

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie électrique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم : الهندسة الكهربائية
المرجع :

Mémoire présenté en vue de l'obtention
du diplôme de
Magister en : Electrotechnique

Option : Réseau électrique

**Planification optimale de l'échange d'énergie électrique
entre des réseaux interconnectés**

Présenté par :
Salhi Abdelfattah

Soutenu publiquement le

Devant le jury composé de :

Dr. Mimoune S.M.	Professeur	Président	Université de Biskra
Dr. Bensalem A.	Maitre de Conférences 'A'	Rapporteur	Université de Batna
Dr. Aboubou A.	Maitre de Conférences 'A'	Examineur	Université de Biskra
Dr. Labed D.	Maitre de Conférences 'A'	Examineur	Université de Constantine

Remerciements

Je tiens à remercier vivement mon encadreur Dr. Bensalem Ahmed qui a manifesté son entière disponibilité pour mon encadrement, et n'a ménagé aucun effort pour l'aboutissement de ce travail. Je remercie également S.M. Mimoune (président de jury) et les membres du jury (A. Aboubou et D. Labeled) de l'intérêt dont ils font preuve à mon égard pour lire ce mémoire et en assistant à ma soutenance.

Mes profonds remerciements à :

- L'ensemble des enseignants qui ont participé à ma formation.
- Tous les responsables des trois départements d'Electrotechnique à Batna, Biskra et El-oued.
- Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de cette thèse de magister surtout les deux étudiants Mencer Nabil et Cherif Bennour.

Je remercie également ma famille et toutes mes amies. Surtout Ma Mère, Mon père, Ma grand-mère, Mon grand-père, Mes frères, Mes sœurs et Mes oncles.

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

Liste des symboles et abréviations

N-R : Newton-Raphson.

G-S : Gauss-Seidel.

J.B : Jeu de barre.

SCED : Dispatching économique sous les contraintes de sécurité.

OPF : Ecoulement de puissance optimal « optimal power flow ».

ERC : Equations répartition de charge.

AG : Algorithme génétique.

MP : Mat power.

I_{BUS} : Vecteur de courants des jeux de barres.

V_{BUS} : Vecteur de tensions des jeux de barres.

Y_{BUS} : La matrice admittance du réseau.

Z_{BUS} : La matrice impédance du réseau.

F_{ip} , F_{iq} : Sont des équations en fonction des tensions et des phases.

ε : la précision.

J_1 , J_2 , J_3 et J_4 : sont les sous matrices de jacobéenne.

a_i , b_i et c_i : Les coefficients qui sont propres à chaque unité de production.

F : Fonction de coût total.

F_i : Fonction coût de l'unité de production i .

n_g : Nombre des générateurs de production.

P_{Gi} : Puissance active produite par l'unité i .

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

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

Q_{Gi} : Puissance réactive produite par l'unité i .

Q_D : Puissance réactive totale consommée par la charge.

P_L : Pertes totales actives de transmission.

$P_{Gi min}$ et $P_{Gi max}$: Puissance active minimale et maximale du générateur i .

$Q_{Gi \min}$ et $Q_{Gi \max}$: Puissance réactive minimale et maximale du générateur i.

$V_{i \min}$ et $V_{i \max}$: Tension minimale et maximale de nœud i.

δ_{ij} : Déphasage entre le nœud i et j.

$\delta_{ij \max}$: Déphasage maximale entre le nœud i et j.

G_{ij} : Conductance de l'élément (i, j) de la matrice admittance.

β_{ij} : Susception de l'élément (i, j) de la matrice admittance.

P_{ij} : Puissance active transmise par les lignes (i vers j).

P_{ji} : Puissance active transmise par les lignes (j vers i).

Q_{ij} : Puissance réactive transmise par les lignes (i vers j).

Q_{ji} : Puissance réactive transmise par les lignes (j vers i).

t : Rapport de transformation.

α : Angles de déphasage des transformateurs variables.

W_{ik} : Représente la pente du segment de droite k, de l'unité de production i.

b_{11} : Prix de vente en transactions 1 du cycle 1.

C_B : Coût de production de la puissance exportée du système B au système A.

$C_{B(0)}$: Coût de production du système B avant l'exportation.

$C_{B(k)}$: Coût de production du système B après l'exportation.

$E_{A_1(0)}$: Coût de production du système A avant l'importation.

$E_{A_1(k)}$: Coût de production du système A après l'importation.

E_{A_1} : L'épargne de la région A au cycle 1 (La différence entre le coût de production du système A avant et après l'importation).

b_{21} : Prix de vente en transactions 2 au cycle 1.

C_{A_1} : Coût de production de la puissance exportée du système A au système C.

$C_{A_1(k)}$: Coût de production du système A après l'exportation.

$E_{C(0)}$: Coût de production du système C avant l'importation.

$E_{C(k)}$: Coût de production du système C après l'importation.

E_C : L'épargne de la région C au cycle 1 (La différence entre le coût de production du système C avant et après l'importation).

B_{A_1} : Bénéfice de la région A au cycle 1.

B_{B_1} : Bénéfice de la région B au cycle 1.

B_{C_1} : Bénéfice de la région C au cycle 1.

$E_{A_2(k)}$: Coût de production du système A après l'importation dans le cycle 2.

E_{A_2} : L'épargne de la région A (La différence entre le coût de production du système A après l'exportation et l'importation).

B_{A_2} : Bénéfice de la région A au cycle 2.

B_{B_2} : Bénéfice de la région B au cycle 2.

B_{C_2} : Bénéfice de la région C au cycle 2.

Liste des symboles et abréviations

Résumé

Le but essentiel de cette étude est de développer un programme qui permet de planifier l'échange de l'énergie électrique entre des réseaux électriques interconnectés. Ceci nécessite le développement d'un modèle adéquat qui tient compte du fait que le coût de production de l'énergie électrique varie continuellement au cours de la journée, de la semaine, du mois et de l'année à causes de plusieurs facteurs, parmi lesquels :

- La configuration actuelle du réseau.
- La demande effective en énergie électrique.
- La capacité des centrales électriques en service et la capacité de celles en réserve.

Le programme basé sur ce modèle doit être en mesure de planifier les échanges d'énergie de sorte que le coût de production des réseaux interconnectés soit optimisé.

Dans le but de vérifier les performances du programme développé, une application sera réalisée sur un système composé de trois réseaux interconnectés.

Mots clés : planification, dispatching économique, marché d'électricité, échange d'énergie, coût de production, Méthodes méta heuristiques, les algorithmes génétiques.

ملخص

والغرض الرئيسي من هذه الدراسة هو وضع برنامج من أجل التخطيط الأمثل لتبادل الطاقة الكهربائية بين الأنظمة المترتبة . وهذا يتطلب تطوير نموذج مناسب يأخذ بعين الاعتبار تكلفة إنتاج الكهرباء التي تتغير بشكل مستمر خلال اليوم، الشهر، الأسبوع والسنة وذلك لعدة عوامل، من بينها :

- شكل الشبكة الكهربائية الحالية.
 - الطلب الفعلي على الكهرباء.
 - قدرة محطات توليد الطاقة أثناء العمل وقدرتها في حالة الاحتياط.
- ينبغي للبرنامج المطور على أساس هذا النموذج أن يكون قادرا على التخطيط للتبادل الأمثل للطاقة الكهربائية، بحيث يتم تحسين تكلفة الإنتاج بالنسبة للشبكات المترابطة.
- من أجل التحقق من أداء هذا البرنامج، سنقوم بتطبيقه على نظام يتكون من ثلاث شبكات مترابطة.

الكلمات الرئيسية: التخطيط، التوزيع الاقتصادي، سوق الكهرباء، تبادل الطاقة، تكلفة الإنتاج، خوارزميات تحاكي الطبيعة الخوارزميات الجينية.

Abstract

The main purpose of this study is to develop a program that allows you to schedule the exchange of electric power between power systems. This requires the development of an appropriate model which takes into account that the production cost of electricity varies continuously during the day, week, month and year to causes of several factors, such as :

- The current network configuration.
- The effective demand for electricity.
- The capacity of power plants in operation and the ability of those in reserve.

The program based on this model should be able to plan the exchange of energy so that the production cost of interconnected networks is optimized.

In order to verify the performance of the program developed, an application will be made on a system consisting of three interconnected networks.

Keywords: planning, economic dispatch, electricity market, energy exchange, the production cost, meta-heuristic methods, Genetic algorithms.

Liste des Figures

Figure I.1 : Schéma équivalent d'un système de n jeux de barres.....	09
Figure I.2 : Courbe modèle du coût de production en fonction des MW.....	16
Figure II.1 : Changement de λ en fonction de la puissance de sortie.....	23
Figure II.2 : Approximation de la courbe de coût par 3 segments de droites.....	27
Figure II.3 : Expérience de sélection des branches les plus courtes par une colonie de fourmis..	29
Figure II.4 : Illustration de la capacité des fourmis à chercher de la nourriture en minimisant leur parcours	30
Figure II.5 : Un exemple de la stratégie des colonies de fourmis, le contournement d'obstacles.	31
Figure III.1 : Principe général des algorithmes génétiques.....	35
Figure III.2 : Tirage par roulette.....	39
Figure III.3 : Exemple de croisement à 1 point.....	41
Figure III.4 : Exemple de croisement en 2 point.....	41
Figure III.5 : Exemple de croisement uniforme.....	41
Figure III.6 : Schéma de principe d'un algorithme génétique.....	42
Figure III.7 : Cout total en fonction de génération.....	48
Figure IV.1 : Organisation historique du marché de l'électricité.	51
Figure IV.2 : Tarification avant la libéralisation.....	52
Figure IV.3 : Tarification après la libéralisation.	52
Figure IV.4 : Le modèle Poolco.	59
Figure IV.5 : le modèle hybride.	60
Figure IV.6 : Historique des interconnexions aux frontières.....	61
Figure IV.7 : Capacité de transfert entre deux zones, exprimées en MW.	62
Figure IV.8 : Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse (en pu).....	68

Figure V.1 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 9 jeux de barres.....	74
Figure V.2 : Niveaux de tensions du réseau test 9 JB.	74
Figure V.3 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 6 jeux de barres.	76
Figure V.4 : Niveaux de tensions du réseau test 6 JB.	76
Figure V.5 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 14 jeux de barres.	78
Figure V.6 : Niveaux de tensions du réseau test 14 JB.....	78
Figure V.7 : Trois systèmes interconnectés.	80
Figure V.8 : Epargne du système électrique A au cycle 1.....	83
Figure V.9 : Coût du système électrique A au cycle 1.	84
Figure V.10 : Coût du système électrique B.	85
Figure V.11 : Epargne du système électrique C.	87
Figure V.12 : Bénéfice du système A au cycle 1.	88
Figure V.13 : Bénéfice du système B au cycle 1.	88
Figure V.14 : Bénéfice de système C au cycle 1.....	88
Figure V.15 : Epargne du système électrique A au cycle 2.....	92
Figure V.16 : Coût du système électrique A au cycle 2.....	93
Figure V.17 : Bénéfice du système A au cycle 2.	94
Figure V.18 : Bénéfice du système B au cycle 2.....	94
Figure V.19 : Bénéfice du système C au cycle 2.....	94

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Les éléments de la matrice jacobéenne.....	14
Tableau III.1 : Paramètres des trois générateurs.....	44
Tableau III.2 : Population initiale.....	46
Tableau III.3 : Présentée la population sélectionnée.....	46
Tableau III.4 : Population avant et après le croisement.....	47
Tableau III.5 : La population de génération initial après la mutation.....	48
Tableau III.6 : Comparaison des résultats obtenus par AG et MP pour le réseau IEEE 30 bus.....	49
Tableau V.1 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 9.	74
Tableau V.2 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power de système A.	75
Tableau V.3 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 6.	75
Tableau V.4 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power de système B.....	77
Tableau V.5 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres14.	77
Tableau V.6 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power de système C.....	79
Tableau V.7 : L'épargne et le cout de région A selon la puissance importé ou exporté de cycle 1.....	83
Tableau V.8 : Le coût de la région B selon la puissance exporté.	84
Tableau V.9 : Le coût de la région C selon la puissance importé pour $P_{D_C} = 288(MW)$	85
Tableau V.10 : Le coût de la région C selon la puissance importé pour $P_{D_C} = 338(MW)$	86
Tableau V.11 : Le coût de la région C selon la puissance importé pour $P_{D_C} = 388(MW)$	86
Tableau V.12 : Résultats des bénéfices des systèmes A, B et C au cycle 1.	87
Tableau V.13 : L'épargne et le coût de la région A selon la puissance importé ou exporté de cycle 2....	92
Tableau V.14 : Résultats des bénéfices des systèmes A, B et C au cycle 2.....	93

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre I : Répartition de charge.	
I.1 Introduction.....	04
I.2 But de l'étude de répartition de charge.....	04
I.3 Type de jeu de barre.....	05
I.3.1 J.B de référence (Slash Bus, Swing bus $ V , \delta$)	05
I.3.2 J.B de contrôle ($P, V $)	05
I.3.3 J.B de charge (P, Q)	05
I.4 Généralisation sur un réseau de n jeux de barres.....	05
I.5 Développement de l'équation de répartition de charge.....	08
I.6 Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes.....	09
I.7 Résolution des équations de l'écoulement de puissance.....	10
I.7.1 Méthode de Newton-Raphson.....	10
I.7.2 La méthode de N-R appliquée à l'équation d'écoulement de puissance.....	12
I.7.3 Algorithme de N-R.....	15
I.8 Problème de dispatching économique.....	15
I.8.1 Modèle mathématique.....	16
I.9 Conclusion	18
Chapitre II: Les méthodes d'optimisation.	
II.1 Introduction.....	19
II.2 Les problèmes d'optimisation	19
II.3 Classification des méthodes d'optimisation.....	20
II.3.1 Méthode d'optimisation classique	20
II.3.1.1 La méthode de Kuhn-Tucker.....	20
II.3.1.2 La méthode d'itération de Lambda (Lambda iteration method)	22
II.3.1.3 Programmation linéaire (LP)	24

II.3.1.3.1 formulation mathématique.....	24
II.3.1.3.2 Contraintes d'égalités.....	24
II.3.1.3.3 contraintes d'inégalités.....	25
II.3.1.3.3 Solution du problème du SCED par programmation linéaire.....	25
II.3.2 Méthodes d'optimisation méta-heuristiques.....	28
II.3.2.1 Colonies de fourmis.....	29
II.3.2.2 Optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimization (PSO))	31
II.4 Conclusion.....	33
Chapitre III : Méthode d'algorithme génétique.	
III.1 Introduction	34
III.2 Principe d'algorithme génétique.....	34
III.2.1 Codage.....	35
III.2.1.1 Codage binaire.....	35
III.2.1.2 Codage réel.....	36
III.2.1.3 Codage en base n.....	36
III.2.2 Population initiale.....	37
III.2.2.1 Population aléatoire.....	37
III.2.2.2 Solution approchée	37
III.2.2.3 Sauvegarde de la population.....	38
III.2.3 La fonction d'évaluation.....	38
III.2.4 Reproduction.....	38
III.2.5 Sélection.....	38
III.2.6 Croisement.....	40
III.2.7 Mutation.....	42
III.2.8 Critère d'arrêt.....	42
III.2.9 Organigramme.....	42
III.3 Les avantages des algorithmes génétiques.....	43

III.4 Application de l'AG pour résoudre le problème de dispatching économique (REP)	43
III.4.1 Model mathématique	43
III.4.2 Codage et décodage.....	44
III.4. 4 population initial	45
III.4.5 Evaluation et sélection.....	46
III.4.6 Croissement.....	47
III.4. 6 Mutation	47
III.4.7 Test de la méthode AG sur le réseau IEEE 30 bus.....	48
III.5 Conclusion.....	49
Chapitre VI : Echange d'énergie électrique.	
VI.1 Introduction	50
IV.2 La chaîne de fourniture d'électricité.....	50
IV.3 Libéralisation des marchés	50
IV.3.1 Les conséquences Avant de la libéralisation	51
IV.3.2 Les conséquences Après de la libéralisation	52
IV.4 Les acteurs du marché d'électricité	53
IV.4.1 Réseaux de transport et de distribution	53
IV.4.2 Le responsable d'équilibre.....	54
IV. 4.3 Le producteur de l'énergie électrique	54
IV. 4.4 Les fournisseurs	54
IV.4.5 Les gestionnaires de réseaux de transport	55
IV.4.6 Les traders.....	55
IV.4.7 La bourse de l'électricité.....	55
IV.5 Marché d'électricité pour échange international.....	55
IV.6 Les différents types de marchés de gros	56
IV.6.1 Bourse d'électricité (Power Exchange)	56
IV.6. 2 Les marchés d'ajustement (Balancing market)	57

IV.6.3 Enchères de capacité	57
IV.6.4 Le marché de gré à gré (OTC)	57
IV.6.5 Marché obligatoire (pool)	57
IV.7 Comment se déterminent les prix ?	57
IV.8 Les modèles des marchés d'électricité.....	58
IV.8.1 Le modèle Poolco	58
IV.8.2 Le modèle hybride	59
IV.9 Les échanges transfrontaliers.....	60
IV.9.1 Capacité de l'interconnexion.....	61
IV.9.2 Détermination de la capacité commerciale des échanges.....	62
IV.9.2.1 Hypothèses.....	63
IV.9.2.2 Calcul des flux physiques sur tous les ouvrages du réseau	63
IV.9.2.3 Détermination des marges physiques disponibles.....	64
IV.9.2.4 Transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles.....	64
IV.9.3 Accord avec les gestionnaires des réseaux voisins sur la valeur de capacité	65
IV.9.4 Les contraintes des échanges transfrontaliers.....	65
IV.9.4.1 La Congestion	65
IV.9.4.1.1 La gestion physique des congestions	66
IV.9.4.1.2 La gestion économique des congestions.....	66
IV.9.4.2 Le Mécanisme d'Ajustement de la fréquence.....	67
IV.9.4.2.1 Réglage de la fréquence dans un marché ouvert à la concurrence.....	67
IV.9.4.2.2 Présentation générale du mécanisme d'ajustement	68
IV.9.4.2.3 Une offre d'ajustement.....	69
IV.9.4.2.4 Les participants au Mécanisme d'Ajustement.....	69
IV.9.4.3 Pertes électriques dans les lignes du réseau de transport (HT et THT)	69
IV.9.5 Accès aux interconnexions.....	70
IV.10 La nécessité des interconnexions.....	70

IV.10.1 Avantages économiques.....	70
IV.10.2 Avantages et inconvénients techniques.....	71
IV.11 Conclusion	72
Chapitre V : Application sur l'échange d'énergie électrique entre trois systèmes interconnectés. ____	
V.1 Introduction.....	73
V.2 Caractéristique des réseaux du système électrique	73
V.2.1 Système de réseau électrique A.....	73
V.2.2 Système de réseau électrique B.....	75
V.2.3 Système de réseau électrique C.....	77
V.3 Expressions les bénéfices de système interconnectée	79
V.3.1 Cycle 1.....	80
V.3.1.1 Sommaire des bénéfices du cycle 1.....	82
V.3.1.2 Résultats d'application d'échanges d'énergie entre les systèmes A, B et C	83
V.3.1.3 Interprétation des résultats de cycle 1.....	89
V.3.2 Cycle 2.....	90
V.3.2.1 Sommaire des bénéfices du cycle 2.....	91
V.3.2.2 Résultats d'application d'échanges d'énergie entre les systèmes A, B et C.....	91
V.3.2.3 Interprétation des résultats de cycle 2.....	95
V.4 Conclusion.....	95
Conclusion générale _____	96

Annexe A

Introduction générale

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ont des conséquences économiques et sociétales considérables. Par exemple, au nord est des Etats-Unis, la perte financière due à une panne généralisée a été estimée entre sept et dix milliards de dollars. Ainsi la nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important [1].

L'industrie électrique de nombreux pays industrialisés connaît depuis plus de vingt ans de profondes mutations. Dans les années 1990, la compagnie d'électricité anglaise CEGB (United Kingdom Central Electric Generating Board) a décidé de se diviser en plusieurs compagnies regroupant trois filières principales du système électrique : génération, transmission et distribution, d'introduire la concurrence entre les producteurs, de créer les pools (bourse d'électricité) et les marchés spot. Aux Etats-Unis, en 1994, la California Public Utility Commission a adopté une nouvelle politique qui a ouvert l'accès à tous les producteurs d'électricité à la compétition. En 1996, la Commission Européenne a adressé la même issue par l'édition de la directive 96/92/CEE fixant les règles de l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence [2].

Et donc le système électrique a connu un développement important des interconnexions aux frontières. Le but recherché de ces interconnexions est de bénéficier des avantages de la mutualisation. En effet, la mutualisation permet de profiter de la souplesse de tous les groupes de production, l'effet de foisonnement (compensation des écarts de consommation, décalage horaire des habitudes de consommation des pays interconnectés) est ainsi augmenté. De plus, l'inertie du réseau étant plus importante, le déclenchement d'un groupe aura des répercussions amoindries sur la fréquence. Le pays doté d'une ligne d'interconnexion avec un autre pays peut faire l'économie d'une nouvelle unité de production et permettre au pays exportateur d'exploiter ses surcapacités [3].

L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs Etats, puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyennes et basses tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée; donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut, donc,

ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance [4].

L'OPF peut fournir tous les paramètres des fonctions de contrôle d'états stables du réseau électrique, y compris le réglage des générateurs et la conduite du système de transport. Pour les générateurs, l'OPF donne les paramètres pour le réglage des sorties de puissance active des générateurs, ainsi que des tensions aux bornes des générateurs. Pour le système de transport, l'OPF permet d'ajuster les prises ou la régulation de l'angle des transformateurs, des capacités shunt, et de tous les autres composants comme les systèmes FACTS. Un autre objectif de l'OPF est la détermination du coût marginal du système. Ce coût marginal est utile pour l'obtention des prix des transactions, ainsi que pour la tarification des services du système [5].

Le coût de production d'énergie électrique devient un élément primordial dans le domaine de la planification des réseaux électriques. De ce fait, plusieurs méthodes mathématiques ont été élaborées pour pouvoir minimiser le coût du combustible nécessaire à la production de l'énergie électrique. Par exemple : les méthodes linéaire, les méthodes non linéaires, et la méthode de Newton. Avec la complexité des systèmes énergétiques, l'introduction des contraintes réelles non linéaires, des méthodes d'optimisation basées sur l'intelligence artificielles ont été largement lancées par les chercheurs afin d'assurer une planification optimale des réseaux électriques, nous citons par exemple : les algorithmes génétiques (GA), l'essaim de particule (PSO), les colonies de Fourmis (ACO), les réseaux de neurones.

L'objectif principal de ce mémoire est l'introduction des techniques d'optimisation par algorithme génétique pour résoudre le problème d'optimisation du dispatching, et de développer un programme qui permet de planifier l'échange de l'énergie électrique entre des réseaux électriques interconnectés de sorte que le coût de production des réseaux interconnectés soit optimisé. Ceci nécessite le développement d'un modèle adéquat qui tient compte du fait que le coût de production de l'énergie électrique varie continuellement au cours de la journée, de la semaine, du mois ou de l'année à causes de plusieurs facteurs, à savoir : la configuration actuelle du réseau, la demande effective en énergie électrique et la capacité des centrales électriques en service et ceux en réserve.

Dans le but de vérifier les performances du programme développé, une application est réalisée sur un système composé de trois réseaux interconnectés.

Ce mémoire est réparti en cinq chapitres. Les chapitres sont organisés comme suit :

Le premier chapitre donne les bases théoriques du problème de l'écoulement de puissance, ainsi est consacré à l'étude du problème de la réparation optimale de la puissance

Dans le deuxième chapitre, on essaye de citer quelques méthodes d'optimisation les plus connus qui peuvent être de résolution le problème de dispatching économique.

Dans le deuxième chapitre, le problème du dispatching économique est présenté, suivie par la présentation des différentes méthodes d'optimisation, classiques et méta heuristiques utilisées pour la résolution de ce problème.

Dans le troisième chapitre, nous présentons en détail la méthode d'optimisation de l'algorithme génétique et son application pour résoudre le problème de dispatching économique.

Au quatrième chapitre, nous présentons les principaux types de marché de l'énergie électrique. La présentation englobe les plus importants aspects d'organisation de ces marchés.

Au cinquième chapitre, nous présentons le modèle d'échange trilatéral dont le bénéfice est calculé sur la base de l'épargne divisé.

Enfin, nous clôturerons ce mémoire par une conclusion générale concernant l'apport général délivré par nos travaux. Nous présenterons aussi les perspectives qui pourront faire suite à ces travaux.

Chapitre I

Répartition de charge

I.1 Introduction

Le problème de la répartition économique d'énergie à pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Le problème de la répartition de charges occupe une partie très importante dans la procédure de commande et contrôle des réseaux électriques [06].

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre des générateurs, lignes de transmission et des charges est très importantes pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et le niveau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom « écoulement des puissances » ou « Load Flow » ou encore « power flow » [07]. Le dispatching économique un problème d'optimisation statique qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible, est connu le nom « écoulement des puissances optimal ». Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production [08].

I.2 But de l'étude de répartition de charge

Le but de l'analyse de la répartition de charges est résumé dans les points suivants [09] :

- l'équilibre entre la production et la demande en énergie électrique; afin de ne pas dépasser les valeurs limites de la stabilité thermique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau ou les risques de dangers sur les lignes (coupures, court circuit, lignes chargées...).
- le maintien des tensions aux jeux de barres entre les limites tolérées $V_{Min} < V < V_{Max}$, pour éviter l'excès des pertes de puissance dans les lignes, les transformateurs....
- le contrôle de la puissance réactive, c'est à dire le maintien de celle-ci entre deux limites $Q_{Min} < Q < Q_{Max}$, pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- l'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui a pour but d'accroître la sécurité d'alimentation des usagers, c'est à dire si l'une des centrales tombe en panne une nouvelle répartition de charges est assurée par les autres interconnexions. L'interconnexion permet aussi d'améliorer la qualité d'énergie fournie en tension, en

fréquence et aussi d'établir une large possibilité de réserve et rendre le réseau plus flexible.

- d'éviter les défauts sur les réseaux, c'est à dire les risques de surcharge des lignes, des transformateurs, et les risques de court-circuit,...
- la planification des réseaux pour répondre aux demandes des usagers dans l'avenir.

Vu toutes ces exigences, les mondes industriels et scientifiques se trouvaient face à de récents problèmes appelés « optimisation des réseaux électriques » pour assurer une continuité de service avec des coûts de production, de transport et de distribution réduits, tout en restant dans les limites des différentes contraintes climatiques, politiques, économiques, ... etc.

I.3 Type de jeu de barre

On distingue trois types des jeux des barres [06] :

I.3.1 J.B de référence (Slash Bus, Swing bus $|V|, \delta$)

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

C'est JB connecté à une source de tension. La tension est constante et aussi l'angle de déphasage est pris comme référence de calcul, ses puissances active et réactive doivent être calculées. Le calcul de la puissance apparente additionnelle est nécessaire pour compenser les pertes dans les lignes. Le JB de référence JB est choisit parmi les de génération dans le calcul économique dont la puissance active est la plus importante.

I.3.2 J.B de contrôle ($P, |V|$)

Ils sont appelés les PV bus, où le module de tension et la puissance active sont spécifiés. Les valeurs inconnues sont l'argument de tension et la puissance réactive.

I.3.3 J.B de charge (P, Q)

Ils sont parfois appelés PQ bus, où la puissance active et réactive sont spécifiées, les inconnues sont le module et l'argument de la tension.

I.4 Généralisation sur un réseau de n jeux de barres [07] [55]

On considère un réseau de n jeux de barres, on aura les six n variables suivantes :

- n modules de tension des jeux de barres.
- n phases de tension des jeux de barres.

- n puissances actives générées.
- n puissances réactives générées.
- n puissances actives demandées.
- n puissances réactives demandées.

Le vecteur des ERC aura donc pour dimensions deux n composantes.

Pour un jeu de barre (i) de ce système on a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = P_{Gi} - P_{Di} + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I. 1})$$

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (\text{I. 2})$$

$$S_i = V_i^* I_i \quad (\text{I. 3})$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (\text{I. 4})$$

Où :

S_i : Puissance apparente injectée au JB (i).

P_i : Puissance active injectée au JB (i).

Q_i : Puissance réactive injectée au JB (i).

S_{Gi} : Puissance apparente générée, qui alimente le JB i.

S_{Di} : Puissance apparente demandée au jeu de barres i.

P_{Gi} : Puissance active générée, qui alimente le JB i.

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

Q_{Gi} : Puissance réactive générée, qui alimente le JB i.

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

V_i : La tension du jeu de barres i.

I_i^* : Le courant qui entre dans le jeu de barres i.

Y_{ij} : L'admittance de ligne entre les JB i, j.

Nous introduisons les vecteurs des courants et des tensions et la matrice admittance ou la matrice impédance de dimensions ($n \times n$).

$$I_{BUS} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (I.5)$$

$$V_{BUS} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (I.6)$$

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (I.7)$$

$$Z_{BUS} = Y_{BUS}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (I.8)$$

Tel que:

I_{BUS} : Vecteur de courants des jeux de barres.

V_{BUS} : Vecteur de tensions des jeux de barres.

Y_{BUS} : La matrice admittance du réseau.

Z_{BUS} : La matrice impédance du réseau.

Dans la matrice Y_{BUS} , les éléments de la diagonale Y_{ii} sont obtenus par la somme algébrique de toutes les admittances reliées au nœud (i). Les éléments hors diagonale $Y_{ji} = Y_{ij}$ sont les valeurs négatives des admittances des lignes reliant les nœuds (i) et (j).

Pour le jeu de barres (i) l'ERC complexe s'écrit donc :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (I.9)$$

D'où on tire deux ERC réelles :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(-\theta_{ij} + \gamma_{ij}) = F_{ip} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I. 10})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(-\theta_{ij} + \gamma_{ij}) = F_{iq} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I. 11})$$

Avec F_{ip} et F_{iq} : sont des équations en fonction des tensions et des phases.

θ_i, θ_j : Argument de la tension en respectivement V_i et V_j .

γ_{ij} : Argument de l'impédance Y_{ij} .

On dit aussi que les ERC (I.10) et (I.11) représentent l'équilibre des puissances actives et réactives du jeu de barres (i). Ce sont des équations algébriques non linéaires et pour les résoudre on doit utiliser des méthodes itératives, ces méthodes doivent satisfaire les critères suivantes :

- une solution initiale $V_i(0)$ est donnée
- cette solution est utilisée dans les équations (I. 9) pour calculer une nouvelle solution $V_i^{(1)}$.
- les $V_i^{(1)}$ sont utilisées pour calculer la deuxième solution $V_i^{(2)}$, etc....
- les calculs sont arrêtés quand toutes les tensions de l'itération (k+1) sont les mêmes que celles de l'itération (k) en tenant compte de la précision ε .

Le test de convergence est donc :

$$|V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)}| \leq \varepsilon \quad \text{pour } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{I. 12})$$

I.5 Développement de l'équation de répartition de charge [22]

L'équation du courant pour un réseau à n nœuds est donnée sous la forme suivante :

Par l'équation (I. 4) on extrait l'équation suivant :

$$I_i = Y_{ii}V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij}V_j \quad (\text{I. 13})$$

$$V_i = \frac{I_i}{Y_{ii}} - \frac{1}{Y_{ii}} \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j \quad (\text{I. 14})$$

Par l'équation (I. 3) et (I. 9) on obtient à l'équation suivant :

$$I_i = \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \right) \quad (\text{I.15})$$

On remplace le courant I_i dans l'équation (I.14), on obtient :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j \right) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{I.16})$$

I_i : est un courant représenté par la puissance active et réactive, car en réalité, pour un système de puissance, ces quantités sont spécifiées.

Le calcul de la répartition de charges pour le système de puissance est très important et pour satisfaire cette importance, il faut choisir une méthode efficace et performante, qui donne de bons résultats avec un temps d'exécution minimum.

I.6 Equations de l'écoulement de puissances dans les lignes [36]

Quand la solution itérative des tensions est achevée, on peut calculer l'écoulement de puissance dans les lignes. La figure suivante représente schéma équivalent d'un système de n jeux de barres.

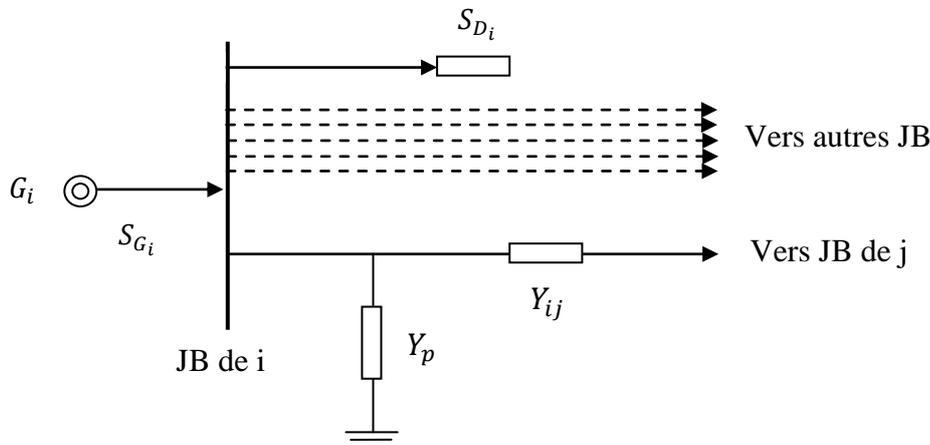


Fig. I.1 : Schéma équivalent d'un système de n jeux de barres

Le courant de la branche entre les deux jeux de barres i et j , qui a le sens positif de i vers j est :

$$I_{ij} = (V_i - V_j)Y_{ij} + V_i Y_p \quad (\text{I.17})$$

Avec :

Y_{ij} : L'admittance de la ligne.

Y_p : L'admittance phase-terre (ou la mise à la terre ou admittance shunt).

$V_i Y_p$: La contribution du courant au jeu de barres due de la mise à la terre.

$$P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^* I_{ij} \quad (I.18)$$

$$P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^* (V_i - V_j) Y_{ij} + V_i^* V_i Y_p \quad (I.19)$$

$$P_{ji} - jQ_{ji} = V_j^* (V_j - V_i) Y_{ij} + V_j^* V_j Y_p \quad (I.20)$$

P_{ij} : Puissance active transmise par les lignes (JB de i vers j).

P_{ji} : Puissance active transmise par les lignes (JB de j vers i).

Q_{ij} : Puissance réactive transmise par les lignes (JB de i vers j).

Q_{ji} : Puissance réactive transmise par les lignes (JB de j vers i).

La perte de puissance dans la ligne entre les deux jeux de barres i et j est la somme algébrique de la répartition des puissances déterminées à partir des relations (I.19) et (I.20).

I.7 Résolution des équations de l'écoulement de puissance

Il existe deux méthodes de base pour la résolution des équations non linéaires de l'écoulement de puissance : G-S et N-R. La méthode la plus utilisée est celle de N-R à cause de sa convergence quadratique [36].

Dans cette thèse on étudie uniquement la méthode de N-R.

I.7.1 Méthode de Newton-Raphson [65]

Cette méthode est la plus utilisée pour la recherche de racines dans les problèmes à une dimension.

Soit à résoudre le système d'équation non linéaire suivant :

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_3(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (I.21)$$

Le problème consiste à trouver le vecteur de solution :

$$x^* = \begin{pmatrix} x_1^* \\ x_2^* \\ \vdots \\ x_n^* \end{pmatrix} \quad (I.22)$$

Soit à résoudre le système d'origine (I.21). Si chaque fonction f_i est continue et continument dérivable, alors le développement en s'écrit de Taylor dans le voisinage d'un vecteur $x^{(k)}$ proche de x^* et en supposant négligeable le terme d'ordre > 1 donne :

$$f_i(x^*) = 0 \quad (I.23)$$

$$f_i(x^{(k)} - (x^{(k)} - x^*)) = 0 \quad (I.24)$$

$$f_i(x^{(k)}) - (x^{(k)}_1 - x^*_1) \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Big|_{x^{(k)}} - (x^{(k)}_2 - x^*_2) \frac{\partial f_i}{\partial x_2} \Big|_{x^{(k)}} - \dots - (x^{(k)}_n - x^*_n) \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Big|_{x^{(k)}} = 0 \quad (I.25)$$

$$\sum_{j=1}^n (x_j^* - x_j^{(k)}) \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \Big|_{x^{(k)}} = -f_i(x^{(k)}) \quad (I.26)$$

Soit $E^{(k)}$ la matrice Jacobine relative à l'itération k dont les éléments sont définis par :

$$E_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \Big|_{x=x^{(k)}} \quad i = 1 \dots n, j = 1 \dots n. \quad (I.27)$$

Soit :

$$(x_j^* - x_j^{(k)}) = \Delta x_j^{(k)} \quad (I.28)$$

$$E^{(k)} * \Delta x^{(k)} = -f(x^{(k)}) \quad (I.29)$$

Tel que :

$$E^{(k)} = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad (I.30)$$

$$\Delta x^{(k)} = \begin{pmatrix} x_1^* - x_1^{(k)} \\ x_2^* - x_2^{(k)} \\ \vdots \\ x_n^* - x_n^{(k)} \end{pmatrix} \quad (I.31)$$

$$f(x^{(k)}) = \begin{pmatrix} f_1(x^{(k)}) \\ f_2(x^{(k)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(k)}) \end{pmatrix} \quad (I.32)$$

Le système obtenu (I.29) est un système linéaire, sa résolution donne :

$$\Delta x^{(k)} = x^* - x^{(k)} \quad (I.33)$$

$$\Delta x^{(k)} = x^{(k+1)} - x^{(k)} \quad (I.34)$$

$$x^{(k+1)} = \Delta x^{(k)} + x^{(k)} \quad (I.35)$$

La méthode de N-R converge si le vecteur estimé $x^{(0)}$ est proche de la solution exacte x^*

Algorithme de la méthode de N-R

Avoir une bonne estimation de la solution $x^{(0)}$ pour $k = 0$, N_{max} :

- Calculer $E^{(k)}$
- Résoudre $E^{(k)} * \Delta x^{(k)} = -f(x^{(k)})$
- $x^{(k+1)} = \Delta x^{(k)} + x^{(k)}$
- Arrêter si condition d'arrêt vérifier.

I.7.2 La méthode de N-R appliquée aux équation d'écoulement de puissance [22][38][39]

[69] [51]

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

$$P_i = F_{ip} = \begin{cases} \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij}) \\ \sum_{j=1}^{ng} |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \end{cases} \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad (I.36)$$

$$Q_i = F_{iq} = \begin{cases} \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij}) \\ \sum_{j=1}^{ng} |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (\text{I. 37})$$

Tel que :

G_{ij} : conductance de l'élément (i,j) de la matrice admittance.

B_{ij} : Susception de l'élément (i, j) de la matrice admittance.

i=1 : jeu de barre de référence.

n : nombre de jeu de barre.

i : numéro de jeux des barres.

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

$$\begin{cases} P_i = F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \theta_2} \right)^{(0)} \Delta \theta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \theta_n} \right)^{(0)} \Delta \theta_n^{(0)} + \\ Q_i = F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \theta_2} \right)^{(0)} \Delta \theta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \theta_n} \right)^{(0)} \Delta \theta_n^{(0)} + \\ \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \Delta |V_n|^{(0)} \\ \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|} \right)^{(0)} \Delta |V_n|^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I. 38})$$

A partir de la relation (I.39) :

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I. 39})$$

Les deux systèmes d'équation (I.38) et (I.39) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{2p}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial F_{np}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial F_{np}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{np}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_2|} & \frac{\partial F_{nq}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta \theta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I. 40})$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I. 41})$$

On rappelle que :

$$\begin{cases} \Delta\theta_i^{(k)} = \theta_i^{(k+1)} - \theta_i^{(k)} \\ \Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \end{cases} \quad (\text{I.42})$$

L'adaptation de (I.41) avec (I.42) donne :

$$\begin{bmatrix} \theta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\theta^{(k)} \\ \Delta|V|^{(k)} \end{bmatrix} \leftrightarrow \begin{bmatrix} \theta^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{I.43})$$

D'une manière générale :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{I.44})$$

Avec :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{I.45})$$

Où :

J_1, J_2, J_3 et J_4 : sont les sous matrices de jacobéenne.

A partir du système d'équations (I.36) et (I.37) on peut déterminer les éléments de J comme illustré dans le tableau I.1 :

J		Forme rectangulaire	Forme polaire
J_1	$i \neq j$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = Y_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$
	$i = j$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = - \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij})$
J_2	$i \neq j$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_j } = Y_{ij} V_i \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_j } = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$
	$i = j$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_i } = 2 Y_{ii} V_i \cos(\gamma_{ii}) + \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial P_i}{\partial V_i } = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii}$
J_3	$i \neq j$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = - Y_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = - V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$

	$i = j$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$
J_4	$i \neq j$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j } = Y_{ij} V_i \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j } = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$
	$i = j$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i } = 2 Y_{ii} V_i \sin(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \sin(\theta_i - \theta_j + \gamma_{ij})$	$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i } = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i B_{ii}$

Tableau I.1 : Les éléments de la matrice jacobéenne.

I.7.3 Algorithme de N-R

Etape 1 : lecteur des données.

Etape 2 : formulation de la matrice $[Y]$.

Etape 3 : calcul des puissances actives et réactives à chaque J-B.

Etape 4 : calcul des ΔP aux J-B PV et ΔQ aux J-B PQ.

Etape 5 : test de convergence, si oui fin si non aller à l'étape suivante

Etape 6 : calcul de la jacobéenne.

Etape 7 : mettre le compteur d'itération à $k=1$; résoudre le système en utilisant l'inverse de la jacobéenne.

Etape 8 : ajust les valeurs de $\Delta |V_i|^{(k)} + |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)}$ pour les J-B PQ et $\Delta \theta_i^{(k)} + \theta_i^{(k)} = \theta_i^{(k+1)}$ pour tout 'i' sauf celui de référence et puis revenir à l'étape 4.

La technique de N-R reste la technique la plus précise malgré que sa convergence dépende principalement du choix du vecteur initial et que l'inversion de la jacobéenne à chaque itération augmente son temps de programmation.

I.8 Problème de dispatching économique

Le problème d'OPF est composé par des fonctions objectives et une série de contraintes d'égalité d'inégalité [05]. L'optimisation d'écoulement des puissances (optimal power flow ou OPF en anglais) est l'une des fonctions principales de l'opération de production et du contrôle d'énergie électrique. L'objectif général est la détermination optimale de production des unités

afin de réduire au minimum le coût de production tandis que le système actionne dans sa limite de sécurité [24].

I.8.1 Modèle mathématique [22, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 05]

Les producteurs d'énergie électrique déterminent expérimentalement les courbes donnant le coût de production de chaque groupe en fonction de la puissance qu'il débite. La fonction associée à ces courbes est un polynôme de degré « n ». En pratique, le plus souvent, elle est présentée sous forme d'un polynôme de deuxième degré :

$$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (I.46)$$

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. C'est pour cette raison qu'on fait appel à des méthodes d'interpolation afin de déterminer les coefficients a_i , b_i et c_i qui sont propres à chaque unité de production.

La figure I.2 montre la caractéristique du coût en fonction de P_g .

L'augmentation du coût de générateur « i » est la dérivée partielle qui représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée.

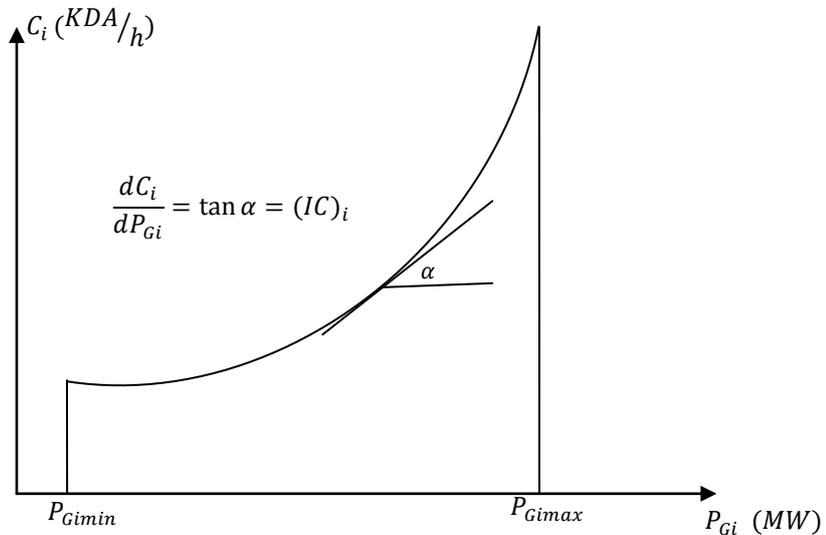


Fig. I.2 : Courbe modèle du coût de production en fonction des MW.

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

$$\text{Min} \left\{ F = \sum_{i=1}^n F_i(P_{Gi}) \right\} \quad (I.47)$$

Sous les contraintes suivantes :

Contrainte égalité

Les contraintes d'égalité de l'OPF tiennent généralement en compte de l'équilibre des puissances aux nœuds du réseau électrique. Les équations de flux de puissance exigent que la somme de l'injection de puissance active à chaque nœud soit égale à zéro.

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (I.48)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} Q_{Gi} - Q_D - Q_L = 0 \quad (I.49)$$

Contrainte inégalité

Les contraintes d'inégalité de l'OPF prennent en compte les limites des composants dans le réseau électrique, ainsi que les sécurités limites techniques pour assurer la du réseau.

Notamment, les générateurs ont des sorties maximales et minimales de puissances active et réactive, ce qui ajoute des contraintes d'inégalité.

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \quad (I.50)$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad (I.51)$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \quad (I.52)$$

$$|\delta_{ij}| \leq \delta_{ijmax} \quad (I.53)$$

F : Fonction de coût total.

F_i : Fonction coût de l'unité de production i .

n_g : Nombre des générateurs de production.

P_{Gi} : Puissance active produite par l'unité i .

Q_{Gi} : Puissance réactive produite par l'unité i .

P_D : Puissance active totale consommée par la charge.

Q_D : Puissance réactive totale consommée par la charge.

P_L : Pertes totales actives de transmission.

$P_{Gi min}$ et $P_{Gi max}$: puissance active maximale et minimale du générateur i .

$Q_{Gi max}$ et $Q_{Gi min}$: puissance réactive maximale et minimale du générateur i .

$V_{i min}$ et $V_{i max}$: tension minimale et maximale de nœud i .

δ_{ij} : Déphasage entre le nœud i et j .

δ_{ijmax} : Déphasage maximale entre le nœud i et j .

Résoudre ce problème 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 (I.52) et (I.53), en supposant que tous les nœuds ont à peu près la même tension en module et en phase.

Les contraintes (I.49) et (I.51) peuvent être négligées, étant donné que la puissance réactive n'a pas une influence considérable sur la fonction coût.

L'OPF est donc un outil avantageux pour contrôler le réseau électrique et il peut considérer à la fois les problèmes techniques ainsi que les problèmes économiques [05].

Remarque

On détermine la perte dans la ligne P_L par la méthode de N-R, mais dans le cas considération sans perte on pose $P_L = 0$.

I.9 Conclusion

La répartition de charge assure l'équilibre entre la production et la consommation en énergie électrique; afin de ne pas dépasser les valeurs limitant de la stabilité thermique. Le calcul de répartition de puissance optimale est une fonction d'étude qui optimise globalement toutes les commandes de puissance active afin de réduire au minimum les frais d'exploitation instantanés (ou toute autre fonction objective personnalisée par l'utilisateur), tout en respectant un ensemble de contraintes de fonctionnement. Il ya des années, les producteurs d'électricité cherchent à accéder à la solution optimale pour le coût total et donc ils sont toujours à la recherche des moyens les plus efficaces pour atteindre leurs objectifs et ont parlé à ce sujet dans le chapitre suivant à identifier certaines de ces méthodes.

Chapitre II

Les méthodes d'optimisation

II.1 Introduction

L'optimisation est une branche des mathématiques, cherchant à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble, au sens d'un critère quantitatif donné. Le système étant représenté par un modèle mathématique décrivant son état ou son contrôle à l'aide de variables (inconnues liées par des équations), le problème consiste à trouver des solutions satisfaisant un objectif quantitatif tout en respectant d'éventuelles contraintes. L'optimisation joue un rôle important en recherche opérationnelle (donc en économie et microéconomie), dans les mathématiques appliquées (fondamentales pour l'industrie et l'ingénierie), en analyse et en analyse numérique, en statistique pour l'estimation du maximum de vraisemblance d'une distribution, pour la recherche de stratégies dans le cadre de la théorie des jeux, ou encore en théorie du contrôle et de la commande.

Aujourd'hui, tous les systèmes susceptibles d'être décrits par un modèle mathématique sont optimisés. La qualité des résultats et des prédictions dépend de la pertinence du modèle, de l'efficacité de l'algorithme et des moyens pour le traitement numérique.

En pratique, quel que soit l'arsenal mathématique sous-jacent, on ne fera pas l'économie de l'intuition, du bon sens, de l'esprit critique et de l'expérience.

Dans ce chapitre, nous présentons différentes méthodes de résolution. L'ensemble de ces méthodes est tellement vaste qu'il est impossible de tout exposer.

II.2 Les problèmes d'optimisation [73]

La résolution des problèmes d'optimisation est utilisée dans un grand nombre de domaines. À l'origine, ce sont les militaires qui se sont intéressés à ces questions au cours de la seconde guerre mondiale. C'était en fait un nouveau domaine de recherche en mathématiques appliquées qui a vu le jour avec la recherche opérationnelle. Le développement de l'informatique a ouvert de nouveaux horizons à la résolution de ces problèmes, et a permis un élargissement massif des champs d'application de ces techniques.

La résolution d'un problème d'optimisation est un problème complexe, car de nombreux facteurs interviennent et interagissent entre eux. Néanmoins, l'optimisation appliquée au domaine

d'électrotechnique permet de résoudre des problèmes qui étaient insolubles auparavant et aboutit souvent à des solutions originales.

II.3 Classification des méthodes d'optimisation

Une grande variété de techniques d'optimisation a été appliquée pour résoudre des problèmes d'OPF. On peut diviser les méthodes d'optimisation en deux grandes familles, optimisation classique et méta-heuristiques.

II.3.1 Méthode d'optimisation classique

La méthode classique consiste à résoudre un système de n équations à n inconnues linéaires ou non linéaires [40]. On cite quelques (trois) méthodes d'optimisation :

II.3.1.1 La méthode de Kuhn-Tucker [20] [21] [04] [08]

La production de l'ensemble des centrales thermiques qui composent le système doit satisfaire la puissance électrique demandée, en terme mathématique cette contrainte est représentée par l'expression suivante :

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

P_D : La puissance électrique demandée par les consommateurs connectés au système considéré, elle est exprimée en MW.

P_{Gi} : Puissance électrique produite par la centrale thermique i , elle est exprimée en MW.

La production optimale affectée à chaque centrale thermique i doit être admissible, c'est à- dire, qu'elle doit être dans les limites de capacité de la centrale thermiques, en terme mathématique cette condition est représentée par la contrainte d'inégalité suivante :

$$P_{Gi \min} \leq P_i \leq P_{Gi \max} \quad (II.2)$$

La fonction objective présentée sous la forme suivante :

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (II.3)$$

Où a_i , b_i et c_i sont des coefficients de coût propre à chaque unité de production d'énergie électrique.

$$F = \sum_{i=1}^{n_g} F_i(P_{Gi}) \quad (II.4)$$

Une approche typique consiste à utiliser la méthode de Lagrange :

$$L = F + \lambda \left[P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} \right] \quad (II.5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} + \lambda[0 - 1] = 0 \rightarrow \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad (II.6)$$

$$F = \sum_{i=1}^{n_g} F_i \rightarrow \frac{\partial F}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (II.7)$$

$$\lambda = \frac{\partial F_i}{\partial P_{Gi}} = b_i + 2c_i P_{Gi} \quad (II.8)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \left(P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} \right) = 0 \rightarrow \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} = P_D \quad (II.9)$$

Remplaçant et combinant les équations pour résoudre λ par les étapes suivantes :

De l'équation (II. 8) on détermine la valeur de P_{Gi} comme suit :

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} (\lambda - b_i) \quad (II.10)$$

On remplace (II. 10) dans (II. 9) on aura :

$$\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{2c_i} (\lambda - b_i) = P_D \quad (II.11)$$

Donc de l'équation (II. 11), la valeur de Lambda devient :

$$\lambda = \left(\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(P_D + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{b_i}{2c_i} \right) \quad (II.12)$$

De l'équation (II. 10), on aura enfin la valeur de puissance générée dans chaque jeu de barres.

$$P_{Gi} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(P_D + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (II.13)$$

Cette dernière expression qui nous donne donc l'ensemble des puissances générées minimisant le coût total (contraintes d'inégalité négligées) et constituant notre premier optimum, est applicable s'il n'existe pas de limites sur les puissances générées, n'est pas calculable dans le cas où c_i est nul. Or ce coefficient pourrait être nul pour quelques centrales.

Nous arrivons donc à la conclusion que la méthode d'optimisation de « Kuhn-Tucker » n'est pas adaptée à tous les problèmes.

II.3.1.2 La méthode d'itération de Lambda (Lambda iteration method)

La méthode d'itération de Lambda est une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs.

Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton – Raphson. Lambda itération n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la valeur précédente. La valeur suivante est prédéfinie par intuition, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

On va maintenant discuter comment trouver le dispatching économique optimal utilisant la méthode d'itération de Lambda.

- La méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur.
- La méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale.

On choisit λ^L et λ^H tel que :

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi}(\lambda^L) - P_D < 0 \quad \sum_{i=1}^m P_{Gi}(\lambda^H) - P_D > 0 \quad (II.14)$$

On pose :

$$\lambda^M = \frac{(\lambda^H + \lambda^L)}{2} \quad (II.15)$$

Si

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi}(\lambda^M) - P_D > 0 \tag{II. 16}$$

On pose :

$$\lambda^H = \lambda^M \tag{II. 17}$$

Si :

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi}(\lambda^M) - P_D < 0 \tag{II. 18}$$

On pose :

$$\lambda^L = \lambda^M \tag{II. 19}$$

On refait le calcul jusqu'à :

$$|\lambda^L - \lambda^H| < \varepsilon \tag{II. 20}$$

D'où ε est la tolérance de convergence

Dans la figure ci-dessous pour chaque valeur de lambda il y a une P_{Gi} unique pour chaque générateur. Cette relation est la fonction $P_{Gi}(\lambda)$ [08].

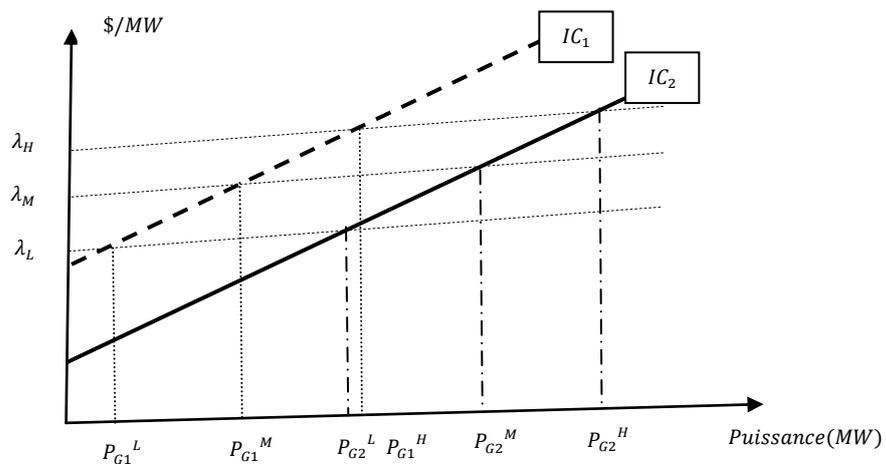


Fig. II.1 : Changement de λ en fonction de la puissance de sortie.

II.3.1.3 Programmation linéaire (LP)

Le problème d'optimisation résultant a plusieurs contraintes non linéaires constituées des équations nodales de l'écoulement de puissance, et des limites admissibles sur les tensions des jeux de barres de charge.

Dans cette communication, on va présenter une technique de programmation linéaire pour la résolution du problème du dispatching économique sous les contraintes de sécurité (SCED).

Formulation de l'écoulement de puissance optimal (OPF) qui est une formulation plus générale du dispatching économique [76].

II.3.1.3.1 formulation mathématique [23] [24]

La répartition économique de la puissance dans un réseau de production et de transport à (n_g) générateurs, consiste à déterminer les puissances actives produites par les différents générateurs dans les centrales de production de l'énergie électrique et qui rendent minimales les frais de production. C'est-à-dire on détermine les valeurs des puissances pour que le coût soit minimal, cela revient à minimiser la fonction coût:

$$F = f(P_{G1}, P_{G2}, P_{G3}, \dots, P_{Gn}) \quad (II. 21)$$

Tel que :

$$F = \sum_{i=1}^{n_g} F_i(P_{Gi}) \quad (II. 22)$$

La fonction du coût pour l' i ème générateur (unité de production) se présente le plus souvent sous la forme d'un polynôme du deuxième degré

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (II. 23)$$

II.3.1.3.2 Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalités représentées par les équations statiques de l'écoulement de puissance, gouvernant le système :

$$\begin{cases} P_i = P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + \beta_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i = Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - \beta_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (II. 24)$$

Avec :

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (\text{II. 25})$$

V_i, θ_i : module et angle de phase de la tension au J.B i.

G_{ij} : Conductance de l'élément (i, j) de la matrice admittance.

β_{ij} : Susceptance de l'élément (i, j) de la matrice admittance.

II.3.1.3.3 contraintes d'inégalités [76]

Les contraintes d'inégalités représentées par les limites physiques des variables de contrôle ainsi que les limites de fonctionnement du système de puissance :

$$\begin{cases} P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \\ Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \end{cases} \quad (\text{II. 26})$$

$$\begin{cases} t_{ijmin} \leq t_{ij} \leq t_{ijmax} \\ \alpha_{ijmin} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ijmax} \end{cases} \quad (\text{II. 27})$$

Puissance active (P_{ij}) transmise par les lignes et transformateurs:

$$|P_{ij}| \leq P_{ijmax} \quad (\text{II. 28})$$

$$|P_{ij}| = |-G_{ii}V_i^2 + G_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j)| \quad (\text{II. 29})$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \quad (\text{II. 30})$$

t : rapport de transformation.

α : angles de déphasage des transformateurs variables.

Afin de simplifier les équations, on procède à une décomposition du problème en partie active et réactive des puissances (P-Q). Par conséquent, la formulation du problème du SCED est dérivée à partir de la partie active.

II.3.1.3.3 Solution du problème du SCED par programmation linéaire

Le modèle non linéaire du problème du SCED est converti en un modèle linéaire, ce modèle est approximatif et la fonction objective est approximée par un ensemble de segments de droites, alors que les contraintes d'égalité et d'inégalité sont basées sur le modèle approximatif du courant continu.

La courbe de coût typique des unités thermiques est non linéaire et elle est exprimée par une courbe quadratique donnée par (II. 23). On peut représenter cette courbe non linéaire par une série de m segments de droites, comme le montre la figure (II. 2).

Les variables $P_{Gi1}, P_{Gi2}, \dots, P_{Gim}$, représentent les incréments de puissance active générée, qui varient entre 0 et des valeurs maximales $P_{Gi1 \max}, P_{Gi2 \max}, \dots, P_{Gim \max}$:

$$0 \leq P_{Gik} \leq P_{Gikmax} \quad (II. 31)$$

$$P_{Gi} = P_{Gimin} + \sum_{k=1}^m P_{Gik} \quad (II. 32)$$

$$F_i(P_{Gi}) = F_i(P_{Gimin}) + \sum_{k=1}^m W_{ik} P_{Gik} \quad (II. 33)$$

W_{ik} : représente la pente du segment de droite k , de l'unité de production i .

On voit clairement que l'équation (II. 33) est parfaitement linéaire, en fonction des nouvelles variables $P_{Gi1}, P_{Gi2}, \dots, P_{Gim}$: (incrément de puissances actives générées).

On peut améliorer cette approximation, en augmentant le nombre de segments de droites.

Pour Contraintes d'égalités ; on utilise les équations linéaires relatives au modèle de l'approximation du « courant continu » de l'écoulement de puissance (DC power flow)

La forme matricielle de ces équations est donnée par :

$$P = B' . \theta \quad (II. 34)$$

$$P_B = D . \theta \quad (II. 35)$$

Où :

P : vecteur colonne des puissances actives injectées aux jeux de barres.

P_B : Vecteur colonne des puissances actives de transit.

θ : vecteur colonne des phases des tensions.

B' : matrice égale à $-B$, B étant la matrice susceptance du système.

D : matrice carrée, donnée par :

$$D = \begin{pmatrix} B_{12} & -B_{12} & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ B_{13} & 0 & -B_{13} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ B_{14} & 0 & 0 & -B_{14} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{23} & -B_{23} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & B_{34} & -B_{34} & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{pmatrix} \quad (II. 36)$$

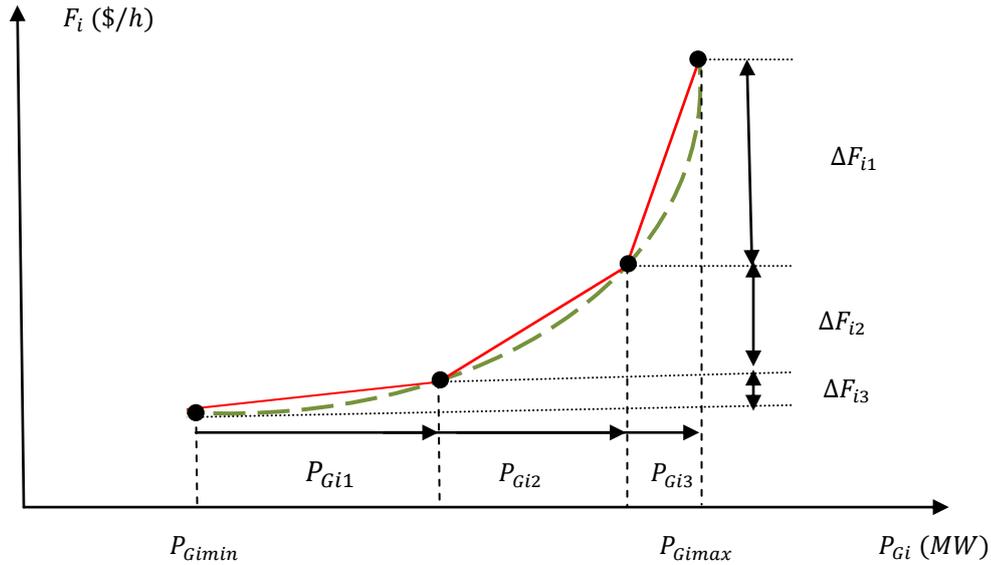


Fig. II. 2 : Approximation de la courbe de coût par 3 segments de droites.

Les contraintes d'inégalité sont représentées par les limites des incréments des puissances actives générées, données par (II. 31). D'autre part, la puissance active qui transite à travers chaque ligne de transport, est limitée par une valeur maximale P_{Bmax} :

$$-P_{Bmax} \leq P_B \leq P_{Bmax} \quad (II. 37)$$

P_{Bmax} est le vecteur de colonne des limites maximum des puissances actives transmises (limites normales).

En résumé, le problème du SCED, peut être écrit sous la forme suivante :

$$\text{minimiser } f(x) = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{k=1}^m W_{ik} P_{Gik} \quad (II. 38)$$

Sujet à :

$$g(x) = 0 \rightarrow \begin{cases} P + B \cdot \theta = 0 \\ P_B - D \cdot \theta = 0 \end{cases} \quad (II. 39)$$

Et :

$$h(x) \leq 0 \rightarrow \begin{cases} P_{Gik} - P_{Gikmax} \leq 0 \\ -P_{Gik} \leq 0 \quad \dots i = 1, 2, \dots, n_g \\ P_{Bj} - P_{Bjmax} \leq 0, \\ -P_{Bj} - P_{Bjmax} \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, nbr \end{cases} \quad (II. 40)$$

nbr : est le nombre total des lignes de transport. Le problème formulé par les équations (II. 38) et (II. 40) est un problème de programmation linéaire, qui peut être résolu par la méthode du simplexe ou ses dérivées [76].

Une autre variété de techniques d'optimisation a été appliquée pour résoudre des problèmes d'OPF. Les techniques peuvent être classées comme suit [51] :

- Programmation non linéaire (NLP - Non Linear Programming).
- Programmation quadratique (QP - Quadratic Programming).
- Solution des conditions d'optimalité basée sur la méthode de Newton.
- Versions hybrides de programmation linéaire et programmation entier.
- Méthodes du point intérieur.
- Autres méthodes.

II.3.2 Méthodes d'optimisation méta-heuristiques

Les méta-heuristiques sont des algorithmes pouvant être appliqués à la résolution d'un grand nombre de problèmes d'optimisation. Elles peuvent être vues comme des méthodologies de niveau supérieur servant à guider la conception d'heuristiques implicitement dédiées à la résolution d'un problème spécifique. Elles sont donc composées d'éléments génériques ou invariants, ainsi que d'éléments spécifiques au problème considéré, tels que la représentation ou l'évaluation d'une solution [26].

Il existe un grand nombre de méta-heuristiques d'optimisation. Elles se distinguent classiquement en deux groupes : les méthodes locales et les méthodes de recherche globale. A partir d'un point de départ quelconque, les méthodes locales permettent d'obtenir le minimum local le plus proche du point de départ. Elles essaient toujours d'améliorer la solution courante et sont donc incapables de s'extraire d'un minimum local puisque cela impliquerait d'accepter de dégrader la solution courante. Les méthodes globales (Tabou, recuit simulé, algorithmes évolutionnaires, etc.) possèdent un mécanisme leur permettant de s'extraire des minima locaux. Elles sont plus adaptées à l'exploration globale de l'espace de recherche le plus souvent au détriment de l'exploration locale [29].

Nous présentons brièvement dans ce chapitre deux méthodes méta-heuristiques qui peuvent être utilisées pour la résolution du problème d'OPF. Une troisième méthode méta-heuristique sera présentée en détail dans le chapitre suivant.

II.3.2.1 Colonies de fourmis

L'optimisation par colonies de fourmis, s'inspire du comportement des fourmis lorsque celles-ci sont à la recherche de nourriture. Une fourmi en se déplaçant pose de la phéromone, substance olfactive et volatile, sur son chemin. Les fourmis se dirigent de manière probabiliste en tenant compte de la quantité de phéromone qui est autour d'elles et qui a été précédemment déposée par les autres membres de la colonie. Plus la quantité de phéromone indiquant un chemin est grande, plus la fourmi a tendance à suivre ce chemin. Cependant, comme la phéromone s'évapore progressivement, le choix probabiliste que prend une fourmi pour choisir son chemin évolue continuellement [28].

Comme l'illustre la figure (II. 3), les fourmis qui reviendront au nid le plus rapidement, après avoir visité la source de nourriture, sont celles qui auront emprunté les deux branches les plus courtes. Ainsi, la quantité de phéromone présente sur le plus court chemin est relativement plus importante que celle présente sur le chemin le plus long. En sachant qu'une piste présentant une plus grande concentration en phéromone est plus attirante pour les fourmis, elle aura une plus grande probabilité d'être choisie. Le chemin le plus court sera renforcé par les passages successifs et deviendra à terme la piste emprunté par la majorité des insectes [27].

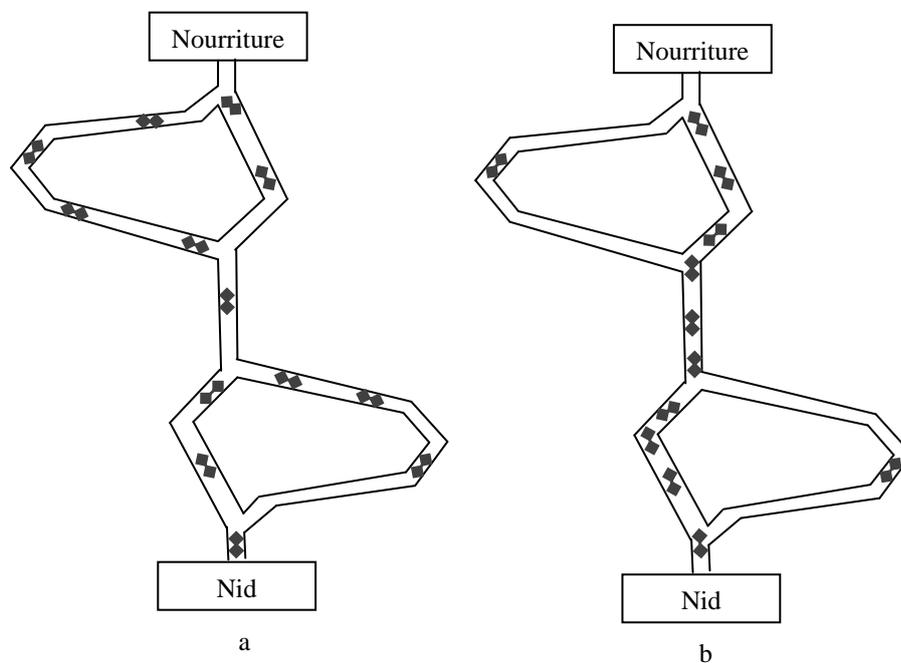


Fig. II. 3 : Expérience de sélection des branches les plus courtes par une colonie de fourmis [25]: (a) au début de l'expérience, (b) à la fin de l'expérience

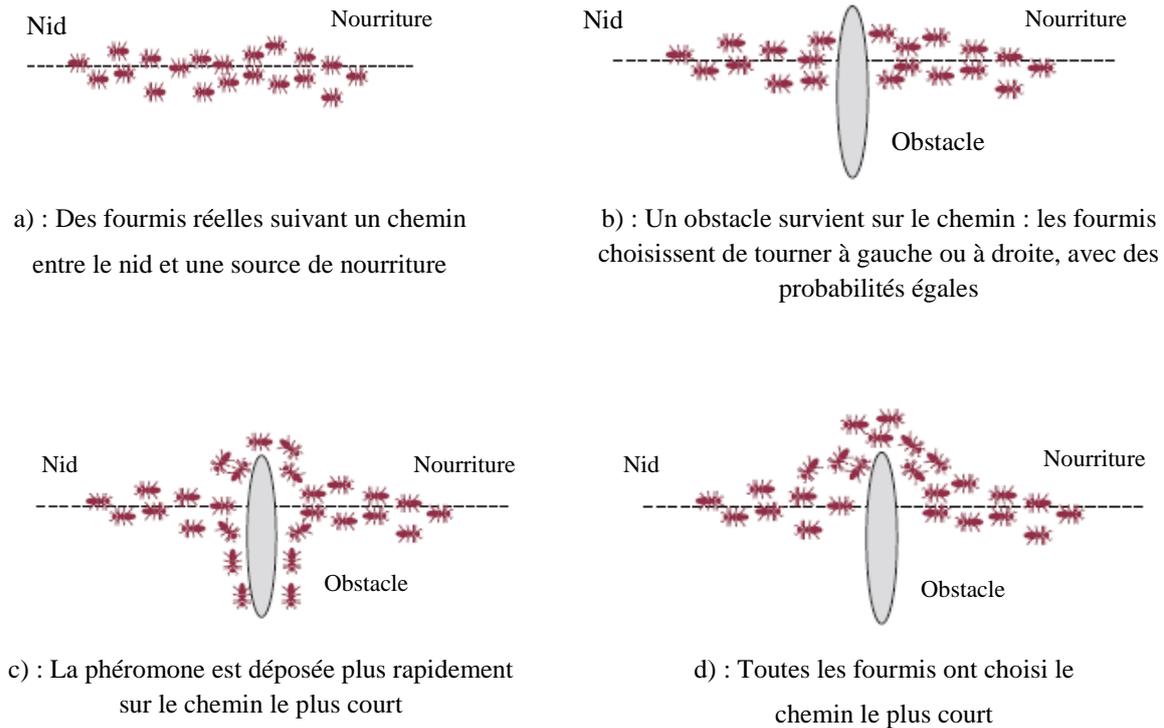


Fig. II. 4 : Illustration de la capacité des fourmis à chercher de la nourriture en minimisant leur parcours [31]: (a) Recherche sans obstacle, (b) Apparition d'un obstacle, (c) Recherche du chemin optimal, (d) Chemin optimal trouvé

Une autre expérience qui illustre l'intelligence collective des fourmis concerne la coupure d'une piste de phéromone, voir la figure (II.4). On suppose que les fourmis suivent une piste de phéromones sur laquelle est déposé un obstacle. Les fourmis choisissent alors de contourner l'obstacle par la gauche ou par la droite. Dans la mesure où aucun marquage n'existe autour de l'obstacle, les fourmis partiront à gauche ou à droite dans les mêmes proportions. Le chemin de droite étant plus court que celui de gauche, les fourmis qui l'empruntent, retrouveront plus vite la piste de phéromone déjà existante. À partir de ce moment, les fourmis qui arriveront devant l'obstacle préféreront suivre la piste de droite. Le nombre de fourmis passant par la droite augmentera proportionnellement avec la concentration de phéromones. De plus, l'évaporation des phéromones sera plus rapide sur la piste de gauche du fait de sa plus grande longueur. Elle sera moins imprégnée et les fourmis suivront la piste la plus courte.

Ces deux exemples montrent que le choix des fourmis s'oriente selon un mécanisme d'amplification des quantités de phéromones. Cependant, dans le cas où une grande quantité de phéromone est déposée sur les longues branches, dès le début de l'expérience, il est possible que la colonie ne retrouve pas le chemin le plus court [27].

L'optimisation par essaim de particules (OEP) est une technique d'optimisation parallèle développée par Kennedy et Eberhart (Kennedy et Eberhart, 1995) [78]. Le principe de la méthode provient analogiquement avec les comportements collectifs d'animaux [10], tels que les nuées d'oiseaux et les bancs de poissons [33]. L'optimisation par essaims particulaires (OEP) est classée dans les techniques d'optimisation stochastiques à population [31]. Chaque particule ne connaît que la position et la vitesse de ses voisins. Mais le groupe est capable de mouvements plus complexes tels que l'évitement d'obstacles [29]. Des règles simples, telles que « aller dans une même direction » ou « rester proche de ses voisins », suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim, et permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs [33]. On peut par exemple observer qu'un banc de poissons est capable d'éviter un prédateur : d'abord en se divisant en deux groupes, puis en reformant le banc original (voir figure II.5), tout en maintenant la cohésion du banc [25].

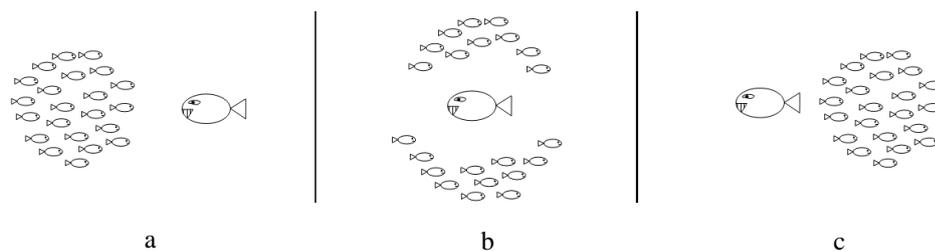


Fig. II.5 : Schéma de l'évitement d'un prédateur par un banc de poissons. (a) le banc forme un seul groupe, (b) les individus évitent le prédateur en formant une structure en "fontaine", (c) le banc se reforme.

Pour traduire ces capacités, les particules sont assimilées à des vecteurs (position et vitesse) se déplaçant dans l'espace de recherche. A chaque pas de l'algorithme, les particules se déplacent en fonction de leur position courante, de leur vitesse et direction au pas précédent, de l'historique de leurs déplacements (meilleure position connue) et enfin du comportement de leurs voisins (meilleure position des voisins). Le déplacement des particules comprend donc une part de comportement individuel et une composante « sociale » dépendant du voisinage. Le rapport entre le comportement social et le comportement individuel permet de maîtriser la dispersion des particules dans l'espace de recherche. La vitesse d'une particule est affectée d'un coefficient d'inertie qui permet de contrôler la convergence de l'algorithme et de régler le compromis entre la diversification et l'intensification de la recherche dans une zone précise [29].

L'algorithme OEP classique peut être décrit sous forme vectorielle de la façon suivante [78]:

$$\vec{v}_{t+1} = \vec{a} * \vec{v}_t + \vec{b}_1 * \vec{r}_1 * (\vec{p}_1 - \vec{x}_t) + \vec{b}_2 * \vec{r}_2 * (\vec{p}_2 - \vec{x}_t) \quad (\text{II. 41})$$

$$\vec{x}_{t+1} = \vec{c} * \vec{x}_t + \vec{d} * \vec{v}_{t+1} \quad (\text{II. 42})$$

A l'itération $t + 1$, la vitesse v_{t+1} d'une particule est modifiée à partir de sa valeur courante, affectée d'un coefficient d'inertie α , et de deux forces qui attirent la particule vers sa propre meilleure position passée p_1 et la meilleure position de tout l'essaim p_2 . L'intensité de l'attraction est donnée par les coefficients b_1 et b_2 . La position de la particule x_{t+1} est modifiée à partir de la position courante et de la nouvelle vitesse calculée v_{t+1} , affectées des coefficients c et respectivement d . L'expérience montre qu'une bonne exploration du domaine de recherche est obtenue en introduisant les nombres aléatoires r_1 et r_2 , en général avec une répartition uniforme entre 0 et 1.

A la fin les méta-heuristiques les plus connues sont :

- Les algorithmes évolutionnistes, parmi lesquels : [25, 32, 33, 34 79]
 - les stratégies d'évolution.
 - les algorithmes génétiques.
 - La programmation évolutionnaire.
 - les algorithmes à estimation de distribution.
 - les systèmes immunitaires artificiels.
 - etc.
- le recuit simulé.
- les algorithmes de colonies de fourmis.
- Les algorithmes d'optimisation par essaims particulaires.
- la recherche avec tabous.
- Méthodes de descente.
- etc.

Remarque :

Le choix de la méthode d'optimisation doit être choisi en fonction du problème à traiter [40].

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté brièvement quelques méthodes d'optimisation, classiques et méta heuristiques et le principe de fonctionnement (optimisation) de chaque méthode.

Comparer les méthodes de méta-heuristiques entre elles n'est pas une chose facile. Toutefois, il n'existe pas de méthodes de recherche qui soit véritablement plus performante qu'une autre sur l'ensemble des problèmes.

Parmi les méthodes méta-heuristiques, on a cité la méthode d'algorithme génétique sans aucune description ou définition. Dans le chapitre suivant, nous présenterons cette méthode en détail.

Chapitre III

Méthode d'algorithme génétique

III.1 Introduction

Nous présentons en détail dans ce chapitre une technique d'optimisation basée sur les algorithmes génétique (AG) et une application de cette technique pour la résolution du problème du dispatching économique sous des contraintes égalité et inégalité. Pour vérifier l'efficacité de cette méthode, on va comparer ses résultats avec les résultats de Mat power (Mat power est créé par Ray Zimmerman et Deqiang Gan de PSERC de l'Université de Cornell sous la direction de Robert Thomas [36].).

III.2 Principe d'algorithme génétique

Les algorithmes génétiques tentent de simuler le processus d'évolution naturelle suivant le modèle darwinien dans un environnement donné. Ils utilisent un vocabulaire similaire à celui de la génétique naturelle. Cependant, les processus naturels auxquels ils font référence sont beaucoup plus complexes. On parlera ainsi d'individu dans une population. L'individu est représenté par un chromosome constitué de gènes qui contiennent les caractères héréditaires de l'individu. Les principes de sélection, de croisement, de mutation s'inspirent des processus naturels de même nom. Pour un problème d'optimisation donné, un individu représente un point de l'espace d'états, une solution potentielle. On lui associe la valeur du critère à optimiser, son adaptation. On génère ensuite de façon itérative (figure III.1) des populations d'individus sur lesquelles on applique des processus de sélection, de croisement et de mutation. La sélection a pour but de favoriser les meilleurs éléments de la population pour le critère considéré (les mieux adaptés), le croisement et la mutation assurent l'exploration de l'espace d'états [75].

On commence par générer une population aléatoire d'individus. Pour passer d'une génération k à la génération $k+1$, les opérations suivantes sont effectuées. Dans un premier temps, la population est reproduite par sélection où les bons individus se reproduisent mieux que les mauvais. Ensuite, on applique un croisement aux paires d'individus (les parents) d'une certaine proportion de la population (probabilité P_C , généralement autour de 0.6) pour en produire des nouveaux (les enfants). Un opérateur de mutation est également appliqué à une certaine proportion de la population (probabilité P_m , généralement très inférieure à P_C). Enfin, les nouveaux individus sont évalués et intégrés à la population de la génération suivante [75].

Plusieurs critères d'arrêt de l'algorithme sont possibles : le nombre de générations peut être fixé a priori (temps constant) ou l'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus

suffisamment rapidement. Pour utiliser un algorithme génétique sur un problème d'optimisation on doit donc disposer d'un principe de codage des individus, d'un mécanisme de génération de la population initiale et d'opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations et d'explorer l'espace de recherche [75].

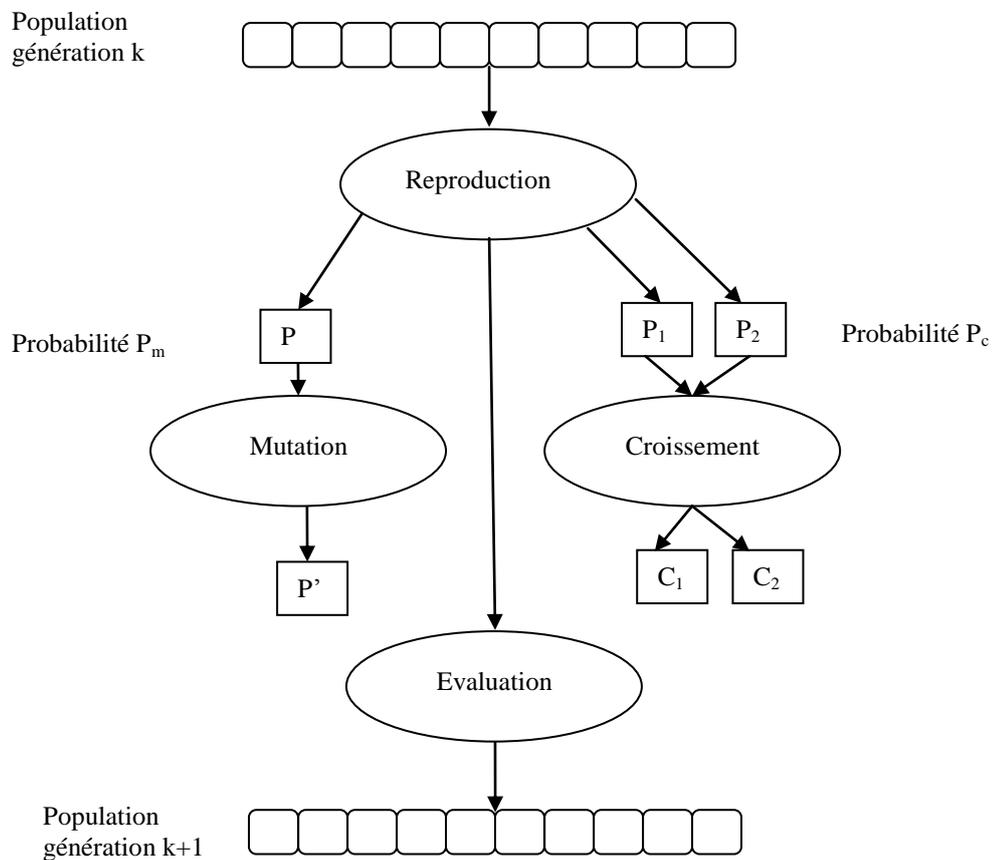


Fig.III.1: Principe général des algorithmes génétiques

III.2.1 Codage

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un AG : c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population, de manière à imiter la transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n [56].

III.2.1.1 Codage binaire

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

fondements théoriques (théorie sur les schémas). Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients :

1. Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les AG basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances comme le montre Michalewicz (Michalewicz, 1992).
2. La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale.

III.2.1.2 Codage réel

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n)$, on peut utiliser tout simplement un chromosome ch contenant les n variables : Avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel). Les résultats donnés par Michalewicz (Michalewicz, 1992) montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution.

$$ch : \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline x_1 & x_2 & \dots & \dots & x_{n-1} & x_n \\ \hline \end{array}$$

III.2.1.3 Codage en base n

Dans ce type de codage, les gènes constituant un chromosome sont des chiffres exprimés dans une base de numération n , ce qui permet de représenter n valeurs discrètes. L'AG démarre avec une population composée de N individus dans le codage retenu. Le choix des individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace de recherche est totalement inconnue, il est intéressant que la population soit répartie sur tout l'espace de recherche. Si par contre des informations a priori sur le problème sont disponibles, il paraît évident de générer les individus dans un espace particulier afin d'accélérer la convergence. Disposant d'une population initiale souvent non homogène, la diversité de la population doit être

entretenue aux cours des générations afin d'explorer le plus largement possible l'espace de recherche. C'est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation.

III.2.2 Population initiale

La création de la population initiale d'individus est une opération importante de l'algorithme génétique.

L'efficacité de la recherche dépend de la diversité génétique des individus de cette première population. Nous présentons les trois méthodes développées pour la création de la population initiale [35].

III.2.2.1 Population aléatoire

Cette méthode, décrite à l'origine par Goldberg 97, consiste à construire les chromosomes des individus de la population initiale de façon totalement aléatoire. Cette solution permet d'obtenir une population initiale ayant une grande diversité génétique. Mais ceci nécessite d'avoir une taille de population assez importante pour espérer avoir une distribution (pratiquement) uniforme de points dans l'espace de recherche.

Les différents bits du code génétique d'un individu sont déterminés de manière équiprobable.

Cette opération est répétée jusqu'à atteindre la taille du chromosome, somme de la taille des gènes qu'il contient. Nous construisons ainsi autant d'individus qu'il est nécessaire pour former la population initiale.

III.2.2.2 Solution approchée

Cette deuxième possibilité d'initier une population est contraire au principe qui veut que la population initiale représente la plus grande diversité génétique possible. Nous connaissons parfois une solution approchée à un problème, solution qui peut provenir par exemple, d'un précédent calcul de minimisation. Il devient donc inutile de chercher une solution dans des régions potentiellement mauvaises de l'espace de recherche. La finalité de cette démarche est donc de créer une population d'individus localisés dans une région de l'espace de recherche et de trouver la solution optimale près de ces points. Une solution possible serait de restreindre le domaine de variation de chaque variable du problème et de générer une population aléatoire dans cet espace de recherche. Cette solution ne peut être satisfaisante car l'exploration de l'espace est elle-aussi limitée.

La méthode que nous proposons consiste à coder la solution approchée au problème dans le chromosome d'un individu. Les autres individus de la population initiale sont générés par une légère mutation des gènes de ce premier individu. Nous construisons de cette manière une population d'individus localisés autour d'un point tout en s'assurant de l'exploration de l'espace de recherche en entier.

III.2.2.3 Sauvegarde de la population

Durant le processus de minimisation, un fichier de sauvegarde est créé à intervalles réguliers. Ce fichier contient la population en cours d'existence au moment de la sauvegarde. Il suffit alors d'indiquer le nom du fichier de sauvegarde pour reprendre une minimisation à partir de la population sauvegardée.

III.2.3 La fonction d'évaluation

Elle prend en argument l'individu et lui associe un coût de performance. Cette fonction doit guider l'algorithme vers l'optimum en réalisant implicitement une pression de sélection dans cette direction. De plus, l'efficacité d'un AG s'appuie pour une grande part, sur la qualité de cette fonction. La mise au point d'une bonne fonction d'adaptation doit respecter plusieurs critères qui se rapportent à sa complexité et à la satisfaction des contraintes du problème. Lorsque la fonction d'adaptation apparaît excessivement complexe, consommant une importante puissance de calcul, la recherche d'une approximation plus simple est souhaitable [15].

III.2.4 Reproduction

La reproduction joue un rôle fondamental pour le passage d'une génération à une autre. Elle représente un cycle de l'algorithme génétique. Elle se fait en appliquant des opérations génétiques qui simulent les processus naturels appliqués par la nature aux espèces biologiques vivantes [48].

III.2.5 Sélection [10]

Une fois réalisée l'évaluation de la génération, on opère une sélection à partir des valeurs d'adaptation. Seuls les individus passant l'épreuve de sélection peuvent se reproduire. Notons que les étapes de sélection et de remplacement sont indépendantes de l'espace de recherche.

On distingue deux types de sélection :

- **La sélection déterministe** : Seuls les meilleurs individus seront toujours sélectionnés, les autres sont totalement écartés.
- **La sélection stochastique** : Les meilleurs individus sont toujours favorisés mais de manière stochastique ce qui laisse une chance aux individus moins adaptés pour participer à former la prochaine génération.

Pratiquement, il y a plusieurs techniques de sélection parmi lesquelles on cite :

- **Sélection par élitisme** : Les individus de la population sont triés selon leurs valeurs d'adaptation. Seuls les premiers individus de la moitié supérieure de la population seront sélectionnés pour se reproduire. La variance de cette technique est nulle mais en revanche la pression de sélection est très élevée. En effet, les chromosomes faibles n'ont en principe aucune chance pour être sélectionnés contrairement à ceux forts qui sont toujours sélectionnés.
- **Sélection par tirage de roulette** : Imaginons une roulette divisée en cases, similaire à une roulette de fortune, chaque case correspond à un individu et dont la taille dépend de son adaptation à son environnement. On lance la roulette puis on sélectionne l'individu possédant la case où elle est tombée. Le processus sera répété autant de fois qu'il y a d'individus à sélectionner. Il est clair que cette technique présente une forte variance : avec un peu de malchance, les individus très mauvais peuvent être choisis autant de fois qu'il y a de places pour passer à la génération suivante et de même, il se peut qu'aucun des bons individus ne soit sélectionné.

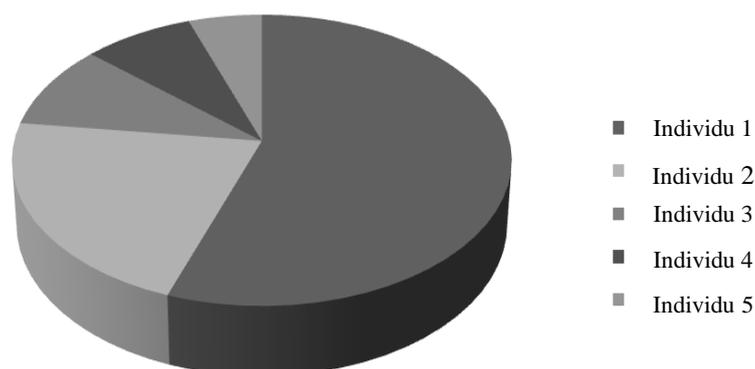


Fig.III.2 : Tirage par roulette

- **Sélection par tournois** : Deux individus sont choisis au hasard pour se combattre, un et un seul entre eux soit le gagnant (en comparant leurs valeurs d'adaptation) pour pouvoir participer à la reproduction. On répète le processus autant de fois qu'il y a d'individus à sélectionner. On peut également généraliser cette technique pour n individus. La

variance de cette technique est élevée. En effet, on peut accorder plus ou moins de chance aux individus peu adaptés. Si par exemple le nombre de participants est assez grand, un individu faible sera, presque toujours, sûrement écarté. Pour combler cette insuffisance, il est possible de compter sur un mécanisme stochastique en introduisant un facteur de probabilité le plus souvent compris entre 0.5 et 1 selon lequel les individus les plus adaptés seront acceptés, ceci permet de contrôler la pression de sélection si nécessaire.

- **Sélection uniforme** : La sélection se fait sans intervention de la valeur d'adaptation. Chaque individu a donc une probabilité de $1/P$ pour être sélectionné, P étant le nombre d'individus de la population. La variance de cette technique est très forte : avec un peu de malchance, il sera possible que l'ensemble de la population ne contienne que des individus très mauvais.

III.2.6 Croisement [11]

L'évolution de la population à chaque itération (génération) est obtenue à partir du principe darwinien de la sélection des meilleurs individus pour la phase de reproduction. Ce mécanisme est basé sur la fonction d'aptitude, pour cette raison, la fonction d'aptitude est aussi appelée "habilité à survivre". Typiquement, les individus les meilleurs adaptés ont plus de chances d'être sélectionnés et de participer au croisement.

Le croisement est un opérateur essentiel car il permet l'échange du matériel génétique entre 2 individus de bonne qualité dans le but d'obtenir un ou deux nouveau(x) individu(s) appelé(s) enfant(s). Le croisement entre deux individus sélectionnés peut être un croisement à 1 point que nous illustrons dans la figure (III.3) Ce croisement à 1 point suit le mécanisme [Holland, 1975] :

- Partition des individus des parents selon un critère de croisement aléatoire.
- Combinaison croisée des parties d'individus des parents pour obtenir deux nouvelles solutions (enfants).

Il existe d'autres façons d'appliquer le croisement :

- Le croisement à 2-points, où les individus (parents) sélectionnés sont coupés en deux points. Chaque point de coupure est choisi de manière aléatoire et les parties centrales des deux parents sont échangés (Voir figure III.4).
- Le croisement à n-points est une généralisation du mécanisme de croisement à 2 points.

- Le croisement uniforme utilise une chaîne de bits (masque) générée de manière aléatoire qui est de la même longueur que les individus. Les gènes des individus sont échangés selon cette chaîne aléatoire (Voir figure III.5).

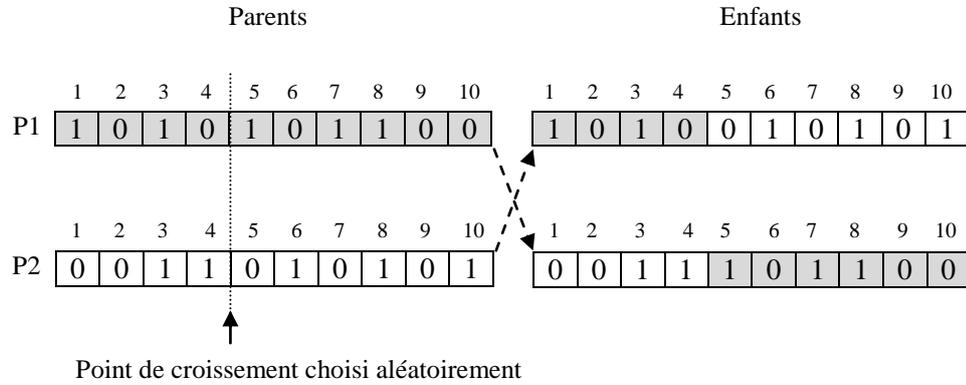


Fig.III.3: Exemple de croisement à 1 point

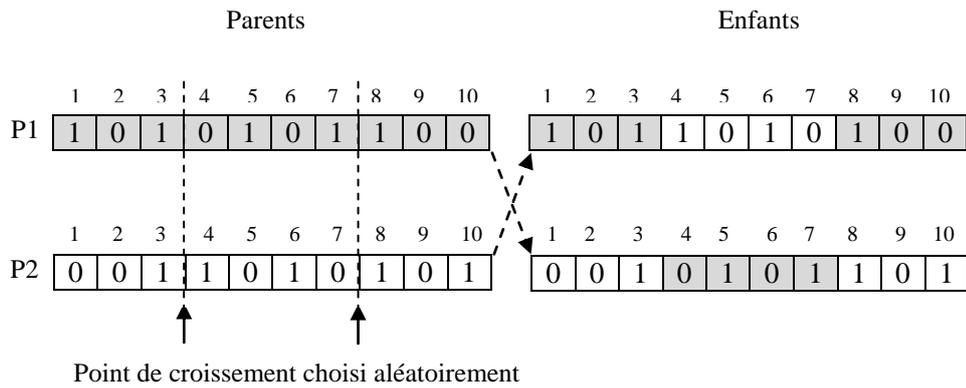


Fig.III.4 : Exemple de croisement en 2 point

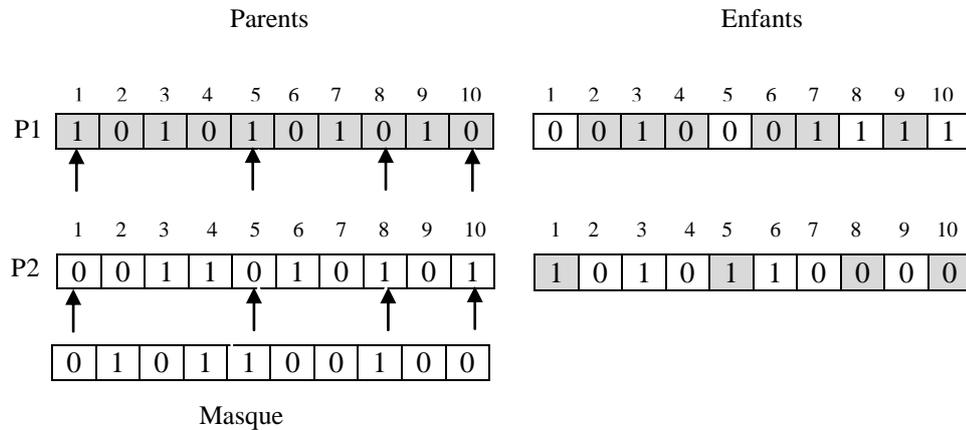


Fig.III.5: Exemple de croisement uniforme

III.2.7 Mutation [12] [18]

L'opérateur de mutation est appliqué, avec une certaine probabilité P_m , aux individus issus du croisement. La mutation la plus classique consiste à sélectionner aléatoirement un gène du chromosome d'un individu et à modifier sa valeur.

La probabilité de mutation P_m : Ce taux est généralement faible (entre 0.5% et 1%), puisqu'un taux élevé risque de conduire à une solution sous optimale.

III.2.8 Critère d'arrêt [08]

Les étapes d'évaluation reproduction/sélection sont appliquées d'une manière itérative sur la population, jusqu'à satisfaction d'une condition Fin ; cette condition est soit un nombre maximum de générations, soit une valeur de fitness minimale, soit une convergence vers la meilleure solution.

Au cours de son évaluation, la population tend à converger, c.-à-d., que les individus tendent à se ressembler de plus en plus. Quand la population s'est uniformisée en grande partie, les individus fournissent une bonne approximation d'un optimum du problème. Si cet optimum n'est pas toujours l'optimum global, c'est généralement un optimum local proche (en qualité) de celui-ci.

III.2.9 Organigramme [13]

Le principe de fonctionnement d'un algorithme génétique est représenté par le schéma de la figure (III.6).

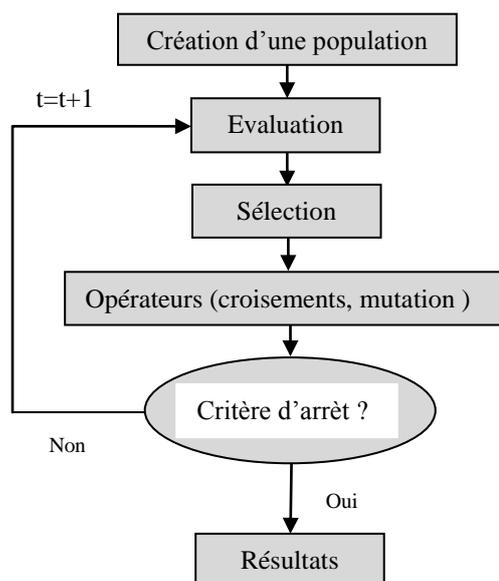


Fig.III.6 : Schéma de principe d'un algorithme génétique

III.3 Les avantages des algorithmes génétiques

Parmi les avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons mentionner [71] :

- La généralité de la méthode applicable aussi bien aux problèmes continus qu'aux problèmes discrets ou mixtes.
- Ils n'utilisent que la valeur de la fonction objectif (et non pas sa dérivée ou un calcul intermédiaire).
- Les éventuelles discontinuités de la fonction objectif ont peu d'effet sur la convergence de ces algorithmes.
- Ils se laissent difficilement piéger par des optima locaux .
- Ils peuvent traiter un grand nombre de paramètres, et sont très bien adaptés au calcul parallèle.
- Ils peuvent générer une liste de solutions sub-optimales et non une seule solution lorsqu'ils sont associés à une méthode de nichage (Mahfoud, 1995). Cette propriété prend toute son importance dans le contexte de l'optimisation multiobjectif.

III.4 Application de l'AG pour résoudre le problème de dispatching économique (REP)

III.4.1 Model mathématique [17]

Les producteurs d'énergie électrique déterminent expérimentalement les courbes donnant le coût de production de chaque groupe en fonction de la puissance qu'il débite. La fonction associée à ces courbes est un polynôme de degré « n ». En pratique, le plus souvent, elle est présentée sous forme d'un polynôme de deuxième degré :

$$F_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (III. 1)$$

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. C'est pour cette raison qu'on fait appel à des méthodes d'interpolation afin de déterminer les coefficients : a_i , b_i et c_i qui sont propres à chaque unité de production.

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

$$\text{Min} \left\{ F_T = \sum_{i=1}^{n_g} F_i(P_{Gi}) \right\} \quad (\text{III. 2})$$

Sous les contraintes suivantes :

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (\text{III. 3})$$

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \quad (\text{III. 4})$$

Notre réseau à étudier dans la partie de simulation de dispatching économique, est composé de trois unités de production, qui sont les centrales de Skikda, Annaba et Fkirina (Wilaya d'Oum El Bouaghi), alimentant une charge qui est la ville de Constantine [15].

Le tableau (III.1) illustré les paramètres des trois générateurs comme suit :

P_{Gmax}	P_{Gmin}	$a_{(DA/H)}$	$b_{(DA/MWH)}$	$c_{(DA/MW2H)}$
412	10	110	3490	0,0322
280	10	120	4880	0,04
290	10	100	3000	0,0628

Tableau III.1: Paramètres des trois générateurs

Avec puissance de base est égale à 100 [MW]. Les pertes de transmission en fonction des puissances générées sont posées négligeables.

III.4.2 Codage et décodage

Dans cette application, on utilise le codage binaire, les puissances actives générées pg_1 , pg_2 et pg_3 vont être codées comme chaîne de 0 ou 1 avec la longueur de bit de chaque générateur respectivement L_1 , L_2 et L_3 .

$L = L_1 = L_2 = L_3 = 3$ (L_1 , L_2 et L_3 peut être différent) donc les précisions de chaque

générateur Sont :

$$r_i = \frac{(P_{Gimax} - P_{Gimin})}{(2^L - 1)} \quad (\text{III. 5})$$

$$r_1 = \frac{(P_{G1max} - P_{G1min})}{(2^L - 1)} = \frac{(4.12 - 0.10)}{(2^3 - 1)} = 0.5743$$

$$r_2 = \frac{(P_{G2max} - P_{G2min})}{(2^L - 1)} = \frac{(2.80 - 0.10)}{(2^3 - 1)} = 0.3857$$

$$r_2 = \frac{(P_{G2max} - P_{G2min})}{(2^L - 1)} = \frac{(2.90 - 0.10)}{(2^3 - 1)} = 0.4$$

lorsque $L=3$ donc l'espace de recherche sera composée de $2^3 = 8$ individus (chromosomes), cependant le nombre des bits de chaque chromosome est $Ng * L = 9$ sachant que Ng nombre de générateur.

par exemple

P_{G1min} en code binaire est égal à 111 ($L = 3$), le décodage de ce valeur est montrée dessous :

$$P_{G1min} + (2^0 * 1 + 2^1 * 1 + 2^2 * 1)_{\text{décimale}} * r_1 = 0.1 + 7 * 0.5743 = 4.12$$

P_{G1min} en codage binaire est 000 le décodage donc :

$$P_{G1min} + (2^0 * 0 + 2^1 * 0 + 2^2 * 0)_{\text{décimale}} * r_1 = 0.1 + 0 * 0.5743 = 0.1$$

En générale le décodage d'une valeur quelconque des générateur appartenance à l'espace de recherche est présentée à l'équation (III.6).

$$P_{Gi} = P_{Gimin} + (2^0 * b_0 + 2^1 * b_1 + 2^2 * b_2)_{\text{décimale}} * r_i \quad (III.6)$$

Sachant que b est 0 ou 1

III.4. 4 population initial

Nous fixons la population initiale à $Np = 8$ individus, et le nombre des bits d'un seul individu est 9. Tirant les individu aléatoirement de l'espace de recherche, le tableau (III.2) représente la population qui sont tirées.

On remarque que l'espace de recherche est égal à Np (en générale l'espace de recherche supérieure ou égal à Np).

individu	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}
1	0 0 1	0 1 0	1 1 1
2	1 1 1	0 0 0	0 1 1
3	0 1 0	1 0 1	1 0 0
4	0 0 0	0 1 1	1 1 0
5	1 1 0	1 1 0	1 1 1
6	0 1 0	0 0 0	0 1 0
7	1 0 1	0 1 1	0 0 1
8	0 1 0	0 1 1	0 0 1

Tableau III.2 : Population initiale

III.4.5 Evaluation et sélection

La fonction d'évaluation (fitness) dans cette optimisation est un fonction objective F où :

$$F = F(P_{G1}) + F(P_{G2}) + F(P_{G3}) , F \text{ est un fonction des coûts totale.}$$

après l' excutions de programme on obtient N_p valeurs de coûts totale . Les resultats obtenues sont classés dans le tableau (III.3) d'une façon croissante. Après la division de $N_p/2$, on garde le premier demi de la population et on élimine les autres.

indi	F(DA/h) *10 ⁶	Population initial enciens	F(DA/h) *10 ⁶	Population initial nouveau
1	2.170	0 0 1 0 1 0 1 1 1	2.150	1 1 1 0 0 0 0 1 1
2	2.150	1 1 1 0 0 0 0 1 1	2.164	0 1 0 0 0 0 0 1 0
3	2.316	0 1 0 1 0 1 1 0 0	2.170	0 0 1 0 1 0 1 1 1
4	2.218	0 0 0 0 1 1 1 1 0	2.218	0 0 0 0 1 1 1 1 0
5	2.252	1 1 0 1 1 0 1 1 1	2.252	1 1 0 1 1 0 1 1 1
6	2.164	0 1 0 0 0 0 0 1 0	2.283	1 0 1 0 1 1 0 0 1
7	2.283	1 0 1 0 1 1 0 0 1	2.283	0 1 0 0 1 1 0 0 1
8	2.283	0 1 0 0 1 1 0 0 1	2.316	0 1 0 1 0 1 1 0 0

Tableau III.3 : Présentée la population sélectionnée

III.4.6 Croissement

Les parents et les points de croisement sont sélectionnés au hasard du population qui contient de $N_p/2$ individus. La probabilité des individus peut être croisé sont :

Parents(parent1,parent2) ={(1,1) , (1,2) , (1,3), (1,4), (2,1) ,(2,2), (2,3) , (2,4) , (3,1), (3,2) , (3,3) ,(3,4), (4,1) ,(4,2) ,(4,3) ,(4,4) }.

Dans la génération initiale, les parents sont parent (1.1) et parent (1.2) au point de croisement respectivement 7 et 5. Les enfants qui résultent, remplacent les individus éliminés. Le tableau (III.4) représente cette population après le croisement.

indiv	avant le croisement	après le croisement
1	1 1 1 0 0 0 0 1 1	1 1 1 0 0 0 0 1 1
2	0 1 0 0 0 0 0 1 0	0 1 0 0 0 0 0 1 0
3	0 0 1 0 1 0 1 1 1	0 0 1 0 1 0 1 1 1
4	0 0 0 0 1 1 1 1 0	0 0 0 0 1 1 1 1 0
5	<u>1 1 0 1 1 0 1 1 1</u>	1 1 1 0 0 0 0 1 1
6	<u>1 0 1 0 1 1 0 0 1</u>	1 1 1 0 0 0 0 1 1
7	<u>0 1 0 0 1 1 0 0 1</u>	1 1 1 0 0 0 0 1 0
8	<u>0 1 0 1 0 1 1 0 0</u>	0 1 0 0 0 0 0 1 1

Tableaux III.4 : Population avant et après le croisement

III.4. 6 Mutation

On va faire une inversion aléatoire de quelque bit de la population après le croisement, soit le coefficient de mutation $p_m=0.15$ donc le nombre des points qui inversés sont : $0.15*N_g*N_p = 3.6 \approx 4$. Le tableau (III.5) présente une nouvelle population que l'on obtient après le mutation.

indiv	avant la mutation	après la mutation
1	1 1 1 0 0 0 0 1 1	1 1 1 0 0 0 0 1 1
2	0 1 0 0 0 0 0 1 0	0 <u>0</u> 0 0 0 0 0 1 0
3	0 0 1 0 1 0 1 1 1	0 0 1 0 1 0 1 1 1

4	0 0 0 0 1 1 1 1 0	0 0 0 0 1 1 0 <u>1</u> 0
5	1 1 1 0 0 0 0 1 1	1 1 1 0 0 <u>1</u> 0 1 1
6	1 1 1 0 0 0 0 1 1	1 1 1 0 0 0 0 1 1
7	1 1 1 0 0 0 0 1 0	1 1 1 0 0 0 0 1 0
8	0 1 0 0 0 0 0 1 1	0 1 0 0 0 <u>1</u> 0 1 1

Tableau III.5 : La population de génération initial après la mutation

Les points inversés sont : Population (ligne, colonne) = population (2,2), population (8,6), population (5,6), population (4,7).

Nous devons recommencer les étapes après le sélection jusqu'à l'arrive à le critère d'arrêt qui satisfait.

Dans la génération initiale le minimum de coût est égal à 2.1502×10^6 (DA/h) , avant 5 génération. Le coût optimal passe de cette valeur à 2.09850×10^6 (DA/h) ,la figure III.7 présente le coût optimale en fonction de génération. Ce qui montre l'efficacité de cet algorithme.

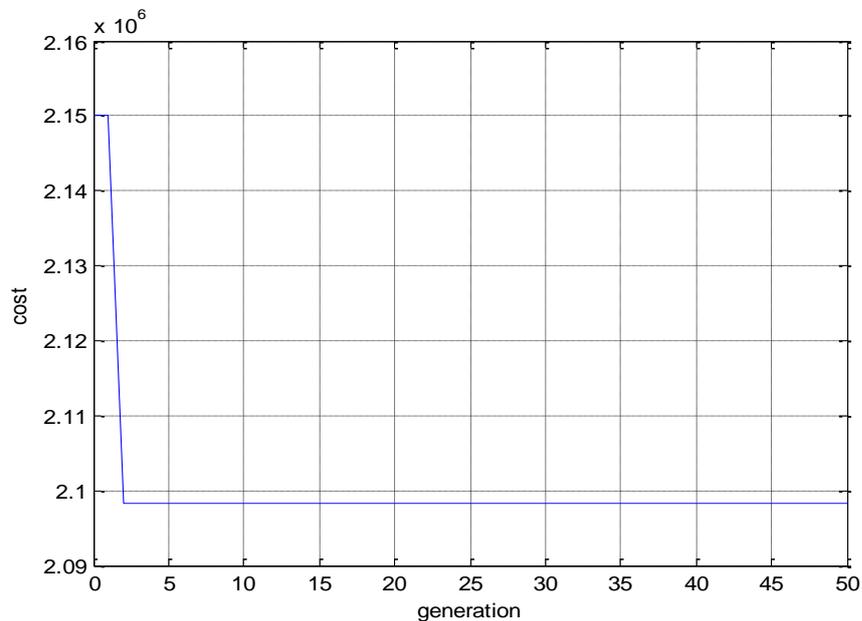


Fig.III.7 : Coût total en fonction de génération.

III.4.7 Test de la méthode AG sur le réseau IEEE 30 bus

La méthode d'optimisation par algorithme génétique est testée sur le réseau IEEE 30 bus. Ce

réseau électrique est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres $n=^{\circ} 1, 2, 13, 22,23, \text{ et } 27$) injectant leurs puissances à un système alimentant 20 charges à travers 41 lignes de transport. La tension de base pour chaque jeu de barres est de 135 kV. Pour le Coefficients de coût des 6 générateurs et les données de cette réseau, voir l'Annexe A(les tableaux A.1, A.2 et A.3). La comparaison des résultats entre AG et MP (puissance active, le coût et les pertes de puissances) sont montrés dans le tableau (III.6).

	AG	MP
$P_{G_1} (MW)$	43.077	41.54
$P_{G_2} (MW)$	61.935	55.40
$P_{G_3} (MW)$	22.581	16.20
$P_{G_4} (MW)$	31.935	22.74
$P_{G_5} (MW)$	18.387	16.27
$P_{G_6} (MW)$	14.194	39.91
Puissance demandé (MW)	189.2	189.2
Pertes actives (MW)	2.910	2.861
Coût de Génération (\$/hr)	576.720	576.89

Tableau III.6 : Comparaison des résultats obtenus par AG et MP pour le réseau IEEE 30 bus

Le coût total de production et les pertes de puissance trouvés par la méthode AG qui vaut à (576.720\$/h et 2.910MW) sont très proche par rapport à ceux trouvés par les méthodes de mat power (576.89\$/h, 2.861MW). Les puissances générées par les différentes centrales sont tous dans leurs limites admissibles.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détail les mécanismes des méthodes d'algorithme génétique pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance. Les résultats de l'application de ce méthodes sur le réseau test IEEE 30 bus sont satisfaisants comparés avec ceux trouvés par la méthode mat power. Donc la méthode d'algorithme génétique est bien adaptée à la détermination de valeur optimale de puissance générée par le centrale électrique pour avoir le minimum coût possible.

Chapitre IV

Echange d'énergie électrique

IV.1 Introduction

Le marché de l'électricité est un marché assez différent de ceux auxquels le consommateur est habitué. Dans la représentation classique du marché des biens, plusieurs producteurs sont en concurrence pour vendre leurs produits (par des grossistes ou directement) à des chaînes de distribution ou à des commerçants qui les revendent ensuite à des consommateurs. Il y a donc une cascade de ventes successives. Cela n'est pas possible pour l'électricité car elle ne se stocke pas.

Il faut, minute par minute, « approvisionner » le réseau électrique en quantité égale à ce que les utilisateurs « consomment » à l'autre bout (dans le langage des électriciens, on parle « d'injections » et de « soutirages » d'électricité). Il y a un problème permanent d'équilibrage du réseau, équilibrage qui doit être anticipé pour éviter toute coupure. Cela implique qu'il y ait un acteur unique qui gère le réseau, en planifie et en assure l'équilibre. Tant qu'un opérateur transportait et distribuait l'électricité qu'il produisait pour l'essentiel, ce problème était résolu par lui seul. Mais le fonctionnement du marché de l'électricité a été profondément transformé par l'ouverture du marché à la concurrence [61].

IV.2 La chaîne de fourniture d'électricité

Le marché de l'électricité peut être décomposé en quatre activités qui sont chacune nécessaires pour l'alimentation (trois activités physiques et une commerciale) des clients finals en électricité [61] : la production de l'électricité, le transport de l'électricité, la distribution de l'électricité et la commercialisation de l'électricité.

La fourniture d'électricité a longtemps relevé d'un monopole public qui assurait pratiquement tous les rôles : la production, la commercialisation, l'acheminement et la distribution finale.

IV.3 Libéralisation des marchés

Avant de décrire plus en profondeur les composants et la conduite des réseaux, il est important de présenter les profondes mutations du système électrique afin d'appréhender les problématiques qui en résultent. L'une des plus importantes étant bien sur la libéralisation. Avant la libéralisation, on retrouve un modèle uniforme dans l'organisation des secteurs électriques

européens (figure IV.1). Une seule entité publique ou privée gère pour une zone géographique donnée, la production, le transport et la distribution. Cette fonction consiste en la minimisation des coûts liés tant aux transports qu'à la production d'électricité. Les tarifs sont alors fixés en concertation avec les autorités publiques. Dans ce cadre, l'exploitation, et la conduite des systèmes électriques ont deux finalités différentes : optimisation générale (minimiser le coût de transport et de production) et garantir l'approvisionnement des clients en assurant la sûreté du réseau.

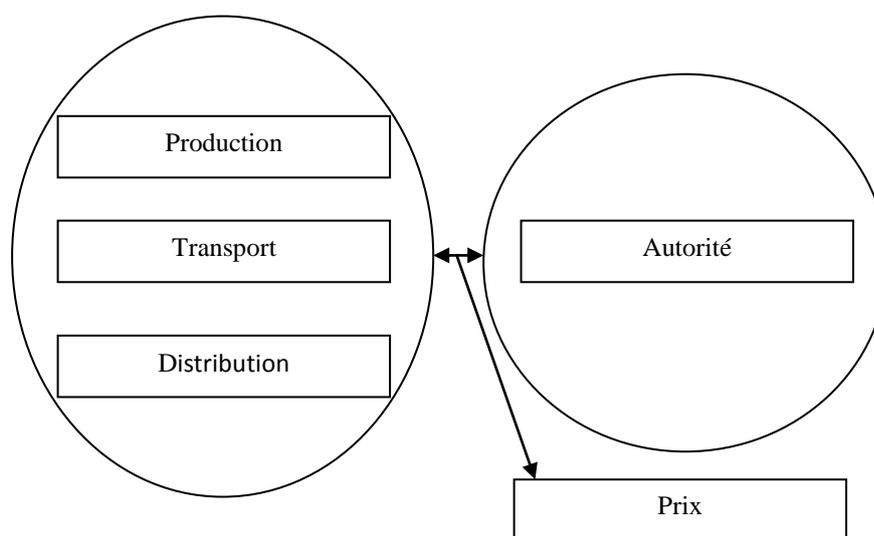


Fig. IV.1 : Organisation historique du marché de l'électricité.

La libéralisation du marché de l'énergie électrique a pour but de créer les conditions de la libre concurrence entre différents acteurs, afin de faire bénéficier au consommateur des meilleures conditions financières. Le premier effet de cette libéralisation a été de casser le monopole. Le réseau de transport et la distribution sont par nature des monopoles. Leur gestion et exploitation doivent se faire afin de garantir la libre concurrence. Il est nécessaire de séparer les activités de transport, de production et de distribution. L'activité de transport est confiée à des GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) tandis que la distribution est confiée aux GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution). Afin de garantir le bon fonctionnement de ces institutions, des organismes de régulation veillent au respect des principes de la libre concurrence [03].

IV.3.1 Les conséquences Avant de la libéralisation

Le prix payé par le consommateur dépendait de la puissance exprimée en kW, souscrite annuellement. Il s'agissait d'un prix unique tout au long de l'année ne prenant pas en compte de ce fait les variations réelles de consommation. Le consommateur achetait un tunnel (figure IV.2).

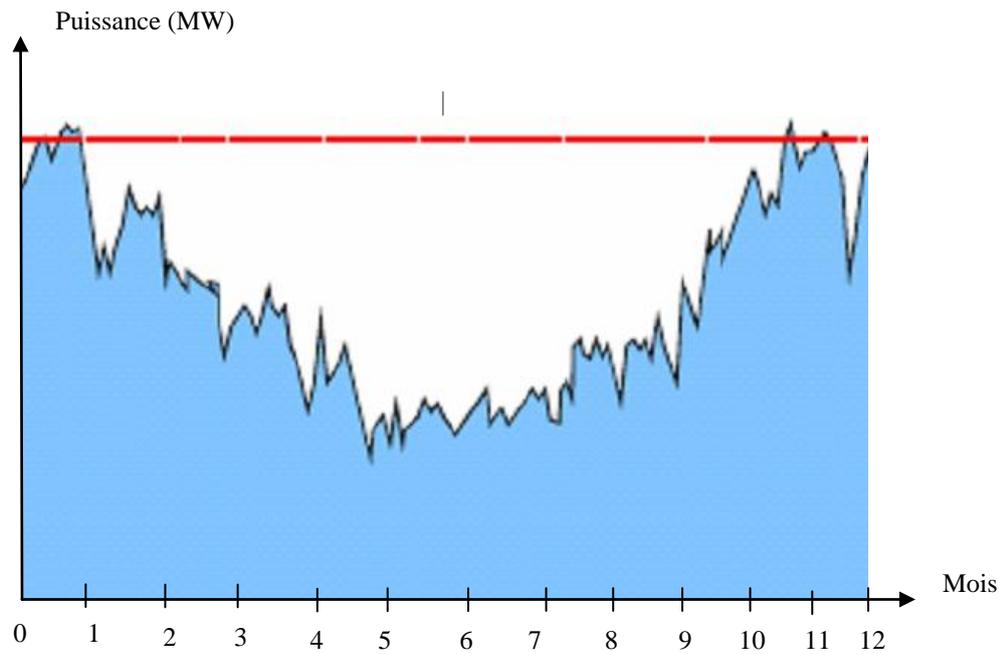


Fig. IV.2 : Tarification avant la libéralisation.

IV.3.2 Les conséquences Après de la libéralisation

Le client éligible peut acheter l'électricité par bloc correspondant à des périodes de l'année (figure IV.3). Lorsque l'achat de blocs pour une période donnée ne suffit pas, le client peut acheter l'électricité qui lui manque sur le marché spot.

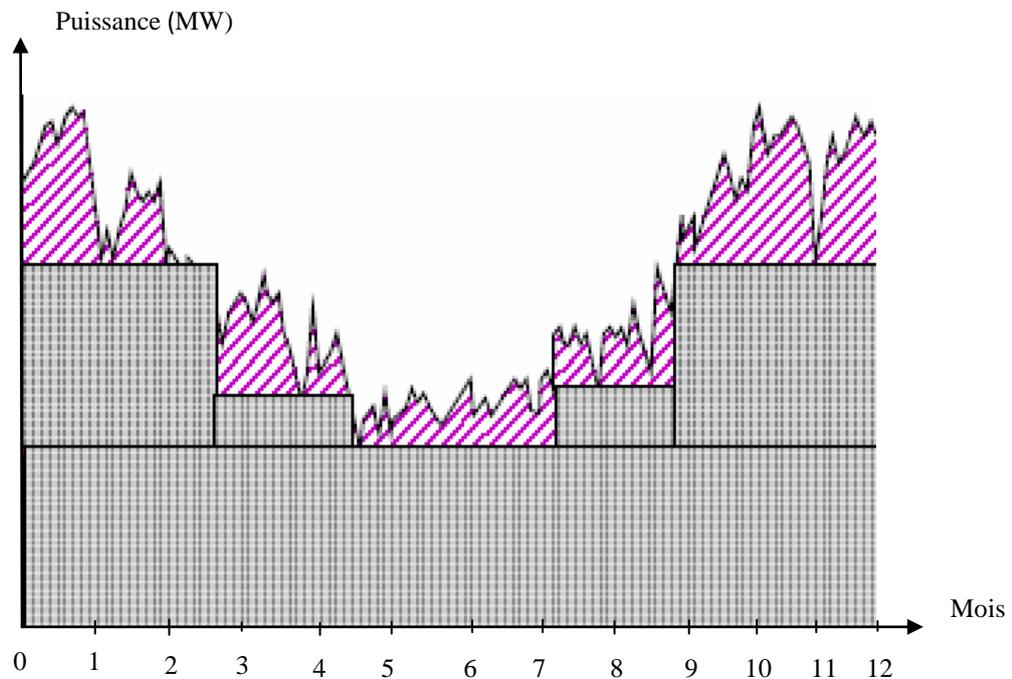


Fig. IV.3 : Tarification après la libéralisation.

IV.4 Les acteurs du marché d'électricité

Le marché de l'électricité est constitué d'intervenants actifs suivant :

IV.4.1 Réseaux de transport et de distribution

A cause d'un phénomène appelé « effet Joule », une partie de la puissance traversant une ligne électrique se dissipe sous forme de chaleur. Etant donné que ces pertes diminuent lorsque la tension de la ligne augmente, le transit de puissance sur des longues distances est assuré à haute voire très haute tension. Ces termes renvoient à une tension généralement supérieure à 150 kV. Les lignes exploitées à ces niveaux de tension définissent le réseau de transport de l'électricité, dont le rôle est de transporter l'énergie à l'échelle nationale et continentale.

Cependant, pour des raisons de sûreté, l'énergie électrique est généralement consommée à des niveaux de tension plus faibles que ceux auxquels elle est transportée. Le réseau acheminant l'énergie au plus près des consommateurs est donc exploité en moyenne et basse tension et se nomme réseau de distribution. Le passage entre les différents niveaux de tension se fait grâce à des transformateurs électriques. La gestion des réseaux de transport et de distribution incombe généralement à des acteurs différents appelés respectivement gestionnaire du réseau de transport (GRT) et gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Le GRT est un acteur central du système électrique responsable de la sûreté du réseau électrique. Il hérite notamment de la responsabilité de garantir l'équilibre entre les injections et les soutirages effectués sur son réseau [58].

Remarque

Avant d'être délivrée à l'utilisateur final par la société de distribution, l'électricité est produite par une société de production et transportée par une société de transport. Il existe donc des transactions commerciales entre les sociétés d'électricité entraînant des facturations de l'une à l'autre pour la fourniture et le transport de l'électricité destinée à un client final. Il se peut aussi que production, transport et distribution soient effectués par la même société ; la facturation entre production et transport et entre transport et distribution n'a alors pas la même importance commerciale et juridique que lorsque les sociétés sont distinctes mais elle reste nécessaire sur le plan de la séparation comptable souvent exigée par la loi et de toute façon nécessaire à une bonne gestion [70].

IV.4.2 Le responsable d'équilibre

Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés auprès du gestionnaire de réseau de transport d'électricité, RTE, à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre électricité injectée et électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (National ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier...). Le périmètre d'équilibre contractuel est constitué par des moyens d'injection (sites physiques de production, achat en bourse ou à d'autres acteurs, importations) et des éléments de soutirage (sites physiques consommateurs, vente en bourse ou à d'autres acteurs) [67].

IV.4.3 Le producteur de l'énergie électrique

Les producteurs d'électricité sont de tailles très hétérogènes : à côté de grandes compagnies exploitant des parcs de production diversifiés (EDF en France, Endesa en Espagne, etc.), on trouve des producteurs indépendants, de petites compagnies de production parfois issues de l'éclatement des anciens monopoles comme en Italie. En effet, selon leur taille et la nature de leur parc de centrales, les producteurs vont gérer directement un portefeuille de clients, et optimiser leur offre de production pour le système électrique en conséquence, ou offrir leur production sur des bourses d'électricité ou à des intermédiaires [77].

IV.4.4 Les fournisseurs

Les fournisseurs d'électricité sont les différentes entreprises qui vendent de l'énergie « au détail » aux consommateurs, énergie qu'ils ont au préalable achetée aux différents producteurs. C'est avec le fournisseur que les clients concluent un contrat de fourniture d'électricité. C'est également lui qui facture l'électricité que les clients ont pu consommer. Parmi les fournisseurs d'électricité, nous retrouvons aujourd'hui deux types d'acteurs, les fournisseurs responsables d'équilibre et les fournisseurs purs. La principale différence entre ces deux types de fournisseurs réside dans le fait que le « responsable d'équilibre » prend à sa charge le surcoût de l'achat d'électricité à un tiers en cas d'absence d'équilibre entre la demande et l'énergie disponible dans son portefeuille [57].

IV.4.5 Les gestionnaires de réseaux de transport

Les gestionnaires des réseaux de transport sont des acteurs importants dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie. Les gestionnaires des réseaux de transport ont d'abord été mis en place pour permettre une ouverture progressive, tout en assurant la sécurité du système électrique et en garantissant un accès non discriminatoire [77].

IV.4.6 Les traders

L'activité de trading offre une alternative à l'approvisionnement en direct auprès des producteurs et des distributeurs. En effet, ses fonctions sont :

- fluidifie le marché.
- permet de déterminer un prix de référence.
- offre l'opportunité aux entreprises non spécialisées dans l'électricité de proposer une offre multi énergie.

Les opérateurs présents sur ce secteur s'associent généralement à des sociétés de négoce de matières premières, ou à des banques auprès.

IV.4.7 La bourse de l'électricité

Structure centralisée permettant la confrontation des offres de vente des producteurs et de la demande des acheteurs (distributeurs, consommateurs industriels, etc...) jusqu'à équilibre production-consommation, équilibre fixant alors un certain prix de marché, égal au prix de la dernière tranche de production appelée [50].

IV.5 Marché d'électricité pour échange international

Le marché de l'électricité pour l'échange international peut être créé, s'il y a seulement la possibilité d'établir l'interconnexion physique entre les différents systèmes électriques. Ils sont incités, s'il y a une diversité des types de production dans les pays membres.

L'interconnexion des réseaux de transport d'électricité permet de faire passer l'énergie d'un pays à un autre avec la récompense de défaillance brutale d'un équipement de production (de petite ou de grande capacité) ou de transport d'électricité en faisant appel aux producteurs et

transporteurs des pays voisins et d'assurer la sécurité du réseau en mutualisant les capacités à plus grande échelle.

Donc nous résumons aux conséquences mutuelles suivant :

- Augmentation de la fiabilité.
- Augmentation de la sûreté d'alimentation.
- Réduction des déficits.
- Réduction de la réserve de chaque système, spécialement si les heures de pointes des différents systèmes ne se produisent pas au même temps.
- Meilleure caractéristique de régulation (car la prise en charge dans le changement de la charge se fait par l'ensemble des unités des deux systèmes).
- Opération davantage plus économique car la réserve est réduite et Le bénéfice est mutuel lors des transactions.

IV.6 Les différents types de marchés de gros

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises) [68].

IV.6.1 Bourse d'électricité (Power Exchange) [60]

Les bourses d'électricité (Power exchange comme Power Next en France, Nord pool en Scandinavie, EEX en Allemagne, ELEXON à Londres) en fonction du type de produit peuvent être divisées en marchés « spot » pour livraison le lendemain et marché «futurs» pour le long terme.

Pour déterminer le prix « spot » pour chaque heure de la journée, la bourse agrège les offres et demandes de tous les participants tout au long des 24 heures. Il existe aussi des contrats conclus à un horizon temporel de quelques mois, pour un prix « futur » qui est fixé lors de la stipulation du contrat. Les volumes échangés à la bourse sont souvent marginaux et occasionnels en Europe continentale; à titre d'exemple, ils représentent environ 10% de la consommation nationale aux Pays-Bas et 4 % en Allemagne. Les pays scandinaves constituent une exception avec un taux d'échange de 35 %.

IV.6.2 Les marchés d'ajustement (Balancing market)

Une bourse caractéristique pour le marché d'électricité est le marché d'ajustement. Il est sous la responsabilité de GRT qui suit, à chaque instant, l'équilibre physique du système. Si la nécessité arrive GRT achète ou vend l'électricité pour balancer l'offre et la demande. Il est le seul qui possède les informations sur les écarts éventuels entre l'offre et la demande alors, il est aussi le seul acteur actif sur ce marché, qui décide effectivement sur la transaction. On peut aussi dire que sur ce marché, on attribue une valeur aux réserves de production qui peuvent être mises en marche pour satisfaire les pics de demande [60].

IV.6.3 Enchères de capacité

La plupart des capacités d'interconnexions entre pays sont attribuées par des enchères de capacité de transport, mentionnées ci-dessus, qui déterminent les prix d'accès aux interconnexions. C'est ici que se trouve un élément de monopole, jusqu'à ce qu'il devienne rentable de construire une deuxième ligne de transmission [60].

IV.6.4 Le marché de gré à gré (OTC)

Les marchés de gré à gré (volontaire) sont des transactions bilatérales entre les acteurs, généralement par l'intermédiaire de courtiers, portant l'électricité livrée sur le réseau exploité par les gestionnaires de réseau de transport (GRT), en base (24h/24 et 7j/7) ou en pointe (12h/24 et 5j/7), pour différentes échéances (J+1, semaines, mois, trimestres, années). Ils représentent l'essentiel des volumes échangés sur le marché de gros.

IV.6.5 Marché obligatoire (pool)

C'est le marché sur lequel toute la production est confrontée, par ordre de mérite économique, à la demande.

IV.7 Comment se déterminent les prix ?

On peut distinguer trois grandes familles de méthodes pour fixer les prix des biens et services en général et les prix de l'électricité en particulier [04].

- prix administrés : Les prix sont fixés par une administration, par une entreprise publique ou par une entreprise privée disposant d'un fort pouvoir de marché, souvent placée sous

le contrôle d'une entité régulatrice. C'est ce qui se passe dans la plupart des pays pour les tarifs de l'électricité vendue aux particuliers qui restent captifs de leur distributeur local. Par nature, ces prix sont publics et proposés pour une durée fixée à l'avance à l'ensemble des acheteurs potentiels.

- Prix contractuels : À l'occasion de chaque transaction, les deux parties négocient le prix de cession de la marchandise selon un protocole prédéterminé ou de façon totalement improvisée. C'est la procédure actuellement suivie par les gros consommateurs d'électricité qui sont autorisés à choisir leur(s) fournisseur(s) et peuvent donc négocier les prix. Chaque prix reste théoriquement secret.
- Prix spot : (prix pratiqués sur le marché négociables la veille pour une livraison le lendemain. Ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisable par GRTE en temps réel). Ce prix d'équilibre est connu de tous car il est payé par chaque acheteur et versé à chaque vendeur.

IV.8 Les modèles des marchés d'électricité

On peut distinguer les deux modèles des marchés suivants :

IV.8.1 Le modèle Poolco

La libéralisation du secteur électrique a entraîné l'émergence de nouveaux marchés et services financiers nécessaires pour faciliter le commerce, dont les fonctions étaient, avant, intégrées dans l'organisation monopolistique. L'organisation de ces marchés (market design) a été étudiée aux Etats-Unis, où, dans les années quatre vingt dix W. Hogan avait créé un modèle nommé « Poolco » qui a servi comme référence pour la construction de marchés concurrentiels dans les pays nordiques et aux Etats-Unis. « Poolco » définit un ensemble de règles concernant le négoce d'électricité. Les producteurs soumettent leurs offres pour différentes périodes, en général pour chaque heure. Toute offre est accompagnée d'un prix représentant le niveau minimum que chaque producteur est prêt à accepter pour chaque période. Le pool centralise l'ensemble des offres et définit un ordre d'efficacité économique. La dernière offre acceptée, nécessaire pour couvrir le niveau de demande, définit le prix du marché [60].

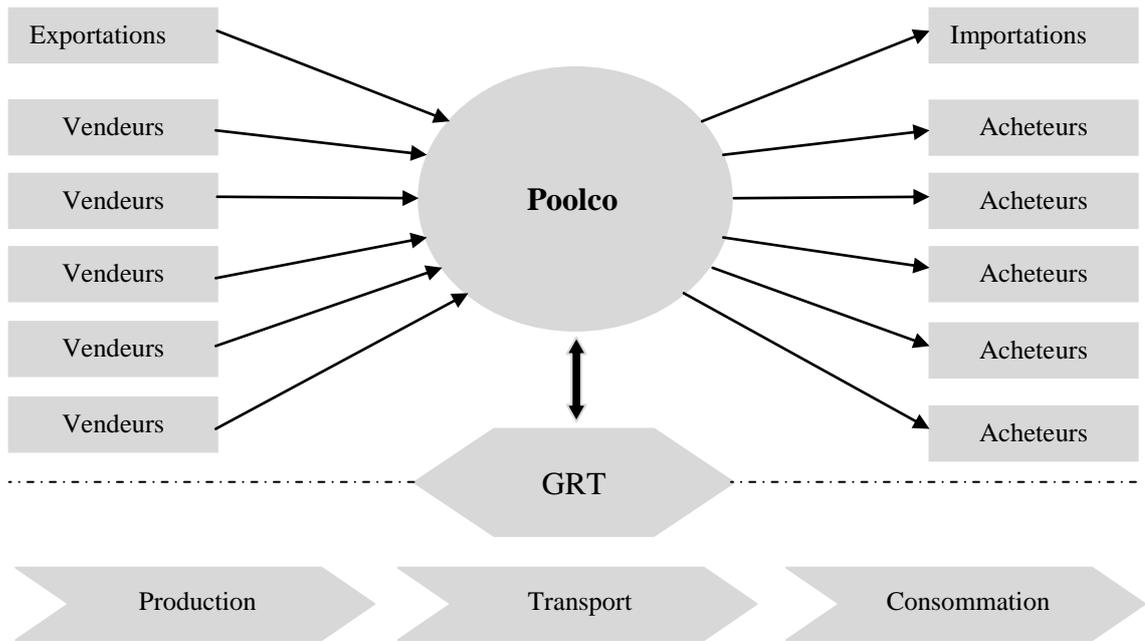


Fig. IV.4 : Le modèle Poolco.

IV.8.2 Le modèle hybride

Or, dans l'Union Européenne, l'absence de directives sur l'organisation des marchés a entraîné la création de différents modèles au niveau de chaque Etat. Malgré cette diversité, on peut distinguer un modèle dominant qui combine des transactions bilatérales (marché de gros de gré à gré ou OTC – over the counter) et des marchés multilatéraux organisés : des enchères de capacité d'interconnexions et des bourses d'électricité.

Ces différents types de marché (bourse d'électricité, les marchés d'ajustement, enchères de capacité, le marché de gré à gré (OTC) forme un modèle hybride dont les détails fonctionnels sont différents dans chaque pays. Par exemple, les conditions de contrats négociés ou les horaires d'ouvertures des bourses d'électricité ne sont pas les mêmes et les règles du marché d'ajustement diffèrent. L'ensemble de ces aspects ajoutés aux contraintes techniques qui correspondent aux faibles interconnexions entre les pays constitue les limites aux échanges intra-européens [60].

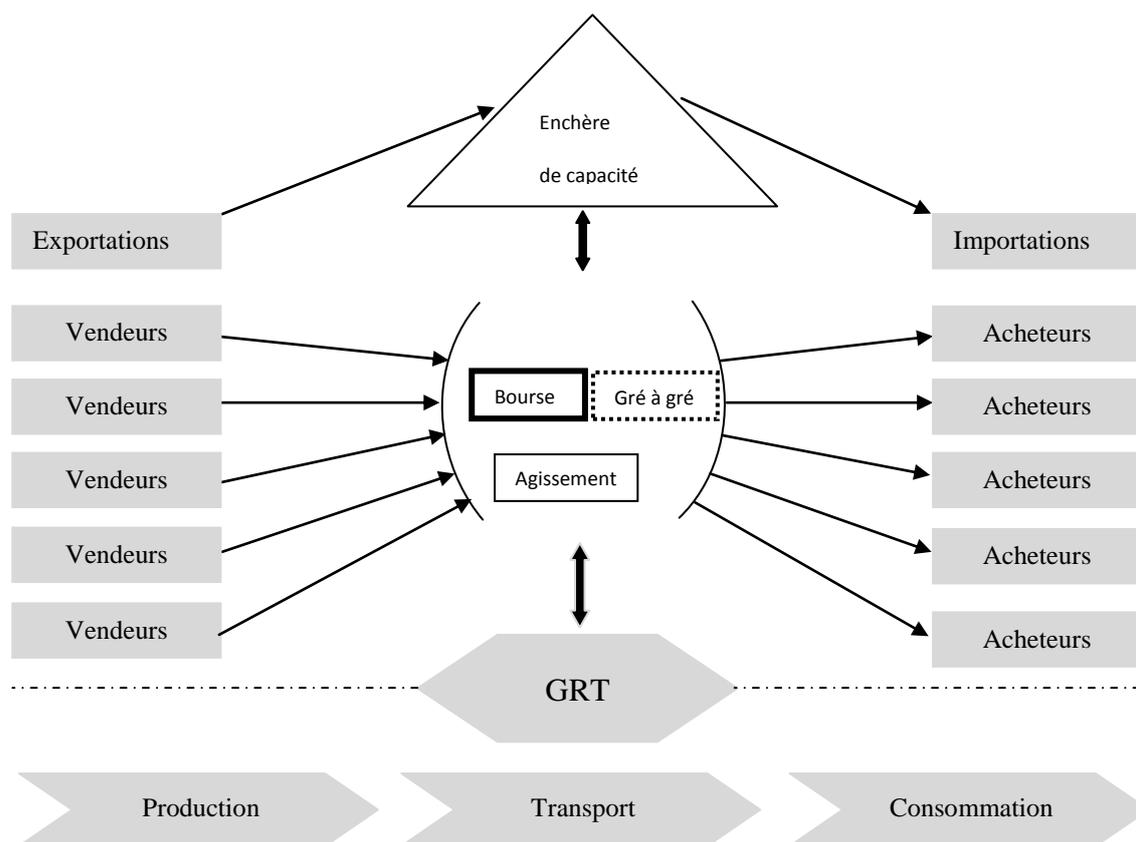
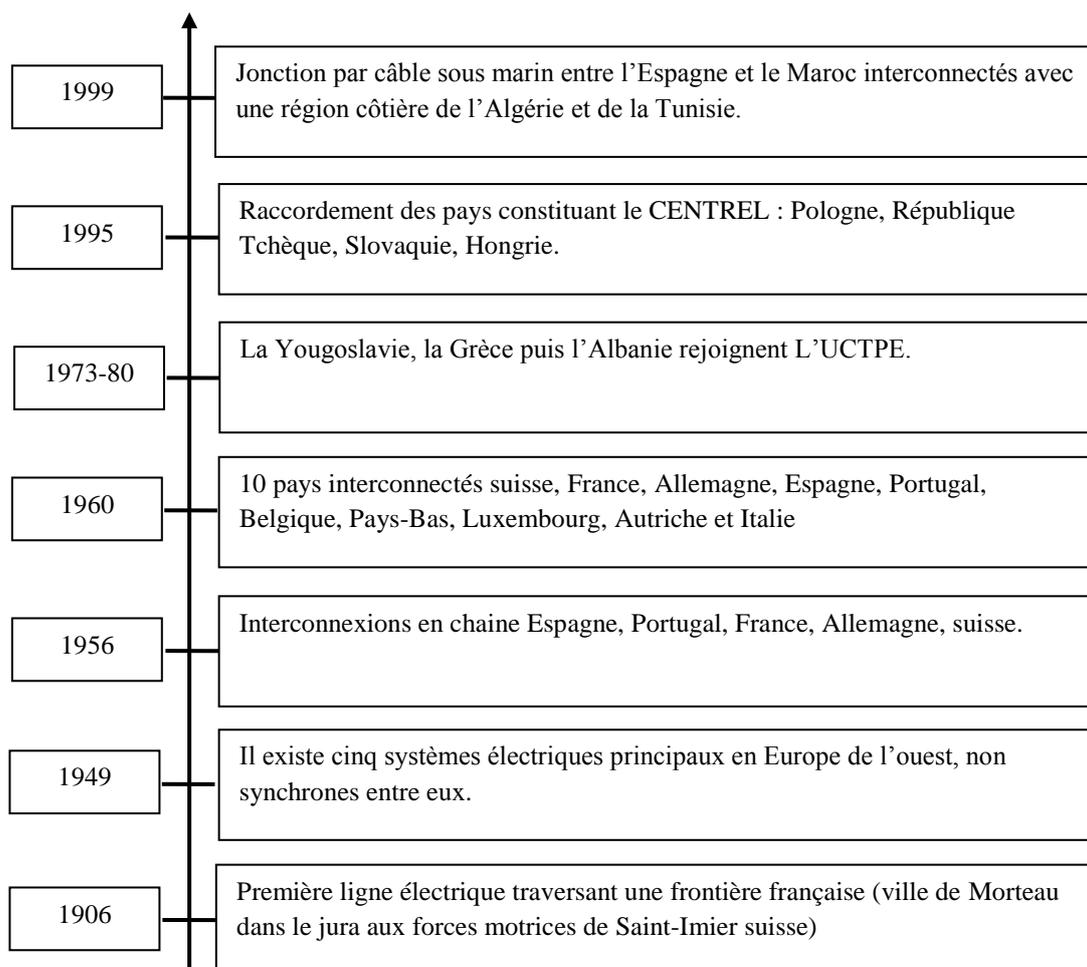


Fig. IV.5 : le modèle hybride.

IV.9 Les échanges transfrontaliers

Depuis le début du XXème siècle, l'Europe a connu une expansion des échanges transfrontaliers, la figure (IV.6) présente un historique des interconnexions. Quand les conditions techniques ne permettent pas de réaliser les interconnexions en alternatif l'interconnexion se fait à l'aide de liaisons à courant continu (1988 : liaison France Angleterre pouvant transiter 2000 MW). Ces liaisons n'apportent pas le même service de secours mutuel que les réseaux maillés en alternatif, mais permettent de créer des possibilités d'échange entre pays [03].

Ce type d'échange se fait entre les pays distincts par l'intermédiaire des postes d'interconnexions HT.



CENTREL : Groupement de régulateur est européens de l'énergie

UCTPE : L'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité

Fig. IV.6 : Historique des interconnexions aux frontières.

IV.9.1 Capacité de l'interconnexion

Le volume des transits (importation et exportation) est limité par les capacités des interconnexions de chaque réseau de transport national avec celui de ses voisins cette situation tend à créer des phénomènes de congestion, conduisant parfois le gestionnaire de réseau de transport à limiter les transits d'électricité sur certaines interconnexions mais le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges souhaités supérieures aux capacités de transport disponibles.

C'est pourquoi le GRT a développé une méthode de détermination des capacités commerciales à partir des capacités physiques disponibles sur le réseau.

IV.9.2 Détermination de la capacité commerciale des échanges

Il apparaît une différence essentielle entre les flux physiques et les flux contractuels (capacité de transfert) qui proviennent de transactions commerciales. Cela veut aussi dire que par exemple, deux flux identiques et opposés sur la même ligne (qui s'annulent donc totalement sans affecter en rien la capacité de transfert sur cette ligne) seront rémunérés séparément bien que n'affectant pas la capacité de transit [49].

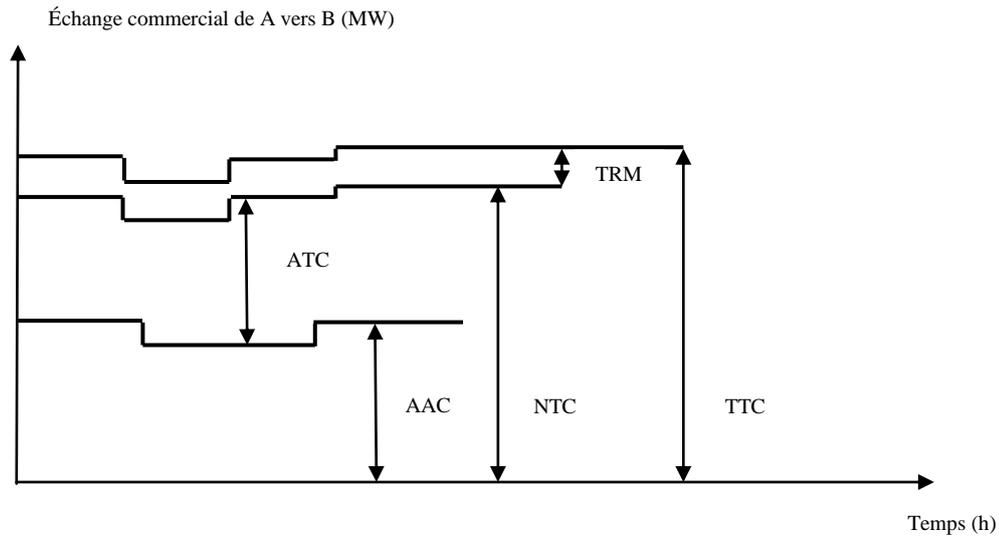


Fig. IV.7 : Capacité de transfert entre deux zones, exprimées en MW.

Pour présenter les principales définitions, plaçons-nous dans un cas simple où seulement deux zones A et B s'échangent de l'énergie (figure IV.7). On présente généralement les différentes capacités de transfert au moyen du diagramme ci-dessus, où plusieurs échelles de temps successives figurent en abscisse [49].

- **TTC (Total Transfer Capacity)** : représente la valeur maximale que peut prendre une transaction entre deux zones contiguës, sans violer aucune règle de sécurité de réseau, ni dans une zone ni dans l'autre, que ce soit en situation normale ou en cas d'aléa (N - 1...), et que la limite soit une intensité maximale, une borne de tension ou de stabilité. Pour faire le calcul, on suppose l'avenir parfaitement connu en termes de prévision de consommation, de disponibilité de réseau et de production.
- **TRM (Transmission Reliability Margin)** : est la marge de sécurité réservée aux gestionnaires de réseau pour assurer en permanence en temps réel les services systèmes prioritaires (réglage de fréquence, secours d'urgence entre zones...). Cette marge inclut

également l'effet d'imprécisions de mesure, mais pas celui d'aléas de réseau puisque ceux-ci sont réputés déjà entièrement pris en compte dans TTC.

- NTC (Net Transfer Capacity) : différence des deux précédents, est la quantité maximale qui peut être effectivement allouée sur le marché aux acteurs.
- AAC (Already Allocated Capacity) : représente ce qui a été déjà alloué dans les phases de marché qui ont précédé.
- ATC (Available Transfer Capacity) : représente ce qui reste encore disponible pour les phases de marché à venir.

La méthode de détermination des capacités commerciales d'exportation se dégage en suivant les étapes ci-dessous :

- Calcul des flux physique sur tous les ouvrages du réseau.
- Détermination des marges physiques disponibles.
- Transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles.

Cette méthode est appliquée à toutes les échéances de temps.

IV.9.2.1 Hypothèses

Un calcul de capacité d'échange se fait en fonction d'un ensemble d'hypothèses données et à une certaine échéance de temps. On trouve parmi les hypothèses les éléments suivants :

- Structure du réseau de transport.
- Structure du réseau de transport des pays voisins (modèles simplifiés).
- Prévision de la consommation (soutirage en MW par nœud du réseau).
- Prévision de la production (injection en MW par nœud du réseau).
- Echange déjà connu ou prévision d'échanges.

IV.9.2.2 Calcul des flux physiques sur tous les ouvrages du réseau

En fonction des hypothèses retenues pour l'étude considérée, le GRT concerné procède à un calcul de répartition des flux sur le réseau (ou load flow), à l'issue de ce calcul, on dispose des puissances actives sur tous les ouvrages (lignes, transformateurs) du réseau.

IV.9.2.3 Détermination des marges physiques disponibles

GRT détermine les marges physiques sur les ouvrages du réseau de façon à ce que l'impact d'un incident sur ses clients soit minimal. Les étapes de calcul sont :

- Calcul de répartition des flux de puissance sur les lignes du réseau.
- Calcul des limites (thermiques et de stabilité) des lignes du réseau.

La marge physique disponible est la différence entre la limite et la valeur calculée du flux physique.

IV.9.2.4 Transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles

Afin de s'assurer que l'impact d'un incident sera nul sur les utilisateurs des interconnexions, le GRT calcul les capacités commerciales à partir des marges physiques en utilisant des coefficients appelés coefficient d'influence.

Le coefficient d'influence

Le coefficient d'influence d'un échange, dans une direction donnée, sur un ouvrage 1 après la perte d'un ouvrage 2, est l'impact d'échange supplémentaire sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2, ce coefficient est exprimé en %.

Exemple d'application

On dit qu'un échange du système A vers le système B a une influence de 10% sur un ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2, signifie que 100MW d'échange du système A vers le système B augmentent le flux physique de 10MW sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2. La marge physique sur un ouvrage donné est transformée en capacité commerciale disponible sur chacune des interconnexions. En effet, on répartit de façon équitable cette marge sur chaque interconnexion et on tient compte des coefficients d'influence d'un échange supplémentaire sur l'interconnexion. La transformation de la marge physique en capacité commerciale est effectuée pour tous les ouvrages du réseau 400KV.

La capacité commerciale disponible satisfaisant l'ensemble des contraintes étudiées, c'est l'ATC (Available Transfer Capacity), donc l'ATC sera la valeur maximale que l'échange

correspondant peut atteindre sans violer son pourcentage alloué de marge physique sur l'interconnexion concernée.

IV.9.3 Accord avec les gestionnaires des réseaux voisins sur la valeur de capacité

La capacité d'échange relative à une interconnexion est évaluée sous la responsabilité par chacun des gestionnaires des réseaux concernés des deux cotés de l'interconnexion, compte tenu des caractéristiques techniques de ses ouvrages.

Remarque

La règle de conduite la plus répandue est celle de la sécurité mais il peut exister d'autres façons de gérer un réseau. La règle du impose que le réseau puisse admettre un fonctionnement acceptable en cas de défaillance de n'importe quel équipement du système. Les règles de sécurité utilisées sont en général présentes dans des protocoles ou procédures du gestionnaire du réseau [53].

IV.9.4 Les contraintes des échanges transfrontaliers

Les différentes contraintes des échanges transfrontaliers sont :

IV.9.4.1 La Congestion

Les congestions sont un phénomène commun aux industries de réseau. Elles font référence à une limite de l'infrastructure de réseau en termes de capacité de transport. Dans le cas de l'industrie électrique, les caractéristiques physiques des réseaux de transport et les propriétés particulières du « produit électricité » obligent les gestionnaires de réseaux à mettre en œuvre des méthodes de gestion tout à fait spécifiques.

Dans beaucoup d'industries de réseau, le risque de dépassement des capacités maximales de transit des infrastructures peut se traduire par une file d'attente. En matière d'électricité, cette notion de file d'attente n'a guère de sens, et dépasser le flux électrique admissible dans une ligne peut présenter des risques importants pour le système en provoquant des déclenchements de lignes, des reports de charge, des écroulements de tension

Les congestions soulèvent le risque d'une rupture d'approvisionnement extrêmement coûteuse pour la société. Les congestions présentent donc un risque de coupure de la fourniture aux

consommateurs d'électricité, avec un important coût social. Pour cela, les systèmes de transmission ne sont pas exploités à leurs vraies limites physiques mais avec des marges de sécurité prévoyant la perte fortuite d'un ou de plusieurs ouvrages [53].

IV.9.4.1.1 La gestion physique des congestions

Afin d'éviter les interruptions de fourniture d'électricité en cas de surcharge du réseau, le gestionnaire de réseau dispose de l'autorité pour émettre un signal de congestion aux utilisateurs du réseau, quelle que soit la méthode de gestion physique utilisée, peuvent avoir deux types de conséquences : aménagement par la production (offre à la hausse, et offre à la baisse) et coupure de l'électricité.

IV.9.4.1.2 La gestion économique des congestions

Les méthodes de gestion économique de la congestion sont fondées sur les mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. À cet effet, les capacités sont attribuées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites ou implicites :

- **Enchères implicites**

Le terme *enchères implicites* est utilisé pour tous les méthodes de gestion des congestions que gèrent les marchés d'énergie et le mécanisme d'allocation de capacité de transport simultanément, c'est-à-dire que les deux mécanismes sont intégrés. Les offres posées dans le marché d'énergie (pour un placement géographique donné) servent de guides pour définir les programmes finales qui prennent en compte les contraintes de transmission. A cet effet le gestionnaire de réseau utilise des outils mathématiques (algorithme d'optimisation) pour choisir les meilleures offres qui peuvent résoudre les congestions. Ces enchères implicites résultent en des prix d'énergie différents qui internalisent les effets des contraintes de transport.

- **Enchères explicites**

Le terme « *enchères explicites* » est utilisé pour toutes les méthodes de gestion où c'est la capacité physique de transport qui est mise aux enchères. En théorie, les enchères explicites fonctionnent comme une méthode décentralisée de gestion de congestions. La méthode est décentralisée parce que les producteurs s'échangent les droits et parce que ne pouvons injecter de l'énergie que les propriétaires finals des droits. Ces méthodes explicites sont utilisées surtout pour les capacités d'interconnexion entre deux zones de contrôles.

IV.9.4.2 Le Mécanisme d'Ajustement de la fréquence

En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau : les alternateurs, étant reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique ou fréquence.

La fréquence reste avant tout un excellent indicateur de déséquilibre entre production et consommation. Ainsi, pour maintenir cet équilibre, la fréquence est asservie à une valeur nominale. En effet, de nombreux éléments techniques du système électrique (moyens de production, certains appareils électriques comme les moteurs) ont été conçus pour fonctionner à une fréquence de référence ; en Europe, cette valeur nominale est de 50 Hz. De trop grandes variations de fréquence sont, en outre, inadmissibles pour certains composants, dont les groupes de production, qui se déconnectent du réseau pour des écarts de fréquence de 2 à 4 Hz (RTE [2003]). Ainsi, des écarts, même mineurs, de la fréquence de référence peuvent déstabiliser ou endommager des éléments du système de transport et entraîner des conséquences dommageables comme une panne totale du système ou black out [66].

IV.9.4.2.1 Réglage de la fréquence dans un marché ouvert à la concurrence

Au niveau du système, des actions permettent de corriger la puissance produite afin d'assurer l'équilibre production-consommation et donc de garder la fréquence n'atteigne pas les seuils fréquence-métriques de délestage. L'amplitude des variations de fréquence dépend de leur origine : variation de consommation, variation de production, défaut. Les variations de fréquence autour de sa valeur de référence sont compensées par l'inertie des masses tournantes couplées au réseau. Pour les grandes variations cela n'est plus suffisant et il a fallu mettre en place plusieurs paliers de réglage [52] :

- **Le réglage primaire (ou réserves primaires)**

Le réglage primaire de fréquence est une correction automatique qui intervient rapidement pour rétablir l'équilibre production / consommation et maintenir la fréquence proche de sa valeur de référence. Ce réglage agit directement sur la vitesse des alternateurs par l'intermédiaire des boucles de régulation (figure. IV.8) : rappelons que la vitesse d'un groupe synchrone est une image directe de la fréquence. À la fin de ce réglage la fréquence est différente de la fréquence de référence [62].

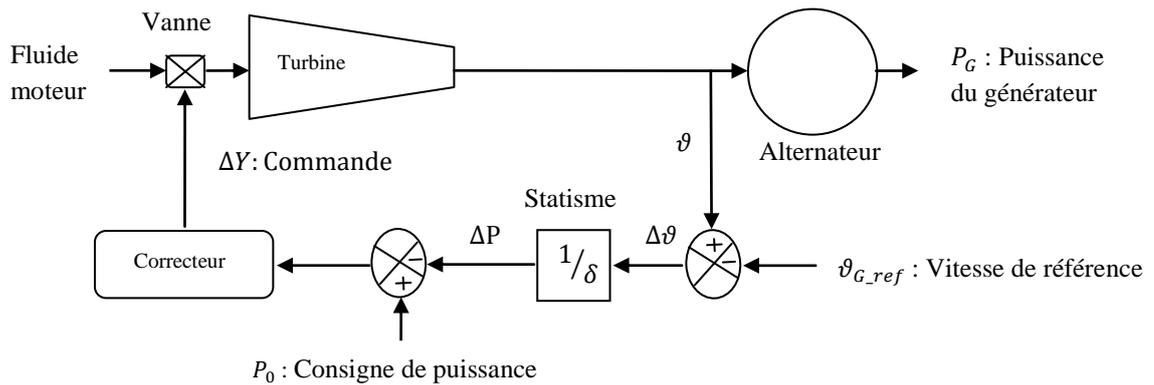


Fig. IV.8 : Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse (en pu)

- **Réglage secondaire (ou réserves secondaires)**

En fin d'action le réglage primaire ne permet pas de revenir à la fréquence de référence et il existe un écart Δf . De plus, lors de la variation de puissance, les pays voisins ont également participé au réglage primaire en injectant une puissance ΔP_i . Les échanges de puissance contractuels ne sont plus respectés. Un second réglage automatique, appelé « réglage secondaire », a été mis en place. Il permet de ramener (dans un temps > à la minute [52].

- **Réglage tertiaire (Réserves tertiaires)**

C'est un réglage manuel dirigé par le dispatching national [52]. Agit essentiellement en prenant en compte les considérations économiques. Son rôle est de compléter éventuellement l'action du réglage secondaire et de réajuster les consignes de puissance des groupes sur une période de temps plus élevée [59].

IV.9.4.2.2 Présentation générale du mécanisme d'ajustement [63]

Le réseau électrique est continuellement soumis à des aléas qui perturbent l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Ceux-ci sont compensés en priorité par des systèmes de réglages automatiques installés directement sur les unités de production. Mais certains aléas peuvent être de grande ampleur (par exemple, un arrêt brutal d'une unité de production). Pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, RTE doit disposer en temps réel d'une réserve d'énergie, en faisant appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. C'est le rôle du « mécanisme d'ajustement » mis en place par RTE.

Par un système d'offres à la hausse et à la baisse, les acteurs du marché disposant de réserves de flexibilité, communiquent les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut faire appel. RTE sélectionne ces offres en fonction de leur coût et des contraintes techniques exprimées par les acteurs.

Pour fournir visibilité et compréhension du fonctionnement de ce système, RTE met chaque jour à disposition des acteurs les informations leur permettant de proposer des offres marges d'exploitation, prix d'ajustement...).

RTE publie les historiques de toutes les données validées depuis le démarrage du mécanisme.

IV.9.4.2.3 Une offre d'ajustement

Une offre d'ajustement comprend un prix, un volume et exprime la disposition d'un participant à modifier son programme de production (éventuellement de consommation). Nous distinguons les offres « à la hausse » qui correspondent à une augmentation des injections ou une diminution des soutirages et les offres « à la baisse » qui correspondent à une diminution des injections ou une augmentation des soutirages. Les offres d'ajustement incluent généralement certaines contraintes techniques telles que le délai de mise en œuvre de l'ajustement [58].

IV.9.4.2.4 Les participants au Mécanisme d'Ajustement

La participation au Mécanisme d'Ajustement est ouverte à trois types d'acteurs :

- Les producteurs disposant de moyens de production raccordés au réseau électrique.
- Les clients industriels qui ont la possibilité de faire varier leur consommation d'électricité.
- La majorité des consommateurs participants au Mécanisme d'Ajustement proposent des offres d'ajustement à la hausse. Des acteurs étrangers opérant depuis les interconnexions.

IV.9.4.3 Pertes électriques dans les lignes du réseau de transport (HT et THT)

Jusqu'à maintenant, nous savons implicitement supposé que le transport d'électricité s'effectuait sans perte. En réalité, le transport d'électricité est source de pertes par l'effet joule. Sous l'effet joule, la puissance électrique se dissipe par échauffement lors de l'écoulement des électrons dans un corps conducteur comme les lignes électriques. En fait, les pertes P_L sont proportionnelles à un coefficient de pertes α_l d'une ligne l et au carré de la puissance transportée P_G [64].

Compensation des pertes électriques

Le gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, doit veiller à la compensation des pertes électriques résultant du transit sur son réseau de transport, en achetant l'énergie de compensation des pertes auprès de fournisseurs.

La compensation des pertes est un sujet à fort enjeu, tant d'un point de vue technique que d'un point de vue économique :

- Techniquement, la difficulté vient de la nécessité de prévoir les pertes pour les acheter, donc aussi de les mesurer de façon assez précise pour pouvoir ultérieurement les prévoir. La qualité des mesures est donc fondamentale et il n'est pas facile de la garantir sur un grand nombre d'appareils dispersés sur l'ensemble du réseau.
- D'un point de vue économique, l'enjeu est là aussi très important principalement parce que :
 - Le volume à acheter étant important, les sommes en jeu peuvent atteindre plusieurs centaines de millions d'Euros par an.
 - Tout écart entre l'énergie achetée et les pertes effectives aura un impact sur le mécanisme d'ajustement et devra faire l'objet d'un règlement financier dont le coût pour le GRT est lié aux prix de marché court terme de l'énergie.

IV.9.5 Accès aux interconnexions

Pour mettre en place une importation ou une exportation, un acteur doit : d'abord acquérir de la capacité qu'on appelle étape d'allocation. Puis demander sa programmation dans le cadre de la capacité acquise appelé étape de nomination (utilisation de l'interconnexion).

IV.10 La nécessité des interconnexions

L'interconnexions entre deux systèmes électriques apporte des avantages économiques et techniques qui les rendent indispensables [19].

IV.10.1 Avantages économiques

A l'échelle d'un continent, les distances géographiques, qui introduisent un décalage horaire entre des régions distantes, entraînent dans le sens est-ouest un décalage de la pointe de charge journalière. Elles créent des différences climatiques dans le sens nord –sud, et par là même un

décalage de la pointe de charge saisonnière. La présence des interconnexions permet de lisser ces différences et donc d'améliorer la courbe de charge globale.

Elles favorisent par ailleurs une meilleure utilisation des unités de production. Les plus économiques permettant ainsi une amélioration de l'offre dont on peut espérer une diminution du prix de l'électricité. Elles offrent en particulier un accès plus large aux capacités hydrauliques des sites montagneux.

Elles sont un facteur d'intégration et d'économie pour les petits systèmes par la mise en commun des réserves à travers la connexion à un système de forte capacité. Elles favorisent en particulier l'intégration des enraies renouvelables ayant un caractère intermittent.

IV.10.2 Avantages et inconvénients techniques

Sur le plan du fonctionnement du système, les interconnexions procurent des avantages techniques indéniables :

- une réduction des écarts de la sécurité globale par la possibilité de secours mutuel dans les situations d'urgence.
- une amélioration du réglage de la tension aux interfaces.
- L'augmentation de la demande a poussé aux interconnexions de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui engendré certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle des réseaux, un bon plan de fréquence, mais aussi des inconvénients. Les réseaux deviennent plus grands et plus complexes, ce qui implique que leur étude et analyse deviennent plus difficiles, particulièrement les études de stabilité transitoire [37].

Ces avantages sont surtout sensibles pour les systèmes de petite taille, qui bénéficient alors des effets inertiels et des capacités importantes d'un grand système.

IV.11 Conclusion

L'échange d'énergie électrique doit respecter plusieurs conditions économiques et techniques très complexes. Mais il y a plusieurs avantages pour cet échange. Parmi de ces avantages, assurer la continuité de l'alimentation des équipements électriques et améliorer l'efficacité économique et technique et aussi augmenter le rendement de l'économie nationale par les bénéfices d'échanges. D'autre part, Le pays doté d'une ligne d'interconnexion avec un autre pays peut faire l'économie d'une nouvelle unité de production et permettre au pays exportateur d'exploiter ses surcapacités ... etc.

Après cette étude, nous examinerons au chapitre suivant l'application de l'échange d'énergie entre trois systèmes électriques.

Chapitre V

Application sur l'échange d'énergie électrique entre trois systèmes interconnectés

V.1 Introduction

Dans ce chapitre nous appliquerons la méthode d'optimisation des algorithmes génétiques sur le système électrique, qui se compose de trois systèmes interconnectés A, B et C sachant que les systèmes sont caractérisés respectivement par trois générateurs et neuf JB pour le premier système, 3 générateurs et 6 JB pour le deuxième système et 14 JB et 5 générateurs pour le dernier système. On compare les résultats du problème de l'écoulement de puissance optimal par la méthode des algorithmes génétiques avec les résultats de mat power, en utilisant la même fonction de coût. (Mat power est créé par Ray Zimmerman et Deqiang Gan de PSERC de l'université de Cornell sous la direction de Robert Thomas [36].).

Dans ce marché d'électricité, il est essentiel pour ces compagnies d'organiser efficacement leurs opérations, en minimisant le coût de fonctionnement et en maximisant leurs marges bénéficiaires.

On devise cette transaction entre les systèmes interconnectés en deux cycles, le premier cycle pour le système A qui achète une puissance électrique du système B puis il vend une puissance au système C. Dans le deuxième cycle, le système A vend une puissance électrique au système C puis achète une puissance électrique du système B.

V.2 Caractéristique des réseaux du système électrique

Nous avons tiré les caractéristiques des réseaux électriques du site :
<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

V.2.1 Système de réseau électrique A

Ce réseau électrique il compose de 9 jeux de barres et 3 générateurs (aux jeux de barres $n=^{\circ} 1, 2,$ et 3) injectant leurs puissances à un système alimentant 3 charges à travers 9 lignes de transport (figure V.1). La tension de base pour chaque jeu de barres est de 345 kV.

Pour les données de système du réseau électrique A voir l'Annexe A (Tableau A.4 et Tableau A.5).

Les caractéristiques des générateurs sont illustrées dans le tableau suivant :

N° de JB	Limite de la générée puissance (P_{Gi})		Coefficients de coût		
	P_{Gimin} (MW)	P_{Gimax} (MW)	a_i	b_i	c_i
1	10	250	150.0	5	0.11
2	10	300	600.0	1.2	0.085
3	10	270	335.0	1	0.1225

Tableau V.1 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 9

Pour confirmer la performance de méthode AG dans le cas du réseau électrique de 9 jeux de barres, on a fait la comparaison de ses résultats avec les résultats des MP.

La figure (V.2) montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau (9 jeux de barres) test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme génétique.

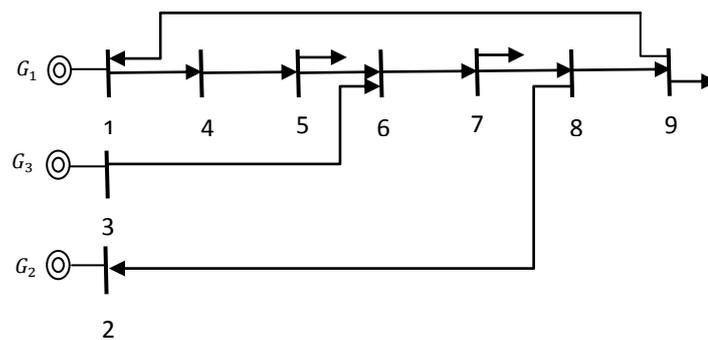


Fig. V.1 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 9 jeux de barres

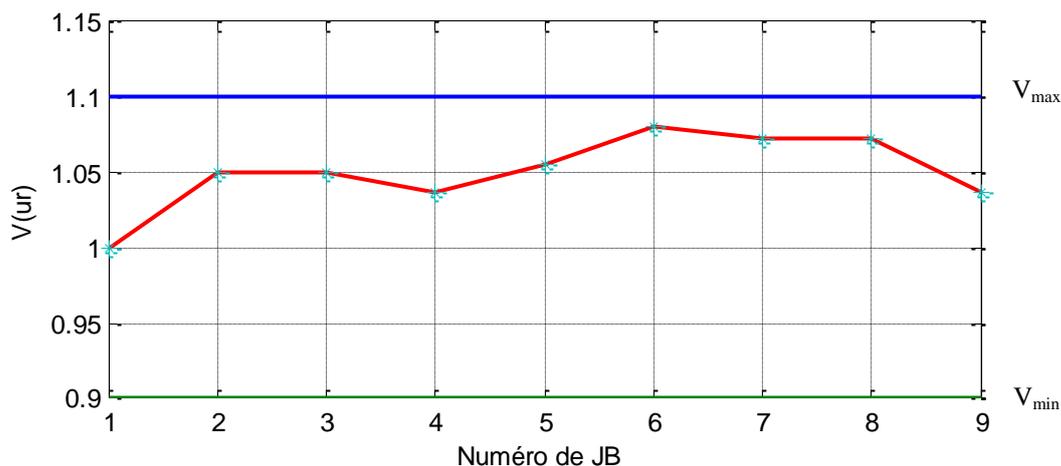


Fig. V.2 : Niveaux de tensions du réseau test 9 JB

Les contraintes de sécurité sont vérifiées pour les amplitudes des tensions. Ces dernières sont dans leurs valeurs admissibles.

Les résultats obtenus incluant le coût généré et la perte de puissances sont comparés avec ceux acquis par la méthode mat power, présentés sur le tableau V.2 pour la même charge.

	AG	MP
$P_{G_1} (MW)$	93.012	89.80
$P_{G_2} (MW)$	131.613	134.32
$P_{G_3} (MW)$	93.871	94.19
Pertes actives (MW)	3.496	3.307
Coût de Génération (\$/hr)	5305.313	5296.69

Tableau V.2 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power de système A

On remarque que les puissances actives pour les trois générateurs sont dans leurs limites de fonctionnement. On remarque aussi tous les résultats sont très proches de l'optimum. Tel que le coût de production trouvé par AG qui est égal 215.884 \$/h est très proche à celui de la méthode mat power (215.43\$/h). On peut dire que ce méthode méta heuristique (AG) donne des répartitions des puissances générées presque les mêmes avec mat power. Les valeurs des coûts et des pertes très proches des valeurs trouvées par la méthode mat power.

V.2.2 Système de réseau électrique B

Ce réseau électrique il compose de 6 jeux de barres et 3 générateurs (aux jeux de barres $n=^{\circ} 1, 2,$ et 3) injectant leurs puissances à un système alimentant 6 charges à travers 11 lignes de transport (figure V.3). La tension de base pour chaque jeu de barres est de 345 kV.

Pour les données de système du réseau électrique A voir l'Annexe A (Tableau A.6 et Tab. A.7).

Les caractéristiques des générateurs sont illustrées dans le tableau suivant :

N° de JB	Limite de la générée puissance (P_{Gi})		Coefficients de coût		
	P_{Gimin} (MW)	P_{Gimax} (MW)	a_i	b_i	c_i
1	50	200	213.1	11.669	0.00533
2	37.5	150	200	10.333	0.00889
3	45	180	240	10.833	0.00741

Tableau V.3 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 6

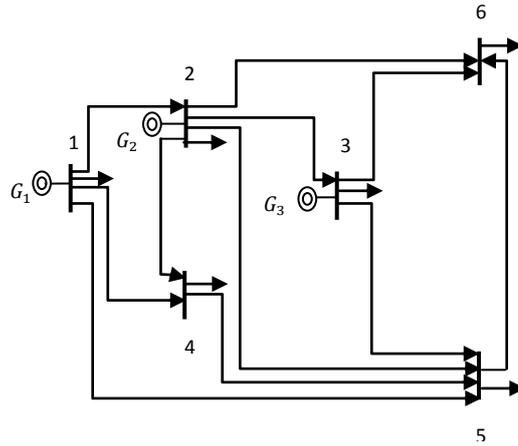


Fig. V.3 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 6 jeux de barres

Pour confirmer la performance de méthode AG dans cas du réseau électrique de 6 jeux de barres, on a fait la comparaison de ses résultats avec les résultats des MP.

La figure (V.4) montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau (6 jeux de barres) test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme génétique.

Les contraintes de sécurité sont vérifiées pour les amplitudes des tensions. Ces dernières sont dans leurs valeurs admissibles.

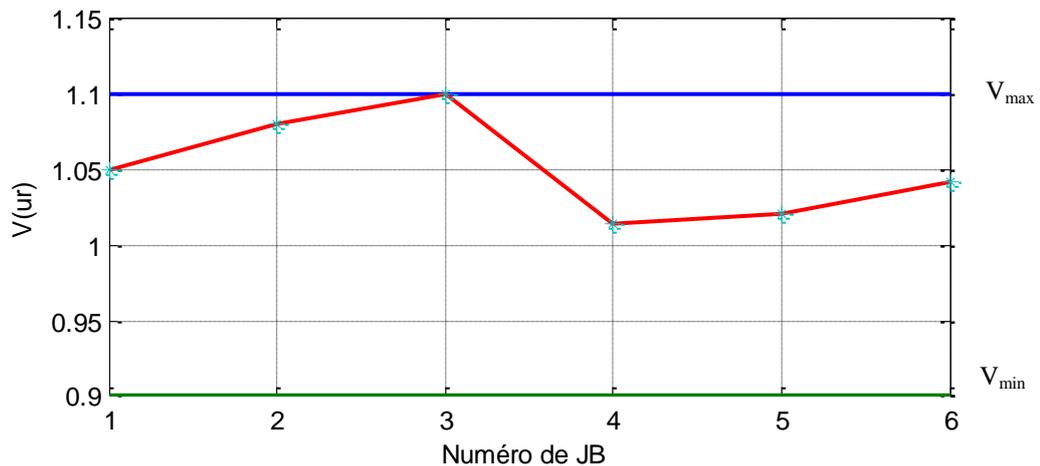


Fig. V.4 : Niveaux de tensions du réseau test 6 JB

Les résultats obtenus incluant le coût généré et la perte de puissances sont comparés avec ceux acquis par la méthode mate power, présentés sur le tableau V.4 pour la même charge.

	A G	MP
$P_{G_1} (MW)$	64.013	68.61
$P_{G_2} (MW)$	117.339	72.43
$P_{G_3} (MW)$	114.677	155.74
Pertes actives (MW)	6.029	7.421
Coût de Génération (\$/hr)	4096.515	4140.620

Tableau V.4 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power du système B

On remarque que les puissances actives pour les trois générateurs sont dans leurs limites de fonctionnement. Comme remarque sur les résultats montrés dans le tableau V.4, il y a une différence entre l'optimisation du coût et la perte entre les deux méthodes (coûts de production : 4096.515 \$/hr comparé avec 4140.620 \$/hr, et le perte de puissance : 6.029 MW comparé avec 7.421 MW).

V.2.3 Système de réseau électrique C

Ce réseau électrique il compose de 14 jeux de barres et 5 générateurs (aux jeux de barres N=° 1, 2, 3, 6 et 8) injectant leurs puissances à un système alimentant 11 charges à travers 20 lignes de transport (figure V.5). La tension de base pour chaque jeu de barres est de 345 kV.

Pour les données de système du réseau électrique A, voir l'Annexe A (Tableau A.8 et Tableau A.9).

Les caractéristiques des générateurs sont illustrées dans le tableau suivant :

N° de JB	Limite de la générée puissance (P_{Gi})		Coefficients de coût		
	P_{Gimin} (MW)	P_{Gimax} (MW)	a_i	b_i	c_i
1	0	3.32	0	20	0.0430293
2	0	1.40	0	20	0.25
3	0	1.00	0	40	0.01
6	0	1.00	0	40	0.01
8	0	1.00	0	40	0.01

Tableau V.5 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres14

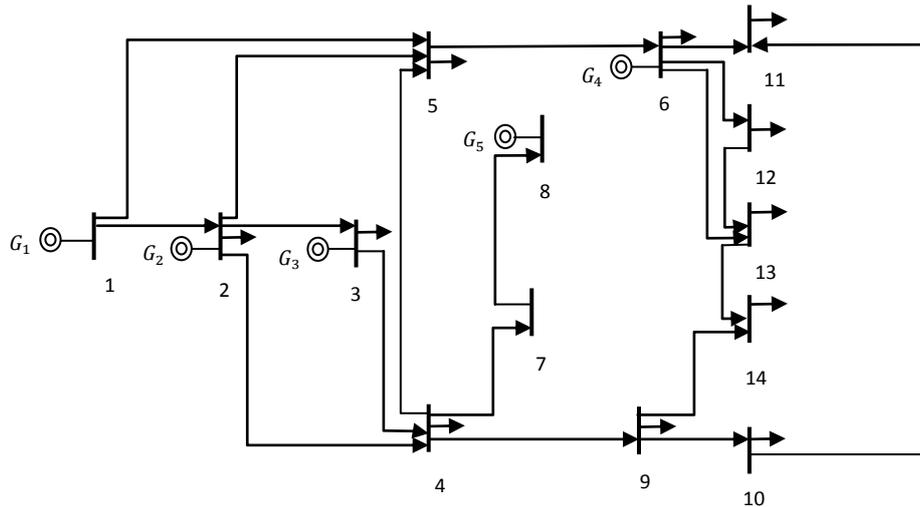


Fig. V.5 : Schéma unifilaire du réseau électrique de 14 jeux de barres

Pour confirmer la performance de méthode AG dans cas du réseau électrique de 14 jeux de barres, on a fait la comparaison de ses résultats avec les résultats des MP.

La figure (V.6) montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau (14 jeux de barres) test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme génétique.

Les contraintes de sécurité sont vérifiées pour les amplitudes des tensions. Ces dernières sont dans leurs valeurs admissibles.

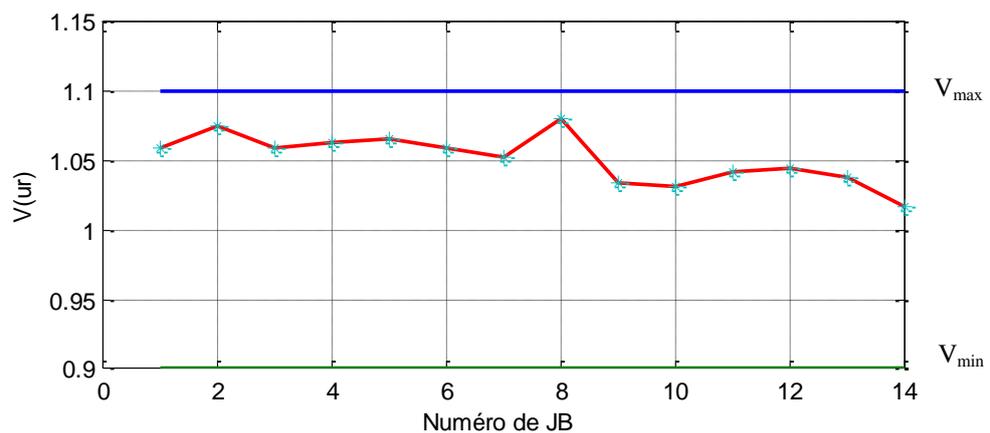


Fig. V.6 : Niveaux de tensions du réseau test 14 JB

Les résultats obtenus incluant le coût généré et la perte de puissances sont comparés avec ceux acquis par la méthode mate power, présentés sur le tableau V.6 pour la même charge.

	AG	MP
$P_{G_1} (MW)$	48.825	50.87
$P_{G_2} (MW)$	54.194	51.57
$P_{G_3} (MW)$	51.613	53.58
$P_{G_6} (MW)$	51.613	51.84
$P_{G_8} (MW)$	54.839	53.01
Pertes actives (MW)	2.084	1.883
Coût de Génération (\$/hr)	215.884	215.43

Tableau V.6 : Comparaison des résultats d'OPF par AG et mat power du système C

On remarque que les puissances actives pour les trois générateurs sont dans leurs limites de fonctionnement. On remarque aussi tous les résultats sont très proches de l'optimum. Tel que le coût de production trouvé par AG-OPF qui est égal 215.884 \$/h est très proche à celui de la méthode mat power (215.43\$/h).

On peut dire que ce méthode d'algorithme génétique donne des répartitions des puissances générées presque les mêmes avec mate power. Les valeurs des coûts et des pertes très proches des valeurs trouvées par la méthode mate power.

Conclusion

Après ces comparaisant entre les deux méthodes d'optimisation, on peut dire que les résultats de l'application de méthode d'AG, sont satisfaisants.

V.3 Expressions les bénéfices des systèmes interconnectés

La politique du prix à "épargne divisé" entre deux systèmes est basée sur l'utilisation de l'expression suivante :

Prix de vente = coût de la production + 1/2 de l'épargne sur le coût fonctionnement de l'acheteur

Soit trois systèmes électriques A, B et C fonctionnent indépendamment et sont interconnectés de la façon suivante (figure V.7) :

On supposant que l'échange d'énergie entre les systèmes A, B et C est représenté aux deux cycles :

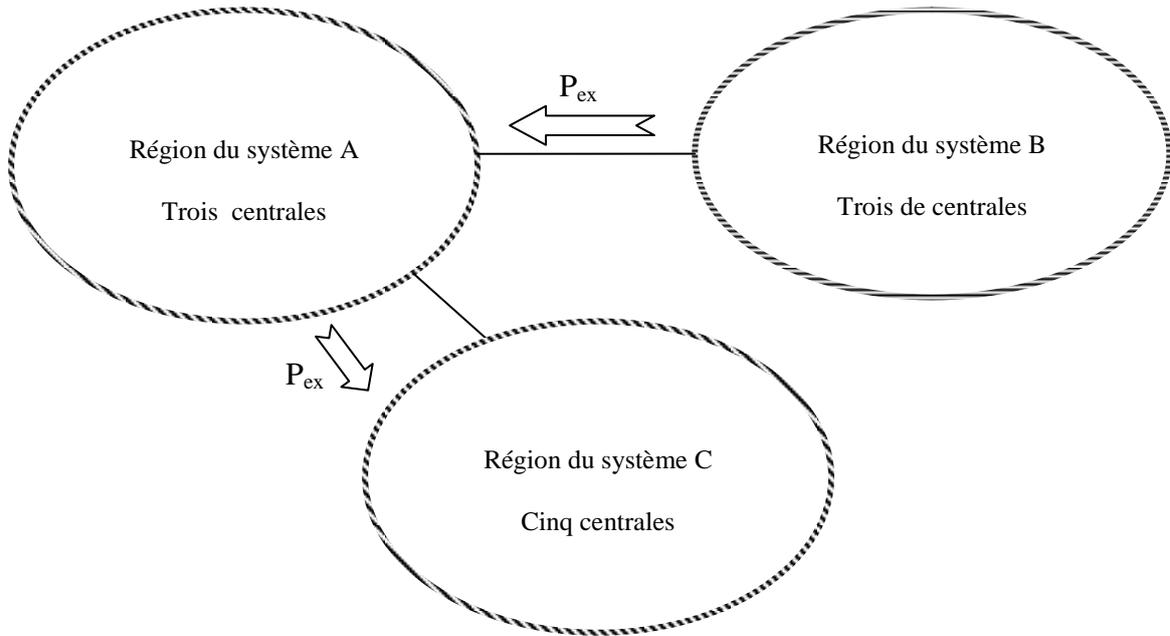


Fig. V.7 : Trois systèmes interconnectés

V.3.1 Cycle 1

On peut déviser cette cycle en deux transactions, transactions 1, le système de réseau A achète une quantité de puissance (MW) du système B puis dans la transaction 2, le système de réseau A vente une quantité de puissance au système de réseau C.

En appliquant la politique du prix à épargne divisé, nous calculons le paiement et le perçue de chaque système suite aux transactions mentionner ci-dessus :

Transaction 1

Le prix de vente est déterminé par la relation suivante :

$$b_{11} = C_B + \frac{E_{A_1}}{2} \quad (V.1)$$

Le coût de la production de l'exportateur est montré par la relation suivante :

$$C_B = C_{B(k)} - C_{B(0)} \quad (V.2)$$

L'épargne du système A lors de la transaction 1 est déterminé par la relation suivante :

$$E_{A_1} = E_{A_1(0)} - E_{A_1(k)} \quad (V.3)$$

b_{11} : Prix de vente en transactions 1 du cycle 1.

C_B : Coût de production de la puissance exportée du système B au système A.

$C_{B(0)}$: Coût de production du système B avant l'exportation.

$C_{B(k)}$: Coût de production du système B après l'exportation.

$E_{A_1(0)}$: Coût de production du système A avant l'importation.

$E_{A_1(k)}$: Coût de production du système A après l'importation.

E_{A_1} : L'épargne de la région A au cycle 1 (La différence entre le coût de production de système A avant et après l'importation).

Transactions 2

Le prix de vente, coût de production exporté de système A à système C et l'épargne de la région C sont respectivement à la suivant :

$$b_{21} = C_{A_1} + \frac{E_C}{2} \quad (V.4)$$

$$C_{A_1} = C_{A_1(k)} - E_{A_1(k)} \quad (V.5)$$

$$E_C = E_{C(0)} - E_{C(k)} \quad (V.6)$$

b_{21} : Prix de vente en transactions 2 au cycle 1.

C_{A_1} : Coût de production de la puissance exportée de système A au système C.

$C_{A_1(k)}$: Coût de production du système A après l'exportation.

$E_{C(0)}$: Coût de production du système C avant l'importation.

$E_{C(k)}$: Coût de production du système C après l'importation.

E_C : L'épargne de la région C au cycle 1 (La différence entre le coût de production de système C avant et après l'importation).

Après démonstration des équations précédentes, on peut déterminer le bénéfice de chaque région.

V.3.1.1 Sommaire des bénéfices du cycle 1

L'équation de bénéfice du système A est montrée par la relation suivant :

$$B_{A_1} = (E_{A_1} - b_{11}) + (b_{21} - C_{A_1}) \quad (V.7)$$

En remplacement b_{11} et b_{21} de l'équation 1 et 4 dans l'équation 7, donc l'équation de bénéfice du système A est :

$$B_{A_1} = \frac{E_{A_1}}{2} + \frac{E_C}{2} - C_B \quad (V.8)$$

L'équation de bénéfice du système B est montrée par la relation suivant :

$$B_{B_1} = (b_{11} - C_B) \quad (V.9)$$

Pour développer cette équation on remplace l'équation 1 dans l'équation 9, nous obtenions à l'équation 10 :

$$B_{B_1} = \frac{E_{A_1}}{2} \quad (V.10)$$

L'équation ci dessous, représente le bénéfice du système C :

$$B_{C_1} = (E_C - b_{21}) \quad (V.11)$$

En remplace b_{21} de l'équation 4 dans l'équation 11, donc l'équation de bénéfice du système C est :

$$B_{C_1} = \left(\frac{E_C}{2} - C_{A_1} \right) \quad (V.12)$$

B_{A_1} : Bénéfice de la région A au cycle 1.

B_{B_1} : Bénéfice de la région B au cycle 1.

B_{C_1} : Bénéfice de la région C au cycle 1.

V.3.1.2 Résultats d'application sur l'échange d'énergie entre les systèmes A, B et C

Le tableau suivant illustre les résultats pour puissance demandée de système A, $P_{DA} = 365 \text{ MW}$ dans les deux cas, premièrement système A importateur puis exportateur.

K	P_{impA} (MW)	P_{expA} (MW)	P_{DA} (MW)		Coût de production du système A				E_{A_1} $\times 10^3$ (\$/h)	C_{A_1} $\times 10^3$ (\$/h)
					système A importateur		système A exportateur			
			P_{DAB}	P_{DAC}	$E_{A_1(k)}$ $\times 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)	$C_{A_1(k)}$ $\times 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)		
0	0	0	365	365	6.6433	4.6975	6.6433	4.6975	0	0
1	20	20	345	365	6.0832	4.3473	6.6433	5.0765	0.5601	0.5601
2	40	40	325	365	5.5718	3.5275	6.6433	5.8961	1.0714	1.0714
3	60	80	305	385	5.0756	3.5382	7.2457	6.8771	1.5677	2.1701
4	80	100	285	385	4.6593	3.1178	7.2457	7.5620	1.9839	2.5864
5	100	100	265	365	4.1781	2.5862	6.6433	7.5620	2.4652	2.4652
6	120	100	245	345	3.7849	2.5851	6.0832	7.5620	2.8583	2.2982
7	140	100	225	325	3.3787	2.0797	5.5718	7.5620	3.2645	2.1931

Tableau V.7 : L'épargne et le coût de la région A selon la puissance importée ou exportée au cycle 1

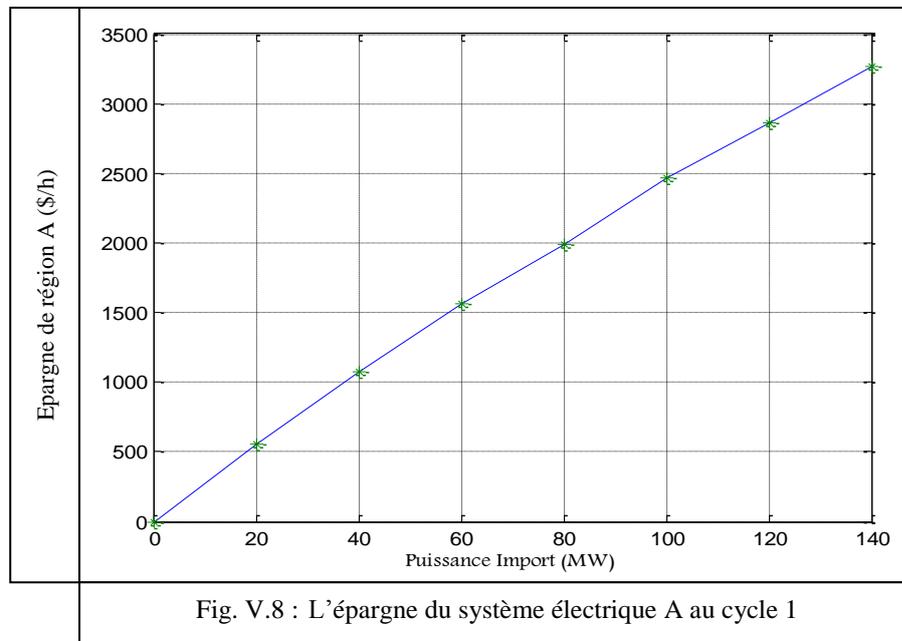


Fig. V.8 : L'épargne du système électrique A au cycle 1

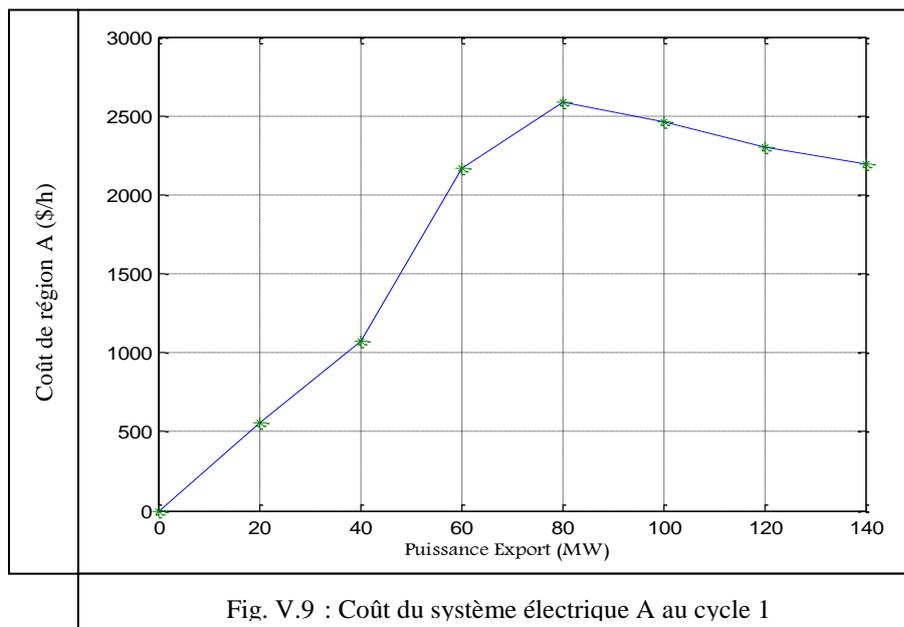
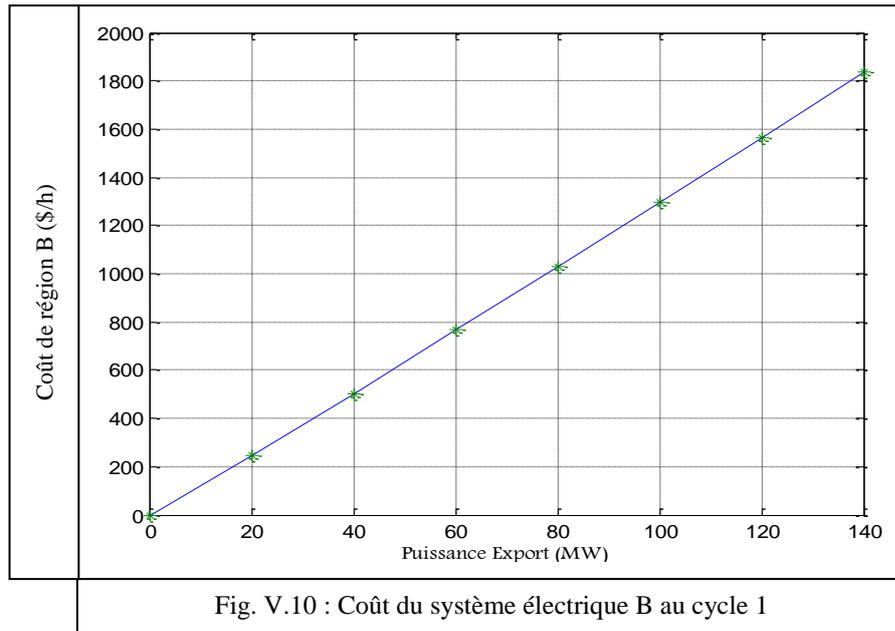


Fig. V.9 : Coût du système électrique A au cycle 1

Le tableau suivant illustre les résultats pour la puissance demandée de système B, tel que $P_{DB} = 290 \text{ MW}$.

K	P_{expB} (MW)	P_{DB} (MW)	$C_{B(k)} * 10^3$ (\$/h)	$C_B * 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)
0	0	290	4.1075	0	6.3210
1	20	310	4.3524	0.2449	6.5763
2	40	330	4.6108	0.5033	7.1275
3	60	350	4.8762	0.7687	7.7996
4	80	370	5.1361	1.0286	8.4543
5	100	390	5.4036	1.2961	9.1793
6	120	410	5.6728	1.5653	10.0942
7	140	430	5.9429	1.8354	10.7797

Tableau V.8 : Le coût de la région B selon la puissance exportée



Nous avons divisé les résultats du système C aux trois tableaux, selon la puissance demandée du système C, le tableau (V.9) illustré les résultats pour $P_{D_C} = 288 \text{ MW}$, le tableau (V.10) illustré les résultats pour $P_{D_C} = 338 \text{ MW}$ et le tableau (V.11) illustré les résultats pour $P_{D_C} = 388 \text{ MW}$.

K	P_{imp_C} (MW)	P_{D_C} (MW)	$E_{C(k)} * 10^3$ (\$/h)	$E_C * 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)
0	0	288	258.9286	0	2.8675
1	20	268	233.6662	25.2624	2.7647
2	40	248	201.2745	57.6541	1.9632
3	80	208	153.4797	105.4489	1.3648
4	100	188	131.8360	127.0926	0.9982
5	100	188	131.8360	127.0926	0.9982
6	100	188	131.8360	127.0926	0.9982
7	100	188	131.8360	127.0926	0.9982

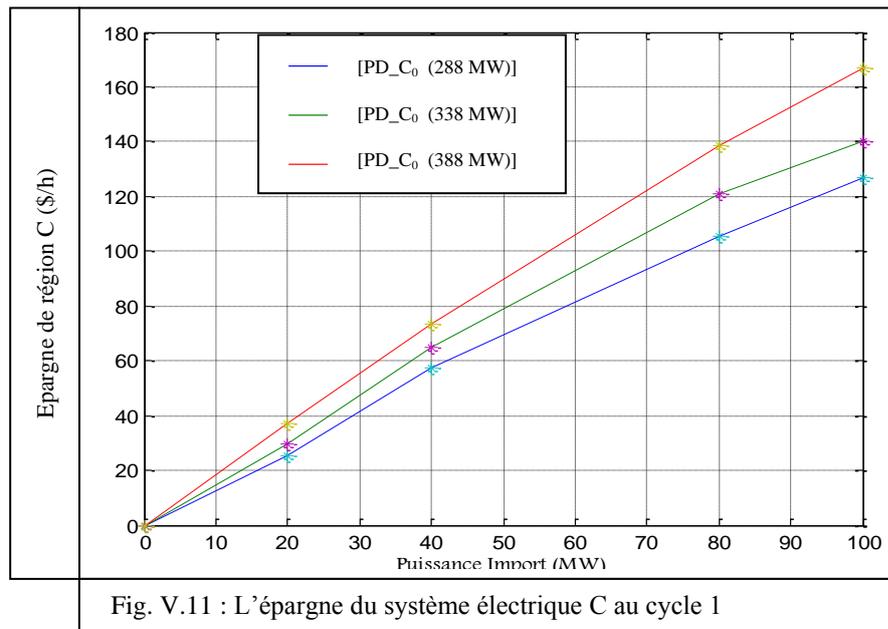
Tableau V.9 : Le coût de la région C selon la puissance importée pour $P_{D_C} = 288 \text{ (MW)}$

K	P_{impC} (MW)	P_{DC} (MW)	$E_{C(k)} * 10^3$ (\$/h)	$E_C * 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)
0	0	338	337.0051	0	3.3540
1	20	318	307.3888	29.6163	3.2874
2	40	298	272.1861	64.8190	2.5810
3	80	258	215.7771	121.2281	1.9121
4	100	238	196.9826	140.0225	1.9722
5	100	238	196.9826	140.0225	1.9722
6	100	238	196.9826	140.0225	1.9722
7	100	238	196.9826	140.0225	1.9722

 Tableau V.10 : Le coût de la région C selon la puissance importée pour $P_{DC} = 338(MW)$

K	P_{impC} (MW)	P_{DC} (MW)	$E_{C(k)} * 10^3$ (\$/h)	$E_C * 10^3$ (\$/h)	La perte (MW)
0	0	388	427.6919	0	4.7578
1	20	368	390.4171	37.2748	4.1152
2	40	348	354.1680	73.5239	3.4395
3	80	308	289.0502	138.6417	2.9594
4	100	288	260.5197	167.1723	2.6882
5	100	288	260.5197	167.1723	2.6882
6	100	288	260.5197	167.1723	2.6882
7	100	288	260.5197	167.1723	2.6882

 Tableau V.11 : Le coût de la région C selon la puissance importée pour $P_{DC} = 388(MW)$



Le tableau suivant illustre les résultats de bénéfice des trois systèmes dans le cas du cycle 1.

K	$B_{A_1} * 10^3$ (\$/h)			B_{B_1} (\$/h)	$B_{C_1} * 10^3$ (\$/h)		
0	0	0	0	0	0	0	0
1	47.7236	49.9006	53.7299	280.00	-0.5474	-0.5453	-0.5414
2	61.2002	64.7827	69.1351	535.70	-1.0426	-1.0390	-1.0347
3	67.8299	75.7195	84.4263	783.80	-2.1174	-2.1095	-2.1008
4	26.8783	33.3433	46.9181	992.00	-2.5228	-2.5164	-2.5028
5	0.0697	6.5347	20.1096	1232.6	-2.4016	-2.3952	-2.3816
6	-72.5860	-66.1210	-52.5462	1429.2	-2.2347	-2.2282	-2.2147
7	-139.5932	-133.1282	-119.5533	1632.3	-2.1295	-2.1231	-2.1095

Tableau V.12 : Résultats des bénéfices des systèmes A, B et C au cycle 1

Les figures suivantes représentent le bénéfice des systèmes électriques A, B et C dans le cycle 1 respectivement :

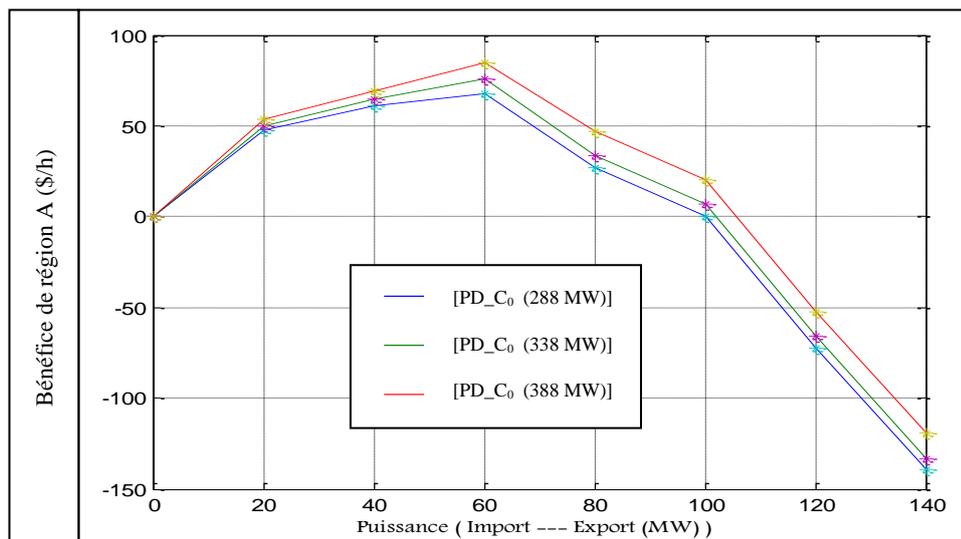


Fig. V.12 : Bénéfice du système A au cycle 1

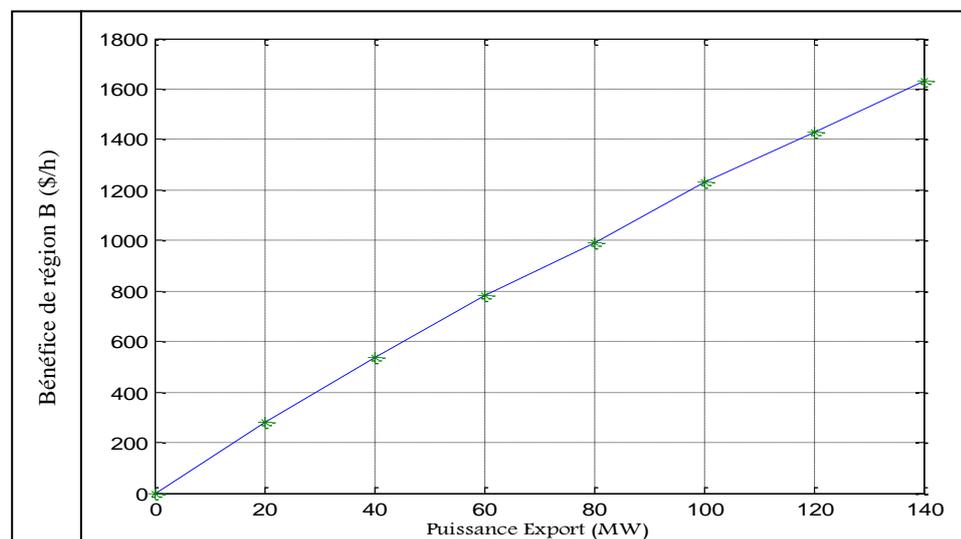


Fig. V.13 : Bénéfice du système B au cycle 1

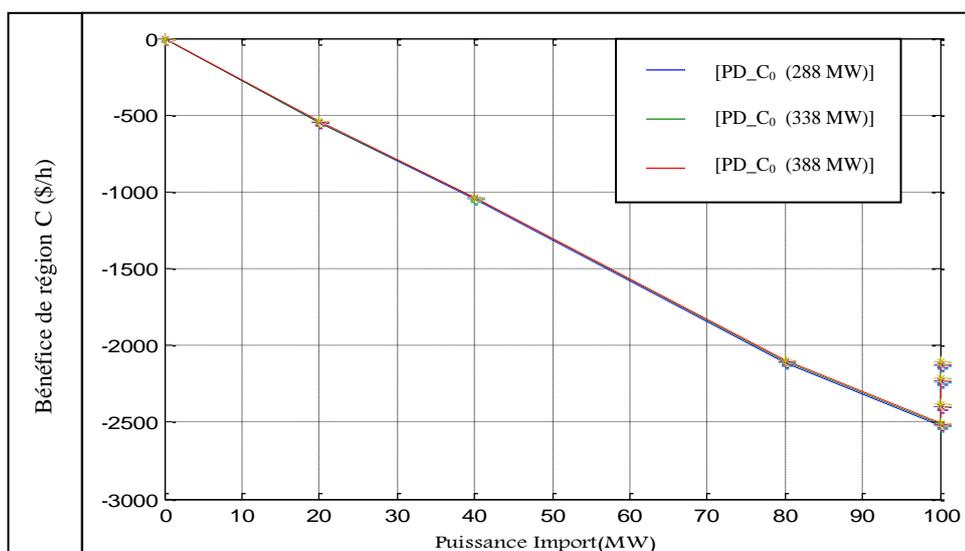


Fig. V.14 : Bénéfice du système C au cycle 1

V.3.1.3 Interprétation des résultats de cycle 1

- A partir de la courbe de bénéfice du système A (figure V.12), on constate que :
 - ❖ Le bénéfice est positif pour une puissance échangée [0 - 100 MW]. Cela est dû au fait que ce dernier dépend du coût de production de l'énergie importée du système B et qui est exporté vers le système C.
 - ❖ Pour un échange supérieur à 100 MW, la pente du bénéfice du système A change de signe et ce dernier commence diminuer au fur et à mesure que la puissance échangée augmente. Ceci est dû conjointement aux faits suivants :
 1. Les pentes de l'épargne des régions A (figure V.8) et C (figure V.11) diminuent au fur et à mesure que la puissance échangée augmente.
 2. La pente du coût de la région B (figure V.9) reste presque constante.
- A partir de la courbe de bénéfice du système A (figure V.12), on constate que le bénéfice augmente avec l'augmentation de la demande de la région C. Ceci est dû conjointement aux faits suivants :
 - L'épargne de la région C augmente au fur et à mesure que sa demande augmente.
- Le bénéfice du système B (figure V.13) s'accroît au fur et à mesure que la puissance échangée augmente car il dépend de l'épargne du système acheteur région A.
- Les bénéfices du système A sont inférieurs à ceux du système B car ils dépendent de l'épargne du système acheteur région C qui est très faible. Cette faiblesse est due aux paramètres des fonctions du coût de production des centrales.
- Le système C est soumis à des fortes pertes car il achète du système A dont le coût de production est élevé par rapport au coût de production du système C. Mais à partir de la puissance importée 100 MW, on constate que ses pertes deviennent de plus en plus faibles à cause de la diminution dans le coût de production du système A (figure V.9). Cette diminution dans le coût de production à partir de 80 MW est due au fait que la différence entre la puissance importée et la puissance exportée tend à diminuer jusqu'à ce que la puissance importée devienne supérieure à la puissance exportée.
- L'influence de la demande locale sur le bénéfice du système C (figure V.14) est négligeable vu que le coût de production du système exportateur est très élevé.

V.3.2 Cycle 2

Dans cette cycle, on va changer le transaction , le transaction 1 quand le système A vente une puissance (MW) au système C et le transaction 2, le système A achète une puissance du système B. En même étapes du cycle 1, nous dimensionnons les équations suivantes :

Transactions 1

Dans cette transaction, le prix de vente est déterminé par la relation suivante :

$$b_{12} = C_{A_2} + \frac{E_C}{2} \quad (V.13)$$

Donc le coût de production de système A selon la puissance exportée au système C est :

$$C_{A_2} = C_{A_2(k)} - C_{A_2(0)} \quad (V.14)$$

Et l'épargne de système C dans ce cycle est déterminée par la relation suivant :

$$E_C = E_{C(0)} - E_{C(k)} \quad (V.15)$$

$C_{A_2(0)}$: Coût de production de système A avant l'exportation.

Transactions 2

Le prix de vente de transactions 2 dans ce cycle est déterminé par la relation suivante :

$$b_{22} = C_B + \frac{E_{A_2}}{2} \quad (V.16)$$

Donc le coût de production de la puissance de système B exportée au système A est :

$$C_B = C_{B(k)} - C_{B(0)} \quad (V.17)$$

L'épargne de la région A est déterminé par la relation suivant :

$$E_{A_2} = C_{A_2(k)} - E_{A_2(k)} \quad (V.18)$$

$E_{A_2(k)}$: Coût de production du système A après l'importation (cycle 2).

E_{A_2} : L'épargne de la région A (La différence ente le coût de production de système A après l'exportation et l'importation).

V.3.2.1 Sommaire des bénéfices du cycle 2

L'équation de bénéfice du système A est montrée par la relation suivant :

$$B_{A_2} = (b_{12} - C_{A_2}) + (E_{A_2} - b_{22}) \quad (V.19)$$

En remplaçant b_{12} et b_{22} par les équations 13 et 16, on obtient la relation de bénéfice du système A comme suivant :

$$B_{A_2} = \frac{E_C}{2} + \frac{E_{A_2}}{2} - C_B \quad (V.20)$$

L'équation de bénéfice du système B est montrée par :

$$B_{B_2} = (b_{22} - C_B) \quad (V.21)$$

En remplaçant b_{22} par l'équation 16, donc la relation de bénéfice du système B est la suivant :

$$B_{B_2} = \frac{E_{A_2}}{2} \quad (V.22)$$

L'équation de bénéfice du système C est montrée par :

$$B_{C_2} = (E_C - b_{12}) \quad (V.23)$$

En remplaçant b_{12} par l'équation 13, donc la relation de bénéfice du système C est la suivant :

$$B_{C_2} = \left(\frac{E_C}{2} - C_{A_2} \right) \quad (V.24)$$

B_{A_2} : Bénéfice de la région A au cycle 2.

B_{B_2} : Bénéfice de la région B au cycle 2.

B_{C_2} : Bénéfice de la région C au cycle 2.

V.3.2.2 Résultats d'application sur d'échanges d'énergie entre les systèmes A, B et C

Le tableau suivant illustré les résultats pour puissance demandée de système A $P_{D_A} = 365 \text{ MW}$ dans les deux cas, premièrement système A exportateur et deuxièmes importateur.

K	P_{expA} (MW)	P_{impA} (MW)	P_{DA} (MW)		Cout de production du système A				C_{A_2} * 10^3 (\$/h)	E_{A_2} * 10^3 (\$/h)
					système A exportateur		système A importateur			
			$P_{DA,C}$	$P_{DA,B}$	$C_{A_2(k)}$ * 10^3 (\$/h)	La perte (MW)	$E_{A_2(k)}$ * 10^3 (\$/h)	La perte (MW)		
0	0	0	365	365	6.6433	4.6975	6.6433	4.6975	0	0
1	20	20	385	365	7.2457	5.0765	6.6433	4.6975	0.6025	0.6025
2	40	40	405	365	7.9491	5.8961	6.6433	4.6975	1.3058	1.3058
3	80	60	445	385	9.1840	6.8771	7.2457	5.0765	2.5407	1.9383
4	100	80	465	385	9.8624	7.5620	7.2457	5.0765	3.2192	2.6167
5	100	100	465	365	9.8624	7.5620	6.6433	4.6975	3.2192	3.2192
6	100	120	465	345	9.8624	7.5620	6.0832	4.3473	3.2192	3.7793
7	100	140	465	325	9.8624	7.5620	5.5718	3.5275	3.2192	4.2906

Tableau V.13 : L'épargne et le coût de la région A selon la puissance importée ou exportée de cycle 2

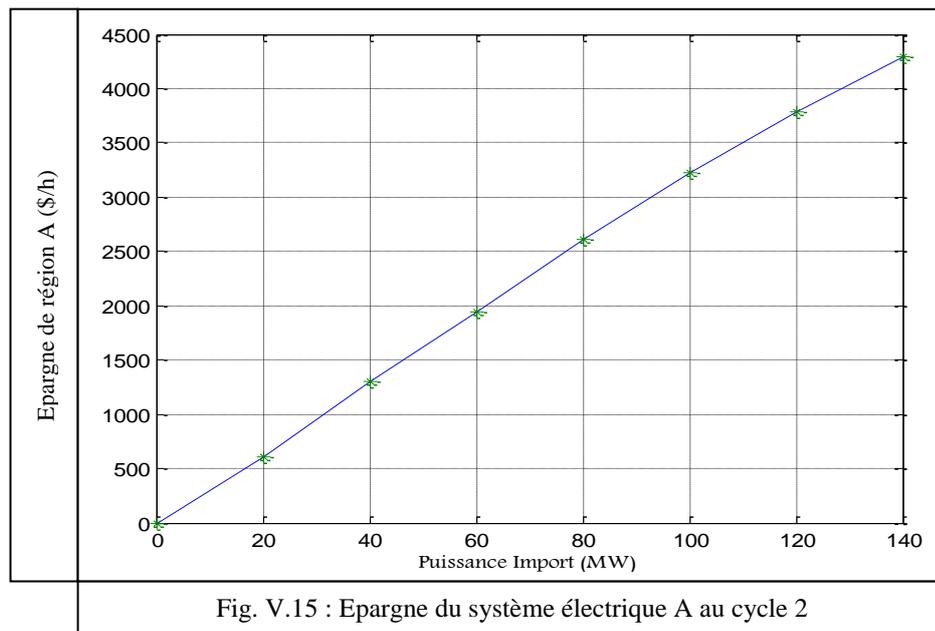


Fig. V.15 : Epargne du système électrique A au cycle 2

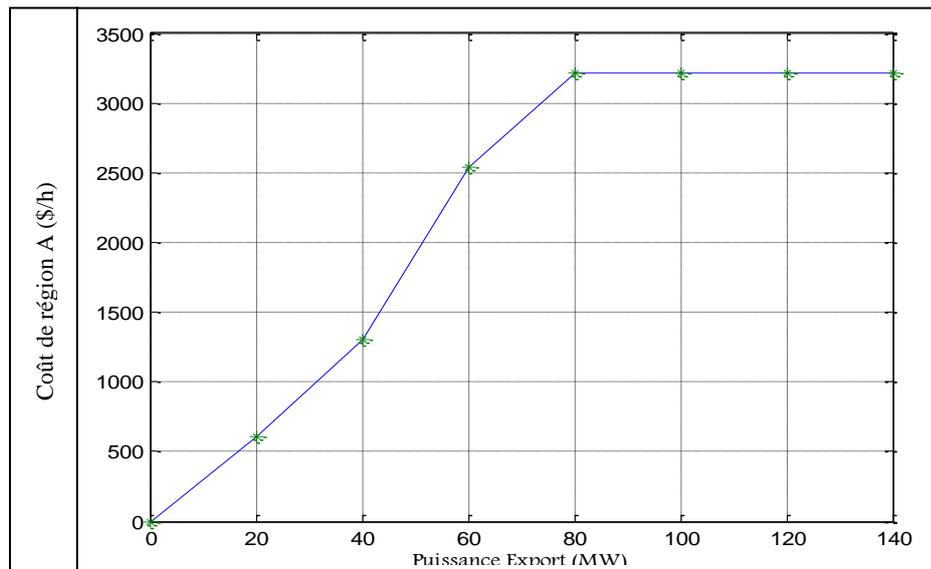


Fig. V.16 : Coût du système électrique A au cycle 2

Le tableau suivant illustre les résultats de bénéfice des trois systèmes dans le cycle 2.

K	$B_{A_2} * 10^3$ (\$/h)			B_{B_2} (\$/h)	$B_{C_2} * 10^3$ (\$/h)		
0	0	0	0	0	0	0	0
1	68.9108	71.0878	74.9170	301.2	-0.5898	-0.5876	-0.5838
2	178.3924	181.9749	186.3273	652.9	-1.2770	-1.2734	-1.2691
3	253.1253	261.0150	269.7218	969.1	-2.4880	-2.4801	-2.4714
4	343.2846	349.7496	363.3245	1308.4	-3.1556	-3.1492	-3.1356
5	377.0756	383.5406	397.1155	1609.6	-3.1556	-3.1492	-3.1356
6	387.8885	394.3535	407.9284	1889.6	-3.1556	-3.1492	-3.1356
7	373.4623	379.9272	393.5021	2145.3	-3.1556	-3.1492	-3.1356

Tableau V.14 Résultats des bénéfices des systèmes A, B et C au cycle 2

Les figures suivantes représentent le bénéfice des systèmes électriques A, B et C au cycle 2 respectivement :

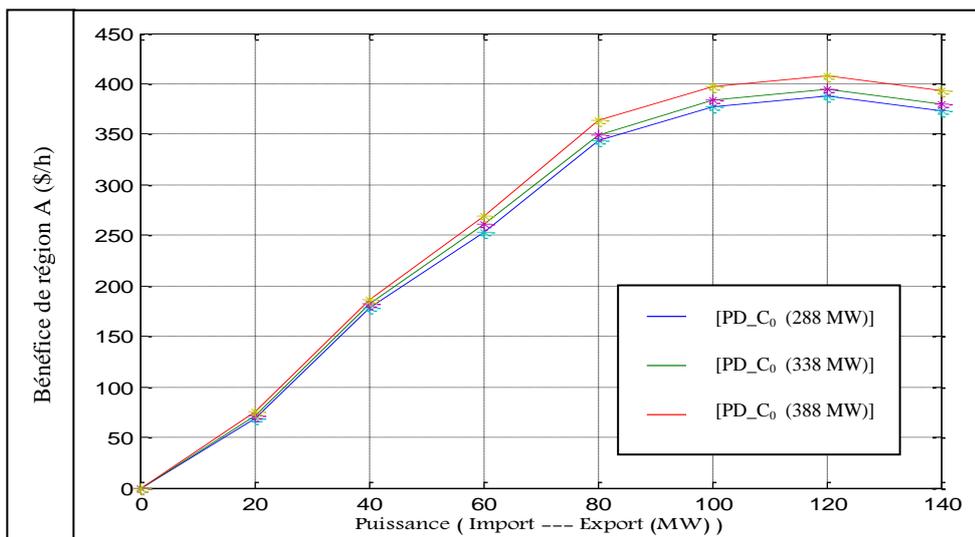


Fig. V.17 : Bénéfice du système A au cycle 2

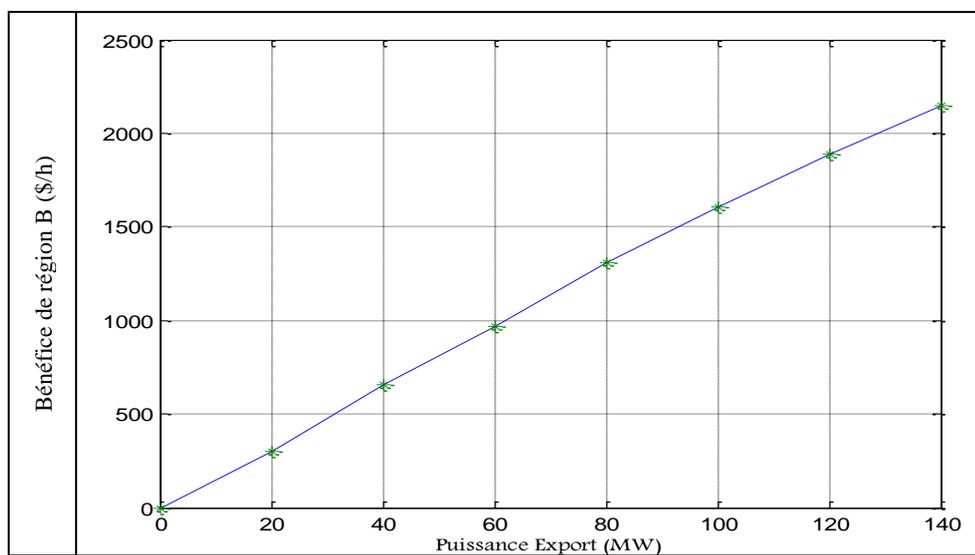


Fig. V.18 : Bénéfice du système B au cycle 2

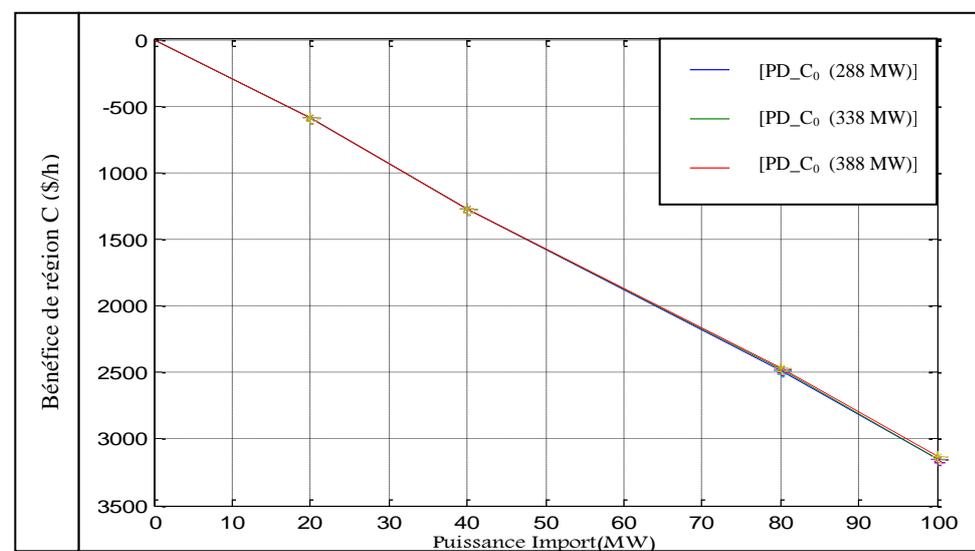


Fig. V.19 : Bénéfice du système C au cycle 2

V.3.2.3 Interprétation des résultats de cycle 2

- Durant ce cycle, l'épargne du système A (figure V.15) ainsi que le coût de production sont nettement supérieurs que ceux durant le cycle 1. Cette augmentation est due au fait qu'on achète de l'énergie ensuite on l'exporte.
- L'augmentation de l'épargne du système A d'une part et d'autre part, l'épargne du système C (figure V.11) ainsi que le coût de production du système B (figure V.10) restent inchangés ont entraînés l'augmentation du bénéfice du système A (figure V.17).
- Le bénéfice du système B (figure V.18) augmente au fur et à mesure que l'épargne du système A augmente car le bénéfice du système B dépend uniquement de l'épargne du système A.
- Durant ce cycle, le système C est soumis encore à des fortes pertes (figure V.19) à cause de l'augmentation du coût de production du système exportateur A (figure V.16).
- Durant ce cycle, on constate que le coût de production du système A devient constant à partir de la puissance 80 MW, ceci est dû au fait que le système A exporte puis importe de l'énergie électrique. Dans ce cas le coût d'importation n'a pas d'effet sur le coût d'exportation.
- On constate une invariance dans le bénéfice du système C dans la puissance importée 100MW du au fait de sa dépendance du coût de production du système A.

V.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons appliqué la méthode d'algorithme génétique sur l'échange d'énergie par entre trois systèmes interconnectés et étudié les bénéfices entre ces systèmes. On a proposé deux cycles pour cette application (cycle 1 et cycle 2) comme nous l'avons présenté précédemment.

En comparant, les résultats des deux cycles on déduit que :

- Le cycle 2 est plus bénéfique pour les systèmes A et B.
- Le cycle 1 est plus bénéfique pour le système C.
- Le bénéfice du système B augmente au fur et à mesure que la puissance exportée augmente.
- Augmenter le coût de production d'exportateur, le bénéfice d'importateur diminue

Le système A est l'élément influant sur les systèmes B et C d'où il peut choisir le cycle qu'il lui convient.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse traitent deux axes de recherche. Le premier est relatif aux problèmes d'optimisation de la répartition de la charge et le deuxième est échange l'énergie électrique entre des systèmes de production de l'énergie électrique.

Le premier chapitre a été consacré à la définition et la formulation du modèle mathématique convenable du réseau. Le deuxième chapitre, on a étudié, en général quelques méthodes d'optimisation, classiques et développement. Dans la première partie du troisième chapitre a été consacrée aux définitions sur la technique d'algorithme génétique. La deuxième partie a été testé l'optimisation de la répartition de la charge par méthode d'algorithme génétique.

Les résultats d'exécution du programme sur un système composé de trois unités de production, montrent que cette méthode converge rapidement vers la valeur optimale. Donc cette méthode possède des caractéristiques bien souhaitables dans le problème d'optimisation de la répartition de la charge.

Une des particularités importantes des métras heuristiques, réside dans l'absence d'hypothèses particulières sur la régularité de la fonction coût. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très vaste le domaine d'application de ces métras heuristiques dans les systèmes électriques.

Donc la méthode d'algorithme génétique est bien adaptée à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimal coût possible ainsi que le meilleur profit.

L'échange d'énergie présente plusieurs avantages, parmi lesquels l'augmentation de la sécurité et la continuité d'alimentation dans le système énergétique avec la couverture de tous les besoins des consommateurs sans avoir recours à des installations nouvelles (permanente). Les réseaux électriques gardent le fonctionnement normal du système énergétique et le système reste stable quelques soient les demandes de charge et dans le cas de la faiblesse de production causée par des arrêts programmés ou non, on peut remédier par l'échange d'énergie.

Dans le chapitre dernier nous avons développé un programme qui permet de planifier l'échange de l'énergie électrique entre des réseaux électriques interconnectés suivie par des interprétations des résultats obtenues.

Dans le cas étudié, le système B est le seul vendeur au système A, suite à un accord préalable entre eux. On constate qu'une augmentation de la puissance exportée entraîne une augmentation du profit pour le système B. Tandis que le système A joue le rôle du vendeur et de l'acheteur en même temps. Les résultats obtenus montrent que le système A peut contrôler cet échange de sorte que son bénéfice soit amplifié. Le coût de l'énergie importée du système C est faible, ce qui a conduit à la faiblesse du bénéfice le long de la durée de l'étude (en fonction de la puissance demandée).

À partir de ces résultats, les gestionnaires des systèmes interconnectés peuvent choisir les moments opportuns pour faire leurs échanges qui entraînent des grandes marges de profit ou d'épargne suivant le cas.

En perspective, nous proposons la continuité sur cet axe de recherche en étalant sur l'impact de l'insertion des sources renouvelables sur l'échange d'énergie électrique entre les réseaux interconnectés.

Annexe

Annexe A

Réseau test IEEE 30-Bus

Les données de Réseau test IEEE 30-Bus sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.1) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1	0	23.54	0	0	0	150	-20
2	2	1	0	60.97	0	21.7	12.7	60	-20
3	3	1	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	3	1	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	3	1	0	0	0	0	0	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	3	1	0	0	0	30	30	0	0
9	3	1	0	0	0	0	0	0	0
10	3	1	0	0	0	5.8	2	0	0
11	3	1	0	0	0	0	0	0	0
12	3	1	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	2	1	0	37	0	0	0	44.7	-15
14	3	1	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	3	1	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	3	1	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	3	1	0	0	0	9	5.8	0	0
18	3	1	0	0	0	3.2	0.9	0	0
19	3	1	0	0	0	9.5	3.4	0	0
20	3	1	0	0	0	2.2	0.7	0	0
21	3	1	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	2	1	0	21.59	0	0	0	62.5	-15
23	2	1	0	19.2	0	3.2	1.6	40	-10
24	3	1	0	0	0	8.7	6.7	0	0
25	3	1	0	0	0	0	0	0	0
26	3	1	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	2	1	0	26.91	0	0	0	48.7	-15
28	3	1	0	0	0	0	0	0	0
29	3	1	0	0	0	2.4	0.9	0	0
30	3	1	0	0	0	10.6	1.9	0	0

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

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres.

Bus n1	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	2	0.02	0.06	0.03	1

1	3	0.05	0.19	0.03	1
2	4	0.06	0.17	0.02	1
3	4	0.01	0.04	0.02	1
2	5	0.05	0.2	0	1
2	6	0.06	0.18	0.02	1
4	6	0.01	0.04	0.02	1
5	7	0.05	0.12	0	1
6	7	0.03	0.08	0.01	1
6	8	0.01	0.04	0.01	1
6	9	0	0.21	0	1
6	10	0	0.56	0	1
9	11	0	0.21	0	1
9	10	0	0.11	0	1
4	12	0	0.26	0	1
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.12	0.26	0	1
12	15	0.07	0.13	0	1
12	16	0.09	0.2	0	1
14	15	0.22	0.2	0	1
16	17	0.08	0.19	0	1
15	18	0.11	0.22	0	1
18	19	0.06	0.13	0	1
19	20	0.03	0.07	0	1
10	20	0.09	0.21	0	1
10	17	0.03	0.08	0	1
10	21	0.03	0.07	0	1
10	22	0.07	0.15	0	1
21	22	0.01	0.02	0	1
15	23	0.1	0.02	0	1
22	24	0.12	0.18	0	1
23	24	0.13	0.27	0	1
24	25	0.19	0.33	0	1
25	26	0.25	0.38	0	1
25	27	0.11	0.21	0	1
28	27	0	0.4	0	1
27	29	0.22	0.42	0	1
27	30	0.32	0.6	0	1
29	30	0.24	0.45	0	1
8	28	0.06	0.2	0.02	1
6	28	0.02	0.06	0.01	1

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

Les caractéristiques des générateurs sont illustrées dans le tableau suivant :

N° de JB	Limite de la générée puissance (P_{gi})		Coefficients de coût		
	P_{gimin} (MW)	P_{gimax} (MW)	a_i	b_i	c_i
1	0	80	0	2	0.02
2	0	80	0	1.75	0.0175
13	0	50	0	1	0.0625
22	0	55	0	3.25	0.00834
23	0	30	0	3	0.025
27	0	40	0	3	0.025

Tableau A.3 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 9

Système de réseau électrique A

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.4 et le tableau A.5) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1	0	0	0	0	0	300	-300
2	2	1	0	163	0	0	0	300	-300
3	2	1	0	85	0	0	0	300	-300
4	3	1	0	0	0	0	0	0	0
5	3	1	0	0	0	90	30	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	0	0	100	35	0	0
8	3	1	0	0	0	0	0	0	0
9	3	1	0	0	0	125	50	0	0

Tableau A.4 : Données du réseau des jeux de barres 9 de système A

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres (tableau B.2).

Bus n1	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	4	0	0.0576	0	1
4	5	0.0170	0.0920	0.1580	1
5	6	0.0390	0.1700	0.3580	1
3	6	0	0.0586	0	1
6	7	0.0119	0.1008	0.2090	1
7	8	0.0085	0.0720	0.1490	1
8	2	0	0.0625	0	1
8	9	0.0320	0.1610	0.3060	1
9	4	0.0100	0.0850	0.1760	1

Tableau A.5 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 9

Système de réseau électrique B

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.3 et le tableau A.4) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1.05	0	0	0	20	0	100	-100
2	2	1.05	0	50	0	40	0	100	-100
3	2	1.07	0	60	0	20	0	60	-100
4	3	1.00	0	0	0	70	70	0	0
5	3	1.0	0	0	0	70	70	0	0
6	3	1.00	0	0	0	70	70	0	0

Tableau A.6 : Données du réseau des jeux de barres 6 de système B

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres (tableau A.5).

Bus Nl	Bus Nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	2	0.1	0.2000	0.0400	1
1	4	0.05	0.20	0.04	1
1	5	0.08	0.30	0.06	1
2	3	0.05	0.2500	0.06	1
2	4	0.05	0.10	0.02	1
2	5	0.1	0.30	0.04	1
2	6	0.07	0.20	0.05	1
3	5	0.12	0.26	0.05	1
3	6	0.02	0.10	0.02	1
4	5	0.2	0.40	0.08	1
5	6	0.1	0.30	0.06	1

Tableau A.7 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 6

Système de réseau électrique C

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.5 et le tableau A.6) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1.0600	0	232.4	-16.9	0	0	10	0
2	2	1.0450	0	40.0	42.4	21.70	12.70	50	-40
3	2	1.0100	0	0	23.4	94.20	19.0	40	0

4	3	1.0190	0	0	0	47.80	-3.90	0	0
5	3	1.0200	0	0	0	7.60	1.60	0	0
6	2	1.0700	0	0	12.2	11.20	7.50	24	-6
7	3	1.0620	0	0	0	0	0	0	0
8	2	1.0900	0	0	17.4	0	0	24	-6
9	3	1.0560	0	0	0	29.50	16.60	0	0
10	3	1.0510	0	0	0	9.00	5.80	0	0
11	3	1.0570	0	0	0	3.50	1.80	0	0
12	3	1.0550	0	0	0	6.10	1.60	0	0
13	3	1.0500	0	0	0	13.50	5.80	0	0
14	3	1.0360	0	0	0	14.90	5.00	0	0

Tableau A.8 : Données du réseau des jeux de barres 14 de système C

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre jeux de barres (tableau A.6).

Bus nl	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	Status
1	2	0.0194	0.0592	0.0528	1
1	5	0.0540	0.2230	0.0492	1
2	3	0.0470	0.1980	0.0438	1
2	4	0.0581	0.1763	0.0340	1
2	5	0.0570	0.1739	0.0346	1
3	4	0.0670	0.1710	0.0128	1
4	5	0.0134	0.04210	0	1
4	7	0	0.2091	0	1
4	9	0	0.55620	0	1
5	6	0	0.25200	0	1
6	11	0.0950	0.1989	0	1
6	12	0.1229	0.2558	0	1
6	13	0.0662	0.1303	0	1
7	8	0	0.17620	0	1
7	9	0	0.11000	0	1
9	10	0.0318	0.0845	0	1
9	14	0.1271	0.2704	0	1
10	11	0.0820	0.1921	0	1
12	13	0.2209	0.1999	0	1
13	14	0.1709	0.3480	0	1

Tableau A.9 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 14

Bibliographie

- [01] Marie-Cécile Alvarez-Hérault « Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée » Thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 10/12/ 2009.
- [02] Thi Thu Hà PHAM « Influences de la production decentralisee sur la gestion des infrastructures critiques des reseaux de puissance » Thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 26/10/2006
- [03] Vincent Courtecuisse « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. » Thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Spécialité "Génie électrique", Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, 20 novembre 2008.
- [04] Slimani Linda « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta-heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de doctorat de l'université de Batna, soutenue le : 22/12/2009.
- [05] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 06/07/ 2009.
- [06] Messaoudi Abdelmoumene, «Dispatching économique des réseaux électriques par numérique les méthodes » Thèse de magister, université de Batna, année 2001.
- [07] Dr M. Belkacemi modélisation des Réseaux Electriques- Université de Batna ,2005-2006.
- [08] M. Draïdi Abdellah « Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle » Thèse de magistère, université de Constantine, Année : 2010.
- [09] Seddiki Zahira « Optimisation de l'écoulement de puissances dans un système d'énergie électrique par la méthode du point intérieur » Thèse de magistère, université H.B.Chlef 2008/2009.
- [10] Laboudi Zakaria « Evolution d'automates cellulaires par algorithmes génétiques quantiques sur un environnement parallèle » Thèse de Magistère, université Mentouri de Constantine, 28 / 04 /09.
- [11] Edmundo Bonilla Huerta « Logique floue et algorithmes génétiques pour le prétraitement de données de bio puces et la sélection de gènes.» Thèse de doctorat, université D'Angers, 13/11/2008.
- [12] Omary Fouzia « Applications des algorithmes évolutionnistes à la cryptographie » Thèse de doctorat d'état spécialité : informatique, université Mohammed v – Agdal, Soutenue le 20 juillet 2006.
- [13] Marine Baulac « Optimisation des Protections Anti-bruit Routières de Forme Complexe » Thèse de doctorat, université du Maine (le mans France), soutenue le 12 octobre 2006.
- [14] Wei Wu « Synthèse d'un contrôleur flou par Algorithme Génétique : Application au réglage dynamique des paramètres d'un système » Thèse de doctorat, uni. De Lille 1 18/12/1998.
- [15] Lassouaoui Nadia, Hamami Latifa et Nouali Nadia « Les algorithmes génétiques application à la segmentation des images » Division Informatique mobile, Centre de Recherche sur l'Information Scientifique et Technique Ecole Nationale Polytechnique, Laboratoire Signal & Communications, Alger, Rist Vol.14 N°02 Année 2004.
- [16] Laoufi Abdellah et Allaoua Boumediène « Répartition optimale des puissances actives d'un réseaux électrique utilisant l'algorithme de colonie fourmis » article, université de BÉCHAR.

- [17] A. Belmadani, L. Benasla et M. Rahli « Etude d'un dispatching économique environnemental par la méthode Harmony Search » article, Media-mira Science Publisher. All rights reserved, 2009.
- [18] Slimani Linda « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de doctorat de l'université de Batna, 22/12/2009.
- [19] Jean-Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd « Ligne et réseaux électriques 3 (fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés). » Livre, May 2008.
- [20] L.abdelhafem-Koridak, M.Rahli et M.Younes « optimisation du dispatching électrique et de l'émission des gaz par les algorithmes génétiques » article, Département d'Electrotechnique.
- [21] Mr. Bensalem Ahmed « Analyse et gestion de la production des centrales liées aux réseaux électriques de grande taille » Thèse de doctorat, université de Batna, Soutenu le : 28 Juin 2007.
- [22] Bellouz Nassima, «Dispatching Economique par la méthode du Gradient » Thèse de magister, Université de Batna, année 2002.
- [23] F. Benhamida, A. Bendaoued et Y. Ramdani « Résolution de dispatching économique par la méthode de distribution par paquet » article, university of Djillali Liabes, February 25, 2010.
- [24] Mimoun Younes ¹, Mostefa Rahli², Mohamed Abid ¹, Malika Kandouci¹ « Optimisation d'écoulement des puissances par algorithmes intelligents » Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg, 52, 1, p. 3–12, Bucarest, 2007, université Sidi Bel Abbés
- [25] Johann Dréo « Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues. Application en génie biomédical » Thèse de doctorat, Uni. Paris 12-Val de Marne, 13/12/2004.
- [26] Laetitia Jourdan « Méta-heuristiques Coopératives : du déterministe au stochastique » Habilitation à Diriger les Recherches de l'université de Lille I, 15/09/2010.
- [27] Ben Mohamed Ahmed « Résolution approchée du problème de bin-packing » Thèse de doctorat de l'université du Havre, soutenue le 03/12/2009.
- [28] Charles-Edmond BICHOT « élaboration d'un nouveau méta heuristique pour le partitionnement de graphe : la méthode de fusion-fission. Application au découpage de l'espace aérien » Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, le 9 novembre 2007.
- [29] Pitiot Paul « Amélioration des techniques d'optimisation combinatoire par retour d'expérience dans le cadre de la sélection de scénarios de Produit/Projet » Thèse de doctorat, Uni. De Toulouse, 25/05/2009.
- [30] M. souier, A. hassam, Z. sari « méta heuristique pour la manipulation de routages alternatifs en temps réel dans un FMS » international conférence on industrial engineering and manufacturing ICIEM'10, May, 9-10, 2010, Batna /Labo d'automatique de Tlemcen, université Abou Bekr Belkaid,
- [31] Amir Nakib « Conception de méta-heuristiques d'optimisation pour la segmentation d'images. Application à des images biomédicales » Thèse de doctorat, université Paris 12-val de marne, 5/12/2007.
- [32] M. Khemaies GHALI « Méthodologie de conception système a base de plateformes reconfigurables et programmables » Thèse de doctorat l'université Paris XI, le 01 Mars 2005.
- [33] Julien Lepagnot « Conception de méta-heuristiques pour l'optimisation dynamique. Application à l'analyse de séquences d'images IRM. » Thèse de doctorat, université Paris-Est, 1/12/2011.

- [34] José Crispín Hernández H « Algorithmes méta-heuristiques hybrides pour la sélection de gènes et la classification de données de bio-puces » Thèse de doctorat, université D'Angers 14/11/08.
- [35] Eddy Thiriot « Modélisation de la reconnaissance et de la catalyse enzymatiques : développements méthodologiques et détermination du mécanisme des Méthionine Sulfoxyde Réductases de classe A » Thèse de doctorat, université Henri Poincaré - Nancy I 4 juin 2009.
- [36] Abdelmalek Gacem « Utilisation des méthodes d'optimisations méta-heuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques » Thèse de magistère, centre université d'El-oued, 24/06/2010.
- [37] Bouziane Boussahoua « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques » Thèse de magister, école nationale polytechnique d'Alger, le 08/07/ 2004.
- [38] Guergazi Khaled « Optimisation de l'échange de puissance entre un réseau électrique et d'autres systèmes » Thèse de magistère, centre universitaire d'El-oued.
- [39] L. Benferhi chargé de cours département électrotechnique, université de Batna.
- [40] Yasmina Chabane « Commande hybride logique floue-algorithmes génétiques pour l'amortissement de perturbations dans les réseaux électriques » Thèse de magister, école nationale polytechnique d'Alger, 18 /09/ 2005.
- [41] A. Belmadani, L. Benasla et M. Rahli « Etude d'un dispatching économique environnemental par la méthode harmony search » article, Département d'Electrotechnique, USTO ; BP 1505, Oran El M'naouer, Algérie (2009).
- [42] Mimoun Younes, Samir Hadjri Et Houari Sayah « Dispatching économique par une méthode artificielle » article, université sidi bel-abbés, Algérie, Laboratoire ICEPS (2009).
- [43] L. Abdelhakem-Koridak et M. Rahli « Optimisation d'un dispatching environnement/économique de la production d'énergie électrique par un algorithme génétique » article, (quatrième conférence internationale sur le génie électrique CIGE'10, 03-04 /11/ 2010, uni de Bechar).
- [44] L. Abdelhakem-koridak, M. Rahli, D. Lefebvre, F-Z. Benayed « Optimisation d'un dispatching économique et environnemental d'énergie électrique par l'algorithme harmony search » article, Département d'Electrotechnique, USTO MB ; BP 1505, Oran El M'naouer, Algérie.
- [45] L. Abdelmalek, M.Rahli et S.M. Djaber « Etude de la répartition économique des réseaux électriques par les algorithmes génétiques » article, Département de Génie Electrique, E.N.S.E.T Oran, B.P.1523, Oran El m'naouer, Algérie
- [46] Laoufi Abdellah Et Allaoua Boumediene « Répartition optimale des puissances actives d'un réseau électrique utilisant l'algorithme de colonie de fourmis » article, Département d'Electrotechnique, université de Béchar, BP. 417, Béchar (08000), ALGÉRIE.
- [47] R. Ouiddir, M. Rahli et L. Abdelhakem-koridak « Economic dispatch using a genetic algorithm: application to western Algeria's electrical power network » journal of information science and engineering 21, 659-668 (2005).
- [48] Belkacem Sid « Optimisation topologique de structures par algorithmes génétique » Thèse de doctorat, université de technologie de Belfort-Montbéliard et de Franche-Comté, 05/12/2006.
- [49] J.L. Lilien « Transport et distribution de l'énergie électrique » Cours donné à l'institut d'électricité Montefiore, université de Liège 2009.

- [50] Vincent Manzo «Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé» thèse de doctorat, Labo d'Electrotechnique de Grenoble, 22/10/04.
- [51] Thang VU «Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés » » thèse de doctorat, université de Grenoble 7/08/ 2006.
- [52] Arnaud Davigny « participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » Thèse de doctorat, université De Lille, 11/12/2007.
- [53] Marcelo Saguan «Etude sur la gestion des congestions » Thèse de doctorat préparée sous la direction de Patrick Bastard (Supélec) et Jean-Michel Gâchant (Faculté Jean Monnet) (Rapport provisoire n° 3 – 5 juillet 2004).
- [54] j.perez « Marchés organisés de l'électricité et du gaz : moteurs de l'intégration européenne » EPEX Spot; vers un marché spot européen de l'électricité, Soirée débat SEE & IEEE PES, 27/10/09.
- [55] Delendi Louardi « Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS » Thèse de magistère, université De Batna Soutenu le, 25/06/ 2009.
- [56] Ouahib Guenounou «Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un bioprocédé » Thèse de doctorat l'université de Toulouse, 22/04/2009.
- [57] Ce document a été réalisé dans le cadre de l'opération : Benchmark Énergie «Guide pratique du marché de l'électricité » ABEA : Association Bretonne des Entreprise Agroalimentaires, Juin 2010.
- [58] Florent Maupas « Analyse de l'impact économique de l'aléa éolien sur la gestion de l'équilibre d'un système électrique » Thèse de doctorat, université paris-sud 11, 2 juillet 2008.
- [59] Vincent Roges « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. » Thèse de doctorat, l'université d'Artois, centre nationale de recherche technologique de Lille 17/12/2004.
- [60] Agnieszka Stasiakowska « Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et La sécurité d'approvisionnement en électricité » Mémoire d'études approfondies en études européennes, institut européen de l'université de Genève, septembre 2008.
- [61] Michel Didier et Gilles Koléda « Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque » Coe-Rexecode : Centre d'observation économique et de recherche pour l'expansion de l'économie et le développement des entreprises 10/2009.
- [62] Alexandre Teninge « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire » Thèse de doctorat, de l'institut polytechnique de Grenoble le 04/12/2009.
- [63] Ivan Saillard et Philippe Turpin « Approvisionnement Energétique de la Loire Atlantique Synthèse de la séance de travail du 9 mars 2006 » conseil de développement départemental.
- [64] Vincent Rious « Les développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisée un problème de coordination avec la production » Thèse de doctorat, école supérieure d'électricité, université paris-sud 11, 30/ 10 /2009.
- [65] I.houara Chargé de coure université de Batna « informatique et analyse numérique »
- [66] Marcelo Saguan « l'analyse économique des architectures de marche électrique. Application au market design du « temps réel » » Thèse de doctorat, université Paris-Sud 11 04/2007.

[67] <http://www.cre.fr> operateurs responsables -d-équilibre.

[68] <http://www.cre.fr> marches marche-de-gros-marche-de-l-électricité.

[69] Haimour Rachida « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique » Thèse de magister, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran année universitaire 2008-2009.

[70] Techniques de l'Ingénieur, D 4 951 – 4.

[71] Abdenour Abdelli « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive » Thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse 15/10/2007.

[72] Stephane Gerbex « Meta heuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique » Thèse de doctorat, école polytechnique fédérale de Lausanne 2003.

[73] Bouri Sihem « Optimisation de la production et la structure d'énergie électrique par les colonies de fourmis » Thèse de doctorat, université de Djilali Liabès, 2007/2008

[74] L. Abdelhakem-Koridak et M. Rahli, « Optimisation d'un dispatching environnement/économique de la production d'énergie électrique par un algorithme génétique » Quatrième Conférence Internationale sur le Génie Electrique CIGE' 10, 03-04 Novembre 2010, université de Bechar, Algérie.

[75] Nicolas Barnier et Pascal Brisset « Optimisation par algorithme génétique sous contraintes » École Nationale de l'Aviation Civile 7, avenue Édouard Belin 31055 Toulouse Cedex 4.

[76] S. Sayah, K. Zehar et N. Bellaouel, « Dispatching Economique avec Contraintes de Sécurité par la Programmation Linéaire » article Laboratoire de la Qualité de l'Energie dans les Réseaux Electriques, université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie.

[77] Khaled Alcheikh Hamoud « modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : application a l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif » Thèse de doctorat, université de Grenoble délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble Le 6 avril 2010.

[78] Davy Capera « Systèmes multi-agents adaptatifs pour la résolution de problèmes application à la conception de mécanismes » Thèse de doctorat, université de Paul Sabatier de Toulouse III, 23/06/ 2005.

[79] Giraud Moreau « Optimisation des systèmes mécaniques : couplage de méthodes déterministes et évolutionnaires pour les problèmes en variables mixtes » Thèse de doctorat, Uni. de Technologie de Troyes, 18/11/1999.

Annexe A

Réseau test IEEE 30-Bus

Les données de Réseau test IEEE 30-Bus sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.1) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1	0	23.54	0	0	0	150	-20
2	2	1	0	60.97	0	21.7	12.7	60	-20
3	3	1	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	3	1	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	3	1	0	0	0	0	0	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	3	1	0	0	0	30	30	0	0
9	3	1	0	0	0	0	0	0	0
10	3	1	0	0	0	5.8	2	0	0
11	3	1	0	0	0	0	0	0	0
12	3	1	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	2	1	0	37	0	0	0	44.7	-15
14	3	1	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	3	1	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	3	1	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	3	1	0	0	0	9	5.8	0	0
18	3	1	0	0	0	3.2	0.9	0	0
19	3	1	0	0	0	9.5	3.4	0	0
20	3	1	0	0	0	2.2	0.7	0	0
21	3	1	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	2	1	0	21.59	0	0	0	62.5	-15
23	2	1	0	19.2	0	3.2	1.6	40	-10
24	3	1	0	0	0	8.7	6.7	0	0
25	3	1	0	0	0	0	0	0	0
26	3	1	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	2	1	0	26.91	0	0	0	48.7	-15
28	3	1	0	0	0	0	0	0	0
29	3	1	0	0	0	2.4	0.9	0	0
30	3	1	0	0	0	10.6	1.9	0	0

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

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres.

Bus n1	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	2	0.02	0.06	0.03	1

1	3	0.05	0.19	0.03	1
2	4	0.06	0.17	0.02	1
3	4	0.01	0.04	0.02	1
2	5	0.05	0.2	0	1
2	6	0.06	0.18	0.02	1
4	6	0.01	0.04	0.02	1
5	7	0.05	0.12	0	1
6	7	0.03	0.08	0.01	1
6	8	0.01	0.04	0.01	1
6	9	0	0.21	0	1
6	10	0	0.56	0	1
9	11	0	0.21	0	1
9	10	0	0.11	0	1
4	12	0	0.26	0	1
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.12	0.26	0	1
12	15	0.07	0.13	0	1
12	16	0.09	0.2	0	1
14	15	0.22	0.2	0	1
16	17	0.08	0.19	0	1
15	18	0.11	0.22	0	1
18	19	0.06	0.13	0	1
19	20	0.03	0.07	0	1
10	20	0.09	0.21	0	1
10	17	0.03	0.08	0	1
10	21	0.03	0.07	0	1
10	22	0.07	0.15	0	1
21	22	0.01	0.02	0	1
15	23	0.1	0.02	0	1
22	24	0.12	0.18	0	1
23	24	0.13	0.27	0	1
24	25	0.19	0.33	0	1
25	26	0.25	0.38	0	1
25	27	0.11	0.21	0	1
28	27	0	0.4	0	1
27	29	0.22	0.42	0	1
27	30	0.32	0.6	0	1
29	30	0.24	0.45	0	1
8	28	0.06	0.2	0.02	1
6	28	0.02	0.06	0.01	1

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

Les caractéristiques des générateurs sont illustrées dans le tableau suivant :

N° de JB	Limite de la générée puissance (P_{gi})		Coefficients de coût		
	P_{gimin} (MW)	P_{gimax} (MW)	a_i	b_i	c_i
1	0	80	0	2	0.02
2	0	80	0	1.75	0.0175
13	0	50	0	1	0.0625
22	0	55	0	3.25	0.00834
23	0	30	0	3	0.025
27	0	40	0	3	0.025

Tableau A.3 : Caractéristique des générateurs du réseau des jeux de barres 9

Système de réseau électrique A

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.4 et le tableau A.5) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1	0	0	0	0	0	300	-300
2	2	1	0	163	0	0	0	300	-300
3	2	1	0	85	0	0	0	300	-300
4	3	1	0	0	0	0	0	0	0
5	3	1	0	0	0	90	30	0	0
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0
7	3	1	0	0	0	100	35	0	0
8	3	1	0	0	0	0	0	0	0
9	3	1	0	0	0	125	50	0	0

Tableau A.4 : Données du réseau des jeux de barres 9 de système A

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres (tableau B.2).

Bus n1	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	4	0	0.0576	0	1
4	5	0.0170	0.0920	0.1580	1
5	6	0.0390	0.1700	0.3580	1
3	6	0	0.0586	0	1
6	7	0.0119	0.1008	0.2090	1
7	8	0.0085	0.0720	0.1490	1
8	2	0	0.0625	0	1
8	9	0.0320	0.1610	0.3060	1
9	4	0.0100	0.0850	0.1760	1

Tableau A.5 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 9

Système de réseau électrique B

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.3 et le tableau A.4) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1.05	0	0	0	20	0	100	-100
2	2	1.05	0	50	0	40	0	100	-100
3	2	1.07	0	60	0	20	0	60	-100
4	3	1.00	0	0	0	70	70	0	0
5	3	1.0	0	0	0	70	70	0	0
6	3	1.00	0	0	0	70	70	0	0

Tableau A.6 : Données du réseau des jeux de barres 6 de système B

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre les jeux de barres (tableau A.5).

Bus Nl	Bus Nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	status
1	2	0.1	0.2000	0.0400	1
1	4	0.05	0.20	0.04	1
1	5	0.08	0.30	0.06	1
2	3	0.05	0.2500	0.06	1
2	4	0.05	0.10	0.02	1
2	5	0.1	0.30	0.04	1
2	6	0.07	0.20	0.05	1
3	5	0.12	0.26	0.05	1
3	6	0.02	0.10	0.02	1
4	5	0.2	0.40	0.08	1
5	6	0.1	0.30	0.06	1

Tableau A.7 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 6

Système de réseau électrique C

Les données de système du réseau électrique A sont illustrées dans les tableaux suivant (Tableau A.5 et le tableau A.6) :

N° de JB	Type de JB	V [p.u]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [Mvar]	P_d [MW]	Q_d [Mvar]	Q_{max} [Mvar]	Q_{min} [Mvar]
1	1	1.0600	0	232.4	-16.9	0	0	10	0
2	2	1.0450	0	40.0	42.4	21.70	12.70	50	-40
3	2	1.0100	0	0	23.4	94.20	19.0	40	0

4	3	1.0190	0	0	0	47.80	-3.90	0	0
5	3	1.0200	0	0	0	7.60	1.60	0	0
6	2	1.0700	0	0	12.2	11.20	7.50	24	-6
7	3	1.0620	0	0	0	0	0	0	0
8	2	1.0900	0	0	17.4	0	0	24	-6
9	3	1.0560	0	0	0	29.50	16.60	0	0
10	3	1.0510	0	0	0	9.00	5.80	0	0
11	3	1.0570	0	0	0	3.50	1.80	0	0
12	3	1.0550	0	0	0	6.10	1.60	0	0
13	3	1.0500	0	0	0	13.50	5.80	0	0
14	3	1.0360	0	0	0	14.90	5.00	0	0

Tableau A.8 : Données du réseau des jeux de barres 14 de système C

Deuxièmement, on donne les impédances linéiques entre jeux de barres (tableau A.6).

Bus nl	Bus nr	R [p.u]	X [p.u]	B [p.u]	Status
1	2	0.0194	0.0592	0.0528	1
1	5	0.0540	0.2230	0.0492	1
2	3	0.0470	0.1980	0.0438	1
2	4	0.0581	0.1763	0.0340	1
2	5	0.0570	0.1739	0.0346	1
3	4	0.0670	0.1710	0.0128	1
4	5	0.0134	0.04210	0	1
4	7	0	0.2091	0	1
4	9	0	0.55620	0	1
5	6	0	0.25200	0	1
6	11	0.0950	0.1989	0	1
6	12	0.1229	0.2558	0	1
6	13	0.0662	0.1303	0	1
7	8	0	0.17620	0	1
7	9	0	0.11000	0	1
9	10	0.0318	0.0845	0	1
9	14	0.1271	0.2704	0	1
10	11	0.0820	0.1921	0	1
12	13	0.2209	0.1999	0	1
13	14	0.1709	0.3480	0	1

Tableau A.9 : Données des caractéristiques des lignes de transport des jeux de barres 14

Bibliographie

- [01] Marie-Cécile Alvarez-Hérault « Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée » Thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 10/12/ 2009.
- [02] Thi Thu Hà PHAM « Influences de la production decentralisee sur la gestion des infrastructures critiques des reseaux de puissance » Thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 26/10/2006
- [03] Vincent Courtecuisse « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique. » Thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Spécialité "Génie électrique", Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, 20 novembre 2008.
- [04] Slimani Linda « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta-heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de doctorat de l'université de Batna, soutenue le : 22/12/2009.
- [05] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » thèse de doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 06/07/ 2009.
- [06] Messaoudi Abdelmoumene, «Dispatching économique des réseaux électriques par numérique les méthodes » Thèse de magister, université de Batna, année 2001.
- [07] Dr M. Belkacemi modélisation des Réseaux Electriques- Université de Batna ,2005-2006.
- [08] M. Draïdi Abdellah « Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle » Thèse de magistère, université de Constantine, Année : 2010.
- [09] Seddiki Zahira « Optimisation de l'écoulement de puissances dans un système d'énergie électrique par la méthode du point intérieur » Thèse de magistère, université H.B.Chlef 2008/2009.
- [10] Laboudi Zakaria « Evolution d'automates cellulaires par algorithmes génétiques quantiques sur un environnement parallèle » Thèse de Magistère, université Mentouri de Constantine, 28 / 04 /09.
- [11] Edmundo Bonilla Huerta « Logique floue et algorithmes génétiques pour le prétraitement de données de bio puces et la sélection de gènes.» Thèse de doctorat, université D'Angers, 13/11/2008.
- [12] Omary Fouzia « Applications des algorithmes évolutionnistes à la cryptographie » Thèse de doctorat d'état spécialité : informatique, université Mohammed v – Agdal, Soutenue le 20 juillet 2006.
- [13] Marine Baulac « Optimisation des Protections Anti-bruit Routières de Forme Complexe » Thèse de doctorat, université du Maine (le mans France), soutenue le 12 octobre 2006.
- [14] Wei Wu « Synthèse d'un contrôleur flou par Algorithme Génétique : Application au réglage dynamique des paramètres d'un système » Thèse de doctorat, uni. De Lille 1 18/12/1998.
- [15] Lassouaoui Nadia, Hamami Latifa et Nouali Nadia « Les algorithmes génétiques application à la segmentation des images » Division Informatique mobile, Centre de Recherche sur l'Information Scientifique et Technique Ecole Nationale Polytechnique, Laboratoire Signal & Communications, Alger, Rist Vol.14 N°02 Année 2004.
- [16] Laoufi Abdellah et Allaoua Boumediène « Répartition optimale des puissances actives d'un réseaux

électrique utilisant l'algorithme de colonie fourmis » article, université de BÉCHAR.

- [17] A. Belmadani, L. Benasla et M. Rahli « Etude d'un dispatching économique environnemental par la méthode Harmony Search » article, Media-mira Science Publisher. All rights reserved, 2009.
- [18] Slimani Linda « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. » Thèse de doctorat de l'université de Batna, 22/12/2009.
- [19] Jean-Claude Sabonnadière, Nouredine Hadjsaïd « Ligne et réseaux électriques 3 (fonctionnement dans le cadre de la libéralisation des marchés). » Livre, page 48, May 2008.
- [20] L.abdelhafem-Koridak, M.Rahli et M.Younes « optimisation du dispatching électrique et de l'émission des gaz par les algorithmes génétiques » article, Département d'Electrotechnique.
- [21] Mr. Bensalem Ahmed « Analyse et gestion de la production des centrales liées aux réseaux électriques de grande taille » Thèse de doctorat, université de Batna, Soutenu le : 28 Juin 2007.
- [22] Bellouz Nassima, «Dispatching Economique par la méthode du Gradient » Thèse de magister, Université de Batna, année 2002.
- [23] F. Benhamida, A. Bendaoued et Y. Ramdani « Résolution de dispatching économique par la méthode de distribution par paquet » article, university of Djillali Liabes, February 25, 2010.
- [24] Mimoun Younes ¹, Mostefa Rahli², Mohamed Abid ¹, Malika Kandouci¹ « Optimisation d'écoulement des puissances par algorithmes intelligents » Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg, 52, 1, p. 3–12, Bucarest, 2007, université Sidi Bel Abbés
- [25] Johann Dréo « Adaptation de la méthode des colonies de fourmis pour l'optimisation en variables continues. Application en génie biomédical » Thèse de doctorat, Uni. Paris 12-Val de Marne, 13/12/2004.
- [26] Laetitia Jourdan « Méta-heuristiques Coopératives : du déterministe au stochastique » Habilitation à Diriger les Recherches de l'université de Lille I, 15/09/2010.
- [27] Ben Mohamed Ahmed « Résolution approchée du problème de bin-packing» Thèse de doctorat de l'université du Havre, soutenue le 03/12/2009.
- [28] Charles-Edmond BICHOT « élaboration d'un nouveau méta heuristique pour le partitionnement de graphe : la méthode de fusion-fission. Application au découpage de l'espace aérien » Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, le 9 novembre 2007.
- [29] Pitiot Paul « Amélioration des techniques d'optimisation combinatoire par retour d'expérience dans le cadre de la sélection de scénarios de Produit/Projet » Thèse de doctorat, Uni. De Toulouse, 25/05/2009.
- [30] M. souier, A. hassam, Z. sari « méta heuristique pour la manipulation de routages alternatifs en temps réel dans un FMS» international conférence on industrial engineering and manufacturing ICIEM'10, May, 9-10, 2010, Batna /Labo d'automatique de Tlemcen, université Abou Bekr Belkaid,
- [31] Amir Nakib « Conception de méta-heuristiques d'optimisation pour la segmentation d'images. Application à des images biomédicales » Thèse de doctorat, université Paris 12-val de marne, 5/12/2007.
- [32] M. Khemaies GHALI « Méthodologie de conception système a base de plateformes reconfigurables et programmables » Thèse de doctorat l'université Paris XI, le 01 Mars 2005.

- [33] Julien Lepagnot « Conception de méta-heuristiques pour l'optimisation dynamique. Application à l'analyse de séquences d'images IRM. » Thèse de doctorat, université Paris-Est, 1/12/2011.
- [34] José Crispín Hernández H « Algorithmes méta-heuristiques hybrides pour la sélection de gènes et la classification de données de bio-puces » Thèse de doctorat, université D'Angers 14/11/08.
- [35] Eddy Thiriot « Modélisation de la reconnaissance et de la catalyse enzymatiques : développements méthodologiques et détermination du mécanisme des Méthionine Sulfoxyde Réductases de classe A » Thèse de doctorat, université Henri Poincaré - Nancy I 4 juin 2009.
- [36] Abdelmalek Gacem « Utilisation des méthodes d'optimisations méta-heuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques » Thèse de magistère, centre université d'El-oued, 24/06/2010.
- [37] Bouziane Boussahoua « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques » Thèse de magister, école nationale polytechnique d'Alger, le 08/07/ 2004.
- [38] Guergazi Khaled « Optimisation de l'échange de puissance entre un réseau électrique et d'autres systèmes » Thèse de magistère, centre universitaire d'El-oued.
- [39] L. Benferhi chargé de cours département électrotechnique, université de Batna.
- [40] Yasmina Chabane « Commande hybride logique floue-algorithmes génétiques pour l'amortissement de perturbations dans les réseaux électriques » Thèse de magister, école nationale polytechnique d'Alger, 18 /09/ 2005.
- [41] A. Belmadani, L. Benasla et M. Rahli « Etude d'un dispatching économique environnemental par la méthode harmony search » article, Département d'Electrotechnique, USTO ; BP 1505, Oran El M'naouer, Algérie (2009).
- [42] Mimoun Younes, Samir Hadjri Et Houari Sayah « Dispatching économique par une méthode artificielle » article, université sidi bel-abbés, Algérie, Laboratoire ICEPS (2009).
- [43] L. Abdelhakem-Koridak et M. Rahli « Optimisation d'un dispatching environnement/économique de la production d'énergie électrique par un algorithme génétique » article, (quatrième conférence internationale sur le génie électrique CIGE'10, 03-04 /11/ 2010, uni de Bechar).
- [44] L. Abdelhakem-koridak, M. Rahli, D. Lefebvre, F-Z. Benayed « Optimisation d'un dispatching économique et environnemental d'énergie électrique par l'algorithme harmony search » article, Département d'Electrotechnique, USTO MB ; BP 1505, Oran El M'naouer, Algérie.
- [45] L. Abdelmalek, M.Rahli et S.M. Djaber « Etude de la répartition économique des réseaux électriques par les algorithmes génétiques » article, Département de Génie Electrique, E.N.S.E.T Oran, B.P.1523, Oran El m'naouer, Algérie
- [46] Laoufi Abdellah Et Allaoua Boumediene « Répartition optimale des puissances actives d'un réseau électrique utilisant l'algorithme de colonie de fourmis » article, Département d'Electrotechnique, université de Béchar, BP. 417, Béchar (08000), ALGÉRIE.
- [47] R. Ouiddir, M. Rahli et L. Abdelhakem-koridak « Economic dispatch using a genetic algorithm: application to western Algeria's electrical power network » journal of information science and engineering 21, 659-668 (2005).

- [48] Belkacem Sid « Optimisation topologique de structures par algorithmes génétique » Thèse de doctorat, université de technologie de Belfort-Montbéliard et de Franche-Comté, 05/12/2006.
- [49] J.L. Lilien « Transport et distribution de l'énergie électrique » Cours donné à l'institut d'électricité Montefiore, université de Liège 2009.
- [50] Vincent Manzo « Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé » thèse de doctorat, Labo d'Electrotechnique de Grenoble, 22/10/04.
- [51] Thang VU « Répartition des moyens complémentaires de production et de stockage dans les réseaux faiblement interconnectés ou isolés » thèse de doctorat, université de Grenoble 7/08/ 2006.
- [52] Arnaud Davigny « participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » Thèse de doctorat, université De Lille, 11/12/2007.
- [53] Marcelo Saguan « Etude sur la gestion des congestions » Thèse de doctorat préparée sous la direction de Patrick Bastard (Supélec) et Jean-Michel Gâchant (Faculté Jean Monnet) (Rapport provisoire n° 3 – 5 juillet 2004).
- [54] j.perez « Marchés organisés de l'électricité et du gaz : moteurs de l'intégration européenne » EPEX Spot, vers un marché spot européen de l'électricité, Soirée débat SEE & IEEE PES, 27/10/09.
- [55] Delendi Louardi « Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS » Thèse de magistère, université De Batna Soutenu le, 25/06/ 2009.
- [56] Ouahib Guenounou « Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un bioprocédé » Thèse de doctorat l'université de Toulouse, 22/04/2009.
- [57] Ce document a été réalisé dans le cadre de l'opération : Benchmark Énergie « Guide pratique du marché de l'électricité » ABEA : Association Bretonne des Entreprise Agroalimentaires, Juin 2010.
- [58] Florent Maupas « Analyse de l'impact économique de l'aléa éolien sur la gestion de l'équilibre d'un système électrique » Thèse de doctorat, université paris-sud 11, 2 juillet 2008.
- [59] Vincent Roges « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. » Thèse de doctorat, l'université d'Artois, centre nationale de recherche technologique de Lille 17/12/2004.
- [60] Agnieszka Stasiakowska « Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et La sécurité d'approvisionnement en électricité » Mémoire d'études approfondies en études européennes, institut européen de l'université de Genève, septembre 2008.
- [61] Michel Didier et Gilles Koléda « Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque » Coe-Rexecode : Centre d'observation économique et de recherche pour l'expansion de l'économie et le développement des entreprises 10/2009.
- [62] Alexandre Teninge « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire » Thèse de doctorat, de l'institut polytechnique de Grenoble le 04/12/2009.
- [63] Ivan Saillard et Philippe Turpin « Approvisionnement Energétique de la Loire Atlantique Synthèse de la séance de travail du 9 mars 2006 » conseil de développement départemental.

- [64] Vincent Rioux « Les développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisée un problème de coordination avec la production » Thèse de doctorat, école supérieure d'électricité, université paris-sud 11, 30/ 10 /2009.
- [65] I.haouara Chargé de cours université de Batna « informatique et analyse numérique »
- [66] Marcelo Saguan « l'analyse économique des architectures de marche électrique. Application au market design du « temps réel » » Thèse de doctorat, université Paris-Sud 11 04/2007.
- [67] <http://www.cre.fr> operateurs responsables -d'équilibre.
- [68] <http://www.cre.fr> marches marche-de-gros-marche-de-l'électricité.
- [69] Haimour Rachida « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique» Thèse de magister, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran année universitaire 2008-2009.
- [70] Techniques de l'Ingénieur, D 4 951 – 4.
- [71] Abdenour Abdelli « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive » Thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse 15/10/2007.
- [72] Stephane Gerbex « Meta heuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique » Thèse de doctorat, école polytechnique fédérale de Lausanne 2003.
- [73] Bouri Sihem « Optimisation de la production et la structure d'énergie électrique par les colonies de fourmis » Thèse de doctorat, université de Djilali Liabès, 2007/2008
- [74] L. Abdelhakem-Koridak et M. Rahli, « Optimisation d'un dispatching environnement/économique de la production d'énergie électrique par un algorithme génétique » Quatrième Conférence Internationale sur le Génie Electrique CIGE' 10, 03-04 Novembre 2010, université de Bechar, Algérie.
- [75] Nicolas Barnier et Pascal Brisset « Optimisation par algorithme génétique sous contraintes » École Nationale de l'Aviation Civile 7, avenue Édouard Belin 31055 Toulouse Cedex 4.
- [76] S. Sayah, K. Zehar et N. Bellaouel, « Dispatching Economique avec Contraintes de Sécurité par la Programmation Linéaire » article Laboratoire de la Qualité de l'Energie dans les Réseaux Electriques, université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie.
- [77] Khaled Alcheikh Hamoud « modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : application a l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif » Thèse de doctorat, université de Grenoble délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble Le 6 avril 2010.
- [78] Davy Capera « Systèmes multi-agents adaptatifs pour la résolution de problèmes application à la conception de mécanismes » Thèse de doctorat, université de Paul Sabatier de Toulouse III, 23/06/ 2005.
- [79] Giraud Moreau « Optimisation des systèmes mécaniques : couplage de méthodes déterministes et évolutionnaires pour les problèmes en variables mixtes » Thèse de doctorat, Uni. de Technologie de Troyes, 18/11/1999.