

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED SEDDIK BEN YAHIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMET D'ELECTROTECHNIQUE



Mémoire de Fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

THEME

***OPTIMISATION MULTI-OBJECTIFSDES
TRANSITES DE PUISSANCE ELECTRIQUE***

Réalisé par :

CHEHBOUB ImedEddine

Encadré par :

Pr : Mohammed MELIT

Année universitaire : 2020/2021

Remerciement

On tient tout d'abord à remercier le bon Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force, la volonté et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Nos sincères remerciements pour notre encadreur Pr :Mohamed MELIT pour ses précieux conseils et ses aides durant toute la période du travail.

Un remerciement très particulier à mon enseignant et formateur Pr.Bachir NEKHOUL, qui m'a soutenu face à tous obstacles le long de mon chemin, et qui grâce à lui je suis aujourd'hui là.

Je remercie Dr.Basma HARRAT et Dr.Mahmoud-Riad BEGHOUL pour leur soutien, patience, disponibilité et leurs encouragements qui ont été d'une grande aide.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

Dédicace

Je dédie ce projet de fin d'études

Aux deux êtres les plus chers, mes parents

"Mohamed & Leila"

Tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je vous porte, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que vous n'avez jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon bien-être. C'est à travers vos encouragements que j'ai opté pour la réussite dans mes études, et c'est à travers vos critiques que je me suis réalisée. J'espère avoir répondu aux espoirs que vous avez fondés en moi.

Je vous rends hommage par ce modeste travail en guise de ma reconnaissance éternelle et de mon amour infini. Que Dieu tout puissant vous garde et vous procure santé, bonheur et longue vie

A ma seule sœur "Imen" et mon unique frère "AbdElmounaim"

Je ne peux exprimer à travers ses lignes tous mes sentiments d'amour et de tendresse envers vous deux, j'espère que je vous ai servi de bon exemple pour faire mieux que moi. Je vous souhaite une vie pleine de réussite, de santé et de bonheur.

A mon ami "Yacine", à tous mes amis et à tous mes professeurs.

IMED EDDINE

Introduction Générale.....	01
----------------------------	----

Chapitre I : Généralité sur la conduite optimale des réseaux électriques

I. Introduction.....	03
II. Architecture d'un réseau électrique.....	03
III. Topologies des réseaux électriques.....	04
III.1 Réseau maillé.....	04
III.2 Réseau bouclé.....	05
III.3 Réseau radial.....	05
III.4. Réseau arborescent.....	06
IV. Spécifications techniques d'exploitation en régime normal.....	06
IV.1. Disposition des installations de production : Réglage de la tension	06
IV.1.1 Modes de réglage de tension	07
IV.2. Disposition des installations de production : Réglage de la fréquence	07
IV.2.1. Réglage Primaire.....	08
IV.2.2. Réglage Secondaire	08
IV.2.3. Réserve tertiaire	09
V. Gestion moderne de l'énergie.....	09
V.1. Gestion de l'offre et de la demande.....	09
V.2. Vers un réseau interactif.....	11
VI. Fonctionnement.....	12
VII. Conclusion.....	13

Chapitre II : Calcul du load flow

I. Introduction.....	14
II. Puissance transmise par une ligne électrique.....	14
III. Problème de l'écoulement de puissance.....	15
III.1. Formulation du problème de l'écoulement de puissance.....	15
III.2. Résolution des équations de l'écoulement de puissance.....	17
III.2.1. Méthode de Gauss-Seidel.....	17
III.2.2. Méthode de Newton-Raphson.....	18
III.2.3. Comparaison entre les deux méthodes.....	19
IV. Ecoulement optimal de puissance.....	20
IV.1. Formulation mathématique.....	20
IV.1.1. Variables de contrôle.....	21
IV.1.2. Variables d'état.....	21
IV.2. Fonction objective.....	21
IV.2.1. Optimisation mono-objectif.....	22
IV.2.2. Optimisation multi-objectif.....	24
IV.3. Les contraintes.....	25
IV.3.1. Contraintes d'égalités.....	25
IV.3.2. Contraintes d'inégalités.....	25
V. Méthodes d'optimisation.....	26
V.1. Rappel mathématique.....	26
V.2. Classification des méthodes.....	27
V.2.1. Méthodes classiques.....	28

V.2.2. Méthodes basées sur l'intelligence artificielle 'AIM'	28
VI. Conclusion.....	29

Chapitre III : Application

I.Introduction.....	30
II. Calcul de l'écoulement optimal de puissance (réseau IEEE 30 nœuds).....	30
II.1. Validation.....	32
II.2. Optimisation Mono-Objectif.....	35
II.3. Optimisation multi-Objectifs.....	39
II.Conclusion.....	40
Conclusion générale.....	43

Liste des figures

Figure I.1. Architecture d'un réseau électrique.....	4
Figure I.2. Stratification du réseau d'énergie électrique (techniques de l'ingénieur).....	5
Figure I.3. Prévisions de la consommation.....	10
Figure I.4. Fonctions intelligentes du Smart Grid.....	11
Figure I.5. Fonctionnement des smart grids.....	12
Figure II.1. Ligne électrique alimentant une charge.....	14
Figure II.2. Schéma d'un réseau à n jeux de barres.....	16
Figure II.3. Comparaison des couts dans le cas mon et multi carburant.....	22
Figure II.4. Méthodes d'optimisation.....	28
Figure III.1. Schéma du réseau IEEE 30 nœuds.....	31

Liste des tableaux

Tableau II.1. Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson..... 19

Tableau II.2. Différence entre un algorithme classique et un algorithme génétique.....29

Tableau III.1. Coefficients de coût des générateurs pour réseau IEEE 30 nœuds.....31

Tableau III.2. Caractéristique du réseau IEEE 30 bus sous test.....32

Tableau III.3. Résultats publiés pour réseau IEEE 30 bus sous test32

Tableau III.4. Comparaison des résultats de nos simulations avec la littérature.....34

Tableau III.5. Dispatching économique « Mono-Objectif ».....35

Introduction générale

Introduction Générale

Le secteur d'énergie connaît des défis plus divers et plus sévères, les réseaux électriques plus particulièrement sont soumis à des exigences de plus en plus dures. En effet, les énergies fossiles se trouvent de plus en plus indésirables et introuvables. Le développement de nouveaux usages électriques et le besoin grandissant en matière d'énergie pousse vers la recherche de nouvelles ressources et de nouvelles politiques de gestion afin d'optimiser l'efficacité des réseaux, il faudra aussi bien continuer à assurer le meilleur équilibre possible entre la production et la consommation en assurant les meilleurs coûts possibles et en concédant moins de dégâts sur l'environnement.

Afin de répondre à ces exigences, le dispatcher du réseau électrique doit faire face à de nouveaux défis ; la réduction des gazes à effet de serre, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique et l'amélioration de l'efficacité énergétique en plus de son légitime devoir d'assurer en tout moment et en tout lieu, la couverture des puissances demandées par les utilisateurs, d'offrir une sécurité d'alimentation et veiller à la protection de l'environnement et garantir une qualité acceptable de l'énergie avec un coût aussi faible que possible.

Le dispatching économique est devenu alors un secteur fort important dans les réseaux électriques, où on doit satisfaire la demande avec une bonne gestion et une distribution pré-calculée des paquets d'énergie avec le moindre coût possible, en diminuant les pertes d'énergie par une meilleure efficacité, c'est-à-dire moins de combustible consommé, moins d'émissions et de déchets et plus de gains économiques et une bonne contribution à la préservation de l'environnement.

Dans le cadre de ce projet de fin d'études, nous traitons un problème d'optimisation des transites de puissance communément appelé « Optimal Load Flow » OLF, Notre objectif est d'analyser quelques problèmes d'optimisations sous contraintes en mono et en multi objectifs appliqués sur des réseaux normalisés appelés réseau IEEE. Pour réaliser notre travail, nous avons organisé notre mémoire de fin d'études en trois chapitres.

Le premier chapitre a été consacré à quelques généralités sur les réseaux électriques ainsi que leurs fonctions, nous avons complété notre étude avec un bref aperçu sur les exigences techniques pour la bonne conduite des réseaux électriques.

Dans le deuxième chapitre, nous avons détaillé quelques méthodes pour le calcul du Load Flow, le calcul de l'optimisation en passant en revue la définition de quelques fonctions objectives.

Le troisième chapitre a été réservé à la simulation de quelques configurations des réseaux IEEE 30 bus en utilisant la plateforme Matlab.

Notre travail est couronné par une conclusion générale et quelques perspectives.

I. Introduction

Aujourd'hui le réseau électrique est exploité au plus près de ces limites physiques. Ce qui n'avait pas d'importance avant, lorsque l'on sur-dimensionnait les ouvrages, nécessite maintenant une modélisation précise pour être sûr de ne pas faire effondrer le réseau. Modéliser le réseau pour simuler son fonctionnement permet entre autres de planifier les modifications à faire ou valider les plans de planification existant, étudier la stabilité du réseau, effectuer l'analyse du réseau pour valider des modèles mathématiques, faire des analyses de sécurité en conduite en temps réel pour aider le dispatcher.

Le grand nombre de phénomènes pouvant impacter un réseau électrique à toutes les échelles rend impossible la création d'un unique modèle. Heureusement, suivant l'objectif recherché, les phénomènes à prendre en compte ne sont pas les mêmes. Les ingénieurs ont donc créé quatre (04) grandes classes de perturbations basées sur la fréquence caractéristique et l'amplitude des phénomènes observés [I.1] :

- **Phénomènes quasi stationnaires** (calcul de répartition de puissance active et réactive, écroulement de tension).
- **Phénomènes dynamiques** lents (échangeurs thermiques des chaudières, échauffement des rotors des alternateurs, réglage secondaire de tension et de fréquence-puissance...).
- **Phénomènes transitoires électromécaniques** décrivant le comportement détaillé des rotors des générateurs.
- **Phénomènes électromagnétiques** (propagation des ondes de tension en cas de manœuvre d'ouvrage, de court circuit, de foudre ou lors du fonctionnement classique...).

Après ce bref aperçu nous nous intéressons dans ce travail de fin d'études à la modélisation de la répartition de puissance, base de tout calcul dynamique, l'étude de l'optimisation des réseaux électriques sera aussi abordée.

II. Architecture d'un réseau électrique

Un réseau d'énergie électrique est un système comprenant **production, transport, répartition et distribution** de l'énergie, étape finale pour l'alimentation des consommateurs domestiques. Le système est stratifié depuis la Haute Tension (HT maximum 400 kV en Europe) conçue pour interconnecter les centrales de production et transmettre la puissance

de ces centres de production vers les points de charges les plus importantes. La répartition s'effectue à un niveau plus faible (HT 70-150 kV) reliant le niveau de transport et le niveau de distribution (MT de 1 à 70 kV, BT < 1 kV). La figure I.1 illustre ce principe.

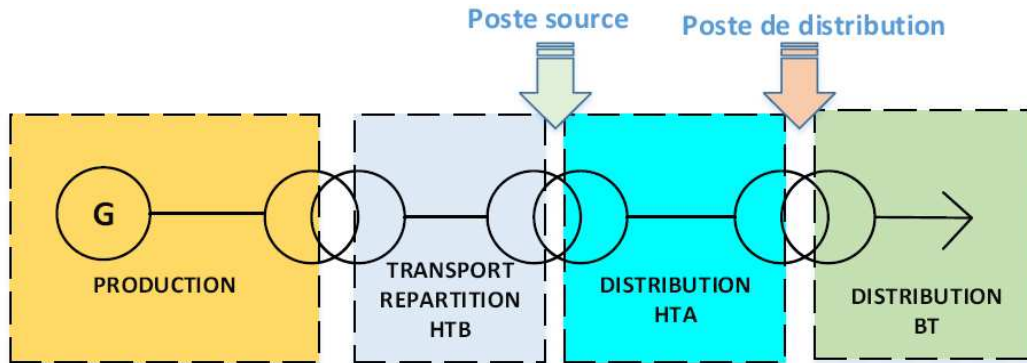


Figure I.1. Architecture d'un réseau électrique.

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

III. Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le *niveau fiabilité* recherché, la *flexibilité et la maintenance*, ainsi que les *coûts d'investissement et d'exploitation*. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrées sur la figure 1.2.

III.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les *réseaux de transport*. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage.

Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

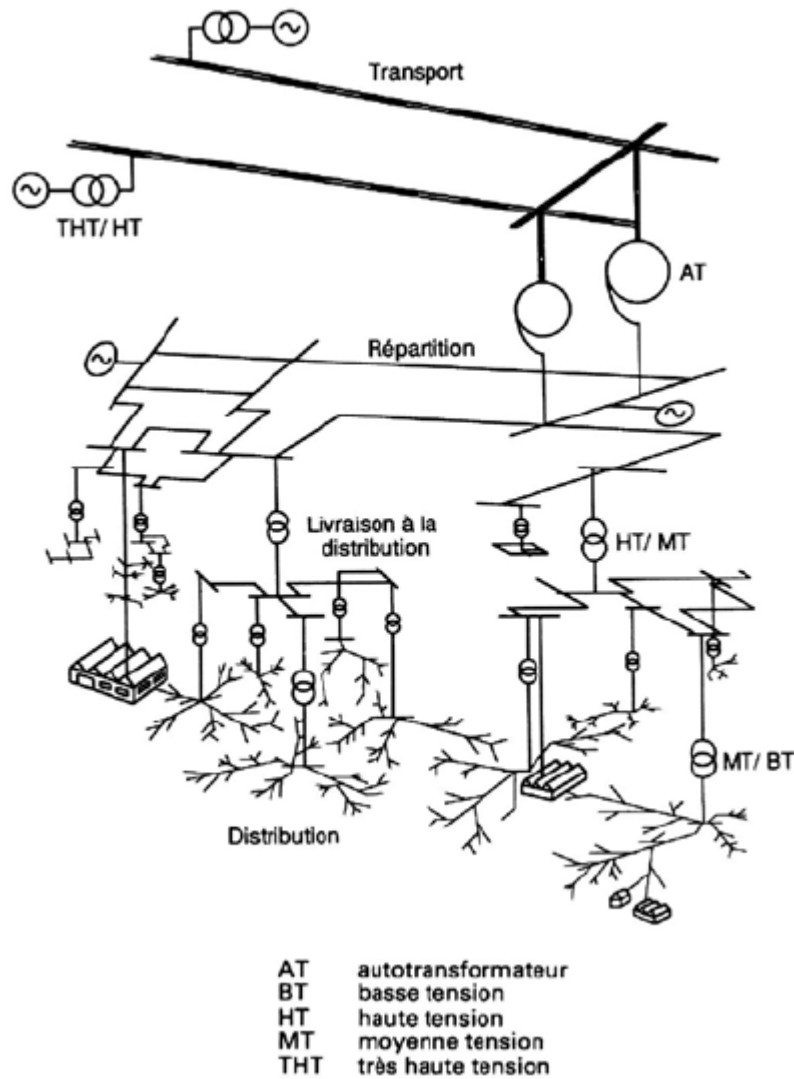


Figure I.2. Stratification du réseau d'énergie électrique.

III.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les *réseaux de répartition et distribution* MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

III.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la *distribution MT et BT*. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

III.4. Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en *milieu rural* et quelque fois en *milieu urbain* où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

IV. Spécifications techniques d'exploitation en régime normal

IV.1. Disposition des installations de production : Réglage de la tension

Toute installation de production d'électricité doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en fournissant et en absorbant de la puissance réactive. A cet effet les installations de production et leurs transformateurs de puissance doivent être conçus de façon à satisfaire les règles suivantes [I.2]:

1. Les groupes doivent être *capables de délivrer la puissance nominale* ;
2. Les *installations de production d'électricité* existantes ou en construction sont *conçues pour un $\cos(\varphi)$ nominal de 0,80*. Les nouvelles installations de production doivent être conçues *pour un $\cos(\varphi)$ de 0,85* ;
3. A puissance active nominale et $\cos(\varphi)$ nominal (0,80), l'installation de production d'électricité doit pouvoir *absorber au maximum une puissance réactive* $Q = -0,30 \times P_{\text{nom}}$ à la tension nominale ;
4. La plage de *réglage de la tension* d'une installation de production d'électricité doit être *de $\pm 7,5\%$ de U_n* ;
5. Les *installations de production doivent fonctionner* dans le domaine de fonctionnement défini par le *diagramme (P, U, Q) sans limitation de durée* en tout point situé dans ce domaine de fonctionnement normal ;
6. Le *transformateur de puissance* doit être *muni d'un régulateur à vide* avec cinq prises graduées -5 % ; -2,5 % ; 0 ; + 2,5 % ; +5 % du côté haute tension, quand il est raccordé au Réseau de Transport de l'Electricité (RTE) 220 kV ou plus, et avec trois prises graduées -5% , 0 , +5%. Quand il est raccordé au Réseau de Transport de l'Electricité 60kV. Le transformateur de puissance peut *être équipé d'un régulateur en charge* dont l'étendue de la plage de réglage doit être convenue avec l'Opérateur du Système ;

7. Les installations de production *doivent être munies de régulateurs permettant de contrôler la tension et/ou la puissance réactive* au point d'injection. Le système de réglage de tension doit être secouru d'un régulateur manuel de tension ;

8. Le *système de réglage de tension* doit être équipé *d'au moins d'un stabilisateur de tension à effet de variation de puissance*. Les installations de production peuvent selon le cas être équipées d'autres types de stabilisateurs.

IV.1.1 Modes de réglage de tension

Le réglage de tension peut être effectué selon deux modes :

Mode 1—Réglage de puissance réactive au point d'injection selon un programme de marche en puissance réactive, compte tenu du programme de marche en puissance active.

Mode 2—Réglage de tension au point d'injection selon une consigne fixée par l'exploitant sur ordre de l'Opérateur du Système. Ce réglage doit être réalisé dans les limites du domaine de fonctionnement normal de tension défini par le diagramme (P, U, Q).

Le mode de réglage et les valeurs de consigne sont définis par l'opérateur du système en fonction des besoins et des contraintes locales et compte tenu de la capacité de l'installation de production de l'électricité à assurer le réglage.

En cours de l'exploitation, le choix de la prise du transformateur principal de l'installation est défini par l'opérateur du système.

IV.2. Disposition des installations de production : Réglage de la fréquence [I.2]

- Les installations de production de l'électricité doivent être conçues pour contribuer au maintien en permanence de la fréquence du Réseau de Transport de l'Electricité (RTE) à une consigne de $50 \pm 0,2$ Hz.
- Les installations de production doivent avoir la capacité constructive pour fonctionner normalement dans la plage de fréquence entre 48 Hz et 52 Hz.
- Les installations de production de l'électricité doivent permettre un fonctionnement exceptionnel pour des durées limitées dans les plages de fréquence (46 Hz - 48 Hz) et (52 - 53 Hz).
- Les installations de production de puissance supérieure ou égale à 50 MW participent au réglage primaire de fréquence.

- Les installations de production disposant de capacité de réglage primaire doivent avoir un statisme compris entre 4 et 8 %.
- Les installations de production de puissance supérieure ou égale à 100 MW doivent être conçues pour participer au réglage secondaire puissance-fréquence, avec une demi-bande de réglage de 15 % à 20% de P_{nom} .

IV.2.1. Réglage Primaire

Les installations de production de l'électricité disposant d'une capacité constructive de réglage primaire doivent être équipées d'un régulateur de vitesse capable d'asservir la puissance de l'installation aux variations de la fréquence du Réseau de Transport de l'Electricité (RTE), en fonction du *statisme de l'installation*. Le seuil du statisme à afficher sur les installations sera convenu avec l'Opérateur du Système.

La zone d'insensibilité de ce régulateur doit être aussi faible que possible et dans tous les cas inférieure à ± 10 mHz. Si le régulateur présente des bandes mortes volontaires, celles-ci doivent être compensées par le producteur dans la zone de réglage concernée.

Chaque installation de production doit être capable de fournir la totalité de sa réserve primaire en un temps inférieur à 30 secondes et la moitié de cette réserve en moins de 15 secondes. Le fonctionnement du réglage primaire doit être possible du minimum technique jusqu'à la puissance maximale de l'installation.

IV.2.2. Réglage Secondaire

Les installations de production de l'électricité conçues pour fonctionner en réglage secondaire doivent satisfaire aux conditions suivantes :

- Le fonctionnement en réglage secondaire fréquence-puissance est possible du minimum technique jusqu'à la puissance maximale ;
- La prise de charge se fait avec un taux de variation minimum requis permettant d'épuiser complètement la bande de réglage en un temps n'excédant pas 10 minutes. Le taux de variation de puissance à afficher sur les installations doit être convenu avec l'Opérateur du Système ;
- L'ordre automatique de prise de charge élaboré par le réglage secondaire ou par le réglage primaire du régulateur de vitesse est exécuté sans qu'aucun retard supplémentaire ne soit introduit ;

- Les installations de production participant au réglage de fréquence primaire et secondaire doivent conserver leur capacité de fourniture de service de tension/puissance réactive.
- La puissance déclarée ainsi que la réserve tournante programmée doivent être garanties en permanence par le producteur.

IV.2.3. Réserve tertiaire

Les installations de production de l'électricité programmées pour constituer la réserve tertiaire sont mises à la disposition de l'Opérateur du Système. Ces installations sont utilisées, le cas échéant, pour garantir une réserve permettant d'assurer le maintien de la réserve secondaire qui pourrait être mobilisée du fait des contraintes du Réseau de Transport de l'Electricité et/ou modification du programme de production.

Les installations choisies, doivent satisfaire aux conditions d'arrêt et de démarrage rapide, (temps de démarrage < 15 minutes)

V. Gestion moderne de l'énergie

La production de l'électricité fait appel à plusieurs acteurs et différents types de technologies : le transport, la gestion, le marché de l'énergie et les nouvelles technologies d'informations. La fonction de transmission assure l'acheminement d'électricité à partir des moyens de production aux centres de distribution et aux gros consommateurs industriels. Les nœuds sont connectés par un système de lignes de transmission, avec un transformateur qui réduit ou augmente le voltage dans les nœuds selon une situation de production ou bien de distribution. Cette grille est considérée comme un monopole naturel et il serait très coûteux et peu efficace de la dupliquer [I.3].

V.1. Gestion de l'offre et de la demande

A chaque instant, il doit y avoir un équilibre entre la quantité d'énergie injectée et la quantité soutirée. Cette condition assure la faisabilité de la grille et maintient l'équilibre entre l'offre et la demande. Cela requiert une planification et une centralisation de l'information à partir de tous les participants au marché, ainsi qu'un partage adéquat de la ressource commune. Cela est généralement assuré par un seul opérateur connu par le nom d'opérateur du système ou de gestionnaire du réseau de transport comme le montre la Figure I.3.

Les fournisseurs en gros ou agrégateurs achètent de l'énergie à partir des producteurs pour la revendre après. La distribution locale de l'énergie est gérée par ces derniers. Ils réalisent l'approvisionnement de l'électricité et fournissent les services de base aux consommateurs finaux tels que la maintenance et la distribution.

La demande de l'électricité est cyclique et fortement volatile de par son utilisation au niveau de millions de consommateurs, donc en partie imprévisible. La demande est planifiée un jour, une semaine ou bien un an avant le marché en temps réel, cela étant donné les conditions économiques, sociales et météorologiques. Les prévisions de la consommation faites plusieurs jours à l'avance se basent sur les niveaux de consommation des jours précédents combinés à la prévision des conditions climatiques.

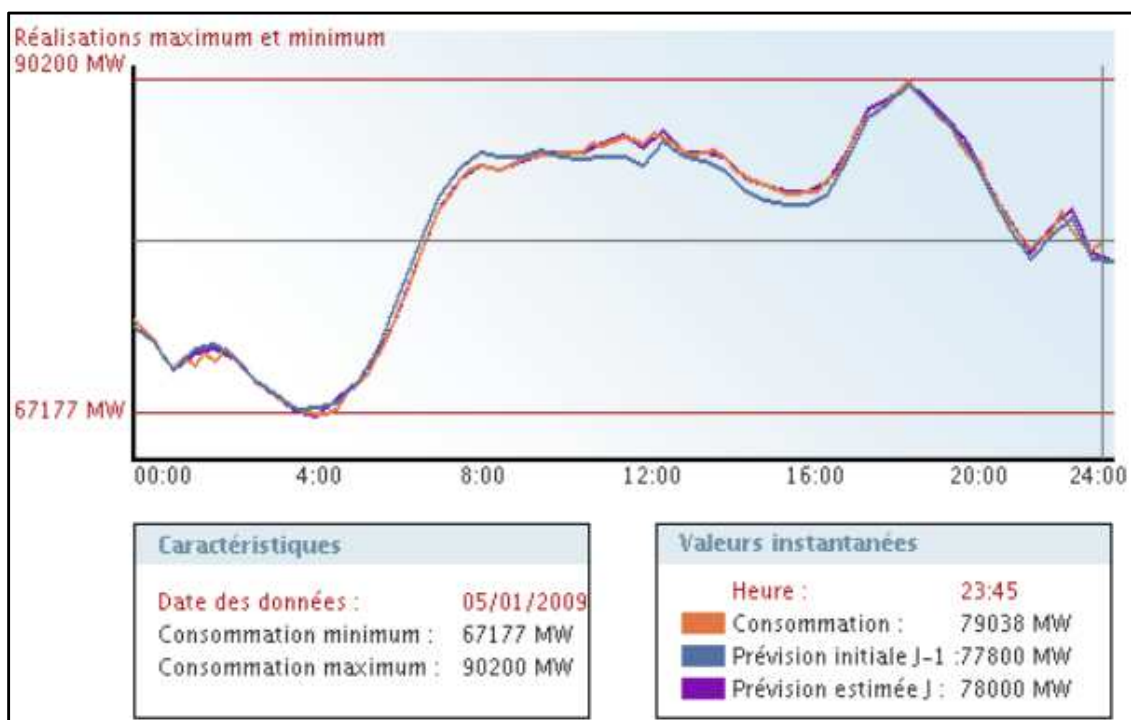


Figure I.3. Prévisions de la consommation [I.3].

L'opérateur du système veille à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Dans les marchés électriques dérèglementés, l'opérateur anticipe le niveau de la demande pour chaque intervalle de temps et organise un marché dans lequel les producteurs soumettent plusieurs offres de vente d'énergie. Pour chaque offre, le producteur indique un prix unitaire de vente et une quantité d'énergie proposée. Le prix de marché sera celui de la dernière offre acceptée, c'est à dire l'offre qui permet d'atteindre le niveau de la demande requis par l'opérateur du système.

La séquence des marchés d'énergie se termine avec le marché du temps réel. C'est le dernier moment où les participants peuvent acheter ou vendre de l'énergie pour chaque intervalle de livraison. En temps réel, les producteurs et les consommateurs injecteront ou soutireront une certaine quantité d'énergie sur chaque intervalle de livraison [I.3].

V.2. Vers un réseau interactif

Afin de gérer le réseau, il est nécessaire de procéder à des changements importants sans en perturber le fonctionnement. Cela se traduit dans le cadre de la grille par la mise en place d'un réseau de capteurs et compteurs intelligents pour communiquer les données de production et consommation afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Le Smart Grid sera alors communicant et interactif (figure I.4).

La notion de réseau plus efficace a pris une dimension planétaire et l'expression Smart Grids recouvre des dimensions différentes : certains y verront une solution numérique en aval compteur et destinée majoritairement aux clients résidentiels alors que d'autres considèrent qu'il s'agit d'une vision globale, transcendant la structure actuelle du marché énergétique pour générer des bénéfices pour tous [I.4].

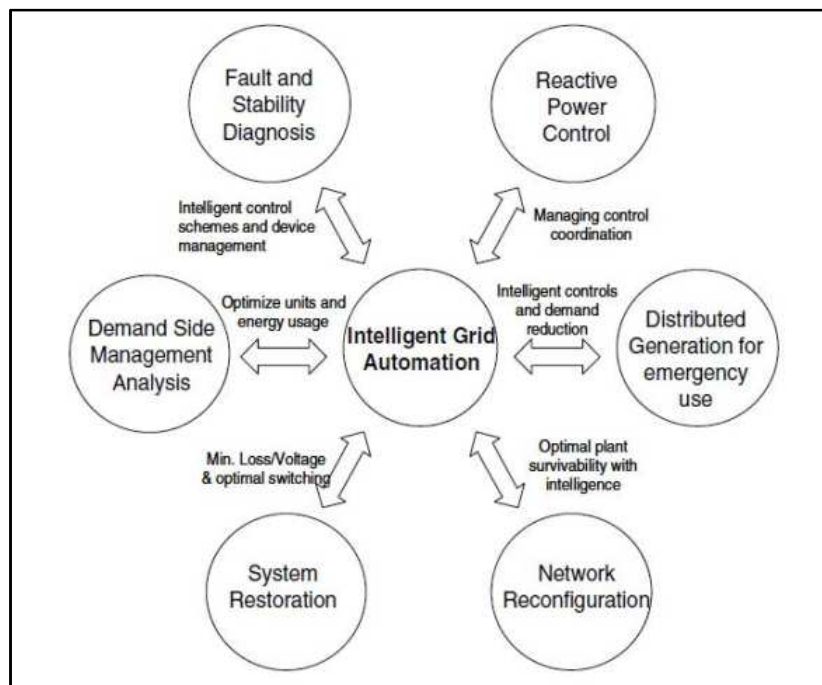


Figure I.4. Fonctions intelligentes du Smart Grid.

VI. Fonctionnement

Au sens large, un réseau électrique intelligent associe l'infrastructure électrique aux technologies numériques qui analysent et transmettent l'information reçue. Ces technologies sont utilisées à tous les niveaux du réseau : production, transport, distribution et consommation (figure I.5).

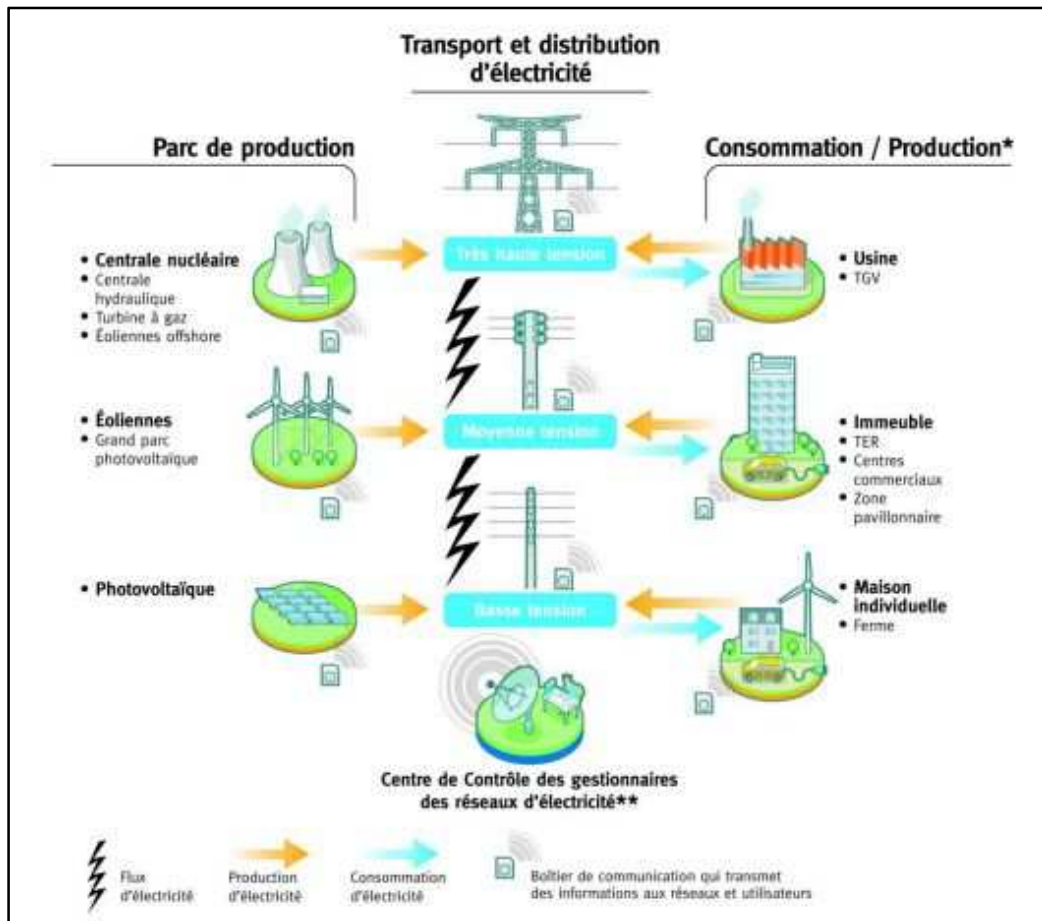


Figure I.5. Fonctionnement des smart grids.

Les réseaux électriques peuvent être définis selon quatre caractéristiques en matière de :

- **Flexibilité** : ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre la production et la consommation ;
- **Fiabilité** : ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux électriques ;
- **Accessibilité** : ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau ;
- **Economie** : ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation) [I.1].

VII. Conclusion

Dans ce contexte et compte tenu des enjeux, les réseaux électriques actuels doivent absolument s'adapter pour répondre aux exigences multiples, c'est-à-dire intégrer les nouvelles technologies de l'information et de la communication. Plus réactifs et communicants, ils permettront de répondre aux défis que constituent la maîtrise de la demande énergétique, la gestion de la pointe de consommation ainsi que l'intégration de la production électrique d'origine renouvelable,

En résumé, les réseaux électriques modernes doivent satisfaire un compromis technico-économique :

- Amélioreront l'efficacité énergétique des réseaux et des installations
- Aideront le gestionnaire pour produire une énergie plus économique,
- Faciliteront l'intégration de la production de sources renouvelables et décentralisée,
- Rendent actif le consommateur au sein du système électrique,
- Fourniront au consommateur la connaissance suffisante permettant un pilotage efficace de sa consommation.

Dans la suite de ce mémoire nous allons développer ces différents concepts sur la gestion optimale des réseaux électrique ; le deuxième chapitre sera consacré au développement de quelques éléments sur l'optimisation, nous allons définir les fonctions objectifs et les contraintes correspondants et cela en mono et multi objectifs.

I. Introduction

Les écoulements de puissances sont utilisés afin d'observer les tensions et les puissances à chacune des jeux de barres à l'aide de simulations permettant d'en comparer les résultats avec les tensions et puissances obtenues en temps réel lorsqu'il y a des changements ou des ajustements dans le réseau (perte de lignes, changement brusque de charges, etc.). Ils sont donc utilisés pour voir la réaction d'un réseau électrique lorsque celui-ci est en régime stable et permanent. Ceci permettra alors de prévoir comment gérer des situations où les conditions dans celui-ci changent. Pour ce faire, il faut utiliser différents outils mathématiques permettant de calculer l'écoulement de puissance, et ce, dans toutes les situations possibles [II.1].

II. Puissance transmise par une ligne électrique

La puissance électrique transportée par des lignes électriques est limitée à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge [II.1].

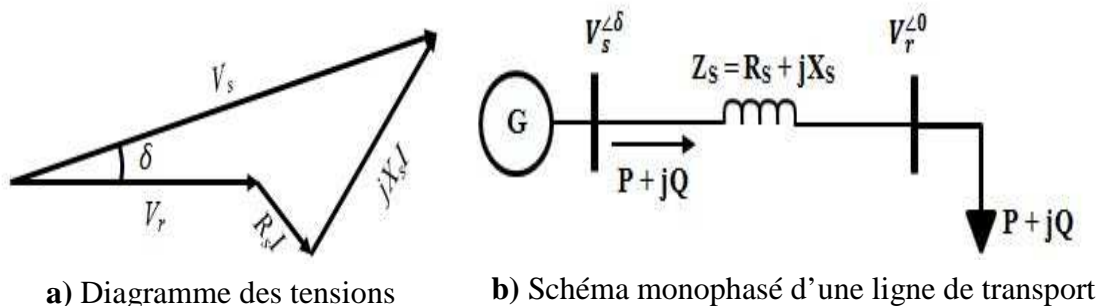


Figure II.1. Ligne électrique alimentant une charge.

La figure II.1 représente une ligne électrique alimentant une charge nous représentons par ses deux composantes P et Q , dans le but de calculer la répartition de puissance on admet généralement que la résistance de la ligne R_s est très faible vis-à-vis sa réactance X_s ($R_s \ll X_s$), l'impédance est donc : $Z_s = jX_s$.

En prenant la tension aux bornes de la charge V_r comme référence des phases (figure II.1(a)) et en négligeant la résistance R_s , le courant sera en phase avec V_r . La puissance demandée par la charge sera donnée par les équations qui suivent :

$$S_t = P + jQ = V_r I_r^* \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$$I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_s} \quad (\text{II.2})$$

$$P = \frac{V_s V_r}{X_s} \sin(\delta) \quad (\text{II.3})$$

$$Q = \frac{V_s V_r}{X_s} \cos(\delta) - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (\text{II.4})$$

Si la charge varie et aucune précaution n'est prise pour maintenir la tension V_r égale à V_s , alors à partir du diagramme de phase de la **Figure II.1(b)** :

$$V_r = V_s \cos(\delta) \quad (\text{II.5})$$

En remplaçant dans **(II.3)**, on aura :

$$P = \frac{V_s^2}{X_s} \sin(\delta) \cos(\delta) = \frac{V_s^2}{2X_s} \sin(2\delta) \quad (\text{II.6})$$

Dans ce cas on ne peut transporter qu'une puissance maximale pour un angle

$$\delta = 45^\circ \text{ égale à } : P_{max} = \frac{V_s^2}{2X_s}$$

Dans le cas où on maintient la tension V_r égale à V_s on peut avoir, depuis l'équation

$$\text{(II.3)}, \text{ une puissance maximale } : P_{max} = \frac{V_s^2}{X_s}$$

III. Problème de l'écoulement de puissance

III.1. Formulation du problème de l'écoulement de puissance

Le calcul de la répartition des puissances (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système :

- Les puissances active P et réactive Q .
- Le module V et la phase de la tension ϕ .

Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul.

Nous considérons le schéma représentatif du réseau suivant (**figure II.2**) :

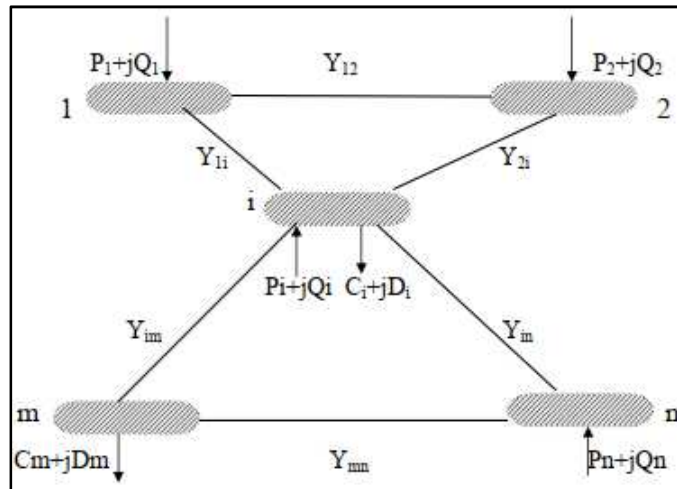


Figure II.2. Schéma d'un réseau à n jeux de barres.

Sachant que la puissance apparente S_i au nœud « i » est définie par:

$$S_i = I_i^* V_i \tag{II.7}$$

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \tag{II.8}$$

P_{Gi} et Q_{Gi} : les puissances actives et réactives générées pour un nœud « i ».

P_{Di} et Q_{Di} : les puissances actives et réactives demandées pour un nœud « i ».

La tension et le courant au nœud « i » sont exprimés sous forme trigonométrique par :

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} \tag{II.9}$$

$$I_i^* = \sum_{m=1}^n Y_{im}^* V_m^* \tag{II.10}$$

Avec : Y_{im} l'admittance de la branche i-m, exprimée par :

$$Y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \tag{II.11}$$

En combinant les équations (II.9), (II.10) et (II.11) avec (II.8), on aura :

$$S_i = \sum_{m=1}^n |V_i| e^{j\delta_i} (\rho_{im} - j\beta_{im}) (|V_m| e^{-j\delta_m}) \tag{II.12}$$

Après quelques manipulations mathématiques, l'expression de S_i devient:

$$\Rightarrow S_i = |V_i| \sum_{m=1}^n |V_m| \begin{bmatrix} \rho_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j \sin(\delta_i - \delta_m)] - \\ j\beta_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j \sin(\delta_i - \delta_m)] \end{bmatrix} \tag{II.13}$$

En remplaçons S_i par l'expression (II.8), on aura :

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \sin(\delta_i - \delta_m)] \\ Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cos(\delta_i - \delta_m)] \end{cases} \tag{II.14}$$

Ces équations non linéaires sont couramment résolues par des méthodes numériques telles que la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson [II.2].

III.2. Résolution des équations de l'écoulement de puissance

III.2.1. Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est une méthode itérative. Pour un système à plusieurs variables, elle utilise à chaque itération les grandeurs calculées les plus récentes.

En retirant la 2^{ème} équation de la 1^{ère} équation du système (II.14), on aura :

$$(P_{Gi} - P_{Di}) - \mathbf{j}(Q_{Gi} - Q_{Di}) = V_i \left[\begin{array}{l} \sum_{m=1}^n \{V_m [\rho_{im} \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \sin(\delta_i - \delta_m)]\} \\ -j \sum_{m=1}^n \{V_m [\rho_{im} \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cos(\delta_i - \delta_m)]\} \end{array} \right] \quad (\text{II.15})$$

Après quelques manipulations mathématiques, nous retrouvons les expressions compactes suivantes :

$$\begin{aligned} \Rightarrow (P_{Gi} - P_{Di}) - \mathbf{j}(Q_{Gi} - Q_{Di}) &= V_i \sum_{m=1}^n V_m e^{j(\delta_m - \delta_i)} Y_{im} e^{j(\delta_i - \delta_m)} \\ (P_{Gi} - P_{Di}) - \mathbf{j}(Q_{Gi} - Q_{Di}) &= V_i^2 Y_{ii} + V_i \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n V_m Y_{im} \end{aligned} \quad (\text{II.16})$$

Y_{ii} : élément diagonal de la matrice admittance relatif au nœud i, et est égal à la somme de toutes les admittances élémentaires et shunt aboutissant à ce nœud.

Y_{im} : élément en dehors de la diagonal de la matrice admittance, relatif à la liaison i-m, et est égal à l'admittance élémentaire de cette liaison précédée du signe (-).

$$Y_{ii} = \sum_{i \neq m}^n Y_{im} + \sum_{m=1}^n \frac{y_{im}^n}{2} \quad ; \quad Y_{im} = -y_{im} \quad i \neq m \quad (\text{II.17})$$

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left\{ \frac{(P_{Gi} - P_{Di}) - \mathbf{j}(Q_{Gi} - Q_{Di})}{V_i} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n V_m Y_{im} \right\} \quad (\text{II.18})$$

En introduisant les itérations, on aura le processus itératif de Gauss :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - \mathbf{j}Q_i}{(V_i^*)^k} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \quad (\text{II.19})$$

La convergence du système est atteinte lorsque la condition suivante est satisfaite :

$$\max |V^{k+1} - V^k| \leq \varepsilon \quad (\text{II.20})$$

Les puissances actives et réactives peuvent être calculées à partir des deux expressions (II.21) et (II.22) respectivement :

$$P_i^{(k+1)} = \Re \left[V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{II.21})$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\Im \left[V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^n Y_{im} V_m^{(k)} \right] \right] \quad (\text{II.22})$$

Le critère d'arrêt est choisi par rapport aux puissances actives et réactives :

$$\max |P^{k+1} - P^k| \leq \varepsilon \quad ; \quad \max |Q^{k+1} - Q^k| \leq \varepsilon \quad (\text{II.23})$$

III.2.2. Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, lorsqu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes.

En partant des équations (II.9), (II.10) et (II.11) :

Sachant que :

$$\left. \begin{aligned} V_i &= V_i(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \\ &\text{Et} \\ V_m &= V_m(\cos \delta_m + j \sin \delta_m) \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.24})$$

L'équation (II.12) devient alors :

$$P_i - jQ_i = \sum_{m=1}^n V_i (\cos \delta_i - j \sin \delta_i) (\rho_{im} - j\beta_{im}) V_m (\cos \delta_m + j \sin \delta_m) \quad (\text{II.25})$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire, on obtient :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m (\cos \delta_i \cos \delta_m + \sin \delta_i \sin \delta_m) \rho_{im} + (\cos \delta_i \sin \delta_m - \sin \delta_i \cos \delta_m) \beta_{im} \\ Q_i = \sum_{m=1}^n V_i V_m (\sin \delta_i \cos \delta_m - \cos \delta_i \sin \delta_m) \rho_{im} + (\cos \delta_i \cos \delta_m + \sin \delta_i \sin \delta_m) \beta_{im} \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

$$\text{Posons : } \begin{cases} V_i = e_i + jf_i \\ V_m = e_m + jf_m \end{cases}$$

$$\text{D'où } \begin{cases} e_i = V_i \cos \delta_i \\ f_i = V_i \sin \delta_i \end{cases} \quad \text{et} \quad \begin{cases} e_m = V_m \cos \delta_m \\ f_m = V_m \sin \delta_m \end{cases}$$

Alors, l'équation (II.26) devient :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{m=1}^n [(e_i e_m + f_i f_m) \rho_{im} + (e_i f_m - f_i e_m) \beta_{im}] \\ Q_i = \sum_{m=1}^n [(f_i e_m - e_i f_m) \rho_{im} + (e_i e_m + f_i f_m) \beta_{im}] \end{cases} \quad (\text{II.27})$$

La puissance active P_i et la puissance réactive Q_i sont connues et les composantes réelles et imaginaires de la tension e_i et f_i sont inconnues pour tous les jeux de barres excepté le jeu de barre de référence, où la tension est spécifiée et fixée. Ainsi, ce sont $2(n-1)$ équations à résoudre [II.2].

La méthode de Newton-Raphson exige que les équations non linéaires soient formées d'expressions liant les puissances et les composantes de la tension [II.2].

Ceci se traduit par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \dots \\ \Delta e_{n-1} \\ \Delta f_1 \\ \dots \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

Où le dernier jeu de barre est le jeu de barre de référence. La forme de la matrice est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

J_1, J_2, J_3 et J_4 : sont les sous-matrices du Jacobien [J].

ΔP et ΔQ : sont les différences entre les valeurs planifiées et les valeurs calculées respectivement des puissances actives et réactives.

III.2.3. Comparaison entre les deux méthodes

La comparaison entre les deux méthodes de résolution du problème de load flow est donnée par le **Tableau II.1**.

Méthode	Avantages	Inconvénients
Gauss-Seidel	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité de technique. - Petit besoin en mémoire de l'ordinateur. - Moins de temps de calcul par itération. 	<ul style="list-style-type: none"> - Lenteur de la convergence résultant d'un plus grand nombre d'itérations. - Augmentation du nombre d'itération avec l'augmentation du nombre de bus.
Newton-Raphson	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite moins de nombre d'itérations pour atteindre la convergence, et prend moins de temps de calcul. - Plus précise et pas sensible aux facteurs tels que la sélection de bus slack, régulation transformatrice... - Le nombre d'itérations nécessaires à cette méthode est presque indépendant de la taille du système. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite plus de calculs impliqués dans chaque itération et exige un grand temps de calcul par itération et une grande mémoire de l'ordinateur. - Technique de la solution difficile (programmation difficile).

Tableau II.1. Comparaison entre la méthode Gauss-Seidel et Newton-Raphson.

IV. Ecoulement optimal de puissance

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 correcte 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 en fonction de la puissance fournie, ou en optimisant le plan de tension de façon à respecter les contraintes sur les matériels, à éviter les risques d'instabilité de tension, à minimiser les pertes joule ou les moyens de compensation 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 des variables P , Q , V , et δ avec des contraintes d'égalité et 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 : Ecoulement de Puissance Optimal (EPO).

La recherche d'une telle solution consiste à déterminer la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande de l'ensemble des consommateurs en énergie électrique de sorte que le coût de production de l'énergie totale soit le moins cher possible.

Afin de déterminer la répartition de puissance économique entre les générateurs interconnectés, le coût de fonctionnement de ces centrales doit être exprimé en fonction de la puissance à la sortie. La fonction du coût a une forme non linéaire qui peut approximer une courbe quadratique. A chaque étape, la condition de fonctionnement de chaque générateur est vérifiée pour l'assurer dans sa plage de fonctionnement. En particulier, il faut vérifier les angles de phase δ et les tensions V , et au niveau des jeux de barres aussi bien que les limites de charge de la ligne P_d et Q_d .

IV.1. Formulation mathématique

Pour une fonction $f(x)$ donnée (dite *fonction objective*) et sous certaines contraintes (d'égalités et d'inégalités), un problème d'optimisation est défini mathématiquement par le système suivant :

$$\begin{aligned} & \text{Minimiser } f(x, u) \\ \text{Sous contraintes } & \begin{cases} g(x, u) = 0 \\ h(x, u) \leq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

$f(x, u)$: la fonction objective à minimiser.

$g(x,u)$: les contraintes d'égalités.

$h(x,u)$: les contraintes d'inégalités.

x : le vecteur des variables d'état.

u : le vecteur des variables de décision (contrôle).

IV.1.1. Variables de contrôle

Le vecteur des variables de contrôle est constitué par plusieurs grandeurs tels que :

- La puissance active de sortie des unités de production.
- Le module des tensions aux jeux de barres générateurs.
- Les rapports de transformation des régulateurs en charge et les phases des transformateurs déphaseurs.
- Statut des condensateurs et réacteurs commutés.
- Contrôle de l'électronique de puissance (HVDC, FACTS).

IV.1.2. Variables d'état

Le vecteur des variables d'état décrit la réponse du système aux modifications des variables de contrôle :

- Module de tension à chaque jeu de barres sauf les jeux de barres générateurs, qui sont des variables de contrôle.
- Angle de tension à chaque jeu de barre sauf le jeu de barres de référence.

IV.2. Fonction objective

Pour évaluer les performances de diverses techniques de gestion des contraintes, plusieurs études de cas avec des objectifs simples et multi-objectifs ont été réalisées dans la littérature pour des réseaux IEEE normalisés.

Dans l'étude des problèmes de la répartition de puissance, le rôle du bus « swing » de référence est d'équilibrer la puissance active et la puissance réactive dans le système satisfaisant les contraintes équations d'égalités $g(x,u) = \mathbf{0}$. Pour plus de commodité, l'amplitude de la tension (V) de ce bus est considérée égale à 1 p.u. tandis que l'angle de tension (δ) est de 0 degré. Toutes les autres tensions de bus et leurs angles sont exprimés par rapport à ce bus de référence, dont les valeurs sont obtenues en sortie de l'étude de Load Flow.

IV.2.1. Optimisation mono-objectif

Cas 1 : Dispatching économique

Dans un problème de dispatching économique (écoulement optimal de puissance), la fonction objective à minimiser est le coût total de production des générateurs. Elle est exprimée par [II.3]:

$$F = \sum_{i=1}^{N_G} F_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \left(\frac{\$}{h} \right) \quad (\text{II.30})$$

Le but donc est de minimiser F :

$$\text{minimiser } F \equiv \text{minimiser } \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (\text{II.31})$$

C'est une fonction fortement non-linéaire à N_G variables tels que :

N_G : nombre des générateurs (unités de production).

$a_i, b_i,$ et c_i : les coefficients de coût de la $i^{\text{ème}}$ unité de production.

- **La constante a_i** est appelée coût de marche à vide, elle représente le coût nécessaire pour maintenir la marche d'une unité de production nulle (à vide).
- **La constante b_i** représente le coût de carburant (fuel cost en anglais).
- **La constante c_i** représente le coût de maintenance d'une unité de production.

Cas 2 : Minimisation des coûts compte tenu des multi-carburants

Les centrales thermiques ont des sources multi-combustibles telles que le charbon, le gaz naturel et le pétrole pour différentes plages de puissance d'une unité. Dans de tels cas, la fonction ou la courbe de coût du carburant est divisée en fonctions de coût quadratiques par morceaux (illustrées à la figure II.3) en fonction du nombre et de la nature des carburants utilisés [II.4].

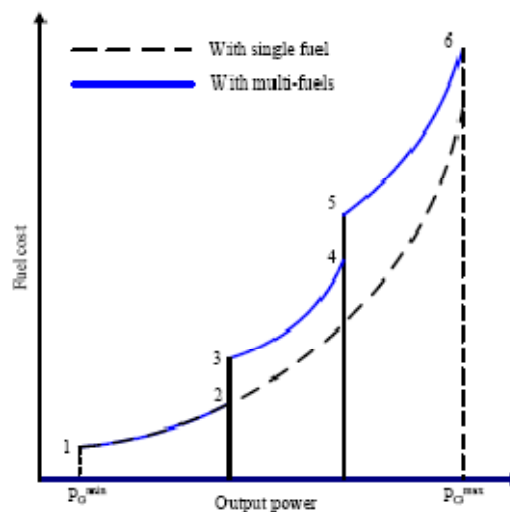


Figure II.3. Comparaison des coûts dans le cas mono et multi carburant.

Le coût en considérant les multi-combustibles pour le $i^{\text{ème}}$ générateur dans le réseau est exprimé mathématiquement comme suit [II.4]:

$$F_i(x, u) = a_{ik}P_{Gi}^2 + b_{ik}P_{Gi} + c_{ik}PourCarburant_k (\$/h) \quad (II.32)$$

Dans la plage de puissance de sortie $P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax}$; k étant l'option de carburant. La fonction objectif reflétant le coût total est donnée par :

$$F = \sum_{i=1}^{ng} F_i(x, u) \quad (II.33)$$

Cas 3: Amélioration de la stabilité de tension du réseau

Les problèmes de stabilité de la tension font l'objet d'une attention croissante dans les systèmes électriques, car des effondrements de plan de tension du réseau ont été enregistrés dans le passé en raison de l'instabilité de la tension. Dans des conditions normales et après avoir été soumis à des perturbations, la stabilité d'un système d'alimentation se caractérise par sa capacité à maintenir toutes les tensions des jeux de barres (Nœuds) dans des limites acceptables.

Un système entre dans un état d'instabilité de tension lorsqu'une perturbation « une augmentation de la demande de charge ou un changement d'état du système » provoque une diminution progressive et incontrôlable de la tension [II.5]. Les systèmes avec de longues lignes de transmission et une charge élevée sont plus sujets aux problèmes d'instabilité de tension. Dans un système d'alimentation, l'amélioration de la stabilité de la tension d'un système est un aspect important. L'indice L de chaque bus est un bon indicateur de la stabilité du système électrique [II.6]. La valeur de l'indice varie de 0 à 1, 0 étant le cas sans charge tandis que 1 signifie l'effondrement de la tension.

Si un système électrique a un nombre NL de bus de charge (PQ) et un nombre N_G de bus de générateur (PV), la valeur de L-index L_j du bus j est défini comme suit [II.4]:

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{NG} F_{ji} \frac{V_i}{V_j} \right| \quad (II.34)$$

avec $j=1,2,\dots,NL$

$$F_{ji} = -[Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}] \quad (II.35)$$

où, les sous-matrices Y_{LL} et Y_{LG} sont obtenues à partir de la matrice $[Y_{BUS}]$ du système après séparation des bus de charge (PQ) et des bus de générateur (PV).

L'indice L est calculé pour tous les bus de charge et la valeur maximale de ceux-ci agit comme indicateur global de la stabilité du système. Par conséquent, la fonction objectif de la stabilité du système est donnée par :

$$f(x, u) = L_{max} = \max(L_j) \quad \text{Avec : } j=1, 2, \dots, NL \quad (II.36)$$

Cas 4: Minimisation des émissions atmosphériques

La production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles émet des gaz nocifs dans l'environnement. La quantité d'émissions de SO_x, NO_x en tonnes par heure (t/h) augmente avec l'augmentation de la puissance générée (en p.u. MW) suivant la relation donnée dans l'équation (II.37). La minimisation des émissions est définie comme l'objectif de l'OPF [II.4].

$$f(x, u) = \text{Emission} = \sum_{i=1}^{NG} \left[(\alpha_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i) \times 0.01 + \omega_i e^{\left(\mu_i P_{Gi}\right)} \right] \quad (\text{II.37})$$

Avec : $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \omega_i$ et μ_i sont tous des coefficients des émissions [II.7].

Cas 5: Minimisation des pertes actives

Les pertes de puissance dans le système de transmission sont inévitables car les lignes ont une résistance dépendante de la résistivité finie du sol. Les pertes de puissance actives (en MW) à minimiser sont exprimées par [II.4]:

$$f(x, u) = P_{loss} = \sum_{q=1}^{nl} G_{q(ij)} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_{ij})] \quad (\text{II.38})$$

où, $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$, est la différence des angles de tension entre le bus i et le bus j et (ij) est la conductance de transfert de la branche q connectant les bus i et j .

IV.2.2.Optimisation multi-objectif**Cas 1: Minimisation du coût de carburant et des pertes actives**

Le cas multi-objectif de minimisation du coût du carburant et des pertes de puissance active est converti en objectif unique en multipliant un facteur de pondération par l'un des objectifs. Il est représenté par [II.4]:

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \lambda_P \times P_{loss} \quad (\text{II.39})$$

où, P_{loss} est la perte de puissance active dans le réseau calculée en utilisant l'équation (II.38)) et la valeur du facteur λ_P est choisi comme 40, comme dans [II.7].

Cas 2: Minimisation du coût de carburant et des déviations de tension

L'écart de tension est une mesure de la qualité de la tension dans le réseau. L'indice de déviation est également important du point de vue de la sécurité. L'indicateur est formulé comme un écart cumulé des tensions de tous les bus de charge (bus PQ) du réseau par rapport à la valeur nominale de l'unité. Mathématiquement, il s'exprime comme suit:

$$VD = \sum_{p=1}^{NL} |V_{L_p} - 1| \quad (\text{II.40})$$

La fonction objective combinée du coût du carburant et de l'écart de tension est :

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \lambda_{VD} \times VD \quad (\text{II.41})$$

Où : le facteur de poids λ_{VD} reçoit une valeur de 100 comme dans [II.4, II.7].

Cas 3: Minimisation du coût du carburant et amélioration de la stabilité de la tension

Cette fonction objective vise à minimiser à la fois le coût du carburant et à améliorer la stabilité de tension du système. Les objectifs multiples sont convertis en objectif unique comme [II.4]:

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \lambda_L \times L_{max} \quad (\text{II.42})$$

où : L_{max} est calculé à l'aide de l'équation (II.36) et la valeur sélectionnée du facteur de pondération est 100 [II.7].

Cas 4 : Minimisation du coût, des émissions, des écarts de tension et des pertes

Quatre objectifs sont combinés dans ce cas. Le *coût du carburant*, les *émissions*, l'*écart de tension* et les *pertes de puissance actives* dans le réseau sont tous minimisés simultanément. La fonction objectif est donnée par :

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \lambda_E \times Emission + \lambda_{VD} \times VD + \lambda_P \times P_{loss} \quad (\text{II.41})$$

Les facteurs de pondération sont sélectionnés comme dans [II.7] avec $\lambda_E = 19$, $\lambda_{VD} = 21$ et $\lambda_P = 22$ pour équilibrer les objectifs.

IV.3. Les contraintes

IV.3.1. Contraintes d'égalités

Afin d'atteindre la stabilité du système électrique et l'équilibre entre la production et la consommation en énergie électrique, le bilan énergétique du système d'alimentation doit être satisfait de manière inconditionnelle. Ceci est atteint au moyen des bilans de puissance active et réactive sur chaque jeu de barres en fonction des égalités suivantes $g(x) = 0$:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i &= P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \cos(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} \sin(\delta_i - \delta_m)] = 0 \\ \Delta Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \sin(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} \cos(\delta_i - \delta_m)] = 0 \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.42})$$

IV.3.2. Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalité $h(x, u)$ reflètent les limites des périphériques physiques du système d'alimentation ainsi que les limites créées pour assurer la sécurité du système.

- Limites supérieure et inférieure sur les générations actives et réactives:

$$V_{Gi \min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi \max}$$

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

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max}$$

- Limites supérieure et inférieure sur le rapport de prises des transformateurs réglés en charge (t_{ij}) et le déphasage (α) des transformateurs déphaseurs :

$$t_{ij \min} \leq t_{ij} \leq t_{ij \max}$$

$$\alpha_{ij \min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij \max}$$

- Limite supérieure du flux de puissance active (P_{ij}) de la branche i-j:

$$|P_{ij}| \leq P_{ij \max}$$

- Limites supérieure et inférieure de l'amplitude de la tension du jeu de barres :

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

- Limites sur les compensateurs shunts (limite sur la puissance réactive) :

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

- Limite de sécurité sur les charges :

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

V. Méthodes d'optimisation

V.1. Rappel mathématique

La résolution analytique ou numérique d'un problème d'optimisation fait appel à quelques notions mathématiques récurrentes. Nous rappelons ici quelques notions très rapidement.

Soit $f(x)$, une fonction à une seule variable. La dérivée première de cette fonction en un point est appelée ***pente ou gradient*** de la fonction en ce point et s'exprime :

$$\frac{df}{dx} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{f(x+\Delta x) - f(x)}{\Delta x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[\frac{\Delta f}{\Delta x} \right] \quad (\text{II.43})$$

La dérivée seconde d'une fonction à une variable est égale à :

$$\frac{d^2 f}{dx^2} = \frac{d}{dx} \left(\frac{df}{dx} \right) \quad (\text{II.44})$$

En ce qui concerne les fonctions à plusieurs variables, on peut calculer des dérivées partielles. Les dérivées partielles sont définies par rapport à chaque variable indépendante. Par exemple pour une fonction à deux variables $f(x, y)$, on peut exprimer deux dérivées premières partielles :

$$\frac{\partial f(x, y)}{\partial x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{f(x+\Delta x, y) - f(x, y)}{\Delta x} \quad (\text{II.45})$$

$$\frac{\partial f(x,y)}{\partial y} = \lim_{\Delta y \rightarrow 0} \frac{f(x,y+\Delta y) - f(x,y)}{\Delta y} \quad (\text{II.46})$$

Dans une fonction à plusieurs variables, le gradient est un vecteur qui pointe dans la direction selon laquelle la fonction augmente le plus rapidement. Les coordonnées du vecteur gradient associées à une fonction sont les dérivées partielles de cette fonction en ce point. Ainsi pour, les coordonnées du vecteur gradient en x et y , sont :

$$\nabla f(x,y) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f(x,y)}{\partial x} \\ \frac{\partial f(x,y)}{\partial y} \end{bmatrix} = \left[\frac{\partial f(x,y)}{\partial x} \quad \frac{\partial f(x,y)}{\partial y} \right]^T \quad (\text{II.47})$$

Remarque : Par défaut, les vecteurs sont toujours considérés comme des vecteurs-colonnes. L'exposant $[\]^T$ signifie la transposée du vecteur. Ainsi la transposée d'un vecteur-ligne est bien égale au vecteur-colonne.

On définit la matrice Jacobienne, ou Jacobien, qui peut s'avérer utile pour organiser les gradients de plusieurs fonctions. Par exemple, soit deux fonction, f et g , à trois variables, alors le Jacobien associé est la matrice :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} & \frac{\partial f}{\partial z} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} & \frac{\partial g}{\partial z} \end{bmatrix} \quad (\text{II.48})$$

On définit la matrice Hessienne, ou Hessien, comme la matrice contenant l'ensemble des dérivées secondes d'une fonction. La matrice Hessienne est par construction une matrice carrée symétrique ; par exemple pour une fonction à deux variables, $f(x,y)$:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y} & \frac{\partial^2 f}{\partial y^2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.49})$$

V.2. Classification des méthodes

Les méthodes numériques pour la résolution du problème de l'écoulement optimal de puissance "OPF" sont classées en deux catégories :

- **Méthodes classiques** (tel que la programmation linéaire, la programmation non-linéaire, la méthode de gradient...).
- **Méthodes basées sur l'intelligence artificielle** 'AIM : Artificial Intelligence Methods' (Algorithmes génétiques "GA"...) comme le montre la figure II.4.

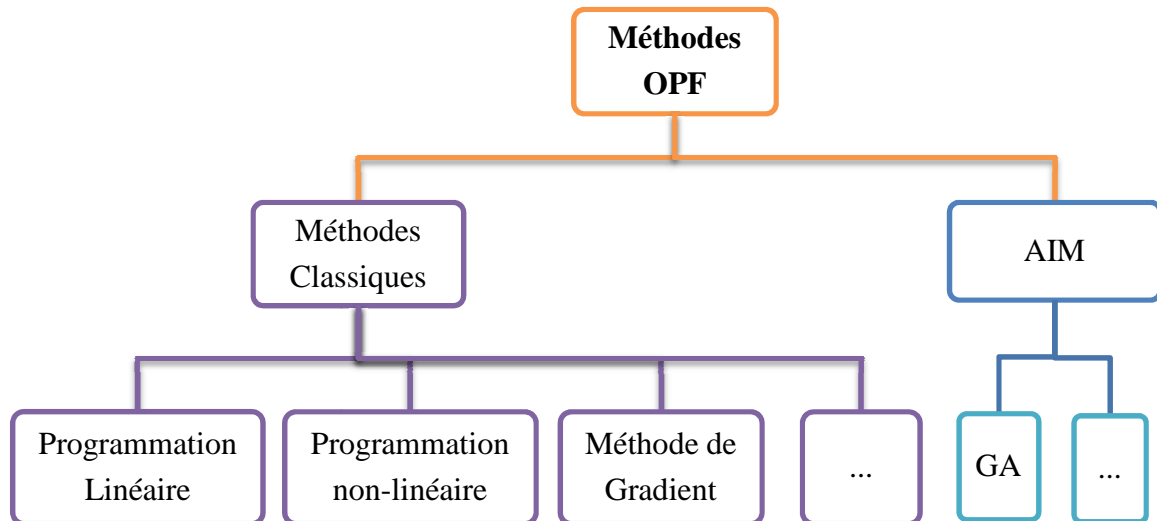


Figure II.4. Méthodes d'optimisation.

V.2.1. Méthodes classiques

Les méthodes classiques sont appelées méthodes d'optimisation déterministes ou conventionnelles. Cependant, ces méthodes présentent certains inconvénients (qui mènent à développer des méthodes plus efficaces) [II.8]:

- Certaines nécessitent une linéarisation.
- Mauvaise convergence dans certains cas.
- Possibilité d'avoir des minima locaux (or le but est de trouver une min globale).
- Devenir trop lent si le nombre de variables est grand.

V.2.2. Méthodes basées sur l'intelligence artificielle 'AIM'

La recherche intelligente est devenue une méthode très importante dans le domaine de l'optimisation pour trouver la solution optimale globale (l'extremum global d'une fonction) par échantillonnage d'une fonction objective. Ces méthodes sont basées sur des algorithmes, inspirés de l'évolution chez les insectes et les animaux, qui exploitent l'exploration aléatoire probabiliste de l'espace de recherche. Cette exploration probabiliste permet d'éviter les optimums locaux mais d'autre part ces méthodes sont en général non-déterministes et ne donnent aucune garantie d'optimalité. Ces méthodes présentent des avantages majeurs tels que [II.8]:

- Possibilité de gérer diverses contraintes qualitatives.
- Pouvoir trouver plusieurs solutions optimales en une seule simulation.
- Convenables pour résoudre des problèmes d'optimisation multi-objectifs.

- Possibilité de trouver la solution optimale globale.

Parmi ces méthodes on retrouve la méthode des algorithmes génétiques (GA), la méthode d'optimisation par essaim de particules (PSO), optimisation par colonies de fourmis...

Algorithme Classique	Algorithme Génétique
Génère un seul point à chaque itération. La séquence de points se rapproche d'une solution optimale.	Génère une population de points à chaque itération. Le meilleur point dans la population approche d'une solution optimale.
Sélectionne le point suivant dans la séquence par un calcul déterministe.	Sélectionne la population suivante par calcul qui utilise des générateurs de nombres aléatoires.

Tableau II.2. Différence entre un algorithme classique et un algorithme génétique.

IV. Conclusion

Les méthodes Gauss-Seidel et Newton-Raphson sont les méthodes les plus connues pour la résolution d'un problème d'écoulement de puissance (Load-Flow). Néanmoins la méthode NR comporte des avantages sur le temps de résolution et le nombre d'itération, qui sont beaucoup plus faibles que ceux de la méthode GS dont le temps de résolution est proportionnel à la taille du réseau simulé. Toute fois la convergence des deux méthodes dépend des valeurs initiales des tensions qui peuvent être calculées par des méthodes telles que la méthode Load Flow DC.

Les résultats du load-flow, indiquent les tensions dans les différents nœuds, les charges dans les lignes et transformateurs etc. Ces résultats permettent d'analyser l'état de fonctionnement d'un réseau de puissance et de constater les contraintes du régime permanent. Cependant plusieurs paramètres agissant sur les résultats de Load-Flow peuvent être variés d'une manière continue ou discrète dans une plage de consigne donnée.

La résolution d'un problème d'Optimal Power Flow (OPF) permet de trouver les valeurs de consignes de ces paramètres qui garantissent la minimisation des pertes et la maximisation de la sécurité d'exploitation.

I. Introduction

Le but de notre étude est le traitement du problème de l'optimisation de la répartition des puissances, le chapitre précédent a été consacré à quelques notions sur un sur l'optimisation ainsi que les méthodes appliquées dans le réseau électrique.

Afin de conforter ces concepts théoriques, nous proposons dans ce présent chapitre quelques applications sur un réseau standard IEEE normalisés sous le nom IEEE-30.

Nous nous intéressons à la comparaison des quelques fonctions objectives afin de vérifier :

- Les performances de la méthode numérique par :
 - ✓ Comparaison avec la littérature,
 - ✓ Qualité du résultat en fonction des paramètres de la méthode.
- La configuration du réseau face à chaque type de contraintes et des fonctions objectives.

Nos simulations seront réalisées sur la plateforme MATLAB.

II. Calcul de l'écoulement optimal de puissance (réseau IEEE 30 nœuds)

Le réseau étudié IEEE 30 nœuds est illustré sur la figure III.1, il est constitué de 30 jeux de barres avec 6 générateurs et 41 lignes.

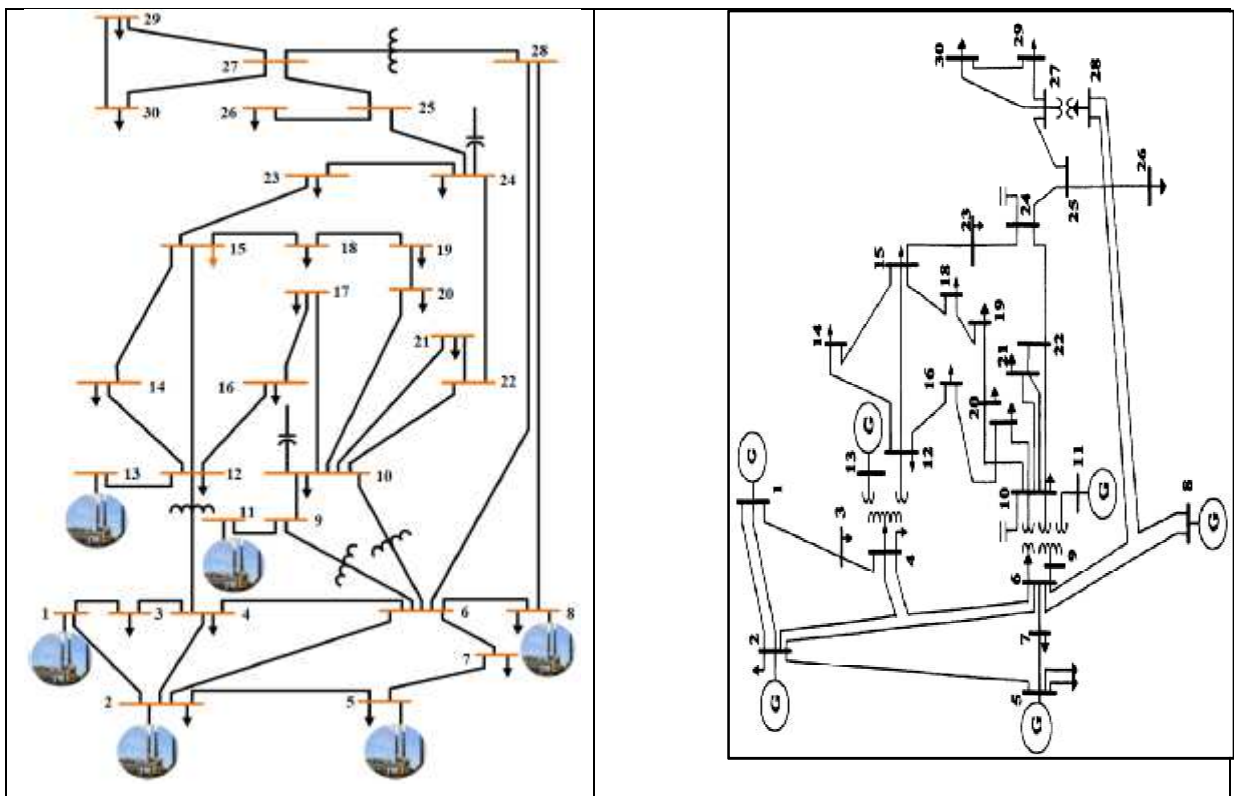


Figure III.1. Schéma du réseau IEEE 30 nœuds.

Les coefficients de coût ainsi que les contraintes sur les puissances des générateurs sont fournis dans le tableau IV.1.

Générateur	P_{Gi} (MW)		Coefficients de coût (\$MW ²)		
	$P_{Gi\min}$	$P_{Gi\max}$	a_i	b_i	c_i
1	50	200	0.00	2.00	0.00375
2	20	80	0.00	1.75	0.0175
5	15	50	0.00	1.00	0.0625
8	10	35	0.00	3.25	0.0083
11	10	30	0.00	3.00	0.025
13	12	40	0.00	3.00	0.025

Tableau III.1. Coefficients de coût des générateurs pour réseau IEEE 30 nœuds.

L'outil d'optimisation sur l'environnement MATLAB permet le calcul de la répartition optimale selon différentes fonctions objectives, nous allons traiter le cas mono-objectif et multi-objectif pour le réseau normalisé IEEE 30 nœuds.

II.1. Validation

Avant d'aborder les applications nous proposons une validation de nos développements en procédant par leur comparaison avec la littérature [III.1].

Paramètres de simulation

Le choix des paramètres du processus itératif se fait d'une manière aléatoire avec la taille du vecteur de 50, le nombre maximum des itérations est de 100.

Caractéristique du réseau sous test

Nombre de bus	30
Nombre des lignes	41
Limites sur les tensions des générateurs	[0.9 1.1]
Limites sur les tensions aux bornes de charges	[0.95 1.1]
Nombre des compensateurs shunts	9
Transformateurs avec prises variables	4
Variables de contrôle	24
Puissances active et réactive demandées	283.4 MW, 126.2 Mvar

Tableau III.2. Caractéristique du réseau IEEE 30 bus sous test.

Les résultats en tableau III.3 publiés par [III.1] comparent différentes méthodes d'optimisation d'un réseau électrique normalisé dénommé IEEE 30.

Parameters	Min	Max	Test System 1	Paramètres	Min	Max	OPF
PG2 (MW)	20	80	79.9983006	Puissance			
PG5 (MW)	15	50	49.9982627	PG1 (MW)			51.447
PG8 (MW)	10	35	34.99453958	PG2 (MW)	20	80	80
PG11 (MW)	10	30	29.99984469	PG5 (MW)	15	50	50
PG13 (MW)	10	40	39.99027741	PG8 (MW)	10	35	35
PG24 (MW)	10	30		PG11 (MW)	10	30	30
PG30 (MW)	10	40		PG13 (MW)	10	40	40
V1 (p.u.)	0.95	1.1	1.061430345	Tensions			
V2 (p.u.)	0.95	1.1	1.057379791	V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1000
V5 (p.u.)	0.95	1.1	1.037622078	V2(p.u.)	0.95	1.1	1.1000
V8 (p.u.)	0.95	1.1	1.044007621	V5(p.u.)	0.95	1.1	1.0915
V11 (p.u.)	0.95	1.1	1.073279794	V8(p.u.)	0.95	1.1	1.1000
V13 (p.u.)	0.95	1.1	1.051619936	V11(p.u.)	0.95	1.1	1.0359
V24 (p.u.)	0.95	1.1		V13(p.u.)	0.95	1.1	1.0632
V30 (p.u.)	0.95	1.1		Transformateur			
QC10 (MVar)	0	5	4.287709826	T11	0.9	1.1	1.0749
QC12 (MVar)	0	5	2.093601675	T12	0.9	1.1	1.0086
QC15 (MVar)	0	5	3.996488379	T15	0.9	1.1	1.0240
QC17 (MVar)	0	5	4.136235738	T36	0.9	1.1	1.0506
QC20 (MVar)	0	5	4.495134896	Compensateurs			
QC21 (MVar)	0	5	5.000000000	QC10			4.9993
QC23 (MVar)	0	5	3.197386977	QC12			4.9999
QC24 (MVar)	0	5	4.806462479	QC15			4.9928
QC29 (MVar)	0	5	2.461175597	QC17			4.9996
T11 (p.u.)	0.9	1.1	1.055740955	QC20			2.2301
T12 (p.u.)	0.9	1.1	0.924042761	QC21			4.9874
T15 (p.u.)	0.9	1.1	0.988530694	QC23			4.8760
T36 (p.u.)	0.9	1.1	0.975749345	QC24			4.9986
PG1 (MW)	50	200	51.50611659	QC29			3.4778
QG1 (MVar)	-20	150	-5.485983591	Cout (\$/h)	967.53		
QG2 (MVar)	-20	60	7.574416698	P_{Losses}(MW)	3.0482		
QG5 (MVar)	-15	62.5	21.13271229	Q_{Losses}(MVar)	-24.175		
QG8 (MVar)	-15	48	26.41312254	DeviationV	1.0557		
QG11 (MVar)	-10	40	19.21231862	L_{kmax}	0.12775		
QG13 (MVar)	-15	44	2.247530335				
QG24 (MVar)	-15	44					
QG 30 (MVar)	-15	44					
VD (p.u.)			0.917249187				
FC (\$/h)			967.5864625				
P _{loss} (MW)			3.087341565				
E (ton/h)			0.20726839				
TC (\$/h)							
C _T ^W (\$/h)							
C _T ^{PV} (\$/h)							
f _o (MW)			3.087341565				

a. Résultats publiés [III.1].

b. Nos résultats de simulation.

Tableau III.3. Comparaison des résultats de nos simulations avec la littérature.

Table 9. Results of EO and other methods of case 1 for Test system 1.

	MFO	TACPSO	AGPSO1	TLBO	EO	MPSO
<i>VD</i> (p.u.)	0.867649	0.898003	0.898362	0.87350728	0.917249	0.679794
<i>FC</i> (\$/h)	967.4482	967.6206	967.6485	967.2492825	967.5865	967.7676
<i>P_{loss}</i> (MW)	3.124412	3.100891	3.094156	3.108417583	3.087342	3.144079
<i>E</i> (ton/h)	0.207299	0.207259	0.207266	0.207286164	0.207268	0.207273
<i>f_o</i>	3.124412	3.100891	3.094156	3.108417583	3.087342	3.144079
<i>Improvement</i> (%)	1.18	0.43	0.22	0.68	-	1.81

Tableau III.4. Résultats publiés pour réseau IEEE 30 bus sous test [III.1].

Nous remarquons une très bonne concordance entre nos résultats de simulation basée sur un algorithme communément appelé « TeachingLearning-BasedAlgorithm » développé par H. Boucekara [III.2] avec ceux publiés [III.1].

II.2. Optimisation Mono-Objectif

Cas 1 : Optimisation du cout « Dispatching économique »

Le résultat de simulation obtenu est donné dans le tableau III.5.

Paramètres	Min	Max	Résultats OPF
PG1 (MW)			177.13
PG2 (MW)	20	80	48.55
PG5 (MW)	15	50	21.296
PG8 (MW)	10	35	21.098
PG11 (MW)	10	30	11.898
PG13 (MW)	10	40	12.069
V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V2(p.u.)	0.95	1.1	1.0879
V5(p.u.)	0.95	1.1	1.063
V8(p.u.)	0.95	1.1	1.0708
V11(p.u.)	0.95	1.1	1.0995
V13(p.u.)	0.95	1.1	1.1
T11	0.9	1.1	1.0618
T12	0.9	1.1	0.90024
T15	0.9	1.1	1.001
T36	0.9	1.1	0.95678
QC10			4.8772
QC12			4.9846
QC15			4.9199
QC17			4.9934
QC20			4.9799
QC21			4.9835
QC23			4.9821
QC24			5

QC29			0.019604
Cout (\$/h)	799.13		
P_{Losses} (MW)	8.6417		
Q_{Losses} (Mvar)	3.4502		
DeviationV	1.7914		
L_{kmax}	0.11846		

Tableau III.5. Dispatching économique « Mono-Objectif ».

Cas 2 : Amélioration de la stabilité de tension du réseau

Paramètres	Min	Max	Résultats OPF
PG1 (MW)			80.869
PG2 (MW)	20	80	79.708
PG5 (MW)	15	50	49.974
PG8 (MW)	10	35	35
PG11 (MW)	10	30	30
PG13 (MW)	10	40	12.004
V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V2(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V5(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V8(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V11(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V13(p.u.)	0.95	1.1	1.1
T11	0.9	1.1	0.9
T12	0.9	1.1	0.9
T15	0.9	1.1	0.9
T36	0.9	1.1	0.9
QC10			5
QC12			4.9999
QC15			5
QC17			4.9998
QC20			5
QC21			5
QC23			5
QC24			5
QC29			5

Cout (\$/h)	919.073886
P _{Losses} (MW)	4.1576
Q _{Losses} (MVar)	6.0441
DeviationV	3.2307
L _{kmax}	0.1003

Nous rappelons dans ce cas que L'indice L est calculé pour tous les bus de charge et la valeur maximale $L_{kmax} = 0.1003$ de ceux-ci agit comme indicateur global de la stabilité du système.

Cas3: Minimisation des pertes actives

Paramètres	Min	Max	Résultats OPF
PG1 (MW)			51.355
PG2 (MW)	20	80	80
PG5 (MW)	15	50	50
PG8 (MW)	10	35	34.954
PG11 (MW)	10	30	29.951
PG13 (MW)	10	40	39.999
V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V2(p.u.)	0.95	1.1	1.0964
V5(p.u.)	0.95	1.1	1.0783
V8(p.u.)	0.95	1.1	1.0848
V11(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V13(p.u.)	0.95	1.1	1.1
T11	0.9	1.1	1.0572
T12	0.9	1.1	0.9
T15	0.9	1.1	0.98218
T36	0.9	1.1	0.96755
QC10			5
QC12			4.7961
QC15			5
QC17			4.5835
QC20			4.366
QC21			4.9798
QC23			4.6694
QC24			5
QC29			1.1881

Cout (\$/h)	966.91
P_{Losses} (MW)	<u>2.8604</u>
Q_{Losses} (MVar)	-18.325
DeviationV	2.0165
L_{kmax}	0.11614

Cas 4: Minimisation des pertes réactives

Paramètres	Min	Max	Résultats OPF
PG1 (MW)			51.455
PG2 (MW)	20	80	79.999
PG5 (MW)	15	50	50
PG8 (MW)	10	35	35
PG11 (MW)	10	30	30
PG13 (MW)	10	40	40
V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V2(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V5(p.u.)	0.95	1.1	1.0928
V8(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V11(p.u.)	0.95	1.1	1.037
V13(p.u.)	0.95	1.1	1.0645
T11	0.9	1.1	1.0788
T12	0.9	1.1	1.0243
T15	0.9	1.1	1.0179
T36	0.9	1.1	1.049
QC10			5
QC12			0.0033696
QC15			4.9993
QC17			4.9979
QC20			4.9995
QC21			5
QC23			4.9946
QC24			4.9995
QC29			3.2203
Cout (\$/h)			967.55
P_{Losses} (MW)			3.0561
Q_{Losses} (MVar)			<u>-24.16</u>
DeviationV			1.0494
L_{kmax}			0.12791

II.3. Optimisation multi-Objectifs

Cas 1: Amélioration de la stabilité de tension du réseau avec dispatching économique

Paramètres	Min	Max	Résultats OPF
PG1 (MW)			171.57
PG2 (MW)	20	80	47.476
PG5 (MW)	15	50	20.408
PG8 (MW)	10	35	27.872
PG11 (MW)	10	30	11.442
PG13 (MW)	10	40	12.992
V1(p.u.)	0.95	1.1	1.1
V2(p.u.)	0.95	1.1	1.0879
V5(p.u.)	0.95	1.1	1.0813
V8(p.u.)	0.95	1.1	1.0874
V11(p.u.)	0.95	1.1	1.0933
V13(p.u.)	0.95	1.1	1.097
T11	0.9	1.1	0.97832
T12	0.9	1.1	0.94287
T15	0.9	1.1	0.98576
T36	0.9	1.1	0.97268
QC10			4.6543
QC12			5
QC15			4.0372
QC17			4.9853
QC20			4.95
QC21			4.8724
QC23			3.7652
QC24			5
QC29			4.6641
Cout (\$/h)			<u>800.36</u>
P _{Losses} (MW)			8.3655
Q _{Losses} (MVar)			3.0909
DeviationV	2.0733		
L _{kmax}			<u>0.11372</u>

III. Conclusion

Nous notons que nos résultats obtenus par simulation sont en très bonne concordance avec ceux issus de la littérature [III.1]. Nos applications que nous avons réalisées dans le cas mono-objectifs et multi-objectif vérifient bien les contraintes imposées.

Nous avons remarqué que le réseau électrique étudié (IEEE 30 bus) change a chaque fois de configuration (Puissance débitée, Rapport de tension T_{ij} , ...) afin de répondre aux exigences imposé (fonction objective) dans chaque cas et cela en respectant les contraintes imposées (contraintes d'égalités et d'inégalités).

Conclusion générale

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Les opérateurs des réseaux électriques travaillent sous le dilemme de respecter les exigences technico-économiques variables et multiples. La recherche d'une telle solution optimale est devenue alors plus qu'une nécessité. Pour ce faire, l'étude de la répartition optimale des puissances dans un réseau est capitale, elle nécessite l'élaboration d'une méthode de calcul numérique plus stable et efficace afin de répondre à ce besoin.

Dans le présent travail, la première problématique que nous avons traitée est la répartition des puissances en utilisant deux méthodes itératives (Gauss-Seidel, Newton-Raphson). Ces méthodes sont programmées sur MATLAB, et sont testées sur deux réseaux tests (30 jeux de barres).

Dans la deuxième phase de notre travail, nous avons abordé la solution de problème de l'écoulement optimal de puissance dans les réseaux électriques, nous avons traité un problème d'optimisation sous contraintes et avec des objectifs multiples et variés pour un réseau normalisé IEEE 30 bus. Les résultats que nous avons obtenus par simulations ont été comparés avec la littérature où nous avons constaté une très bonne concordance. Nous notons aussi qu'après calcul d'optimisation sous contraintes le réseau électrique étudié change de configuration (plan de production) selon les objectifs fixés (fonction objective) et cela pour fournir la même puissance; parmi les objectifs que nous avons traités nous citons :

- Optimisation du cout « Dispatching économique »
- Amélioration de la stabilité de tension du réseau
- Minimisation des pertes actives
- Minimisation des pertes réactives

Nous avons aussi examiné le cas de l'optimisation sous contraintes et multi-objectifs en calculant le cout de production de la puissance demandé tout en respectant les contraintes fixés, cette application montre que la satisfaction des objectifs et le respect des contraintes imposés est réalisé mais avec des couts qui balancent entre 800 et 1000 \$/h. Cela donne alors un large placard de choix aux gestionnaires de réseaux électriques pour adopter leurs modes gestion.

Les perspectives de ce travail sont multiples ; nous pouvons citer l'intégration sources d'énergie renouvelables dans le réseau, l'emplacement optimal des condensateurs ou source d'énergie renouvelables dans les réseaux de distribution, l'optimisation avec d'une contraintes sur les émissions en CO₂ par exemple et autre.

Références Bibliographiques

- [I.1] site smart grid de la CRE. <http://www.smartgrids-cre.fr/>
- [I.2] Arrêté du 21 *février 2008* fixant les règles *techniques* de *raccordement* aux réseaux de *transport* de *l'électricité* et les règles de *conduite* du système électrique. Le présent arrêté fixe les règles *techniques* de ... de *conduite* du système électrique. Origine. Journal officiel de la République algérienne n° 25, 18 mai 2008.
- [I.3] J.A. Momoh. "Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control In Power Systems Conference and Exposition", PSCE'09. IEEE/PES, pp. 1–8. IEEE, 2009.
- [I.4] Guillaume Guérard, « Optimisation de la diffusion de l'énergie dans les Smart Grids »,
- [II.1] UlasEminoglu, M. Hakan Hocaoglu. «A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models». *Electric Power Systems Research* 76 106–114. 2005
- [II.2] P. G. Ciarlet, « Introduction à l'Analyse Numérique Matricielle et à l'Optimisation ». Masson, Paris. 1982.
- [II.3] M. RAHLI. « *Contribution a l'étude de la répartition optimale des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique* ». Thèse de Doctorat, Université des sciences technologiques USTOran– Algérie- Département d'Electrotechnique. 1996,
- [II.4] Bouchekara, H. R. E. H., Chaib, A. E., Abido, M. A., & El-Sehiemy, R. A.. "Optimal power flow using an Improved Colliding Bodies Optimization algorithm". *Applied Soft Computing*, 42, 119-131. 2016.
- [II.5] Mohamed A. A., Y. S. Mohamed, Ahmed A.M. El-Gaafary, A. M. Hemeida, "Optimal power flow using moth swarm algorithm", *Electric Power Systems Research* 142:190-206, DOI: [10.1016/j.epsr.2016.09.025](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.09.025), 2017.
- [II.6] Bhattacharya, A., & Chattopadhyay, P. K.. "Application of biogeography-based optimisation to solve different optimal power flow problems". *IET generation, transmission & distribution*, 5(1), 70-80. 2011.

- [II.7] Kessel, P., & Glavitsch, H.. “Estimating the voltage stability of a power system”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1(3), 346-354. 1986.
- [II.8] MathWorks :<https://fr.mathworks.com/help>.
- [III.1] Nusair, K.; Alhmoud, L. Application of Equilibrium Optimizer Algorithm for Optimal Power Flow with High Penetration of Renewable Energy. *Energies* **2020**, *13*, 6066. <https://doi.org/10.3390/en13226066>, 2020.
- [III.2] Bouchekara, H. R. E. H., Abido, M. A., & Boucherma, M. Optimal power flow using Teaching-Learning-Based Optimization technique. *Electric Power Systems Research*, 114, 49-59, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.03.032>, (2014).