

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Larbi Ben M'hidi d' Oum El Bouaghi

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire

Présenté pour obtenir

LE DIPLOME DE MAGISTER

En Electrotechnique

Option : Commande électrique

Par

Guediri abdelkarim

Thème

**Application de la logique floue pour
l'optimisation de l'écoulement de puissance**

Devant le Jury

Pr. Nouredine Goléa	Univ. de Oum El Bouaghi	Président
M.C Tarek Bouktir	Univ. de Oum El Bouaghi	Rapporteur
Pr. Mohamed Kadjoudj	Univ. de Batna	Examineur
M.C Kamel Barra	Univ. de Oum El Bouaghi	Examineur

2008/2009

Remerciements

Je suis particulièrement sensible à l'honneur que m'a fait BOUKTIR Tarek, Maître de conférences au département 'Electrotechnique de l'université d'Oum El Bouaghi, d'accepter d'être rapporteur de ce mémoire et pour la confiance et le suivi qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je remercie les membres du jury qui ont bien voulu examiner ce modeste travail: Prof. N. Golea (Université de Larbi Ben M'Hidi), Prof. M. Kadjoudj (Université de Batna) et Dr. K. Barra (Université de Larbi Ben M'Hidi).

Je souhaite témoigner ma reconnaissance envers les personnes qui m'ont accompagné durant cette période, et qui pour certaines sont activement intervenues dans le déroulement de ce travail.

A cette occasion, je témoigne ma reconnaissance à toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Enfin, un remerciement particulier à mes parents et à mes frères, sœurs et épouse.

Dédicaces

*Je dédie ce travail à ma mère,
mon père, mon épouse, mon
oncle, mes beaux parents, mes
collègues et à ma grande
famille.*

المبهما الكهربائية

تطبيق التوزيع

التوزيع الأمثل	الكهربائية، نستعمل تقنيات	رياضية عادية . أحيانا هذه التقنيات ليست
التطبيقية	نصادفها	قيود التشغيل .
قيود التشغيل	هربائي حقيقي معين	مجموعتين : الفيزيائية التشغيل .
الفيزيائية لمتغيرات	نستطيع تجاوزها .	يستطيع حديه
.	فيه هذه	غير فيزيائيا . بينما، التشغيل
يمكن اعتبارها لينة لأنها	حماية	فيزيائية . يمكن
التشغيل	عملية .	
هذا	هذه	المبهما
التوزيع	الكهربائية . الطريقة	ألكهربائية
(30	الرقمية	هذه الطريقة
القيود الغير	عليها،	حيث

SOMMAIRE

* Dédicaces

* Remerciements

* Sommaire

* Liste des Figures

* Liste des Tableaux

* Liste des Symboles et Acronyme

Introduction Générale.....1

CHAPITRE I

L'écoulement De Puissance

I-1 Introduction	Erreur ! Signet non défini.
I-2 Modélisation des éléments du réseau électrique	Erreur ! Signet non défini.
I-2-1 Générateur de puissance (Machine synchrone)	Erreur ! Signet non défini.
I-2-2 Ligne de transport	Erreur ! Signet non défini.
I-2-3 Transformateur	Erreur ! Signet non défini.
I-2-4 Charge électrique	Erreur ! Signet non défini.
I-3 Classification des jeux de barres selon leurs spécifications ..	Erreur ! Signet non défini.
I-3 -1 Jeu de barres de référence	Erreur ! Signet non défini.
I-3 -2 Jeu de barres générateur	Erreur ! Signet non défini.
I-3 -3 Jeu de barres de charge.....	Erreur ! Signet non défini.
I-4 Généralisation à un système de n jeux de barres	Erreur ! Signet non défini.
I-5-1 Les pertes de puissance dans les lignes	Erreur ! Signet non défini.
I-5-2 Facteur de puissance.....	Erreur ! Signet non défini.
I-6 Classification des variables de l'écoulement de puissance ...	Erreur ! Signet non défini.
I-7 Méthodes de Newton-Raphson.....	Erreur ! Signet non défini.
I-7-1- Représentation géométrique de la méthode de N-R	Erreur ! Signet non défini.
I-7-2 Résolution d'un système d'équation à ((n)) variables non linéaire	Erreur ! Signet non défini.
défini.	
I-7-3 Arrêt des opérations	Erreur ! Signet non défini.
I-7-4 La méthode de Newton-Raphson appliquée aux équations d'écoulement de puissance	Erreur ! Signet non défini.
I-7-4-1 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J	Erreur ! Signet non défini.
I-7-4-2 Algorithme de Newton-Raphson	Erreur ! Signet non défini.
I-8 Méthode découplée rapide (D.R)	Erreur ! Signet non défini.
I-8-1 Algorithme de la méthode découplée rapide.....	Erreur ! Signet non défini.
I-9 Méthode de l'approximation du courant continu (DC Power Flow)	Erreur ! Signet non défini.
défini.	
I-10 Test de l'algorithme de Newton-Raphson NR_PF.....	Erreur ! Signet non défini.
I-10 -1 Réseau électrique de 6 jeux de barres	Erreur ! Signet non défini.
I-10 -2 Réseau test IEEE 30-bus:	Erreur ! Signet non défini.
I-11 Conclusion	Erreur ! Signet non défini.

SOMMAIRE

CHAPITRE II

L'écoulement De Puissance Optimal

II-1 Introduction	Erreur ! Signet non défini.
II-2 Résumé de la littérature de l'OPF.....	Erreur ! Signet non défini.
II-3 L'objectif de l'OPF.....	Erreur ! Signet non défini.
II-4 Dispatching Economique sans pertes	Erreur ! Signet non défini.
II 4-1 Formulation mathématique	Erreur ! Signet non défini.
II 4-1-1 Fonction du coût :.....	Erreur ! Signet non défini.
II 4-1 -2 Contraintes d'égalité :	Erreur ! Signet non défini.
II 4-1 -3 Contraintes d'inégalité :	Erreur ! Signet non défini.
II 4-2 Incrémentation du coût	Erreur ! Signet non défini.
II 4-3 Formulation de Lagrange	Erreur ! Signet non défini.
II 4-4 Solution graphique du problème du Dispatching Economique	Erreur ! Signet non défini.
II-5 Dispatching Economique avec considération des pertes	Erreur ! Signet non défini.
II-6 Ecoulement de Puissance Optimal (OPF)	Erreur ! Signet non défini.
II 6-1 Formulation mathématique du problème de l'OPF	Erreur ! Signet non défini.
II 6-2 Classification des variables de l'OPF	Erreur ! Signet non défini.
II 6-2 -1 Les variables de contrôles	Erreur ! Signet non défini.
II 6-2 -2 Les variables d'état.....	Erreur ! Signet non défini.
II 6-2 -3 Les variables des contraintes.....	Erreur ! Signet non défini.
II 6-3 Solution du problème de l'OPF par la méthode de Newton	Erreur ! Signet non défini.
II 6-3 -1 Algorithme de Newton	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4 Solution du problème de l'OPF par les méthodes de programmation linéaire	Erreur ! Signet non défini.
	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.1 Le modèle linéaire de l'OPF (DC OPF)	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.2 Le modèle linéarisé autour d'un point de fonctionnement	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.3 Méthode de programmation linéaire (LP)	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4-3 .1 Fonction objective	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4 Méthode de programmation linéaire successive (SLP)	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1 Modèle de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP)	Erreur ! Signet non défini.
	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1.1 Fonction objective	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1.2 Contraintes d'égalités	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1.3 Contraintes d'inégalités	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1.4 Résumé de la formulation du problème de l'OPF par le modèle SLP	Erreur ! Signet non défini.
	Erreur ! Signet non défini.
II 6-4.4-1.5 Algorithme de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP)	Erreur ! Signet non défini.
	Erreur ! Signet non défini.
II-7 Test de l'algorithme SLP-OPF.....	Erreur ! Signet non défini.
II-7.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres.....	Erreur ! Signet non défini.
II-7 .2 Réseau test IEEE 30-bus:	Erreur ! Signet non défini.
.II-7 .3 OPF en tenant compte la surcharge des lignes	Erreur ! Signet non défini.
II-8 OPF en tenant compte la surcharge des la charges.....	Erreur ! Signet non défini.
II-9 Conclusion	Erreur ! Signet non défini.

SOMMAIRE

CHAPITRE III

Optimisation de l'écoulement de puissance en présence de paramètres flous

III- 1. Introduction	Erreur ! Signet non défini.
III-2. Notions de bases de la logique floue	Erreur ! Signet non défini.
III-2.1. La théorie des ensembles flous	Erreur ! Signet non défini.
III-2.2. Fonction d'appartenance (FA)	Erreur ! Signet non défini.
III-2-3 Variables floues et linguistiques	Erreur ! Signet non défini.
III-2-4 Opérations sur les ensembles flous:	Erreur ! Signet non défini.
III-3 Les limites de transport de la puissance à travers les lignes	Erreur ! Signet non défini.
III-4 Charge floue	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1 probabilité de l'incertitude de la charge	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.1 Distribution normale.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.2 Distribution de Lognormal	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.3 Distribution exponentiel	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.4 Distribution Bêta.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.5 Distribution gamma	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.6 Distribution de Gumball	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.7 Distribution de Chi-Square.....	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1.8 Distribution de Weibull	Erreur ! Signet non défini.
III.4.2 Représentation d'ensemble flou de la charge floue	Erreur ! Signet non défini.
III.4.3 Algorithme Dispatching Economique flou	Erreur ! Signet non défini.
III.4.3.1 Modèle du Dispatching Economique flou	Erreur ! Signet non défini.
III-5 Formulation du problème de l'OPF par les ensembles flous	Erreur ! Signet non défini.
III-6 Méthodologie de solution.....	Erreur ! Signet non défini.
III-6.1 Algorithme de l'OPF flou	Erreur ! Signet non défini.
III-7 Défuzzification des ensembles flous	Erreur ! Signet non défini.
III-8 Conclusion.....	Erreur ! Signet non défini.

CHAPITRE IV

Test et Application d'une méthode d'ensemble Flou Dans un écoulement de puissance optimal

VI -1- Introductio.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-2 Test de l'algorithme FOPF avec des contraintes souples sur les puissances transportées par les lignes.	Erreur ! Signet non défini.

SOMMAIRE

VI-2.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres:	
.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-2.2 Réseau test IEEE 30-bus:	
.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-2.2 .1 FOPF en tenant compte le surcharge des lignes	
.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-2.2.2 OPF en tenant compte l'augmentation de la puissance demandée	
.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-3 OPF en tenant compte l'incertitude de la charge	
.....	Erreur ! Signet non défini.
IV-2.2.3-3 La charge floue avec considération des pertes et surcharge des trois lignes	
.....	Erreur ! Signet non défini.
VI-3 Conclusion	89
Conclusion Générale.....	90
*Annexe.....	91
*Bibliographie.....	93

Liste des tableaux

Tableau I-1 tensions du réseau électrique à 6 J.B par l’algorithme NR_PF.....	18
Tableau I-2 puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B l’algorithme NR_PF.....	19
Tableau I-3: Tensions du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme NR_PF.....	20
Tableau I-4 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme NR_PF.....	20
Tableau II-1: tensions du réseau électrique à 6 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	41
Tableau II-2 : puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B l’algorithme SLP_OPF.....	42
Tableau II-3: Puissances et coûts de production, avec considération des contraintes de Puissance active de transmission du réseau électrique à 6 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	42
Tableau II-4 : Puissances actives transmises par les lignes du réseau électrique à 6 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	43
Tableau II-5: Tensions du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	44
Tableau II-6: Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	46
Tableau II-7: Puissances et coûts de production, avec considération des contraintes de Puissance active de transmission du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	47
Tableau II-8 : Puissances actives transmises par les lignes du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme SLP_OPF.....	49
Tableau II-9: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus pour une surcharge de 5%.	50
Tableau II-10: Le coût optimal de production pour un surcharge de 5% de la puissance demandée.	50
Tableau II-11: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus pour une surcharge de 10%.....	51
Tableau II-12: Le coût optimal de production pour une surcharge de 10% de la puissance demandée.....	51
Tableau II-13: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus pour une surcharge de 15%.....	52
Tableau II-14: Le coût optimal de production pour une surcharge de 15% de la puissance demandée	52
Tableau IV-1 Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 6 J.B. – cas	74
Tableau IV-2 : Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 6 J.B. - cas n° 2.....	75

Tableau IV-3 : Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 6 J.B. - cas n° 3.....	76
Tableau IV-4 : Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 30 J.B. – cas n°1.....	77
Tableau IV-5 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 30 J.B.- cas n° 2.....	78
Tableau IV-6 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 30 J.B. - cas n° 3.....	80
Tableau IV-7 Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 30 J.B pour une charge 5%.....	81
Tableau IV-8 Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 30 J.B pour une charge 10%.....	81
Tableau IV-9 Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 30 J.B pour une charge 15%.....	82
Tableau IV-10 Les résultats d'un dispatching économique flou avec considération des pertes.....	82

Liste des Symboles et Acronymes

Symboles	ACRONYME
P_{Gi}	La puissance électrique produit par la centrale i .
P_D	La puissance totale demandée.
P_L	Les pertes de transport énergie électrique.
C_T	La fonction de coût total.
C_i	Coût de production de la centrale i .
a_i, b_i, c_i	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i .
$P_{Gi\ max}$	Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i .
$P_{Gi\ min}$	Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i .
$L()$	la fonction de Lagrange.
λ	Multiplicateur de Lagrange (réseau sans pertes)
L_n	Facteur de pénalité de centrale n .
L_K	Facteur de pénalité du générateur K .
ng	nombre des générateurs.
IC	Incrémentation du coût.
P_c	probabilité de croisement.
P_m	probabilité de mutation.
K	Nombre d'itération.
λ'_k	Multiplicateur de Lagrange du générateur K (réseau avec pertes).
D.E.O	Dispatching Economique Optimal.
N-R	Nrwton-Raphson
G-S	Gauss-Seidel
OPF	Optimal power flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
ITL_i	l'incrémentation du coût du générateur i .
P_R	la puissance totale injectée au réseau.
[p.u]	per unit (unité relative)
V_K	Module de tension au jeu de barres K
θ_K	Angle de tension au jeu de barres K

Listes des figures

Figure 1.1 Jeu de barres quelconque avec génération, charges et lignes de transmission	7
Figure I -2: Représentation géométrique de la méthode de N-R.....	9
FigureI-3 Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.....	18
Figure I--4: Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres	19
Figure II-1 : Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel	24
Figure II-2: Courbe de coût typique (entrée-sortie) d'un générateur	25
Figure II-3: Courbe typique de l'accroissement du coût de combustible.....	26
Figure II-4 Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs	28
Figure II-5: Approximation linéaire de la courbe de coût par 3 segments de droites.....	33
Figure II-6: Organigramme simplifié de l'algorithme de programmation linéaire successive.....	37
Figure II-7 : Puissances actives du réseau 6 jeux de barres	43
Figure II-8 : Puissances réactives du réseau 6 jeux de barres.....	43
Figure II-9 Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.B par SLP.....	45
Figure II-10 : Phases des tensions du réseau électrique à 30 J.B par SLP.....	45
Figure II-11: Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 30 J.B.....	46
Figure II-12: Convergence de l'algorithme SLP_OPF pour le réseau électrique à 30 J.B.....	46
Figure II-13: Evolution du coût de production avec considération des contraintes des puissances actives des lignes pour le réseau électrique à 30 J.B.....	47
Figure II-14: Convergence de l'algorithme SLP-OPF avec considération des contraintes des Puissances actives des lignes pour le réseau électrique à 30 J.B.....	48
Figure III-1 Exemples de différentes formes de fonctions d'appartenance	56
Figure III.2. Représentation de Charge d'incertitude par le nombre flou triangulaire	63
Figure III.3 Charge incertaine avec la distribution trapézoïdale de possibilité.....	64
Figure III.4. Génération incertaine avec la distribution trapézoïdale de possibilité.....	65
Figure III 5 Fonctions d'appartenance de la fonction objective.....	67
Figure IV-1 variation du coût de production et des pertes actives en fonction du coût désiré.....	79
Figure IV-2 variation du coût de production et des puissances actives transmises en fonction du coût désiré.....	79

Introduction Générale

L'énergie électrique joue un rôle très important dans la société moderne d'aujourd'hui. C'est une énergie largement utilisée pour l'éclairage, les systèmes informatiques, les systèmes de communication, les systèmes de transport, l'industrie et pour d'autres domaines. Elle rend notre vie plus sûre, plus saine, et plus commode. Elle est produite en même temps qu'elle est consommée; donc en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Le transport de l'énergie électrique est assuré par le réseau électrique interconnecté qui peut être considéré comme l'un des systèmes les plus complexes. Ce réseau doit assumer la continuité de service et l'économie. La première exigence est d'améliorer via un nombre augmenté de sources d'énergie électrique disponibles en parallèle. La deuxième est d'augmenter par les lignes de transport supplémentaires permettant à une charge d'acquérir la puissance la moins chère dans le système électrique interconnecté.

Les caractéristiques du réseau électrique s'expriment en termes de grandeurs électriques, données temporelle et disposition spatiale. Les grandeurs électriques (la fréquence et la tension) sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles; celles-ci sont liées aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

Il y a beaucoup de facteurs attribués du fonctionnement de ce système de puissance. Un de ces facteurs les plus importants est le prix de l'électricité. Ce dernier est influencé par trois facteurs : le coût de production, les coûts de transport et les coûts de la distribution. Les coûts de production représentent le coût pour produire l'électricité à la source. Les coûts de transport représentent le coût pour transporter l'électricité par lignes à haute tension du lieu de la production jusqu'aux distributeurs. Les coûts de distribution sont les coûts pour acheminer de l'électricité de faible tension jusqu'aux utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels.

La production et la distribution de l'énergie électrique doivent être accomplies à coûts minimal et avec efficacité maximale. Il faut, donc, planifier les puissances active et réactive de chaque centrale électrique de telle sorte à minimiser le coût total du fonctionnement du réseau entier. D'une autre façon, il faut varier les puissances active et réactive des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Cela est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique de l'écoulement de puissance.

Beaucoup d'algorithmes d'OPF ont été développés, pour de nombreuses applications, afin d'optimiser divers objectifs avec des contraintes qui doivent être satisfaites. Chacun d'eux a ses

propres caractéristiques favorables, telles que la convergence rapide. Par conséquent, le choix des techniques d'optimisation utilisées dépend des problèmes confrontés. L'inconvénient des méthodes classiques pour la résolution du problème de l'OPF, est le traitement rigide des contraintes qui doivent être constamment satisfaites. En pratique, les contraintes d'un système électrique réel peuvent être divisées en deux groupes : les limites physiques de commande et les limites de fonctionnement. Les limites physiques sur les variables de commande ne peuvent pas être dépassées. Par exemple, un générateur ne peut pas produire une puissance au-delà de ses limites supérieures et inférieures. Donc on ne peut pas admettre une solution de l'OPF qui donne un dépassement de ce genre. Cependant, les limites de fonctionnement peuvent être considérées souples puisqu'elles sont imposées pour des considérations de sécurité et ne représentent nullement des limites physiques. Elles peuvent être dépassées temporairement, si le besoin se fait sentir, pour obtenir des solutions pratiques.

L'objectif principal de ce travail est l'étude et l'analyse de la répartition optimale de puissance (OPF). La fonction objective qu'on veut minimiser est la fonction coût de production des puissances actives des générateurs. Afin de maîtriser l'incertitude des contraintes de fonctionnement du système de puissance, on a appliqué la théorie des ensembles flous au problème de l'OPF. L'objectif a été formulé ainsi : " Réduire le coût autant que possible, en satisfaisant les contraintes souples autant que possible, et les contraintes rigides avec exactitude". La méthodologie adoptée est la formulation du problème de l'OPF en utilisant les ensembles flous, qui est converti par la suite en un problème d'OPF conventionnel. La méthode de programmation linéaire successive a été appliquée pour la résolution de ce nouveau problème d'optimisation.

Ce mémoire commence avec une introduction qui donne la motivation et le but de l'écoulement de puissance optimal.

Le premier chapitre donne les bases théoriques du problème de l'écoulement de puissance, ainsi que la méthode la plus utilisée pour la résolution de ce problème.

Le deuxième chapitre donne une idée générale sur le dispatching économique, son objectif, mode d'exploitation des unités des générations, le dispatching économique dans les réseaux sans pertes ou avec pertes, et quelques définitions.

Le troisième chapitre traite l'incertitude de la charge et les surcharge temporaires des lignes de transport en utilisant les ensembles flous. Dans ce chapitre, on a montré en détail l'application de la théorie des ensembles flous à la répartition optimale des puissances.

Le quatrième chapitre affiche les résultats d'application des EF à l'OPF sur le réseau 30Bus IEEE.

I-1 Introduction

L'objectif principal de l'étude de l'écoulement de puissance est de déterminer les conditions de fonctionnement d'un réseau électrique, avec des paramètres donnés pour ce réseau (paramètres des lignes, puissance actives et réactives, ...etc). Le but est de déterminer les tensions complexes des jeux de barres, à partir desquelles toutes les autres grandeurs telles que les puissances transitantes à travers les lignes de transport, les puissances, et les pertes de puissance peuvent être obtenues.

Le problème de l'analyse de l'écoulement de puissance se traduit par la relation non linéaire qui existe entre les différentes puissances générées, les puissances demandées (charges) et les modules et phases des tensions au niveau des jeux de barres avec les paramètres du circuit équivalent modélisant les éléments du réseau électrique. L'étude de l'écoulement de puissance à travers un réseau électrique, constitue, une base essentielle pour la planification de ce réseau, en calculant les différents modules et phases des tensions des jeux de barres. A partir de ces informations, on peut déterminer les puissances actives et réactives dans chaque jeu de barres, les puissances qui transitent dans les lignes de transport ainsi que les pertes de puissance.

I-2 Modélisation des éléments du réseau électrique [1]

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et de distribution et un ensemble de consommateurs, qui constituent les charges du réseau, en outre le réseau comporte des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électriques divisé en trois sous systèmes:

- Production (génératrices).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateurs, charges).

I-2-1 Générateur de puissance (Machine synchrone) [2]

Les générateurs peuvent fournir une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné.

La machine sera modélisée (très simplement) par une force électromotrice placée derrière une réactance. Pour l'étude d'un régime de fonctionnement normal, cette réactance représente la

réaction d'induit et est appelée 'réactance synchrone', notée X_S et dont l'ordre de grandeur, dans la base de la machine, est de 1 pu (100 %).

I-2-2 Ligne de transport [1]

La ligne de transport est modélisée par le schéma unifilaire en π à paramètres distribués. Ces paramètres dépendent de la nature du conducteur et de leurs géométries :

· Des paramètres linéaires séries par phase :

R : Résistance linéique ou série (Ω/km).

X : Réactance linéique ou série (Ω/km).

· Des paramètres shunt par phase :

B : Susceptance shunts (1/ $\Omega.km$).

G : Conductance shunts (1/ $\Omega.km$).

Dans la plupart des cas, la conductance shunt est négligeable ($G \approx 0$).

Les lignes électriques peuvent être classées suivant plusieurs critères.

-Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles).

-Classe de tension : lignes à basse tension (<1kV) et ligne à haute tension (>1kV).

-Suivant la longueur:-Ligne courte $L < 80$ km.

-Ligne moyenne $80 \text{ km} < L < 240$ km.

-Ligne longue $L > 240$ km.

I-2-3 Transformateur [3]

Le transformateur est un appareil statique très robuste. Il est utilisé pour modifier la présentation de l'énergie électrique alternative à fréquence constante, afin de la rendre aussi commode que possible à tous les stades de la production, de la distribution et de l'utilisation.

C'est cette facilité de transformation qui explique l'abandon du continu au profit de l'alternatif dans les réseaux de distribution.

Dans le réseau d'énergie électrique les transformateurs rencontrés sont:

- les transformateurs fonctionnant en régime nominal c'est-à-dire avec un rapport de transformation nominale.

- les transformateurs à pas variables, le rapport de transformation est réglable.

- les transformateurs déphaseurs dont le rapport de transformations peut être représenté par un nombre complexe.

I-2-4 Charge électrique [2]

La consommation d'énergie électrique est le fait de tous les secteurs de la vie économique : industries, services, ménages. Elle se présente sous des formes très diverses : moteurs synchrones et asynchrones, appareils de chauffage, ...

Au contraire des générateurs, nous ne pouvons individualiser chaque consommation. C'est l'agrégat de la consommation en un noeud du réseau qui constitue la 'charge' (load) caractérisant ce noeud.

La puissance appelée par la charge varie avec la tension et la fréquence qui règnent au droit de cette charge. Toutefois, une analyse en régime stationnaire suppose la constance de la fréquence. On peut à priori supposer qu'une charge peut être vue comme consommatrice de puissances active et réactive (P_D , Q_D) constantes ou variables. Q_D peut être positive (cas d'une charge inductive) ou négative (cas d'une charge capacitive).

I-3 Classification des jeux de barres selon leurs spécifications [4]

On peut grouper les jeux de barres en trois catégories, en fonction des spécifications des variables utilisées :

- a. Jeu de barres de référence
- b. Jeu de barres de charge
- c. Jeu de barres générateur (à tension contrôlée)

Notons que dans un réseau électrique, les jeux de barres de charge forment de 80 à 90% de la totalité des jeux de barres, et 1% J.d.B de référence et le reste J.d.B générateur.

Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer.

I-3 -1 Jeu de barres de référence

C'est un jeu de barres générateur où le module et la phase de tension (V, δ) sont tous les deux spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées à la fin.

Le jeu de barres de référence, est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barres est pris comme référence des angles de tension.

I-3 -2 Jeu de barres générateur

Ce jeu de barres est connecté à un générateur délivrant une puissance active P sous une tension constante V contrôlée par un régulateur automatique de tension (AVR). Donc (P, V) sont spécifiées alors que (Q, δ) sont à calculer.

I-3 -3 Jeu de barres de charge

Ce jeu de barres alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q .
Donc (P, Q) sont spécifiées, alors que (V, δ) sont à calculer.

I-4 Généralisation à un système de n jeux de barres [5]

Les réseaux électriques réels peuvent contenir des centaines de jeux de barres, de générateurs et de milliers de branches, donc pour un système de n jeux de barres on aura :

- ✓ n variables : $|V_i|$ (module de la tension du jeu de barres i)
- ✓ n variables : δ_i (angle de phase de la tension du jeu de barres i)
- ✓ n variables : P_{Gi} (puissance active injectée au jeu de barres i)
- ✓ n variables : Q_{Gi} (puissance réactive injectée au jeu de barres i)
- ✓ n variables : P_{Di} (puissance active demandée au jeu de barres i)
- ✓ n variables : Q_{Di} (puissance réactive demandée au jeu de barres i)

Avec $i=1,2,\dots,n$. Donc nous avons en tout $6n$ inconnues.

La puissance nette injectée à un jeu de barres, est égale à la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance demandée S_{Di} au niveau de ce jeu de barres .

I-5 Forme générale des équations de l'écoulement de puissance

En général, pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance, on considère que les puissances au jeu de barres i sont équilibrées, donc la puissance du jeu de barres S_i sera égale :

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

Les lignes de transmission connectent le jeu de barres i aux autres jeux de barres k dans le réseau électrique. Les points de connexion des branches des réseaux sont codés par des numéros désignant chaque jeu de barres. Ces nombres spécifient les arrivées des lignes de transmission et des transformateurs. Les numéros sont utilisés pour identifier les types des jeux de barres, l'emplacement des éléments du réseau (condensateurs, inductances, shunts et impédances).

Un jeu de barres peut être connecté au maximum à $(n-1)$ jeux de barres. On peut représenter chacune de ces lignes par un schéma équivalent avec une admittance série Y_{Sik} et une admittance parallèle Y_{Pik} . Si une ligne n'existe pas, l'admittance sera égale à zéro.

On peut écrire les équations du courant :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = V_i \sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n Y_{Pik} + \sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n Y_{Sik} (V_i - V_k) = V_i \sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n (Y_{Pik} + Y_{Sik}) + \sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n (-Y_{Sik}) V_k \quad i=1, \dots, n \quad (I.1)$$

On peut écrire les équations sous la forme suivante :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n \quad (I.2)$$

où

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n (Y_{Pik} + Y_{Sik}) \quad \text{et} \quad Y_{ik} = Y_{ki} = -Y_{Sik} \quad (I.3)$$

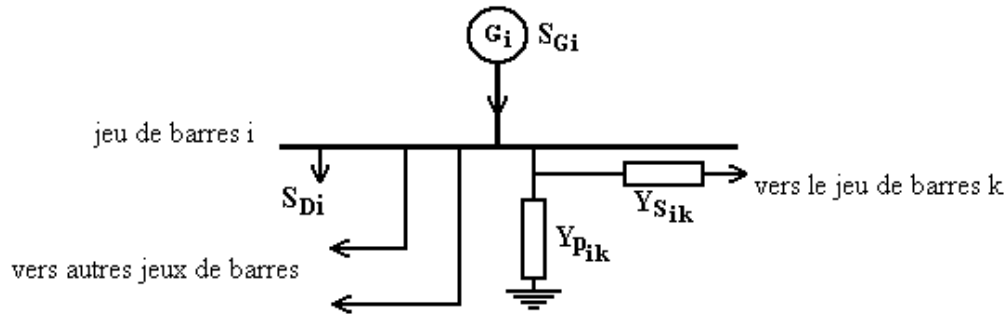


Figure 1.1 Jeu de barres quelconque avec génération, charges et lignes de transmission

Les vecteurs courant et tension sont d'ordre $(n \times 1)$:

$$I_{BUS} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad V_{BUS} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Les matrices d'admittance et d'impédance sont d'ordre $(n \times n)$:

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad Z_{BUS} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & \dots & Z_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & & Z_{nn} \end{bmatrix}$$

Du fait que les puissances sont connues et que les courants sont inconnus, les équations prendront les formes non linéaires :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.4)$$

En séparant les deux parties, réelle et imaginaire, de l'équation (1.4), nous aurons :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\theta_k - \theta_i + y_{ik}) = f_{ip} \quad (1.5)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\theta_k - \theta_i + y_{ik}) = f_{iq}$$

Ces équations expriment l'équilibre des puissances actives et réactives au jeu de barres i.

A cause de non linéarité des équations de l'écoulement de puissance, il est très difficile d'avoir des solutions analytiques. Pour cette raison, plusieurs méthodes numériques ont été proposées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance telle que la méthode de Newton-Raphson, Gauss Seidel.....etc.

I-5-1 Les pertes de puissance dans les lignes

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

Pour un J.d.B « i » :

On a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad i=1, \dots, n \quad (1-6)$$

Avec :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq}$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n F_{ip} = \sum_{i=1}^n P_{Gi} - \sum_{i=1}^n P_{Di} \quad (1.7)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n F_{iq} = \sum_{i=1}^n Q_{Gi} - \sum_{i=1}^n Q_{Di}$$

Le système d'équations (I-7) exprime les pertes. Ou bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, où on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme donne l'expression des pertes

$$\begin{aligned} P_{Lij} &= P_{Lij} + P_{Lji} \\ Q_{Lij} &= Q_{Lij} + Q_{Lji} \end{aligned} \quad (I-8)$$

I-5-2 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (I-10)$$

I-6 Classification des variables de l'écoulement de puissance [6]

Les (6n) variables de l'écoulement de puissance sont regroupées en trois vecteurs ; le vecteur de perturbation constitué de P_{Di} et Q_{Di} qui ne sont pas contrôlables et dépendent seulement des consommateurs, le vecteur de contrôle constitué de la puissance active et réactive de chaque générateur en service (P_{Gi} et Q_{Gi}) et enfin le vecteur d'état constitué des tensions des jeux de barres ($|V_i|$ et θ_i).

I-7 Méthodes de Newton-Raphson

La technique itérative de Newton Raphson converge avec une même vitesse, mesurée par le nombre d'itérations, en moins de quatre à cinq itérations en général. C'est pour cette raison que la méthode de N-R est la plus utilisée pour l'étude des larges systèmes.

I-7-1- Représentation géométrique de la méthode de N-R

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ à chaque point $(x^{(k)}, f(x^{(k)}))$. L'intersection de cette tangente avec l'axe des x fournit le point $x^{(k+1)}$, $(\Delta x^{(k)})$ étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k) .

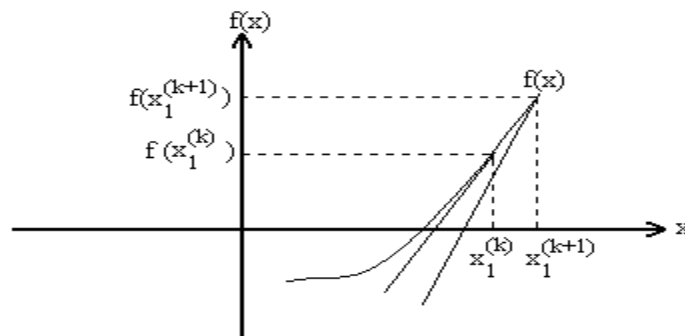


Figure I -2 Représentation géométrique de la méthode de N-R

I-7-2 Résolution d'un système d'équation à (n) variables non linéaire

Soit la fonction $f(x) = 0$ de dimension n , tel que :

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \cdot \\ f_n(x) \end{bmatrix} \quad x^{(0)} = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \\ \cdot \\ x_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

On estime que $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ sont les solutions de ces n équations. L'exposant (0) indique que ces valeurs sont des estimations initiales.

On désigne par $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ les valeurs à ajouter à $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ pour trouver les solutions correctes.

Lorsqu'on développe toutes les fonctions en série de Taylor du premier ordre du point d'estimation initiale on aura :

$$\begin{aligned}
f_1(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)\Big|_0 \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)\Big|_0 \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\
f_2(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)\Big|_0 \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)\Big|_0 \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\
\vdots & \\
\vdots & \\
f_n(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)\Big|_0 \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)\Big|_0 \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \Delta x_n^{(0)} &= 0
\end{aligned}$$

On peut écrire le système de n équations linéaires comme suit :

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ f_2(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)\Big|_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)\Big|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)\Big|_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)\Big|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)\Big|_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)\Big|_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)\Big|_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{I-11})$$

Les termes $\left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)\Big|_0, \dots, \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)\Big|_0$ correspondent à la dérivée partielle évaluée avec les valeurs

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

Ou dans une notation compacte : $f(x^{(0)}) + j^{(0)} \Delta x^{(0)} = 0$

La matrice carrée dite Jacobinne : $[j^{(0)}]$

De cette dernière équation on tire ensuite le vecteur erreur $\Delta x^{(0)} = -[j^{(0)}]^{-1} f(x^{(0)})$

Mais $\Delta x^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$ donc $x^{(1)} = x^{(0)} - [j^{(0)}]^{-1} f(x^{(0)})$

En général : $x^{(k+1)} = x^{(k)} - [j^{(k)}]^{-1} f(x^{(k)})$

I-7-3 Arrêt des opérations

On a vu que théoriquement la solution n'est atteinte qu'après une infinité d'itérations. En pratique, on arrête les opérations pour l'un des tests suivants:

- ✓ Si $f(x^{(k)})$ est nulle.
- ✓ Si l'amélioration de $x^{(k)}$ d'une itération à la suivante ne justifie pas l'effort de calcul supplémentaire.
- ✓ Si la convergence n'est pas obtenue avant un nombre d'itérations fixe .Le processus est considéré comme non convergant pour l'estimation initiale $(x^{(0)})$ donnée.

I-7-4 La méthode de Newton-Raphson appliquée aux équations d'écoulement de puissance [7]

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

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I-12})$$

n : Nombre de J.d.B

i : Numéro de J.d.B

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

$$\begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \Delta |V_n|^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta |V_2|^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \Delta |V_n|^{(0)} \end{aligned} \quad i=1,2,\dots,n$$

(I-13)

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

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

$$\text{Avec} \quad \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-14})$$

Les deux systèmes d'équations (I-13) et (I-14) donnent :

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

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-15})$$

On rappelle que :

$$\begin{aligned} \Delta \delta_i^{(K)} &= \delta_i^{(K+1)} - \delta_i^{(K)} & i = 1, 2, \dots, n \\ \Delta |V_i|^{(k)} &= |V_i|^{(K+1)} - |V_i|^{(K)} \end{aligned} \quad (\text{I-16})$$

L'adaptation de (I-15) avec (I-16) donne :

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

D'une manière générale

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

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

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{I-17})$$

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

I-7-4-1 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J

A partir du système d'équations (I-12) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J1:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-18})$$

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

Sous matrice J2:

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-19})$$

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

Sous matrice J3:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-20})$$

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

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (\text{I-21})$$

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

I-7-4-2 Algorithme de Newton-Raphson

Étape (1) : Formuler la matrice admittance (Y).

Étape (2) : Initialiser le compteur d'itération ($K = 0$), ainsi que les modules et les angles de tensions : $V_i = 1.0$ p.u et $\delta_i = 0$.

Étape (3) : Déterminer le vecteur des écarts de tensions $\Delta U^{(K)}$.

Étape (4) : Déterminer la matrice jacobienne $[J]^{(K)}$.

Étape (5) : Déterminer le vecteur d'erreur. $[\Delta X]^{(K)} = ([J]^{(K)})^{-1} \cdot [\Delta U]^{(K)}$.

Vérifier si le vecteur d'erreur est inférieur à une certaine tolérance ε : $[\Delta X]^{(K)} \leq \varepsilon$.

Si l'inégalité est vérifiée, le processus converge, aller à l'étape (6).

Sinon, calculer la valeur de $[X]$ à l'itération ($K + 1$), c à d :

$$[X]^{(K+1)} = [X]^{(K)} + [\Delta X]^{(K)}$$

Incrémenter le nombre d'itérations (K) de 1 et retourner à l'étape (3).

Étape (6) : Calculer les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barres de référence.

Étape (7) : Calculer les puissances apparentes qui transitent à travers les lignes, les pertes,...etc.

I-8 Méthode découplée rapide (D.R) [8]

Cette méthode utilise les mêmes techniques que celle de Newton-Raphson, avec quelques approximations pratiques. Elle est basée sur des hypothèses simplifiant la matrice jacobienne, qui est factorisée en deux sous matrices constantes B' et B'' , réduisant ainsi le nombre d'opérations effectuées dans chaque itération.

Cette méthode a montrée son efficacité pour les réseaux dont la somme des résistances est très faible devant la somme des réactances des lignes de transmission ($\sum r_i \ll \sum x_i$) .

Dans la pratique, les couplages qui existent entre P et V et entre Q et δ sont faibles, ce qui nous permet d'écrire :

$$J_2 = \frac{\partial P}{\partial V} \approx 0 \quad (\text{I-23})$$

$$J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \delta} \approx 0$$

Le système d'équations donné par (I-7) peut être écrit sous la forme découplée suivante

$$\begin{aligned} \Delta P &= J_1 \Delta \delta \\ \Delta Q &= J_4 \Delta V \end{aligned} \quad (I-24)$$

On a:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (I-25)$$

$$P_i = V_i \sum_{j=0}^N V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (I-26)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=0}^N V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j))$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)), \quad j \neq i \quad (I-27)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -V_i^2 \cdot B_{ii} - Q_i, \quad j = i$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)), \quad j \neq i \quad (I-28)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -V_i B_{ii} + \frac{Q_i}{V_i}, \quad j = i$$

En pratique, dans les réseaux de transport, les hypothèses suivantes sont valides[8].

$$\begin{aligned} V_i V_j &= V_i \\ \cos \delta_{ij} &= 1 \\ G_{ij} \sin \delta_{ij} &\ll B_{ij} \end{aligned} \quad (I-29)$$

$$Q_i \ll B_{ii} V_i^2$$

Les éléments de J_1 et de J_4 peuvent être écrits sous les formes approximatives suivantes

$$\begin{aligned} J_{1ij} &= -V_i B_{ij} \\ J_{1ii} &= -V_i B_{ii} \\ J_{4ij} &= -V_i B_{ij} \end{aligned} \quad (I-30)$$

$$J_{4ii} = -V_i B_{ii}$$

La forme matricielle des équations (I-24) est alors donnée par :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{V} &= B' \Delta \delta \\ \frac{\Delta Q}{V} &= B'' \Delta V \end{aligned} \quad (I-31)$$

B' et B'' sont des matrices identiques constantes et égales à $(-B)$, ou B représente la matrice susceptance (partie imaginaire de la matrice admittance Y).

En conclusion, on voit que les dimensions des sous matrices J_1 et J_4 sont au maximum de l'ordre de $\frac{1}{4}$ la dimension de la matrice jacobienne, ce qui permet non seulement de réduire l'espace mémoire de stockage, mais aussi une réduction importante dans le temps de calcul. La convergence de la méthode découplée rapide est linéaire et n'est pas garantie, surtout pour les systèmes qui ont la résistance des lignes non négligeable devant la réactance ((R / X) faible).

I-8-1 Algorithme de la méthode découplée rapide

Etape (1) : Formuler la matrice admittance (Y)

Etape (2) : Formuler les matrices B' et B''

Etape (3) : Initialiser le compteur d'itération ($k=0$), ainsi que les modules et les angles de tensions : $V_i = 1.0 \text{ p.u}$ et $\delta_i = 0$.

Etape (4) : Déterminer les écarts de puissance $\Delta P^{(k)}$ et $\Delta Q^{(k)}$

Etape (5) : Faire le test de convergence : Si maximum ($\Delta P^{(k)}$ & $\Delta Q^{(k)}$) \leq à une certaine tolérance ε , le processus converge, aller à l'étape 6. Sinon continuer.

Etape (5) : Calculer les erreurs à l'itération (k) :

$$\Delta \delta^{(k)} = [B']^{-1} \frac{\Delta P^{(k)}}{V^{(k)}}.$$

$$\Delta V^{(k)} = [B']^{-1} \frac{\Delta Q^{(k)}}{V^{(k)}}.$$

Mettre à jour les tensions et les angles

$$\delta^{(k+1)} = \delta^{(k)} + \Delta \delta^{(k)}$$

$$V^{(k+1)} = V^{(k)} + \Delta V^{(k)}$$

Incrémenter le nombre d'itérations (k) de 1 et retourner à l'étape (4).

Etape (6) : Calculer les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barres de référence.

Etape (7) : Calculer les puissances à travers les lignes.

I-9 Méthode de l'approximation du courant continu (DC Power Flow) [9]

Dans la pratique, la précision apportée par l'utilisation des équations complètes de l'écoulement de puissance ne se justifie pas pour les études de planification du réseau compte tenu des incertitudes sur la connaissance des données. Dans ce contexte, un modèle simplifié apparaît suffisamment pertinent.

Cette simplification du calcul est bâtie sur les bases suivantes :

- ✓ Les transits de puissances actives dans les lignes de transmission sont liés surtout aux phases des tensions et peu aux modules $\frac{\partial P}{\partial \delta} \gg \frac{\partial P}{\partial V}$ On suppose donc que le module de tension est constant à chaque jeu de barres, c a d : $V_i = V_j = 1 \text{ p.u}$
- ✓ Seules les phases varient alors, mais avec de faibles différences. On considère donc que $\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j$
 $\cos(\delta_i - \delta_j) = 1$
- ✓ La résistance des éléments du système de transport est négligeable devant la réactance, ce qui nous permet d'écrire $G_{ij} = 0$

Compte tenu des approximations précédentes, la puissance active injectée au jeu de barres (i), s'écrit sous la forme linéarisée suivante :

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad (\text{I-32})$$

La puissance qui transite à travers la ligne (i,j) est donnée par :

$$P_{ij} = B_{ij} (\delta_i - \delta_j) \quad (\text{I-33})$$

Les expressions (I-32) et (I-33) nous montrent que, dans chaque jeu de barres (i) du système, ce qui est produit ou consommé (P_i) est équilibré par ce qui il est importé ou exporté (P_{ij}).

Cet équilibre énergétique est la première loi de Kirchhoff, en considérant le transit de la puissance active comme l'analogie d'un courant continu, d'où le nom de la méthode.

Les expressions (I-32) et (I-33) peuvent être écrites en fonction des angles, et sous les formes matricielles suivantes :

$$P = B' \cdot \delta \quad (\text{I-34})$$

$$P_B = D \cdot \delta \quad (\text{I-35})$$

Avec

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

P_B : Vecteur colonne des puissances actives qui transitent à travers les lignes.

δ : Vecteur colonne des phases des tensions des jeux de barres.

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

D : Matrice carrée, donnée par :

$$D = \begin{bmatrix} B_{12} & -B_{12} & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ B_{13} & 0 & -B_{13} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ B_{14} & 0 & 0 & B_{14} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & B_{23} & -B_{23} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & B_{34} & -B_{34} & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix}$$

La dimension de la matrice D est $(nbr \times n)$, où nbr représente le nombre total des lignes de transport.

I-10 Test de l'algorithme de Newton-Raphson NR_PF

Dans cette partie, on va appliquer l'algorithme de l'écoulement de puissance NR_PF sur différents types de réseaux, [10].

I-10 -1 Réseau électrique de 6 jeux de barres [11]

Nous appliquons ici l'algorithme NR_PF étape par étape à l'écoulement de puissance sur un simple réseau test de six jeux de barres de la figure (I-3), les données de ce réseau sont données en annexe.

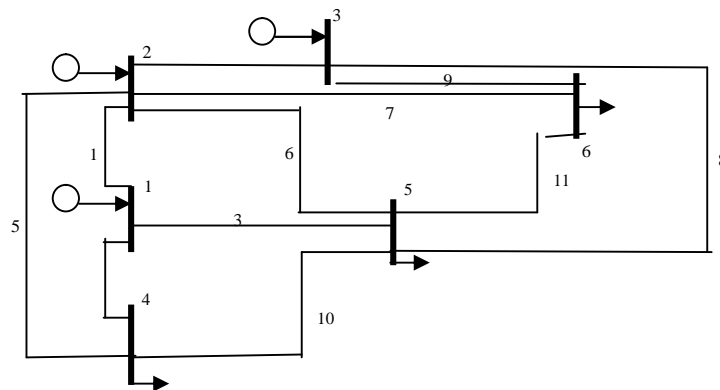


Figure I-3 Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.

Ce réseau est constitué de 11 lignes de transport, 3 générateurs et 3 charges au niveau des jeux de barres n° 4, 5 et 6 (Fig.I-3). La puissance et la tension de base sont respectivement ,100 MVA et 230 KV.

Tableau I-1 tensions du réseau électrique à 6 J.B par l'algorithme NR_PF.

<i>J.B</i>	$V(p.u)$	$\delta(p.u)$
	NR-PF	NR-PF
1	1.050	0.000
2	1.050	-3.671
3	1.070	-4.273
4	0.989	-4.195
5	0.985	-5.276
6	1.004	-5.947

Le tableau (I-1) montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes NR_PF. Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau (I-1).

D'après le tableau (I-1) on remarque que toutes les tensions sont dans leurs limites admissibles.

Tableau I-2 puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B par l'algorithme NR_PF.

<i>J.B</i>	$P_g (MW)$	$Q_g (MVAR)$
	NR-PF	NR-PF
1	107.87	15.96
2	50.00	74.36
3	60.00	89.63
Puissance total générée	217.87	179.95
Puissance total demandée	210	210
Pertes totales de puissance	7.87	-30.06
Coût de production (\$/h)	3189.50	

Le tableau (I-2) montre que le coût de production de la puissance active, de l'écoulement de puissance conventionnel (NR_PF) est : 3189.50 \$/h. Il est clair d'après le tableau (I-2) que les pertes de puissance active par l'algorithme NR_PF sont de 7.87 MW,

I-10 -2 Réseau test IEEE 30-bus:

Le réseau IEEE 30-bus est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n° 1, 2, 5, 8, 11 et 13), alimentant un ensemble de 20 charges à travers 41 lignes de transport (Fig.I-5). La puissance et la tension de base sont respectivement 100 MVA et 135 kV.

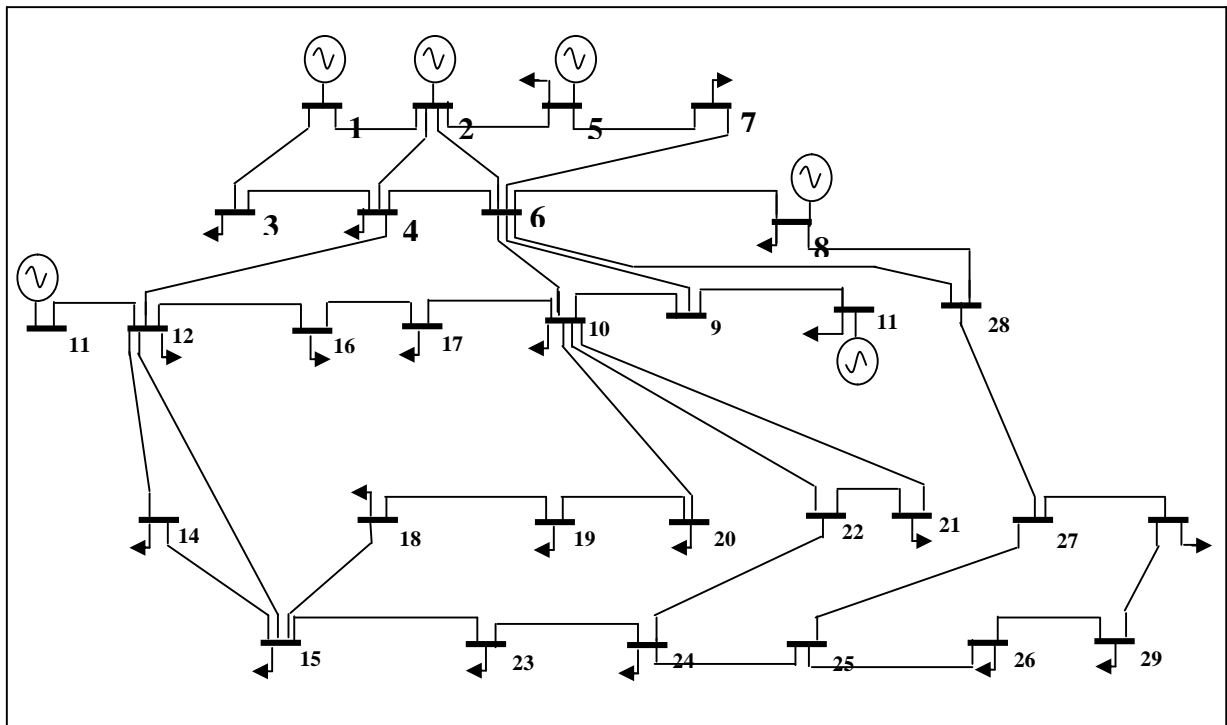


Figure I-4 Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres.

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

Tableau I-3 Tensions du réseau électrique à 30 J.B par l'algorithme NR-PF.

$J.B$	$V(p.u)$	$\delta(\text{degré})$
	NR-PF	NR-PF
1	1.060	0.000
2	1.043	-1.535
3	1.031	-3.525
4	1.023	-4.294
5	1.010	-6.165
6	1.015	-5.050
7	1.005	-6.039
8	1.010	-5.265
9	1.026	-6.504
10	1.004	-8.504
11	1.082	-4.358
12	1.030	-7.885
13	1.071	-6.431
14	1.012	-8.830
15	1.006	-8.882
16	1.011	-8.398
17	1.001	-8.713
18	0.993	-9.494
19	0.988	-9.653
20	0.991	-9.426
21	0.991	-8.999

22	0.991	-8.988
23	0.981	-9.276
24	0.977	-9.436
25	0.976	-9.503
26	0.958	-9.960
27	0.984	-9.260
28	1.010	-5.495
29	0.964	-10.590
30	0.952	-11.547

Tableau I-4 Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B par l'algorithme NR_PF.

<i>J.B</i>	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	P_g (MW)	$Q_{g \min}$ (MVAR)	$Q_{g \max}$ (MVAR)	Q_g (MVAR)
			NR-PF			NR-PF
1	50	200	99.00	-20	200	14.22
2	20	80	80.00	-20	100	8.18
5	15	50	50.00	-15	80	16.79
8	10	35	20.00	-15	60	18.71
11	10	30	20.00	-10	50	29.29
13	12	40	20.00	-15	60	31.91
Puissance total générée	289.00			119.13		
Puissance totale demandée	283.40			126.20		
Pertes totales de puissance	5.60			-7.07		
Coût de production (\$/h)	901.00					

Le temps de convergence de l'algorithme Newton-Raphson NR_PF a été de 2.88 secondes.

On voit que le coût de production est 901.00 \$/h pour le tableau (I-6),

I-11 Conclusion

Dans ce chapitre on a donné une formulation du problème de l'écoulement de puissance, par un système d'équations non linéaires gouvernant le système de puissance. Les variables sont les modules et phases des tensions aux niveaux des jeux de barres. La méthode la plus utilisée pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance, est celle de Newton-Raphson (NR), qui a été détaillée et appliquée à notre problème. La méthode de NR a montré son efficacité, vu sa convergence rapide (quadratique). Deux autres méthodes dérivées de la technique de NR sont : la méthode découplée rapide et la méthode de l'approximation du courant continu.

Ces méthodes qui sont bâties sur certaines approximations rencontrées dans les systèmes électriques réels.

Le problème de l'écoulement de puissance occupe une partie très importante dans la procédure de commande et contrôle des réseaux électriques, dont la solution aide l'exploitant ou le dispatcheur du système électrique à connaître les niveaux de tension de tous les jeux de barres, les pertes de puissance, les contraintes de fonctionnement forcées et les lignes de transport surchargées.

II-1 Introduction

Le calcul de l'écoulement de puissance conventionnel ne répond que partiellement à un problème plus général comportant une exigence d'optimisation : par exemple, assurer une alimentation régulière de la clientèle et une bonne répartition de la puissance en minimisant les coûts de production par des centrales qui ont chacune un coût marginal particulier, fonction de la puissance fournie, ou en optimisant le plan de tension de façon à respecter les contraintes sur les équipements électriques, à éviter les risques d'instabilité de tension, à minimiser les pertes joule ou à optimiser les moyens de compensation de l'énergie réactive.

Dans les études d'exploitation et de planification des réseaux électriques, on est amené à résoudre des problèmes d'optimisation consistant à minimiser une fonction coût en fonction des puissances actives et réactives et les tensions modules et angles tout en respectant l'équilibre de puissance dans le réseau et des contraintes d'inégalité qui traduisent les limites de fonctionnement des ouvrages (groupes de production, lignes, transformateurs, ...etc.).

Ce type de problèmes est connu par le dispatching économique ou plus généralement écoulement de puissance optimal (OPF).

II-2 Résumé de la littérature de l'OPF

La formulation et la solution du problème de l'OPF, sont traitées la première fois en 1961 par R.B Squires, dont l'algorithme de la solution proposé était une méthode de type Gauss-Seidel. En 1962, Carpentier a été le premier qui a fait une formulation exacte et générale du problème du dispatching économique, dont la solution utilise le théorème d'optimalité de Kuhn-Tucker [20]. Des lors, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre le calcul de l'OPF plus efficace, ces algorithmes utilisent les techniques de programmations mathématiques, dites linéaires ou non linaires.

La majorité des techniques de programmation mathématiques, discutées dans la littérature utilisent une des cinq méthodes suivantes : [12]

- Méthode itérative du lambda (appelée aussi méthode du critère d'égalité de l'accroissement du coût).
- Méthode du gradient.
- Méthode de Newton.
- Méthode de programmation linéaire (LP, SLP (linéaire successive)).
- Méthode du point intérieur.

Dans ce chapitre, on va présenter la méthode de programmation linéaire successive (SLP).

II-3 L'objectif de l'OPF

L'objectif principal de ce travail est l'étude et l'analyse de la répartition optimale de puissance (OPF). La fonction objective qu'on veut minimiser est la fonction coût de production des puissances actives des générateurs.

II-4 Dispatching Economique sans pertes [12]

Cette fonction optimise le coût de la totalité des puissances actives générées, en supposant que chaque générateur a une courbe du coût convexe liée à sa propre puissance active ayant des limites supérieure et inférieure.

La somme de toutes les puissances actives générées doivent être égale à la charge totale du système donné. Donc les pertes de puissances actives dans les transformateurs et les lignes de transport sont considérées négligeables. (FigII-1)

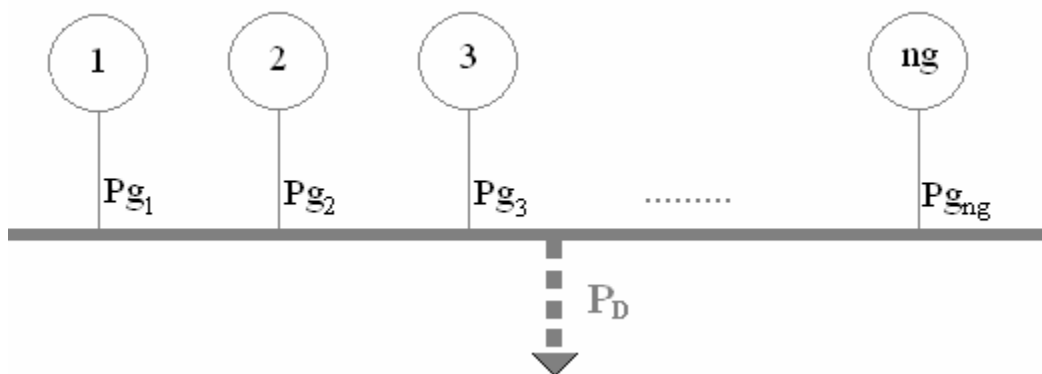


Figure II-1 : Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel

Ainsi, dans le dispatching économique, la fonction d'optimisation ne prend pas en considération les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. On suppose que tous les générateurs de puissances et toute la charge électrique est connectée directement à un seul jeu de barres artificiel du réseau électrique (figure II-1). Ce qui réduit les équations de l'écoulement de puissances à une seule équation montrant que : « la somme des puissances produites doit être égale à la somme de puissances consommées ».

Le coût de l'énergie à l'entrée du générateur, est évalué en (Mbtu/h) ou (\$/MW), qui représente la quantité de fuel ou de combustible nécessaire pour le fonctionnement de la chaudière.

II 4-1 Formulation mathématique [13]

Le problème du dispatching économique consiste à minimiser le coût total du combustible (C), assujéti à une seule contrainte d'égalité qui est la somme de toute les puissances générées et égale à la puissance totale demandée (P_d).

II 4-1-1 Fonction du coût :

La fonction du coût d'un générateur i , peut être approximée par une forme quadratique, comme suit :

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) \quad [$/h] \quad (II-1)$$

Où α_i, β_i et γ_i sont des coefficients constants propres au générateur i . La relation entre le coût de production et la puissance de sortie est appelée « courbe de coût » $C_i(P_{gi})$, (Fig. II-2).

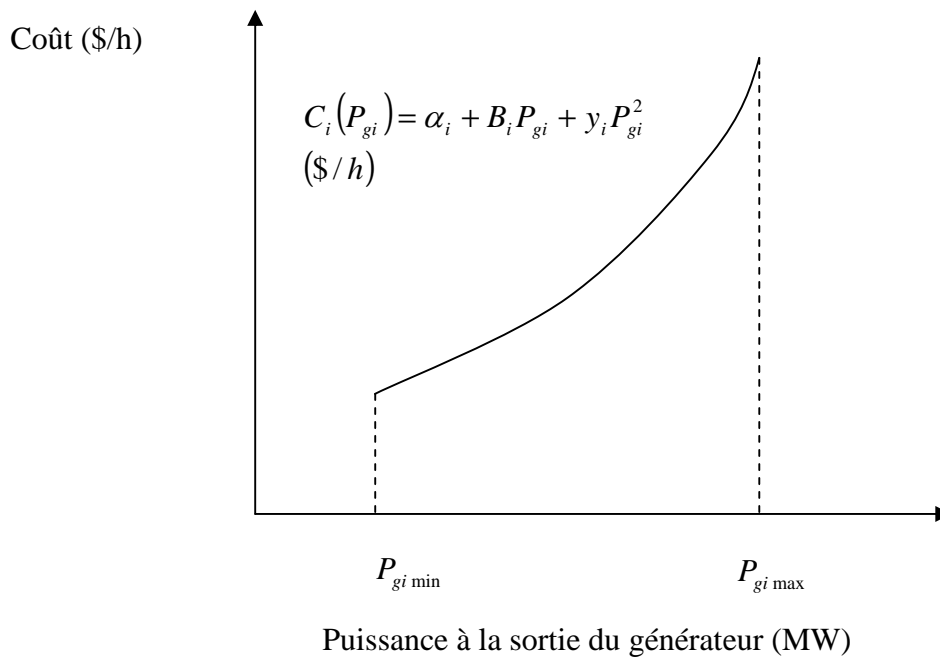


Figure II-2: Courbe de coût typique (entrée-sortie) d'un générateur

II 4-1-2 Contraintes d'égalité :

La contrainte d'égalité est la somme de toute les puissances générées est égale à la puissance totale demandée (P_d).

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d \quad (II-2)$$

II 4-1 -3 Contraintes d'inégalité :

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure ($P_{gi \min}$) et une autre supérieure ($P_{gi \max}$), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivante :

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad i=1,2,\dots,ng \quad (\text{II-3})$$

II 4-2 Incrémentation du coût

La dérivée partielle dC_i/dP_{gi} de la fonction de coût s'appelle l'incrémentation du coût du générateur i . Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée comme elle est montrée sur la (Figure II-3). Son unité s'exprime en (\$ /KWh), pour les grands générateurs l'unité est (\$/MWh)

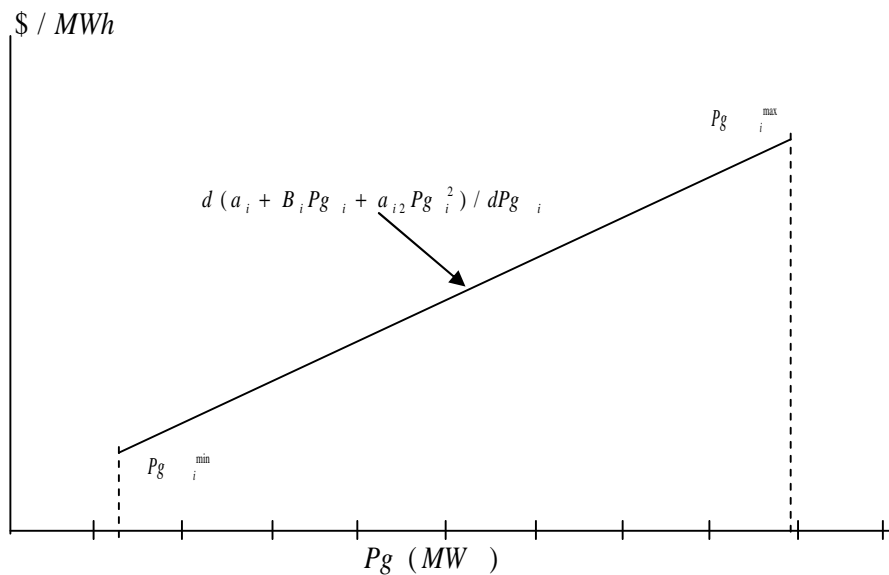


Figure II-3: Courbe typique de l'accroissement du coût de combustible

II 4-3 Formulation de Lagrange [14]

Le système des équations (II-1) et (II-2) est un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes, qui doit être résolu par le développement d'une fonction qui s'appelle la fonction de Lagrange.

Pour obtenir l'extremum d'une fonction objective, on doit ajouter la fonction de contrainte à la fonction objective, par la multiplication par un coefficient qui s'appelle le multiplicateur de Lagrange, qui est préalablement indéterminé.

La fonction augmentée de Lagrange du problème est donnée:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda \left(P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (\text{II-4})$$

La condition nécessaire pour avoir l'optimum est quand les dérivées premières de la fonction de Lagrange par rapport aux P_{gi} , et λ sont égales à zéro.

$$\begin{aligned}\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} &= \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad i = 1,2,3,\dots,ng \\ P_{gi \min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi \max}\end{aligned}\tag{II-5}$$

Donc, pour un fonctionnement optimal des générateurs, il faut que l'accroissement du coût de tous les générateurs soit le même, c a d égal à ().

Le système d'équations (II-5) comporte $(n_g + 1)$ équations avec $(n_g + 1)$ inconnus, qui peuvent être résolues par la substitution des valeurs de (P_{gi}) des premières équations dans l'avant dernière.

$$\begin{aligned}P_{gi} &= \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \\ P_d &= \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \right)\end{aligned}\quad i=1, 2,3,\dots,ng\tag{II-6}$$

La valeur optimale de (λ) est alors calculée comme suit [14] :

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{\gamma_i}}\tag{II-7}$$

La valeur optimale (λ^*) est remplacée dans les premières équations de (II-6) pour obtenir la puissance optimale à générer par chaque générateur.

$$P_{gi} = \frac{1}{2\gamma_i} \left(\frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{\gamma_i}} - \beta_i \right)\tag{II-8}$$

II 4-4 Solution graphique du problème du Dispatching Economique [15]

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, en traçant la courbe d'accroissement du coût $\lambda = f(P_{gi})$, pour chaque générateur et sur le même plan. En ajoutant graphiquement les valeurs des puissances, on aboutit à une seule courbe résultante représentant le coût d'accroissement total de tous les générateurs. La valeur de la charge totale (P_d) peut être prise comme point de départ d'une ligne verticale, tirée jusqu'à ce que la ligne du coût d'accroissement totale soit traversée. Cette valeur de la traversée (Optimum) est

prise comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche. Cette ligne indique la valeur optimale de lambda (λ^*) pour toutes les puissances actives des générateurs.

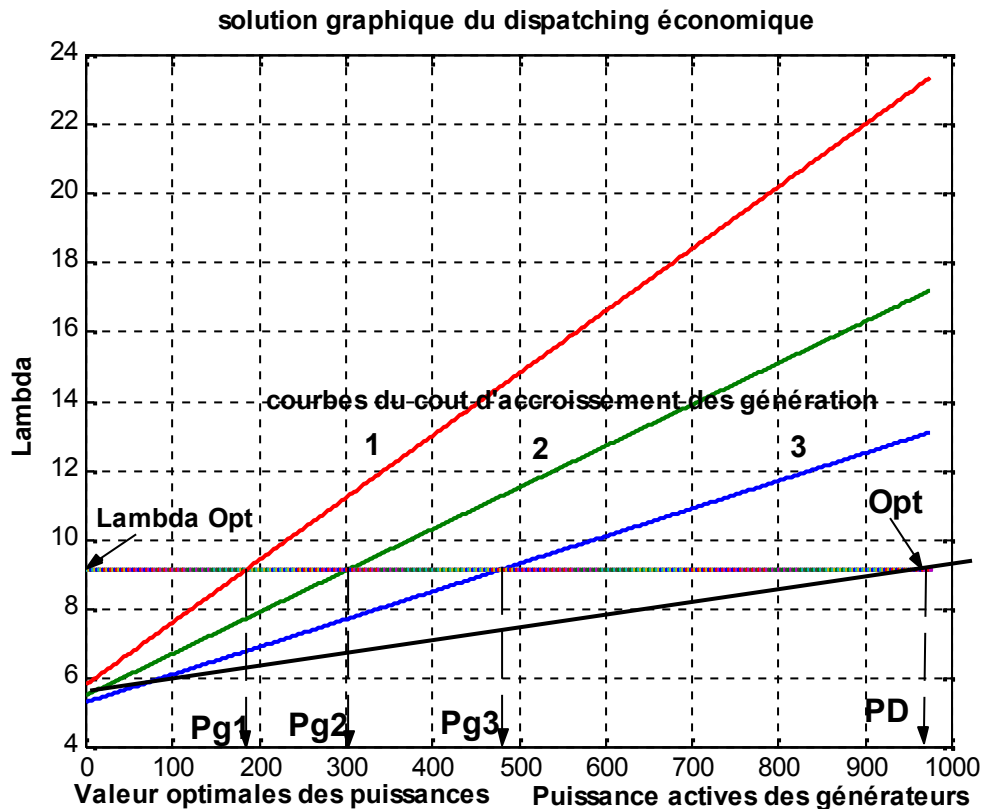


Figure II-4 Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs

Les points d'intersection de cette ligne avec les courbes du coût d'accroissement originales sont les valeurs optimales de la solution. Pour obtenir les puissances optimales des générateurs, il suffit de tracer des lignes verticales descendantes à partir des courbes du coût d'accroissement des générateurs.

II-5 Dispatching Economique avec considération des pertes [16]

Le problème du dispatching économique associé à cette configuration est très compliqué par rapport au cas où les pertes sont négligées, du fait que la contrainte d'égalité contienne les pertes totales actives de transmission P_L .

L'équation de contrainte d'égalité est donnée par :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{II-9})$$

Les pertes actives sont fonction de l'impédance du réseau électrique et du courant électrique des lignes de transport, par conséquent le courant électrique est lié seulement aux puissances générées et ou puissances demandées.

L'augmentation de Lagrange pour ce type de problème est :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda \left(P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (\text{II-10})$$

Les conditions nécessaires pour un minimum sont données par :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} &= \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \\ P_{gi \min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \end{aligned} \quad (\text{II-11})$$

La première équation de l'expression (II-11), nous donne une relation directe entre la Puissance générée (P_{gi}) et le multiplicateur de Lagrange (λ), donnée par :

$$\lambda = \frac{\frac{dC_i}{dP_{gi}}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} = L_i \cdot \frac{dC_i}{dP_{gi}} \quad (\text{II-12})$$

Le terme $\left(L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right)$ est appelé : "*facteur de pénalité*" du générateur i .

Il existe trois approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance :

- 1- La première approche consiste à considérer les pertes de puissances actives constantes, dans la contrainte d'égalité donnée par l'équation (II-9).
- 2- La deuxième approche consiste à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs. Celle-ci est connue par la méthode de « formule des pertes », ou méthode des « coefficients B » (voir formule II-13).
- 3- La troisième approche consiste à introduire les équations de l'écoulement de puissance comme contraintes essentielles dans la formulation du problème d'optimisation.

Cette approche est connue par l'écoulement de puissance optimal (OPF), qui sera discutée dans le paragraphe II-4.

La méthode de «formule des pertes» est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (\text{II-13})$$

Où P_{gi} : puissance active du générateur i .

B_{ij} , B_{i0} et B_{00} : Coefficients de pertes (constantes réelles).

Les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau, des puissances actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes[16].

II-6 Ecoulement de Puissance Optimal (OPF)

II 6-1 Formulation mathématique du problème de l'OPF [17]

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

Minimiser $f(x)$ (fonction objective)

Selon $g_i(x) = 0 \quad i=1,2,\dots,n$ (contraintes d'égalité) (II-14)

$h_i(x) \leq 0 \quad i=1,2,\dots,n$ (contraintes d'inégalités)

Il y a n contraintes d'égalités et m contraintes d'inégalités. Le nombre de variables est égal à la taille du vecteur x .

II 6-2 Classification des variables de l'OPF [18]

Les variables existantes dans le problème de l'OPF, sont classées en trois catégories :

II 6-2 -1 Les variables de contrôles

Les variables de contrôles sont représentées par les quantités qui peuvent être manipulées arbitrairement dans leurs limites de fonctionnement. Celles-ci incluent les puissances actives des générateurs, les tensions des jeux de barres générateurs, les sources de puissance réactive, les rapports de transformation des transformateurs à prises de charges et les angles de déphasage des transformateurs déphaseurs.

II 6-2 -2 Les variables d'état

Les variables d'état sont représentées par les quantités dépendantes des variables de contrôles, et qui doivent être contrôlées durant le processus d'optimisation. Ces variables

incluent les tensions de jeux de barres de charge ainsi que les angles de phase de tous les jeux de barres du système électrique (sauf le jeu de barre de référence).

II 6-2 -3 Les variables de contraintes

Les variables de contraintes sont représentées par les variables associées aux contraintes. Celles-ci incluent tous les multiplicateurs de Lagrange.

II 6-3 Solution du problème de l'OPF par la méthode de Newton [19]

La méthode de Newton est une méthode très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications dans les systèmes électriques.

En effet, une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tensions peuvent être pris au voisinage des tensions nominales, les puissances générées estimées à partir des données historiques et les valeurs des prises de charges des transformateurs proches de 1.0 p.u.

II 6-3 -1 Algorithme de Newton [20]

Etape (1). Choisir un vecteur initial $Z(o)$: tensions, angles de phases des jeux de barres, puissances actives des générateurs, rapports de transformation, angles de déphasage des transformateurs et tous les multiplicateurs de Lagrange.

Etape (2). Déterminer les contraintes d'inégalités actives et inactives en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.

Etape (3) Calculer le Gradient et le Hessien du Lagrangien.

Etape (4) Résoudre l'équation : $[H]. Z = L(Z)$.

Etape (5). Mettre à jour la solution : $Z \text{ nouveau} - Z \text{ ancien} = \epsilon Z$.

Etape (6). Vérifier si : $\epsilon < \epsilon_{\text{max}}$. Si c'est affirmé continuer, sinon, aller à l'étape (3).

Etape (7) Vérifier que les contraintes d'inégalités violées ont été bien ajustées (activées). Si c'est le cas, le problème est résolu, sinon, aller vers l'étape (2).

II 6-4 Solution du problème de l'OPF par les méthodes de programmation linéaire [21]

On a vu que la plupart des équations qui traduisent le problème de l'OPF, sont non linéaires. De ce fait, sa résolution nécessite l'utilisation d'une technique d'optimisation non linéaire comme celle de Newton, Une autre méthode très utilisée est celle de la programmation linéaire.

Afin d'appliquer cette technique, le modèle non linéaire du problème de l'OPF doit être converti en un modèle linéaire. Il existe deux modèles

II 6- 4.1 Le modèle linéaire de l'OPF (DC OPF) [22]

Ce modèle est approximatif et la fonction objective est approximée par un ensemble de segments de droites, alors que les contraintes d'égalités et d'inégalités sont basées sur le modèle approximatif du courant continu (DC PF).

II 6-4.2 Le modèle linéarisé autour d'un point de fonctionnement [23]

Le modèle original (non linéaire) est linéarisé autour du point de fonctionnement actuel, et on utilise la technique de programmation linéaire pour résoudre le problème d'optimisation résultant.

Les variables de contrôles sont alors mises à jour, et un nouveau point de fonctionnement meilleur que l'ancien, est calculé. Cette procédure sera répétée successivement jusqu'à ce que le point de fonctionnement optimal soit atteint.

Cette technique est en réalité une méthode d'optimisation non linéaire et elle est appelée : méthode de programmation linéaire successive (SLP).

II 6-4.3 Méthode de programmation linéaire (LP) [24]

II 6-4-3.1 Fonction objective

La courbe de coût typique des unités thermiques non linéaire est exprimée par une courbe quadratique, donnée par l'équation (II.1). On peut représenter cette courbe non linéaire par une série de m segments de droites (Fig II-5)

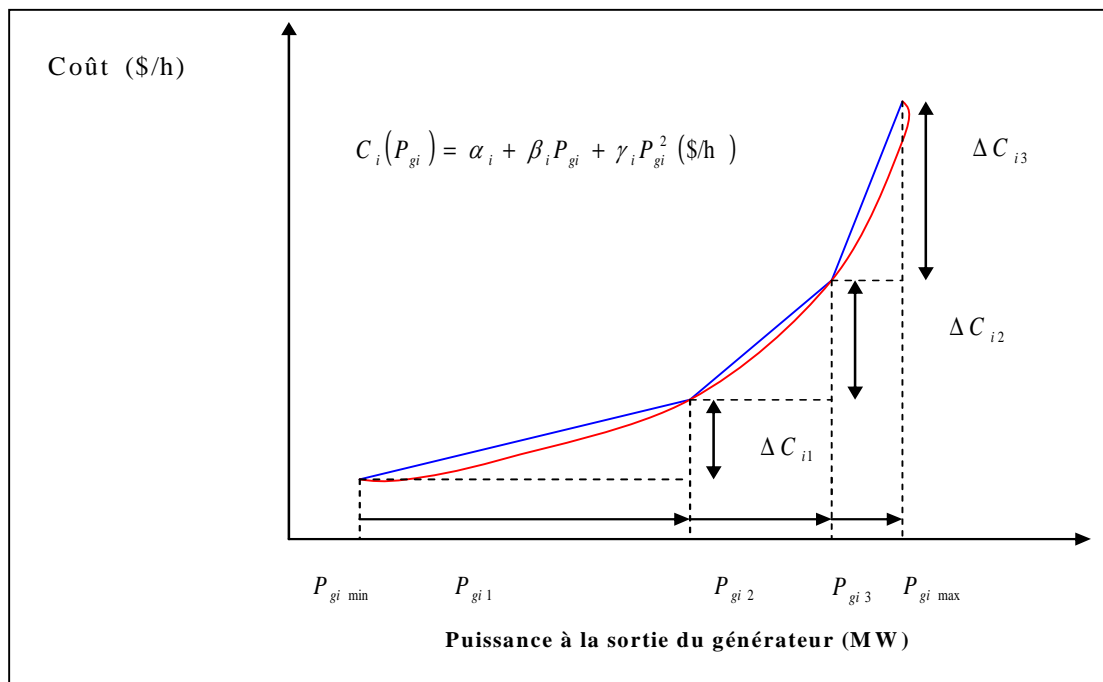


Figure II-5: Approximation linéaire de la courbe de coût par 3 segments de droites

Les variables P_{gi1}, P_{gi2}, \dots , et P_{gim} , représentent les incréments des puissances actives générées, qui varient entre 0 et des valeurs maximales $P_{gi1 \max}, P_{gi2 \max}, \dots$ et $P_{gim \max}$, avec :

$$0 \leq P_{gik} \leq P_{gik \max} \quad (\text{II-15})$$

La puissance active totale générée, peut alors être exprimée en fonction des incréments de puissance

$$P_{gi} = P_{gi \min} + \sum_{k=1}^m P_{gik} \quad (\text{II-16})$$

Notons par W_{ik} la pente du segment de droite k . L'incrément de coût qui correspond à ce segment de droite est donné par :

$$\Delta C_{ik} = W_{ik} P_{gik} \quad (\text{II-17})$$

Donc, la courbe de coût C_i peut être approximée en utilisant les segments de droite, comme suit:

$$\bar{C}_i(P_{gi}) = C_i(P_{gi \min}) + \sum_{k=1}^m \Delta C_{ik} \quad (\text{II-18})$$

Où

$$\bar{C}_i(P_{gi}) = C_i(P_{gi \min}) + \sum_{k=1}^m W_{ik} P_{gik} \quad (\text{II-19})$$

On voit clairement que l'équation (II-19) 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. En résumé, le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance linéarisé, peut être écrit sous la forme suivante:

$$\text{Minimiser} \quad f(x) = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{k=1}^m W_{ik} \cdot P_{gik}$$

Selon

$$g(x) = 0 \Rightarrow \begin{cases} P + B \cdot \delta = 0 \\ P_B - D \cdot \delta = 0 \end{cases} \quad (\text{II-20})$$

et

$$h(x) \leq 0 \Rightarrow \begin{cases} P_{gik} - P_{gik \max} \leq 0 \\ -P_{gik} \leq 0 & i = 1, \dots, ng \\ P_{Bj} - P_{Bj \max} \leq 0 \\ -P_{Bj} - P_{Bj \max} \leq 0 & j = 1, \dots, nbr \end{cases}$$

Où ng : est le nombre total des générateurs

nbr : est le nombre total des lignes de transporte (branches).

Le problème formulé par les équations (II-20) est un problème de programmation linéaire, pouvant être résolu par la méthode de simplex ou ses dérivées.

II 6-4.4 Méthode de programmation linéaire successive (SLP)

Le modèle standard du problème de l'OPF, donné par les équations (II-14) peut être reformulé comme suit [25] :

$$\begin{aligned}
 \text{Minimiser} \quad & f(x, u) && \text{(fonction objective)} \\
 \text{sujet} \quad & g_i(x, u) = 0 && i = 1, \dots, n \text{ (contraintes d'égalité)} \\
 & h_i(x, u) \leq 0 && i = 1, \dots, m \text{ (cotraintes d'inégalités)} \\
 & x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \\
 & u_{\min} \leq u \leq u_{\max} && \text{(limites min et max)}
 \end{aligned} \tag{II.21}$$

x : Vecteur des variables d'état

u : Vecteur des variables de contrôle.

Le problème d'optimisation donné par les équations (II-21) est linéarisé autour d'un point initial qui est la solution initiale de l'écoulement de puissance (x_0, u_0) comme suit [17]

$$\begin{aligned}
 \text{Minimiser} \quad & \Delta f(x, u) = \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^t \Delta x + \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right]^t \Delta u \\
 \text{sujrt à} \quad & \left[\frac{\partial g_i}{\partial x} \right]^t \Delta x + \left[\frac{\partial g_i}{\partial u} \right]^t \Delta u + g_i(x_0, u_0) = 0 && i = 1, \dots, n \\
 & \left[\frac{\partial h_j}{\partial x} \right]^t \Delta x + \left[\frac{\partial h_j}{\partial u} \right]^t \Delta u + h_j(x_0, u_0) \leq 0 && j = 1, \dots, m
 \end{aligned} \tag{II.22}$$

$\left[\frac{\partial(g, h)}{\partial x} \right]$ et $\left[\frac{\partial(g, h)}{\partial u} \right]$ Représentent les sous matrices jacobéennes par rapport aux variables x

et u . Δx et Δu désignent respectivement les accroissement de x et de u .

Pour que la linéarisation soit exacte, les accroissements Δx et Δu doivent varier dans un intervalle petit

$$\begin{aligned}
 -\sigma &\leq \Delta x \leq \sigma \\
 -\sigma &\leq \Delta u \leq \sigma
 \end{aligned} \tag{II-23}$$

σ est le vecteur de bornes de l'intervalle de linéarisation contenant des nombres petits. D'autre part, le nouveau point de fonctionnement (x, u) doit rester entre sa limite min. (x_{\min}, u_{\min}) et sa limite max. (x_{\max}, u_{\max}) . Les nouveaux intervalles de linéarisation deviennent comme suit [22] :

$$\begin{aligned}
 \max(x_{\min} - x_0, -\sigma) &\leq \Delta x \leq \min(x_{\max} - x_0, \sigma) \\
 \max(u_{\max} - u_0, -\sigma) &\leq \Delta u \leq \min(u_{\max} - u_0, \sigma)
 \end{aligned} \tag{II-24}$$

Les sous problèmes linéarité d'OPF, donnés par la formulation (II-22) et (II-24) est un problème de programmation linéaire classique.

Afin de réduire la taille du sous problème de programmation linéaire, on peut faire une transformation afin de l'exprimer en fonction de l'accroissement des variables de contrôle Δu . Pour cela et à partir des contraintes d'égalité qui ne sont que les équations linéarisées de l'écoulement de puissance découplée, on tire la relation donnant Δx en fonction de Δu et qui sera ensuite remplacée dans les contraintes d'inégalités. Ainsi le problème sera exprimé en fonction de la variable de contrôle Δu . La résolution du sous problème de programmation linéaire par la méthode du simplexe, nous donne le vecteur Δu , qui sera ajouté au vecteur initial u_0 pour avoir un nouveau vecteur mis à jour u donné par :

$$u = u_0 + \Delta u \quad (\text{II-25})$$

Un nouveau point de fonctionnement (x, u) est calculé en utilisant l'algorithme de l'écoulement de puissance en fonction de nouveau vecteur de contrôle u . Le processus de la programmation linéaire successive (SLP) est répété, jusqu'à ce que les accroissements Δx et Δu , soient inférieures à une certaine tolérance ε .

-Remarque

Il faut noter que si l'intervalle de linéarisation $[-\sigma, \sigma]$ est réduit, le processus d'optimisation par l'algorithme SLP peut demander beaucoup d'itérations pour converger ou peut donner une solution non acceptable du problème. Par contre, si l'intervalle est large, le processus peut diverger ou peut donner des résultats inacceptables (oscillations autour de l'optimum).

Pour remédier à ce problème, on adopte souvent une stratégie pratique qui est de choisir des intervalles larges pour les deux ou trois premières itérations, puis réduire les intervalles pour le reste des itérations.

L'organigramme simplifié de l'algorithme SLP est montré dans la figure II-6.

II 6-4.4-1 Modèle de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP) [25]

II 6-4.4-1.1 Fonction objective

La fonction objective est représentée par la fonction de coût linéarisée autour d'un point de fonctionnement $(P_g^{(k)}, V^k, \delta^k)$, donnée par :

$$\Delta f(x, u) = [J_f^{(k)}] [\Delta P_g] \quad (\text{II-26})$$

$[J_f^{(k)}]$: est le vecteur ligne du jacobien de la fonction $f(x)$.

$[\Delta P_g]$: est le vecteur colonne de l'accroissement des puissances actives générées.

Les éléments du jacobien $[J_f^{(k)}]$, sont donnés par :

$$J_{f_i}^{(k)} = \frac{\partial f}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2 \cdot \gamma_i \cdot P_{gi}^{(k)} \quad i = 1, \dots, ng \quad (\text{II-27})$$

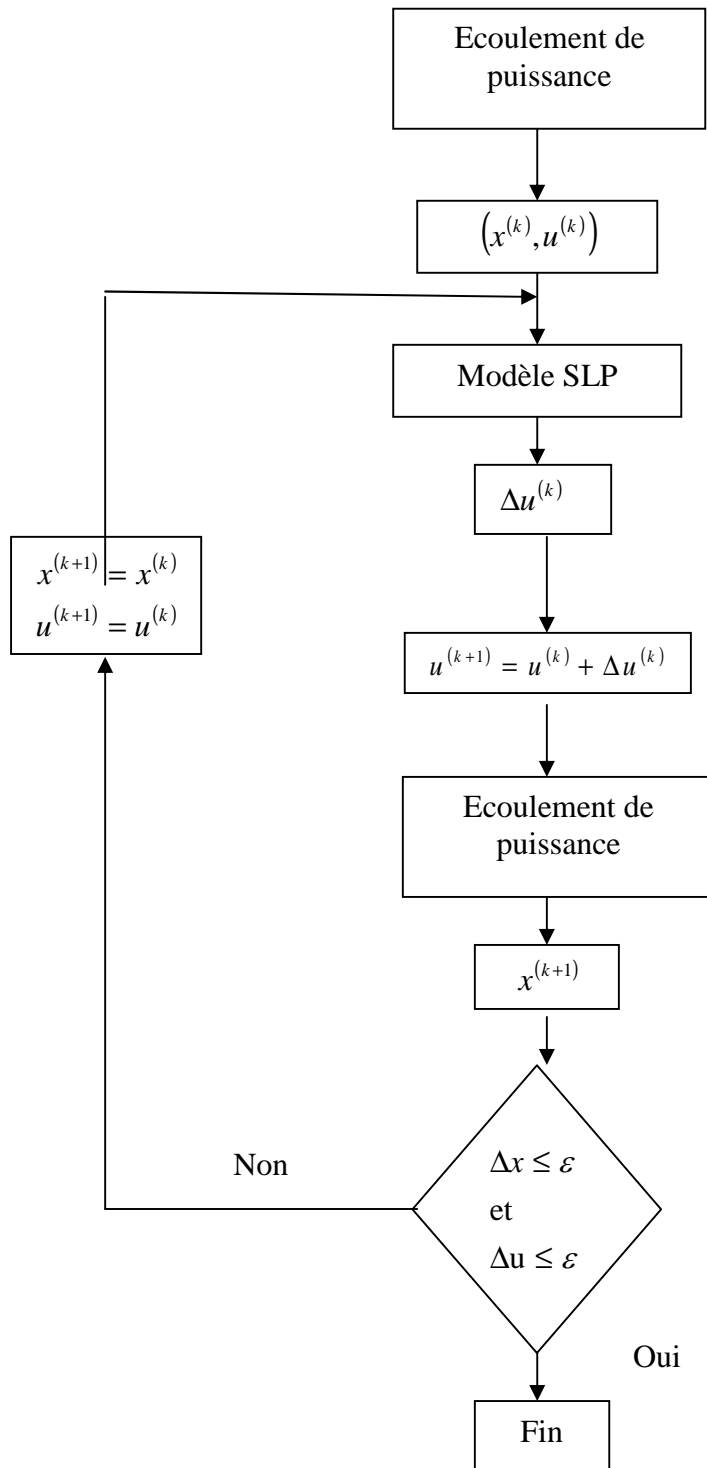


Figure II-6: Organigramme simplifié de l'algorithme de programmation linéaire successive.

II 6-4.4-1.2 Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalité sont représentées par les équations de l'écoulement de puissance découplées données par les équations (II-20). La linéarisation par rapport au vecteur de contrôle $[P_g^k]$ donne :

$$[\Delta P_g] + [P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}] = [B'] [\Delta \delta] \quad (\text{II-28})$$

$[P_d]$: est le vecteur des puissances actives demandées de dimension n .

$[P^{(k)}]$: est le vecteur des puissances net injectées aux jeux de barres de dimension n .

$[\Delta \delta]$: est le vecteur accroissement des phases de tensions des jeux de barres de dimension n .

$[B']$: est la matrice susceptance nodale de dimension $(n \times n)$.

On tire alors l'accroissement des phases de tensions comme suit :

$$[\Delta \delta] = [B']^{-1} \cdot [\Delta P_g] + [B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \quad (\text{II-29})$$

II 6-4.4-1.3 Contraintes d'inégalités [26]

Les contraintes d'inégalité sont représentées par les limites admissibles des éléments physiques du système électrique.

- Les limites des puissances actives et des modules de tensions

$$\begin{aligned} \max(P_{gi\min} - P_{gi}^{(k)}, -\delta_i) \leq \Delta P_{gi} \leq \min(P_{gi\max} - P_{gi}^{(k)}, \delta_i), \quad i = 1, \dots, n_g \\ \max(V_{j\min} - V_j^{(k)}, -\delta_j) \leq \Delta V_j \leq \min(V_{j\max} - V_j^{(k)}, \delta_j), \quad j = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (\text{II-30})$$

Il faut noter qu'ici, les limites des puissances réactives ne sont pas incluses, puisqu'elles sont contrôlées au niveau de l'algorithme de l'écoulement de puissance.

- Limites des puissances actives transmises par les lignes de transport.

La puissance active qui transite à travers une ligne (i, j) est donnée par l'équation (II-15).

La linéarisation de cette équation au voisinage du point de fonctionnement (V^k, δ^k) donne:

$$[P_B] = [P_B^{(k)}] + [J_{h\delta}] [\Delta \delta] + [J_{hv}] [\Delta V] \quad (\text{II-31})$$

Dans la pratique, les puissances actives sont liées fortement aux phases des tensions et non aux modules. On peut alors écrire:

$$[P_B] = [P_B^{(k)}] + [J_{h\delta}] [\Delta \delta] \quad (\text{II-32})$$

Avec $[P_B]$: vecteur des puissances actives transmises par les lignes de transport.

$[P_B^{(k)}]$: Vecteur des puissances actives de transit au point de fonctionnement k .

$[J_{h\delta}]$, $[J_{hv}]$: Sous matrices jacobéennes, dont les éléments sont donnés par :

$$\begin{aligned}
J_{hv.mi} &= \frac{\partial P_{Bm}}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -2.G_{ij}V_i + G_{ij}V_j \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}V_j \sin(\delta_i - \delta_j) \\
J_{hv.mj} &= \frac{\partial P_{Bm}}{\partial V_j} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = G_{ij}V_i \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}V_i \sin(\delta_i - \delta_j) \\
J_{h\delta.mi} &= \frac{\partial P_{Bm}}{\partial \delta_i} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = -G_{ij}V_iV_j \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}V_iV_j \cos(\delta_i - \delta_j) \\
J_{h\delta.mj} &= \frac{\partial P_{Bm}}{\partial \delta_j} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = G_{ij}V_iV_j \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}V_iV_j \cos(\delta_i - \delta_j)
\end{aligned} \tag{II-33}$$

On peut éliminer les contraintes d'égalités en remplaçant l'équation (II-29) dans l'équation (II-31)

$$[P_B] = [P_B^{(k)}] + [J_{h\delta}] [B']^{-1} [\Delta P_g] + [J_{h\delta}] \left([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \right) \tag{II-34}$$

On voit que cette dernière équation est fonction des accroissements $[\Delta P_g]$. Les contraintes d'inégalité des puissances actives de transits peuvent alors être écrites comme suit:

$$[J_{h\delta}] [B']^{-1} [\Delta P_g] + [J_{h\delta}] \left([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \right) + [P_B^{(k)}] - [P_{B \max}] \leq 0 \tag{II-35}$$

$$-[J_{h\delta}] [B']^{-1} [\Delta P_g] - [J_{h\delta}] \left([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \right) - [P_B^{(k)}] - [P_{B \max}] \leq 0 \tag{II-36}$$

II 6-4.4-1.4 Résumé de la formulation du problème de l'OPF par le modèle SLP

Le modèle de l'OPF par la méthode de programmation linéaire successive est résumé par :

$$\text{Minimiser } \Delta f(x, u) = [J_f^{(k)}] [\Delta P_g]$$

Sujet à :

$$[J_{h\delta}] [B']^{-1} [\Delta P_g] + [J_{h\delta}] \left([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \right) + [P_B^{(k)}] - [P_{B \max}] \leq 0$$

$$-[J_{h\delta}] [B']^{-1} [\Delta P_g] - [J_{h\delta}] \left([B']^{-1} \cdot ([P_g^{(k)}] - [P_d] - [P^{(k)}]) \right) - [P_B^{(k)}] - [P_{B \max}] \leq 0 \tag{II-37}$$

$$\text{Et } \max(P_{gi \min} - P_{gi}^{(k)}, -\sigma_i) \leq \Delta P_{gi} \leq \min(P_{gi \max} - P_{gi}^{(k)}, \sigma_i), \quad i = 1, \dots, n_g$$

Dans cette formulation, les variables sont les éléments du vecteur de contrôle ΔP_g

II 6-4.4-1.5 Algorithme de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP) [25]

Les étapes de base de l'algorithme utilisé se résument par :

Étape (1) : Résoudre le problème de l'écoulement de puissance, pour obtenir une solution acceptable qui satisfait les contraintes d'égalité.

Étape (2) : Linéariser la fonction objective et les contraintes d'inégalités, autour de la solution de l'écoulement de puissance, et formuler le sous problème donné par les équations (II-37).

Étape (3): Résoudre le sous problème de programmation Linéaire (II-37) et obtenir les accroissements optimaux des variables de contrôle ΔP_g .

Étape (4) : Mettre à jour les variables $P_g^{(k+1)} = P_g^{(k)} + \Delta P_g$

Etape (5) : Obtenir une nouvelle solution de l'écoulement de puissance, en utilisant les nouvelles variables de contrôle.

Etape (6) : Si les éléments de ΔP_g de l'étape (3), sont inférieures à une certaine tolérance, le processus converge, sinon, aller à l'étape (2).

II-7 Test de l'algorithme SLP_OPF

Dans cette partie, on va appliquer l'algorithme d'optimisation de l'écoulement de puissance SLP_OPF sur différents types de réseaux, et voir l'avantage de cet algorithme par rapport à celui de l'écoulement de puissance de Newton-Raphson NR_PF.

II-7.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres

Nous appliquons ici l'algorithme SLP_OPF étape par étape à l'optimisation de l'écoulement de puissance sur un simple réseau test de la figure (I-3).

Les puissances actives et réactives générées (en MW et MVAR) sont limitées par les contraintes d'inégalités suivantes :

$$\begin{aligned} 50 &\leq P_{g1} \leq 200 \\ 37.5 &\leq P_{g2} \leq 150 \\ 45 &\leq P_{g3} \leq 180 \\ -100 &\leq Q_{g1} \leq 100 \\ -100 &\leq Q_{g2} \leq 100 \\ -100 &\leq Q_{g3} \leq 100 \end{aligned}$$

Tableau II-1: tensions du réseau électrique à 6 J.B par l'algorithme SLP_OPF.

J.B	$V(p.u)$		$\delta(p.u)$	
	NR-PF	SLP-OPF	NR-PF	SLP-OPF
1	1.050	1.050	0.000	0.000
2	1.050	1.050	-3.671	-1.212
3	1.070	1.070	-4.273	-1.347
4	0.989	0.989	-4.195	-2.578
5	0.985	0.992	-5.276	-3.426
6	1.004	1.010	-5.947	-3.366

Le tableau (II-1) montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes NR_PF et SLP_OPF. Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau (II-2).

D'après le tableau (II-1) on remarque que toutes les tensions sont dans leurs limites admissibles entre 0.989 et 1.07 pour les modules et entre -3.426 et 0.000 pour le phases .

Le tableau (II-2) montre le coût de production de la puissance active, après convergence de L'algorithme d'optimisation par la programmation linéaire successive (SLP_OPF) est nettement

inférieur à celui de l'écoulement de puissance conventionnel (NR_PF) (3126.30 \$/h contre 3189.50 \$/h). On peut conclure que l'optimisation des puissances actives nous a permis de réaliser un gain de 63.2 \$/h, et ce en respectant toutes les contraintes de sécurité imposées, sur les tensions, puissances actives et puissances réactives des générateurs. Il est clair d'après le tableau (II-2) que les pertes de puissance actives ont diminué après l'optimisation. En effet, les pertes par l'algorithme NR_PF sont de 7.87 MW, alors qu'ils ne sont que de 6.209 MW en appliquant l'algorithme SLP_OPF, soit une diminution de 1.661MW (-21.10%).

Tableau II-2 : puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B l'algorithme SLP_OPF.

<i>J.B</i>	P_g (MW)		Q_g (MVAR)	
	NR-PF	SLP-OPF	NR-PF	SLP-OPF
1	107.87	50.00	15.96	35.33
2	50.00	89.63	74.36	55.88
3	60.00	77.07	89.63	84.88
Puissance total générée	217.87	216.70	179.95	176.08
Puissance total demandée	210	210	210	210
Pertes totales de puissance	7.87	6.70	-30.06	-33.84
Coût de production (\$/h)	3189.50	3126.30		

Tableau II-3: Puissances et coûts de production, avec considération des contraintes de Puissance active de transmission du réseau électrique à 6 J.B par l'algorithme SLP_OPF.

<i>J.B</i>	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	P_g (MW)	$Q_{g \min}$ (MVAR)	$Q_{g \max}$ (MVAR)	Q_g (MVAR)
1	50	200	90.59	-100	100	43.41
2	37.5	150	66.61	-100	100	45.38
3	45	180	59.78	-100	100	89.61
Puissance totale générée			216.98			178.40
Puissance totale demandée			210.00			210.00
Pertes totales de puissance			6.98			-31.6
Coût de production (\$/h)			3155.79			

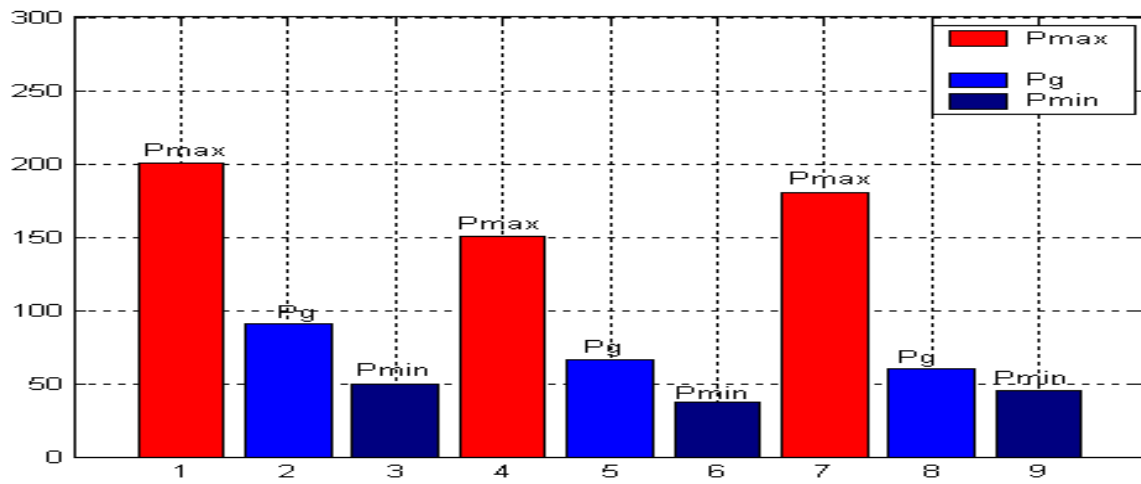


Figure II-7 : Puissances actives du réseau 6 jeux de barres

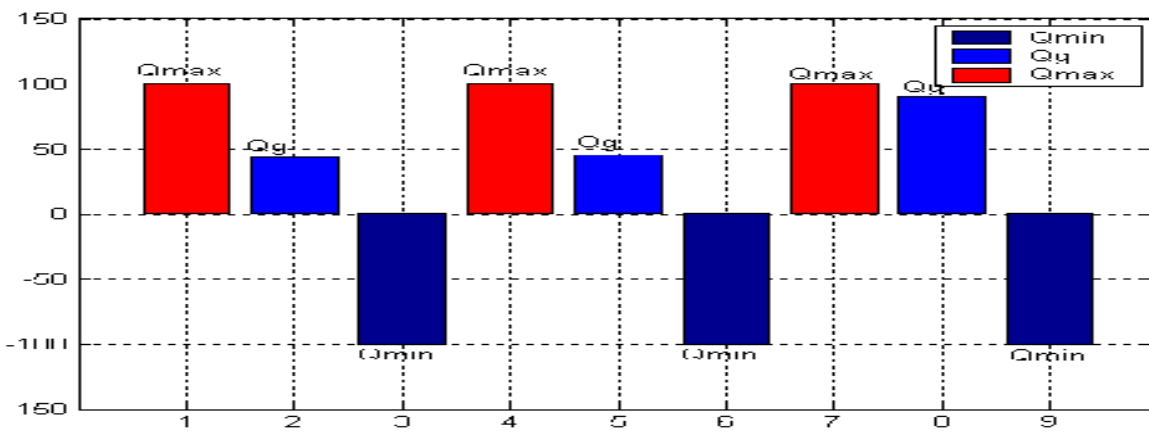


Figure II-8 : Puissances réactives du réseau 6 jeux de barres

Tableau II-4 Puissances actives transmises par les lignes du réseau électrique à 6 J.B par l’algorithme SLP_OPF.

N^0 ligne	Du J.B	Au J.B	Limite Normale (MW)	puissance (MW)
1	1	2	50	21.34
2	1	4	40	37.76
3	1	5	60	31.53
4	2	3	60	4.24
5	2	4	40	38.49
6	2	5	80	17.46
7	2	6	80	27.40
8	3	5	80	20.22
9	3	6	60	43.71
10	4	5	60	3.85
11	5	6	50	0.53

II-7 .2 Réseau test IEEE 30-bus:

En premier lieu, les contraintes de sécurité considérées seront les limites des modules et phases des tensions ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs. Ensuite on va inclure les contraintes de sécurité sur les puissances actives transmises par les lignes, et voir la différence. Il est clair d'après le tableau (II-5) que les contraintes de sécurité pour les modules et phases de tension, sont dans leurs limites admissibles. Aucune tension des jeux de barre de charge, n'a pris une valeur au dessous de la valeur minimum de 0.90 p.u. Les phases des tensions des jeux de barres sont compris entre le minimum de -13.83° et le maximum de 0.0° . Comme montré dans le tableau (II-5), le coût de production de la puissance active a été réduit de 11.06% après optimisation par l'algorithme SLP_OPF, avec un gain financier considérable de 99.61\$/h. Malgré que les pertes de puissance active ont augmentées après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif. Il faut noter aussi qu'afin de maintenir les tensions des jeux de barres dans leurs limites de sécurité, le processus d'optimisation SLP_OPF a prévu une augmentation de 12.44% dans la puissance réactive produite par les générateurs.

Tableau II-5: Tensions du réseau électrique à 30 J.B par l'algorithme SLP_OPF.

J.B	$V_{\min} (p.u)$	$V_{\max} (p.u)$	$V(p.u)$		$\delta_{\min} (\text{degré})$	$\delta_{\max} (\text{degré})$	$\delta (\text{degré})$	
			NR-PF	SLP-OPF			NR-PF	SLP-OPF
1	0.95	1.10	1.060	1.060	-14	0.0	0.000	-0.000
2	0.95	1.10	1.043	1.043	-14	0.0	-1.535	-3.52
3	0.90	1.10	1.031	1.031	-14	0.0	-3.525	-5.22
4	0.90	1.10	1.023	1.023	-14	0.0	-4.294	-6.41
5	0.95	1.10	1.010	1.020	-14	0.0	-6.165	-10.16
6	0.90	1.10	1.015	1.024	-14	0.0	-5.050	-7.62
7	0.90	1.10	1.005	1.015	-14	0.0	-6.039	-9.18
8	0.95	1.10	1.010	1.029	-14	0.0	-5.265	-7.96
9	0.90	1.10	1.026	1.050	-14	0.0	-6.504	-9.62
10	0.90	1.10	1.004	1.047	-14	0.0	-8.504	-11.38
11	0.95	1.10	1.082	1.060	-14	0.0	-4.358	-8.32
12	0.90	1.10	1.030	1.056	-14	0.0	-7.885	-10.52
13	0.95	1.10	1.071	1.060	-14	0.0	-6.431	-9.68
14	0.90	1.10	1.012	1.042	-14	0.0	-8.830	-11.44
15	0.90	1.10	1.006	1.038	-14	0.0	-8.882	-11.56
16	0.90	1.10	1.011	1.045	-14	0.0	-8.398	-11.16
17	0.90	1.10	1.001	1.041	-14	0.0	-8.713	-11.53
18	0.90	1.10	0.993	1.029	-14	0.0	-9.494	-12.19
19	0.90	1.10	0.988	1.027	-14	0.0	-9.653	-12.38
20	0.90	1.10	0.991	1.031	-14	0.0	-9.426	-12.19
21	0.90	1.10	0.991	1.035	-14	0.0	-8.999	-11.84
22	0.90	1.10	0.991	1.035	-14	0.0	-8.988	-11.83
23	0.90	1.10	0.981	1.029	-14	0.0	-9.276	-12.02
24	0.90	1.10	0.977	1.025	-14	0.0	-9.436	-12.28
25	0.90	1.10	0.976	1.024	-14	0.0	-9.503	-12.12
26	0.90	1.10	0.958	1.007	-14	0.0	-9.960	-12.53
27	0.90	1.10	0.984	1.033	-14	0.0	-9.260	-11.76
28	0.90	1.10	1.010	1.021	-14	0.0	-5.495	-8.11
29	0.90	1.10	0.964	1.013	-14	0.0	-10.590	-12.96
30	0.90	1.10	0.952	1.002	-14	0.0	-11.547	-13.83

Le temps de convergence de l'algorithme SLP_OPF a été de 1.11 secondes, et le processus a convergé à la 6^{ème} itération. La figure (II-10) montre l'évolution de la fonction coût durant le processus d'optimisation. On voit d'après cette figure que le coût de production commence à partir de la valeur initiale 901.00 \$/h, et le passage d'un point de fonctionnement à un autre, est réalisé à partir d'un pas optimal, ajusté successivement par la technique de programmation linéaire, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement optimal qui correspond au coût de production 802.10 \$/h.

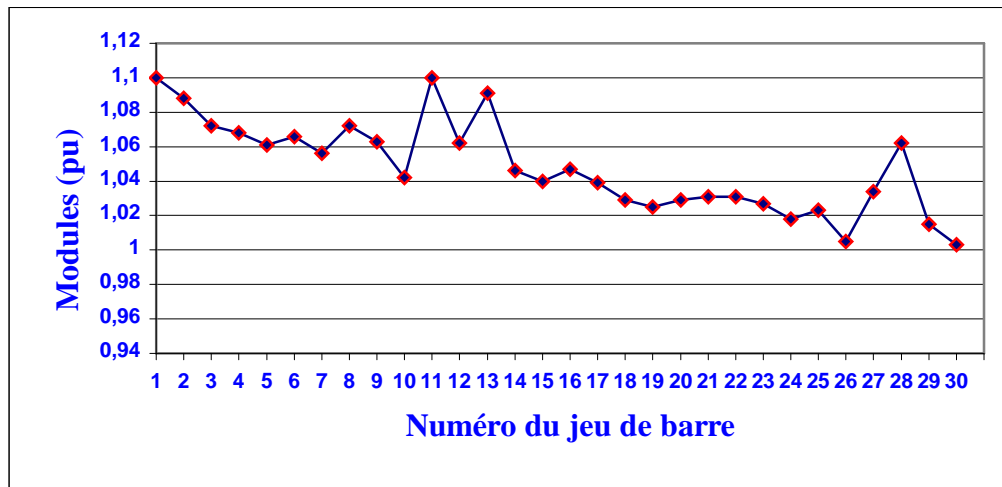


Figure II-9 Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.B par SLP.

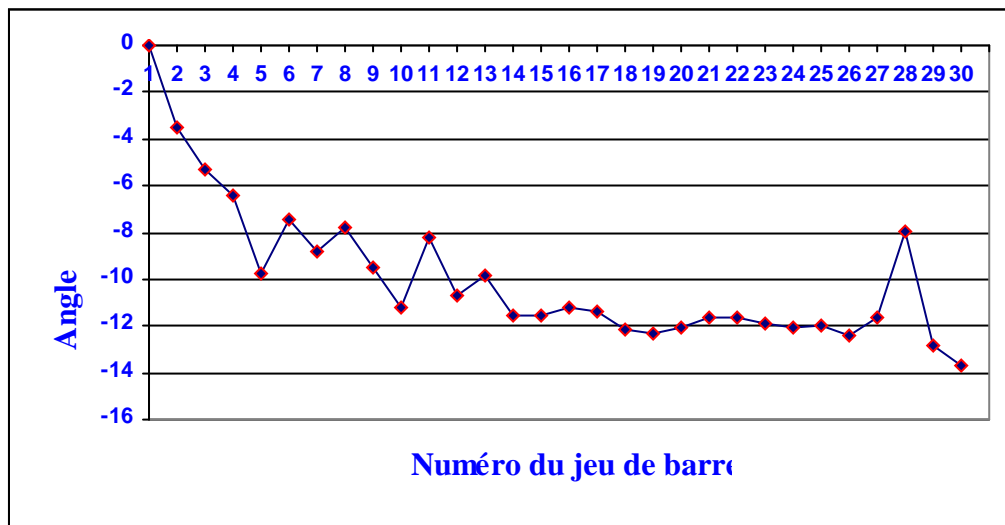


Figure II-10 : Phases des tensions du réseau électrique à 30 J.B par SLP.

Tableau II-6: Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B par l’algorithme SLP_OPF.

J.B	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	P_g (MW)		$Q_g \min$ (MVAR)	$Q_g \max$ (MVAR)	Q_g (MVAR)	
			NR-PF	SLP-OPF			NR-PF	SLP-OPF
1	50	200	99.00	176.27	-20	200	14.22	-13.44
2	20	80	80.00	48.79	-20	100	8.18	32.30
5	15	50	50.00	21.48	-15	80	16.79	30.64
8	10	35	20.00	22.07	-15	60	18.71	53.14
11	10	30	20.00	12.19	-10	50	29.29	19.65
13	12	40	20.00	12.00	-15	60	31.91	23.14
Puissance total générée			289.00	292.81			119.11	145.43
Puissance totale demandée			283.40	283.40			126.20	126.20
Pertes totales de puissance			5.60	9.41			-7.08	19.23
Coût de production (\$/h)			901.00	802.10				

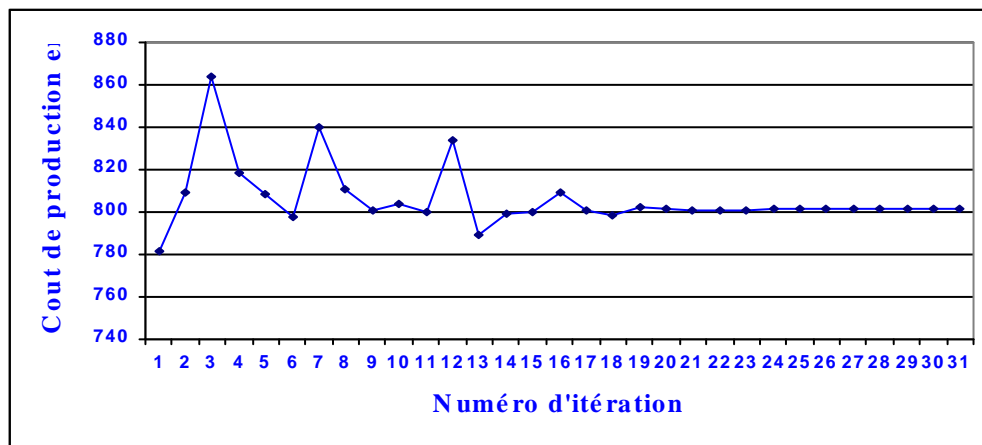


Figure II-11: Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 30 J.B.

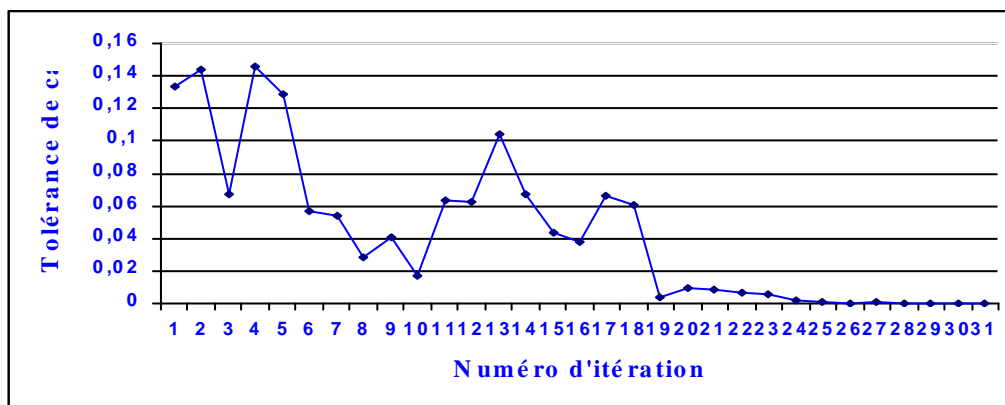


Figure II-12: Convergence de l’algorithme SLP_OPF pour le réseau électrique à 30 J.B.

.II-7 .3 OPF en tenant compte de la surcharge des lignes

Maintenant, on va inclure les contraintes de sécurité relatives aux puissances transmises par les lignes de transport n° 1, 2 et 5, qui ne doivent pas dépasser les limites normales suivantes :

$$|P_{12}| \leq 80 \text{ MW}$$

$$|P_{13}| \leq 44 \text{ MW}$$

$$|P_{25}| \leq 44 \text{ MW}$$

Tableau II-7: Puissances et coûts de production, avec considération des contraintes de Puissance active de transmission du réseau électrique à 30 J.B par l'algorithme SLP_OPF.

<i>J.B</i>	$P_{g \text{ min}}$ (MW)	$P_{g \text{ max}}$ (MW)	P_g (MW)	$Q_{g \text{ min}}$ (MVAR)	$Q_{g \text{ max}}$ (MVAR)	Q_g (MVAR)
1	50	200	121.46	-20	200	2.69
2	20	80	43.46	-20	100	2.66
5	15	50	45.40	-15	80	18.12
8	10	35	35.00	-15	60	60.00
11	10	30	23.27	-10	50	20.66
13	12	40	20.13	-15	60	27.93
Puissance totale générée	288.72			132.06		
Puissance totale demander	283.4			126.20		
Pertes totales de puissance	5.321			5.86		
Coot de production (\$/h)	859.36					

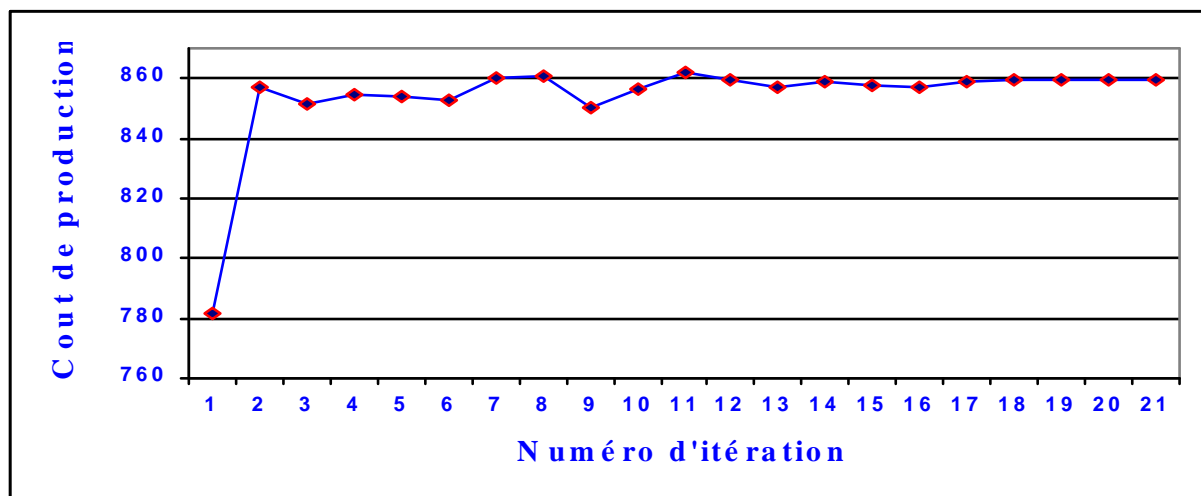


Figure II-13: Evolution du coût de production avec considération des contraintes des puissances actives des lignes pour le réseau électrique à 30 J.B.

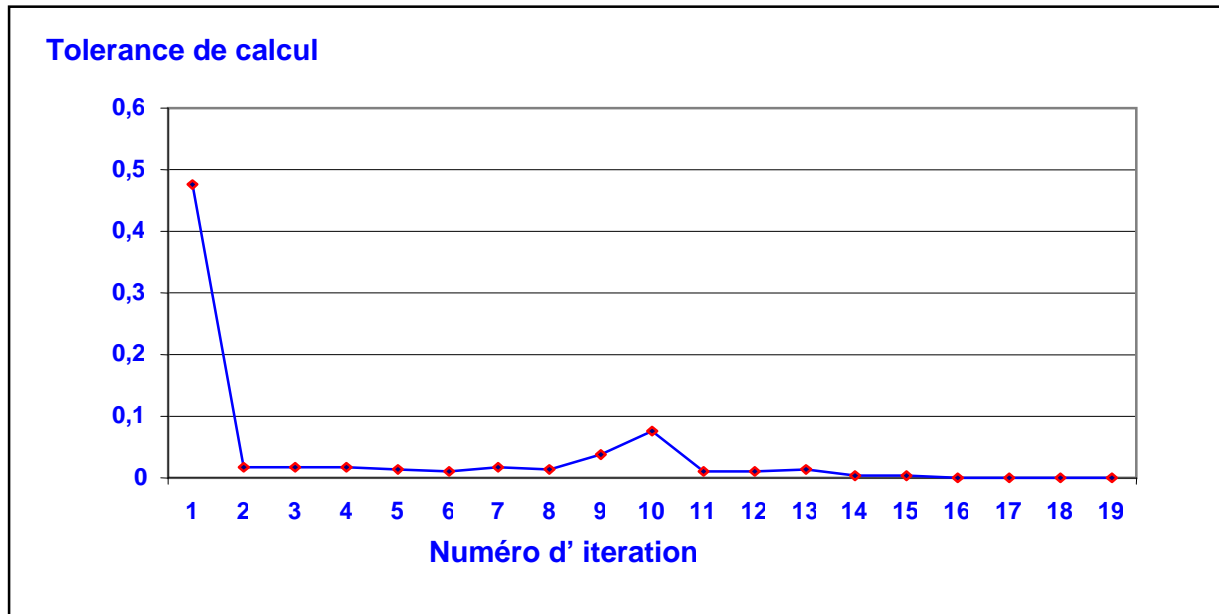


Figure II-14: Convergence de l'algorithme SLP-OPF avec considération des contraintes des puissance actives des lignes pour le réseau électrique à 30 J.B.

D'après les résultats obtenus des tableaux (II-8) et (II-9), toutes les contraintes de sécurité sont satisfaites, y compris les nouvelles contraintes de sécurité relatives aux puissances des lignes de transmission.

Le fait de limiter la puissance active des lignes de transmission, le coût de production a augmenté de 7.24% par rapport au cas précédent, et les puissances actives des lignes n°1, 2 et 5 sont forcées à leurs valeurs limites normales (Tableau II-8). Cette augmentation du coût est due aux contraintes d'inégalité des puissances actives des lignes, qui sont forcées par le processus, en convergeant vers un nouveau point de fonctionnement optimal avec un coût de production plus important.

On remarque que les pertes de puissance active sont diminués de 42% (-3.92 MW). Cette diminution peut s'expliquer par les contraintes de limitation des puissances actives transmises par les lignes (limites thermiques).

Tableau II-8 Puissances actives transmises par les lignes du réseau électrique à 30 J.B par l'algorithme SLP_OPF.

<i>N^o ligne</i>	<i>Du J.B</i>	<i>Au J.B</i>	<i>Limite Normale</i> (MW)	<i>puissance</i> (MW)
1	1	2	80	80.000
2	1	3	44	44
3	2	4	80	25.58
4	3	4	80	38.35
5	2	5	44	44
6	2	6	80	31.15
7	4	6	80	31.27
8	5	7	80	-5.72
9	6	7	80	28.78
10	6	8	80	-0.72
11	6	9	80	10.60
12	6	10	80	10.56
13	9	11	80	-23.27
14	9	10	80	33.88
15	4	12	80	24.58
16	12	13	80	-20.13
17	12	14	80	8.02
18	12	15	80	18.30
19	12	16	80	7.18
20	14	15	80	1.750
21	16	17	80	3.62
22	15	18	80	6.06
23	18	19	80	2.810
24	19	20	80	-6.69
25	10	20	80	8.98
26	10	17	80	5.41
27	10	21	80	16.60
28	10	22	80	7.65
29	21	22	80	-1.01
30	15	23	80	5.52
31	22	24	80	6.59
32	23	24	80	2.28
33	24	25	80	0.09
34	25	26	80	3.54
35	25	27	80	-3.45
36	28	27	80	16.75
37	27	29	80	6.17
38	27	30	80	7.11
39	29	30	80	3.68
40	8	28	80	4.22
41	6	28	80	12.58

II-8 OPF en tenant compte de la surcharge des charges

Dans cet essai on va faire augmenter la puissance demandée de 5%, 10% et 15% de sa valeur nominale. On observe que le coût de production augmente avec l'augmentation de la puissance demandée, et qu'il y a chute de tension qui l'accroît avec la surcharge. Les puissances active et réactive, les tensions module et angle ainsi que les coûts correspondants dans chaque

cas sont montrées dans les tableaux II(9, 10, 11, 12, 13, 14). On remarque que le coût augmente pour le cas de la charge de 105% de 4.5% et pour la charge 110% de 11% et pour la charge 115% de 16%.

Tableau II-9: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus pour une surcharge de 5%.

$J.B$	V_{\min} (p.u)	V_{\max} (p.u)	$V(p.u)$	δ_{\min} (deg ré)	δ_{\max} (deg ré)	$\delta(\text{deg ré})$
			SLP-OPF			SLP-OPF
1	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	-0.000
2	0.95	1.10	1.088	-14	0.0	-3.649
3	0.90	1.10	1.072	-14	0.0	-5.474
4	0.90	1.10	1.067	-14	0.0	-6.609
5	0.95	1.10	1.059	-14	0.0	-10.170
6	0.90	1.10	1.066	-14	0.0	-7.651
7	0.90	1.10	1.055	-14	0.0	-9.143
8	0.95	1.10	1.072	-14	0.0	-7.946
9	0.90	1.10	1.063	-14	0.0	-9.667
10	0.90	1.10	1.042	-14	0.0	-11.490
11	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	-8.326
12	0.90	1.10	1.062	-14	0.0	-10.970
13	0.95	1.10	1.092	-14	0.0	-10.124
14	0.90	1.10	1.045	-14	0.0	-11.878
15	0.90	1.10	1.040	-14	0.0	-11.899
16	0.90	1.10	1.046	-14	0.0	-11.481
17	0.90	1.10	1.038	-14	0.0	-11.700
18	0.90	1.10	1.028	-14	0.0	-12.498
19	0.90	1.10	1.025	-14	0.0	-12.655
20	0.90	1.10	1.028	-14	0.0	-12.417
21	0.90	1.10	1.030	-14	0.0	-11.930
22	0.90	1.10	1.031	-14	0.0	-11.911
23	0.90	1.10	1.027	-14	0.0	-12.176
24	0.90	1.10	1.019	-14	0.0	-12.186
25	0.90	1.10	1.026	-14	0.0	-11.758
26	0.90	1.10	1.017	-14	0.0	-11.479
27	0.90	1.10	1.035	-14	0.0	-11.602
28	0.90	1.10	1.062	-14	0.0	-8.071
29	0.90	1.10	1.015	-14	0.0	-12.883
30	0.90	1.10	1.003	-14	0.0	-13.779

Tableau II-10: Le coût optimal de production pour une surcharge de 5% de la puissance demandée

$J.B$	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	P_g (MW)	$Q_{g \min}$ (MVAR)	$Q_{g \max}$ (MVAR)	Q_g (MVAR)
			SLP			NR-PF
1	50	200	182.13	-20	200	-14.22
2	20	80	50.11	-20	100	33.62
5	15	50	21.91	-15	80	31.36
8	10	35	24.41	-15	60	53.30
11	10	30	13.03	-10	50	19.79
13	12	40	12.23	-15	60	23.61
Puissance total genre			303.82	147.42		
Puissance totale demandée			294.07	126.20		
Pertes totales de puissance			9.758	21.22		
Coût de production (\$/h)			840.25			

Tableau II-11: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus
Pour une surcharge de 5%..

$J.B$	V_{\min} ($p.u$)	V_{\max} ($p.u$)	$V(p.u)$	δ_{\min} (deg ré)	δ_{\max} (deg ré)	$\delta(\text{deg ré})$
			SLP-OPF			SLP-OPF
1	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	-0.000
2	0.95	1.10	1.088	-14	0.0	-3.810
3	0.90	1.10	1.071	-14	0.0	-5.709
4	0.90	1.10	1.067	-14	0.0	-6.892
5	0.95	1.10	1.059	-14	0.0	-10.657
6	0.90	1.10	1.066	-14	0.0	-7.972
7	0.90	1.10	1.054	-14	0.0	-9.558
8	0.95	1.10	1.073	-14	0.0	-7.231
9	0.90	1.10	1.062	-14	0.0	-10.073
10	0.90	1.10	1.042	-14	0.0	-12.024
11	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	-8.580
12	0.90	1.10	1.063	-14	0.0	-11.444
13	0.95	1.10	1.095	-14	0.0	-10.505
14	0.90	1.10	1.046	-14	0.0	-12.415
15	0.90	1.10	1.040	-14	0.0	-12.453
16	0.90	1.10	1.047	-14	0.0	-11.998
17	0.90	1.10	1.038	-14	0.0	-12.242
18	0.90	1.10	1.028	-14	0.0	-13.086
19	0.90	1.10	1.024	-14	0.0	-13.253
20	0.90	1.10	1.028	-14	0.0	-13.002
21	0.90	1.10	1.030	-14	0.0	-12.517
22	0.90	1.10	1.030	-14	0.0	-12.505
23	0.90	1.10	1.026	-14	0.0	-12.802
24	0.90	1.10	1.017	-14	0.0	-12.912
25	0.90	1.10	1.021	-14	0.0	-12.846
26	0.90	1.10	1.003	-14	0.0	-13.343
27	0.90	1.10	1.033	-14	0.0	-12.497
28	0.90	1.10	1.062	-14	0.0	-8.437
29	0.90	1.10	1.012	-14	0.0	-13.854
30	0.90	1.10	1.000	-14	0.0	-14.803

Tableau II-12: Le coût optimal de production pour un surcharge de 10% de la puissance demandée

$J.B$	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	$P_g (MW)$	$Q_{g \min}$ ($MVAR$)	$Q_{g \max}$ ($MVAR$)	$Q_g (MVAR)$
	SLP					NR-PF
1	50	200	189.69	-20	200	-16.05
2	20	80	51.97	-20	100	35.64
5	15	50	22.58	-15	80	32.39
8	10	35	28.81	-15	60	54.68
11	10	30	14.50	-10	50	19.91
13	12	40	13.61	-15	60	24.87
Puissance total générée	321.16			151.44		
Puissance totale demandée	310.45			126.20		
Pertes totales de puissance	10.709			25.24		
Coût de production (\$/h)	901.71					

Tableau II-13: Les amplitudes et les arguments des tensions du réseau IEEE 30bus
Pour une surcharge de 15%.

$J.B$	V_{\min} (p.u)	V_{\max} (p.u)	$V(p.u)$	δ_{\min} (deg ré)	δ_{\max} (deg ré)	$\delta(\text{deg ré})$
			SLP-OPF			SLP-OPF
1	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	0.000
2	0.95	1.10	1.088	-14	0.0	-3.943
3	0.90	1.10	1.071	-14	0.0	-5.892
4	0.90	1.10	1.067	-14	0.0	-7.115
5	0.95	1.10	1.058	-14	0.0	-11.102
6	0.90	1.10	1.066	-14	0.0	-8.226
7	0.90	1.10	1.053	-14	0.0	-9.915
8	0.95	1.10	1.073	-14	0.0	-8.458
9	0.90	1.10	1.062	-14	0.0	-10.399
10	0.90	1.10	1.042	-14	0.0	-12.457
11	0.95	1.10	1.100	-14	0.0	-8.783
12	0.90	1.10	1.064	-14	0.0	-11.843
13	0.95	1.10	1.097	-14	0.0	-10.829
14	0.90	1.10	1.046	-14	0.0	-12.869
15	0.90	1.10	1.040	-14	0.0	-12.918
16	0.90	1.10	1.047	-14	0.0	-12.429
17	0.90	1.10	1.038	-14	0.0	-12.688
18	0.90	1.10	1.028	-14	0.0	-13.582
19	0.90	1.10	1.024	-14	0.0	-13.756
20	0.90	1.10	1.027	-14	0.0	-13.490
21	0.90	1.10	1.030	-14	0.0	-12.989
22	0.90	1.10	1.030	-14	0.0	-12.977
23	0.90	1.10	1.026	-14	0.0	-13.316
24	0.90	1.10	1.016	-14	0.0	-13.447
25	0.90	1.10	1.020	-14	0.0	-13.357
26	0.90	1.10	1.002	-14	0.0	-13.892
27	0.90	1.10	1.032	-14	0.0	-12.973
28	0.90	1.10	1.061	-14	0.0	-8.707
29	0.90	1.10	1.010	-14	0.0	-14.403
30	0.90	1.10	0.998	-14	0.0	-15.401

Tableau II-14: Le coût optimal de production pour un surcharge de 15% de la puissance demandée

$J.B$	$P_{g \min}$ (MW)	$P_{g \max}$ (MW)	P_g (MW)	$Q_{g \min}$ (MVAR)	$Q_{g \max}$ (MVAR)	Q_g (MVAR)
			SLP			NR-PF
1	50	200	195.76	-20	200	-17.63
2	20	80	53.48	-20	100	37.50
5	15	50	23.13	-15	80	33.35
8	10	35	32.34	-15	60	55.64
11	10	30	15.69	-10	50	20.00
13	12	40	14.75	-15	60	25.97
Puissance total générée	335.16			154.82		
Puissance totale demandée	323.63			126.20		
Pertes totales de puissance	11.524			28.62		
Coût de production (\$/h)	952.16					

II-9 Conclusion

Dans ce chapitre, on a exposé la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance, qui se traduit par un problème d'optimisation d'une fonction objective sujet à des contraintes. La plupart des équations formulant ce problème sont non linéaire, de ce fait, il est nécessaire d'utiliser une technique de programmation non linéaire pour la résolution du problème. Si on a une solution initial de l'écoulement de puissance proche de la valeur optimal, le problème d'optimisation peut être linéariser autour de ce point initial. Donc on a appliqué la technique de programmation linéaire successive à l'optimisation de l'écoulement de puissance. Les tests faits sur différents types de réseaux ont montrés l'avantage de cet algorithme par rapport à celui de l'écoulement de puissance de Newton-Raphson NR_PF.

Chapitre 2 :

II-1 Introduction	21
II-2 Résumé de la littérature de l'OPF	21
II-3 L'objectif de l'OPF	22
II-4 Dispatching Economique sans pertes	22
II 4-1 Formulation mathématique	23
II 4-1-1 Fonction du coût :	23
II 4-1 -2 Contraintes d'égalité :	23
II 4-1 -3 Contraintes d'inégalité :	24
II 4-2 Incrémentation du coût.....	24
II 4-3 Formulation de Lagrange	24
II 4-4 Solution graphique du problème du Dispatching Economique	25
II-5 Dispatching Economique avec considération des pertes	26
II-6 Ecoulement de Puissance Optimal (OPF)	28
II 6-1 Formulation mathématique du problème de l'OPF	28
II 6-2 Classification des variables de l'OPF	28
II 6-2 -1 Les variables de contrôles.....	28
II 6-2 -2 Les variables d'état	28
II 6-2 -3 Les variables des contraintes	29
II 6-3 Solution du problème de l'OPF par la méthode de Newton	29
II 6-3 -1 Algorithme de Newton	29
II 6-4 Solution du problème de l'OPF par les méthodes de programmation linéaire	29
II 6- 4.1 Le modèle linéaire de l'OPF (DC OPF).....	30
II 6-4.2 Le modèle linéarisé autour d'un point de fonctionnement	30
II 6-4.3 Méthode de programmation linéaire (LP)	30
II 6-4-3 .1 Fonction objective.....	30
II 6-4.4 Méthode de programmation linéaire successive (SLP).....	32
II 6-4.4-1 Modèle de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP)	33
II 6-4.4-1.1 Fonction objective	33
II 6-4.4-1.2 Contraintes d'égalités	35
II 6-4.4-1.3 Contraintes d'inégalités	35
II 6-4.4-1.4 Résumé de la formulation du problème de l'OPF par le modèle SLP.....	36
II 6-4.4-1.5 Algorithme de l'OPF par la programmation linéaire successive (SLP)	36
II-7 Test de l'algorithme SLP-OPF	37
II-7.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres	37
II-7 .2 Réseau test IEEE 30-bus:	40
.II-7 .3 OPF en tenant compte la surcharge des lignes.....	43
II-8 OPF en tenant compte la surcharge des la charges	45
II-9 Conclusion	49

III- 1. Introduction

On a vu dans les chapitres précédents que la solution du problème de l'OPF revient à déterminer un état de fonctionnement «optimal» du système de puissance. Les différentes classes du problème de l'OPF, sont définies par le choix des fonctions à minimiser, des différents types de variables de contrôle et des différentes contraintes. L'inconvénient des méthodes classiques pour la résolution du problème de l'OPF, est le traitement rigide des contraintes qui doivent être constamment satisfaites. En pratique, les contraintes d'un système électrique réel peuvent être divisées en deux groupes : les limites physiques de commande et les limites de fonctionnement. Les limites physiques sur les variables de commande ne peuvent pas être dépassées. Par exemple, un générateur ne peut pas produire une puissance au-delà de ses limites supérieures et inférieures. Donc on ne peut pas admettre une solution de l'OPF qui donne un dépassement de ce genre. Cependant, les limites de fonctionnement peuvent être considérées souples puisqu'elles sont imposées pour des considérations de sécurité et ne représentent nullement des limites physiques. Elles peuvent être dépassées temporairement, si le besoin se fait sentir, pour obtenir des solutions pratiques.

Quand les contraintes rigides ne sont pas satisfaites dans la programmation mathématique conventionnelle, il est difficile de distinguer lesquelles des contraintes sont forcées et à quels degrés. Une des techniques utilisées pour remédier à ce genre de problème est de permettre la violation de ces contraintes dans le sens du moindre carré [27]. Dans ce cas, toutes les contraintes d'égalité représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance sont satisfaites, alors que les contraintes de fonctionnement souples supposées critiques sont relaxées dans le sens du moindre carré. Cette approche n'est pas souvent recommandée, parce qu'elle ne donne pas des solutions réalistes quand le problème n'a pas de solutions admissibles. Donc, il est nécessaire de développer un modèle plus réaliste qui doit tenir compte des avantages que donne la souplesse caractérisant le problème de l'OPF, et calculer d'une manière précise la valeur réelle de la marge de sécurité du système de puissance.

Dans ce chapitre, on va exposer une formulation du problème l'OPF par les ensembles flous, qui sera convertie par la suite en un problème d'optimisation conventionnelle. La méthode de programmation linéaire successive sera appliquée pour la résolution de ce nouveau problème d'optimisation.

III-2. Notions de bases de la logique floue

III-2.1. La théorie des ensembles flous [28]

Ce n'est qu'à partir de 1965 que L. A. Zadeh, professeur à l'université de Berkeley, fonda les bases de ce qu'il dénomma « fuzzy set » « ensemble flou », prenant ainsi en considération le problème posé par les connaissances imprécises ou vagues. La notion d'ensemble flou permet alors des graduations dans l'appartenance d'un élément à une classe, c'est-à-dire autoriser un élément à appartenir plus ou moins fortement à cette classe.

III-2.2. Fonction d'appartenance (FA)

La fonction d'appartenance d'un ensemble flou A est définie par

$$\begin{aligned} \mu_A : X &\rightarrow [0,1] \\ x &\mapsto \mu_A(x) \end{aligned}$$

$\mu_a(x)$: est le degré d'appartenance de x à l'ensemble flou A.

La forme des FA est arbitraire, mais il est raisonnable de prendre des fonctions convexes tel qu'il existe au moins un point de degré d'appartenance maximal et que le degré décroît quand on s'éloigne de ce point. Les FA les plus utilisées sont (Fig. III-1)

- a). la FA triangulaire.
- b). la FA trapézoïdale.
- c). la FA gaussienne.

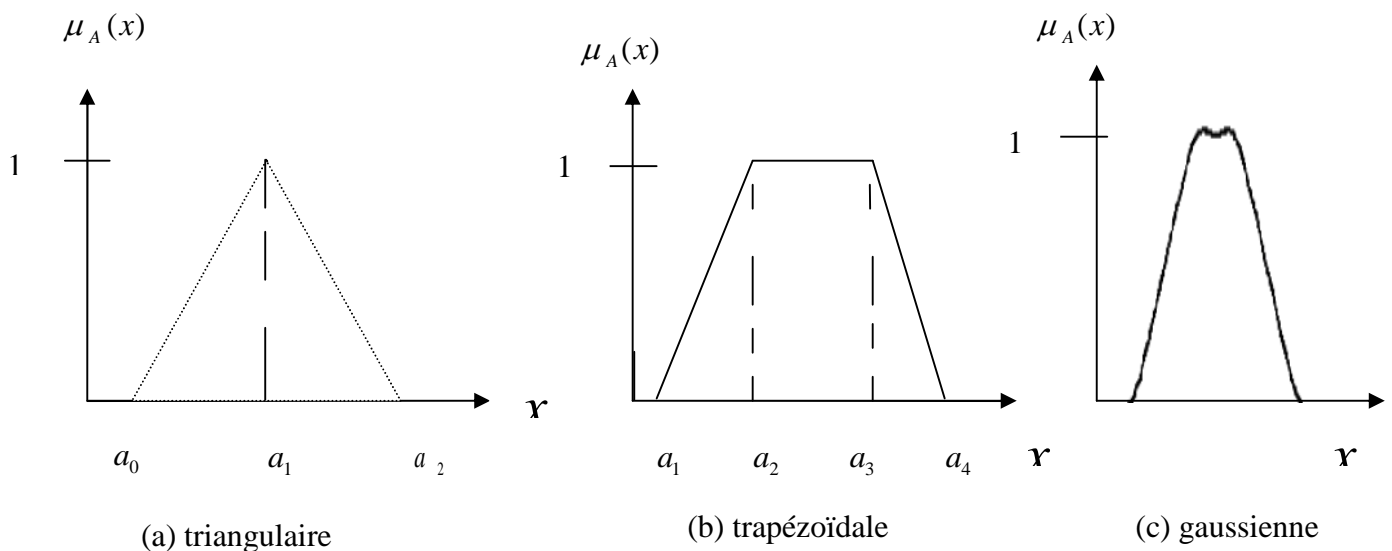


Figure III-1 Exemples de différentes formes de fonctions d'appartenance

Une fonction d'appartenance est constituée de trois parties

- Une zone telle que $\mu_A(\chi)=0 \rightarrow$ non appartenance.
- Une zone telle que $\mu_A(\chi)=1 \rightarrow$ appartenance totale.
- Une zone $\mu_A(\chi) \in]0, 1[\rightarrow$ transitoire.

Son rôle est de préciser numériquement sur un support donné, la signification d'un ensemble flou, énoncée sous forme linguistique.

III-2-3 Variables floues et linguistiques [30]

Une variable floue (par exemple taille) est une variable dont les valeurs sont des termes ou des mots dans le langage naturel (par exemple, petite, moyenne, grande, ...). En général, les valeurs peuvent être des expressions dans un langage spécifié et dans ce cas, la variable est linguistique. Les expressions sont plus utilisées que les nombres puisque les caractéristiques linguistiques sont moins spécifiques que celles numériques. Par exemple, si «la vitesse » est une variable linguistique, ses valeurs peuvent être « très lente, lente, moyenne, rapide, très rapide ».

En général, les valeurs d'une variable linguistique peuvent être générées à partir d'un terme primaire tel que «lente » et des modificateurs « très, peu, assez, moins, pas,... » et les éléments de connexion «et » ou «ou ». Une valeur de vitesse peut être « pas très lente et pas très rapide ».

Pour spécifier un nombre flou triangulaire, on a besoin de trois nombres réels, a_1 , a_2 et a_3 , et sa fonction d'appartenance est défini par (Fig III-1.a)

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a_1 \\ \frac{x-a_1}{a_2-a_1} & \text{si } a_1 \leq x \leq a_2 \\ \frac{a_3-x}{a_3-a_2} & \text{si } a_2 \leq x \leq a_3 \\ 0 & \text{si } x \geq a_3 \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

De même, on définit la fonction d'appartenance d'un nombre flou trapézoïdal, par quatre nombres réels, a_1 , a_2 , a_3 , et a_4 (Fig III-1.b)

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a_1 \\ \frac{x-a_1}{a_2-a_1} & \text{si } a_1 \leq x \leq a_2 \\ 1 & \text{si } a_2 \leq x \leq a_3 \\ \frac{a_4-x}{a_4-a_3} & \text{si } a_3 \leq x \leq a_4 \\ 0 & \text{si } x \geq a_4 \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

III-2-4 Opérations sur les ensembles flous:

Comme dans la théorie des ensembles classiques, on définit l'intersection, l'union des ensembles flous ainsi que le complémentaire d'un ensemble flou. Ces relations sont traduites par les opérateurs «et» «ou» et «non». Une nouvelle fonction d'appartenance liée à ces opérateurs est établie :

$$x \text{ appartient à : } A \text{ et } B \Leftrightarrow x \in A \cap B \Leftrightarrow \mu_{A \cap B}(x)$$

$$x \text{ appartient à : } A \text{ ou } B \Leftrightarrow x \in A \cup B \Leftrightarrow \mu_{A \cup B}(x)$$

$$x \text{ appartient au complément de : } A \Leftrightarrow x \in \bar{A} \Leftrightarrow \mu_{\bar{A}}(x)$$

Les opérateurs les plus utilisés en logique floue sont

- L'opérateur « et » pour la t-norme, qui correspond à l'intersection de deux ensembles A et B. Il peut être réalisé par

- 1) La fonction « Min » : $\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x))$

- 2) La fonction arithmétique « Produit » : $\mu_{A \cap B} = \mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$

- L'opérateur « ou » pour la s-norme qui correspond à l'union de deux ensembles A et B, Il peut être réalisé par :

- 1) La fonction « Max » : $\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x))$

- 2) La fonction arithmétique « somme » : $\mu_{A \cup B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$

- L'opérateur « non » est réalisé par : $\mu_{\bar{A}} = 1 - \mu_A(x)$

III-3 Les limites de transport de la puissance à travers les lignes [29]

Comme il a été discuté dans le chapitre II, l'OPF conventionnel est formulé par un problème d'optimisation avec contraintes, qu'il faut satisfaire. Dans la pratique, il existe deux types de contraintes d'inégalités : contraintes rigides (hard) et contraintes souples (soft). Par exemple, les limites max. et min. d'un générateur de puissance sont considérées comme des contraintes rigides, parce qu'il y a des limitations physiques sur la capacité de production de puissance des générateurs. D'autre part, les limites de transmission des puissances à travers les lignes de transport sont considérées comme contraintes souples. Parfois, un dépassement léger de ces limites est acceptable, spécialement pour les régimes de fonctionnement spéciaux, tels que la pointe de charge et le fonctionnement d'urgence (régime perturbé).

Typiquement, il existe deux limites pour la puissance transmise par chaque ligne de transmission, connues par la limite normale et la limite d'urgence.

En général, les opérateurs cherchent toujours à faire fonctionner le système d'une manière économique et dans les limites normales de fonctionnement. Quand il y a un réel besoin, le

dépassement léger de ces limites normales est acceptable. D'autre part, la limite d'urgence, ne peut en aucun cas être violée et elle est considérée comme une contrainte rigide (hard).

Ces considérations pratiques ne sont pas bien traitées dans la formulation conventionnelle de l'OPF. En effet, si le cas est presque admissible (ou presque inadmissible), la solution fournie par l'OPF conventionnel peut devenir peu réaliste. Parfois, afin d'imposer une contrainte souple avec de petites violations, les variables de contrôle peuvent varier de manière significative et également le coût de production peut augmenter brusquement. Bien que les solutions du problème de l'OPF soient mathématiquement correctes, elles ne sont pas réalisables dans la pratique.

III-4 Charge floue [31]

Les variables d'entrée telles que des charges de puissance sont incertaines, et peuvent être exprimées avec des distributions probabilistes. Les données d'entrée probabilistes de modèles d'écoulement de puissance (génération et charges) d'une manière probabiliste calculent les fonctions de distribution de probabilité de la ligne d'écoulements.

III.4.1 probabilité de l'incertitude de la charge

Plusieurs fonctions de distribution de probabilité peuvent être utilisées pour l'incertitude de la charge. Les fonctions de distribution de probabilité suivantes peuvent être utilisées

III.4.1.1 Distribution normale

La formule générale de la fonction de la densité de probabilité de la distribution normale pour charge floue P_D est

$$f(P_D) = \frac{e^{-\frac{(P_D - \mu)^2}{2\sigma^2}}}{\sigma \sqrt{2\pi}} \quad (\text{III.3})$$

$$\begin{aligned} -\infty &\leq P_D \leq \infty \\ \sigma &> 0 \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

Où

P_D : La charge incertaine.

μ : la valeur moyenne de la charge incertaine. Elle s'appelle également le paramètre de position.

σ : la déviation standard de la charge incertaine. Il est aussi appelé le paramètre d'échelle.

III.4.1.2 Distribution de Lognormal

Plusieurs distributions de probabilité ne sont pas de simples distributions, mais une famille de distributions. Parce qu'il y a des distributions ayant un ou plusieurs paramètres de forme.

Les paramètres de formes permettent aux distributions d'avoir une variété de formes. Ces distributions sont particulièrement utilisables dans la modélisation des applications car ils sont suffisamment flexibles pour modéliser une multitude de base de données de charge floue. L'équation de la distribution lognormal de la charge floue P_D est la suivante

$$f(P_D) = \frac{e^{-\frac{(\ln((P_D - \mu)/m))^2}{2\sigma^2}}}{\sigma(P_D - \mu)\sqrt{2\pi}} \quad (\text{III.5})$$

$$\begin{aligned} P_D &\geq \mu \\ \sigma &> 0 \end{aligned} \quad (\text{III.6})$$

Où

m: l'échelle de paramètres.

ln : logarithme naturel

III.4.1.3 Distribution exponentiel

La formule pour la fonction de densité de probabilité de la distribution exponentielle pour la charge incertaine P_D est

$$f(P_D) = \frac{e^{-\frac{P_D - \mu}{b}}}{b} \quad (\text{III.7})$$

$$\begin{aligned} P_D &\geq \mu \\ b &> 0 \end{aligned} \quad (\text{III.8})$$

Où b: l'échelle de paramètres.

II .4.1.4 Distribution Bêta

La formule générale de la fonction de densité de la distribution bêta pour la charge incertaine P_D est :

$$\begin{aligned} f(P_D) &= \frac{(P_D - d)^{a-1} (c - P_D)^{b-1}}{B(a, b)(c - d)^{a+b-1}} \\ &= \frac{\Gamma(a + b)(P_D - d)^{a-1} (c - P_D)^{b-1}}{\Gamma(a)\Gamma(b)(c - d)^{a+b-1}} \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

$$\begin{aligned} d &\leq P_D \leq c \\ a &> 0 \\ b &> 0 \end{aligned} \quad (\text{III.10})$$

Où

a, b: les paramètres de forme.

c: la limite supérieure.

d: la limite inférieure.

$B(a, b)$: la fonction bêta.

Typiquement nous définissons la forme générale d'une distribution en termes d'emplacement et l'échelle de paramètres.

Bêta est différente en ce sens que nous définissons la distribution générale en termes de limites inférieure et supérieure.

III.4.1.5 Distribution gamma

La formule générale de la fonction de densité de probabilité de la distribution gamma pour la charge incertaine

$$f(P_D) = \frac{(P_D - \mu)^{a-1}}{b^a \Gamma(a)} e^{-\left(\frac{P_D - \mu}{b}\right)} \quad (\text{III.11})$$

$$P_D \geq \mu$$

$$a > 0 \quad (\text{III.12})$$

$$b > 0$$

Où a est le paramètre de forme, le μ est le paramètre d'emplacement, b l'échelle de paramètres et la fonction gamma est définie par la formule suivante

$$\Gamma(a) = \int_0^{\infty} t^{a-1} e^{-t} dt \quad (\text{III.13})$$

III.4.1.6 Distribution de Gumball

La distribution de Gumball désigné légalement sous le nom de valeur extrême de la distribution de type I. La valeur extrême de la distribution de type I a deux formes. L'une est basée sur le plus petit extrême et l'autre est basée sur la plus large extrémité. Nous les appelons respectivement les cas de minimum et maximum. Des formules et des allures sont données pour les deux cas.

La formule générale pour la fonction de densité de probabilité de la distribution de Gumball (maximum) pour la charge incertaine P_D est

$$f(P_D) = \frac{1}{b} e^{\left(\frac{\mu - P_D}{b}\right)} e^{-e^{\left(\frac{\mu - P_D}{b}\right)}} \quad (\text{III.14})$$

$$-\infty \leq P_D \leq \infty$$

$$b > 0 \quad (\text{III.15})$$

Où μ est le paramètre d'emplacement et b est le l'échelle de paramètres.

III.4.1.7 Distribution Chi-Square

La distribution de Chi-Square résulte de la racine carrée et l'addition de distributions normales standard avec des variables indépendantes de forme.

La formule pour la fonction de densité de probabilité de la distribution Chi-Square pour la charge incertaine P_D est

$$f(P_D) = \frac{P_D^{\frac{v}{2}-1}}{2^{\frac{v}{2}} \Gamma\left(\frac{v}{2}\right)} e^{-\left(\frac{P_D}{2}\right)} \quad (\text{III.16})$$

$$P_D \geq 0 \quad (\text{III.17})$$

Où v est le paramètre de forme et Γ est la fonction gamma.

III.4.1.8 Distribution de Weibull

La formule de la fonction de densité de probabilité de la distribution de Weibull pour la charge incertaine P_D est

$$f(P_D) = \frac{a(P_D - \mu)^{a-1}}{b^a} e^{-\left(\frac{P_D - \mu}{b}\right)^a} \quad (\text{III.18})$$

$$P_D \geq \mu$$

$$a > 0$$

$$b > 0$$

$$(\text{III.19})$$

Où a est le paramètre de forme, le μ est le paramètre d'emplacement et b est le l'échelle de paramètres.

III.4.2 Représentation floue de la charge [32]

La charge floue peut être représentée par les ensembles flous, qui sont définis par les ensembles de nombres R satisfaisant les conditions limites de la normalité et qui sont conçus par le nombre flou. La fonction d'appartenance d'un nombre flou pour le type de l'incertitude de la charge correspond à :

$$\mu_{P_D(x)} : R \in [0,1] \quad (\text{III.20})$$

La manière la plus facile d'exprimer le nombre flou est le nombre flou de LR.

La charge floue P_D sera un type nombre flou de LR est

$$\mu_{P_D}(x) = \begin{cases} L\left(\frac{m-x}{a}\right), & x \leq m, a > 0 \\ R\left(\frac{x-m}{b}\right), & x \geq m, b > 0 \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

Où

m : est la valeur moyenne de la charge P_D .

Le type LR de nombre flou de la charge floue P_D peut être écrit :

$$P_D = (m, a, b)_{LR} \quad (\text{III.22})$$

Un des nombres flous communs de LR est le nombre flou triangulaire, qui est montré dans la figure (III.2).

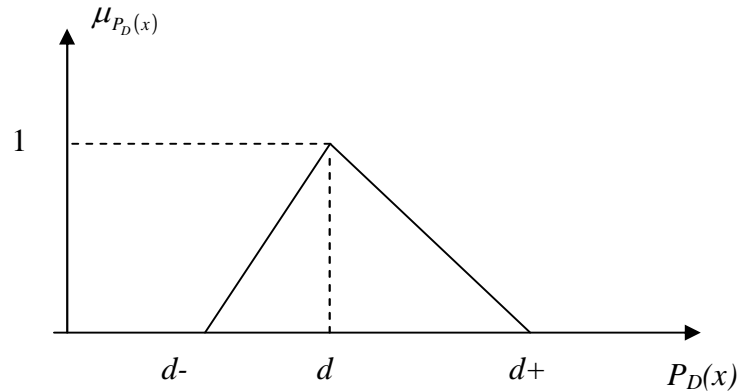


Figure III.2. Représentation de Charge floue par le nombre flou triangulaire

La fonction d'appartenance de la charge floue sur le figure (III.2) peut être exprimée par:

$$\mu_{P_D}(x) = \begin{cases} \frac{x - (d - \alpha)}{\alpha} & \text{if } x \in [(d - \alpha), d] \\ \frac{(d + \beta) - x}{\beta} & \text{if } x \in [d, (d + \beta)] \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

Où

d: Le modèle de valeur de la charge floue

a: La dispersion inférieure de la charge floue

β : La dispersion supérieure de la charge floue.

Le principe du nombre flou peut être utilisé pour manipuler la charge floue.

III.4.3 Algorithme Dispatching Economique flou

III.4.3.1 Modèle du Dispatching Economique flou [33-34]

Supposons que la charge est une distribution trapézoïdale de possibilité, qui est montrée sur la Figure (III.3). Il y a quatre points coupés : $P_D^{(1)}$, $P_D^{(2)}$, $P_D^{(3)}$ et $P_D^{(4)}$.

La répartition de possibilité de chaque charge se rapporte à tracer une variable floue sur les intervalles [0,1], qui est attendue pour être entre $P_D^{(1)}$ et $P_D^{(4)}$, toutefois il est pour être entre $P_D^{(2)}$, $P_D^{(3)}$ est constante.

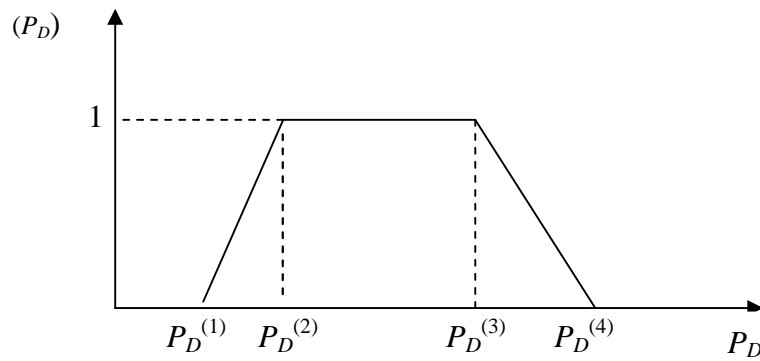


Figure III.3 Charge incertaine avec la distribution trapézoïdale de possibilité

De même, la production réelle d'électricité correspondante peut également être modélisée comme étant floue. Par conséquent, le dispatching économique avec les charges floues peut être exprimé comme suit.

$$\min F = \sum_{i=1}^{ng} F_i(\tilde{P}_{gi}) \quad (\text{III.24})$$

et

$$\sum_{i=1}^{ng} \tilde{P}_{gi} = \sum_{j=1}^{ND} \tilde{P}_{Dj} + \tilde{P}_L \quad (\text{III.25})$$

$$P_{G\min} \leq \tilde{P}_{Gi} \leq P_{G\max} \quad (\text{III.26})$$

Où

\tilde{P}_{Gi} : La puissance générée active d'une charge floue.

\tilde{P}_{Dj} : La puissance demandée active d'un charge floue.

\tilde{P}_L : Les pertes de la puissance active floue.

ND : nombre de charge .

Pour simplifier le problème du dispatching économique, négligeable les pertes de réseau, et assumer le coût du carburant comme une fonction linéaire, c.-à-d.,

$$F_i = c_i \tilde{P}_{Gi} \quad (\text{III.27})$$

Puis, la minimisation de la fonction de coût est équivalente à la minimisation de la variable floue \tilde{P}_{Gi} , qui peut être traduite à la minimisation de sa distance du :

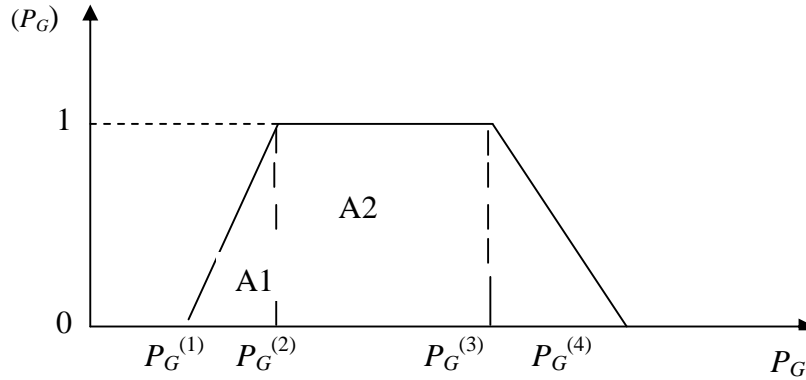


Figure III.4. Génération incertaine avec la distribution trapézoïdale de possibilité

Selon Figure (III.4), la distance de la variable floue \tilde{P}_{Gi} est donnée par

$$d = \frac{A_1 + (A_1 + A_2)}{2} \quad (\text{III.28})$$

Où A_1 et A_2 sont des zones montrées sur la Figure (III.4). Elles peuvent être calculés par

$$A_1 = \frac{P_{Gi}^{(1)} + P_{Gi}^{(2)}}{2} \quad (\text{III.29})$$

$$A_2 = \frac{(P_{Gi}^{(3)} - P_{Gi}^{(2)}) + (P_{Gi}^{(4)} - P_{Gi}^{(1)})}{2} \quad (\text{III.30})$$

En remplaçant les équations (III.29) et l'équation (III.30) dans l'équation (III.28) on a:

$$d = \frac{P_{Gi}^{(1)} + P_{Gi}^{(2)} + P_{Gi}^{(3)} + P_{Gi}^{(4)}}{4} = \sum_{k=1}^4 \frac{P_{Gi}^{(k)}}{4} \quad (\text{III.31})$$

Ainsi, le problème économique de écoulement de puissance flou mentionné ci-dessus peut être écrit comme suit.

$$\min F = \sum_{i=1}^{Ng} \sum_{k=1}^4 c_i \frac{P_{Gi}^{(k)}}{4} \quad (\text{III.32})$$

et

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{Gi}^{(k)} = \sum_{j=1}^{ND} P_{Di}^{(k)}, \quad k = 1, \dots, 4 \quad (\text{III.33})$$

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi}^{(1)} \leq P_{Gi}^{(2)} \leq P_{Gi}^{(3)} \leq P_{Gi}^{(4)} \leq P_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, Ng \quad (\text{III.34})$$

III-5 Formulation du problème de l'OPF par les ensembles flous

Comme mentionné plus haut, le problème de l'OPF possède plusieurs caractéristiques floues.

Le forçement des contraintes souples n'a pas besoin d'être exact à 100%, d'autre part la minimisation de la fonction objective ne doit pas aussi être rigide. Par conséquent, la théorie des ensembles flous peut aisément être appliquée au problème de l'OPF afin de modéliser ces considérations pratiques avec exactitude.

Le problème de l'OPF peut être formulé par la fonction objective et contraintes floues, comme suit [27] [29]

$$\text{Minimiser} \quad f(x) \lesssim C_0 \quad (\text{III-35})$$

$$\text{sujet à} \quad g_j(x) = 0 \quad , \quad j = 1, \dots, n. \quad (\text{III-36})$$

$$h_i(x) \lesssim d_i \quad , \quad i = 1, \dots, m. \quad (\text{III-37})$$

Où, \lesssim désigne une inégalité floue.

L'équation (III.35) montre que l'objectif est de minimiser $f(x)$, de telle manière qu'elle n'excède pas la valeur C_0 "beaucoup trop". L'équation (III.37) montre que la solution doit satisfaire la contrainte $h_i(x)$ le plus possible, et aussi ne pas dépasser la limite d_i "beaucoup trop".

L'équation (III.36) représente des contraintes d'égalités conventionnelles (rigides), qui doivent être satisfaites exactement. Donc, l'inégalité floue \lesssim a été utilisée pour exprimer la fonction objective et les contraintes floues ensemble.

La fonction d'appartenance de l'inégalité floue \lesssim , peut être représentée par une fonction trapézoïdale (Fig. III .3), donnée par

$$\mu_f(f(x)) = \begin{cases} 1 & f(x) \leq C_0 \\ (C_0 + \delta_{c_0} - f(x))/\delta_{c_0} & C_0 < f(x) < C_0 + \delta_{c_0} \\ 0 & f(x) > C_0 + \delta_{c_0} \end{cases} \quad (\text{III-38})$$

Cette fonction d'appartenance décroît linéairement, quand le coût $f(x)$ se situe entre C_0 et $C_0 + \delta_{c_0}$. Le coût $C_0 + \delta_{c_0}$ dans l'équation (III.38) constitue le coût maximal admissible.

Cette valeur est souvent égale au coût de fonctionnement donné par la solution de l'écoulement de puissance, qui représente l'état initial de fonctionnement non optimisé.

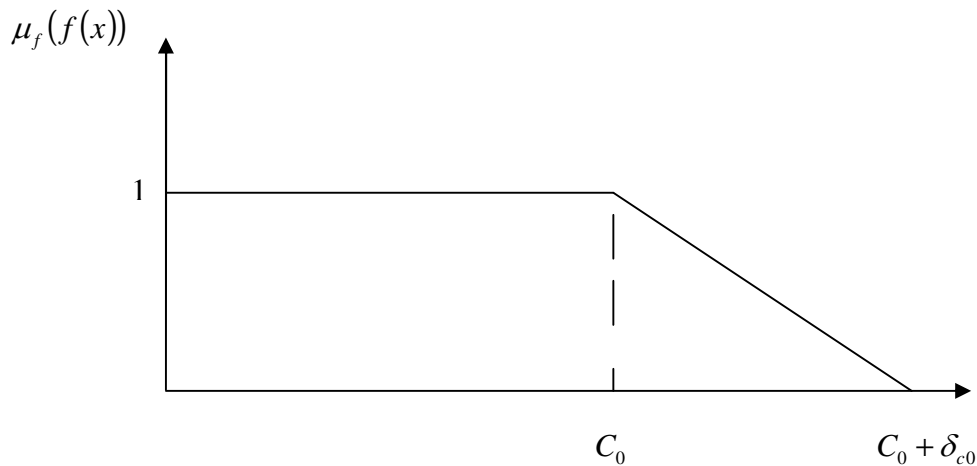


Figure III 5 Fonctions d'appartenance de la fonction objective

Donc, le coût le plus bas C_0 est déterminé par l'utilisateur désirant une réduction maximale δ_{c_0} du coût de fonctionnement. Le choix de ces paramètres reste subordonné à certaines considérations pratiques spécifiques au fonctionnement du système de puissance.

De la même manière, les fonctions d'appartenance des contraintes floues, sont similaires à celle de la fonction objective

$$\mu_{hi}(h_i(x)) = \begin{cases} 1 & h_i(x) \leq d_i \\ (d_i + \delta_{di} - h_i(x))/\delta_{di} & d_i < h_i(x) \leq d_i + \delta_{di} \\ 0 & h_i(x) > d_i + \delta_{di} \end{cases} \quad (\text{III-39})$$

d_i est la limite minimale désirée, et $d_i + \delta_{di}$ est la limite maximale autorisée.

Physiquement, pour les contraintes souples, d_i représente la limite normale de fonctionnement, et $d_i + \delta_{di}$ est la limite d'urgence (critique). Il est autorisé de dépasser "un petit peu" la limite normale d'une contrainte souple, mais la limite d'urgence ne doit jamais être dépassée.

Pour les contraintes rigides, la fonction d'appartenance est donnée par

$$\mu_{hi}(g_i(x)) = \begin{cases} 1 & g_i(x) \leq d_i \\ 0 & g_i(x) > d_i \end{cases} \quad (\text{III-40})$$

III-6 Méthodologie de solution

La solution du problème de l'OPF formulé par les équations (III.35), (III.36) et (III.37) consiste à minimiser la fonction objective floue, avec la satisfaction des contraintes floues et non floues [29].

Le degré de satisfaction du coût et des contraintes floues, peut être représenté par une seule fonction d'appartenance $\mu_D(x)$, définie par

$$\mu_D(x) = \mu_f(f(x)). \text{ et } \mu_{h_1}(h_1(x)). \text{ et } \mu_{h_2}(h_2(x)). \text{ et } \dots \text{ et } \mu_{h_m}(h_m(x)) \quad (\text{III-41})$$

La fonction d'appartenance $\mu_D(x)$ est définie par le minimum de toutes les fonctions d'appartenance de la fonction coût et des contraintes

$$\mu_D(x) = \min\{\mu_f(f(x)), \mu_{h_1}(h_1(x)), \mu_{h_2}(h_2(x)), \dots, \mu_{h_m}(h_m(x))\} \quad (\text{III-42})$$

Pour passer du domaine des ensembles flous au domaine ordinaire, la fonction d'appartenance $\mu_D(x)$ doit être défuzzifiée par une méthode choisie.

Si on choisit la méthode de défuzzification du maximum, le problème de l'OPF revient à chercher le maximum de $\mu_D(x)$ en fonction de x .

Si on pose $z = \mu_D(x)$, on peut écrire

$$\max(\mu_D(x)) = \max_{z \in [0,1], x} \{\min\{\mu_f(f(x)), \mu_{h_1}(h_1(x)), \mu_{h_2}(h_2(x)), \dots, \mu_{h_m}(h_m(x))\}\} \quad (\text{III-43})$$

L'expression (III.39) peut être réécrite sous la forme conventionnelle suivante

$$\text{Maximiser } z \quad (\text{III-44})$$

$$\text{Sujet à } z \leq \mu_f(f(x)) \quad (\text{III-45})$$

$$\begin{aligned} z &\leq \mu_{h_i}(h_i(x)), \quad i = 1, \dots, m \\ 0 &\leq z \leq 1 \end{aligned} \quad (\text{III-46})$$

En substituant les fonctions d'appartenance (III.38) et (III.39) dans les expressions (III.45) et (III.46), la formulation floue du problème de l'OPF peut être convertie en un nouveau problème d'optimisation conventionnel, donné par

$$\text{Minimiser } (-z) \quad (\text{III-47})$$

$$\text{sujet à } f(x) + \delta_{c_0} z \leq C_0 + \delta_{c_0} \quad (\text{III-48})$$

$$\begin{aligned} h_i(x) + \delta_{d_i} z &\leq d_i + \delta_{d_i}, \quad i = 1, \dots, m \\ 0 &\leq z \leq 1 \end{aligned} \quad (\text{III-49})$$

Si on compare cette nouvelle formulation avec celle de l'OPF conventionnel formulée par l'expression (II. 9), on note

- ✓ l'introduction d'une contrainte de coût ainsi qu'une nouvelle variable z , représentant le degré de satisfaction.
- ✓ l'objectif devient : maximiser la fonction d'appartenance variable z (ou minimiser $-z$).

Il faut mentionner que si δ_{di} est nul, l'inégalité (III.37) est équivalente à une contrainte rigide (ordinaire).

Remarque

Afin de rendre la nouvelle formulation floue, équivalente à la formulation conventionnelle, lorsque la solution est admissible ($z = 1$), la fonction objective (III.33) peut être modifiée comme suit [26]

$$\text{Minimiser } (-z + k f(x)) \quad (\text{III-50})$$

k est un petit nombre positif, tel que : $k \cdot f(x) \ll 1$.

- ✓ si $z = 1$, l'OPF flou est équivalent à l'OPF conventionnel qui minimise la fonction $f(x)$ et satisfait les contraintes.
- ✓ si la solution se trouve dans la région floue (c a d que quelques contraintes sont légèrement violées), le premier terme de la fonction objective, $-z$, domine le processus d'optimisation et le problème est approximativement équivalent à celui de l'OPF flou formulé par (III.33).

III-6.1 Algorithme de l'OPF flou

Pour la résolution du nouveau problème d'optimisation, formulé par (III.48), (III.49) et (III.50), on a utilisé la méthode de programmation linéaire successive (SLP) (voir chapitre II).

Les étapes de base de l'algorithme utilisé se résument par

Etape (1) : Résoudre le problème de l'écoulement de puissance, pour obtenir une solution acceptable qui satisfait les contraintes d'égalité.

Etape (2) : Linéariser les contraintes floues données par (III.48) et (III.49), autour de la solution de l'écoulement de puissance.

Etape (3) : Résoudre le problème de programmation linéaire et obtenir les accroissements optimaux des variables de contrôle Δx et de la variable floue Δz .

Etape (4) : Mettre à jour les variables : $x^{k+1} = x^k + \Delta x$ et $z^{k+1} = z^k + \Delta z$.

Etape (5) : Obtenir une nouvelle solution de l'écoulement de puissance, en utilisant les nouvelles variables de contrôle.

Etape (6) : Si Δx et Δz de l'étape (3), sont inférieures à une certaine tolérance, le processus converge, sinon, aller à l'étape (2).

Dans les étapes (1) et (5) on a utilisé la méthode découplée rapide, pour résoudre les équations non linéaires de l'écoulement de puissance $g_i(x) = 0$. La solution de l'écoulement de puissance est nécessaire puisque celle-ci nous donne le point de fonctionnement initial x_0 et le point suivant (actualisé) x^{k+1} , ainsi que tous les autres points résultants du problème d'optimisation non linéaire original.

Dans l'étape (2), les contraintes d'inégalités non linéaires, sont linéarisées autour de x^k et z^k , comme suit

$$J_f(x^k) \cdot \Delta x + \delta_{c_0} \Delta z \leq C_0 + \delta_{c_0} - f(x^k) - \delta_{c_0} z^k \quad (\text{III-51})$$

$$J_{h_i}(x^k) \cdot \Delta x + \delta_{d_i} \Delta z \leq d_i + \delta_{d_i} - h_i(x^k) - \delta_{d_i} z^k \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{III-52})$$

$J_f(x^k)$ Et $J_{h_i}(x^k)$ i sont respectivement, les vecteurs et matrices Jacobienne de $f(x)$ et $h_i(x)$.

III-7 Défuzzification des ensembles flous

Généralement, la solution d'un problème utilisant les ensembles flous, est un résultat exprimé en termes de valeurs floues (fonctions d'appartenance). D'autre part, pour exploiter ou appliquer physiquement ces résultats, on doit utiliser des valeurs ordinaires. Cette opération qui consiste à convertir les valeurs floues en valeurs ordinaires, s'appelle la défuzzification.

La méthode de défuzzification la plus utilisée est certainement, la méthode du centre de gravité, dont le principe est de prendre l'abscisse du centre de gravité de la surface de la fonction d'appartenance résultante. Cependant, cette méthode de défuzzification est parfois complexe et demande des calculs importants. C'est pour cette raison qu'on utilise souvent une autre méthode plus simple qui est la méthode du maximum, dont le principe est de prendre l'abscisse du maximum de la fonction d'appartenance résultante [30].

III-8 Conclusion

Ce chapitre a donné une introduction sur les fondements de la logique floue, ainsi que quelques opérations de bases importantes. La logique floue permet de modéliser un système complexe, en modélisant seulement le comportement de l'opérateur humain face au système. Classée parmi les techniques de l'intelligence artificielle, la logique floue permet de modéliser puis de remplacer l'expertise de conduite de processus, en provenance du concepteur ou de l'utilisateur.

Chapitre 3

III- 1. Introduction.....	50
III-2. Notions de bases de la logique floue.....	51
III-2.1. La théorie des ensembles flous	51
III-2.2. Fonction d'appartenance (FA)	51
III-2-3 Variables floues et linguistiques	52
III-2-4 Opérations sur les ensembles flous:.....	53
III-3 Les limites de transport de la puissance à travers les lignes	53
III-4 Charge floue	54
III.4.1 probabilité de l'incertitude de la charge	54
III.4.1.1 Distribution normale	54
III.4.1.2 Distribution de Lognormal	54
III.4.1.3 Distribution exponentiel.....	55
III.4.1.4 Distribution Bêta.....	55
III.4.1.5 Distribution gamma.....	56
III.4.1.6 Distribution de Gumball.....	56
III.4.1.7 Distribution de Chi-Square.....	56
III.4.1.8 Distribution de Weibull.....	57
III.4.2 Représentation d'ensemble flou de la charge floue	57
III.4.3 Algorithme Dispatching Economique flou	58
III.4.3.1 Modèle du Dispatching Economique flou	58
III-5 Formulation du problème de l'OPF par les ensembles flous	61
III-6 Méthodologie de solution	62
III-6.1 Algorithme de l'OPF flou	64
III-7 Défuzzification des ensembles flous.....	65
III-8 Conclusion	65

VI -1-Introduction

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant la logique floue dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes. Nous appliquons ici l'algorithme d'FOPF étape par étape à l'optimisation de l'écoulement de puissance sur un simple réseau avec des contraintes souples sur la puissance transportée par les lignes et l'incertitude de la puissance demandée.

VI-2 Test de l'algorithme FOPF avec des contraintes souples sur les puissances transportées par les lignes.

Dans cette partie, on va appliquer l'algorithme d'optimisation de l'écoulement de puissance par les ensembles flous FOPF sur le réseau électrique à 6 jeux de barres (6-bus) et 30 jeux de barres (IEEE 30-bus). L'algorithme FOPF va résoudre le problème en prenant en compte le coût de production ainsi que les limites de puissances actives transmises par les lignes de transport, comme contraintes floues. Le reste des contraintes d'égalité et d'inégalité seront modélisées par des contraintes rigides (non floues).

Les fonctions d'appartenance des contraintes floues, sont linéairement décroissantes entre la valeur normale et la valeur maximale admissible (limite critique).

VI-2.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres:

Cas N° 1

Le cas N°1 est destiné au test de l'équivalence entre l'algorithme d'optimisation de l'écoulement de puissance par les ensembles flous FOPF, avec l'algorithme de l'OPF conventionnel SLP_OPF, lorsque la solution conventionnelle est admissible et le coût désiré C_0 de l'OPF floue est supérieur au coût optimal de l'OPF conventionnel. D'après le tableau II-2, le coût non optimisé de l'écoulement de puissance (NR_PF) est 3189.50 \$/h qui sera pris comme le coût maximal admissible $C_0 + \delta_{c_0}$. Le coût désiré C_0 doit avoir une valeur inférieure au coût non optimisé, et supérieure au coût optimal conventionnel. La valeur de C_0 sera choisit égal à 3186.50 \$/h.

Les résultats obtenues sont comme suit :

$$C_0 = 3186.50 \text{ \$/h}, \delta_{c_0} = 3.00 \text{ \$/h.}$$

Solution : $z = 1.00$, Coût = 3140.71 \$/h, Pertes = 6.926 MW.

Les contraintes forcées des puissances actives transmises, sont montrées dans le tableau IV-1. Les résultats obtenus sont identiques à ceux de l'OPF conventionnel.

Tableau IV-1 Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 6 J.B. – cas n°1

N^0 Ligne	i-j	Limite normale (MW)	Limite d'urgence (MW)	Puissance active (MW)
2	2-4	40.00	60.00	40.00
5	5-4	40.00	52.80	40.00

Cas N° 2

Dans ce cas, le coût désiré C_0 est inférieur au coût optimal du cas 1. Les résultats de test pour trois valeurs de coûts désirés, sont montrés ci-dessous

✓ Cas 2.1

Avec : $C_0 = 3100.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 89.50$ \$/h.

Solution : $z = 0.833$, Coût = 3114.89 \$/h, Pertes = 6.903 MW.

✓ Cas 2.2

Avec : $C_0 = 3080.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 109.50$ \$/h.

Solution : $z = 0.820$ Coût = 3099.62 \$/h, Pertes = 6.372 MW.

✓ Cas 2.3

Avec : $C_0 = 3000.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 189.50$ \$/h.

Solution : $z = 0.534$ Coût = 3088.16 \$/h, Pertes = 6.368 MW.

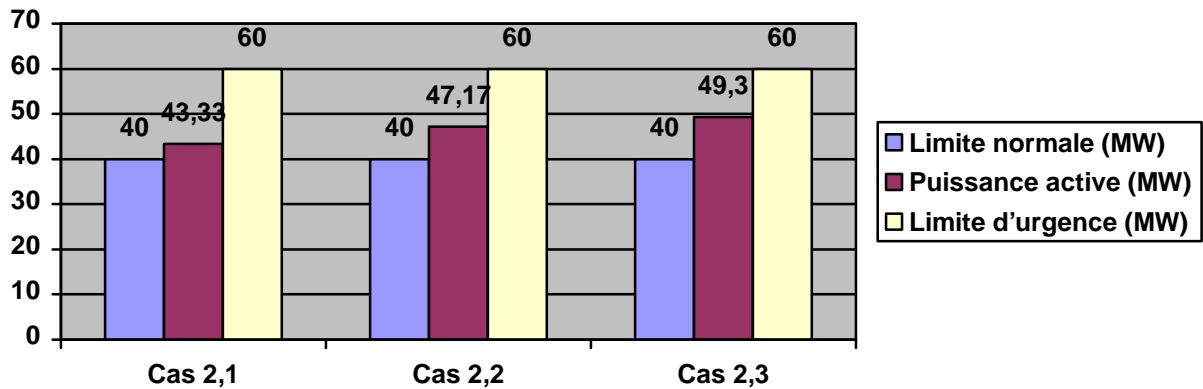
Les contraintes des puissances actives transmises, qui dépassent leurs limites normales, sont montrées dans la figure IV-1.

En comparant ces résultats avec ceux du cas 1, on remarque que le coût tend à baisser avec la diminution du coût désiré C_0 . Cependant, les puissances transmises par les lignes n° 2, 5 dépassent légèrement leurs limites normales. Les pertes de puissance active, ont aussi augmentées, avec la diminution de C_0 .

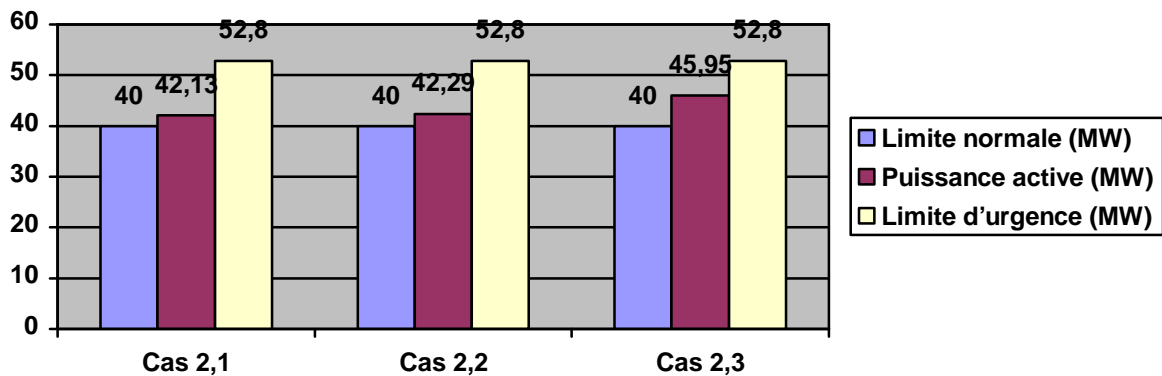
Il est clair que lorsqu'on réduit le coût désiré, l'algorithme FOPF, procède à l'équilibre de l'échange coût – surcharge des lignes. Il est important de souligner que si les surcharges des lignes 2, 5 sont acceptables, le gain de 14.69 \$/h en coût de production, dans le cas 2.3, serait très significatif.

Le coût de production baisse et les lignes de transport, deviennent surchargés au dessus de la valeur normale. Ceci traduit clairement les échanges (trade-off) qui existent entre le coût de production flous et les contraintes floues.

La valeur du nombre flou z (qui est la fonction d'appartenance composée à partir du minimum de toutes les fonctions d'appartenances de la fonction de coût et les contraintes floues), dans le cas 2.1 est supérieure à celle du cas 2.2. Ceci montre que malgré que le coût dans le cas 2.2 soit plus faible, il est plus significatif ou il est plus juste d'utiliser la solution du cas 2.1, avec un degré de satisfaction meilleur ($z = 0.833$).



(a) Pour la ligne N° 2 entre les jeux de barres 2 et 4



(b) Pour la ligne N° 5 entre les jeux de barres 5 et 4

Figure IV.1 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 6 J.B. - cas n° 2.

Cas N° 3

Ce cas est similaire au cas 2, sauf que la limite d'urgence de la ligne n° 1 est réduite. C'est-à-dire que δ_{d1} est inférieur à celui-ci du cas 2. Les résultats de test pour les trois valeurs de coûts désirés, sont montrés ci-dessous

✓ **Cas 3.1**

Avec : $C_0 = 3100.00$ \$/h et $\delta_{c0} = 89.50$ \$/h.

Solution : $z = 0.828$, Coût = 3115.38 \$/h, Pertes = 6.538 MW.

✓ **Cas 3.2**

Avec : $C_0 = 3080.00$ \$/h et $\delta_{c0} = 109.50$ \$/h.

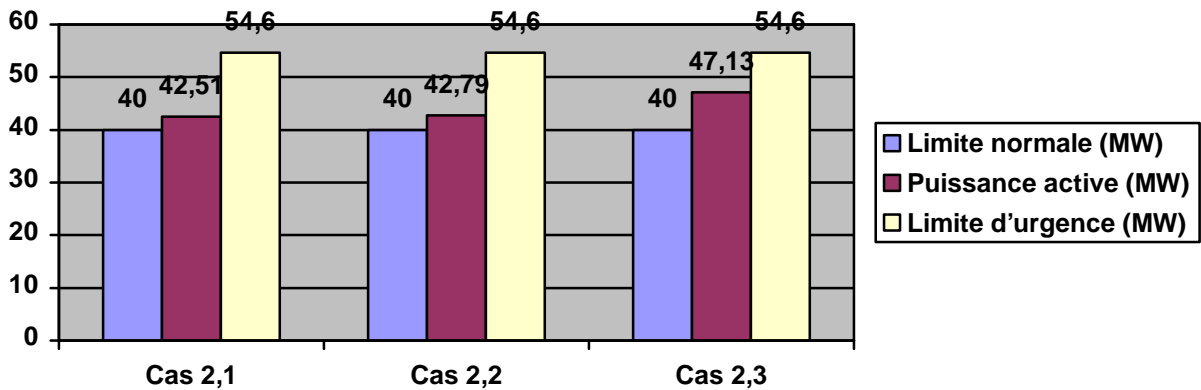
Solution : $z = 0.808$ Coût = 3100.93 \$/h, Pertes = 6.393 MW.

✓ **Cas 3.3**

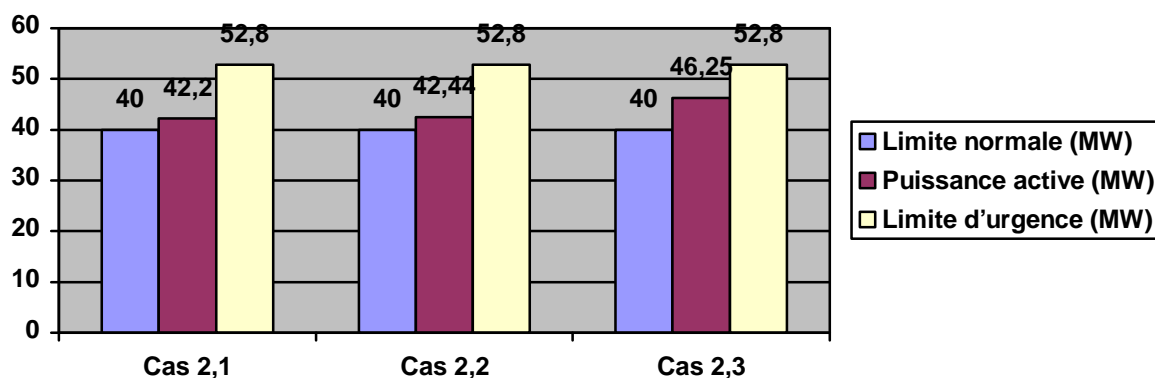
Avec $C_0 = 3000.00$ \$/h et $\delta_{c0} = 189.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.511$, Coût = 309268 \$/h, Pertes = 6.342 MW.

On remarque que les coûts de production ont changés et ils sont supérieurs à ceux du cas 2, et aussi d'après la figure IV.2, la puissance active transmise par la ligne n°1 est inférieure à celle du cas 2. Ceci s'explique par le fait que pour le même taux de surcharge, la fonction appartenance est plus faible dans le cas 3. Par conséquent, la contrainte de puissance active des lignes, dans ce cas, a plus de poids comparé au cas 2, dans le processus d'optimisation floue.



(a) Pour la ligne N° 2 entre les jeux de barres 2 et 4



(b) Pour la ligne N° 5 entre les jeux de barres 5 et 4

Figure IV.2 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 6 J.B. - cas n° 3

VI-2.2 Réseau test IEEE 30-bus:

VI-2.2 .1 FOPF en tenant compte le surcharge des lignes

Cas N° 1

D'après le tableau II-6 , le coût non optimisé de l'écoulement de puissance (NR_PF) est 901 \$/h qui sera pris comme le coût maximal admissible $C_0 + \delta_{c_0}$. Le coût désiré C_0 doit avoir une valeur inférieure au coût non optimisé, et supérieure au coût optimal conventionnel. La valeur de C_0 sera choisit égale à 890 \$/h.

Les résultats obtenues sont comme suit

$$C_0 = 890.00 \text{ \$/h}, \delta_{c_0} = 11.00 \text{ \$/h.}$$

Solution : $z = 1.00$, Coût = 859.36 \$/h, Pertes = 5.32 MW.

Les contraintes forcées des puissances actives transmises, sont montrées dans le tableau IV-4. Les résultats obtenus sont identiques à ceux de l'OPF conventionnel.

Tableau IV-2 : Puissances actives transmises forcées du réseau électrique à 30 J.B. – cas n°1

N^0 Ligne	i-j	Limite normale (MW)	Limite d'urgence (MW)	Puissance active (MW)
1	1-2	80.00	96.00	80.00
2	1-3	44.00	52.80	44.00
5	2-5	44.00	52.80	44.00

Cas N° 2

Dans ce cas, le coût désiré C_0 est inférieur au coût optimal du cas 1. Les résultats de test pour trois valeurs de coûts désirés, sont montrés ci-dessous

✓ Cas 2.1

Avec : $C_0 = 840.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 61.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.80$, Coût = 852.20 \$/h, Pertes = 5.61 MW.

✓ Cas 2.2

Avec : $C_0 = 800.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 101.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.603$ Coût = 840.09 \$/h, Pertes = 5.76 MW.

✓ Cas 2.3

Avec : $C_0 = 780.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 121.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.530$ Coût = 836.51 \$/h, Pertes = 5.83 MW.

Les contraintes des puissances actives transmises, qui dépassent leurs limites normales, sont montrées dans la Figure IV.3.

En comparant ces résultats avec ceux du cas 1, on remarque que le coût tend à baisser avec la diminution du coût désiré C_0 . Cependant, les puissances transmises par les lignes n° 1, 2 et 5 dépassent légèrement leurs limites normales (moins de 10%). Les pertes de puissance active, ont aussi augmentées, avec la diminution de C_0 .

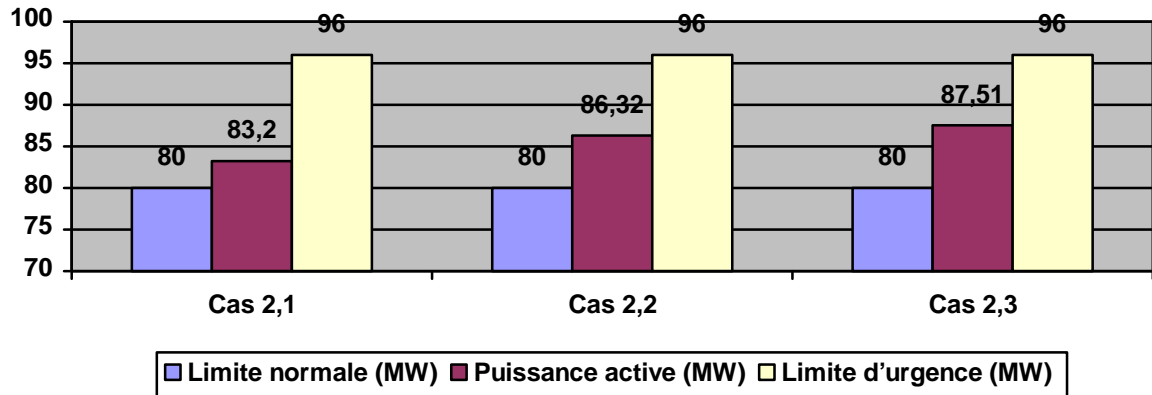
Le temps de convergence a été entre 2.11 et 2.31 secondes, et le processus a convergé à la 6ème itération. La figure IV-4 illustre la variation du coût de production et des pertes actives en fonction du coût désiré C_0 .

Il est clair que lorsqu'on réduit le coût désiré, l'algorithme FOPF, procède à l'équilibre de l'échange coût – surcharge des lignes. Il est important de souligner que si les surcharges des lignes 1, 2 et 5 sont acceptables (environ 9%), le gain de 22.55 \$/h en coût de production, dans le cas 2.3, serait très significatif.

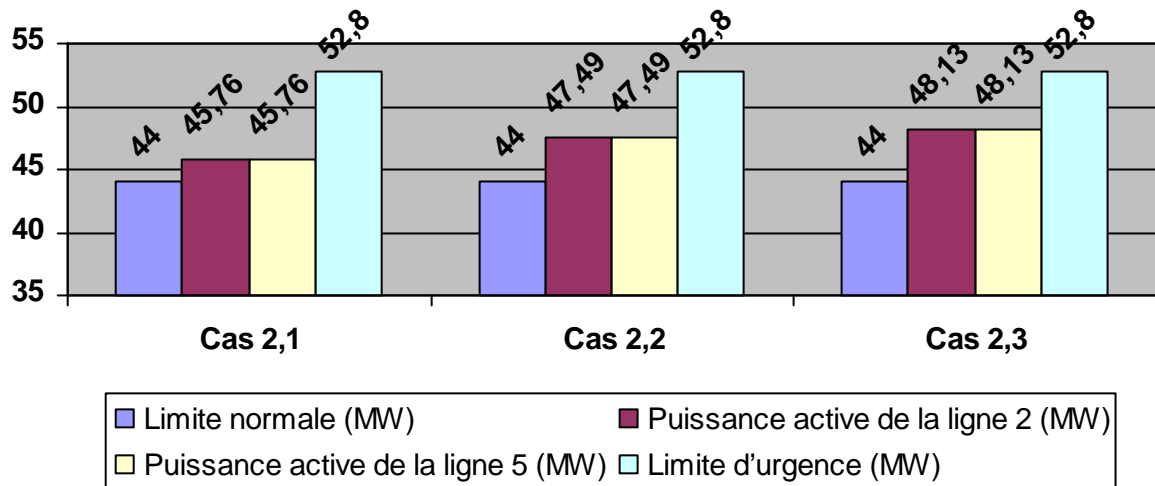
La figure IV-5 montre qu'à force de réduire le coût désiré, le coût de production baisse et les lignes de transport, deviennent surchargées au dessus de la valeur normale. Ceci traduit clairement les échanges (trade-off) qui existent entre le coût de production flous et les contraintes floues.

La valeur du nombre flou z (qui est la fonction d'appartenance composée à partir du minimum de toutes les fonctions d'appartenances de la fonction de coût et les contraintes floues), dans le cas 2.1 est supérieure à celle du cas 2.2. Ceci montre que malgré que le coût dans le cas 2.2 soit plus

faible, il est plus significatif ou il est plus juste d'utiliser la solution du cas 2.1, avec un degré de satisfaction meilleur ($z = 0.80$).



Pour la ligne N° 1 entre les jeux de barres 1 et 2



Pour les lignes N° 2 et N° 5

Figure IV.3 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 30 J.B.- cas n° 2

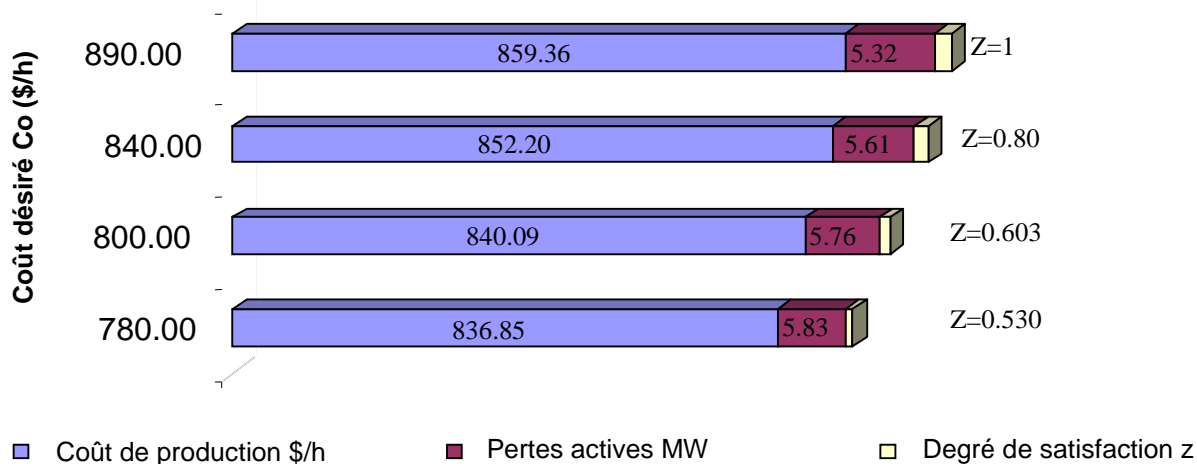


Figure IV-4 variation du coût de production et des pertes actives en fonction du coût désiré

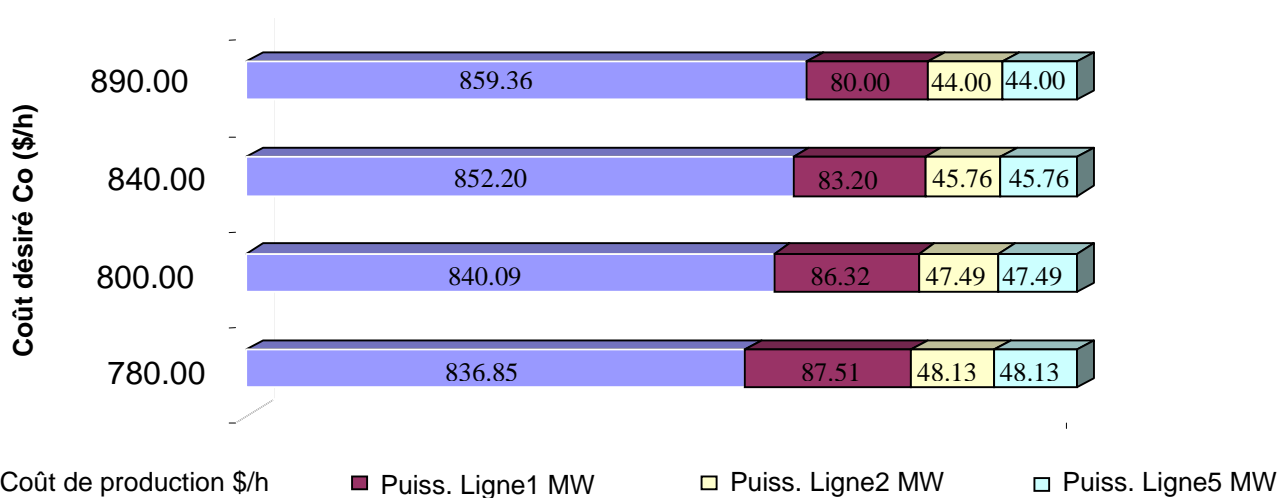


Figure IV-5 variation du coût de production et des puissances actives transmises en fonction du coût désiré

Cas n° 3

Ce cas est similaire au cas 2, sauf que la limite d'urgence de la ligne n° 1 est réduite. C'est-à-dire que δ_{a1} est inférieur à celui du cas 2. Les résultats de test pour les trois valeurs de coûts désirés, sont montrés ci-dessous :

Cas 3.1

Avec : $C_0 = 840.00$ \$/h et $\delta_{c0} = 61.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.817$, Coût = 851.15 \$/h, Pertes = 5.45 MW.

✓ Cas 3.2

Avec : $C_0 = 800.00$ \$/h et $\delta_{c0} = 101.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.5869$, Coût = 841.72 \$/h, Pertes = 5.59 MW.

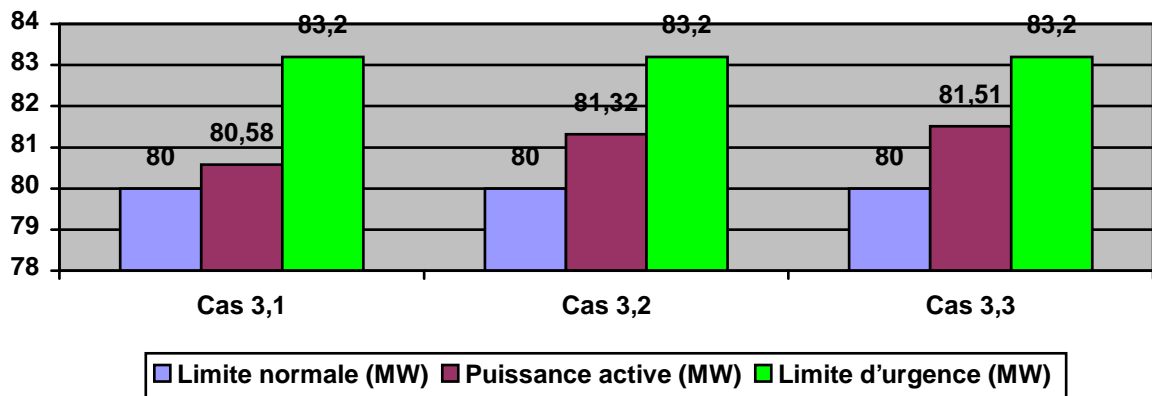
✓ **Cas 3.3**

Avec $C_0 = 780.00$ \$/h et $\delta_{c_0} = 121.00$ \$/h.

Solution : $z = 0.513$, Coût = 838.87 \$/h, Pertes = 5.66 MW.

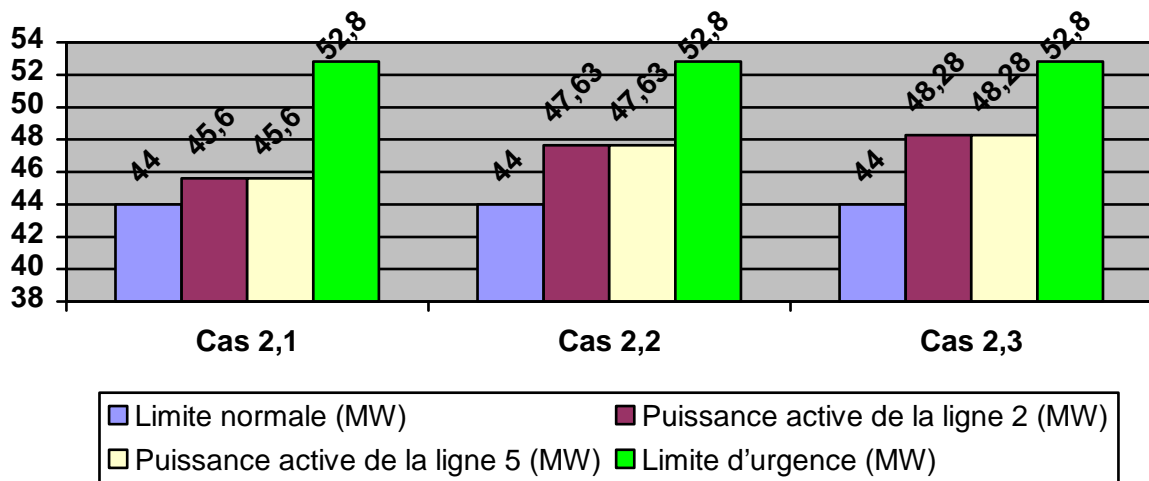
Le temps de convergence a été entre 2.40 et 2.77 secondes, et le processus a convergé à la 6ème itération.

On remarque que les coûts de production ont changés et ils sont supérieurs à ceux du cas 2, et aussi d'après le Figure IV.6, la puissance active transmise par la ligne n°1 est inférieure à celle du cas 2. Ceci s'explique par le fait que pour le même taux de surcharge, la fonction appartenance est plus faible dans le cas 3. Par conséquent, la contrainte de puissance active des



lignes, dans ce cas, a plus de poids comparé au cas 2, dans le processus d'optimisation floue.

(a) Pour la ligne N° 1 entre les jeux de barres 1 et 2

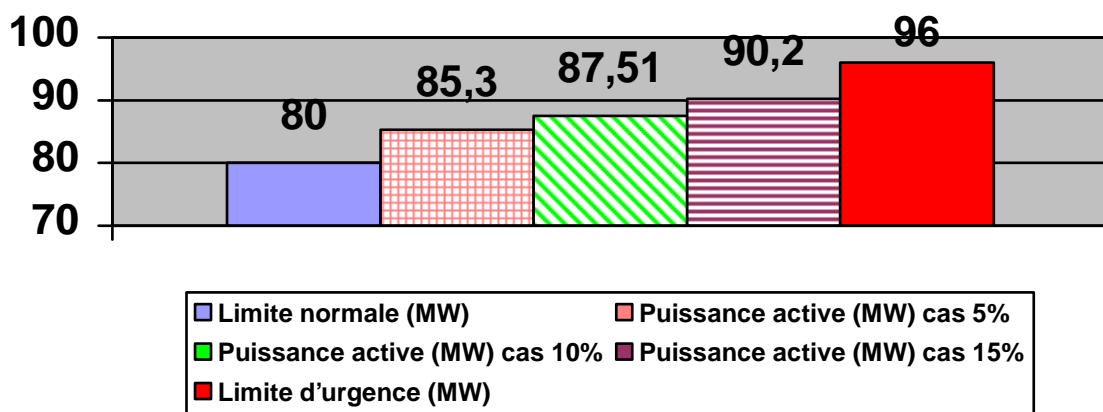


(b) Pour les lignes N° 2 et N° 5

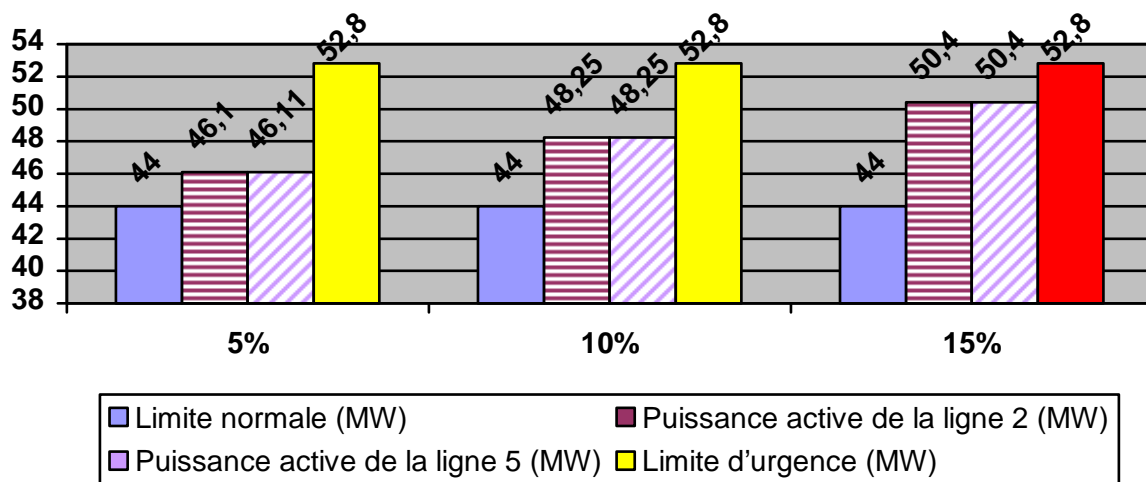
Figure IV 6 Puissances actives dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 30 J.B. - cas n° 3

VI-2.2.2 OPF en tenant compte l'augmentation de la puissance demandée

Dans ce cas, on a calculé F-OPF en forçant les contraintes des puissances actives transmises des trois lignes 1, 2 et 5 pour une puissance demandée qui augmente avec 5%, 10% et 15%. Les valeurs des contraintes forcées des puissances actives transmises, sont montrées dans la figure V-4, en remarque que les puissances transmises trouvées par la méthode des ensembles flous augmentent avec l'augmentation de la puissance demandée. Elles dépassent leurs limites normales mais reste toujours inférieurs à leurs limites d'urgences. Dans le Figure IV.7 qui représente la variation du nombre flou et du coût optimal en fonction de la surcharge de la puissance demandée. On remarque que le Nombre flou z démunie avec l'augmentation de la charge. Par contre le coût optimal obtenu augmente avec la surcharge.



(a) Pour la ligne N° 1 entre les jeux de barres1 et 2



(b) Pour les lignes N° 2 et N° 5

Figure IV 7 Puissances actives transmises dépassant leurs limites normales du réseau électrique à 30 J.B pour une charge de 105%, 110%, & 115%.

Tableau IV-3 Nombre flou et coût optimal en fonction de la surcharge de la puissance demandée.

Cas	Coût désiré C_0 (\$/h)	Variation du coût δ_{c0} (\$/h)	Nombre flou z	Coût optimal (\$/h)
105%	901.00	42.59	0.831	908.19
110%	901.00	134.00	0.82	921.23
115%	901.00	154.00	0.51	968.03

VI-3 OPF en tenant compte de l'incertitude de la charge

Dans une première étape, le calcul de l'écoulement de puissance optimal en tenant compte de l'incertitude de la charge va être traité en négligeant puis et en prendre en compte les pertes dans les lignes. Dans une deuxième étape on va prendre en compte aussi les contraintes normales sur les puissances transmises dans toutes les lignes du réseau électrique.

On remarque que les valeurs floues des puissances générées ainsi que le coût de production dans le cas avec pertes (tableau IV-5) augmente par rapport à ceux trouvés sans pertes ce qui est logique puisque les pertes vont aussi être réparties sur les générateurs (tableau IV-5) d'où l'augmentation des puissances générées et leurs coût correspondants. Dans ces deux tableaux, on montre les points de coupures des possibilités de génération qui correspond à la charge floue donnée dans le tableau (tableau IV-6).

Tableau IV-4 Les résultats d'un dispatching économique flou sans pertes

Gén. bus	$P_G^{(1)}$ (MW)	$P_G^{(2)}$ (MW)	$P_G^{(3)}$ (MW)	$P_G^{(4)}$ (MW)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Coût de chaque Central (\$/h)
G1	105.13	141.81	145.62	185.45	50	200	294.45
G2	56.51	56.36	56.57	56.66	25	80	154.81
G5	22.78	22.73	22.80	22.83	15	50	54.95
G8	27.97	27.72	28.02	22.20	10	35	80.94
G11	16.40	16.29	16.44	16.50	10	30	55.92
G13	16.13	16.02	16.17	16.22	12	40	54.89
$P_{gtou.}$ (MW)	244.90	281.90	285.70	325.90			
C (\$/h)	679.10	789.81	795.20	917.27			

Tableau IV-5 Les résultats d'un dispatching économique flou avec considération des pertes

Gén. Bus	PG (1) (MW)	PG (2) (MW)	PG (3) (MW)	PG (4) (MW)	Puissance genre		Coût de chaque central (MW)
					Pmin (MW)	Pmax (MW)	
G1	110.69	151.36	154.96	198.60	50	200	396.62
G2	56.51	56.36	56.57	56.66	25	80	154.81
G5	22.78	22.73	22.80	22.83	15	50	54.95
G8	27.97	27.72	28.02	22.20	10	40	80.94
G11	16.40	16.29	16.44	16.50	10	30	55.92
G13	16.13	16.02	16.17	16.22	12	40	54.89
$P_{gtou.}$ (MW)	250.45	290.45	295.07	339.05			
$P_{D tout}$ (MW)	244.90	281.90	285.70	325.90			
P_L (MW)	5.55	8.55	9.34	13.15			
C (\$/h)	685.56	804.35	819.24	956.74			

Tableau (IV-6) : possibilité de distribution pour les charges du réseau IEEE 30bus.

JDB	$P_D^{(1)}$	$P_D^{(2)}$	$P_D^{(3)}$	$P_D^{(4)}$
2	21.70	21.70	21.70	21.70
3	2.00	3.00	2.40	5.00
4	4.00	5.00	7.60	8.00
5	94.20	94.20	94.20	94.20
6	0.030	0.050	0.080	0.100
7	15.00	18.00	22.8	24.00
8	30.00	30.00	30.00	30.00
10	3.00	5.00	5.80	13.00
12	8.00	6.00	10.00	11.20
14	5.00	6.00	11.20	10.00
15	7.00	9.00	9.20	12.00
16	3.00	5.00	6.20	6.00
17	7.00	10.00	8.20	12.00
18	2.00	4.00	3.50	6.00
19	6.00	9.00	9.00	11.00
20	0.00	2.00	3.20	4.00
21	15.00	20.00	9.50	21.00
23	2.10	3.00	17.50	5.00
24	7.00	10.00	0.00	12.00
26	3.00	5.00	6.00	8.70
29	1.00	2.00	2.40	3.00
30	9.00	11.00	10.6	14.00

Dans une deuxième étape on va prendre en compte aussi les puissances transmises dans les lignes en prendre en compte les contraintes normales des lignes de transport. Sachant que les lignes 1, 2 et 5 sont les lignes les plus sensibles. La charge floue va être elle-même aussi surchargé de 5%, 10% et 15%.

La valeur du nombre flou z (qui est la fonction d'appartenance composée à partir du minimum de toutes les fonctions d'appartenances de la fonction de coût et les contraintes floues) ainsi que les coût optimaux flous correspondants pour aux trois surcharges de la puissance demandée sont données dans le tableau IV-7. Les contraintes forcées des puissances actives transmises pour les trois lignes 1, 2 et 5 sont montrées dans le tableau IV-8. La puissance active et réactives transportés dans toutes les lignes électriques du réseau 30 jeux de barres sont montrées respectivement dan les figures (IV-5) et (IV-6).

On constate d'après les tableaux (IV-7et IV 8) et les figures (IV 5 et IV 6) a suivant :

L'augmentation de la gamme des charges floues de 5%, 10% et 151% engendre une augmentation dans le transit des puissances actives et réactives dans les lignes. Cette augmentation est nettement importante pour les puissances actives que les puissances réactives. On remarque aussi que le coût optimal flou qui tient compte de la surcharge de la puissance demandée et les contraintes normales dans les lignes deviennent plus importants. Il faut savoir que l'augmentation de l'intervalle fixe des charges floues mène à une surestimation du comportement du système dans un environnement incertain.

Tableau IV-7 Nombre flou et coût optimal en fonction de la surcharge de la puissance demandée.

Cas	Coût désiré C_0 (\$/h)	Variation du coût δ_{c_0} (\$/h)	Nombre flou Z	Coût optimal (\$/h)
105%	840.00	57.511	0.75	1031.80
110%	840.00	57.511	0.66	1095.46
115%	840.00	57.511	0.33	1164.08

Tableau IV-8 Puissances actives transmises forcées pour une sur charge de la puissance demandée (5%, 10%, 15%)

N^0 Ligne	i-j	Limite normale (MW)	Limite d'urgence (MW)	Pi-j (MW) (Surcharge de Pd de 5%)	Pi-j (MW) (Surcharge de Pd de 10%)	Pi-j (MW) (Surcharge de Pd de 15%)
1	1-2	80.00	140.00	113.66	124.79	136.05
2	1-3	40.00	82.80	57.32	62.05	66.80
5	2-5	40.00	82.80	53.32	69.87	74.17

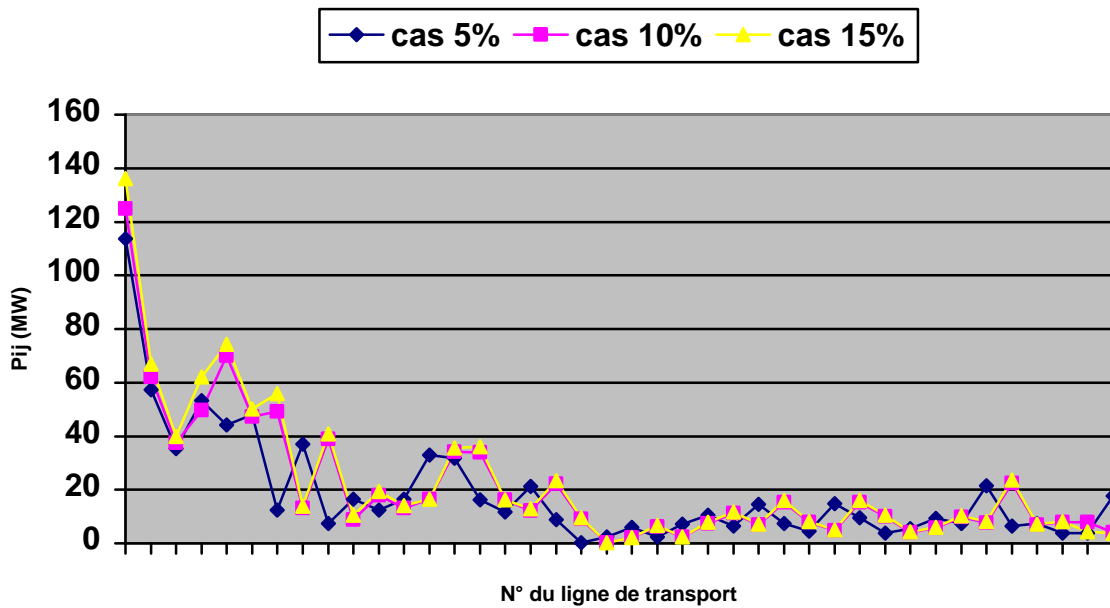


Figure IV-5 La puissance active transmise dans chaque branche pour une surcharge de 5%; 10% et 15%

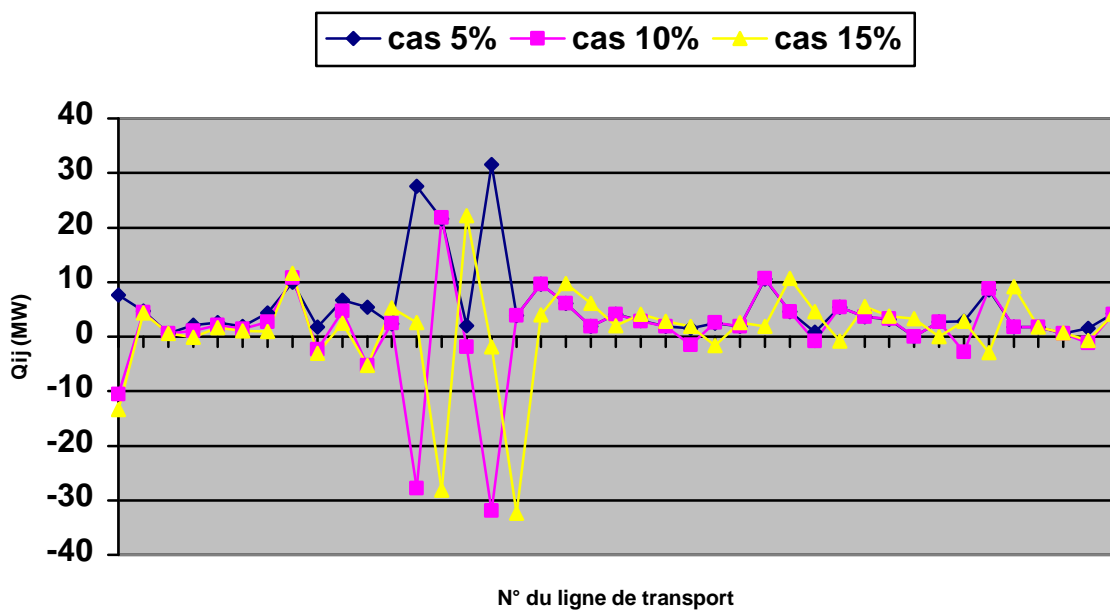


Figure IV-6 La puissance réactive transmise dans chaque branche pour une surcharge de 5%; 10% et 15%

VI-3 Conclusion

Une application des ensembles flous au problème de la répartition optimale de puissance, a été exposée en détail. L'incertitude qui caractérise les contraintes de fonctionnement, ainsi que la fonction coût, ont été modélisées par des nombres flous de formes demi - trapézoïdales.

La méthodologie adoptée a été de convertir la formulation floue en une formulation conventionnelle, en utilisant les opérations de base des ensembles flous. Un algorithme basé sur

la programmation linéaire successive (SLP), a été utilisé pour résoudre le nouveau problème obtenu.

VI -1-Introduction	66
VI-2 Test de l'algorithme FOPF avec des contraintes souples sur les puissances transportées par les lignes.....	66
VI-2.1 Réseau électrique de 6 jeux de barres:.....	66
VI-2.2 Réseau test IEEE 30-bus:.....	70
VI-2.2 .1 FOPF en tenant compte le surcharge des lignes	70
VI-2.2.2 OPF en tenant compte l'augmentation de la puissance demandée	75
VI-3 OPF en tenant compte l'incertitude de la charge.....	76
VI-3 Conclusion	79

Conclusion Générale

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant la logique floue dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité pour les problèmes complexes.

Les systèmes électriques ont de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ils ont la nécessité en premier lieu de maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, celle-ci ne pouvant pas être stockée en grande quantité. Cet équilibre s'établit naturellement dans une certaine mesure, mais au détriment de la stabilité en fréquence et en tension puisque la demande électrique elle est fluctuante et incertaine et la puissance transmissible dans les lignes est contrainte par la limite thermique de la ligne.

Nous avons présenté dans ce travail la répartition optimale de l'écoulement de puissance sur les générateurs interconnectés dans le réseau électrique en tenant compte de l'incertitude de la puissance demandée et les contraintes souples sur les puissances actives et réactives transportées par les lignes de transport. Le dispatching économique minimise le coût de production de l'énergie électrique tout en gardant un bilan de puissances équilibré entre la génération et la consommation.

La logique floue est très proche du processus de la pensée humaine "quotidienne". Elle met en œuvre un jeu de règles comme, implicitement, nous en utilisons chaque jour.

La répartition optimale de puissance se fait en temps réel, cette méthode a montré une convergence rapide vers l'optimum pratique qui tient en compte la complexité des réseaux électriques dont on peut prendre en compte les paramètres incertains par l'application de la logique floue.

La méthodologie adoptée a été de convertir la formulation floue en une formulation conventionnelle, en utilisant les opérations de base des ensembles flous. Un algorithme basé sur la programmation linéaire successive (SLP), a été utilisé pour résoudre le nouveau problème obtenu.

Il faut noter que des gains significatifs en coût de production peuvent être obtenus, si des dépassements légers des limites normales de fonctionnement, sont autorisés.

Concernant la vitesse de calcul, le programme du dispatching économique de l'écoulement de puissance proposé basé sur la logique floue a été testé et validé sur des réseaux électriques de petite et de moyenne taille. Nous avons constaté qu'il converge rapidement. Les résultats

numériques des tests montrent que l'OPF flou (FOPF) est équivalent à l'OPF conventionnel qui a une solution acceptable.

L'efficacité de la recherche d'optimum effectuée par la logique floue permet d'envisager le traitement du problème de complexité non polynomiale de taille importants en un temps raisonnable.

En perspective, nous proposons d'appliquer les ensembles flous sur l'optimisation de l'écoulement de puissance multi-objective, comme la minimisation de la fonction de coût et en même temps les pertes de puissances dans les lignes de transmissions et la déviation minimale des tensions de leurs valeurs nominales ainsi que la minimisation des émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère par les centrales thermiques qui constitue et plus de 80% des centrales existantes dans le réseau algérien.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **W.D. Stevenson**, "Elements of Power System Analysis", New York, NY: McGraw Hill, Inc, 1994.
- [2] **H. W. Dommel and W. F. Tinney**, "Optimal Power Flow Solutions," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, Oct. 1968, pp.1866-1876
- [3] **Mario Alberto RIOS** « Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Electriques avec Compensateurs le Puissance Réactive – SVC –», Thèse Institut National Polytechnique de Grenoble, 24 Septembre 1998
- [4] **L. Gyugyi, A**” Unified Power-Flow Control Concept for Flexible AC Transmission Systems,” .IEEE Proc. - C, Vol. 139, No. 4, July 1992.
- [5] **H. Wayne Beaty** "Handbook of Electric Power Calculations". New York, NY: McGraw-Hill, Inc., 2001.
- [6] **Jean-Michel GLACHANT**, “Les réseaux électriques et les conséquences économiques de la dérégulation”, ADIS WORKING PAPER n° 2001-02.
- [7] **Yuryevich J. and Wong K.P.**, "Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm " IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14(4), Nov.1999, pp. 1245-1250.
- [8] **P. Kundur**, "Power System Stability and Control", New York, NY: McGraw Hill, Inc., 1994.
- [9] **J.P. Barret** "Simulation des Réseaux Electriques", Direction des Etudes et Recherches EDF, Editions Eyrolles, 1997
- [10] **T. Bouktir**, "Application de la Programmation Orientée Objet à l’Optimisation de L’Ecoulement de Puissance", Thèse Doctorat, Université de Batna, 2004.
- [11] **A.J. Wood & B.F. Wollenberg**, "Power Generation Operation and Control", New York, NY, John Wiley & Sons, Inc, 1984, pp. 39,517
- [12] **T. Bouktir** "Application de la Méthode du Gradient à l’Optimisation de l’Ecoulement de Puissance" Mémoire de magistère, université d’Annaba, Algérie, 1998.
- [13] **J. Carpentier**, "Contribution à l’étude du Dispatching Economique", Bulletin Société Française Electriciens, Vol. 3, August 1962.
- [14] **A.Messaoui** «Dispatching Economique Des Réseaux Electrique par Les Méthodes Numériques” Mémoire de magister, université de Batna (2001).

- [15] **K.M Srijib et R. Agustin** " Optimal Power Flow by Linear Programming Based optimisation " IEEE Transactions on Power Systems, 1992.
- [16] **R.Labdani** "Optimisation De L'écoulement De puissance Dans Un Marché de L'électricité Libère Par Essaims De Particules " Mémoire de magistères, université d'Oum El-Bouaghi (2007)
- [17] **Hans-Paul Schwefel**, "Numerical optimization of Computer models", John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 1981.
- [18] **CUI-RU WANG, HE-JIN YUAN, ZHI-QIANG HUANG, JIANG-WEI ZHANG, CHENJUN SUN.** "A modified particle swarm optimization algorithm and its application in optimal power flow problem," IEEE Proceeding of the fourth International Conference on machine. Learning and Cybernetics, Guangzhou, 18-21 August 2005.
- [19] **J.D. Weber** "Implementation of a Newton-Based Optimal Power Flow into a Power System Simulation Environment" Master Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign, 1997.
- [24] **Sayah Samir** "Application des Ensembles Flous à la Répartition Optimale de la Puissance dans les Réseaux Electriques" Mémoire de Magister, Université de Sétif, 2005.
- [20] **D.I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes & W.F. Tinney**, "Optimal Power Flow by Newton Approach" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103,
- [21] **Roa-Sepulveda C.A., Pavez-lazo B.J.**, "A Solution to the Optimal Power Flow Using Simulated Annealing ", Electrical Power and Energy Systems, 25 (2003),
- [23] **H. Habibollahzadeh, G.X. Luo** " Hydrothermal Optimal Power Flow Based on a Combined Linear and Nonlinear Programming Methodology" IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, N°2, May 1989.
- [24] **G.L. Torres, V.H. Quintana** " Optimal Power Flow via Interior Point Methods: an Educational Tool in Matlab " IEEE CCECE'96, 0-7803-3143-5 – 1996.
- [25] **F. Palacios-Gomez** "Nonlinear Optimization by Successive Linear programming" Management Science, Vol. 28, N° 10, October 1982, USA.
- [26] **A. Soos**, "An Optimal Adaptive Power System Stabilizer", PHD. Thesis, University Of Calgary, October 1997
- [27] **K. Tomosovic, M.Y. Chow** "Tutorial on Fuzzy Logic Applications in Power Systems", IEEE-PES, Winter Meeting in Singapore, January 2000.
- [28] **Y. Li, P. B. Luh and X. Guan**, "Fuzzy Optimization-Based Scheduling of Identical Machines with Possible Breakdown," Proc. of IEEE 1994 International Conference on Robotics and Automation, San Diego, CA, May 1994, pp. 3347-3452.

- [29] **V. Miranda and J. T. Saraiva**, "Fuzzy Modeling of Power System Optimal Load Flow," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp. 843-949.
- [30] **W. Mielczarski**, "Fuzzy Logic Techniques in Power Systems", New York, Physica-Verlag Heidelberg, 1998.
- [31] **X. Guan, W.H.E. Liu** "Application of a Fuzzy Set Method in an Optimal Power Flow", ELSEVIER, Electric Power Systems Research, 34 (1995) 11 - 18, January 1995
- [32] **K.H. Abdul-Rahman, and S.M. Shahidehpour** , "Static Security in Power System Operation with Fuzzy Real Load Constraints," IEEE Trans. On Power Systems, Vol.10, No.1, 1995, pp77-87.

ANNEXE : A**A.1 Eléments du gradient du à la fonction coût (fonction objective)**

$$\frac{\partial L}{\partial p_{gi}} = B_i + 2 y_i p_{gi}$$

A.2 Eléments du gradient du aux équations de l'écoulement de puissance

$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = \sum_k \lambda_{pk} \left[\frac{\partial p_k}{\partial V_i} \right] + \sum_k \lambda_{qk} \left[\frac{\partial Q_k}{\partial V_i} \right], \quad \frac{\partial L}{\partial \theta_i} = \sum_k \lambda_{pk} \left[\frac{\partial p_k}{\partial \theta_i} \right] + \sum_k \lambda_{qk} \left[\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} \right]$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_{pk}} = \Delta p_k, \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda_{qk}} = \Delta Q_k, \quad \frac{\partial L}{\partial p_{gi}} = -\lambda_{pk}$$

A.3 Eléments du gradient du aux puissances max. et min. des générateurs

$$\frac{\partial L}{\partial p_{gi}} = \bar{\mu}_{pi} - \underline{\mu}_{pi}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{\mu}_{pi}} = p_{gi} - p_{gi \max}, \quad \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}_{pi}} = p_{gi \min} - p_{gi}$$

A.4 Eléments du gradient du aux puissances apparentes des lignes

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \mu_{skm} \left[\frac{\partial |S_{km}|^2}{\partial x} \right], \quad \text{avec } x = V_k, V_m, \theta_k \text{ ou } \theta_m$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_{skm}} = |S_{km}|^2 - |S_{km \max}|^2$$

A.5 Eléments du gradient du aux tensions min. et max. des jeux de barre

$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = \bar{\mu}_{pi} - \underline{\mu}_{pi}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{\mu}_{pi}} = V_i - V_{i \max}, \quad \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}_{pi}} = V_{i \min} - V_i$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

$$d\delta = \begin{bmatrix} d\delta_2 \\ d\delta_n \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

On définit aussi la matrice Jacobinne dimension $(n-1) \times (n-1)$:

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

On peut écrire l'équation (A.4) sous forme compacte, en fonction de ces vecteurs et la matrice :

$$dP_1 = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right)^T \cdot d\delta \quad (\text{A.7})$$

$$dP = \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \cdot d\delta$$

La dernière équation est inversée premièrement :

$$d\delta = \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right)^{-1} \cdot dP$$

Si $d\delta$ est substitué dans la première équation de l'équation on obtient :

$$dP_1 = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right)^T \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right)^{-1} \cdot dP = \alpha \cdot dP \quad (\text{A.8})$$

Et la matrice du produit :

$$\alpha = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \delta} \right)^T \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right)^{-1} \quad (\text{A.9})$$

C'est la matrice de $(n-1)$ dimensions, qui peut s'écrire sous forme :

$$\alpha = [\alpha_2, \alpha_3, \dots, \alpha_n] \quad (\text{A.10})$$

Si on remplace l'équation (A.8) dans l'équation (A.2) on obtient :

$$dP_L = \alpha \cdot dP + \sum_{i=2}^n dP_i \quad (\text{A.11})$$

$$dP_L = (1 + \alpha_2)dP_2 + (1 + \alpha_3)dP_3 + \dots + (1 + \alpha_n)dP_n \quad (\text{A.12})$$

La dernière équation est importante, car elle nous donne l'augmentation dans la puissance Totale des pertes P_1 qui résulte de l'augmentation dans les puissances P_i des bus ou les puissances générées P_{Gi} .

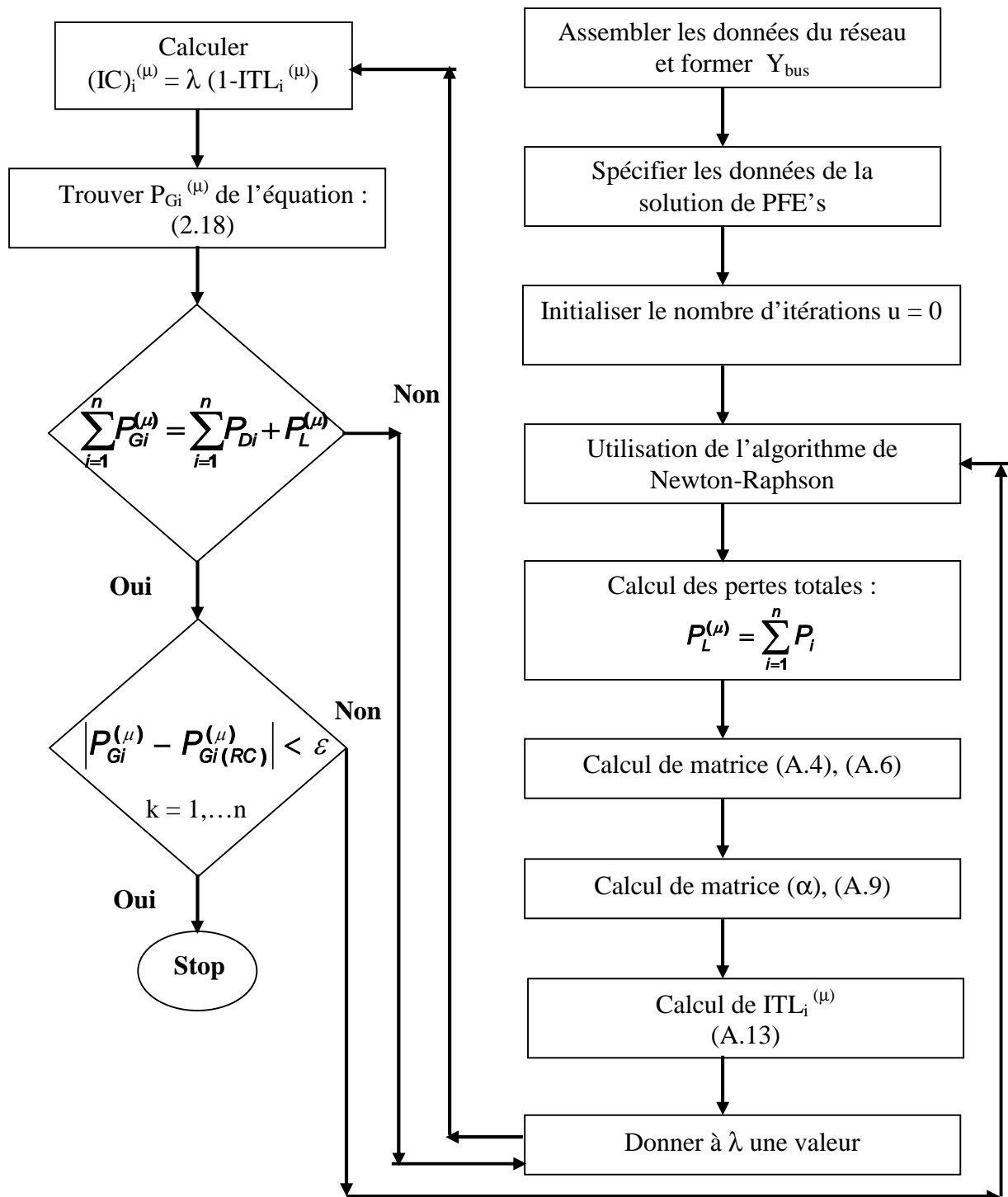
Exactement, si on conserve les puissances de tous les générateurs constants sauf P_{G1} , alors l'équation (A.12) nous donne la dérivée partielle

$$\frac{dP_L}{dP_{Gi}} = \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} = (ITL)_i = 1 + \alpha_i \quad \text{Pour } i = 2, \dots, N \quad (\text{A.13})$$

Aussi, dP_1 est indépendante de dP_{Gi} nous avons :

$$(ITL)_1 = 0 \quad (\text{A.14})$$

ORGANIGRAMME DU DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL



ANNEXE : C

Données des Réseaux Electriques

Tableau 1 : Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à J.B

Du $J.B$	Au $J.B$	r ($p.u$)	x ($p.u$)	$b/2$ ($p.u$)
1	2	0.10	0.20	0.040
1	4	0.05	0.20	0.040
1	5	0.08	0.30	0.060
2	3	0.05	0.25	0.060
2	4	0.05	0.10	0.020
2	5	0.10	0.30	0.040
2	6	0.07	0.20	0.050
3	5	0.12	0.26	0.050
3	6	0.02	0.10	0.020
4	5	0.20	0.40	0.080
5	6	0.10	0.30	0.060

Tableau 2 : Données des jeux de barres du réseau électrique à 6 J.B.

Numéro $J.B$	Type	P_d (MW)	Q_d ($MVAR$)	V ($p.u$)	δ ($degré$)	V_{min} ($p.u$)	V_{max} ($p.u$)
1	Réf	0.000	0.000	1.05	0.00	1.05	1.05
2	PV	0.000	0.000	1.05	0.00	1.05	1.05
3	PV	0.000	0.000	1.07	0.00	1.07	1.07
4	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00	0.95	1.05
5	PV	70.00	70.00	1.00	0.00	0.95	1.05
6	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00	0.95	1.05

Tableau 3 : Données des générateurs du réseau électrique à 6 J.B.

N $J.B$	P_g (MW)	Q_g ($MVAR$)	Q_{max} ($MVAR$)	Q_{min} ($MVAR$)	$P_{g\ max}$ (MW)	$P_{g\ min}$ (MW)	γ ($\$/MW^2h$)	β ($\$/MWh$)	α ($\$/h$)
1	0	0	100	400	200	50	0.00533	11.669	213.1
2	50	0	100	400	150	37.5	0.00889	10.333	200
3	60	0	100	400	180	40	0.00741	10.833	240

Tableau 4 : Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 30 J.B

<i>Du</i> <i>J.B</i>	<i>Au</i> <i>J.B</i>	<i>r</i> (<i>p.u</i>)	<i>x</i> (<i>p.u</i>)	$\frac{b}{2}$ (<i>p.u</i>)
1	2	0.02	0.06	0.03
1	3	0.05	0.19	0.02
2	4	0.06	0.17	0.02
3	4	0.01	0.04	0.00
2	5	0.05	0.20	0.02
2	6	0.06	0.18	0.02
4	6	0.01	0.04	0.00
5	7	0.05	0.12	0.01
6	7	0.03	0.08	0.01
6	8	0.01	0.04	0.00
6	9	0.00	0.21	0.00
6	10	0.00	0.56	0.00
9	11	0.00	0.21	0.00
9	10	0.00	0.11	0.00
4	12	0.00	0.26	0.00
12	13	0.00	0.14	0.00
12	14	0.12	0.26	0.00
12	15	0.07	0.13	0.00
12	16	0.09	0.20	0.00
14	15	0.22	0.20	0.00
16	17	0.08	0.19	0.00
15	18	0.11	0.22	0.00
18	19	0.06	0.13	0.00
19	20	0.03	0.07	0.00
10	20	0.09	0.21	0.00
10	17	0.03	0.08	0.00
10	21	0.03	0.07	0.00
10	22	0.07	0.15	0.00
21	22	0.01	0.02	0.00
15	23	0.10	0.20	0.00
22	24	0.12	0.18	0.00
23	24	0.13	0.27	0.00
24	25	0.19	0.33	0.00
25	26	0.25	0.38	0.00
25	27	0.11	0.21	0.00
28	27	0.00	0.40	0.00
27	29	0.22	0.42	0.00
27	30	0.32	0.60	0.00
29	30	0.24	0.45	0.00
8	28	0.06	0.20	0.02
6	28	0.02	0.06	0.01

Tableau 5 : Données des jeux de barres du réseau électrique à 30 J.B.

N J.B	Type	P_d (MW)	Q_d (MVAR)	V (p.u)	δ (deg ré)	V_{\min} (p.u)	V_{\max} (p.u)
1	Réf	0.000	0.000	1.06	0.00	0.95	1.10
2	PV	21.70	12.70	1.043	0.00	0.95	1.10
3	PQ	2.400	1.200	1.000	0.00	0.90	1.10
4	PQ	7.600	1.600	1.000	0.00	0.90	1.10
5	PV	94.20	19.00	1.010	0.00	0.95	1.10
6	PQ	0.000	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
7	PQ	22.80	10.90	1.000	0.00	0.90	1.10
8	PV	30.00	30.00	1.010	0.00	0.95	1.10
9	PQ	0.000	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
10	PQ	5.800	2.000	1.000	0.00	0.90	1.10
11	PV	0.000	0.000	1.082	0.00	0.95	1.10
12	PQ	5.800	7.500	1.000	0.00	0.90	1.10
13	PV	0.000	0.000	1.071	0.00	0.95	1.10
14	PQ	11.20	1.600	1.000	0.00	0.90	1.10
15	PQ	0.000	2.500	1.000	0.00	0.90	1.10
16	PQ	6.200	1.800	1.000	0.00	0.90	1.10
17	PQ	8.200	5.800	1.000	0.00	0.90	1.10
18	PQ	3.500	0.900	1.000	0.00	0.90	1.10
19	PQ	9.000	3.400	1.000	0.00	0.90	1.10
20	PQ	3.200	0.700	1.000	0.00	0.90	1.10
21	PQ	9.500	11.20	1.000	0.00	0.90	1.10
22	PQ	2.200	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
23	PQ	17.50	1.600	1.000	0.00	0.90	1.10
24	PQ	0.000	6.700	1.000	0.00	0.90	1.10
25	PQ	3.200	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
26	PQ	8.700	2.300	1.000	0.00	0.90	1.10
27	PQ	0.000	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
28	PQ	0.000	0.000	1.000	0.00	0.90	1.10
29	PQ	2.400	0.900	1.000	0.00	0.90	1.10
30	PQ	10.60	1.900	1.000	0.00	0.90	1.10

Tableau 6 : Données des générateurs du réseau électrique à 30 J.B.

N J.B	P_g (MW)	Q_g (MVAR)	Q_{\max} (MVAR)	Q_{\min} (MVAR)	$P_{g \max}$ (MW)	$P_{g \min}$ (MW)	γ (\$/MW ² h)	β (\$/MWh)	α (\$/h)
1	0.0	0.0000	200	20	200	50	0.00375	2.00	0
2	80	27.687	100	20	80	20	0.01750	1.75	0
5	50	21.544	80	15	50	15	0.06250	1.00	0
8	20	22.933	60	15	35	10	0.00830	3.25	0
11	20	38.883	50	10	30	10	0.02500	3.00	0
13	20	40.345	60	15	40	12	0.02500	3.00	0