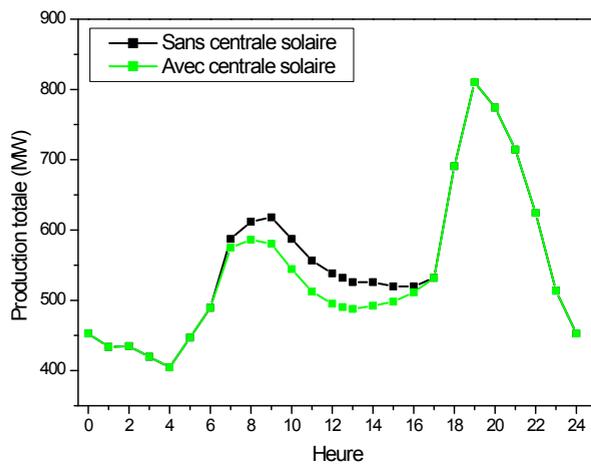


Figure V.60 : Variations de la production totale

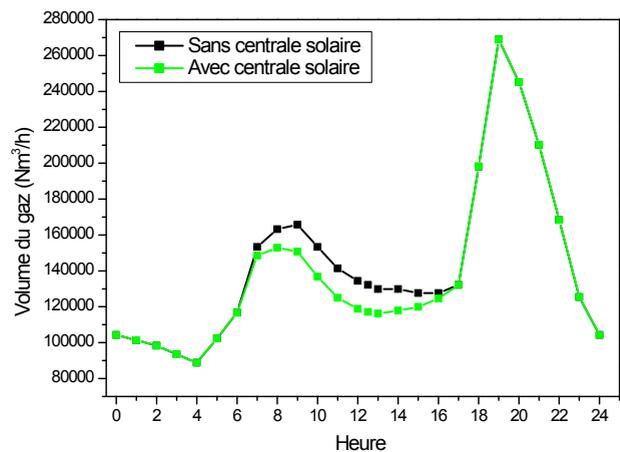


Figure V.61 : Variations du volume du gaz

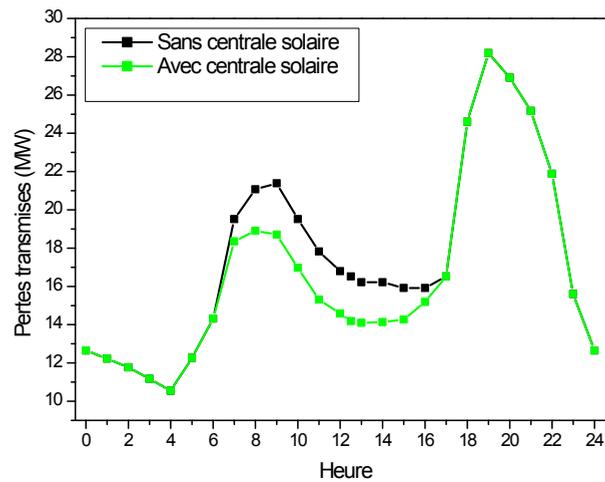


Figure V.62 : Variations des pertes transmises

Les résultats montrent un écart entre les volumes des gaz. Le volume total du gaz nécessaire à la production journalière pour le cas « sans centrale solaire » avoisine les 3741179.81 Nm³/jour et autour de 3600131.9 Nm³/jour pour le cas « avec centrale », ce qui représente une différence de 141047.94 Nm³ par jour.

Les résultats montrent qu'il y'a une diminution des pertes. Les pertes transmises pour le cas « sans centrale solaire » avoisinent les 456.617 MW par jour et autour de 432.775 MW par jour pour le cas « avec la centrale ». Elles sont minimisées de 23.842 MW par jour, ce qui implique un gain des pertes égale à 5.22 %.

3. Sidi bel Abess

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont regroupées dans le tableau V.36 [65].

Heure	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	12h30	13h00	14h00	14h30	15h00	16h00
Eclairement (W/m ²)	135	356	513	621	675	682	668	621	546	479	356	140
Puissance produite (MW)	12.82	33.82	48.74	59	64.13	64.8	63.46	59	51.87	45.51	33.82	13.3

Tableau V.36 : Variations journalières de l'éclairement solaire et la puissance produite

Les variations journalières de l'éclairement solaire et de la puissance produite sont illustrées par les figures V.63 et V.64 respectivement.

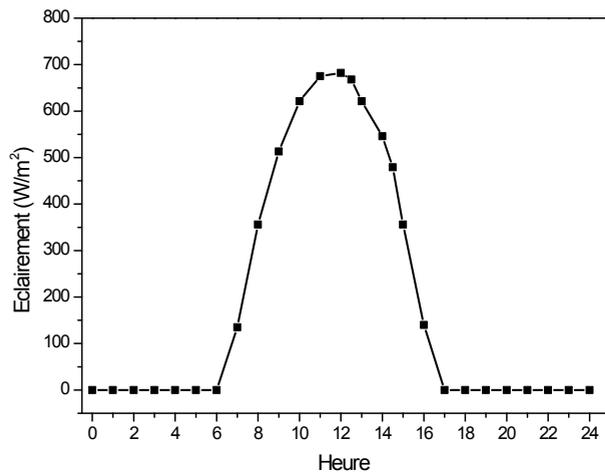


Figure V.63 : Variations de l'éclairement solaire

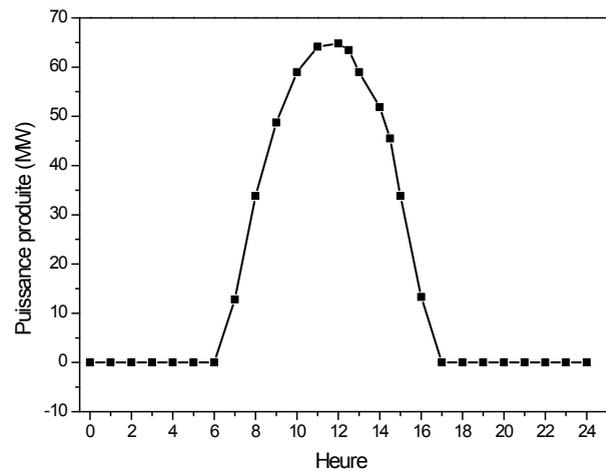


Figure V.64 : Variations de la puissance produite

Les valeurs optimales des puissances générées, la production totale, le volume du gaz et pertes transmises sont regroupés dans le tableau V.37.

Heure	Pg ₁ (MW)	Pg ₂ (MW)	Pg ₃ (MW)	Production totale (MW)	Volume du gaz (Nm ³ /h)	Pertes transmises (MW)
00h00	113.94	28.4	310.54	452.86	104313.74	12.649
01h00	108.78	29.65	305.35	433.79	101328.35	12.23
02h00	109.24	26.25	299.14	434.69	98342.58	11.77
03h00	104.33	23.77	291.4	419.58	93492.57	11.18
04h00	100.71	20.99	282.74	404.48	88758.29	10.55
05h00	112.97	28.29	305.45	446.79	102306.26	12.269
06h00	125.32	33.73	330.26	489.32	116762.1	14.317
07h00	152.17	46.97	377.79	576.94	149280.02	18.575
08h00	154.57	46.09	383.55	584.04	152086.83	18.917
09h00	153.94	47.56	376.34	577.98	149701.42	18.399
10h00	140.42	42.52	358.76	541.64	135766.71	16.854
11h00	132.23	37.55	340.03	509.82	124081.54	15.277
12h00	127.52	35.29	329.72	492.66	117954.95	14.396
12h30	123.82	35.34	328.79	487.95	116315.69	14.253
13h00	124.64	34.11	326.51	485.33	115387.04	13.969
14h00	126.52	31.99	331.68	490.06	117048.91	14.245
14h30	126.23	34.29	330.94	491.48	117530.68	14.111
15h00	129.61	33.34	333.46	496.48	119285.21	14.256
16h00	130.28	38.26	341.95	510.47	124289.52	15.102
17h00	138.5	39.3	354.26	532.01	132150.74	16.521
18h00	200.75	70	420	690.74	198105.96	24.598
19h00	320.19	70	420	810.19	268912.19	28.191
20h00	284.81	69.67	419.67	774.17	245114.35	26.906
21h00	224.61	70	419.88	714.49	210265.57	25.172
22h00	164.92	55.147	404.24	624.25	168345.29	21.877
23h00	133.41	35.65	344.71	513.69	125445.94	15.606

Tableau V.37 : Résultats optimaux

Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec centrale solaire afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats de la production totale, du volume du gaz nécessaire à la production de l'électricité et des pertes transmises, pour les deux cas sont représentés respectivement par les figures V.65, V.66 et V.67.

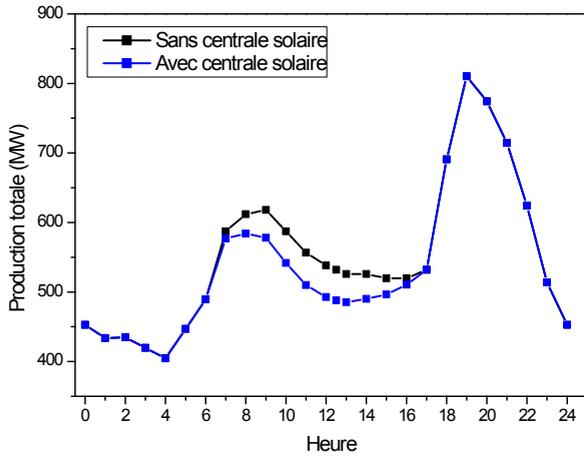


Figure V.65 : Variations de la production totale

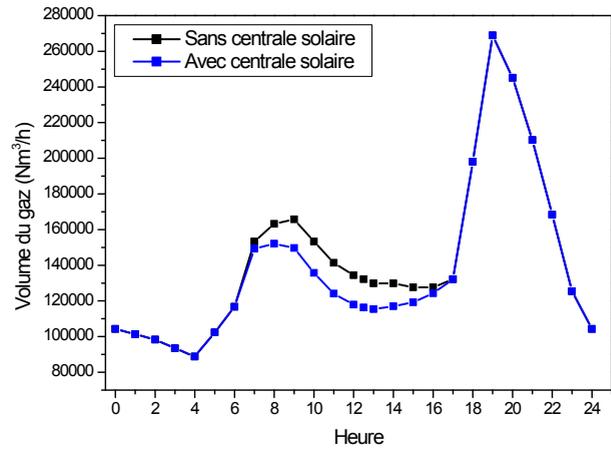


Figure V.66 : Variations du volume du gaz

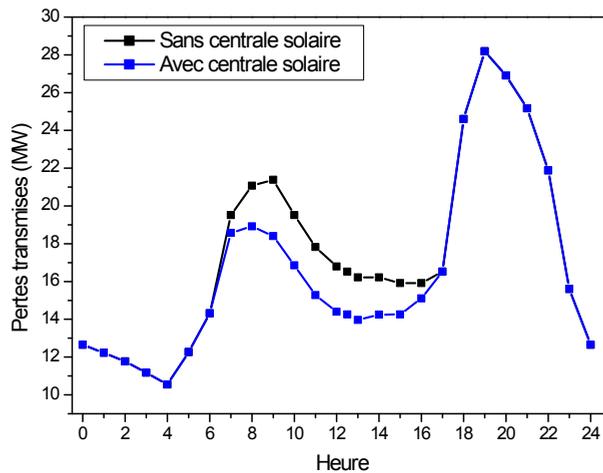


Figure V.67 : Variations des pertes transmises

Les résultats montrent un écart entre les volumes des gaz. Le volume total du gaz nécessaire à la production journalière pour le cas « sans centrale solaire » avoisine les 3741179.81 Nm³/jour et autour de 3592372.5 Nm³/jour pour le cas « avec centrale », ce qui représente une différence de 148807.36 Nm³ par jour.

Les résultats montrent qu'il y'a une diminution des pertes. Les pertes transmises pour le cas « sans centrale solaire » avoisinent les 456.617 MW/jour et autour de 432.19 MW/jour pour le cas « avec la centrale ». Elles sont minimisées de 24.427 MW par jour, ce qui implique un gain des pertes égale à 5.35 %.

C. Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus concernant les emplacements alloués de chaque centrale solaire afin de trouver l'emplacement optimal.

Les résultats de comparaison concernant les emplacements alloués à la centrale solaire sont regroupés dans le tableau V.38.

Heure	Volume du gaz (Nm ³ /h)			Production totale (MW)			Pertes transmises (MW)		
	Naâma	Tiaret	Sba	Naâma	Tiaret	Sba	Naâma	Tiaret	Sba
00h00	104313.74	104313.74	104313.74	452.86	452.86	452.86	12.649	12.649	12.649
01h00	101328.35	101328.35	101328.35	433.79	433.79	433.79	12.23	12.23	12.23
02h00	98342.58	98342.58	98342.58	434.69	434.69	434.69	11.77	11.77	11.77
03h00	93492.57	93492.57	93492.57	419.58	419.58	419.58	11.18	11.18	11.18
04h00	88758.29	88758.29	88758.29	404.48	404.48	404.48	10.55	10.55	10.55
05h00	102306.26	102306.26	102306.26	446.79	446.79	446.79	12.269	12.269	12.269
06h00	116762.1	116762.1	116762.1	489.32	489.32	489.32	14.317	14.317	14.317
07h00	147205.6	148487.41	149280.02	571.63	574.91	576.94	18.127	18.353	18.575
08h00	150468.55	152887.45	152086.83	579.969	586.08	584.04	18.564	18.905	18.917
09h00	147317.55	150686.44	149701.42	571.869	580.45	577.98	18.304	18.709	18.399
10h00	133089.48	136747.79	135766.71	534.47	544.26	541.64	16.548	16.966	16.854
11h00	121381.52	124988.21	124081.54	502.34	512.39	509.82	15.341	15.309	15.277
12h00	115375.53	118813.01	117954.95	485.24	495.09	492.66	14.484	14.578	14.396
12h30	113823.14	117132.77	116315.69	480.82	490.29	487.95	14.291	14.184	14.253
13h00	113161.39	116199.58	115387.04	478.91	487.66	485.33	14.028	14.094	13.969
14h00	115080.85	117799.09	117048.91	484.43	492.23	490.06	14.069	14.133	14.245
14h30	115834.92	118226.65	117530.68	486.60	493.43	491.48	13.929	14.253	14.111
15h00	118064.15	119897.16	119285.21	493.01	498.15	496.48	14.104	14.265	14.256
16h00	123500.61	124622.38	124289.52	508.28	511.38	510.47	15.153	15.19	15.102
17h00	132150.74	132150.74	132150.74	532.01	532.01	532.01	16.521	16.521	16.521
18h00	198105.96	198105.96	198105.96	690.74	690.74	690.74	24.598	24.598	24.598
19h00	268912.19	268912.19	268912.19	810.19	810.19	810.19	28.191	28.191	28.191
20h00	245114.35	245114.35	245114.35	774.17	774.17	774.17	26.906	26.906	26.906
21h00	210265.57	210265.57	210265.57	714.49	714.49	714.49	25.172	25.172	25.172
22h00	168345.29	168345.29	168345.29	624.25	624.25	624.25	21.877	21.877	21.877
23h00	125445.94	125445.94	125445.94	513.69	513.69	513.69	15.606	15.606	15.606

Tableau V.38 : Résultats de comparaison

Les résultats de comparaison concernant les emplacements alloués à la centrale solaire sont illustrés par les figures V.68, V.69 et V.70.

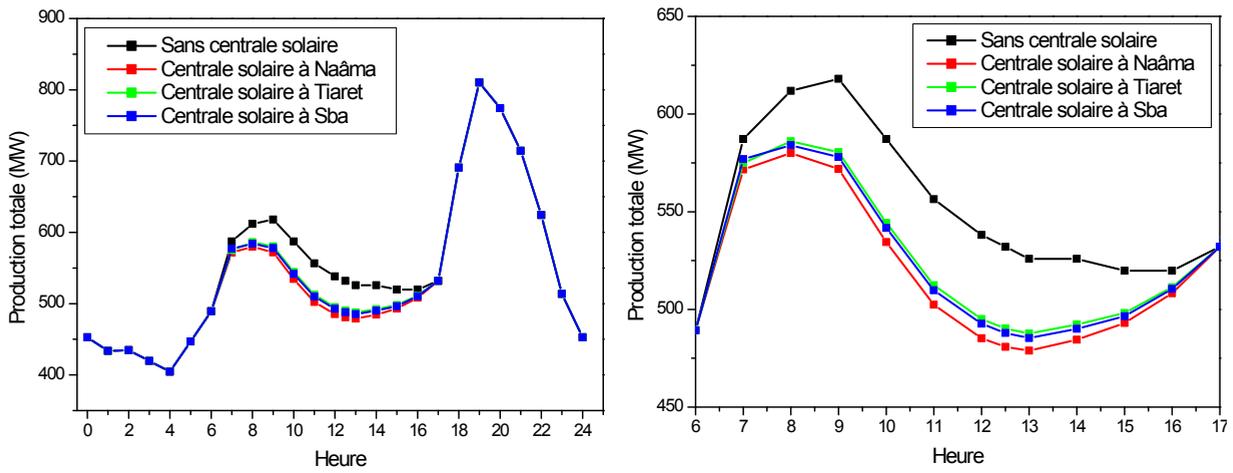


Figure V.68 : Variations de la production totale

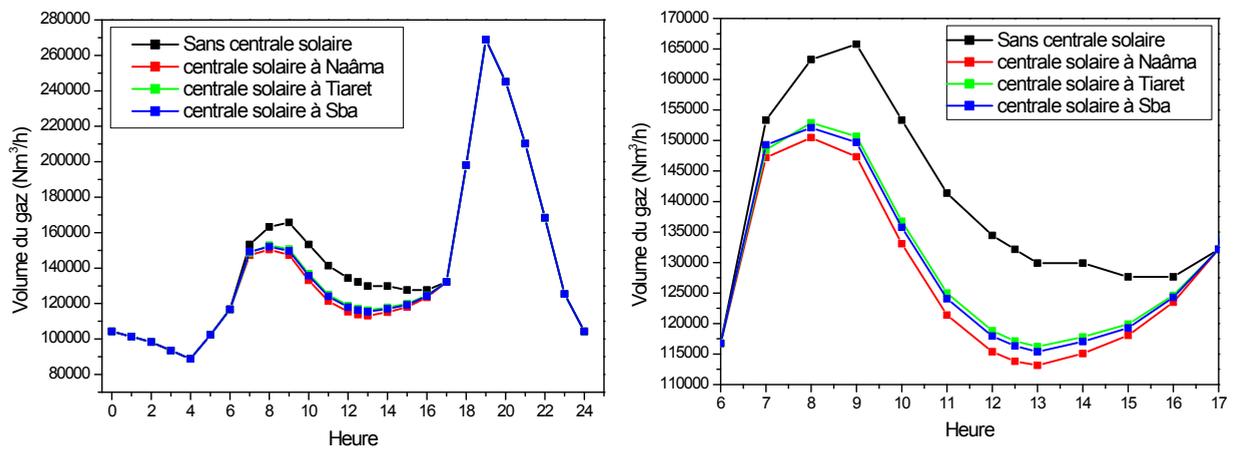


Figure V.69 : Variations du volume du gaz

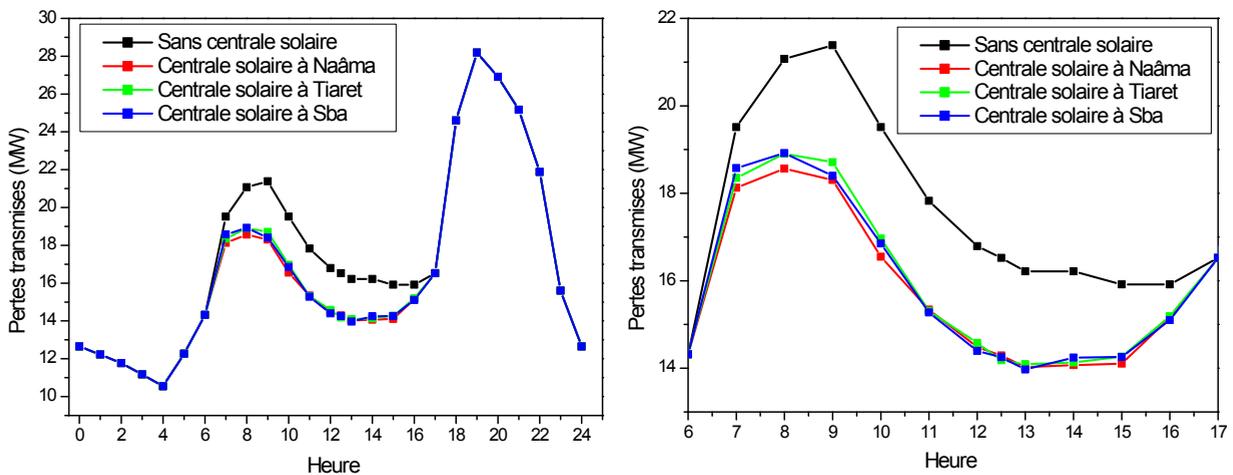


Figure V.70 : Variations des pertes transmises

Comme nous pouvons le constater tout de suite à travers le tableau V.25 et les graphes, nous pouvons affirmer que l'emplacement de la centrale solaire au site de Naâma donne les meilleurs résultats. C'est l'emplacement optimal dans le réseau ouest Algérien.

IV.6 Application n°5

Dans cette application, nous nous intéressons à la représentation de la solution du dispatching économique, dispatching environnemental et dispatching économique-environnemental statique avec l'intégration simultanée d'une ferme éolienne et une centrale solaire.

Le réseau investi lors de cette application est le réseau algérien. Ce réseau contient cinquante neuf nœuds dont dix de production. Les données de ce système sont prises à partir de [74]. La demande totale est de 684.10 MW et les pertes de transmission sont égales 19.649 MW.

Nous avons transformé le problème d'optimisation bi-objectif en un problème d'optimisation mono-objectif, en introduisant un facteur de pénalité de prix. Ce facteur de prix est évalué à 12.57 \$/ton.

Les valeurs des coefficients de la fonction coût et de la fonction émission des dix générateurs et les puissances minimales et maximales de chaque générateur sont regroupés dans le tableau V.39.

Nœud générateur	$P_{gi\ min}$ (MW)	$P_{gi\ max}$ (MW)	$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$ (\$/h)			$E(P_{Gi}) = (\alpha_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i)$ (Ton/h)		
			a_i (\$/MW ² h)	b_i (\$/MW ² h)	c_i (\$/h)	α_i (Ton/MW ² h)	β_i (Ton/MWh)	γ_i (Ton/h)
1	08	72	0.0085	1.50	00	4.091	-5.554	6.490
2	10	70	0.0170	2.50	00	2.543	-6.047	5.638
3	30	510	0.0085	1.50	00	4.258	-5.094	4.586
4	20	400	0.0085	1.50	00	5.326	-3.550	3.380
5	15	150	0.0170	2.50	00	4.258	-5.094	4.586
6	10	100	0.0170	2.50	00	6.131	-5.555	5.151
7	10	100	0.0030	2.00	00	4.091	-5.554	6.490
8	15	140	0.0030	2.00	00	2.543	-6.047	5.638
9	18	175	0.0030	2.00	00	4.258	-5.094	4.586
10	15	140	0.0030	2.00	00	5.326	-3.550	3.38
11	00	30	-	-	-	-	-	-
12	00	10	-	-	-	-	-	-

Tableau V.39 : Coefficients et limites des puissances générées

Pour mettre en évidence l'influence de la présence de la ferme éolienne et de la centrale solaire sur le dispatching économique, dispatching environnemental et dispatching économique-environnemental, nous avons considéré le réseau sans et avec source d'énergies renouvelables.

A- Réseau sans source d'énergies renouvelables

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, des émissions des gaz toxiques et le coût total sont regroupées dans le tableau V.40.

	Cas 1.1		Cas 1.2		Cas 1.3	
	GbSA	FFA [73]	GbSA	FFA [73]	GbSA	FFA [73]
Pg ₁ (MW)	70.64	27.65	72.00	34.91	71.62	63.91
Pg ₂ (MW)	10.00	10.24	70.00	44.58	10.00	28.63
Pg ₃ (MW)	71.14	98.58	70.27	78.69	70.88	150.45
Pg ₄ (MW)	70.95	164.52	41.64	134.07	71.42	137.94
Pg ₅ (MW)	15.00	25.82	70.15	68.47	15.00	19.61
Pg ₆ (MW)	10.00	10.01	52.52	32.81	10.00	17.75
Pg ₇ (MW)	99.99	67.76	78.72	51.26	100.00	78.50
Pg ₈ (MW)	118.93	129.42	136.37	105.64	120.35	112.36
Pg ₉ (MW)	119.49	83.47	70.32	119.68	118.75	23.01
Pg ₁₀ (MW)	117.61	85.69	41.76	33.20	115.73	71.36
Coût total (\$/h)	-	-	-	-	1616.26	-
Coût de production (\$/h)	1610.83	1723.83	1820.95	1781.15	1610.86	1744.32
Emissions (Ton/h)	0.4312	0.4543	0.3294	0.3814	0.4294	0.4014

Tableau V.40 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût de production, des émissions des gaz toxiques et du coût total sont présentées dans les figures V.71, V.72 et V.73 respectivement.

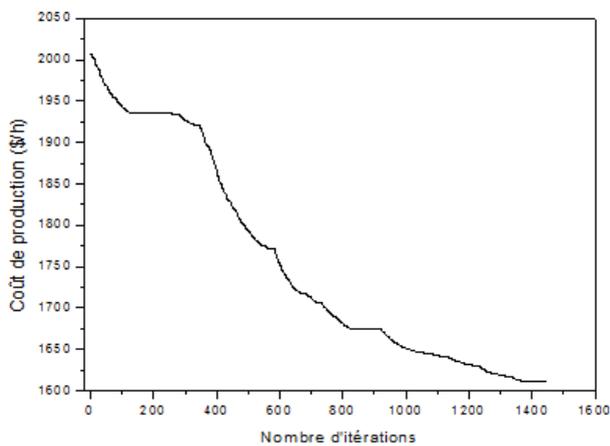


Figure V.71 : Convergence du coût de production

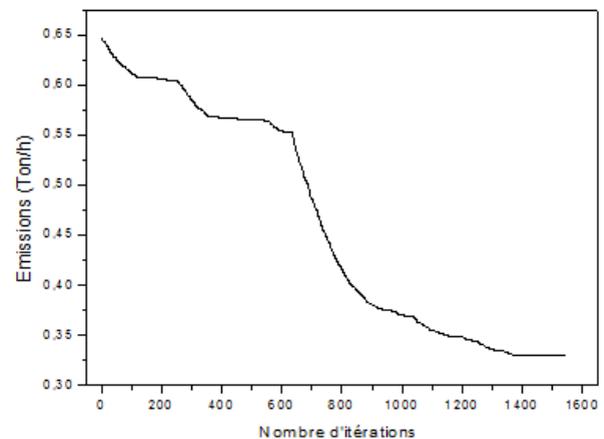


Figure V.72 : Convergence des émissions des gaz toxiques

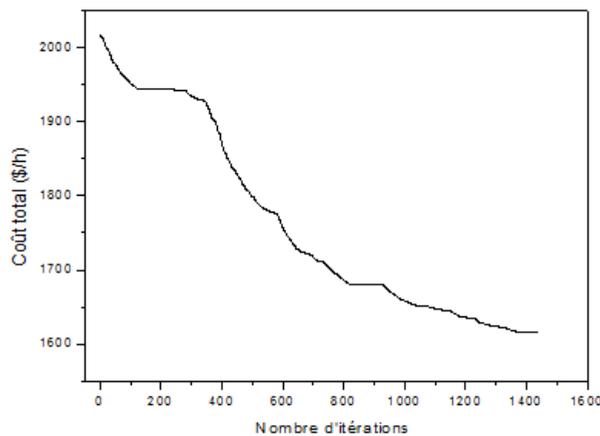


Figure V.73 : Convergence du coût total

En analysant les résultats donnés par le tableau V.40, nous remarquons que :

Pour le cas 1.1, le coût de production donné par GbSA est de 1610.83 \$/h et autour de 1723.83 pour FFA. Le coût est minimisé de 113 \$/h ce qui représente un gain de 7 %.

Pour le cas 1.2, les émissions des gaz toxiques sont minimisées de 52 Kg/h, ce qui implique une diminution de gaz émis dans l'atmosphère de 1248 Kg par jour.

Pour les trois cas étudiés, nous constatons que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

B- Réseau avec source d'énergies renouvelables

Dans cette partie, nous avons intégré une ferme éolienne en appliquant le premier modèle et une centrale solaire. Les puissances produites par la ferme éolienne et la centrale solaire, sont de 30 MW et de 10 MW respectivement.

Les valeurs optimales des puissances générées, du coût de production, des émissions des gaz toxiques et le coût total sont regroupées dans le tableau V.41.

Cas 3.1 : Réseau avec source d'énergie renouvelable (Dispatching Economique).

Cas 3.2 : Réseau avec source d'énergie renouvelable (Dispatching Environnemental).

Cas 3.3 : Réseau avec source d'énergie renouvelable (Dispatching Economique-Environnemental).

	Cas 3.1		Cas 3.2		Cas 3.3	
	GbSA	FFA [74]	GbSA	FFA [74]	GbSA	FFA [74]
P_{g_1} (MW)	71.04	35.13	72.00	26.93	72.00	44.61
P_{g_2} (MW)	10.25	40.63	70.00	51.61	10.02	41.53
P_{g_3} (MW)	71.58	112.23	65.43	81.77	72.51	58.20
P_{g_4} (MW)	70.71	109.72	37.68	54.83	71.53	116.91
P_{g_5} (MW)	15.01	23.95	65.19	35.89	15.02	45.13
P_{g_6} (MW)	10.02	24.83	49.15	67.78	10.12	17.57
P_{g_7} (MW)	87.92	53.47	73.39	95.08	87.28	15.25
P_{g_8} (MW)	89.44	122.26	128.10	92.48	88.08	128.30
P_{g_9} (MW)	121.94	46.21	65.22	84.25	120.75	149.53
$P_{g_{10}}$ (MW)	115.85	94.91	37.61	72.30	116.46	45.19
$P_{g_{\text{éol}}}$ (MW)	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
$P_{g_{\text{sol}}}$ (MW)	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Coût total (\$/h)	-	-	-	-	1512.55	-
Coût de production (\$/h)	1506.79	1644.97	1703.62	1680.61	1507.13	1658.96
Emissions (Ton/h)	0.4304	0.3622	0.3267	0.2900	0.4309	0.3133

Tableau V.41 : Résultats de comparaison

Les caractéristiques de convergence du coût de production, des émissions des gaz toxiques et du coût total sont présentées dans les figures V.74, V.75 et V.76 respectivement.

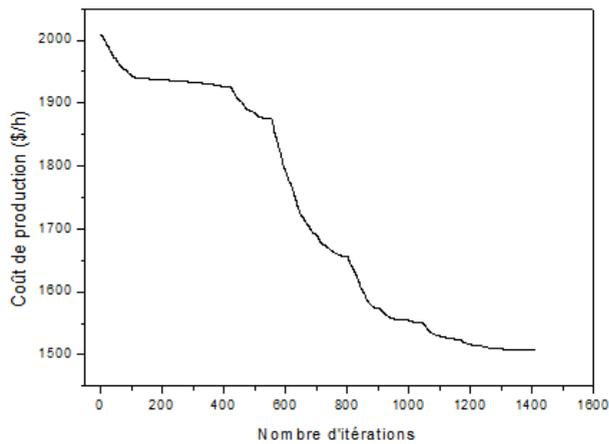


Figure V.74 : Convergence du coût de production

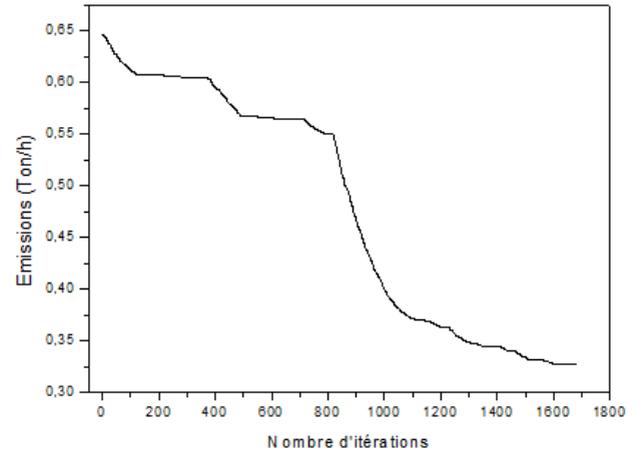


Figure V.75 : Convergence des émissions des gaz toxiques

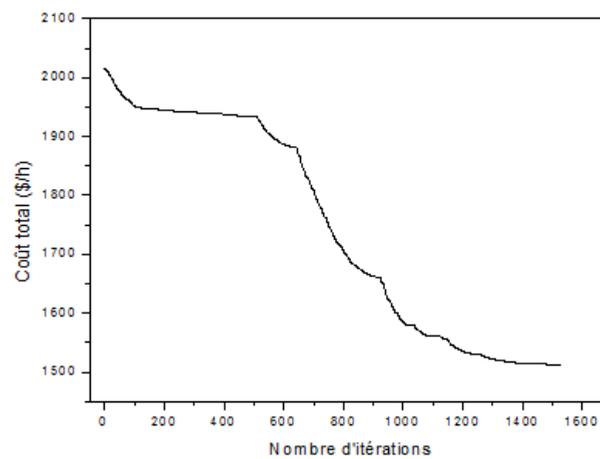


Figure V.76 : Convergence du coût total

A travers les résultats trouvés, nous pouvons dire qu'il est clair que pour le cas 3.1, le coût de production donné par GbSA est de 1506.79 \$/h et autour de 1644.97 pour FFA. Le coût est minimisé de 138.18 \$/h ce qui représente un gain de 8 %.

Pour le cas 3.2, La valeur des émissions des gaz toxiques trouvé par FFA est meilleure que celle trouvé en appliquant le GbSA.

Pour les trois cas étudiés, nous constatons que les puissances actives optimales sont dans leurs gammes permises, c'est à dire qu'elles sont toutes inférieures aux puissances maximales et supérieures aux puissances minimales.

C- Comparaison des résultats

Nous allons comparer maintenant les résultats obtenus sans et avec source d'énergie renouvelable afin de se prononcer sur les efficacités de son incorporation dans le réseau d'énergie électrique.

Les résultats comparatifs sont donnés dans le tableau V.42.

	Cas 1.3	Cas 3.3
P_{g_1} (MW)	71.62	72.00
P_{g_2} (MW)	10.00	10.02
P_{g_3} (MW)	70.88	72.51
P_{g_4} (MW)	71.42	71.53
P_{g_5} (MW)	15.00	15.02
P_{g_6} (MW)	10.00	10.12
P_{g_7} (MW)	100.00	87.28
P_{g_8} (MW)	120.35	88.08
P_{g_9} (MW)	118.75	120.75
$P_{g_{10}}$ (MW)	115.73	116.46
$P_{g_{\text{éol}}}$ (MW)	-	30.00
$P_{g_{\text{sol}}}$ (MW)	-	10.00
Coût total (\$/h)	1616.26	1512.55
Coût de production (\$/h)	1610.86	1507.13
Emissions (Ton/h)	0.4294	0.4309

Tableau V.42 : Résultats de comparaison

La figure V.77 représente les variations du coût total pour les deux cas traités, réseau sans et avec source d'énergie renouvelable.

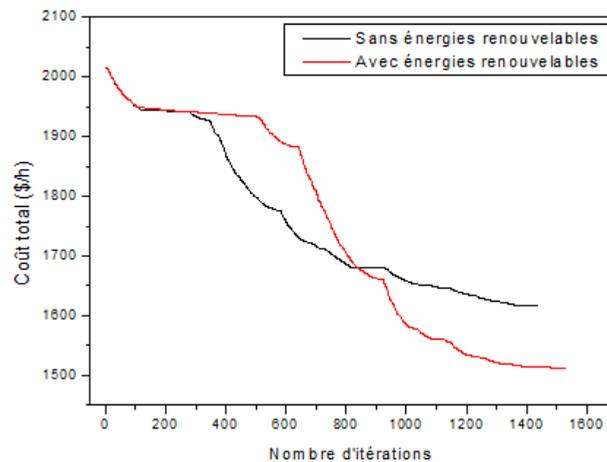


Figure V.77 : Production totale

A travers les résultats donnés par le tableau V.42, si on analyse les deux cas, nous pouvons dire qu'il y'a un écart entre le coût total, le coût de production et les émissions des gaz toxiques.

Le coût total est minimisé de 103.71 \$/h, ce qui représente un gain de 6 %.

Le coût de production pour le cas 1.3 est de 1610.86 \$/h et autour de 1507.13 \$/h pour le cas 3.3. Le coût est minimisé de 103.73 \$/h ce qui représente un gain de 6 %.

Nous remarquons que notre algorithme GbSA qui offre le meilleur coût pour le cas 3.3, offre en contre partie des émissions relativement élevées par rapport au cas 1.3.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs tests sur des réseaux standards. Les résultats de l'application d'algorithme de GbSA aux problèmes du dispatching économique, dispatching environnemental, dispatching économique-environnemental statique et dispatching économique dynamique sont très probants et montrent qu'il présente une forte applicabilité à la résolution de ces problèmes.

Nous avons aussi étudié l'effet de l'implantation d'une ferme éolienne et d'une centrale solaire dans des réseaux électriques standards sur le coût de production et l'environnement.

Les résultats présentés dans ce chapitre prouvent que le GbSA est efficace pour optimiser le coût du combustible (coût de production), les émissions des gaz toxiques et les pertes actives de transmission.

Conclusion générale

Conclusion générale

S'il fallait dresser une liste par ordre d'importance des inventions, ou plutôt des découvertes depuis la nuit des temps, l'énergie électrique occuperait sans nul doute une place prépondérante, si ce n'est la première. Elle est un vecteur indispensable aux activités humaines dans les pays développés, et un facteur essentiel de développement pour les pays pauvres: sans elle, il n'y a pas de production des richesses, ni de confort, ni de progrès économique. Sans énergie électrique, plus rien n'existerait de cette vie quotidienne à laquelle nous sommes habitués au point de ne plus nous étonner de rien.

Les sociétés de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique sont donc appelées à assurer en tout temps et en tout lieu la couverture en puissances active et réactive demandées par tous les utilisateurs et à garantir une qualité acceptable de l'énergie livrée avec un coût aussi faible que possible.

Pour répondre à ces exigences, l'exploitation du réseau fait appel à la réalisation d'un ensemble de tâches (ou encore de fonctions) suivant des critères particuliers. Ces tâches sont assurées par le centre de conduite ou encore « dispatching » et les fonctions réalisées relèvent de ce qui est conventionnellement appelé « dispatching économique ».

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à la gestion optimale du réseau en étudiant l'effet de l'implantation des sources d'énergies renouvelables dans le réseau électrique sur le coût de combustible et l'environnement en appliquant un nouvel algorithme qui est le GbSA.

Le GbSA est un algorithme métaheuristique qui utilise une recherche stochastique aléatoire tout en étant simple en concept, faible en paramètres et facile à implémenter, de plus, il ne nécessite aucun calcul de dérivées.

Le GbSA imite le mouvement spiral du bras d'une galaxie dans la recherche d'une solution au problème d'optimisation. Ce mouvement spiral est renforcé par un processus chaotique pour aider à une meilleure exploration de l'espace de recherche. Le GbSA utilise également un algorithme de « Hill Climbing » modifié comme une recherche locale.

Le problème d'optimisation du dispatching économique-environnemental est un problème bi-objectifs. La difficulté principale d'un tel problème d'optimisation est liée à la présence de conflits entre les deux fonctions. Pour cela, nous avons transformé ce problème en un problème d'optimisation mono-objectif, en introduisant un facteur de pénalité des prix F_p .

Les modèles du coût de l'éolienne posent des difficultés particulières. En effet, les éoliennes utilisent des technologies et des concepts différents. Dans cette thèse, nous avons étudié trois modèles qui déterminent le coût de production de la ferme éolienne. Dans le premier modèle, la fonction du coût d'une centrale éolienne est représentée par une fonction linéaire de la puissance produite. Pour le deuxième modèle, le coût total de la production est défini par la somme du coût de la centrale éolienne, le coût de sa surproduction et le coût de sa sous-production et dans le troisième modèle, l'énergie éolienne est considérée comme une charge négative. Pour la centrale solaire, nous avons considéré l'énergie solaire comme une charge négative seulement.

Il reste à noter que pour la minimisation du coût et la diminution des émissions, il est nécessaire de considérer les pertes de transmission. Pour cela, nous les avons considérées comme constantes (valeur calculée par l'écoulement de puissance) et variables (fonction des puissances générées).

L'approche proposée a été appliquée aux différents réseaux. Les résultats obtenus sont acceptables du point de vue pratique. La comparaison des résultats obtenus avec ceux publiés récemment dans la littérature, confirme son efficacité et sa robustesse pour trouver des solutions précises.

En perspective, nous prévoyons d'appliquer cette approche pour la résolution d'autres problèmes rencontrés dans le domaine d'exploitation des réseaux électriques comme l'amélioration du plan de tension.

Finalement, nous espérons que notre modeste travail, sera néanmoins utile et apportera une contribution efficace à l'étude de la minimisation du coût de production de l'énergie électrique et à la diminution des émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] RAHIEL Djelloul : « Répartition Optimale des puissances en tenant compte des méthodes heuristiques d'un système électrique complexe », thèse de Doctorat Es Science soutenue à USTO, 2009.
- [2] BOUKTIR Tarek : « Application de la programmation orientée objet a l'optimisation de l'écoulement de puissance», thèse de Doctorat Es Sciences soutenue à l'université de Sétif, 2004.
- [3] REZIG Missoum : « Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis», mémoire de Magister soutenu à l'université de Hassiba Ben Bouali Chlef, 2008.
- [4] BELMADANI Abderrahim : « Gestion économique et environnementale d'un réseau d'énergie électrique par la méthode Harmony Search», thèse de Doctorat Es Sciences soutenue à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN. 2010.
- [5] SOUHIL Moussa : « Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS », mémoire de Magister En Electrotechnique Option Réseaux électriques, soutenu à l'université de Ferhat ABBAS SETIF, 2012.
- [6] Y. Himri, Arif S. Malik, A. Boudghene Stambouli, S. Himri, B. Draoui : « Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development», *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13,pp 1584–1591, 2009.
- [7] PAUL Marie Boinem, GUY Debleeckere : « l'utilisation de l'énergie une stratégie de développement à long terme », publication édité par Electrabel, 1993.
- [8] L. Aiche-Hamane et A. Khellaf : « Evolution Mensuelle de la Ressource Eolienne à travers l'Algérie », *Revue des énergies Renouvelables. ICPWE*, pp 147-152, 2003.
- [9] HACHIDA Soufiane et AZIZI Mohamed : « L'énergie éolienne pour la production d'électricité en Algérie », mémoire de DEUA soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2005.
- [10] BAIZID Youcef et ECHIKH Hamza : « Etude d'un système hybride photovoltaïque-éolien », mémoire de DEUA soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2008.

- [11] TEKFI Mohamed et CHAFFA Abdelhak : « Simulation d'un réseau électrique comprenant une ferme éolienne par le logiciel Jpelec », mémoire de Licence soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2011.
- [12] ADAM Mirecki : « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergies dédiées à une éolienne de petite puissance », thèse de Doctorat soutenue à INPT.
- [13] KHALID Khaled et NEHAR Mohamed : « L'énergie éolienne », projet de fin d'études soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2005.
- [14] BERNARD Multon : « Générateurs aérodynamiques », Technique d'ingénieur D73960.
- [15] BORNİ Abdelhalim : « étude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire », mémoire de Magister soutenu à l'université des frères mentouri constantine, Mai 2009.
- [16] B.Flèche et D.Delagnes : « Production d'énergie électrique : « énergie solaire photovoltaïque », STE ELT, Energie solaire photovoltaïque.doc, juin 2007.
- [17] DOUFANA Mohamed : « Les perspectives de développement de l'exploitation des énergies renouvelables », Revue de la gendarmerie nationale, Février 2006, numéro16.
- [18] BENSALÈM Abdelmoumain et BETTAHAR Mustapha : « Réalisation d'une carte de caractérisation d'un panneau solaire », mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur, 2009.
- [19] BENAZOUZI Souad et IDRİSS Zoulikha : « Etude d'une station d'irrigation solaire », projet de fin d'études soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2007.
- [20] LABBACI Fatıha et OUIS Hasni : « Connexion des générateurs photovoltaïques au réseau électrique », projet de fin d'étude soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2010.
- [21] CHAOUCH Aissa et KADRI Abdelkhalik : « L'énergie Géothermique », mémoire de DEUA soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2006.
- [22] REN Boqiang et JIANG Chuanwen, A review on the economic dispatch and risk management considering wind power in the power market, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, pp 2169–2174, 2009.
- [23] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. Francois, S. Plumel, J. Deuse : « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Actes des Journées Electrotechnique du Club EEA, Gif-sur-Yvette, pp 15-16 mars 2006.
- [24] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O.Gergaud, H. Ben Ahmed, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'ingénieur, D3960, 2004.

- [25] ABDELLI Abdenour : « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », thèse de Doctorat en génie électrique de l'institut national polytechnique de Toulouse soutenue en Octobre 2007.
- [26] M. Belhadj, T. Benouaz, A. Cheknane et S.M.A Bekkouche : « Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°2, pp 257 – 264, 2010.
- [27] A .Gacem : « Utilisation des méthodes d'optimisation, métaheuristiques optimale de la puissance active dans les réseaux électriques », mémoire de Magister soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2010.
- [28] BOT Youcef : « Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement des puissances en utilisant un IPFC », mémoire de Magister soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2011.
- [29] Mehabil.Y et Khiat.M : « Etude de la répartition optimale des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique par la programmation linéaire », projet de fin d'études soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 1986.
- [30] BENYAHIA Mohamed : « Etude d'un dispatching économique/environnemental par les Algorithmes Génétiques et les Réseaux de Neurones », mémoire de Magister soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, Juillet 2006.
- [31] G.W.S. Stagg et El Abiad : « Computer methods in power system analysis », Mc.Graw Hill Book Company, second edition 1968.
- [32] O.I.El.Gerd : « Electrical energy systems theory », Mc Graw.Hill Company 1971.
- [33] B.J. harker, J. Arrillaga et C.P. Arnold : « Computer modelling of electrical power systems », John Wiley and Sons, 1983.
- [34] M. A. Abido : « Multiobjective Evolutionary Algorithms for Electric Power Dispatch Problem », IEEE Trans on Evolutionary computation ,volume 10,N° 3, Juin 2006.
- [35] A.Ahlem et A Khadidja : « Répartition optimale des puissances actives par Algorithme Génétique », projet de fin d'études soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2008.
- [36] CHIALI Ahmed El Amine et TEKFI Mohamed : « Amélioration d'un dispatching économique par l'introduction d'une ferme éolienne », mémoire de MASTER soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2013.
- [37] A. Arbaoui, J.P. Nadeau et P. Sébastien : « Adéquation site et système éolien éléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes », Rev. Energ. Ren. Vol. 8, pp 81–94, 2005.
- [38] A. T. Al-Awami, E. Sortomme, et M. A. El-Sharkawi : « Optimizing Economic/Environmental Dispatch with Wind and Thermal Units », IEEE, 2009.

- [39] Disponible sur : http://eolienne.f4jr.org/eolienne_etude_theorique, [consulté le 07/04/2015].
- [40] M. Tripathy et A. K. Barisal : « Bacteria Foraging Algorithm based Economic Load Dispatch with Wind Energy », IEEE, 2009.
- [41] A.T.Jadhov and Ranjit Roy : « Economic load dispatch of a power system with wind energy using Crazying Based Shuffled Frog leaping Algorithm », IEEE, PES Innovative Smart Grid Technologies India, 2011.
- [42] BRINI Saoussen, ABDALLAH Hsan Hadj et OUALI Abderrazak : « Economic Dispatch for Power System included Wind and Solar Thermal energy », Leonardo Journal of Sciences. ISSN 1583-0233, pp 204-220, Issue 14, January-June 2009.
- [43] P.M. Boinem, G. Debleeckere : « l'utilisation rationnelle de l'énergie une stratégie de développement à long terme », Publication éditée par Electrabel, 1993.
- [44] S. El Aimani : « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans réseaux de moyenne tension », thèse de Doctorat de soutenance à l'université de Lille, France, 2004.
- [45] R.Cardenas- Dobson : « Control of Wind Turbine Using a Switched Reluctance Generator », thèse de Doctorat soutenue à l'université de Nottingham, 1996.
- [46] BLAL Abdelkarim : « Placement optimal d'un SVC dans un réseau d'énergie électrique par un algorithme génétique », mémoire de Magister soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2011.
- [47] N. Metropolis, A.W. Rosenbluth, M.N. Rosenbluth, A.H. Teller et E. Teller, « Equations of state calculations by fast computing machines », J. Chem. Phys. 21, pp 1087-1092, 1953.
- [48] S. Kirkpatrick, C. Gelatt et M. Vecchi, « Optimization by simulated annealing », Science, vol. 220, no. 4598, pp 671-680, Mai 1983.
- [49] SOUIER Mehdi, HASSAM Ahmed et SARI Zaki : « Des algorithmes basés sur les principes des métaheuristiques pour le ré-ordonnement temps réel dans un FMS avec flexibilité de routage », 8^{ème} Conférence Internationale de Modélisation et Simulation - MOSIM'10 - 10 au 12 mai 2010 - Hammamet – Tunisie.
- [50] MIMOUN Younes, RAHLI Mostefa, ABID Mohamed et KANDOUZI MALIKA, « Optimisation d'écoulement des puissances par algorithmes intelligents », Revue Roumaine. Sci. Techn - Électrotechn. et Énerg, 52, 1, pp 3-12, Bucarest, 2007.
- [51] MOKRANI Lakhdar : « Contribution a la CAO optimisée des machines électriques, application au moteur linéaire à induction », thèse de doctorat d'état soutenue à l'université de Batna le 03/12/2005.
- [52] KHALDI Kamel et BEDJAOUI Nabila : « L'application de la recherche Tabou dans la répartition optimale des puissances actives », mémoire de MASTER soutenue à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2011.

- [53] « Application des algorithmes évolutionnaires multicritères à la conception de véhicules électriques », chapitre 5.
- [54] M. OUABIBA, N. MEBARKI et P. CASTAGNA : « couplage entre des méthodes d'optimisation itératives et des modèles de simulation a événements discrets », 3^{ème} Conférence Francophone de Modélisation et Simulation « Conception, Analyse et Gestion des Systèmes Industriels », MOSIM'01 – du 25 au 27 avril 2001 - Troyes (France).
- [55] H. BENNACEUR et M. BENYAHIA : « Minimisation des pertes électriques par les Algorithmes Génétiques », Projet de Fin d'études soutenue à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2003.
- [56] Hamed SHAH-HOSSEINI : « Otsu's Criterion-based Multilevel Thresholding by a Nature-inspired metaheuristic called Galaxy-based Search Algorithm », Third World Congress on Nature and Biologically Inspired Computing, pp 28-39, 2011.
- [57] Hamed SHAH-HOSSEINI : « Principal components analysis by the galaxy-based search algorithm: a novel metaheuristic for continuous optimisation », Int. J. Computational Science and Engineering, Vol. 6, Nos. 1/2, pp 132-140, 2011.
- [58] M. CHAKER MEZIOUD : « Recherche sur la Résolution des Problèmes Complexes d'Affectation de Fréquences Basses Bandes pour les Opérateurs de la Téléphonie Mobile », thèse Pour l'obtention de grade de Docteur en Science soutenue le 26 /05/2011.
- [59] KORIDAK Abdelhakem lahouari : « Etude d'un Dispatching Economique par l'Algorithme Génétique », mémoire de Magister soutenu à l'université des sciences et de la technologie Mohamed Boudiaf ORAN le 19 mars 2003.
- [60] HAMZA ZERIGAT Daho, BENASLA Lahouaria, BELMADANI Abderrahim et RAHLI Mostefa : « Solution of Combined Economic and Emission Dispatch problems using Galaxy-based Search Algorithm », J. Electrical Systems 9-4, pp 468-480, 2013.
- [61] BOUABDALLAH Amara, « Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental », mémoire de MASTER soutenu à l'université de Mohamed Khider Biskra, 2012.
- [62] BEN JAOUED Imen, GUESMI Tawfik, WELHAZI Yosra, HSAN HADJ Abdallah : « Economic/Environmental Power Dispatch for Power Systems including wind farms », WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS, Volume 9, 2014.
- [63] L. Benasla, M. Rahli, A. Belmadani et M. Benyahia : « Etude d'un dispatching économique: application au réseau ouest algérien », ICES'06, Oum El Bouaghi, Algérie, 8-10 mai 2006.
- [64] BELMADANI Abderrahim, BENASLA Lahouaria et RAHLI Mostefa : « Amélioration d'un dispatching économique dynamique par l'introduction d'une ferme éolienne. Application au réseau électrique ouest algérien », Revue. Roumaine. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg., 57, 3, pp 269–280, Bucarest, 2012.

- [65] Disponible sur : www.Météociel.fr, [consulté le 03/02/2013].
- [66] A.Guen-Bouazza : « Etude prédimensionnement et dimensionnement d'une installation solaire autonome alimentant un poste (E/R) », Revue des énergies renouvelables, Tome 3, 1999.
- [67] HAMZA ZERIGAT Daho & LARBI CHAHT Mohamed El Amine : « Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement de puissance », mémoire de MASTER soutenu à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed Boudiaf d'ORAN, 2011.
- [68] BENASLA Lahouaria, BELMADANI Abderrahim et RAHLI Mostefa : « Influence de l'emplacement d'une ferme éolienne sur le dispatching économique environnemental », Anale. Seria Informatică. Vol. XI fasc. 2, 2013.
- [69] NIDUL Sinha, R. Chakrabarti, and P. K. Chattopadhyay : « Evolutionary Programming Techniques for Economic Load Dispatch », IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, Vol. 7, N° 1, FEBRUARY 2003.
- [70] H. T. Jadhav, Utkarsh Sharma, Jay Patel et Ranjit Roy, Asso : « Brain Storm Optimization Algorithm Based Economic Dispatch Considering Wind Power », IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2-5 December 2012, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia.
- [71] BENASLA Lahouaria, BELMADANI Abderrahim et RAHLI Mostefa : « Spiral Optimization Algorithm for solving Combined Economic and Emission Dispatch ». Electrical Power and Energy Systems 62, pp 163–174, 2014.
- [72] <http://www.cder.dz/vlib/carto.php>
- [73] Document à partir internet, « SUNMODULE-solar-panel-250-mono-ds ».
- [74] MIMOUN Younes, KHERFENE Riad Lakhder et KHOUDJA Fouad : « Environmental and Economic Dispatch Problem / renewable energy using firefly algorithm ». Proceedings of the 2013 International Conference on Environment , Energy, Ecosystems and Development.